

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS “STARS” Y “UTCHEM” PARA EL MODELAJE DE PROCESOS QUÍMICOS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Alexis Gammiero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Camacho P.,
Paola B.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

Caracas, Junio 2013.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Camacho P., Paola B., titulado:

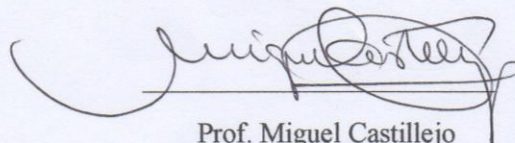
**EVALUACIÓN DE LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS “STARS” Y
“UTCHEM” PARA EL MODELAJE DE PROCESOS QUÍMICOS**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se declaren solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.



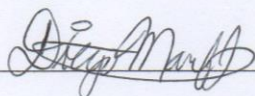
Prof. Adafel Rincón

Jurado



Prof. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. Diego Manfre

Tutor Académico



DEDICATORIA

A mis guías, Dios y mis padres y a mis incentivos, Edicson, Heidi, Viviana y José A.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, por su excelencia y exigencia en la formación de los profesionales del hoy y del mañana, ello se demuestra en la selección de los mejores profesores, que inculcaron no sólo el conocimiento sino los valores y criterios que permitirán defenderse en este mundo competitivo, gracias porque en cada rincón de la casa que vence y vencerá siempre la sombra, me sentí segura y orgullosa de pertenecer a la gran familia ucevista.

Al profesor Alexis Gammiero, por su asesoría en el cumplimiento de los objetivos planteados, por sacrificar parte de espacio y tiempo de su trabajo, por todas las recomendaciones y la paciencia en los momentos más críticos.

Al profesor Diego Manfre, por su apoyo, orientación y confianza brindada en la etapa de culminación de mi Trabajo Especial de Grado.

A Dios y a la fe que tengo en su existencia porque después de una tormenta, resplandeció el sol para dejarme ver las oportunidades con mayor claridad.

A mis padres, por el apoyo y el amor que brindaron en todo momento, por los valores arraigados desde mi infancia y que me permitieron cumplir con esta meta.

A mis hermanos, por el cariño y el ánimo, gracias por hacer sentir que siempre contaré con ustedes.

A Maribel y Jesús Alejandro, por el acompañamiento, el afecto y la disposición que percibí a diario, ustedes contribuyeron a no rendirme en momentos de debilidad.

A la familia Lage Valera por el respaldo y la querencia recibida, en especial a Sira, con quien compartí esta trayectoria universitaria y agradezco por su confianza, sinceridad y ese ímpetu de trabajo que contagia a cualquiera.

A la familia Rivas Hernández, por la amistad y el apoyo dedicado en los momentos de tranquilidad y apogeo, por incluirme en sus oraciones y ofrecer ese calor familiar incomparable.

A las familias Abreu y Gutiérrez por su apoyo, amor y consentimiento en momentos difíciles, sus palabras de aliento me impulsaron a culminar con esta meta.

A mis amigos de Petróleo, por compartir momentos de estudio y diversión, todos inolvidables, ahora más convencida que han sido el mejor grupo de jóvenes competitivos y excelentes que he conocido.

Camacho P. Paola B,
EVALUACIÓN DE LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS
“STARS” Y “UTCHEM” PARA EL MODELAJE DE
PROCESOS QUÍMICOS

Tutor Académico: Prof. Alexis Gammiero. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2013, 177 pág.

Palabras Claves: EOR, procesos químicos, inyección química, polímeros, surfactantes, álcali, simulación, simulador STARS, simulador UTCHEM.

Resumen. Actualmente, para la industria petrolera, la posibilidad de garantizar nuevos descubrimientos o de explotar zonas de difícil acceso cada vez se aminora, es por esto que los esfuerzos se enfocan en mantener una producción razonable que satisfaga con la demanda energética a corto y largo plazo. Una forma de aprovechar la mayor cantidad de hidrocarburos posibles de un yacimiento, si éste ha agotado su energía natural o los métodos de mantenimiento o restablecimiento de presión no resultan eficientes, es mediante la aplicación de técnicas de recuperación mejorada, que consisten en aportar energía, ya sea en forma térmica, química o a través de la inyección de fluidos miscibles. En este trabajo de investigación, encontrará una extensión en las tecnologías de inyección de sustancias químicas que incluyen álcali, surfactantes, polímeros o la combinación de ellos, cuyos principios son mejorar la eficiencia de barrido y aumentar el número capilar mediante la reducción de la tensión interfacial. El modelado de los procesos de inyección química requiere el uso de simuladores composicionales, como STARS y UTCHEM, así como de una metodología que permita hacer un seguimiento de la tecnología desde la selección de la misma hasta su potencial aplicación. Estos simuladores se comparan con el fin de conocer sus alcances en la representación y modelado de los procesos de inyección química.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE FIGURAS.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.1. OBJETIVOS	4
1.1.1 Objetivo general	4
1.1.2. Objetivos específicos	4
1.2. ALCANCE.....	4
1.3. LIMITACIONES	5
1.4. JUSTIFICACIÓN	5
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	7
2.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	7
2.1.1. Recobro primario.....	7
2.1.2. Recobro secundario	7
2.1.3. Recobro terciario	7
2.2. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	8
2.2.1 Procesos miscibles.....	9
2.2.2. Procesos térmicos	9
2.2.3. Procesos químicos	9

2.3. DESPLAZAMIENTO MICROSCÓPICO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	10
2.3.1. Eficiencia de desplazamiento	10
2.3.2. Fuerzas capilares	10
2.3.2.1. Tensión interfacial	10
2.3.2.2. Humectabilidad.....	10
2.3.2.3 Presión capilar	11
2.3.3. Fuerzas viscosas	12
2.3.4. Entrampamiento de fase.....	13
2.3.5. Alteración del Número Capilar.....	13
2.4. DESPLAZAMIENTO MACROSCÓPICO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	14
2.4.1. Movilidad	14
2.4.2. Eficiencia volumétrica de barrido	15
2.4.2.1. Eficiencia de barrido areal.....	16
2.4.2.2. Eficiencia de barrido vertical.....	17
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS PROCESOS QUÍMICOS	17
2.5. INYECCIÓN DE ÁLCALI	17
2.5.1. Reacción del álcali con el petróleo	19
2.5.1.1. Generación de surfactante en sitio	19
2.5.1.2. Reducción de la tensión interfacial	20
2.5.1.3. Efectos de la fuerza iónica y el pH en la tensión interfacial.....	21
2.5.2. Interacciones entre el álcali y la roca	22

2.5.3. Reacción entre el álcali y el agua de formación.....	24
2.5.4. Número ácido.....	25
2.5.5. Consumo total del álcali.....	25
2.5.6. Mecanismos de recobro	26
2.5.6.1. Emulsificación y arrastre.....	26
2.5.6.2. Emulsificación y entrapamiento.....	27
2.5.6.3. Cambio de mojabilidad	27
2.5.6.4. Emulsificación y coalescencia	28
2.5.7. Concentración del álcali.....	29
2.5.8. Condiciones de aplicación de la inyección de álcalis.....	29
2.6. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	31
2.6.1. Tipos de polímeros	31
2.6.2. Estabilidad de los polímeros	32
2.6.3. Mecanismos de degradación de los polímeros.....	32
2.6.3.1. Degradación química	32
2.6.3.2. Degradación biológica	33
2.6.3.3. Degradación mecánica	34
2.6.4. Reología de los polímeros.....	34
2.6.4.1. Factores que afectan la viscosidad aparente.....	38
2.6.5. Flujo de polímeros a través del medio poroso	41
2.6.5.1. Retención del polímero	41
2.6.5.2. Volumen poroso inaccesible.....	42
2.6.5.3. Reducción de la Permeabilidad.....	43

2.6.6. Permeabilidad relativa en la inyección de polímeros	44
2.6.7. Criterios de selección de una inyección de polímeros	45
2.6.7.1. La roca yacimiento.....	45
2.6.7.2. Profundidad del yacimiento y la temperatura.....	46
2.6.7.3. Propiedades de los fluidos	47
2.6.8. Selección del polímero	47
2.6.8.1. Pruebas de Inyectividad	47
2.6.8.2. Pruebas de desplazamiento	48
2.6.8.3. Adsorción	48
2.7. INYECCIÓN DE SURFACTANTES	48
2.7.1. Micelas y microemulsiones	51
2.7.1.1. Tipos de microemulsiones	52
2.7.2. Retención de surfactante	54
2.7.2.1. Precipitación.....	54
2.7.2.2. Adsorción	54
2.7.2.3. Entrampamiento de fase	55
2.7.3. Mecanismos de desplazamiento	55
2.7.3.1. Mecanismos de desplazamiento en inyección de surfactante diluido ...	55
2.7.3.2. Mecanismos de desplazamiento en una Inyección Micelar	56
2.7.4. Permeabilidades relativas en la inyección de surfactante	57
2.7.4.1. Flujo bifásico	58
2.7.4.2. Flujo trifásico	59
2.7.5. Inyección micelar	60

2.8. ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP).....	61
2.8.1. Permeabilidades relativas en una inyección ASP	62
2.9. SURFACTANTE – POLÍMERO.....	62
2.10. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	63
2.10.1. Etapas de un estudio de simulación de yacimientos	66
2.10.1.1. Definición del problema	66
2.10.1.2. Revisión de datos	67
2.10.1.3. Selección de la herramienta de estudio	68
2.10.1.4. Diseño del modelo	70
2.10.1.5. Soporte de programación.....	73
2.10.1.6. Cotejo histórico.....	74
2.10.1.7. Evaluación del cotejo histórico	75
2.10.1.8. Predicción y análisis de resultados	76
2.11. SIMULACIÓN DE PROCESOS QUÍMICOS	77
2.12. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES USADAS EN EL ESTUDIO	82
2.12.1. STARS.....	82
2.12.2. UTCHEM	82
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	84
3.1. Revisión bibliográfica y recopilación de información	85
3.2. Exploración y manejo de los simuladores STARS y UTCHEM.....	85
3.3. Comparación de los módulos de cada herramienta computacional (STARS y UTCHEM).....	87

3.4. Generación de la metodología para la simulación de procesos químicos	87
3.5. Diseño del modelo del proceso de inyección química en STARS y UTCHEM.....	87
3.5.1. Características del núcleo	88
3.5.2. Selección de las dimensiones del núcleo	88
3.5.3. Propiedades roca-fluidos	89
3.5.4. Programa de Inyección.....	91
3.6. Comparación y evaluación de los resultados obtenidos en la simulación de un proceso químico	92
CAPÍTULO IV	93
4.1. COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES	93
4.1.1. Modelado de la adsorción	94
4.1.2. Modelado de la viscosidad	99
4.1.3. Modelado de la densidad	103
4.1.4. Modelado de la permeabilidad relativa	105
4.1.5. Modelado de la tensión interfacial.....	117
4.1.5. Modelado de la presión capilar.....	120
4.1.5. Modelado del factor de reducción de permeabilidad.....	127
4.2. METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE PROCESOS QUÍMICOS .	129
4.2.1. Selección de la tecnología	132
4.2.2. Análisis económico	135
4.2.3. Elaboración de los estudios de laboratorio	135
4.2.4. Simulación de yacimientos	141

4.1.5. Diseño de la prueba piloto	142
4.2.6. Aplicación en campo	143
4.3. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	143
CONCLUSIONES.....	148
RECOMENDACIONES	150
BIBLIOGRAFÍA.....	151
APÉNDICE A	154
Herramientas utilizadas en el estudio	154
APÉNDICE B	155
Propiedades roca – fluido	155
APÉNDICE C	156
Generación de los archivos de datos de entrada a los simuladores	156
ANEXOS	174

LISTA DE TABLAS

2.1. Efectos del álcali, surfactante y polímero en la permeabilidad relativa.....	62
2.2. Data requerida para un estudio de simulación.....	68
2.3. Procedimiento sugerido para la correlación de la historia de campo	75
3.1. Datos para el modelo de permeabilidades relativas	90
3.2. Programa de inyección de la simulación.....	91
4.1. Cuadro comparativo de las herramientas de simulación en estudio	95
4.2. Ventana de aplicación de los Métodos Químicos de Recuperación Mejorada	134
4.3. Evaluación de Laboratorio de un potencial químico.....	137
4.4. Data necesaria para la simulación en STARS y UTCHEM.....	147
B.1. Datos de permeabilidades relativas agua-petróleo para los modelos de de simulación.....	155

LISTA DE FIGURAS

2.1. Mecanismos de recuperación de petróleo	8
2.2. Curva típica de Presión Capilar.....	12
2.3. Esquema de la eficiencia de barrido	15
2.4. Esquema de inyección de álcalis	18
2.5. Tensiones interfaciales en sistemas solución cáustica - petróleo	21
2.6. Efecto del pH y la salinidad en la tensión interfacial entre el petróleo y el agua alcalina	22
2.7. Efecto de la concentración de calcio y magnesio en la tensión interfacial entre el crudo y el agua alcalina.....	24
2.8. Reología de un fluido pseudo-plástico.....	37
2.9. Viscosidad aparente vs. tasa de corte	38
2.10. Viscosidad aparente vs. concentración de sal.....	39
2.11. Estructura del poliacrilamida hidrolizado	40
2.12. Adsorción vs. Concentración de polímero	49
2.13. Comportamiento de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante	50
2.14. Distribución de moléculas de surfactante en solución a concentraciones por debajo de la CCM y por encima de la CCM	51
2.15. Estructura de las microemulsiones	52
2.16. Tipos de microemulsiones y el efecto de la salinidad en el comportamiento de fase.....	53
2.17. Contribuciones de las diversas disciplinas en la simulación de yacimientos.....	64
2.18. Escalas de yacimiento	65

2.19. Actividades en un estudio típico de simulación de yacimientos	66
2.20. Modelos típicos usados en la simulación de yacimientos	72
2.21. Diagrama de flujo típico de un simulador de yacimientos	76
3.1. Etapas de desarrollo del estudio	84
3.2. Formulario de Solicitud de UTCHEM.....	86
3.3. Set de permeabilidades relativas usado en la simulación	90
4.1. Construcción geométrica del método de interpolación lineal.....	111
4.2. Pasos para la aplicación de un método químico de recuperación mejorada.....	132
4.3. Corte de agua resultante en el desplazamiento en núcleo	144
4.4. Recobro de petróleo (STARS)	145
4.5. Recobro de petróleo (UTCHEM).....	146
A.1. Permeabilidades relativas para el modelo de desplazamiento en núcleo con solución polimérica.....	177

INTRODUCCIÓN

La necesidad de satisfacer la demanda energética mundial, siendo los hidrocarburos los recursos pioneros para tal fin, es lo que ha impulsado el crecimiento en la aplicación de métodos de recuperación mejorada de petróleo, con el objetivo de obtener un mayor recobro en los campos. Estos métodos de recuperación mejorada le aportan energía al yacimiento, de forma térmica, química o mediante la inyección de fluidos miscibles, ya sea porque la misma se ha agotado naturalmente o porque la utilización de alguna otra técnica, de restablecimiento o mantenimiento de presión no resulta eficiente o económicamente rentable.

Cada uno de los métodos anteriormente mencionados, afecta de distintas formas al yacimiento y los fluidos contenidos en él. Los procesos térmicos se enfocan en la reducción de la viscosidad del crudo mediante la aplicación de calor, los métodos químicos, mejoran la razón de movilidad e incrementan el número capilar y los procesos miscibles, buscan desplazar la mayor cantidad de petróleo, con un agente de inyección que sea capaz de generar una fase homogénea con éste. Para el presente estudio, el análisis se concentrará en las técnicas químicas de recuperación mejorada, cuyo fluido de inyección puede estar conformado por álcali, surfactante, polímero o la combinación de ellos.

Durante la inyección de sustancias alcalinas, se tiene una reacción con los componentes ácidos del petróleo, para generar surfactantes que permitan principalmente, la reducción de la tensión interfacial entre el agua y el crudo, así como la formación de emulsiones que mejoren la razón de movilidad. La inyección de surfactantes, también se puede hacer de forma directa al yacimiento con el mismo objetivo de la inyección de álcali. Cuando se trata de la adición de polímeros al agua de inyección, se hace con la finalidad de aumentar la viscosidad

de la fase acuosa, mejorar la razón de movilidad entre los fluidos inyectados y los fluidos en sitio, y de esta manera obtener una mayor eficiencia volumétrica de barrido. También, existen otras variaciones de procesos químicos como la inyección de surfactante en forma de micelas (Inyección Micelar) o la inyección de ASP (Álcali-Surfactante-Polímero), el cual se fundamenta en reducir la cantidad de químicos consumidos por unidad de volumen de petróleo recuperado.

Cabe destacar que, el éxito para predecir el comportamiento de un proceso de recuperación mejorada, dependerá de la capacidad de fusionar toda la data disponible en un modelo completo, que permita generar predicciones acerca de los escenarios futuros de producción de petróleo. Dado el punto previo, el ingeniero de yacimientos se vale del uso de simuladores, así como, de su trabajo de interpretación y evaluación de los resultados, para cumplir eficientemente con dicha labor. Es importante mencionar que hay diversidad de herramientas de simulación numérica según su campo de aplicabilidad, están los de tipo Crudo Negro (Black-Oil), composicionales, térmicos y químicos.

La finalidad de este trabajo comprende la comparación de los simuladores STARS (*Steam Thermal and Advanced Reservoir Simulator*) y UTCHEM (*University of Texas Chemical Compositional Simulator*). Para esto, es necesario el conocimiento de las consideraciones, ecuaciones matemáticas, leyes que rigen durante el modelado de procesos químicos, y de esta manera poder evaluar su potencialidad. El primero de ellos es un software creado por la compañía CMG (*Computer Modelling Group LTD*) y el segundo ha sido producto de profundas investigaciones con bases, científica e ingenieril por parte de la Universidad de Texas de Austin.

La importancia del conocimiento de estas herramientas radica en que permiten evaluar y comparar un método químico frente a otros procesos de recuperación

mejorada de petróleo, que toman parte en la vida de explotación de un determinado yacimiento.

Adicionalmente, este estudio servirá para establecer una metodología acerca del modelaje de los procesos de inyección de sustancias químicas, actualmente inexistente en la literatura.

Particularmente, en Venezuela los procesos químicos no han tenido un realce significativo. No obstante, entre los pocos proyectos piloto que se han realizado hasta la fecha se encuentran hacia el campo El Furrial y hacia el Lago de Maracaibo (campos La Salina^[14] y VLA 6/9/21^[18]), donde han confirmado a la inyección de surfactante y ASP como tecnologías potencialmente factibles, respectivamente. Por esta razón, es imprescindible seguir evaluando estas técnicas, con la finalidad de maximizar el recobro de los campos, incluso aquellos con reservas de crudo pesado que estarán por explotarse en los próximos años, y cuya extracción representa un gran desafío para la industria petrolera.

En esta investigación, se describe cómo afectan las propiedades de roca y fluido durante la ejecución de un método de recuperación mejorada, así como el fundamento detallado de cada uno de los procesos de inyección de sustancias químicas. Por otra parte, se mencionarán los aspectos más relevantes acerca de la simulación numérica de yacimientos, seguido de una breve descripción de las herramientas computacionales STARS y UTCHEM. Posterior a la explicación de los pasos seguidos para el alcance de la evaluación de estos simuladores, se reflejarán los resultados, producto de la comparación de los módulos de los mismos y su aplicación en el modelaje de un proceso de inyección química.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general

Evaluar las herramientas computacionales STARS Y UTCHEM para establecer su potencialidad en la simulación de procesos químicos.

1.1.2. Objetivos específicos

- (a) Investigar los fundamentos de cada uno de los procesos químicos y de la simulación numérica de yacimientos.
- (b) Revisar detalladamente la documentación técnica tanto de STARS como UTCHEM.
- (c) Establecer una metodología para la simulación de procesos químicos.
- (d) Evaluar las herramientas computacionales STARS y UTCHEM mediante la simulación de un proceso químico.

1.2. ALCANCE

La comparación de los simuladores STARS y UTCHEM se enfocará principalmente en los aspectos correspondientes a las interacciones roca/fluido y fluido/fluido. Para esto, se consideran las ecuaciones matemáticas, leyes y modelos propuestos, por cada herramienta. Con respecto a la creación de la metodología de la simulación de procesos químicos, se propondrá en función de los procedimientos reportados en los artículos técnicos y la experticia adquirida en ambas herramientas. Por otra parte, la selección del proceso químico a modelar se hará con respecto al alcance de los mismos simuladores. Por último, la

construcción del modelo de un método particular de recuperación mejorada consistirá de data publicada referente a alguna simulación de una prueba piloto.

1.3. LIMITACIONES

Fundamentalmente, el desconocimiento del manejo de las herramientas computacionales STARS y UTCHEM ha sido una de las mayores restricciones encontradas. La primera, a pesar de estar al alcance del público en general puesto que se dispone en la web, no ha tenido renombre acerca de su aplicación en la simulación de procesos químicos. La segunda, aunque había sido explorada durante el curso de carga académica de manera muy somera, no se tiene el dominio o manejo de la misma. Es importante mencionar que STARS por ser un simulador comercial de CMG, sujeta a esta investigación una dependencia por la licencia suministrada por dicha compañía a la sala de simulación de la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela. El modelo generado en este estudio fue tomado de correlaciones y datos encontrados en artículos técnicos.

1.4. JUSTIFICACIÓN

Ante la búsqueda de mayores recobros en los campos petroleros, surge la necesidad de explorar la diversidad de herramientas existentes, que permitan evaluar los métodos de recuperación mejorada, aplicables según las características de la roca, los fluidos, la disponibilidad de facilidades de superficie y capital financiero. Estos métodos pueden ser de tres tipos, químicos, térmicos o miscibles y las herramientas que coadyuvan en el análisis de su comportamiento, mediante un modelo de yacimientos, son los simuladores. Por esta razón, conocer la potencialidad de STARS y UTCHEM facilitará su manejo y adecuación a las áreas y procesos de interés.

Por otra parte, la simulación de procesos químicos como métodos de recuperación mejorada de petróleo no ha sido extendida en la literatura, por lo que la creación

de una metodología para ello, proporcionará una base y guía para el usuario interesado en tal actividad.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

2.1.1. Recobro primario

Se refiere a la producción de hidrocarburos que depende de la energía natural del yacimiento, ella varía según el agotamiento de presión y la evolución del gas disuelto que lo acompaña^[32], puede ocurrir expansión de la capa de gas o influjo de agua si al yacimiento le subyace un acuífero.

2.1.2. Recobro secundario

Consiste en la aplicación de técnicas cuyo propósito sea, principalmente, restablecer o mantener la presión del yacimiento.^[15] Cuando la energía natural es agotada o se está obteniendo un recobro económico de petróleo insignificante, entonces al yacimiento se le debe adicionar energía, usualmente, mediante la inyección de agua o gas. El proceso depende principalmente del desplazamiento físico, se puede considerar que imita al proceso natural de influjo de agua o expansión de gas.

2.1.3. Recobro terciario

Se refiere a la producción de hidrocarburos adicional, producto de la aplicación de métodos que suplementan la energía (de diferentes tipos) al yacimiento. Esto ocurre, cuando la recuperación secundaria no resulta en niveles económicos

satisfactorios o las características del yacimiento no permiten aplicarla. Las condiciones del flujo de fluidos mejorados dentro del yacimiento son usualmente inducidas por calor, interacción química entre el fluido inyectado y el petróleo del yacimiento, transferencia de masa, y/o cambio de propiedades del crudo, de tal manera que el proceso facilite el movimiento del mismo a través del yacimiento. En los procesos de recobro terciario generalmente se incluyen los métodos térmicos, químicos, de gas miscible y microbiano. Ellos son también referidos como procesos de recuperación mejorada de petróleo, tal como se puede observar en el esquema de la Figura 2.1.

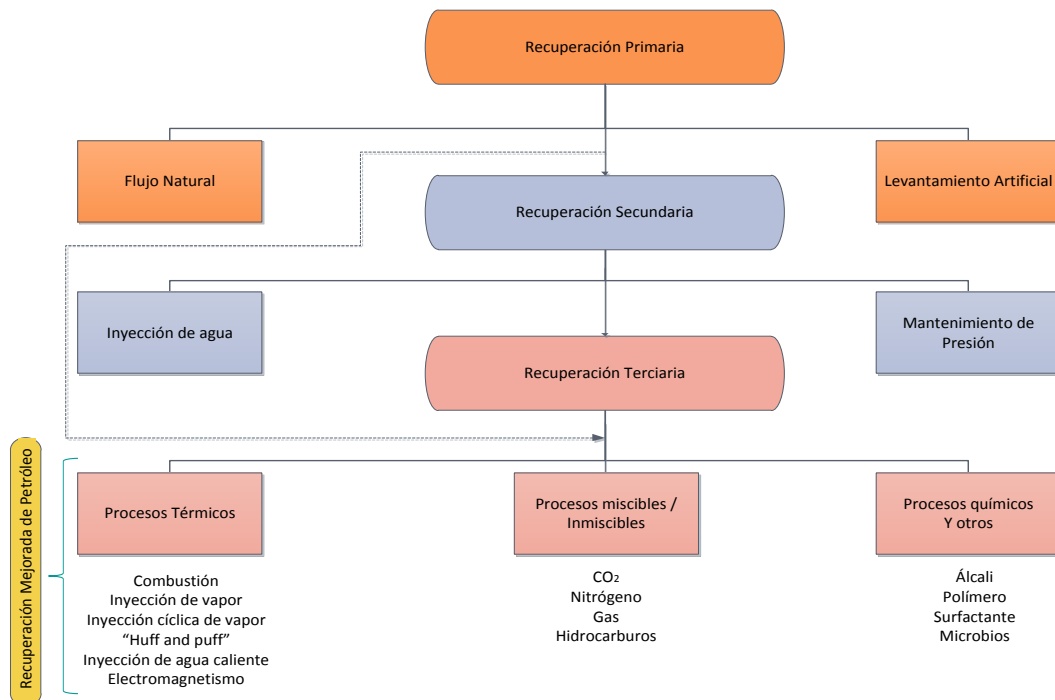


Figura 2.1. Mecanismos de recuperación de petróleo.^[31] (Mod. Camacho)

2.2. RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Estos procesos se enfocan en un sistema roca/petróleo/agente de inyección y en la interacción de las fuerzas capilares y viscosas.

2.2.1 Procesos miscibles

El objetivo primordial es lograr desplazar el petróleo con un fluido que pueda formar una única fase con el petróleo cuando es mezclado^[17]. Se pueden implementar dos variaciones de este proceso, la primera, por miscibilidad al primer contacto, cuyo fluido inyectado es totalmente miscible con el crudo desde el momento en que se encuentra con éste a condiciones de yacimiento, la segunda, por miscibilidad de múltiples contactos, cuyo fluido inyectado interactúa con el crudo, ocurriendo así una transferencia de masa y por ende, cambios en la composición que a ciertas condiciones de presión y temperatura permitirá alcanzar la formación de una fase homogénea.

2.2.2. Procesos térmicos

Este grupo incluye vapor, combustión e inyección de agua caliente o cualquier método que eleve la temperatura dentro del yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo. Los procesos térmicos mejoran tanto la eficiencia de desplazamiento macroscópico mediante la reducción de las fuerzas viscosas como la eficiencia de desplazamiento microscópico a través de la reducción de la tensión interfacial.

2.2.3. Procesos químicos

Consiste en la inyección de químicos como polímeros, surfactantes, álcalis o la combinación de ellos cuyos principios son, mejorar la razón de movilidad e incrementar el número capilar^[11]

2.3. DESPLAZAMIENTO MICROSCÓPICO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

2.3.1. Eficiencia de desplazamiento

Asumiendo una densidad de petróleo constante, la eficiencia de desplazamiento (Ecuación 2.1) es la razón entre la cantidad de petróleo desplazado y la cantidad de este mismo fluido que es contactado por el agente desplazante.

$$E_D = \frac{\text{Volumen de petróleo desplazado}}{\text{Volumen de petróleo contactado por el agente desplazante}} \quad (2.1)$$

Obviamente, la eficiencia de desplazamiento está limitada entre 0 y 1. La tasa a la cual esta eficiencia alcanza la unidad está fuertemente afectado por las condiciones iniciales, el tipo y la cantidad del agente desplazante. Las propiedades de roca, fluido e interacciones roca-fluido también influyen sobre dicha eficiencia.

2.3.2. Fuerzas capilares

2.3.2.1. Tensión interfacial

Siempre que fases inmiscibles coexistan en un medio poroso, la energía superficial relacionada a la interface entre los fluidos influye en las saturaciones, distribución y desplazamiento de las fases. La fuerza por unidad de longitud requerida para crear una nueva área superficial es la tensión interfacial, usualmente expresada en dinas/cm^[13] y se denota con la letra griega sigma σ .

2.3.2.2. Humectabilidad

Se define como la habilidad de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de un segundo fluido. La humectabilidad afecta la naturaleza de las saturaciones de los fluidos y las características generales de la permeabilidad relativa del sistema roca/fluido. La ubicación de una fase dentro de la estructura poral depende de la humectabilidad de la misma.^[13] Según París

(2001), se considera una propiedad importante debido a que afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento de las rocas yacimiento. Una medida de ella es el ángulo de contacto θ_c , el cual se relaciona con las energías de superficie, mediante la Ecuación 2.2, la cual representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de dos fluidos con la superficie sólida, lo cual genera una tensión de adhesión. Cabe destacar que los términos $\sigma_{os} - \sigma_{ws}$, pueden determinarse independientemente y únicamente en laboratorio.

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (2.2)$$

Donde

σ_{ow} es la tensión interfacial petróleo – agua [dinas/cm]

θ_c es el ángulo de contacto [grados, °]

Por otra parte, si se toma en cuenta el ángulo de contacto como una medida cualitativa de la humectabilidad, se tendrán una serie de afirmaciones, ellas son^[23]:

- (a) Si A_t es positiva, indica que el líquido más denso (agua) moja preferencialmente la superficie sólida y $\theta_c < 90^\circ$.
- (b) Si A_t es negativa, indica que el líquido menos denso moja preferiblemente la superficie sólida y $\theta_c > 90^\circ$.
- (c) Si A_t es cero, indica que ambas fases tienen igual afinidad por la superficie sólida y $\theta_c = 90^\circ$.

2.3.2.3. Presión capilar

Es la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, como se observa claramente en la Ecuación 2.3.

$$P_c = p_{nm} - p_m \quad (2.3)$$

Donde

p_{nm} es la presión correspondiente a la fase no mojante, [lpc]

p_m es la presión correspondiente a la fase mojante, [lpc]

Características de una curva de presión capilar^[23]

- (a) Se requiere una presión mínima de desplazamiento (presión de umbral), para que la fase mojanante sea desplazada por la fase no mojanante.
- (b) La pendiente de la curva durante el drenaje es una buena medida acerca rango de distribución del tamaño de poros, se considera una mayor uniformidad del tamaño de poros a una mayor horizontalidad de la curva.
- (c) La saturación de la fase mojanante a la cual la P_c aumenta sin cambios de saturación, comúnmente se le denomina irreducible de la fase mojanante.
- (d) Las curvas de presión capilar muestran el fenómeno de histéresis, es decir, dependen de la historia del proceso de saturación. En este momento, se hace imprescindible citar dos términos importantes; imbibición y drenaje. El primero es el proceso que origina un aumento de saturación de la fase mojanante y el segundo, el proceso inverso (disminución de la saturación de la fase mojanante).

Cada uno de los elementos típicos que pertenecen a una curva de presión capilar y que se explicaron previamente, se señalan en la Figura 2.2, mostrada a continuación.

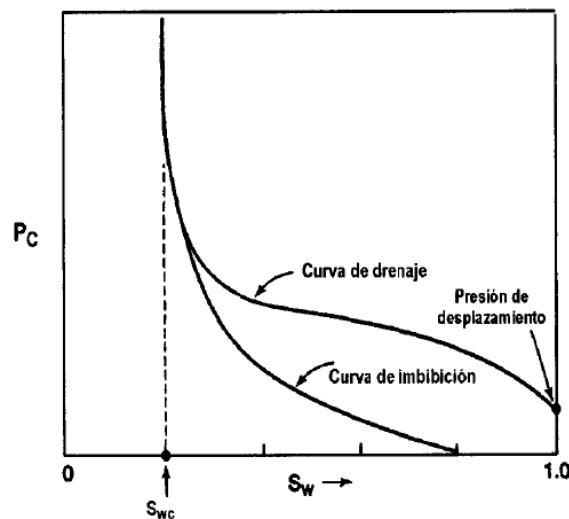


Figura 2.2. Curva típica de Presión Capilar^[23]

2.3.3. Fuerzas viscosas

Este tipo de fuerzas se reflejan en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de fluidos a través del medio poroso^[13]. Una de las

aproximaciones más simples usadas para calcular las fuerzas viscosas es considerar al medio poroso como un haz de tubos capilares paralelos. Asumiendo lo anterior, la caída de presión para un flujo laminar a través de un tubo vendrá dada por la Ley de Poiseuille o la Ley de Darcy.

2.3.4. Entrampamiento de fase

El entrampamiento de petróleo u otro fluido en el medio poroso no ha podido ser descrito matemáticamente, sin embargo, se sabe que depende de (a) la estructura poral del medio (b) las interacciones roca/fluido relacionadas a la humetabilidad y (c) las interacciones fluido/fluido reflejadas en la tensión interfacial y algunas veces, en las inestabilidades del flujo. Tanto el entrampamiento como la movilización están relacionados a dichos factores en una manera compleja. Aunque no se profundizará en este tópico, en la literatura se dispone de algunos modelos que podrían intentar describir las fuerzas implicadas en tales fenómenos.

2.3.5. Alteración del Número Capilar

El número capilar está definido según se describe en la Ecuación 2.4^[11]

$$N_c = \frac{k \cdot \Delta p}{\sigma \cdot L} \quad (2.4)$$

Donde

σ es la tensión interfacial entre los fluidos desplazado y desplazante [dinas/cm]

k es la permeabilidad efectiva al fluido desplazado [md]

$\frac{\Delta p}{L}$ es el gradiente de presión [lpc/pie]

El número capilar se puede incrementar con la finalidad de lograr una menor saturación de petróleo residual a través de la reducción de la viscosidad del petróleo, o el incremento del gradiente de presión pero más aún por la disminución de la tensión interfacial. Otros efectos como la emulsificación en

sitio, bloqueo de los poros más grandes por la gotas de emulsión, formación de precipitados, interacción con la superficie rocosa, conducen a cambios en la mojabilidad, por lo tanto, alteración en la permeabilidad relativa, el movimiento de finos también desempeña un rol en la inyección de químicos.^[11]

2.4. DESPLAZAMIENTO MACROSCÓPICO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

2.4.1. Movilidad

Es la facilidad con la que un fluido se mueve en el yacimiento. Se puede determinar mediante la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del mismo, tal como se expresa en la Ecuación 2.5.^[23]

$$\lambda_x = \frac{k_{rx}}{\mu_x} \quad (2.5)$$

2.4.1.1. Relación de Movilidad

La razón de movilidad, M, es definida como la movilidad del fluido desplazante (λ_{iny}) dividida por la movilidad del fluido desplazado (λ_o), como se puede confirmar en la Ecuación 2.6. Si $M > 1$, el fluido desplazante, por ejemplo el agua, se mueve más fácilmente que el líquido desplazado (petróleo), lo cual es un escenario no deseable porque el agua fluirá rápidamente, moviendo ineficientemente al crudo. De esta manera, la razón de movilidad determina la eficiencia de desplazamiento, es decir, la eficiencia microscópica del desplazamiento del petróleo dentro de los poros^[11]. Al igual que la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia de barrido areal disminuye a medida que la relación de movilidades aumenta.

$$M = \frac{\lambda_{iny}}{\lambda_o} \quad (2.6)$$

2.4.2. Eficiencia volumétrica de barrido

Se emplea frecuentemente para estimar el recobro de petróleo mediante el uso de los conceptos de balance de materiales.^[11]

La Ecuación 2.7 muestra claramente su definición, es una relación volumétrica, de petróleo contactado por el agente desplazante y petróleo original en sitio, respectivamente.

$$E_v = \frac{\text{Volumen de petróleo contactado por agente desplazante}}{\text{Volumen de petróleo original en sitio}} \quad (2.7)$$

Además, puede ser considerada conceptualmente como un producto de las eficiencias areal y vertical, como se expresa en la Ecuación 2.8, siempre que se considere un yacimiento estratificado y que tenga porosidad, espesor y saturaciones de hidrocarburos uniformes.

$$E_v = E_A E_I \quad (2.8)$$

En la Figura 2.3 se observa el esquema de la eficiencia de barrido en cada una de sus componentes, vertical y areal, en ella se puede notar el comportamiento general del fluido desplazante, es decir, la manera en que va invadiendo las zonas del yacimiento, a medida que transcurre el tiempo.

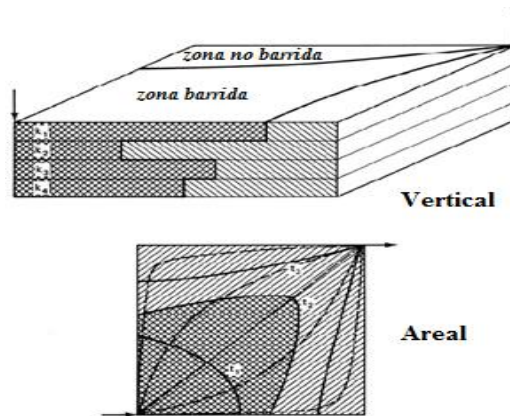


Figura 2.3. Esquema de la eficiencia de barrido.^[15]

2.4.2.1. Eficiencia de barrido areal

Se define a la fracción (Ecuación 2.9) de área horizontal que es contactada por el fluido inyectado.

$$E_A = \frac{\text{Área contactada por el agente desplazante}}{\text{Área total}} \quad (2.9)$$

La eficiencia de barrido areal está relacionada con las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, entre otros) y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado. Así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos. Entre los diversos factores que pueden afectar o modificar el comportamiento de la eficiencia de barrido areal son:

- (a) Geometría de los pozos de inyección y producción: se refiere a la configuración areal o patrón existente entre los tipos de pozos (inyectores, productores).^[23]
- (b) Razón de movilidad: Es común que la eficiencia areal disminuya cuando la razón de movilidad aumenta.^[23]
- (c) Volumen de fluidos inyectados: La eficiencia areal aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo.^[23]
- (d) Densidad y viscosidad de los fluidos (en sitio e inyectados).

En complemento, los autores, Green y Willhite (1998), consideran que la eficiencia areal se encuentra afectada por la heterogeneidad en la permeabilidad del yacimiento y del valor relativo de las fuerzas gravitatorias y viscosas. Por otra parte, Lake (1989), considera que aunque la eficiencia de barrido areal puede ser determinada a través de la simulación o por métodos analíticos, la fuente más común de data de ella es a partir de desplazamientos en modelos físicos a escala.

2.4.2.2. Eficiencia de barrido vertical

La fracción del área vertical total que es contactada por el fluido inyectado la Ecuación 2.10 representa claramente su definición, suele llamarse también eficiencia de conformación o de intrusión fraccional.

$$E_I = \frac{\text{Área vertical o sección transversal contactada por el agente desplazante}}{\text{Área vertical (sección transversal) total}} \quad (2.10)$$

Esta eficiencia se encuentra afectada por diversos factores que se citan a continuación:

- (a) Heterogeneidad del yacimiento.
- (b) Razón de movilidad: al aumentar la M, disminuye la eficiencia de barrido vertical.
- (c) Volumen de fluido inyectado: la E_I aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo.
- (d) Flujo cruzado entre capas.

Además de lo anterior, Green y Willhite (1998) consideran importantes la segregación gravitacional causada por diferencias de densidad, la anisotropía en la permeabilidad del yacimiento y las fuerzas capilares.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS PROCESOS QUÍMICOS

2.5. INYECCIÓN DE ÁLCALI

Este método consiste en aumentar el pH del agua de inyección mediante la adición de un agente alcalino (como carbonato de sodio, silicato de sodio, hidróxido de sodio), el cual reacciona con los componentes ácidos del crudo para producir surfactantes. La generación de dichas sustancias tenso-activas disminuye la tensión interfacial (TIF) entre el agua y el petróleo, además, permite formar emulsiones que ayudan a mejorar la razón de movilidad y a solubilizar las membranas rígidas interfaciales.^[35] La reducción de la tensión interfacial por

El proceso comienza con un preflujo, para condicionar el yacimiento, luego la inyección del tapón de la solución alcalina, seguido por una solución polimérica para el control de la movilidad y por último, un fluido de empuje (agua) que mueve los químicos y el banco de petróleo resultante hacia los pozos productores^[15] tal como se muestra en la Figura 2.4.



(a) Tipo de sustancias alcalinas
(b) Interacciones fluido/fluido

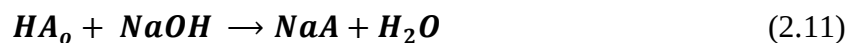
- (b.1) Emulsificación
- (b.2) Expansión de petróleo
- (b.3) Precipitación
- (b.4) Reducción de la tensión interfacial
- (c) Interacción fluido/roca
 - (c.1) Intercambio iónico
 - (c.2) Disolución de la roca
 - (c.3) Alteración de la mojabilidad
- (d) Propiedades de la roca yacimiento
- (e) Consumo de álcali
- (f) Uso de polímeros

2.5.1. Reacción del álcali con el petróleo

2.5.1.1. Generación de surfactante en sitio

El álcali inyectado reacciona con los componentes saponificables (ácidos) del petróleo en el yacimiento, cuyas fracciones principales son ácidos carboxílicos, carboxifenoles, porfirinas y asfaltenos^[8]. El contenido ácido de un crudo tiende a ser considerable cuando su composición base es alta en nafténicos, en el caso donde esto no ocurre, se recomienda inyectar al yacimiento un tapón de petróleo con ácidos orgánicos, seguido por el agua alcalina.

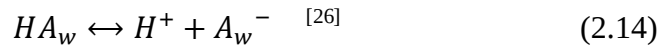
La química entre el álcali-petróleo es descrita mediante la división de un componente pseudo-ácido (asumido altamente soluble en petróleo) entre las fases de petróleo y agua y subsecuente hidrólisis, la cual se muestra en la Ecuación 2.11, en la presencia de álcali para producir un surfactante aniónico A^- soluble^[35], cuyo componente es denotado convencionalmente como $RCOO^-$, tal como aparece en la Ecuación 2.12.



Es decir,



El grado de la reacción que ocurre en la interface agua/petróleo depende fuertemente del pH de la solución acuosa. Una fracción de ácidos orgánicos del petróleo son ionizados con la adición de un álcali, mientras otros se mantienen electrónicamente neutros. El hidrógeno unido interacciona entre los ácidos ionizados y neutros y pueden formar jabones ácidos. Toda la reacción, que aparece en la Ecuación 2.11 es descompuesta a una distribución del ácido molecular entre las fases de petróleo y agua, como se demuestra en la Ecuación 2.13 y una hidrólisis en la fase acuosa, tal como en la Ecuación 2.14:



HA denota una sola de las especies ácidas, A denota una gran cadena orgánica y los subíndices o y w representan las fases de petróleo y agua, respectivamente.

2.5.1.2. Reducción de la tensión interfacial

El surfactante generado se adhiere a la interface petróleo-agua para reducir la TIF. La Figura 2.5 muestra las medidas de TIF de varias soluciones cáusticas versus petróleo a diferentes salinidades, las mismas son sensibles tanto a la concentración de NaOH como a la salinidad, mostrando un mínimo en el rango de concentración de NaOH desde 0.01 a 0.1 % del peso. La reducción en la tensión interfacial en estos experimentos está limitada por la emulsificación espontánea de la mezcla petróleo-agua cuando la tensión interfacial alcanza un mínimo. Además, se ha observado que la tensión interfacial mínima ocurre en un rango muy ceñido de concentraciones alcalinas, típicamente 0,05 a 0,1% del peso con una tensión interfacial mínima de 0,01mN/m. ^[15]

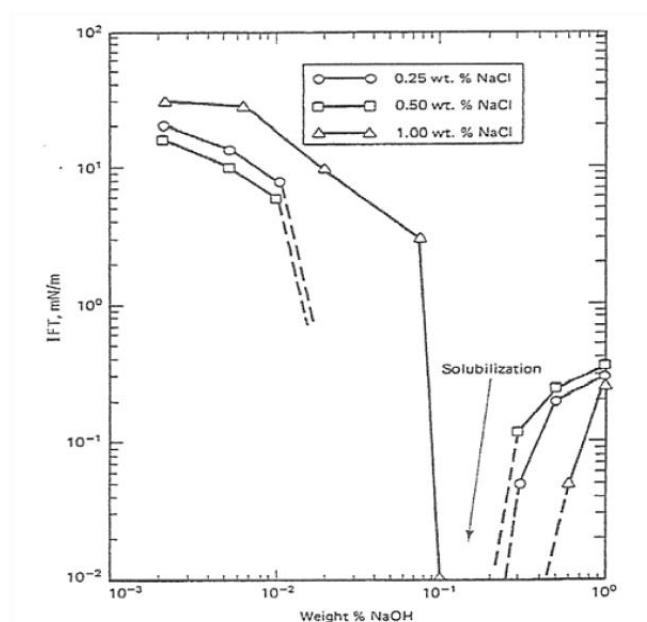


Figura 2.5. Tensiones interfaciales en sistemas solución cáustica - petróleo.^[15]

La figura citada sugiere una salinidad óptima aproximada a 1% del peso de NaCl para una solución de NaOH de 0.03 % del peso. En realidad, Jennings y otros autores^[15] demostraron mediante experimentos de recobro de petróleo, que hay una concentración óptima de NaOH para una salinidad dada.

2.5.1.3. Efectos de la fuerza iónica y el pH en la tensión interfacial

El rango de concentración en el que la TIF entre un crudo y la solución alcalina es mínima, es muy restringido, fuera de él la TIF incrementa drásticamente. Cuando se seleccionan químicos para un proyecto, se llevan a cabo distintos análisis, ya sea que se realice uno de la salinidad por el cambio de la misma mientras se fija una concentración de álcali, o se puede generar un análisis del álcali por el cambio de concentración de este agente mientras se fija una salinidad. A mayor concentración de álcali (pH) también incrementa la fuerza iónica (salinidad). En general, la salinidad es más alta que la concentración de álcali usado (lo más probable es que sea menor al 1 – 2%).

La reducción en la TIF entre el petróleo y el agua alcalina depende del pH del agua, la concentración y el tipo de sales en solución, así como la concentración y el tipo de ácidos orgánicos en el petróleo. En la Figura 2.6 se puede notar que la tensión interfacial alcanza un valor mínimo en un rango de pH entre 8.2 a 9.2.

2.5.2. Interacciones entre el álcali y la roca

Los químicos alcalinos utilizados en la inyección pueden tener ciertas interacciones con los minerales de la roca yacimiento causando un retardo excesivo en la propagación de estos químicos a través del medio permeable.

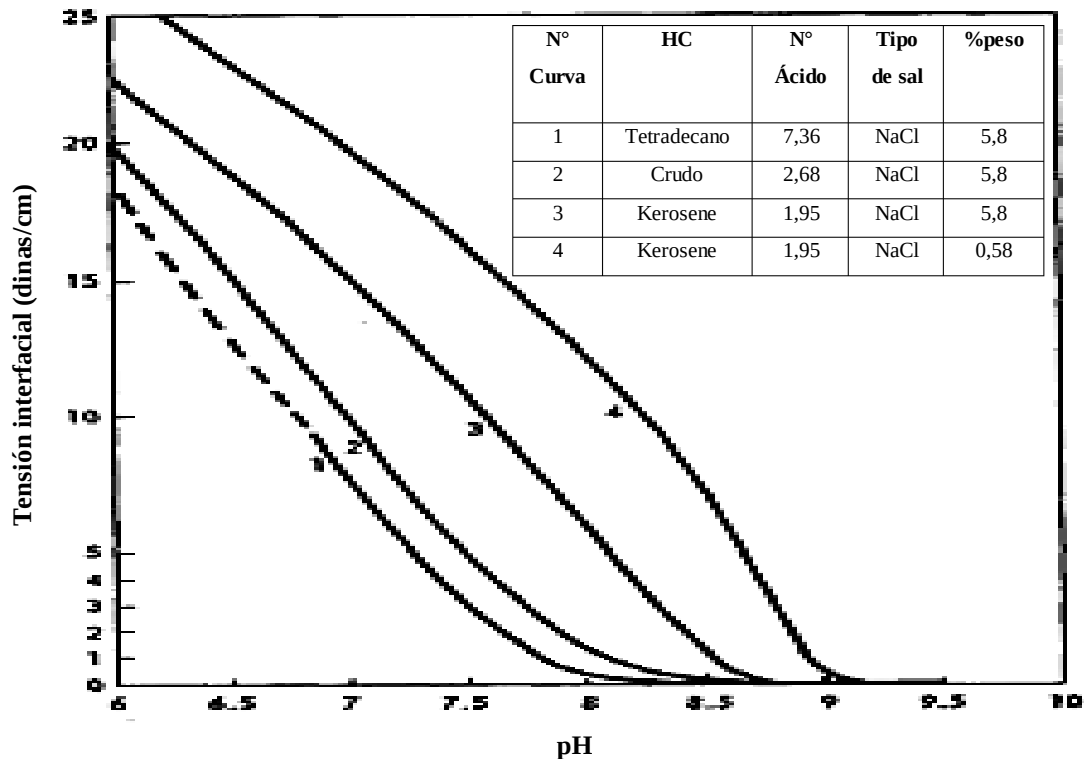


Figura 2.6. Efecto del pH y la salinidad en la tensión interfacial entre el petróleo y el agua alcalina.^[7]

Debido a la complejidad de la mineralogía de los yacimientos, el número de reacciones posibles con el álcali es bastante alto. En consecuencia, por el área superficial de arcilla considerablemente expuesta, estos materiales son una parte importante en el proceso de desplazamiento de la solución alcalina.

Inicialmente, cuando la arcilla en equilibrio con el agua de formación es contactada por la solución alcalina, la superficie rocosa intentará equilibrarse con su nuevo ambiente y comenzará un intercambio de iones entre la superficie sólida (el hidrógeno es uno de los iones presentes) y la solución alcalina. Como el pH de la solución incrementa, los iones de hidrógeno reaccionan con los iones de hidróxido contenidos en el fluido inyectado, reduciendo el pH de la solución alcalina. Por esta reacción, la base presente en la mezcla es agotada a medida que dicha solución se mueve a través del yacimiento. Los iones de calcio (encontrado en las arcillas así como iones de magnesio) son indeseables en el fluido alcalino, y su concentración debe mantenerse en un valor muy bajo, ya que elevan la TIF entre el petróleo y el agua alcalina, este comportamiento está representado en la Figura 2.7. La reacción de estos iones (Ca^{+2} y Mg^{+2}) con el álcali puede generar precipitación, disolución de minerales de la roca (sílice) y por lo tanto, taponamiento u obstrucción del medio poroso.

La interacción del álcali con los minerales de la roca, además del intercambio de iones e hidrólisis, puede incluir reacciones de disolución congruentes e incongruentes, formación de sal insoluble por la reacción con los iones de los fluidos en el poro y los intercambiados con la superficie rocosa. Retomando lo anterior, la disolución congruente, quiere decir, que sucede en partes de un mineral sin que la porción no disuelta del mismo sea modificada, en contraste, la disolución incongruente se refiere a la disolución de un mineral y la formación de otro diferente o que la parte remanente del mineral se altere a otro.

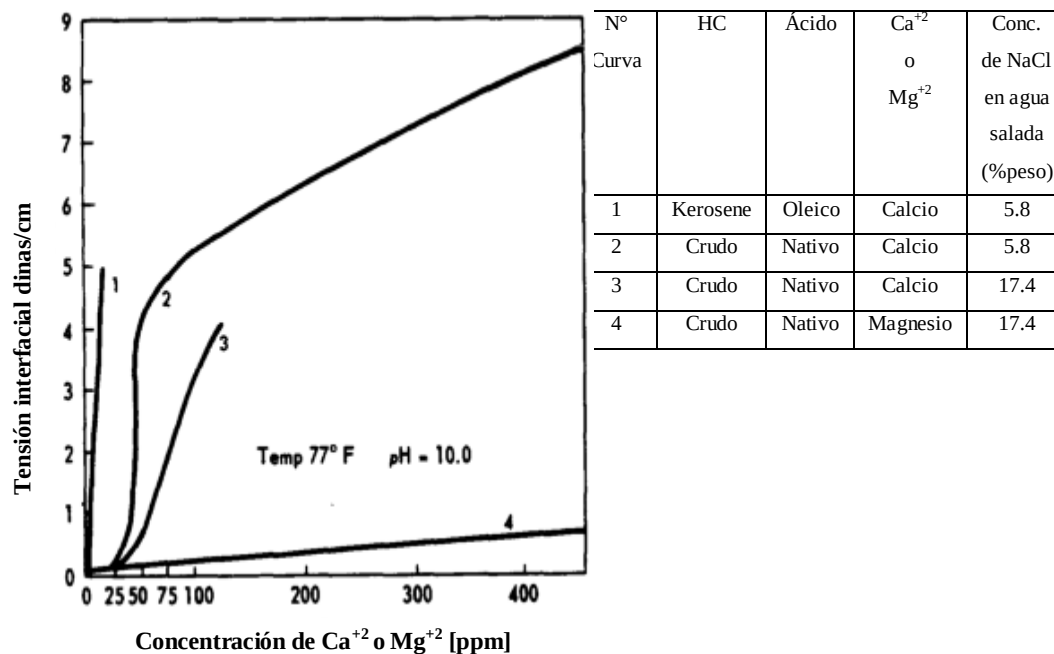


Figura 2.7. Efecto de la concentración de calcio y magnesio en la tensión interfacial entre el crudo y el agua alcalina^[7].

2.5.3. Reacción entre el álcali y el agua de formación

La primera reacción del álcali con el agua de formación es reducir la actividad de cationes multivalentes como el calcio y magnesio. El contacto del álcali con estos iones, puede formar precipitados de hidróxido de calcio e hidróxido de magnesio, carbonato o silicato, dependiendo del pH, concentración de iones, temperaturas y otros. Estos precipitados pueden causar desviación del fluido en el yacimiento, creando un mejor contacto del fluido inyectado con los canales menos permeables y/o menos invadidos, pudiendo contribuir, entonces, al recobro mejorado. Además, esta reducción de actividad catiónica de la salmuera del yacimiento conllevará a una mayor actividad del surfactante y menores valores de tensión interfacial^[26]

2.5.4. Número ácido

Se define como la cantidad, en miligramos, de hidróxido de potasio (KOH) requerido para neutralizar (pH=7) un gramo de petróleo. La potencialidad de un crudo se puede percibir en la capacidad que posee para formar surfactantes, es por ello, que existe un procedimiento para caracterizar crudos candidatos para la inyección de sustancias alcalinas y es a través de la medición del número ácido.

2.5.5. Consumo total del álcali

El consumo del álcali se puede representar a través de la Ecuación 2.15:

$$C_i - C_{(t)} = \Delta C_o + \Delta C_w + \Delta C_c + \Delta C_D \quad (2.15)$$

Donde C_i y $C_{(t)}$ son las concentraciones, inicial y actual, respectivamente; ΔC_o es el consumo de álcali por su reacción con el crudo para generar surfactantes, ΔC_w es el consumo de álcali causada por la reacción con los iones multivalentes presentes en el agua de formación, ΔC_c consumo durante el intercambio de iones entre la solución alcalina y la roca, finalmente, ΔC_D el consumo durante la reacción de disolución entre el álcali y la roca.

Estos últimos cuatro términos, deben ser determinados experimentalmente en un laboratorio, las condiciones deben ser lo más cercanas posible a las condiciones de campo. Realmente, lo que se obtendrá es una aproximación para estimar el consumo de cada tipo, en la práctica, no se pueden inducir todos los experimentos necesarios debido al costo, la disponibilidad de recursos y el tiempo limitado. Una regla general es que la concentración de álcali es de 0.05 a 2% y el volumen de inyección es de 0.1 a 0.23 del volumen poroso.

2.5.6. Mecanismos de recobro

2.5.6.1. Emulsificación y arrastre

Los químicos alcalinos pueden generar un recobro mejorado de petróleo a través de la formación de emulsiones. La emulsificación produce petróleo adicional, por lo menos, en dos maneras: a través de la reducción de la razón de movilidad, ya que muchas de estas emulsiones tienen una viscosidad sustancialmente alta, y a través de la solubilización y arrastre de petróleo en una corriente de flujo acuoso. El primer mecanismo mejora el desplazamiento y el barrido volumétrico, como lo hace cualquier otro agente de control de movilidad.^[15]

Cuando el agua alcalina y el petróleo fluyen simultáneamente por el medio poroso, se forma una emulsión viscosa “externa de petróleo”, las propiedades de flujo de este tipo de emulsión permite que se genere un gradiente de presión alto y variable en las adyacencias del frente de la emulsión, sin embargo, estos gradientes de presión son capaces de superar las fuerzas capilares y desplazar al petróleo del espacio poroso. La formación local de emulsiones altamente viscosas no es deseable, puesto que podría promover la inestabilidad del sistema.

La emulsificación depende potencialmente de la tensión interfacial agua-petróleo. Cuanto menor sea la tensión interfacial, es más fácil que la emulsión ocurra, la estabilidad de la misma obedece a la película formada en la interface agua/petróleo. Los componentes ácidos en el crudo podrían reducir la TIF para hacer que la emulsificación se produzca con facilidad, mientras que los surfactantes y asfaltenos se adsorben sobre la interface para generar una película más fuerte y de este modo mejorar la estabilidad de la emulsión. En la inyección alcalina, las emulsiones son instantáneas y muy estables. Desde el punto de vista de la emulsificación, la tensión interfacial mínima dinámica cumple un rol importante en la recuperación mejorada de petróleo. Algunos investigadores observaron experimentalmente que este mecanismo no es completamente

reversible, al alcanzar tensiones interfaciales dinámicas ultrabajas, entonces ocurría la emulsificación^[26]

La solución cáustica tiene la habilidad de prevenir la adherencia del crudo a las superficies de la roca. La condición necesaria para el arrastre continuo, parece ser manteniendo la TIF a un nivel bajo a medida que se mueve la mezcla a través del yacimiento. El proceso ocurre a partir de la formación de una emulsión estable crudo en agua y el arrastre de la emulsión en la solución alcalina que fluye. Para mejorar el proceso de emulsificación, la salinidad de la solución alcalina debe ser ajustada a fin de obtener la óptima. Las condiciones para que ambos mecanismos ocurran son; alto pH, número ácido bajo, poca salinidad, y que el diámetro de la emulsión agua-petróleo sea menor que el diámetro de la garganta de poro.

2.5.6.2. Emulsificación y entrapamiento

En estos mecanismos, la eficiencia de barrido está impuesta por la acción de las gotas de petróleo emulsificado que bloquea las gargantas de poro. Las condiciones para que este mecanismo ocurra son; alto pH, número ácido moderado, baja salinidad, diámetro de la emulsión agua-petróleo sea mayor que el diámetro de la garganta de poro.

2.5.6.3. Cambio de mojabilidad

El cambio de mojabilidad es causada por la adsorción de moléculas de surfactante (formado de la reacción interfacial) a la superficie sólida. En un estado original de mojabilidad del medio, la fase no mojante ocupa los poros grandes y la fase mojante ocupa poros pequeños. Si la mojabilidad de un medio se revierte, el fluido no mojante existirá en los poros pequeños, y el fluido mojante en los grandes. La redistribución resultante del fluido, así como el intento de las fases por conseguir su estado natural, harán a ambas fases vulnerables para recuperar a través de las fuerzas viscosas.

(a) Mojado al petróleo a mojado al agua

Cuando la mojabilidad es cambiada de mojado a petróleo a mojado al agua, la producción de petróleo incrementa debido a los cambios favorables en las permeabilidades. Como el petróleo residual en un medio poroso mojado al agua es inmóvil, en comparación con la fase continua de petróleo residual en un medio poroso mojado al petróleo. Las rocas mojadas al agua podrían no responder a este mecanismo, así que por ello, está limitado a yacimientos mojados al petróleo donde el sistema podría ser invertido.

(b) Mojado al agua a mojado al petróleo

En un sistema mojado al agua, al invertir su mojabilidad de un tipo mojado al petróleo, la menor saturación de petróleo residual que se alcanza a través de una baja tensión interfacial y las emulsiones agua en petróleo viscosas, actúan juntas para obtener un número capilar alto. Obviamente, la salinidad en el agua alcalina debe ser alta para que la emulsión agua/petróleo pueda ser generada con la ayuda de tensiones interfaciales bajas causadas por el surfactante y las superficies de la roca cambien a ser mojadas por petróleo.^[26]

Acá, el petróleo residual no mojante es convertido a la fase continua mojante, proveyendo una trayectoria de flujo ya que de otra manera estaría atrapado. Al mismo tiempo, una baja tensión interfacial induce la formación de una emulsión “externa de petróleo” con gotas de agua en la fase mojante y continua de petróleo. Estas gotas de la emulsión tienden a bloquear el flujo, generando un gradiente de presión alto en la región donde se forman.

2.5.6.4. Emulsificación y coalescencia

Ambos mecanismos están relacionados a la emulsión agua/petróleo espontáneamente formada. Las gotas de petróleo aisladas son emulsificadas después de contactar con la solución alcalina, ellas se unen entre si para formar

gotas más grandes mientras que se mueven a través de los poros, esto ocurre porque las películas de la emulsión agua/petróleo no son rígidas y pueden ser fácilmente destruidas e incorporarse para formar gotas grandes. Algunas de estas gotas emulsificadas son atrapadas en las gargantas de poro. Por lo tanto, los mecanismos del recobro de petróleo están para incrementar la eficiencia de barrido e incrementar la coalescencia de las gotas de petróleo dentro del banco de petróleo.

2.5.7. Concentración del álcali

La concentración del álcali y el volumen varían dependiendo del mecanismo de recobro incluido. Las concentraciones más bajas para mecanismos de emulsificación van desde 0.001 hasta 0.5 % del peso. El rango de concentraciones más altas comprende desde 0.5 a 3 % peso o incluso hasta 15% (peso) se ha requerido para el mecanismo de cambio de mojabilidad. En general, un tapón de solución alcalina puede ser tan efectivo como uno de inyección continua, aunque el mecanismo de emulsificación y entrapamiento requerirá de un gran volumen, suficiente para asegurar la producción de la emulsión alcalina. Si el volumen es pequeño y el álcali es consumido por la reacción con la roca, la emulsión puede quedarse atrapada antes de que alcance los pozos productores. Otros mecanismos en los que se mejora la relación de movilidad, es importante considerar que se requiere un tamaño de tapón no más grande que el 10-30% peso del volumen poroso para ser efectivo.

2.5.8. Condiciones de aplicación de la inyección de álcalis

Los pozos de inyección deberían estar localizados dentro de zonas de petróleo y no cerca del acuífero para evitar el consumo causado por la reacción con los iones divalentes. Sin embargo, si el agua en el fondo tiene un alto contenido divalente, se puede inyectar una solución alcalina para formar precipitados en esta zona y que la conificación se pueda mitigar. El yacimiento no debe tener capa de gas.

Para los yacimientos de petróleo con un número ácido alto, la inyección alcalina se puede llevar a cabo en cualquier etapa de desarrollo, sin embargo, para yacimientos con un número ácido bajo, la inyección alcalina se realiza mejor en una etapa temprana, en este caso, la saturación de petróleo remanente debería ser más alta que 40%.^[26] Un buen crudo, candidato para proceder a la inyección de sustancias alcalinas tendrá un número ácido igual o mayor a 0.5 mg/g, sin embargo, números ácidos tan bajos como 0.2 mg/g puede ser aceptable si solamente una pequeña cantidad de surfactante es requerida para saturar la interface petróleo-salmuera. Es importante recordar que este proceso no está limitado por efecto de la temperatura.

El consumo del álcali por reacciones químicas e intercambio de iones se presenta debido a la existencia de arcillas. Por lo tanto, su contenido arcilloso no debe exceder del 15 al 25%. La permeabilidad de la formación debe estar por encima de los 100 md^[26].

La viscosidad del petróleo, menor a los 100cp. La salinidad del agua de formación menor que 20% y los divalentes en el agua de inyección debe estar por debajo del 0.4%.

Para el diseño de un proyecto de inyección alcalina, se toma en cuenta lo siguiente:

- (a) El consumo de álcali en el campo es más alto que en el laboratorio debido al tiempo de contacto del álcali con las rocas.
- (b) El factor de recobro en el campo es generalmente menor que el obtenido en laboratorio.
- (c) Cuando la inyección alcalina es combinada con otros métodos, como inyección de polímero, inyección de surfactante, inyección de hidrocarburos gaseosos o métodos de recobro térmico, se obtendrán mejores efectos.
- (d) La inyección alcalina podría causar problemas de escala en el yacimiento, en el pozo, en facilidades de superficies y equipos.

- (e) Cuando una solución alcalina hace contacto con el petróleo, emulsiones estables se pueden formar y, esto incrementará los costos para el tratamiento de los fluidos producidos en superficie.

2.6. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Este método consiste en la adición de una pequeña cantidad (200 a 1000 mg/L) de polímeros de alto peso molecular al agua de inyección con el fin de reducir su movilidad. El incremento en la viscosidad aparente del agua, así como la disminución permanente de la permeabilidad relativa a la fase acuosa, que ocurre por la acción de los polímeros, causa una baja razón de movilidad entre fluidos en sitio y los fluidos inyectados, lo cual permite obtener una mayor eficiencia volumétrica de barrido y una menor saturación de petróleo en la zona barrida. En promedio, esta técnica recupera menos del 5% del petróleo original en sitio.^[9]

Por otra parte, la secuencia de aplicación de este método de recuperación de petróleo es llevada a cabo de la siguiente forma: la inyección de un preflujo, el cual es una salmuera de baja salinidad para condicionar al yacimiento, luego un tapón de solución polimérica (mayor o igual al 30% del volumen poroso), seguido por otro tapón constituido de la misma salmuera introducida inicialmente para proteger el polímero y, por último, la inyección del agua que proporcionará el empuje hacia los pozos productores, tanto de los fluidos inyectados como del banco de petróleo resultante.^[15] En otro orden de ideas, muchos de los factores que afectan el recobro de petróleo mediante la inyección de polímeros son la degradación de estos químicos debido a la salinidad del agua intersticial, temperatura, tasas de corte, entre otros.

2.6.1. Tipos de polímeros

Existen dos tipos de polímeros, llamados macromoléculas y que son ampliamente usados en los procesos de recuperación mejorada de petróleo: poliacrilamidas y polisacáridos. Los primeros son fuertemente adsorbidos a superficies minerales,

razón por la cual, son parcialmente hidrolizados para reducir este efecto cuando reacciona con una base (hidróxido de sodio, hidróxido de potasio o carbonato de sodio). Estos polímeros sintéticos se degradan a altas temperaturas y a altas tasas de corte, además, son sensibles al contenido de sal. El polisacárido de mayor aplicación en los procesos de recuperación mejorada ha sido el “Xanthan Gum”. Entre las características más reconocidas de este biopolímero es que su estructura es suficientemente rígida como para resistir a la degradación mecánica, son estables a temperaturas elevadas y menos sensibles a sales, pero más costosos y vulnerables a la degradación bacteriana.

2.6.2. Estabilidad de los polímeros

Un polímero debe ser estable a condiciones de yacimiento para el tiempo de residencia (generalmente algunos años) que se estima dentro de él, dicha estabilidad a la temperatura del yacimiento así como a las sales que se encuentran en la roca es esencial para aplicaciones de procesos de recuperación mejorada de petróleo, es por ello que se hace imprescindible citar los diferentes mecanismos de degradación a los que pueden estar sometidos los polímeros. Según Sheng (2011), la degradación polimérica se refiere a cualquier proceso que rompe la estructura molecular de las macromoléculas. Las principales vías de degradación que conciernen en las aplicaciones de recobro de petróleo son la química, mecánica y bacteriana.

2.6.3. Mecanismos de degradación de los polímeros

2.6.3.1. Degradación química

Lake (1989) considera este término para denotar procesos como oxidación térmica, sustitución de radicales libres, hidrólisis y degradación biológica, sin embargo, en la presente investigación, esta última se explicará de manera aislada. Para una solución polimérica dada, habrá alguna temperatura por encima de la

cual el polímero realmente se craqueará, aunque no está establecida para todos los tipos de polímeros aplicados en los procesos de recuperación mejorada de petróleo, esta temperatura es bastante alta, por el orden de los 400 K (260 °F). Casi siempre, la temperatura de yacimiento estará por debajo del límite citado anteriormente, por lo que no representa una situación de cuidado e interés.

Por otro lado, como el tiempo de residencia en el yacimiento tiende a ser algunos años, las reacciones lentas son potencialmente graves, por lo que cabe señalar, que la tasa de reacción química depende fuertemente de otras variables como el pH o la dureza, para una solución polimérica en la que presente un pH neutro la degradación no es significativa, pero comienza a tomar importancia cuando se combina una alta temperatura con un pH muy bajo o muy alto. También, la degradación química de polímeros en soluciones acuosas está sumamente afectada por la presencia de iones divalentes como el calcio (Ca^{+2}) o el magnesio (Mg^{+2}) que influyen en la hidrólisis de los poliacrilamidas y por lo tanto, en su estabilidad, ya que tienden a flocular. Según, Green y Willhite (1998), los poliacrilamidas y los biopolímeros son estables a altas concentraciones de los iones en cuestión, siempre que se encuentren a bajas temperaturas.

Cabe destacar, que tanto para los poliacrilamidas como para los polisacáridos está bien establecida la susceptibilidad que tienen al ataque de oxidación por la presencia del oxígeno disuelto en el agua inyectada.^[13] Está considerada como la fuente más seria de degradación, por esta razón, se aplican los secuestradores de oxígeno, y en este caso el polímero debe ser agregado a la mezcla acuosa si la reacción entre el secuestrador y el oxígeno ha sido completada. Otra manera de prevenir o retardar estas reacciones es mediante el uso de antioxidantes. Según Lake (1989), tanto los secuestradores como los antioxidantes ayudan a prevenir la formación de geles, aglomeración y otros efectos indeseables que pueden causar atascamiento en el pozo y reducir la inyectividad. Este tipo de degradación se puede detectar por la pérdida de viscosidad de la solución con el tiempo y la tasa de la misma se incrementa a medida que la temperatura también lo hace. La

degeneración por oxidación es catalizada mediante la presencia de iones del metal Hierro (Fe^{+3}).^[13]

2.6.3.2. Degradación biológica

El ataque biológico resulta en la pérdida de viscosidad de la solución a partir de la destrucción de la cadena principal de carbohidratos.^[13] Para que ocurra es esencial que una molécula de polímero sea destruida por bacterias o por procesos químicos gobernados por enzimas. La degradación biológica es principalmente un problema para los biopolímeros o los polisacáridos, como se ha citado anteriormente y las variables que potencialmente los afectan, según Lake (1989), son: el tipo de bacteria, la presión, la temperatura, la salinidad y otros químicos presentes. En cierto modo, para mitigar este tipo de degradación se usan los biocidas (como el formaldehído que ha sido aplicado ampliamente en procesos de recuperación mejorada), que son necesarios para el manejo de la solución polimérica en superficie y, si la temperatura de yacimiento no es muy alta, deben usarse junto con los fluidos a inyectar.

2.6.3.3. Degradación mecánica

Cuando una solución polimérica está expuesta a altas tasas de corte, la molécula se disgrega. Tal condición se puede alcanzar durante la mezcla de la solución, el transporte en bombas, válvulas o tubería, la inyección en las perforaciones o en las adyacencias del pozo, donde gran cantidad de solución polimérica está siendo forzada a pasar a través de los agujeros cañoneados, fluyendo a altas velocidades.^[16] Por esta razón, la inyección de polímeros se ha hecho a hoyo desnudo o con empaque con grava^[15] para evitar un mayor esfuerzo sobre el polímero que termine destruyendo las cadenas de este químico y por lo tanto, la viscosidad sea fuertemente reducida. La tasa de ruptura de dichas cadenas a altas tasa de flujo depende del peso molecular, aquí las moléculas más grandes son las

que ofrecerán mayor resistencia a fluir, sufrirán esfuerzos de elongación y al final de romperán.

La degradación mecánica de los polímeros es más severa a altas tasas, largas distancias de flujo y a bajas permeabilidades a la salmuera.

2.6.4. Reología de los polímeros

Los polímeros son fluidos No-Newtonianos para todo el rango de concentraciones de interés comercial (50 – 2000 ppm)^[23]. Ellos se encuentran en esa clasificación porque no cumplen la ley de Newton (Ecuación 2.16), la cual establece que: “El esfuerzo de corte es proporcional al gradiente de velocidad o velocidad de corte”, cuya constante de proporcionalidad está representada por la viscosidad. Los polímeros tienen un comportamiento de flujo tan complejo como para ser caracterizados sólo por este último parámetro.

$$\tau = \mu * \gamma \text{ (Ley de Newton)} \quad (2.16)$$

Donde

μ es la viscosidad de la solución

τ es el esfuerzo de corte

γ es la velocidad de corte

Sin embargo, hay una expresión general (Ecuación 2.17) que relaciona el esfuerzo y la tasa de corte:

$$\tau = K * \gamma^n \quad (2.17)$$

Donde K es el índice de consistencia y n el índice de comportamiento de flujo. Debido a que n determina precisamente el modo en que se desarrolla el flujo, si es menor que uno ($n < 1$) el fluido se denomina pseudoplástico (*shear-thinning*),

éstos fluyen más fácilmente aumentando la velocidad de deformación. Por el contrario, cuando n es mayor que uno ($n > 1$) la resistencia a fluir aumenta con un incremento de la velocidad de corte, y el fluido se denomina dilatante (*shear-thickening*). Claramente, para casos en los que el esfuerzo de corte no varía linealmente con la tasa de corte el fluido es No-Newtoniano, y su viscosidad aparente puede ser definida como se muestra en la Ecuación 2.18:

$$\tau = \mu_a * \gamma \quad (2.18)$$

Donde

μ_a es la viscosidad aparente

γ es la velocidad de corte

Según Green y Willhite (1998), normalmente, la viscosidad aparente (μ_a) de las soluciones poliméricas usadas en los procesos de recuperación mejorada de petróleo decrece mientras las tasas de corte incrementan, a los fluidos que presentan este comportamiento reológico son llamados pseudoplásticos. La μ_a disminuye porque las moléculas del polímero son capaces de alinearse ellas mismas con el campo de corte y reducir la fricción interna. La representación de las propiedades reológicas de fluidos pseudoplásticos es posible con el Modelo de Ley de Potencia (Ecuación 2.19):

$$\mu = K(\gamma)^{n-1} \quad (2.19)$$

Donde

μ es la viscosidad aparente

γ la tasa de corte

K y n son constante y exponente, respectivamente, del Modelo de Ley de Potencia

La constante y el exponente pueden ser obtenidas mediante correlaciones desarrolladas a partir de datos reológicos correspondientes.

En la Figura 2.8 se puede representar el comportamiento típico de un fluido pseudoplástico, a bajas tasas de corte el fluido se comporta como Newtoniano en el que la viscosidad aparente es constante. Esta región es llamada “*Lower Newtonian*”, a medida que la tasa de corte va aumentando, hay una transición a fluido pseudoplástico representado por el Modelo de Ley de Potencia. Por último, a altas tasas de corte hay otra transición a newtoniano, cuya zona se le denomina “*Upper Newtonian*”. Además del modelo mencionado, existe otro que describe el comportamiento reológico completo de un fluido pseudoplástico desarrollado por Carreau.^[13]

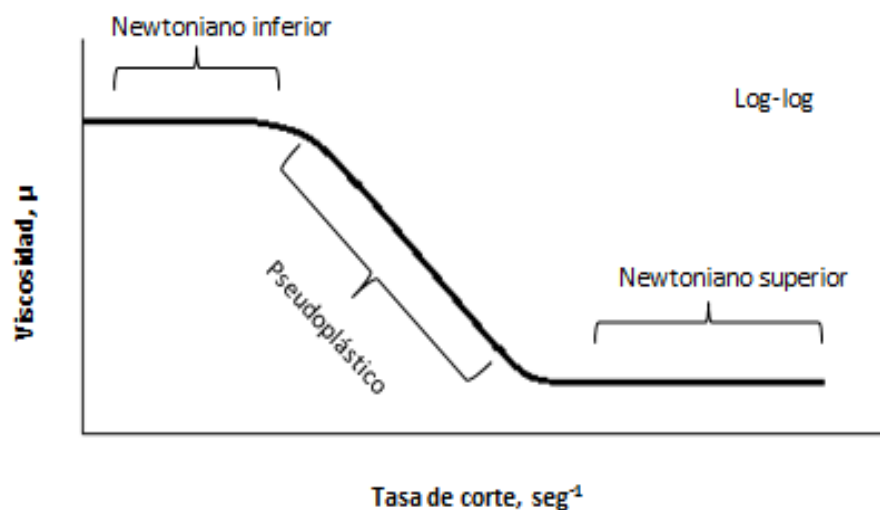


Figura 2.8. Reología de un fluido pseudo-plástico.^[13] (Mod. Camacho)

A pesar del complejo comportamiento de las soluciones poliméricas, la viscosidad aparente de esos fluidos es significativamente más alta que la viscosidad del agua sola, incluso a altas tasas de corte. En la Figura 2.9 se puede observar el

comportamiento típico de una solución polimérica, en comparación con otros fluidos.

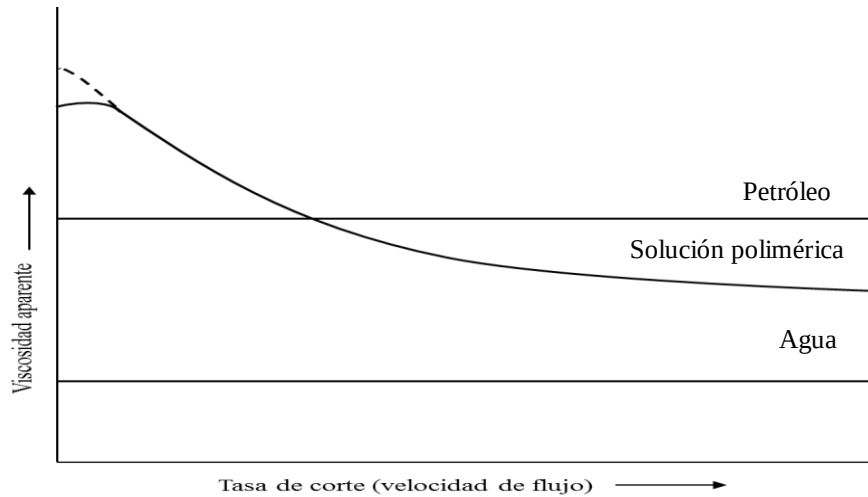


Figura 2.9. Viscosidad aparente vs. tasa de corte. ^[24] (Mod. Camacho)

2.6.4.1. Factores que afectan la viscosidad aparente

(a) Solventes

En el solvente, la molécula del polímero puede ser visualizada como un agregado fibroso. Según la calidad de dicho solvente el polímero tendrá la facultad de extenderse o contraerse a lo largo de él, suministrándole flexibilidad. En el caso de su extensión, la molécula del polímero maximiza la interacción entre las demás moléculas, lo que lleva a un aumento en la viscosidad aparente. El agua destilada es un buen solvente para la mayoría de los polímeros. Sin embargo, si hay sales adicionadas, el electrolito neutraliza la carga de la molécula del polímero. Con la carga neta disminuida, la fuerza que ayuda a extender la molécula del polímero disminuye. De este modo, mientras las concentraciones de sal sean altas, la molécula del polímero se contrae reduciendo la viscosidad de la solución. Este comportamiento típico de la viscosidad aparente a medida que cambia la concentración de sales se muestra en la Figura 2.10.

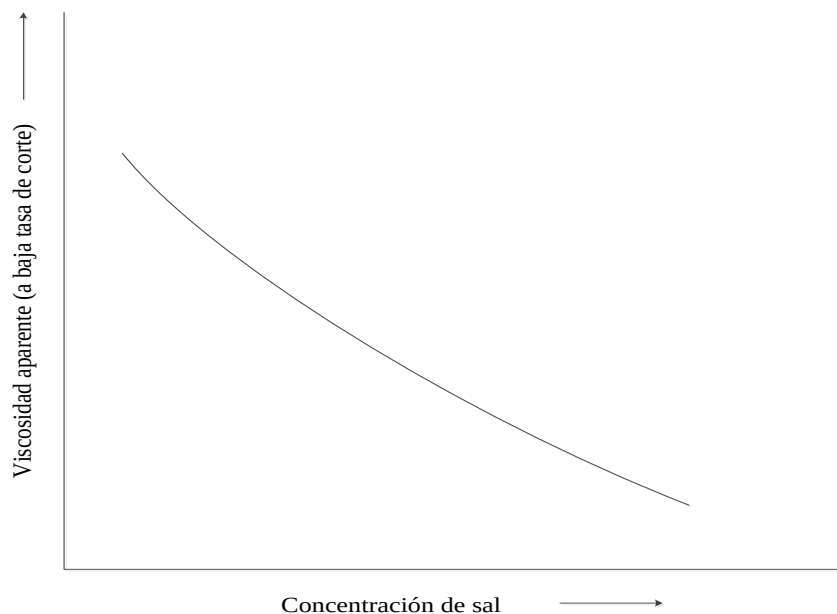


Figura 2.10. Viscosidad Aparente vs. Concentración de sal.^[24] (Mod. Camacho)

La naturaleza pseudoplástica de las soluciones poliméricas adiciona otra variable en el efecto de los solventes sobre el polímero. A muy bajas velocidades de corte, el polímero tiene una mejor oportunidad de extenderse en un buen solvente, incrementado la viscosidad aparente. A altas velocidades, la oportunidad de que el polímero se relacione intermolecularmente se reduce, por lo tanto la degradación debida a la concentración de sal es menos pronunciada.^[24]

(b) Peso Molecular

Si las moléculas del polímero están compactas, como esferas no interactivas, el peso molecular tiene un pequeño efecto en la viscosidad de la solución. Sin embargo, la naturaleza fibrosa del polímero con su habilidad para extenderse y enrollarse, hace al peso molecular un factor de importancia.^[24]

(c) Hidrólisis

La hidrólisis consiste en el intercambio de radicales amida en presencia de agua para formar nuevas sustancias, es decir, convierte algunos grupos amida (NH_2) a

grupos carboxilos (COO^-), como se muestra en la Figura 2.11. La extensión de la hidrólisis afecta la reología del polímero y por lo tanto, su comportamiento en el yacimiento. El porcentaje o grado de hidrólisis mide la cantidad de radicales amida que se intercambian durante la reacción con el agua, en productos comerciales este rango comprende desde el 15 al 35%.

Se descubrió que la viscosidad aparente de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada era mucho mayor que para una poliacrilamida sin hidrolizar.

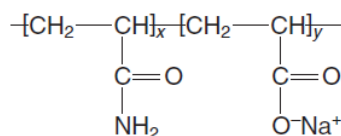


Figura 2.11. Estructura del poliacrilamida hidrolizado. ^[26]

Cuando la hidrólisis está por encima del 40%, las cadenas flexibles están seriamente comprimidas y deformadas y la viscosidad es reducida. En agua dura (con alto contenido de calcio y magnesio) por encima de dicho límite puede ocurrir la floculación. Debido a que un proceso de recuperación mejorada de petróleo es largo, la estabilidad del polímero es importante. Generalmente, el porcentaje de hidrólisis requerido es menor al 40% después de tres meses. Sin embargo, la hidrólisis del poliacrilamida es muy rápida bajo condiciones ácidas y básicas, y una vez hidrolizada no resulta tolerante a temperaturas o salinidades altas. ^[27]

En agua destilada las cargas de la molécula hidrolizada maximiza la interacción molecular, incrementando su viscosidad. Si la concentración de sal de los solventes se incrementa, esta interacción de las moléculas es muy bajo hasta el punto de repelerse. En experiencias anteriores se encontró que mientras que la retención del polímero era menor el grado de hidrólisis era mayor. La explicación de este fenómeno la envuelve el tamaño de la molécula del polímero. El polímero hidrolizado tiene un diámetro efectivo mayor, el cual conlleva a un alto factor de

resistencia o una movilidad reducida. Al mismo tiempo, un diámetro grande del polímero hidrolizado disminuye el número de sitios potenciales de adsorción e incrementa el volumen poroso inaccesible.^[23]

(d) Concentración del Polímero

Un aumento en la concentración de polímero, incrementará significativamente la viscosidad de una solución acuosa, es lo que hace a este material químico muy útil en el mejoramiento de recobro de petróleo. Sin embargo, el incremento en la viscosidad aparente puede no ser proporcional a la concentración a bajas velocidades de corte. Cuando la concentración del polímero se incrementa, la oportunidad de interactuar molecularmente aumenta considerablemente, en consecuencia, los esfuerzos de corte serán mayores y la solución tendrá un comportamiento más pseudoplástico. A diferencia que a muy bajas concentraciones de polímero (< 50 ppm), el fluido tiende a ser Newtoniano.

2.6.5. Flujo de polímeros a través del medio poroso

2.6.5.1. Retención del polímero

Es un efecto causado principalmente por la adsorción a la superficie sólida del medio poroso y por el entrapamiento mecánico en los poros que son relativamente pequeños para el tamaño de la molécula del polímero en solución. La retención del polímero varía con el tipo de polímero, peso molecular, composición de la roca, salinidad de la salmuera, dureza de la salmuera, tasa de flujo y temperatura.^[11] En la mayoría de los casos, este efecto es instantáneo e irreversible, esto último se cumple si las cantidades mínimas de polímero no pueden ser removidas de la roca porosa al exponerla de manera prolongada a una inyección de agua o salmuera.^[13]

La retención también puede ocurrir cuando la tasa de flujo se eleva de repente después que el polímero ha sido inyectado a una tasa constante, hasta que se ha alcanzado la condición de estado estable, cuando sucede esto, se le denomina retención hidrodinámica, y parece ser reversible puesto que la cantidad de polímero retenido después de un incremento en la tasa de flujo es la misma que la de polímero recuperado cuando la tasa se reduce.^[13]

Este fenómeno causa la pérdida de polímero de la solución, asimismo, el control de movilidad, lo cual se pronuncia si la concentración del polímero es baja. La retención, además, puede motivar a un retraso en la tasa del polímero y la propagación del banco de petróleo generado.^[15]

2.6.5.2. Volumen poroso inaccesible

Las moléculas de polímero son más grandes que las moléculas de agua y en forma relativa, que los poros de la roca, en consecuencia, los polímeros no fluyen a través de todos los espacios porosos contactados por la mezcla. El porcentaje del espacio poroso que no es contactado por la solución polimérica es llamado volumen poroso inaccesible. Se ha considerado una característica general de los polímeros, porque se ha observado en todos los tipos de medio poroso tanto con los poliacrilamidas como los biopolímeros. Dicho porcentaje puede ser desde 1 a 2% hasta un máximo de 25 a 30% dependiendo del polímero y del medio poroso.^[13]

Para hacer que la molécula de polímero sea más afín a la roca se inyecta una salmuera en el medio poroso haciendo que la adsorción del polímero sea mayor en estos canales más pequeños. A través de estos orificios el paso de soluciones poliméricas se hace restringido por consiguiente la degradación mecánica es inminente. El volumen de poro que no logra contactarse depende del peso molecular del polímero, permeabilidad del medio, porosidad y la distribución del

tamaño de poro y comienza a pronunciarse en tanto el peso molecular incrementa y la relación de permeabilidad o la porosidad disminuyen.^[15]

2.6.5.3. Reducción de la Permeabilidad

La retención del polímero reduce la permeabilidad aparente de la roca, lo cual va a depender del tipo de polímero, la cantidad de polímero retenido, la distribución del tamaño de poro, y el tamaño promedio del polímero correspondiente a los poros en la roca. La reducción de permeabilidad es determinada experimentalmente, primero, desplazando la solución polimérica a través del medio poroso, luego, desplazando el polímero con salmuera y midiendo la permeabilidad a la salmuera después que el polímero movable ha sido desplazado.^[15] En la práctica, se describe la reducción de la permeabilidad en términos del *factor de reducción de permeabilidad*, denotado como R_k (Ecuación 2.20), también llamado factor de resistencia residual, el cual es sensible al tipo de polímero, peso molecular, grado de hidrólisis, tasa de corte y estructura poral del medio permeable:

$$R_k = \frac{k_1}{k'_1} \quad (2.20)$$

Donde

k_1 es la permeabilidad a la salmuera antes de hacer fluir la solución polimérica

k'_1 es la permeabilidad a la salmuera después que ha sido desplazada la solución polimérica

Este factor es una medida de la tendencia del polímero a adsorber y bloquear parcialmente el medio poroso, es por ello que se puede expresar en función de las movilidades de la fase acuosa antes y después de mezclarse con el polímero, tal como aparece en la Ecuación 2.21.

$$R_f = \frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_p}{\mu_p}} \quad (2.21)$$

Donde

K_w es la permeabilidad al agua

K_p es la permeabilidad a la solución polimérica

μ_w y μ_p son las viscosidades del agua y de la solución polimérica, respectivamente

2.6.6. Permeabilidad relativa en la inyección de polímeros

El efecto del polímero es incrementar la viscosidad del fluido desplazante y entonces aumentar la eficiencia de barrido. Según Sheng (2011), la permeabilidad relativa del agua, k_{rw} es reducida en una inyección polimérica, si la permeabilidad relativa al petróleo (k_{ro}) es ligeramente cambiada. Estas son algunas razones:

- (a) El polímero es soluble en agua pero no en petróleo. Cuando la solución fluye a través de las gargantas de poro, el polímero de alto peso molecular es retenido en ellas, bloqueando el flujo de agua y por tanto la permeabilidad relativa del agua disminuye.
- (b) Las moléculas del polímero pueden formar enlaces de hidrógeno con las moléculas de agua, mejorando la afinidad entre la capa de adsorción y ciertas moléculas. La superficie rocosa comienza a ser más humectada al agua y por tanto, la permeabilidad relativa del agua se reduce.
- (c) El polímero y el petróleo tienen trayectorias de flujo segregados, por esta razón, el polímero reduce la permeabilidad relativa del agua y no la del petróleo.

Para las curvas de permeabilidades relativas del petróleo y del agua después de la inyección polimérica, algunos autores reportaron sus observaciones, las cuales fueron similares en cuanto a la reducción de la permeabilidad residual después del paso de la solución, comparada con las curvas de permeabilidad relativa antes de la inyección, las mismas presentaron las siguientes características:

- (a) La permeabilidad relativa del agua se redujo a la misma saturación de agua, y correspondiendo a la misma K_{rw} , la saturación de agua fue mayor.
- (b) La saturación de agua inmóvil se incrementó.

- (c) La saturación de petróleo residual se redujo, se cree que este resultado fue causado por la adsorción polimérica, la cual hace que la superficie rocosa alcance mayor humectabilidad al agua.

2.6.7. Criterios de selección de una inyección de polímeros

El desarrollo o no de un proyecto de inyección de polímeros dependerá de una serie de factores y parámetros que serán explicados a continuación:

2.6.7.1. La roca yacimiento

El tipo de yacimiento es importante con respecto a la mineralogía, la porosidad y la permeabilidad. La primera porque debe ser compatible con las soluciones poliméricas que se inyectarán y las otras dos, debido a que su distribución determinará la inyectabilidad de los fluidos y por tanto, la duración del proyecto. Con una alta concentración de arcilla la compatibilidad de la formación con el agua de inyección puede convertirse en un verdadero problema, ya que puede ocurrir el hinchamiento de la arcilla o una movilización de finos. Además, se debe prestar especial atención, en la pérdida de químicos debido a la adsorción, la cual es usualmente alta a una gran concentración de arcilla y a un alto contenido de carbonato^[16]. En cuanto a la permeabilidad de la formación, Farouq (1994), alega que debe ser mayor a 20 milidarcies y Lake (1989) coincide en dicha magnitud, acotando que en algunos casos debe ser mayor para evitar el taponamiento. Por otra parte, Littmann (1988) describe que una alta variación de permeabilidad vertical en el yacimiento es el caso donde una inyección de polímero puede tener el máximo beneficio.

2.6.7.2. Profundidad del yacimiento y la temperatura

La profundidad de yacimiento es importante en relación a la presión de inyección, la cual es significativamente más alta que en un proceso de inyección de agua. El límite de la presión de inyección está dado por el gradiente de fractura. Para yacimientos someros, el gradiente de fractura debe determinarse mediante una

prueba de inyección usando agua, aunque en muchos casos, este tipo de yacimientos consisten de arenas poco consolidadas, ellas son relativamente “débiles” y no exhiben una presión de fractura, por lo tanto, pocas profundidades no siempre representan un problema severo. Cabe destacar, que la viscosidad disminuye con el incremento de la temperatura, así que la temperatura no solo representa una restricción técnica sino además, económica. La dependencia de la temperatura es diferente para varios tipos de polímeros, por ejemplo, los poliacrilamidas demuestran una fuerte tendencia a la floculación cerca de los 158 °F. El proceso de adsorción a la roca yacimiento eleva su intensidad a altas temperaturas así como las reacciones de descomposición.^[16] Farouq (1994), sugiere que la temperatura no debe sobrepasar los 176 °F (353 K) y Lake (1989) considera este mismo límite para evitar degradación. Sin embargo, más adelante se presenta un cuadro resumen con las características del yacimiento y de los fluidos contenidos en él para la aplicación de este proceso químico u otros existentes.

Otro factor que es influenciado por la temperatura es el uso de biocidas y secuestradores de oxígeno. Sin embargo, las bajas temperaturas pueden tener un efecto adverso en la inyección de polímeros ya que aumenta la actividad bacteriana.

2.6.7.3. Propiedades de los fluidos

(a) Petróleo

Las bajas viscosidades del crudo y bajas razones de movilidad permiten que una inyección de polímeros sea un poco mejor que una inyección de agua convencional. La aplicación de la tecnología de polímeros es más efectiva para viscosidades de petróleo entre 20 y 100 cp ^[9], sin embargo, Farouq (1994) propone un rango más amplio de viscosidades, comprendido entre 5 a 200 centipoises. La reducción de la relación de movilidad por debajo de la unidad es

favorable, ya que la movilidad de la solución polimérica es menor que la movilidad del crudo bajo las condiciones de flujo del yacimiento.

(b) Agua de formación

El agua de formación que satura los poros de la roca yacimiento, así como el mismo petróleo, es uno de los parámetros más importantes para la selección de un polímero. Si el agua de yacimiento es de alta salinidad, el polímero debe ser estable a estas condiciones o el yacimiento requiere ser preparado mediante la inyección de un preflujo de agua fresca de un cincuenta a cien por ciento del volumen poroso.

2.6.8. Selección del polímero

Para la selección del polímero que interaccione exitosamente tanto con el yacimiento como con los demás fluidos en cuestión, es necesario tomar en cuenta los siguientes factores o características:

2.6.8.1. Pruebas de Inyectividad

Una buena inyectividad de la solución polimérica al yacimiento es el requerimiento más importante para obtener un proyecto exitoso de inyección de polímeros, para ello es necesario que la caída de presión se mantenga constante durante el proceso. El espacio poroso no debe estar obstaculizado por el polímero, sin embargo, esto tiene dos causas, una es que la solución aun contenga partículas sólidas que no pueden fluir a través de las gargantas porales (es frecuente con polímeros), y la otra es que partículas de gel desde el proceso de dilución, esto sucede frecuentemente cuando se usan polímeros en polvo. La presencia de estas partículas puede detectarse con un filtro o mediante pruebas de inyectividad en núcleos y empaques de arena.

2.6.8.2. Pruebas de desplazamiento

Las pruebas de desplazamiento deberían hacerse a diferentes velocidades de flujo, así simula las condiciones del yacimiento y, si es posible las pruebas de fluido tendrían que ser llevadas de tal manera que una correlación sea admisible entre las viscosidades aparentes de la solución polimérica derivada de las mediciones de la caída de presión y aquellas medidas en un viscosímetro. Si es viable, la parte experimental debería ser correlacionada con un programa de simulación numérica de yacimientos antes de simular el desempeño del campo.

2.6.8.3. Adsorción

La adsorción de un químico, como el polímero, a la superficie rocosa influye en la concentración del mismo en la solución, y por ende, en la efectividad del proceso de inyección. Sin embargo, es un efecto deseado para la obtención de valores adecuados del factor de resistencia residual. La adsorción tiende a incrementar con la salinidad, el contenido de arcilla y en rocas pocos consolidadas.

2.7. INYECCIÓN DE SURFACTANTES

En la recuperación mejorada de petróleo con surfactantes, la movilización de la saturación de petróleo residual se logra a través de la reducción de la tensión interfacial hasta un nivel suficientemente bajo y el número capilar tan alto como para superar las fuerzas capilares y permitir que el petróleo fluya.

Los sistemas de surfactantes deben ser aplicados a la medida de cada yacimiento, ya que la efectividad del consumo depende fuertemente de la temperatura, la salinidad de la salmuera y las propiedades del crudo. Por cuestiones económicas, este proceso normalmente consiste de la inyección de un tapón relativamente pequeño (5-40% del volumen poroso) de solución de surfactante a una baja concentración (2-15%). El banco de surfactante es seguido por un banco de empuje, constituido de agua y polímeros para el control de la movilidad, en

algunos casos, se adiciona polímeros al banco de surfactante para mejorar el desplazamiento y obtener alto barrido volumétrico.

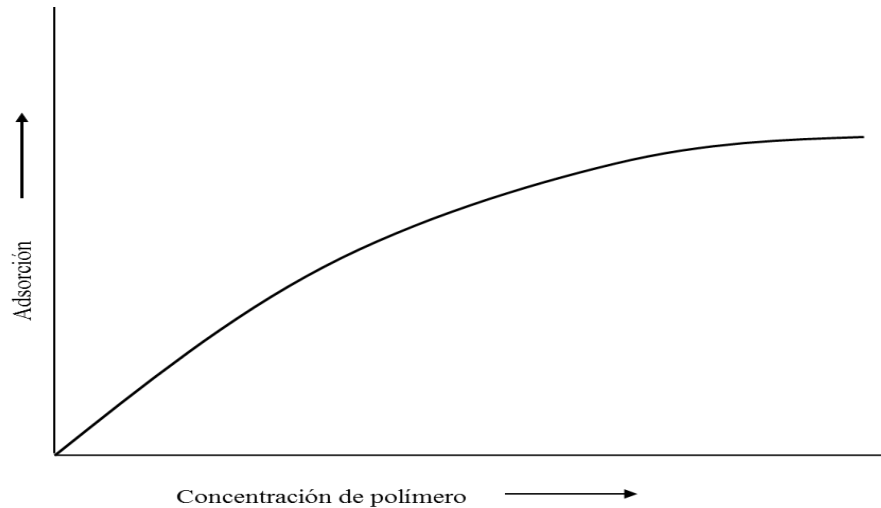


Figura 2.12. Adsorción vs. Concentración de polímero. ^[23] (Mod. Camacho)

En la inyección de surfactante, el comportamiento de la tensión interfacial se rige por diversos factores^[36]:

- (a) Condiciones del yacimiento
- (b) Comportamiento de fase del surfactante entre el petróleo atrapado y la salmuera
- (c) Grado de dilución del surfactante
- (d) Adsorción del surfactante a la superficie rocosa

Estos factores hacen que determinar la tensión interfacial en sitio sea extremadamente difícil. En consecuencia, también lo será, obtener una conclusión clara acerca de cómo cambia la tensión interfacial a condiciones de yacimiento.

Por otra parte, el término surfactante es una mezcla de agentes tensoactivos. Los surfactantes, usualmente, son compuestos orgánicos que son anfifílicas, lo que significa que ellos están compuestos de una cadena de hidrocarburos (grupo hidrófobo) y un grupo polar hidrófilico. Sin embargo, ellos son solubles tanto en solventes orgánicos como en agua. Ellos se adsorben sobre una superficie o una

interface fluido/fluido cuando presentan bajas concentraciones en un sistema, y alteran significativamente las propiedades de la superficie, en particular, ellos reducen la tensión superficial o tensión interfacial (TIF).

La tensión interfacial entre una solución acuosa de surfactante y una fase de hidrocarburos es una función de la salinidad, la temperatura, la concentración y tipo de surfactante, y la naturaleza de la fase de petróleo. La Figura 2.13 ilustra el comportamiento general entre una solución de surfactante relativamente pura y la fase de hidrocarburos. La tensión interfacial decrece fuertemente en tanto incrementa la concentración de surfactante hasta que la Concentración Crítica de Micela (CCM) es alcanzada. Después de dicha concentración, la tensión interfacial cambia ligeramente. El surfactante agregado al superar la CCM contribuye a la formación de micelas, y no incrementa la concentración en la interface agua/petróleo. Las soluciones micelares o microemulsiones son del tipo de soluciones usadas en los procesos de recuperación mejorada de petróleo.

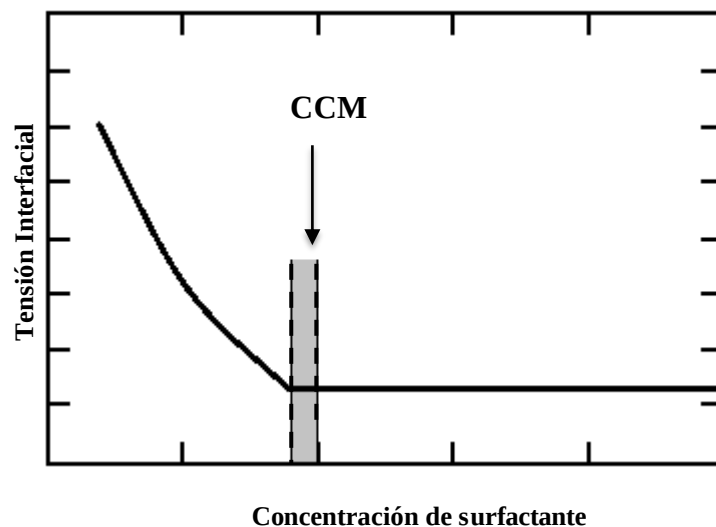


Figura 2.13. Comportamiento de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante.^[13] (Mod. Camacho)

Los aniónicos y los no-aniónicos han sido los dos tipos de surfactantes usados en los procesos de recuperación mejorada de petróleo. Los primeros, han sido los más aplicados ya que tienen buenas propiedades como surfactante, son relativamente estables y exhiben baja absorción a la roca yacimiento y pueden ser elaborados económicamente. Y los segundos, son mucho más tolerantes a salmueras de alta salinidad pero sus propiedades tenso-activas (reducción de la TIF) no son tan buenas.

2.7.1. Micelas y microemulsiones

Cuando un surfactante es agregado a un solvente a muy bajas concentraciones, las moléculas del surfactante disueltas están dispersas como monómeros, así se representan en la Figura 2.14a.

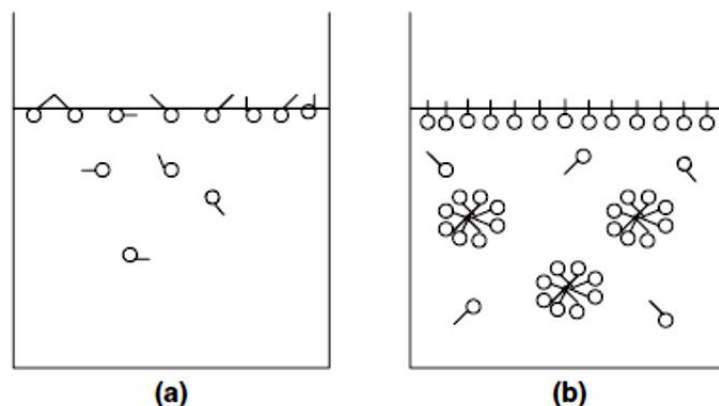


Figura 2.14. Distribución de moléculas de surfactante en solución a concentraciones (a) por debajo de la CCM y (b) encima de la CCM.^[27]

Como la concentración del surfactante incrementa, las moléculas tienden a juntarse (Figura 2.14b). Por encima de una concentración específica llamada Concentración Crítica de Micela (CCM), una cantidad adicional de surfactante resulta en la formación de micelas. En solventes hidrocarburos que contienen

micelas, el agua puede ser solubilizada dentro de las micelas. Eso quiere decir, que mientras el petróleo y el agua tienen una solubilidad muy limitada para la otra fase, la adición de un surfactante a una concentración que sobrepase la CCM incrementa significativamente la solubilidad aparente.

Las micelas que han solubilizado una fase que es inmisible con el solvente, frecuentemente son llamadas “micelas hinchadas” o las soluciones son llamadas microemulsiones. También podemos definir microemulsión como una solución micelar translúcida, estable, de petróleo y agua que pueden contener electrolitos y uno o más componentes anfifílicos.^[13]

Las microemulsiones pueden ser del tipo “externa de agua” o “externa de petróleo” como se representa en la Figura 2.15. La naturaleza de la configuración física está determinada por algunos parámetros del sistema, como relación petróleo/agua, surfactante y temperatura.^[13]

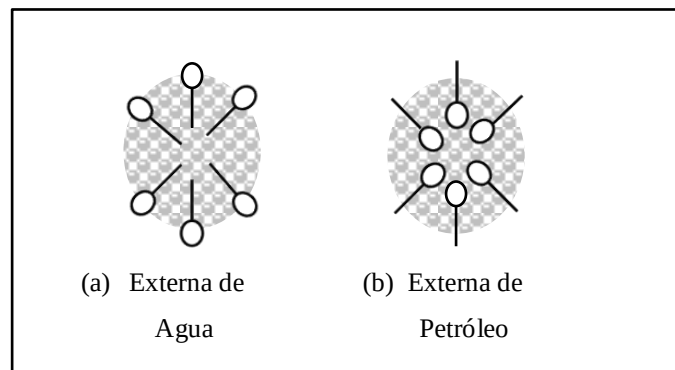


Figura 2.15. Estructura de las microemulsiones.^[13] (Mod. Camacho)

2.7.1.1. Tipos de microemulsiones

Según Sheng (2011), el comportamiento de fase de la solución de surfactante es fuertemente afectado por la salinidad de la salmuera. En general, a medida que incrementa la salinidad de la salmuera decrece la solubilidad del surfactante aniónico en la salmuera. En la Figura 2.16 se representa la evolución completa del

comportamiento de fases de una microemulsión, en la que es posible obtener tres fases líquidas, además se observa que a medida que la salinidad se incrementa, el surfactante se mueve desde la fase acuosa a la fase de petróleo. A baja salinidad, el surfactante típico exhibe buena solubilidad en la fase acuosa. La fase de petróleo, está esencialmente libre de surfactante. Algo de petróleo es solubilizado en los núcleos de micelas.

En la partición del surfactante, hay muchos factores involucrados en la generación de las tres fases, (a) si la salinidad del agua es baja, el surfactante particionará más en la fase acuosa, lo cual atraerá gotas de petróleo dentro de dicha fase causando una emulsión de petróleo en agua, también llamada tipo II(-), (b) si la salinidad del agua es alta, el surfactante particionará más en la fase de petróleo, lo cual atraerá gotas de agua dentro de dicha fase causando una emulsión de agua en petróleo, denominada tipo II(+), (c) en el rango de salinidades intermedias, el sistema podría tener tres fases: exceso de petróleo, microemulsión y exceso de agua, en este caso, la fase de microemulsión reside en el medio y se denomina de tipo III.

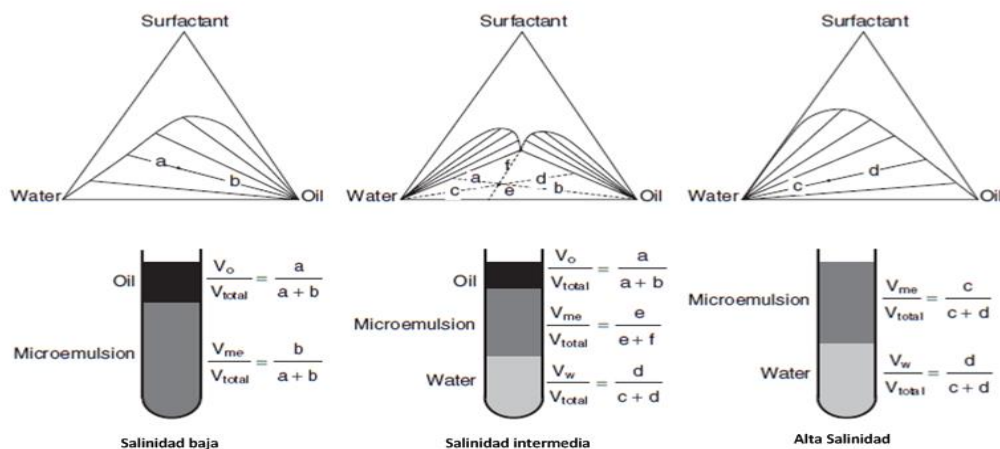


Figura 2.16. Tipos de microemulsiones y el efecto de la salinidad en el comportamiento de fase. ^[27] (Mod. Camacho)

2.7.2. Retención de surfactante

El control de la retención de surfactante en el yacimiento es uno de los factores más importantes para determinar el éxito o fracaso de un proyecto de inyección de surfactante. En estos procesos, el costo de las sustancias químicas, usualmente, es la mitad o más del costo total del proyecto. La retención de surfactante se puede desglosar en precipitación, adsorción y captura de fase.

2.7.2.1. Precipitación

Durante las pruebas de estabilidad acuosa, la solución de surfactante se opaca (una causa de ello es el incremento de concentración) a cierta salinidad, mostrando que comienza a juntarse e incluso puede precipitar. Cuando los iones divalentes o multivalentes existen en la solución, la salinidad necesaria para empezar la precipitación es mucho menor.

Los sulfonatos de petróleo son ampliamente usados en la inyección de surfactante. Cuando en la solución hay divalentes (Ca^{+2} y Mg^{+2}), se forma un divalente complejo, el cual tiene solubilidad limitada en agua y precipita. Cuando la concentración de sulfonatos de petróleo aumenta, los precipitados se redisuelven. Y cuando la concentración es aún mayor, ocurre de nuevo precipitación. En otras palabras, a un aumento de la concentración de surfactante hay un fenómeno de precipitación-disolución-reprecipitación.^[27]

2.7.2.2. Adsorción

Los surfactantes tienden a acumularse y adsorberse en la interface petróleo-salmuera, por lo tanto, influyen en la geometría de los límites de la fase con efectos consecuentes en el flujo intersticial y en el área. La adsorción de surfactante en el yacimiento puede ser determinadas en laboratorio por pruebas estáticas (pruebas de equilibrio en núcleos comprimidos) y dinámicas (inyección de núcleo). La adsorción de surfactantes depende del tipo, peso equivalente,

concentración del surfactante, minerales rocosos, contenido arcilloso, temperatura, pH, condición de óxido-reducción, tasa de flujo de la solución, entre otros.

2.7.2.3. Entrampamiento de fase

Podría ser causada por el entrampamiento mecánico, la división de las fases, o el entrampamiento hidrodinámico, está relacionado al flujo multifásico. Los mecanismos son complejos y la magnitud de la pérdida de surfactante debido a esto debería ser muy diferente dependiendo de las condiciones de flujo multifásico.

2.7.3. Mecanismos de desplazamiento

Uno de los principales mecanismos de los procesos de recuperación mejorada de petróleo relacionado con surfactantes es la reducción de la tensión interfacial, la cual está íntimamente relacionada a la solubilización del agua y el petróleo. La inyección de surfactante puede ser dividido en dos grupos; la inyección de surfactante diluido y la inyección micelar.

Cabe resaltar, que la inyección de surfactante es un proceso inmiscible, donde el tamaño del tapón y la concentración de surfactante son los límites económicos. El desplazamiento miscible puede ocurrir en las etapas tempranas de la inyección, pero en cuanto hace frente el tapón de químicos ya el proceso comienza a ser inmiscible. En consecuencia, el diseño del proyecto debe estar basado en un flujo inmiscible.

2.7.3.1. Mecanismos de desplazamiento en inyección de surfactante diluido

En principio, se supondrá una inyección de surfactante diluido en yacimientos mojados al agua. Lo que ocurre cuando la solución de surfactantes contacta a las gotas de petróleo residual, es que estas últimas son emulsificadas debido a la baja tensión interfacial y arrastradas en la solución de surfactante. Las gotas que han

sido arrastradas son llevadas hacia adelante convirtiéndose en largos hilos de petróleo, que les permitirá pasar a través de las gargantas porales. Cuando la salinidad es baja, se forman emulsiones del tipo petróleo- en-agua, en contraste de la salinidad, se genera emulsiones del tipo agua-en-petróleo. Estas gotas de petróleo se juntan para crear un banco de petróleo delante del tapón de surfactante.

En un yacimiento mojado al petróleo, las gotas de hidrocarburo están en las gargantas o paredes de poro. Cuando la solución de surfactante fluye a través de la roca porosa y permeable, debido a la baja tensión interfacial, las gotas de petróleo son desplazadas, deformadas y movidas a lo largo de las paredes por la solución de surfactante diluida.

En este tipo de mecanismo, las gotas de petróleo deben ser capaces de deformarse para pasar a través de las gargantas porales. A saber, la capacidad de deformación de dichas gotas es muy importante para la inyección de surfactante diluido. Este efecto puede lograrse mediante tensiones interfaciales bajas.

2.7.3.2. Mecanismos de desplazamiento en una Inyección Micelar

Sustentado en la salinidad y la composición, ya se mencionado anteriormente de que existen tres tipos de microemulsiones, petróleo-en-agua, agua-en-petróleo, y de fase media.

La solubilización correspondiente al tipo I, es similar al empuje de gas por vaporización, las gotas de petróleo emulsificadas se unen entre sí para formar un banco de petróleo, el hinchamiento correspondiente al tipo II, es similar al empuje de gas por condensación. La microemulsión a media fase, debido a la tensión interfacial tan baja, el petróleo y el agua pueden ser solubilizados en cada una y las gotas de petróleo pueden fluir más fácilmente a través de las gargantas de poro. Las gotas de petróleo se mueven adelante y se unen con el petróleo aguas

abajo para formar un banco de petróleo. Debido al efecto de solubilización, los volúmenes de ambas fases son expandidos, llevando a altas permeabilidades relativas y saturaciones residuales más bajas. Sin embargo, cuando la permeabilidad relativa al agua incrementa más fácilmente que la permeabilidad relativa al petróleo con la disminución de la tensión interfacial, la saturación de petróleo en el banco del mismo y la tasa de recobro son desgastadas, si no se hace una modificación en la viscosidad.

2.7.4. Permeabilidades relativas en la inyección de surfactante

En esta sección se expondrán algunos modelos de permeabilidad relativa relacionados a la inyección de surfactante y el efecto de la tensión interfacial sobre este parámetro.

Delshad y otros autores^[27], basados en data experimental, mostraron que la permeabilidad relativa de cada fase estará determinada mediante la Ecuación 2.22.

$$k_{rp} = k_{rp}^e (\bar{S}_p)^{n_p} \quad (2.22)$$

Donde

k_{rp}^e es la permeabilidad relativa del punto límite (*end-point*) de la fase p a su máxima saturación

n_p es el exponente de la fase p

$\bar{S}_p$ es la saturación normalizada de la fase que podría ser agua (w), petróleo (o) o microemulsión (m), la cual se puede obtener mediante la Ecuación 2.23:

$$\bar{S}_p = \frac{S_p - S_{pr}}{1 - \sum S_{pr}} \quad (2.23)$$

Donde

S_p es la saturación de la fase p (agua, petróleo, microemulsión)

S_{pr} es la saturación residual o irreducible de la fase p

Cabe destacar, que estos parámetros son dependientes del número capilar, las Ecuaciones 2.22 y 2.23, expresadas anteriormente son aplicadas a un número capilar específico, si desea obtenerlo a uno diferente entonces necesitará algún tipo de interpolación o extrapolación.

2.7.4.1. Flujo bifásico

En un flujo bifásico para sistemas tipos II(-) y II(+), la saturación normalizada quedaría como se muestra en la Ecuación 2.24.

$$\bar{S}_p = \frac{S_p - S_{pr}}{1 - S_{pr} - S_{p'r}} \quad (2.24)$$

Donde

S_p es la saturación de la fase p (agua, petróleo, microemulsión)

S_{pr} es la saturación residual o irreducible de la fase p

$S_{p'r}$ es la saturación residual de otra fase. Cabe resaltar, que S_{pr} y $S_{p'r}$ son dependientes del número capilar y se pueden estimar de acuerdo a la Ecuación 2.25.

$$S_{pr} = S_{pr}^{(NC)_{max}} + (S_{pr}^{(NC)_c} - S_{pr}^{(NC)_{max}}) \frac{1}{1 + T_p N_c} \quad (2.25)$$

Donde

S_{pr} es la saturación residual o irreducible de la fase p

$(NC)_c$ y $(NC)_{max}$ es el número capilar crítico y el número capilar de desaturación máxima

N_c es el número capilar

T_p es el parámetro usado para correlacionar las medidas de laboratorio.

Si se asume que la k_{rp}^e a un número capilar cualquiera puede ser interpolado entre sus valores crítico y máximo, su forma de calcularla sería como aparece en la Ecuación 2.26.

$$k_{rp}^e = (k_{rp}^e)^{(NC)_c} + \frac{S_{p'r}^{(NC)_c} - S_{p'r}}{S_{p'r}^{(NC)_c} - S_{p'r}^{(NC)_{max}}} \left[(k_{rp}^e)^{(NC)_{max}} - (k_{rp}^e)^{(NC)_c} \right] \quad (2.26)$$

2.7.4.2. Flujo trifásico

Ocurre en un sistema de tipo III. Para el flujo trifásico, la permeabilidad relativa de la fase p tiene dos saturaciones residuales de las otras dos fases. Para la permeabilidad relativa de la fase acuosa, por ejemplo, S_{or} y S_{mr} , serían dichas saturaciones, en este caso la sumatoria normalizada de las saturaciones residuales quedaría expresada como se muestra en la Ecuación 2.27 y la saturación normalizada de la fase en cuestión como en la Ecuación 2.28:

$$\sum S_{wr} = \min\{S_{or}, S_o\} + \min\{S_{mr}, S_m\} \quad (2.27)$$

Donde

S_o y S_m son las saturaciones de petróleo y microemulsión, respectivamente

$$\bar{S}_w = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - \sum S_{wr}} \quad (2.28)$$

Para entonces, ya se puede obtener la permeabilidad relativa en el *end-point* (Ecuación 2.29)

$$k_{rw}^e = (k_{rw}^e)^{(NC)_c} + \frac{(\sum S_{wr})^{(NC)_c} - \sum S_{wr}}{(\sum S_{wr})^{(NC)_c} - (\sum S_{wr})^{(NC)_{max}}} \left[(k_{rw}^e)^{(NC)_{max}} - (k_{rw}^e)^{(NC)_c} \right] \quad (2.29)$$

Quedando el cálculo del exponente de fase tal como en la Ecuación 2.30:

$$n_p = n_p^{(NC)_c} + \frac{(\sum S_{wr})^{(NC)_c} - \sum S_{wr}}{(\sum S_{wr})^{(NC)_c} - (\sum S_{wr})^{(NC)_{max}}} \left[n_w^{(NC)_{max}} - n_w^{(NC)_c} \right] \quad (2.30)$$

Para la fase de petróleo se procede de la misma manera sólo que se tomarían en cuenta como saturaciones residuales, las de agua y microemulsión.

2.7.5. Inyección micelar

La inyección micelar o microemulsiones es un método de recobro mejorado complejo pero prometedor, generalmente, para yacimiento de petróleo liviano. Consiste en la inyección de un tapón de solución micelar (cerca del 5% del volumen poroso) seguido por un tapón de solución polimérica (“buffer”, 50% del volumen poroso), el cual es finalmente empujado por un tapón de agua.

Así como en otros métodos químicos, en este proceso si es necesario se inyecta un preflujo (salmuera de baja salinidad, solución alcalina o polímero acuoso diluido) para condicionar el yacimiento. La solución micelar usada es la clave en este proceso, se constituye de; el hidrocarburo adecuado y un 10-15% de surfactante junto con pequeñas cantidades de sal y alcohol.

Continuando con lo anterior, una solución micelar bajo óptimas condiciones (menos movable que el petróleo y el agua) desplazará al petróleo y al agua de manera miscible. El buffer de polímero es menos movable que la solución de surfactante, para retrasar la dilución del tapón mediante el agua de empuje, esto es una parte importante del proceso. El diseño de un fluido micelar de una cantidad considerable de trabajos de laboratorio, pero una vez que se ha diseñado el sistema apropiado de tapón-buffer, el proceso puede ser eficiente. Uno de los índices de rendimiento es la relación recobro de petróleo-tapón. En las experiencias de campo estos valores han excedido a las tres unidades.

En cuanto a la aplicación de un proceso de inyección micelar, es considerado para petróleos livianos, viscosidades menores a 20 cp. La presión de yacimiento no es un parámetro crítico pero la temperatura no debería ser tan elevada ya que causaría degradación.

El primer impedimento en el desarrollo de una inyección micelar es el costo de los materiales y pozos, ya que deben estar muy cercanos o de corto espaciamiento.

2.8. ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP)

En particular, es una de las técnicas de recuperación mejorada de petróleo más efectivas, resulta de la combinación de los procesos químicos anteriormente citados, álcali, surfactante y polímero. El objetivo es reducir la cantidad de químicos consumidos por unidad de volumen de petróleo recuperado. Los tres fluidos son mezclados e inyectados como un gran tapón.

El mayor desafío técnico está en cómo reducir de manera significativa la cantidad y el costo de químicos usados, sin embargo, las aplicaciones en campo han mostrado que las concentraciones de álcali-surfactante-polímero se mantienen relativamente altas en los fluidos producidos, por lo que estos químicos se podrían reutilizar, reduciendo sustancialmente el costo de capital y el impacto ambiental.

Las aplicaciones exitosas de inyección de ASP en los campos de petróleo puede aumentar el recobro de hidrocarburos por encima del 20%. En relación, al surfactante añadido que puede mejorar la tolerancia a la salinidad del álcali, y al generado in situ mediante las reacciones químicas entre el álcali inyectado y los ácidos orgánicos naturales en el crudo, pueden contribuir a la obtención de una tensión interfacial ultra-baja. La reducción de la TIF en la interface petróleo-salmuera ayuda a emulsificar y movilizar el petróleo residual en el yacimiento. Adicionalmente, la superficie rocosa se carga negativamente a altas concentraciones del ion hidroxilo. Estos iones no solamente inhiben la adsorción de químicos aniónicos (surfactantes aniónicos y polímeros), sino que cambia la mojabilidad de la roca.

El polímero inyectado puede mejorar significativamente la razón de movilidad. La adsorción del mismo a la roca yacimiento puede reducir la permeabilidad efectiva al agua, y en consecuencia, este fluido asistiría tanto a la eficiencia areal, como a la eficiencia de barrido vertical.

2.8.1. Permeabilidades relativas en una inyección ASP

En una inyección de álcali, surfactante y polímero, estos químicos tienen diferentes efectos sobre las permeabilidades relativas, en la Tabla 2.1 se resumen estos efectos comparados con una inyección de agua convencional. ^[27]

Tabla 2.1. Efectos del álcali, surfactante y polímero en la K_r

<i>Parámetro</i>	<i>Polímero</i>	<i>Álcali (emulsificación)</i>	<i>Surfactante o álcali (TIF)</i>
S_{wi}	↑	↑	↓
S_{or}	↓ Ligeramente	↓	↓
K_{rw}	↓	↓	↑
K_{ro}	Ligeros cambios	↑ Ligeramente	↑
Las flechas según la dirección, indican, hacia arriba (↑) Aumenta, y hacia abajo (↓) Disminuye			

De la Tabla 2.1 se puede observar que el efecto de un fluido alcalino en términos de emulsificación es similar al efecto del polímero, si el mismo en cuanto a la tensión interfacial es similar al efecto del surfactante. Menos rigurosamente, se puede mencionar que solamente el polímero reduce la permeabilidad relativa del agua y únicamente el surfactante reduce la tensión interfacial.

2.9. SURFACTANTE – POLÍMERO

Cuando el surfactante y el polímero son inyectados en el mismo tapón, su compatibilidad es un punto importante. Algunas veces, el polímero es inyectado antes del surfactante para que el primero sea el agente adsorbido, en otras, el polímero es inyectado detrás del surfactante para evitar adedamiento con el agua de empuje en el tapón de surfactante. A pesar de que no se inyectan ambos químicos en el mismo tapón, ellos se mezclarán en su interface debido a la

dispersión y la difusión. Entre las principales interacciones que ocurren en este tipo de proceso, se listarán a continuación:

- (a) El surfactante puede estar en la fase acuosa, de petróleo o en la fase media de microemulsión. Esencialmente, todo el polímero en una solución de este tipo, está en la fase acuosa.
- (b) La tensión interfacial entre la fase rica en polímero y la fase rica en surfactante en un caso libre de petróleo debería ser muy baja, en el rango de $10^{-4} - 10^{-5}$ mN/m. Estos valores indican que el entrapamiento, estará más relacionado a la diferencia en las movilidades de las fases separadas que a la fuerza capilar.
- (c) El efecto del polímero en sistemas con petróleo es incrementar la viscosidad de la fase acuosa solamente, con un ligero efecto en la microemulsión.
- (d) Cuando se añade el polímero en un sistema de surfactante, hay dos concentraciones críticas, la concentración de adsorción crítica (CAC), a la cual el surfactante comienza a adsorberse en las cadenas del polímero, por lo general es menor que la CCM, y una variación de la concentración crítica de micela (CCM₂), que se refiere a la concentración de surfactante a la cual se forman las micelas estando el polímero presente, es más alta que la CCM.
- (e) El surfactante tiene dos efectos en la viscosidad del polímero: el primero es que el surfactante trae cationes como Na⁺ para reducir la viscosidad del polímero, y el segundo es que al añadirse el surfactante, se pueden formar agregados así que la viscosidad del polímero aumentará.

2.10. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos se ha convertido en la metodología más sofisticada, disponible actualmente, para lograr el principal objetivo de una gerencia de yacimientos, el cual consiste en determinar las condiciones óptimas necesarias para maximizar el recobro económico de hidrocarburos de un campo. La simulación provee un perfil de producción para la generación de predicciones económicas, que coadyuvan a la toma de decisiones acerca de la inversión de capital y esfuerzos en métodos y estrategias direccionadas a mejorar la recuperación de petróleo. Esto, se convierte entonces, en una tarea de un equipo

de trabajo, multidisciplinario que participa para la preparación de todo el set de datos necesarios y alcanzar con esto la construcción de un modelo bastante completo del yacimiento mediante el uso de simuladores.

El simulador es el punto de contacto entre las diversas disciplinas, como se puede observar en el esquema de la Figura 2.17 y también, la mejor tecnología para hacer predicciones del comportamiento del yacimiento, mediante su aplicación se puede representar el flujo de fluidos en el medio poroso. Cabe resaltar, que los simuladores no eliminan la incertidumbre, ellos dan la habilidad de evaluar y manejar mejor el riesgo asociado con la predicción del comportamiento de la producción, dependiendo de la calidad y la veracidad de la información adquirida así como de la integración de la misma y el rango de aplicabilidad. Una de las metas de mayor peso en la simulación es reducir el riesgo con la toma de decisiones en un ambiente donde es limitado el conocimiento del yacimiento.

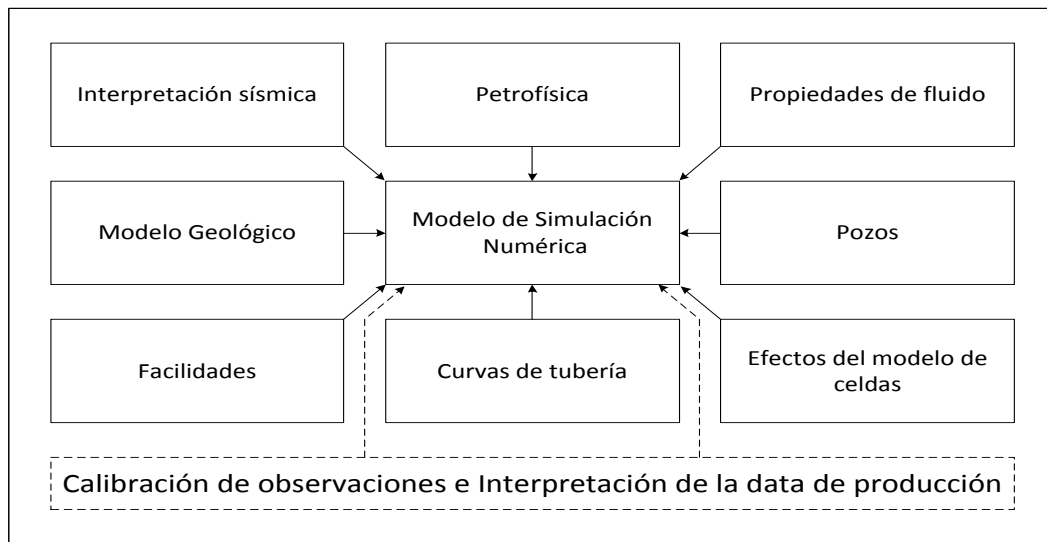


Figura 2.17. Contribuciones de las diversas disciplinas en la simulación de yacimientos.^[10]

Los núcleos y los registros dan una vista muy limitada del yacimiento. Sin embargo, una sección sísmica expande la fracción del área mostrada, pero la interpretación de ella es menos precisa. La confiabilidad en esta última

herramienta puede ser mejorada cuando es correlacionada con los primeros tipos de muestras. El rango de aplicabilidad de los datos medidos depende de la técnica de muestreo, es por ello que existen varios tipos de escala para caracterizarla, entre ellas están: micro, macro, mega y giga, la Figura 2.18 representa cada una de ellas.

La escala “Giga” aborda información asociada con las técnicas geofísicas, como la arquitectura del yacimiento. La escala “Mega” es la de la caracterización del yacimiento e incluye registros de pozos, pruebas de pozos y análisis de sísmica en tres dimensiones. La escala “Macro” se enfoca en las muestras de data a nivel de análisis de núcleos y análisis de propiedades de fluido. La escala “Micro” envuelve datos a escala de poro obtenidos a partir de técnicas como análisis de sección fina y mediciones de distribución de tamaño de grano. Cada una de las escalas anteriores contribuye al modelo final de yacimiento.

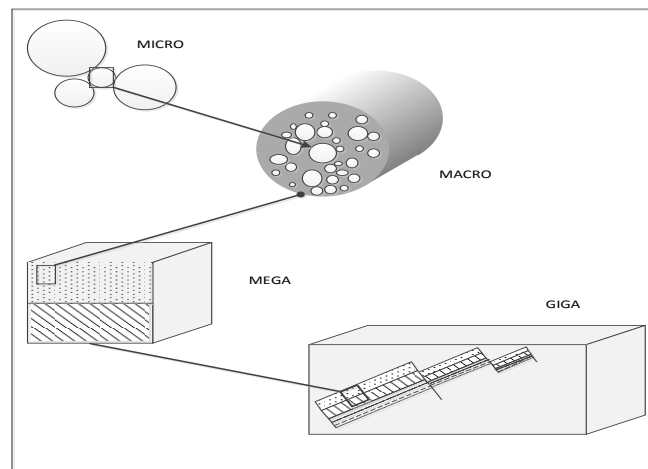


Figura 2.18. Escalas del yacimiento. ^[10] (Mod. Camacho)

La mayoría de los estudios de simulación incluyen los mismos tipos de actividades, aunque la distribución de esfuerzo entre ellas variará de un proyecto a otro. La Figura 2.19, muestra las actividades más significantes, su sincronización y duración.

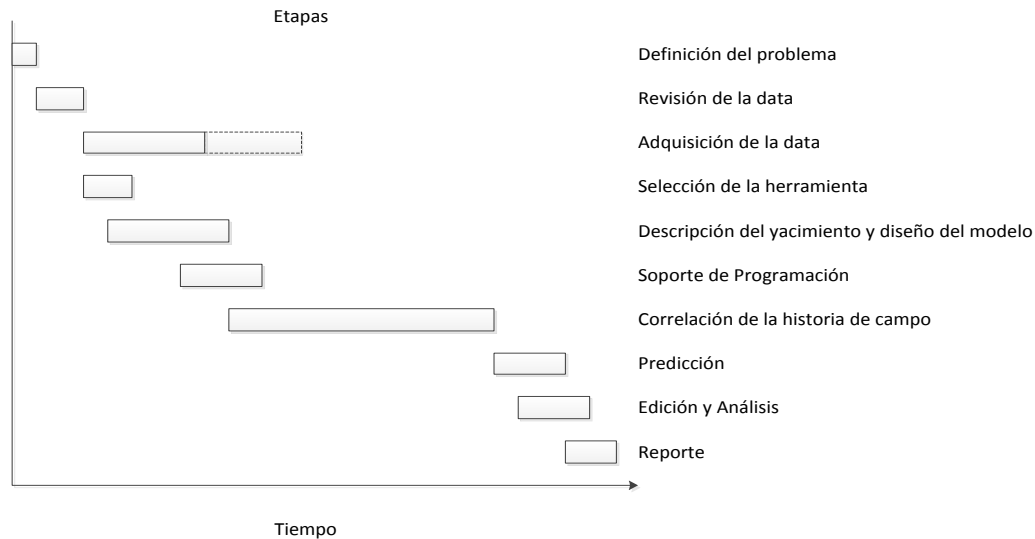


Figura 2.19. Actividades en un estudio típico de simulación de yacimientos. ^[19] (Mod. Camacho)

2.10.1. Etapas de un estudio de simulación de yacimientos

2.10.1.1. Definición del problema

El primer paso en la conducción de un estudio es definir el problema del comportamiento del yacimiento y los problemas operacionales asociados. Para hacer esto, se debe recopilar toda la información acerca del yacimiento y su ambiente de operación para identificar qué proyecciones de comportamiento son necesarias. Luego, se deben establecer los objetivos de manera clara y concisa, muchas decisiones deben tomarse a medida que progresa el trabajo cuidando de que realmente se están desarrollando los objetivos. Aunque esta fase del proyecto es relativamente corta, puede tener un mayor impacto en la eficiencia con la cual se está dirigiendo.

Una vez que los objetivos y el enfoque del estudio están claros, se debe hacer un análisis preliminar de la mecánica de los fluidos del yacimiento. El análisis puede estar disponible a partir de evaluaciones previas, o puede incluir cálculos manuales, pequeños modelos de simulación, o simplemente una revisión del

comportamiento de otros yacimientos que parecen ser similares con respecto al yacimiento en estudio. El propósito de este análisis es identificar los principales mecanismos de agotamiento y reconocer los factores que dominarán el desempeño del yacimiento (por ejemplo, conificación, gravedad, heterogeneidad).

Posteriormente, debería ser posible, determinar el nivel de complejidad requerido en el modelo del yacimiento, para comenzar con el diseño del mismo e identificar la data necesaria para construirlo.

2.10.1.2. Revisión de los datos

Con la finalidad de identificar los mecanismos de empuje que puedan actuar en el yacimiento, los datos adquiridos deben ser evaluados. La revisión debería ser tan extensa como sea necesario pero demostrada para evitar trabajo innecesario.

La evaluación de los datos disponibles casi siempre revela diferencias e inconsistencias que necesitan ser resueltas. Algunas veces será necesario decidir si hay suficiente datos y si la calidad de éstos es apropiada para construir el modelo de simulación de yacimiento con suficiente precisión para alcanzar los objetivos del estudio. La Tabla 2.2 muestra los tipos de datos que son necesarios en un estudio de modelo de simulación.

Toda la información recopilada a varias escalas debe ser integrada dentro de una representación única, exhaustiva, completa y consistente del yacimiento. Por último, cabe mencionar que una de las tareas esenciales de la etapa de adquisición de datos es determinar cuáles podrán ser usados durante el proceso de cotejo histórico, es parte fundamental de la inicialización del modelo, que es cuando los datos que han sido preparados puedan ser usados por el simulador. De tal manera, que se considera inicializado cuando tiene toda lo requerido para cuantificar los fluidos en sitio.

Tabla 2.2. Data requerida para un estudio de simulación.^[10]

<i>Propiedad</i>	<i>Fuentes</i>
Permeabilidad	Pruebas de presión, análisis de núcleo, correlaciones, comportamiento de pozo
Porosidad, compresibilidad de la roca	Análisis de núcleo, registros de pozo , pruebas de pozo
Permeabilidad relativa y presión capilar	Pruebas de flujo en núcleo
Saturaciones	Registros de pozo, análisis de núcleo, pruebas con trazadores en un único pozo
Propiedades de fluido (PVT)	Análisis de laboratorio en muestras de fluido o correlaciones existentes
Fallas, bordes y contactos de fluido	Sísmica, pruebas de presión
Acuíferos	Sísmica, cálculos de balance de materiales, estudios de exploración regional
Espaciamiento de fractura, orientación, conectividad	Análisis de núcleo, registros, sísmica, pruebas de presión, pruebas de interferencia, comportamiento de pozo
Tasas y datos de presión, completación y datos de rehabilitación	Historia de comportamiento del campo

2.10.1.3. Selección de la herramienta de estudio

Los factores que influyen en la selección de la herramienta para un estudio incluye:

- (a) Disponibilidad de los simuladores que pueden resolver adecuadamente los problemas de interés.
- (b) Los cambios en la programación que deben ser hechos al simulador para modelar los pozos y facilidades.
- (c) El tipo y número de corridas en el simulador necesarias para alcanzar los objetivos del estudio.
- (d) Disponibilidad de tiempo, mano de obra y recursos computacionales y financieros para el estudio.
- (e) La necesidad de capacidades especiales de edición.

- (f) Disponibilidad de recursos periféricos necesarios para completar el estudio a tiempo.

La selección de un simulador de yacimientos depende de diversos factores como los objetivos del estudio, tipo de fluido y las dimensiones del sistema, es por esta razón por la que se encontrarán diversos prototipos de simuladores de acuerdo a los propósitos que se quieran cumplir.

2.10.1.2.1. Tipos de simuladores

En la simulación de yacimientos se usan diversos simuladores para describir los diferentes mecanismos de producción dependiendo del campo de aplicabilidad. De esta manera que los simuladores más usados son los que se describen a continuación, brevemente:

- (a) Los simuladores de Petróleo Negro o “Black Oil”: Asume flujo isotérmico y la transferencia de masa dentro de cada bloque es instantánea, pueden tener gas disuelto en la fase de petróleo y viceversa, este último disuelto en la fase gaseosa. Estos simuladores necesitan datos de las propiedades de fluido saturado y subsaturado. Cabe destacar que consideran la recuperación de petróleo por agotamiento natural o por mantenimiento de presión. Contiene fases inmiscibles (agua/petróleo/gas) con dependencia simple de presión de gas en petróleo. Esta representación de dos componentes del contenido de hidrocarburos presume composición constante en las fases gas/petróleo, sin volatilidad de petróleo en la fase gaseosa y no solubilidad del gas y petróleo en agua. Los modelos de petróleo negro se usan frecuentemente para determinar los efectos en la recuperación de petróleo por; tipo de patrón y espaciamiento de pozos, intervalos de completación, conificación de agua y/o gas como función de la tasa de producción, aumento del empuje de un acuífero natural, inyección de agua, perforación de nuevos pozos, inyección de agua, gas o ambos.
- (b) Simuladores composicionales: Son usados para modelar agotamiento de yacimientos de petróleo volátil o de gas condensado donde la composición de las fases y de propiedades cambia significativamente con la presión por debajo del punto de burbujeo o de rocío. También sirve para modelar inyección de gas (seco o húmedo) en donde se alcanza miscibilidad por contacto simple o dinámico (contacto múltiple). Útil para inyección de CO₂. Estos simuladores caracterizan al hidrocarburo como una mezcla de

N componentes y las propiedades del gas y el petróleo se calculan a partir de ecuaciones de estado.

- (c) Simuladores térmicos: Se aplican en procesos donde se producen cambios de temperatura tales como inyección de vapor, combustión in-situ. Para estos casos el petróleo pesado se moviliza por: Reducción de viscosidad gracias al efecto térmico y craqueo de la fase líquida con subsecuente destilación. Los modelos térmicos incluyen correlaciones PVT para describir N componentes en las fases petróleo y gas como función de la presión, la temperatura y composición.
- (d) Simuladores químicos: Modelan el flujo de fluidos y el transporte de masa ocasionado por las interacciones fluido/fluido y fluido/roca tales como la dispersión, adsorción, intercambio de cationes, flujo no-newtoniano y comportamiento de fases muy complejos (tres o más fases).

2.10.1.4. Diseño del modelo

El diseño del modelo de simulación estará influenciado por el tipo y complejidad del problema (es decir, geometría del sistema, heterogeneidad de la roca, tipos de fluidos presentes, tipo de proceso de agotamiento que será considerado), calidad de respuesta requerida para las decisiones de la gerencia de yacimientos (objetivos del estudio), la disponibilidad y calidad de la data que describe el yacimiento, las limitaciones de tiempo y presupuesto, y el nivel de credibilidad necesario para asegurar la aceptación de los resultados del estudio (capacidades del simulador de yacimiento). La simulación de algunos procesos requiere el uso de un simulador de propósito especial, frecuentemente soportado en programas periféricos para predecir factores como las pérdidas de calor en el fondo de pozo o el comportamiento de fases de hidrocarburos. El tiempo y las limitaciones de costo frecuentemente comprometen el tipo de simulador a usar y el diseño del modelo del yacimiento. El número de celdas y los detalles incluidos en el tratamiento de pozos individuales son quizás, las dos áreas más comunes para comprometer. El ingeniero deberá determinar, dentro del marco de los objetivos de estudio, el nivel de sofisticación realmente necesario para resolver el problema.

Para que el simulador resulte ser una herramienta de ingeniería efectiva, debe simular el comportamiento futuro del yacimiento bajo una o más estrategias de producción o inyección. Los aspectos del comportamiento que son lo más importantes incluyen la productividad de los pozos o inyectividad, niveles de presión y saturaciones en la vecindad de pozos individuales, producción de las relaciones gas/petróleo, agua/petróleo y gas/agua, eficiencia de desplazamiento y la eficiencia de recobro total.

Con respecto a la discretización, cabe resaltar que la vida de un yacimiento debe ser dividida en intervalos de tiempo. El simulador calcula los cambios en el yacimiento (flujo, saturación, presión, entre otras) sobre cada uno de los dichos intervalos finitos. Esto es realmente importante, ya que las condiciones en el yacimiento y en cada celda, pueden cambiar abruptamente de un paso de tiempo a otro, es por ello que deben ser escogidos lo suficientemente pequeños como para limitar la magnitud de estos cambios abruptos a niveles aceptables. En general, la precisión con la cual el comportamiento del yacimiento pueda ser calculado estará gobernada por la longitud de estos pasos de tiempo.

Existe una diversidad de modelos que se pueden construir dependiendo de los objetivos del estudio y los mismos serán descritos a continuación y representados en la Figura 2.20:

- (a) Modelo tipo tanque: El uso de este modelo implica un método clásico, los cálculos pueden hacerse de manera rápida y fácil, sin embargo, hay muchos programas que están disponibles con balance de materiales.
- (b) Modelo en 1D: Es raramente usado para los estudios de yacimientos de un campo completo porque no consideran el barrido areal y vertical. A pesar de eso, los modelos unidimensionales pueden usarse eficientemente para indagar en la sensibilidad del comportamiento del yacimiento según variaciones en sus parámetros. Sirven para modelar pruebas de laboratorio como desplazamiento en núcleo.
- (c) Modelo en 2D: Es usado cuando los patrones de flujo areal dominan el comportamiento del yacimiento. Los objetivos de estudios de todo un campo incluye predicciones de las tasa de producción de petróleo, agua y

gas y de requerimientos para los pozos y facilidades de superficie. Podría implicar además, optimización de algunos factores como localización de pozos, distribución de inyección, y tiempo de instalación del método de levantamiento artificial o modificación de las facilidades de superficie. Es usado para estimar el recobro final y determinar la influencia de métodos de agotamiento alternativos, objetivos de producción y estrategias operacionales para el recobro de petróleo. Los modelos bidimensionales son los comúnmente usados en estudios de yacimiento.

Modelo radial: Puede usarse para representar el flujo convergente o divergente en una región simétrica radialmente de un yacimiento. Son especialmente útiles en estudios del comportamiento de pozos en yacimientos con gran influencia de acuífero, yacimiento con empuje de la capa de gas, o yacimientos que tienen una ligera columna de petróleo, superpuesto en agua y subyacente a gas. Para estos tipos de yacimientos, la selección de los intervalos de completación inicial y el reconocimiento de oportunidades para la recompletación son factores importantes en la planificación, desarrollo y optimización del comportamiento del campo.

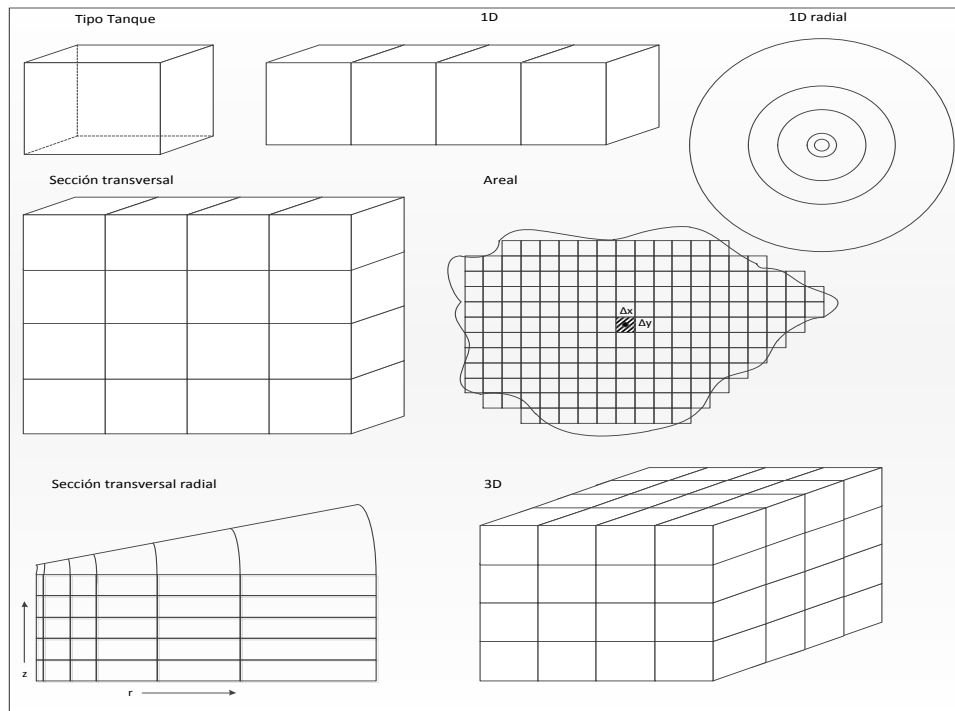


Figura 2.20. Modelos típicos usados en la simulación de yacimientos. ^[19](Mod. Camacho)

(d) Modelos en 3D: Es necesario o conveniente usar este tipo de modelos por numerosas razones, la primera, si la geometría del yacimiento es muy compleja. Los yacimientos que tienen lutitas y otras barreras de flujo que son extensas áreas continuas, pero con una ventana permeable donde ocurre el flujo cruzado, son difíciles de modelar solamente en dos dimensiones. La segunda, por la mecánica del fluido del yacimiento. Los yacimientos en una etapa más avanzada de agotamiento cae dentro de esta categoría, ya que se requiere precisar el modelado para distinguir entre el comportamiento resultante a partir de planes de agotamiento alternativos. La tercera razón está relacionado al desplazamiento areal y vertical, si entre los objetivos se requiere detallar en ello. La cuarta, tiene que ver con la dificultad y lo costoso que puede llegar a ser una simulación en 2D, y la última se asoma si los estudios de simulación serán usados en negociaciones, y se requiere un material completo para demostrar confianza en el proyecto.

2.10.1.5. Soporte de programación

Los programas de la gerencia de pozos pueden ayudar a automatizar la simulación mediante el uso lógico que traduce las condiciones de operación del campo y las limitaciones dentro de las condiciones de borde matemáticas para el simulador. Una rutina exhaustiva de la gerencia de pozos puede incorporar lógica suficiente y directrices operacionales para llegar a la mejor de las decisiones necesarias para simular lo más cercano a la realidad.

En algunos casos, sólo con especificarle al simulador las tasas de los pozos o las presiones en la cara de la arena es suficiente, mientras que en otros la gerencia debe calcular y cuantificar las limitaciones impuestas por las facilidades, el pozo y la hidráulica de las líneas de flujo, levantamiento artificial, objetivos productores y las obligaciones reguladoras y actuales. Ocasionalmente, se hace necesario acoplar un simulador multifásico de flujo en tuberías al simulador de yacimientos.

2.10.1.6. Cotejo histórico

Después que el modelo de yacimiento ha sido construido, se debe reproducir la producción del campo. En realidad, la descripción del yacimiento usada en el modelo es validada mediante corridas en el simulador con el histórico de producción, data de inyección y mediante la comparación de presiones calculadas y movimiento de fluidos con el comportamiento actual del yacimiento. El proceso de correlación de la historia puede ser único y simple incluyendo solamente los parámetros del acuífero, o puede ser complejo si además del acuífero caracteriza al yacimiento.

Los parámetros de entrada del modelo deben ser ajustados hasta que se obtenga una correlación aceptable entre el modelo y el campo. Típicamente, se ajusta:

- (a) La permeabilidad del yacimiento para correlacionar los gradientes de presión del campo.
- (b) La permeabilidad y la extensión areal de las lutitas u otras zonas de baja permeabilidad para correlacionar el movimiento vertical del fluido.
- (c) Permeabilidad relativa/relaciones de saturación para correlacionar las distribuciones dinámicas de saturación y gradientes de presión.
- (d) Tamaño del acuífero, porosidad, espesor, y permeabilidad para correlacionar la cantidad y distribución de influjo natural de agua.

Por otro lado, no existe una estrategia aceptada universalmente para llevar a cabo el proceso de correlación de la historia. Según Fanchi (1997), se considera tanto un arte como una ciencia debido a la complejidad del problema. Sin embargo, hay unas directrices que pueden hacer de éste, un proceso exitoso, las mismas se encontrarán en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Procedimiento sugerido para la correlación de la historia de campo

<i>Etapa</i>	<i>Observaciones</i>
I	Compare el volumen con balance de materiales y dimensione el acuífero
II	Compare la presión de yacimiento, a nivel global y local. La correlación de la presión promedio del campo establece la calidad general del modelo así como un balance total de masa. La distribución de presión obtenida mediante los resultados de las pruebas de pozos en puntos determinados en el tiempo muestra la variación espacial asociada con la versatilidad local del comportamiento del campo.
III	Compare las variables dependientes de la saturación, como relación agua-petróleo (RAP), relación gas-petróleo (RGP), éstas son las variables más sensibles a la producción, tanto en términos del tiempo de ruptura como en la forma de las curvas de RAP y RGP.
IV	Compare las presiones de flujo de los pozos.

2.10.1.7. Evaluación del cotejo histórico

Una manera de evaluar es comparar los parámetros observados y calculados. Una manera práctica de hacerlo es mediante gráficos de presión vs. tiempo, producción (o inyección) acumulada vs. tiempo, tasas de producción (o inyección) vs. tiempo, y RAP, RGP o corte de agua vs. tiempo, así como muchos otros que permitan garantizar que se está construyendo de manera adecuada el modelo.

Hay muchas maneras de decidir si el cotejo histórico es realmente satisfactorio, en todos los casos, un conocimiento claro de los objetivos del estudio podría ser el estandarte para la toma de decisiones, una de esas maneras es calcular una tolerancia o incertidumbre asociada con los parámetros observados y calculados.

2.10.1.8. Predicción y análisis de resultados

Una vez que se obtiene un cotejo histórico aceptable, el modelo puede ser usado para predecir el comportamiento futuro del campo y alcanzar los objetivos establecidos por el estudio.

Un diagrama de flujo típico de un simulador es mostrado a continuación, en la Figura 2.21, donde el programa de simulación comienza leyendo la data de entrada e inicializando el yacimiento. Esta parte del modelo no cambiará en función del tiempo, sin embargo, la información dependiente de él debe ser leída, esto incluye datos de control de pozo y campo. Los coeficientes de las ecuaciones de flujo y las variables primarias desconocidas son calculados. Una vez que ellas son determinadas el proceso puede repetirse mediante la actualización de los coeficientes de flujo usando los valores de las variables primarias al nuevo nivel de iteración. Este proceso iterativo puede mejorar el balance de materiales. Cuando la solución de las ecuaciones de flujo está completa, las propiedades de los fluidos son cargadas y los archivos de salida son creados antes de que el próximo paso de tiempo comience.

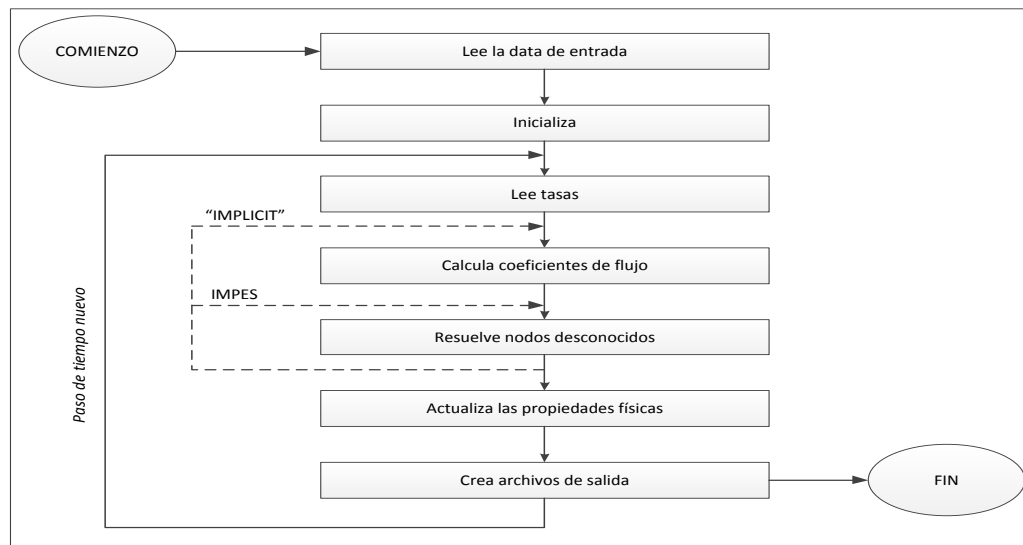


Figura 2.21. Diagrama de flujo típico de un simulador de yacimientos. ^[10]

2.11. SIMULACIÓN DE PROCESOS QUÍMICOS

En los procesos de inyección química, un banco de fluido que contiene un agente multicomponente es inyectado dentro de la formación, este tapón puede contener surfactante, petróleo, agua y otros químicos. Seguidamente, se expondrán varios aspectos por lo que se ha considerado la simulación de métodos químicos de recuperación mejorada un proceso complejo.

Los procesos de inyección química usan una secuencia de bancos, posiblemente, incluyendo un preflujo, químicos, solución polimérica (agua y polímero) y finalmente, agua de empuje. El preflujo, es usado para condicionar el yacimiento, sin embargo, una función del mismo es que pueda proveer iones que se adsorben en la roca yacimiento, reduciendo la adsorción posterior de surfactante o polímero. El preflujo es seguido por un tapón de químicos que, a su vez, es empujado por un banco de agua que tiene polímeros. La viscosidad del banco de empuje es diseñada para prevenir el adedamiento viscoso del agua de empuje dentro del tapón de químicos, este banco de agua polimérica es empujado por salmuera.^[19]

La física de la inyección química es muy complicada, más de dos fases líquidas pueden formarse, constituyentes químicos pueden adsorberse a la superficie rocosa, parte del volumen poroso de la roca es inaccesible al polímero, la permeabilidad relativa ya no es una función, solamente, de la saturación y los efectos de mezcla pueden ser importantes.

El comportamiento de la fase de un sistema petróleo/salmuera/surfactante y de un sistema polímero/petróleo/salmuera/surfactante es particularmente complejo. Al menos tres fases líquidas pueden formarse en el primero de los sistemas. Una fase inferior que contiene principalmente agua, una media que es una mezcla de petróleo agua y surfactante y una fase superior compuesta principalmente por

petróleo. El estado de cada fase depende de la composición de la mezcla presente, todas las concentraciones de los componentes son importantes.

La adsorción puede ser perjudicial en fluidos con surfactante y polímero porque contribuye a la pérdida de estos químicos. Adicionalmente, el intercambio de iones entre el fluido inyectado y la roca pueden cambiar la composición de dicho fluido lo suficiente para influenciar en el comportamiento de fase del sistema.

Las moléculas de polímero son tan grandes que no pueden deslizarse dentro de los pequeños canales porosos. Como resultado, la porosidad efectiva es menor para el polímero que para otras especies. Y en consecuencia, el polímero puede moverse a través del medio poroso más rápido que otros componentes, pero además puede quedar atrapado mecánicamente en la roca.

Con respecto a la mecánica del fluido, la permeabilidad relativa es una función de la saturación, la tensión interfacial y la velocidad del fluido. Los efectos de la tensión interfacial y la velocidad del fluido pueden ser combinados a través del uso del número capilar. Parece que los efectos de histéresis son a la vez importantes y que el flujo de petróleo puede darse en uno de dos regímenes (en la formación de una emulsión o como una fase en coalescencia).

La causa más importante de mezcla es la dispersión (proceso mediante el cual, partículas aglomeradas son separadas unas de otras y una nueva interface es generada), resultante del movimiento de fluidos a través del medio poroso. La mezcla es caracterizada por las dispersividades longitudinales y transversales, los cuales son multiplicados por las velocidades de fluido para obtener los coeficientes de dispersión local. Como el movimiento de fluido no es normalmente paralelo a una de las direcciones de coordenadas, los términos de dispersión realmente forman un tensor.^[19]

La ecuación de continuidad para el componente v puede ser escrito como se muestra en la Ecuación 2.31:

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left(\overrightarrow{K}_\ell \cdot \nabla C_{\ell v} + \overrightarrow{K}_m \cdot \nabla C_{mv} + \overrightarrow{K}_u \cdot \nabla C_{uv} \right) \\ & - \nabla \cdot (u_\ell C_{\ell v} + u_m C_{mv} + u_u C_{uv}) + q_v = \frac{\partial}{\partial t} (C_{tv}) \end{aligned} \quad (2.31)$$

Donde

ℓ, m, u = fases inferior, media y superior (agua, microemulsión, petróleo), respectivamente.

$\overrightarrow{K}_\ell$ = tensor de dispersión para la fase ℓ

$C_{\ell v}$ = concentración del componente v en unidades de moles por unidad de volumen de la fase ℓ

u_ℓ = velocidad de Darcy de la fase ℓ

C_{tv} = concentración total del componente v en unidades de moles por unidad de volumen de yacimiento y se determina con la Ecuación 2.32.

q_v es la tasa total del componente v

$$C_{tv} = \phi_v (S_\ell C_{\ell v} + S_m C_{mv} + S_u C_{uv} + A_v) \quad (2.32)$$

Donde

ϕ_v = es la porosidad accesible al componente v

A_v = es la adsorción del componente v en unidades de moles por unidad de volumen poroso accesible al componente v.

Adicionalmente, se asume que los fluidos son incompresibles y que no hay cambio de volumen en la mezcla. Entonces, la fracción volumétrica del componente v en la fase ℓ será $v_v C_{\ell v}$, por lo que la sumatoria de dichas fracciones debe ser igual a la unidad, tal como aparece en la Ecuación 2.33.

$$\sum_v v_v C_{\ell v} = 1 \quad (2.33)$$

De manera similar:

$$\sum_v v_v C_{tv} = \phi \quad (2.34)$$

Si la compresibilidad de la formación es insignificante, la porosidad será constante con el tiempo. Luego, si la Ecuación 2.34 es multiplicada por v_v , finalmente la ecuación de continuidad resultaría (Ecuación 2.35):

$$-\nabla \cdot (u_\ell + u_m + u_u) + q_t = 0 \quad (2.35)$$

Donde la tasa total estará dada como se muestra en la Ecuación 2.39.

$$\sum_v v_v q_v = q_t \quad (2.36)$$

Por otra parte, la velocidad de Darcy de la fase ℓ está dada por:

$$u_\ell = -\lambda_\ell \cdot (\nabla \ell + \nabla P_{c\ell} - \rho_\ell g \nabla D) \quad (2.37)$$

Donde

$$\rho_\ell = \sum_v C_{\ell v} \quad (2.38)$$

Cuando la Ecuación 2.40 es sustituida dentro de la Ecuación 2.38 para las velocidades de fase, la resultante es como se representa en la Ecuación 2.42:

$$\nabla \cdot [(\lambda_\ell + \lambda_m + \lambda_u) \nabla p] = \nabla \cdot [(\lambda_\ell \rho_\ell + \lambda_m \rho_m + \lambda_u \rho_u) g \nabla D]$$

$$-\nabla \cdot [(\lambda_\ell \nabla P_{c\ell} + \lambda_m \nabla P_{cm} + \lambda_u \nabla P_{cu})g\nabla D] - q_t \quad (2.39)$$

Donde

p es la presión en una fase arbitraria

De acuerdo a lo anterior, esas ecuaciones pueden ser resueltas con un procedimiento de presión implícita, saturación explícita (IMPES).

Este procedimiento computacional sería bastante estable porque no contiene las dificultades de estabilidad inherentes en la simulación de procesos de alta velocidad como conificación. Ante cambios abruptos que puede ocurrir en algunas propiedades causa dificultades en el tamaño del paso de tiempo. En el modelado de desplazamiento en núcleo, los efectos de la presión capilar pueden además ser importantes y limitar los tamaños de pasos de tiempo.

Los simuladores de fluidos químicos son usados para modelar el comportamiento tanto en laboratorio como en campo. Los desplazamientos en núcleo son simulados principalmente para verificar un modelo y para calibrarlo en la predicción del comportamiento de campo.

En la literatura se han encontrado unas ecuaciones de flujo para inyección de químicos un poco más sencillas, o con términos más conocidos, tal es el caso de la Ecuación 2.40:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot k \sum_{\alpha} \frac{k_{r\alpha} \rho_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} C_{\alpha}^i (\nabla P_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \nabla D) + \nabla \cdot \phi \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} D_{\alpha}^i \nabla C_{\alpha}^i + \phi \sum_{\alpha} S_{\alpha} R_{\alpha}^i + q_i \\ = \frac{\partial}{\partial t} [\phi \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} C_{\alpha}^i (1 - \phi_a) + \phi \lambda \Gamma_i] \end{aligned} \quad (2.40)$$

Donde

$k_{r\alpha}$ es la permeabilidad relativa a la fase α

ρ_α es la densidad de la fase α

μ_α es la viscosidad de la fase α

C_α^i es la concentración del componente i en la fase α

D es la profundidad medido desde un plano de referencia

ϕ es la porosidad

D_α^i es el elemento de difusión física del componente i en la fase α

R_α^i es la tasa de consumo/producción del componente i en la fase α debido a reacción química

λ Capacidad de adsorción de la roca por unidad de volumen poroso

Γ_i masa adsorbida del componente i por capacidad de roca unitaria

q_i es el término de agotamiento para el componente i

2.12. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES USADAS EN EL ESTUDIO

2.12.1. STARS (*Steam, Thermal and Advanced processes Reservoir Simulator*)

Es un simulador de yacimientos composicional, térmico, químico y geomecánico, usado para analizar yacimientos estimulados por químicos e ideal para modelar procesos de recuperación avanzada que implica la inyección de vapor, solventes, aire y químicos.^[5] STARS es útil para el modelado de flujo trifásico y fluidos multicomponentes, fue creado por la compañía CMG (*Computer Modelling Group*).

2.12.2. UTCHEM (*University of Texas Chemical Compositional Simulator*)

Es un simulador composicional de inyección química, tridimensional y multifásico, desarrollado por la Universidad de Texas de Austin. Originalmente Pope y Nelson^[34] en 1978 dieron las bases para simular procesos de recuperación

mejorada con surfactante y soluciones poliméricas, luego generalizaciones realizadas por Bhuyan y otros^[34] en 1990 han extendido el modelo para incluir otros procesos químicos y una variedad de reacciones químicas entre las fases acuosa y sólida.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En el desarrollo y cumplimiento de cada uno de los objetivos planteados en este estudio, fue necesario ejecutar consecuentemente cada una de las etapas o pasos que se muestran en la Figura 3.1.

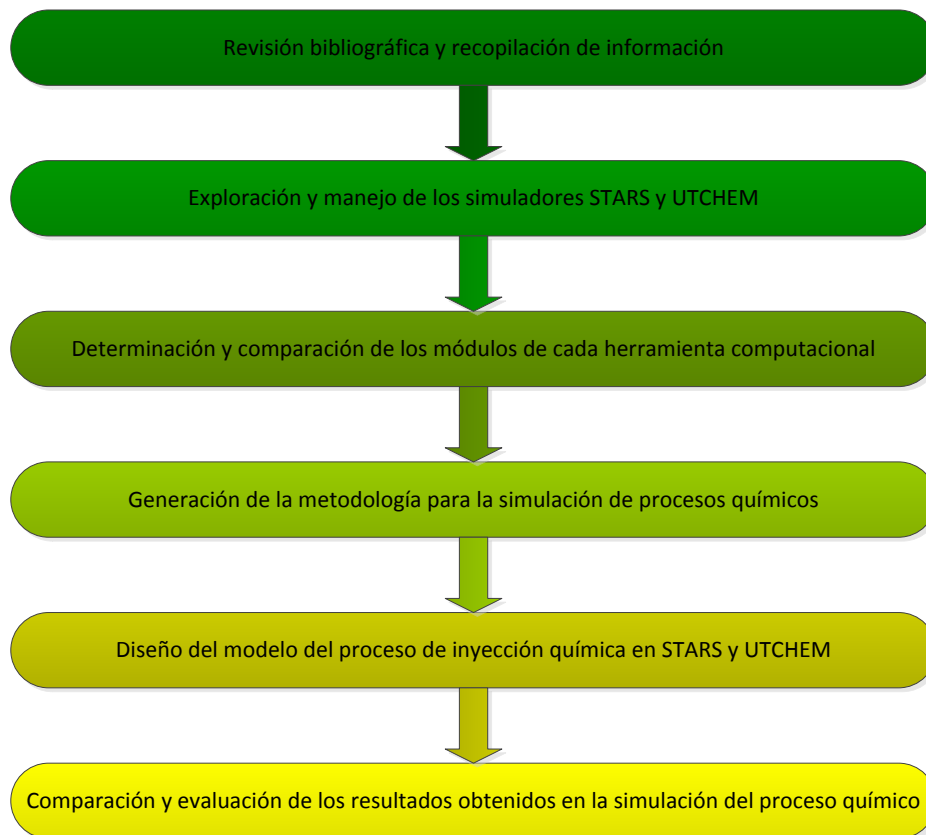


Figura 3.1. Etapas de desarrollo del estudio

3.1. Revisión bibliográfica y recopilación de información

Esta etapa consistió en la búsqueda exhaustiva de los fundamentos teóricos tanto de los procesos químicos de recuperación mejorada de petróleo como de la simulación numérica de yacimientos, este último tópico desarrollado en forma general y luego enfocado a los métodos mencionados anteriormente. Para ello, se realizó una revisión por artículos técnicos publicados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, libros, manuales y otras fuentes de información concernientes a ingeniería de yacimientos y recuperación mejorada. Esta primera etapa permitió conocer las ecuaciones de flujo de fluidos químicos en el medio poroso y también determinar los fenómenos y propiedades más importantes implicados en la simulación de dichos procesos químicos.

3.2. Exploración y manejo de los simuladores STARS y UTCHEM

Realizada la revisión en diversas fuentes bibliográficas, se procedió a la instalación de UTCHEM en la computadora y se comprobó el funcionamiento adecuado mediante corridas de casos precargados en el paquete de instalación. La revisión de las guías de usuario y la documentación técnica de cada simulador permitió conocer las ecuaciones y modelado de los fenómenos y propiedades listadas en el paso anterior.

En el caso de STARS, se dispuso siempre de la licencia suministrada por CMG en las máquinas de la sala de simulación de la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, mientras que UTCHEM requirió la descarga del software a través de la página oficial del CPGE (Center for Petroleum and Geosystems Engineering) de la Universidad de Texas de Austin (<http://www.cpge.utexas.edu>). Los pasos para su descarga son los siguientes:

- (a) Abrir <http://www.cpge.utexas.edu>
- (b) Direccione la página a través del botón “CPGE Software” y oprima en el link correspondiente al sitio de UTCHEM, allí encontrará información

general acerca del simulador, sus principales aplicaciones, la forma de adquirirlo, los programas usados para el post-procesamiento de los datos y la suscripción abierta existente para los usuarios de UTCHEM en caso de dudas y discusiones acerca de este software.

- (c) Oprima en el botón “Acquiring UTCHEM”, donde podrá informarse acerca de la compatibilidad de dicho simulador con algunos sistemas operativos y además encontrará un link relacionado con la solicitud de UTCHEM.
- (d) Complete cada uno de los campos que aparecen en el formulario (Figura 3.2) como nombre, profesión, organización a la que pertenece, dirección, correo electrónico, número de teléfono y una breve explicación acerca del motivo de su descarga de UTCHEM, las aplicaciones que tendrá con él.

UTCHEM Information Request Form

You must provide the information listed below if you wish to use UTCHEM. All fields marked with an asterisk (*) are required. The download instructions will be sent to the email address you provide. Thanks.

Please note: If you have a problem with the form or do not get an email response back within a few minutes, please contact Joanna Castillo (jic@mail.utexas.edu) and let her know.

* **Name**

* **Job Title** (i.e. Engineer, Student, etc.)

* **Company, Organization, or University name**
(If for personal use, enter "Personal use" below)

* **Mailing address**

* **Email address**
(Please insert your email address carefully since download information will be sent to that address.)

Phone number

FAX

* **Planned or potential UTCHEM applications**

Figura 3.2. Formulario de Solicitud de UTCHEM^[33]

- (e) Abra la cuenta de correo electrónico que suministró en el formulario, donde se debió enviar el link de descarga de UTCHEM y siga las instrucciones.
- (f) Descargue el paquete de instalación y mediante el archivo ejecutable de UTCHEM, instale de acuerdo a las exigencias del sistema operativo de la máquina siguiendo las instrucciones y sugerencias.

3.3. Comparación de los módulos de cada herramienta computacional (STARS y UTCHEM)

Esta tercera etapa implicó la revisión exhaustiva de la documentación técnica de cada simulador enlazado con los fundamentos teóricos previos para comparar detalladamente las ecuaciones y modelos matemáticos que representan las principales interacciones y fenómenos roca-fluido y fluido-fluido que ocurren en un proceso químico dentro del medio poroso.

3.4. Generación de la metodología para la simulación de procesos químicos

La metodología se generó a partir de la comparación de las estrategias empleadas para la simulación y aplicación de procesos químicos publicados en artículos técnicos. Mediante el contraste de dicha información se pudo detectar los procedimientos comunes a fin de establecerlos como eslabones hacia la simulación de un determinado proceso químico de recuperación mejorada.

Para la comparación, se realizó una selección previa de veinte artículos técnicos más representativos relacionados con la aplicación de métodos químicos tanto a nivel de campo como de laboratorio y la simulación de ellos.

3.5. Diseño del modelo del proceso de inyección química en STARS y UTCHEM

Para seleccionar la data necesaria para la construcción del modelo, fue indispensable recopilar artículos técnicos referentes a casos de simulación de desplazamiento en núcleo (*coreflood*), los cuales fueron seis en total. Después de

la recopilación y comparación de los diferentes escenarios se optó por aquellas que cumplieron los criterios de selección que se listarán a continuación:

- (a) Datos necesarios tanto para el diseño completo del modelo como para la comparación de los resultados de la simulación, entre los que podrían destacar, factor de recobro, corte de agua, petróleo acumulado.
- (b) Reporte de unidades conocidas.
- (c) Modelo compatible con ambas herramientas de simulación.
- (d) Modelo aplicado a areniscas u otro tipo de roca que no presenten problemas de disolución adicional, esto para evitar que se profundice en fenómenos e interacciones roca-fluido que no se encuentran en el alcance de este estudio.

Una vez que se eligió el caso para su simulación, se procedió a introducir los datos a cada uno de los simuladores, STARS y UTCHEM. En el primero, mediante la ejecución del pre-procesador Builder que ayuda a construir consecuentemente el modelo y en el segundo, mediante la creación del archivo de texto, con los códigos y valores correspondientes para que su lectura sea efectiva en la interfaz del simulador que permite además visualizar y corroborar los datos, antes de la corrida.

3.5.1. Características del núcleo

Las propiedades y características referentes al núcleo fueron tomadas del artículo técnico PETSOC N° 2007-182, donde la porosidad correspondiente es de 32% y la permeabilidad de 1350 md. En cuanto a la compresibilidad de la roca se asume insignificante.

3.5.2. Selección de las dimensiones del modelo

Como en el artículo técnico PETSOC N° 2007-182 no especifican la longitud del núcleo utilizado en el desplazamiento, entonces, la selección de las dimensiones del modelo se realizó considerando la cercanía en la magnitud de un núcleo real y en cuanto al número de celdas fue escogido de manera arbitraria, considerando que la corrida de simulación no requiriera de extensos tiempos.

Para el modelo construido tanto en STARS como en UTCHEM, las dimensiones fueron de 17cm de largo, 3.5cm de ancho e igual de espesor. Dicho largo fue dividido en 30 celdas de 0.564cm cada una.

3.5.3. Propiedades roca-fluidos

La generación de las curvas de permeabilidades relativas fueron tomadas del artículo técnico PETSOC N° 2007 – 182, usando el programa DigXY (Ver Apéndice A) con el que se pudo extraer con mayor precisión los valores correspondientes a las permeabilidades relativas de las fases acuosa y de petróleo a cada paso de saturación de agua. Aparte, se suministran en dicho artículo los valores de saturación de agua connata igual a 9% y saturación de petróleo residual igual a 29%.

Para el caso de UTCHEM se encontró un ajuste a las curvas usando el modelo de Corey (Ecuaciones 3.1, 3.2), para esto se requirió los extremos de dichas curvas y la iteración de los exponentes de las fases que permitiera reproducir los datos experimentales. De esta manera se obtuvo el modelo de permeabilidades relativas mostrado en la Figura 3.3.

$$k_{r1} = k_{r1}^o (S_{n1})^{n_1} \quad (3.1)$$

$$k_{r2} = k_{r2}^o (1 - S_{n1})^{n_2} \quad (3.2)$$

Donde

k_{r1}^o es la permeabilidad relativa al agua en el endpoint

S_{n1} es la saturación normalizada de la fase acuosa

n_1 es el exponente de la fase de agua

k_{r2}^o es la permeabilidad relativa de petróleo en el *endpoint*

S_{n1} es la saturación normalizada de la fase de petróleo

n_1 es el exponente de la fase de petróleo

Por otra parte, el cálculo de la saturación normalizada de determinada fase se hará con la Ecuación 3.3.

$$S_{n\ell} = \frac{S_\ell - S_{\ell r}}{1 - \sum_{\ell=1}^2 S_{\ell r}} \quad (3.3)$$

Donde

$S_{\ell r}$ se refiere a la saturación residual de la fase ℓ .

Tabla 3.1. Datos para el modelo de Permeabilidades Relativas

<i>Puntos extremos</i>	<i>Magnitud</i>
Swi	0.09
Sorp	0.29
Krw	0.198516
Kro	0.998959

Una vez superado el proceso de iteración, los exponentes de Corey que lograron correlacionar los datos experimentales a la fase acuosa (n_1) y a la fase de petróleo (n_2) fueron 5 y 1.8, respectivamente.

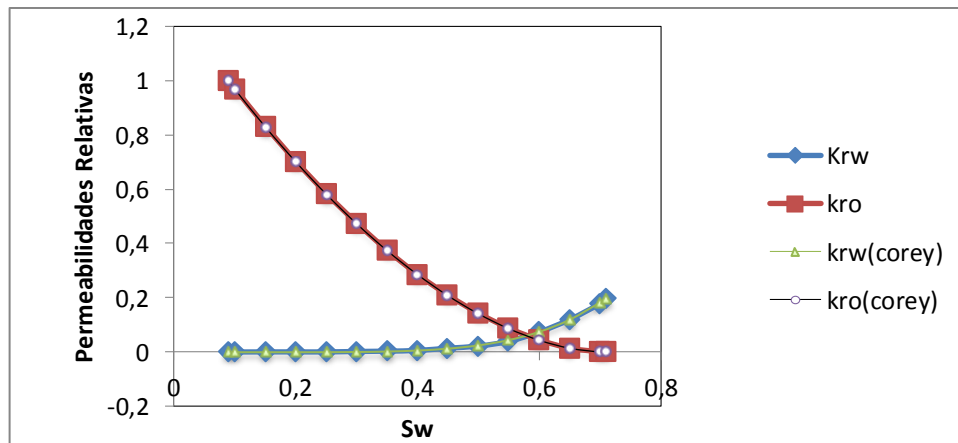


Figura 3.3. Set de Permeabilidades Relativas usado en la simulación

3.5.4. Programa de Inyección

El agente químico en cuestión se trató de un polímero, cuya viscosidad máxima es de 18 cp y que se inyectó con una concentración de 1500 ppm distribuido en varios tapones como se detallará más adelante. En el artículo técnico PETSOC N° 2007 – 182 especifican en fracción de volumen poroso cuánto de agua o solución polimérica se estuvo inyectando para cada tapón y la tasa de inyección (12.5 cm³/hr). Con estos datos y el cálculo del volumen poroso (volumen bruto por la porosidad del núcleo), entonces, se pudo estimar el tiempo de inyección (Ecuación 3.4), mostrados en la Tabla 3.2.

$$t = \frac{x_{vp} * VP}{Q_{iny}} \quad (3.4)$$

Donde

x_{vp} es la fracción volumen poroso inyectada [adimensional]

VP es el volumen poroso [cm³]

Q_{iny} es la tasa de inyección [cm³/hr]

Tabla 3.2. Programa de inyección de la simulación

<i>Tapón</i>	<i>x_{vp}</i>	<i>t_{iny} (hr)</i>	<i>t_{iny-acum} (días)</i>
Sol. polimérica	12	63.36	2.64
Agua	5.5	29.04	3.85

3.6. Comparación y evaluación de los resultados obtenidos en la simulación de un proceso químico

Esta etapa consistió en la comparación de los resultados producto de la simulación del desplazamiento en núcleo con polímero en cada una de las herramientas en estudio, se enfocó sustancialmente en los reportes de cortes de agua o recobro de petróleo versus volumen poroso producido. Para ello, se graficaron los valores obtenidos en los archivos de salida de los simuladores STARS y UTCHEM en Excel.

Además, se compararon ambos software con respecto a la magnitud de datos para cada herramienta. Para ello se listaron los parámetros que se necesitaron para la construcción del archivo de entrada de los simuladores, y por separado se fue evaluando la forma en que fueron requeridos.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES UTCHEM Y STARS

A continuación, se presentará una comparación general de ambos simuladores y luego una más detallada relacionada con el modelado de los fenómenos y propiedades roca-fluido y fluido-fluido más relevantes en la simulación de procesos químicos de recuperación mejorada de petróleo, como la adsorción, viscosidad, densidad, permeabilidad relativa, tensión interfacial, presión capilar y factor de reducción de permeabilidad.

Ambas herramientas computacionales presentan diversas características comunes, entre ellas, cabe destacar que son simuladores de yacimiento composicionales, tridimensionales y químicos, capaces de caracterizar yacimientos de porosidad dual. Pueden construir mallados de tipos cartesiano y radial y además, trayectorias verticales y horizontales de pozos.

Así como se determinaron similitudes entre ambos simuladores también se pueden encontrar diferencias, la más representativa es que uno es comercial y perteneciente a la compañía CMG y el otro es gratuito y diseñado por estudiantes y profesores de la Universidad de Texas de Austin, quienes disponen su herramienta de simulación para el público en general a través de la página oficial del Centro de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas de dicha institución.

Otra de las disparidades que se evaluaron está en la capacidad de representar tanto el comportamiento de fases donde más de tres fluidos interactúan en el medio poroso, así como efectos geomécanicos. Mientras que uno de los simuladores resuelve sus ecuaciones diferenciales parciales de manera implícita, el otro lo hace implícitamente para la presión pero explícitamente para las saturaciones. Los alcances y desventajas de cada software que se han mencionado brevemente se pueden distinguir con mayor claridad en la Tabla 4.1.

4.1.1. Modelado de la adsorción

La tasa de propagación de los aditivos químicos y de las especies creadas en sitio está afectada principalmente por su interacción con la matriz de la roca, provocando un retardo en la misma. Esta consecuencia se debe a la adsorción, la cual dependerá de diversos factores como el área de superficie sólida expuesta, las concentraciones de los fluidos, la temperatura y el tipo de roca (permeabilidad). Este fenómeno ocurre tanto con polímeros como con surfactantes. Sin embargo, según Sheng (2011) para una solución polimérica, la adsorción es una propiedad fundamental de un sistema polímero-roca-solvente y es el mecanismo más importante.

La adsorción de un químico a la superficie rocosa influye en la concentración de la solución durante el proceso de inyección, y por ende, en la efectividad del mismo. Para la representación de este fenómeno en el yacimiento comúnmente se usa la isoterma de Langmuir, cuya forma general está dada en la Ecuación 4.1.

$$\hat{C}_i = \frac{a_k c_i}{1 + b_k c_i} \quad (4.1)$$

Tabla 4.1. Cuadro comparativo de las herramientas de simulación en estudio

STARS	UTCHEM
Desarrollado por la compañía Computer Modelling Group	Desarrollado por la Universidad de Texas de Austin
Es una herramienta comercial	Es una herramienta de disponibilidad gratuita en la web, a través del sitio oficial del Centro de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas de la Universidad de Texas
Compatible con Windows (XP, XPx64, Vista x64), Linux, IBM pSeries, IBM AIX 5L	Compatible con Windows (NT, 2000 y XP)
El archivo de datos se genera mediante el asistente Builder	El archivo de datos se debe generar en un formato de texto con las especificaciones sugeridas en la guía de usuario
Los archivos de salida se visualizan en RESULTS GRAF bajo el formato IRF	Los archivos de salida se pueden visualizar en Excel
Modelado tridimensional	Modelado tridimensional
La visualización del modelo en 2D y 3D (celdas) se hace mediante RESULTS 3D	La visualización 3D sólo es posible si se dispone de alguno de estos software: Surfer o Tecplot
El tipo de mallado puede ser cartesiano, cilíndrico	El tipo de mallado puede ser cartesiano, curvilíneo y radial
Formulación implícita adaptiva	Formulación tipo IMPES
Es un simulador de yacimientos composicional	Es un simulador de yacimientos composicional
Es un simulador térmico, químico y geomecánico	No es un simulador térmico, sin embargo tiene opción de temperatura variable, es químico y no considera efectos geomecánicos
Capaz de caracterizar yacimientos fracturados	Capaz de caracterizar yacimientos fracturados (porosidad dual)
Pozos verticales y horizontales y posee la opción de pozo discretizado	Pozos verticales y horizontales
No representa el comportamiento de fases complejas	Representa el comportamiento de fases complejas

Donde

$\hat{C}_i$ es la concentración total de especies i adsorbida [L^3/L^3]

a_k y b_k son constantes empíricas, la primera es adimensional, la segunda lleva las siguientes unidades [L^3/L^3].

C_i es la concentración total de especies i en la fase [L^3/L^3]

En UTCHEM y STARS la adsorción se modela mediante dichas isothermas, básicamente, la diferencia entre ambas herramientas es que la primera toma en cuenta para su cálculo, la salinidad, la concentración del químico y la permeabilidad de la roca mientras que la segunda, depende de la composición del fluido y parámetros de temperatura.

Debido a que el proceso puede ser reversible o irreversible, en UTCHEM es reversible con la salinidad e irreversible con la concentración. Por otra parte, en STARS, los niveles máximos y residuales de adsorción se pueden hacer dependientes de la región, por lo que estas propiedades pueden variar de un bloque a otro, la especificación de los niveles de adsorción residual permite la flexibilidad de modelar tanto la adsorción reversible (química) como la adsorción irreversible (mecánica), así como un proceso parcialmente reversible.

La entrada de datos se puede realizar de manera tabular o bien en términos de la correlación de la isoterma de Langmuir. Idealmente, se debe conocer el máximo de adsorción, así como la tasa de aumento de la adsorción con la composición del fluido, para poder ajustar los dos parámetros de Langmuir. Si esto no se reporta, entonces se debe emplear la composición del fluido al máximo de adsorción para determinar el segundo factor.

En el simulador creado por la Universidad de Texas de Austin, se toma el mínimo de adsorción para garantizar que la misma no sea mayor que la concentración total de surfactante o polímero. En esta herramienta se necesitan calcular parámetros

que dependen de la salinidad, la concentración del químico y la permeabilidad de la formación, como se había especificado anteriormente, por lo que se presentarán las ecuaciones pertinentes.

Se comenzará definiendo la primera constante empírica (a_k) encontrada en la Ecuación 4.1 que describe la isoterma de Langmuir. Si se observa la Ecuación 4.2 se puede apreciar que la adsorción, ya sea de surfactante o polímero, incrementa linealmente con la salinidad efectiva y decrece a medida que la permeabilidad incrementa. Los parámetros a_{k1} y a_{k2} son encontrados en laboratorio mediante correlación de los datos de adsorción del químico.

$$a_k = (a_{k1} + a_{k2}C_{(SE \text{ o } SEP)}) \left(\frac{k_{ref}}{k} \right)^{0.5} \quad (4.2)$$

Donde

C_{SE} es la salinidad efectiva para el surfactante y se denota C_{SEP} cuando se trata de la salinidad del polímero.

a_{k1} y a_{k2} son parámetros del modelo de adsorción

k_{ref} es la permeabilidad a la cual los parámetros de adsorción de entrada son especificados.

k es la permeabilidad de la roca

Para los cálculos de las salinidades efectivas serán diferentes dependiendo del componente, en caso de surfactante, se usa la Ecuación 4.3 y en caso de polímero la Ecuación 4.5.

La salinidad efectiva para el surfactante incrementa con el f_6^S (definido en la Ecuación 4.4) y también cuando aumenta la temperatura en presencia de surfactantes no – aniónicos. En caso de surfactantes aniónicos, dicha salinidad decrece si aumenta la temperatura.

$$C_{SE} = C_{51}(1 - \beta_6 f_6^S)^{-1} [1 + \beta_T (T - T_{ref})]^{-1} \quad (4.3)$$

Donde

C_{51} es la concentración de aniones en la fase acuosa

β_6 es una constante positiva

f_6^S es la fracción entre el límite de cationes divalentes y micelas de surfactantes, cuya obtención es mediante la Ecuación 4.4

β_T es el coeficiente de temperatura

T_{ref} es la temperatura a la cual los parámetros de adsorción de entrada son especificados

T es la temperatura

$$f_6^S = \frac{C_6^S}{C_3^m} \quad (4.4)$$

Donde

C_6^S es la concentración de calcio en surfactante

C_3^m es la concentración de micelas en surfactante

En la presencia de polímeros, entonces la salinidad efectiva estará dada como en la Ecuación 4.5:

$$C_{SEP} = \frac{C_{51} + (\beta_P - 1)C_{61}}{C_{11}} \quad (4.5)$$

Donde

C_{51} es la concentración total de aniones en el agua [Eq/l]

C_{61} es la concentración total de cationes presentes en el agua [Eq/l]

C_{11} es la concentración de agua [fracción volumétrica]

β_P es un parámetro de entrada del modelo y medido en laboratorio

4.1.2. Modelado de la viscosidad

En STARS, se emplea la regla de mezclado pura, ya que solo se necesita las fracciones molares de la fase, para el caso de mezcla lineal y para el que no lo sea entonces se debe expresar una función de la fracción molar.

En UTCHEM, las viscosidades de la fase líquida son modeladas en términos de las viscosidades del componente puro y las concentraciones de fase de petróleo, agua y surfactante como se muestra en la Ecuación 4.6. Cabe resaltar que cuando el polímero está presente, la viscosidad del agua es remplazada por la viscosidad de la solución polimérica.

$$\mu_{\ell} = C_{1\ell}\mu_w e^{\alpha_1(C_{2\ell}+C_{3\ell})} + C_{2\ell}\mu_o e^{\alpha_2(C_{1\ell}+C_{3\ell})} + C_{3\ell}\alpha_3 e^{(\alpha_4 C_{1\ell}+\alpha_5 C_{2\ell})} \quad (4.6)$$

Donde

$C_{1\ell}$ es la concentración de agua en la fase líquida [L^3/L^3]

$C_{2\ell}$ es la concentración de petróleo en la fase líquida [L^3/L^3]

$C_{3\ell}$ es la concentración de surfactante en la fase líquida [L^3/L^3]

μ_w, μ_o son las viscosidades de agua y petróleo, respectivamente [$mL^{-1}t^{-1}$]

α es un parámetro determinado mediante correlación de las viscosidades de la microemulsión en laboratorio a diversas composiciones.

Una característica clave de los polímeros usados en los procesos químicos de recuperación mejorada de petróleo es que se comportan como un fluido pseudoplástico, es decir, que la viscosidad de la solución polimérica disminuye con la tasa de corte y en consecuencia, su viscosidad aparente en el yacimiento decrece con la velocidad de flujo. Esta reducción de la viscosidad en dicha solución como una función de la tasa de corte está descrita mediante un modelo de Ley de Potencia (Sheng, 2011).

La ecuación de Meter^[27], que es la que se muestra en la Ecuación 4.9, explica satisfactoriamente este comportamiento, por lo que UTCHEM la incluye en sus cálculos, sin embargo, hay un modelo más general representado por la ecuación de Carreau^[27] (Ver Ecuación 4.7) y es la utilizada por STARS.

$$\mu_{sh} - \mu_{\infty} = (\mu_p^0 - \mu_{\infty})[1 + (\lambda\gamma_{eff})^{\alpha}]^{(n-1)/\alpha} \quad (4.7)$$

Donde

μ_{sh} es la viscosidad de corte aparente en medio poroso

μ_p^0 es la viscosidad límite Newtoniana a bajas tasas de corte

μ_{∞} es la viscosidad límite Newtoniana a altas tasas de corte (generalmente, se toma como la viscosidad del agua)

γ_{eff} es la tasa de corte efectiva, la cual se puede obtener mediante la Ecuación 4.8

n y λ son constantes empíricas específicas del polímero

α es una constante, que generalmente toma el valor 2

La expresión que permite determinar la tasa de corte efectiva aplicable a un medio permeable se muestra en la Ecuación 4.8. Prácticamente, μ_{sh} y μ_p^0 son mucho más altas que μ_{∞} , y $(\lambda\gamma_{eff})^{\alpha}$ y mayores que la unidad.

$$\gamma_{eff} = C \left[\frac{3n+1}{4n} \right]^{n/(n-1)} \left[\frac{u_w}{\sqrt{k k_{rw} S_w \phi}} \right] \quad (4.8)$$

Donde

u_w es la velocidad de Darcy de la fase acuosa que contiene el polímero

k es la permeabilidad

k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua

S_w es la saturación de agua

ϕ es la porosidad

C una constante que generalmente su valor es 6

Otra alternativa en el modelado de la viscosidad dependiente de la velocidad en STARS consiste de una entrada tabular. Este método brinda mayor flexibilidad en la definición de datos específicos o en la representación de funciones complicadas de viscosidad de fluido versus velocidad Darcy.

En el caso de UTCHEM, la reducción en la viscosidad de la solución polimérica no Newtoniana, en función de la tasa de corte efectiva es modelada mediante la Ecuación 4.9:

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \left(\frac{\dot{\gamma}_{eq}}{\dot{\gamma}_{1/2}} \right)^{P_\alpha - 1}} \quad (4.9)$$

μ_p es la viscosidad aparente

$\dot{\gamma}_{eq}$ es la tasa de corte equivalente porque se trata de flujo en medio permeable y se puede calcular a través de la Ecuación 4.10

$\dot{\gamma}_{1/2}$ es la tasa de corte a la cual, la viscosidad es el promedio de μ_p^0 y μ_w

P_α es un coeficiente empírico

μ_p^0 es la viscosidad límite (*plateau*) para un fluido de comportamiento pseudoplástico, se calcula en función del polímero y la salinidad efectiva, como se muestra en la Ecuación 4.10.

Si se observa la Ecuación 4.9, se puede notar que depende del cálculo de una viscosidad denominada “*plateau*” y las tasas de corte que pueden ser determinadas a través de ecuaciones que se muestran posteriormente en el texto.

La viscosidad *plateau* es afectada por la concentración de polímero y la salinidad, se emplea la ecuación de Flory-Huggins modificada (Ecuación 4.10), para su determinación.

$$\mu_p^0 = \mu_w (1 + (A_{P1}C_{4\ell} + A_{P2}C_{4\ell}^2 + A_{P3}C_{4\ell}^3)C_{SEP}^{Sp}) \quad \ell = 1 \text{ ó } 3 \quad (4.10)$$

Donde

$C_{4\ell}$ es la concentración de polímero en el agua o fase de microemulsión

μ_w es la viscosidad del agua

A_{P1}, A_{P2}, A_{P3} son constantes

C_{SEP}^{Sp} es un factor que permite la dependencia de la viscosidad del polímero con la salinidad

Sp es la pendiente del gráfico log-log de $\left(\frac{\mu_p^0 - \mu_w}{\mu_w}\right)$ vs. C_{SEP} .

La tasa de corte en sitio para la fase ℓ es modelada por la ecuación para flujo multifásico de Blake-Koseny^[33], cuyo valor se sustituye en la Ecuación 4.11.

$$\dot{\gamma}_{eq} = \frac{\dot{\gamma}_c |\mu_\ell|}{\sqrt{\bar{k} k_{r\ell} \phi S_\ell}} \quad (4.11)$$

Donde

$\dot{\gamma}_c$ es igual a $3,97C \text{ seg}^{-1}$, donde C es el coeficiente de la tasa de corte usada para contabilizar los efectos no ideales como el deslizamiento en paredes porales.

μ_ℓ es la viscosidad de la fase

$\bar{k}$ es la permeabilidad promedio, la cual se puede obtener mediante la Ecuación 4.12

$k_{r\ell}$ es la permeabilidad relativa a la fase

ϕ es la porosidad de la roca

S_ℓ es la saturación de la fase

$$\bar{k} = \left[\frac{1}{k_x} \left(\frac{u_{x\ell}}{u_\ell} \right)^2 + \frac{1}{k_y} \left(\frac{u_{y\ell}}{u_\ell} \right)^2 + \frac{1}{k_z} \left(\frac{u_{z\ell}}{u_\ell} \right)^2 \right]^{-1} \quad (4.12)$$

Donde

$u_{x\ell}$, $u_{y\ell}$, $u_{z\ell}$ son las velocidades de flujo en las direcciones x , y y z , respectivamente.

k_x , k_y , k_z es la permeabilidad medida en las direcciones x , y y z .

4.1.3. Modelado de la densidad

La densidad es otra de las propiedades importantes de los fluidos puesto que determinan la distribución de los mismos en el yacimiento, para su estimación se han propuesto modelos y ecuaciones de estado que se explicarán a continuación de acuerdo a los utilizados por las herramientas de simulación del estudio.

STARS, por su parte, obtiene las densidades de los líquidos mediante mezcla ideal de los componentes puros con la composición de la fase (Ecuaciones 4.13 y 4.14)

$$\frac{1}{\rho_w} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{w_i}{\rho_{wi}} \quad (4.13)$$

$$\frac{1}{\rho_o} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{x_i}{\rho_{oi}} \quad (4.14)$$

Donde

ρ_w , ρ_o son las densidades de agua y petróleo, respectivamente

Las densidades de los componentes ρ_{wi} y ρ_{oi} son inversas del volumen parcial molar correspondiente, y debe considerarse como la contribución del componente puro al volumen de fase.

Para componentes líquidos de petróleo es posible medir las densidades directamente en el laboratorio y usar estimaciones de la literatura.

Para la fase gaseosa, este simulador calcula internamente su densidad molar a partir de la Ecuación 4.15, referida a los gases reales, puesto que incluye el factor de compresibilidad o de desviación del gas (Z), el cual puede obtenerse, primero, asumiendo gas ideal donde Z es igual a la unidad, dejando depender a la densidad sólo de la presión y la temperatura y segundo, empleando la Ecuación de Estado de Redlich-Kwong que predice dicho factor en un rango comprendido entre 0,3 y 1,2.

$$\rho_g = \frac{p}{RTZ} \quad (4.15)$$

Donde

p es la presión

R es la constante de gases

T es la temperatura absoluta

Z es el factor de compresibilidad del gas

UTCHEM, por su parte determina los pesos específicos ($\gamma_\ell = g\rho_\ell$) de fase como funciones de la presión y la composición, como se muestra en la Ecuaciones 4.16 y 4.17.

$$\gamma_\ell = C_{1\ell}\gamma_{1\ell} + C_{2\ell}\gamma_{2\ell} + C_{3\ell}\gamma_{3\ell} + 0,02533C_{5\ell} - 0,001299C_{6\ell} + C_{8\ell}\gamma_{8\ell} \quad (4.16)$$

$$\gamma_{k\ell} = \gamma_{kR}[1 + C_k^o(P_\ell - P_{R0})] \quad (4.17)$$

Donde

γ_{kR} es la gravedad específica del componente k a una presión de referencia y es un parámetro de entrada.

$C_{k\ell}$ y C_k^o son constantes numéricas que consideran el peso de los iones disueltos y tiene unidades de psi/ft por meq/ml de iones.

4.1.4. Modelado de la permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad relativa y sus parámetros asociados son las relaciones petrofísicas más relevantes para los procesos de recuperación mejorada de petróleo (Lake, 1989). La permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso y se conoce como una medida de la capacidad del mismo para transmitir fluidos y cuando dos o más, se mueven al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica es la relación de las permeabilidades, efectiva de la fase y absoluta. Cada medio poroso tiene características únicas de permeabilidad relativa, lo cual debe ser medido experimentalmente, la determinación directa en laboratorio de dicha propiedad es extremadamente difícil e incluye técnicas realmente complejas para conocer la distribución de saturación de los fluidos a lo largo de un núcleo rocoso, por esta razón, generalmente se obtiene la permeabilidad relativa bifásica y se utilizan correlaciones para determinarla en sistemas trifásicos.

La relevancia que tiene este parámetro en la simulación de cualquier proceso, tanto en laboratorio, como a escala de campo, conlleva al análisis de cada uno de los modelos que usan las herramientas en estudio para intentar cotejarla en un caso determinado.

Son diversas las correlaciones hasta ahora empleadas para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas y las más conocidas son las de Corey, Wyllie, Fayers-Mathews, Modelo de Stone I y II, Aziz-Sattari, Hustad-Holt, entre otras.

En STARS, la capacidad de interpolar los datos básicos de permeabilidad relativa y de presión capilar en función de la concentración o del número capilar es sumamente importante y de gran utilidad, pues de esta manera garantiza manejar una gran variedad de fenómenos tales como la inyección de álcalis, la alteración de la humectabilidad y los efectos de la reducción de la movilidad de espuma,

bajo circunstancias especiales (fluidos con características casi miscibles, cambios de pH, cambios en la concentración de surfactante, aumentos grandes en las velocidades de flujo). El esquema de interpolación de la permeabilidad relativa le permite al usuario representar los efectos del surfactante sobre este parámetro. Actualmente este simulador emplea tres opciones de interpolación:

- (a) La interpolación en función de la composición de un componente clave en determinada fase
- (b) La interpolación del número capilar que requiere especificar la tensión interfacial en función de la composición
- (c) La interpolación de espuma simple en función de un producto de factores, tales como la composición de un componente clave, la saturación de petróleo, el número capilar (velocidad de flujo)

A continuación, se explicarán los modelos trifásicos de permeabilidad relativa que ejecuta este simulador, los cuales corresponden a los dos de Stone y el de interpolación de Baker.

Para la fase de petróleo en el primer modelo de Stone se considera que el flujo está impedido por la presencia de gas y agua y que los efectos de estos últimos fluidos son mutuamente independientes. La permeabilidad relativa de petróleo es tratada como una función lineal de la saturación de petróleo normalizada (S_{e0}), modificada por las funciones β_w y β_g las cuales dependen de las saturaciones de agua y gas, respectivamente. Para mantener consistencia en los límites de saturación bifásica β_w se elige proporcional a la permeabilidad relativa al petróleo en presencia de agua a una saturación de gas nula, y β_g en presencia de gas a la saturación de agua connata.

El Modelo de Stone I puede utilizarse para combinar permeabilidades relativas de dos fases petróleo-agua y líquido-gas. Este modelo supone (a) que la saturación de gas crítica es igual a cero $S_{gc} = 0$, y (b) que la saturación residual mínima de petróleo S_{om} varía entre la S_{orw} y S_{org} . Entonces, el cálculo de la permeabilidad

relativa trifásica de petróleo puede ser hacer como se muestra en la Ecuación 4.18:

$$k_{ro} = k_{rocw} * S_{eo} * \beta_w \beta_g \quad (4.18)$$

Donde

k_{rocw} es la permeabilidad relativa de petróleo a la saturación de agua connata

$k_{rocw} = k_{row}(S_w = S_{wc}) = k_{rog}(S_g = 0)$ para asegurar que $k_{ro} = k_{row}$ cuando $S_g = 0$ y que $k_{ro} = k_{rog}$ cuando $S_w = S_{wc}$

S_{eo} es la saturación de petróleo normalizada y se puede obtener mediante la Ecuación 4.19

β_w y β_g son las funciones de permeabilidad al agua y gas, respectivamente y se pueden obtener mediante las Ecuaciones 4.20 y 4.22.

$$S_{eo} = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (4.19)$$

Donde

S_o es la saturación de petróleo

S_{om} es la saturación residual mínima de petróleo

S_{wc} es la saturación de agua connata

(a) Coeficiente de permeabilidad al agua

$$\beta_w = \frac{k_{row} * S_{ew}}{k_{rocw} * (1 - S_{ew})} \quad (4.20)$$

Donde

k_{row} es la permeabilidad relativa petróleo – agua

S_{ew} es la saturación de agua normalizada, para calcularla se debe usar la Ecuación 4.21.

$$S_{ew} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (4.21)$$

Donde

S_o es la saturación de petróleo [adimensional]

S_{om} es la saturación residual mínima de petróleo [adimensional]

S_{wc} es la saturación de agua connata [adimensional]

(b) Coeficiente de permeabilidad al gas

$$\beta_g = \frac{k_{rog} * S_{el}}{k_{rocw} * (1 - S_{eg})} \quad (4.22)$$

Donde

k_{rog} es la permeabilidad relativa petróleo gas

k_{rocw} es la permeabilidad relativa de petróleo residual a la saturación de agua connata

S_{el} es la saturación de líquido normalizada y se puede determinar mediante la Ecuación 4.23

S_{eg} es la saturación de gas normalizada cuyo cálculo es posible a través de la Ecuación 4.24.

$$S_{el} = \frac{1 - S_g}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (4.23)$$

Donde

S_{wc} es la saturación de agua connata

S_{om} es la saturación mínima de petróleo, cuyo valor se obtiene utilizando la función lineal propuesta por Fayers y Matthews, que se muestra en la Ecuación 4.25.

S_g es la saturación de gas

$$S_{eg} = 1 - S_{el} \quad (4.24)$$

Donde

S_{el} es la saturación de líquido normalizada

$$S_{om}(S_g) = (1 - a(S_g)) * S_{orw} + a(S_g) * S_{org} \quad (4.25)$$

Donde

$a(S_g)$ es una función de la saturación de gas determinada mediante la Ecuación 4.26.

S_{orw} es la saturación de petróleo residual en un sistema agua-petróleo

S_{org} es la saturación de petróleo residual en un sistema petróleo – gas

$$a(S_g) = \frac{S_g}{1 - S_{wcrit} - S_{org}} \quad (4.26)$$

S_g es la saturación de gas

S_{wcrit} es la saturación de agua crítica

S_{org} es la saturación de petróleo residual en un sistema petróleo – gas

4.1.4.1. Modelo II de Stone (STARS)

Este método asume que la permeabilidad total (la suma de las permeabilidad al petróleo, gas y agua) es el producto de la permeabilidad total agua/petróleo ($k_{row} + k_{rwo}$) medida a una saturación de gas igual a cero y la permeabilidad total gas/petróleo ($k_{rog} + k_{rgo}$) medida a la saturación de agua irreducible. Las permeabilidades relativas de gas y agua son asumidas ser las mismas en un flujo bifásico o trifásico y puede ser determinado a partir de data bifásica^[3], así que la forma de obtener la permeabilidad relativa de petróleo está en las Ecuaciones 4.27 y 4.28:

Si el líquido contiene S_{wc} (la opción por defecto):

$$k_{ro} = k_{rocw} * \left[\left(\frac{k_{row}}{k_{rocw}} + k_{rw} \right) * \left(\frac{k_{rog}}{k_{rocw}} + k_{rg} \right) - k_{rw} - k_{rg} \right] \quad (4.27)$$

Donde

$k_{rocw} = k_{row} (S_w = S_{wc}) = k_{rog} (S_g = 0)$ para asegurar que $k_{ro} = k_{row}$ cuando $S_g = 0$ y que $k_{ro} = k_{rog}$ cuando $(S_w = S_{wc})$

k_{row} es la permeabilidad relativa de un sistema petróleo – agua

k_{rog} es la permeabilidad relativa de un sistema petróleo – gas

k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua

k_{rg} es la permeabilidad relativa al gas

De igual manera se presentan las unidades de cada variable expuesta en la Ecuación 4.27, la única diferencia es el término k_{romax} , el cual se trata de la permeabilidad relativa máxima al petróleo.

Si el líquido no contiene S_{wc} :

$$k_{ro} = k_{romax} * \left[\left(\frac{k_{row}}{k_{romax}} + k_{rw} \right) * \left(\frac{k_{rog}}{k_{romax}} + k_{rg} \right) - k_{rw} - k_{rg} \right] \quad (4.28)$$

Donde

$k_{romax} = k_{row} (S_w = 0) = k_{rog} (S_g = 0)$ para asegurar que $k_{ro} = k_{row}$ cuando $S_g = 0$ y que $k_{ro} = k_{rog}$ cuando $(S_w = 0)$

4.2.4.2. Modelo de interpolación lineal de Baker (STARS)

La permeabilidad relativa de la fase intermedia se calcula de un esquema de interpolación lineal.

Las líneas rectas (en un diagrama ternario) entre las permeabilidades iguales correspondientes a las curvas de petróleo/gas y petróleo/agua podrían determinar la permeabilidad al petróleo a cualquier saturación dada entre las curvas bifásicas.

Dada una saturación (gas, petróleo, agua) se buscaría una línea recta que pase a través de una saturación específica e intersecte las curvas de permeabilidad relativa de petróleo (de los datos bifásicos de gas/petróleo y agua/petróleo) a valores iguales de permeabilidades relativas.

Las funciones $k_{row}(S_w)$ y $k_{rog}(S_g)$ se colocan en el diagrama ternario de saturaciones y los puntos que cuentan con una misma permeabilidad relativa de petróleo, es decir que $k_{row}(S_w) = k_{rog}(S_g)$, se traza una línea recta para formar una serie de contornos k_{ro} . Este método funciona porque los valores de k_{row} y k_{rog} tienen el mismo rango (0 a k_{rowc}).

Una ventaja de este método de interpolación es que no se asume que las permeabilidades relativas de las fases mojante y no-mojante son totalmente independientes de las saturaciones de otras fases.

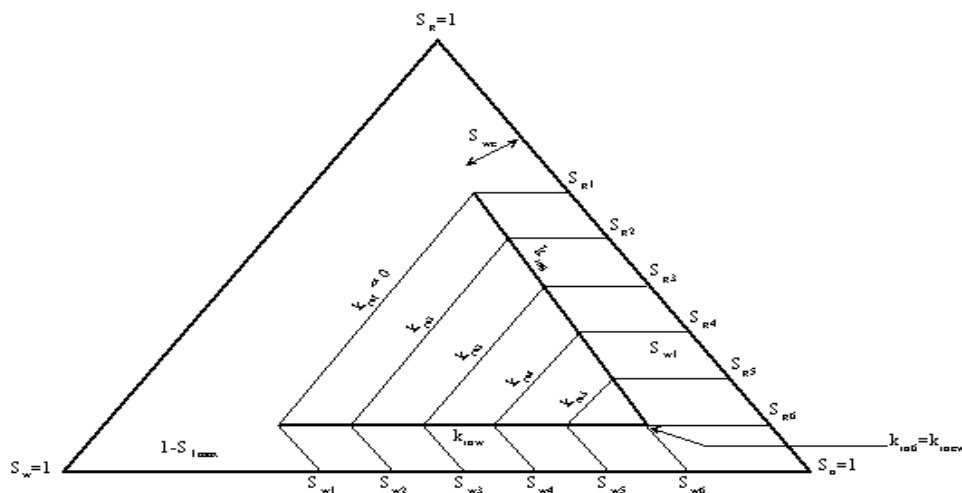


Figura 4.1. Construcción geométrica del método de interpolación lineal.^[6]

Cabe mencionar que en cualquier punto (S_w, S_g) en la región de interpolación, la función k_{ro} depende solamente de k_{row} y k_{rog} . Esto se compara con el modelo II de Stone donde la función k_{ro} también depende de k_{rw} y k_{rg} .

En STARS, como se mencionada anteriormente, hay otra manera de representar los efectos del surfactante sobre la permeabilidad relativa y es mediante un esquema de interpolación, el cual se puede ingresar al simulador de dos maneras:

(a) Utilizando un parámetro de interpolación (DTRAPW) e ingresando cuatro conjuntos de curvas de permeabilidad relativa correspondientes a los números capilares críticos:

- (a.1) $N_c = 6.0E-8$ (las saturaciones residuales tanto el agua como del petróleo comienzan a decrecer)
- (a.2) $N_c = 2.6E-4$ (curvas intermedias)
- (a.3) $N_c = 1.2E-3$ (la saturación residual de petróleo alcanza un valor igual a cero)
- (a.4) $N_c = 2.3E-1$ (la saturación residual del agua alcanza un valor igual a cero y las permeabilidades relativas corresponden a líneas rectas).

(b) Ingresando dos conjuntos de curvas de permeabilidad relativa, utilizando los parámetros DTRAPW y DTRAPN.

- (b.1) Curvas de tensión interfacial alta (sin surfactante), donde $DTRAPW = DTRAPN = \log_{10}(6.0E-8)$
- (b.2) Curvas de tensión interfacial ultra-baja (líneas rectas), donde $DTRAPW = \log_{10}(2.3E-1)$ y $DTRAPN = \log_{10}(1.2E-3)$.

En UTCHEM, las permeabilidades relativas multifásicas son modeladas basadas en las funciones tipo-Corey o Parker y otros, que es una extensión de la ecuación de flujo bifásico de van Genuchten a flujo trifásico. La histéresis en el modelo de permeabilidad relativa tipo Corey se contabiliza asumiendo que en la zona

saturada el flujo es una curva de drenaje para el evento de agotamiento (*spill event*) y el de remediación de la zona saturada es un proceso de imbibición.

4.1.4.3. Modelo de Corey (UTCHEM)

Las permeabilidades relativas multifásicas de los procesos de imbibición y drenaje tanto en la zona saturada como en la no saturada son modeladas usando las funciones tipo Corey que además está en función del número de entrapamiento.

4.1.4.3.1. Zona no saturada

El movimiento de la fase orgánica en un medio poroso trifásico que consiste de agua/orgánico/gas se considera estar en dirección de la imbibición durante el agotamiento orgánico en la zona no saturada. Se asume que, las permeabilidades relativas del agua y el gas son funciones solamente de sus respectivas saturaciones y que la de la fase orgánica está en función de dos saturaciones.

$$k_{r\ell} = k_{r\ell}^o (S_{n\ell})^{n_\ell} \quad \ell = \text{agua}(1), \text{petróleo}(2) \text{ o gas}(4) \quad (4.29)$$

Donde

$S_{n\ell}$ es la saturación normalizada de la fase ℓ y se puede determinar mediante la Ecuación 4.30

$k_{r\ell}^o$ es permeabilidad relativa en el *endpoint* de la fase ℓ

n_ℓ es el exponente de la fase ℓ

$$S_{n\ell} = \frac{S_\ell - S_{\ell r}}{1 - S_{1r} - S_{2r} - S_{4r}} \quad \ell = 1 \text{ ó } 4 \quad (4.30)$$

Donde

S_ℓ es la saturación de la fase ℓ

$S_{\ell r}$ es la saturación de la fase ℓ entrapada

Cabe destacar, que la saturación entrampada de la fase orgánica para flujo trifásico (S_{2r}) es calculada a partir de la Ecuación 4.31. Estas ecuaciones reducen a permeabilidades relativas bifásicas en la ausencia de la tercera fase.

$$S_{2r} = S_{2r1} \left(1 - \frac{S_4}{1-S_{1r}-S_{2r4}} \right) + S_{2r4} \left(\frac{S_4}{1-S_{1r}-S_{2r4}} \right) \quad (4.31)$$

Donde

S_{2r1} y S_{2r4} son las saturaciones orgánicas entrampadas al flujo de las fases de agua y gas, respectivamente.

4.1.4.3.2. Zona saturada

El movimiento de la fase orgánica durante el evento de agotamiento en la zona saturada donde más de dos fases de fluido existen, se asume que está en dirección de drenaje. El movimiento orgánico durante el proceso de remediación, por ejemplo, inyección de agua o surfactante, se asume en dirección de imbibición para el período entero de inyección.

(a) Proceso de agotamiento orgánico

El cálculo de las permeabilidades relativas para las fases de agua y fluidos orgánicos se hace mediante las Ecuaciones 4.32 y 4.33:

$$k_{r1} = k_{r1}^o (S_{n1})^{n_1} \quad (4.32)$$

Donde

k_{r1}^o es la permeabilidad relativa al agua en el endpoint

S_{n1} es la saturación normalizada de la fase acuosa

n_1 es el exponente de la fase de agua

$$k_{r2} = k_{r2}^o (1 - S_{n1})^{n_2} \quad (4.33)$$

Donde

k_{r1}^o es la permeabilidad relativa de petróleo en el *endpoint*

S_{n1} es la saturación normalizada de la fase de petróleo

n_1 es el exponente de la fase de petróleo

S_{n1} es la saturación de agua normalizada, la cual se puede determinar mediante la Ecuación 4.34.

$$S_{n1} = \frac{S_1 - S_{1r}}{1 - S_{1r}} \quad (4.34)$$

Donde

S_1 es la saturación de agua

S_{1r} es la saturación entrampada de agua

(b) Proceso de remediación

Hay más de tres fases líquidas presentes (surfactante/agua/orgánica). Las permeabilidades relativas se asumen, solamente, como funciones únicas de sus saturaciones respectivas, la permeabilidad relativa es definida como se muestra en la Ecuación 4.35.

$$k_{r\ell} = k_{r\ell}^o (S_{n\ell})^{n_\ell} \quad \ell = 1, 2 \text{ ó } 3 \quad (4.35)$$

Donde

$k_{r\ell}^o$ es permeabilidad relativa en el *endpoint* de la fase ℓ

$S_{n\ell}$ es la saturación normalizada de la fase ℓ (Ecuación 4.36)

n_ℓ es el exponente de la fase ℓ

$$S_{n\ell} = \frac{S_\ell - S_{\ell r}}{1 - \sum_{\ell=1}^3 S_{\ell r}} \quad (4.36)$$

Donde

S_ℓ es la saturación de la fase ℓ (agua, petróleo o microemulsión)

$S_{\ell r}$ es la saturación de la fase ℓ entrampada

Las permeabilidades relativas pueden reducirse a funciones bifásicas de agua/orgánico, agua/microemulsión u orgánico/microemulsión. Las saturaciones residuales, los puntos extremos de la permeabilidad relativa y los exponentes son constantes o bien, parámetros de entrada o funciones del número de entrampamiento.

4.1.4.4. Método de Parker y otros autores^[33] (UTCHEM)

Este método extendió la expresión de permeabilidad relativa trifásica-saturación derivada por van Genuchten para un flujo trifásico agua/petróleo/aire usando variables escaladas como se muestra en la Ecuaciones 4.37, 4.38 y 4.39:

$$k_{r1} = \bar{S}_1^{1/2} [1 - (1 - \bar{S}_1^{1/m})^m]^2 \quad (4.37)$$

$$k_{r2} = (\bar{S}_t - \bar{S}_1)^{1/2} [(1 - \bar{S}_1^{1/m})^m - (1 - \bar{S}_t^{1/m})^m]^2 \quad (4.38)$$

$$k_{r4} = (\bar{S}_4)^{1/2} [1 - \bar{S}_t^{1/m}]^{2m} \quad (4.39)$$

Donde

$\bar{S}_t$ es la saturación total de líquido

Las asunciones en la derivación de las funciones de permeabilidad relativa son que la permeabilidad relativa del agua o gas es una función de su propia saturación, mientras que la del petróleo es una función de las tres saturaciones (agua, petróleo, gas)

4.1.5. Modelado de la tensión interfacial

En relación a sistemas multifásicos, es necesario considerar el efecto de las fuerzas en la interface cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Generalmente, la medición de esta fuerza se obtiene en laboratorio, sin embargo, se han establecido algunas correlaciones para su aproximación en la simulación numérica de yacimientos.

En el simulador de procesos avanzados de CMG, se requiere la entrada tabular de la tensión interfacial específica para cada componente de fase, tiene las opciones de realizar interpolaciones lineales o logarítmicas según los alcances de la data del usuario.

La interacción del agua y el petróleo con el surfactante incrementan el número capilar, y este a su vez reduce la saturación de petróleo residual y la misma puede simularse a través de la interpolación de permeabilidad relativa dependientes del número capilar. Esto se realiza puesto que bajo circunstancias especiales como cambios de pH, cambios de concentración de surfactantes, variación en las velocidades de flujo, la suposición de que las propiedades de roca-fluidos están en función de las saturaciones de los fluidos no es suficiente para describir de manera precisa el comportamiento del flujo observado. Por esta razón, interpolar la permeabilidad relativa y la presión capilar en función de la concentración o del número capilar resulta de gran utilidad, gracias a la flexibilidad que se presenta en la selección de los parámetros de interpolación y al hecho de que se puedan emplear datos tabulares (básicamente arbitrarios), es posible manejar gran variedad de fenómenos como inyección de sustancias cáusticas, alteración de humectabilidad de la roca y efectos de la reducción de movilidad de espuma.

Mientras que STARS, requiere la entrada tabular de la tensión interfacial, UTCHEM presenta dos modelos para calcular este fenómeno entre una microemulsión/petróleo y microemulsión/agua, el primero de Healy y Reed

(1974) y el segundo de Huh (1979). Las tensiones interfaciales para agua-petróleo y agua-aire se asumen como constantes conocidas.

4.1.5.1. Modelo de Healy y Reed (UTCHEM)

Una vez que las composiciones de la fase han sido determinadas, las tensiones interfaciales entre la microemulsión y las demás fases se calculan como funciones de parámetros de solubilización:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \log_{10} \sigma_{\ell 3} = \log_{10} F_{\ell} + G_{\ell 2} + \frac{G_{\ell 1}}{1 + G_{\ell 3} R_{\ell 3}} & R_{\ell 3} \geq 1 \\ \log_{10} \sigma_{\ell 3} = \log_{10} F_{\ell} + (1 - R_{\ell 3}) \log_{10} \sigma_{ow} + R_{\ell 3} * \left(G_{\ell 2} + \frac{G_{\ell 1}}{1 + G_{\ell 3}} \right) & R_{\ell 3} < 1 \end{array} \right\} \quad (4.40)$$

Donde

$G_{\ell 1}$, $G_{\ell 2}$ y $G_{\ell 3}$ son parámetros de entrada

$R_{\ell 3}$ es la razón de solubilización $\left(\frac{C_{\ell 3}}{C_{33}}\right)$ [adimensional]

F_{ℓ} es el factor de corrección que introdujo Hirasaki [adimensional]

Cabe acotar que con el factor F_{ℓ} se asegura que la tensión interfacial en el punto de inflexión es cero, y se puede calcular mediante la Ecuación 4.41.

$$F_{\ell} = \frac{1 - e^{-\sqrt{con_{\ell}}}}{1 - e^{-\sqrt{2}}} \quad \ell = \text{agua (1) o petróleo (2)} \quad (4.41)$$

Donde

$$con_{\ell} = \sum_{\mathcal{K}=1}^3 (C_{\mathcal{K}\ell} - C_{\mathcal{K}3})^2 \quad (4.42)$$

Donde

$C_{\mathcal{K}\ell}$ es la concentración de especies $\mathcal{K}$ en la fase ℓ .

$C_{\mathcal{K}3}$ es la concentración de especies $\mathcal{K}$ en la microemulsión.

En la ausencia de surfactante o si la concentración de micela está por debajo de la crítica, la tensión interfacial es igual a la de petróleo/agua.

Reescribiendo las Ecuaciones 4.40, resultaría el cálculo de la tensión interfacial de la siguiente manera (Conjunto de Ecuaciones 4.43):

$$\left\{ \begin{array}{ll} \sigma_{\ell 3} = F_{\ell} * 10^{\frac{G_{\ell 2} + \frac{G_{\ell 1}}{1 + G_{\ell 3} R_{\ell 3}}}{}} & R_{\ell 3} \geq 1 \quad \ell = 1, 2 \\ \sigma_{\ell 3} = F_{\ell} * \sigma_{ow} * (1 - R_{\ell 3}) * 10^{R_{\ell 3} * \left(\frac{G_{\ell 2} + \frac{G_{\ell 1}}{1 + G_{\ell 3}} \right)} & R_{\ell 3} < 1 \end{array} \right\} \quad (4.43)$$

4.1.5.2. Modelo de Chun-Huh (UTCHEM)

La tensión interfacial en UTCHEM está relacionada a un factor de corrección de Hirasaki y la razón de solubilización de la ecuación de Chun-Huh a manera de reducir la tensión interfacial agua-petróleo (σ_{ow}) a medida que la concentración de surfactante se aproxima a cero, resultando su cálculo mediante la Ecuación 4.44.

$$\sigma_{\ell 3} = \sigma_{ow} e^{-a R_{\ell 3}} + \frac{c F_{\ell}}{R_{\ell 3}^2} (1 - e^{-a R_{\ell 3}}) \quad (4.44)$$

Donde

a es una constante aproximadamente igual a 10.

c es una constante cuyo valor típico es 0.3

σ_{ow} es la tensión interfacial agua-petróleo

$R_{\ell 3}$ es la razón de solubilización ($\frac{C_{\ell 3}}{C_{33}}$) [adimensional]

F_{ℓ} es el factor de corrección que introdujo Hirasaki [adimensional]

ℓ es referido a la fase, en esta ecuación se tratará sólo de agua o petróleo.

4.1.6. Modelado de la presión capilar

Las fuerzas capilares en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales de la roca y fluidos, la geometría y tamaño de poro, y las características mojantes del sistema, cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, una discontinuidad en la presión existe entre los dos fluidos, reflejada en la curvatura de la interface que los separa, y dicha diferencia es la presión capilar. A continuación, se detallarán los modelos que ejecuta cada simulador para calcular la presión capilar en sistemas bifásicos y trifásicos.

En el caso de STARS, se presentarán a continuación su forma de representar la presión capilar:

4.2.6.1. Esquema convencional de presión capilar bifásica (STARS)

A cualquier estado de saturación dado, las presiones capilares se determinan a partir de las Ecuaciones 4.45 y 4.46.

$$P_{cow} = f(S_w) \quad (4.45)$$

$$P_{cgo} = f(S_l) = f(1 - S_g) \quad (4.46)$$

Esta aproximación asume que la presión capilar petróleo/agua P_{cow} depende solamente de la saturación de agua (fase mojante) y la presión capilar gas/petróleo, depende de la saturación de la fase gaseosa (fase no mojante).

4.1.6.2. Presiones capilares trifásicas (STARS)

A diferencia del método bifásico, las presiones capilares trifásicas representan el efecto de la tercera fase. En este caso P_{cow3} (Ecuación 4.47) y P_{cgo3} (Ecuación 4.48) denotan la presión capilar trifásica petróleo/agua y gas/petróleo, respectivamente, y se obtienen al modificar sus contrapartes bifásicas. STARS aplica un método de corrección (interpolación) de la saturación de gas de la presión capilar bifásica petróleo/agua y de la saturación de agua de la presión capilar gas/petróleo. El esquema de interpolación aplicado logra dos objetivos, el primero, es que representa el efecto de la saturación de agua en la presión capilar gas-petróleo, segundo, se trata de garantizar una transición suave de la presión capilar de un estado bifásico gas-petróleo a un estado bifásico gas-agua

$$P_{cow3} = f(S_w, S_g) \quad (4.47)$$

$$P_{cgo3} = f(S_g, S_w) \quad (4.48)$$

En UTCHEM, tanto la generalización del modelo de van Genuchten (1980) como el modelo de Brooks y Corey (1966) son opciones usadas para calcular la presión capilar en este simulador.

4.1.6.3. Modelo de Brooks-Corey (UTCHEM)

La presión capilar en la relación de presión capilar-saturación de Brooks y Corey es escalada a la tensión interfacial, la permeabilidad y la porosidad. El evento de agotamiento orgánico en la zona no saturada se asume estar en dirección de la imbibición (incremento de la saturación total de líquido). El evento de agotamiento orgánico en la zona saturada se toma en dirección del primer drenaje (fase mojante, agua, disminución de la saturación) para todo el proceso de agotamiento. La inyección de agua o surfactante se asume en dirección de la imbibición para todo el período.

4.1.6.3.1. Zona vacía o no saturada

Las consideraciones implícitas en la formulación de la presión capilar en la zona vacía donde más de tres fases existen son que la dirección descendente de mojabilidad es agua, petróleo y aire y que la fase acuosa siempre está presente. La presión capilar entre el agua y el gas (sin presencia de petróleo) o entre el agua y el petróleo se calcula en base a la saturación de agua normalizada y tensiones interfaciales, principalmente, como se muestra en la Ecuación 4.49.

$$P_{c1\ell} = C_{pci} \frac{\sigma_{1\ell}}{\sigma_{12}} \sqrt{\frac{\phi}{k}} (1 - S_{n1})^{-1/\lambda_i} \quad (4.49)$$

Donde

C_{pci} y $-1/\lambda_i$ son parámetros de entrada positivo

$\sigma_{1\ell}$ es la tensión interfacial entre el agua y la fase ℓ (petróleo o gas)

σ_{12} es la tensión interfacial agua/petróleo

ϕ es la porosidad de la formación

k es la permeabilidad de la formación

S_{n1} es la saturación normalizada de la fase acuosa, obtenido mediante la Ecuación 4.50

$$S_{n\ell} = \frac{S_{\ell} - S_{\ell r}}{1 - S_{1r} - S_{2r} - S_{4r}} \quad (4.50)$$

Donde

S_{ℓ} es la saturación de la fase ℓ

$S_{\ell r}$ es la saturación de la fase ℓ atrapada

S_{1r} es la saturación de agua atrapada

S_{2r} es la saturación de petróleo atrapado

S_{4r} es la saturación de gas atrapado

Cabe destacar, que en un flujo trifásico (gas/hidrocarburo/agua) la saturación de petróleo entrampado es basada en una función propuesta por Fayers y Matthews (Ecuación 4.51), la cual usa los dos valores de saturación de la fase entrampada:

$$S_{2r} = S_{2r1} \left(1 - \frac{S_4}{1-S_{1r}-S_{2r4}} \right) + S_{2r4} \left(\frac{S_4}{1-S_{1r}-S_{2r4}} \right) \quad (4.51)$$

Donde

S_{2r1} es la saturación de hidrocarburo entrampado al flujo de agua

S_{2r4} es la saturación de hidrocarburo al flujo de gas

S_{1r} es la saturación de agua entrampada

S_4 es la saturación de gas

4.1.6.3.2. Zona saturada

La presión capilar en la zona saturada donde más de tres fases (agua, hidrocarburo, microemulsión) existen de acuerdo al comportamiento de fase del surfactante se calcula como se presenta a continuación.

(a) Hidrocarburo-agua (bifásica)

La presión capilar de un proceso de drenaje es modelada usando la función de Brooks-Corey con la Ecuación 4.52:

$$\left(\frac{P_b}{P_{c12}} \right)^{\lambda_d} = S_{n1} \Rightarrow P_{c12} = P_b * (S_{n1})^{-\frac{1}{\lambda_d}} \quad (4.52)$$

Donde

λ_d es una medida de la distribución de tamaño de poros del medio

P_b es la presión de entrada, cuya forma de obtención está en la Ecuación 4.53.

P_{c12} es la presión capilar agua/petróleo

S_{n1} es la saturación de agua normalizada, cuyo cálculo se muestra en la Ecuación 4.55

$$P_b = C_{pcd} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \quad (4.53)$$

Donde

C_{pcd} es un parámetro de entrada

ϕ es la porosidad

k es la permeabilidad

$$S_{n1} = \frac{S_1 - S_{1r}}{1 - S_{1r}} \quad (4.54)$$

Donde

S_1 es la saturación de agua

S_{1r} es la saturación de agua entrampada

(b) Agua/microemulsión o hidrocarburo/microemulsión (bifásica)

La presión capilar en un proceso de imbibición usando igualmente una función tipo Corey, resulta tal como se muestra en la Ecuación 4.55.

$$\left(\frac{P_{b\ell}}{P_{c\ell 3}} \right)^{\lambda_i} = 1 - S_{n\ell'} \Rightarrow P_{c\ell 3} = P_{b\ell} * (1 - S_{n\ell'})^{-\frac{1}{\lambda_i}} \quad (4.55)$$

Donde

$-1/\lambda_i$ es un parámetro de entrada positivo

P_b es la presión de entrada de la fase ℓ , cuya forma de obtención está en la Ecuación 4.56. Para $\ell = 1$ (agua), $\ell' = 1$ (agua), sin embargo, para $\ell = 2$ (petróleo), $\ell' = 3$ (microemulsión)

$P_{c\ell 3}$ es la presión capilar entre la fase ℓ y la microemulsión

S_{n1} es la saturación de agua normalizada

$$P_{b\ell} = C_{pci} \frac{\sigma_{\ell 3}}{\sigma_{12}} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \quad (4.56)$$

Donde

C_{pci} es un parámetro de entrada positivo.

$\sigma_{\ell 3}$ es la tensión interfacial entre la fase ℓ y la microemulsión

σ_{12} es la tensión interfacial agua/petróleo

ϕ es la porosidad de la formación

k es la permeabilidad de la formación

(c) Agua/hidrocarburo/microemulsión

En este caso trifásico, las presiones capilares estarán determinadas como se muestra en las Ecuaciones 4.57 y 4.58

$$\left(\frac{P_{b1}}{P_{c13}}\right)^{\lambda_i} = 1 - S_{n1} \Rightarrow P_{c13} = P_{b1} * (1 - S_{n1})^{-\frac{1}{\lambda_i}} \quad (4.57)$$

$$\left(\frac{P_{b2}}{P_{c23}}\right)^{\lambda_i} = 1 - \frac{S_2 - S_{2r}}{(S_1 - S_{1r}) + (S_3 - S_{3r})} \Rightarrow P_{c23} = P_{b2} * \left(1 - \frac{S_2 - S_{2r}}{(S_1 - S_{1r}) + (S_3 - S_{3r})}\right)^{-\frac{1}{\lambda_i}} \quad (4.58)$$

Donde

$-\frac{1}{\lambda_i}$ es un parámetro de entrada positivo

P_{b1} es la presión de entrada de agua y se obtiene con la Ecuación 4.56

P_{b2} es la presión de entrada de petróleo

S_{n1} es la saturación normalizada de agua (Ecuación 4.59)

S_3 es la saturación de la microemulsión

S_{1r} es la saturación de agua entrampada

S_{2r} es la saturación de petróleo entrampado

S_{3r} es la saturación de microemulsión entrampada

$$S_{n1} = \frac{S_1 - S_{1r}}{1 - S_{1r} - S_{2r} - S_{3r}} \quad (4.59)$$

Donde

S_1 es la saturación de agua

S_{1r} es la saturación de agua entrampada

S_{2r} es la saturación de petróleo entrampado

S_{3r} es la saturación de microemulsión entrampada

4.1.6.4. Método de van Genuchten (UTCHEM)

La función de saturación-presión capilar trifásica determinada usando la generalización de Parker y otros autores y el modelo de flujo bifásico de van Genuchten está representada en las Ecuaciones 4.60 y 4.61:

$$\bar{S}_\ell = [1 + (\alpha h^*)^n]^{-m} \quad h^* > 0 \quad (4.60)$$

$$\bar{S}_\ell = 1 \quad h^* \leq 0 \quad (4.61)$$

Donde

$\bar{S}_\ell$ es la saturación efectiva y se obtiene mediante la Ecuación 4.62.

h^* es la presión capilar escalada y se puede determinar mediante la Ecuación 4.63

α y n son parámetros del modelo

m es un parámetro del modelo, se puede calcular a través de la Ecuación 4.64.

$$\bar{S}_\ell = \frac{S_\ell - S_{1r}}{1 - S_{1r}} \quad (4.62)$$

Donde

S_ℓ es la saturación de la fase ℓ

S_{1r} es la saturación de agua entrampada

$$h^* = \beta_{\ell\ell'} P_{C\ell\ell'} \quad (4.63)$$

$\beta_{\ell\ell'}$ es el coeficiente de escalamiento para el par de fluidos ℓ y ℓ'

$P_{C\ell\ell'}$ es la presión capilar entre el par de fluidos ℓ y ℓ'

$$m = 1 - \frac{1}{n} \quad (4.64)$$

Cabe acotar que la gran diferencia existente entre el modelo de van Genuchten y el de Brooks Corey es la discontinuidad en la pendiente de la curva de presión capilar a la presión de entrada en el último modelo, mientras que en el primero tiene una pendiente constante. La implementación de este modelo en el simulador incluye escalamiento de α con la permeabilidad de la roca y la porosidad similar al que se describió en el modelo de Brooks-Corey.

4.1.7. Modelado del factor de reducción de permeabilidad

La reducción de la permeabilidad, o bloqueo poroso, es causada por la adsorción de polímero. Estos químicos en solución reducen tanto la movilidad del fluido desplazante como la permeabilidad efectiva del medio poroso cuando pasa a través de él.

STARS representa la reducción de permeabilidad bajo el modelo de Bondor^[27], donde asumieron que este fenómeno es causado por la adsorción polimérica y que es un proceso irreversible. También se consideró que la reducción máxima de permeabilidad corresponde a la capacidad de adsorción de la roca. Así que el factor es linealmente interpolado basado en la relación de la cantidad de polímero adsorbido y la capacidad de adsorción, esto se puede observar en la Ecuación 4.65.

$$R_{k\alpha} = 1 + (RRF_{\alpha} - 1) * \frac{C_p}{AdC} \quad (4.65)$$

Donde

RRF_{α} es el factor de resistencia residual a la fase α [adimensional]

AdC es la capacidad de adsorción de la roca [% peso]

C_p es la concentración de polímero [% peso]

Por otro lado, en UTCHEM, es modelado mediante la Ecuación 4.66.

$$R_k = 1 + \frac{(R_{kmax}-1)b_{rk}C_{4\ell}}{1+b_{rk}C_{4\ell}} \quad (4.66)$$

Donde

R_{kmax} es el factor máximo de reducción de permeabilidad, se puede calcular con la Ecuación 4.67

b_{rk} es un parámetro de entrada derivado a partir de los datos de ajuste del desplazamiento en núcleo (*coreflood*)

$C_{4\ell}$ es la concentración de polímero de la fase ℓ (la cual debe ser la que tenga la concentración más alta de dicho químico)

$$R_{kmax} = \max \left\{ \left[1 - \frac{c_{rk}(A_{p1}C_{SEP}^{SP})^{1/3}}{\left(\frac{\sqrt{k_x k_y}}{\phi} \right)^{1/2}} \right]^{-4}, 10 \right\} \quad (4.67)$$

Donde

c_{rk} es un parámetro de entrada derivado a partir de los datos de ajuste del desplazamiento en núcleo (*coreflood*)

A_{p1} es una constante

C_{SEP}^{SP} es un factor que permite la dependencia de la viscosidad del polímero con la salinidad y la dureza. La salinidad efectiva es dada en la Ecuación N y s_p es la pendiente de un gráfico a escala logarítmica de $\left(\frac{\mu_p^0 - \mu_w}{\mu_w}\right)$ vs. C_{SEP}

k_x y k_y son las permeabilidad en las direcciones x , y respectivamente

ϕ es la porosidad

De la Ecuación 4.67, cabe mencionar que se asume la reducción máxima de permeabilidad 10, el cual es un valor empírico, sin embargo, se ha observado valores más altos en formaciones de baja permeabilidad.

Finalmente, con esta recopilación de modelos y ecuaciones que permitirán representar algunos fenómenos que ocurren durante la inyección de sustancias químicas, presenta claramente el panorama hacia una simulación de algunas de las tecnologías, anticipando la cantidad de datos de los cuales se debe disponer para lograr la construcción de un modelo representativo.

4.2. METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE PROCESOS QUÍMICOS

Previo a la implementación de algún proceso de inyección de químicos en particular, ya sean polímeros, surfactantes, álcalis o la combinación de ellos, es fundamental seguir una serie de pasos y procedimientos (Figura 4.2) que contribuyan con el éxito del mismo y la simulación de yacimientos cumple un rol muy importante en él.

Numerosos investigadores han estudiado el comportamiento de fluidos químicos en laboratorio y a escala de campo mediante pruebas piloto.^[35] En sus análisis, encontraron que un proceso exitoso de inyección química depende principalmente de:

- (a) Alcance de tensión interfacial ultra baja entre petróleo-agua

- (b) Formación efectiva de un banco de petróleo en tanto el sistema químico sea inyectado dentro del medio poroso
- (c) Optimización del esquema de inyección química (tamaño del tapón, concentración química, entre otros) para maximizar la reacción química con el petróleo
- (d) La saturación de petróleo residual antes de aplicar el proceso de inyección química, (no aplicable para procesos de inyección de polímeros)

La gerencia de yacimientos es la que decide incluir dentro de la vida de producción de un yacimiento, un mecanismo que aumente el recobro de los hidrocarburos. Esto lo hace mediante estudios de los métodos de producción dominantes y la predicción del comportamiento de los mismos en el tiempo.

Una vez que se ha decidido aplicar alguna técnica química de recuperación mejorada, se debe enfocar en la condición que se desea alterar, en el caso de equilibrar la movilidad de los fluidos en el yacimiento, lo más factible es una inyección de polímeros, si el crudo es rico en componentes ácidos, se aprovecha su capacidad de formar surfactantes con una inyección de álcali, o si carece de ellos entonces se puede aplicar una inyección de surfactantes que disminuyan la tensión interfacial entre el agua y el petróleo y este segundo fluido se desplace hasta los pozos productores, dejando en el yacimiento una saturación residual menor. Sin embargo, este análisis no es suficiente para concluir acerca de aplicar un método químico u otro.

El grupo interdisciplinario comienza a comparar los datos provenientes de la roca y los fluidos en estudio con las características estándares de aplicación de las técnicas químicas de recuperación mejorada, entre los parámetros más importantes sometidos a dicha comparación incluyen, permeabilidad, porosidad y temperatura del yacimiento, composición, viscosidad y gravedad API del petróleo.

A este proceso se le denomina “*screening*” y permitirá seleccionar la o las tecnologías posibles a aplicar en el área en estudio.

Posterior a la selección se procede al análisis económico del proceso. La factibilidad económica que tiene la empresa a cargo de la explotación del yacimiento con la(s) tecnología(s). Al escoger el método químico potencial, se procede a realizar los estudios de laboratorio pertinentes para confirmar la compatibilidad de los fluidos de inyección con la roca y fluidos en sitio, así como a analizar las interacciones que ocurren en el medio poroso.

Después de tener a escala de núcleo los modelos de las interacciones roca-fluido y fluido-fluido se hace un cotejo de ellas a través del uso de un simulador de yacimientos. La simulación de yacimientos es la etapa más importante ya que se tratará de representar en un modelo lo que ocurrirá a escala real, a través de ella se podrá escoger la formulación química y los tamaños de tapón óptimos, el arreglo de pozos más conveniente y predecir qué parámetros pueden afectar el recobro de petróleo.

Posteriormente, cuando ya se ha definido cuándo y cómo aplicar el método de inyección química se procede a probar su viabilidad técnica – operacional a través de una prueba piloto, la cual si resulta exitosa se extiende su aplicación a todo el yacimiento.

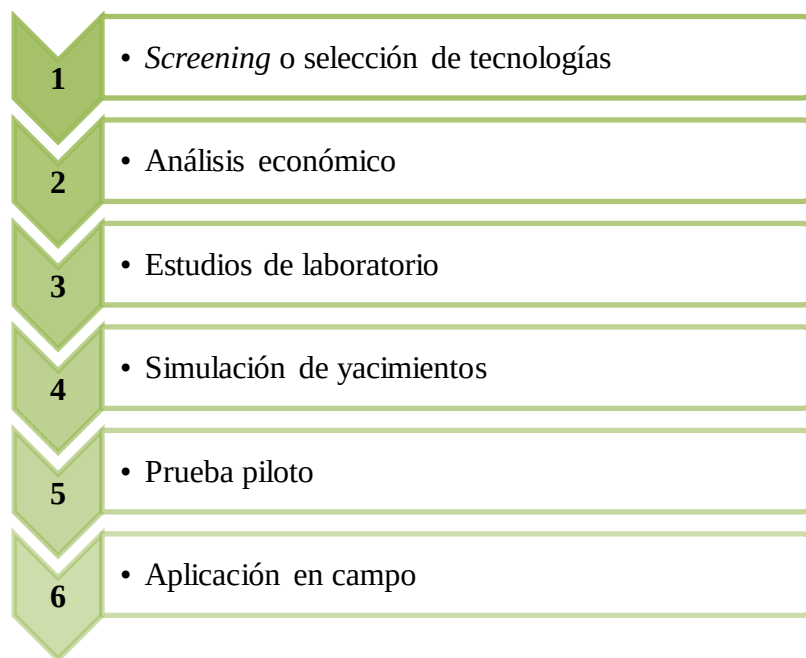


Figura 4.2. Pasos para la simulación y aplicación de un método químico de recuperación mejorada

4.2.1. Selección de la tecnología mediante la revisión de las ventanas de aplicación

El primer paso consiste en evaluar el tipo de proceso químico aplicable según las características del yacimiento, así como, revisar las propiedades de los fluidos que se desean mejorar con la finalidad de obtener un mayor recobro de hidrocarburos, es decir se debe comparar las ventanas de aplicación de cada uno de los procesos, como la que se muestra en la Tabla 4.2 y así determinar cuál de ellos se ajustaría mejor al tipo de litología y fluidos de interés. La información del yacimiento es indispensable para evaluar tanto la factibilidad de un proyecto químico de recuperación mejorada como la naturaleza de las sustancias que pueden ser usadas. Obviamente, la temperatura, la composición de la salmuera y las propiedades de roca (porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla) y petróleo (gravedad API, análisis SARA, número ácido) deben ser conocidas. Todos estos

datos ayudan a evaluar si un yacimiento es buen candidato para definir el diseño de un método químico de recuperación mejorada.

Esta etapa de comparación también es llamada “*screening*” o visualización de las características y propiedades de la roca y los fluidos con los rangos estándares de aplicación de los procesos químicos, para su compatibilidad se debe asegurar que cumpla con las condiciones mínimas establecidas, de otra manera la tecnología sometida a evaluación estaría descartada.

Cabe destacar, que este paso no asegura el éxito de la(s) tecnología(s) seleccionada(s), se debe indagar en ella(s) a través de un análisis económico y los estudios de laboratorio convenientes. Los rangos estándares se han definido mediante la comparación de las características de yacimiento y los fluidos de los proyectos exitosos de inyección química que diversos investigadores han recopilado.

Entre los parámetros más importantes considerados en el análisis de procesos de inyección química es la temperatura y por ende la profundidad de la arena neta petrolífera, porque orienta en la selección del agente químico considerando los requerimientos de estabilidad térmica, así como la degradación mecánica, a la que pueden ser sometidos por las altas velocidades de flujo, necesarias para el transporte de las soluciones a través de las tuberías, conexiones y medio poroso.

En la aplicación de los métodos químicos se sugieren en rocas cuya litología sea preferiblemente arenisca, que exhiben por lo general porosidades intermedias a altas, y combinado a altas permeabilidades favorece el flujo de fluidos desde los pozos inyectoros hasta los pozos productores.

Tabla 4.2. Ventana de aplicación de los Métodos Químicos de Recuperación Mejorada. ^{[1], [5], [30]}

	Propiedades de petróleo			Características del yacimiento				
Método Químico	Gravedad (API)	Viscosidad (cp)	Comp.	Porosidad (%)	Saturación petróleo (%PV)	K (md)	Prof. (pies)	T (F)
Polímero	15 - 43	<150, >10	NC	10-33	50-80	>10	<9000	74-237
ASP Álcali Micelar/ Polímero	20-34	<150	Livianos, intermedios, contenido de ácidos orgánicos	26-32	>35	>10	<9000	80-120
Surfactante A/P	22-39	<16	NC	14-17	43-53	>10	<9000	122-155
NC= No Crítico								

Es importante conocer la distribución de poros en el yacimiento puesto que la inyección de químicos, en algunos casos, conduce a la formación en sitio de fases complejas como es el caso de las microemulsiones, y se debe evitar el entrapamiento de las mismas asegurando que el diámetro de sus gotas sean menores que el diámetro promedio de las gargantas de poro.

En cuanto a las viscosidades, en la Tabla 4.2. indica que se pueden aplicar métodos químicos en crudos caracterizados como livianos a pesados, sin embargo, algunos casos de crudos extrapesados, se pueden incluir, como el crudo de *Pelikan Lake* (Canadá)^[1] cuya viscosidad es de 4000 cp y admite inyección de polímeros o como el de *Lagomar*^[1], de 6000 cp con inyección de ASP.

Los procesos cuya formulación química incluya un agente químico de alto pH, requieren de crudos con un alto contenido de componentes ácidos, puesto que reaccionarán para producir surfactantes en sitio.

4.2.2. Análisis económico de la tecnología seleccionada

Al seleccionar la tecnología se debe evaluar bajo un criterio económico, en ello influirá el capital financiero de la empresa, el precio del barril para el momento de la ejecución de la tecnología de recuperación mejorada, que es diferente al momento en el que se planifica y el precio de los agentes químicos incluidos en la formulación propuesta. Este paso se trata de hacer un estudio somero acerca de los recursos necesarios para invertir en la aplicación de alguno de los métodos de inyección química. En esta etapa es indispensable asegurarse que existirá la factibilidad operacional para determinar la económica.

4.2.3. Elaboración de los estudios de laboratorio

La mayoría de los parámetros fenomenológicos en el modelado de procesos químicos de recuperación mejorada de petróleo necesitan ser obtenidos mediante experimentos de laboratorio. Para maximizar la aplicación potencial de un proceso de inyección química y explorar el rendimiento de los agentes involucrados, se deben estudiar los fenómenos a escala de poro, ya que tanto los efectos fisicoquímicos como los hidrodinámicos son de gran importancia en este nivel.

Una vez que se ha decidido el tipo de proceso a ejecutar en el yacimiento, se procede a la obtención de muestras representativas de roca y fluidos, las cuales serán sometidas a un grupo de experimentos de laboratorio, con la finalidad de generar parámetros que permitan evaluar la eficiencia del proceso y reportar el comportamiento de la formulación determinada. Dichos parámetros proveerán los datos de entrada para el simulador y posteriormente para el diseño de la prueba piloto. Estas muestras son caracterizadas física y químicamente.

En el caso de usar polímero en la formulación, es necesario, garantizar la compatibilidad del mismo con el agua de formación antes de continuar con el trabajo de desplazamiento en núcleo para evitar problemas de precipitación, se debe determinar la reología de este químico, a diferentes concentraciones mediante las mediciones de viscosidad a diferentes tasas de corte. En la Tabla 4.3 se muestra de manera resumida y divididos en fases algunos de los estudios que se pueden realizar a nivel de laboratorio.

En algunos casos de inyección de químicos, éstos se optimizan mediante ensayo y error, por esta razón, los procedimientos de laboratorio son cruciales al momento de evaluar varios esquemas de inyección a cualquier combinación de químicos, bajo las condiciones de yacimiento simuladas.

Usualmente, se optimizan tanto la formulación como el tamaño del tapón de químicos basándose en las mediciones de tensión interfacial, adsorción, reología del polímero y estudios de estabilidad térmica. Otro aspecto relevante, es que se deben diseñar varias formulaciones con el propósito de medir su potencialidad, especialmente en la reducción de la tensión interfacial y el comportamiento de fase óptimo.

El objetivo del proceso de optimización de la mezcla química es garantizar una buena inyektividad y un alto recobro de petróleo en la muestra de roca.

Con las pruebas de desplazamiento en núcleo es posible evaluar la potencialidad de la tecnología de recuperación mejorada en los yacimientos y con ésta prolongar la vida productiva de los mismos. Los experimentos de desplazamiento en núcleo generalmente se realizan en modo horizontal para varias etapas de inyección, las cuales incluyen, inyección de agua, inyección química, seguido de una etapa extensa de inyección de agua, a condiciones (presión y temperatura) de yacimiento.

Tabla 4.3. Evaluación de Laboratorio de un potencial químico^{[12], [31]}.

<i>Fase</i>	<i>Tipo de experimento</i>	<i>Objetivo</i>	<i>Detalles</i>
Estudio Fluido-Fluido	Análisis de agua	Garantizar una muestra representativa Garantizar compatibilidad entre el agua de formación e inyección	Análisis de inyección y agua producida para una composición química, TDS (Total de Sólidos Disueltos), densidad y pH
	Análisis de petróleo	Garantizar una muestra representativa	Gravedad API, densidad, contenido de agua y viscosidad
	Evaluación del álcali	Definir la sensibilidad del crudo al álcali	Medición de tensiones interfaciales a la temperatura del yacimiento con varios álcalis
	Adición de surfactante a la solución de álcali	Estimar el mejor químico para producir el mayor recobro de petróleo	Medición de las tensiones interfaciales para diferentes surfactantes mezclados con álcalis a varias concentraciones
	Evaluación del comportamiento de fase	Identificar el tipo de mezcla de surfactante o álcali y su concentración requerida, así como algún co-solvente necesario para alcanzar tensiones interfaciales bajas	Evaluación a largo plazo del comportamiento de fase

Tabla 4.3. Evaluación de Laboratorio de un potencial químico (Continuación)

<i>Fase</i>	<i>Tipo de experimento</i>	<i>Objetivo</i>	<i>Detalles</i>
Estudio Fluido-Fluido	Soluciones óptimas de tensiones interfaciales	Descartar entre composiciones químicas	Mejor solución química diluida con agua de formación y medición de tensiones interfaciales
	Estudios de consumo estático de químicos	Estimar la capacidad de adsorción química de la roca	Con núcleos triturados e incubados a temperaturas elevadas
	Capacidad de intercambio catiónico de los núcleos	Estimar el potencial de emisión de Ca/Mg de la roca	Capacidad de intercambio catiónico de la columna cromatográfica del núcleo triturado
	Viscosidad intrínseca del polímero	Definir pesos moleculares apropiados de los polímeros de inyección	Estimación del radio de giro del polímero y comparación con la distribución del tamaño de la garganta de poro del núcleo
	Viscosidad aparente del polímero	Estimar las capacidades viscosificantes de los polímeros	Medición de la viscosidad para diferentes concentraciones de polímero a la variación de tasas de corte
	Estudios de salinidad	Estimar la salinidad del agua de formación, polímero, surfactante	Medición de salinidad óptima en microemulsiones

Tabla 4.3. Evaluación de Laboratorio de un potencial químico (Continuación)

<i>Fase</i>	<i>Tipo de experimento</i>	<i>Objetivo</i>	<i>Detalles</i>
Compatibilidad Fluido - Roca	Desplazamiento lineal en núcleo	Encontrar las permeabilidades relativas de la roca yacimiento. Determinar la compatibilidad química de la roca, inyektividad y características reológicas de los polímeros, estiman la concentración de polímero para una razón de movilidad favorable y define la retención química y los cambios de saturación de petróleo	Se usan los mejores polímeros y formulaciones químicas seleccionadas del estudio fluido – fluido. Determinación del Factor de Resistencia, Factor de resistencia Residual y la adsorción
Desplazamiento en núcleo para el recobro de petróleo	Desplazamiento en núcleo radiales	Estimar el aumento de recobro de petróleo debido al uso de diferentes soluciones químicas y optimizar el tapón químico	Las mejores soluciones del estudio fluido – fluido y la concentración polimérica es determinada por el desplazamiento lineal en núcleo

Mediante este procedimiento se puede medir el recobro obtenido por el uso de la tecnología de recuperación mejorada en comparación de aquel obtenido con la

aplicación de la inyección de agua convencional, así como, propuestas de formulaciones adecuadas que permitan lograr dicho recobro.

A través de las pruebas de desplazamiento, se pueden estudiar parámetros de gran influencia como:

- (a) Efectos de la concentración de surfactante
- (b) Efectos del tamaño del tapón de químicos (polímeros, surfactantes, álcalis, SP, ASP)
- (c) Efectos de la saturación de petróleo residual
- (d) Efectos del esquema de inyección
- (e) Efectos del gas en solución
- (f) Efectos de la salinidad de la salmuera

Ocasionalmente, para la ejecución de este tipo de prueba se utilizan núcleos de Berea en lugar de núcleos de formación hasta que no se demuestre la eficiencia y rentabilidad del método propuesto. Entre las propiedades fisicoquímicas que se pueden reportar de una prueba de desplazamiento son:

- (a) Saturación de agua irreducible
- (b) Porosidad
- (c) Permeabilidad absoluta
- (d) Permeabilidad al petróleo a la saturación de agua connata
- (e) Permeabilidad al agua a la saturación de petróleo residual
- (f) Volumen poroso
- (g) Saturación de petróleo inicial y residual
- (h) Recuperación de agua y de químicos
- (i) Saturación final de petróleo residual
- (j) Variación de la saturación de petróleo

Al realizar una prueba de desplazamiento, se almacenan los efluentes con la finalidad de determinar el grado de adsorción o retención de los diversos componentes de la formulación sobre la roca y garantizar de alguna manera que los químicos no causen algún daño a la formación como disolución y precipitación de minerales del medio que pueden afectar a la permeabilidad y la porosidad, así como de fases sólidas secundarias producto de la incompatibilidad entre los fluidos inyectados y en sitio.

Los objetivos de los experimentos en desplazamiento en núcleo para las mediciones de adsorción y determinación del recobro de petróleo son validar el comportamiento de la formulación química seleccionada y definir los datos de entrada a la simulación.

4.2.4. Simulación de yacimientos

En este paso es crucial seleccionar el simulador de yacimientos donde se llevará a cabo la correlación de diversos parámetros (recobro, caída de presión, corte de agua, entre otros) obtenidos en el desplazamiento en núcleo. El objetivo principal de la simulación de un desplazamiento en núcleo es evaluar los mecanismos de los procesos y generar los parámetros del fluido químico para las predicciones en la simulación a escala de campo. Algunos proyectos generan como los primeros parámetros de correlación los siguientes: (a) comportamiento del caso base de inyección de agua, (b) presiones de inyección para definir el comportamiento pseudoplástico del polímero, (c) rendimiento del fluido químico para definir interpolaciones entre las curvas de permeabilidad relativa apropiadas basadas en los números capilares y (d) las concentraciones químicas producidas para definir los parámetros de adsorción.

Los estudios de sensibilidad en los parámetros de correlación indagan los impactos de la heterogeneidad a lo largo del diámetro del núcleo, la adsorción química, la presión capilar y los efectos gravitacionales. Estos estudios de sensibilidad son muy importantes ya que coadyuvan en la construcción de un modelo más representativo y cercano a la realidad que arroje predicciones confiables.

La simulación de procesos químicos constituye una etapa fundamental puesto que ayuda a minimizar los riesgos antes de ejecutar un método de recuperación mejorada de este tipo, sobre todo por la incertidumbre asociada a los cambios que ocurren en el medio poroso cuando se inyectan estas sustancias, la complejidad

que existe en la representación fenomenológica de ellos y por el alto costo de los agentes químicos.

Las características principales a tomar en cuenta en la simulación de procesos químicos de recuperación mejorada de petróleo se citarán a continuación, sin embargo, dependerán de la herramienta computacional que seleccione para el modelado de cierto método:

- (a) Reducción de la tensión interfacial de más de un componente químico
- (b) Modificación de las permeabilidades relativas resultantes de cambios del número capilar
- (c) Incremento de la viscosidad de agua por la adición de polímeros
- (d) Comportamiento pseudo-plástico de la solución polimérica
- (e) Adsorción de componentes químicos
- (f) Factor de Resistencia Residual debido a la adsorción química

Por otra parte, una propuesta de cotejo histórico puede estar conformada de la siguiente manera:

- (a) Correlación del desempeño de la inyección de agua mediante el ajuste de las curvas de permeabilidad relativa
- (b) Correlación el rendimiento del fluido químico mediante interpolación entre las curvas de permeabilidad relativa correspondientes a altos números capilares
- (c) Correlación de la respuesta de la presión de inyección mediante el empleo del modelo pseudo-plástico de las soluciones poliméricas
- (d) Correlación de las concentraciones de químicos mediante la variación de los parámetros de adsorción.

Finalmente, cuando se ha definido la estrategia de inyección producto del cotejo histórico y las sensibilidades, entonces se optimiza y se extrapola al diseño piloto.

4.2.5. Diseño de la prueba piloto

Los resultados del desplazamiento en núcleo, las simulaciones y las sensibilidades en los parámetros de adsorción, tamaño de tapón, presiones de inyección, números capilares, tensión interfacial, concentración de químico dentro de rangos

razonables proporcionarán diversos escenarios de predicción para la prueba piloto, y por lo tanto los fundamentos necesarios para decidir si se aplicará, en cierta área del prospecto, el método químico de recobro mejorado. Entre otros factores a tomar en cuenta en la ejecución de una prueba piloto es la adquisición de materia prima, ubicación e instalación del equipo de mezclado e inyección de químico(s).

Entre las razones que indicarían que tan apropiada es cierta área del yacimiento para la implementación de la prueba piloto son:

- (a) Madurez en procesos de recobro secundario (mayor historia de producción, alto recobro, cortes de agua reducidos, alta inyectividad)
- (b) Facilidades de superficie que han sido instaladas previamente, servicio eléctrico.

4.2.6. Aplicación en campo del proceso de inyección química

Si la ejecución de la prueba piloto resulta exitosa en cierta área del yacimiento, entonces la tecnología se confirma potencial para aplicarse en toda la extensión del prospecto en estudio. Se debe preparar el terreno para la instalación de los tanques de mezcla, bombas de inyección, sistemas de distribución y recolección de efluentes, perforación de nuevos pozos, esto último se encuentra condicionado a las sensibilidades que se hayan realizado acerca de la configuración conveniente para el aprovechamiento de una eficiencia de barrido óptima.

4.3. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

4.3.1. Comparación del perfil de corte de agua

Los perfiles de corte de agua resultante del desplazamiento en núcleo con solución polimérica a 1500 ppm, se encuentran reflejados en la Figura 4.3, donde la curva azul representa el corte de agua arrojado por el simulador STARS y la curva verde la arrojada por UTCHEM. Se puede notar que el momento de irrupción para

ambos es el mismo, que es cuando se percibe la primera cantidad de agua en el pozo productor, ocurriendo luego un aumento progresivo del corte de dicha fase. Sin embargo, la curva correspondiente a UTCHEM cuando se encuentra por encima del 20% de corte de agua tiende a mantenerse ligeramente, superado esto el comportamiento de las curvas es similar en el resto del volumen poroso producido.

Estas diferencias pueden ser ocasionadas por los datos de adsorción definidos en el archivo de entrada, para STARS se determinó que a la concentración de polímero (1500 ppm) la adsorción fue de 5 mg/100 g de roca, mientras que para UTCHEM, esto fue reflejado mediante parámetros sugeridos y asumidos para el modelado de dicho fenómeno.

Las desviaciones en los resultados también se asocian a los parámetros y constantes consideradas en la definición de la viscosidad del polímero en UTCHEM.

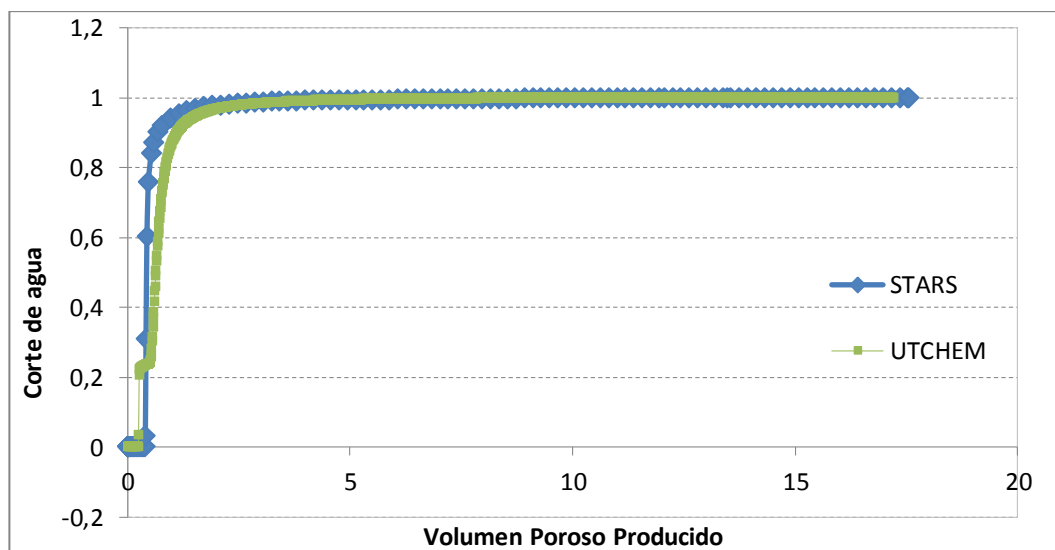


Figura 4.3. Corte de agua resultante en el desplazamiento en núcleo

Otro factor que estaría afectando es la concentración de polímero, en STARS se define esto a través de fracciones molares, para lo cual se tuvo que asumir un peso molecular, mientras que en UTCHEM se suministró en unidades de ppm (partes por millón) directamente.

4.3.2. Comparación del perfil de recobro de petróleo

Los perfiles de recobro de petróleo arrojado por cada uno de los simuladores se muestran en las Figuras 4.5 y 4.5. Cabe acotar que no se graficaron conjuntamente como los perfiles de agua porque las curvas de recobro de petróleo resultantes de la simulación del desplazamiento en núcleo con polímero tienden a solaparse, debido a esto se representan por separado para apreciar el comportamiento de ellas, que es bastante similar.

En estas gráficas se puede observar que se obtuvo un recobro final acumulado del 82% aproximadamente. En el caso de STARS el petróleo acumulado se dividió por el Petróleo Original en Sitio para obtener los valores de recobro, mientras que UTCHEM si los arrojó directamente en su archivo de salida (Excel).

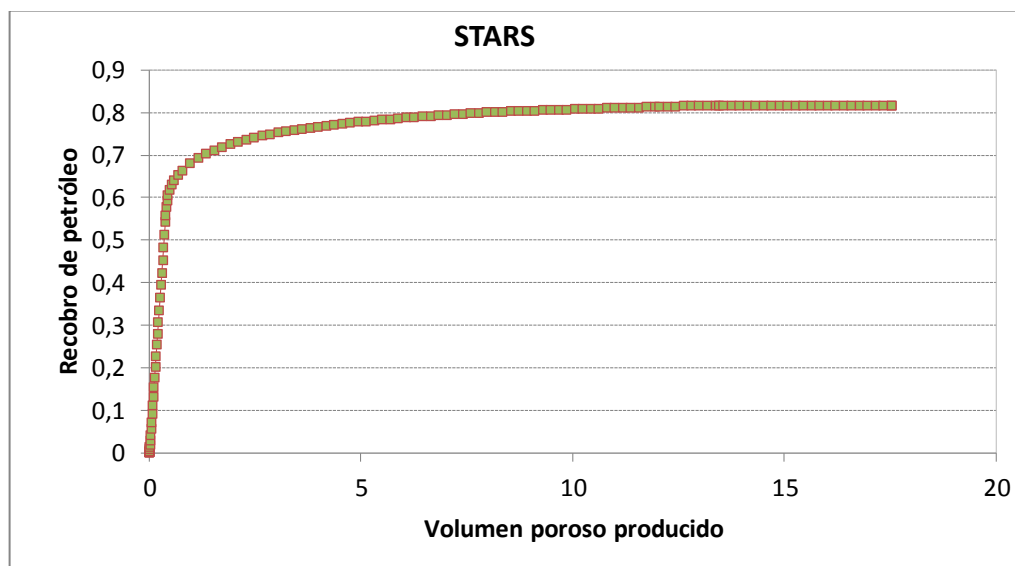


Figura 4.4. Recobro de petróleo (STARS)

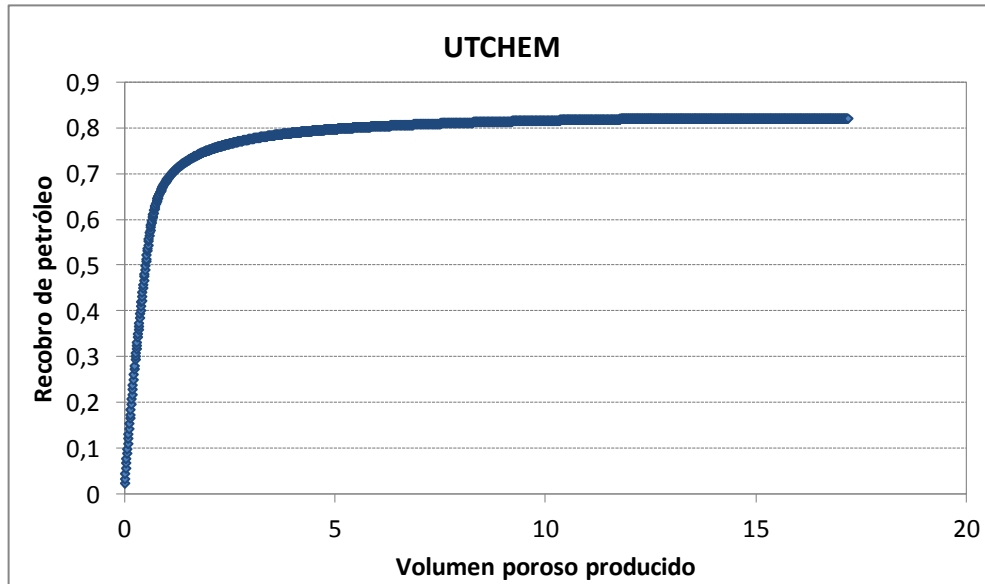


Figura 4.5. Recobro de petróleo (UTCHEM)

4.3.3. Magnitud de data para la construcción del modelo

En la Tabla 4.4 se pueden observar diferentes parámetros que fueron necesarios para la construcción de los archivos de entrada y se detalla, en el caso pertinente, la forma en que exigió cada simulador. La configuración de dichos archivos se encuentra en el Apéndice B.

La finalidad de comparar la cantidad de datos es para precisar la complejidad en el diseño del modelo en los simuladores STARS y UTCHEM, como se ha especificado anteriormente, en STARS, fue necesario utilizar Builder para cumplir con la construcción del modelo unidimensional de flujo lineal, mientras que UTCHEM se hizo explorando cada sección de códigos y reflejándolos en un archivo de texto (Notepad, Wordpad).

Tabla 4.4. Data necesaria para la simulación

Parámetro	STARS	UTCHEM
Porosidad	✓	✓
Permeabilidad	✓	✓
Presión	✓	✓
Temperatura	✓	✓
Componentes	Agua, polímero, petróleo	Agua, petróleo, polímero, calcio, cloruro, alcohol 1, alcohol 2.
Viscosidad	Agua, petróleo, polímero	Agua, petróleo
Permeabilidad Relativa	Set de datos de los sistemas agua-petróleo y líquido – gas	Puntos extremos, saturaciones residuales y exponentes de fases
Adsorción de polímero	Tabla de adsorción (mg/100 gr de roca) vs %peso del polímero	AD41, AD42, B4D, Parámetros del modelo de adsorción del polímero BETAP, parámetro para la salinidad divalente efectiva CSE1 valor bajo el cual la viscosidad de polímero es considerada independiente de la salinidad.
Factor de reducción de permeabilidad	Dato suministrado directamente	Parámetros determinados previamente en laboratorio (BRK, CRK)
Programa de inyección	Días acumulados, fracción molar del polímero, tasa de inyección	Días o volumen poroso acumulado, concentración del polímero (ppm), tasa de inyección.

CONCLUSIONES

- (a) La información recopilada, proveniente de artículos técnicos relacionados con el proceso de simulación de procesos químicos fue de gran utilidad porque permitió determinar, primero, los parámetros más significativos en la interacción roca – fluido y fluido – fluido involucrados, como son la adsorción, el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, viscosidad de las soluciones poliméricas, tensión interfacial y presión capilar, segundo, conocer la ecuación de flujo de fluidos en medio poroso usada para la simulación de procesos químicos, la cual se considera de gran complejidad, puesto que incluye términos de difusión, adsorción y cambios de concentración de componentes.
- (b) En la comparación de STARS y UTCHEM, se apreció que la construcción del modelo en la primera herramienta de simulación es más simple y práctica que la segunda y que las diferencias claves entre ambas, es que UTCHEM incluye la salinidad directa o indirectamente en sus ecuaciones matemáticas para el modelado de las interacciones roca – fluido y fluido – fluido, así como su capacidad de representar la formación de fases complejas en el medio poroso.
- (c) La metodología propuesta para la simulación de procesos químicos de recuperación mejorada comprende; (a) la selección de la tecnología según las propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento candidato, (b) el estudio de la factibilidad económica, (c) la elaboración de los estudios de laboratorio convenientes, principalmente aquellos que definan los modelos de adsorción y recobro de petróleo a nivel de núcleo, (d) realización del cotejo histórico de los desplazamientos en núcleo con la formulación

química seleccionada y sensibilidades de los parámetros de adsorción, concentración de químicos, tamaño de tapón y otros parámetros que optimicen el programa de inyección, (e) diseño de la prueba piloto y por último, la aplicación en campo, basándose en la configuración simulada y las predicciones realizadas.

- (d) En la simulación del desplazamiento en núcleo son solución polimérica, los resultados arrojados por cada una de las herramientas composicionales fueron similares entre sí, a pesar de que se asumieron algunas propiedades físico – químicas del núcleo y fluidos, esto debido a la falta de información de los estudios de laboratorio del caso correspondiente, expuesto en un artículo técnico seleccionado.

RECOMENDACIONES

- (a) Diseñar un modelo basado en experimentos reales para cotejar los resultados de la prueba de laboratorio con los arrojados por ambas herramientas de simulación (STARS y UTCHEM).
- (b) Hacer las corridas de ambos simuladores en una misma máquina y comparar los tiempos de simulación.
- (c) Realizar sensibilidades de parámetros como adsorción de polímero, concentración de dicho químico, tamaño de tapón y comparar cómo afectan el factor de recobro de hidrocarburos.
- (d) Familiarizar a la comunidad estudiantil de la Escuela de Ingeniería de Petróleo con el manejo del simulador de procesos químicos UTCHEM, para conocer sus debilidades y fortalezas durante su aplicación en proyectos académicos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Aladasani, A., y Bai, B. (2010). Recent Development and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques.
- [2] Alsofi A., Liu, J. y Han M. (2012, Abril 16 – 18). Numerical Simulation of Surfactant – Polymer Coreflooding Experiments for Carbonates. Trabajo presentado en la SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia. Oman.
- [3] Baker, L. (1988, Abril, 17-20). Three – Phase Relative Permeability Correlations. Trabajo presentado en la SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Oklahoma.
- [4] Chairman, H. (1976). An Analysis of the Potential for EOR from known fields in US 1976 – 2000. National Petroleum Council.
- [5] CMG. (2012). Simulación de Procesos Químicos utilizando STARS. Computer Modelling Group. Caracas: Arnaldo Velásquez.
- [6] CMG. STARS User's Guide. Computer Modelling Group. 2011.
- [7] Cooke, C., Williams, R. y Kolodzie P. (1974). Oil Recovery by Alkaline Waterflooding. Journal of Petroleum Technology.
- [8] Delshad M. y otros (2011, Febrero 21 – 23). A Simplified Model for Simulations of Alkaline-Surfactant-Polymer Floods. Trabajo presentado en el SPE Reservoir Simulation Symposium. Texas, USA.
- [9] Exxon Company (s.f.). Status and Outlook for Enhanced Oil Recovery by Chemical Injection. Texas, USA: Holstein E. D.
- [10] Fanchi, J. (1997). Principles of Applied Reservoir Simulation. Texas. Gulf Publishing Company.
- [11] Farouq, S. y Thomas S. (1994, Junio 12 – 15). Field Experience with Chemical Oil Recovery Methods. Trabajo presentado en la 45th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, Canadá.
- [12] Goodlett, G. y otros. (1986, Mayo 19 – 21). The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation. Trabajo presentado en la Rocky Mountain Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers. Billings.
- [13] Green, D. y Willhite, G. (1998). Enhanced Oil Recovery. SPE Monograph Series. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, USA.
- [14] Hernández, C. y otros. (2001, marzo 25-28). ASP system design for an Offshore Application in the La Salina Field, Lake Maracaibo.

- Trabajo presentado en la Conferencia de Ingeniería de Petróleo de la SPE de Latinoamérica y el Caribe. Buenos Aires, Argentina.
- [15] Lake, L. (1989). Enhanced Oil Recovery. Estados Unidos. Prentice – Hall.
 - [16] Littman, W. (1988). Polymer flooding. Amsterdam. Elsevier.
 - [17] Manfre, D. (2009). Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja del Orinoco aplicado técnicas de diseño experimental. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
 - [18] Manrique, E. y otros. (2000, Abril 3-5). Álcali/Surfactant/Polymer at VLA 6/9/21 Field in Maracaibo Lake: Experimental Results and Pilot Project Design. Presentado en el Simposio de Recuperación Mejorada de Petróleo SPE/ DOE 2000. Tulsa, Oklahoma.
 - [19] Mattax, C. y Dalton, R. (1990) Reservoir Simulation. Volumen 13. Texas. Henry L. Doherty Series. Págs. 2 – 5, 6 – 19, 29 – 41, 99 – 118, 120 – 123.
 - [20] Mendoza, K. (2010) Optimización de los componentes de una formulación ASP con potencial empleo en recuperación mejorada de un crudo del occidente del país. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
 - [21] Osorio, R. (2013). EOR Recuperación Mejorada. Obtenida el 5 de abril de 2012, de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/category/eor-recuperacion-mejorada>.
 - [22] Pandey, A. y otros. (2008, Abril 19 – 23). Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameters for Field-Scale Simulation. Trabajo presentado en la SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Oklahoma. U.S.A.
 - [23] París, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela. Ediciones Astro Data.
 - [24] Poolen, H. y asociados (1980). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Oklahoma. Pennwell Books.
 - [25] Producing EOR Projects outside US and CANADA. (2011, Abril). Oil & Gas Journal. Consultada el 26 de abril de 2012 desde <http://www.ogj.com/content/dam/ogj/print-articles/Volume%20110/April%202/Producing%20EOR%20Projects%20outside.pdf>
 - [26] Saad, N. (1989). Field scale simulation of chemical flooding.
 - [27] Sheng, J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Estados Unidos. Elsevier.
 - [28] Society of Petroleum Engineers. (1983). Enhanced Oil Recovery Through the use of Chemicals. Part 1. Gogarty W.

- [29] Society of Petroleum Engineers. (1983). Enhanced Oil Recovery Through the use of Chemicals. Part 2. Gogarty W.
- [30] SPE Reservoir Engineering. (1997). EOR Screening Criteria Revisited – Part: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects: Taber, J., Martin, F. y Seright, R.
- [31] Stoll, H. y otros. (2010, Abril 11 – 13). Alkaline – Surfactant – Polymer Flood: From the Laboratory to the Field. Trabajo presentado en la SPE EOR Conference al Oil & Gas West Asia. Oman.
- [32] Stosur G. y otros. (2003, Octubre 20 – 21). The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms. Trabajo presentado en la SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific in Kuala Lumpur, Malaysia.
- [33] Universidad de Texas de Austin, UTCHEM Technical Documentation. Centro de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas. 2003.
- [34] Universidad de Texas de Austin. 2010. Consultado el 10 de julio de 2012. Página conmemorativa del Centro de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas: <http://www.cpge.utexas.edu/utchem/acquire.html>.
- [35] Vega J. (2009). Estudio para la Jerarquización y Evaluación Técnica de Métodos Químicos de Recuperación Mejorada en Yacimientos de Petróleo. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [36] Wassmuth, F. y otros. (2007). Polymer Flood Technology for Heavy Oil Recovery. Trabajo presentado en la Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Junio, Calgary.
- [37] Zhang, Y. y Dong M. (2003, Junio 10 – 12). Determining the Most Profitable ASP Flood Strategy for Enhanced Oil Recovery. Trabajo presentado en la Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference. Calgary. Canadá.
- [38] Zhang, Y., Sayegh, S., y Huang, S. (2007). Effect of Oil/Brine Ratio on Interfacial Tension in Surfactant Flooding.

APÉNDICE A

HERRAMIENTA USADAS EN EL ESTUDIO

DigXY

Es un digitalizador con una interfaz simple que permite extraer o captar datos de un gráfico o imagen. Es compatible con ejes lineales o logarítmicos y los puntos de datos recogidos se muestran en un editor de texto, el cual se puede importar a Microsoft Excel directamente. Este programa está disponible en la web de manera gratuita.

Los pasos para utilizarlo son:

- (a) Descargar el programa
- (b) Asegurar que la imagen se encuentre en formato bmp (mapa de bits independiente del dispositivo) para que el programa la pueda reconocer en la búsqueda de archivos compatibles.
- (c) Abrir la imagen
- (d) Definir los ejes del gráfico, incluyendo el tipo de escala y los puntos extremos de la misma.
- (e) Seguir la curva que desea digitalizar mediante puntos
- (f) Cuando termine con los puntos, salve el archivo, el cual por defecto lo hará en un editor de texto, la primera columna pertenece a los valores en el eje de la abscisa y la segunda los de la ordenada.
- (g) Verifique que los puntos dados sean congruentes con los valores que muestra la imagen.

APÉNDICE B

PROPIEDADES ROCA – FLUIDO

B.1. Permeabilidades relativas

En la Tabla B.1 se pueden observar los datos de permeabilidad relativas que fueron cargados en el archivo de entrada de los simuladores en estudio, STARS y UTCHEM, aquellos denotados con Dig se refiere a las coordenadas provenientes de la digitalización de la Figura B.1 y los que están acompañados con el subíndice Corey fueron obtenidos mediante las Ecuaciones 4.33, 4.34 y 4.37. Una vez que se realizó el cálculo de las permeabilidades se ajustó el exponente de fase mediante iteración hasta que el modelo de Corey representara significativamente los datos iniciales.

Tabla B.1. Datos de permeabilidad relativa sistema agua-petróleo para los modelos de simulación

Sw	Kro_{Dig}	Krw_{Dig}	Sn	Krw_{Corey}	Kro_{Corey}
0,09	0,998959	0	0	0	0,998959
0,101013	0,968598	0	0,0177629	3,5105E-10	0,96724627
0,151543	0,828934	0,00033758	0,0992629	1,9131E-06	0,827607
0,201398	0,700311	0,00033758	0,17967419	3,7173E-05	0,69939599
0,251591	0,581073	0,00033758	0,26063065	0,00023874	0,58009386
0,30111	0,473427	0,00199367	0,3405	0,00090862	0,47220905
0,351302	0,372958	0,00309773	0,42145484	0,00263968	0,37303943
0,400821	0,284633	0,00585787	0,50132419	0,00628621	0,28550953
0,45034	0,209005	0,0141383	0,58119355	0,01316435	0,20853152
0,500196	0,142761	0,0218667	0,66160645	0,02516484	0,14207164
0,550388	0,0875583	0,0395317	0,74256129	0,04481847	0,08684815
0,600918	0,0439479	0,0743095	0,82406129	0,07543851	0,04377218
0,650774	0,0135863	0,120128	0,90447419	0,12016456	0,01458025
0,700292	0,000889607	0,178643	0,98434194	0,18345327	0,00056244
0,71	0	0,198516	1	0,198516	6,6549E-29

APÉNDICE C

GENERACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE DATOS DE ENTRADA A LOS SIMULADORES

C.1. STARS

El modelo de STARS se generó a partir de la ejecución del asistente de todos los simuladores de CMG, Builder.

```
INUNIT SI
  EXCEPT 1 2
  EXCEPT 4 2
  EXCEPT 5 3
  EXCEPT 11 3
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF GRID ADSORP PPM ADSPCMP CMPDENO CMPDENW
CMPVISW FPOROS KRO KRW MASDENO MASDENW OILFRFL
  PRES RFW SO SW VISO VISW VPOROS W WATFRFL X
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'INJ' 'Polymer'
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE
**$ Distance units: cm
RESULTS XOFFSET      0.0000
RESULTS YOFFSET      0.0000
RESULTS ROTATION      0.0000 **$ (DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0
**$
*****
*****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$
*****
**
```

```

GRID VARI 30 1 1
KDIR DOWN
DI IVAR
30*0.564
DJ JVAR
3.5
DK ALL
30*3.5
DTOP
30*0
**$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1
**$ 0 = null block, 1 = active block
NULL CON 1
**$ Property: Porosity Max: 0.32 Min: 0.32
POR CON 0.32
**$ Property: Permeability I (md) Max: 1350 Min: 1350
PERMI CON 1350
**$ Property: Permeability J (md) Max: 1350 Min: 1350
PERMJ CON 1350
**$ Property: Permeability K (md) Max: 1350 Min: 1350
PERMK CON 1350
**$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1
**$ 0 = pinched block, 1 = active block
PINCHOUTARRAY CON 1
END-GRID
**$ Model and number of components
**$ Model and number of components
**$ Model and number of components
**$ Model and number of components
**$ Model and number of components
**$ Model and number of components
**$ Model and number of components
MODEL 3 3 3 2
COMPNAME 'H2O' 'Polymer' 'Dead_oil'
CMM
0.018 20 0.250
PCRIT
2000 2000 0
TCRIT
300 300 0
KV1
0 0 0

```

KV2
 0 0 0
 KV3
 0 0 0
 KV4
 0 0 0
 KV5
 0 0 0
 PRSR 100
 TEMR 35
 PSURF 200
 TSURF 35
 MASSDEN
 997.9 997.9 1000
 AVISC
 1 18 280
 BVISC
 0 0 0
 VSMIXCOMP 'Polymer'
 VSMIXENDP 0 6.76012e-006
 VSMIXFUNC 0 0.111146 0.222292 0.333439 0.444585 0.555731 0.666877
 0.778023 0.88917 1.00032 1.11146
 **\$ Reaction specification
 **\$ Reaction specification
 **\$ Reaction specification
 **\$ Reaction specification
 **\$ Reaction specification
 **\$ Reaction specification
 STOREAC
 0 1 0
 STOPROD
 444.444 0 0
 RPHASE
 0 1 0
 RORDER
 0 1 0
 FREQFAC 2.66904e-006
 EACT 0
 ROCKFLUID
 RPT 1 WATWET
 **\$ Sw krw krow
 **\$ Sw krw krow
 **\$ Sw krw krow

SWT

0.09	0	0.998959
0.12875	4.84658e-005	0.823117
0.1675	0.000387727	0.669224
0.20625	0.00130858	0.535819
0.245	0.00310181	0.421436
0.28375	0.00605823	0.324613
0.3225	0.0104686	0.243886
0.36125	0.0166238	0.177793
0.4	0.0248145	0.12487
0.43875	0.0353316	0.0836531
0.4775	0.0484658	0.0526795
0.51625	0.064508	0.0304858
0.555	0.0837489	0.0156087
0.59375	0.106479	0.00658493
0.6325	0.13299	0.00195109
0.67125	0.163572	0.000243886
0.71	0.198516	0

***\$ Sl krg krog
 ***\$ Sl krg krog

SLT

SMOOTHEND LINEAR

0.38	0.1	0
0.4	0.0823975	0.000243886
0.42	0.0669922	0.00195109
0.44	0.0536377	0.00658493
0.46	0.0421875	0.0156087
0.48	0.0324951	0.0304858
0.5	0.0244141	0.0526795
0.52	0.0177979	0.0836531
0.54	0.0125	0.12487
0.56	0.00837402	0.177793
0.58	0.00527344	0.243886
0.6	0.00305176	0.324613
0.62	0.0015625	0.421436
0.64	0.00065918	0.535819
0.66	0.000195312	0.669224
0.68	2.44141e-005	0.823117
0.7	0	0.998959

ADSCOMP 'Polymer' WATER

ADSPHBLK W

ADSTABLE

***\$ Mole Fraction Adsorbed moles per unit pore volume

**\$ Mole Fraction Adsorbed moles per unit pore volume
 0 0
 3.38005868e-006 3.51953125e-008
 ADMAXT 3.51953e-008
 ADRT 8.79883e-010
 PORFT 0.85
 RRFT 2
 INITIAL
 VERTICAL OFF

 INITREGION 1
 **\$ Property: Pressure (kPa) Max: 89 Min: 89
 PRES CON 89
 **\$ Property: Temperature (C) Max: 35 Min: 35
 TEMP CON 35
 **\$ Property: Water Mole Fraction(H2O) Max: 1 Min: 1
 MFRAC_WAT 'H2O' CON 1
 NUMERICAL
 MAXSTEPS 20000
 CONVERGE TOTRES TIGHT
 TFORM ZT
 ISOTHERMAL
 RUN
 DATE 2013 1 1
 DTWELL 0.001
 **\$
 WELL 'INJ'
 INJECTOR UNWEIGHT 'INJ'
 INCOMP WATER 0.999865 0.000135 0.
 OPERATE MAX STW 0.208333 CONT REPEAT
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.09 0.249 1. 0.
 PERF TUBE-END 'INJ'
 **\$ UBA ff Status Connection
 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'
 **\$
 WELL 'PROD'
 PRODUCER 'PROD'
 OPERATE MIN BHP 89. CONT REPEAT
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.09 0.249 1. 0.
 PERF TUBE-END 'PROD'
 **\$ UBA ff Status Connection

30 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
 DATE 2013 1 1.04167
 DATE 2013 1 1.08333
 DATE 2013 1 1.12500
 DATE 2013 1 1.16667
 DATE 2013 1 1.20833
 DATE 2013 1 1.25000
 DATE 2013 1 1.29167
 DATE 2013 1 1.33333
 DATE 2013 1 1.37500
 DATE 2013 1 1.41667
 DATE 2013 1 1.45833
 DATE 2013 1 1.50000
 DATE 2013 1 1.54167
 DATE 2013 1 1.58333
 DATE 2013 1 1.62500
 DATE 2013 1 1.66667
 DATE 2013 1 1.70833
 DATE 2013 1 1.75000
 DATE 2013 1 1.79167
 DATE 2013 1 1.83333
 DATE 2013 1 1.87500
 DATE 2013 1 1.91667
 DATE 2013 1 1.95833
 DATE 2013 1 2.00000
 DATE 2013 1 2.04167
 DATE 2013 1 2.08333
 DATE 2013 1 2.12500
 DATE 2013 1 2.16667
 DATE 2013 1 2.20833
 DATE 2013 1 2.25000
 DATE 2013 1 2.29167
 DATE 2013 1 2.33333
 DATE 2013 1 2.37500
 DATE 2013 1 2.41667
 DATE 2013 1 2.45833
 DATE 2013 1 2.50000
 DATE 2013 1 2.54167
 DATE 2013 1 2.58333
 DATE 2013 1 2.62500
 DATE 2013 1 2.66667
 DATE 2013 1 2.70833
 DATE 2013 1 2.75000

DATE 2013 1 2.79167
 DATE 2013 1 2.83333
 DATE 2013 1 2.87500
 DATE 2013 1 2.91667
 DATE 2013 1 2.95833
 DATE 2013 1 3.00000
 DATE 2013 1 3.04167
 DATE 2013 1 3.08333
 DATE 2013 1 3.12500
 DATE 2013 1 3.16667
 DATE 2013 1 3.20833
 DATE 2013 1 3.25000
 DATE 2013 1 3.29167
 DATE 2013 1 3.33333
 DATE 2013 1 3.37500
 DATE 2013 1 3.41667
 DATE 2013 1 3.45833
 DATE 2013 1 3.50000
 DATE 2013 1 3.54167
 DATE 2013 1 3.58333
 DATE 2013 1 3.62500
 DATE 2013 1 3.65000
 **\$
 WELL 'INJ'
 INJECTOR UNWEIGHT 'INJ'
 INCOMP WATER 1. 0. 0.
 OPERATE MAX STW 0.208333 CONT REPEAT
 DATE 2013 1 3.69167
 DATE 2013 1 3.73333
 DATE 2013 1 3.77500
 DATE 2013 1 3.81667
 DATE 2013 1 3.85833
 DATE 2013 1 3.90000
 DATE 2013 1 3.94167
 DATE 2013 1 3.98333
 DATE 2013 1 4.02500
 DATE 2013 1 4.06667
 DATE 2013 1 4.10833
 DATE 2013 1 4.15000
 DATE 2013 1 4.19167
 DATE 2013 1 4.23333
 DATE 2013 1 4.27500
 DATE 2013 1 4.31667

DATE 2013 1 4.35833
DATE 2013 1 4.40000
DATE 2013 1 4.44167
DATE 2013 1 4.48333
DATE 2013 1 4.52500
DATE 2013 1 4.56667
DATE 2013 1 4.60833
DATE 2013 1 4.65000
DATE 2013 1 4.69167
DATE 2013 1 4.73333
DATE 2013 1 4.77500
DATE 2013 1 4.81667
DATE 2013 1 4.85833
DATE 2013 1 4.85999
STOP
DATE 2013 1 13.07499
STOP

RESULTS SPEC 'Water Mole Fraction\$C' 'H2O'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability I'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_LAYER'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1350
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'

RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_LAYER'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1350
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_LAYER'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 1350
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Pressure'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_LAYER'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 89
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Porosity'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_LAYER'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 0.32
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Temperature'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999

```

RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_LAYER'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 35
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

```

```

RESULTS SPEC 'Grid Thickness'
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'
RESULTS SPEC REGIONTYPE 'REGION_WHOLEGRID'
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0
RESULTS SPEC PORTYPE 1
RESULTS SPEC CON 3.5
RESULTS SPEC SPECKEEMOD 'YES'
RESULTS SPEC STOP

```

B.2. UTCHEM

El archivo de entrada a este simulador se generó a través de un editor de texto y basándose en el orden de *keywords* y sugerencias contempladas en la guía de usuario de dicho software.

```

CC*****
CC
CC  BRIEF DESCRIPTION OF DATA SET : UTCHEM (VERSION 9.82)
CC
CC*****
CC                                     *
CC                                     *
CC                                     *
CC
CC  PROCESS : P/W FLOOD          SCALE : CORE FLOOD SIMULATION
CC  COORDINATES : CARTESIAN      *
CC  GRID BLOCKS : 30X1X1        DIMENSION : 1-D SIMULATION
CC  DATE : 04/19/2013           *
CC  CONSTANT POROSITY          FOR CHEMICAL FLOOD IN CORE
SCALE
CC                                     *
CC                                     *
CC*****
CC

```

```

CC*****
***
CC
CC PART1 : RESERVOIR DESCRIPTION
CC
CC*****
***
CC
CC Run number
*---- RUNNO
PFSCMA
CC
CC Title and run description
*---- title(i)
CORE SCALE SIMULATION USING UTCHEM
1-D P/W FLOOD (OOIP)
1 PV POLYMER/1 PV WATER/ Continuous Injection
CC
CC SIMULATION FLAGS
*---- IMODE IMES IDISPC ICWM ICAP IREACT IBIO ICOORD ITREAC ITC
IGAS IENG
      1  2  0  0  0  0  0  1  0  0  0  0
CC
CC no. of gridblocks,flag specifies constant or variable grid size,unit
*---- NX  NY  NZ  IDXYZ  IUNIT
      30  1  1  0  0
CC
CC constant grid block size in x,y,and z DIAMETER=4 CM
*---- dx1      dy1      dz1
      0.0185    0.115    0.115
CC
CC total no. of components,no. of tracers,no. of gel components
*----n  no  ntw  nta  ngc  ng  noth
      8  0  0  0  0  0  0
CC
CC Name of the components
*----spname(i) for i=1 to n
Water
Oil
Surf.
Polymer
Chloride
Calcium

```

```

Alcohol 1
Alcohol 2
CC
CC flag indicating if the component is included in calculations or not
*----icf(kc) for kc=1,n
    1 1 0 1 1 1 0 0
CC
CC*****
***
CC
CC  OUTPUT OPTIONS
CC
CC*****
***
CC
CC
CC FLAG TO WRITE TO UNIT 3,FLAG FOR PV OR DAYS TO PRINT OR
TO STOP THE RUN
*---- ICUMTM ISTOP IOUTGMS
    1    0    0
CC
CC FLAG INDICATING IF THE PROFILE OF KCTH COMPONENT
SHOULD BE WRITTEN
*---- IPRFLG(KC),KC=1,N
    1 1 0 1 1 1 0 0
CC
CC FLAG FOR PRES.,SAT.,TOTAL CONC.,TRACER CONC.,CAP.,GEL,
ALKALINE PROFILES
*---- IPPRES IPSAT IPCTOT IPBIO IPCAP IPGEL IPALK IPTEMP IPOBS
    1    1    1    0    0    0    0    0    0
CC
CC FLAG FOR WRITING SEVERAL PROPERTIES TO UNIT 4 (Prof)
*---- ICKL IVIS IPER ICNM ICSE IHYSTP IFOAMP INONEQ
    1    1    1    1    1    0    0    0
CC
CC FLAG  for variables to PROF output file
*---- IADS IVEL IRKF IPHSE
    1    0    1    0
CC
CC*****
***
CC
CC  RESERVOIR PROPERTIES

```

```

CC
CC*****
***
CC
CC
CC MAX. SIMULATION TIME (days)
*---- TMAX
      3.85
CC
CC ROCK COMPRESSIBILITY (1/PSI), STAND. PRESSURE(PSIA)
*---- COMPR          PSTAND
      0              0
CC
CC FLAGS INDICATING CONSTANT OR VARIABLE POROSITY,
X,Y,AND Z PERMEABILITY
*---- IPOR1 IPERMX IPERMY IPERMZ IMOD
      0  0  3  3  0
CC
CC CONSTANT POROSITY FOR WHOLE RESERVOIR
*---- PORC1
      0.32
CC
CC CONSTANT X-PERMEABILITY FOR WHOLE RESERVOIR
*---- PERMXC
      1350
CC
CC Y DIRECTION PERMEABILITY IS DEPENDENT ON X DIRECTION
PERMEABILITY
*---- CONSTANT PERMEABILITY MULTIPLIER FOR Y DIRECTION
PERMEABILITY
      1
CC
CC Z DIRECTION PERMEABILITY IS DEPENDENT ON X DIRECTION
PERMEABILITY
*---- CONSTANT PERMEABILITY MULTIPLIER FOR Z DIRECTION
PERMEABILITY
      0.01
CC
CC FLAG FOR CONSTANT OR VARIABLE DEPTH, PRESSURE, WATER
SATURATION,INITIAL AQUEOUS PHASE cOMPOSITIONS
*----IDEPTH IPRESS ISWI ICWI
      0  0  0  -1
CC

```



```

CC CONSTANT DEPTH (FT)
*---- D111
    0
CC
CC CONSTANT PRESSURE (PSIA)
*---- PRESS1
    2000
CC
CC CONSTANT INITIAL WATER SATURATION
*---- SWI
    0.09
CC
CC BRINE SALINITY AND DIVALENT CATION CONCENTRATION
(MEQ/ML)
*---- C50    C60
    0.0513   0
CC
CC*****
***
CC
CC  PHYSICAL PROPERTY DATA
CC
CC*****
***
CC
CC
CC OIL CONC. AT PLAIT POINT FOR TYPE II(+)AND TYPE II(-), CMC
*---- c2plc c2prc epsme ihand
    0   1   0.0001   0
CC
CC flag indicating type of phase behavior parameters
*---- ifghbn
    0
CC SLOPE AND INTERCEPT OF BINODAL CURVE AT ZERO, OPT., AND
2XOPT SALINITY
CC FOR ALCOHOL 1
*---- hbns70 hbnc70 hbns71 hbnc71 hbns72 hbnc72
    0   0.055   0   0.035   0   0.055
CC SLOPE AND INTERCEPT OF BINODAL CURVE AT ZERO, OPT., AND
2XOPT SALINITY
CC FOR ALCOHOL 2
*---- hbns80 hbnc80 hbns81 hbnc81 hbns82 hbnc82
    0   0   0   0   0   0

```

```

CC
CC LOWER AND UPPER EFFECTIVE SALINITY FOR ALCOHOL 1 AND
ALCOHOL 2
*---- csel7  cseu7  csel8  cseu8
      0.5  0.85  0    0
CC
CC THE CSE SLOPE PARAMETER FOR CALCIUM AND ALCOHOL 1 AND
ALCOHOL 2
*---- beta6  beta7  beta8
      0    0    0
CC
CC FLAG FOR ALCOHOL PART. MODEL AND PARTITION
COEFFICIENTS
*---- ialc  opsk7o  opsk7s  opsk8o  opsk8s
      0    0    0    0    0
CC
CC NO. OF ITERATIONS, AND TOLERANCE
*---- nalmax  epsalc
      20    0.0001
CC
CC ALCOHOL 1 PARTITIONING PARAMETERS IF IALC=1
*---- akwc7  akws7  akm7  ak7  pt7
      4.671  1.79  48  35.31  0.222
CC
CC ALCOHOL 2 PARTITIONING PARAMETERS IF IALC=1
*---- akwc8  akws8  akm8  ak8  pt8
      0    0    0    0    0
CC
CC ift model flag
*---- ift
      1
CC
CC INTERFACIAL TENSION PARAMETERS
*---- chuh  ahuh
      0.3    10
CC
CC LOG10 OF OIL/WATER INTERFACIAL TENSION
*---- xiftw
      1.48
CC
CC ORGANIC MASS TRANSFER FLAG
*---- imass icor
      0    0

```

```

CC
CC CAPILLARY DESATURATION PARAMETERS FOR PHASE 1, 2, AND 3
*---- itrap   t11   t22   t33
      2      2000  75000  365
CC
CC FLAG FOR RELATIVE PERMEABILITY AND CAPILLARY PRESSURE
MODEL
*---- iperm
      0
CC
CC FLAG FOR CONSTANT OR VARIABLE REL. PERM. PARAMETERS
*---- isrw   iprw   iew
      0      0      0
CC
CC CONSTANT RES. SATURATION OF PHASES 1,2,AND 3 AT LOW
CAPILLARY NO.
*---- s1rwc   s2rwc   s3rwc
      0.09   0.29   0.34
CC
CC CONSTANT ENDPOINT REL. PERM. OF PHASES 1,2,AND 3 AT LOW
CAPILLARY NO.
*---- p1rwc   p2rwc   p3rwc
      0.2     0.99   0.06
CC
CC CONSTANT REL. PERM. EXPONENT OF PHASES 1,2,AND 3 AT LOW
CAPILLARY NO.
*---- e1wc   e2wc   e3wc
      5      2      2
CC
CC RES. SATURATION OF PHASES 1,2,AND 3 AT HIGH CAPILLARY NO.
*---- s1rc   s2rc   s3rc
      0      0      0
CC
CC ENDPOINT REL. PERM. OF PHASES 1,2,AND 3 AT HIGH CAPILLARY
NO.
*---- p1rc   p2rc   p3rc
      1      1      1
CC
CC REL. PERM. EXPONENT OF PHASES 1,2,AND 3 AT HIGH CAPILLARY
NO.
*---- e13c   e23c   e31c
      1      1      1
CC

```

CC WATER AND OIL VISCOSITY , RESERVOIR TEMPERATURE
 *---- VIS1 VIS2 TSTAND
 0.9 280 0
 CC
 CC COMPOSITIONAL PHASE VISCOSITY PARAMETERS
 *---- ALPHAV1 ALPHAV2 ALPHAV3 ALPHAV4 ALPHAV5
 0.1 2.5 0.1 0.1 0.1
 CC
 CC PARAMETERS TO CALCULATE POLYMER VISCOSITY AT ZERO
 SHEAR RATE
 *---- AP1 AP2 AP3
 45 625 1000
 CC
 CC PARAMETER TO COMPUTE CSEP,MIN. CSEP, AND SLOPE OF LOG
 VIS. VS. LOG CSEP
 *---- BETAP CSE1 SSLOPE
 1 0.01 -0.377
 CC
 CC PARAMETER FOR SHEAR RATE DEPENDENCE OF POLYMER
 VISCOSITY
 *---- GAMMAC GAMHF POWN
 4 30 1.8
 CC
 CC CC FLAG FOR POLYMER PARTITIONING, PERM. REDUCTION
 PARAMETERS
 *---- IPOLYM EPHI3 EPHI4 BRK CRK
 1 1 1 100 0.04
 CC
 CC SPECIFIC WEIGHT FOR COMPONENTS 1,2,3,7,8 ,Coefficient of oil and
 GRAVITY FLAG
 *---- DEN1 DEN2 DEN23 DEN3 DEN7 DEN8 IDEN
 0.433 0.377 0.377 0.433 0.346 0 2
 CC
 CC FLAG FOR CHOICE OF UNITS (0:BOTTOMHOLE CONDITION , 1:
 STOCK TANK)
 *----- ISTB
 0
 CC
 CC COMPRESSIBILITY FOR VOL. OCCUPYING COMPONENTS
 1,2,3,7,AND 8
 *---- COMPC(1) COMPC(2) COMPC(3) COMPC(7) COMPC(8)
 0.000003 0.00001 0 0 0
 CC

CC CONSTANT OR VARIABLE PC PARAM., WATER-WET OR OIL-WET
 PC CURVE FLAG
 *---- ICPC IEPC IOW
 0 0 0
 CC
 CC CAPILLARY PRESSURE PARAMETER, CPC0
 *---- CPC0
 0
 CC
 CC CAPILLARY PRESSURE PARAMETER, EPC0
 *---- EPC0
 2
 CC
 CC MOLECULAR DIFFUSION COEF. KCTH COMPONENT IN PHASE 1
 *---- D(KC,1),KC=1,N
 0 0 0 0 0 0 0 0
 CC
 CC MOLECULAR DIFFUSION COEF. KCTH COMPONENT IN PHASE 2
 *---- D(KC,2),KC=1,N
 0 0 0 0 0 0 0 0
 CC
 CC MOLECULAR DIFFUSION COEF. KCTH COMPONENT IN PHASE 3
 *---- D(KC,3),KC=1,N
 0 0 0 0 0 0 0 0
 CC
 CC LONGITUDINAL AND TRANSVERSE DISPERSIVITY OF PHASE 1
 *---- ALPHAL(1) ALPHAT(1)
 0 0
 CC
 CC LONGITUDINAL AND TRANSVERSE DISPERSIVITY OF PHASE 2
 *---- ALPHAL(2) ALPHAT(2)
 0 0
 CC
 CC LONGITUDINAL AND TRANSVERSE DISPERSIVITY OF PHASE 3
 *---- ALPHAL(3) ALPHAT(3)
 0 0
 CC
 CC flag to specify organic adsorption calculation
 *---- iadso
 0
 CC
 CC SURFACTANT AND POLYMER ADSORPTION PARAMETERS
 *----AD31 AD32 B3D AD41 AD42 B4D IADK, IADS1, FADS REFK,md

```

0.125 0 1000. 1. 0 100. 0 0 0 0
CC
CC PARAMETERS FOR CATION EXCHANGE OF CLAY AND
SURFACTANT
*----QV  XKC  XKS  EQW
      0  0  0  429
CC
CC*****
***
CC
CC WELL DATA
CC
CC*****
****
CC
CC
CC FLAG FOR SPECIFIED BOUNDARY AND ZONE IS MODELED
*---- IBOUND  IZONE
      0      0
CC
CC TOTAL NUMBER OF WELLS, WELL RADIUS FLAG, FLAG FOR TIME
OR COURANT NO.
*---- NWELL  IRO  ITIME  NWREL
      2  2  1  2
CC
CC WELL ID,LOCATIONS,AND FLAG FOR SPECIFYING WELL TYPE,
WELL RADIUS, SKIN
*---- IDW  IW  JW  IFLAG  RW  SWELL  IDIR  IFIRST  ILAST
IPRF
      1  1  1  1  0.003  0  3  1  1  0
CC
CC WELL NAME
*---- WELNAM
INJECTOR
CC
CC ICHEK , MAX. AND MIN. ALLOWABLE BOTTOMHOLE PRESSURE
AND RATE
*---- ICHEK  PWFMIN  PWFMAX  QTMIN  QTMAX
      0      0      20000  0      200
CC
CC WELL ID,LOCATIONS,AND FLAG FOR SPECIFYING WELL TYPE,
WELL RADIUS, SKIN
*---- IDW  IW  JW  IFLAG  RW  SWELL  IDIR  IFIRST  ILAST  IPRF

```

```

      2  30  1  2    0.003  0  3  1  1  0
CC
CC WELL NAME
*---- WELNAM
PRODUCER
CC
CC ICHEK , MAX. AND MIN. ALLOWABLE BOTTOMHOLE PRESSURE
AND RATE
*---- ICHEK   PWFMIN   PWFMAX   QTMIN   QTMAX
      0      0    20000    0      0
CC
CC ID,INJ. RATE AND INJ. COMP. FOR RATE CONS. WELLS FOR EACH
PHASE (L=1,3)
*---- ID   QI(M,L)   C(M,KC,L)
      1   0.0105    1   0   0   0.15  0.0513  0   0   0
      1   0         0   0   0   0     0     0   0   0
      1   0         0   0   0   0     0     0   0   0
CC
CC ID, BOTTOM HOLE PRESSURE FOR PRESSURE CONSTRAINT WELL
(IFLAG=2 OR 3)
*---- ID   PWF
      2    20
CC
CC CUM. INJ. TIME , AND INTERVALS (PV OR DAY) FOR WRITING TO
OUTPUT FILES
*---- TINJ   CUMPR1   CUMHI1   WRHPV   WRPRF   RSTC
      2.64   0.01    0.01    0.01    0.01    0.01
CC
CC THE INI. TIME STEP,CONC. TOLERANCE,MAX.,MIN. time steps
*---- DT      DELIM   DTMAX   DTMIN
      0.00001  0.01    0.2     0.02
CC
CC
*--- ibmod
      0
CC
CC IRO, ITIME, NEW FLAGS FOR ALL THE WELLS
*---- IRO ITSTEP IFLAG
      2  1  1  2
CC
CC NUMBER OF WELLS CHANGES IN LOCATION OR SKIN OR PWF
*----NWEL1
      0

```

```

CC
CC NUMBER OF WELLS WITH RATE CHANGES,ID
*----NWEL1  ID
    2    1    2
CC
CC ID,INJ. RATE AND INJ. COMP. FOR RATE CONS. WELLS FOR EACH
PHASE (L=1,3)
*---- ID  QI(M,L)  C(M,KC,L)
    1  0.0105    1  0  0  0  0.0513 0  0  0
    1  0          0  0  0  0  0  0  0  0
    1  0          0  0  0  0  0  0  0  0
CC
CC ID, BOTTOM HOLE PRESSURE FOR PRESSURE CONSTRAINT WELL
(IFLAG=2 OR 3)
*---- ID  PWF
    2    20
CC
CC CUM. INJ. TIME , AND INTERVALS (PV OR DAY) FOR WRITING TO
OUTPUT FILES
*---- TINJ  CUMPR1  CUMHI1  WRHPV  WRPRF  RSTC
    3.85  0.01  0.01  0.01  0.01  0.01
CC
CC THE INI. TIME STEP,CONC. TOLERANCE,MAX.,MIN. time steps
*---- DT      DELIM  DTMAX  DTMIN
    0.000001  0.01  0.3  0.04

```


ANEXOS

PROPIEDADES ROCA-FLUIDO

A.1. PERMEABILIDAD RELATIVA

En la Figura A.1 se muestra la imagen que se digitalizó para extraer los puntos de permeabilidades relativas de los modelos.

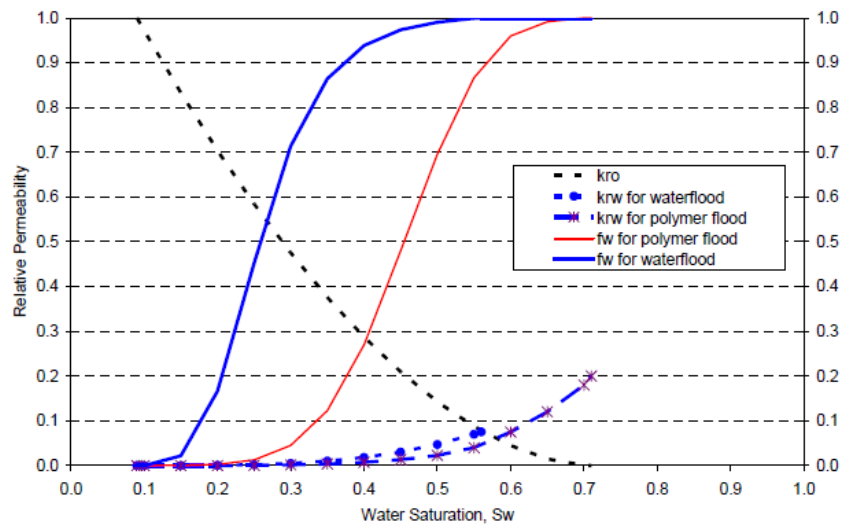


Figura A.1. Permeabilidades relativas para el modelo de desplazamiento en núcleo con solución polimérica