

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN “THE POLYMER FLOOD MODEL”
DEL ECLIPSE 100**

Trabajo Especial de Grado Presentado
ante la ilustre Universidad Central de
Venezuela para optar por el título de
Ingeniero de Petróleo por:
los Brs. Vera Helen y Loyo Jairo

Caracas, Noviembre 2003

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN “THE POLYMER FLOOD MODEL”
DEL ECLIPSE 100**

TUTORES ACADÉMICOS: Prof. MSc. Pedro Vaca y Prof. Dr. Freddy Paz

Trabajo Especial de Grado Presentado
ante la ilustre Universidad Central de
Venezuela para optar por el título de
Ingeniero de Petróleo por:
los Brs. Vera Helen y Loyo Jairo

Caracas, Noviembre 2003

AGRADECIMIENTOS

A mi Señor Jesucristo, por darme su amor y fidelidad día a día, y por guiar mi vida conforme a su voluntad.

A mi madre amada Magaly por ser una mujer que luchó valientemente para darme todo el apoyo necesario para mis estudios.

A mis queridos hermanos: Alexander, Wilmer, Sharon y Dagny por animarme y apoyarme en todo lo que me he propuesto.

A mis abuelos por sus oraciones y a mis tías por ser tan generosas y colaboradoras conmigo.

Agradezco a UBF por sus oraciones, por darme la oportunidad de crecer espiritualmente y humanamente.

Helen Vera

A Dios, por ser ese amigo especial que me ama y que en todo momento ha sido mi guía, siendo como una luz en mi camino, que me ayuda a ver más claro la realidad y la hermosura de su creación.

A mi querida madre Victoria De Jesús, por enseñarme que con fe, constancia y dedicación todo es posible.

A mi amada esposa Ana María, por el apoyo y comprensión durante el desarrollo de este trabajo.

A Yovanny, por ofrecerme siempre su ayuda incondicional y estar en los momentos en que más lo necesité.

A Saul, Iván, Mireya, Jaime, y a todos mis hermanos, quienes de una u otra manera han colaborado y apoyado en mi formación académica.

Jairo Loyo

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por brindarnos la oportunidad de estar en sus aulas para alcanzar unas de nuestras metas.

A nuestro tutor académico Pedro Vaca, por darnos la oportunidad de desarrollar este trabajo y por su guía y dedicación al momento de corregir los capítulos.

A nuestro tutor académico Freddy Paz, por su guía y apoyo al proporcionarnos material para el desarrollo de este trabajo.

A todos Uds. Mil Gracias.

Helen Vera y Jairo Loyo

Helen Vera y Jairo Loyo

Evaluación de la opción “ The Polymer Flood Model” del simulador ECLIPSE 100

Tutores académicos: MSc. Pedro Vaca y Dr. Freddy Paz

Palabra Clave: Polímero

La opción “The Polymer Flood Model”, es uno de los nuevos paquetes de simulación de ECLIPSE en ambiente Office, el cual permite simular el comportamiento de un proceso de inyección de polímero en el yacimiento, con miras a aumentar el factor de recobro. Esta opción se fundamenta en las ecuaciones de balance de masa para determinar el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, considerando términos relacionados al polímero y su efecto en la viscosidad del agua.

La evaluación de esta versión de ECLIPSE se llevó a cabo a través del análisis de un modelo conceptual de un yacimiento homogéneo (Caso Base), sobre el cual se realizaron sensibilidades de parámetros que, según la teoría, afectan al proceso de inyección de polímeros, tales como: la concentración de polímero, adsorción y factor de resistencia residual. Otras sensibilidades como el parámetro de mezcla de Todd-Longstaff, tamaño de baches y completación del pozo inyector, para verificar el incremento del factor de recobro. Además, se hicieron dos variantes del caso base considerando el efecto salino y el efecto de corte sobre la viscosidad del polímero, para corroborar si, efectivamente, la opción toma en cuenta estos efectos haciendo menos eficiente el proceso.

También se tomaron en cuenta dos casos de un yacimiento heterogéneo considerándose permeabilidades crecientes desde la capa superior a la capa inferior y luego en sentido inverso, con la finalidad de determinar en cuál de estas

RESUMEN

distribuciones de permeabilidades es más eficiente un proceso de inyección de polímero. Luego se hizo otro modelo tomando en cuenta las permeabilidades crecientes desde la capa superior a la inferior para inyectar primero agua convencional, seguido de un bache de polímero para verificar el incremento o disminución del factor de recobro.

Por último se hizo un caso especial de un yacimiento heterogéneo, con las propiedades roca-polímero mejorados para evaluar la variación apreciable de la reducción de la permeabilidad relativa al agua en el medio poroso.

La simulación de este proceso arrojó resultados satisfactorios al compararse con lo dicho en la literatura, que ratifican que la opción "The Polymer Flood Model" es una herramienta confiable para el análisis del proceso de una inyección de polímero.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: DEFINICIONES FUNDAMENTALES DE RECUPERACIÓN MEJORADA.	
1.1 Recuperación mejorada.....	4
1.1.1 Factores que afectan al proceso de recuperación mejorada.....	6
1.1.1.1 Eficiencia de barrido areal.....	6
1.1.1.2 Eficiencia de barrido vertical.....	6
1.1.1.3 Eficiencia de barrido volumétrico.....	7
1.1.1.4 Eficiencia microscópica de desplazamiento.....	8
1.1.1.5 Eficiencia de recobro.....	8
1.2 Principales propiedades del sistema roca-fluido que inciden En la efectividad de los procesos de recuperación mejorada.....	12
1.2.1 Propiedades del sistema fluido-fluido.....	12
1.2.2 Propiedades del sistema roca-fluido.....	12
1.2.3 Permeabilidades.....	15
Capítulo II: PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	
2.1 Antecedentes.....	20
2.2 Características principales de los polímeros.....	21
2.2.1 Definición de polímeros.....	21
2.2.2 Clasificación de los Polímeros.....	21
2.2.2.1 Polímeros naturales o biopolímeros.....	21
2.2.2.2 Polímeros Semi-Sintéticos.....	22
2.2.2.3 Polímeros Sintéticos o Artificiales.....	22
2.2.3 Propiedades químicas de los polímeros utilizados en los procesos de recuperación mejorada.....	23
2.2.3.1 Las poliacrilamidas.....	23
2.2.3.2 Los Polisacáridos.....	25
2.2.3.3 Nuevos Polímeros para la aplicación e recuperación mejorada.....	26

ÍNDICE GENERAL

2.3 Propiedades de las soluciones poliméricas al fluir a través del medio poroso.....	27
2.3.1 Mecanismos de reducción de la relación de movilidad	29
2.3.1.1 Retención de las moléculas de polímeros.....	30
2.3.1.1.1 Adsorción.....	31
2.3.1.1.2 Entrampamiento.....	31
2.4 Factores que afectan el comportamiento de las soluciones poliméricas en el medio poroso.....	33
2.4.1 Tasa de Corte.....	33
2.4.2 Efecto salino.....	35
2.4.2.1 Efecto sobre la viscosidad.....	35
2.4.2.2 Efecto sobre la adsorción del polímero.....	37
2.4.2.3 Reducción de la permeabilidad.....	38
2.5 Criterio de diseño para la aplicación de inyección de polímero en el medio poroso.....	38
2.5.1 Características del yacimiento.....	38
2.5.2 Características del fluido.....	39
2.5.3 Selección del yacimiento para la aplicación de inyección de polímero....	40
2.6 Potencial de producción que se obtiene del proceso de inyección de polímero.....	41

CAPITULO III: SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

3.1 Simulación de yacimientos.....	45
3.2 Simulación del proceso de inyección de polímero en el medio poroso.....	47
3.2.1 Ecuaciones matemáticas fundamentales de simulación del proceso de inyección de polímero.....	48
3.2.1.1 Tratamiento de la viscosidad de los fluidos.....	52
3.2.1.2 Tratamiento de adsorción del polímero.....	54
3.2.1.3 Tratamiento de reducción de permeabilidad.....	54
3.2.1.4 Tratamiento de reducción de viscosidad por corte.....	55
3.3 Uso de la opción de inyección de polímero en ECLIPSE.....	56
3.3.1 Carga de data en Office.....	57

ÍNDICE GENERAL

3.3.2	Introducción de datos correspondientes a la opción.....	61
-------	---	----

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA

4.1	Revisión bibliográfica.....	71
4.2	Uso de los tutoriales para la familiarización del simulador.....	71
4.3	Definición del caso base.....	71
4.4	Evaluación del modelo caso base mediante el simulador.....	73
4.5	Evaluación del modelo de inyección de polímero considerando el efecto salino.....	74
4.6	Evaluación del modelo de inyección de polímero considerando el efecto de corte	74
4.7	Caso base con variación de permeabilidad (yacimiento heterogéneo).....	75
4.8	Caso con proceso de inyección de agua convencional seguido por bache de polímero para yacimiento heterogéneo con permeabilidades creciente hacia la base del yacimiento.....	75
4.9	Modelo especial de inyección de polímero con variación de las permeabilidades creciente desde la capa superior a la inferior.....	76

CAPÍTULO V: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

5.1	Comparación entre el modelo de inyección de agua convencional y el modelo de inyección de polímero (Caso Base).....	81
5.2	Sensibilidades de parámetros del caso base.....	81
5.2.1	Concentración de polímero (Cp).....	81
5.2.2	Adsorción isotérmica (Ca).....	83
5.2.3	Factor de resistencia residual (RRF).....	86
5.2.4	Parámetro de mezcla de Todd-Longstaff.....	86
5.2.5	Tamaños de baches de polímero.....	88
5.2.6	Completación del pozo inyector.....	90
5.3	Análisis del modelo considerando el efecto salino.....	92

ÍNDICE GENERAL

5.4 Análisis del modelo con y sin efecto de corte.....	93
5.5 Caso base con variación de la permeabilidad (yacimiento heterogéneo).....	95
5.5.1 Distribución de permeabilidad creciente desde la capa superior a inferior.....	95
5.5.1.1 Caso con proceso de inyección de agua convencional seguido por un bache de polímero para un yacimiento heterogéneo.....	95
5.5.2 Distribución de permeabilidad decreciente desde la capa superior a inferior.....	96
5.6 Modelo especial de inyección de polímero con variación de las permeabilidades creciente desde de la capa superior a inferior.....	97
CONCLUSIONES.....	100
RECOMENDACIONES.....	101
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102
GLOSARIO.....	105
APÉNDICE.....	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Contenido	Pág.
1.1 Esquema de mecanismos de producción.....	5
1.2 Eficiencia vertical de barrido.....	7
1.3 Razón de movilidad desfavorable.....	10
1.4 Esquema de la distribución de fluidos en sistemas mojados por agua o petróleo durante la inyección de agua.....	13
1.5 Curva típica de presión capilar.....	15
1.6 Curva típica de permeabilidad relativa a dos fases.....	17
2.1 Tipos de polímeros.....	22
2.2 Estructura primaria de la poliacrilamida (PAM).....	24
2.3 Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PAMH).....	24
2.4 Estructura primaria de la molécula xantano.....	26
2.5 Estructura molecular de nuevos polímeros para la aplicación en recuperación mejorada.....	27
2.6 Proceso de inyección de polímero.....	29
2.7 Diagrama esquemático de la mejora en el barrido areal causado por la inyección de polímero en un sistema.....	30
2.8 Diagrama esquemático de mecanismos de retención de polímero en el medio poroso.....	32
2.9 Comportamiento reológico típico de los fluidos.....	34
2.10 Esquema del efecto de una solución altamente ionizada en la estructura de la poliacrilamida hidrolizada (HPAM).....	36
2.11 Efecto de la concentración de NaCl sobre la adsorción de poliacrilamida parcialmente hidrolizada.....	37
2.12 Diagrama esquemático de la mejora de la eficiencia de barrido vertical causado por el proceso de inyección de polímero en un sistema de capas con diferentes permeabilidades.....	41

3.1 Launcher o plataforma de ECLIPSE.....	57
3.2 Ventana principal de Office.....	58
3.3 Proyecto creado en Office.....	59
3.4 Importando un archivo de datos en Office.....	60
3.5 Archivo de datos cargado en Office.....	60
3.6 Controles de salida de la sección SUMMARY.....	63
3.7 Ventana para activar la opción Polymer Flood Model.....	63
3.8 Ventana del keyword PLYMAX.....	64
3.9 Ventana del keyword PLYVISC.....	65
3.10 Ventana del keyword Todd-Longstaff.....	65
3.11 Ventana del keyword PLYROCK.....	67
3.12 Ventana del keyword PLYSHEAR.....	68
4.1 Distribución de permeabilidad para yacimiento heterogéneo.....	75
4.2 Distribución de permeabilidad para el caso especial.....	76
4.3 Variación de adsorción isotérmica en función de la concentración de polímero para el caso especial.....	77
5.1 Producción acumulada de petróleo de la inyección de agua convencional y de la inyección de polímero.....	80
5.2 corte de agua de la inyección de polímero y de inyección de agua convencional.....	80
5.3 Factor de recobro para diferentes concentraciones de polímero.....	81
5.4 Comportamiento del factor de recobro en función de las concentraciones de polímero.....	82
5.5 Corte de agua para diferentes concentraciones de polímero.....	83
5.6 Factor de recobro para diferentes valores de adsorción.....	83
5.7 Libras de polímero acumuladas en solución vs. Total de libras de polímero adsorbido por la roca.....	84

5.8 Distribución de la viscosidad efectiva del agua para dos valores de adsorción isotérmica.....	85
5.9 Comportamiento de la absorción de polímero para diferentes valores de concentración.....	85
5.10 Distribución del factor de reducción de la K_{rw} para diferentes Valores de RRF.....	86
5.11 Factor de recobro afectado por el parámetro de Todd-Longstaff.....	87
5.12 Viscosidad efectiva del agua para el parámetro de Todd-Longstaff igual a cero.....	87
5.13 Factor de recobro para diferentes tamaños de baches.....	88
5.14 Comportamiento de factor de recobro en función de tamaños de baches.....	89
5.15 Comportamiento de la producción acumulada de agua para diferentes tamaños de baches.....	90
5.16 Producción acumulada de petróleo para diferentes completaciones del pozo inyector.....	91
5.17 Comportamiento de la tasa de inyección para diferentes completaciones del pozo inyector.....	91
5.18 Comportamiento de la producción acumulada de petróleo con y sin efecto de la salmuera.....	92
5.19 Distribución de la viscosidad efectiva del agua con y sin efecto salino.....	93
5.20 Producción acumulada de petróleo con y sin efecto de corte.....	94
5.21 Corte de agua con y sin efecto de corte.....	94
5.22 Factor de recobro con distribución de permeabilidad creciente desde la capa superior a la inferior.....	95
5.23 Factor de recobro para el proceso de inyección de polímero en el momento en que el agua irrumpió en el pozo productor.....	96
5.24 Factor de recobro con distribución de permeabilidad decreciente desde la capa superior a la inferior.....	97

5.25	Factor de recobro para un yacimiento heterogéneo y variación de las propiedades del polímero.....	98
5.26	Comparación del corte de agua del modelo especial de inyección de polímero con la inyección de agua convencional.....	98
5.27	Distribución del factor de reducción de la K_{rw}	99
F.1	Distribución de la viscosidad de la solución polimérica en el medio poroso.....	118
F.2	Distribución de la saturación residual de petróleo después del proceso de inyección de polímero.....	118

Tablas	Págs.
Tabla 3.1 Resumen de los keywords.....	62
Tabla 4.1 Dimensiones de la malla.....	72
Tabla A.1 PVT del agua.....	109
Tabla A.2 PVT del petróleo.....	109
Tabla A.3 PVT del gas.....	109
Tabla A.4 Permeabilidad relativa al agua.....	110
Tabla A.5 Permeabilidad relativa al petróleo.....	110
Tabla A.6 Permeabilidad relativa al gas.....	111
Tabla A.7 Densidad de los fluidos presentes en el yacimiento.....	111
Tabla B.1 Concentración de polímero en fundón del factor multiplicador de viscosidad.....	112
Tabla B.2 Adsorción de polímeros para valores de concentración.....	112
Tabla B.3 Concentración máxima de polímero y sal.....	113
Tabla B.4 Propiedades roca-polímero.....	113
Tabla B.5 Valor del parámetro de mezcla.....	113
Tabla C.1 Concentraciones de polímeros usadas para las sensibilidades (Cp).....	114
Tabla C.2 Adsorción de polímero usada para la sensibilidad (Ca).....	114
Tabla C.3 Factor de resistencia residual usada para la sensibilidad (RRF).....	114
Tabla C.4 Parámetro de mezcla usado en la sensibilidad.....	114
Tabla C.5 Tiempos de inyección usado para sensibilidad de baches.....	115
Tabla C.6 Completación usada para sensibilidad de celdas completadas en el pozo inyector.....	115
Tabla D.1 Tabla bidimensional para la viscosidad de la solución polimérica.....	116

Tabla D.2 Valores de concentración de sal a ser usadas en el cálculo de la viscosidad de la solución en presencia de salmuera.....	116
Tabla D.3 Concentración de sal en función de la profundidad del yacimiento.....	116
Tabla E.1 Factor de reducción de viscosidad por efecto de corte en función de la velocidad de la tasa de agua.....	117

INTRODUCCIÓN

Desde los inicios del siglo XX se ha reconocido que la inyección de agua convencional ha resultado ineficiente en muchos casos. Debido a su alta movilidad, el agua tiende a rebasar al petróleo originando un desplazamiento inestable, por lo que se genera bajas eficiencias de barrido volumétrico. Para obtener un proceso de inyección de agua eficiente, se requiere que dicho proceso sea lo más semejante posible a un barrido tipo pistón que ayude a incrementar el recobro.

Para disminuir este efecto, el proceso de inyección de polímeros ha generado gran interés en la industria petrolera, debido a que los polímeros reducen la movilidad del agua al incrementar su viscosidad y al reducir la permeabilidad del medio poroso después que ha fluido la solución polimérica a través del mismo.

Un bache inyectado de solución polimérica, al igual que cualquier fluido, tiende a fluir por zonas de flujo preferencial y de mayor permeabilidad, pero obliga a que el agua inyectada que desplaza a la solución polimérica fluya a través de zonas de baja permeabilidad, permitiendo así un mayor alcance de barrido en el yacimiento, reflejándose en el incremento del factor de recobro.

Por lo expuesto anteriormente, se hace necesario buscar una herramienta que permita simular un modelo de dicho proceso para evaluar su efectividad en el medio poroso.

Hace algunos años las compañías que se encargan de diseñar simuladores han introducido nuevas opciones en sus simuladores, entre ellos el simulador ECLIPSE 100 en ambiente Office. Una de estas opciones es "THE

POLYMER FLOOD MODEL”, el cual tiene como función simular el modelo de inyección de polímero usando las ecuaciones fundamentales de balance de masa, para determinar el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, considerando términos relacionados al polímero y su efecto en la viscosidad del agua.

El objetivo que se persigue en éste estudio, es la evaluación conceptual de la opción “The Polymer Flood Model” del simulador ECLIPSE 100 por medio de la definición de una caso base sobre el proceso de inyección de polímero, el cual consistió en la inyección de un bache de solución polimérica de 0,1 VP a una concentración de 800 ppm en un yacimiento homogéneo, seguido de una inyección de agua desplazante hasta el final del proceso. Luego se procedió a realizar un modelo de inyección de agua convencional para comparar los factores de recobro y evaluar si efectivamente inyectar polímero incrementa el factor de recobro se incrementa.

Entre los objetivos individuales que se han perseguido en este estudio ha estado en la realización de sensibilidades de los parámetros característicos que afectan en el incremento del factor de recobro. Entre las sensibilidades realizadas están: la variación de la concentración de polímero (C_p), la variación de la adsorción del polímero en el medio poroso (C_a), el factor de resistencia residual (RRF), variación de los tamaños de baches de polímero a la misma concentración y cambio en la completación del pozo inyector.

Luego se realizaron dos variantes del caso base, uno con efecto salino y el otro con efecto de corte, para evaluar cómo el simulador tomaba en cuenta la degradación del polímero y cómo afectaba el factor de recobro.

Seguidamente se realizaron otras dos variantes del caso base pero modificando las permeabilidades del yacimiento en forma creciente y decreciente desde la capa superior a la inferior, para evaluar la efectividad del proceso de inyección de polímero en un yacimiento heterogéneo. Luego, para el yacimiento con permeabilidades crecientes, se procedió a inyectar agua convencional, seguido por un bache de polímero y continuar la inyección con agua desplazante. Esto se hizo con la finalidad de evaluar la diferencia del factor de recobro con una inyección convencional de polímero.

Finalmente se hizo un caso especial donde se variaron las propiedades roca-polímero como lo son: el factor de resistencia residual, la adsorción máxima y la adsorción isotérmica en un yacimiento heterogéneo, para evaluar la reducción de la permeabilidad relativa al agua y como consecuencia se reflejó en un retardo moderado del agua al pozo productor.

Capítulo I:

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

CAPÍTULO I: DEFINICIONES FUNDAMENTALES DE RECUPEACIÓN MEJORADA

1.1 Recuperación Mejorada

En un proceso de explotación de yacimiento, haciendo uso de su propia energía, se logra extraer un porcentaje muy pequeño del petróleo original en sitio (POES); dependiendo del mecanismo de empuje y del mecanismo de producción (recuperación primaria), el factor de recobro puede variar entre 10 y 40%.

Este porcentaje de recobro se puede mejorar energizando el yacimiento a través de inyección de agua o gas no miscible, lo cual se conoce como recuperación secundaria. Según las experiencias de campo, con estos procesos se puede aumentar el recobro hasta el 50% del POES, sin embargo, estos porcentajes siguen siendo bajos ya que el 50% o más se queda en el yacimiento cuando la producción llega a su límite económico, debido a la baja productividad y altas tasas de producción de agua y/o gas.

Hoy en día se han desarrollado nuevas tecnologías y otros procesos llamados “Recuperación Mejorada”, los cuales se definen, como procesos que incrementan económicamente el recobro de hidrocarburos, mediante la inyección de fluidos y/o energía al yacimiento. Estos procesos también se conocen como procesos de recuperación adicional y se clasifican en cuatro categorías: recuperación térmica, inyección de gases miscibles e inmiscibles, inyección de compuestos químicos y otros, tal como se puede ver esquemáticamente en la figura 1.1.

Dentro de los procesos de recuperación térmica se encuentra la inyección de vapor, agua caliente, combustión en sitio y electromagnetismo; en el proceso de inyección de gases se encuentra la inyección de CO₂, N₂, AGA o WAG y gases de combustión; entre los procesos químicos se encuentra la inyección de: Polímeros (P), surfactantes (S), Álcalis (A) y las combinaciones AP/SP/ASP. También existen

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

otros procesos de recuperación mejorada como inyección de microorganismos, emulsiones y vibrosísmica.

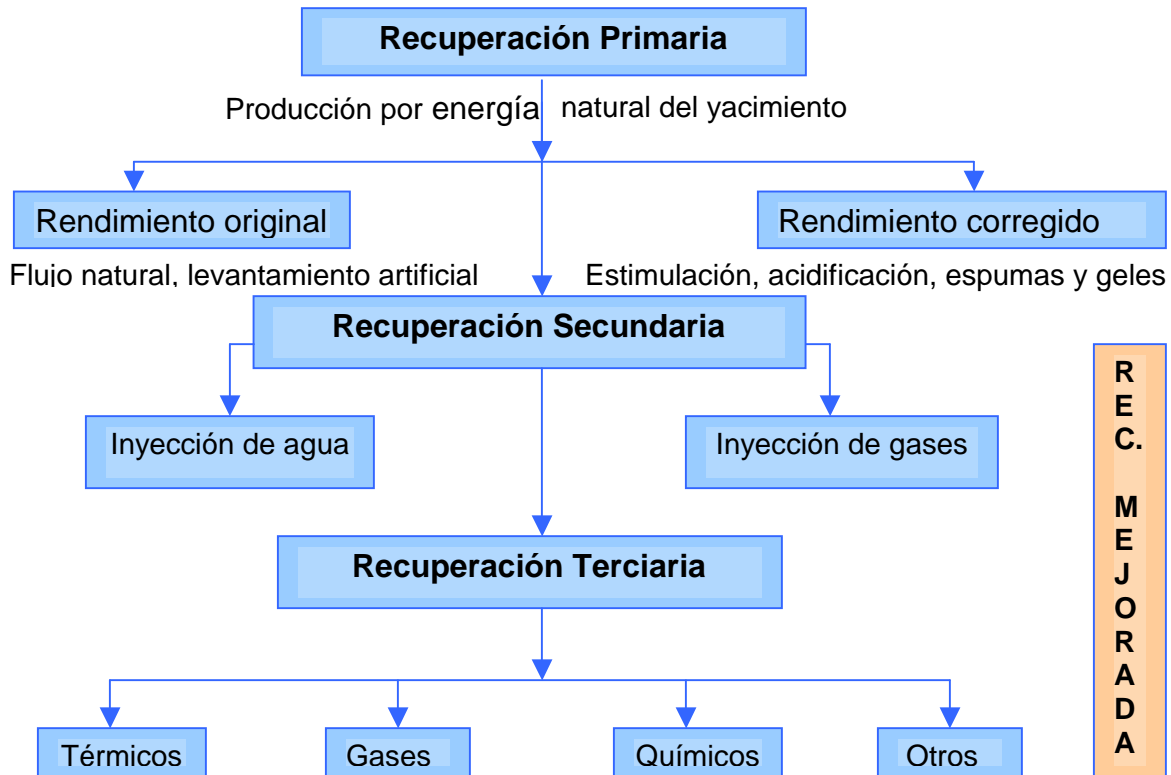


Figura 1.1 Esquema de Mecanismos de Producción ⁽¹⁾

Muchos de estos procesos actualmente pueden ser simulados con la finalidad de optimizar la recuperación tomando en cuenta las diferentes complejidades propias del yacimiento.

1.1.1 Factores que afectan el proceso de Recuperación Mejorada

1.1.1.1 Eficiencia de barrido areal (E_A)

La eficiencia areal de barrido se define como la fracción invadida respecto al área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación mejorada, es decir,

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad (1.1)$$

La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza y, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de la roca y las propiedades del sistema roca-fluido, las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadido por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

1.1.1.2 Eficiencia de barrido vertical (E_v)

Debido principalmente a la heterogeneidad del yacimiento, sólo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Esta fracción referida al área vertical total del yacimiento, se denomina eficiencia vertical de barrido, como se observa en la definición 1.2.

$$E_v = \frac{\text{Área vertical invadida}}{\text{Área vertical total invadible}} \quad (1.2)$$

Entre los factores que afectan la eficiencia vertical de barrido se tienen:

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

- a) Heterogeneidad del yacimiento (a mayor heterogeneidad de los estratos, menor será la eficiencia de barrido vertical).
- b) Razón de movilidad (al aumentar la razón de movilidad disminuye E_v).
- c) Volumen de fluido inyectado (E_v aumenta con el volumen de fluido inyectado, con el tiempo de inyección).
- d) Flujo cruzado entre capas.

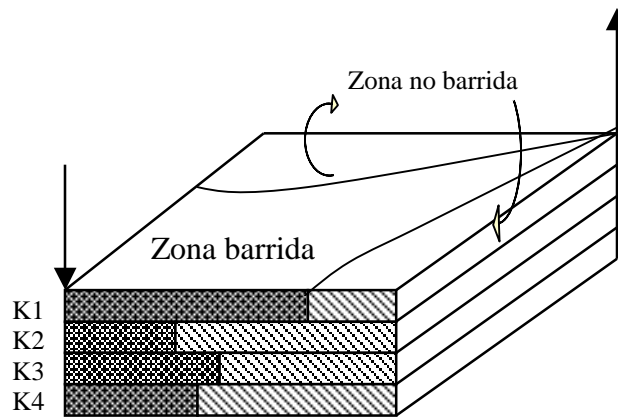


Figura 1.2 Eficiencia vertical de barrido ⁽²⁾

1.1.1.3 Eficiencia de barrido volumétrico (E_v)

Se define como la fracción del volumen total del yacimiento (o del arreglo) que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante. Esta eficiencia se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical (debido fundamentalmente a la estratificación) y de la cobertura areal (debido básicamente al arreglo y espaciado de los pozos). La eficiencia volumétrica de barrido está representada a través de la siguiente ecuación:

$$E_v = \frac{\text{Volumen Invadido}}{\text{Volumen Total Invadible}} \quad (1.3)$$

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

La eficiencia de barrido volumétrico también se puede expresar como:

$$E_V = E_A \times E_v \quad (1.4)$$

La eficiencia volumétrica de barrido a su vez es afectada por:

- a) Cambios laterales y verticales en facies (porosidad, geometría, permeabilidad)
- b) Barreras estructurales (fallas, fracturas, buzamiento).

1.1.1.4 Eficiencia microscópica de desplazamiento (E_d)

Se define como la fracción del volumen de petróleo contactado movilizado y se representa a través de la siguiente ecuación:

$$E_d = \frac{\text{Volumen de Petróleo Contactado Movilizado}}{\text{Volumen de Petróleo Contactado}} \quad (1.5)$$

1.1.1.5 Eficiencia de recobro (E_r)⁽¹⁾

Se expresa como el producto entre la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia vertical de barrido:

$$E_r = E_d \times E_v \quad (1.6)$$

Como se ha observado, la eficiencia de barrido y de recobro es el principal factor que afecta la recuperación de petróleo durante el proceso de inyección; sin embargo, está a su vez es afectado por varios factores entre los cuales se mencionan a continuación los más resaltantes:

A. Razón de Movilidad (M)

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

La razón de movilidad se define como la movilidad de la fase desplazante (λ_D) dividida entre la movilidad de la fase desplazada (λ_d):

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \quad (1.7)$$

En consecuencia la ecuación 1.7 se puede escribir de la siguiente manera:

$$M = \frac{K_{rD} \cdot \mu_d}{K_{rd} \cdot \mu_D} \quad (1.8)$$

Si la fase desplazante es agua y la fase desplazada es petróleo:

$$M = \frac{K_{rw} \cdot \mu_o}{K_{ro} \cdot \mu_w} \quad (1.9)$$

Este factor influye directamente en la eficiencia de desplazamiento, esto es, en la eficiencia microscópica de desplazamiento del petróleo dentro de los poros. En efecto, si $M > 1$, el fluido desplazante (en este caso agua) se mueve más fácil que el fluido desplazado, lo cual hace que dicho proceso sea desfavorable debido a que el agua sobrepasa al fluido desplazado y, como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como canalización viscosa. Para que ocurra un desplazamiento óptimo debe darse $M < 1$, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable debido a lo expuesto anteriormente.

Igual que la eficiencia de desplazamiento, tanto la eficiencia de barrido areal como vertical decrecen a medida que la razón de movilidad aumenta. En otras palabras, si el fluido desplazante fluye más rápido que el petróleo, el desplazamiento es ineficiente también desde el punto de vista macroscópico.

La figura 1.3 muestra el comportamiento de la fase desplazante cuando la relación de movilidad es mayor que uno, indicando que el fluido desplazante no formará un frente uniforme a medida que avanza la inyección y tenderá a canalizarse (adedamiento) hacia los estratos o áreas con mayor permeabilidad, lo cual hace que la eficiencia de recobro de petróleo sea pobre.



Figura 1.3 Razón de Movilidad Desfavorable ($M > 1$)

B. Patrones de Inyección

La experiencia de campo ha demostrado que en, muchos yacimientos homogéneos y continuos, la recuperación adicional de petróleo por inyección de agua es más efectiva cuando se mantiene la presión por inyección en la periferia. Cuando la inyección periférica falla por falta de continuidad entre la periferia y el centro del yacimiento, por la heterogeneidad y por la baja permeabilidad, es conveniente inyectar y producir los fluidos en arreglos o patrones de pozos.

En general se recomienda lo siguiente:

- Usar la inyección en arreglos de 5, 7 y 9 pozos en yacimientos con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad (han resultado más beneficiosos que los arreglos en línea)
- Utilizar arreglos en línea en yacimientos inclinados (permiten lograr un buen control del frente de barrido)
- De acuerdo con las movilidades de los fluidos desplazante y desplazado, resulta preferible:

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

- Un arreglo de 7 pozos invertidos, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.

- Un arreglo de 7 pozos normales, si es menor que la del petróleo.

- Un arreglo de 5 pozos, si es igual a la del petróleo.

- Preferir el uso de los arreglos de 7 pozos a los de 5 pozos por las razones siguiente:
 - Mayor eficiencia de barrido areal
 - Menor número de pozos inyectores

C. Tasa de inyección⁽¹⁾

En yacimientos horizontales, las altas tasas de inyección disminuyen el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical, pero pueden producir inestabilidad viscosa del frente (adedamiento) que se manifiesta por una rápida canalización del fluido desplazante.

En yacimientos inclinados y en los naturalmente fracturados es recomendable inyectar a tasas bajas por las siguientes razones:

- Favorecen la segregación gravitacional e impiden el adedamiento del frente de invasión.

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

- Favorecen la imbibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en las fracturas.

Sin embargo, debe tenerse presente que las tasas bajas de inyección pueden afectar negativamente la economía de un proyecto porque retardan la recuperación de la inversión.

1.2 Principales propiedades del sistema roca-fluidos que inciden en la efectividad de los procesos de recuperación mejorada

1.2.1 Propiedades del sistema fluido-fluido

Una de las propiedades del sistema fluido-fluido es la tensión interfacial, cuando dos fases inmiscibles coexisten en un medio poroso, la energía de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento.

1.2.2 Propiedades del sistema roca- fluidos ⁽¹⁾

Con el objetivo de entender en forma adecuada el comportamiento de un yacimiento sujeto a la inyección de un determinado fluido, se debe tener un conocimiento adecuado tanto de las propiedades de la roca como del sistema roca-fluido.

Las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad absoluta, distribución del tamaño de poro y el área específica de los granos de la roca) dependen solamente de la naturaleza de la matriz rocosa y no del tipo de fluido que lo satura en el espacio poroso. En cuanto a las propiedades roca-fluidos

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

dependen tanto del tipo de roca como también de la naturaleza de los fluidos que saturan el espacio poroso y se describen a continuación:

A. Mojabilidad: La mojabilidad o humectabilidad se define como la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmisible. En el yacimiento la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas.

Cuando la superficie de la roca es preferencialmente mojada por agua el proceso de inyección de agua en la formación es más favorable que en el caso en que dicha superficie es preferencialmente mojada por petróleo, tal como se puede observar en la figura 1.4. A medida que la inyección de agua avanza la canalización del agua tiende a ser mayor cuando la roca es mojada por petróleo mientras la distribución del agua en el yacimiento es más uniforme cuando la roca es preferencialmente mojada por agua y la saturación de petróleo residual se hace menor.

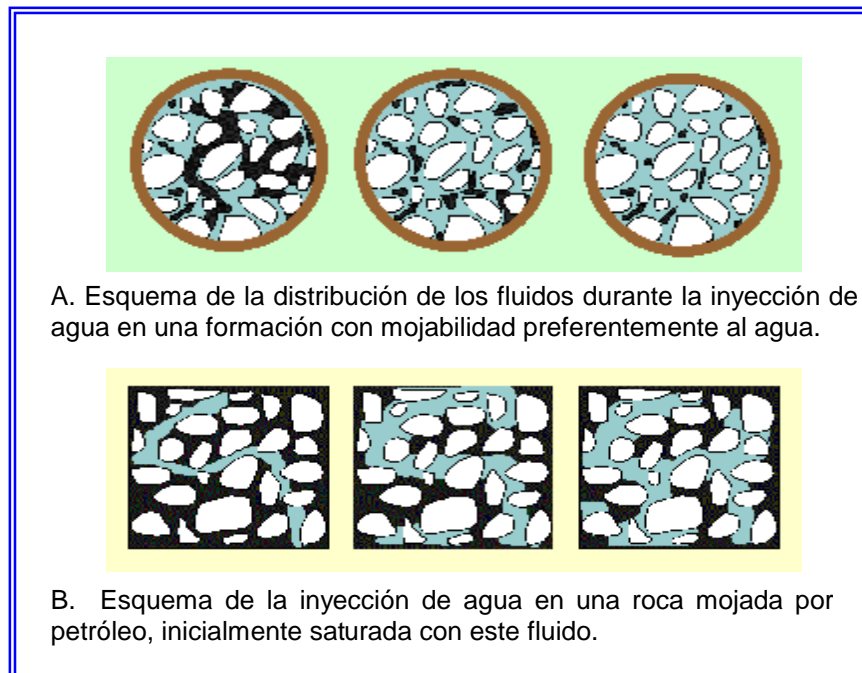


Figura 1.4 Esquema de la distribución de fluidos en sistemas mojados por agua o petróleo durante la inyección de agua ⁽³⁾.

B. Presión Capilar (P_c)

Es la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. Si la presión capilar se toma positiva, entonces es la presión de la fase no mojanante menos la presión de la fase mojanante, es decir:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1.10)$$

donde: m es la fase mojanante y nm es la fase no mojanante. Por ejemplo, para un sistema agua-petróleo donde la fase mojanante es el agua, entonces la ecuación anterior resulta: $P_c = P_o - P_w$

La presión capilar se relaciona con la tensión interfacial fluido-fluido, con la mojabilidad de los fluidos y con el tamaño de los poros. Así que un cambio en la tensión interfacial afecta la presión capilar y por lo tanto las permeabilidades efectivas y finalmente la movilidad. En realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones, las interacciones roca-fluido y otros factores difíciles de cuantificar (flujo de finos, efecto de temperatura, compactación y otros) que están involucrados en la mayoría de los procesos de recuperación mejorada.

La figura 1.5 muestra las características típicas de una curva de presión capilar en la cual se observa que:

- a) Se requiere cierta presión capilar denominada presión de umbral o presión mínima de desplazamiento, 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 cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros: a mayor horizontalidad de la curva de P_c , mayor es la uniformidad del tamaño de los poros.

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

c) La saturación de la fase mojanante a la cual la P_c aumenta sin cambios de saturación, se denomina saturación irreducible de la fase mojanante, lo cual indica que por más alta que sea la presión para desplazar la fase mojanante en este punto (S_{wc}), es imposible disminuir esta saturación.

d) Las curvas de presión capilar muestran el fenómeno de histéresis, es decir, dependen de la historia del proceso de saturación. Los términos de imbibición y drenaje se aplican en la dirección del cambio de saturación: el primero se refiere al proceso que origina un aumento de saturación de la fase mojanante y el segundo, al que ocasiona una disminución de la saturación de la fase mojanante.

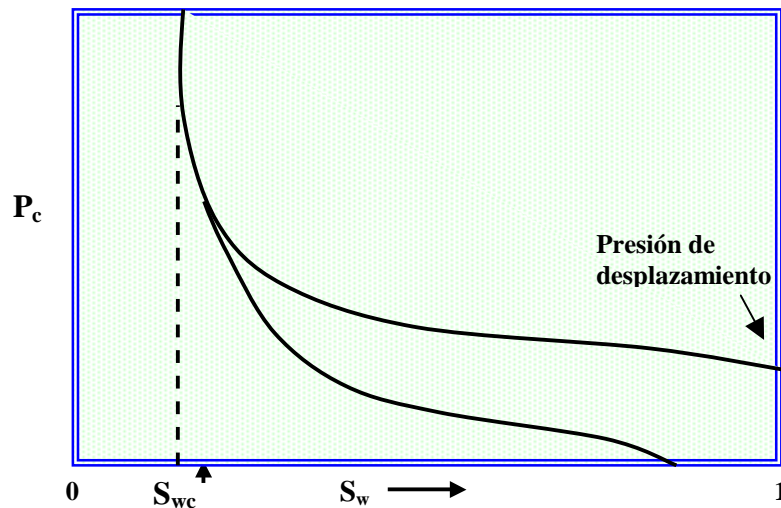


Figura. 1.5 Curva típica de presión capilar⁽²⁾

1.2.3 Permeabilidades

A. Absoluta o específica: es la conductividad de un material poroso cuando está saturado completamente con un solo fluido.

B. Efectiva: es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes en el medio poroso. Tanto la absoluta como la efectiva se miden en Darcy. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

un medio poroso permeable, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.

C. Relativa: es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base (absoluta):

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (1.11)$$

La figura 1.6 muestra las características principales de una curva típica de permeabilidades relativas de agua y petróleo:

- a) Se necesita una cierta saturación de la fase mojante para que ésta comience a fluir, denominada saturación crítica de la fase mojante. En un proceso de drenaje y donde el agua es la fase mojante, a este punto de saturación se le llama saturación de agua connata (S_{wc}). De igual manera se necesita una cierta saturación de la fase no mojante para que comience a fluir, denominada saturación crítica o de equilibrio de la fase no mojante. En un proceso de imbibición, y de ser el petróleo la fase no mojante, este punto de saturación será la saturación residual de petróleo (S_{or}).
- b) Una variación de saturación tiene por efecto disponer más poros o canales al flujo de la fase cuya saturación aumentó y disminuir el número de poros permisibles al paso de la otra fase.
- c) La permeabilidad relativa a la fase no mojante alcanza el máximo a saturaciones de dicha fase menores del 100%, lo cual indica que una porción del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva del medio poroso.

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

d) La permeabilidad relativa a la fase mojante se caracteriza por una rápida variación ante pequeños cambios en saturación a altas saturaciones de la fase mojante.

e) La permeabilidad relativa a la fase no mojante se incrementa rápidamente ante pequeños incrementos de saturación de la fase no mojante por encima de la saturación de equilibrio.

Cuando el petróleo y el agua fluyen simultáneamente, cada fluido tiene su propia permeabilidad efectiva, dependiente de la saturación relativa de cada fluido.

Las curvas de permeabilidades relativas son fuertemente afectadas por los cambios de mojabilidad del sistema.

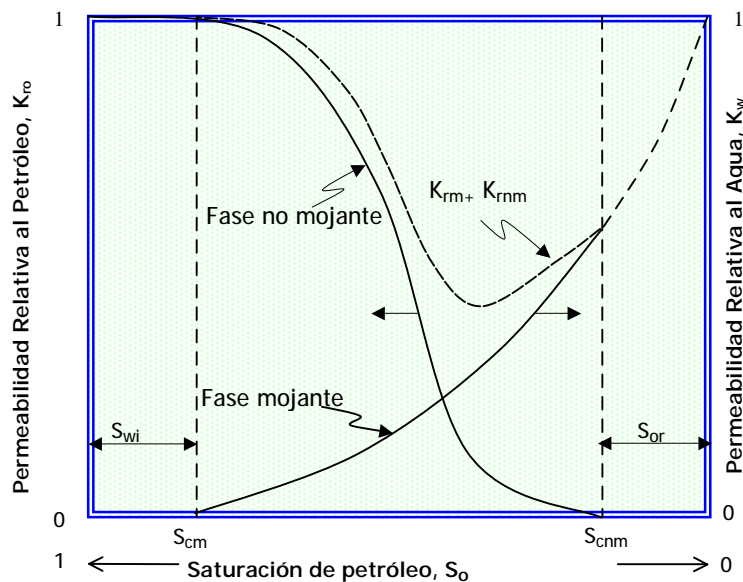


Figura1.6 Curva típica de permeabilidades relativas a dos fases ⁽¹⁾

En la figura anterior se puede observar que la suma de las permeabilidades relativas de ambas fases a una saturación de agua siempre es menor que uno, debido a dos razones:

Definiciones Fundamentales de Recuperación Mejorada

- a) La presencia de interfases y, por lo tanto, de energía interfacial y presión capilar.

- b) Algunos de los canales que normalmente permiten el flujo cuando existe una sola fase, son bloqueados cuando dos o más fases están presentes (el número total de canales abiertos al flujo se reduce y la capacidad de flujo de la roca es menor).

Capítulo II:

Proceso de Inyección de Polímeros

CAPÍTULO II: PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

2.1 Antecedentes

La inyección de agua convencional sigue siendo el método de recuperación secundaria que con mayores posibilidades de éxito económico puede aplicarse a yacimientos con petróleo de viscosidades moderadas. Su principal desventaja es su alta movilidad en relación con la del crudo; por esta razón, despertaron el interés todos aquellos agentes que mejoran las propiedades de flujo del agua. Tomando en cuenta estos aspectos en 1944 se inició la utilización de soluciones poliméricas como método de recuperación adicional de crudo, para mejorar la eficiencia de inyección de agua, aumentando su viscosidad mediante el uso de polímeros hidrosolubles.

Investigaciones actuales persiguen mejorar el proceso de inyección de polímeros reduciendo el costo de producción y buscando polímeros que tengan mejores propiedades en comparación con los sintéticos y los biopolímeros disponibles comercialmente. Sin embargo, se debe aceptar que actualmente existen algunas limitaciones y que, para algunas aplicaciones, se deben encontrar polímeros alternativos.

El mayor auge de las aplicaciones de los polímeros como recuperación mejorada se ha dado en los Estados Unidos. Una de las recientes investigaciones ha reportado combinaciones de polímeros con otros productos químicos, tales como surfactantes y agentes alcalinos, las cuales han sido simuladas en 3D obteniendo mayor incremento en el recobro que un proceso de inyección de polímero convencional. Además estas combinaciones hacen más rentable el proceso de recuperación de crudo, debido a que los surfactantes y agentes alcalinos son mucho más económicos que los polímeros.

En Venezuela sólo se han estudiado pruebas piloto de inyección de polímero en el yacimiento LL-03, ubicado en la Cuenca del Lago de Maracaibo, con el objetivo de incrementar las reservas del yacimiento. Por lo tanto no se cuenta con suficiente experiencia para este proceso.

2.2 Características principales de los polímeros

2.2.1 Definición de polímeros⁽⁴⁾

Un polímero es una molécula de cadena larga formada por grupos repetidos llamados monómeros. La reacción por la cual ellos se combinan recibe el nombre de polimerización. Por ejemplo, la siguiente expresión es una reacción de polimerización donde el monómero A se une con otro para formar el polímero:



Así, una poliacrilamida es un polímero resultante de la unión de n monómeros amidas.

Los polímeros solubles en agua son aquellos capaces de formar soluciones acuosas.

2.2.2 Clasificación de los Polímeros⁽⁵⁾

2.2.2.1 Polímeros naturales o biopolímeros

Son aquellos que se encuentran en la naturaleza. Los diversos tipos de biopolímeros disponibles en la actualidad, tanto los polisacáridos como los derivados de la celulosa, han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo. Estos materiales son susceptibles a la biodegradación y, por ende, es preciso agregar productos químicos protectores a las soluciones para protegerlas contra el ataque de

bacterias durante el almacenamiento y uso en el yacimiento. También han sido muy utilizados como componentes en los fluidos de perforación.

2.2.2.2 Polímeros Semi-Sintéticos

Son aquellos que se obtienen por el manejo químico de los biopolímeros. Por ejemplo: la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilcelulosa (HEC).

2.2.2.3 Polímeros Sintéticos o Artificiales

Son aquellos sintetizados en el laboratorio. Por ejemplo: la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Actualmente, sólo los polímeros orgánicos solubles en agua son los que se han estado usando para la aplicación en recuperación mejorada. En la figura 2.1 se observa un resumen de los tipos de polímeros.

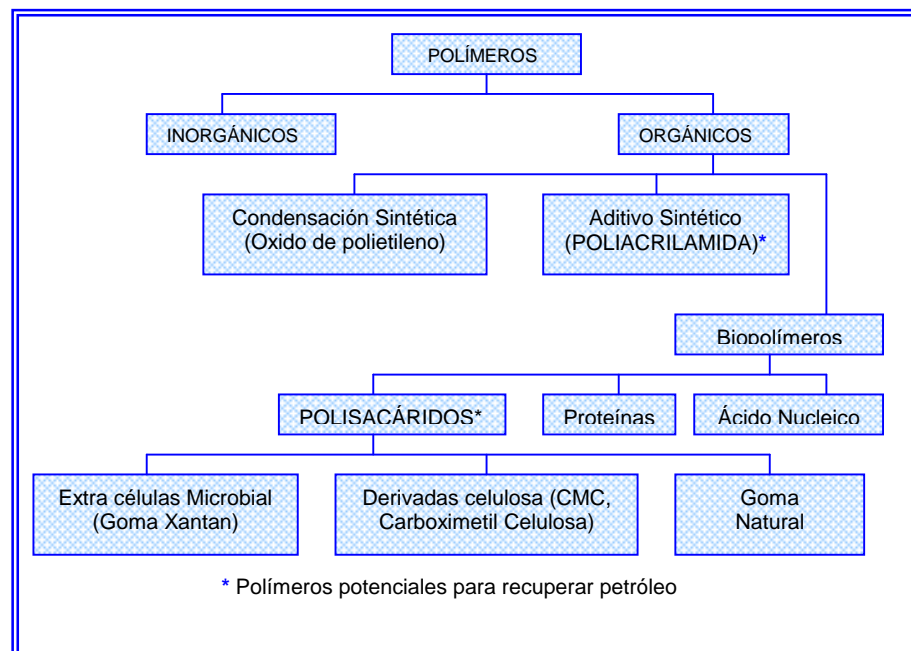


Figura 2.1 Tipos de Polímeros⁽⁴⁾

2.2.3 Propiedades químicas de los polímeros utilizados en los procesos de recuperación mejorada

El principal uso de las soluciones poliméricas en un proyecto de inyección de agua, como agentes desplazantes del petróleo en los yacimientos, es disminuir la relación de movilidad del agua, con vistas a obtener un mayor recobro de petróleo. Esto es posible ya que la solución polimérica permite aumentar la viscosidad del agua inyectada y en consecuencia disminuir la movilidad de la fase desplazante. El proceso es engañosamente simple y tanto la selección del polímero como la concentración son los pasos cruciales en el diseño.

Sólo dos tipos de polímeros solubles en agua, de alto peso molecular, pueden producir incrementos sustanciales en la viscosidad del agua a concentraciones entre 200 ppm y 1000 ppm⁽¹⁾. Dichos polímeros pertenecen a las familias de los polímeros sintéticos y a los polímeros naturales.

2.2.3.1 Las poliacrilamidas ⁽⁷⁾

La molécula de las poliacrilamidas está compuesta por una cadena muy larga del monómero acrilamida, el cual al combinarse químicamente produce la cadena polimérica como se muestra en la figura 2.2. El peso molecular promedio de las poliacrilamidas se encuentra en el rango de 3×10^6 y 10×10^6 . Estas moléculas son muy flexibles y de un diámetro muy pequeño por los que son muy sensibles a romperse por esfuerzos cortantes o mecánico. Estos pesos moleculares deben ser tomados en cuenta ya que deben compararse con el tamaño de los poros de la formación donde van a ser utilizados para garantizar así un control efectivo de la movilidad ⁽⁸⁾.

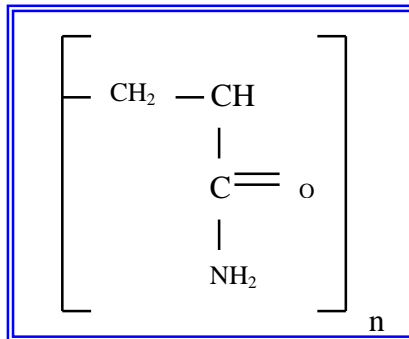


Figura 2.2 Estructura Primaria de la Poliacrilamida (PAM)

Con objeto de modificar las propiedades del polímero, algunas de las amidas se substituyen químicamente por el grupo carboxyl, tal como se ilustra a continuación:

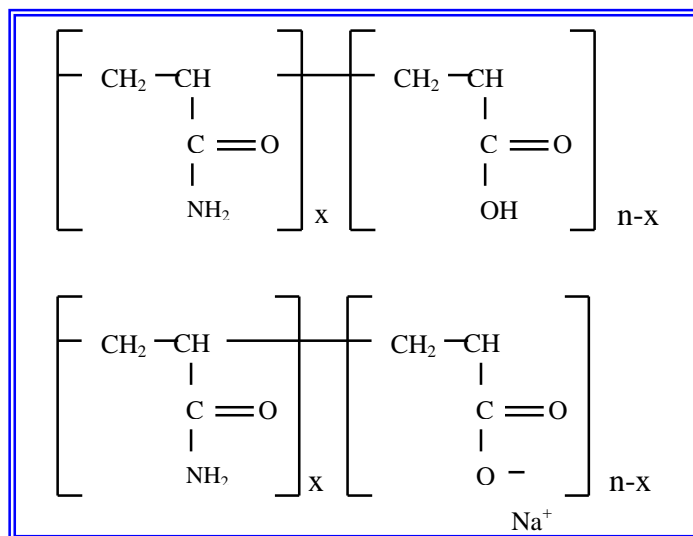


Figura 2.3 Estructura de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PAH) ⁽⁹⁾

A este proceso de substitución química se le conoce como “Hidrólisis”, correspondiendo el grado de hidrólisis con el porcentaje de los grupos de amidas que han sido substituidas por grupos carboxyl. El grado de hidrólisis es una variable química que puede jugar un rol importante en el comportamiento y las propiedades reológicas de las soluciones de poliacrilamida. La extensión de hidrólisis afecta la viscosidad de la solución, la adsorción del polímero sobre la

roca y las propiedades de resistencia al flujo. La mayoría de los productos usados para procesos de recuperación mejorada presentan grados de hidrólisis entre 20 a 40% ⁽¹⁰⁾.

Se ha reportado en pruebas de laboratorio que las poliacrilamidas son térmicamente estables por largos períodos de tiempo, hasta 120 °C de temperaturas ⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾. Además, son relativamente inmunes al ataque bacterial.

El polímero tipo poliacrilamida se suministra en seco, formulado en polvo o concentrado en una emulsión de agua y petróleo.

2.2.3.2 Los Polisacáridos ⁽⁶⁾

Se obtienen por medio de la fermentación de la goma Xantano, el cual es un producto colateral del proceso metabólico de la bacteria denominada *Xanthamons Campestris* para elaborar los polímeros Xantano o polisacáridos. Los polisacáridos, según se muestra en la figura 2.4, son polímeros lineales y menos sensibles que las poliacrilamidas a la salinidad, a la concentración de iones divalentes (Ca^{++} , Mg^{++}) y son mucho menos propensos a romperse por los esfuerzos cortantes. Sin embargo, estos polímeros requieren ser filtrados a través de filtros micro-poros para evitar taponamiento del pozo y normalmente requerirá bactericidas debido a que ellos también son susceptibles al ataque bacterial. Los polisacáridos trabajan de distinta forma a los polímeros sintéticos, ya que su efecto principal es el de incrementar la viscosidad aparente del fluido. La reducción de la permeabilidad asociada a este polímero es mucho menos que a la asociada a las poliacrilamidas ⁽¹⁰⁾. Los polisacáridos resisten temperaturas cercanas a 200 ° F⁽⁶⁾.

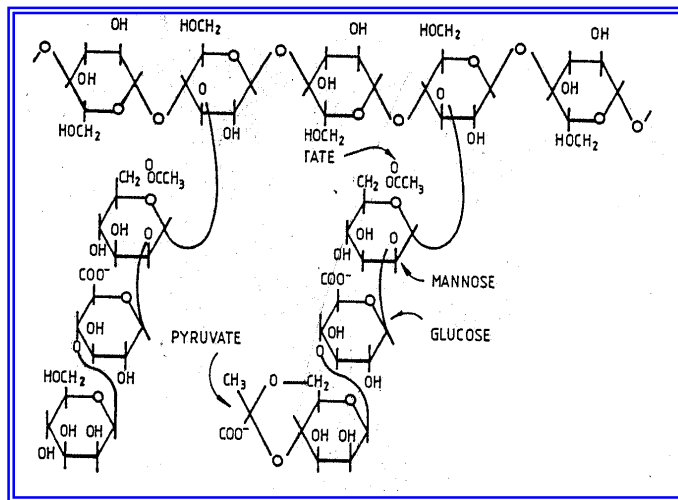


Figura 2.4 Estructura Primaria de la Molécula Xantano

2.2.3.3 Nuevos Polímeros para la aplicación en recuperación mejorada⁽¹³⁾

A través del tiempo los investigadores han dedicado grandes esfuerzos para desarrollar polímeros con mejores propiedades y características a fin de hacerlos cada vez más resistentes a los ambientes severos a los que son sometidos en los yacimientos. Entre ellos están el co-polímero de N-vinil-2-pirrolidón (NVP) mostrado en la figura 2.5.A, el co-polímero de acrilamida-co-2-metil propano sulfonato de sodio (AM/NaAMPS), mostrado en la figura 2.5.B, co-polímero de acrilamida-co-2-sulfoetil metacrilato de sodio (AM/NaSEM) y los polímeros polianfolitos, entre otros.

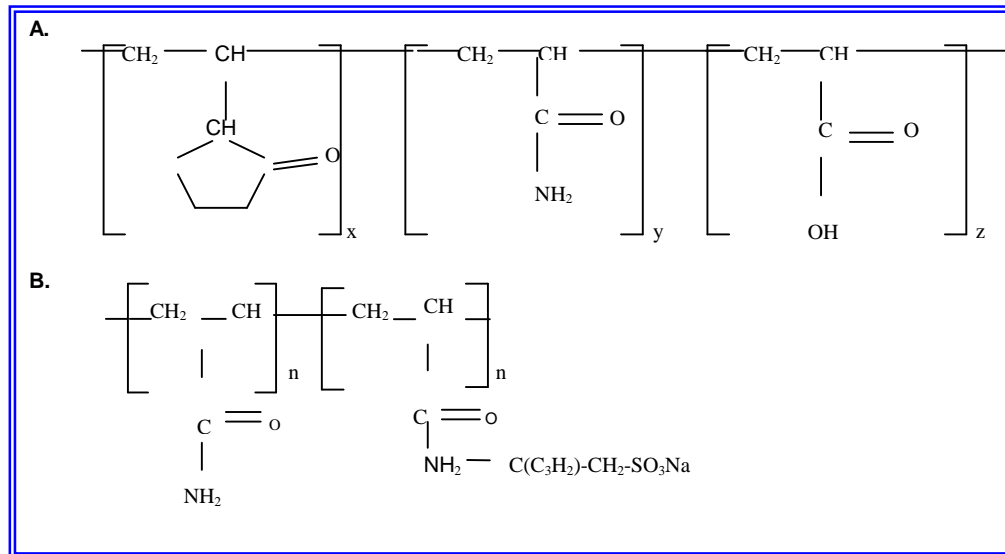


Figura 2.5. Estructura molecular de nuevos polímeros para la aplicación de recuperación mejorada

2.3 Propiedades de las soluciones poliméricas al fluir a través del medio poroso.

El proceso de recuperación mejorada trabaja fundamentalmente buscando una mejora tanto de la eficiencia de desplazamiento como de la eficiencia volumétrica. Existen varios procesos que buscan incrementar la recuperación de petróleo disminuyendo la saturación residual de petróleo, es decir trabajan fundamentalmente en mejorar la eficiencia de desplazamiento. Otros, en cambio, tratan de alterar los factores que originan eficiencias volumétricas bajas; dentro de estos procesos se clasifica la inyección de soluciones poliméricas acuosas, las cuales buscan incrementar tanto la eficiencia de barrido areal como la vertical, mediante la reducción de la movilidad del agua.

El flujo de soluciones de polímeros a través de medios porosos es mucho más complicado que el caso de flujo en capilares, ya que además del efecto de los cambios en la viscosidad del fluido con la velocidad, existe una modificación en la

permeabilidad efectiva de la roca al paso de la fase acuosa, producida por la adsorción de las moléculas del polímero en las paredes de la matriz rocosa y/o entrapamiento de dichas macromoléculas.

Debido a esta situación tan compleja, es imposible separar y estudiar cada uno de los factores que contribuyen al comportamiento de las soluciones de polímeros en medios porosos. Pye⁽¹⁴⁾ definió una variable que llamó “Factor de Resistencia”, R , el cual toma en cuenta todos los factores arriba mencionados y los expresa como una sola cantidad que nos permite conocer la efectividad con que una solución polimérica de una concentración dada reduce una relación adversa de movilidades. El factor de resistencia se define como el cociente de la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a la misma saturación residual de petróleo.

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (2.1)$$

El factor de resistencia aumenta con el incremento de la concentración polimérica. Por encima de este incremento, la reducción de la permeabilidad comienza a independizarse de la concentración.

Esta resistencia residual al paso del agua dejada en el medio poroso por la solución polimérica es de gran importancia económica debido a que no se necesitará inyectar una solución polimérica durante todo el proyecto, ya que el mayor de los efectos beneficiosos del polímero permanecerá por mucho tiempo después de que haya cerrado la inyección del bache de polímero⁽¹⁵⁾ y se encuentra caracterizada por el “Factor de Resistencia Residual”, R_r

$$R_r = \frac{\lambda_w \text{ (antes del paso de la sol. polimérica)}}{\lambda_w \text{ (después del paso de la sol. polimérica)}} \quad (2.2)$$

Debido al alto costo de los polímeros, no es posible mantener una inyección continua de la solución polimérica, por lo que se recurre a inyectar un volumen finito de la solución (normalmente variando entre 0.1 a 0.3 VP), con un rango de concentración polimérica entre 200 a 1000 ppm⁽¹⁾, seguido por inyección de agua normal así como se muestra en la figura 2.6. Este bache de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la formación por donde fluye, tal como queda de manifiesto por el valor del factor de resistencia. Sin embargo, debido a las características hidrofílicas de las moléculas de polímero, así como por los mecanismos de adsorción, entrapamiento y reducción de permeabilidad que se describen más adelante, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece aún después de que ha circulado por el medio poroso un volumen apreciable del agua que sigue y desplaza al bache de polímeros.

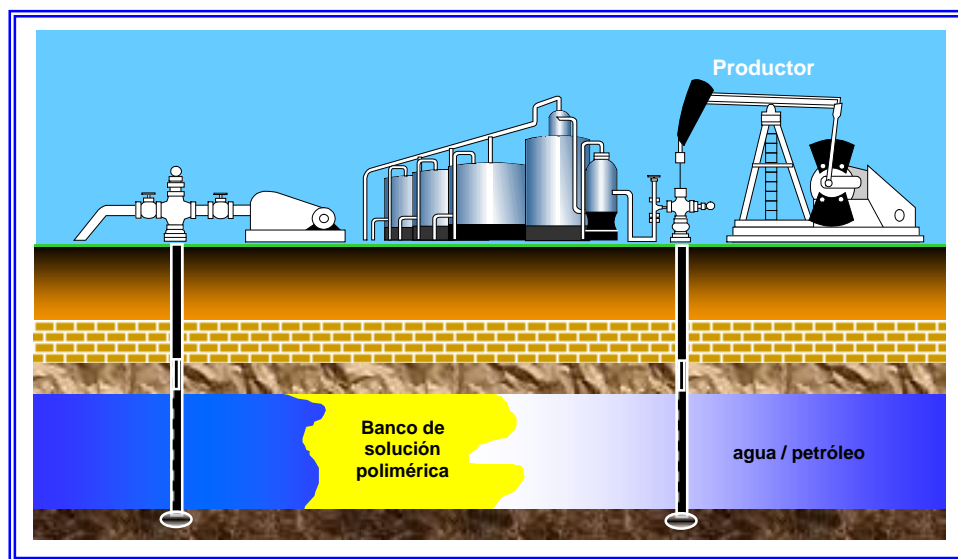


Figura 2.6 Proceso de inyección de polímero ⁽⁷⁾

2.3.1 Mecanismos de reducción de la relación de movilidad ⁽⁷⁾

El proceso de inyección de agua, como se puede observar en la figura 2.7, presenta una razón de movilidad mayor a uno, debido a que el agua se mueve más rápido que el petróleo. Esto no es deseable porque el agua fluirá sobre pasando el petróleo y, como consecuencia, producirá un desplazamiento

ineficiente, fenómeno conocido como canalización viscosa (adedamamiento). Para que ocurra un desplazamiento óptimo debe darse una razón de movilidad menor que uno, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable, por esta razón se considera al proceso de inyección de polímero como una alternativa para disminuir la movilidad del agua, ya que el polímero, por tener una viscosidad superior a la del agua, tiene la capacidad de incrementar la viscosidad de la misma.

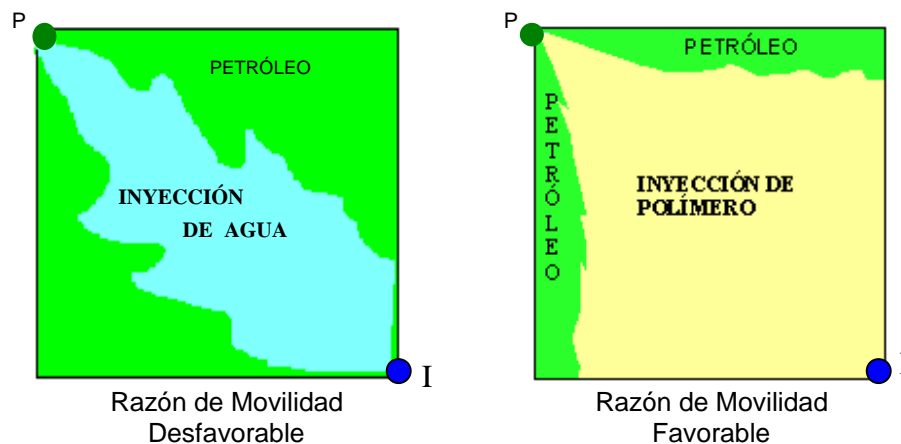


Figura 2.7 Diagrama esquemático de la mejora en el barrido areal causado por la inyección de polímero en un sistema

Sin embargo, la reducción de movilidad no se debe solo al hecho del incremento de la viscosidad del agua, sino también a mecanismos de retención de las moléculas de polímero en el medio poroso. Estos mecanismos se describen a continuación.

2.3.1.1 Retención de las moléculas de polímeros

Se ha demostrado por medio de un gran número de determinaciones experimentales que, al fluir soluciones poliméricas a través de medios porosos consolidados y no consolidados, se presenta una reducción apreciable entre las concentraciones a la entrada y salida del medio poroso se presenta. Esta reducción en la concentración de polímero es un reflejo de la retención de las

moléculas del polímero dentro del medio poroso. Estas moléculas se retienen debido a los siguientes mecanismos:

2.3.1.1.1 Adsorción

La adsorción es un fenómeno físico-químico que consiste en la fijación de moléculas libres sobre una superficie rocosa, debido a la fuerza de atracción de los átomos o de la molécula sobre la superficie.

Algunos investigadores ⁽¹⁶⁾ proponen que la adsorción de moléculas del polímero ocurre en forma de una capa que cubre los granos de la roca incrementando la capacidad de la roca a ser humectada por agua. Esta capa tiende a incrementar su volumen, reduciendo así la permeabilidad relativa al agua sin alterar la permeabilidad relativa al petróleo.

Experimentos bajo condiciones estáticas han demostrados que las moléculas de los polímeros se adsorben en la superficie de la mayoría de los minerales variando en magnitud para diferentes tipos de rocas. Se ha encontrado que el carbonato de calcio presenta una mayor afinidad por el polímero que la sílice. En general la adsorción aumenta al incrementarse la concentración de polímero y/o la salinidad del solvente. Bajo condiciones dinámicas la adsorción disminuye, no porque los mecanismos de adsorción hayan variado, sino porque existen ciertas restricciones al flujo de la solución polimérica en algunas regiones del medio poroso. A estas regiones del volumen total se le conoce como "Volumen Poroso Inaccesible" y consiste de aquella parte del medio poroso cuyo diámetro medio de poro es menor que el diámetro medio de la molécula de polímero.

2.3.1.1.2 Entrampamiento

Este mecanismo se presenta en canales de flujo en el medio poroso cuya entrada es ligeramente mayor al tamaño medio de la molécula de polímero, de

forma tal que esta puede entrar al poro, pero si la salida del canal posee un diámetro menor al de dicha molécula, entonces ésta no podrá salir, quedando atrapada en el canal. Debido a la naturaleza hidrofílica de la molécula y a que todavía existe dentro del canal cierto espacio libre para el flujo, existirá una restricción al flujo del agua, pero el petróleo todavía podrá fluir en dicho canal. Es conveniente diferenciar este mecanismo del correspondiente al taponamiento del medio poroso, ya que este último es un bloqueo irreversible de los canales de flujo, impidiendo todo tipo de movimiento de fluidos.

En la figura 2.8 se ilustran los lugares de retención de las moléculas de polímeros atrapadas debido a las fuerzas mecánicas y a la adsorción sobre la superficie de la roca. Los sitios donde los polímeros son atrapados son aquellos en los cuales los poros son suficientemente pequeños para que una molécula de polímero los penetre; en consecuencia la velocidad de flujo decrece, posiblemente debido a un cambio en la dirección de flujo causado por tortuosidad del trayecto o una reducción de la permeabilidad.

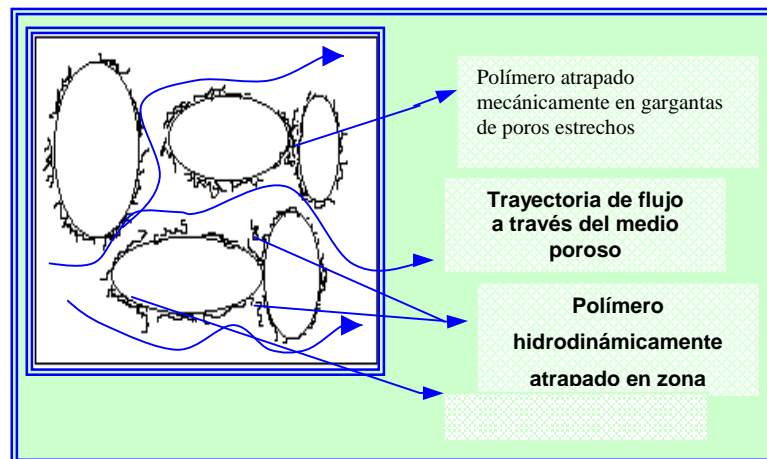


Figura 2.8 Diagrama esquemático de mecanismos de retención de polímeros en el medio poroso.

2.4 Factores que afectan el comportamiento de las soluciones poliméricas en el medio poroso.

Las soluciones poliméricas deben permanecer estables a condiciones de yacimiento por cierto tiempo para que puedan ser efectivas.

Son muchos los factores que pueden afectar las propiedades de las soluciones poliméricas y algunas de ellas, en casos extremos, pueden llegar a degradarlas. Entre las más importantes se encuentra:

2.4.1 Tasa de Corte

Las soluciones poliméricas utilizadas en la recuperación mejorada de crudo están expuestas a deformaciones severas debido a la tasa de corte a la que se ven sometidas durante su preparación (agitación), transporte (tuberías, bombas, válvulas), inyección (a través de perforaciones de la tuberías del pozo) y flujo a través del medio poroso. Cuando estas deformaciones son lo suficientemente grandes como para romper las cadenas de polímeros sucede la degradación mecánica de las mismas. Estos rompimientos causan una disminución de la viscosidad, la cual resulta incontrolable y se debe evitar. Maerker ⁽¹⁷⁾ basado en datos de laboratorio y por medio de un simulador, concluyó que una solución polimérica hipotética degradada mecánicamente recuperaría un 24,6% menos de crudo residual. Maerker realizó un estudio acerca de la degradación mecánica de soluciones poliméricas de bajas concentraciones (300 y 600 ppm) bajo varias condiciones. Los resultados indicaban que la degradación mecánica se hace severa a altas tasas de flujo. Además, la degradación mecánica de soluciones de poliacrilamida es más severa en formaciones de baja permeabilidad y de alta salinidad.

Los fluidos han sido clasificados en dos categorías generales: Newtonianos y no Newtonianos. Los fluidos newtonianos son aquellos en los que el esfuerzo de corte (τ) es directamente proporcional a la tasa de corte o gradiente de velocidad ($\dot{\gamma}$). Para fluidos no-newtonianos la relación esfuerzo de corte a tasa de corte no es constante, pues varía con la tasa de corte. Los fluidos no-newtonianos a su vez han sido subdivididos en plásticos de Bingham, pseudoplásticos, dilatantes y tixotrópicos, así como se observa en la figura 2.9

Puede que la viscosidad aparente disminuya monótonamente con una tasa de corte creciente en una gama finita de condiciones experimentales. A esto se le da el nombre de adelgazamiento por corte. Por el contrario, la viscosidad aparente puede aumentar con una tasa de corte creciente, mostrando así un comportamiento de espesamiento ⁽¹⁸⁾.

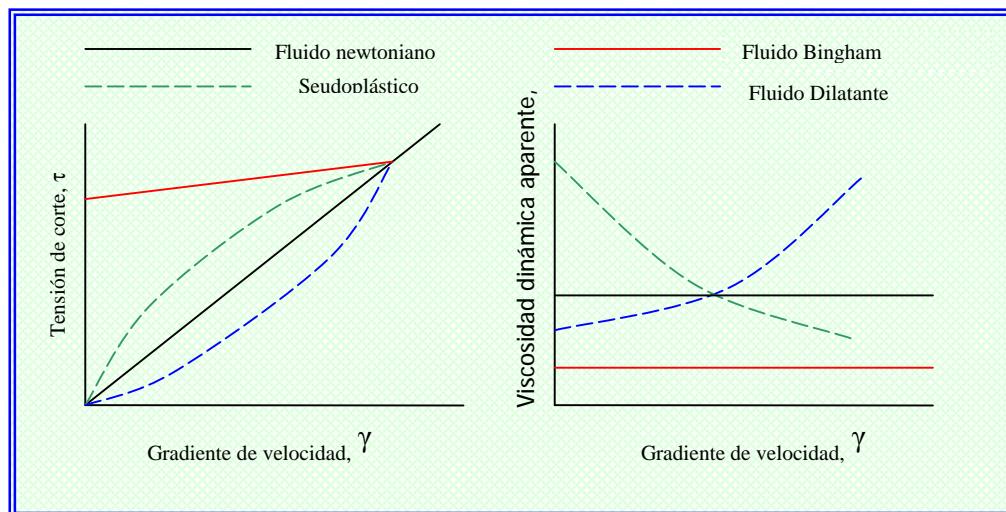


Figura 2.9 Comportamiento reológico típico de los fluidos

En general se ha encontrado un comportamiento pseudoplástico para las soluciones poliméricas de poliácridamidas y goma xantano a concentraciones bajas y a bajas velocidades de deformación ($1-10 \text{ seg}^{-1}$)⁽¹⁹⁾. Sin embargo, a altas velocidades de deformación, algunos investigadores han indicado un comportamiento dilatante de las soluciones poliméricas a través del medio poroso.

Un incremento en la concentración de polímero aumentará la viscosidad aparente de la solución. Sin embargo, el incremento de la viscosidad aparente puede no ser proporcional al incremento en la concentración a baja velocidad de corte. Esto se traduce en incrementos de la velocidad de corte y en un pronunciamiento del comportamiento pseudo-plástico. Contrariamente, a concentraciones muy bajas de polímeros (<50 ppm), la oportunidad de interactuar de los polímeros disminuye drásticamente. No sólo disminuye la viscosidad aparente, sino que la solución se acerca al comportamiento de flujo Newtoniano.

2.4.2 Efecto Salino

La salinidad del agua afecta en gran medida las características de movilidad, adsorción y reducción de permeabilidad de las soluciones poliméricas cuando se utilizan poliacrilamidas, mientras que los biopolímeros son más resistentes a condiciones severas.

2.4.2.1 Efecto sobre la viscosidad

Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas poseen grupos carboxil que se disocian en solución acuosa y las cargas negativas de los grupos $\text{COO}^- \text{H}^+$ disociados interactúan en solución de agua pura y destilada, de forma tal que la repulsión de las cargas que tienen la misma polaridad mantiene a la molécula de una forma más o menos tensa. Esto produce una molécula enrollada con el mayor volumen posible en solución, junto con el solvente que se encuentra confinado dentro de la molécula, lo que se traduce en una solución de alta viscosidad. Lo cual conlleva a que se necesiten menores cantidades de poliacrilamida parcialmente hidrolizada que de poliacrilamida para obtener soluciones de alta viscosidad.

Al añadirse sal a la solución polimérica se altera la forma de las moléculas de alargados a más esféricos, como se observa en la figura 2.10. Por

lo que se pierde más del 90% de la viscosidad de la poliacrilamida y la razón de movilidad de la solución de polímero decrece significativamente con el incremento de la salinidad del agua. Debido a esta sensibilidad, exige que se proteja la solución polimérica de las sales si éstas están presentes en el yacimiento.

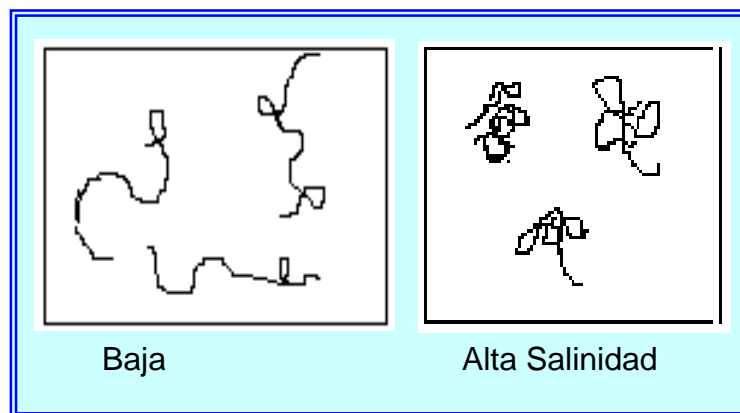


Figura 2.10 Esquema del efecto de una solución altamente ionizada en la estructura de la poliacrilamida hidrolizada (HPAM)

Los cationes divalentes, como el calcio, tienen un efecto más pronunciado que los monovalentes, como el sodio, sobre la reducción de la viscosidad. Al estar presentes grandes cantidades de cationes divalentes, las moléculas se pueden entrecruzar a través de este mecanismo, de tal modo que se puede formar un gel si la concentración de polímero es suficiente o se forman agregados moleculares que precipitan si esta no lo es⁽²⁰⁾.

Maerker⁽¹⁷⁾ demostró que la degradación mecánica de soluciones de poliacrilamidas es más severa en agua de alta salinidad y que la presencia de iones Ca^{++} afecta en mayor grado que la de iones Na^+ . Así pues, para la preparación de soluciones poliméricas es necesario utilizar agua libre de iones.

2.4.2.2 Efecto sobre la adsorción del polímero

La cantidad de polímero adsorbido depende de la naturaleza de éste y de la superficie de la roca. Se ha observado, entre otras cosas, que la presencia de sales también afecta directamente la extensión de la adsorción ^{(21) (22)}, ver figura 2.11.

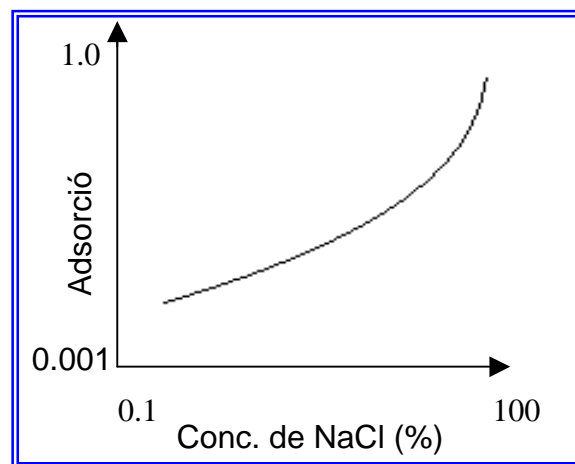


Figura 2.11 Efecto de la concentración de NaCl sobre la adsorción de poliacrilamida parcialmente hidrolizada en Sílica ⁽²²⁾

Existe una cierta cantidad de rocas que poseen una superficie cargada negativamente. También es conocido que los cationes mono o divalentes pueden cambiar esto totalmente, por lo que una solución polimérica aniónica puede adsorberse sobre la superficie de la roca a través de un puente formado por superficie de la roca catión-polímero aniónico.

Bajas concentraciones de Ca^{++} promueven con mayor efectividad la adsorción sobre una superficie de sílice comparado con bajas concentraciones de Na^+ . El efecto de la composición del sólido sobre la adsorción es tan importante como el efecto de la concentración de sal; así la adsorción sobre una superficie de carbonato de calcio es mayor que la adsorción sobre una superficie de sílice,

pues existe una interacción química entre los iones calcio y los grupos carboxilos en la cadena polimérica. La adsorción de Ca^{++} sobre sílice provee puentes de calcio por los que el polímero puede adsorberse a la superficie.

En términos generales, el grado de adsorción de moléculas sobre una superficie depende de dos factores básicos: la naturaleza química, tanto de las moléculas como de la superficie de la roca, y la proximidad de las moléculas a la superficie. Si el concepto es aplicado en condiciones de flujo, el grado de adsorción dependerá de la naturaleza química del polímero, de la matriz porosa y además del tamaño de la molécula del polímero. Cuanto más grande es la concentración, mayor es el grado de adsorción.

2.4.2.3 Reducción de la permeabilidad

La reducción de la permeabilidad no se ve tan influenciada por la concentración salina como la viscosidad.

2.5 Criterio de diseño para la aplicación de inyección de polímero en el medio poroso ⁽¹⁾ ⁽⁶⁾

2.6.1 Características del yacimiento

La profundidad del yacimiento es un factor crítico solamente cuando se encuentra relacionado a la temperatura del yacimiento (no mayor a 9000 pies). Temperaturas menores a 200°F aseguran una solución estable de polímeros. La presión del yacimiento no es crítica si esta permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura. La litología del yacimiento debe ser preferiblemente arenisca con bajo contenido de calcio y bajo contenido de arcillas, debido a que la inyectividad en estas formaciones petrolíferas se reduce por expansión y/o dispersión de las arcillas, pero pueden ser usados en carbonatos. Se deben evitar las calizas con alta porosidad y yacimientos con extensivas fracturas, ya que en éstos los polímeros se perderían sin lograr su objetivo de

reducir la movilidad en el medio poroso. El espesor neto del yacimiento debe ser aproximadamente constante. La porosidad del yacimiento debe ser mayor que 18% para asegurar una buena capacidad de almacenamiento.

La permeabilidad absoluta de la roca del yacimiento se considera buena entre 50 y 250 md (mildarcy). Valores de permeabilidad moderados (entre 15 y 50 md) causan altas presiones de inyección. Valores de permeabilidad considerados muy buenos (entre 250 y 1000 md) y excelentes (mayores a 1000 md) aseguran recuperaciones mayores con inyecciones convencionales y dejan la inyección de polímeros difícil de justificar.

El concepto de variación de permeabilidad conectado con la heterogeneidad del yacimiento es mejor que la permeabilidad por sí misma para determinar áreas de aplicabilidad de la inyección de polímeros. Los yacimientos heterogéneos (factor de heterogeneidad entre 0,5-0,85) son buenos candidatos para la inyección de polímeros, porque las soluciones poliméricas reducen la permeabilidad de la roca y porque tienen la tendencia a desviarse hacia áreas del yacimiento que no han sido barridas por una inyección de agua convencional.

2.5.2 Características del fluido

La viscosidad del crudo, que controla directamente la capacidad de movilidad del agua-crudo, no debe ser mayor de 150 cp (preferiblemente menor a 100 cp) y la gravedad no menor a 25 API. Los métodos de recuperación térmica son competitivos cuando la viscosidad del crudo en el yacimiento es alta. Cuando éste es muy baja, menor que 5 cp, la inyección de agua y/o otros métodos de recuperación mejorada pueden ser preferibles. La relación agua-petróleo al inicio del proyecto debe ser baja, casi cero. Esto significará mayor movilidad en la saturación de petróleo. La inyección de polímeros, aplicada desde el principio como un proceso de recuperación secundaria, en lugar de la inyección de agua, tendrá mejor chance de éxito que esta última.

Los yacimientos con mecanismos de empuje de agua con salinidad preferiblemente baja, que tuvieron inicialmente muy poco o nula producción de agua, son buenos candidatos para la inyección de polímeros.

La presencia de gas libre en el área donde se va a inyectar polímeros influye negativamente en la eficiencia del proceso, ya que la fase desplazante puede empujar el petróleo hacia la capa de gas y reducir así su recuperación, por esto se deben evitar yacimientos con extensa capa de gas.

2.5.3 Selección del yacimiento para la aplicación de inyección de polímero

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la inyección de polímeros es aplicada exitosamente como un proceso de recuperación secundario cuando la movilidad en la saturación de petróleo es aun alta. El resultado de la inyección de polímero es mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical, reduciendo la relación de movilidad del agua-petróleo y desviando el fluido inyectado hacia grandes áreas del yacimiento.

Los yacimientos de petróleo con un proceso de inyección de agua pueden ser buenos candidatos a inyección de polímeros. Esto es cierto cuando altos valores de relación agua-petróleo son causados, bien sea por una relación alta en la movilidad del agua-petróleo (razón de movilidad entre 2-40), es decir, yacimientos de petróleo viscoso, y/o con conificación del agua; o por un bajo nivel de eficiencia del barrido vertical. Bajo estas condiciones, los yacimientos aun tienen un alto nivel de saturación de petróleo (mayor a 10% del VP de petróleo móvil) para lograr el potencial económico de la inyección de polímero, el cual puede ser reducido por el efecto de la desviación de la inyección de polímeros y por el aumento de la eficiencia barrido tanto areal como vertical, así como se observa en la figura 2.12. Por lo tanto, el uso de polímeros como un método terciario (luego de la inyección de agua) es atractivo únicamente si los altos

Proceso de inyección de polímero

ejemplo, para un yacimiento aplicando un proceso de inyección de agua convencional, se obtendría un recobro de 30% del POES, pero aplicando un proceso de inyección de polímero, el recobro podría ser de 33%, para un incremento de 3% del POES.

Capítulo III:

Simulación del Proceso de Inyección de Polímeros

CAPÍTULO III: SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

3.1 Simulación de yacimientos

Es una técnica de ingeniería de yacimientos que se basa en la utilización de modelos matemáticos que simulan el flujo de fluidos multifásicos (agua-petróleo-gas) que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento, resolviendo las ecuaciones mediante métodos numéricos. La importancia de realizar una simulación está en crear un modelo de yacimiento que se asemeje a la realidad, de manera que se puedan evaluar diferentes escenarios de producción, con la finalidad de tomar la decisión que optimice la producción del campo.

Es importante destacar que la simulación genera resultados aproximados y que a su vez estos resultados dependen de los datos de entrada, por eso es importante validar los datos antes de introducirlos al simulador. Además, incluso el ajuste de la historia real del yacimiento en la simulación no es garantía de predicción precisa del futuro, ya que suelen tener cierto grado de incertidumbre. Sin embargo, esta herramienta es de gran utilidad para evaluar no sólo el comportamiento aproximado de producción, sino también para realizar el análisis económico del proyecto.

Actualmente, existe una gran variedad de simuladores que permiten realizar las evaluaciones antes mencionadas y que se pueden usar dependiendo del tipo de proceso de recuperación de petróleo que se desee evaluar y la cantidad de fases de fluidos que maneja, tales como simuladores de petróleo negro, simuladores composicionales, térmicos, químicos y simuladores acoplados con otros (geoquímicos, modelos en flujo de tuberías, etc.). Los simuladores de petróleo negro son los más usados en la industria petrolera. Estos simuladores usan tres ecuaciones fundamentales para expresar la conservación de masa de los tres componentes (agua, petróleo y gas en cada bloque). No considera la

Simulación del proceso de inyección de polímero

solubilidad del gas y petróleo en el agua ni la existencia de petróleo en la fase gaseosa, la solubilidad del gas en petróleo es función de la presión. Estos simuladores de petróleo negro son útiles en simulaciones de procesos de inyección de agua o gas inmiscibles donde no se esperan cambios en la composición de fluidos.

Para llevar a feliz término los complejos estudios de Simulación Numérica de yacimientos, deben entenderse las características geológicas del yacimiento bajo estudio, los fluidos que contiene y su comportamiento dinámico.

Los simuladores dividen el volumen total del yacimiento en suficientes celdas que representen el yacimiento y su comportamiento. El simulador resuelve, en cada una de las celdas, las ecuaciones numéricas en tiempos discretizados, representando el comportamiento dinámico de los fluidos. También en cada una de ellas debe existir un valor de saturación de las fases presentes (petróleo, gas y agua), así como también los valores de presión capilar y permeabilidades relativas. Además se debe fijar el tiempo de la corrida (tiempo de inicio y fin del proyecto), así como los parámetros de completación del pozo.

El simulador calcula el comportamiento del yacimiento utilizando la mejor información disponible. Si los resultados calculados no corresponden al comportamiento histórico, los datos del modelo deben ser modificados hasta obtener un cotejo satisfactorio entre los resultados computados y el comportamiento observado del yacimiento. Para lograr esto, generalmente es necesario hacer ajustes en algunos parámetros del yacimiento (geológicos o de fluidos). Este proceso de cotejo histórico es un paso necesario para poder realizar cualquier tipo de predicción con el simulador.

Cuando los resultados calculados corresponden al comportamiento histórico, se considera adecuado el modelo para la simulación del yacimiento, se

procede a predecir el comportamiento futuro y a realizar las sensibilidades sobre diferentes escenarios.

El simulador permite ver los resultados obtenidos (volúmenes de producción de fluidos, tasas de producción, distribución de presiones y saturaciones, cortes de agua, RGP y otros resultados requeridos para el análisis) en forma de tablas, gráficas o mallas sobre los cuales el esquema de explotación futura del yacimiento es seleccionado basado en predicciones de su comportamiento bajo las diferentes estrategias de explotación.

Las características del yacimiento, el conocimiento del ingeniero sobre el área en estudio, los lineamientos de producción y la planificación estratégica de explotación, determinarán las opciones de explotación que se podrían implantar en el yacimiento. Entre las alternativas más comunes, se encuentran las siguientes:

- Comportamiento futuro bajo agotamiento natural, inyección de agua o gas.
- Comparar el comportamiento futuro con inyección de agua por flanco y por arreglos.
- Efecto de la ubicación de los pozos y espaciamiento.
- Efecto de variación de tasas de inyección y/o producción sobre el recobro.
- Otras alternativas que se requieran para seleccionar el esquema de explotación.

Los simuladores actuales permiten realizar, cada vez más, un gran número de tareas que un ingeniero de petróleo requiere para mayor comprensión y predicción de aquellos procesos difíciles de predecir su comportamiento futuro. Actualmente muchos simuladores cuentan con paquetes de modelos complejos que se pueden evaluar como alternativas posibles a ser implantadas en el yacimiento para obtener mejores recobros. Estos paquetes de simulación contienen opciones que resuelven las ecuaciones fundamentales de conservación de masa de los tres componentes (agua, petróleo y gas en cada bloque) involucrando propiedades físicas inherentes a la opción en particular como en el

caso de un proceso de inyección de polímero, dado como una de las opciones del simulador ECLIPSE. En esta opción el modelo sigue los mismos lineamientos generales de la inyección de agua, excepto que la complejidad inherente del flujo de polímero agrega términos adicionales a las ecuaciones de balance de masa, tales como adsorción, reducción de la permeabilidad relativa, etc. También considera el comportamiento no-newtoniano de los polímeros.

3.2 Simulación del proceso de inyección de polímero en el medio poroso (THE POLYMER FLOOD MODEL)

La opción “THE POLYMER FLOOD MODEL” del ECLIPSE100 es una de las opciones de los nuevos paquetes de simulación de ECLIPSE en ambiente Office, la cual tiene como función simular el modelo de inyección de polímeros en yacimientos de petróleo.

Esta opción de ECLIPSE permite analizar el comportamiento de un proceso de inyección de polímero desde el comienzo hasta el final proyecto. Los resultados se pueden observar a través de gráficos, tablas y mallas o por medio de reportes de salida de cada sección; generando resultados según requiera el ingeniero de simulación para su análisis.

Esta opción también permite observar el efecto salino y disminución de la viscosidad por efecto de corte de la solución polimérica sobre la eficiencia de recobro de petróleo. Aunque este último realmente es factor incierto en el yacimiento, se pueden lograr buenos resultados si se tiene una gran certeza de las características geológicas del yacimiento y del fluido que contiene, ya que esta incertidumbre está directamente relacionada a la dificultad de la caracterización propia del flujo visco-elástico en el medio poroso.

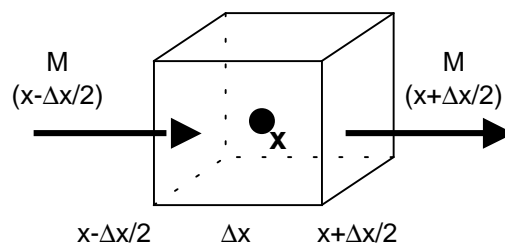
El ingeniero de simulación debe considerar el tamaño de poro y su distribución en el yacimiento, ya que este varía de campo a campo y también

dentro de cualquier campo en particular, por lo cual ha de esperarse que no puede haber una sola solución de polímero óptima para cualquier arena. Más bien puede haber una relación entre las propiedades geométricas del medio poroso y las propiedades reológicas del polímero requerido para la eficiencia de flujo óptimo.

3.2.1 Ecuaciones matemáticas fundamentales de simulación del proceso de inyección de polímero

El simulador en estudio se basa fundamentalmente en las ecuaciones de balance de masa similares a la inyección de agua. Estas ecuaciones se modifican para considerar la adición de términos relacionados al polímero y su efecto en la viscosidad efectiva del agua.

En el planteamiento del flujo de soluciones poliméricas en un medio poroso deben considerarse la concentración de polímero, la adsorción y el factor de resistencia residual, así como la concentración de sal y el efecto de la reducción del corte sobre la viscosidad de la solución polimérica. A continuación se procede a deducir la ecuación fundamental partiendo de un balance de masa en un elemento diferencial del medio poroso por el cual fluye una solución de polímero.



$$M_{x-\Delta x/2} - M_{x+\Delta x/2} = M_{t+\Delta t} - M_t \quad (3.1)$$

La ecuación 3.1 establece que la masa que entra menos la masa que sale en un elemento diferencial definido es igual a lo que se acumula desde un tiempo t hasta $t+\Delta t$. Definiendo a M como ρV (densidad \times volumen), entonces:

$$(\rho V)_{x-\Delta x/2} - (\rho V)_{x+\Delta x/2} = (\rho V)_{t+\Delta t} - (\rho V)_t \quad (3.2)$$

Se sabe que $V = q \cdot \Delta t$ (tasa x tiempo) y que $q = v \cdot A$ (velocidad por área), luego $V = v \cdot A \cdot \Delta t$; sustituyendo V , sólo en el lado izquierdo de la ecuación, resulta:

$$[(rvA)_{x-\Delta x/2} - (rvA)_{x+\Delta x/2}] \Delta t = (rV)_{t+\Delta t} - (rV)_t \quad (3.3)$$

Dividiendo entre $\Delta x \Delta t$ y tomando el límite cuando $\Delta x, \Delta t$ tiende a cero se tiene:

$$-\frac{\partial}{\partial x}(rvA) = \frac{\partial}{\partial t}(rV) \quad (3.4)$$

De la ley de Darcy, cuando fluyen dos fases y considerando el agua como la fase desplazante, se tiene:

$$v_w = -\frac{KK_{rw}}{m_w} \frac{\partial P}{\partial x}, \text{ luego sustituyendo en la ecuación 3.4 se tiene:}$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{r_w AKK_{rw}}{m_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (r_w VS_w) \quad (3.5)$$

Considerando la densidad del agua constante y tomando en cuenta la profundidad y los términos fuentes (pozos inyectores y productores) se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{AKK_{rw}}{m_w} \frac{\partial}{\partial x} (P_w - r_w gh) \right) + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} (VS_w) \quad (3.6)$$

Considerando el elemento diferencial como una celda y agrupando todas las celdas cercanas se tiene:

$$\sum \left[\frac{Akk_{rw}}{\Delta x m_w} \frac{\partial}{\partial x} (P_w - r_w gh) \right] + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} (VS_w) \quad (3.7)$$

Dividiendo entre el factor volumétrico del agua para considerar condiciones de superficie y conociendo que la transmisibilidad $T = \frac{AK}{\Delta x}$, la ecuación 3.7 resulta:

$$\sum \left[\frac{Tk_{rw}}{m_w b_w} \frac{\partial}{\partial x} (P_w - r_w gh) \right] + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{VS_w}{b_w} \right) \quad (3.8)$$

Considerando que ciertas celdas ya han estado en contacto con la solución polimérica, y sabiendo que la solución polimérica reduce la permeabilidad relativa al agua en el medio poroso, esta se debe dividir entre el factor de reducción de permeabilidad en esas celdas. Con respecto a la viscosidad del agua el simulador utiliza un factor multiplicador, el cual está en función de la concentración de polímero y un parámetro de mezcla entre el agua y el polímero, por lo cual en la ecuación 3.8 se emplea la viscosidad efectiva del agua (μ_{eff}). Luego la ecuación 3.8 se transforma en:

$$\sum \left[\frac{TK_{rw}}{b_w m_{w,eff} R_k} \frac{\partial}{\partial x} (P_w - r_w gh) \right] + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{VS_w}{b_w} \right) \quad (3.9)$$

En el balance de masa para considerar solamente el polímero se procede de igual manera que para el agua. La ecuación establece que la entrada menos la salida de soluto en un elemento diferencial definido es igual a la acumulación de soluto más la ganancia de soluto debido a la adsorción de polímero a la roca. Es

decir que en lado derecho de la ecuación 3.10 existe una acumulación de masa adicional debido a la adsorción de polímero.

$$\sum \left[\frac{TK_{rw}C_p}{b_w m_{w,eff} R_k} \frac{\partial}{\partial x} (P_w - r_w gh) \right] + Q_w C_p = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V(S_w - S_{dpv})C_p}{b_w} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(V r_r C_a \frac{1-f}{f} \right) \quad (3.10)$$

donde:

- § $V(S_w - S_{dpv})$, representa el volumen poroso efectivo para el polímero donde S_{dpv} , es el espacio de poro inaccesible
- § $V r_r \frac{1-f}{f}$, representa la masa de roca que adsorbe polímero
- § C_p , es la concentración de polímero en la fase acuosa
- § C_a , es la adsorción isotérmica como función de la concentración de la solución de polímero local.
- § ρ_r , es la densidad de masa de la roca de formación.
- § $\mu_{w,eff}, \mu_{p,eff}, \mu_{s,eff}$, viscosidad efectiva de los componentes: agua, polímero y sal respectivamente.

El mismo tratamiento matemático se sigue para el balance de masa con la sal, resultando la siguiente ecuación:

$$\sum \left[\frac{TK_{rw}C_n}{b_w m_{w,eff} R_k} \frac{\partial}{\partial x} (P_w - r_w gh) \right] + Q_w C_n = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V S_w C_n}{b_w} \right) \quad (3.11)$$

donde: C_n , representa la concentración local de cloruro de sodio.

Los principales efectos del polímero y de la salmuera en el flujo de la fase acuosa están representados por las ecuaciones 3.9 hasta 3.13. Las viscosidades del fluido ($\mu_{w,eff}, \mu_{p,eff}, \mu_{s,eff}$) dependen de las concentraciones de sal y de la

solución de polímeros. El término adsorción requiere que el usuario especifique la adsorción isotérmica, C_a como una función de la concentración local de polímero para cada tipo de roca. El efecto de taponamiento de poro y adsorción en la permeabilidad relativa de la fase acuosa es considerado a través del término R_k , que requiere la entrada de un factor de resistencia residual para cada tipo de roca.

La ecuación resuelta por el modelo de polímero de ECLIPSE está en una forma discretizada en las ecuaciones diferenciales: 3.9 – 3.11. Para evitar problemas de estabilidad numérica que podrían ser activados por los cambios fuertes en las propiedades de la fase acuosa por encima de un período de tiempo (resultando de grandes cambios en las concentraciones de polímero / cloruro de sodio en la zona) se usa una completa discretización completamente implícita del tiempo. El modelo ECLIPSE es por lo tanto libre de este tipo de inestabilidad.

3.2.1.1 Tratamiento de viscosidad de los fluidos

Para considerar el término de viscosidad efectiva del polímero se requiere que el usuario entre por lo menos con la viscosidad de una mezcla de solución de polímero como una función creciente de la concentración de polímeros en la solución ($\mu_m(C_p)$). También necesita ser especificada la viscosidad de la solución a la concentración máxima de polímero y es denotado por la concentración de polímero inyectado a la solución. La viscosidad efectiva del polímero se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\mu_{p,eff} = \mu_m(C_p)^\omega \cdot \mu_p^{1-\omega} \quad (3.12)$$

donde ω es el parámetro de mezcla de Todd-Longstaff. Este parámetro es útil en el modelo para considerar el grado de segregación entre el agua y la solución de polímero inyectada. Si $\omega=1$, entonces la solución de polímero y el agua se

Simulación del proceso de inyección de polímero

mezclan completamente en cada bloque; si $\omega = 0$, la solución de polímero es completamente segregada en el agua. La viscosidad del agua parcialmente mezclada, es calculada de una manera análoga, usando la viscosidad de toda la mezcla de polímero y la viscosidad del agua pura (μ_w).

$$\mu_{w,e} = \mu_m (C_p)^\omega \cdot \mu_w^{1-\omega} \quad (3.13)$$

Para calcular la viscosidad efectiva resultante del agua se escribe como la suma de las contribuciones de la solución de polímeros y el agua pura. Las siguientes expresiones, entonces dan la viscosidad efectiva del agua que se ha de utilizar en la ecuación 3.9:

$$\frac{1}{\mu_{w,eff}} = \frac{1 - \bar{C}}{\mu_{w,e}} + \frac{\bar{C}}{\mu_{p,eff}} \quad (3.14)$$

$$\bar{C} = \frac{C_p}{C_{p,max}} \quad (3.15)$$

donde \bar{C} , es la saturación efectiva de concentración para la solución polimérica inyectada entre la fase acuosa resultante en la celda.

Si se activa la opción SALT-SENSITIVE, las expresiones anteriores se mantienen para los términos de viscosidad efectiva del agua y polímero. La concentración de sal inyectada necesita ser especificada para evaluar la viscosidad de la solución de polímero máxima, μ_p . La viscosidad efectiva del componente de sal a ser usada en la ecuación 3.11 dar viscosidad efectiva del agua.

3.2.1.2 Tratamiento de adsorción del polímero

La adsorción es tratada como un efecto instantáneo en el modelo. El efecto de adsorción de polímero crea un banco de agua despejado en el borde del frente del bache. Luego del paso del bache pueden ocurrir efectos de desadsorción, el modelo puede manejar ambos efectos (adsorción y desadsorción) y el usuario debe especificar la adsorción isotérmica en forma de tabla, la concentración de polímero en solución versus la concentración de polímero adsorbido por la roca.

Se puede seleccionar dos modelos de adsorción, uno de ellos asegura recalcularse en cada celda de malla la adsorción isotérmica cuando la concentración de polímero aumenta o baja en la celda; el otro, asume que la concentración de polímero adsorbido en la roca no puede disminuir con el tiempo y no permite la desadsorción.

3.2.1.3 Tratamiento de reducción de permeabilidad y volumen poroso muerto.

El proceso de adsorción causa una reducción en la permeabilidad de la roca después del paso de la fase acuosa y esa reducción está directamente relacionada con la concentración de polímero adsorbido. Para cuantificar la reducción en la permeabilidad de la roca, el usuario debe especificar el factor de resistencia residual (RRF) para cada tipo de roca. El factor de resistencia real puede calcularse a través de la siguiente ecuación:

$$R_k = 1.0 + (RRF - 1.0) \frac{C_a}{C_{a \max}} \quad (3.16)$$

El valor de concentración máxima adsorbido depende del tipo de roca y requiere ser especificado por el usuario.

El espacio poroso muerto es especificado por el usuario para cada tipo de roca, como una fracción del espacio poroso total en cada celda de malla que se hace inaccesible a la solución de polímero. El efecto del espacio poroso muerto dentro de cada celda es lo que causa que la solución de polímero viaje a una velocidad mayor que el agua. El modelo ECLIPSE asume que el espacio poroso muerto para cada tipo de roca no excede al valor de la saturación de agua irreducible.

3.2.1.4 Tratamiento de reducción de la viscosidad por corte

El efecto de corte produce la reducción de la viscosidad del polímero a altas tasas de flujo. ECLIPSE asume que la tasa de corte es proporcional a la viscosidad del flujo. En general, esta suposición no es válida ya que, por ejemplo, un flujo en una zona de baja permeabilidad tendrá que atravesar las gargantas de poros pequeños y ese mismo flujo, en una zona de alta permeabilidad, tendrá que atravesar gargantas de poro más grande. Sin embargo, para un solo yacimiento esta suposición probablemente es razonable. La velocidad de flujo se determina a través de la siguiente ecuación:

$$v = B_w \cdot \frac{F_w}{\phi A} \quad (3.17)$$

donde:

F_w , Es la tasa de flujo de agua en unidades de superficie

B_w , Es el factor volumétrico del agua de formación

ϕ , Es la porosidad promedio de las dos celdas

A , Es el área transversal de flujo entre dos celdas

La reducción de la viscosidad del polímero es asumido reversible y la viscosidad está dada por la siguiente ecuación:

$$\mu = \mu_w [(P - 1)M + 1] \quad (3.18)$$

donde:

μ_w , es la viscosidad del agua sin polímero presente

P, es el multiplicador de viscosidad sin asumir los efectos de esfuerzo cortante.

M, es el multiplicador de reducción por corte

Los influjos en el pozo son tratados de una manera similar al entrampamiento de flujos de celda a celda. La viscosidad de la solución de polímero fluyendo dentro del pozo es calculado asumiendo una velocidad en un radio representativo desde el pozo. El radio representativo se puede tomar como:

$$R_r = e^{\frac{(\ln(R_w) + \ln(R_a))}{2}} \quad (3.19)$$

donde:

R_w , Es el radio del pozo (es tomado de los datos de entrada de diámetro en COMPDAT)

R_a , Es el radio equivalente de la celda en que se completó el pozo.

3.3 Uso de la opción de inyección de polímero en ECLIPSE

El manejo de cada uno de los software disponibles en la familia de Simuladores Numéricos ECLIPSE, se realiza a través del “LAUNCHER DE ECLIPSE” (Plataforma de Lanzamiento de ECLIPSE) mostrado en la figura 3.1. Este programa permite el acceso a cada uno de los otros programas existentes para la realización de una Simulación o Modelaje Numérico de Yacimientos.



Figura 3.1 Launcher o Plataforma de Eclipse

Para tener acceso a la opción “THE POLYMER FLOOD MODEL” es necesario hacer un “clic” con el “mouse” sobre el programa Office en dicho “Launcher”. Una vez hecho esto, el programa solicitará una dirección en la computadora donde se ejecutará el mismo. Antes de explicar los pasos para introducir los datos correspondiente al proceso de inyección de polímero se presenta a continuación un resumen para la carga de datos del programa Office.

3.3.1 Carga de data en Office

Office es un programa que permite la creación de los archivos de datos en un ambiente de trabajo tipo Windows. Permite crear archivos de datos para cualquiera de los simuladores de la familia ECLIPSE y también permite de una manera integrada observar los datos de las corridas de simulación realizadas.

Para la utilización de este programa se cuenta con un a ventana de trabajo tal como se muestra en la siguiente figura:



Figura 3.2 Ventana principal Office

La ventana principal de este programa se puede dividir en tres partes:

- Menú superior, desde el cual se puede acceder a diferentes opciones tales como: Crear un proyecto, guardar un proyecto, acceder a otros programas de la familia ECLIPSE, etc.
- Barra de herramienta superior, la cual permite acceder rápidamente a otros programas de pre/post simulación.
- Barra de herramienta lateral izquierda; esta permite la entrada al archivo de datos en formatos de ventana, la realización de corridas de simulación y visualización de resultados.

Para la realización de una simulación de yacimiento utilizando el programa Office, se debe tener todo los datos necesaria cargada en este programa, para lo cual es necesario crear un nuevo proyecto. Este proyecto se crea utilizando el menú superior FILE (ver figura 3.3).

Una vez que se crea un proyecto el nombre del mismo aparece en la pantalla central del programa y el mismo pasa a ser el nombre del archivo de datos que se utilizará en la simulación. En el caso que se muestra en la figura 3.3, el proyecto fue nombrado “polimerocasobase”. Se debe destacar que siempre que

el nombre del proyecto se encuentra resaltado de color rojo, indica que el proyecto se encuentra seleccionado y activo.

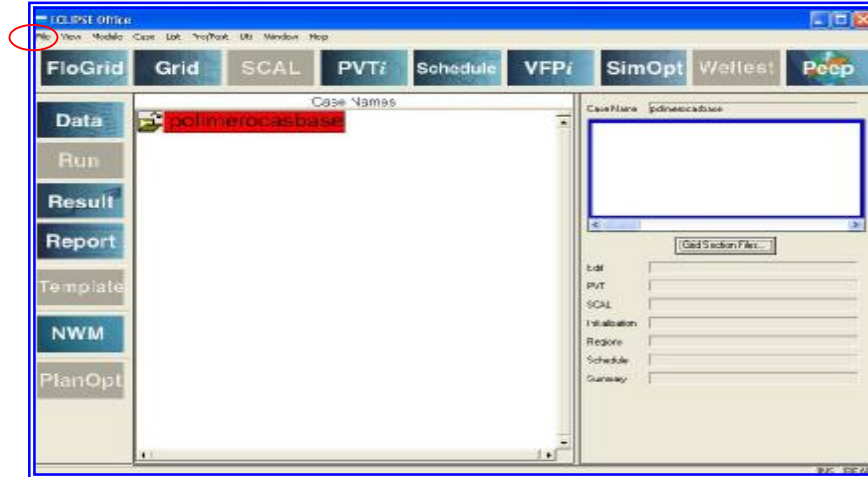


Figura 3.3 Proyecto creado en Office

Como podemos notar en la figura anterior una vez creado un proyecto en la plataforma Office, se activa la opción de la barra de herramientas lateral izquierda que permite acceder al archivo de datos.

Existe dos formas de introducir los datos necesarios para la realización de una simulación numérica de yacimientos en un proyecto creado en Office:

- Llenar cada uno de los datos necesarios en cada ventana disponible del programa. Esto se realiza una vez que se entra en la opción “DATA” de la ventana anterior.

- Importar un archivo de datos existentes al proyecto creado en Office.

Para importar un archivo de datos a un proyecto creado en Office, se debe utilizar la opción que se encuentra en el menú superior, la opción denominada “CASE” y seleccionar “Import”. Esto se puede ver en la siguiente figura 3.4

Simulación del proceso de inyección de polímero



Figura 3.4 Importando un archivo de datos en Office

Una vez importado un archivo podemos notar cómo en la parte inferior izquierda del programa Office, se muestran las direcciones o rutas donde podemos encontrar los archivos tipo “include” que forman el nuevo archivo de datos (ver figura 3.5). Este archivo de datos es manejado y creado por el programa Office y cualquier cambio que se desee realizar en el mismo, debe realizarse en las ventanas respectivas dentro de la opción “DATA” del programa Office.

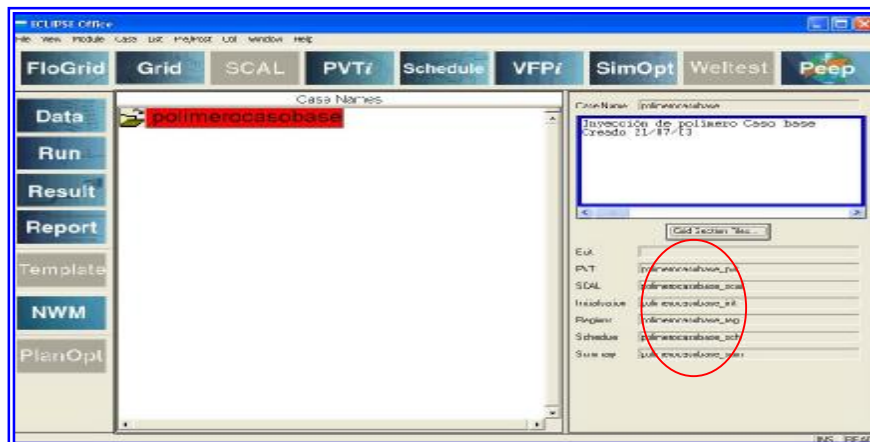


Figura 3.5 Archivo de datos cargado en Office

3.3.2 Introducción de datos correspondientes a la opción

Una vez cargada la data en Office, el archivo de texto, como se puede observar en la figura anterior, está dividido en secciones, en las cuales existen palabras clave (“Keywords”) con las cuales se le indica al simulador el tipo y el formato de la información a utilizar.

Cada una de las secciones del archivo de datos, que son necesarias para realizar una simulación de inyección de polímero en ECLIPSE, se describe a continuación:

- **Sección Runspec:** En esta sección se incluye el título de la simulación, las dimensiones de la malla, las fases presentes en el yacimiento a simular y cierta cantidad de comandos que permiten establecer características especiales a la simulación.
- **Sección Grid:** Esta sección se introduce mediante una serie de “Keywords”, los cuales permiten incorporar las características estructurales del yacimiento al simulador (Modelo Estático de Simulación).
- **Sección Props:** Esta es una de las secciones más importantes pues aquí se introducen al simulador los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas y densidades de los fluidos.
- **Sección Solution:** En esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes inicialmente en el yacimiento (Datum, Presión al Datum contactos agua-petróleo y contactos gas-petróleo).
- **Sección Schedule:** Permite organizar la data de completación y producción de cada pozo en formato Eclipse. Aquí se incluyen los datos de producción del yacimiento para realizar el cotejo histórico y las predicciones de cada uno de los pozos presentes en el yacimiento.

Simulación del proceso de inyección de polímero

Sección Summary: Aquí se especifican qué parámetros, requiere que sean salida del simulador, para su futura utilización en la interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser luego visualizados en forma de gráficos. A continuación se presenta un resumen de los Keyword de cada sección de la opción “The Polymer Flood Model

Tabla 3.1 Resumen de los keyword

Resumen de los keyword	
Sección RUNSPEC	BRINE , se usa cuando la solución polimérica es sensible a la sal.
	MISCIBLE , número de miscibilidad de la región para el parámetro de mezcla.
	POLYMER , está disponible para el modelo de inyección de polímero
Sección GRID	RPTGRID , reporte de salida de la sección GRID.
	Mnemonic POLYMER , para general un mapa de $1/(\Phi.A)$, para determinar el adelgazamiento del polímero por corte.
Sección PROPS	PLYADS , función de adsorción del polímero.
	PLYMAX , concentraciones del polímero/sal para cálculos de la mezcla
	PLYROCK , propiedades específicas de la roca-polímero.
	PLYSHEAR , datos para el efecto del adelgazamiento por corte del polímero.
	PLYVISC , función de la viscosidad de la solución polimérica.
	PIYVISC , función de la viscosidad de la solución polimérica con sal.
	RPTPROPS , reporte de salida de la sección PROPS.
	SALTNODE , nodos de concentración de sal para la viscosidad de la solución polimérica.
	TLMIXPAR , parámetro de mezcla de Todd – Longstaff
Sección REGIONS	MISCNUM , números de miscibilidad de la región.
	RPTREGS , reporte de salida de la sección REGIONS
Sección SOLUTION	RPTSOL , reporte de salida de la sección SOLUTION.
	Mnemonic FIPPLY , para generar reportes de polímero / sal en sitio.
	Mnemonic PBLK o POLYMER , valores de concentración inicial del polímero.
	Mnemonic PLYADS , concentración del polímero adsorbido por la roca de formación.
	Mnemonic R_k , para el factor de reducción de la permeabilidad relativa del agua.
	Mnemonic SALT , concentración de sal inicial.
	Mnemonic SALTVD , para la tabla de concentración de sal inicial vs. Profundidad.
Sección SCHEDULE	RPTSCHED , reporte de salida de la sección SCHEDULE.

Sección SUMMARY: Los siguientes ítems generan gráficas de la inyección de polímero.

Campo	Grupo	Pozo	Conexión	Región	Celda	Información
			CCFR			Tasa de flujo polimérico
FCPR	GCPR	WCPR				Tasa de producción de polímero
FCPT	GCPT	WCPT	CCPT			Producción total de polímero
FCIR	GCIR	WCIR				Tasa de inyección de polímero
FCIT	GCIT	WCIT	CCIT			Polymer Injection Total
					BCCN	Concent. de polímero por celda
FCIP				RCIP	BCIP	Polímero en solución
				RCFT		Tasa total de polímero
FCAD				RCAD	BCAD	Polímero total adsorción
			CSFR			Tasa de flujo de sal
FSPR	GSPR	WSPR				Tasa de producción de sal
FSPT	GSPT	WSPT	CSPT			Tasa de producción total de sal
FSIR	GSIR	WSIR				Tasa de inyección de sal
FSIT	GSIT	WSIT	CSIT			Inyección total de sal
					BSCN	Concentración de sal por celda
FSIP				RSIP	BSIP	Sal en sitio
				RSFT		Flujo total de sal

Figura 3.6 Controles de salida de la sección SUMMARY

La opción **“THE POLYMER FLOOD MODEL”** es activada por el keyword **POLYMER** en la sección **RUNSPEC**, como se muestra en la figura 3.7. Se puede usar el keyword **BRINE** en la sección **RUNSPEC** para especificar que la sal es un componente activo en el modelo (es decir, que las propiedades del polímero son sensibles a la sal).

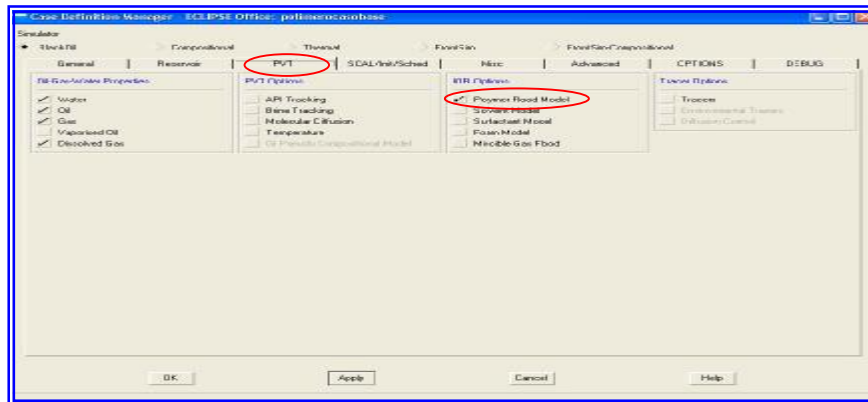


Figura 3.7 Ventana para activar la opción Polymer Flood Model

Para introducir los valores de concentración máxima de polímero y sal a ser usados en el cálculo de la viscosidades efectivas de las fases presentes se debe utilizar el keyword PLYMAX de la sección PVT, ver figura 3.8. La tabla consta de dos datos, el valor de la concentración del polímero en la solución, el cual debe ser utilizado en el cálculo de la viscosidad efectiva del agua (solución polimérica) y el valor de la concentración del componente de la sal en la solución que debe ser utilizada para el cálculo de la viscosidad efectiva del agua.

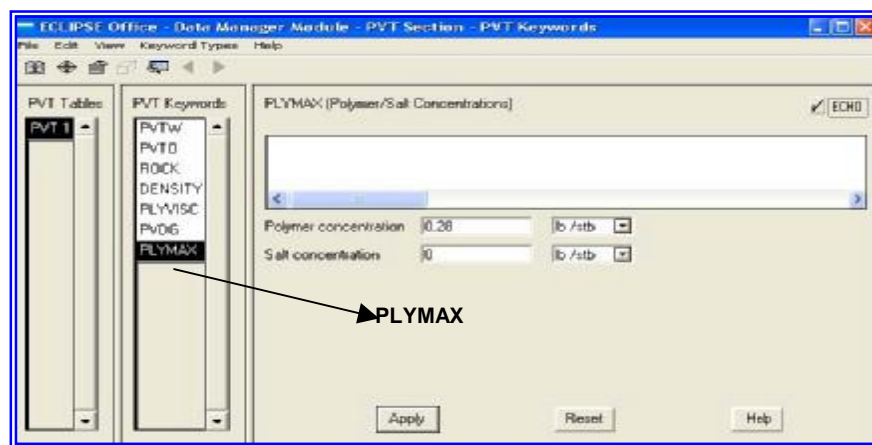


Figura 3.8 Ventana del keyword PLYMAX

Cuando no es activada la opción BRINE, la viscosidad de la solución polimérica se define usando el keyword PLIVISC. Este keyword describe el efecto de la viscosidad del agua pura con el aumento de la concentración de polímero, es decir, se obtiene la verdadera viscosidad de la solución polimérica o viscosidad efectiva del agua. La tabla consiste de dos columnas de datos, la concentración de la solución polimérica (C_p) en lb/stb y el factor multiplicador de la viscosidad del agua pura (F_m), como se muestra en la figura 3.9.

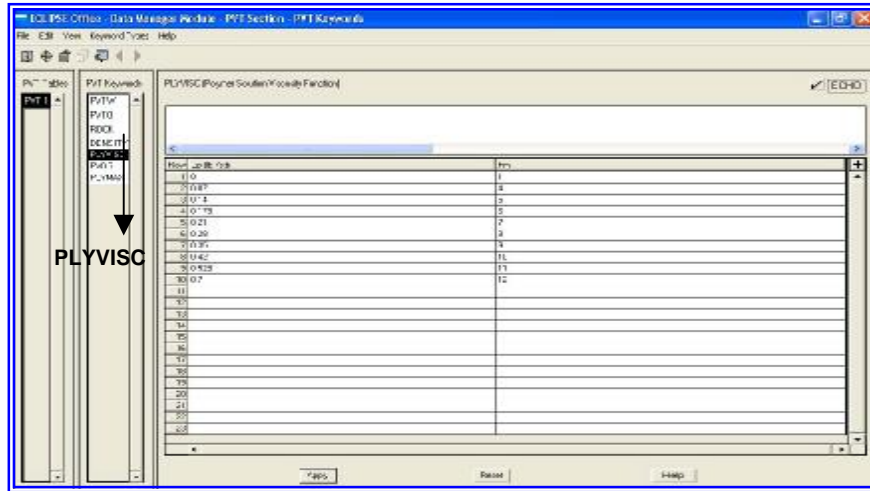


Figura 3.9 Ventana del keyword PLIVISC

Es obligatorio el parámetro de mezcla de Todd-Longstaff (ω) y se define usando el keyword TLMIXPAR de la sección PVT, ver figura 3.10. El keyword consiste de una tabla de dos datos, uno para el cálculo de viscosidad de cada región de miscibilidad y está comprendido en un rango de 0.0 a 1.0 inclusive. Este dato no tiene ninguna unidad asociada. El otro es para el cálculo de la densidad y se ignora cuando se utiliza en modelo de inyección de polímeros.

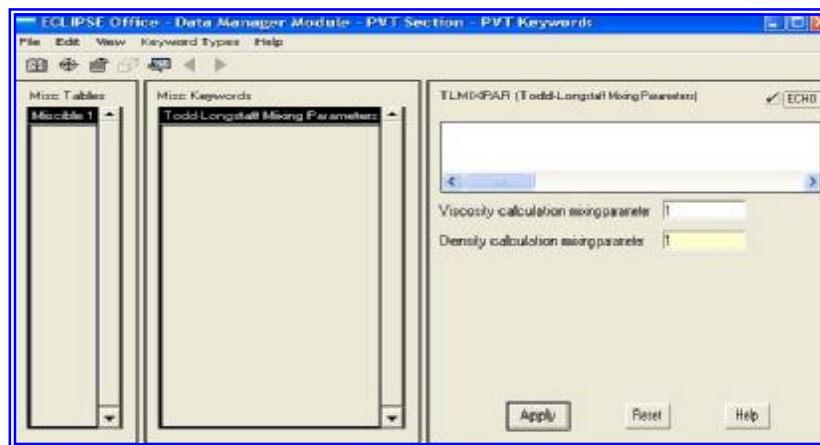


Figura 3.10 Venta del keyword Todd-Longstaff

Simulación del proceso de inyección de polímero

En las regiones asociadas para cada celda de la malla se especifica la miscibilidad usando el keyword MISCNUM (Número de Miscibilidad de la región). Para cada región de miscibilidad se le especifica el valor de Todd-Longstaff. El término de miscibilidad debe ser utilizado para calcular eficientemente características de PVT de los componentes del agua y del petróleo.

Cuando se activa la opción BRINE, entonces la viscosidad de la solución polimérica debe estar en función de ambas concentraciones (sal y polímero). Los valores de concentración de sal, se definen usando el keyword SALTNODE. En esta tabla los valores deben ser positivos y deben ir estrictamente en forma creciente. El número de valores de la concentración de sal debe corresponder al número de valores de la concentración de polímero (tabla bidimensional) ver apéndice D, Tabla D.1, y para introducir estas concentraciones de polímero en función del factor multiplicador se utiliza el keyword PLYVISCS. La concentración de sal inicial se debe especificar con el keyword SALT ó el keyword SALTVD (si es usado el keyword EQUIL). Este último se da en función de la profundidad.

Para los valores de adsorción isotérmica del polímero (C_a) se utiliza el keyword PLYADS de la sección PROPS. Este keyword consta de una tabla de dos columnas de datos, concentración de la solución polimérica en equilibrio local (PLC) y la concentración del polímero adsorbido por la roca de la formación (P_{sc}). Es importante destacar que en la primera fila de la tabla debe tener valores de cero.

Para las características específicas de la roca-polímero se entra usando el keyword PLYROCK, que consta de cinco datos (ver figura 3.11).

1.- Representa el volumen poroso inaccesible de la roca. El valor especificado debe ser mayor o igual a cero, pero no debe exceder la saturación irreducible del agua de la formación.

Simulación del proceso de inyección de polímero

- 2.- Factor de resistencia residual de la roca (FFR). Debe ser mayor o igual a 1 y representa la reducción de la permeabilidad de la roca a la fase acuosa cuando la cantidad máxima de polímero se ha adsorbido.
- 3.- La densidad total de la roca del yacimiento. Esta cantidad se utiliza en el cálculo de la pérdida de polímero debido a la adsorción.
- 4.- El índice de adsorción que se utiliza para la roca. Los valores posibles para el índice de la adsorción son 1 ó 2. Si se selecciona uno (1), entonces puede ocurrir desadsorción siempre que la concentración del polímero local disminuye en la solución. Si se selecciona dos (2), entonces no ocurre desadsorción.
- 5.- Valor de máxima adsorción de concentración de polímero que debe ser utilizado en el cálculo del Factor de Resistencia actual (R_k) de la fase acuosa (ver ecuación 3.16). Observe que un valor cero no debe ser utilizado incluso si se está definiendo la adsorción isotérmica como cero, ya que un valor dividido por cero es infinito.

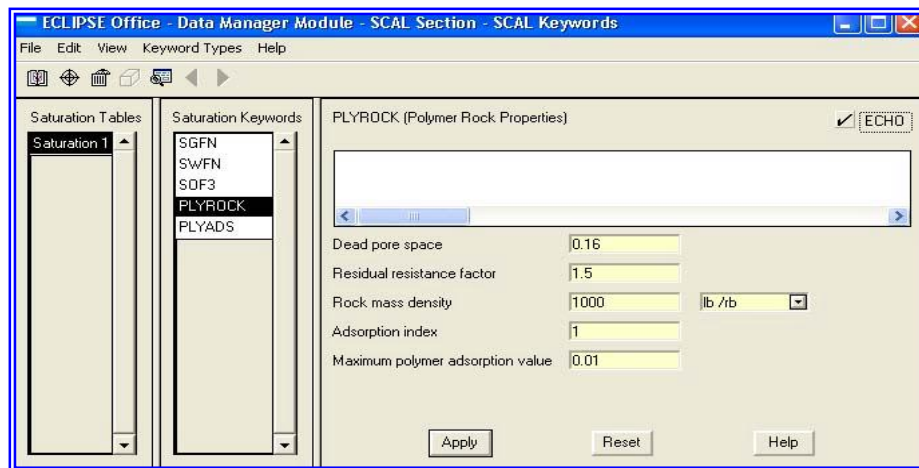


Figura 3. 11 Ventana del keyword PLYROCK

El modelo de adelgazamiento por corte es activado con el keyword PLYSHEAR en la sección PROPS. La Tabla consiste de dos datos (ver figura 3.12); la velocidad de flujo de la fase del agua (el primer valor debe ser cero) y el

Simulación del proceso de inyección de polímero

factor correspondiente a la reducción de la viscosidad de la solución polimérica debido al adelgazamiento por corte del polímero. Los valores de $1/(\Phi.A)$, pueden ser usados para calcular la velocidad y es reportado activando el mnemonic POLYMER. Estos valores se pueden obtener de resultados de laboratorios de comportamientos de flujo en núcleos del yacimiento.

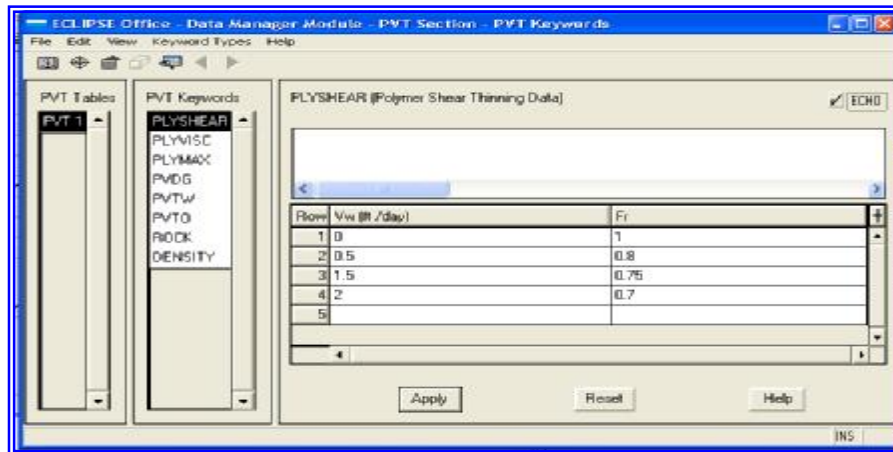


Figura 3.12 Vista del keyword PLYSHEAR

El radio representativo que se usa para el cálculo de influjo del pozo se encuentra relacionado con los datos de producción del pozo productor, dados en la sección SCHEDULE. En modelos en que el adelgazamiento por corte no es un efecto importante, se debe omitir el keyword PLYSHEAR, ya que si no se omite puede incrementar significativamente los requerimientos del CPU para el cálculo de la viscosidad.

La definición del pozo inyector para las concentraciones de polímero/sal se puede establecer usando el keyword WPOLYMER en la sección SCHEDULE.

La lista de keywords del archivo SUMMARY se mantienen activa para el modelo de inyección de polímero/sal que se usará para generar las graficas en el programa GRAF (ver figura 3.13) Las mallas, también pueden dar información de la concentración de polímero, concentración de sal, concentración de polímero

Simulación del proceso de inyección de polímero

adsorbido y la reducción del factor de permeabilidad de la fase acuosa para cada reporte en un momento dado.

Una vez que se tienen todos los datos necesarios para la simulación de un yacimiento en el programa Office, el mismo permite realizar las corridas de simulación. Para ello debemos utilizar la opción en la barra lateral izquierda denominada "RUN", luego se mostrará otra pantalla en la cual hay un botón de "GO" para comenzar la simulación.

Capítulo IV:

Metodología

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA

Con la finalidad de alcanzar los objetivos propuestos en la evaluación conceptual del proceso de inyección de polímero con el Simulador ECLIPSE 100 de petróleo negro se realizaron las siguientes actividades:

4.1 Revisión Bibliográfica

Se hizo una revisión conceptual de todo el proceso de inyección de polímero, así como también la revisión conceptual del simulador y el funcionamiento aplicado a la opción "The polymer Flood Model" del manual de ECLIPSE 100.

4.2 Uso de los tutoriales para la familiarización del simulador

Se realizaron varios ejemplos dados en los tutoriales que se encuentran en la base de datos del Simulador Eclipse 100, con la finalidad de manejar adecuadamente la opción del modelo de Inyección de Polímero en el simulador.

4.3 Definición del Caso Base

El caso base representa el punto de partida para la realización de la simulación del modelo de inyección de polímero, sobre el cual se realizaron modificaciones que intervienen en el proceso y que son de importancia para la evaluación del mismo.

El modelo en estudio se obtuvo de la base de datos de la opción "The Polymer Flood Model" del simulador Eclipse 100, el cual se modificó para obtener datos representativos del yacimiento.

El modelo representa un yacimiento subsaturado (sin capa de gas) de 32°API y sin presencia de acuíferos. La presión del yacimiento, medida al

datum de 4000 pies (tope del yacimiento) es de 5000 lpc. Se consideró un modelo homogéneo, es decir, las propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad) son las mismas para cada uno de los bloques que define el yacimiento, con porosidad de 20% y permeabilidad de 50 md. La compresibilidad de la roca es $3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. El volumen poroso del yacimiento es de 601 MBY con una saturación de agua connata de 20% y saturación de petróleo de 80%. El yacimiento cuenta con un POES de 332 MBN. La temperatura del yacimiento es de 165 °F.

El modelo geométrico del yacimiento tiene las siguientes medidas: la longitud y ancho del yacimiento es de 750 pies con un espesor de 30 pies. En el simulador, estas magnitudes están representadas con los tamaños de cada celda dados en la tabla 4.1.

Dimensiones de la malla		Tamaño de la celda (pies)	
Nx	20	Dx	37.5
Ny	20	Dy	37.5
Nz	4	Dz	7.5

Tabla 4.1 Dimensiones de la malla

Con respecto a las propiedades PVT de los fluidos, las permeabilidades relativas en función de las saturaciones y la densidad de los fluidos presentes en el yacimiento se muestran en el apéndice A.

El yacimiento cuenta con un arreglo de dos pozos (inyector – productor). El inyector está ubicado y completado en la celda (1, 1, desde la capa 1 a la 4), se comenzó con la inyección de un bache de solución polimérica de concentración igual a 0.28 LB/BN (800 ppm) desde la fecha 01/01/83 hasta el 20/07/83 (0.1 VP) seguido por una inyección de agua, a una tasa de 300 BN/D con un máximo de presión de inyección de 7000 psia, y el pozo productor esta ubicado en la celda (20, 20, desde la capa 1 al 4), en el cual se

fijó una tasa de producción de petróleo máxima de 200 BN/D con presión de fondo fluyente de 1000 psia.

Finalmente, se utilizaron los valores de las propiedades del polímero encontrados en las tablas de los parámetros característicos que intervienen en la opción "The Polymer Flood Model" como lo son: viscosidad de la solución polimérica (PLIVISC), función de la adsorción del polímero (PLYADS) con efecto de desadsorción al paso del agua desplazante, propiedades específicas de la roca-polímero (PLYROCK), concentración máxima de polímero (PLIMAX) y el parámetro de mezcla Todd-Longstaff (TLMIXPAR). Estos valores se obtienen de pruebas de laboratorios, pero para este caso se tomaron según la referencia del caso base obtenido de la base de datos del simulador y que fueron modificados para obtener una mejor representación del proceso. Estas tablas se encuentran ubicados en el apéndice B.

4.4 Evaluación del modelo caso base mediante el simulador

Luego de establecerse el modelo de referencia o caso base en el simulador, se hizo la corrida. El tiempo de estudio que se fijó para la corrida fue de tres años y medio, generando resultados (tablas, graficas y mallas) de producción con el tiempo. Posteriormente se realizó el modelo de inyección de agua convencional para establecer comparaciones con el modelo de inyección de polímero (caso base). Seguidamente se hicieron variaciones de aquellas propiedades más relevantes que, según la teoría, afectan al proceso de inyección de polímero (sensibilidades), para luego establecer comparaciones con los dos modelos antes mencionados y así comprobar el aumento del factor de recobro mediante el proceso de inyección de polímero.

Las sensibilidades a las cuales se sometió el modelo del caso base fueron las siguientes: Concentración de polímero (C_p), adsorción isotérmica (C_a), factor de resistencia residual (RRF) parámetro de Todd-Longstaff (ω), tamaños de baches de polímero inyectado, completación del pozo inyector.

Los parámetros que se variaron para realizar cada una de éstas sensibilidades se muestran en el apéndice C.

Es importante destacar que para la sensibilidad de factor de resistencia residual (RRF) se tomó la adsorción máxima de polímero a 0.0001 LB/BN para considerar efectos apreciables de la reducción de la permeabilidad al agua, debido a que la adsorción esta directamente relacionada a este término, ver ecuación 3.16 del capítulo III y para la sensibilidad de tamaños de baches, se expresó el volumen inyectado de polímero como una fracción del volumen poroso.

4.5 Evaluación del modelo de inyección de polímero considerando el efecto salino

Para este caso se activó la opción BRINE en el modelo caso base para comprobar si efectivamente el polímero es menos eficiente al mezclarse con la salmuera. Se utilizó una concentración de sal de 2000 ppm que se introdujo en el keyword SALTNODE de la sección PVT. También se activó el keyword PLYVISCS en esta sección, el cual contiene una tabla bidimensional para la viscosidad de la solución. Para esta opción también se requiere activar el keyword SALTVD en la sección INITIALISATION, el cual contiene valores de concentraciones de sal en función de la profundidad. Los datos de cada uno de estas tablas se encuentran en el apéndice D.

4.6 Evaluación del modelo de inyección de polímero considerando el efecto de corte

Para este modelo se activó el keyword PLYSHEAR para tomar en cuenta los efectos de corte sobre el caso base. Los valores dados en la tabla PLYSHEAR del apéndice E, fueron tomados arbitrariamente considerando los

ejemplos dados en el manual de ECLIPSE, ya que no se contaba con datos de laboratorio representativo del modelo en estudio para realizar esta sensibilidad.

4.7 Caso base con variación de permeabilidad (yacimientos heterogéneos)

Este caso se hizo con el propósito de analizar el comportamiento del proceso de inyección de polímero para un yacimiento heterogéneo. En la figura 4.1A muestra la distribución de las permeabilidades creciente desde la capa superior a la inferior respectivamente. A su vez se hizo el mismo proceso en forma invertida como se muestra en la figura 4.1B.

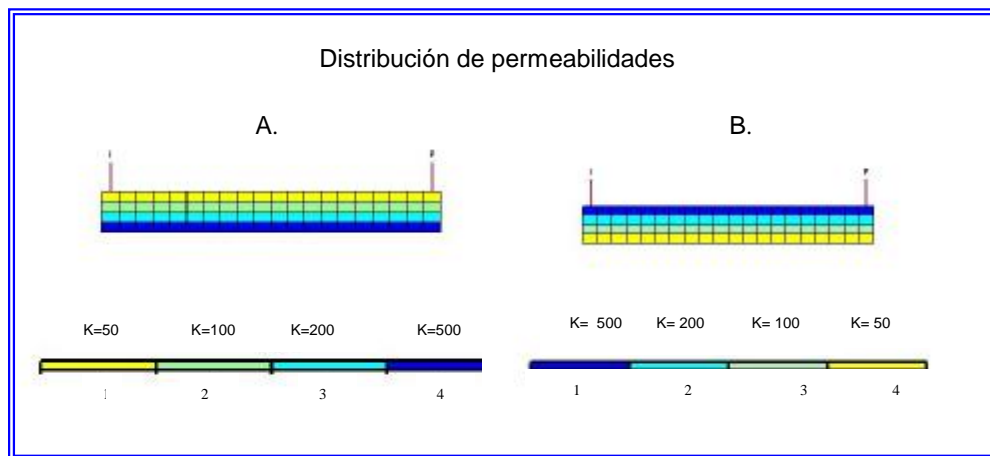


Figura 4.1 Distribución de la permeabilidad para yacimiento heterogéneo

4.8 Caso con proceso de inyección de agua convencional seguido por bache de polímero para yacimiento heterogéneo con permeabilidades creciente hacia la base del yacimiento

La distribución de permeabilidad se encuentra en la figura 4.1A. Se inyectó inicialmente agua convencional y cuando ésta irrumpió en el pozo productor se procedió a inyectar un bache de polímero de 0.1 VP, para

finalmente, inyectar agua desplazante. Esto se hizo con la finalidad de analizar el comportamiento efectivo del polímero.

4.9 Modelo especial de inyección de polímero con variación de las permeabilidades creciente desde la capa superior a la inferior.

Para este caso se tomó la distribución de permeabilidades como se observa en la figura 4.2. Se varió algunas propiedades del polímero tales como: El factor de resistencia residual igual a cuatro (4), la adsorción máxima igual a 0.0001LB/BN, y la variación de la adsorción isotérmica como se muestra en la figura 4.3. Este caso especial se hizo para mejorar el factor de reducción de la permeabilidad relativa al agua y observar el comportamiento del factor de recobro y corte de agua.

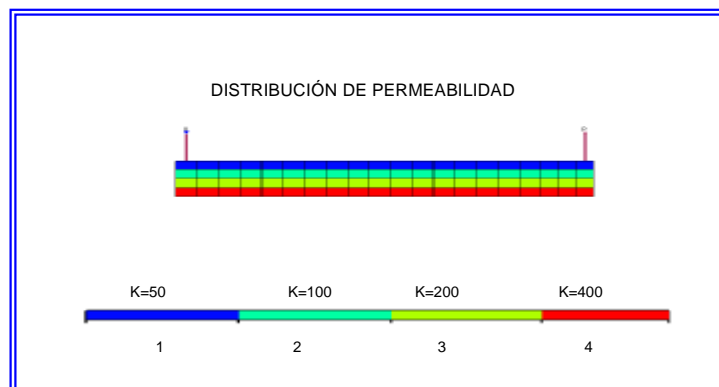


Figura 4.2 Distribución de permeabilidad para el caso especial

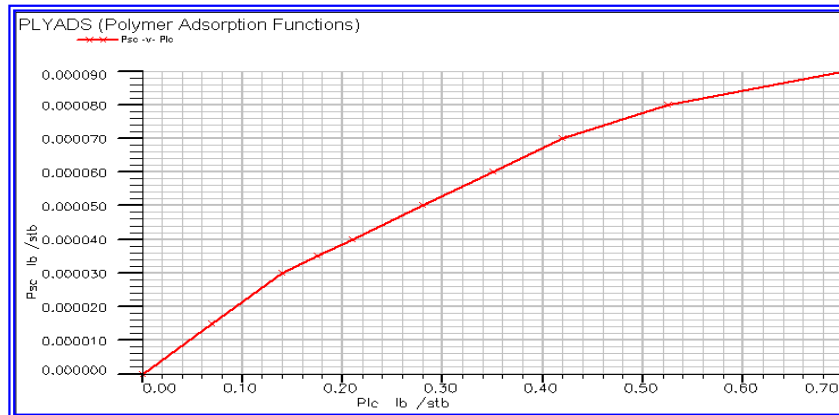


Figura 4.3 Variación de la adsorción isotérmica en función de la concentración de polímero para el caso especial

Capítulo V:

Presentación y análisis de los resultados

CAPÍTULO V: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se discuten los resultados generados por las corridas del simulador ECLIPSE100 con la opción “The Polymer Flood Model”

5.1 Comparación entre el modelo de inyección de agua convencional y el modelo de inyección de polímero (Caso Base)

En la figura 5.1 se puede apreciar que en los primeros años del proceso los dos modelos de inyección mantienen la misma producción acumulada de petróleo; la diferencia se observa casi al final del proceso, como se esperaba.

Para el proceso con inyección de agua convencional el factor de recobro es considerable por la homogeneidad del yacimiento que hace que disminuya el efecto de adedamiento o de canales preferenciales al agua, por lo que se genera un buen barrido del yacimiento, es decir, no deja cantidades considerables de crudo, por lo que se obtuvo buen recobro ($Fr = 61\%$).

Sin embargo, cuando se observa el proceso de inyección de polímero a 0.1 VP la producción aumentó 5% más que la inyección de agua convencional. Este resultado en el factor de recobro adicional ($Fr = 66\%$) al final del proceso comprueba que el polímero mejora la eficiencia de barrido areal y vertical, desviando el fluido inyectado hacia áreas del yacimiento que no habían sido barridas por la inyección de agua convencional.

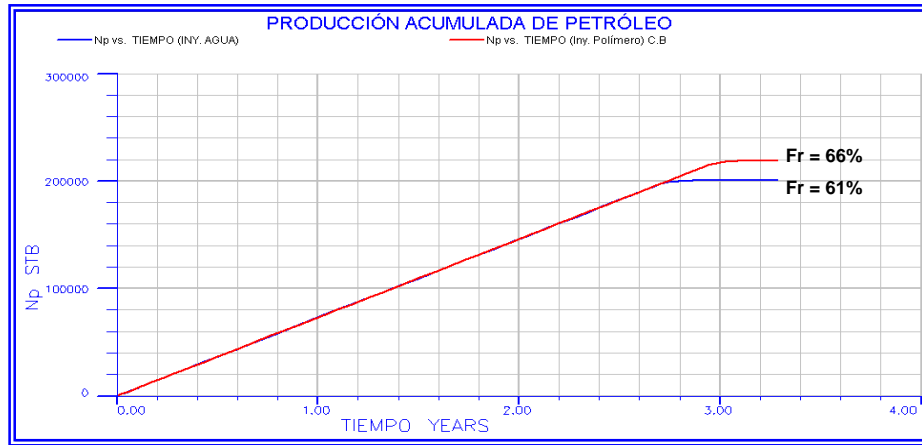


Figura 5.1 Producción acumulada de petróleo de la inyección de agua convencional y de la inyección de polímero

En la gráfica 5.2 se puede observar que la irrupción de agua en el pozo productor ocurre más tarde cuando se utiliza una solución polimérica; esto se debe al efecto principal que ocurre en un proceso de inyección de polímero, el efecto del aumento de la viscosidad del agua el cual subió a 2,4 cp, por lo que redujo la movilidad de la misma, evitando que el banco de agua se desplazara tan rápido hacia el pozo productor. Por otra parte, durante el proceso también ocurre el efecto de adsorción, el cual a su vez reduce la permeabilidad relativa al agua, contribuyendo también al desplazamiento uniforme del agua inyectada, es decir, reduce el efecto de adedamiento.

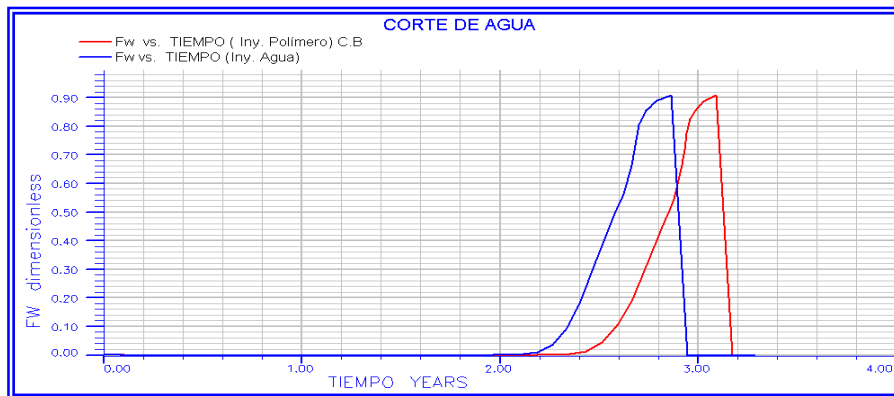


Figura 5.2 Corte de agua de inyección de polímero y de inyección de agua convencional

5.3 Sensibilidades de parámetros del caso base

5.3.1 Concentración de polímero (Cp)

Para los incrementos de concentración de polímero estudiados, se observó que el factor de recobro aumentó. Incrementando la concentración del caso base a 2000 ppm, se observó que es posible aumentar el factor de recobro en un 4%. Para valores de concentración entre 2500-3000 ppm la recuperación de petróleo no se incrementó más allá de 1%, tal como se puede observar en la figura 5.3.

Ahora, comparando el proceso de inyección de agua convencional con la concentración de polímero de 2000 ppm, con la cual se obtuvo la producción óptima, se obtuvo un incremento en el factor de recobro de aproximadamente 10%. Estos incrementos en el recobro se deben a que las altas concentraciones de polímero minimizan el efecto negativo de la adsorción debido a la dilución (la concentración de polímero permanece en condiciones estables para darle viscosidad a la solución); además de disminuir notablemente la movilidad del agua por el aumento de la viscosidad de la solución obteniéndose, finalmente, un mejor barrido en el yacimiento.

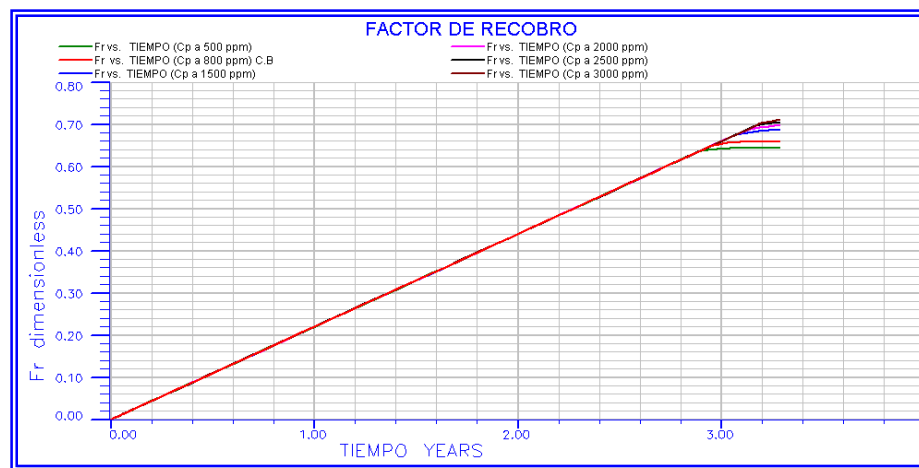


Figura 5.3 Factor de recobro para diferentes concentraciones de polímero

En la gráfica 5.4 se puede observar el comportamiento del factor de recobro con las concentraciones de polímero utilizadas en el estudio, el cual indica que por encima de la concentración de 2000 ppm de polímero, el proceso parece no ser económicamente rentable, debido al bajo incremento en el factor de recobro y al alto costo del polímero. En la literatura se indica que esto ocurre a concentraciones por encima de los 1000 ppm⁽¹⁾.

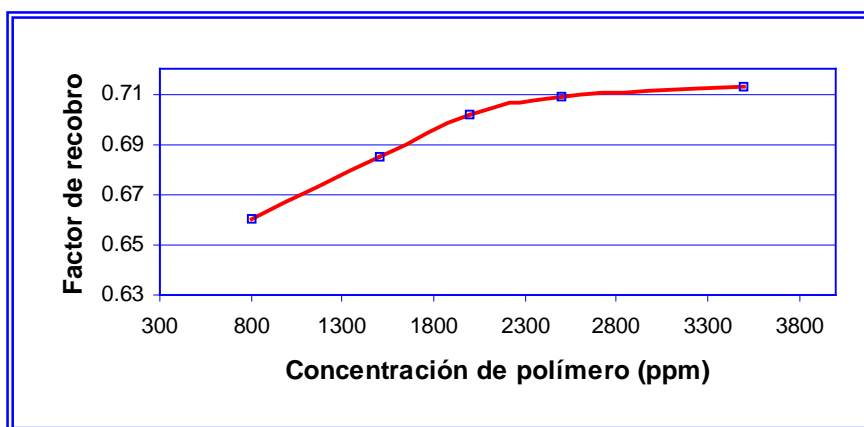


Figura 5.4 Comportamiento del factor de recobro en función de las concentraciones de polímero

El comportamiento de la producción de agua se observa en la figura 5.5, la cual muestra que la irrupción de agua en el pozo productor se produce más tarde para mayores concentraciones de polímeros. Esto se debe a que la viscosidad efectiva del agua es mayor, por lo que reduce notablemente la velocidad de desplazamiento del agua, es decir, reduce su movilidad.

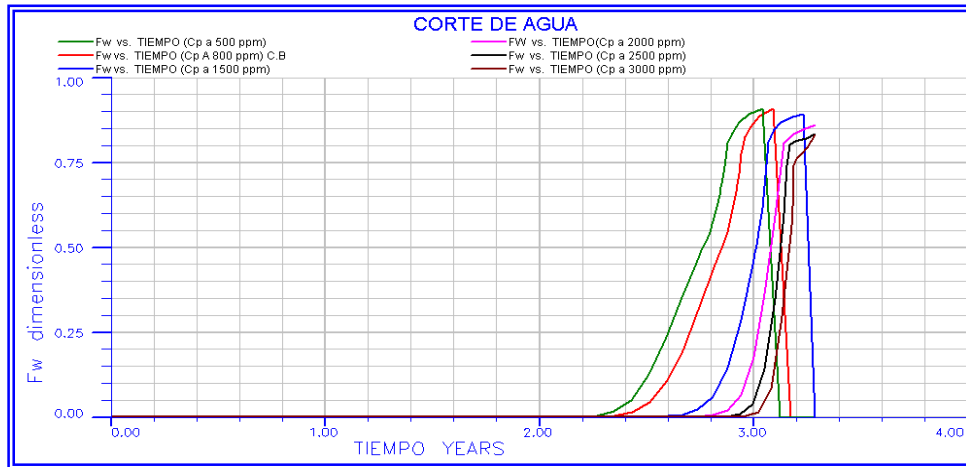


Figura 5.5 Corte de agua para diferentes concentraciones de polímero

5.2.2 Adsorción isotérmica (Ca)

El efecto de alta cantidad de libras de polímero adsorbido por la roca incide directamente en la recuperación de petróleo. Como se aprecia en la figura 5.6, el factor de recobro del caso base disminuyó un 6% al incrementarse la adsorción del polímero. Para adsorción de polímero igual a cero se tiene una recuperación de petróleo de aproximadamente 70% del POES. En la realidad esto es difícil que ocurra porque siempre existirá cierto grado de adsorción, pero el resultado indica que hay que poner atención a esta propiedad.

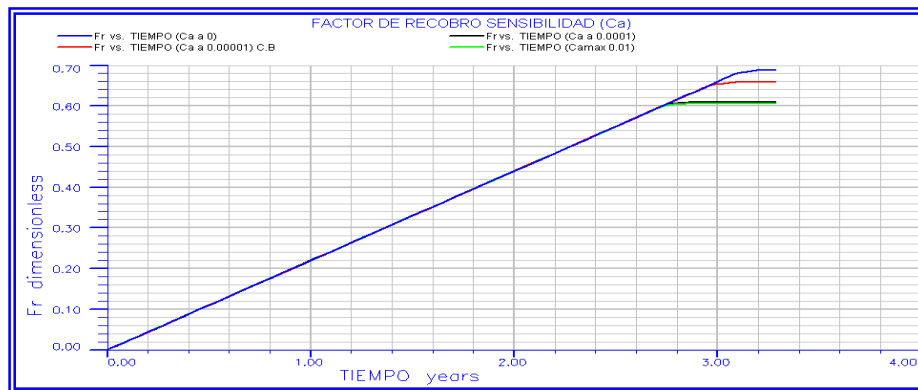


Figura 5.6 Factor de Recobro para diferentes valores de adsorción

La razón de la disminución del factor de recobro para altos grado de adsorción se muestra en la figura 5.7, donde se aprecia para la adsorción de 0.00001 LB/BN que de las 17000 LB de polímero acumuladas en solución, sólo 4000 LB se adsorbieron en el transcurso de la inyección del bache de polímero, y después de la inyección se observa que la curva disminuye debido a la dilución y adsorción del polímero. Para la adsorción de 0.0001 LB/BN, se observa que de las 17000 LB de polímero acumuladas se adsorbieron aproximadamente 12000 LB cuando se estaba inyectando el bache de polímero, esto es debido al alto grado de adsorción, por lo que causó excesiva disminución de la viscosidad de la solución polimérica. Para la adsorción máxima evidentemente muestra que toda la concentración de polímero en solución se adsorbió por la roca, lo que generó que el polímero no ejerciera su función de darle viscosidad al agua.

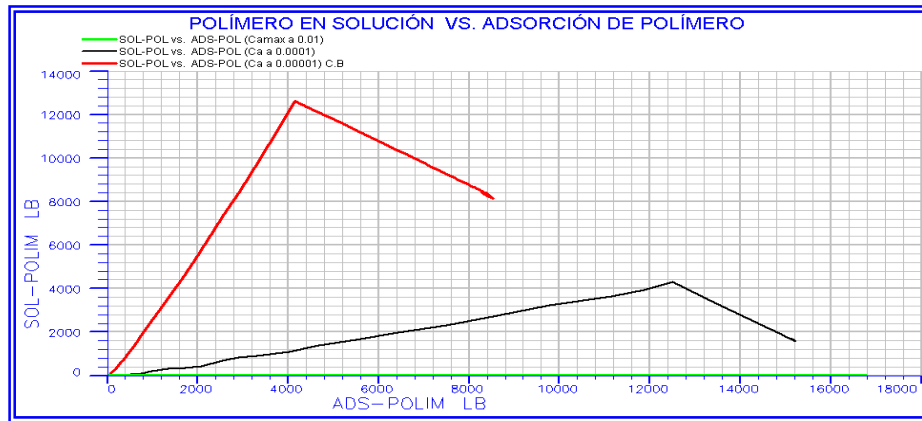


Figura 5.7 Libras de polímero acumuladas en solución vs. Total de Libras de polímero adsorbido por la roca

En la figura 5.8 se ilustra la distribución de viscosidad efectiva del agua en el yacimiento al finalizar el proceso. En la figura 5.8A, se puede ver que su distribución es muy baja, ya que ocurrió mayor adsorción al comienzo de la inyección del bache de polímero en comparación con el caso base, por lo que el proceso se hace menos eficiente. En la figura 5.8B, se aprecia que la viscosidad de la solución polimérica se extendió en mayor área en el yacimiento debido a que

la adsorción es muy baja, por lo que se observa que la viscosidad no se redujo en tanta proporción.

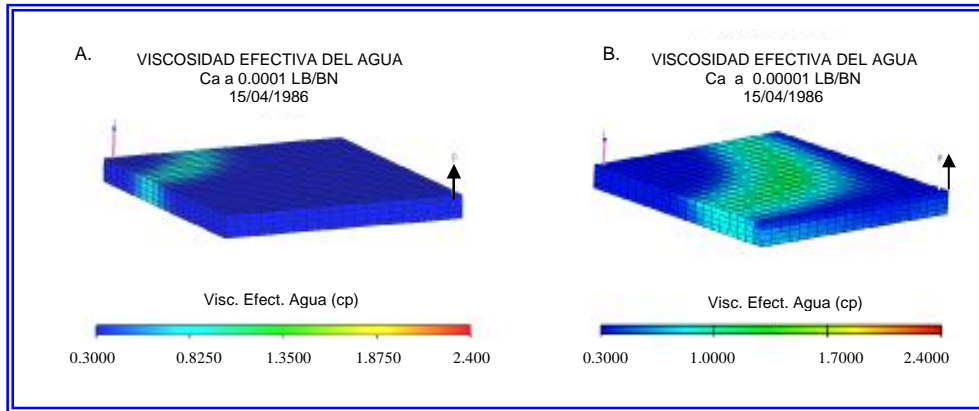


Figura 5.8 Distribución de la viscosidad efectiva del agua para dos valores de adsorción isotérmica

De la figura 5.9 se puede observar que a mayor concentración de polímero ocurre mayor adsorción en el medio poroso. Esto es debido a que existe mayor cantidad de moléculas de polímero que están expuestas a ser adheridas por la superficie de la roca. Además se puede ver que a partir de la concentración de 2000 ppm la curva se hace casi asintótica, dado que la roca alcanzó su máxima saturación de adsorción.

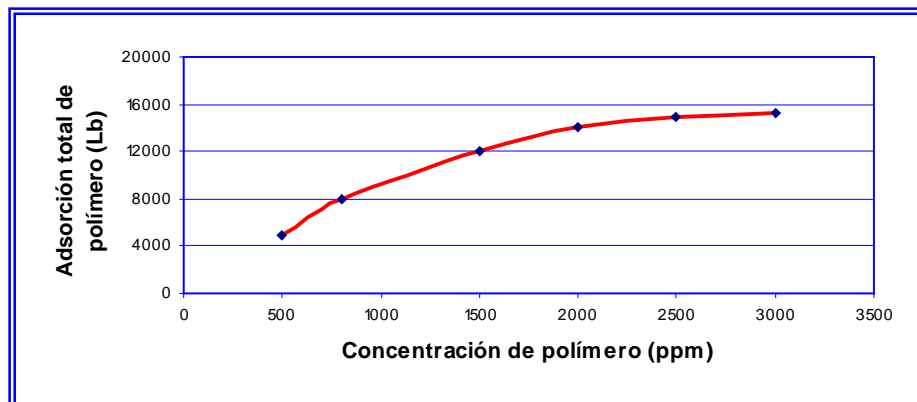


Figura 5.9 Comportamiento de la adsorción de polímero para diferentes valores de concentración

5.2.3 Factor de resistencia residual (RRF)

El efecto de la adsorción reduce la viscosidad de la solución polimérica, pero a su vez este efecto reduce la permeabilidad relativa al agua. En la figura 5.10 se observa la reducción de la permeabilidad relativa al agua en un 22% y 47% respectivamente.

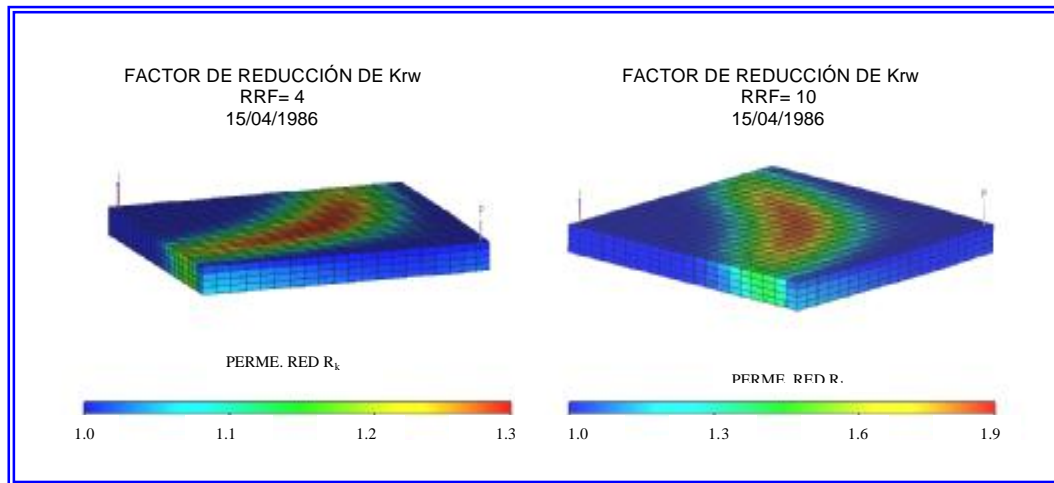


Figura 5.10 Distribución del factor de reducción de la K_{rw} para diferentes valores de RRF

5.2.4 Parámetro de mezcla de Todd-Longstaff

Cuando se usó el parámetro de Todd-Longstaff igual a cero el factor de recobro disminuyó 4% en comparación con el parámetro de Todd-Longstaff igual a 1 (caso base), como se observa en la figura 5.11. Esto es debido a que en el caso $\omega = 0$ hubo total segregación entre el agua y el polímero, es decir, la viscosidad del agua pura no fue alterada por el polímero, por eso la curva se aproxima al comportamiento de inyección de agua convencional.

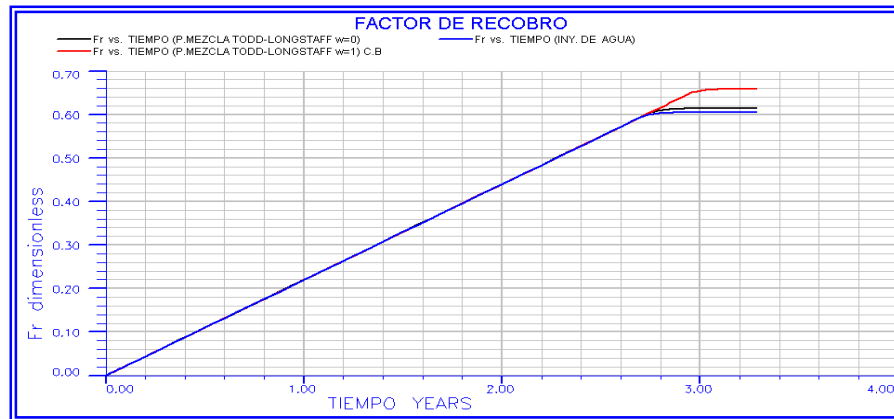


Figura 5.11 Factor de recobro afectado por el parámetro de mezcla Todd-Longstaff

En la figura 5.12 se puede ver cómo la viscosidad de la solución polimérica se redujo rápidamente cuando sólo habían pasado 431 días (01/01/1983-05/02/1984) de haber comenzado el proceso, por lo que al final del proceso (15/04/1986) la viscosidad de la solución se degradó completamente, y el proceso se hizo deficiente.

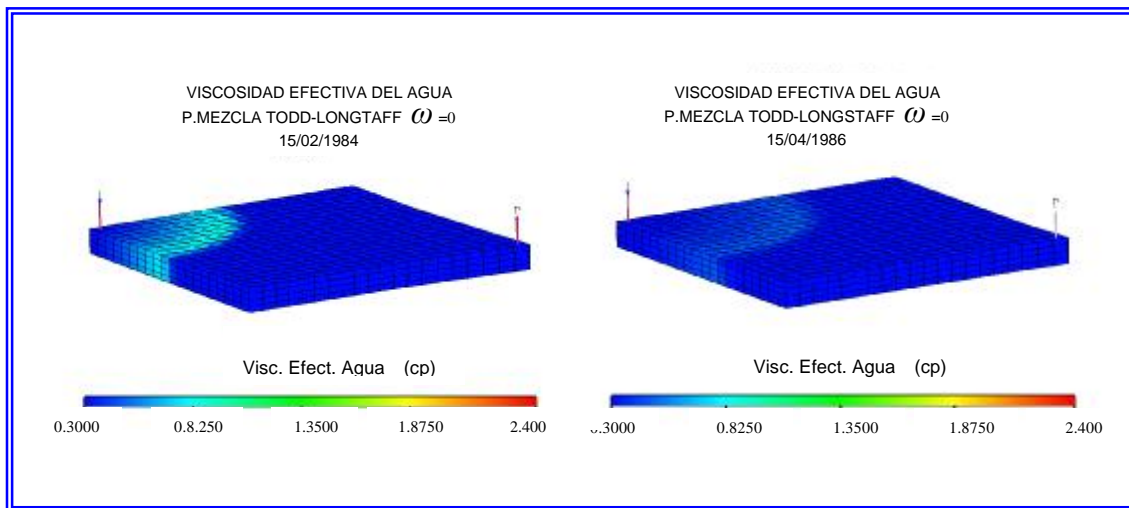


Figura 5.12 Viscosidad efectiva del agua para el parámetro de Todd-Longstaff igual a cero

5.2.5 Tamaños de baches de polímero

Según los resultados obtenidos en la figura 5.13, se observó que para tamaños de baches muy pequeños (menores a 0.1VP), el incremento de la recuperación de petróleo comparado con la inyección de agua resultó pobre, lo cual es lógico debido a que la concentración de polímero se pierde por la adsorción y por la cantidad de polímero que se diluye en el agua desplazante. Para tamaños de bache igual o mayor a 0.1 VP, la recuperación adicional de petróleo es apreciable comparada con la inyección de agua. Pero, se observó que para inyecciones de baches por encima de 0.2 VP no hay mucha ganancia de producción, ya que el efecto beneficioso del polímero permanece por mucho tiempo después que se cierra el bache.

Se puede observar que la producción de petróleo, en los primeros años de operación para el proceso de inyección de polímero, no se incrementó más allá de lo que se recuperó por inyección de agua convencional, porque la tasa de producción de petróleo es la misma para ambos casos. El petróleo recuperado extra vino más tarde en la vida del proyecto, por el incremento de la eficiencia de barrido en el yacimiento.

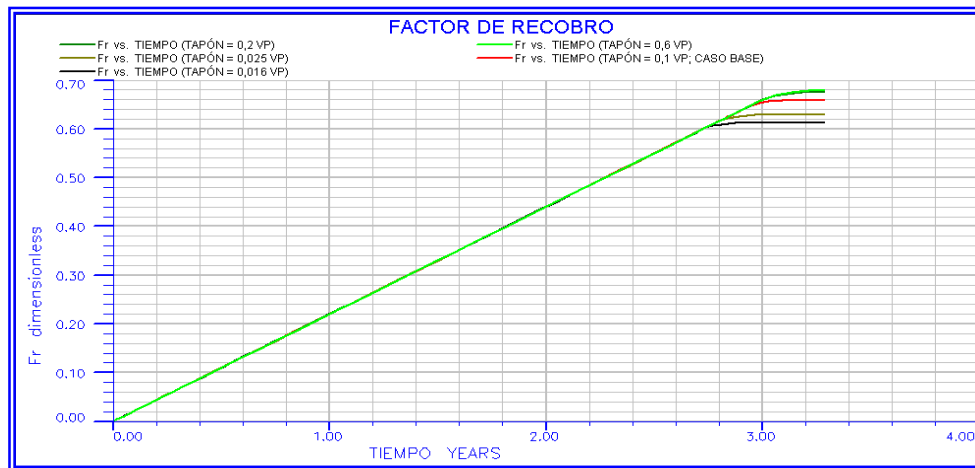


Figura 5.13 Factor de recobro de petróleo para diferentes tamaños de baches

En la figura 5.14 muestra que no se necesita inyectar grandes tamaños de baches para incrementa el factor de recobro. De lo contrario el proceso puede ser antieconómico.

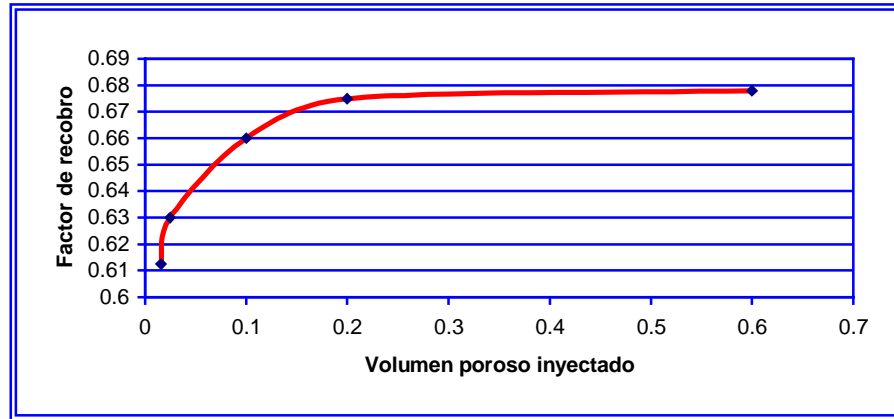


Figura 5.14 Comportamiento del factor de recobro en función de tamaños de baches

Comparando los tamaños de baches de polímero para 0.1 VP (caso base), 0.2 VP (caso 2) y 0.6 VP (caso 3), como se observa en la gráfica 5.15, el agua irrumpe más tarde en el pozo productor cuando se incrementaron los tamaños de baches de polímero. Ahora, comparando el caso 2 con el caso 3, se observa que los tiempos de irrupción del agua son muy cercanos, lo cual se debe a que cuando se inyectó el bache de 0.2 VP de polímero, las propiedades del polímero permanecen por mucho tiempo debido a que el bache es suficientemente grande para mantener baja movilidad del agua en el frente hasta el final del proceso. Por lo tanto no se justifica inyectar un bache de 0.6 VP como se demuestra en el comportamiento de la curva, además que no sería económico por el costo de los polímeros.

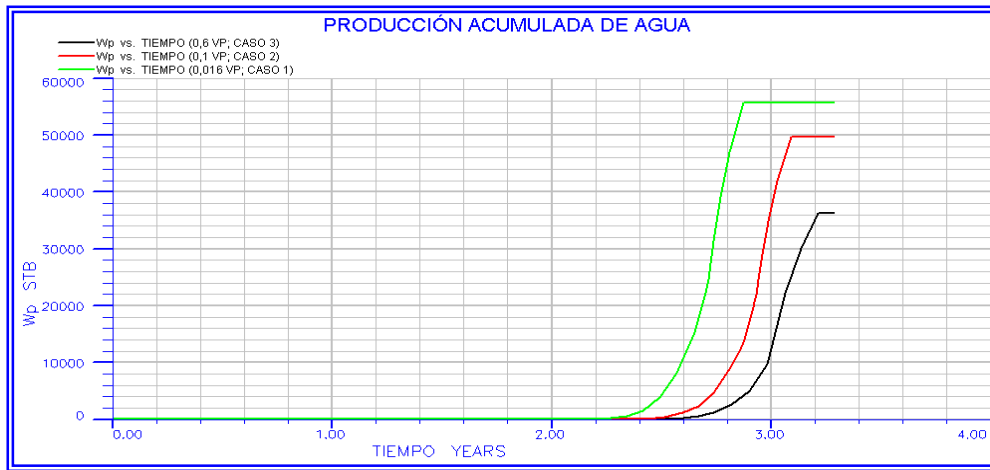


Figura 5.15 Comportamiento de la producción acumulada de agua para diferentes tamaños de baches

5.2.6 Completación del pozo inyector

En la gráfica 5.16 se observa que, para este yacimiento en particular, el efecto de variar la completación del pozo inyector sobre la producción acumulada de petróleo no es evidente, ya que no se observa variación de éste al final del proceso, tampoco se observó variación del recobro cuando se completó de la misma forma el pozo productor. Una de las razones de este comportamiento se debe a que el espesor del yacimiento es muy delgado (30 pies). Esta característica no permite apreciar si la variación de la completación del pozo inyector tiene influencia en el recobro, unido a que el espesor tiene una distribución de porosidad constante y permeabilidades iguales en todas las direcciones. Todo esto hace que el frente de desplazamiento tenga prácticamente el mismo comportamiento en todos los casos estudiados para esta sensibilidad.

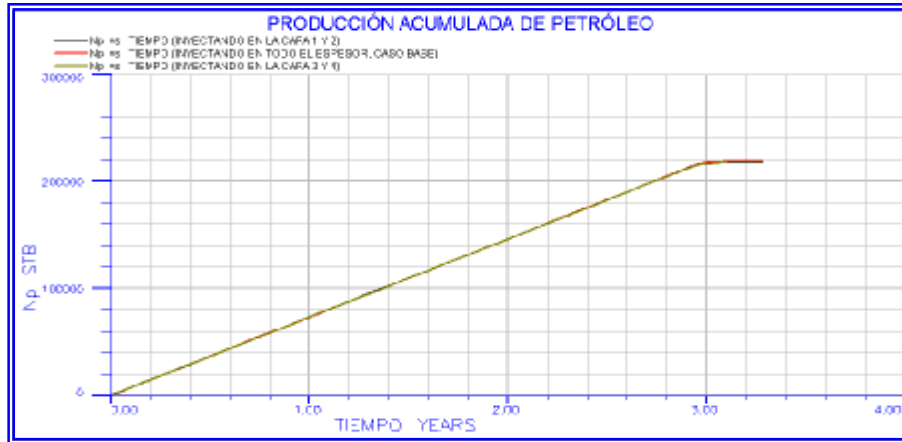


Figura 5.16 Producción acumulada de petróleo para diferentes completaciones del pozo inyector

En la gráfica 5.17 se muestra que al comienzo del proceso se hizo difícil poder inyectar una tasa de 300 BPD de solución polimérica cuando se completó el pozo inyector en las dos primeras capas (Caso 1) y en las dos últimas capas (caso 2). Esta leve caída en la tasa de inyección se debe a la dificultad que tiene la presión de inyección para vencer la presión del yacimiento, debido a que la longitud completada (15 pies) es más pequeña que la del caso base (30 pies).



Figura 5.17 Comportamiento de la tasa de inyección para diferentes completaciones del pozo inyector

5.4 Análisis del modelo considerando el efecto salino

Se demostró para este caso que la concentración salina a 2000 ppm afecta la viscosidad de la solución de concentración polimérica igual a 800 ppm, debido a que el factor de recobro se redujo 2% comparado con el caso base, tal como se observa en la figura 5.18. Esto se debe a que al añadirse sal a la solución polimérica, se alteró la forma de las moléculas, por lo que se perdió parte de la viscosidad y esto hizo que la razón de movilidad de la solución de polímero decreciera. El efecto salino no parece ser relevante respecto al recobro final, ya que la característica de este polímero no parece ser sensible a la sal.

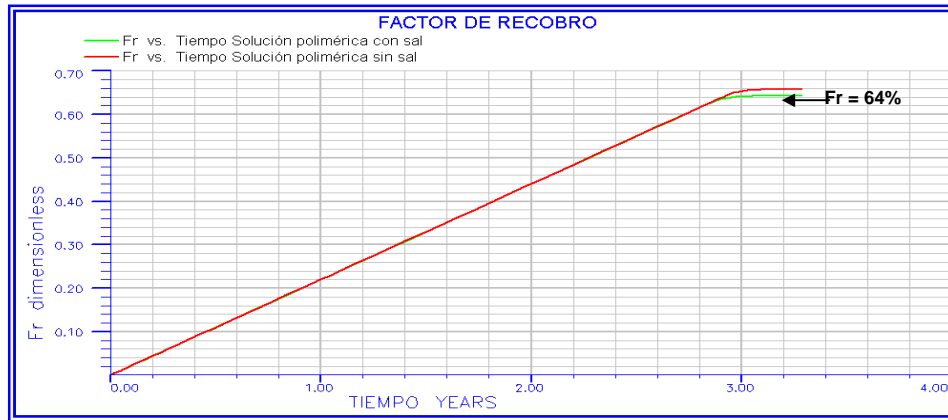


Figura 5.18 Comportamiento de la producción acumulada de petróleo con y sin efecto de la salmuera

Con la figura 5.19 se puede ver la reducción de la distribución de la viscosidad efectiva del agua, producto de la sal en la solución polimérica.

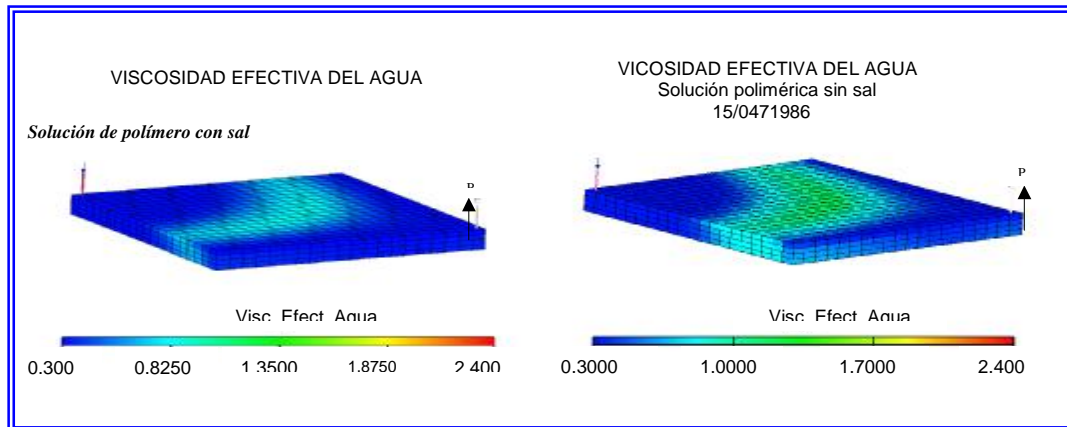


Figura 5.19 Distribución de la viscosidad efectiva del agua con y sin efecto salino

5.4 Análisis del modelo con y sin efecto de corte

Se puede observar en la figura 5.20 que la producción acumulada de petróleo obtenido al final del proceso para el caso base, con efecto de corte, resultó ser menor en un 3%, comparado con el caso base sin efecto de corte. Esto se debe a que el polímero se degrada por efectos mecánicos, es decir, la estructura del polímero se rompe cuando hay altas tasas de corte y en consecuencia ocurre la disminución de la viscosidad. Concretamente ECLIPSE generó estos resultados por el factor multiplicador para la reducción de la viscosidad por corte (M) explicado en la ecuación 3.22 del capítulo III. Por esta razón el barrido se hace menos eficiente, recuperando menor cantidad de petróleo al final del proceso.

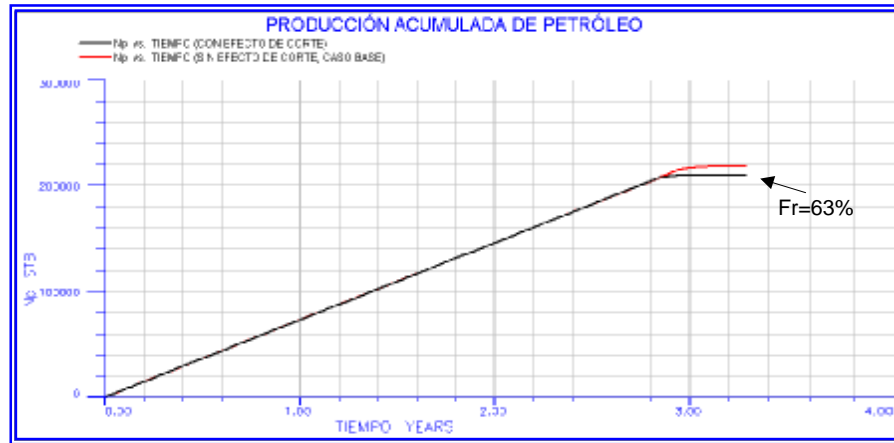


Figura 5.20 Producción acumulada de petróleo con y sin efecto de corte

Los resultados también muestran que la reducción de la viscosidad por corte hace que el agua irrumpa más rápido. Estos resultados se pueden ver en la figura 5.21: cuando la viscosidad de la solución polimérica se reduce, la irrupción del agua es más temprana ya que ésta se desplaza con mayor rapidez en el medio poroso y se comienza a producir altas tasas de agua más temprano. Este factor tampoco parece ser relevante para este proceso.

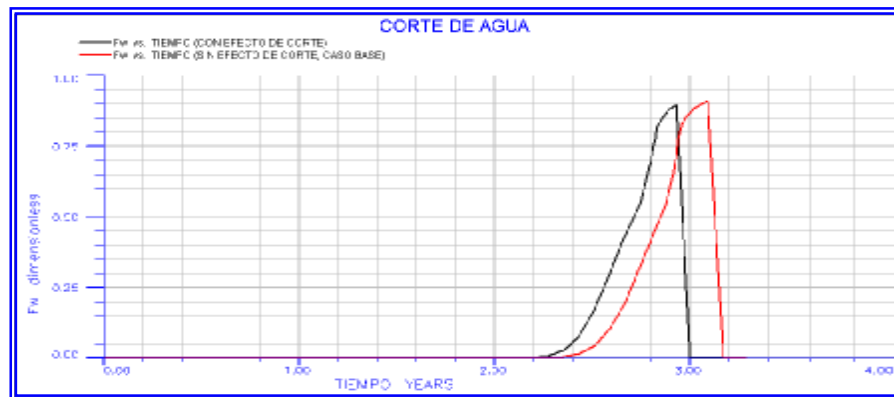


Figura 5.21 Corte de agua con y sin efecto de corte

5.5 Caso base con variación de la permeabilidad (yacimiento heterogéneo)

5.5.1 Distribución de permeabilidad creciente desde la capa superior a inferior.

En la figura 5.22 se aprecia cómo el factor de recobro para el proceso de inyección de agua convencional disminuyó 13% comparado con el yacimiento homogéneo del caso base en estudio. Esto sucede porque el agua fluyó por la última capa de mayor permeabilidad, irrumpiendo más rápido en el pozo productor y dejando grandes áreas sin barrer. Ahora, comparando esta inyección con un proceso de inyección de polímero, se recupera 10% de petróleo adicional y en menor tiempo (27/09/1985) en comparación con el proceso del caso base en estudio (15/04/1986).

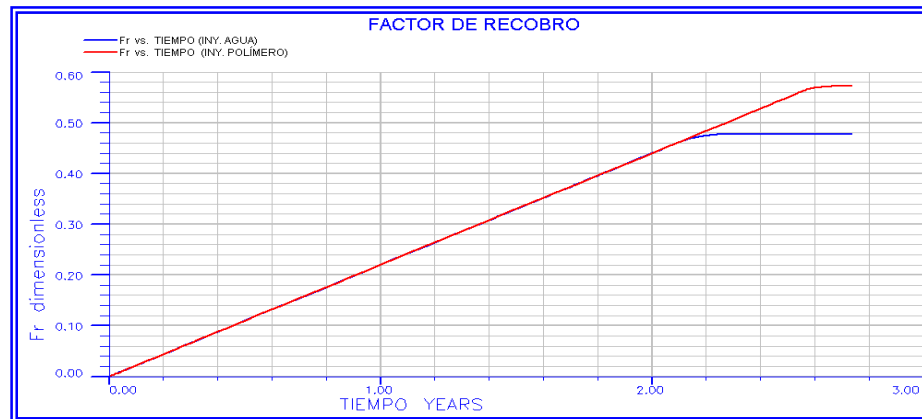


Figura 5.22 Factor de recobro con distribución de permeabilidad creciente desde la capa superior a la inferior

5.5.1.1 Caso con proceso de inyección de agua convencional seguido por un bache de polímero para un yacimiento heterogéneo

En la figura 5.23 se observa que el factor de recobro para este proceso de inyección recuperó 2% de petróleo adicional comparado con la inyección de agua convencional. Este resultado muestra que el polímero barrió zonas donde el agua

no entró. Sin embargo el proceso se hizo deficiente porque parte de la concentración de polímero se diluyó en el agua inyectada inicialmente y después de cerrarse el bache de polímero, reduciendo la viscosidad de la solución polimérica significativamente. Por lo que no es recomendable inyectar polímero después de haber inyectado agua.

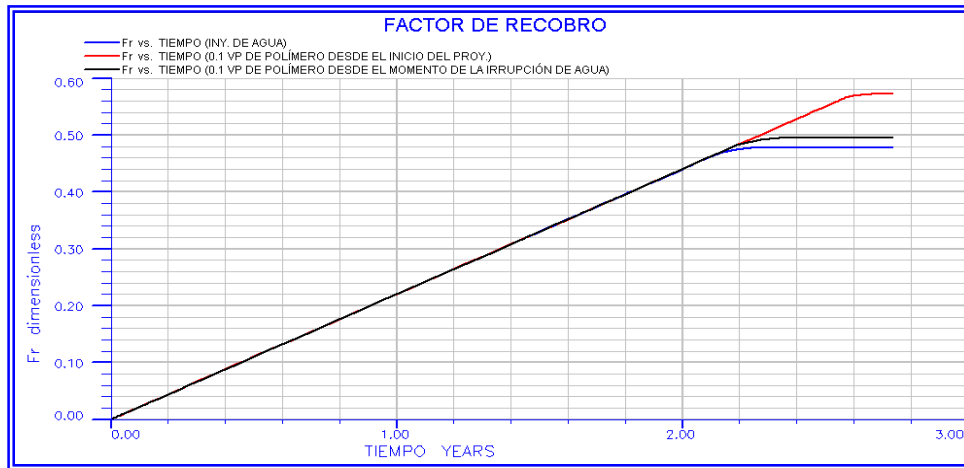


Figura 5.23 Factor de recobro para el proceso de inyección de polímero en el momento en que el agua irrumpió en el pozo productor

5.5.2 Distribución de permeabilidad decreciente desde la capa superior a inferior.

Para este caso el proceso de inyección de agua convencional resultó ser muy eficiente, obteniéndose un factor de recobro de 68% tal como se muestra en la figura 5.24, haciendo el proceso de inyección de polímero menos atractivo, es decir, se recuperó sólo un 2% de petróleo adicional. Esto se debe a que el efecto de gravedad del agua juega un papel importante en un yacimiento con éstas características, por lo que el frente de desplazamiento del agua se asemeja a un barrido tipo pistón. Por lo tanto inyectar polímero para este caso en particular no es recomendable.

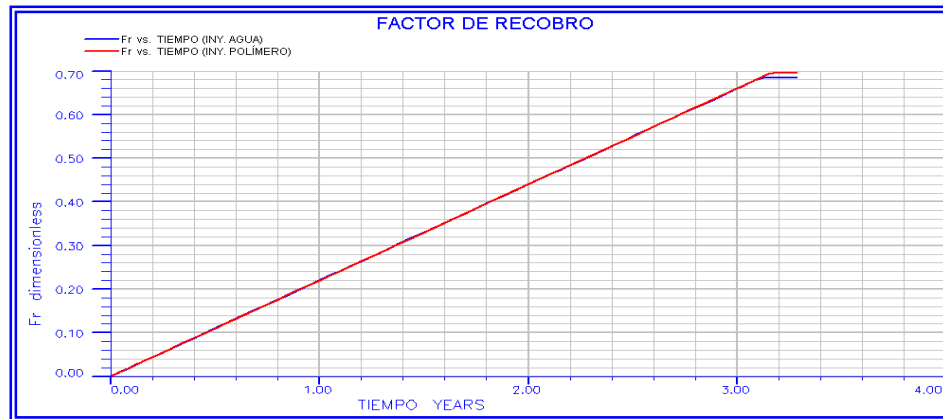


Figura 5.24 Factor de recobro con distribución de permeabilidad decreciente desde la capa superior a la inferior

5.6 Modelo especial de inyección de polímero con variación de las permeabilidades creciente desde la capa superior a la inferior.

Se puede observar en la figura 5.25 que el factor de recobro para el proceso de inyección de polímero a concentración de 800 ppm, aumentó 11% de petróleo adicional comparado con el proceso de inyección de agua convencional. Por lo que aumentó la eficiencia volumétrica considerablemente ya que se mejoró el comportamiento de las propiedades del polímero en el medio poroso, reduciendo la permeabilidad relativa al agua aproximadamente en un 50%. Es importante destacar que se mantuvo constante la concentración de polímero de 800 ppm y un bache de 0.1 VP, porque se pretendía evaluar el cambio de la permeabilidad relativa al agua para un yacimiento heterogéneo.

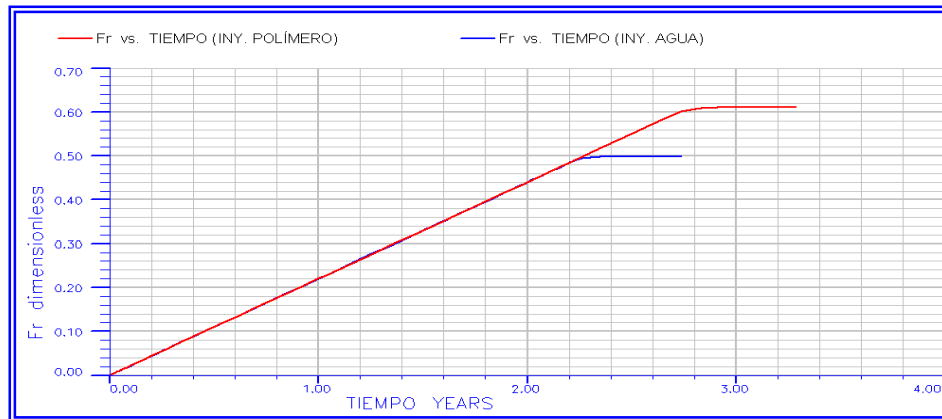


Figura 5.25 Factor de recobro para un yacimiento heterogéneo y variación de las propiedades del polímero

En la figura 5.26 se muestra claramente que el frente de agua para el proceso de inyección polímero llega al pozo productor 1 año después que el proceso de inyección de agua convencional. Esto muestra efectivamente que la permeabilidad relativa al agua se redujo considerablemente.

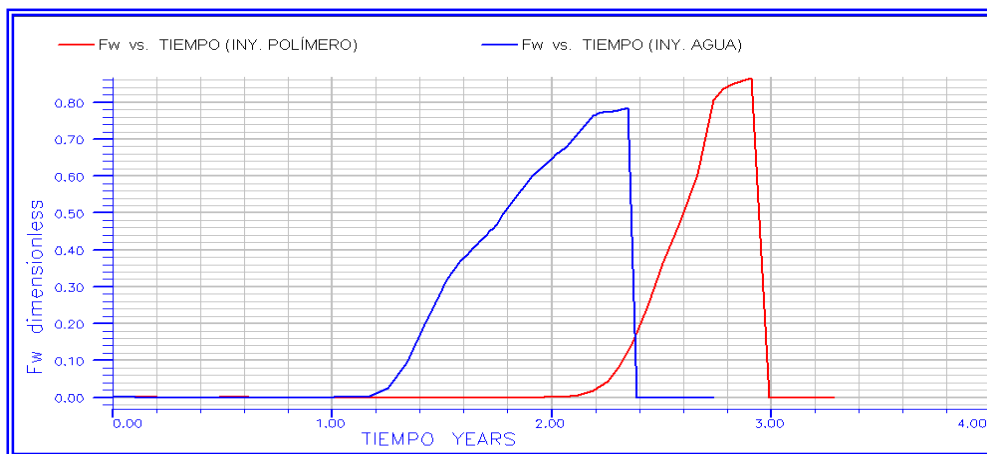


Figura 5.26 Comparación del corte de agua del modelo especial de inyección de polímero con la inyección de agua convencional

En la figura 5.27 se puede observar el aumento del factor de reducción de la permeabilidad relativa.

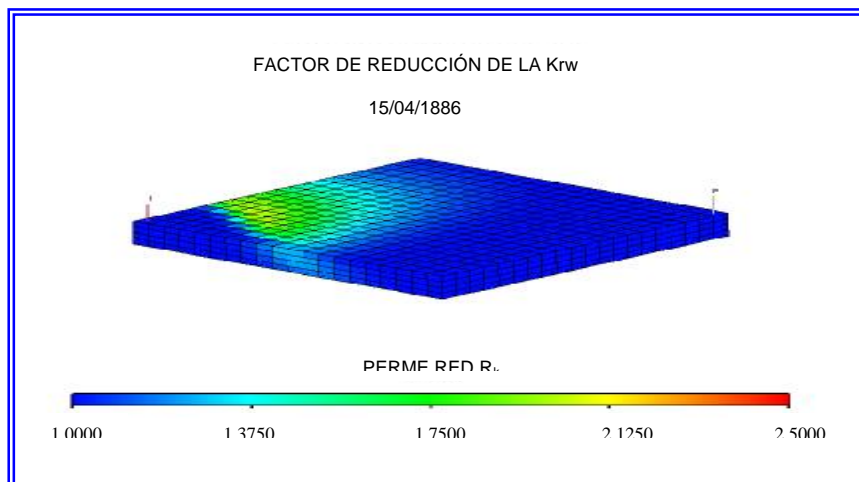


Figura 5.27 Distribución del factor de reducción de la K_r .

CONCLUSIONES

1. Se corrobora que la opción "The Polymer Flood Model" del ECLIPSE 100 es una herramienta que arroja resultados confiables al compararse con lo dicho en la literatura sobre el proceso de inyección de polímero.
2. La simulación comprobó que existe una concentración "óptima" y un volumen de bache "óptimo" de polímero que obtenga incrementos de aproximadamente 10% del factor de recobro comparado con un proceso de inyección de agua convencional.
3. La adsorción fue uno de los factores que más negativamente afectó el proceso de inyección de polímero, resultando bajo el factor de recobro para alto grado de adsorción.
4. La degradación del polímero por efectos de altas concentraciones de sal y por efectos de corte considerables fue poco significativa. ECLIPSE arroja un recobro adicional bajo, lo cual se estima confiable.
5. Se determina que el uso de una solución polimérica incrementa el factor de recobro sobre un 10% en yacimientos heterogéneos con buenas propiedades roca-polímero.
6. Se establece que la inyección de polímero posterior a una inyección de agua, es poco eficiente.

RECOMENDACIONES

1. Utilizar esta opción con datos de propiedades del polímero obtenido en el laboratorio, para una evaluación más realista de ésta.
2. Realizar la simulación utilizando un caso real de yacimiento con posible éxito en la aplicación de este proceso.
3. Se recomienda adicionar, si es posible, a la ecuación de difusividad términos relacionados con otras sustancias como surfactantes o soluciones alcalinas, las cuales podrían disminuir los requerimientos económicos del polímero y aumentar el factor de recobro.
4. Realizar un manual técnico de simulación del proceso de inyección de polímero para facilitar el uso de la opción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. PARÍS, M. “ **Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos**”. Segunda Edición. Ediciones Astro Data. Venezuela. 2001.
2. CRAIG, F.; GEFEN. T y MORSE. “**Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests**”. Trans., AIME. 1955.
3. LAKE, L. “**Enhanced Oil Recovery**”. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1989.
4. STRIGHT, J. “**The use of polymers for enhanced oil recovery a Review**”. Petroleum Recovery Institute. 1976.
5. KLEIN, J. y HEITZMANN, R. “**Preparation and characterization of carboxyl groups in hydrolyzed polyacrylamide**”. Macromolecules. 1985.
6. CARCOANA, A. “**Applied Enhanced Oil Recovery**”. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1992.
7. RIVERA, J. “**Proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos**”. Consultores Petroleros Internacionales. Curso dictado en INTVEP. 1988.
8. SCHUMACHER, M. “**Enhanced Recovery of Residual and Heavy Oil**” Segunda Edición. Noyes data corporation, Park ridge, New Jersey, 1980.
9. SORBIE, K.; and PHIL, D. “**Polymer-Improved Oil Recovery**”. Published in the USA and Canada by CRC Press, Florida. 1991.

10. MARTIN, F.D.; SHERWOOD, D. **“The effect of Hydrolysis of Polyacrilamide on solution Viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties”**. SPE 53339, 1975.
11. BAIJAL, S. K. **“Flow Behaviour of Polymer in Porous media”**. Well Books Publishing. London, Penn. 1977.
12. CASTEJON, H. **“Contribución al estudio del flujo de Polímeros en medios porosos”**. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas. 1990, pp 7-8.
13. SLIDE, H.C. **“Worlwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods”**. Penn Well Book. Tulsa, Oklahoma. 1983.
14. PYE, David J. **“Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility”**. JPT. 1964.
15. PEREZ, Francisco. **“Recuperación Mejorada de Petróleo”**. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 1996. pp 78-79.
16. ZHENG, C. G. **“Effects of Polymer Adsorption and Flow Behavior on Two-Phase Flowin Porous media”**. SPE. Junio, 2000.
17. MAERKER, J. M. **“Shear Degradation of Polyacrylamide Solution”**. SPE. Agosto, 1975.
18. SAVINS, J. G., **“Fluid Rheological Measurements. Enciclopedia of Industrial Chemical Analysis, F. D”**. Snell and C. Hilton (Eds). New York, Wiley. 1966.

19. LITTMANN, W. **“Polymer Flooding Elsevier”**. The Netherlands. 1988.
20. SZABO, M. T. **“Laboratory Investigation of Factors Influencing Polymer Flood Performance”**. SPE. Agosto, 1975.
21. CRAIF, F. **“The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”**. Monograph Series. SPE of AIME. Dallas. 1971.
22. HELER, K. **“Clay-Salt Interactions Development in Sedimentology”**. The Hebrew Univ. Jerusalén. 1982.
23. SANCHEZ, Néstor. **“Simulación de Yacimiento – EPRY4”**. [http:// WWW. Intranet. eyp.PDVSA. com/eyp/CENTRO/docyac/match/Match_18new.html](http://WWW.Intranet.eyp.PDVSA.com/eyp/CENTRO/docyac/match/Match_18new.html). 1999.
24. Manual **“The Polymer Flood Model”** del Simulador ECLIPSE.
25. PEDROZA, T.; FRONTADO, L y HAGUREGUI, J. **“Concepción de una Prueba Piloto de Inyección de Solución de Polímero en el Yacimiento LL-03”**. III Simposio Internacional Sobre Recuperación Mejorada de Crudo. Maracaibo, Venezuela. 1989.
26. GONZALEZ, I. **“Estudio de la reología y retención en medios porosos de poliacrilamida parcialmente hidrolizada utilizada en proceso de recuperación mejorada de crudos”**. Trabajo especial de grado. Universidad de Carabobo. Valencia. 1985, pp. 24.
27. CASTAGNO, R.; SUPE, R.; GREGORY, M.; LESCARBOURA, J. **“Method for laboratory and Field Evaluation of a Proposed Polymer Flood”**. SPE. Noviembre. 1987.

- **Absorción:** penetración de una sustancia en la estructura interna de la roca.
- **Adsorción:** adherencia de las moléculas de una sustancia a la superficie de la roca.
- **AGA:** inyección alternada de agua y gas.
- **ASP:** inyección combinada de solución alcalina, surfactante y polímero.
- **Bache de polímero (tapón):** volumen de polímero inyectado en el yacimiento. Este volumen de polímero se expresó en función del volumen poroso (VP) como una relación entre el volumen de solución polimérica inyectada y el volumen poroso total del yacimiento.
- **Banco de agua:** zona situada detrás del frente de invasión, en un proceso de desplazamiento de petróleo por agua, donde la saturación de agua aumenta notablemente debido a la inyección de la misma.
- **Corte de agua:** relación entre la tasa de agua producida y la tasa total de líquido producido.
- **Completación del pozo:** última etapa en la perforación del pozo, relacionada a la longitud abierta a producción o inyección de fluidos.
- **Efecto de Corte (cizallamiento):** efecto que resulta de la relación entre una fuerza aplicada lateralmente a un fluido por el aumento de la velocidad de flujo y la deformación resultante de esta fuerza. La determinación de esta relación es un método para medir la viscosidad de un líquido.

GLOSARIO

- **Factor de recobro (Fr):** relación de la producción acumulada de petróleo (Np) y el Petróleo Original En Sitio. (POES)
- **Factor de resistencia (R):** cociente de la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a la misma saturación residual del petróleo.
- **Factor de resistencia residual (RRF):** cociente de la movilidad del agua antes del paso de la solución polimérica y la movilidad del agua luego del paso de la solución polimérica. Indica la disminución de la permeabilidad relativa al agua en el medio poroso, la cual permanece, aún después que ha circulado un volumen apreciable del agua que sigue y desplaza al bache de polímero.
- **Irrupción:** término usado en procesos de desplazamiento. Ocurre cuando el fluido desplazante (agua, solución polimérica, gas, etc.) llega al extremo de salida del sistema; en otras palabras: es el momento en cual se produce la primera gota de la fase desplante.
- **Keywords:** palabras claves
- **ppm:** abreviatura de la concentración en partes por millón. Conversión de LB/BN a ppm ($X \text{ LB/BN} * 10^6/350$)
- **Porosidad (f):** espacio para almacenaje de fluidos dentro de la roca.
- **Saturación:** volumen que ocupa el fluido en el espacio poroso, expresado como una fracción del espacio poroso total disponible.
- **Segregación gravitacional:** separación de fases debido a su densidad.

GLOSARIO

- **Transmisibilidad (T):** Capacidad de flujo entre una celda y la contigua en cualquier dirección. (x, y, z).
- **Viscosidad (μ):** resistencia interna de un fluido a fluir, también se define como la relación entre la fuerza y la velocidad de deslizamiento.
- **Viscosidad efectiva:** este término se utilizó para expresar la viscosidad de la solución de polímero bajo condiciones de prueba.

Apéndices

Tabla A.1. PVT del agua

Presión ref.	4000
Bw (BY/BN)	1
Cw lpc ⁻¹	3E-6
μw (cp)	0.3

Tabla A.2. PVT del petróleo

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	μo (cp)	Rs (M PCN/BN)
910	1.2	0.6	0.2
1800	1.310	0.5	0.4
2720	1.420	0.4	0.622
2960	1.445	0.38	0.686
3200	1.470	0.36	0.746
3400 (Pb)	1.495	0.35	0.804
5000	1.454	0.38	
6500	1.430	0.4	

Tabla A.3. PVT del gas

Presión (lpc)	Bg (BY/MPCN)	μg (cp)
15	235	0.008
500	6.711	0.0109
1000	3.145	0.0139
1500	1.987	0.0168
2000	1.431	0.0197
2500	1.117	0.0226
3000	0.923	0.0256
3500	0.798	0.0285
4000	0.716	0.0314
4500	0.663	0.0344
5000	0.63	0.0373
5500	0.612	0.0402
5600	0.609	0.0408
6000	0.599	0.0431
6500	0.596	0.046

Tabla A.4. Permeabilidad relativa al agua

Sw	Krw
0.2	0
0.25	0.016
0.3	0.035
0.35	0.056
0.4	0.077
0.45	0.103
0.5	0.133
0.6	0.21
0.7	0.32
0.75	0.38
0.8	0.48

Tabla A.5 Permeabilidad relativa al petróleo

So	Krow	krowg
0.2	0	0
0.25	0.003	*
0.3	0.008	0.004
0.35	*	0.01
0.4	0.036	0.02
0.45	*	0.037
0.5	0.11	0.068
0.55	0.183	0.115
0.6	0.29	0.19
0.65	0.42	0.32
0.68	*	0.41
0.7	0.59	0.48
0.73	*	0.62
0.74	*	0.67
0.75	0.78	0.72
0.76	*	0.76
0.765	*	0.8
0.77	*	0.83
0.8	1	1

* En la tabla A.5 se muestra algunas permeabilidades relativas al petróleo que no fueron medidas para esas saturaciones. En estos casos se hace una interpolación lineal entre los valores más cercanos.

Tabla A.6 Permeabilidad relativa al gas

Sg	Krg
0	
0.03	0
0.035	0.001
0.04	0.002
0.05	0.004
0.06	0.007
0.07	0.009
0.1	0.018
0.12	0.025
0.15	0.04
0.2	0.073
0.25	0.11
0.3	0.16
0.35	0.21
0.4	0.27
0.45	0.34
0.5	0.41
0.6	0.565
0.8	1

Tabla A.7. Densidad de los fluidos presentes en el yacimiento

Densidad de Petróleo	54 lb/ft ³
Densidad del agua	62.4 lb/ft ³
Densidad del gas	0.044 lb/ft ³

APENDICE B - Tablas de propiedades del polímero

A continuación se presentan las tablas de propiedades del polímero introducidas en los keywords de la opción "The polymer flood Model" que fueron usadas en la simulación del caso base:

Tabla B.1 Concentración del polímero en función del factor multiplicador de viscosidad

PLYVISC	
Cp (LB/BN)	Fm
0	1
0.7	4
0.14	5
0.175	6
0.21	7
0.28	8
0.35	9
0.42	10
0.525	11
0.7	12

Tabla B.2 Adsorción de polímero para valores de concentración

PLYADS	
Plc(LB/BN)	Psc(LB/STB)
0	0
0.07	0.00001
0.14	0.00001
0.21	0.00001
0.28	0.00001
0.35	0.00001
0.42	0.00001
0.525	0.00001
0.7	0.00001

APENDICE B - Tablas de propiedades del polímero

Tabla B.3 Concentración máxima de polímero y sal

PLYMAX	
POLYMER (LB/BN)	SAL (LB/BN)
0.28	0

Tabla B.4 Propiedades roca-polímero

PLYROCK				
Sdpv (Vol.poroso muerto)	RRF	ρ_r (LB/BRL)	Índice de Adsorción	Camax (LB/LB)
0.16	1.5	1000	1	0.01

Tabla B.5 Valor del parámetro de mezcla

TLMIXPAR
Todd-Longstaff (ω) = 1

APENDICE C - Tablas de sensibilidades realizadas

Las siguientes tablas especifican las variaciones más relevantes de las propiedades del polímero para las sensibilidades.

Tabla C.1 Concentraciones de polímeros usadas para la sensibilidad (Cp)

Concentración de polímeros (Cp)	
ppm	LB/BN
500	0.175
800	0.280
1500	0.525
2000	0.700
2500	0.875

Tabla C.2 Adsorción de polímeros usada para la sensibilidad (Ca)

Adsorción Isotérmica Ca (LB/BN)
0
0.00001
0.0001
0.01

Tabla C.3 Factor de resistencia residual usada para la sensibilidad (RRF)

Factor de resistencia residual (RRF)
4
10

Tabla C.4 Parámetros de mezcla usado en la sensibilidad (w)

Parámetro de mezcla Todo-Longtaff (w)
0
1

Tabla C.5 Tiempos de inyección usados para la sensibilidad de tamaños de baches

Tamaños de Baches de Polímero inyectado	
Fechas	VP
01/01/83 hasta 31/01/83	0.016
01/01/83 hasta 20/02/83	0.025
01/01/83 hasta 20/07/83	0.1
01/01/83 hasta 01/01/84	0.2
01/01/83 hasta fin del proyecto.	0.6

Tabla C.6 Completación usada para la sensibilidad de celdas completadas en el pozo inyector

Completación del pozo inyector	
Número de celda	Longitud (Pies)
1-2	15
3-4	15

APENDICE D - Tablas para el modelo con efecto salino

Las siguientes tablas especifican los valores de las propiedades del polímero y de la sal para el modelo con efecto de salino.

Tabla D.1 Tabla bidimensional para la viscosidad de la solución polimérica

PLYVISCS	
Cp (LB/BN)	Fm
0	1
	1
	1
0.28	8
	8
	8
0.35	9
	9
	9
0.7	12
	12
	12

Tabla D.2 Valores de concentración de sal a ser usadas en el cálculo de la viscosidad de la solución en presencia de salmuera

SALNODE (LB/BN)
0.35
0.70
0.75

Tabla D.3 Concentración de sal en función de la profundidad del yacimiento

SALNODE (LB/BN)	
Profundidad (Ft)	Concentración (LB/BN)
4000	0.7
4030	0.7

APENDICE E - Tabla para el modelo con efecto de corte

Tabla E.1 Factor de reducción de viscosidad por efecto de corte en función de la velocidad de la tasa de agua

PLYSHEAR	
W_w (pies / día)	Fr
0,0	1,0
0,5	0,6
1,5	0,4
2,0	0,3

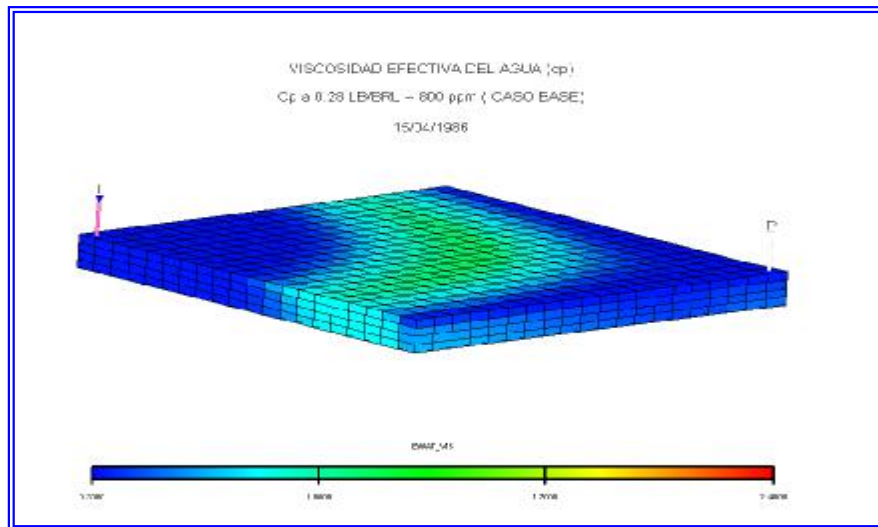


Figura F.1 Distribución de la viscosidad de la solución polimérica en el medio poroso

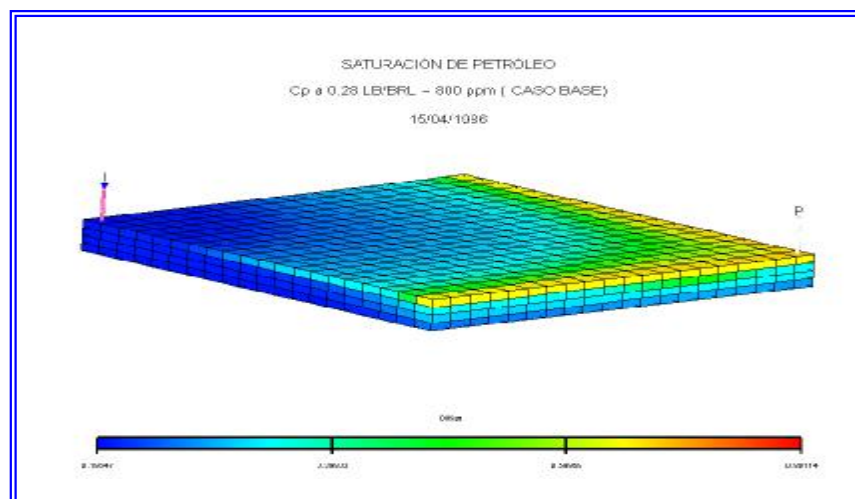


Figura F.2 Distribución de la saturación residual de petróleo después del proceso de inyección de polímero