

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**FORMULACIÓN DE UNA SOLUCIÓN ACUOSA DE POLÍMERO PARA
MEJORAR LA RELACIÓN DE MOVILIDAD EN EL YACIMIENTO
GOBERNADOR DEL CAMPO PÁEZ-MINGO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Ortiz D. William F.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**FORMULACIÓN DE UNA SOLUCIÓN ACUOSA DE POLÍMERO PARA
MEJORAR LA RELACIÓN DE MOVILIDAD EN EL YACIMIENTO
GOBERNADOR DEL CAMPO PÁEZ-MINGO**

Tutor Académico: Prof. Alida Padrón

Tutor Industrial: Ing. Migdalia Carrasquero

Co-tutor Industrial: M.Sc. María Castillo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Ortiz D. William F.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

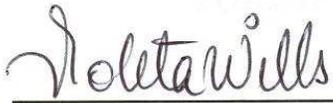
Caracas, Junio de 2014

Caracas, Junio de 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller William F. Ortiz D., titulado:

**“FORMULACIÓN DE UNA SOLUCIÓN ACUOSA DE POLÍMERO PARA
MEJORAR LA RELACIÓN DE MOVILIDAD EN EL YACIMIENTO
GOBERNADOR DEL CAMPO PÁEZ-MINGO”**

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



Prof. Violeta Wills

Jurado



Prof. René Rojas

Jurado



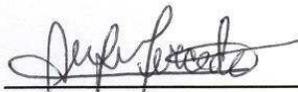
Prof. Alida Padrón

Tutor Académico



Ing. Migdalia Carrasquero

Tutor Industrial



M.Sc. María Castillo

Co-tutor Industrial



QUIERO DEDICAR ESTE TRABAJO

A

*MIS PADRES, MARÍA Y HUMBERTO
POR SU APOYO, GUÍA Y BENDICIONES*

*MIS HERMANAS, HILDA Y MÓNICA
POR LOS AÑOS DE AYUDA, CARIÑO y COMPRENSIÓN*

QUIERO EXPRESAR MI MÁS SINCERO AGRADECIMIENTO A

Mi querida Universidad Central de Venezuela, por ser ese segundo hogar donde me pude formar como profesional. Gracias a todos los profesores de la escuela de Ingeniería de Petróleo.

Mis tutores industriales, María Castillo y Migdalia Carrasquero, por todo el apoyo brindado en la empresa para la realización de éste trabajo especial de grado.

Mi tutor académico, Profesora Alida Padrón, por su tiempo, su valiosa ayuda y por toda la colaboración brindada en la universidad.

Javier Espinoza, por la asistencia brindada en la realización de las pruebas en medio poroso, una de las etapas más importantes de este trabajo y durante la cual siempre estuvo a plena disposición para ayudar.

Daniela Mendoza, por su amor incondicional, paciencia, comprensión y sacrificio durante todo el tiempo requerido para desarrollar este trabajo.

Mis compañeros de clase y amigos, Ángel, Daniel, Ely, Christian, Pachón, Silva y demás.

Todo el personal de INTEVEP, quienes durante el desarrollo del proyecto me brindaron su ayuda en los laboratorios.

Ortiz D., William F.

**FORMULACIÓN DE UNA SOLUCIÓN ACUOSA DE POLÍMERO PARA
MEJORAR LA RELACIÓN DE MOVILIDAD EN EL YACIMIENTO
GOBERNADOR DEL CAMPO PÁEZ-MINGO**

**Tutor Académico: Prof. Alida Padrón. Tutores Industriales: M.Sc. María
Castillo, Ing. Migdalia Carrasquero. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2014, 164 p.**

Palabras claves: Acuífero, polímero, razón de movilidad, inyección de químicos,
alta temperatura, recuperación mejorada, factor de recobro,
Campo Páez-Mingo (Edo. Barinas)

Resumen. Con el propósito de disminuir la saturación de petróleo residual aumentando el factor de recobro se aplican procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (RM). La inyección de químicos en los yacimientos petrolíferos tiene como finalidad fundamental aumentar el factor de recobro mediante la reducción de la tensión interfacial y el mejoramiento de la razón de movilidad. El presente proyecto tiene como objetivo formular una solución acuosa de polímero para mejorar la relación de movilidad en el yacimiento Gobernador A/B 0001 del campo Páez-Mingo, ubicado en la cuenca Barinas-Apure. Este yacimiento tiene dos características que representan un reto para el diseño de métodos químicos de RM que son: Acuífero de fondo y alta temperatura (110 °C), para ello se planteó realizar el estado del arte de la aplicabilidad de inyección de químicos como método de RM en yacimientos con acuífero de fondo, la selección y evaluación de una solución polimérica que pueda ser inyectada en este yacimiento, realizando la estimación de la concentración óptima de polímero, estudios de estabilidad térmica y evaluación del factor de recobro mediante pruebas de desplazamiento lineal en núcleos de Berea. El estado del arte permitió obtener información sobre los parámetros que gobiernan la inyección de químicos en yacimientos con acuífero de fondo (relación de espesores, relación de permeabilidad, tasa de inyección, tamaño del tapón de polímero, concentración de polímero, entre otros); se seleccionó el polímero Flopaam 3630-S de acuerdo a sus características de peso molecular, anionicidad y disponibilidad; se prepararon soluciones de 1000 ppm del polímero seleccionado para estudiar su comportamiento reológico a la temperatura del yacimiento, lo cual permitió identificar la necesidad de emplear un aditivo para aumentar la estabilidad térmica de dicho polímero; se determinó la concentración óptima de polímero de manera teórica en 730 ppm con el método de Gogarty (1970); se realizaron pruebas de desplazamiento para evaluar la recuperación de crudo inyectando soluciones de 1000, 2000 y 3000 ppm de polímero con 1% p/p de aditivo, de manera secuencial e individual, resultando que el mayor factor de recobro (77,99%) se obtuvo al inyectar de manera secuencial las soluciones. La formulación propuesta para ser inyectada en un área prospectiva del campo Páez-Mingo como método de recuperación mejorada es 3000 ppm de Flopaam 3630-S con 1% p/p de aditivo, inyectando previamente soluciones menos concentradas.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE ILUSTRACIONES xii

LISTA DE TABLAS xv

INTRODUCCIÓN..... 1

CAPÍTULO I..... 3

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 3

 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 3

 1.2. OBJETIVO GENERAL 4

 1.2.1. Objetivos específicos..... 4

 1.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN 5

 1.4. ALCANCE 6

 1.5. LIMITACIONES..... 6

CAPÍTULO II..... 7

ESTADO DEL ARTE 7

 2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN 7

 2.1.1. Estudios realizados sobre la inyección de químicos como método de
recuperación mejorada de petróleo en yacimientos con acuífero de fondo 7

 2.1.2. Estudios realizados sobre otros métodos de recuperación mejorada de
petróleo en yacimientos con acuífero de fondo..... 13

 2.2. BASES TEÓRICAS 19

 2.2.1. Yacimientos con empuje hidráulico 19

 2.2.1.1. Impacto en la producción 20

 2.2.1.2. Tipos de acuíferos según su tamaño 22

 2.2.1.3. Mecanismos de empuje hidráulico 22

 2.2.2. Recuperación mejorada de petróleo (RM) 23

 2.2.2.1. Objetivos de la aplicación de los métodos de RM 24

2.2.2.2. Movilidad (λ).....	24
2.2.2.3. Razón de Movilidad (M)	25
2.2.2.4. Estimación teórica de la concentración óptima de polímero	26
2.2.2.5. Número capilar	31
2.2.2.6. Clasificación de los métodos de RM.....	32
2.2.3. Métodos Químicos	34
2.2.3.1. Inyección de Alkalís	34
2.2.3.2. Inyección de Surfactantes.....	37
2.2.3.3. Inyección de polímeros.....	41
2.2.3.4. Inyección de Alkali, Surfactante y Polímero (ASP).....	45
2.2.3.5. Parámetros que afectan la inyección de químicos.....	48
2.2.4. Uso de polímeros para el control de la movilidad en yacimientos con acuífero de fondo.....	51
2.2.4.1. Propiedades físicas de las soluciones poliméricas	52
2.2.4.2. Parámetros importantes para el diseño de la inyección de polímeros	55
CAPÍTULO III	68
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	68
3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA BARINAS-APURE	68
3.1.1. Estructura.....	69
3.1.2. Estratigrafía regional	69
3.1.3. Campo Páez - Mingo	71
3.1.3.1. Sistema Roca-Fluidos, zonas de saturación	72
CAPÍTULO IV	74
MARCO METODOLÓGICO	74
4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	74
4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	74
4.3. PRIMERA ETAPA	76
4.3.1. Técnicas para la recopilación de información.....	76

4.4. SEGUNDA ETAPA.....	78
4.4.2. Manejo de equipos y normas de seguridad en los laboratorios.....	78
4.4.2.1. Normas de seguridad.....	78
4.4.2.2. Reómetro.....	78
4.4.2.3. Densímetro.....	80
4.4.2.4. Sistema de desplazamiento lineal.....	81
4.4.3. Selección de polímeros candidatos.....	82
4.4.4. Estudio de estabilidad térmica.....	83
4.4.4.1. Matriz de ensayos y materiales requeridos para preparar las soluciones poliméricas e introducirlas en el horno a 110 °C.....	83
4.4.4.2. Procedimiento para preparar las soluciones de polímero.....	88
4.4.4.3. Procedimiento para introducir las muestras en el horno.....	90
4.4.4.4. Evaluación de la viscosidad en función del tiempo.....	91
4.4.4.5. Modelo reológico.....	92
4.4.4.6. Evaluación de la viscosidad en función de la concentración.....	92
4.4.4.7. Evaluación de la viscosidad en función de la temperatura.....	93
4.4.5. Estimación teórica de la concentración óptima de polímero.....	93
4.4.6. Pruebas de desplazamiento en medio poroso.....	95
4.4.6.1. Características del medio poroso empleado en las pruebas de desplazamiento.....	96
4.4.6.2. Determinación de la porosidad efectiva.....	97
4.4.6.3. Inyección de agua para medir la permeabilidad absoluta de la roca	100
4.4.6.4. Inyección de petróleo para determinar el POES.....	101
4.4.6.5. Inyección de agua para alcanzar la condición de saturación residual de petróleo.....	102
4.4.6.6. Inyección de solución acuosa de polímero.....	103
4.4.6.7. Inyección de agua después de la inyección de la solución de polímero	104
4.5. ETAPA FINAL.....	104
CAPÍTULO V.....	104

DISCUSIÓN DE RESULTADOS	104
5.1. SELECCIÓN DE POLÍMEROS	104
5.2. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TÉRMICA	106
5.2.1. Soluciones acuosas de polímero de 1000 ppm sin aditivo	106
5.2.2. Soluciones acuosas de polímero de 1000 ppm con 0,5% p/p de aditivo.	108
5.2.3. Soluciones acuosas de polímero de 1000 ppm con 1% p/p de aditivo....	110
5.3. CONCENTRACIÓN ÓPTIMA DE POLÍMERO.....	113
5.3.1. Comportamiento de la viscosidad en función de la concentración para diferentes temperaturas.....	113
5.3.2. Comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura.....	116
5.3.3. Estimación de la viscosidad del agua a 110 °C	119
5.3.4. Estimación teórica de la concentración óptima de polímero.....	119
5.4. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	121
5.4.1. Prueba de desplazamiento con inyección continua de las soluciones poliméricas de 1000, 2000 y 3000 ppm	121
5.4.1.1. Inyección de agua para calcular permeabilidad absoluta	122
5.4.1.2. Inyección de petróleo para calcular el POES y saturación de fluidos	123
5.4.1.3. Inyección de agua para alcanzar condiciones de saturación residual de petróleo	123
5.4.1.4. Inyección de soluciones acuosas de polímero	124
5.4.2. Pruebas de desplazamiento inyectado las soluciones poliméricas de forma individual en núcleos de Berea distintos	126
5.4.2.1. Inyección de agua para calcular permeabilidad absoluta	127
5.4.2.2. Inyección de petróleo para calcular el POES y saturación de fluidos	127
5.4.2.3. Inyección de agua para alcanzar condiciones de saturación residual de petróleo	128
5.4.2.4. Inyección de soluciones acuosas de polímero	129

5.4.2.5. Inyección de agua para calcular la movilidad final	129
5.4.2.6. Evaluación del factor de recobro obtenido durante las pruebas de desplazamiento	130
CONCLUSIONES.....	134
RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFÍA.....	136
GLOSARIO.....	142
APENDICE A	148
APENDICE B.....	157
APENDICE C.....	162

LISTA DE ILUSTRACIONES

Figura 2.1. Representación de un acuífero lateral20

Figura 2.2. Representación de un acuífero de fondo20

Figura 2.3. Conificación de un pozo horizontal21

Figura 2.4. Digitación viscosa en inyección de agua para diferentes valores de M....26

Figura 2.5. Movilidad relativa total en función de la Saturación de agua28

Figura 2.6. Saturación de petróleo residual en función del número capilar32

Figura 2.7. Métodos de recuperación mejorada de petróleo33

Figura 2.8. Secuencia del proceso de inyección de álcalis.....35

Figura 2.9. Estructura de una molécula de surfactante.....38

Figura 2.10. Secuencia del proceso de inyección de Surfactantes39

Figura 2.11. Proceso de inyección de polímeros.....42

Figura 2.12. Estructura química de HPAM.....43

Figura 2.13. Secuencia del proceso de inyección de ASP.....47

Tabla 2.4. Criterios de diseño para la inyección de ASP (continuación).....48

Fuente: Aladasani A., y Bai B. (2010)48

Figura 2.14. Factor de recobro vs relación de espesor para diferentes agentes de control de M56

Figura 2.15. Factor de recobro vs relación de espesor para inyección de agua e inyección de polímero57

Figura 2.16. Factor de recobro vs relación de espesor en inyección de agua58

Figura 2.17. Factor de recobro vs relación de espesor en inyección de polímero.....58

Figura 2.18. Factor de recobro en función de relación de espesor para inyección de agua y polímero59

Figura 2.19. Viscosidad de polímero en función de su concentración.....60

Figura 2.20. Factor de recobro en función de la concentración de polímero61

Figura 2.21. Recuperación de petróleo en función de la viscosidad de polímero62

Figura 2.22. Recuperación de petróleo para diferentes tamaños de tapón de polímero63

Figura 2.23. Efecto en el factor de recobro al utilizar diferentes estrategias de inyección	65
Figura 2.24. Factor de recobro en función de los VP inyectados.....	66
Figura 2.25. Factor de recobro en función de la tasa de inyección ($M \leq 1$).....	67
Figura 2.26. Factor de recobro en función de la tasa de inyección ($M > 1$).....	67
Figura 3.1. Cuencas petrolíferas de Venezuela	68
Figura 3.2. Sección NO-SE de la Cuenca de Barinas-Apure	69
Figura 3.3. Identificación de las zonas de flujo.....	72
Figura 3.4. Porosidad vs Permeabilidad vs FZI	73
Figura 3.5. Curvas de permeabilidad relativa.....	73
Figura 4.1. Esquema de la metodología empleada.....	75
Figura 4.2. Reómetro Anton Paar MCR-301	79
Figura 4.3. Sistema de adquisición de datos del reómetro	80
Figura 4.4. Densímetro DMA-4500	80
Figura 4.5. Esquema del sistema de desplazamiento lineal.....	81
Figura 4.6. Sistema de desplazamiento lineal	82
Figura 4.7. Bolsa de vacío, desplazamiento del oxígeno	90
Figura 4.8. Proceso de cierre de los cilindros con las muestras	91
Figura 4.9. Esquema de trabajo en las pruebas de desplazamiento.....	96
Figura 4.10. Medio poroso empleado en las pruebas de desplazamiento	97
Figura 4.11. Sistema para medir la porosidad	98
Figura 5.1. Comportamiento de la viscosidad en función del tiempo, soluciones sin aditivo.....	108
Figura 5.2. Comportamiento de la viscosidad en función del tiempo, soluciones con 0,5%p/p de aditivo.....	110
Figura 5.3. Comportamiento de la viscosidad en función del tiempo, soluciones con 1%p/p de aditivo.....	111
Figura 5.4. Comportamiento reológico de las soluciones preservadas a 110°C con 1%p/p de aditivo.....	112

Figura 5.5. Comportamiento de la viscosidad a diferentes concentraciones de polímero.....	113
Figura 5.6. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura para diferentes concentraciones de polímero	114
Figura 5.7. Comportamiento de la viscosidad en función de la concentración de polímero a 110 °C.....	115
Figura 5.8. Comparación del comportamiento de la viscosidad en función de la concentración de polímero a diferentes temepaturas	116
Figura 5.9. Comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura.....	117
Figura 5.10. Comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura, mediciones a temperatura variable y constante.....	118
Figura 5.11. Movilidad relativa total en función de la saturación de agua	120
Figura 5.12. Efecto en la recuperación de petróleo por la inyección secuencial de soluciones de polímero.....	125
Figura 5.13. Porcentajes de recuperación adicional de petróleo con cada solución de polímero.....	126
Figura 5.14. Comportamiento de la recuperación de petróleo para las diferentes concentraciones de polímero inyectadas en las pruebas N° 2,3 y 4	131
Figura 5.15. Comparación entre la recuperación de petróleo con agua y las soluciones de polímero inyectadas en las pruebas N° 2,3 y 4	132
Figura 5.16. Comparación de la recuperación de petróleo obtenida durante las 4 pruebas con las soluciones de polímero	133

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Criterios de diseño para la inyección de Álcali.....	36
Tabla 2.2. Criterios de diseño para la inyección de Surfactantes.....	40
Tabla 2.3. Criterios de diseño para la inyección de polímeros.....	44
Tabla 2.4. Criterios de diseño para la inyección de ASP	47
Tabla 2.5. Resultados de las pruebas de desplazamiento	64
Tabla 3.1. Datos generales promedio del yacimiento GOB A/B 0001	71
Tabla 4.1. Metodología utilizada para recopilar la información	76
Tabla 4.2. Matriz de ensayos para el estudio de estabilidad térmica de las soluciones poliméricas	84
Tabla 4.3. Composición del agua de formación (tratada) sintética	85
Tabla 4.4. Soluciones poliméricas requeridas para el estudio de estabilidad térmica.	85
Tabla 4.5. Materiales y equipos para la preparación de las soluciones poliméricas ...	86
Tabla 4.6. Matriz de ensayos para evaluar la viscosidad del polímero en función de la concentración.....	92
Tabla 4.7. Matriz de ensayos para evaluar la viscosidad del polímero en función de la temperatura.....	93
Tabla 4.8. Matriz de ensayos para evaluar la viscosidad del polímero en función de la temperatura.....	95
Tabla 4.9. Características del núcleo consolidado de Berea empleado en las pruebas de desplazamiento	97
Tabla 4.10. Volumen muerto de la celda.....	99
Tabla 4.11. Composición del agua de formación sintética a partir de agua desionizada	101
Tabla 4.12. Características del petróleo inyectado en las pruebas de desplazamiento	101
Tabla 4.13. Características de las soluciones de polímero	104
Tabla 5.1. Polímeros de acrilamida, ATBS y NVP.....	105

Tabla 5.2. Polímeros de acrilamida adecuados para yacimientos con temperaturas no mayores a 70°C.....	106
Tabla 5.3. Ajuste mediante el modelo reológico de Herschel Bulkley, soluciones almacenadas a 110°C con 1 %p/p de aditivo.....	112
Tabla 5.4. Estimación teórica de la viscosidad de las soluciones a 110°C.....	115
Tabla 5.5. Viscosidad del petróleo a 110 °C determinada por extrapolación.....	118
Tabla 5.6. Viscosidad del agua a condiciones de yacimiento	119
Tabla 5.7. Cálculo de la concentración optima de polímero	120
Tabla 5.8. Características del núcleo de Berea utilizado en la primera prueba.....	122
Tabla 5.9. Viscosidad a 110 °C de los fluidos inyectados.....	122
Tabla 5.10. Resultados de permeabilidad absoluta con agua, primera prueba.....	122
Tabla 5.11. Resultados obtenidos al inyectar petróleo, primera prueba.....	123
Tabla 5.12. Resultados obtenidos al inyectar agua, primera prueba	124
Tabla 5.13 Resultados obtenidos al inyectar las soluciones de polímero, primera prueba	124
Tabla 5.14. Características de los núcleos de Berea utilizados durante la inyección de 1000	126
Tabla 5.15. Resultados de permeabilidad absoluta al agua obtenidos en las pruebas N° 2, 3 y 4.....	127
Tabla 5.16. Resultados obtenidos al inyectar petróleo	128
Tabla 5.17. Resultados obtenidos al inyectar agua durante las pruebas 2,3 y 4.....	128
Tabla 5.18. Resultados obtenidos al inyectar las soluciones de polímero durante las pruebas N° 2,3 y 4	129
Tabla 5.20. Resultados obtenidos al inyectar agua después de las soluciones de polímero en las pruebas N° 2,3 y 4.....	130

INTRODUCCIÓN

El Instituto Tecnológico Venezolano de Petróleo (INTEVEP), filial de Petróleos de Venezuela S.A. se encuentra ubicado en la ciudad de Los Teques, Estado Miranda. En él se llevan a cabo actividades enmarcadas en la investigación para generar soluciones tecnológicas integrales en las áreas de exploración, producción, refinación e industrialización de hidrocarburos. El presente proyecto forma parte de los estudios llevados a cabo por la Gerencia de Esquemas de Explotación, enfocados en la búsqueda de nuevas tecnologías con la finalidad de obtener el mayor factor de recobro posible en los yacimientos petrolíferos, tomando en cuenta variables como el impacto ambiental, la factibilidad económica y soberanía de los procesos.

En la actualidad, la industria petrolera mundial enfrenta el reto de aumentar las reservas recuperables de crudo en vista de la alta demanda de hidrocarburos y la falta de energías alternativas competitivas. En función de esto, la industria petrolera se encuentra constantemente trabajando en el diseño y la implementación de nuevas técnicas orientadas a aumentar el factor de recobro de campos maduros, poco desarrollados o con grandes dificultades tecnológicas.

Entre los yacimientos que presentan características que les confieren complejidad al momento de la producción podrían nombrarse los yacimientos con acuífero activo. Así, las características de estos yacimientos deben ser evaluadas al momento de definir el esquema de explotación óptimo. La bonificación de agua es el problema más común en la producción de petróleo de un yacimiento con acuífero de fondo (Islam M. R. 1993). Esto ocasiona una alta saturación de petróleo remanente, traduciéndose en un bajo factor de recobro.

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria ampliamente utilizado en la industria petrolera. Sin embargo, la aplicación de esta técnica no es totalmente eficiente en el barrido, dejando una alta saturación de petróleo remanente debido a

problemas de inyektividad, digitación viscosa y dificultades de desplazamiento generadas por las fuerzas capilares. La eficiencia de barrido se ve afectada por muchos factores, de los cuales la relación de movilidad entre el crudo y el agua es uno de los más importantes. En algunos casos, la relación de movilidad es desfavorable y cualquier aditivo por medio del cual la movilidad del agua pueda disminuir, estaría a favor de una recuperación de petróleo más eficiente (Hodaie H., Baggi A.S. 1993).

En este sentido, se han desarrollado procesos de recobro mejorado mediante la inyección de sistemas químicos (*CEOR – Chemical Enhanced Oil Recovery*), los cuales permiten un mejor desplazamiento del crudo, modificando las propiedades de los fluidos y/o la roca (Jiménez A. 2009). Al aplicar un método químico en un yacimiento con acuífero de fondo se busca disminuir la movilidad del agua en el área cercana al acuífero, de manera tal que el desplazamiento de petróleo sea más eficiente. La recuperación de petróleo aumenta significativamente si la relación de la movilidad se reduce cuando un acuífero de fondo está presente (Shirif E., ElKaddifi K., Hromek J. 2003).

En el desarrollo de este proyecto se realizará una búsqueda de información referente a la aplicación de métodos químicos en yacimientos con acuífero de fondo, utilizando diversas fuentes para la obtención de la misma. Con la información obtenida se realizará un estado del arte de inyección de químicos como método de Recuperación Mejorada de Petróleo en yacimientos con acuífero de fondo. Posteriormente se realizará la selección, evaluación y análisis de factibilidad de inyección de polímeros en un área del yacimiento Gobernador del campo Páez-Mingo. Con lo anterior se tendrán instrumentos que sirvan para la selección de un esquema de explotación en el campo Páez Mingo, ubicado en la cuenca Barinas – Apure, con miras al diseño e implementación de métodos químicos en el mismo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El siguiente Capítulo comprende una descripción del problema sujeto a estudio, los objetivos planteados con la finalidad de obtener una solución al mismo, las razones por la cuales se está realizando el trabajo de investigación y por último se presenta la justificación, el alcance y los aportes de la investigación.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Páez Mingo ubicado en la cuenca Barinas – Apure presenta un acuífero de fondo activo, en consecuencia actualmente en el área se tiene un bajo factor de recobro y alta producción de agua. Evaluaciones realizadas con una herramienta tecnológica de jerarquización de métodos de recuperación mejorada desarrollada por PDVSA Intevep al área, sitúan los métodos químicos de recuperación mejorada de petróleo como una alternativa para aumentar el factor de recobro y mejorar la producción del mismo.

En la actualidad, en PDVSA se cuenta con poca experiencia acerca del impacto y eficiencia de la inyección de químicos como método de recuperación mejorada de petróleo en yacimientos con acuífero de fondo. Por lo anterior, nace la necesidad de realizar una búsqueda avanzada de información, cuya interpretación permita adquirir conocimiento sobre el desempeño de dichos métodos en yacimientos con acuífero de fondo, y a su vez realizar la formulación de una solución acuosa de polímero con la finalidad de mejorar la relación de movilidad de los fluidos Agua/Crudo en el yacimiento Gobernador del campo Páez-Mingo.

1.2. OBJETIVO GENERAL

Formular una solución acuosa de polímero para mejorar la relación de movilidad en el yacimiento Gobernador A/B 0001 del campo Páez-Mingo.

1.2.1. Objetivos específicos

- Estructurar un esquema de búsqueda de información que permita conocer la aplicabilidad de los métodos químicos en yacimientos con acuífero de fondo.
- Consolidar la información obtenida y realizar el Estado del Arte de inyección de químicos en yacimientos con acuífero de fondo como método de Recuperación Mejorada.
- Realizar la ubicación y selección de polímeros hidrosolubles candidatos para ser inyectados en el campo Páez-Mingo, en base a las características fisicoquímicas del mismo.
- Evaluar la estabilidad térmica de las soluciones de polímero a temperatura de yacimiento en condiciones anaeróbicas en agua de producción tratada mediante evaluación cualitativa y medidas de viscosidad.
- Determinar de forma experimental y teórica la concentración óptima de polímero requerida para ser inyectada en un área prospectiva del campo como método de Recuperación Mejorada.
- Evaluar el factor de recobro obtenido por la inyección de la solución de polímero mediante pruebas de desplazamiento lineal en núcleos de Berea.

1.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La amplia demanda de petróleo a nivel mundial y su elevado precio hacen necesario y viable el desarrollo y aplicación de técnicas que permitan aumentar el factor de recobro de los yacimientos en donde las técnicas de recobro primario y secundario han sido agotadas. Después de la implantación de recuperación primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía entre 60 y 80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio, lo cual representa volúmenes importantes (Salager J.L. 2005).

Ante esta situación, una estrategia de explotación la constituye la aplicación de los métodos de recuperación mejorada de petróleo, entre los cuales se encuentran los métodos químicos. Mediante la aplicación de estos métodos es posible mejorar la relación de movilidad, disminuir la saturación de petróleo residual y así aumentar la vida útil del yacimiento y las reservas recuperables (Green D. Willhite P. 1993).

El campo Páez-Mingo, ubicado en la cuenca Barinas-Apure, posee una problemática desde el punto de vista de producción por la presencia de un acuífero de fondo. A fin de lograr mejorar la relación de movilidad y aumentar el factor de recobro, se ha visualizado la implementación de un método de RM. Como primer paso, el equipo a cargo realizó la jerarquización de los métodos de RM mediante el uso de la herramienta tecnológica desarrollada por PDVSA Intevep. Esta herramienta arrojó como resultado que el método más viable que podría generar un incremento en el factor de recobro en este campo es la inyección de químicos.

Con el desarrollo del presente trabajo se podrán coleccionar bases teóricas y prácticas, las cuales servirán de insumo en las fases de simulación para el diseño y factibilidad de implementación de dicha tecnología en el campo Páez Mingo.

1.4. ALCANCE

Se espera recopilar información sobre experiencias previas a nivel mundial y estudios realizados sobre la aplicación de métodos químicos como proceso de recobro mejorado en yacimientos con acuífero de fondo, producto de una búsqueda avanzada de información en diferentes fuentes.

Las pruebas de laboratorio que se van a realizar en este proyecto van a permitir conocer el comportamiento reológico y la eficiencia de los polímeros seleccionados en un medio poroso modelo representativo del campo Páez-Mingo. El manejo de la información teórico-práctica que aportará este proyecto ayudará y facilitará la toma de decisiones en etapas de conceptualización del esquema de explotación de dicho campo.

1.5. LIMITACIONES

- Escasos antecedentes y/o publicaciones sobre la aplicación en campo de métodos químicos en yacimientos con acuífero de fondo.
- No se cuenta con acceso a bases de datos de revistas científicas asiáticas, continente reconocido por su amplia experiencia en la aplicación de los métodos químicos.
- No se cuenta con una geometría que permita realizar mediciones de viscosidad en el reómetro a temperaturas superiores a la temperatura de ebullición de las soluciones en estudio.

CAPÍTULO II

ESTADO DEL ARTE

El presente capítulo contempla el Estado del Arte de la inyección de químicos como método de Recuperación Mejorada de Petróleo en yacimientos con acuífero de fondo. En el mismo se presentan antecedentes sobre estudios a nivel de laboratorio y de campo referentes a métodos químicos, realizados en un período que va desde el año 1963 hasta el año 2010. De igual manera, son presentados antecedentes sobre otros métodos de RM aplicados en yacimientos con acuífero de fondo en un período comprendido entre 1992 y 2011.

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Para la investigación planteada, se efectuó una revisión documental que permitiese conocer los trabajos relacionados con la inyección de químicos como método de recuperación mejorada de petróleo en yacimientos con acuífero de fondo. A continuación se presenta una serie de investigaciones correspondientes con la temática planteada que se han realizado hasta la fecha.

2.1.1. Estudios realizados sobre la inyección de químicos como método de recuperación mejorada de petróleo en yacimientos con acuífero de fondo

Barnes A. (1963), realizó un trabajo titulado *“The Use of a Viscous Slug To Improve Waterflood Efficiency In a Reservoir Partially Invaded by Bottom Water”*. Este estudio estuvo dirigido al uso de un tapón de agua altamente viscosa para aumentar la eficiencia de barrido de la inyección de agua convencional en yacimientos con acuífero de fondo. Barnes realizó pruebas de desplazamiento con agua de diferentes viscosidades y a diferentes tasas de inyección, obteniendo como resultado un

aumento en la eficiencia de barrido. Él determinó que cuanto mayor sea la cantidad de agua viscosa inyectada mayor será el flujo cruzado (*Crossflow*) de petróleo, y por lo tanto, menor será la relación agua-petróleo durante ese periodo de desplazamiento.

En todas las pruebas de desplazamiento realizadas se reportó un aumento en la eficiencia de barrido volumétrico por el uso del tapón de agua viscosa en comparación con una inyección convencional, lo cual se traduce en un aumento de la recuperación de petróleo. Barnes observó que el mejor rendimiento se obtiene cuando el agua viscosa se inyecta continuamente. También observó que un aumento en la velocidad de inyección, independientemente del tipo del fluido desplazante utilizado, aumentó el volumen barrido. El autor señaló que la inyección de un tapón viscoso en yacimientos con acuífero de fondo reduce el tiempo de inyección, reduce los costos de producción y aumenta el factor de recobro.

M. R. Islam y S.M. Farouq Ali. (1987) realizaron un trabajo titulado “***Improving Waterflood Performance in Oil Reservoirs With Bottomwater***”. Esta investigación aborda el problema de la inyección de agua en yacimientos de petróleo mediano con un acuífero de fondo. El experimento consistió en la realización de pruebas de desplazamiento en un núcleo. Para ello, los autores utilizaron agua y diferentes agentes (polímero, emulsión, aire, espuma) para controlar la movilidad.

El objetivo principal de la investigación fue lograr mejorar la relación de movilidad mediante la inyección de un agente de control, y por ende aumentar el factor de recuperación del petróleo. Considerando que uno de los elementos más críticos en torno a la eficiencia de la inyección de agua es la relación de espesores entre la zona de petróleo y la zona saturada 100% de agua. Como resultado del experimento los autores concluyeron que para una relación de permeabilidad $k_o/k_b = 1$ (k_o es la permeabilidad de la zona de petróleo y k_b es la permeabilidad de la zona de agua), el polímero tiene la más alta tasa de recuperación de petróleo sobre una inyección de agua convencional, con un aumento relativo a medida que disminuye el valor de la

relación de espesores H_b/H_o (H_b es el espesor de la zona de agua y H_o es el espesor de la zona de petróleo). Esta tendencia fue seguida por la inyección de emulsiones. El aire ofreció mejoras comparables a los demás agentes sólo para valores muy inferiores de H_b/H_o . Para una viscosidad de petróleo muy alta (200 mP.s) la emulsión, la espuma y el polímero aumentaron el factor de recobro de petróleo en 15 veces con respecto a la inyección de agua convencional.

M. R. Islam. (1993) realizó el trabajo titulado “***Oil Recovery From Bottomwater Reservoirs***”. A través de esta investigación el autor presenta un panorama sobre la producción de petróleo en yacimientos con acuífero de fondo, destacando los problemas asociados y algunas técnicas/tecnologías desarrolladas que podrían ser aplicadas en este tipo de yacimientos.

Algunas de esas técnicas/tecnologías comentadas por el autor son el Calentamiento Electromagnético, *Anti-Water Coning* una tecnología basada en la inyección de gas metano para evitar la conificación y la inyección de emulsiones y polímeros para mejorar la relación de movilidad. El autor considera que los yacimientos con acuífero de fondo deben ser tomados en cuenta para la inyección de agua, incluso cuando la viscosidad del petróleo sea alta, especialmente aquellos yacimientos con baja permeabilidad vertical y alta productividad. El uso de pozos horizontales también tiene un alto potencial para yacimientos con acuífero de fondo.

Demin W. et al. (1996) realizaron el trabajo titulado “***A Pilot for Polymer Flooding of Saertu Formation S II 10-16 in the North of Daqing Oil Field***”. En este trabajo se presentan los resultados de una prueba piloto de inyección de polímeros realizada en el campo Daqing, Formación Saertu. El yacimiento se encuentra mojado al crudo, con una temperatura de 45° C, viscosidad del crudo de 10 cP y una salinidad del agua de formación de 7000 mg/L. La formación objetivo tiene un espesor promedio de arenisca de 11,5 m, porosidad promedio de 26,3 % y un corte de agua de 94,5%. La

prueba piloto consistió en 4 pozos inyectores y 9 pozos productores, con un espaciado de 200 m entre pozos.

El polímero utilizado en la prueba piloto fue poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) con una concentración activa entre 28 – 30% y producido por proceso de radiación, peso molecular de aproximadamente 10 millones de Dalton, el contenido aniónico entre 22 - 25% y el agua utilizada para la fabricación de la solución polimérica fue agua dulce con una salinidad entre 600 – 800 mg/L. La prueba piloto inició el 11 de Diciembre de 1993 y finalizó en abril de 1996, con un volumen total de polímero inyectado de 0,425 del volumen poroso. Cuando se inició el piloto con la inyección de 0,025 volúmenes porosos de solución de polímero, los pozos productores respondieron uno tras otro. El corte de agua promedio disminuyó de 94,5 % a 80,1 % y la producción diaria de petróleo aumentó de 37 toneladas a 95. Hasta finales de mayo de 1996, la recuperación de petróleo para el pozo central había aumentado 12,3 % del POES con una eficiencia de polímero de 151 toneladas de petróleo por tonelada de polímero.

Ezeddin Shirif (2000) realizó el trabajo titulado “*Mobility Control by Polymers Under Bottom-Water Conditions, Experimental Approach*”. Shirif señala que la recuperación eficaz y económica del petróleo de los yacimientos en condiciones de acuífero de fondo se reconoce como una tarea formidable. El objetivo principal del autor en esta investigación fue evaluar la eficacia de combinaciones de inyección de agua horizontal-vertical en formaciones donde un acuífero de fondo está presente, modificando variables como la relación agua-petróleo, espesores, permeabilidad, tasa de inyección y viscosidad del petróleo. Shirif creó un modelo físico tridimensional para realizar los experimentos, con combinaciones de pozos horizontal-vertical/producción-inyección y utilizando un polímero como agente de control de la movilidad.

El autor llegó a conclusiones importantes como: La inyección de agua convencional es más eficiente cuando se utilizan pozos verticales para inyectar y pozos horizontales para producir. Para condiciones de acuífero de fondo, la inyección con polímero presenta un mayor factor de recobro en comparación a la inyección de agua convencional. El factor de recobro durante una inyección de polímeros es insensible a la tasa y estrategias de inyección. Entre otras.

K. Elkaddifi, E. Shirif, M. Ayub, A. Henni. (2004) realizaron el trabajo titulado “***Bottom-Water Reservoirs, Simulation Approach***”. Este estudio consistió en un trabajo numérico. El objetivo principal fue analizar las formas más eficientes de inyección de agua en los yacimientos de petróleo con un acuífero de fondo. En particular, los autores estudiaron los efectos en la inyección de agua con productos químicos como agentes de control de movilidad y para evaluar la efectividad de las combinaciones de pozos horizontales-verticales para la inyección de agua en formaciones donde un acuífero de fondo está presente.

Un simulador comercial (CMG / IMAX) se utilizó para llevar a cabo este estudio. Productos químicos, tales como polímero (poliacrilamida) soluciones con diferentes concentraciones fueron utilizadas para el control de la movilidad. El modelo físico utilizado en este estudio fue el mismo que diseñó Shirif (2000) cuando realizó su experimento. Mediante este estudio numérico los autores llegaron a unas conclusiones muy similares a las cuales llegó Shirif (2000). Este estudio fue muy importante porque permitió validar y/o contrastar los resultados obtenidos experimentalmente por Shirif (2000) en un modelo de simulación numérica, demostrando nuevamente el potencial del uso de una solución polimérica para mejorar la relación de movilidad en un yacimiento con acuífero de fondo.

N. Al Azri et al. (2010) realizaron el trabajo titulado “***Polymer Injection in Heavy Oil Reservoir under Strong Bottom Water Drive***”. En este trabajo se describe un proceso de recuperación mejorada de petróleo, en el cual se inyecta polímero en un

yacimiento detrítico de crudo pesado (250-500 cp) con un fuerte empuje hidráulico de un acuífero de fondo. La presencia de un fuerte acuífero de fondo mantiene la presión del yacimiento alta y proporciona un desafío para la inyectividad. Adicionalmente, la estrecha proximidad de los pozos inyectoros con el contacto agua-petróleo reduce la eficiencia de la inyección de polímero debido a la digitación de agua (creación de canales preferenciales desde la zona de inyección hacia los pozos productores debido a la alta movilidad del agua) y la pérdida de polímero hacia el acuífero. Para entender mejor los detalles de la influencia de los acuíferos en el proceso de recuperación, los autores probaron diferentes escenarios de desarrollo, abordaron las principales incertidumbres y llevaron a cabo un estudio detallado de la simulación.

Los resultados de la simulación mostraron que el concepto de desarrollo óptimo que ayudaba a reducir el impacto de la pérdida de polímero hacia el acuífero fue utilizar los pozos productores horizontales existentes y perforar otros pozos horizontales, de manera tal de aumentar el número de pozos inyectoros, éstos deben estar ubicados aproximadamente a la mitad de la columna de petróleo. Este trabajo también incluyó estudios de laboratorio a escala de núcleo para hacer aportes al modelo de simulación. En general, el estudio consistió en llevar a cabo la optimización del proceso de inyección mediante simulación, en términos de la ubicación de los pozos inyectoros en la columna de petróleo, la viscosidad y tamaño del tapón de polímero; A fin de proponer un concepto de inyección de polímeros adecuado al campo.

En base a los resultados obtenidos en la simulación los autores concluyeron que la mejor técnica es ubicar los nuevos pozos inyectoros entre los productores existentes, a una profundidad que esté ligeramente por debajo de la zona media de la columna de petróleo, de manera tal que se puedan minimizar las pérdidas de polímero hacia el acuífero y al mismo tiempo, por encima de los pozos inyectoros una mayor cantidad de petróleo sea expuesta al polímero. El mejor resultado fue obtenido al inyectar un tapón de polímero 93 cP y un volumen de 1,25 volúmenes porosos (PV).

2.1.2. Estudios realizados sobre otros métodos de recuperación mejorada de petróleo en yacimientos con acuífero de fondo

M. R. Islam (1992) realizó el trabajo titulado “*A New Recovery Technique for Heavy-Oil Reservoirs With Bottomwater*”. Varias actividades de investigación han abordado el problema de los yacimientos de petróleo pesado que contienen un acuífero de fondo. Islam y Farouq Ali (1987) exploraron la posibilidad de utilizar varios aditivos (polímeros, emulsiones, espumas y gel de sílice) para mejorar la eficiencia de la inyección de agua convencional en yacimientos con acuífero de fondo. Mientras que algunos de estos aditivos eran muy eficaces para yacimientos de petróleo ligero, su utilidad en yacimientos de petróleo pesado es cuestionable. Los yacimientos de petróleo pesado tienen relaciones de movilidad extremadamente desfavorables y la movilización del mismo es un reto.

Islam (1992) investigó la posibilidad de utilizar calentamiento electromagnético con la inyección de gas o agua para maximizar la producción de los yacimientos de petróleo pesado con acuífero de fondo. La técnica consistió en un calentamiento electromagnético selectivo en el pozo productor con la finalidad de reducir la viscosidad del petróleo cerca de las perforaciones, hasta que la movilidad del fluido cerca del pozo sea de varios cientos de veces mayor que en el resto del yacimiento. Las perforaciones se hacen en la zona superior del pozo para que contribuyan a disminuir la relación agua-petróleo. La implementación de calentamiento electromagnético es relativamente fácil y rentable. El autor sugiere que en algunos casos, el uso de pozos horizontales es la técnica más adecuada para el calentamiento del petróleo pesado o de arenas bituminosas y considera atractivo este método de recuperación para yacimientos de petróleo pesado que tienen un acuífero de fondo.

El autor llevó a cabo los experimentos en un modelo visual 2D y un modelo físico a escala para evaluar el aumento del recobro por la aplicación de un calentamiento electromagnético en un yacimiento con acuífero de fondo. Los estudios realizados en

el modelo visual mostraron la eficacia de la utilización de un gradiente de presión de inyección para reducir la relación agua-petróleo. Los estudios del modelo a escala indicaron que es posible obtener recobros de hasta 77%, incluso en presencia de un acuífero de fondo cuyo espesor sea igual al de la zona de petróleo. Islam (1992) estudió los efectos del espesor del acuífero de fondo. Encontró que la recuperación de petróleo no es muy sensible al espesor de la zona de agua para relaciones de espesores menores a 1; también, concluyó que la presencia de una saturación de gas inicial mejora el rendimiento de la inyección de gas para realizar el calentamiento.

Sugianto S., Butler R. (1990) realizaron el trabajo titulado “*The Production of Conventional Heavy Oil Reservoirs with Bottom Water Using Steam Assisted Gravity Drainage*”. En este trabajo los autores investigaron un innovador proceso de recuperación térmica de petróleo, el cual muestra un gran potencial para el desarrollo económico de yacimientos de petróleo pesado cuando la recuperación está limitada por la conificación del agua. El proceso consistió en el uso de pozos horizontales paralelos, ubicados cerca de la parte inferior de la zona de petróleo y los pozos de inyección de vapor horizontales situados verticalmente por encima de los productores, muy cerca de la parte superior del yacimiento.

Los experimentos se realizaron usando un modelo de yacimiento a escala, de dos dimensiones, que contenía un sistema de acuífero activo. Se investigó el mecanismo, el proceso y los efectos de la presión de inyección de vapor, el espesor del acuífero y la ubicación del pozo de producción. Los resultados obtenidos en este estudio indicaron que por medio de este proceso es posible producir petróleo pesado económicamente rentable. Mediante el uso de pozos horizontales es posible reducir la producción de agua proveniente del acuífero operando los pozos de producción a presiones cercanas a las del acuífero. Los autores determinaron que sin presencia de un acuífero es deseable una alta presión de inyección de vapor, pero cuando hay un acuífero de fondo la presión de inyección de vapor debe ser similar a la presión del acuífero.

Nasr T., Pierce G. (1993) realizaron el trabajo titulado “*Steam-CO₂ Recovery Processes for Bottom Water Oil Reservoirs*”. Los autores llevaron a cabo una serie de experimentos sobre inyección de CO₂ en yacimientos con acuífero de fondo. Para evaluar este proceso de recuperación de petróleo fue utilizado un modelo a escala que permitía trabajar con alta temperatura y alta presión. Este modelo simula un yacimiento que tiene una zona de petróleo con un espesor de 12,8 metros y una zona de agua con un espesor de 2,2 metros.

En el modelo utilizado, fueron evaluadas 5 estrategias de inyección: inyección de vapor, inyección continua de vapor y CO₂, inyección de CO₂ y agua caliente, inyección de CO₂ seguido por inyección de vapor e inyección secuencial de vapor y CO₂. Los resultados obtenidos en el experimento indicaron que la inyección de un gas con vapor de agua acelera y mejora la tasa de recuperación de petróleo en comparación con una inyección de solo vapor. La inyección continua de vapor y CO₂ dio lugar a un mejor rendimiento en comparación a las demás estrategias de inyección.

Rodriguez J., Darche G., Espinasse J. (2003) realizaron el trabajo titulado “*An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs With Bottom Aquifer*”. Este trabajo presenta los estudios de simulación realizados sobre un método de recuperación térmica llamado HASD (Horizontal Alternate Steam Drive). Este proceso ha sido diseñado para mejorar la recuperación de petróleo pesado móvil en presencia de un acuífero de fondo, donde el agotamiento natural se ha vuelto ineficiente por la fuerte conificación del agua. El proceso consistió en la inyección de vapor utilizando pozos horizontales paralelos, ubicados a la misma profundidad. Los pozos actúan alternadamente como productores e inyectores. En comparación con el método de recuperación térmica SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), el método HASD resultó más económico al utilizar una menor cantidad de pozos para una misma área.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el estudio de simulación, el método HASD resultó eficiente cuando el acuífero de fondo no es tan fuerte. Para el caso en que el acuífero es muy fuerte, el método SAGD resultó ser más eficiente que el método HASD. Sin embargo, con los acuíferos menos activos, las simulaciones mostraron que con el método HASD se puede obtener un mejor rendimiento que con el método SAGD, principalmente por tener una CSOR (Relación Vapor-Petróleo Acumulada) más pequeña para recuperaciones similares, por lo cual muestra un menor requerimiento de vapor.

Los autores establecieron estos resultados en base a simulaciones de yacimientos, pero sugieren que deben ser confirmados por los resultados operativos, tanto por las actuaciones de producción (por ejemplo, mediante un piloto HASD), y mediante el control de la expansión de las cámaras de vapor (observación de pozos, sísmica 4D).

Turta A. T., Coates R., Greaves M. (2009) realizaron el trabajo titulado “*In-Situ Combustion in the Oil Reservoirs Underlain by Bottom Water. Review of the Field and Laboratory Tests*”. En este artículo se da una breve reseña de los pilotos de campo de combustión in-situ (ISC) llevados a cabo en yacimientos con presencia de un acuífero de fondo (Bottom Water, BW). El objetivo fue realizar una revisión a fondo de la información disponible de campo y laboratorio para intentar separar los parámetros más importantes que afectan el rendimiento de la ISC en presencia de un BW. Uno de estos parámetros fue el espesor de la zona de agua en comparación con el espesor de la zona de petróleo y la viscosidad del petróleo. Un análisis de algunas pruebas de laboratorio que examinaron el uso de ISC en presencia de BW revelaron los desafíos que se presentan para la aplicación de este método. Esto permitió la identificación de los mecanismos importantes y las acciones posibles para mejorar el proceso.

Los autores probaron dos enfoques en los yacimientos de petróleo con BW; un modelo ISC convencional (BW-ISC) y la combustión basal (BC). La diferencia entre estos dos métodos es dónde se da inicio a la combustión y la forma en que se propaga en la formación. En el caso de BW-ISC la combustión se inicia normalmente en la parte superior de la capa de petróleo, mientras que en el proceso BC el encendido se realiza intencionadamente en el contacto agua-petróleo con el objetivo de utilizar la alta movilidad de la zona de agua para obtener el flujo de petróleo hacia los pozos productores.

La revisión de los ensayos de campo realizados mostraron que la experiencia BC era extremadamente limitada, sólo dos pilotos. En contraste, había 9 pilotos de campo de BW-ISC. Uno de ellos, North Tisdale, Wyo, EE.UU fue desarrollado a una etapa semi-comercial. Aunque este piloto tenía un uso relativamente bajo de oxígeno (72%) tenía un aumento de la recuperación de petróleo de 5 a 19%. Teniendo en cuenta el estado de los conocimientos actuales sobre los dos métodos, algunos criterios de selección preliminar se formularon sólo para el proceso de BW-ISC. Turta y Coates proponen nuevos métodos (THAI Process, Top-Down ISC Process, BC-LD y BH-ISC) de aplicación de ISC utilizando pozos horizontales en presencia de BW pero éstos están en una etapa conceptual y necesitan ser probados en campo.

Qin W., Wojtanowicz A. (2009) realizaron el trabajo titulado “*Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers*”. El objetivo de este trabajo fue presentar una visión general de los recursos de petróleo pesado en todo el mundo que presentan problemas de conificación de agua por la presencia de un acuífero de fondo, sus tecnologías de producción y métodos para el control de agua, haciendo énfasis en la tecnología Down-hole Water Sink (DWS). La tecnología DWS se basa en un principio hidrodinámico. La misma controla la conificación del agua mediante el empleo de mecanismos hidrodinámicos de drenaje del agua in-situ en el contacto agua-petróleo. El drenaje se realiza por una terminación del pozo instalada en el acuífero, debajo del contacto agua-petróleo. Una bomba sumergible

drena el agua de la formación alrededor del pozo y controla el crecimiento del cono de agua que está irrumpiendo a través de la columna de petróleo hacia los orificios del pozo productor. Los líquidos producidos por la terminación superior estarán libres o con un bajo contenido de agua. Qin y Wojtanowicz (2009) sugieren que la tecnología DWS podría reducir significativamente la producción de agua en un yacimiento de petróleo pesado con un fuerte acuífero de fondo.

Como resultado del estudio realizado por Qin y Wojtanowicz (2009) se obtuvo que para un pozo que está produciendo con un corte de agua de 95% sin la tecnología DWS, después de la instalación de ésta, el pozo puede producir más petróleo y menos agua, reduciendo el corte de agua a 80%.

Qin W. et al. (2011) realizaron el trabajo titulado “*Cold Production Technique for Heavy Oil with Strong Bottom Water Drive*”. En este trabajo se propone una nueva técnica de producción en frío, llamada Bilateral Water Sink (BWS). El principal problema de los pozos horizontales en yacimientos con acuífero de fondo es la formación de una cresta de agua que deprime la producción de crudo, el método BWS consiste en poner a producir 2 pozos horizontales (pozo bilateral) al mismo tiempo, uno en la zona de petróleo y otro en la zona de agua, ubicados en el mismo plano vertical. El objetivo es suprimir o demorar la aparición de la cresta de agua subyacente al pozo productor de crudo drenando el agua con el pozo horizontal ubicado en la zona de agua. Otra de las ventajas de este método es que el agua producida estará libre de petróleo. Mediante el uso de la energía natural del acuífero de fondo en el yacimiento, BWS se convierte en una técnica económica y ambientalmente atractiva, especialmente para la producción en frío en alta mar, donde es la única opción y la separación de petróleo y agua es un problema.

En este trabajo se diseñaron nuevos modelos analíticos para cuantificar los efectos al evitar la formación de la cresta de agua y mejorar el factor de recobro. Estos modelos fueron verificados con simulación numérica. Los datos del campo costa afuera Bohai

Bay - China (crudo 43 – 250 cp) fueron utilizados para demostrar teóricamente los modelos y cuantificar el aumento en el factor de recobro por el uso de la tecnología BWS. Los resultados obtenidos mostraron un aumento considerable de la recuperación de petróleo, pasando de un estimado de 15% para el pozo horizontal convencional a más de 40 % con la técnica BWS.

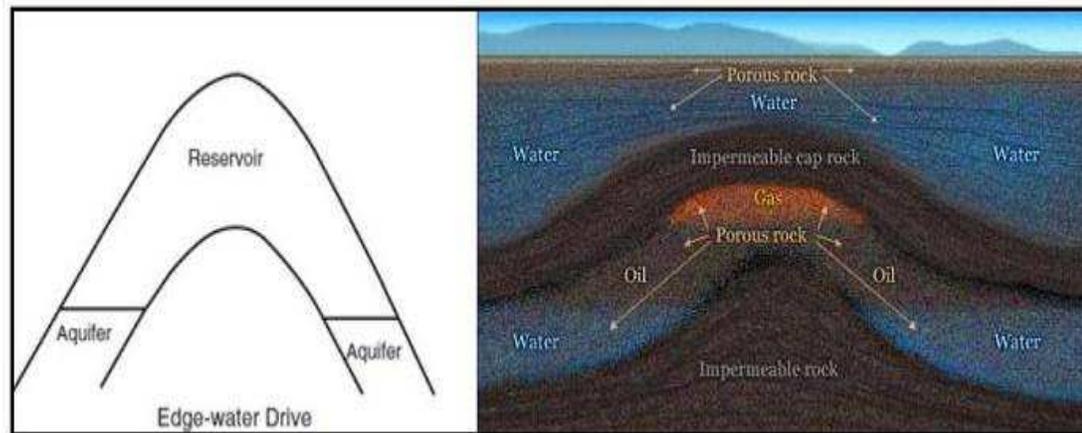
Los autores señalaron que con un único pozo horizontal la técnica BWS daría una recuperación de petróleo mucho mayor, pero se requiere un mayor volumen total de agua producida a partir de los pozos laterales. Esta enorme cantidad de agua producida podría representar un problema operacional, sin embargo, la mayor parte de esta agua estaría libre de petróleo, lo que elimina la necesidad de realizar una separación.

2.2. BASES TEÓRICAS

A continuación se describen una serie de elementos relevantes y esenciales que sirven como fundamento teórico a la investigación planteada. Estos conceptos permiten entender y/o explicar los fenómenos sujetos a estudio en el presente trabajo.

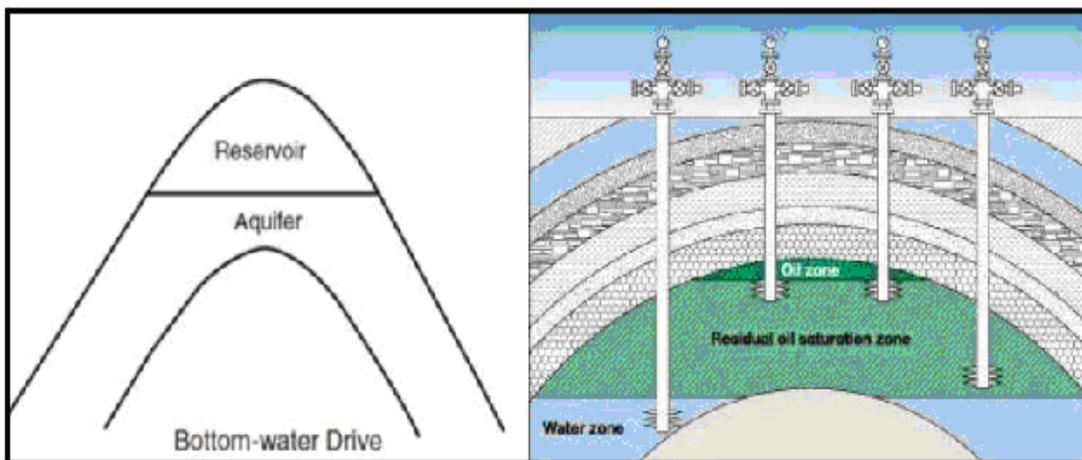
2.2.1. Yacimientos con empuje hidráulico

Los yacimientos con empuje hidráulico están total o parcialmente comunicados por formaciones adyacentes totalmente saturadas de agua, las cuales reciben el nombre de acuífero. Dichos acuíferos pueden estar situados en la periferia de la formación productora del yacimiento y en este caso, se les denomina acuíferos laterales o de flanco (Figura 2.1), o pueden estar situados por debajo de la formación productora y en tal caso se les denomina acuíferos de fondo (Figura 2.2). En los acuíferos laterales solo una parte del área de la zona productora de petróleo está en contacto con el acuífero; en cambio, en un acuífero de fondo, éste se encuentra en contacto con la totalidad del área productora. La parte donde hacen contacto la zona petrolífera y el acuífero se denomina contacto agua-petróleo (Pérez R. 1969).



Fuente: www.wikispaces.com

Figura 2.1. Representación de un acuífero lateral



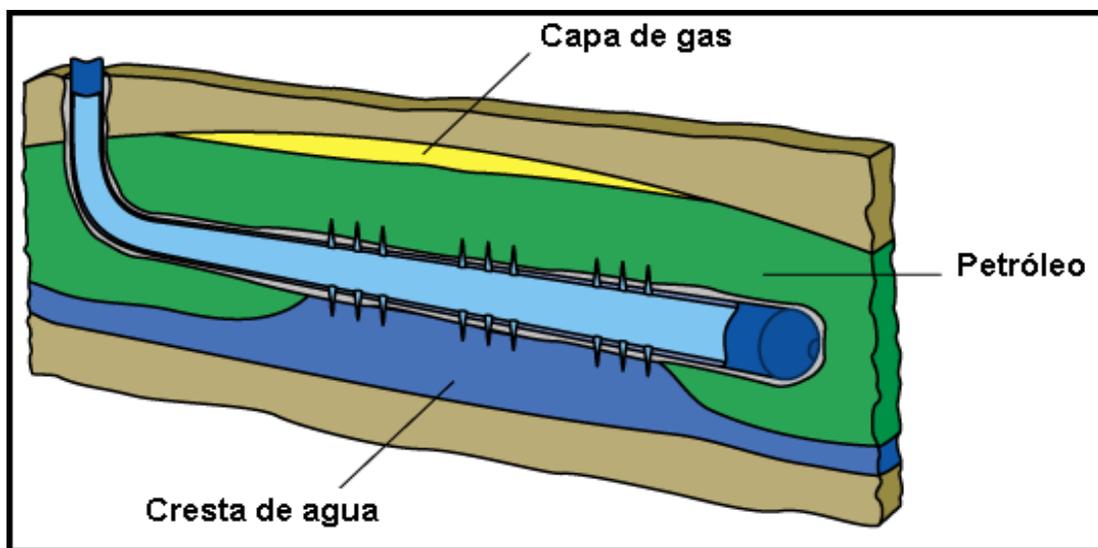
Fuente: www.wikispaces.com

Figura 2.2. Representación de un acuífero de fondo

2.2.1.1. Impacto en la producción

El avance del agua en los acuíferos laterales ocurre por los costados del yacimiento y la migración se dirige hacia las zonas más altas de la estructura. Los pozos que se encuentran en la parte más baja de la estructura serán los primeros en ser invadidos y por ende la producción de agua en los mismos aumentará rápidamente. En el caso de los acuíferos de fondo el avance del agua ocurre de manera vertical; por lo tanto, si la

formación productora es horizontal y los pozos son producidos bajo condiciones similares éstos serán invadidos por el agua del acuífero al mismo tiempo (Pérez R. 1969). El fenómeno de la conificación de agua puede causar aumento de la producción de agua y reducir la vida útil del pozo. La aplicación de la tecnología de pozo horizontal es atractiva debido a su esperado aumento de la productividad y los beneficios de la reducción de la conificación de agua. Sin embargo, el avance de la cresta de agua en los pozos horizontales (Figura 2.3) sigue siendo una preocupación importante en los yacimientos con acuífero de fondo (Zhao G., Zhou J., Liu X. 2005).



Fuente: www.schlumberger.com

Figura 2.3. Conificación de un pozo horizontal

Bajo condiciones estáticas, el petróleo permanece sobre el agua debido a la diferencia de densidades entre ambos fluidos. Una vez que el pozo comienza a producir, se crea un gradiente de presión alrededor del mismo y el petróleo fluye hacia la superficie. Las fuerzas de gravedad son dependientes de la diferencia de densidades entre los dos fluidos, oponiéndose al movimiento del agua hacia arriba y contrarrestando los gradientes de presión. Las fuerzas de gravedad tienden a mantener el contacto agua-petróleo (CAP) estable cuando se equilibran con el gradiente de presión en la zona de petróleo. Sin embargo, cuando el gradiente de presión excede las fuerzas

gravitacionales, el CAP comienza a ascender y, si la tasa de flujo continúa incrementándose, el gradiente de presión será tan alto que la fuerza de gravedad no será capaz de balancearlo y el CAP continuará moviéndose hacia arriba. Una vez que la cresta del cono se encuentra cerca del pozo se producirá la ruptura del mismo y el agua fluirá preferentemente hacia las perforaciones (Mosquera H. 2010).

2.2.1.2. Tipos de acuíferos según su tamaño

La forma del acuífero puede ser variada según el tipo de estructura y entrapamiento del sistema yacimiento acuífero. Del mismo modo, el tamaño del acuífero también puede variar. Según Muskat (1949), si el volumen poroso del acuífero es mil (1000) veces o más el volumen poroso del yacimiento, el acuífero puede considerarse de extensión infinita con respecto al yacimiento. Si el volumen poroso del acuífero es menor al mencionado anteriormente, éste puede considerarse de extensión finita.

2.2.1.3. Mecanismos de empuje hidráulico

El principal factor que impulsa el agua a fluir desde el acuífero hacia el yacimiento es la expansión del agua que ocurre a medida que la presión del yacimiento disminuye, debido a la producción de hidrocarburos. Esto crea una presión diferencial entre el acuífero y el yacimiento en el CAP, permitiendo la intrusión de agua al mismo. Pueden existir acuíferos con otras formas de energía diferentes al mecanismo descrito anteriormente, como es el caso de los acuíferos que afloran en superficie, donde una fuente de agua va reemplazando el agua que entra al yacimiento manteniendo la presión de este. Otro mecanismo que puede contribuir al suministro de agua al yacimiento es el hundimiento de los estratos superpuestos (subsistencia). A medida que la producción aumenta, la superficie terrestre se hunde, esto trae como consecuencia la compactación de las lutitas vecinas al yacimiento, provocando la expulsión del agua contenida en las mismas hacia el yacimiento. También puede ocurrir compactación del acuífero, lo cual contribuye a aumentar el suministro de agua al yacimiento (Pérez R. 1969).

2.2.2. Recuperación mejorada de petróleo (RM)

Las operaciones de recuperación de petróleo tradicionalmente se dividen en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. La recuperación primaria corresponde al desplazamiento de los fluidos contenidos en el Yacimiento por la energía contenida naturalmente en el mismo. La recuperación secundaria usualmente es implementada después de la recuperación primaria, una vez que la producción comienza a declinar y la energía del Yacimiento se agota. Tradicionalmente los procesos de recuperación secundaria son inyección de agua e inyección de gas. La recuperación terciaria usualmente es aplicada después de la inyección de agua y comprende el uso de gases miscibles, químicos y energía térmica.

En algunos casos los procesos de recuperación terciaria son aplicados antes de los procesos de recuperación secundaria, esto debido a la naturaleza misma del proceso de recuperación terciaria, a la disponibilidad de los inyectantes, razones económicas y otros factores. Es por esto que el término “recuperación terciaria” no es comúnmente utilizado en la literatura de Ingeniería de Petróleo y la designación de “Recuperación Mejorada de Petróleo” es la más aceptada. Según París de Ferrer M. (2001) la recuperación mejorada de petróleo EOR (del inglés Enhanced Oil Recovery) se refiere a todos los métodos aplicados para aumentar el factor de recobro en un yacimiento más allá de lo que podría lograrse con métodos primarios.

La aplicación y el éxito de estos procesos siempre se verán afectados por la geología del yacimiento. Algunos procesos que son estudiados y bien entendidos en un entorno de laboratorio y diseñados adecuadamente para los fluidos de un yacimiento en particular, pueden fallar durante su implementación debido a factores geológicos. Las características del yacimiento influyen directamente en la aplicación del proceso que se quiera implementar. Entre ellas podrían nombrarse propiedades de la formación productora (tipo, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas y mojabilidad), tipo de crudo en el yacimiento, relación agua-petróleo, relación gas-petróleo, presión

del yacimiento en el momento de iniciar el proceso de recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora, principalmente.

2.2.2.1. Objetivos de la aplicación de los métodos de RM

Después de la aplicación de los métodos de recuperación primaria y secundaria queda en el yacimiento una cierta cantidad de petróleo que permanece irrecuperable. A esta cantidad de petróleo se le denomina petróleo remanente. Si se tiene una roca humectada por agua y un gradiente de presión alto, teóricamente todo el petróleo presente puede ser desplazado por la fase mojante. Sin embargo, en la práctica esto dependerá de diversos factores, entre los cuales la razón de movilidad y el número capilar tienen gran peso (París de Ferrer M. 2001).

Los objetivos de los métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo se pueden resumir a la reducción de la razón de movilidad y el incremento del número capilar, esto con la finalidad de disminuir la saturación de petróleo residual que posee el yacimiento y que se encuentra retenida en los poros de la formación por las fuerzas capilares y viscosas.

2.2.2.2. Movilidad (λ)

La movilidad de un fluido se define como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad del fluido:

$$\lambda = \frac{k_i}{\mu_i} \quad (2.1)$$

Donde:

λ = Movilidad (mD/cP)

k = Permeabilidad efectiva (mD)

μ = Viscosidad del fluido (cP)

i = Petróleo, agua o gas

2.2.2.3. Razón de Movilidad (M)

La razón de movilidad se define como la movilidad del fluido desplazante dividida entre la movilidad del fluido desplazado:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \quad (2.2)$$

Donde:

M = Relación de movilidad (Adimensional)

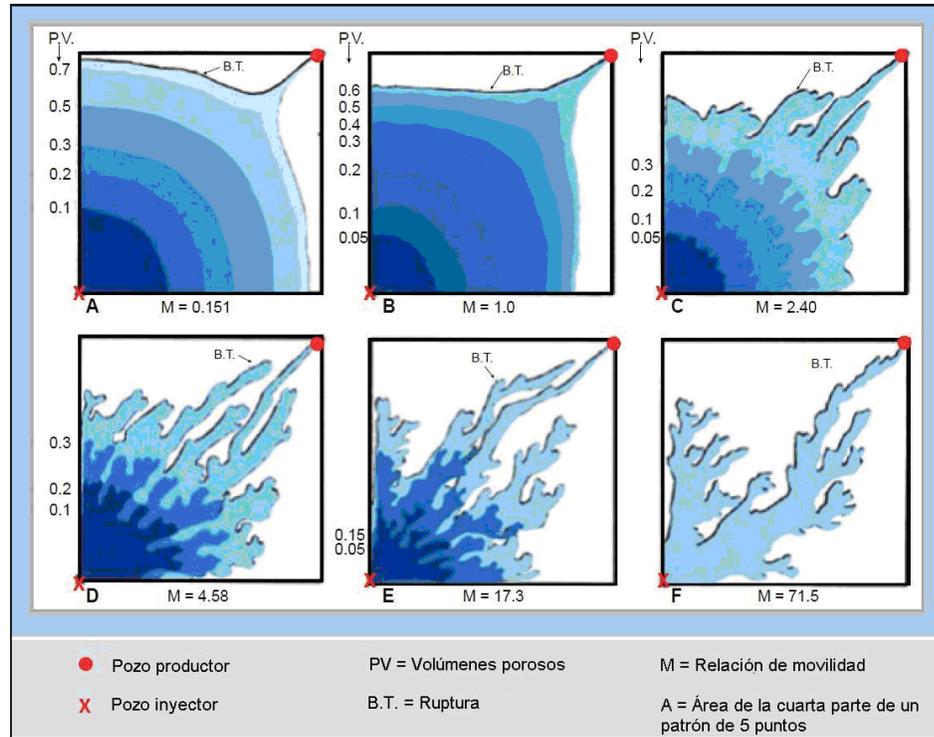
λ_D = Movilidad relativa de la fase desplazante (cP⁻¹)

λ_d = Movilidad relativa de la fase desplazada (cP⁻¹)

Para obtener la máxima eficiencia de desplazamiento M debe ser menor o igual a la unidad (≤ 1) para que la relación de movilidad sea favorable. Si M es mayor a la unidad (> 1), entonces significa que el fluido desplazante (por ejemplo agua) se mueve más fácilmente que el fluido desplazado (petróleo). Esto es desfavorable porque el fluido desplazante fluirá más allá del fluido desplazado, dando lugar a un fenómeno conocido como "digitación viscosa", donde la mayor parte del petróleo es pasado por alto (Figura 2.4). Sin embargo, si $M > 1$ y no hay digitación viscosa, significa que se debe inyectar más fluido para alcanzar una determinada saturación de petróleo residual en los poros.

Por lo tanto, para obtener un desplazamiento efectivo de fluido, la relación de movilidad es un factor determinante. En el caso de la recuperación mejorada de petróleo, la relación de movilidad se puede reducir por disminución de la viscosidad del petróleo, aumento de la viscosidad de la fase desplazante, aumento de la

permeabilidad efectiva al petróleo y disminución de la permeabilidad efectiva a la fase desplazante.



Fuente: Chinenye C. (2010)

Figura 2.4. Digitación viscosa en inyección de agua para diferentes valores de M

2.2.2.4. Estimación teórica de la concentración óptima de polímero

Los métodos utilizados para el cálculo de la concentración de polímero requerida para obtener una relación de movilidad ≤ 1 son el método de Gogarty W. et al (1970) y la correlación propuesta por Sheng J. (2011).

Gogarty W. et al (1970) proponen que la movilidad del fluido desplazante debe ser menor o igual a la totalidad de los fluidos desplazados en el yacimiento (Ecuación 2.3).

$$\lambda_{rt} = \lambda_{rw} + \lambda_{ro} \quad (2.3)$$

Donde:

λ_{rt} = Movilidad relativa total (cp⁻¹)

λ_{rw} = Movilidad relativa del agua (cp⁻¹)

λ_{ro} = Movilidad relativa del petróleo (cp⁻¹)

Mediante el uso de las curvas de permeabilidad relativa y la viscosidad de los fluidos, se puede realizar el cálculo de la movilidad relativa (λ_r) para cada fluido (Ecuación 2.4). Luego se suman las movilidades relativas de cada fluido para obtener la movilidad relativa total (λ_{rt}), éstas pueden ser graficadas en función de la saturación de agua (Fig. 4.2).

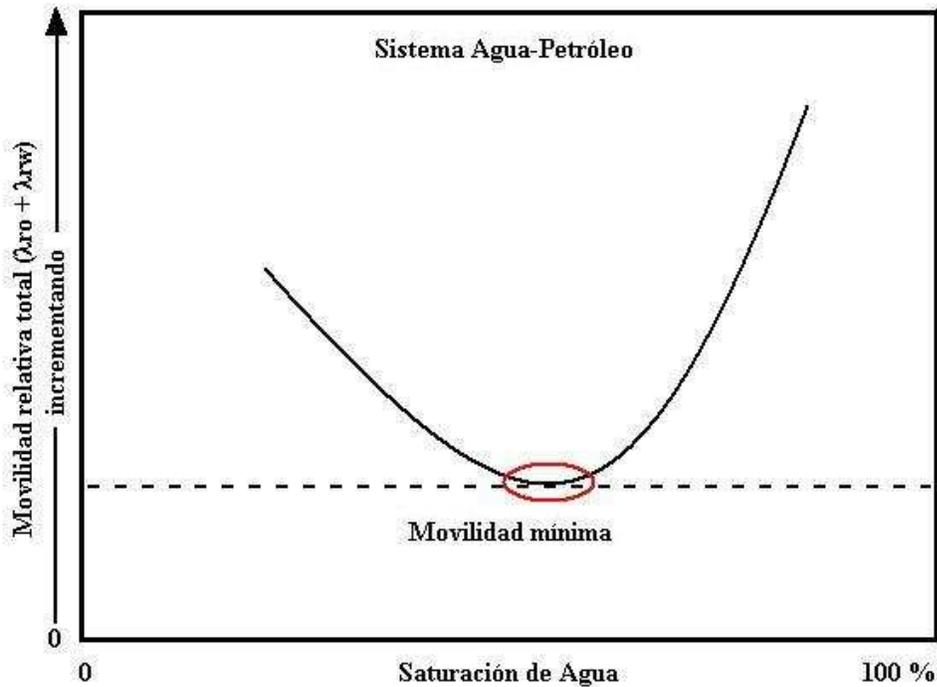
$$\lambda_r = \frac{k_r}{\mu} \quad (2.4)$$

Donde:

λ_r = Movilidad relativa (cp⁻¹)

k_r = Permeabilidad relativa (adim)

μ = Viscosidad (cp)



Fuente: Gogarty W. et al. (1970). Modificado por: Ortiz W. (2013)

Figura 2.5. Movilidad relativa total en función de la Saturación de agua

La movilidad mínima se designa como la movilidad de diseño para todo el sistema de fluidos aguas arriba del banco de agua-petróleo estabilizado. La movilidad real dentro del banco de fluidos estabilizado puede ser igual o mayor que este mínimo, pero el banco de fluidos no puede tener una movilidad menor que el mínimo. Por lo tanto la movilidad de diseño siempre representará un valor seguro (Gogarty W. et al. 1970).

Para determinar el valor de viscosidad del fluido desplazante una vez que se conoce el valor de la movilidad mínima (diseño) se utiliza la ecuación 2.4. La viscosidad del fluido desplazante corresponde a la viscosidad de la solución polimérica que se va a diseñar. A efectos de trabajar con la premisa bajo la cual todo el crudo móvil puede ser desplazado, la permeabilidad relativa al agua que se introduce en la ecuación 2.4 se calcula a la saturación de petróleo residual (máxima fracción de agua).

Sheng J. (2011) difiere del concepto de movilidad manejado por Gogarty W. et al (1970), afirmando que la movilidad del fluido desplazante debe estar relacionado con la movilidad de la fase de petróleo desplazada, en lugar de la movilidad total de los fluidos desplazados en el yacimiento. Para justificar su criterio utilizó un enfoque de simulación y análisis de datos experimentales publicados. La ecuación 2.5 representa el criterio propuesto por Sheng J. (2011), en ésta solo se toma en cuenta la movilidad del fluido que se requiere inyectar y la movilidad del petróleo, introduciendo un nuevo parámetro de corrección que es la saturación normalizada de petróleo movable.

$$M = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro(S_w)} * \mu_d} * \bar{S}_o \leq 1 \quad (2.5)$$

Donde:

M = Razón de movilidad

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

μ_o = Viscosidad del petróleo (cP)

μ_d = Viscosidad del fluido desplazante (cP)

\bar{S}_o = Saturación normalizada de petróleo movable

La saturación normalizada de petróleo movable se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{S}_o = \frac{S_{o(actual)} - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \quad (2.6)$$

Donde:

\bar{S}_o = Saturación normalizada de petróleo movable

$S_{o(\text{actual})}$ = Saturación de petróleo promedio actual

S_{or} = Saturación de petróleo residual

S_{wc} = Saturación de agua connata

El valor que se busca es la viscosidad del fluido desplazante, igualando a 1 la ecuación 2.5 se tiene:

$$\mu_d = \frac{k_{rw} * \mu_o * \bar{S}_o}{k_{ro}(S_w)} \quad (2.7)$$

Donde:

μ_d = Viscosidad del fluido desplazante (cP)

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

μ_o = Viscosidad del petróleo (cP)

\bar{S}_o = Saturación normalizada de petróleo movable

La viscosidad del fluido desplazante (μ_d) representa la viscosidad de la solución polimérica requerida para obtener una razón de movilidad igual a 1. Este valor de viscosidad es obtenido de manera teórica a través de los dos métodos y se utiliza como punto de partida para el cálculo de la viscosidad óptima de la solución polimérica de manera experimental en las pruebas de desplazamiento.

2.2.2.5. Número capilar

El número capilar (N_c) se define como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Es usado para expresar las fuerzas que actúan en la gota de petróleo atrapada en el medio poroso en función de la velocidad del fluido de empuje (v), la viscosidad del fluido de empuje y la tensión interfacial (σ) entre la fase desplazada y la fase desplazante.

$$N_c = \frac{\mu \cdot V}{\sigma} \quad (2.8)$$

Donde:

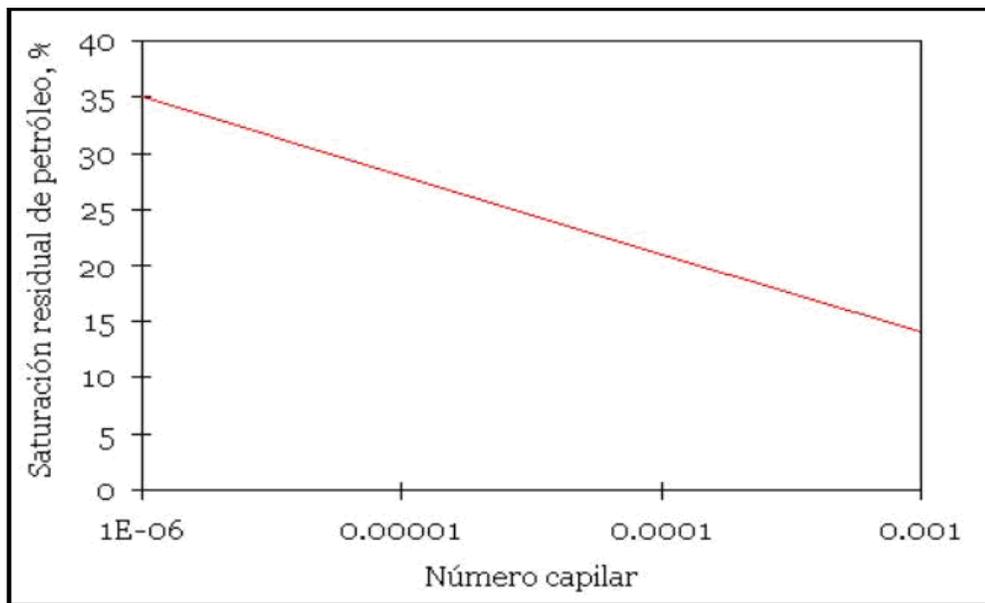
N_c = Número capilar (Adimensional)

μ = Viscosidad del fluido desplazado (cP)

V = Velocidad de flujo de los fluidos (m/s)

σ = Tensión interfacial entre el fluido desplazante y el fluido desplazado (mN/m)

Como se observa en la Figura 2.6, cuando se incrementa el número capilar, la saturación de petróleo residual disminuye, ya sea por una reducción en la viscosidad del petróleo o un aumento de gradiente de presión, pero aún más importante, por una disminución en la tensión interfacial. Sin embargo, para tener una baja saturación de petróleo residual, el valor crítico de $\Delta P/L\sigma$ tiene que ser superado por un aumento en la tasa de inyección, la cual estará limitada por la presión de fractura (Paris de Ferrer M. 2001).



Fuente: Farouq A., Thomas S. (1996)

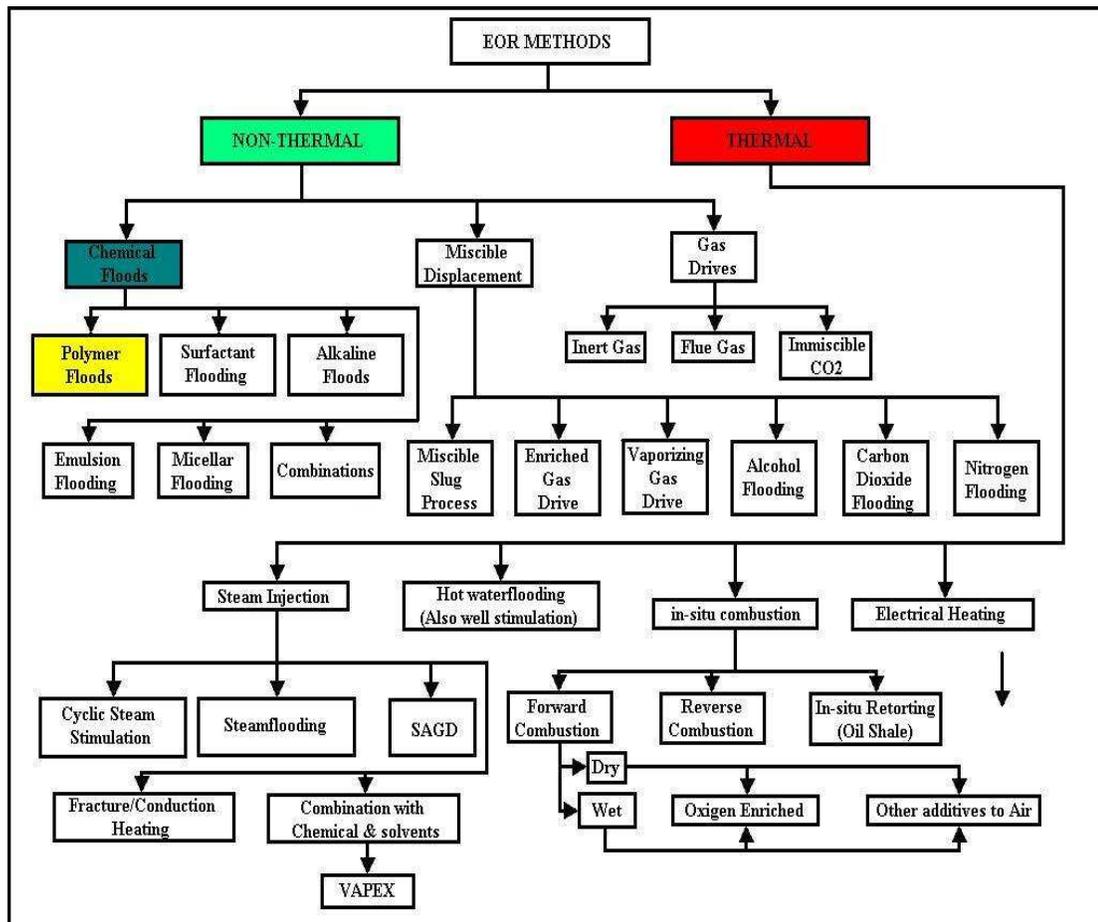
Figura 2.6. Saturación de petróleo residual en función del número capilar

2.2.2.6. Clasificación de los métodos de RM

Existen diferentes métodos de recuperación mejorada de petróleo. Los autores Farouq y Thomas (1996) presentan una posible clasificación (Figura 2.7) de estos métodos dividiéndolos en dos grupos: Térmicos y no térmicos. Entre los métodos no térmicos se encuentran 3 subgrupos que son: Métodos químicos, desplazamientos miscibles y empujes con gas. De los anteriores, se hará énfasis en el presente trabajo en los métodos químicos.

Los métodos térmicos se aplican preferentemente a crudos pesados y los métodos no térmicos a crudos livianos, sin embargo, estos últimos también son aplicables a crudos pesados pero han tenido poco éxito. La geología del yacimiento y las propiedades de los fluidos juegan un papel fundamental al momento de seleccionar el método más adecuado para cada yacimiento (Farouq A., Thomas S. 1996).

En términos generales, los métodos EOR térmicos consisten en procesos químicos y miscibles. Los procesos químicos incluyen polímeros, surfactantes, álcalis, emulsiones y combinaciones de estos. Los procesos miscibles incluyen los empujes miscibles a alta presión, utilizando un gas de hidrocarburo, nitrógeno o dióxido de carbono. Los métodos térmicos consisten transferirle calor al yacimiento mediante la inyección de vapor y la generación de calor in-situ, esto último logrado generalmente por la combustión de una parte del crudo (combustión in-situ), pero también es posible por otros medios como el calentamiento eléctrico. Como se muestra en la Figura 2.6 muchas variaciones de todos estos métodos son posibles (Farouq A., Thomas S. 1996).



Fuente: Farouq S.M., Thomas S. (1996)

Figura 2.7. Métodos de recuperación mejorada de petróleo

2.2.3. Métodos Químicos

Involucran la inyección de productos químicos específicos que usualmente no están presentes en los yacimientos. Entre ellos se encuentran polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos. Se espera que desplacen efectivamente el petróleo como resultado de la reducción de la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el petróleo, y la modificación de la relación de movilidad en el yacimiento (París de Ferrer, M. 2001).

2.2.3.1. Inyección de Alcalis

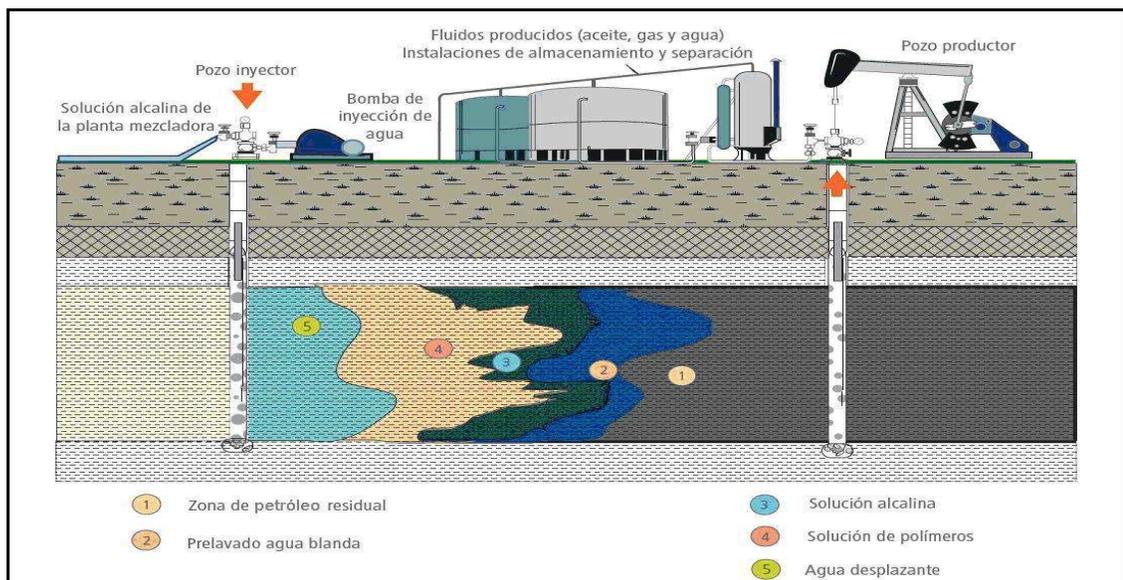
Consiste en la inyección de productos químicos alcalinos, tales como hidróxido de sodio, carbonato de sodio o silicato de sodio. Estos productos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el petróleo del yacimiento para crear surfactantes in-situ. Los surfactantes generados in-situ contribuyen en la modificación del número capilar del sistema por uno o más de los siguientes mecanismos: Reducción de la tensión interfacial, emulsificación y entrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad, cambio de la mojabilidad y, emulsificación y arrastre del petróleo (Willhite P., Green W. 2003).

- Descripción del proceso

El proceso de inyección de álcali (Figura 2.8) comienza con la inyección de un preflujo de agua seguido por la solución alcalina de alrededor de 0,1 - 0,3 PV, posteriormente se realiza inyección continua de agua para el empuje (Carcoana A. 1992). Para mejorar la relación de movilidad y la eficiencia de barrido se puede inyectar un tapón de polímero detrás de la solución alcalina. La complejidad de la mineralogía y litología del yacimiento dará lugar a muchas reacciones posibles, por lo tanto, las pruebas de campo son importantes para diseñar el mejor sistema para un yacimiento en específico (Abrahamsen A. 2012).

La pérdida del álcali inyectado en el yacimiento es de gran preocupación. La reacción del álcali con el petróleo, la roca yacimiento y la salmuera, a menudo conducen a la pérdida de una gran cantidad del mismo. Un elevado consumo de los productos químicos podría significar unos costos muy altos para lograr una tasa satisfactoria. Por lo tanto, la pérdida de álcali debido a la interacción con los minerales de la roca no debe ser ignorada en el diseño de cualquier inyección de productos químicos de alto pH (Adetayo K. 2012). Según los estudios realizados por deZabala et al. (1982) las reacciones responsables del consumo de álcali durante la inyección se pueden sintetizar en disolución Mineral, intercambio catiónico y precipitación de hidróxidos.

En general, los agentes alcalinos son menos costosos que los surfactantes, sin embargo, el proceso de inyección de álcalis es altamente dependiente del contenido de minerales en la superficie de la roca yacimiento y el contenido de ácidos en el crudo. La inyección de álcalis es mucho más eficiente si el contenido de ácidos en el crudo es relativamente alto, pero es difícil controlar y predecir cómo será la reacción de la solución alcalina inyectada con dichos ácidos (Abrahamsen A. 2012).



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2007)

Figura 2.8. Secuencia del proceso de inyección de álcalis

- Screening de la inyección de álcalis

Según Paris de Ferrer (2001) el proceso de inyección de álcalis es complejo y difícil de entender, pero la recuperación mejorada se obtiene mediante la modificación de la mojabilidad de la roca y la reducción de la tensión interfacial, lo cual causa una emulsificación intermedia. Los criterios de screening representados en la Tabla 2.1 son aquellos adoptados por Taber et al. (1997), esta tabla fue compilada con datos de campo de proyectos exitosos de inyección de álcalis a la fecha. Cabe destacar que los parámetros sugeridos por Taber et al. (1997) no son absolutos, sino rangos aproximados obtenidos de los buenos proyectos.

Tabla 2.1. Criterios de diseño para la inyección de Álcali

Características del Crudo	
Gravedad (°API)	> 20
Viscosidad (cp)	< 35
Composición	Algunos ácidos orgánicos requeridos
Características del yacimiento	
Saturación de petróleo (%)	> 35
Tipo de formación	Arenas limpias
Espesor neto (pies)	No crítico
Profundidad (pies)	< 9000 ft (Ver temperatura)
Temperatura (°F)	< 200
Permeabilidad promedio (md)	> 10

Fuente: Taber J. et al (1997)

Limitaciones

- El número ácido del petróleo en el yacimiento debe ser mayor a 0,2 mg KOH/g de petróleo.
- La tensión interfacial entre la solución alcalina y el petróleo debe ser menor a 0,01 dinas/cm.

- Deben evitarse los carbonatos, ya que usualmente contiene anhidrita y yeso, los cuales pueden reaccionar adversamente con los químicos inyectados (Taber J. 1983).

Problemas

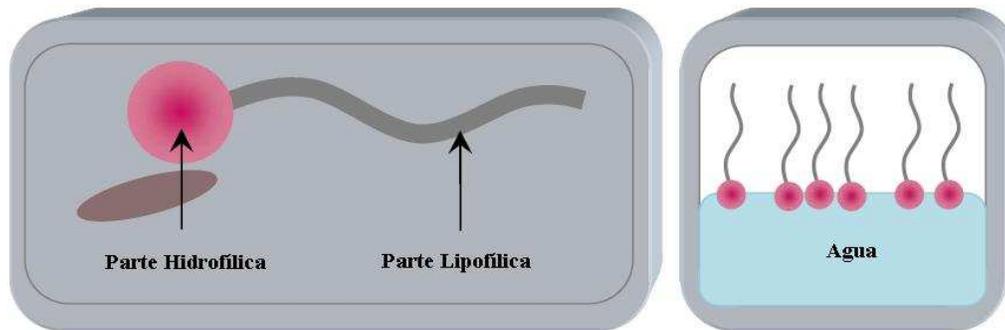
- Corrosión, se requiere protección de tuberías y tanques.
- Alto consumo de sustancias alcalinas.
- Generación de emulsiones estables que dificulten la separación de los fluidos producidos (Taber J. 1983).

2.2.3.2. Inyección de Surfactantes

Una inyección con surfactante se lleva a cabo por lo general después de una inyección de agua. Dicha inyección tiene como finalidad reducir la tensión interfacial en el sistema crudo-agua, de modo que el petróleo atrapado por las fuerzas capilares se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado (Paris de Ferrer M. 2001).

- Clasificación de los surfactantes

Los surfactantes, también conocidos como agentes tensoactivos, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten una más fácil dispersión y reducen la tensión interfacial entre dos líquidos. La estructura de una molécula de surfactante se ilustra en la Figura 2.9, usualmente son compuestos orgánicos anfifílicos, o que contienen grupos no polares hidrófobos o lipofílicos, solubles en hidrocarburo (colas) y grupos polares hidrofílicos (cabezas) solubles en agua (Norman C. y Trombetta J. 2007).



Fuente: Bülow S. (2012)

Figura 2.9. Estructura de una molécula de surfactante

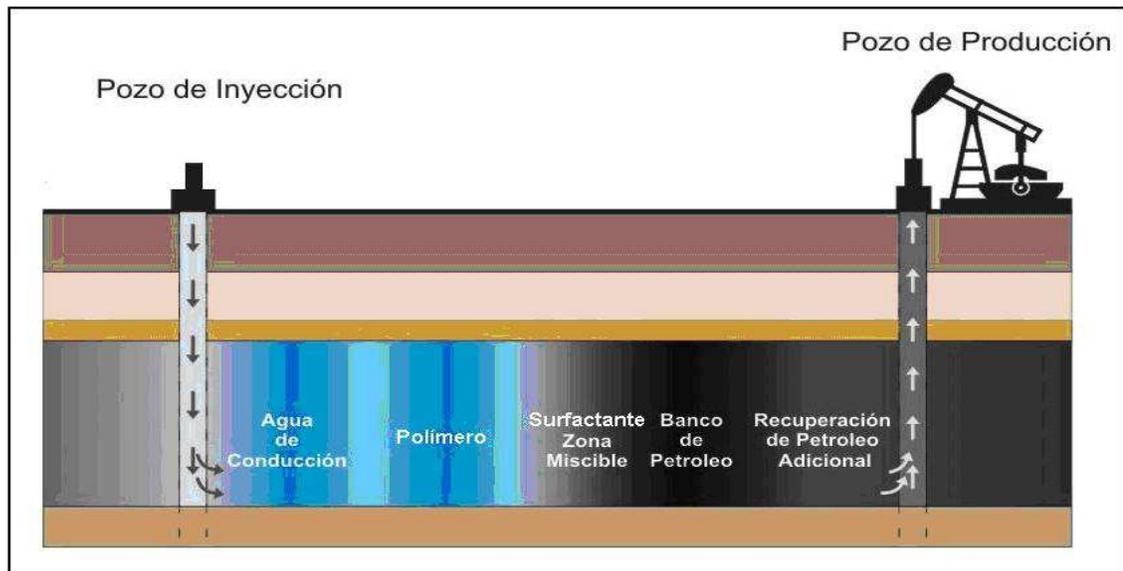
Un surfactante puede ser clasificado de acuerdo a la naturaleza iónica de sus cabezas ó grupos polares, en no iónicos, iónicos (aniónicos, catiónicos) y anfotéricos. Los surfactantes no iónicos no tienen grupos con carga en sus cabezas. En cambio, la cabeza de un surfactante iónico lleva una carga neta. Si la carga es negativa, el surfactante es aniónico; si la carga es positiva será catiónico (París de Ferrer M. 2001).

En los procesos de EOR se han utilizado surfactantes aniónicos y no iónicos mayoritariamente. Los aniónicos han sido los más utilizados debido a que tienen buenas propiedades tensoactivas, son relativamente estables, exhiben relativamente baja adsorción sobre la roca reservorio y es económico fabricarlos.

Los surfactantes no iónicos se han usado principalmente como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de los sistemas de surfactantes. Estos surfactantes no iónicos son mucho más tolerantes a la alta salinidad, pero no son tan eficientes para reducir la tensión interfacial como los aniónicos. Los surfactantes catiónicos generalmente no se usan porque se adsorben fuertemente sobre la roca reservorio (Jiménez A. 2009).

- Descripción del proceso

La secuencia del proceso de inyección de surfactantes se ilustra en la Figura 2.10. El tapón de surfactante inyectado debe ir acompañado de aditivos que lo protejan de las sales minerales del agua de formación. Para controlar la movilidad del surfactante, se debe inyectar un determinado volumen de polímeros que actúe como amortiguador y empuje el tapón. Como se mencionó anteriormente, es necesario reducir gradualmente la concentración del polímero para mitigar el efecto de la adversa relación de movilidad entre la solución polimérica y el posterior tapón de agua (París de Ferrer M. 2001).



Fuente: www.petrogroupcompany.com

Figura 2.10. Secuencia del proceso de inyección de Surfactantes

- Screening de la inyección de surfactantes

Los rangos de aplicabilidad de proyectos de inyección de surfactantes presentados en a Tabla 2.2, estos han surgido del estudio de la información de los proyectos y pruebas de laboratorio implementados en el mundo. De allí se han especificado las características y condiciones óptimas del crudo y del yacimiento bajo las cuales un

proceso de inyección podría ser exitoso (Aladasani A., y Bai B. 2010). Como se mencionó anteriormente, estos criterios no representan valores absolutos.

Tabla 2.2. Criterios de diseño para la inyección de Surfactantes

Características del Crudo		
	Rango	Promedio
Gravedad (°API)	22 – 39	31
Viscosidad (cp)	15,6 – 3	9.3
Composición	No crítica	
Características del yacimiento		
Saturación de petróleo (%)	43,5 – 53	48
Tipo de formación	Arenisca	
Espesor neto (pies)	No crítico	
Profundidad (pies)	625 – 5300	2941,6
Temperatura (°F)	122 – 155	138,5
Permeabilidad promedio (md)	50 – 60	55
Porosidad (%)	16 – 16,8	16,4

Fuente: Aladasani A., y Bai B. (2010)

Limitaciones

- Un área barrida de más del 50% por inyección de agua es deseada.
- Se prefiere que la formación sea relativamente homogénea.
- Altas cantidades de anhidrita, yeso o arcillas son indeseables (Taber J. 1983)

Problemas

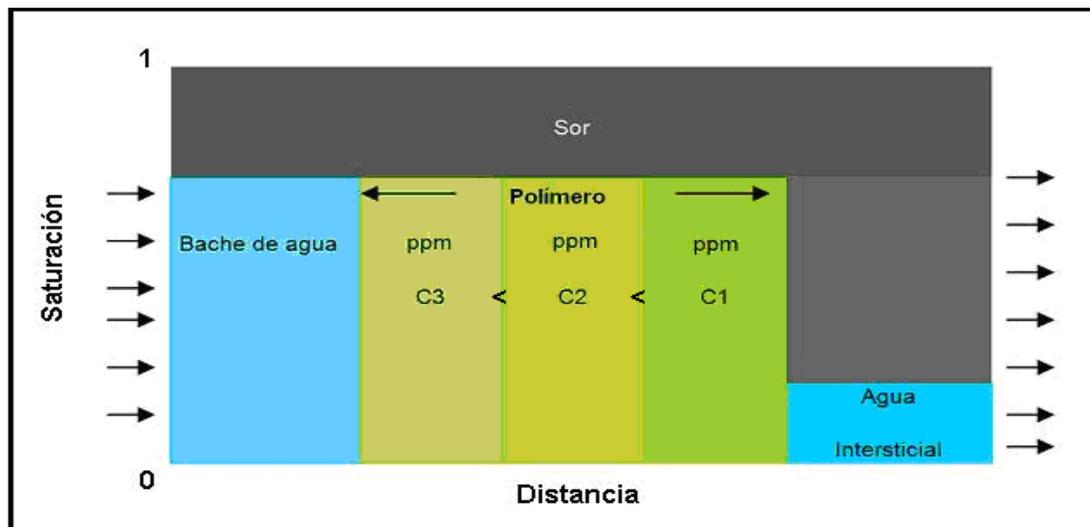
- Degradación de los surfactantes por altas temperaturas.
- Presencia de extensas fracturas o capa de gas.
- No se recomienda en yacimientos con fuerte empuje hidráulico (Taber J. 1983).

2.2.3.3. Inyección de polímeros

La inyección de polímeros tiene como propósito mejorar la relación de movilidad agua-petróleo incrementando la viscosidad de la fase agua. Se espera que al reducir esta relación mejore la eficiencia del barrido, aumentando el recobro de petróleo. El proceso de inyección de polímeros se fundamenta en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas de polímeros para controlar la movilidad de los fluidos en la formación geológica. La ventaja que tienen estas soluciones es que pueden ser muy viscosas aún cuando estén altamente diluidas. Estas soluciones se obtienen luego de la disolución de sustancias poliméricas en agua. Los polímeros se crean por la repetición de unidades químicas simples llamadas monómeros en procesos de polimerización, generándose macromoléculas de alto peso molecular, apropiadas para conferir viscosidad al agua (Willhite P., y Green Don W. 2003).

- Descripción del proceso

El agua de la formación puede afectar negativamente al polímero, es por esto que ciertos autores recomiendan la inyección de una solución de baja salinidad llamada preflujos con la finalidad de preparar la zona, ajustando el pH y la salinidad del agua de formación. El polímero se inyecta continuamente a una concentración inicial durante un período límite, posteriormente dicha concentración es reducida de manera gradual para disminuir el contraste de movilidad entre la solución polimérica inyectada y el agua detrás de esta. También, dicho gradiente de concentración va orientado a reducir los costos al disminuir la cantidad de químico que se requiere. En la Figura 2.11 se puede observar un ejemplo de cómo se reduce la concentración de polímero a medida que aumenta el volumen de solución polimérica inyectada (Willhite P., y Green W. 2003).



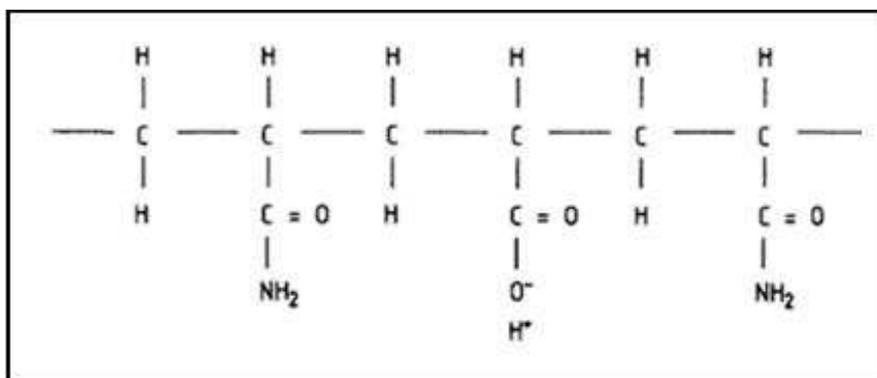
Fuente: Willhite P. Green Don W. (2003)

Figura 2.11. Proceso de inyección de polímeros

- Tipos de polímeros empleados en la inyección

En todas las aplicaciones, el polímero debe ser estable a condiciones de yacimientos por un largo período de tiempo o hasta que el proceso de recuperación haya finalizado. Los polímeros solubles en agua que se han utilizado en inyecciones como métodos químicos de recuperación mejorada comprenden dos tipos generales de polímeros: sintéticos y biopolímeros. Cada uno de ellos tiene sus ventajas y desventajas (Elkaddifi K. 2004).

Los polímeros sintéticos son generalmente del tipo Poliacrilamida (Figura 2.12), en su forma parcialmente hidrolizada (HPAM), los cuales poseen unidades monoméricas llamadas acrilamida. El rendimiento de una poliacrilamida en una situación de inyección dependerá de su peso molecular y su grado de hidrólisis. Los grados típicos de hidrólisis oscilan alrededor de 25 – 35%, los cuales se eligen para optimizar las propiedades específicas de las soluciones poliméricas. Si el grado de hidrólisis es muy pequeño el polímero no será soluble en agua y si es muy grande el polímero será muy sensible a la salinidad y dureza del agua (Shupe R. 1981).



Fuente: Littmann W. (1988)

Figura 2.12. Estructura química de HPAM

La HPAM reduce la movilidad del agua a través del incremento en su viscosidad y disminución de la permeabilidad en la zona invadida. Su principal desventaja es la sensibilidad a la salinidad y a la degradación por cizallamiento a alta velocidad de flujo. Como ventajas se puede resaltar que es económica, resistente a los ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposiciones por largo tiempo en el yacimiento y es más estable a pH básico en comparación con los polímeros naturales (Elkaddifi K. 2004).

Los biopolímeros se derivan de un proceso de fermentación, en lugar de síntesis directa a partir de sus monómeros en un reactor químico. El biopolímero más comúnmente encontrado es la *Goma Xántica*. En términos de peso molecular, los biopolímeros están en el extremo inferior del rango si se comparan con los polímeros sintéticos (Willhite P., y Green Don W. 2003).

La estructura molecular de los biopolímeros es de gran rigidez, característica que les da un excelente poder gelificante en aguas de alta salinidad y los hace muy resistentes a la degradación por cizallamiento. Como desventajas se tiene que, en aguas muy frescas tienen menor poder viscosificante con respecto a los polímeros sintéticos, son sensibles al ataque de bacterias y por su bajo peso molecular existen limitaciones para ser aplicados en yacimientos de crudo altamente viscoso (Elkaddifi K. 2004).

- Screening de la inyección de polímeros

Para poder realizar una inyección adecuada de polímeros en un yacimiento es necesario realizar un análisis detallado de los parámetros más importantes del mismo, con el fin de poder visualizar si la inyección de polímeros es factible, tiene potencialidad de éxito y será económicamente rentable. Aladasani y Bai (2010) realizaron una actualización de los criterios de screening para los métodos de EOR publicados por Taber et al. en 1996 en base a 633 proyectos de EOR desarrollados en el período comprendido entre los años 1998 hasta 2008. De estos 633 proyectos EOR 53 corresponden a inyección de polímeros. En la Tabla 2.3 se representan los rangos y el valor promedio para cada propiedad para los 53 proyectos de inyección de polímeros. Dichos valores proporcionan una guía para posteriores proyectos con los cuales se puedan realizar analogías, éstos no representan valores absolutos o umbrales.

Tabla 2.3. Criterios de diseño para la inyección de polímeros

Características del Crudo		
	Rango	Promedio
Gravedad (°API)	13 – 42,5	26,5
Viscosidad (cp)	4000 – 0,4	123.2
Composición	No crítica	
Características del yacimiento		
Saturación de petróleo (%)	34 – 82	64
Tipo de formación	Arenisca	
Espesor neto (pies)	No crítico	
Profundidad (pies)	700 – 9460	4221,9
Temperatura (°F)	74 – 237,2	167
Permeabilidad promedio (md)	1,8 – 5500	834,1
Porosidad (%)	10,4 – 33	22,5

Fuente: Aladasani A., y Bai B. (2010)

Limitaciones

- Si la viscosidad del petróleo es alta se necesita una concentración mayor de polímero para lograr el control deseado de la movilidad.
- Los resultados suelen ser mejores si la inyección del polímero se inicia antes de que la relación agua-petróleo sea excesivamente alta.
- Las arcillas aumentan la adsorción de polímero.
- Algunas heterogeneidades son aceptables, pero la inyección convencional de polímeros en yacimientos con fracturas extensas deben ser evitadas. Si las fracturas están presentes, las técnicas de polímeros reticulados o gelificados pueden ser aplicables (Taber J. 1983)..

Problemas

- Los polímeros del tipo acrilamida pierden viscosidad debido a la degradación por cizallamiento, aumento de la salinidad y de iones divalentes.
- Polímeros de Goma Xántica son más costosos, están sujetos a la degradación microbiana y tienen mayor potencial de taponamiento del pozo (Taber J. 1983).

2.2.3.4. Inyección de Álcali, Surfactante y Polímero (ASP)

Es una técnica que combina los beneficios de la inyección de álcali, surfactante y polímero. Está diseñada para ser aplicada después de un proceso de inyección de agua. Este proceso es una combinación de los tres descritos anteriormente. Consiste en inyectar los químicos como una secuencia, con la finalidad de reducir la cantidad de producto químico consumido por unidad de volumen de petróleo recuperado (Farouq A. y Thomas S. 2001).

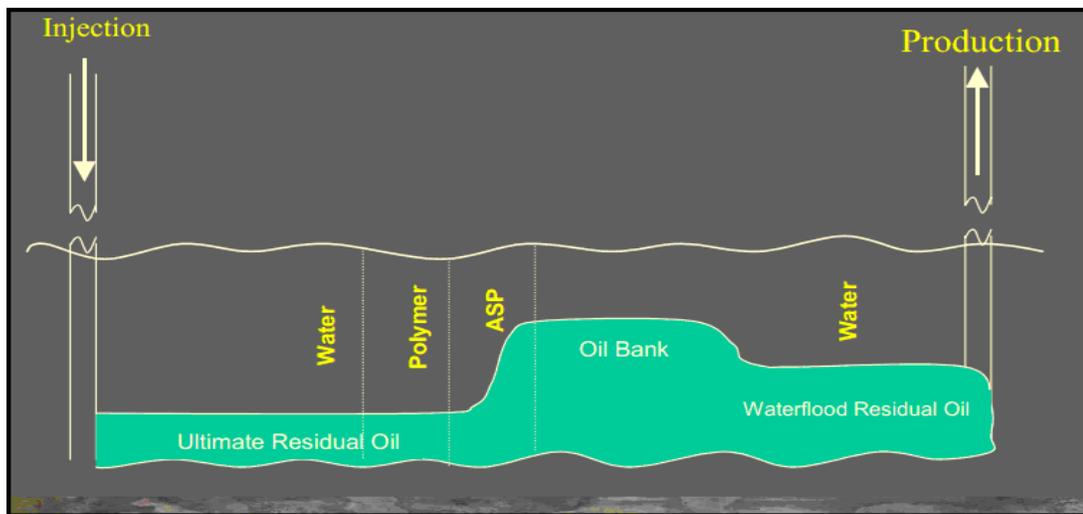
- Descripción del proceso

En ocasiones el proceso inicia con la inyección de un tapón de agua de baja salinidad para acondicionar el yacimiento y controlar la salinidad. Este tapón disminuirá la posibilidad de precipitaciones indeseables, como es el caso de la precipitación de álcali que origina taponamiento en los poros, y también minimizará la posibilidad de que el surfactante sea adsorbido en la roca. La secuencia de inyección de ASP se ilustra en la Figura 2.13.

Seguidamente, se inyecta el tapón de ASP de aproximadamente 30% del volumen poroso que se encargará de movilizar el petróleo que se encuentra atrapado en los poros por el efecto de las fuerzas capilares y viscosas. Esta movilización se efectúa por la acción individual de cada químico. En conjunto con el surfactante inyectado, los surfactantes generados in-situ por las reacciones químicas entre el álcali inyectado y los ácidos orgánicos naturales presentes en el petróleo pueden resultar en una tensión interfacial ultra baja. Esto ayudará a emulsionar y/o movilizar el petróleo residual en el yacimiento.

El polímero presente en la formula ASP inyectada aumenta la viscosidad del agua, disminuye su permeabilidad relativa y por ende, mejora la relación de movilidad, permitiendo que el banco de petróleo se desplace más favorablemente. Con ello se observa una mejor eficiencia de barrido areal y vertical.

Luego de la inyección de ASP se procede a inyectar un tapón de polímero de aproximadamente 25% del volumen poroso con la finalidad de mantener el empuje, la integridad y el control de la movilidad de los fluidos. Éste logrará mejorar la eficiencia macroscópica permitiendo que el banco de petróleo se desplace hacia los pozos productores. Finalmente se inyecta un tapón de agua que sirva de empuje final de los taponamientos previos hacia los pozos productores (Canache M. 2006).



Fuente: www.surtek.com

Figura 2.13. Secuencia del proceso de inyección de ASP

- Screening de la inyección de ASP

Aladasani y Bai (2010) realizaron una actualización de los criterios de screening para los métodos de EOR publicados por Taber et al. en 1996 en base a 633 proyectos de EOR desarrollados en el período comprendido entre los años 1998 hasta 2008. De estos 633 proyectos EOR 13 corresponden a inyección de ASP. En la Tabla 2.4 se presentan los rangos y el valor promedio para cada propiedad para los 13 proyectos de inyección de ASP. Dichos valores proporcionan una guía para posteriores proyectos con los cuales se puedan realizar analogías, éstos no representan valores absolutos o umbrales.

Tabla 2.4. Criterios de diseño para la inyección de ASP

Características del Crudo		
	Rango	Promedio
Gravedad (°API)	23 - 34	32,6
Viscosidad (cp)	6500 - 11	875,8
Composición	No crítica	

Tabla 2.4. Criterios de diseño para la inyección de ASP (continuación)

Características del yacimiento		
Saturación de petróleo (%)	68 – 74,8	73,7
Tipo de formación	Arenisca	
Espesor neto (pies)	No crítico	
Profundidad (pies)	2723 - 3900	2984,5
Temperatura (°F)	118 - 158	121,6
Permeabilidad promedio (md)	596 - 1520	834,1
Porosidad (%)	26 - 32	26,6

Fuente: Aladasani A., y Bai B. (2010)

2.2.3.5. Parámetros que afectan la inyección de químicos

Algunos parámetros son críticos respecto a las condiciones de aplicación de los procesos de inyección de químicos. Tales como: tipo de formación, composición y viscosidad del petróleo, salinidad del agua de formación y presencia de iones divalentes (Ca^{+2} , Mg^{+2} , entre otros), adsorción de los químicos y la temperatura del yacimiento.

- Tipo de formación

Casi todas las aplicaciones de EOR químicos se han hecho en yacimientos de areniscas, con excepción de unos pocos proyectos de estimulación y otros en yacimientos carbonatados. La razón principal por la cual no se recomienda aplicar químicos en yacimientos carbonatados es que los surfactantes aniónicos presentan una alta adsorción en los carbonatos. También, puede haber presencia de anhídrita en los carbonatos, lo que causa precipitación y alto consumo de álcali. La presencia de arcillas también ocasiona alta adsorción de polímero y surfactante y un elevado consumo de álcali. Es por esto que el contenido de arcilla debe ser bajo para que la aplicación de los químicos sea eficaz (Sheng J. 2011).

- Composición y viscosidad del petróleo

La composición del petróleo es muy importante para los álcalis y surfactantes, pero no es crítica para los polímeros. El índice de acidez del petróleo debe ser alto para que álcali reaccione con el componente ácido y generen los surfactantes in-situ. Sin embargo, no existe una relación clara entre el rendimiento observado de la inyección ASP y el número ácido.

De acuerdo con Taber (1997), la viscosidad del petróleo debe ser inferior a 35 cP para los proyectos de ASP. En la mayoría de estos proyectos en China, la viscosidad del petróleo está alrededor de 10 cP, con un máximo de 70 cP. Para la inyección de polímero, la viscosidad del petróleo puede estar entre 10 y 150 cP. Hay un creciente interés en la aplicación de inyección de polímero en yacimientos de crudo pesado con viscosidades de hasta 2.000 cP (Wassmuth F. et al, 2009).

- Salinidad del agua de formación y presencia de iones divalentes

La salinidad del agua de formación y el contenido de divalentes son fundamentales para todos los procesos EOR químicos. Algunos proveedores de productos químicos afirman que sus productos pueden ser tolerantes a la alta salinidad, sin embargo, la mayoría de los procesos químicos de EOR se han aplicado en yacimientos de baja salinidad. Para la mayoría de los proyectos EOR chinos, la salinidad del agua de formación es inferior a 10.000 ppm, y se inyecta agua dulce. Se debe enfatizar que la salinidad y divalentes límites dependerán del tipo de polímero utilizado.

Las zonas productoras usualmente contienen iones divalentes de Ca^{+2} , Mg^{+2} , entre otros iones multivalentes, que hacen parte del agua de formación. Dichos iones reaccionan con especies alcalinas, surfactantes y poliméricas generando especies poco solubles, lo cual ocasiona su precipitación, disminuyendo así la actividad de los componentes de la mezcla ASP. Adicionalmente, la presencia de minerales arcillosos en la roca incrementa la capacidad de intercambio iónico de la misma, produciendo

un aumento en la cantidad de sales que alteran negativamente el comportamiento de los químicos inyectados. A fin de proteger al surfactante de la acción de los iones presentes en el yacimiento pueden utilizarse diferentes aditivos que actúen secuestrando los iones divalentes perjudiciales para los procesos de ASP.

- Adsorción del polímero y surfactante

Para el caso particular de la inyección de polímeros, la adsorción ocurre por la adherencia del polímero a la superficie de la roca. Dado que los polímeros usados en procesos de recobro mejorado poseen alto peso molecular, se ven afectados principalmente por adsorción mecánica en la roca, la cual se produce en mayor proporción en tanto el peso molecular del químico es mayor, esta adsorción se produce principalmente en las arcillas debido a que el área superficial es considerablemente mayor (Willhite P.y Green Don W. 2003).

De igual manera, la adsorción del surfactante es un proceso en el que ciertas moléculas de dicho químico son adheridas a la superficie de la roca, provocando la pérdida de las propiedades originales del mismo. Se han realizado estudios acerca de la influencia de la estructura del surfactante sobre su adsorción, los cuales parecen indicar que una mayor ramificación de las cadenas alquilo permite mantener la baja tensión y disminuir este proceso. Durante el proceso de adsorción, la mezcla de surfactante puede fraccionarse, dado a que, por lo general, los secuestrantes empleados son una mezcla, así que contienen una amplia distribución de pesos moleculares. Tales mezclas pueden fraccionarse entre el agua y el petróleo, con las especies de mayor peso molecular pasando al aceite. Como consecuencia, la mezcla de surfactantes que queda en la fase agua posee un peso molecular cada vez más bajo, lo que provoca un cambio en la composición de la mezcla de surfactante; este proceso es considerado semejante a una separación cromatográfica (Willhite P.y Green Don W. 2003).

- Temperatura

La estabilidad térmica es una consideración muy importante en el diseño de proyectos de inyección de químicos. En caso de los polímeros, estos exhiben una alteración en su composición debido a la degradación causada por las altas temperaturas. Hay dos factores que deben ser considerados: (a) La temperatura a la que se somete el polímero y (b) el período de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el aumento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones poliméricas pasan períodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, con lo cual se ve afectada la viscosidad de la solución (Gaillard N. et al. 2010).

2.2.4. Uso de polímeros para el control de la movilidad en yacimientos con acuífero de fondo

La recuperación eficiente y económica de los yacimientos petrolíferos en condiciones de acuífero de fondo es reconocida como una tarea formidable. Altos cortes de agua y reducción temprana en las tasas de producción de petróleo en tales yacimientos han ocasionado en muchos casos la suspensión o abandono de las operaciones a muy bajos niveles de recuperación de petróleo. Las características del yacimiento y las propiedades de las rocas y fluidos se combinan para producir el parámetro más importante de una inyección de agua, la relación de movilidad. Un número de químicos tales como polímeros, emulsiones, biopolímeros, espuma y gel de sílice activada por dióxido de carbono se han utilizado para controlar la relación de movilidad (Shirif E. 2009).

El objetivo principal de la inyección de polímero durante la inyección de agua en yacimientos de petróleo es disminuir la movilidad de la misma. La inyección convencional de agua como proceso de recuperación secundaria resulta en un barrido pobre e incompleto del volumen del yacimiento. Los polímeros solubles en agua

generan dos efectos: reducen la permeabilidad de la roca al agua y aumentan su viscosidad. Estos dos efectos provocan una reducción de la movilidad del agua, con lo cual se logra una mayor eficiencia de barrido volumétrico y un mayor factor de recobro (Abrahamsen A. 2012).

En una inyección de polímeros bajo condiciones de acuífero de fondo se tienen dos manifestaciones, favorables y desfavorables; En el sentido más favorable, se obtiene una alta tasa de petróleo durante el desplazamiento y en sentido desfavorable, una cierta cantidad de petróleo se puede perder en el fondo de la zona de agua si la movilidad del polímero es demasiado baja. Debido a esto, se sugiere que una movilidad de polímero moderadamente baja ($R = \text{Movilidad del agua} / \text{Movilidad del polímero} = 2 \text{ a } 3$, donde R es el factor de resistencia) aumentaría la tasa de petróleo durante el desplazamiento y minimizaría la pérdida del mismo hacia la zona del acuífero (Shirif E. 1998).

2.2.4.1. Propiedades físicas de las soluciones poliméricas

El desplazamiento de petróleo por las soluciones de polímero tiene varias características únicas que no están presentes en la inyección de agua normal. Estas incluyen el comportamiento no newtoniano de las soluciones de polímero, la reducción de la permeabilidad, el volumen poroso inaccesible para el polímero, la adsorción del polímero sobre la superficie de la roca y la dispersión del polímero (Shirif E. 1998). A continuación se presentan detalles de estas características.

- Adsorción

La cantidad de polímero adsorbido depende de la naturaleza del polímero y la superficie de la roca. En general, tres fenómenos se han observado en relación a la adsorción de polímero: (1) Las pruebas de laboratorio a menudo indican una mayor adsorción que la observada en campo; (2) La adsorción es significativamente menor

en los núcleos consolidados que en los empaques de arena, y (3) La adsorción aumenta al aumentar la salinidad del agua. Hay que tener en cuenta que los resultados de laboratorio a menudo no pueden extrapolarse para predecir la adsorción de polímero en el yacimiento (Abrahamsen A. 2012).

- Retención

La retención del polímero consiste en el entrapamiento de las moléculas del mismo en los pequeños espacios que hay en los poros de la roca. Este entrapamiento mecánico representara una resistencia al flujo y pérdida de polímero de la solución inyectada. El volumen de poros que no pueden ser contactados por las moléculas de polímeros se conoce como “volumen de poros inaccesible”. Se estima que hasta el 30% del volumen total de poros puede no ser accesible a las moléculas de polímero (Carcoana, 1992). El nivel de polímero retenido en el yacimiento depende de una serie de variables como: La permeabilidad de la roca, área de superficie, la naturaleza de la roca del yacimiento (arenisca, carbonato, minerales o arcillas), la naturaleza del solvente para el polímero (salinidad y dureza), el peso molecular del polímero, carga iónica en el polímero y el volumen de poros inaccesibles (Abadli F. 2012).

- Factor de resistencia

Es difícil separar el efecto de la reducción de la permeabilidad y el aumento de la viscosidad bajo la inyección de polímero. Lo que es importante es que el efecto total se puede expresar como la reducción de la movilidad y este efecto total se puede medir. La medida de la reducción de la movilidad se conoce como el factor de resistencia RF (Carcoana, 1992).

$$RF = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_p}{\mu_p}} \quad (2.9)$$

Donde:

RF = Factor de resistencia

λ_w = Movilidad del agua (cP⁻¹)

λ_p = Movilidad de la solución de polímero (cP⁻¹)

k_w = Permeabilidad efectiva al agua (mD)

μ_w = Viscosidad del agua (cP)

k_p = Permeabilidad efectiva a la solución de polímero (mD)

μ_p = Viscosidad de la solución de polímero (cP)

- Factor de resistencia residual (RRF)

El factor de resistencia residual Es definido como la relación entre la movilidad del agua antes y después del flujo de polímero y éste permite cuantificar el efecto de la reducción de permeabilidad causada por la retención de un cierto volumen de polímero en el medio poroso (Carcoana, 1992).

$$RRF = \frac{\lambda_{wi}}{\lambda_{wp}} = \quad (2.10)$$

Donde:

λ_{wi} = Movilidad del agua inicialmente (cP⁻¹)

λ_{wp} = Movilidad del agua después del paso del polímero (cP⁻¹)

- Modelo reológico de Herschel-Bulkley

El modelo reológico de Herschel-Bulkley es un modelo general para fluidos No-Newtonianos. Es el resultado de la combinación de aspectos teóricos y prácticos de

los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia (Yadav U., Mahto V. 2013). La ecuación que rige este modelo es la siguiente:

$$\tau = \tau_o + K * \gamma^n \quad (2.11)$$

Donde:

τ = Esfuerzo (Pa)

τ_o = Punto cedente (Pa)

γ = Tasa de corte (s^{-1})

n = Índice de comportamiento (adim)

K = Índice de consistencia (cP)

2.2.4.2. Parámetros importantes para el diseño de la inyección de polímeros

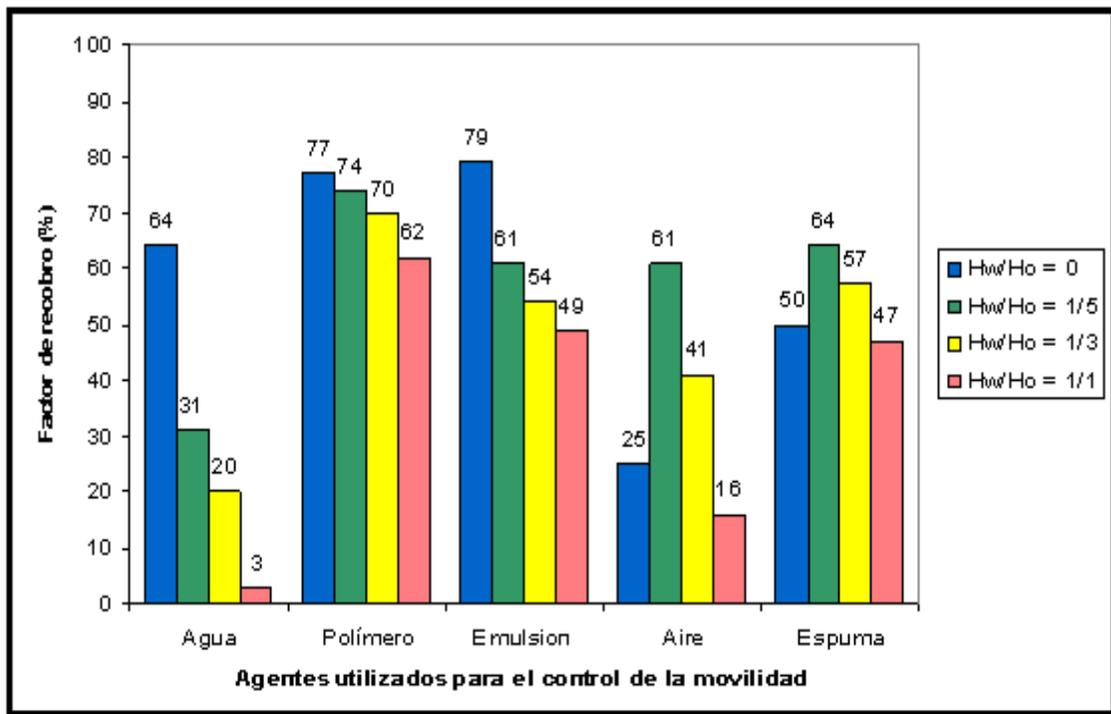
Diversos estudios se han realizado desde los años 60 con el uso de Polímeros y otros agentes químicos con la finalidad de mejorar la relación de movilidad. En base a los resultados obtenidos en todos estos estudios se pueden extraer los aspectos y/o parámetros más importantes que afectan la relación de movilidad. En la mayor parte de las pruebas de laboratorio realizadas por diferentes investigadores, el polímero resulta ser el agente que mejor controla la relación de movilidad en yacimientos bajo condiciones de acuífero de fondo. A continuación se describen algunos de estos parámetros.

- Relación de espesor de las zonas de agua y petróleo (hw/ho)

El espesor del acuífero de fondo y de la zona de petróleo tiene un gran impacto en la recuperación por inyección de agua convencional y con polímeros. Cuanto menor sea esta relación mayor será la recuperación de petróleo. Para una inyección con polímeros la recuperación es menos sensible a este parámetro en comparación con la inyección de agua (Shirif E. 2000). Lo anterior obedece al hecho de que cuanto

mayor sea el espesor de la columna de petróleo la pérdida de químicos hacia el acuífero será menor (también depende de la relación de permeabilidades).

En la Figura 2.14 se observa el factor de recobro como función de la relación de espesores para una relación de permeabilidad igual a 1. Varios agentes son utilizados para el control de la movilidad. Es significativo el aumento del recobro por la inyección de polímero y su menor sensibilidad al aumento de la relación de espesores en comparación con los demás agentes utilizados.

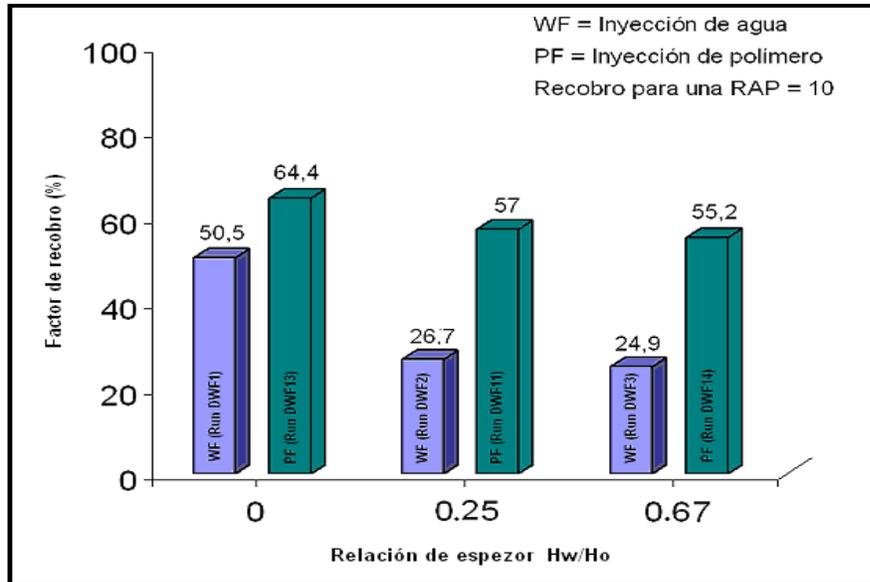


Fuente: Islam R, Farouq A. (1989). Modificado por: Ortiz W. (2013)

Figura 2.14. Factor de recobro vs relación de espesor para diferentes agentes de control de M

La Figura 2.15 muestra la variación de la recuperación de petróleo en función de la relación de espesor para una inyección convencional de agua y una inyección de polímero. En esta figura se observa claramente que en la medida que aumenta la relación de espesor h_w/h_o el factor de recobro disminuye, pero esta disminución es de menor magnitud en la inyección con polímero, con lo cual se demuestra que

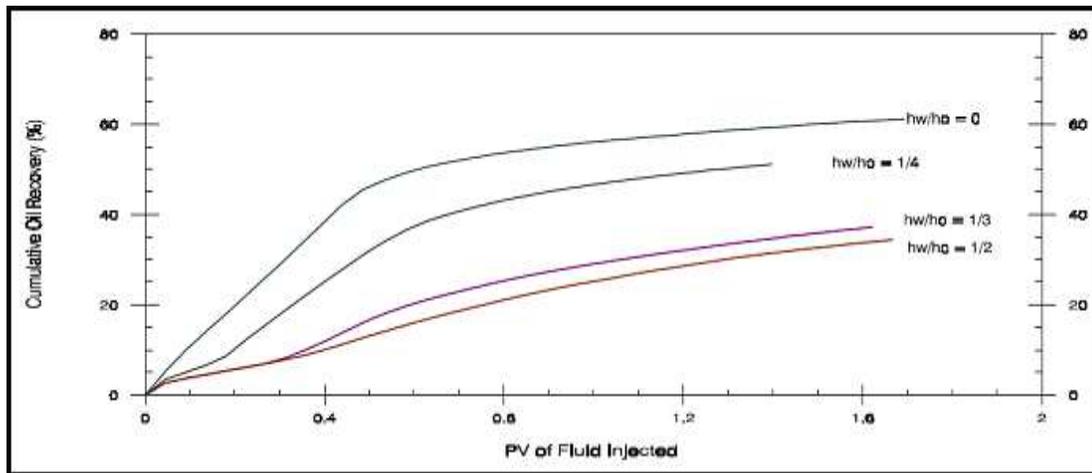
independientemente de la relación de espesor una inyección con polímero sigue siendo más eficiente que una inyección convencional de agua.



Fuente: (Homayoun H. 1993). Modificado por: Ortiz W. (2013)

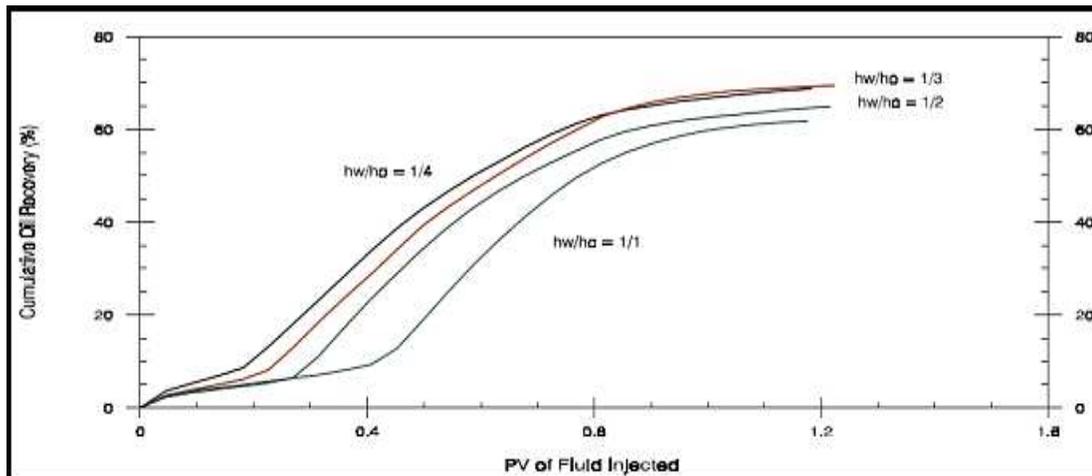
Figura 2.15. Factor de recobro vs relación de espesor para inyección de agua e inyección de polímero

En el experimento realizado por Ezeddin S. (2000) también se utilizó un polímero como agente para controlar la movilidad. Es posible notar el efecto importante que tiene la relación de espesor en la eficiencia de la inyección de agua (Figura 2.16) y la inyección con polímero (Figura 2.17), siendo este último el menos sensible al aumento de dicha relación.



Fuente: Shirif E. (2000)

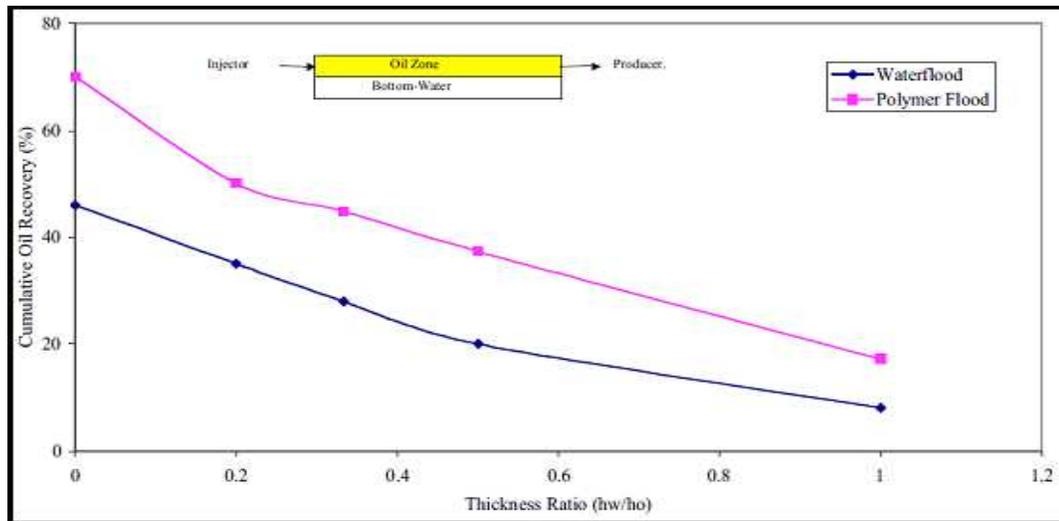
Figura 2.16. Factor de recobro vs relación de espesor en inyección de agua



Fuente: Shirif E. (2000)

Figura 2.17. Factor de recobro vs relación de espesor en inyección de polímero

La Figura 2.18 es producto del trabajo de simulación numérica realizado por Elkaddifi K. et al (2004) en la cual se compara la reducción del factor de recobro en función del aumento de la relación de espesores para una inyección de agua y una inyección con polímero.



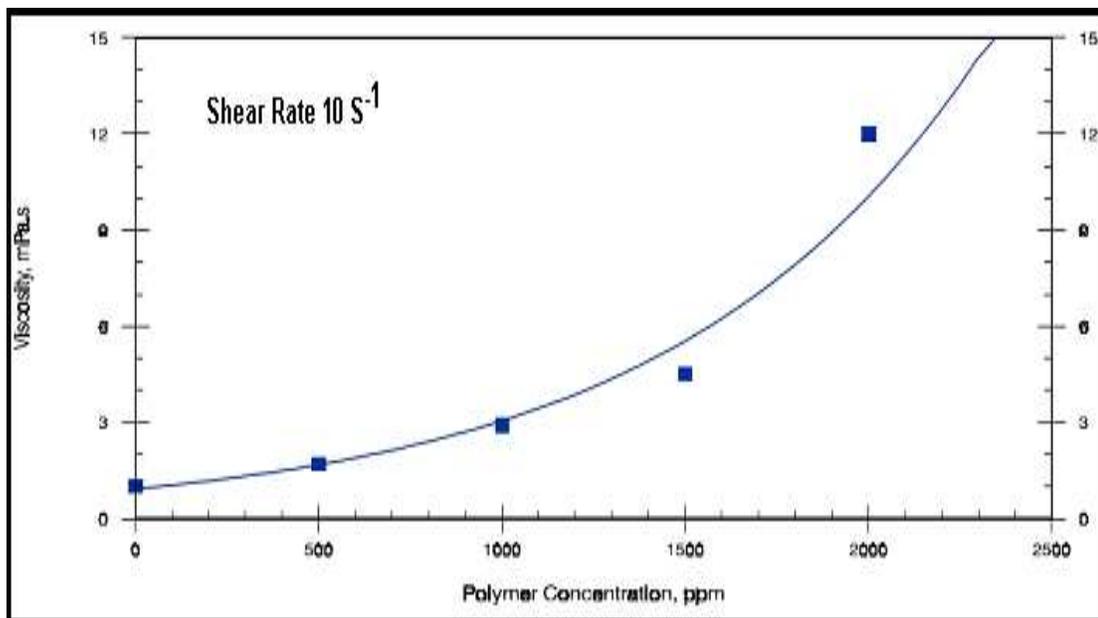
Fuente: (Elkaddifi K. et al 2004)

Figura 2.18. Factor de recobro en función de relación de espesor para inyección de agua y polímero

Cuando se tiene una relación de espesores favorable (≤ 1) es de esperarse que el factor de recobro sea mayor ya que la pérdida de químicos hacia el acuífero será menor, de igual forma un mayor volumen poroso será contactado y más petróleo será desplazado. La relación de permeabilidades (K_O/K_W) también juega un papel muy importante. En el caso de la inyección de polímero es favorable que la permeabilidad de la zona de agua sea menor que la de la zona de petróleo, de esta manera menos polímero canaliza hacia el acuífero y se pierde en él. Para el caso de la inyección de agua con el uso de una emulsión como agente de bloqueo, una baja permeabilidad en la zona de agua en comparación con la zona de petróleo no es muy favorable, ya que disminuye el flujo de emulsión a esa zona y, hay que tomar en cuenta que una alta saturación de emulsión en la zona del acuífero mejora la recuperación de petróleo, ya que el agua inyectada encuentra mayor resistencia y se dirige hacia la zona de petróleo. Para los diferentes agentes de bloqueo puestos a prueba por Islam y Farouq (1989) el factor de recobro también es función de la relación de permeabilidades. Cuanto mayor sea la relación de permeabilidades mayor será el factor de recobro para el caso de una inyección de polímero.

- Concentración de la solución polimérica

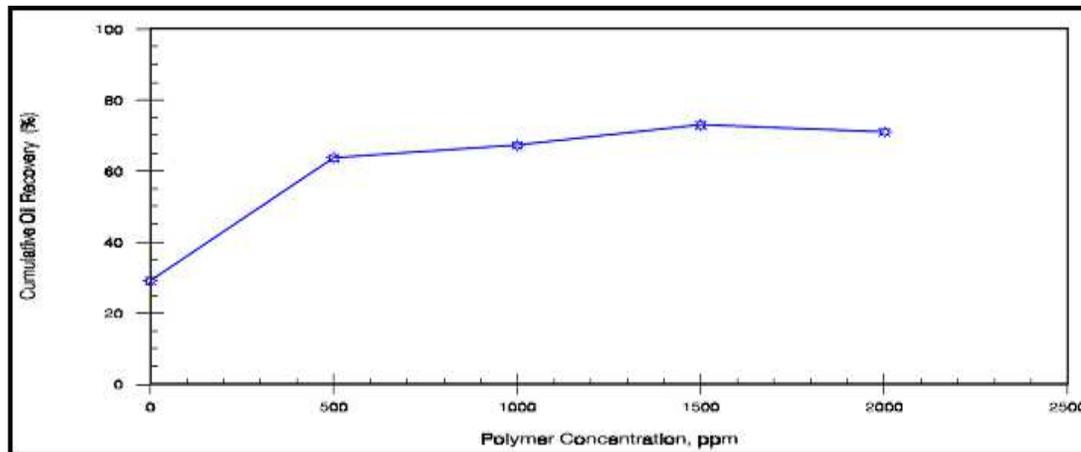
Al igual que la relación de espesores, el efecto de la concentración de polímero se puede predecir en el mismo sentido. Como se muestra en la Figura 2.19 la viscosidad aparente del polímero depende de la concentración, por lo tanto, un aumento de la concentración de polímero resulta más eficaz en el incremento de la recuperación de petróleo debido a que la concentración de polímero reduce directamente la relación de movilidad mediante el aumento de la viscosidad de la fase de agua y al mismo tiempo reduce eficazmente la permeabilidad al agua.



Fuente: Shirif E. (2000)

Figura 2.19. Viscosidad de polímero en función de su concentración

Un aumento en la concentración de polímero se traduce en un aumento en el factor de recobro, sin embargo, esta concentración es un parámetro que hay que manejar con mucho cuidado ya que como se observa en la Figura 2.20 a una concentración de polímero mayor a 1500 ppm el factor de recobro comienza a disminuir. Esto quiere decir que existe una concentración de polímero óptima.

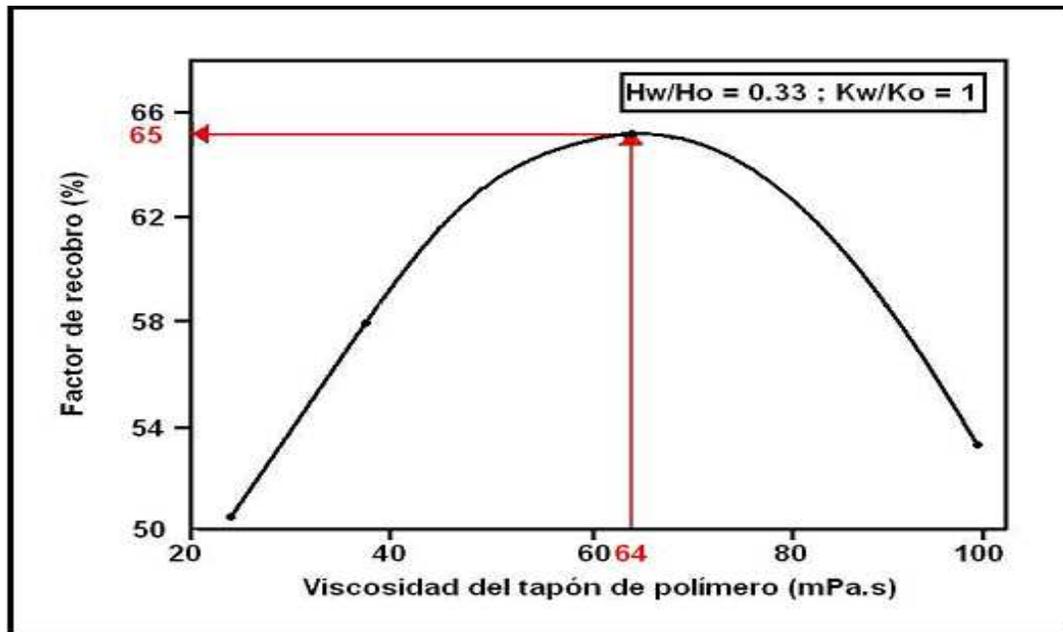


Fuente: Ezeddin S. (2000)

Figura 2.20. Factor de recobro en función de la concentración de polímero

Farout Alí y Raficul Islam (1989) demostraron la existencia de una concentración óptima de polímero. Los resultados de su experimento se observan en la Figura 2.21, se puede apreciar el comportamiento del factor de recobro para viscosidades de polímero de 25, 64 y 100 cP. Para los 3 casos se utilizó la misma cantidad de Poliacrilamida, pero la recuperación fue mucho mayor para la viscosidad de polímero de 64 cP. Este fenómeno se debe a que en el sistema están implicados dos frentes de desplazamiento de alta viscosidad (Polímero-Petróleo y Polímero-Agua) que están compitiendo. Estos fenómenos que compiten dan lugar a un grado óptimo para una viscosidad de 64 cp de polímero para la prueba realizada. La viscosidad de la fase Polímero-Agua debe ser mayor a la viscosidad de la fase desplazada, de manera tal que la relación de movilidad sea favorable (<1).

Por lo anterior, la relación de viscosidad entre la fase desplazante y la fase desplazada juega un papel muy importante, en tal caso, se desea que esta relación tenga un valor mayor o igual a 1. Al momento en que se realizó la prueba no existía ninguna teoría para predecir la estabilidad de un sistema tan complejo, por lo tanto el valor óptimo de viscosidad del polímero no se pudo determinar teóricamente. Sin embargo, la existencia de tal viscosidad óptima fue demostrada experimentalmente (Islam R, Farouq A. 1989).

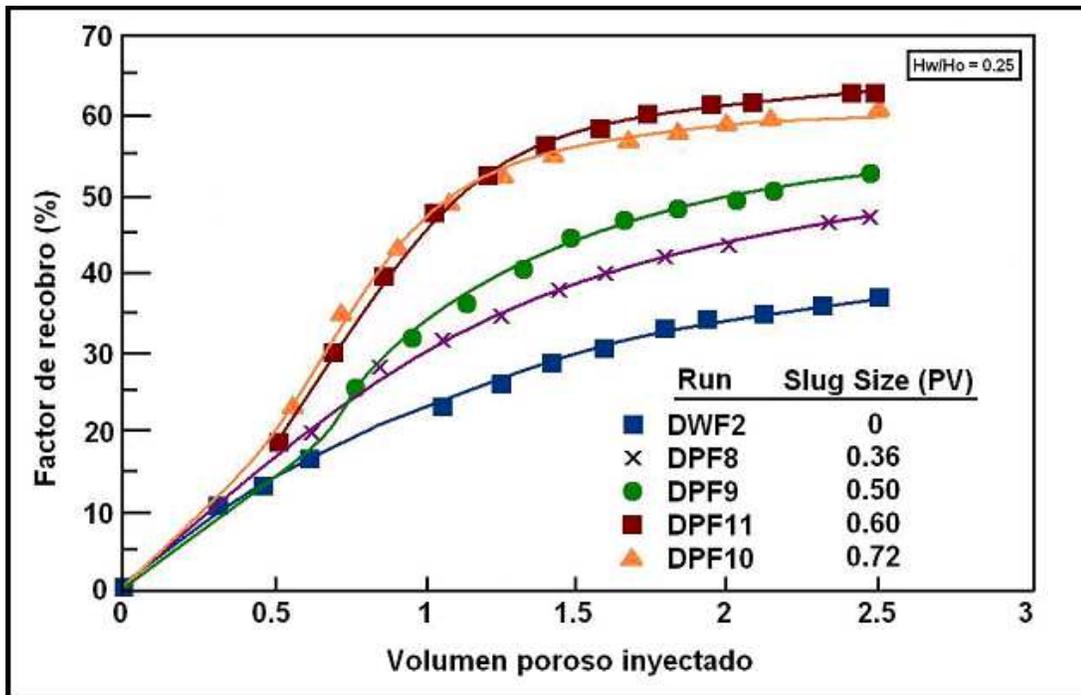


Fuente: Islam R., y Farouq A. (1989). Modificado por: Ortiz W. (2013)

Figura 2.21. Recuperación de petróleo en función de la viscosidad de polímero

- Tamaño del tapón de polímero

Como se aprecia en la Figura 2.22, para taponeros de polímero más pequeños la recuperación de petróleo es menor. La recuperación de petróleo aumenta a medida que aumenta el tamaño del tapón de polímero. Sin embargo, una vez que estos valores alcanzan cierto nivel, el incremento en el factor de recobro es menos pronunciado. Con respecto a la Figura 2.21, para tamaños de tapón de polímero de 0,60 y 0,72 PV se observa una recuperación muy similar en diferentes etapas de la prueba de desplazamiento. Por lo tanto, un exceso de 0,12 PV del tapón de polímero no aumentó la recuperación de petróleo final (Tabla 2.5). Esto indica que existe un tamaño de tapón de polímero óptimo.



Fuente: Homayoun H, Bagci A. (1993). Modificado por: Ortiz W. (2013)

Figura 2.22. Recuperación de petróleo para diferentes tamaños de tapón de polímero

La inyección de agua después del tapón de polímero está dominada por la digitación viscosa. La gravedad de la digitación depende de la tasa de retención de la solución de polímero en un medio poroso, debido a la adsorción y al atrapamiento mecánico. La retención del polímero juega un papel en el mecanismo de control de la movilidad, por lo tanto dicha retención debe mantenerse a un mínimo con el fin de mantener la viscosidad requerida en la solución. El valor de la tasa de retención (Tabla 2.5) se reduce en la medida que aumenta el tamaño del tapón de polímero, pero es prudente elegir un tamaño de tapón de polímero óptimo para que la tasa de retención sea baja, la recuperación de petróleo sea alta y, aun así, el volumen del tapón de polímero sea económico. Un valor de 0,60 PV puede considerarse óptimo (Homayoun H, Bagci A. 1993).

Tabla 2.5. Resultados de las pruebas de desplazamiento

Corrida N°	Conf. De los pozos ⁽¹⁾	Hw/Ho ⁽²⁾	Vol. Polímero (VP) ⁽³⁾	Factor de Recobro (%)	Retención de Polímero (%)
DWF1	V. V.	0	0	50.5	
DWF2	V. V.	0.25	0	26.7	
DWF3	V. V.	0.67	0	24.9	
DWF4	V. H _s .	0.25	0	24.9	
DWF5	V. H _L .	0.25	0	26.6	
DWF6	V. H _s .	0	0	30.2	
DWF7	V. H _L .	0	0	26.9	
DWF8	V. V.	0.25	0.36	33.6	43.0
DWF9	V. V.	0.25	0.50	45.1	35.1
DWF11	V. V.	0.25	0.60	57.0	27.6
DWF10	V. V.	0.25	0.72	53.3	33.5
DWF12	V. V.	0	0.36	47.7	37.2
DWF13	V. V.	0	0.60	64.4	21.3
DWF14	V. V.	0.67	0.60	55.2	6.8
DWF15	V. HS.	0.25	0.60	44.2	16.2
DWF16	V. HL.	0.25	0.60	31.6	15.5

Fuente: Homayoun H, Bagci A. (1993). Modificado por: Ortiz W. (2013)

⁽¹⁾ V.V. = Vertical Inyector, Vertical Productor; V.H. = Vertical Inyector, Horizontal productor

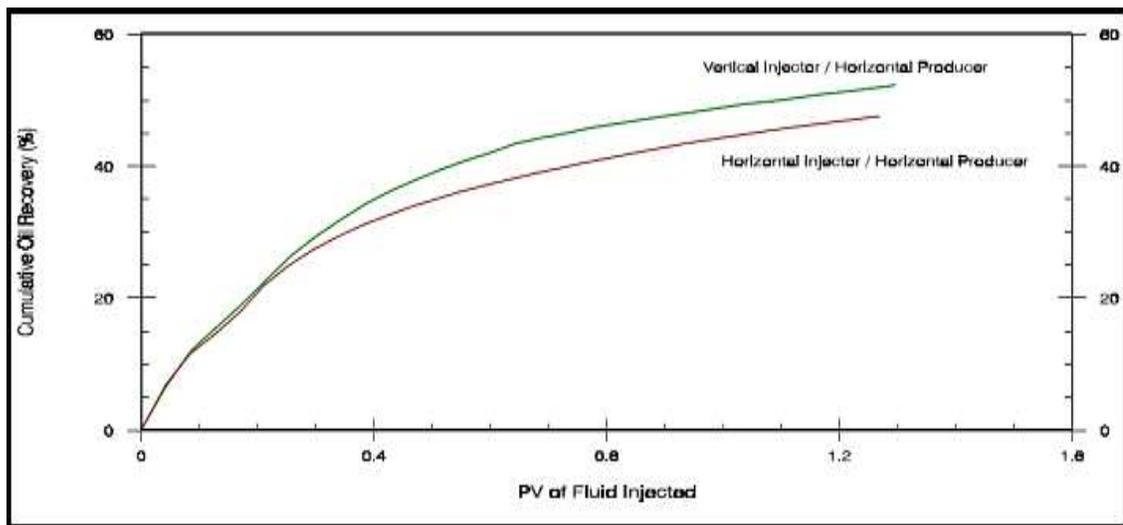
⁽²⁾ Relación de espesores, ⁽³⁾ Volumen del tapón de polímero

Hay que tomar en cuenta que una tasa de retención de polímero baja no es garantía de una mejor recuperación, para que esto ocurra el polímero que no es retenido en la formación debe mantenerse en el agua, de lo contrario no aumentará la viscosidad de la misma y por ende no existirá mejora en la relación de movilidad.

- Pozos horizontales

Para una inyección de agua convencional en presencia de un acuífero de fondo Shirif (2000) encontró en su experimento de laboratorio que se obtiene un mayor factor de

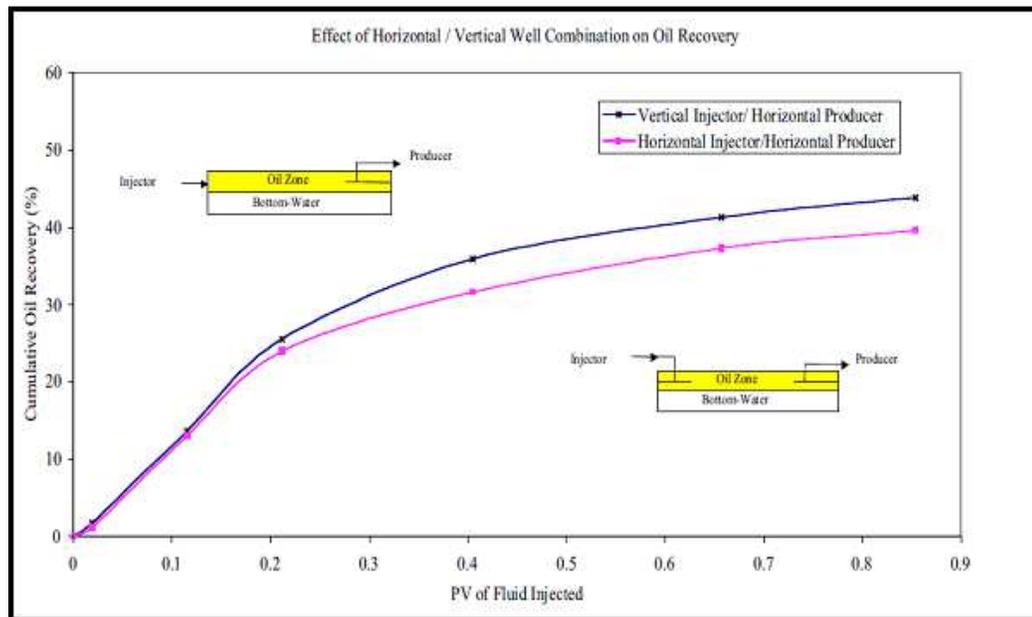
recobro al inyectar con pozos verticales y producir con pozos horizontales. Este mayor factor de recobro se acredita al hecho de que los pozos horizontales son adecuados para yacimientos finos con alta permeabilidad vertical y por la tendencia de los pozos horizontales a reducir la conificación de agua, y el pozo vertical como inyector permite una mayor eficiencia de barrido. La Figura 2.23 muestra el efecto en la recuperación de petróleo al utilizar diferentes estrategias de inyección/producción.



Fuente: Ezeddin S. (2000)

Figura 2.23. Efecto en el factor de recobro al utilizar diferentes estrategias de inyección

Lo anterior fue puesto a prueba en un modelo de simulación numérica por Elkaddifi et al. (2004). El modelo físico utilizado para la simulación es el mismo modelo de Shirif (2000). Se usó el simulador comercial CMG/IMEX. Como resultado de esta simulación, la inyección con pozos verticales y producción con pozos horizontales resultó ser la combinación que aporta el mayor factor de recobro, en la Figura 2.24 se observa el resultado que arrojó el simulador para las dos combinaciones puestas a prueba. El aumento en el factor de recobro al usar la combinación vertical inyector y horizontal productor en comparación a inyectar y producir con pozos horizontales es de 5 % aproximadamente.

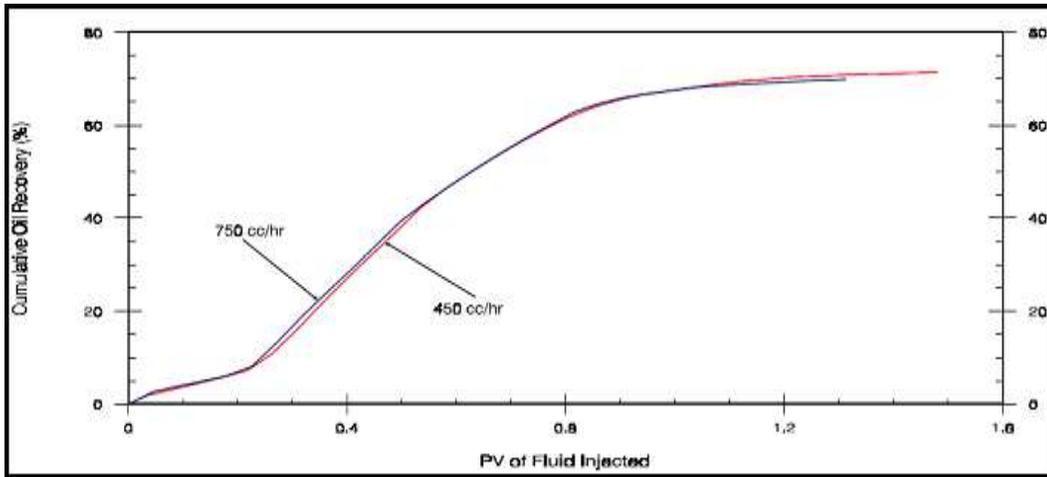


Fuente: Elkaddifi K. et al. (2000)

Figura 2.24. Factor de recobro en función de los VP inyectados

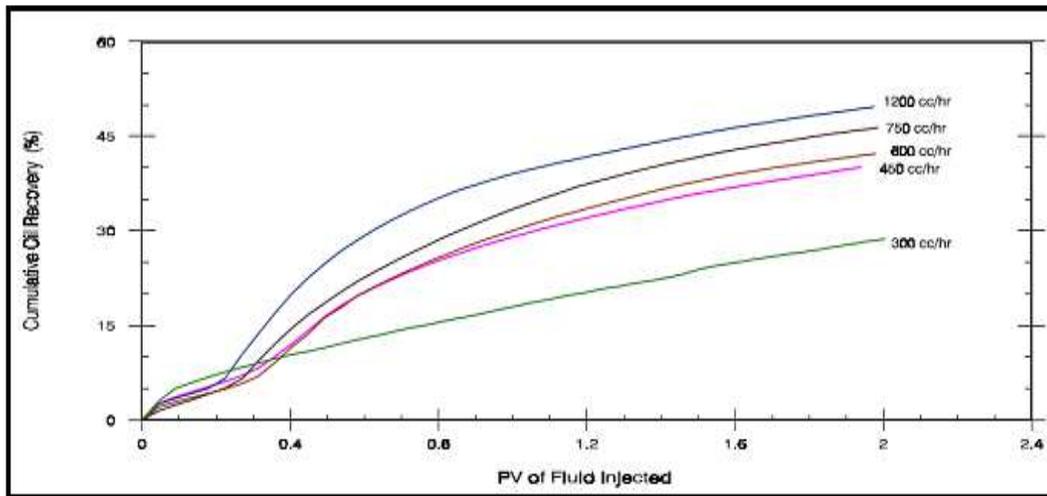
- Tasa de inyección

Para una relación de movilidad favorable la recuperación de petróleo es insensible a la tasa de inyección (Figura 2.25). Para una relación de movilidad desfavorable el factor de recobro aumenta a medida que aumenta la tasa de inyección. El aumento del factor de recobro para una relación de movilidad desfavorable con el aumento de la tasa de inyección se atribuye al aumento significativo del flujo cruzado, sin embargo, altas tasas de inyección pueden no ser factibles en el campo por razones prácticas. Los resultados obtenidos en el modelo experimental para una relación de movilidad desfavorable (inyección de agua) se dan en la Figura 2.26, la cual refleja que el factor de recobro aumenta considerablemente con un aumento de la tasa de inyección. Los resultados obtenidos experimentalmente demuestran que la recuperación en condiciones de acuífero de fondo es sensible a la tasa de inyección (Shirif E. 2000).



Fuente: Shirif E. (2000)

Figura 2.25. Factor de recobro en función de la tasa de inyección ($M \leq 1$)



Fuente: Shirif E. (2000)

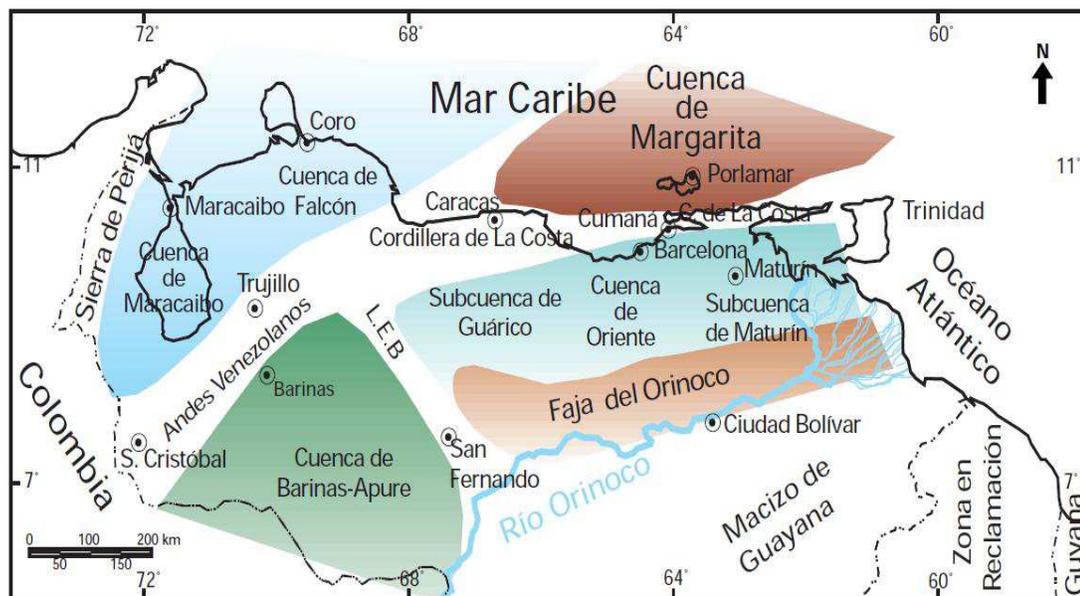
Figura 2.26. Factor de recobro en función de la tasa de inyección ($M > 1$)

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA BARINAS-APURE

La Cuenca de Barinas-Apure (Figura 3.1) se encuentra ubicada al sur occidente de Venezuela. La roca madre por excelencia es la Formación Navay de edad Cretácico Tardío, cuyas facies son equivalentes laterales a las de la Formación La Luna. La mayoría de los campos petroleros se encuentra al sur de la ciudad de Barinas, como San Silvestre y Sinco. La Victoria y Guafita están ubicados cerca de la frontera con Colombia (Singer J. et al., 1997). La cuenca Barinas-Apure está limitada al noreste por los contrafuertes de la cadena de Los Andes Venezolanos, al Norte por la prolongación occidental de la Serranía del Interior Central y al Este y Noreste por el levantamiento de El Baúl. Al Sur está separada de la Cuenca de los Llanos Colombianos por un alto gravimétrico situado entre los ríos Apure y Arauca (Hosper y Wijnen 1959).

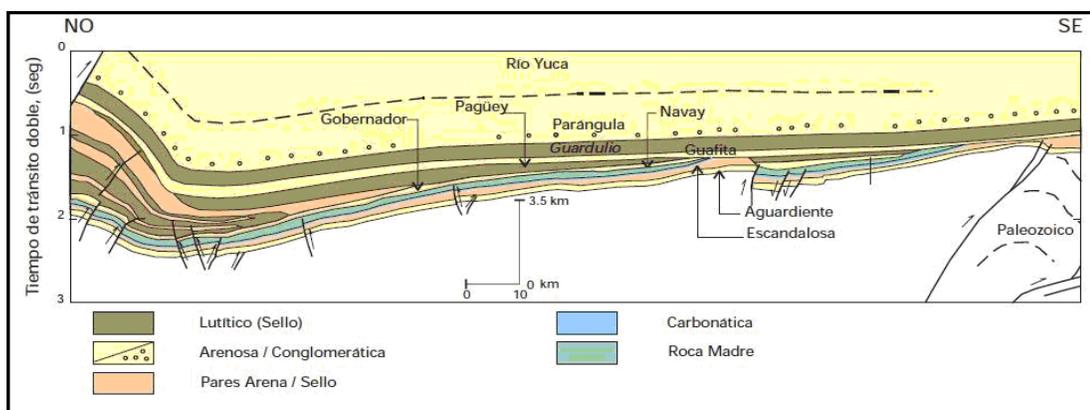


Fuente: Singer J. et al. (1997)

Figura 3.1. Cuenas petrolíferas de Venezuela

3.1.1. Estructura

La cuenca Barinas-Apure es una depresión estructural. Esta depresión tiene aproximadamente 430 Km. según su eje mayor entre los contrafuertes andinos al oeste de la selva de San Camilo y los cerros de El Baúl, y 200 Km. en dirección transversal NNO entre Barinas y el curso del río Arauca. Se calculó una superficie de 95.000 Km² y un volumen de sedimentos de 167.000 Km³ en los Estados Barinas y Apure, parte de Portuguesa y Táchira meridional (Martínez 1976). En su estado actual la cuenca es pronunciadamente asimétrica, con un flanco meridional suavemente inclinado hacia el noroeste (Fig. 3.2) siguiendo la pendiente de las rocas ígneo-metamórficas pre-cretácicas del Escudo de Guayana y del Arco de El Baúl, y un flanco septentrional marcada por afloramientos de rocas pre-cretácicas y cretácicas muy deformadas que forman parte del flanco sureste de Los Andes venezolanos (González de Juana C. et al. 1980).



Fuente: Singer J. et al. (1997)

Figura 3.2. Sección NO-SE de la Cuenca de Barinas-Apure

3.1.2. Estratigrafía regional

A través de los primeros análisis geoquímicos realizados en los pozos de la región de Barinas se han identificado características de roca madre en la Formación Navay, por lo cual esta es considerada la roca madre de la Cuenca Barinas-Apure (Russomanno

F. y Velarde H. 1982). La Formación navay está compuesta principalmente de lutitas silíceas, friables a no friables, blandas, duras, quebradizas, amarillo claro a crema y a blanco; lutitas tripolíticas muy porosas, pardo claro a gris claro, y algunas ftanitas no porosas, lenticulares, pardo claro, y lutitas calcáreas, carbonáticas, gris a gris oscuro (Pierce G. 1980). Ha sido dividida en los miembros La Morita y Quevedo. Los datos de Helenes et al. (1994) indican un rango de edad para la Formación Navay de entre el Turoniense tardío y el Campaniense.

La estratigrafía terciaria es diferente en las regiones de Barinas y Apure. En Barinas la roca yacimiento es la Formación Gobernador, compuesta en un 80% de areniscas cuarzosas, friables a bien endurecidas, localmente conglomeráticas, en capas de espesor medio a grueso, y con estratificación cruzada y un 20% de intercalaciones de limolitas y laminaciones lutíticas carbonáceas (Pierce J. 1960). Hasta la fecha, no se han publicado fósiles diagnósticos de edad, sin embargo, se le asigna, con cierta confianza, una edad de Eoceno Medio, basado en su relación estratigráfica transicional, debajo de las Formaciones Masparrito y Pagüey, cuyas edades están firmemente establecidas por Furrer (1971).

La Formación Pagüey constituye el sello regional en el área de Barinas. Se distingue, tanto en el subsuelo como en la superficie, por la característica predominancia de lutitas marinas grises a negras, duras, bien laminadas, muy foraminíferas y con niveles comunes de nódulos sideríticos y ftaníticas (Kieser G. 1997). Se le asigna una edad de Eoceno Medio con alto grado de confiabilidad (Furrer M. 1971). Por otra parte, en el área de Apure la Formación Guafita constituye la roca yacimiento y la roca sello (Martínez E. 2012).

3.1.3. Campo Páez - Mingo

El Campo Páez Mingo está ubicado en la Cuenca Barinas-Apure. Posee una extensión de 36,79 km². Está limitado al Norte por la falla Páez-4, la cual presenta un rumbo N 64° E, buzamiento al Norte; al Sur por la falla Páez-1 con rumbo predominante Este-Oeste, con buzamiento aproximado al Norte; posee 77 pozos perforados, de los cuales 14 se encuentran activos, cuenta con 8 yacimientos dentro de los cuales se encuentran las arenas A/B de la Formación Gobernador, objeto de este estudio.

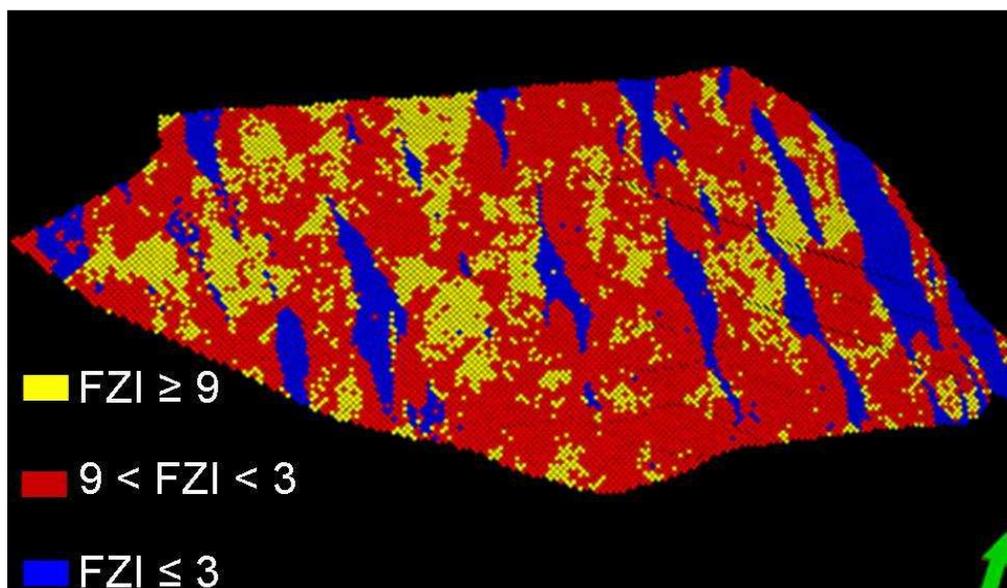
Tabla 3.1. Datos generales promedio del yacimiento GOB A/B 0001

Porosidad (%)	17
Permeabilidad (mD)	1000
Gravedad (°API)	18
RAP (BAPD/BPPD)	35
Presión inicial (lpca)	3670
Presión actual (lpca)	3500
Viscosidad (cp)	19
Razón de movilidad	9
Factor de recobro primario (%)	30.9
Factor de recobro actual (%)	17
POES (MMBN)	460.9
N_p (MMBN)	78
Reservas remanentes totales (MMBN)	64.8
Reservas recup. primarias (MMBN)	142.4
Temperatura (°F)	230

Fuente: Uzcátegui N. (2010)

3.1.3.1. Sistema Roca-Fluidos, zonas de saturación

La metodología “Flow Zone Indicator” (FZI) fue implementada para mejorar la predicción de la permeabilidad de las formaciones a partir de registros de pozos, permitiendo identificar las zonas de flujo y establecer diferentes unidades hidráulicas que optimizan la caracterización de los intervalos productores de los pozos. Este indicador FZI es un valor único y útil para cuantificar el carácter de flujo de un depósito y ofrece una relación entre las propiedades petrofísicas a pequeña y gran escala. Además, el término de FZI proporciona la representación de las zonas de flujo basado en el área superficial y la tortuosidad (Al-Dhafeeri et al., 2007). En función de los resultados obtenidos por el uso de dicha metodología tres unidades hidráulicas son identificadas (Fig. 3.3).

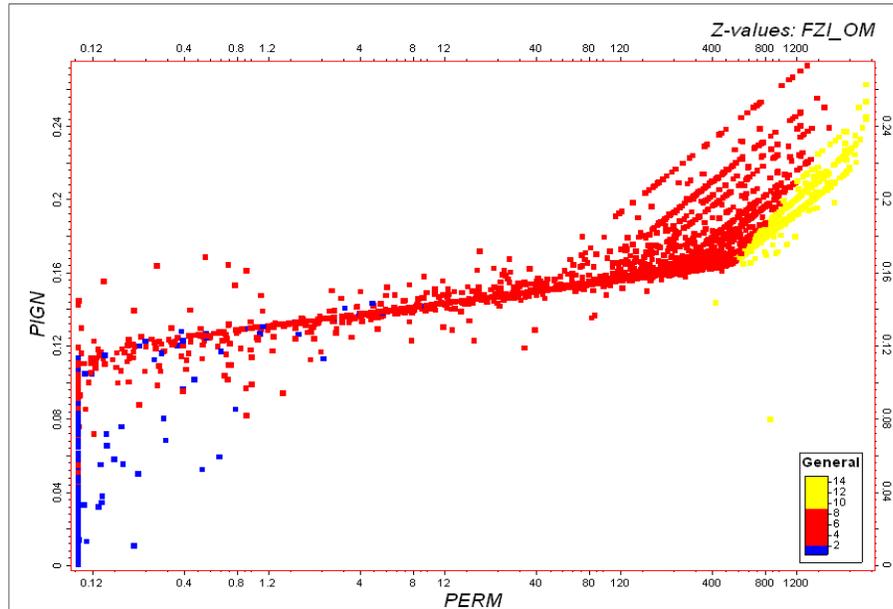


Fuente: Uzcátegui N. (2010)

Figura 3.3. Identificación de las zonas de flujo

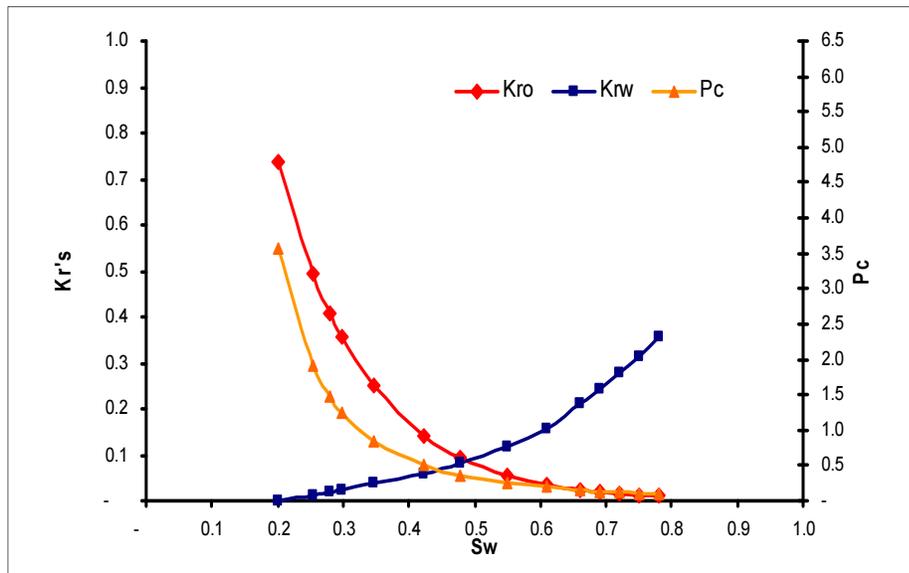
La zonas de flujo que poseen mejores propiedades de Porosidad y Permeabilidad son aquellas con valores de FZI entre 3 y 9 (Fig. 3.4). Para cada zona se tienen las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, pero se tomaran en cuenta aquellas correspondientes a las zonas con $3 < FZI < 9$ por tener la mayor cantidad de datos y,

en términos generales, los mejores valores de porosidad y permeabilidad. La Figura 3.5 representa las curvas de permeabilidad relativa para dichas zonas, las cuales serán utilizadas en el desarrollo del presente proyecto.



Fuente: Uzcátegui N. (2010)

Figura 3.4. Porosidad vs Permeabilidad vs FZI



Fuente: Uzcátegui N. (2010)

Figura 3.5. Curvas de permeabilidad relativa

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

El presente capítulo contempla las técnicas, estrategias y procedimientos aplicados para el desarrollo del proyecto. La metodología seguida permite obtener los resultados necesarios para el cumplimiento de los objetivos planteados.

4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación es del tipo exploratoria, definida como aquella que se efectúa sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto (Fidias G. Arias. 1999).

4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El proyecto está diseñado en 2 etapas. La primera consiste en una investigación de carácter documental, basada en la obtención y análisis de datos provenientes de material bibliográfico que permita el desarrollo del tema de investigación. La segunda etapa consiste en el desarrollo de una investigación experimental, la cual es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos para observar los efectos que se producen (Arias F. 1999).

La primera etapa comprende todo lo relacionado con el proceso de recopilación, revisión y evaluación del material bibliográfico para el cumplimiento de los objetivos 1 y 2. En la segunda etapa se realizan las estimaciones teóricas y pruebas en laboratorio para el cumplimiento de los objetivos 3, 4, 5 y 6. Finalmente, se presentan los resultados de la investigación y se efectúa la elaboración del cuerpo de Trabajo Especial de Grado. La Figura 4.1 muestra un esquema de la metodología empleada en el desarrollo de esta investigación.

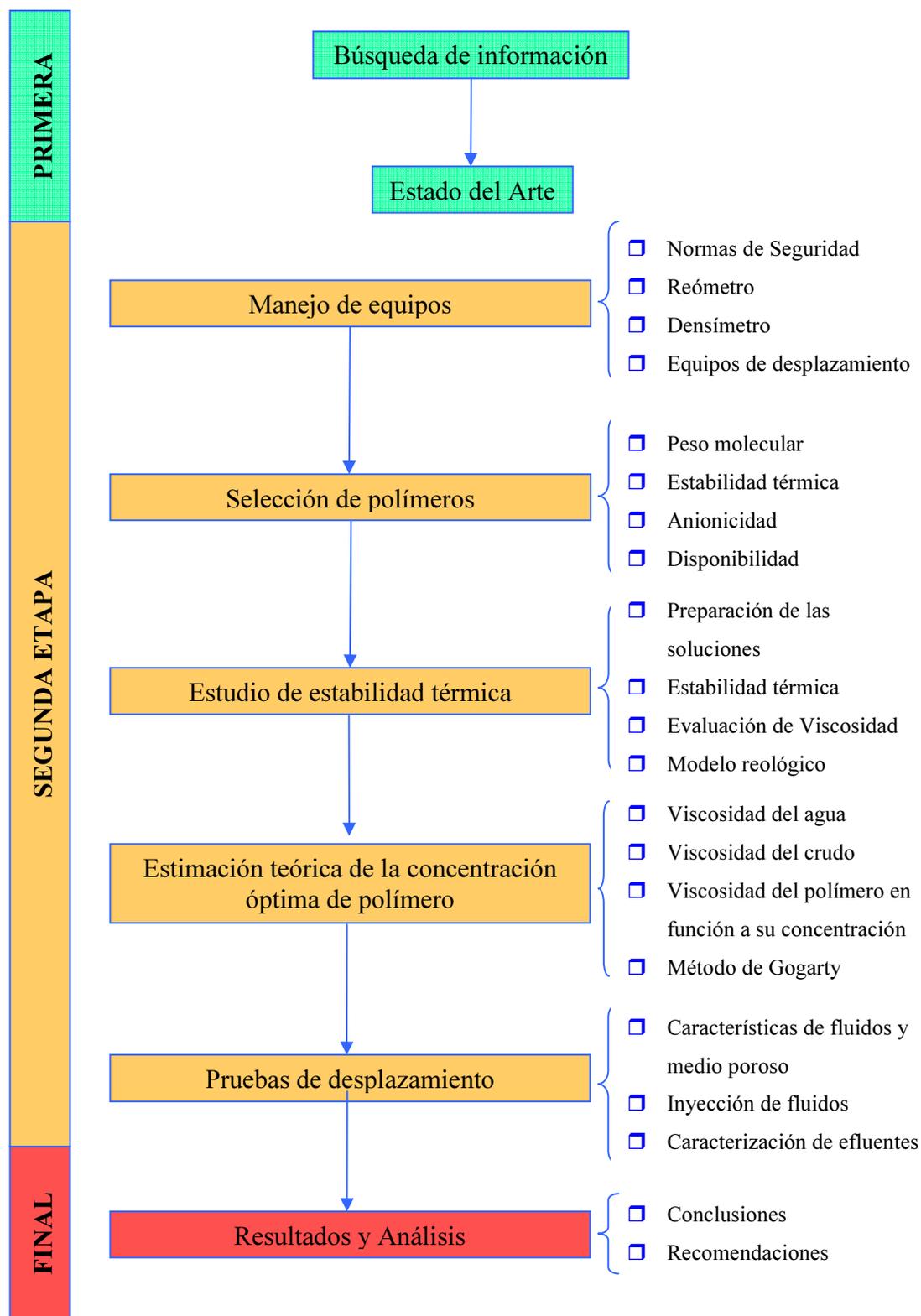


Figura 4.1. Esquema de la metodología empleada

4.3. PRIMERA ETAPA

Esta etapa se compone de las actividades realizadas para estructurar la búsqueda de información que permita conocer la aplicabilidad de los métodos químicos en yacimientos con acuífero de fondo mediante la realización de un estado del arte. También contempla la metodología seguida para la selección de un polímero hidrosoluble candidato a ser inyectado en el área de interés, el estudio de estabilidad térmica que se le debe realizar a este polímero, la determinación teórica de la concentración óptima de polímero y la evaluación del factor de recobro mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso.

4.3.1. Técnicas para la recopilación de información

Se realizó una revisión bibliográfica selectiva, profunda y concisa en: Libros, Trabajos de Grado, Internet, publicaciones científicas, congresos e informes técnicos de PDVSA. Las palabras claves usadas para realizar la búsqueda de información son: Chemical Flooding, Bottom Water, Waterflooding Reservoir Aquifer, EOR Chemicals Methods, Bottom Water Aquifer, Water Drive, CEOR, IOR. En la Tabla 4.1 se muestra la metodología utilizada para obtener la información.

Tabla 4.1. Metodología utilizada para recopilar la información

Bases de datos	Estrategia de búsqueda	Documentos relacionados	Documentos clave
Science Direct	Bottom Water, Chemical Flooding, Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced Oil Recovery, Bottom Water Drive, Bottom Aquifer	3	1
RIPPET	Recuperación mejorada, Métodos químicos, Inyección de agua, Yacimientos acuífero de fondo, EOR	13	-

Tabla 4.1. Metodología utilizada para recopilar la información (continuación)

Bases de datos	Estrategia de búsqueda	Documentos relacionados	Documentos clave
Internet (Google)	Bottom Water, Chemical Flooding, Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced Oil Recovery, Bottom Water Drive, Bottom Aquifer, ASP	24	2
TEG	Métodos químicos de RM, Acuífero de fondo, Inyección químicos,	25	3
ONEPETRO	Bottom Water, Chemical Flooding, Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced Oil Recovery, Bottom Water Drive, Bottom Aquifer	49	23
NTNU	Bottom Water, Chemical Flooding, Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced Oil Recovery, Bottom Water Drive, Bottom Aquifer	3	1
Total		117	30

El material documentado se organizó en grupos de interés referente al tema, como lo son: Métodos químicos en yacimientos con acuífero de fondo, experiencias a nivel mundial de su aplicación, estudios a nivel de laboratorio, criterios de Screening, parámetros análogos entre la aplicación de estos métodos en yacimientos volumétricos y yacimientos con acuífero de fondo.

Los *Documentos Relacionados* (Tabla 4.1) son todos aquellos que de una u otra manera tratan sobre el tema sujeto a estudio en este proyecto, unos con mayor énfasis que otros. Los *Documentos Clave* (Tabla 4.1) son aquellos documentos que abordan específicamente el tema de Recuperación Mejorada de Petróleo mediante Métodos Químicos en yacimientos con acuífero de fondo, por medio de los cuales se obtuvo la

información referente a los antecedentes del presente proyecto. Los documentos restantes sirvieron de apoyo para la realización del marco referencial.

4.4. SEGUNDA ETAPA

Esta etapa del proyecto comprende todas las actividades realizadas en laboratorio. A continuación se describen los procedimientos utilizados para la selección del polímero, el cálculo de la concentración óptima, el estudio de estabilidad térmica y las pruebas en medio poroso para evaluar el factor de recobro.

4.4.2. Manejo de equipos y normas de seguridad en los laboratorios

Previamente al inicio de las actividades en el laboratorio se recibió una inducción acerca de las normas que se deben seguir para hacer uso correcto de los mismos, posteriormente en función al trabajo que se va a realizar se recibe la inducción del manejo de los equipos necesarios, específicamente el reómetro, densímetro y el sistema de desplazamiento.

4.4.2.1. Normas de seguridad

Se recibieron los cursos de *Seguridad en los Laboratorios y Materiales Peligrosos* dictados por el Centro de Recursos para la Enseñanza y el Aprendizaje (CREA) de Intevep, con la finalidad de conocer los peligros y niveles de riesgo presentes en un ambiente de laboratorio, así como también aprender a hacer uso adecuado de la indumentaria de seguridad.

4.4.2.2. Reómetro

Para el estudio del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas se utilizó el reómetro de la marca Anton Paar modelo Physica MCR-301 con la geometría

CC27 recomendada por el fabricante para realizar mediciones de muestras con viscosidades menores a 100 cP. Este equipo permite la determinación de perfiles de viscosidad en función de la tasa de corte.

El sistema de adquisición de datos (Figura 4.3) cuenta con el software Rheoplus, mediante el cual se controlan los parámetros de operación del equipo y se obtiene la data de las mediciones que éste realiza. La descripción del procedimiento a seguir para realizar las mediciones de viscosidad en el reómetro MCR-301 se encuentra en el apéndice A.1.



Figura 4.2. Reómetro Anton Paar MCR-301

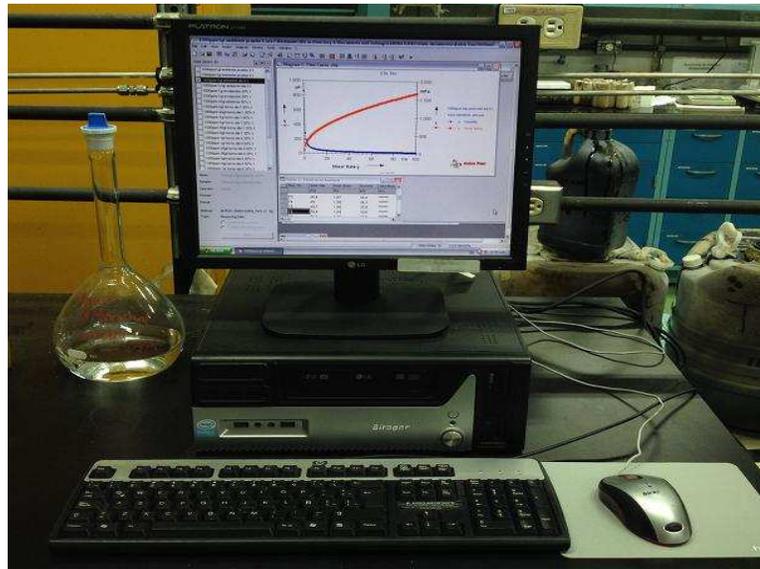


Figura 4.3. Sistema de adquisición de datos del reómetro

4.4.2.3. Densímetro

Para realizar las medidas de densidad se utiliza un densímetro marca Anton Paar modelo DMA-4500 (Figura 4.4). El procedimiento seguido para realizar las mediciones en el densímetro se encuentra en el apéndice A.2.



Figura 4.4. Densímetro DMA-4500

4.4.2.4. Sistema de desplazamiento lineal

Para evaluar el factor de recobro se requiere realizar pruebas de desplazamiento en medio poroso. El sistema de desplazamiento lineal para realizar estas pruebas consta de varios equipos. A continuación en la Figura 4.5 se presenta el esquema del sistema de desplazamiento y los principales equipos que lo componen.

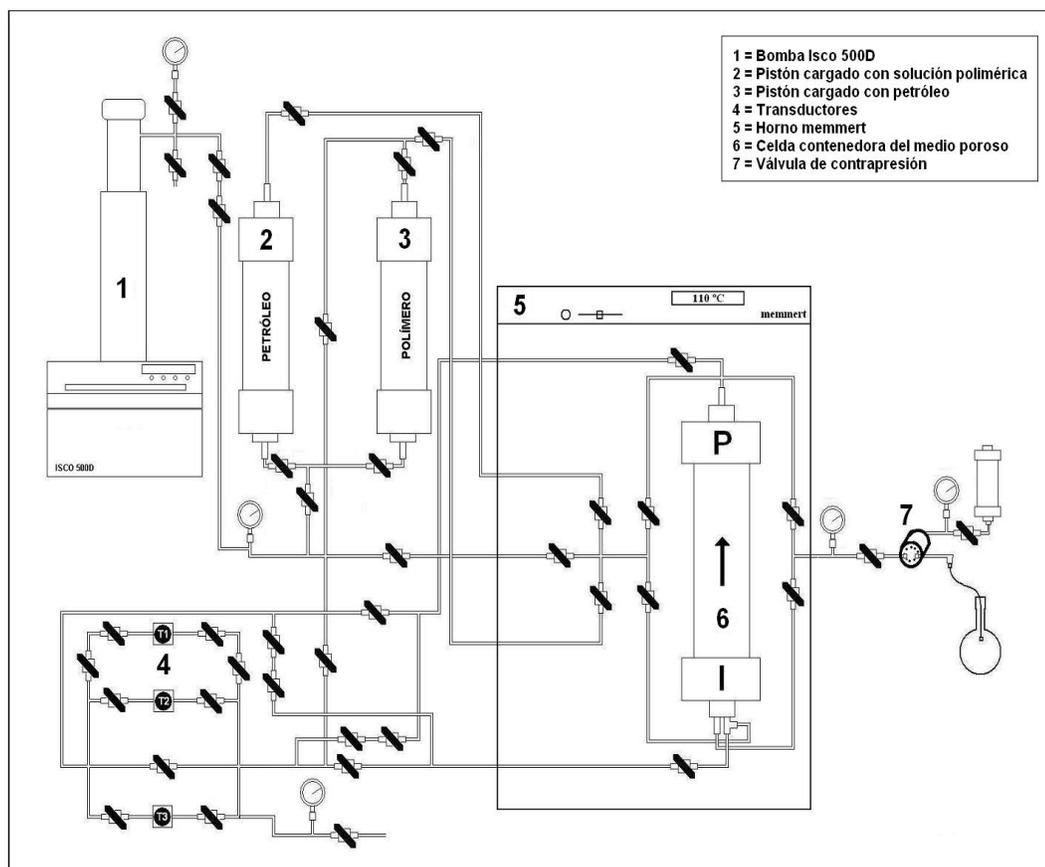


Figura 4.5. Esquema del sistema de desplazamiento lineal

En la Figura 4.6 se observa todo el sistema de desplazamiento lineal que fue utilizado para la realización de las pruebas en medio poroso con la finalidad de evaluar el factor de recobro.



Figura 4.6. Sistema de desplazamiento lineal

La bomba (1) ISCO modelo 500D permite generar presión en el sistema hasta obtener la condición deseada, también sirve para aplicar presión a los pistones (3 y 4) e inyectar los fluidos. Tres sensores (4) de presión diferencial son conectados a un transductor de presión marca Valadyne modelo CD223 utilizado para medir en porcentaje el diferencial de presión (ΔP) que se genera a la entrada y salida de la celda. El horno (5) marca memmert mantiene la celda que contiene el medio poroso (6) a la temperatura deseada. De esta manera, se busca que la inyección de los fluidos en todas las pruebas se realicen a la temperatura del yacimiento. La válvula de contrapresión (7) permite mantener las condiciones del sistema cuando se están recolectando los efluentes. Para recolectar los efluentes se utiliza un sistema colector de fracciones marca ADVANTEC modelo SF-2120 (8).

4.4.3. Selección de polímeros candidatos

La selección de los polímeros candidatos se realiza en base a las características de temperatura y salinidad del yacimiento bajo evaluación, seleccionándose entre aquellos cuya capacidad viscosificante alcance los valores requeridos para mejorar la relación de movilidad del área. Así, se debe tomar en cuenta el peso molecular, anionicidad, estabilidad térmica y disponibilidad. En el apéndice A.4 se presenta el

catálogo de productos disponibles de la empresa SNF al momento en que se llevó a cabo la evaluación.

4.4.4. Estudio de estabilidad térmica

A continuación se describen los procedimientos utilizados para preparar las soluciones de polímero e introducirlas en el horno, así como la metodología llevada a cabo para realizar el estudio de estabilidad térmica, el cual consistirá en la evaluación periódica de la viscosidad de 3 sistemas de soluciones de polímero con diferentes concentraciones de un aditivo como estabilizante térmico.

4.4.4.1. Matriz de ensayos y materiales requeridos para preparar las soluciones poliméricas e introducirlas en el horno a 110 °C

Para realizar el estudio de estabilidad térmica por un periodo comprendido de 92 días se requiere preparar un total de 78 soluciones poliméricas con agua sintética que recrea el agua de inyección disponible en el campo. A continuación se describe la matriz de ensayos, así como los materiales y equipos utilizados para preparar las soluciones.

- **Matriz de ensayos**

Durante los ensayos de estabilidad térmica se evalúan 3 sistemas; el primer sistema contiene 0% p/p de aditivo, el segundo sistema contiene 0,5 % p/p de aditivo y el tercer sistema contiene 1% p/p de aditivo. La concentración de polímero para los 3 sistemas es de 1000 ppm. Para ello se preparan 26 soluciones de cada sistema. Para realizar comparaciones puntuales entre los efectos del sometimiento de las soluciones a temperatura de yacimiento y soluciones a temperatura ambiente por 95 días en los intervalos de tiempo definidos en las tablas 4.2 y 4.3, 18 soluciones de cada sistema son introducidas en un horno a la temperatura del yacimiento y 8 soluciones de cada

sistema son preservadas a la temperatura del laboratorio. En la Tabla 4.2 se puede observar la matriz de ensayos diseñada para el estudio de estabilidad térmica.

Tabla 4.2. Matriz de ensayos para el estudio de estabilidad térmica de las soluciones poliméricas

Tiempo de almacenamiento (días)	Viscosidad (cP)					
	25 °C			110°C		
	0%	0,5%	1%	0%	0,5%	1%
0	x	x	x	x	x	x
1				x	x	x
4				x	x	x
6				x	x	x
8	x	x	x	x	x	x
11				x	x	x
15	x	x	x	x	x	x
22				x	x	x
29	x	x	x	x	x	x
36				x	x	x
43	x	x	x	x	x	x
50				x	x	x
57	x	x	x	x	x	x
64				x	x	x
71	x	x	x	x	x	x
78				x	x	x
85				x	x	x
95	x	x	x	x	x	x

- Formulación del agua

En el yacimiento Gobernador existe una alta producción de agua (>90%). El agua producida es sometida a un proceso de tratamiento que confiere a la misma las características necesarias para su vertido seguro al medio ambiente. En vista de que el área cuenta con dicha fuente de agua, se planteó como primer escenario preparar las soluciones poliméricas haciendo uso de esta. Así, las soluciones poliméricas se preparan con un agua sintética que recrea las características del agua de inyección disponible en el campo. Una muestra de agua de formación tratada es caracterizada en el laboratorio de química analítica para obtener las concentraciones (ppm) de cada

uno de los iones que contiene dicha agua. El agua sintética se prepara siguiendo el procedimiento descrito en el apéndice A.3. La Tabla 4.3 muestra la cantidad y tipo de sales requeridas para preparar diferentes volúmenes de agua sintética

Tabla 4.3. Composición del agua de formación (tratada) sintética

SALES	g para 500 mL	g para 1000 mL	g para 2000 mL
NaHCO ₃	0,0992	0,1984	0,3969
Na ₂ SO ₄	0,0057	0,0113	0,0226
CaCl ₂ *2H ₂ O	0,0386	0,0772	0,1543
KCL	0,0201	0,0401	0,0802
Na ₂ CO ₃	0,0477	0,0954	0,1908

- Materiales y equipos utilizados para preparar las soluciones poliméricas

A continuación se muestra en las Tablas 4.4 las soluciones poliméricas requeridas para realizar el estudio de estabilidad térmica. En la Tabla 4.5 se describen los materiales y equipos utilizados para la preparación de las mismas y su almacenamiento en el horno.

Tabla 4.4. Soluciones poliméricas requeridas para el estudio de estabilidad térmica

% p/p Aditivo	0	0,5	1
Concentración de polímero (ppm)	1000	1000	1000
Volumen de cada muestra (mL)	40	40	40
Número de muestras	26	26	26
Volumen total (mL)	1040	1040	1040

Tabla 4.5. Materiales y equipos para la preparación de las soluciones poliméricas

Nombre	Figura	Descripción
Sistema de Filtrado		<p>Para filtrar el agua se utiliza un sistema que consta de una bomba de vacío marca Precision modelo DD-20, embudo de porcelana Büchner, una Fiola de 1 litro y papel de filtrado.</p>
Agitador		<p>Para ayudar a diluir el polímero en el agua sintética se utiliza un agitador marca Caframo con capacidad de 20 a 3000 rpm y una precisión de ± 1 rpm. Este agitador es provisto de un impeller tipo rushton, el cual es ideal para soluciones poliméricas debido al bajo cizallamiento que genera.</p>
Tubos de presión		<p>Para almacenar las soluciones en el horno se deben utilizar tubos diseñados para soportar presión debido a que la temperatura en el horno es de 110 °C, lo cual genera una presión importante. Estos tubos tienen una capacidad en volumen de 60 mL y pueden soportar hasta 150 psi a 120 °C.</p>

Tabla 4.5. Materiales y equipos para la preparación de las soluciones poliméricas (continuación)

Nombre	Figura	Descripción
Bolsa de vacío		<p>Para generar un atmosfera libre de oxigeno se utiliza una bolsa de vacío, dentro de ella son introducidas y selladas las muestras una vez que el oxigeno presente dentro de la bolsa haya sido desplazado.</p>
Nitrógeno		<p>Se requiere de nitrógeno para generar, conjuntamente con una bomba el vacío una atmosfera inerte dentro de la bolsa donde se encuentran las muestras. Debido a que el nitrógeno es un gas inerte no genera ninguna reacción que pueda degradar las soluciones.</p>
Horno		<p>Las soluciones son almacenadas en un horno para laboratorio marca Memert para someterlas a la temperatura de yacimiento durante 92 días. Este horno mantendrá una temperatura constante de 110 °C, la cual es regulada mediante un tablero de control digital.</p>

4.4.4.2. Procedimiento para preparar las soluciones de polímero

Las soluciones de polímeros a evaluar son preparadas siguiendo el procedimiento descrito en la norma API RP-63 recomendada para la preparación de soluciones a partir de polímero (poliacrilamida) seco.

- Mediante la ecuación 4.1 se calcula la cantidad de polímero seco necesaria para preparar una solución de 1000 ppm y un peso de 600 gramos.

$$W_p = \frac{W_s * C_s * 10^{-4}}{A_p} \quad (4.1)$$

Donde:

W_p = Peso de polímero seco requerido (g)

W_s = Peso de la solución que se quiere preparar (g)

C_s = Concentración de la solución que se quiere preparar (mg/L)

10^{-4} = Factor de conversión para expresar el peso del polímero requerido en g

A_p = Porcentaje de actividad del polímero (100)

- Se pesa la cantidad de aditivo requerido utilizando la ecuación 4.2. La cantidad de agua requerida para preparar la solución se calcula mediante la ecuación 4.3.

$$W_A = W_s * \%p / p_A \quad (4.2)$$

Donde:

W_A = Peso de aditivo requerido (g)

W_s = Peso de la solución que se quiere preparar (g)

$\%p/p$ = Porcentaje peso/peso de aditivo

$$W_w = W_s - W_p - W_A \quad (4.3)$$

Donde:

W_w = Peso de agua requerida (g)

W_s = Peso de la solución que se quiere preparar (g)

W_p = Peso de polímero seco requerido (g)

W_A = Peso de aditivo requerido (g)

- Una vez pesada la cantidad de agua requerida en un beaker de 1 litro se introduce una barra de agitación magnética dentro del mismo. Se coloca el beaker sobre la plancha del agitador magnético y usando la perilla de control de rpm ajustar hasta generar un vórtice que se extienda 75% en la solución (300 rpm aproximadamente).
- Agregar el aditivo sobre el hombro del vórtice y esperar que se diluya completamente (1 minuto aproximadamente).
- Agregar el polímero seco sobre el hombro del vórtice de manera continua durante un período de 30 segundos, no se debe agregar muy lento ya que esto promueve la formación de ojos de pescado. Continuar agitando.
- Una vez que se ha agregado el polímero y no se observa la presencia de “ojos de pescado” se debe retirar la solución del agitador magnético y se continua agitando haciendo uso del mezclador digital de propela a una velocidad de 70 rpm por un período de 4 horas.
- Se comprueba de manera visual que no hayan granos no disueltos y se vierte la solución de polímero en un balón para ser almacenada, esta se deja reposando durante la noche antes de su uso.

4.4.4.3. Procedimiento para introducir las muestras en el horno

Las soluciones de polímero son susceptibles a degradación por presencia de O_2 . Es por ello que al momento de evaluar su estabilidad térmica deben aislarse otros agentes que contribuyan al deterioro de su viscosidad, y así poder conocer en lo posible el efecto de la temperatura en la pérdida de viscosidad. Por lo anterior, es necesario que el espacio vacío que queda en los cilindros esté libre del mismo al momento de almacenar las muestras dentro del horno a $110\text{ }^\circ\text{C}$. Para extraer el oxígeno y colocarle las tapas a los cilindros se realiza el siguiente procedimiento:

- Cada cilindro de presión tiene una capacidad de 60 mL, sin embargo, por medida de seguridad son llenados con 40 mL de solución de polímero. Dentro de la bolsa de vacío se introducen las muestras y los tapones de los cilindros. Posteriormente la bolsa es sellada herméticamente.
- Se abre la válvula de la cilindro de nitrógeno y se llena la bolsa con dicho gas como se observa en la Figura 4.7. Una vez que la bolsa se ha llenado completamente se cierra la válvula del nitrógeno y se enciende la bomba de vacío, todo el nitrógeno y el aire dentro de la bolsa son extraídos. Este procedimiento debe repetirse 4 veces para asegurarse de que no existe presencia de oxígeno dentro de la bolsa.



Figura 4.7. Bolsa de vacío, desplazamiento del oxígeno

- Con una atmosfera de nitrógeno dentro de la bolsa y haciendo uso de los guantes incorporados en la misma se procede a cerrar los cilindros, colocándoles los tapones como se observa en la Figura 4.8. Es necesario ajustar los tapones procurando que hagan sello.



Figura 4.8. Proceso de cierre de los cilindros con las muestras

- Después que los cilindros han sido sellados pueden ser retirados de la bolsa, por seguridad se ajustan nuevamente todos los tapones. Posterior a esto las muestras están listas para ser introducidas en el horno a temperatura de yacimiento.

4.4.4.4. Evaluación de la viscosidad en función del tiempo

El estudio de estabilidad térmica consiste en la evaluación del comportamiento de la viscosidad en función del tiempo de las soluciones sometidas a temperatura de yacimiento (110 °C) y las que se encuentran a temperatura del laboratorio (25 °C). Se realiza la medición de la viscosidad en el reómetro a una temperatura constante de 25 °C y una tasa de corte que varía entre 1 y 100 s⁻¹, de acuerdo a los días pautados en las Tablas 4.2 y 4.3. Para realizar comparaciones puntuales se toma el valor de viscosidad correspondiente a una tasa de corte de 13,5 s⁻¹. Se tomó este valor por ser

el más cercano a la tasa de corte equivalente a la velocidad promedio de los fluidos en yacimiento, la cual es considerada generalmente 1pie/día.

4.4.4.5. Modelo reológico

El modelo reológico se construye con los datos de esfuerzo de corte y tasa de corte de cada tipo de solución evaluada. Se utiliza el modelo de Herschel – Bulkley I. Se representan los valores de n (índice de comportamiento) y K (índice de consistencia cP) de la solución de mayor interés.

4.4.4.6. Evaluación de la viscosidad en función de la concentración

De acuerdo a la información obtenida en el estudio de estabilidad térmica se toma la solución que resulte más estable térmicamente y se realiza un barrido de concentraciones de polímero para evaluar el comportamiento de la viscosidad en función de la misma. La matriz de ensayos se encuentra en la Tabla 4.6. Para cada concentración se realiza la medición de la viscosidad a una tasa de corte de $13,5 \text{ s}^{-1}$ y valores de temperatura constante de 25, 50 y 75 °C respectivamente.

Tabla 4.6. Matriz de ensayos para evaluar la viscosidad del polímero en función de la concentración

Concentración de polímero (ppm)	Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3
	T (°C)	T (°C)	T (°C)
100	25	50	75
400	25	50	75
700	25	50	75
1000	25	50	75
1500	25	50	75
2000	25	50	75
2500	25	50	75
3000	25	50	75

4.4.4.7. Evaluación de la viscosidad en función de la temperatura

Se mide la viscosidad realizando un barrido de temperatura a soluciones de polímero con diferente concentración a una tasa de corte constante de $13,5 \text{ s}^{-1}$. Para este estudio los parámetros de medición son la tasa de corte constante y la temperatura variable linealmente entre 35 y 90 °C. En la Tabla 4.7 se presenta la matriz de ensayos.

Tabla 4.7. Matriz de ensayos para evaluar la viscosidad del polímero en función de la temperatura

Concentración de polímero (ppm)	Ensayo 4	
	T (°C)	t (s-1)
100	(35 - 90)	13,5
400	(35 - 90)	13,5
700	(35 - 90)	13,5
1000	(35 - 90)	13,5
1500	(35 - 90)	13,5
2000	(35 - 90)	13,5
2500	(35 - 90)	13,5
3000	(35 - 90)	13,5

4.4.5. Estimación teórica de la concentración óptima de polímero

El procedimiento para estimar la concentración de polímero requerida para obtener una razón de movilidad igual a 1 es el propuesto por Gogarty (1970), el cual se encuentra descrito en el apartado 2.2.2.4 de este trabajo. Para poder aplicar el procedimiento propuesto por Gogarty (1970) se requiere calcular el valor de viscosidad del agua y del petróleo a la temperatura del yacimiento. Para ello se realiza el procedimiento descrito a continuación.

- Cálculo de la viscosidad del agua a temperatura de yacimiento (110 °C)

Debido a la dificultad para medir en el reómetro a 110 °C, la viscosidad del agua se estima haciendo uso de la correlación propuesta por McCain Jr. en 1989 como sigue a continuación:

$$\mu_{wr} = (0,9994 + 4,0295 \times 10^{-5} * P + 3,1062 \times 10^{-9} * P^2) * \mu_{wl} \quad (4.4)$$

Donde:

μ_{wr} = Viscosidad del agua a presión y temperatura del yacimiento (cP)

μ_{wl} = Viscosidad del agua a presión atmosférica y temperatura del yacimiento (cP)

P = Presión del yacimiento (psi)

Como μ_{wl} no se puede medir en el reómetro a la temperatura del yacimiento, se utiliza la ecuación 4.5 para estimarla como sigue:

$$\mu_{wl} = A * T^{-B} \quad (4.5)$$

Donde:

T = Temperatura del yacimiento (°F)

Los coeficientes A y B incluyen los efectos por la salinidad y están definidos como sigue:

$$A = 109,574 - 8,40564 * S + 0,313314 * S^2 + 8,72213 \times 10^3 * S^3 \quad (4.6)$$

$$B = 1,12166 - 2,63951 \times 10^2 * S + 6,79461 \times 10^{-4} * S^2 \quad (4.7)$$

Donde:

S = Porcentaje en peso de los sólidos totales disueltos

- Calculo de la viscosidad del petróleo a temperatura del yacimiento

Debido a que no es posible medir la viscosidad del petróleo en el reómetro a 110 °C, se debe construir el perfil de viscosidad en función a la temperatura para obtener el comportamiento característico y de esta manera estimar teóricamente el valor de viscosidad a la temperatura deseada. El procedimiento consiste en medir la viscosidad del petróleo a tasa de corte variable en un rango de 1 a 30 s⁻¹ con temperatura

constante para 8 valores distintos de temperatura, y después medir la viscosidad a tasa de corte constante de 13,5 s⁻¹ y temperatura variable en un rango de 20 a 80 °C. La Tabla 4.8 muestra la matriz de ensayos. Para hacer una comparación puntual se representan los valores de viscosidad a la tasa de corte de interés 13,5 s⁻¹.

Tabla 4.8. Matriz de ensayos para evaluar la viscosidad del polímero en función de la temperatura

Ensayo 1		Ensayo 2	
T (°C)	t (s ⁻¹)	T (°C)	t (s ⁻¹)
20	(1 - 30)	(20 - 80)	13.5
30	(1 - 30)	(20 - 80)	13.5
40	(1 - 30)	(20 - 80)	13.5
50	(1 - 30)	(20 - 80)	13.5
60	(1 - 30)	(20 - 80)	13.5
70	(1 - 30)	(20 - 80)	13.5
80	(1 - 30)	(20 - 80)	13.5

4.4.6. Pruebas de desplazamiento en medio poroso

En estas pruebas se simulan las condiciones dinámicas de inyección de fluidos y producción de crudo para estudiar el comportamiento del factor de recobro por la inyección de una solución acuosa de polímero. Se realizarán 4 pruebas de desplazamiento, durante la primera prueba las soluciones de polímero son inyectadas en secuencia en un mismo núcleo de Berea, para las demás pruebas la inyección de cada solución se realizará en un núcleo de Berea distinto. En la Figura 4.9 se presenta el esquema de trabajo a seguir durante todas las pruebas.

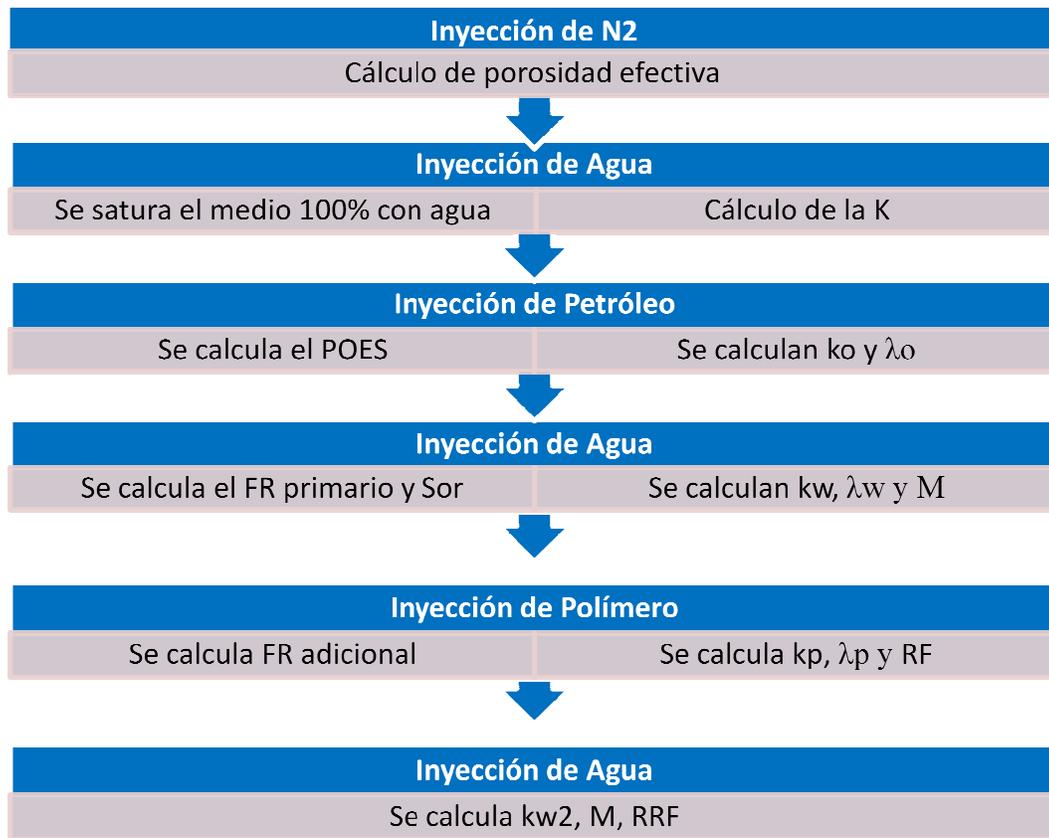


Figura 4.9. Esquema de trabajo en las pruebas de desplazamiento

4.4.6.1. Características del medio poroso empleado en las pruebas de desplazamiento

Se utilizan núcleos consolidados de Berea como medio poroso (Figura 4.10). Estas son rocas constituidas principalmente por cuarzo, y arcillas en menor proporción. Las muestras de Berea al ser areniscas se caracterizan por ser rocas de buen escogimiento, con buena porosidad y permeabilidad, ideales para simular rocas yacimiento y muy utilizadas para la investigación de aplicaciones petroleras a escala de laboratorio (Cortez D. 2013). En la Tabla 4.9 se muestran las propiedades de los núcleos de Berea utilizados en cada una de las pruebas, se realizó un total de 4 pruebas de desplazamiento.

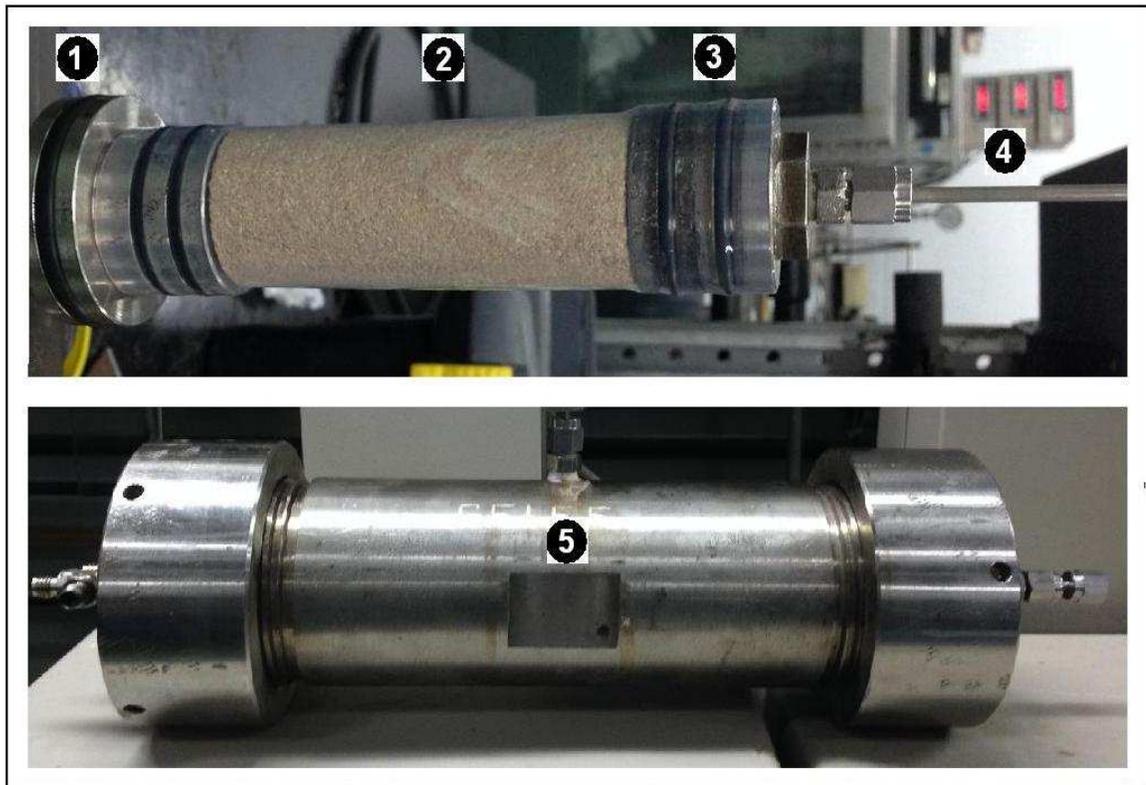


Figura 4.10. Medio poroso empleado en las pruebas de desplazamiento. 1. Tope fijo, 2. Núcleo de Berea, 3. Tope móvil, 4. Tubería interna, 5. Celda contenedora de 1, 2, 3 y 4

Tabla 4.9. Características del núcleo consolidado de Berea empleado en las pruebas de desplazamiento

Propiedades de la roca	Prueba N° 1	Prueba N° 2	Prueba N° 3	Prueba N° 4
Longitud (cm)	6,7	6,6	6,6	6,6
Diámetro (cm)	3,7	3,7	3,7	3,7
Área transversal (cm ²)	10,75	10,75	10,75	10,75
Volumen total (cm ³)	72,04	70,96	70,96	70,96

4.4.6.2. Determinación de la porosidad efectiva

Para calcular el volumen poroso que se encuentra dentro de la roca se partió del principio de la Ley de Boyle representada en la ecuación 4.8, la cual establece que la presión ejercida por una fuerza física es inversamente proporcional al volumen de una masa gaseosa, siempre y cuando su temperatura se mantenga constante (Iran N. 1978)

$$P_1 * V_1 = P_2 * V_2 \quad (4.8)$$

Donde:

P_1 = Presión inicial

V_1 = Volumen inicial

P_2 = Presión final

V_2 = Volumen final

En la Figura 4.11 se representa el sistema utilizado para medir la porosidad efectiva.

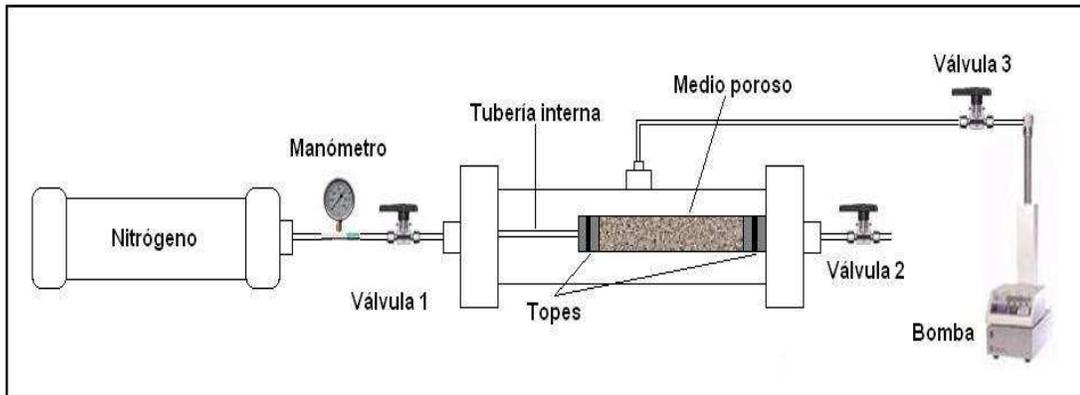


Figura 4.11. Sistema para medir la porosidad

El procedimiento consiste en abrir la válvula 3 y aplicar con la bomba una presión de confinamiento al medio poroso de 1500 psi, luego la celda es conectada a un sistema que contiene nitrógeno y se encuentra a una presión de 1000 psi, este será el valor de P_1 , el volumen de este sistema se conoce y es $97,25 \text{ cm}^3$, este será el valor de V_1 . Posteriormente se abre la válvula 1 que conecta el sistema que contiene nitrógeno y la celda con el medio poroso. Una vez se ha estabilizado la presión de todo el sistema se registra este valor del manómetro, el cual corresponderá al valor de P_2 . Mediante la ecuación 4.8 se calcula el valor de V_2 , el cual corresponde al volumen de gas que hay en todo el sistema. La válvula 2 siempre debe estar cerrada.

El volumen poroso corresponderá al volumen de gas que ingresó en la roca y se calcula con la ecuación 4.9, este no es más que el diferencial de volumen (ΔV) que se genera por la caída de presión en todo el sistema.

$$V_p = V_2 - V_m \quad (4.9)$$

Donde:

V_p = Volumen poroso (cm^3)

V_2 = Volumen final en los dos sistemas (cm^3)

V_m = Volumen muerto (cm^3)

El volumen muerto corresponde al volumen interno del tope fijo y del tope móvil, los cuales son valores constantes y se presentan en la Tabla 4.10. También se debe considerar el volumen asociado a la tubería interna de la celda, este último dependerá de su longitud, para lo cual se debe multiplicar un valor constante llamado factor de tubería por la longitud de la misma.

Tabla 4.10. Volumen muerto de la celda

Tope Fijo	2,9 cm^3
Tope Móvil	0,91 cm^3
Tubería	0,02244*L cm^3

Una vez conocido el valor del volumen poroso se puede calcular la porosidad efectiva con la siguiente ecuación:

$$\theta_{efectiva} = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (4.10)$$

Donde:

$\emptyset_{\text{efectiva}}$ = Porosidad efectiva (%)

V_p = Volumen poroso (cm^3)

V_t = Volumen total del núcleo (cm^3)

4.4.6.3. Inyección de agua para medir la permeabilidad absoluta de la roca

Para determinar la permeabilidad absoluta, una vez conectado todo el sistema mostrado en la Figura 4.9 se enciende el horno a una temperatura de 110 °C, se inyecta agua a un caudal de 0,05 cc/min por un período de 24 horas, después de este tiempo se garantiza que la presión se ha estabilizado y se toma la lectura del porcentaje de presión en el transductor para calcular el diferencial de presión. Mediante la Ley de Darcy calculamos la permeabilidad absoluta.

$$K = \frac{\mu * L * Q}{A * \Delta P} \quad (4.11)$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta (mD)

μ = Viscosidad del agua (cP)

Q = Caudal (cc/min)

A = Área transversal del núcleo (cm^2)

ΔP = Diferencial de presión (psi)

El agua que será inyectada en todas las pruebas de desplazamiento es agua sintética preparada en el laboratorio que recrea las características del agua de formación. La Tabla 4.11 muestra las sales empleadas y su cantidad para la elaboración de agua sintética a partir de agua desionizada.

Tabla 4.11. Composición del agua de formación sintética a partir de agua desionizada

SALES	g para 500 mL	g para 1000 mL	g para 2000 mL
NaHCO ₃	0,1026	0,2052	0,4104
Na ₂ SO ₄	0,0070	0,0142	0,0281
CaCL ₂ *2H ₂ O	0,0266	0,0533	0,1066
KCL	0,0201	0,0401	0,0802
Na ₂ CO ₃	0,0079	0,0159	0,0318

4.4.6.4. Inyección de petróleo para determinar el POES

Con el medio poroso saturado 100% de agua se inicia la inyección de petróleo a una tasa de 0,05 cc/min por un período de tiempo de 24 horas. El efluente es recolectado en un balón y mediante el método de destilación ASTM D4006 se cuantifica el volumen de agua presente en la muestra. Este volumen de agua desplazada representa el volumen de petróleo que se quedó en la roca, por lo tanto, indirectamente representa el valor del POES.

Cuando esté por finalizar la inyección de petróleo se toma la lectura del transductor. Con esta lectura se calcula el diferencial de presión y mediante la ecuación 4.12 se puede determinar la permeabilidad efectiva al petróleo. Las características del petróleo utilizado para su inyección en todas las pruebas de desplazamiento se encuentran en la Tabla 4.11.

Tabla 4.12. Características del petróleo inyectado en las pruebas de desplazamiento

Saturados (% p/p)	11
Aromáticos (% p/p)	47
Resinas (% p/p)	32
Asfaltenos (% p/p)	10
Número ácido (mg KOH)	0,18
Corte de agua (%)	16
AyS (%)	> 31,8

Tabla 4.12. Características del petróleo inyectado en las pruebas de desplazamiento (Continuación)

Densidad (g/cc) @15 °C	0,9631
Gravedad API @ 15 °C	15,29
Viscosidad (cP) @ 110 °C	44,53

4.4.6.5. Inyección de agua para alcanzar la condición de saturación residual de petróleo

El procedimiento realizado en la inyección es el mismo que se realiza en el apartado 4.4.5.6, salvo que se procede a inyectar agua y ahora los efluentes son recolectados en el sistema automático de fraccionamiento de muestras. Nuevamente, por el método ASTM D4006 se destilan las fracciones y se cuantifican los fluidos producidos.

Una vez que ha finalizado la inyección de agua se toma la lectura del transductor y con la ecuación 4.11 se calcula la permeabilidad efectiva al agua. Con las ecuaciones 2.1 y 2.2 se calcula la movilidad del agua (λ) y la razón de movilidad (M) respectivamente. Habiendo ya cuantificado la cantidad de petróleo producido se calcula la saturación de petróleo residual mediante la siguiente ecuación:

$$Sor = \frac{POES - PP}{VP} * 100 \quad (4.12)$$

Donde:

Sor = Saturación de petróleo residual (%)

POES = Petróleo Original In-Situ (cc)

PP = Petróleo producido (cc)

VP = Volumen poroso (cc)

La saturación inicial de agua se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S_{wi} = \frac{VP - POES}{VP} * 100 \quad (4.13)$$

Donde:

S_{wi} = Saturación inicial de agua (%)

POES = Petróleo Original In-Situ (cc)

PP = Petróleo producido (cc)

VP = Volumen poroso (cc)

El factor de recobro se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$FR = \frac{PP}{POES} * 100 \quad (4.14)$$

Donde:

FR = Factor de recobro (%)

PP = Petróleo producido (cc)

POES = Petróleo Original In-Situ (cc)

4.4.6.6. Inyección de solución acuosa de polímero

Se realiza el mismo procedimiento del apartado 4.4.5.7, pero esta vez se inyecta solución de polímero. Se espera que por la inyección de la solución acuosa de polímero se recupere un volumen de crudo adicional al que se recuperó con agua, es por esto que se debe calcular un nuevo factor de recobro haciendo uso de la ecuación 4.12, sumando el volumen de petróleo producido con agua y el volumen de petróleo producido por la inyección de la solución de polímero. Con la ecuación 4.11 se calcula la permeabilidad efectiva a la solución de polímero, con la ecuación 2.1 la movilidad y finalmente con la ecuación 2.9 el factor de resistencia. Las características

de las soluciones de polímero inyectadas durante todas las pruebas se encuentran en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13. Características de las soluciones de polímero

Concentracion (ppm)	Viscosidad @ 110 °C (cP)
1000	41,86
2000	118,19
3000	217,80

4.4.6.7. Inyección de agua después de la inyección de la solución de polímero

El procedimiento a seguir en este caso es el mismo del apartado 4.4.5.5. Lo que se busca al realizar esta inyección de agua es poder calcular la reducción de la permeabilidad por efecto de la inyección de la solución de polímero y calcular nuevamente la razón de movilidad para evaluar si ésta se pudo reducir con respecto a la razón de movilidad inicial.

4.5. ETAPA FINAL

Esta etapa contempla la presentación de los resultados obtenidos en el desarrollo del proyecto, así como también su respectivo análisis. Se presentan los resultados de la selección del polímero candidato a ser inyectado en el área de interés, el estudio de estabilidad térmica que permita conocer si éste se adapta a las condiciones del yacimiento, el cálculo de su concentración óptima y finalmente se presentan los resultados de las pruebas de desplazamiento en medio poroso que permiten realizar la evaluación del factor de recobro por inyección del polímero.

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo de este proyecto. En primer lugar se muestran los resultados de la selección del polímero hidrosoluble candidato a ser inyectado en el área de interés, posteriormente se muestran los resultados del estudio de estabilidad térmica realizado al mismo para evaluar el comportamiento de la viscosidad en función del tiempo.

En función a lo anteriormente descrito, se presentan los resultados de la estimación teórica de la concentración óptima de polímero para mejorar la relación de movilidad y finalmente se presentan los resultados de las pruebas de desplazamiento realizadas para evaluar el comportamiento del factor de recobro por la inyección de una solución de polímero.

5.1. SELECCIÓN DE POLÍMEROS

La viscosidad está relacionada con el peso molecular del polímero, es por ello que se requiere de un polímero con alto peso molecular con la finalidad de obtener alta viscosidad en la solución. Otro factor considerado es la carga iónica, ya que los núcleos de Berea están compuestos principalmente por cuarzo. Conociendo la carga iónica del solvente, en este caso agua, y de la superficie del medio poroso, en este caso cuarzo, tendremos un efecto de repulsión de cargas para mitigar el fenómeno de la adsorción del polímero en el medio poroso. Esto también garantiza las interacciones intermoleculares e intramoleculares de las moléculas del polímero con el solvente, con lo cual se puede garantizar su efecto de agente viscosificante de la fase acuosa utilizada como fluido de inyección.

Del catálogo de productos disponibles de la empresa SNF, se presentan en la Tabla 5.1 una serie de polímeros de acrilamida recomendados por el fabricante para yacimientos con temperaturas de hasta 120°C y no susceptibles a la salinidad. Estos polímeros pueden soportar temperaturas mayores a las que posee el yacimiento en estudio (110°C), de igual forma poseen alto peso molecular y alta anionicidad, características necesarias para ser tomados en cuenta como candidatos a ser evaluados e inyectados en el área de interés, sin embargo, no se encuentran disponibles en el laboratorio.

Tabla 5.1. Polímeros de acrilamida, ATBS y NVP

Marca	Producto	Anionicidad	Peso Molecular
Superpusher	SAV 225	Media	Alto a muy alto
Superpusher	SAV 226	Media	Alto a muy alto
Superpusher	SAV 522	Media	Alto a muy alto
Superpusher	SAV 550	Alta	Alto a muy alto

Fuente: <http://www.snf-oil.com/Products.html>

En la tabla 5.2 se presentan una serie de productos igualmente de la empresa SNF, los cuales son polímeros de acrilamida recomendados para yacimientos con temperaturas no mayores a 70°C. A pesar de que la temperatura de degradación según los datos aportados por el fabricante es 70 °C, se decidió utilizar el polímero Flopaam 3630-S por su alto peso molecular, alta anionicidad y principalmente por su disponibilidad en el laboratorio. Este polímero es una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (35% de hidrólisis), lo cual provee una alta solubilidad al agua, requiriendo bajos períodos de tiempo de agitación al momento de preparar las soluciones acuosas de polímero. Con la finalidad de mejorar su estabilidad térmica y evitar degradación a la temperatura del yacimiento, un aditivo fue propuesto por Intevep.

Tabla 5.2. Polímeros de acrilamida adecuados para yacimientos con temperaturas no mayores a 70°C

Marca	Producto	Anionicidad	Peso Molecular
Flopaam	1430 S	Baja	Bajo
Flopaam	1530 S	Baja	Medio
Flopaam	1630 S	Baja	Alto
Flopaam	2430 S	Baja	Bajo
Flopaam	2530 S	Baja	Medio
Flopaam	2630 S	Baja	Medio - Alto
Flopaam	3130 S	Media - Alta	Ultra bajo
Flopaam	3230 S	Media - Alta	Muy bajo
Flopaam	3330 S	Media - Alta	Bajo
Flopaam	3430 S	Media - Alta	Medio
Flopaam	3530 S	Media - Alta	Medio - Alto
Flopaam	3635 S	Media - Alta	Alto
Flopaam	3630 S	Media - Alta	Alto
Flopaam	6030 S	Alta	Muy alto
Flopaam	6040 D	Alta	Muy alto

Fuente: <http://www.snf-oil.com/Products.html>

5.2. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TÉRMICA

A continuación se presentan los resultados obtenidos durante el estudio de estabilidad térmica. Se evaluaron 3 sistemas de 1000 ppm de polímero con diferentes concentraciones de aditivo para observar el comportamiento de la viscosidad en función del tiempo de 18 muestras de dichos sistemas que fueron almacenadas a 25 °C y 26 muestras almacenadas a 110 °C durante 95 días.

5.2.1. Soluciones acuosas de polímero de 1000 ppm sin aditivo

En la Figura 5.1 se observa el comportamiento de la viscosidad durante todo el período de evaluación. El comportamiento de la viscosidad es muy favorable para las soluciones preservadas a 25°C, se puede apreciar que la misma se mantiene estable durante los 95 días que duró el estudio. Desde el día 0 hasta el día 15 se observa un

incremento de viscosidad cercano al 11%, en los siguientes días se mantiene aproximadamente constante, el día 71 ocurre nuevamente un incremento de viscosidad cercano al 9% con respecto a la medición del día 57. Estas fluctuaciones en los valores de viscosidad se pueden atribuir a la falta de homogenización de la solución base cuando fue preparada, ya que ésta no fue filtrada, con lo cual se puede tener que las alícuotas tomadas para medir la viscosidad tengan ligeras diferencias en la concentración de polímero. En vista de que la concentración está asociada a la viscosidad de la solución, es posible obtener el comportamiento observado para las soluciones preservadas a temperatura del laboratorio.

En cuanto al comportamiento de la viscosidad de las soluciones preservadas en el horno a 110°C, se puede observar en la Figura 5.1 que existe una pérdida de viscosidad superior al 94% solo en las primeras 24 horas. Posteriormente, la viscosidad continúa disminuyendo y para el día 43 la pérdida de viscosidad es superior al 98%. Adicionalmente, se observa un cambio en la tonalidad de las soluciones, éstas se tornan de color amarillo, lo cual puede ser producto de la liberación del grupo amonio y la producción de poliacrilato (Randall S. Campbell A. 2010), generándose la degradación de las cadenas poliméricas y la pérdida total de la viscosidad de la solución.

A partir del día 43 no se realizan más medidas de viscosidad a este sistema. La degradación del mismo demuestra que efectivamente el polímero seleccionado no soporta temperaturas superiores a las que especifica el proveedor. Debido a la pérdida tan abrupta de viscosidad este sistema es descartado y después del día 43 no se realizan más mediciones.

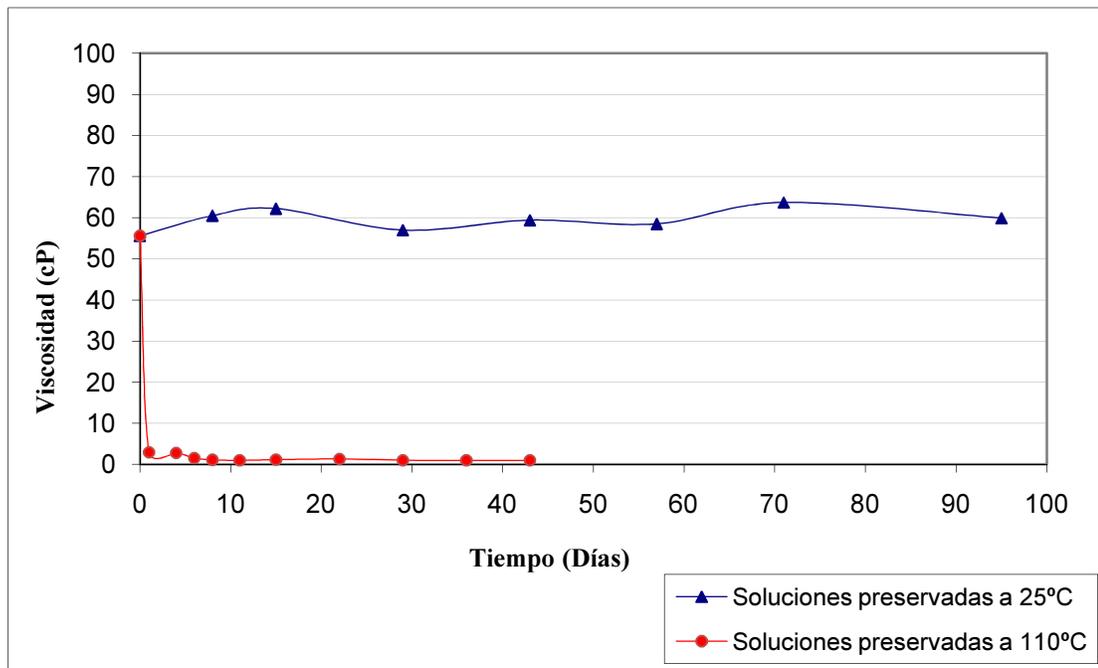


Figura 5.1. Comportamiento de la viscosidad en función del tiempo, soluciones sin aditivo

5.2.2. Soluciones acuosas de polímero de 1000 ppm con 0,5% p/p de aditivo

En la Figura 5.2 se observa el comportamiento de la viscosidad durante todo el período de evaluación. Las soluciones preservadas a 25°C presentan un incremento de viscosidad cercano al 25% entre el día 0 y el día 43. Lo anterior puede atribuirse a un aumento en la interacción polímero – disolvente, lo cual se traduce en una mayor viscosidad de la solución. Entre los días 43 y 95 se presenta un descenso en la viscosidad, alcanzando hasta el día final de la evaluación una reducción de la viscosidad de 5,7%, sin embargo, el comportamiento sigue siendo el esperado, ya que el sistema mantiene valores altos de viscosidad y se puede afirmar que el aditivo no genera ninguna reacción adversa que afecte el comportamiento de la misma.

Las soluciones preservadas en el horno a 110°C presentan un comportamiento de la viscosidad irregular. Se puede observar en la Figura 5.2 que durante los primeros 8 días la viscosidad de la solución presenta un incremento de 49%, posteriormente

comienza a declinar y para el día 57 se observa una pérdida de viscosidad superior al 98% con respecto al día 8; adicionalmente se notó un cambio en la coloración de las soluciones al igual que ocurrió con el sistema que no tenía aditivo. El aumento de viscosidad los primeros 8 días puede atribuirse al hecho de que la viscosidad de la solución depende de la estructura química del polímero, y por el aumento de la temperatura existe una expansión de las moléculas, lo cual puede causar mayor repulsión entre las cadenas, dando lugar a un incremento en la viscosidad de la solución (Fernández J. S/F).

El decrecimiento en la viscosidad que da lugar después del día 8 se presume consecuencia de la degradación térmica. La misma está relacionada principalmente a la presencia de iones divalente, la salinidad, oxígeno e hidrólisis. Si el grado de hidrólisis es muy alto y hay presencia de Ca^{2+} y Mg^{2+} la poliacrilamida precipita (Randall S. Campbell A. 2010). El agua de formación del yacimiento en estudio presenta una concentración de iones divalentes de 21 ppm, sin embargo, según el estudio realizado por Moradi A. Y Doe (1987) esta concentración causaría degradación a 200 °C. De igual manera la degradación térmica de la poliacrilamida está relacionada con un cambio químico de los grupos funcionales del polímero. Uno de los cambios muy bien conocido es la hidrólisis de fracciones de acrilamida, lo cual genera nuevas cargas aniónicas (Gaillard N. 2010).

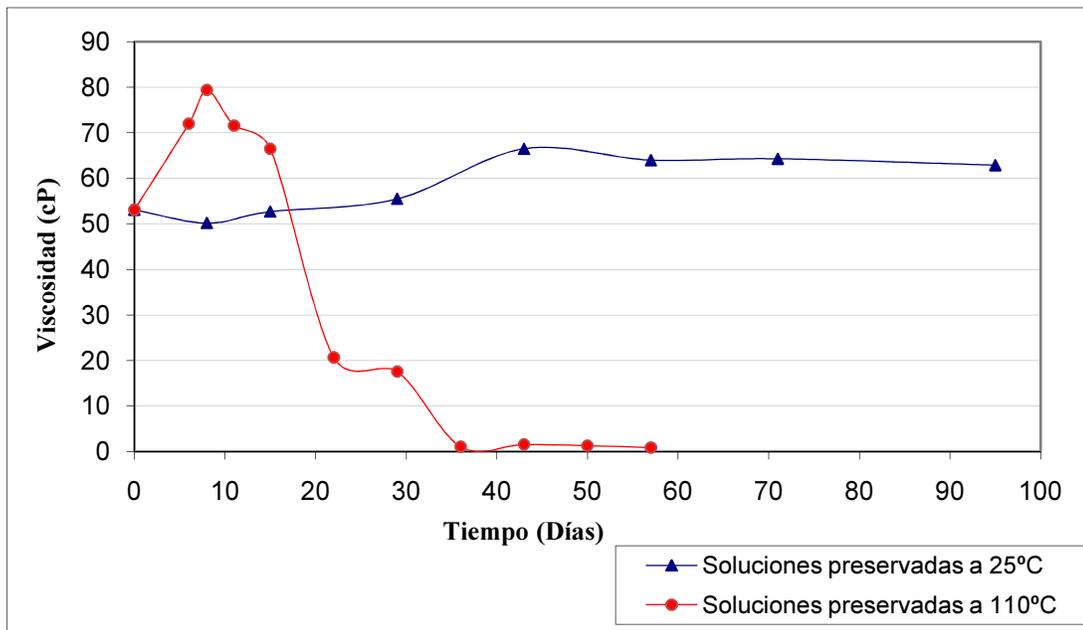


Figura 5.2. Comportamiento de la viscosidad en función del tiempo, soluciones con 0,5%p/p de aditivo

5.2.3. Soluciones acuosas de polímero de 1000 ppm con 1% p/p de aditivo

En la figura 5.3 se observa el comportamiento de la viscosidad para este sistema. No existe una pérdida importante de viscosidad de las soluciones preservadas a 25°C durante el período evaluado. Entre el día 0 y el día 8 se presenta un incremento de viscosidad cercano al 5%, en los días posteriores se observa un comportamiento estable y entre el día 0 y el día 9 solo existe una pérdida de viscosidad del 2%. Se puede afirmar que la adición de 1%p/p de aditivo no introduce cambios significativos en el comportamiento de la viscosidad con el tiempo.

Las soluciones preservadas a 110°C, a diferencia de los dos sistemas anteriores, poseen valores altos de viscosidad durante todo el período de evaluación, no se aprecian pérdidas importantes. Durante 57 días el comportamiento es altamente estable, las fluctuaciones que se observan pueden ser posibles por falta de homogenización como se explicó anteriormente.

Al comparar la viscosidad de las muestras de los días 0 y 57 se tiene un aumento de viscosidad cercano al 20%. La pérdida de viscosidad más significativa se observa entre los días 57 y 71, la cual es de alrededor de 40%, sin embargo, en los días posteriores el sistema continúa manteniendo valores altos de viscosidad, teniendo cerca del 7% de incremento de viscosidad entre la muestra del día 0 y la última muestra evaluada el día 95. Es importante resaltar que se obtienen valores de viscosidad en un rango de 60 y 80 cP durante todo el período de evaluación. Se puede afirmar que al agregar 1% p/p de aditivo a las soluciones de 1000 ppm del polímero seleccionado se obtiene estabilidad térmica a 110°C durante 95 días.

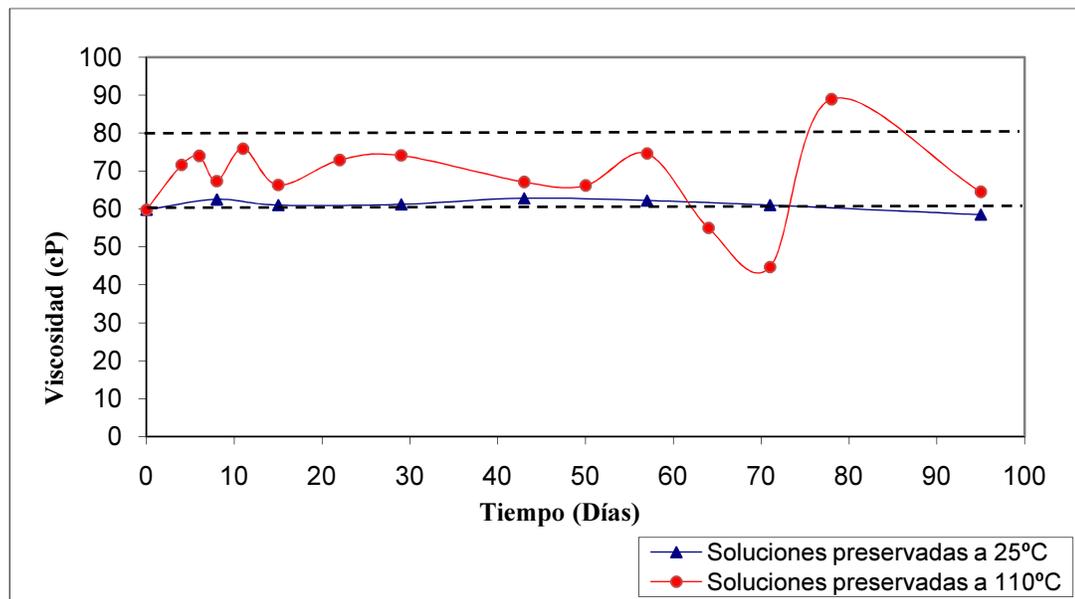


Figura 5.3. Comportamiento de la viscosidad en función del tiempo, soluciones con 1%p/p de aditivo

En la Figura 5.4 se observa el comportamiento reológico de las soluciones que estuvieron preservadas a 110°C. Los resultados experimentales de esfuerzo de corte en función de la tasa de corte indican un comportamiento no newtoniano. Se realiza el ajuste con el modelo de Herschel Bulkley para los extremos, los cuales corresponden a las muestra del día 0 y la muestra del día 95, obteniendo los valores del índice de comportamiento y del índice de consistencia como se muestra en la Tabla 5.3.

El índice de comportamiento aumenta alrededor de 6% entre la muestra del día 0 y la última muestra evaluada el día 95. Un estudio realizado por Yang H. (s.f.) demostró el efecto de la temperatura sobre el índice n , en el cual afirma que al aumentar la temperatura el índice n aumenta. Este incremento en el valor de n para la solución de polímero que estuvo preservada durante 95 días a 110 °C no es pronunciado y sigue siendo un valor <1 con lo cual se garantiza el comportamiento pseudoplástico de la solución. Se pudo comprobar que un porcentaje de aditivo de 1%p/p resulta ser suficiente para mantener la estabilidad térmica de una solución de polímero de 1000 ppm a 110 °C durante 95 días.

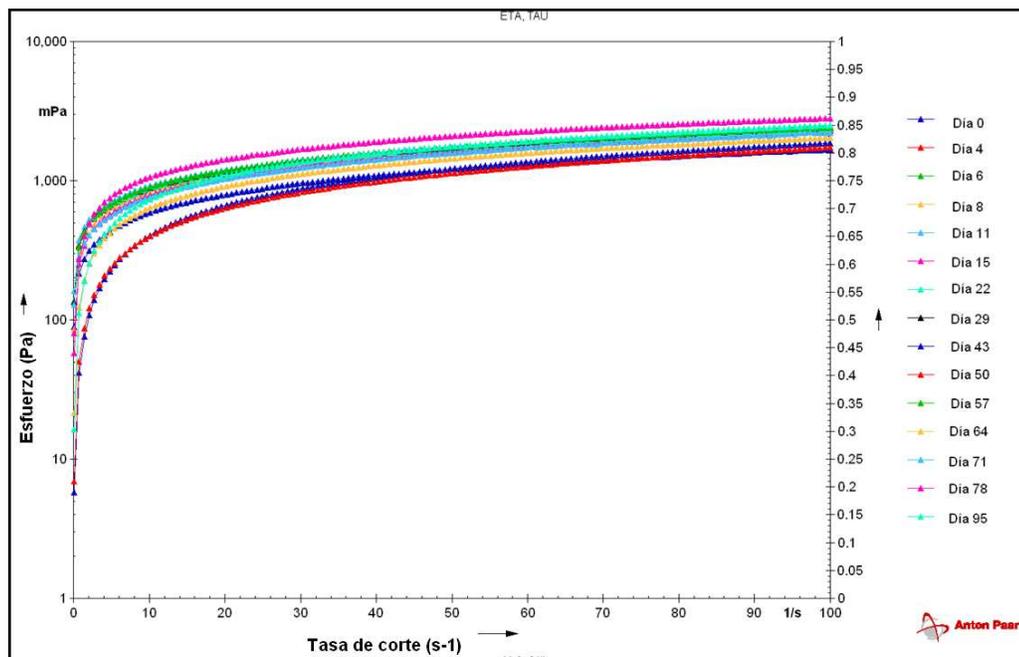


Figura 5.4. Comportamiento reológico de las soluciones preservadas a 110°C con 1%p/p de aditivo

Tabla 5.3. Ajuste mediante el modelo reológico de Herschel Bulkley, soluciones almacenadas a 110°C con 1 %p/p de aditivo

Parámetros	Día 0	Día 95
$a =$ punto cedente (mPa)	0,068783	-0,045462
$k =$ Índice de consistencia (cP)	0,1966	0,21427
$n =$ Índice de comportamiento	0,5118	0,54397
R^2	0,99922	1
Desviación estándar	0,014174	0

5.3. CONCENTRACIÓN ÓPTIMA DE POLÍMERO

A continuación se presentan los resultados obtenidos sobre la estimación teórica de la concentración óptima de polímero. Se realizó la evaluación del comportamiento de la viscosidad en función de la concentración de polímero y el cálculo de la viscosidad del petróleo y la viscosidad del agua a la temperatura del yacimiento.

5.3.1. Comportamiento de la viscosidad en función de la concentración para diferentes temperaturas

La Figura 5.5 muestra el comportamiento de la viscosidad en función de la concentración de polímero. Ocho soluciones con diferentes concentraciones fueron evaluadas a 25, 50 y 75 °C para obtener su comportamiento característico. Se puede observar cómo la viscosidad tiene un comportamiento creciente en función de la concentración de polímero. También se puede observar que a mayor temperatura la viscosidad es menor pero su comportamiento es el mismo.

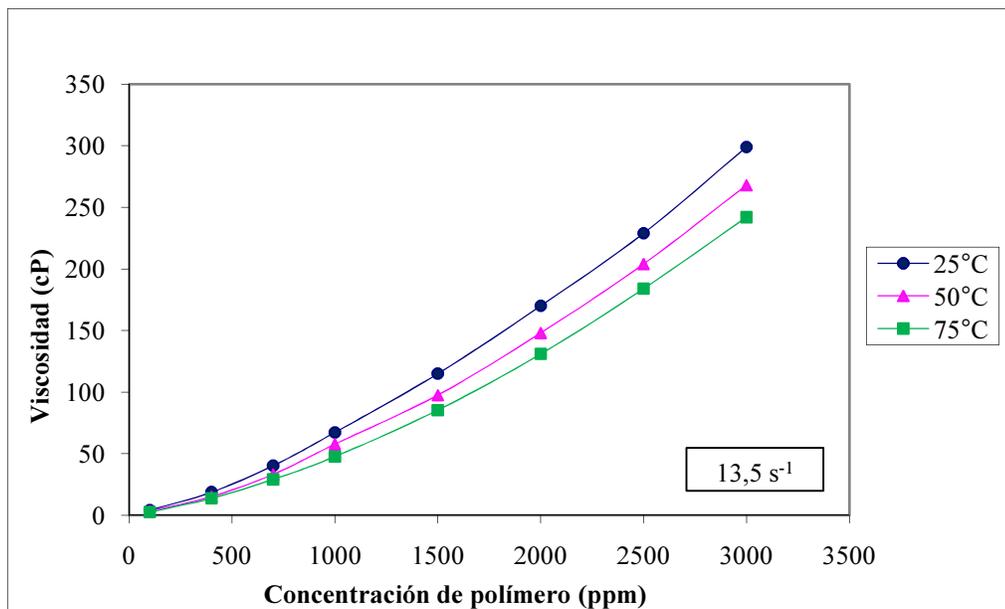


Figura 5.5. Comportamiento de la viscosidad a diferentes concentraciones de polímero

El efecto de la concentración de polímero en la solución es un incremento en la viscosidad de ésta, obteniendo valores cada vez mayores con ligeros incrementos de concentración (Shirif E. 2000).

Para conocer el comportamiento de la viscosidad en función de la concentración a 110 °C se realizó la medición de viscosidad en función de la temperatura en 8 soluciones con concentraciones de polímero diferentes. La viscosidad es reportada a una tasa de corte de $13,5 \text{ s}^{-1}$. En la Figura 5.6 se puede observar que la viscosidad se incrementa con la concentración y disminuye con la temperatura. También se puede observar que las curvas correspondientes a 100 y 400 ppm solo llegan hasta 50 y 60 °C respectivamente, esto es debido a que por su baja concentración no fue posible obtener valores estables de viscosidad a temperaturas superiores a las mencionadas anteriormente.

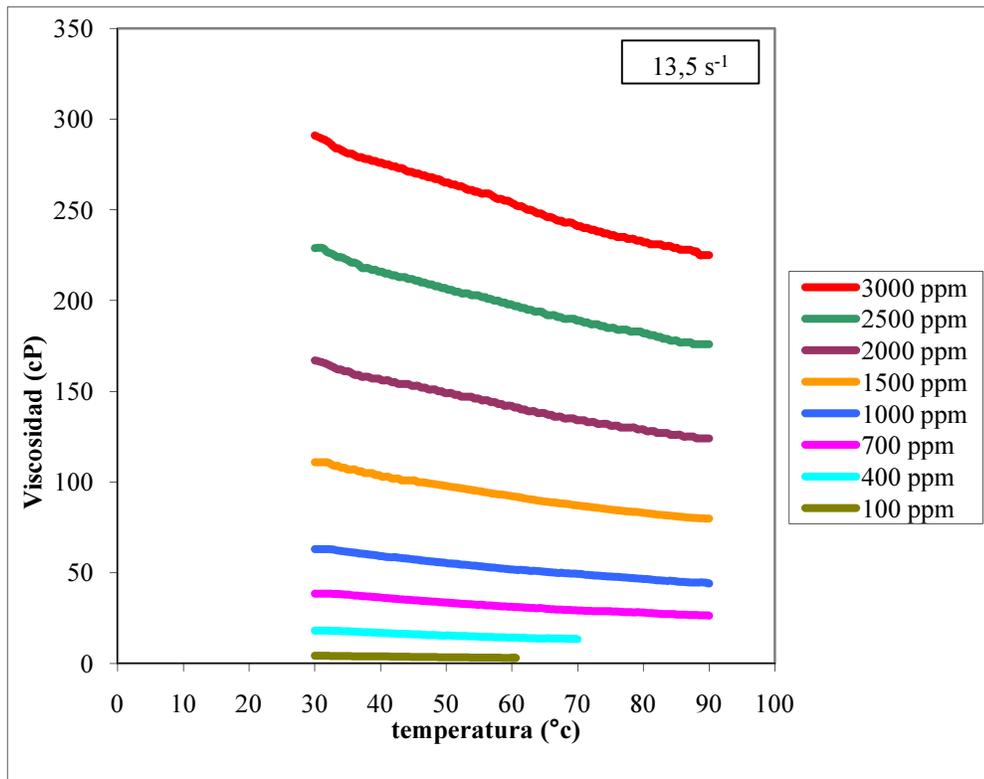


Figura 5.6. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura para diferentes concentraciones de polímero

Con el resultado obtenido en la Figura 5.5 se construyó el ajuste potencial que rige el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura para cada una de las soluciones. Con estos modelos se extrapola hasta una temperatura de 110 °C y se obtiene el valor de viscosidad estimado para cada una de las concentraciones evaluadas como se muestra en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Estimación teórica de la viscosidad de las soluciones a 110°C

Concentración (ppm)	Viscosidad (cP)
100	2,38
400	12,27
700	24,67
1000	41,7
1500	75,08
2000	117,7
2500	167,71
3000	215

Los valores de la Tabla 5.4 son graficados (Figura 5.7) para obtener el ajuste que mejor se adapte a los puntos, en este caso el mejor ajuste posible es un polinomio de grado 2. Esta ecuación permitió estimar la viscosidad a 110 °C de una solución cuya concentración de polímero se encuentre en el rango de 100 a 3000 ppm.

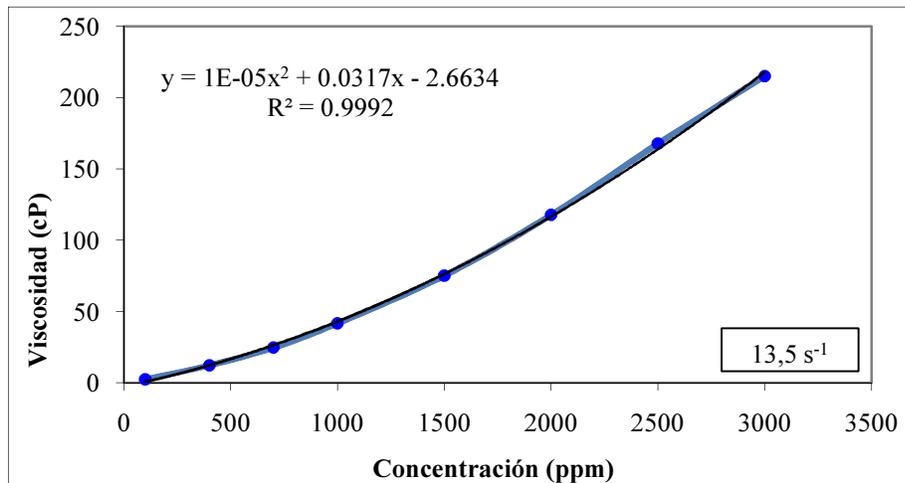


Figura 5.7. Comportamiento de la viscosidad en función de la concentración de polímero a 110 °C

En la Figura 5.8 se muestra la comparación entre el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura obtenido experimentalmente y el comportamiento obtenido de manera teórica con la extrapolación. Se puede observar que el modelo teórico tiene un comportamiento que se adapta a los modelos experimentales, con lo cual se pudo determinar que el ajuste es confiable para estimar la viscosidad de las soluciones a la temperatura de 110 °C.

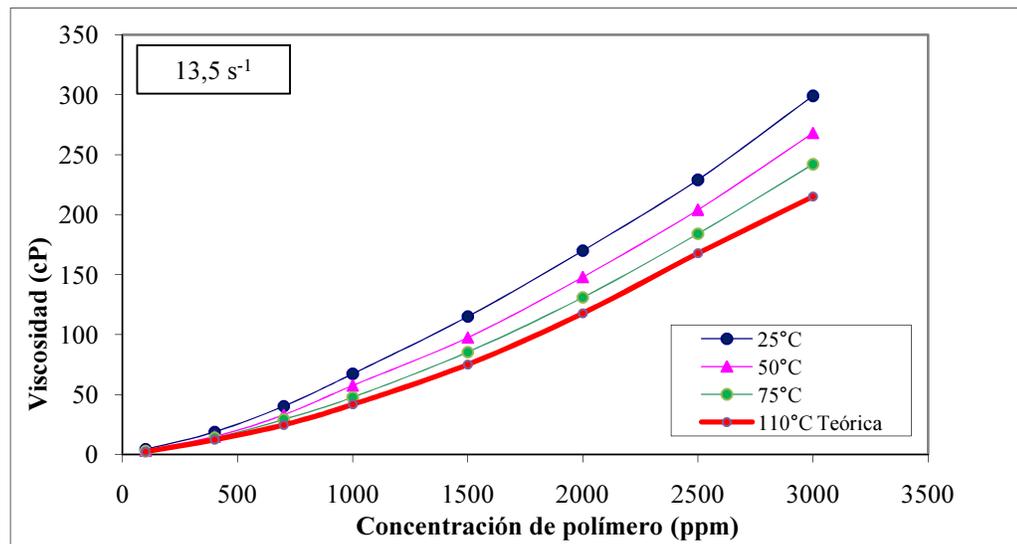


Figura 5.8. Comparación del comportamiento de la viscosidad en función de la concentración de polímero a diferentes temperaturas

5.3.2. Comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura

Se obtuvo el comportamiento de la viscosidad del petróleo midiendo a una tasa de corte fija de 13.3 s⁻¹ y un rango de temperatura de 20 a 80 °C. La Figura 5.9 muestra el comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura. Se puede notar una alta pérdida de viscosidad entre 20 y 50 °C, posteriormente esta pérdida de viscosidad es menos acentuada y tiende a estabilizarse, lo cual representa el comportamiento típico de la viscosidad del petróleo pesado en función de la temperatura. Por las limitaciones que presenta la geometría disponible para medir

viscosidad no fue posible medir a una temperatura mayor a 80°C para evitar una posible liberación de los componentes más livianos y evitar así una alteración en los resultados de las mediciones, ya que no se cuenta con un sistema presurizado.

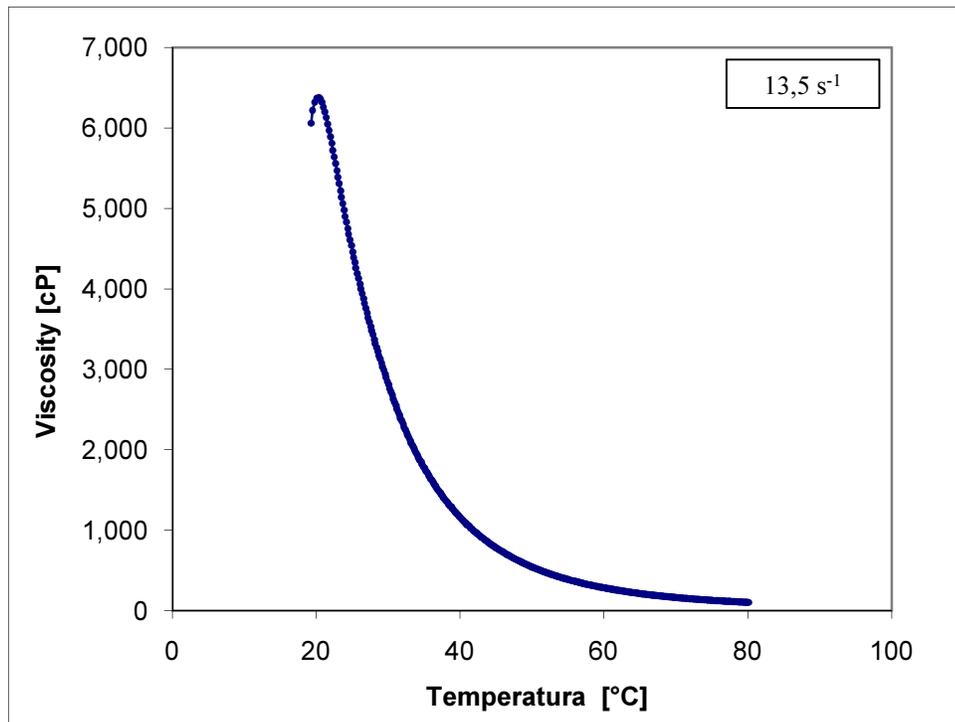


Figura 5.9. Comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura

En vista de que la anterior medición el reómetro la efectúa en un período de tiempo muy corto, se decidió realizar una segunda medición con la finalidad de asegurarse que la distribución de temperatura en la muestra de petróleo es homogénea. Para esto se toma un valor constante de temperatura y se realiza la medición de viscosidad a tasa de corte variable, esto se realizó para 7 valores de temperatura.

En la Figura 5.10 se presentan los resultados de las mediciones de viscosidad del petróleo realizadas a temperatura variable y tasa de corte constante, y los resultados de las mediciones a tasa de corte variable y temperatura constante. Debido a que solo se puede medir viscosidad hasta 80°C se construyó el ajuste para los puntos y se extrapoló hasta una temperatura de 110°C. En la Figura 5.10 se observa que el

comportamiento de la viscosidad es similar. El mejor ajuste para los dos casos es del tipo potencial. En la Tabla 5.5 se presentan las ecuaciones características y la viscosidad del petróleo medida con éstas. Para no descartar ninguno de los dos métodos de medición se tomó el valor promedio de viscosidad entre los dos modelos.

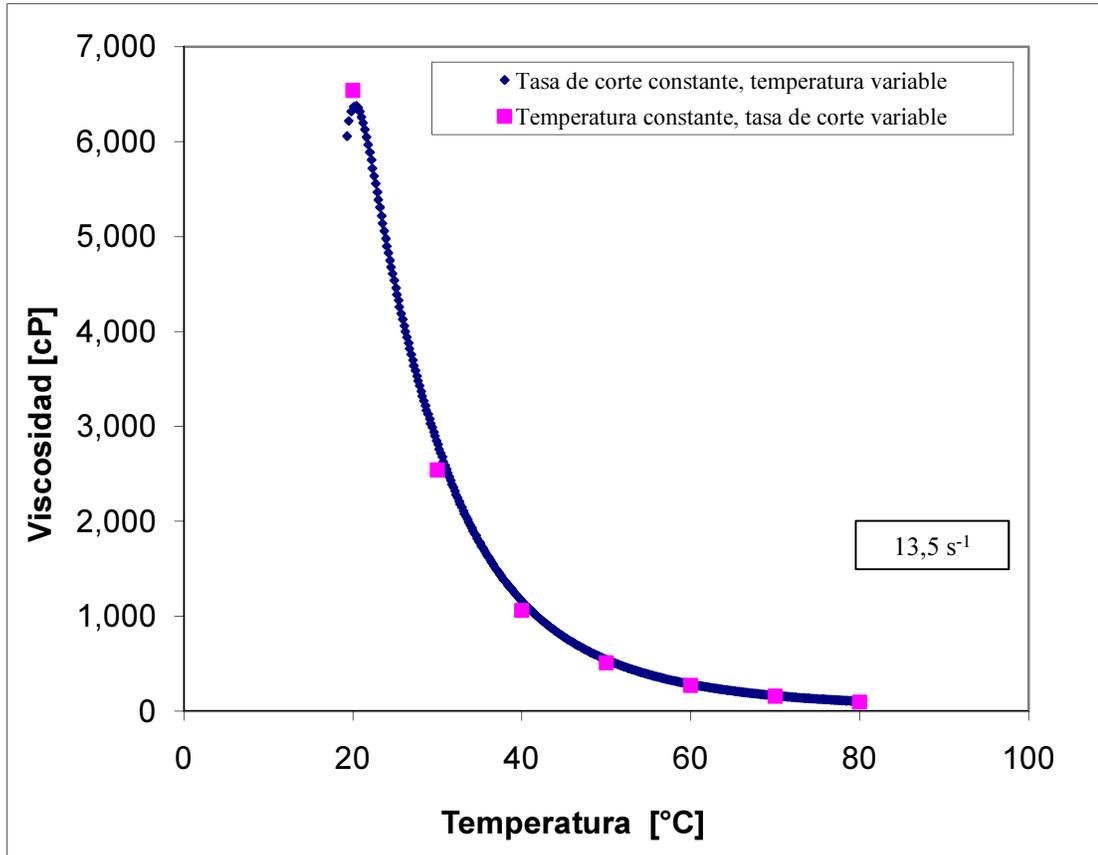


Figura 5.10. Comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura, mediciones a temperatura variable y constante

Tabla 5.5. Viscosidad del petróleo a 110 °C determinada por extrapolación

	CASO 1	CASO 2
Ajuste potencial	$y = 2 \times 10^8 * x^{-3.237}$	$y = 8 \times 10^7 * x^{-3.088}$
R ²	0,995	0,993
μ(cP)	49,32	39,74
μ _{promedio} (cP)	44,53	

5.3.3. Estimación de la viscosidad del agua a 110 °C

Siguiendo la metodología del apartado 4.4.5 de este trabajo, el cual describe los pasos a seguir para estimar la viscosidad del agua a condiciones de yacimiento se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5.6. Viscosidad del agua a condiciones de yacimiento

S	0,0167
A	109,4337132
B	1,12123144
T (°F)	230
A*T^{-B}	0,246097745
Presión (psi)	3500
μ_{w1} (cP)	0,246097745
μ_{wr} (cP)	0,29002212

Una vez conocidos los valores de viscosidad del petróleo y agua a 110°C se puede estimar la concentración óptima de polímero mediante la metodología propuesta por Gogarty (1970).

5.3.4. Estimación teórica de la concentración óptima de polímero

Haciendo uso de las curvas de permeabilidad relativa (Figura 3.5) suministradas por el personal encargado del yacimiento en estudio, se calculó la movilidad relativa total y se graficó en función a la saturación de agua (Figura 5.11) con la finalidad de obtener el mínimo de movilidad relativa total.

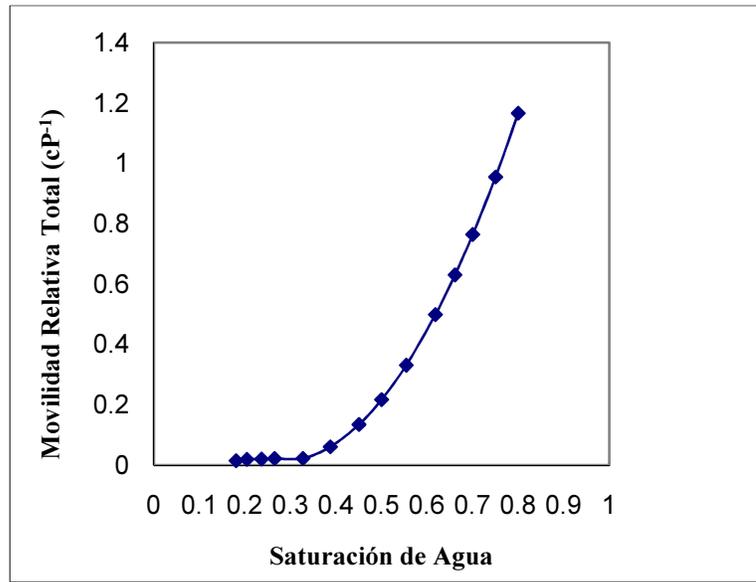


Figura 5.11. Movilidad relativa total en función de la saturación de agua

De la Figura 5.11 se obtiene un valor de movilidad relativa total mínimo de 0,01422 cP^{-1} . De las curvas de permeabilidad relativa se tiene que la permeabilidad relativa al agua a la saturación residual de petróleo es 0,36. Utilizando la ecuación 2.4 se obtiene un valor de viscosidad de diseño requerida para el fluido desplazante de 25,31 cP. Mediante el polinomio característico que se ajusta al comportamiento de la viscosidad en función de la concentración a 110 °C se obtuvo el valor correspondiente de concentración para dicha viscosidad de diseño, siendo ésta 730 ppm de polímero. En la Tabla 5.7 se representan los valores obtenidos anteriormente.

Tabla 5.7. Cálculo de la concentración óptima de polímero

$\lambda_{\text{diseño}} (\text{cP}^{-1})$	0,01422
$k_{rw}(\text{Sor})$	0,36
Viscosidad (cp)	25,31
Concentración (ppm)	730

La concentración de polímero evaluada en el estudio de estabilidad térmica fue de 1000 ppm. La concentración estimada de manera teórica fue de 730 ppm, lo cual representa una diferencia de 27%. La estabilidad térmica de una solución de polímero también está asociada a la concentración, a mayor concentración la pérdida de viscosidad por efecto térmico se ve reducida. Al trabajar en las pruebas en medio poroso con concentraciones mayores a 730 ppm se obtiene una relación de movilidad igual a 1.

5.4. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

A continuación se presentan los resultados obtenidos durante las pruebas de desplazamiento realizadas en medio poroso para evaluar el factor de recobro por inyección de soluciones acuosas de polímero. Se realizaron un total de 4 pruebas. Durante la primera prueba se inyectaron 3 soluciones de polímero de manera secuencial con concentraciones de 1000, 2000 y 3000 ppm. En las demás pruebas se inyectan soluciones con las mismas concentraciones mencionadas anteriormente pero de forma individual, para cada solución se utiliza un núcleo nuevo.

5.4.1. Prueba de desplazamiento con inyección continua de las soluciones poliméricas de 1000, 2000 y 3000 ppm

Esta prueba consistió en inyectar los fluidos de manera secuencial. Después de la inyección de agua se inyectaron en secuencia las soluciones de polímero de 1000, 2000 y 3000 ppm. El volumen poroso fue medido siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 4.4.6 de este trabajo, el cual describe la metodología para medir el volumen poroso con nitrógeno. Utilizando la ecuación 4.10 se realizó el cálculo de porosidad efectiva. En la Tabla 5.8 se muestran las características del medio poroso utilizado en la primera prueba.

Tabla 5.8. Características del núcleo de Berea utilizado en la primera prueba

Núcleo de Berea	
Longitud (cm)	6,7
Diámetro (cm)	3,7
Volumen (cc)	72,04
Ø (%)	22,19
Volumen poroso(cc)	15,99

En la Tabla 5.9 se presentan la viscosidad de los fluidos inyectados. Estos fluidos son los mismos que se utilizaron para las demás pruebas.

Tabla 5.9. Viscosidad a 110 °C de los fluidos inyectados

Fluido	Viscosidad (Cp)
Agua	0,29
Petróleo	44,53
Solución de polímero 1000 ppm	41,7
Solución de polímero 2000 ppm	117,7
Solución de polímero 3000 ppm	215

5.4.1.1. Inyección de agua para calcular permeabilidad absoluta

Una vez que el sistema se encuentra a la temperatura del yacimiento se dejó inyectando agua a un caudal de 0,05 cc/min durante 24 horas con la finalidad de saturar el medio poroso y estabilizar el flujo de agua en el mismo. Se realizó una variación en la tasa de inyección de agua para obtener diferentes valores de diferencial de presión y con la ecuación 4.11 se realiza el cálculo de la permeabilidad absoluta, obteniendo un valor promedio de 278 mD. En la tabla 5.10 se muestran los resultados obtenidos para el cálculo de la permeabilidad.

Tabla 5.10. Resultados de permeabilidad absoluta con agua, primera prueba

P Bomba (psi)	Q inyec. (cc/min)	ΔP (psi)	K (mD)
1117	0,25	0,037	295,43
1120	0,5	0,080	277,25
1131	0,75	0,123	268,93
1130	1	0,164	270,20
Promedio			278

5.4.1.2. Inyección de petróleo para calcular el POES y saturación de fluidos

Después de la inyección de agua para calcular permeabilidad absoluta, se comenzó la inyección de petróleo a una tasa de 0,05 cc/min durante 24 horas. Una vez finalizada la inyección se tomó la lectura del transductor para calcular el diferencial de presión, mediante la ecuación 4.11 se calcula la permeabilidad efectiva al petróleo. Con la ecuación 4.13 se calculó la saturación de agua. Para calcular el POES se cuantificó el volumen de agua desplazada por el petróleo durante la inyección. Este volumen de agua fue cuantificado mediante destilación, obteniéndose una cantidad de agua destilada de 14 cc. A este valor se le restó el volumen muerto asociado al tope móvil y a la tubería interna de la celda, los cuales suman un total de 1,26 cc. En la Tabla 5.11 se muestran todos los parámetros calculados durante la inyección de petróleo.

Tabla 5.11. Resultados obtenidos al inyectar petróleo, primera prueba

POES (cc)	12,74
So (%)	79,7
Swi (%)	20,3
k_o (mD)	39,64

5.4.1.3. Inyección de agua para alcanzar condiciones de saturación residual de petróleo

Se realizó la inyección de agua a un caudal de 0,05 cc/min. Esta inyección se mantuvo hasta que no se observó más producción de petróleo, lo cual ocurrió después de haber inyectado 6 volúmenes porosos (VP). Al finalizar la inyección se tomó la lectura del transductor, mediante la ecuación 4.11 se calculó la permeabilidad efectiva al agua. El petróleo producido (Pp) fue cuantificado mediante destilación. La saturación residual de petróleo se calculó con la ecuación 4.12 y el factor de recobro con la ecuación 4.14. En la Tabla 5.12 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5.12. Resultados obtenidos al inyectar agua, primera prueba

k_w (mD)	9,16
P_p (cc)	4,13
N_p (cc)	4,43
Sor (%)	51,99
FR (%)	34,79

5.4.1.4. Inyección de soluciones acuosas de polímero

Se inició la inyección de una solución de 1000 ppm a una tasa de 0,05 cc/min. Esta inyección se mantuvo hasta no observar más producción de petróleo, lo cual ocurrió después de haber inyectado 5 VP. Mediante la destilación se cuantificaron 2,04 cc de petróleo producido. Con la ecuación 4.11 se calculó la permeabilidad efectiva al polímero y con la ecuación 4.14 se calculó el nuevo factor de recobro. Lo anterior se realizó de igual forma inyectando de manera secuencial una solución de 2000 ppm y finalmente una de 3000 ppm. En la Tabla 5.13 se muestran los resultados obtenidos durante la inyección de estas 3 soluciones de polímero.

Tabla 5.13 Resultados obtenidos al inyectar las soluciones de polímero, primera prueba

	1000 ppm	2000 ppm	3000 ppm
k_p (mD)	34,43	71,55	57,89
P_p (cc)	2,25	2,04	1,21
N_p (cc)	6,69	8,73	9,94
FR (%)	52,48	68,51	77,99
VP inyectados	5	4	5

La Figura 5.12 muestra el comportamiento de la recuperación de petróleo en función de la cantidad de volúmenes porosos inyectados de cada fluido. La concentración de polímero juega un papel muy importante en la recuperación de petróleo. Se observa cómo a medida que se inyecta una solución más concentrada se obtiene una recuperación adicional de petróleo. El incremento en la recuperación de petróleo se debe a que la solución de polímero incrementa la viscosidad del agua, reduciendo la permeabilidad efectiva a ésta y aumentando la eficiencia volumétrica de barrido

(Elkaddifi K. et al 2004). El incremento en la concentración de polímero es más efectivo en la recuperación de petróleo debido a que una solución más concentrada le confiere mayor viscosidad al agua, mejorando la relación de movilidad.

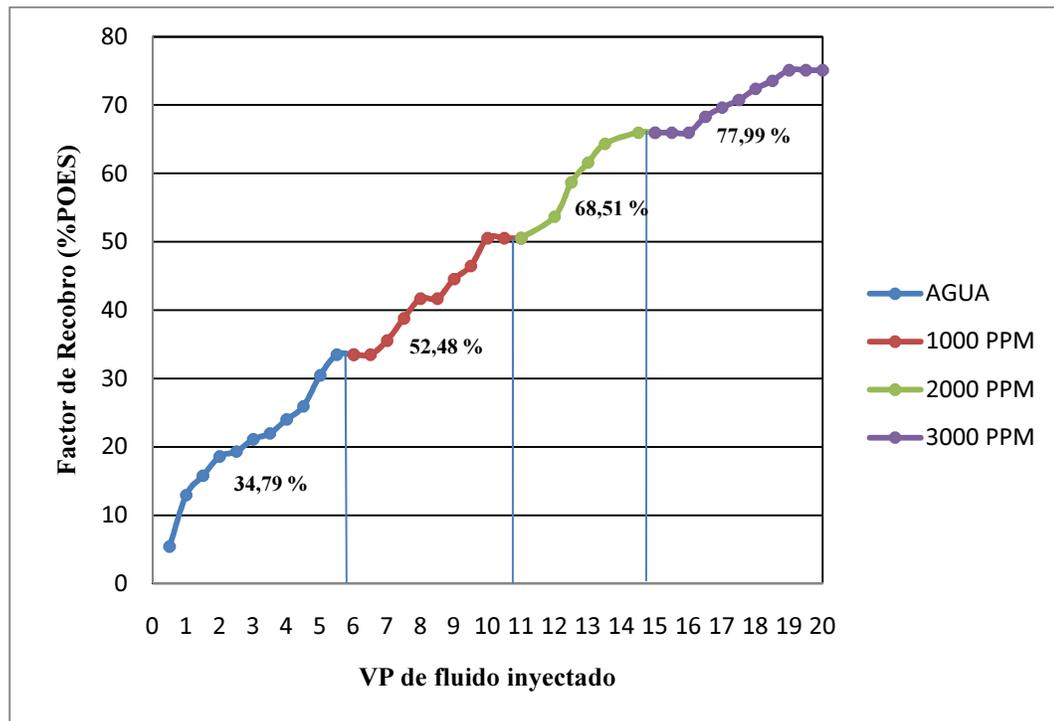


Figura 5.12. Efecto en la recuperación de petróleo por la inyección secuencial de soluciones de polímero

Los porcentajes de recuperación adicional que se obtienen por la inyección de cada solución de polímero se observan en la Figura 5.13. Estos porcentajes tienen un comportamiento decreciente, lo cual se debe a la reducción progresiva de la saturación de petróleo, habiendo cada vez menos petróleo móvil. Por la tendencia que tiene esta gráfica se puede inferir que después de la inyección de la solución de 3000 ppm se puede recuperar un volumen adicional de petróleo inyectando una solución más concentrada. Sin embargo, existe una concentración máxima de polímero que se debe inyectar, ya que si la solución es demasiado concentrada no se obtendrá recuperación adicional como lo demostró Ezeddin S. (2000).

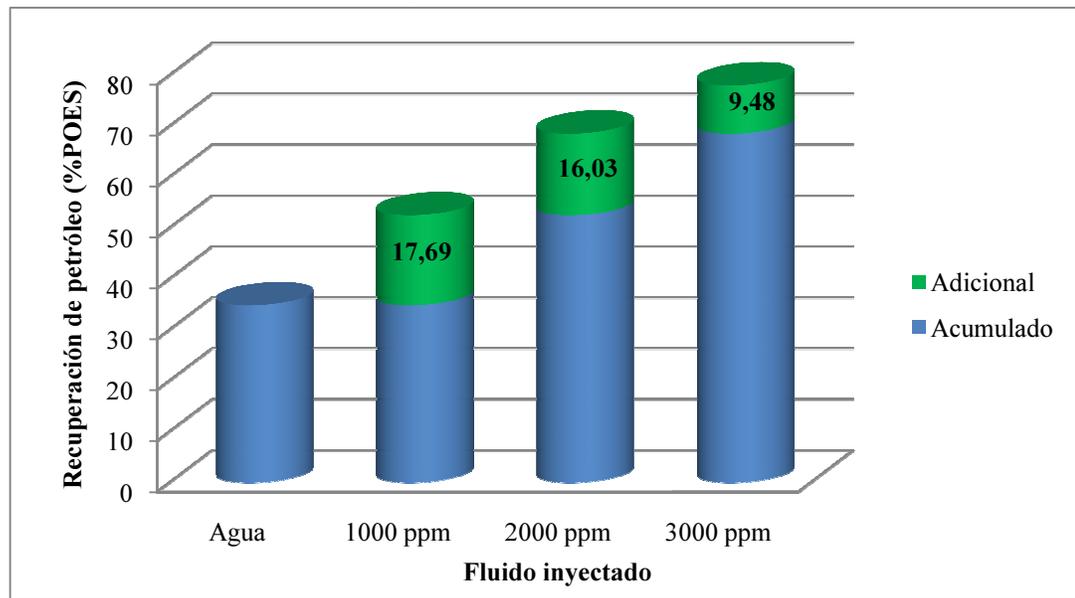


Figura 5.13. Porcentajes de recuperación adicional de petróleo con cada solución de polímero

5.4.2. Pruebas de desplazamiento inyectado las soluciones poliméricas de forma individual en núcleos de Berea distintos

Los mecanismos para la obtención de la data durante estas 3 pruebas son análogos. Al igual que en la primera prueba el volumen poroso fue medido siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 4.4.6 de este trabajo, el cual describe la metodología para medir el volumen poroso con nitrógeno. Utilizando la ecuación 4.10 se realizó el cálculo de porosidad efectiva. Las características de los fluidos inyectados se encuentran en la Tabla 5.9. En la Tabla 5.14 se muestran las características del medio poroso utilizado en cada prueba.

Tabla 5.14. Características de los núcleos de Berea utilizados durante la inyección de 1000

Núcleo de Berea	Prueba N°2	Prueba N°3	Prueba N°4
Longitud (cm)	6,6	6,6	6,6
Diámetro (cm)	3,7	3,7	3,7
Volumen (cc)	70,96	70,96	70,96
Ø (%)	22,02	21,72	21,55
Volumen poroso(cc)	15,62	15,41	15,29

5.4.2.1. Inyección de agua para calcular permeabilidad absoluta

Se inyectó agua a un caudal de 0,05 cc/min por 24 horas para saturar el núcleo con agua y estabilizar el flujo. Se tomó la lectura del diferencial de presión y con la ecuación 4.11 se calculó la permeabilidad absoluta. En la Tabla 5.15 se encuentran los resultados obtenidos para el cálculo de la permeabilidad absoluta con agua.

Tabla 5.15. Resultados de permeabilidad absoluta al agua obtenidos en las pruebas N° 2, 3 y 4

P Bomba (psi)	Q inyec. (cc/min)	ΔP (psi)	K (mD)
Prueba N°2			
955	0.25	0.036	301.03
959	0.5	0.083	262.46
969	0.75	0.127	257.64
977	1	0.172	253.08
		Promedio	269
Prueba N°3			
978	0.5	0.101	216.37
977	1	0.228	191.35
		Promedio	204
Prueba N°4			
1029	0.25	0.027	400.19
1029	0.5	0.056	388.27
1035	0.75	0.093	352.44
1055	1	0.122	356.10
		Promedio	394

5.4.2.2. Inyección de petróleo para calcular el POES y saturación de fluidos

Se realizó la inyección de petróleo a una tasa de 0,05 cc/min durante 24 horas. Una vez finalizada la inyección se tomó la lectura del diferencial de presión, mediante la ecuación 4.11 se calcula la permeabilidad efectiva al petróleo. Con la ecuación 4.13 se calculó la saturación de agua. Para calcular el POES se cuantificó por destilación el volumen de agua desplazado por el petróleo durante la inyección. Al volumen de agua obtenido mediante la destilación se le resta el volumen muerto que equivale a 1,26 cc para todas las pruebas y se obtiene el valor del POES. Con la ecuación 2.1 se

calculó la movilidad del petróleo (λ_o). En la Tabla 5.16 se muestran todos los parámetros calculados durante la inyección de petróleo.

Tabla 5.16. Resultados obtenidos al inyectar petróleo

	Prueba N°2	Prueba N°3	Prueba N°4
POES (cc)	10,54	11,54	11,99
So (%)	67,45	74,89	78,42
Swi (%)	32,55	25,11	21,58
k _o (mD)	36,45	23,08	28,31
λ_o (cP ⁻¹)	0,82	0,52	0,64

5.4.2.3. Inyección de agua para alcanzar condiciones de saturación residual de petróleo

Se realizó la inyección de agua a un caudal de 0,05 cc/min. Esta inyección se mantuvo hasta que no se observó más producción de petróleo, lo cual ocurrió después de haber inyectado 4 volúmenes porosos (VP) en cada una de las pruebas. Al finalizar la inyección se tomó la lectura del diferencial de presión y mediante la ecuación 4.11 se calculó la permeabilidad efectiva al agua. El petróleo producido (Pp) fue cuantificado mediante destilación. La saturación residual de petróleo se calculó con la ecuación 4.12 y el factor de recobro con la ecuación 4.14, la movilidad del agua fue calculada con la ecuación 2.1 y la razón de movilidad (M) con la ecuación 2.2. En la Tabla 5.17 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5.17. Resultados obtenidos al inyectar agua durante las pruebas 2,3 y 4

	Prueba N°2	Prueba N°3	Prueba N°4
k _w (mD)	11,04	6,53	10,1
Pp (cc)	3,61	3,95	4,62
Np (cc)	3,61	3,95	4,62
Sor (%)	44,36	49,30	45,27
FR (%)	34,27	34,18	40,02
λ_w (cP ⁻¹)	38,06	22,52	34,52
M	46,49	43,46	54,30
VP inyectados	4	4	4

5.4.2.4. Inyección de soluciones acuosas de polímero

En la prueba número 2 se inyectó una solución de polímero de 1000 ppm, en la prueba número 3 una de 2000 ppm y en la prueba número 4 una de 3000 ppm. La tasa de inyección para las 3 pruebas fue de 0,05 cc/min. Esta inyección se mantuvo hasta no observar más producción de petróleo, lo cual ocurrió después de haber inyectado 4 VP en cada prueba. En la Tabla 5.18 se muestran los resultados obtenidos durante las 3 pruebas realizadas.

Tabla 5.18. Resultados obtenidos al inyectar las soluciones de polímero durante las pruebas N° 2,3 y 4

	Prueba N°2	Prueba N°3	Prueba N°4
k_p (mD)	28,42	8,59	5,53
Pp (cc)	1,75	2,92	3,16
Np (cc)	5,36	6,93	7,78
FR (%)	50,82	60,07	67,37
λ_p (cP ⁻¹)	0,68	0,21	0,03
VP inyectados	4	4	4

La saturación residual de petróleo para las 3 pruebas estuvo en un promedio de 46,31 %. Se observa que la movilidad del polímero decrece en la medida que aumenta la concentración, esto puede estar ocurriendo por efectos de adsorción, ya que las moléculas de polímero que se adhieren a las paredes de los poros reducen el área de los mismos, generando una mayor dificultad para fluir. De igual forma el entrapamiento mecánico está asociado directamente con la concentración, por lo tanto a mayor concentración puede ocurrir mayor entrapamiento.

5.4.2.5. Inyección de agua para calcular la movilidad final

Después que finalizó la inyección de las soluciones de polímero en cada prueba se realizó la inyección de agua a una tasa de 0,05 cc/min durante 24 horas con la finalidad de calcular la movilidad del agua después del paso del polímero, el factor de resistencia (RF) con la ecuación 2.9 y el factor de resistencia residual (RRF) con la

ecuación 2.10. En la Tabla 5.20 se muestran los resultados obtenidos durante las 3 pruebas realizadas.

Tabla 5.20. Resultados obtenidos al inyectar agua después de las soluciones de polímero en las pruebas N° 2,3 y 4

	Prueba N°2	Prueba N°3	Prueba N°4
k_w (mD)	28,42	8,59	0,18
λ_w (cP ⁻¹)	8,67	0,50	0,62
M	10,59	0,97	0,97
RF (adim.)	12,77	2,46	24,44
RRF (adim.)	4,39	44,62	55,70

El propósito de la inyección de polímero es reducir la movilidad del agua aumentando su viscosidad. Como se observa en la Tabla 5.25 el resultado más favorable se obtuvo en las pruebas 3 y 4, en donde se logró llegar a una razón de movilidad favorable (<1). En la prueba número 2 también se pudo reducir la relación de movilidad, sin embargo, en este caso no se logró alcanzar un valor cercano a 1. El RFF indica la magnitud de la reducción de la permeabilidad efectiva al agua en la zona barrida por el paso del polímero, se observa que a medida que aumenta la concentración de polímero el RRF aumenta, esto indica la conveniencia de inyectar una solución más concentrada.

5.4.2.6. Evaluación del factor de recobro obtenido durante las pruebas de desplazamiento

En la Figura 5.14 se observa el comportamiento de la recuperación de petróleo en función de los volúmenes porosos inyectados para 1000 ppm, 2000 ppm y 3000 ppm. Nuevamente se nota un incremento en la recuperación de petróleo al aumentar la concentración de polímero. Como se explicó en la primera prueba el incremento en la concentración de polímero resulta más efectivo en la recuperación de petróleo porque este reduce directamente la razón de movilidad incrementando la viscosidad del agua.

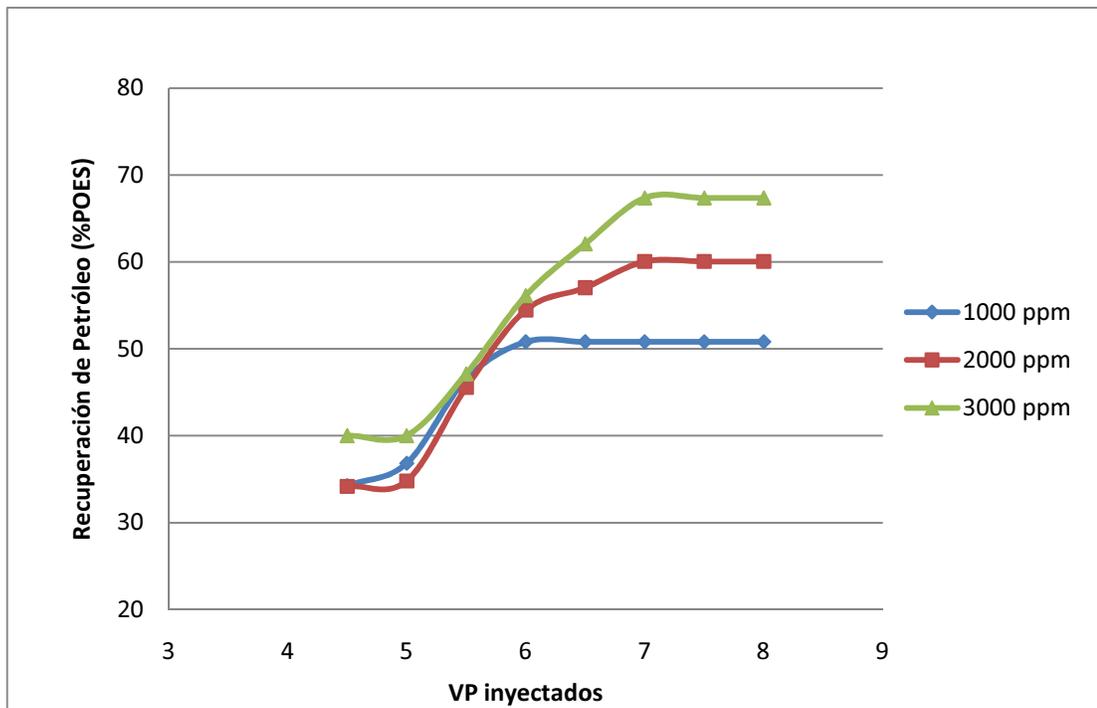


Figura 5.14. Comportamiento de la recuperación de petróleo para las diferentes concentraciones de polímero inyectadas en las pruebas N° 2,3 y 4

En la Figura 5.15 se compara la recuperación con agua y la recuperación con solución de polímero. Se puede observar que mediante la inyección de la solución de 1000 ppm se obtiene una recuperación de 50,82%, esto representa un incremento de 16,55% con respecto a la recuperación con agua. Al inyectar una solución de 2000 ppm se obtiene una recuperación 60,07%, lo que representa una recuperación adicional de 25,89% con respecto a la recuperación con agua. Al inyectar la solución de 3000ppm se obtiene una recuperación de 67,37%, lo cual representa un incremento de 27,35% con respecto a la recuperación primaria. El incremento en la recuperación de petróleo respecto a la recuperación primaria entre las soluciones de 2000 ppm y 3000 ppm es de 1,46%, lo cual podría indicar que se está alcanzando la concentración máxima de polímero que se debe inyectar, ya que existe una concentración óptima de polímero tal como lo demostraron Islan M. y Ali F (1989).

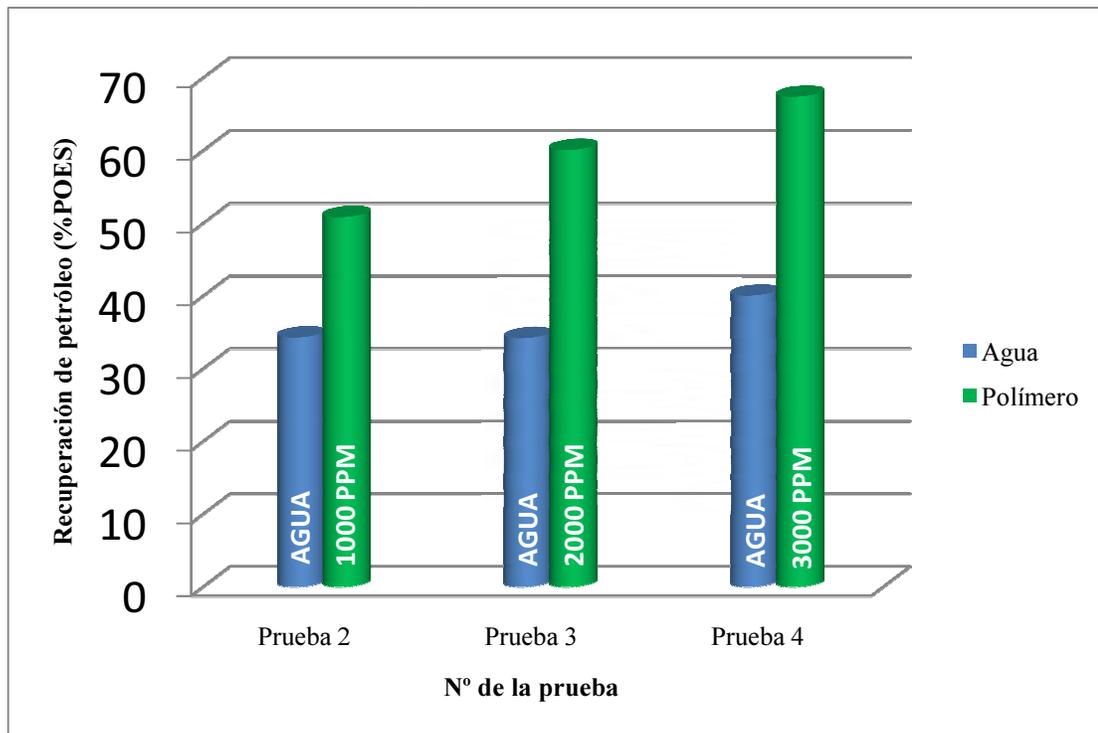


Figura 5.15. Comparación entre la recuperación de petróleo con agua y las soluciones de polímero inyectadas en las pruebas N° 2,3 y 4

Al comparar la recuperación de petróleo (Figura 5.16) que se obtiene con la inyección de soluciones de polímero de 2000 y 3000 ppm inyectadas en la primera prueba de manera secuencial, con la recuperación adicional obtenida en las pruebas 2, 3 y 4 donde fueron inyectadas de manera individual, se observa que el porcentaje de recuperación que aporta cada concentración es mayor en la prueba 1. Con 2000 ppm en la prueba 1 se obtiene 8,44% más recuperación en comparación con 2000 ppm en la prueba 3. Con 3000 ppm se obtiene 10,62% más recuperación en la prueba 1 en comparación con 3000 ppm en la prueba 4. Esto puede estar asociado al hecho de que cuando se inyectan las soluciones de polímero en secuencia se mejora la eficiencia de las soluciones que se inyectan después de la de 1000 ppm, ya que esta solución previa que se inyecta le aumenta la viscosidad al agua presente en el medio poroso, y cuando se inyectan las soluciones más concentradas el frente de desplazamiento se diluye en menor proporción, permitiendo un mejor barrido y por ende una mayor recuperación de petróleo. Además, los efectos de adsorción también se pueden ver reducidos, ya

que la primera solución que se inyecte será la que pierda más moléculas de polímero con el medio poroso.

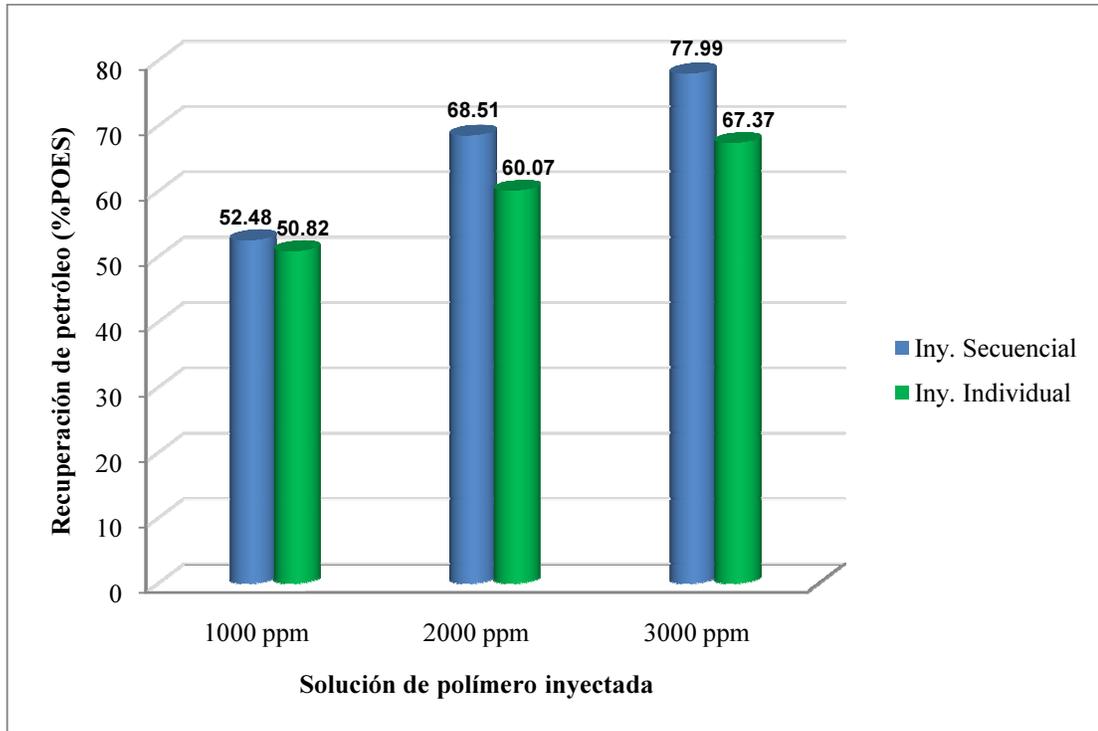


Figura 5.16. Comparación de la recuperación de petróleo obtenida durante las 4 pruebas con las soluciones de polímero

CONCLUSIONES

1. Los artículos encontrados sobre la inyección de químicos en yacimientos con acuífero de fondo están limitados a estudios de laboratorio. No fue posible encontrar publicaciones sobre pruebas en campo bajo estas condiciones.
2. El polímero comercial Flopaam 3630-S se considera candidato para inyección en un área prospectiva del yacimiento GOB A/B 0001 por su alto peso molecular, alta anionicidad y principalmente por su disponibilidad.
3. Al agregar 1% p/p del aditivo propuesto por Intevep a una solución de 1000 ppm de polímero Flopaam 3630-S se logró mantener estabilidad térmica a la temperatura del yacimiento (110° C) por un período de 95 días en condiciones anaeróbicas.
4. Las soluciones de polímero con 1% p/p de aditivo preservadas durante 95 días a la temperatura del yacimiento (110° C) presentan un comportamiento pseudoplástico.
5. La estimación teórica de la concentración de polímero requerida para obtener una relación de movilidad igual a 1 fue de 730 ppm.
6. La concentración óptima de polímero obtenida experimentalmente es 3000 ppm, con un factor de recobro de 77,99% y una relación de movilidad de 0,97.
7. Inyectando las soluciones de polímero de manera secuencial en un mismo núcleo de Berea se obtiene un mayor factor de recobro total (77,99%), en comparación con el máximo factor de recobro obtenido inyectando las soluciones en núcleos diferentes (67,37%).
8. Una solución con 3000 ppm de polímero y 1 % p/p de aditivo es la mejor formulación encontrada.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda la búsqueda de información en bases de datos asiáticas, particularmente de China, por la experiencia y desarrollo que poseen en el área de métodos químicos de RM.
2. Es necesaria una geometría con sistema presurizado que permita realizar en el reómetro mediciones de viscosidad a elevadas temperaturas en aras de obtener mayor precisión en los resultados.
3. Realizar un estudio de estabilidad térmica aumentando la concentración de polímero para intentar reducir la concentración de aditivo.
4. Realizar pruebas de desplazamiento adicionales para determinar si con concentraciones de polímero mayores a 3000 ppm se puede obtener mayor recuperación de petróleo.
5. Realizar simulación numérica con los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADETAYO K. (2012). *'Enhanced Oil Recovery for Norne field (statoil) c-segment using alkaline-surfactant-polymer flooding'*. Tesis de Maestría no publicada, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
2. AL AZRI N. et al. (2010). *'Polymer Injection in Heavy Oil Reservoir under Strong Bottom Water Drive'*. SPE 129177, Oman.
3. ABADLI F. (2012). *'Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-segment'*. Tesis de Maestría no publicada, Norwegian University of Science and Technology, Spring.
4. ABRAHAMSEN A. (2012). *'Applying Chemical EOR on the Norne Field C-Segment'*. Tesis de maestría no publicada, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
5. Acuíferos en yacimientos de petróleo (s.f.). [Página Web en línea]. [Consultado el día 27 de Mayo de 2013]. <http://acuifers20112.wikispaces.com/Acuiferos+en+.Yacimientos+de+Petroleo>.
6. ALADASANI A., BAI B. (2010). *'Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques'*. SPE 130726, Beijing
7. BARNES A. (1963). *'The use of a Viscous Slug To Improve Waterflood Efficiency'*. SPE 334, Texas.
6. BÜLOW S. (2012). *'Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding'*. Tesis de doctorado, Technical University of Denmark, Kongens Lyngby.
8. CANACHE M. (2006). *'Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (alcalino-surfactante-polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados'*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad de Oriente, Maturín.
9. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *'El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOE-EOR'*. México.
10. CHIYENNE, C. (2010). *'Enhanced Oil Recovery for norne field's e-segment using surfactant flooding'*. Tesis de maestría no publicada, Norwegian University of Science and Technology, Spring.
11. CIED – PDVSA. (1997). *'Caracterización Física de los Yacimientos'*, Segunda Edición.

12. CARCOANA A. (1992). *'Applied enhanced oil recovery'*. Prentice-Hall, New Jersey.
13. DAMAS J. (2005). *'Modelo dinámico del yacimiento p-sin-1, formación Escandalosa miembro "p 1/2", campo Hato-Sinco, Estado Barinas, cuenca Barinas-Apure'*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
14. DEMIN W. et al. (1996). *'A Pilot for Polymer Flooding of Saertu Formation S II 10-16 in the North of Daqing Oil Field'*. SPE 37009, Adelaide.
15. deZABALA E. et al. (1983). *'A Chemical Theory for Linear Alkaline Flooding'*. SPE 8997-PA, California.
16. ELKADDIFI K. (2004). *'Experimental and simulation studies of oil recovery from inactive bottom-water reservoirs'*. Tesis de maestría no publicada. University of Regina, Regina.
17. FERNANDEZ I. (s.f.). *"Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la Industria Petrolera"*. Los Teques.
18. FURRER M. A. (1971). *'La edad de la Formación Paguey'*. Mem. IV Congreso Geológico Venezolano, MMH, Direc. Geol., Publ. Esp. N° 5, 1: 405-409.
19. WILLHITE G. P., GREEN D. W. (2003). *'Enhanced Oil Recovery'*. Richardson: SPE Series.
20. GAILLARD N, GIOVANNETTI B, FAVEROC. (2010). *'Improved Oil Recovery using Thermally and Chemically Protected Compositions Based on co- and ter-polymers Containing Acrylamide'*. SPE 129756, Oklahoma.
21. GONZALEZ M. (s.f.). *"Propiedades químicas y físicas de polímeros"*. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid
22. HERRÁEZ. A. (2009). [Enciclopedia digital en línea]. *'El mundo de los lípidos'*. [Consultado el día 28 de mayo de 2013]. <http://biomodel.uah.es/model2/lip/inicio.htm>
23. HELENES J. C. DE GUERRA Y J. VÁSQUEZ J. (1994). *'Estratigrafía por secuencias del Cretáceo superior en el subsuelo del área de Barinas'*. (Upper Cretaceous stratigraphy in the subsurface at Barinas). Mem., IV Simp. Bolívar, "Exploración petrolera en las cuencas subandinas", Pto. La Cruz, 29-38 p.

23. HOMAYOUN H, BAGCL A. (1993). *'Polymer Augmented Waterflooding in a Reservoir With Bottomwater zone'*. 25633, Bahrain.
25. HUI PO. (2009). *'An Update and Perspective on Field-Scale Chemical Floods in Danqing Oilfield'*. SPE 118746. Kingdom of Bahrain.
26. ISLAM M.R, CHAKMA A. (1992). *'A New Recovery Technique for Heavy-Oil Reservoirs With Bottomwater'*. 20258-PA, Calgary.
27. ISLAM M.R., Farouq Ali S.M. (1987). *'Improving waterflood performance in oil reservoirs With bottomwater'*. SPE 16727. Dallas.
28. ISLAM M.R. (1993). *'Oil recovery from bottomwater reservoirs'*. SPE 25394-PA. South Dakota.
29. ISLAM M.R, Farouq Ali S.M. (1987). *'Mobility control in a Waterflooding Oil Reservoirs with a Bottom Water Zone'*. SPE 16727, Alberta.
30. ISLAM M.R, Farouq Ali S.M. (1989). *'Waterflooding Oil Reservoirs With Bottom Water'*. 28(3), Alberta.
31. ISLAM M. R, QAMAR M. (2000). *'CO₂ Injection in the Weyburn Field of Canada Optimization of Enhanced Oil Recovery'*. SPE 59327, Regina.
32. ISLAM M.R. (1987). *'Mobility control in a Waterflooding Oil Reservoirs with a Bottom Water Zone'*. Tesis Doctoral no publicada, The University Of Alberta, Alberta.
33. JIMÉNEZ A. (2009). *'Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y micelares) mediante analogías'*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
34. JIN L, WOJTANOWICZ A. (2010). *'Coning Control and Recovery Improvement Using In-situ Water Drainage/Injection in Bottom - Water - Drive Reservoir'*. SPE 129663, Louisiana.
35. LITTMANN W. (1988). *'Polymer Flooding'*. Vol. 24, New York: Elsevier.
36. MELO L. (2008). *'Characterization and selection of Polymers for future research on Enhanced Oil Recovery'*. Chemistry & Chemical Technology, 2(4), Rio de Janeiro.

37. MOSQUERA H. (2010). '*Estudio del avance de la conificación de agua en pozos horizontales en la arena productora M-1*'. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito.
38. MUSKAT M. (1949). '*Physical principles of oil production*'. New York: McGraw-Hill.
39. NASR T, PIERCE G. (1993). '*Steam-CO₂ Recovery Processes for Bottom Water Oil Reservoirs*'. Paper N°. 36, Alberta.
40. Norma ASTM D-4006-81, 1987. "*Standar Test Method For Water in Crude oil by Distillation*". American National Standar.
41. Norma API RP-63, 1990. "*Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations*". American Petroleum Institute. Washington.
42. PARÍS DE FERRER, M. (2001). '*Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*' (2a edición). Maracaibo: Astro Data S.A.
43. PENG Z et al. (2008). '*Existence of Flow Barriers Improves Horizontal Well Production in Bottom*'. SPE 115348, Denver.
44. PÉREZ R. (1969). '*Yacimientos con empuje hidráulico*'. Maracaibo.
45. PANCHAROEN M, M.R. THIELE M, KOVSCEK A. (2010). '*Inaccessible Pore Volume of Associative Polymer Floods*'. SPE-129910, Oklahoma.
46. QIN W, WOJTANOWICZ A. (2009). '*Water Problems and Control Techniques in Heavy Oils With Bottom Aquifers*'. SPE 125414, Texas.
47. QIN W, WOJTANOWICZ A, CHRISTOPHER W. (2010). '*New Cold Production Technique for Heavy Oil with Strong Bottom Water Drive*'. SPE 146928, Denver.
48. RODRIGUEZ J, DARCHE G, ESPINASSE J. (2003). '*An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs With Bottom Aquifer*'. SPE 84031, Denver.
49. RUSSOMANO F. Y VELARDE H. (1982). '*Geología petrolera de la Cuenca Barinas-Apure*'. I Simp. Explor. Petr. en las cuencas Sub-Andinas de Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. Bogotá, 25 p.

50. RANDALL S. CAMPBELL A. (2010). “*Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations*”. SPE Paper 121460-PA.
51. SINGH U. MAHTO V. (2013). Rheological study of partially hydrolyzed polyacrylamide-hexamine-pyrocatechol gel system. *International Journal of Industrial Chemistry* 2013, 4:8.
52. S.M FAROUQ ALI, S. THOMAS. (1996). ‘*The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods*’. JCPT 35(7).
53. SHENG J. (2011). ‘*Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*’. USA: Elsevier.
54. SELLE O. (2005). ‘*An Experimental Study of Viscous Surfactant Flooding for Enhanced Oil Recovery*’. Tesis de maestría no publicada, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
55. SHIRIF E. (2000). ‘*Mobility Control by Polymers Under Bottom-Water Conditions, Experimental Approach*’. SPE 64506, Brisbane.
56. SHIRIF E, ELKADDIFI K, JONATHAN J.H. (2003). ‘*Waterflood performance Under bottomwater conditions: Experimental approach*’. SPE 80613-PA. Regina.
57. SHIRIF E, ELKADDIFI K, AYUB M, HENNI A. (2004). ‘*Bottom-Water Reservoirs: Simulation Approach*’. PAPER 2004-058, Alberta.
58. SHIRIF E. (1998). ‘*Mobility Control by Polymers Under Bottom-Water Conditions*’. Tesis Doctoral, University Of Alberta, Alberta.
59. SHUPE R. (1981). ‘*Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers*’. SPE 9299, Dallas.
60. TABER J.J. MARTIN F.D. (1983). ‘*Thechnical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil*’. SPE 12069.
61. TABER J.J., MARTIN F.D., SERIGHT R. (1997). ‘*EOR Screening Criteria Revisited - Part 1 Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*’. SPE 35385, New Mexico.
62. TOLKYNAY U. (2010). ‘*Experimental Investigation of the Effect of Elasticity on the Sweep Efficiency in Viscoelastic Polymer Flooding Operations*’. Tesis de maestría no publicada, University of Alberta, Edmonton.

63. TURTA A, COATES R, GREAVES M. (2009). *'In-Situ Combustion in the Oil Reservoirs Underlain by Bottom Water. Review of the Field and Laboratory Tests'*. Paper 2009-150, Alberta.
64. The Integrated Oil Recovery Company – TIORCO. (2007). *'El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria'*. Chuck Norman y Juan C. Trombetta.
65. WANG Y, LAINE E. (2006). *'PI-Mode Production Over Bottomwater'*. SPE 102457, Cancun.
66. WASSMUTH F. et al. (2009). *'Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo'*. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2(48), Calgary.
67. YONGPENG S, SALEH L, BAOJUN B. (2008). *'Measurement and Impact Factors of Polymer Rheology in Porous Media'*. Rheology (8), Missouri University of Science and Technology, Missouri.
68. YANG H. (s.f.) *"Flow Behavior of Polyacrylamide Solution. III:Mathematical Treatment"*. Taiwan.

GLOSARIO

Acuífero

Es una formación saturada 100% de agua. Dicha formación puede estar situada en la periferia del yacimiento, en este caso se denominan “acuíferos laterales o de flanco” o pueden estar situadas por debajo de la formación productora y en tal caso se llaman “acuíferos de fondo”. En los acuíferos laterales solo una parte del área de la zona productora de petróleo está en contacto con el acuífero; en cambio, en un acuífero de fondo, este se encuentra en contacto con la totalidad del área productora (Damas J. 2005).

Adsorción

La adsorción es un proceso (físico/químico) mediante el cual un sólido poroso (a nivel microscópico) es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie tras entrar en contacto con este. Para el caso particular de la inyección de polímeros y surfactantes en yacimiento, la adsorción ocurre por la adherencia de los mismos a la superficie de la roca.

AMPS

AMPS es una sigla para ácido 2-Acrilamido-2-Metilpropano Sulfónico. El monómero AMPS es especialmente ideal para aplicaciones que requieren altas temperaturas. Debido a su excepcional estabilidad térmica, el monómero AMPS continúa trabajando para evitar reacciones indeseadas en sus polímeros resultantes ante una amplia variedad de temperaturas. Específicamente, la descomposición del homopolímero ácido del AMPS comienza a los 225° C, mientras la descomposición del homopolímero de sal de sodio del AMPS ocurre a los 307° C.

Anfífilo

Se dice de una sustancia o de una molécula que posee una doble afinidad polar/no-polar en su estructura.

Aniónico

Que se disocia en agua para formar un ion cargado negativamente.

Concentración Micelar Crítica (CMC)

Es la concentración de sustancias anfífilas a partir de la cual las fuerzas que favorecen la formación de micelas en agua (efecto hidrófobo), dominan a las fuerzas que se oponen a estas (repulsión entre partes polares). Se refiere a la zona de aparición de las primeras micelas.

Dispersión

Proceso mediante el cual (por ejemplo sólidos dispersos en líquido) partículas aglomeradas son separadas unas de otras y una nueva interfase es generada.

Humectabilidad

Es una propiedad de la roca y se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie sólida, en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicha superficie; también es conocida como Mojabilidad. La humectabilidad permite determinar la localización y distribución de los fluidos en un yacimiento. Las permeabilidades relativas y la eficiencia de desplazamiento dependen de la humectabilidad al fluido con mayor tendencia a

adherirse a la roca al cual se le denomina fluido humectante o mojante. (CIED-PDVSA 1997).

A su vez un ángulo de contacto es formado por la interfase de dos fluidos inmiscibles con la superficie de la roca el cual puede ser medido a través del fluido más denso. Este ángulo de contacto varía entre 0 y 180°. Cuando el ángulo de contacto es menor a 90° el yacimiento está humectado por agua y se denomina yacimiento hidrófilo, cuando el ángulo de contacto es mayor a 90° la roca está humectada por petróleo y corresponde a los yacimientos oleófilos. (CIED-PDVSA 1997).

Micelas

Langmuir en 1917, “las moléculas de aceite de una monocapa estén orientadas de modo que sus grupos o cabezas polares se encuentren en contacto con el agua, mientras que sus partes lipídicas apolares se proyectan en el aire, donde están en contacto con las unidades lipídicas de sus vecinas”. Esta es la razón por la que el aceite se extiende sobre el agua formando una capa de pocas moléculas de grosor.

En disoluciones acuosas las moléculas anfifílicas forman micelas en las que los grupos polares están en la superficie y las partes apolares quedan inmersas en el interior de la micela en una disposición que elimina los contactos desfavorables entre el agua y las zonas hidrófobas y permite la solvatación de los grupos de las cadenas polares. En otro tipo de medios, las moléculas anfifílicas se pueden organizar como micelas inversas.

Monómero

Un Monómero es un compuesto molecular o químico que generalmente contiene carbono, de relativamente bajo peso molecular y estructura simple, que es capaz de

convertirse en polímeros, resinas sintéticas o elastómeros por medio de la combinación consigo mismo, o con otras moléculas o compuestos similares.

Número ácido

El contenido de ácidos en el petróleo se mide como el número ácido, definido como los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar un gramo de petróleo.

Presión capilar

Es la diferencia de presión existente entre la fase mojante y la no-mojante a una condición de saturación determinada del sistema y en una historia de saturación predeterminada. (CIED-PDVSA 1997).

Por definición:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (G.1)$$

Donde:

P_c: Presión capilar, lpc

P_{nm}: Presión de la fase no mojante, lpc

P_m: Presión de la fase mojante, lpc

Si se considera el medio poroso como un empaque de tubos capilares se tiene en forma generalizada:

$$P_c = \frac{2 * \sigma * \cos(\theta)}{r} \quad (G.2)$$

Donde:

P_c : Presión capilar, dinas/cm²

σ : Tensión interfacial, dinas/cm

θ : Ángulo de contacto

r : Radio promedio de los poros, cm

Superficie e interfase

Se define una superficie como la superficie de contacto entre un gas y una fase condensada (líquido o sólido). Se define una interfase como la superficie de contacto entre dos fases condensadas (dos líquidos o un líquido y un sólido).

Sistema coloidal

Es un sistema que consta de dos fases: Una fase dispersa (fase interna) y una fase continua (medio de dispersión) y puede ser sólido, líquido o gaseoso.

Tensión superficial

Las fuerzas de presión ejercidas por los compuestos hacia su fase homogénea, es lo que se conoce como fuerzas tensionales. La tensión presente en la superficie de un líquido, el cual está en contacto con su vapor o aire, se denomina Tensión Superficial (CIED-PDVSA 1997).

Tensión interfacial

En un sistema bifásico compuesto por dos líquidos inmiscibles, se originará una fuerza de presión al nivel de la interfase entre ellos, la cual es conocida como Tensión Interfacial. (CIED-PDVSA 1997).

Volumen poroso inaccesible (IPV)

Se refiere al volumen poroso conectado al que las moléculas de gran tamaño (generalmente referidas al polímero) no pueden contactar y/o ocupar, provocando que dicho material se mueva más rápido que el disolvente en el que se disolvió. Su dependencia está ligada a la porosidad, permeabilidad, peso molecular (del polímero) y distribución del tamaño de poros.

$$\phi_p = (1 - IPV) * \phi \quad (G.3)$$

Donde:

Φ_p = Porosidad efectiva al polímero

Φ = Porosidad original

IPV = Volumen de poro inaccesible

APENDICE A

PROCEDIMIENTOS

A.1. PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA REALIZAR MEDICIONES DE VISCOSIDAD EN EL REÓMETRO

A continuación se describe el procedimiento seguido para ealizar las mediciones de viscosidad en el reómetro Anton Paar MCR-301.

A.1.1. Previsiones antes de encender el reómetro

Para garantizar el correcto funcionamiento del reómetro, antes de encenderlo es necesario asegurarse de tener encendido el baño de refrigerante y el compresor, este último con aproximadamente 1 hora de anticipación.

A.1.2. Procedimiento para la calibración del equipo

Antes de realizar las mediciones se debe hacer un “*chequeo con aire*” (Figura 4.4) para verificar si el equipo se encuentra calibrado. Este procedimiento consiste en medir el Torque (μNm) en función del ángulo de deflexión ($^{\circ}$) utilizando aire como fluido de medición. El ángulo de deflexión varía de 0 a 360° . Si el equipo se encuentra calibrado los valores de Torque reportados deben oscilar entre -0,05 y 0,05 μNm , de lo contrario se debe hacer el “Ajuste de motor” del equipo y realizar un segundo “*Air Check*” a manera de verificar que el equipo ya esté calibrado. Este procedimiento de calibración se realiza para la geometría con la cual se quiere hacer las mediciones de viscosidad.

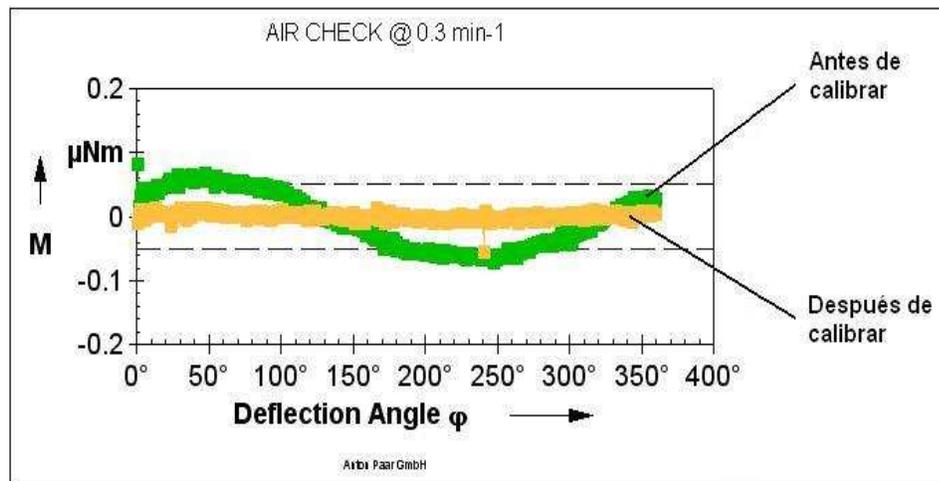


Figura A.1. Calibración del reómetro Anton Para MCR-301

A.1.3. Procedimiento para fijar los parámetros de medición

Una vez que el equipo está calibrado se procede a realizar la plantilla (Figura 4.5) con los parámetros de medición que se requieran. Para el caso de evaluar las soluciones acuosas de polímero correspondientes al estudio de estabilidad térmica se diseña una plantilla para realizar mediciones de viscosidad en cP a una temperatura constante de 25 °C y una tasa de corte variable de 1 a 100 s⁻¹.

MCR302 CC27-SN29054		25 Pts. 10 s
Rotation $\dot{\gamma}, n, \phi, \gamma$	0.01..100 1/s	
Rotation τ, M		
Oscillation ϕ, γ		
Oscillation τ, M		
F_N		
$d, v, d/d$		
C-PTD200-SN81163908	Accessory1 T	

Figura A.2. Plantilla para fijar los parámetros de medición en el reómetro

A.1.4. Procedimiento para colocar la muestra en el equipo e inicializar la medición

1. Se colocan 19 cc de solución dentro del porta muestra.
2. Se coloca el porta muestra en el reómetro.
3. Se coloca la parte superior de la geometría en el rotor del cabezal del reómetro
4. Se ubica el sistema de medición en la posición para medir.
5. En el software Rehoplus se hace “click” en la pestaña “start” de la plantilla de medición. En la Figura 4.6 se ilustran los pasos anteriores.

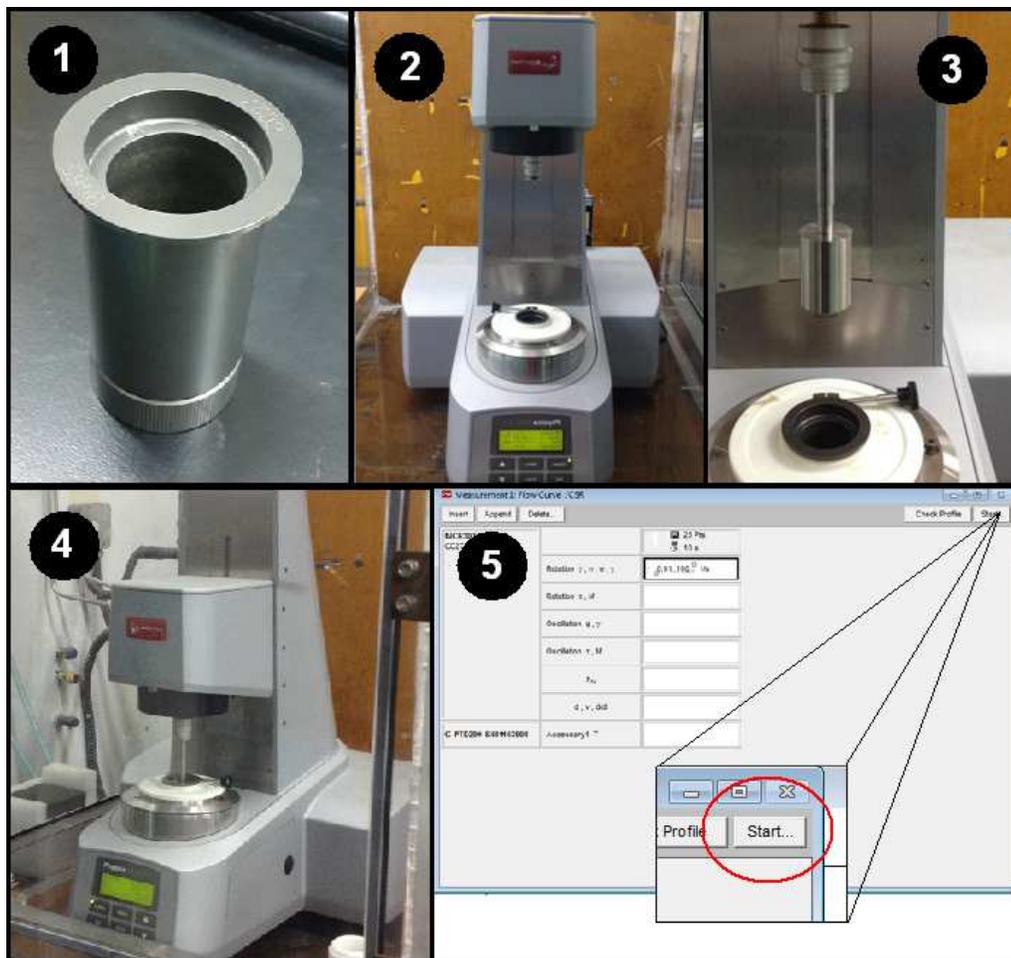


Figura A.3. Secuencia a seguir para realizar una medida de viscosidad

A.2. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR UNA MEDICIÓN EN EL DENSÍMETRO DMA-4500

1. Limpiar la celda que contiene la muestra, esto con la finalidad de eliminar posibles restos de muestras de mediciones anteriores y obtener valores más precisos.
2. Se establece en el sistema la temperatura a la cual se desea realizar la medición de densidad.
3. Se introduce la muestra en la celda de medición con el uso de una jeringa. Verificar en la pantalla frontal del equipo que toda la celda está llena de muestra y libre de burbujas de aire.
4. Se da inicio a la medición y el equipo reportará en pantalla el valor de densidad a la temperatura establecida y la la densidad API a 15 °

A.3. PROCEDIMIENTO PARA LA PREPARACIÓN DE AGUA SINTÉTICA

Los datos iniciales del agua de formación tratada son la concentración en ppm de cada uno de sus elementos, por lo tanto es necesario calcular los gramos que se requieren de cada compuesto químico para preparar el agua sintética y obtener la concentración deseada.

A manera de ejemplo, si se tiene la concentración de Mg^{+2} contenido en el agua de formación tratada, se deben calcular mediante la Ecuación A1 los gramos de $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ requeridos para que aporten la concentración inicial de Mg^{+2} .

$$gMgCl_2 \cdot 6H_2O = \frac{Mg^{+2} (ppm) * PM(MgCl_2 \cdot 6H_2O)}{PA(Mg^{+2}) * 1000} \quad (A.3.1)$$

Donde:

Mg^{+2} (ppm) = Concentración de Magnesio (ppm)

PM $MgCl_2 \cdot 6H_2O$) = Peso molecular del cloruro de magnesio sexta hidratado

PA (Mg^{+2}) = Peso atómico del magnesio

1000 = Factor de Conversión de mg a g

Si se desea determinar la cantidad de cloro que aportan los gramos utilizados de ese compuesto ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) se aplica la siguiente ecuación:

$$gCl^- = \frac{g(MgCl_2 \cdot 6H_2O) \cdot PA \cdot 2 \cdot 1000}{PA(MgCl_2 \cdot 6H_2O)} \quad (A.3.2)$$

Donde:

$g(MgCl_2 \cdot 6H_2O)$ = Gramos de Cloruro de magnesio sexta hidratado

PA Cl_2 = Peso atómico del cloro

2 = Numero de moléculas de cloro presentes en el compuesto

1000 = factor de conversión de g a mg

PM ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) = Peso molecular del cloruro de magnesio sexta hidratado

En el caso de cualquier otro elemento se cumplen las mismas ecuaciones reemplazando sus respectivos datos, como el peso atómico, peso molecular y ppm.

A.3.1. Reactivos y Materiales

A continuación se describen los reactivos necesarios para la preparación del agua sintética:

- Bicarbonato de Sodio (NaHCO_3): También llamado bicarbonato sódico o hidrogenocarbonato de sodio o carbonato ácido de sodio) es un compuesto sólido cristalino de color blanco muy soluble en agua, con un ligero sabor alcalino parecido al del carbonato de sodio. Se puede encontrar como mineral en la naturaleza o se puede producir artificialmente
- Sulfato de Sodio (Na_2SO_4): Es una sustancia incolora, cristalina con buena solubilidad en el agua y mala solubilidad en la mayoría de los disolventes orgánicos con excepción de la glicerina.
- Cloruro de Calcio dihidratado ($\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$): El cloruro de calcio es un compuesto químico, inorgánico y mineral. Es un cristal incoloro, altamente higroscópico, reacciona fuertemente con el agua produciendo una reacción exotérmica.
- Cloruro de Potasio (KCL): Es un haluro metálico compuesto de potasio y cloro. En su estado puro es inodoro. Se presenta como un cristal vítreo de blanco a incoloro. Se presenta naturalmente como el mineral Silvita y en combinación con cloruro de sodio como silvinita. Es un compuesto inorgánico.
- Carbonato de Sodio (Na_2CO_3): El carbonato de sodio o carbonato sódico es una sal blanca y translúcida, usada entre otras cosas en la fabricación de jabón, vidrio y tintes.

A continuación se describen los materiales utilizados en la preparación del agua sintética:

- Balanza digital: Se utiliza para medir la masa que se requiere de cada sal de acuerdo a los cálculos realizados mediante las ecuaciones A.1.1 y A.1.2 El modelo utilizado es de la marca Denver con apreciación de $\pm 0,0001$ g.

- Mezclador magnético: Para agitar las sales en el agua destilada y diluirlas fácilmente se utiliza un mezclador magnético marca FISHER. Este mezclador consta de una barra y una plancha magnéticas, esta última provista de una bobina eléctrica, la cual al ser activada genera un campo electromagnético que produce un movimiento giratorio en la barra, permitiendo así que esta agite la solución.
- Balón aforado: Se emplea para medir con exactitud el volumen de agua sintética que se desea preparar, en este caso se utilizó un balón aforado con un volumen de 1 litro. La forma correcta de medir el volumen es llevar agregar líquido hasta que la parte inferior del menisco sea tangente a la marca de graduación que rodea todo el cuello de balón.
- Espátula y porta muestra: La espátula es un utensilio metálico que se utiliza para extraer los reactivos de sus recipientes y dispensar pequeñas cantidades en el porta muestra, para posteriormente pesar en la balanza digital la cantidad exacta de reactivo que se requiere.
- Piceta con agua destilada: Para diluir los reactivos se utiliza agua destilada, la cual posee un pH de 7,4. La piceta es utilizada para agregar alícuotas de agua destilada en el beaker y diluir los reactivos por separado.

A.4.2. Procedimiento para preparar el agua sintética

- Colocar el porta muestras sobre la balanza y tarar, utilizando la espátula, extraer del recipiente pequeñas muestras de reactivo y pesar la cantidad requerida.
- Añadir en el beaker la cantidad de reactivo y haciendo uso de la piceta agregar agua destilada para diluir, posteriormente el reactivo diluido se agrega al balón aforado (se debe repetir este procedimiento para cada reactivo).

- Una vez que se hayan agregado todos los reactivos diluidos al balón aforado se ajusta el volumen haciendo uso de la piceta.
- Después de haber añadido todas las sales y ajustado el volumen, se introduce dentro del balón la barra magnética, se enciende la plancha de agitación y se agita el contenido del recipiente hasta que quede completamente homogénea.

APENDICE B

TABLAS

Tabla B.1. Caracterización del agua de formación tratada

iones	mg/L
Cloruro(Cl ⁻)	1,3
Sulfato(SO ₄ ⁼)	7,65
Calcio (Ca)	21
Potasio (K)	21
Sodio (Na)	19
Azufre (S)	35
Silicio (Si)	48
Sólidos totales	235
Sólidos disueltos	177
Sólidos suspendidos	58
Carbonato (CO ₃ ⁼)	< 10
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	194
Alcalinidad Total (Ca CO ₃)	159

Fuente: Laboratorio de Química Analítica INTEVEP

Tabla B.2 Caracterización del agua de formación

iones	mg/L
Cloruro(Cl ⁻)	1,1
Sulfato(SO ₄ ⁼)	9,19
Calcio (Ca)	13
Potasio (K)	21
Sodio (Na)	13
Azufre (S)	18
Silicio (Si)	43
Sólidos totales	317
Sólidos disueltos	167
Sólidos suspendidos	150
Carbonato (CO ₃ ⁼)	< 10

Tabla B.2. Caracterización del agua de formación tratada (continuación)

iones	mg/L
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	149
Alcalinidad Total (Ca CO ₃)	122

Fuente: Laboratorio de Química Analítica INTEVEP

Tabla B.3. Viscosidad de las soluciones de polímero preservadas a 25 °C sin aditivo

Día	Viscosidad (cp)
0	55,6
8	60,5
15	62,2
29	57
43	59,4
57	58,5
71	63,7
95	59,9

Tabla B.4. Viscosidad de las soluciones de polímero preservadas a 25°C con 0,5%p/p de aditivo

Día	Viscosidad (cp)
0	53,1
8	50,2
15	52,7
29	55,5
43	66,5
57	64
71	64,3
95	62,9

Tabla B.5. Viscosidad de las soluciones de polímero preservadas a 25°C con 1%p/p de aditivo

Día	viscosidad (cp)
0	59,8
8	62,5
15	61
29	61,2
43	62,8
57	62,2
71	61
95	58,5

Tabla B.6. Viscosidad de las soluciones de polímero preservadas a 110°C sin aditivo

Día	Viscosidad (cp)
0	55,6
1	2,92
4	2,81
6	1,57
8	1,12
11	1
15	1,16
22	1,34
29	1,03
36	1,01
43	1

Tabla B.7. Viscosidad de las soluciones de polímero preservadas a 110 °C con 0,5%p/p de aditivo

Día	Viscosidad (cp)
0	53,1
6	72
8	79,4
11	71,6
15	66,5
22	20,7
29	17,6
36	1,08
43	1,59
50	1,31
57	0,882

Tabla B.8. Viscosidad de las soluciones de polímero preservadas a 110°C con 1%p/p de aditivo

Día	Viscosidad (cp)
0	59.8
1	16.3
4	71.6
6	74
8	67.3
11	75.9
15	66.3
22	72.9
29	74.1
36	116
43	67.1

Tabla B.8. Viscosidad de las soluciones de polímero preservadas a 110°C con 1%p/p de aditivo
(Continuación)

Día	Viscosidad (cp)
50	66.2
57	74.6
64	55
71	44.7
78	88.9
95	64.5

APENDICE C
CÁLCULOS TIPO

C.1. CÁLCULO DE POROSIDAD

Volumen total del núcleo = 108,6 cc

Volumen muerto = 3,81 cc

P1 = 986 psi

V1 = 97,25 cc

P2 = 765

$$986 * 97,25_1 = 765 * V_2$$

V2 = 125,34 cc

Vp = 125,34 - 97,25 - 3,81 = 24,28 cc

$$\text{Porosidad} = \frac{24,28}{108,6} * 100 = 22,36\%$$

C.2. CÁLCULO DE PERMEABILIDAD

Viscosidad del agua = 0,29 cP

Longitud de la celda = 10,1 cm

Área = 10,75 cm²

Caudal = 0,05 cc/min

Diferencial de presión = 0,77 psi

$$K = \frac{0,29 * 10,1 * 0,05 / 60}{10,75 * 0,77 / 14,7} = 347,59 \text{ mD}$$

C.3. SOLUCION DE POLÍMERO

Cálculos tipo para preparar una solución de 1000 gramos de polímero con concentración de 1000 ppm y 0,5% p/p de aditivo.

$$W_p = \frac{1000 * 1000 * 10^{-4}}{100} = \mathbf{1 \text{ gr de polímero seco}}$$

$$W_A = 1000 * 1/100 = \mathbf{10 \text{ g de aditivo}}$$

$$W_w = 1000 - 1 - 10 = \mathbf{989 \text{ g de agua}}$$

C.4. CÁLCULO DE VISCOSIDAD DEL AGUA

Viscosidad del agua a condiciones de yacimiento:

Presión = 3500 psi

Temperatura = 230 °F

$$S = 0,0167\%$$

$$B = 1.12166 - 2.63951 \times 10^{-2} * 0,0167 + 6.79461 \times 10^{-4} * 0,0167^2 = 1,12$$

$$\mu_{w1} = 109,43 * 230^{-1,12} = 0,246cP$$

$$A = 109.574 - 8.40564 * 0,0167 + 0.313314 * 0,0167^2 + 8.72213 \times 10^{-3} * 0,0167^3 = 109,43$$

$$\mu_{wr} = (0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5} * 3500 + 3.1062 \times 10^{-9} * 3500^2) * 0,246 = 0,29cP$$