

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE ÁLCALI Y POLÍMERO
PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO EN
EL ÁREA DE OCCIDENTE, CAMPO URDANETA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Guerrero L., Anderson
Para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE ÁLCALI Y POLÍMERO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO EN EL ÁREA DE OCCIDENTE, CAMPO URDANETA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. José Sorrentino.

TUTOR INDUSTRIAL: Lic. Deivi Oliveros.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Guerrero L., Anderson
Para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, 2010

MENCIÓN HONORÍFICA

Nosotros, los abajo firmantes, miembros del Jurado Examinador del Trabajo Especial de Grado titulado **“EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE ÁLCALI Y POLÍMERO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO EN EL ÁREA DE OCCIDENTE, CAMPO URDANETA”** presentado por el bachiller **Anderson Guerrero**, C.I. 18.425.781, para optar al título de Ingeniero Químico, decidimos otorgarle la **Mención Honorífica** a dicho trabajo tomando en cuenta los siguientes méritos:

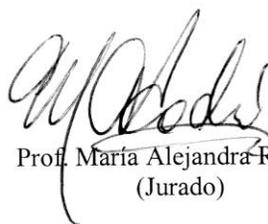
1. Es un trabajo de gran importancia dentro de la industria petrolera venezolana debido a que hasta ahora no se ha aplicado la inyección de polímeros hidrosolubles para aumentar la producción y el factor de recobro en la recuperación mejorada de crudos pesados.
2. El hecho de haber empleado desechos o pasivos ambientales provenientes del tratamiento del mineral bauxita empleado para la fabricación de alúmina, que contienen principalmente álcali (NaOH y Na₂CO₃), permite disminuir costos en la compra de los procesos de inyección de ASP y lo más importante, contribuir con el medio ambiente sin causar daños alternos.
3. Se incluyeron objetivos adicionales que no fueron planteados inicialmente para el desarrollo del proyecto, ya que se evaluó la concentración de álcali necesaria para formar emulsiones estables de crudo en agua a condiciones de yacimiento y que puedan ser separadas fácilmente en superficie.
4. Los resultados constituyen la base principal para la simulación del proceso de inyección de álcali y polímero en el campo Urdaneta ubicado en el Lago de Maracaibo, y son el punto de partida para las pruebas de inyección de polímeros en campos petrolíferos de la Faja del Orinoco.



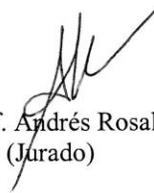
Lic. Deivi Oliveros
(Tutor industrial)



Prof. José Angel Sorrentino
(Tutor académico)



Prof. María Alejandra Rodríguez
(Jurado)



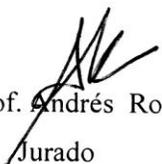
Prof. Andrés Rosales
(Jurado)

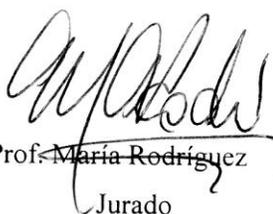
Caracas, noviembre de 2010

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Anderson N. Guerrero L., titulado:

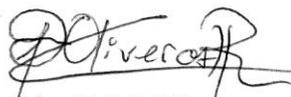
**“EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE ÁLCALI Y POLÍMERO
PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO EN
EL ÁREA DE OCCIDENTE, CAMPO URDANETA”**

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


Prof. Andrés Rosales
Jurado


Prof. María Rodríguez
Jurado


Prof. José Sorrentino
Tutor Académico


Lic. Deivi Oliveros
Tutor Industrial

Dedicatoria

*A Dios, Por haberme permitido llegar hasta este punto
y haberme dado salud para lograr mis
objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

*A mi familia, por haberme apoyado y por confiar en mí,
en especial a mi Madre, mi Padre y a mi hermana.*

A ti, Virgen María

Por escucharme cada vez que un favor yo te pedía.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco nuevamente a Dios por haberme dado la vida, porque gracias a ti estoy cumpliendo una de mis metas trazadas.

A mi madre Anastasia y mi padre Gonzalo. Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias por el amor que siempre me han brindado, por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad. A mi hermana Bambra por ser parte de este triunfo. ¡Los quiero!

Agradezco a la máxima casa de estudio, la ilustre Universidad Central de Venezuela “La casa que vence la sombra”, por haberme dado la oportunidad de formarme como profesional. De nuevo gracias UCV por formar parte de mis éxitos. Por siempre UCEVISTA.

A PDVSA-Intevep por abrirme las puertas y permitir la realización de mi trabajo especial de grado.

A mi tutor industrial Deivi Oliveros, por toda la ayuda y el tiempo prestado en la realización de este trabajo especial de grado. Al prof. José Sorrentino, por ser mi tutor académico y prestarme su ayuda cuando lo requería. Al Sr. Arturo Mendoza, jefe del laboratorio de Procesos Térmicos de PDVSA-Intevep, por su colaboración, amistad y confianza. A la Sra. María llamedo, por ser como una segunda madre, gracias Mari por toda la ayuda prestada y gracias por tu amistad. A mis profesores y tutores Andrés Rosales y María Rodríguez, por brindarme todos sus conocimientos y prestarme su ayuda como jurados en el desarrollo de mi tesis. A mis compañeros de laboratorio Dixon, Janexi y Jefferson.

Al profesor Humberto Kum, por sus consejos y por compartir sus conocimientos. De igual manera agradezco a todos los profesores que formaron parte de mi crecimiento como profesional, entre ellos: Wadou, Leonardo Oropeza, Jonny Vásquez, Anubis Pérez, Trino R, Aimee Ramos, Ali, entre otros.

A mis amigos con quienes compartí y en los cuales encontré apoyo en muchas ocasiones: Nelson, Rossana, Dianita, Tamara, Vanessa, Josmary, Husan, Wisan, Ingemar, Sergio, Reinaldo, Oscar, Gabriel, Dayana, Alexandra, Carmen (tía), Yolanda (abuela).

A mis Familiares. Gracias a todos mis familiares que me resulta muy difícil poder nombrarlos en tan poco espacio, sin embargo ustedes saben quienes son y saben que siempre los lleve en mi corazón.

Guerrero L., Anderson N.

**“EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE ÁLCALI Y POLÍMERO
PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO EN
EL ÁREA DE OCCIDENTE, CAMPO URDANETA”**

**Tutor Académico: Prof. José Sorrentino. Tutor Industrial: Lic. Deivi Oliveros.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Química.
Año 2010, 194 pág.**

Palabras claves: Factor de Recobro, Recuperación Mejorada, Campo Urdaneta, Crudos Pesados, Álcali, Polímeros, Inyección de Álcali-Polímero, Razón de Movilidad, Viscosidad, Desplazamiento en medio poroso.

Resumen. Venezuela cuenta con unas de las reservas de petróleo más grandes del planeta como lo es la Faja del Orinoco, la cual como la mayoría de las reservas del país, está conformada por crudos pesados y extrapesados. Por otra parte, debido al crecimiento y desarrollo de los países, actualmente se presenta una demanda energética a nivel mundial. Este problema de demanda de energía resulta preocupante debido a que actualmente la mayoría de las reservas convencionales de petróleo del planeta presentan un problema de agotamiento, por lo que se han estado implementando tecnologías para recuperar el crudo de las reservas no convencionales a nivel mundial para tratar de suplir esta demanda. PDVSA-Intevep, tiene como uno de sus objetivos aumentar el factor de recobro en el área de Occidente Campo Urdaneta (Venezuela), aplicando un método de recuperación mejorada como lo es la inyección de álcali-polímero (Método Químico). Estos estudios del aumento en el factor de recobro se realizaron en los laboratorios de la gerencia EPEX de PDVSA-Intevep, en la cual se aplicaron pruebas de desplazamientos en medios porosos, utilizando núcleos de arena sintética (SiO_2) y núcleos de arena real del yacimiento del Campo Urdaneta. Para efectos de estos desplazamientos se trabajó a condiciones de yacimiento, presiones de confinamiento y yacimiento de 2500 psi y 1100 psi respectivamente, con temperatura de 180 °F (82 °C). Se inyectó una solución alcalina con concentraciones de álcali de 2000 ppm. El polímero utilizado fue una solución acuosa de Am/AMPS (Poliacrilamidometil propano sulfonato) con una concentración de 2500 ppm. Después de realizados los desplazamientos en medio poroso se obtuvo un factor de recobro de 53 % con inyección única de polímero y un factor de recobro de 76 % con inyección de álcali-polímero. Se concluyó por los datos observados que efectivamente se logra aumentar el factor de recobro mediante la inyección de álcali-polímero en comparación con la inyección única de polímero, realizando los desplazamientos en núcleos reales con arena de yacimiento y en presencia de agua de formación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Pág.
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	3
1.2. OBJETIVOS.....	10
1.2.1. General.....	10
1.2.2. Específicos.....	10
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	11
1. PETRÓLEO.....	11
1.1. Características físicas y químicas del petróleo.....	11
1.1.1. Color.....	11
1.1.2. Olor.....	11
1.1.3. Densidad.....	12
1.1.4. Gravedad Específica.....	12
1.1.5. Viscosidad.....	13
2. YACIMIENTO.....	13
2.1. Fluidos de un Yacimiento.....	13
2.1.1. Agua de Formación.....	14
2.2. Saturación de los Fluidos.....	14
2.3. Características del Medio Poroso.....	15
2.3.1. Porosidad.....	15
2.3.2. Permeabilidad.....	18
2.3.3. Mojabilidad.....	22
2.4. Ley de Darcy.....	24
2.5. Tensión Superficial e Interfacial.....	26
2.5.1. Tensión superficial.....	26
2.5.2. Tensión interfacial.....	28

2.6. Presión capilar.....	29
3. RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO.....	30
3.1. Recuperación Primaria.....	30
3.2. Recuperación Mejorada.....	31
3.2.1. Métodos de recuperación térmicos.....	32
3.2.2. Métodos por gases miscibles.....	32
3.2.3. Métodos de recuperación por microorganismos.....	33
3.2.4. Métodos químicos para recuperación mejorada.....	33
3.2.5. Inyección de surfactantes.....	33
4. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	35
4.1. Desplazamiento con polímero.....	44
4.2. Características generales del proceso.....	45
4.2.1. Razón de movilidad.....	46
4.2.2. Factor de recobro.....	47
4.2.3. Polímeros empleados.....	47
5. INYECCIÓN DE SOLUCIONES ALCALINAS.....	49
5.1. Limitaciones.....	50
5.2. Ventajas.....	50
5.3. Constituyentes ácidos del petróleo.....	51
5.3.1. Propiedades interfaciales.....	51
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO.....	53
1. SELECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA A EMPLEAR DURANTE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	53
1.1. Selección y caracterización de la arena.....	53
1.2. Selección y caracterización del agua.....	53
1.3. Caracterización del álcali.....	54
1.4. Selección y preparación del polímero.....	54

2. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TÉRMICO Y QUÍMICO DEL POLÍMERO ANTES DE LA INYECCIÓN.....	55
3. DETERMINACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE ÁLCALI QUE SE EMPLEÓ EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	57
4. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	58
4.1. Empacado y elaboración del núcleo de arena.....	60
4.2. Armado de la celda triaxial de desplazamiento.....	61
4.3. Permeabilidad al gas (N ₂).....	62
4.4. Preparación del sistema para las pruebas de desplazamiento.....	65
4.5. Permeabilidad al agua.....	67
4.6. Condiciones de presión y temperatura del yacimiento.....	67
4.7. Saturación con crudo.....	68
4.8. Inyección de álcali y polímero.....	69
4.8.1. Inyección de polímero.....	70
4.8.2. Inyección de álcali.....	71
5. COMPARACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO Y LA INYECCIÓN DE ÁLCALI-POLÍMERO Y SU INFLUENCIA EN EL FACTOR DE RECOBRO.....	71
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	73
1. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN, LA ARENA Y EL ÁLCALI.....	73
2. COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE LAS SOLUCIONES DEL POLÍMERO Am/AMPS EN PRESENCIA DE ALGÚN TIPO DE DEGRADACION TERMICA, QUIMICA , MECÁNICA O UNA MEZCLA DE ESTAS.	77
3. CONCENTRACIÓN DE ÁLCALI Y DISMINUCIÓN DE LAS TENSIONES INTERFACIALES CRUDO-AGUA.....	89
4. FACTORES DE RECOBRO OBTENIDOS DURANTE LAS RESPECTIVAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.....	101
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES.....	145

CAPÍTULO VI. RECOMENDACIONES.....	147
BIBLIOGRAFÍA.....	149
ANEXOS.....	159
GLOSARIO.....	175

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Porosidad según la formación.....	16
Figura 2. Porosidad total y porosidad efectiva.....	17
Figura 3. Permeabilidad.....	19
Figura 4. Curvas de permeabilidad relativa para un sistema petróleo-agua	21
Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa para un sistema petróleo-gas	21
Figura 6. Mojabilidad y ángulos de contacto.....	23
Figura 7. Determinación del ángulo de contacto en el laboratorio.....	24
Figura 8. Representación esquemática de un flujo lineal a través de un medio poroso.....	25
Figura 9. Fuerzas de la tensión superficial.....	26
Figura 10. Fuerzas de la tensión interfacial.....	28
Figura 11. Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad.....	29
Figura 12. Estructura de la acrilamida.....	36
Figura 13. Hidrólisis del Am/AMPS.....	39
Figura 14. Estructura molecular PAM y HPAM.....	39
Figura 15. Viscosidad de fluidos en función de la tasa de corte.....	42
Figura 16. Inyección de polímeros.....	44
Figura 17. Estructura de los ácidos nafténicos.....	51
Figura 18. Reómetro Anton Paar MCR301.....	56
Figura 19. Sistema de desplazamiento.....	60
Figura 20. Sistema de empaçado.....	61
Figura 21. Tapón de arena.....	61
Figura 22. Celda triaxial.....	62
Figura 23. Sistema para medir permeabilidad al gas.....	63
Figura 24. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua destilada, prueba 1-núcleo sintético.....	79
Figura 25. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua destilada, repetición prueba 1-núcleo sintético.....	80

Figura 26. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, prueba 2-núcleo sintético.....	83
Figura 27. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, repetición prueba 2-núcleo sintético.....	84
Figura 28. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, prueba 3 -núcleo real.....	86
Figura 29. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, prueba 4 y 5-núcleo real.....	88
Figura 30. Viscosidades de las emulsiones de crudo y agua.....	92
Figura 31. Crudo separado por centrifugación.....	94
Figura 32. Estudio de la viscosidad de la formulación final.....	97
Figura 33. Viscosidad de la formulación final vs. la viscosidad del crudo del Campo Urdaneta.....	99
Figura 34. Prueba 1: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	102
Figura 35. % Factor de recobro por polímero, prueba 1.....	103
Figura 36. Producción de crudo acumulada, prueba 1.....	104
Figura 37. Repetición prueba 1: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso de Polímero.....	105
Figura 38. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 1.....	108
Figura 39. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 1.....	109
Figura 40. Prueba 2: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	111
Figura 41. % Factor de recobro por polímero, prueba 2.....	113
Figura 42. Producción de crudo acumulada, prueba 2.....	113
Figura 43. Repetición prueba 2: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	114
Figura 44. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 2.....	117
Figura 45. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 2.....	117
Figura 46. Prueba 3: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	119

Figura 47. % Factor de recobro por polímero, prueba 3.....	121
Figura 48. Producción de crudo acumulada, prueba 3.....	122
Figura 49. Repetición prueba 3: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso de Polímero.....	123
Figura 50. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 3.....	125
Figura 51. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 3.....	126
Figura 52. Prueba 4: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	128
Figura 53. % Factor de recobro por polímero, prueba 4.....	130
Figura 54. Producción de crudo acumulada, prueba 4.....	131
Figura 55. Repetición Prueba 4: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	132
Figura 56. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 4.....	134
Figura 57. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 4.....	134
Figura 58. Prueba 5: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	136
Figura 59. % Factor de recobro por polímero, prueba 5.....	138
Figura 60. Producción de crudo acumulada, prueba 5.....	139
Figura 61. Repetición prueba 5: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.....	140
Figura 62. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 5.....	142
Figura 63. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 5.....	143
Figura 64. Pendiente para la permeabilidad al agua.....	161
Figura 65. Pendiente para la permeabilidad al crudo.....	163
Figura 66. Pendiente para la permeabilidad al polímero.....	164
Figura 67. Pendiente para la permeabilidad final al agua.....	165
Figura 68. Barrido de las concentraciones de álcali.....	172
Figura 69. Emulsión con 0,2 % de álcali.....	172
Figura 70. Desmulsificación de la emulsión de 0,2 % de álcali.....	173
Figura 71. Desplazamiento en núcleo sintético.....	173
Figura 72. Desplazamiento en núcleo real.....	174

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Análisis económico del campo Carmópolis (Brasil).....	9
Tabla 2. Densidad y gravedad API según los tipo de crudo.....	12
Tabla 3. Rango de Valores de Porosidad.	18
Tabla 4. Criterios para la inyección de surfactantes.	34
Tabla 5. Criterios técnicos para la inyección de polímero.....	45
Tabla 6. Criterios técnicos para la inyección de álcali.....	52
Tabla 7. Caracterización del agua de formación.....	73
Tabla 8. Caracterización de la arena de yacimiento.....	75
Tabla 9. Caracterización del álcali.....	76
Tabla 10. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 1 y su repetición- núcleo sintético.....	81
Tabla 11. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 2 y su repetición- núcleo sintético.....	85
Tabla 12. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 3-núcleo real.....	87
Tabla 13. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 4 y 5.....	88
Tabla 14. Valores de las viscosidades de las soluciones crudo-álcali.....	93
Tabla 15. Comparación de viscosidades entre las emulsiones formadas y el crudo separado.....	95
Tabla 16. Valores de viscosidad de la formulación final de álcali.....	98
Tabla 17. Valores de viscosidad de la formulación final y el crudo del Campo Urdaneta.....	99
Tabla 18. Movilidad del agua y el polímero.....	100
Tabla 19. Condiciones de trabajo para la prueba 1 y su repetición.....	106
Tabla 20. Comparación entre la movilidad del agua y el polímero, prueba 1 y su repetición.....	107
Tabla 21. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 1 y repetición Prueba 1.....	108

Tabla 22. Permeabilidad final al agua, prueba 1 y su repetición.....	110
Tabla 23. Condiciones de trabajo para la prueba 2 y su repetición.....	115
Tabla 24. Comparación entre la movilidad del agua y el polímero, prueba 2 y su repetición.....	116
Tabla 25. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 2 y repetición prueba 2.....	116
Tabla 26. Permeabilidad final al agua, prueba 2 y su repetición..... prueba 2.....	118
Tabla 27. Condiciones de trabajo para la prueba 3 y su repetición.....	123
Tabla 28. Comparación de Movilidad del agua y el polímero, prueba 3 y su repetición.....	124
Tabla 29. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 3 y repetición prueba 3.....	125
Tabla 30. Permeabilidad final al agua, prueba 3 y su repetición.....	126
Tabla 31. Comparación de Movilidad del agua y el polímero, prueba 4.....	129
Tabla 32. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 4 y repetición prueba 4.....	133
Tabla 33. Permeabilidad final al agua, prueba 4 y su repetición.....	135
Tabla 34. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 3 y repetición prueba 5.....	142
Tabla 35. Permeabilidad final al agua, prueba 5 y su repetición.....	144
Tabla 36. Condiciones de trabajo para la pruebas 4 y 5 con sus respectivas repeticiones	144
Tabla 37. Datos experimentales para el cálculo del volumen poroso.....	159
Tabla 38. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad al agua.....	160
Tabla 39. Calibración del sistema para medir permeabilidad al agua.....	160

Tabla 40. Viscosidad del agua y dimensiones del tapón de arena.....	161
Tabla 41. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad al crudo.....	162
Tabla 42. Calibración del sistema para medir permeabilidad al crudo.....	162
Tabla 43. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad al polímero..	163
Tabla 44. Calibración del sistema para medir permeabilidad al polímero.....	164
Tabla 45. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad final al agua.....	165
Tabla 46. Calibración del sistema para medir permeabilidad final al agua.....	165
Tabla 47. Datos experimentales de la inyección de crudo	166
Tabla 48. Volumen de agua y volumen de crudo recuperado	166
Tabla 49. Datos experimentales de la inyección de agua para alcanzar la saturaciones.....	169
Tabla 50. Datos experimentales de la inyección de agua para alcanzar las saturaciones.....	171

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación se presenta el planteamiento del problema que inició la investigación de este trabajo especial de grado, luego se exponen una serie de antecedentes históricos que hacen referencia a estudios relacionados con este proyecto y por último se plantearon los objetivos que acarrea dicha investigación.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Venezuela se ha caracteriza por poseer petróleo una de las materias primas más dinámicas, determinantes y decisivas en la transformación económica, política y social de la nación. Después de una economía agrícola y minera Venezuela pasó a ser el país con las reservas de crudo más grande del planeta ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco, así como también cuenta con cantidades de yacimientos petrolíferos fuera de esta reserva que constituyen otra fuente de ingresos para el país, tal es el caso de los yacimientos de la zona de Occidente como lo es el Campo Urdaneta, que al igual que la mayoría de los yacimientos del país posee crudo pesado.

Se estima que para el 2025 China y los Estados Unidos estén consumiendo la misma cantidad de petróleo: 10 MM bbl/día. Además de esto, muchos yacimientos a nivel mundial ya confrontan un agotamiento de sus reservas, por lo que se estima que en los años venideros la demanda de crudo va a aumentar exponencialmente.

Este es uno de los motivos por el cual Intevep empresa filial de PDVSA tiene como uno de sus objetivos generar soluciones tecnológicas en lo que se refiere a Exploración, Producción, Refinación e Industrialización de los hidrocarburos en Venezuela. La empresa está orientada hacia áreas específicas como lo son: crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados, así como también hacia la explotación de las reservas de gas del país.

La recuperación del petróleo se realiza en dos etapas: recuperación primaria, que consiste en el drenaje o flujo natural de los hidrocarburos por el gradiente de presión existente entre el fondo del pozo y el seno del yacimiento; y la recuperación mejorada que consiste en inyectar un fluido y/o energía a un yacimiento con la finalidad de mantener la presión, desplazar los fluidos hacia los pozos de producción y alterar las fuerzas que retienen al petróleo en el lecho poroso. Con los métodos antes mencionados se busca extraer la mayor cantidad del petróleo original en sitio (POES) que contiene un yacimiento, es decir, incrementar el Factor de Recobro (Fr) Álvarez (2006).

Actualmente, la Gerencia de Crudos Pesados y Extrapesados (EPEX, Intevep), tiene como uno de sus objetivos, aumentar el Factor de Recobro (Fr) en las áreas tradicionales de Occidente (Campo Urdaneta) y Oriente, así como también en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para alcanzar esta meta se realizarán pruebas de desplazamiento en medio poroso usando tecnologías de recuperación mejorada. Los resultados de estos ensayos servirán de entrada para la simulación numérica del proceso en el yacimiento con la finalidad de evaluar su factibilidad y posteriormente poder realizar el escalamiento a una prueba piloto en campo.

Dentro de los métodos de recuperación mejorada se encuentra la inyección de álcali y polímero (métodos químicos) cuya finalidad es disminuir las fuerzas que retienen al crudo dentro de la roca y desplazar dicho fluido aguas abajo ya que, el álcali es una sustancia química que permite activar los surfactantes naturales presentes en el crudo que pueden formar emulsiones de baja viscosidad y disminuir fuerzas interfaciales entre los fluidos de la formación, Salager (2005). Por otra parte, el polímero hidrosoluble es un fluido inmiscible con la fase oleosa que al ser inyectado actúa como un pistón que desplaza los fluidos en la formación.

El problema planteado es evaluar la inyección de álcali y polímero para aumentar el factor de recobro en el área de Occidente (Campo Urdaneta), evaluando a escala de laboratorio el comportamiento mecánico, térmico y químico de los co-

polímeros de acrilamida y el álcali que serán inyectados en una muestra de núcleo del yacimiento para finalmente realizar pruebas de desplazamiento en mejoras del factor de recobro.

Los beneficios económicos y ambientales que ofrece la inyección de álcali para este proyecto son: en primer lugar, el álcali que se utilizara son unos desechos industriales que según análisis anteriores son ricos en NaOH y Na₂CO₃, siendo estas unas de las soluciones alcalinas que se utilizan frecuentemente en recuperación mejorada por métodos químicos.

Por otra parte estos desechos de no ser eliminados se correría el riesgo de que se canalizaran a ríos aledaños a su ubicación llegando a alterar y contaminar estas aguas naturales. Al usar estos desechos se estaría previendo un posible impacto ambiental y una reducción en los costos de productos químicos y garantizando un aumento del factor de recobro por razones antes descritas.

1.1 ANTECEDENTES

A continuación se presentan algunas publicaciones que hacen énfasis en estudios realizados anteriormente sobre recuperación mejorada mediante inyección de polímero, álcali-polímero (AP) y álcali-polímero-surfactante (ASP); en los cuales resalta un aumento en el factor de recobro aplicando estas tecnologías. Esta información servirá como base para la comparación de los resultados que se obtendrán después de la ejecución de este proyecto.

La inyección de polímeros ha sido punto de gran interés en los últimos años especialmente en Estados Unidos, Europa, China, Canadá entre otros, donde se ha investigado arduamente dando a conocer numerosos resultados.

Las primeras patentes según el Instituto de Investigaciones Petroleras (1987), datan entre los años 1963-1966.

Como hacen mención Lawson y otros (1984), a mediados de la década de los 80, comenzaron a aparecer publicaciones sobre mezclas álcali-surfactante y se reportaron importantes experiencias realizadas en los laboratorios de Shell, donde se estableció que al añadir bajas concentraciones de un cosurfactante a la solución alcalina se conseguía un efecto sinérgico alcanzándose tensiones interfaciales ultra bajas.

Según Álvarez (2006), cuando se pretendió masificar el uso de las mezclas álcali-surfactante, se determinó que faltaba algún agente que movilizara el crudo hacia los pozos productores, en otras palabras, mejorar la relación de movilidad. La solución fue la viscosificación del agua con polímero. A la combinación se le llamo ASP. Una de las experiencias de campo exitosas fue reportada a principios de los años 90 por Clark y colaboradores (1993), en el yacimiento Minnelusa Lower (USA). El yacimiento comenzó a explotarse en el año 1985, para 1987 el Factor de Recobro se ubicaba en un 2,11 % con una expectativa final de 11 %.

Demin (2002), menciona que posterior a la experiencia de Minnelusa, se iniciaron estudios de aplicación de ASP en China, específicamente en el Campo Daqing donde existe desde 1996 uno de los proyectos más grandes del mundo de inyección de polímero, mediante el cual se produce el 20 % de un total de un millón de barriles por día.

Según Álvarez (2006), entre el año 2000 y el (2005), se han realizado más de cinco pruebas pilotos de ASP exitosas en Daqing y se estima que con la aplicación de ASP es posible alcanzar un factor de recobro de hasta un 7 % adicional al alcanzado con polímeros.

Según el CIED (2000), en Venezuela se ha reportado una sola prueba de campo con polímero, la cual corresponde al yacimiento OG-57, Campo Oficina Central de la compañía Mene Grande. Fue un proyecto que cubrió 127300 acres-pie de una arena con petróleo de 27 °API, viscosidad de 4,5 cP, a una profundidad entre

4258 y 5200 pies, con presión de 1910 psi, temperatura de 170 °F (77 °C), porosidad 24 % y permeabilidades entre 250 y 800 mD. La concentración del polímero inyectado fue de 250 ppm, finalmente se obtuvo un recobro de 85 barriles/acres-pie. Hasta la fecha no se han realizado pruebas de desplazamiento con polímeros para crudos pesados en los campos petrolíferos de Venezuela.

Por otra parte, Hernández (1980), referencia estudios realizados en PDVSA Intevep que demostraron la factibilidad de fabricar polímeros en Venezuela utilizando materia prima nacional, lo que trae como beneficio la disminución de los costos de inyección.

Fulin y otros (2004), hacen mención a una de las tantas pruebas pilotos realizadas en el Campo Daqing (China). La prueba estaba basada en la inyección de polímero mediante 6 pozos inyectoros y duro aproximadamente dos años, iniciándose en agosto de 2002 y finalizando en febrero de 2004. La permeabilidad del medio poroso oscilaba entre 354-1060 mD, las soluciones de Poliacrilamida HPAM inyectadas tenían una concentración entre 2000 y 2500 ppm con una viscosidad de 200 y 250 cP. El reservorio se encontraba a 113 °F (45 °C) y la salinidad total estaba entre 508 a 6778 ppm. El crudo era liviano con viscosidad aproximadamente de 10 cP. El factor de recobro obtenido fue de aproximadamente un 20 % del petróleo original de la formación.

Yan Fulin y otros (2006), reportaron los resultados de otra prueba piloto realizada en la zona central del campo Daqing, esta prueba inició en mayo del 2003 y finalizó en abril del 2006, las características del yacimiento y los fluidos son iguales a las mencionadas anteriormente. En la prueba piloto se utilizaron 9 pozos inyectoros de poliacrilamida parcialmente hidrolizadas HPAM, con concentraciones entre 1500 y 2000 ppm, en esta prueba el corte de agua disminuye de 79,6 % a 73,1 %. El factor de recobro fue aproximadamente de un 18 %. Yang Fulin (2006), concluye que los resultados de la prueba de campo muestran que la inyección de altas concentraciones de polímero es segura y mejora económicamente el factor de recobro.

Maitin y Volz (1981), reportan un aumento en el factor de recobro de 23 %. Durante este proyecto se inyectaron soluciones de poliacrilamida HPAM de 1500 ppm, se inyectó solo 0,12 Vp (volumen poroso). Esto ocurrió en el campo Orrel (Alemania), el cual poseía una permeabilidad de 2000 mD, temperaturas de 136 °F (58 °C), la salinidad total era de 167000 ppm y el crudo desplazado tenía una viscosidad aproximada de 19 cP.

Konig y otros (1988), obtuvieron un factor de recobro entre 25-35 % al trabajar con crudos pesados de 80 cP. Esta prueba se realizó en el campo Marmul (Oman), con permeabilidades de 15000 mD, temperaturas de 115 °F (46 °C), la salinidad total era de 3000 ppm. Las soluciones de poliacrilamida utilizadas fueron de 1000 ppm y se inyectó 0,630 Vp de polímero.

Putz y otros (1994), reportan un aumento del factor de recobro de 12,5 % al desplazar un crudo de 40 cP en el campo Chateauxrenard (Francia), las condiciones sobre las cuales se realizó el desplazamiento fueron las siguientes: permeabilidad de 2000 mD, temperaturas de 86 °F (30 °C), salinidad total de 400 ppm, se utilizó la misma agua de formación sin filtrar para preparar las soluciones de poliacrilamida con concentraciones de 1000 ppm y se inyectó 0,4 Vp.

Christopher y Gibson (1988), observaron un aumento en el factor de recobro de 8 %. Durante este proyecto se inyectaron soluciones de poliacrilamida HPAM de 750 ppm, se desplazó solo 0,48 Vp. Esto ocurrió en el campo Sleepy Hollow Regan (USA), el cual poseía una permeabilidad de 2580 mD, temperaturas de 100 °F (38 °C), la salinidad total fue de 32054 ppm y el crudo desplazado tenía una viscosidad aproximada de 21 cP.

Demin y otros (1995) y Wankui y otros (2000), obtuvieron un aumento del factor de recobro al trabajar con crudos de 9 cP. Estas pruebas se realizaron en el campo Daqing (China), se trabajo a con permeabilidades de 870 mD, temperatura de 113 °F (45 °C), la salinidad total fue de 7000 ppm. Las soluciones de poliacrilamida

utilizadas fueron de 1000 ppm y se inyectó 0,357 Vp de polímero obteniendo un factor de recobro de 12,5 %.

Tielong y otros (1998), reportaron un factor de recobro de 9,8 % al desplazar un crudo de 7,8 cP en el campo Shuanghe (China), las condiciones fueron las siguientes: permeabilidad de 420 mD, temperatura de 167 °F (75 °C), salinidad total de 5060 ppm, las soluciones de poliacrilamida que se utilizaron tenían concentraciones de 900 ppm y se inyectó 0,154 Vp de polímero.

Zaitoun y otros (1998), realizaron pruebas de inyección de polímero de 2500 ppm de concentración a escala de laboratorio cuyos resultados los utilizaron para simular la recuperación a escala real del yacimiento Pelican Lake (Canadá). El núcleo no consolidado que utilizaron fue de 4 cm de diámetro 7 cm de largo. Se trabajó con crudos de viscosidades entre 600 y 1000 cP. Con permeabilidades de 2000 a 5000 mD y porosidad de 30 %, temperatura de 86 °F (30 °C). El factor de recobro que se obtuvo después de la simulación se incrementó de 15 a 25%.

Ming Han y otros (2006), observaron un factor de recobro aproximadamente de 13,5 % que se obtuvo mediante la aplicación de recuperación mejorada por el método de inyección de polímero en los campos de la bahía de Bohai (China). Se trabajó con permeabilidades de 2600 mD, porosidades entre 28 y 35 %, temperatura de yacimiento alrededor de 149 °F (65 °C). La viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento oscilaba entre 70 a 380 cP. Se tenía una salinidad total de 6071 ppm. Se utilizó como polímero una poliacrilamida con concentraciones entre 1500 y 2000 ppm con una viscosidad promedio de 98 cP. La prueba se inició el primero de enero del 2003 y culminó el primero de enero del 2006.

Fuhai Liu y otros (2008), reportaron en su documento los factores de recobro que obtuvo al realizar pruebas de desplazamiento a escala de laboratorio, utilizando poliacrilamida como fluido de inyección para recuperar crudos pesados de yacimientos de Liaodong bahía de Bohia (China), cuyas características son:

porosidades entre 29 y 35 %, permeabilidades entre 100 y 10000 mD, temperatura de yacimiento de 144 y 149 °F (62 y 65 °C), con crudos de 70 cP, los desplazamientos se realizaron con soluciones de poliacrilamida de 5000 ppm de concentración. Los núcleos utilizados fueron arenas empacadas de 30 cm y 70 cm de longitud. Se inyectaron 5 Vp. Los factores de recobro que se obtuvieron fueron los siguientes: con 0,1 Vp la fracción del POES obtenida fue de 35,90 % y 4,55 % de corte de agua, con 0,2 Vp la fracción del POES obtenida fue de 39,74 % y el corte de agua de 4,55 a 8,39 %, con 0,3 Vp se obtuvo un 40,63 % de recobro de crudo y un corte de agua de 8,39 a 9,28 %. Se concluyó que entre 0,2 Vp y 0,3 Vp la inyección de polímero es óptima.

Chang y otros (2006), observaron un aumento del factor de recobro de 15 a 25 % del POES al aplicar el método de inyección ASP (álcali-surfactante-polímero) en los campos Shengli y Karamay en China. Shengli es uno de los campos que presenta diferencias en comparación con los demás campos de China como Daqing, Shengli posee permeabilidades mayores a 1000 mD, temperaturas sobre 180 °F (82 °C), la viscosidad del crudo a estas condiciones es de aproximadamente 130 cP, la salinidad total del reservorio es de 160000 ppm, presenta una porosidad de 30 %. Según las estrategias implementadas, la concentración de polímeros para la inyección debe estar por arriba de 1500 ppm.

Zhang y otros (2009), reportaron en su documento el estudio a escala de laboratorio de la inyección de álcali y álcali-surfactante para el desplazamiento de crudos pesados en el campo Shengli (China), utilizando dos crudos pesados de dicho campo. Los núcleos utilizados fueron de 2,5 cm de diámetro y 15 cm de longitud con permeabilidades mayores a 500 mD. La viscosidad del primer crudo del Campo Zhuang es 325 cP a 122 °F (50 °C), y la del segundo crudo del Campo Chen es de 1600 cP a la misma temperatura. Las temperaturas de estos dos yacimientos son 131 °F (55 °C) para el Campo Zhuang y 149 °F (65 °C) para el Campo Chen. El álcali utilizado para este desplazamiento fue una solución de carbonato de sodio Na_2CO_3 al 0,5 %. El primer resultado que se obtuvo del primer desplazamiento fue un recobro

de 30 % para inyección de álcali y un 20 % para inyección de álcali-surfactante. Según Zhang (2009), la inyección de álcali es más eficiente que la inyección de álcali-surfactante. Durante el último desplazamiento se obtuvo un factor de recobro de crudo de 25 % para el Campo Chen y 18 % para el Campo Zhuang.

En cuanto a economía se refiere, Da Silva (2007), presenta un análisis económico de una de las experiencias de PETROBRAS con el proyecto piloto de movilización con polímero en el campo Carmópolis (Brasil). Este análisis observa en la tabla siguiente, comenzando desde 1997 hasta Diciembre de 2006.

Tabla 1. Análisis económico del campo Carmópolis (Brasil).

Años	Fechas	Polímero		Incremento de crudo		
		Kg acumulados	Costos(\$) acumulados	Bbl crudo acumulados	Kg pol/bbl crudo	(\$)/bbl crudo
1°	09/97-12/97	21000	66150	12311	0,59	5,37
2°	01/98-12/98	84000	264600	63261	0,75	4,18
3°	01/99-12/99	147000	463050	91323	0,62	5,07
4°	01/00-12/00	210000	661500	86871	0,41	7,61
5°	01/01-12/01	273000	859950	110780	0,41	7,76
6°	01/02-12/02	336000	1058400	156490	0,47	6,76
7°	01/03-12/03	388500	1223775	188424	0,49	6,49
8°	01/04-12/04	388500	1223775	254492	0,66	4,81
9°	01/05-12/05	388500	1223775	326324	0,78	3,75
10°	01/06-12/06	388500	1223775	356341	0,92	3,43

Según Da Silva (2007), para la época el kilogramo de polímero se ubicó en aproximadamente 3,15 \$. Da Silva concluye que la inyección de polímero fue económicamente favorable.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad de aplicar la inyección de álcali y polímero como métodos de recuperación mejorada de crudo pesado para incrementar el factor de recobro en Campo Urdaneta, Occidente.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Seleccionar y caracterizar el sistema a emplear durante las pruebas de desplazamiento.
- Evaluar el comportamiento térmico y químico del polímero antes de la inyección.
- Determinar la concentración de álcali que active los surfactantes naturales del crudo y disminuya las fuerzas interfaciales de los fluidos en el yacimiento.
- Realizar pruebas de desplazamiento en medio poroso.
- Comparar como influye en el factor de recobro la inyección de polímero y la inyección de álcali-polímero.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan una serie de conceptos teóricos fundamentales para la comprensión de todo lo que abarca el desarrollo de este proyecto tales como: El petróleo, polímeros (PAM y HPAM), álcali y las propiedades petrofísicas del yacimiento. Luego se hará mención sobre el tema de recuperación mejorada y los métodos utilizados entre ellos inyección de polímeros y álcali.

1. PETRÓLEO

El Petróleo (o crudo, como también se le conoce) es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos, compuesto en mayor medida de carbono e hidrógeno, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre, formado por la descomposición y transformación de restos animales y plantas que han estado enterrados a grandes profundidades durante varios siglos. En estado líquido es llamado aceite “crudo” y en estado gaseoso, gas natural. La etimología de la palabra **petróleo**, **petro** = roca y **oleum** = aceite, según Barberii (1988), gramaticalmente significa **aceite de roca**.

1.1. Características físicas y químicas del petróleo

1.1.1 Color

En la mayoría de los casos el petróleo presenta un color negro, debido a esto se le conoce como “oro negro”. Según Barberii (1988), por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden tornarse verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extrapesados son negros casi en su totalidad.

1.1.2. Olor

Barberii (1988), afirma que el olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, el querosén u otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor

fuerte. Si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos.

1.1.3. Densidad

La densidad es una de las propiedades que más caracterizan a los crudos, ésta depende de la temperatura. Barberii (1988), plasma en su trabajo que los crudos pueden pesar menos que el agua (livianos y medianos) o tanto o más que el agua (pesados y extrapesados). De allí que la densidad pueda tener un valor de 0,75 a 1,1g/cc.

1.1.4. Gravedad Específica

La gravedad específica o grados API (**American Petroleum Institute**) según Barberii (1988), denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. Es decir, una comparación entre la densidad del crudo y la densidad del agua. La gravedad API se representa a través de la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{G} - 131,5 \quad ec. 1.$$

Donde:

G , es la gravedad específica a [a 60 °F, (15,5 °C)]

Tabla 2. Densidad y gravedad API según los tipos de crudo.

Tipo de Crudo	Densidad	Gravedad (°API)
Extrapesados	> 1,0	10,0
Pesados	1,0-0,92	10,0-22,3
Medianos	0,92-0,87	22,3-31,1
Livianos	0,87-0,83	31,1-39
Condensado	< 0,83	> 39

1.1.5. Viscosidad

Según Rivera (2004), la viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez. Los crudos extrapesados son más viscosos que los pesados. Los pesados más viscosos que los medianos. Los medianos más viscosos que los livianos. Los livianos y condensados son los más fluidos. La viscosidad de los crudos está sujeta a cambios de temperatura, así que un crudo viscoso se torna más fluido si se mantiene a una temperatura más alta que la ambiental. Esta disminución de la viscosidad hace que la fricción sea menor y, por ende, facilita el flujo y hace que la presión requerida para el bombeo por tubería sea menor.

2. YACIMIENTO

Escobar (2006), define un yacimiento como una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente (medio poroso) y los fluidos almacenados en ese medio.

En algunas ocasiones los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir, fallas en sus medios porosos. Salager (2005), argumenta que es consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades se pueden presentar a escala de los poros o bien a la escala macroscópica en forma de grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones.

2.1. Fluidos de un Yacimiento

Según Araujo (2004), Las rocas de yacimientos contienen agua de formación, petróleo y gas, siendo los dos últimos fluidos, compuestos orgánicos (carbono e hidrógeno), normalmente denominados hidrocarburos.

2.1.1. Agua de Formación

Según Araujo (2004), el agua de formación es agua salada atrapada en los intersticios de los sedimentos de un yacimiento durante su deposición. También se le da el nombre de **agua intersticial** o **agua connata**. Entre los iones predominantes en las sales disueltas presentes en las aguas de formación se encuentran: Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Ba^{2+} , Li^+ , Cl^- , NO_3^- , CO_3^{2-} , HCO_3^- y SO_4^{2-} . Las aguas connatas tienen la propiedad de flocular las arcillas, por esta razón, cuando se encuentran arcillas en un yacimiento junto con agua de alta salinidad, éstas ocupan un espacio mínimo dentro de los poros. Si el agua de formación es reemplazada por agua dulce, las arcillas se hinchan y reducen el espacio poroso, incluso pueden llegar a eliminar por completo la permeabilidad a los fluidos.

2.2. Saturaciones de los fluidos

Según Tiab y otros (2004), la saturación de los fluidos expresa la fracción, o porcentaje, del volumen poroso total ocupado por crudo, agua o gas. Estas fracciones se representan con las siguientes ecuaciones:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \text{ec. 2.}$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{ec. 3.}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{ec. 4.}$$

Además en un yacimiento se cumple que:

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad \text{ec. 5.}$$

Donde:

S_g , S_o y S_w son las saturaciones de gas, crudo y agua presentes en el yacimiento.

V_g , V_o y V_w son los volúmenes de gas, crudo y agua presentes en el yacimiento.

V_p , es el volumen poroso total del medio.

Cuando en un yacimiento se habla de saturaciones mínimas alcanzadas, se está refiriendo a saturaciones residuales de los fluidos, lo que expresa que es la mínima saturación que se puede alcanzar de un fluido al ser desplazado por otro. Éstas se expresan a través de la siguiente nomenclatura: S_{ro} (saturación residual de crudo), S_{rw} (saturación residual de agua) y S_{rg} (saturación residual de gas).

2.3. Características del medio poroso

En lo que respecta al medio poroso se puede argumentar que éste está formado por una serie de espacios minúsculos que se encuentran conectados entre sí en la mayoría de los casos. Este espacio depende en gran parte del tamaño y forma de los granos que conforman el medio poroso.

2.3.1 Porosidad

En un lenguaje básico la porosidad no es más que el volumen del medio poroso que es ocupado por los fluidos del yacimiento. Según Villa (2006), la porosidad se define como la relación entre el volumen de espacio vacío y el volumen total. Esto se representa a través de la siguiente ecuación:

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} \quad ec. 6.$$

$$V_p = V_t - V_g \quad ec. 7.$$

Donde:

φ , es la porosidad

V_p , es el volumen del medio poroso

V_t , es el volumen total del medio

V_g , es el volumen de los granos contenidos en dicho núcleo

Rivera (2004), define la porosidad como la fracción del volumen total de la roca ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por

líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal.

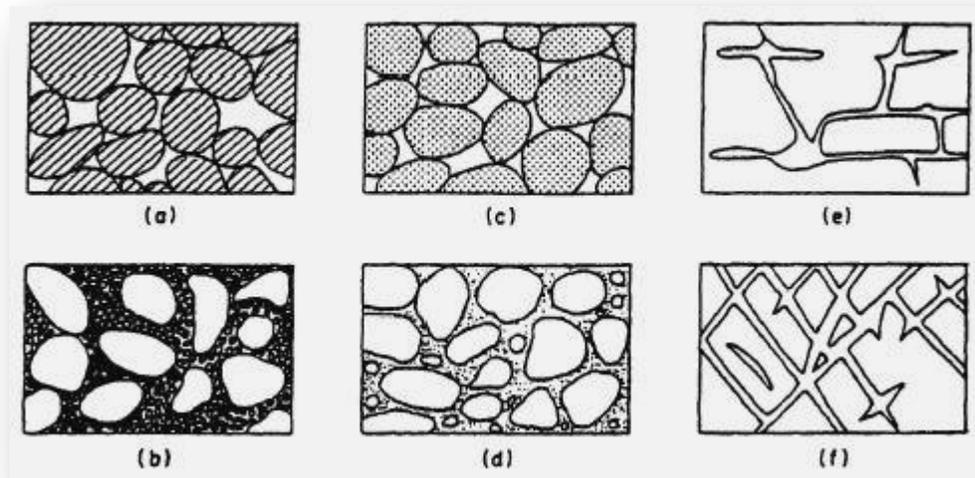


Figura 1. Porosidad según la formación.

a) Depósito de material sedimentario "bien arreglado" y de alta porosidad (tamaño de partículas parecido; granulometría uniforme). b) Depósito de material sedimentario "mal arreglado" y de baja porosidad (tamaño de partículas diferente; granulometría bien graduada). c) Similar al caso a) pero que consiste en gravas gruesas por sí mismas porosas, y por lo tanto, con una porosidad del depósito muy elevada. d) Similar al caso a) pero su porosidad ha sido disminuida por el depósito de material mineral en los intersticios (mezcla y relleno con diversos materiales). e) Rocas que se volvieron porosas por procesos químicos (disolución). f) Rocas con porosidad adquirida por fractura. Araujo (2004).

Existen dos tipos de porosidad:

- **Porosidad Absoluta**

Según Araujo (2004), la porosidad absoluta es la porosidad en cuya estimación se considera el volumen total de poros, estén o no interconectados. Una representación de esto se observa en la Figura 2.

- **Porosidad Efectiva**

Se define según Araujo (2004), como la porosidad donde se consideran solamente los poros que están interconectados (razón del volumen de poros interconectados al volumen total de la muestra). Otra definición puede ser la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo ésta no mide la capacidad de flujo de una roca.

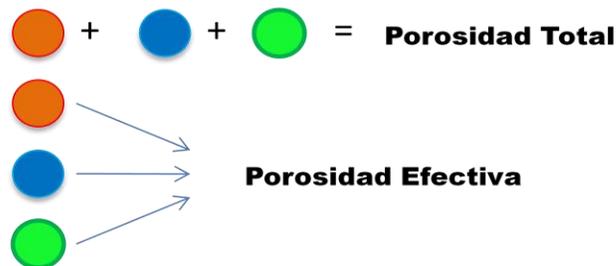
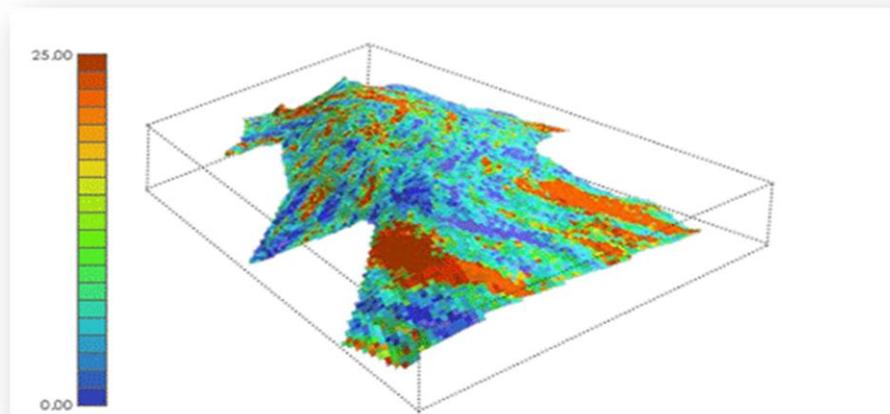


Figura 2. Porosidad total y porosidad efectiva.

En la tabla 3, se pueden apreciar rangos de valores de porosidad cuando se encuentra en presencia de diversos tipos yacimientos ya sean consolidados (rocas) o no consolidados.

Tabla 3. Rango de Valores de Porosidad. Araujo (2004).

	Porosidad (%)
Depósitos no Consolidados	
Grava	24-40
Arena	25-50
Limo	25-50
Arcilla	40-70
Rocas	
Basalto fracturado	5-50
Limo kárstico	5-50
Dolomita	0-20
Roca cristalizada fracturada	0-10
Roca cristalina densa	0-5

2.3.2. Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso de dejar fluir un fluido a través de sus canales o poros. Según Dandekar (2006), la permeabilidad es básicamente una propiedad dinámica y puede ser determinada experimentalmente al dejar pasar un flujo por un medio poroso. Tal como se puede apreciar en la figura 3.

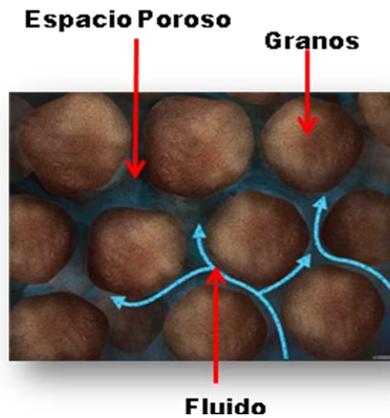


Figura 3. Permeabilidad

Rivera (2004), argumenta que la permeabilidad de un medio poroso es una constante específica que depende únicamente de la constitución de la textura del mismo medio y a su vez depende del tipo de fluido homogéneo que fluye a través del medio.

A su vez Rivera (2004), define los siguientes tipos de permeabilidad:

- **Permeabilidad Absoluta.**

Cuando la permeabilidad (k) se refiere a un fluido homogéneo o un solo líquido fluyendo a través del medio y se mide en laboratorio, se conoce como permeabilidad absoluta.

Araujo (2004), argumenta que excepto para gases a presiones muy bajas, la permeabilidad absoluta de la roca es una propiedad de la misma y no del fluido que pase a través de ella, siempre y cuando el fluido sature el 100 % del espacio poroso disponible.

- **Permeabilidad Efectiva.**

La permeabilidad efectiva de un fluido, se refiere a un medio donde fluyen dos o más fluidos (fases) a la vez, y se representa por k_o (permeabilidad del crudo), k_g (permeabilidad del gas) y k_w (permeabilidad del agua).

- **Permeabilidad Relativa.**

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, la permeabilidad relativa se representa por K_{ro} , K_{rg} y K_{rw} . Existe K efectiva y relativa a los fluidos que generalmente se encuentran en los yacimientos: Petróleo, Gas y Agua. Esta relación entre permeabilidades se expresa en las ecuaciones siguientes:

$$K_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad ec. 8.$$

$$K_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad ec. 9.$$

$$K_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad ec. 10.$$

Donde:

K_{ro} : permeabilidad relativa del crudo

K_{rw} : la permeabilidad relativa del agua

K_{rg} : permeabilidad relativa del gas

k_o : permeabilidad total del crudo en el medio poroso

k_w : permeabilidad total del agua en el medio poroso

k_g : permeabilidad total del gas en el medio poroso

k : permeabilidad del medio poroso.

Las curvas de permeabilidad relativas dependen de la saturación de los fluidos presentes en el medio poroso, la representación de las permeabilidades relativas se ven reflejadas en las Figuras 4 y 5.

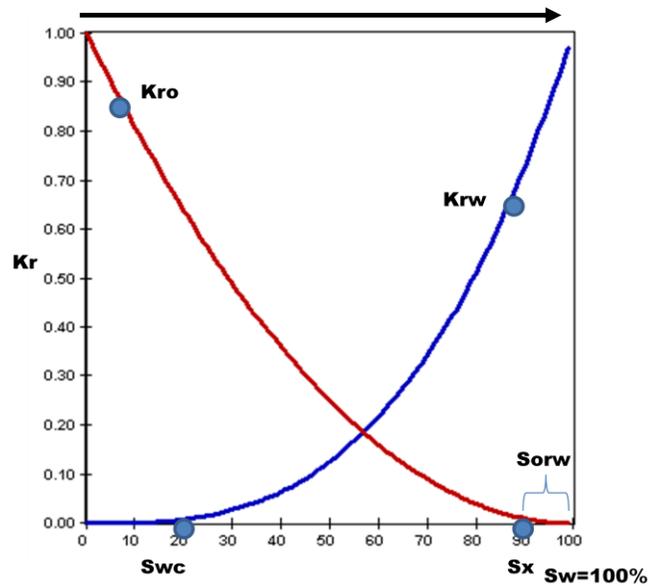


Figura 4. Curvas de Permeabilidad relativa para un sistema petróleo-agua

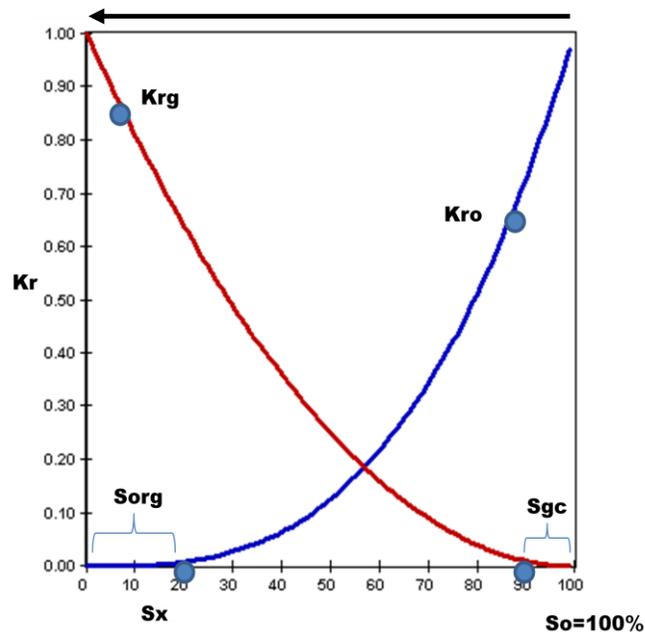


Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa para un sistema petróleo-gas

Antes de explicar el significado de las curvas de permeabilidad relativa es importante conocer algunos puntos de la curva de las Figuras 4 y 5. La S_{wc} es la saturación de agua que tiene el yacimiento antes de aplicarle un método de recuperación, S_w es la saturación de agua que queda después de desplazar el crudo

con agua y S_{orw} es la saturación residual de crudo, que no es más que la mínima saturación física alcanzable luego de realizado un desplazamiento con agua, S_{org} es la saturación mínima de crudo alcanzable después de desplazar con gas, S_{gc} es la saturación de gas en el yacimiento antes del desplazamiento.

En ambas gráficas el sentido de la flecha indica la dirección del desplazamiento. En la Figura 4, el desplazamiento del crudo en el yacimiento se realiza con agua, inicialmente se tiene una cantidad de agua en el yacimiento S_{wc} , a medida que se le inyecta agua a la formación, la permeabilidad relativa del agua K_{rw} va aumentando debido a que la permeabilidad total del agua k_w aumenta, es decir, que al desplazar el crudo la saturación de agua aumenta y la movilidad de ésta es mayor dentro del medio poroso. Por el contrario a medida que se desplaza el crudo la permeabilidad total de éste disminuye lo que hace que la permeabilidad relativa K_{ro} también disminuya como se ve en la gráfica, esto ocurre hasta que se alcanza la saturación residual de crudo S_{orw} y es en este punto donde la permeabilidad reducible de agua K_{rw} es máxima. También se observa que nunca se llega a una saturación de agua de 100 %, y esto es debido a que nunca se va a recuperar todo el crudo presente en el yacimiento.

Lo mismo ocurre en la Figura 5, siguiendo el sentido de la flecha, se ve que al comienzo se tiene una saturación de crudo S_o y de gas S_{gc} , pero a medida que se inyecta gas la permeabilidad relativa K_{rg} aumenta debido a la proporcionalidad que hay entre ésta y la permeabilidad total del gas k_g , por otra parte la permeabilidad del crudo k_o va disminuyendo al ser retirado éste del yacimiento lo que lleva a que la curva de permeabilidad relativa del crudo K_{ro} sea decreciente hasta que se alcanza la saturación residual de crudo S_{org} .

2.3.3. Mojabilidad

Según Tiab (2004), la mojabilidad es el término usado para describir la adhesión relativa de dos fluidos a la superficie de un sólido. Un medio poroso

contiene dos o más fluidos inmiscibles, la mojabilidad es una medida de la tendencia preferencial de uno de los fluidos a mojar la superficie.

Dandekar (2006), argumenta que el conocimiento de la mojabilidad del yacimiento es importante porque ésta influye en muchas propiedades del mismo, tales como la distribución de gas, crudo y agua dentro de un medio rocoso, presión capilar, características de la permeabilidad relativa y producción de hidrocarburos.

Según Salager (2005), el fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que **moja** la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto supera 90° . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso". En la figura 6, se puede observar la mojabilidad y sus ángulos de contactos.

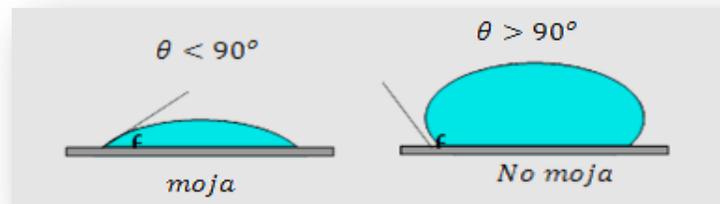


Figura 6. Mojabilidad y ángulos de contacto.

La forma más común de medir este ángulo de contacto en el laboratorio, es mediante el procedimiento descrito por Wagner y Leach (1985). El cual consiste en dos placas constituidas por el mineral predominante de la roca, en el medio se coloca una gota de crudo y se sumerge todo este sistema en agua, esto es como se muestra en la Figura 7.

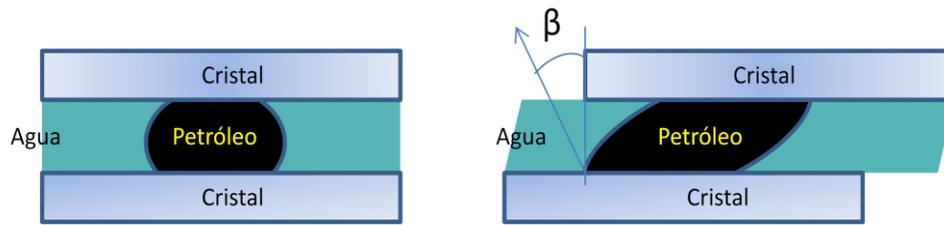


Figura 7. Determinación del ángulo de contacto en el laboratorio.

Sin embargo esta medida acarrea una gran desviación, ya que esperar el equilibrio requiere de cientos de horas. Existen otros métodos propuestos por otros investigadores que envuelven procesos de desplazamiento por drenaje e imbibición. Según Rivera (2004), si la saturación de la fase mojante está aumentando, el proceso de saturación se denomina **imbibición**; por el contrario, si la saturación de la fase mojante está disminuyendo, el proceso de saturación se denomina **drenaje**. Entre ellos destacan Bobek y otros (1958) desarrollaron una prueba combinada, comparando la imbibición de una muestra normal a la obtenida luego de calentar el núcleo a 400 °F (204 °C) por espacio de 24 horas. Amott (1959) propuso un método combinando, el proceso de desplazamiento con imbibición. Johansen y Dunning (1959), desarrollaron un método capilarimétrico. Slobod y Blum (1952), proponen el uso de los términos “número de mojabilidad” y “ángulo de contacto aparente”, calculando dichos valores mediante dos pruebas de desplazamiento.

2.4. Ley de Darcy

Los estudios del ingeniero Henry Darcy consistieron en hacer pasar flujos constantes de agua a través de lechos de arena no consolidados y fue allí donde demostró que el caudal de agua que pasaba a través del lecho era directamente proporcional a la caída de presión a través del empaque.

Darcy (1856), en este mismo año 1856 publicó los resultados de sus experiencias, que pasaron a liderizar las leyes que rigen el desplazamiento de los fluidos a través de medios porosos.

Según Araujo (2004), Darcy descubrió en forma empírica que el flujo volumétrico de agua Q , en movimiento a través de un lecho vertical de sección transversal A y longitud L , es directamente proporcional a la carga hidrostática ρgh del fluido, aumentada por la presión P ejercida sobre la superficie libre del fluido, es decir: $(P + g\rho h) = \Phi$, donde Φ es el potencial de flujo del fluido. La ley de Darcy en su forma elemental se expresa como:

$$Q = -Ak \frac{\Delta\Phi}{L} = -Ak \frac{\Delta(P + g\rho h)}{L} \quad \text{ec. 11.}$$

Donde ρ es la densidad del fluido, g es la aceleración de gravedad y h es la altura medida desde un nivel constante de referencia. El signo negativo obedece a una convención para definir velocidades positivas en la dirección de la caída de presión, es decir para $\Delta(P + g\rho h)$ negativos.

El caudal o tasa de flujo de la ec.11. es una tasa aparente (Q/A) debido a que la mayor parte de A está ocupada por los granos. Es por este motivo que la tasa real es la tasa aparente entre la porosidad del medio poroso.

Darcy en su trabajo no tomo en cuenta la viscosidad debido a que trabajo con agua suponiendo su viscosidad igual a uno.

Hubbert (1956), estableció que la tasa de flujo Q , era inversamente proporcional a la viscosidad del fluido μ . Por consiguiente, la ley de Darcy generalizada para un fluido homogéneo es:

$$Q = -A \frac{k \Delta\Phi}{\mu L} = -A \frac{k \Delta(P + g\rho h)}{\mu L} \quad \text{ec. 12.}$$

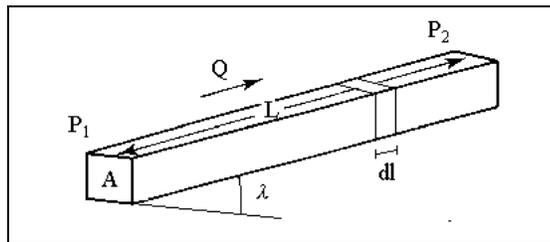


Figura 8. Representación esquemática de un flujo lineal a través de un medio poroso.

Araujo (2004)

Si en la Figura 8, L se mide en la dirección del flujo hacia arriba y el ángulo de inclinación con la horizontal es λ , entonces $h = L \cdot \text{sen}(\lambda)$ y la ecuación de Darcy se expresa como:

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

Donde $\Delta P/L$ es el gradiente de presión medido en la dirección del flujo y λ se considera positivo si la dirección del flujo es hacia arriba y negativo en caso contrario.

2.5. Tensión Superficial e Interfacial

2.5.1. Tensión superficial

La tensión superficial como su nombre lo indica, son fuerzas de atracción que ocurren entre las moléculas de la superficie de un líquido y las moléculas del seno del mismo líquido. En la figura 9, se representa claramente las fuerzas superficiales.

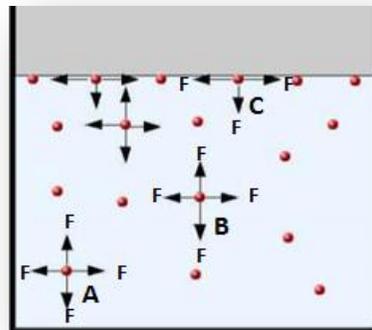


Figura 9. Fuerzas de la tensión superficial.

En la Figura 9, se puede observar como las moléculas del seno del líquido ejercen una fuerza de atracción sobre las moléculas de la superficie del líquido, estas fuerzas serán mayores a medida que las moléculas estén más cerca de la superficie. Si se observa la molécula (A) que se encuentra en el seno del líquido esta se encuentra en equilibrio con las moléculas internas del líquido y esto es debido a que las fuerzas ejercidas son iguales en sus diferentes sentidos y se anulan entre sí. Por otra parte si

se observa la molécula (B) y (C) a medida que están más cerca de la superficie, éstas empiezan a sentir una fuerza de atracción hacia el seno del líquido, siendo mayor la fuerza en la molécula (C).

Araujo (2004), indica que la tensión superficial depende de la naturaleza del líquido, del medio que le rodea y de la temperatura. En general, la tensión superficial disminuye con la temperatura, ya que las fuerzas de cohesión disminuyen al aumentar la agitación térmica. La influencia del medio exterior se comprende ya que las moléculas del medio ejercen acciones atractivas sobre las moléculas situadas en la superficie del líquido, contrarrestando las acciones de las moléculas del líquido.

Según Rivera (2004), los métodos más comunes para medir la tensión interfacial son:

- Método del tensiómetro o Anillo Du Nouy
- Método del Estalagmómetro Traube
- Método de Ascenso Líquido en Tubo Capilar
- Método del Manómetro de Tensión Superficial

Existen ecuaciones para determinar las tensiones superficiales de los hidrocarburos puros. Katz y Weinang (1943), investigaron la siguiente ecuación:

$$\sigma^{1/4} = \frac{P}{M}(dL - dV) \quad ec. 14.$$

Donde:

σ : tensión superficial, dinas/cm

ρ : densidad (líquida y vapor), gr/cc

M : Peso molecular

P : Parámetro adimensional, característico de cada componente puro.

El parámetro adimensional (P) puede ser calculado a su vez por medio de la ecuación derivada por Baker y Swedloff (1955).

$$P = 40 + 2.38 * M(\text{liquido}) \quad ec. 15.$$

2.5.2. Tensión interfacial

La tensión interfacial según Araujo (2004) es la fuerza por unidad de longitud que se requiere para crear una nueva unidad de superficie; entendiéndose por unidad de superficie el área superficial que ocupa una molécula que se encuentra en la superficie de contacto entre dos líquidos inmiscibles. Esto se puede apreciar mejor en la Figura 10.

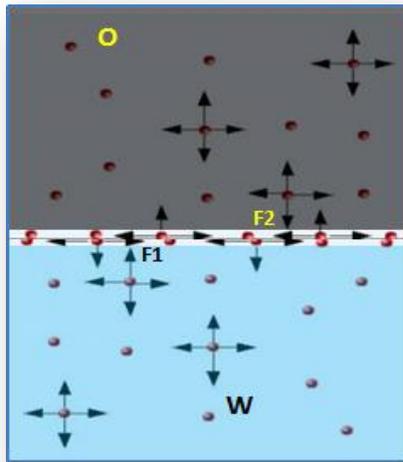


Figura 10. Fuerzas de la tensión interfacial.

En la Figura 10, se observa la interacción de las moléculas en la interfase de dos fluidos inmiscibles. Lo que ocurre en la interfase es que las moléculas ubicadas en el seno del crudo (O) ejercen una fuerza de atracción sobre las moléculas superficiales de la fase acuosa, por ello las moléculas de la superficie del agua (W), sienten una fuerza F1 ejercida por el crudo, mientras que las moléculas de la superficie del crudo sienten una fuerza de atracción F2 por las moléculas del seno del agua. Es por este motivo que lo que separa a los dos líquidos inmiscibles es una interfase producto de esta atracción.

Rivera (2004), destaca que el término de Tensión Interfacial es utilizado para definir la tensión de la superficie de separación o interfase entre dos líquidos inmiscibles, pero en sentido estricto, la tensión superficial es también tensión

interfacial. Teóricamente, los métodos de laboratorio para calcular la tensión superficial pueden usarse en el cálculo de tensión interfacial, pero el más práctico en estas mediciones lo es el Anillo de Du Nouy, pues con los otros métodos resulta muy difícil dicha estimación.

2.6. Presión capilar

Dandekar (2006), define la presión capilar como un fenómeno que ocurre en el medio poroso cuando dos o más fluidos inmiscibles están presentes en el espacio poroso. Por otra parte la presencia de fuerzas capilares en medios porosos causa retención de los fluidos en el espacio poroso contra la fuerza de gravedad.

Tiab y otros (2004), definen la capilaridad como la diferencia de presión que existe entre la fase no mojante y la fase mojante, esto se expresa median la ec.16.

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad \text{ec. 16.}$$

Donde:

P_c : la presión capilar

P_{nw} : es la presión de la fase no mojante

P_w : es la presión de la fase mojante

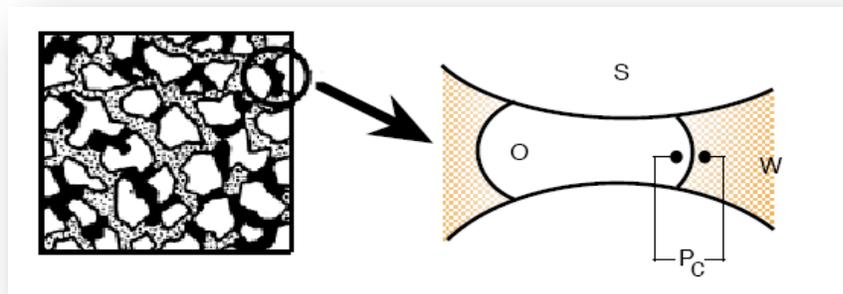


Figura 11. Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad. Salager (2005).

Según Salager (2005), la ley de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (presión capilar P_c). Otra forma de calcular la presión capilar es a través de la siguiente ecuación:

$$P_c = 2\gamma H \quad \text{ec. 17.}$$

Donde γ es la tensión interfacial y H la curvatura promedio de la interface.

En la Figura 11, se puede apreciar la fase mojante W y la fase no mojante O. la presión en el lado cóncavo de la gota o lado interno es mayor que el lado convexo donde se encuentra la parte mojante.

3. RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO

Hablar de recuperación del petróleo es hablar de técnicas aplicadas en yacimiento para extraer la mayor parte del crudo presente en la formación, algunos autores hablan de tres tipos de recuperación del petróleo, entre ellos Salager (2005), quien expresa en su trabajo la existencia de tres tipos de recuperación las cuales se clasifican en recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperaron terciaria o mejorada. Sin embargo Rivera (2004), resume estas recuperaciones del petróleo en una primera recuperación o recuperación primaria y una última recuperación o recuperación mejorada.

En el momento en que se inyecta un agente externo al yacimiento ya se estaría hablando de recuperación mejorada, es por este motivo que el término de recuperación secundaria pasó a formar parte directa de recuperación mejorada.

3.1. Recuperación Primaria

La recuperación primaria es la primera técnica aplicada en campo, y ésta consiste en aprovechar la energía natural del yacimiento para desplazar el preciado fluido hacia los pozos productores, esta técnica se basa en aprovechar el gradiente de presión entre el fondo del pozo y el seno del yacimiento. Sin embargo, existen yacimientos donde esta técnica no es factible debido a las propiedades termodinámicas de los yacimientos, es decir, el gradiente de presión dentro de la formación no es suficiente para desplazar el crudo y es allí donde la recuperación mejorada toma parte.

3.2. Recuperación Mejorada

La recuperación mejorada del petróleo según Lake (1989), se define como la extracción de petróleo por inyección de materiales no presentes normalmente en el yacimiento. Este concepto se asumió en Venezuela en el año 1998 durante el primer congreso de Recuperación Mejorada de PDVSA en Caraballeda, donde se llegó a la siguiente definición:

“La Recuperación Mejorada de Petróleo involucra a todos los procesos que incrementen el recobro de hidrocarburos, mediante la inyección de fluidos y energía al yacimiento”.

Salager (2005), hace referencia a dos de los métodos más utilizados en la recuperación mejorada del petróleo:

- Métodos térmicos
 - Inyección cíclica de vapor (huff and puff)
 - Inyección continua de vapor (steam drive)
 - Combustión in situ
- Métodos químicos
 - Métodos de baja tensión (surfactante)
 - Métodos alcalinos
 - Inyección de agua viscosa (polímeros)
 - Combinación de los tres anteriores (ASP)

Sin embargo Rivera (2004) hace referencia a otros dos métodos para recuperación mejorada.

- Métodos Miscibles:
 - Inyección de Gas Enriquecido.
 - Inyección de CO₂.
 - Inyección de Gases Inertes.
- Microorganismos.

3.2.1. Métodos de recuperación térmicos

Los métodos de recuperación térmica son procesos basados en la inyección de energía en forma de calor al yacimiento con la finalidad de recuperar el crudo, desplazándolo hacia los pozos productores.

Cuando se hablan de crudos pesados estos métodos térmicos son de gran significancia, ya que al aplicarle calor al yacimiento se estaría mejorando el crudo al disminuir su viscosidad, lo que facilita una mejor movilidad.

Según Álvarez (2006), los procesos térmicos para recuperación de crudo pesado han sido conocidos y utilizados desde los años 50 del siglo XX.

3.2.2. Métodos por gases miscibles

Farouq (1996), expresa en su trabajo que los métodos de desplazamiento miscible son los que más han llamado la atención de los ingenieros en petróleo en su propósito de aumentar el factor de recobro. Los conceptos básicos fueron propuestos en el año 1927, pero el desarrollo de campo no tuvo lugar sino hasta 1960.

Según Paris (2001), estos procesos consisten en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. Esto da como resultado que la tensión interfacial entre los dos disminuya, disminuyendo así la viscosidad del petróleo.

Farouq (1996), argumenta que en condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha (denominada zona de mezclado zona de transición) que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza la mayoría del petróleo que se encuentra delante del pistón.

Según Rivera (2004), es un proceso de inyección donde el gas y el líquido forman una sola fase homogénea, bajo ciertas condiciones sin importar las proporciones de miscibilidad de los fluidos. Todos los procesos miscibles de petróleo requieren de una presión relativamente alta. Los fluidos inyectados son típicamente

de hidrocarburos (etano o propano), dióxido de carbono, nitrógeno y gas de línea, Otros gases como sulfuro de hidrógeno son posibles pero no comunes.

3.2.3. Métodos de recuperación por microorganismos (MEOR).

Este proceso consiste según Rivera (2004), en el cambio de la cadena de los hidrocarburos mediante el desdoblamiento de la misma por la acción de la activación y crecimiento de bacterias (Microorganismo dentro de la formación). Generalmente estos procesos pueden ser desarrollados en proyectos maduros de inyección de agua en su fase subordinada. Las bacterias pueden ser **autóctonas** (Indígenas), originarias del medio acuoso del yacimiento, o pueden ser **alóctonas** provenientes de otros medios fabricados en el laboratorio.

3.2.4. Métodos químicos para recuperación mejorada

Según Paris (2001), la mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en el yacimiento. Entre ellos se encuentran polímeros, surfactantes, álcali, emulsiones y combinaciones de ellos. Algunos, menos conocidos, utilizan amonio líquido, alcoholes y un amplio rango de surfactantes y álcalis. Por lo general estos aditivos se inyectan al yacimiento en forma de soluciones acuosas, esto con la finalidad de mejorar en algunos casos la viscosidad del agua y en otros disminuir fuerzas interfaciales entre los fluidos de la formación para mejorar la movilidad del crudo y aumentar su recobro.

3.2.5. Inyección de surfactantes

Paris (2001), define a los surfactantes como compuestos orgánicos provenientes del petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial.

Este proceso tiene como objetivo principal recobrar el petróleo residual, 20 a 40 % del volumen poroso, que no fue recuperado durante la recuperación primaria. Paris (2001), argumenta que algunas de las primeras investigaciones en la inyección de surfactantes, se llevaron a cabo con la idea de bajar la tensión interfacial entre el

petróleo y el agua de formación a valores muy pequeños (menos de 0,001 dinas/cm). Todo esto con la finalidad de que el crudo atrapado pudiera fluir.

Farouq (1996), consiente el hecho de que los surfactantes disminuyen la tensión interfaciales crudo-agua y aumenta el desplazamiento del crudo.

En la tabla 4, se presentan algunos de los criterios más comunes a seguir al momento de aplicar la inyección de surfactantes.

Tabla 4. Criterios para la inyección de surfactantes. Paris (2001)

Petróleo	
Viscosidad	>10 cP a condiciones de yacimiento
Gravedad	>25 °API
Composición	Livianos intermedios son deseables
Yacimiento	
Temperatura	>175 °F (79 °C)
Saturación de Petróleo	>30 %
Permeabilidad	>20 mD
Espesor	>10 ft
Profundidad	>8000 ft
Agua Formación	
Calcio y Magnesio	<5000 ppm
Sólidos disueltos totales	<100000 ppm
Factores desfavorables	
Fracturas excesivas	
Capa grande de gas	
Empuje fuerte de agua	
Alto contraste de permeabilidad	

Según Inks y Lahring (1968) y también Pursley y Graham (1975), la inyección de surfactantes se ha empleado mayoritariamente en reservorios de crudos livianos, debido a que al ser menos viscosos que los pesados es más fácil vencer las fuerzas interfaciales crudo-agua. Por otra parte es debido a la conformación del yacimiento, es decir, en yacimientos de crudos pesados el medio poroso por lo general es no consolidado ya que los yacimientos de crudos pesados se encuentran a poca profundidad y el surfactante tiende a absorberse en la roca por este motivo y otros es que no es eficiente aplicar surfactantes en yacimientos de crudos pesados. Mientras que en yacimientos de crudos livianos los medios porosos son consolidados y la absorción del surfactante es menor. Todo esto se traduce en costos.

Paris (2001), argumenta que durante varios años, se han logrado avances notables en el uso de sulfonatos de petróleo como surfactantes, debido a que son más efectivos que los surfactantes convencionales y menos susceptibles a la adsorción por la superficie de la roca y a las interacciones con los minerales.

4. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Antes de abordar el amplio estudio de la inyección de polímeros para la recuperación mejorada, es de vital importancia conocer conceptos como los que siguen:

- **Polímeros en solución**

Manrique y Mogollon (2001), argumentan que los polímeros son macromoléculas, que en solución aumentan la viscosidad del agua. Dependiendo de la estructura química los polímeros pueden ser: solubles en agua, dispersables en agua, solubles en disolventes orgánicos o dispersables en disolventes orgánicos.

Según Fernández (s.f), un polímero es soluble en agua cuando posee un número suficiente de grupos hidrófilos a lo largo de la cadena principal o de las cadenas laterales. Estos grupos comprenden principalmente aminas, amidas, grupos carboxilos y grupos sulfónicos. Dentro de los polímeros solubles en agua un grupo muy importante son los polielectrolitos. Estos son polímeros cuyos monómeros

pueden perder iones de bajo peso molecular y pasar a ser eléctricamente cargados; estos iones que se disocian reciben el nombre de contraiones. Estos polímeros pueden ser clasificados como aniónicos y catiónicos, dependiendo del tipo de carga que se genere sobre la cadena de polímero.

Álvarez (2006), menciona que para efectos de aplicación en el campo petrolero son utilizados los polímeros denominados “Poliacrilamida parcialmente hidrolizadas o HPAM” y una gran familia de las HPAM como lo son los copolímero de acrilamida Am/AMPS (Acrilamidometil propano sulfonato), y con menos frecuencia los polisacáridos o biopolímeros (básicamente por su alto costo).

- **Acrilamida**

Sax (1991), define la acrilamida como un sólido blanco, inodoro y cristalino, con un punto de fusión de 184 °F (84,5 °C). Esta sustancia es soluble en muchos solventes polares como acetona, acetonitrilo y agua. La acrilamida posee dos grupos funcionales principales, el doble enlace carbono-carbono y un grupo amida. Esto se puede ver en la Figura 12.

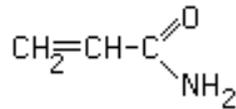


Figura 12. Estructura de la acrilamida.

Según King y Noss (1989), la acrilamida es extremadamente soluble en agua, además son absorbidas con facilidad por una variedad de microorganismos tales como bacterias de diversos hábitats, incluyendo suelos y aguas residuales.

- **Poliacrilamida (PAM)**

Caulfield y otros (2002), describen que las poliacrilamida son generalmente preparadas a través de la polimerización de radicales libres de acrilamida usando una larga variedad de métodos de iniciación en soluciones acuosas o dispersión.

- **Propiedades químicas de la poliacrilamida**

Según Caulfield y otros (2002), el proceso de polimerización de acrilamida da como resultado las poliacrilamida, esta tiene características químicas y biológicas totalmente diferentes a las del monómero. La acrilamida es químicamente muy reactiva debido principalmente al deficiente doble enlace, pero los procesos de polimerización forman la poliacrilamida removiendo el doble enlace. MacWilliams (1973), argumenta que en condiciones normales las poliacrilamida son químicamente inertes.

- **Degradación térmicas de las poliacrilamida**

La degradación térmica de las poliacrilamida se debe a diversos factores, tales como el tamaño de las cadenas poliméricas producto del peso molecular, composición del copolímero, modo de síntesis, oxígeno contenido y presencia de impurezas.

Spitzl (1965), estudió algunas de las propiedades de soluciones de poliacrilamidas, estableciendo que la viscosidad de estas puede permanecer estable a temperaturas moderadamente altas de 199 °F (93 °C) si se le adiciona a las soluciones sustancias químicas que le den resistencia térmica.

Burrows y otros (1981), argumenta que la degradación térmica de las poliacrilamida puede dividirse en varias regiones dependiendo de la temperatura, la primera por debajo de 392 °F (200 °C), la segunda entre 392-572 °F (200-300 °C) y la tercera por arriba de 572 °F (300 °C).

Según Caulfield y otros (2002), por debajo de 392 °F (200 °C) las poliacrilamida son por lo general químicamente estables.

Van Dyke (1993), argumenta que a temperaturas por encima de los 392 °F (200 °C), las poliacrilamida son sometidas a cambios químicos irreversibles producto de la degradación térmica.

Caulfield y otros (2002), expresan que a temperaturas mayores a los 572 °F (300 °C) las poliacrilamida presentan descomposición de amidas o forman nitrilos y liberan CO₂ y H₂O.

- **Degradación biológica de las poliacrilamidas**

Caulfield y otros (2002), establece en su trabajo que algunas poliacrilamidas son utilizadas en aplicaciones donde ocurren contactos con microorganismos ya sea durante perforaciones o recuperaciones con polímero. En estos procesos las cadenas poliméricas son atacadas por microorganismos lo que lleva a una degradación y disminución de la viscosidad de las soluciones de polímeros.

- **Degradación química de las poliacrilamidas**

Según Fernández (s.f.), con el aumento de la concentración salina, muchos polímeros solubles en agua muestran una fuerte disminución en la viscosidad. El efecto de los iones divalentes es aun más pronunciado que el de iones monovalentes; la presencia de cationes divalentes en pequeñas cantidades puede ocasionar, incluso, el fenómeno de floculación del polímero. Este efecto salino es de importancia en polímeros con grupos ionizables.

Es por este motivo, que los polímeros se ven afectados por el agua de formación presentes en yacimientos, ya que esta agua puede ser rica en iones divalentes. Todo esto se traduce en que toda degradación química está acompañada de una disminución significativa de la viscosidad. La degradación química ocurre después de la hidrólisis del polímero, ya que durante la hidrólisis los monómeros quedan cargados negativamente como se ve en el recuadro en rojo de la figura 13, y esta carga negativa es la que interactúa iónicamente con los iones (Ca²⁺) y (Mg²⁺) del agua de formación.

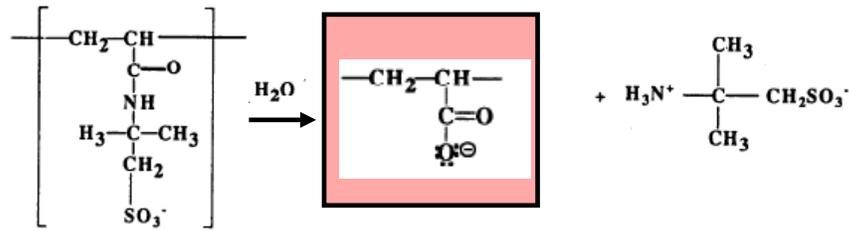


Figura 13. Hidrólisis del Am/AMPS. Audibert (1995).

○ **Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) y copolímero Am/AMPS**

Caulfield y otros (2002), aportan que las poliacrilamidas son susceptibles a la hidrólisis en condiciones alcalinas y temperaturas moderadas entre 140-212 °F (60-100 °C). Ilavsky y otros (1984) así como Zurimendi y Leon (1984), argumentan que la reacción involucra la adición de hidróxido de sodio a la amida carbonílica, seguida por la eliminación del ion amida (-NH₂) y formación de ácido acrílico como residuo. En la figura 14, se pueden apreciar las estructuras moleculares HPAM y Am/AMPS.

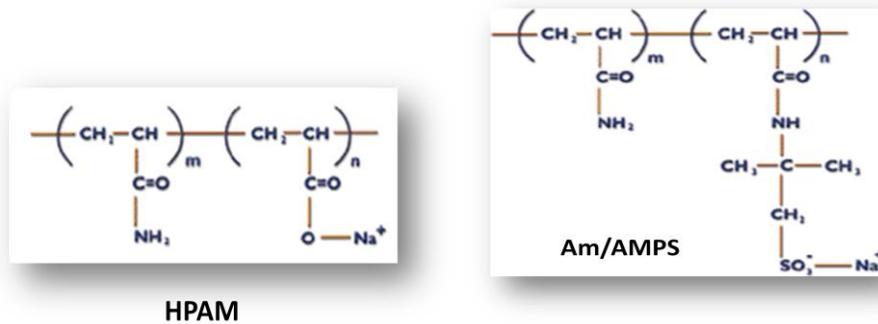


Figura 14. Estructura molecular HPAM y Am/AMPS

Las soluciones de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas tienen más usos que las poliacrilamidas debido a que estas últimas como se dijo anteriormente en condiciones normales son prácticamente inertes. Por otra parte las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas son solubles en agua.

Al igual que las poliacrilamidas, las soluciones de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas según Chang y Darby (1983), también sufren degradaciones mecánicas por efectos de cizallamiento en el medio poroso. Willhite y Domínguez (1977), argumentan que en el medio poroso éstas sufren retenciones debido a las cadenas poliméricas tan largas que presentan estos polímeros. Rowland y Eirich (1966), hablan de la absorción de las moléculas, debido a las cargas opuestas que presentan los minerales Ca^{2+} y Mg^{2+} del medio poroso.

Según Morawetz (1966) y Tanford (1961), las soluciones de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas son también polielectrolitos, esto es, que las sustancias poseen un gran número de cargas electrostáticas. La adición de un simple electrolito a una solución de este polímero hace que el tamaño aparente de las macromoléculas de polímero decrezcan, es por ello que se habla de una disminución de la viscosidad cuando estas soluciones están en presencia de iones como Ca^{2+} y Mg^{2+} . Según Gogarty (1967), la viscosidad de una solución de polímeros es mucho mayor en ausencia de sal que en su presencia.

Méndez y otros (s.f), argumentan que cuando las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas son disueltas en agua, los grupos COONa de sus moléculas se ionizan. Estos grupos COONa ionizados, se repelen unos a otros y este efecto es responsable de una cierta expansión de las moléculas.

Además de esto Méndez y otros (s.f), plasman en su trabajo que la viscosidad de una solución polimérica está condicionada por el peso molecular de ésta y por el grado de expansión de las moléculas. Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas pueden tener pesos moleculares que van desde 2-22 millones de g/mol de allí su elevada viscosidad.

Los copolímeros de acrilamida Am/AMPS, son complejos poliméricos provenientes de la poliacrilamida, por ende estos copolímeros presentan características similares a las HPAM, además se ven afectados por los mismos tipos

de degradación que las HPAM. Sin embargo, estos copolímeros presentan mayor resistencia a la degradación química y térmica llegando a mejorar la eficiencia del barrido en una inyección de polímero Sabhapondit y otros (2001).

- **Floculación de los polímeros**

La floculación es un fenómeno que consiste en la aglomeración de las cadenas de un polímero por agentes externos como iones, lo que hace que estas precipiten y como consecuencia la viscosidad del polímero disminuye. Según Chiapa y otros (1999), las soluciones de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas se ven afectadas por otros factores como la presencia de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} en la roca o en el agua de formación de un yacimiento petrolero, debido a que las poliacrilamidas tiene una parte hidrofílica que puede ser atacada por estos iones, haciendo que el polímero flocule y/o precipite llegando a alterar la viscosidad de la solución, lo mismo sucede con los copolímeros Am/AMPS.

Thakur (1972), establece que cualquiera que sea el mecanismo de degradación de las soluciones de polímeros, hay siempre una disminución en el tamaño molecular del polímero después que se ha degradado. Thakur (1972), propone que la degradación de las soluciones de polímeros, que invariablemente conducen a un rompimiento del enlace carbono-carbono en la cadena y/o en las ramificaciones presentes en el polímero puede ser de tipo mecánica, química o térmica.

- **Degradación mecánica de las soluciones de poliacrilamidas**

Según Caulfield y otros (2002), la aplicación industrial de soluciones acuosas de poliacrilamidas y sus familias de polímeros están sometidas a grados de agitación, bombeo, inyección y movimientos en medios porosos. Cada uno de estos procesos es un causante potencial de la degradación del polímero usado. Por ejemplo en la recuperación mejorada del petróleo con inyección de polímeros, estos se ven sometidos a degradaciones mecánicas durante la inyección y bombeo de estas soluciones de polímeros hacia el yacimiento.

Urdaneta y Vásquez (1966), argumentan que los polímeros de mayor peso molecular se ven más afectados por el efecto de corte que los de bajo peso molecular.

En un medio poroso la viscosidad de estas soluciones acuosas de polímero tiende a disminuir por el efecto de cizallamiento que ejerce el medio, debido a que las moléculas del polímero se rompen o se desenredan según la tasa de corte a la cual estén sometidas. Este efecto de cizallamiento depende de la velocidad de inyección del polímero al yacimiento, debido a que la tasa de corte es directamente proporcional a la velocidad de inyección. Esto se observa en la ecuación 18:

$$\gamma_p = 8v * \left(\frac{8k}{\phi} \right)^{-0,5} \quad ec.18.$$

Donde, v es la velocidad de inyección y k es la permeabilidad del agua.

Según Chang y Darby (1983), las propiedades viscoelásticas pueden ser manifestadas en una variedad de formas, tales como esfuerzo normal, incremento de la resistencia, modificación del esfuerzo por el efecto cortante y disminución de la velocidad de disipación de la energía por almacenamiento de la misma.

En la Gráfica 14, se puede observar la disminución de la viscosidad en función del cizallamiento o tasa de corte $\dot{\gamma}$.

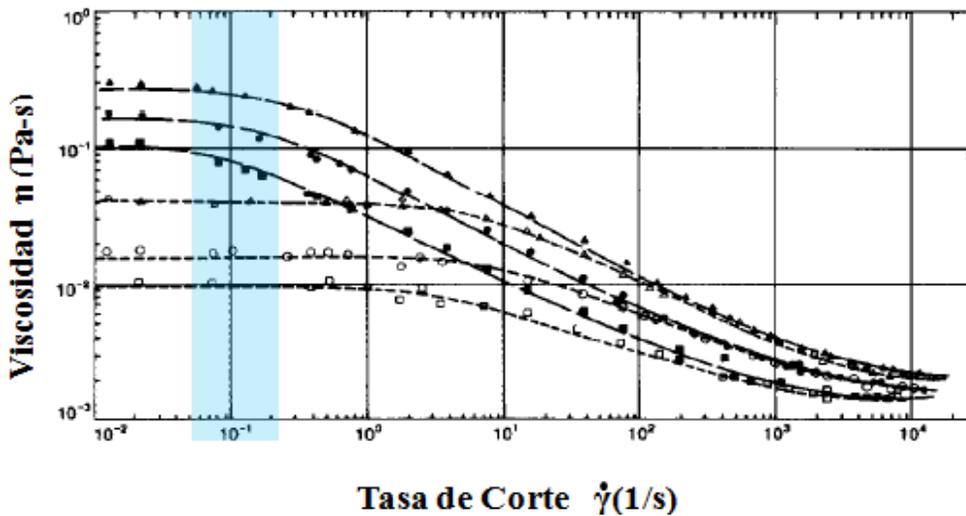


Figura 15. Viscosidad de fluidos en función de la tasa de corte. Chang (1983).

En la Figura 14, se puede observar como varía la viscosidad en función de diferentes tasas de corte. A medida que la tasa de corte $\dot{\gamma}$ aumenta disminuye la viscosidad. Según Chang (1983), por encima de una tasa de corte de 500 seg^{-1} , estas soluciones de polímeros son degradadas totalmente; sin embargo, se observa en la figura 14, que para tasas de corte de 10 seg^{-1} la viscosidad no se ve afectada por el cizallamiento, es por este motivo que en las aplicaciones de polímeros mediante inyección a pozos se busca una velocidad de inyección de forma que la tasa de corte este alrededor de 10 seg^{-1} .

Así como existen degradaciones térmicas, químicas, biológicas y mecánicas, existen también agentes encargados de disminuir algunas de estas degradaciones, entre ellos están:

- **Efecto del formaldehído sobre la degradación química y biológica.**

Según Shupe (1981), el formaldehído aumenta la estabilidad del polímero, además de esto Shupe (1981), afirma que el formaldehído tiende a estabilizar las soluciones de polímero en presencia de varios metales, como níquel, zinc entre otros.

En otras palabras la viscosidad tiende a estabilizarse y en algunos casos se observa un aumento de la misma, es por ello que en pruebas de desplazamiento se tiende a tratar las soluciones poliméricas con formaldehído para disminuir la degradación del polímero por la presencia de metales en el medio poroso. Por otra parte el formaldehído actúa como un biocida eliminando microorganismos.

- **Efecto de la tiourea en la degradación térmica de los polímeros.**

Shurz y McKennon (1966), establecen que la tiourea es utilizada como un estabilizante térmico de las soluciones de polímeros. Shupe (1981), argumenta que en sus estudios se obtuvo un incremento de la estabilidad térmica de las soluciones de polímeros a $187 \text{ }^\circ\text{F}$ ($86 \text{ }^\circ\text{C}$).

4.1. Desplazamiento con polímero

En muchos casos se han reportado diferentes razones que generan eficiencia de barrido en métodos de recuperación mejorada por inyección de agua. Pero en otros casos cuando la formación presenta heterogeneidades el agua se canaliza por estas zonas preferenciales, dejando grandes cantidades de crudo atrapado en la formación.

Según Paris (2001), la inyección de polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros de 200 a más de 1000 ppm, de un alto peso molecular, antes que ésta sea inyectada al yacimiento. Estas soluciones tienden a ser viscosas aun cuando sean altamente diluidas.

Lake (1989), Mungan (1982), Ferrer (1978) y Klins (1984), establecen que esta propiedad de aumentar la viscosidad del agua hace que mejore la razón de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la inyección de agua convencional. En la Figura 16, se ve en forma general como ocurre un desplazamiento de crudo por polímero.



Figura 16. Inyección con polímeros

4.2. Características generales del proceso

Para los fines de recuperación de petróleo se utilizan comúnmente polímeros solubles en agua como las HPAM y Am/AMPS. Según el CIED (2000), se ha demostrado que el barrido producido por soluciones poliméricas es más efectivo cuando el yacimiento está en la etapa inicial, es decir cuando la saturación de crudo en el yacimiento es elevada.

Agnew (1972), argumenta que después de haber analizado 56 proyectos de inyección de polímeros, encontró que a mayor relación agua/petróleo, mayor es el riesgo de un fracaso en la recuperación del crudo.

Jewett y Schurz (1970), reportaron los resultados de 61 proyectos de inyección con polímero, demostrando que mediante este proceso se pueden desplazar crudos con viscosidades superiores a los 126 cP (en otros trabajos se reportan hasta 1140 cP y puede aplicarse a yacimientos con permeabilidades tan bajas como 20 mD y temperaturas por encima de 229 °F (110 °C). En la tabla 5, se pueden observar algunos de los criterios a tener en cuenta durante un proceso de inyección de polímero.

Tabla 5. Criterios técnicos para la inyección de polímero, Paris (2001)

Petróleo	
Gravedad	>10 °API
Viscosidad	>10 cP
Composición	No critica
Yacimiento	
Saturación de Petróleo	>10 %
Espesor Neto	No critico
Profundidad	<9000 ft
Razón de Movilidad <i>M</i>	2-40
Permeabilidad	>20 mD
Temperaturas	>175 °F (79 °C)
Aguas	
salinidad	Preferiblemente bajas

4.2.1. Razón de movilidad

La razón de movilidad M se conoce como el cociente de las relaciones de permeabilidad/viscosidad (k/μ) de un fluido desplazante con respecto a otro fluido desplazado. La relación de movilidad se expresa mediante la ec.19.

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o} = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w} = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad \text{ec.19.}$$

Donde K_w y K_o , representan las permeabilidades efectivas del agua y el petróleo, K_{rw} y K_{ro} son las permeabilidades residuales de ambos fluidos, se cumple esta igualdad debido a que la permeabilidad efectiva de un fluido no es más que el producto de la permeabilidad relativa de dicho fluido y la permeabilidad absoluta del medio poroso, μ_w y μ_o , las viscosidades correspondientes al agua y al petróleo. Para efectos de crudos pesados donde la viscosidad del crudo es superior a la viscosidad del agua, la relación M según la ecuación 19, es mayor a 1, ésta indica que la viscosidad del fluido desplazante μ_w no es suficiente para optimizar el desplazamiento del crudo. Al aumentar la viscosidad del agua agregando soluciones poliméricas al agua, se pueden obtener viscosidades similares o mayores a la del crudo desplazado, disminuyendo así la razón de movilidad $M \leq 1$, lo que indica que la recuperación de crudo será mayor.

La ecuación 19, es aplicable mientras no irrumpa el agua de inyección en el pozo productor, ya que la razón de movilidad M depende de la permeabilidad efectiva del crudo y del agua (K_o ; K_w). Como la permeabilidad K_w es proporcional a la movilidad, si esta aumenta la razón de movilidad M también aumenta, lo que se traduce en una menor recuperación del crudo.

4.2.2. Factor de recobro

Según Álvarez (2006), el factor de recobro es un numero entre 0 y 1 (fracción) que al ser multiplicado por el volumen de petróleo original en sitio (POES) define el volumen de reservas que puede ser extraídas desde el punto de vista técnico.

$$Fr = Ev * Ed \quad ec. 20.$$

Donde:

Ev: eficiencia de barrido volumétrica y se expresa a través de la ec.21.

$$Ev = \frac{Vp \text{ contactado por el fluido desplazante}}{Vp \text{ total del yacimiento o arreglo}} \quad ec. 21.$$

Ed: eficiencia microscópica o de desplazamiento, se define a través de la ec.22.

$$Ed = \frac{\text{volumen de petróleo desplazado}}{\text{volumen de petróleo del yacimiento}} \quad ec. 22.$$

El factor de recobro anterior solo predice el posible crudo que se puede recuperar de un yacimiento. Sin embargo la ecuación 23, define el factor de recobro obtenido después de aplicar un tipo de recuperación.

$$Fr = \frac{\text{Volumen de Petróleo recuperado}}{\text{Volumen de Petróleo original en sitio (POES)}} \quad ec. 23.$$

4.2.3. Polímeros empleados

Para la obtención de un medio viscoso a ser utilizado en una recuperación mejorada de crudo, se recomienda el uso de soluciones acuosas de polímeros. Los polímeros más investigados y empleados en esta área de recuperación mejorada son:

- Polisacáridos o biopolímeros (por ejemplo: gomas xantano).
- Poliacrilmidas parcialmente hidrolizadas (HPAM).
- Copolímero de acrilamida Am/AMPS

Según el CIED (2000), se han probado a escala de laboratorio con polímeros como poliglicoles, polietilamidas, polímeros carboxivinílicos, copolímeros de óxido de propileno, derivados de celulosa, almidón, gelatina y otros, pero su aplicación en campo se desconoce.

Otro factor que afecta la inyección de polímeros es la retención de los mismos. La retención de polímeros en la formación es de gran interés, debido a la pérdida de polímero que se genera con la recuperación mejorada. Experimentalmente se ha encontrado que los polímeros no iónicos como los biopolímeros y derivados de celulosa, prácticamente no se absorben cuando se les somete a procesos de absorción estática en soluciones saladas. Por el contrario los polímeros iónicamente activos como las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas y las acrilamidometil propano sulfonato, muestran un marcado incremento en la absorción al aumentar la salinidad. Este es uno de los motivos por el cual se puede conducir a un cambio en la estructura porosa de la roca, produciendo una disminución en la permeabilidad a consecuencia de un estrechamiento o taponamiento de los microporos. La absorción ocurre a nivel de todo el volumen poroso, es decir éste actúa como una esponja y tiende a absorber una cierta cantidad de polímeros, todo esto depende de las características de la roca y del polímero, CIED (2000).

Ayirala y otros (2008), expresan en su documento que los procesos típicos de inyección de polímero son realizados con concentraciones entre 500 a 2500 ppm.

- **Adsorción de polímeros**

El termino adsorción (quimisorción) solo se da a nivel de la superficie de la roca. Según Chiappa y otros (1999), esto se da por la interacción electrostática entre el polímero y la superficie de la roca. Estas atracciones o repulsiones dependen de las propiedades de la roca y el polímero, entre estas propiedades están: la carga del polímero, cargas de la roca y composición.

Hirasaki y Pope (1974) así como Chiappa y otros (1998), argumentan que la adsorción del polímero en la roca conlleva a una reducción de las dimensiones de las

gargantas y cuerpos porosos lo que lleva a una reducción de la permeabilidad del medio poroso.

Cuando ocurre la adsorción de polímeros sobre la superficie, estos sufren además un hinchamiento producto del agua presente en la roca lo cual puede causar un taponamiento de los poros produciendo una reducción de la permeabilidad del medio poroso.

- **Absorción de polímeros**

La absorción (fisisorción) de los polímeros ocurre no en la superficie sino a nivel interno de toda la roca con que entra en contacto. Al igual que la adsorción, ésta también depende de las propiedades del medio y sobre todo del tiempo de contacto entre las soluciones poliméricas y la roca.

5. INYECCIÓN DE SOLUCIONES ALCALINAS

Este método de recobro de crudo está basado básicamente en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación. La reacción de estos reactivos químicos con los ácidos del petróleo en la roca reservorio, resulta en la formación de surfactantes naturales in situ (en el lugar).

Según IOCC (1983) y Johnson (1976), este método de recuperación mejorada requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos del crudo del yacimiento. Paris (2001), establece que a medida que el agua alcalina y el petróleo reaccionan, se van produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interface petróleo-agua, las cuales permiten que el petróleo sea producido por uno de los siguientes mecanismos:

- Reducción de la tensión interfacial crudo-agua, por la formación de surfactantes in situ.
- Cambio de humectabilidad, de humectado por el crudo a humectado por el agua.
- Emulsificaciones y arrastre del petróleo. Entre otros.

Por otra parte Paris (2001), plasma que la recuperación se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión interfacial, lo cual causa una emulsificación intermedia. Para petróleos livianos (>30 °API), el proceso requiere una concentración alta del agente alcalino (2-5%) y da como resultado una mayor eficiencia de desplazamiento. Para petróleos pesados (<25 °API), la concentración del álcalis es más baja (0,1-1,0%) y el agua de formación debe tener una concentración baja del ion calcio.

Paris (2001), plantea en su trabajo las limitaciones y ventajas que presenta la inyección de álcali:

5.1. Limitaciones

- Se obtienen mejores resultados si el material alcalino reacciona con el petróleo del yacimiento; este debe tener un número ácido mayor de 0,2 mg KOH/g de petróleo.
- La tensión interfacial entre la solución alcalina y el petróleo debe ser menor de 0,01 dinas/cm.
- A altas temperaturas y en algunos ambientes químicos, se puede consumir excesivamente álcali debido a reacciones con arcillas, minerales o sílica presente en la arena de yacimiento.

5.2. Ventajas

- El proceso es relativamente económico
- El control de la movilidad es mejor que en los procesos de inyección de gas.

Cabe señalar, que en este tipo de procesos puede utilizarse una solución polimérica de mayor viscosidad que la del frente álcali-crudo para obtener un movimiento o barrido más eficiente y uniforme en la formación, “método que también podría conocerse como proceso de inyección álcali-polímero (AP)”.

Uno de los aspectos más importantes de estas soluciones alcalinas, como ya se dijo anteriormente es la formación de surfactantes mediante la reacción con los ácidos nafténicos del crudo.

5.3. Constituyentes ácidos del petróleo

Según Erstad (2009), la presencia de componentes ácidos en el petróleo fueron reportados por primera vez por Hell y Medinger, en 1874. Luego de esto en 1930 después de estudios extensivos se determinaron las estructuras de ácidos del petróleo, como fenoles y ácidos carboxílicos.

Erstad (2009), argumenta que el crudo no solo contiene ácidos carboxílicos, sino también ácidos nafténicos. Además de esto Barrow y otros (2003) y Clemente y otros (2003), establecen que el termino ácido nafténico es comúnmente utilizado para describir isómeros mixtos que contienen un ácido carboxílico y varios anillos alicíclicos saturados.

Qian y otros (2001) y Laredo y otros (2004), representan los ácidos nafténicos como se ven en la Figura 17.

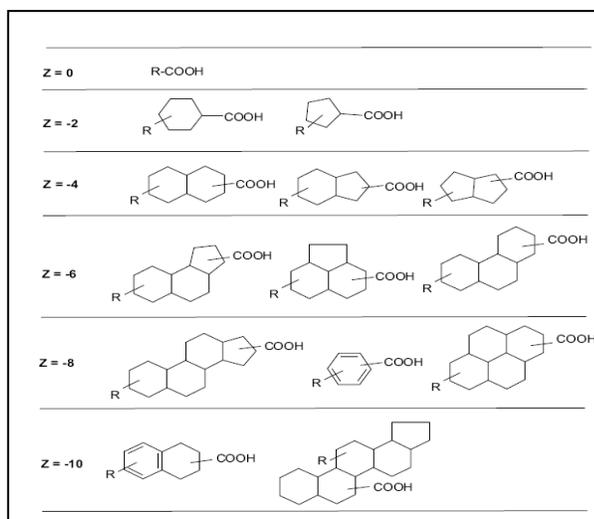


Figura 17. Estructura de los ácidos nafténicos.

5.3.1. Propiedades interfaciales

Los componentes del crudo son activos en la superficie si se tratan de sistemas (líquido-sólido o líquido-gas) y activos en la interface si se trata de dos líquidos. Los asfáltenos y resinas, incluyendo los ácidos nafténicos son un ejemplo de componentes del petróleo que se activan como surfactantes naturales según Ovalles y otros (1998), Seifert y Howells (1969) y Hoeiland y otros (2001).

Pashley y Karaman (2004), define los surfactantes como moléculas que poseen una parte hidrofílica y otra parte hidrofóbica, por este motivo es que se absorben fácilmente en la interface. En la tabla 6, se pueden apreciar algunos de los criterios técnicos a seguir durante una inyección de álcali.

Tabla 6. Criterios técnicos para la inyección de álcali. CIED (2000).

Variables	Criterios Técnicos
Tipo de roca	Preferiblemente Areniscas
Porosidad	10 a 45 %
Permeabilidad	>25 mD
Temperatura	<220 °F (104 °C)
Gravedad	<40 °API
Viscosidad	<5000 cP
Acidez, mg KOH/g crudo	>0.1
Dureza del agua de formación	<3000 ppm (Ca, Mg y Ba)
Salinidad total del agua de formación	<150000 ppm

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Este trabajo tiene como objetivo principal, aumentar el factor de recobro en los yacimientos del Campo Urdaneta mediante el método de inyección álcali-polímero (AP). Con la finalidad de lograr dicho objetivo se llevó a cabo la metodología que a continuación se plantea.

1. SELECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA A EMPLEAR DURANTE LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

La degradación química, térmica y mecánica como se dijo anteriormente son los factores que más afectan la estabilidad de los polímeros. Una forma de estudiar estos tipos de degradación de los polímeros es aislando variables, es decir, estudiando el efecto de la temperatura, la tasa de corte y la degradación química, respectivamente. Durante las pruebas de desplazamiento son fundamentales dos factores: la arena y el agua empleada.

1.1. Selección y caracterización de la arena.

Se utilizó dos tipos de arena: arena sintética (SiO_2) y arena real de yacimiento. La diferencia entre estos tipos de arenas es que la sintética no degrada al polímero ya que, el óxido de silicio es químicamente inerte, mientras que los minerales que contienen iones Mg^{2+} y Ca^{2+} presentes en la arena del yacimiento si pueden degradar al polímero al reaccionar con éste.

Se caracterizó la arena para determinar la concentración de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} principalmente. Este y todos los análisis químicos de los fluidos y la arena a emplear se llevaron a cabo en los laboratorios de química analítica de las instalaciones de PDVSA-INTEVEP.

1.2. Selección y caracterización del agua.

Para estudiar el efecto de degradación química por los iones presentes en el agua en las soluciones poliméricas, se empleo agua de formación y agua destilada

para preparar las soluciones del polímero y las del álcali que se utilizó en las pruebas de desplazamiento.

Se caracterizó el agua de formación para determinar la concentración de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} .

1.3. Caracterización del álcali.

Se caracterizó el álcali para determinar la concentración de NaOH y Na_2CO_3 .

1.4. Selección y preparación del polímero

El polímero que se empleó fue un copolímero de acrilamida (Am/AMPS), estos copolímeros poseen pesos moleculares elevados, de allí su alta viscosidad.

Se prepararon soluciones de 250 ml de 2500 ppm de polímero utilizando agua de formación o agua destilada, según sea el caso. Así como también se utilizó formaldehído como biocida y la tiourea como un protector térmico. Los pasos a seguir para la preparación del polímero fueron los siguientes:

- Se utilizó un matraz de 300 ml, un agitador magnético y una plancha de agitación.
- Se pesó el matraz con el agitador, para ello se utilizó la balanza METTLER TOLEDO AT400.
- Se pesó aproximadamente 0,625 g de polímero. Se agregó formaldehído y tiourea en la formulación.
- Las sustancias se agregaron en el siguiente orden:
 - Se agregaron 150 g de agua al matraz erlenmeyer. Seguidamente se adicionó el formaldehído.
 - A continuación se agregó la tiourea, seguidamente se retiró el matraz de la balanza y se llevó a la plancha magnética para agitar la solución y diluir así la tiourea.
 - Luego se agregó el polímero lentamente en el borde del vórtice o borde del remolino que se crea durante la agitación, este procedimiento se llevó a cabo

por un minuto hasta asegurar que la solución se homogenice. Se agitó la solución por media hora.

- Luego se retiró el matraz de la plancha magnética, se llevó a la misma balanza para completar los 250 g de solución, se cubrió la boca del matraz con un trozo de papel aluminio para evitar pérdida de agua por evaporación y nuevamente se agitó la solución a 4 rpm durante un día aproximadamente.

2. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TÉRMICO Y QUÍMICO DEL POLÍMERO ANTES DE LA INYECCIÓN.

En esta parte se analizó la variación de la viscosidad del polímero en función del tiempo a temperatura de yacimiento. Se midió la viscosidad a una tasa de corte fija calculada para cada núcleo con la ecuación 18, según sus dimensiones, porosidad y permeabilidad. En esta parte se siguieron los siguientes pasos:

- Se prepararon soluciones de polímero de 2500 ppm tanto con agua destilada como con agua de formación, utilizando los pasos descritos anteriormente.
- Se tomaron dos alícuotas de 25 ml de las soluciones poliméricas en cada prueba de desplazamiento.
- Las alícuotas se colocaron en viales de vidrio herméticamente cerrados.
- Una de las dos alícuotas se dejó a temperatura ambiente y luego se midió su viscosidad. La otra alícuota se llevó a un horno a temperatura de yacimiento de 180 °F (82 °C), por un tiempo de 8 horas que es el tiempo aproximado en que se realiza la inyección de polímero.
- Luego de este tiempo se retiró el vial del horno y se procedió a medir la viscosidad con un reómetro Anton Paar MCR301.

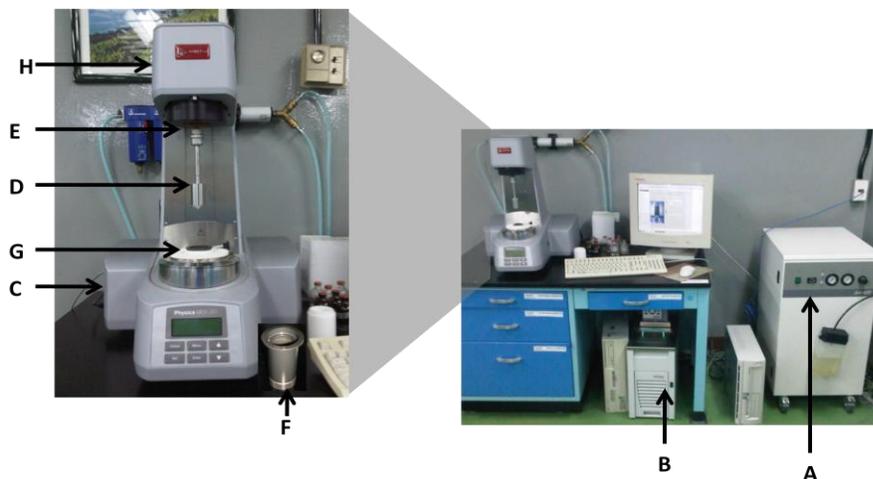


Figura 18. Reómetro Anton Paar MCR301

Para medir la viscosidad se procedió como sigue:

- En primer lugar se encendió el compresor del reómetro (A), se esperó a que el compresor estabilizara su presión.
- Se encendió el sistema de refrigeración del equipo (B), seguidamente se presionó el botón (C), para encender el reómetro. Luego de esto se encendió el computador. Se espera una hora antes de calibrar el equipo.
- Después se abrió el programa del reómetro en el computador y se procedió a su calibración, de la siguiente manera:
 - Se colocó la Geometría (D) (sistema que gira y es el encargado de ejercer la velocidad para que ocurra el cizallamiento), en el soporte del reómetro (E).
 - Se colocó el portamuestra (F) (recipiente donde se coloca el fluido al cual se le va a medir la viscosidad), en la base del reómetro (G).
 - Se bajó el cabezal del reómetro (H) automáticamente.

La medición de la viscosidad en función de las tasas de corte se llevó a cabo siguiendo los siguientes pasos:

- Se programó en el software del reómetro los parámetros a ser medidos, es decir, se programó el sistema para que midiera la viscosidad en función de la tasa de corte, de 0,1 a 100 seg^{-1} . También se programó la temperatura a la cual se midió la viscosidad, en este caso a 180 °F (82 °C) (temperatura de yacimiento).

- Se procedió a colocar el polímero en el portamuestra (F), se bajó el cabezal del reómetro (H).
- Se presionó enter en el programa del reómetro y se esperó hasta que este arrojará las gráficas de viscosidad en función de la tasa de corte. Estas gráficas son como las de la Figura 15.

Este procedimiento se hizo para medir la viscosidad de las muestras que estaban a temperatura ambiente y las que estuvieron por un tiempo dentro del horno, con esto se observó como varió la viscosidad por el efecto de la temperatura durante las pruebas de desplazamiento.

Por otra parte se evaluó la degradación química del polímero en presencia de los iones Mg^{2+} y Ca^{2+} en el agua de formación, midiendo la viscosidad del polímero en agua destilada y en agua de formación.

Esta metodología también se aplicó para medir la viscosidad del polímero que se utilizó para el desplazamiento del crudo, con la finalidad de evaluar la degradación mecánica, química y térmica, respectivamente, es decir, se tomó una muestra del polímero después de la inyección y se determinó su viscosidad.

3. DETERMINACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE ÁLCALI QUE SE EMPLEÓ EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

Una vez caracterizado el álcali, se realizó una serie de ensayos que determinaron la concentración a la cual se inyectó el álcali, con la finalidad de lograr disminuir la viscosidad del crudo por la formación de emulsiones crudo en agua (O/W).

Estos ensayos requieren un estudio muy minucioso, por este motivo para efectos de este trabajo se procedió a realizar diluciones del álcali a diferentes concentraciones entre 0-1%, ya que estas concentraciones se utilizan generalmente para la recuperación de crudos pesados. Estas diluciones se mezclaron con crudo como sigue:

- Se tomaron alícuotas de las diluciones de álcali por separado y se mezclaron en viales con una cantidad igual de crudo (1:1).

- Los viales se agitaron y se llevaron a un horno a 180 °F (82 °C) por 24 h con la finalidad de observar si hubo o no formación de emulsiones.
- Luego de este tiempo se midieron las viscosidades de cada una de estas muestras con el uso del reómetro.
- Una vez que se midió la viscosidad se procedió a centrifugar cada una de estas muestras, para observar si las emulsiones que se forman tienden a separarse.

Nota: la concentración definitiva de esta formulación será confidencialidad de la empresa.

4. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

Para efectos de este proyecto se realizaron 10 pruebas de desplazamiento en medio poroso, es decir, 5 pruebas por duplicado para asegurar que los resultados tengan reproducibilidad. Estas pruebas están divididas como sigue:

- Se realizaron dos pruebas utilizando, arena sintética para los núcleos, agua destilada para saturar y preparar la solución del polímero. Se utilizaron el copolímero de acrilamida Am/AMPS como fluido de inyección para el desplazamiento. En esta prueba se evaluó el factor máximo de recobro (Fr) que se obtuvo inyectando solamente el polímero, y la degradación mecánica y térmica que sufre el polímero durante el desplazamiento.
- Luego se realizaron dos pruebas utilizando, arena sintética para los núcleos, agua de formación para saturar y preparar el polímero. En esta prueba se evaluó el factor de recobro (Fr) máximo obtenido por la inyección del polímero, así como también la degradación química por agua de formación que sufre el polímero al desplazarse en el medio poroso.
- Seguidamente se realizaron dos pruebas utilizando esta vez arena real del campo Urdaneta para los núcleos, agua de formación para saturar y preparar el polímero. En esta prueba se evaluó el factor de recobro (Fr) máximo obtenido al desplazar con polímero mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso, así como también la degradación química del Am/AMPS en el agua de formación y la arena del yacimiento.

- Después se procedió a realizar dos pruebas esta vez inyectando álcali y luego polímero (AP). Se trabajó con arena sintética, agua de formación para saturar y preparar el polímero. En esta prueba se evaluó el factor de recobro (Fr) obtenido con inyección de álcali y polímero en arena sintética. Esto se hizo para tener un blanco, es decir, tener un estimado del factor de recobro que se obtuvo al usar arena de yacimiento.
- Posteriormente se realizaron dos pruebas de desplazamiento mediante inyección de álcali y polímero. Se utilizó arena real del campo Urdaneta para elaborar los núcleos, agua de formación para saturar y preparar el polímero. En esta prueba se evaluó el factor de recobro (Fr) máximo que se obtuvo con inyección álcali y luego polímero en núcleos reales.

Cabe resaltar que cada prueba tuvo una duración de aproximadamente una semana y media.

Durante las pruebas de desplazamiento se trabajó a condiciones del yacimiento, es decir, presión de fluido de 1100 psi, presión de confinamiento de 2500 psi y temperatura de 180 °F (82 °C). Se utilizó un crudo pesado de 11-12 °API con una viscosidad de 300 cP sin gas en solución.

El equipo de desplazamiento consta principalmente de un horno, dentro de éste se encuentra una celda triaxial donde se colocó un tapón de arena ya sea sintética o de yacimiento empacada en una camisa de aluminio. Por otra parte, dentro del horno se encuentran dos cilindros de inyección, uno con crudo y el otro con agua de formación o destilada para saturar el núcleo y alcanzar condiciones de saturaciones reales del yacimiento, 60 % de crudo y 40 % de agua. Fuera del horno se encuentran dos cilindros más, uno con la solución del polímero y otro con la solución de álcali, respectivamente. Los fluidos de cada cilindro pistón se bombearon con el uso de 3 bombas de desplazamiento positivo. También se cuenta con un sistema de sensores de presión diferencial y una válvula contra presión a la salida de la celda, la cual sirvió para recuperar los fluidos a la salida manteniendo la presión interna de la celda. El sistema de desplazamiento se muestra en la Figura 19.

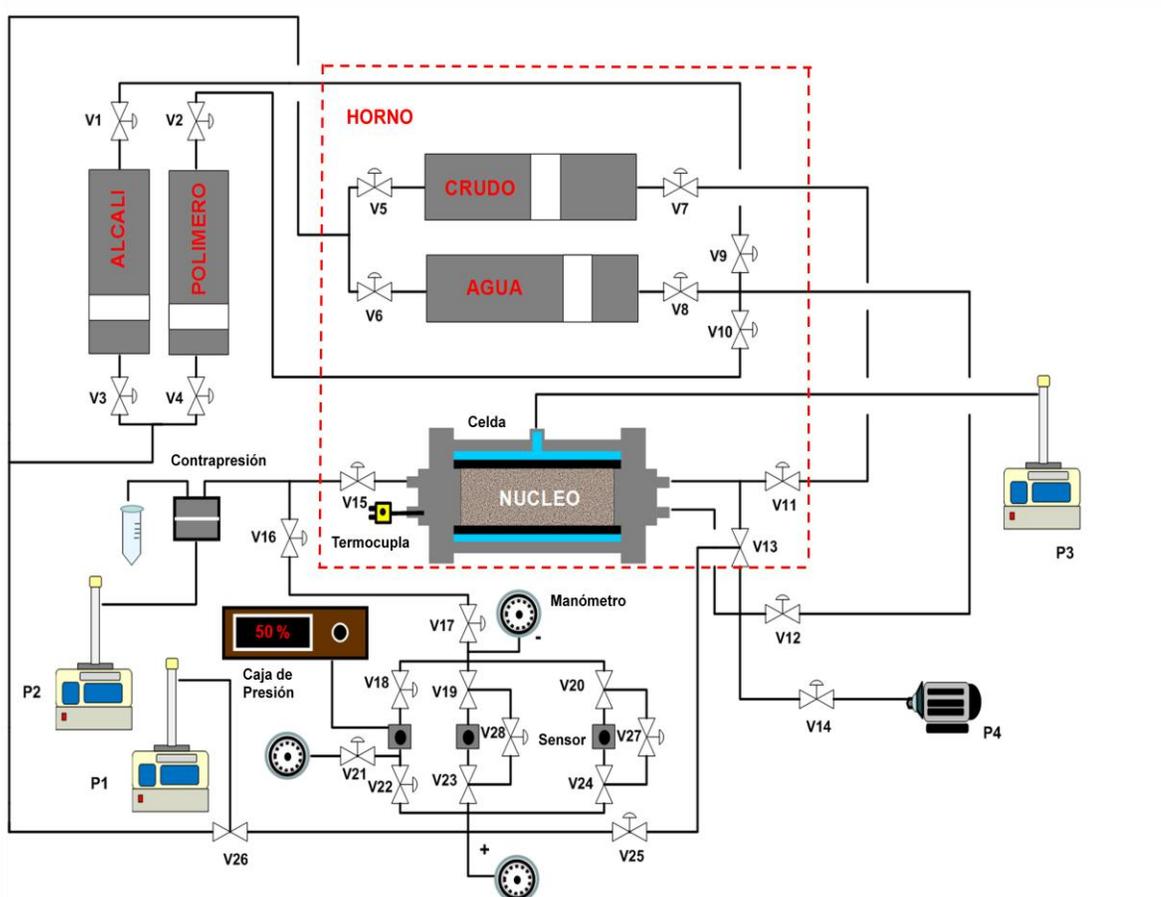


Figura 19. Sistema de desplazamiento.

4.1. Empacado y elaboración del núcleo de arena

Los núcleos utilizados tenían entre 3,6-3,8 cm de diámetro y 9,5-9,7 cm de longitud. Cada tapón se llenó con un aproximado de 180 g de arena ya sea sintética o de yacimiento, esto para obtener permeabilidades de 500 a 1300 mD y porosidades de 25 a 30 %, parecidas a las encontradas en el yacimiento

Para preparar el tapón de arena se siguieron los siguientes pasos:

- Se cortó un trozo de papel de aluminio (papel para empacar) de 12 cm de ancho y 25 cm de longitud, con la finalidad de formar un cilindro de aluminio alrededor del sistema de empaque, ver Figura 20.

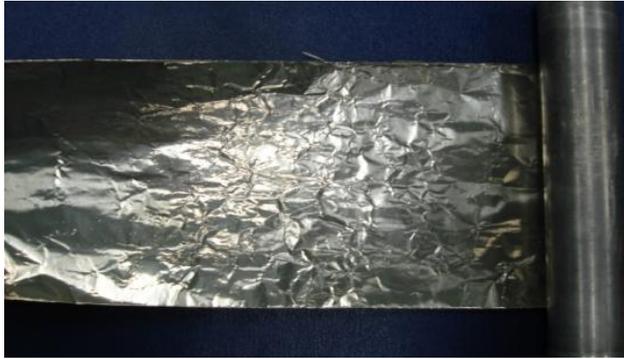


Figura 20. Sistema de empaçado.

- El sistema de empaque se sujetó a una prensa. Luego se agregó arena dentro del cilindro de aluminio, sintética o de yacimiento según sea el caso, compactándola con la ayuda de una base para empaçar y un martillo.
- Una vez que se lleno el cilindro de aluminio con la arena húmeda, se tapó con mallas de alambre que son selladas con un borde de 3 mm del mismo papel, luego se llevó el tapón a un horno para secar la humedad de la arena. Después de esto se colocó dentro de la celda triaxial (Figura 22). A continuación en la figura 21, se representa la imagen de un tapón de arena empaçada.



Figura 21. Tapón de arena.

4.2. Armado de la celda triaxial de desplazamiento

Una celda triaxial de desplazamiento se puede definir como un contenedor cilíndrico de acero inoxidable que se utiliza para simular a escala de laboratorio las condiciones del yacimiento, capaz de soportar presión y temperatura (Palmar, 1992). Para efectos de este proyecto se utilizó una celda como la ilustrada en la Figura 21.

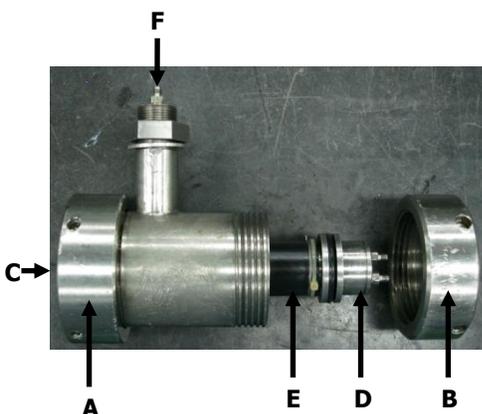


Figura 22. Celda triaxial.

La celda está estructurada de la siguiente manera: la zona (A) y (B) son las tapas externas de dicha celda. (C) y (D) son las tapas internas, y éstas tienen dos orificios cada una por donde se inyectan los fluidos hacia el núcleo. (E) es una camisa de caucho donde se coloca el núcleo; y (F) es el orificio por donde se inyecta agua para simular la presión de confinamiento de 2500 psi.

El armado de la celda se realizó a través de los pasos siguientes:

- Se introdujo el núcleo dentro del empaque de caucho (E)
- Seguidamente se tapó por ambos extremos con las tapas internas de la celda (C) y (D).
- Posteriormente se introdujo el sistema anterior en la parte interna de la celda y se tapó con (A) y (B).

4.3. Permeabilidad al gas (N₂)

La permeabilidad absoluta medida a muestras de núcleo real del yacimiento se encuentra entre 500 y 1500 mD. Los núcleos elaborados en el laboratorio cumplían con valores de permeabilidad reales de yacimiento.

El método para medir la permeabilidad absoluta al gas está basado en la ley de Darcy. Para efectos del laboratorio se pasaron diferentes caudales a través del medio poroso y se midieron las caídas de presión con un sensor de presión que reporta a

través de una caja de presión donde se visualiza el porcentaje de la caída de presión entre los extremos de la celda. La permeabilidad se midió de la siguiente manera:

- Se montó el sistema para medir permeabilidad al gas conectando la celda triaxial a la tubería (A), posteriormente se le colocó otro tramo de tubería a la salida de la celda (B) como se ilustra en la Figura 22.

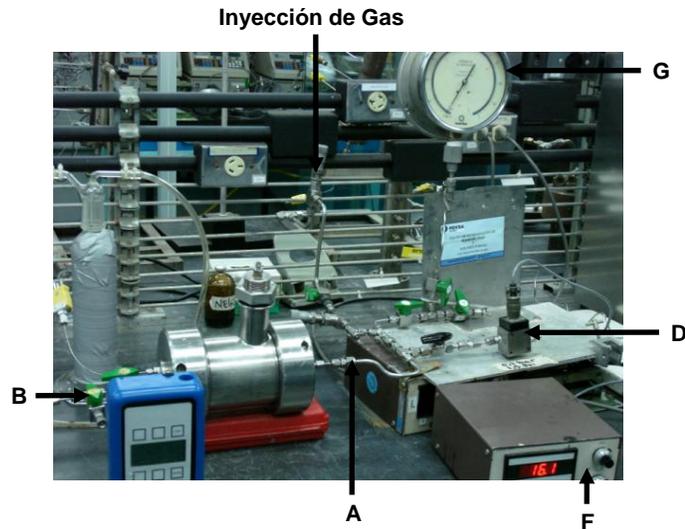


Figura 23. Sistema para medir permeabilidad al gas.

- Luego de montado todo este sistema se llevó la presión de confinamiento a 1400 psi. Al aumentar la presión de confinamiento la permeabilidad disminuye.

Nota: en el yacimiento del Campo Urdaneta la presión de sobrecarga es 2500 psi y la presión de poro es 1100 psi, es decir, el diferencial de presión es 1400 psi. Cuando se mide la permeabilidad al gas en laboratorio a presión de poro igual a la presión atmosférica se debe mantener el mismo valor de presión diferencial que en el yacimiento, por este motivo se fija la presión de confinamiento en 1400 psi, ya que $\Delta P = 1400 - P_{atm} \approx 1400$ psi.

- Para llevar la presión de confinamiento a 1400 psi se inyectó agua con una bomba de desplazamiento positivo a una tasa máxima de 5 ml/min.
- Luego se calibró el sistema para medir permeabilidad. Para ello se alinearon las válvulas hacia el sensor de presión (D) (sensor de deltas de presión).
- Para la calibración se ajustó el cero del sistema, esto se cumple cuando no hay caídas de presión en el sistema, manteniendo las válvulas de la salida de la celda

abiertas. Manipulando las perillas de la caja de presión (F), se ajusta el cero. El manómetro (G) debe marcar cero de presión igualmente.

- Luego se procedió a ajustar el máximo de presión (SPAM). Se cerraron las válvulas de salida de la celda, se abrió la válvula micrométrica para dejar pasar un flujo de N₂ por el núcleo. Este caudal ejerce una presión sobre el núcleo que se observa en el manómetro (G) y se registra en porcentaje en la caja de presión (F) a través del sensor de presión (D). Por lo general se busca una presión manométrica de 1 psi y un SPAM medido en la caja de presión de 50 %, éste se gradúa con la perilla de SPAM, es decir, los deltas de presión que se midieron están en un porcentaje de 0 a 50 % y en presión manométrica de 0 a 1 psi.
- Una vez calibrado el sistema, se procedió a pasar caudales que ejerzan una presión desde 0 a 1 psi registrando el porcentaje de la caída de presión para cada caudal. Por lo general se miden 5 puntos.
- Estos porcentajes de caídas de presión se transformaron a atmosferas con el uso de la siguiente expresión, que incluye la calibración anterior:

$$\Delta P(atm) = \frac{\left(\frac{\Delta P(\%)}{14.7 \text{ psi}}\right) * (Pm(SPAM) - Pm(cero))}{SPAM - CERO} \quad ec. 24.$$

Donde, $\Delta P(atm)$ es el diferencial de presión en atmósferas, $\Delta P(\%)$ es el diferencial de presión en porcentaje registrado por la caja de presión (F), $Pm(SPAM)$ es la presión registrada por el manómetro (G) cuando se colocó el SPAM es la caja de presión, $Pm(cero)$ es la presión que registro el manómetro cuando se colocó el cero en la caja de presión, $SPAM$ es el valor máximo que se colocó en la caja de presión y $CERO$, usualmente tiene un valor igual a cero.

- Con los 5 puntos obtenidos se construyó una gráfica de caudal Q (cc/s) en función del delta de presión en atmosfera $\Delta P(atm)$, donde $Q/\Delta P$ es la pendiente de la recta. Para calcular la permeabilidad se utilizó la ecuación de Darcy:

$$K = \frac{m * \mu * L}{A} \quad ec. 25.$$

Donde, K es la permeabilidad del fluido (en este caso N_2), m es la pendiente de la recta, μ es la viscosidad del fluido (en este caso N_2), L es la longitud del núcleo y A es el área transversal del núcleo. Este mismo procedimiento se puede aplicar para cualquier fluido, ya sea agua o crudo.

4.4. Preparación del sistema para las pruebas de desplazamiento

Como se mencionó anteriormente uno de los factores que más afecta al polímero durante el desplazamiento en el medio poroso, es el efecto de corte o cizallamiento. Para garantizar que la tasa de corte este entre 10 y 15 seg^{-1} , se inyectaron todos los fluidos a una tasa de 0,20 ml/min ya que, la tasa de corte es directamente proporcional a la velocidad de inyección. Si se inyecta a una tasa mayor pueden surgir problemas de deformación o canalización del núcleo llegando a alterar el frente de desplazamiento lo que afectaría gravemente el recobro de crudo.

Los pasos para la preparación del sistema de la Figura 18, fueron los siguientes:

- Se limpiaron previamente los cilindros de inyección.
- Se llenaron los cilindros con sus respectivos fluidos, crudo, polímero, álcali, agua destilada o agua de formación, respectivamente.
- Luego se procedió al montaje de la celda triaxial, fijándola a las conexiones de tuberías como se muestra en la Figura 19.
- Se conectó la bomba de desplazamiento positivo a la unión del confinamiento de la celda.
- Se purgó el sistema para asegurar que saliera todo el aire de las tuberías, ya que la presencia de aire en el sistema puede afectar el cálculo de la permeabilidad del agua, volumen poroso y sobre todo las cantidades de fluido inyectado.
- La purga del sistema se realizó como sigue:
 - Se inyectó con la bomba de desplazamiento positivo (P1), una tasa de 5 ml/min con la válvula V26 alineada hacia los cilindros de álcali y polímero.

Para purgar se aflojaron un poco algunas tuercas de las tuberías dejando gotear un poco de agua para que salga el aire. Durante esta purga se dejaron abiertas las válvulas V26, V3, V4, V1, V2, V5, V6, V7, V8, asegurándose que se abran en sentido lógico según el tramo de tubería que se vaya a purgar. Las demás válvulas permanecieron cerradas.

- Una vez que el sistema está completamente purgado, se verificó la presión en las bombas, si ésta no fluctúa es porque ha salido todo el aire presente en las tuberías. Las bombas de desplazamiento positivo que se utilizaron en estas pruebas, pueden inyectar caudales hasta 0,001 ml/min, mantener presiones hasta 3500 psi y contabilizar el tiempo de inyección.
- Luego se procedió a calcular el volumen poroso del tapón de arena a condiciones de yacimiento:
 - Se evacuó el aire del sistema tapón-celda con la bomba de vacío (P4), asegurándose que estuvieran cerradas V11, V12, V13, V15 y que solo este abierta la válvula V14. El vacío se realizó por 30 minutos y posteriormente se cerró V14 para mantener el vacío, el cual se verificó en el manómetro de vacío.

Nota: el paso anterior se hizo con la finalidad de sacar todo el aire presente en el núcleo garantizando así que al momento de inyectar agua se llenen todos los espacios del medio poroso.

- Se abrió la válvula V12 y se empezó a inyectar agua con la bomba (P1) a una tasa de 1 ml/min hasta saturar completamente el núcleo. Se abrieron las válvulas V6, V8 y V26, las demás válvulas permanecieron cerradas. Se inyectaron aproximadamente 60 ml de agua o hasta que la presión interna de la celda llegue a 20 psi.
- Después se abrió V15 recogiendo el agua que salió en un cilindro graduado y se inyectó agua al confinamiento con la bomba (P3) hasta que llegó a una presión de 1400 psi (presión de confinamiento).

- Se recogió toda el agua en el cilindro graduado. Para el cálculo del volumen poroso se hizo un balance de masa utilizando la siguiente expresión:

$$V_p = V_{iny} - V_{cg} - V_m \quad \text{ec. 26.}$$

Donde, V_{iny} es el volumen inyectado por la bomba, V_{cg} es el volumen de agua que se recogió en el cilindro graduado y V_m es el volumen muerto de agua que queda en las tuberías ($V_m = 3,70$ ml).

4.5. Permeabilidad al agua

Para medir la permeabilidad del agua se siguió el procedimiento explicado anteriormente para el cálculo de la permeabilidad del gas (N_2). En este caso se pasaron caudales de agua en lugar de gas. Los caudales de agua que se utilizaron estaban entre 1-3 ml/min y se registró la caída de presión en una caja de presión. Luego se construyó la gráfica caudal en función de la caída de presión y con la ecuación 25 se determinó la permeabilidad absoluta al agua.

Antes de medir la permeabilidad del agua es de vital importancia inyectarle al núcleo aproximadamente $4 V_p$ a una tasa de 1 ml/min, esta agua se recoge en un recipiente a través de la válvula de salida de la celda. Se le inyecta esta cantidad para estabilizar la permeabilidad del medio poroso.

4.6. Condiciones de presión y temperatura del yacimiento

Después de conocer la permeabilidad al agua y el volumen poroso, se llevó todo el sistema a condiciones de yacimiento, para esto se abrieron todas las válvulas menos V14 y la válvula de contrapresión que se presurizó con la bomba (P2) hasta 1200 psi. Luego se procedió de la siguiente forma:

- Se programaron las bombas (P1) y (P3) para que alcanzaran la presión deseada en el mismo intervalo de tiempo. La presión del fluido en el tapón llegó a 1100 psi y la presión de confinamiento a 2500 psi.

Nota: la válvula contrapresión está diseñada específicamente para que se cierre cuando la presión del fluido que entra a la válvula es aproximadamente 1200 psi y para que se abra cuando la presión este por debajo de este valor.

- Luego se procedió a encender el horno donde se encuentra la celda, el cilindro de crudo y el cilindro de agua. Se llevó la temperatura del controlador del horno hasta 185 °F (85 °C) para garantizar que la temperatura interna de la celda alcanzara 180 °F (82 °C) aproximadamente. El horno se debió calentar mínimo 15 horas.

Todos estos procedimientos, desde el cálculo del volumen poroso y medición de permeabilidad al agua hasta calentamiento del horno, se realizaron en un promedio de uno a dos días.

4.7. Saturación con crudo

Para saturar con crudo se siguieron los siguientes pasos:

- En primer lugar se verificó que la temperatura interna del núcleo fuera de aproximadamente 180 °F (82 °C), de lo contrario no se podría iniciar la saturación.
- Las únicas válvulas que se abrieron fueron V26 (alineada hacia el cilindro de crudo), V5, V7 y V11, las demás permanecieron cerradas.
- Luego se inyectó crudo a una tasa de 0,20 ml/min. Al inyectar crudo, se apreció un aumento de presión debido a que la salida del sistema está cerrada, por este motivo se abrió la válvula de salida contrapresión y se recogió el fluido que salió en un cilindro graduado, de esta forma se recoge el agua que fue desplazada por el crudo y así se calculo la cantidad de agua que quedo en el núcleo.
- Este procedimiento de inyección del crudo tardó aproximadamente 4 horas, en el momento en que salió la primera gota de crudo por la válvula contrapresión se dice que el núcleo está saturado con crudo.
- Luego se siguió inyectando crudo hasta alcanzar la saturación irreducible de agua en el tapón y poder obtener un valor de permeabilidad estable. Se inyectó

aproximadamente 1,5 volúmenes porosos (Vp) de crudo. Luego se midió la permeabilidad siguiendo el mismo procedimiento antes planteado, en este paso se usaron tasas de inyección de 0,20 a 0,35 ml/min. Mediante el balance de masa se calcularon las saturaciones de crudo y agua en el núcleo.

- En la mayoría de los casos nunca se llegó a las saturaciones deseadas de 60 % de crudo y 40 % de agua, por lo general siempre hay un porcentaje mayor de crudo, por este motivo se procedió a inyectar agua para alcanzar las saturaciones deseadas.
- Para inyectar agua se abrió V26 alineada hacia el cilindro de agua, V6, V8 y V12, las demás válvulas se cerraron.
- Se inyectó agua al sistema a 0,20 ml/min. La presión del fluido dentro del tapón aumentó por lo que se debió abrir la válvula contrapresión y se tomaron muestras en recipientes graduados cada 0,1 y 0,2 Vp hasta que se alcanzó la saturación deseada.
- Una vez que el balance de masa indicó que ya se llegó a la saturación deseada o una aproximación de la misma, se detuvo la inyección y se cerró la válvula contrapresión.

Este procedimiento se llevó a cabo en 8 horas aproximadamente. Al tener el sistema con las saturaciones de yacimiento, se procedió con el desplazamiento de crudo con polímero.

4.8. Inyección de álcali y polímero

De un buen manejo de estos dos procesos, depende un aumento en el factor de recobro. Cabe resaltar que para efecto de este trabajo existen pruebas donde solo se aplicó la inyección de polímero y otras donde se aplicó el barrido con álcali y luego polímero, con la finalidad de ver las diferencias entre el factor de recobro obtenido en ambos procesos.

Es importante recordar que todos los fluidos se inyectaron a la misma tasa de 0,20 ml/min, sobre todo durante la inyección de polímero, esto para garantizar que el

empuje de los fluidos por el polímero sea lo más uniforme posible, garantizando así un mejor desplazamiento. De lo contrario un aumento brusco de la tasa puede ocasionar daños en la formación, ya sea por canalización e incluso pérdidas de la viscosidad en la solución polimérica por degradación mecánica. Sin embargo, se pudiese bajar la tasa de inyección por debajo de 0,20 ml/min. Para efectos de este trabajo y por tiempo se trabajó a 0,20 ml/min.

4.8.1. Inyección de polímero

Los pasos llevados a cabo para inyección de polímero fueron los siguientes:

- En primer lugar antes de la inyección la válvula V26 se alineó hacia el cilindro de polímero. Las válvulas V4, V2, V10, V12, V15, V16, V13 se abrieron en el momento de la inyección con polímero.
- Se procedió a inyectar polímero, abriendo parcialmente la válvula contrapresión para evitar que aumente o caiga la presión bruscamente, es decir, mantener condiciones de presión del yacimiento.
- En este paso se inyectaron aproximadamente $2V_p$, es decir, se inyectó lo que equivale al volumen de dos núcleos, teniendo presente que se tomaron muestras cada 0,05 y 0,1 V_p hasta completar 1 V_p . Para el segundo volumen poroso se tomaron muestras cada 0,2 V_p . Las muestras se tomaron en viales volumétricos calibrados y previamente pesados. A cada muestra se le midió la masa y el volumen, para luego mediante el balance de masa contabilizar el crudo y la cantidad de agua en cada vial, respectivamente.

Nota: durante todo este proceso, se manipuló la válvula contrapresión para garantizar que la presión de yacimiento no caiga o aumente bruscamente, ya que de lo contrario el polímero pudiera crear canales preferenciales, lo que pudiese ocasionar que el barrido sea deficiente.

- Una vez obtenidas todas las muestras y contabilizado el balance se procedió a realizar gráficas que representaran la producción obtenida en función del volumen de polímero inyectado.

- Después que se inyectó eficientemente los dos volúmenes porosos, se inyectó un tercer volumen poroso para estabilizar la permeabilidad al polímero. Luego de pasar este último volumen poroso se midió la permeabilidad al polímero utilizando el mismo procedimiento antes descrito. Esta medida es de mucha importancia ya que este valor sirvió para analizar posibles taponamientos del núcleo a causa del polímero. Luego se detuvo la inyección y se cerró la válvula contrapresión, garantizando que la presión de yacimiento se mantuviera.
- Este proceso se llevó a cabo en un promedio de 8 horas.

4.8.2. Inyección de álcali

Para este proceso solo se inyectaron de 0,3 Vp de álcali, ya que es uno de los volúmenes de inyección más comunes reportados en la bibliografía Chang y otros (2006). La inyección de 0,3 Vp de álcali también lleva consigo un desplazamiento de crudo, es por este motivo que se tomaron muestras cada 0,05 y 0,1 Vp hasta completar el volumen inyectado, contabilizando así el factor de recobro por álcali. Se procedió de la siguiente manera:

- Para la inyección de álcali, se alineó la válvula V26 hacia el cilindro de álcali y se abrieron V1, V3, V9, V12, V13, V15 y V16. Se procedió a inyectar álcali a la misma tasa de inyección.
- Se manipuló la válvula contrapresión para contrarrestar las caídas o aumentos de presión de yacimiento.
- Se tomaron muestras en viales volumétricos graduados, pesados previamente para luego contabilizar el crudo por balance de masa.
- Después que se inyectó el álcali, se detuvo la inyección cerrando la válvula contrapresión y se procedió con la inyección de polímero.

5. COMPARACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO Y LA INYECCIÓN DE ÁLCALI-POLÍMERO Y SU INFLUENCIA EN EL FACTOR DE RECOBRO.

La forma de evaluar estas variables fue calculando el factor de recobro que se obtuvo durante el desplazamiento del crudo en arena de yacimiento y arena sintética, llevando a cabo pruebas donde se inyectó únicamente polímero y otras donde se inyectó álcali y seguidamente polímero.

Si el álcali disminuye las fuerzas interfaciales de los fluidos del medio poroso se obtendrá un mayor factor de recobro que al barrer solo con polímero, Paris (2001).

Para esto se construyeron gráficas de producción de agua en función del tiempo donde se observó el corte de agua que se obtuvo, por otra parte se construyeron gráficas de producción de crudo en función del volumen poroso de los fluidos inyectados (álcali y polímero). Se graficó el factor de recobro en porcentaje, así como también se construyeron gráficas de viscosidad de las soluciones del polímero en función de la tasa de corte, con el objetivo de evaluar la factibilidad que tienen la inyección de álcali y polímero en el aumento del factor de recobro.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se presentan los resultados y discusiones de las respectivas pruebas de desplazamiento hechas en medio poroso con inyección de polímero y álcali-polímero en núcleos sintéticos y en núcleo real según sea el caso. Así como también el análisis y caracterización del sistema a emplear y el estudio térmico del polímero antes de la inyección. Todo esto para darle respuesta a los objetivos planteados.

1. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACION, LA ARENA Y EL ÁLCALI.

Esta caracterización fue enfocada principalmente a la determinación de la concentración de los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} presentes tanto en el agua de formación y en la arena de yacimiento.

Por otra parte, la caracterización del álcali fue enfocada hacia la determinación de la concentración de NaOH y Na_2CO_3 principalmente. Siendo estos unas de las sustancias químicas más usadas en la inyección alcalina IOCC (1983) y Johnson (1976).

A continuación se presentan los resultados obtenidos con la caracterización del agua de formación, el álcali y la arena de yacimiento.

Tabla 7. Caracterización del agua de formación.

Análisis	Concentración (ppm)
Aluminio y hierro	<1
Calcio	2
Magnesio	1,84
Sodio	611,28
Alcalinidad Total(CaCO_3)	1187
pH a 25°C	8,27

En la tabla 7, la caracterización arrojó valores de concentración bajas para los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} , siendo 3,84 ppm la suma aproximada de la concentración de estos dos iones. Siempre que estén presentes estos iones en el agua que se utiliza para la preparación del polímetro se va a ver reflejada una degradación química CIED (2000).

Por otra parte, la degradación química de los polímeros ocurre seguidamente después de que ocurre una hidrólisis en los monómeros de los polímeros, estas hidrólisis pueden ser de dos tipos: la hidrólisis ácida y la hidrólisis básica. Debido al pH del agua de formación en este caso ocurre una hidrólisis básica.

También se puede observar la presencia de concentraciones de sodio de 611,28 ppm, según Ferrer y Urdaneta (1968), expresan que los polímeros presentes en soluciones de cloruro de sodio (NaCl), tienden a estabilizar su viscosidad. Siendo este un factor muy importante ya que se quiere que la viscosidad de los polímeros sea lo más estable posible durante el desplazamiento del petróleo. Sin embargo, estudios hechos en los laboratorios de Intevep han demostrado que la viscosidad de los polímeros no es tan estable en presencia de estas soluciones salinas.

Shupe (1981), argumenta que los polímeros en presencia de iones aluminio, hierro, cinc entre otros tienden a estabilizar la viscosidad de los polímeros, aunque según los resultados obtenidos después de la caracterización expresan concentraciones muy bajas de estos iones < 1 ppm por lo que no se obtuvo una mejora en la viscosidad de los polímeros.

Tabla 8. Caracterización de la arena de yacimiento.

Análisis	Concentración (ppm)
Calcio	1759
Hierro	3861
Magnesio	853
Sodio	2384
Níquel	< 200
Cinc	< 200
Titanio	1790

En la tabla 8, se aprecia los resultados de la caracterización de la arena de yacimiento, teniendo concentraciones elevadas, 1759 ppm de Ca^{2+} y 853 ppm de Mg^{2+} . Estos iones están presentes en el agua de formación en menor concentración debido a que de los iones totales solo esta disuelta una parte en el agua y la otra forma parte de la mineralogía de la roca. Sin embargo, estos iones presentes en la roca juegan un papel muy importante durante la absorción y adsorción del polímero en el medio poroso, ya que estos procesos ocurren en la mayoría de los casos por fuerzas electrostáticas producto de las cargas iónicas del polímero y la superficie o interior de la roca según sea el caso Chiapa (1999) y otros. Durante la hidrólisis del polímero, los monómeros de estos quedan cargados negativamente ver figura 13, es allí donde ocurre uno de los casos de adsorción o absorción del polímero ya que esta carga negativa interacciona con los iones Mg^{2+} y Ca^{2+} lo que hace que el polímero se adhiera a la superficie de la roca. Esto es lo que causa que la permeabilidad del medio poroso después de una inyección con polímero disminuya notablemente.

Por otra parte en la tabla 8, se puede observar la presencia de elevadas concentraciones de los iones hierro y cinc, sin embargo estos se encuentran formando parte de la mineralogía de la roca mas no están disueltos en el agua de formación por lo tanto no intervienen directamente en la estabilidad de la viscosidad de los

polímeros mas si intervienen en la interacción electrostática durante la absorción y adsorción de los polímeros.

Tabla 9. Caracterización del álcali.

Análisis	Concentración (ppm)
Aluminio	7
Calcio	78
Hierro	6,2
Magnesio	10,1
Sodio	4071
Carbonato	4290
Alcalinidad Total(CaCO ₃)	10422

En la tabla 9, se puede observar la caracterización del álcali que se inyectó en la formación, esta caracterización estaba enfocada hacia la determinación de la alcalinidad total de los desechos alcalinos, este resultado arrojó 10422 ppm que representa la alcalinidad total, sin embargo esto no representa al carbonato de calcio como lo expresa la tabla sino que es un método aplicado en los laboratorios de analítica para determinar la concentración total de una muestra. Cuando se habla de alcalinidad total se está refiriendo a las cantidades de NaOH y Na₂CO₃ principalmente presente en la solución alcalina, como la concentración de carbonato es aproximadamente 4290 ppm se tiene que la concentración de NaOH es aproximadamente la alcalinidad total menos la concentración de carbonato.

Por otra parte se puede observar que las concentraciones de los iones Mg²⁺ y Ca²⁺ son más elevadas que las concentraciones presentes en el agua de formación, sin embargo la viscosidad del polímero no se verá afectada en su totalidad por la presencia de estos iones en el álcali debido a que por una parte solo se va a inyectar aproximadamente 0,3 Vp de álcali, segundo solo estará en contacto con el álcali el frente de polímero mas no toda la solución y tercero como la inyección de álcali es la inyección inicial, gran parte de este álcali se absorbe en la roca o medio poroso, este

se diluye con el agua presente en la formación y otra parte reacciona con los ácidos nafténicos del crudo.

Además de esto se puede apreciar que la concentración de aluminio es mayor que en el agua de formación, esto es favorable para el proceso ya que como se explicó anteriormente el polímero en presencia de estos iones metálicos tiende a estabilizar su viscosidad.

2. COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE LAS SOLUCIONES DEL POLÍMERO Am/AMPS EN PRESENCIA DE ALGÚN TIPO DE DEGRADACIÓN TÉRMICA, QUÍMICA, MECÁNICA O UNA MEZCLA DE ESTAS.

A continuación se presentan los resultados y la discusión correspondiente al estudio del comportamiento térmico y químico de los polímeros antes de la inyección al medio poroso.

Las graficas que a continuación se presentan son producto del estudio de la viscosidad de las soluciones poliméricas en función de tasas de corte que van desde 0,1 a 100 seg^{-1} , esto con la finalidad de observar los efectos que sufren las soluciones de polímero cuando son sometidas a temperaturas de yacimiento aproximadas de 180 °F (82 °C). Por otra parte se pretende analizar la degradación química que afectan a estas soluciones cuando son preparadas con agua de formación y agua sintética, esto con la finalidad de ver que tan factible es o no preparar las soluciones de polímeros con agua de formación en una posible inyección en campo. Además de esto, se quiere analizar los efectos de la tiourea como un protector térmico de las soluciones poliméricas. Los análisis que se van a hacer a continuación estarán expresados en función de una tasa de corte aproximada de 10 seg^{-1} , esto con la finalidad de establecer un parámetro de comparación entre los diversos tipos de gráficos que se obtuvieron.

Estos gráficos fueron obtenidos con el uso del reómetro Anton Paar MCR301 el cual como se explicó anteriormente, tiene como finalidad medir las viscosidades de ciertas sustancias en función de tasas de cortes establecidas por el moderador.

Esta sección está dividida en dos partes principalmente y su diferencia radica en la preparación de las soluciones poliméricas, siendo preparadas unas con agua destilada libre de iones Mg^{2+} y Ca^{2+} con la finalidad de establecer un blanco del máximo de viscosidad que se puede obtener utilizando una concentración de polímero de 2500 ppm y además observar cual es la disminución de la viscosidad cuando estas soluciones poliméricas son preparadas con agua de formación directa del yacimiento. Para el logro de este objetivo se estudiaron tres muestras, la primera muestra de la solución polimérica que se dejó a temperatura ambiente, la segunda una muestra sometida a 180 °F (82 °C) por 8 horas aproximadamente y la última muestra es el efluente o la muestra que se recogió después de realizar un desplazamiento en medio poroso.

Así como se analizaron los resultados de estas dos soluciones tanto en agua destilada y agua de formación, también se estudio los efectos sobre la viscosidad de estas soluciones al ser inyectadas en medios porosos sintéticos inertes (óxido de silicio, SiO_2) y en medios porosos utilizando arena real de yacimiento.

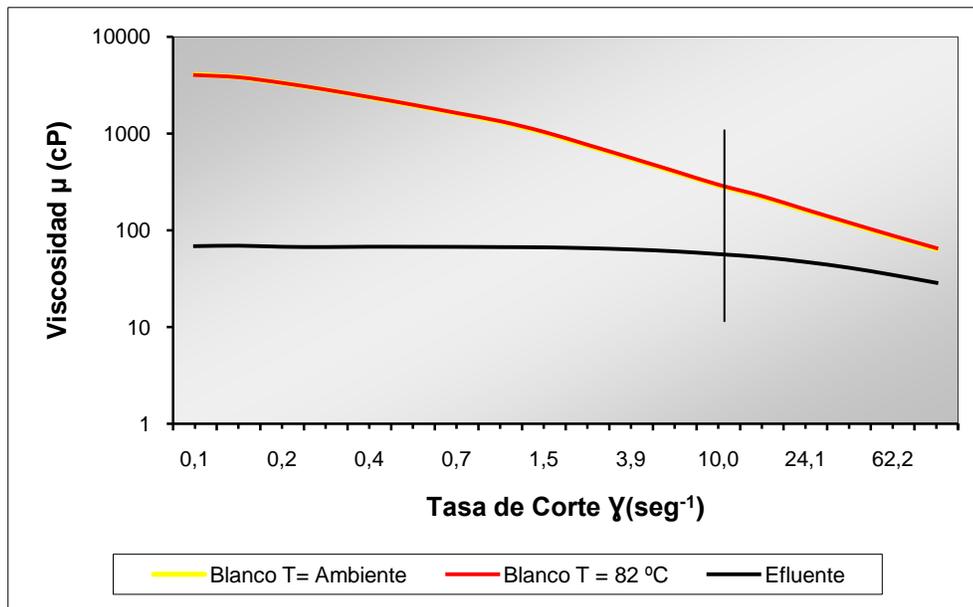


Figura 24. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua destilada, prueba 1-núcleo sintético.

En la figura 24, se pueden observar las tres gráficas de las tres muestras que se mencionaron anteriormente, si se comparan estas tres gráficas se puede notar que tanto la viscosidad de la muestra a temperatura ambiente y la viscosidad de la muestra a 180 °F (82 °C) son aproximadamente las mismas. Si se compara con la bibliografía se tiene que según Shurz y McKennon (1966), la viscosidad de las soluciones poliméricas tiende a estabilizarse en presencia de tiourea. Por otra parte Caufield y otros (2002), establecen que a temperaturas por debajo de los 212 °F (100 °C) las poliacrilamidas son térmicamente estables, es decir, las moléculas no se rompen aunque si tienden a alinearse lo que lleva consigo una disminución en su viscosidad. Ahora bien repasando lo dicho anteriormente se observa en la figura 24, que las dos gráficas presentan la misma viscosidad y esto es debido a que la tiourea contrarresta la disminución de la viscosidad que sufre el polímetro, es decir, que en presencia de tiourea las soluciones de polímeros Am/AMPS no pierden viscosidad a temperaturas de yacimiento de 180 °F (82 °C).

Por otra parte también se aprecia que el efluente, es decir, la muestra que se obtuvo después del desplazamiento presenta una viscosidad inferior a las dos muestras anteriores debido a que las cadenas del polímero están sometidas a una degradación mecánica producto del efecto de cizalla que afecta al polímero cuando este es desplazado a través del medio poroso.

Para efectos de esta prueba se habla solo de degradación mecánica, debido a que se aisló la degradación química al utilizar agua destilada tanto para la preparación del polímero como para la saturación del núcleo. Por otra parte se trabajó con arena sintética inerte (óxido de silicio). Por este motivo para efectos de esta prueba y su repetición se estarían aislando tres tipos de variables: la degradación térmica por el efecto de la tiourea, la degradación química al trabajar simplemente con agua destilada, la degradación por microorganismos por lo mencionado en la preparación del polímero, es decir, que al añadirle al polímero cierta cantidad de formaldehído este actúa como biocida. Por lo tanto esta prueba se resume a que la solución polimérica fue afectada simplemente por una degradación mecánica.

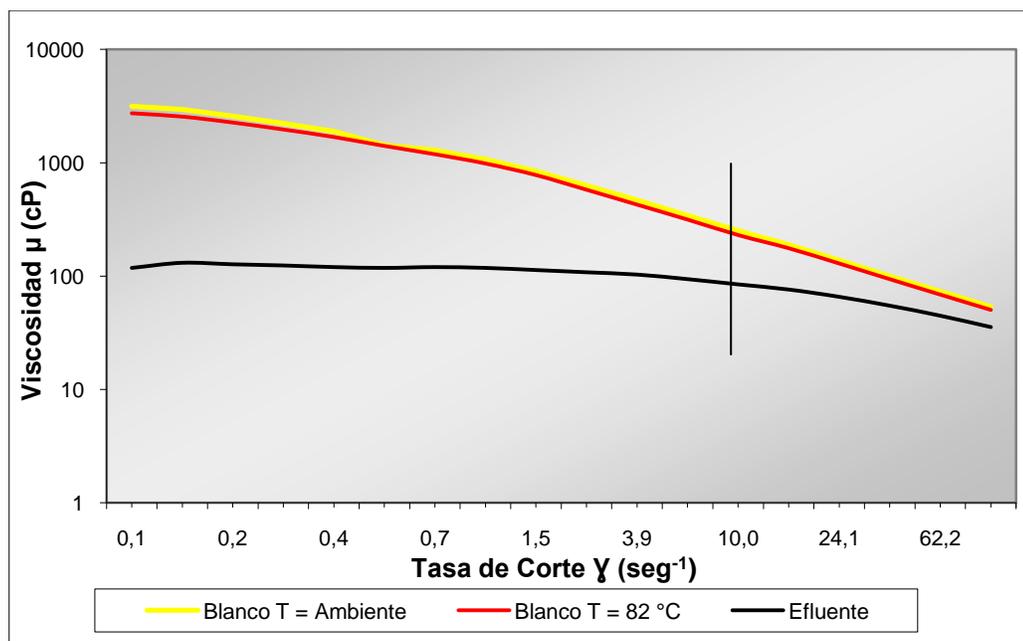


Figura 25. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua destilada, repetición prueba 1-núcleo sintético.

En la figura 25, se puede notar que las curvas de viscosidad de las soluciones presentan el mismo comportamiento que en la prueba anterior por lo que se evidencia la reproducibilidad de la experiencia basados en los mismos criterios expuestos anteriormente y se observó una misma tendencia del efluente a disminuir su viscosidad cuando es inyectado a un medio poroso producto de la tasa de corte que ofrece este medio.

Tabla 10. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 1 y su repetición-núcleo sintético.

	Prueba 1-núcleo sintético	Repetición prueba 1-núcleo sintético.
$\mu_{\text{Blanco } T=\text{Ambiente}} \text{ (cP)}$	289,79	230,83
$\mu_{\text{Blanco } T=82^{\circ}\text{C}} \text{ (cP)}$	280,97	230,40
$\mu_{\text{Efluente}} \text{ (cP)}$	56,78	84,40

En la tabla 10, se pueden apreciar los valores de viscosidad de las tres muestras descritas anteriormente a una tasa de corte de 10 seg^{-1} , tanto para la prueba 1 como para su respectiva repetición. Se puede observar para ambos casos que las viscosidades de las dos primeras muestras a temperatura ambiente y a $180 \text{ }^{\circ}\text{F}$ ($82 \text{ }^{\circ}\text{C}$) son aproximadamente las mismas y la viscosidad del efluente menor que las anteriores, producto de la degradación antes mencionada. En esta tabla se puede notar que el polímero perdió aproximadamente 220 cP de viscosidad con respecto a los blancos para la prueba 1 y alrededor de 146 cP para la repetición de la prueba 1, producto únicamente de la degradación mecánica. Esta última degradación es imposible de aislar, ya que siempre que se tenga un medio poroso este va a ofrecer un efecto de cizalla, sin embargo aunque no se puede evitar esta degradación, si es posible disminuirla ya que la tasa de corte de un medio poroso es directamente proporcional a la tasa de inyección del fluido, como lo expresa la ecuación 18.

Al comparar valores de viscosidad de la prueba 1 con los de su respectiva repetición se puede apreciar que las viscosidades para la prueba 1 son mayores que lo que se reportan en la repetición de esta prueba, esto es debido a que, durante la preparación de los primeros se tiene que añadir una masa exacta de este para alcanzar una concentración de 2500 ppm, sin embargo por falta de experiencia, no se añadió esta masa de 0,625 g de polímero exacta ya que una parte de esta quedaba adherida al porta muestras. Esta fue una de las causas por las cuales las viscosidades de estas dos pruebas presentan una diferencia. Al tener menos masa de polímero se tendría menos concentración del mismo y esto lleva consigo una disminución de la viscosidad al tener menos enredos de las macromoléculas del polímero, otra de las causas de esta disminución de la viscosidad y que desfavorece los enredos es la agitación durante la preparación de la solución de polímero, es decir en estas dos primeras pruebas se agitó a la misma rpm pero sin tomar en cuenta el tiempo de agitación, en este caso la primera solución (prueba 1) se agitó durante más tiempo, lo que hizo que aumentaran los enredos moleculares y aumentara así la viscosidad de la solución, es decir, mientras más se agite la solución polimérica se estaría promoviendo aun más los enredos de las macromoléculas del polímero. Todos estos factores fueron corregidos para la preparación de las soluciones poliméricas siguientes.

Por otra parte analizando los efluentes de ambas pruebas se aprecia que las viscosidades de ambos difieren notablemente en aproximadamente 30 cP, siendo la viscosidad de la primera prueba 56,78 cP y 84,40 cP la viscosidad de la segunda prueba. Esta diferencia se puede resumir en una mayor o menor degradación mecánica producto de la tasa de corte. La ecuación 18, establece que la tasa de corte es directamente proporcional a la velocidad de inyección del fluido e inversamente proporcional a la permeabilidad absoluta del agua, es allí donde está la diferencia entre las viscosidades de estos dos efluentes, debido a que la permeabilidad que se obtuvo en la primera prueba fue aproximadamente 1055 mD y la permeabilidad de la segunda prueba 1264 mD.

A continuación se presentan una serie de gráficos donde en lugar de agua destilada para la preparación de las soluciones poliméricas, se utilizó agua de formación y en algunos casos se realizó el barrido en núcleos de arena real de yacimiento.

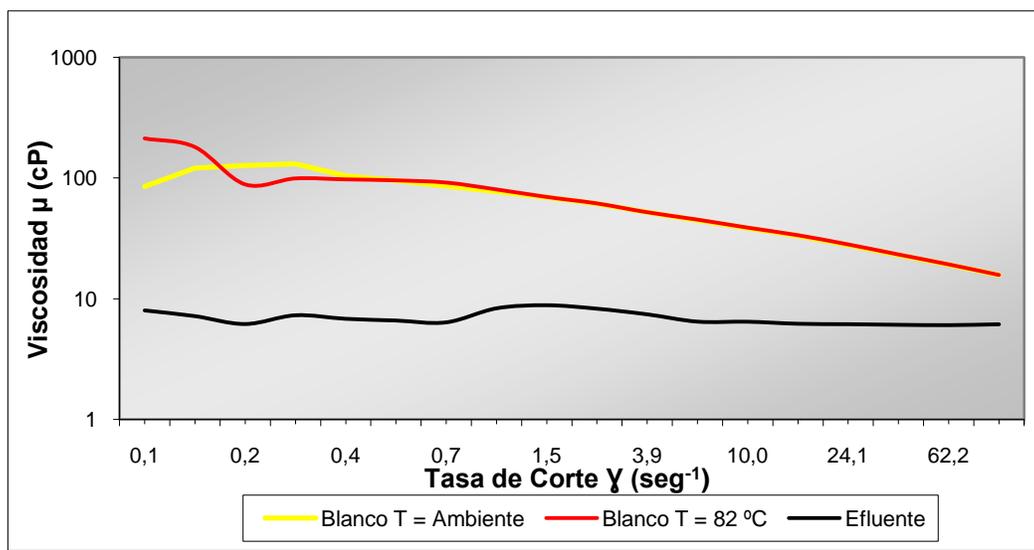


Figura 26. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, prueba 2-núcleo sintético.

En el gráfico 26, se observa la variación de la viscosidad de las muestras de soluciones de polímero preparadas con agua de formación en función de la tasa de corte. De igual manera las gráficas de la muestra a temperatura ambiente y la gráfica de la muestra a temperatura de yacimiento se superponen lo que indica que no hay degradación térmica al usar tiourea como estabilizante. Al comparar las viscosidades de esta solución con las viscosidades de las soluciones preparadas con agua destilada se tiene que estas difieren en aproximadamente 251 cP.

Como lo indica bibliografía, siempre que la solución polimérica esté expuesta a iones Mg^{2+} y Ca^{2+} como lo es este caso en el agua de formación, se observará una disminución en la viscosidad de estas soluciones producto de una degradación química. Este cambio en la viscosidad es tan brusco debido a que la interacción iónica

entre las moléculas de polímero hidrolizadas y los iones calcio y magnesio hacen que las moléculas poliméricas floquen o precipiten. Como se vio anteriormente con solo el hecho de que unas cuantas moléculas de polímero floquen la solución pierde viscosidad debido a que estas moléculas son de cadenas extremadamente largas y esto es lo que le da viscosidad a la solución. Esto se ve en forma cuantitativa, es decir, con solo 0,625 g de polímero la viscosidad del agua destilada pasa de tener 1 cP aproximadamente a tener aproximadamente 300 cP, para soluciones de 250 ml, es allí donde se ve el efecto que tienen las largas moléculas de estos polímeros.

Debido a que existe una degradación química y mecánica el efluente también sufrió un cambio apreciable en la viscosidad, es allí donde se ve que las degradaciones son aditivas, es decir, que al tener una degradación química junto con una degradación mecánica, la viscosidad de las soluciones estará sometida a una mayor degradación que si solo se tuviera la degradación mecánica. Esto se puede apreciar cuantitativamente en la tabla 11.

A continuación se presentan otra de las pruebas realizadas bajo las mismas condiciones de la prueba anterior, con la finalidad de observar si la degradación es reproducible.

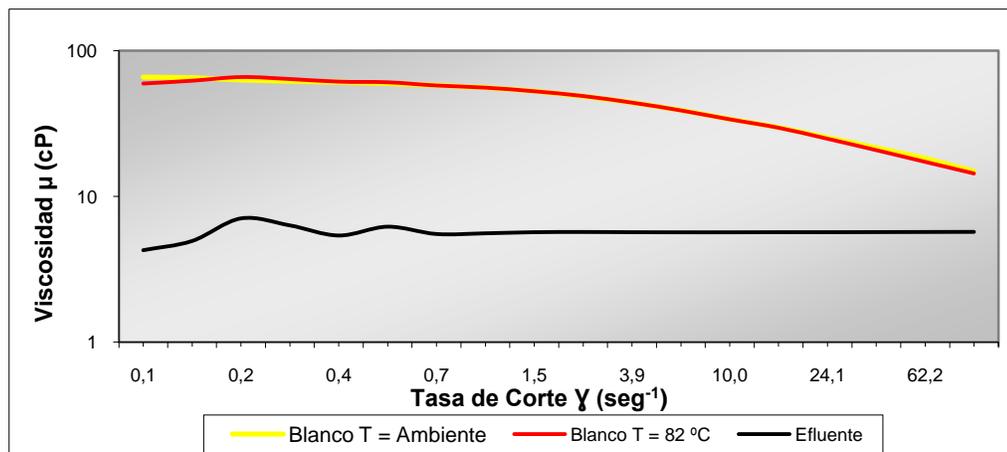


Figura 27. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, repetición prueba 2-núcleo sintético.

En la figura 27, se puede apreciar la reproducibilidad de las viscosidades de esta prueba con las de la prueba anterior, de igual manera no hay degradación térmica por el uso de tiourea. Por otra parte la viscosidad del efluente de esta prueba y la viscosidad del efluente de la prueba anterior tienen comportamientos similares ya que estuvieron sometidos al mismo tipo de degradación química y mecánica, es decir la degradaron química siempre es la misma debido a que la concentración de los iones Mg^{2+} y Ca^{2+} será igual siempre, y en este caso en específico la degradación mecánica que estas dos pruebas son relativamente las mismas debido a que tanto la tasa de inyección y la permeabilidad absoluta para estas dos pruebas son similares.

Tabla 11. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 2 y su repetición-núcleo sintético

	Prueba 2-núcleo sintético	Repetición prueba 2-núcleo sintético.
$\mu_{BlancoT=Ambiente} (cP)$	38,27	33,99
$\mu_{BlancoT=82^{\circ}C} (cP)$	38,71	33,84
$\mu_{Efluente} (cP)$	6,456	5,67

En la tabla 11, se puede notar que los valores de viscosidad de ambas pruebas presentan el mismo comportamiento que en las pruebas anteriores, sin embargo se nota que las viscosidades para las dos primeras muestras están alrededor de 36 cP siendo menores que los valores de viscosidad reportados en la tabla 10, debido a que se trabajó con agua de formación. Basados en los mismos criterios expuestos anteriormente se observó una misma tendencia del efluente a disminuir su viscosidad cuando es inyectado a un medio poroso producto de la tasa de corte que ofrece este medio y en este caso a la degradación química.

Es en estos resultados donde aprecia la importancia de aislar o disminuir algún tipo de degradación añadiendo sustancias químicas como la tiourea, ya que de

lo contrario al presentarse la degradación térmica, mecánica y química la solución polimérica perdería su viscosidad inmediatamente y el barrido de petróleo en el yacimiento sería deficiente. Esto se observa en la ecuación de movilidad ecuación 2.

Seguidamente se presenta un gráfico donde se representan las curvas planteadas anteriormente, sin embargo la diferencia está en que el polímero fue desplazado a través de un medio poroso donde el núcleo fue de arena real de yacimiento, todo esto para evaluar los efectos o diferencias que se presentan entre este desplazamiento en núcleos reales y las pruebas anteriores con arena sintética inerte.

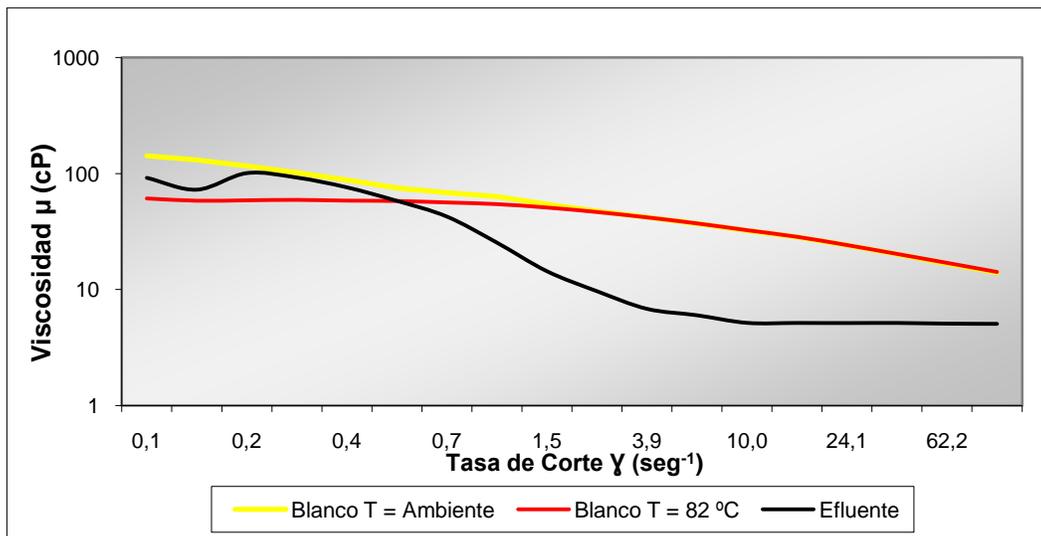


Figura 28. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, prueba 3 -núcleo real.

En la grafica 28, no se observan muchas variaciones con respecto a las pruebas anteriores ya que el aislamiento de la degradación térmica es el mismo. En esta parte solo se hizo referencia a la viscosidad del efluente ya que la diferencia está en que este se obtuvo después de un desplazamiento en arena real de yacimiento. En la figura se puede apreciar que el efluente entre tasas de corte de 0,1 a 0,4 seg⁻¹ tiende a mantener estable su viscosidad, es decir no se observa un cambio brusco en la viscosidad, Shupe (1981), plantea que cuando el polímero está en presencia de

iones como hierro y aluminio el polímero tiende a estabilizar su viscosidad, es decir los enredos aumentan, este es uno de las razones de porque la viscosidad en los primeros puntos no muestra una variación tan notable, sin embargo a partir de 0,4 seg^{-1} se empieza a notar la variación de la viscosidad. Por otra parte la presencia de partículas en la solución polimérica tienden a variar la viscosidad de la misma, esto también se observó en este caso, debido a que el efluente contenía trazas suspendidas de coloración marrón probablemente arcilla proveniente del núcleo real y como al inicio la tasa de corte ejercida por el reómetro es muy baja no se notó la variación de la viscosidad; sin embargo, a tasas mayores se puede apreciar que la degradación tanto mecánica y química del efluente es la misma que la prueba anterior, lo que indica que los iones Mg^{2+} y Ca^{2+} presentes en las sales de la arena no afectan al polímero ya que estos no están disueltos en el agua sino que forman parte de las sales de la roca.

Tabla 12. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 3-núcleo real.

$\mu_{\text{Blanco } T=\text{Ambiente}} \text{ (cP)}$	32,33
$\mu_{\text{Blanco } T=82^{\circ}\text{C}} \text{ (cP)}$	32,45
$\mu_{\text{Efluente}} \text{ (cP)}$	5,17

En la tabla 12, se pueden apreciar que los valores de las viscosidades obtenidas para esta prueba siguen el mismo comportamiento de las pruebas anteriores.

A continuación se presenta el gráfico que se construyó con las mediciones de viscosidad para las últimas cuatro pruebas donde se inyectó álcali. Cabe resaltar que para estas últimas pruebas se preparó una única solución polimérica. En estas últimas cuatro pruebas se realizó una inyección de álcali-polímero en núcleo sintético y núcleos reales.

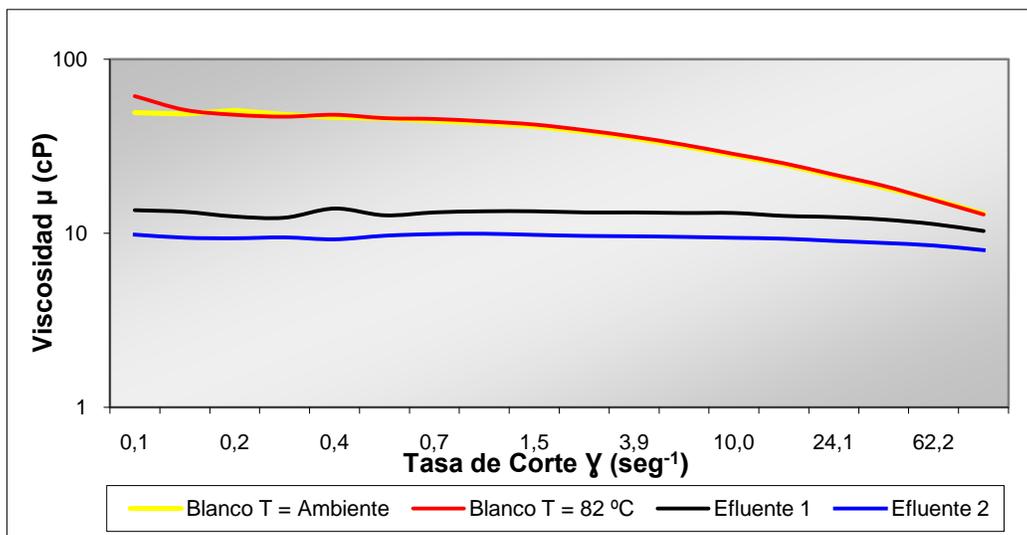


Figura 29. Viscosidad del polímero en función de la Tasa de Corte-Polímero en agua de formación, prueba 4 y 5-núcleo real.

En la figura 29, ocurre el mismo efecto antes mencionado producto de la tiourea. Sin embargo se detalla una parte muy importante y son los efluentes, se puede observar que las viscosidades de estos fluidos dieron mayores que las muestras de las pruebas anteriores, esto se debe a que el álcali inyectado posee una cierta concentración de iones aluminio y hierro y como se menciono anteriormente la viscosidad de las soluciones poliméricas en presencia de metales tiende a estabilizarse.

Tabla 13. Viscosidad de la solución de polímero, prueba 4 y 5.

$\mu_{\text{Blanco } T=\text{Ambiente}} \text{ (cP)}$	27,90
$\mu_{\text{Blanco } T=82^{\circ}\text{C}} \text{ (cP)}$	28,50
$\mu_{\text{Efluente1}} \text{ (cP)}$	13,10
$\mu_{\text{Efluente2}} \text{ (cP)}$	9,41

En la tabla 13, se hace referencia a dos tipos de efluentes, un efluente 1 que no es más que el efluente que se obtuvo durante el desplazamiento en núcleos de arena sintética y cuya viscosidad es aproximadamente 13 cP y el efluente 2 que se obtuvo

después del desplazamiento en núcleo real y cuya viscosidad es aproximadamente 9 cP, en esta gráfica se nota que cuantitativamente las viscosidades de estos efluentes son mayores que las de las pruebas anteriores.

En general otro de los fenómenos que intervienen en las bajas viscosidades de los efluentes son la adsorción y absorción. La arena de yacimiento es por lo general mojada al agua, ya que está conformada por una serie de sustancias polares afines al agua, como sales entre otras, por este motivo las soluciones de polímero tienden a adherirse a la superficie de la roca, Chiapa y otros (1999). Esto hace que la concentración del polímero en la solución disminuya y por ende la viscosidad disminuye. Otro de los fenómenos que intervienen en este proceso de disminución de viscosidad es la retención de las cadenas de polímero en los intersticios de los poros, es decir, debido a que las cadenas de los polímeros son tan largas muchas de ellas quedan enredadas entre las cavidades de los poros ayudadas también por la mojabilidad de la roca. Cuando las cadenas de los polímero que se adhieren a la superficie de una roca interactúan con las demás moléculas enredándose entre sí y disminuyendo la concentración del polímero en las soluciones poliméricas. Todo esto es lo que hace que la viscosidad del polímero decaiga excesivamente cuando se desplaza en medio poroso.

A continuación se presenta en forma gráfica los barridos de álcali que se hicieron con la finalidad de encontrar aquella concentración que disminuyera la viscosidad del crudo. El barrido se hizo preparando soluciones acuosas con concentraciones de álcali que iban desde 0,1 a 0,6 %, donde alícuotas de 25 ml de cada una de estas soluciones se mezclaron con alícuotas de 25 ml de crudo para posteriormente ponerlas a condiciones de yacimiento y luego medir su viscosidad.

3. CONCENTRACIÓN DE ÁLCALI Y DISMINUCIÓN DE LAS TENSIONES INTERFACIALES CRUDO-AGUA.

En esta sección se presentan los resultados y la discusión correspondiente a la influencia que ejercen alícuotas de 25 ml de álcali con determinadas concentraciones sobre alícuotas de 25 ml de crudo. Estas soluciones fueron sometidas a agitación y luego llevadas a condiciones térmicas de yacimiento de 180 °F (82 °C), con la finalidad de evaluar los cambios de viscosidad en el crudo.

Como se mencionó en el capítulo III, Paris (2001), argumenta que cuando sustancias alcalinas se encuentran en contacto con el crudo en medios básicos con pH aproximados de 8, estas sustancias reaccionan con los ácidos nafténicos del crudo llegando a formar sustancias jabonosas (surfactantes naturales). Salager (2002), argumenta que Los surfactantes son sustancias cuyas moléculas poseen a la vez un **grupo polar** y un **grupo apolar**. Siendo el grupo polar el que tiene afinidad hacia sustancias polares como el agua y el grupo apolar tiene afinidad por sustancias no polares como el aceite.

Los surfactantes naturales del crudo juegan un papel muy importante en las soluciones acuosas preparadas con los barridos de concentración de 0,1 a 0,6 % de álcali, ya que estos tienen como una de sus propiedades principales disminuir estas tensiones interfaciales y facilitar el barrido del crudo durante el desplazamiento con polímero. El aumento de la eficiencia de barrido del crudo producto de la disminución de esta tensión interfacial depende directamente de la concentración del álcali a inyectar en el yacimiento, ya que si se inyecta una concentración errónea de este álcali en lugar de disminuir la tensión interfacial y facilitar el desplazamiento del crudo se podría llegar a tapar el medio poroso. El aumento de la eficiencia de barrido depende de varios factores, a continuación se mencionan unos de los más importantes:

a). Al disminuir la tensión interfacial, se logra disminuir la presión capilar que se forma en los poros cuando están presentes dos sustancias inmiscibles. Una disminución entre la fase no mojante y la fase mojante (presión capilar) Tiab y Donaldson (2004), hace que el crudo atrapado en estos microporos se desplace,

logrando por una parte recuperar el crudo presente en estos sitios y por otra aumentando la permeabilidad del yacimiento al permitir un mayor movimiento del flujo a través de estos poros que antes se encontraban taponados.

b). Una disminución de la tensión interfacial, dependiendo de la concentración de álcali, lleva a formar en algunos casos emulsiones de crudo en agua, lo que hace que la viscosidad del crudo disminuya, es decir el crudo pasa de ser un fluido newtoniano a formar parte de una solución con características no newtonianas permitiendo así su mayor fluidez Garcell (1998).

c). Para efectos de este trabajo donde la arena de yacimiento está conformada por sustancias químicas polares, el álcali tiende a absorberse en la roca lo que lleva a un cambio de mojabilidad de la misma, es decir, que al absorberse el álcali sobre la roca este tiende a aumentar la afinidad por el agua debido a que el álcali posee sustancias polares. Esto facilita que gran parte del crudo que se encuentra en contacto con la roca tienda a dejar de estarlo ya que el crudo al ser un aceite no presenta afinidad hacia las sustancias polares, es allí donde la eficiencia del barrido de crudo también aumenta.

El barrido seleccionado para este trabajo fue enfocado hacia lo que plantea Paris (2001), el cual establece que para petróleos pesados (<25 °API), la concentración del álcali que se debe inyectar tiene que estar alrededor de (0,1-1,0%). Por otra parte según la tabla 6, uno de los criterios para la inyección de álcali es que la acidez del crudo tiene que ser >0.1 mg KOH/g crudo. Según la caracterización del crudo del Campo Urdaneta se determinó que este posee una acidez de 5 mg KOH/g crudo.

Cabe recordar que para efectos de este trabajo la formulación final, fue preparada por personal especializado en el área de surfactantes por lo que el estudio del barrido de la alcalinidad que a continuación se presenta solo se realizó para tener una idea de la concentración que se debe inyectar en el yacimiento. Es decir, este

álcali no se inyectara sin antes ser evaluado por un equipo especializado el cual realizará una formulación con la concentración que se obtenga de estos ensayos.

A continuación se presentan las medidas de viscosidad que se le realizaron a cada una de las soluciones de álcali mencionadas anteriormente con la finalidad de encontrar aquella que disminuya la viscosidad del crudo del Campo Urdaneta.

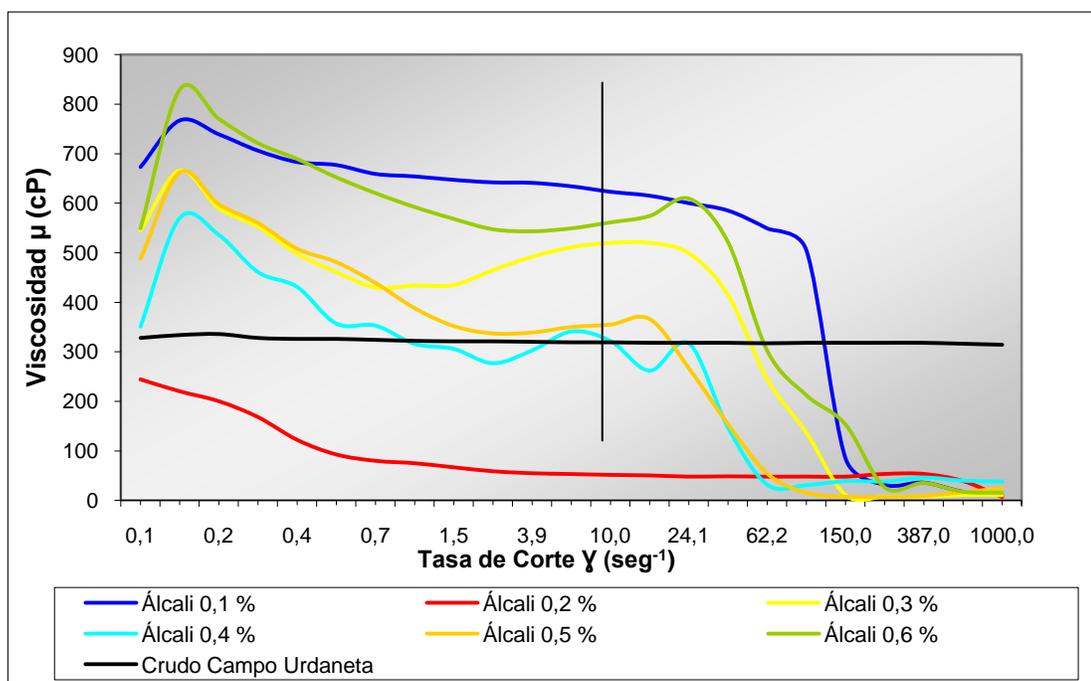


Figura 30. Viscosidades de las emulsiones de crudo y agua.

En la figura 30, como se menciono antes se pueden observar las viscosidades de las soluciones crudo-álcali que se realizaron para cada barrido con concentraciones alcalinas de 0,1 a 0,6 %. Las diferencias en la viscosidad de cada una se evaluó a una tasa de corte de 10 seg⁻¹. Se puede observar que a concentraciones de álcali de 0,1 % la viscosidad del crudo tiende a aumentar abruptamente lo que lleva a pensar que se formo una emulsión inversa, es decir, una emulsión agua en crudo y esto hace que la viscosidad de la solución tienda hacia la del crudo. El mismo efecto se observa para concentraciones de álcali de 0,3 y 0,6 %. A pesar de que para concentraciones de 0,5 % de álcali la viscosidad de la emulsión agua en crudo aumenta, no se nota un cambio tan notable como en las concentraciones anteriores, sin embargo no cumple lo que se

está buscando que es disminuir la viscosidad del crudo. Por otra parte para una concentración de álcali de 0,4 % se puede observar que para una tasa de 10 seg^{-1} la viscosidad de de la solución es aproximadamente igual que la viscosidad del crudo del Campo Urdaneta, aun así no se está disminuyendo la viscosidad del crudo. Ahora bien la parte más importante de esta gráfica la establece la curva de color rojo, es decir, una concentración de álcali de 0,2 %, se puede notar que la viscosidad se reduce notoriamente que es lo que se está buscando, si se compara esta viscosidad con la viscosidad de crudo del Campo Urdaneta se puede decir que esto es lo que se quería conseguir, disminuir la viscosidad del crudo con la finalidad de mejorar la eficiencia de barrido.

Tabla 14. Valores de las viscosidades de las soluciones crudo-álcali.

$\mu_{0,1\%} (cP)$	622,80
$\mu_{0,2\%} (cP)$	51,38
$\mu_{0,3\%} (cP)$	519,91
$\mu_{0,4\%} (cP)$	321,94
$\mu_{0,5\%} (cP)$	354,90
$\mu_{0,6\%} (cP)$	560,87
$\mu_{CrudoCampoUrdaneta} (cP)$	318,76

En la tabla 14, se pueden apreciar los valores de viscosidad de cada solución con su respectiva concentración de álcali, se puede observar que en las emulsiones inversas la viscosidad del crudo pasa de ser 318,76 cP hasta valores de 622,80 cP, esto al momento de una inyección en el yacimiento es importante, ya que de formarse una emulsión inversa dentro del medio poroso, este se taponaría completamente y se perdería en su totalidad la formación. Por otra parte se puede apreciar que para la concentración descrita anteriormente de 0,2 % de álcali se logra bajar la viscosidad

del crudo a aproximadamente 51,38 cP, esto es favorable para el proceso ya que la recuperación de crudo sería más fácil debido a que los fluidos de menor viscosidad tienden a moverse con mayor facilidad.

A continuación se presentan gráficamente las viscosidades del crudo recuperado después de aplicarle una centrifugación a las soluciones hechas con los barridos de álcali, esto con la finalidad de ver que tan estables son las emulsiones que se formaron, ya que no es recomendable que en el medio poroso se rompa una emulsión o se forme una emulsión inversa. Estos datos de viscosidad se refieren a los sobrenadantes o crudo separado por centrifugación.

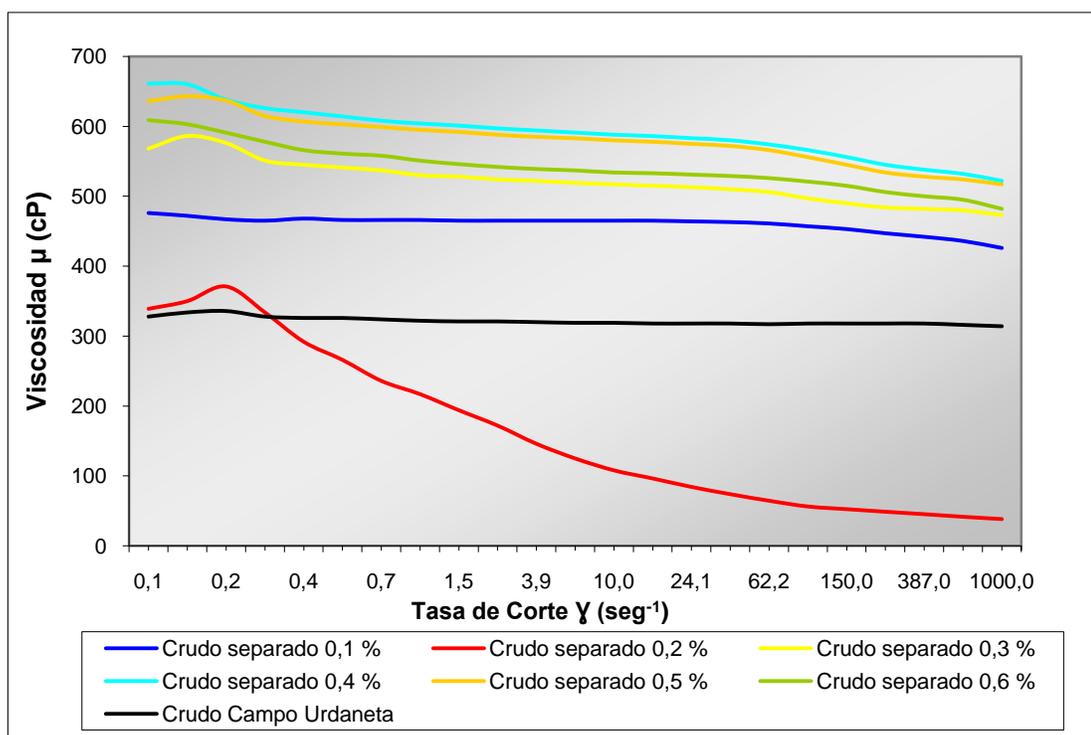


Figura 31. Crudo separado por centrifugación.

En la figura 31, se puede apreciar la viscosidad del crudo separado por centrifugación sin añadir ningún desmulsificante, se observa que el crudo recuperado de las soluciones con concentraciones de álcali de (0,1), (0,4), (0,5), (0,3) y (0,6) % no disminuyen su viscosidad y las emulsiones inversas permanecen si se quiere estables lo que implica que de inyectarse estas soluciones al yacimiento se correría el

riesgo de tapar la formación. Por otra parte se observa que la viscosidad de la solución de concentración 0,2 % de álcali tiende a aumentar un poco su viscosidad aunque sin embargo esta permanece por debajo de la viscosidad del crudo del Campo Urdaneta en tasas de corte que van desde 0,2 a 100 seg^{-1} aproximadamente. Esto indica que la viscosidad de esta solución permanece teóricamente estable en el tiempo, aunque si difiere un poco de la viscosidad del grafico anterior y se discutirá en la tabla siguiente.

A continuación se presentan los valores de los crudos recuperados por centrifugación de las soluciones de concentraciones alcalinas descritas anteriormente y su comparación con las viscosidades de la grafica anterior.

Tabla 15. Comparación de viscosidades entre las emulsiones formadas y el crudo separado.

Viscosidades	Viscosidad de las soluciones (cP)	Viscosidad crudo recuperado (cP)
$\mu_{\text{Crudoseparado},0,1\%}$ (cP)	622,80	464,89
$\mu_{\text{Crudoseparado},0,2\%}$ (cP)	51,38	96,39
$\mu_{\text{Crudoseparado},0,3\%}$ (cP)	519,91	517,13
$\mu_{\text{Crudoseparado},0,4\%}$ (cP)	321,94	588,17
$\mu_{\text{Crudoseparado},0,5\%}$ (cP)	354,90	580,31
$\mu_{\text{Crudoseparado},0,6\%}$ (cP)	560,87	534,45
$\mu_{\text{CrudoCampoUrdaneta}}$ (cP)	318,76	318,76

En la tabla 15, se pueden apreciar las variaciones entre las viscosidades de las soluciones del barrido de álcali y las viscosidades del crudo recuperado después de centrifugar estas soluciones. Se puede observar que las viscosidades del crudo

recuperado para las soluciones de 0,4 y 0,5 % en lugar de disminuir su viscosidad se observó un aumento considerable. Por otra parte se observa una disminución en las viscosidades del crudo recuperado de las soluciones de 0,1-0,3 y 0,6 % de álcali aunque sin embargo esta disminución no está por debajo de la viscosidad del crudo del Campo Urdaneta por lo que de igual manera están presentes emulsiones inversas. Por otra parte y esta es quizá una de las partes de mayor interés es que la viscosidad del crudo recuperado de la solución de 0,2 % de álcali tendió a aumentar pasando de 51,38 a 96,39 cP esta observación es favorable, ya que indica que para esta concentración de álcali se mantiene la viscosidad del crudo por debajo de la viscosidad del crudo original de 318,76 cP pero que por el contrario esta viscosidad tiende a aumentar al aplicar centrifugación, lo que lleva a argumentar que la separación del crudo no requerirá de mayores costos. Esto se verá más adelante.

Una vez obtenidos los resultados del barrido con álcali y enviado al personal especializado en surfactantes, estos generaron una formulación que es confidencialidad de la empresa pero que cuya concentración de álcali se encuentra alrededor de 0,2 %. A continuación se presentan algunos resultados de pruebas hechas con esta formulación final.

Por recomendación, fue de vital importancia aumentar la viscosidad de la formulación final de álcali ya que al momento de la inyección si la viscosidad es muy baja este podría canalizarse rápidamente y no reaccionaria con el crudo que es lo que se quiere en un primer lugar, para ello simplemente se preparo una solución de álcali con 1500 ppm del polímero a utilizar Am/AMPS, a continuación se presentan algunas mediciones de viscosidad para esta nueva formulación de álcali viscosificada con polímero y su comparación con una medida de viscosidad del álcali sin polímero.

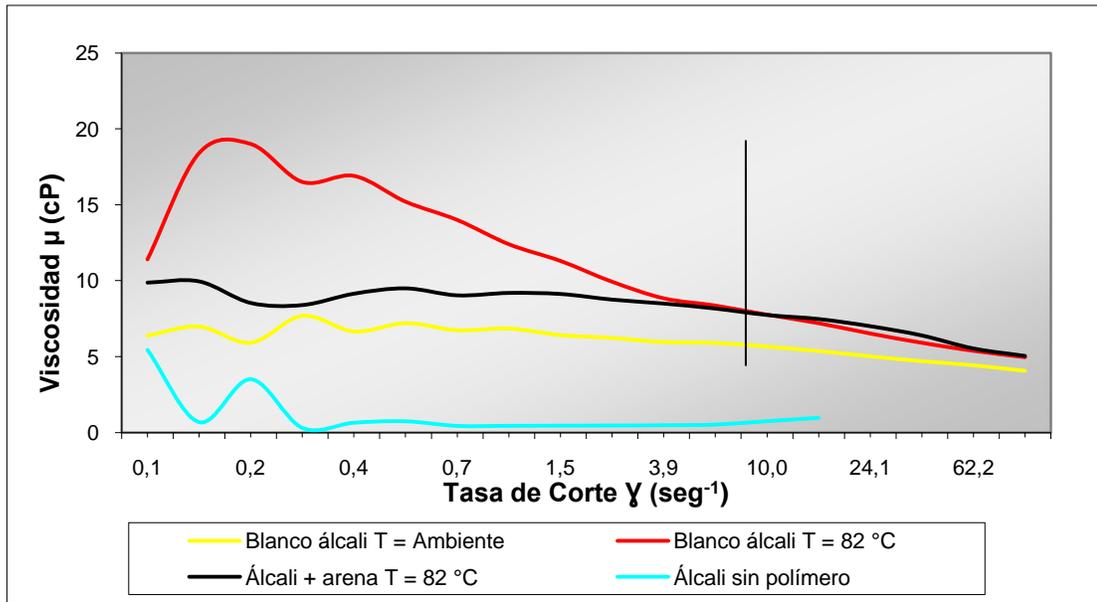


Figura 32. Estudio de la viscosidad de la formulación final.

En la figura 32, se puede apreciar el estudio de las viscosidades del álcali con 1500 ppm de polímero cuando fue sometido a pruebas térmicas a temperatura de yacimiento y su comportamiento en presencia de arena, se hizo esto ya que como se dijo anteriormente el álcali fue tratado con una concentración de polímero con la finalidad de aumentar su viscosidad y evitar así que se canalice con facilidad. Por otra parte en la grafica se tiene el estudio de la viscosidad de una muestra de álcali sin concentración de polímero que es la que se puede apreciar en el gráfico de color azul, se puede apreciar la diferencia de viscosidad que existe entre esta solución alcalina y las demás soluciones que contienen una concentración de polímero, si se detalla bien se puede ver que la viscosidad de la solución de álcali sin polímero difiere en aproximadamente 5 cP de las demás soluciones que contienen polímero. Se puede ver que el álcali que estuvo a temperatura ambiente presenta menor viscosidad en comparación con el álcali a temperatura de 180 °F (82 °C) y el que estuvo mezclado con arena de yacimiento. Esto se debe a algunas posibles razones, como se dijo anteriormente el álcali en solución presenta concentraciones de iones hierro y aluminio y estos tienden a estabilizar a la solución inclusive en algunos casos se

forman entrecruzamientos y aumentan la viscosidad de las soluciones de polímero, sin embargo la velocidad de estos entrecruzamientos son menores a temperatura ambiente, ya que estos entrecruzamientos que ocurren entre las moléculas de polímeros los cataliza la temperatura, es por ese motivo que tanto las soluciones que permanecieron a 180 °F (82 °C) presentar mayor viscosidad que las que estuvo a temperatura ambiente.

Tabla 16. Valores de viscosidad de la formulación final de álcali.

$\mu_{\text{Blanco}T=\text{Ambiente}} \text{ (cP)}$	5,65
$\mu_{\text{Blanco}T=82^{\circ}\text{C}} \text{ (cP)}$	7,76
$\mu_{\text{Álcali+arena}T=82^{\circ}\text{C}} \text{ (cP)}$	7,75
$\mu_{\text{Álcali sin polímero}T=82^{\circ}\text{C}} \text{ (cP)}$	0,45

En la tabla 16, se puede apreciar cuantitativamente lo descrito en la figura anterior, se ve la variación de viscosidad entre la muestra a temperatura ambiente y las que permanecieron a 180 °F (82 °C). Por otra parte se puede notar la diferencia entre la viscosidad del álcali sin polímero y las demás muestras.

A continuación se presenta la variación de la viscosidad del crudo al ser mezclado con la formulación final que se va a inyectar en núcleo de arena. Esta formulación fue generada como se dijo anteriormente en los laboratorios de surfactantes por personal calificado en dicha área.

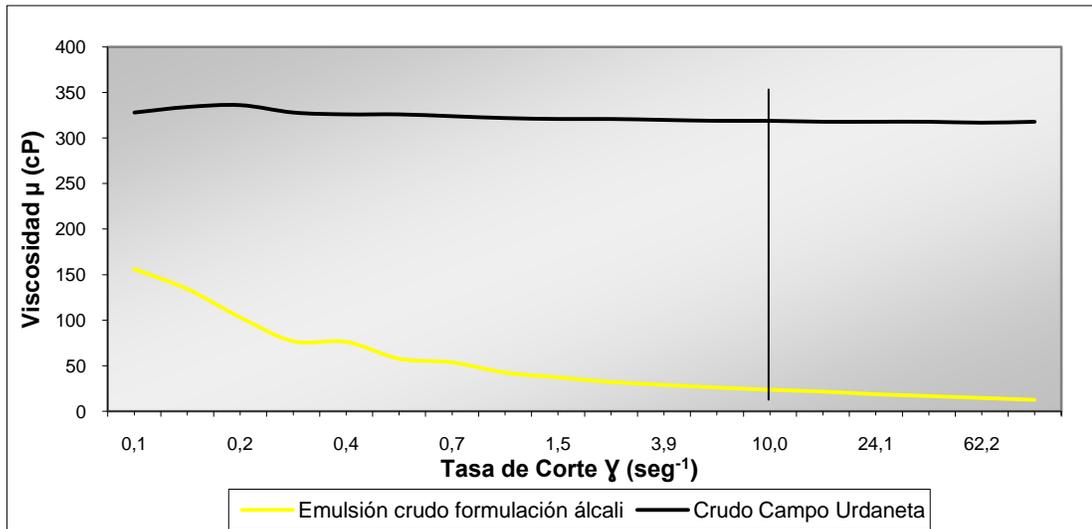


Figura 33. Viscosidad de la formulación final vs. Viscosidad del crudo del Campo Urdaneta.

En la figura 33, se puede apreciar como el crudo al entrar en contacto con la solución de álcali final disminuye su viscosidad bruscamente, esto indica que la formulación final generada cumple con unos de los requerimientos para la inyección de álcali en un yacimiento, como lo son disminución de la tensión interfacial y por otra parte formación de una emulsión crudo en agua O/W. Por otra parte observando el grafico se puede apreciar que la viscosidad de la emulsión de crudo tiende a disminuir su viscosidad a medida que aumenta la tasa de corte y esto es debido a que el crudo al ser mezclado con álcali pasa de ser un fluido Newtoniano a una solución con tendencias no-Newtonianas.

Tabla 17. Valores de viscosidad de la formulación final y el crudo del Campo Urdaneta.

$\mu_{Emulsión\ formulación\ álcali}$ (cP)	23,60
$\mu_{Crudo\ Campo\ Urdaneta}$ (cP)	318,76

En la tabla 17, de igual manera se puede notar la variación de la que se hablo en la figura anterior, se aprecia que la viscosidad del crudo bajo de 318,76 cP a 23,60 cP debido a la emulsión crudo-agua que se formo al mezclarlo con el álcali.

Algo muy beneficioso que se observo durante las pruebas para determinar la concentración de álcali es que se logro disminuir las fuerzas interfaciales crudo-agua, logrando la formación de emulsiones de baja viscosidad de hasta aproximadamente 23,60 cP. Para estos valores de viscosidad se obtiene una relación de movilidad favorable ya que con los 2500 ppm de polímero se estaría aumentando la viscosidad del agua de formación a condiciones de yacimiento de aproximadamente 0,34 cP a 30 cP. La diferencia de esto se puede ver en las expresiones siguientes:

Tabla 18. Movilidad del agua y el polímero.

Movilidad con agua	Movilidad con polímero
$M = \frac{K_{rw} * 23,60}{K_{ro} * 0,34} = \frac{K_{rw}}{K_{ro}} * 69,4$	$M = \frac{K_{rp} * 23,60}{K_{ro} * 30} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 0,8$

En la tabla 18, se pueden apreciar unos valores muy teóricos de lo que ocurre cuando se quiere mejorar la razón de movilidad aumentando la viscosidad del agua mediante el uso de polímeros. Claro está que las permeabilidades relativas juegan un papel muy importante, ver figura 4. Si la permeabilidad relativa del agua aumenta mientras las del crudo disminuye el término K_{rw}/K_{ro} va a ser mayor y debido a que el valor de μ_o/μ_w es un número elevado debido a la baja viscosidad del agua en comparación con la de crudo, esta movilidad M tiende a ser muy elevada por tal motivo el barrido de crudo va a ser deficiente. Por el contrario en comparación con la inyección de polímero donde la viscosidad para este caso es mayor que la viscosidad de la emulsión de crudo, el termino μ_p/μ_w va a ser menor por este motivo se mejora la movilidad M y el desplazamiento de crudo va a ser mayor. En general esto es lo que se busca, mejorar el factor de movilidad con la finalidad de aumentar el factor de recobro.

Todos estos estudios son de vital importancia antes de introducirse en las evaluaciones de los desplazamientos en medios porosos utilizando polímero y álcali - polímero.

A continuación se presentan en forma de gráficos todos los resultados de factores de recobro obtenidos durante las pruebas de desplazamiento descritas en el capítulo III.

4. FACTORES DE RECOBRO OBTENIDOS DURANTE LAS RESPECTIVAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

En esta sección se presentan los valores de factor de recobro obtenidos para desplazamientos hechos con polímero y álcali-polímero y las condiciones bajo las cuales se realizaron dichos desplazamientos, entre ellas las saturaciones de crudo-agua presentes en el núcleo antes de cada desplazamiento, permeabilidades absolutas del medio poroso medidas al agua, tasas de corte obtenidas, porosidades del medio entre otras. Por otra parte se van a inyectar un total de dos volúmenes porosos de polímero y 0,3 volumen poroso de álcali según sea el caso.

Después de realizados todos los cálculos de balance de masa se determinó que las saturaciones para las 10 pruebas en general rondaban entre los 60 a 70 % de crudo y 40 a 30 % de agua para núcleos sintéticos con arena inerte, y entre 60 a 65 % de crudo y 40 a 35 % de agua para núcleos reales, por lo que se puede decir que se trabajó a condiciones de saturación del yacimiento del campo Urdaneta.

A continuación se presentan las dos primeras pruebas realizadas en medio poroso, usando como fluido de desplazamiento una solución de polímero únicamente, núcleos de arena sintética inerte (óxido de silicio, SiO_2), se utilizó agua destilada para evitar degradaciones químicas como se describió anteriormente. Estas dos primeras pruebas sirvieron de blanco para establecer el factor de recobro máximo que se puede obtener durante estas pruebas de desplazamiento ya que se está trabajando por una parte con las mayores viscosidades de polímero que se pueden obtener al evitar la degradación química y térmica, y en la cual solo va a estar presente la degradación

mecánica. Se realizan estas dos pruebas bajo las mismas condiciones para garantizar la reproducibilidad de los datos.

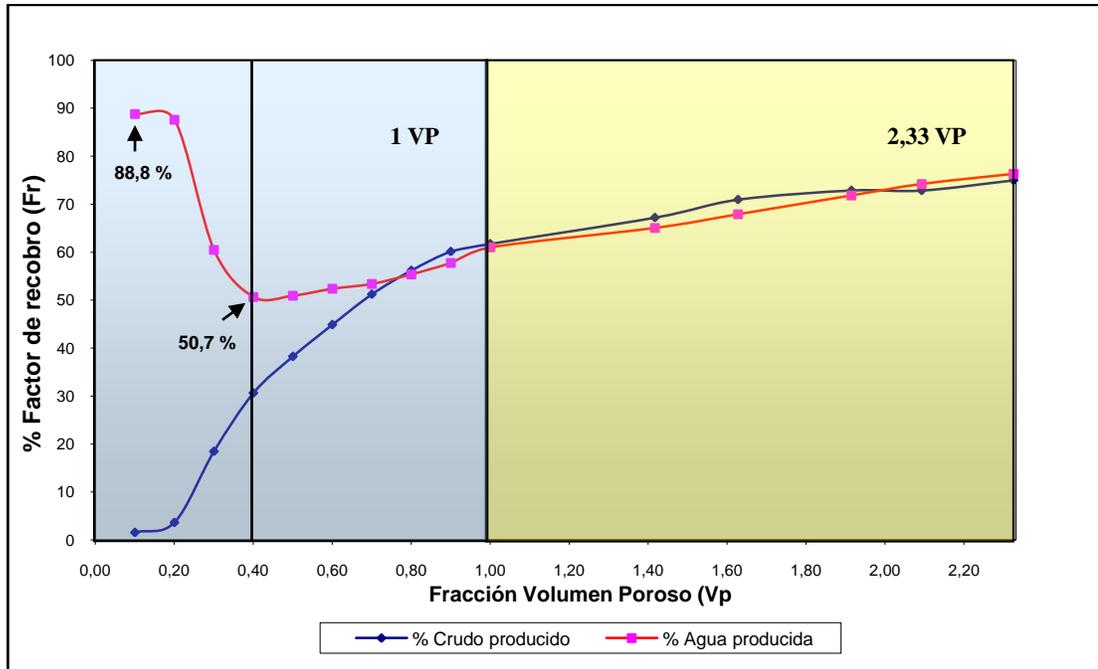


Figura 34. Prueba 1 (Agua de formación y núcleo sintético): % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En el figura 34, se pueden apreciar dos gráficos, el primero que representa el crudo producido o factor de recobro obtenido después de la inyección y un segundo grafico que representa la producción de agua obtenida durante la inyección de polímero. Para esta prueba por un error de cálculo se inyectó un total de 2,33 Vp.

Para la inyección del primer volumen poroso de polímero, se muestreo cada 0,1 Vp y para el 1,33 Vp siguiente se muestreo cada 0,2 Vp, siendo el volumen poroso calculado aproximadamente 37,85 ml. Se puede apreciar que para este primer volumen poroso a medida que se va inyectando polímero se empieza a producir crudo, esta recuperación de crudo va acompañada de una producción de agua debido a las saturaciones del yacimiento. Sin embargo se puede notar que aumentando la viscosidad del agua con polímero se disminuye la producción de agua de un 88,8 % a un 50,7 %, esto representa a una disminución de un 38 % de la producción de agua inicial cuando se han inyectado aproximadamente 0,4 Vp de polímero. Esa

disminución en la producción de agua es debido a la elevada viscosidad del polímero, es decir, como este no se canaliza tan rápido como el agua, el empuje de petróleo va a ser más eficiente, garantizando así que se retire la máxima cantidad de crudo hasta que la saturación del mismo sea la saturación irreducible por inyección de polímero. Sin embargo observando la grafica se tiene que a partir de 0,4 Vp empieza a aumentar la producción de agua, esto indica que ya el polímero empieza a canalizarse aunque la producción de crudo sigue aumentando y se hace máxima en aproximadamente 1 Vp. Después del primer volumen poroso por inyección de polímero la gráfica de producción de agua va aumentando también debido a que se está alcanzando como se dijo anteriormente la saturación irreducible de crudo. Para efectos de esta prueba se inyectaron 2,33 Vp y se observa que la gráfica de producción de crudo no se hace constante sino que al contrario sigue en aumento, es decir que de haberse inyectado más polímero la recuperación de crudo hubiese sido mayor, pero por efectos de tiempo se detuvo la inyección en este volumen poroso.

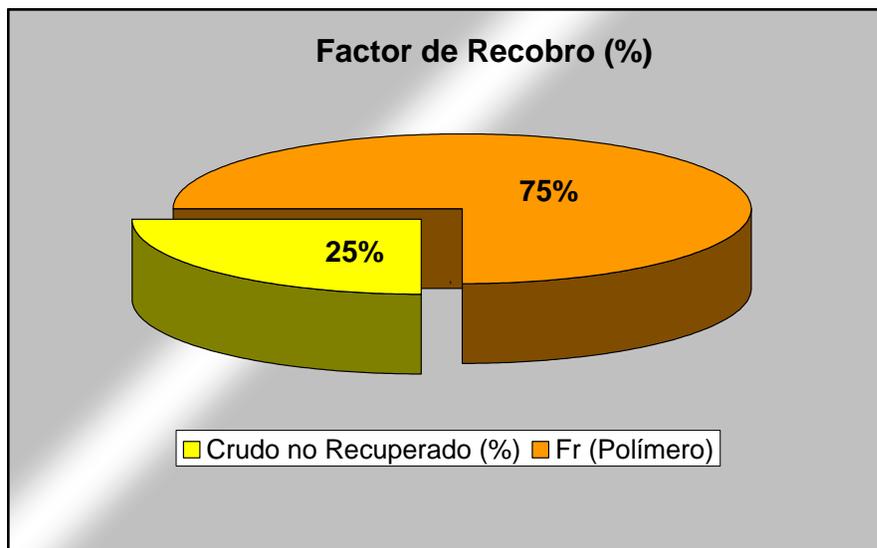


Figura 35. % Factor de recobro por polímero, prueba 1.

Como se expresó anteriormente con estas pruebas (blanco) se va a establecer el máximo factor de recobro que se puede obtener mediante la inyección de polímero únicamente. En la figura 35, está representado el factor de recobro que se obtuvo

aplicando este método de recuperación química, el petróleo que se obtuvo fue de un 75 % del total de petróleo en el núcleo de arena sintética.

A continuación se representa en forma grafica la producción de crudo acumulada en función del volumen poroso, es decir se representa cuanto fue la cantidad en volumen de crudo que se obtuvo al final de la inyección de polímero.

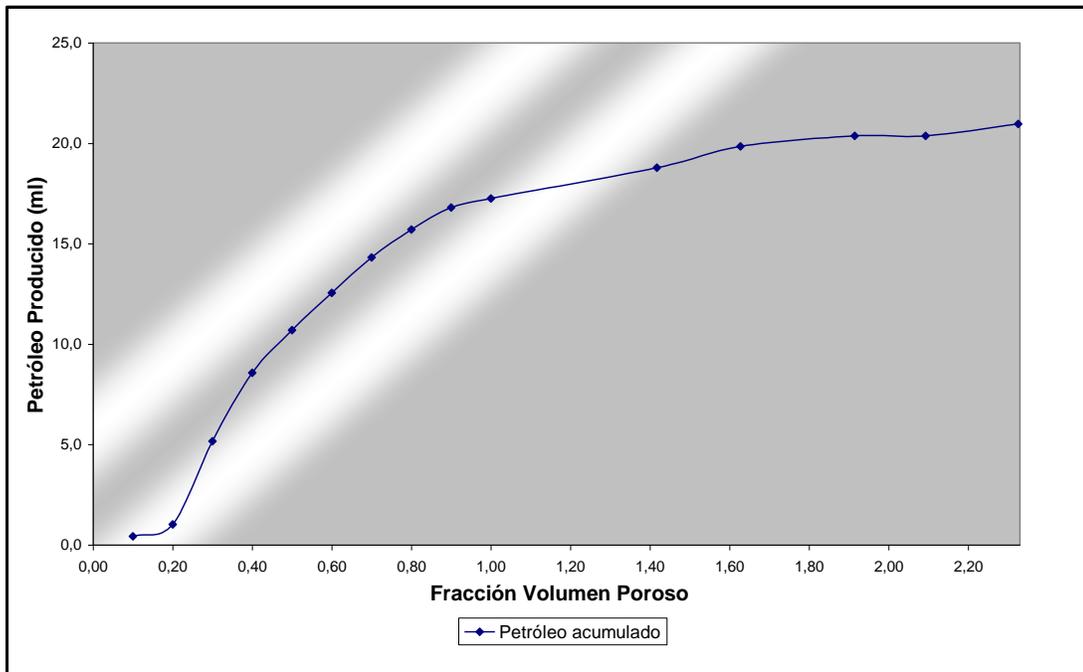


Figura 36. Producción de crudo acumulada, prueba 1.

En la figura 36, se ve que la producción de crudo acumulado en volumen para la inyección final de polímero es de aproximadamente 20,97 ml del petróleo original en yacimiento (POES).

A continuación se presenta una segunda prueba en la cual se trabajó bajo las mismas condiciones de yacimiento de la prueba anterior, esto con la finalidad de comprobar el aumento del factor de recobro con inyección de polímero únicamente.

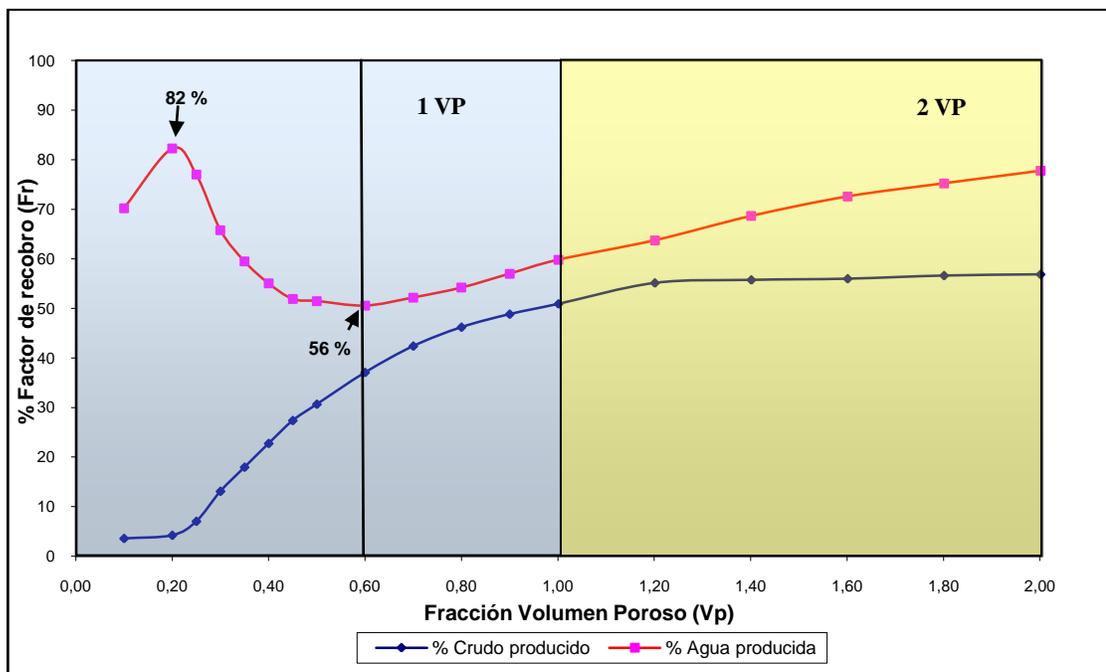


Figura 37. Repetición prueba 1: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En la figura 37, se aprecia el mismo comportamiento observado en la primera prueba, se nota que con la aplicación de la inyección de polímero la producción de agua disminuye en un 26 % de su valor inicial, esto ocurre en aproximadamente 0,6 Vp. Por otra parte para efectos de esta prueba se puede notar que la producción de agua comienza a aumentar a partir de 0,6 Vp. Para un primer volumen poroso es donde se ve la mayor producción de crudo y no es sino hasta 1,2 Vp donde esta producción se hace máxima. A partir de 1,2 Vp la producción de agua sigue en ascenso mientras que la producción de crudo tiene un comportamiento constante, esto indica que ya no se va a recuperar más crudo mediante inyección de polímero, a diferencia de la primera prueba donde la grafica de producción de crudo sigue aumentando a pesar de que fueron inyectados 2,33 Vp, esto se pudo deber posiblemente a una baja de presión que hubo durante la inyección de polímero, es allí donde está la importancia de mantener la presión de yacimiento, esto pudo haber causado una posible canalización del polímero, irrumpiendo este con mayor rapidez hacia el vial de muestreo creando un canal preferencial y reduciendo así la producción de crudo. Para esta prueba se inyectaron 2 Vp de polímero exactamente,

tomando las muestras de producción de crudo cada 0,1 Vp para el primer volumen poroso y cada 0,2 Vp para el segundo. El volumen poroso calculado para esta prueba fue de aproximadamente 37,62 ml.

Tabla 19. Condiciones de trabajo para la prueba 1 y su repetición.

	$\dot{\gamma}$ (seg ⁻¹)	v (ml/min)	K_w (mD)	ϕ (%)	μ_p (cP)
Prueba 1	14,01	0,2	1055	35,64	186
Repetición prueba 1	12,77	0,2	1264	35,17	207,6

En la tabla 19, se pueden observar algunas de las condiciones bajo las cuales se llevaron a cabo estos dos desplazamientos, entre ellas se encuentra la permeabilidad absoluta del yacimiento medida al agua la cual rondaba los 1055 mD para la prueba 1 y 1264 para su respectiva repetición, con estos valores de permeabilidad y con la velocidad de inyección de 0,2 ml/min se determinó a través de la ecuación 18, la tasa de corte de 14,01 seg⁻¹ y 12,77 seg⁻¹ a las cuales según el caso estuvo sometida la solución de polímero. Por otra parte se aprecia las viscosidades de las soluciones poliméricas 186 cP y 207,6 cP respectivamente.

Se puede notar que en la prueba 1 el polímero se ve sometido a una mayor tasa de corte, lo que implica una mayor degradación mecánica y una de las razones es que a menor permeabilidad mayor será la tasa de corte.

Con el aumento de la viscosidad del agua añadiendo polímero se logra mejorar la relación de movilidad, a continuación se representa este mejoramiento, teniendo que la viscosidad del crudo del Campo Urdaneta a condiciones de yacimientos es aproximadamente 318,76 cP, la viscosidad del agua es de aproximadamente 0,34 cP a estas mismas condiciones y que la relación de K_{rw}/K_{ro} es aproximadamente 0,4 según resultados obtenidos directamente del Campo Urdaneta, esto se ve en la tabla siguiente:

Tabla 20. Comparación entre la movilidad del agua y el polímero, prueba 1 y su repetición.

	Movilidad con agua	Movilidad con polímero
Prueba 1	$M = \frac{K_{rw} * 318,76}{K_{ro} * 0,34} = 0,4 * 937,53 = 375$	$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 186} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 1,71$
Repetición prueba 1	$M = \frac{K_{rw} * 318,76}{K_{ro} * 0,34} = 0,4 * 937,53 = 375$	$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 207,6} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 1,54$

De esta forma se ve en la tabla 20, el mejoramiento de la razón de movilidad para ambas pruebas aumentando la viscosidad del agua añadiendo cierta concentración de polímero, si bien se observa que la razón de movilidad al agua es aproximadamente 375, mientras que la razón de movilidad del polímero es inclusive para este caso menor que la unidad, debido a que la relación K_{rp}/K_{ro} en teoría debería ser menor que la relación K_{rw}/K_{ro} por lo descrito anteriormente en lo que respecta a las figuras 4 y 5.

Con la finalidad de medir la razón de movilidad en los puntos donde las saturaciones de los fluidos son irreducibles y con la finalidad de comprobar que la permeabilidad del medio dependen de los valores de viscosidad del fluido se determinaron las Movilidades tanto del crudo a saturación irreducible de agua y la del polímero a saturación irreducible de crudo para ambas pruebas, esto arrojó los siguientes valores:

Tabla 21. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 1 y repetición prueba 1.

Prueba 1		Repetición Prueba 1	
K_o (mD)	K_p (mD)	K_o (mD)	K_p (mD)
1055	232	886	308
Movilidad con polímero (Sro y Srw)		Movilidad con polímero (Sro y Srw)	
$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 186} = \frac{232}{1055} * 1,71 = 0,38$		$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 207,6} = \frac{308}{886} * 1,54 = 0,54$	

En la tabla 21, se comprueba el mejoramiento de la razón de movilidad descrito en la prueba anterior.

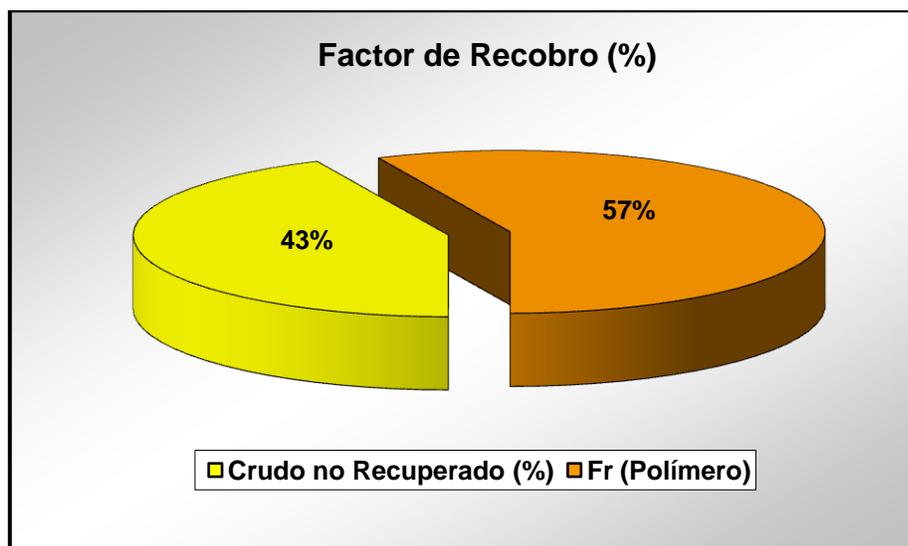


Figura 38. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 1.

En la figura 38, se puede apreciar un elevado factor de recobro de 57 % del petróleo original en el núcleo, sin embargo se tomará como base el factor máximo de recobro obtenido por la primera prueba, es decir, será el factor de recobro máximo que se puede obtener para un tipo de inyección con polímero con estas condiciones,

esto indica, que los factores de recobro que se obtendrán por inyección de polímero en núcleo con arena real van a estar por debajo de 75 %.

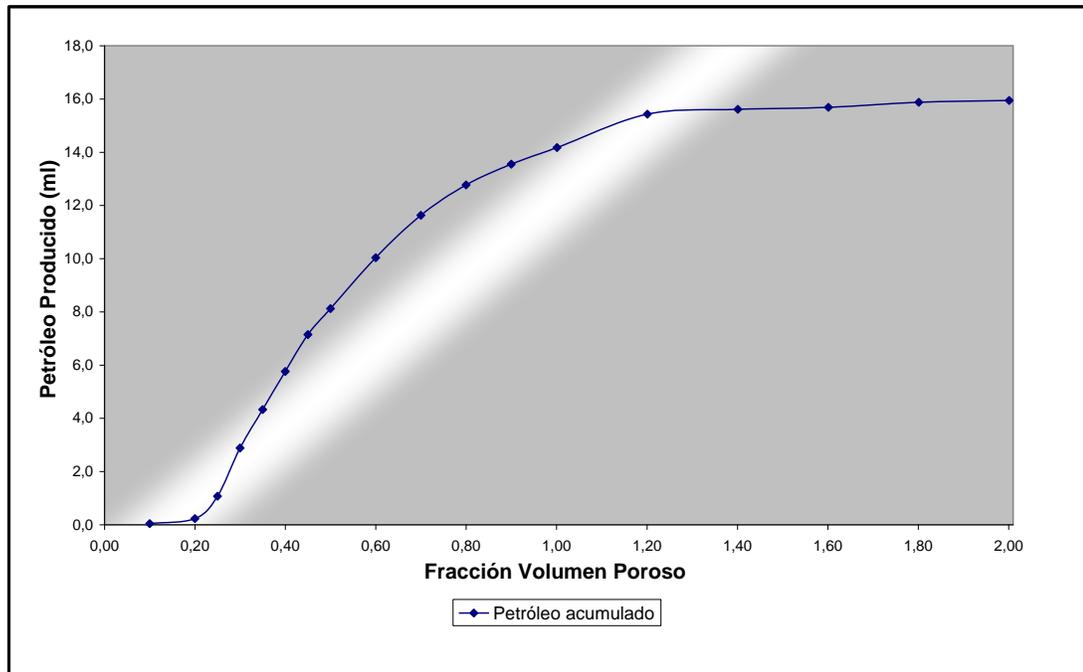


Figura 39. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 1.

En la figura 39, se puede ver que la producción en volumen de crudo después de finalizado la inyección de los 2 Vp de polímero es aproximadamente 16,9 ml del total del crudo inicial en el yacimiento. En comparación con la primera prueba donde se obtuvo 20,97 ml, sin embargo son valores óptimos para este método de inyección química.

Otro de los factores importantes que se evaluaron en estas pruebas fueron posibles daños a la formación, cuando se habla de posibles daños a la formación se está refiriendo a que los polímeros como se dijo anteriormente tienen la propiedad de absorberse y adsorberse sobre la roca y a quedar retenidos por en el medio poroso debido a sus largas moléculas, por este motivo después de culminada la inyección de polímero y el cálculo de su respectiva permeabilidad, se hizo pasar aproximadamente de 4 a 5 Vp de agua nuevamente, con la finalidad de retirar la mayor cantidad de polímero posible del medio poroso para luego medir una última permeabilidad al

agua y ver la disminución de la misma al compararla con la permeabilidad inicial. Claro está que esta última permeabilidad por una parte va a ser menor debido a que ya existe en el medio poroso una cierta cantidad o saturación de crudo irreducible y debido a que existe una absorción y adsorción del polímero en la roca lo que hace que las gargantas de los poros disminuya y por ende el paso de fluido será menor lo que lleva a una reducción de la permeabilidad. En la tabla 22, se representa el valor de la permeabilidad que se obtuvo en la última inyección de agua y su comparación con la permeabilidad absoluta del yacimiento y la permeabilidad del polímero.

Tabla 22. Permeabilidad final al agua, prueba 1 y su repetición.

	Kw (mD) inicial agua	Kp (mD) polímero	K'w (mD) final agua
Prueba 1	1055	232	43
Repetición prueba 1	1264	308	107

En la tabla 22, se encuentra la comparación de lo descrito anteriormente, se puede observar que hubo una reducción en la permeabilidad inicial del agua para ambas pruebas, producto del crudo presente irreducible y de la absorción y adsorción del polímero en la roca. Sin embargo existen yacimientos en el mundo que poseen permeabilidades menores a los 40 mD, lo cual quiere decir que mientras el medio poroso no esté completamente tapado no se habla de un daño total de la formación, es decir aun se pueden inyectar otras sustancias para tratar de recobrar el crudo irreducible por polímero que aun esta en el yacimiento. Por otra parte según la tabla 5, dentro de los criterios para la inyección de polímero se tiene que las permeabilidades de un yacimiento tienen que ser mayor que 20 mD por este motivo también se argumenta de que aun se pueden aplicar otro método de recuperación mejorada en la formación.

Al comparar la última medición de la permeabilidad del agua de ambas pruebas se observa que hubo menos daño a la formación para la repetición de la prueba 1, esto es debido principalmente a que la permeabilidad absoluta inicial al agua dio mayor que la prueba anterior, lo que facilita un mayor desplazamiento del polímero disminuyendo la retención del polímero en los intersticios del medio poroso.

A continuación se presentan dos pruebas en las cuales se utilizó agua de formación para alcanzar saturaciones de yacimiento y en la preparación de la solución polimérica, esto con la finalidad de observar el factor de recobro que se obtiene al realizar un desplazamiento de crudo en un núcleo sintético inerte. Cabe resaltar que como se dijo anteriormente en la arena sintética (SiO_2), el crudo se encuentra adherido a ella debido a que el crudo y el óxido de silicio presentan densidades de cargas opuestas.

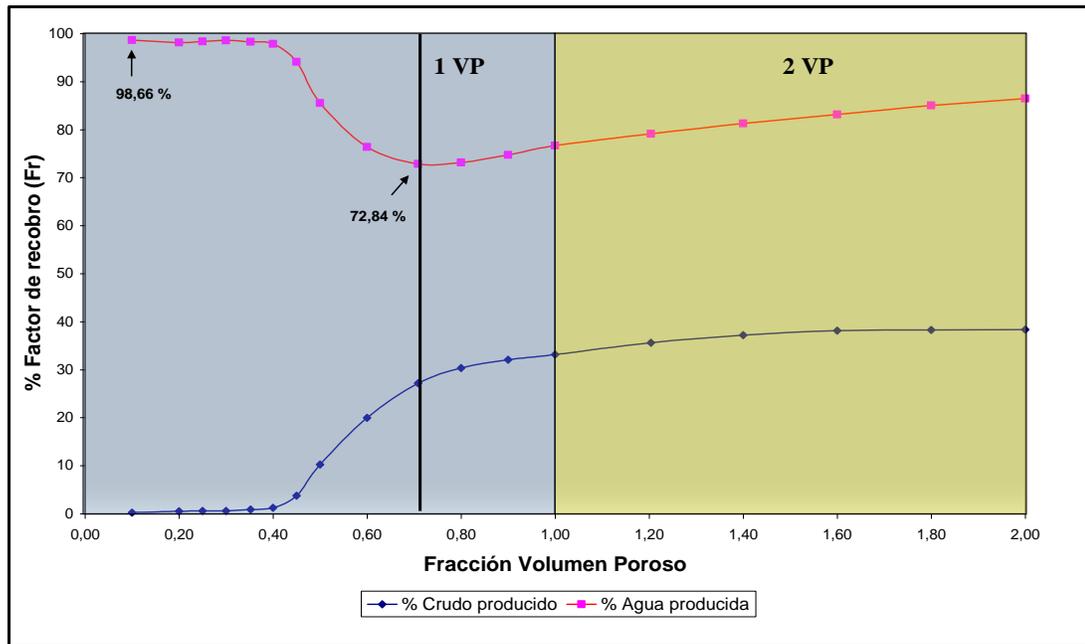


Figura 40. Prueba 2: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

Al igual que en los resultados de las pruebas anteriores se puede apreciar en la figura 40, dos graficas de producción, una de agua y la otra de crudo, sin embargo se ve que la grafica de producción de crudo tiende a hacerse constante más rápidamente que en las pruebas anteriores, esto es debido a que existe una disminución de la viscosidad de la solución polimérica, producto de la degradación química ejercida por el agua de formación, lo que hace que la solución polimérica se canalice más rápidamente que durante la inyección de las pruebas anteriores.

Durante esta prueba se inyectaron 2 Vp, se tomaron las muestras de producción cada 0,1 Vp para el primer volumen poroso y cada 0,2 Vp para el segundo, teniendo en cuenta que el volumen poroso obtenido para este núcleo fue de 37,49 ml aproximadamente.

Se puede observar que durante la inyección del primer volumen poroso la producción de agua disminuye de su valor inicial en un 26 % aproximadamente, este delta de reducción de agua ocurre cuando se han inyectado aproximadamente 0,7 Vp que es cuando la producción de crudo tiende a su valor máximo, sin embargo a partir de 0,7 Vp de inyección de polímero se observa que la producción de agua tiende a crecer debido a que el polímero empieza a canalizarse hacia la producción, sin embargo la producción de crudo tiende a aumentar levemente hasta que alcanza un valor máximo en aproximadamente 1 Vp, cuando se habla de este valor máximo no se refiere a que ya no se produce más crudo, se está refiriendo que hasta ese valor o antes de él la producción de crudo es estable, pero después de 1 Vp como se observa en la gráfica la producción de crudo tiende a hacerse constante es decir, ya se está llegando a la saturación irreducible de crudo por inyección de polímero.

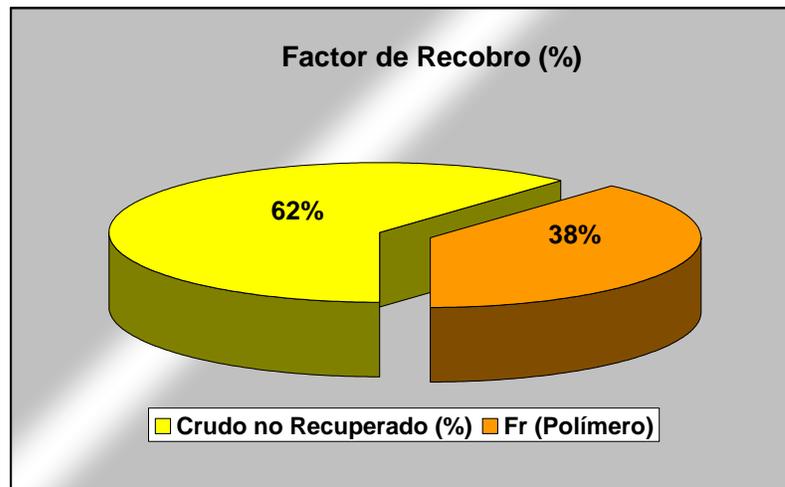


Figura 41. % Factor de recobro por polímero, prueba 2.

Con una viscosidad del polímero de 36,3 cP medidas a condiciones de yacimiento, se logro obtener un factor de recobro de 38 % como se observa en la figura 41.

A continuación se representa en forma grafica la producción de crudo acumulada en función del volumen poroso, es decir se representa cuanto fue la cantidad en volumen de crudo que se obtuvo después de inyectar los 2 Vp.

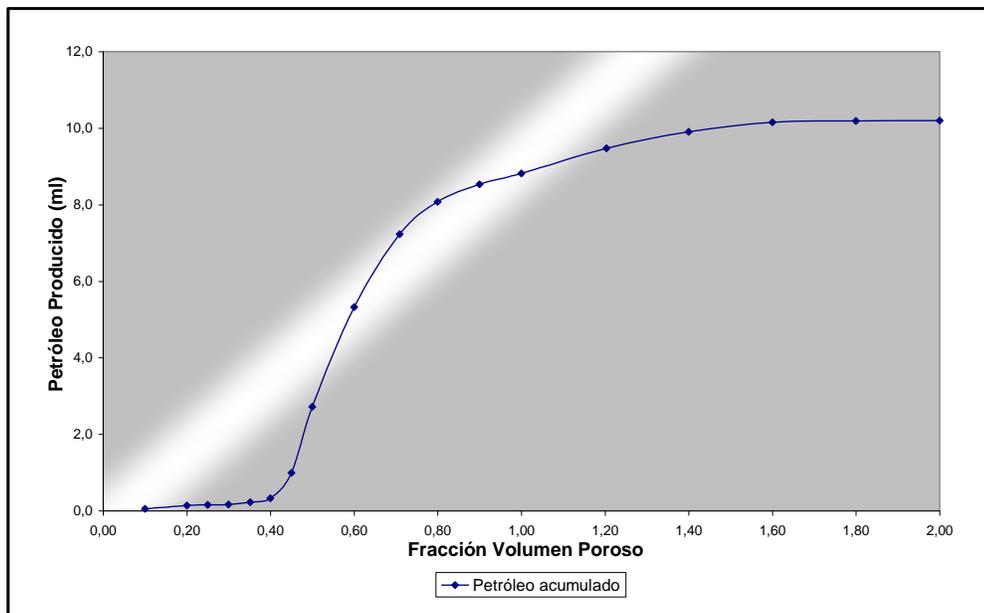


Figura 42. Producción de crudo acumulada, prueba 2.

Este factor de recobro se expresa en volumen a través de la figura 42, obteniendo una producción aproximada de 10,2 ml del petróleo original en el núcleo que representaría nuestro POES.

A continuación se presenta una segunda prueba en la cual se trabajó bajo las mismas condiciones de la prueba anterior, con la finalidad de evaluar el factor de recobro con la variación de viscosidad del polímero producto de la degradación química.

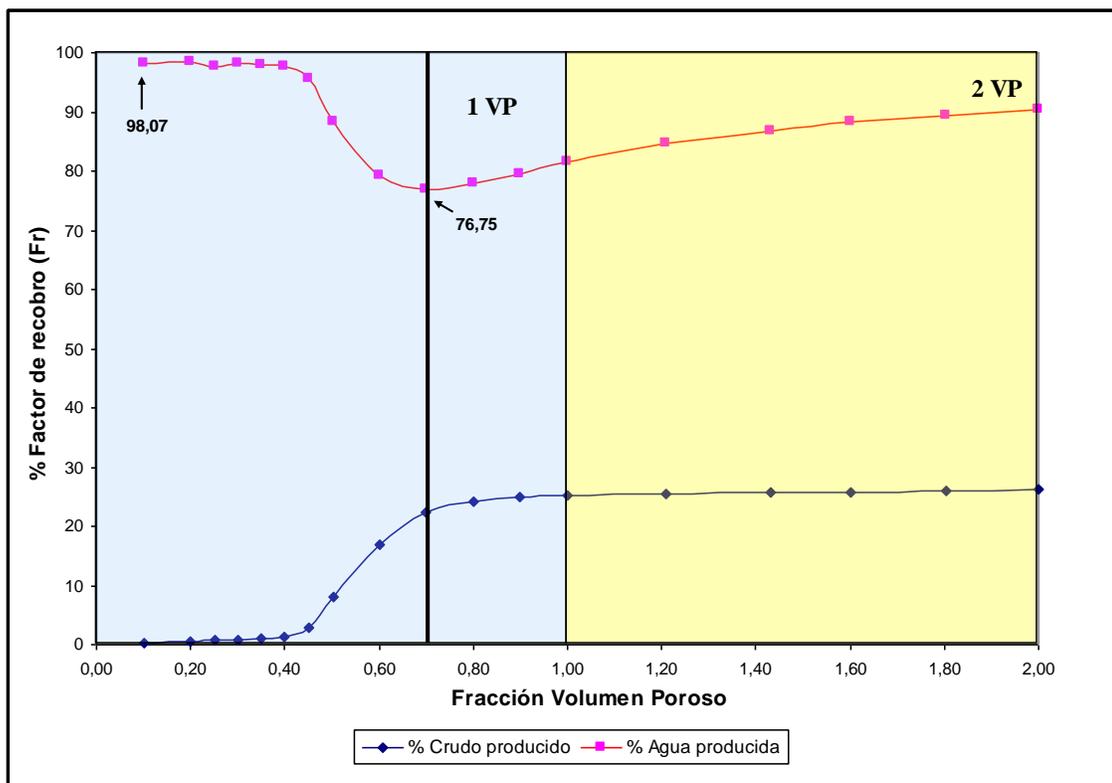


Figura 43. Repetición prueba 2: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En la figura 43, se pueden observar los resultados que se obtuvieron después del desplazamiento con polímero, se inyectaron al igual que la prueba anterior 2 Vp de polímero, siendo el volumen poroso calculado aproximadamente 37,69 ml. La producción de agua disminuyó 21,32 % de su valor inicial, en comparación con la prueba anterior esta disminución resultó ser menor debido a que la viscosidad del

polímero es menor para este caso. A diferencia de la prueba anterior donde en 0,7 Vp la producción de crudo tendía a su valor máximo para esta prueba la producción máxima se alcanzo en aproximadamente 0,7 Vp, alcanzándose en este mismo valor una producción mínima de agua. A partir de 0,7 Vp la producción de agua tiende a aumentar debido a que el polímero ya se había canalizado hacia la producción, mientras que es a partir de 0,7 Vp donde la producción de crudo se hace constante, es decir. Si se observa bien la gráfica, a partir de 0,7 Vp la producción de crudo es nula y se estaría recuperando solo el polímero inyectado. En otras palabras no resulta eficiente una inyección de un segundo volumen poroso de polímero ya que con la inyección del primer volumen se estaría alcanzando la máxima producción para este caso específico.

Tabla 23. Condiciones de trabajo para la prueba 2 y su repetición.

	$\dot{\gamma}$ (seg^{-1})	v (ml/min)	K_w (mD)	ϕ (%)	μ_p (cP)
Prueba 2	13,33	0,2	1160	35,56	36,3
Repetición prueba 2	13,36	0,2	1204	34,65	31,08

En la tabla 23, se pueden apreciar así como en las pruebas anteriores las condiciones bajo las cuales se realizaron estos desplazamientos. Se observa que existe una diferencia en las viscosidades de las soluciones poliméricas de estas pruebas en comparación con las dos primeras pruebas y es debido a la degradación química ya que estas fueron preparadas con agua de formación. Por este motivo es que la producción de crudo es menor para estos casos.

A pesar de que las viscosidades de de las soluciones poliméricas son menores en comparación con las pruebas anteriores, se estaría mejorando la razón de movilidad en comparación con una inyección de agua, a continuación se representa el mejoramiento de la relación de movilidad.

Tabla 24. Comparación entre la movilidad del agua y el polímero, prueba 2 y su repetición.

	Movilidad con agua	Movilidad con polímero
Prueba 2	$M = \frac{K_{rw} * 318,76}{K_{ro} * 0,34} = 0,4 * 937,53 = 375$	$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 36,3} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 8,78$
Repetición prueba 2	$M = \frac{K_{rw} * 318,76}{K_{ro} * 0,34} = 0,4 * 937,53 = 375$	$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 31,08} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 10,26$

En la tabla 24, se puede apreciar que al comparar las movilidades de ambas pruebas, la movilidad de la repetición de la prueba 2 es menos eficiente, debido a la variación de la viscosidad de la solución polimérica, sin embargo esta razón de movilidad se encuentra entre los valores de movilidad expresados como criterios en la tabla 5.

De igual manera se determinaron las movilidades tanto del crudo a saturación irreducible de agua y la del polímero a saturación irreducible de crudo para ambas pruebas, esto arrojó los siguientes valores:

Tabla 25. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 2 y repetición prueba 2.

Prueba 2		Repetición Prueba 2	
$K_o (mD)$	$K_p (mD)$	$K_o (mD)$	$K_p (mD)$
1059	21	1185	40
Movilidad con polímero (S_{ro} y S_{rw})		Movilidad con polímero (S_{ro} y S_{rw})	
$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 36,3} = \frac{21}{1059} * 8,78 = 0,17$		$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 36,3} = \frac{40}{1185} * 8,78 = 0,30$	

En la tabla 25, se aprecia al igual que las dos primeras pruebas los valores de movilidad medidos a saturaciones irreducibles.

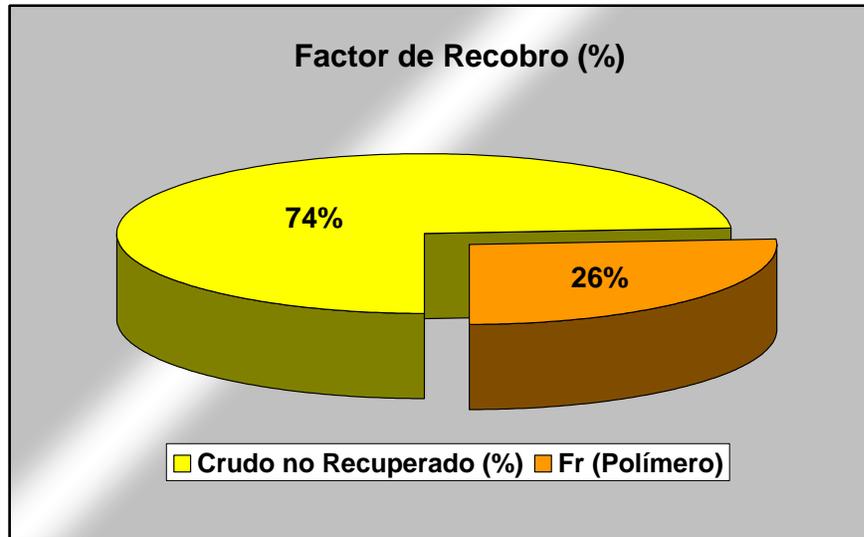


Figura 44. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 2.

El la figura 44, se puede observar que el factor de recobro obtenido después de la inyección de 2 Vp de polímero fue aproximadamente 26 %

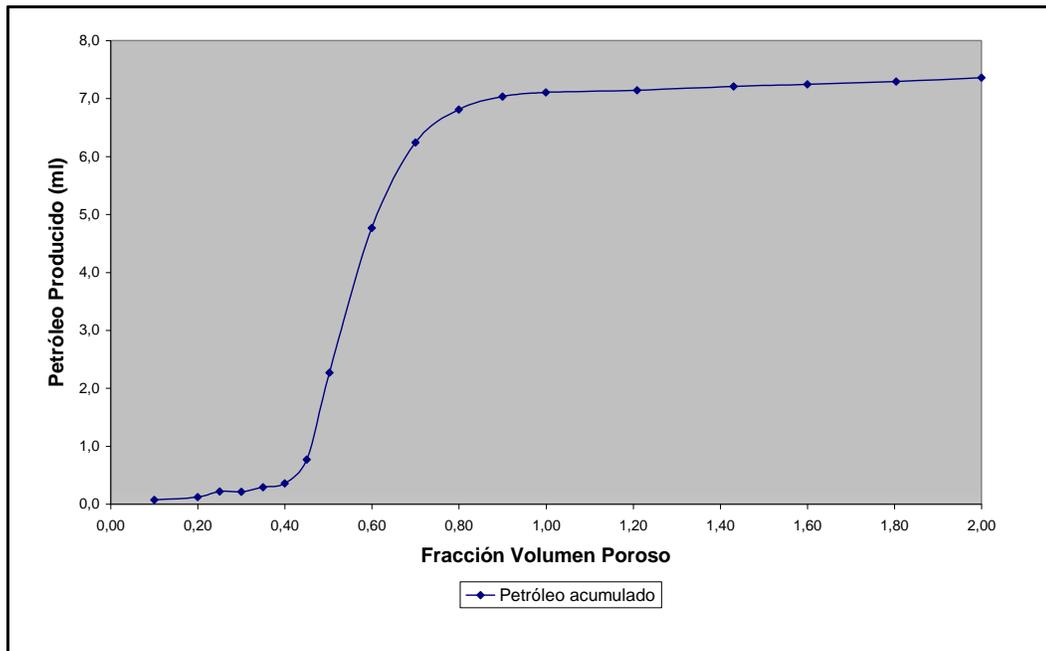


Figura 45. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 2.

En la figura 45, se aprecia la producción acumulada de crudo que se obtuvo durante toda la inyección de 2 Vp de polímero, en esta gráfica se observa que la producción acumulada de crudo fue de aproximadamente 7,36 ml del petróleo original en el núcleo. En comparación con la prueba anterior, se ve que la producción fue menor, es por este motivo que es de vital importancia un control de la viscosidad de la solución polimérica durante la preparación.

Al igual que en las pruebas anteriores, fue de vital importancia evaluar los efectos del polímero sobre la formación, después de haber pasado aproximadamente 5 Vp se midió la permeabilidad del agua y se hizo la comparación con las permeabilidades iniciales del agua y del polímero.

Tabla 26. Permeabilidad final al agua, prueba 2 y su repetición.

	Kw (mD) inicial agua	Kp (mD) polímero	K'w (mD) final agua
Prueba 2	1160	21	308
Repetición prueba 2	1204	40	126

En la tabla 26, se encuentra la comparación de lo descrito anteriormente, se puede observar que la permeabilidad del agua inicial al igual que los casos anteriores es mayor que las demás medidas. Se observa el mismo comportamiento favorable para la última medida de la permeabilidad del agua, siendo esta para efectos de estas prueba de 308 mD y 126 mD aproximadamente, lo que indica que aunque hubo retención del polímero en la roca, el medio poroso aun es permeable.

A continuación se presenta dos de las pruebas más importantes en lo que respecta al cumplimiento de los objetivos de este trabajo y que servirán de comparación con la inyección de álcali-polímero. La importancia de esta prueba radica en que se va a realizar un desplazamiento con inyección de polímero utilizando

todas las condiciones del yacimiento, es decir, se utilizó arena de yacimiento, agua de formación para sus respectivas saturaciones y preparación de las soluciones poliméricas. Las condiciones de inyección fueron las mismas que las aplicadas en la prueba anterior, sin embargo se observara un factor muy importante y lo determina la mojabilidad, como se explicó anteriormente para efectos de la arena de yacimiento la mojabilidad de la misma está dirigida hacia el agua por la presencia de sustancias polares en la roca, y esto se traduce en un aumento en la producción de crudo que más adelante se expondrá. Como se explicó anteriormente el mínimo error aceptado para este tipo de pruebas de laboratorio es en su mayor valor un 5%. Para efectos de esta prueba se logró reducir ese error a un aproximado de 2,29 % por lo que se asumió que los resultados fueron muy precisos en cuanto a producción de crudo se refiere.

A continuación se presenta en forma detallada los resultados que se obtuvieron después de la inyección de 2 Vp de polímero.

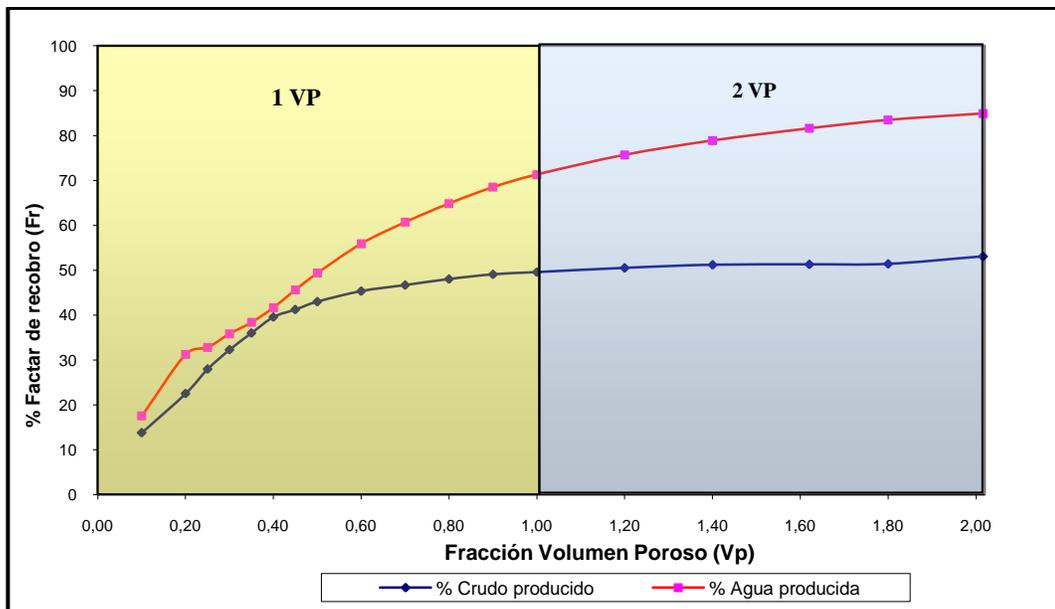


Figura 46. Prueba 3: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En la figura 46, como en las demás pruebas, se observan la curva de producción de agua y la curva de producción de crudo, como se dijo anteriormente se

inyectaron 2Vp de polímero. La curva de producción de agua representada en esta figura es un caso particular que solo se ve en algunos casos cuando se está utilizando núcleos hechos con arena real de yacimiento, esto es debido a que al momento de la inyección de crudo para saturar el núcleo, este adquiere por lo general saturaciones cercanas a las saturaciones de yacimiento sin la necesidad de inyectar agua para alcanzar dichas saturaciones como se expuso en el capítulo III, por lo general cuando se trabaja con núcleos reales se inyectan aproximadamente solo unos 4 ml para alcanzar dichas saturaciones de yacimiento, mientras que cuando se trabaja con núcleo sintético se inyectan un aproximado de 2Vp para llegar a saturaciones cercanas a las de yacimiento y es aquí donde la mojabilidad del medio juega un papel muy importante, ya que la arena sintética al ser mojada al crudo requiere una mayor inyección de agua para retirar el crudo presente en el núcleo y así llegar a dichas saturaciones mientras que en el núcleo real no ocurre este fenómeno por su diferencia de mojabilidad.

Como el agua inyectada para alcanzar las saturaciones es tan mínima para efectos de esta prueba se inyectaron aproximadamente 3,27 ml, nunca se llegó a obtener una producción de agua inicial, ya que el volumen poroso calculado fue de aproximadamente 35,65 ml, es decir que los 3,27 ml no fueron suficientes para atravesar todo el volumen del medio poroso. Al iniciar la inyección del primer volumen poroso de polímero no se observó una producción de agua pronunciada por lo descrito anteriormente, según datos del balance de masa durante los dos primeros muestreos cada 0,1 Vp de inyección de polímero se obtuvo una producción de agua entre 0,6 y 1,5 ml; por este motivo no se nota un máximo de producción de agua, sin embargo a medida que va aumentando la producción de crudo mediante la inyección de polímero también se aprecia un aumento en la producción de agua. Además de esto se destaca en la gráfica de producción de crudo que hasta los 0,4 Vp es eficiente la inyección de polímero debido a que después de este valor la producción de crudo tiende a hacerse constante, por lo que a partir de 0,4 Vp el polímero ya empieza a canalizarse con mayor intensidad hacia la producción y por este motivo el desplazamiento de crudo se hace cada vez menor.

El mismo comportamiento se observa durante la inyección del segundo volumen poroso, es decir a partir del primer volumen poroso como se puede ver la producción se hace totalmente constante es decir ya se ha alcanzado la saturación irreducible de crudo por inyección de polímero para efectos de esta prueba.

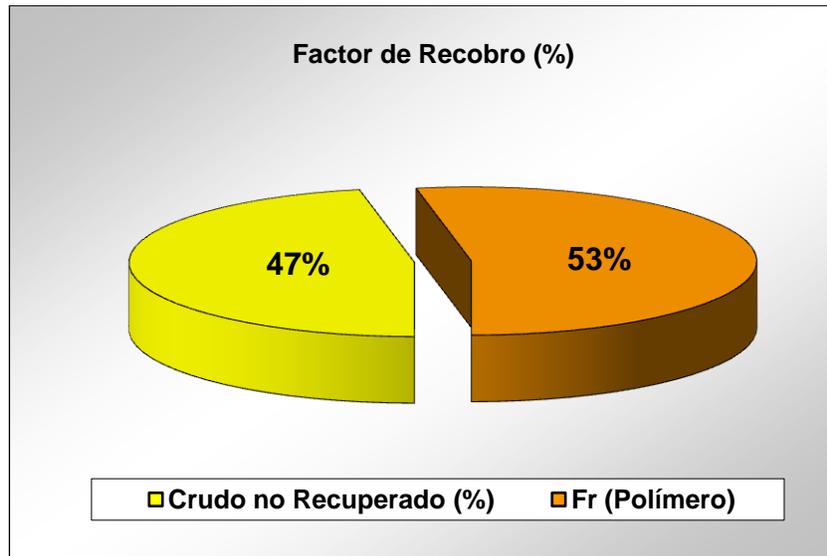


Figura 47. % Factor de recobro por polímero, prueba 3.

En la figura 47, se puede apreciar que para efectos de esta prueba de desplazamiento en núcleo de arena real de yacimiento se logró un factor de recobro del petróleo original en el núcleo de aproximadamente 53 %, este dato representa un valor muy positivo ya que recuperar la mitad del crudo presente en el núcleo implica un excelente rendimiento en la producción por inyección única de polímero, además lleva a pensar en que con la inyección de álcali-polímero la producción debería estar por encima de este factor de recobro.

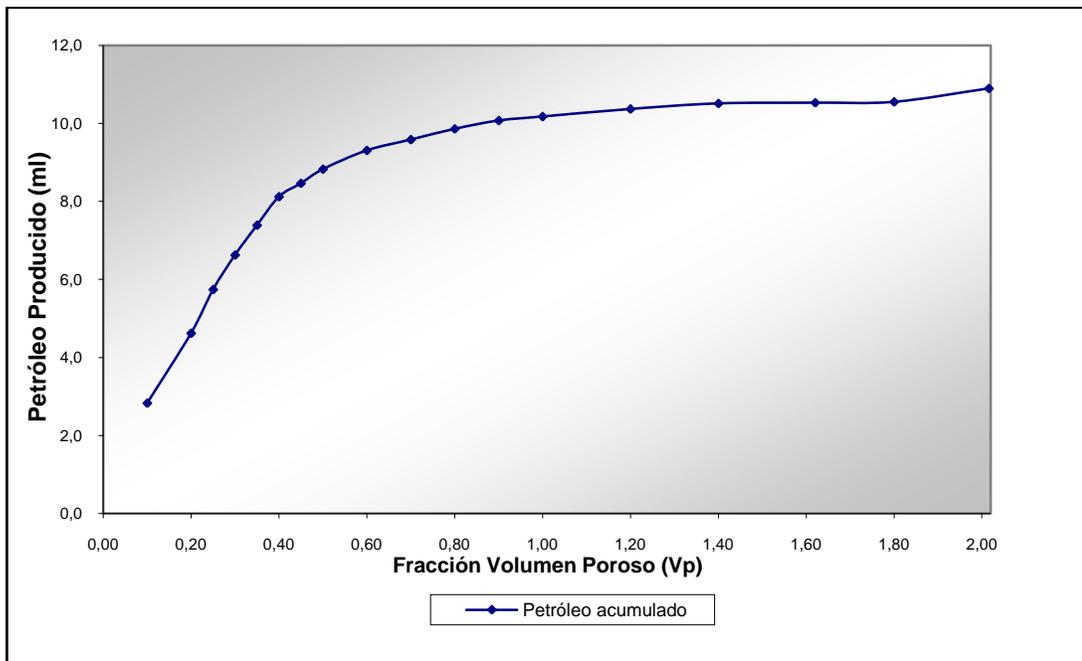


Figura 48. Producción de crudo acumulada, prueba 3.

En la figura 48, se observa la producción acumulada expresada en volumen para efectos de esta prueba, dando como resultado al final de la inyección de los 2Vp de polímero un valor de 10,90 ml del POES.

A continuación se presenta una segunda prueba en la cual se trabajó bajo las mismas condiciones de la prueba anterior, con la finalidad de evaluar la reproducibilidad del factor de recobro obtenido.

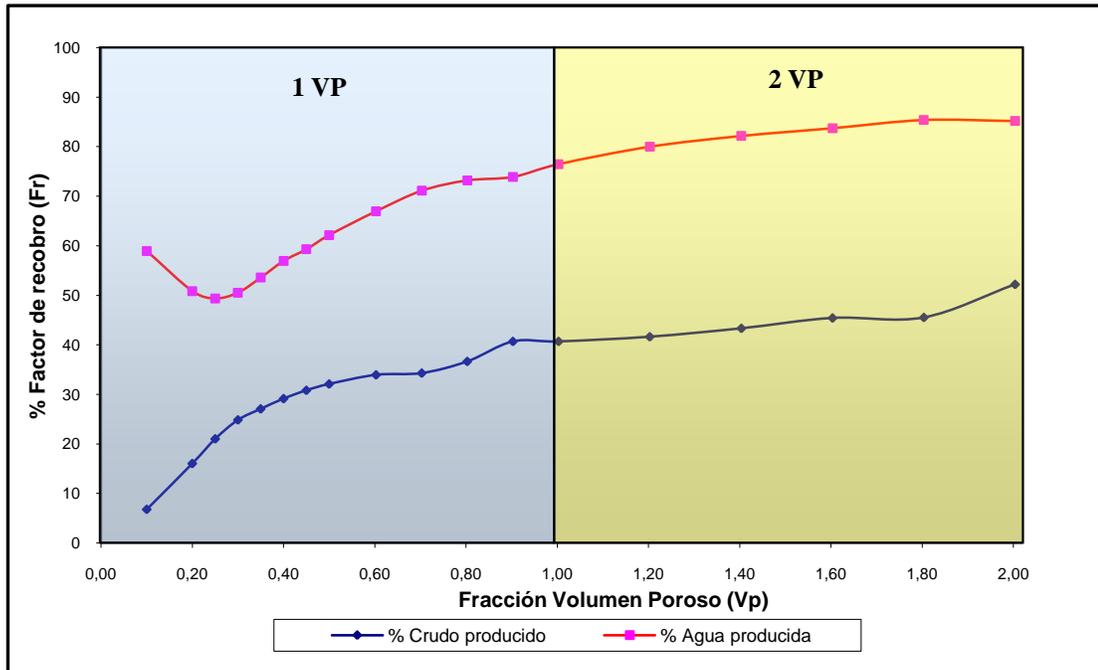


Figura 49 Repetición prueba 3: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En la figura 49, se aprecia de igual manera la inyección de 2Vp de polímero. El volumen poroso calculado fue cerca de 36,27 ml. Para efectos de esta prueba el corte de agua se reduce en un 11 % de su valor inicial. Al igual que en la prueba anterior se observa que la producción de crudo tiende a hacerse máxima entre los 0,4 y 0,5 Vp de inyección de polímero, por lo que a partir de 0,4 Vp el polímero ya empieza a canalizarse con mayor intensidad hacia la producción y por este motivo el desplazamiento de crudo se hace cada vez menor y tiende a hacerse constante.

Tabla 27. Condiciones de trabajo para la prueba 3 y su repetición.

	$\dot{\gamma}$ (seg^{-1})	v (ml/min)	K_w (mD)	ϕ (%)	μ_p (cP)
Prueba 3	12,73	0,2	1352	35,13	30,02
Repetición prueba 3	13,55	0,2	1179	34,88	31

En la tabla 27, se observan las condiciones de desplazamiento bajo las cuales se realizaron estas dos pruebas, los valores tienen cierta reproducibilidad con los valores de las pruebas anteriores, sin embargo cabe resaltar que para efectos de estas pruebas, la viscosidad de la solución polimérica es un tanto menor que la de las demás pruebas. Sin embargo se aprecia también que la producción en este desplazamiento fue mayor que en las dos pruebas anteriores a pesar de que la viscosidad del polímero es menor, esto es debido a lo explicado anteriormente por la mojabilidad de la arena de yacimiento.

Con la finalidad de establecer una comparación entre la movilidad de las dos pruebas anteriores donde se desplazó en núcleo sintético y estas dos pruebas en arena real se determinó de igual manera una razón de movilidad, la cual se expresa en la tabla siguiente:

Tabla 28. Comparación de Movilidad del agua y el polímero, prueba 3 y su repetición.

	Movilidad con agua	Movilidad con polímero
Prueba 3	$M = \frac{K_{rw} * 318,76}{K_{ro} * 0,34} = 0,4 * 937,53 = 375$	$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 30,02} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 10,61$
Repetición prueba 3	$M = \frac{K_{rw} * 318,76}{K_{ro} * 0,34} = 0,4 * 937,53 = 375$	$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 31} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 10,28$

En la tabla 28, se puede apreciar que la movilidad de las soluciones de polímero es menos eficiente que las dos pruebas anteriores debido a una menor viscosidad del polímero, sin embargo por la mojabilidad del medio hacia el agua, se obtuvo una producción de crudo mayor como se expresó anteriormente.

Calculando la razón de movilidad en los puntos de saturación irreducible se puede observar la variación de la movilidad con respecto a las dos pruebas anteriores.

Tabla 29. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 3 y repetición prueba 3.

Prueba 3		Repetición Prueba 3	
K_o (mD)	K_p (mD)	K_o (mD)	K_p (mD)
1020	31	996	44
Movilidad con polímero (Sro y Srw)		Movilidad con polímero (Sro y Srw)	
$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 30,02} = \frac{31}{1020} * 10,61 = 0,32$		$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 31} = \frac{44}{996} * 10,28 = 0,45$	

En la tabla 29, se pueden apreciar que las razones de movilidad al final de las saturaciones irreducibles es prácticamente similar a las de la prueba anterior por los criterios expuestos anteriormente.

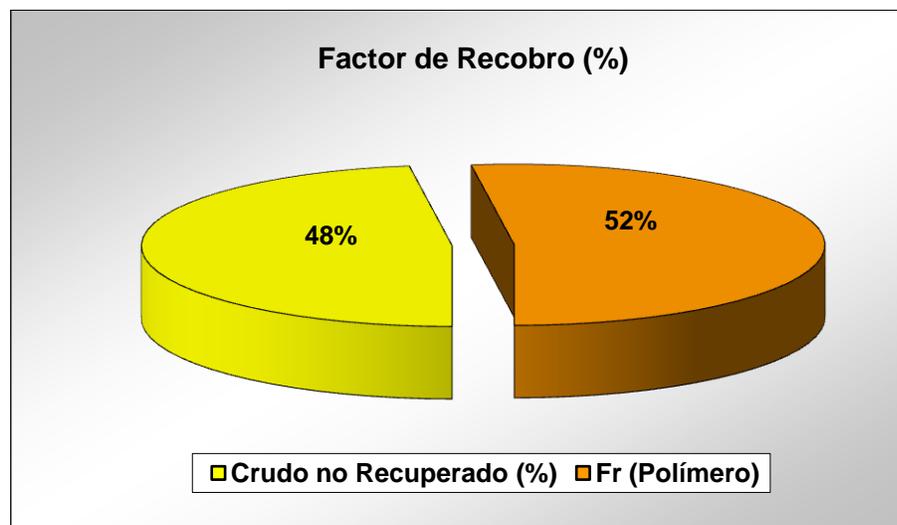


Figura 50. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 3.

En la figura 50, se aprecia un factor de recobro aproximadamente 52 %, siendo este reproducible con la prueba anterior donde se obtuvo un 53 % de recobro.

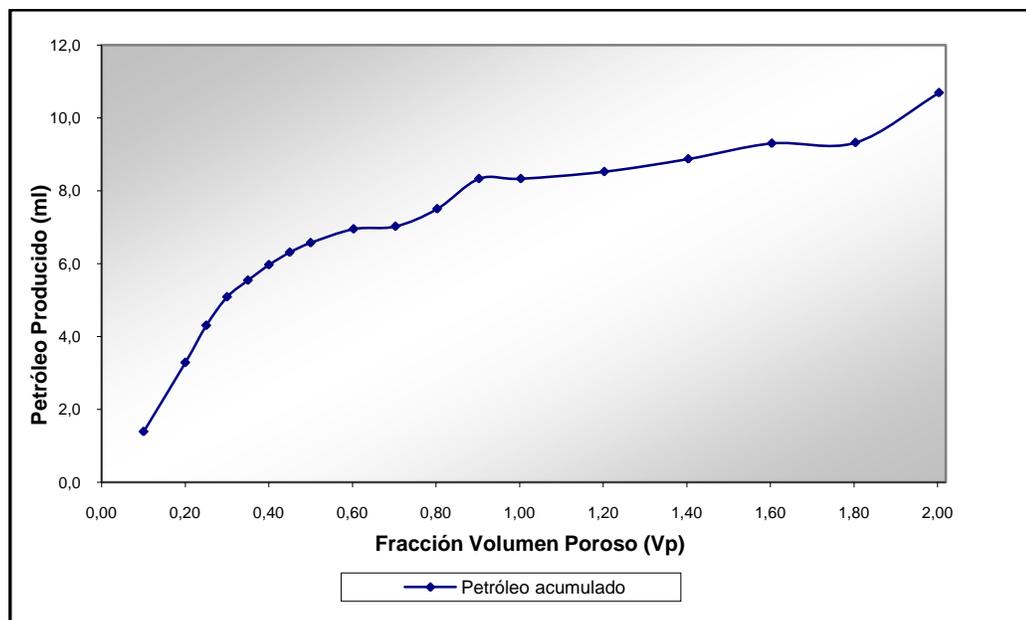


Figura 51. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 3.

En la figura 51, se representa la producción acumulada obtenida en esta prueba y fue de 10,69 ml del POES.

Después de la última medida de la permeabilidad al agua, para determinar los daños a la formación se hizo las mismas comparaciones anteriores y se representaron en la tabla 30.

Tabla 30. Permeabilidad final al agua, prueba 3 y su repetición.

	Kw (mD) inicial agua	Kp (mD) polímero	K'w (mD) final agua
Prueba 3	1352	31	121
Repetición prueba 3	1179	42	218

En la tabla 30, se observa el mismo comportamiento que en las pruebas anteriores acerca de la medida de la permeabilidad durante la última inyección de agua. A pesar de que ocurre una retención del polímero en el medio poroso, el valor de permeabilidad final al agua indica que aun el sistema poroso es permeable y no fue taponado completamente por el polímero.

Una vez obtenidos unos de los primeros resultados reales de desplazamiento en medio poroso utilizando arena real de yacimiento, siendo estos favorables ya que se logro recuperar un 53 % del crudo original en el núcleo, se dio el siguiente paso hacia la inyección de álcali-polímero bajo condiciones del Campo Urdaneta.

Unas de las bases éticas de la ingeniería, es resolver un problema en el menor tiempo posible, con los menores costos, con la mayor eficiencia y con el menor impacto ambiental, en esta parte se enfoca este trabajo ya que se quiere eliminar los desechos alcalinos de los cuales se hablo al comienzo del trabajo debido a que de lo contrario el impacto ambiental sería de magnitudes considerables.

Para el logro del problema planteado se realizaron a continuación cuatro pruebas de desplazamiento con inyección de álcali y polímero, estas pruebas constaron de dos pruebas iniciales con desplazamiento en núcleos sintéticos con la finalidad de tener un blanco para comparar y por otra parte para observar los efectos de absorción del álcali y dos pruebas finales con desplazamiento en arena real de yacimiento y que implicarían los resultados finales y reales del factor de recobro obtenidos con el método AP (álcali-polímero). En estas últimas cuatro pruebas se utilizó agua de formación.

Para estas pruebas se inyectaron 0,3 Vp de álcali y 2Vp de polímero, a continuación se presentan los resultados obtenidos después de los desplazamientos descritos anteriormente.

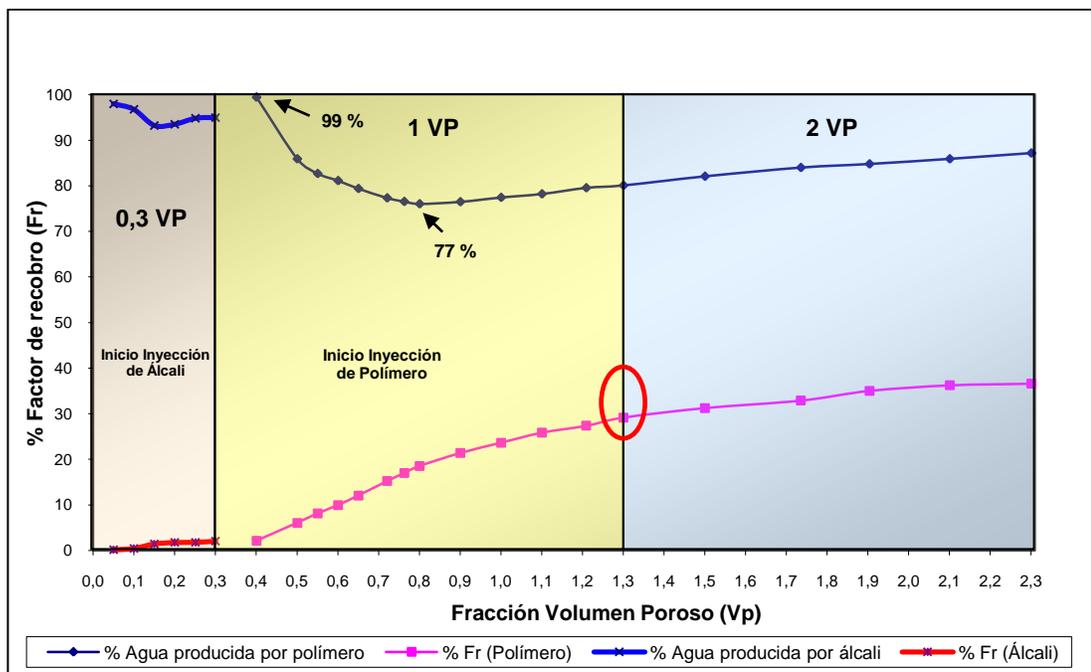


Figura 52. Prueba 4: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En la figura 52, se pueden apreciar cuatro curvas principales, las dos primeras que corresponden a la producción de crudo y agua por inyección de álcali y las dos siguientes que corresponden a la producción de crudo por inyección de polímero y producción de agua por inyección de polímero. Se puede observar que durante la inyección de los primeros 0,3 Vp que corresponden al álcali, la producción de crudo es casi despreciable menor a 3%, lo mismo se ve con la producción de agua para la inyección de álcali es casi nula. Mientras que para la inyección de polímero sucede todo lo contrario, se nota que la producción de crudo aumenta a medida que se inyecta polímero, alcanzando valores de producción de crudo óptimas desde el inicio de la inyección hasta aproximadamente 1 Vp de inyección y que en la gráfica corresponde a 1,3 Vp encerrado en el óvalo de color rojo. Después de este punto la producción tiene un crecimiento moderado hasta que se hace constante en aproximadamente 1,9 Vp.

Por otra parte se aprecia que la producción de agua disminuye aproximadamente 22 % del su valor inicial, esta disminución de la producción

mínima de agua se puede observar en aproximadamente 0,8 Vp, es a partir de este volumen donde la producción de agua empieza a crecer nuevamente por los motivos descritos en las pruebas anteriores. Por lo general se recomienda la inyección de polímero hasta el punto en que la producción de agua es mínima, ya que después de ese punto la fracción de agua obtenida se incrementara.

Durante el muestreo hecho para cada valor de los puntos representados en la grafica de inyección de polímero, se observaron formación de emulsiones tales como se representan en el Anexo D, lo que lleva a pensar que la mayor cantidad del álcali inyectado reaccionó con el crudo disminuyendo tensiones interfaciales agua-crudo lo que condujo a la formación de estas emulsiones de baja viscosidad.

Para tener un estimado de la razón de movilidad que se tiene durante la inyección del polímero para efectos de esta prueba no resulta un tarea fácil ya que si bien es cierto que durante este muestreo se obtuvo emulsiones no se sabe con certeza la viscosidad exacta de dichas emulsiones ya que fue imposible medir su viscosidad debido a que en primer lugar había que desmulsificarlas para observar la producción de crudo y agua en cada muestreo. Sin embargo para tener una idea de la razón de movilidad se va a utilizar la viscosidad de las emulsiones O/W que se obtuvieron con la formulación final de álcali esto es 23,60 cP aproximadamente. En la tabla se representan la diferencia y mejoramiento estimado de la razón de movilidad si se inyectara agua en comparación con la inyección de polímero suponiendo para cada caso que se inyectara de igual forma 0,3 Vp de álcali y posteriormente uno de los fluidos antes mencionados.

Tabla 31. Comparación de Movilidad del agua y el polímero, prueba 4.

Movilidad con agua	Movilidad con polímero
$M = \frac{K_{rw} * 23,60}{K_{ro} * 0,34} = 0,4 * 69,41 = 27,76$	$M = \frac{K_{rp} * 23,60}{K_{ro} * 28,50} = \frac{K_{rp}}{K_{ro}} * 0,83$

En la tabla 31, se puede apreciar que la movilidad del polímero en comparación con la razón de movilidad del agua es más eficiente que la del agua por lo explicado anteriormente.

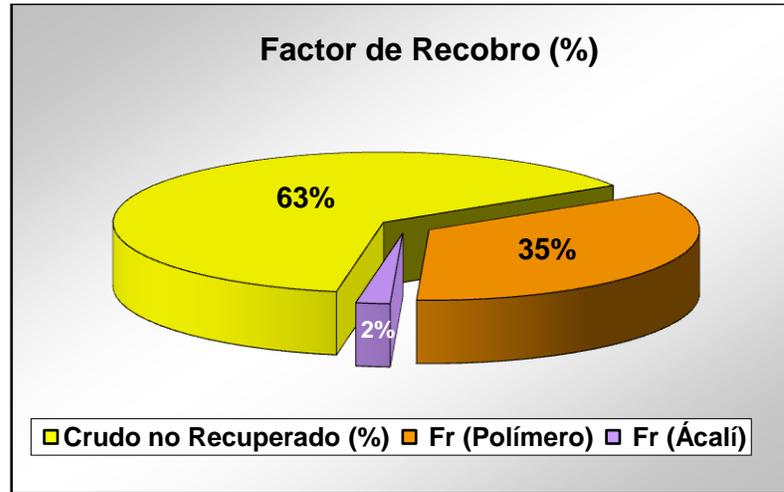


Figura 53. % Factor de recobro por polímero, prueba 4.

Después de realizado las respectivas inyecciones se obtuvo un factor de recobro total de aproximadamente 37 % del petróleo original en el núcleo, dividiéndose este a su vez en un 2 % de recobro para la inyección de álcali y en un 35 % para la inyección de polímero, sin embargo para efectos de discusión se tomara en cuenta el factor total de 37 % debido a que cuando ocurre un desplazamiento como el que se realizó en esta prueba se está tomando tanto la inyección de álcali y la de polímero como un tapón uniforme, lo que indica que el factor de recobro se contabiliza para un POES inicial.

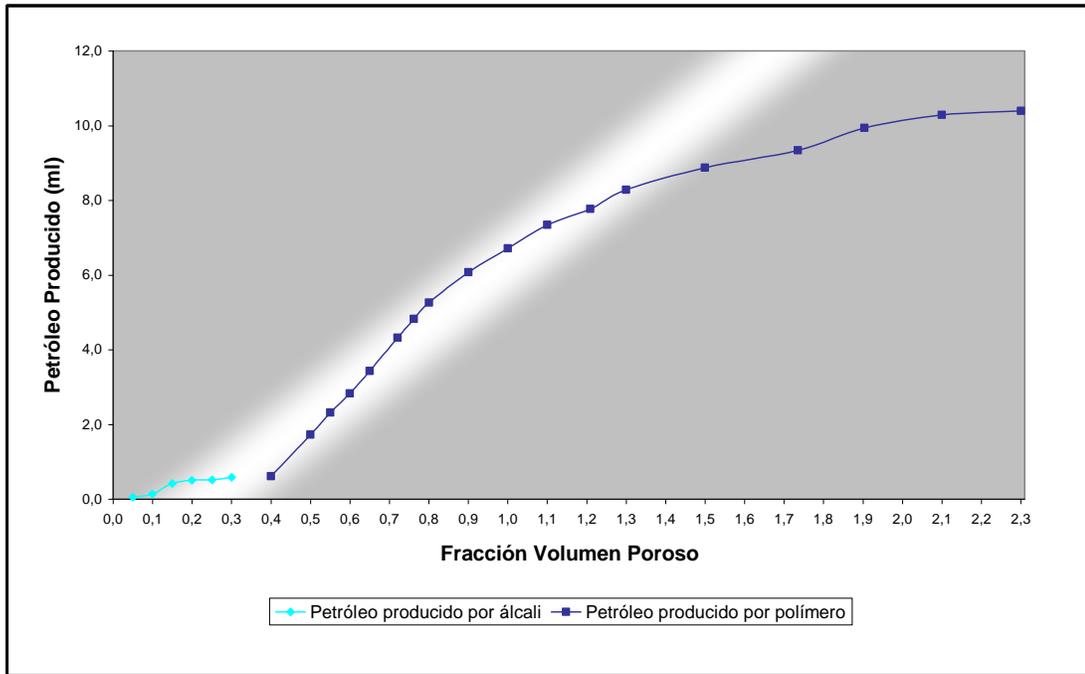


Figura 54. Producción de crudo acumulada, prueba 4.

Este porcentaje del factor de recobro se traduce en una producción en volumen de crudo acumulado, siendo este aproximadamente 10,38 ml representado en la figura 54. Esta recuperación a pesar de la inyección de álcali fue ligeramente mayor a la inyección hecha en núcleos sintéticos con agua de formación con inyección única de polímero.

A continuación se presenta la repetición de la prueba anterior, con la finalidad de obtener valores reproducibles ya que de ello depende la comparación de algunos parámetros.

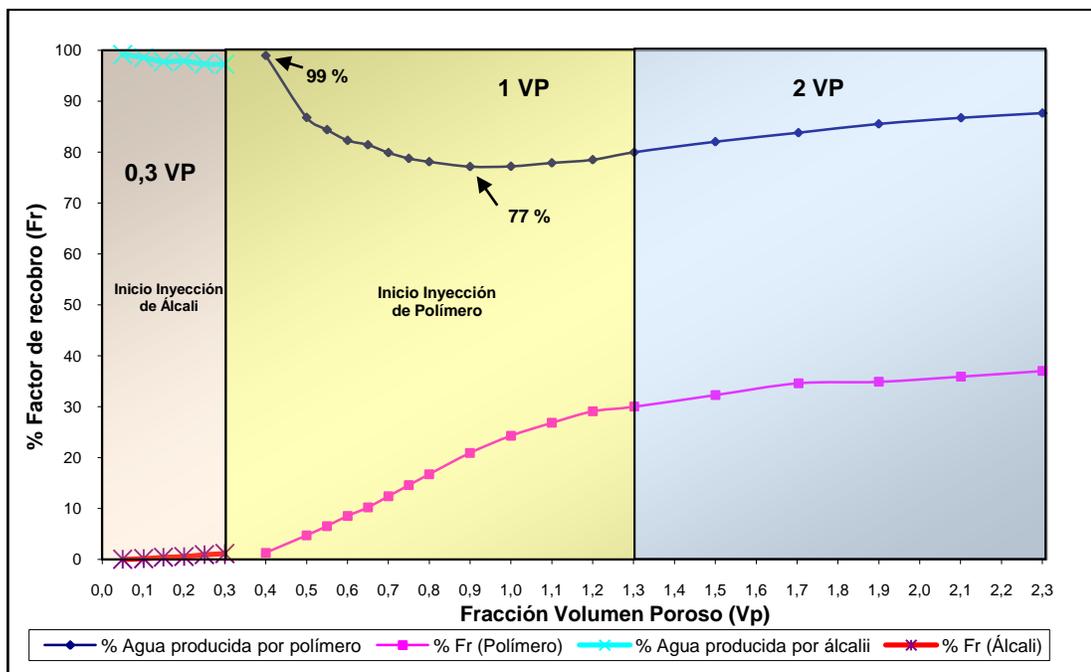


Figura 55. Repetición prueba 4: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

De igual manera que en la prueba anterior, en la figura 55, se observa que para la inyección de los primeros 0,3 Vp que corresponden a la inyección alcalina, tanto la producción de agua como de crudo es prácticamente despreciable, siendo la producción de crudo menor al 2 %. Sin embargo esto no ocurre en la producción de crudo para la inyección de polímero, durante la inyección de polímero se nota que la producción de crudo tiende a aumentar gradualmente hasta que alcanza un valor máximo en aproximadamente 1,3 Vp como se observa en la gráfica. Es a partir de allí cuando la producción de crudo tiende a hacerse constante. Por otra parte se observa que al igual que la prueba anterior la producción de agua disminuye 22 % aproximadamente de su valor inicial, siendo este valor mínimo de agua alcanzado en aproximadamente 0,9 Vp por lo que se recomienda que la inyección de polímero óptima para obtener una producción de crudo aceptable se haga hasta posiblemente 0,9 a 1 Vp según la gráfica.

Al igual que en la prueba anterior, se observaron formación de emulsiones durante la producción de crudo, por lo que la razón de movilidad de la tabla anterior, es similar a la que se obtendría en este caso.

Calculando la razón de movilidad en los puntos donde las saturaciones son irreducibles se tienen los siguientes resultados:

Tabla 32. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 4 y repetición prueba 4.

Prueba 4		Repetición Prueba 4	
$K_o (mD)$	$K_p (mD)$	$K_o (mD)$	$K_p (mD)$
603	24	713	30
Movilidad con polímero (Sro y Srw)		Movilidad con polímero (Sro y Srw)	
$M = \frac{K_{rp} * 23,60}{K_{ro} * 28,50} = \frac{24}{603} * 0,83 = 0,03$		$M = \frac{K_{rp} * 23,60}{K_{ro} * 28,50} = \frac{30}{713} * 0,83 = 0,035$	

Como se puede ver en la tabla 32, la razón de movilidad calculada para la prueba 4 y su repetición resultaron ser mucho menor que la unidad, esto es debido a que se está utilizando como viscosidad del crudo, la viscosidad de la emulsión antes descrita. Por otra parte si se construyera la curva de permeabilidades relativas se puede observar comportamientos que hacen que la relación K_{rp}/K_{ro} sea menor que en una inyección con agua, debido a que el crudo al ser menos viscoso producto de la emulsión tiende a desplazarse más rápido y esto favorece cada vez más la razón de movilidad.

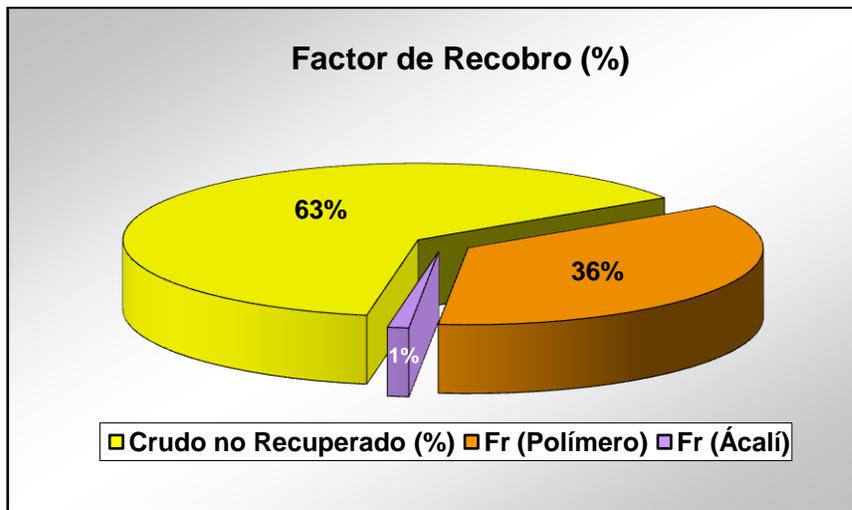


Figura 56. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 4.

En la figura 56, se aprecia que el factor de recobro obtenido para efectos de esta prueba es parecido al anterior. Por lo que el factor de recobro total obtenido fue de aproximadamente 37 %.

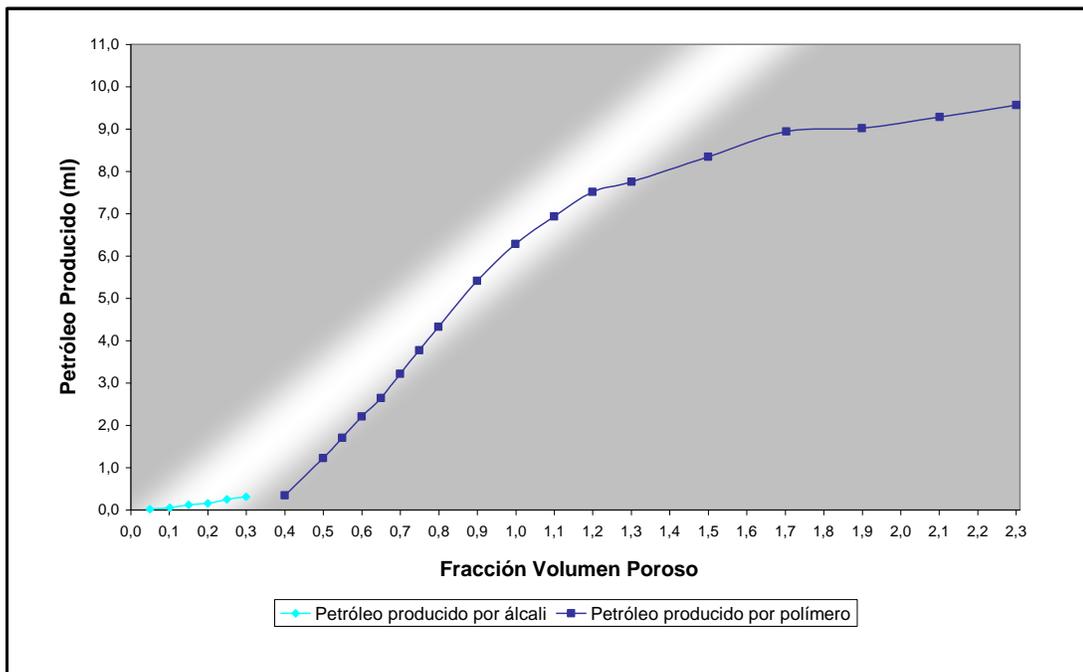


Figura 57. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 4.

Dicho factor de recobro se traduce en volumen en aproximadamente 9,6 ml del volumen inicial de crudo en el núcleo como se expresa en la figura 57.

Para este tipo pruebas de igual manera se hizo una evaluación de posibles daños a la formación, para ello al igual que en las pruebas anteriores se inyectó aproximadamente 5 Vp de agua al finalizar la inyección de polímero para posteriormente medir la permeabilidad del medio poroso al agua y así comprar con la permeabilidad del agua al inicio de la prueba. Después de estas mediciones obtuvieron valores que están reflejados en la tabla 33.

Tabla 33. Permeabilidad final al agua, prueba 4 y su repetición.

	Kw (mD) inicial agua	Kp (mD) polímero	K'w (mD) final agua
Prueba 4	967	24	74
Repetición prueba 4	992	30	135

De igual manera, en la tabla 33, se puede notar que el medio poroso aun es permeable después de la inyección de álcali-polímero para ambas pruebas. Sin embargo existe una diferencia entre las permeabilidades finales de la prueba 4 y su repetición y de esta forma se comprueba que debido a las viscoelasticidad del polímero existen zonas del medio poroso donde el polímero queda retenido en mayor proporción que en otras lo que lleva a que se genere una especie de tapón en el núcleo y hace que las permeabilidades varíen como en estos casos.

A continuación se presentas las dos últimas pruebas, donde se observara el factor de recobro real que se está buscando para inyección de álcali-polímero con todas las condiciones del yacimiento del Campo Urdaneta. En estas pruebas se presentan variaciones en comparación con las pruebas anteriores, entre ellas están: un aumento en la producción de crudo para la inyección de álcali únicamente, otra de

estas variaciones es que se aprecian fluctuaciones en la curva de producción de crudo debido a las propiedades viscoelásticas del polímero Mucci y otros (2003).

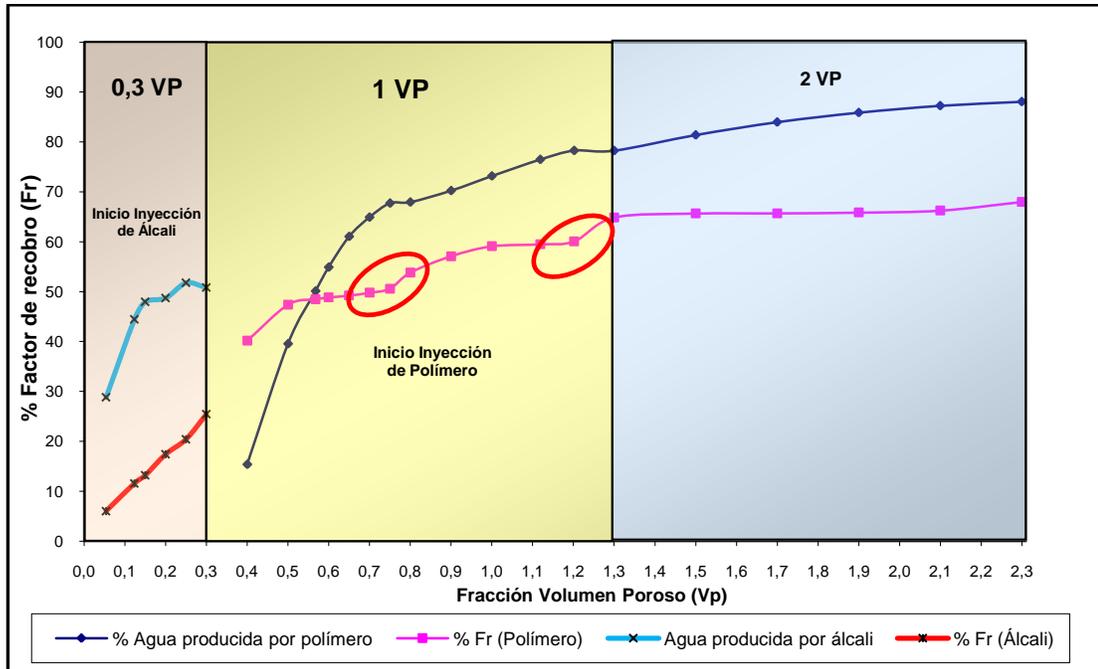


Figura 58. Prueba 5: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En la figura 58, se pueden apreciar las curvas de producción tanto para inyección de álcali como para inyección de crudo, estas pruebas como se menciono anteriormente fueron las encargadas de cumplir con el objetivo planteado en este proyecto. Como se puede notar durante la inyección de álcali de 0,3 Vp se obtuvo una producción elevada mayor a 20 % a diferencia de las pruebas anteriores donde la producción no alcanzaba el 3 %. Esto fue debido principalmente a dos motivos, el primero tiene que ver con el aumento de viscosidad de la solución alcalina de la cual se hablo anteriormente, lo que hizo que la razón de movilidad mediante el desplazamiento alcalino fuera más eficiente, mejorando el barrido del crudo y evitando así una canalización prematura, por otra parte debido a que la arena real de yacimiento tiende a ser mojada por el agua, el crudo se encuentra más libre dentro de la formación lo que hizo que este fluyera con mayor facilidad, estas son unas de las principales razones por las cuales la producción de crudo para la inyección de álcali

fue mayor que en los dos casos anteriores. Por otra parte se observa que la producción de agua durante la inyección alcalina fue en aumento es decir que a medida que se producía crudo también se obtenía una producción de agua. Al comienzo de la inyección de polímero se observa un aumento en la producción de crudo hasta un aproximado de $1,3 V_p$ según la gráfica, es decir, cuando se han inyectado aproximadamente $1 V_p$ de polímero se llega a un máximo en la curva de producción de crudo, es a partir de este punto donde la producción de crudo empieza a hacerse constante. Unas de las diferencias entre estas pruebas a parte del aumento en la producción, radica en unas pequeñas fluctuaciones en la curva de producción las cuales se encuentran encerradas en los óvalos rojos, se observa que la curva tiende a un mínimo y luego vuelve a aumentar la producción de crudo, este fenómeno ocurre simplemente por el comportamiento viscoelásticos de las soluciones poliméricas, es decir, según Mucci y otros (2003), un fluidos viscoelásticos posee porciones tanto elásticas como viscosas, la porción elástica se comporta acorde a la ley de Hooke (modelo del resorte), la porción viscosa obedece a la ley de Newton (efecto amortiguador), lo que ocurre a nivel de poros es algo similar a cuando se comprime un resorte y luego se deja que se elongue, es decir, cuando la solución de polímero se encuentra con un espacio poroso que impide su fluidez este tiende a comprimirse como un resorte debido a su elasticidad, pero en el momento en que la solución polimérica tiende a vencer este espacio poroso encontrando un espacio por donde fluir, este se elonga y tiende a fluir con rapidez debido también a su elasticidad, cuando ocurre este fenómeno en que el polímero se comprime en el medio poroso se observa que la producción alcanza un mínimo debido a que el polímero en ese momento no está fluyendo, pero en el momento en que empieza a fluir de nuevo, libera la energía que tenía en reposo durante la compresión y fluye con mayor rapidez tendiendo a desplazar un tapón de crudo lo que hace que la producción pase de un mínimo a un máximo, es allí cuando la producción se vuelve a normalizar, este es uno de los motivos por los cuales ocurren estos cambios en la grafica de producción de crudo.

Como en los casos anteriores también se observa que durante la inyección del segundo volumen poroso de polímero la producción tiende a hacerse constante y la recuperación de agua tiende a aumentar, es decir, en ese momento se está recuperando es el mismo polímero inyectado, por lo que no se recomienda la inyección de un segundo volumen poroso de polímero.

Durante el muestreo de la producción de crudo no se observaron la formación de emulsiones, es decir, el crudo y el agua fueron recuperados en fases separadas, lo que lleva a discutir que en este caso parte del álcali se absorbió en la roca debido a su polaridad, cuando el álcali se absorbe en la roca pueden ocurrir dos fenómenos según París (2001), en primer lugar puede ocurrir un cambio de mojabilidad, es decir una superficie que está siendo mojada al agua pasa a ser aun más a fin al agua debido a que el álcali es una sustancia con compuestos polares dejando mayor libertad a para que el crudo fluya, por otra parte ocurre una disminución de las presiones capilares producto de la disminución de las fuerzas interfaciales dentro de estos poros y debido también al cambio de mojabilidad. Cuando ocurren estos fenómenos la producción de crudo aumenta aun más cuando la inyección de álcali va acompañada de un tapón de polímero según el CIED (2000), lo que se traduce en un aumento de la producción en comparación con las pruebas anteriores, sin embargo la formación de surfactantes naturales no llevó a la formación de emulsiones, debido a que la concentración de álcali disminuyó al absorberse en la arena de yacimiento.

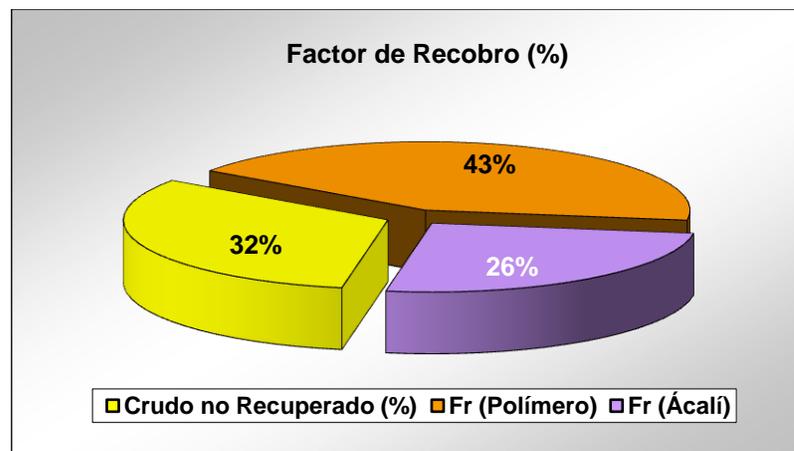


Figura 59. % Factor de recobro por polímero, prueba 5.

En la figura 59, se pueden observar tres divisiones, en las cuales se representan tanto los factores de recobro por álcali y polímero y el crudo que no fue recuperado, como se expreso anteriormente, para efectos de estas pruebas se habla de un factor de recobro total, sin embargo en este grafico se representan por separado para ver la eficiencia de cada método de inyección, se observa que con la inyección de álcali solamente, se obtuvo una recuperación de crudo de 26 % del POES, con la inyección de polímero se obtuvo aproximadamente un 43 % de crudo. Se tiene que después de realizado el desplazamiento con ambos fluidos se obtuvo aproximadamente un 69 % del POES. Esto indica que la inyección de álcali-polímero es más eficiente que la inyección única de polímero, ya que se estaría recuperando más petróleo del que se recuperó en la prueba 5.

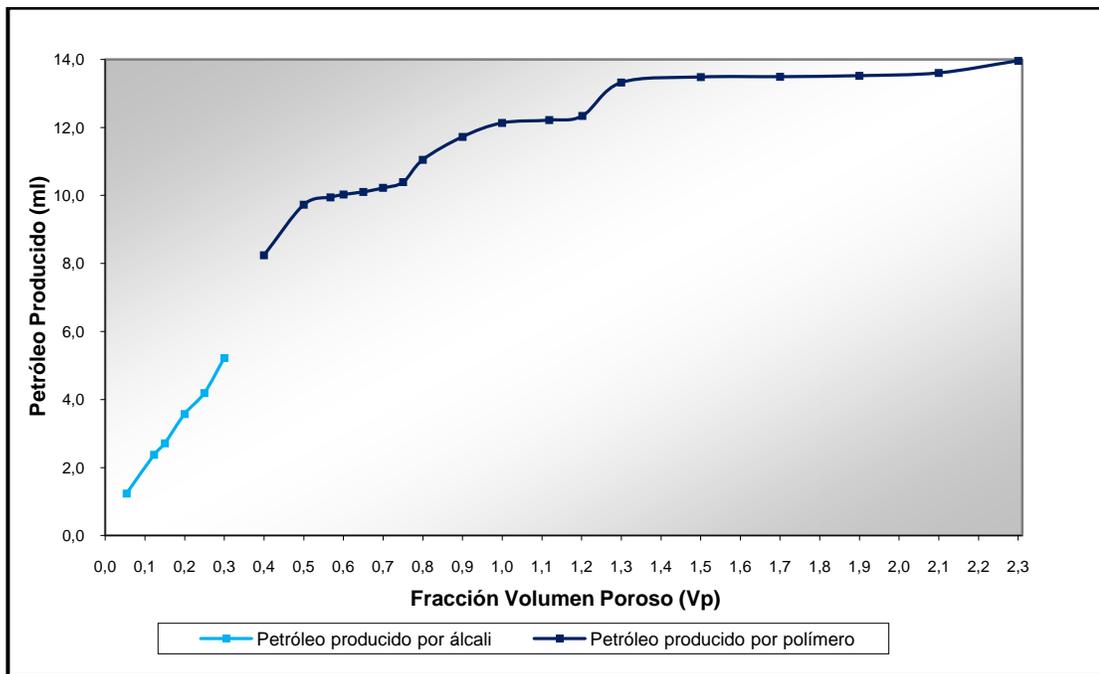


Figura 60. Producción de crudo acumulada, prueba 5.

Lo expresado en porcentaje en el grafico anterior, se representa en volumen en la figura 60, el cual corresponde a la producción acumulada de petróleo después de inyectados los 2,3 Vp que corresponde a la inyección de álcali-polímero, se tiene que después de inyectado este volumen poroso se acumuló un aproximado de 13,96 ml, lo

que representa una mayor producción que la obtenida en la prueba de inyección de polímero.

A continuación se presenta a modo de reproducibilidad una gráfica donde al igual que en la prueba anterior se inyecta álcali y polímero, con la finalidad de comprobar si el aumento en el factor de recobro de la prueba anterior es reproducible para las mismas condiciones de trabajo.

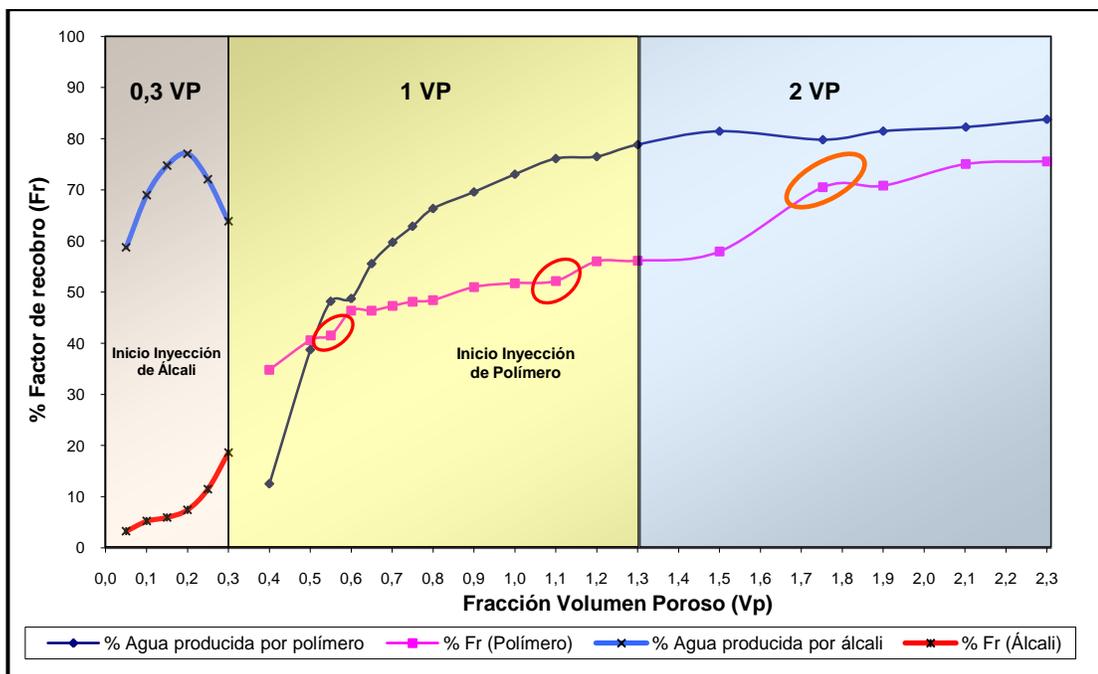


Figura 61. Repetición prueba 5: % Factor de Recobro vs. Volumen Poroso Inyectado de Polímero.

En la figura 61, al igual que en la prueba anterior se observan las dos inyecciones de fluidos hacia el medio poroso, la primera que corresponde a los 0,3 Vp de álcali y la segunda que corresponde a los 2 Vp de polímero, cada una de estas inyecciones lleva consigo una producción de agua, se aprecia que para una inyección de 0,3 Vp de álcali se tiene que la producción de crudo va en aumento lo que indica que el factor de recobro tiende a crecer, durante esta inyección se observa la reproducibilidad del factor de recobro obtenido simplemente por inyección de álcali,

siendo este valor muy cercano al 20 % del petróleo original en el sitio (POES). De igual manera si se detalla la gráfica se aprecian las mismas fluctuaciones que ocurren en la gráfica de producción de crudo debido al mismo efecto descrito anteriormente producto del comportamiento viscoelástico de la solución polimérica. Este fenómeno al igual que en la prueba anterior se observa con mayor intensidad en la inyección de polímero sobre todo en el punto que corresponde a aproximadamente 1,8 Vp de inyección encerrado en el ovalo anaranjado, en este punto específico se observa que se obtiene un aumento en el factor de recobro, pero sin embargo luego la producción vuelve a su curso normal y tiende a estabilizarse, esta observación es de gran interés ya que en este punto se obtuvo una recuperación de crudo mayor que en los puntos anteriores, durante el tiempo en que transcurrió la inyección de 1,8 Vp se observó que la mayoría de fluido recuperado fue crudo en su mayoría; sin embargo, en el punto siguiente de la grafica que corresponde a 1,9 Vp de inyección la producción fue en su mayoría agua o polímero inyectado, lo que lleva a discutir que ocurrió el mismo efecto de viscoelasticidad del polímero arrastrando un último tapón de crudo hacia la producción y luego estabilizándose la producción de crudo a partir de 2,1 Vp aproximadamente.

De igual manera que en la prueba anterior la ausencia de emulsiones caracterizó a esta prueba, lo que indica que al igual que en el desplazamiento anterior ocurrió una absorción y adsorción de álcali.

A continuación, se muestran los resultados de dos pruebas de botella hechas con la finalidad de corroborar la absorción y adsorción del álcali en la arena de yacimiento. Para ello se tomaron dos alícuotas de 11,1 ml de álcali que corresponden a los 0,3 Vp inyectados en el yacimiento, una de esas alícuotas fue puesta en presencia de arena real de yacimiento. Luego se llevaron a temperatura de yacimiento y se dejó por 3 días aproximadamente, para luego analizar el sobrenadante y ver si había disminuido la concentración de álcali en la muestra que estaba en presencia de arena; luego de estos análisis se obtuvieron los siguientes resultados:

La solución de álcali sin arena analizada tenía una concentración total o alcalinidad total de 1226 ppm. Mientras que la muestra en presencia de arena bajo su concentración a 1180 ppm con solo estar en presencia de 5 gr de arena. Por lo tanto, si ocurre el efecto de absorción y absorción en la roca.

A continuación se presentan de igual manera las relaciones de movilidad medidas en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa:

Tabla 34. Comparación entre la movilidad del crudo y el polímero, en los puntos finales de la curva de permeabilidad relativa, prueba 5 y repetición prueba 5.

Prueba 5		Repetición Prueba 5	
$K_o (mD)$	$K_p (mD)$	$K_o (mD)$	$K_p (mD)$
713	30	959	53
Movilidad con polímero (Sro y Srw)		Movilidad con polímero (Sro y Srw)	
$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 28,50} = \frac{30}{713} * 11,18 = 0,47$		$M = \frac{K_{rp} * 318,76}{K_{ro} * 28,50} = \frac{53}{959} * 11,18 = 0,62$	

En la tabla 34, se puede apreciar que al igual que los casos anteriores son valores menores que la unidad.

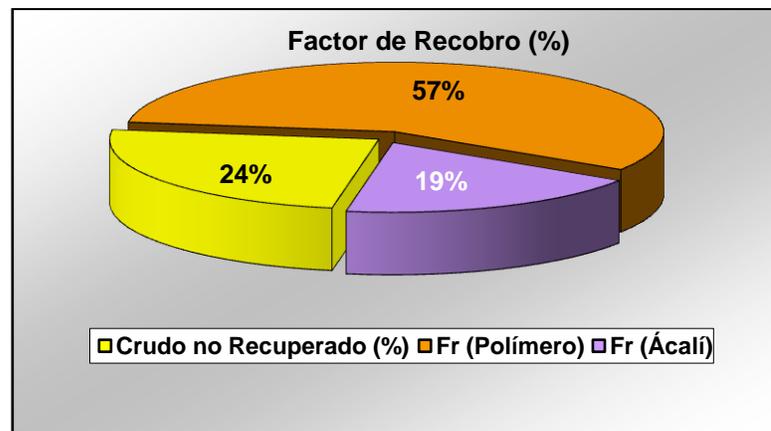


Figura 62. % Factor de recobro por polímero, repetición prueba 5.

En el gráfico 62, se puede apreciar factores de recobro similares a los de la prueba anterior tanto para inyección de álcali como para inyección de polímero, obteniendo un factor de recobro total de aproximadamente de 76 % del POES, verificándose lo descrito anteriormente que el método AP es más eficiente que el método de inyección de polímero según lo expresan los resultados.

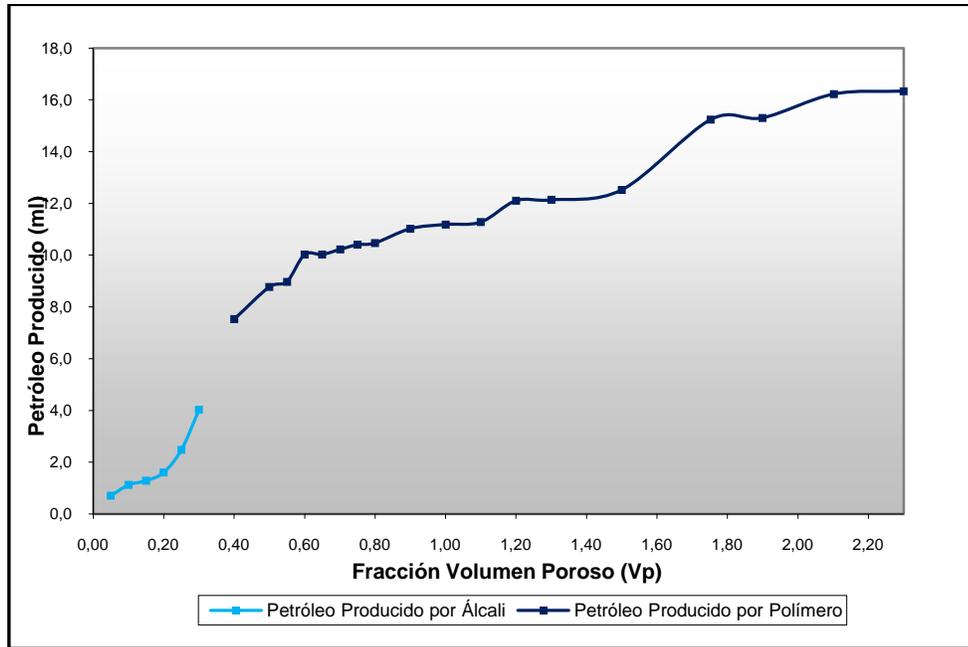


Figura 63. Producción de crudo acumulada, repetición prueba 5.

En la figura 63, se nota la producción de crudo acumulado teniéndose un aproximado de 16 ml de crudo.

Después de realizar el estudio de daños en la formación se obtuvieron valores expresados en la tabla 35.

Tabla 35. Permeabilidad final al agua, prueba 5 y su repetición.

	Kw (mD) inicial agua	Kp (mD) polímero	K'w (mD) final agua
Prueba 5	992	30	90
Repetición prueba 5	1028	53	115

En la tabla 35, una vez más se observa que a pesar de que la permeabilidad al agua del medio disminuye, el núcleo en ninguno de los casos queda obstruido en su totalidad.

A continuación se presenta algunas de las características del medio poroso determinantes en los últimos cuatro desplazamientos para la inyección de álcali-polímero.

Tabla 36. Condiciones de trabajo para la pruebas 4 y 5 con sus respectivas repeticiones.

Prueba	$\dot{\gamma}$ (seg^{-1})	v (ml/min)	K_w (mD)	ϕ (%)	μ_p (cP)
Núcleo sintético 1	14,57	0,2	967	34,77	28,50
Núcleo sintético 2	14,30	0,2	992	34,65	28,50
Núcleo real 1	13,90	0,2	992	32,70	28,50
Núcleo real 2	14,10	0,2	1028	34,88	28,50

En la tabla 36, se pueden observar algunas de las condiciones bajo las cuales se realizó el desplazamiento en medio poroso.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

- Luego de analizar la alcalinidad total de 10422 ppm presente en los desechos tóxicos de las industrias de aluminio, se pudo concluir que este es un compuesto ideal para la inyección alcalina en la recuperación mejorada promoviendo así el reciclado y por ende, la eliminación de estos contaminantes.
- Luego de comparar los valores de factor de recobro y las razones de movilidad de las soluciones poliméricas con la del agua de formación, se determinó que añadiendo concentraciones 2500 ppm de polímero ya sea en agua destilada o en agua de formación, se logra mejorar la razón de movilidad lo que lleva consigo a un aumento en el factor de recobro.
- Después de realizadas las evaluaciones térmicas de las soluciones poliméricas a temperatura de yacimiento de 180 °F (82 °C), se determinó que estas no se degradan térmicamente por la presencia de cantidades específicas de tiourea usadas durante su preparación.
- Una vez analizado el efecto de la degradación química sobre las soluciones poliméricas producida principalmente por los iones divalentes como el Ca^{2+} y Mg^{2+} presentes en el agua de formación se obtuvo que las viscosidades disminuyeron de aproximadamente 200 cP a alrededor de los 31 cP.
- Con la formulación final de álcali obtenida en los laboratorios de surfactantes de PDVSA-INTEVEP, se logró disminuir la viscosidad del crudo de 318,76 cP mediante una emulsión crudo/agua hasta aproximadamente 24 cP.
- El máximo factor de recobro que se obtuvo durante las pruebas de desplazamiento con polímero en núcleos de arena sintética fue de 75 %.

- El máximo factor de recobro que se obtuvo durante el desplazamiento con polímero en núcleos de arena real fue de 53 %.
- Con la inyección única de 0,3 Vp de álcali en núcleos reales se logró obtener un factor de recobro de aproximadamente 26 %.
- El máximo factor de recobro obtenido durante la inyección de álcali-polímero en núcleo real fue de 76 %.
- Luego de analizados los factores de recobro obtenidos en las diferentes pruebas de desplazamiento se determinó que la inyección álcali-polímero es la más efectiva logrando aumentar en un 23 % la producción obtenida por la inyección de polímero.

CAPÍTULO VI

RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las recomendaciones sugeridas con el objeto de producir mejoras en futuras investigaciones referentes al tema de este proyecto:

- Es recomendable que la inyección de agua para saturar el núcleo se haga a una tasa menor a 1 ml/min para garantizar así que la distribución del agua por todos los espacios del núcleo sea lo más uniforme posible.
- Pasar el agua de formación a través de una resina iónica que tenga afinidad por los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} , con la finalidad de reducir su concentración y disminuir así la degradación química de las soluciones de polímeros que estos promueven.
- Realizar un estudio de degradación térmica del polímero Am/AMPS en función del tiempo para evaluar los cambios en la viscosidad para tiempos mayores a 8 horas debido a que en el yacimiento el polímero debe permanecer meses dentro de la formación.
- Debido a que el álcali se absorbe en la roca, se recomiendan dos opciones: la primera inyectar más de 0,3 Vp para garantizar que el crudo y el álcali tengan un mayor contacto o probar inyectando soluciones de álcali con una concentración mayor a la que se inyectó en este proyecto.
- Realizar pruebas de desplazamiento a diferentes Vp donde el fluido desplazante sea únicamente una solución alcalina, esto con la finalidad de evaluar el factor de recobro obtenido por inyección de álcali y disminuir los costos por inyección de polímero.
- Realizar desplazamientos en núcleos de longitudes mayores a los 9,7 cm y diámetros mayores a los 3,7 cm para observar si el factor de recobro es reproducible en núcleos de mayor tamaño.

- A fin de reducir costos es recomendable inyectar como máximo un total de un volumen poroso o menos de polímero para alcanzar la producción máxima de crudo.

BIBLIOGRAFÍA

- Amott, E. (1959). Observation Relating to the Wettability of Porous Rock. AIME. Vol. 216, 156-162
- Agnew, H. (1972). Here's How 56 Polymer Oil-Recovery Projects Shape Up. Oil and Gas Journal.
- Araujo, Y. (2004). Interacción Roca-Fluido para Yacimientos. Segunda Edición. Los Teques: PDVSA-Intevep. Pág: 6-7, 56-58,34,57,58,78,81
- Álvarez, C. (Enero 2006). Introducción a los Mecanismos Implícitos en Procesos de Recuperación Mejorada. Los Teques: PDVSA-Intevep. Pág. 11.
- Álvarez, C. (Enero 2006). Introducción a los Mecanismos Implícitos en Procesos de Recuperación Mejorada. Los Teques: PDVSA-Intevep. Pág: 89,73, 11
- Ayirala, S. Doe, P. Curole, M y Chin, R. (2008). Polymer Flooding in Saline Heavy Oil Environments. Oklahoma, USA. SPE N°. 113396
- Barberii, E. (1998). Pozo Ilustrado. Ediciones: FONCIED. Cuarta Edición. Caracas. Pag. 35,42- 43.
- Bobek, J. Mattax, C y Denekas, M. (1958). Reservoir Rock Wettability – Its Significance and Evaluation. AIME. Vol. 213, 155-160
- Burrows, H. D. Ellis, H y Utah, S. (1981). Polymer. Pag. 22.
- Baker, O y Swerdloff, W. (1955). Calculations of Surface Tension – 3: Calculations of Surface Tension Parachor Values". Oil and Gas Journal

Barrow, M. McDonnell, L. Feng, X. Walker, J y Derrick, P. (2003). Determination of the Nature of Naphthenic Acids Present in Crude Oils Using Nanospray Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry: The Continued Battle Against Corrosion. *Analytical Chemistry*. Pag. 860–866

Chiappa, Luisa y otros. (1999). Polymer adsorption at the brine / rock interface: the role of electrostatic interactions and wettability. *Journal of petroleum Science and Engineering*. Pag. 119.

Chiappa, L. Mennella, A y Burrafato, G. (1998). Polymer/rock interactions in polymer treatments for water-cut control. *Tulsa_USA. SPE N° 39619: 19–22*

Clemente, J. Yen, T-W y Fedorak, P. (2003). Development of a High Performance Liquid Chromatography method to monitor the biodegradation of naphthenic acids. *Journal of Environmental Engineering and Science*. Pag. 177–186

Christopher, C. Clark, T y Gibson, D. (1988). Performance and Operation of a Successful Polymer Flood in the Hollow Reagan Unit. *SPE No. 17395*

Chang, H y Darby, R. (1983). Effect of Shear Degradation on the Rheological Properties of Dilute-Reducing Polymer Solution. *Journal of Rheology*. Ed. John Wiley and Sons. Texas.

Chang, H. Zhang, Z. Wang, Q. Xu, Z y Guo, Z. (2006). *Advances in Polymer Flooding and Alkaline / Surfactant / Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China*. Society of Petroleum Engineers. *SPE N° 89175*.

Centro Nacional de Educación y Desarrollo (CIED). (2000). *Recuperación Mejorada de Crudos*. Venezuela.

Caulfield, M. Qiao, G y Solomon, D. (2002). Some Aspects of the Properties and Degradation of Polyacrylamides. Polymer Science Group, Department of Chemical Engineering, The University of Melbourne. Australia.

Dandekar, Abhijit. (2006). Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties. Ediciones: Taylor & Francis. USA. Pag. 27, 116,117, 145

Darcy, H. (1856). Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon. Victor Dalmont. Paris.

Demin, W. Yingjie, S. Yan, W y Xuping, T. (2002). Daqing Oil Field's Production by IOR, What Experiences Have Been Learnt?. SPE N°. 77871.

Demin, W. Jingcun, Z. Fanru, M. Heng, L. Bohui, H y Lianqing, Q. (1995). Commercial Test of Polymer Flooding in Daqing Oil Field. SPE No. 29902.

Da silva, I. Melo, A. Luvizotto, J y Lucas, E. (2007). Polymer Flooding: A Sustainable Enhanced Oil Recovery in the Current Scenario. Universidad Federal de Rio de Janeiro. SPE No. 107727

Erstad , K. (2009). The Influence of Crude Oil Acids on Natural Inhibition of Hydrate Plugs. Tesis, University of Bergen. Pag. 9-13

Escobar, Freddy. (2006). Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento. Editorial Universidad Surcolombia. Primera Edición. Página 13.

Farouq, S. (1996). The Promise and Problems of enhanced Oil Recovery Methods. JCPT. Vol 35. Pag. 7

Fernández, I. (s.f). Polímeros en Solución y Aplicación de los Polímeros en la Industria Petrolera. Los Teques: PDVSA-Intevep. Pag. 1

Ferrer, J. (1978). La tecnología en la inyección de polímeros, Universidad del Zulia, Escuela de Petróleo, Maracaibo, Venezuela.

Ferrer, J y Urdaneta, V. (1968). Propiedades de las soluciones de polímeros y su aplicación en recuperación secundaria. II Jornadas Técnicas de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo.

Fulin, Y. Demin, W. Xizhi, Y. Xinguang, S. Qinghai, C y Lei, Z. (2004). High Concentration Polymer Flooding is Successful. SPE N°. 88454.

Fulin, Y. Demin, W. Xizhi, Y. Xinguang, S. Weijie, L y Chunling, K. (2006). Study on High-Concentration Polymer Flooding To Further Enhance Oil Recovery. SPE N°. 101202

Farouq, S. (1996). Practical Heavy Oil Recovery. Editorial: Bakersfield. Canada. Pag. 3

Gogarty, w. (1967). Protection of Micellar Systems in Oil Recovery. USA. patente N°. 3343597.

Garcell, L. (1998). "Interfacial and Rheological Characteristics of Maghemite Aqueous Suspensions". J. Colloid Interface Sci., Vol. 205, pp. 470-475.

Hubbert, M. (1956). Trans. AIME. Pag. 207-222.

Hirasaki, G y Pope, G. (1974). Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. Soc. Pet. Eng. J., 337.

Hoeiland, S. Barth, T. Blokhus, A y Skauge, A. (2001). The effect of crude oil acid fractions on wettability as studied by interfacial tension and contact angels. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 30(2):91–103

Hernandez, A. (1980). *Recuperacion Mejorada de Crudos por Inyección de Polímeros*. Intevep-Los Teques.

Han, M. Xiang, W. Zhang, J. Jiang, W y Sun, F. (2006). Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oil Fields. SPE No. 104432

Ilavsky, M. Hrouz, J. Stejskal, J. Bouchal, K. (1984). *Macromolecules*. Pag 17.

Interstate Oil Compact Comission (IOCC). (Marzo, 1983). *Improved Oil Recovery*. Oklahoma.

Inks, C y Lahring, R. (1968). Controlled Evaluation of a Surfactant in Secondary Recovery. *Journal of Petroleum Technology*. Pag. 1320-1324

Instituto de Investigaciones Petroleras. (Febrero, 1987). *II Simposio Internacional Sobre Recuperación Mejorada de Crudo*. Universidad del Zulia. Maracaibo-Venezuela.

Johansen, R y Dunning, H. (1959). Relative Wetting Tendencies of Crude oil by the Capillarimetric Method, *Prod. Monthly*. Pag. 9

Jewett, R y Schurz, G. (1970). Polymer Flooding- A Current Appraisal. *Journal of Petroleum Technology*.

Johnson, C. (1976). Status of Caustic and Emulsion Methods. *JPT*

Katz, D. L y Weinang, C. (1943). Surface Tension of Methane – Propane Mixtures. Ohem. Pag 239.

Klins, M. (1984). Carbon Dioxide Flooding. IHDRC Publishers. Boston.

Koning, E. Mentzer, E y Heemskerk, J. (1988). Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. SPE No. 18092.

King, D y Noss, R. (1989). Rev. Environ. Health. Pag (1- 4)

Lawson, J. Nelson, R. Thigpen, J y Stegemeier. (1984). Consurfactant Enhance Alkaline Flooding. SPE N°. 12672.

Laredo, G. López, C. Álvarez, R y Cano, J. (2004). Naphthenic acids, total acid number and sulfur content profile characterization in Isthmus and Maya crude oil. Fuel. Paginas: 1689–1695

Lake, L.(1989). Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall. USA. Pag. 550

Liu, F. Yi, F. Huang, B. Wang, C. Liu, W. Chen, P y Chen, S. (2008). Laboratory Research on Polymer Flooding for SZ36-1 Offshore Heavy Oilfield. China. World Heavy Oil Congress.

Manrique, E y Mogollon J. (2001). Curso Avanzado de Recuperación Mejorada. CIED.

MacWilliams, D. (1973). In Functional Monomers: Their Preparation, Polymerization, and Application. Eds, M. Dekker, New York,; Vol. 1, p 1.

Morawetz, H. (1966). Macromolecules in Solution. Publicaciones, Interscience, John Wiley and Sons. New York.

Mungan, N. (1982). Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid. World Oil.

Maitin, B y Volz, H. (1981). Performance of Deutsche Texaco AG's Oerrel and Hankensbuettel Polymer Floods. SPE N^o. 9794

Mucci, M y otros. (2003). Desarrollo de Fluidos Viscoelasticos para la Estimulacion de Pozos. Jornadas SAM, CONAMET, SIMPOSIO MATERIA.

Méndez, A. Serino A. Jenkins, D y Lichaa P. (s.f). ESTABILIDAD DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS EN PRESENCIA DE AGENTES OXIDANTES. Instituto de Investigaciones Petroleras. Maracaibo-Venezuela.

Ovalles, C. Garcia, M. Lujano, E. Aular, W. Bermudez, R y Cotte, E. (1998). Structure/interfacial activity relationships and thermal stability studies of Cerro Negro crude oil and its acid, basic and neutral fractions. Fuel, 77(3):121–126

Paris, M. (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Ediciones: Astro Data. Maracaibo. Pag. 323,313,316,317,318,319

Pursley, S y Graham, H. (1975). Borregos Field Surfactant Pilot Test. Journal of Petroleum Technology. Pag. 695-700.

Pashley, R y Karaman, M. (2004). Applied Colloid and Surface Chemistry. Ediciones: John Wiley & Sons. Chichester.

Putz, A. Bazin, B y Pedron, B. (1994). Commercial Polymer Injection in the Courtenay Field. SPE No. 28601

Qian, K. Robbins, W. Hughey, C. Cooper, H. Rodgers, R y Marshall, A. (2001). Resolution and Identification of Elemental Composition for More than 3000 Crude Acids in Heavy Petroleum by Negative-Ion Microelectrospray High-Field Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry. *Energy & Fuels*. Pag. 1505–1511

Rowland, F y Eirich, J. (1966). *Polym. Sci.*, parte A-2. Pag. 4

Rivera, José. (2004). *Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Pag. 60, 5,45,46,47,82, 70,401, 414,415,411

Sabhapondit, A. Borthakur, A y Haque, I. (2001). Water Soluble Acrylamidomethyl Propane Sulfonate (AMPS) Copolymer as an Enhanced Oil Recovery Chemical. India. *Energy & Fuels*.

Salager, J. (2005). *Recuperación Mejorada del Petróleo*. FIRP S357-C. Página 2, 3,5, 6, 25-26, 22,411,414.

Salager, J. (2002). *Fenómenos Interfaciales en Dispersiones Polifásicas y en Medios Porosos*. FIRP S122-N. Merida-Venezuela.

Slobod, R y Blum, H. (1952). Method for determining Wettability of Reservoir Rocks. *AIME*. Vol. 195, 1-4

Sax, N. (1991). *Dangerous Prop. Ed. Mater*. Pag. 1

Shupe, R. (1981). Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. *Journal of Petroleum Technology*.

Shurz, G y McKennon, K. (1966). Aqueous Solutions of Polyacrylamide Stabilized with Thiourea. USA. Patente N°. 3235523.

Seifert, W y Howells, W. (1969). Interfacially Active Acids in a California Crude Oil. Isolation of Carboxylic acids and Phenols. *Analytical Chemistry*, 41(4):554–562

Spitzl, J. (1965). An Investigation of the Properties of Polyacrylamides Solutions and the Application of these Solutions to Oil Recovery. Tesis, the Pennsylvania State University.

Tielong, C. Zhengyu, S. Fan, Y. Changzhong, H. Ling, Q y Jinxing, T. (1998). A Pilot Test of Polymer Flooding in an Elevated Temperature Reservoir. *SPEREE*.

Tiab, Djebbar y Donaldson, Erle. (2004). *Petrophysics*. Editorial ELSEVIER. Segunda edición. USA. Pag. 97, 360,313

Tanford, C. (1961). *Physical Chemistry of Macromolecules*. Ed. John Wiley and Sons. New York.

Thakur, G. (1972). Degradation of Polymer Solutions and its Effect on the Flow Behavior of these Solutions through Porous Media. Tesis, Pennsylvania State University.

Urdaneta y Vásquez, L. (1966). Use of Polyacrylamide Solutions in Waterflooding. Tesis, Pennsylvania State University.

Villa, José. (2006). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento*. PDVSA - Intevep: 11 – 23.

Van Dyke, J y Kasperski, K. (1993). *Polym. Sci., Part A: Polym. Chem*. Pag. 7

Wagner, R y Leach, R. (1985). Improvement Oil Displacement Efficiency by Wettability Adjustment, *Tans. AIME*. Vol. 216. 65-72

Willhite, G y Domínguez, J. (1977). In Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding. Ed. Academic Press. New York. Pag. 511-554

Wankui, G. Jiecheng, C. Yuming, Y. Chuanhong, L Wenxue, L. Qun, L. Junde, L y Junzheng, W. (2000). Commercial Pilot Test of Polymer Flooding in Daqing Oil Field. SPE No. 59275

Zurimendi, J. Guerrero, S y Leon, V. (1984). Polymer. Pag. 25.

Zaitoun, A. Tabary, R. Fossey, J y Boyle, T. (1998). Implementing a Heavy-Oil Horizontal-Well Polymer Flood in Western Canada. Canada. No. 1998,191

Zhang, G. Jiang, P y Wang, L. (2009). A Study on Influencing Factors of Chemical Flooding for Heavy Oil. China University Petroleum, Qingdao. World Heavy Oil Congress.

NOMENCLATURA

LISTA DE SIMBOLOS

A	: Área [cm^2]
C	: Concentración (mol/L)
D, d	: Diámetro [cm]
g	: Aceleración de gravedad [cm/s^2]
h	: Altura [cm]
k	: Permeabilidad [$mDarcy$]
L	: Longitud [cm]
m	: Masa [gr]
P	: Presión [psi]
Q	: Tasa de flujo [ml/min]
S_i	: Saturación del fluido i [adimensional]
T	: Temperatura [$^{\circ}F$]
V	: Volumen [ml]

SÍMBOLOS GRIEGOS

θ	: Ángulo de contacto [$^{\circ}$]
γ	: Tensión superficial/interfacial [N/m]
ϕ	: Porosidad [%]
Δ	: Variación

ρ : Densidad [gr/ml]
 μ : Viscosidad del fluido [cP]

SUBÍNDICES

c : Capilar
 g : Gas
 i : Fase
 o : Petróleo y/o aceite
 or : : Residual de petróleo
 p : Poroso
 ro : Relativa al petróleo
 rw : Relativa al agua
 t : Total (referido al volumen total)
 w : Agua
 wi : Irreducible de agua

SUPERÍNDICES

$^{\circ}$: Grado

ANEXOS

En la siguiente sección se presenta información referente a como se manipularon los datos experimentales con la finalidad de llegar a los resultados de los cuales se discutió en el capítulo IV, mediante balances de masa. Por otra parte se podrán observar algunas imágenes de los muestreos obtenidos durante algunos desplazamientos en medios porosos.

ANEXO A. Calculo tipo para el volumen poroso del núcleo de la prueba 2, desplazamiento en arena sintética con el uso de agua destilada.

En primer lugar se midieron los volúmenes iniciales y finales de la bomba y teniendo el volumen muerto (V_M) de las tuberías a la entrada y salida de la celda y el volumen de agua (V_W) recogido en el cilindro después de abrir la válvula de la salida de la celda y de haber llevado la presión de confinamiento a 1400 psi como se observan en la tabla 37, se determino el volumen poroso con la ecuación 26.

Tabla 37. Datos experimentales para el cálculo del volumen poroso.

V_{Bi} (ml)	418,47
V_{Bf} (ml)	368,47
V_M (ml)	3,7
V_W (ml)	8,68

$$V_p = V_{iny} - V_{cg} - V_m \quad ec. 26.$$

Sustituyendo se tiene:

$$V_p = (418,47 - 368,47) - 3,7 - 8,68 = 37,62 \text{ ml}$$

ANEXO B. Calculo tipo para el cálculo de las permeabilidades, prueba 2, desplazamiento en arena sintética con el uso de agua destilada.

Como se explicó en el capítulo IV, se requieren de una serie de datos experimentales para el cálculo de permeabilidad, para ello se tiene la tabla 38.

Tabla 38. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad al agua.

Q(ml/min)	Q(cc/s)	$\Delta P(\%)$	$\Delta P(atm)$
0	0	0	0
1	0,016667	3,7	0,01032
1,5	0,025000	5,8	0,01618
2	0,033333	7,6	0,02120
2,5	0,041667	9,3	0,02595
3	0,050000	12,7	0,03543

Tabla 39. Calibración del sistema para medir permeabilidad al agua.

	%	psi
CERO	0	0,45
SPAM	50	2,5

En la tabla 38, se puede observar en la primera columna los valores experimentales de los caudales de agua que se pasaron a través del núcleo, en la segunda columna la transformación de estos caudales a cc/s, en la tercera se pueden observar las caídas de presión registradas en la caja de deltas de presión para cada caudal y en la última columna la transformación de las caídas de presión a unidades consistentes, con el uso de la ecuación 24.

$$\Delta P(atm) = \frac{\left(\frac{\Delta P(\%)}{14,7 \text{ psi}}\right) * (Pm(SPAM) - Pm(cero))}{SPAM - CERO} \quad \text{ec. 24.}$$

Luego se sustituyen los valores correspondientes a la ecuación y se busca el resultado de las caídas de presión en unidades atmosféricas.

$$\Delta P(atm) = \frac{\left(\frac{3,7}{14,7}\right) * (2,5 - 0,45)}{50 - 0} = 0,01032 \text{ atm}$$

Posteriormente se construyó la gráfica de Q (cc/s) en función de las caídas de presión ΔP (atm).

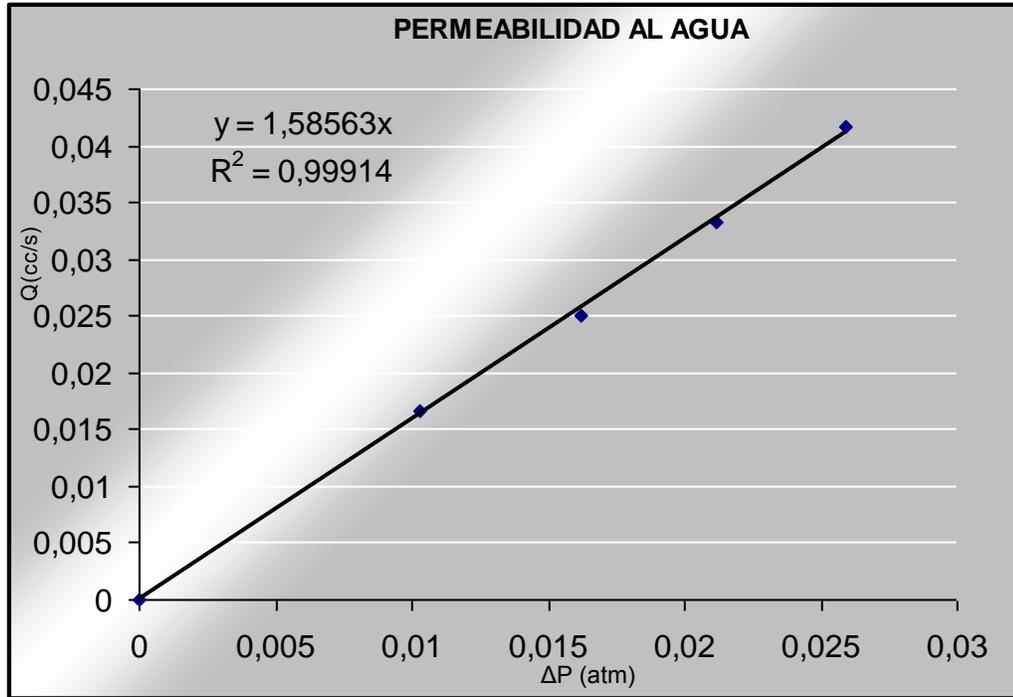


Figura 64. Pendiente para la permeabilidad al agua.

Luego con el uso de la pendiente de la recta de la figura 64, y con el uso de la ecuación 25, se calculó la permeabilidad al agua.

$$K = \frac{m * \mu * L}{A} \quad \text{ec. 25.}$$

Tabla 40. Viscosidad del agua y dimensiones del tapón de arena.

μ al agua (cP)	0,9218
L (cm)	9,617
A (cm ²)	11,12

Sustituyendo los datos se tiene:

$$K = \frac{1,58563 * 0,9218 * 9,617}{11,12} = 1,264 D$$

$$K = 1264 \text{ mD}$$

De igual manera se calcularon la permeabilidad al crudo, permeabilidad al polímero y la permeabilidad de la última inyección de agua.

En la tabla siguiente, se pueden observar los datos para el cálculo de la permeabilidad al crudo para la misma prueba.

Tabla 41. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad al crudo.

Q(ml/min)	Q(cc/s)	$\Delta P(\%)$	$\Delta P(\text{atm})$
0	0	-12	0
0,10	0,001667	28,0	0,53161
0,20	0,003333	67,0	1,04993
0,30	0,005000	113,0	1,66128
0,40	0,006667	153,0	2,19289
0,50	0,008333	190,0	2,68463

Tabla 42. Calibración del sistema para medir permeabilidad al crudo.

	%	psi
CERO	0	1090
SPAM	500	1190

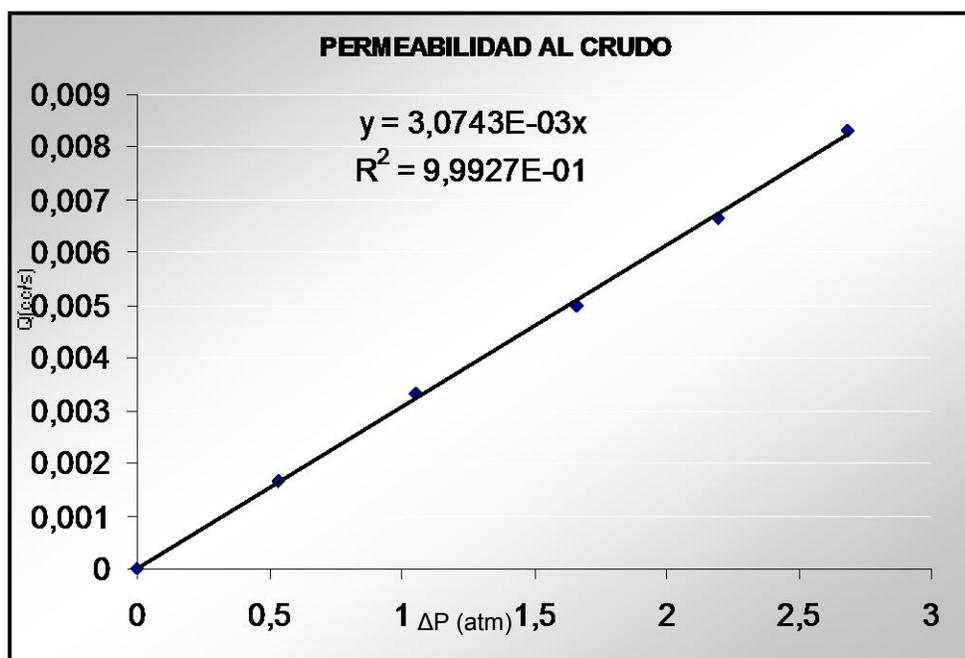


Figura 65. Pendiente para la permeabilidad al crudo.

Teniendo que la viscosidad del crudo reportada directamente de los estudios hechos en el Campo Urdaneta es de aproximadamente 333,1 cP, se procede a calcular la permeabilidad con el paso antes descrito:

$$K = 886 \text{ mD}$$

En la tabla, se pueden observar los datos experimentales para el cálculo de la permeabilidad al polímero.

Tabla 43. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad al polímero.

Q(ml/min)	Q(cc/s)	ΔP (%)	ΔP (atm)
0	0	4,4	0
0,2	0,003333	39,0	0,74365
0,3	0,005000	58,0	1,15201
0,4	0,006667	74,0	1,49590
0,5	0,008333	162,0	3,38726

Tabla 44. Calibración del sistema para medir permeabilidad al polímero.

	%	psi
CERO	0	1090
SPAM	321	1190

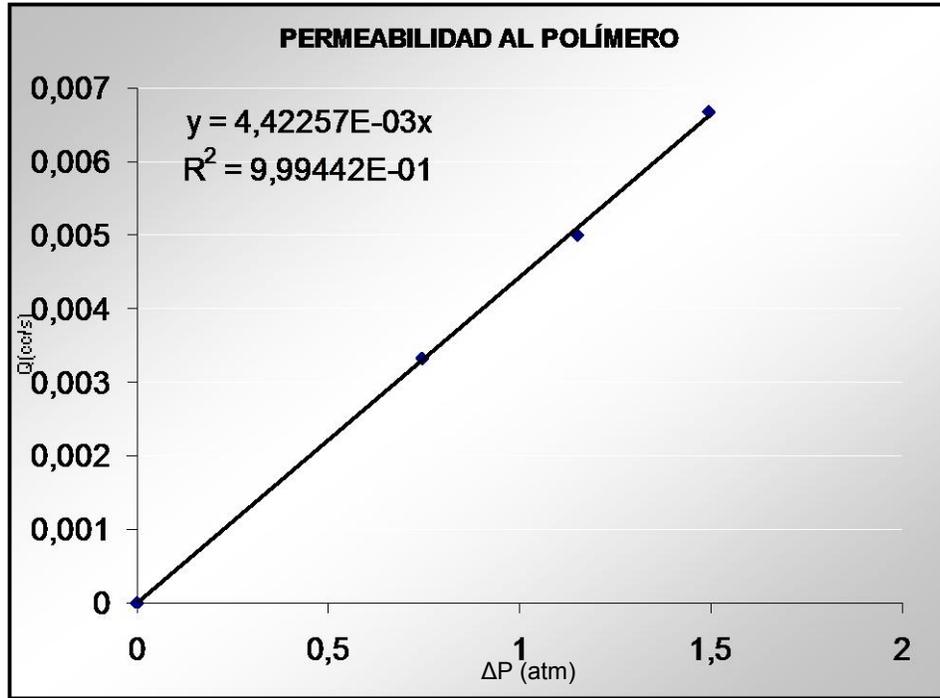


Figura 66. Pendiente para la permeabilidad al polímero.

Teniendo que la viscosidad del efluente de polímero se encuentra alrededor de 80,6 cP se tiene que la permeabilidad es:

$$K = 308 \text{ mD}$$

Para la última inyección de agua en esta misma prueba se tienen los siguientes valores:

Tabla 45. Datos experimentales para el cálculo de permeabilidad final al agua

Q(ml/min)	Q(cc/s)	$\Delta P(\%)$	$\Delta P(\text{atm})$
0	0	-15	0
0,1	0,001667	32,0	0,01236
0,3	0,005000	125,0	0,03681
0,5	0,008333	220,0	0,06179
0,6	0,010000	270,0	0,07494

Tabla 46. Calibración del sistema para medir permeabilidad final al agua.

	%	psi
CERO	0	0,51
SPAM	500	2,5

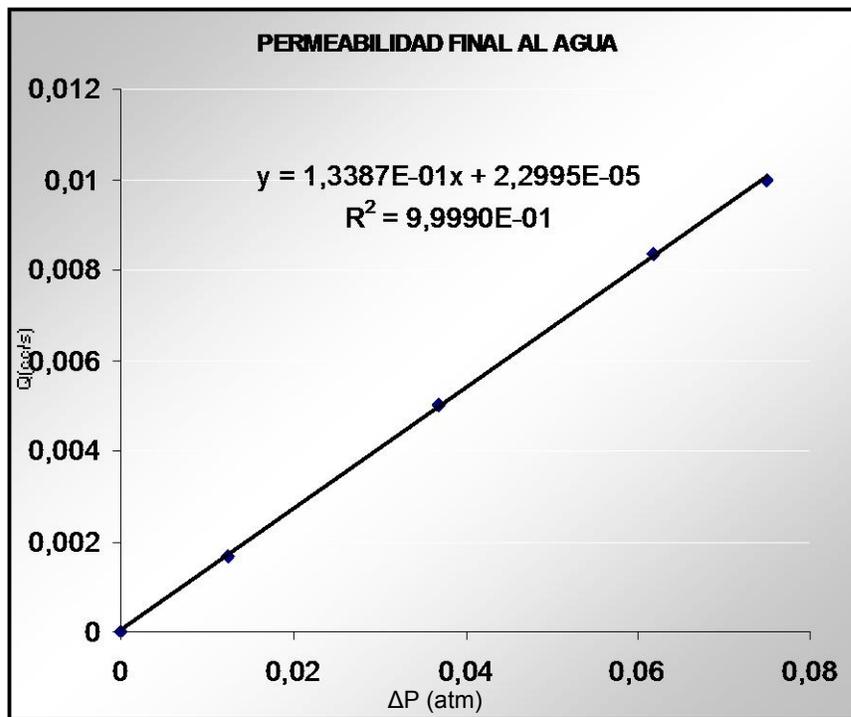


Figura 67. Pendiente para la permeabilidad final al agua.

$$K = 107 \text{ mD}$$

ANEXO C. Balance de masa para la saturación con crudo.

Tabla 47. Datos experimentales de la inyección de crudo.

Alícuota N°	Vi bomba (ml)	Vf bomba (ml)	Viny (ml)		Mv vacío (g)	Mv lleno (g)	DM (g)		Vw retirado (ml)
1	67,69	27,88	39,81		88,71	127,38	38,67		38,77
2	484,56	452,73	31,83		100,2	131,19	30,99		0,5
		Total	71,64	Vo inyectado		Total	69,66	Mo+w retirada	39,27

Tabla 48. Volumen de agua y volumen de crudo recuperado.

Mw (g)	Mo (g)
38,67	0,00
0,50	30,49
39,27	31,13
Vw (mL)	Vo (mL)
70,40	Vo+w retirado

En la tabla 47, se puede observar el balance de masa que se obtiene durante la inyección de crudo al núcleo después de haber saturado con agua, en la columna cuatro se puede observar el volumen de crudo inyectado por la bomba, estos volúmenes se muestrearon en dos viales, para ello se pesan los viales vacíos y se registran su peso en la columna seis y una vez llenos con la solución de agua y crudo recuperada después de la inyección se pesan y se obtiene la masa de los viales mas la masa de la solución crudo y agua esto se ve en la columna siete. En la columna ocho se puede observar el diferencial entre la columna seis y la siete que da como resultado la masa de la solución agua crudo recuperada o muestreada en la saturación con crudo. En la última fila se puede observar los volúmenes de agua real retirados en las dos alícuotas, de allí que se tiene un volumen total de crudo inyectado de 71,64 ml y un total en masa de una solución de agua y crudo recuperado de 69,66 g.

En la tabla 48, se puede observar el volumen total de agua y crudo recuperado en cada vial y la suma de ellos. Durante la inyección de crudo hay una parte que se acumula en la celda, esto es:

$$\Delta V_{no\ retirado} = V_{inyectado} - V_{retirado} = 71,64 - 70,40 = 1,24\ ml$$

Donde, $V_{inyectado}$ es el volumen de crudo que se inyecta, $V_{retirado}$ es el volumen de crudo recuperado en los viales de muestreo y $\Delta V_{no\ retirado}$ es el crudo que no se recupera.

Luego por diferencia entre masa de crudo inyectado, masa de agua recuperada y crudo recuperado en cada vial se puede saber la cantidad en volumen de crudo y agua dentro del núcleo de arena.

Para encontrar el volumen de agua y crudo en el tapón se usa el siguiente balance de masa:

$$V_{crudo\ en\ el\ tapon} = V_{inyectado} - (V_o + \Delta V_{no\ retirado}) - V_{muerto}$$

Donde, V_o es el crudo recuperado en los viales, V_{muerto} es el volumen muerto de la tubería a la entrada de la celda más el volumen muerto a la salida de la misma y $V_{crudo\ en\ el\ tapon}$ es el volumen de crudo que quedó en el tapón.

$$V_{crudo\ en\ el\ tapon} = 71,64 - (31,13 + 1,24) - 4,50 = 34,77\ ml$$

Para determinar la cantidad de agua dentro del tapón ($V_{agua\ en\ el\ tapon}$), no es más que restarle al volumen poroso encontrado la cantidad de crudo en el núcleo, esto es:

$$V_{agua\ en\ el\ tapon} = V_p - V_{crudo\ en\ el\ tapon}$$

$$V_{agua\ en\ el\ tapon} = 37,62 - 34,77 = 2,85\ ml$$

Una vez obtenido los volúmenes de fluidos dentro del núcleo se calcularon las saturaciones iniciales del núcleo a través de las ecuaciones 3 y 4.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{ec. 3.}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{ec. 4.}$$

Usando la primera ecuación se tiene que la saturación de crudo en el tapón es:

$$S_o = \frac{34,77}{37,62} * 100 = 92,42 \%$$

Lo mismo se cumple para el agua:

$$S_w = \frac{2,85}{37,62} * 100 = 7,56 \%$$

Como se pueden observar en los cálculos anteriores, no se cumple con las saturaciones del yacimiento del Campo Urdaneta, por lo que se procedió a inyectar agua para retirar crudo y tratar de acercarse a las saturaciones del yacimiento, los datos experimentales de esta inyección para efectos de esta prueba se observan en la tabla siguiente:

Tabla 49. Datos experimentales de la inyección de agua para alcanzar las saturaciones.

Alícuota N°	Vi bomba (ml)	Vf bomba (ml)	Viny (ml)	Mv vacío (g)	Mv Lleno (g)	□M (gr)		Vw real (ml)	Mw real (g)	Mo (g)	Vo (ml)
1	453,42	448,66	4,76	29,87	34,23	4,36		0,45	0,45	3,91	3,99
2	448,66	444,89	3,77	30,44	33,94	3,50		2,4	2,39	1,11	1,13
3	444,89	441,13	3,76	29,53	33,34	3,81		3	2,99	0,82	0,83
4	441,13	437,37	3,76	32,22	35,79	3,57		3,2	3,19	0,38	0,39
5	437,37	433,61	3,76	30,67	34,65	3,98		3,6	3,59	0,39	0,40
6	433,61	429,85	3,76	30,02	33,70	3,68		3,5	3,49	0,19	0,19
7	429,85	426,09	3,76	30,92	35,15	4,23		4	3,99	0,24	0,24
8	426,09	422,33	3,76	32,87	36,21	3,34		3,2	3,19	0,15	0,15
9	422,33	418,56	3,77	32,60	36,10	3,50		3,5	3,49	0,01	0,01
10	418,56	414,80	3,76	31,00	34,97	3,97		3,6	3,59	0,38	0,39
11	414,80	407,28	7,52	31,28	39,07	7,79		7,3	7,28	0,51	0,52
12	407,28	399,41	7,87	31,40	38,82	7,42		7,4	7,38	0,04	0,04
13	399,41	392,23	7,18	32,56	39,80	7,24		7,2	7,18	0,06	0,06
14	392,23	384,71	7,52	32,90	40,91	8,01		8	7,98	0,03	0,03
		Vw inyectado	68,71		Total	68,40	Mo+w retirada	60,35	60,20	8,20	8,37
		Mw inyectada	68,54			68,72	Vo+w retirado	Vw	Mw retirada	Mo	Vo
		Vw tapón (ml)	7,77			7,75	Mw tapón (g)				
		Vo tapón (ml)	24,84								

Después de la inyección de agua se contabilizó el crudo desplazado, ya que se muestreo en 14 viales cada 0,1 y 0,2 Vp, se tiene en la tabla 49, que el crudo desplazado es aproximadamente 8,37 ml, sin embargo a este valor se le resta el volumen muerto de la tubería a la salida del tapón debido a que solo se toma en cuenta el volumen de crudo desplazado en el tapón, esto es:

$$V_{\text{crudodesplazado}} = V_{\text{crudoretirado}} - V_{M1}$$

Donde, $V_{\text{crudo retirado}}$ es el volumen de crudo total retirado durante la inyección de agua, V_{M1} es el volumen muerto a la salida de la celda y $V_{\text{crudo desplazado}}$ es el volumen de crudo desplazado únicamente del tapón.

$$V_{\text{crudodesplazado}} = 8,37 - 3,45 = 4,92 \text{ ml}$$

Luego al valor inicial del crudo en el tapón se le resta 4,92 ml para obtener el nuevo volumen de crudo dentro del tapón y las nuevas saturaciones, esto es como sigue:

$$V_{\text{crudo en el tapon}} = 34,77 - 4,92 = 29,85 \text{ ml}$$

$$V_{\text{agua en el tapon}} = 37,62 - 29,85 = 7,77 \text{ ml}$$

Luego de esto se determinan las saturaciones, si bien es cierto como se explicó en el capítulo III, en núcleos sintéticos se presentan algunas dificultades para alcanzar las saturaciones debido a la mojabilidad que estos presentan hacia el crudo, para efecto de este ejemplo no se alcanzan las saturaciones deseadas, sin embargo se logra disminuir la saturación inicial, se apreció que en la última inyección de agua no se observó desplazamiento de crudo, por lo que se intuye que aunque se hubiese pasado un tercer volumen poroso esta saturación no iba a disminuir. Las saturaciones que se obtuvieron se presentan a continuación:

$$S_o = \frac{29,85}{37,62} * 100 = 79,34 \%$$

Lo mismo se cumple para el agua:

$$S_w = \frac{7,77}{37,62} * 100 = 20,65 \%$$

Luego se procede con la inyección de polímero, para efectos de esta prueba, los datos experimentales se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 50. Datos experimentales de la inyección de agua para alcanzar las saturaciones.

Alicuota	Vibomba (ml)	Vfbomba (ml)	V iny (ml)	Mv vacío (g)	Mv lleno (gr)	□ M (gr)	Vw real (ml)	Mw real (g)	Mo (g)	Vo (ml)
1	286,64	281,88	3,76	31,45	35,98	3,53	3,50	3,49	0,04	0,04
2	281,88	278,12	3,76	32,29	35,77	3,48	3,30	3,29	0,19	0,19
3	278,12	276,24	1,88	33,23	35,25	2,02	1,20	1,20	0,82	0,84
4	276,24	274,35	1,88	28,71	30,98	2,27	0,50	0,50	1,77	1,81
5	274,35	272,47	1,88	31,18	32,95	1,77	0,35	0,35	1,42	1,45
6	272,47	270,59	1,88	31,62	33,47	1,85	0,45	0,45	1,40	1,43
7	270,59	268,71	1,88	30,27	32,12	1,85	0,50	0,50	1,35	1,38
8	268,71	266,83	1,88	33,41	35,27	1,86	0,90	0,90	0,96	0,98
9	266,83	263,07	3,76	33,96	37,43	3,47	1,60	1,60	1,87	1,91
10	263,07	259,31	3,76	31,19	35,24	4,05	2,50	2,49	1,56	1,59
11	259,31	255,55	3,76	30,26	33,87	3,61	2,50	2,49	1,12	1,14
12	255,55	251,78	3,76	30,82	34,58	3,76	3,00	2,99	0,77	0,78
1VP 13	251,78	247,98	3,80	30,97	34,87	3,90	3,30	3,29	0,61	0,62
14	247,98	240,46	7,52	31,71	39,23	7,52	6,30	6,28	1,24	1,26
15	240,46	232,93	7,52	33,17	40,83	7,66	7,50	7,48	0,18	0,18
16	232,93	225,41	7,52	32,2	40,05	7,85	7,80	7,78	0,07	0,07
17	225,41	217,89	7,52	30,02	37,29	7,27	7,10	7,08	0,19	0,19
2VP 18	217,89	210,36	7,53	32,66	40,71	8,05	8,00	7,98	0,07	0,07
	Totales	Vpol total (mL)	75,28		Mo+wp retirada	75,77	60,30	60,15	15,62	15,95
					Vo+wp retirada	76,25	Vwp retirado	Mwp retirada	Mo retirado	Vo retirado

Para determinar el factor de recobro por polímero se utiliza la ecuación 23.

$$Fr = \frac{\text{Volumen de Petróleo recuperado}}{\text{Volumen de Petróleo original en sitio (POES)}} \quad \text{ec. 23.}$$

$$Fr = \frac{15,95 \text{ ml}}{29,85 \text{ ml}} * 100 = 53,43 \%$$

Lo que indica que del volumen de crudo original en el núcleo de 29,85 ml, se recuperó un 53,43 %.

Para efectos de la inyección de álcali se realiza el mismo balance que para la inyección de polímero, para efectos de esta prueba no se realizó dicho balance debido a que la inyección fue únicamente con polímero.

ANEXO D. Representación fotográfica de algunos desplazamiento, hechos a nivel de polímero y de álcali-polímero.

A continuación se presenta, algunas de las pruebas de botella que se realizaron para la determinación de la concentración de álcali a inyectar, y sobre todo se hace énfasis en la muestra con una concentración de 0,2 % de álcali.



Figura 68. Barrido de las concentraciones de álcali.

Se observa lo descrito en el capítulo IV. Se puede observar la emulsión que se forma con la concentración de 0,2 %.

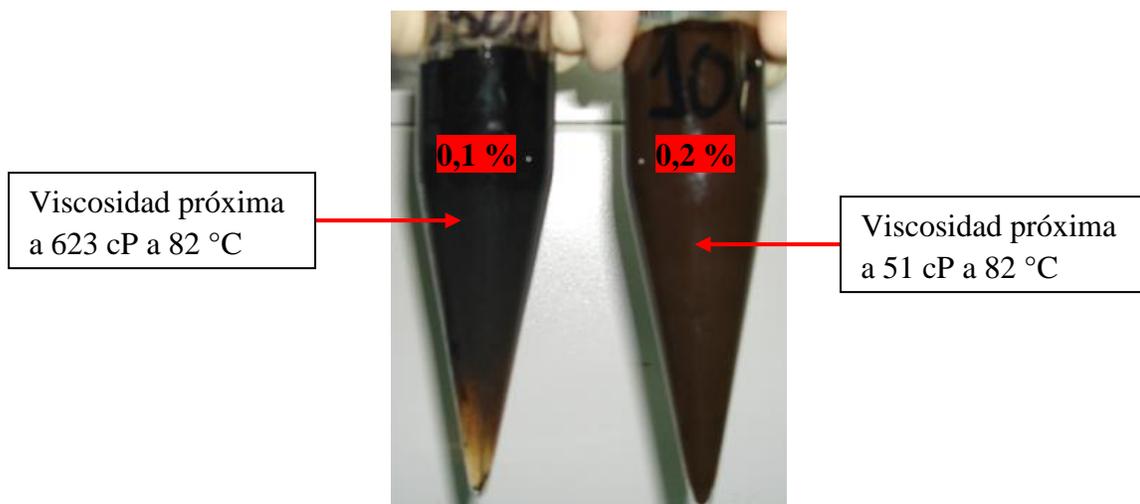


Figura 69. Emulsión con 0,2 % de álcali.

Después del centrifugado de la muestra de concentración 0,2 % se puede observar lo siguiente:



Figura 70. Desmulsificación de la emulsión de 0,2 % de álcali.

Se nota que al centrifugar la muestra, se rompe la emulsión, sin necesidad de añadir desmulsificante.

A continuación se presentan dos ejemplos, el primero un muestreo del desplazamiento hecho en núcleo sintético donde se formaron emulsiones y el segundo el muestreo en núcleo real donde no se observaron emulsiones.

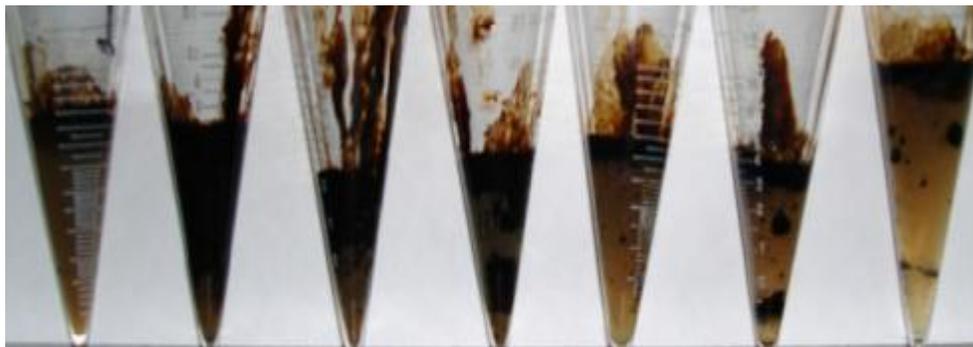


Figura 71. Desplazamiento en núcleo sintético.

En la imagen anterior se puede observar parte del muestreo, donde se formaron emulsiones.



Figura 72. Desplazamiento en núcleo real.

A diferencia del desplazamiento en núcleo sintético, se puede observar que no se forman emulsiones en el desplazamiento con núcleo real.

GLOSARIO

API: Sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas.

COPOLÍMERO: Polímero constituido por más de un tipo de monómero.

DEFORMACIÓN DE CIZALLA: es la deformación relativa durante un proceso de cizalla; este término se describe a veces abreviadamente como cizallamiento.

ELASTICIDAD: Conducta de esfuerzo/deformación reversible.

ELASTICIDAD DE FLUJO: La capacidad de un líquido para recuperar parte de su deformación producida por el flujo.

ELONGACIÓN: Mide el tiempo que una muestra se extiende cuando es estirada. La elongación generalmente se expresa como la longitud luego del estiramiento dividida por la longitud original.

EMULSIÓN: Mezcla en la cual dos sustancias inmiscibles, como el agua y el aceite permanecen unidas entre sí gracias a una tercera sustancia llamada *emulsificante*.

ENTRECRUZAMIENTO: Se produce cuando cadenas poliméricas individuales se unen entre sí por medio de enlaces covalentes, para formar una única molécula gigante.

FLUIDO: Un líquido o gas.

FLUJO: Una deformación, parte de la cual no es recuperable (uso reológico del término)

FLUJO NO-NEWTONIANO: Cualquier flujo laminar que no está caracterizado por las ecuaciones de Navier-Stokes.

FACTOR DE RECUPERACIÓN: Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.

HIDROCARBUROS: Así como el agua está formada por dos elementos químicos: hidrógeno y oxígeno, los hidrocarburos están constituidos por carbono e hidrógeno.

IÓN: Átomo o molécula con carga eléctrica positiva o negativa.

LÍQUIDO ELÁSTICO: Un líquido que bajo cizalla muestra propiedades tanto elásticas como viscosas (Véase elastoviscoso y también viscoelasticidad).

MONÓMERO: Molécula pequeña que puede reaccionar químicamente para unirse con otras moléculas del mismo tipo, formando una gran molécula llamada polímero.

NÚCLEO: Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, con el fin de determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.

OVILLO: Forma que adopta una molécula polimérica cuando se encuentra en solución, la cual en lugar de estar extendida, se arrolla sobre sí misma. El ovillo al azar sólo se forma cuando las fuerzas intermoleculares entre el polímero y el solvente son iguales a las fuerzas entre las moléculas del solvente puro y a las fuerzas entre los segmentos de las cadenas del polímero.

PROYECTO PILOTO: Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento.

PETRÓLEO: Mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas más o menos elevadas.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS: Son los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos existentes en el subsuelo y que han sido objetos de evaluación.

REOLOGÍA: La ciencia del flujo y la deformación de la materia.

REÓMETRO: Un instrumento para medir propiedades reológicas.

SEUDOPLASTICIDAD: Una disminución de la viscosidad por acción de cizalla, independiente del tiempo y sin esfuerzo de fluencia.

TRAMPA: Geometría que permite la concentración de hidrocarburos.

VISCOELASTICIDAD: Que posee propiedades viscosas y elásticas. A veces el término se utiliza restringidamente sólo para sólidos.

VISCOSIDAD: a) Colativamente es la propiedad de un material de resistir la deformación de manera creciente a medida que crece la velocidad de deformación. b) Cuantitativamente es una medida de esta propiedad definida como el cociente entre el esfuerzo de cizalla y la velocidad de cizalla en flujo estacionario. Frecuentemente se utiliza como sinónimo de viscosidad aparente o coeficiente de viscosidad.

VORTICIDAD: El movimiento rotacional de un fluido.