

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DETERMINACIÓN DE FORMULACIONES BASE/POLÍMEROS
(BP), CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO
QUÍMICO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO
EXTRAPESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Irima. D., Eliamayri. C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DETERMINACIÓN DE FORMULACIONES BASE/POLÍMEROS
(BP), CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO
QUÍMICO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO
EXTRAPESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. René Rojas.

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Romer Salas.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Irima. D., Eliamayri. C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2014

Caracas, Junio de 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Eliamayri. C, Irima. D., titulado:

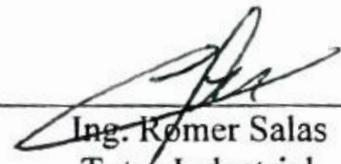
“DETERMINACIÓN DE FORMULACIONES BASE/POLÍMEROS (BP), CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO QUÍMICO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO EXTRAPESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

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


Prof. Alida Padrón
Jurado


Prof. Edgar Cotte
Jurado


Prof. René Rojas
Tutor Académico


Ing. Rómer Salas
Tutor Industrial



Dedicatoria

A Dios, por ser el precursor de mis éxitos

A mi madre, Elía Delgado, como siempre te lo he dicho “**ERES EL INGREDIENTE FUNDAMENTAL DE MIS TRIUNFOS**” y la principal energía que me mueve a ganar cada batalla que he tenido que afrontar. El arte de amar se puede resumir en la palabra madre.

A mi padre, Manuel Iríma a pesar que tuviste que partir muy pronto a tu encuentro con Dios, tus enseñanzas fueron tan extraordinarias, que han perduran en mi vida.

A mis abuelos, Nelly Díaz y Juan Delgado, quienes han sido ejemplo de lucha y liderazgo.

A mis hermanos, Juan Iríma y Nelyamirí Iríma, quienes constituyen la base de mi infancia. Juan gracias por estar a mi lado después que papa se fue te he tenido como mi segundo padre, tu protección, regaños y buen sentido del humor, han tenido un impacto importante en mi corto andar por este mundo. Nelya, mi angelito, Dios te ha posicionado en un lugar especial, tu valentía, coraje y lucha, es el ejemplo más tangible que he tenido en mis cortos años de vida. A ustedes hermanos gracias por formar parte de mi vida

A mi único y verdadero amor, Henry Rangel, quien me enseñó que la magia del amor se encierra en nuestro nido. Eres y seguirás siendo mi otra mitad.

A mi chipilín mi angelito recién caído del cielo Santiago Iríma, mi niño viniste alegrarme mis días de angustia

El necio da rienda suelta a su enojo,

Pero el sabio sabe cómo calmarlo.

Proverbios 29:11

Agradecimientos

A la Universidad Central de Venezuela, mi alma mater, en tu recinto descubrí que el conocimiento es lo más maravilloso que puede experimentar el hombre.

A PDVSA- INTEVEP, por permitirme hacer uso de su equipamiento técnico para el desarrollo de este trabajo especial de grado.

A mis tutores René Rojas y Romer Salas, por guiarme en esta etapa tan importante de mi vida.

A mis tutores de Corazón, Edward Martínez, Raúl Saúd y Luis Marcano, quienes me enseñaron que la acción de hacer se encierra en la esencia de cada uno de nosotros. Sr. Raúl, gracias por enseñarme que todo es posible si puedo creer. Sr Edward, gracias por enseñarme que la mansedumbre es el arma más valiosa que puede tener el hombre. Sr Luis, la terquedad no es buena, pero, para hacer ciencia es necesaria. A los 3 gracias por ser una luz al final del túnel.

A mis querido Sr. Juan Vásquez, por el tiempo dedicado a mis inquietudes profesionales.

A mi Estimada Sra. Flor Rodríguez, que es ejemplo de carácter y temple profesional, el trabajador exitoso siempre triunfa sin importar que tan dura sea la carga.

A todas y cada unas de las personas que hacen ciencia en INTEVEP y que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este trabajo especial de grado, entre los cuales me es grato nombrar: **Emir Escalona, Héctor Acosta, Javier Espinoza, Xiomara Gutiérrez y Sergio Rosales**. Gracias.

A mis compañeros de labores, **Eduardo Reina, Kevin Herrera, Carlos Rojas, Miguel Padrón, William Ortiz, Ezequiel Rodríguez Olesni Chacón Ángel Azuaje y Alix Forero**, por brindarme su apoyo y compañía en la realización de este trabajo.

A mis amigos y hermanos de corazón Fernanda Velásquez, Jesús Amaro y Guillermo Ramírez. La lucha es fuerte, pero, en grupo la carga se hace más ligera. Gracias amigos, sin ustedes hubiese sido más difícil.

Y por último pero más importante a mi familia quien es la fuerza motriz de mis acciones.

Padres, lo son todo para mí. Mami cuando papa partió a su encuentro con Dios, tu decisión fue tomar su lugar y ser padre y madre. Gracias a ti soy lo que soy, me enseñaste que en los peores momentos, eres lo más maravilloso que Dios ha seleccionado para llevar la carga. Infinitamente agradecida. **Los Amo.**

Hermanos, si algún día le pedí a Dios algo bueno, creo que me bendijo con ustedes extraordinariamente. Gracias por ser parte esencial en mi vida. Para ustedes este triunfo.

A mis tías Yuly Delgado, Rosa Díaz y a mi abuelita Nelly, gracias por ser mis segundas madres. Son parte esencial de este triunfo.

A mi tío Douglas y a mi abuelito Juan, gracias por el rol de padre asumido, a lo largo de mi vida. Mi agradecimiento infinito.

A mis primos Dorianny, Cristhan Richard y Anderson, junto a ustedes he disfrutado momentos maravillosos de mi vida.

A mi cuñada y asesora de imagen Mayira Orocopey, quien con su imaginación ha logrado dar alegría a mi vida. Te Quiero Mucho.

A mi pedacito de cielo Henry Rangel, mi inspiración, conoces bien mis tristezas, pero tú eres mi alegría.

IRIMA. D., ELIAMAYRI. C

DETERMINACIÓN DE FORMULACIONES BASE/POLÍMEROS (BP), CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO QUÍMICO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DEL CRUDO EXTRAPESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

"Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. Romer Salas". Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2014, 216p.

Palabras Claves: Alcalis, polímeros, tensión interfacial, viscosidad, factor de recobro, comportamiento de fase, Simulación de Yacimiento.

Resumen

Los problemas de reducción de productividad causada por la excesiva producción de agua, trae consigo problemas operacionales y por lo tanto económicos. La inyección de soluciones poliméricas como método de recuperación mejorada es a menudo una solución para inhibir la producción excesiva de agua. Aunado a esto, los yacimientos que contienen crudo del tipo pesado y extrapesado, suelen ser con frecuencia candidatos a la aplicación de métodos de recuperación mejorada aplicando aditivos químicos. En este trabajo especial de grado se busca formulaciones químicas base polímero que puedan ser potencialmente aplicable para el crudo pesado del pozo PC-42 provenientes del campo Pilón, situado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Para tal efecto se evalúan las propiedades interfaciales de los sistemas Crudo/ agua/ formulación. Posteriormente la viscosidad de las formulaciones en presencia y ausencia de las bases. Se estudian las soluciones que posean las características ideales en términos de mejorar la razón de movilidad entre los fluidos contenidos en el yacimiento (crudo/agua) y aumentar el número capilar, lo cual provocara que la saturación residual de crudo debido al atrapamiento por fuerzas capilares y por adedamiento, se traslade hacia los hoyos perforados y de esta manera inhibir la producción de agua y aumentar la producción de crudo. Para el análisis del efecto que posee el fluido de inyección en el factor de recobro, se procedió a realizar pruebas de desplazamiento, con la formulación que fue seleccionada como optima, con lo cual se pudo establecer que la formulación de alcanolamina- 1000ppm de HPAM lograron desplazar la mayor cantidad de crudo frente a los otras bases utilizadas, por otra parte la solución polimérica con 3000 ppm de HPAM aumentó en mayor proporción el factor de recobro total del yacimiento lográndolo incrementar aproximadamente en un 90% del factor de recobro actual en el yacimiento.

INDICE GENERAL

CAPÍTULO I.-FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.2.1 Objetivo General.	6
1.2.2 Objetivos Específicos.....	6
1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	7
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	7
1.5 LIMITACIONES.....	8
CAPÍTULO II.-MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.	9
2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.	15
2.2.1 Etapas en la producción de un yacimiento	15
2.2.2 Recuperación mejorada de crudo.	18
2.2.3 Objetivos de la recuperación mejorada de crudo.	18
2.2.4 Tipos de Recuperación Mejorada de Petróleo.....	25
2.2.5 Recobro mejorando a través de la inyección de aditivos Químicos.....	26
2.2.6 Polímeros.....	27
2.2.7 Inyección de Polímero.....	32
2.2.8 Surfactantes.	43
2.2.9 Propiedades de los surfactantes	46
2.2.10 Fenómenos Interfaciales.....	48
2.2.11 Tensión Interfacial.....	50
2.2.12 Inyección de Surfactantes.....	57

2.2.13	Álcali.	63
2.2.14	Numero Acido.	64
2.2.15	Inyección de Álcali.....	64
2.2.16	Evaluación de la eficiencia de los procesos de recuperación mejorada a escala de laboratorio.	70
2.2.17	Emulsiones	71
2.2.18	Estabilidad de una emulsión.....	75
2.2.19	Mecanismos de desestabilización de una emulsión.	79
2.2.20	Formulación de emulsiones.....	82
2.2.21	Interacciones moleculares en la región interfacial según modelo de Winsor.	84
CAPÍTULO III.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.		86
3.1	CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.	86
3.2	FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO).....	87
3.2.1	Boyacá.....	88
3.2.2	Junín	90
3.2.3	Ayacucho.....	91
3.2.4	Carabobo	93
3.3	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO EN ESTUDIO	94
CAPÍTULO IV.-METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN		97
4.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	97
4.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	97
4.3	POBLACIÓN Y MUESTRA	98
4.4	MATERIALES UTILIZADOS	98
4.5	INSUMOS UTILIZADOS	99

4.6 EQUIPOS UTILIZADOS	100
4.6.1 Balanza Digital y Analítica	100
4.6.3 Densímetro DMA 4500 Anton Paar	101
4.6.4 Refractometro Abbemat 300	102
4.6.5 Tensiómetro Interfacial de gota giratoria	102
4.6.6 Reómetro MCR 302 Anton Paar.	105
4.6.7 Descripción del equipo de desplazamiento	106
4.7 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	107
4.8 FASE I: INFORMACIÓN TEÓRICA PRÁCTICA.	109
4.8.1 Revisión Bibliográfica.....	109
4.8.2 Adiestramiento Técnico.	109
4.9 FASE II: CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS Y COMPORTAMIENTO DE FASE	110
4.9.1 Formulación de soluciones acuosas	110
4.9.2 Comportamiento de fase.....	111
4.10 FASE III. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS CRUDO/FORMULACIÓN	113
4.10.1 Medida de índice de refracción	113
4.10.2 Medida de densidad.....	113
4.10.3 Medida de tensión interfacial	113
4.10.4 Medida de Viscosidad	114
4.11 FASE IV: FORMULACIÓN ÓPTIMA EN EL MEDIO POROSO.	114
4.11.1 Prueba de desplazamiento	115
4.11.2 Simulación de yacimiento	116

4.12 FASE V: FINAL ANÁLISIS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
CAPÍTULO V.-ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	120
5.1 EFECTO DE LAS CONCENTRACIONES DE UN POLÍMERO SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FASE PARA EL SISTEMA NaOH, Na ₂ CO ₃ Y ALCANOLAMINA.	120
5.1.1 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Alcanolamina.	121
5.1.2 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ NaOH.	123
5.1.3 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/Na ₂ CO ₃	125
5.1.4 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ AMPS.	126
5.1.5 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ HPAM.	127
5.1.6 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Alcanolamina/ AMPS.	129
5.1.7 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ NaOH/ AMPS.	130
5.1.8 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Na ₂ CO ₃ / AMPS.	132
5.1.9 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Alcanolamina/ HPAM.	134
5.1.10 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ NaOH/ HPAM.	135
5.1.11 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Na ₂ CO ₃ /	137
5.2 EFECTO DE LA CONCENTRACION DE UN POLÍMERO EN LA TENSIÓN INTERFACIAL DEL SISTEMA EN ESTUDIO EN PRESENCIA DE LAS DIFERENTES FORMULACIONES DE LAS BASES	139
5.3 EL EFECTO DE LAS CONCENTRACIONES DE UN POLÍMERO SOBRE LA VISCOSIDAD DEL SISTEMA EN ESTUDIO	145
5.3.1 Efecto de la concentración de HPAM en la viscosidad de la solución	145
5.3.3 Efecto de la adición de base en la viscosidad de una solución polimérica .	149

5.4 EFECTO DE UNA MEZCLA DE SALES MONOVALENTES Y DIVALENTES SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FASE, DEL SISTEMA CRUDO EXTRAPESADO PILÓN Y LAS DIFERENTES BASES.	153
5.4.1 Comportamiento de fase de los sistemas en presencia de una mezcla de sales.	153
5.5 EFECTO DE UNA MEZCLA DE SALES MONOVALENTES Y DIVALENTES SOBRE LA TENSIÓN INTERFACIAL DEL SISTEMA CRUDO EXTRAPESADO PILÓN/ FORMULACIÓN.	158
5.6 EFECTO DE UNA MEZCLA DE SALES MONOVALENTES Y DIVALENTES SOBRE LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA	159
5.7 SELECCIÓN DE LA FORMULACIÓN ÓPTIMA.....	161
5.8 COMPORTAMIENTO DE LA SOLUCIÓN ÓPTIMA EN EL MEDIO POROSO	161
5.8.1 Inyección de una formulación B-P con el uso de diferentes especies alcalinizantes	163
5.8.2 Comparación de los diferentes esquemas de inyección.	164
5.8.3 Inyección de una solución polimérica	166
5.9 SIMULACIÓN DE YACIMIENTO A ESCALA DE LABORATORIO.....	167
CONCLUSIONES	174
RECOMENDACIONES	175
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA	176
APÉNDICES	181

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Factor de recobro después de la inyección de 2VP	11
Figura 2.2. Etapas de Producción de un Yacimiento (Ferrer M, 2001) (Mod. Irima, 2014)	17
Figura2.3 Digitación Viscosa (Chineye, 2010) (Mod. Irima, 2014).....	22
Figura 2.4. Relación entre el número capilar y la recuperación de crudo (Norman y Trombetta, 2007).....	24
Figura 2.5. Esquema de polímeros (Valdez, 2009).....	28
Figura 2.6. Clasificación de los polímeros.....	28
Figura 2.7. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada. (Lake, 1989).....	30
Figura 2.8. Polisacárido (biopolímero). Lake, 1989	31
Figura2.9. Proceso de Inyección de Polímero (Klins, 1984) (Mod. Irima, 2014).	33
Figura 2.10. (A) Movilidad desfavorable en un proceso de inyección de agua ($M>1$).	38
(B) Movilidad favorable al inyectar una solución polimérica ($M<1$).	38
Figura 2.11. Efecto de la tasa de corte en la viscosidad de los polímeros (Mezger, 2001) (Mod. Irima,2014).....	40
Figura 2.12. Estructura de un surfactante.....	44
Figura 2.13. Propiedades de los surfactantes (Cabrera y col, 2012) (Mod. Irima, 2014).	48
Figura 2.14. Línea de contacto trifásico. (Salager y Antón, 2005) (Mod. Irima, 2014).	52
Figura 2.15. Método de la placa de Wilhelmy (Salager y Antón, 2005).	53
(Mod. Irima, 2014).....	53
Figura 2.16. Método de la gota giratoria. (Gutierrez, 1993) (Mod. Irima, 2014)	56
Figura 2.17. Esquema de la Inyección con surfactante (Klins, 1984). (Mod. Irima, 2014).	58
Figura 2.18. Efecto del número acido en la TIF dinámica (Yang y Col, 1992). Numero Acido(mgKOH/g de crudo). (Mod. Irima, 2014).....	64

Figura 2.20. Tipos de emulsiones según la naturaleza de la fase dispersa (Salager, 1993). (Mod. Irima, 2014).....	73
Figura 2.21: Mecanismos de desestabilización de una emulsión (BECHER, 1972) (Mod. Amaro, 2013)	82
Figura 2.22. Diagrama ternarios de Winsor(WINSOR, 1954).....	85
Figura 3.1 Cuencas petrolíferas de Venezuela (Martorano, 2008)	87
Figura 3.2 Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008)	88
Figura 3.3 Área Boyacá Faja Petrolifera del Orinoco (Martorano, 2008)	89
Figura 3.4 Área Junín Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008).....	90
Figura 3.5 Área Ayacucho Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008).	92
Figura 3.6 Área Carabobo Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008).....	93
Figura 4.1. Balanzas Analítica y Digital	100
Figura 4.2. Mezclador Eléctrico de propela Caframo modelo DHL.....	101
Figura 4.3. Densímetro DMA-4500	102
Figura. 4.4 Refractómetro Abbemat 300.	102
Figura 4.5. Partes del equipo de tensión interfacial (Spinning Drop SVT 20) (Fandiño, 2011).....	103
Figura 4.6. Equipo de tensión interfacial “Spinning Drop Video Tensiometer”	104
Figura 4.7. Tubo capilar	104
Figura 4.8. Reómetro MCR 302.....	105
Figura 4.9. Diagrama esquemático del equipo de desplazamiento utilizado para las pruebas de incremento de producción (Marcano, 2011).....	107
Figura. 4.10 Metodología de la Investigación.....	108
Figura 4.11. Ensamblaje para el llenado de crudo	112
Figura 4.12 . Mallado generado por el simulador	117
Figura 5.1. Pruebas de Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Alcanolamina	121
Figura 5.3. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Na ₂ CO ₃	125
Figura 5.4. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ AMPS	126

Figura 5.5. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ HPAM.....	127
Figura 5.6. Pruebas de comportamiento de fase a 60°C de los sistemas crudo-agua- alcanolamina-AMPS	129
Figura 5.7. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ NaOH/ AMPS...	131
Figura 5.8. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Na ₂ CO ₃ / AMPS.	133
Figura 5.9. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Alcanolamina/ HPAM.....	134
Figura 5.10. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ NaOH/ HPAM.	136
Figura 5.11. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Na ₂ CO ₃ / HPAM.	138
Figura 5.12. Efecto sobre la tension interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ alcanolamina/ AMPS con el aumento de concentracion de AMPS.	140
Figura 5.13. Efecto sobre la tension interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ NaOH/ AMPS con el aumento de concentracion de AMPS.....	141
Figura 5.14. Efecto sobre la tension interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ NaOH/ AMPS con el aumento de concentracion de AMPS.....	142
5.16 Efecto sobre la tension interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ alcanolamina/ HPAM con el aumento de concentracion de HPAM.	143
5.17 Efecto sobre la tension interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ NaOH/ HPAM con el aumento de concentracion de HPAM.....	144
5.18 Efecto sobre la tension interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ Na ₂ CO ₃ / HPAM con el aumento de concentracion de HPAM.	145
Fig.5.19. Efecto de la concentración de HPAM sobre la viscosidad de la solución.	146
Fig.5.20 Fuerzas repulsivas entre los monómeros de la misma molécula y de moléculas vecinas.....	147
Fig. 5.21. Efecto de la concentración de AMPS sobre la viscosidad de la solución.	148
Fig. 5.22. Efecto de la adición de base en la viscosidad de la solución polimérica..	150
Figura 5.23 Viscosidad en función de la concentración de HPAM	152

Figura. 5.24. Comportamiento de fase de los sistemas Crudo Pílon/ Agua/ Alcanolamina/ Agua de formación.	154
Figura 5.25. Comportamiento de fase de los sistemas Crudo/ Agua/ NaOH/ HPAM/ Mezcla de sales.	155
Figura 5.26. Comportamiento de fase de los sistemas Crudo/ Agua/ Na ₂ CO ₃ / HPAM/ Mezcla de sales.	157
Figura 5.27. Efecto de la concentración de una mezcla de sales en la tensión interfacial de los sistemas Crudo Pílon/ Formulación.....	159
Figura 5.28 Efecto de la concentración de sal en la viscosidad de una solución polimérica.....	161
Figura.5.29. factor de recobro en función del volumen poroso inyectado utilizando como agentes emulsionante Alcanolamina, NaOH y Na ₂ CO ₃	162
Fig.5.30. Factor de recobro acumulado en función del volumen poroso Inyectado .	164
Figura 5.31. Comparación entre dos métodos de inyección utilizando como fluido alcalinizante alcanolamina.	165
Figura.5.32. Factor de recobro en función de la concentración de polímero.....	167
Figura 5.33 Comparación de la historia de producción de líquido.A: Según el simulador. B: Según las pruebas experimentales.....	168
Figura 5.34 Comparación de la historia de producción de Crudo. A: según el simulador. B: Según las pruebas experimentales.....	170
Figura 5.35 Comparación de la historia de producción de agua. A: Según el simulador. B: Según las pruebas experimentales.....	172

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Ventana de aplicación de la inyección de polímero.....	34
Tabla 2.2. Ventana de aplicación de la inyección de surfactante.....	59
Tabla 2.3. Ventana de aplicación de la inyección de Álcali.	67
Tabla 3.1. Características de los Yacimientos del área de Boyacá	89
Tabla 3.2. Características de los Yacimientos del área de Junín	91
Tabla 3.3. Características de los Yacimientos del área de Ayacucho.....	92
Tabla 3.4. Características de los Yacimientos del área de Carabobo.....	94
Tabla 4.1 . Nomenclatura de formulaciones BP utilizadas.	111
Tabla 4.3. Propiedades de los componentes.....	118
Tabla 5.1. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- alcanolamina con la concentración de alcanolamina	122
Tabla 5.2. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-NaOH con la concentración de NaOH	124
Tabla 5.3. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-Na ₂ CO ₃ con la concentración de Na ₂ CO ₃	126
Tabla 5.4. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-AMPS con la concentración de AMPS.....	127
Tabla 5.5. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-HPAM con la concentración de HPAM.....	128
Tabla 5.6. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- alcanolamina-AMPS con la concentración de AMPS	130
Tabla 5.7. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-NaOH- AMPS con la concentración de AMPS	132
Tabla 5.8. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- Na ₂ CO ₃ - AMPS con la concentración de AMPS	134
Tabla 5.9. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- Alcanolamina- HPAM con la concentración de HPAM.....	135
Tabla 5.10. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-NaOH- HPAM con la concentración de HPAM.....	137

Tabla 5.11. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- Na_2CO_3 - HPAM con la concentración de HPAM.....	139
Tabla 5.12. Efecto de la concentración de HPAM en la viscosidad de la solución ..	146
Tabla 5.13. Efecto de la concentración de AMPS en la viscosidad de la solución a 60°C	149
Tabla 5.14 Efecto de la concentración de base sobre la viscosidad de una solución de AMPS.....	151
Tabla 5.15. Efecto de la concentración de base en la viscosidad de una solución de HPAM.....	153
Tabla 5.16. Tensiones interfaciales de los sistemas Crudo/ Agua/ Alcanolamina/ HPAM/ Mezcla de Sales.	155
Tabla 5.17. Tensiones interfaciales de los sistemas Crudo/ Agua/ NaOH/ HPAM/ Mezcla de Sales.....	156
Tabla 5.18. Tensiones interfaciales de los sistemas Crudo/ Agua/ Na_2CO_3 / HPAM/ Mezcla de Sales.....	158
Tabla 5.19. Viscosidad de la solución polimérica a diferentes concentraciones de agua de formación.....	160
Tabla 5.20 factor de recobro obtenido a partir de la inyección B+P.....	162
Tabla 5.21 Factor de recobro obtenido a partir de la inyección B-P	164
Tabla 5.22 modificación de las propiedades roca fluido con la inyección de polímero	173

INTRODUCCIÓN

El mundo cada vez se hace más dependiente del petróleo como una fuente de energía, lo que genera un constante aumento en la demanda de la producción de petróleo.

La industria del petróleo específicamente Petróleos De Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), actualmente tiene como reto producir 4 MM de barriles diarios de petróleo para el 2014, esto ha llevado a hacer énfasis en la explotación y producción de los crudos pesados (CP) y extrapesado (EP) que se encuentran en su mayoría en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

PDVSA a través del proyecto magna reserva, logró certificar las reservas de petróleo existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, las cuales ascienden a 220.000 millones de barriles de petróleo. Con esta certificación, Venezuela pasa a ocupar el primer lugar entre los países con mayores reservas petroleras, con un total de 297.000 millones de barriles. Estas reservas probadas son válidas tomando en cuenta un factor de recobro del 20%.

Actualmente, se están evaluando diferentes métodos y técnicas para producir los CP/EP de la FPO, lo cual es un problema actualmente, ya que no se tienen métodos óptimos de producción y la cantidad de crudo que se queda en el yacimiento es muy alto, pudiendo llegar a ser hasta de un 92%.

En general, después de la aplicación de un drenaje por inyección de agua la saturación residual de petróleo en el yacimiento puede estar en el orden de 60-80% y en el caso de CP/EP es mayor (Salager J. L. 2005). La cantidad de petróleo atrapada en el interior de yacimiento se debe principalmente a dos fenómenos:

- i) Problemas de inyectividad por caminos preferenciales y/o segregación gravitacional.
- ii) Fuerzas capilares que hacen que las gotas de petróleo queden atrapadas en el medio poroso en forma discontinua.

Los métodos de recuperación mejorada se utilizan para contrarrestar los fenómenos responsables del entrapamiento de crudo. Estos métodos consisten en inyectar al

yacimiento fluidos diferentes a los originalmente contenidos en él, con el propósito de mejorar el desplazamiento del crudo a través de diferentes mecanismos, tales como: Reducción de la relación de movilidades, miscibilidad y reducción de la tensión interfacial agua/crudo.

Hoy en día, los crudos pesados y extra pesados se han convertido en un punto de interés para desarrollar tecnologías que hagan la explotación de estos crudos económicamente viables. Existen diferentes métodos para tratar de incrementar el factor de recobro de estos crudos. Entre ellos están los métodos Térmicos que consiste en proporcionar energía térmica al yacimiento con el fin de mejorar la eficiencia de barrido debido a la reducción de la viscosidad y expansión del crudo. Los métodos térmicos pueden ser: Inyección Cíclica de Vapor, Inyección Continua de Vapor, Combustión en Sitio y calentamiento a fondo de Pozo. Otros métodos son los Químicos que consisten en introducir aditivos químicos al yacimiento para cambiar las propiedades fisicoquímicas del fluido desplazado y desplazante con el fin de reducir las fuerzas capilares e interfaciales y optimizar la relación de movilidad. Entre los métodos químicos para recuperación mejorada, está la inyección de polímeros, surfactantes y soluciones alcalinas.

En el pasado, los métodos químicos han sido poco utilizados, debido a que se consumen altas concentraciones de los aditivos en el yacimiento y esto por los bajos costos del petróleo, no era rentable, además se contaba con reservas de crudos livianos y medianos que ayudaban a mantener la producción de petróleo y cubrir las necesidades de producción. En la actualidad, esta situación ha cambiado debido a los altos costos del petróleo y cualquier método que mejore o contribuya a mejorar el factor de recobro es necesario evaluarlo. Debido a toda esta problemática, PDVSA-Intevep desde hace 3 años, comenzó a desarrollar proyectos de investigación dirigidos a encontrar formulaciones óptimas de álcali, surfactante y polímero (ASP) de tal manera, que sus propiedades permitan que estas formulaciones puedan ser inyectadas en el yacimiento con el objetivo de reducir las fuerzas capilares e interfaciales, mejorar la movilidad del crudo extrapesado y aumentar el factor de

recobro en el yacimiento. Los resultados preliminares indican la factibilidad de conseguir estas formulaciones y uno de los sistemas estudiados es el sistema que contiene un crudo extrapesado proveniente del campo Pílon, en la FPO, agua en presencia de diferentes bases como el NaOH, una Alcanolamina y el Na_2CO_3 . Con este sistema se realizaron estudios de comportamiento de fases, tensión Interfacial y estudios de viscosidad. Los resultados indicaron que si es posible preparar formulaciones de surfactante utilizando una base para activar los Surfactantes Naturales del crudo.

En la investigación actual se plantea como objetivo general continuar analizando este sistema cuando en la formulación se adiciona un polímero para tener la mezcla BP, haciendo énfasis en evaluar las propiedades observadas en el estudio de comportamiento de fase, tensión interfacial y viscosidad, pero ahora en presencia de diferentes concentraciones de un polímero.

Capítulo I

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

En el presente capítulo se establece los principios fundamentales que rigen la investigación, así como también se establece las relaciones causa efectos que se consideran objetos de estudio en la misma. Para ellos se establecerán los principales parámetros que presuntamente afectan el resultado final del objetivo perseguido en la investigación a realizar. Siendo los principios básicos del reconocimiento de la problemática los siguientes: Planteamiento del problema, los objetivos de la investigación, los alcances, la justificación y las limitaciones.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El aumento progresivo de la demanda de petróleo, ha generado nuevos desafíos para las empresas productoras de hidrocarburo. En efecto, las compañías se han visto sujetas a la búsqueda de reservas poco convencionales, como es el caso de los crudos pesados y extrapesados. Venezuela como país exportador de petróleo tiene como reto producir para los próximos años un total neto de 4 millones de barriles normales por día (MMBND). Para tal efecto, se debe iniciar un proceso de explotación de las reservas CP/EP presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco.

En esta misma perspectiva el Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (INTEVEP), a través de sus gerencias integradas se encuentra desarrollando nuevos métodos para aumentar el volumen final de petróleo recuperado. Uno de los objetivos

principales de la filial es lograr un Factor de Recobro mínimo de 20% del Petróleo Original en Sitio (POES) de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Se estima que la Faja Petrolífera del Orinoco contiene 220.000 millones de barriles de crudo extrapesado técnicamente recuperable, lo que la convierte en la reserva de petróleo más grande del mundo. (Proyecto Magna Reserva, 2005)

Los mecanismos de producción primaria predominantes en el área Pilón son el empuje hidráulico (representado por un acuífero de gran dimensión) y una capa de gas que se desarrolla hacia el este. La zona en estudio se caracteriza por presentar altas heterogeneidades, lo cual la hace un área muy compleja para ser estudiada desde el punto de vista geológico y productivo. Los pozos perforados en esta área poseen contactos agua-petróleo (CAP) con avances irregulares, que se refleja en una producción de agua que asciende a un 50 % en algunas zonas, pudiendo llegar alcanzar un corte de agua de un 75 % en otras áreas.

Por lo anteriormente descrito, la alta producción de agua provocada por la conificación de algunos pozos y la anisotropía presente en el yacimiento, generan un problema de productividad en el área; que se refleja en una disminución progresiva de la tasa de hidrocarburo afectando el factor de recobro final del campo.

Los últimos estudios de Negocios Verticalmente Integrado de Yacimiento de la FPO, indican que el reservorio, específicamente en el campo Pilón posee aproximadamente 2844 millones de barriles normales (MMBN) del total POES del territorio, cuyo factor de recobro actual se cuantifica en 9.5% aproximadamente, éste contiene un crudo con gravedad API que varía entre 6-10° en la zona Oeste y 9-12° en la zona Este y un contenido de agua y sedimento de 76.7%. Por tanto, luego que la producción primaria del reservorio finaliza se cuenta aún con un 91% del POES en el yacimiento, que se traduce en una alta saturación de crudo residual.

La Gerencia de Investigación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco a través de una serie de estudio detallado, desea evaluar la inyección de un sistema base/polímero como potencial método químico de recuperación mejorada de

hidrocarburo. Con esta tecnología se desea incrementar el factor de recobro del área en estudio.

Como solución a la situación planteada PDVSA- Intevep, bajo la gerencia antes mencionada decide desarrollar el proyecto titulado “Determinación de formulaciones Base/Polímero, con potencial aplicación como método químico en la recuperación mejorada del crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco”.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación se describen los objetivos planteados en esta investigación.

1.2.1 Objetivo General.

Evaluar el efecto de un compuesto polimérico sobre las propiedades interfaciales de formulaciones con diferentes tipos de Bases para la activación de los Surfactantes Naturales presentes en el crudo extrapesado Pílon, como método químico potencialmente aplicable para la recuperación mejorada.

1.2.2 Objetivos Específicos.

1. Determinar el efecto de las concentraciones de un polímero sobre el comportamiento de fase para el sistema en estudio en presencia y ausencia de diferentes formulaciones de las bases NaOH, Na₂CO₃ y Alcanolamina.
2. Estudiar el efecto de las concentraciones de un polímero sobre la tensión interfacial del sistema en estudio en presencia y ausencia de diferentes formulaciones de las bases NaOH, Na₂CO₃ y Alcanolamina.
3. Determinar el efecto de las concentraciones de un polímero sobre la viscosidad del sistema en estudio en presencia y ausencia de diferentes formulaciones de las bases NaOH, Na₂CO₃ y Alcanolamina.
4. Estudiar el efecto de una mezcla de sales monovalentes y divalentes sobre el comportamiento de fase, tensión interfacial y la viscosidad del sistema crudo extrapesado Pílon y las diferentes formulaciones de las bases NaOH, Na₂CO₃ y Alcanolamina.

5. Establecer de acuerdo a las propiedades interfaciales del sistema crudo Pílon/formulaciones con las Bases-Polímero, las nuevas formulaciones químicas que puedan ser potencialmente aplicables como método químico en la recuperación mejorada.
6. Estudiar a través de simulación de yacimiento a escala de laboratorio el comportamiento a futuro de la producción del campo posterior a la inyección de la solución óptima.

1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Conocer el impacto que genera la mezcla Base – Polímero en la alteración de las propiedades interfaciales del crudo extrapesado del área Pílon de tal manera de disminuir el número capilar y mejorar la movilidad del crudo para aumentar el factor de recobro. Los resultados que arroje la investigación servirán para ampliar los estudios acerca de diferentes mezclas base – polímero para la recuperación mejorada de los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La certificación de reservas para la Faja Petrolífera del Orinoco, bajo el Proyecto “Magna Reserva” indican que para el año 2005 la Faja cuenta con un volumen de hidrocarburo potencialmente recuperable de 220.000 millones de barriles de hidrocarburo, este estudio de certificación se realizó tomando en consideración un FR de 20% del POES.

En la actualidad la producción y explotación de la FPO, revelan un factor de recobro máximo del 8%, en el mejor de los casos. En consecuencia, si se considera este último valor como factor de recobro el volumen de petróleo potencialmente explotable sería de 17 millones de barriles aproximadamente.

En el pasado, los métodos químicos como técnica de recuperación mejorada, fueron considerados no factibles, debido a los altos costos que genera la adquisición de los químicos a inyectar; así como también el cambio el esquema de explotación del yacimiento. El aumento de la demanda de hidrocarburo a nivel mundial así como su

elevado costo, hace necesario la implementación de métodos de recuperación mejorada en zonas donde los mecanismos primarios y secundarios ya no son eficientes.

Actualmente, PDVSA-INTEVEP se encuentra desarrollando métodos de recuperación mejorada de hidrocarburo que permitan aumentar el factor de recobro de los crudos en el yacimiento. Bajo esta línea de investigación la “Gerencia de Investigación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco”, propone el estudio de sistemas Base/ Polímeros como método potencialmente aplicable en la recuperación mejorada de hidrocarburo. Es de mencionar que la aplicación de sistema BP se plantea con el objetivo de activar los surfactantes naturales presentes en el crudo a través de la actividad de la sustancia alcalina, generando un sistema ASP al ser inyectado en el yacimiento. Esto reducirá los costos de la técnica ya que se evita el uso de surfactantes comerciales y se aprovechan los surfactantes naturales presentes en el crudo.

Por otra parte, la presencia de álcali en un sistema BP puede aumentar la eficiencia del polímero, ya que es capaz de reaccionar con la roca y reducir la adsorción de polímero, como también puede disminuir la viscosidad de la solución logrando una mayor inyectividad.

La presencia de polímero en la formulación se plantea con la finalidad de mejorar la relación de movilidad de los fluidos presentes en el yacimiento a través del aumento de la viscosidad de la fase acuosa. Esto tendrá un efecto significativo en la reducción de la producción de agua del yacimiento en estudio.

1.5 LIMITACIONES

Los valores obtenidos de tensión interfacial con el equipo de gota giratoria SVT 20N pudieran verse afectadas a determinadas concentraciones de álcali.

Capítulo II

MARCO TEÓRICO.

Este capítulo es el resultado de la revisión bibliográfica, de los conceptos y definiciones propias del tema que se desea abordar a partir de esta investigación experimental. En primer lugar se presentan los antecedentes en los cuales está enmarcado los aspectos y fundamentos de la investigación que se desarrollará; seguido de la recopilación del estado del arte realizado previo a los estudios experimentales.

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.

Los antecedentes más relevantes que describen esta investigación son los presentados a continuación:

Oliveros, D., Rodríguez, D. y Catilla L. (2013), En su trabajo titulado “Laboratory Evaluations for the first Pilot Polymer Flooding in a Heavy Oil field from Faja Petrolífera del Orinoco”, presentaron un estudio de los parámetros que deben ser evaluados para la realización de la simulación numérica de yacimiento en un proceso de inyección de polímero, con el fin de establecer el diseño del proceso y su evaluación económica. En este trabajo se muestra en detalles los estudios de laboratorio.

Por otra parte, fueron realizadas evaluaciones fisicoquímicas al crudo muerto, el agua de formación y la arena del yacimiento, para ello se empacaron núcleos de 10 cm de alto y 3.8cm de diámetro; utilizados para ejecutar 4 pruebas de desplazamiento.

Se estudiaron las propiedades reológicas de las soluciones poliméricas a diferentes velocidades de cizallamiento y a 46°C al igual que la absorción del polímero para arenas no consolidadas, estos parámetros fueron evaluados para 2000 y 3000 ppm del polímero HPAM 3630S y las velocidades de inyección empleadas fueron 0.15 y 0.30 cm³/ min respectivamente. El mayor factor de recobro obtenido fue de 57 % del POES y el más bajo fue de 40% del POES, con cortes de agua por encima de 74 % en los 2VP inyectados. Después de la finalización de los desplazamientos para las pruebas realizadas se inyectó agua a los núcleos para la evaluación del factor de resistencia y factor de resistencia residual del agua. Los resultados de este estudio proponen que el FR aumenta con el aumento de la concentración de polímero en la fase acuosa, pero, este incremento no es lineal, por lo que al aumentar la concentración de polímero (duplicándola) genera un aumento del FR solo en un 10%. El FR y el corte de agua no se ven afectado significativamente al variar la velocidad de inyección. Finalmente, la permeabilidad al agua se reduce en un orden de magnitud, después de la inyección de polímero. El estudio de la adsorción del polímero mostraba variaciones significativas entre los valores teóricos y los experimentales, lo que introduce cierta incertidumbre en los datos de entrada del simulador. El aumento de la tasa de inyección provoca un incremento significativo en el FR del crudo, sin embargo este cambio aumenta la tasa de cizallamiento y la viscosidad aparente de la solución en un 37 y 32% respectivamente.

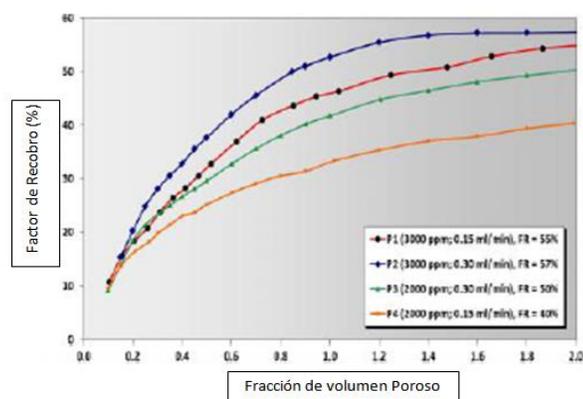


Figura 2.1. Factor de recobro después de la inyección de 2VP

Rivas, H., Gutiérrez, X., Silva, F. y Chirino, M. en el año 2006 publicaron un artículo titulado: “Sobre emulsiones de bitumen en agua” en el cual, discuten los factores que contribuyen a promover la emulsificación de hidrocarburos altamente viscosos en agua y determinar la estabilidad y propiedades de las emulsiones formadas. Analizan los cambios en las propiedades interfaciales observadas en los sistemas del tipo bitumen/agua, cuando la fase acuosa está constituida por soluciones de surfactantes no-iónicos del tipo nonil fenol etoxilados, también se analiza el caso de los surfactantes naturales en presencia o ausencia de electrolitos. Se discuten los procedimientos seguidos para obtener las condiciones óptimas de formulación y formación de las emulsiones y se analiza el efecto de ciertos parámetros sobre la distribución y el diámetro promedio de gotas de las emulsiones resultantes. Se encontró que manteniendo fijos la velocidad y el tiempo de mezclado, el diámetro promedio disminuye al incrementar la concentración de bitumen en la emulsión. La estabilidad de las emulsiones, severamente dependiente de la concentración y el tipo de surfactante, puede determinarse observando los cambios del diámetro promedio de gotas o de la viscosidad con el tiempo de almacenamiento. Tanto los surfactante comerciales no-iónicos, del tipo nonil-fenol-etoxilados conteniendo 17 unidades de óxido de etileno por molécula, como los surfactantes naturales (aniónicos) presentes en hidrocarburos ácidos, activados por agentes alcalinos, poseen una alta actividad interfacial, que permite en algunos casos y bajo condiciones físico-químicas muy específicas, lograr tensiones interfaciales ultrabajas en sistemas del tipo bitumen/agua. En el caso particular de los surfactantes naturales, la tensión interfacial depende no solo del pH de la fase acuosa, sino también del tipo de contraiones presentes en la misma.

Los surfactantes antes mencionados, permiten formar emulsiones de bitumen en agua, cuya estabilidad depende de la concentración del surfactante utilizado y de la relación bitumen agua. El proceso de emulsificación es afectado por el tipo y concentración de surfactante, por la presencia de electrolitos, por la relación bitumen/agua y por el tiempo y velocidad de mezclado entre otros factores.

Manteniendo constante el tiempo y la velocidad de mezclado, para una dada concentración de surfactante, el diámetro promedio de gotas disminuye al incrementar la relación bitumen agua. De igual forma mientras mayor es la concentración de fase interna más estrecha es la distribución de diámetro de gotas, con lo cual la polidespersidad de las emulsiones disminuye. El diámetro promedio de gotas y la distribución, cambian en forma significativa pero uniforme con el tiempo y la velocidad de mezclado y con la relación bitumen agua. Esto sugiere que la creación de área interfacial ocurre de una manera controlada, lo que permite la producción de emulsiones con un determinado diámetro promedio de gotas y con una distribución de diámetros bastante estrecha, lo cual facilita el diseño de instalaciones para la producción de emulsiones de bitumen en agua, con un alto grado de monodispersidad y por tanto de reproducibilidad en sus propiedades.

La estabilidad de las emulsiones, es afectada notablemente por el tipo y concentración de surfactante ya que estos factores pueden modificar la presión de des-unión y la estabilidad de la película líquida interfacial. Presiones de des-unión positivas contribuyen a estabilizar las emulsiones. La estabilidad de una emulsión puede ser determinada siguiendo los incrementos del diámetro promedio de gotas con el tiempo de almacenamiento. También se puede medir la estabilidad, observando los cambios en el tiempo de algún otro parámetro que dependa del diámetro promedio de gotas o de su distribución, tal como es el caso de la viscosidad. Las emulsiones disminuyen su viscosidad al incrementar el diámetro de gotas, es decir al producirse coalescencia.

Contreras, K. (2012) en su trabajo titulado: “Determinación de formulaciones de bases orgánicas e inorgánicas (b) con potencial aplicación como método químico en la recuperación mejorada del crudo extrapesado”, evaluó el efecto de diferentes bases como el NaOH, Na₂CO₃ y Alcanolamina sobre las propiedades interfaciales del sistema crudo extrapesado Morichal/agua en presencia o ausencia de electrolitos de NaCl. Las propiedades interfaciales de mayor interés fueron el comportamiento interfacial del sistema, realizando las pruebas de botellas con el propósito de medir el diámetro de gota de las emulsiones o/w estabilizada con

surfactantes naturales, para establecer un criterio de selección sobre las concentraciones de las diferentes bases en estudio. Luego, se realizaron las mediciones de tensión interfacial utilizando un tensiómetro de gota giratoria y el potencial zeta empleando un equipo nano Zetasizer con la finalidad de conocer el comportamiento dinámico de equilibrio de la tensión interfacial y la carga del surfactante activado por los diferentes medios alcalinos para determinar bajo qué condiciones, en cuanto a la concentración de bases orgánicas e inorgánicas, se obtienen valores de mayor densidad de carga en magnitud y tensión bajas a ultrabajas. Este fue el procedimiento empleado para poder predecir si la formulación evaluada tiene potencial aplicación como método de recuperación mejorada con la finalidad de ser inyectada en yacimiento e incrementar el factor de recobro. También se realizó un barrido a diferentes concentraciones de bases para evaluar el efecto de agua de formación sintética sobre estas propiedades. La investigación se caracteriza por ser del tipo proyectiva con un diseño experimental debido a la manipulación de las diferentes variables. Luego de obtener los resultados de las diferentes pruebas, se realizó una comparación de las propiedades interfaciales observando que las mejores formulaciones son las que tienen presencia de Na_2CO_3 y Alcanolamina como medio alcalino, obteniendo densidades de cargas mayores al igual que tensiones bajas y ultrabajas a los sistemas formulados con NaOH , lo cual garantizan la formación de interfase estable debido a que estas bases son débiles, ionizando sólo ácidos de menor peso molecular. Así, se concluye que, a través de la investigación realizada, se determinaron las siguientes formulaciones químicas con potencial aplicación como método de recuperación mejorada: 6 formulaciones con NaOH y relación crudo agua (RCA) 50:50; 14 formulaciones con Na_2CO_3 y RCA 50:50 y 5 formulaciones con Alcanolamina y RCA 50:50.

Rivas, H. y Gutiérrez, X. (1999) en su artículo científico titulado: “Los surfactantes: comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera”, comentan que: Los surfactantes son sustancias muy versátiles, que presentan un comportamiento químico especial y que pueden utilizarse en diversas aplicaciones en la industria petrolera. Los surfactantes se adsorben en interfases:

líquido-gas, líquido- líquido y líquido-sólido, cambiando sustancialmente las energías de interacción entre las fases, en dichos sistemas. La adsorción de surfactantes en interfaces, ha sido ampliamente estudiada, existiendo herramientas experimentales y teóricas para establecer el comportamiento de los mismos. La aplicación de los surfactantes en la industria petrolera es muy amplia y variada, notándose la presencia de estos, en casi todas las actividades de producción. Para que un sistema surfactante, sea eficiente, en alguna de las operaciones de producción de petróleo, su selección debe hacerse siguiendo procedimientos experimentales rigurosos y ajustándose a los aspectos teóricos que los rigen.

Pacharoen, M. (2009) En su trabajo titulado **“Physical properties of associative polymer Solutions”** propone la comparación de tres tipos de polímeros los cuales son: SuperPusher S255, SuperPusher D118 y SuperPusher B129, con un tipo de polímero convencional como es el Flopaam 3630S, la diferencia principal entre estos tipos de polímeros es el peso molecular los tres primeros con un peso molecular bajo y el último con un peso molecular ultra alto. Se estudió el efecto de estos polímeros en el medio poroso como es el caso de la reducción de la permeabilidad (R_k). La reducción de la permeabilidad (R_k) es la relación entre la permeabilidad al agua a la permeabilidad del polímero. El Flujo de una solución de polímero a través del medio poroso causa retención de las moléculas de polímero en la superficie del grano que en ocasiones es adsorbido provocando una reducción de la permeabilidad. La medición se realizó a través de inyección de agua al núcleo seguida de una inyección de polímero hasta alcanza el estado estacionario. La caída de presión a lo largo del soporte de núcleo se midió en cada experimento y la permeabilidad absoluta fue calculada con la inyección de agua mediante la ecuación de Darcy. Para cada polímero, se observa la reducción de la permeabilidad. El R_k aumenta con el incremento de los pesos moleculares y las concentraciones de polímero. En el caso del polímero convencional, la reducción de la permeabilidad es más sensible al cambio de la concentración de polímero sobre todo en la alta concentración. En caso de polímero de alto peso molecular, el tamaño molecular puede ser más grande que algunas gargantas de poros y esto provoca un aumento en el volumen de poros

inaccesible de polímero (IPV). La irrupción del polímero para medir el IPV se realiza a través de trazadores. Los IPV se midieron a partir del experimento de cada polímero mediante el uso de la sal como trazador. Los IPV exhiben valores de 30% aproximadamente. El experimento muestra que el peso molecular, y por consiguiente el tamaño molecular, es el factor principal que afecta el valor del IPV en cada tipo de soluciones de polímeros.

2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

En esta sección se define los conceptos, establecidos a través de la realización del estado del arte de los estudios previos a esta investigación, así como los fundamentos por los cuales se rige la misma

2.2.1 Etapas en la producción de un yacimiento

Durante la vida productiva de un yacimiento, el desalojo de fluido del interior del reservorio provoca una disminución de la energía inicial del mismo, ya que en cierta manera deja de existir la presión ejercida por los fluidos en cuestión. Conforme avanza la producción se pierde cada vez más energía; esto provoca que el yacimiento pase por una etapa de maduración, la cual genera en muchas ocasiones que la producción llegue a valores, que desde el punto de vista económico son poco atractivos. Este suceso ocurre en todos los yacimientos, pero en periodos de tiempo variables, ya que la pérdida de energía, está ligada a muchos factores, tales como: cantidad de fluido almacenada en el yacimiento, profundidad de la arena productora, estrategia de explotación del campo, entre otras. En vista de esta situación, es preciso generar métodos que contribuyan al aumento de la producción de hidrocarburo, proporcionándole una energía adicional al yacimiento. Estos métodos pueden ser clasificado en dos grande grupos: métodos térmicos y no térmicos, los cuales serán discutidos más adelante.

Por lo anteriormente descrito, las etapas de la producción de hidrocarburo de un yacimiento se definen a continuación:

2.2.1.1 Recuperación Primaria: La producción depende de la energía natural del propio yacimiento. La energía natural varía debido a la declinación de la presión, la disminución de los volúmenes de gas disuelto, o la afluencia de agua. En esta etapa la energía contenida en los fluidos del yacimiento, y la roca almacén es aprovechada para sustraer los fluidos del yacimiento. Por consiguiente, el yacimiento cuenta con sus condiciones originales y la recuperación de hidrocarburo es de un 30% del POES aproximadamente. Este tipo de recuperación se puede generar por diferentes mecanismos tales como: segregación gravitacional, empuje por capa de gas, empuje por gas en solución, empuje hidráulico, empuje por compactación del volumen poroso. Cuando estos mecanismos se hacen ineficientes, provoca que la tasa de producción de hidrocarburo decline. Por tanto se hace necesario la búsqueda de otras alternativas para la recuperación de hidrocarburo, por lo cual se generan la segunda y tercera etapa de recuperación.

2.2.1.2 Recuperación secundaria: Cuando la energía natural del yacimiento se agota, o es muy bajo para que la producción de hidrocarburo sea económicamente rentable, se debe aplicar energía al yacimiento para permitir la recuperación adicional de hidrocarburo, aumentando así el factor de recobro del campo. Esta energía adicional es por lo general procesos de inyección de agua o gas. El proceso depende en gran medida el desplazamiento físico de los fluidos contenidos en el yacimiento. Se puede decir que estos procesos de inyección imitan los procesos naturales de producción por empuje hidráulico o la expansión de la capa de gas. Las fuerzas que contribuyen a este desplazamiento de hidrocarburo no son naturales, sino físicas, en lugar de métodos térmicos o químicos. Se podría pensar en estos como un aumento del mecanismo físico de impulso natural de los fluidos. Para la aplicación de esta etapa en la vida del yacimiento se procede a crear planes de explotación, en el cual se cambian pozos productores a inyectoros o se perforan otros pozos con el fin de inyectar el fluido que se ha seleccionado. Posee un factor de recobro del 15% del POES

2.2.1.3 Recuperación terciaria: Cuando la recuperación secundaria ya no es económica, es preciso proporcionar energía adicional de otro tipo que permitan aumentar el factor de recobro de un yacimiento. En este tipo de recuperación a diferencia de la segunda etapa, no solo es suficiente mejorar los mecanismos de desplazamiento del fluido, a través de la manipulación de las variables físicas de un sistema yacimiento. Para modificar las condiciones de flujo de fluidos dentro del yacimiento se suelen alterar las condiciones de algunas propiedades del yacimiento y/o los fluidos contenidos en él. Esta etapa puede ser inducida por la adición de calor, interacción química entre el fluido inyectado y los fluidos del yacimiento, la transferencia de masa y / o el cambio de las propiedades de los fluidos con la finalidad de mejorar la movilidad del crudo desde yacimiento a superficie. Estas técnicas utilizadas son conocidas como métodos de recuperación mejora de hidrocarburo.

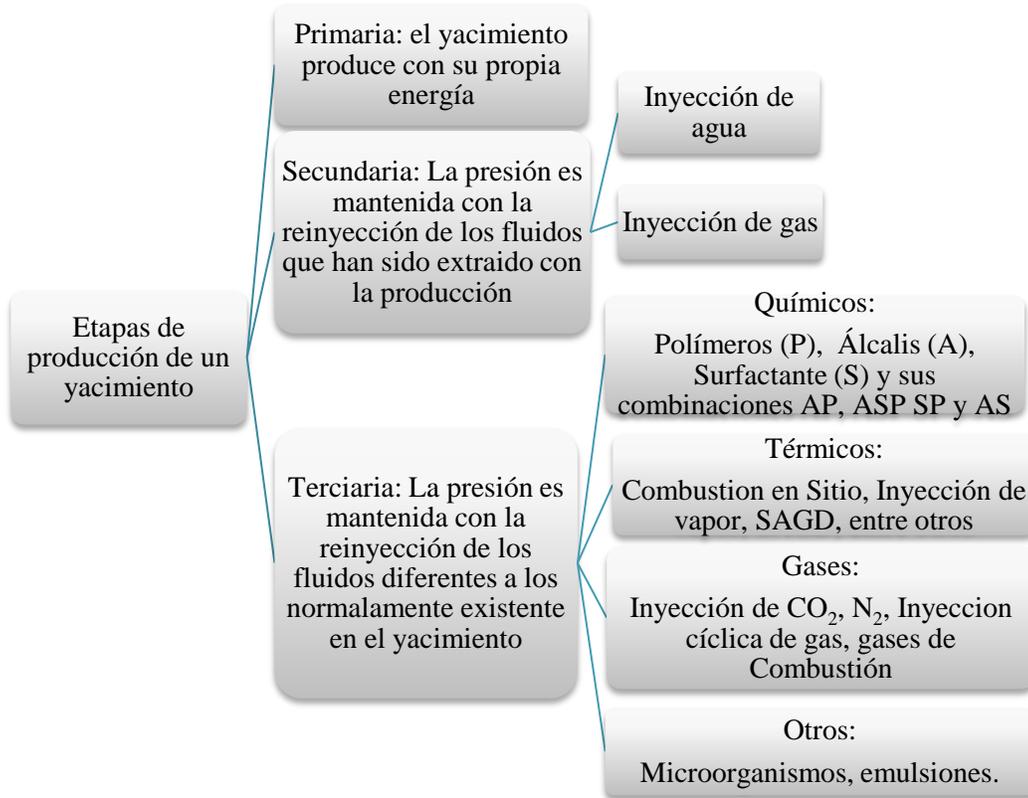


Figura 2.2. Etapas de Producción de un Yacimiento (Ferrer M, 2001) (Mod. Irima, 2014)

2.2.2 Recuperación mejorada de crudo.

La Recuperación mejorada de petróleo es la recobro de hidrocarburo mediante la inyección de gases o productos químicos y /o energía térmica (Sheng, 2010).

Thomás (2008) define EOR como un proceso para reducir la saturación de petróleo por debajo de la saturación de petróleo residual (S_{or}). Es un proceso con el cual se pretende recuperara el crudo retenido en el yacimiento debido a las fuerzas capilares (después de la inyección de agua en yacimientos de petróleo liviano) y a las altas viscosidades, tal como es el caso de los crudo pesado o extrapesado.

La recuperación mejorada de crudo se puede definir como el ingreso de fluidos al yacimiento que no estaban originalmente en él. La recuperación mejorada de crudo se realiza con la finalidad de producir una fracción adicional del volumen de hidrocarburo en el yacimiento.

En muchas oportunidades los procesos de recuperación mejoradas son llamados recuperación terciaria de hidrocarburo, sin embargo este término está en desuso, ya que la producción de un yacimiento no es necesariamente una secuencia cronológica, por lo que un yacimiento puede pasar de una recuperación primaria a una terciaria sin pasar por una secundaria, como es el caso de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado. En términos generales es recomendable utilizar el concepto de recuperación mejorada de crudo, en sustitución de recuperación terciaria de petróleo.

La aplicación de este tipo de técnicas puede llegar a aumentar el factor de recobro de un 10 hasta 20% del petróleo original en sitio, este rango de recuperación puede parecer bajo, pero si se evalúa en términos de valores que están en el de 10^9 , puede representar una cifra considerable para la saturación de crudo actual y la tasa de producción del yacimiento en estudio.

2.2.3 Objetivos de la recuperación mejorada de crudo.

La recuperación mejorada de crudo modifica algunas propiedades fisicoquímicas de los fluidos contenidos en el yacimiento, así como también algunas propiedades del propio yacimiento. El cambio de estas propiedades es lo que ayuda a mejorar el factor

de reobro final del yacimiento. En efecto, los objetivos que persigue la recuperación mejorada de crudo son: mejorar la razón de movilidad de los fluidos contenidos en el yacimiento, aumentar el número capilar.

2.2.3.1 Mejorar la razón de movilidad (M):

Dentro de las características fundamentales que rigen la inyección de fluidos al yacimiento se encuentra la llamada razón de movilidad, la cual es definida como la movilidad de la fase desplazante entre la movilidad de la fase desplazada, siendo en la mayoría de los casos la fase desplazante el agua o gas y la fase desplazada el petróleo. Por tanto la razón de movilidad es definida como:

$$M_{D,d} = \frac{\lambda \text{ Desplazante}}{\lambda \text{ desplazada}} \quad (2.1)$$

Donde:

M= razón de movilidad de la fase desplazante con respecto a la movilidad de la fase desplazada

λ = movilidad de las fases

A su vez, la movilidad de las fases puede estar definida por la capacidad de desplazamiento que tiene un fluido determinado dentro del yacimiento, lo cual está representado por la permeabilidad efectiva de cada fluido, si este factor de permeabilidad efectiva del fluido es dividida entre la viscosidad del mismo, se estará evaluando la conductancia de este fluido en el medio poroso, así se tiene:

$$\lambda = \frac{ki}{\mu i} \quad (2.2)$$

Donde:

k = permeabilidad efectiva de la fase (Darcy)

μ = viscosidad de la fase (cp)

i = fase en estudio (agua, petróleo o gas)

De esta manera combinando la ecuación 1 y 2:

$$M_{D,d} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{Desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazada}} \quad (2.3)$$

En el caso en que el agua desplace al crudo se tiene:

$$M_{w,o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)_{Desplazante}}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)_{desplazada}} = \frac{k_w * \mu_o}{k_o * \mu_w} = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w} \quad (2.4)$$

Donde:

$M_{w, o}$ = movilidad del agua con respecto a la movilidad del crudo (adimensional)

K_w = permeabilidad efectiva del agua (Darcy)

k_o = permeabilidad efectiva del petróleo (Darcy)

μ_w = viscosidad del agua (Cp)

μ_o = viscosidad del petróleo (Cp)

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua (adimensional)

k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo (adimensional)

Es relevante destacar que en la ecuación 2.4 las permeabilidades relativas de las dos fases (agua, petróleo) están definidas en ubicaciones distintas del yacimiento, la permeabilidad relativa al agua es la que posee la formación en la zona donde el agua la ha contactado (zona invadida) y la permeabilidad relativa al crudo es la que posee el yacimiento en la zona donde se encuentra el banco de crudo (zona original o no invadida del yacimiento), por otra parte la ecuación 2.4 se desarrolla partiendo del concepto de permeabilidad efectiva; lo cual significa que es función de las saturaciones de los fluidos. Este hecho constituye un problema al momento de evaluar esta ecuación, ya que haciendo referencia a la teoría frontal del desplazamiento de petróleo, existe un gradiente de saturación detrás del frente de invasión. (Ferrer, 2001).

Para (Craig y col, 1995) desarrollaron la ecuación de movilidad, pero esta vez tomando en cuenta este gradiente de saturaciones en las diferentes zonas así se tiene:

$$M_{w,o} = \frac{\mu_o * (k_{rw})_{swp}}{\mu_w * (k_{ro})_{swc}} \quad (2.5)$$

Donde:

$M_{w,o}$ = movilidad del agua con respecto a la movilidad del petróleo (adimensional)

$(k_{rw})_{swp}$ = permeabilidad relativa al agua a la saturación promedio de agua detrás del frente de inyección en Darcy (zona invadida)

$(k_{ro})_{swc}$ = permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua connata, en Darcy (zona no invadida).

Como se puede inferir la saturación de agua detrás del frente de inyección permanece constante hasta la ruptura; y por tanto según la ecuación 2.5 la razón de movilidad es también constante hasta la ruptura del frente de agua. Posterior al frente de inyección la razón de movilidad irá en aumento atendiendo al aumento progresivo de la saturación promedio de agua, esto a su vez provoca un aumento en la permeabilidad relativa al agua. (Ferrer, 2001).

La razón de movilidad es un factor determinante de la eficiencia microscópica y macroscópica del petróleo dentro del medio poroso. En consecuencia, si $M > 1$, quiere decir que la fase desplazante se mueve con mayor eficiencia que la fase desplazada, esto se considera una situación desfavorable, ya que el fluido desplazante al tener una mayor facilidad de movimiento frente al fluido desplazado llegara a sobrepasarlo provocando un fenómeno denominado digitación viscosa o canalización viscosa, esto se traduce en un barrido ineficiente del fluido que en principio se deseaba desplazar. Si por el contrario $M < 1$, quiere decir que la fase desplazada se mueve con mayor facilidad que la fase desplazante, lo cual se expresa como una situación favorable de desplazamiento. Por lo anteriormente descrito si $M > 1$, se debe inyectar un volumen mayor de fluido desplazante, que provoque una saturación determinada de crudo residual en el medio poroso, lo cual genere una saturación efectiva de crudo favorable para la movilidad de los fluidos. Como ya se ha expuesto la eficiencia de barrido areal y la eficiencia de barrido vertical disminuyen con el aumento de la razón de movilidad, es por ello que al momento de diseñar un proceso de recuperación mejorada para un área determinada, se debe atender a la variación de la razón de movilidad como uno de los principales parámetros influyente en este tipo de procesos. En el caso de una inyección de polímero, se busca disminuir la razón de movilidad aumentando la viscosidad de la fase acuosa en el yacimiento, provocando así, que la fase oleica pueda desplazarse con mayor facilidad frente a la fase acuosa. La figura 2.3 ejemplifica el fenómeno conocido como digitación viscosa

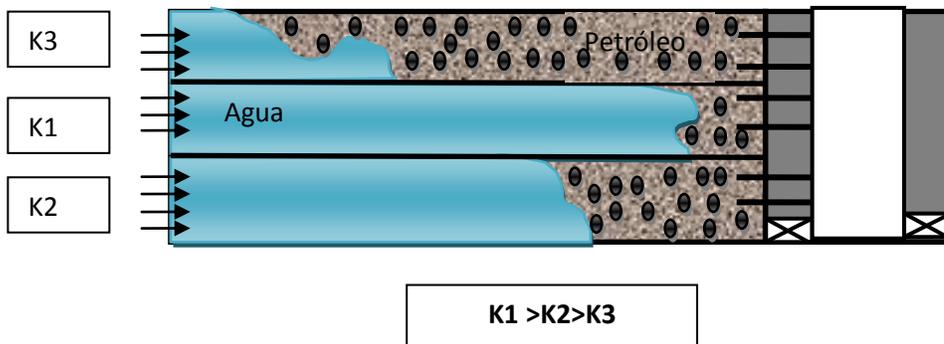


Figura 2.3 Digitación Viscosa (Aguirre, 2013) (Mod. Irima, 2014).

2.2.3.2 Aumentar el número capilar (Nc):

El número capilar, es la relación que ha sido definida para describir la interdependencia entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial a través del paso por un capilar.

Así:

$$N_c = \frac{k * (\Delta P)}{\sigma * L} \quad (2.6)$$

Donde:

σ = tensión interfacial entre la fase desplazada y la fase desplazante (mN/m)

k= permeabilidad efectiva del fluido desplazado (Darcy)

$\Delta P/L$ = gradiente de presión existente en la longitud L.

El número capilar es también definido como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, de este modo se tiene que:

$$N_c = \frac{\mu * v}{\sigma} \quad (2.7)$$

Donde:

Nc= numero capilar

μ = viscosidad de la fase desplazante

V= velocidad del fluido desplazante a través del poro (pie/día).

La ecuación 2.7 permite describir las fuerzas viscosas por medio de la velocidad que tendrá el fluido de empuje a través de la garganta poral (velocidad darcy) y su viscosidad, lo cual es denominado avance frontal (Norman y Trombetta, 2007)

Este parámetro ha sido definido por muchos autores como un factor fundamental en el diseño de un proceso de recuperación mejorada, si se espera que el mismo sea

eficiente, el aumento del número capilar, provoca una disminución del petróleo residual, lo cual se traduce en un aumento del factor de recobro final del yacimiento.

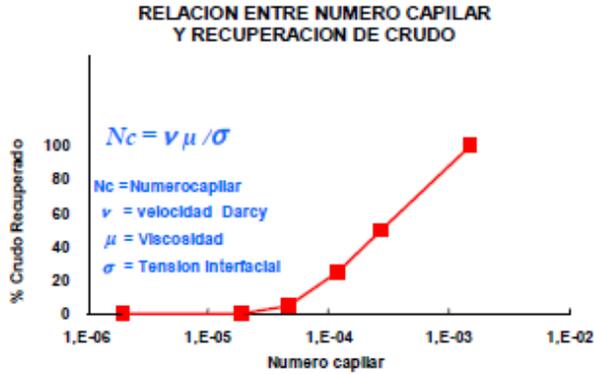


Figura 2.4. Relación entre el número capilar y la recuperación de crudo (Norman y Trombetta, 2007)

El número capilar típico después de la inyección de agua es aproximadamente 10^{-6} valores cercanos a este o por debajo del mismo provocara en una disminución de la producción de crudo. En efecto la recuperación de crudo aumentará conforme aumente el número capilar. Por ello existen mecanismos de recobro mejorado orientados a disminuir la tensión interfacial entre las fases (crudo-agua), lo cual permite un aumento del número capilar y por ende un alza en la recuperación de crudo. Si se analiza la ecuación 2.7, el aumento del número capilar puede lograrse por tres mecanismos; aumentar la viscosidad de la fase desplazante, aumentar la velocidad de la fase desplazante a través del poro o disminuir la tensión interfacial; en el primer mecanismo se puede lograr por ejemplo con la inyección de polímero, pero esto solo provocará aumentar el número capilar en 1 orden de magnitud, el segundo mecanismos está limitado debido a que si la velocidad se aumenta a ciertos valores puede provocar el daño a la roca yacimiento al igual el aumento de la velocidad provoca aumentar el número capilar tan solo en un factor de 10 y los costos asociados a este mecanismo es alto. Por tanto el tercer mecanismos es el más efectivo ya que el disminuir la tensión interfacial a valores de 10^{-3} y 10^{-4} , provoca un aumento del

número capilar en el orden de 1000 a 10000 veces, esto se puede lograr a través de la emulsión de las dos fases, con el agregado de surfactante.

2.2.4 Tipos de Recuperación Mejorada de Petróleo.

La recuperación mejorada de crudo puede clasificarse en dos grandes grupos atendiendo a la mecanismos de reacción que se aplican entre el fluido inyectado y los fluidos contenidos en el yacimiento, de esta manera puede existir expansión de los fluidos contenidos en el yacimiento, lo cual provocará que los mismos se produzcan; o puede darse simplemente un empuje de los fluidos del yacimiento, como consecuencia de la inyección de otro fluido que sirva como pistón para desplazar el crudo hacia el pozo; en función a esto los procesos de recuperación mejorada pueden dividirse en: térmicos y no térmicos.

2.2.4.1 Métodos Térmicos

La recuperación térmica se define, como un proceso donde se introduce u origina energía térmica al yacimiento, con el fin de aumentar la recuperación de petróleo (Finol, s.f.).

El objetivo fundamental de la aplicación de procesos térmicos es reducir la viscosidad del petróleo y/o vaporizarlo, lo que trae como consecuencia una mayor movilidad del mismo conduciéndolo así hacia los pozos productores y por lo tanto son especialmente utilizados para petróleo altamente viscosos, pero también se pueden usar para petróleos de viscosidades bajas.

Por otra parte la recuperación térmica puede afectar otras propiedades del hidrocarburo tales como:

- a) Vaporización de fracciones livianas.
- b) Cambio de mojabilidad de la roca hacia preferencial por agua.
- c) Expansión de roca y fluidos.

Entre las técnicas de recuperación térmica más utilizadas se encuentran la inyección de vapor, la cual puede ser continua o cíclica, y la inyección de aire al yacimiento conocida como combustión “in situ”.

2.2.4.2 Métodos no térmicos.

La reducción de viscosidad del crudo es el objetivo fundamental de los métodos térmicos, por el contrario los métodos no térmicos, puede afectar otras propiedades de los fluidos del yacimiento entre estas esta la disminución de la tensión interfacial entre las dos fases presentes en el yacimiento, aumentar la viscosidad de la fase acuosa mejorando así la razón de movilidad entre la fase desplazante y desplazada.

Los métodos no térmicos involucran todo lo relacionado con los métodos químicos y los procesos miscibles. En el primer caso se incluyen los polímeros, los surfactantes, las soluciones alcalinas y sus combinaciones. Los segundos métodos incluyen los procesos con gas a altas presiones, este gas por lo general es proveniente de la refinación del crudo, por ejemplo, el dióxido de carbono, el nitrógeno, así como también el desplazamiento con hidrocarburos líquidos. En muchas oportunidades la recuperación por métodos no convencionales puede estar asociada al empuje con gases inertes, donde solo es afectada la razón de movilidad entre los fluidos del yacimiento. En el caso particular de este trabajo especial de grado se estudiará con mayor detalle los métodos químicos de recobro mejorado.

2.2.5 Recobro mejorando a través de la inyección de aditivos Químicos.

Los métodos de recobro mejorado a través de la inyección de aditivos químicos han sido utilizados desde sus inicios como una técnica de control de movilidad en el yacimiento, ya que estos afectan las propiedades fisicoquímicas de los fluidos del yacimiento; así como también las condiciones del medio poroso, manteniendo una situación favorable en el razón de movilidad entre los fluidos del yacimiento ($M < 1$), por lo cual mejora la eficiencia de barrido en el interior del yacimiento. Por lo general los métodos de recobro químicos de recobro mejorado están asociados a la razón de movilidad. (Sheng, 2010)

La aplicación de este tipo de métodos, como cualquier otro mecanismo de recobro mejorado requiere un diseño detallado y estricto atendiendo a las condiciones del medio poroso y de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos contenidos en el yacimiento a estudiar, estos dos parámetros son los ejes fundamentales que rigen el diseño y aplicación de un mecanismo de recuperación mejorado. Así bien la caracterización de este tipo de proceso debe contener propiedades como: el tipo de químico a utilizar, las concentraciones de inyección y el tamaño de la partícula, así como también las consideraciones económicas que se deben tener presente para el diseño eficiente de este tipo de procesos. Los métodos químicos de recuperación mejorada están asociados algunos aditivos (surfactante, álcalis, polímeros y sus combinaciones) que al ser agregados al agua o al gas, provocan una disminución de la saturación residual de hidrocarburo.

2.2.5.1 Aditivos químicos utilizados en la recuperación mejorada.

Como se ha expresado anteriormente, los aditivos químicos comúnmente usados en la recuperación mejorada de crudo por métodos no convencional son los polímeros, surfactantes y soluciones alcalinas.

2.2.6 Polímeros.

Vincent, Álvarez y Zaragozá, 2006 expresan que un polímero es por definición una sustancia constituida por la repetición de una o más molécula de bajo peso molecular denominado monómero; por tanto el monómeros es la unidad fundamental de una estructura polimérica. Es estructuralmente una cadena muy larga (o también red) en la que muchos átomos están alineados uno junto a otro. En general el monómero es una sustancia química capaz de reaccionar con ella misma o con otra para formar un polímero. La figura 2.5 representa la estructura de un polímero.

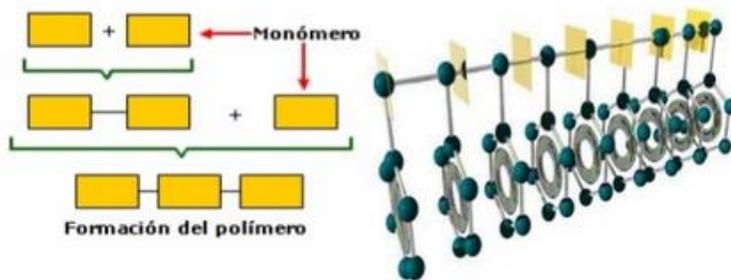


Figura 2.5. Esquema de polímeros (Valdez, 2009)

2.2.6.1 Tipos de polímeros

Los polímeros pueden ser descritos por varias de sus propiedades y características, lo cual no solo está asociado a la naturaleza de su monómero; sino también por la longitud de la cadena, la distribución de los monómeros, la forma de la cadena, entre otros.

De esta manera, los polímeros pueden estar clasificados según su origen, mecanismo de polimerización, la estructura de la cadena y la respuesta termo- mecánica, como lo explica la figura 2.6

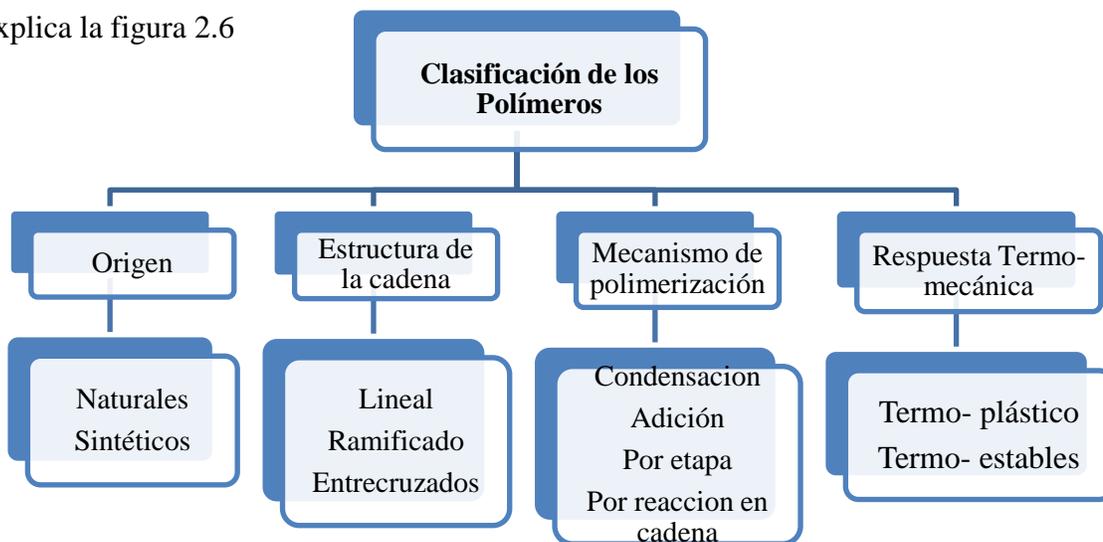


Figura 2.6. Clasificación de los polímeros

2.2.6.2 Polímeros Utilizados en la recuperación mejorada de crudo.

Los polímeros comercialmente atractivos a ser utilizados en la recuperación mejorada de crudo se pueden clasificar en dos grandes grupos: las poliacrilamidas y los polisacáridos (Lake, 1989).

✚ Poliacrilamidas.

Estos son los polímeros cuya unidad monomérica es la molécula acrilamida (Figura 2.7). Los poliacrilamidas experimentan hidrólisis parcial, al disociarse el enlace O-H lo que causa que los grupos carboxilos, COO^- , sean capaces de captar iones $^+$, en la mayoría de los casos Na^+ , K^+ . Por esta razón el polímero es llamado poliacrilamida parcialmente hidrolizado (HPAM, por sus siglas en inglés).

Los grados típicos de hidrólisis de monómeros acrilamida se encuentran entre 30% y 35%; por lo tanto la molécula HPAM posee carga negativa, lo que cuenta para muchas de sus propiedades físicas. Estos grados de hidrólisis han sido seleccionados para optimizar ciertas propiedades tales como solubilidad en agua, viscosidad, y retención. Si el grado de hidrólisis es muy bajo, el polímero no será soluble en agua, si es muy alto, las propiedades del polímero serán sensibles a la salinidad y la dureza del agua. (Sheng, 2010)

La característica de aumento de viscosidad de los HPAM se debe a su elevado peso molecular. El aumento de la viscosidad se debe a la repulsión (aniónica) entre grupos cercanos de un mismo polímero con cargas iguales. La repulsión causa que la molécula en solución se alargue y acople a otro con una cadena de tamaño similar, tal proceso genera que las soluciones de polímeros disminuyan su movilidad con el aumento de la concentración

Si la salinidad del medio es alta, la repulsión entre los grupos cercanos se reduce significativamente debido a protección iónica, por lo que el polímero se dobla sobre sí mismo. Este enrollamiento causa una disminución en la efectividad del polímero debido a que los enganches entre moléculas de polímero son reducidos. En términos generales todas las propiedades de los HPAM muestran sensibilidad a la salinidad, lo

que representa un limitante importante para su utilización en muchos yacimientos. Sin embargo este polímero es de bajo costo y ligeramente resistente al ataque de bacterias.

Los pesos moleculares típicos del HPAM se encuentran entre $2-20 \times 10^6$ g/mol, lo cual lo hace atractivo comercialmente, por lo que pueden aumentar la viscosidad de la fase acuosa sin añadir gran cantidad del mismo.

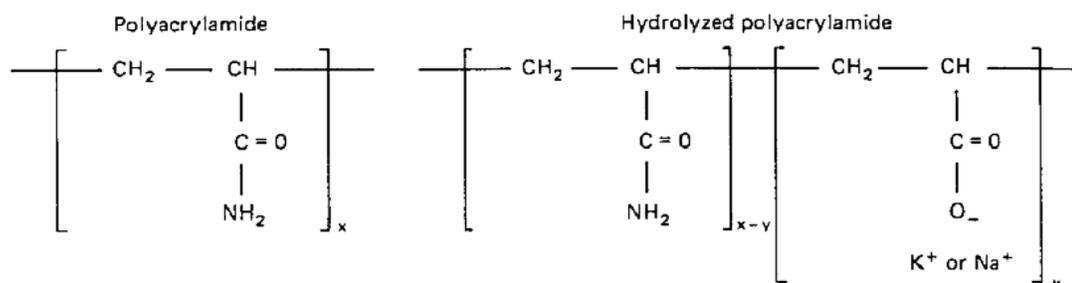


Figura 2.7. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada. (Lake, 1989)

✚ Polisacáridos

Estos polímeros son formados a partir de un proceso de fermentación bacteriana (polimerización) de moléculas sacáridas (Figura 2.8). El polímero es susceptible a la degradación por el ataque de bacterias después de ser introducido en el yacimiento lo cual se ve compensado por la alta resistencia de los polisacáridos ante la salinidad del agua de formación.

La alta resistencia a la salinidad de las moléculas polisacáridas se debe a que éstas son relativamente no-iónicas lo que las hace libres de los efectos de protección iónica manifestados en los HPAM. Los polisacáridos poseen más ramificaciones que los HPAM, por lo que al unirse unos con otros forman estructuras más rígidas dentro de la solución, aumentando la viscosidad. Los pesos moleculares de los polisacáridos están generalmente alrededor de los 2 millones kg/kgmol.

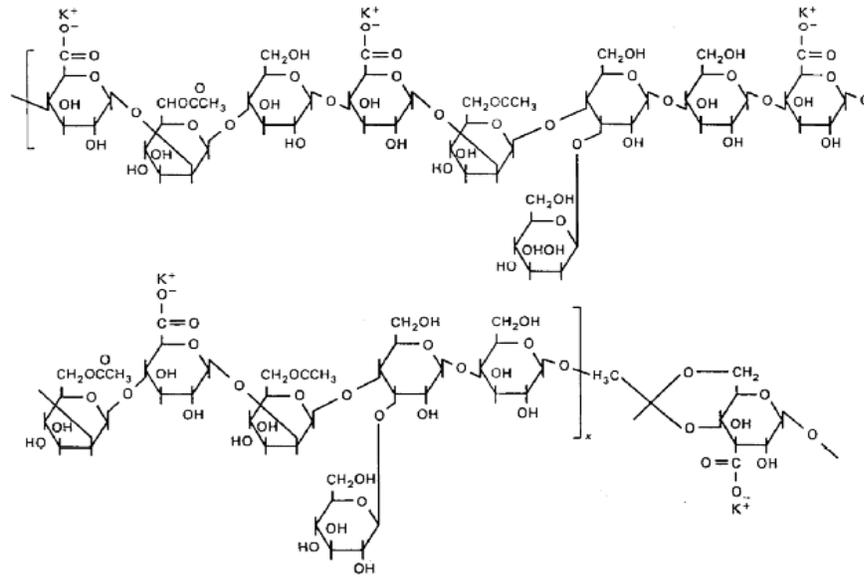


Figura 2.8. Polisacárido (biopolímero). Lake, 1989

2.2.6.3 Propiedades de los polímeros en el medio poroso

Las principales propiedades que deben ser objetos de estudios para un proceso de inyección de polímero son:

✚ **Factor de resistencia:** se refiere a la reducción de movilidad “adicional” a la generada por el incremento de viscosidad de los fluidos inyectados en un proceso de desplazamiento con polímero. Esta relación está asociada con la adsorción y está definida por la siguiente ecuación:

$$R_F = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (2.8)$$

Donde:

R_f = Factor de resistencia

λ_w = movilidad del agua

λ_p = movilidad del polímero

✚ **Factor de resistencia residual:** es la relación de la movilidad del agua antes y después de la inyección de polímero.

$$RR_F = \frac{\lambda_{w(Entes)}}{\lambda_{w(después)}} \quad (2.9)$$

✚ **Reducción de la permeabilidad:** es la relación de la permeabilidad del agua con respecto a la del polímero. Se calcula de la siguiente manera:

$$R_k = \frac{k_w}{k_p} \quad (2.10)$$

✚ **Volumen de Inaccesible:** se refiere a la fracción de volumen poroso conectado al que las moléculas de gran tamaño (generalmente referido a un polímero) no pueden contactar y/o ocupar. Se calcula de la siguiente manera.

$$\phi_p = (1 - IPV) \cdot \phi \quad (2.11)$$

Donde:

ϕ_p = porosidad efectiva al polímero

IPV= volumen de poro inaccesible

ϕ = porosidad original

2.2.7 Inyección de Polímero.

Este proceso de inyección es el resultado de la agregación de un polímero al agua para disminuir su movilidad frente a la otra fase (crudo). (Lake, 1989). La adición de polímero al agua provoca un aumento en la viscosidad de esta fase, y como consecuencia la razón de movilidad entre las fases disminuye. Este hecho hará que las fases estén en condiciones de movilidad muy parecidas y puedan desplazarse ambas con la misma facilidad, en ocasiones la fase desplazada puede moverse con mayor facilidad frente a la fase acuosa, lo cual es el objetivo de la inyección de polímeros al medio poroso. El fundamento de la inyección de polímero como se ha explicado anteriormente, es el aumento de la viscosidad de la fase acuosa lo que genera una razón de movilidad favorable, de esta forma se mejora la eficiencia de barrido macroscópica del yacimiento. El proceso de inyección de polímero es muy parecido a la inyección de agua, muchos autores, describen a esta técnica, como una modificación de la inyección de agua, pero, esta vez el agua es introducida al

yacimiento con una mayor viscosidad (proporcionada por el polímero). Es por ello que la manera de aplicación de esta técnica, reside en la inyección de una cantidad considerable de polímero que contribuya a la movilización del banco de crudo, actuando como un fluido pistón, generando así el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. La Figura 2.9 ilustra el proceso de la inyección de polímero en el medio poroso así como las zonas que se generan a lo largo de este proceso de inyección.

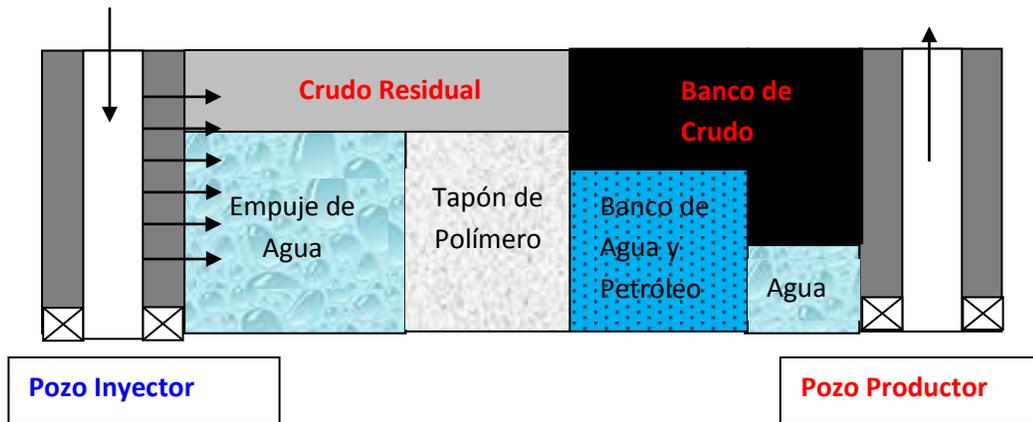


Figura 2.9. Proceso de Inyección de Polímero (Klins, 1984) (Mod. Irima, 2014).

2.2.7.1 Ventana de aplicación de la inyección de polímero.

El diseño de un proyecto de inyección de polímero requiere la evaluación de una serie de parámetros químicos, físicos y mecánicos de los componentes que conforman el yacimiento, para ello algunos autores han desarrollado una metodología que le permita conocer las condiciones bajo las cuales podría ser exitosa la inyección de polímero.

Cabe destacar que los resultados de la tabla 2.1 provienen del conocimiento empírico obtenido en la inyección de polímero en diferentes yacimiento, sin embargo, es evidente, que los yacimientos son sistemas complejos, por lo cual las condiciones descritas en esta tabla no son razón suficiente para garantizar el éxito de un proyecto de inyección de polímero en un yacimiento específico.

Tabla 2.1. Ventana de aplicación de la inyección de polímero

Características del crudo	
Gravedad	>25° API
Viscosidad	150 cp (preferiblemente <100)
Composición	No crítica
Características del yacimiento	
Saturación de petróleo	>0.1
Tipo de formación	Arena preferiblemente pero puede usarse en carbonatos
Espesor neto	No crítico
Profundidad	<9000ft (ver temperatura)
Temperatura	<200°C
Permeabilidad promedio	>10 mD (en algunos casos tan bajo como 3md)

Fuente: Taber, 1983

2.2.7.2 Ventajas de la inyección de polímero.

- ✚ Mejoran la eficiencia de barrido vertical del yacimiento.
- ✚ Reducen la movilidad efectiva del agua en el yacimiento.
- ✚ Incrementa el desplazamiento del agua en los estratos no barridos.

2.2.7.3 Desventajas de la inyección de polímero

- ✚ Puede degradarse mecánicamente al ser expuesto a altos esfuerzos de corte
- ✚ Los polímeros sintéticos son fuertemente atacado por la salinidad. Por ello no es recomendable su aplicación en zonas donde la salinidad del agua de formación es alta.
- ✚ Se degradan al ser expuesto a altas temperaturas
- ✚ En las zonas de arcillas la absorción del polímero aumenta considerablemente

- ✚ Si la viscosidad del crudo es alta, las concentraciones de polímeros deben ser igualmente alta para lograr una razón de movilidad favorable ($M < 1$)
- ✚ No son recomendables en yacimientos altamente fractura o con fracturamiento moderado, en lugar de la inyección de polímero tradicional se debe aplicar inyección de polímero gelificado.
- ✚ Los polímeros sintéticos pueden ser afectados por la presencia de bacterias en el yacimiento.
- ✚ Si la producción de agua en el yacimiento es alta la inyección de soluciones poliméricas no es recomendable debido a los costos asociados, sin embargo en algunos casos la implementación de esta técnica ha sido exitosa.

2.2.7.4 Propiedades modificadas en el yacimiento con la adición de polímero.

La inyección de polímero por los general es un método de recuperación mejorada que se aplica en yacimiento donde se presume que puede existir producción de agua temprana, esto con el fin de prevenir o minimizar el flujo de agua hacia los pozos productores, en efecto yacimiento con acuífero de grandes dimensiones o alta saturación de agua connata son candidatos a un proceso de inyección de polímero, esto se debe a que los polímeros pueden modificar dos propiedades fundamentales para mitigar la producción de agua en el yacimiento, estas propiedades son: la eficiencia de barrido volumétrica y la razón de movilidad.

✚ Eficiencia de barrido volumétrica (Ev).

Es conocida también como eficiencia macroscópica, esta se define como la efectividad del fluido inyectado para contactar el volumen del yacimiento, en otras palabras es la fracción del volumen total del yacimiento que es irrumpido o interacciona con el fluido desplazante, en esta caso particular la solución polimérica. Este parámetro está sujeto al arreglo de pozos (tipo de arreglo y espaciamento) y la estratigrafía del yacimiento, es decir, se puede calcular en función a la cobertura vertical del fluido en el yacimiento y la cobertura areal. La eficiencia de barrido volumétrica está representada por la siguiente ecuación:

$$E_V = \frac{\text{Volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}} \quad (2.11)$$

La eficiencia de barrido volumétrica puede ser también expresada de la siguiente manera:

$$E_V = E_v * E_A \quad (2.12)$$

Donde:

E_A : Eficiencia areal

E_v : Eficiencia vertical

La eficiencia de barrido volumétrica se ve afectada por las heterogeneidades del yacimiento, cambio de facies, porosidad, permeabilidad, geometría de inyección, fracturas, fallas, barreras de permeabilidad, entre otros.

✚ Razón de movilidad

Como se ha mencionado anteriormente, la razón de movilidad es la medida de la conductancia de los fluidos en el interior del yacimiento, la inyección de polímero permite mejorar este parámetro a través del aumento de la viscosidad de la fase acuosa, lo cual provoca que esta fase se desplace con menor velocidad frente a la otra (crudo), en consecuencia la recuperación de crudo con la inyección de polímero aumenta debido a la disminución de la razón de movilidad entre las fases contenidas en el yacimiento. Por tanto la razón de movilidad se define como:

$$M_{D,d} = \frac{\lambda \text{ Desplazante}}{\lambda \text{ desplazada}} \quad (2.13)$$

Siendo la fase desplazante el agua y la fase desplazada el crudo, en este caso se está haciendo referencia a un proceso de imbibición, según la efectividad de este proceso se puede cuantificar la calidad de la implementación de polímero en el yacimiento.

Como se discutió anteriormente existen dos escenarios de razón de movilidad entre los fluidos de yacimiento los cuales son:

M>1 en esta situación el agua se mueve con mayor facilidad frente al crudo y por tanto puede ser capaz de llegar en un instante más corto a los pozos productores originándose de esta manera la producción temprana de agua, lo cual es el fenómeno llamado digitación o conificación viscosa. En su traducción al inglés se conoce también como adedamiento o conificación en el área radial al pozo. Este situación se denominada como un caso no favorable, ya que la producción de crudo se minimiza en respuesta al aumento progresivo de la producción de agua.

M<1 esta situación es denominada por varios autores como favorable desde el punto de vista productivo, ya que en este caso el crudo se mueve con mayor facilidad frente al agua logrando aumentar la producción de crudo y mitigar la producción de agua, la inyección de polímero busca lograr esta situación en el medio poroso aumentando la viscosidad de la fase acuosa, para originar que la fase de crudo se mueva preferiblemente en el yacimiento. La imagen 2.10 los dos escenarios mencionados anteriormente.

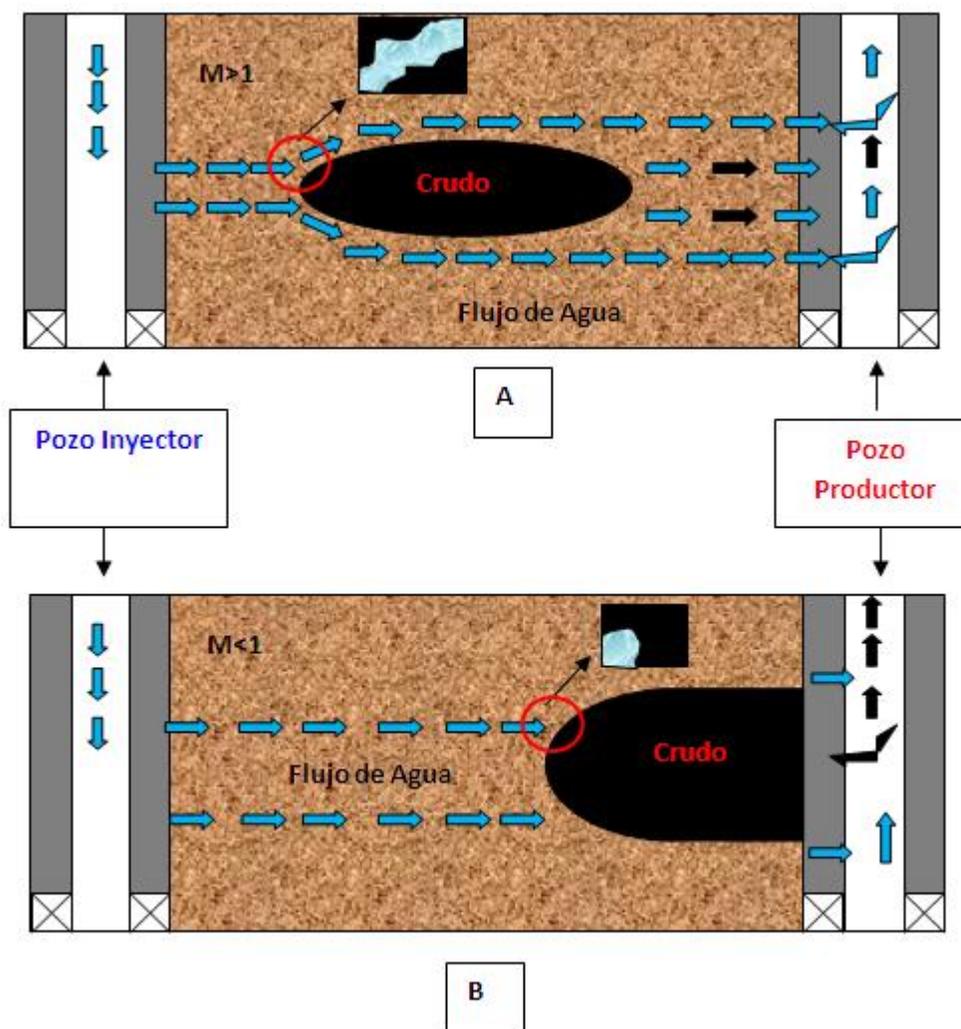


Figura 2.10. (A) Movilidad desfavorable en un proceso de inyección de agua ($M > 1$).
 (B) Movilidad favorable al inyectar una solución polimérica ($M < 1$). (Morelato, 2011)

2.2.7.5 Factores que afectan la inyección de soluciones de polímero en el medio poroso.

Los polímeros como agente químico de recuperación mejorada presentan una serie de restricciones, las cuales han sido mencionadas anteriormente, es importante conocer el efecto de cada una de estas componentes sobre la eficiencia de la inyección de polímero en el medio poroso. Sin embargo, antes de comenzar a describir los parámetros que pueden afectar las soluciones polimérica en el medio poroso, es

relevante hablar acerca de la propiedad que se ve afectada bajo estos parámetro, como se ha mencionado antes la viscosidad de las soluciones de polímeros es el parámetro fundamental que rige este tipo de sistemas de inyección, ya que como es conocido los polímeros tienen como principal objetivo aumentar la viscosidad de la fase acuosa y de esta manera mejorar la razón de movilidad del yacimiento.

Mezger (2011): indicó que los polímeros en solución representan en el área de la reología a los fluidos conocidos como pseudo plástico, por su característica de reducción de la viscosidad con el aumento de la tasa de corte.

Los polímeros por lo general son fluidos de tipo visco elástico, es decir, exhiben una deformación permanente cuando el esfuerzo de corte aplicado supera el límite lineal visco elástico o el rango de elasticidad del polímero. Cabe destacar que para el caso particular de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas el módulo de elasticidad de la solución es mayor que su módulo de viscoso (presentan una estructura tipo gel $G' > G''$).

En la figura 2.11 se representa el comportamiento de la viscosidad de las soluciones poliméricas para diferentes tasas de cortes, en esta figura se puede observar que para ciertas tasas de corte los fluidos poliméricos pueden presentar 3 zonas de viscosidad bien definidas la primera zona en la mayoría de los polímeros ocurre a tasas de cortes $< 1S^{-1}$ donde la viscosidad no tienen un cambio muy significativo o la pendiente en esta área es suave; la segunda zona ocurre a tasas en el rango $1-1000S^{-1}$ aquí la viscosidad se reduce notablemente y la pendiente en esta zona es alta; la tercera y última zona se lleva acabo a tasas de cortes $> 1000S^{-1}$ en esta zona la viscosidad exhibe un cambio muy bajo, con una pendiente suave.

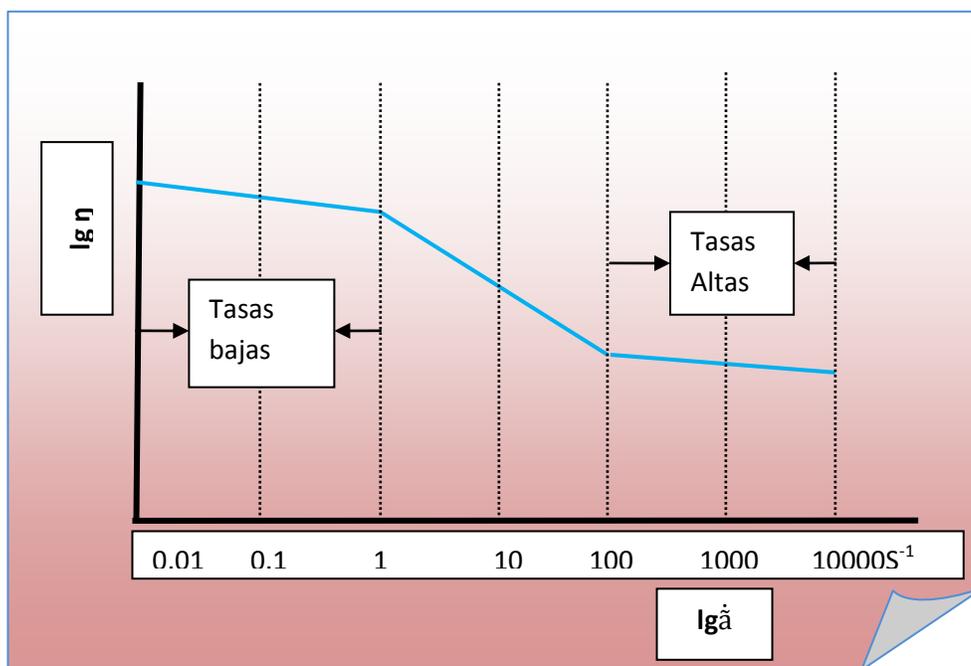


Figura 2.11. Efecto de la tasa de corte en la viscosidad de los polímeros (Mezger, 2001) (Mod. Irima, 2014)

A continuación se detallan los factores que inciden en la viscosidad de las soluciones poliméricas:

✚ Efectos de los iones divalentes

Como se ha descrito anteriormente los polímeros son sensibles a la degradación bajo la acción de altas concentraciones de sal, los iones Ca^{++} y Mg^{++} son frecuentes de encontrar en el agua de formación presente en el yacimiento, cuando estas sales divalentes entran en contacto con la solución polimérica, (suponiendo que esta solución está constituida por poliacrilamida parcialmente hidrolizada), reducen bruscamente su viscosidad. La razón por lo cual esto sucede es que la sal al ser añadida neutraliza las cargas de las cadenas laterales de la poliacrilamida. Cuando la HPAM es disuelta en el agua, las largas cadenas de los grupos $-COO^-$ al quedar cargadas negativamente se repelen entre sí lo que hace que la molécula de polímero se estire, esto provoca un aumento del volumen hidrodinámico y de la viscosidad. Cuando las sales divalentes son agregadas a las soluciones poliméricas protegen estas cargas negativas, entonces la repulsión se reduce, la molécula comienza a doblarse

sobre sí misma, como resultado se tiene una reducción del volumen hidrodinámico y por lo tanto de la viscosidad. A baja hidrólisis, la viscosidad de la solución aumenta después que alcance un mínimo. A altas hidrólisis, la viscosidad de la solución disminuye bruscamente hasta que se produce la precipitación.

Cabe destacar que existe otra propiedad que es afectada por la presencia de los iones divalentes en las soluciones poliméricas, esta es la adsorción del polímero en la roca yacimiento. Como es de suponer, la cantidad de polímero adsorbido en la roca depende de la naturaleza de la roca y del polímero. La mayoría de las rocas que constituyen un sistema petrolero están cargadas negativamente en su superficie. La presencia de iones divalentes y/o monovalentes cambian la carga neta total de la superficie rocosa, logrando hacerla ahora positiva. En tal contexto las cargas catiónicas de las sales presentes en el medio generan un puente entre el medio poroso y las soluciones poliméricas aniónicas, provocando un aumento de la adsorción del polímero en el medio poroso. Por tanto el aumento de la concentración de sales en el medio acuosa, genera un aumento en la adsorción del polímero al medio poroso.

Tasa de Corte

Las soluciones poliméricas no solo están sujetas a la degradación química, pues ellas también pueden degradarse mecánicamente, esto se debe a las grandes tasas de corte a las cuales pueden estar expuestas durante los diferentes procesos que conllevan la verificación y aplicación de este método de recuperación mejorada. Durante este proceso pueden estar expuestas a la deformación: en su preparación (agitación mecánica y/o magnética), en el transporte (tubería, bombas, válvulas) y en la inyección (bombas para inyección). En muchas oportunidades estas deformaciones son lo suficientemente grande como para provocar la degradación mecánica de las moléculas de polímero.

Los fluidos según su comportamiento, se pueden clasificar en dos grandes grupos: newtoniano y no newtoniano. En general los polímeros son del tipo no newtoniano, en específico pseudo plástico, estos fluidos tienen la característica de disminuir la

viscosidad con el incremento del esfuerzo de corte. Es por ello que se debe tener en cuenta este parámetro en el momento de la manipulación de una solución polimérica.

La tasa de corte a la cual se degrada los polímeros varía para los diferentes tipos de soluciones poliméricas, es por ello que se debe hacer el estudio del límite en el cual el polímero en estudio es deformable.

Por otra parte el comportamiento reológico de las soluciones poliméricas varía con su concentración. En general a concentraciones bajas de polímero en la solución, la viscosidad se hace casi constante lo que convierte la solución en un fluido newtoniano (concentraciones $< 50\text{ppm}$), pero, para concentraciones altas el comportamiento pseudo plástico se hace cada vez más pronunciado. En otras palabras al momento de evaluar el efecto de la tasa de corte en una solución polimérica, se debe tener en cuenta el tipo de polímero a estudiar y su concentración.

Efecto del pH.

Como es conocido el pH afecta el grado de hidrólisis de una molécula. Por tanto, la viscosidad de una solución de polímero es dependiente del pH. En general el pH de una solución aumentará con la adición de una base, en el caso que esta solución sea de polímero, el resultado del aumento de la concentración de base, es la disminución progresiva de la viscosidad de esta solución, esto ocurre debido a la formación de sal que se genera al colocar en contacto el polímero con la base.

La viscosidad aparente de una solución polimérica está fuertemente ligada al pH del medio, El máximo valor de viscosidad aparente que puede exhibir una solución es a un pH de aproximadamente 6 a 10 para poliacrilamida y a un pH de aproximadamente 4 a 9 para polisacárido. (Flournoy y col, 1977).

✚ Efecto de la Temperatura.

A una velocidad de cizallamiento bajo, la viscosidad aparente de las soluciones de polímero disminuye con el incremento de la temperatura de acuerdo con la ecuación de Arrhenius:

$$\mu_p = A_p * \exp\left[\frac{E_a}{R * T}\right] \quad (2.14)$$

Donde:

A_p : factor de frecuencia

E_a : energía de activación de la solución de polímero,

R : constante universal de los gases

T : temperatura absoluta.

La ecuación 2.14 muestra que la viscosidad disminuye rápidamente al aumentar la temperatura. Como el aumento de la temperatura, incrementa la energía actividad de cadenas de polímero y mejora la molécula, esto se traduce en una reducción a la fricción entre las moléculas, por lo tanto, la resistencia al flujo se reduce y la viscosidad disminuye. Los diferentes polímeros tienen diferentes E_a . Con un E_a superior, la viscosidad es más sensible a la temperatura. HPAM tiene dos valores de E_a . Cuando la temperatura es inferior a 35 ° C, E_a es baja, y la viscosidad no es afectada en gran proporción, debido al incremento de temperatura. Cuando la temperatura es mayor a 35 ° C, E_a es alta, y la viscosidad es más sensible a las variaciones en la temperatura. (Sheng, 2010)

2.2.8 Surfactantes.

También conocidos como agentes tensoactivos, ya que se caracterizan por tener actividad interfacial. Son compuestos que posee una estructura de tipo anfifílica, es decir posee un grupo polar o hidrofílico (son solubles en agua) y un grupo no polar

hidrófobo o lipofílico (son solubles en hidrocarburo). Su principal aplicación es reducir la tensión interfacial de una emulsión.

La molécula típica de un anfifilo tiene dos partes: un grupo polar que contiene heteroátomos como O, S, P ó N que se encuentran en grupos alcohol, ácido, sulfato, sulfonato, fosfato, amina, amida, entre otros, y un grupo apolar o poco polar que es en general un grupo hidrocarbonado de tipo alquil o alquil benceno, y que puede contener eventualmente átomos de halógeno u oxígeno. (Salager, 2002). En la Figura 2.12 se muestra la forma de un surfactante.

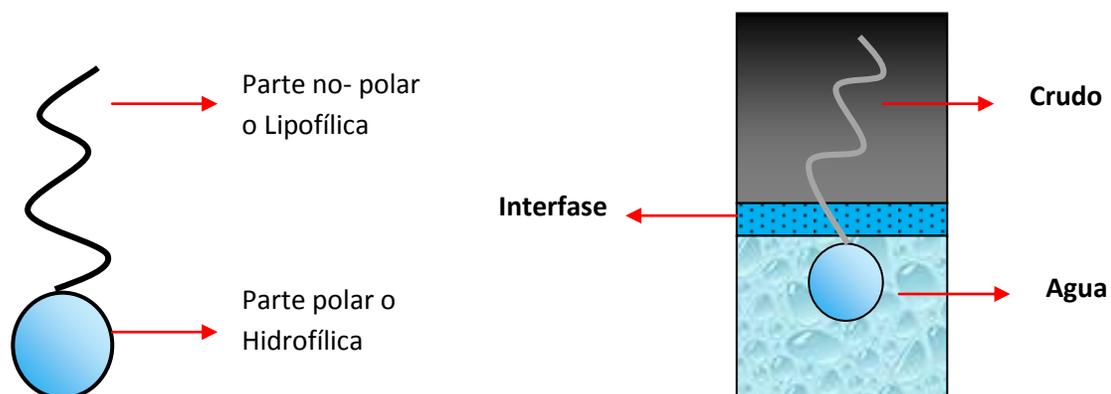


Figura 2.12. Estructura de un surfactante. (Salager, 2002)

2.2.8.1 Tipos de Surfactantes.

Los surfactantes son moléculas complejas, que pueden ser clasificadas por diversas propiedades; entre las propiedades que influyen para su clasificación están la naturaleza de las moléculas (natural o sintética) y la manera en que la misma reacciona al ser añadida en el agua (no iónico o iónico). Por tanto los surfactantes se clasifican de la siguiente forma:

- ✚ Según su origen
 - Surfactantes Naturales
 - Surfactantes Sintéticos

✚ Los surfactantes Naturales:

Son aquellos que están presentes en diferentes organismos animales y/o vegetales y que han sido generados por procesos naturales. Este tipo de Surfactantes se encuentran con frecuencias en los crudos pesados y extrapesados. Están compuesto químicamente por ácidos carboxílicos, fenoles, esteres y aminas de diversos pesos moleculares.

Los ácidos carboxílicos cuando están en contacto con una fase acuosa alcalina, producen sales (jabones) con una alta actividad interfacial, estos se adsorben a la interfase crudo/agua, donde reacciona el álcali presente en la fase acuosa generando iones carboxilatos. Los surfactantes naturales son altamente versátiles debido a que pueden producir emulsiones tipo aceite en agua, agua en aceite y microemulsiones, además generan una película interfacial altamente compacta produciendo emulsiones estables con tensiones interfaciales muy bajas, alrededor de 10-3 mN/m (Gutiérrez, 1993).

✚ Surfactantes Sintéticos

Son aquellos generados a través de una reacción química.

✚ Según su disociación en agua

En el 2002 Salager: Propuso una clasificación de los surfactantes según su disociación en agua:

- Los surfactantes aniónicos: se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario. A este tipo pertenecen los detergentes sintéticos como los alquil benceno sulfonatos, los jabones (sales de sodio de ácidos grasos), los agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes del tipo sulfosuccinato, los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc. La producción de los surfactantes aniónicos representa alrededor del 55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo.
- Los surfactantes no iónicos están en el segundo rango por orden de importancia con un poco menos del 40% del total. En solución acuosa no se ionizan, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter

o amida. Una alta proporción de estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrofílicos gracias a la presencia de una cadena poliéter del tipo polióxido de etileno. El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como un ácido graso, sobre todo cuando se requiere una baja toxicidad.

- Los surfactantes catiónicos se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. La gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. La fabricación de estos surfactantes es mucho más cara que la de los anteriores y es por esta razón que no se les utilizan salvo en caso de aplicación particular, como cuando se hace uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa. Esta última propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, así como inhibidores de corrosión, y puedan ser utilizados tanto en productos industriales como para uso doméstico.
- Anfóteros: son aquellos que se producen por la combinación dentro de una misma molécula de dos caracteres: aniónico y catiónico.
- Surfactantes poliméricos: estos son producidos asociando estructuras polimerizadas de tipo hidrofílico o lipofílico, en forma de bloques o de injertos. Ciertos de estos surfactantes son indispensables en procesos donde están involucrados macromoléculas naturales como en la deshidratación de petróleo.

2.2.9 Propiedades de los surfactantes

Los surfactantes poseen dos propiedades fundamentales. Son capaces de ubicarse en una interfase según el fenómeno llamado adsorción, y también son capaces de asociarse para formar polímeros de agregación llamados micelas. Todas las propiedades de las soluciones de surfactantes provienen de estas dos propiedades fundamentales. (Salager J. , 2002)

2.2.9.1 Adsorción

Cuando una molécula de surfactante se ubica en forma orientada en una interfase o una superficie, se dice que se adsorbe.

La adsorción es un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer parcial o totalmente su doble afinidad. Tal adsorción ocurre también cuando una sola afinidad está satisfecha como en el caso de la adsorción en la superficie aire-agua o líquido-sólido. En tal caso el llamado efecto hidrófobo es la principal fuerza motriz, ya que remueve el grupo apolar del agua.

La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o en una interfase líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial, de donde proviene el nombre de "tensoactivo". La tensión es responsable de la curvatura de las interfases, de la formación de gotas, de un gran número de inestabilidades capilares y de numerosos fenómenos de estabilización de interfases. Las fuerzas capilares involucradas pueden ser considerables y se pueden encontrar aplicaciones en la fabricación de adhesivos, la recuperación mejorada de petróleo, la colocación de una mono capa protectora, la contracción de capas de petróleo flotando, etc.

2.2.9.2 Asociación

Cuando a una solución (acuosa por ejemplo) se le añade cada vez más surfactante, este comienza por adsorberse a las interfases disponibles, luego su concentración en forma mono molecular aumenta hasta que se forman las primeras micelas.

La micela es un polímero de asociación en el cual el surfactante alcanza una posición favorable. En solución acuosa la fuerza motriz principal que favorece la formación de micelas es el efecto hidrófobo, es decir, la sustracción de la parte apolar del surfactante del contacto con las moléculas del agua y la formación un contacto más favorable desde el punto de vista energético con las partes apolares de otras

moléculas de surfactante. La figura 2.13 muestra las propiedades de los surfactantes y la forma en que estas ocurren el sistema bifásico.

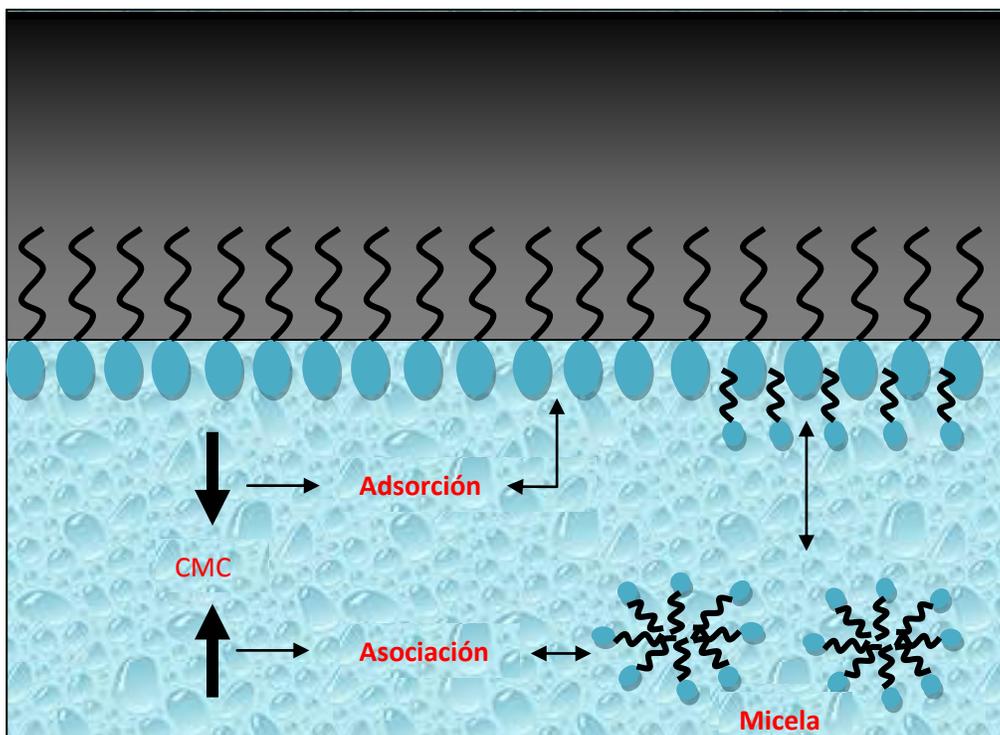


Figura 2.13. Propiedades de los surfactantes (Aguirre, 2013) (Mod. Irima, 2014).

2.2.10 Fenómenos Interfaciales.

Se define como fenómeno interfacial a todos aquellos procesos que se lleva a cabo en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, o que al ocurrir inciden en las condiciones de esa superficie.

Este tipo de procesos tienen gran efectos en la formulación de sistemas de emulsiones, ya que a través de ellos se pueden definir características relevantes en la frontera que separados fluidos inmiscibles.

2.2.10.1 Concentración Micelar Crítica

El aumento de la concentración de surfactante en un sistema emulsionado, se traduce en la disminución de la energía libre en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles. Si la concentración de surfactante aumenta progresivamente, es de suponer que existe un aumento del número de moléculas de tensoactivos disponibles para absorberse en la superficie, provocando que la tensión superficial continúe disminuyendo. Llega un momento en la cual existen suficientes moléculas para saturar la interfase. Si la interfase se satura a una dada concentración de surfactante, la tensión superficial permanece constante, a pesar de que se produzcan aumentos posteriores en dicha concentración. A partir de esta concentración, las moléculas que no pueden ser absorbidas en la interfase comienzan a formar agregados entre ellas.

La saturación en la interfase se debe a que las interacciones lipofílicas del surfactante se tornan mayormente importantes frente a las interacciones hidrofílicas. Las moléculas de surfactantes no se acoplan a las moléculas de agua, en lugar de que esto suceda las interacciones lipofílicas provocaran que los surfactantes se acoplen entre sí generando agregados coloidales llamado micela. La concentración a la cual se genera estas micelas se conoce como concentración micelar crítica (CMC).

La concentración Micelar crítica es una concentración característica de un tensoactivo en disolución acuosa a la cual la formación de micela ocurre por encima de una cierta temperatura (punto de Krafft). En esta zona al aumentar la concentración de tensoactivo la concentración de monómeros permanece constante. La CMC corresponde a una zona de transición y no en realidad un valor exacto, sino un cierto rango de concentración, que puede ser relativamente amplio si el tensoactivo es una mezcla de especies químicas notablemente diferentes entre sí. No obstante, los valores de la CMC recogidos en bibliografías se refieren a la zona de aparición de las primeras micelas. Para entender mejor este hecho es importante indicar que las micelas no son sistemas estáticos, sino que existe un intercambio constante entre monómeros disueltos y monómeros constituyentes de micelas. Se trata de una situación de equilibrio para cada posible concentración. (Fernández, 2006).

2.2.10.2 Tensión

Es la fuerza por unidad de longitud, que se aplica sobre una superficie o área determinada. La tensión superficial o interfacial entre dos fluidos inmiscibles se mide como la fuerza que actúa sobre la zona que separa a dichos fluidos (interfase). (Salager, 2005).

La tensión cuando se refiere a la fuerza que actúa sobre el área que separa a dos fluidos inmiscibles puede ser clasificada en: superficial e interfacial, siendo la primera la fuerza existente en el contacto que separa dos fluidos inmiscibles cuando los mismos están en fases diferente y la segunda se aplica cuando los fluidos están en la misma fase.

2.2.11 Tensión Interfacial.

En principio se puede definir como la fuerza existente en la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles. Por otra parte, la interfase se define como la zona de contacto entre dos fases condensadas (dos líquidos o un líquido y un sólido).

La tensión interfacial es definida como la energía libre existente en la zona de contacto que separa a dos fluidos inmiscibles, estando estos fluidos en la misma fase. Esta energía es la consecuencia de las tensiones superficiales de cada fluido por separado y es la principal responsable que no exista emulsificación espontánea entre los dos fluidos. La tensión interfacial puede ser interpretada como una propiedad característica de la frontera que separa a dos fluidos inmiscibles, donde las propiedades fisicoquímicas de esta zona cambian desde el seno de un líquido al seno del otro.

Además de poseer fuerzas de tipo superficiales entre los fluidos se tendrá de igual manera fuerzas de tipo Van Der Waals con las moléculas del otro líquido en la interfase, lo cual provoca que exista una variación de fuerzas superficiales en la zona que separa a los dos fluidos (interfase), que por lo general es un valor intermedio entre ambas tensiones superficiales de cada fluido por separado (Antón, 2005).

Como se mencionó anteriormente la tensión interfacial es consecuencia de la energía libre existente en la zona de transición entre dos fluidos (interfase). Esta energía libre fue descrita por Gibbs como la fuerza por unidad de longitud necesaria para aumentar el área interfacial, la misma está estrechamente ligada a las interacciones moleculares entre los fluidos que conforman el sistema. En este mismo sentido se puede definir la energía libre de Gibbs como sigue:

$$\Delta G_f = \gamma \Delta A - T \Delta S_{(conf)} \quad (2.15)$$

Donde:

ΔA : Incremento en el área interfacial debido a la emulsificación.

T: Temperatura Absoluta

γ : Tensión Interfacial

$\Delta S_{(conf)}$: incremento de entropía debido al cambio de la configuración del sistema.

2.2.11.1 Métodos para medir tensión interfacial.

En el estudio de los sistemas emulsionados se han tratado de determinar la tensión interfacial como una de las variables que mejor describe a esto tipo de sistemas. Es así como existen varios métodos para determinar la tensión interfacial. A Pesar de utilizar principios físicos diferentes todos poseen un grado de complejidad elevado estos se debe a que la tensión es una variable compleja que depende de muchos parámetros del sistema en estudio.

Como se mencionó anteriormente existen innumerables métodos que han sido diseñado para aproximar el valor de la tensión existente entre dos fluidos, los cuales se basan en diferentes propiedades físicas que son modificadas debido a la tensión interfacial existente en el sistema estudiado; así, la medida de tensión interfacial puede estar sobre la medición de una fuerza, presión o deformación.

2.2.1.2 Métodos basados en la medición de una fuerza.

Como se ha hecho mención anteriormente la tensión puede ser descrita como la fuerza existente en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, la cual es responsable que estos dos fluidos permanezcan separados. Este tipo de métodos tratan de medir esta fuerza por unidad de longitud en la línea de contacto trifásico. Basándose en el hecho que en un sistema bifásico existe 3 zonas: un fluido (gas o líquido) un líquido y un sólido. La tensión superficial o interfacial es interpretada como la fuerza por unidad de longitud aplicada sobre la línea de contacto trifásico. La Figura 2.14 muestra la tensión como el vector fuerza que mantiene a los fluidos separados.



Figura 2.14. Línea de contacto trifásico. (Salager y Antón, 2005) (Mod. Irima, 2014).

Entre los métodos que se han generado para medir la tensión mediante una fuerza están:

✚ Método de la placa.

Este fue elaborado por Wilhelmy en 1863, el mismo utiliza una placa de geometría rectangular y medidas bien calibradas, suspendida sobre una balanza con alta precisión. La figura 2.15 muestra la medida de tensión interfacial. El lado inferior de la placa es puesta en contacto con el fluido horizontalmente, para que el fluido moje la superficie de la placa (1). Luego se ejerce una fuerza vertical sobre la placa, y se genera el levantamiento poco a poco de la misma hasta que se crea una superficie curva de ambos lados en la superficie del fluido (2), esta fuerza vertical se sigue aplicando hasta que se produce el abandono de la placa sobre la superficie del líquido

(4). Justo antes que se produzca el abandono de la placa sobre la superficie de fluido, se calcula el equilibrio de fuerza ejercido por los lados de la superficie curva del área de contacto placa- fluido y la que ejerce la placa sobre esta superficie (3). En la figura.2.15 se explica la mecánica utilizada por el método para realizar la medición. (Salager y Antón, 2005).

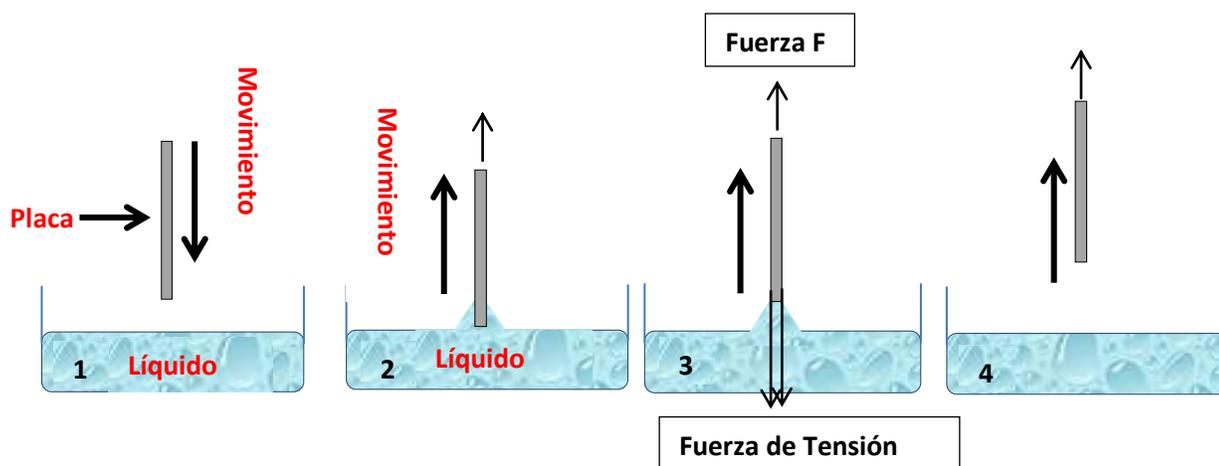


Figura 2.15. Método de la placa de Wilhelmy (Salager y Antón, 2005).

(Mod. Irima, 2014)

Así el balance de fuerza se establece de la siguiente manera:

$$F = 2 (L + e) * \sigma \cos\theta \quad (2.16)$$

Donde:

F: fuerza de levantamiento

L: longitud de la placa

e: espesor de la placa

σ : tensión

θ : ángulo formado con la superficie de fluido.

Con: $e \ll L$ y $\theta = 0$, de esta manera se tiene que:

$$\sigma = \frac{F}{2 * L} \quad (2.17)$$

Existe otro método para determinar la tensión a través de la medición de una fuerza este es el método del anillo, diseñado por Nouy en 1919, esta técnica de medición sustituye la placa rectangular por un anillo o aro de medidas bien calibradas, el cual es suspendido y se procede a colocar en contacto con la superficie del líquido en forma horizontal (Salager y Antón, 2005).

2.2.11.3 Métodos basados en la medición de la presión.

Todos los métodos de este tipo miden la tensión basándose en la ecuación de capilaridad de la Laplace, la cual indica que existe una diferencia de presión entre las dos superficie curvas. Los métodos que se han generado para este tipo de medición son: método de ascenso del capilar y el de presión de burbuja (Salager y Antón, 2005).

2.2.11.4 Métodos basados en la medición de una deformación.

Este tipo de método consisten en provocar una deformación a la gota inmersa dentro de una fase más densa que ella, así las fuerzas de tensión trataran de reducir el área interfacial entre los dos fluidos, mientras que otras fuerzas (gravedad natural o artificial) trataran de aumentarla. La medición termina una vez que exista un equilibrio entre estas dos fuerzas.

Existen varias técnicas para determinar la tensión a través de la deformación entre ellas están: gota colgante o pendiente, gota colocada, elementos de la teoría general y el método de gota giratoria. Sin embargo el método más utilizado es el de gota giratoria por considerarlo como el más exacto. (Salager y Antón, 2005).

2.2.11.5 Método de la gota giratoria.

Este método consiste en colocar una gota de fluido menos denso dentro de un tubo capilar lleno de un líquido con mayor densidad. A continuación el tubo se hace girar

sobre su eje a una velocidad angular conocida y establecida por el operador. La velocidad angular provoca que la gravedad centrípeta exceda a la gravedad natural, la resultante es un vector fuerza de gravedad que apunta hacia la pared del capilar, esto provoca que el fluido menos denso migre hacia el eje del capilar y por esta razón la gota comienza alargarse. Dentro del capilar las fuerzas ejercidas por velocidad angular trata de deformar la gota, mientras que las fuerzas de tensión intentan reducir el área de la gota. Así la deformación de la gota terminará cuando ambas fuerzas se igualen. Este valor se interpreta como la tensión existente entre los dos fluidos.

Lo novedoso de este método con respecto a los métodos antes mencionados es que permite medir tensiones ultrabajas entre 10^{-2} y 10^{-6} dinas/m, es decir en la práctica se puede medir tensiones para sistemas micro emulsionados, es importante destacar que para que los resultados de este método sean confiables no debe existir deslizamientos entre las dos fases que conforman el sistema; es por ello, que la velocidad angular aplicada sobre el mismo debe ser tan alta que satisfaga esta condición (en la práctica se utilizan velocidades mayores a 6000 RPM).

Este método se basa en el siguiente principio físico, llamado principio de Vonnegut:

$$\sigma = \frac{1}{4} * \omega^2 * r^3 * (\rho_h - \rho_l) \quad (2.18)$$

Donde:

ω : velocidad angular

r: radio de la gota

ρ_h : densidad de la fase pesada

ρ_l : densidad de la fase liviana

σ : tensión interfacial

Cabe destacar que el valor de $\frac{1}{4}$ se aplica para mitigar el efecto de lupa que genera la pared del capilar sobre la imagen captada por la cámara y este factor también contempla las imperfecciones que puede tener las paredes del capilar.

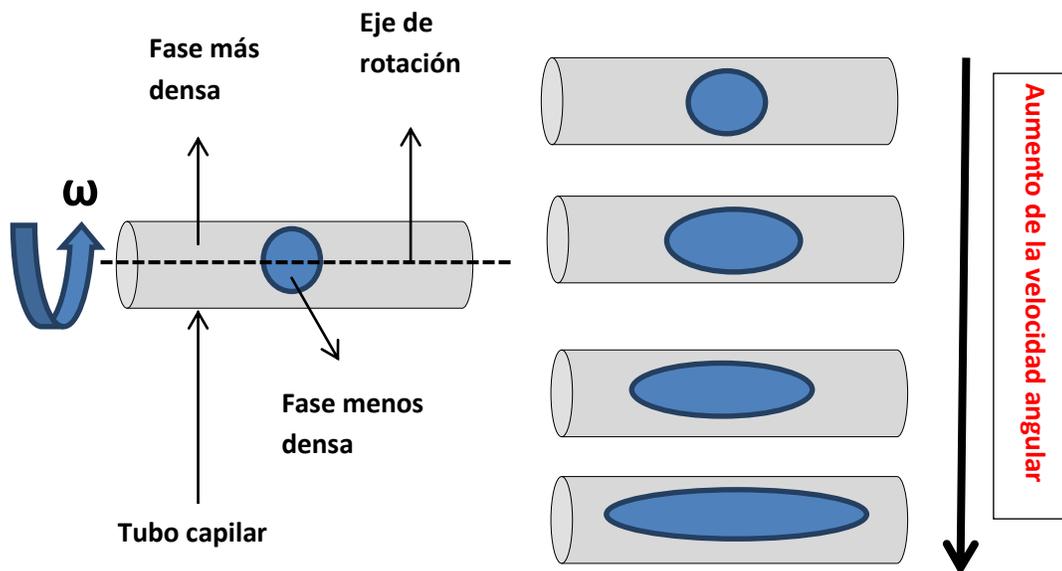


Figura 2.16. Método de la gota giratoria. (Gutiérrez, 1993) (Mod. Irima, 2014)

Varios autores han desarrollado métodos basándose en el principio de gota giratoria. El primer en indagar sobre este método fue Bernard Vonnegut, este autor describe el caso de una gota alargada esencialmente cuando dicha gota es cilíndrica con extremos redondeados, pero, la teoría es solamente válida para altas velocidades de rotación, de igual manera las aproximaciones de las medidas de tensión interfacial con esta teoría son mejores si la longitud de la gota es igual a 4 veces el radio de la misma, la altas velocidades de rotación se debe a que para esta teoría en específico no debe existir deslizamiento relativo entre las dos fases que conforman el sistema.

Otro de los autores que estudiaron los métodos para medir la tensión interfacial fue:

✚ Young-Laplace (geometría a y b)

La ecuación de Young-Laplace plantea la relación entre la curvatura, la energía libre y diferencia de presión entre dos fases; ha sido usada para describir las formas esféricas y no-esféricas (Cuervo, 2012). La Ecuación 2.19 representa la expresión general para el mecanismo de equilibrio entre las fases separadas por una interfase esférica.

$$\Delta\rho = \frac{2\sigma}{R_o} \quad (2.19)$$

Dónde:

Radio de la esfera (cm)

Diferencia de densidad entre las fases (gr/cm³)

Para cualquier otra forma que no presente condición esférica, se requieren al menos dos radios curvos ortogonales máximos R_i ($i= 1,2,\dots$). Bajo esta condición, la Ecuación 2.19 se convierte en:

$$\Delta\rho = \sigma * \left(\frac{1}{R_1} + \frac{2}{R_2} \right) \quad (2.20)$$

2.2.12 Inyección de Surfactantes.

Como se ha descrito anteriormente los surfactantes son cadenas moderadas que poseen una sección Hidrofílica y una sección hidrofóbica, por tanto son capaces de alojarse en la interfase crudo- agua reduciendo así la tensión interfacial existente entre ambos fluidos. Dado que las fuerzas capilares impiden que el crudo se desplace a través de las zonas mojadas por agua, tales como, las gargantas de poro, la reducción de estas fuerzas pueden incrementar la recuperación de crudo. Como ya se ha descrito la tensión interfacial y las fuerzas capilares pueden relacionarse a través de lo que se conoce como numero capilar, cuando este es alto, las fuerzas viscosas son predominantes sobre las fuerzas capilares y el crudo remanente podrá desplazarse con mayor eficiencia, esto es lo que se logra al disminuir la tensión interfacial entre los fluidos (Al-Mjeni y col, 2011)

La inyección de surfactantes al medio poroso provoca cambios en la eficiencia microscópica de barrido del yacimiento, ya que incide sobre las propiedades interfaciales del mismo. El principio de la inyección de surfactante es bajar la tensión interfacial existente entre el crudo y el agua (valores bajos o ultra-bajos), de modo que el crudo atrapado por fuerzas capilares se haga móvil y se puede desplazar por la solución inyectada (solución de surfactante). En este sentido al inyectar

surfactante al medio se trata que exista un desplazamiento miscible, sin que este sea afectado por la relación de movilidad desfavorable ni por la segregación de gravedad. (Ferrer, 2001).

En la práctica la inyección de surfactantes se realiza posterior a la inyección de un pre flujo que prepare el yacimiento con la salinidad deseada para que la solución de surfactante no sea contaminada con el agua de formación y pueda promover la reducción de la tensión interfacial a valores, tal que el crudo entrampado pueda movilizarse; posterior a la inyección de surfactante se introduce al yacimiento un tapón de polímero con la intención de controlar la movilidad de la solución inyectada. Es usual que a la solución de surfactante se le agreguen algunos aditivos que mitiguen la contaminación de la solución por efecto del agua de formación, entre los aditivos más usados están el amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio. En la figura 2.17 se explica las zonas que se originan en el yacimiento debido a la inyección de surfactante.

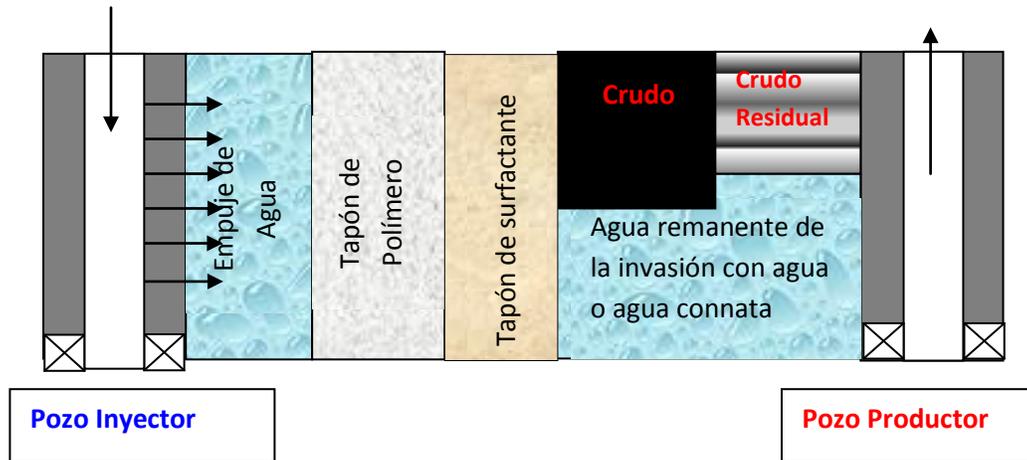


Figura 2.17. Esquema de la Inyección con surfactante (Klins, 1984). (Mod. Irima, 2014).

2.2.12.1 Ventana de aplicación de la inyección de surfactante.

Los proyectos exitosos de inyección de surfactante a nivel mundial han sugerido como factores favorables para la aplicación de esta técnica una serie de propiedades del yacimiento y de los fluidos contenidos en él, cuyos valores se listan en la tabla.2.2

Tabla 2.2.Ventana de aplicación de la inyección de surfactante.

Características del crudo	
Gravedad	>25°API
Viscosidad	<30 cp
Composición	Preferiblemente crudo livianos o medianos
Características del yacimiento	
Saturación de petróleo	>0.3
Tipo de formación	Solo arenisca, bajo contenido de arcilla, sin yeso ni anhidrita.
Espesor neto	> 10 pies
Profundidad	<8000ft (ver temperatura)
Temperatura	<175°C
Permeabilidad promedio	>20 mD

Fuente: Taber, 1983

2.2.12.2 Ventajas de la aplicación de surfactante.

- ✚ Aumenta el número capilar lo que se traduce en un aumento de la recuperación de fluido
- ✚ Aumenta la eficiencia microscópica de desplazamiento.
- ✚ Disminuye la saturación de crudo residual.

2.2.12.3 Desventajas de la aplicación de Surfactante.

- ✚ No puede ser aplicado en yacimientos altamente fracturados o que posean fracturas extensivas.
- ✚ La formación tiene que ser altamente homogénea.

- ✚ No puede ser aplicado en formaciones con yeso ni anhidrita.
- ✚ No se recomienda su aplicación en yacimiento con alto empuje por agua
- ✚ Se degradan a altas temperaturas.

2.2.12.4 Propiedades modificadas en el yacimiento con la adición de surfactante.

Como se ha planteado anteriormente los surfactantes por su propiedad de actividad interfacial, son capaces de provocar una serie de cambio en las condiciones de un yacimiento. En efecto los surfactantes generan cambio en las propiedades del yacimiento que guardan relación con el comportamiento microscópico del mismo, entendiéndose como nivel microscópico la garganta poral del medio rocoso

Por lo anteriormente descrito las propiedades modificadas son: la eficiencia microscópica de desplazamiento, saturación de crudo residual y la tensión interfacial

✚ Eficiencia microscópica de desplazamiento

Se conoce que el éxito de todo proceso de recuperación mejorada se cuantifica a través del factor de recobro, el cual no es más, que la relación que existe entre el volumen de crudo producido y el volumen de crudo inicial en el yacimiento (conocido como petróleo original en sitio “POES”). Este factor de recobro dependerá de la eficiencia de desplazamiento que tenga el fluido desplazante en el yacimiento, en otras palabras dependerá de la capacidad que tenga el agente inyectado de llevar los fluidos de yacimiento hasta el pozo productor.

La eficiencia microscópica de desplazamiento es la relación entre el volumen de crudo contactado desplazado y el volumen de crudo contactado por el fluido inyectado. Esta eficiencia se denota de la siguiente manera:

$$E_D = \frac{\text{volumen de petroleo contactado movilizado}}{\text{volumen de petroleo contactado}} \quad (2.21)$$

Esta eficiencia de desplazamiento se relaciona con la movilización del crudo a escala de poro, y es la medida de la cantidad de fluido que ha podido ser desplazado por el fluido inyectado en las zonas del medio poroso donde este fluido irrumpió esta

eficiencia también tendrá efecto en la saturación de crudo residual (S_{or}) del área contactada.

✚ Tensión interfacial.

Como ya se explicó anteriormente los surfactantes causan cambio en la energía libre existente en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, provocando una reducción en la tensión interfacial entre el crudo y el agua. Esta reducción de tensión provocara que las fuerzas viscosas sean mayores que las fuerzas capilares y en consecuencia el fluido puede ser capaz de desplazarse.

✚ Saturación de crudo residual.

La saturación de crudo residual se define como la porción de volumen de crudo que no puede ser desplazado una vez que los mecanismos de desplazamiento dentro del yacimiento se llevaron a cabo. En otras palabras es la cantidad de crudo que queda atrapado en el yacimiento principalmente como consecuencia de las fuerzas capilares. Los surfactantes al incidir sobre la disminución de la tensión interfacial, provocaran un aumento del número capilar, lo que ayudara a bajar la saturación de crudo residual en el área que haya sido contactado por la solución micelar.

2.2.12.5 Propiedades de los surfactantes en el medio poroso.

La recuperación mejorada de crudo mediante la adición de surfactantes, está sujeta como todo mecanismo de desplazamiento a las condiciones del medio poroso en el que se pondrá en contacto, estas propiedades deben estar bien caracterizadas si se desea tener éxito en el proceso de recuperación, ya que existen ciertas condiciones que podrían ser desfavorables para las soluciones de surfactantes entre estas se debe tener en cuenta las siguientes:

✚ Efecto de la estructura y concentración del surfactante.

Muchas investigaciones sobre los surfactantes han establecido una relación clara entre la estructura del surfactante y las propiedades de los fluidos con respecto al desempeño del proceso como método de recuperación mejorada. Existe muchas propiedades que varían entorno a la estructura del surfactante, por ejemplo, el rango

de salinidad en el cual el surfactante puede funcionar sin degradarse varia si el peso molecular del mismo varia. Si el peso molecular del surfactante aumenta, la salinidad óptima para obtener valores bajos de tensiones interfaciales disminuye (Morgan y col, 1977).

Con el aumento de la longitud de la cadena hidrofóbica, la relación de solubilización aumenta y disminuye el punto óptimo de salinidad. Grupos funcionales poco hidrofóbico, tales como el óxido de propileno (PO) se han caracterizado por tener afinidad en la zona interfacial y, como tal, aumentar la amplitud de la región de tensiones interfaciales ultrabajas. La adición de estos grupos hidrófobos reduce la salinidad óptima y aumenta la tolerancia al calcio, por lo que el grado de propoxilación se puede utilizar para adaptar el surfactante a un crudo determinado, temperatura y salinidad. La adición de grupos de etileno también pueden mejorar las condiciones de los surfactantes en el medio poroso. Los grupos mencionados son relativamente de bajo costo. Por lo tanto, se encuentran en la mayoría de las formas prácticas para adaptar un surfactante a las condiciones deseadas, así como para mejorar su rendimiento (Levitt y col., 2006).

Si la concentración de surfactante está por encima de la concentración micelar crítica (CMC), la tensión interfacial se mantiene constante. Por debajo de la CMC, la tensión interfacial cambia bruscamente con la concentración del agente surfactante. Para sistemas complejos, la salinidad óptima puede depender de la concentración total de surfactante. Se ha observado que la tensión interfacial es función de la concentración de surfactante. Esta disminuye con la concentración de surfactante, pero después de una cierta concentración, la tensión interfacial aumenta ligeramente con la concentración o permanece constante. (Sheng, 2010)

Efecto de las sales divalentes.

Se han demostrado que la adición de iones divalentes a un sistema que ha sido estabilizado con un surfactante en específico aumenta la tensión interfacial en el mismo, si los surfactantes son capaces de reaccionar con los iones divalentes y por tanto degradarse. Sin embargo, Kang y col en 1998: comentan que la adición de una

pequeña cantidad de agente acomplejante de fósforo aumenta la actividad interfacial de los surfactantes y su tolerancia a las sales divalentes. Mientras tanto Li y col en 1999 encontraron que los carboxilatos mixtos naturales tienen una alta actividad interfacial y alta resistencia a sales divalentes. Por su parte los carboxilatos sintético, tienen relativamente poca resistencia a las sales divalentes.

2.2.13 Alkali.

Las sustancias alcalinas son utilizadas en procesos de recuperación mejorada por inyección de químicos cuando crudo contiene sustancias ácidas, frecuentemente ácidos carboxílicos. Los químicos alcalinos reaccionan con los ácidos del crudo para producir un surfactante en sitio, que actúa en la interfase agua-petróleo reduciendo la tensión interfacial.

Para la formación de surfactante a partir de la reacción de químicos alcalinos con componentes ácidos del petróleo se necesitan valores altos de pH. Un pH alto significa grandes concentraciones de aniones de hidróxido $[\text{OH}^-]$. En una solución acuosa, mientras la concentración de OH^- aumenta, la concentración de H^+ disminuye ya que las dos concentraciones están relacionadas por la disociación de agua. (Zerpa, 2004)

Se pueden utilizar muchos químicos para generar alto pH, pero los más comunes son hidróxido de sodio (soda cáustica NaOH), carbonato de sodio (Na_2CO_3). En el caso de que la sustancia a utilizar para el aumento del pH sea una base se puede tener también en las más comúnmente usadas las alcanolaminas, tal es el caso de este trabajo especial de grado.

Generalmente, los químicos de alto pH que han sido utilizados en aplicaciones de campo se encuentran en concentraciones de hasta 5 wt%, con pHs inyectados en el intervalo de 11 a 13 y con tapones de hasta 0.2 Volumen poroso (VP), para efectos de este trabajo especial de grado se inyectara 3 volumen poroso debido a las dimensiones de la celda a utilizar.

2.2.14 Numero Acido.

Si originalmente ninguna especie ácida está presente en el crudo, no se puede generar surfactante. Un procedimiento útil para caracterizar el crudo con el objetivo de comprobar si es un candidato para la inyección de álcali es a través del número ácido. El número ácido son los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requeridos para neutralizar un gramo de petróleo. Un buen candidato para inyección de álcali es el petróleo que tenga un número ácido de 0.5 mg/g o mayor, aunque números ácidos tan bajos como 0.2 mg/g pueden ser candidatos debido a que solo una pequeña cantidad de surfactante es requerida para saturar la interfase agua-petróleo.

La figura 2.18 muestra como el cambio del número ácido para diferentes crudos incide en la tensión interfacial agua-crudo. Cabe destacar que los crudos estudiados para la elaboración de esta grafica van del rango de liviano a extrapesado.

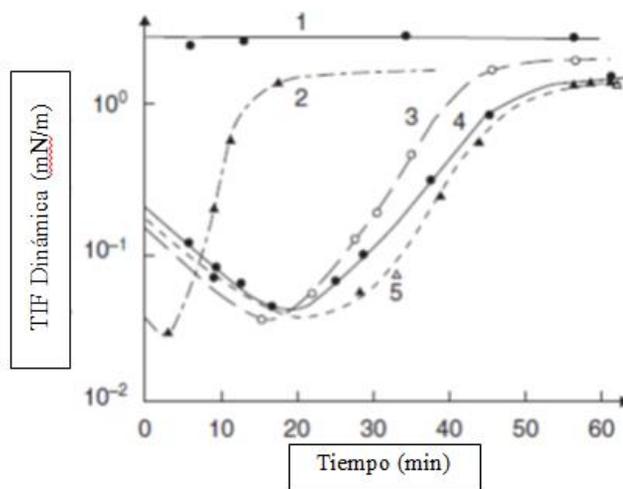


Figura 2.18. Efecto del número ácido en la TIF dinámica (Yang y Col, 1992). Numero Acido (mgKOH/g de crudo). (Mod. Irima, 2014).

2.2.15 Inyección de Álcali

Cosiste en la inyección de soluciones acuosas alcalinas a la formación; basándose en la reacción de sustancias alcalinas como Hidróxido de Sodio (NaOH), Carbonato de Sodio (Na₂CO₃), Silicato de Sodio (Na₂SiO₃) y algunas bases que funcionen como

agentes para aumentar el pH, con los ácidos del petróleo (ácidos nafténicos) en el yacimiento, para producir surfactantes naturales in sitio, esta reacción provoca la reducción de la tensión interfacial, emulsificación espontánea y cambio en la mojabilidad de la roca, para facilitar el movimiento de crudo a través del yacimiento hacia los pozos productores. (Aguirre, 2013)

Muchos autores denomina a la inyección de Álcali como una modificación de la inyección de surfactantes, pero, en el caso de la inyección de álcali el surfactante es generado en el yacimiento y su estructura y reactividad crudo- roca es desconocido, es por ello que este proceso de inyección debe ser monitoreada desde su inicio y durante el paso por el yacimiento ya que en ocasiones puede reaccionar de manera indeseada en el mismo provocando daños.

Este proceso de inyección también es denominado proceso de inversión de humectabilidad, según Ferrer en el 2001 propone que: los mecanismos de recuperación a través de este método son los siguientes:

1. Reducción de la tensión interfacial, como resultado de la generación de surfactantes in situ.
2. Cambio de humectabilidad, de humectado por el crudo a humectado por el agua.
3. Emulsificación y entrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad.
4. Emulsificación y arrastre del crudo.
5. Solubilización de las películas rígidas de petróleo en la interfase petróleo-agua.
6. Cambio de humectabilidad, de mojado por agua a mojado por petróleo.

En la figura 2.19. Se muestra el proceso que se utiliza en la práctica para la inyección de las soluciones alcalinas, donde se observa que en primer lugar se inyecta un “*preflush*”, esto con el objetivo de disminuir la concentración de sales en el medio

poroso; luego que el medio está condicionado con el escenario deseado, el tapón de álcali es inyectado y posteriormente un tapón de polímero para garantizar una eficiencia de barrido volumétrica máxima. (PDVSA CIED, 1998)

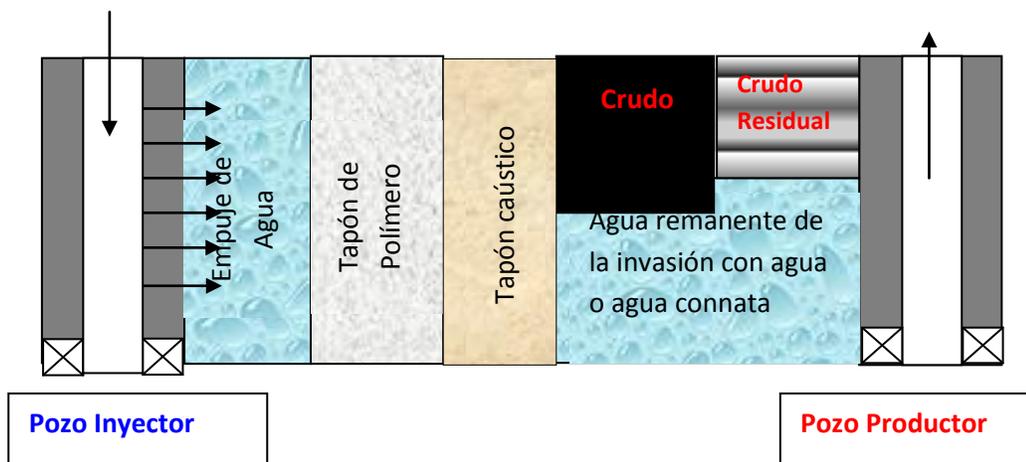


Figura 2.19. Esquema de la Inyección con soluciones alcalinas (Klins, 1984).
(Mod. Irima, 2014).

2.2.15.1 Ventana de aplicación de la inyección de álcali.

La tabla 2.3 muestra los resultados obtenidos en la práctica de los valores que deben tener los parámetros óptimos del yacimiento para la aplicación de inyección de álcali

Tabla 2.3. Ventana de aplicación de la inyección de Alkali.

Características del crudo	
Gravedad	13-35° API
Viscosidad	<200 cp (en condiciones de yacimiento)
Número Ácido	>0.1 mg KOH/g de petróleo
Características del yacimiento	
Saturación de petróleo	Sor después de la inyección de agua
Tipo de formación	Contenido de yeso < 0.5% del volumen total consumo caustico de las arcillas < 15 meq NaOH/100gr de roca. Arenas limpias
Espesor neto	No crítico
Profundidad	<9000ft
Temperatura	<200°C
Permeabilidad promedio	>20 mD

Fuente: Taber, 1983

2.2.15.2 Ventajas de la inyección de álcali.

- ✚ El proceso es relativamente económico. No requiere inversiones complejas.
- ✚ El control de la movilidad es mejor que los procesos de inyección de gas.
- ✚ El proceso es aplicable en un amplio rango de yacimiento de petróleo.
- ✚ La conversión de inyección de agua a inyección con caustica es relativamente fácil.

2.2.15.3 Desventajas de la inyección de álcali.

- ✚ Los problemas de corrosión requieren la protección de tuberías y tanques así como la de la tubería de producción.
- ✚ El proceso no es aplicado a yacimientos carbonatados

- ✚ El yeso y la anhidrita pueden precipitar alrededor de los pozos de producción provocando daños a la formación por reducción de la permeabilidad.
- ✚ La mezcla y dispersión de la solución alcalina puede causar un factor de recobro muy bajo.

2.2.15.4 Propiedades modificadas en el yacimiento con la adición de álcali

La inyección de álcali en el medio poroso trae consigo la modificación de varias propiedades del sistema yacimiento, es de suponer que al ser la inyección de álcali una técnica que permite la generación de surfactantes en sitio, las propiedades que se modifican con la adición del mismo son iguales a la inyección de surfactante; solo que esta vez también existe o puede existir cambio de la mojabilidad del sistema y existe una reacción álcali medio poroso, distintos a los que proporcionan las surfactantes sintéticos.

- ✚ Cambio en la mojabilidad.

La mojabilidad es la tendencia que tiene un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso. (Mago, 2007)

A pesar de que la mojabilidad no es un parámetro que se introduzca en forma directa en los cálculos de los modelos matemáticos, los efectos de la mojabilidad se manifiestan de la siguiente manera:

- La forma que adoptan las curvas de distribución de fluidos en el medio poroso.
- Las movilidades de las diferentes fases en función de la saturación del sistema.
- Permite al ingeniero de yacimientos diseñar las estrategias para obtener una mejor recuperación del crudo.

El cambio de mojabilidad es una característica relevante en los procesos de inyección de álcali. Para este tipo de inyección en específico, se debe tener especial cuidado ya que son procesos no reversibles a largo plazo y podrían originar daños al yacimiento, si el cambio de mojabilidad es de mojado al agua a mojado al crudo.

Reacción Álcali- Roca yacimiento

Las reacciones álcali / roca son probablemente el aspecto más difícil y menos cuantificado en un proceso de inyección de álcali. Debido a la compleja mineralogía presente en los yacimientos, podrían llevarse a cabo muchas reacciones entre el álcali y la roca yacimiento. Debido al gran área superficial de las arcillas, estos minerales juegan un papel importante en el proceso de desplazamiento de alcalina. Las arcillas se encuentran originalmente en equilibrio con el agua de formación, luego cuando entra en contacto con la solución alcalina, la superficie intentará llegar a un equilibrio con su nuevo medio acuoso, y se iniciará un intercambio de iones entre la solución alcalina y la superficie sólida. El hidrogeno es el ion que mayormente se puede encontrar en las arcillas. Como el pH de la solución se incrementa, los iones de hidrógeno en la superficie reaccionan con los iones de hidróxido presentes en la solución de inyectada, provocando así, que el pH de la solución alcalina baje. Por esta reacción, la base presente en la solución alcalina se consume conforme esta se desplaza a través del medio poroso. Los iones de calcio y de magnesio también están presentes en las arcillas. Cuando la solución alcalina entra en contactos con los iones de calcio libres de las arcillas, los iones de calcio sobre la superficie de la roca se intercambiarán con los iones de sodio presentes en la solución álcali. Los iones de calcio son indeseables en el proceso de inyección de álcali, y su concentración debe ser baja, tal que no provoque daño a la solución alcalina. Esto se logra utilizando un tampón de carbonato de sodio (“preflush”), con lo cual se logra eliminar el calcio que se encuentran en la superficie precipitándolos como carbonato de calcio insoluble en agua. Sin embargo, al hacer esto, los iones carbonato, que son el agente tampón en el sistema cuando se utiliza el carbonato de sodio, también es eliminado. Así, la

reacción con el calcio en las arcillas también consume la solución alcalina cuando se mueve a través yacimiento. (Sheng, 2010).

2.2.16 Evaluación de la eficiencia de los procesos de recuperación mejorada a escala de laboratorio.

Antes de que un proceso de recuperación sea aplicado en un campo o yacimiento petrolífero es necesario probar su eficiencia en el laboratorio, esto con el fin de garantizar el éxito del proyecto. Las propiedades fisicoquímicas determinadas en el laboratorio, así como, propiedades mecánicas, roca- fluido y fluido- fluido, que intervienen en un proceso de inyección deben ser determinadas y evaluadas con un alto nivel de detalle. En la práctica de laboratorio es preciso, hacer la comparación de diferentes métodos y establecer dependiendo de las condiciones observadas, cuál será el método de recuperación mejorada más eficiente para un yacimiento en específico.

Una de las pruebas que se realizan para determinar cuál será el factor de recobro final del yacimiento una vez se haya inyectado la solución química, son las llamadas pruebas de desplazamiento o “*coreflood*”

2.2.16.1 Pruebas de Desplazamiento.

Las pruebas de desplazamiento a través del medio poroso (roca- fluido) son aquellas que intentan reproducir o simular el proceso de desplazamiento a condiciones de presión y temperatura similar a las que este fluido será desplazado durante el proceso inyección- producción en el yacimiento. Estas pruebas predicen el cambio de las propiedades del yacimiento debido al proceso de inyección, así como también, el incremento que tendrá el factor de recobro del campo debido a la inyección. El montaje de esta prueba por lo general se hace con agua de formación y arena sintética, sin embargo, en algunas ocasiones la arena y el agua son las originales del yacimiento, como es el caso de este trabajo especial de grado. Las condiciones de tasa, caída de presión y temperatura son tomadas de datos reales del yacimiento.

Los resultados obtenidos en una prueba de desplazamiento son esenciales para la simulación numérica del comportamiento del yacimiento frente a la inyección a

escala de laboratorio, así como también, la utilización de estos datos puede ayudar a la evaluación de la factibilidad de la técnica de recuperación mejorada a implementar.

En general el equipo de prueba de desplazamiento consiste en 3 sub- sistema a saber: un sistema de desplazamiento de fluido, uno para control de la caída de presión y otro para la recuperación de fluido.

2.2.17 Emulsiones

Se llama emulsión aquellos sistemas conformado por dos fases liquidas inmiscibles, una de las fases se encuentra en forma fragmentada (fase dispersa), en otra denominada fase continua; este sistema se encuentra estabilizado por agente tensoactivo llamado surfactante.

Según (Salager, 1993), La noción de estabilidad es por supuesto relativa, pero se refiere a una casi ausencia de cambio durante un periodo de tiempo suficientemente largo para el propósito de la aplicación práctica, lo cual puede variar de algunos minutos a algunos años.

En general las emulsiones pueden presentar estabilidad cinética, pero por lo general son inestables termodinámicamente.

Para que una emulsión se lleve a cabo deben existir los siguientes componentes:

- ✚ Al menos dos fases inmiscibles
- ✚ Un agente tensoactivo
- ✚ Agitación o energía.

2.2.17.1 Clasificación de las emulsiones

- ✚ Según la naturaleza de la fase dispersa:

En general el tipo de emulsión es un parámetro fundamental para establecer características predominantes en un sistema de dos o más fases. En un sistema emulsionado la naturaleza de las fases dispersas y continuas puede variar y por consiguiente se puede tener los siguientes tipos de emulsiones:

- Emulsiones de aceite en agua: es el sistema en el cual la fase dispersa está constituida por la porción oleica y la fase continua esta descrita por la porción acuosa. Estos sistemas son conocidos como emulsiones del tipo O/W.
- Emulsiones de agua en aceite: es el sistema en el cual la fase dispersa está constituida por la porción acuosa y la fase continúa esta descrita por la porción oleica. Estos sistemas son conocidos como emulsiones del tipo W/O.
- ✚ Según como se encuentre localizado el agua y el aceite en este sistema se puede tener diferentes tipos de emulsiones como sigue:
 - Emulsiones sencillas: este tipo de emulsiones están constituidas por una fase dispersa en otra fase (fase continua). Si el aceite se encuentra disperso (en forma de gotas) en el agua, entonces la emulsión se conoce como O/W, si por el contrario el agua se encuentra en forma de gotas en el aceite, la emulsión es del tipo W/O.
 - Emulsiones Múltiples: este tipo de emulsiones son generadas cuando la fase dispersa de la emulsión sencilla actúa a su vez como fase continúa. En otras palabras la fase dispersa contiene en su interior gotas de otra fase; por ejemplo si la gota de aceite en un sistema O/W contiene interiormente gotas de agua, se generara una emulsión múltiple del tipo W/O/W. (la figura 1 muestra los tipos de emulsiones según la naturaleza de la fase dispersa). La figura 2.20 muestra los tipos de sistemas según la naturaleza de la fase externa

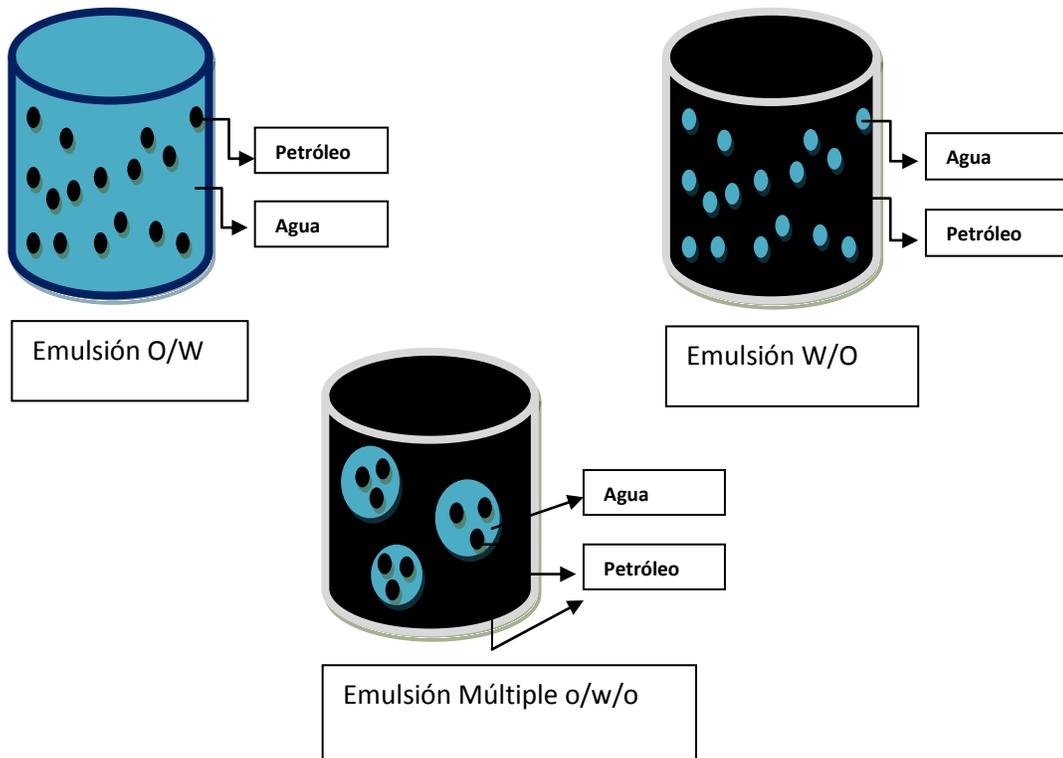


Figura 2.20. Tipos de emulsiones según la naturaleza de la fase dispersa (Salager, 1993). (Mod. Irima, 2014)

- Las biemulsiones. Son emulsiones que contienen dos fases internas distintas, que puede ser de igual naturaleza (con tamaños desiguales) o de distinta naturaleza (con cualquier tamaño). El primer tipo de biemulsión se emplea para controlar algunas propiedades, como por ejemplo viscosidad; mientras que el segundo tipo se puede utilizar para producir una reacción química controlada o transferencia de masa entre dos fases internas. (Hernández, 2004)

✚ Según el tamaño de la gota

Las emulsiones pueden ser clasificadas en:

- Microemulsiones
- Macroemulsiones.

Según (Salager, 1993): Si no existe separación por sedimentación se está en presencia de una microemulsión o emulsión coloidal. Por otra parte, los sistemas que presentan

separación por sedimentación (sin importar el tiempo requerido) son del tipo no estable y se denominan macroemulsiones.

2.2.17.2 Propiedades de las emulsiones.

Al momento de estudiar las propiedades físicas que describen un sistema emulsionado, se debe atender la importancia que tienen estas variables en el proceso de estabilidad de una emulsión. Por lo general las emulsiones son sistemas heterogéneos que presentan en gran medida inestabilidad en su estructura.

En general, las propiedades de la emulsiones depende en gran manera de la composición de dicha emulsión y de su formulación. La caracterización de las propiedades de una emulsión, generará una medida de la estabilidad de la misma. Para tal efecto se evaluará la incidencia del diámetro de gota y la viscosidad sobre el comportamiento de la emulsión.

Diámetro de Gota

El tamaño de las gotas que constituyen un sistema emulsionado puede no ser siempre uniforme, en la práctica cuando se tienen emulsiones con diámetros de partículas más pequeños y distribución uniforme, favorece la estabilidad del sistema bifásico, por el contrario en la medida que el tamaño de partícula va aumentando y la distribución se hace menos uniformes, la estabilidad de la emulsión disminuye.

En otras palabras la estabilidad de una emulsión disminuye conforme aumenta el tamaño de las gotas de la fase dispersa.

Otro de los factores que se conjugan con el diámetro de la partícula en la estabilidad de una emulsión, es la concentración de surfactante. La literatura describe que si la concentración de surfactante aumenta la estabilidad de la emulsión es mayor, debido al cambio en el área interfacial del sistema.

✚ Viscosidad.

La viscosidad de una emulsión puede estar afectada por múltiples variables, esto se debe principalmente a la complejidad de los sistemas emulsionados. La naturaleza de estos factores puede ser de carácter físico, o físico- químico. Salager (1993) plantea que los principales factores que pueden afectar el comportamiento de las emulsiones son:

- Viscosidad de la fase externa: existe una relación de proporcionalidad entre la viscosidad de la emulsión y la viscosidad de la fase externa, esto es posible en una emulsión con bajo contenido de fase interna, para emulsiones con más del 70% de fase interna ya no es aplicable.
- Proporción de la fase interna: la viscosidad varía conforme el contenido de gotas de la fase dispersa; a mayor cantidad de gota mayores interacciones entre ellas y por tanto mayor viscosidad.
- Tamaño de gota: cuando mayor es el tamaño de gota mayor es la viscosidad, cuando existe mayor polidispersidad en el tamaño de las gotas menor la viscosidad.
- Viscosidad de la fase interna: no es un parámetro que incide directamente en la viscosidad de una emulsión, pero sí lo hace en el diámetro de gota, al tener una viscosidad de fase externa mayor será el diámetro de gota después de la agitación y por ende la viscosidad aparente de la emulsión disminuye.
- Efecto de la formulación: a mayor cantidad de emulsionante el diámetro de gota de la fase dispersa es menor y provocará una baja tensión interfacial, estas condiciones provocan que las gotas de bajo diámetro se alineen paralelamente en dirección al plano de corte y por ende la viscosidad disminuya.

2.2.18 Estabilidad de una emulsión

La estabilidad de una emulsión se refiere a la capacidad de la misma de resistir modificaciones de sus propiedades a lo largo del tiempo. Las propiedades de una emulsión pueden variar dado la existencia de algunos procesos físicos y químicos.

Los procesos físicos generan variación en la distribución espacial o el tamaño de las gotas, mientras que los procesos químicos producen una modificación en la composición de las fases dispersa y/o continua del sistema emulsionado. En general, estos procesos se pueden llevar a cabo de manera individual o simultánea.

El período de tiempo en que una emulsión debe permanecer estable depende de las características del tensoactivo en cuestión. En términos generales y para efectos prácticos la estabilidad de una emulsión se hace necesario antes y durante el proceso que se esté llevando a cabo, si esto sucede se habla de un sistema emulsionado eficiente.

Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables y como consecuencia tienden a separarse en dos fases. La estabilidad de una emulsión, es una variable bastante compleja de medir. Se han generado muchos métodos para mantener la estabilidad de una emulsión, como la agregación de surfactantes mecánicos y químicos, que ayuden a modificar la tensión interfacial de la gota y la viscosidad de la fase continua. La teoría DVLO describe la estabilidad de una emulsión, la cual tiene en consideración las diferentes interacciones entre las fases, como las interacciones de Van Der Waals, interacciones electrostáticas, impedimentos estéricos, hidratación, entre otras.

2.2.18.1 Estabilidad cinética de una emulsión

La estabilidad cinética de las emulsiones se atribuye a la naturaleza dinámica de estos sistemas bifásicos. Las gotas de una emulsión, lejos de permanecer estáticas están en continuo movimiento y colisionan unas con otras debido al movimiento browniano, la gravedad o fuerzas externas aplicadas. Si las gotas se alejan o se fusionan después de una colisión depende de la naturaleza de las interacciones coloidales entre ellas. Por lo tanto la estabilidad cinética de las emulsiones está determinada por la dinámica y las interacciones de las gotas que contienen. (Caminos, 2010)

La teoría de la estabilidad coloidal o teoría DLVO (Derjaguin-Landau-Verwey-Oberveek) establece que la estabilidad cinética de un sistema coloidal depende

esencialmente de la dependencia del potencial creado entre la superficie de dos gotas con la distancia que las separa (h). (Caminos, 2010)

Según (Salager, 1999), en la teoría DLVO generalizada pueden existir varios tipos de situaciones:

(1) El potencial global es atractivo y por tanto el acercamiento procede, retardado solamente por los fenómenos interfaciales dinámicos asociados con el drenaje de la película: efectoelectroviscoso, viscosidad interfacial, gradiente de tensión. Al llegar la película a unos 100 \AA de espesor se torna inestable, y se produce la coalescencia.

(2) El potencial global es repulsivo a gran distancia y presenta una barrera elevada ($> 15kT$); por tanto no procede el acercamiento y cualquier movimiento, en particular el movimiento browniano, puede alejar las dos interfases. En tal caso la distancia mínima alcanzada es siempre grande, mucho mayor que la requerida para desestabilizar la película, y por tanto la emulsión es estable.

(3) El potencial global posee un mínimo secundario (floculación) de poca energía y un mínimo principal (coagulación). Puesto que el potencial es atractivo hasta la distancia que corresponde al mínimo secundario, se produce la floculación y la emulsión presenta grupos de gotas floculadas.

Si las condiciones son tales que la barrera de potencial excede la energía de la gota, entonces no se acercan más las gotas y la emulsión queda estable, aunque en estado floculado, lo que puede resultar en un cambio de propiedad, tales como la viscosidad. Si la base de potencial no es suficientemente alta, el acercamiento procede hasta la situación de coagulación, donde se produce la coalescencia.

2.2.18.2 Estabilidad termodinámica de una emulsión.

Al considerar la estabilidad de una emulsión, es importante distinguir entre la estabilidad termodinámica y la estabilidad cinética. La termodinámica trata sobre la posibilidad de ocurrencia de un proceso (físico o químico) de forma espontánea; mientras que la cinética se refiere a la velocidad en que dicho proceso puede ocurrir. La inestabilidad termodinámica tiene lugar debido al aumento del área interfacial

durante el proceso de emulsificación, lo cual genera un aumento en la entalpía libre de Gibbs.

Para el estudio de la estabilidad termodinámica de una emulsión Caminos en el año 2010 plantea:

En el estado inicial, antes de la homogeneización la energía libre del sistema está dada por:

$$G^i = G_{fd}^i - G_{fc}^i + G_I^i - TS_{conf}^i \quad (2.22)$$

y en su estado final, después del proceso de emulsificación:

$$G^f = G_{fd}^f - G_{fc}^f + G_I^f - TS_{conf}^f \quad (2.23)$$

G_{fd} , G_{fc} y G_I son las energías libres de las fases dispersa, continua e interfacial respectivamente, T es la temperatura absoluta y S_{conf} es la entropía configuracional de las gotas de la emulsión; los superíndices i y f se refieren los estados inicial y final del sistema. Las energía libre de la fase continua y dispersa antes y después de la formación de la emulsión permanecen constantes de manera que la diferencia de energía libre de los estados inicial y final del sistema ($\Delta G_{formación}$) viene dada por:

$$\Delta G_{formación} = G_I^f - G_I^i - (TS_{conf}^f - TS_{conf}^i) = \Delta G_I - T\Delta S_{conf} \quad (2.24)$$

Las fases acuosa y dispersa son inmiscibles o muy poco miscibles entre sí, de manera que las mismas presentan una tensión interfacial (γ). Por consiguiente el término ΔG_I es igual al producto de γ y el incremento de área entre las fases acuosa y dispersa (ΔA) de manera que:

$$\Delta G_{formación} = \gamma \cdot \Delta A - T\Delta S_{conf} \quad (2.25)$$

El cambio de energía libre interfacial ($\gamma \cdot \Delta A$) es siempre positivo porque el área interfacial se incrementa después de la formación de la emulsión, mientras que la entropía configuracional ($T\Delta S_{conf}$) es siempre negativo, debido a que el ordenamiento posible que las gotas pueden adoptar en el estado emulsificado es mucho mayor que en el estado inicial.

Por consiguiente la formación de una emulsión es un proceso termodinámicamente desfavorable, debido al incremento de área interfacial. El término configuracional sólo puede dominar el comportamiento del sistema en emulsiones donde la tensión interfacial entre las fases continua y dispersa es extremadamente baja de manera que se forman sistemas termodinámicamente estables. Este tipo de sistemas reciben el nombre de microemulsiones para distinguirlos de las emulsiones.

El cambio de energía libre asociado con la formación de una emulsión determina si el proceso es o no termodinámicamente desfavorable, pero no da ninguna indicación sobre la velocidad a la cual las propiedades de la emulsión cambian con el tiempo ni del (de los) mecanismo (s) responsables de estos cambios. El hecho de que las emulsiones permanezcan en muchos casos en un estado cinéticamente estable (o metaestable) puede atribuirse a la existencia de una energía de activación (ΔG^*), la cual debe superarse para alcanzar la separación total de las fases, el estado termodinámico más estable. Para que una emulsión sea cinéticamente estable el valor de ΔG^* debe ser significativamente mayor a la energía térmica ET ($ET = kT$). En realidad, debido a que hay diferentes mecanismos por los cuales una emulsión puede desestabilizarse es muy común que las emulsiones tengan más de un estado metaestable, cada uno de ellos con su propia energía de activación. El pasaje de un estado metaestable a otro puede ser suficiente para tener un efecto indeseable sobre la estabilidad.

2.2.19 Mecanismos de desestabilización de una emulsión.

Como se ha discutido anteriormente la estabilidad termodinámica de una emulsión es relativa, en el proceso de desestabilización de una emulsión se pueden involucrar diferentes mecanismos, los cuales pueden actuar individual o en combinados. Estos mecanismos son los siguientes:

✚ Sedimentación

La sedimentación o sedimentación inversa (cremado) de las gotas de una emulsión se produce debido a la diferencia de densidades entre las fases. En este mecanismo el tamaño de gota no cambia y la emulsión puede recuperarse mediante agitación (proceso reversible). Las emulsiones con tamaño de gota menores de $0.1 \mu\text{m}$ exhiben estabilidad cinética frente a la sedimentación como consecuencia de que la baja velocidad de sedimentación estaría compensada por el movimiento Browniano de las gotas.

✚ Floculación

Consiste en la agregación o agrupación de las gotas de una emulsión. En este proceso la medida de las gotas no se modifica y la emulsión original también puede recuperarse mediante una agitación suave (proceso reversible). La floculación suele provocar un aumento en las velocidades de sedimentación debido a que los agregados de gotas pueden ser de medida muy grande y sedimentan rápidamente. No está claro si las gotas pueden adherirse por deformación y formar una película plana. Además la presión de Laplace es muy grande en las gotas pequeñas y podría oponerse a la deformación de las gotas pero la agitación térmica en estas incrementa los choques, facilitando la deformación de las mismas.

✚ Coalescencia

Consiste en la fusión de gotas dando lugar a la formación de gotas más grandes. Es un proceso irreversible y conduce a la separación de las fases de la emulsión. Se considera que las moléculas de surfactante que estabilizan las gotas de las nanoemulsiones son adsorbidas en la interfase agua/aceite en forma de monocapas, aunque a veces como bicapas y multicapas. Otros estudios reportan que se comportan como esferas rígidas, lo que ocasiona que las gotas no se deformen lo suficiente para formar una película plana entre gotas floculadas evitándose la coalescencia.

✚ Maduración de Ostwald

Consiste en el crecimiento de las gotas más grandes de la emulsión a expensas de las más pequeñas. En una emulsión polidispersa existe una diferencia de presión entre las gotas de distintos tamaños. Si la fase dispersa es soluble en la fase continua, las moléculas de esta fase difundirán desde las gotas pequeñas a las grandes. Este mecanismo es altamente dependiente de las características iniciales de las nanoemulsiones, es decir del grado de polidispersión de las gotas y de las interacciones entre éstas.

La velocidad de maduración de Ostwald puede ser disminuida formando emulsiones con baja polidispersión en el tamaño de gota, o añadiendo un segundo componente a la fase dispersa que sea insoluble en la fase continua. El uso de surfactantes fuertemente adsorbidos en la interfase agua/aceite (surfactantes poliméricos), que no puedan generar desorción fácilmente, consiguen disminuir la velocidad del proceso.

El proceso de maduración Ostwald impone severas restricciones en la selección de aceites, ya que aceites de bajo peso molecular llevan a nanoemulsiones inestables a diferencia de aceites de alto peso molecular. La teoría de la maduración de Ostwald también indica que se pueden obtener sistemas estables mediante la mezcla de un aceite soluble con un aceite insoluble en ciertas proporciones. Además indica que las nanoemulsiones pueden ser estables incluso por años, según el mecanismo de rotura de “Ostwaldripening”, el pequeño tamaño de gota induce la ruptura de las nanoemulsiones en amplios períodos de tiempo que suponen una gran limitación para el desarrollo de diferentes aplicaciones.

La figura 2.21 ilustra los diferentes procesos de desestabilización de una emulsión:

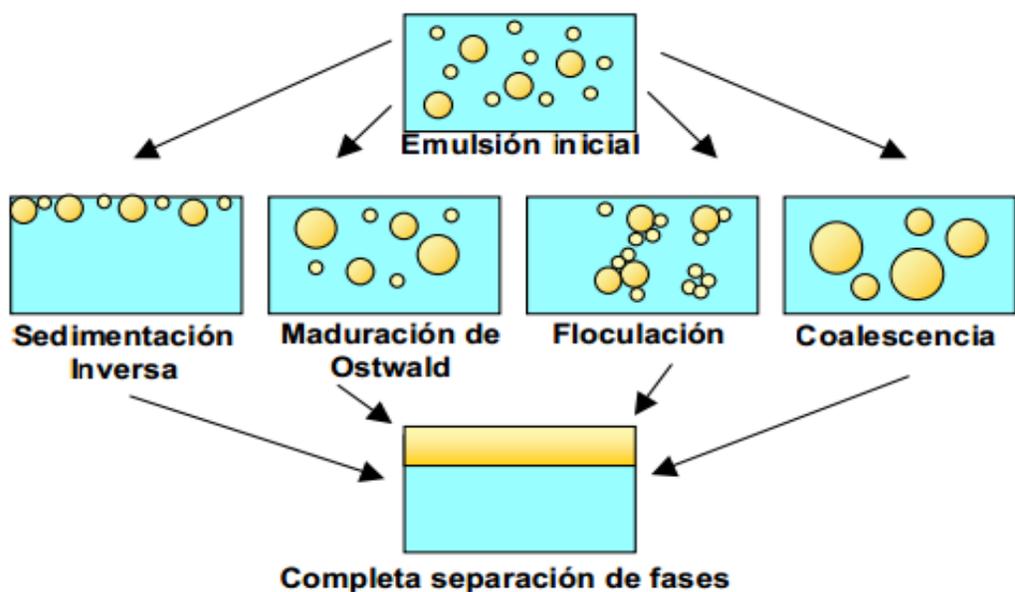


Figura 2.21: Mecanismos de desestabilización de una emulsión (Becher, 1972)

2.2.20 Formulación de emulsiones

Uno de los aspectos más importantes en el estudio de sistemas emulsionados es la formulación, ya que los sistemas surfactante-agua-aceite (S-O-W) son afectados por diversas variables, en función de la naturaleza de sus componentes y de las proporciones en las cuales están presentes. La formulación comprende este conjunto de variables susceptibles de influenciar las características fisicoquímicas del sistema, determinando el comportamiento de fase y las propiedades de los productos obtenidos (Salager, 2000). Estas variables en cuestión son clasificadas en tres grupos:

VARIABLES DE FORMULACIÓN, las cuales están relacionadas con la naturaleza fisicoquímica de los componentes del sistema estudiado:

- ✚ la fase acuosa, caracterizada por la salinidad.
- ✚ la fase aceite, caracterizada por el número de átomos de carbono de la molécula de alcano (EACN) que tendría el mismo comportamiento y propiedades fisicoquímicas que el aceite correspondiente.
- ✚ el surfactante, caracterizado por su estructura y su peso molecular.

VARIABLES DE COMPOSICIÓN, las cuales incluyen las cantidades de las diferentes sustancias involucrada en el sistema, como la proporción relativa de las fases, dada por la relación agua-aceite WOR y la concentración de surfactante.

VARIABLES EXTERNAS: estas comprenden los efectos de la temperatura y la presión en un sistema emulsionado

La Temperatura: tiene una influencia notable sobre la fisicoquímica de sistemas que contienen surfactantes no iónicos

La Presión, esta variable no tiene mucha influencia sobre las condiciones fisicoquímicas del sistema.

En términos generales al momento de establecer las condiciones de formulación de una emulsión, se debe atender principalmente a la caracterización del surfactante en cuestión. Para la evaluación de los efectos de los surfactantes y los diversos componentes de un sistema emulsionado, se han descrito diferentes modelos y correlaciones a fin de establecer la influencia de cada uno de ellos en las condiciones fisicoquímicas del sistema:

✚ Método de HLB (Balance Hidrofílico – Lipofílico)

Este concepto fue introducido por Griffin en 1949, y plantea la existencia de una relación entre la naturaleza del surfactante y sus propiedades como agente tensoactivo y emulsificante. Es un promedio aproximado para caracterizar exclusivamente al surfactante, y está basado en un método experimental que consiste en atribuir un cierto número de HLB a los surfactantes, en una escala de 1 a 20, a partir de datos relacionados a la estabilidad de una emulsión. Es un concepto esencialmente empírico, particularmente válido para un intervalo de HLB comprendido entre 4 y 14 pero que carece de precisión en la parte inferior de la escala (de 4 a 6). Depende de la fórmula química del surfactante, y para los surfactantes no iónicos de tipo alcohol lineal etoxilado, Griffin propuso la relación:

$$HLB = \frac{1}{5} * \frac{\text{peso molecular de la cadena poli - óxido de etileno}}{\text{peso molecular total}} \quad (2.26)$$

Es un método muy utilizado para caracterizar la influencia del surfactante, pero no permite estudiar la influencia de otros componentes del sistema emulsionado.

✚ Teoría R de Winsor

Introducida en 1954 por Winsor para caracterizar el comportamiento de un anfífilo, establece una relación cuantitativa entre el tipo de sistema observado y la afinidad relativa del surfactante por las fases agua y aceite, la cual puede ser afectada por diversas variables de formulación. La relación se escribe:

$$R = \frac{A_{CO}}{A_{CW}} = \frac{A_{LCO} - A_{OO} - A_{LL}}{A_{HCW} - A_{WW} - A_{HH}} \quad (2.27)$$

Donde A_{co} representa la suma de las interacciones surfactante-aceite; esta interacción lipofílica aumenta con la longitud de la cadena lipofílica del surfactante y la eficiencia como solvente del aceite. A_{cw} representa la suma de las interacciones surfactante-agua; la cual aumenta con la hidrofiliidad del surfactante (aumento del EON) y la disminución de la salinidad de la fase acuosa. En la ecuación (2.27), L representa la parte apolar o lipofílica del surfactante, O las moléculas del solvente o fase aceite, H simboliza la parte polar del surfactante y W las moléculas de agua (Winsor, 1954).

2.2.21 Interacciones moleculares en la región interfacial según modelo de Winsor.

De acuerdo al valor de R, se observan tres tipos de situaciones en relación con el comportamiento de fase obtenido según la afinidad predominante del surfactante por una de las fases, como se explica a continuación:

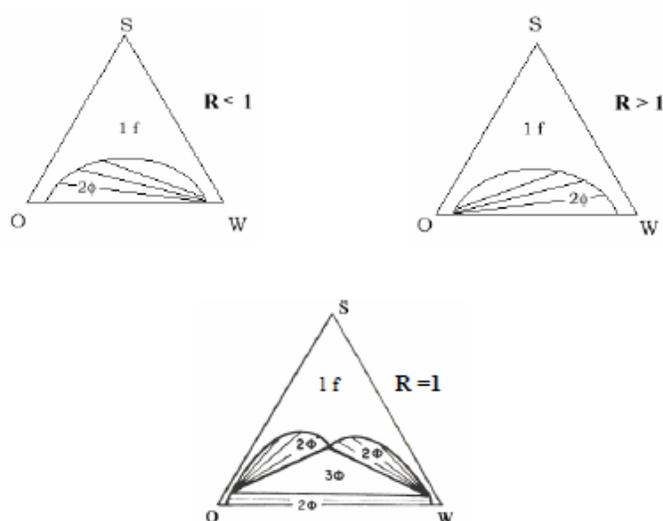


Figura 2.22. Diagrama ternarios de Winsor (Winsor, 1954)

R < 1, cuando $ACO < ACW$. Se dice que el surfactante tiene mayor afinidad por la fase acuosa. Es el caso general de los surfactantes de HLB alto, regularmente se producen emulsiones de tipo O/W y se conoce como sistemas de tipo I.

R > 1, cuando $ACO > ACW$. Corresponde a la situación en la cual el surfactante tiene mayor afinidad por la fase aceite. Es el caso general de los surfactantes de HLB bajo, normalmente da lugar a emulsiones de tipo W/O y se conocen como tipo II.

R = 1, cuando $ACO = ACW$. La afinidad del surfactante está equilibrada por ambas fases, lo cual permite obtener una tensión interfacial muy baja. Se representan como sistemas tipo III. A esta condición corresponde la formulación óptima de un sistema emulsionado.

Capítulo III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

Este capítulo contempla los datos geográficos de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como un resumen de las características más importantes de las 4 grandes áreas en las cuales está dividida la Faja Petrolífera del Orinoco. Por último se presenta las características geológicas del campo Pilón.

3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.

La Cuenca Oriental de Venezuela constituye una depresión topográfica y estructural localizada en la zona centro oriental del país, abarcando un área total de 165.000 Km² entre los estados Anzoátegui, Delta Amacuro, Guárico y Monagas.

Está limitada al Norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al Sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, y al Oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. En la figura 4 se representan las cuencas petrolíferas de Venezuela, donde es posible observar la Cuenca Oriental. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, la Cuenca Oriental se subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria. Dentro de esta cuenca se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se produce petróleo considerado como pesado y extrapesado. La figura 3.1 muestra las cuencas petrolíferas de Venezuela



Figura 3.1 Cuencas petrolíferas de Venezuela (Martorano, 2008)

3.2 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO).

La Faja ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión aproximadamente de 55.314 Km², en las áreas al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como el Delta Amacuro, siendo considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo.

Esta divide en cuatro zonas de exploración y producción como son Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (conocida como Cerro Negro) el área actual de exploración es de 11593 Km²., además de aproximadamente 1.800 Km² en fase de Desarrollo de nuevos Negocios.

Se estima que la Faja petrolífera de lo Orinoco contiene un POES de 1.360.000 millones de barriles de crudo extrapesado, atrapados estratigráficamente en yacimientos marinos marginales y fluviales de edad del Mioceno, lo que la convierte en la reserva de petróleo más grande del mundo.

En el sentido Este-Oeste, la Faja se puede dividir en cuatro áreas, que a su vez se dividen en 27 bloques; las cuales corresponden a un sistema deltaico que desde el punto de vista genético, tuvo su origen en los sistemas fluviales del mismo Macizo Guayanés y cuyas características de acumulaciones petrolíferas y estados de

conocimiento geológico son diferentes. La figura 3.2 muestra la ubicación geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.



Figura 3.2 Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008)

3.2.1 Boyacá

Antiguamente conocido como machete, en esta zona se encuentra la formación La Pascua, la cual contiene importantes volúmenes de crudo liviano, pesado y un significativo contenido de gas. La formación Carrizal por su parte se dice que contiene hidrocarburo pesado, pero aun se encuentra en uexploración, esta formación tambien constituye el área que abarca Boyacá. Además de las formaciones mencionadas anteriormente el área de Boyacá está constituida por otra de menor importancia económicas como: Hato Viejo, Ipire, Canao y el Tigre. La figura 3.3 muestra el área de Boyacá

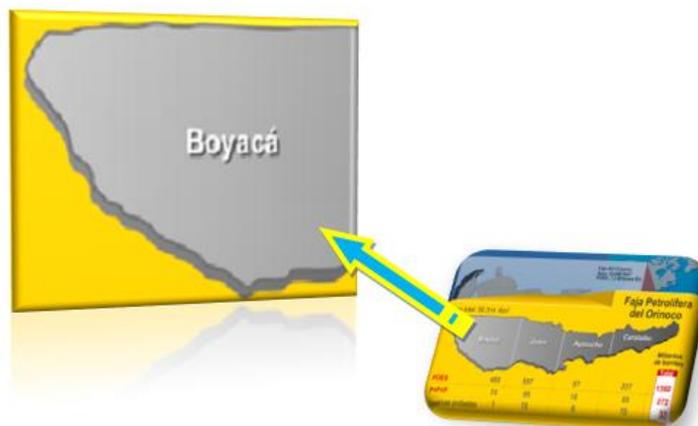


Figura 3.3 Área Boyacá Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008)

En la tabla 3.1 se observan las características de los yacimientos que conforman el área de Boyacá

Tabla 3.1. Características de los Yacimientos del área de Boyacá

Características	Área Boyacá
N° de bloques para nuevos negocios	7
Extensión Aproximada (Km ²)	23610
Ubicación	Guárico
POES Estimado (MMMBLS)	489
Presión inicial del yacimiento (Ipc)	690-1520
Temperatura (°F)	100-125
Permeabilidad absoluta (D)	1-10
Saturación inicial de agua	30%
Saturación inicial de crudo	70%
Porosidad Promedio	30%
RGP (PCN/BN)	60
Boi (BY/BN)	1.05
Rango de profundidad (PIES)	500-14300
Rango de espesores de arena (PIES)	10-259
Rango °API	4-15
Rango de viscosidad (cP)	500-67500

Fuente: Martorano 2008

3.2.2 Junín

Antiguamente conocido como Zuata, las lutitas de la formación Oficina constituye esta área siendo esta formación la principal roca madre del FPO. Las formaciones Merecure, Roblecito y Las Piedras son las principales roca yacimiento que atraviesan esta área, por otra parte, la formación Freites es la roca sello por excelencia de la FPO y se encuentra en el área que encierra a Junín. Otras formaciones que constituyen a esta área pero con menos importancia económica son: Hato Viejo, Carrizal, Canoa, Tigre. La figura 3.4 muestra el área de Junín



Figura 3.4 Área Junín Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008)

En la tabla 3.2 se observa las diferentes características de los yacimientos que conforman el área de Junín

Tabla 3.2. Características de los Yacimientos del área de Junín

Características	Área Junín
N° de bloques para nuevos negocios	13
Extensión Aproximada (Km²)	14580
Ubicación	Guárico, Anzoátegui
POES Estimado (MMMBLS)	557
Presión inicial del yacimiento (lpc)	230-1750
Temperatura (°F)	98-170
Permeabilidad absoluta (D)	0.8-12
Saturación inicial de agua	20%
Saturación inicial de crudo	75%
Porosidad Promedio	33%
RGP (PCN/BN)	58-200
Boi (BY/BN)	1.05
Rango de profundidad (PIES)	253-2500
Rango de espesores de arena (PIES)	15-350
Rango °API	6-12
Rango de viscosidad (cP)	5000-50000

Fuente: Martorano 2008

3.2.3 Ayacucho

Antiguamente conocida como Hamaca, en esta área las formaciones Merecure, Oficina y Freites son las rocas productoras, madre y sello respectivamente y constituyen el área de Ayacucho. La formación Las Piedras es productora de crudo pesado. Las formaciones que también constituyen esta área son: Hato Viejo, Carrizal, Canoa y Tigre. La figura 3.5 muestra el área de Ayacucho.



Figura 3.5 Área Ayacucho Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008).

En la tabla 3.3 se observa las diferentes características de los yacimientos que conforman el área de Ayacucho.

Tabla 3.3. Características de los Yacimientos del área de Ayacucho

Características	Área Ayacucho
N° de bloques para nuevos negocios	8
Extensión Aproximada (Km²)	11300
Ubicación	Monagas, Anzoátegui
POES Estimado (MMMBLS)	87
Presión inicial del yacimiento (lpc)	530-1500
Temperatura (°F)	111-150
Permeabilidad absoluta (D)	1-10
Saturación inicial de agua	18%
Saturación inicial de crudo	80%
Porosidad Promedio	32.5%
RGP (PCN/BN)	30-160
Boi (BY/BN)	1.056
Rango de profundidad (PIES)	500-3000
Rango de espesores de arena (PIES)	10-250
Rango °API	8-12
Rango de viscosidad (cP)	1000-8500

Fuente: Martorano 2008

3.2.4 Carabobo

Antiguamente conocido como Cerro Negro, las formaciones Oficina y Freites constituyen la roca madre y sello respectivamente en esta unidad, además la formación Las Piedras es la roca productora de crudo pesado de esta área. La figura 3.6 muestra el área de Carabobo



Figura 3.6 Área Carabobo Faja Petrolífera del Orinoco (Martorano, 2008)

En la tabla 3.4 se observa las diferentes características de los yacimientos que conforman el área de Carabobo.

Tabla 3.4. Características de los Yacimientos del área de Carabobo

Características	Área Carabobo
N° de bloques para nuevos negocios	5
Extensión Aproximada (Km²)	2311
Ubicación	Monagas, Anzoátegui
POES Estimado (MMMBLS)	227
Presión inicial del yacimiento (lpc)	671-1550
Temperatura (°F)	108-132
Permeabilidad absoluta (D)	6-10
Saturación inicial de agua	18%
Saturación inicial de crudo	82%
Porosidad Promedio	32%
RGP (PCN/BN)	66-155
Boi (BY/BN)	1.051
Rango de profundidad (PIES)	1400-3500
Rango de espesores de arena (PIES)	20-200
Rango °API	6-10
Rango de viscosidad (cP)	1700 ≥ 25000

Fuente: Martorano 2008

3.3 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO EN ESTUDIO

El campo Pílon, perteneciente al Área Mayor de Temblador, está localizado al Sur del campo Temblador, Este del campo Jobo y en el límite Norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tiene una longitud estimada este-oeste de 22 km. y 5 km. de norte a sur. La Estratigrafía del campo consiste en una discordancia depositada sobre el basamento ígneo-metamórfico del Precámbrico, y está conformado por la Formaciones Canoa, Tigre, Oficina de Edad Mioceno Temprano a Medio y Freites del Mioceno Medio a Tardío. Sobre esta última se depositó, durante el Mioceno Tardío, Plioceno y Pleistoceno discordantemente, Las Formaciones Las Piedras y Mesa.

En el área que cubre los Campos Pílon, Morichal, Jobo, y Faja Petrolífera, la Formación Oficina, del Terciario (Mioceno Temprano a Medio), en cuyos sedimentos se encuentran los reservorios de hidrocarburos descubiertos en el Campo Pílon, ha sido dividida en cuatro Miembros Informales: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon; los cuales por metodología de producción- completación, comenzaron a ser

llamados Grupos I, y II. Estos grupos informales están separados por la lutita del Mb. Yabo.

La Formación Oficina en el campo Pilón; presenta una secuencia de tres ciclos progradantes-transgresivos oscilatorios, de sur a norte, depositando canales fluvio-aluviales y barras de desembocadura mayormente, procedentes del Escudo de Guayana sobre la discordancia cretácica constituida por sedimentos marinos y continentales del Grupo Temblador. Suprayacente a esta superficie discordante se depositó el Miembro Morichal, unidades F, E, D, C, y el resto de la secuencia formada por los miembros Yabo y Jobo (parte de C, B, A) y, por último, Pilón. A medida que avanza la sedimentación progradante al norte, se suceden algunos eventos menores locales y oscilatorios transgresivos del nivel del mar; hacia aguas someras representados por superficies de inundación (MFS). Estos eventos, se hacen un poco más espesos hacia el norte y este respectivamente. En el sector oeste del campo Pilón, el Miembro Yabo (Unidad C y sección inferior de la B) se desarrolla como un evento transgresivo mayor (MFS) local, en el sector oeste; el cual se puede correlacionar en los campos Jobo, Morichal, El Salto, encontrándose solamente en el sector medio de la Faja Petrolífera. El proceso progradante con episodios transgresivos; sigue su aporte sedimentario hacia el norte. Estas pulsaciones transgresivas menores están representadas en casi todo el campo Pilón. Efectos tales que se evidenciaron por varias superficies de inundación menores, que cruzan los ambientes deltaicos bajos, próximo costero, y frente deltaico. Todos estos eventos se van profundizando lentamente por la subsidencia normal del flanco sur de la cuenca; hasta alcanzar otro ciclo mayor transgresivo (MFS), al cierre de la Formación Oficina; en donde el ambiente marino somero transicional de la Formación Freites Inferior (Mar de Freites) prevalece. Este ciclo principalmente corresponde a la sección de los Miembros Jobo y Pilón mayormente (unidades B/A), en donde todavía se pueden observar eventos fluviales (canales en un 30 %), hacia un ambiente más marino de barras costeras y lóbulos de los canales distributarios, que se internan en el prodelta al cierre del Miembro.

Como producto de la reinterpretación sísmica del área de estudio, dentro del marco estructural existente, se determinó con precisión la existencia de siete (7) fallas, dos (2) con orientación noreste: una que separa el sector oeste de Pilón del campo Jobo y otra sobre el río Yabo, que establece definitivamente la separación entre el sector centro-oriental de Pilón con el sector oeste. Adicionalmente se ha comprobado y ajustado la falla principal de Pilón a través de su recorrido este-oeste; así como también se interpretaron tres (3) fallas, aproximadamente paralelas al sur de la falla mayor de Pilón. Esta nueva concepción o marco estructural, fue el producto de la comparación y análisis exhaustivo de los levantamientos 2D y 3D. Otro aspecto resaltante en este campo está referido a los múltiples contactos de agua/petróleo encontrados.

Históricamente en el campo Pilón y otros campos al este, ha existido unos dos contactos históricos, de agua/petróleo, los cuales; por simplicidad han sido mapeados, sin tomar en cuenta una serie de componentes o contactos menores en compartimientos norte-sur que sin lugar a duda han suministrado información básica ignorada, para explicar la complejidad de la relación areal y el comportamiento de los fluidos existente dentro del campo Pilón.

Capítulo IV

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

En esta sección se describe las consideraciones teóricas prácticas que se asumieron para la realización de la etapa experimental de este trabajo especial de grado.

4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para los efectos del estudio a realizar se plantea un tipo de investigación Explicativa.

Este tipo de investigación se basa en buscar el por qué ocurre un hecho o fenómeno, mediante el estudio de una relación causa- efecto. La estructura de este tipo de estudio puede estar orientada, bien sea a buscar las causas de ocurrencia de un evento, o los efectos que tiene sobre otra variable una vez que ha sucedido el fenómeno. (Arias, 2012).

En esta investigación se desea estudiar el efecto de la adición de un compuesto polimérico (Con diferentes concentraciones) sobre las diferentes formulaciones de bases (utilizados para activar los surfactantes naturales del crudo), para lograr un sistema Bases polímeros (BP) óptimo, basándose en el estudio de variables tales como: tensión interfacial, viscosidad y el comportamiento de fase.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

Según Arias en el año 2012, para generar las condiciones que atenderán a la solución de la problemática planteada en un proyecto de investigación, el experimentador adopta una estrategia general o esquema de ejecución al cual se le conoce como diseño de la investigación. Este diseño por lo general, atiende a dos parámetros fundamentales a saber:

- ✚ El origen de los datos.
- ✚ La manipulación o no, de las condiciones que comprenden el estudio a realizar.

Esta investigación es de carácter experimental, por lo que está basada en el estudio de los efectos que tiene la adición de otro compuesto en las características fisicoquímicas de una solución preestablecida. En este sentido, se pretende hacer una relación causa- efecto de las variables que componen el eje fundamental de la investigación.

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Para efecto de la investigación planteada, la población en el cual se desarrollará será, la zona este del yacimiento Oficina 1, ubicado en el campo Pílon del Distrito Morichal en la Faja Petrolífera del Orinoco. La muestra estará orientada hacia el crudo extrapesado del yacimiento antes mencionado específicamente del pozo PC-42.

4.4 MATERIALES UTILIZADOS

Los materiales utilizados para la ejecución de la fase experimental se listan a continuación:

- ✚ Vaso de Precipitado de 250 ml
- ✚ Balón aforado de 200 ml
- ✚ Impulsor Rushton
- ✚ Sistema de medición de viscosidad DG 26.7.
- ✚ Vidrio de Reloj
- ✚ Espátulas (de diversos tamaños)
- ✚ Perlas de ebullición
- ✚ Frascos de 500 ml
- ✚ Jeringas de 1 y 12ml

- ✚ Agujas finas y gruesas
- ✚ Tubo Capilar
- ✚ Balón de destilación de 1000 ml
- ✚ Pipetas de 2 y 10 ml
- ✚ Tubos de Ensayos graduados de 30 ml
- ✚ Zanahoria de 2000 ml

4.5 INSUMOS UTILIZADOS

Los insumos utilizados para la realización de la etapa experimental de este trabajo especial de grado son los que se listan a continuación:

- ✚ Agua destilada.
- ✚ NaCl, Merck, al 99.9%.
- ✚ Alcanolamina, Clariant, al 99%.
- ✚ NaOH Merck al 99%.
- ✚ Na₂CO₃ Merck al 99.8%.
- ✚ Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM): Es un copolímero aniónico con un alto peso molecular de 20×10^6 g/mol, posee gran poder viscosificante, pero, es susceptible a la degradación bacteriana y a la presencia de sales en el medio
- ✚ Acrilamida propano sulfonato (AMPS): Es un copolímero aniónico con un bajo peso molecular de 8×10^6 g/mol, posee bajo poder viscosificante, pero es resistente a altas temperaturas y a la presencia de bacterias.
- ✚ Crudo pesado del campo Pílon (ver especificaciones en el apéndice A.1 y A.2)
- ✚ Agua de formación original (ver especificaciones en el apéndice A.3)
- ✚ Arena natural del campo pílon proveniente del pozo PC-42 de la formación oficina N° 1

- ✚ Dicloro metano, usado para extraer las impurezas de la arena, en este caso restos de crudo y agua.

4.6 EQUIPOS UTILIZADOS

Para la realización de este trabajo especial de grado se hizo uso de los siguientes equipos:

4.6.1 Balanza Digital y Analítica

Instrumentos utilizados para medir la masa de las soluciones y reactivos. Para la preparación de las diferentes soluciones acuosas presentadas en este trabajo se empleó una balanza digital marca AND, modelo GP 300, con apreciación de ± 0.0001 g, y una balanza Marca Mettler-Toledo PB-3002, con apreciación de ± 0.01 g. La figura 4.1 muestra las balanzas utilizadas.



Figura 4.1. Balanzas Analítica y Digital

4.6.2 Mezclador eléctrico de Propela

El instrumento utilizado para agitar las soluciones acuosas es un mezclador dinámico con impeles helicoidal, marca CAFRAMO, modelo DHL, diseñado para su uso en altos volúmenes y altas viscosidades, con una capacidad de 40 a 6000 revoluciones por minuto (RPM). El mezclador utilizado para la preparación de las soluciones se muestra en la figura 4.2.



Figura 4.2. Mezclador Eléctrico de propela Caframo modelo DHL

4.6.3 Densímetro DMA 4500 Anton Paar

El equipo utilizado para la realización de estas medidas fue el Densímetro DMA-4500 (ver figura 4.3) de la compañía Anton Paar. Este equipo está constituido por una celda de medición hecha de vidrio borosilicato, con facilidad para operar con temperaturas de 15 hasta aproximadamente de 60°C, pantalla LC de cristal líquido y una ventanilla para la celda de medición. La técnica se basa en que un tubo encorvado como un diapasón oscilante es circulado constantemente por el líquido. Como medida para la densidad se utiliza la frecuencia del tubo oscilante cuya frecuencia propia es una función de la densidad del líquido a medir. Las oscilaciones son excitadas y exploradas por vía electromagnética y procesadas para mostrar el valor resultante de la densidad de la muestra en estudio. Es de hacer notar que las medidas de densidad e índice de refracción solo se realizan porque son requeridas por el software del equipo de tensión interfacial.



Figura 4.3. Densímetro DMA-4500

4.6.4 Refractómetro Abbemat 300

Para la realización de esta medición se utilizó el Refractómetro Abbemat 300 de la compañía Anton Paar, el mismo permite realizar la medida de una manera versátil y a temperatura ambiente. El equipo utilizado de muestra en la figura 4.4



Figura. 4.4 Refractómetro Abbemat 300.

4.6.5 Tensiómetro Interfacial de gota giratoria

El equipo utilizado para determinar la tensión interfacial de los sistemas crudo pilón/formulación es el Spinning Drop Video Tensiometer de la compañía Dataphysyc (ver figura 4.5). El principio bajo cual trabaja este equipo, es produciendo valores de TIF mediante la deformación de la gota, dentro de un capilar que se hace girar a cierta

velocidad angular, este trabajo externo aplicado provoca una deformación en la superficie de la gota, las fuerzas interfaciales entre la fase interna y externa se oponen a la deformación provocada por la fuerza rotacional, cuando ambas fuerzas se igualan la longitud de la gota permanece constante y esto se traduce como la TIF existente en el sistema.

El equipo está compuesto por los siguientes elementos (ver figura 4.5):

- ✚ Sistema de video con cámara CCD con una resolución máxima de 168 x 576 pixeles.
- ✚ Controlador de temperaturas entre -30°C hasta 130°C .
- ✚ Velocidad de rotación máxima 12000 r.p.m.

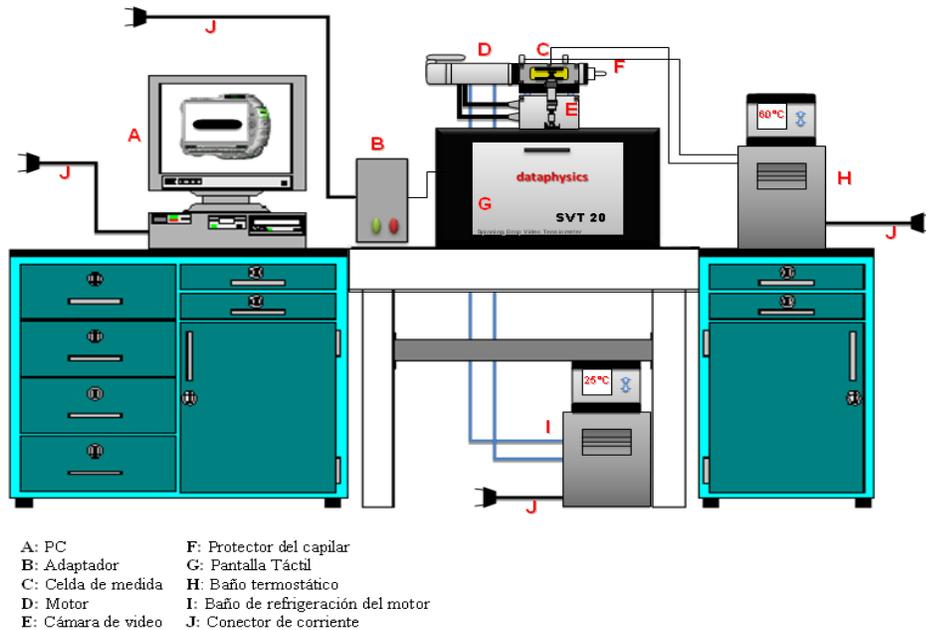


Figura 4.5. Partes del equipo de tensión interfacial (Spinning Drop SVT 20) (Fandiño, 2011)

Este equipo está capacitado para medir tensiones de hasta 10^{-6} mN/m. Cuenta con un Software que permite la presentación de los valores de medición, así como el control de velocidad de giro, la inclinación de la base giratoria con la celda de medida y posición de la cámara, en la Figura 4.6 se observa el equipo de tensión interfacial utilizado en este trabajo de investigación. El tensiómetro SVT 20N trabaja con un

capilar hecho de vidrio de borosilicato de 120 mm de largo como el que se muestra en la Figura 4.7, este capilar tiene un diámetro interno de 4.0 mm, y soporta temperaturas máximas de 90 °C. Para el cálculo de la tensión interfacial se utiliza el método Laplace Young y Vonnegut, el cual requiere la medición de la velocidad de rotación del capilar, los diámetros de una gota de tamaño adecuado en condiciones de equilibrio girostático y las densidades de los fluidos, los resultados obtenidos son plasmados en un cuadro de tabulación y a su vez un gráfico donde se especifica el tiempo de deformación de la gota y el valor de la tensión registrada. Este gráfico es útil para determinar el momento en el cual la gota alcanza el equilibrio interfacial, cuando esto sucede la TIF registrada por la ventana de resultado, en el método correspondiente se asume como el valor obtenido para ese sistema.

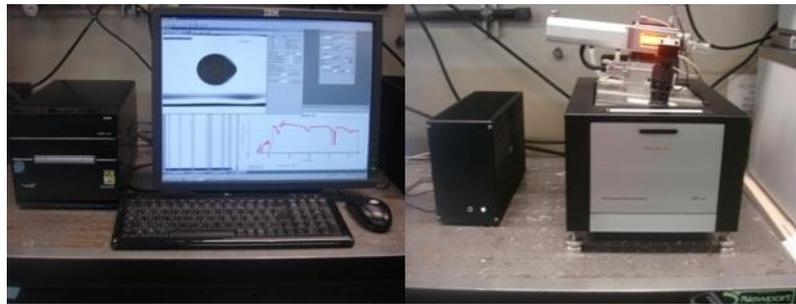


Figura4.6. Equipo de tensión interfacial “Spinning Drop Video Tensiometer”

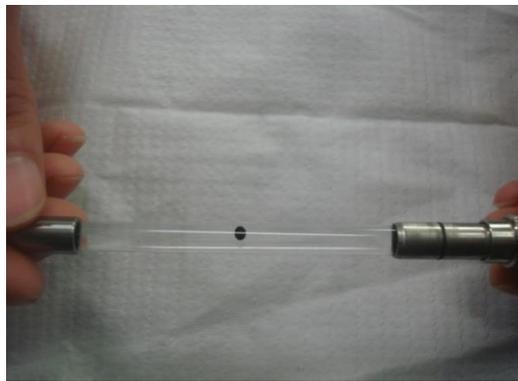


Figura 4.7 Tubo capilar

4.6.6 Reómetro MCR 302 Anton Paar.

Este equipo permite obtener medidas de viscosidades menores a 100 cP , hasta valores en el orden de 10^6 cP, esto se logra a través de los diferentes sistemas de medición que posee el equipo, para el caso de este trabajo se utilizó el sistema DG 26.7 ó “ Double Gap 26.7”, ya que el mismo permite medir viscosidades menores a 100 cP (tal como es el caso de este trabajo especial de grado), este reómetro través del software denominado “Start Rheoplus” es capaz de calcular diferentes parámetros reológicos, con diferentes mecanismos de medición tal como modo rotatorio o oscilatorio. En el caso de este trabajo especial de grado se utilizó el modo rotatorio mediante una plantilla de medición a temperatura controlada (20, 40, 60°C), variando la tasa de corte a través de una rampa lineal desde 1 a 20S^{-1} , registrando el efecto de la variación de la tasa sobre la viscosidad de las soluciones acuosas. Por otra parte a través del método de medición denominado barrido de frecuencia se logró medir los módulos elástico y viscoso, así como el LVE. En la figura a continuación se observa el MCR- 302.

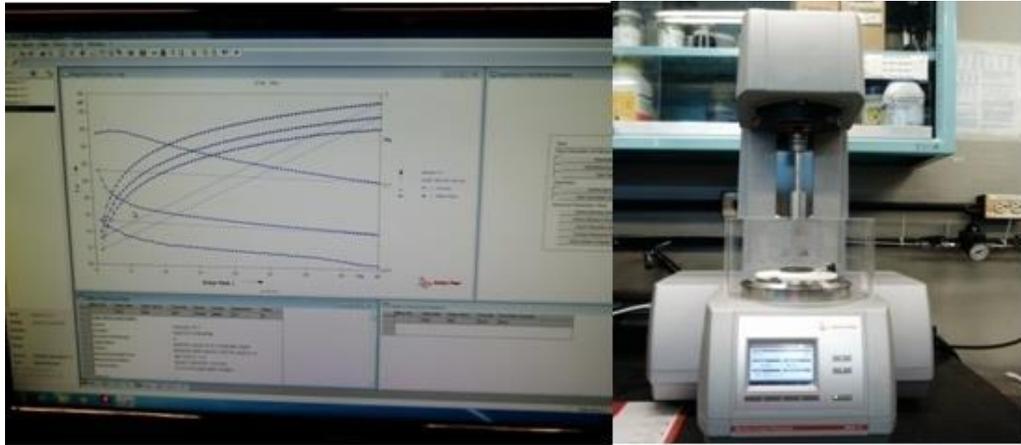


Figura 4.8. Reómetro MCR 302

4.6.7 Descripción del equipo de desplazamiento

El equipo de desplazamiento consiste de los siguientes sub sistemas:

- a) Un área de inyección, formada por la parte del proceso que se extiende desde la bomba B-02 hasta el manómetro ubicado a la entrada del núcleo (lado derecho de la figura 4.9), es decir; la parte del proceso a través de la cual se inyecta al medio poroso agua y crudo. Esta parte del proceso está formado por una bomba ISCO (B-02) y dos (2) cilindros; uno para almacenar el agua o recoger la producción durante el barrido tipo pistón y otro para almacenar el crudo, respectivamente. Cada cilindro contiene en su interior un pistón de teflón, el cual separa al fluido de empuje del fluido a inyectar al medio poroso. La bomba B-02 inyecta agua (fluido de empuje) por debajo de los cilindros y de esta forma desplaza el pistón forzando el fluido que se encuentra en la parte superior del cilindro a ingresar al medio poroso (núcleo).
- b) El área del núcleo o área central, la cual abarca el medio poroso y los instrumentos respectivos (manómetros). A la entrada y a la salida del medio poroso hay un manómetro digital, para censar el diferencial de presión durante la prueba de desplazamiento.
- c) El área de producción, la cual abarca desde la salida del manómetro ubicado a la salida del medio poroso hasta el cilindro de recolección de muestra (lado izquierdo de la figura 4.9). Esta parte del proceso está constituida por un (1) cilindro donde se almacena la producción, una balanza para cuantificar la producción y una bomba (B-01) utilizada tanto para controlar y mantener la presión de producción, la cual se fija en 1000 psi.

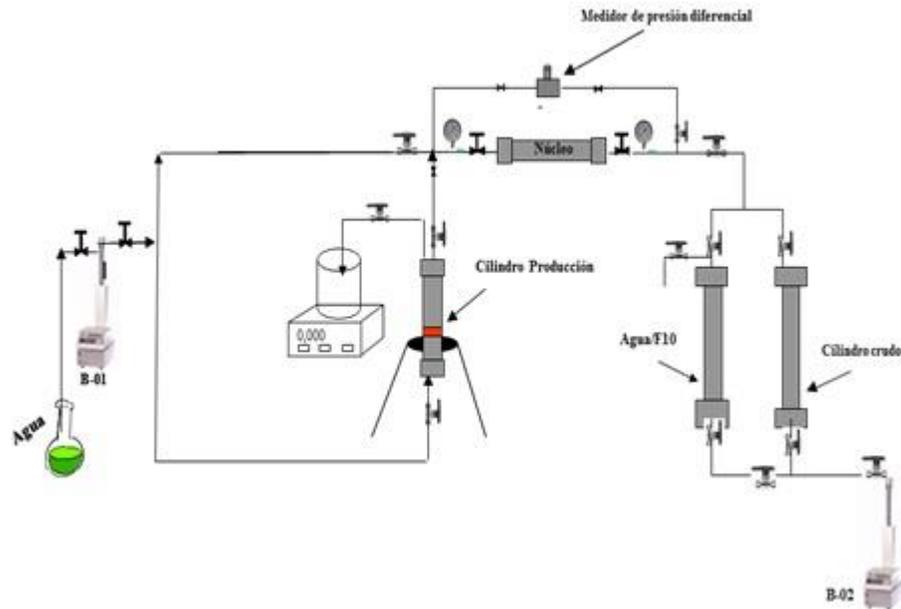


Figura 4.9. Diagrama esquemático del equipo de desplazamiento utilizado para las pruebas de incremento de producción

4.7 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.

En esta sección se describe el esquema utilizado por el experimentador para lograr el objetivo general, lo cual se realiza a través de la definición de 6 objetivos específicos. Para el alcance del objetivo final de la investigación se establecieron 5 fases, distribuidas de la siguiente manera:

- ✚ Fase I Información Teórica Práctica
- ✚ Fase II Propiedades de los fluidos y comportamiento de fase
- ✚ Fase III Propiedades de los sistemas crudo Pilón/ formulación
- ✚ Fase IV Formulación óptima en el medio poroso
- ✚ Fase V Fase Final.

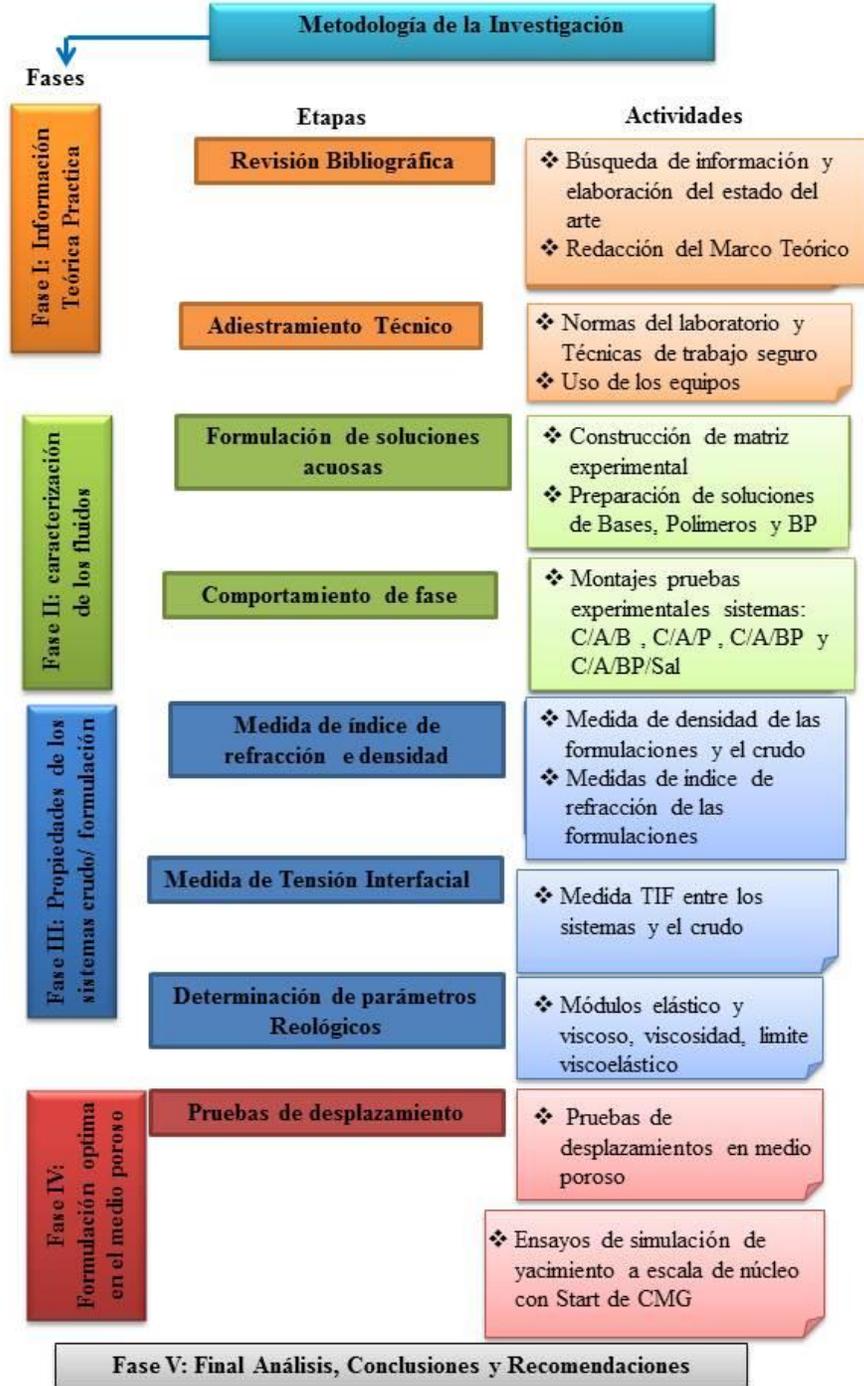


Figura. 4.10 Metodología de la Investigación.

4.8 FASE I: INFORMACIÓN TEÓRICA PRÁCTICA.

Esta fase se encuentra constituida por dos etapas orientadas a la capacitación del experimentador para la realización del trabajo escrito y su respectiva fase experimental. Las etapas antes mencionadas son:

4.8.1 Revisión Bibliográfica

En esta etapa se hace una indagación exhaustiva acerca de los conceptos, definiciones y principios que rigen la investigación a desarrollar, a través de este proceso se pueden generar los parámetros y factores más importante que tendrán efecto sobre las variables en las cuales se basa el estudio experimental. Para ello se realizó una selección de artículos y trabajos relacionados con la investigación, con esto se generó el estado del arte actual en el cual se enmarca este trabajo especial de grado. Finalmente se esquematizó la información a fin de obtener el marco referencial descrito en el capítulo 2 del presente trabajo. Para la realización de esta etapa en particular se ejecutó una actualización del estado del arte de los estudios previos a esta investigación que pueda aportar conocimiento teórico- práctico a la misma.

4.8.2 Adiestramiento Técnico.

Posterior a los estudios teóricos, se inició la inducción técnica de los conocimientos básicos que se deben tener en cuenta para generar una condición de trabajo seguro en el laboratorio. En primer lugar se señalan las normas de trabajo en el laboratorio, seguido de las normas de seguridad estandarizadas por la empresa.

Por último se realizó una pequeña inducción y señalamiento de los quipos a utilizar; para ello se facilitaron los manuales de los equipos y los principios en los cuales estos se rigen para realizar la medición respectiva. Es importante destacar que los equipos que fueron utilizados para llevar a cabo la investigación son: Densímetro (DMA-4500 Anton Paar), Reómetro (MCR- 302 Modular Compact Rheometer), el Tensiómetro Interfacial (SVT 20 Spinning Drop Video Tensiometer) y el refractómetro (Abbemat 300 Anton Paar).

4.9 FASE II: CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS Y COMPORTAMIENTO DE FASE

Para llevar a cabo esta fase se estableció dos etapas a saber (ver figura 4.10), con lo cual se pretende conocer las características físico- química, está es la fase principal de esta investigación ya que en ella, se realizó la primera selección de las soluciones que tenían características similares a la formulación óptima.

4.9.1 Formulación de soluciones acuosas

Para el caso particular de este trabajo especial de grado se formularon 4 sistemas de formulaciones las cuales son: Soluciones de Base, Polímero, Base- Polímero y con mezcla de sales. (El procedimiento para la preparación de las formulaciones se detalla en el apéndice D)

Para la preparación de las soluciones Base- Polímero se utilizó las concentraciones óptimas de bases establecidas en la investigación, las cuales corresponden a: 7000ppm de Alcanolamina, 2000ppm de Hidróxido de Sodio y 3500 ppm de Carbonato de Sodio (estas concentraciones de base fueron extraídas de análisis previos), y se realizó un barrido unidimensional de concentración de polímero (500, 1000, 2000, 3000 y 4000ppm). La matriz experimental se muestra en la tabla 4.1

Tabla 4.1. Nomenclatura de formulaciones BP utilizadas.

Concentración/ polímero	Alcanolamina (7000ppm)	NaOH (2000 ppm)	Carbonato de sodio (3500 ppm)
500ppm AMPS	Solución 1.1	Solución 2.1	Solución 3.1
1000ppm AMPS	Solución 1.2	Solución 2.2	Solución 3.2
2000ppm AMPS	Solución 1.3	Solución 2.3	Solución 3.3
3000ppm AMPS	Solución 1.4	Solución 2.4	Solución 3.4
4000ppm AMPS	Solución 1.5	Solución 2.5	Solución 3.5
500ppm HPAM	Solución 4.1	Solución 5.1	Solución 6.1
1000ppm HPAM	Solución 4.2	Solución 5.2	Solución 6.2
2000ppm HPAM	Solución 4.3	Solución 5.3	Solución 6.3
3000ppm HPAM	Solución 4.4	Solución 5.4	Solución 6.4
4000ppm HPAM	Solución 4.5	Solución 5.5	Solución 6.5

El procedimiento de preparación de las formulaciones agua destilada/base/polímero es igual al seguido para la formulación de soluciones de base combinado con el procedimiento de preparación de soluciones de polímero. En general de manera resumida las formulaciones BP se preparan según el procedimiento del apéndice D.3 Para la preparación de soluciones Base- Polímero- sales, se reemplazó un porcentaje de agua destilada por agua de formación original del campo Pilón (10, 20, 30, 40 y 50%), con lo cual se evaluó el efecto del agua de formación sobre las formulaciones.

El procedimiento para la formulación de este tipo de sistemas es idéntico al descrito en el apéndice D.3, pero esta vez se reemplazó el agua destilada por la fracción deseada de agua de formación.

4.9.2 Comportamiento de fase

Constituye la segunda etapa de la fase II de la investigación, se determina el comportamiento de fase realizado de los sistemas Crudo/Agua/Base, Crudo/Agua/Base/Polímero, Crudo/Agua/Polímero y Crudo/Agua/Base/Polímero/

Agua de Formación a una RCA 1:1 y a 60 °C. Estas pruebas se realizaron con dos objetivos fundamentales: El primero y más importante es observar si estos sistemas exhiben emulsificación espontánea y el segundo fue observar por cuál de las dos fases el surfactante exhibe mayor afinidad.

El procedimiento seguido para la realización de estas pruebas se encuentra en el apéndice E

Estas pruebas de comportamiento de fase se realizaron haciendo lo que se conoce como un barrido de concentración unidimensional de formulación, es decir se varía una sola concentración a la vez. En el caso de los sistemas estudiados en este trabajo el componente que aparece escrito de último es al que se le varía la concentración.



Figura 4.11. Ensamblaje para el llenado de crudo

Este ensamblaje consiste básicamente en un baño termostático conectado a una zanahoria de 2000 ml de capacidad con camisa concéntrica, la cual permite la recirculación de agua a 60°C, en el interior de la zanahoria es vaciado 1200 ml de crudo pilón, el mismo se calentará con el agua que re circula; esto con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo y por lo tanto lograr que fluya fácilmente. Una vez encendido el baño se espera 30 min aproximadamente para permitir que el agua alcance la temperatura y caliente a su vez el crudo, luego de esto se abre la llave de la zanahoria y se permite el paso de 15ml crudo al tubo de ensayo.

4.10 FASE III. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS CRUDO/FORMULACIÓN

Esta fase está conformada por 3 etapas (ver figura 4.10), en esta fase se determinaron las propiedades fundamentales que fueron seleccionadas para en este trabajo de investigación como aquellas que describen las soluciones acuosas que han sido formuladas en la fase 2, si bien el comportamiento de fase es el primer parámetro bajo el cual se comenzó a realizar la selección de los sistemas probablemente óptimas, las propiedades determinadas en esta fase son fundamentales dentro del criterio de selección, ya que promueven la caracterización reológica e interfacial de los sistemas estudiados. A continuación se describen las etapas realizadas

4.10.1 Medida de índice de refracción

Esta medida se le realizó a los sistemas acuosos, siguiendo el procedimiento del apéndice F.1

4.10.2 Medida de densidad

En este caso la medición fue realizada tanto a las formulaciones como al crudo, bajo el procedimiento descrito en el apéndice F.2

4.10.3 Medida de tensión interfacial

Esta medición fue realizada a los sistemas, Crudo/Agua/Base/Polímero Crudo/Agua/Base, Crudo/Agua/Polímero y Crudo/Agua/Agua de Formación/Base/Polímero a 60°C (temperatura del yacimiento), a una velocidad de rotación de 6000 RPM y haciendo uso de los valores de densidad e índice de refracción determinados en la fase anterior, se procede a medir las tensiones interfaciales de los sistemas bajo el procedimiento descrito en el apéndice F.3:

Cabe destacar que para las medidas de tensión interfacial se introduce el capilar en la celda de medición y se espera 10 minutos para que los fluidos contenidos en el interior del capilar se ajusten a la temperatura de medición, la cual ya ha sido previamente establecido en el baño termostático del equipo, de igual manera el valor

de TIF que se toma como definitivo es aquel que se registra en el equipo durante 30 minutos consecutivos.

4.10.4 Medida de Viscosidad

En esta etapa se realizó la medición de viscosidad de las soluciones acuosas y del crudo, de igual manera se midieron otras propiedades reológicas importantes para soluciones de tipo poliméricas, tales como: el modulo elástico y viscoso y el límite viscoelástico (LVE), estos parámetros son fundamentales para la evaluación de las soluciones en el medio poroso, ya que como es conocido el polímero por ser un fluido viscoelástico se degrada con la tasa de corte. Por lo tanto es indispensable conocer el límite en el cual las moléculas de polímeros comienzan a exhibir deformación permanente (LVE), la viscosidad se evaluó para seleccionar la concentración en la cual las soluciones poliméricas, a través del aumento de la viscosidad del agua comienzan a producir una relación de movilidad favorable en el medio poroso. En este caso se midieron las viscosidades aparentes para diferentes concentraciones de polímero, el cambio de la viscosidad de estas soluciones de polímero producto de la agregación de una sustancia alcalina y al ser contaminada con una mezcla de sales monovalente y divalente. El procedimiento de medición es el siguiente:

Para el caso de la medición con este equipo se debió diseñar una plantilla, esta contiene las especificaciones de los parámetros reológicos bajo los cuales se hará el estudio de la variable de interés. Esta plantilla se diseñó siguiendo el procedimiento descrito en el apéndice F.4

4.11 FASE IV: FORMULACIÓN ÓPTIMA EN EL MEDIO POROSO.

Esta fase se realizó a través de los ensayos conocidos como “Pruebas de desplazamiento a escala de núcleo”, con el objetivo de estudiar el efecto que produce la formulación óptima sobre el factor de recobro, una vez que ha sido inyectada en el medio poroso. Posteriormente se estudió a través de simulación de yacimiento a escala de núcleo el comportamiento a futuro de la formulación óptima en el medio poroso.

4.11.1 Prueba de desplazamiento

Se realizó la inyección de una solución polimérica a diferentes concentraciones, con la cual se obtiene la concentración de polímero que arrojará la mayor recuperación de crudo, de igual manera se inyectan soluciones Base- Polímero a una misma concentración de polímero pero variando la base en la formulación, con lo cual se logra comparar la eficiencia de recuperación de las diferentes bases inyectadas. Esto se realiza bajo dos esquemas de inyección. En el primer esquema de inyección, que para efecto de este trabajo especial de grado se ha denominado “método de inyección 1”, el cual consiste en inyectar 1 volumen poroso (VP) de una solución de base (Alcanolamina, NaOH, Na₂CO₃), seguido de 2 VP de una solución polimérica, a continuación se calcula el factor de recobro. En el segundo esquema de inyección, denominado “método de inyección 2” se inyecta 3 VP de la mezcla Base- Polímero, a continuación se calcula el factor de recobro.

Luego de esto se compara con cuál de los dos esquemas de inyección se obtiene el mayor factor de recobro (el cálculo de los factores de recobro se especifica en el apéndice B.2). A continuación se describe el proceso de realización de las pruebas de desplazamiento.

En primer lugar se confina arena en una celda de 4,5 cm de diámetro, 9 cm de longitud y un área transversal de 15,9 cm². Luego de ello se hace pasar a través de esta celda, nitrógeno a diferentes caudales, lo cual provocará un cambio en el diferencial de presión censado por los manómetros conectados a la entrada y salida de la celda de desplazamiento, con este diferencial de presión y los caudales para ellos, haciendo uso de la ecuación de Darcy se calcula la permeabilidad absoluta del medio (ecuación 4 del apéndice B.3). Posteriormente se le genera vacío al medio poroso y se satura con agua a un caudal constante de 0,1 ml/min (para evitar la generación de caminos preferenciales). Luego llevando el medio poroso a una presión de 1000 psi, a través de un balance de masa (pesando el medio poroso antes y después de la saturación), se calcula el volumen poroso del mismo. Con el núcleo saturado con agua de yacimiento y a presión atmosférica, se determina la permeabilidad absoluta,

inyectando diferentes caudales (valores de caudales inferiores a 0,1 ml/min) descargando a presión atmosférica y registrando los valores de diferencial de presión censado por los manómetros (presión de salida – presión de entrada). Posteriormente se procede a inyectar el crudo a un caudal constante de 0,4 ml/min y se calcula el POES de la prueba, como la cantidad de agua desplazada por el crudo (se presume que la cantidad de agua producida es igual a la cantidad de crudo que ingresó en la celda). Durante este proceso se calcula la permeabilidad efectiva al crudo (a saturación de agua irreducible) siguiendo el principio antes mencionado para el cálculo de la permeabilidad al agua, solo que esta vez el crudo se desplaza en presencia de agua. Es de hacer notar que los cálculos de permeabilidad efectiva al crudo no se realizan a presión atmosférica, al contrario se le ejerce una contra presión al fluido inyectado de 1000 psi. (Ver Apéndice B.3).

Luego que el crudo ha logrado desplazar toda el agua que le ha sido posible, se tiene el núcleo a saturación de agua irreducible (S_{wi}), se le genera una contra presión de 1000 psi y se inyecta el fluido desplazante a un caudal de 0,1ml/min (cálculo del caudal en el apéndice B.4). Posteriormente se recolectan los afluentes en balones de destilación y se procede a determinar el contenido de agua en la muestra a través de la norma ASTM D-4006 “Contenido de agua en crudo por destilación”

4.11.2 Simulación de yacimiento

Para la simulación de yacimiento se utilizó como paquete de datos el Software “Stars” de la compañía “Computer Modeling Group (CMG)”, con lo cual se pretende reproducir las condiciones físico- Químicas existen en el medio poroso y de esta manera desarrollar una metodología que permita minimizar los factores de incertidumbres al momento de implementar este proyecto de inyección en el campo, sin embargo, es importante destacar que esta simulación de yacimiento posee una serie de limitaciones, ya que la misma es desarrollada a escala de núcleo. Este estudio sirve como instrumento para su posterior análisis a escala de yacimiento.

4.11.2.1 Características del mallado

El mallado consiste en una celda de una dimensión (1D), con un área transversal igual a la celda de la prueba de desplazamiento y sus direcciones son (1, 1,11) lo cual se traduce en una sola capa en la dirección i, una sola capa en la dirección j y 11 capas en la dirección k. Esta se puede observar en la siguiente figura:

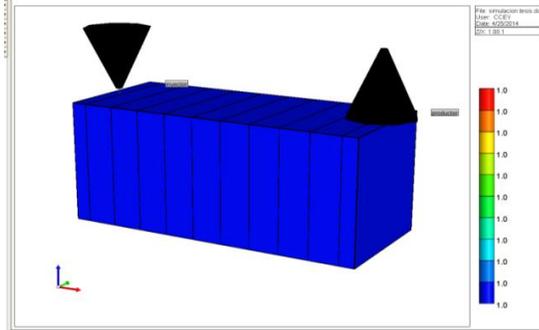


Figura 4.12 Mallado generado por el simulador.

4.11.2.2 Propiedades roca - fluido

Los valores de porosidad y permeabilidad establecidas para la simulación de yacimiento son las obtenidas por las pruebas de desplazamiento, las cuales se listan a continuación:

Tabla 4.2 propiedades del medio poroso

Propiedades	Valor
Porosidad (adimensional)	0,44
Permeabilidad (Darcy)	2,69

Los valores de porosidad y permeabilidad son los representativos de las pruebas de desplazamiento y característicos del pozo PC 42

Para el caso de estos ensayos de simulación se creó un mallado con porosidad y permeabilidad constante en todo el área de la celda

Los valores de Factor de resistencia residual (FRR) y degradación de polímero en el tiempo que se utilizaron fueron calculados en el laboratorio a través de un ensayo de

degradación de la solución polimérica y el FRR se calculó en las pruebas de desplazamiento. (Ver apéndice C.2)

4.11.2.3 Condiciones iniciales

Las condiciones iniciales establecidas en la simulación son los valores de presión y temperatura utilizados en las pruebas de desplazamiento para tal caso, se trabajó con 60°C y 1000 psi.

4.11.2.4 Propiedades de los componentes

Se establecieron 3 componentes: agua, crudo y polímero, cuyas propiedades se listan a continuación. Las propiedades se listan en la tabla 4.3

Tabla 4.3. Propiedades de los componentes

Propiedades- componente	Crudo	Agua	polímero
Presión Crítica	0 KPa	22048 KPa	22048 KPa
Temperatura Crítica	0 KPa	374,2 °C	374,2 °C
Peso Molecular	400 g/mol	18 g/mol	20x10 ⁶ g/mol

4.11.2.5 Pozos

Pozo productor: a este pozo se le especificó como restricción la presión máxima a la cual se realizó el desplazamiento 1000 psi.

Pozo Inyector: la restricción para este caso fue la tasa de inyección que se utilizó en la prueba de desplazamiento 0,4 ml/min.

4.11.2.6 Cotejo de la producción

En esta etapa se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros más importantes que se establecieron dentro de la data de simulación, sin embargo, para el caso particular de este estudio de simulación solo se cambió una vez el valor de los “End Point” de las curvas de permeabilidad relativa obtenidos por las pruebas de

desplazamiento, luego se realizó la comparación de las curvas simuladas y la obtenidas por las pruebas de desplazamiento.

4.12 FASE V: FINAL ANÁLISIS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta etapa se establecieron los análisis, conclusiones y recomendaciones de la investigación realiza, lo cual permitirá ampliar el estado de arte actual de los estudios realizados en esta área.

En términos generales esta fase es la de mayor importancia en la investigación, ya que a través de ella se sintetiza los resultados obtenidos en los ensayos experimentales, logrando así generar nuevas metodologías para la puesta en marcha de este proyecto de investigación.

Capítulo V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

En el capítulo que se presenta a continuación se muestran los resultados experimentales, que se llevaron a cabo para cumplir los objetivos que se establecieron para de la investigación. El orden en el cual se presentarán los resultados está basado en la metodología que se estableció para lograr el objetivo general en el cual está enmarcada dicha investigación. En primer lugar se presentan los resultados obtenidos en los comportamientos de fase crudo Pílon/ Formulación, con lo cual se busca explicar si dicho sistema posee emulsificación espontánea, posteriormente se realiza el estudio de tensión interfacial de los sistemas, seguido de esto se hará un estudio reológico de las soluciones poliméricas y base-polímero. Una vez realizado el análisis de los parámetros descrito anteriormente se seleccionará la formulación con potencial aplicación, para estudiar su comportamiento en el medio poroso. Finalmente se utilizará toda la data experimental para la realización de estudios de simulación de yacimiento.

5.1 EFECTO DE LAS CONCENTRACIONES DE UN POLÍMERO SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FASE PARA EL SISTEMA NAOH, Na_2CO_3 Y ALCANOLAMINA.

Se planteó un barrido unidimensional de formulación, es decir, se fija una concentración de un parámetro determinado (que para este caso es la base), mientras se varía la concentración de otro componente (polímero), las bases utilizadas para este estudio son: la alcanolamina, el hidróxido de sodio y el carbonato de sodio, agregando las siguientes concentraciones de polímero (500, 1000, 2000, 3000 y

4000ppm). Como se ha descrito anteriormente en el capítulo 4 del presente trabajo la RCA utilizada para este experimento fue de 50:50 y la temperatura 60°C

5.1.1 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Alcanolamina.

La figura 5.1, muestra los resultados obtenidos en las pruebas de comportamiento de fase de los sistemas crudo-agua-alcanolamina a 60°C.

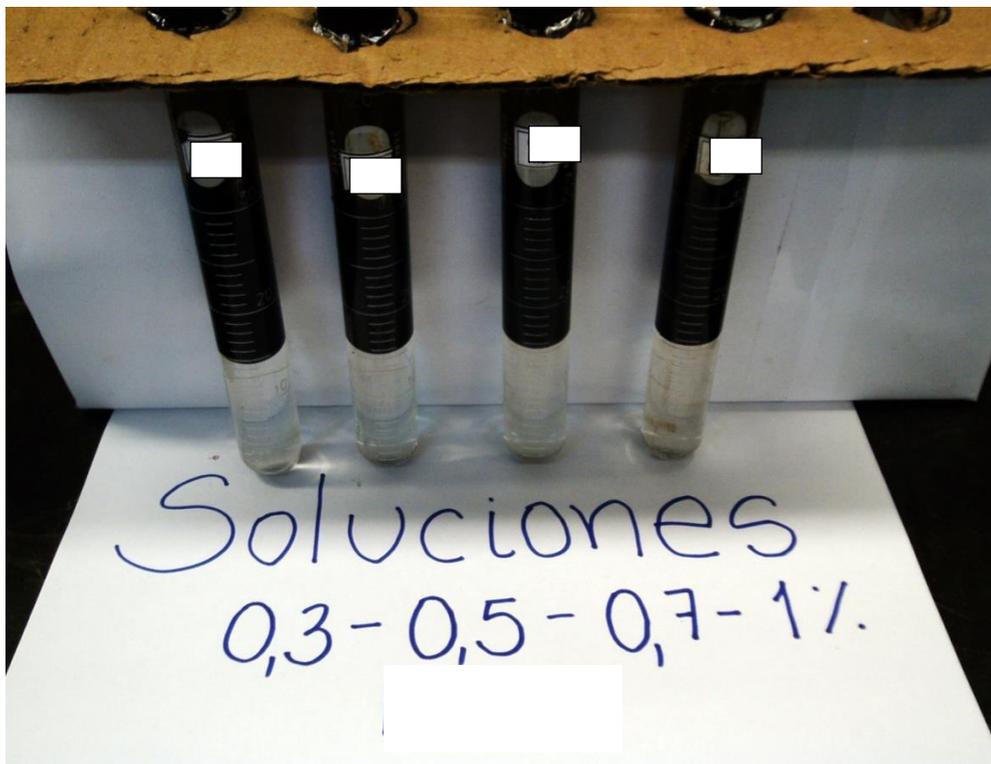


Figura 5.1. Pruebas de Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Alcanolamina

Se observa que ninguna de las formulaciones evaluadas mostraron tendencia a formar emulsiones espontáneamente; esto se debe a que la tensión interfacial entre el crudo y la solución acuosa de alcanolamina es muy alta como para producir emulsificación espontánea. Esto se ratifica en la tabla 5.1, donde se aprecia que las tensiones interfaciales de estos sistemas están en el orden de 10^{-2} mN/m. Por otra parte, debido a la baja acidez del crudo (ver tabla 5.1) la concentración de ácidos carboxílicos disponibles para ser activados es baja y además la base utilizada es débil, lo cual

explica el débil efecto sobre la tensión interfacial de estos sistemas. Esto no significa que con estos sistemas no se pueda obtener una emulsión del tipo aceite en agua, ya que a través de un proceso de emulsificación inducida, se podría obtener un sistema emulsionado del tipo crudo en agua.

Tabla 5.1. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-alcanolamina con la concentración de alcanolamina

Concentración de alcanolamina, ppm	Tensión interfacial, mN/m
3000	0,075
5000	0,078
7000	0,010
10000	0,090
Acidez del crudo Pílon: 2,06 mg KOH/mg	

5.1.2 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ NaOH.

La figura 5.2 muestra los resultados del comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ NaOH a 60 °C, con diferentes concentraciones de hidróxido de sodio (500, 800, 1000, 1500 y 2000ppm).

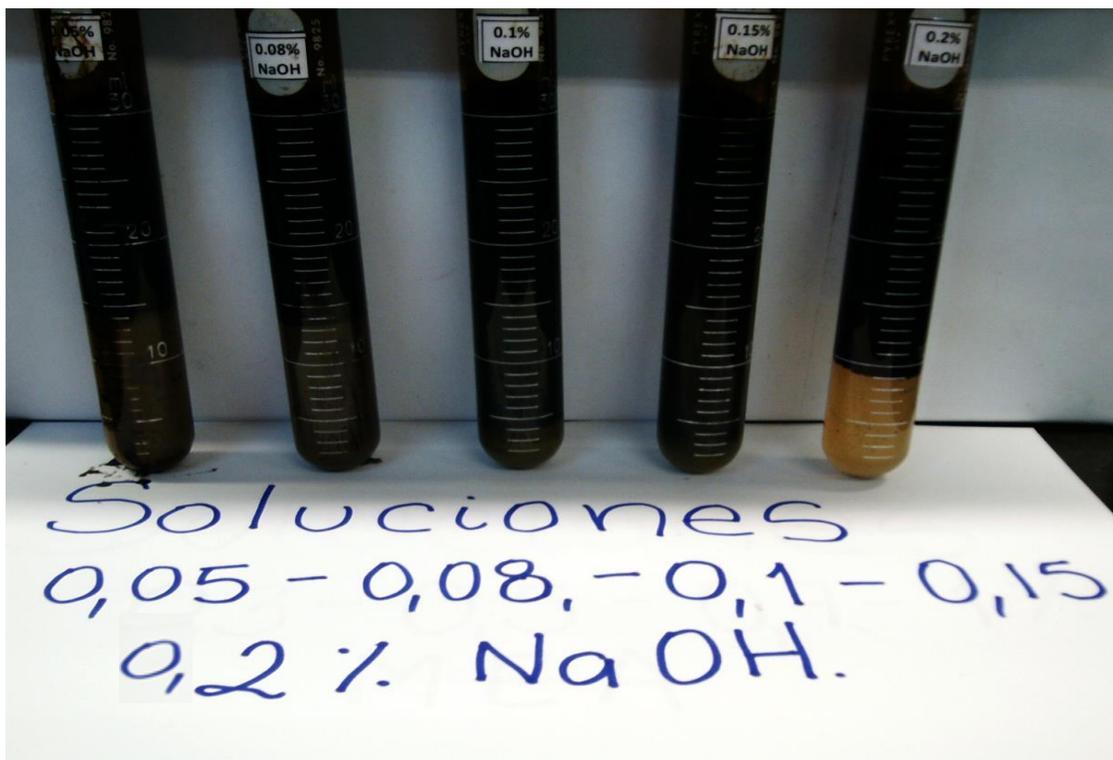


Figura 5.2. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ NaOH.

En este estudio se puede notar que todas las formulaciones muestran tendencia a la emulsificación espontánea. Por otra parte, las formulaciones de 500, 800, 1000 y 1500 lograron incorporar una gran cantidad de crudo en la fase acuosa para formar una emulsión del tipo aceite en agua (sistema tipo I del diagrama de Winsor), en cuanto a la formulación que contiene 2000 ppm de NaOH, se observó la presencia de un sistema trifásico (3f), caracterizado por poseer tensiones interfaciales ultra bajas en el orden de 10^{-4} (ver tabla 5.2), además la RCA para este sistema es 1:1. Para sistemas cuya concentración de NaOH son mayores que 2000 ppm (2500 y 3000 ppm) las tensiones interfaciales están en el orden de 10^{-4} , por lo cual se puede concluir que para este rango de concentración (2000- 3000 ppm de NaOH), se

pueden formar sistemas trifásicos espontáneamente; Sin embargo, la “formulación óptima” será aquella en la cual la cantidad de fase emulsionada sea máxima y la afinidad del surfactante por la fase aceite se iguale a su afinidad por el agua. Para el caso de los sistemas estudiados se presume que la concentración de 0,2% de NaOH (concentración a la cual se comienzan a obtener valores de tensiones ultra bajas) es la “óptima” requerida por el proceso de recuperación mejorada para aumentar el número capilar y de esta manera disminuir la saturación de crudo residual en el yacimiento.

Se puede notar que en comparación con los sistemas que contienen alcanolamina, los sistemas de NaOH exhiben valores de tensión interfacial (TIF) más bajos (ver tabla 5.2), lo cual se explica debido a que el NaOH es una base fuerte la cual tiene la capacidad de activar mayor cantidad de surfactantes naturales del crudo (surfactantes de pesos moleculares bajos y altos), por lo cual al tener mayor cantidad de surfactantes disponible en la interfase, se genera un aumento significativo en el área interfacial y por tanto la TIF disminuye.

Tabla 5.2. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-NaOH con la concentración de NaOH

Concentración de NaOH, ppm	Tensión interfacial, mN/m
500	0,0066
800	0,0065
1000	0,0059
1500	0,001
2000	0,00037
2500	0,0001
3000	0,0001

5.1.3 Comportamiento de fase Crudo Pilon /Agua/ Na_2CO_3 .

La figura 5.3 muestra los resultados del comportamiento de fase de los sistemas crudo/agua/ Na_2CO_3

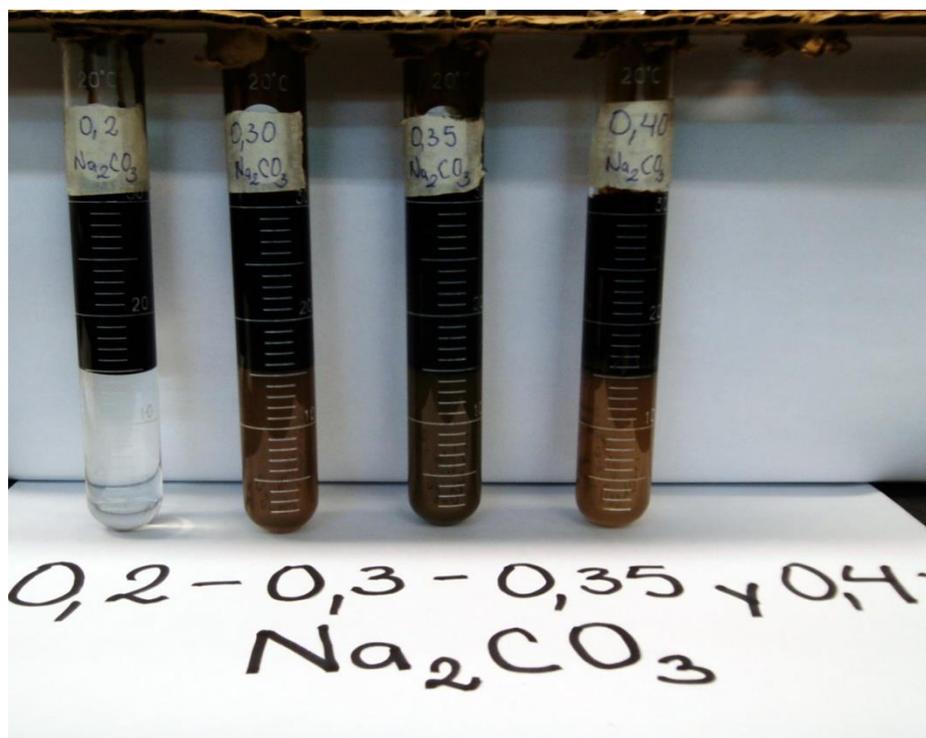


Figura 5.3. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Na_2CO_3 .

En este caso la solución que contenía 2000 ppm de carbonato de sodio no mostró tendencia a la emulsificación espontánea, esto se debe probablemente a que la cantidad de base disponible en la solución no era suficiente para activar los ácidos presentes en el crudo y promover así la generación de surfactantes naturales que contribuyan a la disminución de la tensión interfacial del sistema. Nótese que por el contrario para la concentraciones de 3000, 3500 y 4000 ppm los sistemas si exhiben emulsificación espontánea del tipo O/W, alcanzando valores de tensiones interfaciales ultrabajas (ver tabla 5.3).

Es importante resaltar, que la tensión interfacial alcanza un mínimo en la concentración de 3500ppm y 4000 ppm respectivamente, esto se debe probablemente a que, para estas concentraciones de base, los ácidos carboxílicos de mayor peso

molecular provenientes del crudo se han de adsorber en la interfase crudo/agua, provocando una disminución de la energía libre en el área interfacial del sistema.

Tabla 5.3. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- Na_2CO_3 con la concentración de Na_2CO_3

Concentración de Na_2CO_3 , ppm	Tensión interfacial, mN/m
2000	0,01
3000	0,008
3500	0,0002
4000	0,0002

5.1.4 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ AMPS.

La figura 5.4 muestra los resultados obtenidos durante las pruebas de comportamiento de fase de los sistemas crudo-agua-AMPS a diferentes concentraciones de polímero,



Figura 5.4. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ AMPS

Se observa que ninguna de las formulaciones evaluadas mostraron tendencia a emulsificación espontánea, esto se debe a la alta tensión interfacial de estos sistemas, las cuales están en el orden de 10^{-1} mN/m (ver tabla 5.4), este valor es relativamente menor al obtenido entre el crudo y el agua, el cual es aproximadamente 4,27 mN/m. Es importante señalar, que para el caso de los sistemas crudo-agua-alcanolamina, las

tensiones interfaciales de estos sistemas son menores en comparación con los sistemas crudo-agua-AMPS; esto se debe a que el tamaño de la molécula del polímero, es mucho mayor que el de la molécula de los surfactantes naturales provenientes del crudo y activados con la alcanolamina.

Tabla 5.4. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-AMPS con la concentración de AMPS

Concentración de AMPS, ppm	Tensión interfacial, mN/m
500	0,5
1000	0,5
2000	0,5
3000	0,5
4000	0,5

5.1.5 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ HPAM.

La figura 5.5 muestra los resultados del comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ HPAM, variando la concentración de HPAM (500, 1000, 2000 y 3000ppm).



Figura 5.5. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ HPAM

En la imagen se puede observar que ninguno de los sistemas mostró tendencia a la emulsificación espontánea, esto se atribuye a que las tensiones interfaciales de los sistemas no son lo suficientemente bajas como para promover emulsión. Sin embargo, las tensiones interfaciales registradas para estos sistemas (ver tabla 5.5) son menores que la existente entre el crudo y el agua (4,27mN/m), lo cual indica que el polímero posee cierta actividad en la interfase, por lo cual a través de un sistema de emulsificación inducida se podría lograr emulsionar estos sistemas. Es conocido que los polímeros son estructuras moleculares de gran tamaño, lo que podría representar una limitación para ellos al momento de provocar un cambio significativo en el área interfacial de un sistema determinado.

Tabla 5.5. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-HPAM con la concentración de HPAM

Concentración de HPAM, ppm	Tensión interfacial, mN/m
500	0,037
1000	0,025
2000	0,030
3000	0,016
4000	0,017

5.1.6 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Alcanolamina/ AMPS.

Los resultados de las prueba de comportamiento de fase de los sistemas crudo/agua/alcanolamina/AMPS se muestran en la figura 5.6



Figura 5.6. Pruebas de comportamiento de fase a 60°C de los sistemas crudo-agua-alcanolamina-AMPS

Para el caso de este sistema en particular, se puede observar que todas las formulaciones evaluadas mostraron tendencia a formar emulsiones del tipo aceite en agua espontáneamente luego de transcurrir 24 horas de contacto entre las fases sin mezclar suave y manualmente, esto se manifiesta en el cambio de la coloración de la fase acuosa (ver figura 5.6). Adicionalmente, luego de 24 horas de contacto entre las fases y mezclar suave y manualmente, se observó que las formulaciones que contienen 2000 y 4000 ppm de polímero incorporaron en forma de dispersión una pequeña fracción del crudo en la fase acuosa y luego de estar en reposo se produce un proceso de coalescencia y finalmente se rompe la dispersión. Por otra parte, todas las

formulaciones evaluadas incorporaron prácticamente la misma cantidad de crudo a la fase acuosa, esto se corresponde con las tensiones interfaciales de dichos sistemas, las cuales son prácticamente iguales (ver tabla 5.6). Es importante hacer notar, que las tensiones interfaciales de los sistemas crudo-agua- polímero son mucho mayores que la de los sistemas crudo-agua-alcanolamina-polímero, lo cual evidencia un sinergismo positivo entre los surfactantes activados provenientes del crudo y los provenientes del polímero. Esto explica porque los sistemas crudo-agua-alcanolamina-polímero mostraron tendencia a emulsionar espontáneamente (ver figura 5.6)

Tabla 5.6. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-alcanolamina-AMPS con la concentración de AMPS

Concentración de AMPS, ppm	Tensión interfacial, mN/m
0	0,05
500	0,06
1000	0,02
2000	0,02
3000	0,07
4000	0,22

5.1.7 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ NaOH/ AMPS.

Para este experimento se consideró una concentración de base constante, la cual es de 2000 ppm de NaOH y se estudió el efecto de la variación de la concentración de polímero en el medio acuoso (500, 1000, 2000, 3000 y 4000 ppm). La figura 5.7 muestra los resultados del experimento.



Figura 5.7. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ NaOH/ AMPS.

Se puede observar que todas las formulaciones con excepción de la de 4000 ppm de AMPS muestran tendencia a la emulsificación espontánea, esto se explica debido a que la TIF del sistema con mayor concentración de polímero es mucho mayor que las demás, la cual está en el orden de 10^{-1} dinas/cm (ver tabla 5.7). Por otra parte se puede observar que existe un sinergismo positivo entre los surfactantes del crudo y los provenientes del polímero, lo cual se manifiesta al comparar las tensiones interfaciales de los sistemas crudo/ agua/ NaOH y las de los sistemas crudo/ agua/ NaOH/ AMPS, que en el caso de los sistemas que contienen el polímero muestran valores mucho menores (en el orden de 10^{-4}).

Sin embargo, para la concentración de polímero mayor (4000 ppm), la sinergia se hace negativa esto se debe por una parte; a que probablemente la interfase se encuentra saturada por los surfactantes provenientes del polímero, los cuales por ser una macromolécula presentan un tamaño mucho mayor que los surfactantes provenientes del crudo y por el otro lado, el surfactante polimérico es más lipofílico que el otro; y en consecuencia satura más rápidamente la interfase, provocando que los surfactantes naturales permanezcan en la fase acuosa formando micelas o que una

pequeña cantidad de ellos se ubique en la interfase aceite-agua. Los surfactantes naturales del crudo dominan la reducción de la tensión interfacial; no obstante la presencia de los surfactantes poliméricos disminuyen la probabilidad de adsorción a la interfase de los surfactantes naturales provenientes del crudo y por esta razón el aumento de la concentración del surfactante polimérico incrementa la TIF del sistema (ver tabla 5.7).

Tabla 5.7. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-NaOH- AMPS con la concentración de AMPS

Concentración de AMPS, ppm	Tensión interfacial, mN/m
0	0,0003
500	0,012
1000	0,00037
2000	0,0004
3000	0,0001
4000	0,496

5.1.8 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Na₂CO₃/ AMPS.

La figura 5.8 muestra los resultados del comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Na₂CO₃/ AMPS, variando la concentración de polímero y manteniendo la concentración de base constante (3500ppm) a lo largo del barrido de formulación.



Figura 5.8. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Na_2CO_3 / AMPS.

Se puede observar que los sistemas 3.1 y 3.2 no mostraron tendencia a la emulsificación espontánea, lo cual se atribuye a los valores de tensión interfacial obtenido para cada sistema (ver tabla 5.8). En lo que respecta a los sistemas 3.3, 3.4 y 3.5 se observó una emulsión del tipo o/w, lo cual se corresponde con los valores de tensión interfacial obtenidos. Sin embargo nótese que el sistema 3.4 logró incorporar mayor cantidad de crudo en la fase acuosa, esto se atribuye a que probablemente existe un sinergismo positivo entre los surfactantes, lo cual ayuda a mejorar el poder emulsificante del sistema.

Tabla 5.8. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- Na_2CO_3 -AMPS con la concentración de AMPS

Concentración de AMPS, ppm	Tensión interfacial, mN/m
0	0,001
500	0,34
1000	0,34
2000	0,007
3000	0,005
4000	0,006

5.1.9 Comportamiento de fase Crudo Pílon /Agua/ Alcanolamina/ HPAM.

La figura 5.9 muestra el comportamiento de fase de los sistemas crudo/agua/alcanolamina/HPAM.



Figura 5.9. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Alcanolamina/ HPAM

El comportamiento de fase muestra que ninguno de los sistemas emulsionaron espontáneamente, lo cual conforme a los valores de tensión interfacial reportados indican la existencia de un sinergismo negativo entre los surfactantes naturales y los provenientes del crudo, ya que al comparar de la tabla 5.9 y 5.1 respectivamente se observa que en presencia de alcanolamina los valores de tensión interfacial son mayores que para los sistemas alcanolamina/ HPAM, así mismo, Gutiérrez en el año 2002 indica que la existencia de emulsificación espontánea en un sistema inmisible crudo/ agua dependerá del tipo de agente alcalinizante aplicado. En este caso el tamaño de la molécula de alcanolamina inhibe la producción de emulsificación espontánea, ya que no logra apantallar las moléculas de COOH⁻ eficientemente.

Tabla 5.9. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-Alcanolamina- HPAM con la concentración de HPAM

Concentración de HPAM, ppm	Tensión interfacial, mN/m
0	0,001
500	0,007
1000	0,005
2000	0,005
3000	0,006
4000	0,006

5.1.10 Comportamiento de fase Crudo Pilón /Agua/ NaOH/ HPAM.

La figura 5.10 muestra el resultado del comportamiento de fase de los sistemas crudo/agua/NaOH/HPAM.



Figura 5.10. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ NaOH/ HPAM.

Para el caso de este sistema en particular, la formulación 5.1 mostró tendencia a formar emulsiones del tipo aceite en agua espontáneamente luego de transcurrir 24 horas de contacto entre las fases sin mezclar suave y manualmente, esto se manifiesta en el cambio de la coloración de la fase acuosa (ver figura 5.10), mientras que las formulaciones 5.3, 5.4 y 5.5 también emulsificaron espontáneamente pero a diferencia de la formulación 5.1 éstas formaron emulsiones del tipo agua en crudo. Por otra parte, de todas las formulaciones evaluadas, la formulación 5.2 fue la que incorporó menor cantidad de crudo a la fase acuosa, esto probablemente se debe a que la tensión interfacial de dicho sistema es mayor que la de los otros estudiados en la figura 5.10 (ver tabla 5.10). Es importante resaltar que la concentración de base en estas formulaciones es constante, mientras que la concentración de polímero varía. En ausencia de base la concentración del polímero no tiene actividad interfacial/superficial, pero en presencia de este, el polímero adquiere cierta actividad

interfacial, esto se manifiesta en el comportamiento de la formulación 5.1, la cual posee mayor concentración de polímero y en consecuencia de surfactante (surfactante proveniente de la activación de los ácidos carboxílicos presentes en el crudo más el surfactante proveniente de la activación del polímero). Los diferentes tipos de emulsiones exhibidos para los sistemas correspondientes se pueden explicar con los valores de tensión interfacial, la tabla 5.10 describe que para el caso de la formulación 5.1 la tensión interfacial alcanza un mínimo luego para las formulaciones 5.3 y 5.4 los valores de tensión aumentan indicativo de que la emulsión ha pasado a hacer del tipo agua en crudo, esto se debe probablemente a que el aumento de la concentración de polímero en el medio provoque que los surfactantes provenientes de éste comiencen a ser absorbidos preferiblemente en la interfase que los surfactantes naturales, lo cual promueve que la tensión aumente debido a que los surfactantes del polímero son menos eficientes que los surfactantes naturales y por lo tanto provocan una inversión de la emulsión.

Tabla 5.10. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua-NaOH- HPAM con la concentración de HPAM

Concentración de NaOH, ppm	Tensión interfacial, mN/m
0	0,0003
500	0,0003
1000	0,01
2000	0,002
3000	0,001
4000	0,0003

5.1.11 Comportamiento de fase Crudo Pilón /Agua/ Na_2CO_3 /

HPAM. Los sistemas mostrados en la figura 5.11 es el resultado del comportamiento de fase crudo/ agua/ Na_2CO_3 / HPAM



Figura 5.11. Comportamiento de fase de los sistemas crudo/ agua/ Na_2CO_3 / HPAM.

Se observa que existe una dispersión de crudo en agua estable en el tiempo, no obstante los valores de tensiones interfaciales reportados para estos sistemas son bajos (ver tabla 5.22) esto se puede atribuir a la interacciones de los iones sodios en la interfase que separa los dos fluidos inmiscibles, la medición de las tensiones interfaciales a través del método de gota giratoria se realizó de manera dinámica con lo cual se induce la emulsión, por ello se concluye para estos sistemas que podría existir emulsiones de crudo en agua si se aplicase agitación continua

Tabla 5.11. Variación de la tensión interfacial de los sistemas crudo-agua- Na_2CO_3 -HPAM con la concentración de HPAM

Concentración de HPAM, ppm	Tensión interfacial, mN/m
0	0,001
500	0,004
1000	0,005
2000	0,006
3000	0,005
4000	0,004

5.2 EFECTO DE LA CONCENTRACION DE UN POLÍMERO EN LA TENSIÓN INTERFACIAL DEL SISTEMA EN ESTUDIO EN PRESENCIA DE LAS DIFERENTES FORMULACIONES DE LAS BASES

En este estudio se evaluó el efecto del aumento de la concentración de un polímero sobre la tensión interfacial de los sistemas crudo Pilon/ Formulación. Los polímeros utilizados son el HPAM y el AMPS y los resultados de la combinación de cada uno con las diferentes bases se muestran a continuación.

En la figura 5.12 se observas los resultados de las tensiones interfaciales de los sistemas crudo/agua/alcanolamina/AMPS

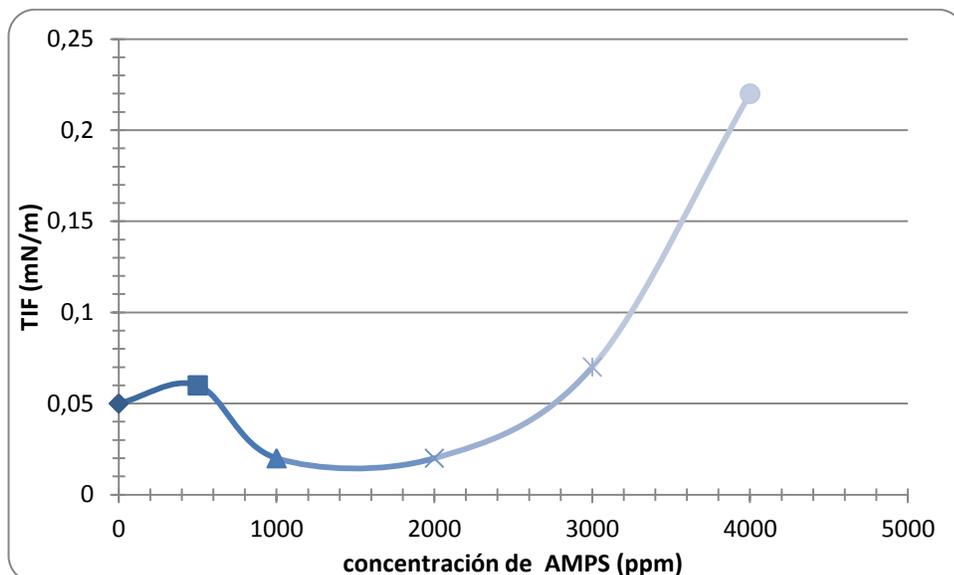


Figura 5.12. Efecto sobre la tensión interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ alcanolamina/ AMPS con el aumento de concentración de AMPS.

Como se puede observar en la figura 5.12 la tensión interfacial aumenta en relación al uso de la amina sola, pero permanece por el orden 10^{-2} .

A estos valores como observamos en la figura 5.6 del estudio de fases, no se observó una emulsificación total del crudo; solo una pequeña cantidad de crudo fue incorporada a la fase acuosa.

Aún cuando la mezcla alcanolamina - polimero, no logra obtener una mejora en la tensión interfacial, sí aporta mayor viscosidad a la mezcla, sin embargo, esta mejora en la viscosidad no afecta en gran medida el número capilar, que podría significar una mejora en la recuperación de crudo.

En la figura 5.13 se muestra los resultados de la medida de tensión interfacial de los sistemas crudo/agua/NaOH/AMPS.

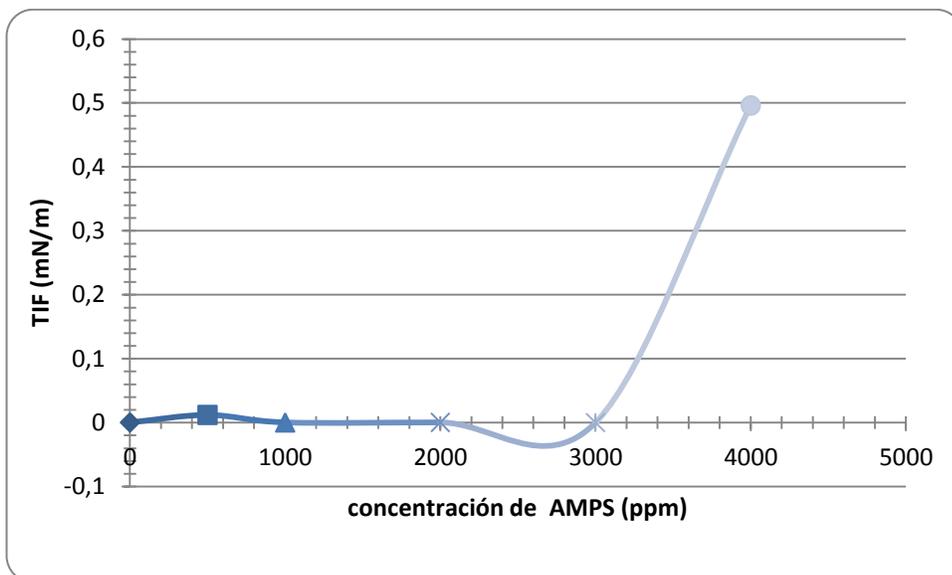


Figura 5.13. Efecto sobre la tensión interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ NaOH/ AMPS con el aumento de concentración de AMPS

En cuanto a la sinergia entre el polímero en estudio y el NaOH, podemos observar en la figura 5.13, valores ultrabajos del orden de 10^{-3} , como el obtenido con la base solamente.

Con estos valores ultrabajos de 10^{-3} se logran importantes avances en el número capilar, además, la presencia viscosificante del polímero hacen que se gane también en movilidad de la mezcla, haciendo ésta, una buena opción a la hora de usarla en recuperación mejorada de crudo

En la figura 5.14 se muestran los resultados de la medida de tensión interfacial de los sistemas crudo/agua/ Na_2CO_3 /AMPS

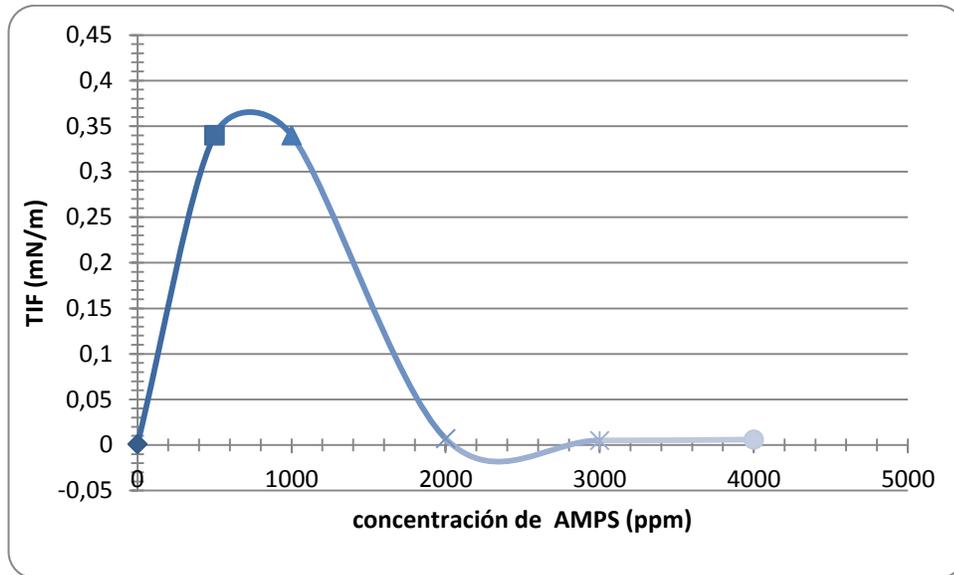


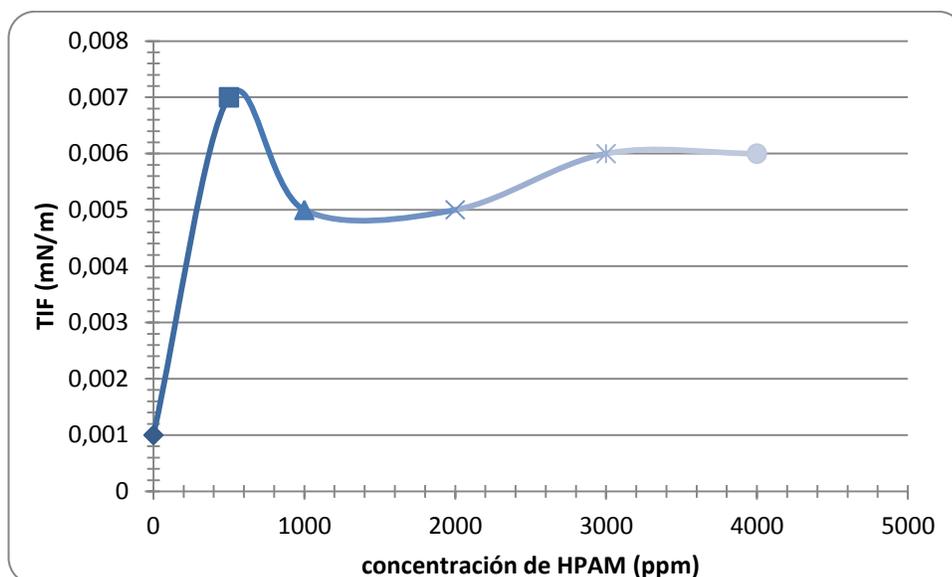
Figura 5.14. Efecto sobre la tensión interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ NaOH/ AMPS con el aumento de concentración de AMPS.

A concentraciones de 500 y 1000 ppm del polímero y 3500ppm de Na_2CO_3 es negativa la sinergia entre el polímero y el álcali, ya que la tensión interfacial es del orden del 10^{-1} , cuando solo con el álcali la tensión es del orden de 10^{-4} .

Esto se verificó en el estudio de fases, donde no se observó emulsificación a estos valores de concentración de polímero.

A valores superiores de 2000ppm si se observaron valores bajos de tensión por el orden de 10^{-3} , que son valores que pueden ser tomados en cuenta a la hora de utilizar la formulación para una prueba de recuperación mejorada.

En la figura 5.16, podemos observar el efecto del HPAM cuando se usa Alcanolamina como base para activar los surfactantes naturales.

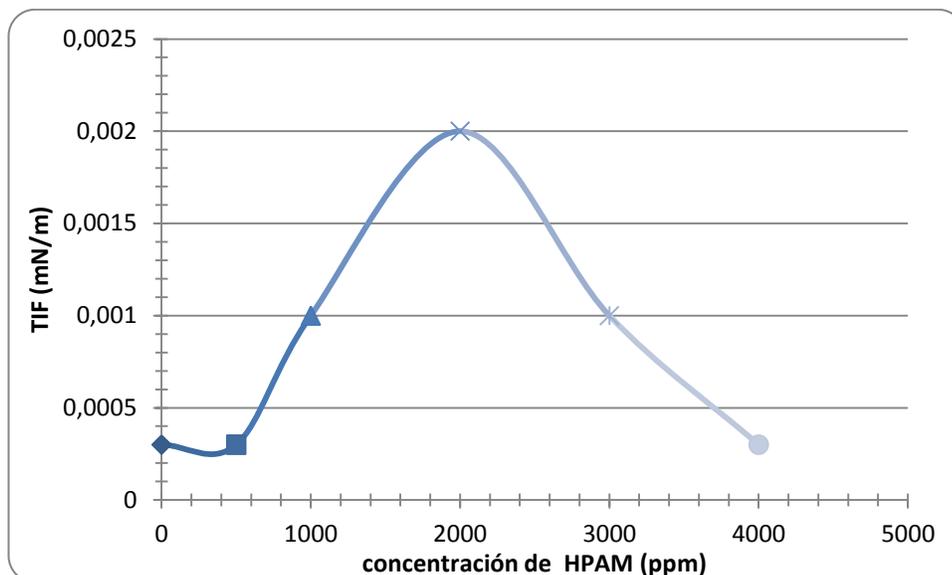


5.16 Efecto sobre la tensión interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ alcanolamina/ HPAM con el aumento de concentración de HPAM.

Los valores de tensión obtenidos con el HPAM son del orden de 10^{-3} , mucho mejores que cuando se usa Alcanolamina sola (10^{-2}). Esta mejora en disminuir la tensión podemos atribuirle a la formación del surfactante polimérico producto de la reacción entre la amina y el polímero, que es más efectivo que los surfactantes naturales que se activan in situ en la reacción entre la base orgánica y los agentes ácidos del crudo.

Esta buena sinergia entre la base y el polímero, y la viscosidad de la mezcla resultante, hace éste un buen sistema para ser usado en una futura prueba de recuperación mejorada.

En la figura 5.17, se puede ver el efecto del HPAM sobre el sistema crudo – agua – NaOH.

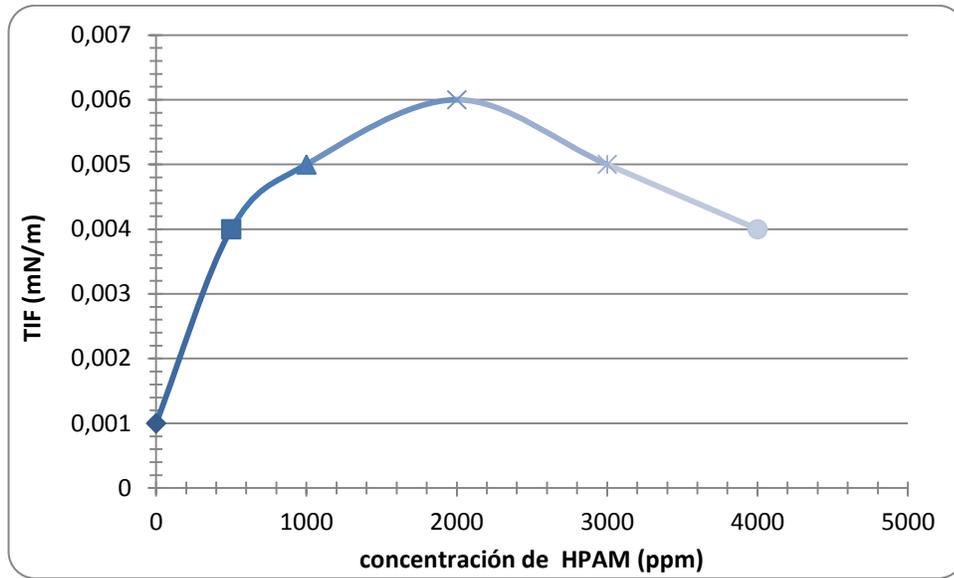


5.17 Efecto sobre la tensión interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ NaOH/ HPAM con el aumento de concentración de HPAM.

Como se puede observar el comportamiento de la mezcla es desfavorable en términos de tensión interfacial en comparación con el sistema cuando solo se usa la base inorgánica, así, los valores obtenidos del orden de 10^{-3} a concentraciones del polímero superiores a 2000ppm son superiores a los valores de 10^{-4} obtenidos con el álcali puro.

Sin embargo, como se observo en la figura 5.10, a estos valores de 10^{-3} a concentraciones del polímero superior a 2000ppm se obtuvieron emulsiones del tipo O/W y estos valores pueden ser considerables a ser usados en una prueba.

En la figura 5.18, se puede observar el efecto de la sinergia base – polimero sobre la tensión interfacial del sistema



5.18 Efecto sobre la tensión interfacial de un sistema de Crudo/ agua/ Na_2CO_3 / HPAM con el aumento de concentración de HPAM.

Los valores obtenidos fueron del orden de 10^{-3} superiores a los valores de 10^{-4} con el álcali solo, pero con la mejora en la viscosidad ya que al usar el polímero se gana en esa propiedad, muy importante a la hora de usarla, pensando en términos del factor de movilidad.

5.3 EL EFECTO DE LAS CONCENTRACIONES DE UN POLÍMERO SOBRE LA VISCOSIDAD DEL SISTEMA EN ESTUDIO

Para este estudio se realizaron medidas de viscosidad a diferentes concentraciones de polímero, utilizando en este caso polímeros del tipo Acrilamida Propano Sulfonato y Poliacrilamida parcialmente Hidrolizada, luego se busca cuál es el efecto en la viscosidad al agregar una concentración determinada de base en la solución polimérica.

5.3.1 Efecto de la concentración de HPAM en la viscosidad de la solución

La presente gráfica describe el efecto sobre la viscosidad al incrementar la concentración del polímero del tipo Acrilamida parcialmente Hidrolizada (HPAM) en el medio acuoso. Nótese, (tabla 5.12) como el incremento de la concentración de

polímero provoca un aumento en la viscosidad de la solución acuosa, esto se explica, ya que al aumentar el número de moléculas en el medio, estas comienzan a entrecruzarse entre sí, creando una estructura en forma de red.

Tabla 5.12. Efecto de la concentración de HPAM en la viscosidad de la solución

Concentración (ppm)	Viscosidad (cP)@ 10S-1
500	38,3
1000	84
2000	222
3000	377
4000	598

La figura 5.19 muestra el comportamiento de la viscosidad con el aumento de la concentración de polímero

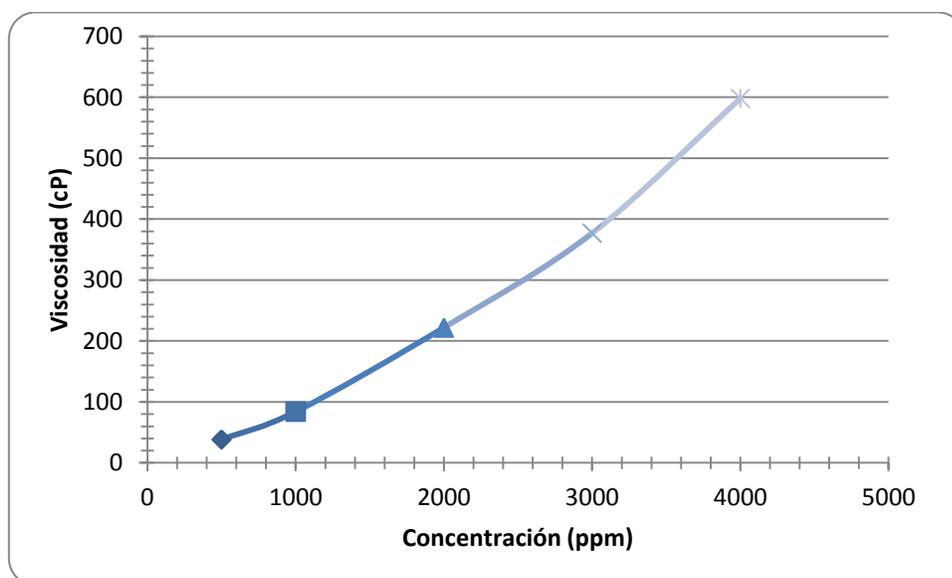


Fig.5.19. Efecto de la concentración de HPAM sobre la viscosidad de la solución.

El aumento de la viscosidad se debe a la repulsión (aniónica) entre monómeros cercanos de igual carga de una misma molécula de polímero (figura 5.20). La repulsión causa que la molécula en solución se alargue y acople a otra con una cadena de tamaño similar. (Lake, 1989).

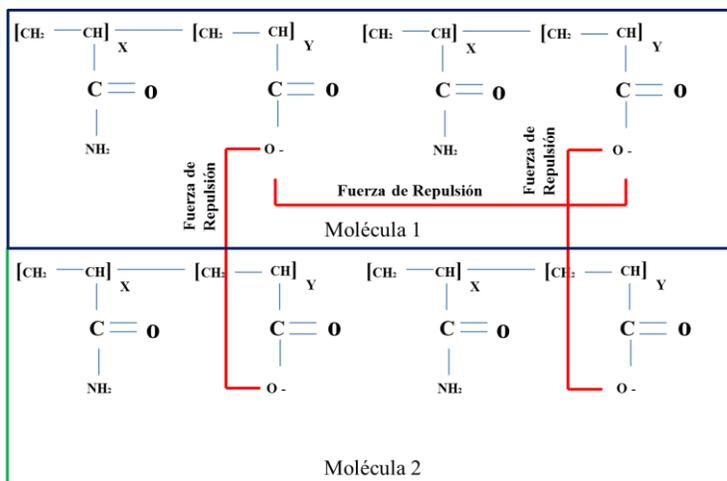


Fig.5.20 Fuerzas repulsivas entre los monómeros de la misma molécula y de moléculas vecinas

En la figura 5.20 se puede notar que la molécula de polímero se arregla de manera alargada debido a las fuerzas repulsivas entre monómeros de la misma molécula y entre monómeros de moléculas vecinas creando una estructura tipo red.

Es de hacer notar que la capacidad aniónica (30% en este caso) que posee el polímero ayuda a que la molécula sea soluble en agua, diversos autores han estudiado sobre ello, este grado de hidrólisis es el responsable del poder viscosificante del polímero en solución, ya que mientras mayor sea la solubilidad de las moléculas provocarán un aumento en la viscosidad.

5.3.2 EFECTO DE LA CONCENTRACION DE AMPS EN LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN

La figura 5.21 describe el efecto sobre la viscosidad al incrementar la concentración del polímero del tipo Acrilamida Propano Sulfonato (AMPS) en el medio acuoso. Nótese, como el incremento de la concentración de polímero provoca un aumento en la viscosidad de la solución acuosa, lo cual se puede explicar análogamente a lo sucedido cuando el polímero en solución era el HPAM. La figura 5.21 muestra los resultados del aumento de la concentración de AMPS en la viscosidad de la solución.

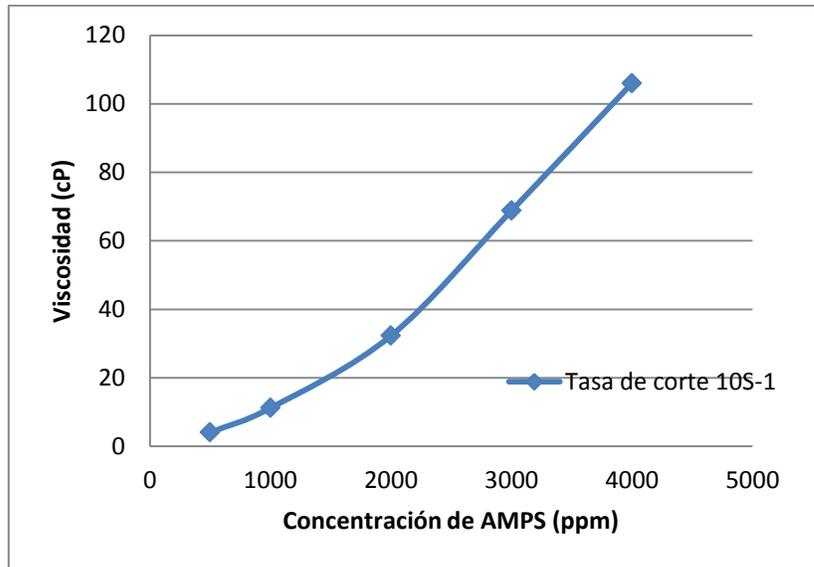


Fig. 5.21. Efecto de la concentración de AMPS sobre la viscosidad de la solución.

Se puede observar que, la viscosidad obtenida para este polímero es mucho menor (a igual concentración) en relación con los valores reportados para el HPAM (ver tabla 5.13), esto se debe fundamentalmente a la diferencia de pesos moleculares entre ambos polímeros siendo 8×10^6 para el AMPS y 20×10^6 para el HPAM. La cantidad de monómeros añadidos al HPAM en el proceso de polimerización es mucho mayor que los agregados en el AMPS. Lo cual indica que con la utilización de HPAM se podría obtener mayor poder viscosificante con menor cantidad, que si se utiliza AMPS; por lo cual la utilización de HPAM requiere menor cantidad de soluto para alcanzar una viscosidad determinada.

Tabla 5.13. Efecto de la concentración de AMPS en la viscosidad de la solución a 60°C

Concentración (ppm)	Viscosidad (cP) Tasa de corte $10S^{-1}$
500	4,06
1000	11,2
2000	32,3
3000	68,8
4000	106

5.3.3 Efecto de la adición de base en la viscosidad de una solución polimérica

En esta parte se realizó el estudio del efecto de la concentración de un polímero en la viscosidad de la solución acuosa, pero, esta vez en presencia de una concentración determinada de una base, las cuales son una alcanolamina de bajo peso molecular, hidróxido de sodio y carbonato de sodio. Los resultados obtenidos son presentados a continuación.

5.3.3.1 Acrilamida propano sulfonato

Como se comentó anteriormente, se evaluó el efecto de la adición de una base en la viscosidad de una solución polimérica, en este caso el polímero que se utilizó fue la acrilamida propano sulfonato (AMPS), y se evaluó la viscosidad de soluciones con diferentes concentraciones de polímero y una concentración de base definida. Es importante mencionar que la concentración de base utilizada es la definida como óptima según las observaciones de las pruebas de comportamiento de fase y los valores obtenidos en las tensiones interfaciales de los sistemas crudo/ agua/ base.

La figura 5.22 muestra los resultados de la viscosidad de una solución polimérica en presencia de diferentes bases (las concentraciones utilizadas para cada base son diferentes).

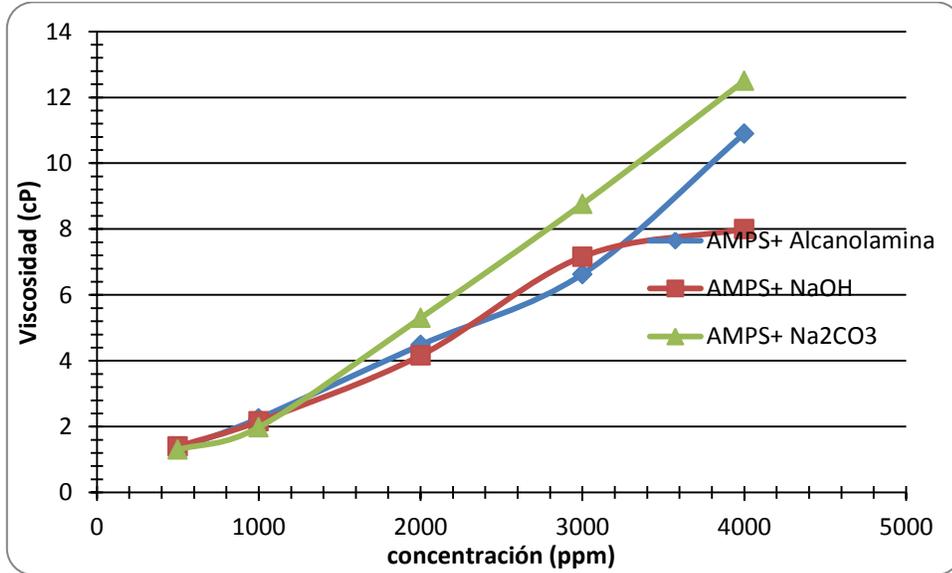


Fig. 5.22. Efecto de la adición de base en la viscosidad de la solución polimérica

Se puede observar en términos generales que la incidencia de las bases en la solución provoca un aumento en la viscosidad de la misma, sin embargo, si se compara estos valores de viscosidad obtenidas con los reportados en la tabla 5.13, se observa que existe una disminución pronunciada de las viscosidad de la solución; si se analiza la incidencia de cada base por separado se puede observar que el carbonato de sodio provoca una menor disminución de la viscosidad de la solución (desde un 67 a un 88%), seguido de la Alcanolamina (desde un 67 a un 89%) y por último la base que mayor incidencia tiene en la viscosidad de la solución es el hidróxido de sodio (desde un 65 a un 92%) ; a pesar de que la concentración de este en la solución es menor, este efecto se debe a que el hidróxido de sodio por ser un electrolito fuerte, tiene mayor incidencia en la hidrólisis del polímero en el medio acuoso, lo cual genera que la viscosidad del mismo disminuya, lo que no sucede con la Alcanolamina y el carbonato de sodio (ver tabla 5.14) ya que éstos son electrolitos débiles que tienen menor incidencia sobre la hidrólisis del polímero. La disminución de la viscosidad de la solución se le atribuye al efecto de la sal que se forma al colocar la base en la

solución; los cationes provenientes de la disociación de la base en el medio acuoso recubren las moléculas de polímero, creando una capa de cationes alrededor del mismo, lo cual incide en la solubilización del polímero en el medio. Por lo tanto, al disminuir la solubilización del polímero, la viscosidad de la solución disminuye de igual manera. El efecto de una cierta concentración de una base (cualquiera que sea) en el medio acuoso puede ser interpretado como una disminución de las fuerzas aniónica de repulsión entre los monómeros de una molécula de polímero.

Tabla 5.14 Efecto de la concentración de base sobre la viscosidad de una solución de AMPS

Concentración de AMPS (ppm)	Viscosidad de AMPS (cP)		
	7000 ppm de Alcanolamina	2000 ppm de NaOH	3500 ppm de Na ₂ CO ₃
500	1,32	1,4	1,3
1000	2,25	2,16	1,98
2000	4,48	4,16	5,3
3000	6,63	7,16	8,76
4000	10,9	8	12,5

5.3.3.2 Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Análogamente para el polímero del tipo poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), se estudia el efecto sobre la viscosidad de la solución cuando se añade una concentración de base determinada. Se nota que existe de igual manera una disminución pronunciada de la viscosidad (ver tabla 5.15) al compararlo con los valores reportados en la tabla 5.12, que al analizar el efecto de cada base por separado se observa que el carbonato de sodio es la base que provoca menos efecto en la viscosidad, seguido de la alcanolamina y por último el hidróxido de sodio, el cual es la base que afecta en mayor proporción la viscosidad de la solución. La figura 5.23 muestra los resultados de las medidas de viscosidad de la solución de HPAM en presencia de las diferentes bases.

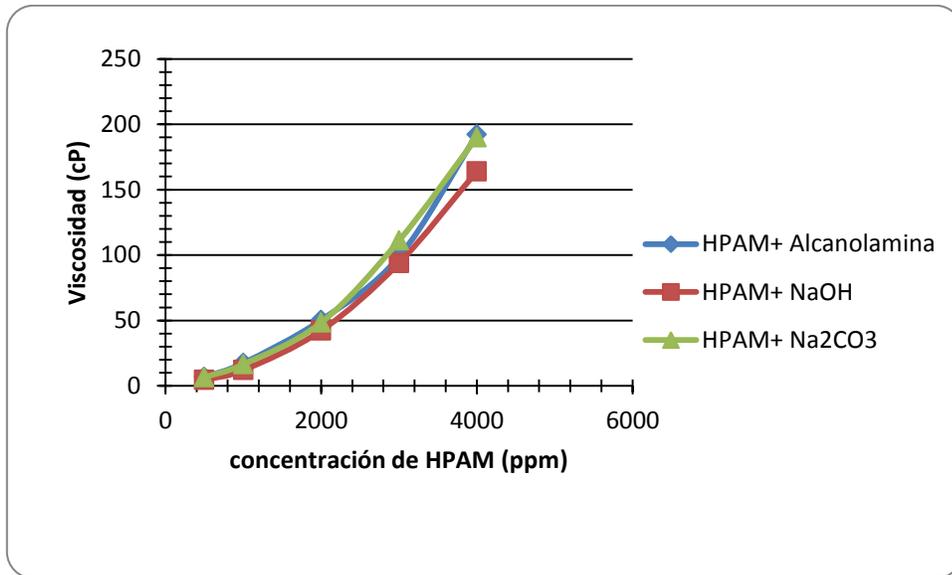


Figura 5.23 Viscosidad en función de la concentración de HPAM

En este caso sucede el mismo efecto que cuando se usaba el AMPS, solo que para este caso la variación de la viscosidad por efecto de la bases es menor debido al peso molecular del polímero.

Tabla 5.15. Efecto de la concentración de base en la viscosidad de una solución de HPAM

Concentración de HPAM (ppm)	Viscosidad de HPAM (cP)		
	7000 ppm de Alcanolamina	2000 ppm de NaOH	3500 ppm de Na ₂ CO ₂
500	6,62	4,52	6,57
1000	17,4	12	16,4
2000	50,3	42,2	48,3
3000	98,7	93,9	111
4000	192	164	190

5.4 EFECTO DE UNA MEZCLA DE SALES MONOVALENTES Y DIVALENTES SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FASE, DEL SISTEMA CRUDO EXTRAPESADO PILÓN Y LAS DIFERENTES BASES.

Para la realización de este objetivo se utilizó como medio para promover la incidencia de las sales monovalentes y divalentes el agua de formación original del campo Pilón, de esta manera se podría obtener cuál es el efecto de estas sales sobre la formulación, que se plantea como “óptima” y de igual manera se podría conocer si las condiciones químicas bajo las cuales debe encontrarse la formulación una vez ingresada al yacimiento son favorables, y de no ser, cuál sería este efecto en términos de tensión interfacial, viscosidad y comportamiento de fase del sistema “óptimo”.

5.4.1 Comportamiento de fase de los sistemas en presencia de una mezcla de sales.

Según el procedimiento descrito en el capítulo 4 del presente trabajo, se preparó soluciones con porcentajes de agua de formación previamente establecidos (10, 20, 30, 40 y 50%). Para todos los sistemas se utilizó una concentración de 1000 ppm de HPAM con las concentraciones óptimas de cada base respectivamente a una relación de crudo agua 1:1 y a 60°C. Los resultados del comportamiento de fase son presentados a continuación:

5.4.1.1 Comportamiento de fase de las soluciones Crudo Pílon/ Agua/ Alcanolamina/ HPAM/ Agua de formación.

La figura 5.24 muestra los resultados del comportamiento de fase del sistema crudo Pílon/agua/alcanolamina/HPAM.

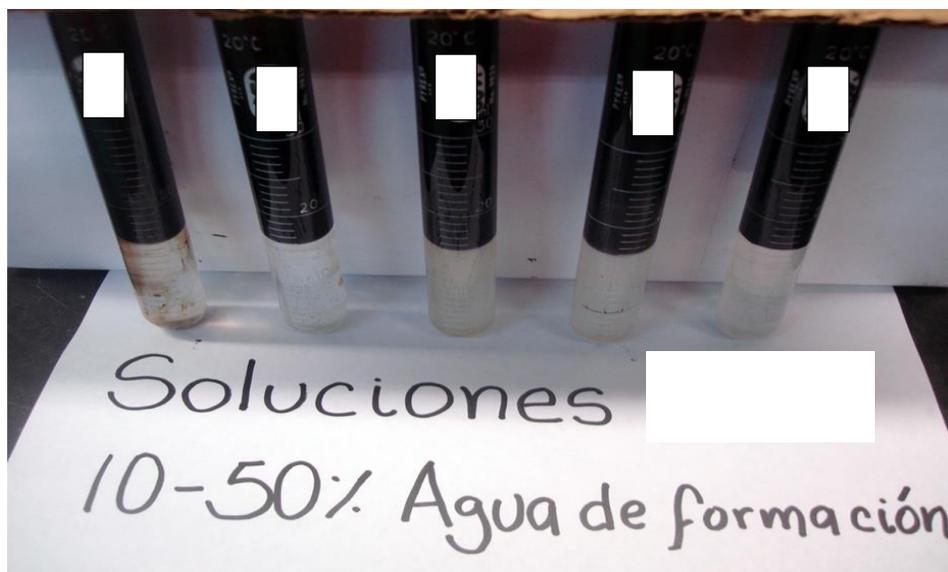


Figura. 5.24. Comportamiento de fase de los sistemas Crudo Pílon/ Agua/ Alcanolamina/ Agua de formación.

Se observa que ninguno de los sistemas, después de transcurrir las 24 horas mostraron tendencia a la emulsificación espontánea, lo cual se explica al observar los valores de tensión interfacial que oscilan en el orden de 10^{-2} (ver tabla 5.16), los valores teóricos reportados para que una solución exhiba emulsificación espontánea deben estar a la suma por el orden de 10^{-3} (Salager, 1993).

En general este efecto puede ser explicado a través del fenómeno conocido como “Salting Out”; las sales presentes en la solución acuosa (provenientes del agua de formación) provocan una desolvatación de los surfactantes en el medio, obligándolos a migrar hacia la interfase crudo- agua reduciendo la tensión interfacial; sin embargo, cuando las concentraciones de sales son muy altas ocurre un efecto contrario al mencionado anteriormente, los surfactantes que se han desplazado hacia la interfase comienzan a migrar hacia la zona oleica y como resultado existe un incremento en la

tensión interfacial entre la fases (ver tabla 5.16). Para este caso en particular se observa este efecto, las altas concentraciones de iones monovalentes y divalentes (Na^+ , Mg^{++} , Ca^{++}) presentes en la solución acuosa promueven el desplazamiento de los surfactantes hacia la zona oleica, lo cual podría resultar en una emulsión del tipo agua en crudo, para ciertas concentraciones de sal.

Tabla 5.16. Tensiones interfaciales de los sistemas Crudo/ Agua/ Alcanolamina/ HPAM/ Mezcla de Sales.

Formulación Sal+ 0,7% Alcanolamina+ 1000ppm HPAM	TIF (mN/m)
Concentración de Sal (%)	
10	0,4
20	0,1
30	0,6
40	0,7
50	0,5

5.4.1.2 Comportamiento de fase de las soluciones Crudo Pílon/ Agua/ NaOH/ HPAM/ Agua de formación.

La figura 5.25 muestra los resultados del comportamientos de fase de los sistemas Crudo Pílon/ Agua/ NaOH/ Agua de formación.

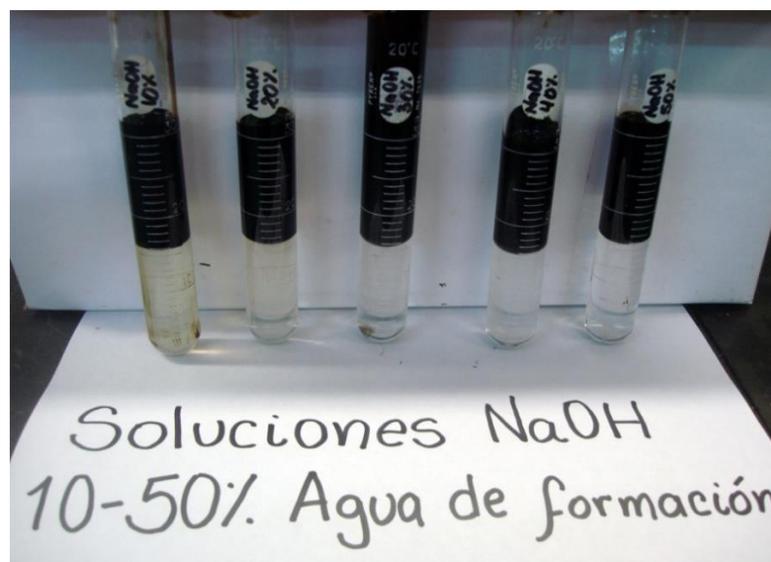


Figura 5.25. Comportamiento de fase de los sistemas Crudo/ Agua/ NaOH/ HPAM/ Mezcla de sales.

En los cuales se puede observar que no muestran tendencia a la emulsificación, esto se puede explicar análogamente a lo sucedido con los sistemas de alcanolamina, los iones presentes en la fase acuosa inhiben la producción de una emulsión efectiva en estos sistemas, en otras palabras la presencia de electrolitos de Na^+ provocan un efecto negativo en el área interfacial crudo/ agua (ver tabla 5.17).

Tabla 5.17. Tensiones interfaciales de los sistemas Crudo/ Agua/ NaOH/ HPAM/ Mezcla de Sales.

Formulación Sal+ 2000ppm NaOH+ 1000ppm HPAM	TIF (mN/m)
Concentración de Sal (%)	
10	0,07
20	0,06
30	0,3
40	0,1
50	0,2

5.4.1.3 Comportamiento de fase de las soluciones Crudo Pílon/ Agua/ Na₂CO₃/ HPAM/ Agua de formación.

En la figura 5.26 se observa el resultado del comportamiento de fase de los sistemas Crudo/ Agua/ Na₂CO₃/ HPAM/ Mezcla de sales.



Figura 5.26. Comportamiento de fase de los sistemas Crudo/ Agua/ Na₂CO₃/ HPAM/ Mezcla de sales.

Se puede notar que solo el sistema que contiene 50% de agua de formación presenta emulsificación espontánea, esto se puede atribuir a los valores de tensión interfacial obtenido para este sistema en particular (ver tabla 5.18). En este estudio se obtuvieron comportamientos variables, en las soluciones de 10, 20, 30 y 40 % de agua de formación, el polímero era capaz de mojar las paredes del tubo, mientras que para la mayor concentración de agua de formación (50%), se generó una emulsión del tipo w/o, debido a que las sales de calcio al combinarse con los ácidos del crudo forman un surfactante de carácter lipofílico, lo cual promueve que exista este tipo de emulsión.

Tabla 5.18. Tensiones interfaciales de los sistemas Crudo/ Agua/ Na₂CO₃/ HPAM/ Mezcla de Sales.

Formulación Sal+ 0,35%Na ₂ CO ₃ + 1000ppm HPAM	TIF (mN/m)
Concentración de Sal (%)	
10	0,05
20	0,05
30	0,05
40	0,05
50	0,001

5.5 EFECTO DE UNA MEZCLA DE SALES MONOVALENTES Y DIVALENTES SOBRE LA TENSIÓN INTERFACIAL DEL SISTEMA CRUDO EXTRAPESADO PILÓN/ FORMULACIÓN.

La figura 5.27 describe el efecto de la adición de una cierta concentración de sal en las formulaciones, nótese que la misma genera un efecto negativo en el área interfacial entre el crudo y los sistemas evaluados, lo cual se expresa como un aumento en la tensión interfacial, esto se debe fundamentalmente a que para la cantidad de sal utilizada se había superado el límite de la concentración óptima de sal aceptado por este sistema para promover una disminución del área interfacial del mismo (obtener valores ultrabajos de tensión interfacial), por lo cual se superó de igual manera el límite de solubilización de los iones de carboxilatos de sodio y por lo tanto estos comienzan a precipitar.

Por otra parte, se puede observar que para las diferentes bases la variación de la tensión interfacial es distinta. En el año 2002 Rivas, Gutiérrez, Silva y Chirino explicaron este efecto de la siguiente manera: Las interacciones moleculares en la interfase son en realidad las responsables por los cambios observados en el área interfacial. En efecto, hay una fuerte repulsión entre los iones carboxilatos adsorbidos, puesto que todos ellos poseen una carga negativa.

La magnitud de esta repulsión depende del tipo de contra cargas presentes en la fase acuosa y de la forma en la cual ellas están distribuidas. Así, si la fase acuosa contiene Alcanolamina en presencia de NaCl, habrán iones Na^+ y de $(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{NH}_2^+$ cerca de la monocapa adsorbida de iones carboxilatos. Las cargas interfaciales son más eficientemente apantalladas por los iones Na^+ que por los iones $(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{NH}_2^+$. En efecto, debido a su menor tamaño los iones Na^+ penetran más fácilmente hacia la interfase y por ocupar un menor espacio que los voluminosos iones $(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{NH}_2^+$, son capaces de apantallar la carga de un mayor número de iones carboxilatos, por unidad de área interfacial, con lo cual se forma una monocapa adsorbida más compacta, generando valores de área interfacial menores.

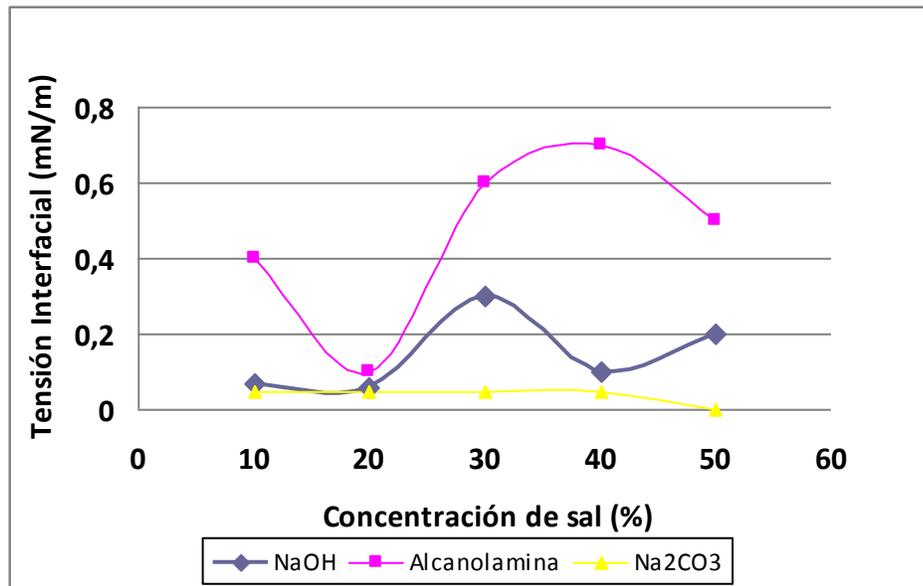


Figura 5.27. Efecto de la concentración de una mezcla de sales en la tensión interfacial de los sistemas Crudo Pilón/ Formulación.

5.6 EFECTO DE UNA MEZCLA DE SALES MONOVALENTES Y DIVALENTES SOBRE LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

En este estudio se muestra el efecto de la presencia de agua de formación en la solución polimérica con 1000 ppm de HPAM, nótese en la tabla 5.19 que la misma sufre una caída abrupta de la viscosidad esto se debe fundamentalmente a que los

cationes presentes en el agua de formación disminuyen la repulsión entre los monómeros aniónicos de la poliacrilamida, provocando que la molécula se doble en sí misma, lo cual origina que el volumen hidrodinámico de la solución disminuya y por ende su viscosidad, recordemos que las fuerzas repulsivas aniónicas son las responsables de la viscosidad que el polímero proporciona a la fase acuosa al alargarse la molécula en el medio, si el ambiente físico- químico es cambiado, como en este caso donde el agua se hace más polar, se reduce el alargamiento de polímero producto de la disminución de la repulsión creada por el contraión. En la figura 5.28 se puede observar que la viscosidad experimenta una caída abrupta para las diferentes concentraciones de agua de formación, al ser apantalladas los iones de la molécula de polímero por las diferentes especies contenidas en el agua de formación (Na^+ , Mg^{++} , Ca^{++})

Tabla 5.19. Viscosidad de la solución polimérica a diferentes concentraciones de agua de formación.

Concentración de agua de formación (%)	Viscosidad @10S-1 (cP)
0	107
10	5,31
20	4,33
30	3,44
40	2,88
50	2,8

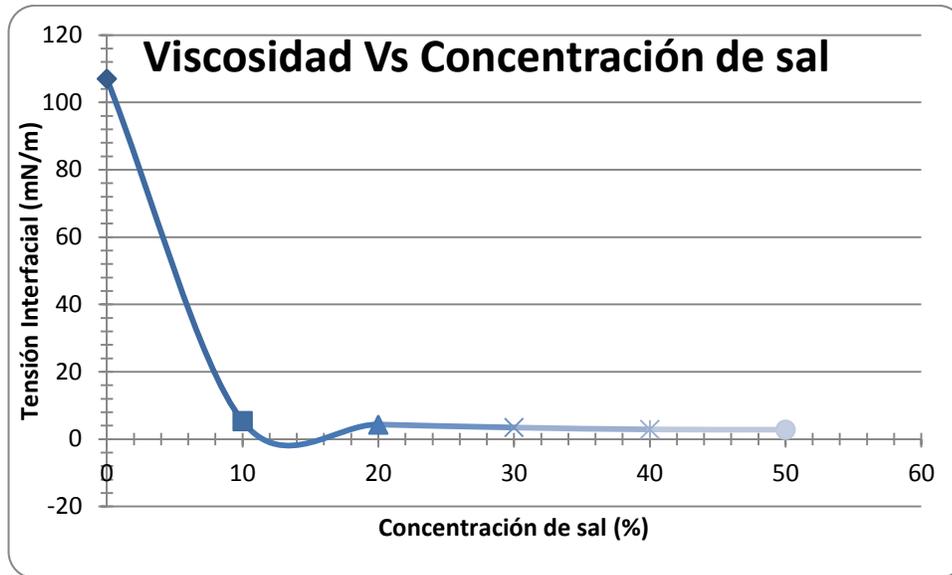


Figura 5.28 Efecto de la concentración de sal en la viscosidad de una solución polimérica

5.7 SELECCIÓN DE LA FORMULACIÓN ÓPTIMA

Según la evaluación realizada a los valores de tensión interfacial de la mezcla BP se pudo establecer que la formulación 4.2, posee las características esperadas para su aplicación como fluido de inyección, es de hacer notar que la formulación 6.2 posee propiedades interfaciales iguales a la 4.2, pero su viscosidad es menor. Por lo tanto se eligió la 4.2 como la formulación potencialmente aplicable en la recuperación mejorada del crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual contiene 7000 ppm de alcanolamina- 1000 ppm de HPAM.

5.8 COMPORTAMIENTO DE LA SOLUCIÓN ÓPTIMA EN EL MEDIO POROSO

Para la validación de este análisis se procedió a realizar pruebas de desplazamiento en medio poroso, utilizando una concentración de polímero constante y variando la base agregada, cuyos resultados son mostrados en la tabla 5.20.

Tabla 5.20 factor de recobro obtenido a partir de la inyección B+P

Solución	Fr acumulado (%)			
	VP1	VP2	VP3	Fr Total
ALCANOLAMINA	43,08	64,77	74,52	74,52
NaOH	34	41,5	47,11	47,11
Na ₂ CO ₃	33,31	42,35	46,91	46,91

La figura 5.29 muestra el comportamiento de las diferentes pruebas de desplazamiento al variar la especie alcalinizante.

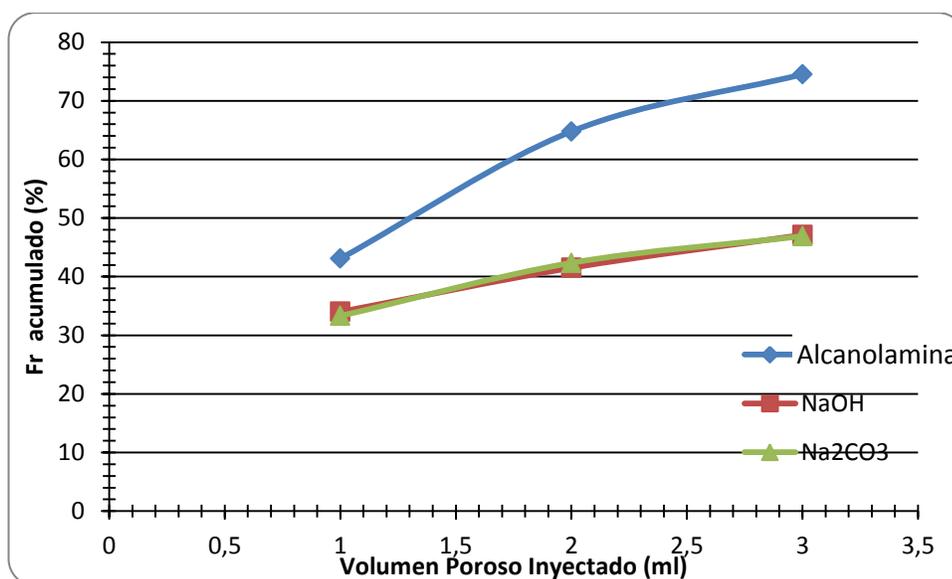


Figura.5.29. factor de recobro en función del volumen poroso inyectado utilizando como agentes emulsionante Alcanolamina, NaOH y Na₂CO₃.

En la figura 5.29 se observa que la alcanolamina es la base que logra obtener mayor recuperación, esto se explica, ya que la mezcla BP posee las mejores características de viscosidad y tensión interfacial frente a las otras dos bases utilizadas, con lo cual logra mejorar en mayor proporción la relación de movilidad agua/ crudo logrando desplazar mayor crudo hacia los pozos productores, de esta misma forma la disminución de la tensión interfacial provocará un aumento en el número capilar, con lo cual se logra que las fuerzas viscosas dominen sobre las fuerzas capilares y en

consecuencia se movilice el crudo entrampado en las zonas del yacimiento donde las fuerzas capilares son altas.

5.8.1 Inyección de una formulación B-P con el uso de diferentes especies alcalinizantes

La figura 5.30 mostrada a continuación es el resultado de las pruebas de incremento de productividad en el medio, mediante la utilización de las tres bases en estudio. Para estas pruebas se realizó un esquema de inyección como sigue: el primer volumen poroso estuvo constituido por una solución de base (utilizando las mencionadas en la tabla 4.1), seguido de dos volúmenes poroso de una solución polimérica de 1000 ppm de HPAM, nótese que los resultados obtenidos para las bases no guardan entre sí una diferencia marcada en el factor de recobro obtenido (ver tabla 5.21), esto se puede explicar si se observa (figuras 5.16, 5.17 y 5.18) las tensiones interfaciales de los tres sistemas en particular, lo que indica que para el momento en el cual el núcleo se encontraba a saturación de crudo máxima (antes de inyectar el primer volumen poroso), las condiciones interfaciales del medio para el caso de las tres bases son similares, con lo cual se puede inferir que el número capilar para todos los sistemas inyectados presentaba valores de magnitud cercana. De igual manera, el hecho de inyectar primeramente la solución de base pudo haber ayudado a la generación de caminos preferenciales lo cual podría afectar eficiencia de barrido microscópica; posteriormente y debido a la inyección de las soluciones de polímeros, se logra contactar y desplazar una cantidad de crudo muy parecida a las del primer volumen poroso. Para el análisis completo de este estudio se debe evaluar el movimiento del frente de inyección, con lo cual se busca verificar la existencia de caminos preferenciales en la celda de desplazamiento, así como también verificar mediante pruebas de desplazamiento si la concentración de base utilizada es la óptima.

Tabla 5.21 Factor de recobro obtenido a partir de la inyección B-P

Solución	Fr acumulado (%)			
	VP1	VP2	VP3	Fr Total
Alcanolamina	28,25	48,62	58,19	58,19
NaOH	32	50	61,5	61,5
Na ₂ CO ₃	28,59	43,43	57,23	57,23

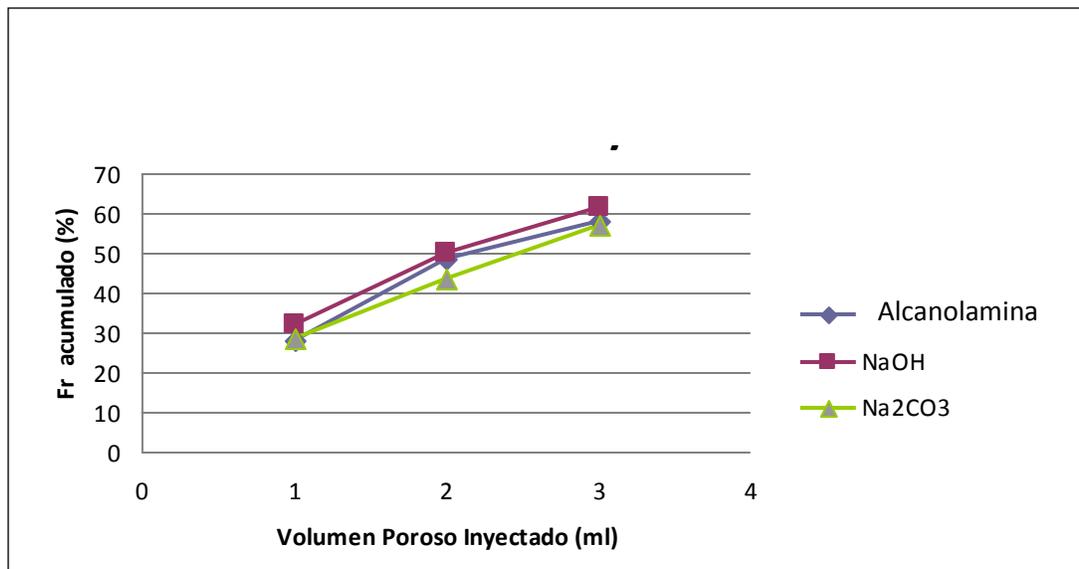


Fig.5.30. Factor de recobro acumulado en función del volumen poroso Inyectado

5.8.2 Comparación de los diferentes esquemas de inyección.

La figura. 5.31 muestra la comparación entre dos métodos de inyección de fluido en el medio poroso, siendo el método 1 la inyección de 3 VP de la mezcla Base-Polímero, y el método 2 está constituido por la inyección de 1 VP de la solución de base, seguido de 2 VP de la solución polimérica (concentración de 1000ppm de HPAM), nótese que las recuperaciones obtenidas con la mezcla BP es mayor que la obtenida con la inyección de las soluciones por separado, esto se debe fundamentalmente a que al inyectar la mezcla se origina una sinergia de desplazamiento positivo en el medio poroso, lo cual está asociado probablemente a

que la inyección de esta mezcla mejora la eficiencia microscópica pero a su vez la eficiencia macroscópica es también mejorada, ya que en este caso se puede interpretar que el fluido inyectado en el medio poroso es una solución de base con una alta viscosidad (originada por el polímero). Por lo tanto, este fluido tendría mayor eficiencia de barrido areal en el yacimiento, ya que el polímero logra contactar un gran área del yacimiento y a su vez la presencia de la base disminuye la tensión interfacial entre los fluidos contenidos en el yacimiento y por ello logra desplazar volúmenes de crudos que estaban atrapados en el yacimiento debido a fuerzas capilares.

Sheng en el año 2010, propuso que este efecto puede deberse a que la presencia de la base en la solución puede inhibir la biodegradación del polímero en el medio poroso y a su vez puede disminuir la viscosidad de la solución logrando mejorar su inyectividad en la región cercana al pozo.

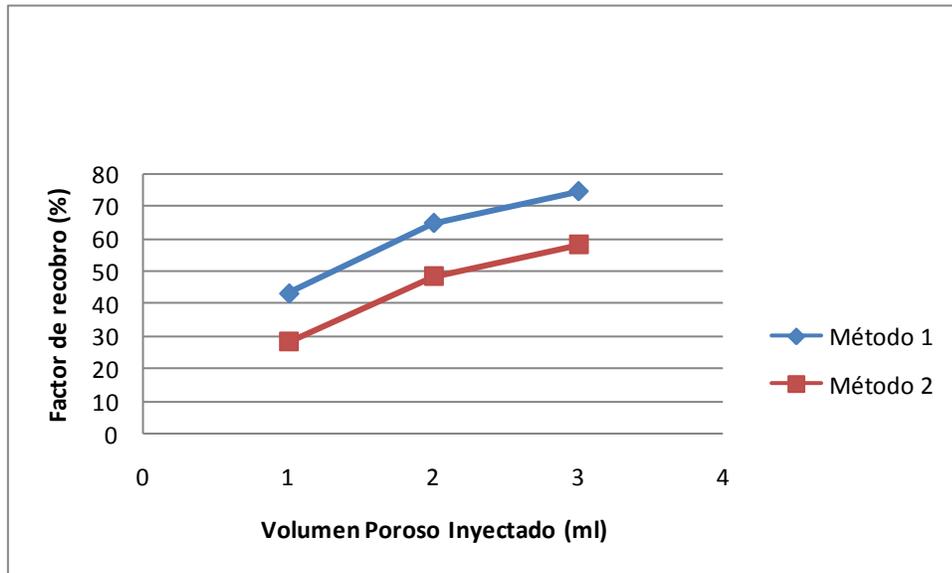


Figura 5.31. Comparación entre dos métodos de inyección utilizando como fluido alcalinizante alcanolamina.

5.8.3 Inyección de una solución polimérica

La figura 5.32 muestra los resultados de la recuperación obtenida al aumentar la concentración de polímero en el fluido de inyección, nótese que para este caso en particular la recuperación total aumenta conforme incrementa la concentración de polímero en la solución, sin embargo, cuando la concentración de polímero alcanza valores mayores a 3000 ppm la recuperación alcanza un máximo, logrando aumentar el factor de recobro en un 90% aproximadamente, por lo cual se concluye que esta concentración es la óptima para ser inyectada; nótese que luego que se supera la concentración de 3000 ppm la recuperación comienza a disminuir. Si se incrementa la viscosidad de la fase acuosa (con el aumento de la concentración de polímero en el medio acuoso), la relación de movilidad entre las fases se mejorará de igual, reduciéndose cada vez más, provocando que el crudo se mueva con mayor facilidad que el agua en el interior del medio poroso, creando así una condición favorable, pero si esta relación se reduce a ciertos valores muy cercanos a cero la viscosidad de la fase acuosa es tan grande que no es capaz de fluir dentro del medio poroso por lo cual no puede desplazar al crudo hacia los pozos productores. Por lo tanto se puede interpretar que la razón de movilidad de los fluidos tiene un valor óptimo, que si es superado redundará en una disminución del factor de recobro, lo mismo sucede si la razón de movilidad está por debajo del valor óptimo.

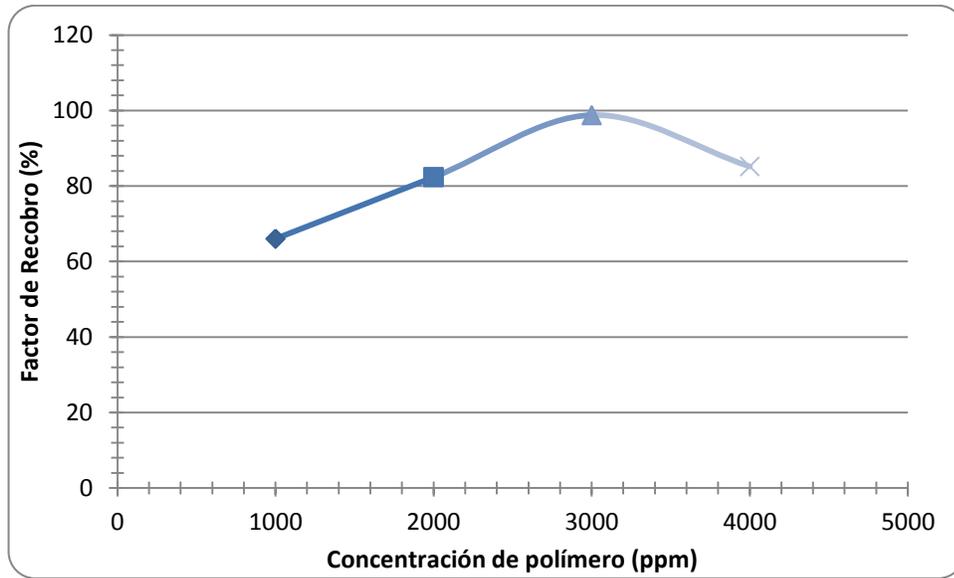


Figura.5.32. Factor de recobro en función de la concentración de polímero

5.9 SIMULACIÓN DE YACIMIENTO A ESCALA DE LABORATORIO

Se realizó estudios de simulación de yacimiento a escala de laboratorio para evaluar el comportamiento futuro de la producción de crudo y agua, como resultado de la inyección de una solución de polímero en el medio poroso como método químico de recuperación mejorada. Los resultados obtenidos para la producción de líquido se ilustran en la figura 5.33:

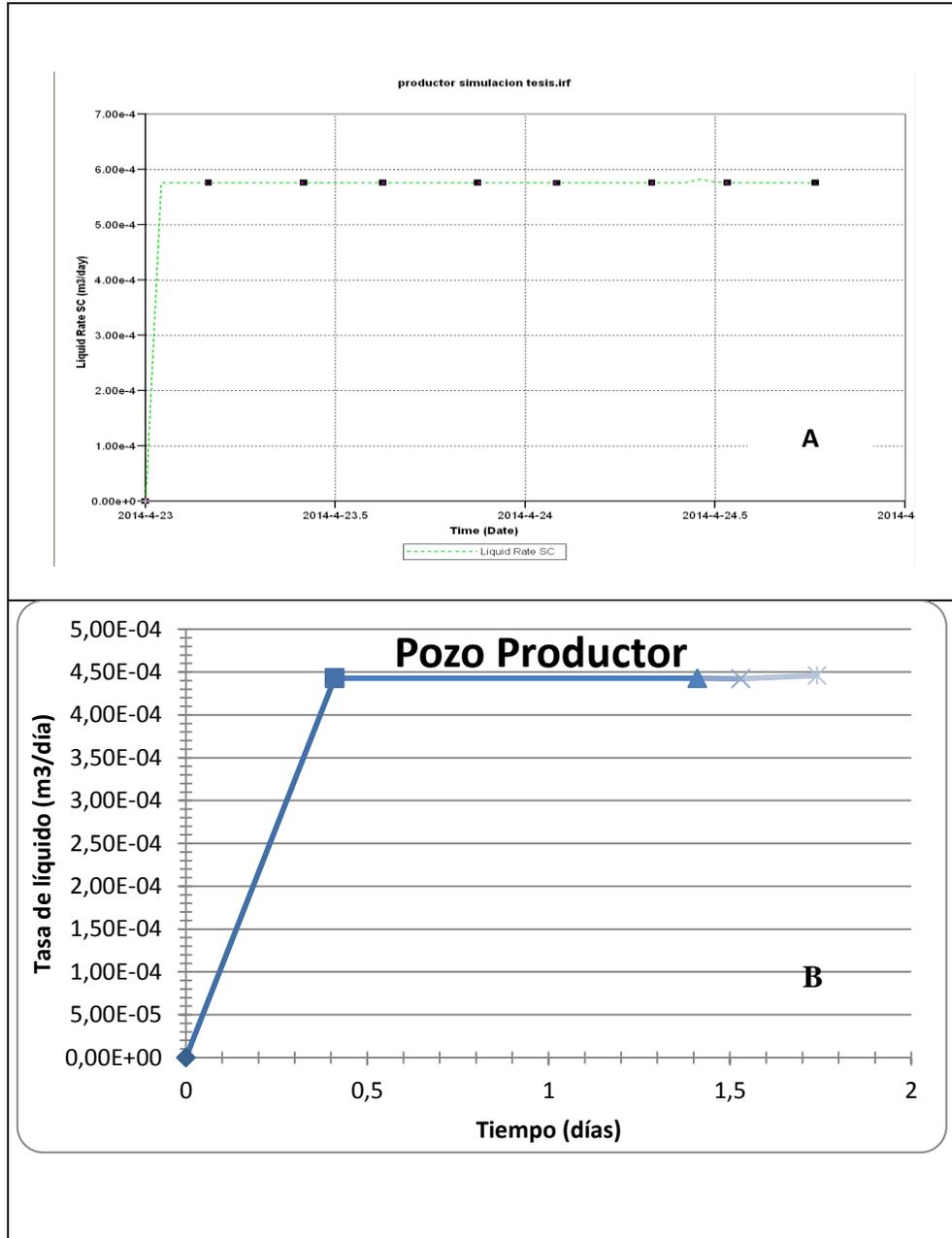


Figura 5.33 Comparación de la historia de producción de líquido A: Según el simulador. B: Según las pruebas experimentales.

En la figura 5.33 se puede observar que la curva de producción de líquido real en relación a la arrojada por el simulador presenta un comportamiento análogo, con lo cual se puede decir que el cotejo de la historia de producción fue realizado

satisfactoriamente. Por otra parte al observar el comportamiento de las curvas indica que la producción de líquido aumenta conforme avanza la inyección de fluido de recuperación en el yacimiento y luego que el fluido ha logrado irrumpir todo el volumen poroso del medio la producción se mantiene constante, con esto se puede analizar que el fluido de inyección no ha provocado ningún daño al medio poroso, es decir, no se ha generado taponamiento de poro, obstrucción mecánica al flujo de los componentes contenidos en el yacimiento o cualquier otro daño que pueda tener efecto sobre la tasa de producción del yacimiento. Esta producción de líquido debe ser estudiada en sus respectivos componentes (agua y crudo), lo cual se presenta a continuación.

La figura 5.34 se muestra los resultados del comportamiento de la producción de crudo conforme a la inyección de una sustancia polimérica como método químico de recuperación mejorada

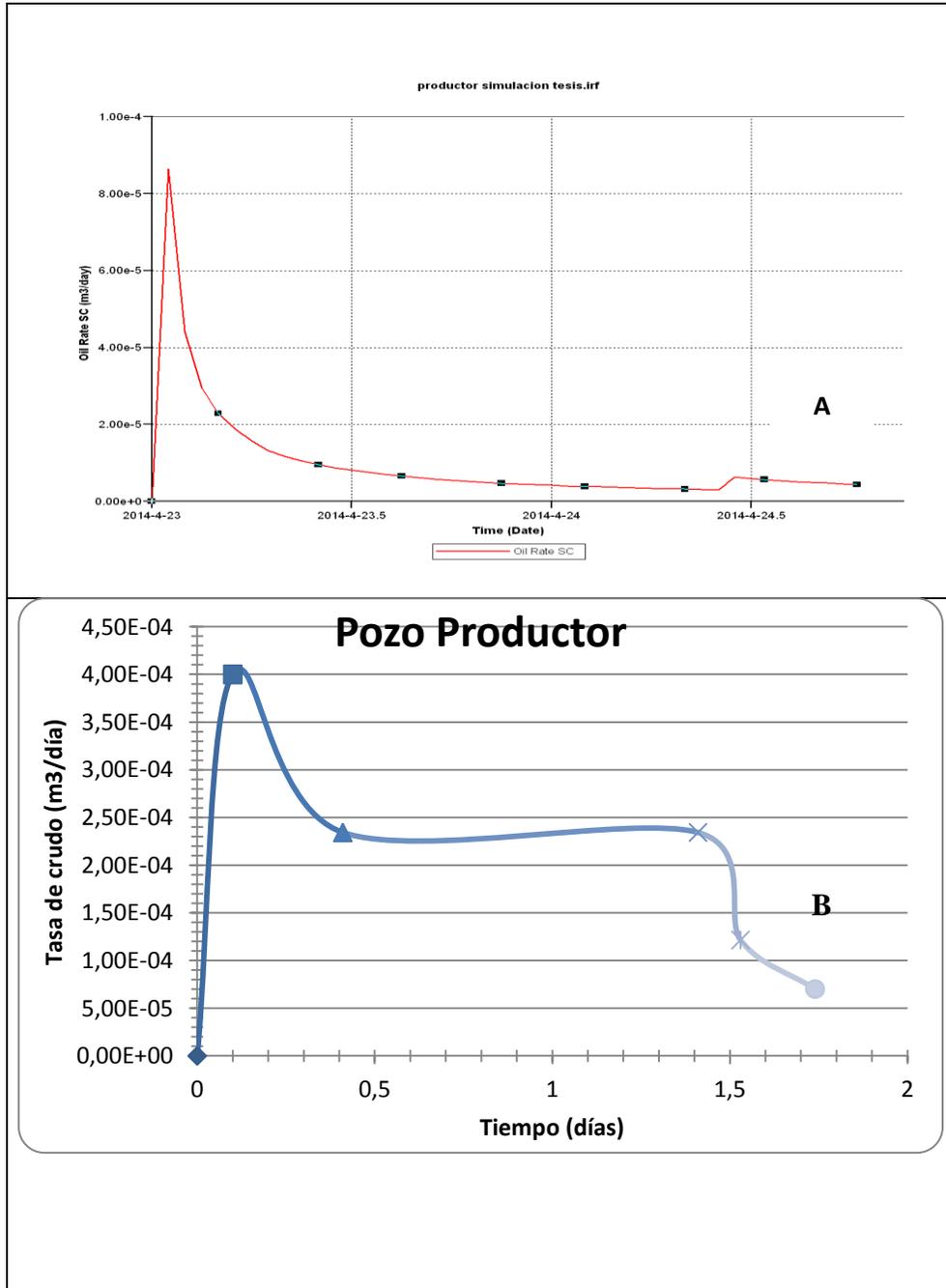


Figura 5.34 Comparación de la historia de producción de Crudo. A: según el simulador. B: Según las pruebas experimentales

Se puede observar que la producción de crudo aumenta conforme avanza el frente de inyección en el medio poroso, sin embargo, luego de alcanzar un máximo la misma comienza a disminuir producto del aumento en la saturación de agua en el yacimiento, nótese que el máximo valor de producción de crudo alcanzado esta cercano al valor de la tasa de líquido total que el yacimiento es capaz de producir, este comportamiento se observa en el tiempo de duración del primer volumen poroso en la celda, en el cual la producción de crudo es la más alta que se puede alcanzar con este fluido de inyección, luego para los siguientes volúmenes porosos la producción de crudo comienza a descender conforme la saturación de crudo disminuye en el medio poroso, esto se explica ya que el factor de recobro de crudo disminuye con el aumento de los volúmenes poroso inyectado

La figura 5.35 es el resultado de la comparación del comportamiento entre las curvas de los estudios experimentales y las arrojadas por la simulación de yacimiento.

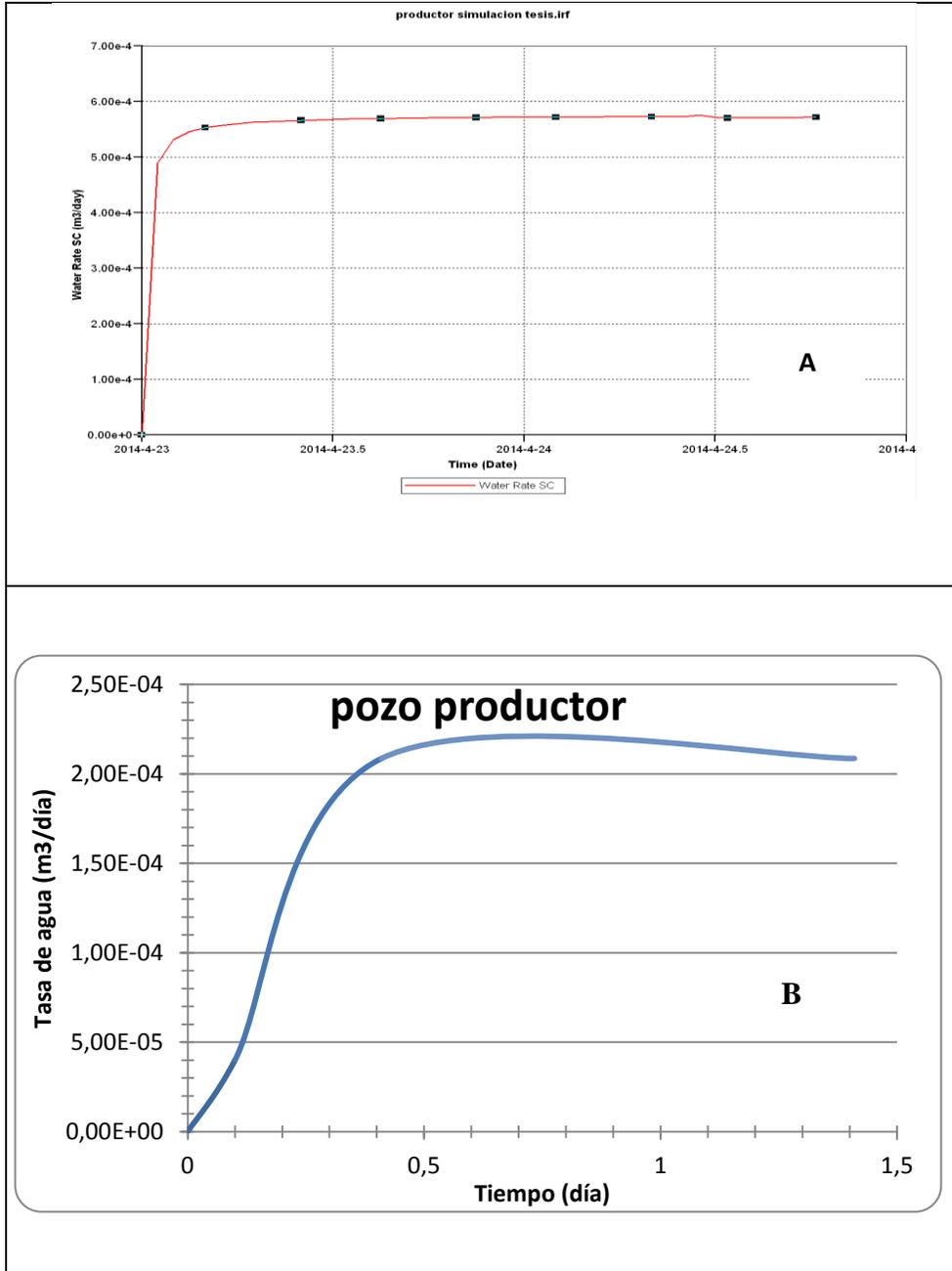


Figura 5.35 Comparación de la historia de producción de agua. A: Según el simulador.
B: Según las pruebas experimentales

Se puede observar que para el tiempo de inyección del primer volumen poroso (0,4 días aproximadamente) la tasa de agua aumenta progresivamente debido al desplazamiento continuo de crudo, luego esta producción se mantiene constante, nótese, que el valor en el cual la saturación de agua se hace constante es aproximadamente el 40% de la tasa de producción de líquido, esto se puede deber a la reducción de la permeabilidad al agua que genera la inyección de polímero en el medio poroso, lo cual se observa en la tabla 5.22 en la cual se reporta las propiedades modificadas en el yacimiento con la inyección de polímero. Este comportamiento puede interpretarse, como un efecto positivo para la técnica de control de producción de agua aplicada (inyección de polímero), ya que la producción de agua actual en el yacimiento alcanza en algunas zonas valores de hasta el 98%. Por lo tanto se puede decir que la inyección de este polímero en el medio poroso mitiga en gran manera la producción de agua y promueve la producción de crudo.

Tabla 5.22 modificación de las propiedades roca fluido con la inyección de polímero

Propiedad modificada	Valor
Factor de resistencia (adimensional)	127,24
Factor de resistencia residual (adimensional)	2,20
Permeabilidad al agua antes de la inyección (Darcy)	2,69
Permeabilidad al agua después de la inyección (Darcy)	1,22
Reducción de la permeabilidad (%)	34

CONCLUSIONES

1. Es posible tener emulsificación espontánea del tipo crudo en agua para los sistemas crudo/ agua/ base y crudo/ agua/ base/ polímero. La concentración de 2000 ppm de NaOH en los sistemas crudo/ agua/ base, genera un sistema trifásico, lo cual se pudo observar en el comportamiento de fase. Sin embargo, las formulaciones crudo/agua/alcanolamina/HPAM no mostraron emulsificación del tipo espontánea y los sistemas crudo/agua/Na₂CO₃/HPAM, solo mostraron dispersiones del tipo crudo en agua.
2. La presencia del polímero en las formulaciones en el mayor de los casos aumentó las tensiones interfaciales en los sistemas.
3. La presencia de la base en la formulación disminuyó la viscosidad original de las soluciones poliméricas, siendo el NaOH la base que mayor disminución causó.
4. La presencia de la sal provocó un aumento en las tensiones interfaciales de los sistemas, y una disminución de la viscosidad de las soluciones de polímero.
5. La formulación seleccionada como óptima para el proceso de inyección al medio poroso fue la 4.2, la cual contiene 7000 ppm de alcanolamina y 1000 ppm de HPAM, la misma logró aumentar el factor de recobro aproximadamente en un 65%. Sin embargo, la formulación de 3000 ppm de HPAM aumentó el factor de recobro en un 90% aproximadamente
6. La simulación de yacimiento indica que la tasa de crudo producida aumenta rápidamente en un corto tiempo, hasta alcanzar un máximo para luego disminuir.

RECOMENDACIONES.

- ✚ Realizar estudios de simulación de yacimiento a escala de yacimiento, lo cual se podría apoyar los resultados obtenidos en esta investigación, para su posterior aplicación en campo.
- ✚ Evaluar el movimiento del frente de inyección en el medio poroso, lo cual permita evaluar si existen caminos preferenciales originados mediante el proceso de inyección del fluido aplicado como método químico en la recuperación mejorada
- ✚ Realizar pruebas de desplazamiento con diferentes concentraciones de base a una concentración de polímero fijo, con lo cual se podrá validar la teoría que dice que en la medida que aumenta el número capilar aumenta la recuperación de crudo.
- ✚ Realizar un estudio reológico al polímero utilizado, con lo cual se pueda hallar cual será la concentración crítica de polímero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ✚ Aguirre, N. (2013). Estudio de las interacciones polímero-surfactante, para la recuperación de crudo extrapesado en yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- ✚ Antón, R. (2005) Tensión Interfacial. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 11p.
- ✚ Al-Mjeni, R., Arora, S., Cherukupalli, P., Wunnik, J., Edwards, J., Felber, B., Gurpinar, O., Hirasaki, G., Miller, C., Jackson, C., Kristensen, M., Lim, F., Ramamoorthy, R. (2011) ¿Llegó el momento para la Tecnología EOR. Artículo Científico Schlumberger.
- ✚ Aranberri, et al. (2006) Elaboración y Caracterización de Emulsiones Estabilizadas por Polímeros y Agentes Tensoactivos. Revista Iberoamericana de Polimeros, 7(3).
- ✚ Becher, P. Emulsiones: Teoría y Práctica. Blume. Primera Edición española. Madrid. 1972.
- ✚ Caminos, N. (2010) Comportamiento de Hidroxipropilmetilcelulosas y sus mezclas con β -lactoglobulina en solución interfases y emulsiones. Tesis Doctoral. Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Departamento de Industrias. Buenos Aires, Argentina.
- ✚ Contreras, K. (2012). Determinación de formulaciones de bases orgánicas e inorgánicas (b) con potencial aplicación como método químico en la recuperación mejorada del crudo extrapesado. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela
- ✚ Craig, F.; Geffen, T. y Morse, R. (1995) Oil recovery performance of pattern gas or water injection operations from model tests, trans. AIME.
- ✚ Cuervo, J. (2012). Desarrollo De Mezclas Surfactantes Resistentes A Alta Temperatura A Partir De Ácidos Grasos Y Sus Sales Para Recuperación

- Mejorada De Crudo En El Campo El Furrial. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada. Valencia, Venezuela.
- ✚ Fandiño, N. (2011). Evaluación del efecto de variables de formulación sobre la tensión interfacial del sistema crudo extrapesado/agua/ácidos grasos y sus sales. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana (UNEFA). Valencia, Venezuela.
 - ✚ E. Dickinson “An Introduction to Food Colloids”, Oxford, 1992 Oxford University Press A.S. Kabalnov “Coalescence in Emulsions in Modern Aspects of Emulsions Science”, B.P. Binks (Editor), Cambridge, 1998, RSC
 - ✚ Fernandez, A. (2006) Caracterización, Preparación y Estabilidad de emulsiones y microemulsiones O/W. Tesis Doctoral. Universidad de Granada. Facultad de Ciencias. Departamento de Ingeniería Química. Granada, España.
 - ✚ Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos (2a ed.). Maracaibo, Venezuela: EdicionesAstro Data S.A.
 - ✚ Finol, A. (Sin Fecha). Recuperación Térmica de Petróleo.
 - ✚ Flournoy, K., Carlin, J y Cardenas, R. (1977). Surfactant oil recovery process.
 - ✚ Gonzalez C, (2004) Influencia de la Formulación sobre la Estabilidad de Emulsiones. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela.
 - ✚ Griffing, W.C. Classification surface active agents by HLB. J. Soc.Cosmetic Chemists.1: 311 (1949)
 - ✚ Gutiérrez, X. (1993) Estudio de las Variables y Parámetros Físicoquímicos que contribuyen a la Formación y Estabilización de Emulsiones de Bitumen Cerro Negro en Agua Alcalinizada con Na_2CO_3 . Tesis Doctoral. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela
 - ✚ Hernández C, (2004) Formación de Nanoemulsiones O/W mediante el cambio en la composición- formulación por Dilución con agua de sistemas próximos a la formulación próxima. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Los

Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela.

- ✚ J.H. Clint “Surfactant Aggregation”, New York, 1991, Chapman and Hall.
- ✚ Kang, W., Dan, X. (1998). IFT in nonionic surfactant ASP systems.
- ✚ Klins, M. (1984). Carbon Dioxido Flooding, INDRC Publishers. Boston, Estados Unidos
- ✚ Lake. (1989). “Enhanced Oil Recovery”. Prentical Hall, N J.
- ✚ Levitt, D., Jackson, A., Heinson, C., Britton, L., Malik, T., Dwarakanath, V., Pope, G. (2006). Identification and evaluation of high performance EOR surfactants. Paper SPE 100089 presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 22–26 Abril
- ✚ Li, G., Zheng, L., Mao, H., (1999). Natural mixed carboxylates as EOR surfactants. Oilfields Cheminty.
- ✚ Mago, O. (2007). Modelo de permeabilidad relativa y presión capilar para el yacimiento oficina-01 del campo pilón del distrito morichal. [Informe Técnico]. PDVSA. División Oriente. Monagas, Venezuela.
- ✚ Mezger, P. (2001). The Rheology Handbook.(3era. Ed).
- ✚ Morelato, P. (2011). Effect of Polymer injection on the mobility ratio and oil recovery. SPE 148875
- ✚ Morgan, J., Schechter, R., Wade, W., (1977). Recent advances in the study of low interfacial tensions. En: Shah, D., Schechter, R. Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding. Academic Press.
- ✚ Oliveros, D., Rodríguez, D. y Catilla L. (2013). Laboratory Evaluations for the first Pilot Polymer Flooding in a Heavy Oil field from Faja Petrolífera del Orinoco. SPE 148500.
- ✚ Pacharoen, M. (2009). Physical properties of associative polymer Solutions. Tesis Doctoral. Universidad de Granada.
- ✚ PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.

- ✚ Princen H., Zia I., Máson S. (1967) Measurement of interfacial tension from the shape of a rotating drop. *J. Colloid Interface Sci.* 23: 99-107.
- ✚ Rivas, H. y Gutiérrez, X. (1999). Los surfactantes: comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera. [Artículo Científico]. Los Teques, Venezuela.
- ✚ Rivas, H., Gutiérrez, X., Silva, F. y Chirino, M. (2006) Sobre emulsiones de bitumen en agua. [Artículo Científico]. *Acta Científica de Venezuela*. Los Teques, Venezuela.
- ✚ Salager, J. y Antón, R. (2005) Métodos de medición de la tensión superficial o interfacial. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 20p.
- ✚ Salager, J.P. (2005) Recuperación Mejorada de Petróleo. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 34p.
- ✚ Salager, J.P. (2005) Recuperación Mejorada de Petróleo. Merida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 34p.
- ✚ Salager, J.P. (1999). Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades deseadas. Estado del Arte Parte B. Version N°2. Merida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 43p.
- ✚ Salager, J.P. (1993) Emulsiones Propiedades y Formulación. Versión N2. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 32p.
- ✚ Salager, J.P. (2002) v.2 Surfactantes Tipos y Usos. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP). Escuela de Ingeniería Química. Universidad de los Andes. 54p.

- ✚ Salager, J.P. (2002) v.2 Surfactantes Tipos y Usos. Merida, Venezuela: Laboratorio de Formulacion, Interfases, Reologia y Procesos (FIRP). Escuela de IngenieriaQuimica. Universidad de los Andes. 54p.
- ✚ Salager, J.L. Pharmaceutical Emulsions and Suspensions Cap. 2: Formulation Concepts for the Emulsion Maker, Marcel Dekker, Inc., New York (2000).
- ✚ Sheng, J (2010). Modern chemical enhanced oil recovery- theory and practice (1a ed.). Oxford, Inglaterra: Elsevier.
- ✚ Taber, J y Martin, F. (1983). Technical screening guides for the enhanced recovery of oil. Paper SPE 12069
- ✚ Thomás, S 2008. Enhanced oil recovery—an overview. Oil & Gas Science and Technology.
- ✚ Trombetta, J. y Norman, Ch. (2007). El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. Nota técnica TIORCO.
- ✚ Universidad Tecnológica de Tijuana. (2009). Polímeros. California: Valdez, H. Mark, J. (2007). PhysicalProperties of PolymersHandbook. [Libro en línea]. Consultado el 09 de febrero de 2014 en: http://bib.convdocs.org/docs/24/23048/conv_1/file1.pdf.
- ✚ Vincent, M.; Álvarez, S. y Zaragoza, J. (2006). Ciencia y tecnología de los polímeros. [Libro en línea]. Consultado el 09 de febrero de 2014 en: http://books.google.co.ve/books?id=1lqwC_XJb9IC&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false.
- ✚ Winsor, P.A.. “Solvent Properties of Amphiphilic Compounds” Butterworths, Londres. (1954).
- ✚ Yang, P. (1992). Oil recovery mechanisms of alkaline/ polymer flooding. Chengdu, China
- ✚ Zerpa, L. (2004). Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de álcali, surfactante y polímero. Tesis de Maestría. Universidad del Zulia. Maracaibo, Venezuela.

Apéndices A

Características de los fluidos utilizados

A.1 Característica del Crudo Pilon

Caracterización del Crudo Pilon		
Caracterización	Unidad	Valor
°API	°API	12
Densidad	@60°C g7cc	0.9569
A&S	%	0
Viscosidad (@20s-1)	cP	60 (°C) 307.7
		50 (°C) 592.3
		40 (°C) 1336
		30 (°C) 3667
Numero Acido	Mg/KOH/mg	2

A.2 Análisis Sara del Crudo

Componentes	%
Saturados	11
Aromáticos	27
Resinas	57
Asfáltenos	5

A.3 Caracterización del agua de formación.

Sustancia	Unidades	Valor
Carbonato	mg/L	< 10
Bicarbonato	mg/L	202
Alcalinidad	mg/L	166
Sólidos Totales	mg/L	33875
Calcio	mg/L	2290
Hierro	mg/L	<1
Potasio	mg/L	503
Magnesio	mg/L	110
Manganeso	mg/L	<1
Sodio	mg/L	9029
Níquel	mg/L	<1
Vanadio	mg/L	<1

Apéndices B

Cálculos Tipos

B.1 cálculo de la alícuota para preparar una solución diluida a partir de una solución más concentrada

$$C_1 * V_1 = C_2 * V_2 \quad (1)$$

Así la alícuota queda:

$$V_2 = \frac{C_1 * V_1}{C_2} \quad (2)$$

Donde

C_1 = concentración de la solución que se desea preparar (ppm)

V_1 = volumen de la solución que se desea preparar (ml)

C_2 = concentración de la solución madre (ppm)

V_2 = volumen que se debe tomar de la solución madre (ml)

B.2 Cálculos del Factor de Recobro

$$Fr = \frac{Np}{N} \quad (3)$$

Donde:

Np = petróleo producido petróleo recuperado durante la inyección de fluido en la prueba de desplazamiento (bbls)

N = total del crudo contenido en la celda de desplazamiento. (bbls)

B.3 cálculo de la permeabilidad a través de la ecuación de Darcy

$$K = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (4)$$

Donde:

q = caudal de flujo (ml/min)

μ = viscosidad de la fase (cp)

L = longitud de la celda (cm)

A = área transversal de la celda (cm²)

ΔP = caída de presión (psi)

K = permeabilidad del medio poroso (mD)

B.4 cálculo del caudal de inyección

$$q = \frac{1 \frac{pie}{día} Vp}{Ln} \quad (5)$$

Donde:

q = caudal de Flujo (ml/min)

Vp = volumen poroso (ml)

Ln = Longitud del núcleo (cm)

Apéndices C

**Cálculos de Parámetros para la
simulación de yacimiento**

C.1 cálculo del volumen de poro inaccesible de polímero

$$\phi_p = (1 - IPV) \cdot \phi \quad (1)$$

Donde:

ϕ_p = porosidad efectiva al polímero

IPV= volumen de poro inaccesible

ϕ = porosidad original

C.2 cálculo del factor de resistencia

$$F_R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (2)$$

Donde:

R_f = Factor de resistencia

λ_w = movilidad del agua

λ_p = movilidad del polímero

C.3 cálculo del factor de resistencia residual

$$F_{RR} = \frac{\lambda_{w(antes)}}{\lambda_{w(d spués)}} \quad (3)$$

C.4 cálculo de la reducción de la permeabilidad

$$R_k = \frac{k_w}{k_p} \quad (4)$$

Apéndices D

Preparación de soluciones acuosas

D.1 Formulación de Soluciones de Base

Para la preparación de 100ml de las soluciones se siguió el siguiente procedimiento

1. Se coloca el Beaker de 250ml sobre la balanza y se pesan 50 g de agua destilada.
2. Luego se le agrega la concentración de Alcanolamina (3000, 5000, 7000 y 10000ppm), NaOH (500, 800, 1000, 1500 y 2000ppm) y Na₂CO₃ (2000, 3000, 3500 y 4000ppm) correspondiente a la solución que se va a preparar. En el caso de las soluciones de hidróxido de sodio y de carbonato de sodio se preparó una solución madre de 20000 ppm y de allí se extrajo una alícuota para preparar soluciones con las concentraciones antes mencionadas, las concentraciones se calcularon según la ecuación 2 del apéndice B.
3. Se completa la masa marcada en la balanza a 100 g con agua destilada.
4. Se lleva al mezclador y se agita por 5 min.
5. Se almacena en frascos de 500 ml con tapa.

D.2 Formulación de soluciones poliméricas

Para la realización de este trabajo especial se hizo uso de los copolímeros aniónico del tipo acrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) y acrilamida propano sulfonato (AMPS) con peso molecular de 20×10^6 y 8×10^6 g/mol respectivamente, atendiendo a los procedimientos de preparación de soluciones poliméricas publicado por “American Petroleum Instituto (API)”, en el trabajo titulado Prácticas recomendadas para la evaluación de polímeros usados en operaciones de recuperación mejorada. Las concentraciones de polímeros utilizados en este trabajo especial de grado se determinaron partiendo de las viscosidades que posee el crudo Pílon, se definieron concentraciones de polímeros que generaran condiciones de movilidad favorables y desfavorables en el medio poroso, para su posterior análisis; así las concentraciones utilizadas son: 500, 1000, 2000, 3000 y 4000ppm.

La preparación de 100 ml de solución polimérica se realiza de la siguiente manera:

1. En la balanza digital se pesó la masa de agua (100 g) correspondiente a la cantidad de solución a preparar.
2. En la balanza analítica se pesó la cantidad de polímero para la concentración deseada.
3. Se llevó el “Beaker” con el agua destilada al mezclador y con base a las recomendaciones antes mencionadas se procedió a preparar la solución polimérica de la siguiente manera.
4. Con el mezclador eléctrico marca Caframo se inició una vigorosa agitación (se seleccionó 600 rpm este caso), para la dispersión inicial del polvo seco de poliacrilamida, ajustándose de modo que la parte inferior del vórtice de agua se extienda 75% en la solución.
5. Una vez que se logró formar un vórtice profundo y estable se agregó el polímero sobre el hombro del vórtice muy lentamente para evitar la formación de aglomerados (“ojos de pescado”), los cuales son difíciles de disolver.
6. Después de agregar completamente el polímero, se disminuyó la velocidad de agitación al mínimo (70 rpm de acuerdo a normas API) para evitar la degradación mecánica de las macromoléculas. Esta solución se continuó agitando por 3 horas, tiempo de mezclado en el cual se considera que el polímero se disuelve e hidrata completamente.
7. Una vez terminada la preparación del polímero se colocó en frascos de 500ml para su almacenamiento con lo cual se evita la contaminación por agentes extraños y su degradación fotoquímica.

D.3 Formulación de soluciones BP

8. Se llevó al mezclador la mezcla agua- base (ver procedimiento de preparación de soluciones de base), solo que aún no es almacenada en frascos de 500 ml.
9. Luego se agregó la cantidad de polímero necesaria para alcanzar la concentración deseada y se agita atendiendo al procedimiento de preparación de soluciones de polímero.
10. Luego se almacenó en frascos de 500 ml.

Apéndices E

Procedimiento para las pruebas de comportamiento de fase

E.1 Procedimiento para la realización de las pruebas de comportamiento de fase

1. En los tubos de ensayos graduados y previamente identificados, haciendo uso de una pipeta de 10 ml se agregó 15 ml de la formulación deseada.
2. Luego haciendo uso del ensamblaje mostrado en la figura 4.11, se abre la llave de la zanahoria de 2000ml y se llenó el tubo con crudo Pilon hasta completar 30ml.
3. Se colocó papel de aluminio en la parte superior del tubo y luego se tapó. Este procedimiento se siguió con cada una de las formulaciones a las cuales se le realizó el experimento.
4. Se colocaron los tubos en la gradilla y se llevaron al horno.
5. Al cabo de 24 horas, si existen cambios en las fases, se toman las observaciones de las variaciones que sufrió el sistema. Estos cambios pueden ser: variación en la coloración de las fases, emulsión, tensión interfacial estima (alta, baja o ultrabaja), altura de la columna de emulsión, entre otras.
6. Posteriormente se realizaron 3 giros manualmente de 180° al cada uno de los tubos y se anotan las observaciones después de la agitación.

Apéndices F

Procedimiento operacional de los equipos utilizados en la investigación

F.1 Procedimiento para el uso del refractómetro

1. Encender el equipo
2. Introducir la muestra en la celda de medición
3. Presionar “Start”
4. Cuando la barra se llene y se tinte de verde la medida ha finalizado
5. Apuntar el valor
6. Descartar la muestra de la celda de medición, haciendo uso de una servilleta con textura suave; para evitar daños de la celda.

F.2 Procedimiento para la medición de densidad

1. Ajustar la temperatura, en este caso 60°C
2. Activar el método de medición deseado
3. Limpiar y secar la celda
4. Introducir la identificación de la muestra
5. Introducir la muestra en la celda de medición
6. Asegurarse, de que la celda de medición esté libre de burbujas
7. Pulsar la tecla “Start”
8. Automáticamente imprimir resultados de la medición.

F.3 Procedimiento para la medición de tensión interfacial.

Antes de comenzar la medición se debe conocer las densidades de ambas y el índice de refracción de la fase liviana (fase externa)

1. En los iconos que se encuentran en el escritorio del computador abrir el software “SVT 20_ uEye”
2. En el panel de tarea habilitar el panel de control (“Divece Control”). Estos solo se realiza en el caso que no se encuentre abierto, cuando se abre el programa SVT 20.

3. En la ventana de datos SVT 20 ingresar los datos correspondientes a las densidades de las fases (la fase 1 o fase pesada, corresponde a los valores de la fase externa y la fase 2 o fase ligera corresponde a los valores de la fase interna, que para este caso es la gota de crudo que se introduce en el capilar; y la fase externa es la formulación) y el índice de refracción de la fase externa.
4. En la sección tipo de gota (“Drop type”) seleccionar si el tipo de gota que se espera obtener es de tipo cilíndrica, esférica, izquierda o derecha. La gota esférica se elige cuando su forma es de este tipo, por lo general ocurre con tensiones interfaciales muy altas y en este caso se debe elegir el modo de medición “ProfileFist” y el método de medición que se debe utilizar es el de Laplace- Young. La gota cilíndrica se elige cuando su forma es de este tipo, por lo general ocurre con tensiones interfaciales muy bajas y en este caso se debe elegir el modo de medición “FastFist” y el método de medición que se debe utilizar es el de Bernard Vonnegut. Los tipos de gota derecha e izquierda, se usan en aquellos casos donde solo un extremo de la gota se puede observar con claridad; en ocasiones la gota se deforma de tal manera que uno de los extremos no posee una forma adecuada para ser capturada por la cámara del equipo y por ello se debe elegir el tipo de medición derecha o izquierda según sea el extremo que posea una buena geometría para realizar la medición
5. Ingresar el intervalo de tiempo entre medidas (este parámetro lo asigna el experimentador)
6. Ingresar el modo de medición atendiendo al inciso 4
7. Hacer click en el icono “apply”
8. Se debe visualizar en la misma ventana de datos que la temperatura se ha estabilizado en el valor que se desea obtener la medición.
9. Abrir una nueva ventana de resultados (esta se consigue en el icono “new result windows”)

10. Presionando el icono “Tracking” la medición comienza de manera automática. Es recomendable oprimir este icono una vez se haya estabilizado la gota, lo cual se logra manipulando las variables que se describen en el siguiente paso.
11. En la ventana de panel de control se introducen valores de velocidad de rotación (“Rotation Speed”), posición de la cámara (Camera Position), Angulo de inclinación de la plataforma (“Tilt Angle”) e iluminación. Es importante destacar que los valores de iluminación no veyen exceder el 50%, ya que valores más elevados podrían causar daños al equipo.
12. Una vez definido los parámetros de estabilidad de la gota se comenzaran a observar los valores de tensión interfacial en la ventana de resultado.
13. De igual manera se dibujará una gráfica de TIF en función del Tiempo, la medición ha finalizado una vez que la tensión se mantengan constante en el tiempo, lo cual es indicativo que las fuerzas interfaciales se han equilibrado a las rotacionales. En el caso particular de este trabajo especial de grado se espera que la TIF se mantenga constante durante 30 min y posteriormente se toma ese valor como definitivo.

F.4 Procedimiento de medición de viscosidad

1. Ingresar en “CreateWorkbook”
2. Buscar la pestaña “ Polymer, Resin”
3. Seleccionar “Flow Curve: Measurement of visco- elstic (Polymer based matrix, unlinked)”. Presionar “OK” o hacer doble click sobre el nombre.
4. Presionar el icono en la barra de tarea denominado “Lift Position”
5. En la barra de tarea ingresar en el icono: “Measurement window on top” (plantilla de medición)
6. Establecer los parámetros de medición como: cantidad de puntos en la medición, método de medición (oscilatorio o rotacional), temperatura, tasa de corte (variable o constante). Para el caso particular del polímero utilizado se establecieron como parámetros de medición: 100 puntos, con una rampa lineal en la tasa desde 1 hasta 40 S⁻¹ y la temperatura se varió en 20, 40 y 60°C, sin considerar un tiempo entre puntos de medición (“no time setting”).

7. Luego que se ha establecido los parámetros se presiona “Start”
8. Colocar el nombre del experimento, la muestra y el operador
9. Presionar “Start The Test Now”
10. Minimizar la plantilla de medición, se observará que la medida ha comenzado (se deben dibujar los gráficos y los valores deben aparecer en las tablas, de no ser así hacer click derecho sobre la ventana (Data o Curve/ log) y oprimir working with <current measurement> al igual que working with <current analysis>.
11. Luego que la medida ha terminado oprimir “lift position”. Retirar el rotor (levantar el mandril y con cuidado retire el rotor), luego se retira la copa. Si la muestra es muy viscosa, se recomienda retirar el rotor del mandril antes de presionar “lift position” para evitar daños en el cabezal del equipo.