

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 21 de enero de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Julio César Arenas Rojas, con C.C. No. 1075272394,

Natalia Andrea Lozano Peralta, con C.C. No. 1110511094.

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA GARANTIZAR LA COMPATIBILIDAD DEL POLÍMERO CON EL AGUA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO PALOGRANDE presentado y aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

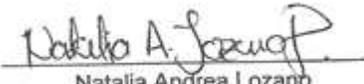
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 
 Natalia Andrea Lozano

Firma: 
 Julio César Arenas Rojas

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					   	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Análisis y evaluación técnica del sistema de inyección de polímeros para garantizar la compatibilidad del polímero con el agua de inyección en el campo Palogrande.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Arenas Rojas	Julio César
Lozano Peralta	Natalia Andrea

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Bertel Tinjaca	César Andrés
Pinzón Torres	Carmen

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2015

NÚMERO DE PÁGINAS: 114

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías_x_ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_x_ Grabados___ Láminas___
Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o
Cuadros_x_

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					   	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Recobro Químico	Chemical Recovery
2. Inyección de polímeros	Polymer Flooding
3. Polímero	Polymer
4. Agua de inyección	Water injection

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente trabajo muestra el desarrollo de pruebas de compatibilidad entre el agua de inyección de Palogrande y el polímero FLOPAN 3230 para la conformación de la solución polimérica a inyectar en el proyecto piloto de inyección de polímeros en el campo Palogrande. Es en este campo que se pretende implementar este tipo de recobro químico debido a sus características favorables para la aplicación de dicho método de recobro y la urgente necesidad de incrementar su producción.

En este artículo se exponen las características fisicoquímicas de cada una de las aguas empleadas en la preparación de las soluciones poliméricas, los procedimientos seguidos para la elaboración de cada una de las pruebas realizadas en el laboratorio, la identificación del componente químico problema presente en el agua de inyección de Palogrande que causa la inestabilidad de la solución polimérica exponiendo posteriormente la evaluación y análisis de los resultados de compatibilidad obtenidos en el laboratorio y por último se presenta la aplicación de la especie química más eficiente para el tratamiento de la formación de la solución polimérica y con ello las posibles soluciones aplicables al sistema de inyección de polímeros en el campo Palogrande para garantizar el éxito en el incremento de la producción a través de este método de recobro químico.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This paper presents the development of compatibility tests between Palogrande's water injection and polymer FLOPAN 3230 for forming the polymer solution to be injected in the polymer injection pilot project in the field Palogrande. It is in this field that aims to implement this type of chemical recovery due to its favorable conditions for the application of that recovery method and the urgent need to increase its production.

In the paper are exposed the physicochemical characteristics of each water used in preparing the polymer solutions, the procedures followed for the preparation of each test performed in the laboratory, the identification of the chemical component problem present in the water injection that causes instability of the polymer solution subsequently exposing the evaluation and analysis of the compatibility results obtained in the laboratory and finally, it is presented the application of the most efficient chemical spice for the treatment of formation of the polymer solution and thus the possible solutions applicable to the polymer injection system in the field Palogrande to ensure success in increasing production through this chemical recovery method.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Jaime Rojas Puentes



FIRMA DEL JURADO

Firma:

Nombre Jurado: Luz Marina Botero Rojas



FIRMA DEL JURADO

Firma:

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE
POLÍMEROS PARA GARANTIZAR LA COMPATIBILIDAD DEL POLÍMERO CON
EL AGUA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO PALOGRANDE

JULIO CÉSAR ARENAS ROJAS
NATALIA ANDREA LOZANO PERALTA



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2015

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE
POLÍMEROS PARA GARANTIZAR LA COMPATIBILIDAD DEL POLÍMERO CON
EL AGUA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO PALOGRANDE

JULIO CÉSAR ARENAS ROJAS
NATALIA ANDREA LOZANO PERALTA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos

Director de Proyecto

CÉSAR ANDRÉS BERTEL TINJACA
Ingeniero Químico
Ecopetrol S.A

Codirectora

CARMEN PINZÓN TORRES
Profesora Titular del Área de Química
Universidad Surcolombiana



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2015

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 14 diciembre de 2015.

A Dios por ser la luz en nuestro camino y estar presente siempre en nuestras vidas.

A nuestras familias por brindarnos su total apoyo, dedicación y amor en cada uno de los pasos que emprendemos. En especial a nuestras madres pues es por ellas y para ellas que seremos los mejores ingenieros.

AGRADECIMIENTOS

A nuestro Director el Ingeniero César Andrés Bertel, Ingeniero Químico de Ecopetrol S.A. por su confianza, tiempo, dedicación, esmero y apoyo incondicional en la realización de nuestro proyecto.

A nuestra codirectora Carmen Pinzón, profesora del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana por su entrega y disposición de guiarnos y apoyarnos en la elaboración de este proyecto de investigación.

A los ingenieros Isidro Pascuas, Ingeniero de Petróleos de la empresa prestadora de servicios SNF y Felipe Fierro, Ingeniero Químico de la empresa Clariant por su colaboración y asesoría en las pruebas de laboratorio.

Al Ingeniero Iván Sánchez por creer en nosotros y guiarnos en el emprendimiento de nuestro proyecto.

A todos los ingenieros de Ecopetrol S.A de la Gerencia de Operaciones y Producción Huila – Tolima que contribuyeron de una u otra manera para que este proyecto se desarrollara de manera exitosa.

A los profesores de la Universidad Surcolombiana por brindarnos su conocimiento y orientación a lo largo de estos años.

A nuestros amigos y grupo de estudio “Los Bonitos” por su compañía y apoyo incondicional en esta etapa de nuestras vidas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
CAPÍTULO 1	22
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PALOGRANDE	22
1.1. RESEÑA HISTÓRICA.....	22
1.2. LOCALIZACIÓN.....	23
1.3. PROPIEDADES GENERALES DEL CAMPO	24
CAPÍTULO 2	26
2. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	26
2.1. POLÍMERO	28
2.1.1. POLIACRILAMIDAS	28
2.2. AGUA DE INYECCIÓN	30
2.2.1. VARIABLES A ANALIZAR Y/O CONSIDERAR QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA AL MOMENTO DE REALIZAR UNA SOLUCIÓN POLIMÉRICA.....	30
2.2.1.1. Salinidad.....	30
2.2.1.1.1. Beneficios de la inyección de polímero con agua de baja salinidad [6].....	31
2.2.1.2. Sólidos en suspensión [9].....	35
2.2.1.3. pH [9].....	35
2.2.1.4. Dureza	36
2.2.1.5. Oxígeno / Hierro / Sulfuro [9].....	38

2.2.2. CARACTERÍSTICAS QUE DEBEN DE TENER LAS AGUAS DE INYECCIÓN	39
2.2.3. PRODUCTOS QUÍMICOS ADICIONADOS AL AGUA DE INYECCIÓN [10]	42
2.2.3.1. Tratamiento de bacterias	42
2.2.3.2. Tratamiento de incrustaciones.....	44
2.2.3.3. Tratamiento de corrosión.....	45
2.2.3.4. Clarificador	47
2.3. DEGRADACIÓN DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA	48
2.3.1. DEGRADACIÓN QUÍMICA.....	49
2.3.2. DEGRADACIÓN BIOLÓGICA.....	50
2.3.3. DEGRADACIÓN MECÁNICA	50
2.3.4. DEGRADACIÓN TÉRMICA	51
CAPÍTULO 3.....	52
3. ESTADO DEL ARTE DEL RECOBRO QUÍMICO EN COLOMBIA	52
3.1. PRIMEROS PASOS DEL RECOBRO QUÍMICO EN COLOMBIA	55
3.1.1. LA CIRA (Inyección Pusher – 1972)	55
3.1.2. CAMPO GUANDO (Inyección de geles taponantes – 2008).....	56
3.1.3. CAMPO BALCÓN (Inyección de geles taponantes – 2010).....	57
3.1.4. CAMPO TELLO (Inyección de geles taponantes – 2010)	57
3.2. PRIMER PILOTO CEOR- CDG EN COLOMBIA POR ECOPETROL S.A. (Campo Dina Cretáceos)	59
3.3. PRIMER PILOTO CEOR- ASP EN COLOMBIA (Campo San Francisco)	61

3.4. PRIMER PILOTO CEOR- PF EN COLOMBIA (Campo Yariguí - Cantagallo)	63
3.5. PROYECTO PILOTO INYECCIÓN CDG – CAMPO TELLO.....	66
3.6. PROYECTO PILOTO INYECCIÓN DE POLÍMERO – CAMPO PALOGRANDE.....	66
CAPÍTULO 4.....	67
4. CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DEL AGUA	67
4.1. AGUAS EMPLEADAS EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	67
4.1.1. AGUA DE INYECCIÓN DE PALOGRANDE	67
4.1.2. AGUA COMPUESTA.....	68
4.1.3. AGUA DE ARENAS	69
4.2. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DE LAS AGUAS	70
CAPÍTULO 5.....	74
5. PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES.....	74
5.1. PREPARACIÓN DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA.....	74
5.2. MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD.....	76
5.3. DOSIFICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS	77
5.3.1. Dilución del químico.....	77
5.3.2. Dosificación.....	77
5.4. PRUEBAS DE LABORATORIO	79
5.4.1. VALIDACIÓN DEL PROBLEMA QUE PRESENTA EL AGUA DE INYECCIÓN DE PG CON EL POLÍMERO FP-3230	79

5.4.2. IDENTIFICACIÓN DEL COMPONENTE QUÍMICO DEL AGUA DE INYECCIÓN QUE GENERA INESTABILIDAD DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA	80
5.4.2.1.Observación de la afectación del producto químico sobre el poder viscosificante del polímero.....	82
5.4.3. EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD DEL SISTEMA AGUA-POLÍMERO.	83
CAPÍTULO 6	87
6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	87
7. CONCLUSIONES	100
8. RECOMENDACIONES.....	103
BIBLIOGRAFÍA.....	104
ANEXO 1	108

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades generales del Campo Palogrande.....	24
Tabla 2. Resumen Requisitos químicos del agua de inyección en procesos EOR/IOR.....	41
Tabla 3. Mecanismos de degradación de los polímeros.	48
Tabla 4. Resultados económicos de los pozos piloto Campo Guando.	56
Tabla 5. Productos químicos agregados al agua de producción de PG y su concentración residual.	67
Tabla 6. Distribución del agua de los diferentes campos en la P.I.A de Palogrande.	68
Tabla 7. Caracterización fisicoquímica de las aguas empleadas en la preparación de las soluciones poliméricas.	72
Tabla 8. Concentraciones mínimas de los productos químicos.	80
Tabla 9. Concentraciones máximas de los productos químicos.	81

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con agua de inyección de Palogrande.....	87
Gráfica 2. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP-3230 y agua compuesta dosificada con los diferentes productos químicos a mínimas concentraciones.....	89
Gráfica 3. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP-3230 y agua compuesta dosificada con los diferentes productos químicos a máximas concentraciones.....	92
Gráfica 4. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP- 3230 y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida THPS.....	93
Gráfica 5. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP- 3230 y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida Biotreat 12363. ...	94
Gráfica 6. Diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con Agua de Arenas sin suavizar.....	95
Gráfica 7. Diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con agua de Arenas suavizada.....	97
Gráfica 8. Soluciones poliméricas a diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con las diferentes aguas de preparación.	98
Gráfica 9. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP-3230 con agua compuesta y diferentes biocidas (Biotreat 12363 y THPS).....	99

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización Campo Palogrande.	23
Figura 2. Clasificación de los métodos de inyección de productos químicos.....	26
Figura 3. Configuración del proceso de inyección de polímero.	27
Figura 4. Efecto de una solución altamente ionizada sobre la poliacrilamida hidrolizada.....	31
Figura 5. Ejemplo de mayor recuperación de petróleo al bajar la salinidad del agua.....	32
Figura 6. Ejemplo de la ganancia en la concentración de polímero al bajar la salinidad del agua de preparación.	33
Figura 7. Ejemplo de la degradación de un polímero HPAM cuando se inyecta por un orificio de 0.4 mm a diferentes caudales.....	34
Figura 8. Efecto del pH en la viscosidad de la solución polimérica.....	36
Figura 9.Efecto de los iones divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}) en la viscosidad de la solución polimérica.	37
Figura 10. Efecto del oxígeno en el agua en la viscosidad de la solución polimérica.	38
Figura 11. Efecto del hierro en el agua en la viscosidad de la solución polimérica.	39
Figura 12. Requisitos químicos del agua en procesos EOR/IOR.....	41
Figura 13. Número de campos vs OOIP en Colombia.	53
Figura 14. Proyectos CEOR en Colombia.	55
Figura 15. Tendencia de producción Te-46.	58
Figura 16. Tendencia de producción Te-09.	58
Figura 17.Tendencia de producción DK-24.	60
Figura 18.Tendencia de producción Piloto ASP-San Francisco.	62

Figura 19. Historia de la producción de petróleo y corte de agua de los patrones pilotos YR-504 y YR-510.	64
Figura 20. Tendencia de producción YR-99.	65
Figura 21. Tendencia de producción YR-74.	65
Figura 22. Agua de los diferentes campos que llegan a la P.I.A en Palogrande. ..	68
Figura 23. Vórtice formado en la agitación.	74
Figura 24. Preparación de la solución polimérica.	75
Figura 25. Viscosímetro Brookfield modelo LVT.	76
Figura 26. Dosificación del producto químico al agua.	78
Figura 27. Soluciones poliméricas con agua de inyección de PG a concentraciones de 1000, 1500 y 2000 ppm.	79
Figura 28. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada con diferentes productos químicos a mínimas concentraciones.	81
Figura 29. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada con diferentes productos químicos a máximas concentraciones.	82
Figura 30. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida THPS.	83
Figura 31. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida Biotreat 12363.	84
Figura 32. Soluciones poliméricas con agua de Arenas sin suavizar.	85
Figura 33. Soluciones poliméricas con agua de Arenas suavizada.	85
Figura 34. Partículas suspendidas en la solución polimérica preparada con agua de inyección de PG.	88
Figura 35. Precipitación de sólidos.	91
Figura 36. Diferencias entre el agua de Arenas y el agua de inyección de PG.	96
Figura 37. Representación esquemática de resinas intercambiadoras de cationes y de aniones.	109
Figura 38. Ablandamiento (intercambio de sodio) en una resina.	111
Figura 39. Descationización (todos los cationes reemplazados por H ⁺).	112

Figura 40. Las resinas son agotadas. Iones H^+ y OH^- fueron liberados en el agua.
.....113

Figura 41. Desmineralización.....114

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. AGUA SUAVIZADA.....	108
------------------------------	-----

LISTA DE ABREVIATURAS

- ASP:** Álcali – Surfactante – Polímero
- BOPD:** Barriles de aceite por día
- Ca:** Calcio
- CDG:** Colloidal Dispersion Gel
- CEOR:** Chemical Enhanced Oil Recovery
- DK:** Dina Cretáceo
- EOR:** Enhanced Oil Recovery
- FP:** Flopan
- HPAM:** Poliacrilamida parcialmente hidrolizada
- IOR:** Improved Oil Recovery
- Mg:** Magnesio
- OOIP:** Original Oil In Place
- PF:** Polymer Flooding
- PG:** Palogrande
- P.I.A:** Planta de Inyección de Agua
- Sor:** Saturación residual de petróleo
- Te:** Tello
- THPS:** Sulfato de Tetrakis (hidroximetil) fosfonio
- YR:** Yariguí

RESUMEN

El presente trabajo muestra el desarrollo de pruebas de compatibilidad entre el agua de inyección de Palogrande y el polímero FLOPAN 3230 para la conformación de la solución polimérica a inyectar en el proyecto piloto de inyección de polímeros en el campo Palogrande. Es en este campo que se pretende implementar este tipo de recobro químico debido a sus características favorables para la aplicación de dicho método de recobro y la urgente necesidad de incrementar su producción.

En los dos primeros capítulos se exponen los conceptos teóricos básicos acerca del historial del campo Palogrande, las características del agua de inyección y las especies químicas presentes en ella. El capítulo tres de este proyecto muestra el avance en la implementación de los métodos de recobro químico en Colombia, resaltando la importancia de éstos para mantener y/o aumentar la producción de petróleo en el país. En el cuarto capítulo se presentan las características fisicoquímicas de cada una de las aguas empleadas en la preparación de las soluciones poliméricas. El capítulo quinto consiste en los procedimientos seguidos para la elaboración de cada una de las pruebas realizadas en el laboratorio. En el sexto capítulo de este trabajo se muestra la identificación del componente químico problema presente en el agua de inyección que causa la inestabilidad de la solución polimérica exponiendo posteriormente la evaluación y análisis de los resultados de compatibilidad obtenidos en el laboratorio.

Por último se presenta la aplicación de la especie química más eficiente para el tratamiento de la formación de la solución polimérica y con ello las posibles soluciones aplicables al sistema de inyección de polímeros en el campo

Palogrande para garantizar el éxito en el incremento de la producción a través de este método de recobro químico.

PALABRAS CLAVE: Recobro químico, inyección de polímeros, polímero, agua de inyección.

INTRODUCCIÓN

En algún momento de la vida operacional de un campo petrolero, el empuje natural disminuye y se necesita energía adicional para mantener las tasas de producción, es allí cuando se empiezan a reunir esfuerzos para mejorar la recuperación de petróleo y sacarle el máximo provecho al campo. Es por ello que hoy en día se emplean múltiples métodos para aumentar o mantener la producción de los campos que ya acumulan una larga vida productiva, entre ellos se encuentran los métodos de recobro químico que aunque no son una práctica común en nuestro país en estos momentos se han desarrollado diversos proyectos obteniendo respuestas favorables que incentivan a continuar empleando dicho método de recobro mejorado.

Los campos maduros atesoran historias, y con ella cientos de estudios realizados para optimizar su producción; no obstante, en los campos maduros es cada día más difícil extraer el petróleo, y es por eso que mejorar el factor de recuperación de petróleo se ha convertido en una necesidad, donde las técnicas Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR) son una gran opción en el plan de desarrollo del campo.

En Colombia, la ejecución de proyectos CEOR no sigue la tendencia mundial y con este proyecto se quiere mostrar la necesidad en la que está el país de comenzar a implementar este tipo de recobro terciario en sus campos, puesto que menos del 1% de la producción en nuestro país proviene de producción terciaria. Por lo anterior, y con el objetivo de propiciar aumento de la producción de petróleo en Colombia, la implementación de procesos CEOR juega un papel fundamental y prioritario si se quiere aumentar y/o mantener su producción actual.

Una opción que ha sido acogida para garantizar la producción de hidrocarburos es la inyección de polímeros para mejorar el recobro de petróleo. La composición de la solución polimérica debe adaptarse a las propiedades del yacimiento y presentar un buen comportamiento para mantener sus propiedades iniciales con el transcurrir del tiempo para garantizar el éxito de la inyección; en este trabajo se realizó un análisis y evaluación de la composición del agua de producción para que al entrar en contacto con el polímero, la solución polimérica formada mantenga su estabilidad puesto que si su comportamiento se ve alterado, no se asegurará el éxito del recobro de petróleo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el campo Palogrande se realizará un piloto de inyección de polímeros para optimizar la producción de dicho campo maduro. Se presenta el problema de que la estabilidad del polímero escogido para dicho proceso de recobro mejorado se ve afectada al entrar en contacto con el agua de inyección, lo cual generaría resultados ineficientes a la hora de actuar la solución polimérica en la formación, obteniendo bajos rendimientos en el proceso de recobro de petróleo.

Para Ecopetrol S.A., no es rentable aplicar un proceso de recobro mejorado sin obtener resultados positivos en un aumento de su producción, por lo cual se están buscando alternativas y soluciones para afrontar la afectación del comportamiento óptimo del polímero al mezclarse con el agua de inyección, impidiendo obtener éxito en la inyección.

Con base en los resultados obtenidos en este proyecto, Ecopetrol S.A tomará la decisión de implementar el tratamiento adecuado del sistema polímero - agua de inyección, para proceder a aplicar dicho método de recobro en el campo Palogrande.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PALOGRANDE

1.1. RESEÑA HISTÓRICA

El pozo PG-01, perforado en 1964 con el objeto de probar la Formación Monserrate en la estructura Palogrande, no alcanzó el objetivo por problemas mecánicos. Oficialmente el campo Palogrande fue descubierto en 1971 por el pozo PG-02, perforado cerca al anterior, el cual produjo 60 BOPD, con una °API de 15, pero se cerró debido a su baja productividad, finalmente el desarrollo del campo comenzó en 1980 cuando se perforó el PG-03 con una producción inicial de 700 BOPD.

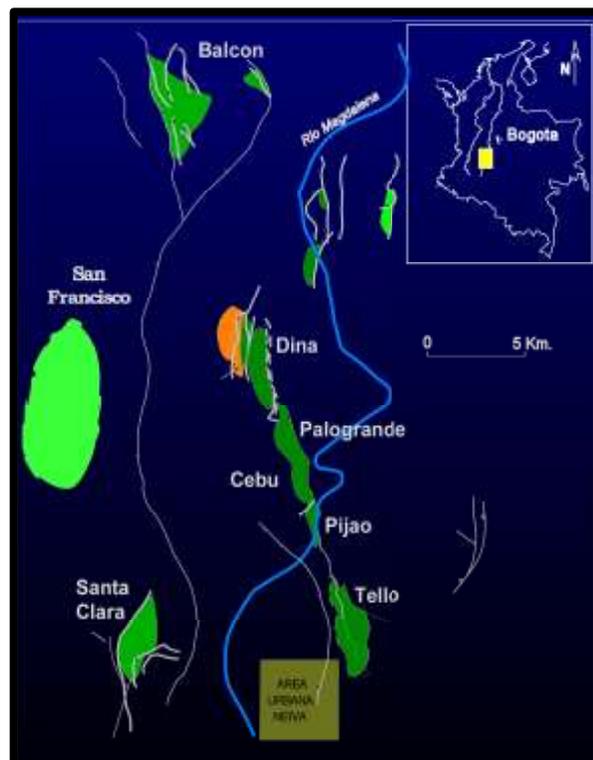
En 1985 se implementó la inyección periférica de agua, mediante la conversión de algunos pozos y la perforación de otros. El proyecto contempló inicialmente seis pozos inyectoros, pero una reevaluación en 1986 adicionó 6 inyectoros más. Antes de la inyección, el corte de agua en el área Palogrande era menor al 10%, debido a que el yacimiento estaba aislado del acuífero mediante una capa de asfalto o breña.

El campo Palogrande hace parte del bloque de la antigua Concesión Neiva -540, la cual revirtió a la nación por parte de la operadora Shell-Hocol en noviembre 17 de 1994, momento a partir del cual ECOPETROL es el operador.

1.2. LOCALIZACIÓN

El Campo Palogrande (PG) está localizado en la cuenca del valle superior del Magdalena (VSM), en la subcuenta de Neiva, 10 Kilómetros al norte de la ciudad de Neiva, en el Departamento del Huila, limita al norte y oeste con el campo Dina Cretáceos (DK), al sur y este con el campo Pijao (PJ).

Figura 1. Localización Campo Palogrande.



Fuente: ECOPEL S.A. Balance de reservas 2008 Campo Dina Terciarios [diapositivas]. Superintendencia de Yacimientos y Producción.

1.3. PROPIEDADES GENERALES DEL CAMPO

La Tabla 1 describe las propiedades generales del Campo Palogrande.

Tabla 1. Propiedades generales del Campo Palogrande.

Yacimiento		Propiedades de roca y fluidos	
Tipo de trampa	Estructural- Anticlinal	Porosidad promedio %	18.5
Edad geológica	Cretáceo	Rango de porosidad, %	15 - 22
Ambiente de depositación	Marino de frente de costa	Permeabilidad promedio (mD)	78
Litología	Arenisca	Rango permeabilidad, mD	6 -150
Profundidad promedio (ft)	~5000 TVDSS	Relación Kv/Kh	0.10
Espesor total Fm. Monserrate (prom pies TVT)	2000	Gravedad API del aceite	20 - 22
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	687	Gravedad específica del gas	0.659
Saturación inicial de agua Sw (%)	35-55	Viscosidad aceite/gas (cp)	9.4 cp @ 143°F Y 970 PSI
Saturación de aceite residual (%)	25-30	Presión de burbuja (psi)	790
Temperatura del yacimiento (°F)	143	Relación gas-aceite Rsi (SCF/STB)	119
Presión inicial de yacimiento (psi)	2620	Factor volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.1 rbls/stb (PG-15)
Mecanismo primario de producción	Gas en solución y empuje de agua	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	7000-10000

Fuente: ECOPETROL S.A. Resumen ejecutivo Campo Palogrande – Contrato Pijao Potrerillo; suministrado por la Dependencia de Proyectos Regional Sur. 2015.

El campo Palogrande ha mantenido su producción debido a la inyección de agua, profundización de la bomba en pozos, mantenimiento de equipo de bombeo (mecánico y electrosumergible) y limpieza de los pozos. Se espera a futuro obtener volúmenes incrementales mediante el proyecto de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG).

El campo Palogrande se presenta como un buen candidato para la implementación de procesos de recobro químico por las siguientes razones:

- Se ha presentado una implementación exitosa del proceso de inyección de agua.
- Presenta una relación de movilidad agua-aceite desfavorable (>5).
- La ubicación del campo permite el suministro de materiales y equipos para la implementación del recobro químico fácilmente.

Las características del yacimiento en el campo Palogrande no indican mayores preocupaciones para la aplicación de procesos de recobro químico. De hecho, el principal indicador positivo es que el proceso de inyección de agua ha sido exitosamente implementado en el campo, estableciendo conectividad entre inyectores y productores. Por regla general, un proceso exitoso de inyección de agua, indica un proceso de inyección de productos químicos prometedor. Aunado a lo anterior, en el campo Dina Cretáceos, el cual es un campo análogo de Palogrande se ha venido desarrollado exitosamente un piloto de inyección de polímeros.

En pruebas de laboratorio se ha determinado que el desplazamiento de aceite con agua es ineficiente debido a la alta relación de movilidad la cual es mayor a 5, por lo cual se estima que aún se tiene una buena cantidad de aceite móvil remanente y se proyecta inicialmente utilizar polímeros para mejorar la eficiencia de barrido.

CAPÍTULO 2

2. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Figura 2. Clasificación de los métodos de inyección de productos químicos.



Fuente: Maya G., et. al., "Selección de alternativas para recobro químico", ECOPEPETROL S.A., 2009, 74 p.

El principio básico de la inyección de polímeros es modificar las propiedades del agua inyectada aumentando su viscosidad; este aumento en la viscosidad produce una reducción de la permeabilidad efectiva al agua, la cual crea un frente de fluido desplazante más estable, permitiendo un barrido más completo del yacimiento y un mayor desplazamiento de aceite, por tanto se disminuye la relación de movilidades agua-petróleo, lográndose que el frente de desplazamiento sea más uniforme en comparación con una inyección de agua convencional [1].

Lo que se busca con la inyección de productos químicos, especialmente los polímeros, es darle mayor uniformidad al fluido de inyección, aumentando su viscosidad mediante la adición de una solución de peso molecular que permita que

sea mejorada la relación de movilidades, y por tanto el barrido volumétrico se haga mayor.

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad \text{Ecuación 1}$$

Dónde:

$M_{w,o}$ = Relación de movilidad entre el agua y el aceite

λ_w = Movilidad del agua

λ_o = Movilidad del aceite

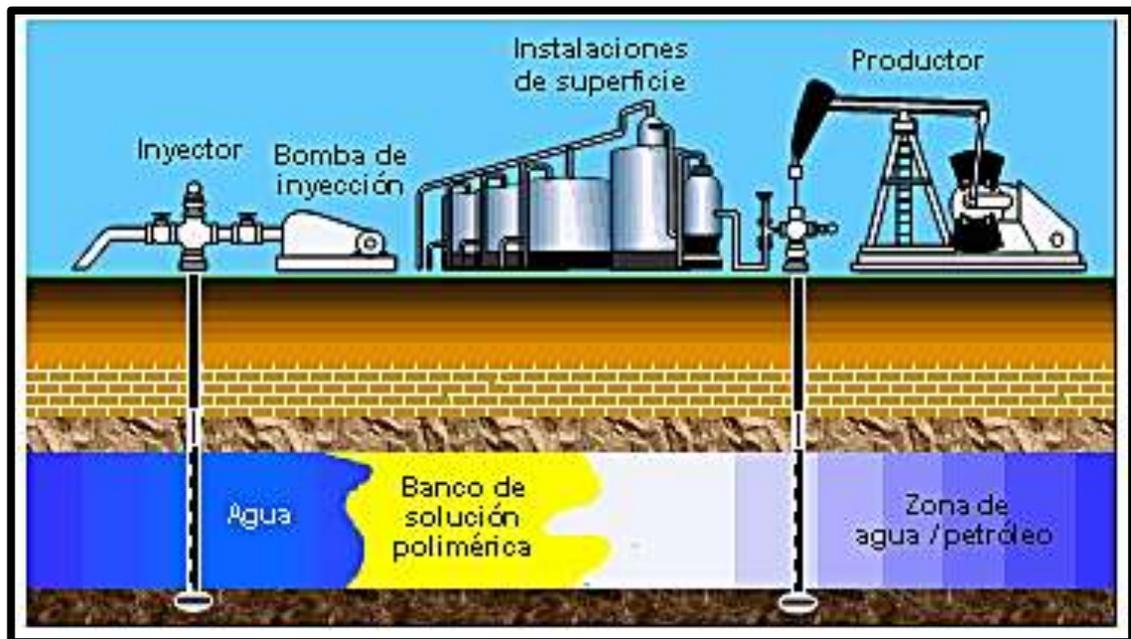
k_w = Permeabilidad del agua

k_o = Permeabilidad del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

μ_o = Viscosidad del aceite

Figura 3. Configuración del proceso de inyección de polímero.



Fuente: PDVSA-CIED, 1998.

En el proceso de preparación de una solución polimérica para la implementación de un recobro químico, juegan un papel importante el polímero y el agua de preparación, dado que son los primeros que deben cumplir las características que se requieren para el éxito en la recuperación de petróleo.

2.1. POLÍMERO

Los polímeros son moléculas químicas compuestas por la repetición de unidades químicas simples denominadas monómeros, caracterizados por poseer bajo peso molecular. La unión de miles de monómeros conduce a la formación de moléculas más complejas, y de mayor peso molecular. Los polímeros son materiales ideales para el control de la producción de agua, y para los procesos de recobro mejorado. Su uso más común es realizando modificaciones a procesos de inyección de agua que se estén llevando a cabo, aumentando la viscosidad del agua por medio del uso de soluciones poliméricas [2].

Los polímeros más usados en la industria del petróleo son: poliacrilamidas y gomas xanthan. Estos dos tipos de polímeros son orgánicos, sin embargo, el primero es sintético y las gomas de xanthan son de origen natural. El polímero empleado en la recuperación química en el Campo Palogrande es una poliacrilamida llamada comercialmente FLOPAN 3230. A continuación se describirán algunos aspectos relevantes de este tipo de polímero.

2.1.1. POLIACRILAMIDAS

Son polímeros sintéticos que poseen una unidad monomérica llamada acrilamida, su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando es utilizado para inyección en yacimientos que están produciendo por inyección de agua se somete a hidrólisis parcial, donde parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico, por tal motivo son llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM); esta hidrólisis tiende a aumentar la viscosidad del agua dulce, pero reduce la viscosidad en las aguas duras.

Las poliacrilamidas se forman por polimerización de radicales libres, su peso molecular oscila entre 1 y 10 millones de unidades de masa atómica. Desarrollan altas viscosidades en agua dulce y tiende a ser adsorbidas por la superficie de la roca [3].

Cerca de 1/3 de los grupos amida pueden ser reemplazados por grupos carboxilo de sodio [4]. Presentan un comportamiento no newtoniano, son susceptibles a las fuerzas iónicas, pueden ser fácilmente degradables por el esfuerzo cortante y están sujetas a la degradación térmica.

Según Paris de Ferrer [1], las poliacrilamidas son las más conocidas debido a que además de aumentar la viscosidad, alteran la permeabilidad de la roca del yacimiento en las zonas invadidas, y reducen la movilidad efectiva del agua inyectada. El resultado final será una reducción en la razón de movilidad y en consecuencia el mejoramiento de la eficiencia de barrido, todo lo cual conduce a un incremento en la recuperación de aceite. Sin embargo, si el peso molecular de la poliacrilamida es demasiado alto, el polímero puede taponar los espacios porosos de la formación.

Los polímeros de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas son económicos y relativamente resistentes a los ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposiciones por largo tiempo en el yacimiento y son estables a pH básicos en comparación con los polímeros naturales, cualidades que lo hacen atractivo en la aplicación de procesos de recobro mejorado en la industria petrolera.

2.2. AGUA DE INYECCIÓN

La calidad del agua que se utiliza para la preparación del polímero debe ser conservada principalmente por tres razones:

- a.** Para conservar las instalaciones operativas por el tiempo de vida del proyecto.
- b.** Para conservar la “salud” del reservorio al que ingresa el agua por el tiempo de vida del proyecto.
- c.** Para garantizar la formación de las cadenas poliméricas, logrando así la viscosidad deseada para el éxito del proyecto de recobro químico.

2.2.1. VARIABLES A ANALIZAR Y/O CONSIDERAR QUE AFECTAN LA CALIDAD DEL AGUA AL MOMENTO DE REALIZAR UNA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

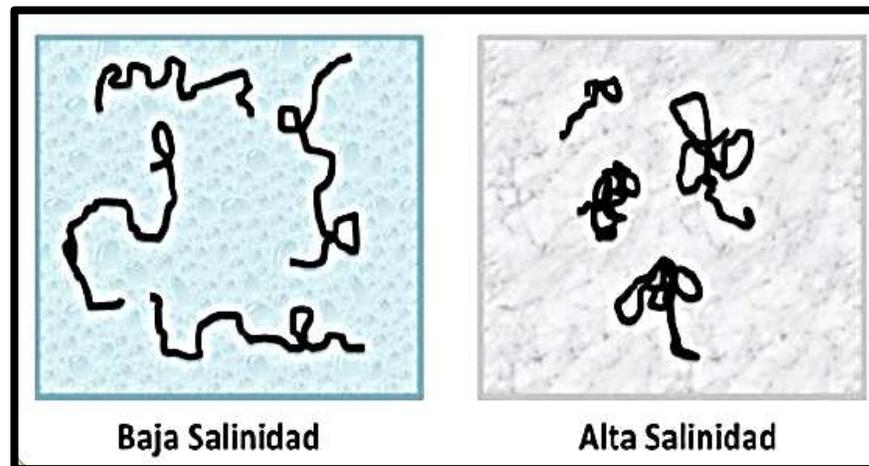
2.2.1.1. Salinidad

Los polímeros sintéticos como las poliacrilamidas hidrolizadas son aniónicos y poseen grupos carboxilos cargados negativamente en la cadena polimérica, los cuales interactúan en solución con agua pura, de tal forma que la repulsión de las cargas que tienen la misma polaridad mantienen a la molécula de una forma más o menos tensa y como resultado se tienen moléculas de polímero en estado alargado para producir altas viscosidades.

Debido a esa naturaleza aniónica, las poliacrilamidas son sensibles a las sales presentes en el agua de inyección, porque los cationes cargados positivamente en el agua se unen fuertemente a los grupos de ácido carboxilo, cargados negativamente de la cadena polimérica, para hacer moléculas poliméricas en estado “enrollado”, alterando su estado alargado y por consiguiente se ven afectadas las características viscosificantes de la poliacrilamida [5].

La Figura 4 representa un esquema del comportamiento de las cadenas poliméricas formadas al realizar la solución del polímero en un agua de baja salinidad y en una de alta salinidad; se observa el estado “enrollado” de la cadena polimérica, nombrado anteriormente, que se da al preparar el polímero con un agua de alta salinidad.

Figura 4. Efecto de una solución altamente ionizada sobre la poliacrilamida hidrolizada.



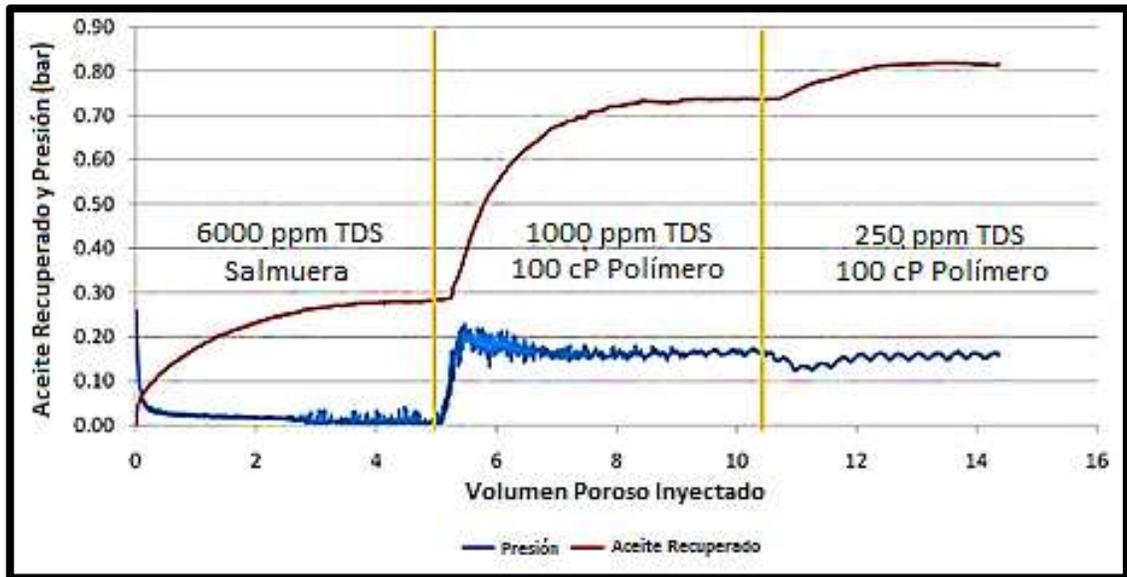
Fuente: FRAGOZO, M.M & PAZ, J.A. “Evaluación técnico - financiera de la inyección de polímeros en un yacimiento colombiano de crudo pesado”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2014. p.37.

2.2.1.1.1. Beneficios de la inyección de polímero con agua de baja salinidad [6]

- ❖ *Más alta recuperación de petróleo:* Una buena solución polimérica mejora la eficiencia de barrido movilizándolo aceite que aún está atrapado en el yacimiento que la inyección de agua no logró desplazar. En la Figura 5 se puede observar la alta producción de aceite que se alcanza al inyectar una solución polimérica preparada con un agua de baja salinidad y un sostenimiento favorable de la presión del yacimiento; además se muestra el

efecto negativo en la producción de petróleo al incrementar la salinidad del agua de preparación de la solución polimérica.

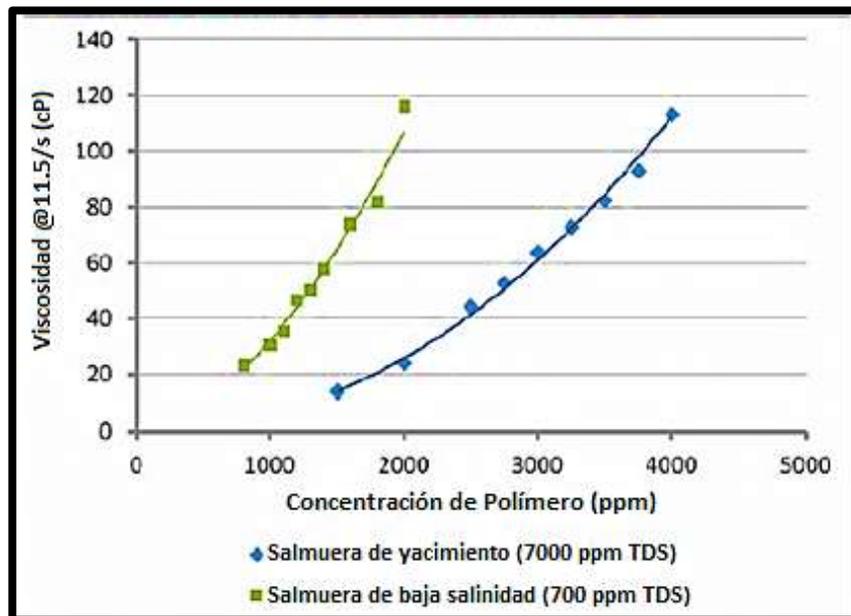
Figura 5. Ejemplo de mayor recuperación de petróleo al bajar la salinidad del agua.



Fuente: VERMOLEN C.M., ALMADA, M., WASSING, B.M., LIGTHELM, D.J and MASALMEH, S.K. “Low-Salinity Polymer Flooding: Improving Polymer Flooding Technical Feasibility and Economics by Using Low-Salinity Make-up Brine”. Doha, Qatar. IPTC-17342-MS. 2014. p.14.

- ❖ *Baja concentración de polímero requerida:* La concentración de polímero necesaria para obtener una determinada viscosidad es mucho menor y con ello la reducción de costos por cantidad de polímero empleada en un proyecto de recuperación química se reduciría considerablemente. El alcance de esta ganancia se puede observar claramente en la Figura 6 donde la concentración de polímero necesario para obtener una viscosidad de 60 cp puede ser reducida a la mitad cuando se disminuye la salinidad del agua de preparación hasta 10 veces la salinidad del agua del yacimiento. Ésto sería una reducción significativa de los gastos operativos de polímero.

Figura 6. Ejemplo de la ganancia en la concentración de polímero al bajar la salinidad del agua de preparación.

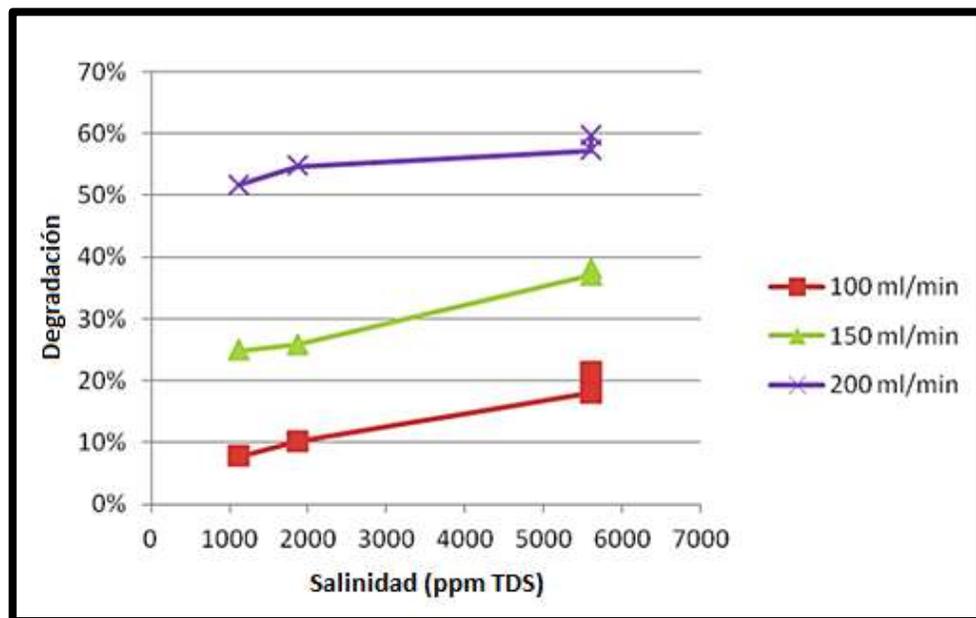


Fuente: VERMOLEN C.M. ALMADA, M. WASSING, B.M. LIGTHELM, D.J and MASALMEH, S.K. “Low-Salinity Polymer Flooding: Improving Polymer Flooding Technical Feasibility and Economics by Using Low-Salinity Make-up Brine”. Doha, Qatar. IPTC-17342-MS. 2014. p.2.

- ❖ *Aumento de la estabilidad del polímero:* Al disminuir la salinidad en el agua de preparación de la solución, el polímero mantendrá sus propiedades viscosificantes estables, obteniendo resultados positivos en la recuperación de petróleo y gastos del proyecto, proporcionando así la oportunidad de aplicar con éxito la inyección a yacimientos de alta salinidad.
- ❖ *Baja sensibilidad al cizallamiento:* Pérdida de la viscosidad por cizallamiento mecánico de los polímeros en las bombas, válvulas, entre otros. Fue demostrado por Zaitoun et al. en el 2011 [7], que la sensibilidad de cizallamiento del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) se reduce al disminuir la salinidad del agua de preparación.

La Figura 7 presenta la degradación de un polímero de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) a diferentes caudales de inyección al aumentar la salinidad del agua de preparación de la solución polimérica es un proceso de recobro de inyección de polímeros.

Figura 7. Ejemplo de la degradación de un polímero HPAM cuando se inyecta por un orificio de 0.4 mm a diferentes caudales.



Fuente: VERMOLEN C.M., ALMADA, M., WASSING, B.M., LIGTHELM, D.J and MASALMEH, S.K. “Low-Salinity Polymer Flooding: Improving Polymer Flooding Technical Feasibility and Economics by Using Low-Salinity Make-up Brine”. Doha, Qatar. IPTC-17342-MS. 2014. p.3.

- ❖ *Reducción de los problemas de la química de producción:* Tanto las incrustaciones como la acidificación se reducen cuando se utiliza agua de baja salinidad. El agua se puede acondicionar para evitar altas incrustaciones y eliminar los sulfatos que reducen la formación de H_2S . También el efecto negativo de la separación del polímero con el fluido agua/aceite se puede reducir mediante el uso de un agua de baja salinidad, puesto que al ser la concentración de polímero mucho menor, la viscosidad

puede ser bajada fácilmente mediante la adición de una corriente de solución salina al sistema de separación.

- ❖ *Potencialmente mayor reducción del Sor por efecto visco-elástico:* Se ha verificado que hay mayor recuperación de petróleo al ser mayor la visco-elasticidad de la solución polimérica [8]. Dicha visco-elasticidad se ha demostrado que aumenta a mayor concentración de polímero o con un polímero de más alto peso molecular, sin embargo otra manera de lograr este efecto es disminuyendo la salinidad del agua. Inundaciones poliméricas de baja salinidad dan como resultado un mayor efecto visco-elástico que las inundaciones de alta salinidad.

2.2.1.2. Sólidos en suspensión [9]

Los sólidos en suspensión, afectan principalmente la inyectividad del agua al reservorio. Los sólidos en suspensión no afectan la viscosidad de la solución de forma significativa.

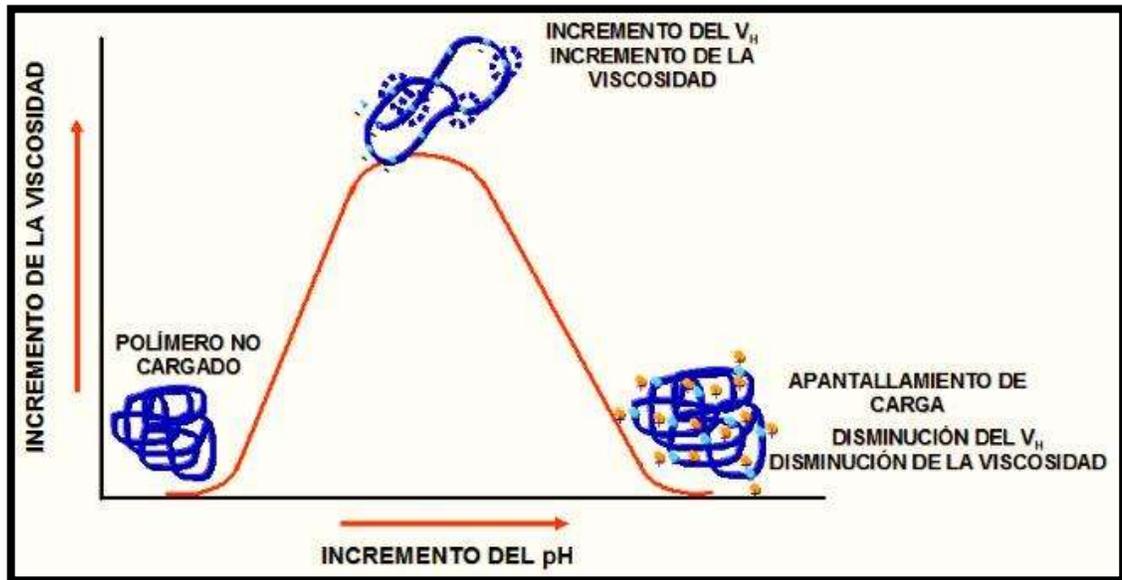
Pueden ser:

- Provenientes del propio sistema: hidrocarburos y arena.
- Generados: sulfuros de hierro, limos bacteriales, óxidos, carbonatos de calcio, entre otros.

2.2.1.3. pH [9]

El pH favorece la hidrólisis de los polímeros. Ésto trae aparejado un leve incremento de la viscosidad y un mayor riesgo de precipitación con aguas de alta dureza. En la Figura 8 se muestra el efecto el pH en la viscosidad de la solución polimérica.

Figura 8. Efecto del pH en la viscosidad de la solución polimérica.



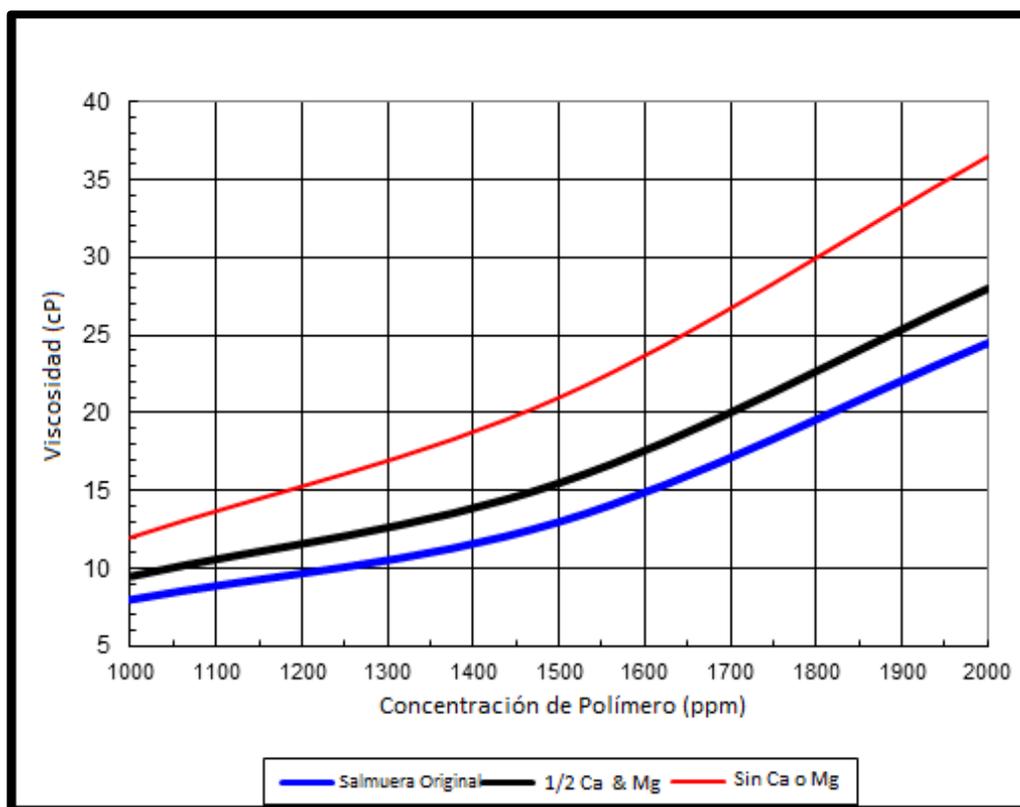
Fuente: MARIN, Amaury. SNF FLOERGER. “Calidad del agua en la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de polímeros”. Colombia. 2010.

El volumen que ocupa el polímero en solución se denomina volumen hidrodinámico (V_H).

2.2.1.4. Dureza

Las sales divalentes de Ca, Mg, Ba, entre otras, actúan principalmente disminuyendo la viscosidad y eventualmente ocasionando precipitación. La Figura 9 presenta el efecto positivo en la viscosidad de la solución polimérica al disminuir la cantidad de iones de calcio y magnesio presentes en el agua de preparación.

Figura 9.Efecto de los iones divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}) en la viscosidad de la solución polimérica.



Fuente: MARIN, Amaury. SNF FLOERGER. “Calidad del agua en la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de polímeros”. Colombia. 2010.

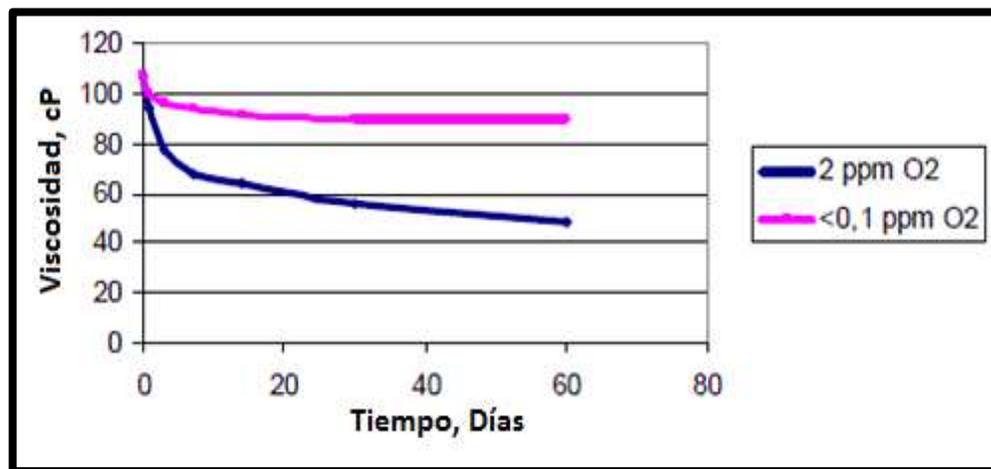
Los cationes divalentes son muchos más perjudiciales en comparación con los iones monovalentes (Na^+) sobre el poder viscosificante del polímero. Al estar presentes en grandes cantidades los cationes divalentes, las moléculas se pueden entrecruzar debido a su fuerte efecto de puente con la cadena de polímero aumentando la precipitación de polímero incluso a bajas concentraciones [5]. La precipitación conlleva a una reducción en la viscosidad de la solución y además favorece el taponamiento de la formación.

2.2.1.5. Oxígeno / Hierro / Sulfuro [9]

El O_2 , a niveles superiores a 20 ppb, provoca la degradación química de los polímeros. Esta reacción está fuertemente catalizada por hierro y sulfuros, y otros elementos o compuestos que puedan generar radicales libres. El hierro, normalmente presente en las aguas por efecto de la corrosión, cataliza la reacción de degradación química de los polímeros, en presencia de trazas de oxígeno. Actualmente se ha fijado un límite de 2 ppm como máximo y adecuado para este elemento.

La Figura 10 muestra el aumento de la viscosidad de la solución polimérica cuando la cantidad de oxígeno disuelto en el agua de preparación es menor a 0.1 ppm (línea rosada) y el efecto negativo a través del tiempo (línea azul) del comportamiento de la viscosidad de la solución polimérica al aumentar el contenido de oxígeno disuelto del agua.

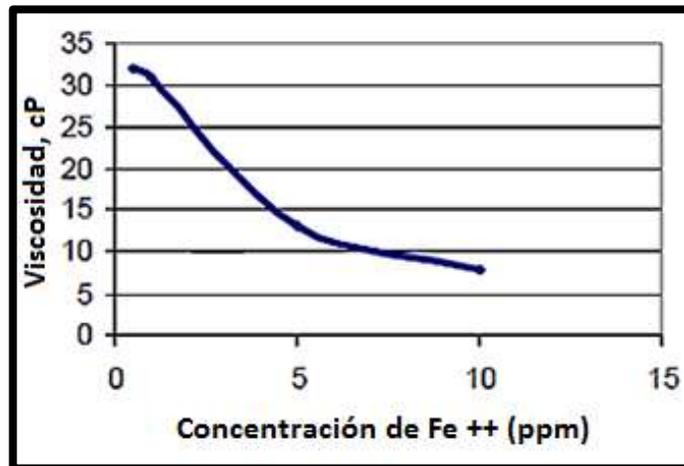
Figura 10. Efecto del oxígeno en el agua en la viscosidad de la solución polimérica.



Fuente: MARIN, Amaury. SNF FLOERGER. “Calidad del agua en la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de polímeros”. Colombia. 2010.

La Figura 11 presenta el efecto negativo en la viscosidad de la solución polimérica al aumentar la concentración de iones divalentes de hierro en el agua de preparación.

Figura 11. Efecto del hierro en el agua en la viscosidad de la solución polimérica.



Fuente: MARIN, Amaury. SNF FLOERGER. "Calidad del agua en la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de polímeros". Colombia. 2010.

2.2.2. CARACTERÍSTICAS QUE DEBEN DE TENER LAS AGUAS DE INYECCIÓN

- ❖ El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
- ❖ El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación. El incrustamiento mineral por el agua usualmente consiste de uno o más de los siguientes compuestos químicos: BaSO_4 , SrSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 . El incrustamiento mineral dentro del sistema de inyección no solo reduce la capacidad de flujo sino también proporciona un medio para que ocurra corrosión.

- ❖ El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección. Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman las incrustaciones como los mencionados en el punto anterior, tales como limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.

- ❖ El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y de la permeabilidad de la roca.

- ❖ La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

La Figura 12 representa la salinidad total y la dureza más sulfatos ideales que deben tener el agua en los diferentes procesos de recobro químico; para el caso de inyección de polímeros se puede observar que la salinidad TDS debe ser menor a 5000 ppm y la dureza más sulfatos menor a 100 ppm. En la Tabla 2 se encuentran tabulados dichos valores de salinidad, dureza y concentración de sulfatos en el agua, ideales para cada proceso de recobro mejorado.

Figura 12. Requisitos químicos del agua en procesos EOR/IOR.

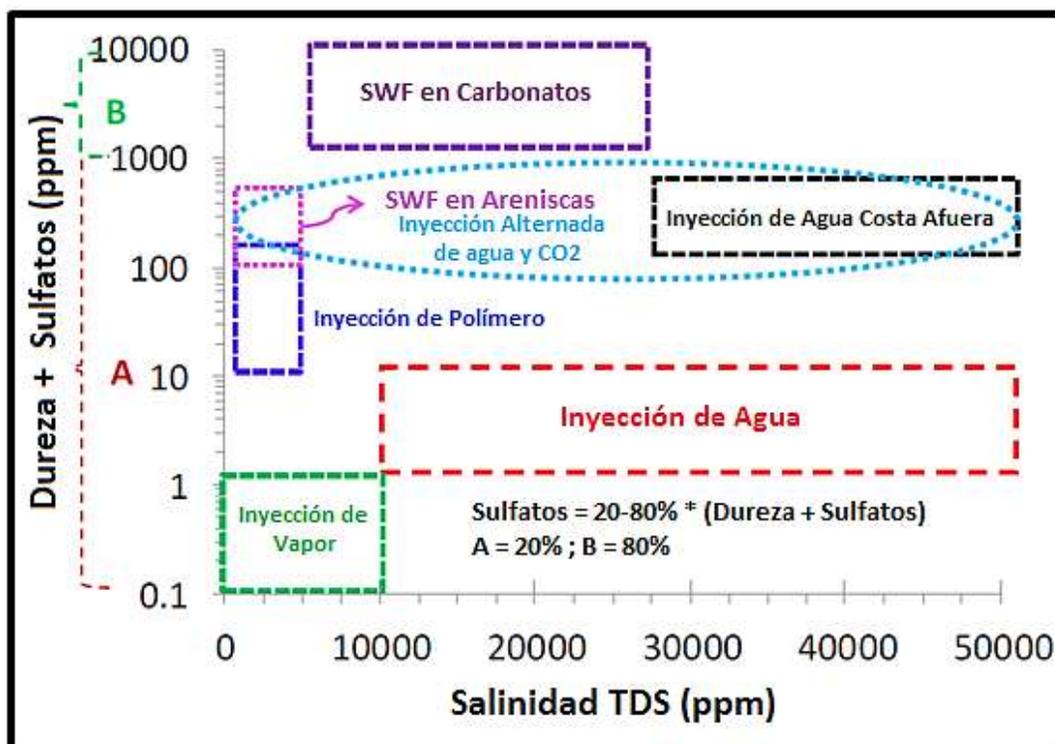


Tabla 2. Resumen Requisitos químicos del agua de inyección en procesos EOR/IOR.

Proceso EOR/IOR	Salinidad (ppm)	Dureza (ppm)	Sulfatos (ppm)
Inyección de Agua Costa Afuera	30000-50000	<500-600	<40-100
SWF en Areniscas	<5000	<500	n/a
SWF en Carbonatos	6000-28000	<2000-3000	<10000
Inyección de Polímero	<5000	<100	n/a
Inyección de ASP	<50000-60000	<10	n/a
Inyección de Surfactante SW en Areniscas	<5000	<100	n/a
Inyección alternada Agua y CO ₂	<50000-60000	<500	n/a
Inyección de Agua Carbonatada	<5000	<500	n/a
Inyección de Vapor	<10000-12000	<0.5-1.0	n/a

Fuente: AYIRALA S.C and YOUSEF A.A. "Injection Water Chemistry Requirement Guidelines for IOR/EOR". Oklahoma, USA. SPE-169048-MS. 2014. p.19 - 24.

2.2.3. PRODUCTOS QUÍMICOS ADICIONADOS AL AGUA DE INYECCIÓN [10]

Usualmente al agua de producción se le agregan productos químicos para su tratamiento, para que al ser utilizada en una futura inyección al yacimiento no cause problemas de corrosión ni alteración de las propiedades de la formación ni de los fluidos presentes en ella. El agua de inyección de Palogrande es tratada con cuatro compuestos químicos encargados de dejarla en óptimas condiciones para su inyección.

- Biocida (Tratamiento de bacterias).
- Inhibidor de incrustaciones (Tratamiento de incrustaciones).
- Inhibidor de corrosión (Tratamiento de la corrosión).
- Clarificador (Separación de agua-aceite).

2.2.3.1. Tratamiento de bacterias

Conocidos como biocidas, bactericidas, bacteriostatos y químicos antiensuciamiento entre otras denominaciones, son probablemente los compuestos más usados en aguas dulces y salinas de inyección de agua (waterflooding). Aunque no todos los microorganismos son un problema para la industria, el control de su crecimiento es objetivo permanente.

El tratamiento se centra en el control de la población bacteriana. En el “upstream” en particular, las bacterias generan:

- Depósitos y focos de corrosión en instalaciones
- Corrosión del fluido de reservorio (MIC)
- Agriamiento del fluido de reservorio
- Daño a las formaciones producidas

La tendencia natural de ciertas bacterias es adherirse a las superficies y formar “enjambres” de bacterias, material orgánico de metabolismo y productos de corrosión (sulfuros y óxidos) junto a otros sólidos. Estos “nichos” de crecimiento bacteriano deben ser destruidos con el tratamiento bactericida, son verdaderos “hormigueros” bacterianos.

Los oxidantes energéticos disuelven biomasa y rompen la membrana celular bacteriana destruyéndola. Los bactericidas interfieren el proceso nutricional a través de la membrana (envenenan la célula).

Los compuestos químicos antibioensuciamiento (ABF) se formularon con varios objetivos.

1. Secuestrar el hierro limitando su reacción con el sulfuro de hidrógeno.
2. Inhibir incrustaciones para evitar la formación de carbonatos y sulfatos insolubles.
3. Inhibir la corrosión con un adecuado balance surfactante-filmogénico.

Para lograr su objetivo, el biocida debe contactar la bacteria en suficiente concentración (dosis letal) para llegar hasta la bacteria. Los grandes grupos de biocidas no oxidantes son:

- Los aldehídos: formaldehído (HCHO); glutaraldehído (OCH/CH₂/3CHO) o pentanodiol; acroleína (H₂C=CHCHO) o 2-propenal.
- Los compuestos de amonio cuaternario, con fórmula general (R₁R₂R₃R₄N)⁺ X⁻
- Los compuestos halogenados: C₃H₆BrNO₄ (bromopol).
- Los compuestos de azufre: isotiazolona, carbamatos.
- Las sales cuaternarias de fosfonio general: (CH₂OH)₄ P-X.

2.2.3.2. Tratamiento de incrustaciones

Las incrustaciones se generan por sobresaturación del compuesto incrustante en el agua en las condiciones particulares de operación. El proceso de sobresaturación es irreversible en la mayoría de los casos y debido a la condición se puede alcanzar en forma paulatina (mezclado de aguas incompatibles de reservorio) o instantánea (pasaje de agua subsaturada por un calentador), es esencial que el inhibidor ingrese al agua y subsista hasta (y antes) que se alcance la sobresaturación.

Básicamente el efecto umbral se basa en la captura a nivel molecular del incipiente cristal de incrustación por parte del inhibidor por adsorción y el envenenamiento del cristal al punto de inhibir el crecimiento de racimos (clusters), este efecto se denomina estérico. Como cada incrustación tiene diferente constitución cristalina, cada estructura química presenta la mayor eficiencia en forma selectiva al tipo de incrustación.

Atentan contra la eficiencia máxima del inhibidor:

- La salinidad del agua y pH.
- El contenido de magnesio del agua y hierro disuelto.
- Actividad bacteriana.
- La presencia y el tipo de sólidos en suspensión (el inhibidor, todavía no es “inteligente” y actúa sobre todo insoluble que viaje en el medio).
- La temperatura del sistema.

Un inhibidor de incrustaciones debe satisfacer varias funciones, entre ellas:

- Ser compatible (no formar productos de reacción con otros compuestos químicos del sistema, lo que conduce a su inactivación).

- Ser estable térmicamente (los fosfatos inorgánicos fueron reemplazados porque se hidrolizaban a temperaturas de tratamiento y sus soluciones eran bacteriológicamente sensibles).
- Modificar el tamaño de los cristales (forma tendencia a dispersarse)
- Retrasar o bloquear los procesos de precipitación.
- Prevenir la adherencia a las paredes metálicas (dispersantes de precipitados).

En los años noventa aparecen en el mercado los policarboxilatos y polimaleatos (polieléctricos basados en los ácidos y acrílicos y maleico polimerizados con monómeros de acrilamida y ácidos acrisúlfurico). Difíciles de monitorear, actualmente se los formula con grupos fosfonatos para un más fácil control analítico.

2.2.3.3. Tratamiento de corrosión

La corrosión es un fenómeno de naturaleza electroquímica que conduce a la disolución del acero. Para que se desarrolle un proceso de corrosión se requiere cuatro componentes:

- Un ánodo o área anódica.
- Un cátodo o área catódica.
- Un elemento conductor de corriente eléctrica (electrones), el acero o pieza metálica.
- Un electrolito conductor de iones, el agua (son excepcionales los procesos corrosivos en los que el agua está ausente).

Al eliminar uno de los cuatro componentes la corrosión no avanza, por ejemplo:

- El agua destilada libre de gases disueltos no es corrosiva.
- Un recubrimiento anticorrosivo sobre el metal lo aísla del electrolito y, salvo que presente discontinuidades, impide el contacto metal-eléctrico y evita la corrosión.

- Un ánodo o cátodo de sacrificio desvían el proceso electrolítico y evitan la corrosión.

Un inhibidor de corrosión de tipo filmógeno no es más que una “pintura” temporaria o permanente que se aplica a la superficie metálica; a diferencia de los inhibidores de incrustaciones que deben actuar únicamente en la fase acuosa, los inhibidores de corrosión no pueden ignorar a la fase de petróleo. Usualmente un inhibidor se formula con un componente activo (el real inhibidor) muy a menudo una amina, un solvente, un dispersante emulsionante, desemulsionante o algún modificador funcional.

Un inhibidor de corrosión forma una película protectora de moléculas adsorbidas sobre la superficie de metal a proteger creando una barrera al electrolito que transporta el agente corrosivo. De los gases corrosivos solubles en agua (O_2 , CO_2 y H_2S) el oxígeno es por lejos el más corrosivo, es por ello que en sistemas de inyección de agua debe mantenerse en niveles inferiores a 50 ppb.

El principal aspecto en el comportamiento de un inhibidor debe ser la resistencia de la película a la erosión por flujo, además son importantes:

- El desempeño frente a los agentes agresivos.
- La tendencia a formar emulsiones.
- La bombeabilidad a temperatura de operación.
- La partición en las fases sin movimiento.

El más importante grupo funcional de los tratamientos de corrosión empleados es el de las aminas alifáticas y aromáticas, mono, di y poliaminas y sus sales.

El grupo amino ($-NH_2$) se fija por polaridad mediante un mecanismo denominado quimisorción al metal, el otro extremo del compuesto, usualmente una cadena

hidrocarbonada convierte a la superficie en hidrofóbica (la mayor parte de los agentes corrosivos están presentes en la fase acuosa); dado que también existen agentes corrosivos en la fase petróleo (ácidos carboxílicos y nafténicos y asfaltogénicos), la basicidad de la amina suministra un efecto neutralizante de los mismos.

2.2.3.4. Clarificador

La clarificación consiste en la eliminación de todo tipo de partículas, sedimentos, aceites y materia orgánica del agua. Con respecto a los problemas que se pueden dar en caso de dejar el petróleo en el agua, el agua que se produce con petróleo u otros contaminantes debe estar limpia para utilizarla en un proyecto de inundación o programa de inyección de vapor. El petróleo y los sólidos pueden obstruir rápidamente las costosas cuentas de resina para ablandamiento de agua. El agua sucia también puede requerir costosos programas de mantenimiento para los pozos de inyección.

Los productos químicos para la clarificación del agua pueden utilizarse para mejorar la eficiencia de los equipos de separación y disminuir el costo total de la operación.

Comúnmente, los sólidos que se encuentran en el agua producida son partículas de cieno, arena y arcilla provenientes de la formación, o bien pueden ser los productos derivados de la corrosión y la formación de incrustaciones. Por lo general, estos sólidos se eliminan junto con el petróleo. Finalmente, se les elimina del sistema como material de desecho o pasan a la refinería con el petróleo vendible. Los productos químicos clarificadores de agua garantizan que el agua producida cumple con los requisitos ambientales a la vez que aumenta la cantidad de petróleo vendible y evita costosas reparaciones de equipos.

2.3. DEGRADACIÓN DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

Las soluciones poliméricas deben mantenerse estables durante el periodo de tiempo que permanezcan en el yacimiento para garantizar así un éxito en la recuperación de petróleo, sin embargo debido a que el polímero es un químico se ve afectado por diversos factores que tienden a degradarlo y empobrecer sus propiedades y con ello su eficiencia en el proceso de recobro. A continuación la Tabla 3 presenta un resumen de los mecanismos de degradación que pueden afectar a los polímeros más comunes, que están representados por la poliacrilamida y la goma xanthan.

Tabla 3. Mecanismos de degradación de los polímeros.

Tipo de Degradación	Susceptibilidad		Causa	Comentarios
	HPAM	Goma Xanthan		
Química	Alta	Moderada	Cationes Na ⁺ , Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Iones divalentes genera mayor degradación
Química	Alta	Alta	Iones metálicos de transición	Agravado por altas temperaturas y alto pH
Química	Alta	Alta	Oxígeno y agentes oxidantes	Agravado por altas temperaturas
Química	Alta	Alta	Hidrólisis por químicos ácidos o básicos	Agravado bajo condiciones aeróbicas o altas temperaturas
Térmica	Alta (>250°F)	Alta (>160°F)	Alta temperatura	Agravado bajo condiciones aeróbicas o alto pH
Biológica	Moderada	Alta	Levaduras, bacterias y hongos	Agravado bajo condiciones aeróbicas y/o altas temperaturas
Mecánica	Alta	Bajo	Esfuerzo intenso y alto flujo a través de válvulas, orificios y formaciones de baja permeabilidad	Agravado por cationes divalentes o trivalentes

Fuente: DELGADILLO, C.L. “Evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010. p.48.

2.3.1. DEGRADACIÓN QUÍMICA

La degradación química se define como la hidrólisis de los grupos funcionales del polímero [11]; ocurre cuando una solución es expuesta a oxígeno o agentes oxidantes en la presencia de ciertos metales de transición y es agravada por la temperatura y el envejecimiento de la solución. En el laboratorio, la contaminación con oxígeno puede reducir la efectividad del polímero en un 30%. Además, la pérdida de reducción de la movilidad debido al oxígeno puede ser más severa en operaciones de campo debido a las dificultades para controlar la composición de los fluidos del yacimiento.

También llamado degradación oxidativa, al ataque del oxígeno disuelto en el agua inyectada, esta degradación es catalizada por iones de Fe^{2+} disueltos en el agua de formación, y puede prevenirse o minimizarse mediante la reducción del contenido de oxígeno del agua o salmueras diluidas que contengan unas pocas partes por millón.

En el caso de las poliacrilamidas, la degradación química se previene con la inclusión de monómeros químicamente más estables, que además pueden proporcionar soluciones de mayor viscosidad. Las soluciones de poliacrilamida no hidrolizada (PAM) son no iónicas y por lo tanto insensibles a la salinidad. A elevadas temperaturas o pH, el fragmento amida sufre hidrólisis, que da como resultado un acrilato y la formación de un ion amonio. Las cargas aniónicas de los fragmentos acrilato sufren repulsiones intermoleculares que incrementan el radio hidrodinámico de las moléculas del polímero y por lo tanto aumenta la viscosidad [12].

Los yacimientos a menudo poseen agua de formación salubre que contiene altas concentraciones de cationes divalentes, Ca^{2+} y Mg^{2+} , que hacen que la viscosidad de la solución polimérica se vea afectada. Dado que la salinidad causa degradación química en el polímero, la concentración de sales debe ser mínima

en el agua para evitar así precipitación del polímero y con ello su pérdida de eficiencia en la recuperación de aceite. Además, se debe considerar los productos químicos agregados al tratamiento del agua de producción debido a que para un proceso de recobro mejorado se puede presentar incompatibilidad química con el polímero escogido y disminuir sus propiedades de recuperación de petróleo.

2.3.2. DEGRADACIÓN BIOLÓGICA

La descomposición gradual de los compuestos químicos, en especial los polímeros, por la acción de organismos vivos como las bacterias, hongos y levaduras recibe el nombre de degradación biológica. La mayoría de los polímeros usados en el recobro mejorado no son biodegradables, exhibiendo susceptibilidad limitada a la asimilación por microorganismos. Sin embargo, los polisacáridos como la goma xanthan pueden ser atacados por las bacterias y requieren el uso de biocidas [12].

Este problema se caracteriza por la rápida destrucción de la cadena de carbohidratos, trayendo consigo una disminución de la viscosidad de la solución.

2.3.3. DEGRADACIÓN MECÁNICA

Las soluciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada sufren degradación mecánica durante la inyección y flujo dentro de medios porosos. La degradación mecánica ocurre cuando los esfuerzos de corte sobre el fluido se hacen tan grandes que pueden fragmentar o romper las moléculas de polímero, produciendo una pérdida irreversible de viscosidad. Ésto puede suceder cuando una solución polimérica es forzada a fluir a altas tasas a través de un medio poroso o una reducción de tamaño del camino de flujo, este el caso de las tuberías, perforaciones y gargantas de poro [13].

La degradación mecánica de las poliacrilamidas presenta problemas prácticos en las operaciones de campo, por lo que deben tomarse precauciones especiales en

la preparación de las soluciones al igual que en la inyección a través del pozo inyector; puesto que la solución polimérica puede verse degradada al pasar por los diferentes elementos de inyección como bombas, válvulas y cambio de diámetro de tuberías. Algunos estudios realizados sobre la degradación mecánica de las soluciones de poliacrilamida con bajas concentraciones (300 pm a 600 ppm) bajo varias condiciones, indicó que la degradación mecánica tiene un efecto moderado en la viscosidad y un efecto severo en la calidad del polímero. Además, la degradación mecánica es mayor en las poliacrilamidas a bajas permeabilidades y a altas salinidades [14].

2.3.4. DEGRADACIÓN TÉRMICA

Puede ser descrita como el rompimiento de la cadena acrílica inducida por radicales libres. Estas reacciones de despolimerización causadas por la degradación térmica pueden ocurrir por la presencia de oxígeno, hierro y residuos de los iniciadores de la polimerización. Para prevenir esta degradación se adicionan antioxidantes o especies de sacrificio fácilmente oxidables. Debido a que la temperatura del yacimiento es un parámetro invariable, debe ser considerado en la degradación del polímero. Los polímeros como la goma xanthan se degradan rápidamente a temperaturas superiores a 175°F y otros como la poliacrilamida se degradan a temperaturas por encima de 250°F, siempre y cuando no haya presencia de agentes que aceleren la degradación [12].

Hay dos factores que deben ser considerados (a) la temperatura a la que se somete el polímero, y (b) el periodo de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el aumento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones poliméricas pasan periodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.

CAPÍTULO 3

3. ESTADO DEL ARTE DEL RECOBRO QUÍMICO EN COLOMBIA

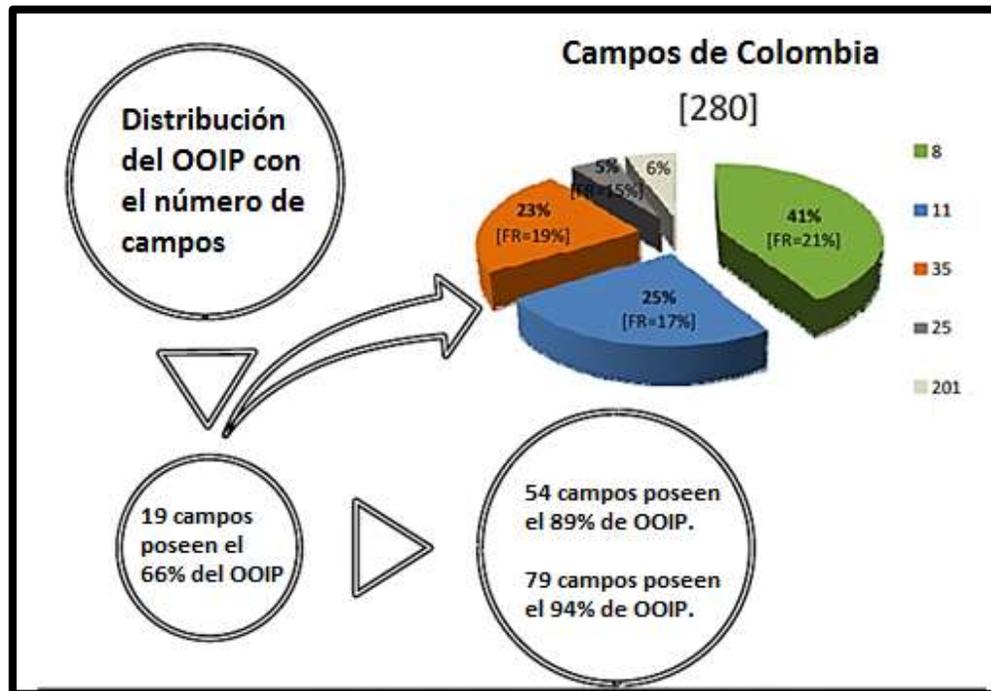
El petróleo es un recurso que hasta el día de hoy es indispensable para el desarrollo humano, es por esta razón que el hombre en su afán por obtener este recurso no renovable está implementando diferentes métodos de recobro para recuperar la mayor cantidad de aceite posible. En el mundo, solo cerca de 15 a un 40% del petróleo que está en el subsuelo es capaz de llegar a superficie o por sus propios medios (mecanismo natural de empuje del yacimiento) o por sistemas de levantamiento artificial, teniendo así un alto porcentaje de aceite remanente en el yacimiento. Debido a ésto, la industria petrolera, para lograr extraer el petróleo que aún queda en el yacimiento ha desarrollado diferentes tecnologías de recuperación secundaria y terciaria, estas últimas en Colombia son un terreno poco explorado, y si pocos han sido los campos en los que se habla de recobro térmico y de gases, específicamente el recobro químico ha quedado a un lado.

El factor medio de recuperación de petróleo en Colombia es de aproximadamente 19%, alrededor del 99% de los campos de petróleo están todavía en la producción primaria (cerca de 88% de la producción proviene de la producción primaria, cerca del 11% proviene de la producción secundaria y menos del 1% proviene de producción terciaria) [15].

Muchos de los cerca de 280 campos petroleros colombianos han estado produciendo desde hace más de 40 años, sin embargo, sus factores de recuperación de petróleo varían entre 0,1% y 65%, dependiendo del mecanismo de producción y de si algún proceso de recuperación de petróleo secundario o

terciario que se haya aplicado. La Figura 13 presenta la distribución de OOIP con el número de campos de petróleo colombianos [16].

Figura 13. Número de campos vs OOIP en Colombia.



Fuente: CASTRO, R.; MAYA, G.; MERCADO, D.; TRUJILLO, M.; SOTO, C.; PÉREZ, H.; LOBO, A.; ORDÓÑEZ A. and SANDOVAL, J. E. “Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia”. Artículo SPE 139199. 2010.

El uso de métodos de recuperación mejorada de petróleo no es común en Colombia, su desarrollo está limitado a los estudios experimentales y pilotos que por diferentes razones no han sido extendidas [17]. En los siguientes párrafos se mostrará el estado de las experiencias aplicadas de recobro químico en el país.

La industria petrolera en Colombia ha empezado a incursionar en la recuperación química de petróleo en sus campos maduros. El Instituto Colombiano de Petróleo (I.C.P) ha desarrollado un importante número de estudios de laboratorio que se han centrado en la selección y / o el desarrollo de agentes químicos para ser

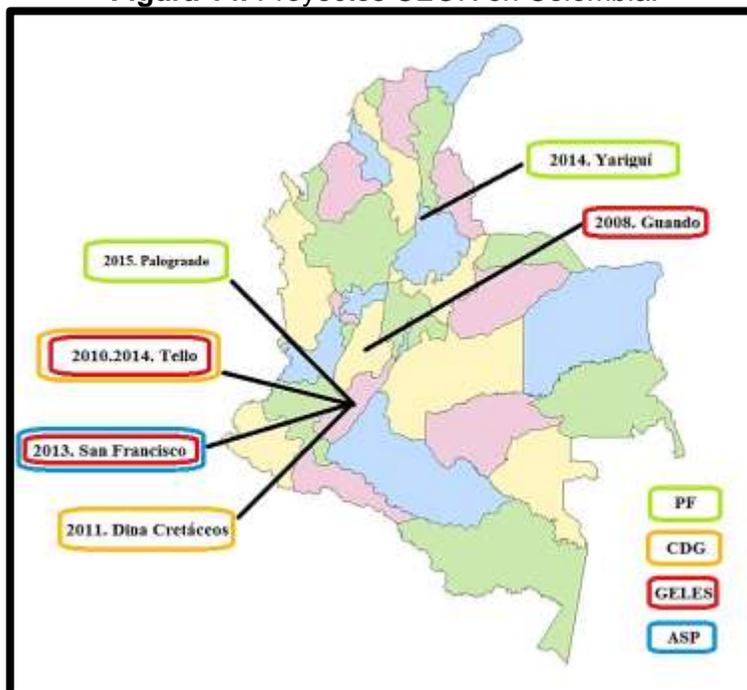
utilizado en zonas ladronas y en el control de la movilidad de los frentes de inyección de agua.

Se realizaron los primeros estudios experimentales en 1990, y eran acerca de la polimerización in situ para el control de la canalización de agua. Estos estudios utilizaron diferentes mezclas de productos químicos para obtener una reducción en la permeabilidad efectiva del agua en medios porosos. Esa investigación fue seleccionada para su aplicación en tres pozos inyectoros, generando resultados positivos en la variación del perfil de inyección de intervalos seleccionados previamente y en la reducción del corte de agua de los pozos influenciados.

Muchos otros estudios sobre la canalización del agua y el control de la movilidad se han llevado a cabo, incluyendo la selección de polímeros colombianos para estos objetivos, y obteniendo resultados de laboratorio positivos en la mayoría de los casos. De 1995 a 1997 los resultados fueron implementados en el campo con resultados positivos pero de bajo impacto, y sin suficiente vigilancia y seguimiento, que causaron la suspensión del proyecto. Algunos otros proyectos se realizaron en el I.C.P hasta el año 2003, pero ninguno de ellos se pusieron a prueba en un campo; uno de esos estudios fue la evaluación de los polímeros, usando rocas del yacimiento y los fluidos de los campos de San Francisco y La Cira [16].

Los procesos EOR basados en el uso de surfactantes también han sido objeto de estudio en el I.C.P, incluso con algunos productos elaborados en el instituto. Los surfactantes se han evaluado con fluidos de los campos de La Cira, Tibú, Dina Cretáceo, Castilla obteniendo resultados prometedores. A pesar de esto, y sobre todo por razones económicas, ninguno proyecto ha sido seleccionado para la ejecución. La Figura 14 muestra un esquema general de los procesos de recobro químico implementados en los diferentes campos petroleros del país.

Figura 14. Proyectos CEOR en Colombia.



Fuente: Autores.

3.1. PRIMEROS PASOS DEL RECOBRO QUÍMICO EN COLOMBIA

3.1.1. LA CIRA (Inyección Pusher – 1972)

El 16 de marzo de 1972, se inició un piloto de inyección del polímero pusher en un patrón de 7 puntos, el cual fue suspendido después de la evaluación realizada en diciembre de 1977, debido a que según los resultados obtenidos, la gran cantidad de polímero empleado hasta el momento no justificaba la producción obtenida. Las recomendaciones dadas por Dow la compañía que suministraba el polímero fueron [18]:

- ❖ La inyectividad de la solución de polímero a través de los diferentes intervalos abiertos no difería mucho de la del agua, debido a la degradación del polímero.
- ❖ El tipo de completamiento en los pozos inyectoros y las condiciones de manejo en superficie causaban pérdidas en la efectividad de la inyección del polímero.

3.1.2. CAMPO GUANDO (Inyección de geles taponantes – 2008)

En el año 2008 se llevó a cabo un piloto de inyección de geles taponantes en dos patrones del Campo Guando, para reducir la canalización del proceso de inyección de agua, mostrando resultados positivos en la mejoría del proceso.

Tras la implementación de dicho proyecto piloto se evaluaron los resultados transcurridos cuatro meses, evidenciando que en uno de los patrones de inyección de gel no se observó una gran disminución en la cantidad de agua producida; ésto puede atribuirse al grado de fracturamiento en la zona en la que se encuentra el patrón, puesto que posiblemente no permitió que el volumen inyectado fuera suficiente para obturar las zonas ladronas en su totalidad. En el otro patrón se observaron resultados positivos en la mayoría de los pozos productores asociados, donde la producción de agua disminuyó y la producción de aceite aumentó indicando que el agua inyectada estaba barriendo zonas que aún se encontraban saturadas con aceite, cumpliendo con el objetivo de obturar los canales y disminuir la recirculación del agua. El resultado económico de ambos patrones se observa en la tabla 4.

Tabla 4. Resultados económicos de los pozos piloto Campo Guando.

	PILOTO 1	PILOTO 2
Pozos afectados	1	4
Volumen a inyectar	10.667 bls	18.831 bls
Volumen inyectado	14.496 bls	11.127 bls
Costos	US \$505.354	US \$396.772
VPN	US \$2.745	US \$795.914

Fuente: M. L. Alejo, M. E. Ardila. “Evaluación de la inyección de bulk gel para optimizar el recobro en el Campo Guando”. Artículo técnico preparado para presentación en el XIII Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia. Diciembre de 2009.

3.1.3. CAMPO BALCÓN (Inyección de geles taponantes – 2010)

En el año 2010 se inició la implementación de un piloto de inyección de productos químicos, orientados a la reducción de canalización de agua con geles obturantes en pozos inyectoros de los Campos Balcón (Balcón 2 y Balcón 25) por la empresa HOCOL S.A; debido a la falta de un seguimiento adecuado, no hay un registro claro de los resultados positivos o negativos.

3.1.4. CAMPO TELLO (Inyección de geles taponantes – 2010)

La evaluación del campo se basa en el proyecto de gel-polímero para controlar zonas ladronas de agua, implementada como una estrategia para reducir el fenómeno de canalización identificado entre el pozo inyector Te-49 y el pozo productor Te-46.

La inyección del gel-polímero tuvo lugar en octubre de 2010, comenzando el tratamiento gel-polímero más grande de Latinoamérica hasta entonces.

El campo mostró un importante incremento en el recobro de aceite y una disminución en el corte de agua considerable (3%). Comparando estos resultados, son normales obtenerlos con esta tecnología, puesto que es uno de los procesos más eficientes hasta ahora, esto es más relevante cuando se tiene en cuenta la condición perimetral de la inyección de agua. El factor de recobro de aceite actual del campo está estimado en 22% del OOIP [19]. A continuación en las Figuras 15 y 16 se muestran como ejemplo los pozos productores Te-46 y Te-09, en las cuales se puede observar el incremento de la producción en barriles de aceite por día y la disminución del corte de agua en cada uno de los pozos influenciados por el proyecto de inyección de geles taponantes.

Figura 15. Tendencia de producción Te-46.

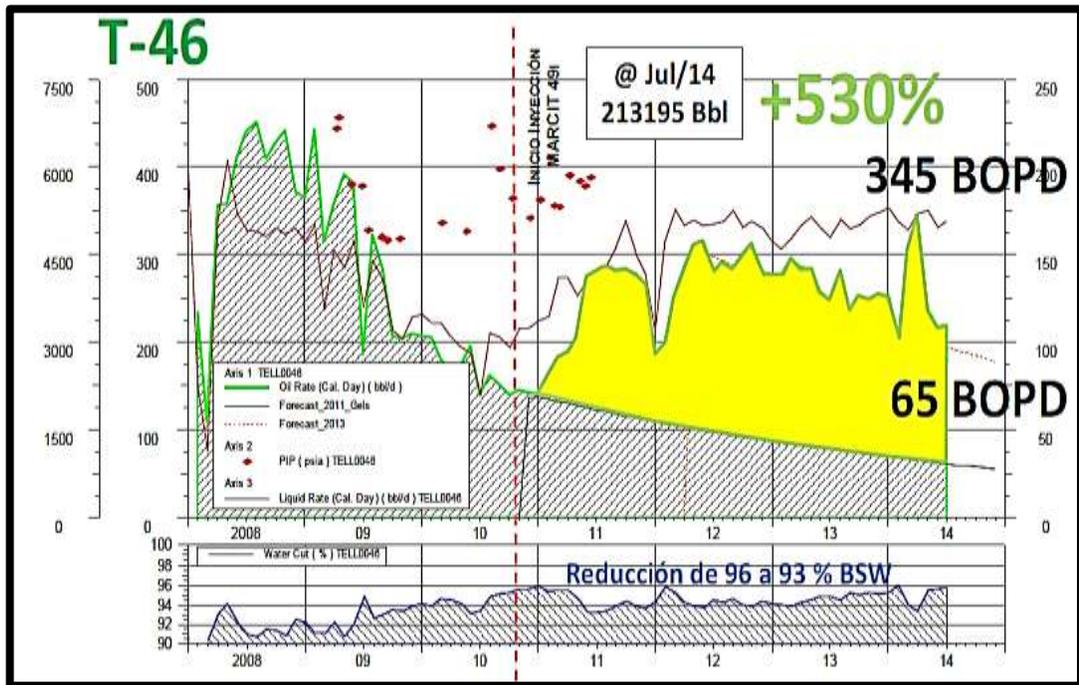
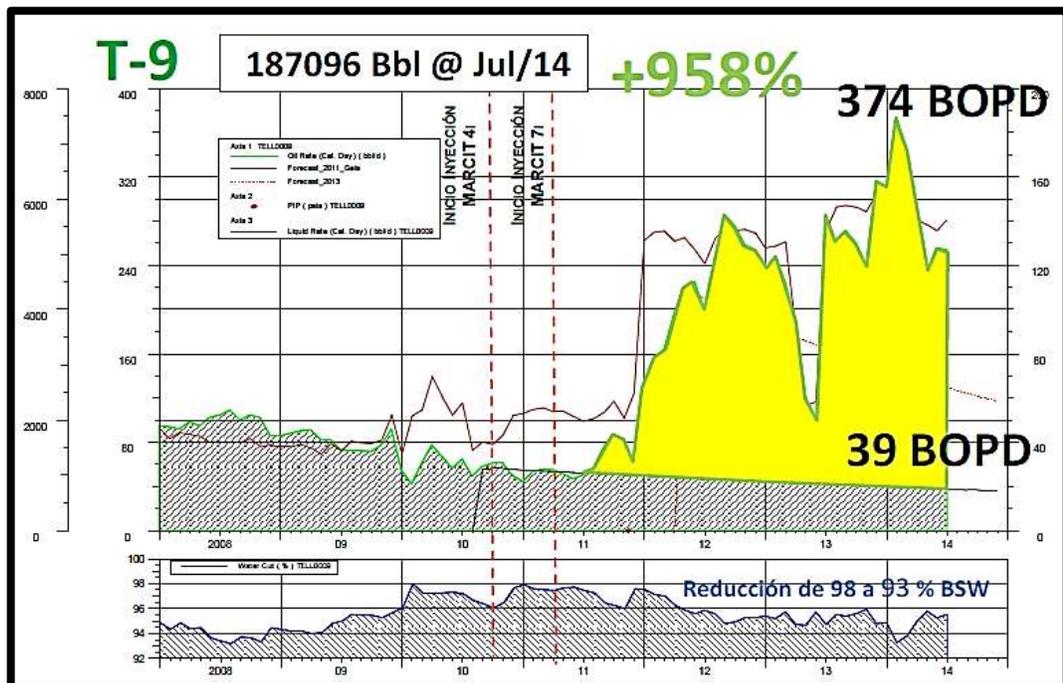


Figura 16. Tendencia de producción Te-09.



Fuente: ORDOÑEZ, Aníbal. Exposición Ecopetrol “Estado Actual del Recobro Mejorado en Colombia”. Neiva. 2014.

Debido a los buenos resultados, la expansión del proceso fue diseñado para los pozos Te-4 y Te-7 en el año 2011 y en el año 2013 para los pozos Te-61, Te-23, Te-37 y Te-38 y para otros campos de Ecopetrol SA, MG-54, MG-1, SF-104, SF-13; en el que, en términos generales se han obtenido muy buenos resultados técnicos y económicos.

3.2. PRIMER PILOTO CEOR- CDG EN COLOMBIA POR ECOPETROL S.A. (Campo Dina Cretáceos)

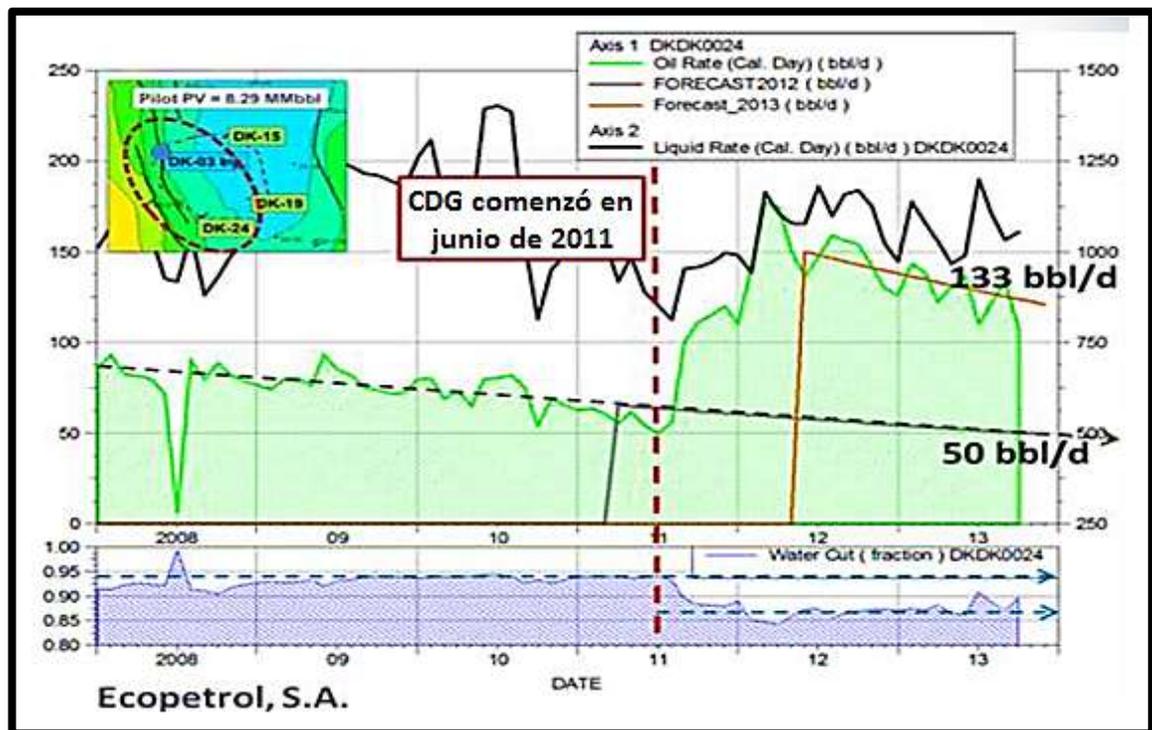
El Campo Dina Cretáceo, localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, fue descubierto en 1969, e inició el proceso de inyección de agua en 1986. Es operado por ECOPETROL S.A. y forma parte del frente de deformación causado por el sistema de fallas La Chusma al occidente del Bloque Neiva, a una profundidad de 5000 a 7000 pies, con una presión inicial de 2800 psi y una temperatura de 152 °F; posee un área productiva de 790 acres y un petróleo original en sitio (OOIP) de 154.4 Mbls (millones de barriles).

La opción seleccionada para este campo fue la implementación de métodos inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG), el cual se constituye como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico, por lo tanto, del factor de recobro.

El 9 de junio de 2011 se inició la inyección de CDG en el pozo inyector DK-3. La producción comenzó su incremento a los 3 meses de iniciado el proceso de inyección y los resultados se mostraron prometedores con un incremento del 10% de la producción de petróleo del campo y con una disminución del corte de agua hasta del 8% en los pozos del área piloto.

El principal objetivo de la inyección CDG en el campo Dina Cretáceos era aumentar el factor de recuperación de petróleo de la zona piloto en un 5% en 5 años. De acuerdo con los resultados del proyecto piloto, después de más de 2 años de evaluación, se mostraron excelentes indicadores técnico-económicos, generando incrementos en la producción de petróleo hasta un 300%, y una disminución del 10% en cortes de agua. Como resultado del análisis de la aplicación de la metodología desarrollada, se logró un factor de recuperación incremental del 2% [20]. La Figura 17 presenta la tendencia de la producción del pozo productor DK-24 influenciado por el proceso de recobro mejorado y la reducción del corte de agua después de iniciado el proyecto de inyección de geles de dispersión coloidal.

Figura 17. Tendencia de producción DK-24.



Fuente: TIORCO. Exposición Semana del Recobro “Tecnologías EOR: Estado Actual”. Neiva. 2014.

Después de la evaluación positiva del pozo piloto DK-03 se decidió expandir el proyecto dando inicio a la inyección a mediados del año 2013 en los pozos DK-04 y DK-06. En el año 2014 se puso en marcha la inyección CDG en el pozo DK-32st, el cual después de ser evaluado, se cerró la inyección CDG en dicho pozo a inicios del año 2015.

Actualmente se están realizando estudios para expandir el proyecto CDG en todo el campo y aplicar método de recobro ASP/SP donde el proyecto de inyección de geles de dispersión coloidal ha sido un éxito.

3.3. PRIMER PILOTO CEOR- ASP EN COLOMBIA (Campo San Francisco)

Antes de dar inicio al piloto de inyección ASP en el Campo San Francisco se decidió realizar conformance químico a finales del 2012 y comienzos del 2013 en los pozos SF-204 y SF-13. El objetivo principal fue la corrección de los perfiles de inyección de los pozos mencionados; consistió en prevenir la canalización de la formulación ASP. El aseguramiento técnico previo, mediante la evaluación experimental, trazadores entre pozos y optimización de la inyección de agua, es fundamental para el éxito de la tecnología ASP.

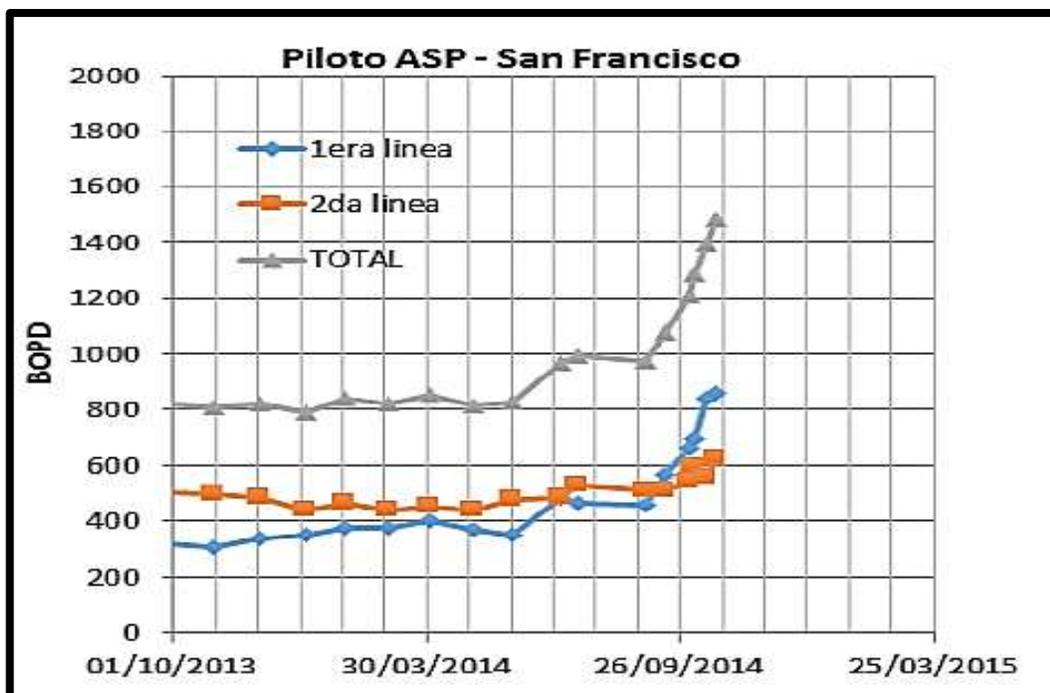
El día 13 de diciembre de 2013 se dio inicio al proyecto piloto de inyección de Alkali - Surfactante – Polímero (ASP), en donde el recobro adicional, de acuerdo con los resultado de los estudios realizados en laboratorio y simulación, por encima del recobro secundario, son del orden de 9% y 27%, en promedio 16.5%, superando así el factor de recobro por método secundario el cual era del 7.2 % [21].

La formulación ASP inyectada en el campo muestra un desempeño favorable al observarse una disminución importante en el volumen de agua producida,

reflejada en una disminución del corte de agua en el sector, sin embargo se requiere de mayor evaluación para determinar su factibilidad técnico- económica.

La Figura 18 muestra la producción de los pozos afectados por el proceso de recuperación química de primera y segunda línea de incidencia y una producción total alcanzada luego de la implementación del proyecto piloto ASP en el campo San Francisco.

Figura 18.Tendencia de producción Piloto ASP-San Francisco.



Fuente: ORDOÑEZ, Aníbal. Exposición Ecopetrol “Estado Actual del Recobro Mejorado en Colombia”. Neiva. 2014.

De este proyecto piloto de inyección se puede concluir que la precipitación de carbonatos y tratamiento de fluidos de producción representan el mayor desafío para los proyectos ASP. En la actualidad, el campo se encuentra solo con inyección de solución polimérica, es decir en la etapa final del proyecto.

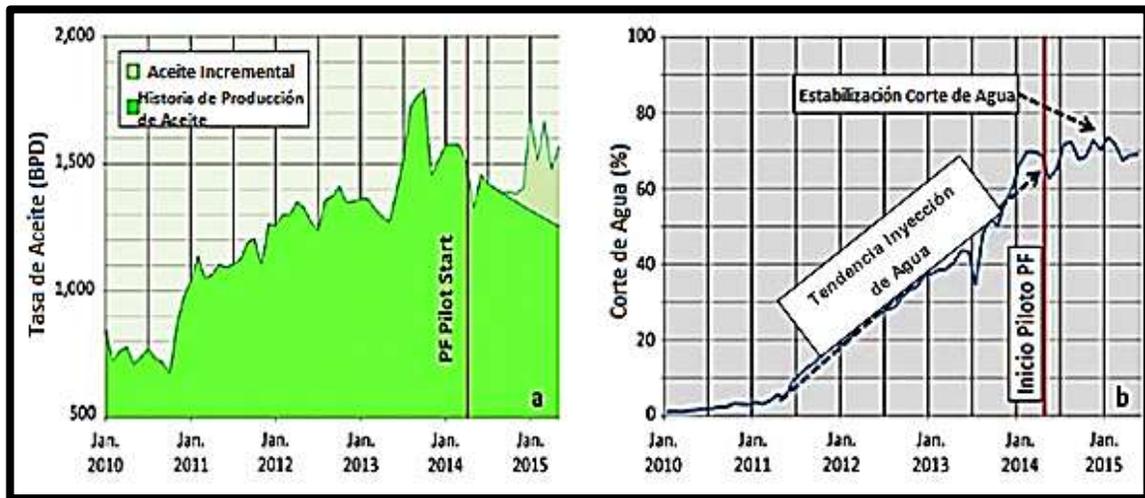
3.4. PRIMER PILOTO CEOR- PF EN COLOMBIA (Campo Yariguí -Cantagallo)

El desarrollo del primer piloto de “Polymer Flooding” (PF) en Colombia por parte de ECOPETROL S.A., amplía las expectativas de aplicación de este tipo de tecnologías a otros campos en el país. El proyecto se diseñó con el objeto de mejorar la eficiencia de barrido volumétrica mediante la disminución de la relación de movilidad atribuible al incremento de la viscosidad del agua por efecto del polímero, incrementando así el factor de recobro en los patrones influenciados.

El 17 de marzo de 2014 se inició el primer patrón de inyección de polímero en el pozo inyector YR-504, comenzando el segundo patrón el 27 de abril de 2014 en el pozo inyector YR-510. La respuesta en la producción de petróleo se observó 9 meses después de iniciada la inyección de polímeros en ambos pozos. La Figura 19 indica un incremento en la producción de aceite alrededor 300 BPD 15 meses después de operación, es decir al 30 de junio de 2015, el proyecto reporta una producción acumulada que excede los 60000 barriles de aceite (aproximadamente de 6000 a 8000 barriles de petróleo incremental por mes desde enero de 2015) con la estabilización de cortes de agua (parte b de la figura 19) [22].

Actualmente se continúa inyectando polímero, además no se ha detectado producción de polímero en ninguno de los pozos productores influenciados por los pozos inyectores piloto, lo que resulta en que la inyección del polímero está proporcionando un mejor barrido volumétrico en las áreas del piloto del Campo Yariguí - Cantagallo.

Figura 19. Historia de la producción de petróleo y corte de agua de los patrones pilotos YR-504 y YR-510.



Fuente: MAYA, G., JIMÉNEZ, R., CASTRO, R., MANTILLA, J., VARGAS, J., CÁRDENAS, F. and FERNÁNDEZ, F. “Diseño e implementación del primer proyecto de inyección de polímero en Colombia: Campo Yariguí-Cantagallo”. SPE-177245-MS. Quito, Ecuador. Noviembre 2015.

Las Figuras 20 y 21 representan la tendencia de la producción en dos pozos productores (YR-99 y YR-74) influenciados por el proceso de inyección de polímeros de los pozos inyectoros YR-504 y YR-510, mostrando un aumento en la producción de barriles de aceite por día luego de la implementación del proceso de recobro mejorado; además muestran la reducción significativa en los cortes de agua en cada uno de los pozos después de iniciado el proyecto piloto de inyección de químicos.

Figura 20. Tendencia de producción YR-99.

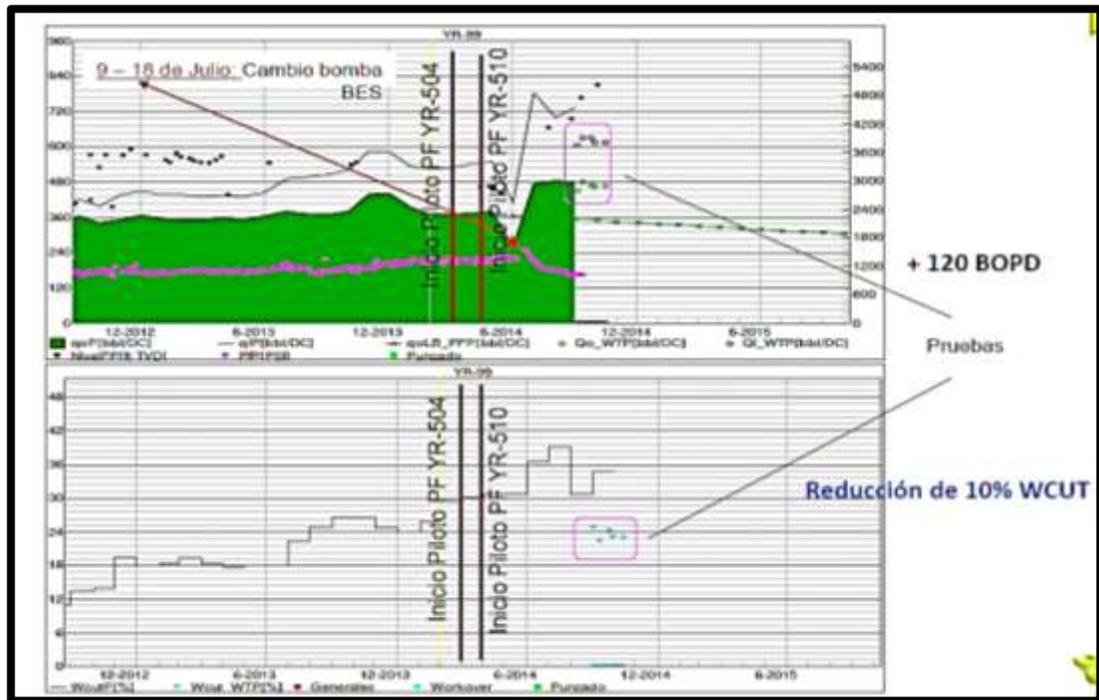
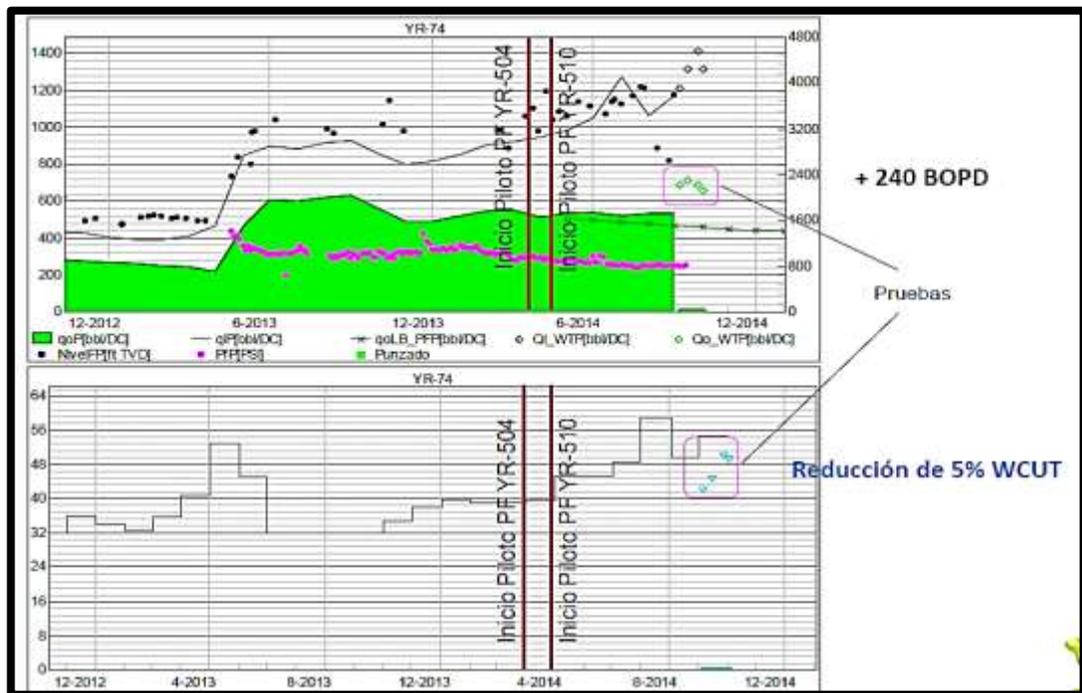


Figura 21. Tendencia de producción YR-74.



Fuente: ECOPETROL. Semana EOR-VRS "Piloto Polymer Flooding Campo Yariguí - Cantagallo". Neiva. 2014.

3.5. PROYECTO PILOTO INYECCIÓN CDG – CAMPO TELLO

Se dio inicio al proyecto piloto de inyección CDG (Geles de Dispersión Coloidal) en el pozo Te-63 en enero de 2014; en estos momentos se encuentra en etapa de desarrollo del 66% aproximadamente, está en proceso de evaluación de los resultados obtenidos de la implementación realizada hasta el momento, para decidir la continuidad/expansión del proyecto.

3.6. PROYECTO PILOTO INYECCIÓN DE POLÍMERO – CAMPO PALOGRANDE

En el año 2015 comenzó el segundo piloto de inyección de polímero en el Campo Palogrande, el cual presenta problemas de baja viscosidad de la solución polimérica al preparar el polímero con el agua de inyección proveniente de la P.I.A.

Se han realizado diversos estudios y se determinó mediante pruebas de laboratorio que el desplazamiento de aceite con agua es ineficiente debido a la alta relación de movilidad la cual es mayor a 5, por lo cual se estima que aún se tiene una buena cantidad de aceite móvil remanente y se proyecta inicialmente utilizar polímeros para mejorar la eficiencia de barrido y posteriormente atacar el aceite residual no móvil, mediante la inyección de surfactantes y/o álcalis [23].

CAPÍTULO 4

4. CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL AGUA

4.1. AGUAS EMPLEADAS EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

4.1.1. AGUA DE INYECCIÓN DE PALOGRANDE

Es el agua proveniente de la línea de inyección de agua que sale de los tanques de tratamiento de agua de producción de la Planta de Inyección de Agua (P.I.A), la cual se espera que contenga las concentraciones residuales de los 4 (cuatro) productos químicos que se emplean en su tratamiento las cuales se encuentran consignadas en la Tabla 5.

Tabla 5. Productos químicos agregados al agua de producción de PG y su concentración residual.

Producto químico	Tipo	Concentración en ppm
Inhibidor de corrosión	Corrtreat 7395	13
Biocida	THPS	18
Clarificador	Dismulgan V-3377	3
Inhibidor de incrustaciones	Scaletreat 2803	10

Fuente: Autores.

4.1.2. AGUA COMPUESTA

Figura 22. Agua de los diferentes campos que llegan a la P.I.A en Palogrande.



Fuente: Autores.

El agua compuesta empleada para la solución polimérica consiste en la mezcla de aguas provenientes de los campos Brisas, Dina Cretáceos, Palogrande, Pijao, Santa Clara, Cebú y Dina Terciarios. Las aguas de estos campos son las que llegan a la planta de inyección de agua (P.I.A) de Palogrande, es por ésto que fueron mezcladas en sus diferentes proporciones de llegada a la P.I.A para la preparación de la muestras. La Tabla 6 muestra el porcentaje de agua que llega a la P.I.A de Palogrande proveniente de los diferentes campos mencionados.

Tabla 6. Distribución del agua de los diferentes campos en la P.I.A de Palogrande.

Campo	Porcentaje, %
Brisas	3.40
Dina Cretáceos	19.58
Palogrande	40.00
Pijao	11.72
Santa Clara	7.99
Cebú	8.31
Dina Terciarios	9.00

Fuente: Autores.

Esta agua se utilizó debido a que para la realización de las pruebas se requería un agua con las mismas propiedades del agua de inyección de la planta, pero sin aditivos químicos para lograr una acertada identificación del componente químico que altera la estabilidad del polímero.

4.1.3. AGUA DE ARENAS

El agua de arenas es un agua proveniente de los pozos Arenas. El agua contiene sustancias sólidas insolubles y compuestos solubles; estos últimos están presentes como iones, llevando cargas eléctricas como el ion sodio (Na^+), calcio (Ca^{2+}), amonio (NH_4^+), nitrato (NO_3^-), entre otros, los cuales se pueden eliminar del agua por intercambio iónico, siempre que sean solubles e ionizados. El intercambio iónico se realiza mediante resinas intercambiadoras de iones como las zeolitas, que son perlas pequeñas para mantener la neutralidad eléctrica de la resina. Cada uno de estos iones fijos está neutralizado por un contra-ion de carga opuesta.

Entre los procesos para suavizar el agua, encontramos el ablandamiento del agua, que es la eliminación de la dureza: los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} que forman el sarro se intercambian por iones Na^+ que son mucho más solubles y no precipitan. Por otro lado se encuentra la desmineralización, la cual consiste en cambiar los cationes disueltos en el agua por iones H^+ y los aniones por iones OH^- , los cuales se van a recombinar para producir nuevas moléculas de agua.

Al agua producida de los pozos Arenas a la cual no se le ha realizado ningún tratamiento se le llama agua de Arenas sin suavizar o agua cruda, mientras que al agua que ha pasado por una planta de suavización para retirarle sus iones y mejorarle así sus propiedades se denomina agua de Arenas suavizada.

4.2.RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE LAS AGUAS

Se realizó la caracterización fisicoquímica de cada una de las aguas utilizadas en la preparación del polímero para el análisis de las diferentes pruebas de laboratorio realizadas (agua de inyección de Palogrande, agua compuesta, agua de arenas). Para la obtención de cada parámetro de la caracterización del agua se siguieron los procedimientos:

- ❖ Determinación del potencial de hidrógeno pH del agua según la Norma ASTM D 1293.
- ❖ Determinación de dióxido de carbono (CO₂) presente en el agua de acuerdo a lo estipulado por la norma CHEMetrics K-1910.
- ❖ Determinación de sulfuro de hidrogeno (H₂S) disuelto en agua, método HACH.
- ❖ Determinación del Oxígeno disuelto en agua según la norma CHEMetrics K-7599 y K- 7540.
- ❖ Determinación de contenido de sólidos suspendidos totales (TSS) por el Método 8006, Método Fotométrico – HACH.
- ❖ Determinación de la alcalinidad del agua de acuerdo a lo estipulado por la norma HACH 8203.
- ❖ Determinación de la concentración del ion cloruro presente en el agua, Norma ASTM API RP- 45.

- ❖ Determinación de dureza total del agua por el método titulométrico HACH 8213.
- ❖ Determinación de dureza cálcica del agua por el método titulométrico HACH 8204.
- ❖ Determinación de contenido de hierro, método HACH 8008 (Método FerroVer).
- ❖ Determinación de la concentración de bario presente en el agua de acuerdo a lo estipulado por el Método HACH 8014.
- ❖ Determinación de contenido de sulfato en el agua, método HACH 8051 (Método SulfaVer).
- ❖ Determinación de la turbidez del agua, Norma ASTM D 1889.
- ❖ Determinación de grasas y aceites en agua de acuerdo al Manual de procedimiento HACH DR-2400.

La Tabla 7 contiene los resultados obtenidos para las caracterizaciones fisicoquímicas de cada una de las agua empleadas en las pruebas de laboratorio.

Tabla 7. Caracterización fisicoquímica de las aguas empleadas en las preparaciones de las soluciones poliméricas.

		Agua de inyección de PG	Agua compuesta	Agua de Arenas suavizada	Agua de Arenas sin suavizar
Potencial de Hidrógeno	pH	7.66	7.83	7.32	7.62
CO₂	ppm	100	14	<10	<10
H₂S	ppm	<1	0	0	0
O₂	ppm	0	0	0	0
Sólidos Totales Disueltos	ppm TDS	9868	9641	142	223
Sólidos Suspendidos Totales	ppm TSS	18	20	1	3
Alcalinidad	ppm	732	800	78	82
Cloruros	ppm Cl ⁻	5286	5082	5.7	50
Dureza total	ppm	1160	1060	1.9	65
Dureza cálcica	ppm CaCO ₃	950	800	1.3	45
Dureza magnésica	ppm CaCO ₃	210	260	0.6	20
Calcio	ppm Ca ⁺²	380	320	0.52	18
Magnesio	ppm Mg ⁺²	61	75	0.17	5.8
Hierro	ppm Fe ⁺²	1.68	3	0	2
Bario	ppm Ba ⁺²	17	24	8	15
Sodio	ppm Na ⁺	3214	3150	36	32

Sulfato	ppm SO ₄ ⁻²	15	11	0	0
Turbidez	NTU	32.3	35	11.8	17.4
Grasas y Aceites	ppm OIW	5	4	0	0

Fuente: Autores.

CAPÍTULO 5

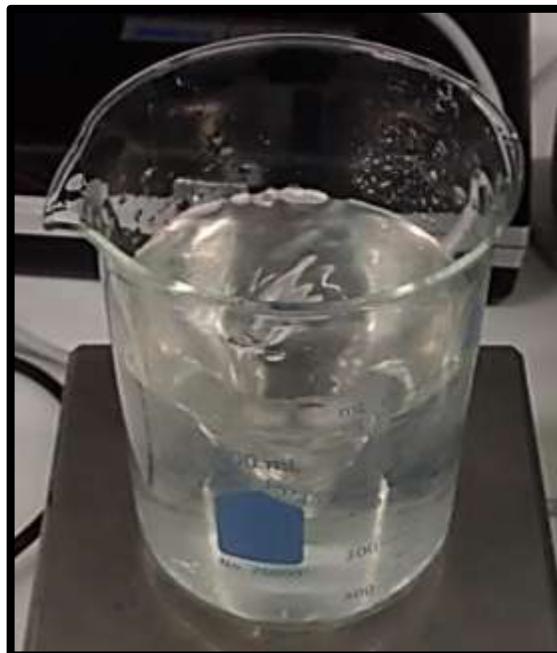
5. PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES

A continuación se describe el procedimiento que se realizó en el laboratorio, basados en la norma API RP-63 90 [24].

5.1. PREPARACIÓN DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

Se coloca la cantidad de agua necesaria en un vaso de precipitado de poca profundidad, este es puesto sobre una plancha de agitación magnética y se provoca un vórtice con una barra magnética a 400- 600 rpm, de modo que ocupe el 75% del área, como se muestra en la Figura 23.

Figura 23. Vórtice formado en la agitación.



Fuente: Autores.

La cantidad de polímero en gramos necesaria para la preparación de la solución para alcanzar la concentración deseada se calcula según la Ecuación 2.

$$W_{pr} = \frac{W_s * C_s * 10^{-4}}{A_{pr}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

W_{pr} = Polímero requerido, g.

W_s = Solución concentrada a preparar, g.

C_s = Concentración de polímero en la solución concentrada, ppm.

A_{pr} = Actividad del producto (100% cuando el producto está en forma de polvo), porcentaje.

Una vez pesada la cantidad de polímero necesaria, el polímero seco se agrega lentamente en el vórtice (2-3 minutos) como se muestra en la Figura 24 y se cubre el vaso de precipitado para evitar degradación de la solución por oxígeno.

Figura 24. Preparación de la solución polimérica.



Fuente: Autores.

La solución polimérica se deja en agitación, aunque la norma API indica que son 24 horas, en estas pruebas se manejó un tiempo de 3 horas puesto que este es el tiempo que durará en campo la hidratación del polímero antes de ser inyectada la solución.

5.2. MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD

Las medidas de viscosidad se realizaron usando el viscosímetro Brookfield modelo LVT mostrado en la Figura 25.

Figura 25. Viscosímetro Brookfield modelo LVT.



Fuente: Autores.

Para medir la viscosidad se transfiere suficiente volumen de la solución polimérica a un vaso de precipitado de manera que al introducir la aguja de medición de la viscosidad la solución sobrepase la medida indicada en ésta. Se ajusta la

velocidad deseada en el selector de viscosidad y se asegura que la muestra esté a la temperatura de evaluación. Una vez se rectifica la temperatura de la solución se empieza la rotación y se registra la lectura del dial.

La temperatura utilizada para la evaluación de las pruebas de laboratorio presentadas en este proyecto fue 25 °C y la velocidad de evaluación fue de 60 rpm.

5.3. DOSIFICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

Para las pruebas de laboratorio en las que se requería dosificar diferentes productos químicos a distintas concentraciones se realizó el siguiente procedimiento.

5.3.1. Dilución del químico

Se toman 0.25 ml del compuesto químico a diluir y se introducen en 25 ml de agua, logrando así una dilución del químico al 1%.

5.3.2. Dosificación

Se agrega con la ayuda de una micropipeta al agua de preparación la cantidad de producto químico requerida para la prueba de laboratorio (ver Figura 26). La cantidad en micro-litros (μL) necesaria para la preparación de la solución se calcula según la Ecuación 3.

$$V_Q = \frac{C_Q * V_l}{1000} * \frac{1}{F} \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

V_Q = Volumen del químico, μL

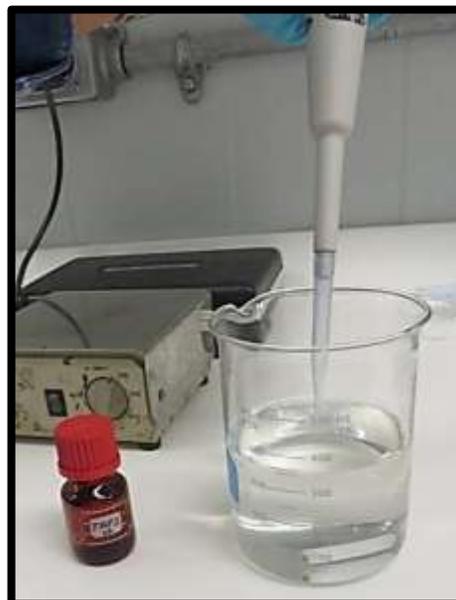
C_Q = Concentración de producto químico requerida, ppm

V_1 = Volumen de agua, mL

F= Porcentaje de dilución del químico, en fracción

Una vez agregado el volumen necesario de producto químico al agua, se agita por varios minutos antes de adicionarle el polímero.

Figura 26. Dosificación del producto químico al agua.



Fuente: Autores.

5.4. PRUEBAS DE LABORATORIO

5.4.1. VALIDACIÓN DEL PROBLEMA QUE PRESENTA EL AGUA DE INYECCIÓN DE PG CON EL POLÍMERO FP-3230

Se prepararon en el laboratorio, a temperatura de 25°C y siguiendo el procedimiento anteriormente descrito, 3 (tres) muestras de solución polimérica, empleando en la preparación de la solución agua de inyección de Palogrande, adicionando a cada una concentraciones de polímero diferente (1000, 1500 y 2000 ppm) como se muestra en la Figura 27.

Figura 27. Soluciones poliméricas con agua de inyección de PG a concentraciones de 1000, 1500 y 2000 ppm.



Fuente: Autores.

El agua de inyección de Palogrande empleada contenía las concentraciones residuales de los 4 (cuatro) compuestos químicos empleados en su tratamiento. Se realizaron las mediciones de viscosidad a temperatura constante de 25°C durante un periodo de tiempo de 104 días.

5.4.2. IDENTIFICACIÓN DEL COMPONENTE QUÍMICO DEL AGUA DE INYECCIÓN QUE GENERA INESTABILIDAD DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA

Se realizaron dos pruebas con los productos químicos aplicados al tratamiento del agua del campo Palogrande.

En la primera se prepararon 6 muestras de solución polimérica con los compuestos químicos a sus mínimas concentraciones (concentraciones residuales encontradas en el agua de inyección de PG, ver tabla 5). La Tabla 8 contiene las concentraciones mínimas de cada producto químico agregado al agua de preparación.

Tabla 8. Concentraciones mínimas de los productos químicos.

N° de muestras	Concentración, ppm	Producto químico
1	3	Clarificador (Dismulgan V-3377)
2	10	Inhibidor de incrustaciones (Scaletreat 2803)
3	13	Inhibidor de corrosión (Corrtreat 7395)
4	18	Biocida (THPS)
5	Mínimas	Todos los productos químicos
6	---	Sin químico

Fuente: Autores.

La Figura 28 presenta las 6 muestras que se prepararon con cada uno de los aditivos químicos mencionados en la tabla 8 a sus mínimas concentraciones.

Figura 28. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada con diferentes productos químicos a mínimas concentraciones.



. Fuente: Autores.

En la segunda prueba se prepararon 5 muestras de solución polimérica con los compuestos químicos a las máximas concentraciones en las que se podrían encontrar en el agua de inyección. La Tabla 9 contiene las concentraciones máximas de cada producto químico agregado al agua de preparación.

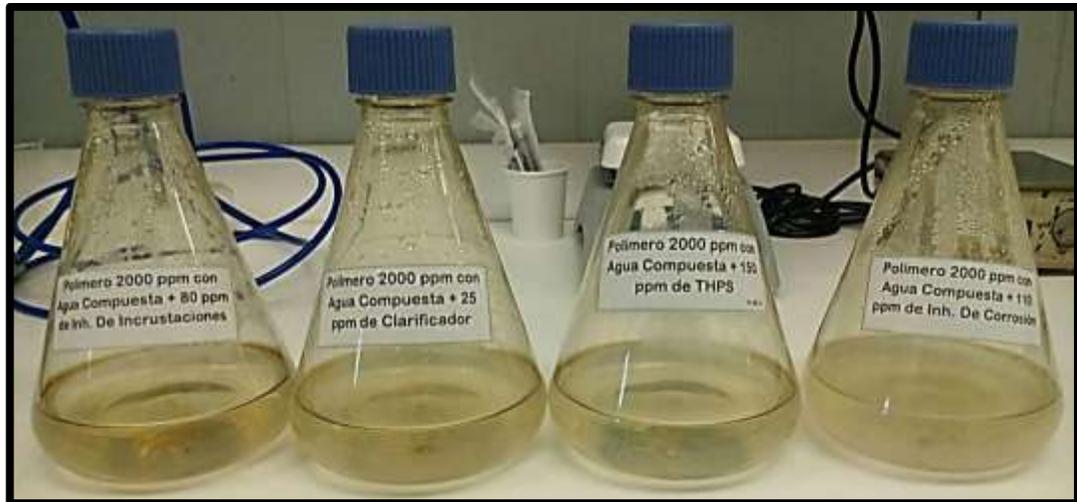
Tabla 9. Concentraciones máximas de los productos químicos.

N° de muestras	Concentración, ppm	Producto químico
1	25	Clarificador (Dismulgan V-3377)
2	80	Inhibidor de incrustaciones (Scaletreat 2803)
3	110	Inhibidor de corrosión (Corrtreat 7395)
4	150	Biocida (THPS)
5	Máximas	Todos los productos químicos

. Fuente: Autores.

La Figura 29 presenta las 5 muestras que se prepararon con cada uno de los compuestos químicos mencionados en la tabla 9 a sus máximas concentraciones.

Figura 29. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada con diferentes productos químicos a máximas concentraciones.



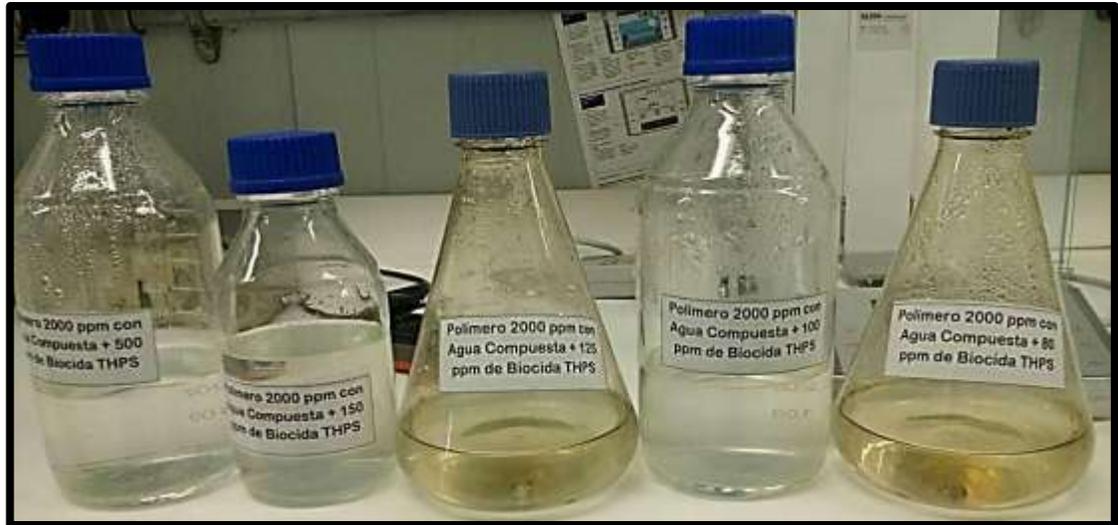
Fuente: Autores.

En todas las muestras se utilizó una concentración de 2000 ppm de polímero FP-3230 y agua compuesta.

5.4.2.1. Observación de la afectación del producto químico sobre el poder viscosificante del polímero.

Una vez identificado el producto químico que afecta la viscosidad de la solución polimérica (THPS), se prepararon muestras con el compuesto químico a diferentes concentraciones (18, 40, 80, 100, 125, 150 y 500 ppm) para observar el comportamiento de la viscosidad. La Figura 30 presenta las 5 muestras que se prepararon con agua compuesta adicionándole diferentes concentraciones del producto químico biocida y 2000 ppm de polímero FP-3230.

Figura 30. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida THPS.



Fuente: Autores.

5.4.3. EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD DEL SISTEMA AGUA-POLÍMERO.

Luego de realizar las pruebas anteriores, se ejecutaron pruebas de laboratorio aplicándole al agua compuesta un nuevo biocida llamado comercialmente Biotreat 12363 el cual es una amina cuaternaria y 2000 ppm de concentración de polímero FP-3230, evaluando el comportamiento de la viscosidad de la solución polimérica a diferentes concentraciones de biocida (40, 80, 125, 150 y 500 ppm). La Figura 31 presenta las 5 muestras que se prepararon con las mencionadas concentraciones de compuesto químico biocida Biotreat 12363.

Figura 31. Soluciones poliméricas con 2000 ppm de polímero y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida Biotreat 12363.



Fuente: Autores.

Para analizar otras alternativas de solución al problema del producto químico bactericida y de la calidad del agua de preparación, se realizaron dos pruebas con agua de arenas. El agua de arenas es una agua de mejores propiedades respecto al agua de inyección de la P.I.A provenientes de pozos 100% agua de poca profundidad (800 ft).

La primera prueba se efectuó con agua de arenas cruda o sin suavizar a distintas concentraciones del polímero (300, 400, 500, 700, 1000 y 2000 ppm). La segunda prueba se ejecutó con agua de arenas suavizada a concentraciones de polímero de 300, 500, 1000, 1500 y 2000 ppm; como se puede observar en las Figuras 32 y 33 presentadas a continuación.

Figura 32. Soluciones poliméricas con agua de Arenas sin suavizar.



Figura 33. Soluciones poliméricas con agua de Arenas suavizada.



Fuente: Autores.

Por último, era necesario establecer la compatibilidad de los fluidos con los compuestos químicos que serían inyectados, para esto se prepararon dos muestras con una concentración de 2000 ppm de polímero FP-3230 y se les

medió la viscosidad a temperatura constante de 25°C durante un periodo de tiempo de 42 días. Las muestras cumplen las siguientes condiciones:

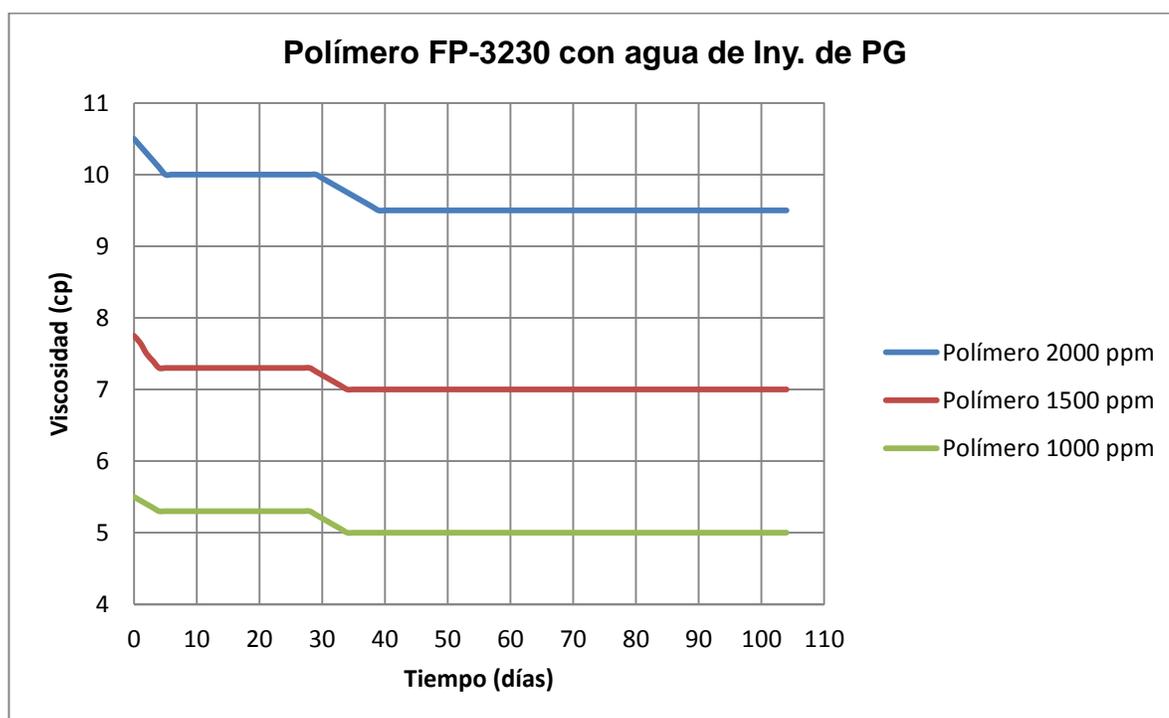
Muestra 1	25 ppm de clarificador (Dismulgan V-3377) 80 ppm de inhibidor de incrustaciones (Scaletreat 2803) 110 ppm inhibidor de corrosión (Corrtreat 7395) 150 ppm de biocida (THPS)
Muestra 2	25 ppm de clarificador (Dismulgan V-3377) 80 ppm de inhibidor de incrustaciones (Scaletreat 2803) 110 ppm inhibidor de corrosión (Corrtreat 7395) 150 ppm de biocida (Biotreat 12363)

CAPÍTULO 6

6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el proceso de inyección de polímero en el piloto de recuperación química en el campo Palogrande se espera alcanzar una viscosidad de la solución polimérica a temperatura ambiente entre 11 y 12 cp para un óptimo barrido volumétrico en el yacimiento. Al preparar el polímero poliacrilamida FP-3230 con agua de inyección de Palogrande a diferentes concentraciones (1000, 1500 y 2000 ppm) se observó que en ningún caso el polímero logró alcanzar la viscosidad anteriormente mencionada.

Gráfica 1. Diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con agua de inyección de Palogrande.



La gráfica 1 muestra que la viscosidad alcanzada cae en menos de 5 días de transcurrida la preparación del polímero con el agua de inyección en los tres casos, alejándose así aún más del valor que se espera. Estos resultados se atribuyen a la calidad del agua empleada para formar la solución de polímero. Según la caracterización fisicoquímica el agua de inyección presenta una alta concentración de sales en ella (9868 ppm), lo cual afecta negativamente la viscosidad del sistema polímero-agua. La dureza del agua (1160 ppm) produce efectos adversos en la viscosidad del polímero, ocasionando precipitación. Es por esta razón que al dejar en reposo la muestra preparada se observan partículas suspendidas en ella como se muestra en la Figura 34.

Figura 34. Partículas suspendidas en la solución polimérica preparada con agua de inyección de PG.

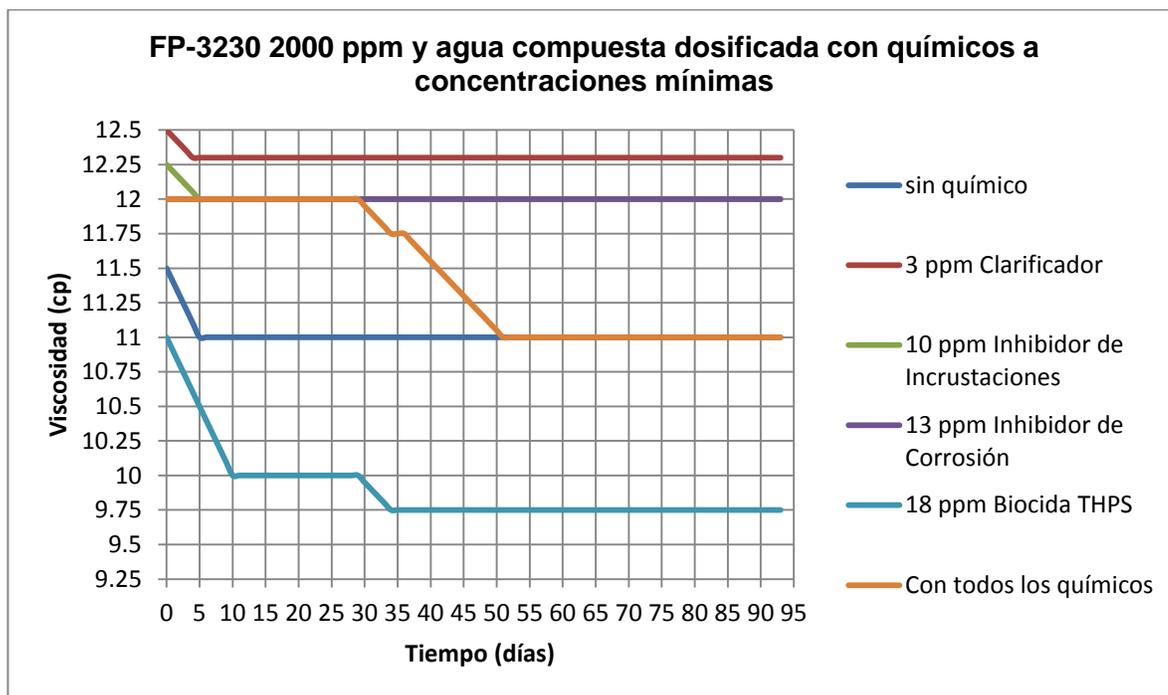


Fuente: Autores.

Por otro lado los compuestos químicos aplicados al agua de inyección para su tratamiento pueden afectar la estabilidad química del polímero. Por estas razones se evidencia en la gráfica 1 una disminución en la viscosidad de la solución polimérica.

Con el objeto de corroborar lo anteriormente dicho, se mostrará en las siguientes gráficas el comportamiento de la viscosidad de la solución al adicionar cada uno de los productos químicos presentes en el tratamiento del agua en la P.I.A. y de esta manera evaluar cuáles compuestos químicos aplicados al sistema de inyección de agua podrían estar influyendo en dicha propiedad, afectando la estabilidad del polímero.

Gráfica 2. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP-3230 y agua compuesta dosificada con los diferentes productos químicos a mínimas concentraciones.



La gráfica 2 muestra que los productos químicos en sus mínimas concentraciones residuales en el agua de inyección no presentan mayor problema en la viscosidad

de la solución polimérica, sosteniéndola por encima de 11 cp. A excepción de la línea que describe el comportamiento de la viscosidad de la muestra que contiene 18 ppm de biocida.

En el caso de la muestra con clarificador Dismulgan V3377 se presenta la más alta viscosidad alcanzada por la solución, comportamiento que se puede atribuir a un efecto de coagulación, floculación y sedimentación de los coloides presentes en el agua generando una mayor viscosidad, al igual que la muestra con inhibidor de corrosión Corrtreat 7395 que exhibe una viscosidad de 12 cp sostenida a lo largo del tiempo en el que se sostuvo la prueba, teniendo en cuenta que su base es una amina cuaternaria la cual ayuda a conservar la viscosidad y muestra compatibilidad con el polímero FP-3230, según las pruebas realizadas a lo largo de la investigación para un bactericida fabricado de la misma base.

Se observan las mayores caídas de viscosidad a través del tiempo en la muestra que contiene todos los aditivos químicos (inhibidor de incrustaciones, clarificador, biocida e inhibidor de corrosión) aplicados para el tratamiento del agua y la muestra a la que se le adicionó 18 ppm de biocida THPS (Sulfato de tetrakis (hidroximetil) fosfonio), lo cual logra indicar que este compuesto químico puede estar afectando la estabilidad del polímero, alcanzando a disminuir su viscosidad. Puesto que no siempre el agua saliente de los tanques de tratamiento de la planta presenta la concentración residual de los productos químicos es por esto que se procede a analizar la compatibilidad de los químicos a las máximas concentraciones que se podrían encontrar en el agua de inyección de Palogrande para identificar más claramente el componente químico que degrada la poliacrilamida FP-3230.

Por otra parte, en la gráfica 2 se observa una viscosidad menor en comparación con las demás muestras, sostenida a lo largo del tiempo, en la solución sin

químicos debido a las funciones de mejoramiento de la calidad del agua que cumple cada uno de ellos.

Al adicionar los productos químicos al agua se observa una solución satisfactoria de cada uno de ellos en el agua (no se hay presencia de sólidos). Pero al dejar en reposo se observan partículas suspendidas en la solución como se muestra en la Figura 35, lo cual se le puede atribuir a que a la precipitación de sales debido a la alta salinidad del agua compuesta o también se puede deber a polímero que no se hidroliza por efecto de los iones divalentes y la composición química del agua de preparación que impiden la formación de las cadenas poliméricas.

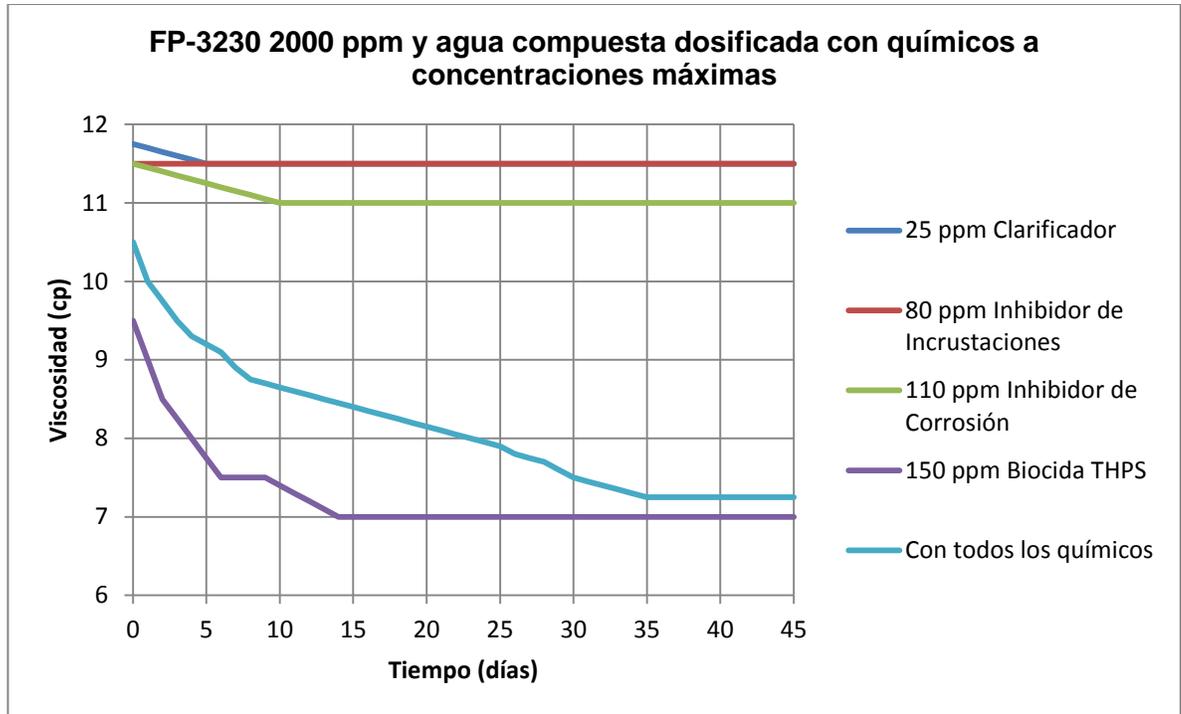
Figura 35. Precipitación de sólidos.



Fuente: Autores.

Además, se pueden observar partículas suspendidas teniendo en cuenta el efecto del clarificador como agente de coagulación, floculación y sedimentación de los coloides presentes en el agua.

Gráfica 3. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP-3230 y agua compuesta dosificada con los diferentes productos químicos a máximas concentraciones.

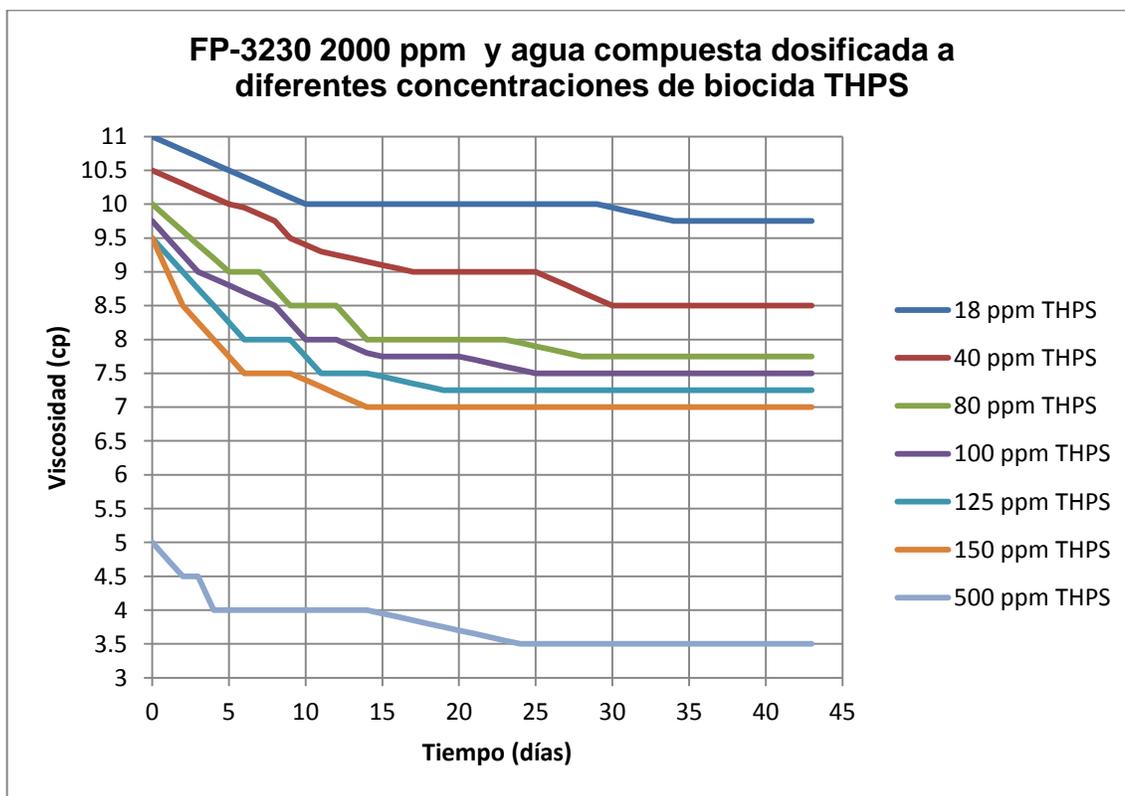


En la gráfica 3 se puede observar que el inhibidor de incrustaciones (Scaletreat 2803), clarificador (Dismulgan V3377) e inhibidor de corrosión (Corrtreat 7395) en sus máximas concentraciones de bombeo no afectan la viscosidad de la solución polimérica, cambiando de manera mínima las viscosidades visualizadas en sus mínimas concentraciones, comprobando que estos compuestos químicos no presentan interferencia en el éxito de la inyección de polímero.

Las líneas que describen el comportamiento de las muestras con todos los aditivos químicos en sus máximas concentraciones (línea azul) y biocida THPS (línea morada) muestran una disminución de la viscosidad a lo largo del tiempo, confirmando de esta manera la afectación del biocida en la estabilidad química del polímero.

Es por esto que se procedió a analizar la compatibilidad del biocida con el polímero FP-3230 a diferentes concentraciones de biocida THPS para corroborar su efecto negativo en las propiedades viscosificantes del polímero y el comportamiento de la viscosidad de la solución al aumentar la concentración del compuesto químico, dado el caso que se presenten concentraciones mayores del bactericida en el agua de inyección.

Gráfica 4. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP- 3230 y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida THPS.

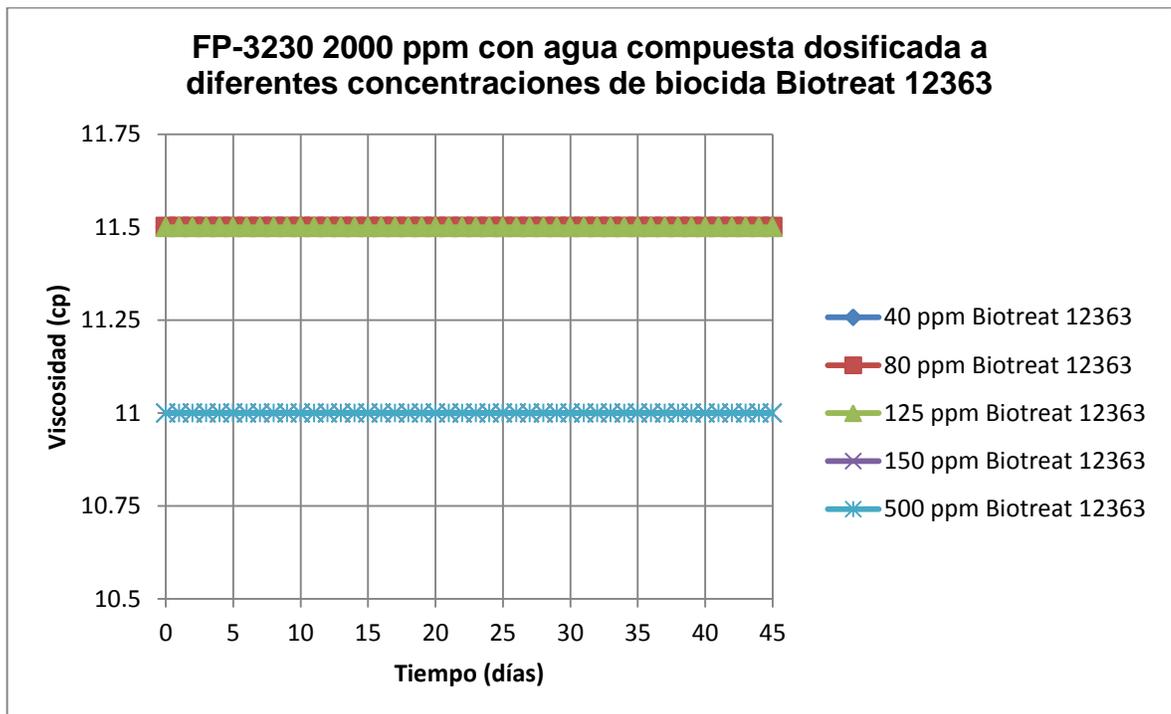


La gráfica 4 permite observar una contundente afectación del biocida THPS en el poder viscosificante del polímero a medida que aumenta la concentración del compuesto en las soluciones poliméricas, dicho efecto negativo se hace mayor a través del tiempo, reafirmando de esta manera lo visto en gráficas anteriores. A esta degradación química se le suman las propiedades del agua no compatibles

en un proceso de inyección de polímeros en un recobro químico como se puede ver en la Figura 12, tales como la salinidad y la dureza, las cuales contribuyen a la disminución de la viscosidad. Se analiza una incompatibilidad química entre el sulfato de tetrakis (hidroximetil) fosfonio (THPS) y el polímero FP-3230 puesto que impide que las cadenas poliméricas se formen adecuadamente para dar la viscosidad necesaria al fluido de inyección para el barrido de petróleo en el yacimiento.

Concentraciones tan altas de biocida presentes en la línea de inyección del campo serían posibles en casos extremos de baches aplicados desde las planta de tratamiento.

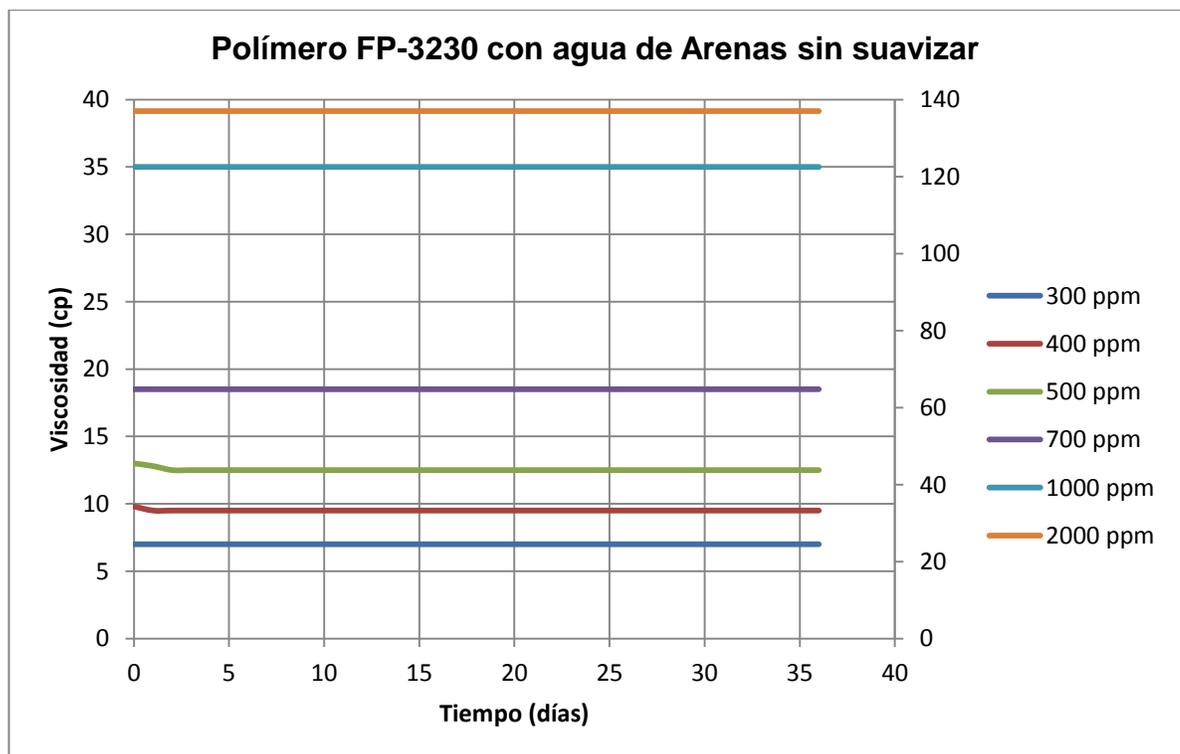
Gráfica 5. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP- 3230 y agua compuesta dosificada a diferentes concentraciones de biocida Biotreat 12363.



La gráfica 5 muestra que el biocida Biotreat 12363 no presenta problema en la viscosidad de la solución puesto que a las más altas concentraciones aún se mantiene la viscosidad por encima de 11 cp; resultado que es muy satisfactorio debido a que esta viscosidad es la deseada para la inyección polimérica.

Este biocida tiene como base de composición química una amina cuaternaria presentando un comportamiento mucho mejor que el THPS de base fosfónica en la sostenibilidad de la viscosidad de la solución polimérica, aún estando a máximas concentraciones siempre se mantuvo dentro del rango deseado de viscosidad (11-12 cp).

Gráfica 6. Diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con Agua de Arenas sin suavizar.



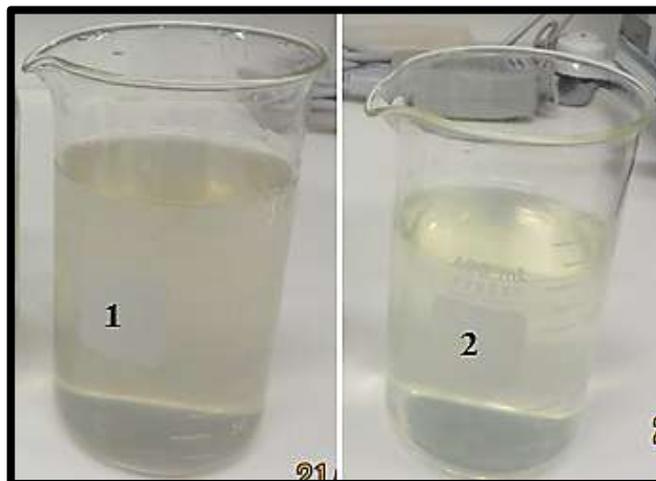
Al preparar la poliacrilamida FP-3230 con agua de Arenas sin suavizar se exhibe un comportamiento de la viscosidad del polímero notoriamente mejor tal como lo

muestra la gráfica 6, tanto así que la concentración de 2000 ppm de polímero usada para dar una viscosidad objetivo, en esta agua muestra una viscosidad elevada de 137 cp, lo cual es debido a que esta agua no requiere aditivos químicos para su tratamiento por las excelentes características que presenta. Además, el agua proveniente de los pozos Arenas posee una salinidad y dureza dentro de los rangos recomendados para la inyección de polímeros (ver figura 12).

Figura 36. Diferencias entre el agua de Arenas y el agua de inyección de PG.



El vaso de precipitado número uno (1) contiene solución polimérica preparada con el agua de inyección de Palogrande y el vaso de precipitado número dos (2) con el agua de Arenas.

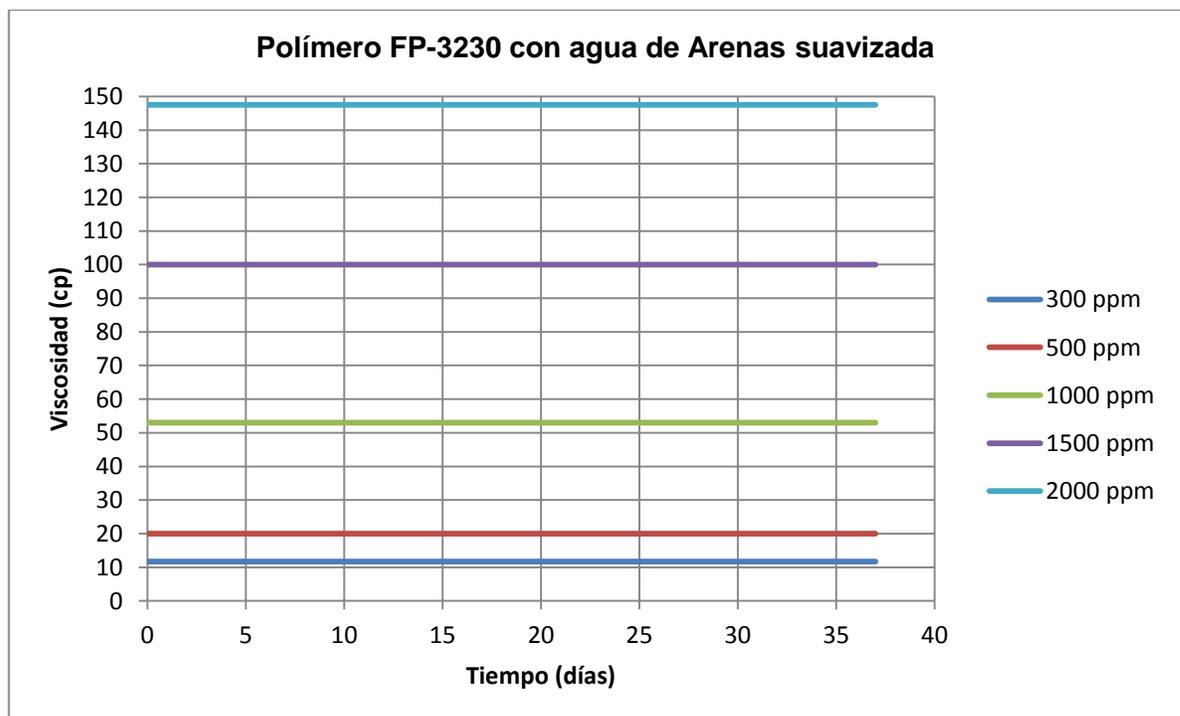


Fuente: Autores.

La Figura 36 muestra la notoria diferencia de la calidad del agua de Arenas con el agua de inyección de Palogrande, diferencia que se analiza mejor al observar las propiedades de cada una de estas aguas en la Tabla 7.

Según la gráfica 6, la concentración de polímero indicada para dar la viscosidad deseada en el proceso de recobro mejorado por inyección de polímeros es aproximadamente 500 ppm. Con este resultado se puede tener un enorme ahorro en los costos de implementación del proyecto piloto al disminuir la concentración de polímero a utilizar si se emplea en la preparación de la solución polimérica agua de Arenas.

Gráfica 7. Diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con agua de Arenas suavizada.

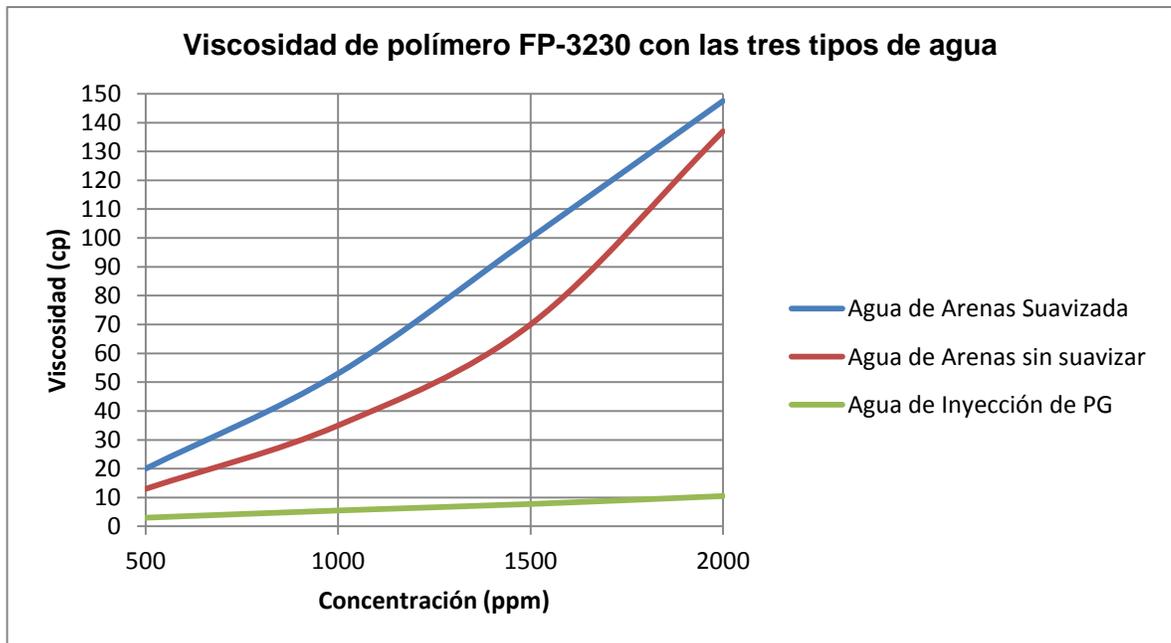


El agua de arenas suavizada presenta mejores características que el agua que se produce de los pozos arenas (agua cruda), es por esto que la estabilidad del

polímero FP-3230 se da en una mayor proporción obteniéndose valores de viscosidad muy grandes a las mismas concentraciones de polímero (1000, 1500 y 2000 ppm) empleadas con el agua de inyección de Palogrande.

En la gráfica 7 se evidencia que la concentración de polímero indicada para dar la viscosidad deseada en el proceso de recobro mejorado es aproximadamente 300 ppm lo que indicaría un ahorro sustancialmente grande de la cantidad de polímero a utilizar en todo el proyecto piloto de recobro químico. Sin embargo el costo de la suavización del agua sería de analizar si se alcanza a contrarrestar con el valor ganado por el ahorro de polímero o si es mejor emplear agua de arenas sin suavizar la cual también presenta grandes ventajas como se analizó anteriormente.

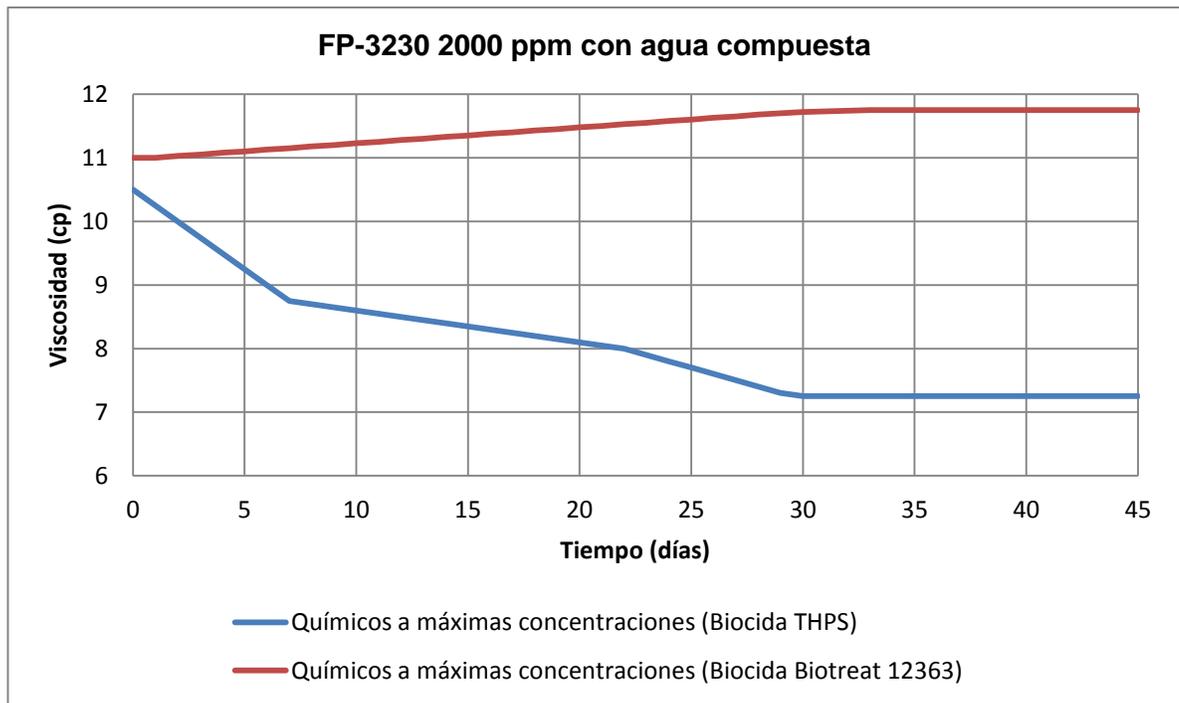
Gráfica 8. Soluciones poliméricas a diferentes concentraciones de polímero FP-3230 con las diferentes aguas de preparación.



La gráfica 8 permite analizar los resultados de las soluciones preparadas con polímero FP-3230 y cada una de las tres aguas usadas para las pruebas; es

posible observar la notoria diferencia de los valores de viscosidad alcanzados con el agua de Arenas y el agua de inyección proveniente de la P.I.A. Rectificando así el beneficio que trae el emplear agua sin el producto químico bactericida THPS y de mejores propiedades fisicoquímicas al realizar la preparación de la solución.

Gráfica 9. Soluciones poliméricas 2000 ppm de polímero FP-3230 con agua compuesta y diferentes biocidas (Biotreat 12363 y THPS).



La gráfica 9 muestra y ratifica lo anteriormente analizado, en ella se observa el buen comportamiento de la viscosidad que alcanza la solución polimérica en un agua tratada con biocida Biotreat 12363 y todos los aditivos químicos en sus máximas concentraciones, mostrando un resultado positivo en el caso (el peor de los casos) que se puede presentar en campo. Así mismo se evidencia el comportamiento negativo que presenta la viscosidad de la solución de polímero al contener en el agua de inyección el THPS como biocida.

7. CONCLUSIONES

- La industria petrolera en Colombia ha venido introduciendo dentro de sus proyectos técnicas de recuperación mejorada de petróleo, esta recuperación por métodos químicos se constituye en una de las principales vías para aumentar el factor de recobro de los campos maduros. No empezar a pensar en la posibilidad de incrementar el número de proyectos de recobro mejorado químico de petróleo (CEOR) ocasionaría un atraso fundamental para el país en su capacidad industrial con respecto al mundo, Colombia debe ampliar el número de proyectos de recobro químico aplicados en sus campos puesto que son una necesidad para aumentar y/o mantener la producción de petróleo en el país.
- En el diseño de un piloto de inyección de polímeros es de suma importancia la evaluación de la química del agua de inyección, puesto que se puede presentar incompatibilidad entre los productos químicos y el polímero. Como se evidenció en esta investigación el biocida sulfato de tetrakis (hidroximetil) fosfonio (THPS) afecta de manera significativa las características viscosificantes de la poliacrilamida FLOPAN 3230 convirtiéndose en un problema para el éxito de la recuperación de petróleo.
- Al momento de la preparación de la solución polimérica se debe tener en cuenta las características del agua que afectan el comportamiento del polímero tales como la influencia de las sales específicamente la presencia de iones divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , Ba^{2+}) las cuales se presentan en una alta concentración tanto en el agua de inyección de Palogrande (459.68 ppm) como en el agua compuesta (422 ppm), debido a que en polímeros

como la poliacrilamida ocasionan disminución en la viscosidad comprobándose este efecto con el agua de Arenas suavizada la cual presenta una concentración de estos iones divalentes de 8.69 ppm y se obtienen altas viscosidades. Al igual se deben tener en cuenta concentraciones de otros sólidos del agua para prevenir una degradación sobre el poder viscosificante del polímero.

- Aplicar un biocida de base de formulación química de amina cuaternaria (Biotreat 12363) en lugar del sulfato de tetrakis (hidroximetil) fosfonio (THPS) al tratamiento del agua resulta beneficioso para obtener una viscosidad deseada en la solución polimérica y mantenerla a lo largo del tiempo sin evidenciarse una degradación del poder viscosificante de la poliacrilamida FP-3230, convirtiéndose así en una solución viable si se continúa con la idea de utilizar agua de inyección de Palogrande en el desarrollo del piloto, puesto que se garantiza la estabilidad de la solución polimérica en el proceso de recuperación mejorada de petróleo.
- Emplear un agua de mejores propiedades fisicoquímicas como el agua de Arenas suavizada, la cual presenta una baja salinidad (142 ppm TDS) al igual que una baja dureza (1.9 ppm); cumple con los requisitos de la química del agua de inyección en procesos EOR/IOR para inyección de polímeros, la cual según estudios realizados debe tener una salinidad total menor a 5000 ppm y una dureza total menor a 100 ppm para que el proceso de recobro químico sea exitoso, además esta agua no presenta la necesidad de aplicarle tratamiento químico en especial el bactericida THPS que degrada el poder viscosificante del polímero FP-3230.
- Seleccionar un agua en buenas condiciones fisicoquímicas como es el caso del agua de Arenas proporciona grandes ventajas como una alta viscosidad a menores concentraciones de polímero requerido, disminuye el riesgo de

ocasionar precipitación, más alta recuperación de petróleo y un aumento en la estabilidad del polímero; aportando estos beneficios sobre la implementación de la inyección de polímeros puesto que la economía del proyecto mejorará de manera significativa debido a que la concentración de polímero requerida disminuye, en este caso en un 75% respecto a la concentración planeada de polímero con el agua de inyección de Palogrande, reflejándose en mayores ganancias y menores problemas operativos en el desarrollo del piloto de inyección de polímeros, garantizando de esta forma el éxito del proyecto de recobro químico.

8. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda la implementación del producto químico Biotreat 12363 en el tratamiento del agua de inyección en reemplazo del bactericida utilizado actualmente THPS.
- ✓ Evaluar la viabilidad técnico/económica de una planta de suavización de agua para incluir en el proyecto agua de arenas suavizada en la preparación de la solución polimérica o si por el contrario emplear dicha agua sin el proceso de suavización presenta mayores ventajas de costo-beneficio para la economía y desarrollo del proyecto.
- ✓ Emplear el adaptador UL del equipo brookfield modelo LVT que garantizará resultados más exactos en la medición de la viscosidad.
- ✓ En la medición de la viscosidad de las muestras preparadas en el laboratorio se recomienda medir esta propiedad a una temperatura exacta pues el resultado se puede ver notoriamente influenciado por el efecto de la temperatura.
- ✓ Tanto en la preparación de las diferentes pruebas de compatibilidad del polímero con el agua como en la caracterización fisicoquímica de las aguas se debe seguir de manera cuidadosa los procedimientos para garantizar resultados reales y verídicos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] PARIS DE FERRER, M. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". Maracaibo, Venezuela. 1984; p.313.
- [2] CASTRO, R.H. "Análisis de un proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011. p.32.
- [3] SHUPE Russell. "Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers". SPE 9299. 1981.
- [4] DELGADILLO, C.L. "Evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010. p.12.
- [5] AYIRALA S.C and YOUSEF A.A. "Injection Water Chemistry Requirement Guidelines for IOR/EOR". Oklahoma, USA. SPE-169048-MS. 2014. p.6.
- [6] VERMOLEN C.M., ALMADA, M., WASSING, B.M., LIGTHELM, D.J and MASALMEH, S.K. "Low-Salinity Polymer Flooding: Improving Polymer Flooding Technical Feasibility and Economics by Using Low-Salinity Make-up Brine". Doha, Qatar. IPTC- 17342- MS. 2014. p.2.
- [7] ZAITOUN, A., MAKAKOU, P., BLIN, N., AL-MAAMARI, R.S., AL-HASMI, A.R., ABDEL-GOAD, M. and AL-SHARJI, H.H. "Shear stability of EOR Polymers." SPE 141113, 2011.

- [8] XIA, H.F., WANG, D.M., G., MA, W.G. and LIU, J. "Mechanism of the Effect of Micro-Forces on Residual Oil in Chemical Flooding." *SPE114335*. 2008.
- [9] MARIN, A. "Calidad del agua en la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de polímeros". SNF FLOERGER. Colombia. 2010.
- [10] GPA. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. "Cómo funcionan los químicos parte 2: para la fase acuosa". Norma Técnica N°49. Buenos Aires. 2012.
- [11] LEVITT, D.B & POPE, G.A. "Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery". Society of Petroleum Engineers: SPE 113845. 2008.
- [12] DELGADILLO, Claudia Lorena. "Evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010. p.49-51.
- [13] SERIGHT, R. S. "The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions", SPE 9297. 1983.
- [14] MOHAMMED, M. SPE, King Saud University, "Investigation of Polymer Adsorption on Rock Surface of High Saline Reservoirs" SPE 120807. 2008.
- [15] CASTRO, R. H. and GORDILLO, G. "Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena", Revista de investigación Universidad América, Colombia, Vol 1 N° 1. 2008. p.32-51.
- [16] CASTRO, R.; MAYA, G.; MERCADO, D.; TRUJILLO, M.; SOTO, C.; PÉREZ, H.; LOBO, A.; ORDÓÑEZ A. and SANDOVAL, J. E. "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia". Artículo SPE 139199. 2010.

- [17] MANRIQUE, E., THOMAS, C., RAVIKIRAN, R., IZADI, M., LANTZ, M., ROMERO, J. and ALVARADO, V. "EOR: Current Status and Opportunities", SPE 130113, Oklahoma, 2010.
- [18] RODRIGUEZ, Silvia. "Análisis de la distribución de inyección en el área 7 del campo La Cira- Infantas, utilizando el software Asia 3.2". Tesis de grado Universidad Industrial de Santander. Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2005. p16.
- [19] MAYA, G., CASTRO, R., SANDOVAL, J., PACHÓN, Z., JIMÉNEZ, R., PINTO, K., DÍAZ, V., ZAPATA, J., PERDOMO, L. and MUÑOZ, S. "Successful Polymer Gels Application in a Highly Channeled Peripheral Injection Well: Tello Field Pilot". SPE- 169478- MS. 2014.
- [20] CASTRO, Rubén; MAYA, Gustavo; SANDOVAL, Jorge and COHEN Lia Margarita. "COLLOIDAL DISPERSION GELS (CDG) TO IMPROVE VOLUMETRIC SWEEP EFFICIENCY IN WATERFLOODING PROCESSES". Revista: Ciencia, Tecnología y Futuro Ct&f. Vol. 5 Núm. 3. Diciembre 2013. p 61-78.
- [21] Grupo de Recobro No térmico en ECOPETROL S.A. Semana EOR-VRS "Campo San Francisco- Piloto Inyección ASP". Neiva. 2014.
- [22] MAYA, G., JIMÉNEZ, R., CASTRO, R., MANTILLA, J., VARGAS, J., CÁRDENAS, F. and FERNÁNDEZ, F. "Diseño e implementación del primer proyecto de inyección de polímero en Colombia: Campo Yariguí-Cantagallo". SPE- 177245-MS. Quito, Ecuador. Noviembre 2015.
- [23] ECOPETROL S.A. Resumen Ejecutivo Campo Palogrande – Contrato Pijao Potrerillo; suministrado por la Dependencia de Proyectos y Planeación Regional Sur. 2015.

[24] RP 63. "Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations". Washington, API. 1990.

ANEXO 1

AGUA SUAVIZADA

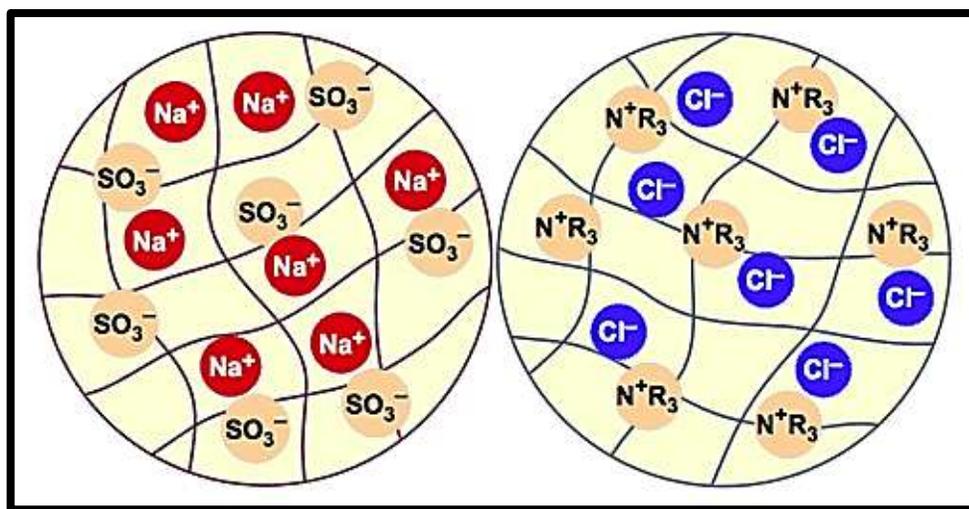
El agua suavizada es agua que se ha sometido a un proceso de intercambio iónico para la eliminación de sus iones e impurezas. Debido a que el agua producida en los pozos contiene sustancias sólidas insolubles como arena y compuestos solubles como compuestos de origen mineral u orgánico.

INTERCAMBIO IÓNICO

Resinas intercambiadoras de iones. Son perlas de plástico minúsculas, con un diámetro de aproximadamente 0,6 mm. Estas bolitas son porosas y contienen agua, que es invisible y no se puede quitar. Esta proporción de agua se expresa como "retención de humedad". La estructura de la resina es un polímero en el que un ion fijo ha sido inmovilizado de manera permanente. Este ion no se puede quitar o reemplazar: pertenece a la estructura de la resina. Para mantener la neutralidad eléctrica de la resina, cada uno de estos iones fijos está neutralizado por un contra-ion de carga opuesta. Este es móvil y puede entrar o salir de la resina.

La figura 37 representa esquemáticamente perlas de resinas intercambiadoras de cationes y de aniones. Las líneas oscuras representan el esqueleto polimérico de la resina: es poroso y contiene agua. Los iones fijos de la resina intercambiadora de cationes son sulfonatos ($R\text{SO}_3^-$) atados al esqueleto. En la Figura 37, los iones móviles son cationes sodio (Na^+). Las resinas intercambiadoras de cationes, por ejemplo la Amberlite 1000, son muchas veces suministradas en la forma sodio.

Figura 37. Representación esquemática de resinas intercambiadoras de cationes y de aniones.



Fuente: François de Dardel. “El intercambio iónico, principios básicos”. 2010-2015.

La perla de resina intercambiadora de aniones tiene un esqueleto semejante. Los grupos activos son amonio cuaternario, es decir cationes, representados por la fórmula N^+R_3 ; una fórmula más precisa sería $\text{CH}_2\text{-N}^+(\text{CH}_3)_3$. Los iones móviles de la resina intercambiadora de aniones son aquí iones cloruro (Cl^-). La forma cloruro es la forma de suministro de muchas resinas intercambiadoras de aniones. Cada ion entrando en la resina produce la salida de otro ion de misma carga para mantener la neutralidad eléctrica. Eso es lo que se llama intercambio iónico. Solo iones de la misma carga se pueden cambiar. No es posible fabricar una resina que pueda intercambiar simultáneamente cationes y aniones, porque los cationes fijos dentro de la resina neutralizarían los aniones fijos, y ningún intercambio sería posible. Luego se deben producir resinas intercambiadoras de aniones y resinas intercambiadoras de cationes separadas.

ABLANDAMIENTO DE AGUA

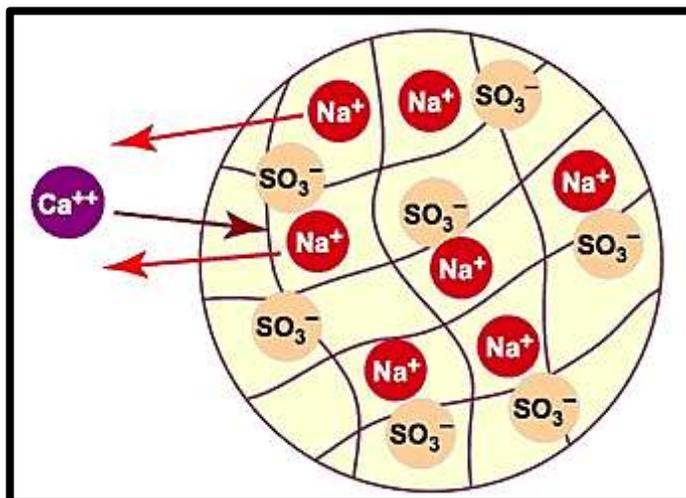
La dureza es una expresión común que representa principalmente las sales de calcio y de magnesio. En ciertas condiciones, estas sales pueden precipitar y formar depósitos (sarro), y también pueden obstruir los tubos de agua caliente y producir incrustaciones en calderas. El ablandamiento de agua es la eliminación de esta dureza: los iones Ca^{2+} y Mg^{2+} que forman el sarro se intercambian por iones Na^+ que son mucho más solubles y no precipitan.

Para ablandar agua se toma una resina intercambiadora de cationes en la cual los iones móviles dentro de la resina son sodio (Na^+) y se pasa el agua a través de una columna llena con esta resina en forma sodio. Los iones de Ca^{2+} y Mg^{2+} entran en las perlas de resina, y cada uno de estos iones produce la salida de dos iones de sodio. La reacción de intercambio se puede escribir:



La Figura 38 ilustra esta reacción: las perlas de resina son inicialmente cargadas con iones de sodio (Na^+). Cada ion de calcio o de magnesio que penetra en la resina es reemplazado por dos iones que salen. Los aniones del agua, no representados en la figura 38, no pueden entrar en la resina, porque serían rechazados por los aniones sulfonato fijos (R SO_3^-) que forman los grupos activos de la resina.

Figura 38. Ablandamiento (intercambio de sodio) en una resina.



Fuente: François de Dardel. “El intercambio iónico, principios básicos”. 2010-2015.

Este intercambio de cationes es eficaz porque la resina intercambiadora tiene una afinidad más grande para los cationes de dureza que para el sodio. En términos sencillos, la resina prefiere el calcio. El resultado del ablandamiento no es una eliminación neta de los cationes "duros" del agua, sino una sustitución por iones de sodio.

DESMINERALIZACIÓN

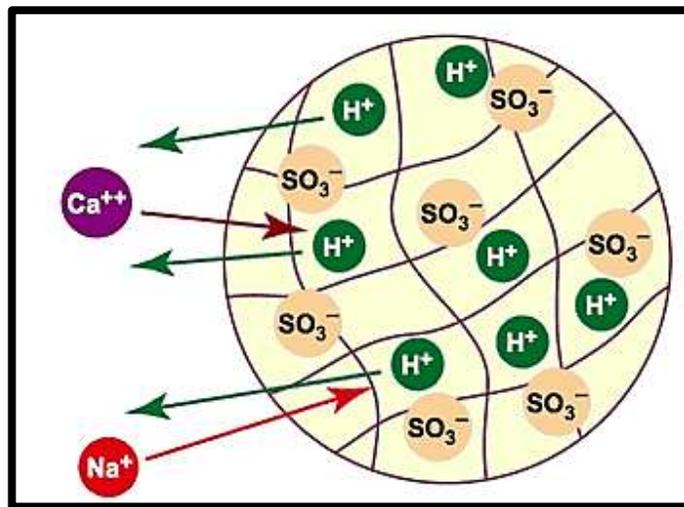
Si se cambian todos los cationes disueltos en el agua por iones H^+ y todos los aniones por iones OH^- , esos se van a recombinar para producir nuevas moléculas de agua. Para conseguir esto, se necesitan una resina intercambiadora de cationes en la forma H^+ y una resina intercambiadora de aniones en la forma OH^- . Todos los cationes y aniones del agua se intercambian y el resultado neto es una desaparición completa de las impurezas ionizadas. La reacción del intercambio de cationes es:





En estas ecuaciones, R' representa la resina intercambiadora de cationes. El intercambio es ilustrado en la Figura 39. La resina es inicialmente en la forma hidrógeno (H⁺). Los aniones no aparecen en esta ilustración. Se ve que un ion calcio Ca²⁺ entrando en la resina causa la salida de dos iones H⁺, mientras un ion Na⁺ se intercambia por un ion H⁺.

Figura 39. Descationización (todos los cationes reemplazados por H⁺).



Fuente: François de Dardel. “El intercambio iónico, principios básicos”. 2010-2015.

De modo parecido, una resina en forma OH⁻ puede eliminar todos los aniones:



En las ecuaciones, R'' representa la resina intercambiadora de aniones. Todos los aniones son reemplazados por iones hidróxido (OH⁻). Al final del proceso de intercambio, las perlas de resina han eliminado todos los cationes y aniones

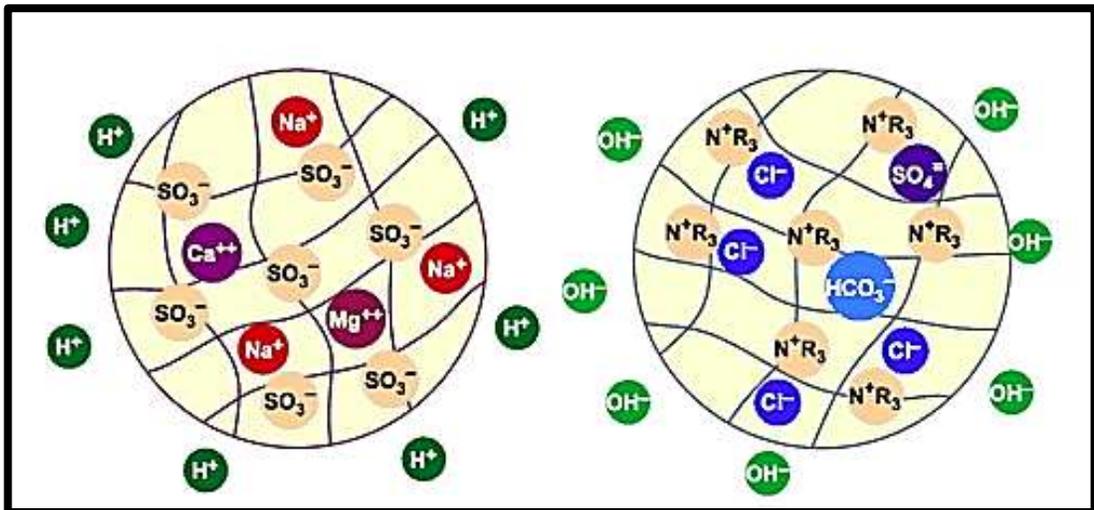
presentes en el agua y liberado una cantidad equivalente de iones H^+ y OH^- . Las resinas son casi completamente agotadas (Figura 40).

Estos iones H^+ y OH^- se recombinan instantáneamente y producen nuevas moléculas de agua:



Los contaminantes ionizados están ahora en las dos resinas (Na, Ca y Mg en el intercambiador de cationes, Cl, SO_4 y HCO_3 en el intercambiador de aniones), y el agua ha sido completamente desmineralizada. Su salinidad es ahora casi nula, solo unos iones escapados de las columnas de resina, que llamamos globalmente fuga iónica.

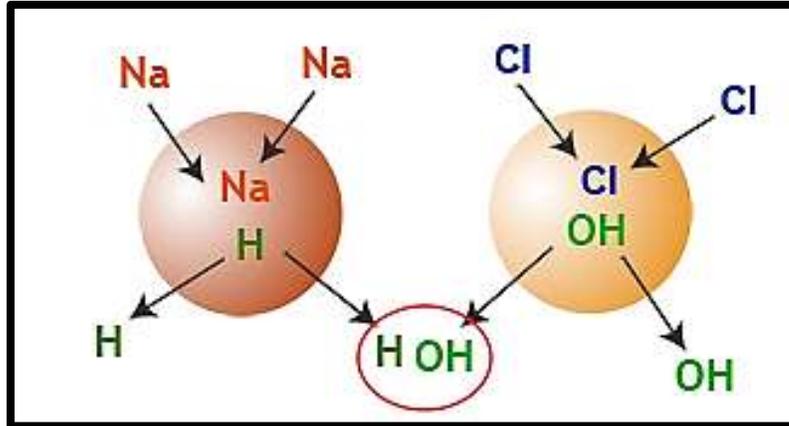
Figura 40. Las resinas son agotadas. Iones H^+ y OH^- fueron liberados en el agua.



Fuente: François de Dardel. "El intercambio iónico, principios básicos". 2010-2015.

La desmineralización se puede entonces esquematizar en la Figura 41.

Figura 41. Desmineralización.



Fuente: François de Dardel. "El intercambio iónico, principios básicos". 2010-2015.