

**ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN
COLOIDAL (CDG) USANDO ENSAYOS DE LABORATORIO Y SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN
COLOIDAL (CDG) USANDO ENSAYOS DE LABORATORIO Y SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

M.Sc. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

Directora

Ph.D. EDUARDO JOSÉ MANRIQUE

Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

Esta investigación, resultado de mucho esfuerzo, sacrificio y dedicación, la quiero dedicar A:

*Dios por regalarme la vida, bendecirme y levantarme cuando ya no podía avanzar más,
mis padres Segundo y Teresa por su infinito amor, su entrega y sus sabios consejos,
Esperanza Cotes por su amor, voz de aliento y comprensión en estos últimos años,
mis hermanos David, Martha, Juan y Claudia por su ejemplo, apoyo y amistad,
mi familia, mi ahijada y mis amigos que siempre están en mi corazón,
mi Colombia querida porque el único riesgo es querer quedarse.*

*"Un sueño que no se convierta en una meta no es un buen sueño,
una meta que no vaya acompañada de un plan no es una buena meta,
y un plan que no se pueda traducir en acción inmediata no es un buen plan.
La acción es el ingrediente más importante para transformar sueños en realidades".*

Brian Tracy

AGRADECIMIENTOS

El autor del trabajo desea expresar sus agradecimientos a:

El Instituto Colombiano del Petróleo por brindarme el conocimiento, las herramientas y el soporte para desarrollar esta investigación. También por contribuir al desarrollo de la investigación en el país y generar talento de clase mundial.

La Universidad Industrial de Santander, por brindarme el soporte para realizar esta investigación y la Universidad de América por darme las bases.

Nestor Fernando Saavedra, Claudia Soto, Anibal Ordoñez y Jorge Sandoval, por ser guía y ejemplo a seguir durante todo el proceso de formación en investigación en el Instituto Colombiano del Petróleo.

Olga Patricia Ortiz y Eduardo Manrique, directores del proyecto, por su compromiso, disposición, confianza y participación activa durante el desarrollo y revisión de éste proyecto, sin su guía hubiese sido imposible.

El más sincero agradecimiento a mi compañero de batalla **Gustavo Maya**, parce gracias por tu apoyo, tu colaboración, y amistad. Espero que podamos seguir contribuyendo con la aplicación de procesos EOR en Colombia.

Mildre Silva, Kelly Colmenares, Venus Diaz, Ana Maria Jimenez, Yorleth Reyes, Marcy Barrera y Karem Pinto, amigas y colegas del proyecto Recobro Químico del ICP siempre dispuestas a colaborar en este proyecto con mucha

dedicación y profesionalismo, especialmente a **Mildre y Kelly** porque creyeron en mí y me apoyaron cuando yo ya había perdido toda esperanza.

Samuel Muñoz por sus valiosas orientaciones, colaboración y el enfoque brindado para la ejecución de este proyecto.

Ruby Arbeláez y Clara Forero, por su colaboración, dedicación y sabia orientación en los aspectos metodológicos de la investigación científica.

TIORCO y su equipo de yacimientos **Eduardo Manrique, Mehdi Izadi, Reza Garmeh, Jorge Romero, Chuck Norman y Fernando Cabrera**, por compartir su conocimiento y experiencia en EOR desde el screening hasta la aplicación del piloto en Campo Dina Cretáceo, especialmente a **Eduardo** por transferir su conocimiento sin ninguna otra pretensión que el verme lograr un buen producto y contribuir con la investigación en el país, a **Mehdi y Reza** por enseñarme a utilizar el modelo composicional con reacciones químicas para hacer el ajuste numérico de los resultados del laboratorio.

Hector Hugo Pérez, José Ricardo Sandoval, Marta Trujillo, Tatiana Cabrejo, Zarith Pachón, Francisco Zapata, Juan Manuel León, Darwin Villadiego, Juan Eduardo Rivera, Cesar Duarte, Jorge Rojas, Alejandro Sandoval y Leonardo Triana, colegas y amigos por su generoso soporte y apoyo.

Los ingenieros y técnicos de los laboratorios de recobro mejorado, química de producción, reología, daño a la formación y pruebas especiales del Instituto Colombiano del Petróleo, especialmente a **Arnold Romero, Luis Carlos Niño y Carlos Eduardo Naranjo** por el apoyo y por realizar los ensayos experimentales.

Mis tesis de pregrado de la Universidad de América y Universidad Industrial de Santander, antiguos estudiantes de Ingeniería de petróleo, industrial, química, sistemas y geología, hoy mis colegas, amigos y grandes profesionales de la Industria. Gracias por todo lo que me han enseñado.

William Cobb, Yucel Akkutlu, James Murtha, Jean Louis Salager, Aram Amin, Richard Vessell, Hugo Lazarde, Claudio Martinez, William Navarro, Raul Osorio, Wilson Cañas y Oscar Bravo, por las enseñanzas transmitidas y por su colaboración desinteresada en este proceso.

A todas las personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de esta investigación de maestría.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. PROCESOS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	24
1.1 ZONAS LADRONAS	29
1.1.1 Inyección de Geles.....	29
1.2 CONTROL DE MOVILIDAD	32
1.2.1 Inyección de Polímeros.....	32
1.3 FORMACIÓN DE BANCO DE ACEITE	36
1.3.1 Inyección de Surfactantes.....	36
1.3.2 Inyección de Soluciones Alcalinas.....	38
1.3.3 Inyección de Alcalino – Sufactante (AS).....	39
1.3.4 Inyección de Surfactante – Polímero (SP).....	40
1.3.5 Inyección de Alcalino – Surfactante – Polímero (ASP).....	40
1.3.6 Inyección de Micelares.....	42
2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL	45
2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	46
2.1.1 Adsorción, Entrampamiento Mecánico y Atascamiento.....	50
2.1.2 Retención de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada en Medios Porosos.....	51
2.1.3 Retención de Al ³⁺ en Medios Porosos.....	52
2.1.4 Retención de Geles de Dispersión Coloidal.....	52
2.2 COMPARACIÓN ENTRE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL.....	53
2.3 ANÁLISIS DE PROCESOS HISTÓRICOS DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL.....	58
2.3.1 Campo Daqing (China).....	58
2.3.2 Campo Tordillo (Argentina).....	61
2.3.3 Campo Loma Alta Sur (Argentina).....	64
2.3.4 Campo Healdton (Estados Unidos).....	67
3. DISEÑO DE ENSAYOS EXPERIMENTALES DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE CDG.....	70
3.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO – FLUIDO	70
3.1.1 Caracterización de los Productos para la Preparación de los Geles de Dispersión Coloidal (CDG).....	70

3.1.2	Preparación y Evaluación de Soluciones de Geles de Dispersión Coloidal en el Laboratorio de Química de Producción.....	73
3.1.3	Medición de la Viscosidad (CP) de los Geles (CGDS) Preparados en Función del Tiempo - (Norma API RP*63 90).....	76
3.1.4	Pruebas TGU (Velocidad de Flujo del Gel).....	77
3.2	PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ROCA – FLUIDO.....	79
3.2.1	Estimación del Factor de Resistencia (Rf) y Factor de Resistencia Residual (RRF).	80
3.2.2	<i>Coreflooding</i>	81
3.2.3	<i>Slim Tube</i>	85
4.	DESARROLLO ENSAYOS EXPERIMENTALES DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CDG EN UN CAMPO MADURO COLOMBIANO	96
4.1	GENERALIDADES CAMPO DINA CRETÁCEO.....	96
4.2	ESCALAMIENTO TASA DE INYECCIÓN CAMPO – LABORATORIO-CAMPO.....	101
4.3	VARIABLES QUE AFECTEN EL COMPORTAMIENTO DE UN PROCESO CDG.....	104
4.3.1	Definición del Agente Químico.....	104
4.3.3	Tiempo de Reacción del CDG.	106
4.3.4	Peso Molecular del Polímero.	106
4.4	DESARROLLO ENSAYOS EXPERIMENTALES	107
4.4.1	Caracterización de los Productos para la Preparación de los Geles (CDG)	107
4.4.2	Pruebas Estáticas	111
4.4.3	Pruebas Dinámicas	117
4.4.4	Pruebas de Compatibilidad Roca – Fluido.....	125
5.	AJUSTE DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA	162
5.1	INICIALIZACIÓN	163
5.1.1	Grid de Simulación	165
5.1.2	Propiedades Petrofísicas.	165
5.1.3	Región de Saturación.....	167
5.1.4	Modelamiento de Fluidos.	169
5.2	ARCHIVO NUMÉRICO.	172
5.3	AJUSTE DE RESULTADOS.	172
6.	CONCLUSIONES.....	188
7.	RECOMENDACIONES	190
	BIBLIOGRAFÍA	191
	ANEXO.....	198

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los métodos de inyección de químicos.	25
Figura 2. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector.	30
Figura 3. Esquema de un proceso de inyección de polímero.	33
Figura 4. Proceso de inyección de polímeros.	35
Figura 5. Esquema de Procesos de Inyección ASP.	41
Figura 6. Esquema de Procesos de Inyección de Micelares.	42
Figura 7. Entrecruzamiento intramolecular de polímero en presencia de iones trivalentes.	45
Figura 8. Microgeles de dispersión coloidal (CDG).	46
Figura 9. Enhanced oil recovery mediante CDG.	47
Figura 10. Objetivo CDG – Eficiencia de barrido volumétrica.	48
Figura 11. Factor de Resistencia y Factor de Resistencia Residual.	49
Figura 12. Análisis Experimentales CDG.	50
Figura 13. Reacción Química proceso de gelación CDG.	53
Figura 14. Configuración Inyección de polímero.	54
Figura 15. Mapa de ubicación del Campo Daqing.	59
Figura 16. Mapa de ubicación del Campo El Tordillo.	62
Figura 17. Respuesta de producción con tratamiento de polímeros en el Campo El Tordillo.	64
Figura 18. Mapa de ubicación del Campo Loma Alta Sur.	65
Figura 19. Mapa de ubicación del Campo Healdton.	68
Figura 20. Análisis Experimentales CDG Implementados ICP.	71
Figura 21. Evaluaciones experimentales – Compatibilidad Fluido.	71
Figura 22. Proceso de preparación y evaluación de soluciones de CDG.	76
Figura 23. TGU.	77
Figura 24. Curva para determinar la presión de transición PT.	78
Figura 25. Preparación del equipo de desplazamiento.	79

Figura 26.	Evaluaciones experimentales – Compatibilidad Roca-Fluido.	80
Figura 27.	Equipo Coreflooding, Laboratorio EOR ICP.	82
Figura 28.	Proceso Coreflooding.	86
Figura 29.	Equipo Silm Tube, Laboratorio EOR ICP.	87
Figura 30.	Diseño experimental ensayos experimentales Silm Tube de la tecnología CDG.	89
Figura 31.	Medición volumen poroso Silm Tube.	90
Figura 32.	Proceso Slim Tube Test.	94
Figura 33.	Pruebas experimentales para el diseño de un proceso de inyección de CDG.	95
Figura 34.	Ubicación Geográfica.	97
Figura 35.	Columna Estratigráfica Campo Dina Cretáceo.	98
Figura 37.	Procedimiento para Determinar el Porcentaje de Humedad.	108
Figura 38.	Procedimiento para Determinar el Porcentaje de Hidrólisis.	109
Figura 39.	Espectro IR del polímero, Lote EORG0001.	110
Figura 40.	Espectro IR del entrecruzador.	110
Figura 41.	Espectro IR del KSCN (Tiocianato de Potasio).	111
Figura 42.	Muestras de Roca Corazones Campo Dina Cretáceo, DK-3 6408 y 6499 ft.	112
Figura 43.	Evaluación CDG con el Inhibidor de Corrosión (0.05%) y Biócida (0.1%).	115
Figura 44.	Evaluación CDG con Agua de Producción DK-15.	116
Figura 45.	Evaluación CDG Frente al Crudo DK-2.	116
Figura 46.	Evaluación CDG con el Inhibidor de Corrosión y Biócida (0.5%) y Biócida a (1%).	117
Figura 47.	Composición de Sales Agua Sintética Campo Dina Cretáceo.	118
Figura 48.	Evaluación de los CDG a temperatura ambiente en el tiempo.	121
Figura 49.	Evaluación TGU de los CDG a temperatura de yacimiento en el tiempo.	122
Figura 50.	Comportamiento Reológico de Baja Viscosidad para los Fluidos Polímero y CDG (900 PPM).	123
Figura 51.	Comportamiento Reológico de Baja Viscosidad para los Fluidos Polímero y CDG (600 ppm).	124
Figura 52.	Procedimiento Cálculo RRF según Norma API RP-63.	126
Figura 53.	Procedimiento Cálculo RRF –Inyección Polímero.	126
Figura 54.	Procedimiento Cálculo RRF –Inyección CDG Filtrado por Membrana de 45 Micras.	127
Figura 55.	Permeabilidad Absoluta a la Salmuera Pozo DK-3.	129
Figura 56.	Diferencial de Presión Durante la Inyección de CDG.	130

Figura 57.	Cara del Plug Antes y Después de Inyectar CDG.....	131
Figura 58.	Aspecto del Filtro (45 micras) Después de Filtrar la Solución de Polímero Recién Preparado.....	132
Figura 59.	Diferencial de Presión Durante los Desplazamientos de Salmuera y Polímero (600 ppm).	133
Figura 60.	Aspecto del Filtro (45 micras) Después de Filtrar la Solución de CDG Recién Preparada.	134
Figura 61.	Diferencial de presión durante los desplazamientos de Salmuera y CDG.	135
Figura 62.	Cara del Plug Después de Inyectar el CDG.....	136
Figura 63.	Eficiencia de Desplazamiento inyección de CDG 300 ppm	137
Figura 64.	RRF Inyección Coreflooding CDG 300 ppm.	138
Figura 65.	Comportamiento Diferencial de Presión durante todo el experimento.....	139
Figura 66.	Características Slim Tube 20 In.	139
Figura 67.	Resultados Slim Tube 20 in.....	140
Figura 68.	Volumen Poroso Slim Tube 40 ft.....	142
Figura 69.	Condiciones Ensayo Slim Tube 40 ft.	144
Figura 70.	Permeabilidad Calculada Durante Inyección del Trazador de Cloruro de Amonio al 3%.....	145
Figura 71.	Salinidad Medida Durante Inyección del Trazador, antes de la Inyección del CDG.....	145
Figura 72.	Inyección del CDG.....	146
Figura 73.	Salinidad antes y después de la inyección del CDG.....	148
Figura 74.	Aumento de Caudal Durante la Inyección de Agua de DINA.....	149
Figura 75.	Permeabilidad Durante la Inyección de Agua Destilada.	149
Figura 77.	Permeabilidad Durante la Inyección de Agua Destilada.	152
Figura 78.	Permeabilidad calculada durante inyección del trazador de cloruro de amonio al 3%.....	152
Figura 79.	Salinidad medida durante inyección del trazador, antes de la inyección del CDG.....	154
Figura 80.	Inyección del CDG (Arena 80/100).	154
Figura 81.	Inyección de agua de DK-19 @ Q= 0.005ml/min.....	155
Figura 82.	RRF secciones inyección de CDG 300 ppm.	157
Figura 83.	Comportamiento Trazador Salino.....	157
Figura 84.	Comportamiento Diferencial de Presión durante todo el experimento.....	158
Figura 85.	RRF secciones inyección de CDG 300 ppm.....	159
Figura 86.	Comportamiento Trazador Salino.....	159

Figura 87.	Comportamiento Diferencial de Presión durante todo el experimento.....	159
Figura 88.	RRF secciones inyección de CDG 900 ppm, 40:1, 6 días de maduración.	160
Figura 89.	Comportamiento Trazador Salino.....	160
Figura 90.	Adsorción Dinámica.....	161
Figura 91.	Configuración experimento Slim Tube 20 in.	163
Figura 92.	Resultados Slim Tube 20 in.....	164
Figura 93.	Geometría Slim Tube 1000 1 1.	166
Figura 94.	Modelo de Porosidad Slim Tube.	166
Figura 96.	Curvas base de permeabilidad relativa Agua-Aceite, Área Lisama.	168
Figura 97.	Curvas base de permeabilidad relativa Gas-Aceite.	168
Figura 98.	Volumen Relativo.	169
Figura 99.	Factor volumétrico del aceite.....	170
Figura 100.	Gas en Solución.	170
Figura 101.	Viscosidad del aceite.....	171
Figura 102.	Densidad del aceite.	171
Figura 103.	Modelo de viscosidad vs shear rate.	174
Figura 104.	Modelo de adsorción de polímero vs concentración.....	176
Figura 105.	Modelo de adsorción de entrecruzador vs concentración.....	176
Figura 106.	Modelo de adsorción de polímero vs concentración.....	180
Figura 107.	Modelo de reacción química CDG.	181
Figura 108.	Ajuste diferencial de Presión Inyección CDG Slim Tube 20" día 1.....	182
Figura 109.	Adsorción de polímero inyección polímero Slim Tube 20" día 1.....	183
Figura 110.	Factor de resistencia Slim Tube 20" día 1.....	184
Figura 111.	Ajuste diferencial de Presión Inyección CDG Slim Tube 20" día 10.....	185
Figura 112.	Adsorción de polímero inyección polímero Slim Tube 20" día 10.....	186
Figura 113.	Factor de resistencia Slim Tube 20" día 10.....	187

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Screening Técnico de la inyección de polímeros.....	55
Tabla 2. Screening Técnico de la inyección de geles.....	57
Tabla 3. Características del piloto de producción en el Campo Daqing.....	60
Tabla 4. Características del piloto de producción en el Campo El Tordillo.....	63
Tabla 5. Características del piloto de producción en el Campo Loma Alta Sur.....	66
Tabla 6. Características del piloto de producción en el Campo Healdton.....	68
Tabla 7. Porcentaje de humedad e hidrólisis determinado para el polímero EOR-370.....	72
Tabla 8. Variables escalamiento Tasa de Inyección Dina Cretáceo.....	103
Tabla 9. Porcentaje de humedad e hidrólisis determinado para el polímero EOR-370.....	109
Tabla 10. Adsorción Estática.....	113
Tabla 11. Composición de las Aguas DK-3(Pozo inyector) y DK-15 (Pozo Productor).....	114
Tabla 12. Resultados de la Evaluación de los Geles (<i>CDG</i>) a Temperatura Ambiente en el Tiempo.....	119
Tabla 13. Resultados de la Evaluación de los Geles (<i>CDG</i>) a Temperatura de Yacimiento en el Tiempo.....	120
Tabla 14. Propiedades Petrofísicas Básicas de las Muestras de Bereas Utilizadas en las Pruebas.....	127
Tabla 15. Fluidos Utilizados en los Procesos de Desplazamiento.....	128
Tabla 16. Cálculos de RF y RRF Después de Inyectar el Polímero.....	133
Tabla 17. Cálculos de RF y RRF Después de Inyectar el Polímero.....	141
Tabla 18. Fluidos utilizados (Mesh 80/100).....	151
Tabla 19. Propiedades <i>Slim Tube</i>	164
Tabla 20. Dimensiones modelo <i>Slim Tube</i>	165
Tabla 21. Modelo de viscosidad polímero.....	173
Tabla 22. Modelo de viscosidad <i>CDG</i>	173
Tabla 23. Modelo de viscosidad vs shear rate (SHEARTHIN).....	174
Tabla 24. Modelo de adsorción de polímero.....	177
Tabla 25. Modelo de adsorción de entrecruzador.....	178
Tabla 26. Modelo de adsorción de <i>CDG</i>	179
Tabla 27. Modelo de reacción química <i>CDG</i> en STARS- CMG.....	182

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Archivo Numérico Modelamiento <i>Cdg</i>	201

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG) USANDO ENSAYOS DE LABORATORIO Y SIMULACIÓN NUMÉRICA¹

AUTOR: RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA**

PALABRAS CLAVE: Geles de dispersión coloidal (CDG), recobro mejorado de petróleo, inyección de químicos, polímero, agente entrecruzador, pruebas de laboratorio, simulación numérica.

El incremento del factor de recobro de los yacimientos existentes se ha convertido en una opción a corto y mediano plazo para garantizar la sostenibilidad del suministro de hidrocarburos.

El estudio de la técnica de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) se constituye como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico. La tecnología consiste en la mezcla de un polímero de alto peso molecular y un agente entrecruzador que permite generar microgeles, con el objetivo de bloquear las gargantas de poro acuatizadas en la roca matriz con los microgeles y a su vez mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que los transporta, incrementando así el factor de recobro de los yacimientos.

Para evaluar la implementación de esta técnica, inicialmente se realiza un diseño de pruebas experimentales, posteriormente se procede al desarrollo de los experimentos donde se establecen las condiciones específicas y mejores formulaciones de sistemas CDG para una aplicación dada y mediante desplazamientos en *Coreflooding* y *Slim Tube* se genera el análisis del comportamiento del sistema CDG en términos de factor de resistencia (RF), factor de resistencia residual (RRF) y eficiencia del proceso, finalmente, mediante simulación numérica se realiza el ajuste de los resultados obtenidos.

En este trabajo se estudian las características de los sistemas CDG, así como su interacción con la roca y fluidos de yacimiento mediante pruebas estáticas y dinámicas para determinar los parámetros que influyen en los mecanismos que operan en un proceso de inyección CDG. Además, el desarrollo del trabajo permitió determinar las condiciones más favorables para la implementación del proceso, construir el procedimiento de pruebas experimentales que deben realizarse para establecer la viabilidad técnica de su implementación y generar un mejor entendimiento de la estrategia de simulación.

¹ Trabajo de grado para optar al título de Magister en ingeniería de hidrocarburos.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directora: M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Director: Ph.D Eduardo José Manrique.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF COLLOIDAL DISPERSION GELS (CDG) PROCESS USING LABORATORY TESTS AND NUMERICAL SIMULATION²

AUTHOR: RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA **

KEYWORDS: Colloidal dispersion gels (CDG), enhanced oil recovery (EOR), chemical injection, polymer, cross linker agent, laboratory tests, *Slim Tube* test, *Coreflooding* test, numerical simulation.

Increasing the ultimate expected oil recovery factor has become a viable option for the sustainability of hydrocarbon supply in the short and midterm.

The study of the Colloidal Dispersion Gels technology as an alternative to polymer flood processes, to improve volumetric sweep efficiency, is an alternative that can contribute to increase oil recovery and recovery factors in existing waterfloods. This technology consist in the mixture of a high molecular weight polymer and a cross linking agent, to generate micro gels, in order to divert the displacing water by blocking the porous throats with high water saturation and improving the mobility ratio and hence volumetric sweep efficiency.

To evaluate the implementation of this technique a set of experimental tests were developed in order to define a CDG formulations for and determined application. *Coreflooding* and *Slim Tube* apparatus were used to evaluate the CDG behavior in terms of resistance and residual resistance factors (RF and RRF) as well as the process efficiency. Numerical simulation was used to match the test results.

This research evaluates the characteristics of CDG systems, including its interaction with reservoir rock and fluids by static and dynamic tests; determining the parameters that influence the mechanisms of a CDG flood. This study allowed developing the experimental procedures that must be conducted to establish technical viability of the CDG processes, to estimate favorable conditions for its implementation and generate better understanding of the numerical simulation strategy.

² Graduate work to qualify for the title of Master of Engineering hydrocarbons.

** Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Advisor: M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Advisor: Ph.D Eduardo José Manrique.

INTRODUCCIÓN

El factor de recobro promedio de Colombia es aproximadamente de 19%, y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria, según la literatura³. Aproximadamente el 88% de la producción proviene de producción primaria y el 11% de la producción secundaria y menos del 1% por métodos de recobro mejorado (EOR). Muchos de los campos poseen alto grado de agotamiento de la energía del yacimiento.

Por lo anterior y con el objeto de aumentar la producción de aceite en el país, la implementación de métodos EOR juega un papel fundamental como tecnología tanto para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos como para repotenciar los mismos para la aplicación de otras tecnologías tendientes al incremento de productividad de los pozos.

Existen campos petrolíferos que por sus características han estado sometidos a procesos como inyección de agua, gas y vapor. Adicionalmente, se están diseñando pilotos para evaluar procesos de inyección de agua, gas, químicos y aire. Comparado con otros países del mundo, el uso de métodos de recobro mejorado no es una práctica común en Colombia. El bajo desarrollo se limita a análisis experimentales y a pruebas pilotos que por diferentes razones no se han logrado masificar.

En el país se aplica o ha aplicado el proceso de inyección de agua a escala comercial en 19 campos petrolíferos, en cuatro campos se implementan procesos de inyección de gas y han existido cuatro proyectos de inyección cíclica de vapor

³ CASTRO, R., Et. Al., "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia" SPE-139199.

en los campos de crudo pesado. Adicionalmente, se han realizado pilotos de inyección continua de vapor y se encuentran en etapa de diseño dos pilotos de inyección de aire y un proceso de inyección continua de vapor. Actualmente se está construyendo una metodología experimental para evaluar procesos de inyección de aire incluyendo pruebas de laboratorio⁴.

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación de hidrocarburos más conocidos e implementados a nivel mundial y en el país. Sin embargo, la saturación de aceite remanente aún es alta luego de la aplicación de ésta, debido a una serie de dificultades tales como digitación viscosa y la canalización, además de las dificultades del desplazamiento generadas por las fuerzas capilares. Por lo anterior, se hace necesaria la aplicación de un proceso de recobro químico, capaz de disminuir la saturación de aceite remanente y aumentar así el factor de recobro.

Diferentes iniciativas en inyección de químicos químicos han existido en Colombia, desde nivel de laboratorio a piloto en campo; sin embargo, ninguna de estas actividades ha tenido un diseño o un monitoreo adecuado, por lo que no existe registro de resultados ni positivos ni negativos fruto de los mismos. Se han desarrollado una importante cantidad de estudios de laboratorio con el objetivo de identificar tecnologías que pudieran aplicarse como solución a los fenómenos que afectan en forma negativa el desempeño de los procesos de recobro secundario implementados. Además de las pruebas de laboratorio se han llevado a cabo estudios de simulación numérica como una segunda etapa dentro de un plan de diseño de posibles proyectos. Los diferentes estudios realizados han estado enfocados en la selección y diseño de agentes taponantes para control de zonas ladronas y en control de la movilidad del frente de inyección, así como en productos y procesos de tipo surfactantes.

⁴ MAYA, G., Et. Al., "Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo en Colombia". Oilproduction.Net, EOR-IOR.

Durante el 2008 se llevó a cabo un piloto de inyección de geles taponantes en dos patrones del Campo Guando, como reducción de canalización del proceso de inyección de agua, mostrando resultados positivos en la mejoría del proceso. En el año 2009 se inició un estudio integrado en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) con el objetivo de evaluar diferentes tecnologías EOR aplicables a los campos del país. Se realizaron análisis geológicos y de ingeniería, estudios experimentales, definición de tecnologías viables, áreas de aplicación, diseño conceptual e ingeniería de detalle. Posteriormente, en el año 2010 se inició la etapa de implementación de tres pilotos de inyección de químicos. Dos de ellos orientados a reducción de canalización con geles taponantes en pozos inyectoras de los Campos Balcón y Tello⁵; el tercero de los pilotos en ejecución es un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (*CDG*) para control de movilidad en un área del Campo Dina Cretáceo.

La inyección *CDG* representa un proceso de recobro mejorado evaluado a escala de campo desde 1980 como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas. Fundamentalmente, los sistemas *CDG* tienen la ventaja respecto a la inyección de polímeros de lograr viscosidades mucho mayores con menores concentraciones de polímero (Poli-Acril-Amidas parcialmente hidrolizadas - PAAPH) debido a la generación de microgeles entre el polímero y el Citrato de aluminio, entrecruzador necesario para la generación de los sistemas *CDG*. Lo anterior puede facilitar la generación de mayores factores de resistencia y factores de resistencia residual al flujo de agua que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico (lo que conlleva a un aumento del factor de recobro), y puede permitir una mayor inyectividad debido a la flexibilidad operacional de poder modificar las relaciones polímero-entrecruzador en el pozo

⁵ MAYA, G Et. Al., "Methodology, Design and Implementation of a Gel Injection Project for Water Channeling Control in Tello Field" SPE ATW, Cartagena June 2011.

inyector con menores impactos en la reducción de viscosidad comparado con la inyección de polímeros únicamente⁶.

Durante la última década, el número de proyectos de inyección de sistemas *CDG* se ha incrementado en países como Argentina y en los Estados Unidos y también ha despertado interés en su aplicación en yacimientos de Colombia y el Mar del Norte.

Sin embargo y a pesar del éxito reportado (> 75%) en proyectos de campo, los mecanismos que operan durante la inyección de sistemas *CDG* ha sido tema controversial entre diferentes grupos de investigación en los Estados Unidos y más recientemente en Canadá y Noruega.

En vista de las discrepancias documentadas en la literatura con respecto a los mecanismos de sistemas *CDG* y la evaluación de la tecnología aplicada por primera vez en Colombia en el Campo Dina Cretáceo, surgió la motivación de la presente investigación.

La tecnología de inyección *CDG* se presenta como una opción atractiva para la recuperación mejorada de crudo. Pero existe la necesidad de realizar estudios que permitan analizar el proceso de inyección. Para esto, se requiere evaluar experimentalmente y mediante simulación numérica las propiedades del yacimiento y los fluidos a inyectar, con el objetivo de analizar los fenómenos y mecanismos que se presentan en el yacimiento, así como aquellos relacionados con los fluidos implicados en este proceso.

Por medio de esta investigación se analizaron las características de los sistemas *CDG*, así como su interacción con la roca y fluidos de yacimiento mediante

⁶ SPILDO, K., Et. Al., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods", SPE-129927.

pruebas estáticas y dinámicas. En este sentido, se determinaron los parámetros que influyen en los mecanismos que operan en un proceso de inyección *CDG*, también se determinaron las condiciones más favorables para la implementación del proceso, se realizó un diseño de pruebas experimentales las cuales se ejecutaron para establecer la viabilidad de la técnica de implementación del método EOR, así mismo, se generaron estrategias de simulación numérica para el análisis de esta tecnología.

Este informe está dividido en 5 capítulos principales, el capítulo 1 presenta una breve descripción de los procesos de inyección de químicos realizados para control de canalización, control de movilidad y formación de banco de aceite. El capítulo 2 posee fundamentos teóricos de los procesos de inyección *CDG*, comparación entre polímero y *CDG*, y casos históricos de implementación de esta técnica. En el capítulo 3 se presenta el diseño de ensayos experimentales desarrollado para evaluar técnicamente la factibilidad de este proceso, en el capítulo 4 se presentan los resultados de ensayos experimentales de un proceso de inyección *CDG* aplicado al campo maduro colombiano Dina Cretáceo y en el capítulo 5 se presenta un ajuste de los resultados experimentales mediante simulación numérica utilizando modelamiento composicional mediante reacción química. Finalmente se presentan las principales conclusiones y recomendaciones de la investigación.

1. PROCESOS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS⁷

La industria petrolera ha hecho grandes esfuerzos técnicos y económicos para entender el camino más probable que siguen los fluidos dentro del yacimiento. La producción de petróleo y gas en yacimientos heterogéneos, que han sido sometidos a procesos de recobro secundario, generalmente presenta dificultades ocasionadas por el establecimiento de caminos preferenciales de flujo entre pozos y por digitación viscosa; esto hace difícil el control del movimiento de fluidos, disminuyendo la eficiencia de barrido.

Un panorama de solución a este problema, se plantea inyectando productos químicos al yacimiento, ya que son utilizados para contrarrestar los fenómenos responsables del entrapamiento del crudo, mejorar la relación de movilidades de agua-aceite, lo cual contribuye con un modelo de flujo más uniforme y una mayor eficiencia de barrido. En este sentido, los procesos de inyección de químicos son proyectos que tienden a ser muy atractivos, ya que buscan suplir las necesidades de la inyección de agua convencional y mejorar la productividad de campos en desarrollo. Los métodos de recobro químico se pueden clasificar en tres categorías principales, dependiendo de la función específica que cumplan en el medio poroso. En la **figura 1**, se representa la clasificación funcional de los métodos de recobro químico.

En general, con la inyección de químicos se logra reducir la relación de movilidades y la tensión interfacial agua-crudo, además de modificar propiedades de los fluidos como la viscosidad del crudo o el agua inyectada; esto depende de tipo de técnica aplicada, ya sea inyección de polímeros, surfactantes, micelares o mezclas de ellos.

⁷ Maya G., et. al., "Selección de alternativas para recobro químico", ECOPEPETROL S.A., 2009.

Figura 1. Clasificación de los métodos de inyección de químicos.



Fuente: Tomado de 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 y por tanto se disminuye la relación de movilidades agua-petróleo lográndose que el frente de desplazamiento sea más uniforme. Por otra parte, con la inyección de surfactantes se busca disminuir la tensión interfacial entre los fluidos del yacimiento, desplazando volúmenes discontinuos de crudo atrapado después del proceso de inyección de agua. En el caso de los micelares, con su inyección se simula el lavado de grasa con detergentes, logrando así desprender el crudo del medio poroso para luego ser desplazado con agua.

Entre los factores favorables, que ayudan a la inyección de químicos se tienen:

- ❖ **Formación homogénea.** Debido a que el frente de invasión será más uniforme, además se disminuye en cierto grado la canalización y pérdida de los químicos en la formación.

- ❖ **Alta saturación de petróleo móvil.** El petróleo que va a ser producido debe ser suficiente para justificar las inversiones debido al costo asociado a procesos químicos y EOR en general.
- ❖ **Buenas condiciones de inyectividad.** La formación debe permitir el ingreso de los fluidos que están siendo inyectados, de modo que estos cumplan con su función en el yacimiento.
- ❖ **Condiciones favorables a la inyección de agua.** La formación debe brindar condiciones propicias para la inyección de agua, para así contribuir con el éxito en la inyección de los químicos, debido a que esta es una modificación de la inyección de agua convencional.
- ❖ **Poco espaciamiento entre pozos.** Debido a que los químicos en el medio poroso son sometidos constantemente a esfuerzos, éstos en yacimientos de alta temperatura sufren alteraciones que se van incrementando conforme avanza su flujo en el yacimiento, por tanto, a menor espaciamiento entre los pozos el químico va a sufrir menos alteración, con lo cual cumplirá mejor con sus funciones.

Existen también algunos efectos desfavorables que dificultan el desarrollo e implementación de procesos químicos, entre ellos se tienen:

- ❖ **Fracturas extensivas.** El bache de químico que está siendo inyectado, puede perderse por las zonas de alta permeabilidad, canalizándose de esta forma, causando que el desplazamiento sea ineficiente. Por lo tanto, no son deseables la presencia de fracturas extensivas.

- ❖ **Presencia de ambiente aeróbico.** En este ambiente, se pueden facilitar fenómenos indeseables en los químicos tales como la adsorción y degradación, debido a las reacciones químicas.
- ❖ **Alto contenido de arcilla en la formación.** Formaciones con alto contenido de arcillas pueden incrementar las interacciones químicas entre los minerales y los fluidos, aumentando en esta forma la adsorción del químico.
- ❖ **Alta salinidad.** La salinidad debe ser muy baja, ya que podría desestabilizar químicamente las soluciones. Sin embargo, la tecnología actual de surfactantes permite su uso en condiciones de alta salinidad, especialmente en procesos SP.
- ❖ **Presencia de iones divalentes.** Los iones tales como el calcio y el magnesio, generan reacciones químicas que alteran la composición de los químicos y generan degradación y/o precipitación del mismo. Generalmente para altos contenidos de cationes divalentes se descarta el uso de procesos ASP.
- ❖ **Presencia de acuífero.** Generalmente yacimientos con acuíferos muy activos deben ser evitados debido a que el potencial del pozo es suficiente con este método de energía natural, lo cual no justifica que se realice una inversión en la implementación de métodos químicos. Entre los efectos adversos se destaca la posible disolución de los químicos inyectados.
- ❖ **Presencia de capa de gas.** En este tipo de ambientes el aceite movilizado puede resaturar la capa de gas, es decir lo que se hace es un efecto de llenado, lo cual no es favorable.

Los procesos químicos se dan bajo diferentes mecanismos que se describen brevemente a continuación:

- ❖ **Reducción en la tensión interfacial.** Cuando dos fases inmiscibles coexisten en el medio poroso, la energía de superficie relacionada con las interfases de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento. Por lo tanto, en la inyección de surfactantes lo que se busca es atacar esta propiedad con el fin de reducir la tensión interfacial lo suficientemente, para contribuir con el recobro adicional de hidrocarburos.

- ❖ **Aumento en la viscosidad de la fase desplazante.** Un desplazamiento con un fluido de inyección se hace ineficiente cuando el frente de invasión no es lo suficientemente uniforme para desplazar el fluido desplazado. Lo que se busca con la inyección de químicos, especialmente los polímeros, es darle mayor uniformidad al fluido de inyección, aumentando su viscosidad mediante la adición de una solución de buen peso molecular que permite que sea mejorada la relación de movilidades, y por tanto el barrido volumétrico se haga mayor.

- ❖ **Desplazamiento miscible vs. inmisible.** De manera general en el proceso de inyección de las sustancias químicas prevalece el comportamiento inmisible de éstas; sin embargo, el proceso miscible se da en las tempranas etapas de una inyección a través de la generación de microemulsiones. En este caso ocurre transición de proceso miscible (microemulsión) a inmisible (polímero desplazando microemulsión) de procesos SP y ASP. Por lo anterior las etapas de diseño y laboratorio son fundamentales para lograr la mayor eficiencia posible de éstos procesos de recobro.

- ❖ **Emulsificación.** Otro mecanismo es la emulsificación, ya que por medio de este se logra desprender el petróleo que está inicialmente adherido a las paredes de los poros por fuerzas capilares, de este modo el petróleo luego de ser liberado de estos esfuerzos, logra ser desplazado y llevado hasta los pozos de producción.

1.1 ZONAS LADRONAS

La canalización del agua a través de zonas de alta permeabilidad y de zonas fracturadas representa un serio problema cuando se implementan proyectos de inyección de agua en yacimientos heterogéneos. La solución a este problema consiste en alterar o modificar la permeabilidad de estas zonas, de tal manera que el fluido de inyección sea desviado hacia aquellas capas menos permeables saturadas con aceite. La alteración de la permeabilidad in-situ es lograda a partir de procesos de inyección de geles de origen químico o biológico, así como a través de procesos de precipitación. Para esto es necesario analizar las generalidades de un proceso de este tipo, estudiando su comportamiento en yacimientos con flujo cruzado y sin flujo cruzado.

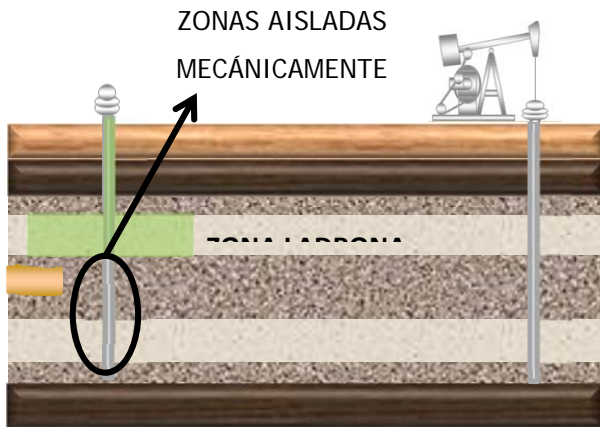
1.1.1 Inyección de Geles. La inyección de geles es una técnica empleada para mejorar la eficiencia de los procesos de inyección de agua. Su objetivo principal es aumentar la resistencia al flujo de agua en zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad, permitiendo que el fluido inyectado contacte zonas no barridas, aumentando de esta manera la eficiencia de barrido volumétrico. De allí que se le conozca como un proceso de modificación de la permeabilidad in-situ.

El proceso consiste en inyectar al yacimiento una solución polimérica que contiene un entrecruzador (por ejemplo triacetato de cromo), cuya reacción permite la formación de un gel en el medio poroso. La inyección de soluciones gelantes de viscosidad moderada son recomendadas para minimizar los daños a las zonas saturadas con aceite, en caso tal de que no puedan ser aisladas mecánicamente. Una vez se ha inyectado y ubicado la solución en el yacimiento, el proceso de gelificación es llevado a cabo formando un gel que es inmóvil en el yacimiento. Finalmente, la inyección de agua o la producción son reactivadas según sea el caso. El esquema del proceso descrito anteriormente es mostrado en la **figura 2**, donde las zonas de baja permeabilidad se encuentran aisladas mecánicamente.

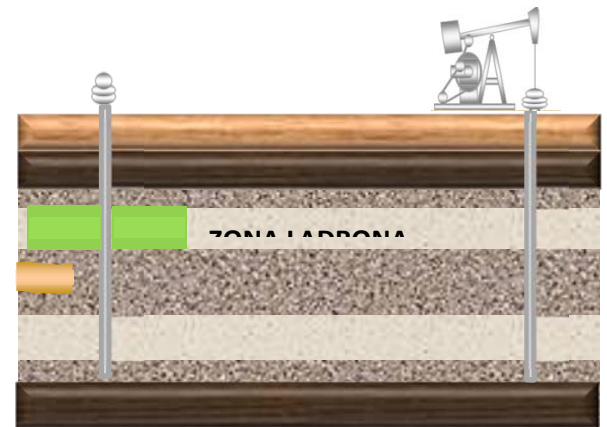
Existen dos grupos de polímeros que pueden ser inyectados a la formación con diferentes objetivos y características. Se trata de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas y las gomas xánticas. A continuación se presentan los tipos de aplicaciones de esta técnica.

- ❖ **Geles de polímeros (con entrecruzador) de baja viscosidad.** Se utilizan en situaciones en las que se requiera mejorar la eficiencia volumétrica en la matriz heterogénea de la roca, antes de la irrupción del agua o, como complemento, después de los tratamientos con geles obturantes. Se inyectan fracciones de volúmenes porosos definidos de baja concentración, denominados microgeles. Para corregir fracturas o canales de alta permeabilidad debe aumentarse la concentración de polímeros y/o entrecruzador.

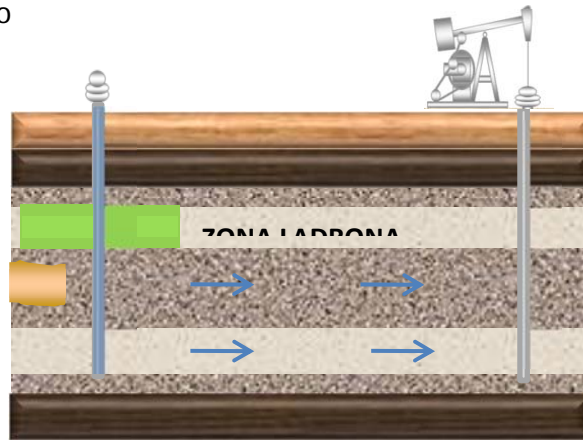
Figura 2. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector.



(a) Inyección de la solución gelante al yacimiento



(b) Formación del gel



(c) Reanudación de la inyección de agua

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

❖ **Geles de polímeros (con entrecruzador) de alta viscosidad u obturantes.**

Son principalmente aplicados para corregir los efectos de las heterogeneidades del yacimiento en las proximidades de los pozos productores. Estos geles obturantes o permanentes son usados como bloqueadores del movimiento de agua en zonas canalizadas. Los geles obturantes se destacan por su característica de selectividad, tanto de las zonas de mayores permeabilidades, como de los niveles con mayores saturaciones de agua. Además, el hecho de que sea posible inyectarlos en volúmenes de cientos o miles de barriles

incrementa las posibilidades de que a futuro, la inyección contacte zonas no barridas del yacimiento y aumente la recuperación de hidrocarburos.

La solución inyectada al yacimiento puede prepararse de diferentes maneras, dependiendo del sistema que se tenga. En algunas aplicaciones, los reactivos, se mezclan en superficie. Las soluciones que los contienen, se hacen pasar a través de un mezclador en línea antes de llegar al pozo. En este tipo de proceso, la reacción entre el entrecruzador y la solución polimérica se lleva a cabo en el yacimiento. Otro procedimiento usado con biopolímeros, consiste en mezclar las soluciones en tanques en la superficie antes de la inyección. En este caso la reacción comienza en superficie y se desarrolla completamente en el yacimiento. El tercer y último procedimiento consiste en inyectar al yacimiento las soluciones en forma de baches, con el fin de que la mezcla y la reacción se lleven a cabo en el yacimiento.

La inyección de geles en yacimientos sometidos a proyectos de recuperación secundaria con agua, ayuda principalmente a:

- Sellar completamente zonas ladronas y fracturas.
- Reducir la producción de agua y aumentar el factor de recobro de aceite.
- Corregir o prevenir las ineficiencias de barrido, evitando que el agua se canalice y mejorar de forma eficiente los perfiles de inyección.

1.2 CONTROL DE MOVILIDAD

El problema de canalización genera bajas eficiencias de barrido y pronta irrupción del fluido desplazante en los pozos productores. Una manera de corregir este efecto, se hace mediante la inyección de polímeros.

1.2.1 Inyección de Polímeros. Los polímeros son moléculas químicas compuestas por la repetición de unidades químicas simples denominadas

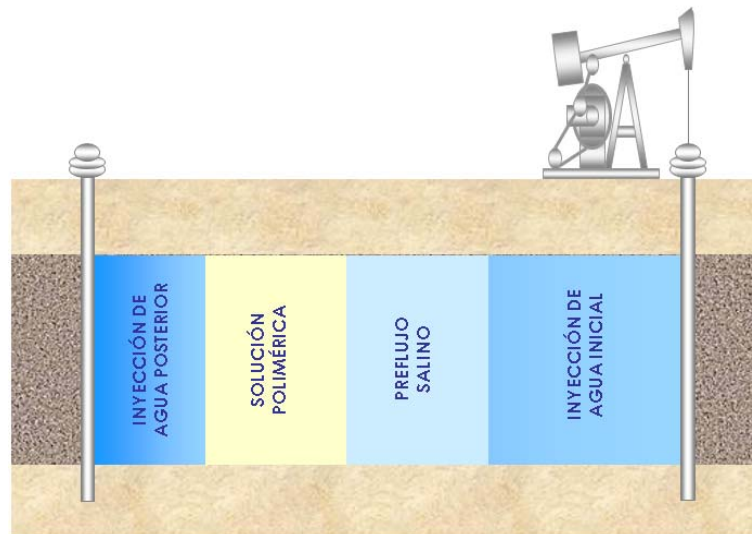
monómeros caracterizados por poseer bajo peso molecular. La unión de miles de monómeros conduce a la formación de moléculas más complejas, y de mayor peso molecular. Los polímeros son materiales ideales para el control de la producción de agua, y para los procesos de recobro mejorado. Su uso más común 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.

La inyección de polímeros es un proceso que consiste en añadir al agua de inyección, un tapón de polímero de concentraciones determinadas por la viscosidad del crudo y la capacidad de flujo de la formación, proyectos típicos en crudo intermedio requieren de 2 - 3 lb de polímero por barril de petróleo producido. Las soluciones poliméricas tienen la característica particular de ser sustancias muy viscosas, esta propiedad permite que se mejore la relación de movilidad agua-petróleo, para así aumentar el desplazamiento del aceite. Este efecto se da debido a que con el aumento en la viscosidad de la fase acuosa, se reduce su permeabilidad efectiva sin modificar la permeabilidad relativa al aceite, de este modo se mejora el frente del fluido desplazante llevando a que el petróleo sea conducido a los pozos de producción más eficientemente⁸.

En la **figura 3**, se muestra un esquema general de este proceso, como se observa, puede considerarse la inyección de un preflujo de agua, con el fin de ajustar la salinidad de la formación, ya que esta puede causar alteraciones en el polímero.

Figura 3. Esquema de un proceso de inyección de polímero.

⁸ FERRER, M., "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Maracaibo, Venezuela. 1984; p.313.

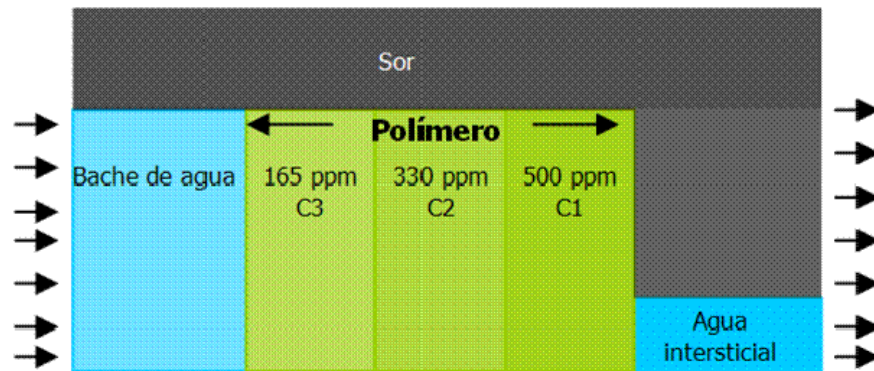


Fuente: Tomado de Maya G., et. al., "Selección de alternativas para recobro químico", ECOPEPETROL S.A., 2009, 74 p

La adición de polímero probablemente no reduce la saturación residual de aceite, pero si reduce la cantidad de agua a inyectar, así como el tiempo necesario para alcanzar la saturación residual. El proceso de inyección es simple y tanto la selección del polímero a utilizar, su concentración, así como el volumen a inyectar son pasos cruciales en el diseño del proyecto.

El proceso de inyección de la solución polimérica debe estar diseñado de tal forma que se reduzca gradualmente su concentración, ya que a su vez ocurre una disminución de su viscosidad, y así el agua que se inyecte posteriormente no se digitará debido a diferencias de viscosidad con el bache de polímero, es decir, que se requiere que en la interfase la diferencia de viscosidades no sea tan grande. Adicionalmente, se consigue una reducción de costos por disminución de químico requerido, en la **figura 4** se esquematiza lo mencionado anteriormente para un caso particular; donde se puede apreciar que la concentración del polímero es reducida a medida que aumenta el volumen de solución polimérica inyectada, con el fin de disminuir la diferencia de movilidad entre la solución polimérica y el agua inyectada posteriormente.

Figura 4. Proceso de inyección de polímeros.



Fuente: Tomado y modificada de Green D y Willhite, P., "Enhanced Oil Recovery", .SPE. Textbook Series USA, 2003, 239-300 p.

Los polímeros más utilizados en la industria del petróleo son los de tipo sintético, aunque también se dan ciertas aplicaciones a los polímeros de tipo natural, cada uno de ellos posee características particulares. A continuación se da una breve descripción de los polímeros de mayor aplicación:

- ❖ **Poliacrilamida.** Son polímeros de tipo sintético, su monómero es la acrilamida, estos poseen cierto grado de hidrólisis el cual entra en relación con ciertas propiedades. Si la hidrólisis es baja, el polímero no será soluble (o poco soluble) en agua. Valores típicos de hidrólisis en estos polímeros oscilan entre 30 y 35 %. Este tipo de polímeros tienen una gran aplicación a altas temperaturas, ya que poseen mayor resistencia a la degradación bacteriana y térmica, comparada con los polímeros naturales.
- ❖ **Polisacáridos.** Son polímeros de tipo natural, este tipo de polímeros son formados por la polimerización de monosacáridos mediante un proceso de fermentación bacteriana. Se caracterizan por no tener un peso molecular definido. Existe un polisacárido de mucha aplicación en la industria del petróleo denominado Xanthan Gums (Gomas Xánticas). Estos se caracterizan por ser relativamente insensibles a la salinidad, además pueden tolerar fuertes esfuerzos mecánicos, sin embargo, debido a su composición están muy

propensos al ataque bacterial. Por ello los polímeros deben ser sometidos a tratamientos, antes de ser inyectados, lo cual incrementa los costos.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede decir que la inyección de polímeros es una técnica encargada de mejorar el control de la movilidad de un frente de desplazamiento. Se aplica cuando la relación de movilidades no permita que la inyección de agua sea favorable ya que se presentaría problemas de digitación viscosa. Existen diversos factores que la pueden afectar, sin embargo, mantener la estabilidad de la solución polimérica es el punto clave en el avance de este proceso. Por esto, es necesario definir el químico a inyectar y verificar su comportamiento a condiciones de yacimiento.

1.3 FORMACIÓN DE BANCO DE ACEITE

La formación de banco de aceite se genera al modificar las condiciones de la roca desde el punto de vista capilar, ya que la mojabilidad y las fuerzas capilares no permiten que los procesos de desplazamiento sean eficientes; además, se debe contar con una saturación de aceite remanente lo suficientemente alta para que sea económica su aplicación, en la mayoría de los casos mayor al 50%. A continuación se describen cada uno de los procesos que son responsables de la formación de un banco de aceite y sus características generales.

1.3.1 Inyección de Surfactantes. Los surfactantes son compuestos orgánicos provenientes del petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial. Los surfactantes son agentes activos superficiales (derivados del inglés *surface active agents*), ya que son compuestos que contienen un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua). La solubilidad parcial tanto en agua como en aceite

permite al surfactante ocupar la interfase para de este modo reducir la tensión interfacial entre los líquidos.

La inyección de surfactantes busca hacer que el petróleo atrapado en el medio poroso por fuerzas capilares, se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado; es decir, se trata de que ocurra un desplazamiento miscible, sin la desventaja característica de la movilidad desfavorable y la segregación por gravedad. Los surfactantes pueden ser clasificados por la carga iónica de la parte superficialmente activa de la molécula, de acuerdo a esto, se encuentran entonces:

- **Surfactantes aniónicos.** Sus moléculas están cargadas negativamente. Este tipo de surfactantes son los de mayor aplicación en procesos de inyección, debido a que son relativamente resistentes a la retención, ya sea por adsorción, precipitación o filtración, además pueden resultar bastante económicos.

Los sulfonatos del petróleo se encuentran categorizados en este grupo. Estos son los de mayor utilización y son derivados del petróleo crudo obtenidos como productos de refinería, son fáciles de obtener en grandes cantidades, además se caracterizan por poseer una alta actividad interfacial. También pueden presentarse como sulfonatos sintéticos, los cuales son más costosos que los anteriores, pero tienden a ser más efectivos y estables en el desplazamiento de aceite. Poseen mayor resistencia a iones metálicos tales como calcio y magnesio, por ello están menos propensos a la adsorción que los anteriores.

- **Surfactantes catiónicos.** En estas sustancias, el medio polar está cargado positivamente, no son muy utilizados en procesos de recobro mejorado, debido a que están muy propensos al fenómeno de la adsorción en los intersticios de los granos de roca.

- **Surfactantes No iónicos.** Este tipo de surfactantes son utilizados principalmente como cosurfactantes, se caracterizan porque no forman enlaces iónicos. Estos surfactantes son mucho más tolerables a las altas salinidades que los aniónicos, por ello se usan junto con otros surfactantes para fortalecerlos y brindarles resistencia a los diferentes esfuerzos a que están sometidos los químicos en el medio poroso. Los poli-alcoholes y el poli-glicol se encuentran en esta categoría, se caracterizan porque controlan la viscosidad de la solución, así como también el comportamiento de la fase.

- **Surfactantes Anfotéricos.** Estos surfactantes contienen aspectos o características de los otros tipos de surfactantes, puede contener tanto un grupo aniónico como un grupo no polar, este tipo de surfactantes no han sido utilizados en procesos de recobro mejorado, sin embargo son utilizados en diferentes aplicaciones en otras áreas.

1.3.2 Inyección de Soluciones Alcalinas. La inyección de soluciones alcalinas ó cáusticas emplea un proceso de emulsificación in situ. Éste método requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica ó carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene naturalmente el petróleo del yacimiento. A medida que la solución alcalina y el petróleo reaccionan, se van produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interfase petróleo – agua, las cuales permiten que el petróleo sea producido por: reducción de la tensión interfacial, cambio de humectabilidad, emulsificación y atrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad, emulsificación y arrastre del petróleo, solubilización de las películas rígidas de petróleo en la interfase agua – petróleo.

El proceso es muy complejo y no es fácil de entender, pero la recuperación mejorada se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión interfacial, lo cual causa una emulsificación intermedia. Al igual que en la inyección de polímeros y surfactantes, previamente debe inyectarse un preflujó de agua con el fin de acondicionar la formación, además, muchas veces se inyecta una solución de polímeros entre el tapón de cáustica y el agua de inyección para proteger la integridad de la solución alcalina, así como para, mejorar la eficiencia de barrido.

Las soluciones alcalinas buscan obtener productos surfactantes a nivel de yacimiento, entonces, cuando las condiciones de un yacimiento permiten la supervivencia de los alcalinos y la generación de la reacción de saponificación, es apropiada el uso de estos químicos, con los mismos objetivos que los surfactantes descritos anteriormente. Finalmente, es importante señalar que por lo general crudos medianos a pesados ($^{\circ}\text{API} < 25$) tienden a ser mas reactivos (mayor número ácido) con soluciones alcalinas que crudos livianos.

1.3.3 Inyección de Alcalino – Surfactante (AS). Este tipo de proceso se considera recomendable en yacimientos de crudos livianos de bajos número ácidos, ya que se pueden alcanzar reducciones importantes de la tensión interfacial empleando combinaciones de álcali – surfactante. Para este caso, el tensoactivo logra compensar las potenciales diferencias de las interacciones crudo – álcali por medio de la activación de surfactantes naturales, los cuales mejoran la producción dependiendo de la temperatura que posea el yacimiento y las características del crudo. Fundamentalmente, la solución alcalina contribuye a disminuir la adsorción de surfactantes optimizando así las concentraciones del mismo.

Éste proceso ha tenido muy poca aplicabilidad a nivel mundial, debido a que resulta muy costosa su implementación. Se ha aplicado en los campos Doris y

Driscoll en EEUU, durante los años 1993 y 1995, respectivamente. Sine embargo, yacimientos con baja permeabilidad, baja salinidad y contenido de iones divalentes puede ser una alternativa para incrementar el recobro.

1.3.4 Inyección de Surfactante – Polímero (SP). Este método consiste en inyectar inicialmente un tapón de surfactante/polímero, para hacer que el petróleo atrapado en el medio poroso por fuerzas capilares, se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado. Seguidamente se inyecta un tapón de polímero para controlar la movilidad del agua que está siendo inyectada para lograr un mejor barrido del petróleo que ha adquirido movilidad.

Durante la aplicación de este proceso se requieren concentraciones de surfactante variables (0.05% a 1%) dependiendo de la calidad del agua de inyección y formación. El proceso SP provee muy bajas tensiones interfaciales ($\sigma < 10^{-3}$ dinas/cm) y no se necesita tratamiento de agua intensivo, cuando se decide no hacer el tratamiento de agua, por lo general, tiende a incrementar las concentraciones de surfactantes sin impactar negativamente los costos totales del proyecto.

1.3.5 Inyección de Alcalino – Surfactante – Polímero (ASP). Para el caso de procesos de inyección de polímeros se reporta que sólo se mejora la eficiencia de barrido volumétrico, mientras que la inyección de polímeros micelares pueden producir incrementos significativos de recuperación. En general, el proceso de inyección en combinación de álcalis, surfactantes y polímeros es diseñado para ser utilizado después de un proceso de inyección de agua y se realiza para obtener el mejor uso de las propiedades individuales de cada aditivo, minimizando la cantidad de químicos inyectados y maximizando el recobro de petróleo.

El objetivo principal de estos químicos es disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, e incrementar la viscosidad del agua para mejorar la relación de movilidad. Puede considerarse que el primer tapón inyectado sea un preflujo de agua, utilizado para acondicionar el yacimiento (ajustar la salinidad). Luego se inyecta la solución de álcali, surfactante y polímero, seguido por una solución de polímero, para conducir el petróleo y controlar la movilidad de los químicos. Por último, se inyecta el agua de empuje la cual conduce los tapones previos y el petróleo hacia pozos productores.

La esencia del método consiste en que el agente alcalino reacciona con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos para formar surfactantes naturales in situ (si los crudos son reactivos y tienen alto número ácido), los cuales interactúan con los surfactantes inyectados para generar reducciones de las tensiones interfaciales a valores muy bajos ($\sigma < 10^{-3}$ dinas/cm), las cuales aumentan significativamente el número capilar. Otro beneficio del empleo de álcali en este tipo de formulaciones contribuye a disminuir el contenido de iones divalentes en el sistema fluido-roca y minimiza la pérdida de surfactantes y polímeros por adsorción en la roca. Sin embargo, en yacimientos y/o aguas de inyección con alto contenido de cationes divalentes el uso de álcali no es recomendable por altos riesgos de precipitación y altos costos de tratamiento de agua.

Las soluciones alcalinas pueden inyectarse como un preflujo, previo a la inyección del tapón micelar o directamente agregada con el surfactante y el polímero. En la **figura 5**, se muestra un esquema del proceso.

Figura 5. Esquema de Procesos de Inyección ASP.



Fuente: Tomado de Maya G., et. al., “Selección de Alternativas para Recobro Químico”, ECOPEPETROL S.A., 2009, 74 p.

1.3.6 Inyección de Micelares⁹. La inyección de micelares es un método muy promisorio para petróleos livianos, el cual ha sido extensamente probado en laboratorio, y existen varias pruebas de campo que han arrojado resultados exitosos. La técnica consiste en la inyección de un tapón que contiene agua, surfactantes, polímeros, electrolitos (sal), algunas veces un cosolvente (alcohol), y posiblemente un hidrocarburo (aceite). El tamaño del tapón es a menudo 5 – 15% del volumen poroso del yacimiento (PV) para un sistema con alta concentración de surfactantes, y 15 – 50% PV para bajas concentraciones de surfactante. Ver **figura 6**.

Figura 6. Esquema de Procesos de Inyección de Micelares.



Fuente: Tomado de Maya G., et. al., “Selección de Alternativas para Recobro Químico”, ECOPEPETROL S.A., 2009, 74 p.

⁹ Screening EOR Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM- ECP) - Fase II. Informe ECP-ICP. 2003.

El tapón de surfactante es seguido por agua viscosificada con polímero. La concentración de polímero a menudo varía entre 500 – 2.000 ppm, y el volumen del tapón de polímero inyectado puede llegar a ser el 50% del volumen poroso del yacimiento.

El surfactante produce un recobro incremental de crudo por los siguientes mecanismos:

- Disminución de la tensión interfacial entre el agua y el aceite.
- Solubilización del aceite en el sistema micelar.
- Mejoramiento de movilidad.
- Alteración de la mojabilidad.

El proceso se realiza generalmente después de una inyección de agua (donde se debe tener mínimo una eficiencia areal del 50%), se prefieren además formaciones homogéneas sin altos contenidos de anhidrita, yeso o arcillas. Los problemas normales de la inyección de micelares son la alta adsorción de los surfactantes, interacción entre surfactante y polímero, degradación de los químicos a alta temperatura.

Es importante analizar que alrededor del mundo se han implementado ampliamente los procesos de recobro químico, siendo la inyección de polímeros la más desarrollada, más de un 83% de los procesos químicos corresponden a polímeros¹⁰. Además, en los últimos 15 años, la mayoría de estos son proyectos de inyección de geles, aceptada actualmente como una técnica para mejorar la eficiencia de barrido volumétrica en yacimientos sometidos a inyección de agua¹¹.

¹⁰ World Energy Council 2007. Survey of Energy Resources.

¹¹ C, NORMAN y B, TURNER. A Review of Over 100 Polymer Gel Injection Well Conformance Treatments in Argentina and Venezuela: Design, Field Implementation and Evaluation. SPE 101781.

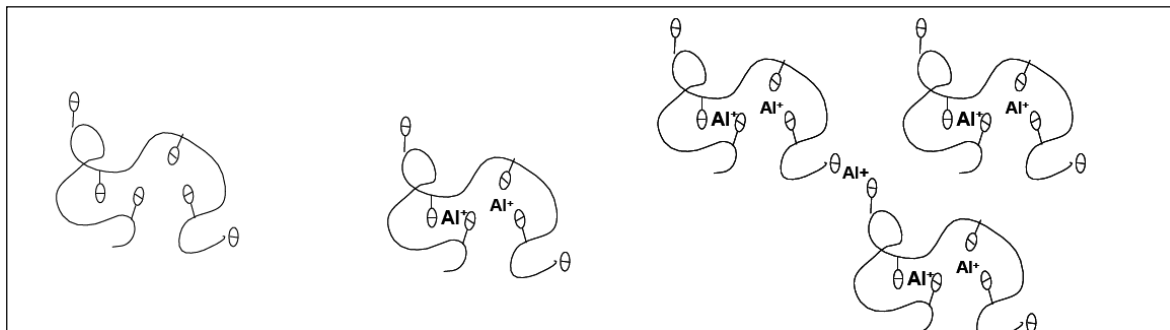
Más adelante se describe específicamente las generalidades de un proceso de inyección de geles de polímero, el cual es objeto de la presente investigación.

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG)

Una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada se compone de cadenas de polímeros con un radio hidrodinámico que en gran medida depende de la salinidad de la solución. En agua destilada los grupos de polímero (cargados negativamente) se repelen entre sí, y las moléculas del polímero se extienden obteniendo el mayor volumen posible de solución, y cuando hay presencia de sal, las moléculas de polímero se enrollan generando una reducción de la viscosidad de la solución (Sorbie, 1991).

Como se presenta en la **figura 7**, en presencia de iones di o trivalentes (generalmente aluminio) se genera dos o tres grupos de polímero (carboxyl) que pueden unirse a un solo catión generando el entrecruzamiento intramolecular. A diferentes concentraciones de polímero y entrecruzador, una red continúa de enlaces cruzados da lugar a la formación de microgeles. La formulación más conocida son los geles de dispersión coloidal (CDG).

Figura 7. Entrecruzamiento intramolecular de polímero en presencia de iones trivalentes.

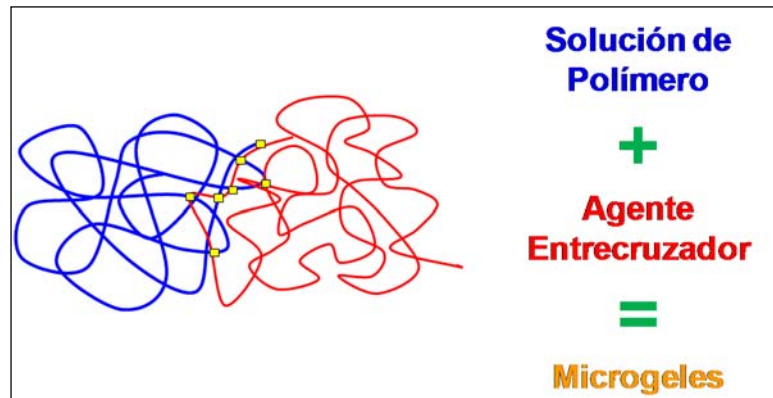


Fuente: Tomado y modificado de Spildo, K., et. al., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods", Society of Petroleum Engineers, SPE-129927, 2010, 7 p.

2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Los *CDG* son preparados con bajas concentraciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (típicamente con concentraciones entre 100 y 1000 ppm) y citrato de aluminio como agente entrecruzador¹², la **figura 8** presenta un diagrama de la formación de los microgeles.

Figura 8. Microgeles de dispersión coloidal (*CDG*).



Fuente: Tomado y modificado de Romero L., "Colloidal Dispersion Gels (*CDG*) versus Polymer Flooding for EOR", University of New Brunswick, Session 18 / Paper 2009-045, 2009, 31 p.

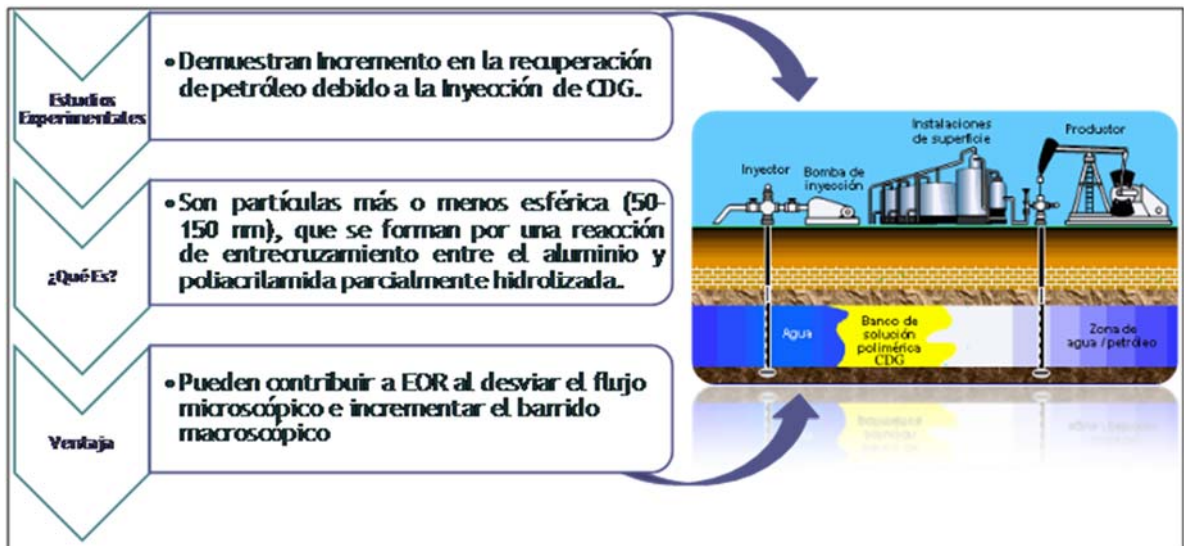
Estudios experimentales han demostrado un incremento en la recuperación de petróleo debido a la inyección de geles de dispersión coloidal (*CDG*). Los *CDG* consisten en partículas aproximadamente esféricas con tamaños en el rango nanométrico (50-150 nm), formado por una reacción entre el entrecruzador y la poliacrilamida parcialmente hidrolizada¹³.

Según numerosa literatura relacionada en la bibliografía del presente estudio los *CDG* pueden contribuir a la recuperación mejorada de petróleo (EOR) al desviar el flujo microscópico e incrementar el barrido macroscópico, la **figura 9** presenta un esquema y breve descripción del método.

¹² SPILDO, K., Et. Al., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (*CDG*) in Laboratory Coreflows", SPE-129927.

¹³ SKAUGE, T., Et. Al., "Nano-Sized Particles for EOR", SPE-129933.

Figura 9. Enhanced oil recovery mediante *CDG*.



Fuente: Tomado y modificado de Spildo, K., et. al., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (*CDG*) in Laboratory Corefloods", Society of Petroleum Engineers, SPE-129927, 2010, 7 p.

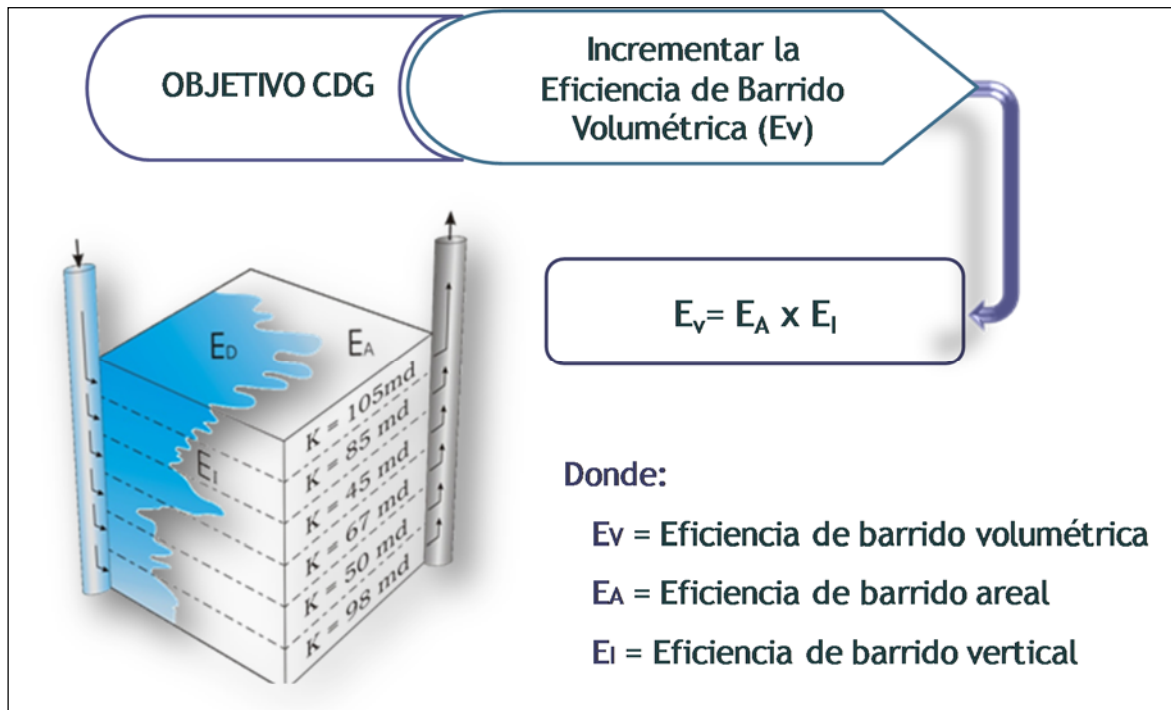
Las propiedades físico-químicas de las soluciones de *CDG* son similares a las soluciones acuosas de los coloides. La tecnología consiste en la mezcla de un polímero de alto peso molecular (>22 millones Dalton¹⁴) y un agente entrecruzador (Ion metal) que permite generar micro geles dentro de una solución de polímero, con el objetivo de bloquear las gargantas de poro acuatizadas en la roca matriz con los microgeles, para desviar el agua hacia otras zonas con mayor saturación de petróleo y a su vez mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que trasporta los microgeles. Las características principales de los *CDG*, son las siguientes:

1. Son geles entrecruzados con una viscosidad similar al polímero solo, pero tienen una mayor resistencia a fluir.
2. Tienen una viscosidad mayor que los polímeros en régimen diluido y es extremadamente más alta en régimen semi-diluido.

¹⁴ La unidad de masa atómica Dalton (símbolo Da) es una unidad de masa empleada en física de partículas y bioquímica, especialmente en la medida de masas atómicas y moleculares. Equivale a la doceava (1/12) parte de la masa de un átomo de carbono-12.

3. Contienen coloides ó especies poliméricas adsorbibles en la mayoría de las rocas reservorios existentes.
4. *CDG* puede proveer en reservorios heterogéneos un mayor factor de resistencia residual (RRF) que el polímero convencional, resultando en una mayor Eficiencia Volumétrica (**figura 10**).

Figura 10. Objetivo *CDG* – Eficiencia de barrido volumétrica.



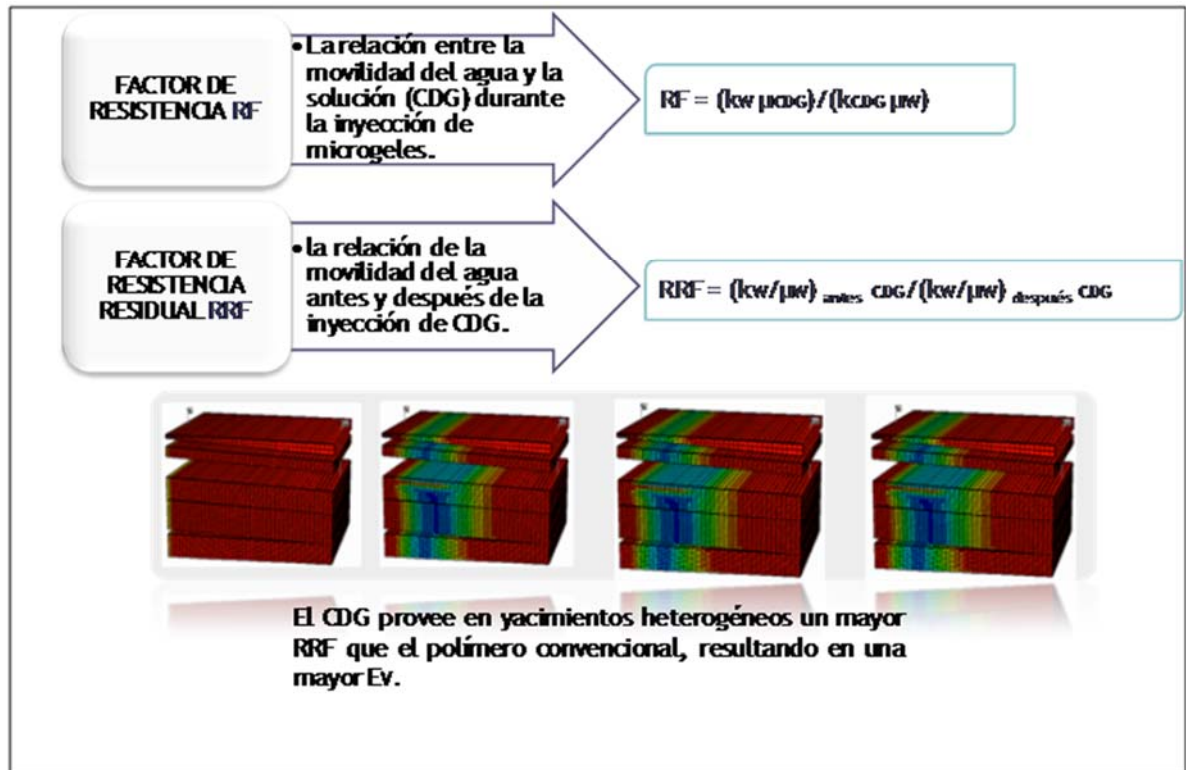
Fuente: Tomado y modificado de Thakur G. y. Satter A., "Integrated Waterflood Asset Management", 1998.

El éxito de las aplicaciones de campo con *CDG* (todas apuntando a la mejora de barrido en yacimientos con movilidad adversa) han sido reportados por Mack y Smith (1994). Según los autores, los *CDG* se comportan como un polímero sin entrecruzador cerca de los pozos inyectoras, es decir, buena inyectividad, en parte porque la reacción de entrecruzamiento aún no ha tenido lugar y en parte porque las estructuras de gel no se forma hasta que la diferencia de presión a que están expuestos no ha descendido por debajo de la presión de transición¹⁵.

¹⁵ SMITH, J.E., "The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength", SPE-18739.

Más profundo en la formación, cuando los microgeles han tenido tiempo de reaccionar y la diferencia de presión ha disminuido, los coloides se expanden y bloquean los poros acuatizados aumentando el factor de resistencia (RF) y el factor de resistencia residual (RRF), como se presenta en la **figura 11**.

Figura 11. Factor de Resistencia y Factor de Resistencia Residual.



Fuente: Tomado y modificado de Smith, J.E., "The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength", SPE-18739, 1989, 8 p.

De acuerdo con más de 40 casos históricos los operadores han reportado factores de recobro incremental de más del 10% del OOIP. La tecnología es usada para mejorar la eficiencia de barrido volumétrica la cual se ve afectada por la heterogeneidad del yacimiento en la roca matriz y la relación de movilidad adversa en reservorios con temperaturas de hasta 104 °C.

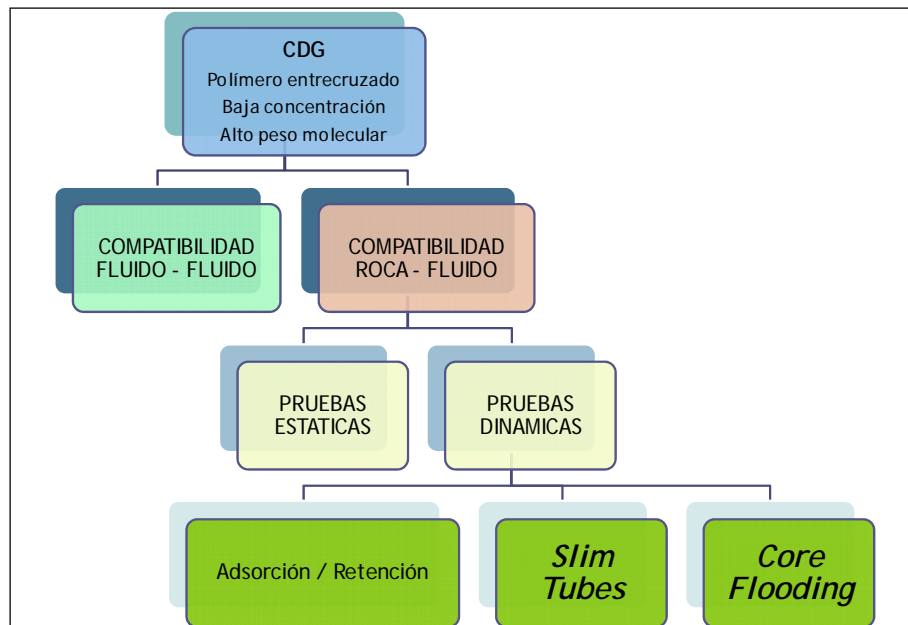
Sin embargo, la afirmación de que los CDG pueden penetrar profundamente en el yacimiento y que bloquean selectivamente los poros acuatizados ha sido

cuestionada por varios autores (Seright, 1994; Ranganathan et al., 1994; Lu y Song, 2000; Wang et al. 2008).

Se han planteado interrogantes acerca de si los *CDG* se pueden propagar una distancia considerable en la roca y por lo tanto, contribuir a la movilización del petróleo. Han sido reportados por Skauge (2010), Spildo (2010) y Smith (2000), investigaciones que incorporan pruebas experimentales y de desplazamientos para trabajar en este interrogante.

La **figura 12** presenta los análisis experimentales que se desarrollan para analizar el comportamiento de un proceso de inyección de *CDG*, los cuales también fueron objeto de estudio en esta investigación.

Figura 12. Análisis Experimentales *CDG*.



Fuente: Tomado y modificado de TIORCO, “*Slim Tube / Coreflooding: CDG*”, 2010, 31p.

2.1.1 Adsorción, Entrampamiento Mecánico y Atascamiento. La retención de *CDG* en medios porosos puede ser debido a la adsorción, entrapamiento mecánico y/o un mecanismo de atascamiento (filtración). Cuando una solución

entra en contacto con la superficie de la roca los materiales disueltos o dispersos en el agua se pueden adsorber en la superficie sólida de la roca o la matriz. Cuando una solución poli-dispersa viaja a través de un medio poroso, las partículas con un tamaño mayor o igual que la garganta son atrapados. Este mecanismo, que conduce a un bloqueo de la garganta de poro por las partículas más grandes de *CDG*, se conoce como entrapamiento mecánico.

Skauge (2010) describe el entrapamiento de las moléculas de polímeros en los espacios porosos como la concentración partículas sólo después de la inyección de un volumen importante de partículas o de polímero. Mediante el atascamiento, las partículas pueden bloquear los poros más grandes que el tamaño de las partículas. Esto puede explicarse por la diferencia de masa entre las partículas y disolvente. Debido al menor tamaño de las gargantas de poro, y la presión diferencial constante, la velocidad del flujo es mayor en las gargantas de poro en comparación con los cuerpos de poro. A la entrada de la garganta del poro, las moléculas de agua se aceleran más rápido que las partículas más pesadas. Este es el resultado de una acumulación de partículas a la entrada de la garganta del poro. El radio de garganta de poro se reducirá poco a poco y bloqueará eventualmente. Los principales factores que regulan el efecto de atascamiento son la concentración de partículas y tamaño hidrodinámico efectivo, distribución de tamaño de poro y el caudal.

2.1.2 Retención de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada en Medios Porosos. La retención se produce mediante la adsorción en superficies minerales y/o por entrapamiento mecánico. El entrapamiento mecánico se lleva a cabo si el radio hidrodinámico de la molécula del polímero excede el radio de la garganta de poro más pequeño que encuentre durante la propagación a través del medio poroso. La adsorción del polímero reduce el diámetro de los poros, dando lugar a menor movilidad durante las inundaciones del polímero como inyección de agua en comparación regular.

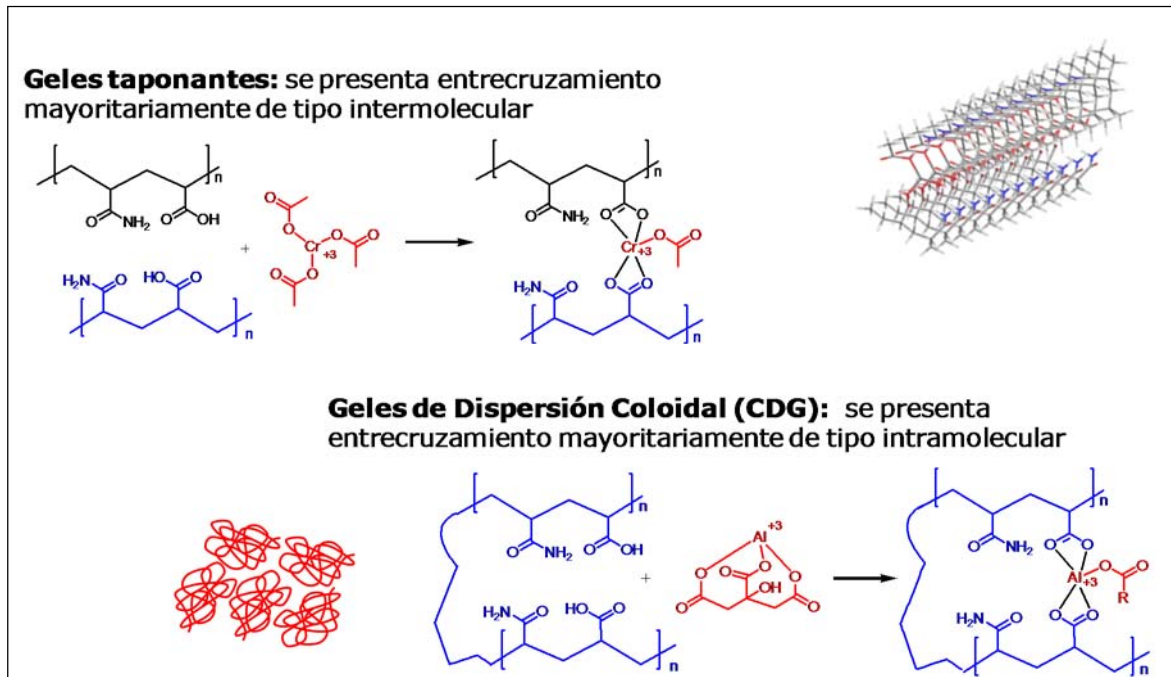
2.1.3 Retención de Al^{3+} en Medios Porosos. Walsh (1983) investigó el transporte de la solución citrato de aluminio en los núcleos de areniscas, observando que la precipitación de aluminio y óxido férrico, podría ser eliminada mediante el ajuste del pH inyectado y con una gran relación con citrato de aluminio. Rocha (1989) encontró que la retención del Al^{3+} de la solución de citrato de aluminio se propaga a través de areniscas aumentando el radio hidrodinámico.

2.1.4 Retención de Geles de Dispersión Coloidal. Una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada consiste en anillos de polímero con un radio hidrodinámico largo que en depende de la salinidad de la solución. En agua destilada la carga negativa disocia los grupos carboxilo que se repelen entre sí, y las moléculas del polímero son extendidas. En este caso se asume el mayor volumen posible de solución.

El entrecruzamiento intramolecular ocurre cuando dos o tres grupos carboxilo cargados negativamente (presentes dentro de la molécula del polímero) pueden unirse a iones di o trivalentes. Mientras que si los grupos carboxílicos se encuentran entre las moléculas del polímero, es denominado entrecruzamiento intermolecular. A altas concentraciones de polímero y entrecruzador una red continua de enlaces cruzados puede generar la formación del gel.

A concentraciones menores que la concentración crítica ($*C$) se observan principalmente interacciones de tipo intramolecular entre polímero /entrecruzador, las cuales *permiten* la formación preferencial de geles de dispersión coloidal. La **figura 13** presenta la reacción química precursora del proceso de gelación.

Figura 13. Reacción Química proceso de gelación CDG.



Fuente: Tomado de Laboratorio Química de Producción – ICP, “Métodos de Recobro Químico- CDG”, 2011, 20p.

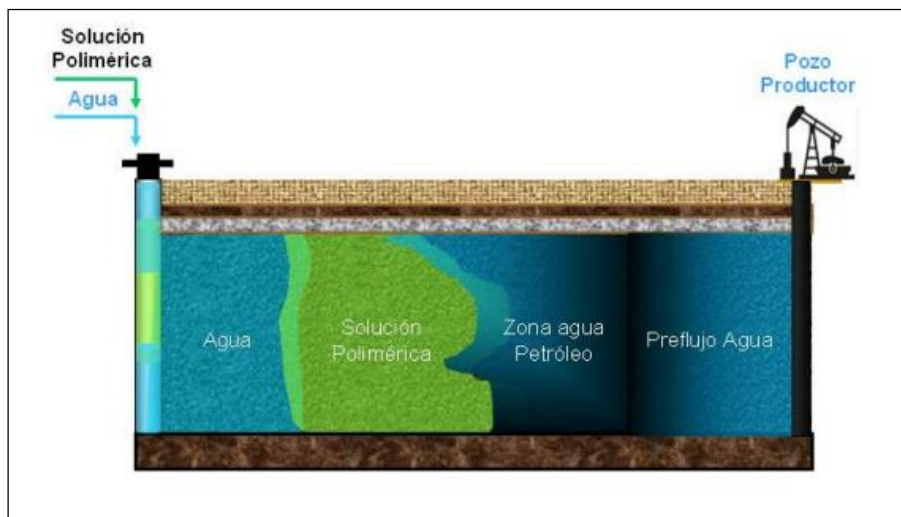
2.2 COMPARACIÓN ENTRE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL

La inyección de polímeros provee un mejor desplazamiento mejorando la eficiencia de barrido vertical, permitiendo el aumento de la viscosidad del agua, alterando la permeabilidad de la roca yacimiento en las zonas invadidas produciendo una disminución de la movilidad efectiva del agua inyectada. Los polímeros utilizados deben tener pesos moleculares altos (polímero soluble en agua), ya que por su naturaleza, la viscosidad de la poliacrilamida es directamente proporcional a medida que incrementa el peso molecular, mientras que se contrarresta cuando aumenta la temperatura del proceso¹⁶.

¹⁶ Fernández I. J., “Polímeros en Solución, Aplicación de Polímeros en la Industria Petrolera”, PDVSA-Intevep.

Dado a que en algunas ocasiones la composición del agua de formación afecta a los polímeros adversamente, la solución polimérica es frecuentemente precedida por una solución de baja salinidad denominada preflujo con el fin de preparar la zona, ajustando la salinidad y el pH de la formación, previniendo alteraciones en el polímero. Usualmente es inyectada en forma de baches, seguido por agua de baja salinidad, con el fin de reducir la mezcla de la solución polimérica con agua de alta salinidad. Para disminuir el contraste de movilidad entre la solución polimérica y el agua detrás de ésta, la concentración del polímero es gradualmente reducida hasta el último bache. El diagrama del proceso se puede observar en la **figura 14**.

Figura 14. Configuración Inyección de polímero.



Fuente: Tomado de Ibarra, J., et Al., "Evaluación de la Implementación de Geles Mediante Simulación Numérica", Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2010.

Los criterios de selección para procesos de inyección de polímeros han sido propuestos a lo largo de los años por diferentes autores basándose en la experiencia, un entendimiento teórico del proceso y análisis de resultados de campos donde se han implementado. La **tabla 1** presenta los principales parámetros de screening y los rangos de aplicación presentado por los diferentes autores (en la tabla NI: no indica, NC: no es crítico).

Tabla 1. Screening Técnico de la inyección de polímeros.

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTORES				
	NPC (1976)	IYOHO (1978)	TABER(1983)	SSI (1986)	TABER-SERIGHT (1997)
Gravedad API	NI	<40	>25	>18	>15
Temperatura de yacimiento, F	< 250	< 250	< 200	NC	< 200
Viscosidad del aceite en yacimiento, cp	< 150	NC	< 150	< 100	< 150
Presión de Yacimiento, Psia	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad promedia Yacimiento, md	> 10	> 50	> 10	> 30	> 10
Espesor productor, ft	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad formación, ft	NC	NC	< 9000	NC	< 9000
Saturación actual de aceite, fracción	NC	>0.25	>0.1	NC	>0.50

Fuente: Tomado de ECOPETROL-ICP. Screening EOR campos de Colombia. 2008.

Por otro lado, los geles de polímero han evolucionado a partir de la aplicación de polímeros para el control de la movilidad. Sin embargo, en algunos casos los tratamientos de gel no son diseñados para mejorar una relación de movilidad adversa sino la reducción de la permeabilidad selectiva debido a la heterogeneidad del yacimiento¹⁷. Lo anterior depende de la concentración crítica del polímero entrecruzado.

La aplicación de *CDG* permite mejorar significativamente los resultados de los proyectos de inyección de agua en reservorios heterogéneos. La aplicación y manejo de los productos formados no es peligroso para el personal de campo. Su principal uso es para modificar la variación de permeabilidad en profundidad mejorando la eficiencia de barrido, así mismo una vez formado el *CDG* con bajas cantidades de agente de reticulación mezclada directamente con el polímero producen soluciones con una mayor resistencia al flujo que un polímero entrecruzado.

¹⁷ NORMAN, C., Et. Al., "A Review of Over 100 Polymer Gel Injection Well Conformance Treatments in Argentina and Venezuela: Design, Field Implementation and Evaluation", SPE 101781.

Por sus propiedades adquiridas in situ, la optimización es más fácil a nivel laboratorio así como la aplicación en campo. Esta metodología incluye un agente de reticulación. Según autores los volúmenes inyectados se encuentran entre 5%-25% del volumen poroso¹⁸.

Los sistemas de dispersión coloidal pueden ser usados antes, durante o después de una solución acuosa como un control efectivo en el agua de producción, así mismo pueden generar un alto recobro con mejores beneficios económicos comparados con la aplicación de polímero convencional.

Delgadillo et Al. (2010) realizaron una base de datos con la información de diferentes aplicaciones de geles y estableció un screening que se presenta en la **tabla 2**.

Existen factores que afectan el comportamiento del polímero y geles de polímero en medio acuoso¹⁹, dentro de los cuales se encuentran:

Influencia de las sales. Con el aumento de la concentración salina, muchos polímeros solubles en agua muestran una fuerte disminución en la viscosidad. El efecto de iones divalentes es aun más pronunciado que el de iones monovalentes; la presencia de cationes divalentes en pequeñas cantidades puede ocasionar, incluso, el fenómeno de floculación del polímero. Este efecto salino es de importancia en polímeros con grupos ionizables específicos.

¹⁸ NORMAN, C., Et. Al., "Condiciones Técnicas para el Diseño de los Proyectos de Polímero y Microgeles" Notas Técnicas, TIORCO, 2007.

¹⁹ SALAGER J. L., "Recuperación Mejorada del petróleo"; Universidad de los Andes, Mérida Venezuela. 2005.

Tabla 2. Screening Técnico de la inyección de geles.

PROPIEDAD	RANGO DE VIABILIDAD
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato
Saturación de aceite	> 10% de aceite móvil
Profundidad	< 8000 ft
Permeabilidad	> 15 mD
Coefficiente Dykstra-Parsons	> 0,63
Temperatura	< 208 °F
Salinidad	< 1200 ppm
Iones divalentes	< 2400 ppm
Sólidos totales disueltos	< 70000 ppm
Viscosidad del crudo	< 200 cP
Gravedad API	> 18 °API

Fuente: Tomado de Delgadillo, C., et Al., "Evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles", Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2010

Influencia de la temperatura. Dos factores principales deben ser considerados (a) la temperatura a la que se somete el polímero, y (b) el período de tiempo que se mantenga esta condición.

En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el incremento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones de polímeros pasan períodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.

Taponamiento que se origina en la formación. El taponamiento de polímeros es mucho más sencillo desde el punto de vista físico-químico que el tapón de polímeros con un reticulante. Sin embargo, los polímeros son también susceptibles a precipitar, formar nuevas fases, adsorberse en la roca, o ser retenido por filtración en los poros pequeños.

Efecto de esfuerzos. Se debe considerar que una molécula de polímero hidrosoluble que se desplaza con su fluido solvente está sometida a esfuerzos de cizallamiento en las instalaciones de superficie y cañoneos del pozo (al atravesar

cada poro), causando la posible ruptura de la cadena polimérica, ocasionando la degradación del polímero y disminución de su efecto viscosificante.

Degradación del polímero. Las poliacrilamidas y gomas xánticas son muy susceptibles al ataque bacterial. Sin embargo, los yacimientos se encuentran en condiciones anaeróbicas.

2.3 ANÁLISIS DE PROCESOS HISTÓRICOS DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL

La presente sección resume sólo algunos de los proyectos que han sido bien documentados en la literatura.

2.3.1 Campo Daqing (China)²⁰. Hace aproximadamente 42 años la ciudad de Daqing no figuraba en el mapa oficial de la China, y el 26 de septiembre de 1959, del Pozo Songji-3 situado en la cuenca de Songliao, comenzó a brotar una gran cantidad de petróleo. Dado que el país se encontraba en vísperas de la celebración del décimo aniversario de la fundación de la República Popular China, se decidió solemnizar esa importante fecha poniendo al nuevo campo petrolífero el nombre de “Daqing”, que significa “magna celebración”.

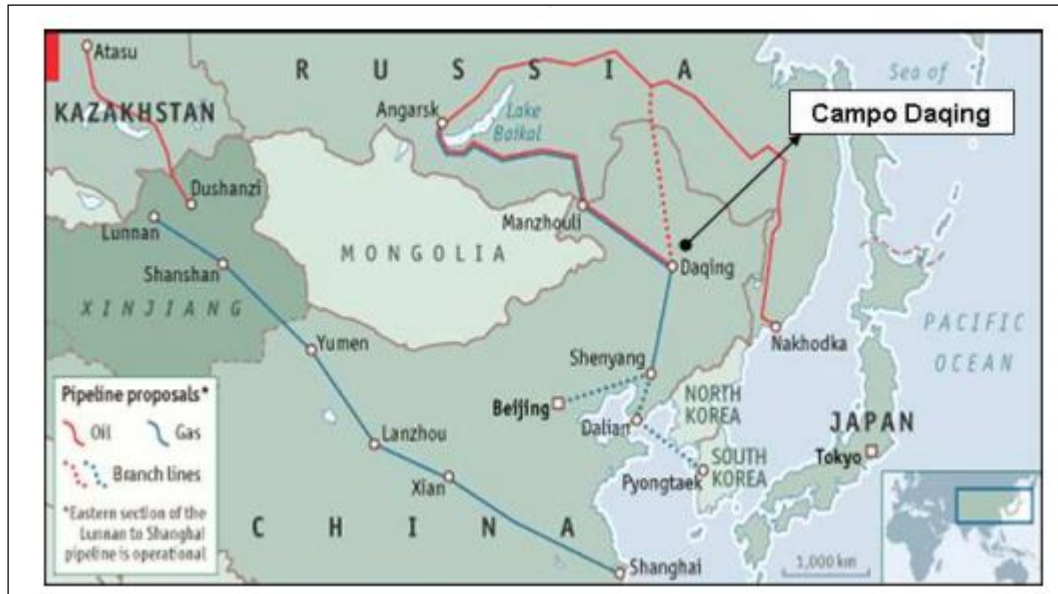
Desde allí esta ciudad es un orgullo tanto para la industria petrolera china como para el pueblo chino, ya que el descubrimiento de este campo petrolífero transformó el aspecto atrasado que tenía este país, y su rumbo en la industria petrolera.

El Campo Daqing está ubicado en la provincia de Heilongjiang, al noreste del país, en la cuenca de Songliao, fue descubierto en 1959 y posteriormente fue sometido

²⁰ CHANG, H., Et. Al., “Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field”, SPE 89460.

a inyección de agua en 1960. Posee facies lacustres, multiestratos, y arenas heterogéneas, su ubicación es mostrada en la **figura 15**.

Figura 15. Mapa de ubicación del Campo Daqing.



Fuente: Tomado de <http://www.economist.com/images/20040501/CAS933.gif>.

Debido a la presencia de altos cortes de agua del 92-94%, se decidió realizar inyección de polímeros en 1999 con el fin de controlar los problemas de canalización rápida del agua en los pozos productores. Para facilitar el estudio del nuevo proceso a implementarse, la administración del campo, la Daqing administration Bureau decidió realizar un proyecto piloto en la formación Saertu, en un área de 124 acres.

El primer piloto de prueba de CDG a gran escala se inició en el campo petrolero más grande en China, en mayo de 1999 en la formación Saertu perteneciente al campo Daqing, en un área piloto de 124 acres; para esto, se emplearon 6 pozos inyectoros y 12 pozos productores con un patrón de cinco puntos. Las propiedades de ésta área piloto son mostradas en la **tabla 3**.

Tabla 3. Características del piloto de producción en el Campo Daqing.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	600 md
	Porosidad	26%
	Profundidad	3268 ft
	Espesor neto	20 ft
	Temperatura yacimiento	113 °F
	Salinidad de la formación	3000 ppm
Parámetros de los fluidos del yacimiento	Saturación inicial crudo	61.10%
	Saturación final crudo	46.20%
	Gravedad crudo	32 API
	Viscosidad crudo	9 cp

Fuente: Chang, H., et. al., "Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field", SPE 89460

Para el proceso de inyección *CDG* se utilizó poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA), a una concentración entre 1000 y 2000 ppm, del cual se inyectaron 0.7 VP. Para el año 2003 se decidió hacer una expansión del proyecto en la misma formación, en un área de 1729 acres, contando con 87 pozos inyectoros y 121 pozos productores.

La implementación de este proceso de recobro mejorado trajo consigo la extensión de la vida del campo y un incremento en la producción de petróleo, para el caso particular del año 2007 se encontró que el 22.3 % del total de la producción del campo fue atribuida a los polímeros inyectados, y en este mismo año la producción de aceite reportada fue de 73 millones de bbl, la cual se mantuvo casi constante durante seis años consecutivos.

La prueba piloto indica que con inyección *CDG*, la permeabilidad del yacimiento entre inyectoros y productores ha sido ajustada y el barrido volumétrico se ha mejorado.

Los resultados de la prueba piloto demostraron que la tecnología *CDG*:

1. Puede ser utilizada antes, durante o después de una inyección de polímero para controlar eficazmente la producción de agua y mantener alta tasa de aceite.
2. Tiene una mayor recuperación de petróleo adicional que la aplicación de polímero.
3. Tiene una amplia aplicación en yacimientos heterogéneos para mejorar eficiencia de la inyección de agua y la recuperación de petróleo.

La evaluación y rentabilidad del proyecto tiende a promisorio, y en cuanto al ámbito de aplicación se pronosticó una expansión.

2.3.2 Campo Tordillo (Argentina)²¹. Para Argentina el hallazgo de petróleo en 1907 en la Formación Comodoro Rivadavia, dio inicio a un ciclo de fructífero desarrollo de su industria, aunque con sufridas transformaciones según los cambios políticos. Sin embargo, las actividades del Campo El Tordillo han mostrado un crecimiento constante, producto de la fuerte inversión que TECPETROL como operador, y sus asociados en la UTE (Repsol YPF, Petrobras y EDC Argentina) han realizado durante los últimos trece años.

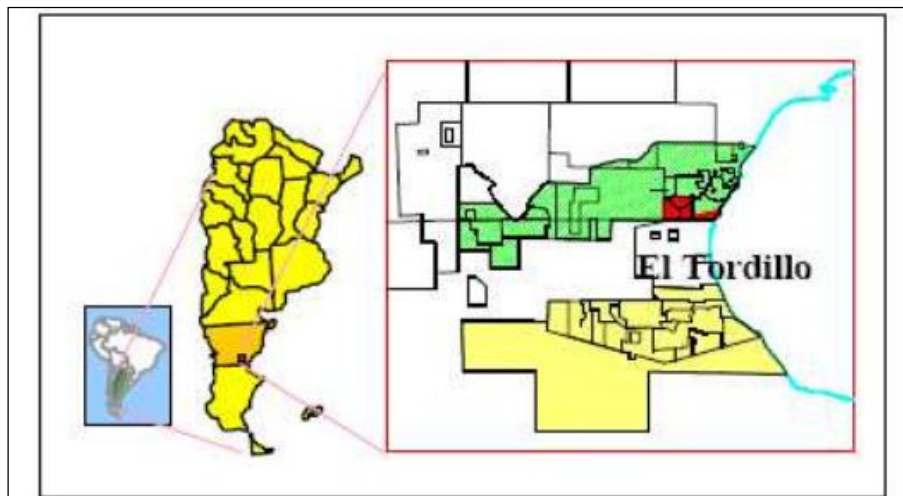
Desde 1991 a la fecha, con sólo una pequeña disminución en el periodo de la crisis del petróleo de 1998, la petrolera destinó grandes recursos que hoy superan los 100 millones de dólares anuales en busca de mantener e incrementar sus niveles productivos, lo cual demuestra su ritmo de producción y desarrollo actual. El Campo El Tordillo está ubicado en el flanco norte de la Cuenca de San Jorge en la provincia de Chubut, al Sur de Argentina, 1500 Km al sur de Buenos Aires y está operado por TECPETROL, su ubicación es mostrada en la **figura 4**. La zona productora posee facies lacustres, multiestratos, y sus reservas de hidrocarburos incluyen series de paquetes de areniscas, de las cuales se cree que su forma no

²¹ TABEADA, "El Tordillo Reservoir Static Characterization Study: El Tordillo Field, Argentina", SPE 69660.

se deba a fracturas naturales. El campo está dividido en 8 asignaciones de producción.

Los hidrocarburos en el campo El Tordillo están atrapados en numerosos cuerpos de arenas fluviales que están agrupados en tres formaciones: El trébol, Comodoro Rivadavia y Mina-El Carmen. La Formación Comodoro Rivadavia posee una falla normal fluvial donde dominan areniscas, es aquí donde se encuentra el más importante yacimiento de hidrocarburos el cual más adelante será objetivo a inyección de polímeros. Las formaciones son mostradas en la **figura 16**.

Figura 16. Mapa de ubicación del Campo El Tordillo.



Fuente: Tomado de Tabeada, "El Tordillo Reservoir Static Characterization Study: El Tordillo Field, Argentina", SPE 69660.

El campo fue descubierto en 1932 y la inyección de agua fue iniciada en 1975. Esta inyección de agua trajo consigo una canalización severa en los pozos productores, para lo cual se hicieron instalaciones selectivas de inyección, sin embargo, seguía irrumpiendo gran cantidad de agua. En 1994 se decidió hacer conversión de los patrones de inyección a escalonados para manejar un sistema lineal de inyección.

En el año de 1995 (PPCSA) la petrolera Pérez Company S.A. empezó a estudiar la utilización de tratamientos con geles, en 1999 un estudio indicó que inyección de geles de baja concentración podrían implementarse en el Campo El Tordillo. En el año 2000 se decidió realizar inyección de geles con el fin de taponar zonas ladronas y de esta manera reducir las altas permeabilidades; preparando al yacimiento para una posterior inyección de polímeros, la cual se dio inicio en el año 2005 en dos pozos con un espaciamento de 40 acres y que aun está en operación.

La administración del campo (Tecpetrol), decidió realizar la expansión del proyecto en todo el campo en un área de 552 acres y la inyección de polímeros se realizó en la Formación Comodoro Rivadavia, de la cual su zona productora es 57 pies. El proceso de inyección de polímeros inició en el año 2005 en todo el campo, para esto se emplearon 15 pozos inyectoros y 74 pozos productores, las propiedades del campo se presentan en la **tabla 4**.

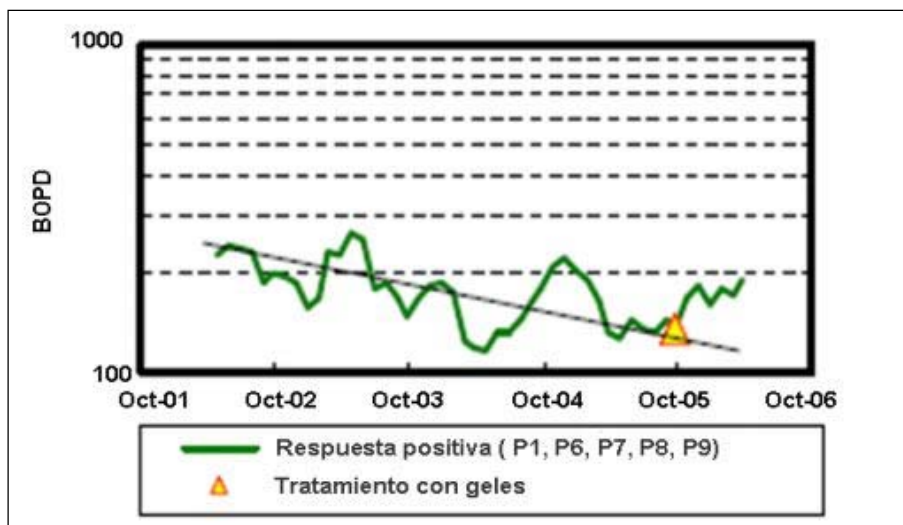
Tabla 4. Características del piloto de producción en el Campo El Tordillo.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	500 md
	Porosidad	24%
	Profundidad	5450 ft
	Espesor neto	57 ft
	Temperatura yacimiento	185 °F
	Salinidad de la formación	3000 ppm
Parámetros de los fluidos del yacimiento	Saturación inicial crudo	50.90%
	Saturación final crudo	45.20%
	Gravedad crudo	21 API
	Viscosidad crudo	5 cp

Fuente: Tomado de Tabeada, "El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo Field, Argentina", SPE 69660.

Durante la inyección se utilizó poliacrilamida parcialmente hidrolizada en concentraciones de 3000 – 4000 ppm y se presentó un promedio total de sólidos disueltos de 7000 ppm. El comportamiento de su producción reportó respuestas favorables, las cuales se pueden observar en la **figura 17**, de allí se puede apreciar el incremento en la producción de aceite en los pozos P1, P6, P7, P8, P9 debido a la inyección de polímeros.

Figura 17. Respuesta de producción con tratamiento de polímeros en el Campo El Tordillo.



Fuente: Tomado de Norman, C., "A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina and Venezuela: design, field implementation, and evaluation", SPE 101781.

La evaluación de desempeño del piloto por la inyección de *CDG* es exitosa y de la rentabilidad del mismo aún no se puede decir nada. A la fecha no se han reportado problemas en éste campo con la implementación de la inyección de polímeros.

2.3.3 Campo Loma Alta Sur (Argentina)²². El Campo de Loma Alta Sur se encuentra en la provincia de Mendoza en la Cuenca Neuquina de Argentina, como

²² DÍAZ, D., Et. Al., "Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in a Heterogeneous Argentina Waterflood", SPE 113320.

se presenta en **figura 18**. La zona productiva de la Formación Neuquén, que se caracteriza por tener múltiples capas heterogéneas.

En un esfuerzo por controlar la distribución vertical del agua inyectada, se instalaron sartas selectivas. Sin embargo, los efectos combinados de la heterogeneidad dentro de las capas individuales y la relación entre la movilidad extremadamente adversas motivó a que el operador evaluara otras técnicas de mejoramiento del barrido volumétrico.

Figura 18. Mapa de ubicación del Campo Loma Alta Sur.



Fuente: Tomado Diaz, D., "Coloidal Dispersión Gels Improve Oil recovery in a heterogeneous Argentina Waterflood". SPE 113320.

La explotación del Campo Loma Alta Sur comenzó en 1990. El campo incluye 72 pozos productores con una profundidad media de 450 m. 46 pozos de producción y 9 pozos de inyección se encuentran activos. Las propiedades del campo se presentan en la **tabla 5**.

Tabla 5. Características del piloto de producción en el Campo Loma Alta Sur.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	20-1000md
	Porosidad	18.8%
	Profundidad	1476 ft
	Espesor neto	115 ft
	Temperatura yacimiento	113 °F
Parámetros de los fluidos del yacimiento	Gravedad crudo	21 API
	Viscosidad crudo	30 cp

Fuente: Tomado Díaz, D., "Coloidal Dispersión Gels Improve Oil recovery in a heterogeneous Argentina Waterflood". SPE 113320.

El objetivo principal de piloto es mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico. Los *CDG* fueron seleccionados para el campo por varias razones:

1. Los *CDG* obtuvieron mayor adsorción y mayores factores de resistencia residual que polímero sin entrecruzar.
2. Los *CDG* se puede inyectar en la roca matriz.
3. No se requiere agua fresca para la formación de gel en bajas concentraciones de polímero.

Los resultados hasta la fecha indican una respuesta de la fase I del piloto con un incremento en la producción de petróleo. La fase II que se inició en octubre de 2007, está bajo evaluación. El piloto no tuvo problemas operacionales durante los catorce meses de la inyección *CDG* (Fases I y II).

El operador está realizando una actualización de la caracterización con el fin de implementar la expansión de la tecnología de *CDG* en todo el campo.

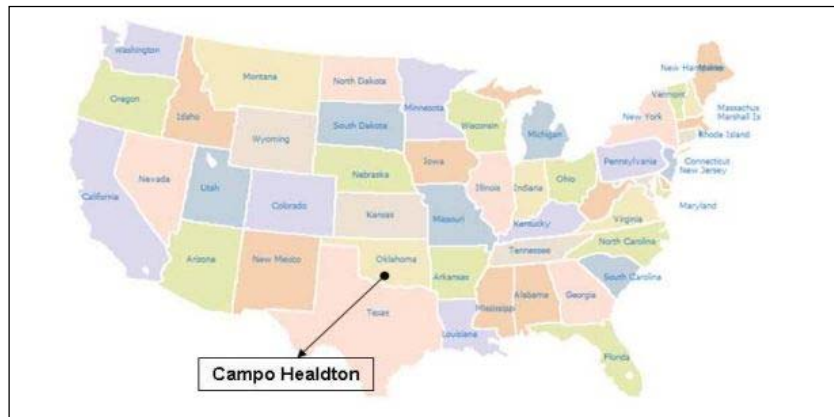
2.3.4 Campo Healdton (Estados Unidos)²³. La aparición de este campo petrolero en el estado de Oklahoma abrió el mercado con un exceso de oferta de petróleo, trayendo un gran impacto en la zona, llevando a la creación de una ley de la compra de petróleo nueve meses después del descubrimiento del campo en agosto de 1913, lo cual hizo de Healdton el primer campo en el estado que debía ser regulado por una comisión estatal. Este precedente trajo consigo las leyes de conservación de petróleo para evitar el despilfarro económico y físico de la energía proveniente del petróleo en la mayoría de los estados que producían este recurso.

El Campo Healdton está ubicado al sur de Oklahoma, y al Oeste del condado de Carter, aproximadamente 20 millas al Oeste de la ciudad de Admore y está operado por Unocal (**figura 19**). La zona productora se caracteriza por poseer grandes plegamientos que se formaron en el paleozoico, que dió lugar a numerosos anticlinales donde se almacenan los hidrocarburos, aunque el petróleo se ha encontrado únicamente en rocas del ordovícico.

El campo fue descubierto en 1913 y fue sometido a recobro secundario por inyección de agua en 1968 con el fin de incrementar el barrido volumétrico. La presencia de cortes de agua del 91%, llevó a tomar la decisión de inyectar *CDG* en 1982, lo cual se realizó en un área de 2010 acres, correspondientes a la totalidad del campo, en la Formación Wichita.

²³ POWERS, S., "Age of the Oil in Southern Oklahoma Fields". SPE 918564-G.

Figura 19. Mapa de ubicación del Campo Healdton.



Fuente: Tomado <http://www.worldmapfinder.com>.

El proceso de inyección de polímeros inició en 1982 en todo el campo, para esto, se emplearon 105 pozos inyectoros y 162 pozos productores. Las propiedades del campo son mostradas en la **tabla 6**.

Tabla 6. Características del piloto de producción en el Campo Healdton.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	346 md
	Porosidad	26%
	Profundidad	800 ft
	Espesor neto	50ft
	Temperatura yacimiento	80 °F
Parámetros de los fluidos del yacimiento	Saturación inicial crudo	56.00%
	Saturación final crudo	47.00%
	Gravedad crudo	33 API
	Viscosidad crudo	10 cp

Fuente: Tomado de Powers, S., "Age of the oil in southern Oklahoma fields". SPE 918564

Durante la inyección se utilizó poliacrilamida parcialmente hidrolizada, a una concentración de 3000 ppm, de la cual se inyectaron 0.6 VP. Debido a la poca profundidad y una amplia infraestructura, la inyección de polímeros y tratamientos fueron muy exitosos en alterar el barrido vertical y en la disminución de los cortes

de agua, ya que modificaron positivamente a seguir la producción de petróleo por 40 años o más hasta los restantes de la vida económica.

Se considera que el proyecto se ha completado hasta la mitad prevista, su evaluación de desempeño por la inyección de polímeros es exitosa y se considera un proyecto rentable.

3. DISEÑO DE ENSAYOS EXPERIMENTALES DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE CDG

Dentro de los ensayos experimentales que se desarrollan para analizar el comportamiento de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal *CDG*, encontramos diferentes evaluaciones de compatibilidad fluido-fluido y roca fluido las cuales permiten analizar la propagación de los mismos dentro del yacimiento, así como determinar las diferentes ventajas que ofrece esta tecnología para mejorar las eficiencias de barrido en procesos de recuperación secundaria.

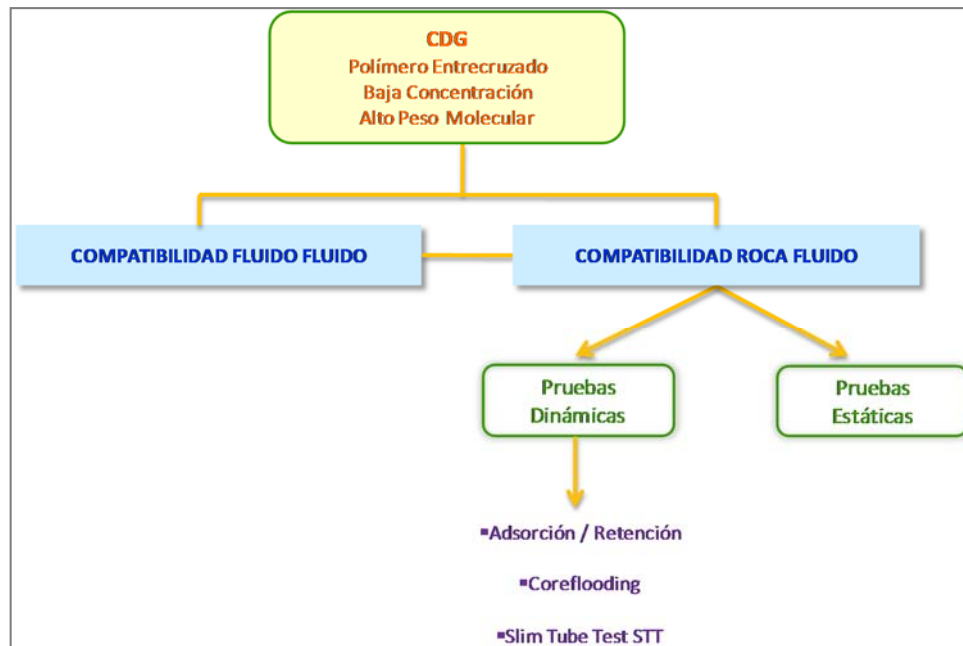
La **figura 20** presenta los análisis experimentales descritos anteriormente, la metodología aplicada en los laboratorios de química de producción y recobro mejorado del Instituto Colombiano del petróleo se detallan a continuación.

3.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO – FLUIDO

En la **figura 21** se esquematizan las evaluaciones de compatibilidad fluido-fluido, realizadas en el laboratorio de química de producción para los diferentes sistemas *CDG*.

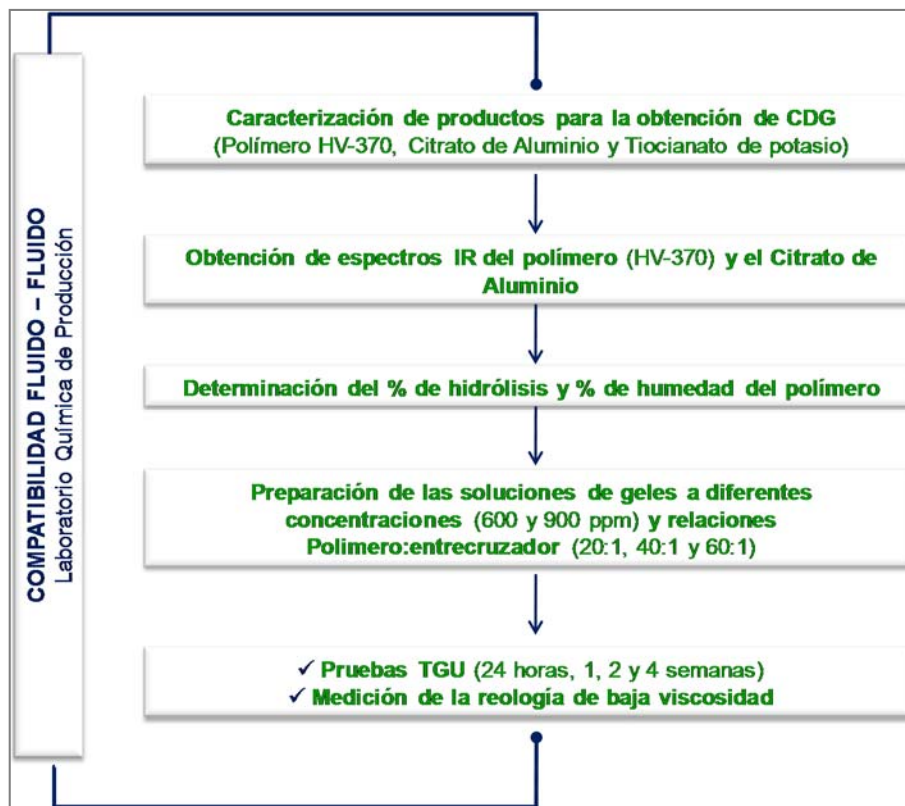
3.1.1 Caracterización de los Productos para la Preparación de los Geles de Dispersión Coloidal (CDG). Con el objeto de asegurar los productos o aditivos a utilizar en la preparación de las soluciones de *CDG* se realizó de forma preliminar una caracterización fisicoquímica y espectroscópica.

Figura 20. Análisis Experimentales CDG Implementados ICP.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Química de Producción y Recobro Mejorado ICP.

Figura 21. Evaluaciones experimentales – Compatibilidad Fluido.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Química de Producción ICP

❖ **Polímero:** Base poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Para la caracterización del polímero se determinó el porcentaje de humedad, para lo cual se siguió el siguiente protocolo experimental:

Se pesaron aproximadamente 1.5 gramos del polímero, se llevan al horno a una temperatura entre 100 y 105 grados centígrados y se dejaron secar las muestras por 30 minutos, se registró el peso final y se determinó el porcentaje (%) de humedad según la ecuación (**tabla 7**).

Tabla 7. Porcentaje de humedad e hidrólisis determinado para el polímero EOR-370.

Porcentaje (%) de Humedad	Porcentaje (%) de Hidrólisis
$\% \text{Humedad} = \frac{\text{peso inicial} - \text{peso final}}{\text{peso inicial}} * 100$ <p>Donde: Peso Inicial: Muestra1/Muestra2. Peso final: Muestra1/Muestra2. % de Humedad promedio.</p>	$\% \text{ de Hidrolisis} = \frac{V * N * 0.072}{0.2 * (1 - M)} * 100$ <p>Donde: V = volumen de NaOH gastado de pH 3.3 a 7.0. M = humedad del polímero. N = normalidad del NaOH. 0.072 = miliequivalentes del ácido acrílico. 0.2 = peso del polímero en alícuota de 200 ml.</p>

Fuente: Laboratorio de Química de Producción ICP.

Una vez caracterizado cada uno de los componentes para la formación de los geles de dispersión coloidal (*CDG*), incluido el polímero (base poliacrilamida), el agente entrecruzante (citrato de aluminio) y el tiocianato de potasio (KSCN), se procedió a preparar las soluciones de geles a diferentes concentraciones de polímero (600 y 900 ppm) y relaciones polímero – entrecruzador (20:1, 40:1 y 60:1). Con dichas soluciones fueron realizadas pruebas de compatibilidad fluido-fluido (crudo, agua de formación, agua de inyección Vs. *CDG*), la prueba de TGU para determinar la presión de transición propia del *CDG* y se hicieron mediciones de reología de baja viscosidad con el objeto de evidenciar el proceso de gelificación a escala laboratorio.

3.1.2 Preparación y Evaluación de Soluciones de Geles de Dispersión Coloidal. Las soluciones de *CDG* (600 y 900 ppm) se prepararon de acuerdo con el protocolo experimental que se establece a continuación, con el agua de inyección disponible de yacimiento a diferentes relaciones de polímero - entrecruzador (citrato de aluminio). Los ensayos se realizaron según el procedimiento evaluación de interacciones fluido-fluido y fluido-roca rompimiento de emulsiones del laboratorio de química de producción.

Los geles de dispersión coloidal se forman mediante la adición de citrato de aluminio entrecruzado a una solución de polímero de baja concentración, preparado en una solución de cloruro de sodio al 1% (NaCl) o agua de mar sintética (SW), en una relación polímero – entrecruzador determinada. Después de mezclar, las soluciones se agitan a alta tasa con el uso de un agitador magnético durante una hora. Posteriormente, las solución se agita a una tasa muy baja por mínimo de 3 a 8, días a 40° C para garantizar el entrecruzamiento.

El polímero utilizado fue una poliacrilamida sintética con un grado de hidrólisis del 25-30% y un peso molecular aproximado de 20 millones de Dalton. El procedimiento para la toma de citrato de aluminio de reacción de entrecruzamiento ha sido descrito por Smith (1996).

Los equipos y reactivos que se emplearon fueron los siguientes:

- Polímero: Base poliacrilamida parcialmente hidrolizada.
- Entrecruzador: Citrato de aluminio.
- Secuestrante de Oxígeno: Tiocianato de potasio.
- Agua de Preparación: Agua sintética de yacimiento.
- Balanza Analítica (con sensibilidad Mínima de 0.01 g, Máxima 2000 g).
- Agitador Magnético y/o agitador de propeller (aspas hasta de 2 pulgadas).
- Vaso de precipitado de 600mL.
- Horno para ajustar la temperatura a la temperatura de yacimiento.

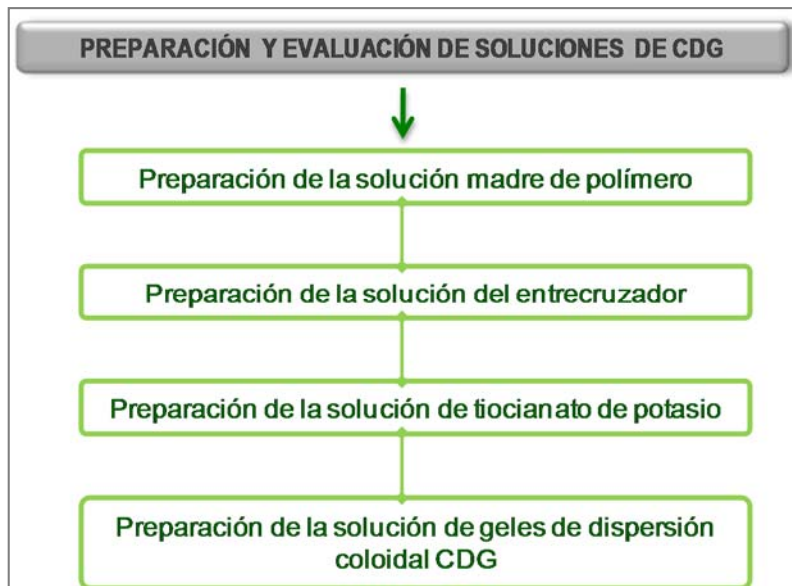
- Botella oscura de vidrio para conservación de solución madre.
 - Botellas de polietileno (preferiblemente) para dilución de solución madre.
 - Viscosímetro (Brookfield, modelo LVT).
 - Aparato para medir presiones de transición (TGU).
- ❖ **Preparación de la solución madre de polímero (Norma API RP-63 90).** Para la preparación de la solución madre, se debe pesar la cantidad adecuada de agua de preparación (agua sintética de yacimiento) para alcanzar una solución con una concentración de 5000 ppm (en adelante solución madre), luego colocar en agitación magnética vigorosa, la cual garantice un vórtice en el agua del 50-75% (alrededor de 1000 rpm). Adicionar lentamente la cantidad adecuada del polímero (HV-370) de modo que se disperse por debajo de la curvatura creada por el vórtice. Una vez adicionado todo el polímero la velocidad de agitación se ajusta entre 120-150 rpm y se deja a dicha velocidad por las siguientes 3 horas. Finalmente la solución se deja en hidratación a una muy baja velocidad de agitación (60-80 rpm) por toda la noche. La solución madre preparada se almacena en una botella de vidrio ámbar a temperatura ambiente. En dichas condiciones la solución preparada podrá permanecer por 2 o 3 semanas sin perder efectividad.
- ❖ **Preparación de la solución de entrecruzador.** A partir de una solución stock de citrato de aluminio, se preparan los gramos adecuados (de acuerdo con el número de experimentos a realizar) de una solución de entrecruzador con una concentración de 3000 ppm, utilizando como agua de preparación el agua sintética de yacimiento, de acuerdo con el siguiente procedimiento: pesar los gramos calculados de la solución stock de citrato de aluminio, luego diluir con la cantidad de agua sintética necesaria y finalmente agitar la solución por un minuto para garantizar la disolución total.

- ❖ **Preparación de la solución de tiocianato de potasio.** A partir del tiocianato de potasio (KSCN) se preparan los gramos adecuados de una solución de tiocianato de potasio con una concentración de 5000 ppm, utilizando nuevamente como agua de preparación el agua sintética de yacimiento, de acuerdo con el siguiente procedimiento: pesar los gramos calculados del tiocianato de potasio, luego diluir con la cantidad de agua sintética necesaria y agitar la solución por un (1) minuto con el objeto de garantizar la disolución total.

- ❖ **Preparación de la solución de geles de dispersión coloidal CDG.** Una vez preparadas las soluciones de polímero “madre”, la solución de entrecruzador y la solución de tiocianato de potasio, se procede a la preparación de los geles (CDGs) de acuerdo con el siguiente procedimiento: en una botella de vidrio de 500mL pesar la cantidad de polímero apropiada y adicionar en el mismo recipiente la cantidad de agua necesaria para alcanzar el valor de concentración de dilución esperado (600, 900 o 1200 ppm). Luego de colocar una barra magnética, la dilución se debe agitar por 2 minutos a una velocidad entre 300-400 rpm. Transcurrido dicho tiempo, se procede a adicionar las cantidades de aditivos respectivos (aquí se incluye el secuestrante de oxígeno -KSCN) y nuevamente colocar la mezcla en agitación por otros 2 minutos a la misma velocidad de agitación anterior (200-300 rpm) con el objeto de garantizar una máxima homogenización. Finalmente, se debe adicionar la cantidad de entrecruzador calculada para cumplir con la relación polímero-entrecruzador esperada (40:1 o 20:1). En esta oportunidad la mezcla se debe colocar a alta velocidad de agitación (800-1000 rpm) por un periodo de 30 minutos. La solución final se debe conservar de acuerdo a las necesidades (generalmente la muestra se deja en un lugar oscuro a temperatura ambiente).

De manera general, el proceso de preparación y evaluación de soluciones de CDG se puede resumir como se esquematiza en la **figura 22**.

Figura 22. Proceso de preparación y evaluación de soluciones de CDG.



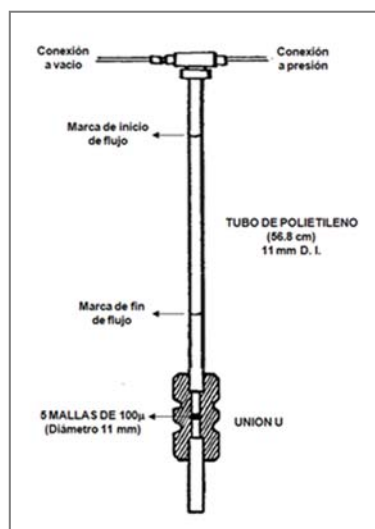
Fuente: Laboratorio de Química de Producción ICP.

3.1.3 Medición de la Viscosidad de los CGD Preparados en Función del Tiempo - (Norma API RP-63 90). Para la medición de viscosidad se utiliza el equipo Brookfield modelo LVT con adaptador UL, especial para bajas viscosidades. Las temperaturas para la evaluación de los *CDG* son 25 °C y temperatura de yacimiento, las velocidades de evaluación son de 6 rpm (7.3 S^{-1}) y 30 rpm (36.7 S^{-1}). Para realizar la medición se fija la temperatura del baño termostático a la cual se quiere realizar la medición, se deja que alcance la temperatura de trabajo y se da un tiempo de equilibrio de 10 minutos, se ajusta las velocidad (shear rate), luego se adicionan en el porta muestra 16 ml de la solución a evaluar o mas dependiendo del tipo de geometría utilizada. Inmediatamente se pone en marcha el equipo, se toma la medición a los cinco minutos. Para realizar la medición se presiona el embrague y se apaga el motor del equipo, se registra la lectura del dial, para obtener el valor de la viscosidad (cP) se debe multiplicar por un factor de conversión teniendo en cuenta le velocidad y tipo de geometría utilizados, estos factores de conversión se encuentra tabulados en el manual del equipo. Las mediciones se realizan por duplicado.

3.1.4 Pruebas TGU (Velocidad de Flujo del Gel). Se realiza para determinar la presión de transición y la consistencia de los geles de dispersión coloidal (*CDG*). Como se observa en la **figura 23** el aparato de TGU consta de un tubo, un empaquetamiento que está compuesto por 5 tamices (100 mesh) ubicado en la parte inferior del cuerpo cilíndrico, y un sistema para controlar la presión a la cual se hace fluir la solución de trabajo.

La presión puede variar entre 1 y 20 psi dependiendo de la consistencia del polímero y del *CDG*. La prueba consiste en llenar el tubo con una cantidad de solución adecuada (aprox. 10mL) y se aplica una presión para hacer desplazar el fluido a través de los tamices. Se registra el tiempo que tarda un volumen exacto de la solución de polímero o *CDG* en desplazarse a través del tubo (10ml) a la respectiva presión de trabajo, tanto para el polímero sin el agente entrecruzador y el gel (*CDG*).

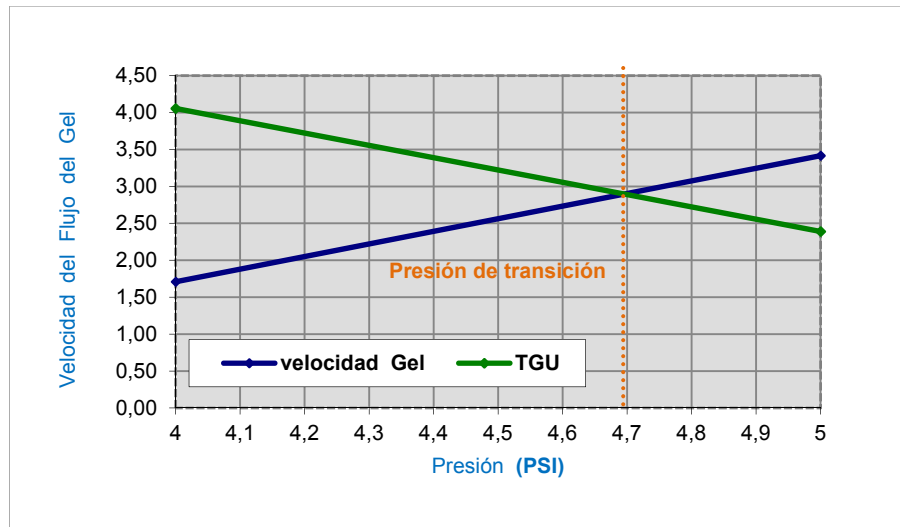
Figura 23. TGU.



Fuente: Tomado y Modificado de Smith, J.E., "The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength", SPE-18739.

La determinación de la velocidad del polímero y del gel se debe realizar a tres diferentes presiones. La presión de transición se determina graficando la velocidad de flujo gel y TGU contra la presión, el intercepto entre las dos curvas determina la presión de transición (**figura 24**).

Figura 24. Curva para determinar la presión de transición PT.



Fuente: Tomado y Modificado de Smith, J.E., "The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength", SPE-18739.

La presión de transición es el diferencial de presión que se aplica para que el gel se desplace a la misma velocidad del polímero.

$$\text{TGU} = \text{Velocidad de flujo de polímero} / \text{Velocidad de flujo del gel (CDG)}$$

En general, se puede concluir que la determinación de la presión de transición se utiliza para medir la fuerza o consistencia de los CDG después de 24 horas, 1 y 2 semanas y 1 mes después de la preparación. La presión de transición es proporcional a la fuerza del gel y se utiliza para comparar cuantitativamente los geles. Geles con una presión de transición de 5 psi y superiores son suficientes para desviar el flujo del fluido de inyección. Sin embargo, los geles con una presión de transición por debajo de 5 psi pueden proporcionar más beneficios que

el “polymerflood” convencional. Los resultados obtenidos para cada una de estas pruebas se encuentran en el siguiente capítulo.

3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ROCA – FLUIDO

Una vez diseñado el fluido determinar el Factor de Resistencia (RF) y el Factor de Resistencia Residual (RRF) de la solución de CDG (polímero a una concentración de 600 ppm y una relación polímero/entrecruzador de 40:1) en una muestra de berea, siguiendo el procedimiento consignado en la norma API-RP 63.

Para la realización de estas pruebas se tuvieron en cuenta los parámetros descritos en la **figuras 25** con los equipos de desplazamiento:

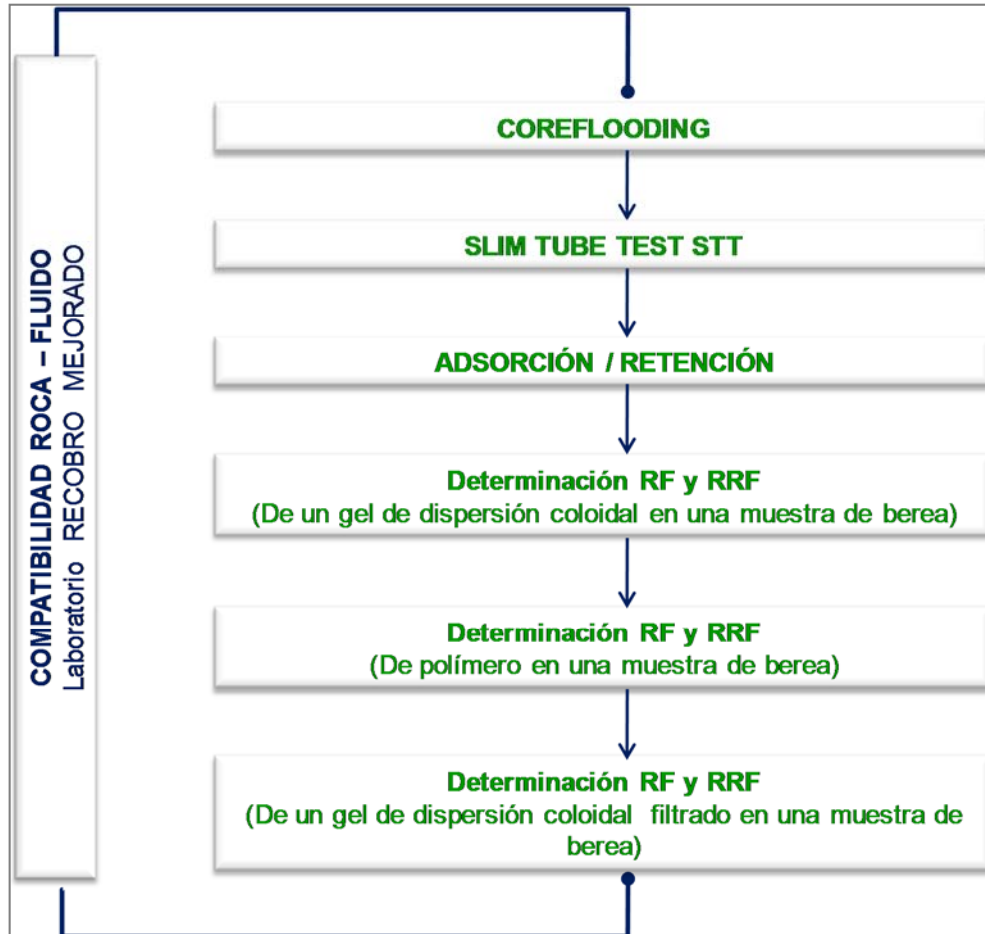
Figura 25. Preparación del equipo de desplazamiento.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

En la **figura 26** se esquematizan las evaluaciones de compatibilidad roca-fluido, realizadas en el laboratorio de recobro mejorado.

Figura 26. Evaluaciones experimentales – Compatibilidad Roca-Fluido.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

3.2.1 Estimación del Factor de Resistencia (Rf) y Factor de Resistencia Residual (RRF). En el primer ensayo de inyección de CDG, se planteó realizar el ensayo según la norma “*API RP-63 Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations*”, donde los pasos son los siguientes:

- Medir la permeabilidad absoluta al agua de inyección: la norma recomienda realizar la medición a tres caudales, 1, 1.5 y 2 cm³/min hasta obtener estabilidad.
- Finalizada la inyección de salmuera, inyectar la solución de *CDG* a caudales de 2.4, 1.2 y 0.24 cm³/min hasta lograr estabilidad.
- Inyectar salmuera sintética hasta obtener estabilidad.

El segundo ensayo se realizó inyectando solo polímero, según el siguiente procedimiento:

- Inyectar agua sintética de yacimiento hasta alcanzar por lo menos 3 volúmenes porosos (*V_p*) de estabilidad.
- Inyectar Polímero “fresco” filtrado por membranas de 45 y 20 micras.
- Finalizada la inyección polímero, inyectar agua sintética de yacimiento hasta alcanzar estabilidad para estimar RF y RRF.

El tercer ensayo se realizó según el siguiente procedimiento:

- Inyectar agua sintética de yacimiento hasta alcanzar por lo menos 3 *V_p* de estabilidad.
- Inyectar *CDG* “fresco” filtrado por membrana de 45 micras.
- Inyectar agua sintética hasta alcanzar estabilidad para estimar RF y RRF.

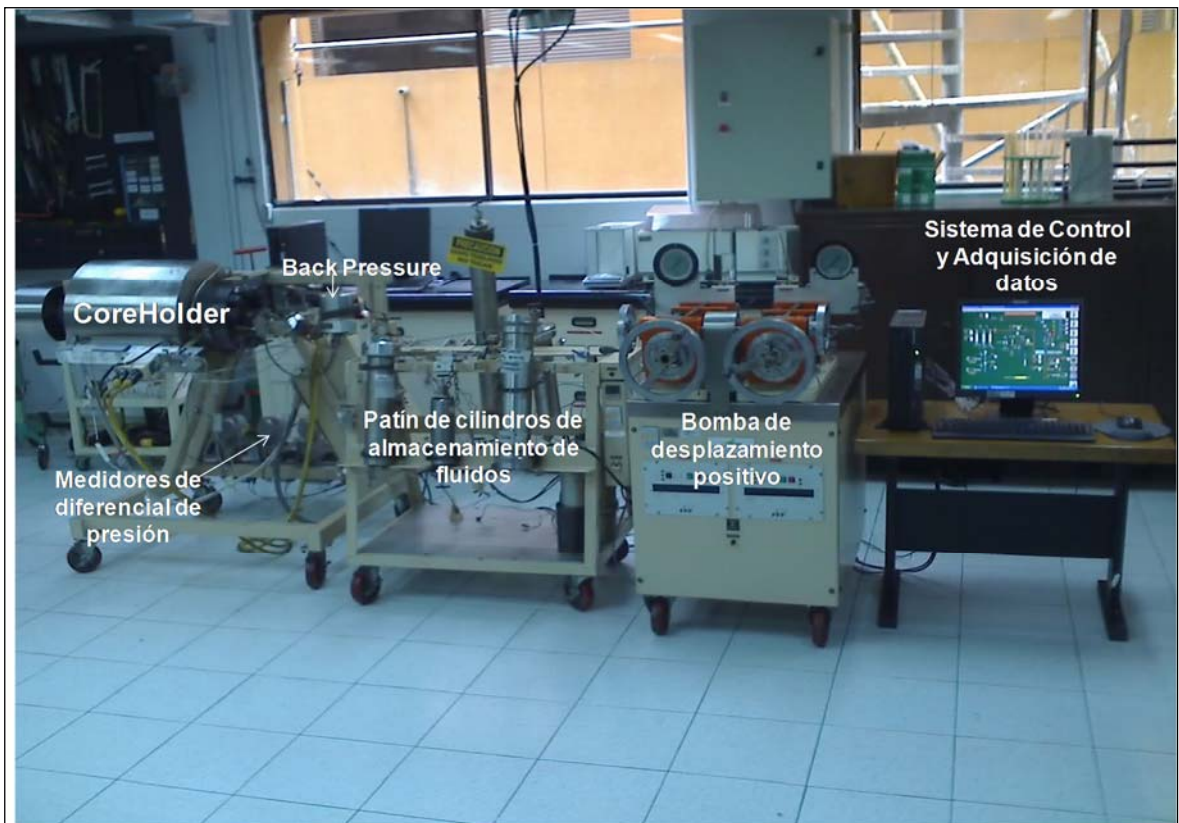
3.2.2 Coreflooding. Las pruebas en el *Coreflooding* se realizan con el objetivo de evaluar el mecanismo de desplazamiento, considerando que es un medio poroso consolidado de un pie de longitud, libre de minerales arcillosos y de permeabilidad similar a la del yacimiento analizado.

Con el objeto de tener la mayor cantidad de variables controladas las pruebas de *Coreflooding* se realizan con bereas sintéticas de 1 pie de longitud que

reproduzcan la permeabilidad similar al yacimiento en estudio (no se utilizaran núcleos reales del yacimiento analizado para evitar efectos capilares de borde entre las uniones de los núcleos de 0.2 pies de longitud y evitar fenómenos de hinchamiento de arcilla y migración de finos, entre otros). Las pruebas se realizan con crudo muerto (previamente deshidratado y filtrado), agua de inyección y CDG (para evaluar la eficiencia de desplazamiento del proceso).

La **figura 27** presenta el *Coreflooding* adecuado en el Laboratorio de Recobro Mejorado del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) donde se evaluó el comportamiento de esta tecnología.

Figura 27. Equipo *Coreflooding*, Laboratorio EOR ICP.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

El diseño experimental definido para estas pruebas es el siguiente:



- ❖ **Caracterización CDG.** En esta etapa se realiza la caracterización del sistema *CDG* a concentraciones de 600, 900, 1200 y 1500 ppm con relaciones de entrecruzador de citrato de aluminio de 20:1 y 40:1 para determinar la formulación óptima a ser analizada.
 - Generar ensayos de porcentaje de hidrólisis del polímero (cantidad de iones Hidrógeno que puedan hidrolizarse) mediante titulación.
 - Generar ensayos Viscosidad intrínseca para estimar el peso molecular de los diferentes sistemas *CDG*.
 - Generar ensayos de viscosidades dinámica vs. tiempo de maduración del gel.
 - Generar ensayos de tiempo de gelificación (TGU) para determinar la formulación óptima a ser analizada.
 - Generar análisis de viscosidades dinámica vs. tasas de corte de la formulación *CDG* óptima.
 - Generar ensayos *Screen Factor* para determinar la presión de transición en un sistema de mallas de acero para evaluar y comparar la resistencia al flujo entre el *CDG* y una solución de polímero.

- ❖ **Distribución de Tamaño Garganta de Poro de Bereas Sintéticas.** Seleccionar bereas sintéticas de permeabilidad similar a la formación analizada de 30 cm de longitud (1 pie).
 - Realizar ensayos experimentales SEM (microscopía electrónica de barrido) a 1 cm de la berea seleccionada para determinar la distribución de tamaño de garganta de poro.

- ❖ **Permeabilidades Relativas.** Generar permeabilidades relativas del crudo y salmuera del yacimiento en las bereas sintéticas (7 cm de la berea seleccionada).

- ❖ **Restauración de la Mojabilidad.** Se genera la restauración de la mojabilidad (22 cm de la berea seleccionada) debido a que en condiciones originales está saturada con aire y ha recibido previamente limpieza con tolueno (lo que ocasiona que en condiciones originales esté fuertemente mojada al agua).

Como cada plug se somete a un proceso inicial de saturación con fluidos del yacimiento sometido a evaluación tales como agua, crudo y gas y a las condiciones de presión, temperatura, relación gas aceite y corte de agua medidos en campo, la siguiente fase comprende la restauración de la mojabilidad original del yacimiento y por último la determinación de una permeabilidad base con la salmuera de formación, de esta manera dicho plug queda disponible para cualquier ensayo que se requiera. El procedimiento se detalla a continuación:

- Saturar la berea con aceite mineral para medición de la permeabilidad absoluta del medio poroso. Se utiliza aceite mineral para reducir reacción del fluido con el medio.
- Desplazar salmuera para medición de permeabilidad efectiva al agua.

- Desplazar crudo muerto del yacimiento (deshidratado y filtrado) para medición permeabilidad efectiva al crudo.

Inyección de CDG. Inyectar a tasa escalada salmuera de inyección hasta condiciones de corte de agua actuales del yacimiento analizado.

- Medir volumen inyectado y recuperado generando balance de volúmenes.
- Inyectar bache de 0.2 VP de CDG (Línea base - 1000 ppm a relación 40:1 polímero entrecruzador).
- Inyectar 1.5 VP de agua de inyección, para medir volumen recuperable y posteriormente realizar el balance de masa.
- Realizar tres cambios de tasa de Inyección para analizar el efecto de la tasa de inyección en el factor de resistencia residual (RRF).
- Inyectar agua destilada para analizar efecto de la salinidad del agua de inyección y verificar adsorción/ retención del polímero.

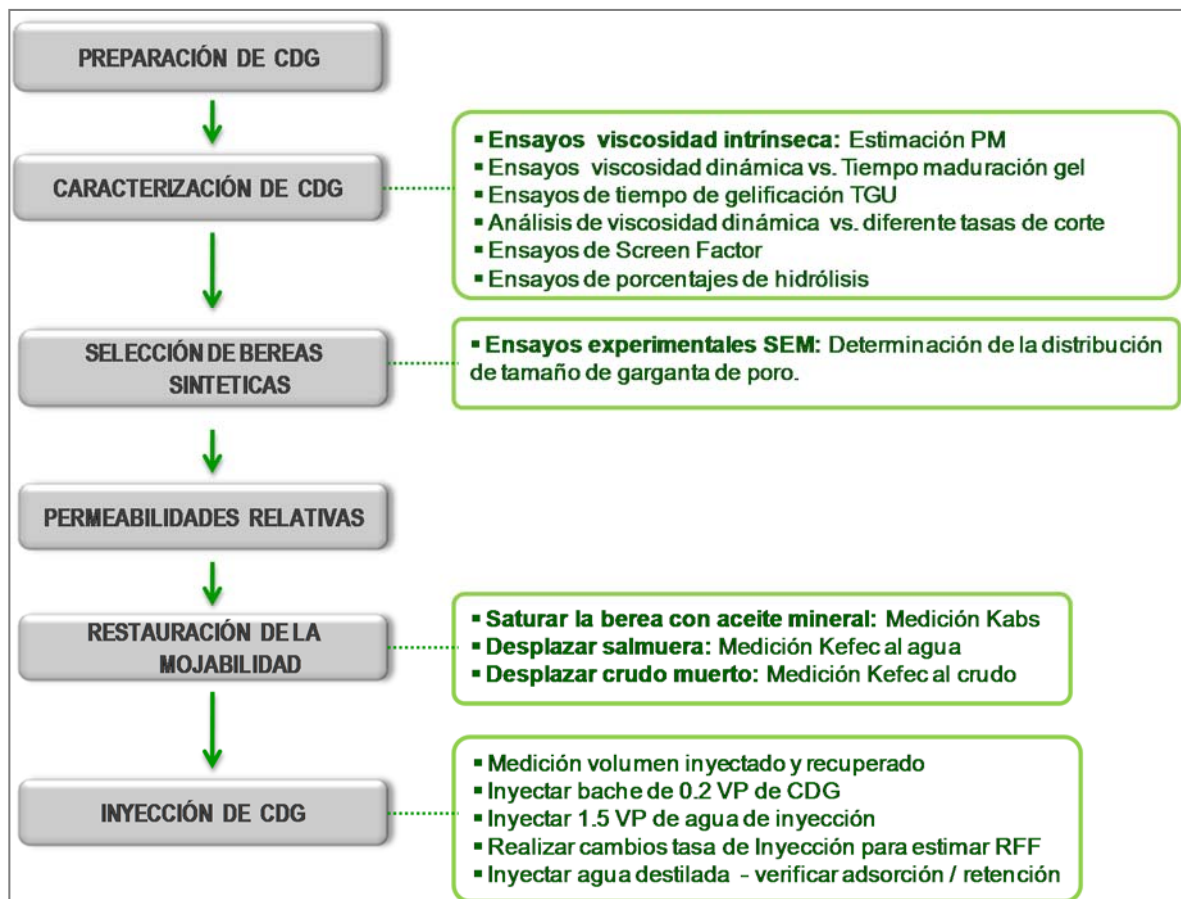
De manera general, el proceso de *Coreflooding* se puede resumir como se esquematiza en la **figura 28**.

3.2.3 Slim Tube. Las pruebas en el *Slim Tube* se realizan con el objetivo de evaluar el mecanismo de desplazamiento, determinar factor de resistencia (RF), factor de resistencia residual (RRF) y verificar adsorción/retención del polímero.

El *Slim Tube* es un medio poroso no consolidado de 40 pies de longitud y de alta permeabilidad (>2 Darcys). Con el objeto de tener la mayor cantidad de variables controladas, el *Slim Tube* se empaqueta con Arena Ottawa que reproduzca el tamaño de garganta de poro del yacimiento (no se empaqueta con minerales arcillosos para evitar fenómenos de hinchamiento de arcilla y migración de finos, entre otros).

El *Slim Tube* posee puntos de toma de presión para el monitoreo del frente de desplazamiento (cinco medidores de diferencial de presión) y un sistema de contrapresión.

Figura 28. Proceso *Coreflooding*.



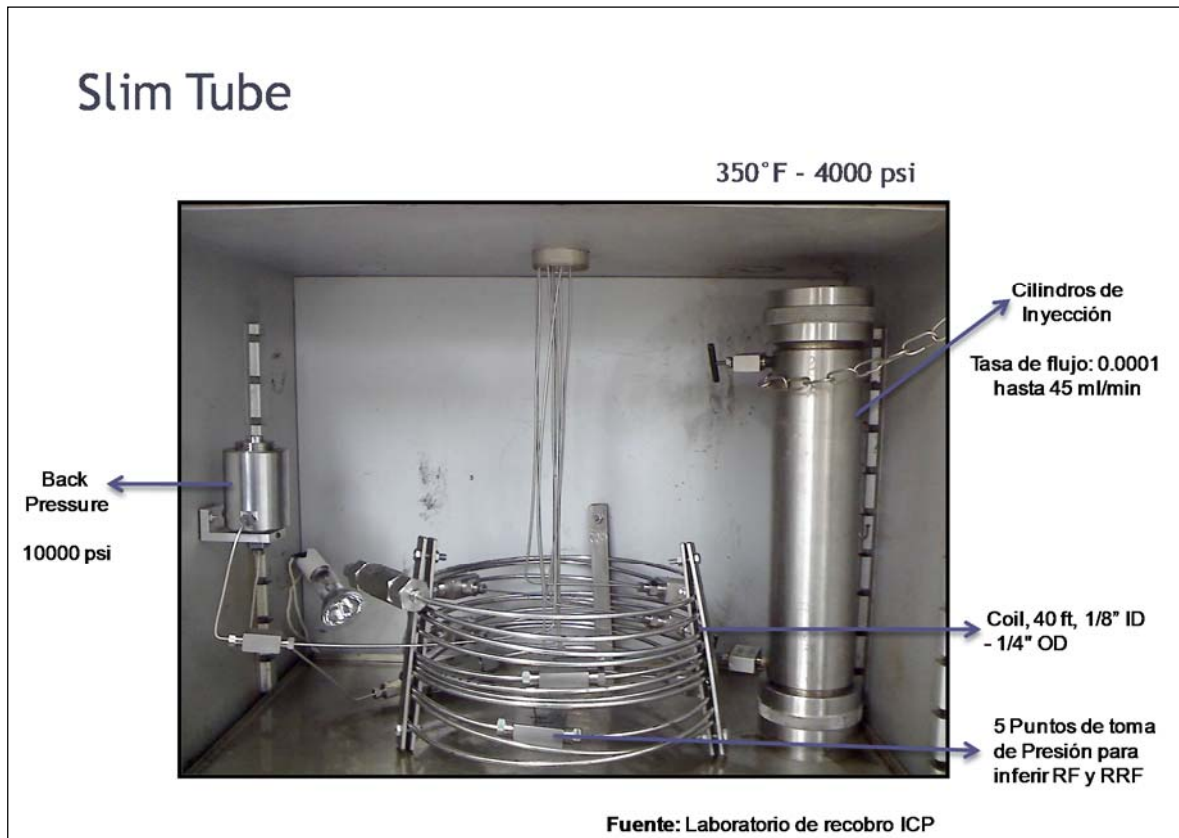
Fuente: El Autor.

La **figura 29** presenta el *Slim Tube* adecuado en el Laboratorio de Recobro Mejorado del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para evaluar el comportamiento de esta tecnología.

El sistema almacena los diferenciales de presión de cada transductor (ubicados a 5, 10, 20, 30 y 40 pies). Con la presión de respuesta de cada sección es posible inferir el comportamiento del factor de resistencia (RF) y factor de resistencia

residual (RRF) con respecto a los volúmenes porosos inyectados, y por ende, evaluar los mecanismos presentes en el proceso mediante la simulación numérica.

Figura 29. Equipo Silm Tube, Laboratorio EOR ICP.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

El equipo consta de un *Slim Tube* de 40 pies de longitud con puntos de toma de presión para estimar el factor de resistencia residual (RRF), medidores de diferencial de presión y un sistema de contrapresión. El *Slim Tube* se empaqueta con arena cuarzosa o arena representativa del yacimiento tamizada por un tamaño de mallas específico, de acuerdo al rango de permeabilidad requerida para el análisis.

Si se requiere, antes de realizar la inyección de *CDG* se puede inyectar trazadores para verificar la dispersión y volumen poroso del sistema.

El equipo está compuesto por los siguientes instrumentos:

❖ ***Slim Tube***

Longitud: 40 Pies.

Diámetro: 1/4" OD.

Presión de trabajo: 4000 Psi.

Puntos de toma de presión en:

5 pies: rango de medida 0 – 360 Psi

10 pies: rango de medida 0 – 36 Psi

20 pies: rango de medida 0 – 36 Psi

30 pies: rango de medida 0 – 36 Psi

40 pies: rango de medida 0 – 360 Psi

❖ **Contrapresión**

Presión de trabajo: hasta 10000 Psi

Fluido de trabajo para la presión de set point: nitrógeno gaseoso

❖ **Bomba de desplazamiento**

Tasa de flujo: 0.0001 hasta 45 ml/min con flujo continuo

Presión de trabajo: hasta 10000 Psi

❖ **Sistema de contrapresión**

Presión máxima de trabajo: 10000 Psi

❖ **Horno**

Temperatura de trabajo: hasta 350 °F

El diseño experimental definido para estas pruebas es el que se esquematiza en la **figura 30**.

Figura 30. Diseño experimental ensayos experimentales Slim Tube de la tecnología CDG.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

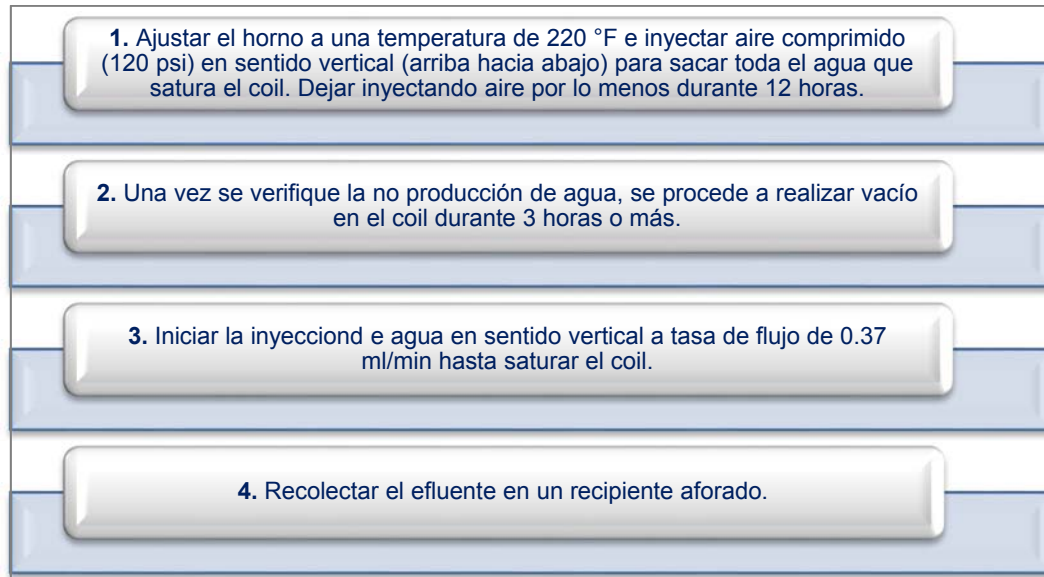
Cada uno de los anteriores pasos consta a su vez de diferentes pruebas las cuales se describirán a continuación:

❖ **Empaquetar *Slim Tube***

- Seleccionar arena de cuarzo, arena representativa del yacimiento o la combinación de arena de cuarzo con minerales / arcillas.
- La arena no consolidada es tamizada por un tamaño de mallas específico para reproducir aproximadamente el tamaño de garganta de poro del yacimiento. (70/100, 80/100). La arena no consolidada es tamizada por un tamaño de mallas específico, a través de diferentes niveles de acuerdo al rango de permeabilidad requerida para el análisis (cuanto menor es el tamaño de grano, menor es la permeabilidad).
- Empaquetar *Slim Tube* en medio acuoso (Agua destilada o agua sintética equivalente al agua de inyección del campo).
- Desplazar agua del medio a altas presiones para detectar fugas, calibrar el *Slim Tube* (Diferenciales de presión estables en todas las secciones).
- Estimar porosidad, permeabilidad y el volumen poroso VP del sistema.

En la **figura 31** Para la medición del volumen poroso se realizan tres (3) pruebas con los siguientes pasos:

Figura 31. Medición volumen poroso *Silm Tube*.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

❖ Desplazar Trazador

- Desplazar 10 VP de agua sintética equivalente al agua de inyección del campo a 0.5 ml/min hasta obtener variaciones menores al 5% de presión (Permeabilidad).
- Estimar permeabilidad al agua del sistema.
- Desplazar 0.2 VP de trazador NH_4Cl (3%) a 0.5 ml/min.
- Desplazar 10 VP de agua de inyección del campo a 0.5 ml/min hasta obtener variaciones mínimas de salinidad (Estimar salinidad del efluente).
- Con la curva de trazador vs. fracciones de volumen poroso obtenida comparar VP obtenido con el trazador y el medio actualmente en el *Slim Tube*.

❖ Preparación *CDG*

- Realizar análisis fluido-fluido (*CDG* agua sintética equivalente al agua de inyección del campo) mediante pruebas de botella con diferentes concentraciones de polímeros y a diferentes relaciones polímero/entrecruzador (20:1, 40:1, 60:1 y 80:1).
- Realizar pruebas TGU con diferentes polímeros, diferentes concentraciones y relaciones polímero/entrecruzador, para hallar presión de transición (Mayor a 5, Smith, 1989).
- Definir concentración y relación polímero/entrecruzador a inyectar.
- Preparar solución madre del sistema *CDG* definido.
- El comportamiento del sistema *CDG* es una función del tiempo de gelificación, dejar gelificar las muestras. (Viscosidad mayor a 100 cP).
- Una de las muestras es inyectada al *Slim Tube* y la segunda es utilizada para determinar la viscosidad con el tiempo (tasa de corte 50-100).
- Usar KSCN como secuestrante de oxígeno.

Los estudios fluido – fluido proporcionan la formulación *CDG* con base en el agua de inyección original o sintética.

Una relación polímero/ entrecruzador promedia, usada en trabajos de campo, es 40:1. Sin embargo, para visualizar rápidamente los efectos del *CDG* en laboratorio se utiliza con frecuencia los siguientes métodos:

- Se incrementa la relación polímero/ entrecruzador (20:1) para acelerar el tiempo de gelificación del *CDG*. El riesgo de incrementar esta relación son los problemas de inyectividad (obstrucción).
- El comportamiento del sistema *CDG* es una función del tiempo de gelificación: 24 horas, 48 horas, 1 semana, 2 semanas, y 3 semanas.
- Combinación de los puntos anteriores.

La selección del polímero y relaciones de entrecruzador, depende de cada condición de yacimiento.

El comportamiento de las viscosidades de soluciones poliméricas difiere del comportamiento observado para sistemas *CDG*. Es común generar curvas de viscosidad vs. tasas de corte (shear rate) hasta valores de 100seg^{-1} o 150seg^{-1} y determinar a qué tasa de corte la viscosidad se hace constante. Estas curvas pueden ser utilizadas en simulación numérica. Sin embargo, por lo general no se incluyen por que las tasas de corte solo son importantes al momento de la inyección.

Las tasas de corte en el yacimiento (1 pie/día) son muy bajas y no se consideran como un efecto negativo en la viscosidad del *CDG*. Adicionalmente, es bastante complejo determinar la tasa de corte del *CDG* a nivel de campo por que el polímero y el entrecruzador se co-inyectan y generan los microgeles una vez mezclados en la formación. En este caso se puede determinar el efecto de la viscosidad del polímero vs. Las tasas de corte porque es la manera en que se inyecta y se tendría como línea base.

❖ **Desplazar *CDG***

- Desplazar 0.3 VP de solución *CDG* a 0.5 ml/min en *Slim Tube* saturado con agua sintética de yacimiento.
- Desplazar 0.05 VP de agua de inyección del campo a la misma tasa para evitar taponamiento cercano a la zona de inyección.
- Continuar con el desplazamiento de agua de inyección del campo a tasa escalada hasta obtener variaciones mínimas de presión RF (Hasta obtener RRF).
- Registrar respuestas de presión RF de cada sección del *Slim Tube*.

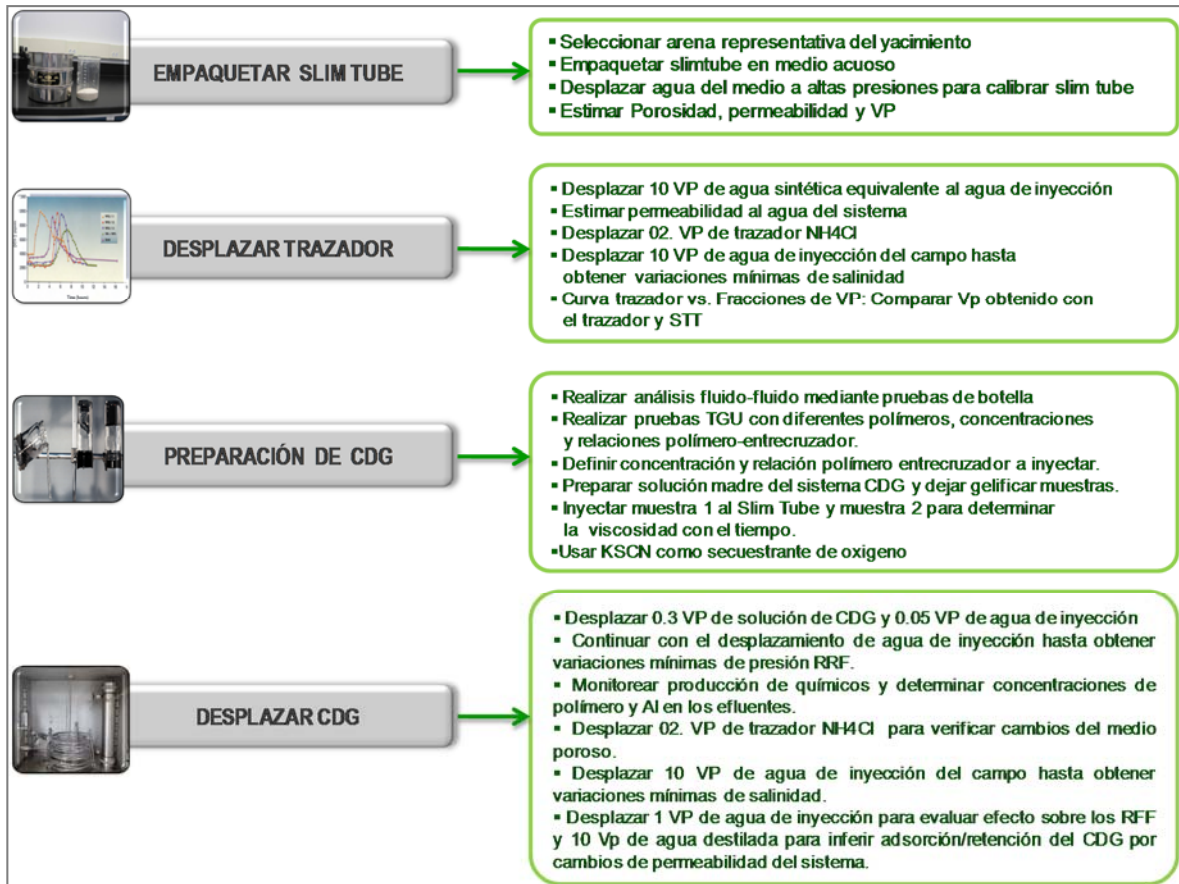
- Monitorear producción de químicos y determinar concentraciones de polímero y aluminio en los efluentes.
- Desplazar 0.2 VP de trazador NH_4Cl (3%) a 0.5 ml/min para verificar cambios del medio poroso (Dispersión).
- Desplazar 10 VP de agua de inyección del campo 0.5 ml/min hasta obtener variaciones mínimas de salinidad (medir resistividad del efluente).
- Desplazar 1 VP de agua de inyección del campo a diferentes tasas para evaluar efecto sobre los RFF.
- Desplazar 1 VP de agua de inyección del campo a 0.5 ml/min.
- Desplazar 10 VP de agua destilada a 0.5 ml/min para inferir adsorción/retención del *CDG* por cambios de permeabilidad del sistema debido a los cambios de salinidad.

Cuando el sistema está listo para iniciar la inyección de *CDG* a temperatura del yacimiento, se pueden evaluar las siguientes condiciones:

- Los proyectos *CDG* en campo generalmente inyectan desde 0.02 a 0.1 VP. A escala de laboratorio es necesario inyectar volúmenes más altos para visualizar más rápido los efectos.
- Se recomiendan bajas tasas de inyección (0.01 ml/min).
- Después de inyectar el *CDG* se continúa con la inyección de varios VP de agua hasta obtener RRF constante en todas las secciones.
- Inyectar el mismo trazador usado en la línea base para observar cambios de dispersión, de permeabilidad y volumen poroso.
- Ajustar el experimento en un modelo numérico *Slim Tube* 1D y comparar con la línea base para interpretar posibles mecanismos.

De manera general, el proceso de *Slim Tube* test se puede resumir como se esquematiza en la **figura 32**.

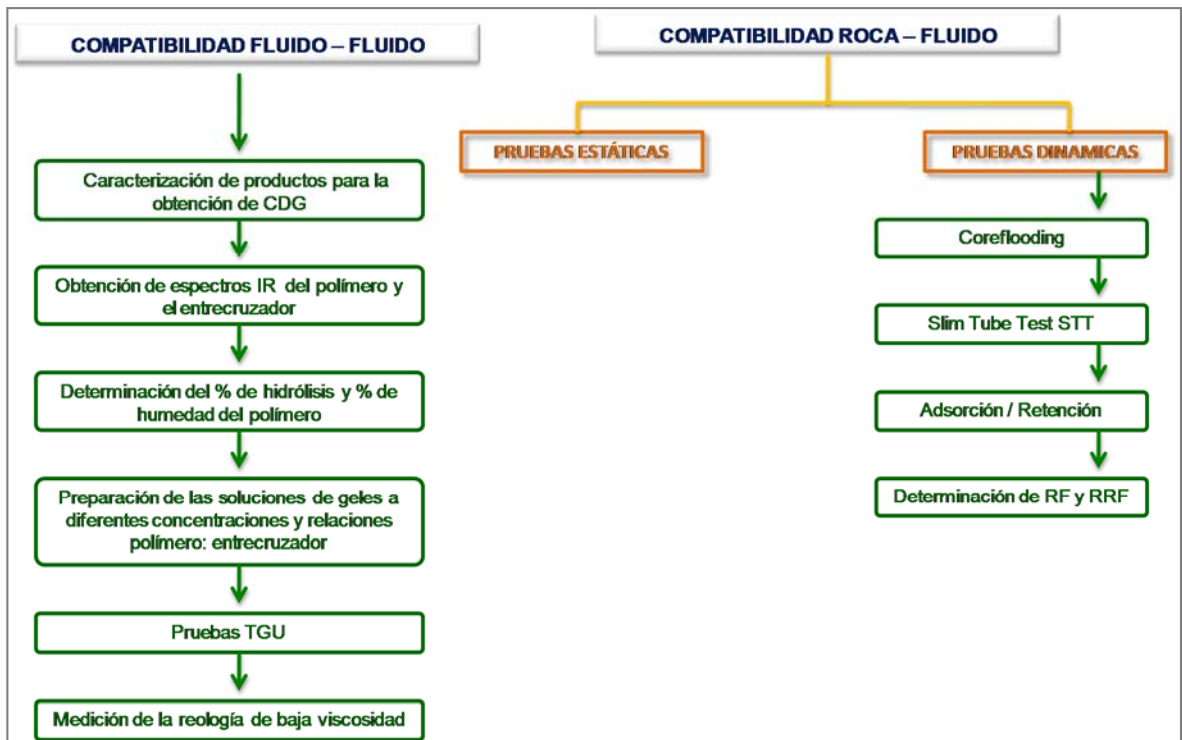
Figura 32. Proceso *Slim Tube* Test.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Los diferentes procesos experimentales llevados a cabo para realizar las evaluaciones de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido se esquematizan en la **figura 33.**

Figura 33. Pruebas experimentales para el diseño de un proceso de inyección de CDG.



Fuente: El Autor- Laboratorio de Química de Producción y Recobro Mejorado ICP.

4. DESARROLLO ENSAYOS EXPERIMENTALES DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CDG EN UN CAMPO MADURO COLOMBIANO

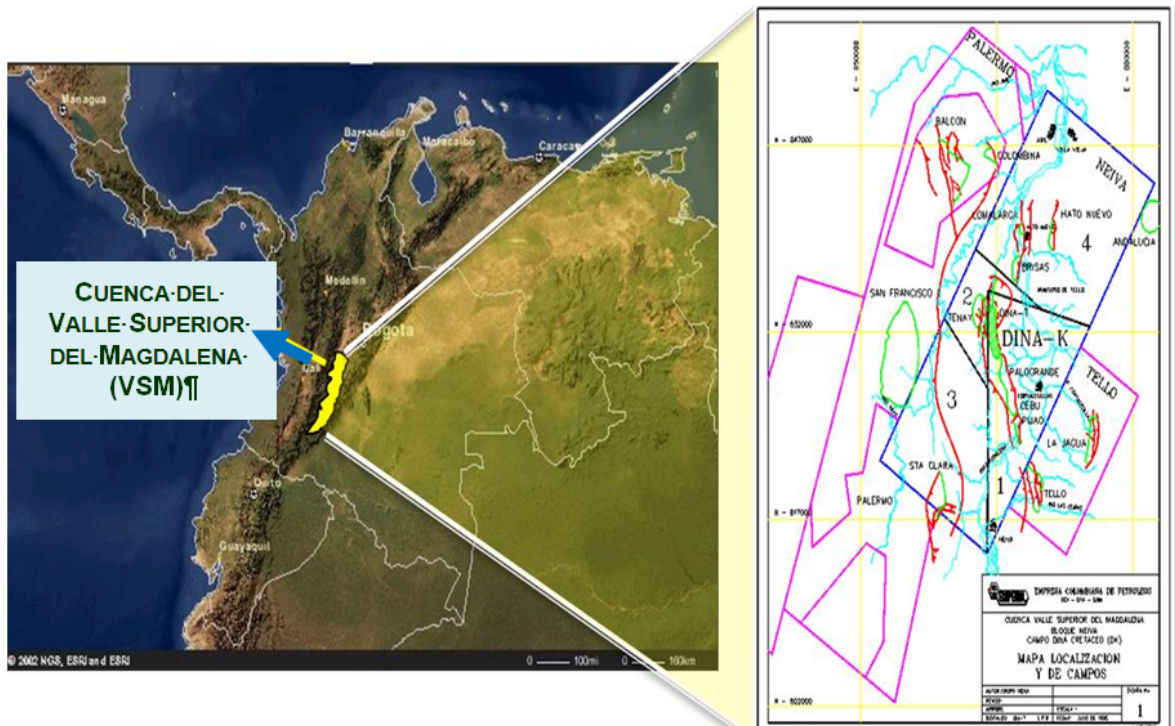
4.1 GENERALIDADES CAMPO DINA CRETÁCEO

El Campo Dina Cretáceo (DK) está localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la subcuenca de Neiva, a 15 kilómetros al norte de la capital del Departamento del Huila (**figura 34**). Hace parte del bloque de la Antigua Concesión Neiva -540 la cual reversionó a la Nación por parte de la operadora Shell-Hocol en Noviembre 17 de 1994, momento a partir del cual ECOPETROL es el operador. El Campo ha sido operado por 5 compañías durante sus 28 años de operación (TENNESSE-INTERCOL, PETROCOL-COLBRAS, TENNECO-HOCOL, HOCOL-SHELL y ECOPETROL S.A.).

DK 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 150 °F; posee un área productiva de 790 Acres y un volumen de aceite original (HPV) de 154400 bls (sin contemplar unidades arcillosas). Los espesores de las unidades son homogéneos en todo el campo, aunque las unidades A, B1 y B2 presentan una tendencia de engrosamiento hacia el norte y un aumento de las facies costa afuera de menor calidad de roca (lodolitas).

La principal formación productora del Campo Dina Cretáceos es la formación Monserrate, arenas del Cretáceo Superior (Maestrichtiano – Campaniano), de un ambiente depositacional marino, subdividida en cuatro unidades de flujo A, B1, B2 y B3, cuya contribución a la producción general del campo es del 94%.

Figura 34. Ubicación Geográfica.



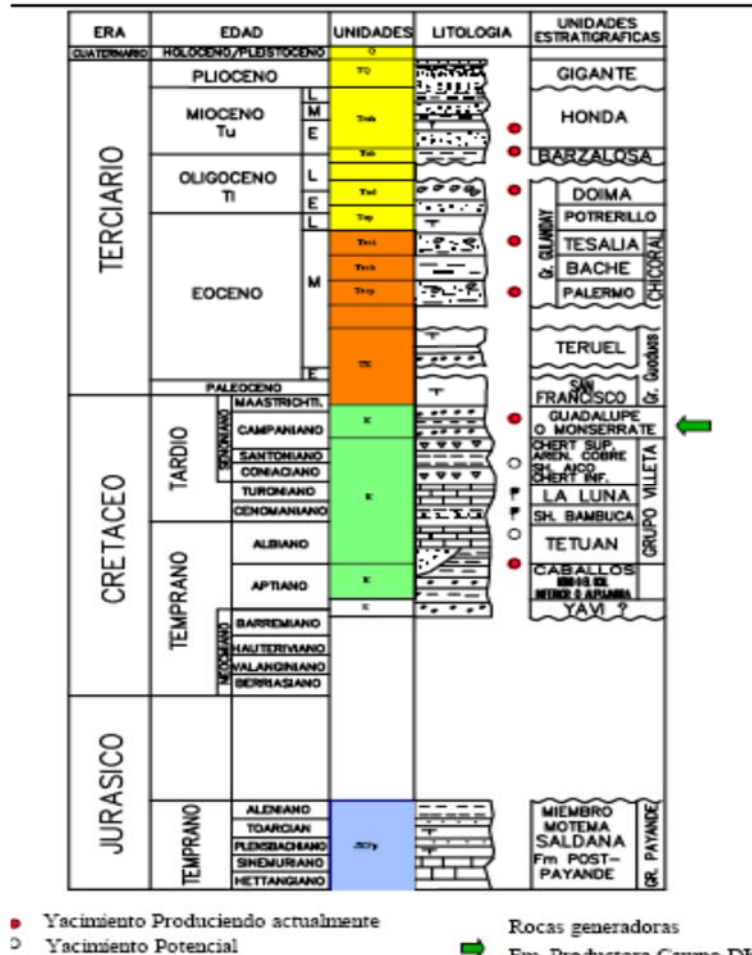
Fuente: Revisión Técnica del Campo Dina para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR. TIORCO. Octubre de 2009.

La otra formación productora es la Formación Guaduala, areniscas del terciario inferior (Maestrichtiano-Paleoceno), de un ambiente depositacional tipo continental fluviodeltáico. Es denominada como la unidad de flujo TKGBAS (**figura 35**).

Aunque estas unidades de flujo son muy heterogéneas, pues son arenas de grano muy fino a medio, algunas con lodolitas intercaladas o parches de cemento calcáreo, sus permeabilidades promedio se encuentran entre los 6 y 228 mD y las

porosidades están en el rango de 14 a 21%. La roca tiene mojabilidad mixta pero existe una preferencia hacia el aceite²⁴.

Figura 35. Columna Estratigráfica Campo Dina Cretáceo.



● Yacimiento Produciendo actualmente
 ○ Yacimiento Potencial
 ➡ Rocas generadoras
 ➡ Fm. Productora Campo DK

Fuente: Modelo Integrado de la Formación Monserrate del Campo Dina Cretáceo Neiva. Piedecuesta-Santander, Junio 2001. Instituto Colombiano del Petróleo.

El Campo Dina Cretáceo fue descubierto en 1969 por el Pozo DK-1 con una producción inicial de 154 BFPD y 6% de BSW; hasta 1973 se habían perforado solamente 3 pozos, en 1974 comenzó el desarrollo del campo, completando un total de 18 pozos hasta mediados de 1980 y llegando a un nivel de producción de

²⁴ Modelamiento Integrado de la Formación Monserrate del Campo Dina Cretáceo Neiva. 2001 Pág. 1.

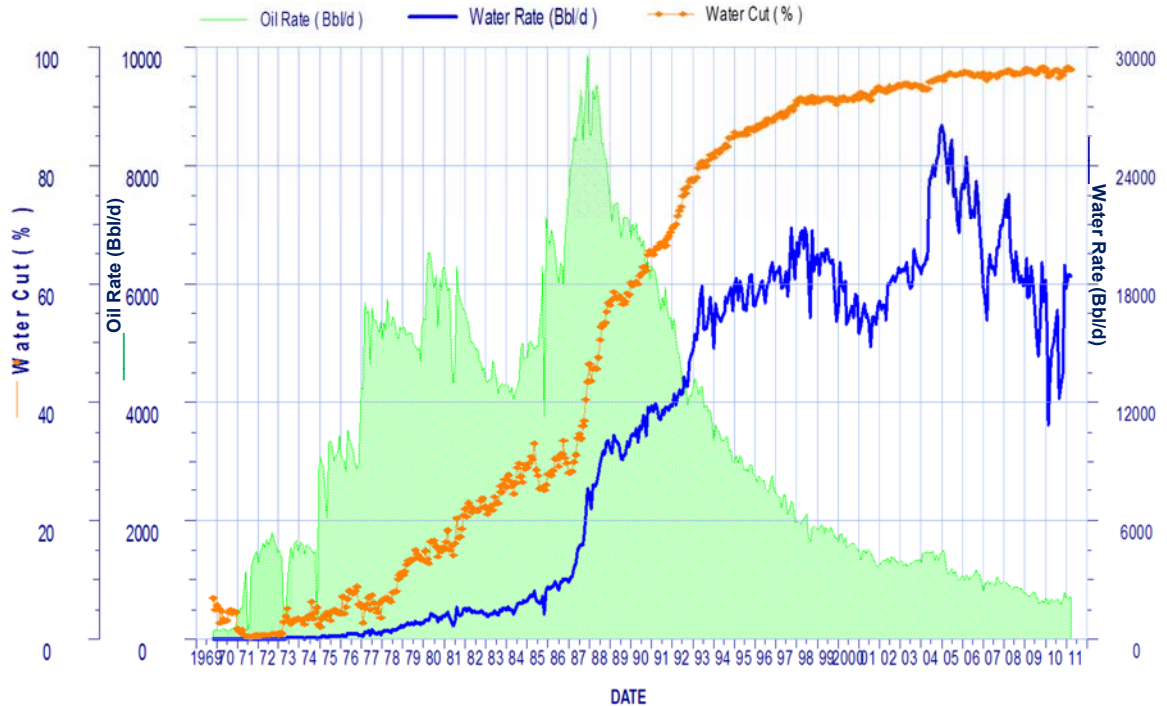
6500 BOPD. Entre 1984 y finales de 1985 se efectuaron trabajos de recañoneo, limpiezas, estimulaciones y perforación de pozos que permitieron incrementar la producción hasta 7100 BOPD.

Debido al mecanismo de producción original del campo, gas en solución y acuífero débil, la presión del yacimiento disminuyó en cerca del 60% de la presión inicial, lo que conllevó a proponer la implantación de un programa de mantenimiento de presión por inyección periférica de agua.

Entre junio de 1987 y junio de 1988 se obtuvieron la mayores tasas de producción del campo, un poco mayores a 9000 BOPD, la producción de agua antes de la inyección era del 30%. El campo cuenta con inyección periférica de agua desde 1985. Cuenta con 37 pozos de los cuales actualmente se encuentran 24 pozos activos entre productores e inyectores. Actualmente el campo alcanza valores cercanos al 96%. La relación gas/aceite (GOR) se ha mantenido constante durante toda la historia de producción del campo en valores que oscilan entre 100 y 300 ft³/Bbl. El estado actual del campo a mayo de 2011 hace referencia a 13 pozos productores y 11 inyectores activos que aportan una producción de 727 BOPD y 18376 BWPD (**figura 36**) y reflejan la problemática actual del campo y la necesidad de nuevas estrategias de optimización de la producción.

En este sentido y con el objetivo de incrementar el factor de recobro del campo se planteo la adaptación, desarrollo y aplicación de tecnologías de recobro mejorado para evaluar la factibilidad de aplicar procesos de recobro químico, siguiendo la directriz de ECOPETROL S.A., cuyo propósito es recuperar de forma más eficiente y sostenible los hidrocarburos móviles y residuales, prolongando el límite económico de los yacimientos y generando valor a la compañía.

Figura. 36. Historia de Producción Campo Dina Cretáceo.



Fuente: El Autor – Herramienta OFM

La saturación de aceite remanente en los yacimientos del Campo Dina Cretáceo aún es alta luego de la inyección de agua principalmente por una pobre relación de movilidad agua-aceite (3.5) y presencia de altos contrastes de permeabilidad entre los intervalos productores de la Formación Monserrate. El objetivo del recobro químico por inyección de *CDG* es mejorar la eficiencia de barrido volumétrica (disminuyendo el contraste de permeabilidad/heterogeneidad del yacimiento) y la relación de movilidad para incrementar el factor de recobro de los yacimientos de la Formación Monserrate sometidos a inyección de agua con alta saturación de crudo remanente²⁵

Este capítulo presenta los resultados de los primeros ensayos experimentales *Coreflooding* y *Slim Tube* basados en el diseño del protocolo experimental para

²⁵ SANDOVAL, J. R., Et. Al., "Dina Cretáceo Field Chemical EOR: From Screening to Pilot Design" SPE-139200.

evaluar procesos de inyección *CDG* en los laboratorios del ICP, para posteriormente generar la realización del ajuste de los resultados obtenidos en los ensayos experimentales mediante simulación numérica. Lo anterior con el objetivo de contribuir en el análisis del primer proceso piloto de inyección *CDG* realizados en Colombia en el Campo Dina Cretáceo, Formación Monserrate, que inició el 9 de junio de 2011 (1500 bbl/día, 400 ppm *CDG* relación 40:1)

4.2 ESCALAMIENTO TASA DE INYECCIÓN CAMPO – LABORATORIO-CAMPO

Según Gonzalo Rojas en 1985²⁶, si el modelo de laboratorio y el prototipo de campo tienen la misma morfología, y además el cálculo de las permeabilidades en serie para los núcleos y en paralelo para los estratos no difiere significativamente, el escalamiento se reduce a relacionar fuerzas gravitacionales sobre fuerzas viscosas tanto para agua como para aceite, es decir:

$$(F_{\text{grav.}}/F_{\text{visc.}})_{w/o}$$

Aplicando la anterior relación tanto a las condiciones de laboratorio, como a las del prototipo o piloto en campo, se tiene:

$$\left[\frac{gK\Delta\rho_{wo}}{\mathcal{G}\mu_w} \right]_{lab} = \left[\frac{gK\Delta\rho_{wo}}{\mathcal{G}\mu_w} \right]_{campo}$$

Donde:

g: constante de gravedad.

K: Permeabilidad del núcleo y del piloto [md].

V: Velocidad intersticial [ft/día].

²⁶ ROJAS, Gonzalo. Scaled Model Studies of Immiscible Carbon Dioxide Displacement of Heavy Oils, University Alberta, 1985.

Para eliminar términos a ambos lados de la ecuación, tenemos en cuenta que tanto la diferencia entre densidades agua – aceite ($\Delta\rho_{wo}$) como las viscosidades del agua (μ_w) son iguales en el modelo y en el piloto ya que se emplean fluidos muestreados en campo, también se debe tener en cuenta lo dicho antes acerca de las permeabilidades, ya que éstas se eliminan porque se usa en laboratorio el mismo medio poroso que se tiene en yacimiento, por lo tanto la fórmula anterior se reduce a,

$$(V)_{lab} = (V)_{pilot}$$

Basados en el procedimiento de escalamiento usado por Core laboratories²⁷, se tiene que las velocidades intersticiales para el agua y para el aceite son de forma respectiva,

$$g_{w(Sor)} = \frac{Q}{A\phi(1 - Sor)}$$

$$g_{o(Swc)} = \frac{Q}{A\phi(1 - Swc)}$$

Donde:

$V_w(Sor)$: Velocidad intersticial a la saturación de aceite residual.

$V_o(Swc)$: Velocidad intersticial a la saturación de agua crítica.

En el caso del Campo Dina Cretáceo Formación Monserrate unidad B1 el pozo DK-3 está tomando el 100% de la inyección, datos con los cuales se cálculo la velocidad del agua en el pozo inyector, en pies/día,

$$g_{w(Sor)} = \frac{5.615Q}{2\pi rh\phi(1 - Sor)}$$

²⁷ Core Laboratorios, A División of Western Atlas International. Mobile Fines Management and Concept of Critical Velocity, 1989.

Donde:

- Vw(Sor) Velocidad intersticial a la saturación de aceite residual [pies/día].
- Vo(Swc) Velocidad intersticial a la saturación de agua crítica [pies/día].
- Q Tasa de inyección de agua [BWPD].
- r Radio al cual se realiza la evaluación [pies].
- h Espesor neto productor [pies].
- Φ Porosidad [fracción].
- Sor Saturación residual de aceite [fracción].

Para el Campo Dina Cretáceo Formación Monserrate Pozo DK-3 se tienen los siguientes datos, tasa inyección 13.75 Bls/día_pie (Qi= 1100 BWPD; hi= 80 ft), porosidad promedio 0.20, Sor 0.30 y un radio de evaluación r de 40 pies.

Tabla 8. Variables escalamiento Tasa de Inyección Dina Cretáceo.

VW(SOR)	VELOCIDAD INTERSTICIAL A LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL		[PIES/DÍA]
Q	TASA DE INYECCIÓN DE AGUA	1500	BBL/DÍA
HPOZO	ESPEJOR NETO PRODUCTOR	62	PIES
DISTANCIA PROM POZOS	RADIO INFLUENCIA	1	PIES
Φ	POROSIDAD	0,195	FRACCIÓN
SOR (PROMEDIO)	SATURACIÓN ACEITE RESIDUAL	0,269	FRACCIÓN
Q/PIE	TASA DE INYECCIÓN DE AGUA	24,1935484	BBL/DÍA

Fuente: El Autor.

$$v_{w(sor)} = \frac{(5.615)(24.193)}{2(3.1416)(62)(1)(0.195)(1 - 0.269)} = 2.44 \frac{pie}{dia}$$

Convirtiendo las unidades de campo a unidades de laboratorio:

$$V_{wlab} \text{ (cm/min)} = (2.436 \text{ pie/día} * 30.48 \text{ cm/pie}) / (1440 \text{ min/día}).$$

$$V_{wlab} \text{ (cm/min)} = 0.05 \text{ cm/min.}$$

Para obtener la tasa de inyección de agua en laboratorio durante estos ensayos, se multiplica V_{wlab} por el área de flujo del núcleo,

$$Q_{wlab} = V_{wlab} * \text{área flujo lab.}$$

$$Q_{wlab} = 0.0515 \text{ cm/min } (\pi/4) ((1/8) \text{ pulg} * 2.54 \text{ cm/pulg})^2.$$

$$Q_{wlab} = 0.587 \text{ cm}^3/\text{min}.$$

Por la anterior razón los desplazamientos de *CDG* en el *Slim Tube* se realizarán a una tasa de $0.587 \text{ cm}^3/\text{min}$ para de esta forma poder reducir los tiempos totales de ensayo pero sin afectar el escalamiento de variables de laboratorio a campo y viceversa.

4.3 VARIABLES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE UN PROCESO *CDG*

Con esta investigación y con el soporte de las diferentes referencias bibliográficas se pudieron identificar cuáles son las principales variables que afectan el comportamiento de los geles de dispersión coloidal y que contribuyen a la recuperación mejorada de petróleo (EOR) al desviar el flujo microscópico e incrementar el barrido macroscópico.

4.3.1 Definición del Agente Químico. La forma más común para establecer fuertes interacciones intermoleculares es utilizando agentes químicos reticulantes que garanticen una adecuada interacción intermolecular entre los grupos hidrófobos presentes entre las cadenas poliméricas. Cuando la solución polimérica está bien entrecruzada con el agente químico, estas forman microgeles, los cuales son implementados como estrategias de recuperación secundaria. Los geles de polímero formados se pueden clasificar en dos categorías, dependiendo del reticulado utilizado: geles inorgánicos y orgánicos. Se ha reportado según Moradi

(2000), Magni (2008), el reticulador inorgánico es el más utilizado con cationes Cr^{+3} y Al^{+3} con el polímero (poliacrilamida parcialmente hidrolizado), formando geles de polímero más estables que pueden ser utilizadas a bajas temperaturas y pH bajos; sin embargo cuando las soluciones de *CDG* se forman a pH altos se tienen geles fuertes formados a altas concentraciones con citrato de aluminio como entrecruzador.

4.3.2 Concentración Polímero – Entrecruzador. Un factor fundamental que puede alterar las propiedades del *CDG* es la determinación de la naturaleza y concentración crítica (C^*) tanto del polímero como del agente entrecruzador. De este diseño experimental depende si el polímero forma aglomeraciones desplazándose hacia un medio poroso, o si se obtiene soluciones poliméricas formando geles coloidales. La reacción entre los cationes polivalentes y la calidad del agente de reticulación y el polímero (HPAM), puede llegar a ser tan rápida que se puede obtener pre-geles en un período relativamente corto y no un *CDG* estable. Por ello, ha sido necesario encontrar un sistema de reticulación que contribuya con una reacción lenta, formando en gran medida buenas interacciones intramoleculares. Según autores Li et al. (2004) el citrato de aluminio es un compuesto apropiado como entrecruzador para la obtención de *CDG*. La relación en peso de concentración polímero citrato de aluminio utilizada fue 40:1 a 10:1 respectivamente.

La concentración de los productos del *CDG*, en especial la del polímero es la que define si existe un entrecruzamiento, interacción ó aglomeración cuando se mezcla con el agente reticulante, para corroborar esta formación estructural algunos autores Rosen (1993) y Carreau (1997) afirman que un entrecruzamiento existe cuando el número Berry, el producto de viscosidad intrínseca y concentración exceden la unidad.

4.3.3 Tiempo de Reacción del CDG. El tiempo de reacción para la obtención de soluciones coloidales estables es un tema que aun se encuentra en discusión, según autores como Li et al. (2004) quienes reportan que la reacción de reticulación se ejecuta durante 7 días a 40 °C. Su trabajo, como en la mayoría de los sistemas de CDG, se refiere a las soluciones acuosas preparadas con agua fresca. Sin embargo, se reporta la formación de soluciones CDG en agua salada con un pH variable y en función del tiempo. Así mismo Magni (2008) presenta un estudio sobre el comportamiento del polímero HPAM sistema acuoso / citrato de aluminio en el cual analiza la reacción de entrecruzamiento y la formación de los sistemas de CDG a través de mediciones realizadas durante varios días de viscosidad.

4.3.4 Peso Molecular del Polímero. Cuando se forman geles provenientes de poliacrilamidas, estos se vuelven químicamente inertes, transparentes y estables en un amplio intervalo de pH, temperatura y fuerza iónica. Debido a que por su naturaleza, la viscosidad del polímero tiende a aumentar en presencia del agua cuando el peso molecular del polímero aumenta.

No obstante existen otros factores que pueden alterar los sistemas de dispersión coloidal, tales como el tamaño de la partícula formado por la solución y el rango de permeabilidad; dichos factores serán descritos a continuación:

Cuando el CDG se propaga a través de medios porosos, pierde todas las propiedades del gel y fluye en forma similar a las soluciones de polímero (SPE 52503, 1997; SPE 99441, 2007).

Los sistemas de CDG (con tamaño de partícula > 20 μm) pueden actuar como agentes taponantes si se inyectan en zonas de permeabilidades intermedias, presentando micro-fracturas (con tamaños $\sim 100 \mu\text{m}$) o en zonas canalizadas que tenga permeabilidades > 10 D (Sydansk, R., y Seright, R. 2009).

Según Sydansk, R., y Seright, R. (2009) definen el tamaño de las partículas del *CDG* $>> 1 \mu\text{m}$, por lo cual no recomiendan realizar desplazamientos a profundidad en la matriz de la roca reservorio ya que los conglomerados del *CDG* son eliminados y retenidos por la superficie de roca del yacimiento degradando la solución y transformándola a su vez en una mini inyección de polímero. Lo anterior es motivo de investigación en el presente proyecto de maestría.

4.4 DESARROLLO ENSAYOS EXPERIMENTALES

4.4.1 Caracterización de los Productos para la Preparación de los Geles (CDG)

- ❖ **Polímero.** Con el objeto de asegurar los productos o aditivos a utilizar en la preparación de las soluciones de *CDG* se realizó de forma preliminar una caracterización fisicoquímica y/o espectroscópica.

El producto seleccionado para hacer la caracterización hace referencia al Polímero Base poli(acrilamida) parcialmente hidrolizada.

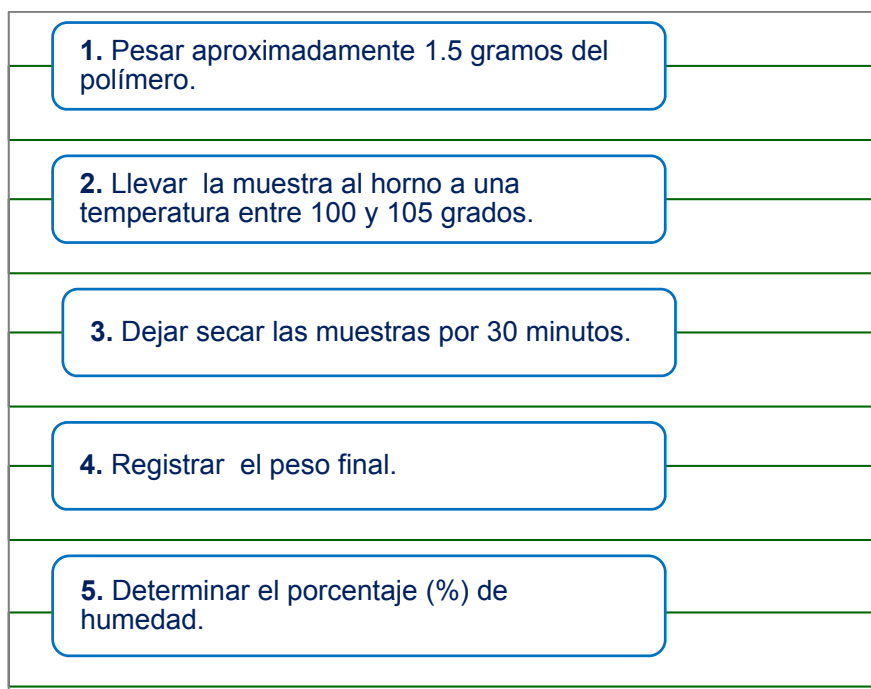
Para la caracterización del polímero inicialmente se determinó el porcentaje de humedad, para lo cual se siguió el protocolo experimental de la **figura 37**.

En la **tabla 9** se presentan los resultados del porcentaje (%) de hidrólisis del polímero de acuerdo al procedimiento de la **figura 38**.

Finalmente se tomó el espectro IR del polímero (**figura 39**). En dicho espectro, se pueden observar las señales propias de los grupos funcionales presentes en el polímero, en especial bandas anchas entre $3000\text{-}3500 \text{ cm}^{-1}$ características de enlaces hidroxilo -OH de los ácidos carboxílicos (-COOH) y aminas -NH₂ de los

grupos amida (-CONH₂), y la banda asociada al enlace carboxílico C=O alrededor de 1700 cm⁻¹.

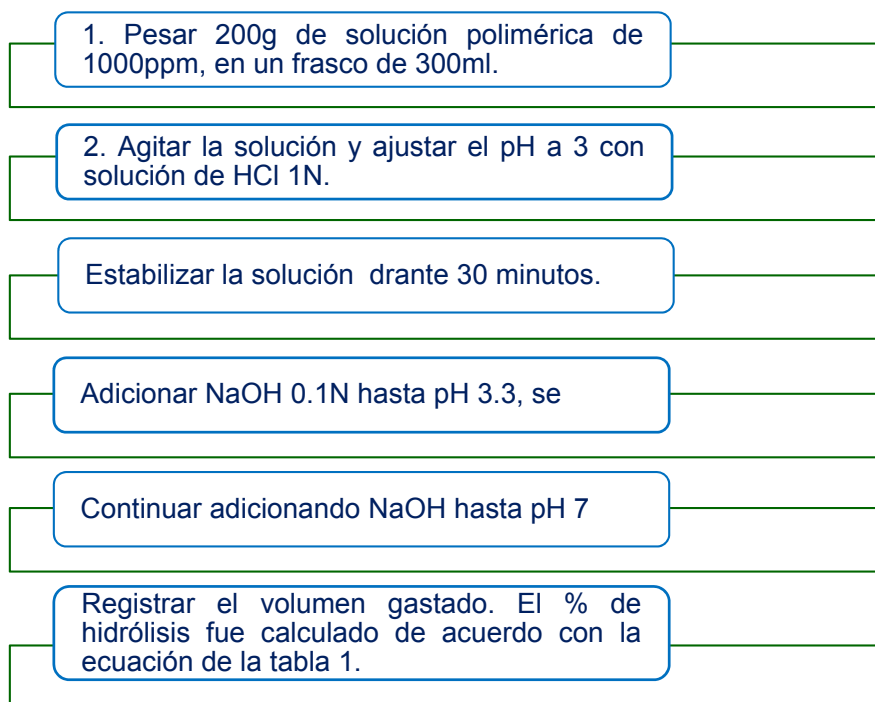
Figura 37. Procedimiento para Determinar el Porcentaje de Humedad.



Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

❖ **Aditivo o Producto Entrecruzador.** El aditivo o producto entrecruzador citrato de aluminio fue caracterizado por espectroscopia IR (**figura 40**); la señal característica de los grupos citrato (grupos carboxílicos, C=O) están evidenciadas en la banda ancha que se puede observar entre 1500-1700 cm⁻¹. Mientras que la cuantificación del aluminio (+3) del producto, fue realizado utilizando la técnica de espectrometría de emisión óptica con un detector de plasma acoplado inductivamente. El porcentaje en peso de aluminio (+3) reportada por el laboratorio de espectroscopia fue de 5.0%, consecuente con el valor esperado de acuerdo con la ficha técnica y de seguridad del producto 4.5-5.1%.

Figura 38. Procedimiento para Determinar el Porcentaje de Hidrólisis.



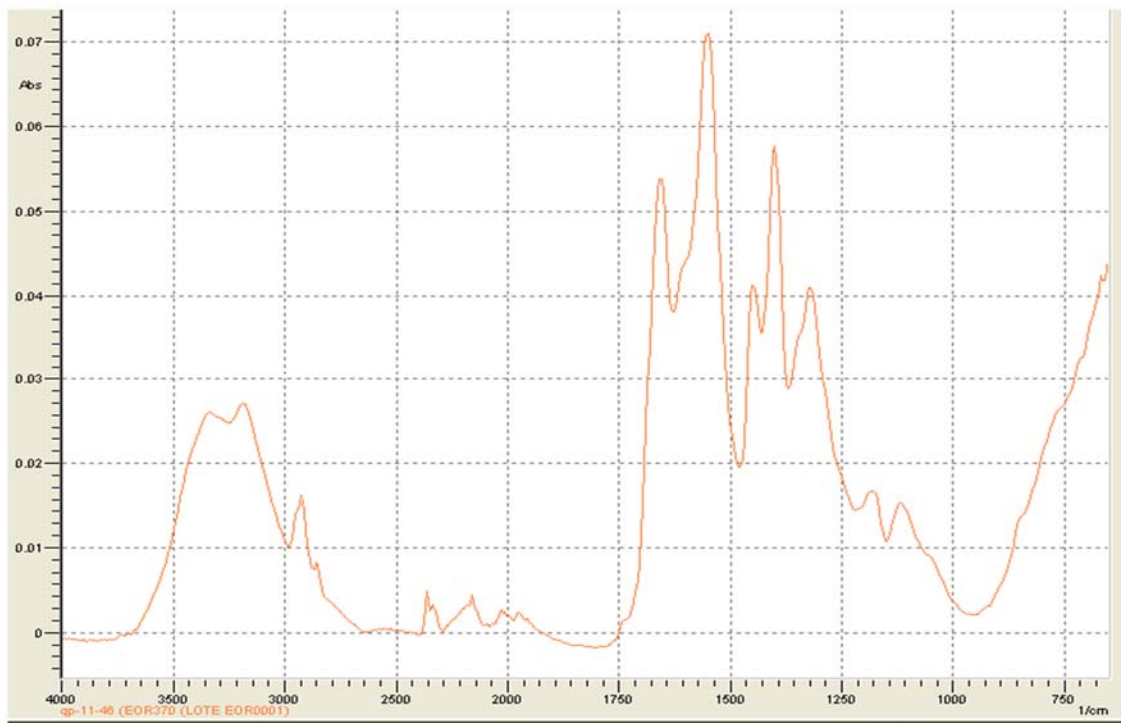
Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

Tabla 9. Porcentaje de humedad e hidrólisis determinado para el polímero.

PORCENTAJE (%) DE HUMEDAD	PORCENTAJE (%) DE HIDRÓLISIS
$\%Humedad = \frac{Peso\ Inicial - Peso\ Final}{Peso\ Inicial} \times 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Peso Inicial: Muestra1/Muestra2 =38.914 g/38.541 g. ▪ Peso final: Muestra1/Muestra2 =38.685 g/38.375 g. ▪ % de Humedad promedio = 0.55. 	$\%Hidrólisis = \frac{V \times N \times 0.072}{0.2 \times (1 - M)} \times 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ V = volumen de NaOH gastado de pH 3.3 a 7.0. ▪ M = humedad del polímero. ▪ N = normalidad del NaOH. ▪ 0.072 = miliequivalentes del ácido acrílico. ▪ 0.2 = peso del polímero en alícuota de 200 ml.
% de Humedad experimental = 0.55	% de Hidrólisis experimental = 30.9
% de Humedad mínimo aceptado < 12%	% de Hidrólisis reportado = 25-30%

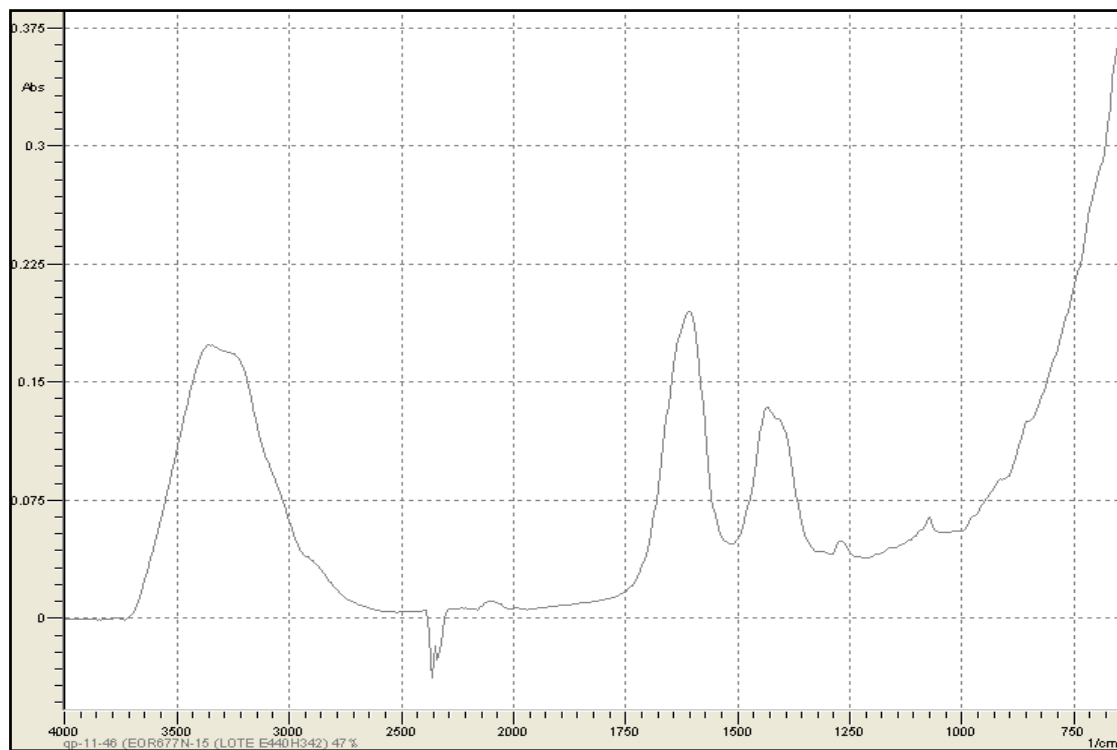
Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

Figura 39. Espectro IR del polímero, Lote EORG0001.



Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

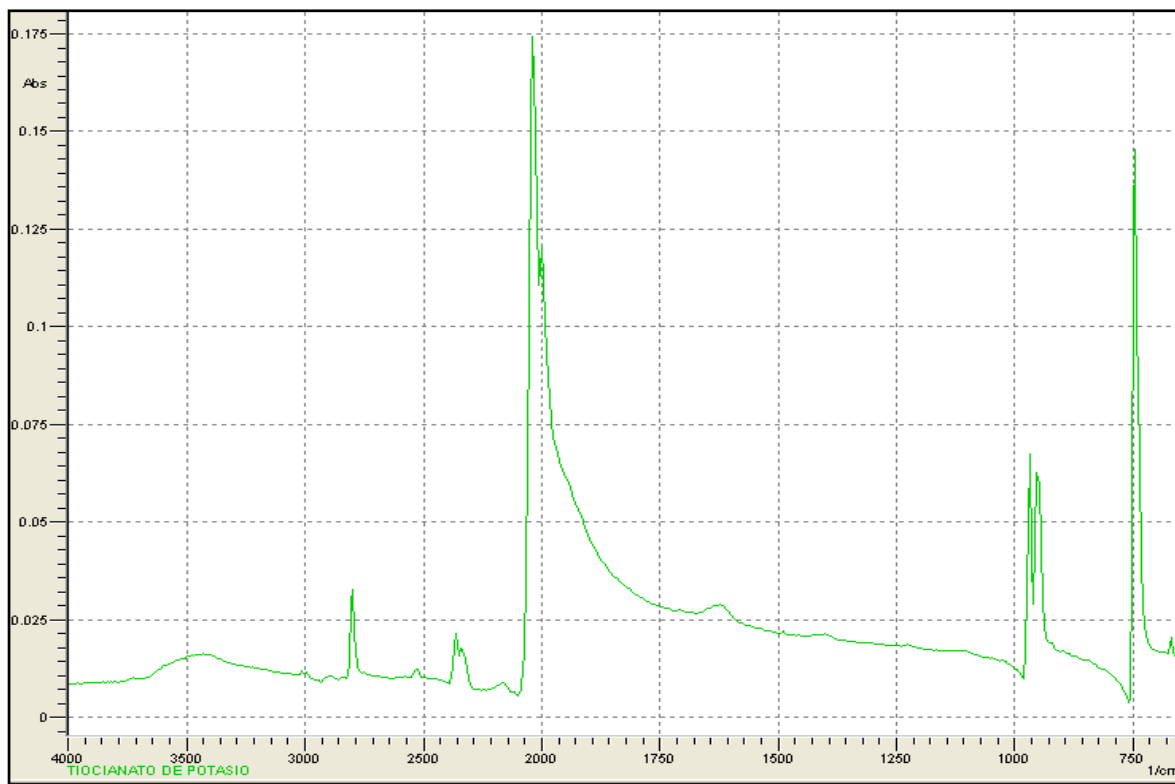
Figura 40. Espectro IR del entrecruzador.



Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

- ❖ **Secuestrante de Oxígeno.** Para la caracterización del KSCN (tiocianato de potasio) sólo se tomó el espectro IR (**figura 41**). En dicho espectro, se puede observar la señal propia del grupo ciano (CN), que corresponde a una banda ancha alrededor de 2000 cm^{-1} característica de dicho grupo funcional.

Figura 41. Espectro IR del KSCN (Tiocianato de Potasio).



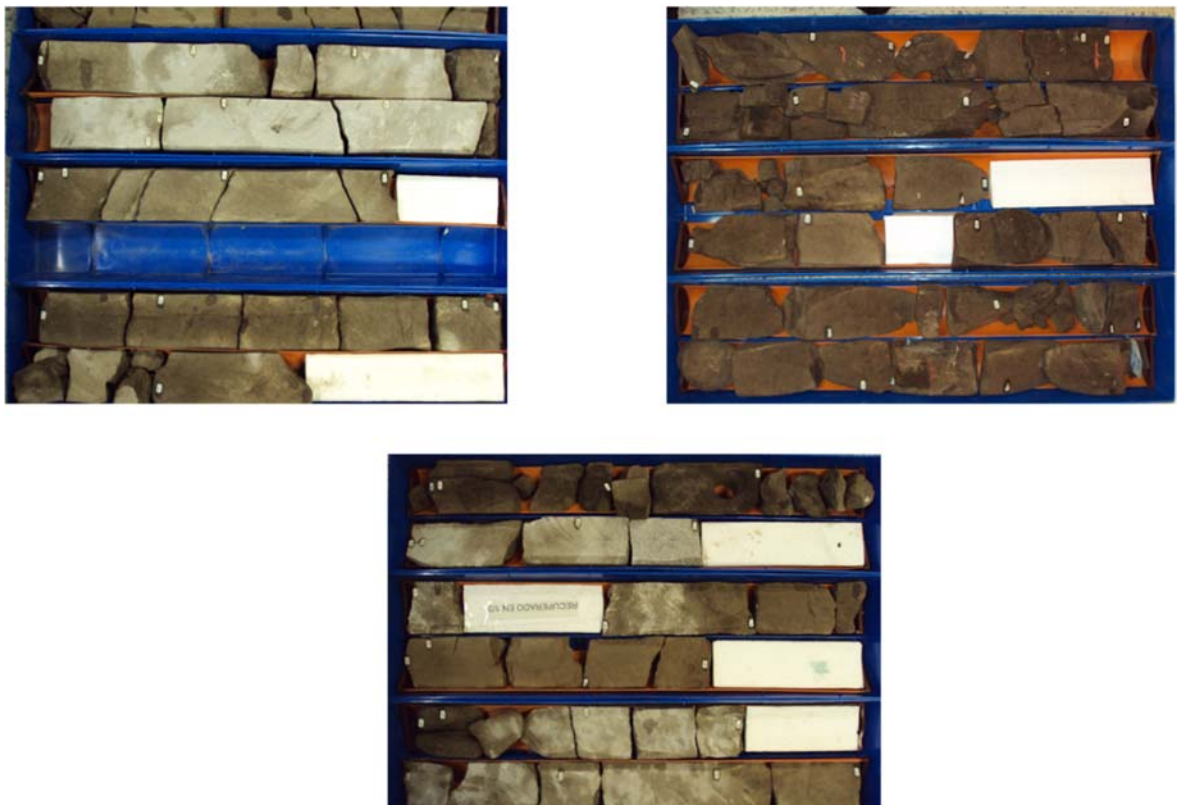
Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

4.4.2 Pruebas Estáticas

- ❖ **Adsorción Estática.** Uno de los factores relevantes para el modelamiento y evaluación de procesos de inyección de geles de dispersión coloidal es la adsorción, ya que éste es un indicativo cuantitativo de la cantidad de polímero que puede quedar adsorbida o retenida por la roca durante la inyección, por los diferentes mecanismos principalmente adsorción mecánica.

El procedimiento para el cálculo de la adsorción estática se realizó tomando 5 gramos de material sólido de roca a profundidades de 6408 y 6499 (ver **figura 42**), posteriormente se tomaron 20 gramos de blanco a concentración de 10.1 ppm en frascos pequeños dejando un frasco libre de muestra de roca para analizar los resultados después de centrifugada la muestra. Consecutivamente se mezcló la muestra de roca y blanco y se dejó en el horno a temperatura de 152 °F. En el intervalo de tiempo previsto, se sacó la muestra y separó el líquido sobrenadante o remanente, se centrifugo la muestra de líquido sobrenadante para separar el material sólido aún remanente y se analizó y comparó las concentraciones de polímero y crosslinker con el blanco que se enfrasco inicialmente.

Figura 42. Muestras de Roca Corazones Campo Dina Cretáceo, DK-3 6408 y 6499 ft.



Fuente: Litoteca Nacional.

Par el cálculo de la adsorción debe tener en cuenta que:

$$Ad \left[\frac{mg}{g} \right] = \frac{A \times (B - C)}{1000 D}$$

Donde:

A: Gramos de Fluido.

B. Concentración de Blanco (aluminio) [ppm].

C: Concentración Residual [ppm].

D: Gramos de Muestra de Roca.

En la **tabla 10** se presentan los datos y resultados de la prueba de adsorción estática, para el Campo Dina Cretáceo.

Tabla 10. Adsorción Estática.

ALUMINIUM	BLANK CONC.	10.1	PPM		
SAMPLE	ROCK MASS (GR)	TOTAL SOLUTION (GR)	SOLUTION MASS (GR)	RESIDUAL CONCENTRATION (PPM)	ADS (MG/G)
6408-1	5.05	25.07	20.02	6.66	0.014
6408-2	5.02	25.34	20.32	7.14	0.012
6499-1	5.02	25.13	20.11	5.18	0.020
6499-2	5.02	25.1	20.08	4.91	0.021

Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

- ❖ **Preparación de las Soluciones de Geles (CDG) y Pruebas de Compatibilidad Fluido-Fluido.** Con el objeto de estudiar la compatibilidad de los fluidos involucrados en la inyección de CDG del piloto del campo de Dina Cretáceo, se llevaron a cabo una serie de pruebas que permitieron evaluar la compatibilidad del agua de inyección disponible en la PIA del campo (agua DK-3), agua del campo con baches simulados de inhibidor de corrosión y biocida a

dos concentraciones diferentes y la soluciones de geles versus crudo del pozo DK-2 y el agua de formación obtenida del pozo productor DK-15. La caracterización fisicoquímica de las aguas utilizadas en estos ensayos se describe en la **tabla 11**.

Tabla 11. Composición de las Aguas DK-3(Pozo inyector) y DK-15 (Pozo Productor).

PROPIEDAD FISICOQUÍMICA	INYECTOR DK-03	PRODUCTOR DK-15
SALINIDAD NaCl (MG/L)	8041	7669
Na+ (MG/L)	2818	2819
K+ (MG/L)	58.8	50.5
Ca++ (MG/L)	278	214
Mg++ (MG/L)	67.5	77.5
BA++ (MG/L)	10.8	10.8
STD (MG/L)	8437	8026
SO4-- (MG/L)	9.5	1.0
CL- (MG/L)	4478	4202
SiO2 (MG/L)	31.5	32.1
CONDUCTIVIDAD (MS/CM) @ 25°C	8.33	9.20
HCO3-(MG/L)	671	610
pH/°C	6.85 / 31.7	7.10 / 44.7

Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

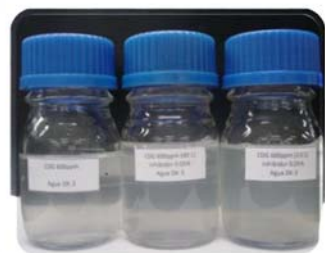
La solución de *CDG* (600ppm) se preparó de acuerdo con el protocolo experimental, con el agua de inyección disponible en el Pozo DK-3 (procedente de la PIA del Campo Dina) a dos relaciones (20:1 y 40:1) de polímero (HV-370) - entrecruzador (Citrato de aluminio).

Los ensayos se realizaron según el procedimiento evaluación de interacciones fluido-fluido y fluido-roca rompimiento de emulsiones del laboratorio de química de producción.

Los resultados obtenidos luego de las pruebas de compatibilidad realizadas en botellas se describen en las **figuras 43, 44, 45 y 46**. De acuerdo con los

resultados obtenidos en los ensayos de compatibilidad de solución de geles (CDG) versus salmueras presentan buenos resultados, no hay presencia de sólidos y la solubilidad es buena, en presencia del inhibidor de corrosión al 0.05% y el biocida al 0.1% en la solubilidad de las soluciones también es satisfactoria. Por otra parte, para concentraciones de inhibidor de corrosión de 0.5% y Biocida al 1% (10 veces más concentrados) en las soluciones de los geles, la solubilidad es deficiente. Se observa presencia de sólidos y una alta turbidez en las soluciones. Sin embargo, concentraciones tan altas de inhibidor de corrosión y biocida serían posibles en casos extremos de baches aplicados desde la batería del campo.

Figura 43. Evaluación CDG con el Inhibidor de Corrosión (0.05%) y Biocida (0.1%).



CDG 600 PPM CON RELACIÓN POLÍMERO- ENTRECruzADOR 20:1 Y 40:1 EN AGUA DK-3.

INHIBIDOR DE CORROSIÓN AL 0.05%.

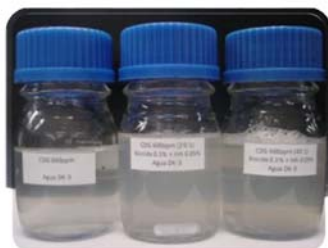
- El inhibidor de corrosión es soluble en la solución de CDG, formando una sola fase.



CDG 600 PPM CON RELACIÓN POLÍMERO-ENTRECruzADOR 20:1 Y 40:1 EN AGUA DK-3.

BIÓCIDA AL 0.1%.

- El biocida presenta solubilidad total en la solución de CDG, formando una sola fase.



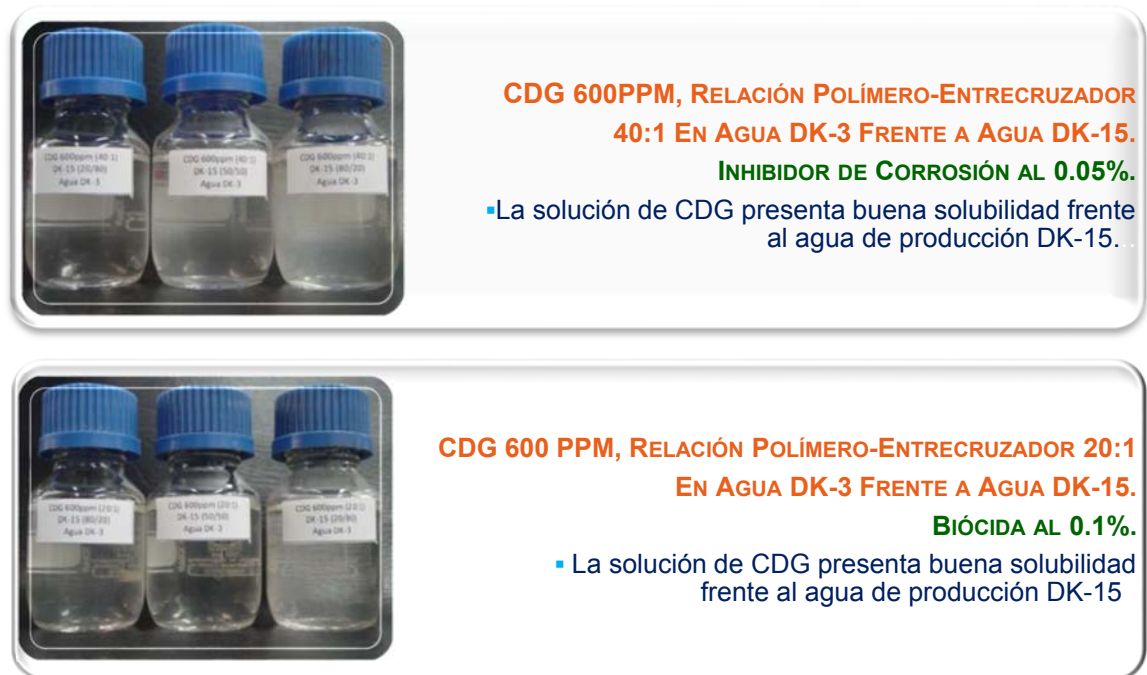
CDG 600 PPM CON RELACIÓN POLÍMERO-ENTRECruzADOR 20:1 Y 40:1 EN AGUA DK-3.

BIÓCIDA AL 0.1%. + INHIBIDOR DE CORROSIÓN AL 0.05%.

- El biocida y el inhibidor presentan solubilidad en la solución de CDG formando.

Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

Figura 44. Evaluación CDG con Agua de Producción DK-15.



Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP

Figura 45. Evaluación CDG Frente al Crudo DK-2.



Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

Figura 46. Evaluación CDG con el Inhibidor de Corrosión y Biócida (0.5%) y Biócida a (1%).



Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

La compatibilidad de la solución de CDG (600 ppm) con una relación (20:1) polímero-entrecruzador frente al crudo DK-2 no presenta una buena separación de fases por consiguiente no se puede apreciar una interface bien definida, lo cual puede indicar la formación de una emulsión. Por el contrario, la solución de CDG (600 ppm) con una relación (40:1) polímero-entrecruzador frente al crudo DK-2 mostró una muy buena separación de fases evidenciada en una interface bien definida, lo cual indicaría que no se formó ningún tipo de emulsión.

4.4.3 Pruebas Dinámicas

- ❖ **Prueba TGU para Determinación de la Presión de Transición de Geles (CDG).** Para el diseño de los geles tipo *CDG* fue utilizada agua sintética del Campo Dina-Cretáceo. La composición de sales utilizada para obtener dicha agua se describe a continuación en la **figura 47**.

Figura 47. Composición de Sales Agua Sintética Campo Dina Cretáceo.

AGUA SINTÉTICA	<ul style="list-style-type: none">▪ NaHCO₃–0.799 g/L▪ NaCl–6.1670 g/L;▪ Na₂SO₄–0.0040 g/L▪ CaCl₂**–0.6018 g/L▪ MgCl₂*6H₂O–0.5370 g/L▪ KCl–0.1260 g/L▪ SrCl₂.6H₂O–0.032 g/L.▪ NaHCO₃–0.799 g/L
-----------------------	---

Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

Por otra parte, para la preparación de los geles se utilizó un protocolo estándar utilizando como productos o aditivos el polímero base poliacrilamida parcialmente hidrolizada, el entrecruzador citrato de aluminio, y el tiocianato de potasio como secuestrante de oxígeno (siempre dosificado con una relación 10:1). La concentración del polímero utilizada fue de 600 y 900 ppm, con una relación polímero-entrecruzador de 20:1 y 40:1.

Cada set de geles *CDG* preparados fue dividido en dos partes iguales. Una primera parte se dejó a temperatura ambiente, mientras que la otra parte se almacenó a temperatura de yacimiento aproximadamente a 65°C. Tanto los geles almacenados a temperatura de yacimiento, como los que permanecieron a temperatura ambiente incluían tiocianato de potasio como secuestrante de

oxígeno, con una relación 10:1. Este es el mejor método disponible para evacuar el oxígeno que podría desencadenar en la degradación del polímero.

El procedimiento denominado Unidad TGU se utilizó para medir la fuerza o consistencia de los CDG después de 24 horas, 1 y 2 semanas y 1 mes después de la preparación. El procedimiento de TGU envuelve pruebas de fluidez de líquidos a través de un “screen pack”, que se compone de cinco mallas de 100 mesh. Se aplica una presión al líquido que es forzado a pasar a través del arreglo de mallas. Cuando se grafica el caudal versus la presión, se obtiene la presión de transición (PT). La presión de transición es proporcional a la fuerza del gel y se utiliza para comparar cuantitativamente los geles. Geles con una presión de transición de 5 psi y superiores son suficientes para desviar el flujo del fluido de inyección. Sin embargo, los geles con una presión de transición por debajo de 5 psi siguen proporcionando mayores beneficios que el “polymerflood” convencional. Los resultados obtenidos son resumidos en la **tabla 12** y la **tabla 13**.

Tabla 12. Resultados de la Evaluación de los Geles (CDG) a Temperatura Ambiente en el Tiempo.

CAMPO DINA CRETÁCEO					
MIXED	MARCH 15, 2011			WATER	DINA SYNTH
POLYMER	HV-370			TEMPERAT.	ROOM TEMP
CROSSLINKER	T-677 N				
HV-370	T-677N	GEL TRANSITION PRESSURE/PSI			
CONC/PPM	AL+3 CONC/PPM	24 HOURS	1 WEEK	2 WEEK	4 WEEK
600	30	7.7	7.6	8.8	8.9
600	15	6.8	6.9	7.8	8.6
900	45	9.8	10.6	10.4	10.3
900	22.5	8.8	9.2	9.7	10.2

Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

La **tabla 12** muestra los resultados TGU observados a lo largo del tiempo para los CDG preparados a partir del polímero y el entrecruzador en el agua sintética del

Campo Dina-Cretáceo a temperatura ambiente. Como puede observarse en la tabla, se forman geles estables en todas las concentraciones y en los las dos relaciones polímero/entrecruzador en este salmuera en particular. A mayor concentración de polímero y de entrecruzador, más fuerte son los geles que se forman. Por otro lado, en la **tabla 13** se muestran los resultados TGU en el tiempo para el mismo *CDG* en la misma salmuera sintética Dina Cretáceo pero almacenada a temperatura de yacimiento (65-66°C). Como puede deducirse de dicha tabla, el polímero forma geles en todas las concentraciones y en todos las relaciones de polímero/entrecruzador, pero estos geles fueron ligeramente más débiles que los geles evaluados a temperatura ambiente. La leve disminución de su fortaleza en el tiempo, muy posiblemente es producto de la degradación del polímero por la evacuación no completa del oxígeno del aire presente.

Tabla 13. Resultados de la Evaluación de los Geles (*CDG*) a Temperatura de Yacimiento en el Tiempo.

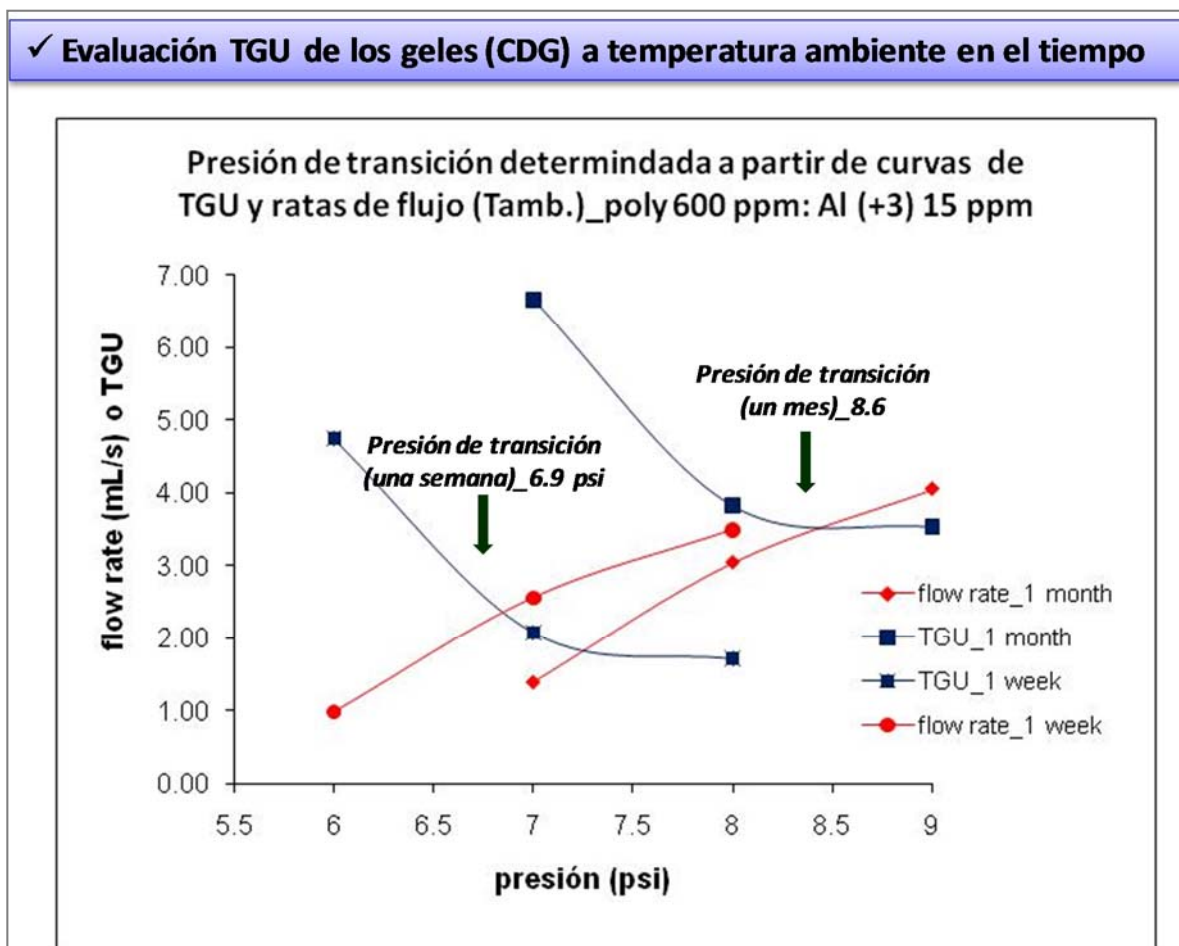
CAMPO DINA CRETÁCEO					
MIXED	MARCH 15, 2011			WATER	DINA SYNTH
POLYMER	HV-370			TEMPERAT.	65 C
CROSSLINKER	T-677 N				
HV-370	T-677N	GEL TRANSITION PRESSURE/PSI			
CONC/PPM	AL+3 CONC/PPM	24 HOURS	1 WEEK	2 WEEK	4 WEEK
600	30	8.7	7.8	7.4	7.6
600	15	7.0	5.3	4.8	5.8
900	45	11.0	9.3	9.7	8.2
900	22.5	10.4	8.2	8.5	6.9

Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP.

De acuerdo a los resultados se puede afirmar que a partir del polímero y el entrecruzador fueron preparados *CDG* estables en la salmuera sintética del Campo Dina-Cretáceo, por tanto los *CDG* preparados son buenos candidatos para ser utilizados en futuros tratamientos del Campo Dina-Cretáceo.

En resumen, el procedimiento TGU se utilizó para medir la fuerza o consistencia de los CDG después de 24 horas, 1 y 2 semanas y 1 mes después de la preparación. El procedimiento de TGU envuelve pruebas de fluidez de líquidos a través de un “screen pack”, que se compone de cinco mallas de 100 mesh. Se aplica una presión al líquido que es forzado a pasar a través del arreglo de mallas. Las **figuras 48 y 49** presentan los resultados obtenidos a condiciones de Laboratorio y a condiciones de yacimiento.

Figura 48. Evaluación de los CDG a temperatura ambiente en el tiempo.

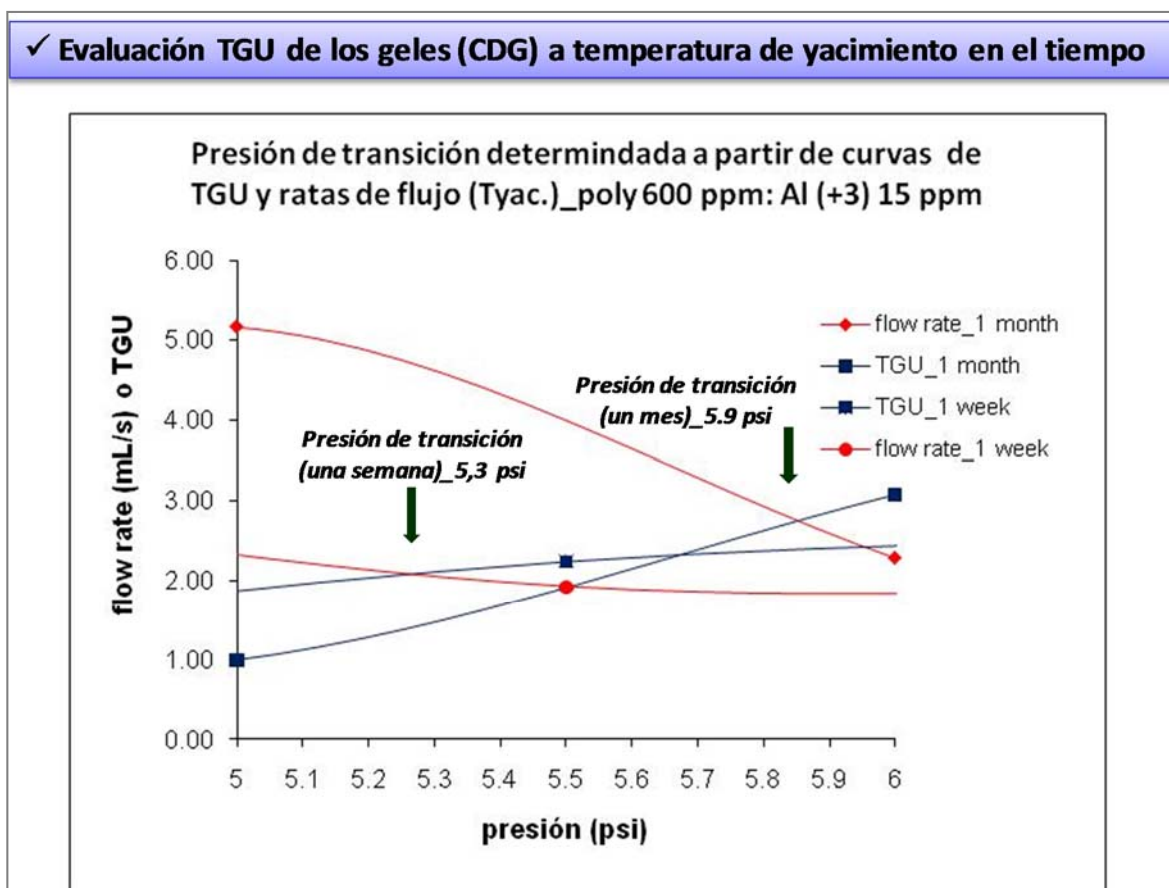


Fuente: El Autor – Laboratorio Química de Producción ICP.

❖ **Pruebas Reológicas de Baja Viscosidad para los Geles (CDG Preparados).** Luego de preparados los respectivos fluidos se realizaron

pruebas reológicas para evaluar el comportamiento de la viscosidad del *CDG* en comparación con una solución de polímero de la misma concentración (a 900 y 600 ppm) a shear rate constante de 10 s^{-1} (**figura 50**).

Figura 49. Evaluación TGU de los *CDG* a temperatura de yacimiento en el tiempo.



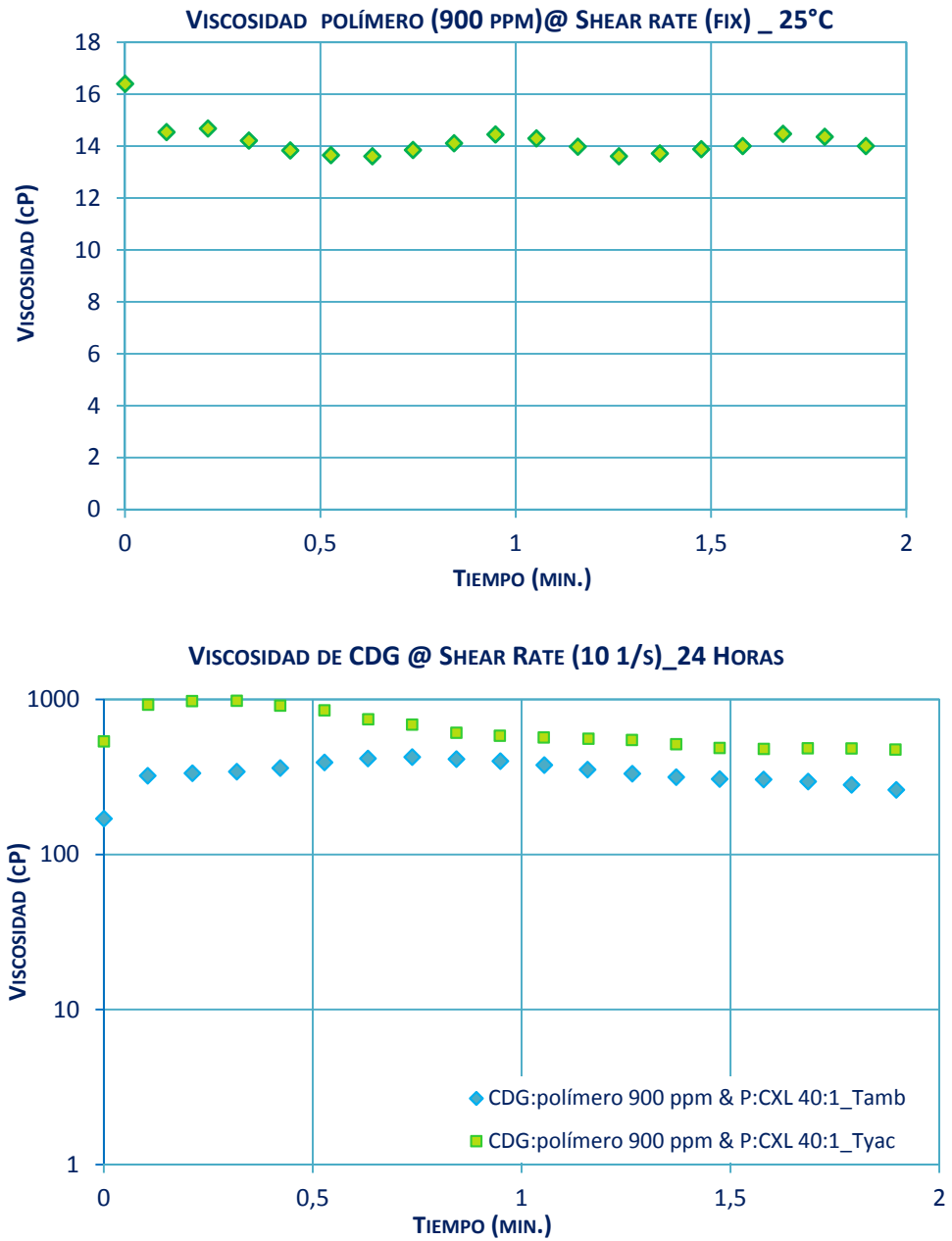
Fuente: El Autor – Laboratorio Química de Producción ICP.

Las curvas reológicas de baja viscosidad (**figura 50** y **figura 51**) evidencian un claro incremento de la viscosidad de los geles *CDG* Versus la solución de polímero debido a diferentes variables experimentales, dentro de las cuales podemos nombrar:

1. El incremento de la concentración del polímero en las soluciones de *CDG*.
2. El tiempo de “maduración” del *CDG*.

- La temperatura de almacenamiento de la solución que simula la temperatura de yacimiento.

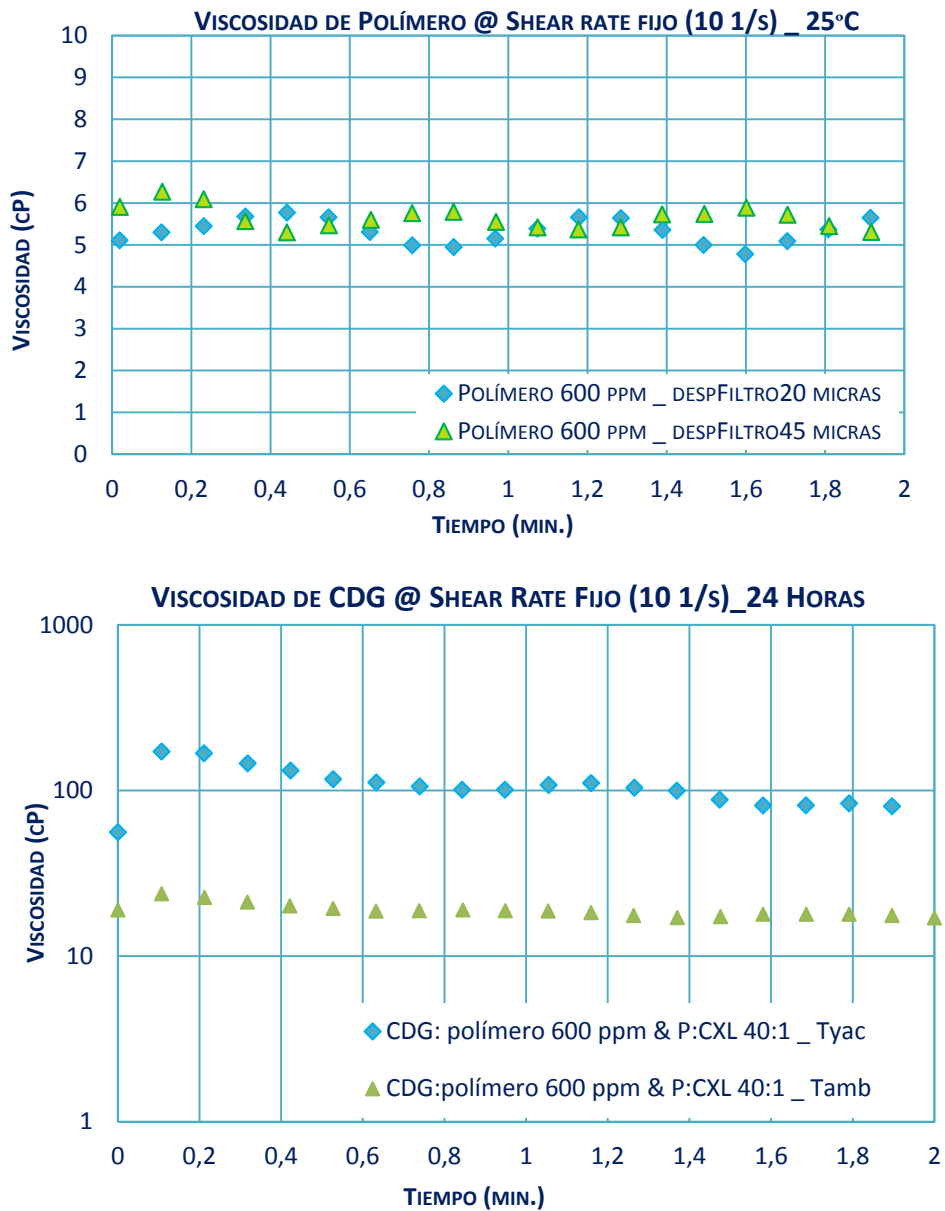
Figura 50. Comportamiento Reológico de Baja Viscosidad para los Fluidos Polímero y CDG (900 PPM).



Fuente: Laboratorio Química de Producción – Reología ICP.

El incremento de la viscosidad registrado en las pruebas reológicas, prueba que la reacción de entrecruzamiento polímero HPAM / Citrato de Aluminio (III) efectivamente se llevó a cabo tanto a temperatura ambiente como a temperatura de yacimiento.

Figura 51. Comportamiento Reológico de Baja Viscosidad para los Fluidos Polímero y CDG (600 ppm).



4.4.4 Pruebas de Compatibilidad Roca – Fluido

- ❖ **Pruebas de Desplazamiento Norma API-RP 63.** Los fluidos de inyección seleccionados hacen referencia a salmuera sintética equivalente al agua de producción DINA DK-3, solución polimérica (600 ppm) y solución de CDG (polímero a 600 ppm + entrecruzador: citrato de aluminio, relación 40/1).

Previo a las pruebas, las salmueras fueron filtradas a través de membranas de 0.45 micras para controlar cualquier posible taponamiento del medio poroso por material sólido suspendido. También se de-gasificaron con bomba de vacío para asegurar flujo monofásico.

1. Condiciones del Ensayo

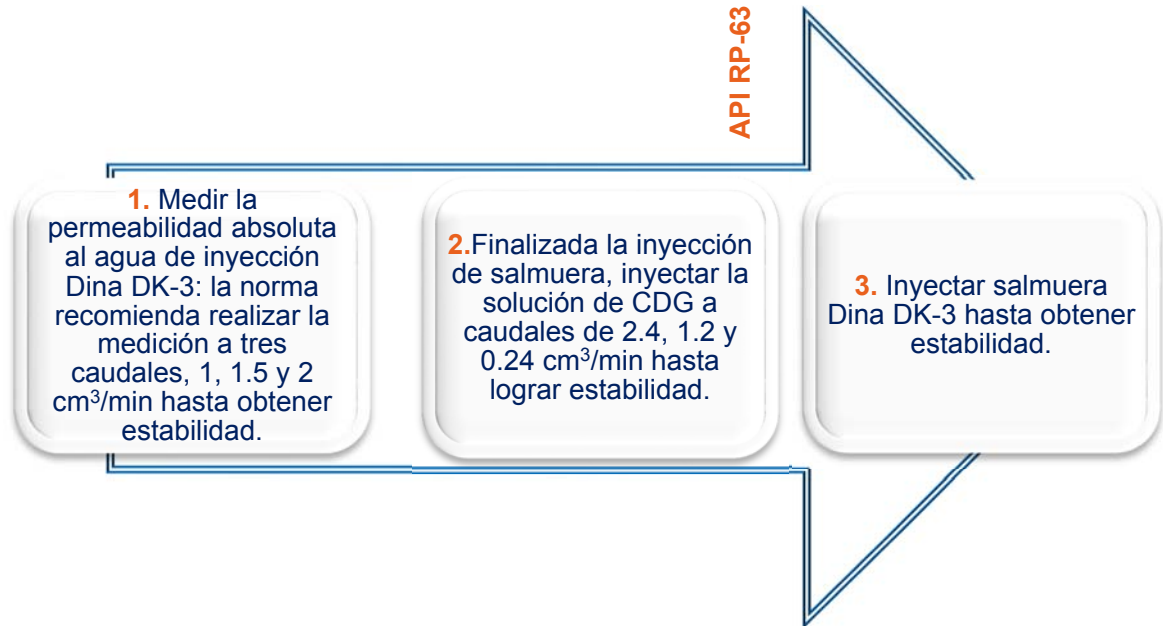
- **Tasa de Flujo:** 1 cm³/min.
- **Net Mean Stress:** 1950 psi, este valor fue calculado según escalamiento geomecánico campo-laboratorio.
- **Presión de Trabajo:** 1800 psi.
- **Temperatura:** 152 °F, es la temperatura actual del yacimiento.

2. Estimación del Factor de Resistencia (RF) y Factor de Resistencia Residual (RRF)

El primer ensayo de inyección de CDG, se realizó según la norma *API RP-63 Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations*, como se indica en la **figura 52**.

➤ **Primer Ensayo**

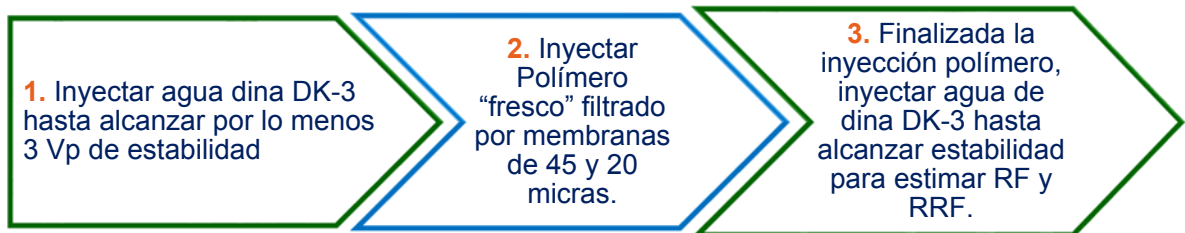
Figura 52. Procedimiento Cálculo RRF según Norma API RP-63.



Fuente: Autor- Norma API RP-63.

- **Segundo Ensayo.** El segundo ensayo se realizó inyectando solo polímero, según el procedimiento, indicado en la **figura 53**.

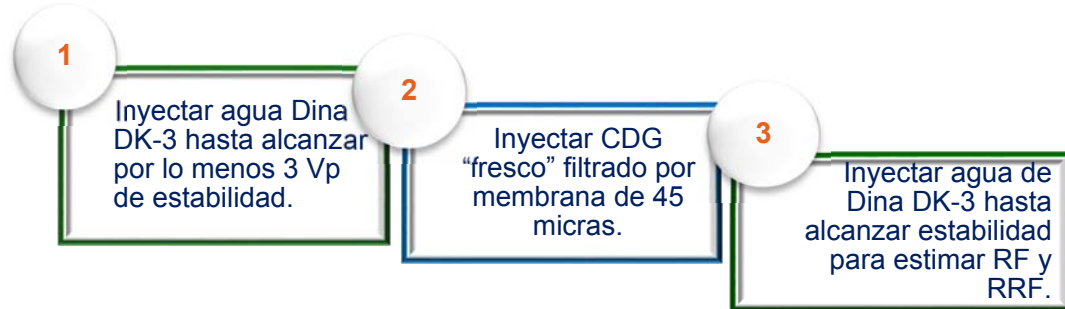
Figura 53. Procedimiento Cálculo RRF –Inyección Polímero.



Fuente: Autor- Norma API RP-63.

- **Tercer Ensayo.** El tercer ensayo se realizó siguiendo el procedimiento planteado en la **figura 54**.

Figura 54. Procedimiento Cálculo RRF –Inyección CDG Filtrado por Membrana de 45 Micras.



Fuente: Autor - Norma API RP-63.

3. Resultados y Análisis

- **Selección de plugs.** La **tabla 14** contiene la identificación de los ítems de ensayo, con sus respectivas profundidades y propiedades petrofísicas básicas.

Tabla 14. Propiedades Petrofísicas Básicas de las Muestras de Bereas Utilizadas en las Pruebas.

SAMPLE ID	FORM.	CONFINAMIENT [Psi]	PORO [%]	DIÁM [CM]	LONG [CM]	K _{LINK} [MD]	ENSAYO A REALIZAR
200597854	Berea	1600	22.8	3.8	30.5	491	Inyección CDG sin Filtrar
200597857	Berea	1600	22.71	3.8	30.56	436	Inyección polímero
200597858	Berea	1600	22.73	3.8	30.83	480	Inyección CDG Filtrado por 45 micras

Fuente: Laboratorio Análisis Petrofísicos Básicos ICP.

- **Fluidos de Inyección.** En la **tabla 15** se relacionan los fluidos utilizados en los ensayos realizados:

Tabla 15. Fluidos Utilizados en los Procesos de Desplazamiento.

FLUIDO	CARACTERÍSTICAS
Salmuera Dina DK-3	Salmuera sintética equivalente al agua Dina DK-3
Polímero	(600 ppm filtrado por membrana de 20 micras.
CDG sin filtrar	Polímero 600ppm, entrecruzador: citrato de aluminio, relación 40/1.
CDG filtrado por 45 micras	Polímero 600ppm, entrecruzador: citrato de aluminio, relación 40/1.

Fuente: Laboratorio Química de Producción ICP

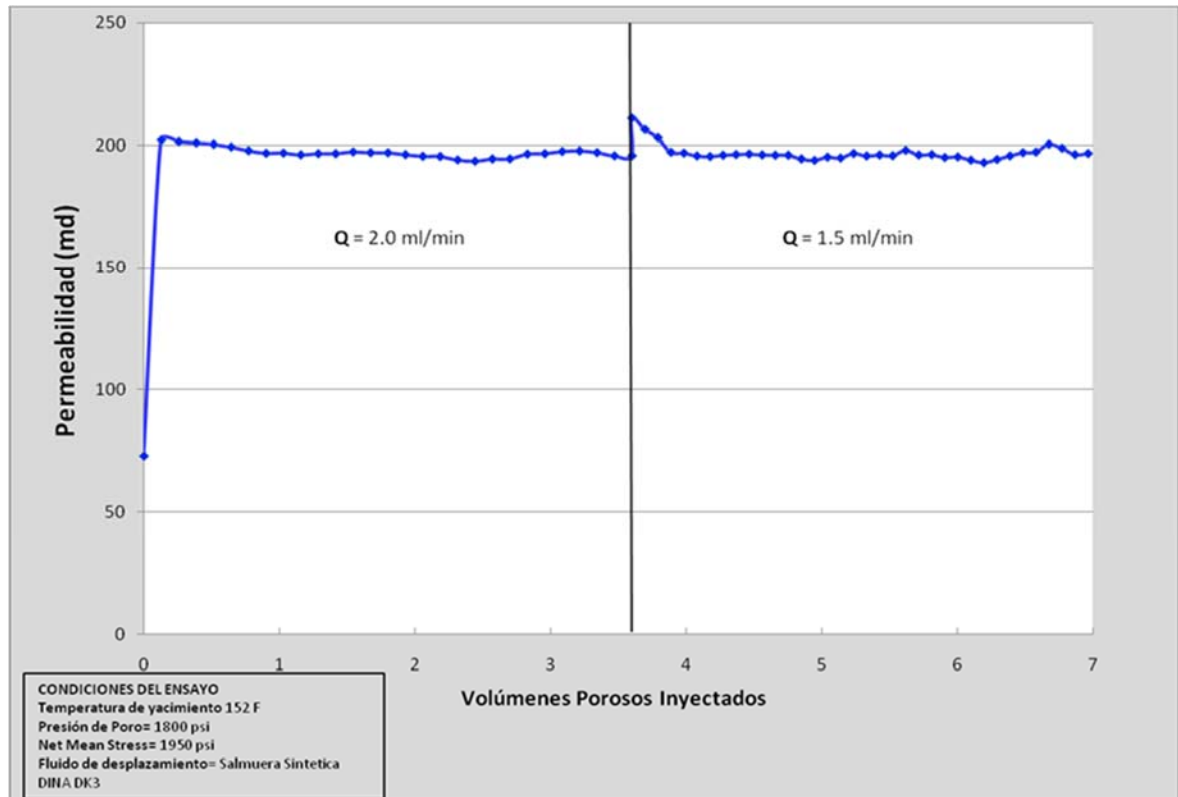
4. Estimación de los Factores RF y RRF Después de la Inyección de CDG

- **HV-370 a 600 PPM y Entrecruzador a Relación 40:1 sin Filtrar.** Para la realización de este ensayo se utilizó la muestra de berea Sample ID 200597854.

- a) Medición de la permeabilidad absoluta a la salmuera DK-3: Según la norma API-RP63, se realizó la medición de la permeabilidad a dos tasas de flujo como lo muestra la **figura 55**. Las condiciones de operación que se tomaron fueron las siguientes:
 - Temperatura de yacimiento: 152 F.
 - Presión de back pressure: 1800 psi.
 - Presión de confinamiento: 3750 psi.
 - Caudal de inyección: 2 y 1.5 ml/min.

La medición de la permeabilidad absoluta se realizó a dos caudales obteniéndose un valor similar en las dos medidas, lo cual indica que la muestra de roca quedó bien saturada.

Figura 55. Permeabilidad Absoluta a la Salmuera Pozo DK-3.

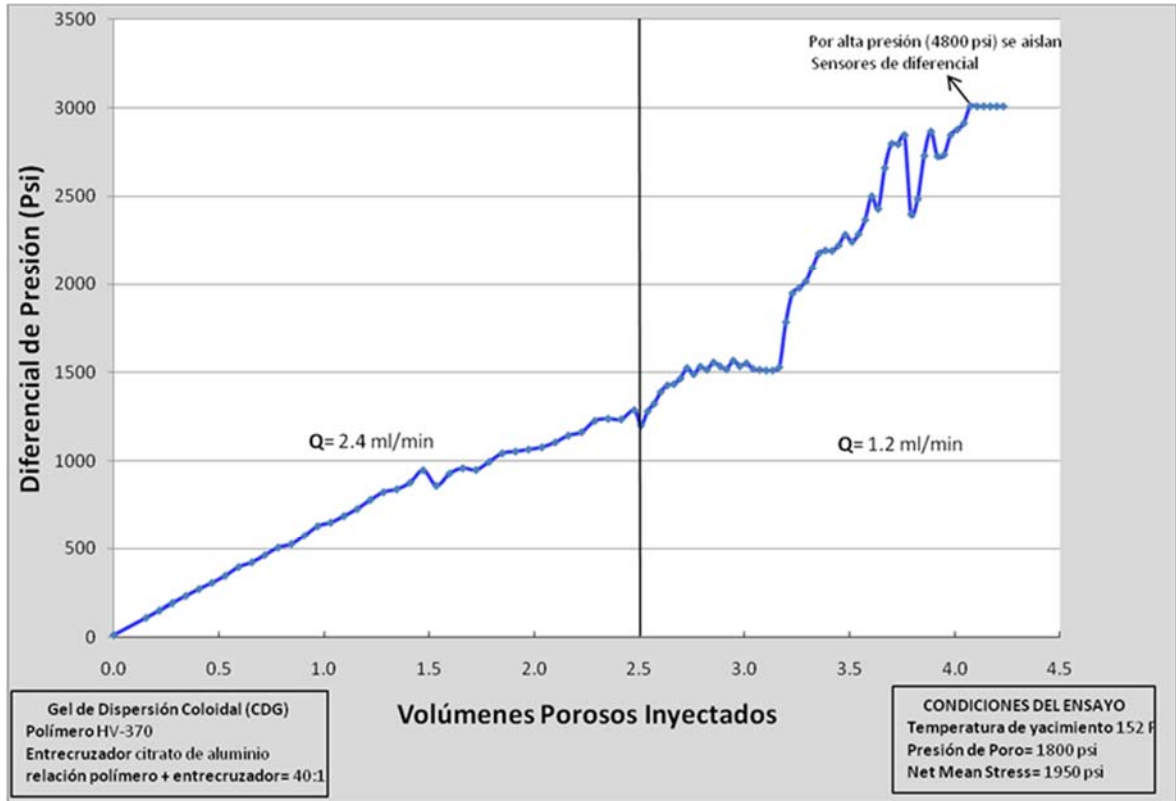


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

- b) Inyección *CDG* (Polímero HV-370 a 600 ppm y Entrecruzador Citrato de aluminio a Relación 40:1): Según la norma API-RP63, la inyección se realizó de la siguiente forma:

Inyectar más de 2 Volúmenes porosos a caudal de 2.4 ml/min, mas de 2 Vp a caudal de 1.2 ml/min y más de 2 Vp a caudal de 0.24 ml/min. La **figura 56**, muestra el comportamiento del diferencial de presión durante la inyección del *CDG*.

Figura 56. Diferencial de Presión Durante la Inyección de CDG.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Durante la inyección de CDG se observó que el diferencial de presión mostró siempre una tendencia a aumentar, mientras que en la literatura²⁸ muestra que después de inyectado un volumen poroso el diferencial de presión tiende a estabilizar, lo cual puede indicar taponamiento en el medio poroso.

Al finalizar la medición de diferencial de presión a caudal de 1.2 ml/min, fue necesario sacar de medición los sensores, por alta presión.

²⁸ Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in laboratory Coreflooding, SPE 129927. K. Spildo et al.

c) Inyección de agua Dina DK-3 para estimar RF y RRF.

La inyección de salmuera se realizó a caudal de 0.1 ml/min debido a las altas presiones que se generaron después de la inyección del *CDG*. Durante la inyección de salmuera fue imposible medir el diferencial de presión, pero sin embargo se registro la presión de inyección en la bomba de desplazamiento que fue de aproximadamente 6800 psi, lo cual evidencia un taponamiento en la cara de la muestra (**figura 57**).

Figura 57. Cara del Plug Antes y Después de Inyectar *CDG*.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

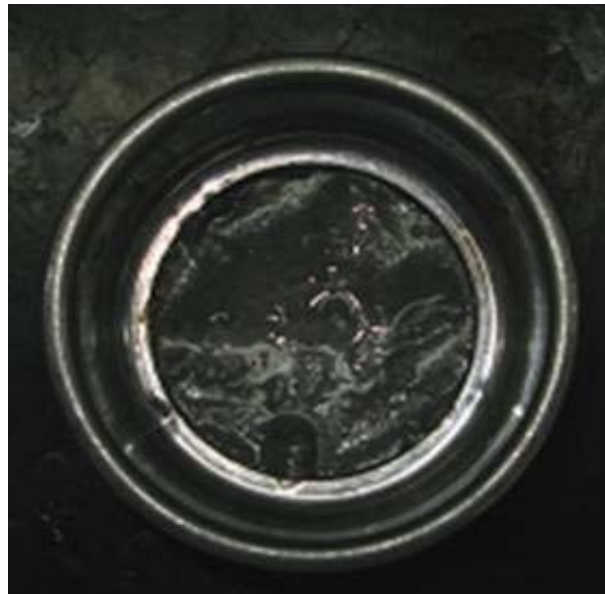
Como lo evidencia la **figura 57**, durante la inyección de *CDG*, este quedo en la cara de la muestra ocasionando un taponamiento.

5. Estimación de la RF y RRF Después de la Inyección del Polímero a 600 ppm. Para la realización de este ensayo se añadió un punto de medida de diferencial de presión ubicado aproximadamente en la mitad de la muestra de

roca. También se estableció realizar todos los ensayos a tasa de flujo de 1 cm³/min.

En este ensayo la solución se filtro a través de membranas de 45 y 20 micras para retirar el polímero que no se hidrolizó completamente, en la **figura 58** se observan los grumos que quedaron en el filtro de 45 micras después de pasado el polímero. Después de pasar el polímero por el filtro de 20 micras no se observaron grumos.

Figura 58. Aspecto del Filtro (45 micras) Después de Filtrar la Solución de Polímero Recién Preparado.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

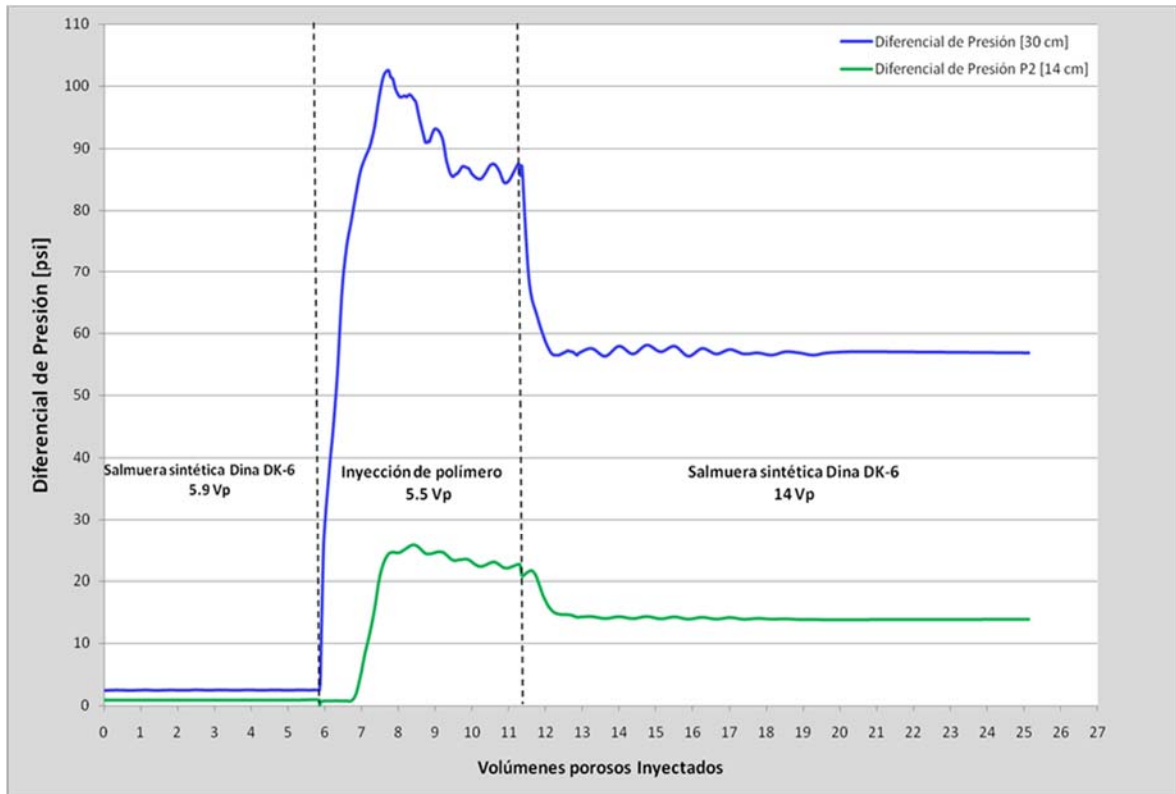
a) Medición de la Permeabilidad Absoluta a la Salmuera Pozo DK-3: En este desplazamiento se realizó la medición de diferencial de presión en dos puntos de la muestra como lo indica la **figura 59**.

Las condiciones de operación fueron las siguientes:

- Temperatura de yacimiento: 152 F; Presión de back pressure: 1800 psi.
- Presión de confinamiento: 3750 psi; Caudal de inyección: 1 cm³/min.

- b) Inyección del Polímero (HV-370 a 600 ppm): se inyectaron cinco (5) volúmenes porosos del polímero a caudal de 1 cm³/min (Figura 20), recolectando los efluentes cada 0.56 volúmenes porosos inyectados.
- c) Inyección de Salmuera Pozo DK-3: se realizó la inyección de salmuera sintética equivalente al agua DK-3 hasta obtener estabilidad y así calcular la RF y RRF, en la **tabla 16**, se presentan los resultados de los cálculos realizados para éste ensayo.

Figura 59. Diferencial de Presión Durante los Desplazamientos de Salmuera y Polímero (600 ppm).



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Tabla 16. Cálculos de RF y RRF Después de Inyectar el Polímero.

CÁLCULOS RF Y RRF		
PUNTO DE MEDICIÓN EN LA BERECA (CM)	30.8	13.8
FACTOR DE RESISTENCIA (RF)	33	22

Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

6. Estimación de la RF y RRF Después de la Inyección de CDG Filtrado por Membrana de 45 Micras. Para la realización de este ensayo se añadió un punto de medida de diferencial de presión ubicado aproximadamente en la mitad de la muestra de roca. También se estableció realizar todos los desplazamientos a tasa de flujo de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$; el CDG fue pasado a través de filtros de 45 micras para retirar el polímero que no se hidrolizó completamente, en la **figura 60** se observan los grumos que quedaron en el filtro de 45 micras. Después de pasar el CDG por el filtro de 45 micras se tomó una pequeña cantidad de muestra y se pasó a través de un filtro de 20 micras para observar si la solución puede pasar a través del medio poroso, durante este ensayo se observó que no quedaron partículas retenidas en el filtro.

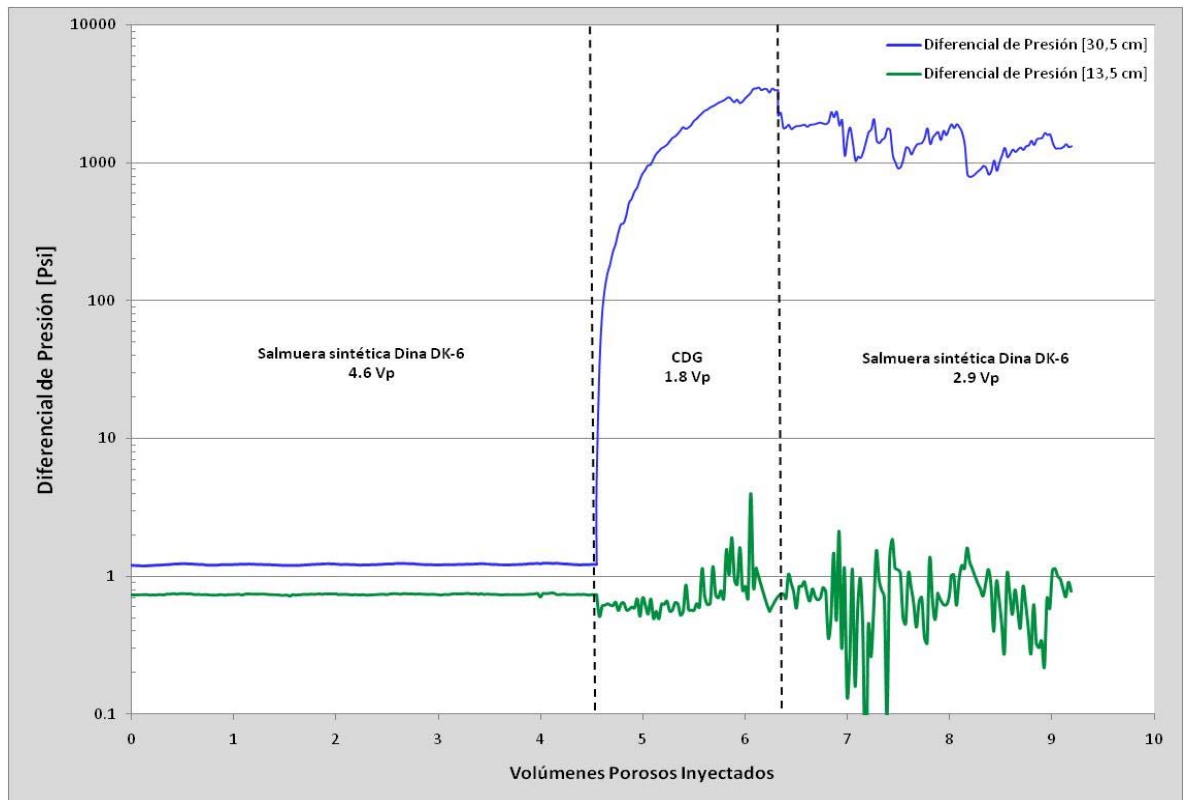
Figura 60. Aspecto del Filtro (45 micras) Después de Filtrar la Solución de CDG Recién Preparada.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

a) Medición de la Permeabilidad Absoluta a la Salmuera del Pozo DK-3: En este desplazamiento se realizó la medición de diferencial de presión en dos puntos de la muestra como lo muestra la **figura 61**.

Figura 61. Diferencial de presión durante los desplazamientos de Salmuera y CDG.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Las condiciones de operación fueron las siguientes:

- Temperatura de yacimiento: 152 F; Presión de back pressure: 1800 psi.
- Presión de confinamiento: 3750 psi; Caudal de inyección: 1 cm³/min.

b) Inyección del Polímero: se inyectaron 1.8 volúmenes porosos del polímero a caudal de 1 cm³/min (**figura 61**), recolectando los efluentes cada 0.56 volúmenes porosos inyectados.

- c) Inyección de salmuera DK-3: se realizó la inyección de salmuera sintética equivalente al agua de yacimiento hasta obtener estabilidad y así calcular la RF y RRF (**figura 61**).

Durante la inyección del *CDG* se evidenció el aumento de diferencial de presión por taponamiento en la cara de la muestra. Se puede observar en la curva de diferencial de presión en el punto intermedio que este valor nunca aumentó, lo cual muestra que el *CDG* no se propagó por el medio poroso. En la **figura 62** se muestra la cara del plug con una película de *CDG* después de inyectado el *CDG*.

Figura 62. Cara del Plug Después de Inyectar el *CDG*.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

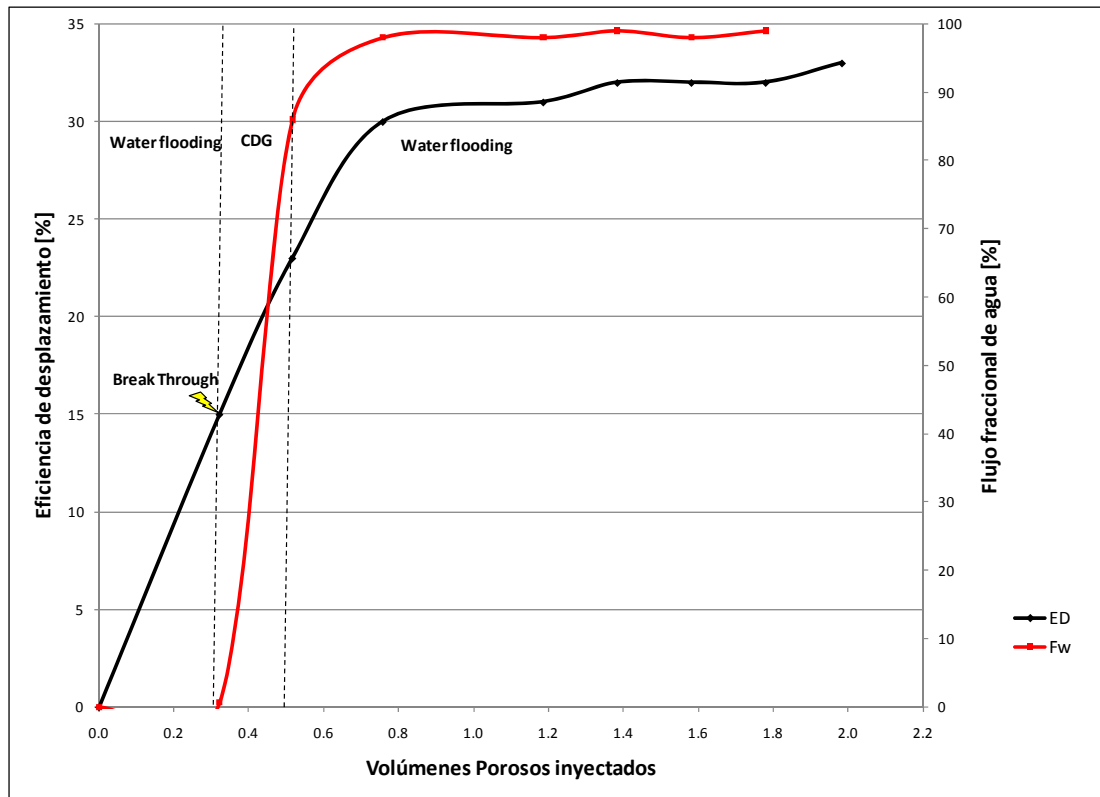
- ❖ **Inyección Bache *CDG* en *Coreflooding* para Estimar Eficiencia de Desplazamiento.** Para la realización de este ensayo se utilizó berea sintética. Los resultados obtenidos al desplazar *CDG* sobre una muestra de berea con la mojabilidad restaurada.

Teniendo en cuenta que el laboratorio de Especiales, realizó una medición de K_{rw} la muestra quedó a SOR_{wf} .

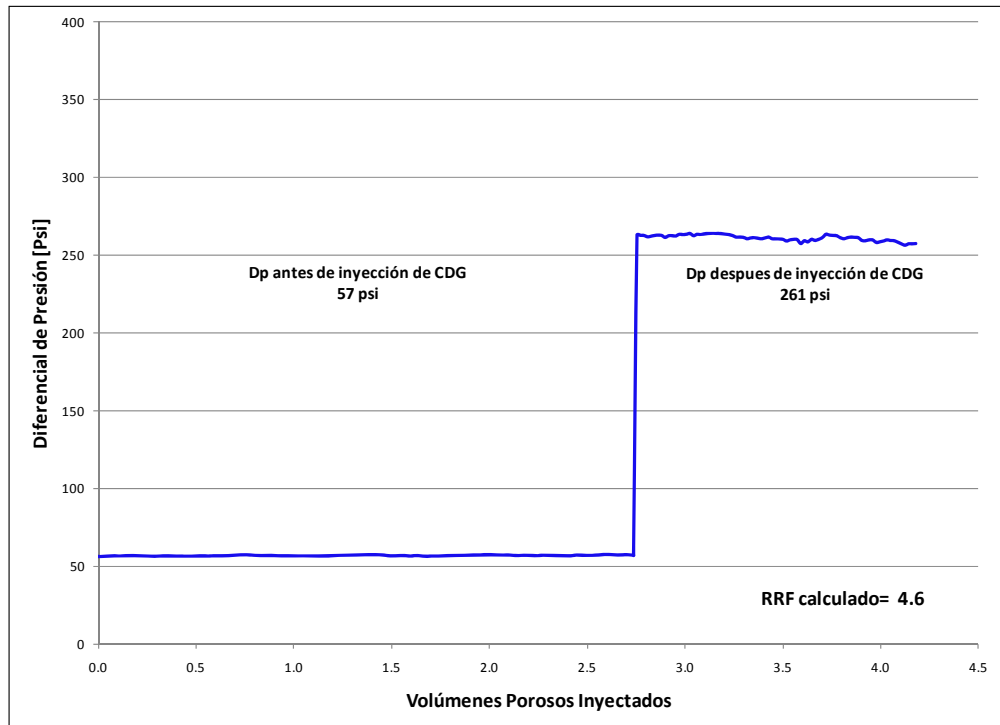
1. Medición de permeabilidad efectiva al agua DK-3 (T= 152 °F, Presión de producción= 1800 psi y caudal= 1.0 ml/min).
2. Inyección de crudo DK-15 hasta llevar la muestra de roca a saturación de agua crítica. (T= 152 °F, Presión de producción= 1800 psi y caudal= 0.05 ml/min).
3. Inyección de agua DINA DK-3 (Waterflooding hasta breakthrough), (T= 152 °F, Presión de producción= 1800 psi y tasa de flujo escalada= 0.3 ml/min).
4. Inyección de 0.2 Vp de CDG (300 ppm y citrato de aluminio; relación 40:1), (T= 152 °F, Presión de producción= 1800 psi y tasa de flujo escalada= 0.3 ml/min).
5. Inyección de agua DINA DK-3 (Waterflooding Fw > 98%), (T= 152 °F, Presión de producción= 1800 psi y tasa de flujo escalada= 0.3 ml/min).

Las **figuras 63, 64 y 65** presentan los resultados obtenidos en el ensayo experimental de inyección de CDG 300 ppm relación 40:1.

Figura 63. Eficiencia de Desplazamiento inyección de CDG 300 ppm (Arena 80/100).

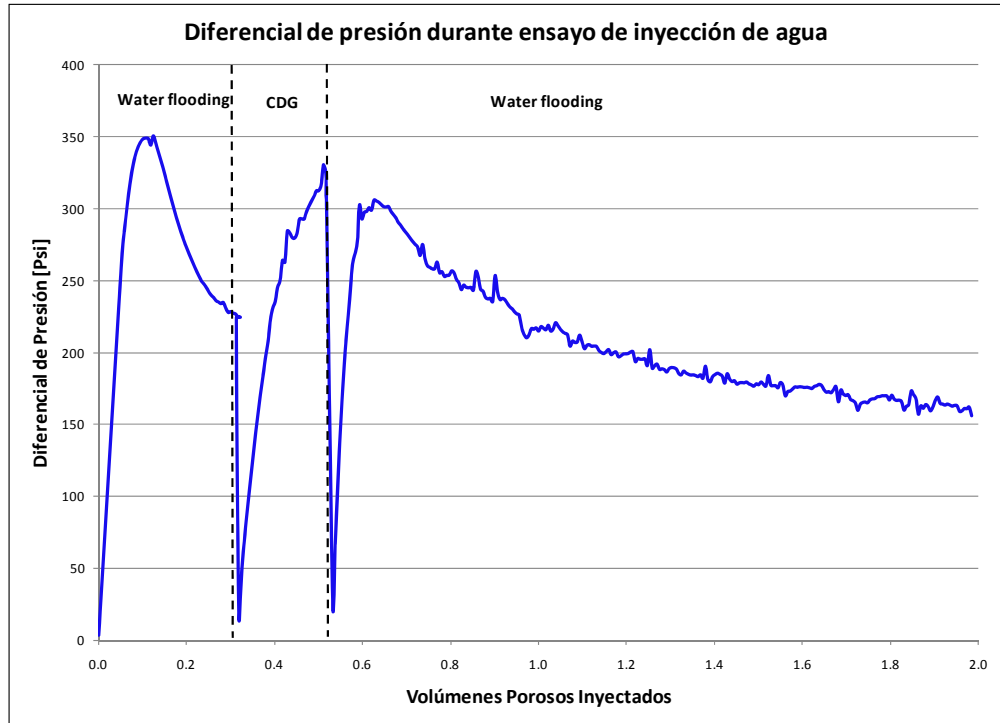


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.
Figura 64. RRF Inyección Coreflooding CDG 300 ppm.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 65. Comportamiento Diferencial de Presión durante todo el experimento.

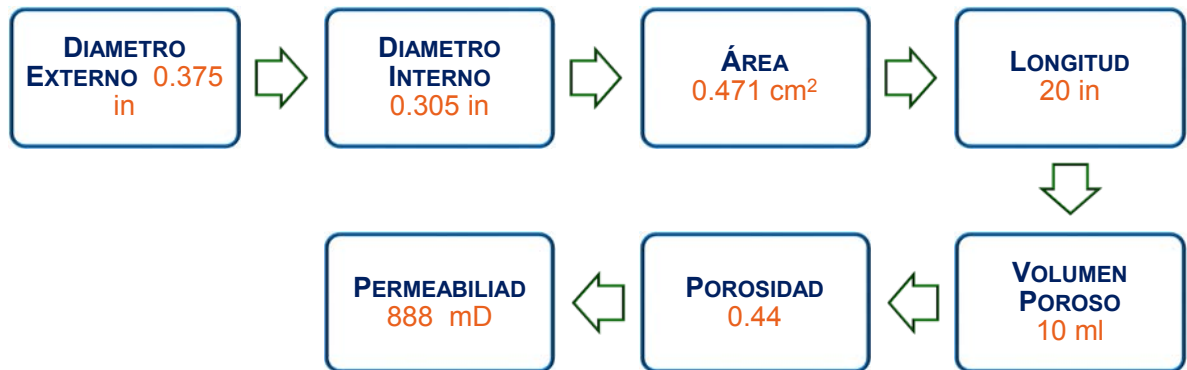


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

❖ **SLIM TUBE**

1. Slim Tube 20 in - Inyección de CDG 600 ppm relación 20:1. Dentro de las pruebas experimentales se realizó un experimento con un *Slim Tube* de 20 in, a temperatura de 25 °C, 600 ppm de polímero HV-370 y relación polímero entrecruzador 20:1, con esta prueba se buscó corroborar y analizar el comportamiento del factor de resistencia antes durante y después de la inyección de CDG en un medio poroso con 888 mD de permeabilidad y 0.44 de porosidad. En la **figura 66** se presentan un resumen de las propiedades del *Slim Tube* implementado en esta prueba.

Figura 66. Características *Slim Tube* 20 In.



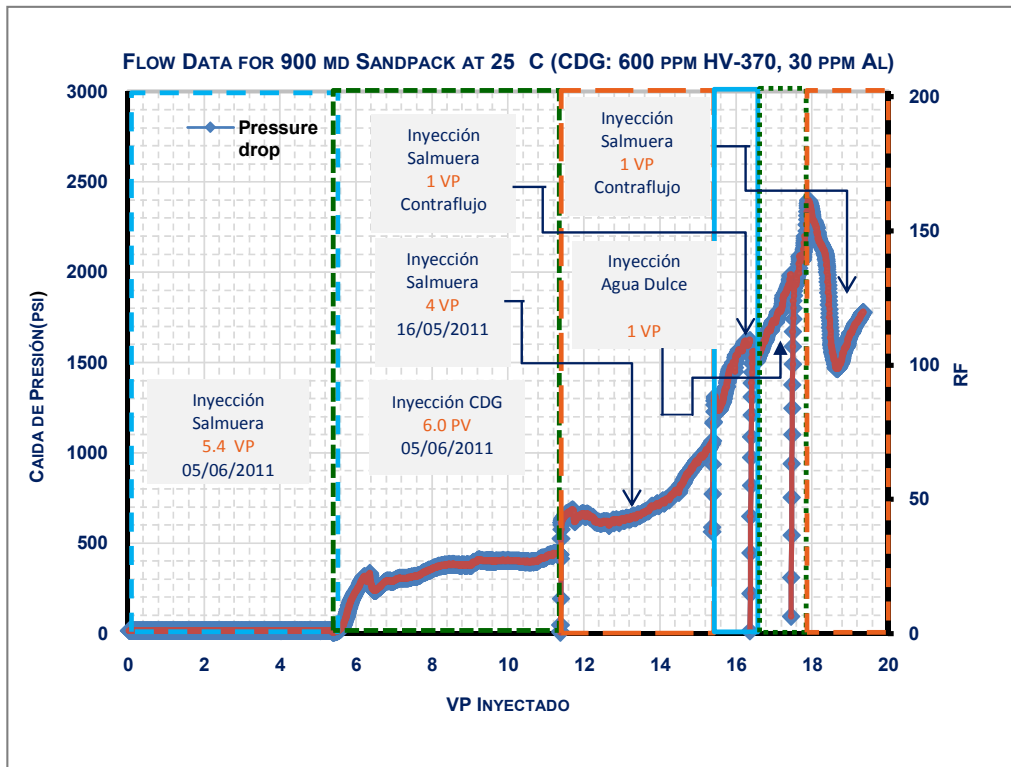
Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado TIORCO.

Los ensayos se realizaron siguiendo el esquema de inyección presentado a continuación:

1. Inyectar 5.4 VP de Salmuera.
2. Terminada la inyección de salmuera continuar con la inyección de 6 VP de CDG.
3. Diferencial de Presión 14.86 psi.
4. Inyectar 4 VP de salmuera.
5. Inyectar 1 VP de salmuera en contraflujo.
6. Inyectar 1 VP de agua des-ionizada en contraflujo.
7. Inyectar 1 VP de salmuera en contraflujo.

Los resultados obtenidos durante éste ensayo se presentan en la **figura 67**.

Figura 67. Resultados *Slim Tube* 20 in.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado TIORCO.

2. Slim Tube 40 ft – Inyección de CDG - Inyección CDG 900 ppm relación 40:1/ Arena Ottawa Mesh 70/100.

- **Selección de fluidos.** Como fluidos de inyección se recibieron del Laboratorio de Química de Producción salmuera sintética equivalente al agua de producción DINA DK-9, Cloruro de amonio (NH_4Cl) al 3% como trazador y CDG (polímero + entrecruzador) con diferentes concentraciones. (tabla 17).

Tabla 17. Cálculos de RF y RRF Después de Inyectar el Polímero.

FLUIDO	FLUIDO
SALMUERA DINA DK-9	AGUA DE INYECCIÓN DE DINA
TRAZADOR	CLORURO DE AMONIO AL 3%
AGUA TIPO1	AGUA DESTILADA Y DES-IONIZADA
CDG	POLÍMERO, ENTRECruzADOR: CITRATO DE ALUMINIO,

Fuente: El Autor.

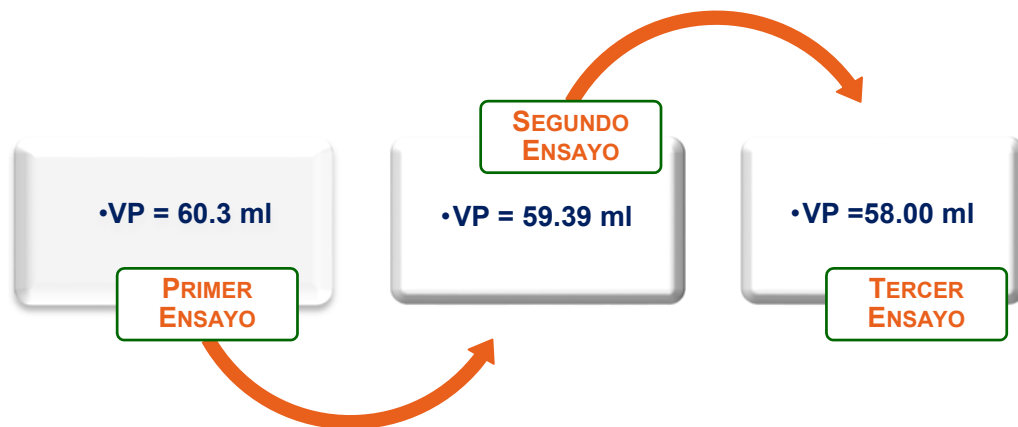
Previo a las pruebas, las aguas fueron filtradas a través de membranas de 0.45 micras para controlar cualquier posible taponamiento del *Slim Tube* por material sólido suspendido, se de-gasificaron con bomba de vacío para asegurar flujo monofásico.

- **Empaquetamiento *Slim Tube* con Arena Ottawa Mesh 70/100.** El *Slim Tube* fue empaquetado con arena ottawa mesh 70/100, correspondiente a tamaños de partícula entre 150 y 212 micras, lo cual corresponde al tamaño de grano que predomina en la arenas B del Campo Dina cretáceo.

Volumen poroso y porosidad del *Slim Tube*: para determinar el volumen poroso del sistema se realizaron tres ensayos dando como resultado los resultados se presentan en la **figura 68**.

Con los tres datos de las mediciones del volumen poroso se observó que la variación no supera el 4%, lo cual es aceptable teniendo en cuenta las fuentes de incertidumbre. Para calcular el volumen poroso definitivo se calculó la media aritmética entre los tres datos dando como resultado 59.2ml.

Figura 68. Volumen Poroso *Slim Tube* 40 ft.



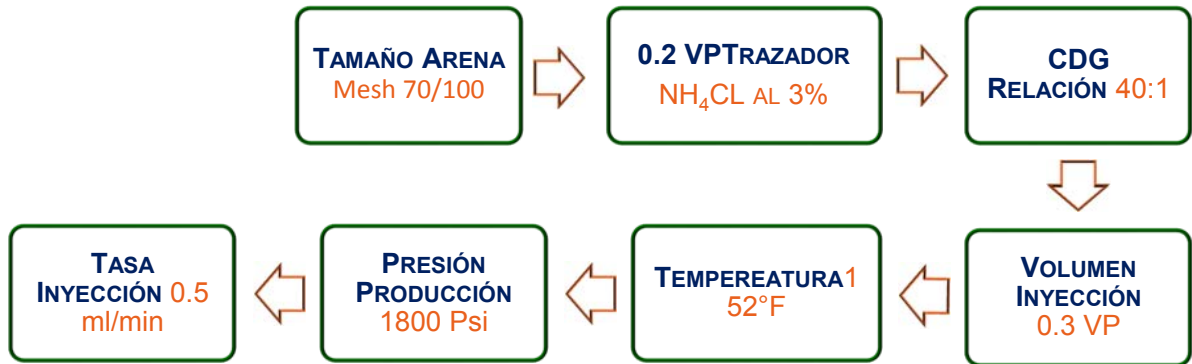
Fuente: El Autor.

La porosidad del empaquetamiento se calculó teniendo en cuenta el volumen poroso y el volumen total del *Slim Tube* dando como resultado aproximadamente 35%.

➤ Condiciones de Ensayo

1. **Tamaño de Arena a Utilizar:** Mesh 70/100 (este tamaño de arena se selecciono de acuerdo al tamaño de grano de las arenas predominantes en el Campo DINA).
2. **Trazador:** Cloruro de amonio (NH_4Cl) al 3%, cantidad a inyectar 0.2 volúmenes porosos.
3. **CDG a Evaluar:** Polímero: HV-370, Entrecruzador: Citrato de aluminio.
4. **Relación polímero / Entrecruzador:** 40 / 1.
5. **Cantidad de CDG a Inyectar:** 0.3 volúmenes porosos.
6. **Temperatura de Trabajo:** 152°F.
7. **Presión de producción:** 1800 Psi.
8. **Tasa de inyección:** 0.5 ml/min, en la **figura 69** se presenta un esquema resumiendo las condiciones de ensayo, para ésta prueba.

Figura 69. Condiciones Ensayo *Slim Tube* 40 ft.



Fuente: El Autor.

➤ Análisis de Dispersión Coloidal de Geles

Inyección del trazador antes de inyección de *CDG*: Para verificar la dispersión inicial del sistema se realizó la inyección de 0.2 VP de cloruro de amonio (NH_4Cl al 3%). La **figura 70** muestra la tendencia de la permeabilidad en cada punto de presión del *Slim Tube*, antes y después de la inyección del trazador.

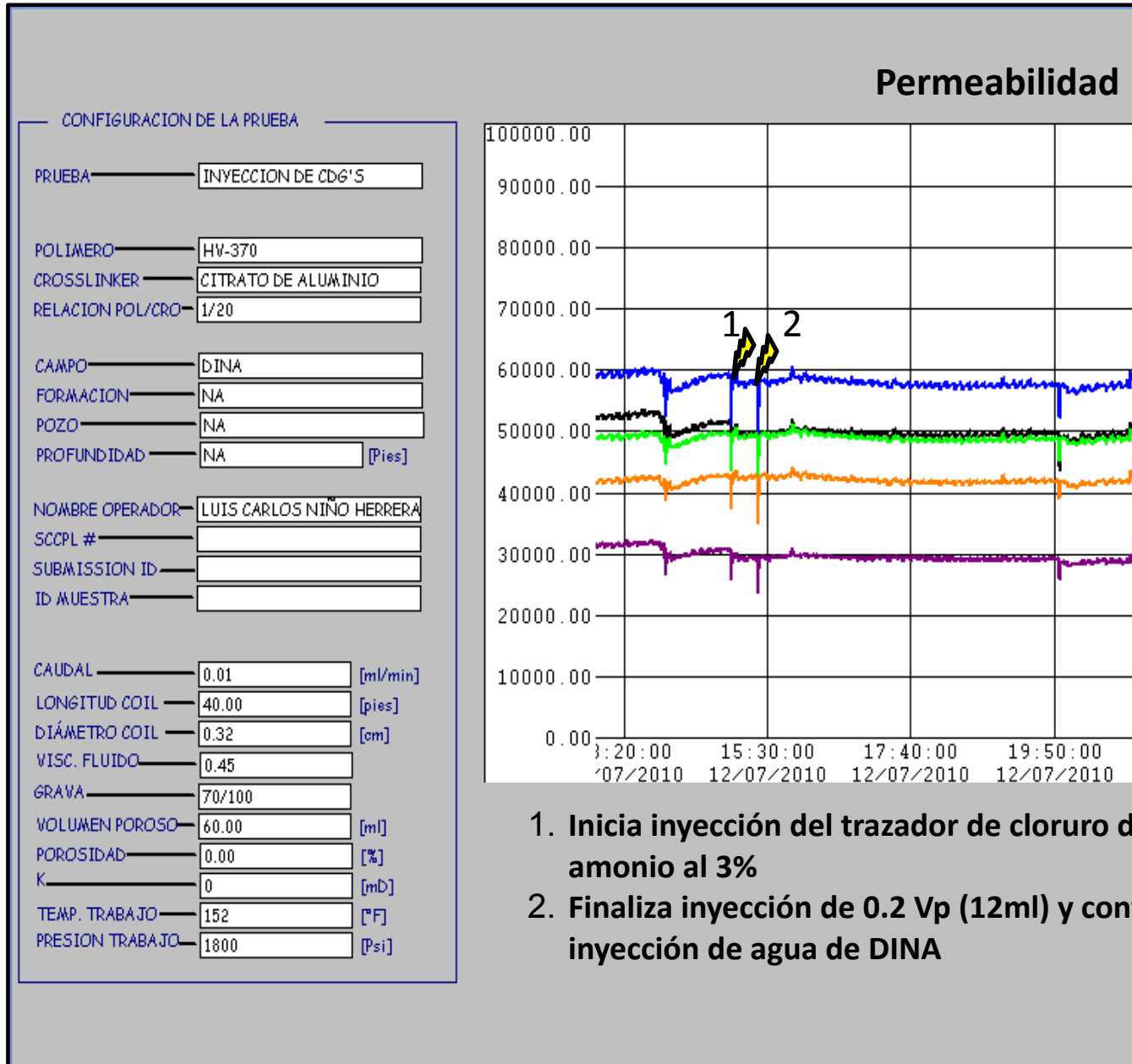
Durante la inyección del trazador se recolectó el efluente cada 0.05 volúmenes porosos inyectados hasta completar 2.2 volúmenes porosos. La grafica de salinidad (**figura 71**) se obtuvo mediante la correlación de los datos correspondientes a la conductividad medida para cada efluente recuperado.

Inyección de *CDG*: La **figura 72** muestra el comportamiento de la permeabilidad durante la inyección del *CDG*.

Durante la inyección de *CDG* se presentó presiones mayores a 360 psi, debido a la sensibilidad de los transductores de presión fue necesario sacarlos de medición para evitar posibles daños. Una vez finalizó la

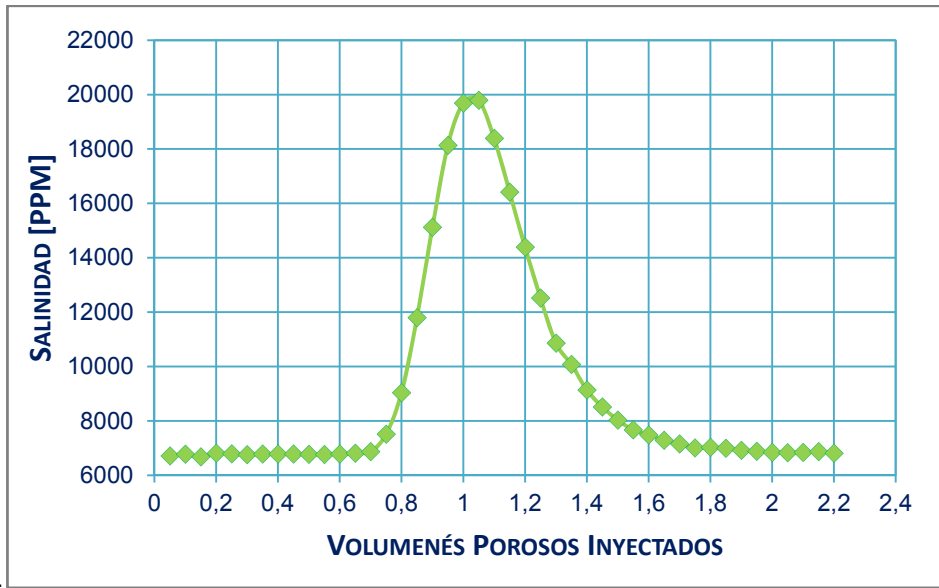
inyección de 0.3 Vp de CDG se inicio la inyección de agua de producción de DK-19 a caudal de 0.01 ml/min.

Figura 70. Permeabilidad Calculada Durante Inyección del Trazador de Cloruro de Amonio al 3%.



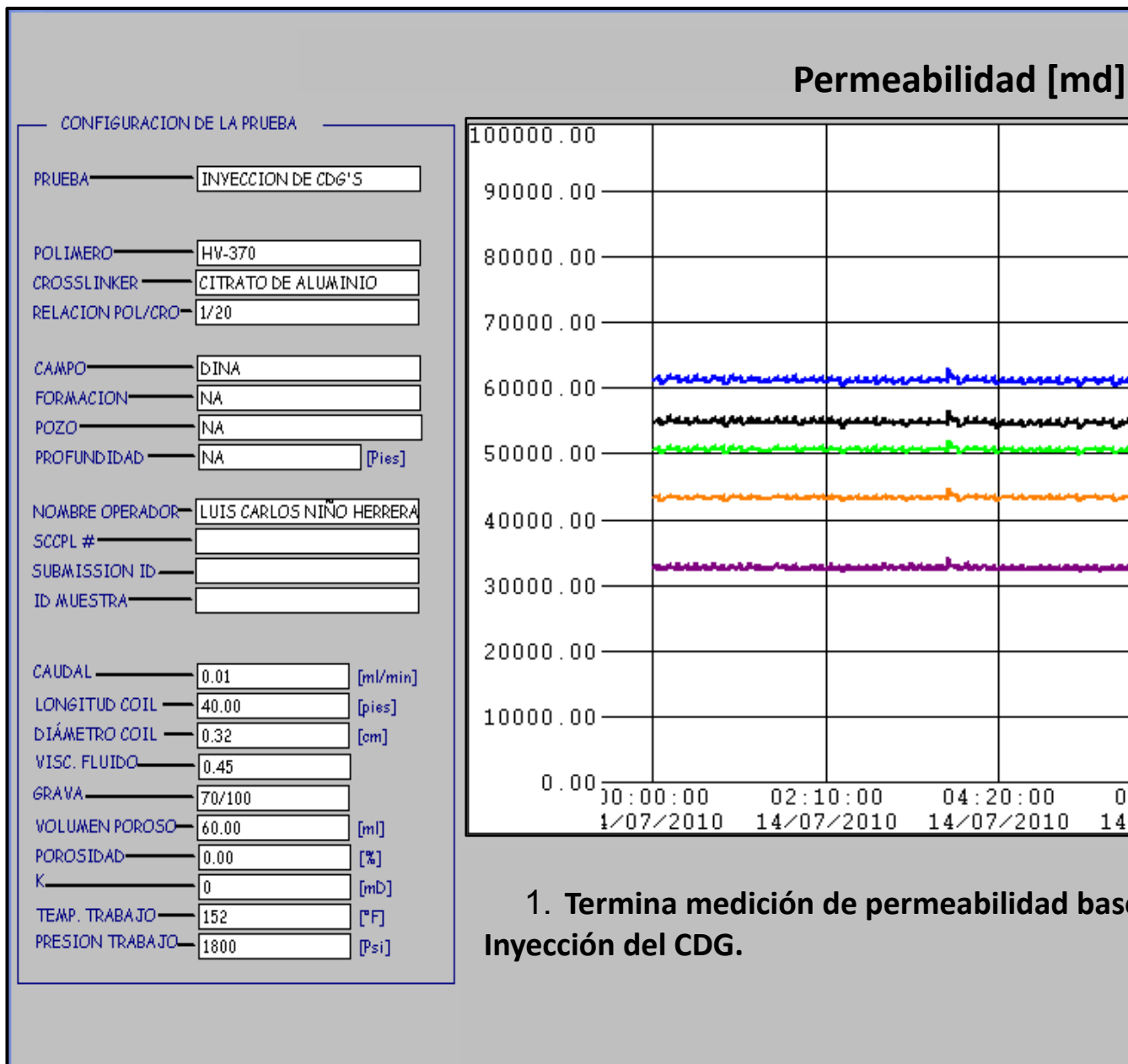
Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 71. Salinidad Medida Durante Inyección del Trazador, antes de la Inyección del CDG.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 72. Inyección del CDG.



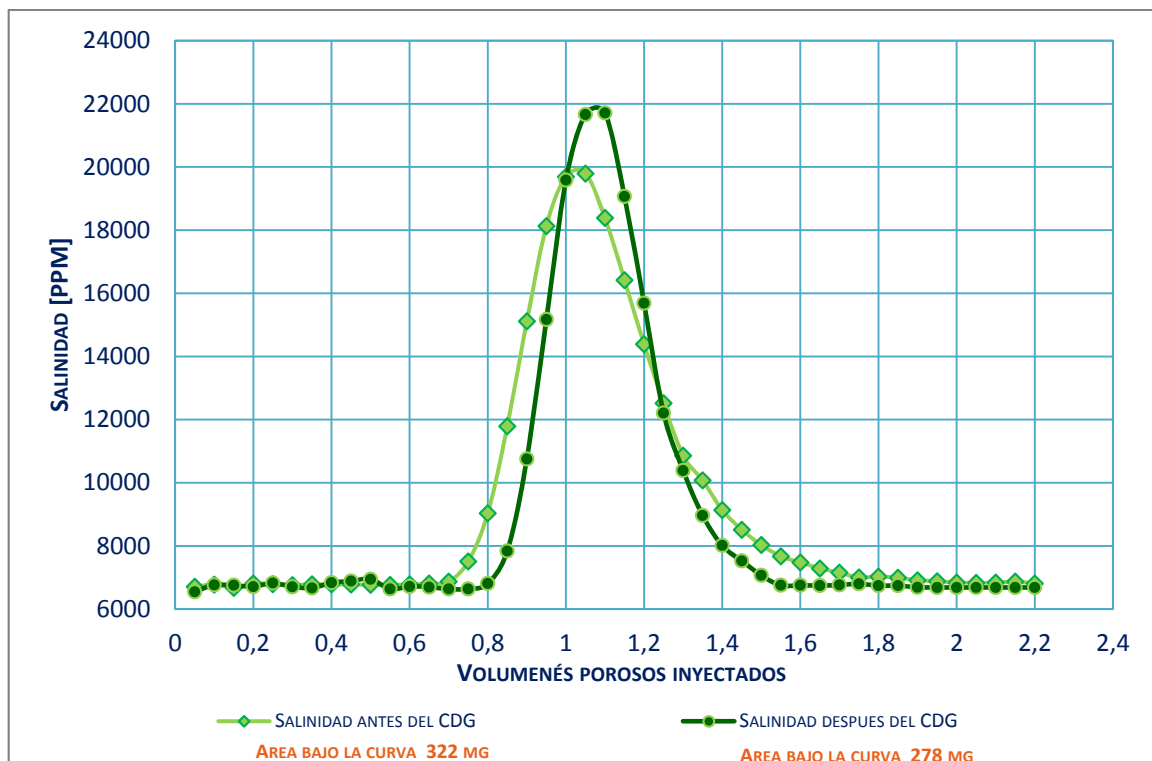
Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Inyección del trazador después de inyección del CDG: Para verificar la dispersión del sistema después de inyectar el CDG se inyectó 0.2 Vp de cloruro de amonio (NH₄Cl al 3%). En la **figura 73** se muestran las curvas de salinidad correspondientes a la inyección del trazador antes y después de la inyección de CDG, el comportamiento indica un cambio en la dispersión del medio poroso después de inyectar el sistema CDG.

Durante la inyección del trazador no fue posible medir la caída de presión en cada sección por presiones muy altas.

Aumento de la tasa de flujo: Para verificar la retención de las partículas del *CDG* por cambios en la inyectividad se desplazó un volumen poroso de agua de DINA a caudales de 0.5, 1, 3, 5 y 10 ml/min, como lo muestra la **figura 74**.

Figura 73. Salinidad antes y después de la inyección del *CDG*.

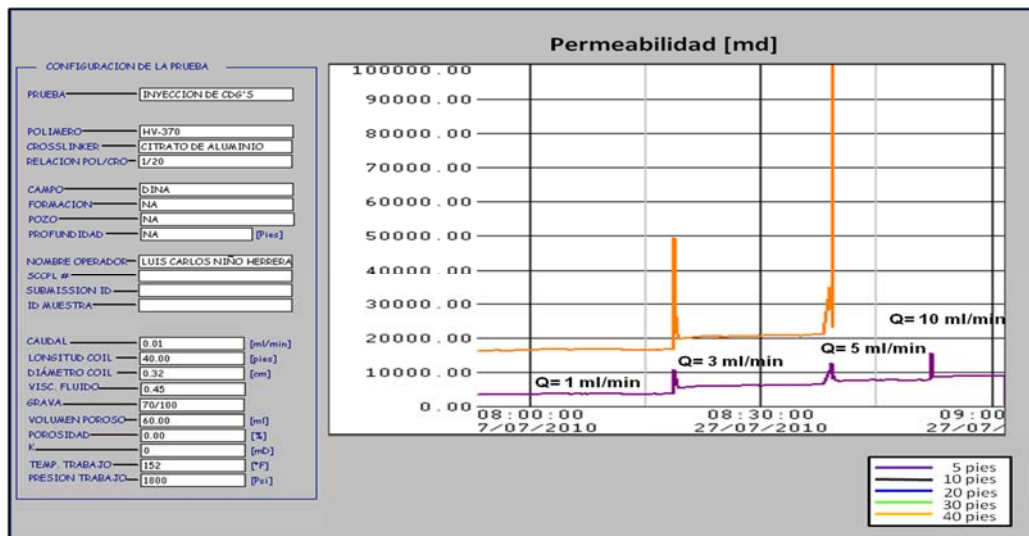


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Al aumentar el caudal de 3 a 5 ml/min, fue necesario aislar el transmisor de diferencial de presión correspondiente a la curva de permeabilidad a los 40 pies de longitud del *Slim Tube* debido a la alta presión.

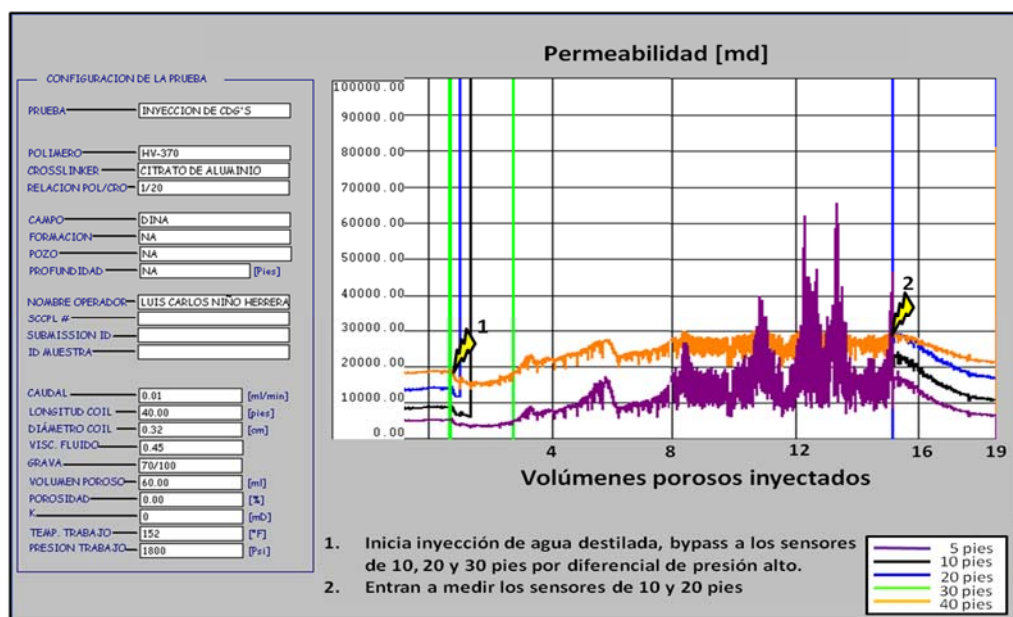
Inyección de Agua Destilada: Esto se realiza para inferir adsorción/retención del *CDG* por cambios de salinidad. En la **figura 75** se observa la tendencia de la permeabilidad durante la inyección de agua destilada al medio poroso.

Figura 74. Aumento de Caudal Durante la Inyección de Agua de DINA.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 75. Permeabilidad Durante la Inyección de Agua Destilada.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

3. Slim Tube 40 ft – Inyección de CDG - Inyección CDG 900 ppm relación 40:1/ Arena Ottawa Mesh 80/100. Durante el ensayo anterior con la arena mesh 70/100 se observó que la configuración de los sensores de presión no era la adecuada, debido a que no se podía medir la caída de presión sección por sección. Antes de realizar el ensayo con arena 80/100 se realizó el cambio de la configuración de los sensores de presión para medir el diferencial de presión en cada sección del *Slim Tube*.

➤ **Condiciones del ensayo**

1. **Tamaño de Arena a Utilizar:** Mesh 80/100 (este tamaño de arena fue escogido de acuerdo al tamaño de grano de las arenas predominantes en el Campo DINA).
2. **Trazador:** Cloruro de amonio (NH₄Cl) al 3%, cantidad a inyectar 0.2 volúmenes porosos
3. **CDG a evaluar:**
 - Polímero: HV-370.

- Entrecruzador: Triacetato de aluminio.
 - Relación polímero / Entrecruzador: 20/1.
4. **Cantidad de CDG a Inyectar:** 0.3 volúmenes porosos.
 5. **Temperatura de trabajo:** 152°F.
 6. **Presión de producción:** 1800 Psi.
 7. **Tasa de inyección:** 0.2 ml/min.
- **Selección de fluidos:** Previo a las pruebas, las aguas fueron filtradas a través de membranas de 0.45 micras para controlar cualquier posible taponamiento del *Slim Tube* por material sólido suspendido, se degasificaron con bomba de vacío para asegurar flujo monofásico, en la **tabla18** se presenta la descripción de los fluidos utilizados para éste ensayo.
- **Empaquetamiento del *Slim Tube* con Arena 80/100.** El *Slim Tube* fue empaquetado con arena ottawa mesh 80/100, correspondiente al tamaño de grano que predomina en la arenas B del Campo Dina cretáceo.

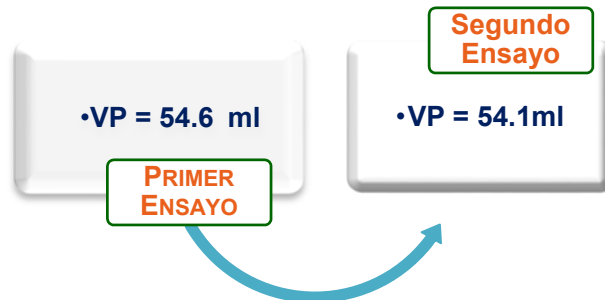
Tabla 18. Fluidos utilizados (Mesh 80/100).

FLUIDO	FLUIDO
SALMUERA DINA DK-9	AGUA DE INYECCIÓN DE DINA
TRAZADOR	CLORURO DE AMONIO AL 3%
AGUA TIPO1	AGUA DESTILADA Y DES-IONIZADA
CDG	POLÍMERO, ENTRECruzADOR: CITRATO DE ALUMINIO, RELACIÓN 40/1

Fuente: El Autor.

- **Volumen poroso y porosidad del *Slim Tube*:** Para determinar el volumen poroso del sistema se realizaron dos ensayos, dichos resultados se indican en la **figura 77**.

Figura 77. Permeabilidad Durante la Inyección de Agua Destilada.



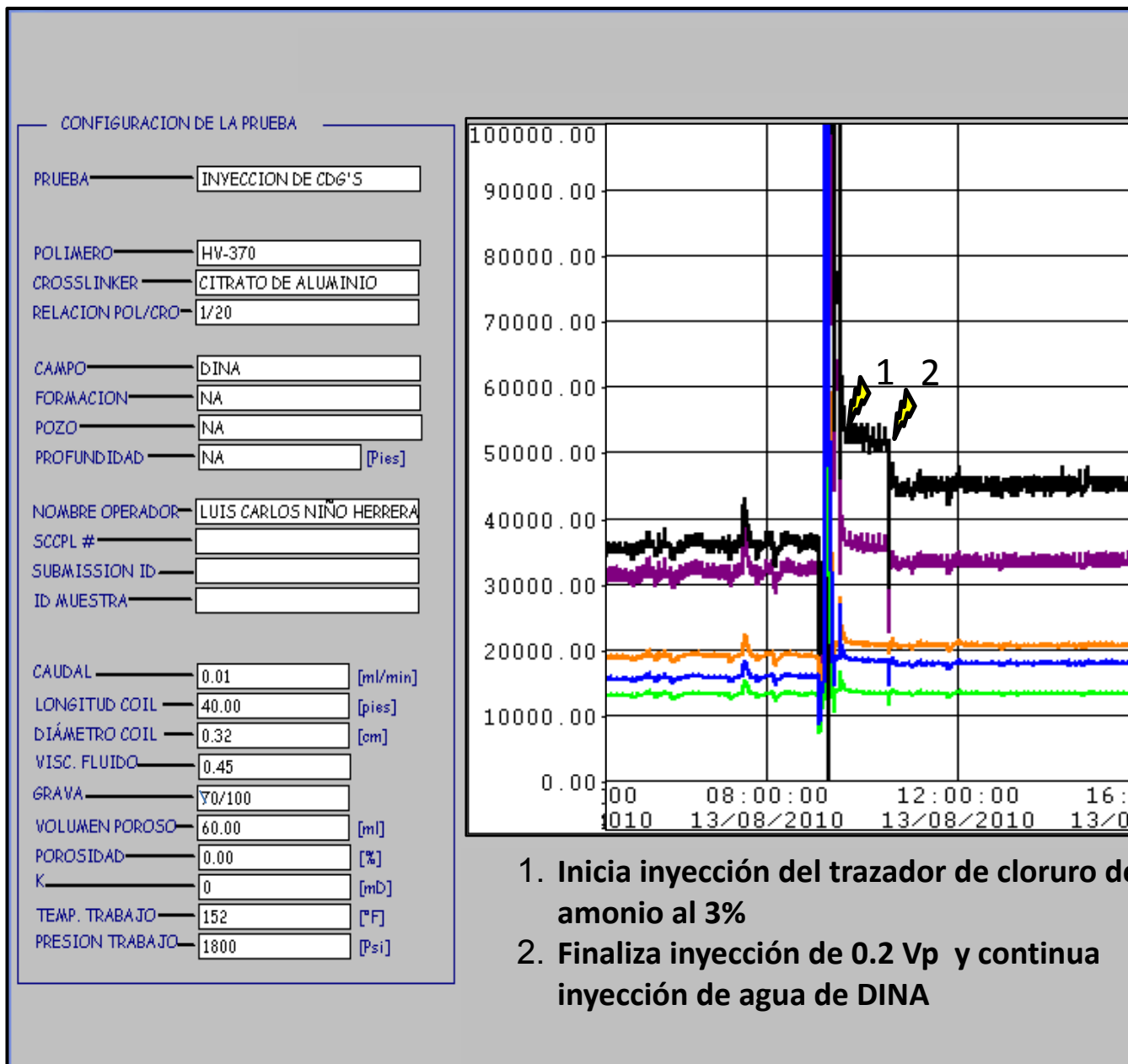
Fuente: El Autor.

Con los tres datos de las mediciones del volumen poroso se observó que la variación no supera el 2%, lo cual es aceptable teniendo en cuenta las fuentes de incertidumbre. Para calcular el volumen poroso definitivo se calculó la media aritmética entre los dos datos dando como resultado 54.4 ml.

➤ **Análisis de Dispersión Coloidal de Geles**

Inyección del trazador antes de inyección de CDG: Para verificar la dispersión inicial del sistema se realizó la inyección de 0.2 VP de cloruro de amonio (NH_4Cl al 3%). En la **figura 78** se presenta la gráfica del comportamiento de la permeabilidad calculada durante la inyección del trazador.

Figura 78. Permeabilidad calculada durante inyección del trazador de cloruro de amonio al 3% (arena 80/100).

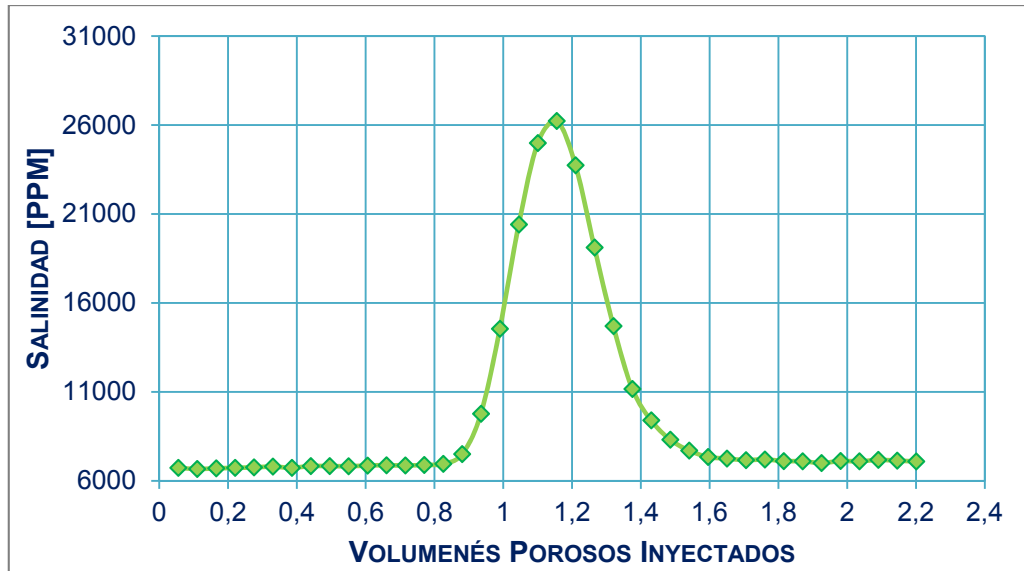


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Durante la inyección del trazador se recolectó el efluente cada 0.055 volúmenes porosos inyectados hasta completar 2.2 volúmenes porosos. A cada volumen de efluente recuperado se midió conductividad y por una formula de correlación y se obtuvo la siguiente grafica de salinidad:

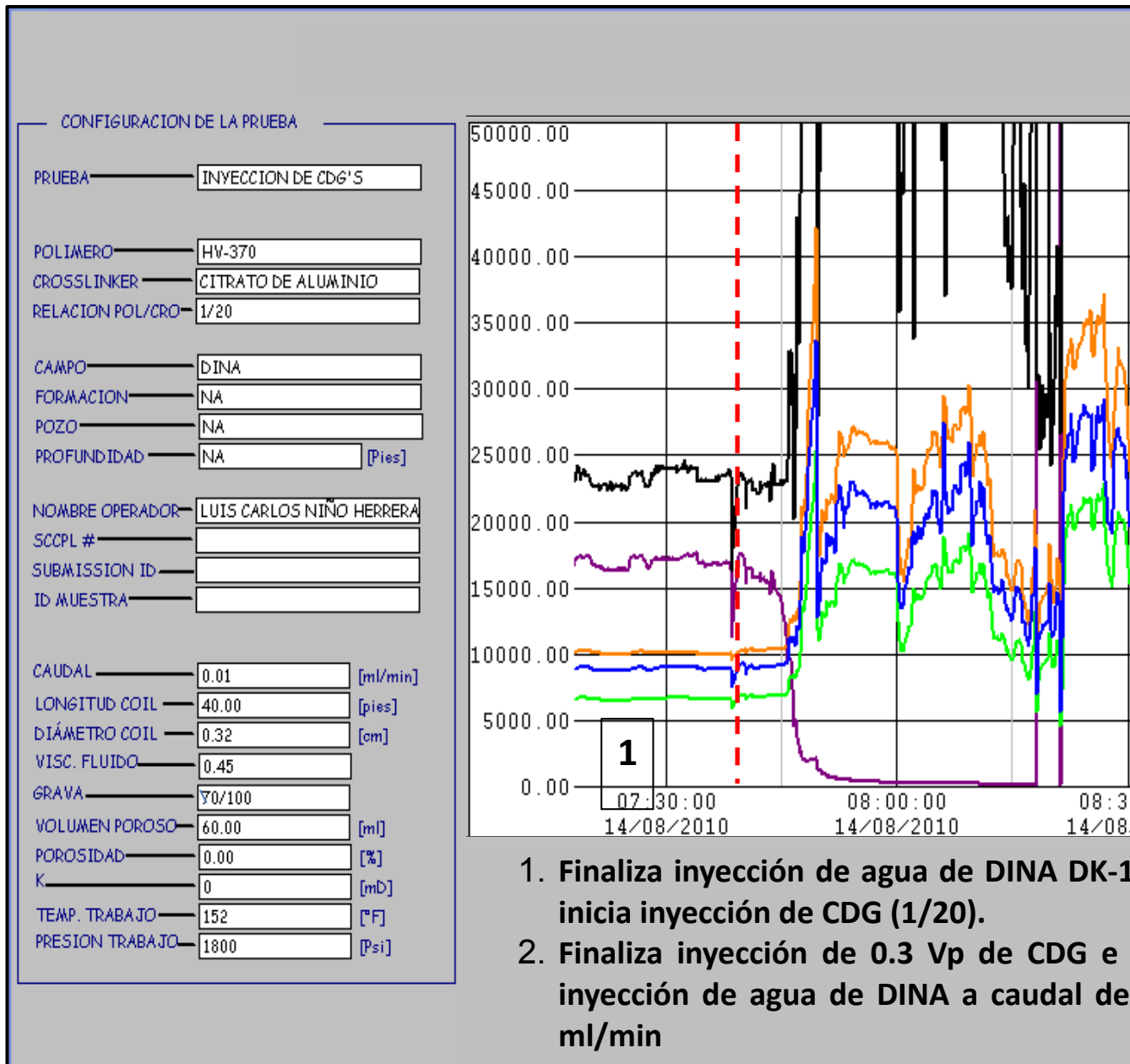
Inyección de CDG. La **figura 79** muestra el comportamiento del trazador inyectado para determinar la dispersión del medio y la **figura 80** muestra el comportamiento de la permeabilidad durante la inyección del CDG.

Figura 79. Salinidad medida durante inyección del trazador, antes de la inyección del CDG (arena 80/100).



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

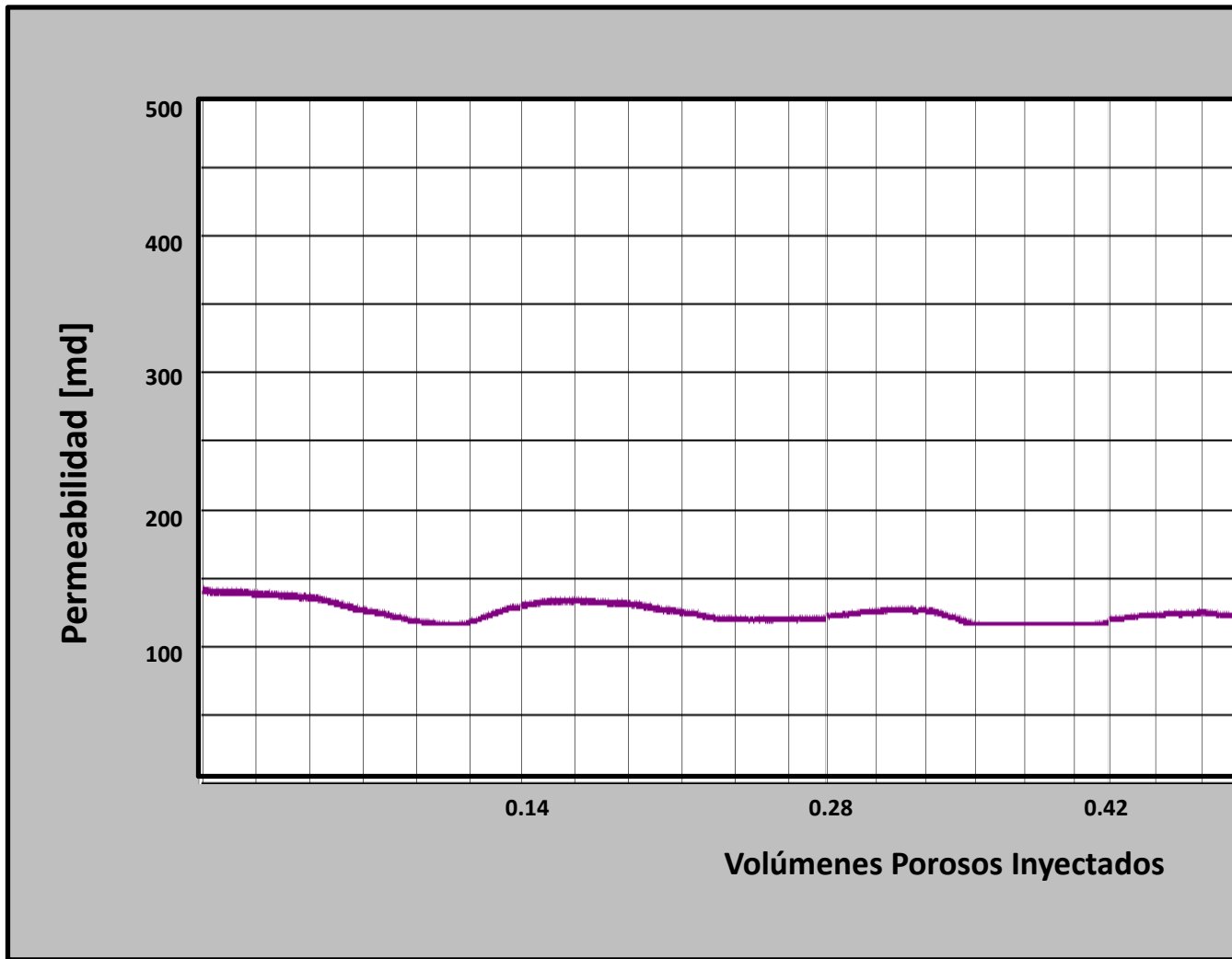
Figura 80. Inyección del CDG (Arena 80/100).



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Una vez se inició la inyección de agua de DK-19 los sensores de presión ubicados en los puntos de 10, 20, 30 y 40 pies registraron diferenciales de presión muy bajos por lo cual la **figura 81** solo presenta la permeabilidad registrada a los 5 pies.

Figura 81. Inyección de agua de DK-19 @ Q= 0.005ml/min (Arena 80/100).



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Durante el desarrollo de los resultados anteriormente expuestos se pudo concluir que en el primer ensayo (arena mesh 70/100) la configuración de los sensores de diferencial de presión no era la adecuada, debido a que imposible registrar la caída de presión sección por sección. Por lo tanto no se pudo constatar hasta que sección del *Slim Tube* avanzaron los *CDG*.

Así mismo se plantea que el desfase observado en la **figura 75** puede deberse al efecto del taponamiento de las zonas de canalización del *Slim Tube* por parte del *CDG*, lo cual genera zonas más homogéneas para el paso del trazador. Adicional a esto en la **figura 74** se puede notar que la retención de las partículas del *CDG*

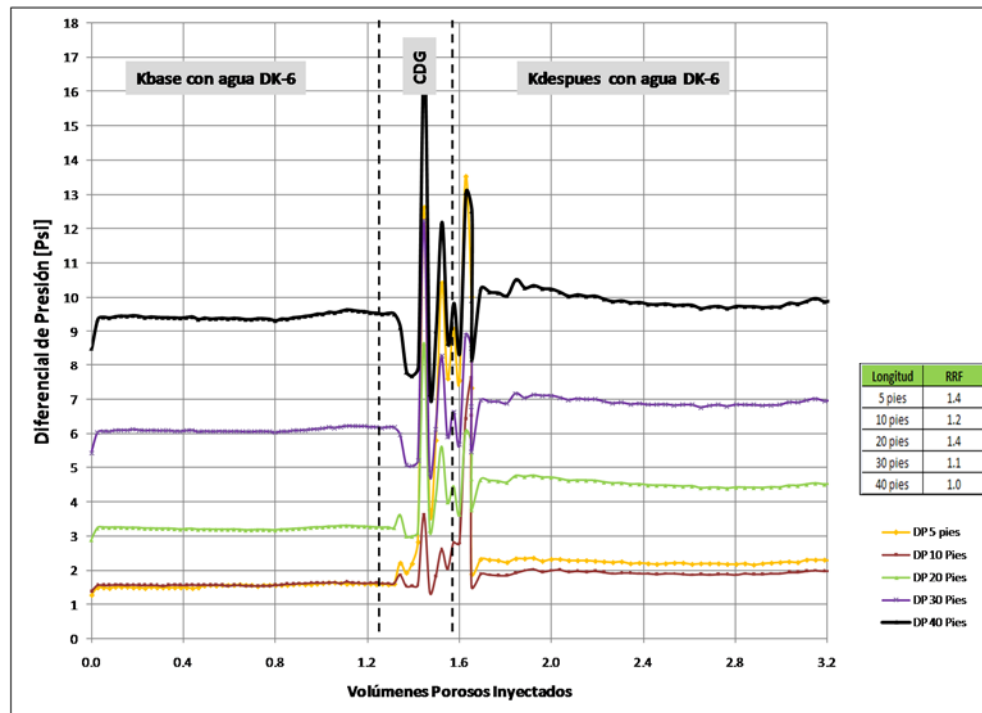
inyectado, no se ve afectada por el aumento de la tasa de flujo. Sin embargo se debe tener cuidado con el tiempo de maduración del gel ya que si se inyecta el *CDG* muy maduro este taponará solo la primer zona del *Slim Tube*.

Finalmente se realizaron bajo el mismo procedimiento dos pruebas experimentales en *Slim Tube* 300 ppm relación 40:1 sin maduración y 600 ppm relación 40:1 sin maduración.

4. *Slim Tube* 40 ft - Inyección de *CDG* 300 ppm relación 40:1

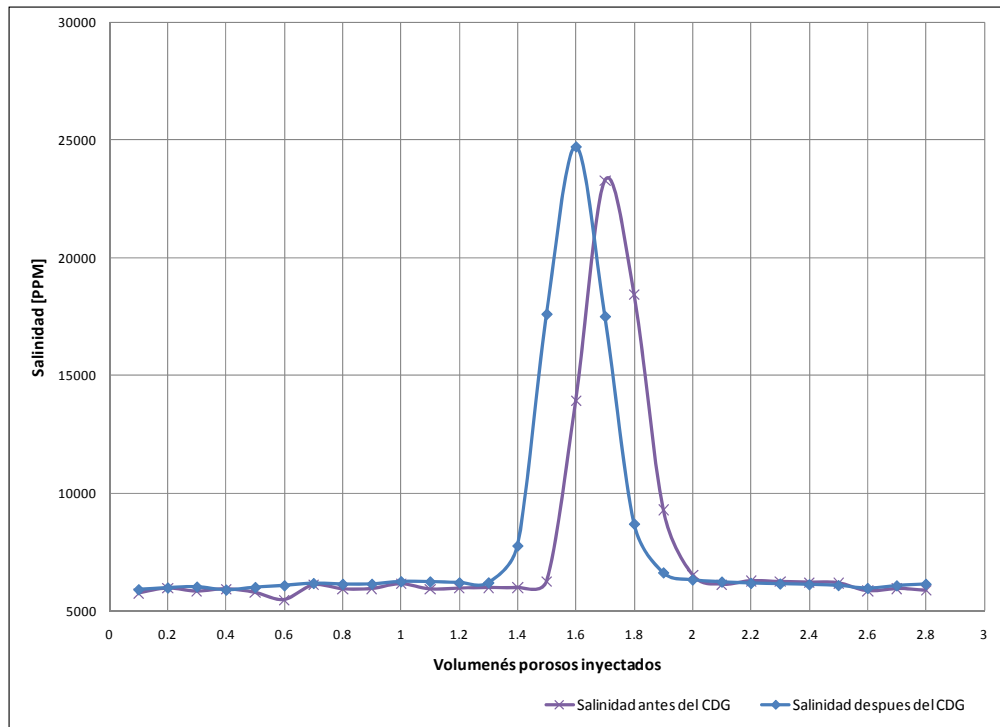
Las **figuras 82, 83 y 84** presentan los resultados obtenidos en el ensayo experimental de inyección de *CDG* 300 ppm relación 40:1.

Figura 82. RRF secciones inyección de *CDG* 300 ppm (Arena 80/100).



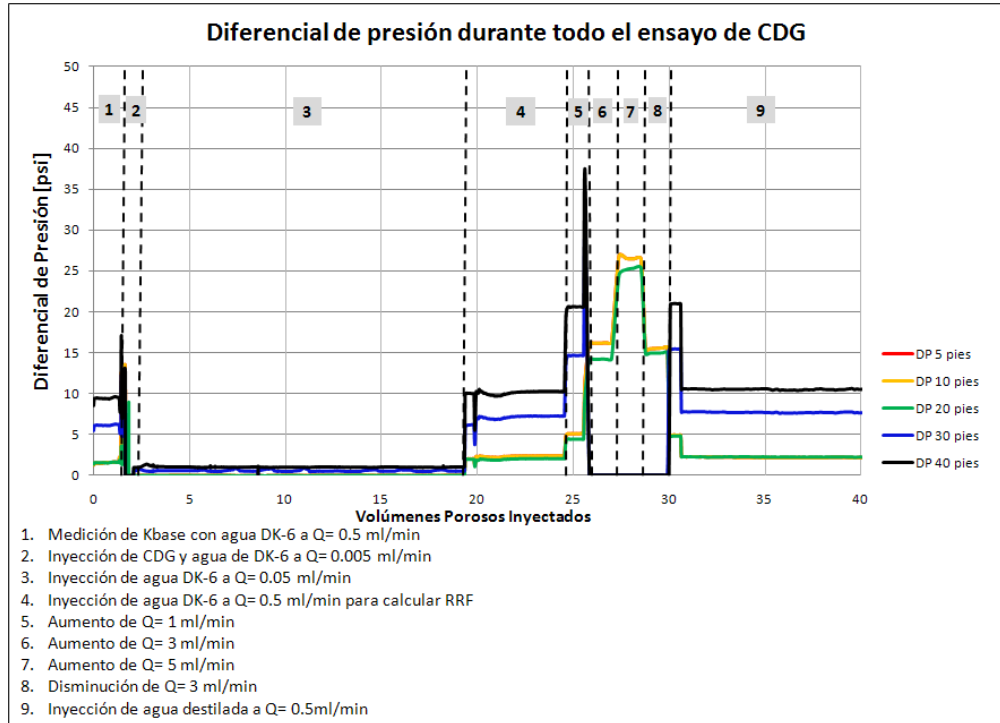
Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 83. Comportamiento Trazador Salino.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 84. Comportamiento Diferencial de Presión durante todo el experimento.

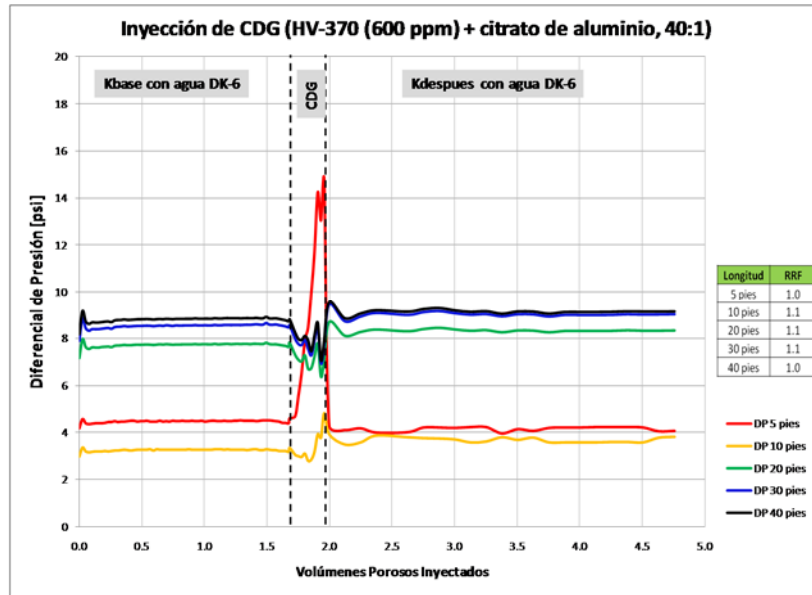


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

5. Slim Tube 40 ft - Inyección de CDG 600 ppm relación 40:1

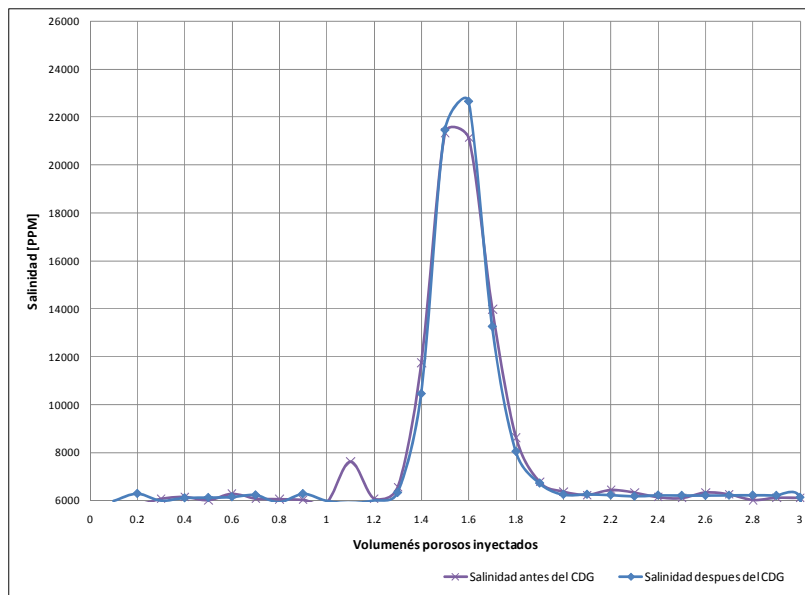
Las figuras 85, 86 y 87 presentan los resultados obtenidos en el ensayo experimental de inyección de CDG 600 ppm relación 40:1.

Figura 85. RRF secciones inyección de CDG 300 ppm (Arena 80/100).



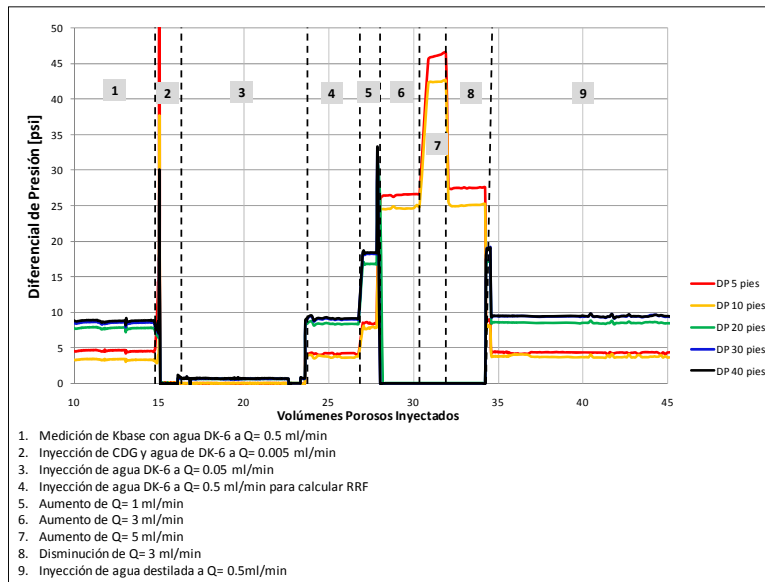
Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 86. Comportamiento Trazador Salino.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 87. Comportamiento Diferencial de Presión durante todo el experimento.

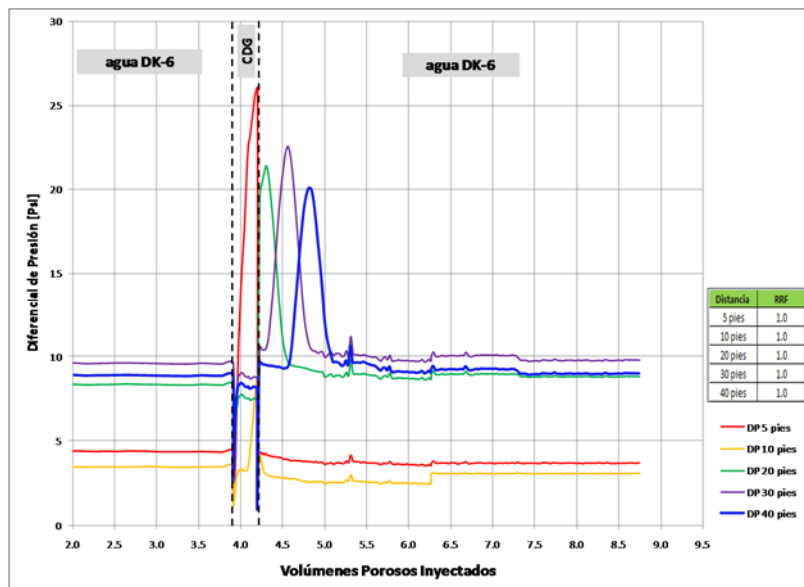


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

6. Slim Tube 40 ft - Inyección de CDG 900 ppm relación 40:1

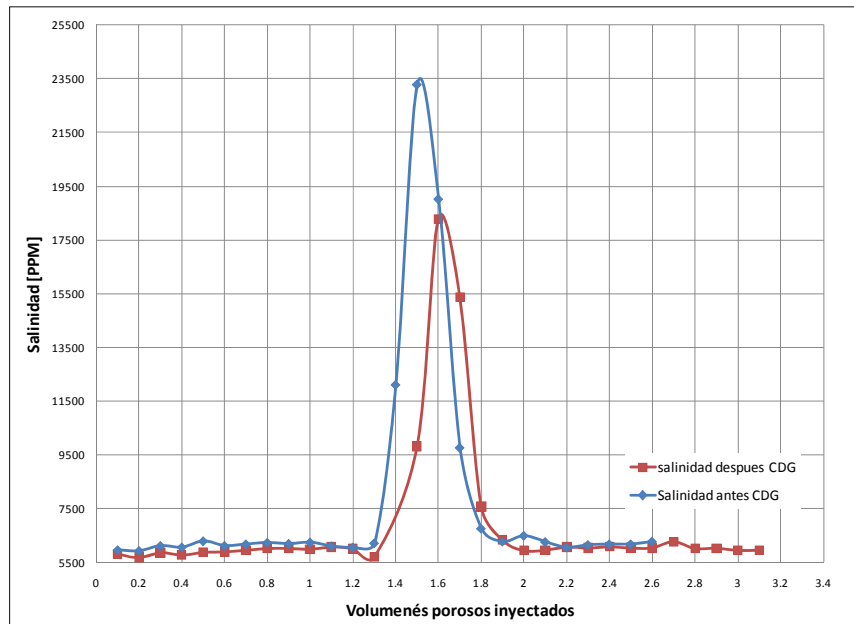
Las figuras 88 y 89 presentan los resultados obtenidos en el ensayo experimental de inyección de CDG 900 ppm relación 40:1 con 6 días de maduración en el medio poroso.

Figura 88. RRF secciones inyección de CDG 900 ppm, 40:1, 6 días de maduración.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

Figura 89. Comportamiento Trazador Salino.

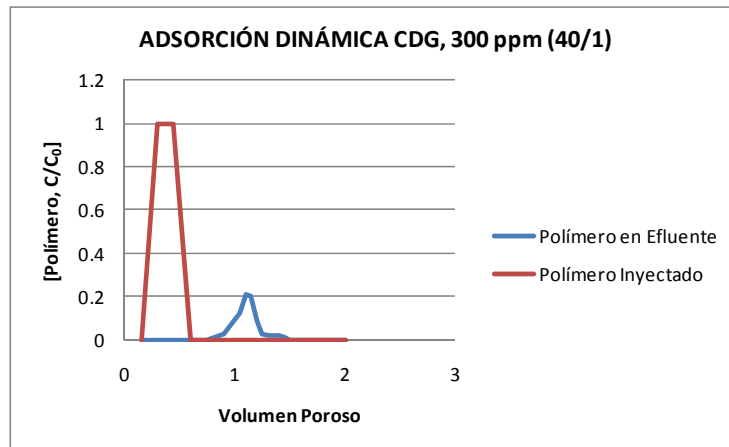


Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

❖ Adsorción Dinámica

Finalmente se realizaron ensayos de medición de la concentración del polímero inyectado y la concentración de los efluentes para inferir cualitativamente la adsorción dinámica del proceso, la **figura 90** muestra el resultado de la medición donde se observa que la mayor cantidad de polímero inyectado es adsorbido por el medio poroso.

Figura 90. Adsorción Dinámica.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado ICP.

5. AJUSTE DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

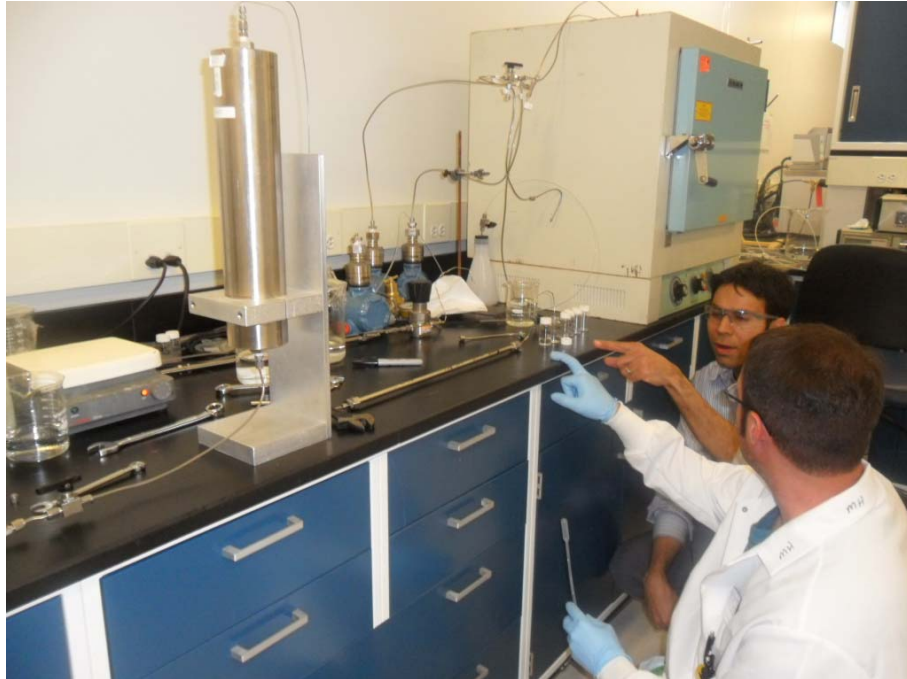
Una vez finalizados los resultados experimentales aplicados al yacimiento objeto de estudio se procede a generar el ajuste de los resultados en el *Slim Tube Test* mediante simulación numérica.

En el proceso de inyección *CDG* no se evidencian cambios en las ecuaciones constitutivas del flujo de fluidos en medio poroso. En este sentido, la ecuación de difusividad también gobierna el flujo de un proceso de *CDG*.

Sin embargo, en el mercado no existen herramientas de simulación comercial que incluyan módulos especiales en el modelamiento de fluidos para generar cambios de viscosidad del polímero dentro de la formación cuando los microgeles han tenido tiempo de reaccionar y la diferencia de presión ha disminuido, en este punto los coloides se expanden por el efecto de entrecruzamiento del citrato de aluminio con la poliacrilamida, aumentando la viscosidad de la solución y bloqueando selectivamente los poros acuatizados.

Por lo tanto, el objetivo de ajuste de los resultados obtenidos en los ensayos experimentales representa un área de relevancia que propone por primera vez estrategias de simulación de inyección de *CDG* combinando esquemas de inyección de uno o más componentes asistidos por la inyección de trazadores como método de validación de posibles cambios en el medio poroso del *Slim Tube* y el análisis de los *CDG* en *Coreflooding* propuesto en la presente investigación. La **figura 91** presenta una imagen de la configuración del experimento seleccionado para el ajuste numérico de los resultados.

Figura 91. Configuración experimento *Slim Tube* 20 in.



Fuente: El Autor.

La **figura 92** presenta los resultados del experimento con un *Slim Tube* de 20 in, a temperatura de 25 °C, 600 ppm de polímero HV-370 y relación polímero entrecruzador 20:1.

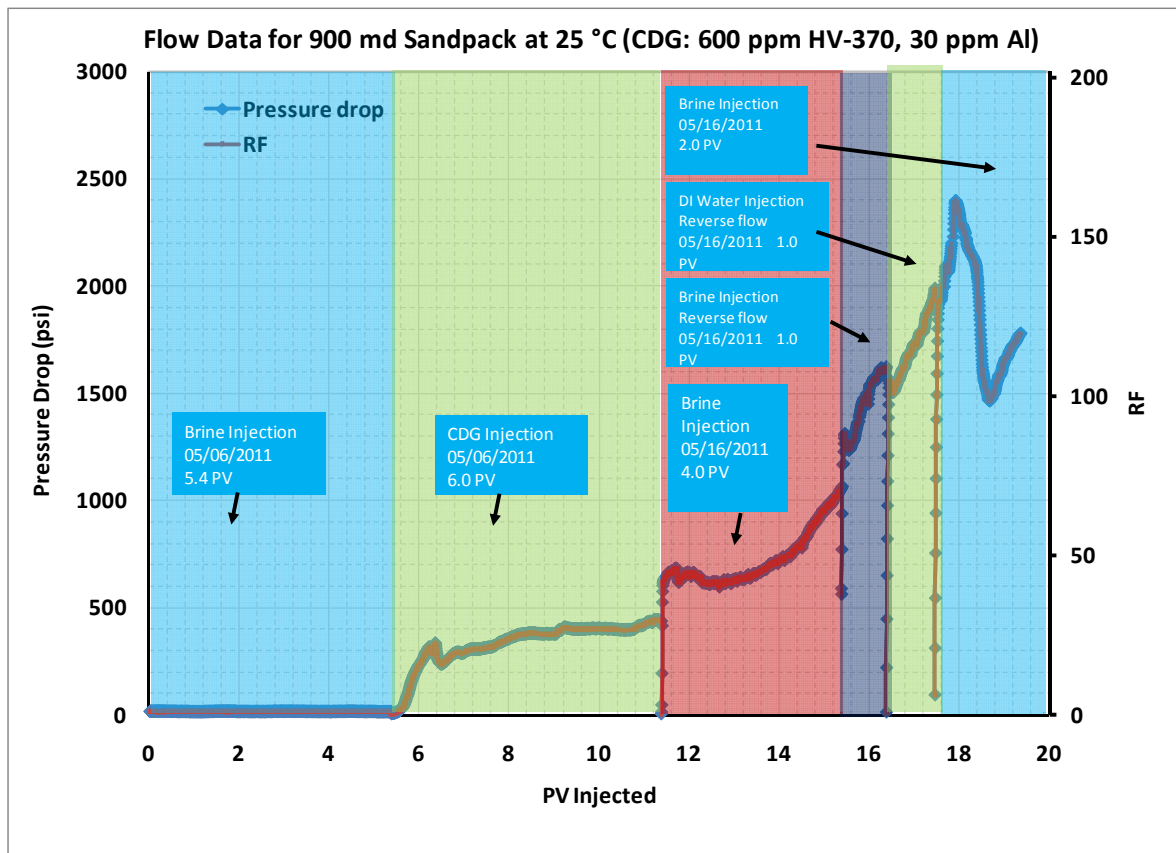
El objetivo de la prueba fue analizar el comportamiento del factor de resistencia antes durante y después de la inyección de *CDG* en un medio poroso con 888 mD de permeabilidad y 0.44 de porosidad saturado 100% con agua sintética de la Formación Monserrate Campo Dina Cretáceo.

5.1 INICIALIZACIÓN

Se utilizó el simulador CMG - STARS en versión 2009.11 para construir los modelos numéricos que permitieron reproducir las pruebas experimentales. Los modelos de *Slim Tube* son descritos como modelos de alta porosidad y permeabilidad saturados 100% con agua de formación y los modelos de

Coreflooding son descritos como modelos de porosidad y permeabilidad similar a la del yacimiento en estudio saturados con agua de formación y aceite liviano con 23.7 ° API, Relación gas-aceite 182 scf/stb.

Figura 92. Resultados Slim Tube 20 in.



Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado TIORCO.

Las propiedades del Slim Tube, halladas mediante medición directa y análisis experimentales, se presentan en la tabla 19.

Tabla 19. Propiedades Slim Tube.

OD (in)	ID (in)	ID (cm)	Area (cm ²)	Length (in)	PV (ml)	Porosity (%)	k (md)
0.375	0.305	0.775	0.471	20	~10	0.44	888

Fuente: Laboratorio de Recobro Mejorado TIORCO.

Para poder realizar la inicialización del modelo numérico de simulación es necesario disponer de un grid de simulación, esta grilla debe tener el número adecuado de celdas y de esto depende la velocidad de cada corrida y el requerimiento de capacidad de los equipos utilizados. Posteriormente se le deben asignar los valores de las propiedades a cada celda del grid.

5.1.1 Grid de Simulación. El modelo se construyó con geometría cartesiana conservando el área transversal al flujo del *Slim Tube*. La **tabla 20** presenta las dimensiones del modelo.

Tabla 20. Dimensiones modelo *Slim Tube*.

Length (in)	Length (cm)	Radius (cm)	d cartesian grid (cm)	V (ml)
20	50.8	0.38735	0.686559999148252	23.94532333

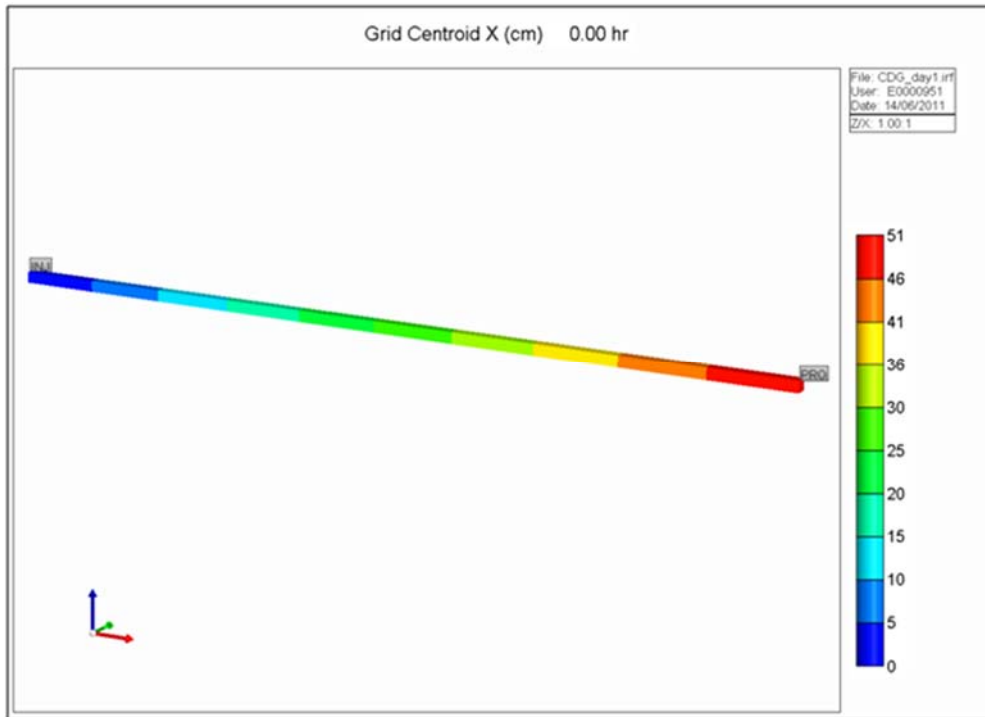
Fuente: El Autor.

El grid utilizado para el modelo numérico es de 1000 celdas en X (0.0508 cm cada celda), una celda en Y (0.686559999148252 cm cada celda) y una celda en Z (0.686559999148252 cm cada celda). El modelo está dividido en una región de saturación, una región de equilibrio y una unidad de flujo. La **figura 93** muestra la geometría del grid generado para el modelamiento numérico.

Luego de tener listo el grid y sus propiedades se debe proceder a definir el tipo de fluido que se va a usar en la simulación y los tipos de roca presentes a los cuales se les asignarán sus respectivas curvas de permeabilidades relativas y presión capilar.

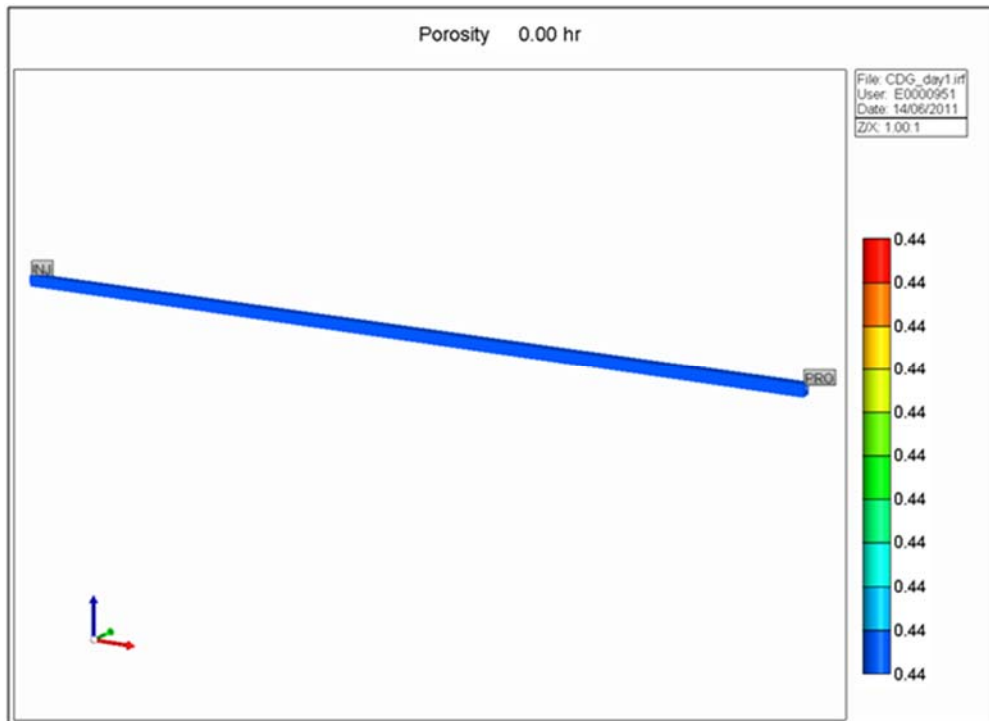
5.1.2 Propiedades Petrofísicas. El modelo de Porosidad define la distribución espacial de la porosidad existente en el medio poroso. Según los análisis experimentales y como muestra la **figura 94** la porosidad del *Slim Tube* en estudio es de 0.44.

Figura 93. Geometría *Slim Tube* 1000 1 1.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11.

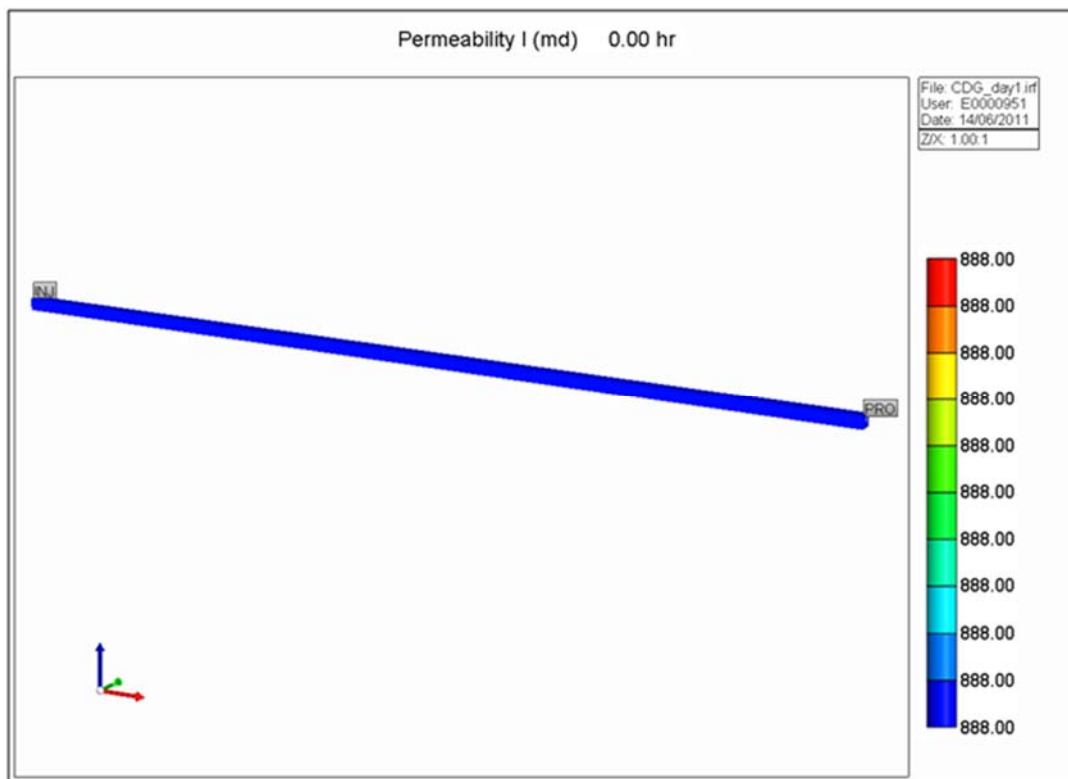
Figura 94. Modelo de Porosidad *Slim Tube*.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11.

El modelo de permeabilidad define la distribución de permeabilidad en la dirección X existente en el medio poroso. Según los análisis experimentales y como muestra la **figura 95** la permeabilidad del *Slim Tube* en estudio es de 888 mD.

Figura 95. Modelo de Permeabilidad *Slim Tube*.

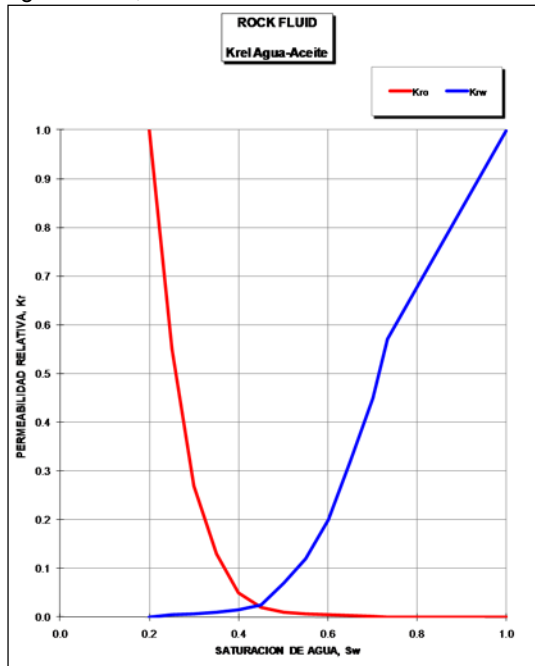


Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

Para el caso del modelo se estableció que la permeabilidad en la dirección Y y Z, será igual a la establecida para la dirección X.

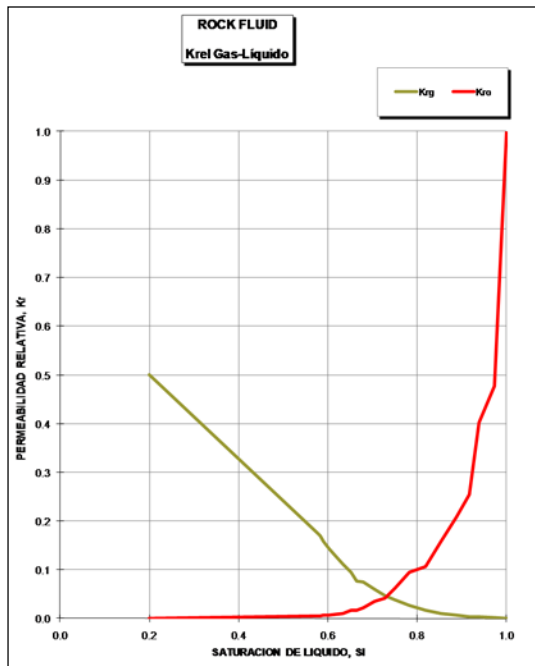
5.1.3 Región de Saturación. El modelo cuenta con una región de saturación tomando como base la asignación que se hizo en el trabajo de simulación de 1998 para el Campo Dina Cretáceo que consistió en tomar curvas de permeabilidades relativas para las unidades TKGBAS, K4A y para las unidades B en forma unificada. Las Curvas de permeabilidades relativas para el modelo se presentan en las **figuras 96 y 97**.

Figura 96. Curvas base de permeabilidad relativa Agua-Aceite, Área Lisama.



Fuente: Revisión Técnica del Campo Dina para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR. TIORCO. Octubre de 2009.

Figura 97. Curvas base de permeabilidad relativa Gas-Aceite.

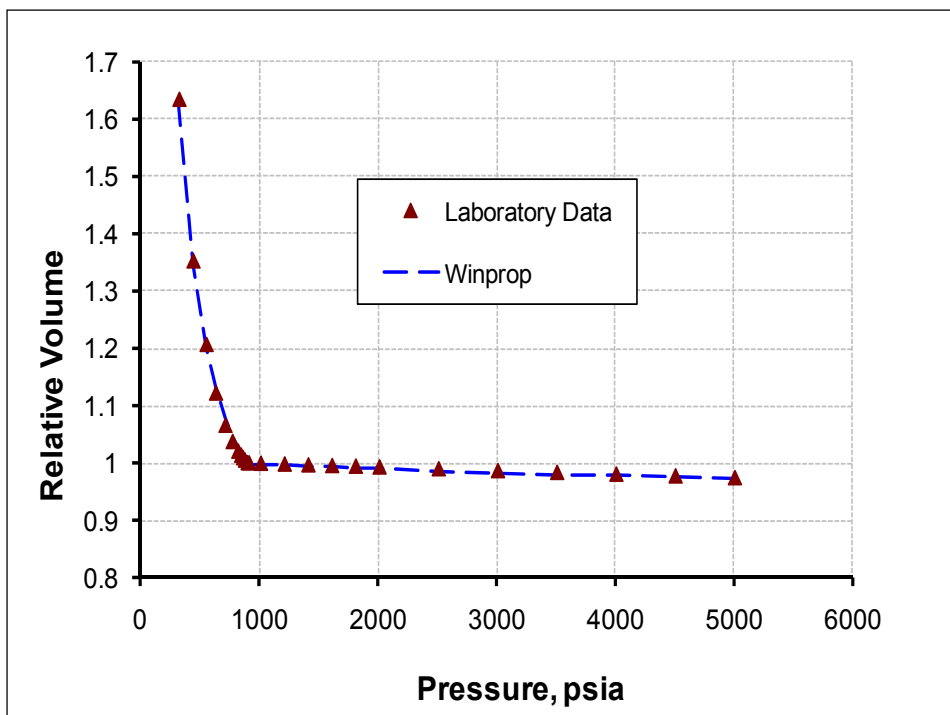


Fuente: Revisión Técnica del Campo Dina para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR. TIORCO. Octubre de 2009.

5.1.4 Modelamiento de Fluidos. El modelamiento de fluidos se realizó con ayuda del software WINPROP de CMG, básicamente se definieron 2 seudocomponentes de los 13 componentes puros reportados en el PVT del pozo DK-15, dichos componentes fueron asignados como aceite muerto y gas en solución, de los cuales se tomaron sus pesos moleculares, presiones críticas, temperaturas críticas, constantes de equilibrio entre otras.

El modelamiento de fluidos se realizó utilizando la ecuación de estado de Peng Robinson 3 parámetros y metodología reportada en la literatura²⁹. La inicialización numérica se realizó utilizando la Ecuación de Estado ajustada a partir de los datos PVT. Las **figuras 98, 99, 100, 101 y 102** presentan los datos PVT y el ajuste obtenido.

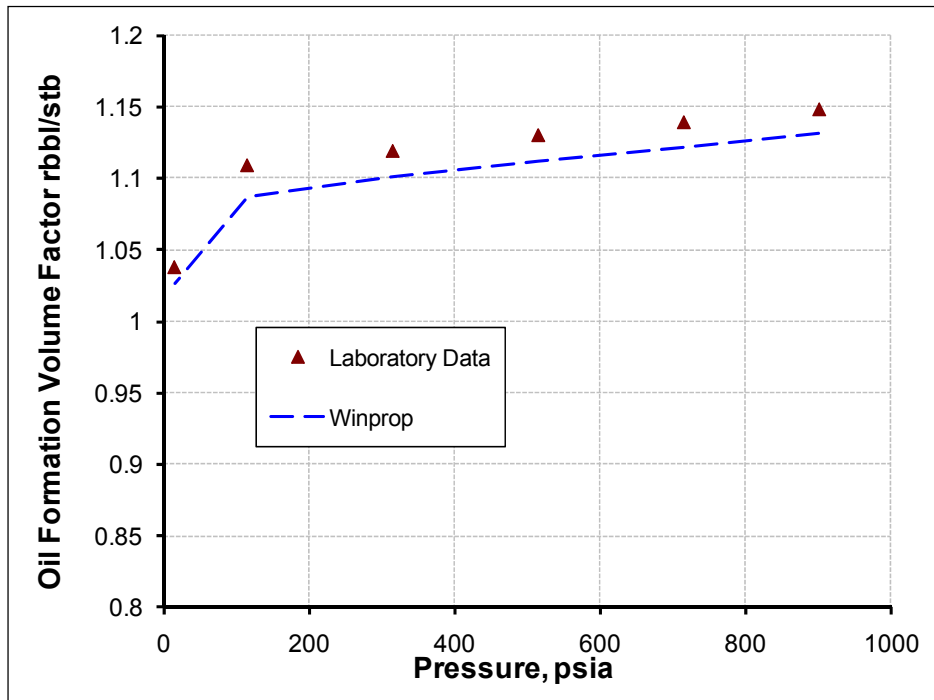
Figura 98. Volumen Relativo.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Winprop 2009.11.

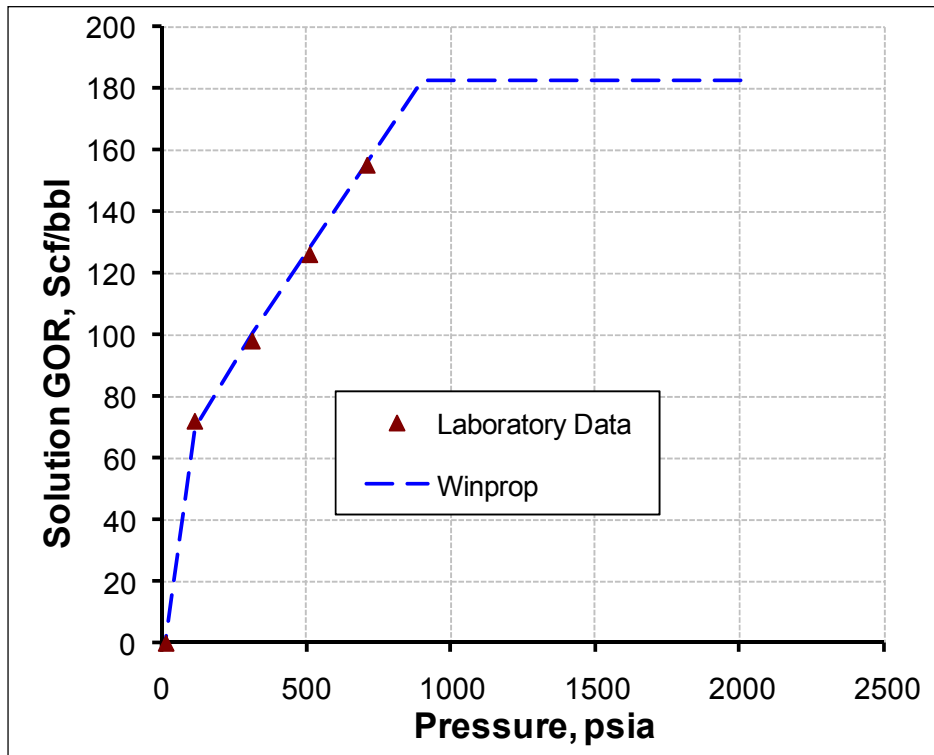
²⁹ Castro, R., Cañas, W., Osorio, R., Soto, C. "Definition of Reservoir Compartmentalization Applying Compositional Gradients: Mugrosa B Formation in Middle Magdalena Valley Basin, Lisama Field, Colombia" SPE-123068-MS.

Figura 99. Factor volumétrico del aceite.



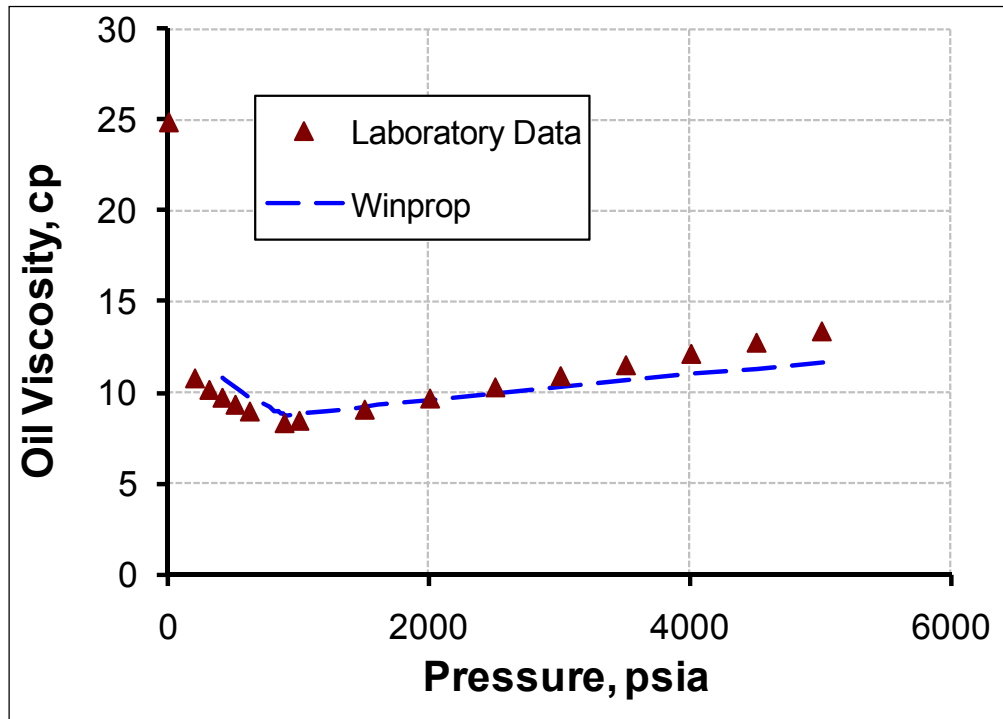
Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Winprop 2009.11.

Figura 100. Gas en Solución.



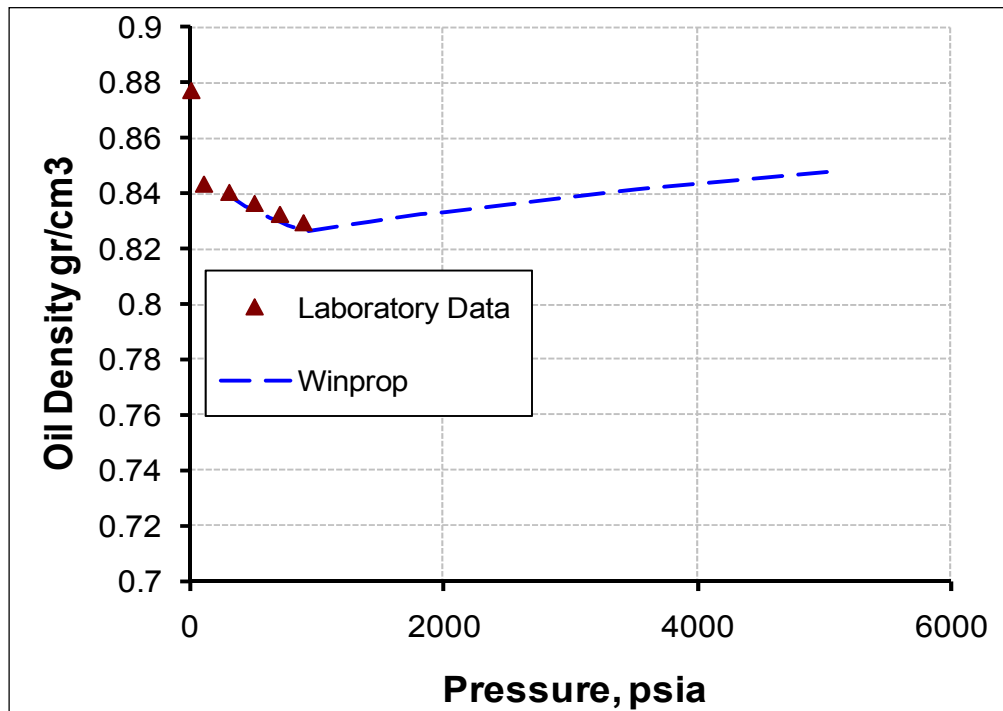
Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Winprop 2009.11.

Figura 101. Viscosidad del aceite.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Winprop 2009.11.

Figura 102. Densidad del aceite.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Winprop 2009.11.

Las fases adicionales presentes en el modelo son agua, polímero, entrecruzador, *CDG* y salmuera. Estas propiedades permiten que el modelamiento de fluidos sea representado de manera composicional dentro del modelo de STARS.

5.2 ARCHIVO NUMÉRICO

Se construyó un archivo plano el cual tiene resumida las propiedades petrofísicas, grid de simulación, PVT, curvas de permeabilidades relativas y/o presiones capilares, densidades de los fluidos, y el modelamiento químico del *CDG* que se propone en esta investigación además de las instrucciones que el simulador debe seguir para poder correr la simulación. Este archivo de extensión **.DAT** está ubicado en el **Anexo 1** de este informe.

Utilizando el archivo se puede realizar la corrida preliminar llamada inicialización con el fin de validar el volumen poroso del *Slim Tube*, las propiedades petrofísicas asignadas a las celdas de la malla de simulación y el control de calidad requerido en la información del modelo.

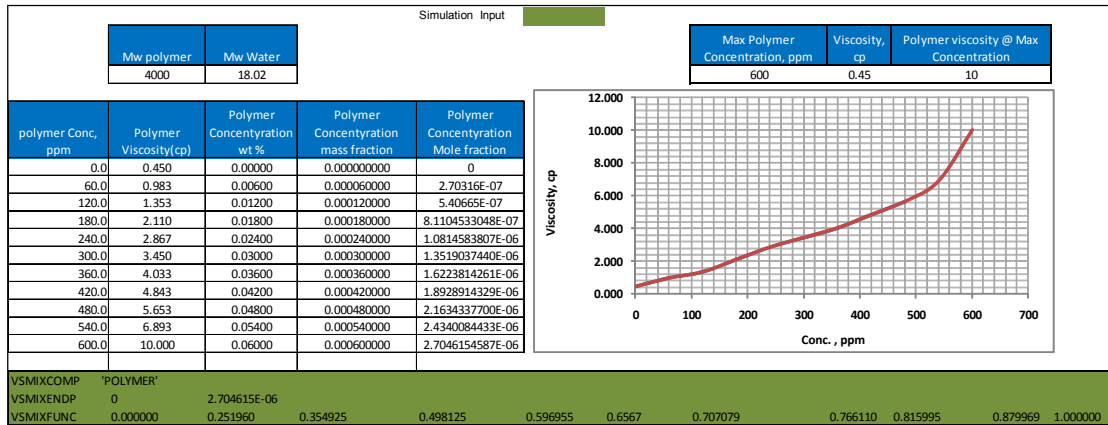
5.3 AJUSTE DE RESULTADOS

El ajuste de los ensayos experimentales en el *Slim Tube* se realizó mediante la simulación numérica del comportamiento de los ensayos experimentales del proceso de inyección *CDG*. Con el fin de representar el comportamiento del proceso se estableció un modelo de viscosidad de polímero y *CDG*, modelo de adsorción de polímero, entrecruzador y *CDG*, adsorción máxima (ADMAXT), nivel de adsorción residual (ADRT), factores de resistencia residual (RRF), volumen de poro accesible y finalmente un modelo de reacción química.

❖ **Modelo de Viscosidad de Polímero y de *CDG*.** Los polímeros son clasificados como fluidos no newtonianos, puesto que no obedecen la ley de

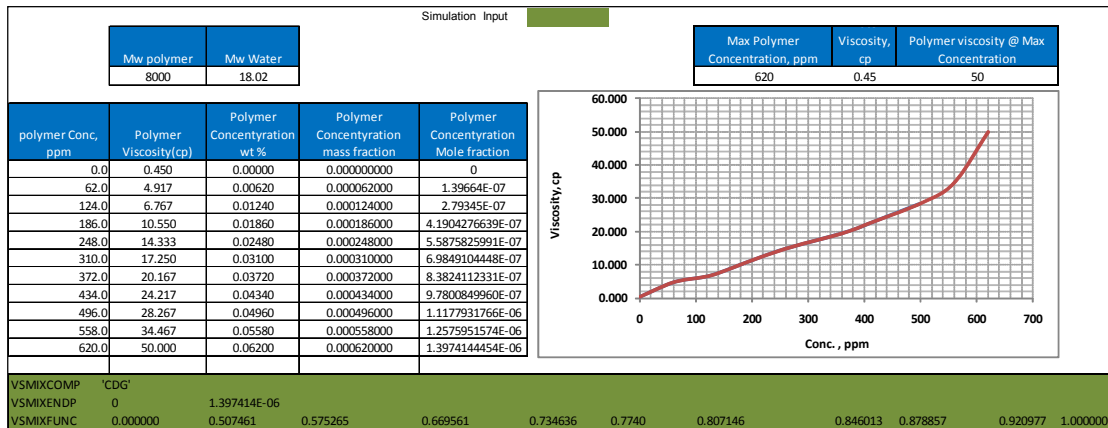
Newton por completo, en este sentido se introduce al modelo los datos experimentales mediante función no lineal en donde se puede especificar para más de un componente en cada una de las fases agua y polímero. La **tabla 21** y **22** muestran la información de entrada en el modelo numérico.

Tabla 21. Modelo de viscosidad polímero.



Fuente: El Autor.

Tabla 22. Modelo de viscosidad CDG.

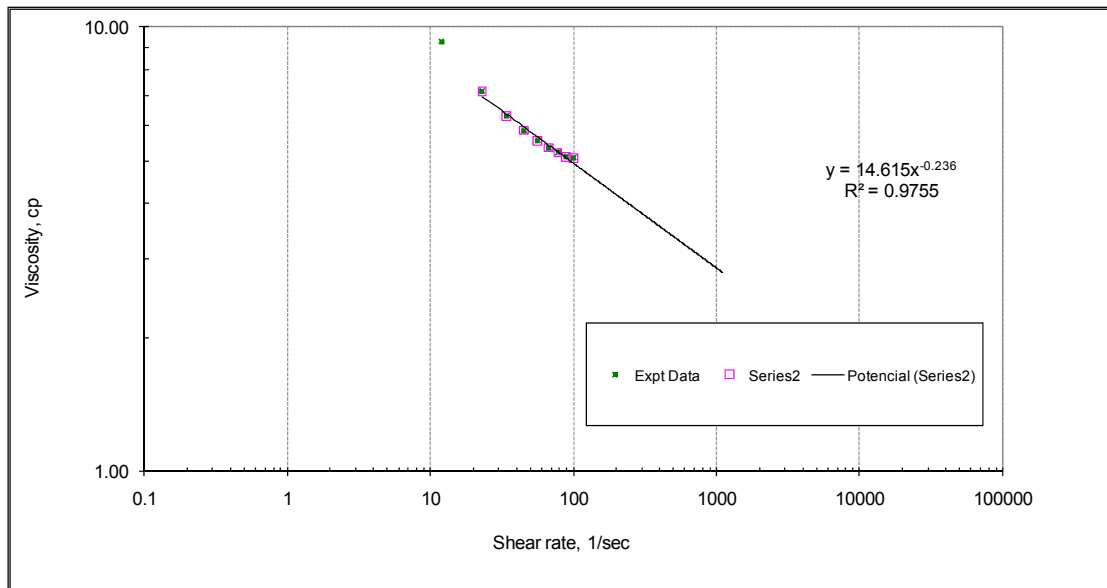


Fuente: El Autor.

Por otro lado, la viscosidad de corte se define como el cociente del estrés con respecto de la tasa de deformación. Por lo tanto, para un fluido newtoniano, la viscosidad es independiente de la velocidad de corte, y esto no ocurre con los fluidos no-newtonianos. En este sentido, se incluyó también en el modelo numérico el comportamiento de la viscosidad del polímero con el cambio de

velocidad. La **figura 103** presenta el comportamiento de viscosidad con respecto a diferentes velocidades de corte y La **tabla 23** presenta la información de entrada en el modelo numérico.

Figura 103. Modelo de viscosidad vs *shear rate*.



Fuente: El Autor.

Tabla 23. Modelo de viscosidad vs shear rate (SHEARTHIN).

Polymer Concentration, ppm	Shear Rate 12 (1/sec)	Viscosity, cp
0	0.5	
600	12	9.27
600	23	7.17
600	34	6.31
600	45	5.85
600	56	5.55
600	67	5.35
600	78	5.22
600	89	5.11
600	100	5.07
n	ul	ul,lower
0.764	64	10

Fuente: El Autor.

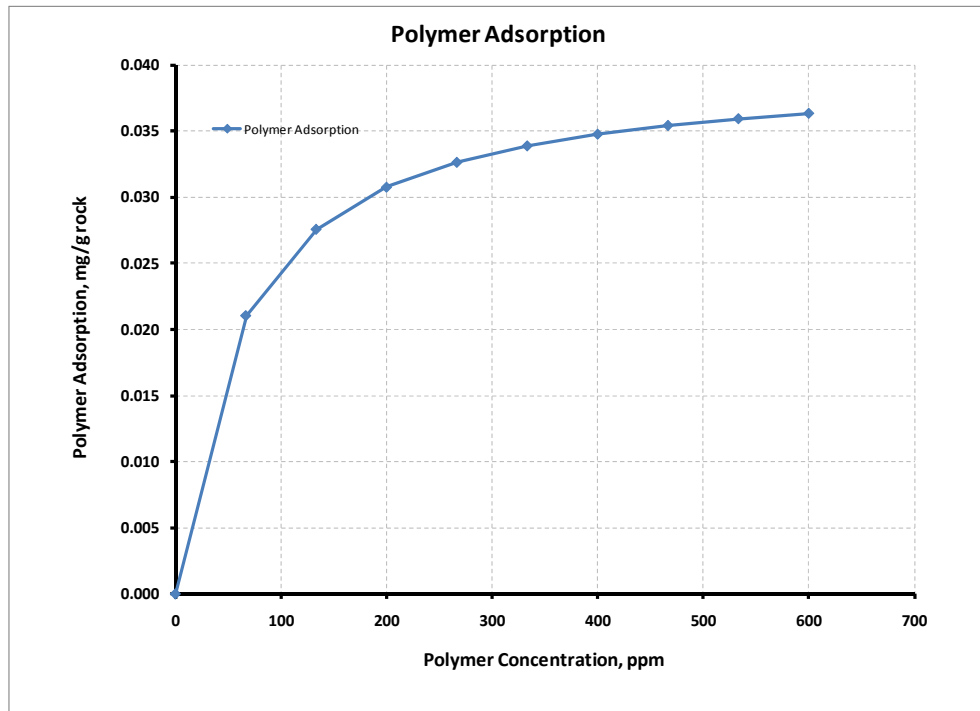
- ❖ **Modelo de adsorción de polímero, entrecruzador y CDG.** La adsorción es el proceso por el cual un átomo o una molécula de sustancia se adhiere en la superficie de un sólido o en la interface entre dos fluidos. La adsorción es un medio para neutralizar o satisfacer las fuerzas de atracción que existen en una superficie o una interface, y que se deben a la discontinuidad en la naturaleza de la estructura.

Propiedades de adsorción, tales como la retención de los componentes, el factor de resistencia residual, volumen de poros inaccesibles y el nivel de desorción dependen de la permeabilidad de la formación. Yacimientos muy heterogéneos pueden causar que estas propiedades varíen significativamente dentro del yacimiento. Por lo tanto, la adsorción es una función de la ubicación, así como la concentración de los componentes y la temperatura. La **tabla 24** presenta la información de entrada en el modelo numérico y la **figura 104** presenta el comportamiento de adsorción de polímero a diferentes concentraciones.

La **figura 105** presenta el comportamiento de adsorción de entrecruzador a diferentes concentraciones y la **tabla 25** presenta la información de entrada en el modelo numérico.

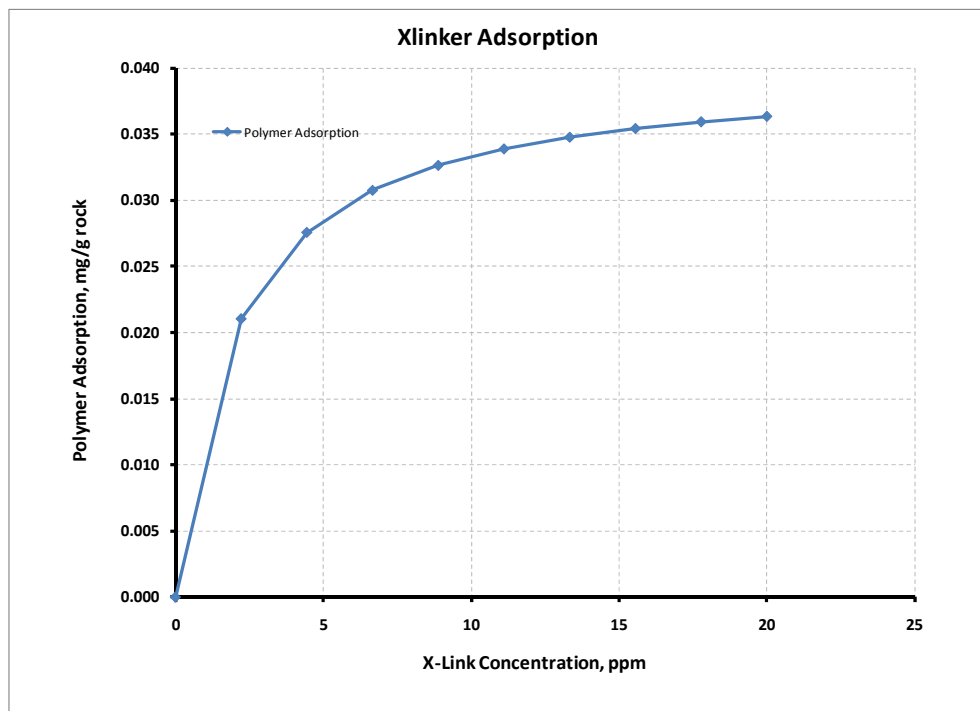
La **tabla 26** presenta la información de entrada en el modelo numérico y la **figura 106** presenta el comportamiento de adsorción de *CDG* a diferentes concentraciones.

Figura 104. Modelo de adsorción de polímero vs concentración.



Fuente: El Autor.

Figura 105. Modelo de adsorción de entrecruzador vs concentración.



Fuente: El Autor.

Tabla 24. Modelo de adsorción de polímero.

Polymer					
$\rho_r, \text{g/cm}^3$	Porosity	Polymer Mw, g/mol	Maximum Polymer Adsorption, mg/g Rock	Concentration ppm	Concentration, Mass fraction
2.65	0.44	4000	0.04	600	0.0006
	Adi	0.0001349	gpoly/cm ³ PV		
Bzi= 10	Bzi=10---B	16666.66667	gpoly/cm ³ PV		
	A	2.248484848			
	B	0.016666667 kg	Mass Fraction		Units
	A	2.25E-03 kg/cm ³ PV	Units		
Lab Unit					
	Admax	3.3727273E-08 mole/cm ³ PV	Mole Fraction		Units
	Mole Fraction pol	2.703000E-06	Units		
Bzi= 10	Bzi=10---B	3.6995930E+06 mol			
	A	0.124777 mole/cm ³ PV			
Simulation Input					
	ADMAXT	3.3727273E-08	****grmole/cm ³ PV		
0.50	ADRT	1.6863636E-08			
	****tad1	tad2	tad3		
	0.124777	0	3.6995930E+06		
poly ppm	Poly Mole frac	Ads, gmole/cm ³ pv	mgr/gr rock		
0	0.00E+00	0.0000000E+00	0.000		
67	3.00E-07	1.7751196E-08	0.021		
133	6.01E-07	2.3260188E-08	0.028		
200	9.01E-07	2.5944056E-08	0.031		
267	1.20E-06	2.7532468E-08	0.033		
333	1.50E-06	2.8582435E-08	0.034		
400	1.80E-06	2.9328063E-08	0.035		
467	2.10E-06	2.9884925E-08	0.035		
533	2.40E-06	3.0316650E-08	0.036		
600	2.70E-06	3.0661157E-08	0.036		

Fuente: El Autor.

Tabla 25. Modelo de adsorción de entrecruzador.

X-Link					
$\rho_r, \text{g/cm}^3$	Porosity	Xlikert Mw, g/mol	Maximum Polymer Adsorption, mg/g Rock	Concentration ppm	Concentration, Mass fraction
2.65	0.44	400	0.04	20	0.00002
			0.02		
	Adi	0.0001349	gpoly/cm ³ PV		
Bzi= 10	Bzi=10---B	500000	gpoly/cm ³ PV		
	A	67.45454545			
	B	0.5 kg	Mass Fraction		Units
	A	6.75E-02 kg/cm ³ PV	Units		
Lab Unit					
	Admax	3.3727273E-07	mole/cm ³ PV		Mole Fraction Units
	Mole Fraction pol	9.010000E-07			
Bzi= 10	Bzi=10---B	1.1098779E+07	mol		Units
	A	3.743316	mole/cm ³ PV		
Simulation Input					
	ADMAXT	3.3727273E-07	****grmole/cm ³ PV		
0.50	ADRT	1.6863636E-07			
	****tad1	tad2	tad3		
	3.743316	0	1.1098779E+07		
X-Link ppm	Poly Mole frac	Ads, gmole/cm ³ pv	mgr/gr rock		
0	0.00E+00	0.0000000E+00	0.000		
2	1.00E-07	1.7751196E-07	0.021		
4	2.00E-07	2.3260188E-07	0.028		
7	3.00E-07	2.5944056E-07	0.031		
9	4.00E-07	2.7532468E-07	0.033		
11	5.01E-07	2.8582435E-07	0.034		
13	6.01E-07	2.9328063E-07	0.035		
16	7.01E-07	2.9884925E-07	0.035		
18	8.01E-07	3.0316650E-07	0.036		
20	9.01E-07	3.0661157E-07	0.036		

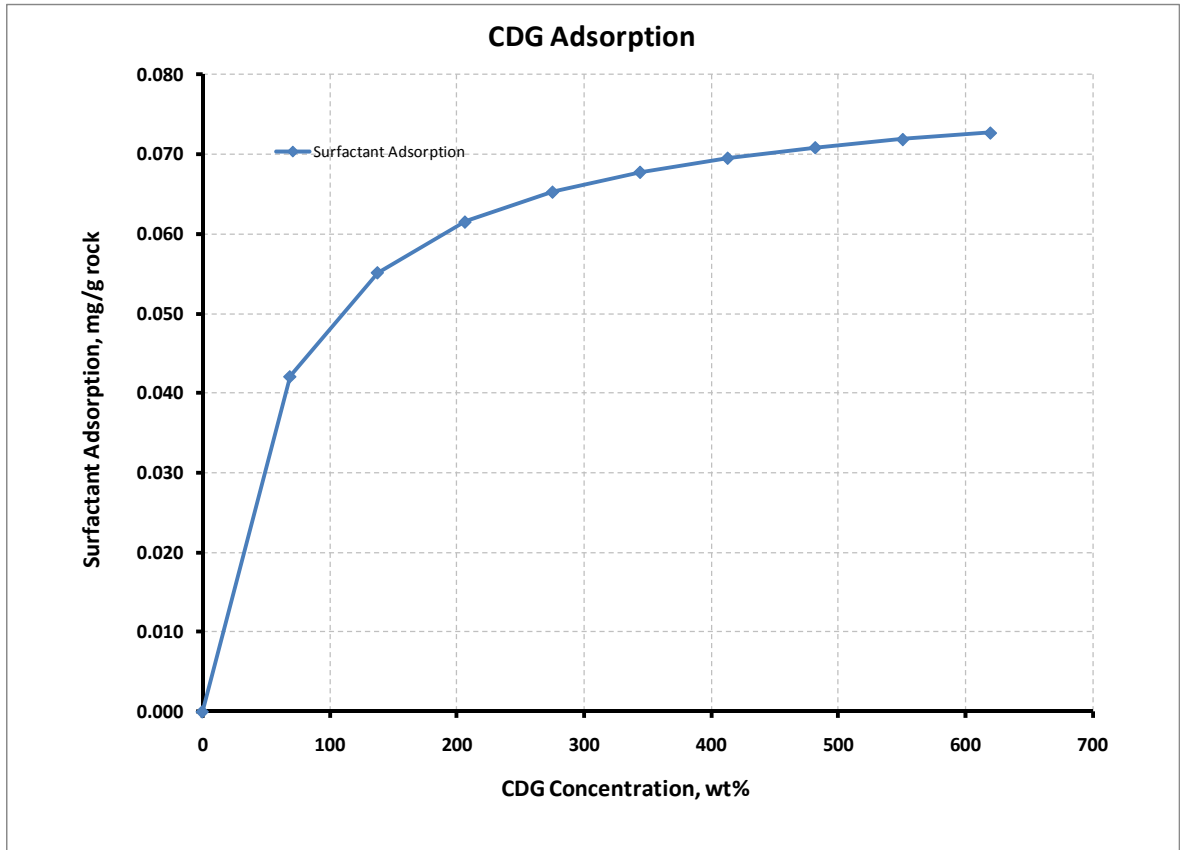
Fuente: El Autor.

Tabla 26. Modelo de adsorción de CDG.

$\rho_r, \text{g/cm}^3$	Porosity	Polymer Mw, g/mol	Maximum Polymer Adsorption, mg/g Rock	Concentration ppm	Concentration, Mass fraction
2.65	0.44	8000	0.08	620	0.00062
	Adi	0.0002698	0.04 gpoly/cm ³ PV		
Bzi= 10	Bzi=10---B	16129.03226	gpoly/cm ³ PV		
	A	4.351906158			
	B	0.016129032 kg		Mass Fraction	
	A	4.35E-03 kg/cm ³ PV		Units	
Lab Unit					
	Admax	3.3727273E-08 mole/cm ³ PV		Mole Fraction Units	
	Mole Fraction pol	1.396550E-06			
Bzi= 10	Bzi=10---B	7.1605027E+06 mol			
	A	0.241504 mole/cm ³ PV			
Simulation Input					
	ADMAXT	3.3727273E-08 ****gmole/cm ³ PV			
0.50	ADRT	1.6863636E-08			
	****tad1	tad2	tad3		
	0.241504	0	7.1605027E+06		
	CDG ppm	Poly Mole frac	Ads, gmole/cm ³ pv	mgr/gr rock	
	0	0.00E+00	0.0000000E+00	0.000	
	69	1.55E-07	1.7751196E-08	0.042	
	138	3.10E-07	2.3260188E-08	0.055	
	207	4.66E-07	2.5944056E-08	0.062	
	276	6.21E-07	2.7532468E-08	0.065	
	344	7.76E-07	2.8582435E-08	0.068	
	413	9.31E-07	2.9328063E-08	0.070	
	482	1.09E-06	2.9884925E-08	0.071	
	551	1.24E-06	3.0316650E-08	0.072	
	620	1.40E-06	3.0661157E-08	0.073	

Fuente: El Autor.

Figura 106. Modelo de adsorción de polímero vs concentración.



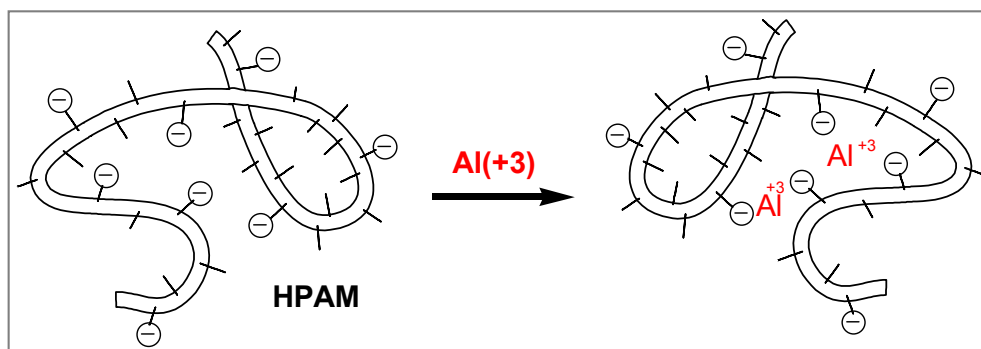
Fuente: El Autor.

❖ **Modelo Composicional de Reacción Química.** Para cada reacción, se supone que cada reactivo reacciona en una fase en particular. Algunas veces uno de los componentes reacciona en más de una fase, lo que debe ser modelado como dos reacciones separadas. Por ejemplo, la quema de un componente del petróleo, tanto en las fases líquida y de gas se debe escribir como dos reacciones. Los coeficientes de estequiometría serán los mismo, pero la cinética de reacción (parámetros de velocidad) puede ser diferente. Por lo general, la quema de petróleo se supone que es una reacción entre el aceite líquido y oxígeno gaseoso; la cinética de reacción y de las cuentas de entalpia de vaporización del aceite o la disolución de oxígeno.

El modelo de reacción química se puede utilizar para modelar el tipo de procesos de no equilibrio de transferencia de masa que están involucrados en la generación in situ o la coalescencia de las emulsiones y espumas.

El modelo de reacción química de entrecruzamiento propuesto por los autores y asesores de la presente investigación combina esquemas de inyección de dos reactivos (polímero y entrecruzador) para generar un producto (CDG) para reflejar la generación de los geles de dispersión coloidal que es la solución acuosa obtenida luego de mezclar una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (polímero) a una baja concentración y citrato de aluminio (figura 107).

Figura 107. Modelo de reacción química CDG.



Fuente: Tomado de Laboratorio Química de Producción – ICP, “Métodos de Recobro Químico- CDG”, 2011, 20p.

El modelo cuenta con coeficientes de reacción de los componentes, coeficientes de producción, orden de generación de la reacción, frecuencia de activación, energía de activación y entalpía de la reacción si el proceso es no isotérmico. La **tabla 27** presenta la información de entrada en el modelo numérico. La reacción química debe asegurar que los coeficientes estequiométricos de entrada como datos de conservación de la masa sean consistentes.

La **figura 108** presenta el ajuste de los resultados obtenidos al inyectar la solución polimérica con el entrecruzador en el *Slim Tube* de 2 ft.

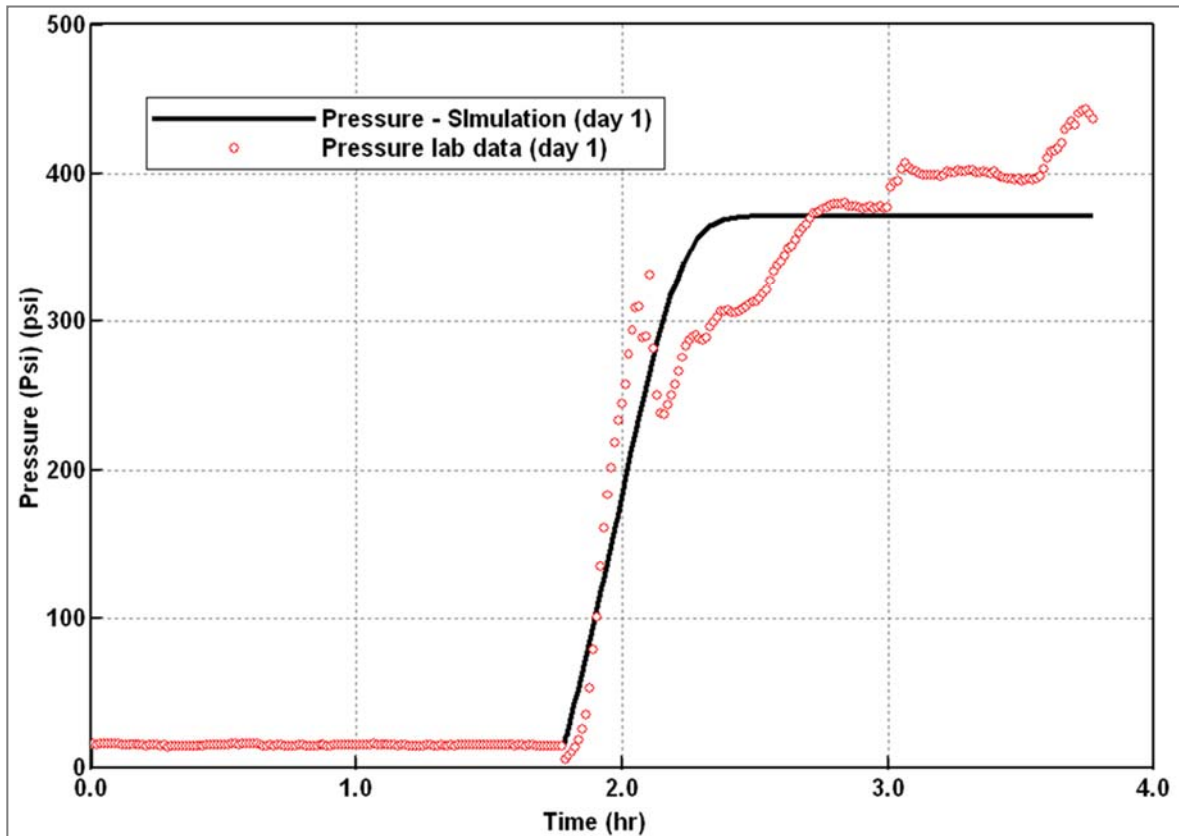
Tabla 27. Modelo de reacción química CDG en STARS- CMG.

```

*****CDG Generation*****
STOREAC
0      0.15      0.075      0 0 0
STOPROD
0      0          0          0.07875 0 0
RPHASE
0 1 1 1 0 0
RORDER
0 0 1 0 0 0
FREQFAC 1000
RENTH 0
EACT 0
    
```

Fuente: El Autor.

Figura 108. Ajuste diferencial de Presión Inyección CDG Slim Tube 20" día 1.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

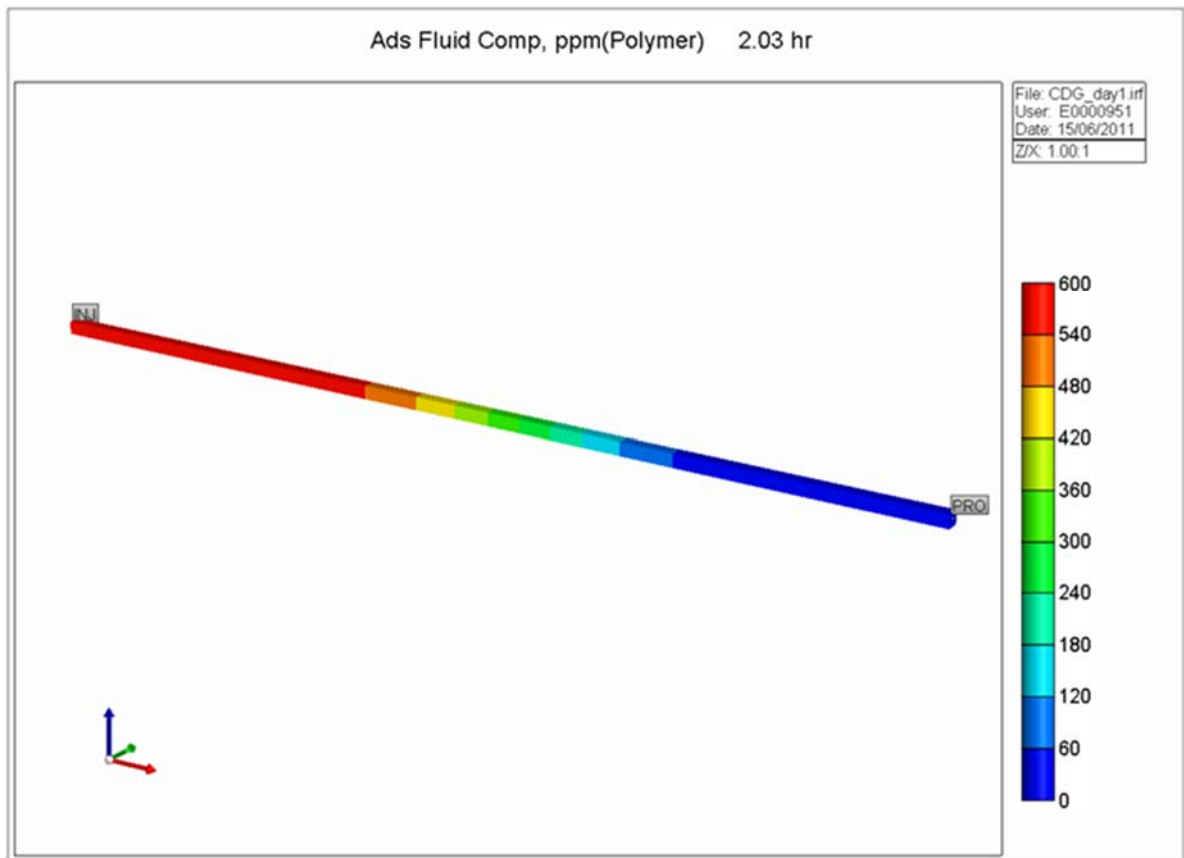
La inyección de polímero y entrecruzador en el primer día fue modelada usando únicamente modelo de viscosidad y modelo de adsorción para la poliacrilamida parcialmente hidrolizada y el entrecruzador (reactivos), cabe resaltar que en este

tiempo la reacción de entrecruzamiento no ha sido generada, lo anterior quiere decir que el ajuste se realizó como una inyección normal de polímero.

El ajuste del comportamiento de presión se obtuvo graduando el factor de resistencia residual (RRFT) y el nivel de adsorción residual (ADRT).

Las **figuras 109** y **110** muestran el factor de resistencia y la adsorción respectivamente donde se observa el avance de la solución polimérica.

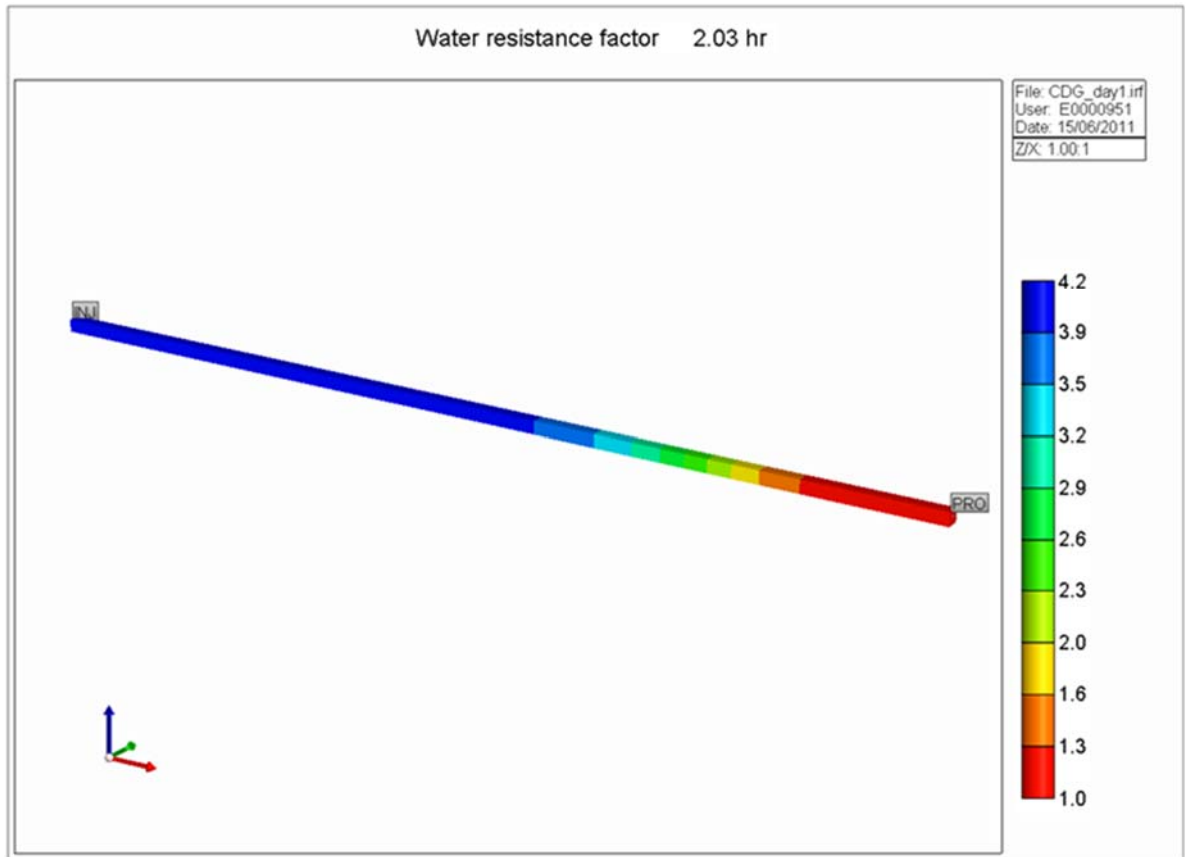
Figura 109. Adsorción de polímero inyección polímero *Slim Tube* 20" día 1.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

Después de la inyección de polímero y entrecruzador del primer día, el *Slim Tube* se dejó en etapa de remojo por 10 días para la generación del *CDG*.

Figura 110. Factor de resistencia *Slim Tube 20"* día 1.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

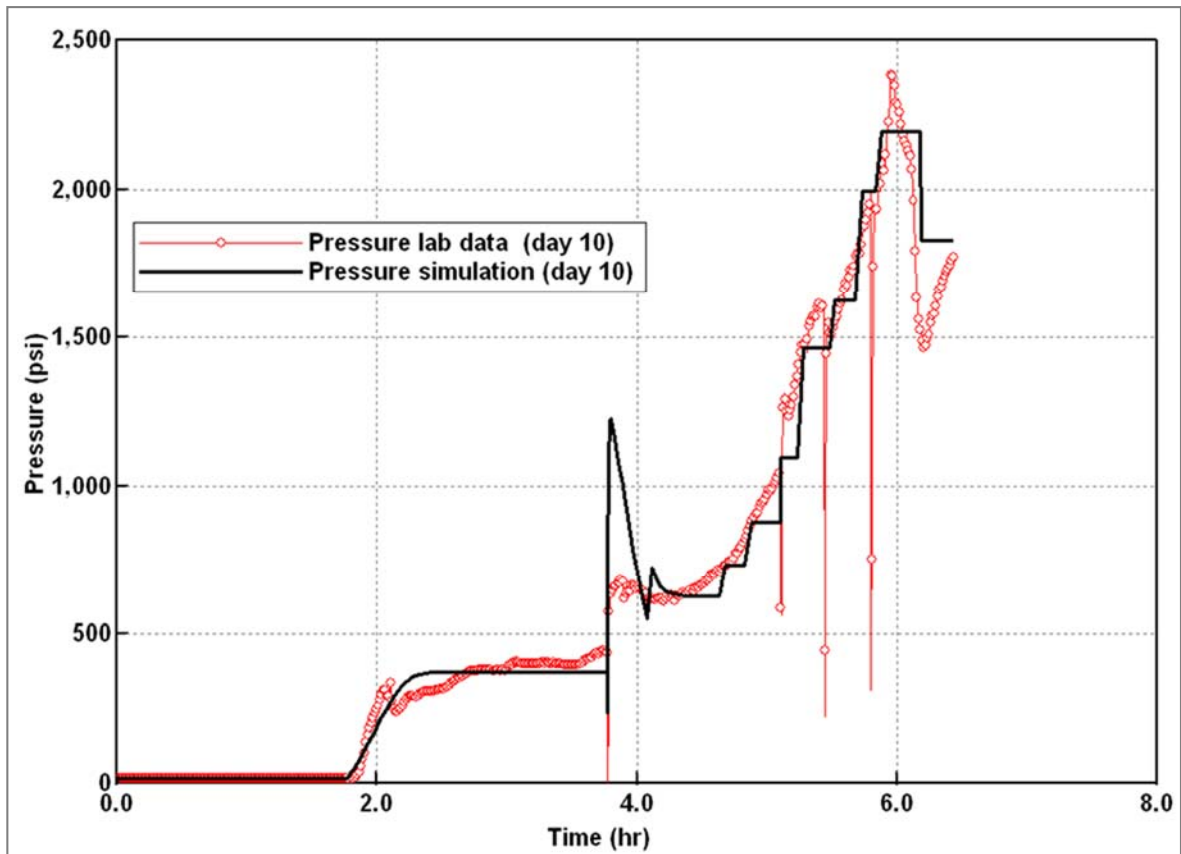
La **figura 111** presenta el ajuste de los resultados obtenidos al implementar el modelo de reacción química descrito anteriormente para la generación de *CDG* en el medio poroso.

En esta etapa el coeficiente de reacción química (FREQFAC), que normalmente es usado para graduar la viscosidad de los reactivos y productos con el tiempo, no fue utilizado para el ajuste de los resultados porque el experimento se mantuvo sin flujo durante 10 días.

Para mantener el balance de masa se asumió que todo el polímero y entrecruzador inyectados reaccionó convirtiéndose en *CDG* después de 10 días de remojo.

Debido a que el proceso de inyección *CDG* posee un comportamiento diferente al del proceso de inyección de polímero solo, el ajuste del comportamiento de presión se obtuvo graduando nuevamente factor de resistencia residual (RRFT) y el nivel de adsorción residual (ADRT).

Figura 111. Ajuste diferencial de Presión Inyección *CDG Slim Tube 20"* día 10.

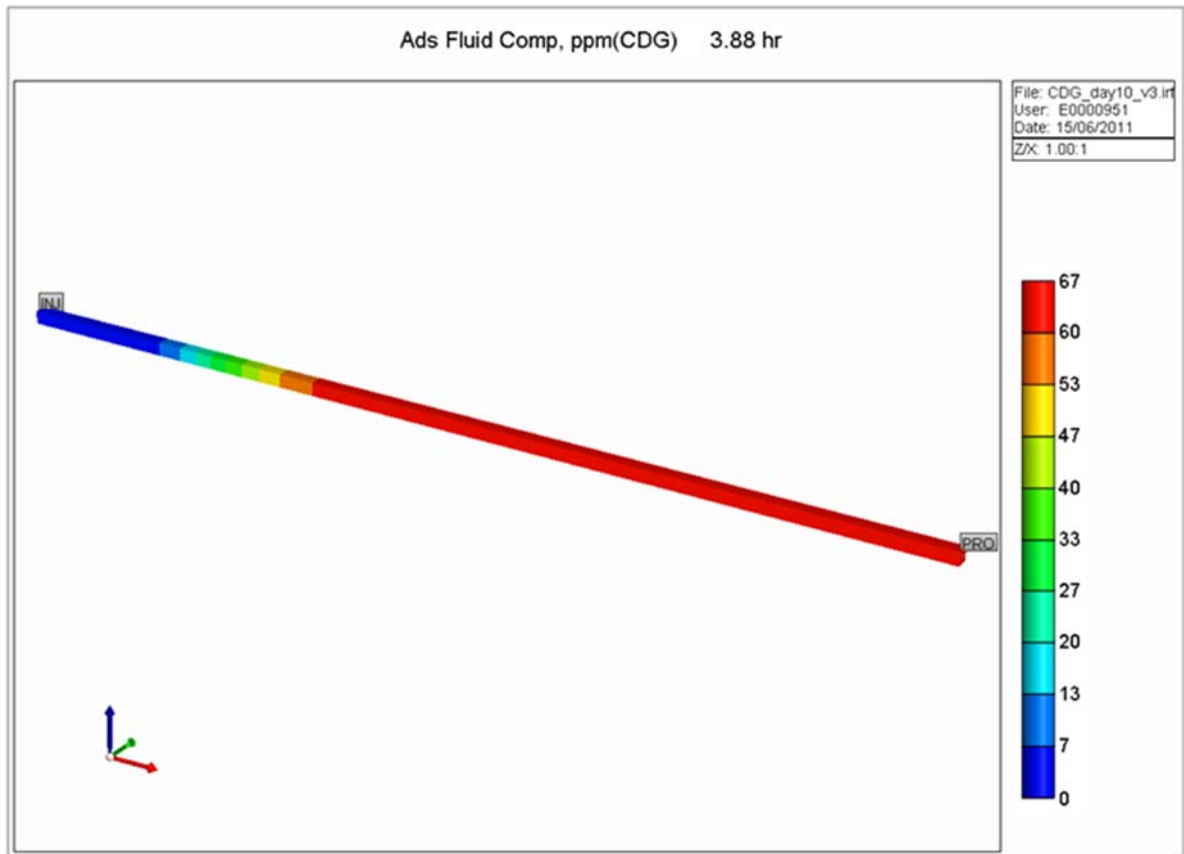


Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

Posterior a la inyección de *CDG* el diferencial de presión se mantiene constante después de 4,0 volúmenes porosos de inyección de salmuera, sin embargo, éste incrementa y es cada vez mayor. Lo anterior podría ser debido a migración de arena debido a que es un medio poroso no consolidado, por lo tanto, este fenómeno anormal fue modelado usando multiplicadores de transmisibilidad.

Las **figuras 112** y **113** muestran el factor de resistencia y la adsorción donde se observa el avance de la solución polimérica.

Figura 112. Adsorción de polímero inyección polímero *Slim Tube* 20" día 10.



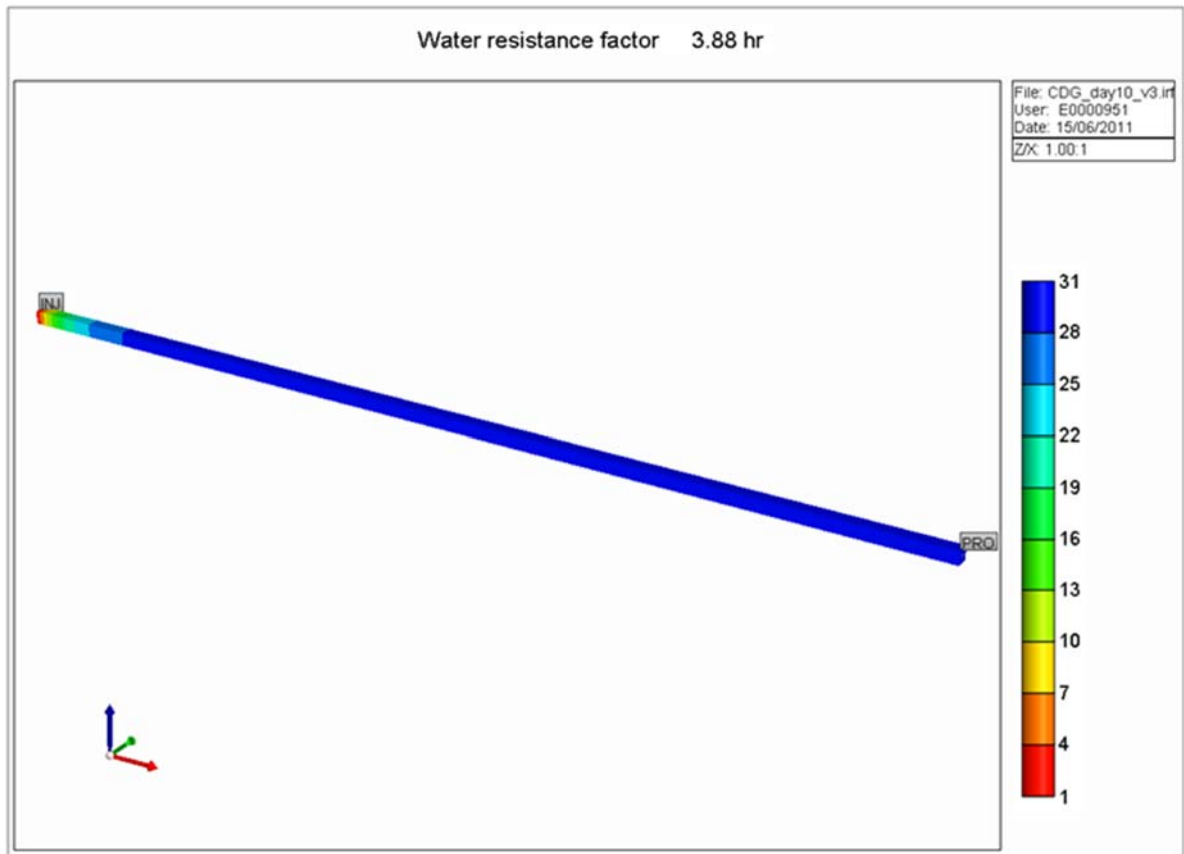
Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

Dado que el medio poroso es uniforme, el efecto de simulación de flujo inverso es el mismo que el flujo normal. Finalmente el efecto de la inyección de agua desionizada causa inflamación de las moléculas de *CDG* y un aumento de factor de resistencia *CDG*.

Este proyecto de maestría incluyó el desarrollo de los primeros ensayos experimentales *Coreflooding* y *Slim Tube* de un proceso de inyección *CDG* realizados en Colombia, el diseño de un protocolo experimental para evaluar procesos de inyección *CDG* en el laboratorio de recobro mejorado del ICP y la

realización del primer ajuste a nivel mundial de los resultados obtenidos en los ensayos experimentales mediante simulación numérica (no existe literatura reportando ajustes de historia de pruebas experimentales *CDG*).

Figura 113. Factor de resistencia *Slim Tube* 20" día 10.



Fuente: El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

6. CONCLUSIONES

El desarrollo de esta investigación permite al autor concluir lo siguiente:

- La factibilidad técnica de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (*CDG*) se debe realizar incorporando ensayos de laboratorio que incluyan pruebas de compatibilidad fluido- fluido y roca- fluido a condiciones similares a las del yacimiento. Desarrollar un análisis completo de las propiedades estáticas y dinámicas del proceso de inyección *CDG*, contribuye a disminuir la incertidumbre asociada durante la implementación del proceso en campo.
- Los ensayos de laboratorio realizados permiten comprobar la propagación de polímero y entrecruzador así como la generación en sitio de los *CDG* en medios porosos consolidados y no consolidados.
- Los parámetros que impactan los mecanismos presentes en el proceso de inyección son la viscosidad y la adsorción del *CDG*. Estos parámetros depende de la concentración del polímero, la concentración del entrecruzador y la velocidad de reacción para la generación del *CDG*, y afectan directamente el factor de resistencia residual (RRFT) y nivel de adsorción residual (ADRT) del sistema.
- El modelo composicional con reacciones químicas utilizado en esta investigación combina esquemas de inyección de dos reactivos (polímero y entrecruzador) para representar la generación de un producto (*CDG*). Lo anterior permitió realizar el ajuste de los resultados experimentales obtenidos mediante simulación numérica.

- La integración y análisis de los ensayos de laboratorio y simulación numérica permiten concluir que el proceso de inyección de *CDG* es un proceso que logra principalmente mejorar la eficiencia de barrido volumétrica debido a la alta adsorción en el medio poroso y en un menor grado mejorar eficiencia de desplazamiento producto de una disminución en la relación de movilidad causada por polímero que transporta los microgeles.

7. RECOMENDACIONES

Luego de culminada la investigación, se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

- Implementar en futuros estudios de factibilidad experimental de inyección de geles de dispersión coloidal el protocolo desarrollado en esta investigación.
- Usar el procedimiento propuesto para ajustar las pruebas de inyección de *CDG* aquí realizadas para modelar futuros procesos de *CDG* tanto a escala de laboratorio como de campo, especialmente el modelo composicional de reacción química donde se simula inyección de dos componentes para producir un tercer componente en sitio.
- Para futuros experimentos en los que se busque demostrar incrementos en factores de petróleo y eficiencia de desplazamiento combinar sistemas en paralelo de *Slim Tube* y *Coreflooding*.
- Profundizar en la simulación numérica del proceso de inyección *CDG*, aspectos físicos, químicos y cinéticos, así como también en el escalamiento de laboratorio a campo de la tecnología.

BIBLIOGRAFÍA

Al-ASSI, A.A., et al., "Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate", SPE-100049, 2006.

ALVARADO, V., MANRIQUE, E., "Tracer Technology: A Tool for Process Monitoring and Reservoir Characterization", Vision Tecnológica INTEVEP, Vol. 8 No. 1, 2000, Pag. 65-74.

ALVARADO V., MANRIQUE E., "Computer-Aided Analysis of Tracer Dispersion in Composite Cores: Tests of Two- and-Three Phase Flow Experiments", SPE - 65374, 2001.

APARECIDA M., Et. Al., "Using Tracers to Characterize Petroleum Reservoirs: Application to Carmopolis Field, Brazil", SPE -69474, 2001.

API RP63, "Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations", Junio 1990.

BAI, B., Et Al., "Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media", SPE-89468, 2004.

BAI, B., Et Al., "Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting its Properties and Applications", SPE-89389, 2004.

BROSETA, D., Et Al., "Shear Effects on Polyacrylamide/Chromium (III) Acetate Gelation", SPE-64500, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Junio 2000, Pág. 204-208.

CASTRO, R., CAÑAS, W., OSORIO, R., SOTO, C. "Definition of Reservoir Compartmentalization Applying Compositional Gradients: Mugrosa B Formation in Middle Magdalena Valley Basin, Lisama Field, Colombia" SPE-123068-MS. 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia, 31 Mayo - 3 Junio 2009.

CHANG, H., Et. Al., "Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field", SPE-89460, 2004.

CHANG, H.L., "Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today, and Tomorrow", JPT, August 1978, Pag. 1113-1128.

CHANG, H.L., Et Al.: "Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China," SPE-89175, JPT, Febrero 2006, Pág. 84-89.

COSTA A., Et. Al., "Use of Representative Models to Improve the Decision Making Process of Chemical Flooding in a Mature Field", SPE-115442, 2008.

DEBONS, F.E., Et Al., "Polymer Flooding: Still a Viable IOR Technique", 8th European IOR Symposium, Vienna, Austria, 15-17 May, 1995.

DELGADILLO, C., MUÑOZ, S., PACHON, Z., "Evaluación de la Viabilidad Técnica de Implementación de Procesos de Inyección de Geles", Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2010.

DIAZ, D., Et. Al., “Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in a Heterogeneous Argentina Waterflood”, SPE-113320, 2008.

FIELDING, R., Et. Al., “In-Depth Drive Fluid Diversion Using an Evolution of Colloidal Dispersion Gels and New Bulk Gels: An Operational Case History of North Rainbow Ranch Unit”, SPE-27773, 1994.

FLETCHER, A.J.P., Et. Al., “Deep Diverting Gels for Very Cost-Effective Waterflood Control”, J. Petr. Sci. Eng., 1992, Pág. 33-43.

FRAMPTON, H., Et. Al. “Development of a Novel Waterflood Conformance Control System” SPE-89391, 2004.

GHAZALI, H.A., WILLHITE, G.P., “Permeability Modification Using Aluminum Citrate/Polymer Treatments: Mechanisms of Permeability Reduction in Sandpacks”, SPE-13583, 1985.

HEJRI, S. Et. Al., “Permeability Reduction by a Xanthan/Cr(III) System in Porous Media”, SPE-19634, SPERE, Noviembre 1993, Pág. 299-304.

HERRERA, J., PATIÑO, J., ALVAREZ, M., CASTRO, R., MAYA, G. “Ajuste de una Ecuación de Estado Cúbica (EOS) por el Método de Regresión no Lineal Múltiple (MNR) para Simular el Comportamiento Volumétrico y de Fases del Crudo Producido en el Campo Escuela Colorado”. Revista Fuentes Universidad Industrial de Santander (ISSN 1657-6527). Bucaramanga, Colombia, Vol 8 No 2, Diciembre 2010, pp. 25 - 35.

HIRASAKI, G.J., Et. Al., "Analysis of Factors Influencing Mobility and Adsorption in the Flow of Polymer Solution Through Porous Media", SPE-4026, SPEJ 14, Agosto 1974, Pág. 337-346.

HUGHES, D.S., Et. Al., "Appraisal of the Use of Polymer Injection To Suppress Aquifer Influx and To Improve Volumetric Sweep in a Viscous Oil Reservoir", SPE-17400, 1990.

IBARRA, J., MAYA, G., MUÑOZ S., DELGADILLO, C., "Evaluación de la Implementación de Geles Mediante Simulación Numérica", Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2010.

JANECZCO M.A., "Skull Creek Newcastle Sand Unit – A Successful Polymer Flood", SPE-8380, 1979.

JENNINGS, R.R., et. al., "Factors Influencing Mobility Control by Polymer Solutions", SPE-2867, JPT 23, Marzo 1971, Pág. 391-401.

KAMINSKY, R.D., "Guidelines for Polymer Flooding Evaluation and Development", IPTC 11200, 2007.

KLEINITZ, W., "Polymer Flooding: Appraisal of Four Different Field Projects in Germany", 8th European IOR Symposium, Vienna, Austria, 15-17 May, 1995.

MACK J.C., et. al., "In-Depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery Efficiency", SPE-27780, 1994.

MAYA, G., CASTRO, R., LOBO, A., ORDÓÑEZ, A., SANDOVAL, J. E., MERCADO, D., TRUJILLO, M., SOTO, C., PÉREZ H. "Estatus de la Recuperación

Mejorada de Petróleo en Colombia”. Oilproduction.Net, EOR-IOR, 22 Diciembre 2010.

MOHAMED I. M., et al., “Porous Media Flow of Oil Dispersions in Polymers”, SPE-56741, 1999.

MOHAMMAD, S., “Polyacrilamide Gel Polymer as Water Shut-off System: Preparation and Investigation of Physical and Chemical Properties in One of the Iranian Oil Reservoir Conditions”, Scientific Information Database SID, Vol. 26, No. 4, 2007.

MORADI-Araghi, A., BJORNSON, G., and DOE, P.H., “Thermally Stable Gels for Near Wellbore Contrast Corrections, SPE-18500, 1993.

MUMALLAH, N.A., Et. Al., “A Practical Method for the Evaluation of Weak Gels”, SPE-15142, 1987.

MURUAGA E., Et. Al., “Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood”, SPE -113334, 2008.

NORMAN C.A., “Economics of in-Depth Polymer Gel Processes”, SPE 55632-MS, 1999.

NORMAN, C., Et. Al., “Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina”, SPE-99379, 2006.

NORMAN, C., Et. Al., “A Review of Over 100 Polymer Gel Injection Well Conformance Treatments in Argentina and Venezuela: Design, Field Implementation and Evaluation”, SPE-101781, 2006.

NORMAN, C., Et. Al., “Condiciones Técnicas para el Diseño de los Proyectos de Polímero y Microgeles” Notas Técnicas, TIORCO, 2007.

PORTWOOD, J.T., Et. Al., “Injection-side Application of MARCIT Improves Waterflood Sweep Efficiency, Decreases Water-Oil Ratio and Enhances Oil Recovery in the McElroy Field, Upton County, Texas”, SPE- 59528, 2000.

RANGANATHAN, R., Et Al., “An Experimental Study of the In Situ Gelation Behavior of a Polyacrylamide/Aluminum Citrate "Colloidal Dispersion" Gel in a Porous Medium and its Aggregate Growth During Gelation Reaction”, SPE-37220, 1997.

RANGANATHAN, R., Et. Al., “Experimental Study of the Gelation Behavior of a Polyacrylamide/Aluminum Citrate Colloidal-Dispersion Gel System”, SPE-52503, 1998.

ROCHA, C.A., Et Al., “An Experimental Study of the Interactions of Aluminum Citrate Solutions and Silica Sand,” SPE-18503, 1989.

ROMERO, L., Et. Al., “Characterization of Crosslinked Gel Kinetics and Gel Strength by Use of NMR” SPE-86548, 2004.

ROUSSEAU, D., Et. Al., “Rheology and Transport in Porous Media of New Water Shutoff/Conformance Control Microgels”, SPE-93254, 2005.

RYLOS, R.G., "Elevated Temperature Testing of Mobility Control Reagents, SPE-12008, 1983.

SANDOVAL, J. R., PÉREZ, H., MAYA, G., CASTRO, R., MUÑOZ, E., COLMENARES, K., LEÓN, J., SÁNCHEZ, F., VILLADIEGO, D., MANRIQUE, E., ROMERO, J., IZADI, M. "*Dina Cretáceo* Field Chemical EOR: From Screening to Pilot Design" SPE-139200-MS. 2010 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Perú, 30 Noviembre - 3 Diciembre 2010. C.

SERIGHT, R.S., "A Survey of Field Activity for Gel Treatments in Injection Wells: 1980-92", New Mexico Pet. Rec. Res. Ctr. PRRC Report 92-3, Socorro, NM, Julio 1992.

SERIGHT, R.S., "An Alternative View of Filter Cake Formation in Fractures Inspired by Cr(III)-Acetate-HPAM Gel Extrusion," SPE-81829, SPE Production and Facilities, Febrero 2003, Pág. 65-72.

SERIGHT, R.S., "Discussion of SPE 89175-MS", JPT, May 2006.

SERIGHT, R.S., "Effect of Rock Permeability on Gel Performance in Fluid-Diversion Applications In Situ", 1993, Pág. 363-386.

SERIGHT, R.S., "Gel Placement in Fractured Systems," SPE-27740, SPEPF, Noviembre 1995, Pág. 241-248.

SERIGHT, R.S., "Impact of Dispersion on Gel Placement for Profile Control", SPE-20127, SPERE , 1991, Pág. 343-352.

SERIGHT, R.S., "Impact of Permeability and Lithology on Gel Performance", SPE-24190, 1992.

SERIGHT, R.S., "Injectivity Characteristics of EOR Polymers", SPE-115142, 2008.

SERIGHT, R.S., "Propagation of an Aluminum-Citrate-HPAM "Colloidal-Dispersion" Gel Through Berea Sandstone" second annual report (DOE/BC/14880-10), Contract No. DE-AC22-92BC14880, U.S. DOE, Marzo 1995, Pág. 51-64.

SERIGHT, R.S., "The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions," SPE-9297, SPEJ, Junio 1983, Pág. 475-85.

SERIGHT, R.S., "Washout of Cr(III)-Acetate-HPAM Gels from Fractures", SPE-80200, 2003.

SERIGHT, R.S., and MARTIN, F.D.: "Impact of Gelation pH, Rock Permeability, and Lithology on the Performance of a Monomer-Based Gel," SPE-20999, SPERE, Febrero 1993, Pág. 43-50.

SERIGHT, R.S., Et. Al., "Effect of Cr³⁺ on the Rheology of Xanthan Formulations in Porous Media: Before and After Gelation In Situ", 1992, Pág 1-16.

SERIGHT, R.S., Et. Al., "Placement of Gels to Modify Injection Profiles," SPE-17332, 1988.

SERIGHT, R.S., "Conformance Improvement Using Gels," Annual Technical Progress Report (U.S. DOE Report DOE/BC/15316-6), U.S. DOE Contract DE-FC26-01BC15316 , Septiembre 2004, Pág. 72.

SKAUGE, T., Et. Al., “Nano-Sized Particles for EOR”, SPE-129933, 2010.

SMITH, J.E., “Performance of 18 Polymers in Aluminum Citrate Colloidal Dispersion Gels”, SPE-28989, 1995.

SMITH, J.E., “Practical Issues with Field Injection Well Gel Treatments”, SPE-55631, 1999.

SMITH, J.E., “The Transition Pressure: a Quick Method for Quantifying Polyacrylamide Gel Strength”, SPE-18739, 1989.

SMITH, J.E., et al., “Laboratory Studies of In-Depth Colloidal Dispersion Gel Technology for Daqing Oil Field,” SPE-62610, 2000.

SPILDO, K., et. al., “A New Polymer Application for North Sea Reservoirs”, SPE-113460, 2008.

SPILDO, K., Et. Al., “Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods”, SPE-129927, 2010.

STAVLAND, A., Et Al., “New Insight into Aluminum Citrate/Polyacrylamide Gels for Fluid Control”, SPE-35381, 1996.

STAVLAND, A., Et. Al., “Simulation Model for Predicting Placement of Gels”, SPE-28600, 1995.

SYDNSK, R., “POLYMERS, Gels, Foams, and Resins” SPE Petroleum Engineering Handbook, Sydansk Consulting Services, LLC, October, 2005.

TODD, B.J., Et. Al., “A Mathematical Model of In-Situ Gelation of Polyacrylamide by a Redox Process”, SPE-20215, SPERE, Febrero 1993, Pág 51-58.

TRUJILLO, M., MERCADO, D., MAYA, G., CASTRO, R., SOTO, C., PÉREZ, H., GÓMEZ, V., SANDOVAL J.E. “Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods” SPE-139222-MS. 2010 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Perú, 30 Noviembre - 3 Diciembre 2010.

VELA, S., Et. Al., “Evaluation of Polymer Flooding in a Layered Reservoir with Crossflow, Retention, and Degradation”, SPE-5102, SPEJ 16, April 1976, Pág. 82-96.

WALSH, M.P., Et. Al., “Chemical Interactions of Aluminum-Citrate Solutions with Formation Minerals,” SPE- 11799, 1983.

WANG, D., Et. Al., “Producing More than 75% of Daqing Oil Field’s Production by IOR, What Experiences Have Been Learnt?”, SPE-77871, 2002.

WANG, D., Et. Al., “Sweep Improvement Options for the Daqing Oil Field”, SPE-99441, 2006.

WOUTERLOOD, C., Et. Al., “Conformance Improvement with Low Concentration Polymer Gels in a Heterogeneous, Multi-Layer Reservoir”, SPE -75161, 2002.

YUZHANG, L., “Applied Technologies and Prospects of Conformance Control Treatments in China”, Oil & Gas Science and Technology IFP, 2010.

ANEXO

ANEXO 1. ARCHIVO NUMÉRICO MODELAMIENTO CDG

CDG_day1.DAT

** 2011-05-11. 04:15:40 PM. rcastro
RESULTS SIMULATOR STARS 200900

INUNIT LAB
EXCEPT 1 1
EXCEPT 2 2
EXCEPT 3 1

WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME

OUTSRF GRID ADSORP PPM ADSPCMP KRO KRW MASDENO MASDENW PRES RFO RFW SG SO
SW TEMP VISO VISOCOM VISW VISWCOM VELOCRC VISCVELW
OUTSRF SPECIAL DELPBLK 1,1,1 1000,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR PRES 1000,1,1

OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'INJ' 'CDG' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'PRO' 'CDG' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'INJ' 'Polymer' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'PRO' 'Polymer' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'INJ' 'X-Linker' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'PRO' 'X-Linker' WATER
OUTSRF WELL LAYER NONE
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE

** Unidades de Distancia: cm
RESULTS XOFFSET 0.0000
RESULTS YOFFSET 0.0000
RESULTS ROTATION 0.0000 ** (grados)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0

** *****
** Definicion Grid Cartesiano
** *****

GRID VARI 1000 1 1
KDIR DOWN
DI IVAR
1000*0.0508
DJ JVAR
0.686559999148252
DK ALL
1000*0.686559999148252
DTOP
1000*0

PERMI IVAR
1000*888
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI
NULL CON 1
POR CON 0.44
PINCHOUTARRAY CON 1
END-GRID

** *****

** PVT – Fluido Composicional

** *****

MODEL 6 6 6 4
COMPNAME 'Water' 'Polymer' 'X-Linker' 'CDG' 'Dead_Oil' 'Soln_Gas'
CMM
0.01802 4 0.4 8 0.342309 0.0242968
PCRIT
0 0 0 0 0 667.009
TCRIT
0 0 0 0 0 -115.554
KV1
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 25408.9
KV2
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -0.00134035
KV3
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 21.2909
KV4
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -879.991
KV5
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -446.782

PRSR 14.6488
 TEMR 62.33
 PSURF 14.6488
 TSURF 62.33
 MASSDEN
 0.001 0.001 0.001 0.001 0.000878743 0.000339768
 CP
 0 0 0 0 2.7e-005 2.7e-005
 CT1
 4*0 0.000765 0.000765

** *****

** Modelo de Viscosidad Polimero

** *****

AVISC
 1.0 9.27 1.0 25 24.883 1.78958
 BVISC
 0 0 0 0 0

VSMIXCOMP 'Polymer'
 VSMIXENDP 0 2.704615E-06

VSMIXFUNC 0.000000 0.089271 0.198543 0.339441 0.448746 0.5381 0.613591 0.679020 0.736736 0.877724
 1.000000

SHEARTHIN 0.764 10

** *****

** Modelo de Saturacion

** *****

ROCKFLUID
 RPT 1 WATWET

SWT
 ** Sw krw krow Pcow
 0.200 0 1.0000 0.0
 0.250 0.0050 0.5500 0.0
 0.300 0.0070 0.2700 0.0
 0.350 0.0100 0.1300 0.0
 0.400 0.0150 0.0500 0.0
 0.450 0.0250 0.0200 0.0

0.500	0.0700	0.0100	0.0
0.550	0.1200	0.0070	0.0
0.600	0.2000	0.0050	0.0
0.650	0.3200	0.0040	0.0
0.700	0.4500	0.0020	0.0
0.734	0.5700	0	0.0
1.000	1.0000	0	0.0

SLT

**	Sl	kg	krog	Pcog
	0.2	0.5000	0	0.0
	0.5763	0.1749	0.0045	0.0
	0.5822	0.1693	0.0053	0.0
	0.5896	0.1580	0.0059	0.0
	0.6017	0.1435	0.0071	0.0
	0.6168	0.1277	0.0085	0.0
	0.6334	0.1108	0.0097	0.0
	0.6519	0.0948	0.0162	0.0
	0.6638	0.0767	0.0168	0.0
	0.6784	0.0756	0.0221	0.0
	0.704	0.0604	0.0346	0.0
	0.727	0.0474	0.0418	0.0
	0.7504	0.0375	0.0623	0.0
	0.7828	0.0268	0.0951	0.0
	0.8194	0.0169	0.1069	0.0
	0.8536	0.0106	0.1588	0.0
	0.8867	0.0065	0.2081	0.0
	0.9174	0.0041	0.2554	0.0
	0.9382	0.0029	0.4028	0.0
	0.9728	0.0019	0.4769	0.0
	1	0	1.0000	0.0

** *****

** Modelo de Adsorcion Polimero

** *****

ADSCOMP 'Polymer' WATER
 ADSROCK 1
 ADSPHBLK W
 ADSLANG 0.124777 0 3.6995930E+06
 ADMAXT 3.3727273E-08 ***0.04 mg/grock
 ADRT 3.3727273E-08 ***0.04 mg/grock
 PORFT 1
 RRFT 4.5

** *****

** Modelo de Adsorcion Entrecruzador

** *****

ADSCOMP 'X-Linker' WATER

ADSRock 1

ADSPHBLK W

ADSLANG 3.743316 0 1.1098779E+07

ADMAXT 0 ** 3.3727273E-07 ***0.04 mg/grock

ADRT 0 ** 1.6863636E-07 ***0.02 mg/grock

PORFT 1

RRFT 1

** *****

** Modelo de Adsorcion CDG

** *****

ADSCOMP 'CDG' WATER

ADSRock 1

ADSPHBLK W

ADSLANG 0.62388 0 7.399027E+06

ADMAXT 8.3727273E-08

ADRT 8.3727273E-08

PORFT 1.0

RRFT 58.

** *****

** INITIAL

** *****

INITIAL

VERTICAL DEPTH_AVE

INITREGION 1

REFPRES 15.2

REFDEPTH 0

DWOC 0

DGOC 0

MFRAC_OIL 'Dead_Oil' CON 0.708221

MFRAC_OIL 'Soln_Gas' CON 0.291779

SW con 1.0

SO con 0.0
MFRAC_WAT 'Water' CON 1.
MFRAC_WAT 'Polymer' CON 0.
MFRAC_WAT 'X-Linker' CON 0.
MFRAC_WAT 'CDG' CON 0.

** *****

** NUMERICAL

** *****

NUMERICAL
ISOTHERMAL
TFORM ZT
*CONVERGE *TOTRES *TIGHTER
RUN

time 0

DTWELL 0.001

** *****

WELL 'INJ'
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'
INCOMP WATER 1 0. 0. 0. 0. 0.
OPERATE MAX STW 30 CONT
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.38735 0.229 1. 0.
PERF TUBE-END 'INJ'
** UBA Estado de conexiones
1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'
**

WELL 'PRO'
PRODUCER 'PRO'
OPERATE MAX STL 30 CONT
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.38735 0.229 1. 0.
PERF TUBE-END 'PRO'
** UBA Estado de conexiones
1000 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

** *****

Time 0.05
Time 0.1
Time 0.15
WSRF GRID TNEXT
Time 0.2
Time 0.25
Time 0.3
Time 0.35
Time 0.4
Time 0.45
WSRF GRID TNEXT
Time 0.5
Time 0.55
Time 0.6
Time 0.65
Time 0.7
Time 0.75
Time 0.8
Time 0.85
Time 0.9
Time 0.95
WSRF GRID TNEXT
Time 1
Time 1.05
Time 1.1
Time 1.15
Time 1.2
Time 1.25
Time 1.3
Time 1.35
Time 1.4
Time 1.45
Time 1.5
Time 1.55
Time 1.6
Time 1.65
Time 1.7
Time 1.75
WSRF GRID TNEXT
Time 1.78

** *****

** Inicio Inyeccion Polimero y Entrecruzador

** *****

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'
INCOMP WATER 0.999996393777139 0.000002704667146 0.000000901555715 0. 0. 0.
OPERATE MAX STW 30 CONT
Dtwell 0.001

PRODUCER 'PRO'
OPERATE MAX STL 30 CONT

Time 1.79
Time 1.83
Time 1.88
Time 1.93
Time 1.98

WSRF GRID TNEXT

Time 2.03
Time 2.08
Time 2.13
Time 2.18
Time 2.23
Time 2.28
Time 2.33
Time 2.38
Time 2.43
Time 2.48

WSRF GRID TNEXT

Time 2.53
Time 2.58
Time 2.63
Time 2.68
Time 2.73
Time 2.78
Time 2.83
Time 2.88
Time 2.93
Time 2.98

WSRF GRID TNEXT

Time 3.03
Time 3.08
Time 3.13
Time 3.18
Time 3.23

Time 3.28
Time 3.33
Time 3.38
Time 3.43
Time 3.48
Time 3.53
Time 3.58
Time 3.63
Time 3.68
Time 3.73
WRST TNEXT
WSRF GRID TNEXT
Time 3.77

STOP

CDG_day10.DAT

** 2011-05-11. 04:15:40 PM. rcastro
RESULTS SIMULATOR STARS 200900

FILENAMES INDEX-IN 'CDG_day1.irf' ***///

INUNIT LAB
EXCEPT 1 1
EXCEPT 2 2
EXCEPT 3 1

WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME

OUTSRF GRID ADSORP PPM ADSPCMP KRO KRW MASDENO MASDENW PRES RFO RFW SG SO
SW TEMP VISO VISOCOM VISW VISWCOM VELOCRC VISCVELW
OUTSRF SPECIAL DELPBLK 1,1,1 1000,1,1
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR PRES 1000,1,1

OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'INJ' 'CDG' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'PRO' 'CDG' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'INJ' 'Polymer' WATER

OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'PRO' 'Polymer' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'INJ' 'X-Linker' WATER
OUTSRF SPECIAL MASSFRAC 'PRO' 'X-Linker' WATER
OUTSRF WELL LAYER NONE
OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE

RESTART ****//

** Unidades de Distancia: cm

RESULTS XOFFSET 0.0000
RESULTS YOFFSET 0.0000
RESULTS ROTATION 0.0000 ** (grados)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0

** *****

** Definicion Grid Cartesiano

** *****

GRID VARI 1000 1 1
KDIR DOWN
DI IVAR
1000*0.0508
DJ JVAR
0.686559999148252
DK ALL
1000*0.686559999148252
DTOP
1000*0

PERMI IVAR
1000*888
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI
NULL CON 1
POR CON 0.44
PINCHOUTARRAY CON 1
END-GRID

** *****

** PVT - Fluido Composicional

```

** *****
MODEL 6 6 6 4
COMPNAME 'Water' 'Polymer' 'X-Linker' 'CDG' 'Dead_Oil' 'Soln_Gas'
CMM
      0.01802      4  0.4  8  0.342309  0.0242968
PCRIT
0 0 0 0 0 667.009
TCRIT
0 0 0 0 0 -115.554
KV1
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 25408.9
KV2
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -0.00134035
KV3
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 21.2909
KV4
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -879.991
KV5
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -446.782
PRSR 14.6488
TEMR 62.33
PSURF 14.6488
TSURF 62.33
MASSDEN
0.001 0.001 0.001 0.001 0.000878743 0.000339768
CP
0 0 0 0 2.7e-005 2.7e-005
CT1
4*0  0.000765  0.000765

```

```

** *****
** Modelo de Viscosidad CDG y Polimero ***///
** *****

```

```

AVISC
1.0 9.27 1.0 25 24.883 1.78958
BVISC
0 0 0 0 0
VSMIXCOMP 'CDG'
VSMIXENDP  0      1.42E-06

```

VSMIXFUNC 0.000000 0.089271 0.198543 0.339441 0.448745 0.5381 0.613590 0.679019 0.736736 0.877724
1.000000

SHEARTHIN 0.764 10

VSMIXCOMP 'Polymer'

VSMIXENDP 0 2.704615E-06

VSMIXFUNC 0.000000 0.089271 0.198543 0.339441 0.448746 0.5381 0.613591 0.679020 0.736736 0.877724
1.000000

SHEARTHIN 0.764 10

** *****
** Modelo de Reaccion Quimica – Generacion de CDG **//
** *****

STOREAC
0 0.15 0.075 0 0
STOPROD
0 0 0 0.07875 0 0
RPHASE
0 1 1 1 0 0
RORDER
0 0 1 0 0 0
FREQFAC 1000
RENTN 0
EACT 0

** *****
** Modelo de Saturacion
** *****

ROCKFLUID
RPT 1 WATWET

SWT
** Sw krw krow Pcow
0.200 0 1.0000 0.0
0.250 0.0050 0.5500 0.0
0.300 0.0070 0.2700 0.0
0.350 0.0100 0.1300 0.0
0.400 0.0150 0.0500 0.0

0.450	0.0250	0.0200	0.0
0.500	0.0700	0.0100	0.0
0.550	0.1200	0.0070	0.0
0.600	0.2000	0.0050	0.0
0.650	0.3200	0.0040	0.0
0.700	0.4500	0.0020	0.0
0.734	0.5700	0	0.0
1.000	1.0000	0	0.0

SLT

**	Sl	kg	krog	Pcog
	0.2	0.5000	0	0.0
	0.5763	0.1749	0.0045	0.0
	0.5822	0.1693	0.0053	0.0
	0.5896	0.1580	0.0059	0.0
	0.6017	0.1435	0.0071	0.0
	0.6168	0.1277	0.0085	0.0
	0.6334	0.1108	0.0097	0.0
	0.6519	0.0948	0.0162	0.0
	0.6638	0.0767	0.0168	0.0
	0.6784	0.0756	0.0221	0.0
	0.704	0.0604	0.0346	0.0
	0.727	0.0474	0.0418	0.0
	0.7504	0.0375	0.0623	0.0
	0.7828	0.0268	0.0951	0.0
	0.8194	0.0169	0.1069	0.0
	0.8536	0.0106	0.1588	0.0
	0.8867	0.0065	0.2081	0.0
	0.9174	0.0041	0.2554	0.0
	0.9382	0.0029	0.4028	0.0
	0.9728	0.0019	0.4769	0.0
	1	0	1.0000	0.0

** *****
 ** Modelo de Adsorcion Polimero (6 Volúmenes Porosos)
 ** *****

ADSCOMP 'Polymer' WATER
 ADSROCK 1
 ADSPHBLK W
 ADSLANG 0.124777 0 3.6995930E+06
 ADMAXT 3.3727273E-08 ***0.04 mg/grock
 ADRT 3.3727273E-08 ***0.04 mg/grock
 PORFT 1

RRFT 4.5

** *****
** Modelo de Adsorcion Entrecruzador
** *****

ADSCOMP 'X-Linker' WATER
ADSROCK 1
ADSPHBLK W
ADSLANG 3.743316 0 1.1098779E+07
ADMAXT 0 ** 3.3727273E-07 ***0.04 mg/grock
ADRT 0 ** 1.6863636E-07 ***0.02 mg/grock
PORFT 1
RRFT 1

** *****
** Modelo de Adsorcion CDG
** *****

ADSCOMP 'CDG' WATER
ADSROCK 1
ADSPHBLK W
ADSLANG 0.62388 0 7.399027E+06
ADMAXT 8.3727273E-08
ADRT 8.3727273E-08
PORFT 1.0
RRFT 58.

** *****
** INITIAL
** *****

INITIAL
VERTICAL DEPTH_AVE
INITREGION 1
REFPRES 15.2
REFDEPTH 0
DWOC 0
DGOC 0
MFRAC_OIL 'Dead_Oil' CON 0.708221
MFRAC_OIL 'Soln_Gas' CON 0.291779

SW con 1.0
SO con 0.0
MFRAC_WAT 'Water' CON 1.
MFRAC_WAT 'Polymer' CON 0.
MFRAC_WAT 'X-Linker' CON 0.
MFRAC_WAT 'CDG' CON 0.

** *****

** NUMERICAL

** *****

NUMERICAL
ISOTHERMAL
TFORM ZT
*CONVERGE *TOTRES *TIGHTER
RUN

time 0

DTWELL 0.001

** *****

WELL 'INJ'
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'
INCOMP WATER 1 0. 0. 0. 0. 0.
OPERATE MAX STW 30 CONT
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.38735 0.229 1. 0.
PERF TUBE-END 'INJ'
** UBA Estado de conexiones
1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE'
**

WELL 'PRO'
PRODUCER 'PRO'
OPERATE MAX STL 30 CONT
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.38735 0.229 1. 0.
PERF TUBE-END 'PRO'
** UBA Estado de conexiones
1000 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

** *****

Time 0.05
Time 0.1
Time 0.15
WSRF GRID TNEXT
Time 0.2
Time 0.25
Time 0.3
Time 0.35
Time 0.4
Time 0.45
WSRF GRID TNEXT
Time 0.5
Time 0.55
Time 0.6
Time 0.65
Time 0.7
Time 0.75
Time 0.8
Time 0.85
Time 0.9
Time 0.95
WSRF GRID TNEXT
Time 1
Time 1.05
Time 1.1
Time 1.15
Time 1.2
Time 1.25
Time 1.3
Time 1.35
Time 1.4
Time 1.45
Time 1.5
Time 1.55
Time 1.6
Time 1.65
Time 1.7
Time 1.75
WSRF GRID TNEXT
Time 1.78

** *****

** Inicio Inyeccion Polimero y Entrecruzador (6 Volúmenes Porosos)

** *****

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'

INCOMP WATER 0.999996393777139 0.000002704667146 0.000000901555715 0. 0. 0.

OPERATE MAX STW 30 CONT

Dtwell 0.001

PRODUCER 'PRO'

OPERATE MAX STL 30 CONT

Time 1.79

Time 1.83

Time 1.88

Time 1.93

Time 1.98

WSRF GRID TNEXT

Time 2.03

Time 2.08

Time 2.13

Time 2.18

Time 2.23

Time 2.28

Time 2.33

Time 2.38

Time 2.43

Time 2.48

WSRF GRID TNEXT

Time 2.53

Time 2.58

Time 2.63

Time 2.68

Time 2.73

Time 2.78

Time 2.83

Time 2.88

Time 2.93

Time 2.98

WSRF GRID TNEXT

Time 3.03

Time 3.08

Time 3.13

Time 3.18

Time 3.23
Time 3.28
Time 3.33
Time 3.38
Time 3.43
Time 3.48
Time 3.53
Time 3.58
Time 3.63
Time 3.68
Time 3.73

WRST TNEXT

WSRF GRID TNEXT

Time 3.77

***///

Dtwell 0.001

** *****

** Inicio Inyeccion Salmuera (4 volumenes porosos)

** *****

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'

INCOMP WATER 1 0. 0. 0. 0. 0.

OPERATE MAX STW 30 CONT

PRODUCER 'PRO'

OPERATE MAX STL 30 CONT

Time 3.83

WSRF GRID TNEXT

Time 3.88

Time 3.93

Time 3.98

WSRF GRID TNEXT

Time 4.03

Time 4.08

TRANSI *CON 0.7

Time 4.13

Time 4.18

Time 4.23
Time 4.28
Time 4.33
Time 4.38
Time 4.43
Time 4.48
WSRF GRID TNEXT
Time 4.53
Time 4.58
Time 4.63

TRANSI *CON 0.6

Time 4.68
Time 4.73
Time 4.78
Time 4.83

TRANSI *CON 0.5

Time 4.88
Time 4.93
Time 4.98
WSRF GRID TNEXT
Time 5.03
Time 5.08
Time 5.105

TRANSI *CON 0.4

Dtwell 0.001

** *****
** Inicio Inyeccion Salmuera en reversa (4 volumenes poroso)
** *****

**SHUTIN 'INJ'
**SHUTIN 'PRO'
**OPEN 'INJ2'
**OPEN 'PRO2'

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'
INCOMP WATER 1 0. 0. 0. 0. 0.

OPERATE MAX STW 30 CONT

Time 5.13
Time 5.18
Time 5.23

TRANSI *CON 0.3

Time 5.28
Time 5.33
Time 5.38
Time 5.43

WSRF GRID TNEXT

Time 5.44

** *****

** Inicio Inyeccion Agua destilada (1 volumen poroso)

** *****

**SHUTIN 'INJ2'

**SHUTIN 'PRO2'

**OPEN 'INJ'

**OPEN 'PRO'

Dtwell 0.001

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'

INCOMP WATER 1 0. 0. 0. 0. 0.

OPERATE MAX STW 30 CONT

Time 5.48

TRANSI *CON 0.27

Time 5.53
Time 5.58
Time 5.63
Time 5.68

TRANSI *CON 0.22

Time 5.73

WSRF GRID TNEXT

Time 5.78

** *****
** Inicio Inyeccion Salmuera (2 volumen es poroso)
** *****

**SHUTIN 'INJ'
**SHUTIN 'PRO'
**OPEN 'INJ2'
**OPEN 'PRO2'

Dtwell 0.001

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'INJ'
INCOMP WATER 1 0. 0. 0. 0. 0.
OPERATE MAX STW 30 CONT

Time 5.83

TRANSI *CON 0.20

Time 5.88
Time 5.93
Time 5.98
WSRF GRID TNEXT
Time 6.03
Time 6.08
Time 6.13
Time 6.18

Dtwell 0.001

TRANSI *CON 0.24

Time 6.23
Time 6.28
Time 6.33
Time 6.38
Time 6.43
WSRF GRID TNEXT
Time 6.436

STOP