

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES  
DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG) PARA UN SECTOR DEL CAMPO DINA  
CRETÁCEO**

**MARTHA MILENA GARCÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES  
DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG) PARA UN SECTOR DEL CAMPO DINA  
CRETÁCEO**

**MARTHA MILENA GARCÍA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M. Sc. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO  
DIRECTORA**

**Ing. RUBÉN HERNÁN CASTRO  
Ing. GUSTAVO ADOLFO MAYA  
DIRECTORES ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

*Mi esfuerzo y mi trabajo, lo quiero dedicar:*

*A Díosito mi creador, el dador de todas las oportunidades de mi vida.*

*A mi madre por traerme al mundo, por creer en mí y darme la oportunidad de estudiar. Gracias a tí por tu sabiduría, tus buenos consejos y por ser esa guía que no se cansa de mostrarme todo su amor, eres la base de todos mis sueños te lo debo todo. Te amo mamita hermosa.*

*A Álvaro por sí mi padre por brindar su sabiduría, sus buenas palabras, su inigualable comprensión y su cariño.*

*A Diego por mantener mi espíritu luchador y centrarme siempre en mis cosas, por ser mi apoyo, mi constante mano derecha y reconfortarme en los malos y buenos momentos, tu compañía, comprensión y cariño dieron el fruto de estos resultados. Te amo amor.*

*A mi Tía Teresa, mi segunda madre por su apoyo y sus buenos consejos, por alentarme a estudiar en los días tristes. Sus palabras alentadoras y cariño que me mantuvieron en el camino correcto.*

*A mis hermanitas Pao, Moní y Lau, por darme aliento en los malos y buenos momentos, el constante apoyo, sus lindas palabras y sobre todo por estar siempre a mi lado.*

*A mis amigas Mónica y Laura, que no dudaron en apoyarme. En regalarme una sonrisa y un abrazo en los peores momentos, y por no dejarme caer en las circunstancias difíciles.*

*A toda mi familia mis tíos Mercedes, Guillermo, Alfredo, a mis primos Guillo, Javier, Marcela y Diana, a mi Abuelita Teresa y a toda mi familia, gracias por su apoyo y palabras alentadoras.*

*A mis amigas y amigos: Yulieth, Neila, Ingrid, Angélica, Nidí, Eliana, Marcela, Stephy, Magda, Ceira, Laurita Osma, Roman, Juano, Luiska, Javi, Allan, Sergio, Jorge, Migue, Norida y Yeison, por darme la oportunidad de conocerlos y por compartir gratos momentos, porque son personas inolvidables que permanecerán siempre en mi corazón.*

*A la Señora Geo, Erika, Maicol y Jaime por brindarme un lugar en su familia, y darme un fuerte abrazo cuando más los necesitaba. Fueron un gran apoyo en este trabajo.*

*Dios los bendiga a todos.*

## **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.

Olga Patricia Ortiz y Rubén Castro, 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.

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.

Mildre Silva, Kelly Colmenares, Venus Diaz, Ana Maria Jimenez, Yorleth Reyes, Marcy Barrera y Karem Pinto, por su disposición a colaborar en este proyecto con mucha dedicación y profesionalismo.

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

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	17
1. GENERALIDADES SOBRE POLÍMEROS Y GELES .....	21
1.1 POLÍMEROS EMPLEADOS EN LA INYECCIÓN .....	22
1.1.1 BIOPOLÍMEROS .....	23
1.1.2 POLÍMEROS SINTÉTICOS .....	26
1.2 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS .....	29
1.2.1 ALGUNOS PROBLEMAS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS .....	33
1.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL POLÍMERO .....	37
1.4 GELES .....	39
1.4.1 SISTEMAS DE GELES .....	40
1.4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS GELES .....	43
1.4.3 VENTAJAS .....	46
1.4.4 VARIABLES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN .....	47
2. PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL .....	50
2.1 BREVE HISTORIA DEL DESARROLLO DE LOS GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL .....	51
2.2 GENERALIDADES DE LOS GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL .....	53
2.2.1 COMPONENTES DEL SISTEMA CDG .....	55
2.3 FORMACIÓN DE LOS GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL .....	56
2.3.1 REACCIONES GENERADAS .....	61
2.3.2 MECANISMOS DE RETENCIÓN .....	63
2.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN .....	67
2.6 VARIABLES DE MAYOR IMPACTO QUE AFECTAN EL FACTOR DE RECOBRO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE CDG .....	68
2.6.1 CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO .....	68
2.6.2 VISCOSIDAD DEL POLÍMERO .....	69
2.6.3 ADSORCIÓN .....	70
2.6.4 FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL .....	70

2.6.5 VOLUMEN POROSO ACCESIBLE .....	71
2.6.6 TASA DE INYECCIÓN .....	72
2.6.7 VOLUMEN DE CDG A INYECTAR .....	73
2.6.8 SALINIDAD .....	74
2.6.9 TEMPERATURA .....	74
2.7 VENTAJAS .....	75
3. GENERALIDADES DE CAMPO DINA CRETÁCEO .....	77
3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	77
3.2 MODELO ESTÁTICO .....	78
3.2.1 MODELO ESTRUCTURAL .....	78
3.2.2 ESTRAGRAFÍA GENERAL .....	79
3.3 RESEÑA HISTÓRICA .....	82
3.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN .....	84
4. MODELAMIENTO NUMÉRICO .....	87
4.1 DEFINICIÓN DEL GRID DE SIMULACIÓN .....	87
4.2 INICIALIZACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO .....	88
4.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....	90
4.4 MODELAMIENTO DE FLUIDOS .....	93
4.5 REGIONES DE FLUJO .....	95
4.6 REGIONES DE SATURACIÓN .....	95
4.7 MECANISMO DE PRODUCCIÓN .....	96
4.8 MODELAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL POLIMERO Y CDG .....	97
4.9 MODELAMIENTO DE LA ADSORCIÓN DEL POLIMERO, ENTRECRUZADOR Y CDG .....	100
4.10 MODELAMIENTO DE LA REACCIÓN .....	104
4.11 SELECCIÓN DEL PILOTO .....	105
4.12 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL SECTOR .....	108
5. ANALISIS DE PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL .....	110
5.1 ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE SENSIBILIDAD .....	115

5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA.....	125
6. CONCLUSIONES .....	128
7. RECOMENDACIONES.....	129
BIBLIOGRAFÍA.....	130

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de un proceso de inyección de polímeros .....	22
Figura 2. Estructura Química de la Molécula de Polímero Xanthan, por Philips (1985). .....	24
Figura 3. Ventajas y Desventajas de las Gomas Xántica .....	25
Figura 4 Estructura Química PAM .....	26
Figura 5. Estructura Química HPAM.....	28
Figura 6. Factores que Afectan los Polímeros Sintéticos.....	29
Figura 7. Comportamiento de la Viscosidad de 500 ppm de Solución de Poliacrilamida.....	30
Figura 8. Comportamiento de la Viscosidad de 500 ppm de Solución de Gomas Xántica.....	31
Figura 9. Sistemas de Geles.....	41
Figura 10. Clasificación de los Geles.....	44
Figura 11. Proceso de Inyección de CDG.....	54
Figura 12. Estructura Molecular de Citrato de Aluminio.....	56
Figura 13. Formación de un gel. ....	57
Figura 14. Entrecruzamiento intermolecular grupos de polímero en presencia de iones trivalentes.....	58
Figura 15. Tipos de reacción de entrecruzamiento.....	59
Figura 16. Esquematización del Bloqueamiento de los Canales de Poro por Inyección de CDG.....	60
Figura 17. Modelo de reacción química CDG .....	63
Figura 18. Mecanismos de Retención.....	64
Figura 19. Factor de Resistencia y Factor de Resistencia Residual.....	71
Figura 20. Ubicación del Área de Estudio.....	77
Figura 21. Sección transversa A-A' desde el margen Oriental de la Cordillera Central hasta el Macizo Garzón.....	78
Figura 22. Columna Estratigráfica Generalizada del VSM.....	81
Figura 23. Formación Productora Dina Cretáceo.....	82
Figura 24. Historia de Producción e Inyección del Campo Dina Cretáceos.....	85
Figura 25. Historia de Producción Campo Dina Cretáceos.....	86
Figura 26. Grid de Simulación Campo Dina Cretáceo .....	88
Figura 27. Unidades de Flujo Campo Dina Cretáceo Modelo Conceptual.....	90
Figura 28. Permeabilidades del Modelo Conceptual del Campo Dina Cretáceo ...	91
Figura 29. Porosidad Campo Dina Cretáceo Modelo Conceptual.....	92
Figura 30. Net Gross Campo Dina Cretáceo Modelo Conceptual.....	92
Figura 31. Viscosidad de polímero.....	99

Figura 32. de Viscosidad de CDG.....	100
Figura 33. Curva adsorción polímero.....	102
Figura 34. Curva Adsorción X-Linker.....	103
Figura 35. Curva Adsorción CDG.....	104
Figura 36. Mapa Área de Inyección del Campo Dina Cretáceo, Distribución por Áreas.....	106
Figura 37. Área Piloto de Inyección de CDG, Zona IV.....	107
Figura 38. Historia de Producción del Sector Piloto.....	109
Figura 39. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Caso Base.....	111
Figura 40. Acumulado de Agua del Piloto CDG, Caso Base.....	111
Figura 41. Tasa de Producción Aceite del Piloto CDG, Caso Base.....	112
Figura 42. Corte de Agua del Piloto CDG, Caso Base.....	112
Figura 43. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Caso Base.....	114
Figura 44. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Pozo a Pozo.....	114
Figura 45. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Pozo a Pozo.....	116
Figura 46. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad RRF.....	117
Figura 47. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad RRF.....	118
Figura 48. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Adsorción.....	119
Figura 49. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Adsorción.....	120
Figura 50. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad PORFT.....	121
Figura 51. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad PORFT.....	121
Figura 52. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CD, Sensibilidad Tasas de Inyección.....	122
Figura 53. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Tasas de Inyección.....	123
Figura 54. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad al Volumen Porosos a Inyectar.....	124
Figura 55. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Volumen Poroso a Inyectar.....	125
Figura 56. flujos Netos Efectivos.....	126

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de Selección para un Proceso de Inyección de Polímeros.....	38
Tabla 2. Screening Inyección de Polímeros.....	39
Tabla 3. Características de las Diferentes Clases de Geles de Polímero.....	48
Tabla 4. Screening Técnico de geles de polímero.....	49
Tabla 5. Screening Técnico de la inyección de geles.....	68
Tabla 6. Eventos Tectónicos de la Subcuenca de Neiva.....	79
Tabla 7. Estado de los Pozos Campo Dina Cretáceo, Noviembre de 2010.....	83
Tabla 8. Datos de inicialización Conceptual Campo Dina Cretáceo.....	89
Tabla 9. Propiedades del Grid de Simulación.....	93
Tabla 10. Definición Unidades de Flujo Campo Dina Cretáceo.....	95
Tabla 11. Regiones de Saturación del Campo Dina Cretáceo.....	96
Tabla 12. Conexiones del Acuífero.....	97
Tabla 13. Calculo Viscosidad del Polímero.....	98
Tabla 14. Calculo de la Viscosidad de CDG.....	99
Tabla 15. Calculo de la Adsorción del Polímero.....	101
Tabla 16. Calculo de la Adsorción del X-Linker.....	102
Tabla 17. Calculo de la Adsorción de CDG.....	103
Tabla 18. Calculo los Coeficientes de la Reacción.....	105
Tabla 19. Distribución de las Arenas Productoras.....	108
Tabla 20. Modelo Caso Base Piloto CDG.....	110
Tabla 21. Condiciones Operacionales Piloto.....	113
Tabla 22. Distancia de Pozo Inyector a Pozos Productores.....	113
Tabla 23. Rangos de Sensibilización RRF.....	117
Tabla 24. Rangos de Sensibilización Adsorción.....	118
Tabla 25. Rangos de Sensibilización PORFT.....	120
Tabla 26. Rangos de Sensibilización Tasa de Inyección.....	122
Tabla 27. Rangos de Sensibilización Volumen Inyectado.....	123
Tabla 28. Información de Costos Operacionales.....	126
Tabla 29. Resultados Evaluación Financiera, Piloto Inyección CDG.....	127

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. PROYECTOS REALIZADOS ROCK MOUNTAIN .....	135
Anexo B. REGIONES DE SATURACIÓN CAMPO DINA CRETÁCEO.....	137

## RESUMEN

**TITULO: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG) PARA UN SECTOR DEL CAMPO DINA CRETÁCEO<sup>1</sup>**

**AUTOR: MARTHA MILENA GARCÍA\*\***

**PALARAS CLAVE:** Geles de dispersión Coloidal (CDG), Inyección de químicos, polímero, entrecruzador, análisis de sensibilidad.

El interés de la industria petrolera en repotenciar los yacimientos y aumentar el factor de recobro, se ha convertido en un estudio continuo para garantizar la demanda y sostenibilidad de los hidrocarburos en el mundo. Alternativas como la inyección de químicos a base de soluciones poliméricas, suenan atractivas cuando se desea mejorar las propiedades del yacimiento.

La implementación de la inyección de geles de dispersión coloidal, es una tecnología que tiene la ventaja, con respecto a los polímeros, de lograr viscosidades mayores con menores concentraciones de polímero, mejorando la movilidad del yacimiento y obteniendo perfiles de inyección de agua más eficientes. Los sistemas de CDG se formulan a partir de una mezcla de un polímero de alto peso molecular y un agente entrecruzador, que reaccionan para formar los microgeles. Los microgeles taponan los espacios porosos y a su vez mejoran la relación de movilidad con la ayuda del polímero que los transporta, incrementando así el factor de recobro de los yacimientos.

El método de evaluación del proceso de inyección de CDG, es el uso del análisis de sensibilidad que utiliza propiedades características del yacimiento, las cuales son variadas, y que se consideran importantes debido a la influencia que tienen sobre el comportamiento de la producción del modelo. Estas propiedades fueron analizadas y son producto de la recopilación bibliográfica y de análisis de sensibilidad realizados posteriormente.

En este estudio se pretende identificar las características principales de los sistemas CDG, y definir los parámetros críticos más influyentes en el proceso de inyección, analizándolos detalladamente. Además, se plantea una evaluación financiera para determinar la viabilidad de implementación del proyecto y generar nuevas alternativas para la ejecución de nuevos proyectos en otros campos petroleros del país.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos.

\*\* Facultada de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directora: M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: Gustavo Maya, Rubén Castro.

## SUMARY

**TITLE: SENSITIVITY ANALYSIS OF AN INJECTION PROCESS COLLOIDAL DISPERSION GELS (CDG) FOR SECTOR FIELD DINA CRETACEOUS<sup>2</sup>**

**AUTOR: MARTHA MILENA GARCÍA\*\***

**PALARAS CLAVE:** Colloidal dispersion gels (CDG), chemical injection, polymer, cross linker agent, numerical simulation.

The interest of the petroleum company to reinvigorate the oil reserves and increase the number of wells, has become an ongoing study to guarantee the demand and sustainability of the hydrocarbons in the world. Alternatives such as injection of polymer solution chemicals sound attractive when improving the well's productivity.

The implementation of colloidal dispersion gels injection is a kind of technology that has the advantage to achieve higher viscosity with less polymer concentrations improving the well's mobility and therefore, obtaining better and more effective water injection profiles.

The CDG systems are formulated based on a polymer mix of high molecular weigh and an inter crossing agent. The reaction of such components forms the micro gels. Micro gels clog the porous spaces and at the same time improve the mobility relationship aided by the polymer that transports them, increasing in this way, the recovering factor in all wells.

The evaluation method of this process of CDG injection consists of the use of the sensibility analysis which uses the well's characteristics. These tend to vary, but are considered of high importance due to the influence they have on the behavior of the production of the model. These properties were analysed and are the product of the data analysis and the sensibility analysis previously done.

This study identifies the main characteristics of the CDG and define the critic parameters that influence the injection process the most, and they are analysed them in detail. Besides, this is accompanied by a financial evaluation to determine the feasibility of the implementation of the project and generate new alternatives to execute new projects in other wells of the country.

---

<sup>2</sup> Graduate work to qualify for title of Engineering of petroleum

\*\*Physichemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Advisor: M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Advisor: Gustavo Maya, Rubén Castro.

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la industria petrolera está creciendo fuertemente y se enfrenta a nuevos retos tecnológicos debido al auge de la demanda de los hidrocarburos que hace necesario buscar soluciones que propongan y generen el incremento de la producción de aceite a campos ya existentes, lo que implica tener muy en cuenta los factores que afectan la extracción del hidrocarburo en un yacimiento.

Los campos petrolíferos Colombianos se encuentran en su mayoría produciendo en forma primaria, alrededor del 88% se produce por esta etapa, el 11% de la producción es secundaria y menos 1% por métodos EOR, de esta manera se tiene un valor promedio del factor de recobro aproximadamente el 19%<sup>3</sup>.

El proceso de inyección de agua a escala comercial se ha implementado en 19 campos petrolíferos colombianos, cinco de ellos en la cuenca de Valle Medio del Magdalena, uno en la cuenca del Catatumbo, diez en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, y tres en la cuenca de los Llanos Orientales. A pesar del aprovechamiento de este proceso muchos de los campos dejan saturaciones remanente de aceite bastante altas, debido a la pérdida de inyectividad, la digitación viscosa, la canalización y a las fuerzas capilares que se generan sobre los fluidos, este inconveniente hace necesaria la aplicación de un proceso de recobro químico capaz de disminuir la saturación de aceite remanente y aumentar el factor de recobro.

A nivel del país se han investigado e implementado diferentes prospectos de inyección química, a partir de pruebas experimentales y manejo de pilotos en campo, utilizando fluidos diferentes a los del yacimiento que mejoran el desplazamiento del crudo, modificando propiedades de los fluidos y/o de la roca.

---

<sup>3</sup> Castro, R., et al., "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia" SPE 139199.

La aplicación de procesos de inyección química en Colombia no es muy amplia, usualmente el estudio está enfocado en la selección y diseño de agentes taponantes de zonas ladronas y en el control de la movilidad del frente de inyección, así como en productos y procesos de surfactantes.

En el 2008 se implementó un piloto de geles taponantes en dos patrones del Campo Guando, para mejorar la canalización de agua, con resultados positivos en la mejoría del proceso. Durante el año 2009 se realizó un estudio integrado en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), con el objetivo de evaluar diferentes tecnologías EOR para los campos del país y escoger la más apropiada para ser aplicada. Posteriormente, en el año 2010 se implementaron 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 Tello; el tercer piloto en ejecución es un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) para control de la movilidad en un área del Campo Dina Cretáceos.<sup>4</sup>

La inyección de Geles de Dispersión Coloidal ó CDG (del inglés “Colloidal Dispersion Gels”)<sup>5</sup>, representa un proceso de recobro mejorado evaluado a escala de campo desde los años 1980 como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas. La aplicación más importante es aumentar el barrido volumétrico basado en la modificación de las propiedades de movilidad del proceso. Este tipo de Gel tiene la ventaja, con respecto a los polímeros, de lograr viscosidades mayores con menores concentraciones de polímero (Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas o HPAM) debido a la generación de microgeles resultantes entre la reacción de entrecruzamiento del polímero con el Citrato de Aluminio o entrecruzador, teniendo como resultado sistemas de CDG. La flexibilidad de estas cadenas poliméricas genera mayor resistencia a fluir sin taponar la formación, aumentando los factores de resistencia al flujo que permiten

---

<sup>4</sup> Maya, G. Et. Al. “Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo en Colombia”, ICP-ECOPETROL

<sup>5</sup> Skauge, T., et. al., “Nano-Sized Particles for EOR ”, SPE-129933, 2010.

el incremento de la eficiencia del barrido volumétrico y mejorar los perfiles de inyección.

Durante los últimos años la inyección de CDG se ha implementado en numerosos proyectos alrededor del mundo principalmente en campos de China, Argentina, Estados Unidos<sup>6</sup>, y que ahora es viable en Colombia, demostrando un incremento en el factor de recobro del aceite del 10%. Aunque las repuestas a esta tecnología son altamente exitosas (>75%) en los proyectos efectuados en campo, las contradicciones al proceso han sido tema de controversia de distintos investigadores en Estados Unidos, Canadá y Noruega.

La falta de literatura documentada y las discrepancias que genera la inyección de CDG como un proceso alternativo para ser aplicado en los campos petroleros colombianos, motiva la presente investigación. Este reto tecnológico es llamativo para ser implementado en mejorar la producción del crudo, que requiere un estudio integrado que analice el proceso de inyección, mediante la evaluación de las propiedades del yacimiento y de los fluidos a inyectar por medio de pruebas de laboratorio, simulación numérica y pilotos de prueba, con el objetivo de evaluar los fenómenos y mecanismos que rigen el yacimiento.

La simulación numérica ha sido una herramienta muy útil para evaluar el desempeño de un yacimiento. El uso de modelos numéricos conceptuales permite simular rápidamente, con escasa información, el comportamiento de producción del campo y evaluar el potencial de recuperación de fluidos bajo los diferentes esquemas de explotación, y de esta manera evaluar la viabilidad técnico-económica del proceso, usando el análisis de curvas de sensibilidad e identificando parámetros críticos los cuales son la bases para la generación de modelos predictivos más reales.

---

<sup>6</sup>Mack, J., et al., "In Depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery Efficiency". TIORCO. SPE 27780, 1994.

El libro se encuentra dividido en 5 capítulos primordiales, el capítulo uno describe las generalidades de polímeros y geles, tipos, clasificación, criterios de selección y algunos problemas de la inyección de estos químicos. El capítulo dos plantea el proceso de inyección de geles de dispersión coloidal, las generalidades, los componentes, las etapas de formación y las variables de mayor impacto. El capítulo tres detalla las generalidades del campo Dina Cretáceos, como su ubicación geográfica, el modelo estructural, reseña histórica e historia de producción. El capítulo cuatro presenta la definición y explicación del Grid de simulación del modelo, en el capítulo cinco presenta los resultados de simulaciones realizadas para efectuar la predicción del proceso de inyección de CDG aplicado al piloto del campo maduro colombiano Dina Cretáceo y evaluar técnicamente la factibilidad de este proceso. Finalmente se describen las conclusiones y recomendaciones de la investigación.

## 1. GENERALIDADES SOBRE POLÍMEROS Y GELES

La inyección de químicos para la recuperación mejorada, como la inyección de soluciones poliméricas, está basada en la adición de polímeros solubles en agua a los fluidos de inyección para aprovechar la viscosidad de las soluciones resultantes y controlar así la movilidad de los fluidos en el yacimiento. El uso más común de este proceso es en yacimientos a los cuales se les está aplicando inyección de agua, con el fin de prevenir la canalización y la irrupción prematura de agua a los pozos productores, aumentando la viscosidad del agua empleando soluciones poliméricas.

Las soluciones poliméricas se forman a partir de la mezcla de agua y moléculas químicas conocidas como polímeros. Las moléculas de polímero son de gran tamaño, conocidas como macromoléculas de alto peso molecular, compuestas por la unión de repetidas unidades (monómeros) a través de enlaces covalentes.

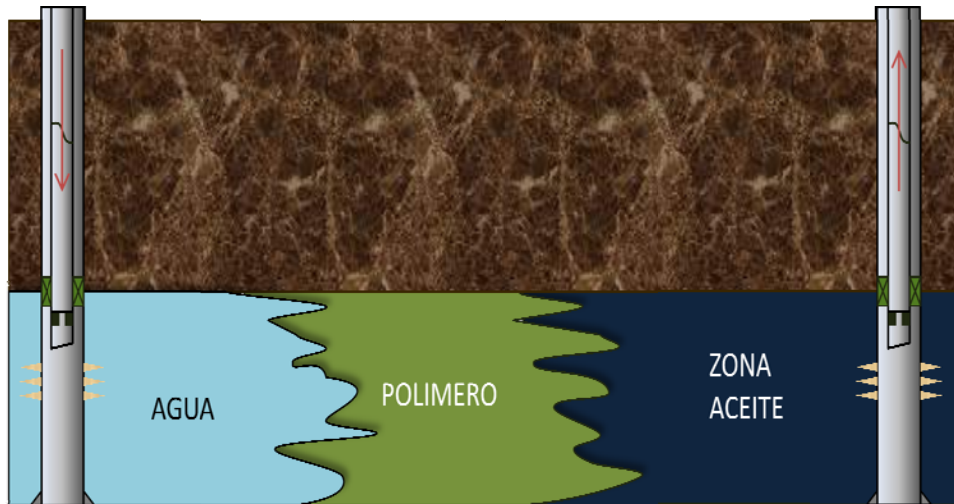
El proceso de inyección de polímeros es muy simple, consiste en añadir al agua de inyección un volumen de polímero antes de que sea inyectada al yacimiento, la viscosidad aumenta y crea un frente desplazante de aceite estable permitiendo un barrido más completo del yacimiento y un mayor desplazamiento de aceite, que empuja como la inyección de agua convencional<sup>7</sup> (**Figura 1.**). Para el diseño es importante tanto la selección del polímero como la concentración, se requieren pruebas de laboratorio cuidadosas y los resultados se deben relacionar con las condiciones de campo. Actualmente se utilizan tres tipos de polímeros: las poliacrilamidas, los polisacáridos y los polióxidos de etileno, los más utilizados son solubles en agua e insolubles en petróleo o alcohol. Usualmente se utilizan las poliacrilamidas y los polisacáridos<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> PARIS DE FERRER, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimiento Petrolíferos". Maracaibo. Venezuela. 2001; p. 313, 314

<sup>8</sup> Robert D. Sydansk, "Polymer, Gels, Foams and Resins". 2005; p. 9

**Figura 1. Diagrama de un proceso de inyección de polímeros**



**Fuente:** Tomado y modificado de Curso Simulación de inyección químicos utilizando STARS, preparado por Arnoldo Velásquez, 2011

## 1.1 POLÍMEROS EMPLEADOS EN LA INYECCIÓN

Los polímeros se encuentran clasificados de acuerdo a su origen en naturales o sintéticos. Los dos polímeros más utilizados en aplicaciones IOR son la Poliacrilamida en su forma parcialmente hidrolizada (polímero de origen sintético) y el Biopolímero Xantan (origen natural). Estudios de laboratorio y aplicaciones en campo arrojan resultados más favorables cuando se inyectan polímeros sintéticos, así que por lo tanto han tenido mayor aplicación a nivel mundial. A continuación se da una breve descripción de los polímeros fundamentales.

### 1.1.1 BIOPOLÍMEROS

Son polímeros de forma natural o biológica que se usan para mejorar los tratamientos de inyección de agua, a partir de moléculas de polisacáridos (poli-azúcares) donde los enlaces químicos de la cadena principal están formados por cadenas de glucosa y enlace Carbono-Oxígeno-Carbono. Los biopolímeros además de ser amigables con el medio ambiente son viables, su ventaja es la insensibilidad a la salinidad y a la degradación mecánica.

#### ➤ GOMAS XÁNTICAS

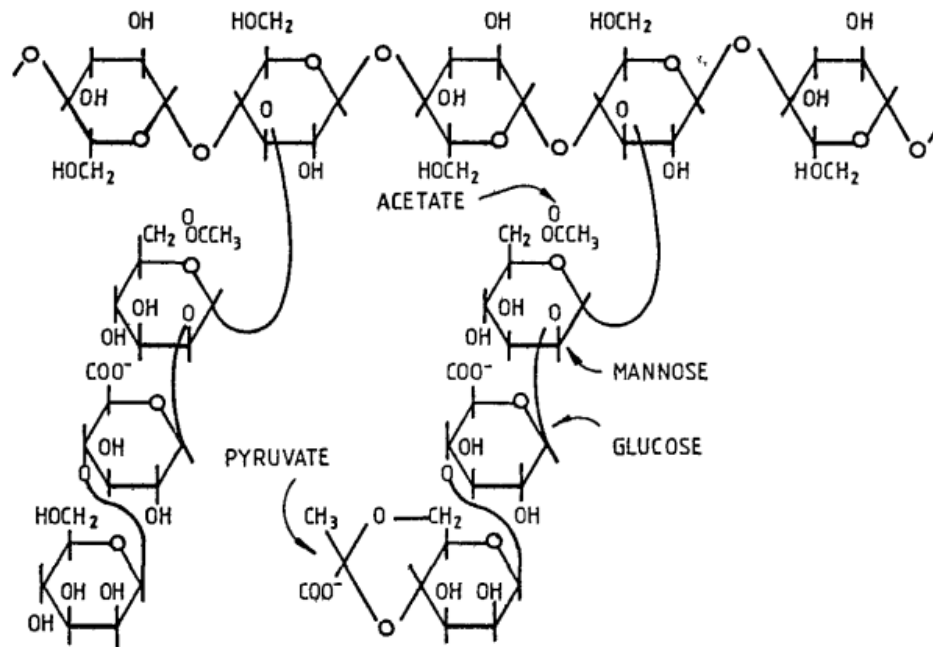
Las Gomas Xánticas (Xanthan Gums) son polímeros de origen natural llamados también polisacáridos, que se forman a partir de la polimerización de moléculas de sacárido por fermentación bacteriana. Durante la fermentación, se cultiva *Xanthomonas Campestris* en un medio aireado que contiene glucosa comercial, una fuente apropiada de nitrógeno, fosfato ácido de di-potasio y elementos en trazas apropiadas. Al final del proceso de fermentación, la goma xántica se recupera por medio de precipitación en alcohol isopropílico, luego se seca y se muele.

Los biopolímeros fueron originalmente desarrollados por Laboratorios Preoria USDA por Janes & Co-Workers (Janes et al. 1961)<sup>9</sup>. Los polímeros Xanthan poseen propiedades diferentes resultantes de la gran variedad del microorganismo *Xanthomonas Campestris* que modifica la estructura molecular. La **figura 2** muestra la cadena principal de la estructura química del Xanthan propuesta por Philips (1985):

---

<sup>9</sup>Janes et al., citado por Kenneth S. Sorby, "Polymer Improved Oil Recovery", 1991: p. 7

Figura 2. Estructura Química de la Molécula de Polímero Xanthan, por Philips (1985).



Fuente: Tomado y Modificado de Kenneth S. Sorby, "Polymer Improved Oil Recovery"

Este tipo de polímero posee menor peso molecular que las poliacrilamidas, pero tiene excelentes propiedades viscosificantes en aguas altamente salinas, debido a la rigidez de las moléculas, sin embargo, en aguas frescas o dulces las habilidades para aumentar la viscosidad disminuyen a diferencia de la poliacrilamida.

Los biopolímeros son relativamente insensibles a la salinidad y poseen alta resistencia a la degradación por esfuerzos mecánicos, esto al momento de la inyección facilita el manejo de las bombas en el campo. Algunos biopolímeros muestran poco retraso sobre la superficie de la roca, por lo tanto se propagan más fácilmente dentro de la formación que las poliacrilamidas, reduciendo la cantidad de polímero que se debe agregar a la línea de inyección, sin embargo, su principal desventaja es la debilidad a un ataque bacteriano en regiones de bajas temperaturas en el yacimiento, generando taponamiento.

Tal como aparece en la **figura 3** se muestran las principales ventajas y desventajas de los biopolímeros:

**Figura 3. Ventajas y Desventajas de las Gomas Xántica**

**Fuente:** Tomado y modificado de Informe Antecedentes de Aplicación Escenarios de Incertidumbre y Riesgo en Proyectos de Recobro Químico, ICP. Rubén Castro, Marzo 2010

### 1.1.2 POLÍMEROS SINTÉTICOS

Los polímeros sintéticos al igual que los biopolímeros tienen la misma finalidad mejorar las propiedades de la inyección de agua. Por lo general estas moléculas son bastante flexibles y su estructura química se compone principalmente de cadenas de Carbono-Carbono, solubles en agua. Los polímeros de Acrilamida se han convertido en la familia de polímeros más usada en la inyección de polímeros y tratamiento de geles. Esto ha ocurrido gracias a la viabilidad y los costos de la tecnología.

La poliacrilamida es la forma más básica de los polímeros compuestos por acrilamida, tiene un peso molecular de 7 millones de Daltons, y está representada en la **Figura 4** que muestra la estructura química de poliacrilamida (PAM). La poliacrilamida no es un buen agente para mejorar la viscosidad ya que al propagarse en el yacimiento tiende a absorberse en las superficies de los poros, por estas razones la poliacrilamida parcialmente hidrolizada es más favorable para el uso de la inyección de polímeros.

Figura 4 Estructura Química PAM



**Fuente:** Tomado y Modificado de Kenneth S. Sorby, "Polymer Improved Oil Recovery"

La poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) es una modificación de la poliacrilamida, tiende a mejorar la viscosidad en salmueras de baja salinidad a

diferencia de la poliacrilamida el HPAM se adhiere a las superficies de los poros del yacimiento por lo que son buenos candidatos para la inyección de polímeros.

Las moléculas de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada están compuestas por una unidad monomérica llamada acrilamida, su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando se utiliza en procesos de inyección de agua para mejorar la movilidad, la molécula de acrilamida se somete a hidrólisis parcial, donde parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico, por tal motivo son llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) esta hidrólisis tiende a aumentar la viscosidad del agua dulce, pero reduce la viscosidad de las aguas duras. El porcentaje de hidrólisis más común de los monómeros de acrilamidas es del 30-35%. Este porcentaje ha sido utilizado para optimizar ciertas propiedades como la solubilidad en agua, la viscosidad y la retención. Si el porcentaje de hidrólisis es demasiado pequeño el polímero no es soluble en agua y si el porcentaje es muy grande será demasiado sensible a la salinidad y dureza perdiendo sus propiedades originales.<sup>10</sup>

Como se muestra en la **figura 5**, la poliacrilamida hidrolizada puede presentarse en dos formas de acuerdo a la química de los grupos carboxilo. Los grupos carboxilato pueden estar en la forma de ácido o sal. Para el uso en inyección de polímeros y para mejorar los tratamientos de inyección de agua, la poliacrilamida hidrolizada se utiliza casi siempre en forma de sal de sodio.

---

<sup>10</sup> Kenneth S. Sorby, op. cit.; p. 11

## Figura 5. Estructura Química HPAM

**Fuente:** Tomado y Modificado de Kenneth S. Sorby, "Polymer Improved Oil Recovery"

París de Ferrer en su libro Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos<sup>11</sup>, indica que la Policramida Parcialmente Hidrolizada es el polímero más utilizado en procesos para mejorar los perfiles de inyección de agua, debido a que además de aumentar la viscosidad, altera la permeabilidad de la roca del yacimiento en las zonas invadidas y reduce la movilidad efectiva del agua inyectada, se debe tener en cuenta la concentración de la poliacrilamida, si es demasiada alta puede taponar los espacios porosos de la formación, y conducir a una pérdida de polímero en grandes cantidades y a una reducción del factor de recobro, haciendo que la tecnología demuestre poco progreso.

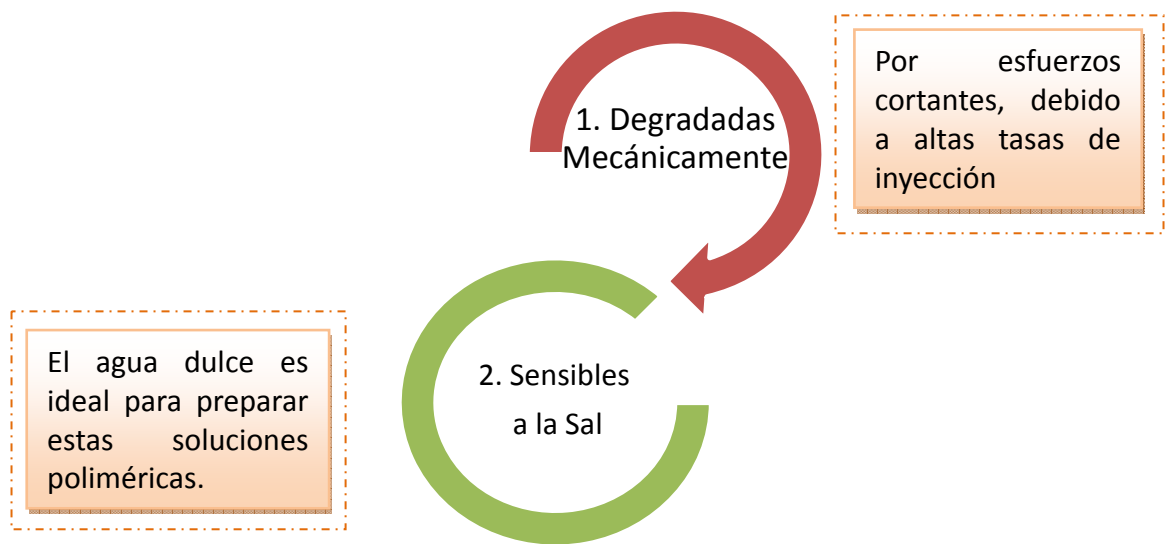
Los polímeros sintéticos presentan sensibilidad a la salinidad y a la dureza del agua, siendo mayor viscosidad con agua dulce y menor viscosidad con agua dura. Para evitar el problema de la salinidad es recomendable preparar la solución polimérica en aguas con sólidos disueltos inferiores a 10000 ppm. Estos polímeros

---

<sup>11</sup> PARIS DE FERRER, M, op. cit.; p. 316

sintéticos poseen tendencia a degradarse por el cizallamiento causado por las altas tasas de inyección; sin embargo, el HPAM es económico y relativamente resistente a los ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposición por largo tiempo en el yacimiento y es estable a pH básico. Las anteriores características y ventajas hacen que este tipo de polímero sea viable económicamente y puede mejorar el barrido volumétrico del yacimiento. **Figura 6.**

**Figura 6. Factores que Afectan los Polímeros Sintéticos.**



**Fuente:** Tomado y Modificado: Informe Antecedentes de Aplicación Escenarios de Incertidumbre y Riesgo en Proyectos de Recobro Químico, ICP. Rubén Castro, Marzo 2010.

## 1.2 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

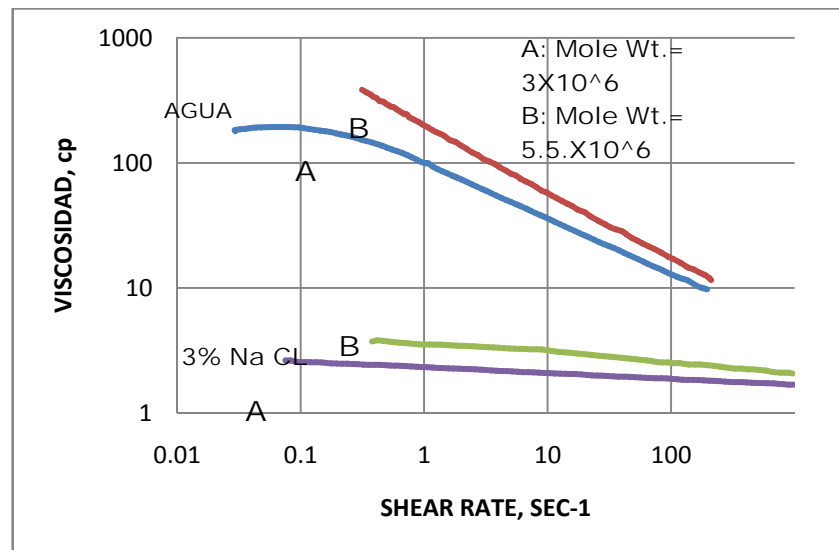
Existen diversos factores que pueden llegar a afectar la eficiencia de un proceso de inyección de polímeros:

➤ **Salinidad o Contenido de Iones Divalentes**

Generalmente la salinidad o el contenido de sólidos se presentan en el yacimiento por el agua de formación salubre, en particular  $\text{Ca}^+$  y  $\text{Mg}^+$ , en grandes cantidades pueden modificar y variar la viscosidad de la solución polimérica. Al agregar sal a las soluciones poliméricas el resultado es la alteración de las moléculas que cambian su forma, pasan de ser cadenas hinchadas a moléculas de forma más esférica. La salinidad puede causar degradación química del polímero, esta concentración de cationes divalentes debe ser pequeña para evitar problemas de floculación del polímero y evitar interacciones entre los minerales y el químico inyectado.

Las **figuras 7 y 8** describen la drástica reducción de la viscosidad cuando se agrega 3% de NaCl a la solución usando dos polímeros diferentes, poliacrilamida y Gomas Xántica. La **figura 7** muestra la reducción de la viscosidad de la poliacrilamida de alrededor de un 90% a bajas velocidades de corte.

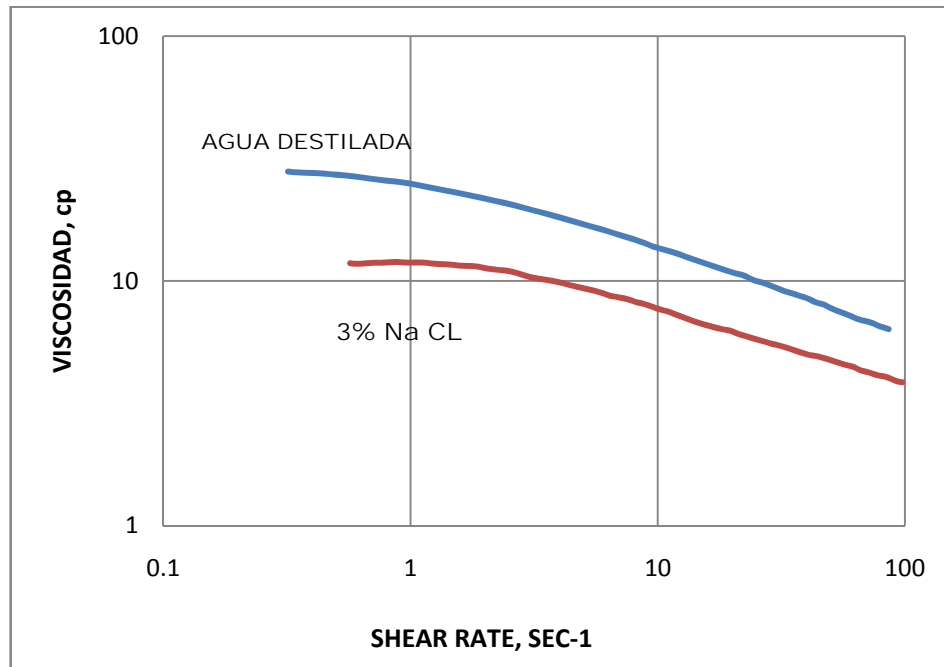
**Figura 7. Comportamiento de la Viscosidad de 500 ppm de Solución de Poliacrilamida**



**Fuente:** Tomado y Modificado de Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today, and Tomorrow, H. L. Chang, SPE.

La **figura 8** en la que se utilizan las Gomas Xántica muestra el efecto contrario de las poliacrilamidas, no se ven afectadas por la adición de NaCl:

**Figura 8. Comportamiento de la Viscosidad de 500 ppm de Solución de Gomas Xántica**



**Fuente:** Tomado y Modificado de Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today, and Tomorrow, H. L. Chang, SPE

Los cationes divalentes tienen un efecto más pronunciado sobre la reducción de movilidad que los iones de sodio. Smith<sup>12</sup> demostró la drástica reducción en la eficacia de la solución de polímero causada por pequeñas cantidades de calcio. Maerker<sup>13</sup> encontró que la degradación de corte de soluciones de poliacrilamida es más severa en salmuera de alta salinidad y que los iones calcio son más perjudiciales para la degradación de corte que los iones sodio. Willhite & Green establecen que la presencia de iones divalentes causa problemas de estabilidad a poliacrilamidas en elevadas temperaturas ya que el grado de hidrólisis aumenta

<sup>12</sup> Smith, Frank W., Atlantic Richfield Co. , the behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in porous media, SPE 2422, February 1970

<sup>13</sup> Maerker, J.M., 'Mechanical Degradation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Unconsolidated Porous Medio', August 1976, SPE Journal.

como resultado de la reacción de la poliacrilamida con el agua, la solubilidad del polímero disminuye en presencia de calcio y magnesio<sup>14</sup>.

Un método para prevenir este efecto es realizar un preflujo de agua anterior a la inyección del polímeros para preparar la formación, barriendo en parte las sales y reduciendo la exposición de las soluciones poliméricas a este problema.

### ➤ **Temperatura**

Al someter un polímero a numerosos cambios de temperatura su composición y forma se ven afectados, dos importantes aspectos a tenerse en cuenta y ser considerados al utilizar esta técnica, son (a) la temperatura a la que se va a someter el polímero, y (b) el periodo de tiempo al que se mantenga en esta condición. A medida que pasa el tiempo la efectividad de las soluciones poliméricas disminuye, ya que la viscosidad al estar expuesta durante mucho tiempo por altas temperaturas se reduce, generando un estado de envejecimiento de estas soluciones a causa de la degradación de las cadenas poliméricas.

Su estabilidad térmica es la segunda consideración más importante durante el diseño de proyectos de este tipo, para el caso particular de la poliacrilamida se ha comprobado en pruebas de laboratorio que según su estructura es estable en ausencia de oxígeno y de iones divalentes a temperaturas hasta 194 F.

### ➤ **Presencia de Acuífero Activo y Capa de Gas**

En yacimientos con presencia de acuífero, el yacimiento tiene el potencial suficiente para producirse por mecanismo natural, y no justifica que se realice esta inversión. Si el acuífero está perdiendo su energía, se canaliza el agua o se ha

---

<sup>14</sup> Willhite, Paul & Green Don W. enhanced oil recovery. USA.SPE textbook series 2003

producido suficiente agua en la superficie, se podría pensar en implementar una inyección de químicos para controlar la producción y la canalización.

Cuando los yacimientos tienen presencia de capa de gas, al implementar la inyección de polímeros, esta generaría la movilización de aceite que podría restaurar la capa de gas, presentando un efecto de llenado que no justificaría el uso de este método ni la inversión necesaria.

### **1.2.1 ALGUNOS PROBLEMAS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS**

En la utilización de procesos de inyección con polímeros se presentan problemas durante la vida útil del proyecto, como por ejemplo los cambios que presenta el polímero durante el desarrollo como la adsorción, precipitación, degradación, entre otros; estos problemas conllevan a dificultades que se reflejan en la efectividad del proceso.

Algunos de estos problemas se pueden controlar con la inyección de ciertos aditivos a la solución polimérica. Cabe destacar que se debe tener un control de monitoreo para que estos problemas se detecten a tiempo y no causen la pérdida total del proyecto. En seguida se mostrarán algunos problemas y el efecto que causan en el proceso.

#### **➤ Retención:**

La retención es un proceso que se debe a la acumulación de material dificultando el paso a través de los canales de flujo, en el caso particular de inyección de polímeros, la retención es causada por la adherencia de las pequeñas partículas del polímero a la superficie de la roca y las paredes del poro, los cuales son más

pequeños en relación con el tamaño de la molécula del químico en solución. Cuando se produce retención de polímeros en procesos de recuperación mejorada de petróleo se considera que es instantánea e irreversible, pero no del todo es cierto, en algunas ocasiones haciendo barridos continuos de agua se puede remover pequeñas cantidades de polímeros que están adheridas a la superficie de los poros, sin embargo el polímero no se retira totalmente del poro.

La retención del polímero se ve afectada por el tipo de polímero, el peso molecular, el tipo de roca, la salinidad y dureza del agua, la temperatura y la tasa de flujo. La retención del polímero es un factor concluyente en el diseño del proceso y se debe estimar la magnitud para que el tamaño del bache y su composición sean apropiadas.

➤ **Adsorción:**

La adsorción es un proceso físico que causa que las partículas de un material se adhieran a la superficie de otro. Cuando se habla de procesos de inyección de polímeros, la adsorción ocurre al adherirse el polímero a la superficie de la roca, como en estos procesos se trata con soluciones de alto peso molecular la adsorción es mecánica, y se debe a la diferencia del peso molecular del químico que es mayor; este tipo de adsorción se presenta con mayor frecuencia en las arcillas debido a que el área superficial es considerablemente mayor, también puede producirse cambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, que modifica la composición del polímero.

➤ **Degradación Mecánica**

Continuamente los polímeros se encuentran sometidos a esfuerzos de cizallamiento al atravesar cada poro de las rocas del yacimiento, estas fuerzas sometidas sobre el polímero causan la ruptura de las cadenas que componen el

polímero, debido a los cambios de inyectividad del fluido resultando una degradación polimérica.

La degradación ocurre cuando se inicia el cizallamiento, que se presenta cuando hay flujos de alta viscosidad en la vecindad de los pozos inyectoros, por lo tanto la degradación se da en los poros donde inicia la comunicación, según Serith la degradación se produce principalmente dentro de una distancia corta después de que el líquido entra en los poros de la matriz.<sup>15</sup>

Las poliacrilamidas son muy susceptibles a la degradación por esfuerzos cortantes, las moléculas de este polímero pueden ser fácilmente degradadas llegando a quebrar cadenas grandes convirtiéndolas en pequeñas, logrando cambios en la estructura, peso molecular y en la reducción de la viscosidad aparente de la solución. La degradación mecánica por cizalla, muchas veces es inevitable en algunas situaciones, algunos operadores han optado por montar placas para degradar el polímero antes de la inyección, para reducir la caída de presión mecánica causada por la degradación que se produce en las inmediaciones del pozo; así se reduce la caída de presión, se puede inyectar a altas tasas y es más factible el proceso.

#### ➤ **Degradación Bacteriana:**

Un problema importante en los polímeros y que ataca en su mayoría a los Biopolímeros, es la degradación bacteriana que se caracteriza por la destrucción rápida de las cadenas de carbohidratos que conforman los polímeros, la consecuencia a este problema es la disminución de la viscosidad de la solución y la pérdida de las propiedades características. Usualmente al utilizar este tipo de

---

<sup>15</sup> Jiménez A. M., "Análisis de Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros, Miscelares) Mediante Analogías", UIS, 2009.

polímeros se inyecta un bactericida como el formaldehído para controlar el crecimiento de bacterias y reducir la precipitación del polímero en la roca.

➤ **Degradación Oxidativa:**

La degradación Oxidativa se produce por el oxígeno que está disuelto en el agua de inyección y con el tiempo la viscosidad disminuye, y este efecto contraproducente se presenta tanto en las poliacrilamidas como en los biopolímeros. Esta degradación es catalizada por iones de  $Fe^{+}$  disueltos en el agua de formación, se puede disminuir mediante la reducción del oxígeno del agua o salmueras diluidas. Para controlar este problema en las poliacrilamidas se usa ditonito de sodio y para las gomas xánticas una mezcla de tiourea, alcohol isopropílico y bisulfato de sodio, que ayudan a retardar el ataque oxidativo hasta una temperatura de 207 °F.

➤ **Degradación Térmica:**

La temperatura es un factor primordial en un proceso de inyección de polímeros, por lo tanto la temperatura no debe ser muy baja por que la velocidad de reacción sería muy lenta, ni muy alta porque degradaría el polímero. Se puede decir que los polímeros son estables en ausencia de oxígeno y de iones divalentes a temperaturas hasta 194 °F, pero como no todos los yacimientos son iguales estas condiciones son difíciles de cumplir.

Dado que la temperatura es muy difícil de controlar y es un parámetro clave en los procesos de inyección, se debe estudiar más afondo el comportamiento en el laboratorio.

➤ **Baja Inyectividad:**

En algunas ocasiones los polímeros no fluyen a través de todos los espacios porosos en contacto con la salmuera, debido a la relación en la estructura y tamaño de las moléculas entre el agua y el polímero y algunos espacios porosos, considerando que las moléculas de polímeros son más grandes que las moléculas de agua y más grandes que los espacios porosos. El problema de la baja inyectividad se basa en el retraso de la irrupción de polímero que es causado por él mismo y se produce en todos los tipos de medios porosos para las poliacrilamidas y los biopolímeros. La magnitud de la baja inyectividad puede ir desde el 1% a 2% hasta un 25% a 30%, dependiendo el polímero y el medio poroso.

### **1.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL POLÍMERO**

En la Inyección de Polímeros los factores que influyen en la recuperación del petróleo se deben estudiar detalladamente, tal como la degradación del polímero por efecto de la alta salinidad del agua intersticial, la temperatura, el envejecimiento, la formación de micro-geles, altos esfuerzos de corte, la etapa en la que se encuentre la inyección de agua. En la **Tabla1** se describen los criterios de selección para dicho proceso planteados por Magdalena Paris de Ferrer:

**Tabla 1. Criterios de Selección para un Proceso de Inyección de Polímeros**

PROPIEDADES DEL ACEITE	
GRAVEDAD (°API)	>20
VISCOSIDAD (cP)	<150 (Preferiblemente <100)
COMPOSICIÓN	NC
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	
SATURACIÓN ACEITE (%VP)	<10
RAZÓN DE MOVILIDAD	2 - 40
ESPESOR NETO (ft)	NC
PERMEABILIDAD PROMEDIO (md)	>20
PROFUNDIDAD (ft)	<9000
TEMPERATURA (°F)	>175 (Algunos Polímeros son Estables a Temperaturas Mayores)
SALINIDAD (ppm)	Preferiblemente Baja
FACTOR DE HETEROGENEIDAD	0.5 - 0.85
TIPO DE FORMACIÓN	Arenisca (También en Carbonatos) se deben Evitar las Calizas
FACTORES FAVORABLES	Condiciones Apropriadas para la Inyección de Agua
	Alta Saturación de Petróleo
	Alto $\Phi_h$
FACTORES DESFAVORABLES	Fracturas Extensivas
	Empuje Fuerte de Agua
	Capa de Gas
	Alto Contraste de Permeabilidad Agua de Formación Altamente Salina
	Alto Contenido de Arcilla y Calcio

**Fuente:** Tomado y Modificado Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos

La **tabla 2** muestra las características planteadas de diferentes estudios de campos candidatos a Inyección de Polímeros, se debe resaltar que los campos estudiados hacen referencia a yacimientos de crudo liviano e intermedio con propiedades litológicas correspondientes a una arenisca.

**Tabla 2. Screening Inyección de Polímeros.**

AUTOR	PARAMETROS DE YACIMIENTO						
	°API	Tyto (°F)	$\mu$ o yto	Pyto (psi)	Kprom.yto (mD)	H formación (ft)	So actual (%)
NPC (1976)	NI	<250	<150	NC	>10	NC	NC
IYOHO (1978)	<40	<250	NC	NC	>50	NC	>0,25
TABER (1983)	<25	<200	<150	NC	>10	<9000	>0,1
SSI (1986)	<18	NC	<100	NC	>30	NC	NC
TABER-SERIGHT (1997)	<15	<200	<150	NC	>10	<9000	>0,50
H.L CHANG	NC	$\leq$ 229	$\leq$ 126	NC	20	NC	NC

NI= No Indica

NC= No Crítico

**Fuente:** Tomado y Modificado de Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros y Micelares) Mediante Analogías y Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today, and Tomorrow.

## 1.4 GELES

Los geles son sistemas de soluciones basados en las propiedades estructurales semisólidas de una solución, como un fluido tridimensional, estas propiedades se rigen a partir de fenómenos de naturaleza elástica. Los geles se desarrollan a partir de la mezcla de soluciones poliméricas con reacciones químicas que generan procesos de depositación, se originan a partir de una solución que contiene agua, polímero y un agente entrecruzador (acetato de cromo o citrato de aluminio), este agente se encarga de producir la reacción química que decide en qué momento se forma el gel a partir de la solución acuosa.

Los geles poliméricos aumentan la resistencia al flujo de agua en zonas de alta permeabilidad o zonas fracturadas, contactando zonas no barridas y de alta saturación de petróleo que aumenta la eficiencia del barrido volumétrico.

Anteriormente se mencionó que para los polímeros se debía tener en cuenta la temperatura a la que se va a someter el polímero, en el diseño de este tipo de gel también se debe tener en cuenta como el principal efecto en el proceso, ya que el incremento de la temperatura causa menor tiempo de gelificación y menor viscosidad, además entre mayor sea la concentración del entrecruzador menor será el tiempo de gelificación y mayor será la resistencia mecánica.

El uso de geles es una tecnología emergente para mejorar los procesos aplicados en la industria petrolera. En las últimas décadas este proceso se ha venido estudiando, aunque todavía no es muy aceptado ni ampliamente aplicada, los geles son muy útiles para remediar los problemas de heterogeneidad del yacimiento y de movilidad en los fluidos inyectados.

#### **1.4.1 SISTEMAS DE GELES**

Para tratamientos de mejorar el control de inyección de los campos petroleros, se encuentran reportados en la literatura y disponibles comercialmente, distintas formas y criterios de sistemas de geles. A continuación en el siguiente esquema se presenta una visión general de los sistemas de geles<sup>16</sup> (**Figura 9**):

- *Geles de polímero de Cromo (III) – Carboxilato/Acrilamida-Polímero (CC/AP)*: estos geles son los más populares y comúnmente más usados para tratamientos de la eficiencia del barrido volumétrico. Son geles de polímero acrilamida acuosos donde el entrecruzador químico es el agente Carboxilato de Cromo (III).

---

<sup>16</sup> Sydansk R. D., Op. Cit.; p. 33

Los CC/AP son caracterizados como geles robustos por su estructura química, altamente insensibles al yacimiento y su entorno, como alto pH. Se usan frecuentemente en zonas ácidas cuando se trata de inyección de CO<sub>2</sub>. El agente usado como entrecruzador no es tóxico y al mismo tiempo proporciona mayor dureza al gel controlando tiempos para el inicio de la formación de éste. La tecnología es aplicable a rangos altos de temperatura.

**Figura 9. Sistemas de Geles**

**Fuente:** Autor Tomado y Modificado: Robert D. Sydansk, "Polymer, Gels, Foams and Resins". 2005.

- *Geles de Cromo (IV) de tipo Redox:* los geles Cromo (IV) involucran polímeros de acrilamida entrecruzados químicamente con Cromo (IV) por

sistema oxido-reducción. Los geles resultantes de este proceso son poco utilizados debido a su alta toxicidad ya que puede causar cáncer.

- *Geles de polímero entrecruzados con aluminio:* este sistema de gel es formado a partir de una solución de policramida parcialmente hidrolizada y citrato de aluminio como entrecruzador. Inicialmente los primeros usos de esta tecnología fueron inyectados en forma secuencial, repitiendo la inyección de baches acuosos que contienen el polímero y el agente entrecruzador. La formulación de los geles se hace a concentraciones bajas de polímero (150 y 1200 ppm), se conocen comúnmente como Geles de Dispersión Coloidal (CDG), utilizados en tratamientos de gran volumen que se aplican a través de pozos inyectoros a la formación, mejorando las propiedades de los fluidos de inyección y los problemas de alta permeabilidad de la roca matriz.
- *Geles entrecruzados con entrecruzador orgánico:* los geles orgánicos se han venido desarrollando para la industria del petróleo para mejorar las propiedades a partir del entrecruzamiento de un agente orgánico (en vez de un ion metálico), creando geles fuertes y estables. El agente más común es la polietilamina, aunque su respuesta es eficiente comercialmente no es muy acogida. Otros agentes comunes para esta tecnología son el formaldehído y el fenol o sus derivados. Estos sistemas son altamente fuertes y resisten temperaturas mayores a los 180 F.
- *Geles de biopolímeros:* son geles desarrollados con reacciones entre biopolímeros con entrecruzadores orgánicos o inorgánicos. Es una tecnología popular que se desarrolla entre 1970 y finales de 1980. Su formulación fue hecha entre el polímero Xanthan con el Cromo (III) como agente entrecruzador inorgánico.

- *Geles de monómeros:* los geles están basados en la polimerización de monómeros in situ como el monómero de acrilamida, su uso no es frecuente debido a su alta toxicidad y a los problemas medioambientales. Actualmente se usa la polimerización de monómeros menos tóxicos como el acrilato.
- *Geles de polímero auto-inducidos:* los geles se plantean a partir de la inyección de polímeros de una solución alcalina de alto pH. Una vez colocados en el yacimiento el pH de la solución polimérica se reduce por métodos espontáneos e inducidos. Después de la reducción del pH, la solución de polímeros forma un gel espontáneamente.
- *Geles inorgánicos:* el gel se desarrolla utilizando iones de silicato o aluminio, formando geles de hidróxido de hierro y magnesio. Son amigables con el medio ambiente, aunque son de formación muy débil y no poseen buen rendimiento a largo plazo.
- *Geles formulados con polímeros orgánico-sintéticos:* la mayoría de los sistemas formulados para geles se basa en geles inorgánicos y geles de biopolímeros, la tendencia reciente ha sido hacia la aplicación de geles poliméricos para uso de campos petroleros, y el entrecruzador de polímeros orgánicos-sintéticos principalmente es la acrilamida.

#### 1.4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS GELES

Muchos autores han definidos una variedad de geles dependiendo de la aplicación y el uso que se le va a dar. Así el autor Robert Sydansk en su libro “Polymers, Gels, Foams and Resins”<sup>17</sup> formula la siguiente clasificación (**Figura 10**):

---

<sup>17</sup> Sydansk R. D., Op. Cit.; p. 35

## Figura 10. Clasificación de los Geles

**Fuente:** Tomado y Modificado: Robert D. Sydansk, "Polymer, Gels, Foams and Resins". 2005.

La primera forma de clasificar los geles es el lugar al que se le desea aplicar la tecnología y la forma en la que se va a proceder para que sea más efectivo, entonces la se clasifica de acuerdo a: 1.) problemas de heterogeneidad con permeabilidades menores de aproximadamente dos darcies en la matriz de la roca, así mismo esta se divide en a.) Cerca al Wellbore (penetración radial menos de 15ft), y, b.) Lejos del wellbore (penetración radial de más de 15ft); 2.) Yacimientos con anomalías de alta permeabilidad (generalmente fracturas) con permeabilidades mayores a dos darcies.

Los geles utilizados para solucionar problemas de canalización de agua en zonas de alta permeabilidad o fracturas, son geles fuertes y robustos como los bulk gel, que se colocan en la matriz de la roca, para bloquear el flujo del agua. Si los geles son colocados cerca del wellbore su volumen es relativamente pequeño, suelen ser simples y fáciles de aplicar. Por otro lado, si el tratamiento se va a aplicar

---

profundamente en el yacimiento muy lejos del wellbore, la cantidad de volumen a inyectar debe ser alta, lo que puede llegar a ser bastante costoso y compleja su aplicación. La utilización de CDG (entrecruzado con citrato de aluminio) se ha planteado como tecnología para ser aplicada a este inconveniente.

En segundo lugar, plantea el tiempo en el que se debe inyectar el gel o el estado en el que se encuentre como: 1.) Solución pre-gel o gelante, o 2.) Gel preformado o gel parcialmente preformado. Para algunos geles planteados anteriormente como el CC/AP en el momento de ser inyectados en el yacimiento, debe estar en forma gelante es decir antes del inicio de formación del microgel. Por otro lado para los geles de polímero que tratan anomalías como las fracturas o las zonas de alta permeabilidad, el gel debe ser diseñado para que reaccione y se forme saliendo del pozo inyector cerca al wellbore o en dado caso lejos del wellbore. Esta es la clave para una adecuada y correcta formulación del gel de polímero y poder tratar selectivamente los problemas de heterogeneidad, sin dañar la formación.

Como tercer parámetro para la clasificación de los tipos de gel se encuentra la concentración del polímero 1.) Formulación de geles fuertes (bulk gel) de concentraciones mayores a 1300 ppm, son geles a escala macro con estructuras continuas y de viscosidad muy alta. 2.) Microgeles conocidos como CDG de concentración de polímero baja, usualmente <1300 ppm, su estructura no es continua con valores de viscosidad a término medio, que modifican el propiedades del agua para mejorar su movilidad a través del yacimiento sin convertirse en un sólido en su totalidad. Estos geles han sido aplicados exitosamente en lo profundo del yacimiento.

La cuarta clasificación está basada de acuerdo a la forma como se inyecta el gel al yacimiento. Inicialmente se inyectaba en forma secuencial, primero se inyectaba el polímero en un bache con fluido inyección seguido por el entrecruzador en otro

bache de fluido, la razón por la cual se utilizó de esa manera era el tiempo en el cual se iniciaba la formación del gel y de esta manera controlar la reacción más fácilmente. Hay dos razones por las cuales se limitó este modo de inyección del gel en primer lugar los límites operacionales, debido a la gran cantidad de fluido inyector que se debía introducir en el espacio entre polímero y el entrecruzador para que estos no reaccionaran en la tubería. En segundo lugar si por el contrario los fluidos reaccionaban antes de tiempo o uno de ellos se propagaba antes del lugar indicado, podría desviar el otro reactivo hacia una zona más lejana, y reducir la capacidad de formación del gel. Como consecuencia, la inyección moderna para mejorar la heterogeneidad y las propiedades de los fluidos de inyección, tiene en cuenta la inyección de una solución pre gel o gelante que contiene todos los reactivos para la formación del gel, todas las tecnologías modernas en las que se aplica un gel se inyectan de esta manera.

### **1.4.3 VENTAJAS**

Los motivos por los cuales este tipo de gel es utilizado son:

- Disminuyen la pérdida de agua en zonas de alta permeabilidad reduciendo los cortes de agua en los pozos productores, lo cual resulta en una modificación del modelo de flujo.
- Minimizan efectos de las heterogeneidades y sella completamente zonas de alta permeabilidad mejorando la eficiencia de barrido (conformance).
- En pozos inyectoros con baja eficiencia de distribución vertical, ayudan a corregir el perfil de inyectividad, que aumenta la eficiencia areal de las capas que comenzarán a recibir inyección de agua.

- En los pozos productores taponan la canalización de agua, lo cual se traduce en un gradiente de presión favorable para mejorar la eficiencia areal de inyección, disminuyendo los cortes de agua.

Todos estos factores finalmente tienen como resultado el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico y por tanto del factor de recobro en los yacimientos que tienen procesos de inyección de agua.

#### **1.4.4 VARIABLES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN**

Para elegir el tipo de gel ideal para diferentes yacimientos se deben tener en cuenta estas variables principales que han sido estudiadas por varios autores y expertos en el tema:

- La concentración del polímero y la forma de preparación.
- El agente entrecruzador (acetato de cromo o citrato de aluminio).
- El volumen de obturación de la zona canalizada.
- El tipo de pozo:
  - a) Pozo Productor:
    - Clara evidencia de acuatización.
    - Múltiples horizontes en producción.
    - Cortes de agua mayores al 98%.
    - Baja salinidad del agua de inyección y de yacimiento.
    - Alto índice de productividad.
    - Pozos que perdieron producción primaria.
    - Alta relación gas-aceite (GOR).
  - b) Pozo Inyector:
    - Distribución vertical de inyección pobre.

- Varias capas de inyección.
  - Baja eficiencia de recuperación secundaria.
  - Baja presión de inyección.
- Tiempo de ejecución del proyecto:
- Pozos productores con evidencia de irrupción de agua temprana.
  - Pozos inyectores que actúan sobre varios pozos para evitar perder el empuje y mejorar el perfil de inyectividad.

A continuación en la **Tabla 3** se identifican las principales características de la tecnología de geles presentada por los resultados de un proyecto de inyección en la Cuenca Neuquina.

**Tabla 3. Características de las Diferentes Clases de Geles de Polímero**

	SHUT OFF (OBTURNATE)	CONFORMANCE		CAMBIO DE MOVILIDAD
		FRACTURAS CANALES	ROCA MATRIZ	
POZOS	Productores	Inyectores	Inyectores	Inyectores
POLIMERO (PPM)	3000 - 10000	1500 - 10000	300 - 1200	100 - 300
VOL. TRATAMIENTO (BBLS)	500 - 2500	1000 - 5000	5000 - 50000	5 - 40 % del Vol. Poral
ENTRECRUZADOR	TRICERATO DE CROMO			no
		CITRATO DE ALUMINIO		
VISCOSIDAD (mD)	Mayor ←————— Menor			

**Fuente:** Tomado y Modificado Geles de Polímeros: Implementación y Resultados de un Proyecto de Inyección de la Cuenca Neuquina.

De igual manera en la **Tabla 4** se reconocen los criterios de selección para la selección de los geles de polímeros realizada para la inyección de geles en el yacimiento Loma Alta Sur.

**Tabla 4. Screening Técnico de geles de polímero**

PROPIEDADES DEL ACEITE	
GRAVEDAD (°API)	> 18
VISCOSIDAD (cP)	< 200
CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO	
SAURACIÓN ACEITE (%VP)	< 10% de Aceite Móvil
PERMEABILIDAD PROMEDIO (md)	> 20
PROFUNDIDAD (ft)	< 8000
TEMPERATURA (°F)	< 220
TIPO DE FORMACIÓN	Arenisca / Carbonatos

**Fuente:** Tomado y Modificado Inyección de Geles en el Yacimiento Loma Alta Sur. YPF

## **2. PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL**

El proceso de producción de aceite por medio de desplazamiento de fluidos, se basa en dos parámetros claves: la eficiencia microscópica y la eficiencia macroscópica que juegan un papel significativo de como el fluido inyectado desplaza el aceite por el medio poroso hasta el pozo productor. Estos dos parámetros son susceptibles a cambios bruscos en la formación como las altas variaciones en la heterogeneidad del yacimiento. Al ocurrir grandes modificaciones en la permeabilidad de las capas productoras, el desplazamiento del fluido inyectado tiende a fluir por canales de alta permeabilidad que disminuyen la efectividad del proceso de inyección de fluidos, generando irrupción temprana en pozos productores o perdiendo inyectividad al pozo.

En las últimas décadas, los geles de dispersión coloidal han sido aplicados como método de recobro mejorado que optimiza los procesos de inyección de agua. Al igual que otras tecnologías que usan los geles polímero como una herramienta para el control de la permeabilidad, los geles de dispersión coloidal modifican las propiedades del fluido inyectado como las propiedades del yacimiento. Esta técnica ha demostrado un alto rendimiento y buenos resultados para mejorar la eficiencia del barrido volumétrico en yacimientos con movilidad desfavorable, como lo describe Mack y Smith en su artículo “Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods”<sup>18</sup>. La tecnología se basa en dos conceptos básicos: el bloqueo de poros y la desviación de los fluidos de inyección<sup>19</sup>.

Los Geles de Dispersión Coloidal para el uso en campos petroleros se desarrollaron en el laboratorio, tratando de encontrar una manera de evaluar el

---

<sup>18</sup> Spildo K., Et. Al., “Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods”, SPE 129927.

<sup>19</sup> Skuage T., Et Al., “Nano-Size Particles for EOR”, SPE 129933. 2010

comportamiento del gel en las capas de la formación usando un screen pack, variando el ion utilizado en el entrecruzamiento. El resultado después de haber aplicado la tecnología fue impactante, el proceso estaba diseñado para solucionar el problema a la canalización de zonas de alta permeabilidad más no para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. La respuesta generada a muchas de las pruebas de laboratorio y de campo fueron aceptables, pero por sorpresa hubo incremento en la producción de aceite y disminución de la producción de agua<sup>20</sup>. Aunque se han planteado dudas sobre si las partículas de CDG se pueden propagar en lo profundo del yacimiento y contribuir a la movilización del aceite, se proporcionó un avance en los procesos de recobro mejorado.

En los años siguientes al descubrimiento de los CDG, se ha estudiado muy a fondo las propiedades únicas que poseen este tipo de soluciones que contribuyen a la movilización del aceite y su propagación por el medio poroso.

## **2.1 BREVE HISTORIA DEL DESARROLLO DE LOS GELES DE DISPERSION COLOIDAL**

En los años 1970 y 1980, Phillips Petroleum investigó varios procesos combinando el polímero de policramida con cationes multivalentes (Needham et al. 1974). La estrategia consistía en aumentar la adsorción del polímero en el yacimiento, generando un alto factor de resistencia residual (RRF) comparado con la inyección tradicional de polímeros. El Factor de Resistencia Residual se define como la relación de la movilidad de la salmuera antes del contacto con la solución química a la movilidad de la salmuera después de la inyección química<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> Mack J.C., Et. Al., "In-Depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery Efficiency", SPE 27780. 1994

<sup>21</sup> Diaz D. Et. Al., "Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in Heterogeneous Argentina Waterflood", SPE 113320. 2008

Phillips reportó aplicaciones exitosas de campo en Oklahoma (Zornes 1986), inyectando el polímero y soluciones de iones metálicos en intervalos secuenciales. Sin embargo, el interés por IOR se desvaneció después de 1985 debido a un entorno desfavorable del precio del crudo.

Durante el periodo de 1985 – 1994, el proceso de Phillips fue modificado. En lugar de inyectar el polímero y la solución de ión multivalente en intervalos, el polímero y el agente entrecruzador fueron mezclados en superficie e inyectado como un gelante (pre-gel) con resultados alentadores (Mack 1994; fielding et al. 1994; Nicol 1996). La mayoría de las aplicaciones iniciales de estos “Geles de Dispersión Coloidal” o “CDG” fueron aplicadas cortamente después de haber iniciado la inyección de agua, lo que lleva a algunos a cuestionar si las aplicaciones de la tecnología CDG serían efectivas, en yacimientos maduros y con alto WOR.

En 1994 Mack y Smith<sup>22</sup> reportaron un análisis de la Región Rocky Mountain de 29 campos en los que se implementó la tecnología de inyección de CDG como un proceso para modificar la permeabilidad, durante 9 años (ANEXO A). Los geles proporcionaron una solución a la canalización y al flujo cruzado de la inyección de agua. Antes de este reporte nunca se había mencionado el uso de CDG, pero demostró tener un impacto positivo en la eficiencia de los proyectos de recobro mejorado.

Recientemente, el éxito económico de las aplicaciones de los CDG fue reportado en China en el campo gigante Danqing, en un área piloto con un promedio de corte de agua del 96% previamente tomado antes de la inyección de CDG (Chang 2004). Los experimentos de laboratorio en el campo demostraron que el comportamiento de los CDG en la inyección de corazones fue consistente con el reportado en los resultados de campo (Smith 2000).

---

<sup>22</sup> Mack J.C., Et. Al SPE 27780 Op. Cit..

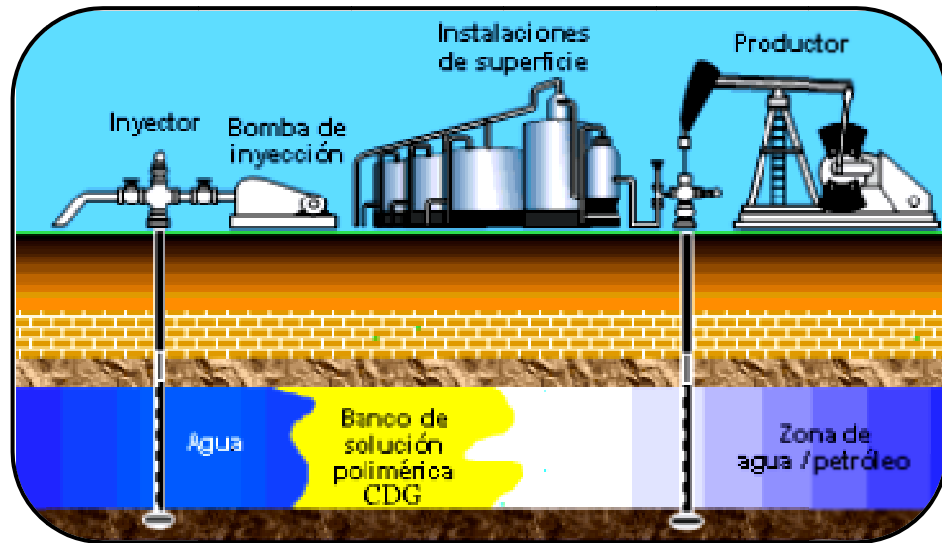
## 2.2 GENERALIDADES DE LOS GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL

Los CDG son soluciones que se forman a partir de la reacción de un polímero de bajas concentraciones y alto peso molecular con un entrecruzador o agente químico como un catión trivalente (ion metálico) o un agente orgánico. En el proceso se forman redes tridimensionales de fase continua (sólida) y fase dispersa (líquida). La reacción se lleva a cabo en el yacimiento y por lo general son de tasas muy lentas de formación. La solución se considera como un semilíquido en superficie y un microgel en yacimiento, que son capaces de ofrecer una alta resistencia al flujo.

Al ser una solución semilíquida en superficie tienen la capacidad de entrar a la matriz de la roca y fluir en profundidad con mucha facilidad. Después de ocurrida la reacción con el entrecruzador las partículas de CDG son retenidas por la superficie de la roca obstruyendo canales preferentes de agua por pequeñas cantidades de gel que modifica el camino del agua, reduciendo la permeabilidad y mejorando la eficiencia del barrido volumétrico, aumentando el factor de recobro.

En un tratamiento de gel, la formación de éste depende del sistema químico usado, la forma de mezclar los componentes y la velocidad de reacción química. La inyección del químico se puede realizar de dos maneras, se mezclan los componentes en superficie o se inyectan separados de forma secuencial, teniendo en cuenta en donde se quiere que la reacción ocurra, si se quiere en el transcurso del desplazamiento del químico de la superficie al subsuelo o comúnmente dentro del yacimiento. El tiempo de reacción de formación del gel varía de acuerdo al tipo de entrecruzador, la concentración y las propiedades del polímero utilizado. Otras variables que afectan la formación del gel son la temperatura y factor de resistencia. Un esquema representativo del proceso ocurrido en la formación de un gel se muestra en la **Figura 11**.

Figura 11. Proceso de Inyección de CDG



**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011

La formación del gel se puede explicar de la siguiente manera: inicialmente se cuenta con cadenas poliméricas protegidas por vainas de moléculas de agua, las cuales solvatan sus grupos funcionales y se unen por puentes de hidrógeno a los grupos hidroxilos. Entonces, la envoltura de agua impide que los segmentos de las cadenas se toquen. Al inyectar el entrecruzador, se reducen la vaina de hidratación que separa a las cadenas poliméricas, las cadenas contiguas tienden a atraerse mutuamente por fuerzas de Van der Waals y las moléculas se unen gradualmente para formar cadenas cortas y filamentosas. Por tanto, en un proceso dinámico, las cadenas poliméricas se entrecruzan y entrelazan, de modo que la viscosidad del sistema aumenta, llegando a un estado semisólido, semirrígido y gelatinoso.

## **2.2.1 COMPONENTES DEL SISTEMA CDG**

Como se mencionó anteriormente la formación del gel está determinada por tres componentes: agua, polímero y el agente entrecruzador. Las propiedades de cada uno de los componentes, permite establecer las condiciones ideales para el diseño del proceso de inyección de los químicos y la formación del gel. A continuación se indican cada uno de los componentes utilizados en la implementación de la tecnología CDG.

### **2.2.1.1 SOLUCIÓN POLIMÉRICA**

Las soluciones poliméricas son mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. Como se explico anteriormente un polímero es una molécula constituida por la repetición de unidades estructurales (monómeros) conectados por enlaces covalentes. Las características de los polímeros están determinadas por las propiedades estructurales de la cadena macromolecular, dependientes de la naturaleza de la unidad repetitiva, la composición y la distribución de los monómeros en la cadena. Principalmente el polímero utilizado en la formación de las partículas de CDG es la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), que por sus particularidades tienden a incrementar la viscosidad de las aguas dulces.

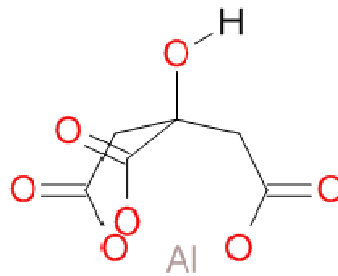
### **2.2.1.2 AGENTE ENTRECruzADOR**

Los estudios de la industria petrolera arrojan la propuesta de dos tipos de entrecruzadores principales, entrecruzadores metálicos y orgánicos, que mejoran las propiedades del yacimiento y modifican las características de los fluidos de inyección, de acuerdo al tipo de entrecruzador que se seleccione. Los utilizados en

mayor proporción en la formación del gel son los agentes metálicos, entre ellos el cromo, aluminio, titanio y zirconio, además de utilizar entrecruzadores de tipo metálico, los orgánicos han sido utilizados menor proporción pero con éxitos en proceso de formación de geles cuando se mezclan con poliacrilamida, el más común entre ellos es el formaldehído. Los entrecruzadores favorables y de respuestas alentadoras son el citrato de aluminio y el dicromato de sodio para formar geles.

El citrato de aluminio es comúnmente utilizado en la formulación de CDG y para este estudio es clave esencial. Este entrecruzador es una sal formada por la reacción del óxido de aluminio soluble en agua y ácido cítrico (**Figura 12**).

**Figura 12. Estructura Molecular de Citrato de Aluminio**



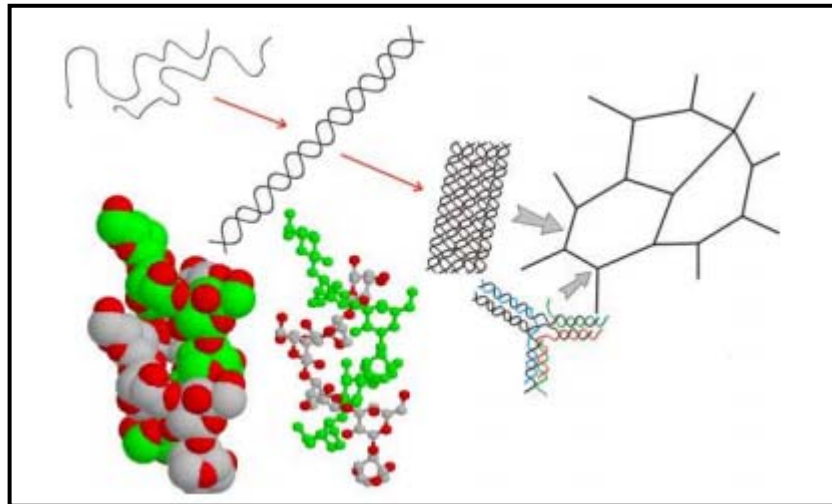
**Fuente:** Tomado y modificado de: Smith "Unit States Patent", Aluminium Citrate Preparations and Methods

### 2.3 FORMACIÓN DE LOS GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL

Como se sabe una solución CDG se forma a partir de un polímero a bajas concentraciones alrededor de 100ppm – 1000ppm, en este caso el polímero es la policramida parcialmente hidrolizada o HPAM, entrecruzado con un ion trivalente, comúnmente usado el citrato de aluminio para formulaciones de este tipo.

La solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada o HPAM, está conformada por cadenas de polímero con radio hidrodinámico que depende de la salinidad de la solución, en presencia de agua destilada la solución con carga negativa se disocia, y los grupos carboxilos se repelen entre sí, formando una molécula desenrollada o extendida, en este estado el polímero se encuentra en su volumen más largo posible. Al agregar sal a la solución las partículas presentes se cargan de nuevo negativamente y se enrollan, este efecto produce una reducción de la viscosidad, y al estar presentes iones di o trivalentes ocurre un entrecruzamiento entre el ion y dos o tres cargas negativas del grupo carboxílico. Al tener altas concentraciones de polímero y entrecruzador se formará el gel. La **figura 13** representa el proceso descrito de la formación del gel.

**Figura 13. Formación de un gel.**



**Fuente:** Tomado y Modificado de Delgadillo C., “Evaluación de la Viabilidad Técnica de Implementación de Procesos de Inyección de Geles”

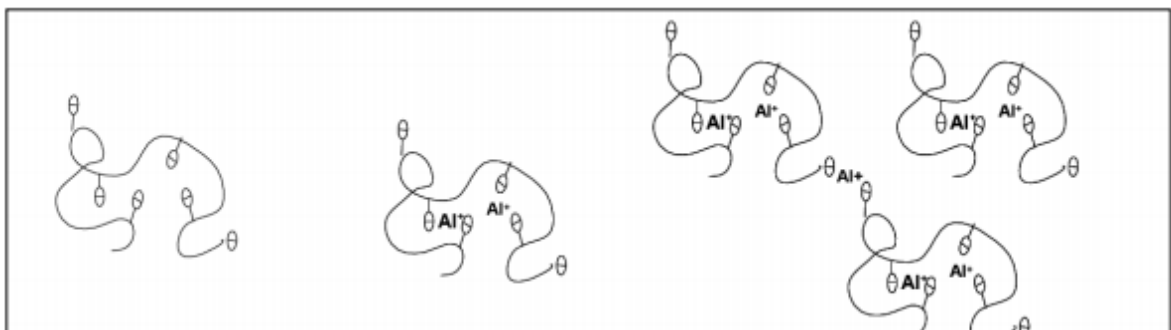
Mack y Smith concluyeron que una solución es un gel de dispersión coloidal cuando la materia gelatinosa, atraviesa hasta el final del corazón y se acumula parcialmente, esto ocurre cuando la caída de presión es menor que la presión de

transición. La acumulación parcial no ocurre cuando no es un gel de dispersión coloidal, este presenta una acumulación al inicio del corazón taponando los canales debido a la caída de presión.

Los Geles de Dispersión Coloidal fueron nombrados por la naturaleza de la solución del gel, los cuales son suspensiones de cuerpos individuales de moléculas poliméricas entrecruzadas o coloides. Las interacciones que se presentan al reaccionar el polímero y el entrecruzador son de gran importancia y la base para caracterizar el CDG.

La formación de CDG tiene reacciones comúnmente de tipo intermolecular e intramolecular, entre el polímero y el entrecruzador, generalmente para catalogar el tipo de interacciones que se llevan a cabo, es necesario conocer el número de factores que dependen estas interacciones como: el tipo de polímero, el peso molecular, la concentración, la relación polímero/entrecruzador, la salinidad, la temperatura y el tiempo de reacción.

**Figura 14. Entrecruzamiento intermolecular grupos de polímero en presencia de iones trivalentes**

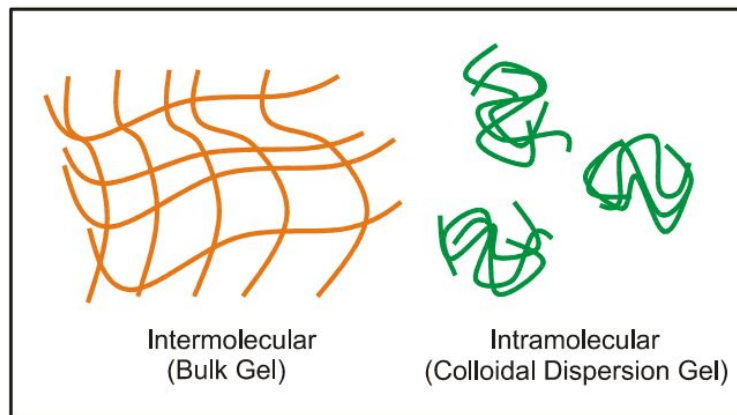


**Fuente:** Tomado y Modificado de "Nano-Sized Particles for EOR", Skauge, T., et. al., SPE-129933, 2010.

Para identificar el tipo de gel y caracterizarlo como un gel rígido (Bulk Gel) o semirrígido (CDG) es importante definir la interacción molecular que se presenta

en el entrecruzamiento. Hay dos tipos de entrecruzamientos, los intramoleculares y los intermoleculares. Las reacciones intermoleculares se presentan por fuerzas de atracción entre varias moléculas formando redes continuas muy rígidas, en cambio las reacciones intramoleculares se deben a interacciones dentro de una sola molécula (**Figura 15**). Los polímeros con baja concentración son dominados por entrecruzamientos intramoleculares con entrecruzamientos mínimos intermoleculares conectando un grupo pequeño de moléculas.<sup>23</sup>

**Figura 15. Tipos de reacción de entrecruzamiento**



**Fuente:** Tomado y Modificado de "Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in a Heterogeneous Argentina Waterflood", Diaz, D. SPE-113320, 2008.

Pent et al (1998) concluyeron que el entrecruzamiento intramolecular domina los polímeros de baja concentración y las fuerzas de entrecruzamiento intermolecular incrementan como incrementa la concentración del polímero. La presencia de algún grado de entrecruzamiento intermolecular se explica como el leve incremento en la viscosidad del gel blando.

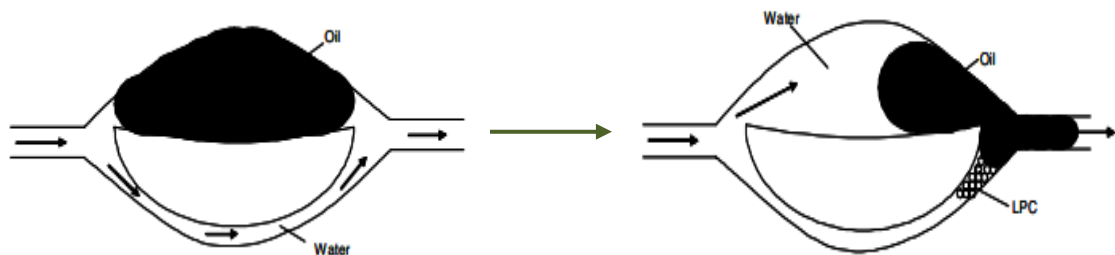
Estudios experimentales han demostrado un incremento en la recuperación de petróleo debido a la inyección de geles de dispersión coloidal (CDG). Según los

<sup>23</sup> Diaz D. Et. Al., SPE 113320. Op. Cit.; p. 6.

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 transición.

Las fuerzas capilares atrapan el aceite que puede movilizarse por fuerzas viscosificantes que exceden las fuerzas capilares retenedoras. El número capilar refleja el balance entre la viscosidad y las fuerzas capilares del tamaño del poro. Las propiedades de las partículas de *CDG* pueden movilizar este aceite atrapado capilarmente, por un bajo bloqueamiento de los canales de poro posibilitando el efecto bloqueamiento. (**Figura 16**)

**Figura 16. Esquematación del Bloqueamiento de los Canales de Poro por Inyección de *CDG***



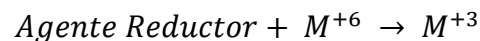
**Fuente:** Tomado y Modificado de "A New Polymer Application for North Sea Reservoirs", Spildo, K., et. al., SPE-113460, 2008.

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 obtienen una redistribución de presiones a nivel microscópico que desvía el flujo aumentando el factor de resistencia (RF) y factor de resistencia residual (RRF).

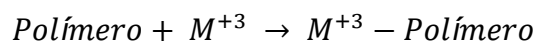
### 2.3.1 REACCIONES GENERADAS

En el caso de las reacciones con entrecruzadores metálicos, las más comunes en la industria del petróleo, en el proceso de formación del gel ocurren reacciones tipo redox (reducción-oxidación). Éstas pueden ser divididas en tres etapas básicas: producción del entrecruzador activo, unión del entrecruzador activo al polímero y entrecruzamiento de dos segmentos de polímero.

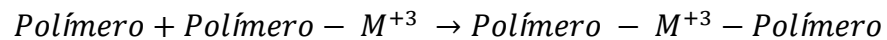
En la primera etapa, por medio de una reacción redox (transferencia de electrones) se modifica la estructura electrónica del entrecruzador con el objetivo de activarlo. Para ello, en el sistema debe haber un elemento que ceda electrones (agente reductor) y otro que los acepte (agente oxidante). Por esta razón, cuando se utilizan este tipo de entrecruzadores el sistema se amplía a polímero/entrecruzador/agente reductor. Los metales en el agente entrecruzador tiene una valencia de +6, lo que los hace inactivos; el agente reductor reacciona con la solución de entrecruzador cediendo tres electrones al metal, quedando éste convertido en un ion metálico +3. De esta forma el agente reductor se convierte en un elemento oxidado y el metal en un elemento reductor con una configuración electrónica activa para formar enlaces.



La segunda etapa corresponde a la unión del agente entrecruzador y el polímero por medio de enlaces iónicos. Los polímeros tienen zonas eléctricamente negativas que corresponden a grupos funcionales como los carboxilatos (presentes tanto en las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas como en muchos Biopolímeros) y ya que después de la reacción redox los iones metálicos quedaron cargados positivamente, el enlace entre estas dos partes se hace inevitable.



El mecanismo químico exacto de la tercera etapa en la que el ion metálico entrecruza dos moléculas de polímero, no se conoce con exactitud. Sin embargo, se ha encontrado que los esfuerzos de cizalla sobre la solución incrementan la tasa de gelación en esta etapa, lo que indica que un proceso de difusión controlada se encuentra asociado. Además, dada la no polaridad de los polímeros, es posible que las cadenas poliméricas sean atraídas entre sí por fuerzas de Van der Waals hasta formar una red tridimensional que corresponde al gel.



La descripción para el proceso de óxido-reducción que lleva consigo la generación de partículas de CDG, comúnmente utilizada en la industria del petróleo, describe a continuación. Cabe nombrar que para entrecruzadores metálicos como el dicromato de sodio en la formación de geles, ocurre el mismo procedimiento, no se nombrarán por ser geles obturantes que modifican solo la permeabilidad y no son objetos de este estudio<sup>24</sup>.

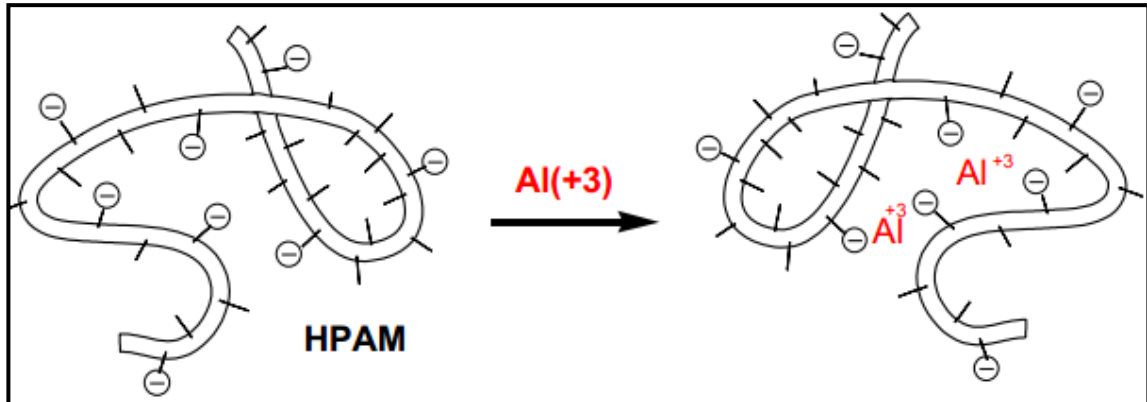
**Poliacrilamida/citrato de aluminio/ agente reductor.** Este sistema requiere de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, citrato de aluminio y agua. Los iones citrato protegen al Al (III) de la hidrólisis que produciría una precipitación de hidróxido de aluminio, haciendo no disponibles los iones metálicos para entrecruzarse con la poliacrilamida. Una aplicación diferente puede hacerse a este sistema involucrando dos tipos de poliacrilamida: poliacrilamida catódica y anódica. Primero, la poliacrilamida catódica es inyectada para ser adsorbida por el medio poroso. Después, se inyecta un bache de poliacrilamida anódica la cual sufre una adsorción adicional. A continuación, se inyecta el bache de citrato de aluminio, en éste el Al (III) formado a partir de la reacción redox con el agente

---

<sup>24</sup> Delgadillo C., "Evaluación de la Viabilidad Técnica de Implementación de Procesos de Inyección de Geles", Universidad Industrial de Santander- UIS. 2010.

reductor, reacciona con el polímero retenido para formar la primera etapa del proceso de entrecruzamiento. Finalmente, se inyecta poliacrilamida aniónica que reacciona con el entrecruzador y el anterior polímero retenido, formando el gel. (Figura 17)

Figura 17. Modelo de reacción química CDG



Fuente: Tomado de Laboratorio Química de Producción-ICP, "Métodos de Recobro Químico-CDG".

### 2.3.2 MECANISMOS DE RETENCIÓN

Cuando una solución química es inyectada al yacimiento, las partículas de los materiales disueltos o dispersos en el agua se pueden adsorber en la superficie sólida de la roca o la matriz en el medio poroso. Las diferencia de masa y tamaño en las partículas, generan restricciones al paso del agua por canales preferentes, la forma en la que se retienen las partículas químicas se debe a estas características. Estudios realizados han demostrado que la retención de CDG en medios porosos puede ser debido a la adsorción, entrapamiento mecánico y retención hidrodinámica. En la **figura 18** se representan los diferentes mecanismos de retención:

## **Figura 18. Mecanismos de Retención**

**Fuente:** Tomado y Modificado de Kenneth S. Sorby, "Polymer Improved Oil Recovery"

### ➤ **Entrampamiento mecánico:**

Este fenómeno se presenta en las gargantas estrechas que dificultan el paso de los fluidos y atrapan el polímero. Muchos autores<sup>25</sup> (Szabo, 1979, Dominguez y Willhite, 1977) describen el entrampamiento mecánico del polímero en los

---

<sup>25</sup> Skuage, T., Et. Al., "Nano-Size Particles For EOR", Uni. CIPR, SPE 129933, 2010.

espacios porosos como la concentración de partículas que bloquean los poros más grandes que el tamaño de las partículas.

La diferencia de masa entre las partículas y disolvente, hace que la concentración del polímero se deposite en los espacios de poro estrechos, al mantener la presión diferencial constante, la velocidad del flujo es mayor en las gargantas de poro en comparación con los cuerpos de poro. En la entrada de la garganta del poro, las moléculas de agua se aceleran más rápido que las partículas más pesadas, lo que genera la depositación de las partículas de polímero con mayor concentración. El radio de garganta de poro se reducirá poco a poco y se bloqueará eventualmente. Los principales factores que regulan el atrapamiento mecánico son la concentración de partículas, tamaño hidrodinámico efectivo, distribución de tamaño de poro y el caudal.

➤ **Retención Hidrodinámica:**

Este proceso ocurre en zonas estancadas por la unión de varios poros en la formación del yacimiento, como se observa en la **figura 18**, las partículas son atrapadas temporalmente en regiones de flujo por fuerzas hidrodinámicas, la concentración es alta mientras las partículas se encuentran en esa zona de flujo, cuando el flujo se encuentra en estado estático las partículas se disipan y difunden de nuevo en la corriente. La retención hidrodinámica es complicada en el momento de definir, aunque la retención por el polímero en esas zonas puede alcanzar un valor muy elevado, para estudios de retención por este proceso se considera baja e insignificante para ser representada a escala de campo.

➤ **Adsorción:**

La adsorción es el mecanismo principal de la retención, se presenta cuando hay fuerzas de interacción entre las superficies sólidas de la roca y las soluciones

poliméricas, este proceso físico donde las partículas son adheridas a la superficie sólida se representa mediante enlaces o fuerzas Van Der Waals, generalmente esta adsorción sobre la superficie va creciendo hasta encontrar su equilibrio. Este fenómeno depende principalmente del tipo de polímero utilizado y sus características esenciales.

Resumiendo de lo anterior la adsorción se presenta en las paredes de la roca, el entrapamiento mecánico en los poros más estrechos por acumulación de material y el entrapamiento hidrodinámico en zonas ciegas o estancadas momentáneamente.

#### **2.3.2.1 RETENCIÓN DE LA POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA EN EL MEDIO POROSO**

La retención en el medio poroso del polímero (HPAM) es lograda por el atrapamiento mecánico o por la adsorción del mineral a las superficies sólidas de la roca; este mecanismo se presenta cuando las partículas de gel son más grandes que el radio de poro, estas partículas pequeñas se localizan en las gargantas de poro cuando la solución es inyectada y propagada a través del medio poroso, el polímero reduce sustancialmente el diámetro del poro y baja movilidad del agua.

#### **2.3.2.2 RETENCIÓN DEL ALUMINIO ( $Al^{+3}$ ) EN EL MEDIO POROSO**

Numerosos estudios realizados por Walsh sugirieron que la precipitación del Citrato de Aluminio (AlCit) es debida al aluminio y el Oxido Férrico, esto se podría

eliminar ajustando el pH al fluido de inyección, usando una proporción más grande de Citrato de Aluminio y disminuyendo la velocidad de flujo del agua.

### **2.3.2.3 RETENCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL EN EL MEDIO POROSO**

La retención de CDG en medios porosos puede ser debida a la adsorción, entrapamiento mecánico y/o mecanismo de bloqueo. Las moléculas extendidas del polímero también pueden ser retenidas por la captura mecánica en la presencia de las gargantas de poro suficientemente pequeñas.

Existen numerosos estudios en la literatura que tratan del flujo y la retención del polímero en el medio poroso (Mungan, 1969; Hirasaki & Pope, 1974; Cohen & Chirst, 1986; Zheng et al., 1998). La retención se produce por la adsorción de los minerales de la superficie de la roca y/o por el entrapamiento mecánico. La adsorción reduce el diámetro de los poros, dando lugar a una menor movilidad durante las inundaciones de polímeros en comparación con el proceso de inyección de agua.

## **2.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN**

Luego de revisar aquellas propiedades que afectan directamente la aplicación de un proceso de inyección de geles, es importante analizar el screening técnico para este proceso. El criterio de selección, o criterio screening, ha sido propuesto para todos los métodos de recuperación de petróleo. Se ha realizado con datos de proyectos implementados alrededor del mundo, examinando esta información y seleccionando las mejores características del sistema roca-fluido, para de esta

forma seleccionar el mejor método de recuperación para un determinado campo.

**Tabla 5.**

**Tabla 5. Screening Técnico de la inyección de geles**

PROPIEDAD	RANGO DE VIABILIDAD
Gravedad API	> 18 °API
Viscosidad del crudo	< 200 cP
Saturación de aceite	> 10% de aceite móvil
Permeabilidad	> 20 mD
Profundidad	< 8000 ft
Temperatura	< 220 °F
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato

**Fuente:** Presentación Inyección de Geles en el Yacimiento Loma Alta Sur. YPF.

## **2.6 VARIABLES DE MAYOR IMPACTO QUE AFECTAN EL FACTOR DE RECOBRO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE CDG**

Las principales variables que se van a estudiar en el análisis de sensibilidad del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal se presentan a continuación:

### **2.6.1 CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO**

Esta característica depende básicamente del tipo de gel que se desea formar, si se quiere un gel fuerte que sirva de taponante las concentraciones de polímero se encuentran alrededor de 1200 a 5000 ppm o más. Por otra parte, estudios realizados llevan a que la formación de un Gel de Dispersión Coloidal se

encuentra entre las 100 ppm y 1000ppm, de acuerdo a la concentración y la relación que hay de polímero/entrecruzador, así por eso se cataloga como un gel de baja concentración.

La concentración de polímero regula la fracción o porción que va a ser retenida en el medio poroso mediante algún tipo de mecanismo de presión o entrapamiento mecánico, y la viscosificación que se le va dar al agua de inyección. Se debe tener en cuenta que si la concentración del polímero es muy elevada se taponarán los poros más de lo necesario obstruyendo hasta los canales de flujo.

### **2.6.2 VISCOSIDAD DEL POLÍMERO**

La viscosidad es uno de los parámetros que cambia con la concentración del polímero y la cantidad de salmuera que está presente en el yacimiento, debido a las reacciones a las que está expuesto el polímero con salmuera las cadenas del gel se forman mas rígidamente aumentando las fuerzas intermoleculares.

Tener un valor promedio de la medida de la viscosidad es primordial para crear un CDG puesto que se debe mantener dentro de un rango para que el gel no se adhiera totalmente a las paredes del medio poroso y a la vez estar balanceado para que fluya a través del agua mejorando sus propiedades y optimizando la inyección.

Los yacimientos a menudo poseen agua de formación salubre que contiene altas concentraciones de cationes divalentes, en particular de  $Ca^{+2}$  y  $Mg^{+2}$ , que hacen que la viscosidad de la solución polimérica se vea afectada.

### 2.6.3 ADSORCIÓN

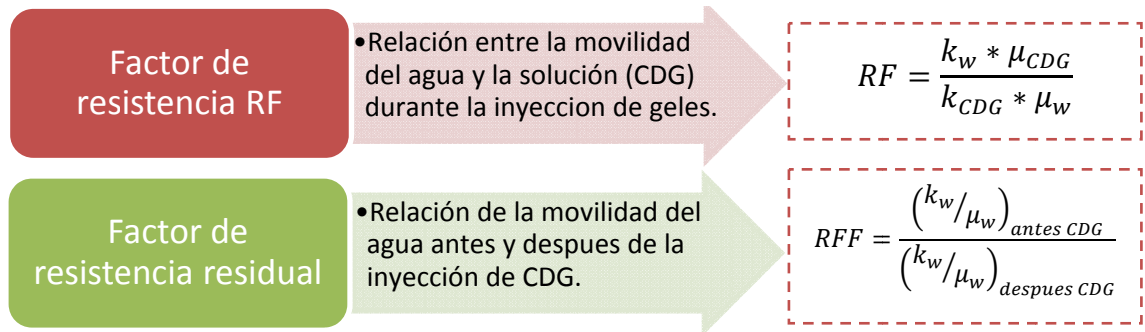
La adsorción es un medio para neutralizar o satisfacer las fuerzas de atracción que existen en una superficie o una interface que se debe a la discontinuidad en la naturaleza de la estructura. El porcentaje de material que queda adherido a la superficie de la roca es esencial para calcular la cantidad de polímero y entrecruzador que queda dentro del yacimiento y la que se desplaza con el fluido de inyección.

La adsorción del polímero sigue la ley de la isoterma de Langmuir. La reducción de la permeabilidad aumenta de manera exponencial a medida que aumenta la adsorción del polímero y finalmente se acerca a una constante (tipo S).

### 2.6.4 FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL

Es un parámetro que incrementa con la implementación de proyectos de inyección de CDG, a partir del aumento de la viscosidad que le da mayor movilidad al agua de inyección, esto es posible por la adsorción del polímero en el yacimiento que implica un incremento en la eficiencia del barrido volumétrico y por lo tanto el aumento del recobro del campo. Es importante mencionar que cuando los CDG se propagan por el medio poroso, pierden todas sus propiedades y fluyen de forma similar a las soluciones poliméricas. Además pueden ser usados antes, durante o después de la inyección del polímero con el fin de controlar efectivamente la producción de agua y mantener altas tasas de aceite. **(Figura 19)**

**Figura 19. Factor de Resistencia y Factor de Resistencia Residual**



**Fuente:** Tomado y Modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

### 2.6.5 VOLUMEN POROSO ACCESIBLE

En la recuperación total del petróleo se hace necesario y es un factor determinante tener en cuenta la porosidad de la roca, pues este parámetro establece la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado. El volumen de poro es el producto de la porosidad interconectada con el volumen total de la roca, esta propiedad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, así, que el volumen poroso accesible es la fracción de volumen que el fluido inyectado alcanza a penetrar, o fracción del volumen de poro disponible. La porosidad es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

Como la porosidad depende del espaciamiento de los pozos y del espesor petrolífero, este genera un impacto sobre el factor de recobro final y variables económicas como el valor presente neto. El rango del volumen poroso accesible permitido es de 0 a 1, o se puede considerar como un valor igual a uno no menos la fracción de volumen de poro inaccesible al componentel.

## 2.6.6 TASA DE INYECCIÓN

La inyectividad de un pozo puede ser definida como su capacidad para recibir un líquido que es inyectado a través de él. Esta propiedad depende de las características de la formación y el tipo de fluido a inyectar, además de ser influenciado negativamente por el taponamiento de las perforaciones y en general de la cara del pozo, con esta propiedad es posible calcular la capacidad del pozo de permitir la inyección a través de él, para ello, se tiene control sobre los parámetros operacionales de la inyección y por pruebas adicionales se establece la presión del yacimiento. En algunos pozos el índice de inyectividad permanecerá constante para una amplia variación en la tasa de flujo, esto ocurre dependiendo de la diferencia de presiones y usualmente lo que se busca es mantener controlado este parámetro y que no se vea afectado por la inyección.<sup>26</sup>

Según lo anterior la tasa de inyección de un pozo está limitada por la inyectividad de este, la cual a su vez depende de la máxima presión de inyección que permite la formación sin fracturarse. Se debe tener presente que la presión de inyección debe medirse a la entrada de las perforaciones, tomando en cuenta las pérdidas en la tubería.

Como el objetivo de la inyección de CDG es maximizar la fuerza del desplazamiento de la inyección de agua, el gel debe inyectarse lentamente como sea posible. Partiendo del hecho que las moléculas de los polímeros según su estructura son más grandes que las del agua y aun más grandes en relación con algunos poros de la roca; en algunas ocasiones los polímeros no fluyen a través de todos los espacios porosos en contacto con la salmuera.

Desde el punto de vista de la inyección de geles, se debe tener en cuenta que los fluidos inyectados deben tener la capacidad de penetrar la formación para que se logre implementar el proceso y que este sea eficiente. Sin embargo mantener la

---

<sup>26</sup> Delgadillo C. op. cit.; p. 42.

inyección de polímeros y geles en el medio poroso, normalmente se genera disminución de esta propiedad.

Las pérdidas de inyectividad pueden ser causadas por la filtración hacia la formación cercana a la cara del pozo, de pequeñas partículas en el fluido de inyección, lo cual disminuirá la tasa de inyección. Los parámetros importantes en el planteamiento de la tasa de inyección a tener en cuenta en el proceso de inyección de CDG son:

- La reología del polímero en de medio poroso
- La degradación mecánica del polímero

### **2.6.7 VOLUMEN DE CDG A INYECTAR**

El diseño de este parámetro es fundamental ya que afecta profundamente los costos, economía y el rendimiento del proceso. El tamaño óptimo del bache de la solución polimérica, durante la inyección de CDG, va a estar en función de: 1) las propiedades del yacimiento, y 2) el objetivo financiero del proceso de inyección de CDG. El objetivo financiero puede incluir: a) factor de recobro máximo, b) la máxima relación de retorno de la inversión del proyecto, y c) la minimización de los costos del proceso de inyección de CDG.

Sydansk plantea en base al material reportado en su libro, que un 10% del volumen poroso de la solución de CDG sería un buen valor de partida para utilizar en el diseño inyección del proyecto. Trabajando a partir de este tamaño de bache inicial de polímero, el ingeniero petrolero debe determinar, mediante ingeniería apropiada y las herramientas de evaluación, el tamaño óptimo del bache de

solución CDG a inyectar, partiendo de este valor y determinando si es más alto o más bajo. Para determinar el diseño de inyección se basa en dos principios determinantes: 1) la retención de polímero, y 2) la digitación viscosa de la solución polimérica.<sup>27</sup>

### **2.6.8 SALINIDAD**

Debido a que la salinidad causa degradación química en el polímero, la concentración de sales en la formación preferiblemente debe ser pequeña para evitar el fenómeno de floculación del polímero y las interacciones entre los minerales y el químico inyectado.

Willhitte & Green dicen que la presencia de iones divalentes causa problemas de estabilidad a poliacrilamidas en elevadas temperaturas y como el grado de hidrólisis aumenta como resultado de la reacción de la poliacrilamida con el agua, la solubilidad del polímero disminuye en presencia de calcio y magnesio. Con el fin de reducir este efecto se realiza la inyección de un preflujo de agua anterior al polímero para preparar la formación, limpiando cierta cantidad de sales y de esta forma reducir la exposición de los fluidos de inyección a este problema.

### **2.6.9 TEMPERATURA**

Los polímeros exhiben alteración en su composición debido a la degradación causada por altas temperaturas. Hay dos factores que deben ser considerados (a) la temperatura a la que se somete el polímero, y (b) el periodo de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden

---

<sup>27</sup> Robert D. Sydansk, op. cit. p. 50

viscosidad con el aumento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones poliméricas pasan periodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.

Su estabilidad térmica es la segunda consideración más importante durante el diseño de proyectos de este tipo, para el caso particular de la poliacrilamida se ha comprobado en pruebas de laboratorio que según su estructura es estable en ausencia de oxígeno y de iones divalentes a temperaturas hasta 194 F.

## **2.7 VENTAJAS**

- Los geles de dispersión coloidal han propuesto una nueva herramienta para mejorar el barrido volumétrico y aumentar el factor de recobro, además de mejorar las propiedades del agua de inyección ofrece ajustar efectivamente las zonas de alta permeabilidad en yacimientos heterogéneos.
- El proceso de inyección de geles de dispersión coloidal optimiza la inyectividad de agua mediante el aumento de la viscosidad del agua, para producir más petróleo y menos agua.
- Gracias a las pruebas de laboratorio (es decir, TGU y la presión de transición) se permite una mejor comprensión de resistencias de gel con los diversos concentraciones de poliacrilamida y entrecruzador.
- Este método ha demostrado experimentalmente y con pruebas de campo que mejora la desviación microscópica y el barrido macroscópico, además

mejora las propiedades específicas en cuanto a la movilidad de los fluidos inyectados al yacimiento y favorece en la recuperación.

- En la aplicación de la tecnología se ha observado que el factor de resistencia residual (RRF) que se obtiene es mayor que el obtenido con inyección de polímeros.
- La mezcla y aplicación del polímero y el entrecruzador es directa.
- Pueden formarse en yacimientos con altas concentraciones de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, sólidos disueltos y altas temperaturas (>130°F).
- El entrecruzador no es peligroso y de fácil utilización.
- El proceso de dispersión de gel coloidal reduce el costo global del programa, no sólo mediante la reducción de los requisitos de citrato de aluminio y de polímero, sino también mejora la eficiencia y control de los perfiles de inyección de agua.

### **3. GENERALIDADES DE CAMPO DINA CRETÁCEO**

#### **3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo Dina se localiza en la Subcuenca de Neiva, situada al centro y sur de Colombia. La Subcuenca de Neiva hace parte de los departamentos del Huila, parte del Cauca y pertenece a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental (**Figura 20**). Este campo se ubica a 15 Km de la capital del departamento del Huila.

**Figura 20. Ubicación del Área de Estudio**

**Fuente:** Tomado y Modificado de Evaluación de la Calidad del Reservoirio de las calizas de Tetuán, Grupo Villeta en los Campos Dina y Tenay de la Subcuenca de Neiva, VSM.

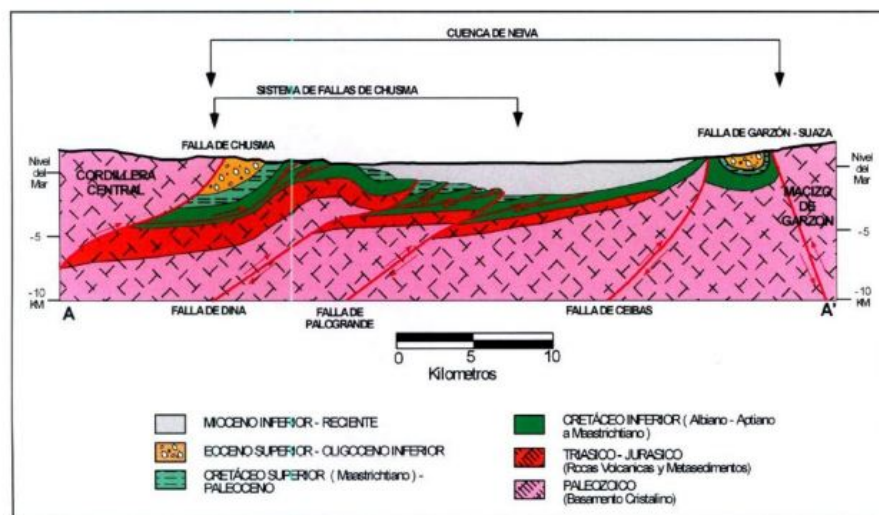
## 3.2 MODELO ESTÁTICO

### 3.2.1 MODELO ESTRUCTURAL

La Subcuenca de Neiva corresponde a una depresión elongada con rumbo SW-NE, en la que predomina un sistema de fallas de cabalgamiento con convergencia al oriente. Por la parte oriental se encuentra la Falla de Garzón-Suaza, este tipo de falla es inversa de alto ángulo que buza hacia el Oriente y alrededor de 2 Km de largo. Al Occidente se encuentra la Falla de Chusma considerada como el sistema más predominante de la Subcuenca de Neiva, con un desplazamiento máximo de 15 Km.

Dentro de este sistema de fallas se encuentran las fallas de San Francisco, Palermo, Bache, Palo Grande, Dina, Tenay y Hato Nuevo. La Subcuenca se ubica al Sur por los sinclinales Acevedo y Tarqui, y al Norte por el Arco de Natagaima. (Figura 21).

Figura 21. Sección transversa A-A' desde el margen Oriental de la Cordillera Central hasta el Macizo Garzón.



Fuente: Modelo Estructural Dina Terciario, Informe de Superintendencia de Yacimientos. Sanchez, F. 2009.

La Subcuenca de Neiva se ha visto afectado por eventos tectónicos principalmente de tipo compresivo, la **tabla 6** muestra los principales procesos:

**Tabla 6. Eventos Tectónicos de la Subcuenca de Neiva**

EVENTO TECTÓNICO	EVIDENCIA
Cretáceo Tardío	Discordancia de la formación Guaduas sobre las formaciones Cretáceas
Eoceno-Oligoceno	Estructuración temprana y depositación de sedimentos
	Fase Inicial de generación y migración de Hidrocarburos
Mioceno-Orogenia Andina	Reactivación de las estructuras existentes
	Otros episodios de Generación-Migración
	Remigración de Hidrocarburos

### 3.2.2 ESTRAGRAFÍA GENERAL

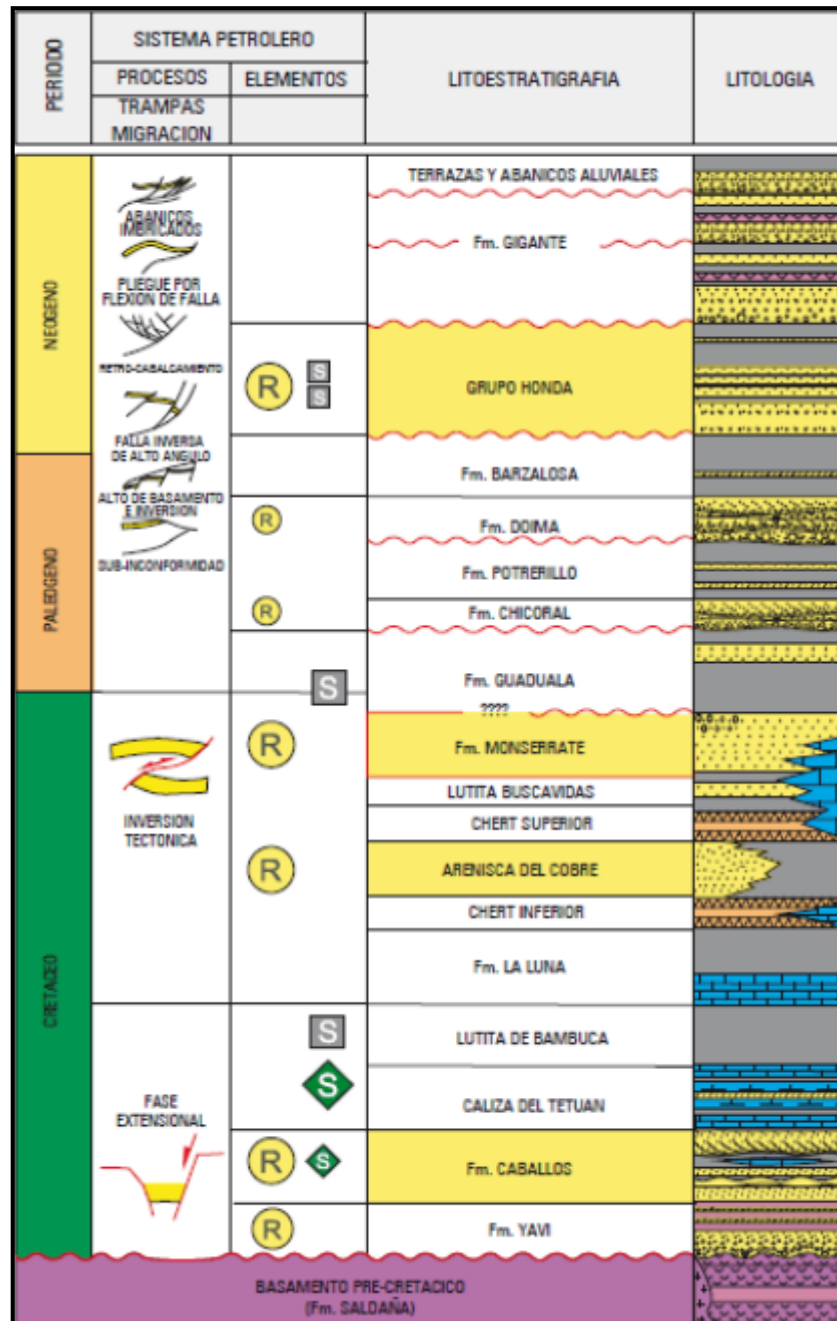
La Estratigrafía del Valle Superior del Magdalena hace parte de una variedad de unidades Geológicas que abarcan desde la edad Precámbrica hasta el Cuaternario, perteneciendo a grupos de rocas metamórficas, sedimentarias e ígneas, presentes en toda el área.

La distribución cronológica de la secuencia estratigráfica está estructurada de la siguiente manera: las rocas metamórficas de muy alto grado se encuentran el macizo de Garzón, las Minas y la Plata, formadas en el periodo precámbrico, ubicadas principalmente en el Piedemonte de las Cordilleras Oriental y Central, su litología comprende principalmente de compuestos de neises cuarzo-feldespáticos, anfibolitas y mármoles; las Formaciones del Hígado, Venado, La

Jagua, Cerro de Neiva, El Imán, Anaba y Amoya son unidades sedimentarias depositadas en ambientes marino somero durante el Paleozoico. Estas unidades están constituidas por intercalaciones de lodolitas silíceas, en algunos casos laminadas, calizas oolíticas, biomicritas y bioesparitas; la formación Luisa consta de conglomerados, areniscas y lodolitas, la formación Payandé está conformada por calizas e intercalaciones delgadas de lodolitas y areniscas estas formaciones fueron depositadas en el periodo Triásico-Jurásico; la formación Yaví, Caballos, Grupo Villeta, Bambuca, La luna, Grupo Olini, Monserrate y el grupo Guaduala fueron depositadas durante el periodo Cretáceo-Paleoceno en un ambiente transicional marino; el Eoceno Superior-Oligoceno está constituido por rocas sedimentarias que tienen grano más gruesos de las formaciones Poterrillo, Doima y el Grupo Chicoral. Estas unidades están compuestas por conglomerados, areniscas y arcillolitas; la formación Barzalosa consta de arcillolitas con intercalaciones de conglomerados y areniscas, el Grupo Honda se constituye por areniscas conglomeráticas, conglomerados y arcillolitas y la formación Gigante predominada por productos vulcano plásticos y depósitos de origen piroclástico. Estas unidades estratigráficas hacen parte del periodo Oligoceno Superior-Mioceno; el Cuaternario está caracterizado principalmente por depósitos recientes producto de la erosión y el transporte que ejercen los ríos. **(Figura 22)**.

Dina Cretáceo forma parte del sistema deformado por las fallas de Chusma al Occidente del Bloque Neiva, con una profundidad de 5000 ft a 7000 ft. El campo Dina Cretáceo se constituye de dos formaciones principales la formación Monserrate y la formación Guaduala; la Formación Monserrate está constituida por arenas del Cretáceo Superior (Maestrichtiano-Carrapaniano), depositadas en un ambiente marino, subdivididas en cuatro unidades de Flujo A, B1, B2 y B3, donde su contribución a la producción general del campo es del 94%.

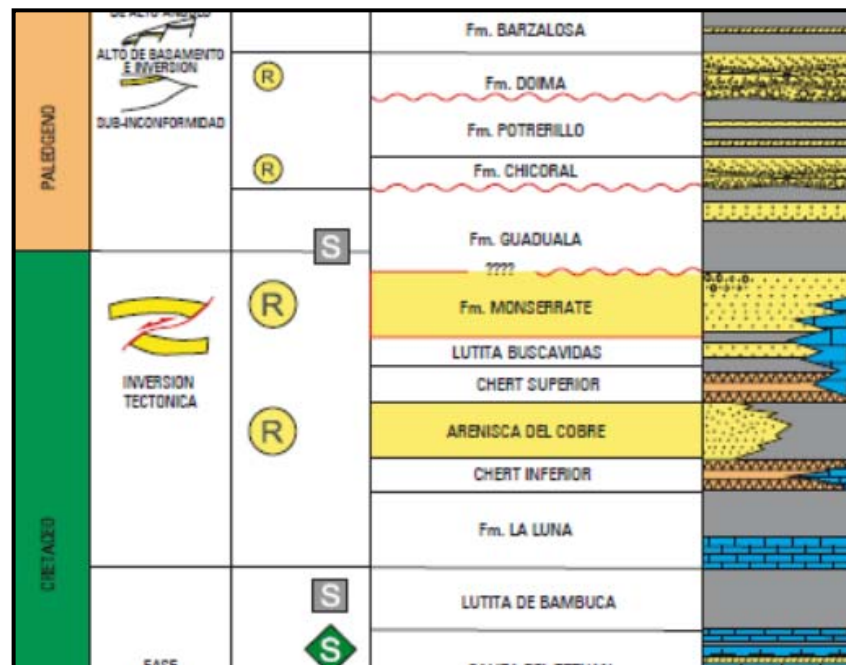
Figura 22. Columna Estratigráfica Generalizada del VSM.



Fuente: Ronda Colombia 2010, ANH. Tesis Evaluación de la Calidad del Reservorio de las calizas de Tetuán, Grupo Villeta en los Campos Dina y Tenay de la Subcuenca de Neiva, VSM.

La Formación Guaduala se constituye por areniscas del terciario Inferior (Maestrichtriano-Paleoceno), con ambiente depositacional de tipo continental fluviodeltáico, denominada como la unidad de flujo TKGBAS. Las unidades de flujo de esta formación son muy heterogéneas, ya que son arenas de grano muy fino a medio, algunas intercalaciones de lodolitas o parches de cemento calcáreo<sup>28</sup>.

**Figura 23. Formación Productora Dina Cretáceo**



**Fuente:** Tomado y Modificado de Ronda Colombia 2010, ANH. Tesis Evaluación de la Calidad del Reservorio de las calizas de Tetuán, Grupo Villeta en los Campos Dina y Tenay de la Subcuenca de Neiva, VSM

### 3.3 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Dina Cretáceo se descubrió en el año 1969 y a partir de 1985 se ha sometido a inyección periférica de agua. La formación principal de producción es

<sup>28</sup> Sanabria, Y., Trespacios, J., "Evaluación de la Calidad de Reservorio de las Calizas de Tetuán, Grupo Villeta en los Campos Dina y Tenay de la Subcuenca de Neiva, VSM ", Tesis de Pregrado UIS, 2010.

la formación Monserrate a una profundidad de 5000 ft- 7000ft, con una presión inicial de 2800 psia y una temperatura de 150°F, su área productora es de 790 acres y un volumen de aceite original de 154.4 Mbls. (sin contemplar arcillas<sup>5</sup>). El campo consta de 37 pozos totales (productores e inyectores) de los cuales actualmente son 20 productores (12 activos y 8 inactivos), 6 inyectores (2 activos y 4 inactivos) y 11 pozos convertidos de productores a inyectores (9 activos y 2 inactivos), de los 37 pozos totales oficialmente están abandonados 8 pozos. La **Tabla 7** muestra el estado de cada uno de los pozos:

**Tabla 7. Estado de los Pozos Campo Dina Cretáceo, Noviembre de 2010**

POZOS	TIPO	ABIERTO	INACTIVO	CONVERTIDO Prod.-Iny.	ABANDONADOS
DK-01		<input type="checkbox"/>		x	
DK-02	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-03		<input type="checkbox"/>		x	
DK-04		<input type="checkbox"/>		x	
DK-05	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-06		<input type="checkbox"/>		x	
DK-07	Prod.		∅		<input type="checkbox"/>
DK-08	Prod.		∅		
DK-09	Prod.		∅		<input type="checkbox"/>
DK-10	Prod.		∅		<input type="checkbox"/>
DK-11			∅	x	<input type="checkbox"/>
DK-12	Prod.		∅		
DK-13			∅	x	<input type="checkbox"/>
DK-14		<input type="checkbox"/>		x	
DK-15	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-16				x	
DK-17	Prod.		∅		
DK-18	Prod.		∅		<input type="checkbox"/>
DK-19	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-20	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-21		<input type="checkbox"/>		x	
DK-22	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-23	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-24	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-25	Prod.	<input type="checkbox"/>			
DK-26	Prod.		∅		<input type="checkbox"/>

DK-27	Prod.	□			
DK-28	Prod.	□			
DK-29		□		x	
DK-30	Iny.		∅		
DK-31	Iny.		∅		
DK-32	Iny.	□			
DK-33	Iny.		∅		□
DK-34		□		x	
DK-35	Iny.	□			
DK-36	Prod.	□			
DK-37	Iny.	□			

Fuente: Tomado y Modificado de TIORCO. Conceptual Modeling for Dina Field. Bogotá.

### 3.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

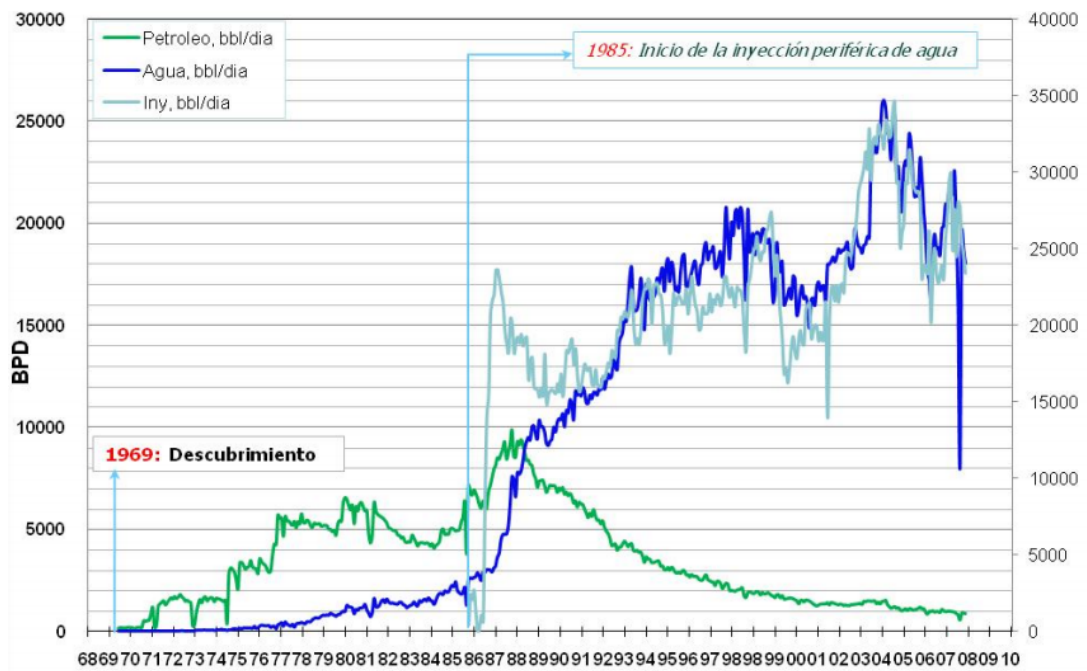
En el año de 1969 se descubrió el campo Dina Cretáceo operado inicialmente por TENESSE-INTERCOL, con el pozo DK-01 con una producción de 154Bbl/D, pero fue hasta 1974 cuando comenzó el desarrollo del campo con la perforación de dos nuevos pozos más. A mediados de 1980 el campo ya contaba con 18 pozos completados con una producción promedio de 6500 Bbl/D. Entre 1984 y 1985 se efectuaron trabajos de recañoneo, limpieza, estimulaciones y perforación de pozos nuevos que incremento la producción hasta 7100 Bbl/D<sup>29</sup> y una producción de agua del 30%. Para fechas posteriores se implemento un sistema de mantenimiento de la presión mediante la inyección periférica de agua, debido a la disminución del mecanismo de producción original del campo (capa de gas y acuífero débil), que se redujo cerca del 60% de la presión inicial. En los años 1987 y 1988 la producción se encontraba en el pico más alto que haya tenido el campo con una tasa de producción de 9000 Bbl/D. El campo se encuentra con inyección periférica desde 1985, mostrando resultados positivos durante 11 meses hasta que irrumpió el agua en los pozos productores de manera prematura,

<sup>29</sup> CASTRO, R., "Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica", Tesis Pregrado UIS. 2011. p.: 100.

provocando una rápida declinación de la producción del petróleo, produjo una baja eficiencia volumétrica que ha venido afectando económicamente el proyecto de inyección de agua en el campo, la explicación a este problema se concentra en la heterogeneidad del yacimiento que no contacta nuevas áreas y zonas con mayor saturación de petróleo, y deja zonas sin barrer (**Figura 24**).<sup>30</sup>

Durante el año de 1994 el campo operado entonces por SHELL-HOCOL se cedió a la nación nuevamente para ser operado por ECOPETROL S.A. de acuerdo a la Antigua Concesión de Neiva 540. El campo ha sido operado por 5 compañías durante 28 años de operación (TENESSE-INTERCOL, PETROCOL- COLBRAS, TENNECO-HOCOL, HOCOL-SHELL Y ECOPETROL S.A.).

**Figura 24. Historia de Producción e Inyección del Campo Dina Cretáceos**

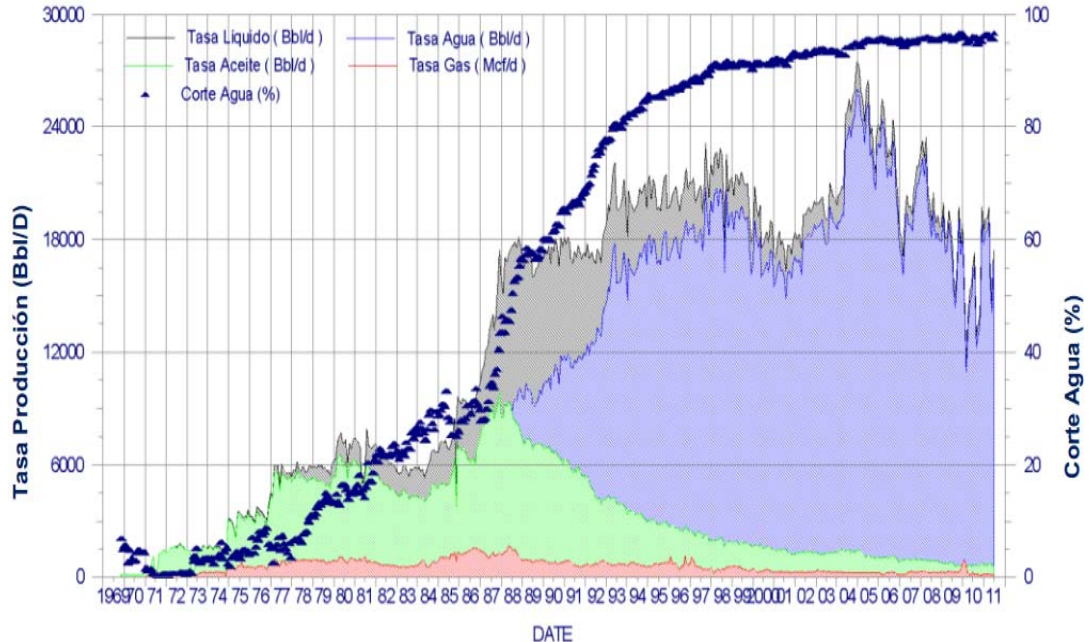


**Fuente:** Tomado y Modificado de: Campo Dina Cretáceo-ECOPETROL, Taller de Recuperación Mejorada – Análisis Técnico para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR. TIORCO-ICP-ECOPETROL.

<sup>30</sup>TIORCO. Et. Al., “ Campo Dina Cretáceo – Ecopetrol Taller de Recuperación Mejorada – Análisis Técnico para la aplicación de Tecnologías IOR/EOR”,2010.

Actualmente el proceso de inyección de agua del campo se ve afectado por altos cortes de agua (alrededor del 96%, **Figura 25**), contrastes de permeabilidad y relaciones de movilidad desfavorables ( $M > 4$ ). En el año 2009 se inició un estudio integrado con el objetivo de evaluar diferentes tecnologías EOR aplicables al campo. Se realizaron análisis geológicos, análisis de ingeniería, análisis experimentales, definición de tecnologías viables, áreas de aplicación, diseño conceptual e ingeniería en detalle. La opción que se seleccionó fue la inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG), el cual se constituye como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas que permiten el incremento de la eficiencia de barrido volumétrico. Para el 2010 se inició la implementación de un piloto, actualmente en ejecución, de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) para el control de movilidad en un área del campo.<sup>31</sup>

**Figura 25. Historia de Producción Campo Dina Cretáceos**



**Fuente:** Tomado y Modificado de: Diseño y Ejecución de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal en el Campo Dina Cretáceo.

<sup>31</sup> Castro, R., Et. Al., "Diseño y Ejecución de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal en el Campo Dina Cretáceo", ACIPET, 2011.

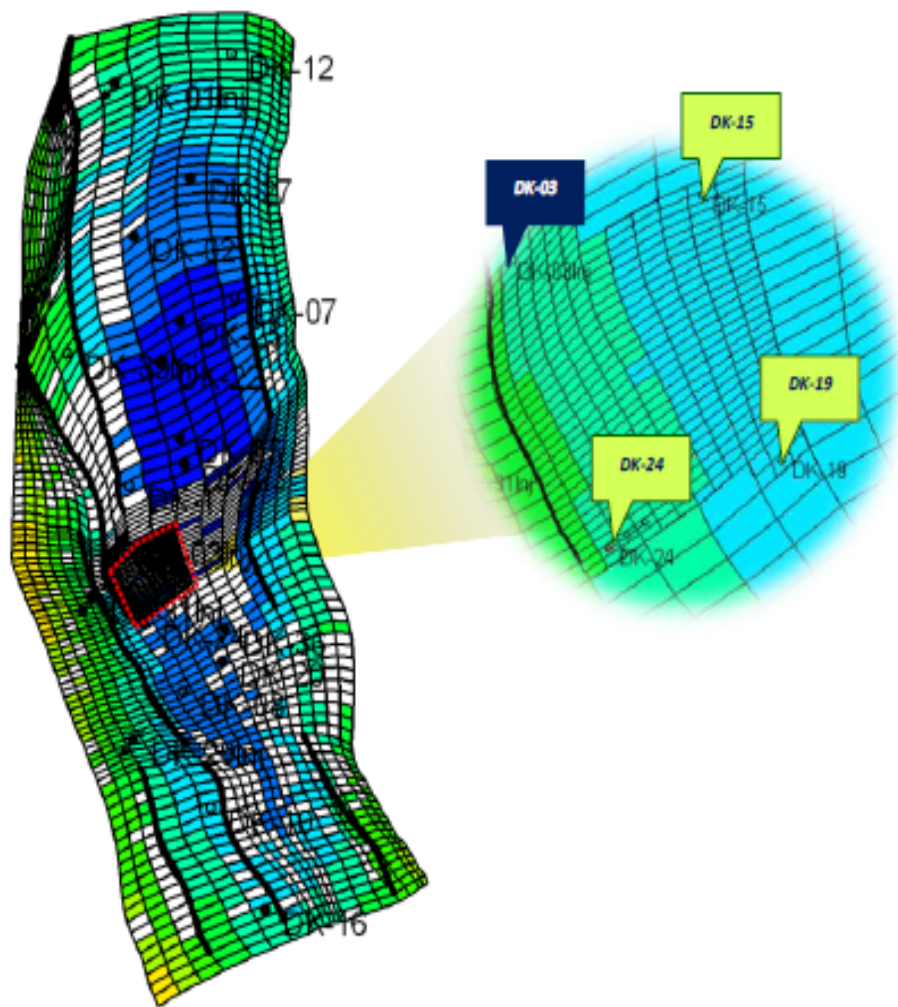
## **4. MODELAMIENTO NUMÉRICO**

El modelamiento numérico pretende representar las características y comportamientos del yacimiento a pequeñas escalas, con el objetivo de analizar procesos a gran escala para tener una representación clara y eficaz del desarrollo de este. Para el planteamiento del modelo numérico de la inyección del proceso de Geles de Dispersión Coloidal, se construyó tomando en cuenta pruebas de laboratorio, datos coleccionados de campo, modelos geológicos, modelamiento de fluidos, etc.

### **4.1 DEFINICIÓN DEL GRID DE SIMULACIÓN**

La malla de simulación se construyó basándose en la profundidad subsea de los pozos DK-06 y DK-23, los datos de topes y espesores fueron contorneados e importados por BUILDER usando el módulo de administrador de tareas Static Model. El Grid de simulación fue definido por 70000 celdas (20x100x35) de tipo Corner Point. Esta malla presenta refinamiento local de 3 x 2 en dirección i,j para las celdas entre 12-16 en i, 26-36 en j y 1-35 en k, un equivalente de 13230 celdas y un total de 83230 celdas globales activas. Este refinamiento se realizó para tener un número mayor de celdas conectadas entre el inyector DK-04 y los productores K-22 y DK-25. El objetivo del refinamiento es representar con mayor exactitud el comportamiento del fluido desplazante entre el pozo inyector y los productores del piloto DK-03. La **figura 26** muestra el enmallado de simulación generado por CMG:

Figura 26. Grid de Simulación Campo Dina Cretáceo



Fuente: Tomado de CMG- Builder

#### 4.2 INICIALIZACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO

El modelo se construyó con el simulador STARS de CMG 2009. El proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal se simula a partir del 2011<sup>11</sup>, teniendo en cuenta el modelo ajustado en el año 2001 generado con el software ECLIPSE

100 versión 99<sup>a</sup> seguidamente fue convertido y modificado a IMEX y nuevamente a STARS, ambos de CMG.

La simulación del proceso de inyección de CDG se inició a partir de mayo de 2011, luego de la inyección de químicos se continuó con la inyección de agua, para predecir el comportamiento y evaluar la predicción del proceso hasta el 2021 aproximadamente 10 años.

El modelo cuenta con diferentes regiones que caracterizan el modelo numérico y de las cuales se tomaron en cuenta para construcción del mismo, estas regiones son las siguientes:

- Una región PVT.
- Seis regiones de Saturación.
- Una región de Equilibrio.
- Ocho unidades de Flujo.

Algunas características se definieron para caracterizar el modelo del yacimiento de la manera más aproximada, condiciones de yacimiento, condiciones de superficie, la compresibilidad de la roca, la compresibilidad del agua, la viscosidad, la saturación del agua y Bw se definen en la **Tabla 8**:

**Tabla 8. Datos de inicialización Conceptual Campo Dina Cretáceo.**

PRESION DE REFERENCIA (psi)	2800
TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F)	152
COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA (psi-1)	3.00E-06
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (psi-1)	3.00E-06
SATURACIÓN DEL AGUA	0.38
Bw (Rb/STB)	1.047
VISCOSIDAD (cP)	0.45

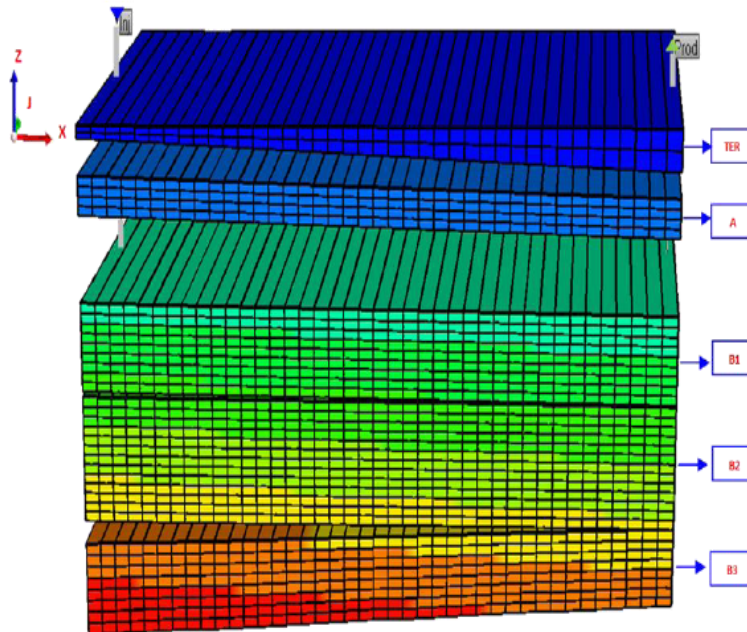
**Fuente:** Tomado y Modificado de Modelo conceptual.

### 4.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

DK, forma parte del frente de deformación causado por el sistema de fallas de Chusma al occidente del Bloque Neiva, a una profundidad de  $-5000$  a  $-7000$  pies (TVDSS), con una presión inicial de 2800 psia y una temperatura de  $150$  °F; posee un área productiva de 790 Acres y un volumen de aceite original de 154.4 Mbls (sin contemplar unidades arcillosas).

El yacimiento cuenta con 5 unidades de flujo como se observa en la **figura 28**, que presentan acuñamiento hacia el norte permitiendo el flujo vertical entre celdas. Los espesores de las unidades son homogéneos en todo el campo, aunque las unidades A, B1 y B2 (**figura 27**), muestran una tendencia de engrosamiento hacia el norte y un aumento de las facies costa afuera de menor calidad de roca (lodolitas).

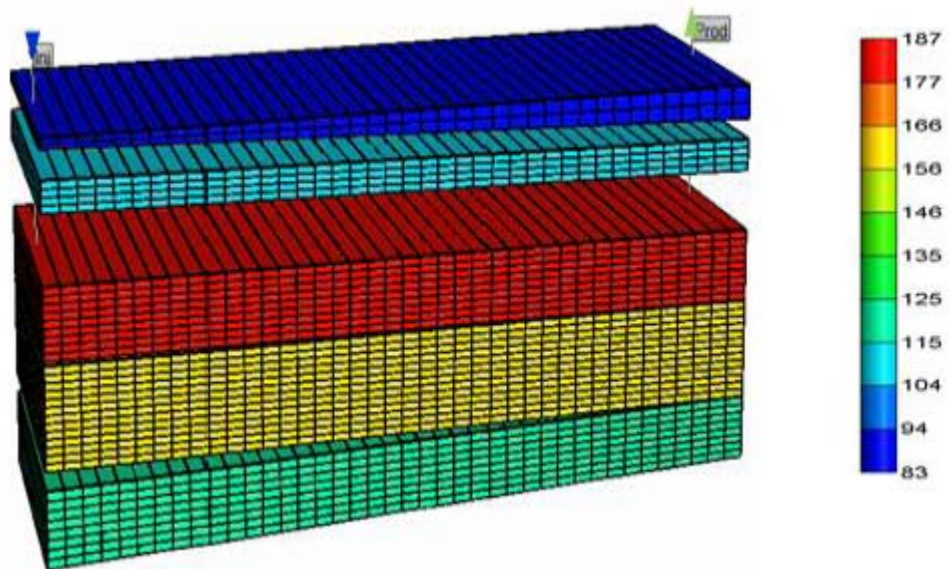
**Figura 27. Unidades de Flujo Campo Dina Cretáceo Modelo Conceptual.**



**Fuente:** Tomado de CMG- Results.

Los datos de permeabilidad de la roca se tomaron a partir de la información suministrada por ECOPETROL-ICP. En la **Figura 28** se muestra la distribución de las permeabilidades del campo presentadas por la herramienta BUILDER de CMG:

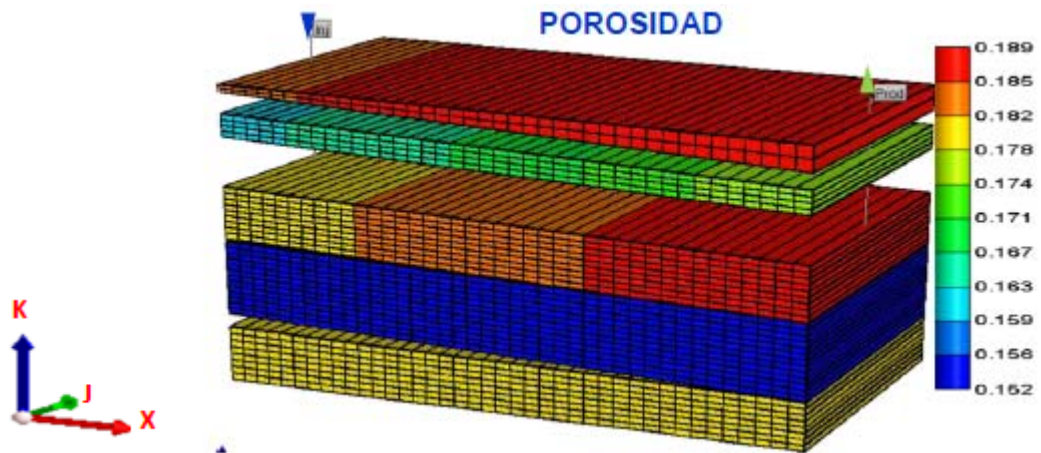
**Figura 28. Permeabilidades del Modelo Conceptual del Campo Dina Cretáceo**



**Fuente:** Tomado de CMG-Results 3D

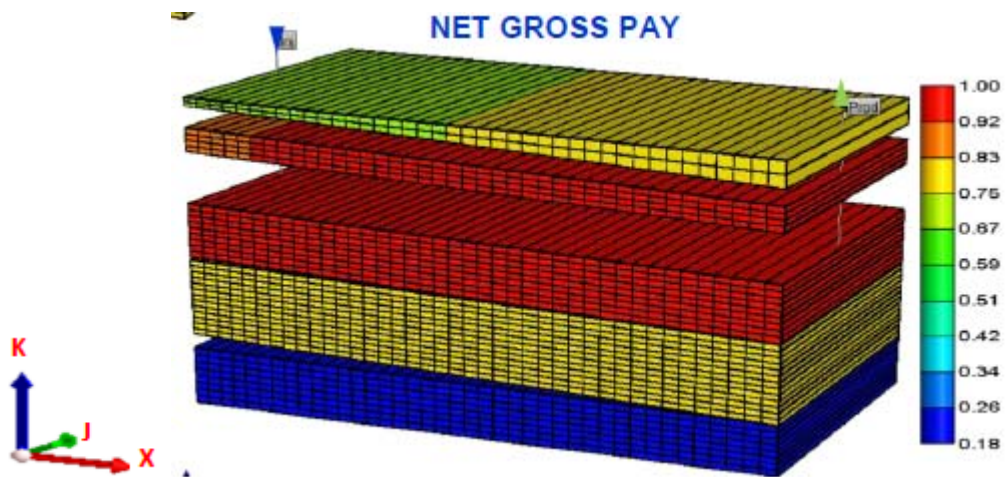
En cuanto a los datos de porosidad y net gross fueron contorneados con la información de los pozos DK-05, DK-06, DK15, DK-17 y DK-23. A continuación las **figuras 29 y 30** corresponden a estas dos propiedades:

Figura 29. Porosidad Campo Dina Cretáceo Modelo Conceptual.



Fuente: Tomado de CMG-Results 3D

Figura 30. Net Gross Campo Dina Cretáceo Modelo Conceptual.



Fuente: Tomado de CMG-Results 3D

La **Tabla 9** define las propiedades petrofísicas más representativas que fueron usadas para la construcción del modelo conceptual del campo Dina Cretáceo:

**Tabla 9. Propiedades del Grid de Simulación**

	Gross Pay Promedio (ft)	Net Pay Promedio (ft)	Porosidad (%)	OOIP (MBI2)	Volumen Poroso (ft3)	Permeabilidad (mD)
TER	27	20	0.17	245.424	2,442,821	84
A	39	36	0.17	399.402	3,974,745	108
B1	89	88	0.18	1,059.36	10,538,327	178
B2	126	103	0.15	1,027.03	10,213,755	157
B3	87	63	0.18	180.983	1,799,279	115
Total	368	310	0.17	2,912.2	28,968,927	144

**Fuente:** Tomado y Modificado de Instituto Colombiano de Petróleos, Superintendencia de Yacimientos, TIORCO. Modelo Conceptual Piloto Recobro Químico. Diciembre 2009.

#### 4.4 MODELAMIENTO DE FLUIDOS

El modelamiento de fluidos para el campo Dina Cretáceo se realizó con una herramienta del software especializado WINPROP de CMG, se definieron 2 pseudocomponentes de los 13 componentes puros definidos en el PVT del pozo DK-15. Estos componentes fueron determinados como aceite muerto y gas en solución, de estos componentes se tomaron sus pesos moleculares, presiones críticas, temperaturas críticas, constantes de equilibrio, entre otras propiedades. Otros dos componentes fueron adicionados para este modelo el agua y CDG, para un total de cuatro componentes. En modelo fue implementado en el modelo de STARS del campo.

El yacimiento se encuentra catalogado como un yacimiento subsaturado de aceite negro (intermedio-asfáltico) isotérmico, en el que están presentes las fases agua, aceite y gas, con una gravedad  $^{\circ}$ API entre 23.7 y 25.6. El modelo se divide en varias regiones: una región PVT, seis regiones de saturación, una región de

equilibrio y ocho unidades de flujo, cada región muestra las características primordiales y específicas para hacer el modelo de la forma más aproximada al yacimiento.

El PVT se generó con la información del pozo DK-15 de la unidad de flujo B a una profundidad de 5800 ft, aunque el intervalo del que se tomó la muestra del fluido fue de la zona B entre 6143 ft y 6160 f y la curva de permeabilidad de gas-líquido fue tomada del campo Tello. Se debió tener en cuenta que las muestras fueron tomadas después de nueve años de producción del campo, cuando la presión disminuyó a 1300 psi pero siguió manteniendo la presión de burbuja de 901 psi. El PVT se implementó tanto en ECLIPSE como en STARS para caracterizar de manera casi exacta los fluidos del yacimiento.

Se encuentra en el modelo una única región de equilibrio y un solo contacto agua-aceite localizado a 5360 ft, el cual se definió y se ajustó para todo el campo como un dato global, y sin contacto gas-aceite debido a que se presentó por debajo del punto burbuja de 901 psi, el cual no se tuvo en cuenta.

Las tablas de viscosidad se formularon teniendo en cuenta la distribución de las permeabilidades, ya que la permeabilidad  $i$ ,  $j$ ,  $k$  no varían dentro de la capa mantienen un valor constante, en cambio capa a capa sí varía, puesto que la finalidad de la inyección de CDG es modificar la permeabilidad, reduciendo los canales de alta permeabilidad que se aplica a las diferentes capas del modelo.

Para este modelo se implementaron dos tablas una para el inyector de CDG y la otra para el resto del piloto, el modelamiento de la viscosidad se hace de esta forma para permitir el desplazamiento del CDG e impedir su gelificación anticipada en la cara del pozo.

#### 4.5 REGIONES DE FLUJO

El modelo numérico cuenta con ocho regiones de flujo que incorporan las unidades de flujo tenidas en cuenta del modelo estratigráfico. La asignación de cada unidad al enmallado de simulación se define a continuación (**tabla 10**):

**Tabla 10. Definición Unidades de Flujo Campo Dina Cretáceo.**

NOMBRE	UNIDAD	li	ln	Ji	Jn	Ki	Kn
TKGBAS	1	1	20	1	100	1	2
K4A	2	1	20	1	100	3	4
K4AB1	3	1	20	1	100	5	8
K4B1	4	1	20	1	100	9	14
K4B2	5	1	20	1	100	15	22
K4B3	6	1	20	1	100	23	26
K4AB3	7	1	20	1	100	27	30
K4AC	8	1	20	1	100	31	35

**Fuente:** Tomado y Modificado de Modelamiento Integrado de la Formación Monserrate del Campo Dina Cretáceo, Neiva.

#### 4.6 REGIONES DE SATURACIÓN

A partir de la asignación propuesta y realizada en el trabajo de simulación de 1998, se definieron 6 regiones de saturación tomando en cuenta las curvas de permeabilidad relativa para las unidades TKGBAS, K4A y B en forma unificada, para estas últimas se les hizo una modificación especial con pruebas de análisis de laboratorio para el pozo DK-18. Para el análisis y ajuste histórico de las regiones cercanas al pozo se tomaron las curvas relativas de los pozos DK-02 y DK-27 (regiones 4,5 y 6) debido a su preferencia a la producción de aceite. En la

**Tabla 11** se definen las regiones de saturación. En el anexo B se encuentra la información pertinente de cada una de las regiones de saturación.

**Tabla 11. Regiones de Saturación del Campo Dina Cretáceo.**

NOMBRE	REGIÓN	li	ln	Ji	Jn	Ki	Kn
TKGBAS	1	1	20	1	14	1	2
		1	20	24	100	1	2
K4A Y K4AB1	2	1	20	1	14	2	6
		1	20	24	100	3	6
K4B1, K4B2, K4B3 Y K4AC	3	1	20	1	14	7	35
		1	20	24	100	7	35
TKGBAS (DK-02 Y DK-27)	4	1	20	15	23	1	2
K4A Y K4AB1 (DK-02 Y DK-27)	5	1	20	15	23	3	6
K4B1, K4B2, K4B3 Y K4AC (DK-02 Y DK-27)	6	1	20	15	23	7	35

**Fuente:** Tomado y Modificado de Modelamiento Integrado de la Formación Monserrate del Campo Dina Cretáceo, Neiva.

#### 4.7 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

El modelo requería un mecanismo de producción que mantuviera la presión del yacimiento, para esto se implementó la conexión de un acuífero. Varios estudios se realizaron con acuíferos analíticos tipo Carter & Tracy y Fetkovich variando propiedades y características con empuje lateral y vertical. Los resultados de estos análisis arrojaron que la mejor respuesta era aplicar un acuífero tipo Fetkovich con empuje lateral, actualmente el modelo contiene un volumen de  $1.4 \times 10^9$  BBL y un índice de productividad de 500. Las conexiones que se generaron para el modelo fueron de Norte, Sur, Este y Oeste. La **Tabla 12** define las conexiones del acuífero con la formación Monserrate:

**Tabla 12. Conexiones del Acuífero.**

li	ln	Ji	Jn	Ki	Kn	CONEXIÓN
15	20	1	1	3	35	J-
1	1	1	8	13	35	I-
1	1	9	12	10	35	I-
1	1	13	26	5	35	I-
1	1	27	33	3	35	I-
1	1	34	58	1	35	I-
1	1	59	65	3	35	I-
1	1	66	72	5	35	I-
1	1	73	79	10	35	I-
1	1	92	100	4	35	I-
20	20	1	27	1	35	I+
20	20	28	33	26	35	I+
20	20	34	51	31	35	I+
20	20	68	100	20	35	I+
1	20	100	100	25	35	J+

**Fuente:** Tomado y Modificado de Modelamiento Integrado de la Formación Monserrate del Campo Dina Cretáceo, Neiva.

#### **4.8 MODELAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL POLIMERO Y CDG**

El polímero utilizado en el proceso de inyección de CDG, se clasifica como un fluido no newtoniano, ya que la viscosidad varía con la temperatura y la tensión de corte que se le aplique. Como bien se sabe este tipo de fluidos no poseen un valor definido y constante de la viscosidad. Como los polímeros no obedecen la ley de Newton, el procedimiento para introducir los valores en el simulador, es

especificando su valor a cada uno de los componentes es un su determinada fase. Estos valores se calculan mediante una función no lineal de los datos experimentales ya realizados. En las **tablas 13 y 14** y las **figuras 31 y 32** se observa el cálculo de la viscosidad a determinadas concentraciones, estos datos resultantes son los que se especifican en el simulador.

**Tabla 13. Calculo Viscosidad del Polímero.**

POLIMERO		AGUA	
MW (g/mol)	FRACCIÓN MÁSIKA (WT CDG)	MW AGUA (g/mol)	FRACCIÓN MÁSIKA (WT AGUA)
8000	0.008	18.02	0.992

CONCENTRACIÓN MÁSIKA POLIMERO (ppm)	VISCOSIDAD (cp)	MAX CONCENTRACIÓN POL. @ $\mu=0.45$
620	0.450	50

CONCENTRACIÓN POL (ppm)	VISCOSIDAD POL (ppm)	CONCENTRACIÓN POL. %wt	CONCENTRACIÓN POL. Fracción MásiKA	CONCENTRACIÓN POL. Fracción Molar
0.0	0.000	0.00000	0.0000000	0.00E+00
62.0	4.917	0.00620	0.0000620	1.40E-07
124.0	6.767	0.01240	0.0001240	2.79E-07
186.0	10.550	0.01860	0.0001860	4.19E-07
248.0	14.333	0.02480	0.0002480	5.59E-07
310.0	17.250	0.03100	0.0003100	6.98E-07
372.0	20.167	0.03720	0.0003720	8.38E-07
434.0	24.217	0.04340	0.0004340	9.78E-07
496.0	28.267	0.04960	0.0004960	1.12E-06
558.0	34.467	0.05580	0.0005580	1.26E-06
620.0	50.000	0.06200	0.0006200	1.40E-06

Xhigh 1.397E-06  
Xlow 0.000000

usando  
ec. para  
mezcla  
no lineal

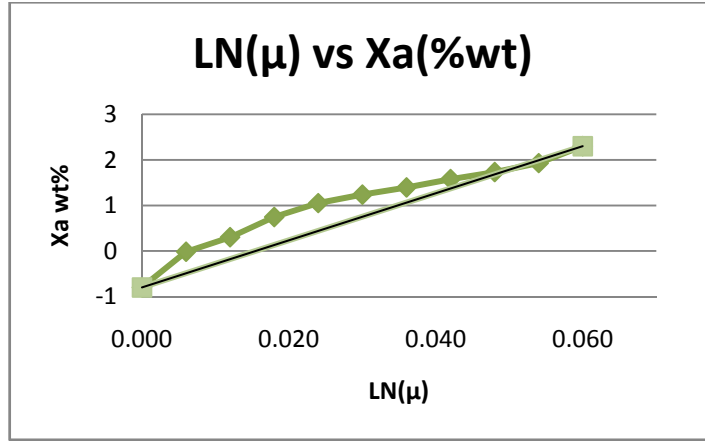
Xa	Xa %wt	Xw	Xw ppm	$\mu$ cp	LN( $\mu$ )	F(Xa), %wt	F(Xa), frac molar	FN(Xa)	$\mu$ (cp)
0.000000	0.000000	1.000000	0	0.450	-0.798507696	0.000000	0	0	0.450
1.397E-07	0.00620	1.000000	62.03	4.917	1.592630794	0.031472162	7.09133E-07	0.51	4.913
2.795E-07	0.01241	1.000000	124.06	6.767	1.912008597	0.035675813	8.03884E-07	0.58	6.762
4.192E-07	0.01861	1.000000	186.08	10.550	2.35612586	0.041521283	9.35655E-07	0.67	10.543
5.59E-07	0.02481	0.999999	248.09	14.333	2.662587827	0.045554936	1.02659E-06	0.73	14.325
6.987E-07	0.03101	0.999999	310.10	17.250	2.847812143	0.047992858	1.08156E-06	0.77	17.241
8.384E-07	0.03721	0.999999	372.09	20.167	3.004031076	0.050049011	1.12792E-06	0.81	20.158
9.782E-07	0.04341	0.999999	434.08	24.217	3.187041101	0.052457789	1.18223E-06	0.85	24.207
1.118E-06	0.04961	0.999999	496.06	28.267	3.341683254	0.054493189	1.22813E-06	0.88	28.258
1.258E-06	0.05580	0.999999	558.03	34.467	3.539992673	0.057103337	1.28699E-06	0.92	34.459
1.397E-06	0.06200	0.999999	620	50.000	3.912023005	0.062	1.39741E-06	1.00	50.000

y=mx+c  
x y m c  
0.000000 -0.798508 75.97630164 -0.798507696  
0.06200 3.912023

VSMIXCOMP 'CDG'	VSMIXENDP 0	VSMIXFUNC
0.000000	0.507461	0.575265145
0.669561227	0.734636411	0.773970118
0.807145812	0.846012774	0.879
0.92098	1	

**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Figura 31. Viscosidad de polímero



Fuente: Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Tabla 14. Calculo de la Viscosidad de CDG

POLIMERO		AGUA	
MW (g/mol)	FRACCIÓN MÁSCA (WT CDG)	MW AGUA (g/mol)	FRACCIÓN MÁSCA (WT AGUA)
4000	0.004	18.02	0.996

CONCENTRACIÓN MÁXIMA POLIMERO (ppm)	VISCOSIDAD (cp)	MAX CONCENTRACIÓN POL @ μ=0.45
600	0.450	10

CONCENTRACIÓN POL (ppm)	VISCOSIDAD POL (ppm)	CONCENTRACIÓN POL %wt	CONCENTRACIÓN POL Fracción Máscica	CONCENTRACIÓN POL Fracción Molar
0.0	0.450	0.000	0.000000	0.000000
60.0	0.983	0.006	0.000060	2.7031615E-07
120.0	1.353	0.012	0.000120	5.4066459E-07
180.0	2.119	0.018	0.000180	8.1104533E-07
240.0	2.867	0.024	0.000240	1.0814584E-06
300.0	3.450	0.030	0.000300	1.3519037E-06
360.0	4.033	0.036	0.000360	1.6223814E-06
420.0	4.843	0.042	0.000420	1.8928914E-06
480.0	5.653	0.048	0.000480	2.1634388E-06
540.0	6.893	0.054	0.000540	2.4340084E-06
600.0	10.000	0.060	0.000600	2.7046155E-06

Xa	Xa %wt	Xw	Xw ppm	μw cp	LN(μw)	F(Xa) %wt	F(Xa) frac molar	FN(Xa)	μw (cp)
0.000	0.0000	1.000000	0	0.450	-0.798507696	0.000000	0.000	0.00	0.450
3E-07	0.0060	1.000000	60.03	0.983	-0.016807118	0.015124357	6.81455E-07	0.25	0.983
5E-07	0.0120	0.999999	120.06	1.353	0.302570685	0.021303685	9.59935E-07	0.35	1.353
8E-07	0.0180	0.999999	180.08	2.110	0.746687947	0.029896474	1.34724E-06	0.50	2.109
1E-06	0.0240	0.999999	240.09	2.867	1.053149915	0.035825905	1.61453E-06	0.60	2.865
1E-06	0.0300	0.999999	300.09	3.450	1.238374231	0.039409629	1.7761E-06	0.66	3.449
2E-06	0.0360	0.999998	360.09	4.033	1.394593164	0.042432156	1.91238E-06	0.71	4.032
2E-06	0.0420	0.999998	420.08	4.843	1.577603189	0.045973037	2.07203E-06	0.77	4.842
2E-06	0.0480	0.999998	480.06	5.653	1.732245342	0.048965056	2.20695E-06	0.82	5.652
2E-06	0.0540	0.999998	540.03	6.893	1.930554761	0.05280195	2.37998E-06	0.88	6.892
3E-06	0.0600	0.999997	600	10.000	2.302585093	0.06	2.70462E-06	1.00	10.000

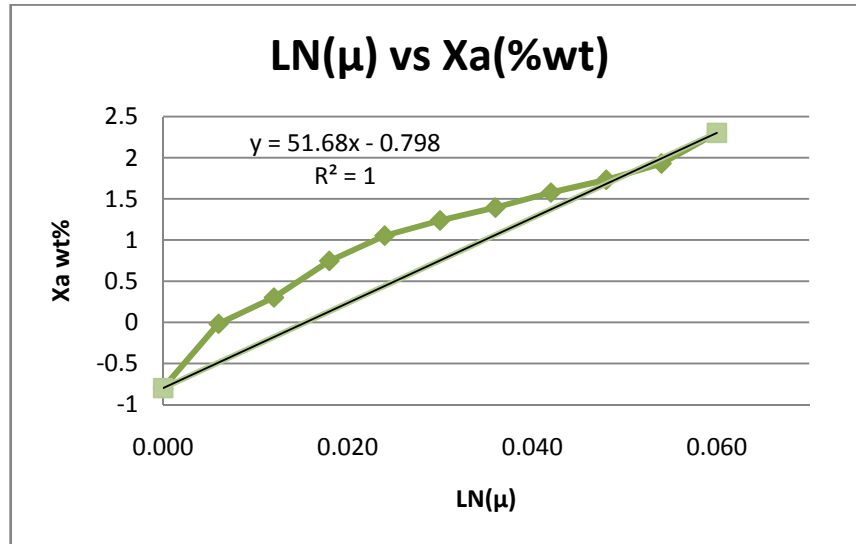
Y=MX+C  
x y m c  
0.000000 -0.79851 51.68487982 -0.798507696  
0.06000 2.30259

VSMIXCOMP 'CDG'
VSMIXEND: 0 2.704615E-06
VSMIXFUN: 0.000000 0.251960 0.354924605 0.498125193 0.596954678 0.65669246 0.70707886 0.766110239 0.81599 0.879969 1

Fuente: Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Figura 32. de Viscosidad de CDG



**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

#### 4.9 MODELAMIENTO DE LA ADSORCIÓN DEL POLIMERO, ENTRECruzADOR Y CDG

En capítulos anteriores se ha definido la adsorción como la interacción entre las moléculas de la solución polimérica y la superficie de un sólido, la interacción que se genera causa que los átomos o moléculas del polímero se adhieran a la superficie de la roca por medio de un proceso físico por fuerzas de atracción o enlaces Wan Der Waals. Este proceso físico depende de la caracterización de las propiedades de la solución y de la roca.

Propiedades como la retención de los componentes, el factor de resistencia residual, el volumen poroso inaccesible y la desorción, dependen de la

permeabilidad del yacimiento. Junto con estas propiedades y con las características del tipo de solución se puede calcular la adsorción, por lo tanto la adsorción resulta ser una función de la ubicación, la concentración de los componentes y la temperatura. Las **tablas 15,16 y 17** muestran la forma de calcular los valores de adsorción para la entrada del modelo numérico de los componentes polímero, entrecruzador y CDG, y las **figuras 33, 34 y 35** presentan el comportamiento de la adsorción con respecto a la concentración:

**Tabla 15. Calculo de la Adsorción del Polímero.**

ADSORCIÓN MAX OBTENIDA DEL LAB.		
ADSORCIÓN LAB. (mg/g)	$\rho_r$ (g/cm <sup>3</sup> )	POROSIDAD
0.04	2.65	0.44

POLIMERO				AGUA		
CONCENTRACIÓN (ppm)	FRACCIÓN MÁSCICA (WT)	MW (g/mol)	FRACCIÓN MOLAR	MW AGUA (g/mol)	FRACCIÓN MÁSCICA (WT AGUA)	FRACCIÓN MOLAR AGUA
1000	0.001	4000	4.509E-06	18.02	0.999	0.99999549

ASORCIÓN DEL COMOPONENTE i	
Adi	0.134909091 mg/cm <sup>3</sup>
	0.000134909 gCDG/cm <sup>3</sup> VP

ADSORCIÓN MÁXIMA		
ADMAXT	3.37273E-08 mole POL/cm <sup>3</sup> PV	gmole POLY/cm <sup>3</sup> PV
ADSORCIÓN RESIDUAL		
ADRT	1.68636E-08 mole POL/cm <sup>3</sup> PV	gmole POLY/cm <sup>3</sup> PV

Unidades de Fraccion Molar	
Bzi	10
B	2.218E+06 mol
A	7.479E-02 mol/cm <sup>3</sup> PV

tad 1	4.669E+00 lbmol/ft <sup>3</sup> PV
tad 2	0
tad 3	2.218E+06 mol

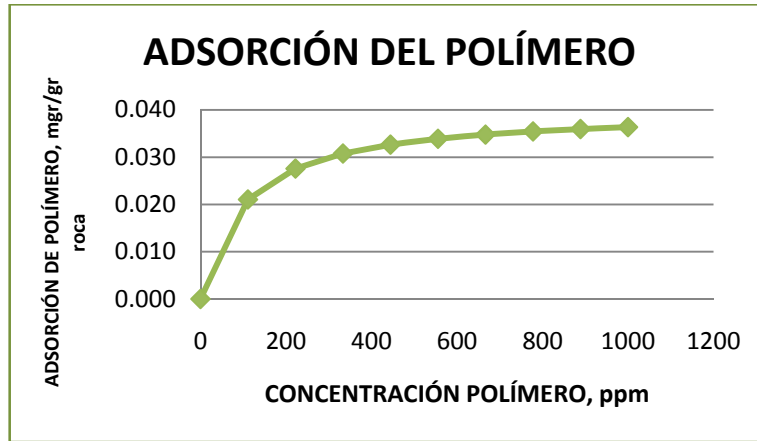
rrf	3
-----	---

CONCENTRACIÓN POL (ppm)	FRACCIÓN MÁSCICA (WT POL)	FRACCIÓN MOLAR POL	Ads, lbmole/ft <sup>3</sup> pv	RRF	mgr/gr Roca
0	0	0	0.000E+00	1.00	0.00000
111	1.1111E-04	5.006E-07	1.108E-06	66.69	0.02104
222	2.2222E-04	1.001E-06	1.452E-06	87.09	0.02758
333	3.3333E-04	1.502E-06	1.619E-06	97.03	0.03076
444	4.4444E-04	2.003E-06	1.719E-06	102.91	0.03265
556	5.5556E-04	2.504E-06	1.784E-06	106.80	0.03390
667	6.6667E-04	3.005E-06	1.831E-06	109.57	0.03478
778	7.7778E-04	3.507E-06	1.866E-06	111.63	0.03544
889	8.8889E-04	4.008E-06	1.893E-06	113.23	0.03595
1000	1.0000E-03	4.509E-06	1.914E-06	114.51	0.03636

**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Figura 33. Curva adsorción polímero



**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Tabla 16. Calculo de la Adsorción del X-Linker.

ADSORCIÓN MAX OBTENIDA DEL LAB.		
ADSORCIÓN LAB. (mg/g)	pr. (g/cm3)	POROSIDAD
0.04	2.65	0.44

ENTRECRUZADOR				AGUA		
CONCENTRACIÓN (ppm)	FRACCIÓN MÁSCICA (WT)	MW (g/mol)	FRACCIÓN MOLAR	MW AGUA (g/mol)	FRACCIÓN MÁSCICA (WT AGUA)	FRACCIÓN MOLAR AGUA
20	0.00002	400	9.010E-07	18.02	0.99998	0.999999099

ASORCIÓN DEL COMPONENTE I	
Adi	0.134909091 mg/cm3
	0.000134909 gX-LINK/cm3 VP

ADSORCIÓN MÁXIMA	
ADMEXT	3.37273E-07 mole X-LINK/cm3 gmole POLY/cm3 PV
ADSORCIÓN RESIDUAL	
ADRT	1.68636E-07 mole X-LINK/cm3 gmole POLY/cm3 PV

Unidades de Fracción Molar	
Bzi	10
B	1.110E+07 mol
A	3.743E+00 mol/cm³ PV

tad 1	2.337E+02 lbmol/ft³ PV
tad 2	0
tad 3	1.110E+07 mol

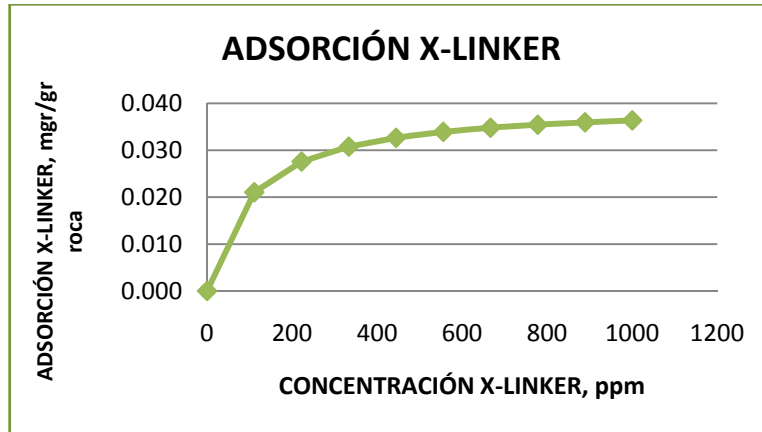
rrf	3
-----	---

CONCENTRACIÓN X-LINKER (ppm)	FRACCIÓN MÁSCICA (WT X-LINKER)	FRACCIÓN MOLAR X-LINKER	Ads, lbmole/ft3pv	RRF	mgr/gr Roca
0	0	0	0.000E+00	1.00	0.00000
2	2.2222E-06	1.001E-07	1.108E-05	66.71	0.02105
4	4.4444E-06	2.002E-07	1.452E-05	87.11	0.02759
7	6.6667E-06	3.003E-07	1.620E-05	97.04	0.03077
9	8.8889E-06	4.004E-07	1.719E-05	102.92	0.03265
11	1.1111E-05	5.006E-07	1.784E-05	106.81	0.03390
13	1.3333E-05	6.007E-07	1.831E-05	109.57	0.03478
16	1.5556E-05	7.008E-07	1.866E-05	111.63	0.03544
18	1.7778E-05	8.009E-07	1.893E-05	113.23	0.03596
20	2.0000E-05	9.010E-07	1.914E-05	114.51	0.03636

**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Figura 34. Curva Adsorción X-Linker



**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Tabla 17. Calculo de la Adsorción de CDG

ADSORCIÓN MAX OBTENIDA DEL LAB.		
ADSORCIÓN LAB. (mg/g)	pr, (g/cm3)	POROSIDAD
0.08	2.65	0.44

CDG			AGUA			
CONCENTRACIÓN (ppm)	FRACCIÓN MÁSIKA (WT)	MW (g/mol)	FRACCIÓN MOLAR	MW AGUA (g/mol)	FRACCIÓN MÁSIKA (WT AGUA)	FRACCIÓN MOLAR AGUA
1020	0.00102	8000	2.300E-06	18.02	0.99898	0.9999977

ASORCIÓN DEL COMOPONENTE i	
Adi	0.269818182 mg/cm3
	0.000269818 gCDG/cm3 VP

ADSORCIÓN MÁXIMA	
ADMAXT	3.37273E-08 mole CDG/cm3 PV gmole CDG/cm3 PV
ADSORCIÓN RESIDUAL	
ADRT	1.68636E-08 mole CDG/cm3 PV gmole CDG/cm3 PV

Unidades de Fraccion Molar	
Bzi	10
B	4.348E+06 mol
A	1.466E-01 mol/cm <sup>3</sup> PV

tad 1	9.155E+00 lbmol/ft <sup>3</sup> PV
tad 2	0
tad 3	4.348E+06 mol

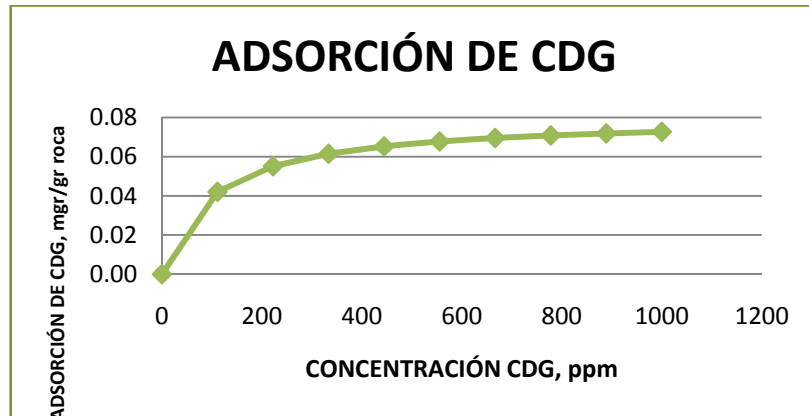
rrf	3
-----	---

CONCENTRACIÓN CDG (ppm)	FRACCIÓN MÁSIKA (WT CDG)	FRACCIÓN MOLAR POL	Ads, lbmole/ft3pv	RRF	mgr/gr Roca
0	0	0	0.000E+00	1.00	0.0000
113	1.1333E-04	2.553E-07	1.108E-06	66.69	0.0421
227	2.2667E-04	5.107E-07	1.452E-06	87.09	0.0552
340	3.4000E-04	7.661E-07	1.619E-06	97.03	0.0615
453	4.5333E-04	1.022E-06	1.719E-06	102.91	0.0653
567	5.6667E-04	1.277E-06	1.784E-06	106.80	0.0678
680	6.8000E-04	1.533E-06	1.831E-06	109.57	0.0696
793	7.9333E-04	1.788E-06	1.866E-06	111.63	0.0709
907	9.0667E-04	2.044E-06	1.893E-06	113.23	0.0719
1020	1.0200E-03	2.300E-06	1.914E-06	114.51	0.0727

**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

Figura 35. Curva Adsorción CDG



**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

#### 4.10 MODELAMIENTO DE LA REACCIÓN

El modelo de reacción química indica la reacción de los componentes para determinada fase, que se puede utilizar en procesos de no equilibrio de transferencia de masa, cuando tenemos generación de productos in situ. Este modelo consta de dos reactivos el polímero (HPAM) y el entrecruzador (Citrato de Aluminio) para generar CDG en fase acuosa (agua). Para cada reacción, cada reactivo reacciona en una fase en particular. La cantidad de componente que reacciona en una fase debe ser modelado como dos reacciones separadas, fase líquida o gaseosa, debe ser modelado por separado. Los coeficientes de estequiometría serán los mismos, pero la cinética de reacción (parámetros de velocidad) puede ser diferente. En la **Tabla 18** se indica la forma de calcular los coeficientes de reacción que se ingresan al simulador:

**Tabla 18. Calculo los Coeficientes de la Reacción.**

COMPONENTE	AGUA	POLÍMERO	X-Linker	CDG
PESO MOLECULAR	18.02	4000	400	8000

UNIDADES DE LABORATORIO (ppm)		
POLÍMERO, ppm	X-LINKER, ppm	CDG, ppm
1000	20	1020

	Agua	Polímero	X-Linker	CDG
STOREAC	0	0.25	0.050	0
Mw*STOREAC	0	1000	20	0

	Agua	Polímero	X-Linker	CDG
STOPROD	0	0	0	0.1275
Mw*STOPROD	0	0	0	1020

**Fuente:** Tomado y modificado de “Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) Usando Ensayos de Laboratorio y Simulación Numérica”, Rubén Castro García, 2011.

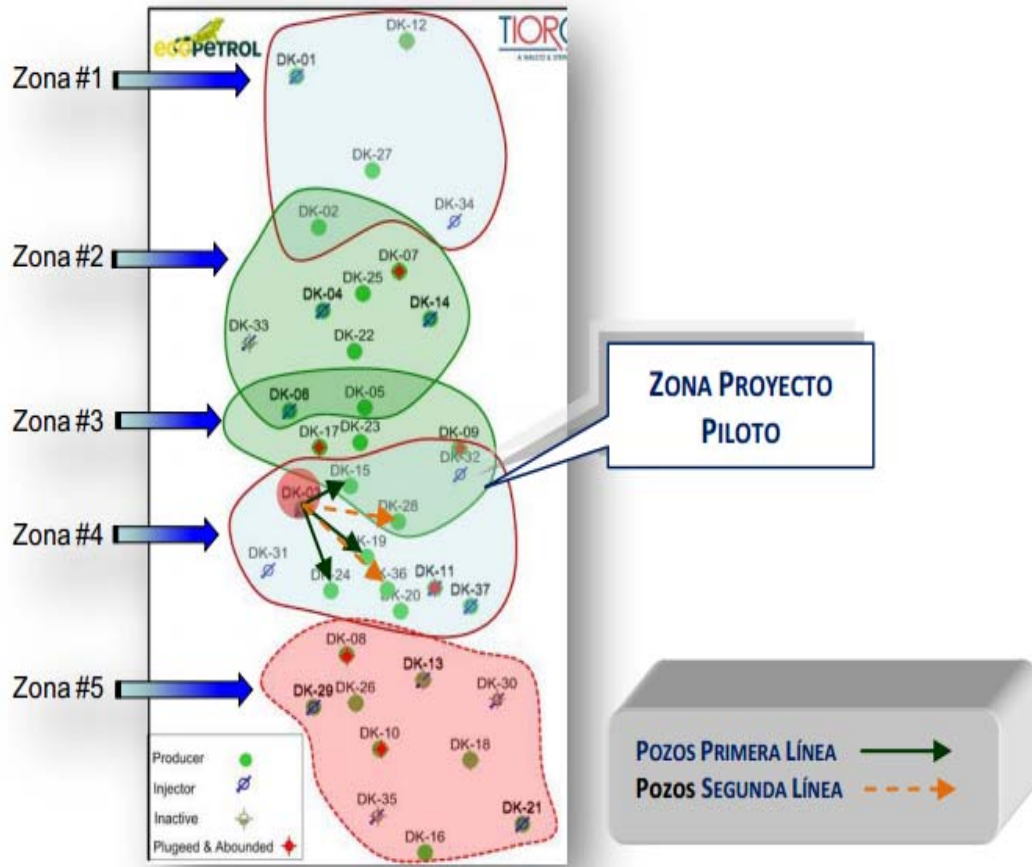
#### 4.11 SELECCIÓN DEL PILOTO

El análisis para seleccionar el mejor candidato del proyecto piloto de inyección de CDG, se planteó mediante la simulación numérica, en donde se construyeron y evaluaron tres zonas o escenarios, previamente seleccionados, con la herramienta computacional STARS de CMG, con el objetivo principal de identificar áreas o zonas con mayor potencial para la aplicación de la tecnología que permitiera mejorar el recobro de petróleo.

Después del análisis de la historia de producción, estudiando el efecto de cada pozo productor relacionado con su inyector o inyectores, considerando la nueva zonificación por áreas, que define cinco zonas como se muestra en la **figura 32**, se escogió el inyector DK-03 de la zona 4 para aplicar el piloto de inyección de

CDG, el cual tiene influencia sobre los pozos de la primera línea DK-15, DK-19 y DK 24 y en la segunda línea los pozos DK-23, DK-28 Y DK-36 (**figura 36**).

**Figura 36. Mapa Área de Inyección del Campo Dina Cretáceo, Distribución por Áreas.**



**Fuente:** Tomado y Modificado de Campo Dina Cretáceo-ECOPETROL, Taller de Recuperación Mejorada – Análisis Técnico para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR. TIORCO-ICP-ECOPETROL.

Estos pozos fueron seleccionados a partir del análisis en conjunto de estudios realizados por ECOPETROL-ICP y TIORCO. La zona se encuentra distribuida de la manera siguiente, en el límite izquierdo se encuentran localizados los pozos inyectores DK-03 y DK-31 que tienen mayor influencia en los pozos productores, de esta forma el pozo inyector DK-03 muestra relación directa con los pozos productores DK-15, DK-19 y DK-24, y de manera secundaria los pozos DK-23, DK-

28 y DK-36; así mismo el inyector DK-31 afecta directamente a los pozos DK-24 y DK19, y de forma secundaria al pozo DK-36. En el límite derecho se encuentran localizados los pozos inyectores DK-32 y Dk-37, la influencia de estos pozos sobre los productores es difícil de caracterizar, a pesar de el análisis de la historia de inyección, no fue concluyente si el pozo se relaciona con los productores de manera directa o por medio de canalización, ya que el perfil de inyección es atravesado por una falla y no comunica directamente el inyector con los productores. El pozo DK-20 no se toma en cuenta en el sector piloto porque la acción de los pozos DK-03inj y DK-31inj en el productor no es suficiente para mostrar un desempeño significativo. **Figura 37.**

**Figura 37. Área Piloto de Inyección de CDG, Zona IV**

**Fuente:** Tomado y Modificado de Campo Dina Cretáceo-ECOPETROL, Taller de Recuperación Mejorada – Análisis Técnico para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR. TIORCO-ICP-ECOPETROL.

Las arenas productoras del piloto CDG están desde TER, A, B1, B2 y B3 como se muestra en la **tabla 19** para cada pozo. El pozo inyector DK-03 solo inyecta en las

unidades TER, B1 y B2, dado que la unidad B3 fue aislada con tapón desde el año 1971, cuando el pozo fue convertido de productor a inyector.

**Tabla 19. Distribución de las Arenas Productoras.**

POZO		ARENA	INT.ABIERTO
DK-03	INJ	TER, B1, B2, B3	
DK-15	PROD	TER, A ,B1, B2, B3	189
DK-19	PROD	A ,B1, B2, B3	153
DK-20	PROD	A ,B1, B2, B3	169
DK-23	PROD	TER, A ,B1, B2	221
DK-24	PROD	TER, A ,B1, B2, B3	241
DK-28	PROD	A ,B1, B2, B3	184
DK-31	INJ	TER,B1, B2, B3	263
DK-32	INJ	A ,B1, B2, B3	210
DK-36	PROD	A ,B1, B2, B3	203
DK-37	PROD	A ,B1, B2, B3	235
LA ARENA EN COLOR ROJO MUESTRA CEMENTACIÓN Y ASILAMIENTO POR TAPON			

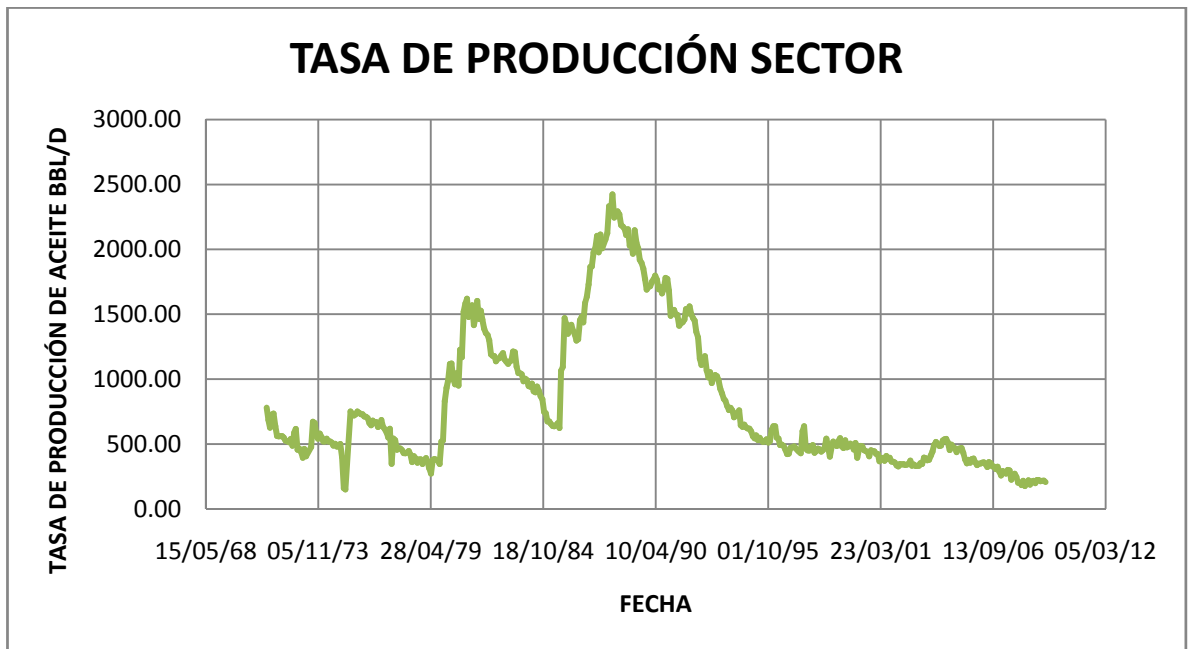
**Fuente:** Tomado y Modificado de Campo Dina Cretáceo-ECOPETROL, Taller de Recuperación Mejorada – Análisis Técnico para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR. TIORCO-ICP-ECOPETROL.

#### 4.12 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL SECTOR

El sector inicio la producción con la perforación del pozo DK-03 en Mayo de 1971 con una tasa de producción de 780.14 Bbl/D. En Marzo de 1979 ya se contaba con la producción de DK-14, DK-15 y DK-19, posteriormente el pozo DK-14 es cerrado, pero se inicia la producción en los DK-24, DK-28 y DK-36. El pico máximo de producción primaria se observo en el año 1979 con una producción aproximada de 1580 Bbl/D. El proceso de inyección de agua se inicia en el año 1986, con los pozos DK-31iny y DK-32 iny con tasas de inyección de 1400 Bbl/D y 2500 Bbl/D respectivamente, en 1989 el pozo Dk-03 es convertido a inyector con una tasa de

inyección de 2000 Bbl/D, el producción máxima después de haber implementado el proceso de recobro secundario fue de aproximadamente 2430 Bbl/D, con un aumento de alrededor de 850 Bbl/D. En la **figura 38** se observa claramente los dos picos de producción máxima, notándose que el segundo pico es más alto que el primero es el resultado del proceso de inyección de agua

**Figura 38. Historia de Producción del Sector Piloto.**



**Fuente:** Tomado y Modificado de OFM Data Base Campo Dina Cretáceo-ECOPETROL.

## 5. ANALISIS DE PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL

La predicción del proceso de inyección de un químico es la fase primordial de este proyecto, determinar el comportamiento y la influencia de los diferentes parámetros que afectan el proceso de inyección de CDG, se puede realizar mediante el análisis de sensibilidad de estas variables.

En el análisis de sensibilidad se utilizan propiedades características del yacimiento, las cuales son variadas, y se consideran importantes debido a la influencia que tienen sobre el comportamiento del modelo de producción. Estas propiedades son producto de la recopilación bibliográfica y fueron analizadas en estudios anteriores. Las variables con mayor impacto son la adsorción máxima, el factor de resistencia residual, el volumen poroso accesible, la tasa de inyección y el porcentaje de volumen poroso a inyectar. Para realizar el análisis de sensibilidad, se tomó como caso base la inyección de agua al sector, para comparar las sensibilidades realizadas de dicho proceso. La **tabla 20** muestra los datos del caso base que se tomaron.

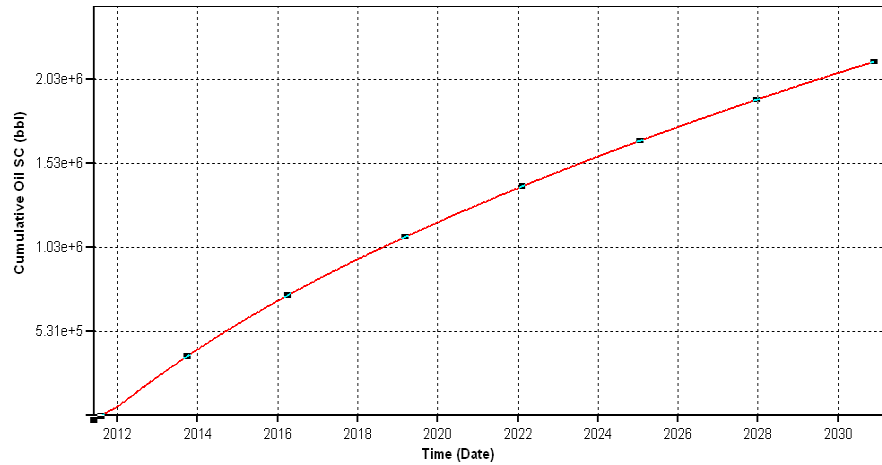
**Tabla 20. Modelo Caso Base Piloto CDG.**

	CERCA INJ.	MEDIO INJ-PROD.	CERCA PROD.
REGIÓN	1	2	3
RRF	6	2.5	1.5
PORFT	0.9		
BHP psi	6000		
CAUDAL bbL/d	1500		
VP	31100000		

Fuente: El Autor.

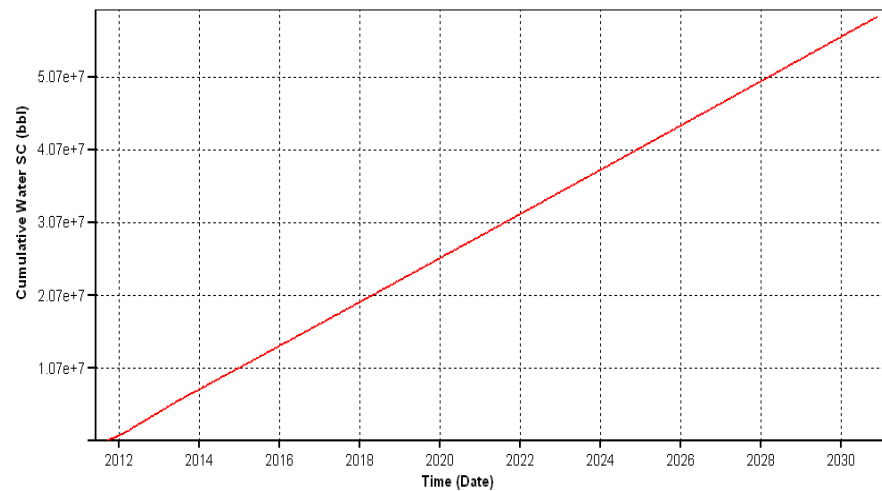
Para la descripción del caso base se obtuvieron los siguientes resultados, las Figuras 39, 40, 41 y 42 muestran los acumulados de aceite y agua, el corte de agua y las tasas incrementales del modelo de inyección de agua.

**Figura 39. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Caso Base.**



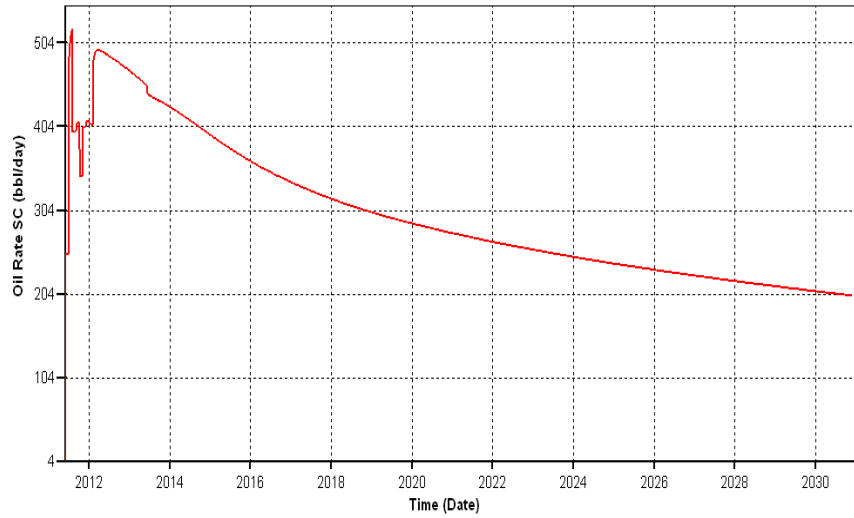
**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 40. Acumulado de Agua del Piloto CDG, Caso Base.**



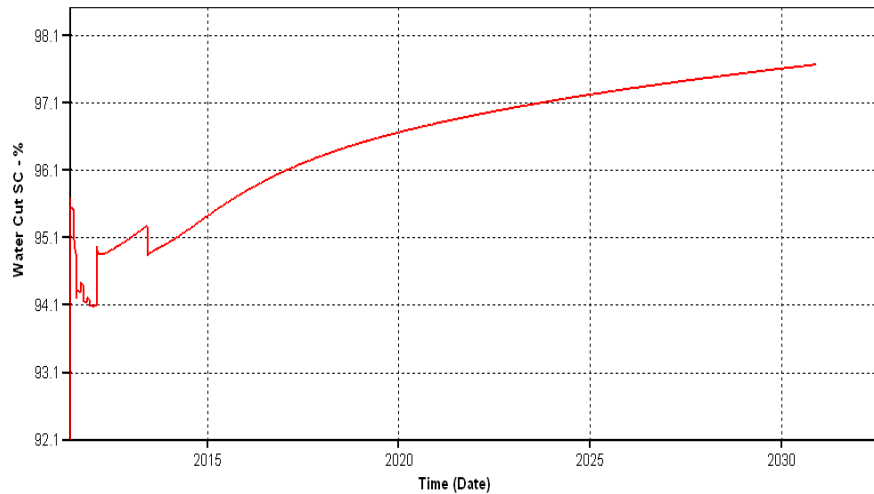
**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 41. Tasa de Producción Aceite del Piloto CDG, Caso Base.**



**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 42. Corte de Agua del Piloto CDG, Caso Base.**



**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

La inyección de CDG inicia a partir del 1 de Junio del 2011, la predicción al proceso y el análisis de sensibilidad se realizó a partir esta fecha, hasta el 1 de

Enero de 2030. Las condiciones de operaciones y restricciones para el caso base y la inyección de CDG se encuentran resumidas en la siguiente **tabla 21**:

**Tabla 21. Condiciones Operacionales Piloto.**

POZO	TASA DE INJ. Bbl/D	PRODUCCIÓN ACEITE Bbl	CORTE DE AGUA %	OBSERVACIÓN
DK-03 INJ	2500			
DK-31 INJ	2500			
DK-32 INJ	2500			
DK-15		722.433	93.2	
DK-19		620.5	87.94	
DK-24		888.633	97.56	
DK-23		2249.43	95.86	LS, WK
DK-28		577.85	98.77	LS

**Fuente:** El Autor.

En la **Tabla 22** se encuentran los pozos de mayor influencia, así mismo se presenta la distancia del pozo inyector DK-03 a cada pozo productor:

**Tabla 22. Distancia de Pozo Inyector a Pozos Productores.**

POZO	DISTANCIA DEL POZO INJ – PROD (Ft)
DK-15	757
DK-19	1117
DK-24	1159
DK-23	1224
DK-28	1377

**Fuente:** El Autor.

Las **figuras 43 y 44** se observan los resultados de los pozos de mayor influencia del proceso e indica que la segunda línea de pozos es más efectiva, y determina que el pozo productor con mayor influencia es el DK-23 con barril incremental de 939 Bbl:

**Figura 43. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Caso Base.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 44. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Pozo a Pozo.**

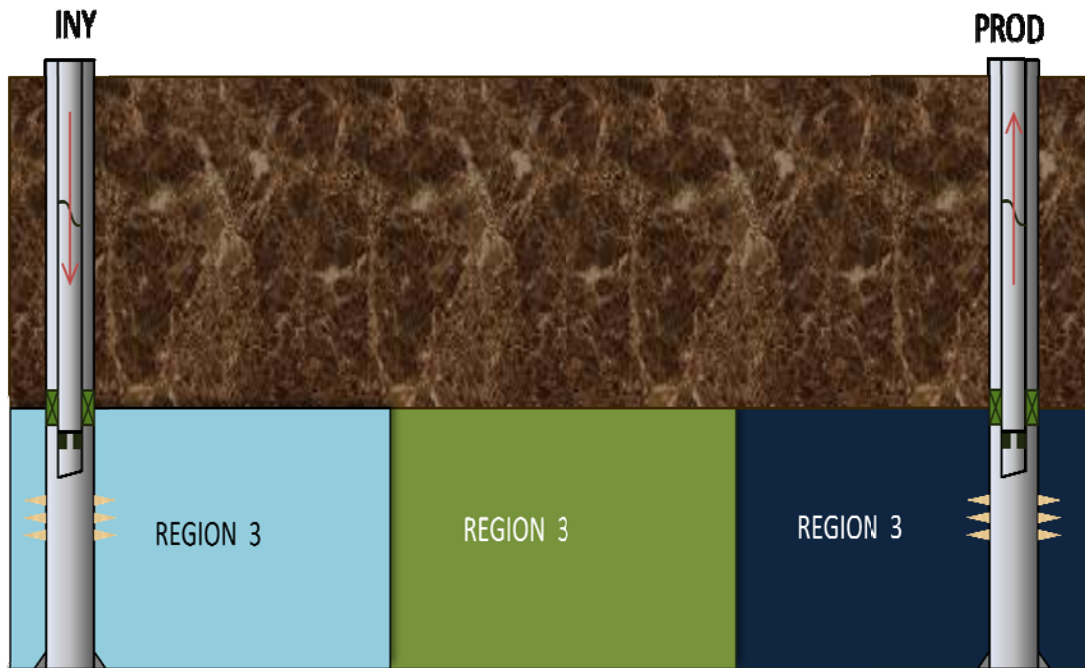
**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

## 5.1 ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE SENSIBILIDAD

El estudio de sensibilidad de los parámetros más representativos del yacimiento que afectan el proceso de inyección de CDG, se desarrollaron de la siguiente forma: un parámetro del caso base fue variado mientras que todos los otros parámetros se mantuvieron constantes. El rango seleccionado para sensibilizar cada uno de los parámetros fue tomado de la literatura y de estudios realizados posteriormente. Por último los resultados obtenidos de la simulación, al variar los parámetros del modelo, fueron estudiados y analizados para determinar cómo afectan los perfiles de producción de aceite y los perfiles de inyección de agua, así como un estudio económico para representar la viabilidad del proyecto.

Para el planteamiento de la aplicación del proceso de inyección de CDG, los límites de operación utilizados en el piloto son de 1500 BblCDG/D (547500 BblCDG/Año), una concentración de 1020 ppm (1000 ppm de polímero y 20 ppm de entrecruzador), una relación polímero entrecruzador 40:10, 6000 Psi máximo para la presión de cabeza. El piloto se encuentra dividido en tres regiones, la primera región es cerca al wellbore del pozo inyector, la segunda región es un poco más lejana al wellbore del inyector y la región tres se representa cercana al wellbore del productor (**Figura 45**). De acuerdo a las regiones se plantea la viscosidad para cada una de ellas siendo así 30, 10, 3 respectivamente. Estas regiones son también utilizadas para definir la adsorción y RRF. Luego de inyectar el químico hasta la fecha especificada se continua la inyección de agua a una tasa de 2500 Bbl/D.

Figura 45. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Pozo a Pozo.



Fuente: El Autor.

Del análisis realizado se pudo concluir que las variables de mayor impacto en el proceso de inyección de CDG son la adsorción máxima, el factor de resistencia residual, el volumen poroso accesible, la tasa de inyección y el volumen a inyectar, sin dejar a un lado el tiempo de respuesta del proceso.

Los rangos utilizados para el análisis de sensibilidad del factor de resistencia residual fueron tomados de acuerdo a pruebas de laboratorio ya realizadas. Los valores se encuentran entre el límite inferior de 1.5 y el límite superior de 20. A continuación se muestra una **tabla 23** con los valores respectivos para esta sensibilidad.

**Tabla 23. Rangos de Sensibilización RRF.**

	CERCA INJ	MEDIO INJ- PROD	CERCA PROD	
REGION	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	
RRF SENSIBILIZACIONES	6	2.5	1.5	CASO 1
	8	3.5	2.5	CASO 2
	10	6	4	CASO 3
	20	12	8	CASO 4

**Fuente:** El Autor.

El comportamiento de factor de resistencia residual tiene la mayor influencia en el proceso. Se observó (**Figura 46 y 47**) que al incrementar este parámetro la producción de aceite también aumenta, aunque los tiempos de respuesta son inversamente proporcionales al aumento de la producción. La razón por la cual sucede esto es el aumento de viscosidad del agua inyectada, por consecuencia de la concentración del polímero y la reacción con el entrecruzador para formar el gel, que modifica y cambia la relación de movilidad antes y después de la inyección del CDG, mejorando el perfil de inyección de agua y aumentando la eficiencia de barrido volumétrica.

**Figura 46. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad RRF.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 47. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad RRF.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

Los valores en los que se realizó el análisis de sensibilidad para la adsorción se encuentran definidos en la **tabla 24**, estos valores se tomaron con referencia a la literatura. Para este proyecto se tomaron valores entre la adsorción máxima que puede tener la roca para este químico con un valor de 1.323473E-06 y un valor mínimo de 8.271705-09.

**Tabla 24. Rangos de Sensibilización Adsorción.**

		CERCA INJ	MEDIO INJ- PROD	CERCA PROD
REGION		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
CASO 1	ADMAXT	8.2717E-07	4.1359E-07	1.65E-07
	ADRT	6.62E-07	3.31E-07	1.32E-07
CASO 2	ADMAXT	8.2717E-06	4.1359E-06	1.65E-06
	ADRT	6.62E-06	3.31E-06	1.32E-06
CASO 3	ADMAXT	8.2717E-08	4.1359E-08	1.65E-08
	ADRT	6.62E-08	3.31E-08	1.32E-08
CASO 4	ADMAXT	8.2717E-09	4.1359E-09	1.65E-09
	ADRT	6.62E-09	3.31E-09	1.32E-09

**Fuente:** El Autor.

En la sensibilidad para la adsorción se concluyó que a una mayor proporción de adsorción ( $\text{lb}/\text{ft}^3$ ) se obtendrán menores tasas de aceite, esto indica que el CDG se retiene en mayor cantidad en la superficie de los poros, taponando zonas innecesarias al no alcanzar las zonas de mayor permeabilidad, además, el CDG no logra desplazarse lo suficiente a través del yacimiento para mejorar el frente de inyección y aumentar la producción de aceite. Las gráficas muestran el aumento de la producción y el acumulado de aceite cuando la adsorción es mínima y a la vez un menor tiempo de respuesta, a diferencia de una máxima adsorción.

**Figura 48. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Adsorción.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 49. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Adsorción.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

En cuanto el volumen poroso accesible se tomó valores entre 1 y 0.5, representados en la **tabla 25**. Del análisis se dedujo que a menor volumen poroso accesible los tiempos de respuesta en los pozos más cercanos al pozo inyector DK-03 fueron más cortos y un aumento significativo en la producción de aceite, principalmente por la longitud y el diferencial de presión, regidos por la ley de Darcy que desplaza el CDG a zonas en donde se encuentran mayores diferenciales de presión y altas permeabilidades.

**Tabla 25. Rangos de Sensibilización PORFT.**

PORFT SENSIBILIZACIONES	0.9
	0.8
	0.7
	0.6
	1

**Fuente:** El Autor.

**Figura 50. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad PORFT.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 51. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad PORFT.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

Otro parámetro crítico es la tasa máxima de líquido, en la **tabla** se describen los rangos utilizados teniendo en cuenta las restricciones operacionales de las bombas de los pozos, controlando que los valores de respuesta no estén por debajo de los rangos permisibles ni tampoco que sean muy optimistas, lo que conlleva a panoramas de riesgo donde existe una gran probabilidad de poco o casi nulo éxito.

**Tabla 26. Rangos de Sensibilización Tasa de Inyección.**

TASA DE INYECCIÓN DE CDG Bbl/D	1500
	2000
	2500

**Fuente:** El Autor.

La sensibilidad a las tasas de inyección del CDG aunque afecta en un menor grado, mostro que a tasas mayores la tasa de recuperación del aceite incrementa, para este parámetro se debe establecer un rango que no altere las restricciones operacionales y del yacimiento.

**Figura 52. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CD, Sensibilidad Tasas de Inyección.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 53. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Tasas de Inyección.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

El volumen poroso a inyectar es un factor importante en el proceso porque determina el tiempo y duración de la inyección del proceso, además se considera básicamente como una función de las consideraciones económicas, los valores a tener en cuenta se muestran en la **Tabla**, estos valores se han escogido de acuerdo a diferentes autores que recomiendan un valor mínimo de 4% del VP hasta un valor máximo del 25% del VP.

**Tabla 27. Rangos de Sensibilización Volumen Inyectado.**

VP INJ.	4%
	8%
	10%
	25%

**Fuente:** El Autor.

En las **Figuras 54 y 55** se ven reflejados los resultados de este análisis y se concluye que a mayor porcentaje de volumen poroso a inyectar la producción aumenta, pero a la vez el tiempo respuesta aumenta significativamente. Este parámetro es esencial en el cálculo de las variables financieras, que nos indica la inversión total del que se debe ejecutar para implementar el proyecto.

**Figura 54. Tasa de Producción de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad al Volumen Poroso a Inyectar.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

**Figura 55. Acumulado de Aceite del Piloto CDG, Sensibilidad Volumen Poroso a Inyectar.**

**Fuente:** El Autor - Herramienta CMG - Results 2009.11

## **5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA**

La evaluación financiera del proceso de inyección de CDG para el piloto, consta de la inversión de un volumen total de 2488000 Bbl de CDG a una concentración de 1020 ppm de polímero y una relación entrecruzador de 40:1.

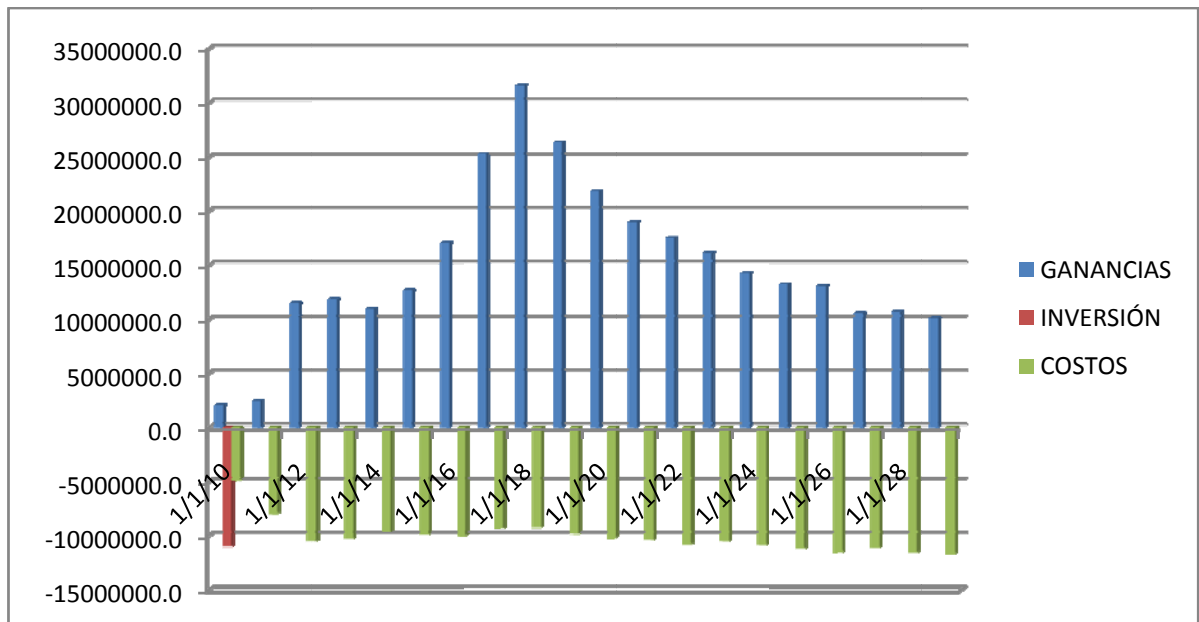
Para obtener el costo del barril de petróleo en la predicción, se calculo con una regresión lineal de los datos promediados del precio del barril de petróleo por año WTI. La energía del pozo se calculo sabiendo que las bombas que operan el pozo inyector trabajan con 1000 galones ACPM por cada 3 días y con un precio del galon de 8304 pesos/galon (al hacer la conversión se debe pasar a dólares el valor del dólar es de 1773,24). Para los demás costos se asumen un aumento del 1% anual. A continuación en la **tabla 28** muestra los valores que han sido tomados:

**Tabla 28. Información de Costos Operacionales.**

ENERGÍA DEL POZO	569965.00	USD/AÑO
MANTENIMIENTO	5639.39	USD/AÑO
TRATAMIENTO DEL AGUA	3	USD/Bbl
COSTOS CDG	4.25	USD/Bbl
Bbl CDG INYECTADOS	2488000	Bbl

Los flujos netos efectivos del proyecto se muestran en la **figura 56**, los flujos provienen a una producción incremental en Bbls con un tiempo de predicción de 20 años, los costos se efectuaron tomando los valores anteriormente mencionados.

**Figura 56. flujos Netos Efectivos.**



**Fuente:** El Autor.

Como conclusión se puede afirmar que el proyecto de inyección de geles coloidales en el Campo Dina Cretáceos, es financieramente rentable, al presentar un Valor Presente Neto (VPN) positivo de 109,409,074.36 dólares; una tasa interna de retorno (TIR) del 45% representa la rentabilidad real del proyecto y es superior al 11% esperado por el mismo; una relación beneficio costo (B/C) ó Factor J de 2,36 y una recuperación de la inversión de 3 años que comparada con 20 años. La **tabla 29** indica los resultados obtenidos del análisis financiero. A pesar de esto, se recomienda realizar una evaluación más completa, incluyendo un análisis de incertidumbre que otorgue mayor confiabilidad al proceso de toma de decisiones.

**Tabla 29. Resultados Evaluación Financiera, Piloto Inyección CDG.**

	UNIDAD	RESULTADO	CRITERIO
VPN	USD	109,409,074.36	>0
TIR	%	45	>11
RELACION B/C		1.4	>0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN	AÑOS	6.22	

**Fuente:** El Autor.

## **6. CONCLUSIONES**

- Con el análisis de sensibilidad y el estudio realizado a las variables planteadas se concluye que las variables más influyentes en el proceso de inyección de CDG 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.
- Desde el punto de vista de simulación numérica la implementación de procesos de inyección de CDG es una solución técnica y económicamente viable en campos sometidos a procesos de inyección de agua con alto grado heterogeneidad, saturaciones de petróleo considerables y altos cortes de agua.
- Para mejorar la eficiencia de barrido volumétrica con procesos de inyección de químicos las dos características más importantes son la homogeneidad y relación de movilidad: En inyección de agua convencional: yacimientos homogéneos con relaciones de movilidad favorable, para inyección de polímeros: yacimientos homogéneos con relaciones de movilidad desfavorable, Inyección de geles (Marcit y/o CDG) yacimientos heterogéneos y movilidades favorables y para inyección de geles (Marcit y/o CDG) yacimientos heterogéneos con relaciones de movilidad desfavorable.
- Finalmente se puede afirmar que la selección de las variables de mayor impacto y la inclusión de todas las variables depende de la complejidad del problema, el tamaño del yacimiento y la importancia del proyecto.

## **7. RECOMENDACIONES**

- Es recomendable seleccionar otros pilotos de inyección cercanos a los pozos productores, para evaluar posibles nuevos escenarios que incrementen el factor de recobro del campo y optimicen la producción, para estos pozos se debe tener en cuenta que pertenezcan a la malla de productores.
- Se recomienda implementar un estudio para la evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de CDG, estableciendo un procedimiento que involucre en forma procedimental el proceso que debe seguirse para determinar si es aplicable.
- Es recomendable que antes de iniciar un proyecto de inyección de geles se realice un ensayo de inyectividad (Step Rate Test) para establecer la presión de fractura en el pozo a tratar, además, revisar la presión máxima de la planta de inyección para poder tomar en cuenta dicho valor al momento de la inyección de los geles ya que de ser el caso que sea menor que la presión de fractura, dicho valor será el patrón durante el tratamiento.
- Uno de los factores a tener en cuenta en la inyección de químicos es el grado de hidrólisis ya que si éste es demasiado pequeño el polímero no es soluble en agua y si es demasiado grande entonces el polímero es muy sensible a la salinidad y dureza lo cual ocasiona pérdida de las propiedades originales del polímero.

## 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., “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.
- ✓ Bai, B., et al., “Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting its Properties and Applications”, SPE-89389, 2004.
- ✓ Bai, B., et al., “Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media”, SPE-89468, 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., Silva, M., “Informe Control de Calidad y Análisis de Sensibilidad Modelo Conceptual Recobro Químico Campo Dina Cretáceo”, Ecopetrol S. A. Instituto Colombiano Del Petróleo Unidad De Investigación. Piedecuesta, Santander. Mayo 2010.
- ✓ Castro, R., Silva, M., Colmenares.,K, “Diseño de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal En El Campo Dina Cretáceo”. ACIPET, ECOPETROL S.A. 2011.
- ✓ 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.
- ✓ Chang, H. L., “Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today and Tomorrow”, Cities Service Oil Co. SPE 7043. August 1978.

- ✓ Chang, H., et. al., "Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field", SPE-89460, 2004.
- ✓ Costa A., et. al., "Use of Representative Models to Improve the Decision Making Process of Chemical Flooding in a Mature Field", SPE-115442, 2008.
- ✓ Delgadillo, C., "Evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles", Tesis Maestría Universidad Industrial de Santander. 2010.
- ✓ Debons, F.E., et al., "Polymer Flooding: Still a Viable IOR Tecnique", 8th European IOR Symposium, Vienna, Austria, 15-17 May, 1995.
- ✓ Delgadillo, C., Sandoval, M., Muñoz, S., "Estudio del Efecto de la Inyección de Geles en Yacimientos Fracturados y no Fracturados". Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 7 N° 2 de 2009 - Jul/Dic - 5-18.
- ✓ Díaz, D., et. al. "Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in a Heterogeneous Argentina Waterflood", SPE-113320, 2008.
- ✓ Ferrer, M. P., "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos", Maracaibo, Venezuela. 2da Edición. 2001.
- ✓ 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.
- ✓ Frampton, H., et.al. "Development of a Novel Waterflood Conformance Control System" SPE-89391, 2004.
- ✓ Jiménez A. M., "Análisis de Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros, Miscelares) Mediante Analogías. Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander. 2009.

- ✓ J.C. Mack and Smith, “In Depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery efficiency”. TIORCO SPE 27780. 1994.
- ✓ Maerker, J. M., “Mechanical Degradation of Partially Hidrolyzed Polyacrylamide Solutions in Unconsolidated Porus Media”, SPE-Journal 5672 PA. August 1976.
- ✓ Mack J.C., et. al., “In-Depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery Efficiency”, SPE-27780, 1994.
- ✓ Manrique, E., “Taller de Recuperación Mejorada – Análisis Técnico para la Aplicación de Tecnologías IOR/EOR”. Campo Dina Cretáceo-ECOPETROL TIORCO-ICP-ECOPETROL.
- ✓ Mohamed I. M., et al., “Porous Media Flow of Oil Dispersions in Polymers”, SPE-56741, 1999.
- ✓ 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., 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.
- ✓ Norman, C., et al., “Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina”, SPE-99379, 2006.
- ✓ 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.
- ✓ 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.
- ✓ 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., "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.
- ✓ Seright, R.S., "Gel Placement in Fractured Systems," SPE-27740, SPEPF, Noviembre 1995, Pág. 241-248.
- ✓ 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., "Washout of Cr(III)-Acetate-HPAM Gels from Fractures", SPE-80200, 2003.
- ✓ Skauge, T., et. al., "Nano-Sized Particles for EOR", SPE-129933, 2010.
- ✓ Smith, J.E., et al., "Laboratory Studies of In-Depth Colloidal Dispersion Gel Technology for Daqing Oil Field," SPE-62610, 2000.

- ✓ Smith, J.E., “Practical Issues With Field Injection Well Gel Treatments”, SPE-55631, 1999.
- ✓ Smith, J.E., “Performance of 18 Polymers in Aluminum Citrate Colloidal Dispersion Gels”, SPE-28989, 1995.
- ✓ Smith, Frank W., “The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media”, Atlantic Richfield Co, SPE 2422, February 1970.
- ✓ Sorby, K. S., “Polymer Improved Oil Recovery”, USA and Canada. 1991.
- ✓ Spildo, K., et. al., “Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in laboratory Corefloods”, SPE-129927, 2010.
- ✓ Spildo, K., et. al., “A New Polymer Application for North Sea Reservoirs”, SPE-113460, 2008.
- ✓ 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.
- ✓ Sydansk, R. D., “Polymer, Gels, Foams and Resins”, SPE Petroleum Engineering Handbook. Second Edition. October 2005.
- ✓ Willhite, P., Green, D. W., “Enhanced Oil Recovery”. SPE Textbook, USA. 2003.
- ✓ 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.

## Anexo A. PROYECTOS REALIZADOS ROCK MOUNTAIN

### PROYECTOS NO EXITOSOS

PROYECTO	AÑO	CIUDAD Y ESTADO	FORMACIÓN	OOIP MMBbl	T (F)	VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD Dykstra-Parsons	PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO % OOIP	RELACION AGUA ACEITE	μo cp	ACEITE INCREMENTAL % OOIP	COMENTARIOS
Swartz Draw	1967	Campbell Wyoming	Minnelusa	4423	206	0.76	13.6	0.11	7	0	Inyección fuera de la zona
South Little Walt	1987	Musselshell Montana	Tyler	5071	130	0.75	23.1	40	5	0.4	Inicio muy tarde
Long Tree	1988	Campbell Wyoming	Minnelusa	1169	160	0.75	36.9	0.75	14.9	0	Inyección fuera de la zona
Idle Acres	1990	Banner Nebraska	J-Sand	2374	165	0.75	26.1	5	5	NA	Interrumpió de forma anticipada
Bishop Ranch	1990	Campbell Wyoming	Minnelusa	2686	194	0.75	21.4	10.6	5	NA	Inicio muy tarde
Wolf Draw	1991	Crook Wyoming	Minnelusa	4403	142	0.64	10.8	0	19	NA	Interrumpido debido a taponamiento en el Wellbore
Ottle Draw	1991	Campbell Wyoming	Minnelusa	2190	154	0.63	12.5	0.01	4	0	Inyección fuera de la zona ; Proyecto suspendido

### PROYECTOS MARGINADOS

PROYECTO	AÑO	CIUDAD Y ESTADO	FORMACIÓN	OOIP MMBbl	BHT F	VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD Dykstra-Parsons	PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO % OOIP	RELACION AGUA ACEITE	VISCOSIDAD DEL ACEITE cp	ACEITE INCREMENTAL % OOIP	COMENTARIOS
Stewart Ranch	1985	Campbell Wyoming	Minnelusa	43755	136	0.625	23.1	2.45	15	1.4	Yacimiento complejo difícil de evaluar
Pseles	1987	Campbell Wyoming	Minnelusa	10500	143	NA	NA	NA	25	NA	Cambio de capas
Spirit	1993	Crook Wyoming	Minnelusa	2202	138	0.75	-	-	16	NA	Beneficios cuestionados; proyecto suspendido

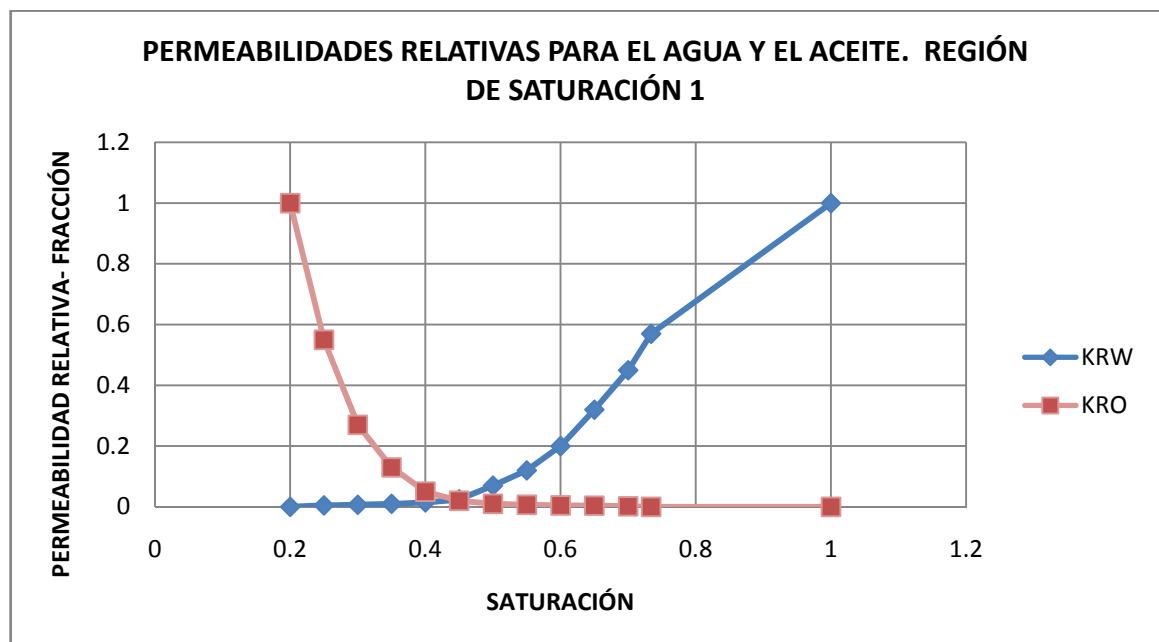
## PROYECTOS EXITOSOS

PROYECTO	AÑO	CIUDAD Y ESTADO	FORMACIÓN	OOIP MMBbl	BHT F	VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD Dykstra-Parsons	PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO % OOIP	RELACION AGUA ACEITE	VISCOSIDAD DEL ACEITE cp	ACEITE INCREMENTAL% OOIP	COMENTARIOS
Edsel	1985	Crook Wyoming	Minnelusa	6242	149	0.7	37.3	0.7	14	11.5	Cambio de capas
North Meistone	1985	Musselshell Montana	Tyler	6092	150	0.75	29	1.46	1.8	4.5	Cambio de capas
Townsend Newcastle Sand Unit	1986	Weston Wyoming	Newcastle	2822	120	0.65	23.7	5.28	1	10.7	Cadenas dispersas de gel en dos pozos inyectoros
Big Mac	1986	Campbell Wyoming	Minnelusa	2646	138	0.5	27.4	1.31	22	10.6	Diseño seguido de principio a fin
Victor	1987	Campbell Wyoming	Minnelusa	3167	187	0.76	39.4	1.41	12	18.2	Delante de las proyecciones
North Rainbow Ranch	1987	Campbell Wyoming	Minnelusa	6000	202	0.74	24.9	4	3.9	5.0	Éxito en temperaturas altas
Lone Cedar	1987	Campbell Wyoming	Minnelusa	7724	140	0.65	32.5	2.15	8	2.4	Deposito complicado; 2 tanques
Kiehl	1988	Crook Wyoming	Minnelusa	9042	123	0.74	25.1	1.34	12	7.0	
Candy Draw	1988	Campbell Wyoming	Minnelusa	8713	145	0.7	25.3	0.58	10	10.4	Delante de las proyecciones
North Glo	1988	Campbell Wyoming	Minnelusa	4528	135	0.65	26.9	1.01	29.7	5.6	
Right A Way	1989	Campbell Wyoming	Minnelusa	2374	160	0.71	25.2	0.48	6.5	3.6	Excelentes resultados del equipo largo
Little Missouri	1989	Campbell Wyoming	Minnelusa	4684	137	0.86 (range 0.81 - 0.91)	16.7	0.5	25.5	NA	Inyección de alta eficiencia. Muy pronto para definir las ventajas
East Burke Ranch	1990	Natrona Wyoming	Dakota	7674	178	0.82	29.4	0.36	1.1	5.0	Un buen desarrollo de la resistencia
Winter Draw	1990	Campbell Wyoming	Minnelusa	12613	200	0.78	24.7	0.64	3.36	1.3	Se detuvo antes de tiempo, aunque exitosa; a 200 F
Bracken	1990	Campbell Wyoming	Minnelusa	2382	150	0.735	21.6	0.51	16.6	5.9	WOR de 0.51 después de 7 años de inyección
Alpha	1990	Campbell Wyoming	Minnelusa	13011	140	0.68	27.3	0.96	19	7.4	
Adon Road	1991	Campbell Wyoming	Minnelusa	4182	175	0.7	40.1	0.22	5	11.0	Inyección de alta eficiencia. Muy por encima de las proyecciones
West Prong Creek	1991	Crook Wyoming	Minnelusa	4275	140	0.9	29.4	0.17	40	7.5	Proyecciones superiores
Rule	1992	Campbell Wyoming	Minnelusa	2179	155	0.74	22.5	0	15	4.7	Proyecciones superiores

## Anexo B. REGIONES DE SATURACIÓN CAMPO DINA CRETÁCEO

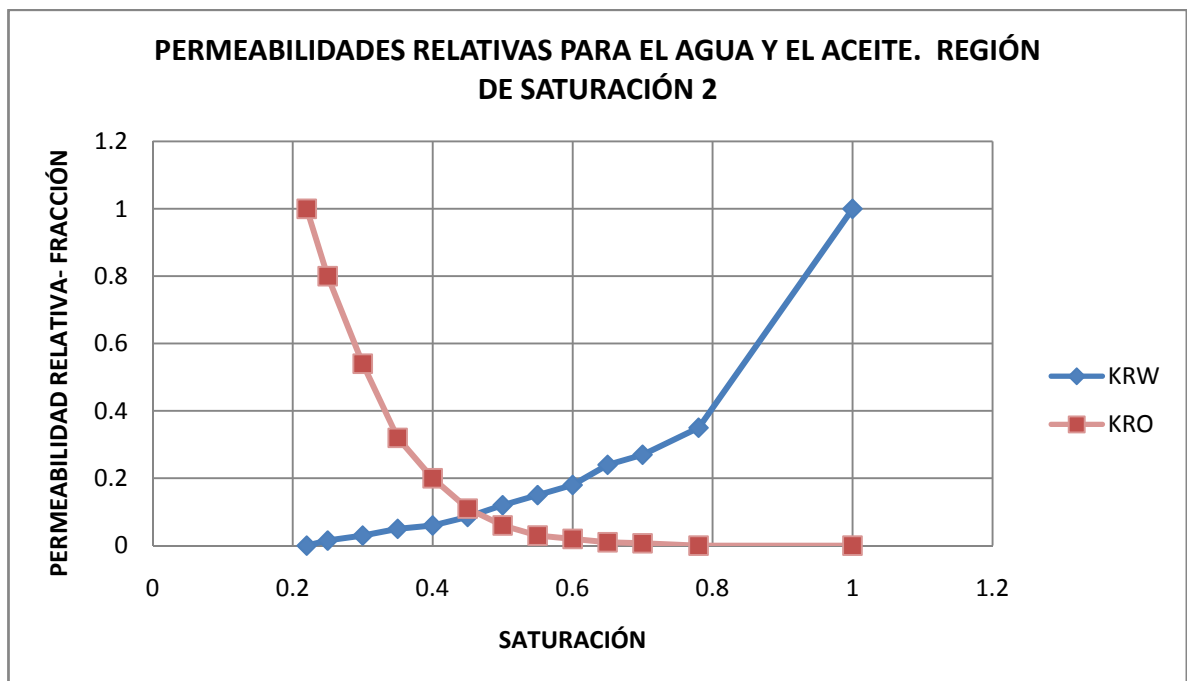
### Permeabilidades Relativas para el Agua y el Aceite. Región de Saturación 1.

SW	KRW	KRO	PCOW
0.200	0.000	1.000	0.000
0.250	0.005	0.550	0.000
0.300	0.007	0.270	0.000
0.350	0.010	0.130	0.000
0.400	0.015	0.050	0.000
0.450	0.025	0.020	0.000
0.500	0.070	0.010	0.000
0.550	0.120	0.007	0.000
0.600	0.200	0.005	0.000
0.650	0.320	0.004	0.000
0.700	0.450	0.002	0.000
0.734	0.570	0.000	0.000
1.000	1.000	0.000	0.000



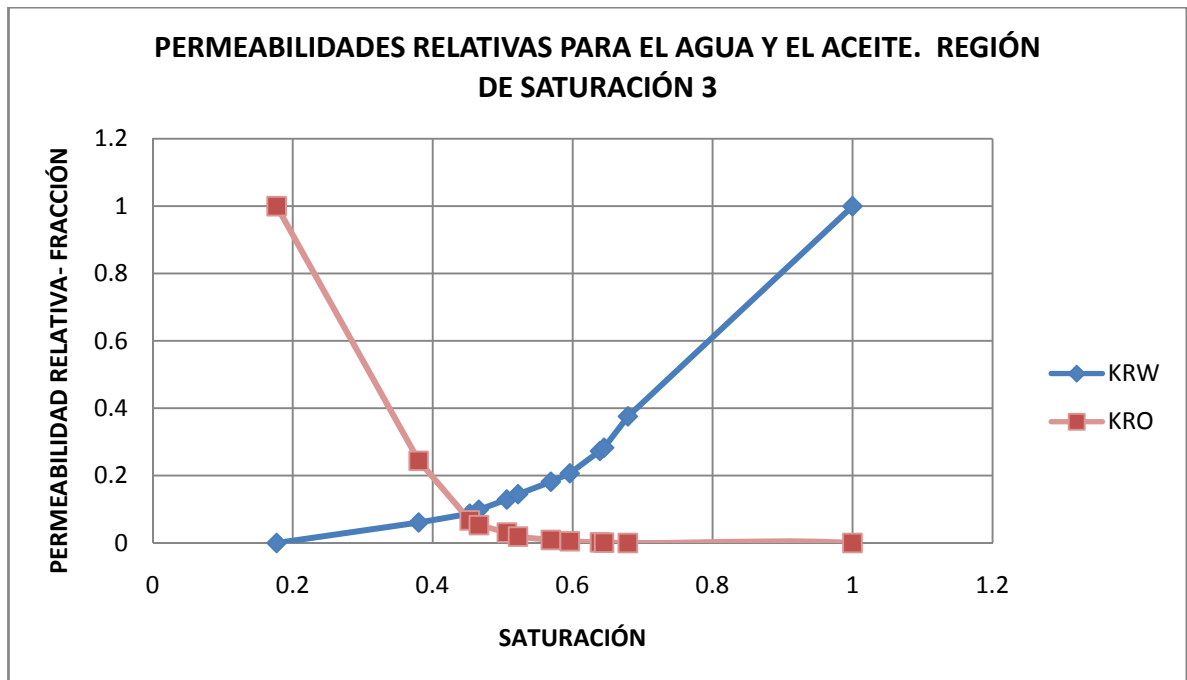
**Permeabilidades Relativas para el Agua y el Aceite. Región de Saturación 2.**

SW	KRW	KRO	PCOW
0.220	0.000	1.000	0.000
0.250	0.015	0.800	0.000
0.300	0.030	0.540	0.000
0.350	0.050	0.320	0.000
0.400	0.060	0.200	0.000
0.450	0.085	0.110	0.000
0.500	0.120	0.060	0.000
0.550	0.150	0.030	0.000
0.600	0.180	0.020	0.000
0.650	0.240	0.010	0.000
0.700	0.270	0.007	0.000
0.780	0.350	0.000	0.000
1.000	1.000	0.000	0.000



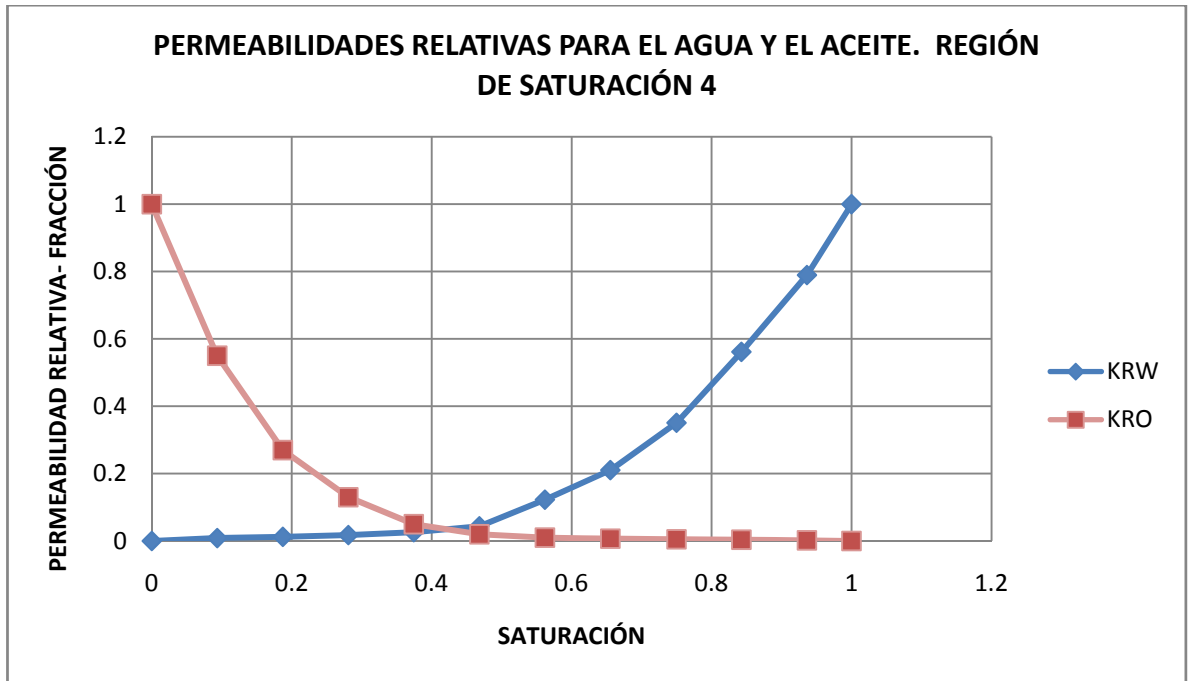
**Permeabilidades Relativas para el Agua y el Aceite. Región de Saturación 3.**

SW	KRW	KRO	PCOW
0.177	0.000	1.000	0.000
0.380	0.061	0.244	0.000
0.453	0.087	0.067	0.000
0.466	0.099	0.053	0.000
0.506	0.129	0.031	0.000
0.522	0.145	0.019	0.000
0.569	0.182	0.009	0.000
0.596	0.207	0.005	0.000
0.639	0.273	0.002	0.000
0.645	0.283	0.001	0.000
0.679	0.376	0.000	0.000
1.000	1.000	0.000	0.000



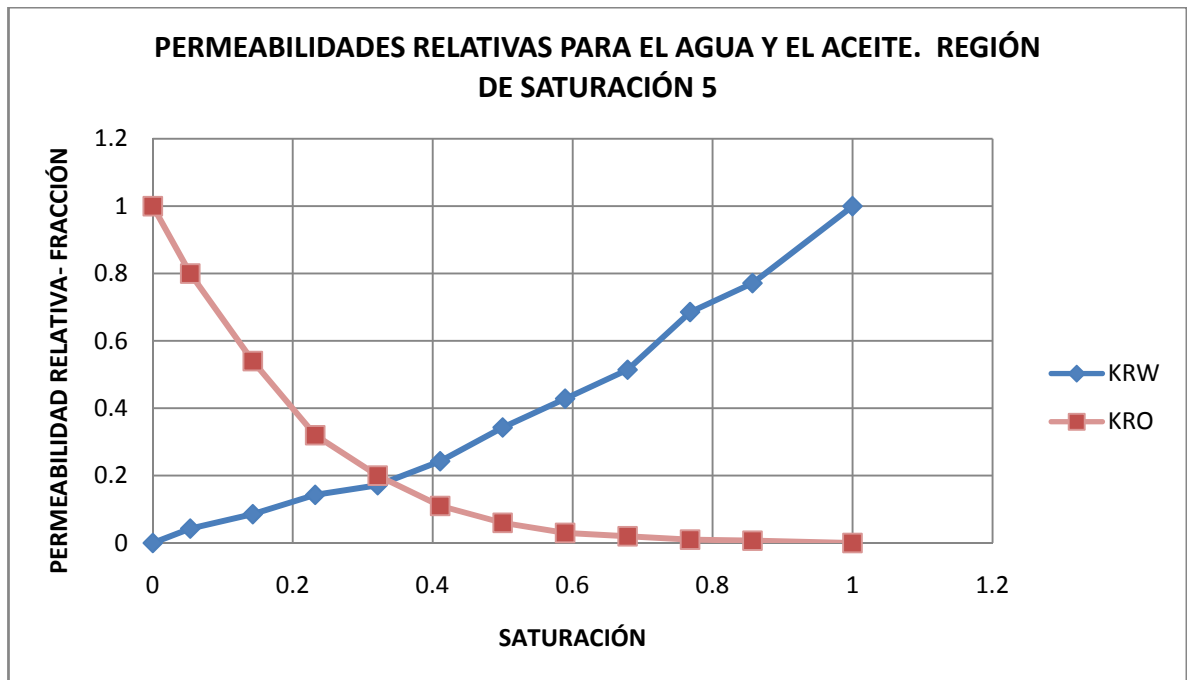
**Permeabilidades Relativas para el Agua y el Aceite. Región de Saturación 4.**

SW	KRW	KRO	PCOW
0.0000	0.0000	1.0000	0.0000
0.0936	0.0088	0.5500	0.0000
0.1873	0.0123	0.2700	0.0000
0.2809	0.0175	0.1300	0.0000
0.3745	0.0263	0.0500	0.0000
0.4682	0.0439	0.0200	0.0000
0.5618	0.1228	0.0100	0.0000
0.6554	0.2105	0.0070	0.0000
0.7499	0.3509	0.0050	0.0000
0.8427	0.5614	0.0040	0.0000
0.9363	0.7895	0.0020	0.0000
1.0000	1.0000	0.0000	0.0000



**Permeabilidades Relativas para el Agua y el Aceite. Región de Saturación 5.**

SW	KRW	KRO	PCOW
0.0000	0.0000	1.0000	0.0000
0.0536	0.0429	0.8000	0.0000
0.1429	0.0857	0.5400	0.0000
0.2321	0.1429	0.3200	0.0000
0.3214	0.1714	0.2000	0.0000
0.4107	0.2429	0.1100	0.0000
0.5000	0.3429	0.0600	0.0000
80.5893	0.4286	0.0300	0.0000
0.6786	0.5143	0.0200	0.0000
0.7679	0.6857	0.0100	0.0000
0.8571	0.7714	0.0070	0.0000
1.0000	1.0000	0.0000	0.0000



**Permeabilidades Relativas para el Agua y el Aceite. Región de Saturación 6.**

SW	KRW	KRO	PCOW
0.0000	0.0000	1.0000	0.0000
0.4044	0.1622	0.2440	0.0000
0.5498	0.2314	0.0670	0.0000
0.5757	0.2633	0.0530	0.0000
0.6554	0.3431	0.0310	0.0000
0.6873	0.3856	0.0190	0.0000
0.7809	0.4840	0.0090	0.0000
0.8347	0.5505	0.0050	0.0000
0.9203	0.7261	0.0020	0.0000
0.9323	0.7527	0.0010	0.0000
1.0000	1.0000	0.0000	0.0000

