

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE  
PROCESOS DE INYECCIÓN DE GELES**

**CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA**

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

**2010**

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE  
PROCESOS DE INYECCIÓN DE GELES**

**CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA**

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

*Avalado por el grupo de investigación recobro mejorado en el marco del convenio de cooperación  
tecnológica 004 de 2004 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. Instituto  
Colombiano del Petróleo.*

**M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**  
Director

**M.Sc. ZARITH DEL PILAR PACHÓN**  
Codirectora

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

**2010**

*A Diosito*

*A mi familia*

*A Erik, esto es por y para nuestra familia !!!*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor del trabajo desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Las Doctoras Ruby Arbeláez y Clara Forero, por su colaboración en el planteamiento y replanteamiento de la investigación, ardua tarea, grandes colaboradoras.

Al profesor Samuel Fernando Muñoz, por brindarme su apoyo durante estos años y acompañar el desarrollo de este trabajo siempre con un aporte que lo enriquecía.

A los ingenieros Diana Mercado y Gustavo Maya, quienes se encargaron de dar las luces para el inicio del trabajo y me acompañaron durante todo el desarrollo de éste.

A la ingeniera Zarith Pachón, por su buena disposición y amplia colaboración en el desarrollo del trabajo.

A los ingenieros y técnicos de los laboratorios de química de producción, reología, daño a la formación y pruebas especiales del Instituto Colombiano del Petróleo, siempre dispuestos a colaborar con mucha imaginación y dedicación.

Al grupo de investigación recobro mejorado por ser el soporte del desarrollo del trabajo, en especial a todos los auxiliares y tesistas de la línea de recobro químico, quienes me ayudaron con el pequeño gran aporte de su trabajo.

A los ingenieros del GRM, quienes me acompañaron durante estos más de tres años de tortuoso camino investigativo, brindando apoyo técnico, financiero y moral, así como tardes de discusión acalorada junto a otras de charlas sin sentido. Gracias por su colaboración y les deseo éxitos.

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme vivir la experiencia docente, descubrir el inmenso mundo de la investigación y crecer como profesional.

A Erik, gracias por creer que se puede y ayudarme a que yo también lo creyera.

A todas aquellas personas que en algún momento me colaboraron y permitieron que este sueño sea hoy realidad.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	1
1. INYECCIÓN DE GELES .....	4
1.1. FUNCIONAMIENTO DEL PROCESO.....	5
1.2. QUÍMICOS INYECTADOS .....	9
1.2.1. Soluciones poliméricas .....	10
1.2.2. Agente entrecruzador .....	14
1.2.3. Formación del gel .....	16
1.3. REQUERIMIENTOS DEL PROCESO.....	19
1.4. APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GELES .....	23
1.4.1. Aplicación en campo.....	24
1.4.2. Geles comerciales .....	26
2. PROPIEDADES DETERMINANTES EN LA INYECCIÓN DE GELES .....	29
2.1. PROPIEDADES DE YACIMIENTO.....	29
2.2. SELECCIÓN DE LA ZONA DE APLICACIÓN .....	32
2.2.1. Selección de candidatos .....	34
2.2.2. Aspectos operacionales en la selección.....	35
2.3. PROPIEDADES ROCA - FLUIDO.....	40
2.3.1. Comportamiento Reológico.....	40
2.3.2. Inyectividad .....	42
2.3.3. Retención .....	44
2.3.4. Degradación .....	48
3. EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE GELES .....	52
3.1. SELECCIÓN DEL QUÍMICO .....	54
3.1.1. Preparación .....	55
3.1.2. Viscosidad .....	58
3.1.3. Filtrabilidad .....	61
3.1.4. Screen Factor .....	64
3.1.5. Formación del gel .....	66
3.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD.....	76
3.3. PRUEBAS DE ESTABILIDAD .....	78
3.3.1. Estabilidad química y térmica .....	78
3.3.2. Estabilidad mecánica.....	79

3.4.	INYECTIVIDAD.....	82
3.5.	RETENCIÓN .....	86
3.5.1.	Factor de resistencia .....	88
3.5.2.	Entrampamiento mecánico .....	91
3.5.3.	Adsorción .....	91
3.6.	PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE VIABILIDAD .....	92
4.	SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES.....	98
4.1.	EVALUACIÓN CONCEPTUAL .....	100
4.1.1.	Sensibilidad al volumen de gel inyectado.....	107
4.1.2.	Sensibilidad al efecto taponante del gel .....	110
4.1.3.	Sensibilidad al momento de aplicación de la inyección de geles.....	112
4.2.	ESTUDIO DEL SECTOR DE YACIMIENTO.....	114
4.2.1.	Selección del sector.....	114
4.2.2.	Efecto de la inyección de geles.....	118
4.3.	ESCENARIO ALTERNO EN EL SECTOR .....	123
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	127
	BIBLIOGRAFÍA.....	130
	ANEXO 1. APLICACIONES DE CAMPO .....	132
	ANEXO 2. RESULTADOS DE LABORATORIO.....	153

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Modificación de la permeabilidad en el yacimiento.....	6
Figura 2. Comparación de la respuesta de la inyección de geles en yacimientos con y sin flujo cruzado .....	7
Figura 3. Localizaciones ideales para geles en fracturas. ....	9
Figura 4. Clasificación de los polímeros.....	10
Figura 5. Estructura de la poliacrilamida. ....	11
Figura 6. Estructura de la Goma Xanthan.....	12
Figura 7. Estructura del Citrato de Aluminio.....	14
Figura 8. Dicromato de Sodio.....	15
Figura 9. Formaldehido .....	15
Figura 10. Formación de un gel.....	16
Figura 11. Equipos requeridos en superficie para la aplicación de la inyección de geles. ....	20
Figura 12. Equipos para humectación del polímero. ....	21
Figura 13. Ubicación de los proyectos de inyección de geles.....	23
Figura 14. Distribución de estratos en un yacimiento heterogéneo.....	36
Figura 15. Esquema de la prueba de laboratorio. ....	37
Figura 16. Efecto del grado de penetración y del Frr en las pérdidas de inyectividad. ....	39
Figura 17. Mecanismos de retención en el medio poroso .....	45
Figura 18. Evaluación de procesos de recobro mejorado.....	53
Figura 19. Preparación de soluciones poliméricas .....	58
Figura 20. Viscosímetro .....	59
Figura 21. Viscosidades de soluciones con agua Dina.....	60
Figura 22. Viscosidades de soluciones con las tres fuentes de agua y polímero 3330 .....	61
Figura 23. Equipo para evaluar filtrabilidad.....	62
Figura 24. Filtración de soluciones preparadas con agua Tello .....	63
Figura 25. Equipo Screen Factor .....	64
Figura 26. Screen Factor para soluciones preparadas con agua Tello .....	65
Figura 27. Viscosidad Vs. Tiempo de reacción del gel .....	67
Figura 28. Criterios visuales para determinar el proceso de gelación a alta temperatura.....	69
Figura 29. Equipo TGU .....	71
Figura 30. Gráfica para hallar la presión de transición .....	74
Figura 31. Presiones de transición para diferentes concentraciones de polímero y relaciones de entrecruzador .....	75

Figura 32. Botellas para las pruebas de compatibilidad .....	77
Figura 33. Botellas para las pruebas de estabilidad .....	79
Figura 34. Montaje de esfuerzo de corte capilar .....	80
Figura 35. Montaje de prueba de desplazamiento lineal .....	90
Figura 36. Procedimiento de evaluación experimental de la inyección de geles .....	95
Figura 37. Procedimiento experimental detallado .....	97
Figura 38. Localización del campo Tello .....	98
Figura 39. Estudio de simulación numérica.....	100
Figura 40. Modelo base y modelo de contraste.....	101
Figura 41. Distribución de la saturación de agua luego de la inyección .....	102
Figura 42. Comparación factor de recobro.....	103
Figura 43. Comparación corte de agua.....	104
Figura 44. Factor de recobro posterior al tratamiento.....	105
Figura 45. Corte de agua posterior al tratamiento .....	106
Figura 46. Corte de agua – sensibilidad al volumen de gel inyectado.....	108
Figura 47. Factor de recobro – sensibilidad al volumen de gel inyectado .....	109
Figura 48. Factor de recobro – sensibilidad al efecto taponante.....	110
Figura 49. Corte de agua – sensibilidad al efecto taponante .....	112
Figura 50. Factor de recobro – sensibilidad al tiempo de aplicación .....	113
Figura 51. Modelo Lámina A Campo Tello .....	114
Figura 52. Mapa de producción acumulada de aceite .....	115
Figura 53. WOR Vs. Tiempo & Producción Vs. Tiempo del pozo TE-15.....	116
Figura 54. Modelo Sector Sur Campo Tello .....	117
Figura 55. Corte del sector sur campo Tello - Permeabilidad .....	118
Figura 56. Producción acumulada de fluidos - Sector sur .....	119
Figura 57. Corte del sector sur campo Tello – Saturación de agua .....	120
Figura 58. Presión promedio del sector sur campo Tello.....	120
Figura 59. Tratamiento de inyección de geles en pozos inyectoros.....	121
Figura 60. Tratamiento de inyección de geles en pozos productores .....	122
Figura 61. Escenario alternativo de producción.....	123
Figura 62. Ubicación nuevo pozo productor.....	124
Figura 63. Factor de recobro – Nuevo escenario .....	124
Figura 64. Producción de fluidos– Nuevo escenario .....	125
Figura 65. Tratamiento de inyección de geles– Nuevo escenario.....	126
Figura 66. Campo Sago, Indonesia .....	133
Figura 67. Campo Lagomar, Venezuela .....	137
Figura 68. Campo Tordillo, Argentina .....	145

Figura 69. Campo Vizcacheras, Argentina.....149  
Figura 70. Resistencia de la torta ..... 164

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Screening técnico inyección de geles .....	32
Tabla 2. Mecanismos de degradación de los polímeros.....	48
Tabla 3. Pruebas necesarias para la inyección de geles.....	54
Tabla 4. Polímeros y fuentes de agua evaluados.....	57
Tabla 5. Tabla descriptiva de las características de los geles .....	70
Tabla 6. Matriz de actividades en la implementación de un proceso de geles. ....	93
Tabla 7. Propiedades zonas campo Tello .....	99
Tabla 8. Comparación de las propiedades del sector con el screening técnico de la inyección de geles .....	118
Tabla 9. Soluciones poliméricas preparadas.....	153
Tabla 10. Composición de la salmuera Dina.....	153
Tabla 11. Composición de la salmuera Tello .....	153
Tabla 12. Composición del agua de arenas .....	154
Tabla 13. Viscosidad de soluciones con agua arenas.....	155
Tabla 14. Viscosidad de soluciones con salmuera Dina.....	155
Tabla 15. Viscosidad de soluciones con salmuera Tello .....	155
Tabla 16. Screen factor de soluciones con agua arenas .....	156
Tabla 17. Screen factor de soluciones con salmuera Dina.....	156
Tabla 18. Screen factor de soluciones con salmuera Tello.....	157
Tabla 19. Relación de filtrabilidad de soluciones con agua arenas.....	158
Tabla 20. Relación de filtrabilidad de soluciones con salmuera Dina.....	158
Tabla 21. Relación de filtrabilidad de soluciones con salmuera Tello .....	159
Tabla 22. Pruebas de compatibilidad para polímero 3230 @ 1900 ppm.....	160
Tabla 23. Pruebas de compatibilidad para polímero 3330 @ 1500 ppm.....	160
Tabla 24. Pruebas de estabilidad química y térmica para polímero 3230 @ 1900 ppm .....	161
Tabla 25. Pruebas de estabilidad química y térmica para polímero 3330 @ 1500 ppm .....	162
Tabla 26. Estabilidad química – térmica y viscosidad - screen factor para polímero 3230 @ 1900 ppm.....	163
Tabla 27. Estabilidad química – térmica y viscosidad - screen factor para polímero 3330 @ 1500 ppm.....	163
Tabla 28. Esfuerzo de corte.....	163
Tabla 29. Resistencia de la torta .....	164

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE GELES<sup>1</sup>**

**AUTOR: CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA \*\***

**PALABRAS CLAVE:** Inyección de geles, químicos, polímeros, agente entrecruzador, pruebas de laboratorio, simulación numérica.

En la industria del petróleo, la consigna es extraer la mayor cantidad posible del crudo existente en el subsuelo, con el objetivo de cubrir la creciente demanda energética del planeta. Para ello, se han desarrollado técnicas que buscan aumentar el factor de recobro. Quizás la más popular de ellas es la inyección de agua, ésta busca desplazar el crudo del yacimiento a la superficie gracias al empuje suministrado por el agua inyectada. Sin embargo, esta técnica no garantiza un factor de recobro alto, pues el agua tiende a fluir preferentemente por las zonas de alta permeabilidad, dejando las zonas apretadas con grandes volúmenes de aceite remanente.

En este sentido, el estudio de la técnica de inyección de geles se constituye en una oportunidad prometedora para mejorar la eficiencia de barrido y el avance del desplazamiento con agua. Este proceso es usado luego de barridas las zonas de alta permeabilidad, buscando aislarlas por medio de la inyección de un fluido altamente viscoso que las tapone, forzando el flujo del agua inyectada posteriormente a través de las zonas que aún tienen una alta saturación de petróleo, incrementando así el factor de recobro.

Para evaluar la implementación de esta técnica, inicialmente se realiza un análisis del screening técnico y posteriormente se procede a la evaluación en laboratorio, allí se establecen las condiciones específicas y mejores formulaciones para una aplicación dada. En este trabajo se estudian las características de los fluidos presentes en el proceso de inyección de geles, así como su interacción con la roca y fluidos de yacimiento. Además, el desarrollo del trabajo permitió determinar las condiciones más favorables para la implementación de la técnica de geles, al igual que constituir el procedimiento de pruebas que deben realizarse para establecer la viabilidad técnica de implementación de estos procesos de recobro de hidrocarburos.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado para optar al título de Magister en ingeniería de hidrocarburos.

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

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M.Sc. Zarith Pachón.

## ABSTRACT

**TITLE: ASSESSMENT OF TECHNICAL FEASIBILITY OF IMPLEMENTATION PROCESS OF INJECTION GEL<sup>2</sup>**

**AUTHOR: CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA \*\***

**KEYWORDS:** Injection of gels, chemical, polymer, crosslinker agent, laboratory tests, numerical simulation.

In the oil industry, the idea is to extract as much oil as possible from the existing reserves, in order to meet growing world energy demand. To this end, techniques have been developed that seek to increase the recovery factor. Perhaps the most popular of these is the waterflood, it seeks to displace the oil to the surface thanks to the thrust provided by the injected water. However, this technique does not ensure a high recovery factor, as water tends to flow preferentially through the areas of high permeability, leaving tight areas with large volumes of remaining oil.

In this sense, the study of the gel injection technique constitutes a promising opportunity to improve sweep efficiency and progress of the displacement of water. This process is used after sweeps of high permeability zones, seeking to isolate them by injecting a highly viscous fluid that clog, forcing that the injected water thereafter to the reservoir to flow through the areas still have high oil saturation, increase the recovery factor.

To assess the implementation of this technique, initially, is performed an analysis of technical screening and then proceed to the laboratory evaluation. With this is established the specific conditions and provide better formulations for a given application. In this work we study the characteristics of the fluids present in the gel injection process and their interaction with the reservoir rock and fluids. Furthermore, the development of the work allowed to determine the most favorable conditions for implementing the gels technique, as well as establish the procedure for testing to be carried out to establish the technical feasibility of implementing these hydrocarbon recovery processes.

---

<sup>2</sup> Graduate work to qualify for the title of Master of Engineering hydrocarbons.

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M.Sc. Zarith Pachón.

## INTRODUCCIÓN

El momento actual de la industria petrolera colombiana presenta un escenario de amplias oportunidades de mejoramiento de los campos maduros. Según estudios publicados por la revista Carta petrolera<sup>3</sup>, en Colombia la mayoría de los campos petroleros se encuentran en etapa de declinación, es decir, que su producción disminuye a una tasa aproximada del 2% anual. Además, estos mismos campos presentan factores de recobro que no superan el 25%, lo cual representa la existencia de una gran cantidad de petróleo aún por extraer del subsuelo, el cual puede añadirse a las reservas actuales mediante la implementación de nuevas tecnologías de recuperación mejorada.

La producción de crudo en nuestro país se ha centrado en la recuperación primaria y, en algunos casos, en el uso de la inyección de agua, que ha permitido incrementar el factor de recobro en campos como La Cira – Infantas, Casabe y Tibú, entre otros. Este método, el más común de los de recuperación secundaria, se basa en la introducción de agua al yacimiento con el objetivo de desplazar el petróleo hacia los pozos productores. La eficiencia del proceso se debe en gran medida a la facilidad que tenga el agua para fluir en el yacimiento, pues en zonas que posean altos valores de permeabilidad se obtendrá un buen desplazamiento del crudo, mientras que las zonas apretadas difícilmente serán contactadas por el agua.

Así, aunque un proceso de inyección de agua haya alcanzado la ruptura, existe una alta probabilidad de que las zonas de menor permeabilidad en el yacimiento tengan aún altos valores de saturación de petróleo, debido a que

---

<sup>3</sup> Carta Petrolera. Edición 110

el agua no tuvo influjo en ellas. Entonces, con el objetivo de contrarrestar una debilidad del proceso de inyección de agua, como es la pérdida del crudo perteneciente a estas zonas de baja permeabilidad, se ha desarrollado la técnica de inyección de geles.

En la inyección de geles, una solución que contiene agua, polímero y un agente entrecruzador es inyectada al yacimiento que, al igual que el agua inyectada previamente, tenderá hacia las zonas de alta permeabilidad. Una vez realizado el proceso de inyección, por efectos del agente entrecruzador, que es una sustancia química que genera el proceso de formación del gel, ocurre la reacción con la solución polimérica y se forma un gel viscoso, un fluido con una viscosidad muy alta que lo hace esencialmente inmóvil, éste queda atrapado en las zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo inyector y/o productor, y entonces actúa como un reductor de la permeabilidad de esas zonas, forzando a que el agua que se inyecte posteriormente al yacimiento fluya a través de las zonas de baja permeabilidad, consiguiendo incrementar el recobro de petróleo.

Desde un punto de vista conceptual, esta técnica se presenta como una opción atractiva para la recuperación mejorada de crudo. Pero existe la necesidad de realizar estudios que permitan determinar si un proceso de inyección de geles es viable. Para esto, se requiere evaluar experimentalmente las propiedades del yacimiento y los fluidos a inyectar, para conocer profundamente los fenómenos y mecanismos que se presentan en el yacimiento, así como aquellos relacionados con los fluidos implicados en este proceso.

Por medio de esta investigación fueron establecidos los parámetros de yacimiento y del proceso que son necesarios para la evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles. En ésta se tomaron en cuenta la caracterización de la roca y los fluidos, además

de las propiedades de interacción y flujo en el medio poroso tanto de los fluidos de la formación como de los químicos inyectados, y fueron establecidos los procedimientos necesarios para evaluar la viabilidad de aplicar un proceso de inyección de geles.

## 1. INYECCIÓN DE GELES

La cantidad de aceite que se recupera de un yacimiento por un proceso de desplazamiento, depende de la efectividad con la cual el fluido inyectado desplace el aceite del medio poroso en la roca (eficiencia microscópica) y la fracción volumétrica de yacimiento contactado por el fluido inyectado (eficiencia macroscópica de barrido), lo cual hace que estos procesos sean altamente vulnerables a las heterogeneidades del yacimiento.

Cuando un proceso de desplazamiento es implementado en un yacimiento con grandes variaciones en la permeabilidad vertical, el fluido inyectado tiende a fluir a través de las zonas con altas permeabilidades y las de baja permeabilidad reciben solo una pequeña fracción. Por tanto, ocurre el fenómeno de bypass de algunas regiones del yacimiento y el fluido inyectado irrumpe rápidamente los pozos productores ocasionando altos volúmenes de fluido inyectado por barril de crudo recuperado.

Por lo anterior, fue desarrollada la inyección de geles como una técnica empleada para mejorar la eficiencia de los procesos de inyección de agua. Su objetivo principal es aumentar la resistencia al flujo de agua en zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad, permitiendo que el fluido inyectado contacte zonas no barridas, aumentando de esta manera la eficiencia de barrido volumétrico. De allí que se le conozca como un proceso de modificación de la permeabilidad en el yacimiento<sup>4</sup>.

El objetivo del proceso de modificación de permeabilidad en el yacimiento es modificar las propiedades de la roca de una forma que permita que las zonas de alta permeabilidad reduzcan su permeabilidad efectiva al agua. La

---

<sup>4</sup> GREEN, Don y WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998. 142 p.

modificación ocurre en las cercanías al pozo inyector y debe realizarse específicamente en las zonas de alta permeabilidad, evitando las zonas adyacentes.

### **1.1. FUNCIONAMIENTO DEL PROCESO**

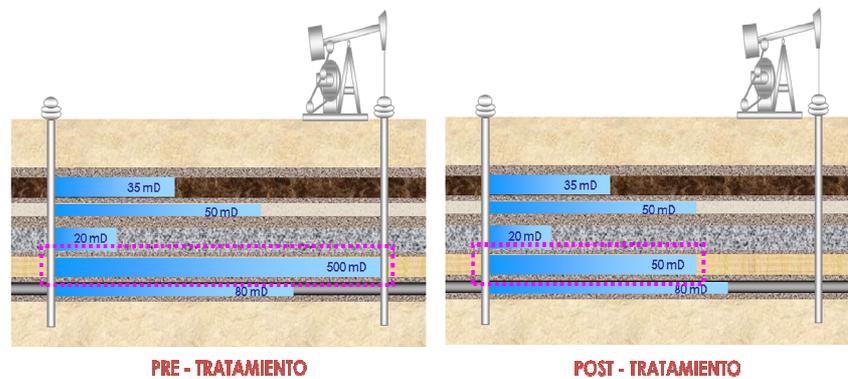
En el proceso de inyección de geles, una solución que contiene agua, polímero y un agente entrecruzador, es inyectada a las zonas de alta permeabilidad. Una vez realizado el proceso de inyección, por efectos del agente entrecruzador, que es una sustancia química que genera el proceso de formación del gel, ocurre la reacción con la solución polimérica formándose un gel, un fluido con una viscosidad muy alta que lo hace esencialmente inmóvil, éste queda atrapado en las zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo inyector, y actúa como un reductor de la permeabilidad de la roca.

El proceso de formación del gel depende del sistema químico usado, la forma de mezclar sus componentes y la velocidad de la reacción química. Se pueden inyectar los químicos mezclados en superficie o ser inyectados por separado de forma secuencial, de esto depende si la reacción ocurre en el camino de superficie a subsuelo o lo más común, que ocurra en el yacimiento. El tiempo necesario para que ocurra la reacción química que genera la formación del gel es variable, depende del tipo de agente entrecruzador, la concentración y características de la solución polimérica, así como de otras variables del sistema como la temperatura y la resistencia a fluir, por esto, el volumen de reactivos bombeado debe ser diseñado para ser compatible con estas características.

Un ejemplo del efecto generado por el uso de esta técnica se puede ver en la figura 1, en ella se observan esquemáticamente las condiciones de un pozo

inyector antes y después de un tratamiento de geles; inicialmente la zona resaltada tiene una permeabilidad de 500 mD y luego del tratamiento se logró disminuir a 50 mD, al ocurrir esto, el agua que se inyecte luego de realizado el tratamiento se distribuirá de forma diferente en todas las zonas y contactará zonas no barridas. En este sentido, aunque se pudiera pensar que es necesario modificar las propiedades a lo largo de todo el yacimiento, desde el pozo inyector hasta el productor; por lo general, los tratamientos tienden a ser efectivos en una región relativamente cercana a la cara del pozo, según afirma Green<sup>5</sup>.

**Figura 1.** Modificación de la permeabilidad en el yacimiento



**Fuente:** Tomado y modificado de GREEN, GREEN, Don y WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998. 145 p.

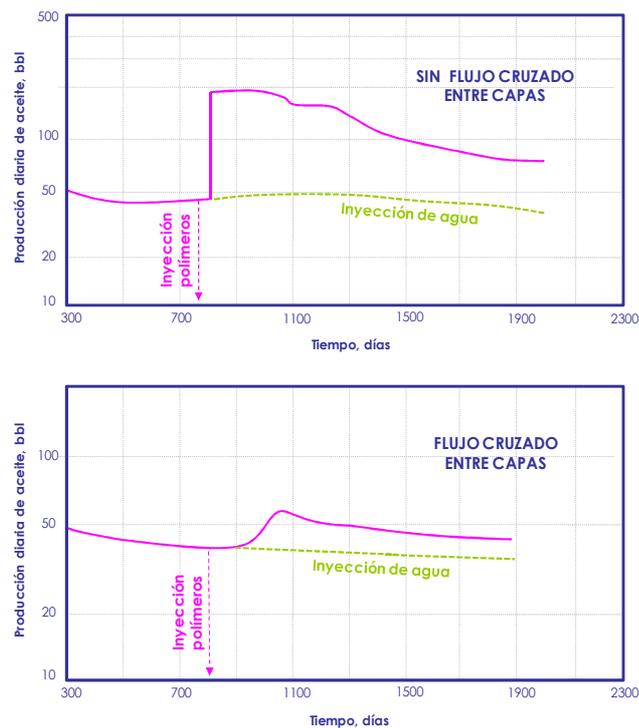
Entonces, la inyección de geles está conformada por tres actores a saber: agua, polímero y agente entrecruzador. Las concentraciones y composiciones de estos, permiten establecer las condiciones de diseño necesarias para la inyección de los químicos y la formación de geles, así como determina el procedimiento a seguir en su proceso de implementación.

Un factor que puede incidir sobre los efectos de la inyección de geles es la comunicación entre capas de yacimientos estratificados, siendo más crítico el caso de las zonas que presentan altas relaciones de permeabilidad. En estudios encontrados en la literatura, los resultados arrojaron que se reduce

<sup>5</sup> Ibid. 144 p.

la efectividad del efecto posterior al tratamiento comparado con el caso de que no hay comunicación entre capas, tanto el tiempo de respuesta como el volumen de producción se ven afectados en forma adversa por el flujo entre capas, pero sin embargo, se incrementa el recobro de aceite y se reduce el WOR comparado a la falta de tratamiento<sup>6</sup>.

**Figura 2.** Comparación de la respuesta de la inyección de geles en yacimientos con y sin flujo cruzado



**Fuente:** Tomado y modificado de GREEN, GREEN, Don y WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998. 145 p.

Con el objetivo de observar el efecto descrito anteriormente, en la figura 2 se compara la respuesta de la producción de aceite de un yacimiento con tres zonas productoras, éstas fueron sometidas a inyección de agua con un patrón de cinco puntos y se aplicó el proceso de inyección de geles para reducir de la permeabilidad de una de las zonas a un 10% de su valor inicial. El efecto potencial del proceso de inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado entre capas se puede ver al comparar las dos gráficas mostradas;

<sup>6</sup> Ibid, p 145.

aunque el efecto es menor que el obtenido en el caso de no existir la comunicación, es posible incrementar la producción de aceite.

En yacimientos con heterogeneidades areales es mucho más difícil de manejar el proceso, ya que requiere la aplicación del químico apropiado y las técnicas de asentamiento selectivo de estos; esto se debe a que algunos estudios han mostrado que cierto tipo de geles tienden a fluir por las zonas de baja permeabilidad si no se usan los equipos de emplazamiento mecánico apropiados para la aplicación del tratamiento<sup>7</sup>. La modificación de perfiles ha sido implementada más que todo a pozos inyectoros; sin embargo, también se puede aplicar a los productores en el caso de que se quiera cerrar una zona productora de agua, como en los casos de conificación.

Otra aplicación del proceso es la modificación de la permeabilidad a sistemas de fracturas, éstas constituyen un serio problema en yacimientos con mecanismos de empuje por agua o por capa de gas, ya que estos fluidos tienden a moverse más rápidamente que el aceite por estas zonas, disminuyendo con esto la producción de aceite. En proyectos de recuperación secundaria y terciaria, las fracturas pueden permitir que los fluidos inyectados se canalicen y la eficiencia de barrido sea baja. A partir de esto, la eficiencia de un proceso de inyección de geles en sistemas fracturados se mide en términos de que tanto se reduce la conductividad de la fractura sin afectar la producción de aceite<sup>8</sup>.

La figura 3 presenta algunos casos en donde la ubicación de un gel en una fractura resulta eficiente e ineficiente. La parte (A) de la figura muestra una fractura vertical que atraviesa una zona saturada con agua y una zona saturada con aceite. En esta situación lo más recomendable es ubicar el gel en la parte inferior de la fractura para impedir el flujo de agua mientras se

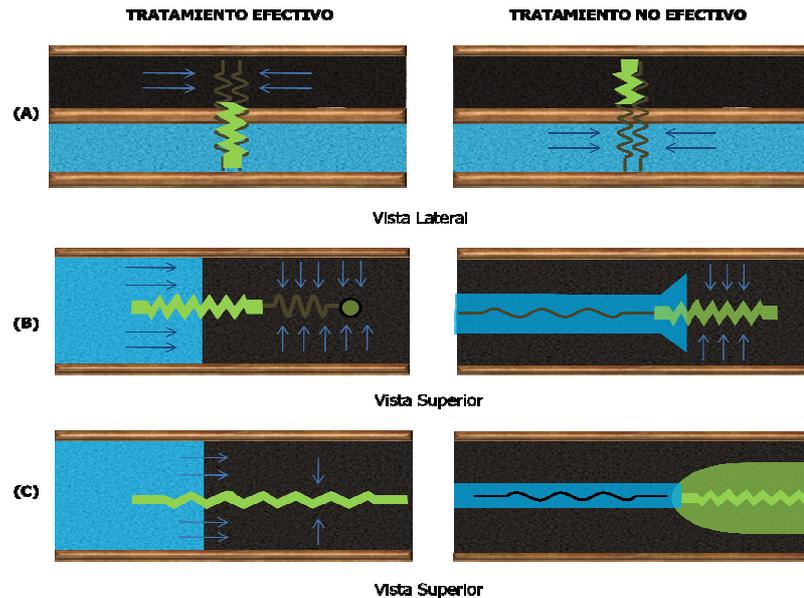
---

<sup>7</sup> SERIGHT, R.S. Gel Placement in Fractured Systems. SPE21140.

<sup>8</sup> A Review of Gel Placement.

aprovecha el flujo de aceite en la parte superior de la fractura. En caso contrario, si la fractura es sellada en la parte superior, se presentara una disminución en la productividad. En la parte (B) de la figura 3 se considera un pozo productor donde el agua se canaliza a través de una fractura.

**Figura 3.** Localizaciones ideales para geles en fracturas.



**Fuente:** A Review of Gel Placement.

La mejor ubicación del gel es lograda en la parte de la fractura más lejana al pozo, ya que de esta manera se reduce la canalización del agua y se aumenta la productividad del pozo al permitir que el aceite fluya más rápidamente a través de la parte de la fractura ubicada en las cercanías al pozo. Por otro lado, la fractura podría ser sellada completamente, sin embargo la productividad del pozo podría disminuir. La parte (C) de la figura (inferior derecha) muestra una situación que a menudo ocurre cuando se utilizan geles de viscosidad muy alta (altos factores de resistencia). Gran parte del gel inyectado en la fractura se filtra a la formación, causando pérdidas de producción importantes, ya que restringe el flujo de aceite.

## 1.2. QUÍMICOS INYECTADOS

Los geles usados para procesos de recobro mejorado, son una mezcla de polímero, agua y un agente entrecruzador. A pesar de que se pueden usar diferentes formulaciones, el objetivo principal de todas ellas es ubicar el gel en el yacimiento y disminuir la permeabilidad efectiva al agua en zonas específicas. A continuación se presenta la descripción de cada uno de los elementos necesarios para formar un gel en el medio poroso.

### 1.2.1. Soluciones poliméricas

Las soluciones de polímeros son mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. Un polímero es una molécula constituida por la repetición de unidades estructurales (monómeros), conectadas por enlaces covalentes; pueden ser homopolímeros cuando todos los monómeros son idénticos o copolímeros cuando hay dos monómeros diferentes formando la cadena polimérica.

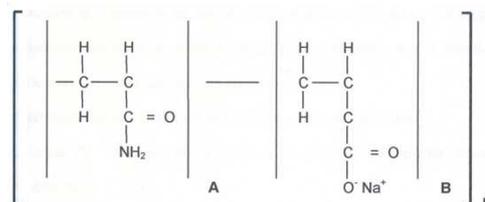
Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular, ésta depende de la naturaleza de la unidad repetitiva y, en el caso de los copolímeros, de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena. La clasificación general de los polímeros se muestra en la figura 4. Los nombres resaltados dentro de la figura corresponden a los polímeros más usados en la industria del petróleo, *Poliacrilamidas* y *Gomas Xhantan*. Estos dos tipos de polímeros son orgánicos, sin embargo, su origen es diferente, uno sintético y el otro natural. A continuación serán descritas sus características, estudio importante para el análisis de la inyección de geles.

**Figura 4.** Clasificación de los polímeros



❁ **Poliacrilamidas (PAAM)**<sup>9</sup>. Son homopolímeros lineales, formados por polimerización de radicales libres, su peso molecular oscila entre 1 y 10 millones de unidades de masa atómica. Desarrollan altas viscosidades en agua dulce y tiende a ser adsorbidas por la superficie de la roca. En la figura 5 se observa la estructura química del polímero, los monómeros A (acrilamida) y B (sal) se repiten n veces.

**Figura 5.** Estructura de la poliacrilamida.



**Fuente:** [www.textoscientificos.com](http://www.textoscientificos.com)

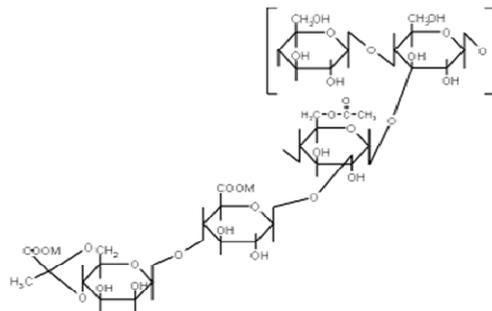
Las PAAM son flexibles, sus cadenas son largas y de diámetro relativamente pequeño, lo cual las hace susceptibles a rupturas mecánicas o a degradación por esfuerzos cortantes a altas tasas de flujo. Son relativamente inmunes al ataque bacterial y muestran pobre desarrollo en aguas de alta salinidad, presentando en estos casos bajas viscosidades y excesiva retención.

<sup>9</sup> SHUPE Russell. Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. SPE 9299

Por lo general, las poliacrilamidas son parcialmente hidrolizadas (HPAM), cerca de 1/3 de los grupos amida pueden ser reemplazados por grupos carboxilo de sodio. Presentan un comportamiento no newtoniano, son susceptibles a las fuerzas iónicas, tienden a incrementar la viscosidad en agua dulces, pueden ser fácilmente degradables por el esfuerzo cortante y están sujetas a la degradación térmica.

- ✿ **Gomas Xanthan**<sup>10</sup>. Son polisacáridos naturales de alto peso molecular, varían de alrededor de uno a 50 millones de unidades de masa atómica. El Xanthan es industrialmente producido por la fermentación de glucosa o sacarosa en cultivos puros del microorganismo *Xantomonas campestris*, el cual produce el Biopolímero como un subproducto de su metabolismo. Éste es separado del resto del material celular en forma de caldo concentrado, se esteriliza y recupera mediante precipitación con alcohol, secado y molienda.

**Figura 6.** Estructura de la Goma Xanthan



**Fuente:** [www.textoscientificos.com](http://www.textoscientificos.com)

La estructura molecular de la Goma Xanthan, ver figura 6, proporciona rigidez a la cadena. Por esto, posee estabilidad al calor, buena tolerancia en soluciones ácidas y básicas, resistencia a la degradación enzimática, excelente poder viscosificante en un rango amplio de temperatura y

<sup>10</sup> CHANG. *Polymers Flooding Technology Yesterday , Today, and Tomorrow*. SPE 7043

salinidad, así como alta resistencia a la degradación por cizalla. Sin embargo, son susceptibles a la acción bacteriana lo que puede causar taponamientos.

Analizando las características de los polímeros más relevantes para la industria del petróleo, es posible establecer que existen ciertos factores que pueden llegar a afectar el comportamiento de los polímeros, entre ellos están:

- **Salinidad.** Esta propiedad debe ser baja (<500 ppm), para evitar así interacciones entre los minerales y los químicos, por ello deben inyectarse fluidos que permitan reducir la exposición de los fluidos de inyección a este factor.
- **Temperatura.** No debe ser tan elevada (<180°F), ya que puede causar que el polímero exhiba alteración en su composición.
- **Presencia de iones divalentes.** En la formación se debe evitar la reacción entre los iones divalentes de calcio y magnesio, así como los compuestos que poseen los químicos, ya que la presencia de estos iones desestabiliza las soluciones y las hace perder sus características originales.

Los polímeros solubles en agua usualmente incrementan la viscosidad del solvente como resultado del alto peso molecular y las interacciones polímero-polímero y polímero-solvente. Un buen solvente es aquel que es miscible con el polímero en todas las proporciones y disuelve el polímero homogénea y rápidamente. En la solución existen fuerzas entre el solvente y los segmentos de cadena de polímero y entre los mismos segmentos de la cadena de polímero<sup>11</sup>. En un buen solvente las cadenas de polímeros se extienden,

---

<sup>11</sup> ASUNGAN Junior, F. W. Smith, J. L. Thompson. Some Aspects OF Polymer Floods. SPE 1628

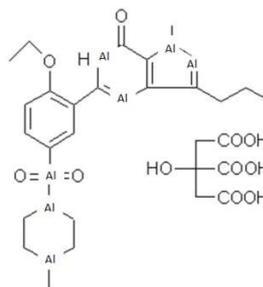
mientras que en uno pobre las cadenas tienden a enrollarse; sin embargo, en un solvente muy pobre el polímero puede precipitar. Un buen ejemplo se observa con las poliacrilamidas, que presentan mayores viscosidades en agua dulce (buen solvente) que en agua salada (solvente pobre).

### 1.2.2. Agente entrecruzador

En la industria del petróleo se han usado diferentes tipos de entrecruzadores. Éstos se pueden clasificar en dos categorías principales, entrecruzadores metálicos y orgánicos. Los metálicos son los más comunes en la formación de geles, entre los más nombrados se encuentran el cromo, aluminio, titanio y zirconio, los cuales han sido usados con polímeros sintéticos y biopolímeros; sin embargo, el citrato de aluminio y el dicromato de sodio han arrojado los mejores resultados<sup>12</sup>.

❁ **Citrato de aluminio.** Es una sal formada por la reacción del óxido de aluminio soluble en agua y ácido cítrico (ver figura 7). Disuelto reacciona con algunos metales como el plomo formando una capa de aluminio metálico cargado eléctricamente y es uno de los pocos métodos químicos conocidos en el cual se forma aluminio casi puro sin electrólisis.

Figura 7. Estructura del Citrato de Aluminio

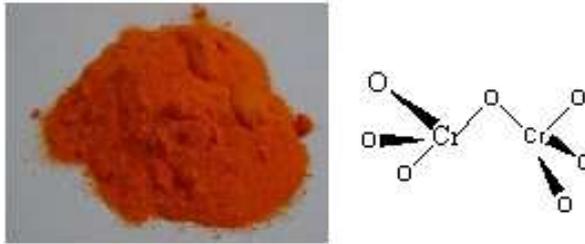


Fuente: [www.textoscientificos.com](http://www.textoscientificos.com)

<sup>12</sup> SALOMONE, Joseph C. Concise Polymeric Materials Encyclopedia, Editor-in-Chief.

- ❁ **Dicromato de sodio.** Es una sal estable a condiciones ordinarias de uso y almacenamiento (ver figura 8). Es un oxidante fuerte y reacciona con materiales combustibles y reductores. La solución en agua es un Acido débil. Reacciona violentamente con Hidracina. No es combustible, pero el contacto con otras sustancias puede causar generación de fuego.

**Figura 8.** Dicromato de Sodio

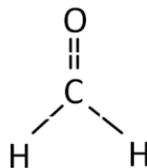


**Fuente:** [www.textoscientificos.com](http://www.textoscientificos.com)

Por otra parte, los entrecruzadores orgánicos, aunque se usan en menor grado que los entrecruzadores metálicos, han tenido éxito en procesos de gelificación cuando se mezclan con poliacrilamida. El más común de estos es el formaldehído.

- ❁ **Formaldehído.** Es un compuesto químico altamente volátil e inflamable. Se obtiene por oxidación catalítica del alcohol metílico (ver figura 9). A una temperatura normal es un gas incoloro de un olor penetrante, soluble en agua y en esteres. La síntesis industrial del formaldehído se basa en la oxidación catalítica y semiparcial del metanol, óxidos de metales o la conversión de metano en hidrogeno elemental.

**Figura 9.** Formaldehído



**Fuente:** [www.textoscientificos.com](http://www.textoscientificos.com)

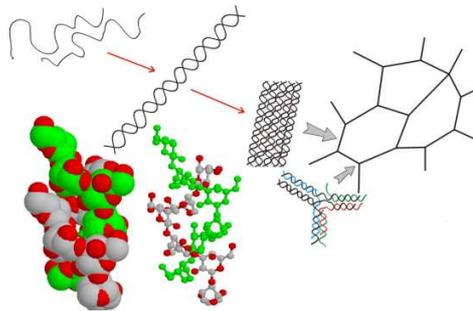
La presencia de un agente entrecruzador es necesaria para que ocurra la reacción de formación del gel. Las características de la reacción dependen del sistema polímero/entrecruzador, pero, el tipo de reacción está determinado por el entrecruzador a utilizar.

### 1.2.3. Formación del gel

En un proceso de gelificación de una solución polimérica, las moléculas de polímeros son limitadas juntas en una estructura de gel a través del uso de un agente químico entrecruzador como un catión trivalente ( $\text{Cr}^{+3}$  o  $\text{Al}^{+3}$ ) o un agente orgánico. En este proceso se forman redes tridimensionales de fase continua sólida y fase dispersa líquida. Es decir, son una mezcla de polímero de alto peso molecular soluble en agua, un agente entrecruzador y agua. Un gel típico contiene alrededor de 0,5% de polímero, 0,01% de entrecruzador y 99,49% de agua<sup>13</sup>.

En un tratamiento de gel, la formación de este normalmente se lleva a cabo dentro del yacimiento. En superficie es preparada e inyectada la solución polimérica. Luego, el entrecruzador es inyectado y ya en el yacimiento, se genera la reacción que dará lugar a la formación del gel.

**Figura 10.** Formación de un gel



**Fuente:** Buzás, Z., y Chrumbach, A. Un-supercoiled agarose with a degree of molecular sieving similar to that of crosslinked polyacrylamide

<sup>13</sup> G. A. Stahl and D. N. Schulz, Water-soluble polymers for petroleum recovery, Plenum Publishing Corporation.

Un esquema representativo del proceso ocurrido en la formación de un gel se muestra en la figura 10. En este sentido, en una forma sencilla se puede explicar la formación del gel 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.

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 este convertido en un ion

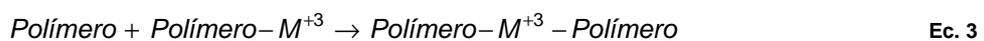
metálico +3. De esta forma el agente reductor se convierte en un elemento oxidado y el metal en un elemento reductor con una configuración electrónica activa para formar enlaces.



La segunda etapa corresponde a la unión del agente entrecruzador y el polímero, esto se lleva a cabo a través de enlaces iónicos. Los polímeros tienen zonas electrónicamente 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<sup>14</sup>.



Los ejemplos más comunes, dentro de la industria del petróleo, de los conceptos nombrados con anterioridad se describen a continuación:

✦ **Poliacrilamida/citrato de aluminio/ agente reductor.** Este sistema requiere de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada,

<sup>14</sup> The University of Kansas, Tertiary oil recovery proyect: Gelled polymers.

citrato de aluminio y agua. Los iones citrato protegen al  $Al^{+3}$  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 este el  $Al^{+3}$  formado a partir de la reacción redox con el agente 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.

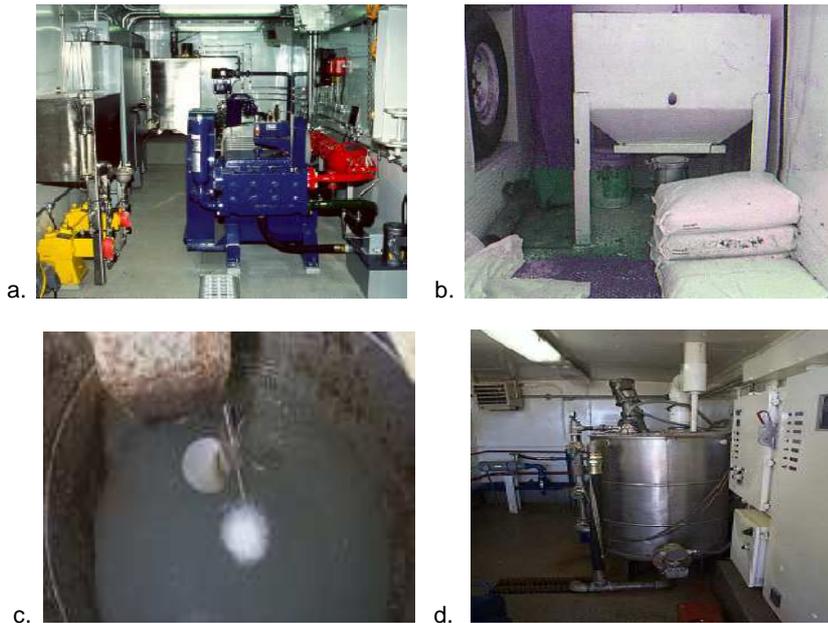
- ❖ **Poliacrilamida/dicromato de sodio/agente reductor.** El dicromato de sodio por acción del agente reductor es convertido en  $Cr^{+3}$ . Sin embargo, ya que el  $Cr^{+4}$  presente en el dicromato de sodio es cancerígeno, el sistema poliacrilamida/dicromato/agente reductor ha comenzado a ser menos atractivo, y las recientes esfuerzos de búsquedas fueron orientados a desarrollar  $Cr^{+3}$  basados en agentes entrecruzadores menos tóxicos. El acetato, malonato, y propionato protegen la alta actividad de la especie  $Cr^{+3}$  formando un enlace covalente coordinado entre el  $Cr^{+3}$  y el carboxilo presente en estos compuestos, de esta forma se proporciona un retraso en la formación del gel.

### 1.3. REQUERIMIENTOS DEL PROCESO

Para aplicar un proceso de inyección de geles, es necesario identificar los equipos de superficie necesarios para implementarlo. Contrariamente a la

idea de que se requieren complicados equipos y enormes volúmenes de tratamiento, la inyección de geles puede resumirse como una tarea sencilla. El equipamiento de superficie consiste de una unidad de bombeo tipo triplex, una tolva alimentadora de polímero, un mezclador de polímero y un sistema dosificador de gelificante<sup>15</sup>.

**Figura 11.** Equipos requeridos en superficie para la aplicación de la inyección de geles.



**Fuente:** TIORCO, Inc. Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua

En la figura 11 se pueden ver los equipos que se requieren para realizar un proceso de inyección de geles. Es importante resaltar que estos equipos serán usados sólo al momento de aplicación del proceso y se aplica en pozos que están siendo objeto de inyección de agua. Cada uno de los equipos suelen ser de amplia disponibilidad en la industria y cumplen una labor específica, a continuación se describe en forma breve la función cumplida por cada uno de los equipos.

<sup>15</sup> Ingepet 2002. Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca neuquina de Argentina.

La unidad de bombeo tipo triplex (figura 11a), debe tener la capacidad necesaria para proporcionar la presión diseñada, la cual permita la ubicación del gel en la zona adecuada. El equipo de la figura 11b, tolva alimentadora, permite agregar el polímero al agua de inyección, su capacidad debe ser correspondiente a las dimensiones del proyecto de inyección a desarrollar. Continuando, el mezclador de polímero (figura 11c), debe proporcionar una solución polimérica homogénea que no ocasione problemas operacionales durante la inyección. Sus dimensiones y su capacidad en rpm deben ser proporcionales a la cantidad de solución necesaria. Finalmente, el sistema de dosificación de gelificante (figura 11d) permite añadir el agente entrecruzador al sistema para permitir posteriormente la formación del gel.

Algunos equipos adicionales son requeridos debido a que normalmente los polímeros llegan al campo en forma de polvo seco, esto hace que sea necesaria una atención especial su manipulación y transformación y principalmente, realizar la humectación adecuada de estos. Los equipos utilizados para este fin son tambores rotadores (figura 12a), sopletes (figura 12b) y conos humectantes (figura 12c).

**Figura 12.** Equipos para humectación del polímero.



**Fuente:** TIORCO, Inc. Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua

Estos equipos de humectación de polímero en ocasiones presentan problemas como disolución incompleta y presencia de residuos de polímero.

Por esto, se han añadido a los equipos algunos dispositivos de dispersión, estos han superado este tipo de problemas: automáticamente el polímero seco se transfiere a una zona de alto vacío dentro del dispositivo, debido a la diferencia de presión las partículas se van humedeciendo en la zona justo debajo de la garganta del dispositivo, evitando la aglomeración del polímero y acelerando la disolución.

Todos los equipos mencionados pueden estar contenidos en unidades fijas o portables, sin embargo, por practicidad son más comunes las unidades portables. Estas unidades son tráiler montados en semirremolques de mediana dimensión, tiene un diseño robusto que les permite operar a condiciones ambientales severas. Tanto las unidades fijas como las portables ofrecen controles basados en microprocesadores así como paneles eléctricos que le proveen una completa integración y control automático de todas las funciones de la planta. Las unidades móviles por lo general están diseñadas para manejar concentraciones de gel de menos de 1.000 ppm, hasta 20.000 ppm en la tasa máxima de inyección.

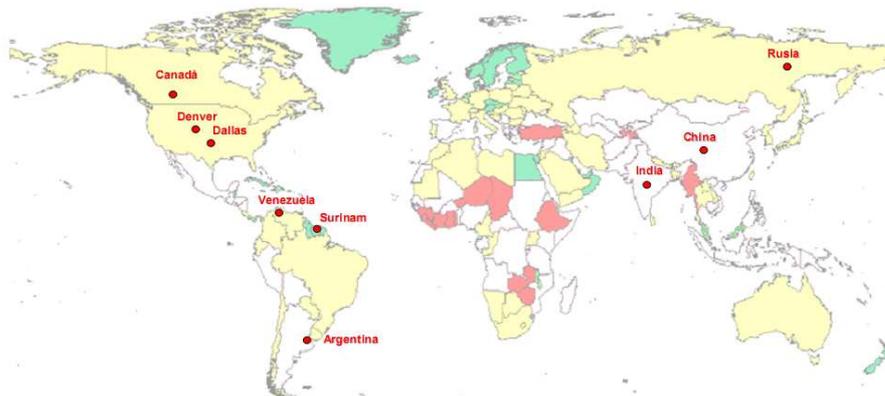
Todos los sistemas de procesos, desde la preparación de la solución química hasta la inyección de esta, están integrados a través de controles electrónicos. Los sistemas son controlados y supervisados por microprocesadores basados en sistemas electrónicos de control. Las señales, generadas en el yacimiento o superficie, son procesadas por PLC (comunicaciones mediante cable eléctrico) para ofrecer una instantánea visualización en tiempo real de la situación de: bombas de inyección, solución química y sistemas de filtración. Los Parámetros de funcionamiento están programados para permitir ajustes sobre puntos de alarma en el campo, ajustar aspectos de la preparación de la solución y calibrar sistemas de medición. Si llega a ocurrir algún problema operacional, el sistema central de alarma muestra en el panel de control la causa de la parada. Toda esta

sistematización permite una fácil, confiable y efectiva operación con una estructura de personal mínima en el campo, uno o dos operadores.

#### 1.4. APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GELES

Como se evidenció a lo largo del capítulo, la inyección de geles es un proceso aplicable a sistemas fracturados y no fracturados. La importancia de un tratamiento de este tipo en sistemas no fracturados tiene que ver con la facilidad con que el gel puede sellar completamente las zonas por donde fácilmente se canaliza el agua (zonas de permeabilidad alta), disminuyendo de esta manera la producción de agua, aumentando el factor de recobro de aceite y mejorando los perfiles de inyección. Por otra parte, en el caso de los sistemas fracturados, al aplicar el proceso de forma adecuada, será posible sellar aquellas zonas que están impidiendo el correcto avance de una inyección de agua previa o la pérdida de fluidos a zonas no productivas.

**Figura 13.** Ubicación de los proyectos de inyección de geles.



**Fuente:** TIORCO, Inc. Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua

La inyección de geles ha sido aplicada alrededor del mundo, en especial en los países señalados en la figura 13. El objetivo de su aplicación ha sido variado, ya sea sellar zonas productoras de agua o modificar perfiles de

inyección. Sin embargo, la aplicación de los tratamientos con gel en sistemas fracturados es mucho más amplia, ya que según datos de campo más de 1 millón de pozos han sido fracturados intencionalmente, con el fin de estimular la producción de gas y aceite. Además, un 35% a un 40% de los pozos perforados recientemente son hidráulicamente fracturados. Muchos otros pozos han sido fracturados sin intención durante la aplicación de proyectos de inyección de agua<sup>16</sup>. Es por ello, que la inyección de geles se lleva a cabo con más frecuencia en sistemas de este tipo.

#### 1.4.1. Aplicación en campo

La implementación de proyectos de inyección de geles-polímeros se ha apoyado principalmente en resultados de laboratorio que permiten medir los efectos de la aplicación de químicos. Posteriormente, se diseña e implementa un proyecto piloto y finalmente se expande en el campo a nivel comercial.

En América latina los países pioneros en la aplicación de estas técnicas son Argentina y Venezuela, interviniendo tanto yacimientos fracturados como no fracturados y usando principalmente las poliacrilamidas con diversos agentes entrecruzadores. La mayoría de los casos son yacimientos altamente heterogéneos, con capas de altas permeabilidades y sometidos previamente a inyección de agua. En la mayoría de los casos, la implementación de este proceso de recobro mejorado trajo consigo la extensión de la vida del campo y un incremento en la producción de petróleo<sup>17</sup>.

Uno de los campos más representativos de la inyección de geles es el campo El Tordillo en Argentina; desde 1991 a la fecha, con sólo una pequeña disminución en el período de la crisis del petróleo de 1998, se han destinado

---

<sup>16</sup> Ibid, SERIGHT, R.S.

<sup>17</sup> NORMAN, C. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina y Venezuela: Design, field implementation and evaluation. SPE 101781, 2006.

grandes recursos, que hoy superan los 100 millones de dólares anuales, en busca de mantener e incrementar sus niveles productivos, lo cual demuestra su ritmo de producción y desarrollo actual<sup>18</sup>.

Los hidrocarburos en el campo El Tordillo están atrapados en numerosos cuerpos de arenas fluviales agrupados en tres formaciones: El trébol, Comodoro Rivadavia y Mina-El Carmen. La formación Comodoro Rivadavia posee una falla normal fluvial donde dominan areniscas y es allí donde se encuentra el más importante yacimiento de hidrocarburos, objeto de la inyección de geles-polímeros.

El campo fue descubierto en 1932 y la inyección de agua fue iniciada en 1975. Esta inyección trajo consigo la canalización severa en los pozos productores, para lo cual se hicieron instalaciones selectivas de inyección; sin embargo, seguía irrumpiendo gran cantidad. En 1995 se empezó a estudiar la utilización de tratamientos con geles y en 1999 un estudio indicó que inyección de geles de baja concentración podrían implementarse. Esto se lleva a cabo en el año 2000, con el fin de taponar zonas ladronas y de esta manera reducir las altas permeabilidades, preparando al yacimiento para una posterior inyección de polímeros, la cual se dio inició en el año 2005 en dos pozos con un espaciamiento de 40 acres y aun está vigente.

Este caso es típico en la implementación de estos proyectos, caracterizado por un estudio riguroso, análisis técnico-económicos con objetivos específicos y finalmente la aplicación de procesos posteriores de inyección de agua o químicos que se desarrollan de una forma eficiente.

En el anexo 1 es posible ver los detalles del proyecto de inyección de geles en este campo, así como algunos otros que han sido considerados los pioneros en la aplicación de esta técnica. Por tanto, analizar el proceso

---

<sup>18</sup> TABEADA, CONDAL, CORSINI, entre otros. El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo field, Argentina. SPE 69660.

desde el punto de vista de su implementación en el mundo, permite tener una visión preliminar y extrapolar a condiciones particulares.

#### 1.4.2. Geles comerciales

Existen dos grandes grupos de geles-polímeros que pueden ser inyectados a una formación con diferentes objetivos y características, las principales son las siguientes:

- **Geles-polímeros (con entrecruzador) de baja viscosidad.** Se utilizan para mejorar la eficiencia de barrido en el medio poroso. Su aplicación consiste en la inyección de volúmenes definidos de baja concentración, también denominados microgeles. Además, se usan también para corregir fracturas o canales de alta permeabilidad, aumentando su concentración.
- **Geles-polímeros (con entrecruzador) de alta viscosidad u obturantes.** Son aplicados para corregir los efectos de las heterogeneidades del reservorio en el entorno de los pozos productores o inyectores. Estos geles obturantes o permanentes son usados como bloqueadores del movimiento de agua en zonas canalizadas. Los geles obturantes se destacan por su característica de selectividad, tanto de las zonas de mayores permeabilidades como de los niveles con mayores saturaciones de agua.

A continuación se describen los productos químicos más usados en la industria del petróleo, éstos se ajustan a los requerimientos del proceso descrito con anterioridad y son los más difundidos:

- **Microgel (CDG).** Es un gel de poliacrilamida que se genera después de que entra al yacimiento. Estos geles son formados por polímeros de baja

concentración, capaces de entrar a la matriz de la roca y fluir en profundidad, mientras son adsorbidos por la superficie de la roca. Así, se alteran físicamente los caminos preferenciales del flujo, reduciendo la permeabilidad. Luego del tratamiento, el yacimiento se vuelve más uniforme al paso del fluido y se contactan rocas productivas de baja permeabilidad.

Son usados para el control de movilidad, ya que manejan bajas concentraciones y altas resistencias al flujo. El uso principal de estos es modificar la variación de permeabilidad en profundidad y mejorar así la eficiencia de barrido. Normalmente, se usan solo en pozos inyectoros, cuando la matriz de la roca sea heterogénea ( $K_v > 0.65$ ), con una permeabilidad Mayor de 10 mD, en yacimientos con agua relativamente fresca ( $< 30000$  ppm de salinidad) y con una temperatura del yacimiento menor de 220 °F

- ❁ **UNOGEL y geles MARCIT.** Estos dos tipos de geles-polímeros hacen parte de la tecnología utilizada para modificar el estado mecánico del pozo, usualmente llamado conformance. Por tanto, se usa para contrarrestar la canalización de los fluidos, la baja presión en inyectoros y el alto corte de agua en pozos productores. Para ello, se modifica la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad, en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad, se taponan las zonas de alta producción de agua y se reduce la permeabilidad de las zonas “ladronas”, mejorando la eficiencia volumétrica y aumentando de esta manera el factor de recobro.

Los geles MARCIT pueden ser usados en yacimientos con temperaturas de hasta 220°F, mientras que los UNOGEL pueden ser inyectados en yacimientos muy calientes de hasta 350°F. Estos gel es son muy fuertes y

capaces de formarse en condiciones extremas tales como: Altos niveles de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y altas temperaturas.

- **Gel MARA-SEAL.** Este tipo de gel tiene como uso primordial modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo. Está formulado con altas concentraciones de un polímero de bajo peso molecular, el cual le permite penetrar en la roca para sellar completamente el área o zona contactada. Se usa para corregir fallas en la cementación, sellar perforaciones en zona de agua, sellar fracturas en zona de agua y sellar comunicaciones detrás de revestimiento.

## 2. PROPIEDADES DETERMINANTES EN LA INYECCIÓN DE GELES

La inyección de geles se puede ver afectada por factores propios del proceso, de los fluidos o de la roca. Por ello, es importante establecer eficazmente la zona de aplicación, el químico a inyectar y las condiciones del proceso, entre otras propiedades que se convierten en determinantes en el proceso de inyección de geles.

### 2.1. PROPIEDADES DE YACIMIENTO

Dentro de las características del yacimiento que son importantes al momento de implementar un proceso de inyección de geles se encuentran las siguientes:

- **Heterogeneidad.** Una formación se considera heterogénea si sus propiedades características son diversas en la extensión del yacimiento. Para el caso de la inyección de geles, la variación de permeabilidad, en especial en dirección vertical, genera problemas operacionales en procesos de recobro de hidrocarburos como la inyección de agua. Esto se debe a la distribución inequitativa de los fluidos inyectados en la formación, ya que tienden a desplazarse por los estratos que presentan mejores propiedades petrofísicas, en especial altas permeabilidades. Entonces, la variación de la permeabilidad vertical es una propiedad determinante y es el foco de los estudios de una posible implementación de procesos de inyección de geles, realizado con el objetivo de modificar los caminos de flujo de fluidos inyectados.
- **Continuidad del yacimiento.** Los procesos de inyección de geles son realizados con el objetivo de realizar modificaciones a la permeabilidad en

sitios específicos del yacimiento, para posteriormente, continuar la inyección de agua o implementar un proceso de recobro adicional. Por tanto, garantizar que la zona tratada tenga buenas características para procesos de desplazamiento, es básico al momento de evaluar una posible inyección de geles. Esto debe ser realizado por medio de un análisis riguroso de las condiciones geológicas y estratigráficas, realizada por expertos y conocedores del campo en estudio.

- ❁ **Reservas remanentes de aceite.** Es necesario estimar la cantidad de aceite que se encuentra en el yacimiento al momento de iniciar la implementación de un proceso de inyección de químicos, como los geles. Las razones son netamente económicas y de perspectivas de la aplicación. En el caso de contar con una cantidad de aceite móvil despreciable, no importa cuán exitoso sea el tratamiento, no se conseguirá recuperar una cantidad de aceite representativa y el proyecto no será viable. Por tanto, establecer éste valor de forma correcta es la base de la evaluación técnico–económica y principalmente, de la proyección de sus resultados.

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. Éste criterio de selección ha sido propuesto para la mayoría de 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. Con esto, es posible realizar la selección del mejor método de recuperación para un determinado campo.

Para realizar el screening de un método como la inyección de geles se seleccionó un número de aplicaciones de campo reportados en la literatura. De ellos, se estudió la información disponible encontrando desde valores

exactos hasta propiedades referenciadas de una forma cualitativa. Entonces, se hizo un refinamiento en la información para proceder con el establecimiento del screening. La selección de las variables a incluir se hizo partiendo de dos criterios, el primero y más superficial consistió en revisar en la literatura los screening de técnicas EOR e incluir las variables que estas manejan. El otro criterio fue revisar el funcionamiento del método e identificar las variables que pueden incidir directamente sobre las condiciones del proceso.

Siguiendo con lo anterior, a partir del primer criterio se seleccionaron las siguientes variables a incluir en el criterio de selección: dentro de las propiedades del crudo las más importantes son la gravedad API, la viscosidad y composición. Por parte de las propiedades del yacimiento se tiene la saturación de aceite, el tipo de formación, la permeabilidad, profundidad y temperatura. Con el análisis del segundo criterio se excluyó la composición del crudo pues se puede manejar su efecto sobre el proceso desde la selección de los químicos a emplear para la formación del gel. Se cambió la permeabilidad por el rango de permeabilidad presente en el yacimiento. Por último, se incluyó el coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons que permite establecer el grado de heterogeneidad de una formación. Además, es posible realizar algunas consideraciones adicionales:

- Fueron incluidas las propiedades del agua de formación como salinidad, concentración de iones divalentes y sólidos totales presentes, ya que estas propiedades pueden afectar las condiciones de las soluciones poliméricas.
- La saturación de aceite no afecta el proceso como tal pero si influye en la factibilidad económica del proyecto.

Basado en estas consideraciones y realizando una base de datos con la información de cada campo estudiado anteriormente, se estableció un screening que se muestra a continuación:

**Tabla 1.** Screening técnico inyección de geles

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

Como se observa en la tabla, las propiedades que se consideran importantes para verificar la posible aplicación de un proceso de inyección de geles son: la gravedad API y la viscosidad del crudo, determinantes al permitir establecer la relación de movilidades que causa ineficiencias en la inyección de agua y demás procesos de desplazamiento. La permeabilidad, tipo de formación, temperatura y profundidad, están directamente relacionadas con la facilidad de inyección de productos químicos, su estabilidad y buen funcionamiento. Finalmente, el más importante de todos, la saturación de aceite actual, como se mencionó anteriormente, esta es la base del establecimiento de la viabilidad técnico-económica del proyecto, ya que debe existir la garantía de una cantidad considerable de fluidos producibles.

## 2.2. SELECCIÓN DE LA ZONA DE APLICACIÓN

Para seleccionar la zona de aplicación de un proceso de inyección de químicos se parte de la revisión de la información del campo, ésta se realiza con la participación de un equipo multidisciplinario de administradores del campo en estudio. Por tanto, el equipo de trabajo debe estar constituido por geólogos, ingenieros de yacimientos, de producción y simulación; con el fin de identificar la problemática existente en el campo y posteriormente, evaluar las posibles alternativas de solución efectiva al problema existente.

Basados en la información del campo y la revisión de ésta en conjunto, se procede a la identificación y entendimiento del problema existente en el proyecto de inyección de agua, así como al establecimiento de sus posibles causas, punto de partida para determinar la solución más adecuada según cada caso en particular.

Para el caso específico de la inyección de geles, primero es necesario analizar el comportamiento de la inyección de agua en el campo. Lo más común es observar que existe un problema de producción de agua, posiblemente asociado a canalizaciones entre el inyector y algunos de sus productores a través de las arenas con mejores propiedades petrofísicas, específicamente en aquellas con mayores permeabilidades. En éstas, el agua tiende a alcanzar el productor de manera más rápida que en el resto de las arenas de menor permeabilidad, haciendo que la inyección de agua sea cada vez menos eficiente. Por tanto, existe una pobre eficiencia de barrido en toda el área afectada por el inyector canalizado y esto se refleja en la disminución de la producción de petróleo y el aumento en la producción de agua.

El siguiente paso es entonces, revisar los datos en detalles, seleccionando los posibles pozos que están siendo afectados por el problema identificado y establecer las condiciones de cada caso en particular. Con esto, además de

identificar las zonas más problemáticas, es viable establecer su posible potencial de respuesta luego de aplicada la tecnología adecuada.

### 2.2.1. Selección de candidatos

Para el diagnóstico y selección de los candidatos se realiza el siguiente proceso de análisis y evaluación de información<sup>19</sup>:

- **Análisis de mapas.** Con el análisis de mapas que permitan el conocimiento del campo, es posible establecer zonas problemáticas, en especial aquellas con mayores acumulados de agua inyectada y menores factores de recobro, son estas las de interés para el estudio. Los mapas usados normalmente en este punto son: inyección de agua acumulada, factor de recobro, producción de petróleo y de agua acumulada desde el Inicio de la inyección.
- **Historia de producción e inyección.** Éste análisis se realiza para cada uno de los pozos inyectoros que se encuentran en las zonas seleccionadas previamente y el pozo o pozos productores que se ven afectados por él. Usualmente, los gráficos usados para estos son: tasa de inyección, presión, producción e inyección de agua contra el tiempo; además, un gráfico adicional y que aporta datos claves para la selección es el de WOR vs. Np. El análisis de estos gráficos es fundamental para identificar la conectividad entre inyector y productor, analizar la respuesta obtenida en el productor al iniciar la inyección de agua e identificar áreas con posibles problemas de canalización del agua inyectada.
- **Análisis de registros.** Luego de seleccionar las áreas de interés y los pozos afectados dentro de estas, se procede a analizar la información de los registros de control de caudal, llamados ILT. Con esto se corrobora

<sup>19</sup> NORMAN, Chuck y ROMERO, Jorge. Taller de Recuperación Mejorada. TIORCO - ICP. 2009.

el estudio de las curvas de producción, dado que indican la distribución de los fluidos inyectados en el pozo inyector. Así, es posible establecer caminos preferenciales de flujo y potenciales canalizaciones.

- **Información del yacimiento.** Teniendo los candidatos potenciales luego del estudio de la información anterior, es necesario revisar en detalle las características del medio poroso. Para esto, es conveniente establecer el coeficiente de variación de permeabilidad de Dikstra-Parsons que determina el grado de heterogeneidad, verificar la continuidad de las arenas entre pozo inyector y los productores, visualizar las arenas abiertas a inyección y producción y finalmente, determinar la presión de fractura y compararla con la presión de inyección actual, para verificar si el pozo cuenta con la capacidad de permitir la inyección de cualquier tecnología de geles.

### 2.2.2. Aspectos operacionales en la selección

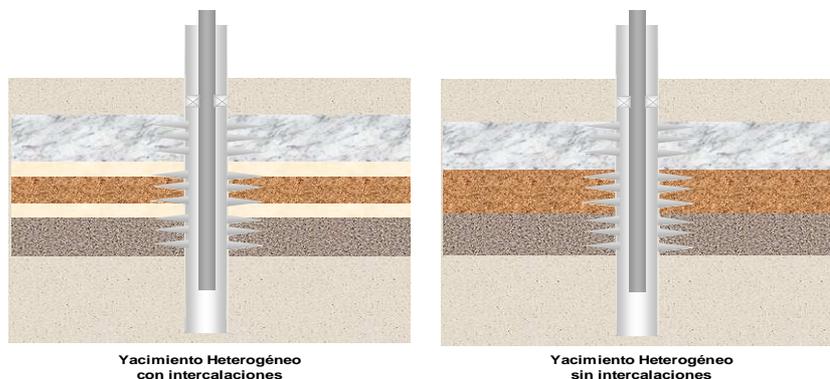
Los yacimientos son cuerpos originados durante largos procesos geológicos donde actúan diversos ambientes depositacionales tanto en tiempo, como en espacio. Como resultado de subsecuentes reorganizaciones físicas y químicas, como compactación, solución, dolomitización y cementación, las características del yacimiento son variables. Así la heterogeneidad de un yacimiento depende en gran medida de los ambientes depositacionales y eventos subsecuentes.

Las características geológicas de las rocas que conforman los yacimientos son extremadamente variables y presentan variaciones laterales y verticales. Estas variaciones pueden ocurrir a grandes distancias, o incluso a distancias muy cercanas. La heterogeneidad de un yacimiento puede ser definida como la variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio. Idealmente, si el yacimiento es homogéneo, la medición de propiedades en

cualquier ubicación describe completamente la distribución de dicha propiedad en todo el yacimiento.

La descripción de yacimientos homogéneos es bastante simple. Sin embargo, si el yacimiento es heterogéneo, las propiedades del yacimiento varían en función de la localización espacial. Estas propiedades pueden incluir permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas, fracturas, etc.<sup>20</sup>. Por lo descrito anteriormente, para el caso de la inyección de geles es importante analizar el punto de vista operacional en los candidatos pre-seleccionados. Esto se debe a que los yacimientos objeto del proceso presentan variaciones en la permeabilidad vertical y por tanto, es posible que se presenten innumerables condiciones en los pozos inyectoras, al igual que muchos tipos de estados mecánicos y una gran cantidad de configuraciones para las zonas inyectoras.

**Figura 14.** Distribución de estratos en un yacimiento heterogéneo



En la figura 14 se observa una representación esquemática de dos posibles opciones existentes en la estratificación de una zona candidata a aplicación de inyección de geles. Siendo los dos casos presentados yacimientos estratificados, con tres zonas de diferente permeabilidad, se pueden identificar diferencias entre ellos. Una de las diferencias más características

<sup>20</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Astro Data S. A. Segunda Edición. 2001

es la existencia de barreras de no flujo, como las arcillas, las cuales actúan como intercalaciones. Esto puede o no existir, generando comportamientos de flujo diversos a través de las zonas y afectando la inyección o producción, según sea el caso.

El yacimiento con intercalaciones de arcilla, se podría considerar el ideal para aplicaciones de inyección de geles; sin embargo, no siempre se presentan. Entonces, en el caso de ser un pozo productor, en un yacimiento sin intercalaciones, generalmente los fluidos se desplazan presentando flujo cruzado, dejando zonas con aceite atrapado por efectos hidrodinámicos del desplazamiento de fluidos. El mismo efecto ocurre en los inyectores, ya que el agua recorre los caminos que ofrecen menor resistencia y se va a generar un desplazamiento poco uniforme.

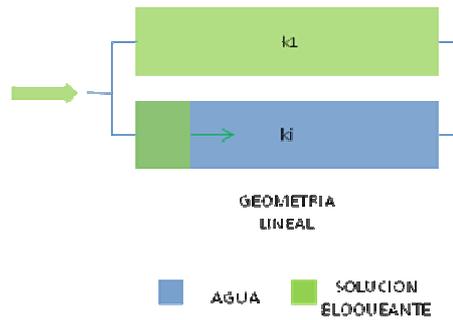
Retomando el proceso de inyección de geles, si las zonas de diferentes permeabilidades se encuentran asiladas entre sí, el efecto del proceso será mucho más evidente que en el caso contrario<sup>21</sup>. Pero aún existe otro punto de interés a este respecto, el emplazamiento del gel en el yacimiento según las diferentes distribuciones de las arenas, ya que por las propiedades de los químicos inyectados, que fueron discutidas en el capítulo anterior, la propiedad de desplazamiento selectivo hacia las zonas de alta permeabilidad debe garantizar la ubicación en la zona correcta del yacimiento.

En este sentido, diferentes autores han realizado pruebas de laboratorio que permiten identificar los resultados de la inyección de geles y como pueden estos afectar las zonas de baja permeabilidad<sup>22</sup>. Como se observa en la figura 15, dos corazones de igual porosidad y longitud fueron conectados en paralelo. Estos corazones comparten el mismo puerto de inyección y uno de ellos es 10 veces más permeable que el otro.

**Figura 15.** Esquema de la prueba de laboratorio.

<sup>21</sup> Revisar la sección de funcionamiento del proceso en el capítulo 1.

<sup>22</sup> SERIGHT, R.S. Placement of Gels to Modify Injection Profiles.



**Fuente:** SERIGHT, R.S. Placement of Gels to Modify Injection Profiles.

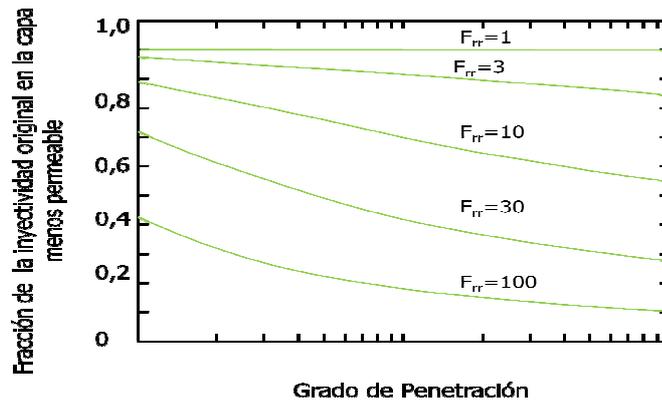
En un tratamiento con geles el objetivo es disminuir la inyectividad en las zonas ladronas y en las zonas fracturadas, para lograr con esto la entrada de agua a las zonas de permeabilidad más baja. Partiendo del esquema mostrado anteriormente, se estudiaron las pérdidas de inyectividad y como esto modifica los perfiles de inyección.

Al inicio de la pruebas, los corazones fueron saturados con agua; posteriormente, una solución gelante de igual movilidad que el agua fue inyectada simultáneamente en los dos corazones hasta que el gel alcanzó la salida del corazón más permeable y con esto se planteó el punto comparación entre la penetración del gel en los dos corazones. Posteriormente, se corrió la misma prueba variando las propiedades de los polímeros, haciéndolos cada vez más viscosos y taponantes (Factor de resistencia residual,  $F_{rr}$ , cada vez mayor).

Del análisis de la figura 16 puede observarse que si se toma una distancia de penetración del gel de 0,1 y un factor de resistencia residual de 10, se presentarían pérdidas de inyectividad en las capas menos permeables (30% de pérdidas, solo 70% de la inyectividad original). Entonces, la fracción de inyectividad original en la capa menos permeable es función de la disminución de la permeabilidad después de la gelación, así como el grado de penetración del gel en la zona menos permeable. Por tanto, a pesar de

que las mayores pérdidas de inyectividad se llevan a cabo en las zonas ladronas, las zonas menos permeables también experimentan perdidas de inyectividad a causa del taponamiento del gel.

**Figura 16.** Efecto del grado de penetración y del  $F_{rr}$  en las pérdidas de inyectividad.



**Fuente:** SERIGHT, R.S. Placement of Gels to Modify Injection Profiles.

Debido a lo anterior, los autores recomiendan que cuando el aislamiento mecánico no es posible al momento de aplicación del tratamiento, debe recurrirse a la manipulación de las propiedades de la solución gelante de tal manera que su factor de resistencia no sea tan alto como para causar un daño severo a las zonas de baja permeabilidad pero tampoco sea tan bajo como para no sellar efectivamente las fracturas y las zonas ladronas. Sin embargo, así el daño sea minimizado utilizando gelantes menos viscosos, la producción de aceite se ve afectada si no se aíslan las zonas.

Finalmente, es importante concluir que al momento de seleccionar el pozo que será objeto de la inyección de geles, es necesario establecer la distribución de las zonas y si es posible aplicar el tratamiento sin generar problemas posteriores en las zonas de interés. Para ello, es bueno verificar la disponibilidad de la zona y los equipos necesarios para realizar una inyección selectiva o la distribución adecuada de las zonas para la implementación.

## 2.3. PROPIEDADES ROCA - FLUIDO

Al inyectar al yacimiento sustancias químicas, es importante evaluar el posible comportamiento de estas y las potenciales consecuencias de este evento. Para el caso de la inyección de geles, por las condiciones de aplicación de este proceso, las cuales se estudiaron con anterioridad, es posible establecer que los efectos en el medio poroso, representativos para este caso, ocurren en la entrada al yacimiento y en las cercanías al pozo inyector, lo cual hace que se reduzcan las posibles interacciones y se puedan definir con precisión.

### 2.3.1. Comportamiento Reológico<sup>23</sup>

Cuando la solución polimérica es inyectada, o aun mas importante, cuando la mezcla de la solución polimérica y el agente entrecruzador se lleva a cabo en superficie y luego inyectada, es importante determinar las características de flujo de esta solución potencialmente gelificante. Por ello, tomando como base el concepto de velocidad del fluido y factor de resistencia (Fr: relación entre la movilidad del agua y la de la solución gelante), existen modelos que a partir de propiedades físicas ayudan a predecir el comportamiento de esta solución asumiendo régimen de flujo no newtoniano:

🌀 **Modelo Power-Law.** Este modelo estudia el comportamiento de la solución gelante no newtoniana a través del medio poroso relacionando el factor de resistencia del fluido, Fr, y la velocidad superficial del fluido,  $u$ , matemáticamente se expresa como sigue:

$$Fr = Hu^{n-1} \quad \text{Ec. 4}$$

$$H = c_1(3 + 1/n)^n (k/\phi)^{(1-n)/2} \quad \text{Ec. 5}$$

$$c_1 = 1/(\mu_w 8^n \sqrt{2}) \quad \text{Ec. 6}$$

<sup>23</sup> Gaynor M. Kavanagh, Simon B. Ross-Murphy, Rheological Characterization of Polymer Gels.

Los parámetros de este modelo (Ec. 4) son:  $l$ , índice de consistencia;  $n$ , exponente del modelo;  $k$ , permeabilidad efectiva al agua y  $\phi$ , porosidad efectiva de la fase acuosa. La grafica obtenida a partir del modelo, permite predecir el comportamiento reológico del sistema, ya que es posible extrapolar comportamientos a diferentes concentraciones; sin embargo, no es aplicable a velocidades de fluido muy altas o muy bajas, ya que producen valores de factor de resistencia mayores a la unidad y el modelo solo es aplicable a valores que estén por debajo de uno.

- ✦ **Modelo Carreau.** Este modelo supera al anterior ya que es aplicable para altas velocidades de fluidos. Con esto, es posible predecir el comportamiento reológico en las cercanías del pozo. Es aplicable para predecir el comportamiento de solución gelantes de polisacáridos.

$$Fr - Fr_{\infty} = (Fr_0 - Fr_{\infty}) [1 + (\lambda u)^2]^{(n-1)/2} \quad \text{Ec. 7}$$

$$\lambda = c_2 (3 + 1/n) / \sqrt{k\phi} \quad \text{Ec. 8}$$

Los parámetros de este modelo (Ecuación 7) son:  $n$ , exponente del modelo;  $k$ , permeabilidad efectiva al agua;  $\phi$ , porosidad efectiva de la fase acuosa;  $Fr_0$ , Factor de resistencia a velocidad cero y  $Fr_{\infty}$ , factor de resistencia a velocidad infinita.

- ✦ **Modelo Cannella.** Este modelo fue desarrollado especialmente para determinar la reología de soluciones de Xanthan en carbonatos y arenas con o sin presencia de aceite residual y a diferencia de los dos anteriores, el comportamiento se estudia para diferentes velocidades de fluido y permeabilidades. Así, cuando la velocidad del fluido decrece, el factor de resistencia asciende por encima del valor asociado con una viscosidad de fluido igual a 0.

$$Fr = Fr_{\infty} + (l/\mu_w) \left[ \frac{3n+1}{4n} \right] (6u/\sqrt{k\phi})^{n-1} \quad \text{Ec. 9}$$

Los parámetros de este modelo (Ecuación 9) son:  $I$ , índice de consistencia;  $n$ , exponente del modelo;  $k$ , permeabilidad efectiva al agua;  $\phi$ , porosidad efectiva de la fase acuosa y  $\mu_w$ , viscosidad del agua.

Muchos otros modelos se han desarrollado con este mismo objetivo, y han desarrollado resultados similares sobre el comportamiento reológico de las soluciones en régimen de flujo, relacionando el factor de resistencia con la velocidad de flujo. Este análisis del comportamiento reológico es importante al momento de la inyección de los químicos y su posterior reacción y emplazamiento en el medio poroso.

### 2.3.2. Inyectividad

La inyectividad de un pozo puede ser definida como su capacidad para recibir un líquido que es inyectado a través de él. Ésta propiedad depende de las características de la formación y el tipo de fluido a inyectar, además de ser influenciada negativamente por el taponamiento de las perforaciones y en general de la cara del pozo.

Ésta propiedad puede ser estudiada haciendo un símil con el índice de productividad. Entonces, desde el punto de vista numérico, la inyectividad es la relación entre la tasa de inyección, en barriles fiscales por día y la diferencia de presiones entre el yacimiento y la entrada de las perforaciones ( $P_e - P_i$ ) en el punto medio del intervalo inyector (ecuación 10)<sup>24</sup>.

$$I = \frac{Q_i}{P_e - P_i} \left[ \frac{STB / día}{Psi} \right] \quad \text{Ec. 10}$$

Con el índice de inyectividad es posible estimar 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

<sup>24</sup> CRAFT, B. C. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice Hall. USA, 1991.

establece la presión del yacimiento. En algunos pozos el índice 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.

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 en la entrada de las perforaciones, tomando en cuenta las pérdidas en la tubería.

Para concluir, desde el punto de vista de la inyección de geles, la inyectividad es un parámetro determinante, ya que los fluidos inyectados deben tener la capacidad de penetrar la formación para que se logre implementar el proceso y que éste sea eficiente. Sin embargo, mantener la inyectividad es una tarea difícil cuando se está implementando un proceso de inyección de polímeros y geles en el medio poroso, normalmente se genera disminución en 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 disminuiría la tasa de inyección. En el caso de un proceso de inyección de agua, se puede alcanzar una disminución en las tasa de inyección de hasta el 50% en 12 meses<sup>25</sup>, en la mayoría de los casos causado por taponamientos con sólidos suspendidos en el agua de inyección. Establecer entonces la tendencia al taponamiento que se refleja en estas pérdidas, es un punto clave en la evaluación técnica de implementación de inyección de geles.

---

<sup>25</sup> DONALDSON, Erle y CHILINGARIAN, George. Enhanced Oil Recovery, Fundamentals and Analyses. ELSEVIER, New York. 1985. P 217.

### 2.3.3. Retención

Cuando se inyectan soluciones químicas al yacimiento pueden existir significativas interacciones entre ellas y el medio poroso. La principal consecuencia de las interacciones radica en la retención de los químicos por el medio poroso, esto genera disminución en la efectividad de los procesos por efecto de la disminución de la concentración del químico en el fluido inyectado. Sin embargo, otra consecuencia de la retención puede ser la disminución de la permeabilidad efectiva al fluido inyectado, lo cual en algunos casos, como en la inyección de geles, puede ser benéfico para el proceso de recobro<sup>26</sup>.

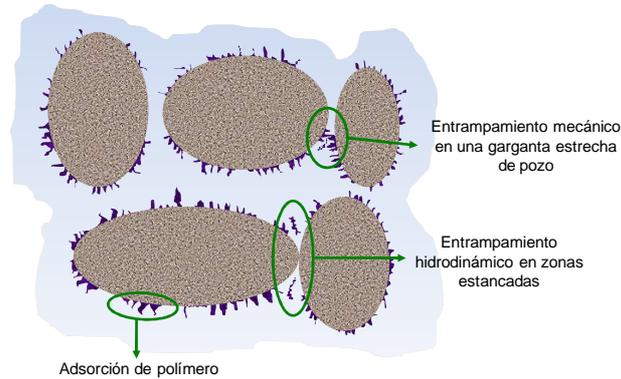
Los mecanismos que llevan a la retención de polímeros en el medio poroso se pueden clasificar en tres grupos principales: adsorción, entrapamiento mecánico y retención hidrodinámica. Cada uno de estos mecanismos será discutido a continuación. Sin embargo, sin importar de cual se trate, todos se ven mayormente afectados por la distribución de las moléculas, el tamaño de los poros y los caminos efectivos de flujo. Además, la determinación del grado de retención es uno de los aspectos cruciales para la evaluación técnico económica de la viabilidad de implementación de un proceso de recobro por inyección de químicos, como es el caso de los geles.

En la figura 17 se pueden ver esquemáticamente los diferentes mecanismos por los cuales se puede presentar la retención de polímero en el medio poroso. La adsorción ocurre en las paredes de la roca, el entrapamiento hidrodinámico en zonas estancadas que se generan en el yacimiento por la unión de las partículas rocosas y el entrapamiento mecánico se presenta en las gargantas estrechas que dificultan el paso de fluidos y atrapan al polímero.

---

<sup>26</sup> SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Blackie, USA. 1991.

**Figura 17.** Mecanismos de retención en el medio poroso



**Fuente:** SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Blackie, USA. 1991.

A continuación se describirán cada uno de los mecanismos, recordando siempre que la principal propiedad afectada es la concentración de la solución.

✦ **Entrampamiento mecánico.** Este proceso ocurre por el flujo de fluidos a través del medio poroso. Se presentan cuando grandes moléculas de polímero se encuentran en canales estrechos (ver figura 17), por lo cual se han realizado diversos estudios del tamaño de las partículas en la solución. En este sentido, Gogarty<sup>27</sup> encontró que las moléculas de poliacrilamida, HPAM, tienen un tamaño efectivo entre 0.4 y 2  $\mu\text{m}$  siendo más grandes en agua dulce que en agua salada y además, por estudios previos del tamaño de poro, es posible establecer que cerca del 14% del medio poroso será inaccesible para moléculas de aproximadamente 1  $\mu\text{m}$ . Por tanto, algunas moléculas de HPAM podrían quedar atrapadas, mientras que otras fluirían.

Continuando con lo anterior, en la mayoría de los casos el medio poroso es de estructura compleja, se puede esquematizar como una red interconectada por caminos de flujo de variadas formas y tamaños. Entonces, una molécula de polímero de un tamaño determinado podrá

<sup>27</sup> GOGARTY, W. B. Mobility control with polymer solutions. SPE. 1967.

fluir a través del medio según el camino de flujo escogido, ya que al existir gargantas estrechas, es posible que se generen estancamientos.

Con respecto a las consecuencias presentadas por el entrapamiento mecánico, básicamente serían la disminución en la concentración de la solución a lo largo del corazón, esto se debe a la depositación de partículas de polímero en zonas estrechas, lo cual genera el gradiente de concentración a través del medio poroso. Es más común que el entrapamiento ocurra en la primera sección del corazón, disminuyendo en las zonas posteriores. Además, en el caso de que la red porosa tenga un número grande de sitios que sean potencialmente taponables, se puede llegar a presentar un bloqueo considerable.

❁ **Retención hidrodinámica.** Este proceso es menos entendido que el entrapamiento mecánico, como se observa en la figura 17 algunas moléculas de polímero son atrapadas temporalmente en regiones de flujo estancadas por efectos de fuerzas hidrodinámicas. En estas regiones, es posible que la concentración del polímero exceda la del resto de la zona de flujo y al momento que se detiene el flujo estas moléculas se difunden nuevamente a la corriente, lo cual genera picos de concentración. Estos planteamientos no se encuentran completamente definidos y es difícil establecer la diferencia operativa entre la retención hidrodinámica y mecánica. Sin embargo, estudios recientes han establecido que la retención hidrodinámica es menos común en especies moleculares semirígidas, como es el caso de las gomas Xhantan y las poliácridamidas, y encaminan los estudios los efectos hidrodinámicos causados por microgeles<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> MAERKER, J. M. Mechanical degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in unconsolidated porous media. SPE. 1976.

❁ **Adsorción.** La adsorción se refiere a la interacción entre las moléculas poliméricas y la superficie sólida de la roca, esto facilitado por un solvente. Ésta interacción causa que moléculas de polímero se adhieran a la superficie de la roca por medio de un proceso físico (enlaces de van der waals). Esencialmente, las moléculas de polímero ocupan un espacio sobre la superficie de la roca agrandando su tamaño hasta que se alcanza un equilibrio. La adsorción depende de las características de la solución y de la roca que permiten que su área superficial se incremente hasta cierto punto. Entonces, para que se genere la adsorción la solución debe acceder a todos los poros, lo cual en muchos espacios no es posible.

Se puede considerar como el principal mecanismo de retención de polímero en el medio poroso, ya que la retención mecánica se presenta hasta cierto nivel y la hidrodinámica se considera despreciable a nivel de campo. Existen una gran cantidad de estudios relacionados con la adsorción; sin embargo, lo más importante es establecer la cantidad de polímero que será adsorto como una medida de una superficie de exceso sobre la roca. En la mayoría de los casos está directamente relacionada con el tiempo de contacto el cual controla la difusión de grandes moléculas para que estas puedan cambiar su conformación molecular y se reacomode sobre la superficie de la roca.

La adsorción de polímero en una interface sólido-líquido es un fenómeno estable y documentado ampliamente en la literatura. En lo concerniente al flujo en medios porosos el mecanismo de la retención mecánica se ha estudiado generosamente a nivel de laboratorio; por otra parte, la retención hidrodinámica no es muy bien comprendida, pero si se ha establecido que su efecto es comparativamente bajo y poco representativo a escala de campo. Por tanto, es necesario establecer correctamente la adsorción y la retención mecánica a nivel de laboratorio.

En este sentido, estos mecanismos se ven afectados en primera medida por medios de baja permeabilidad en donde existen pequeños tamaños de poro, estos tienden a incrementar la saturación de aceite residual y es posible que generen espacios propicios para el entrapamiento mecánico.

#### 2.3.4. Degradación

Para que una solución de químicos sea efectiva, debe mantenerse estable por un largo periodo de tiempo a las condiciones de yacimiento. Los químicos en general son sensibles a degradación mecánica, química, térmica y por microbios. Por tanto, este fenómeno debe ser minimizado mediante el uso de equipo especial y técnicas disponibles. En la tabla 2 se puede observar un resumen de los mecanismos de degradación que pueden afectar a los polímeros más comunes, que están representados por la poliácridamida y la goma Xanthan.

**Tabla 2.** Mecanismos de degradación de los polímeros.

TIPO DE DEGRADACIÓN	SUSCEPTIBILIDAD		CAUSA	COMENTARIOS
	HPAAM	GOMA XANTHAN		
Química	Alta	Moderada	Los cationes Na <sup>+</sup> , Ca <sup>++</sup> , Mg <sup>++</sup>	Los iones divalentes generan mayor degradación
Química	Alta	Alta	Iones metálicos de transición	Agravado por altas temperaturas y alto pH
Química	Alta	Alta	Oxígeno y agentes oxidantes	Agravado por altas temperaturas
Química	Alta	Alta	Hidrólisis por químicos ácidos o básicos	Agravado bajo condiciones aeróbicas o altas temperaturas
Térmica	Alta (>250°F)	Alta (>160°F)	Alta temperatura	Agravada bajo condiciones aeróbicas o alto pH
Microbios	Moderada	Alta	Levaduras, bacterias, hongos	Agravados por temperaturas cálidas y/o condiciones aeróbicas
Esfuerzo Mecánico	Alto	Bajo	Esfuerzo intenso y alto flujo como el que ocurre a través de válvulas, orificios y formaciones de baja permeabilidad	Agravado por cationes divalentes o trivalentes.

**Fuente:** Interstate Oil Compact Commission, "Improved Oil Recovery", Oklahoma City, Oklahoma

A continuación se realiza una breve descripción de los diferentes tipos de degradación que se pueden presentar al inyectar soluciones químicas a un medio poroso:

❁ **Degradación química.** La degradación química se define como la hidrólisis de los grupos funcionales del polímero<sup>29</sup>; ocurre cuando una solución es expuesta a oxígeno o agentes oxidantes en la presencia de ciertos metales de transición y es agravada por la temperatura y el envejecimiento de la solución. En el laboratorio, la contaminación con oxígeno puede reducir la efectividad del polímero en un 30%. Además, la pérdida de reducción de la movilidad debido al oxígeno puede ser más severa en operaciones de campo debido a las dificultades para controlar la composición de los fluidos del yacimiento.

En el caso de las poliacrilamidas, la degradación química se previene con la inclusión de monómeros químicamente más estables, que además pueden proporcionar soluciones de mayor viscosidad. Las soluciones de poliacrilamida no hidrolizada (PAM) son no iónicas y por lo tanto insensibles a la salinidad. A elevadas temperaturas o pH, el fragmento amida sufre hidrólisis, que da como resultado un acrilato y la formación de un ion amonio. Las cargas aniónicas de los fragmentos acrilato sufren repulsiones intramoleculares que incrementan el radio hidrodinámico de las moléculas del polímero y por lo tanto aumenta la viscosidad. Por esta razón la poliacrilamida comercial usada es hidrolizada y la fracción molar del fragmento acrilato, referida como grado de hidrólisis ( $\tau$ ), normalmente está entre 0.15 y 0.40; ya que a condiciones del yacimiento, por incremento de temperatura ó pH, este grado aumenta.

---

<sup>29</sup> LEVITT, David B y POPE, Gary A. Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, SPE 113845. 2008.

- ❁ **Degradación biológica.** La descomposición gradual de los químicos, en especial los polímeros, por la acción de organismos vivos como las bacterias, hongos y levaduras recibe el nombre de degradación biológica. La mayoría de los polímeros usados en el recobro mejorado no son biodegradables, exhibiendo susceptibilidad limitada a la asimilación por microorganismos. Sin embargo, los polisacáridos como la goma Xanthan pueden ser atacados por las bacterias y requieren el uso de biocidas, como el formol en bajas concentraciones (formaldehído 20-100 ppm).
- ❁ **Degradación mecánica.** Las soluciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada sufren degradación mecánica durante la inyección y flujo dentro de medios porosos. La degradación mecánica ocurre cuando los esfuerzos de corte sobre el fluido se hacen tan grandes que pueden fragmentar o romper las moléculas de polímero, produciendo una pérdida irreversible de viscosidad. Esto puede suceder cuando una solución polimérica es forzada a fluir a altas tasas a través de un medio poroso o una reducción de tamaño del camino de flujo, este el caso de las tuberías, perforaciones y gargantas de poro<sup>30</sup>.

La degradación mecánica de las poliacrilamidas presenta problemas prácticos en las operaciones de campo. Por lo que deben tomarse precauciones especiales en la preparación de las soluciones al igual que en la inyección a través del pozo inyector. Algunos estudios realizados sobre la degradación mecánica de las soluciones de poliacrilamida con bajas concentraciones (300 ppm a 600 ppm) bajo varias condiciones, el estudio indicó que la degradación mecánica tiene un efecto moderado en la viscosidad y un efecto severo en la calidad del polímero. Además, la

---

<sup>30</sup> Seright, R. S. "The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions", SPE 9297.

degradación mecánica es mayor en las poliacrilamidas a bajas permeabilidades y a altas salinidades<sup>31</sup>.

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

---

<sup>31</sup> Mohammed M. Amro, SPE, King Saud University, "Investigation of Polymer Adsorption on Rock Surface of High Saline Reservoirs" SPE 120807.

### 3. EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE GELES

La falta de expansión de procesos de inyección de químicos puede estar relacionada con los retos técnicos asociados con el diseño de un proceso que sea económicamente atractivo, aunque los conceptos básicos son sencillos, el diseño es significativamente más complicado que la inyección de agua. Evaluar si un químico es aplicable incluye la evaluación de parámetros como: la viscosidad del aceite, la saturación de aceite móvil, la capacidad del químico para propagarse en el medio poroso, la compatibilidad del químico con la roca y los fluidos de yacimiento, heterogeneidad del yacimiento, espaciamiento entre pozos, tasa de flujo, costo de los químicos, preparación y control de calidad de las soluciones inyectadas y la capacidad de mantener la inyectividad.

Por tanto, una apropiada evaluación y diseño de la inyección de químicos, como los geles, requiere una combinación de la caracterización de yacimientos, pruebas de laboratorio, simulación de yacimientos, diseño de facilidades y pruebas de campo. Luego de establecer que es viable, es necesario determinar las variables que lo hacen más complejo, como son: tipo de químicos, volumen a inyectar y concentración necesaria. Además, hay que tener en cuenta algunos fenómenos físicos adicionales como son la dependencia de la concentración con la viscosidad y los posibles puntos propicios a la degradación a condiciones de yacimiento<sup>32</sup>.

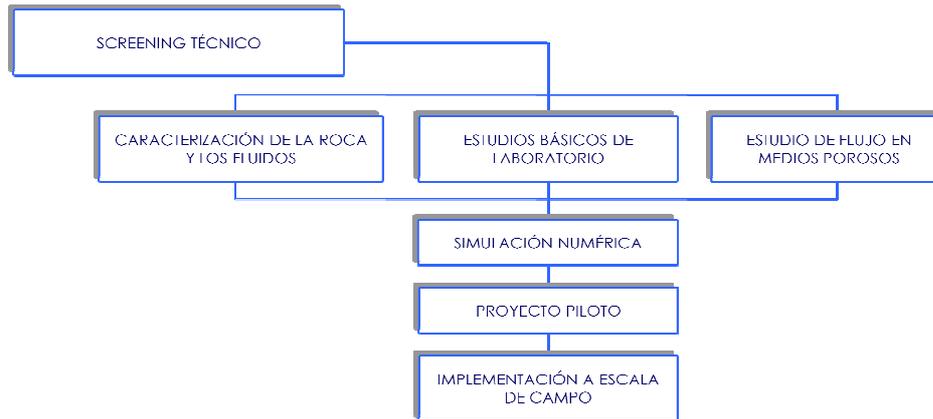
Para evaluar la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles se parte de la estrategia de implementación de un

---

<sup>32</sup> KAMINSKY, R. D; WATTENBARGER, R. C. Guidelines for Polymer Flooding Evaluation and Development. International Petroleum Technology Conference, IPTC 11200, 2007

proceso de recobro<sup>33</sup>. Numerosos pasos están involucrados en los métodos de evaluación de los procesos de recobro mejorado, estos se pueden resumir en la siguiente figura, donde se observa un proceso general a desarrollar durante la evaluación.

**Figura 18.** Evaluación de procesos de recobro mejorado



**Fuente:** KAMINSKY, R. D; WATTENBARGER, R. C. Guidelines for Polymer Flooding Evaluation and Development. International Petroleum Technology Conference, IPTC 11200, 2007

Según el esquema, con el conocimiento básico del yacimiento y los fluidos, así como las guías técnicas necesarias para la implementación del proceso, se hace el primer juzgamiento para establecer que el proceso es viable. Luego se procede a la caracterización de la roca y fluidos de yacimiento. Posteriormente, se selecciona el método candidato y se hacen las pruebas estáticas básicas y los resultados de estas pruebas son usados como entrada para los simuladores, los cuales se encargan de hacer una representación más cercana a la realidad, que no es posible hacer en el laboratorio. Por último, se establecen las condiciones de un proyecto piloto y finalmente se extiende al campo, si los resultados así lo estiman.

Entonces, después de realizado el proceso de screening técnico para seleccionar el método, se procede a realizar la evaluación en

<sup>33</sup> GOODLETT, G.O.; HONARPOUR, F.T.; CHUNG, F.T. y SARATHI, P.S. The role of screening and laboratory flow studies in EOR process evaluation. SPE 15172. 1986.

laboratorio bajo condiciones específicas para seleccionar los productos y formulaciones óptimas para una aplicación dada. La tabla 3 resume el conjunto de pruebas necesarias para la evaluación de procesos de inyección de geles.

**Tabla 3.** Pruebas necesarias para la inyección de geles

MÉTODOS	PRUEBAS
ESTÁTICOS	Solubilidad
	Viscosidad
	Filtrabilidad
	Screen Factor
	Compatibilidad
	Estabilidad química y térmica
	TGU
	Gelificación y consistencia del gel
	Degradación capilar
DINÁMICOS LINEALES	Inyectividad
	Factor de resistencia
	Factor de resistencia residual
	Degradación en corazones
	Retención

**Fuente:** Modificado de GOODLETT, G.O.; HONARPOUR, F.T.; CHUNG, F.T. y SARATHI, P.S. The role of screening and laboratory flow studies in EOR process evaluation. SPE 15172. 1986.

Como se observa en la tabla, los estudios de laboratorio deben ser de carácter físico y químico por medio del uso de fluidos y corazones del campo. A continuación se describe con detalle el conjunto de pruebas necesario para la inyección de geles<sup>34</sup>.

### 3.1. SELECCIÓN DEL QUÍMICO

La simulación numérica permite evaluar fenómenos de laboratorio a campo y de una forma cuantificar los factores de incertidumbre. Sin embargo, no son válidos para la evaluación de reología, retención y estabilidad del polímero;

<sup>34</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. API Recommended Practice 63 (RP 63). 1 Edición, 1990.

estos datos se deben evaluar en laboratorio y establecer el nivel de incertidumbre para una prueba de campo. Para un proceso de inyección de geles, el primer paso es seleccionar el conjunto de químicos a usar. Escoger los químicos adecuados para la implementación del proceso depende de los tres actores responsables del comportamiento de las soluciones poliméricas y los geles, polímero, agua y agente entrecruzador, así como de su respuesta al proceso de gelificación; por lo tanto, dependiendo de las condiciones de inyección y del tipo de polímeros y aditivos usados, el diseño e implementación del proceso varía, requiriendo entonces estudios avanzados de laboratorio para establecer el más acertado.

A continuación se describe el procedimiento adecuado que se debe realizar en laboratorio, basados en resultados realizados en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo, los resultados detallados de las pruebas se pueden consultar en el anexo 2.

### **3.1.1. Preparación**

Con estudios de laboratorio se ha determinado que los procedimientos utilizados para la preparación de las soluciones poliméricas influyen en la reproducibilidad de los resultados, esto debido al complejo comportamiento de polímero en solución. Las gomas Xanthan requieren una intensidad de agitación óptima para desarrollar así la viscosidad máxima en solución. Por otra parte, las poliacrilamidas no deben someterse a altas tasas de agitación debido a la posibilidad de degradación mecánica, además de necesitar de un periodo de hidratación

Luego de realizadas algunas preparaciones, partiendo de las recomendaciones publicadas en la norma citada con anterioridad, es posible decir que el proceso de preparación recomendado en laboratorio es preparar

una solución concentrada y luego diluirla a medida que sea necesario, los cálculos de producto a utilizar se pueden hacer con base en la siguiente relación:

$$W_{pr} = \frac{(W_s * C_s * 10^{-4})}{A_{pr}} \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

$W_{pr}$  = Polímero requerido, g.

$W_s$  = Solución concentrada a preparar, g.

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

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

Para realizar las diluciones a las concentraciones deseadas, la expresión usada en los cálculos es la siguiente:

$$W_s = \frac{(W_d * C_s)}{C_s} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

$W_d$  = Peso de la solución diluida que se va a hacer, g.

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

El polímero puede ser suministrado en diferentes presentaciones, no solo en forma pulverizada, puede venir en emulsiones, dispersiones o directamente en soluciones concentradas de producto, para preparar las respectivas soluciones se deben seguir las recomendaciones del proveedor.

Durante el trabajo desarrollado en los laboratorios del instituto colombiano del petróleo, se prepararon soluciones madre de 5000 ppm y a partir de ellas se realizaron las soluciones de trabajo. Los polímeros usados para la evaluación, junto con las fuentes de agua y las concentraciones se detallan en la siguiente tabla.

**Tabla 4.** Polímeros y fuentes de agua evaluados

POLÍMEROS	FUENTE DE AGUA	CONCENTRACIÓN (ppm)
FLOOPAM 3230	TELLO	500
FLOOPAM 3330	ARENAS	1000
FLOOPAM 3430	DINA K	1500
FLOOPAM 3530		2000
SOLUCIONES MADRE		5000

Todos los polímeros seleccionados son de una marca comercial de una empresa productora de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, HPAM, estos cuatro productos tienen pesos moleculares diferentes, el cual va aumentando junto con su nomenclatura. Son polímeros sintéticos en presentación sólida, fueron seleccionados para la evaluación luego de un estudio de costos y debido a que sus características de aplicación se ajustan a un amplio conjunto de propiedades de yacimiento.

Para preparar soluciones madre de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) se coloca la cantidad de agua necesaria en un beaker de poca profundidad, esto es puesto sobre una plancha de agitación magnética y se provoca un vórtice con una barra magnética a 300-400 rpm, de modo que ocupe el 75% del área (figura 19). El polímero seco se agrega lentamente en el hombro del vórtice (2-3 minutos) y se cubre con parafilm. A los 30 minutos se reduce la velocidad de agitación a 100 ó 200 rpm. La solución se deja en agitación por 24 horas más para promover la completa hidratación del polímero. Después de este tiempo se inspecciona para corregir la formación

de ojos de pescado por falta de hidratación y sí es necesario se agita por más tiempo.

**Figura 19.** Preparación de soluciones poliméricas



Dependiendo del tipo de polímero que se use para la solución, se deben variar los cuidados en la preparación, pero en forma general, el proceso descrito con anterioridad abarca las especificaciones de todas las soluciones poliméricas.

### **3.1.2. Viscosidad**

El uso de soluciones poliméricas nace de la necesidad de incrementar la viscosidad de los fluidos inyectados. Por esto, establecer la viscosidad, en relación con la concentración y el tipo de agua usada en la preparación, se convierte en el paso inicial de la evaluación experimental de la inyección de geles.

Con el fin de evaluar un polímero como potencial candidato para procesos de recobro mejorado, el comportamiento reológico del polímero en solución es medido bajo una variedad de condiciones. Las medidas de viscosidad se realizan usando un viscosímetro de 8 velocidades (ver figura 20) y el adaptador ultra bajo (UL) o su equivalente, a un mínimo de 4 tasas de corte. Las medidas se inician a bajas rpm (Shear rate) y posteriormente se

aumentan. Estas medidas darán información acerca de la dependencia del corte sobre la viscosidad de la solución para un set de condiciones dadas.

**Figura 20.** Viscosímetro



El procedimiento para la realización de las pruebas se puede describir brevemente como sigue. Se inicia con la transferencia de 16 ml de la solución a la copa, se ajusta la velocidad deseada en el selector de velocidad, empezando desde la más baja hasta la más alta, luego se sumerge la copa en un baño de temperatura constante y se empieza la rotación. Durante la prueba se registra la velocidad de rotación y la lectura del dial.

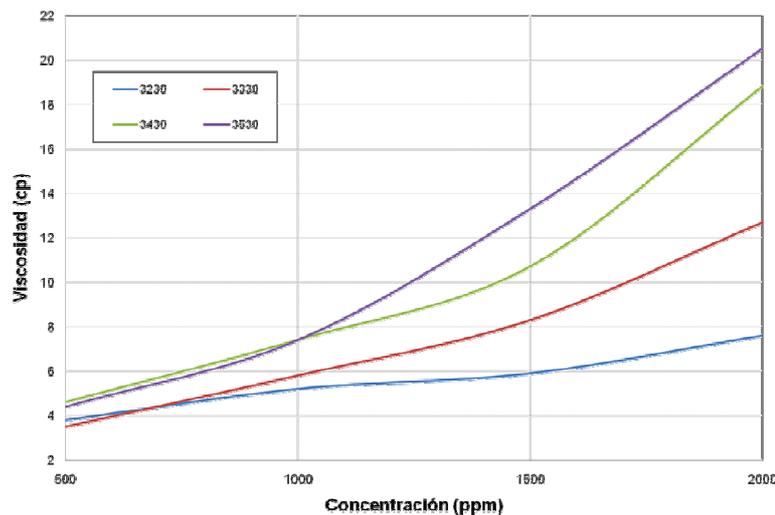
En el laboratorio de reología del Instituto Colombiano del Petróleo fueron medidas las viscosidades de las soluciones poliméricas que se especificaron anteriormente. El objetivo de estas medidas, es plantear una tendencia del comportamiento de las viscosidades con respecto a las concentraciones y al tipo de agua usada.

Las pruebas se realizaron especificando los resultados a dos condiciones de tasa de corte, 20 y 7.3 rpm, siempre a una temperatura igual a la del yacimiento en estudio. De esta forma, se obtuvo una primera aproximación a los efectos de la degradación mecánica sobre las soluciones. Por ser un gran

número de pruebas, la totalidad de los resultados se muestran en el anexo 2; Sin embargo, es posible realizar algunos comentarios y hacer análisis al respecto de condiciones específicas de las pruebas.

La figura 21 muestra la tendencia de la viscosidad de las soluciones poliméricas preparadas con agua Dina (salmuera) con respecto a la variación de concentraciones de polímero. En todos los casos, a medida que aumenta la concentración, la viscosidad aumenta; sin embargo, a concentraciones bajas la variación de viscosidad es menos apreciable que en el caso de concentraciones mayores de 1000 ppm.

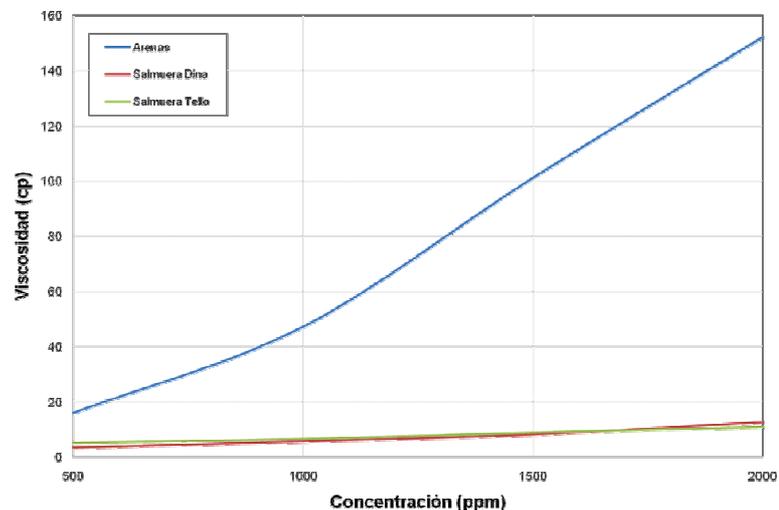
**Figura 21.** Viscosidades de soluciones con agua Dina



Los valores de viscosidad obtenidos van desde 4 cP hasta más de 20 cP y la diferencia entre los tipos de polímero puede llegar a ser de más de 10 cP. Por tanto, se puede observar que los resultados experimentales demuestran que al incrementar el peso molecular del polímero, la viscosidad de la solución también lo hace, así en algunas pruebas el comportamiento se presentara inestable, la tendencia general es coherente.

Por otra parte, analizando los resultados de las soluciones preparadas con polímero 3330 y cada una de las tres fuentes de agua usadas para las pruebas, es posible observar la notoria diferencia en los valores de viscosidad alcanzados con el agua Arenas (dulce) y las salmueras (ver figura 22). Entonces, se comprueba con esto el impacto de la salinidad sobre el poder viscosificante de las poliacrilamidas y se establece la posibilidad de usar fuentes de agua alternas o combinaciones entre las existentes, todo esto para un mejor aprovechamiento de los químicos.

**Figura 22.** Viscosidades de soluciones con las tres fuentes de agua y polímero 3330

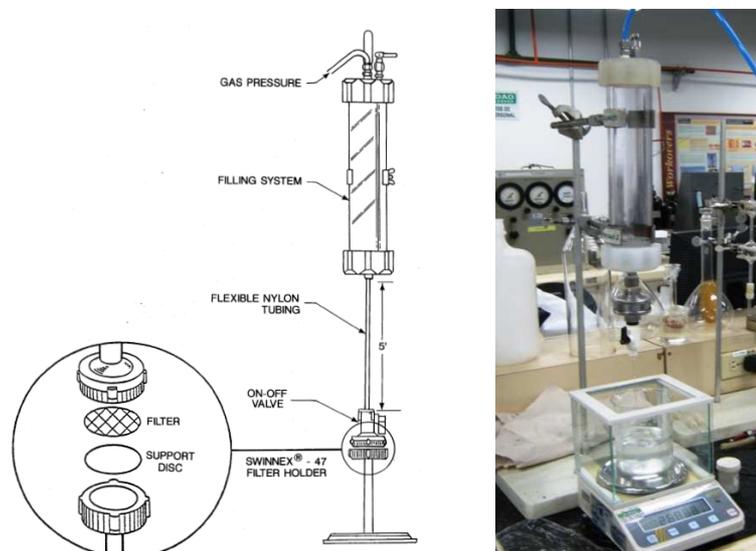


### 3.1.3. Filtrabilidad

Esta prueba se realiza con el objetivo de determinar la calidad de la solución polimérica, una relación de filtración aceptable debe estar entre 1 y 1.2. Valores mayores indican un mezclado ó hidratación incompleta del polímero ó formación de estructuras de microgel que pueden taponar la roca y causar alta retención del polímero. Es importante realizar esta prueba, ya que permite establecer si el fluido a inyectar efectivamente podrá ingresar a la formación.

Los principales factores que afectan la calidad de una solución polimérica son: calidad del agua de mezcla, calidad del polímero, contaminación bacteriana, compatibilidad con surfactantes u otros químicos y condiciones de mezcla; éstos crean dificultades en el momento de la inyección y disminuyen el tiempo de vida del polímero. El equipo usado para el desarrollo de ésta prueba es mostrado en la siguiente figura, es posible ver el esquema requerido, junto con el montaje realizado en el laboratorio y se puede resaltar los pocos elementos requeridos.

**Figura 23.** Equipo para evaluar filtrabilidad



El procedimiento es sencillo, por medio de un recipiente presurizado conectado a un filtro con una membrana de características conocidas, se hace la filtración de la solución madre de 5000 ppm y de las soluciones de 1000 ppm. Los volúmenes filtrados pueden variar; sin embargo, el procedimiento es realizado haciendo mediciones de los tiempos de filtración para volúmenes establecidos, tomando como mínimo tres valores durante la prueba.

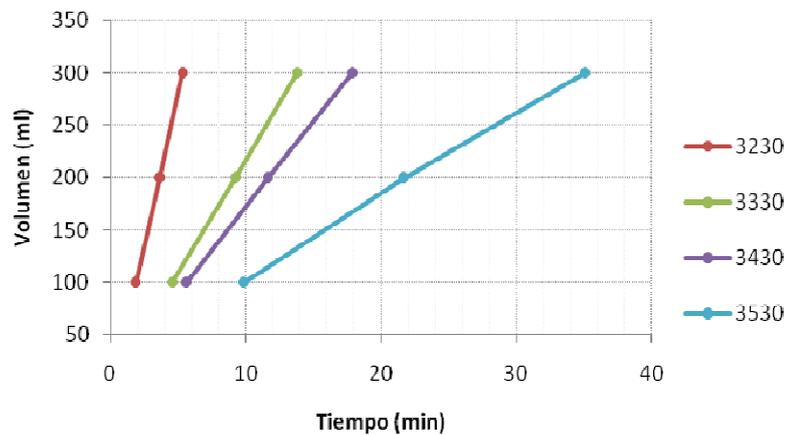
Los resultados de las pruebas se pueden reportar de dos formas, ya sea como valores específicos de la relación de filtración (RF) o por medio de gráficos. Para realizar los cálculos de la relación de filtración se usa la siguiente expresión, para esto se requieren los tiempos de filtración de volúmenes específicos de solución.

$$RF = \frac{(t_{200ml} - t_{100ml})}{(t_{80ml} - t_{60ml})}$$

Ec. 13

Por otra parte, la totalidad de los datos pueden ser usados para realizar gráficas de volumen acumulado vs tiempo. Así, es posible comparar la tendencia del comportamientos entre diferentes soluciones poliméricas. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 24, allí se observan los resultados de la prueba de filtrabilidad realizada a las soluciones poliméricas de 1000ppm de concentración, preparadas con agua Tello (salmuera).

Figura 24. Filtración de soluciones preparadas con agua Tello



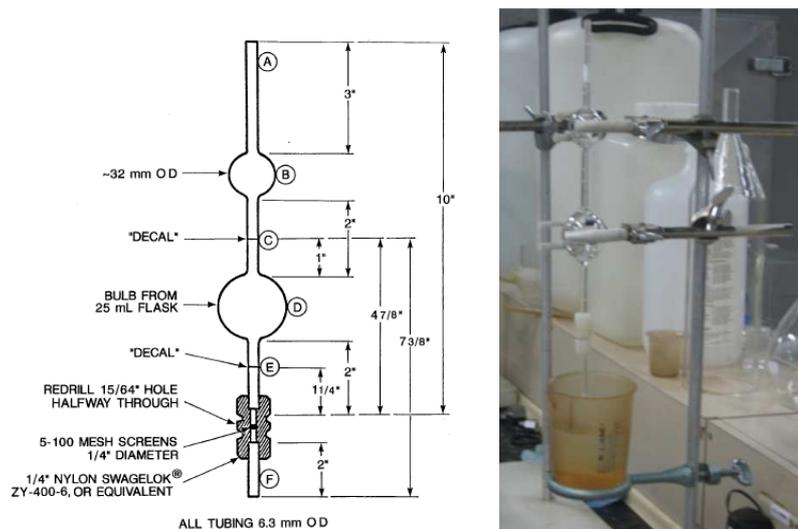
Del estudio de los resultados es posible afirmar que el proceso de preparación de las soluciones se está realizando adecuadamente, además, la tendencia de los tiempos de filtración comprueba que mientras mayor es el

peso molecular del polímero, más difícil se torna su flujo, indicativo directo de la viscosidad y la calidad de la solución. Para observar mayor detalle de los resultados, remitirse al anexo 2.

### 3.1.4. Screen Factor

La prueba de screen factor (SF) es una medida del comportamiento viscoelástico de las soluciones poliméricas. La viscoelasticidad es un parámetro que garantiza la efectividad de los métodos de arrastre de aceite remanente y la reducción de movilidad, aun sin tensiones interfaciales bajas. Por tanto, esta prueba permite tener una visión inicial de la dificultad que tiene la solución para entrar en el medio poroso.

Figura 25. Equipo Screen Factor



Para el desarrollo de la prueba se realiza un montaje como el mostrado en la figura 25. Éste equipo consta de un sistema de bulbos sujetado a un soporte y conectado a una serie de 5 mallas que asemejan la compleja red de poros de un yacimiento.

El procedimiento es sencillo pero requiere de precisión y habilidad. La prueba consiste en medir el tiempo que tarda en desplazarse una muestra que fluye libremente entre dos marcas, las cuales están situadas en la parte inferior de los bulbos. Con el objetivo de garantizar que las lecturas sean realizadas correctamente, se deben conseguir al menos tres lecturas que presenten una diferencia muy pequeña y se promedian.

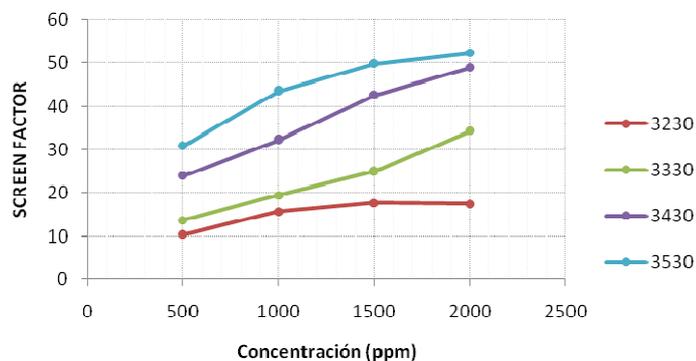
Las pruebas se realizan tanto a las soluciones como al agua con que se preparan y posteriormente, se calcula el screen factor como la relación del tiempo de flujo de la solución polimérica con respecto al solvente (Ec 14).

$$SF = \frac{t_{\text{Solución}}}{t_{\text{Solvente}}}$$

Ec. 14

Entonces, con el objetivo de evaluar las características de los químicos a inyectar, es necesario realizar la medición del screen factor de las soluciones a inyectar. En el laboratorio de pruebas especiales del instituto colombiano del petróleo, fue medido el screen factor de cada una de las soluciones. Una muestra de los resultados obtenidos se puede ver en la figura 26, allí se observa que al incrementarse la viscosidad, el screen factor también lo hace. Esto habla del aumento en la dificultad de movimiento que pueden presentar las soluciones en el medio poroso.

Figura 26. Screen Factor para soluciones preparadas con agua Tello



### 3.1.5. Formación del gel

Luego de analizadas las pruebas que permiten caracterizar los polímeros que formaran el gel, es necesario estudiar los procedimientos realizados para verificar la formación del gel. Para ello, el elemento que se debe adicionar a la solución que ha sido estudiada es el agente entrecruzador. En capítulos anteriores fueron descritas las características de este compuesto y las diferentes reacciones que generan. En este caso, como se han escogido las poliacrilamidas como polímeros a usar serán evaluados entrecruzadores de tipo metálico que permite la formación de geles fuertemente obturantes y en algunos casos, soluciones coloidales para mejorar el desplazamiento.

Con base en el estudio realizado de las soluciones poliméricas, se escogieron dos agentes entrecruzadores con el fin de evaluar dos objetivos diferentes. Citrato de aluminio para la formación de microgeles y acetato de cromo para los geles fuertemente obturantes tipo Marcit. Los geles se diseñan con base en la temperatura del yacimiento y en la química del agua disponible para las soluciones; en el primer caso porque la gelificación sigue una relación de Arrhenius en la que el tiempo de gelificación decrece con el incremento de la temperatura<sup>35</sup>. Comúnmente, los geles son inyectados como soluciones que contienen el polímero y el entrecruzador. Mientras entran en la formación y ocurre la reacción se comportan como soluciones poliméricas viscosas, por lo tanto su comportamiento durante la inyección puede ser descrito por las pruebas descritas anteriormente. Adicionalmente se deben realizar las pruebas descritas a continuación.

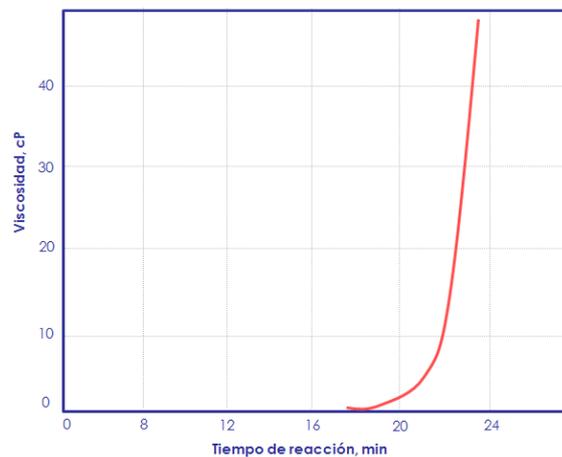
• **Medición de viscosidad.** Durante las pruebas de formación del gel se realizan mediciones de la variación de la viscosidad de la solución mientras se desarrolla la reacción de formación. Estudios de laboratorio usando un viscosímetro de Brookfield, han determinado el

---

<sup>35</sup> FLORY, P. L. Principles of polymer chemistry. 15 ed. Cornell Uni. Press. Ithaka, 1992.

comportamiento de la viscosidad como una función del tiempo de reacción. La solución de polímero, agua y agente entrecruzador es mezclada, puesta en el vaso de camisa térmica del viscosímetro y este es encendido. A partir de ahí el tiempo de gelación comienza a contabilizarse y la viscosidad aparente es medida, dando como resultado la grafica de la viscosidad de la solución en función del tiempo de gelación. Con estas mediciones es posible establecer el tiempo de la reacción en el laboratorio, analizando las curvas de viscosidad Vs. tiempo como la que se muestra en la figura 27.

**Figura 27.** Viscosidad Vs. Tiempo de reacción del gel



El proceso de formación del gel involucra una serie de cambios en la viscosidad de la solución, a medida que más moléculas se unen y entrecruzan, formando una red cada vez más compleja, mientras la viscosidad del sistema va aumentando. Por un periodo de tiempo, la viscosidad aparente se mantiene constante hasta un punto en que su valor se incrementa rápidamente. El tiempo de formación del gel puede ser inicialmente definido como el tiempo en el cual la viscosidad empieza a incrementar su valor, el tiempo en el cual dos líneas, una horizontal y

otra vertical con el mismo valor interceptan la curva o el tiempo en el cual la viscosidad aparente alcanza un valor específico.

❁ **Pruebas de botella.** Se realiza un montaje para cuantificar el tiempo de formación de gel y la resistencia de estos. Para evaluar cuantitativamente esta prueba es necesario plantear un diseño experimental y el recomendado para estos casos es el factorial, éste puede resolverse de diferentes formas; sin embargo, el algoritmo de Yates<sup>36</sup> ofrece una forma adecuada para comparar los estimados de los efectos principales y de las interacciones en un experimento. Pero en el caso del proceso de inyección de geles las variables que influyen en el proceso son: El pH, la temperatura, concentración de polímero, concentración de agente gelificante y el tiempo de monitoreo. Según el algoritmo de Yates, si se quieren probar, por ejemplo, 4 polímeros a la vez, con tres gelificantes a dos niveles, con replicación, se tendrían que realizar  $25 \times 4 \times 3 \times 2 = 768$  experimentos, lo cual es impráctico y costoso en tiempo y recursos.

Entonces, las pruebas de botella realizadas en el laboratorio, tienen como objetivo monitorear de una manera semicuantitativa la tasa de gelación y la rigidez del gel como una función de la temperatura y el tiempo. Estas pruebas se realizan con el fin de observar el comportamiento del gel y obtener las concentraciones de polímero (ppm) y agente entrecruzador apropiado para su inyección en la formación. A la vez, sirven para estudiar el desempeño del gel a condiciones de yacimiento y la compatibilidad de los fluidos de preparación con los polímeros.

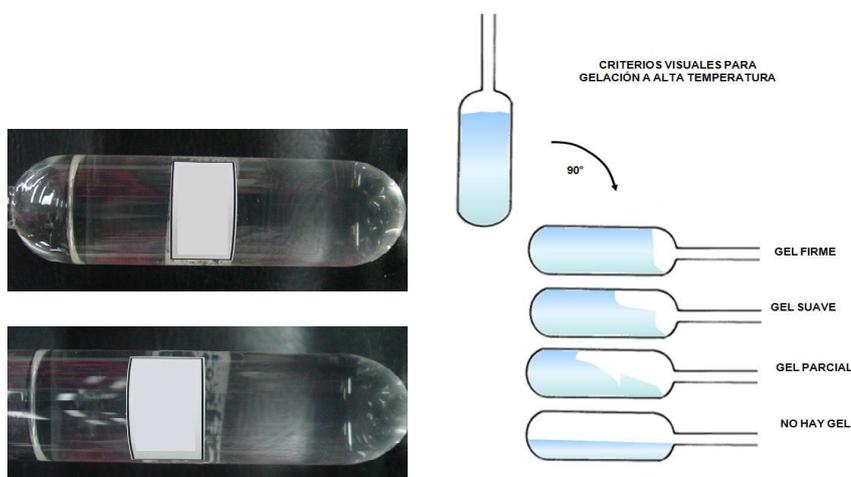
Para las pruebas se preparan varias soluciones poliméricas en tubos de ensayo utilizando diferentes concentraciones de polímeros y agentes entrecruzadores. Se controlan factores como el pH de la solución y la

---

<sup>36</sup> Yates, F.: The design and analysis of factorial experiments. Technical Communication of the Commonwealth Bureau of Soils 35, Commonwealth Agricultural Bureaux, Farnham Royal (1937)

temperatura de prueba. El seguimiento se realiza observando en cada una de las soluciones preparadas la formación del gel a medida que transcurre el tiempo de la prueba y si se producen precipitados o cambios en el color. En el caso de existir precipitados o cambios en el color del gel, los fluidos de preparación y los productos químicos pueden ser incompatibles.

**Figura 28.** Criterios visuales para determinar el proceso de gelación a alta temperatura



Las soluciones poliméricas con bajo contenido de oxígeno son colocadas en tubos de ensayo, selladas al vacío y monitoreadas en el tiempo para observar los resultados en tiempo de formación y consistencia del gel; para esto se utiliza el código propuesto por R.D Sydanski<sup>37</sup>, éste se muestra tanto gráfica (figura 28) como en forma tabulada (tabla 5). Según la consistencia apreciada se asigna una letra a la que se ha asociado un número de 1 a 10 para poder realizar el análisis experimental.

La solución escogida debe ser la que forme un gel estable buscando la concentración óptima de polímero y entrecruzador.

<sup>37</sup> SYDANSKI, R.D. Field Testing of a New Conformance-Improvement-Treatment Chromium(III) Gel Technology. Tulsa. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. SPE 17383-MS. Tulsa, 1988.

**Tabla 5.** Tabla descriptiva de las características de los geles

CÓDIGO	VALOR	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
A	1	Gel formado no detectable.	El gel parece que tiene la misma viscosidad (fluidez) que la solución original de polímero y el gel no es detectable visualmente.
B	2	Gel altamente fluido.	El gel parece ser solo ligeramente más viscoso (menor fluidez) que la solución original de polímero.
C	3	Gel fluido.	La mayoría del gel detectable fluye al tope de la botella después de la inversión de esta.
D	4	Gel moderadamente fluido.	Solo una pequeña porción del gel (5 - 15%) no fluye fácilmente al tope de la botella después de la inversión de esta. Usualmente caracterizado como un gel puntudo.
E	5	Gel escasamente fluido.	El gel escasamente fluye al tope de la botella después de la inversión de esta y una porción significativa (>15%) del gel no fluye después de la inversión.
F	6	Gel altamente deformable no fluido.	El gel no fluye al tope de la botella después de la inversión de esta.
G	7	Gel no fluyente moderadamente deformable.	El Gel fluye casi a la mitad de la botella después de la inversión de esta.
H	8	Gel no fluyente ligeramente deformable.	La superficie del gel ligeramente se deforma después de la inversión.
I	9	Gel rígido.	No hay deformación de la superficie del gel después de la inversión.
J	10	Gel Vibrante	El gel vibra al agitarse sin deformarse después de invertir la botella.

❁ **Pruebas TGU (velocidad de flujo del gel)<sup>38</sup>.** Se realiza para establecer la presión de transición y consistencia del gel, se aplica en mayor grado a los geles de dispersión coloidal (CDG). En estos geles la concentración del polímero puede variar entre 300 y 1800 ppm y el entrecruzador en relación 20:1 a 40:1.

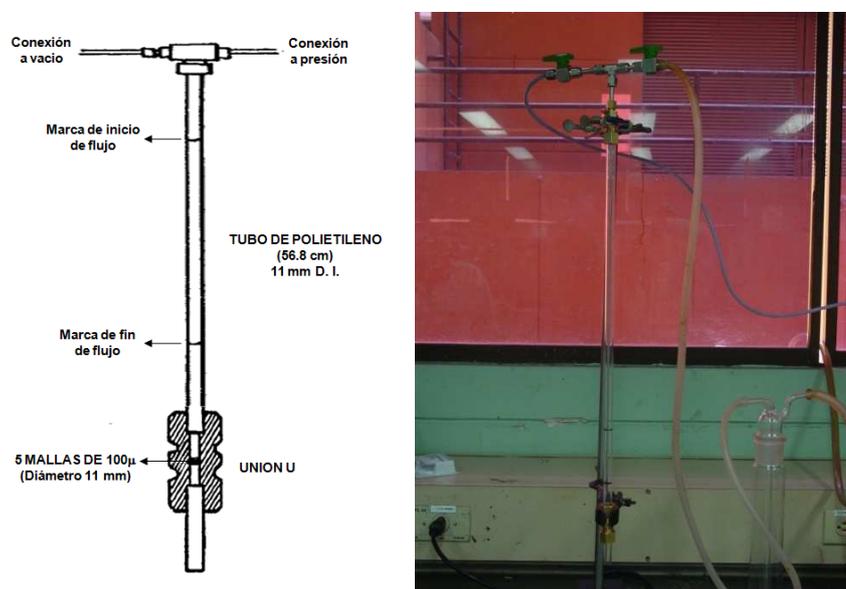
La prueba TGU permite cuantificar, de manera rápida, la consistencia del gel y comparar geles entre sí. Es la contraparte de la prueba de screen factor usada para polímeros. Al igual que el montaje de screen factor, el aparato TGU tiene un screen pack de 5 tamices de 100 mesh, a través de los cuales fluye la solución. A diferencia de la prueba del screen factor, en esta prueba se aplica presión a la solución para forzarla a través de los tamices. Al hacer un gráfico de velocidad de flujo y TGU contra presión, se obtiene la presión de transición como el punto de cruce de las dos

<sup>38</sup> SMITH , J.E. The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying polyacrylamide Gel Strength. TIORCO Inc

curvas. La presión de transición es proporcional a la resistencia ó consistencia del gel y permite realizar comparaciones entre geles.

El TGU consta de una entrada para aplicar presión, un tubo de polietileno de 11mm de diámetro interno y 56.8cm de longitud para colocar la muestra; un módulo de filtrado (screen pack), el cual consta de cinco membranas de 100 mesh. El ensamble de las mallas va al final del tubo, acomodadas en un soporte de tuerca tipo swagelok que se rosca al tubo, haciendo sello con un empaque de caucho que es sostenido por los hilos de la tuerca. Las mallas son colocadas en ángulos de 45° una respecto a otra, frente a los hilos de la tuerca. Cuando el paquete es atornillado al TGU, el empaque es presionado contra las mallas sosteniéndolas firmemente. Se estiman errores del orden del 5 al 10% en la repetibilidad de las pruebas TGU para geles fuertes. El equipo mencionado se muestra en la figura 29.

Figura 29. Equipo TGU



**Fuente:** Modificado de SMITH, J.E. The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying polyacrylamide Gel Strength. TIORCO Inc

La prueba con el TGU se realiza cargando una porción de 25 ml del gel dentro del tubo, con el paquete de mallas en su lugar. Se conecta el tubo a la fuente de presión y se suspende verticalmente sobre un vaso de recolección. Se aplica presión y se mide el tiempo que tarda en fluir 25 ml del gel a través de las mallas junto con la presión de prueba. La velocidad de flujo del gel se compara con la velocidad de flujo del polímero sin agente entrecruzador de la misma composición de la del gel preparado a la misma concentración.

La carga del gel en el tubo del TGU puede hacerse por vertimiento o por succión. El vertimiento funciona bien si el gel es relativamente débil, como ocurre con geles del tipo “dispersión coloidal” discontinua. Si el gel es más fuerte, o más continuo, el extremo del tubo, sin la unión del paquete de mallas, puede sumergirse en el gel y aplicarse vacío. Cuando una cantidad adecuada de gel se ha puesto en el tubo se pone el paquete de filtros en el extremo inferior del tubo.

Originalmente el TGU se desarrolló como una alternativa al equipo de análisis Screen Factor, el cual se utiliza como técnica rápida para medir la resistencia relativa al flujo de polímeros en medios porosos. Un volumen constante de la solución de prueba se pasa a través de los filtros de 100 mesh y se registra el tiempo de flujo. La principal diferencia entre el TGU y el equipo SF (screen factor) es el uso de la presión. También, el área superficial de los filtros en el TGU es mayor, haciendo el TGU menos sensible que el SF.

El valor del screen factor es la relación del tiempo de flujo del polímero con el tiempo de flujo del agua a través del mismo paquete de filtros. De manera similar, en la ecuación del TGU, el tiempo de flujo del gel se compara con el tiempo de flujo del polímero sin entrecruzar, manteniendo las mismas condiciones de presión para los dos casos.

El valor TGU permite realizar la comparación de la resistencia de flujo de un gel con la del polímero sin entrecruzar. Un TGU mayor de 1 significa que el entrecruzador ha incrementado su resistencia al flujo. Sin embargo, el hecho de que se aplique presión al gel presenta algunos problemas. Primero, los geles probados a diferentes presiones, presentan diferentes valores de TGU. Esto es debido a que cuando la presión de la prueba se incrementa, las velocidades de flujo del polímero y del gel varían. Como resultado, los valores de TGU tienden a disminuir cuando se incrementa la presión en la prueba para un gel dado. Por esto, es recomendable realizar las pruebas a una sola presión, estableciendo un rango de presión de prueba que garantice el desarrollo de la prueba y la comparación de los resultados.

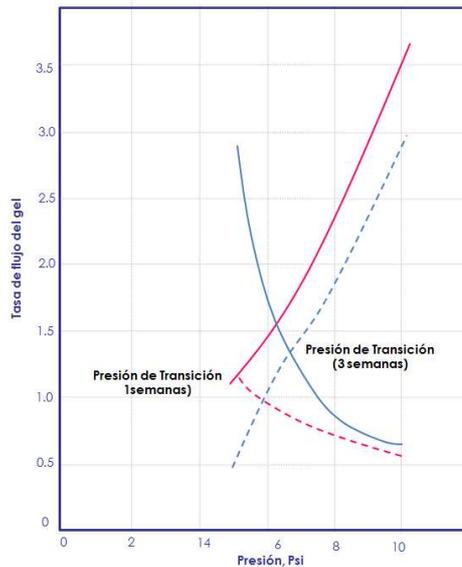
En este sentido, los geles tienen dos tipos de respuesta en la prueba TGU dependiendo de la presión. Para el rango de bajas presiones, el gel tiende a estrujarse (squeeze), puede fluir a través de los filtros, pero se tapona antes que una cantidad suficiente de gel haya pasado para calcular la velocidad de flujo. Esto ocurre debido a que las moléculas tienden a expandirse y taponar los poros, aunque cualquier fuerza intermolecular que mantenga el gel en los filtros es suficiente para vencer el diferencial de presión aplicado.

Si se aumenta la presión de prueba, el gel experimenta una transición del rango de estrujamiento al de "flujo". En este último, el gel fluye consistentemente y pueden obtenerse datos válidos de velocidad de flujo. Una vez el gel ingresa al rango de flujo, se comporta mucho más parecido a un polímero sin entrecruzar. Las moléculas se encogen y fluyen aumentando su tasa igualmente con la presión. Por tanto, las pruebas a presiones altas en el rango de flujo son suficientes para vencer cualquier enlace intermolecular que retendría el gel en los filtros.

Todos los geles tienen una sola presión de prueba a la cual experimentan la transición del rango de estrujamiento al de flujo. Esta única presión es la presión de transición. Este hecho se utilizó para comparar geles de diversas consistencias entre sí. La idea es que si la presión de transición para un gel es única y repetible, podría usarse como una medida de comparación de la consistencia del gel.

La figura 30 muestra el efecto del aumento de la presión de prueba de la velocidad de flujo del gel y los valores del TGU. La presión de transición equivale al punto en donde las dos curvas se entrecruzan a un valor dado. Por debajo de la presión de transición, el valor del TGU se incrementa rápidamente. Por encima de la presión de transición, la velocidad de flujo aumenta y el TGU disminuye.

**Figura 30.** Gráfica para hallar la presión de transición



Para determinar la presión de transición, se prueban geles y soluciones de polímeros sin entrecruzar a tres diferentes presiones en el rango de flujo. Se mide el tiempo (en segundos) para filtrar 25 ml de solución y la presión en psi. Para el tiempo de flujo se calculan las velocidades de flujo

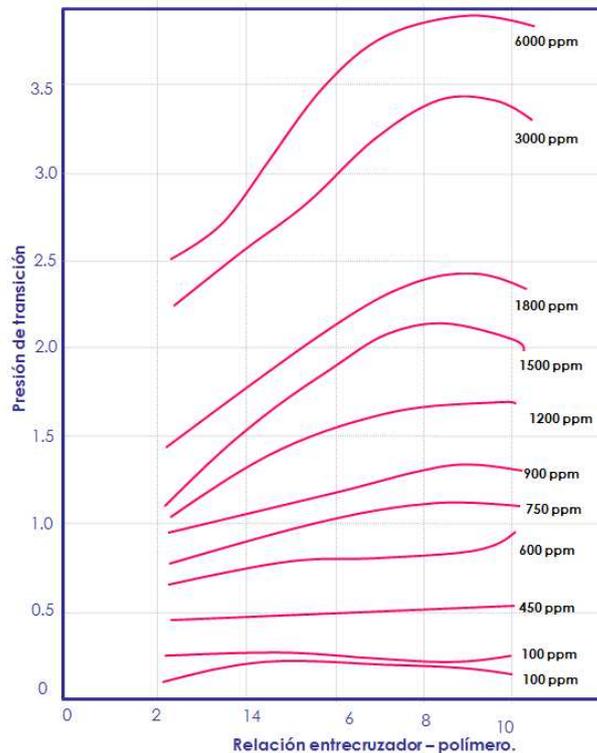
(Q). Siempre y cuando tanto el polímero como el gel se prueben a la misma presión, el valor de TGU para los geles se calcula con la ecuación 15.

$$TGU = \frac{\text{Velocidad flujo polímero}}{\text{Velocidad flujo gel}} = \frac{Q_{(p)}}{Q_{(g)}}$$

Ec. 15

La presión de transición es única para cada gel y aumenta con el aumento de su consistencia. En esta prueba se toma una gran cantidad de datos en corto tiempo, puesto que cada prueba toma solo dos minutos y se requieren 10 pruebas para una presión de transición. La figura 31 muestra las presiones de transición para diferentes concentraciones de polímero y diferentes relaciones de entrecruzador.

**Figura 31.** Presiones de transición para diferentes concentraciones de polímero y relaciones de entrecruzador.



### 3.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

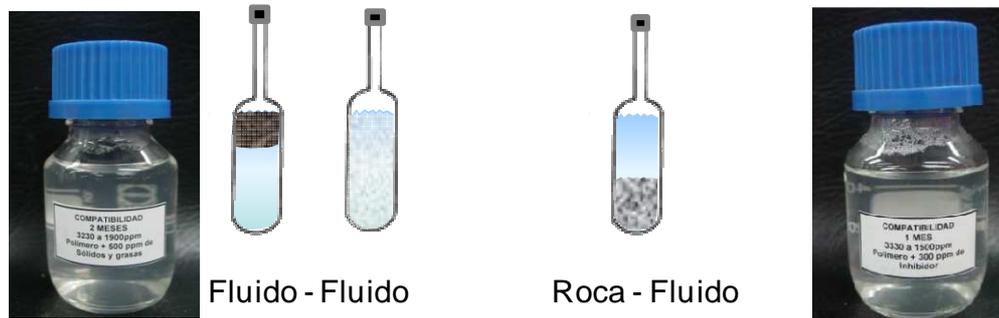
Luego de realizar las pruebas básicas a los polímeros y a las soluciones formadoras de los geles, es necesario establecer si los fluidos que serán inyectados son compatibles con los fluidos y la roca que se encuentran en la formación a tratar. Entonces, estas pruebas sirven para determinar si hay incompatibilidades entre los aditivos que forman parte de una formulación.

Para el desarrollo de las pruebas, en una cabina de ambiente inerte, se desoxigena el agua de preparación hasta los obtener concentraciones mínimas de oxígeno. Posteriormente, se adicionan los aditivos al agua a las concentraciones establecidas y se agita con barra magnética por 24 horas. Durante este tiempo, se observa sí hay cualquier incompatibilidad como cambio de coloración, escamas o precipitados, ya que no es recomendable hacer purga después de adicionados los aditivos.

Si no se observa incompatibilidad se continua con la preparación de las soluciones poliméricas y/o geles de trabajo, diluyendo la solución madre con el agua que contiene los aditivos. Una vez preparadas las soluciones de trabajo, se dejan en agitación por 24 horas más y se observa en búsqueda de incompatibilidades.

Siguiendo el procedimiento descrito anteriormente, las pruebas de compatibilidad se realizan entre las soluciones de químicos que serán inyectados y los fluidos y roca de formación. Para esto, se usan botellas (frascos de borosilicato de 50 o 100 ml que se puedan tapar con tapón de caucho y luego sellarse con tapa de aluminio) como las mostradas en la figura 32.

Figura 32. Botellas para las pruebas de compatibilidad



En el laboratorio de química de producción del Instituto Colombiano del Petróleo se realizaron las pruebas de compatibilidades evaluando el comportamiento de las soluciones químicas de interés con el crudo de la formación, sólidos suspendidos, inhibidor de corrosión y grasas y aceites (ver anexo 2).

En la cámara inerte se purgaron con nitrógeno los frascos, se colocó la solución polimérica con bajo contenido de oxígeno y se realizaron mezclas de la solución de químicos con los elementos a evaluar, se dejó un espacio libre sobre el volumen adicionado para los vapores producidos durante el calentamiento, se colocó el tapón de caucho y se cerraron herméticamente. Una vez tapados, las mezclas se emulsificaron manualmente por 60 segundos y se llevaron a la temperatura de prueba (de yacimiento) en horno. Para cada conjunto de condiciones (composición de la solución y temperatura) se deben preparar las botellas necesarias para evaluar los cambios a 15, 30,60 y 90 días.

Luego de transcurrido el tiempo de prueba, se retiran las botellas y se dejan enfriar a temperatura ambiente para observar cualquier cambio visible como sedimentación de sólidos suspendidos, formación de escamas, cambios de color, separación de fases, sinéresis, pérdida de la viscosidad de la solución polimérica, etc. Estos fenómenos son indicativos de incompatibilidades y deben ser tomados en cuenta al momento del diseño del proceso.

### **3.3. PRUEBAS DE ESTABILIDAD**

Las soluciones químicas inyectadas a los yacimientos deben mantener sus condiciones, en especial su viscosidad desde el momento de la mezcla en superficie hasta que se introduce a la formación. Sin embargo, en el yacimiento las soluciones poliméricas estarán sometidas a condiciones fisicoquímicas que pueden degradar la viscosidad y el screen factor. Entonces, se debe seleccionar un conjunto de químicos que sea resistente a la degradación, es decir, que se considere estable en el medio poroso.

A continuación se describen algunos elementos y procedimientos para determinar cambios que se consideren vulneran la estabilidad de las soluciones químicas. El oxígeno disuelto y los metales de transición pueden causar degradación, por lo tanto la preparación de soluciones químicas y los experimentos deben hacerse en un ambiente que asegure mínimas concentraciones de oxígeno o un ambiente totalmente anaerobio. Pero para que las evaluaciones sean representativas deben incluirse todos los aditivos que forman parte de la formulación, como biocidas, inhibidores de corrosión y escamas, etc.

#### **3.3.1. Estabilidad química y térmica**

Las pruebas de estabilidad química y térmica son similares a las pruebas de compatibilidad. En este caso, suelen evaluarse una mayor cantidad de elementos, pero el procedimiento usado es el mismo y los frascos para el montaje de las muestras también lo son. Como el procedimiento es igual al descrito anteriormente no se describirá nuevamente. Dentro de las condiciones evaluadas se encuentran: la roca yacimiento, roca sintética, sin O<sub>2</sub>, 200 ppb O<sub>2</sub>, 3 ppm Fe sin O<sub>2</sub>, 3 ppm Fe + 200ppb O<sub>2</sub>, 6 ppm Fe sin O<sub>2</sub> y 6 ppm Fe + 200 ppb O<sub>2</sub>. Los resultados detallados se muestran en el anexo 2, pero algunas figuras representativas se muestran a continuación.

**Figura 33.** Botellas para las pruebas de estabilidad



Los tiempo de prueba fueron los mismos (15, 30,60 y 90 días), al igual que el esquema de las pruebas. La estabilidad química y térmica de las soluciones se expresa en el porcentaje retenido de la propiedad seleccionada (viscosidad, filtrabilidad, screen factor, etc) después de un periodo expuesto a temperatura elevada. La propiedad debe ser medida al principio y al final a temperatura ambiente o a la temperatura seleccionada para el experimento.

### **3.3.2. Estabilidad mecánica**

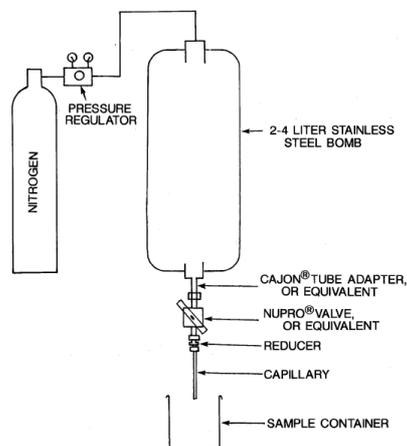
La estabilidad mecánica se mide en función de la degradación que sufre la solución viscosa debido a su desplazamiento desde superficie hasta la formación. La medida del efecto de la degradación mecánica sobre la solución es importante para determinar las técnicas correctas para su preparación, bombeo y manejo tanto en laboratorio como en campo.

Para evaluar experimentalmente este fenómeno se usan dos tipos de pruebas, la prueba de esfuerzo de corte capilar y la prueba de esfuerzo de corte en corazones. En estas, las soluciones químicas que serán evaluadas son presurizadas a diferentes tasas de flujo usando diferentes niveles de presión, en el primer caso a través de tubos capilares y en el segundo a través de corazones de berea o del yacimiento. El efecto de degradación

mecánica se determina midiendo la viscosidad o el screen factor antes y después del ensayo.

❁ **Prueba de esfuerzo de corte capilar.** En esta prueba se busca establecer el efecto que tiene sobre la solución inyectada, el paso a través de las perforaciones ubicadas en la cara del pozo. Para ello fue montado en el Instituto Colombiano del Petróleo un equipo<sup>39</sup> (ver figura 34) que consta de un recipiente en acero inoxidable (2 a 4 litros) con conexión para suministro de nitrógeno por el tope y en el fondo a un tubo capilar. Para evaluar la degradación se hacen mediciones de viscosidad y screen factor de la solución original y de aquella que ha sido cortada, es decir, aquella que ha pasado por el montaje de esfuerzo de corte asemejando su paso de la tubería de inyección hacia la formación a través de las perforaciones a determinada presión.

**Figura 34.** Montaje de esfuerzo de corte capilar



Para el desarrollo de la prueba se coloca la solución de estudio, previamente medidos la viscosidad y screen factor, en el recipiente de

<sup>39</sup>Montaje del equipo de shear rate de: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. API Recommended Practice 63 (RP 63). 1 Edición, 1990. Sección 6.6.2.

acero inoxidable y es forzada a través del capilar, mediante nitrógeno a presiones de 10, 30, 50 y 100 psi o inclusive más altas dependiendo del capilar usado. En cada caso se recogen entre 100 y 200 ml de solución en un contenedor mientras se mide el tiempo de flujo. Posteriormente se mide la viscosidad y screen factor de la solución recolectada. El cálculo del esfuerzo de corte (shear rate), aplicado en cada uno de los casos, se realiza con la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{4Q}{\pi R^3}$$

Ec. 16

Donde:

$\gamma$  = Shear rate aparente para un espesor de pared capilar dado,  $\text{sg}^{-1}$

Q = Tasa de flujo,  $\text{cm}^3/\text{sg}$

R = radio interno del capilar, cm

Para realizar los cálculos se asume un fluido de densidad de  $1.0 \text{ g/cm}^3$ , el cual para la mayoría de propósitos es una aproximación aceptable. Con esto en el desarrollo de la prueba se miden masa y tiempos y posteriormente se calculan tasas de flujo.

- ✦ **Prueba de esfuerzo de corte capilar.** De forma similar a la prueba anterior, en esta se busca establecer el efecto que tiene sobre la solución inyectada, el desplazamiento a través del medio poroso. Para el desarrollo de estas pruebas se usan equipos de desplazamiento lineal (coreflooding) y se recomienda el uso de bereas con permeabilidades entre 250 y 400 mD o corazones del yacimiento de interés.

Para el desarrollo de las pruebas se debe tener en cuenta la presión usada para el desplazamiento. Además de los cambios visuales que se puedan observar en la solución después de ser desplazada, la mayor

evidencia de la degradación mecánica serán los cambios reológicos de la solución, por lo tanto se deben hacer pruebas de viscosidad y screen factor antes y después del desplazamiento. El esfuerzo de corte se mide por medio de la velocidad de avance frontal (velocidad intersticial) a través del corazón. Ésta propiedad es calculada usando la siguiente ecuación:

$$v = \frac{7.323 q}{\phi A}$$

Ec. 17

Donde:

v = velocidad frontal, pie/día

q = tasa de inyección de fluido, cm<sup>3</sup>/min

φ = Porosidad en fracción

A = Área transversal del corazón, pulg<sup>2</sup>

### 3.4. INYECTIVIDAD

Los conceptos relacionados con el índice de inyectividad fueron descritos en capítulos anteriores y son básicos para los procesos de recobro mejorado. En algunos casos el índice de inyectividad se mantiene constante, siendo directamente proporcional a la presión de inyección. Sin embargo, cuando se inyectan soluciones viscosas se pueden presentar disminuciones en la tasa de inyección debido a taponamientos o modificaciones de la roca de yacimiento que generen pérdidas de inyectividad.

Por lo anterior, uno de los parámetros más importantes en los procesos de recobro químico, como la inyección de geles, es la inyectividad y estudiar el posible comportamiento del pozo frente a la inyección de soluciones viscosas es básico en el diseño de estos procesos. En la inyección de geles, las

soluciones inyectadas son viscosas y existen principalmente tres propiedades que afectan la inyectividad en estos casos:

- Los residuos, fracciones de microgeles ó polímero sin disolver.
- La reología del polímero en el medio poroso.
- La degradación mecánica del polímero.

Cada uno de los elementos que generan las pérdidas de inyectividad se manifiestan de la misma forma así tengan orígenes diferentes, taponando la entrada de los fluidos. Dentro de las pruebas realizadas en laboratorio y regidas por la norma API RP63 no existe una prueba encargada de establecer este fenómeno. Sin embargo, tomando como base los experimentos realizados por Randy Seright<sup>40</sup> y luego de comunicaciones directas con él, se propuso una prueba que permita establecer la tendencia al taponamiento generada por soluciones viscosas, así como el procedimiento de desarrollo y análisis de los resultados. Para evaluar el posible taponamiento con base en resultados de laboratorio, es necesario establecer algunos conceptos:

- **Throughput:** Es una medida del rendimiento de la inyección. Se calcula como la relación entre un volumen inyectado por unidad de área de flujo. Por ejemplo, si se pasan 600 cm<sup>3</sup> de solución polimérica a través de un filtro de 47 mm de diámetro el cálculo sería el siguiente:

$$\text{Throughput} = \frac{\text{Volumen}}{\text{Área de flujo}} = \frac{V}{\pi r^2} = \frac{600 \text{ cm}^3}{\pi * (2.33 \text{ cm})^2} = 35 \text{ cm}^3 / \text{cm}^2 \quad \text{Ec. 18}$$

- **Flux:** Es una forma de normalizar la tasa de flujo. Para esto se establece la cantidad de fluido inyectado por unidad de área y por unidad de tiempo.

<sup>40</sup>SERIGHT, Randy. Injectivity Characteristics of EOR Polymers. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. SPE 115142. 2009

Con esto se establece un volumen de flujo por unidad de tiempo y se puede calcular de la siguiente forma:

$$Flux = \frac{Throughput}{Tiempo} = \frac{Volumen / Area\ de\ flujo}{Tiempo} [=] \frac{cm^3 / cm^2}{s} \quad \text{Ec. 19}$$

- ✿ **Resistencia de la torta de filtrado:** El concepto viene del proceso de filtración, en el cual si la solución filtrada tiende a taponar, se generará una torta en el sitio de la entrada del fluido, esta crecerá a medida que avanza el proceso de filtración y ejercerá una resistencia al flujo. Adaptando este concepto se puede extrapolar la resistencia de la torta de filtrado al efecto que ejercen las partículas que se acumulan en la cara del pozo cuando es sometido a la inyección de una solución polimérica que tiende a ser taponante.

Los cálculos se basan en establecer un sistema de flujo a una presión determinada y medir el flux que se tiene durante la realización de la prueba. Con esto, es fácil establecer que mientras más taponado este el sistema, la resistencia será mayor y es posible establecer una tendencia a que este taponamiento ocurra para una determinada solución. La forma de calcular esta resistencia es la siguiente:

$$Re\ sistentia\ torta = \frac{Pr\ esión}{Fluxo} [=] \frac{atm}{cm^3 / cm^2 / s} = cm - cP / Darcy \quad \text{Ec. 20}$$

Luego de revisar estos conceptos, es posible plantear el desarrollo de dos tipos diferentes de pruebas que permitan medir la resistencia de la torta de filtrado y establecer así la tendencia al taponamiento de cualquier tipo de solución viscosa. Para esto, las pruebas pueden ser estáticas (filtración) o dinámicas (desplazamiento en corazones). Por ser un proceso similar al de yacimiento, las pruebas dinámicas se acercan más al comportamiento en

campo. Sin embargo, modificando adecuadamente el medio filtrante, las pruebas en filtros permiten alcanzar resultados muy similares.

❁ **Pruebas estáticas.** Se realizan con el mismo montaje del proceso de filtración. Para esto se establece una presión específica y constante. Y posteriormente, se filtra un volumen de muestra midiendo los tiempos de filtración para después calcular con esto la resistencia.

❁ **Pruebas dinámicas.** Se realiza con el mismo montaje usado para las pruebas de desplazamiento en corazones. Para establecer la presión a usar para los cálculos, se tiene en cuenta que el efecto buscado es en la cara del pozo y por esto se toma la presión en la entrada del corazón y considerando que el factor de resistencia se mantiene en toda la longitud del corazón se miden los tiempos de flujo de los volúmenes a través del corazón. Posteriormente se calcula la resistencia como se dijo anteriormente.

Para el análisis de los resultados, se realizan gráficas de Resistencia Vs Throughput, éstos permiten establecer la tendencia al taponamiento al encontrar comportamientos asintóticos. Adicionalmente, ajustando la membrana de los filtros, los resultados pueden tener equivalencia con las pruebas en corazones. Por tanto, si se realiza un análisis comparativo y se establece la membrana que permita encontrar valores similares a las pruebas de corazones, se podrían extender los resultados de diferentes tipos de soluciones viscosas, disminuyendo los costos de las pruebas en corazones y usando solamente los filtros.

### 3.5. RETENCIÓN

El medio poroso puede retener parte de las soluciones poliméricas, esto se debe a dos fenómenos generados por el medio poroso: adsorción y entrapamiento mecánico. Al ocurrir estos procesos, la concentración de la solución que se desplaza disminuye debido a la pérdida de polímero hacia diferentes sitios de la formación y por tanto, su poder viscosificante también decrece.

La retención se presenta debido a que las moléculas largas se adhieren temporalmente a la superficie de la arena cuando son inyectadas dentro de un medio poroso. Las propiedades de la superficie de la arena, de las moléculas del polímero y del solvente, en este caso el agua, determinarán la permanencia de esta adherencia. Una vez estas moléculas de polímero se entrapan en una garganta de poro, ya sea por efectos mecánicos o químicos, pueden ejercer influencia selectiva sobre el paso de otros fluidos.

La influencia descrita anteriormente se puede evidenciar de forma sencilla. Por ejemplo, cuando agua destilada se hace fluir a través de una garganta, no existe aparente repulsión iónica entre el agua y las moléculas del polímero, pero hay una gran atracción coulombica entre el agua y las moléculas del polímero debido a la acentricidad de la molécula de agua. Por lo tanto, las moléculas de los polímeros tienden a ser estiradas para taponar parcialmente el paso de agua en la garganta, disminuyendo así la movilidad del agua fresca.

Por otro lado, cuando una solución electrolítica, como la sal en solución, fluye al lado de las mismas moléculas del polímero, existe una repulsión iónica al igual que una atracción coulombica, la cual, dependiendo de la concentración del electrolito, puede hacer que las moléculas del polímero se suelten y se quiten del camino, permitiendo así el flujo del electrolito a través de la

garganta y permitiendo el aumento de la movilidad de la solución electrolítica en comparación con el agua.

En el caso que una mezcla de hidrocarburos se haga fluir a través de la misma garganta de poro, las fuerzas de repulsión iónicas se encuentran ausentes y las fuerzas de atracción coulombicas están presentes. Pero teniendo en cuenta que la acentricidad de las moléculas hidrocarburos, y por lo tanto su momento dipolar, es mucho menor que el de las moléculas de agua, las fuerzas de atracción entre los polímeros y las moléculas de hidrocarburos son mucho más bajas que las fuerzas de atracción entre los polímeros y las moléculas de agua. Por lo tanto, la molécula del polímero se desprenderá parcialmente para dar un paso más al aceite que al agua, resultando en una mayor movilidad del aceite que al agua.

Este fenómeno de selectividad del flujo de fluidos en el medio poroso se puede medir por medio del factor de resistencia y el factor de resistencia residual. El factor de resistencia se constituye en un indicador de la efectividad del polímero para aumentar la viscosidad del agua y el factor de resistencia residual permite establecer la reducción de la permeabilidad efectiva al agua.

Según lo anterior y tomando en cuenta los conceptos que se han discutido en capítulos anteriores, es claro que no todos los químicos que se inyectan a una formación, se desplazan a través de esta. Cierta cantidad de estos químicos se pierden hacia la roca y otros se quedan atrapados en gargantas estrechas. Entonces, en la evaluación experimental es necesario establecer de forma aproximada la cantidad de químicos que se pierden por efecto de estos fenómenos. En las secciones siguientes se describirán algunos de los métodos usados para establecer estos valores.

Antes de la descripción de los métodos es necesario aclarar que en cualquier método de retención en el que se usen corazones, los resultados dependerán de la calidad de los mismos. La mayoría del flujo del polímero ocurre en las secciones de alta permeabilidad del yacimiento, por lo tanto se deben seleccionar corazones en el rango de la mitad superior de permeabilidad. De manera general la retención es una función de la mojabilidad y de la contaminación en la superficie de la roca. Los mejores corazones serán los nativos y que hayan sido tomados con fluidos base aceite, libres de surfactantes y de polímeros solubles en agua. Sí no se dispone de corazones nativos, la restauración de corazones es una etapa crítica para obtener resultados representativos. Sí es necesario usar corazones de Berea o arena Ottawa, deben de descontaminados de polímeros y surfactantes.

### 3.5.1. Factor de resistencia

En las primeras investigaciones de las soluciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada se observaron viscosidades de cinco a veinte veces los valores medidos en el viscosímetro convencional a las tasas de corte que se creía existían en el medio poroso. Estos aumentos en viscosidad no se esperaban a partir del comportamiento reológico de los fluidos. Así que Pye<sup>41</sup> introdujo el concepto de factor de resistencia para cuantificar este efecto.

El factor de resistencia es un término que expresa la efectividad de los aditivos poliméricos en términos de este número. El factor de resistencia,  $F_R$ , se define matemáticamente de la siguiente manera:

$$F_R = \frac{\lambda_w / \lambda_o}{\lambda_p / \lambda_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{k_w / \mu_w}{k_p / \mu_p} \quad \text{Ec. 21}$$

<sup>41</sup> Pye, David J., "Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility".

Adicionalmente, El factor de resistencia residual representa la razón de movilidades entre el agua inyectada inicialmente en el yacimiento y la movilidad del agua después del paso de la solución polimérica. El término fue desarrollado por Burcik<sup>42</sup>, quién observó una disminución en la movilidad de la salmuera en un núcleo en forma de disco de arena berea que había sido desplazado inicialmente con una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada. La reducción de la movilidad persistía aún después de haber desplazado cerca de cien veces el volumen poroso de salmuera a través del disco. Burcik concluyó que las moléculas de polímero retenidas en la estructura de los poros debido a la adsorción o entrapamiento mecánico eran hidrofílicas y restringían el flujo de agua. El valor del factor de resistencia residual es siempre mayor a uno para las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas porque el polímero tiende a adherirse a los poros de la roca, reduciendo así la permeabilidad al agua con la cual tiene afinidad. El factor de resistencia residual es usado entonces, para indicar la disminución en la movilidad del agua que sigue a una solución polimérica, en relación con la movilidad del agua antes del flujo de la solución, y es por tanto, una relación que expresa la medida del cambio hecho por la solución polimérica al medio poroso.

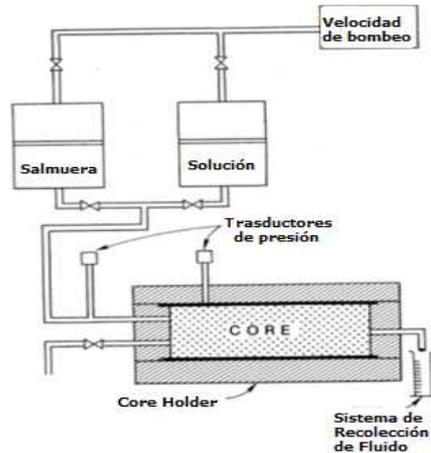
$$F_{RR} = \frac{\lambda_w(\text{inicial})}{\lambda_p(\text{después del polímero})} \quad \text{Ec. 22}$$

Para el cálculo de estas propiedades se realizan pruebas de desplazamiento en corazones. Para propósitos de laboratorio es recomendado el uso de corazones de areniscas de berea como un medio poroso estándar, al igual que rocas de yacimiento. El corazón es montado en el holder y saturado con salmuera, de igual composición a la usada para la solución polimérica. La salmuera es inyectada a velocidades entre 0.5 y 0.2 ft/día. Las velocidades

<sup>42</sup> Burcik, E. J.: "A note on the flow behavior of Polyacrylamide Solutions in Porous Media," *Prod. Monthly*(June, 1965) 14.

de inyección y los diferenciales de presión son monitoreados y se registran cuando las condiciones estén en estado estable; el montaje se puede ver en la figura 36.

**Figura 35.** Montaje de prueba de desplazamiento lineal



Con los resultados de las pruebas es posible calcular la permeabilidad de la salmuera con la ecuación de Darcy para flujo horizontal de un fluido incompresible (Ec. 24). Posteriormente una solución polimérica se hace fluir por la muestra; durante la prueba, al final del corazón se recoge el fluido, para medir viscosidad y realizar un análisis cuantitativo.

$$q = \frac{kA}{\mu} * \frac{\Delta P}{L}$$

Ec. 23

En un proceso de inyección de polímeros el factor de resistencia es siempre mayor a 1, cuanto mayor sea este número, mayor será la capacidad del polímero para mejorar la razón de movilidades, ya sea aumentando la viscosidad de la solución, disminuyendo la permeabilidad al agua inyectada, o ambas. A nivel físico, al existir un aumento en el factor de resistencia, se aumenta la recuperación de aceite hasta el punto en que la movilidad de la solución polimérica es mayor que la movilidad del aceite desplazado. Sin embargo, una vez la razón de movilidades se ha hecho favorable, un

incremento adicional en el factor de resistencia no mejora significativamente la recuperación de aceite.

Por otro lado, el factor de resistencia residual es importante ya que demuestra la capacidad del polímero para cambiar la permeabilidad de la roca a largo plazo, y podrá decirnos un estimado del efecto del polímero cuando se realice nuevamente inyección de agua.

### **3.5.2. Entrampamiento mecánico**

El entrampamiento mecánico ocurre a través del medio poroso y para establecerlo en laboratorio se usa el equipo de desplazamiento lineal usado para la determinación del factor de resistencia (ver sección anterior). La medición del entrampamiento del polímero se basa en los valores de concentración de la solución efluente de las pruebas, además de la realización de un perfil de concentración y el balance de masa de las pruebas. En general lo que se desea estimar es la cantidad de polímero que se queda atrapado en el corazón, luego de realizado una prueba de desplazamiento, para esto se realiza la medición de concentración en el efluente y se grafica con respecto al volumen de solución inyectada.

### **3.5.3. Adsorción**

Los conceptos relacionados con la adsorción fueron descritos en capítulos anteriores, en esta sección se busca establecer una forma de medición de la adsorción. Para esto, las pruebas se realizan con el mismo montaje del factor de resistencia, teniendo el cuidado de establecer algunos aspectos adicionales. La muestra que será evaluada debe tener una concentración de polímero conocida. Además, debido a que la adsorción genera disminución en la concentración, con la solución efluente se establecen los cambios en

las concentraciones que estarán directamente relacionados con la adsorción en la roca.

Para realizar la prueba de adsorción por medio del desplazamiento lineal de una solución polimérica, una cantidad dada de soluto se adsorbe sobre el área superficial de la roca. Si se tiene en cuenta que se está realizando la prueba con un volumen dado de solución (V), cuando se alcance el equilibrio en el proceso de adsorción se tendrá una fracción de la concentración inicial ( $C_i - C_f$ ) en la solución efluente y se genera una superficie de exceso ( $\Gamma_s$ ) sobre los granos (A); esta teoría se puede expresar matemáticamente como una relación directa entre la superficie de exceso generada y la variación de la concentración (ver Ec. 24).

$$\Gamma_s = \frac{V \Delta C}{A} = \frac{V (C_i - C_f)}{A} \quad \text{Ec. 24}$$

Según la ecuación anterior, si se establece el cambio de concentración en una solución viscosa que se desplaza por un medio poroso, teniendo caracterizado el medio, es posible aproximar la superficie de exceso y establecer así la adsorción generada durante la inyección. El proceso matemático asociado al desarrollo de la ecuación puede ser detallado con el trabajo de Sorbie<sup>43</sup>.

### 3.6. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE VIABILIDAD

Luego de estudiados los aspectos necesarios para la evaluación de la viabilidad técnica de implementación de procesos de inyección de geles, es posible establecer un procedimiento que involucre en forma procedimental el proceso que debe seguirse para determinar si es aplicable. Inicialmente es posible plantear el análisis en forma de una matriz, esto se debe a que lo más importante del procedimiento es determinar los criterios de

<sup>43</sup> SORBIE, Kenneth. Polymer improved oil recovery. Blackie. USA, 1991 p. 136.

incertidumbre que se presentan al momento de desarrollar la inyección de geles (Ver tabla 6).

**Tabla 6.** Matriz de actividades en la implementación de un proceso de geles.

ACTIVIDAD CATEGORÍA	ANÁLISIS PRELIMINAR	ANÁLISIS DE LABORATORIO	CONDICIONES DE CAMPO	PILOTO DE CAMPO
<b>ANALOGÍAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comparar las propiedades del yacimiento en estudio con las aplicaciones de campo existentes, seleccionar campos análogos e inferir posibles resultados.</li> <li>Comparación con screening técnicos.</li> </ul>	<p>Seleccionar las muestras con las propiedades similares a las que fueron probadas.</p>	<p>Plantear los modelos con la información inicialmente probada para el campo.</p>	<p>_____</p>
<b>CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establecer las condiciones del yacimiento en estudios (permeabilidad, porosidad, saturaciones, entre otras).</li> <li>Estado del proceso de recobro actual.</li> <li>Establecer un posible tipo de químico a usar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establecer el tipo de polímero y entrecruzador.</li> <li>Determinar las condiciones de yacimiento: salinidad, temperatura, mineralogía, entre otras.</li> <li>Caracterizar las condiciones de yacimiento a partir de pruebas básicas de laboratorio.</li> </ul>	<p>Desarrollar un caso base conceptual con propiedades ajustadas al yacimiento de estudio.</p>	<p>Simular el piloto, teniendo en cuenta los químicos empleados y las condiciones de los químicos probados en laboratorio.</p>
<b>SELECCIÓN DE LA ZONA DE APLICACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analizar el estado mecánico del pozo.</li> <li>Verificar las heterogeneidades del yacimiento.</li> <li>Establecer la viabilidad de aplicar los químicos sin afectar las zonas productoras.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Determinar las condiciones del yacimiento que serán afectadas.</li> <li>Estudiar las cercanías al pozo que será afectado.</li> </ul>	<p>Establecer las condiciones en las cercanías del pozo afectado.</p>	<p>Tomar en cuenta las condiciones de la zona para establecer las condiciones de inyección y ajustar la zona para el proceso.</p>
<b>SELECCIÓN DE QUÍMICOS</b>	<p>Dependiendo de las condiciones del yacimiento y los productos disponibles, es necesario establecer el conjunto de químicos que pueden ser aplicables en la zona.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establecer el tipo de polímero y agente entrecruzador.</li> <li>Estudiar las características de los químicos bajo condiciones de yacimiento.</li> <li>Verificar la compatibilidad entre los químicos, la roca y fluidos de yacimiento.</li> </ul>	<p>Tomar los resultados del laboratorio y establecer los modelos para verificar el comportamiento, luego de modificar las cercanías de los pozos.</p>	<p>Verificar la disponibilidad del polímero y agente entrecruzador a usar.</p>
<b>FORMACIÓN DEL GEL</b>	<p>Estudiar el proceso de formación del gel, las condiciones y características apropiadas para que esto ocurra en el medio poroso.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Analizar la reacción de formación del gel y su cinética a partir de pruebas realizadas en el laboratorio.</li> <li>Verificar el comportamiento reológico.</li> </ul>	<p>Tener en cuenta el tiempo de formación del gel establecido para la simulación del proceso.</p>	<p>Ajustar el tiempo de formación del gel al diseño del proceso posterior.</p>
<b>ESTABILIDAD DEL GEL</b>	<p>_____</p>	<p>Realizar pruebas de estabilidad en el laboratorio:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Degradación mecánica, química y térmica.</li> <li>Adsorción.</li> <li>Retención.</li> </ul>	<p>Dependiendo de la estabilidad del gel, se modifican las condiciones de los modelos.</p>	<p>Determinar la efectividad del proceso luego de realizar nuevamente el proceso de inyección de agua.</p>
<b>PREPARACIÓN DE LA INYECCIÓN</b>	<p>_____</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verificar experimentalmente que el proceso de inyección no modifica las condiciones de los químicos.</li> <li>Establecer el proceso de mezclado de los químicos.</li> </ul>	<p>Llevar a condiciones de campo el proceso de mezclado.</p>	<p>Establecer cuáles son los procesos a seguir para preparar adecuadamente los químicos que serán inyectados.</p>
<b>INYECTIVIDAD</b>	<p>_____</p>	<p>Establecer experimentalmente si es posible mantener la inyectividad, para determinar las tasas, presiones y secuencia de inyección.</p>	<p>Tener en cuenta la información de laboratorio para el planteamiento de las condiciones de presión, tasas y secuencia de inyección.</p>	<p>Establecer las condiciones operacionales y duración del proceso.</p>
<b>FACILIDADES DE SUPERFICIE</b>	<p>_____</p>	<p>Dependiendo del establecimiento de los volúmenes a usar se establece el equipo de superficie.</p>	<p>Establecer el equipo a usar para la implementación del proceso: bombas, tanques, mezcladores, etc.</p>	<p>Diseñar los equipos necesarios para la implementación del proceso.</p>
<b>VERIFICACIÓN DE RESULTADOS</b>	<p>_____</p>	<p>Pruebas de desplazamiento para verificar la efectividad del proceso.</p>	<p>Modelos de simulación para establecer el comportamiento posterior, teniendo en cuenta los resultados de laboratorio anteriores.</p>	<p>Realizar el proceso de inyección de agua posterior, previa corrida de registros ILT.</p>
<b>CRITERIO DE PASO</b>	<p>Analogía favorable, un estado mecánico y condiciones de pozo que permitan la aplicación del método.</p>	<p>Pruebas de laboratorio favorables y establecimiento del conjunto de químicos.</p>	<p>Establecimiento de condiciones operacionales, y verificación del proceso por medio de simulación numérica.</p>	<p>Proceder a la extensión en campo y posterior planteamiento comercial.</p>

La tabla esquematiza la matriz de actividades en la implementación de un proceso de geles. Ésta se encuentra dividida en cuatro columnas, cada una correspondiente a un nivel de análisis de información y procesos evaluativos a desarrollar. Además, se tienen diez escalones que corresponden a un punto de estudio de la inyección de geles.

Para analizar la matriz se parte del espacio correspondiente al cruce del primer nivel (análisis preliminar) y el primer escalón (analogías) y se avanza en forma descendente realizando las actividades pertinentes hasta llegar al criterio de paso del nivel. Si éste se cumple se procede al siguiente nivel, partiendo desde el primer escalón y procediendo de forma similar. Si se recorre toda la matriz realizando actividades y garantizando el cumplimiento de los criterios de paso, se obtendrá una exitosa implementación del proceso de inyección de geles.

Es claro luego de analizar la matriz, que el conjunto de procedimientos requiere un análisis exhaustivo y se debe tener presente que el desarrollo de cada actividad determina si se pasa de un nivel a otro, convirtiéndose en la base de los criterios de incertidumbre del proceso. Con base en lo anterior y organizando el procedimiento experimental, fue desarrollado un diagrama general (figura 36).

El procedimiento planteado se basa en la caracterización general de procesos de recobro. Sin embargo, está diseñado especialmente para la inyección de geles, involucrando cada uno de los aspectos críticos de estos y conectando directamente los resultados de la evaluación experimental al planteamiento del diseño preliminar del piloto. A continuación se describe en forma breve cada uno de los tres ejes del procedimiento, ya que la mayoría de conceptos fueron descritos anteriormente y en el siguiente capítulo se aplicaran algunos de estos, al evaluar la simulación numérica del proceso.

Figura 36. Procedimiento de evaluación



❁ **Consideraciones iniciales.** Las consideraciones iniciales son similares a las de todos los procesos de recobro mejorado. Se parte de la caracterización inicial, la evaluación del screening, se establece el objetivo del proceso y finalmente se selecciona la zona del yacimiento. Por tanto, agrupa principalmente la caracterización del yacimiento. Sin embargo, en el caso de la inyección de geles es particularmente necesario realizar este proceso inicial, en especial la selección de la zona, por las razones mencionadas en capítulos anteriores, las cuales enfatizan la aplicación del proceso en la zona de interés para evitar la pérdida de químicos y el daño de las zonas vecinas.

❁ **Selección de los químicos.** Para seleccionar los químicos a usar se realizan los procedimientos experimentales descritos a través del capítulo. Estos se pueden agrupar en tres grupos a saber: el comportamiento reológico que incluye las medidas de viscosidad, filtrabilidad y screen factor, éstas permiten establecer la correcta preparación de las soluciones y el potencial viscosificante de éstas. Para la formación del gel se realizan

dos pruebas claves, el estudio de pruebas de botella y el TGU, cada uno enfocado a verificar la viscosidad, capacidad de flujo que permiten el establecimiento preliminar de las condiciones operacionales. Finalmente, las interacciones se miden de forma estática y dinámica, verificando compatibilidad, estabilidad química, térmica y mecánica, así como la inyectividad, tendencia al taponamiento y retención. En resumen, en el laboratorio se establece cual conjunto de químicos se comporta mejor a condiciones de laboratorio y se procede al diseño del piloto.

✿ **Diseño preliminar del piloto.** Ésta última sección se basa en la simulación numérica y parte de los resultados obtenidos en laboratorio que garantizan que los químicos a emplear no afecten la formación y cumplan el objetivo deseado. Para esto se parte de una evaluación conceptual que genera potenciales. Luego, se establecen las condiciones operacionales determinando el volumen de la zona a modificar a través de información petrofísica y de los resultados de laboratorio se tiene el tiempo de formación del gel y la presión que pueden soportar. Por último, se selecciona adecuadamente el sector de aplicación y se simula el proceso.

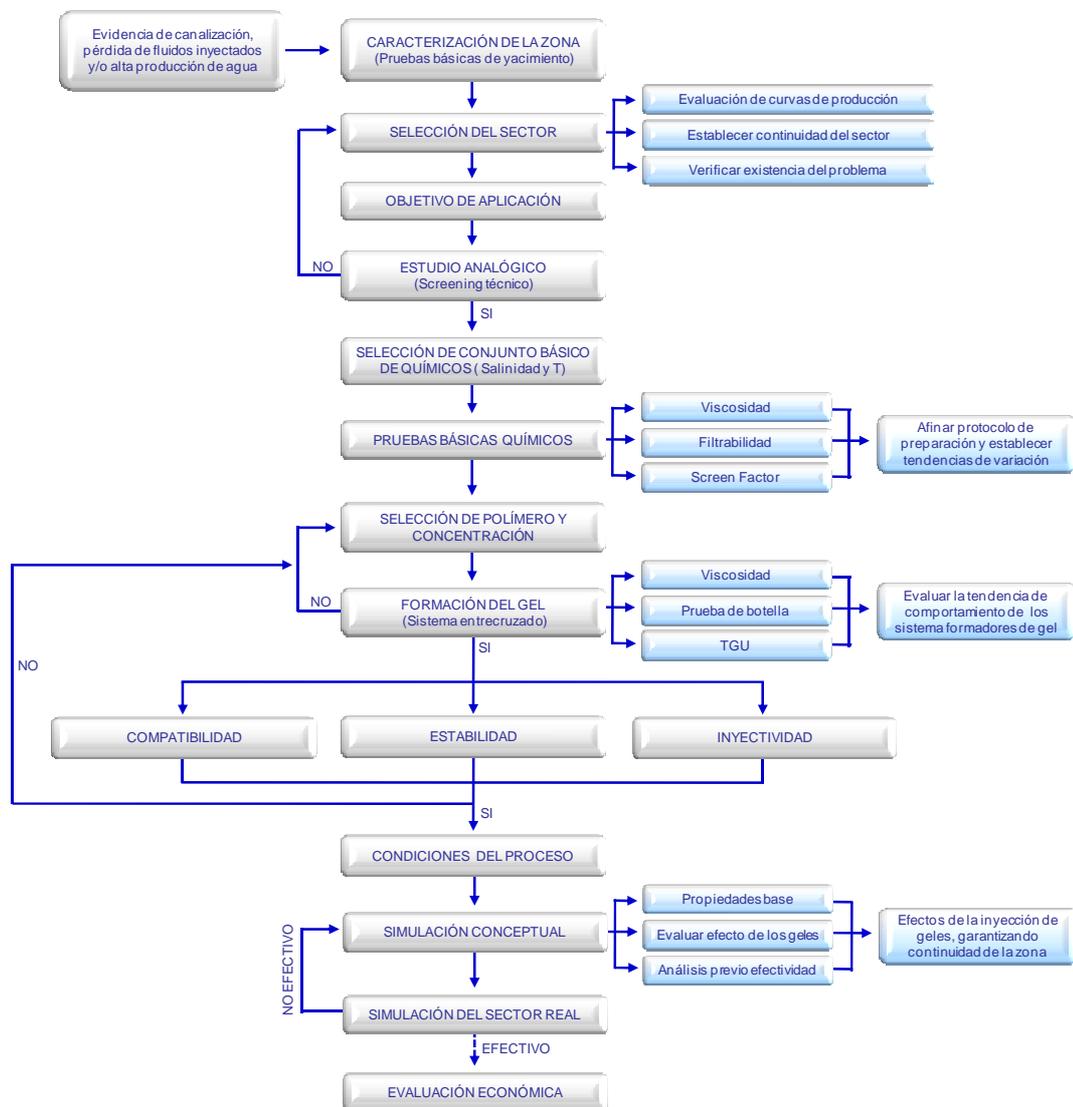
Como un concepto final, importante en la evaluación experimental, se encuentra el escalamiento de propiedades de condiciones de laboratorio a campo. En el caso de la inyección de geles, éste proceso no se usa, debido a que la principal propiedad afectada sería el tiempo de formación del gel. Para éste, debido a que la reacción química evaluada de forma estática tiene en cuenta los agentes que la pueden alterar, los tiempos no se escalan y como en los demás parámetros, se da un rango un poco mayor al presentado en laboratorio, sólo por seguridad. Estos conceptos fueron emitidos por ingenieros expertos en la aplicación de geles<sup>44</sup>, por lo cual se pueden reducir fuentes de incertidumbre en el diseño del piloto.

---

<sup>44</sup> Reunión con ingenieros de TIORCO, Diciembre de 2009.

Una descripción detallada del procedimiento experimental que se debe seguir se muestra en la figura 37, cada uno de los ítems mencionados ha sido descrito a lo largo de este capítulo. Sin embargo, el final del mapa agrupa el aspecto económico, este no se encuentra incluido ya que no pertenece al alcance del trabajo, pero es la fase final de la evaluación de la viabilidad y el punto de partida de la posible aplicación del proceso.

**Figura 37.** Procedimiento de evaluación detallado





La zona productora del campo Tello corresponde a la formación Monserrate, está compuesta por areniscas clasificadas como cuarzoarenitas, con algunas pequeñas intercalaciones de arcillolitas y cherts. El ambiente general de depósito es marino somero bien oxigenado. En general, la formación Monserrate está subdividida operacionalmente en cuatro miembros, denominados: B1, B2, B3 y C, que según el análisis inyección producción, corresponde a la llamada lámina A. Los diferentes miembros arenosos están comunicados hidráulicamente, pues las arcillas presentes entre ellos, son de poco espesor y no tienen continuidad regional en todo el campo, las propiedades promedio se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 7.** Propiedades zonas campo Tello

Zonas	Espesor Neto de Arena (Pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad Promedio (mD)
<b>B1</b>	33.57	19.68%	103.91
<b>B2</b>	74.90	19.83%	489.86
<b>B3</b>	70.66	22.12%	193.84
<b>C</b>	65.52	16.78%	15.17

**Fuente:** DUARTE, César; PÉREZ, Gerson Saúl, et al. Revisión integrada del campo Tello. Ecopetrol S.A. Mayo 2008.

Con base en la descripción de las zonas realizada anteriormente y partiendo de la premisa que establece que un estudio de la inyección de geles requiere un análisis conceptual preliminar, el cual permita establecer los posibles resultados de la aplicación del tratamiento; fue planteado el estudio de simulación numérica concerniente al desarrollo de este trabajo de grado y aplicado al campo nombrado anteriormente.

Entonces, el estudio de simulación numérica fue desarrollado desde dos puntos de vista, de forma esquemática, la figura 39 muestra el análisis realizado por medio del simulador Imex de CMG.

**Figura 39.** Estudio de simulación numérica

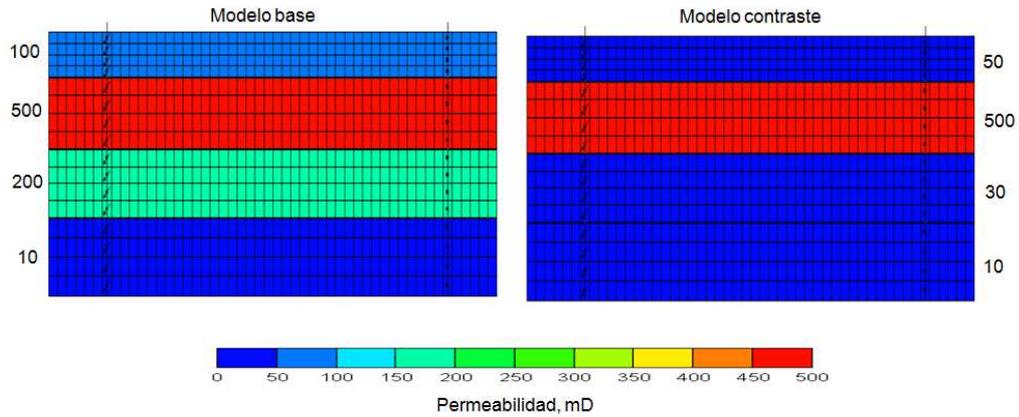


Inicialmente, se realizó el montaje de un modelo conceptual que cuenta con las propiedades promedio de la lámina A del campo Tello y se realizaron análisis comparativos y de sensibilidad, los cuales se describirán más adelante. Posteriormente, partiendo de los resultados obtenidos en el estudio conceptual y del establecimiento de los objetivos de la simulación se analizó un sector del campo, realizando variaciones que permitieran establecer el posible comportamiento de la inyección de geles en el.

#### **4.1. EVALUACIÓN CONCEPTUAL**

Para el desarrollo de la evaluación preliminar se realizó el montaje de un modelo conceptual, éste representa las características aproximadas que existen entre un pozo inyector y uno productor de la lámina A del campo Tello. Para esto, se usaron las propiedades promedio mencionadas anteriormente y adicionalmente, se modificaron las permeabilidades de las zonas, para tener un modelo de contraste. El estudio comparativo se analizará detalladamente a continuación, en la figura 40 se observa un esquema del modelo base y el modelo de contraste.

**Figura 40.** Modelo base y modelo de contraste



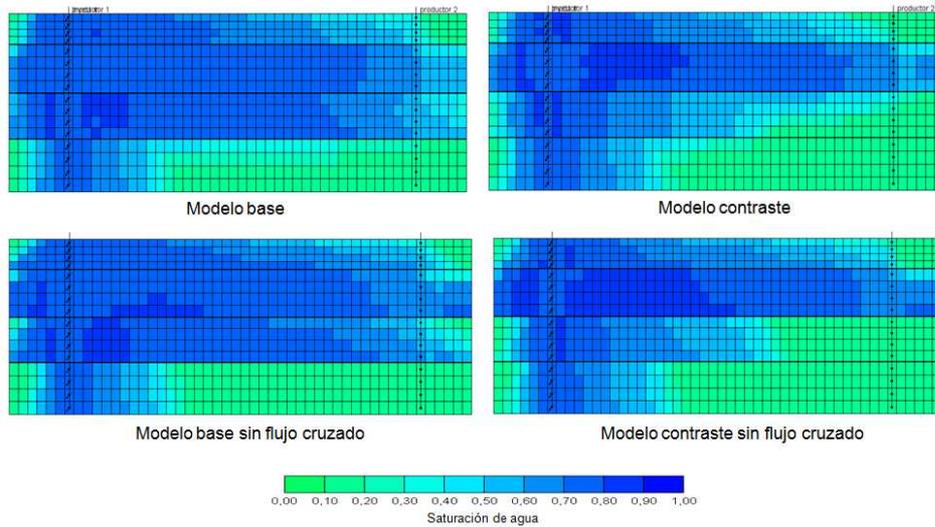
El modelo base planteado cuenta con un grid cartesiano de 50x10x19, dividido en cuatro zonas de características diferentes, pero promedio en toda su extensión. La distancia entre los pozos es de 800 pies y existe comunicación entre capas, lo que lo hace similar al comportamiento del campo Tello. La distribución de los fluidos es homogénea en todo el modelo y las características roca fluido fueron ajustadas con propiedades del mismo campo.

Para verificar el posible efecto de la técnica de inyección de geles, se construyó un modelo de contraste con las mismas características del modelo base, modificando solo las permeabilidades de las zonas para hacer más marcada la diferencia de permeabilidades y la canalización de los fluidos. Adicionalmente, se crearon dos modelos más con las mismas características de los anteriores. Sin embargo, en estos no se consideró comunicación entre capas, para de esta forma hacer un barrido de los posibles escenarios y realizar el estudio comparativo.

Todos los modelos planteados fueron sometidos a la misma historia de producción. Inicialmente, los dos pozos actuaron como productores durante dos años, posteriormente se inició la inyección de agua evidenciándose claramente la canalización del fluido inyectado. Este último fenómeno se

puede observar en la figura 41; para los cuatro casos planteados, se presenta la saturación de agua luego de transcurridos diez años de inyección de agua.

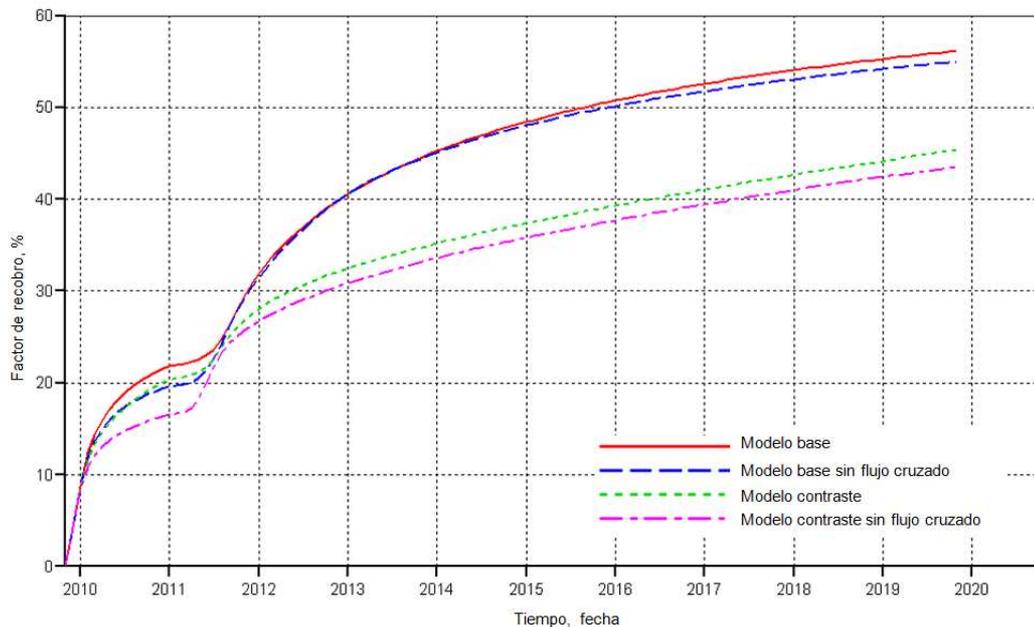
**Figura 41.** Distribución de la saturación de agua luego de la inyección



Analizando la figura se puede ver que para todos los casos la capa inferior (10 mD de permeabilidad) no logra ser barrida en su totalidad. Se observa con claridad la canalización del agua inyectada por las capas superiores, en especial la de 500 mD de permeabilidad. La diferencia en el proceso de desplazamiento del modelo base y el de contraste es evidente, siendo mucho más evidente la canalización en el segundo; más aún, cuando existe comunicación entre las capas.

El comportamiento del factor de recobro en cada uno de los casos analizados se puede observar en la figura 42. Las tendencias de todos los casos son similares; sin embargo, es claro que para los modelos de contraste la ruptura ocurre más rápidamente que en los modelos base lo cual hace que el factor de recobro sea comparativamente más bajo. Por otra parte, las diferencias entre los casos que presentan flujo entre capas y aquellos que no lo hacen son pequeñas y mucho más marcadas en el tiempo previo a la ruptura.

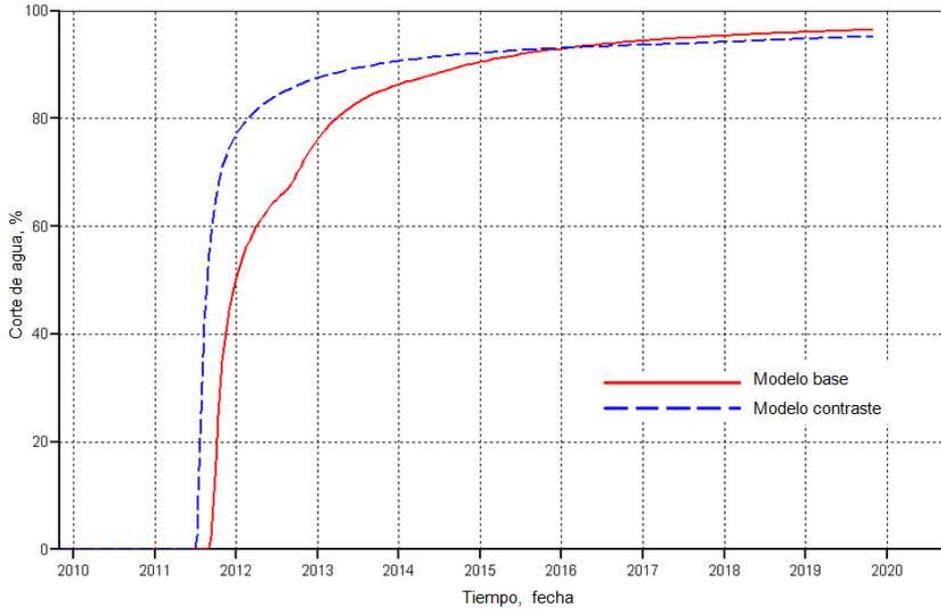
Figura 42. Comparación factor de recobro



De lo anterior se puede analizar que a pesar de realizarse un proceso de inyección de agua de más de diez años, el factor de recobro apenas supera el 50% en el mejor de los casos. Además, la mayor diferencia entre los casos de estudio se presenta entre el modelo base y el de contraste, demostrando de esta forma que la existencia de zonas canalizadas disminuye evidentemente la eficiencia de la inyección, por lo cual se procede a plantear la posible aplicación de un tratamiento con inyección de geles.

Para verificar la canalización, es bueno analizar los gráficos de corte de agua en el pozo productor, ya que esta figura permite establecer el momento del rompimiento, así como determinar que efectivamente se presenta el fenómeno. Para esto, la figura 43 muestra el corte de agua para el caso base y el caso contraste, siendo enero del 2011 el inicio de la inyección, se observa que la ruptura ocurre poco después, cerca de unos seis meses, incrementándose de 0 a más de 80% en un corto tiempo. Además, la diferencia de los casos se presenta en los dos primeros años de producción, siendo mayor en el caso contraste, pero luego de avanzada la inyección tienden a un valor similar.

**Figura 43.** Comparación corte de agua

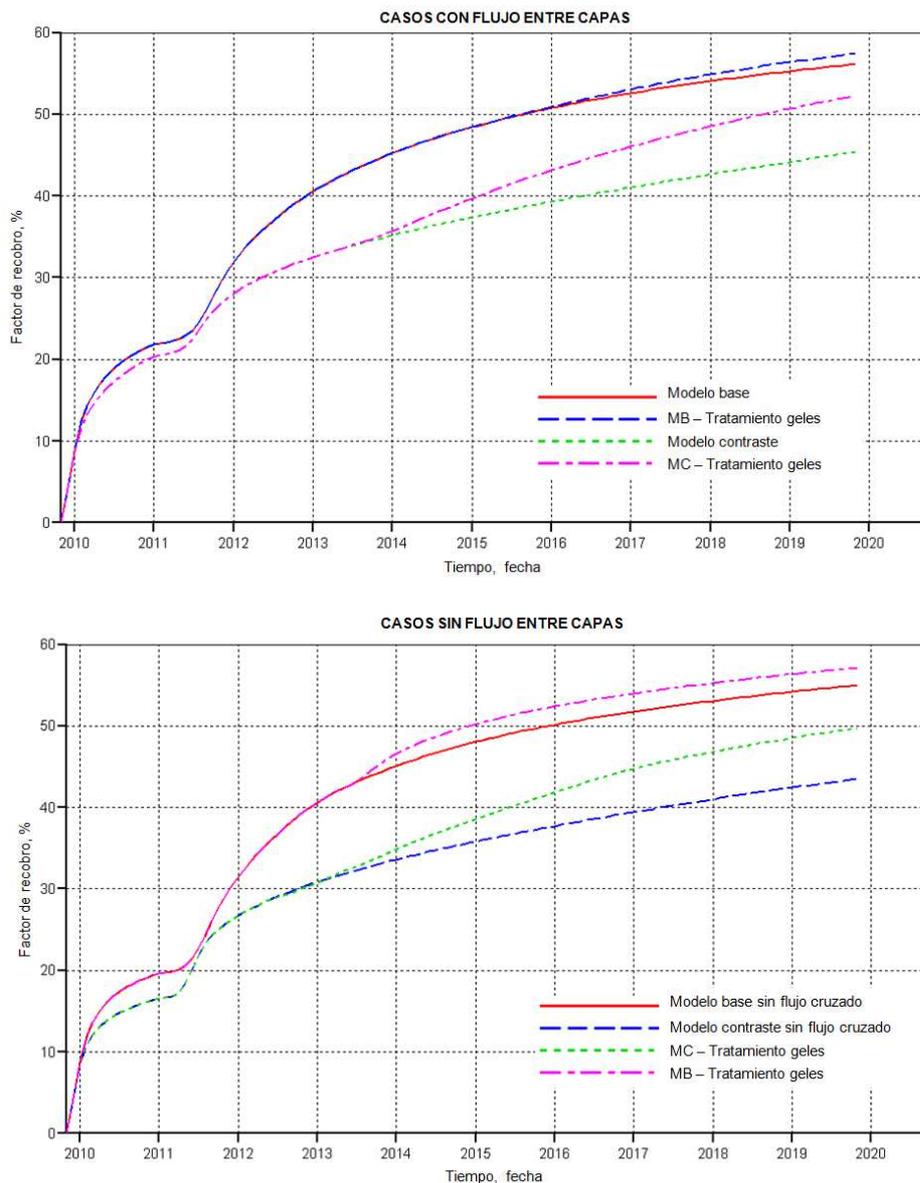


Los resultados demuestran una canalización como resultado de las altas permeabilidades localizadas en una de las capas productoras. Además, al presentarse una rápida ruptura y un incremento casi inmediato del corte de agua se evidencia el fenómeno de by pass del agua inyectada, quedando entonces zonas no contactadas que pueden ser objeto de tratamientos posteriores.

Luego de verificar la presencia y el efecto de las zonas canalizadas en los modelos planteados, se procedió a analizar las consecuencias de la aplicación del proceso de inyección de geles. Para ello, se modificó la permeabilidad de las celdas atravesadas por los pozos a un valor de 0 mD, con esto se simulan los resultados de la aplicación de un proceso de inyección de geles exitoso en un 100%, la modificación fue realizada luego del momento de la ruptura ya que es como se realiza en la mayoría de los casos.

Para analizar los resultados de la aplicación del tratamiento se mostrarán algunas curvas de factor de recobro y corte de agua, ya que estos dos parámetros son los que mejor pueden evidenciar el comportamiento del proceso; en la figura 44 se muestran los resultados de estos parámetros para cada uno de los casos analizados.

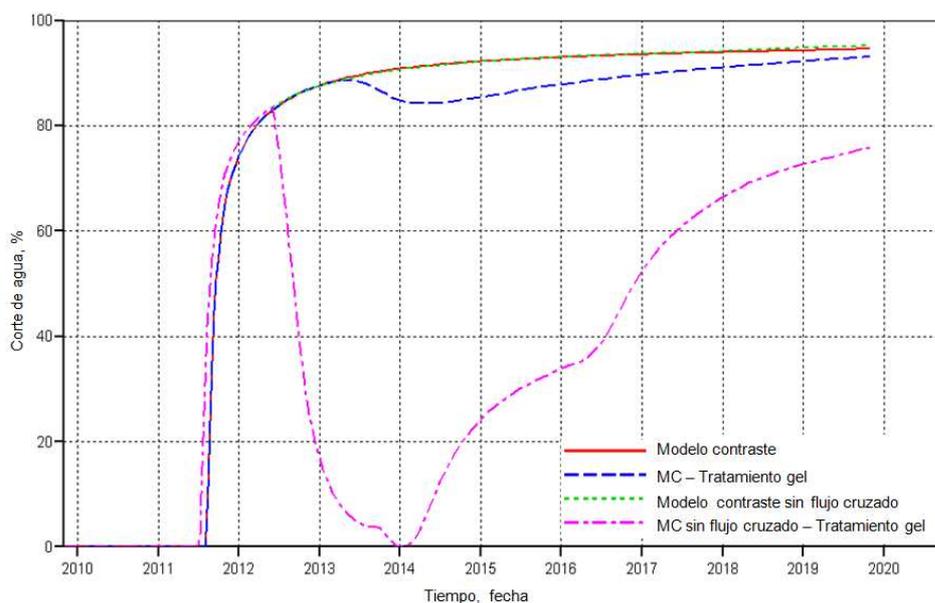
**Figura 44.** Factor de recobro posterior al tratamiento



Observando las figuras es claro que para todos los casos analizados el factor de recobro se incrementa luego de la aplicación de la inyección de geles, las

tendencias que se presentan entre los casos con flujo entre capas y los que no lo tienen son similares. Por otra parte, es evidente que para los casos de contraste, aquellos que tienen una zona altamente canalizada, el incremento en el factor de recobro es más del doble que en los casos base. Por tanto, analizando estos resultados conceptuales se puede afirmar que al realizar una modificación en la permeabilidad de la zona canalizada, la producción de aceite se incrementa y como se observa en la siguiente figura, el corte de agua disminuye.

**Figura 45.** Corte de agua posterior al tratamiento



En la figura 45 se muestra una comparación del corte agua posterior al tratamiento de inyección de geles, para el modelo contraste con y sin flujo entre capas. Como se observa, el corte de agua disminuye en los dos casos; sin embargo, para el caso que no tiene flujo entre capas el corte de agua llega a cero y aumenta lentamente, haciendo que el proceso sea más eficiente. Por el contrario, en el modelo con flujo entre capas se obtiene una leve disminución en el corte de agua, lo cual demuestra que es conveniente la aplicación del tratamiento a pesar de no ser totalmente eficiente.

Luego de evidenciar con los estudios conceptuales preliminares que la aplicación de la inyección de geles contrarresta los problemas de canalización presentados por el agua inyectada, para evaluar los posibles parámetros operacionales se realizó un análisis de sensibilidad. Para ello, con base en los modelos planteados y partiendo de que la evaluación experimental de los químicos garantiza que los geles tienen características obturantes, con un porcentaje de reducción de permeabilidad entre 90 y 100%, se planteó el siguiente análisis.

El análisis fue dividido en tres partes, incluyendo en el las principales características del proceso de aplicación de la inyección de geles, dentro de estos se encuentran el volumen de gel inyectado, el efecto taponante del gel y el momento de aplicación del proceso. Estas variaciones se realizaron a los modelos conceptuales construidos; sin embargo, como se observó en los resultados anteriores, la aplicación de esta técnica tiene un notable efecto sobre yacimientos con alta variación de permeabilidad, entonces el análisis de sensibilidad será analizado sobre estos modelos.

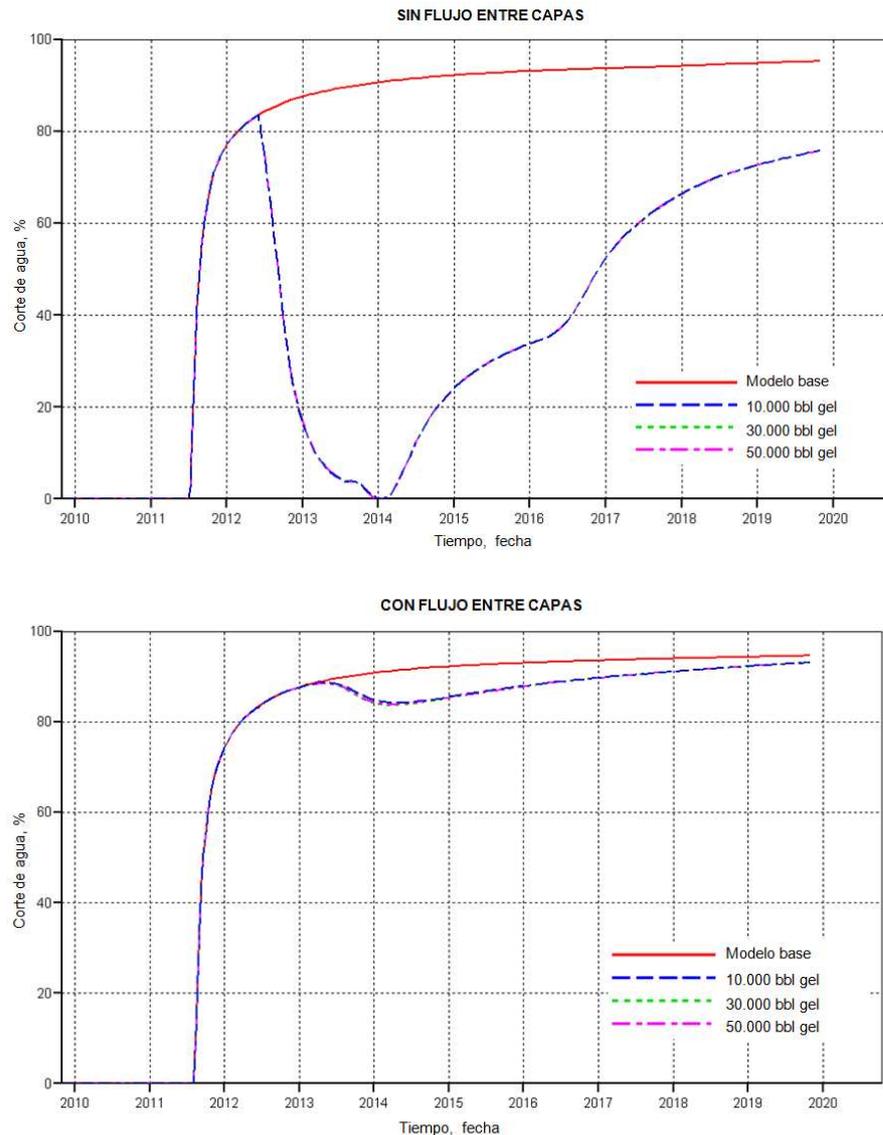
#### **4.1.1. Sensibilidad al volumen de gel inyectado**

Para este análisis de sensibilidad se usaron los modelos construidos con anterioridad, se contó con un gel de 100% efecto taponante y se evaluó el resultado cuando se inyectan diversos volúmenes de gel, lo cual redundaba en una mayor o menor área taponada alrededor del pozo.

En la figura 46 se observan los resultados de la variación del corte de agua en comparación con el modelo base, efectivamente se presenta una disminución en el corte de agua al aplicar la inyección de geles, pero no se ve ninguna diferencia entre los volúmenes de gel inyectados. Éste comportamiento se presenta de igual forma en yacimientos con flujo entre

capas y aquellos que no lo tienen, de lo que se puede concluir que si el taponamiento es efectivo en la cara del pozo, sólo será necesario el volumen de gel correspondiente a las cercanías del pozo y el efecto será el mismo que al inyectar un mayor volumen.

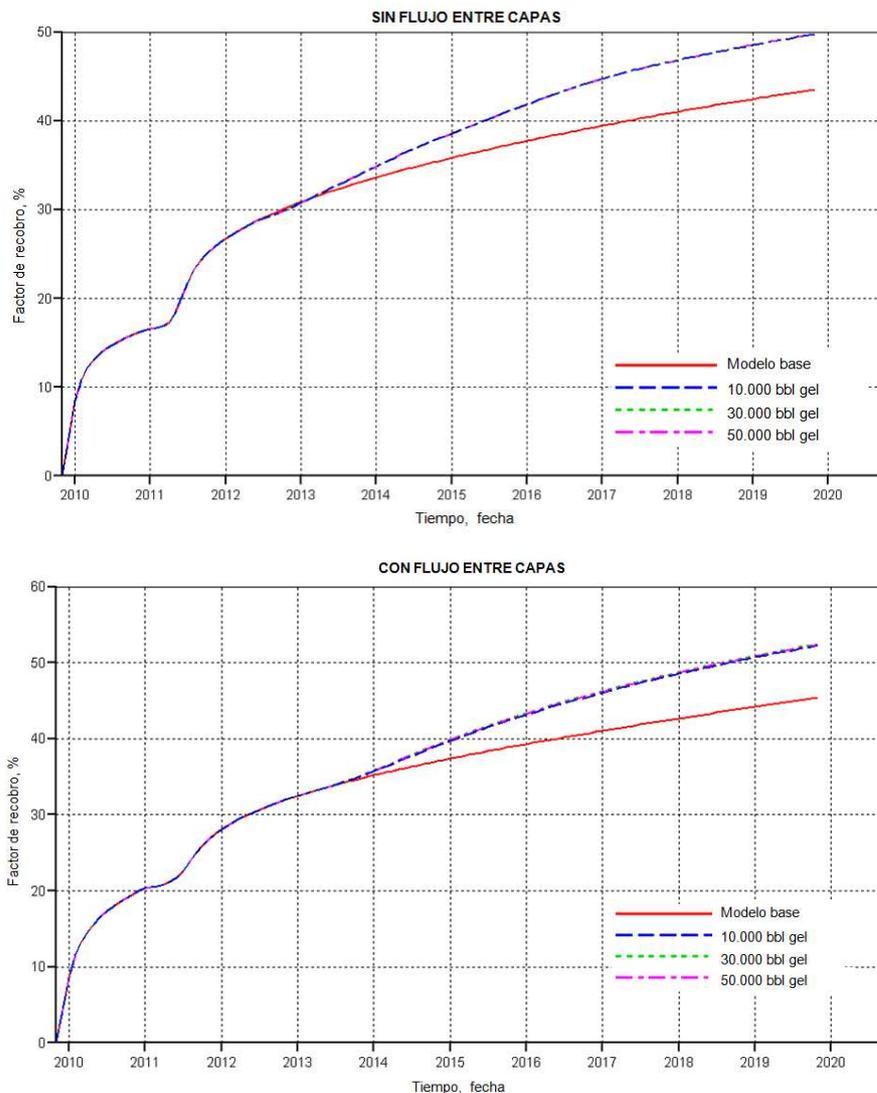
**Figura 46.** Corte de agua – sensibilidad al volumen de gel inyectado



Luego de este análisis es claro que el volumen inyectado debe calcularse para cubrir el área que circunda al pozo inyector, si se garantiza experimentalmente que el gel a inyectar es un químico de alto poder

obturante. Estos resultados se comprueban al observar los gráficos de factor de recobro (figura 47), en los cuales no se nota diferencia entre los diferentes volúmenes de gel inyectados.

**Figura 47.** Factor de recobro – sensibilidad al volumen de gel inyectado

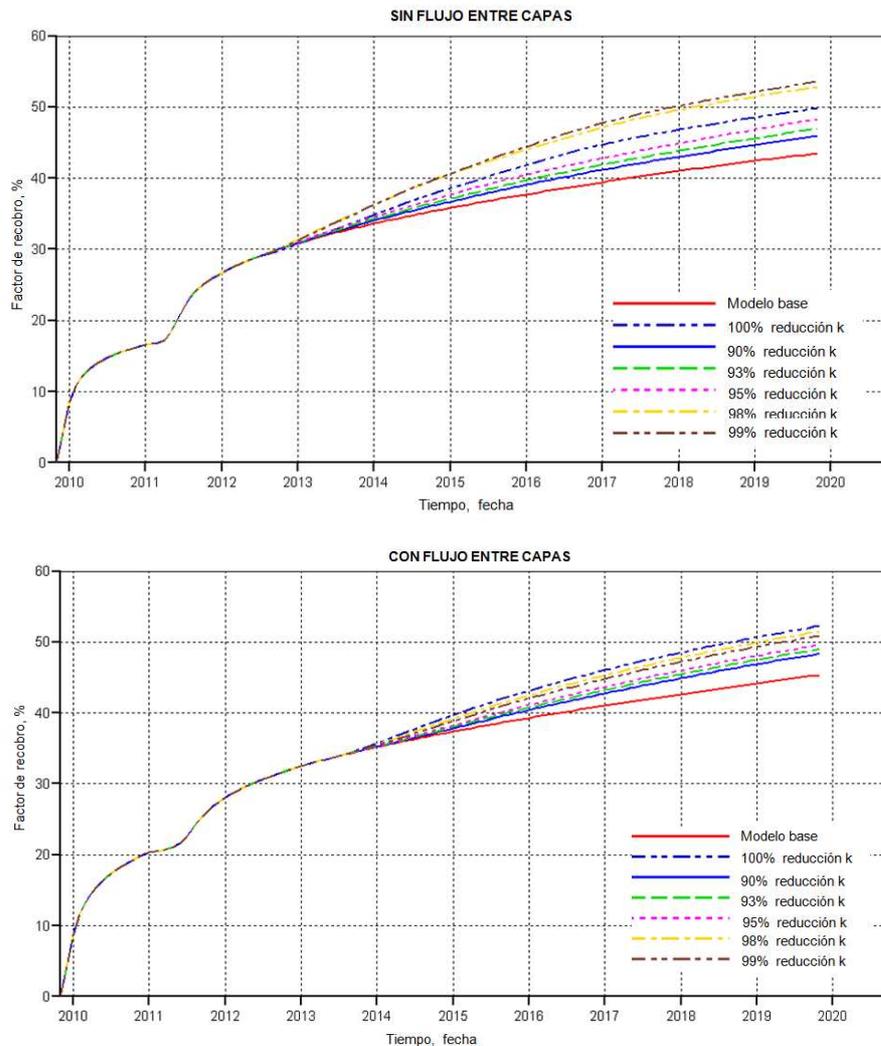


En resumen, si se garantizan las propiedades obturantes del gel a usar y se establece el volumen poroso que rodea al pozo inyector, el volumen de gel inyectado no es entonces un parámetro determinante en la inyección de geles ya que no influencia la eficiencia del proceso.

#### 4.1.2. Sensibilidad al efecto taponante del gel

Tomando en cuenta los resultados anteriores, se planteó un análisis adicional. En este, se evaluó el efecto de la capacidad taponante del gel variando el porcentaje de disminución de la permeabilidad entre el 90 y 100% sólo en las cercanías del pozo. El momento de aplicación de la técnica fue el mismo en todos los casos, siendo este justo luego de alcanzar la ruptura en la capa canalizada. Los resultados para todos los casos se muestran en la siguiente figura.

Figura 48. Factor de recobro – sensibilidad al efecto taponante



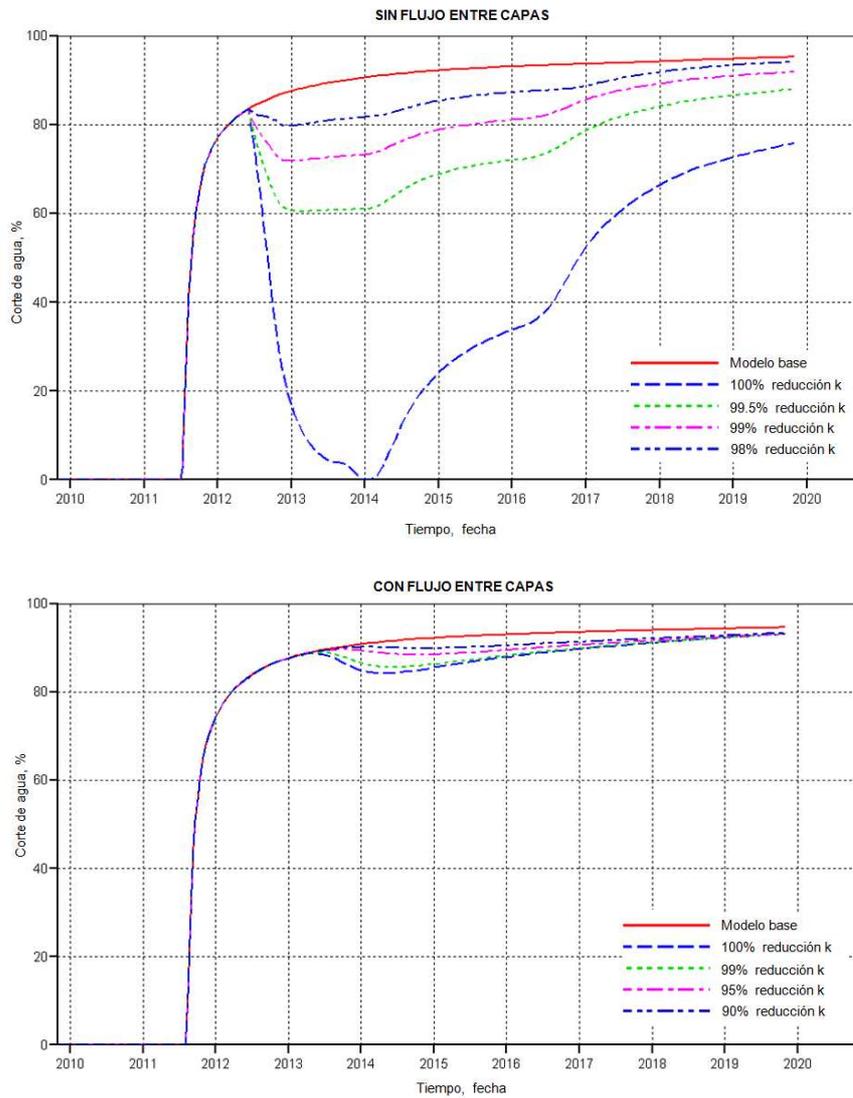
Analizando las dos figuras se observa que en todos los casos la aplicación de la inyección de geles genera un aumento en el factor de recobro. Sin embargo, a diferencia de la sensibilidad anterior, la capacidad taponante del gel demuestra ser un parámetro determinante, ya que de su propiedad de obturar la formación depende la variación de sus resultados.

Según los resultados obtenidos, si no se tiene flujo entre capas se deben usar geles que presenten una disminución de permeabilidad entre el 98 y 99% para obtener el mayor incremento en el factor de recobro. Por otra parte, en el caso de los yacimientos sin flujo cruzado, el mayor recobro se obtiene con un taponamiento del 100% de la zona. Estos resultados develan la diferencia entre estos dos tipos de yacimientos que hasta ahora no se evidenciaba, además de tener gran importancia en el análisis de estos procesos.

Por los resultados se puede concluir que en los yacimientos de flujo cruzado, las zonas altamente canalizadas tienden a tomar agua que ingresa a las demás zonas y sólo taponando totalmente la entrada de fluidos se podrá obtener buenos resultados de la técnica. Por el contrario, cuando no existe el flujo cruzado, es conveniente que no se tapone totalmente la zona para así permitir que parte del aceite remanente presente en la zona pueda ser arrastrado con la inyección de agua posterior.

También es posible analizar los resultados desde el punto de vista del corte de agua (figura 49). En este caso, los resultados son mejores para los yacimientos sin flujo cruzado y una leve diferencia en los valores de taponamiento redundan en una gran variación del corte de agua. Por otro lado, en el caso de los yacimientos con flujo cruzado las diferencias son menores, demostrando con esto la menor eficiencia del proceso en estos casos.

**Figura 49.** Corte de agua – sensibilidad al efecto taponante

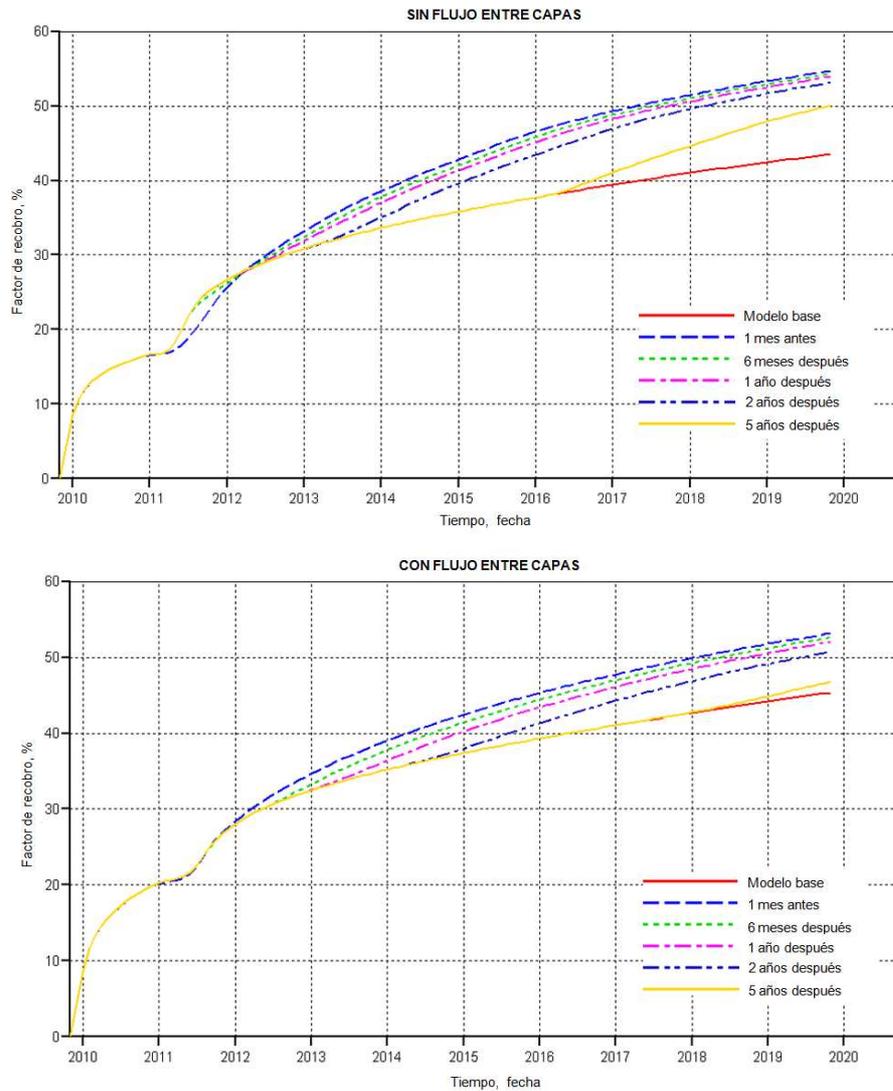


### 4.1.3. Sensibilidad al momento de aplicación de la inyección de geles

Luego de realizadas las anteriores sensibilidades y tomando como base los resultados más adecuados, se realizó un último análisis de sensibilidad. El objetivo de este es verificar el impacto de la aplicación de la inyección de geles luego de transcurridos diferentes tiempos durante la inyección de agua. Entonces, el análisis se realizó taponando sólo las cercanías del pozo con un

98% de efectividad. Las variaciones se aplicaron antes de la inyección y 6 meses, uno, dos y cinco años después de esta; los resultados para los diversos casos se muestran en la figura 50.

**Figura 50.** Factor de recobro – sensibilidad al tiempo de aplicación



Al analizar los resultados, para todos los casos es claro que cuanto antes se aplique el tratamiento, los resultados serán mejores. Sin embargo, aún en el caso de la aplicación después de cinco años de iniciada la inyección, el tratamiento mejora el avance de la inyección de agua.

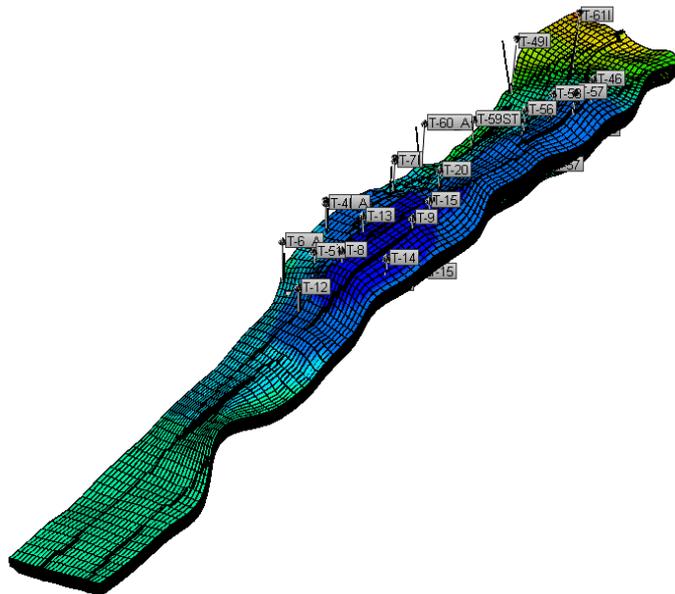
## 4.2. ESTUDIO DEL SECTOR DE YACIMIENTO

Para realizar el estudio del sector de yacimiento primero se estudio el modelo del campo completo, se hizo el proceso de selección del sector y finalmente se estudio el efecto de la inyección de geles. A continuación se describe en detalle cada una de las etapas del estudio.

### 4.2.1. Selección del sector

Para continuar con el análisis de simulación numérica de la inyección de geles aplicado al campo Tello, se procedió a extender el estudio conceptual a un análisis del modelo real del yacimiento. En la figura 51 se muestra el modelo de la lámina A del campo Tello, este cuenta con la caracterización geológica y estratigráfica suministrada por el grupo de recobro químico del Instituto Colombiano del Petróleo.

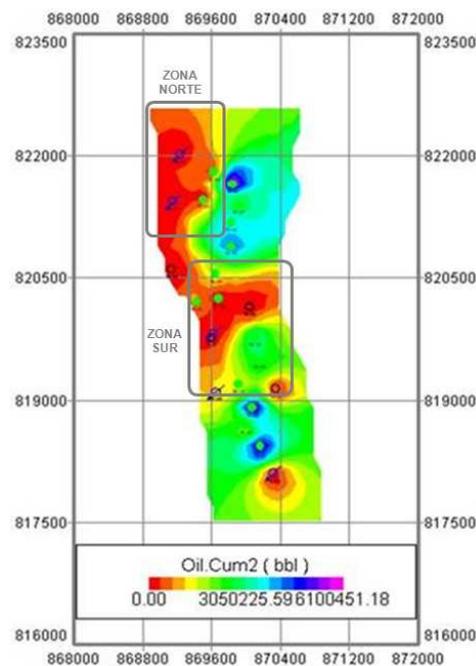
Figura 51. Modelo Lámina A Campo Tello



El modelo completo cuenta con un área aproximada de 1650 acres con un enmallado tipo corner point, es un anticlinal fallado, tiene 21 pozos y produce por inyección de agua periférica. Las características de los fluidos y la distribución de las propiedades de la roca del yacimiento fueron cargadas por información proveniente de Ecopetrol, así como la historia de producción e inyección. En este modelo, para el análisis de la inyección de geles es pertinente seleccionar un sector del yacimiento, ya que es primordial plantear un piloto que permita probar la tecnología.

Para la selección del sector fue necesario realizar un análisis inyección-producción de los pozos del campo, ya que según los requerimientos de la técnica, es necesario analizar el funcionamiento de la inyección de agua. Este análisis se realizó para cada pozo productor relacionado a su inyector o inyectores que le afectan directamente<sup>46</sup>.

**Figura 52.** Mapa de producción acumulada de aceite

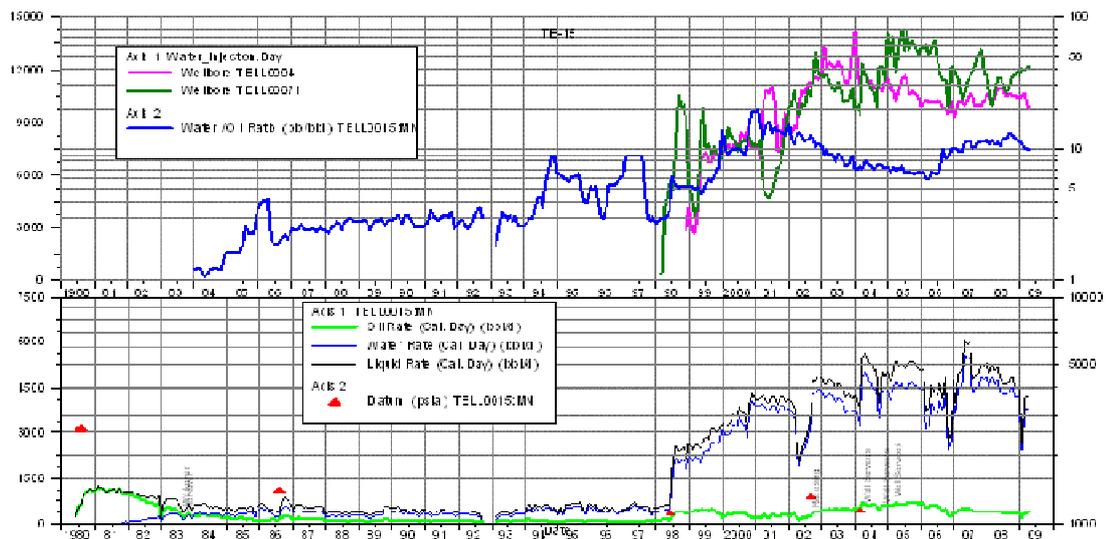


**Fuente:** NORMAN, Chuck y ROMERO, Jorge. Taller de Recuperación Mejorada – Campo Tello. TIORCO - ICP. 2009.

<sup>46</sup> NORMAN, Chuck y ROMERO, Jorge. Taller de Recuperación Mejorada – Campo Tello. TIORCO - ICP. 2009.

Como se observa en la figura 52, existen áreas que no han producido hidrocarburos. Por ello, éstas se seleccionaron por medio de un estudio realizado con un equipo de trabajo interdisciplinario que efectuó el análisis de curvas de producción e inyección, junto con el estudio geológico y de distribución de los fluidos. Posteriormente, se zonificó el área seleccionada para que fuera posible relacionar los pozos productores que eran afectados por cada inyector. Finalmente, se establecieron dos zonas con potencial para la implementación de un piloto de inyección de geles, la zona norte y la zona sur, en estos existen pozos con evidencias de canalización pero todos con un esquema de producción irregular debido a la inyección de tipo periférica.

**Figura 53.** WOR Vs. Tiempo & Producción Vs. Tiempo del pozo TE-15



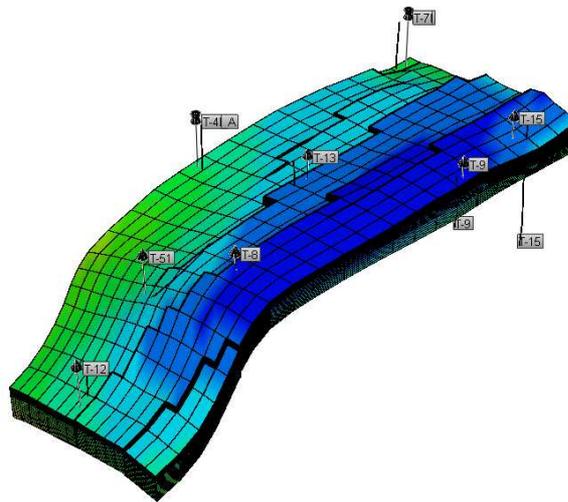
**Fuente:** NORMAN, Chuck y ROMERO, Jorge. Taller de Recuperación Mejorada – Campo Tello. TIORCO - ICP. 2009.

En la zona sur se encuentran los pozos inyectorios TE-04 y TE-07, los cuales comprenden un total de 6 pozos productores (TE-15, TE-09, TE-13, TE-08, TE-51 y TE-12). El análisis de las curvas de producción, mostró que la mayoría de los pozos del área sur presentan problemas de canalización del agua inyectada. Esto se puede visualizar con la ayuda de los gráficos de WOR vs Tiempo (figura 53), los cuales muestran un cambio en la pendiente

luego de iniciada la inyección de agua en el área sur. Por esto, se seleccionó este sector para realizar la simulación del efecto de la inyección de geles.

Luego de analizada esta información y corroborada la canalización del agua inyectada se extrajo un submodelo de la lámina A (figura 54), este agrupa los pozos nombrados anteriormente, que pertenecen al sector sur. El modelo del sector cuenta con un área aproximada de 250 acres, 2 pozos inyectoros y 6 productores, con la distribución correspondiente a la inyección de agua periférica, inyectando en la parte inferior de la estructura del yacimiento, con un desplazamiento buzamiento arriba.

**Figura 54.** Modelo Sector Sur Campo Tello



Como un análisis adicional es posible realizar una comparación entre las propiedades del sector y las que se encuentran en el screening descrito en capítulos anteriores y que corresponden a la inyección de geles. Como se puede ver en la tabla 8, el sector cumple con los requisitos preliminares para ser considerado como un candidato para la aplicación de la técnica. Por tanto, adelante se continúa con el análisis realizado por medio de simulación numérica para verificar el posible efecto de la inyección de geles sobre el sector.

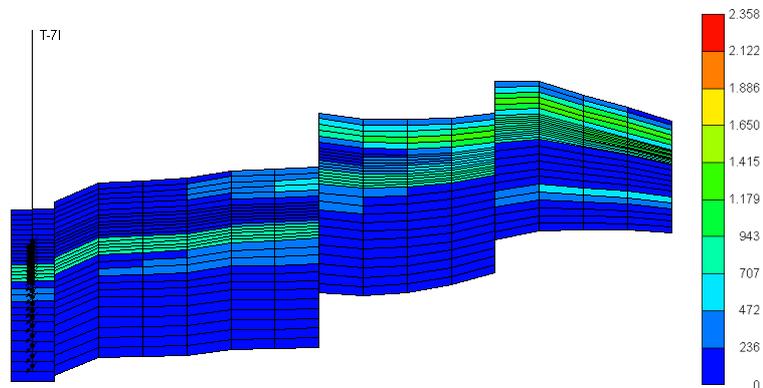
**Tabla 8.** Comparación de las propiedades del sector con el screening técnico de la inyección de geles

PROPIEDAD	RANGO DE VIABILIDAD	SECTOR CAMPO TELLO
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato	Arenisca
Saturación de aceite	> 10% de aceite móvil	30%
Profundidad	< 8000 ft	6300 – 7000 ft
Permeabilidad	58 - 1815 mD	80 – 360 mD
Temperatura	< 208 ˚F	120 ˚F
Viscosidad del crudo	< 200 cP	10.6 cP
Gravedad API	> 18 ˚API	20 ˚API

#### 4.2.2. Efecto de la inyección de geles

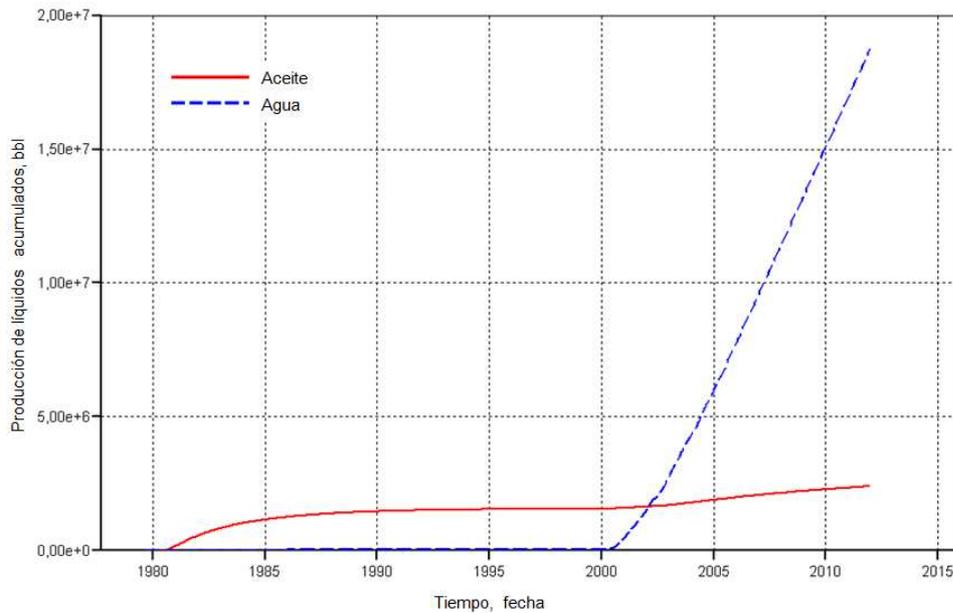
Para verificar el efecto de la inyección de geles, primero es importante resaltar algunas propiedades del sector y de los pozos que se encuentran en el. En la figura 55 se muestra un corte del sector en el cual se observa una representación de la permeabilidad. En éste se puede identificar claramente una zona de alta permeabilidad; sin embargo, es también clara la discontinuidad de la región, lo cual podría tener efectos adversos sobre el proceso.

**Figura 55.** Corte del sector sur campo Tello - Permeabilidad



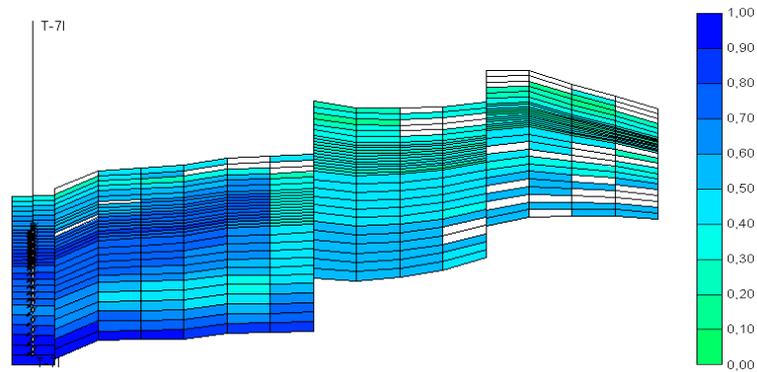
Por otra parte, en la figura 56 se pueden ver las curvas de producción acumulada de aceite y agua. En ellas, luego de iniciada la inyección, la producción de agua se incrementa de forma drástica, siendo éste un indicativo claro de la canalización.

**Figura 56.** Producción acumulada de fluidos - Sector sur



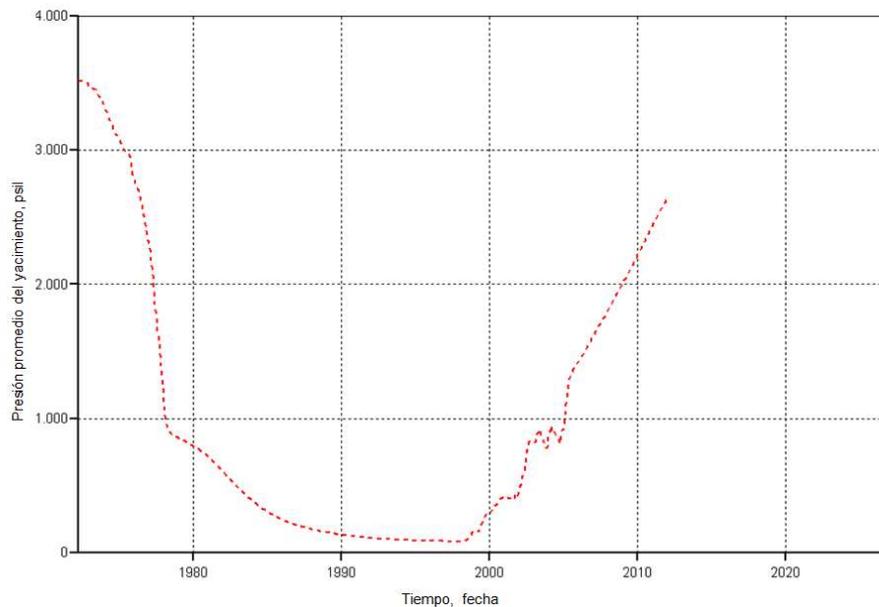
Además, revisando el avance del proceso de inyección representado por el modelo del sector, se puede observar (ver figura 57) que la saturación de agua no es uniforme en todo el yacimiento, evidenciando con esto regiones que están tomando una mayor cantidad de agua. Luego de la aplicación del proceso de inyección, la saturación de agua se incrementa en las cercanías del pozo inyector y a medida que el agua se aleja de este, tiende a canalizarse por la zona superior.

**Figura 57.** Corte del sector sur campo Tello – Saturación de agua



Por otra parte, las fallas presentes en el sector parecen influenciar el proceso actuando como sellos, ya que en las cercanías de la falla y luego de ellas, la saturación de agua no es alta. Esto comprueba que la zona tiene problemas de continuidad, lo cual hace que al llegar a la falla, la saturación de agua no aumente y entonces el agua que está siendo inyectada se pierde hacia zonas ya barridas, generando un aumento en la presión (ver figura 58), pero no una buena respuesta sobre la producción de aceite.

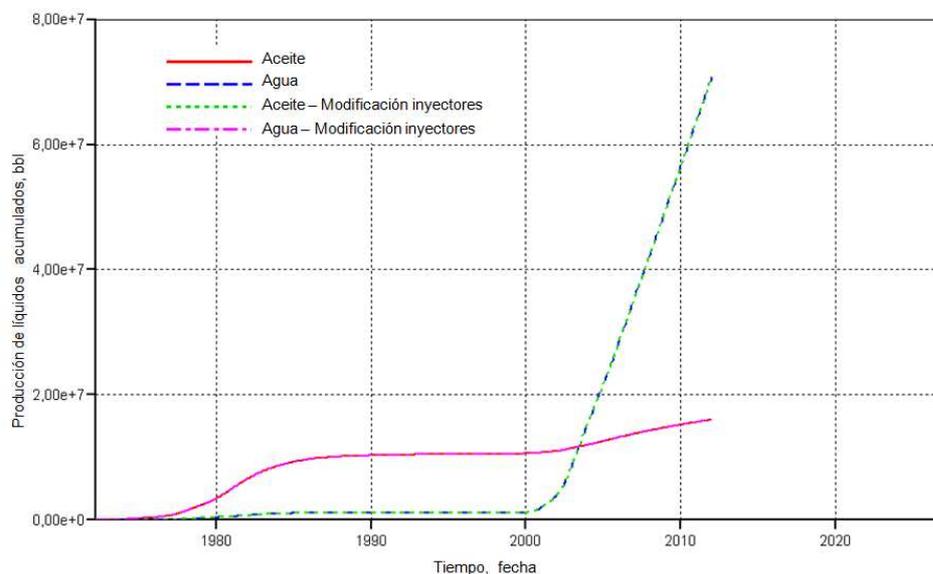
**Figura 58.** Presión promedio del sector sur campo Tello



Luego de revisada esta información, ya que el proceso de inyección de agua es periférica y la geología del campo indica que la continuidad de la formación no es buena, es posible pensar que la alta producción de agua sea causada por la zona de agua adjunta al yacimiento y no por un by pass de fluidos inyectados. Por tanto, la verificación del efecto de la inyección de geles en un modelo de este tipo, se encuentran supeditados a la veracidad del modelo empleado.

Para establecer el efecto de la aplicación de la técnica de inyección de geles, se partió de los resultados obtenidos en el estudio conceptual. En este se estableció que en yacimientos que presentan flujo entre capas se deben generar taponamientos del 100% en las cercanías de los pozos para obtener los mejores resultados. Entonces, para el sector se realizó la modificación de la permeabilidad de las zonas altamente permeables en la cara de los pozos inyectoros y los resultados obtenidos se muestran en la figura 59.

**Figura 59.** Tratamiento de inyección de geles en pozos inyectoros

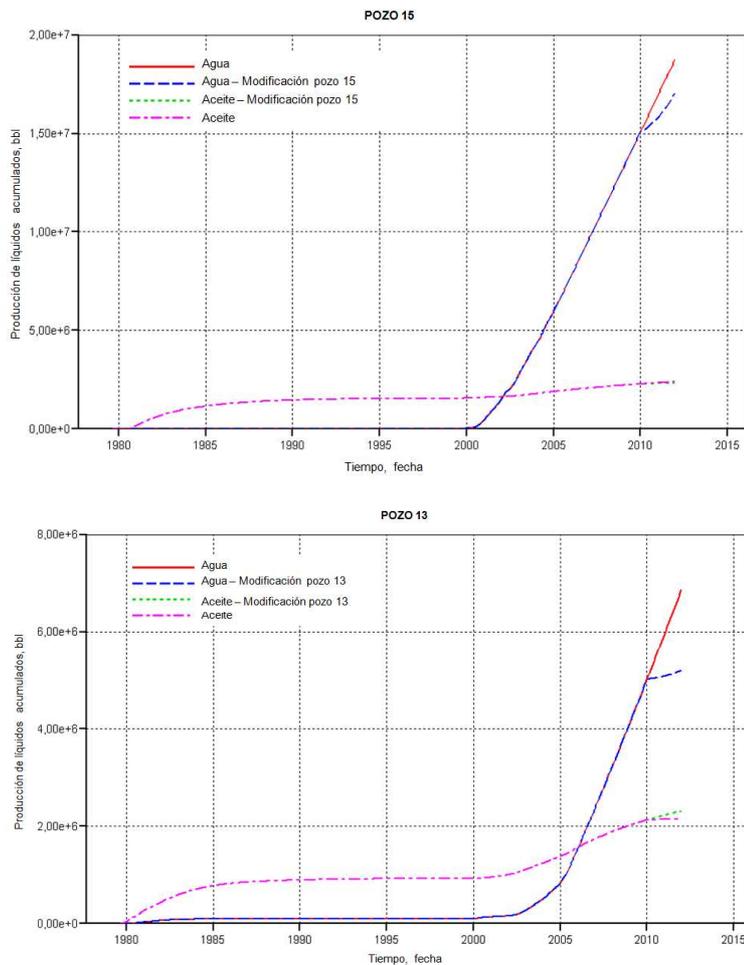


Es claro que las modificaciones realizadas no generan ningún efecto sobre la producción de aceite y agua, esto demuestra lo afirmado en capítulos

anteriores, allí se describe como la eficiencia del proceso se encuentra en relación directa con la continuidad de la zona intervenida. Además, la distancia entre los pozos inyectores y productores están entre 1200 y 1600 pies, lo cual hace que el desplazamiento no se desarrolle de la mejor forma.

Como una aplicación adicional para la inyección de geles se encuentra la solución de los problemas presentados en el campo por la alta producción de agua. Según el análisis de inyección-producción, los pozos TE-15 y TE-13 serían los más afectados por la alta producción de agua. Por tanto, si se logra disminuir la producción de ésta, se conseguiría el mejoramiento del proceso.

**Figura 60.** Tratamiento de inyección de geles en pozos productores

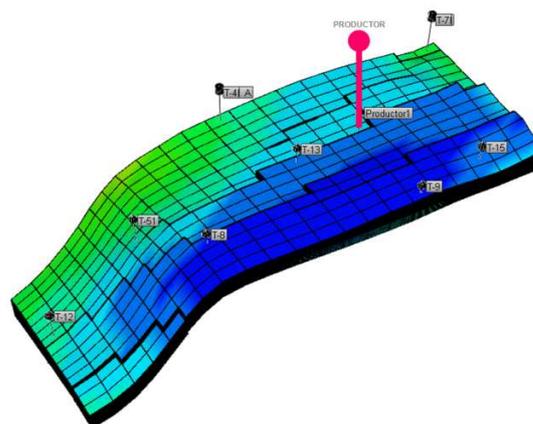


Entonces, una evaluación adicional fue realizada, en ésta se modificaron las permeabilidades de las zonas altamente canalizadas en las cercanías de los pozos productores, encontrando los resultados mostrados en la figura 60 para los pozos en estudio. En los dos pozos se observa una variación en la producción de agua, lo cual indica un tratamiento efectivo; sin embargo, se presenta una disminución en la producción de aceite, esto es causado por que es una zona no totalmente barrida y se está impidiendo la producción de fluidos, de esto se puede concluir que a pesar de ser eficiente la técnica, no es el momento adecuado para la aplicación de este proceso en los pozos productores del sector.

#### 4.3. ESCENARIO ALTERNO EN EL SECTOR

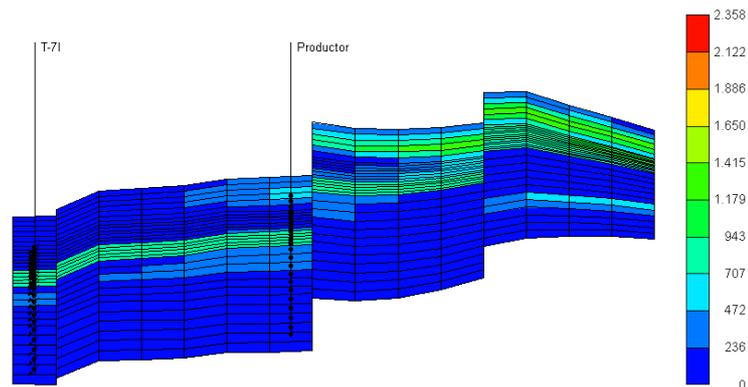
Debido a los problemas de continuidad en el yacimiento y las grandes distancias entre los pozos existentes, la aplicación del proceso de inyección de geles no es efectiva en este sector. Por tanto, se planteó un escenario alternativo en el cual se modifica el número de pozos, disminuyendo el espaciamiento y aplicando el tratamiento de geles. Para esto, se perforó un pozo productor adicional, cuya ubicación se muestra en la siguiente figura.

Figura 61. Escenario alternativo de producción



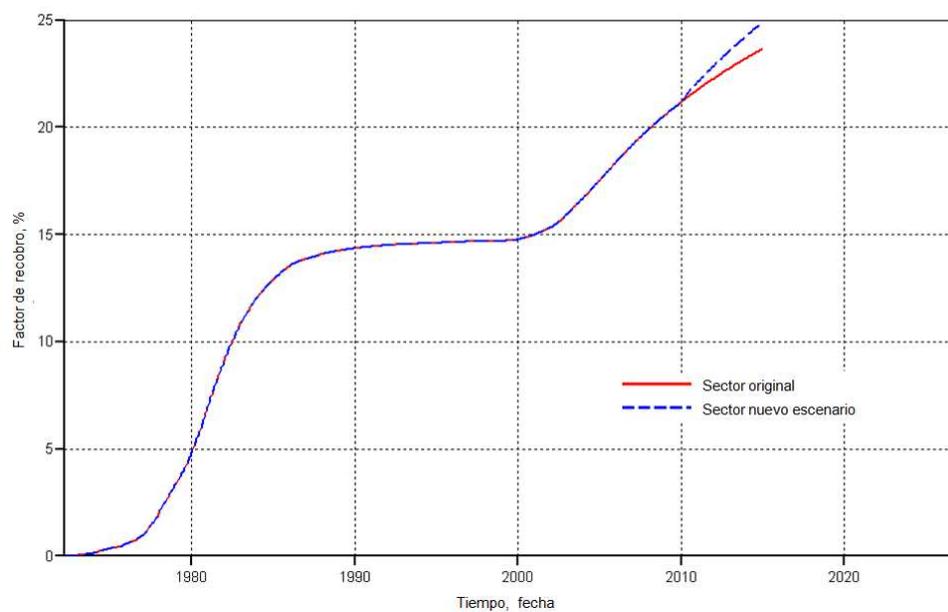
Con la perforación del pozo productor se busca disminuir el espaciamiento y establecer una mejor continuidad en la formación, en la figura 62 se muestra un corte del sector en donde se observa la localización del nuevo pozo productor.

**Figura 62.** Ubicación nuevo pozo productor



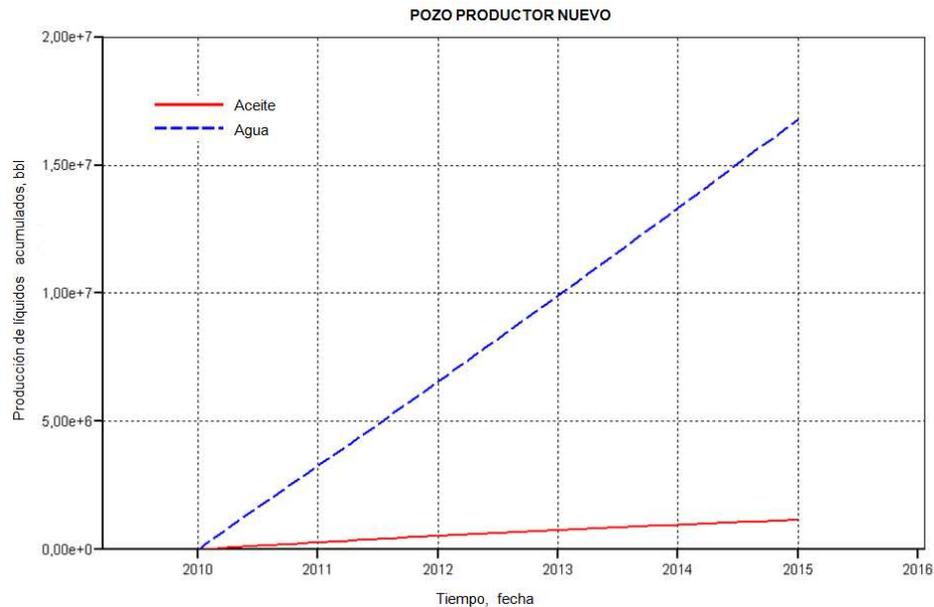
Con la implementación de este nuevo pozo se logra incrementar el factor de recobro en el sector (figura 63), con lo cual se demuestra que el gran espaciamiento actual no es favorable para la inyección de agua.

**Figura 63.** Factor de recobro – Nuevo escenario



Sin embargo, si se observan las curvas de producción de fluidos del nuevo pozo productor (figura 64), es claro que se encuentra atravesando una zona que en algunos estratos se encuentra altamente drenada y por tanto la producción de agua es alta.

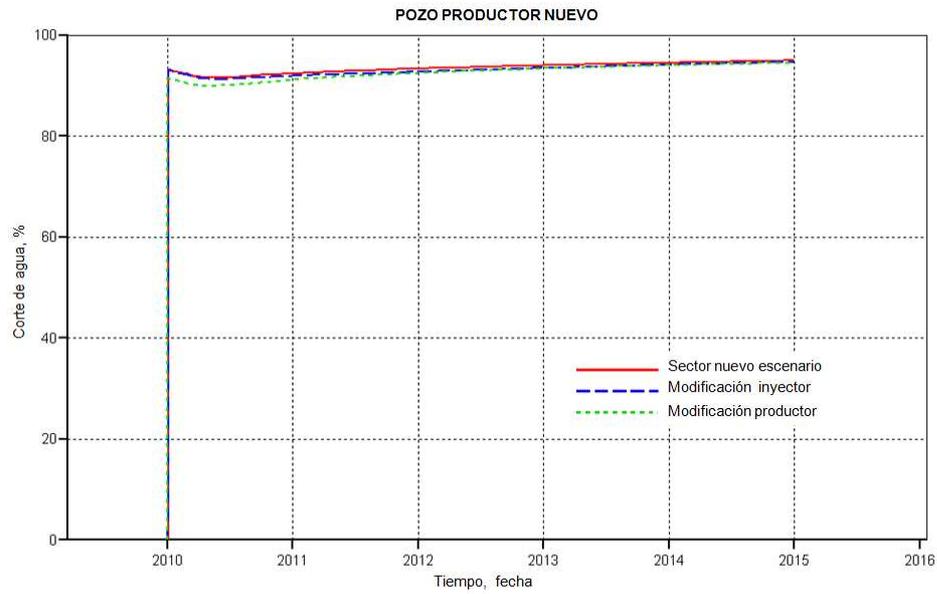
**Figura 64.** Producción de fluidos– Nuevo escenario



Entonces se planteó la aplicación de la inyección de geles, con las mismas características anteriores, tanto en el pozo inyector como en el productor. Los resultados de este análisis se muestran en la figura 65, allí se ve que al intervenir el pozo inyector, no hay ningún cambio en los resultados, pero si se modifica el productor, se logra una disminución en el corte de agua que redunda en una mayor producción de aceite.

Los resultados encontrados no son muy prometedores, pero es posible que esto se deba a las características del modelo estudiado. Por esto es claro que se debe contar con un modelo confiable y representativo. De lo contrario, la mejor aproximación se debe hacer de forma conceptual.

**Figura 65.** Tratamiento de inyección de geles– Nuevo escenario



Finalmente, luego de realizado todo el proceso de simulación necesario para evaluar la viabilidad de implementación de procesos de inyección de geles, se puede concluir que la técnica efectivamente puede ser usada para corrección de perfiles de inyección y producción. Sin embargo, una representación real del proceso puede ser altamente compleja y extensa. Por esto, contar con un modelo veraz se convierte el aspecto clave de la simulación.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el desarrollo de la investigación fue posible realizar las siguientes conclusiones:

- En el proceso de inyección de geles es crítica la caracterización experimental de los químicos y la evaluación de su comportamiento a condiciones similares a las del yacimiento. Por esto, desarrollar un análisis completo de las propiedades de estos, puede garantizar su buen desempeño durante la implementación del proceso en campo.
- El diseño de la inyección de geles es un proceso dinámico, para esto se requiere el conocimiento de las características del yacimiento, experiencias similares previas, la comparación analógica y la aproximación experimental. Por tanto, no existe un procedimiento estándar para diseñar, si no que se ajusta a información adquirida de laboratorio y simulación numérica.
- Son pocos los equipos y personal, adicionales a los de la inyección de agua, requeridos para la aplicación de un proceso de inyección de geles; además, solo son necesarios durante el corto tiempo de implementación del proceso. Por esto, estos aspectos no se consideran claves al momento del diseño de un piloto.
- La inyectividad es el factor clave en la evaluación de la interacción de propiedades de los fluidos inyectados y la roca y fluidos de yacimiento. Esto se debe a que la implementación del proceso no requiere grandes desplazamientos de fluidos en la formación, pero si un cubrimiento casi total de la zona cercana a la cara del pozo. Para esto son útiles las

pruebas propuestas para tal fin, ya que permiten aproximar de forma sencilla el posible comportamiento del yacimiento.

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

- ❁ Realizar un análisis de los aspectos económicos que permitirían que un proceso de inyección de geles se considerara viable, para de esta forma complementar el esquema de estudios requeridos para la aplicación de esta técnica.
- ❁ Implementar técnicas de laboratorio para evaluar el efecto de la inyección de geles sobre zonas de baja permeabilidad, cuando éstos son aplicados a un pozo inyector de forma no selectiva. Así, sería posible establecer el daño causado en las zonas que no han sido barridas y se determinaría el grado de selectividad de los químicos empleados.
- ❁ Profundizar en la simulación numérica del proceso de inyección de geles, pasando del establecimiento del efecto de su implementación a la evaluación de los aspectos físicos, químicos y cinéticos, los cuales por su complejidad se encuentran en etapa inicial de estudio; sin embargo, podrían ser la base de una aplicación certera de los futuros procesos de recobro con inyección de geles y general los métodos químicos.
- ❁ Realizar el proceso de evaluación de la viabilidad técnica de implementación de un proceso de inyección de geles en alguno de los campos colombianos que pueden estar presentando problemas de canalización, alta producción de agua, conificación, entre otros fenómenos.



## BIBLIOGRAFÍA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. API Recommended Practice 63 (RP 63). 1 Edición, 1990.
- ASUNGAN Junior, F. W. Smith, J. L. Thompson. Some aspects of polymer floods. SPE 1628.
- BUZÁS, Z., y CHRAMBACH, A. Un-supercoiled agarose with a degree of molecular sieving similar to that of crosslinked polyacrylamide
- CHANG. Polymers flooding technology yesterday, today, and tomorrow. SPE 7043.
- CRAFT, B. C. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice Hall. USA, 1991.
- DONALDSON, Erle y CHILINGARIAN, George. Enhanced oil recovery, fundamentals and analyses. ELSEVIER, New York. 1985.
- DUARTE, César; PÉREZ, Gerson Saúl, et al. Revisión integrada del campo Tello. Ecopetrol S.A. Mayo 2008.
- FLORY, P. L. Principles of polymer chemistry. 15 ed. Cornell Uni. Press. Ithaca, 1992.
- GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia". SPE 35384.
- GOGARTY, W. B. Mobility control with polymer solutions. SPE. 1967.
- GREEN, Don y WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998.
- KAVANAGH, Gaynor M. y ROSS-MURPHY, Simon B. Rheological Characterization of Polymer Gels.
- MAERKER, J. M. Mechanical degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in unconsolidated porous media. SPE. 1976.
- NORMAN C. DE LUCIA J. "Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379
- NORMAN, C. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina y Venezuela: Design, field implementation and evaluation. SPE 101781, 2006.
- NORMAN, Chuck y ROMERO, Jorge. Taller de Recuperación Mejorada – Campo Tello. TIORCO - ICP. 2009.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Astro Data S. A. Segunda Edición. 2001
- SALOMONE, Joseph C. Concise Polymeric Materials Encyclopedia, Editor-in-Chief.
- SERIGHT, R. S. "The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions", SPE 9297.

- ✿ SERIGHT, R.S. Gel Placement in Fractured Systems. SPE 21140.
- ✿ SERIGHT, R.S. Placement of Gels to Modify Injection Profiles.
- ✿ SHUPE Russell. Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. SPE 9299
- ✿ SHUPE, Russell. Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. SPE 9299
- ✿ SMITH, J.E. The Transition Pressure: A Quick Method for Quantifying polyacrylamide Gel Strength. TIORCO Inc
- ✿ SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Blackie, USA. 1991.
- ✿ STAHL, A. D. y SCHULZ, N. Water-soluble polymers for petroleum recovery, Plenum Publishing Corporation.
- ✿ SYDANSK, R.D. Field Testing of a New Conformance-Improvement-Treatment Chromium(III) Gel Technology. Tulsa. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. SPE 17383-MS. Tulsa, 1988.
- ✿ TABEADA, CONDAL, CORSINI, entre otros. El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo field, Argentina. SPE 69660.
- ✿ The University of Kansas, Tertiary oil recovery proyect: Gelled polymers.
- ✿ [www.textoscientificos.com](http://www.textoscientificos.com)

## ANEXO 1. APLICACIONES DE CAMPO

A continuación se presentan algunas aplicaciones de la inyección de geles en campos ubicados en todo el mundo, la selección de estos se hizo aleatoriamente y lo que se quiere es mostrar una descripción de cada campo en la que se muestren las características del yacimiento y, si la disponibilidad de los datos lo permite, las propiedades petrofísicas que están relacionadas directamente con la factibilidad y eficiencia del proyecto. Además, se presentan las razones por las cuales en estos campos se eligió implementar la técnica, las condiciones del proceso incluyendo los criterios para seleccionar los pozos a tratar, los químicos formadores del gel, las concentraciones y volumen del tratamiento, entre otros. El estudio se realizó tratando de registrar cualquier tipo de inconveniente presentado durante la aplicación y los resultados alcanzados con esta.

### **CAMPO SAGO (INDONESIA)**<sup>47</sup>.

El campo Sago (Ver figura 66) está localizado en la parte sur de la cuenca Sumatra central de Indonesia. Es parte de una serie de anticlinales conocidos como Lirik Tend con una extensión superficial noroeste-sureste de más de 30 millas de largo y 6 millas de ancho.

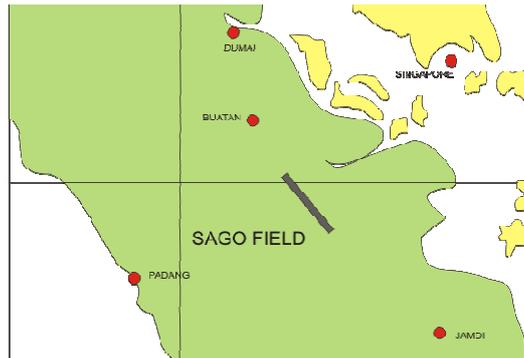
El campo fue descubierto en 1939 e inició su desarrollo al año siguiente. Sago es una secuencia de arenas del temprano mioceno pertenecientes al grupo Sihapas. Las principales formaciones productoras son lakat y Tualang, las cuales fueron depositadas en deltas y zonas fluviales en arenas marinas poco profundas. La distribución de permeabilidad vertical de la formación

---

<sup>47</sup> GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia". SPE 35384.

varía ampliamente e incluye tres diferentes perfiles litológicos: simétrico, irregular y cilíndrico. La estructura es naturalmente dividida en siete bloques por una falla normal noreste-suroeste. Una combinación de agua natural en dirección periférica es el mecanismo de producción primaria.

**Figura 66.** Campo Sago, Indonesia



**Fuente:** GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia". SPE 35384.

El intervalo productor del yacimiento está dividido en 10 zonas con una profundidad promedio de 1600 pies y una temperatura de 170°F. El campo Sago produce crudo parafínico con una gravedad API de 35°, punto de congelación de 102°F y agua relativamente fresca con un rango de salinidad de 300 a 1200 ppm.

La producción actual del campo es 1800 BOPD con un corte de agua de 97%, proveniente de 54 pozos productores. El método de levantamiento artificial usado son unidades de bombeo mecánico y bombas electrosumergibles. El agua producida es inyectada de vuelta al yacimiento a través de 15 pozos de inyección. Sin embargo, debido al alto corte de agua, 33 pozos han sido suspendidos tempranamente en su vida de producción, siendo esto la razón principal para implementar la inyección de geles.

La selección de los químicos se hizo a través de una serie de pruebas de laboratorio en los que se analizó la capacidad de adsorción de la roca y la

compatibilidad y estabilidad del gel con las condiciones y características del yacimiento. Se llegó a la conclusión de usar copolímero de acrilamida HE-100 y agente entrecruzador  $\text{Cr}^{(+3)}$ , debido a su alta disponibilidad, relativo bajo costo y alto uso para este tipo de técnicas. Se determinó que el proceso de entrecruzamiento se llevara a cabo en el yacimiento y fue aplicado sólo a pozos inyectoros.

Las concentraciones de los químicos (polímero y agente entrecruzador) y agua se determinaron a través de más de 500 test de gelación a temperaturas de yacimiento elevadas. Estos valores fueron refinados a medida que se implementaba la técnica en los primeros pozos debido a la respuesta de estos. Por otra parte, la selección de los pozos a tratar, se hizo a través de un estudio de la historia de producción e inyección, registros, análisis de corazones, datos de presión y análisis de casing y cementación. Con base en los siguientes criterios: buena producción inicial a bajos cortes de agua, alto WOR actual, reservas remanentes suficientes, intrusión de agua por el fondo, buena cementación primaria y problemas para bombear fluido con el equipo disponible.

Se realizaron dos pilotos, el primero contaba con cinco pozos (pozo 1, 2, 3, 4, 5), tres de estos pozos fueron tratados en la formación Tualang y los otros dos en la formación Lakat. Los cinco pozos producían un total de 7050 BWPD y 124 BOPD, un WOR de 56,9. Se inyectaron entre 45 y 130 barriles de polímero entrecruzado a una concentración de 6600 ppm y agente reductor a concentración de 800 ppm.

El segundo piloto, implementado cinco meses después, tenía cinco pozos (pozo 6,7,8,9,10); la selección de estos, además de los criterios ya establecidos para el primero, se hizo con base en los resultados del primer piloto. Antes del tratamiento, la producción total de los pozos era de 9871 BWPD y 65 BOP, un WOR de 151,9.

El tratamiento solo se hizo a la formación Lakat; el volumen de solución polimérica inyectada varió en un rango de 35 a 220 barriles, con un rango de concentración de 5000 a 6000 ppm de polímero, 300 a 500 ppm de entrecruzador y 800 a 1000 de agente reductor.

Durante todo el tratamiento se evaluó, a través de equipo de monitoreo, la habilidad del pozo de aceptar los fluidos y las lecturas de presión de superficie fueron usadas para determinar cuándo terminar la inyección. Luego de inyectar la solución pregel, se realizó un lavado para desplazar el tratamiento dentro de la formación; posteriormente los pozos fueron cerrados por tres o cuatro días para esperar a que se completara el proceso de gelación. Al culminar el tiempo, los pozos fueron puestos en producción a la mitad de la tasa original para evitar daños del gel, este valor fue incrementado gradualmente hasta alcanzar el valor original en dos o tres días.

Algunos de los primeros pozos no respondieron al tratamiento debido a una mezcla imperfecta de los químicos y el agua. En los pozos 1 y 2 del primer piloto el tratamiento fue desarrollado sin aislamiento y causó daño a través del intervalo perforado del hueco.

Tres meses después de culminado el tratamiento la producción total fue de 3833 BWPD, se redujo el 46%, y 91 BOPD; todos los pozos presentaron una reducción en la producción de agua pero solo los pozos 4 y 5 mostraron incremento en la producción de aceite, los pozos 1 y 2 mostraron un decremento.

Seis meses después, la producción de aceite ascendió en los 5 pozos y la producción de agua se mantuvo relativamente estable: 116 BOPD y 4233 BWPD. En los seis y once meses próximos, tiempo correspondiente a la

etapa de postratamiento, la producción de aceite declino a un WOR constante: 102 BOPD y 4134 BWPD, sin embargo el problema se debió a inconvenientes en el mecanismo de bombeo en el pozo 1, el mayor productor.

La rentabilidad mensual definida como el incremento en los ingresos mas el ahorro generado y menos el decremento de ingresos, para el primer piloto se incrementó a pesar de las disminución en la producción en la etapa de postratamineto. La evaluación económica mostro que el tratamiento fue pagado en menos de once meses gracias a su relativamente bajo costo y a el ahorro que se alcanzo con la reducción del agua producida.

En el piloto dos, después de un mes del tratamiento los pozos produjeron un total de 7248 BWPD y 115 BOPO, un WOR de 63. Todos los pozos presentaron un incremento en la producción de aceite y un decremento en la producción de agua excepto el pozo 8 donde la producción de aceite se mantuvo estable y el pozo 9 donde la producción de agua incremento en un 7%. En general, la producción de este piloto presento inmediatos resultados positivos, una reducción en la producción de agua del 27% y un aumento en la producción de aceite de un 77%, con base en esto, un estudio económico determino que el proyecto se paga en aproximadamente tres meses.

### **CAMPO LAGOMAR (VENEZUELA)**<sup>48</sup>.

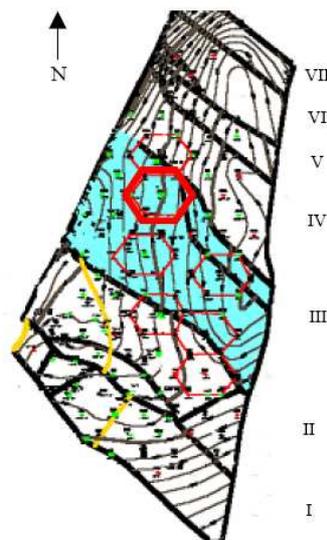
---

<sup>48</sup> ROMERO C, MARIN A.B, "Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela." SPE 80201.

Lagomar está localizado en el norte del lago de Maracaibo, la sección del campo donde se realizó el proyecto de inyección de geles cubre un área de 65 km<sup>2</sup> (16,056 acres) y corresponde a un yacimiento muy heterogéneo formado por capas de arena durante el mioceno. Lagomar es un sistema deltaico confinado entre dos fallas en el sur y en el este y un contacto agua aceite en el este.

El petróleo producido es un crudo liviano de 34.6° API con una viscosidad de 3,1 cp a 83°C y salinidad de 4200 ppm. El área de estudio está dividida en 7 bloques por una falla NW-SE, donde el bloque 3 contiene las mejores reservas y los mejores pozos productores (Ver figura 67).

**Figura 67.** Campo Lagomar, Venezuela



**Fuente:** ROMERO C, MARIN A.B, "Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela." SPE 80201.

La producción de Lagomar empezó en 1954 y sufrió una rápida depleción llegando a la presión de burbuja en tan solo cuatro años. Desde entonces, gas en solución fue el mecanismo de producción primaria hasta 1962 cuando comenzó el proyecto de inyección de gas. Este presenta pobres resultados

debido a la fuerte canalización del gas, entonces en 1969 inicio el proyecto de inyección de agua con el objetivo de mejorar la producción.

La producción de agua llego hasta una relación de 5 barriles de agua por barril de petróleo y los factores de recobro estaban un 10% por debajo del factor de recobro promedio de campos en Estados Unidos. Estos problemas llevaron a implementar inyección de geles tanto en pozos productores como inyectoros con el objetivo de disminuir la producción de agua y mejorar la eficiencia de barrido y mayores factores de recobro. El campo Lagomar sirvió como plataforma pionera para implementar pilotos de este tipo de tratamientos.

En Lagomar los altos corte de agua, debido a la heterogeneidad del yacimiento que produce la canalización, han afectado la producción hasta el punto de forzar al cierre de varios pozos o a convertir estos en pozos inyectoros. Sumado al problema de heterogeneidades, a través de un estudio geomecánico se determino el gradiente de fractura usando minifracturas en corazones. El estudio presento valores entre 0,65-0,7 psi/ft de fractura, el cual en términos de presión de cabeza de pozo significa que a una presión mayor de 1500 psi podría producirse una fractura en la formación. Ya que en este campo, los pozos habían experimentado presiones de hasta 1770 psi a través de su historia, es posible que se haya fracturado la formación y aumentado la canalización.

El objetivo de la inyección de geles en este caso fue probar esta técnica para la implementación en otros campos buscando mejorar la eficiencia de barrido, aumentar el factor de recobro y reducir costos operacionales en las facilidades de superficie empleadas para el tratamiento de grandes volúmenes de agua.

De los siete bloques en los que está dividido el campo se seleccionó uno para implementar el tratamiento. Para ello, se tuvo en cuenta la historia de producción e inyección de cada bloque y los factores de recobro. La eficiencia de inyección de cada bloque se evaluó graficando el recobro secundario contra el volumen acumulado inyectado. Entonces, a partir de la comparación de resultados y las buenas condiciones mecánicas de los pozos, se escogió el bloque 1 como el mejor candidato para realizar el piloto.

Se hizo un diagnóstico de los problemas presentes en el bloque y se encontró que en promedio, por 5 MBW inyectados se producen menos de 1 MBO. Un análisis de los perfiles de inyección determinó que las arenas U2 y U3 presentan buenas propiedades petrofísicas con permeabilidades entre 866 y 508 en contraste con las arenas U1 donde el rango de permeabilidad está entre 200 y 300 md. Por tanto, de los pozos de este bloque se seleccionó el inyector VLA-894 para implementar el tratamiento y con pruebas de conectividad se eligieron los productores VLA-296, VLA-132 para monitorear el proceso.

Se determinó mediante pruebas de laboratorio inyectar 3700 BBLs de Marcit gel (poliacrilamida parcialmente hidrolizada con acetato de cromo como agente entrecruzador) a una concentración de 6000 ppm de polímero en el pozo inyector. Después de que la inyección finalizó, el pozo fue cerrado por un periodo de 5 días y fue reabierto para controlar la presión.

Los resultados del tratamiento fueron evaluados con herramientas de registros de producción (PLT). Después de 5 meses de realizar el tratamiento, el corte de agua se redujo a 30% y se registró un incremento en la producción de aceite de 26850 BOPD, lo que confirma que el barrido tuvo una mejoría y se ha tenido acceso a nuevas reservas móviles de crudo.

## **SHO-VEL-TUM (OKLAHOMA, USA)**

En el campo Sho-vel-tum, ubicado en Oklahoma, el área en la que se aplicó el tratamiento con geles poliméricos fue el bloque de falla McCartney, este se caracteriza por una inclinación de 15 a 20° noroeste y está limitado por las fallas en el este y el sur y un contacto agua petróleo. La acumulación de aceite ha sido definida por 15 unidades de flujo y cuatro tipos de rocas. El bloque de falla cubre aproximadamente 206 acres y ha sido desarrollado con un espaciamiento de 10 acres por pozo.

Es este campo, luego del periodo de declinación crítica fue implementada la inyección de agua como método de recuperación mejorada. La unidad de inyección fue creada en 1978 y la operación comenzó en 1980. La producción alcanzó su punto máximo en 1988 a 2400 BOPD. Bajo las operaciones de inyección de agua, el bloque se desarrolló bien, produjo el 86% del recobro que se había predicho para las operaciones realizadas con lo que se recuperó el 22% del OOIP; sin embargo, mediante un estudio del yacimiento se determinó que se podía tener un incremento en la recuperación del 4% de el OOIP modificando el perfil de inyección.

El estudio mostró que la formación Fusulinia, la formación productora del bloque que guarda aproximadamente el 50% del OOIP, es altamente heterogénea con rangos de permeabilidades que van desde 50 a 1200 md y presenta un coeficiente de Dykstra-Parsons de 0,93. Los perfiles de inyección mostraron que debido a esta heterogeneidad, solo el 20% de la formación Fusulinia estaba siendo barrida por agua y mediante un análisis de distribución de permeabilidad de los estratos se vio que pequeños intervalos capturaban el 86% del agua inyectada, por tanto el problema de canalización era evidente. Entonces, para manejar el problema se pensó en implementar aislamiento mecánico usando varios empaques en el completamiento pero aislar todas las zonas ladronas resultaba imposible.

Por tanto, el objetivo de la aplicación fue bloquear las múltiples zonas ladronas presentes en la formación Fusulinia superior. Se determinó que definitivamente la técnica que había que aplicar era un tratamiento con geles poliméricos en esa zona, debido a tres criterios esenciales: un estudio de yacimiento fue favorable, es decir los problemas y las características del yacimiento apuntaban hacia buenos resultados. Además, los pozos estaban en buenas condiciones mecánicas y como el bloque estaba definido por las fallas y el contacto del resto del campo, esto simplificaría el control y vigilancia del proceso y se tendría una historia de producción estable haciendo fácil la medida de la producción del proyecto.

Antes de implementar el tratamiento, se corrieron pruebas de presión transitoria en todos los pozos inyectoros. Estos mostraron que los pozos inyectoros 4 y 5 tenían pequeñas fracturas cerca a la cara de pozo y este hecho fue influyente en el diseño del proceso. Se selecciono a a partir de pruebas de laboratorio y por sus características de selectividad un gel compuesto de Xanthan y  $Cr^{+3}$  para todos los pozos. Las concentraciones se determinaron mediante un análisis de pérdida de fluido basándose en que a mayor concentración de entrecruzador es menor la pérdida de fluidos en el gel.

Para la inyección se implementó un nuevo procedimiento desarrollado durante este proyecto, consiste en producir pulsos de inyección al yacimiento a diferentes presiones para incrementar la cantidad de gel que puede ser inyectado dentro de la matriz manteniendo una presión de inyección por debajo de la presión de fractura de la formación, mejorando así la capacidad de bloqueo del gel sin provocar daños.

El tratamiento del gel fue efectivo pues se registro una disminución en los volúmenes inyectados de agua en todos los pozos tratados y un aumento en

la producción de aceite. Se analizaron los perfiles de inyección luego del tratamiento y se encontró que efectivamente el tratamiento permitió el paso del agua de inyección por nuevos intervalos lo que aumento considerablemente el factor de recobro. La respuesta en la producción para el bloque McCartney en cuanto a corte de agua, tasa de inyección y producción de aceite fue satisfactoria.

Además de los resultados en cuanto a cifras, el proyecto creo una nueva técnica de inyección pulsación, que permite incrementar la cantidad de gel inyectado dentro de la matriz de alta permeabilidad mejorando la capacidad de bloqueo del gel.

### **ENTRE LOMAS (ARGENTINA)**

El área Entre Lomas se encuentra ubicada en el sector noreste de la Cuenca Neuquina, República Argentina. El yacimiento, situado a 90 kms al norte de la Ciudad de Neuquén, fue descubierto en 1960 y produce principalmente de la formación Tordillo. El yacimiento es caracterizado como multicapa con una marcada heterogeneidad. La formación Tordillo está compuesta por una sucesión de capas de origen fluvial-aluvial hacia la base y de origen eólico hacia el tope. La porción fluvial-aluvial sigue un modelo de ríos entrecruzados con espesores de arcillas intercaladas, en los niveles fluvial-aluvial son delgados y de extensión errática.

Después de culminada la etapa de producción primaria se implemento inyección de agua con el objetivo de incrementar la producción y aumentar el factor de recobro. Desde el comienzo de la inyección se ha observado un amplio rango de respuestas. Aunque muchos pozos han desarrollado un buen banco de petróleo, otros han mostrado una limitada respuesta. Han sido documentados numerosos casos de canalización de agua, presentando

una pobre eficiencia de recuperación. El cierre de algunos mandriles, correspondientes a capas acuatizadas en productores no siempre brindó resultados positivos o fácilmente cuantificables.

Los análisis de yacimiento indican que las canalizaciones producidas en ciertas partes del yacimiento están relacionadas a la heterogeneidad del yacimiento, a estimulaciones por fracturas en pozos productores que luego fueron convertidos en inyectores y, en menor medida, a efectos de segregación de fluidos. No deben ser descartados los efectos de dirección preferencial de movimiento del agua y los gradientes de presión.

De los pozos productores 102 han tenido un comportamiento normal o aceptable, unos 80 han presentado un comportamiento intermedio y 75 han sido altamente canalizados. Muchos de estos 75 pozos están aún produciendo con cortes de agua que exceden el 80% de su producción bruta. Se ha estimado que de ellos, unos 2.6 MMBO de reservas de petróleo, algo así como un 1.8 % del petróleo original no podrán ser producidos bajo las actuales condiciones. Éstas se traducen en rápidos avances del agua inyectada hacia estos pozos productores, resultado de la conjunción de dos componentes: permeabilidad preferencial y gradientes de presión.

Las principales desventajas de este yacimiento se resumen en: Pobre distribución vertical de la inyección por la cambiante permeabilidad vertical, canalizaciones de agua con pérdida de producción de petróleo, necesidad de fracturamiento hidráulico que impide un mejor control nivel a nivel y carencia de sellos verticales seguros y eficaces.

La marcada heterogeneidad, en especial de los niveles conglomeráticos además de la escasa separación entre capas, ha conspirado contra un eficiente barrido areal y vertical de las zonas en explotación produciendo disimiles comportamientos tanto en inyektividad como en la respuesta en los

pozos productores. Con el fin de tratar estos problemas se realizaron considerables esfuerzos tratando la situación de las canalizaciones en los conglomerados de la formación Tordillo, así como la pobre distribución vertical de la inyección de agua.

En el área Entre Lomas se efectuó un proyecto piloto en el año 1995 y un proyecto de aplicación, implementado en tres campañas entre los años 1999 y 2001. La metodología de diseño y de aplicación fueron totalmente disímiles como también resultaron las condiciones de corte de agua del campo en ambas implementaciones. El proyecto piloto involucró a 5 productores y 4 inyectores. El concepto utilizado en ese momento fue el de minimizar los volúmenes de tratamiento en función de incrementar la concentración del polímeros.

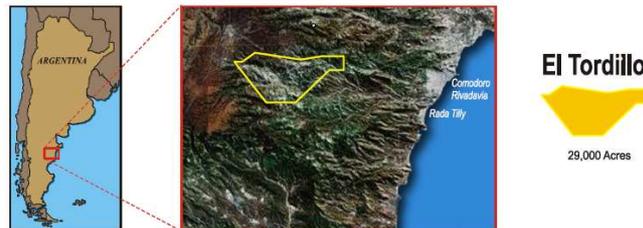
Las características que se tuvieron en cuenta para la selección de los pozos fueron las siguientes: para productores, pozos con claras evidencias de alta producción de agua, candidatos con varias capas y pozos con alta relación gas-petróleo, que indicaría deficiencias en el barrido por agua. Por otra parte, para los inyectores se tuvieron en cuenta pozos con antecedentes de pobre distribución vertical de la inyección, con varias capas en inyección, baja eficiencia de recuperación secundaria y con baja presión de inyección. El gel que se escogió para el tratamiento tanto de pozos inyectores como productores fue poliacrilamidas con  $Cr^{+3}$ , sin embargo la concentración fue diferente para los dos tipos de pozos.

En la aplicación, evidentemente el taponamiento que produjeron los geles causó una importante mejora en la eficiencia de barrido vertical. Sobre la base de la experiencia realizada, puede afirmarse que los proyectos de inyección de geles polímeros no deberían retrasarse hasta que altas tasas de corte de agua dominen la producción.

## CAMPO TORDILLO (ARGENTINA)<sup>49</sup>

El campo Tordillo fue descubierto en 1932 por YPF (compañía nacional de petróleos Argentina) y fue operado por esta compañía desde esa fecha hasta 1991. En 1991 es operada por Tecpetrol. El campo esta situado en el norte de la cuenca San Jorge en la provincia de Chubut, a aproximadamente 50 kilómetros sureste de la ciudad de Comodoro Rivadavia (Ver figura 68). Más de 1200 pozos han sido perforados en los 117 km<sup>2</sup> de área con que cuenta el campo. La formación Comodoro Rivadavia es la más importante de hidrocarburos y corresponde a un depósito de areniscas de origen fluvial falladas normalmente.

**Figura 68.** Campo Tordillo, Argentina



**Fuente:** MURUAGA E. FLOREZ M. NORMAN C. "Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood." SPE 113334.

La cuenca en la que se encuentra es la más prolífica cuenca de Argentina, ha producido cerca de 3 billones de barriles de crudo y aproximadamente 3 TCF de gas desde su descubrimiento en 1907. Más de 26000 pozos han sido perforados pero después de la producción primaria el recobro de aceite secundario ha cambiado desfavorablemente las características prolíficas de la cuenca, debido a los malos resultados generados por la heterogeneidad y la tasa de movilidad inversa. La más significativa acumulación de

<sup>49</sup> MURUAGA E. FLOREZ M. NORMAN C. "Combining Bulk Gels and Colloidal Dispersion Gels for Improved Volumetric Sweep Efficiency in a Mature Waterflood." SPE 113334.

hidrocarburos ocurre en una serie de yacimientos de origen fluvial y lacustre de poca profundidad.

El objetivo de la aplicación fue mejorar la eficiencia de la inyección de agua con le fin de obtener mejores factores de recobro, debido a que los esfuerzos por mejorar el perfil de inyección con madriles no presento ninguna mejoría significativa. En este campo se desarrollo un proyecto piloto que consistió de dos patrones adyacentes, los cuales recibieron un tratamiento directo sobre la formación Comodoro Rivadavia.

Para el diseño del proyecto se realizaron numerosos estudios de corazones, simulación, análisis de las curvas de producción, marcadores químicos y revisión de datos petrofísicos. Mediante el análisis de corazones de la formación Comodoro Rivadavia se determino el grado de heterogeneidad con el coeficiente de Dykstra-Parsons dando como resultado un valor de 0,8 el cual indica un alto grado de heterogeneidad vertical.

En mayo de 2005, marcadores químicos fueron inyectados en cada pozo inyector en dos capas de la formación Comodoro Rivadavia (CR-29-40 Y CR-29-50). Como se esperaba, debido a la alta permeabilidad de las capas seleccionadas, los marcadores aparecieron rápidamente en varios de los pozos productores. A través de análisis de este tipo se seleccionaron los pozos y las profundidades de inyección y se permitió visualizar el problema desde diferentes variables; además, se determinó que el tipo de tratamiento que debía aplicarse era la tecnología Marcit<sup>SM</sup> inicialmente y luego un tratamiento con geles de dispersión coloidal CDG.

En agosto de 2005 se realizaron evaluaciones de laboratorio del comportamiento de la inyección de agua en la formación Tordillo; los geles fueron evaluados a 85°C con concentraciones de polí mero de 1500 a 9000

ppm y varias concentraciones de entrecruzador fueron evaluadas para optimizar el diseño para la aplicación en campo.

En noviembre de 2005 se inicio la implementación en campo inyectando 15000 y 12000 barriles de Marcit Gel en los inyectores I-1 e I-2 respectivamente. El volumen de gel estaba basado en el porcentaje estimado del volumen de las zonas problema calculado a través de la historia de producción, características del yacimiento y los datos de los marcadores químicos. En cada inyector el tratamiento de gel Marcit fue implementado a una presión de inyección por debajo de la presión de fractura y a una concentración de polímero entre 1500 y 4000 ppm.

Luego de siete meses del culminado el tratamiento con Marcit<sup>SM</sup> se inicio el tratamiento con CDG, previo a este se realizaron varias pruebas de laboratorio con el fin de optimizar el diseño químico para la aplicación en campo. Se determino que el agua de inyección del campo tenia aproximadamente 7000 ppm con solidos disueltos de iones de Na, Ca y Cl lo que la hacia ideal para preparar el gel. Además de esto, se estableció el rango de concentración del polímero 300 a 1800 ppm con una razón de entrecruzador de 20:1 a 40:1.

En junio del 2006 se inicio el tratamiento, la calidad del agua de inyección fue monitoreada constantemente, con el objetivo de cuantificar la cantidad de sólidos y crudo presente en su composición. Una unidad química portátil fue ubicada en el campo y se preparo una solución madre de gel de 1000 barriles/dia diluida en agua de inyección. La inyección inicio exactamente el 1 de julio de 2006 y culminó en abril de 2007. A partir de esta fecha se corrieron registros con el objetivo de determinar la distribución de los CDG en cada inyector.

En enero de 2006, dos meses después del tratamiento con geles Marcit, se realizó una segunda prueba con marcadores químicos para determinar si los geles se habían ubicado en las zonas correctas determinadas con el primer tratamiento con marcadores. Los resultados obtenidos confirmaron la reducción en la permeabilidad en las zonas de alta velocidad. La producción después del tratamiento con Marcit incremento de 2,8 m<sup>3</sup>/d a 10 m<sup>3</sup>/d en menos de 30 días; un estado de declinación de esta tasa se presentó a los 12 meses posteriores debido al efecto combinado de zonas que heterogéneas que no fueron taponadas perfectamente y la tasa de movilidad inversa presente en el yacimiento.

Aproximadamente cinco meses después de iniciar con CDG la producción de crudo se estabilizó, durante 12 meses entre diciembre de 2006 y diciembre de 2007 la producción fue más o menos el doble pasó de 3,1 m<sup>3</sup>/d a 7,5 m<sup>3</sup>/d mientras que el corte de agua se disminuyó. Por tanto, el tratamiento logró un incremento de 50000 m<sup>3</sup> de reservas de aceite y un incremento en la producción total de 30 m<sup>3</sup>/d.

### **VIZCACHERAS (ARGENTINA)**<sup>50</sup>.

El campo Vizcacheras es una inyección de agua madura. Fue descubierto en 1965, es parte del bloque más grande del mismo nombre localizado en la región sureste de la cuenca Cuyo en la provincia de Mendoza, Argentina. El límite oeste del campo es el área "La Ventana" y el límite superior es el área Zampal Oeste (Ver figura 69).

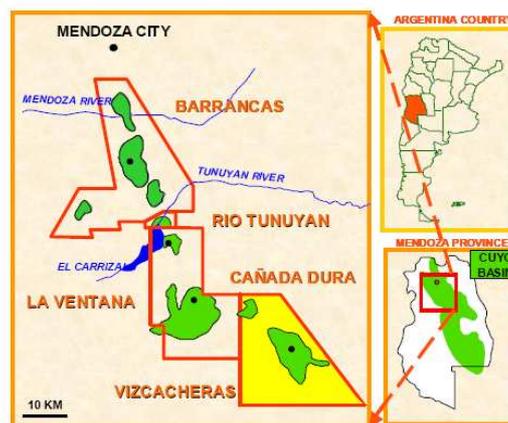
El campo incluye dos yacimientos principales: la formación Barrancas y la formación papagayos. La estructura en la cual el campo Vizcacheras fue

---

<sup>50</sup> NORMAN C. DE LUCIA J."Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379

desarrollado es un bloque de falla erosiva formado por un rift continental de la era Trifásica. La estructura actual corresponde a la deformación terciaria Andina. La formación Barrancas está compuesta primordialmente de cuerpos de arenas conglomeradas intercaladas con lutitas impermeables. Los intervalos productivos son heterogéneos, lateralmente y verticalmente, lo cual resulta en un grado de incertidumbre en la correlación de los cuerpos de arena. Los intervalos con mayores espesores se encuentran en el norte y oeste del bloque Vizcacheras. Hacia el sur y el oeste, las facies productivas disminuyen en espesor y calidad de yacimiento, eventualmente terminando en una formación impermeable.

**Figura 69.** Campo Vizcacheras, Argentina



**Fuente:** NORMAN C. DE LUCIA J. "Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379

La parte alta de la estructura de Vizcacheras está compuesta de un pliegue asimétrico con un buzamiento de 2°E en el flanco oriental. El flanco occidental es casi horizontal. El eje de la estructura está orientado NNW-SSE buzando al norte. El anticlinal se caracteriza por fallas aproximadamente verticales Este-Oeste que no exhiben una separación apreciable. Basado en estructuras más claramente definidas en el área, se cree que hay un cierto grado de desplazamiento horizontal. Este tipo de depositación con separación de fallas muy limitada, implica que las fallas no son barreras de

permeabilidad, pero en vez de eso actúan como conductos entre estratos. También hay una falla en dirección NW-SE con origen en la compresión andina.

La producción inicial de aceite de la formación Barrancas en el campo Vizcacheras ocurrió a mediados de 1966 con el completamiento del pozo VI-7. El pico máximo de producción ocurrió en 1968 con 19.411 BOPD con un corte de agua promedio de sólo 5%. A finales de 1991, fue implementada una campaña de workover con el fin de incrementar la producción de la formación Barrancas. Como un resultado de este, la producción de aceite se incrementó desde 3019 BOPD a 4403 BOPD. A comienzos de 1996 fue implementado un proyecto piloto de recuperación secundaria que incluyó el establecimiento de cinco patrones en una configuración invertida de 7 puntos. En 1997 y 1998 el proyecto se expandió al incluir un total de 20 pozos inyectores en los patrones invertidos de 7 puntos.

El mecanismo de producción en el yacimiento Barrancas es expansión del fluido monofásico combinado con un acuífero moderado. La temperatura de yacimiento es 208,4 °F. La permeabilidad promedio, porosidad y saturación de aceite residual son 500 md, 17% y 25%, respectivamente.

Los geles-polímeros fueron seleccionados para aplicarse en el campo vizcacheras por varias razones: Se había observado cierta canalización de agua entre los pozos inyectores y productores. Varios pozos de inyección han tenido problemas mecánicos que imposibilitaron la inyección selectiva. Además, casos históricos en campos análogos indicaron que el campo Vizcacheras era un buen candidato para la adaptación de la tecnología geles-polímeros.

El objetivo del proyecto fue reducir la inyectividad en los estratos de alta permeabilidad “zonas ladronas” entre los pozos de inyección y los pozos

productores asociados desviando el agua inyectada hacia la zona no barrida. De esta forma, se mejora de la eficiencia de barrido volumétrica (vertical y areal) en el patrón inyector-productor, se incrementa del factor de recobro de aceite debido a la producción incremental de aceite, los volúmenes de agua de inyección será reducidos, y consecuentemente se disminuirá la producción de agua.

El proyecto de mejoramiento empezó en el 2002 con estudios de laboratorio, estudios de seguimiento y simulación numérica. A partir del análisis de perfiles de inyección, resultados de trazadores, análisis de las curvas WOR Vs Np, y casos históricos de campos análogos, se determino que al menos un 5% de las zonas ladronas debían ser tratadas con geles.

La selección de los pozos a ser tratados se hizo con base en criterios de saturación residual de aceite, conectividad, inyectividad y estado mecánico. Se seleccionó el patrón VI-144 para el proyecto piloto de geles. El patrón VI-144 incluye cuatro pozos productores de primera línea y siete pozos productores de segunda línea. La canalización de agua entre VI-144 y ciertos pozos productores asociados han sido documentada con trazadores. El inyector VI-144 tuvo relativamente alta inyectividad y baja presión de inyección. Estudios del yacimiento identificaron buena conectividad en todas las 4 unidades de flujo.

No se realizó aislamiento de las zonas durante el tratamiento debido a que Las zonas de alta permeabilidad no son específicas para un estrato particular. Basado en los perfiles de inyectividad, las zonas ladronas existían en al menos dos de las cuatro zonas productoras primarias, El aislamiento de zonas añadía un costo significativo al tratamiento y Los tratamientos de geles sin aislamiento de zonas en otros yacimientos que no tenían flujo lineal se habían terminado sin posterior pérdida de inyectividad del tratamiento en las zonas de más baja permeabilidad.

La curva de perfil de inyección tomada cinco años antes del proyecto comparada con el curva tomada seis meses después del proyecto refleja una significativa variación. En las zonas ladronas, se dio una reducción significativa del flujo de agua mientras que las otras zonas presentaron un incremento.

La producción total de aceite en los pozos de la zona tratada fue relativamente constate antes y después del tratamiento, sin embargo analizando pozo por pozo se vio que en los que presentaron mayor conectividad si registraron un incremento en la producción de aceite y una disminución en la producción de agua. Las reservas incrementales de aceite fueron estimadas de un anailisis del caso base y el caso incremental de las curvas del WOR en los cinco pozos productores que fueron sometidos al tratamiento de gel; el análisis cuantificó un incremento en las reservas de aceite de 200000 BBLs.

## ANEXO 2. RESULTADOS DE LABORATORIO

A continuación se describen en tablas, los resultados detallados de las pruebas realizadas en laboratorio:

### Soluciones preparadas

En las tablas que se muestran a continuación se describen las soluciones poliméricas que se prepararon y las características de las diferentes fuentes de agua usadas para hacerlo.

**Tabla 9.** Soluciones poliméricas preparadas

POLÍMEROS	FUENTE DE AGUA	CONCENTRACIÓN (ppm)
FLOOPAM 3230	TELLO ARENAS DINA K	500
FLOOPAM 3330		1000
FLOOPAM 3430		1500
FLOOPAM 3530		2000

**Tabla 10.** Composición de la salmuera Dina

CONTENIDO DE IONES (ppm)		CONTENIDO DE COMPUESTOS (g/L)	
K <sup>+</sup>	66.2	NaCl	6.167
Ca <sup>++</sup>	217.2	KCl	0.126
Na <sup>+</sup>	2646	MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	0.537
Cl.	4309	CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O	0.797
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	3	SrCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	0.000
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	580	NaHCO <sub>3</sub>	0.799
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0		
Mg <sup>++</sup>	64.2		
Sr <sup>++</sup>	0		
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	0.004		

**Tabla 11.** Composición de la salmuera Tello

CONTENIDO DE IONES (ppm)	
K <sup>+</sup>	58.72
Ca <sup>++</sup>	253.88
Na <sup>+</sup>	3679.5
Cl.	5921.9
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	1.98
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	811.25
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0
Mg <sup>++</sup>	57.81
Sr <sup>++</sup>	7.14
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	0.003

CONTENIDO DE COMPUESTOS (g/L)	
NaCl	8.574
KCl	0.112
MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	0.484
CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O	0.931
SrCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	0.022
NaHCO <sub>3</sub>	0.765

Tabla 12. Composición del agua de arenas

CONTENIDO DE IONES (ppm)	
K <sup>+</sup>	59.33
Ca <sup>++</sup>	234.28
Na <sup>+</sup>	379.6
Cl.	621.9
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	1.98
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	324.5
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0
Mg <sup>++</sup>	45.1
Sr <sup>++</sup>	5.43
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	0.002

CONTENIDO DE COMPUESTOS (g/L)	
NaCl	0.328
KCl	0.126
MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	0.432
CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O	0.978
SrCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	0.028
NaHCO <sub>3</sub>	1.117

### Pruebas de viscosidad

Las pruebas fueron realizadas con un reómetro HAAKE con cilindros concéntricos doble gap, a temperatura de yacimiento. Los resultados promedio de todas las mediciones realizadas se describen a continuación.

**Tabla 13.** Viscosidad de soluciones con agua arenas

<b>Viscosidades (cP) @ 7.3 seg<sup>-1</sup></b>				
<b>Concentración (ppm)</b>	<b>3230</b>	<b>3330</b>	<b>3430</b>	<b>3530</b>
<b>500</b>	10.5	15.9	33.4	27.8
<b>1000</b>	40	47.2	89.4	87.3
<b>1500</b>	82.3	101.1	171.6	175.3
<b>2000</b>	134.6	152.2	267.6	286

<b>Viscosidades (cP) @ 20 seg<sup>-1</sup></b>				
<b>Concentración (ppm)</b>	<b>3230</b>	<b>3330</b>	<b>3430</b>	<b>3530</b>
<b>500</b>	8.7	10.7	17	17.9
<b>1000</b>	29.2	32.6	48.6	47.1
<b>1500</b>	50.4	61.1	79	88.4
<b>2000</b>	78.2	92.1	129.7	140.9

**Tabla 14.** Viscosidad de soluciones con salmuera Dina

<b>Viscosidades (cP) @ 7.3 seg<sup>-1</sup></b>				
<b>Concentración (ppm)</b>	<b>3230</b>	<b>3330</b>	<b>3430</b>	<b>3530</b>
<b>500</b>	3.8	3.5	4.6	4.4
<b>1000</b>	5.2	5.8	7.4	7.4
<b>1500</b>	5.9	8.3	10.7	13.3
<b>2000</b>	7.6	12.7	18.8	20.5

<b>Viscosidades (cP) @ 20 seg<sup>-1</sup></b>				
<b>Concentración (ppm)</b>	<b>3230</b>	<b>3330</b>	<b>3430</b>	<b>3530</b>
<b>500</b>	2	1.9	2.8	2.5
<b>1000</b>	3	3.6	4.8	5.2
<b>1500</b>	4.2	6.2	8.2	9.6
<b>2000</b>	6.1	9.9	13.7	14.3

**Tabla 15.** Viscosidad de soluciones con salmuera Tello

Viscosidades (cP) @ 7.3 seg <sup>-1</sup>				
Concentración (ppm)	3230	3330	3430	3530
500	3.5	5.1	4.8	5.1
1000	4.9	6.6	7.6	6.9
1500	6.3	8.9	9.5	8.6
2000	8.4	11	17.8	15.8

Viscosidades (cP) @ 20 seg <sup>-1</sup>				
Concentración (ppm)	3230	3330	3430	3530
500	2.2	2.6	2.8	2.6
1000	3.3	4.1	5	5
1500	4.7	5.1	7.5	4.8
2000	6.3	8.2	12.9	11.1

### Pruebas de Screen Factor

Los resultados de las pruebas de screen factor para cada una de las soluciones se muestran a continuación:

Tabla 16. Screen factor de soluciones con agua arenas

Polímero (FLOPAAM)	Concentración (ppm)	Screen Factor
Agua Arenas	---	9.2
3230	500	13.2
	1000	21.5
	1500	27.6
	2000	39.0
3330	500	20.8
	1000	36.2
	1500	54.7
	2000	81.2
3430	500	31.0
	1000	52.4
	1500	66.8
	2000	120.6
3530	500	35.0
	1000	66.4
	1500	92.3
	2000	133.4

Tabla 17. Screen factor de soluciones con salmuera Dina

Polímero (FLOPAAM)	Concentración (ppm)	Screen Factor
Salmuera Dina	---	9.2
3230	500	7.8
	1000	10.2
	1500	13.2
	2000	15.4
3330	500	14.1
	1000	21.1
	1500	26.3
	2000	31.5
3430	500	16.8
	1000	25.9
	1500	33.1
	2000	41.0
3530	500	25.0
	1000	27.9
	1500	43.9
	2000	52.8

Tabla 18. Screen factor de soluciones con salmuera Tello

Polímero (FLOPAAM)	Concentración (ppm)	Screen Factor
Salmuera Tello	---	9.0
3230	500	10.5
	1000	15.6
	1500	17.8
	2000	17.5
3330	500	13.7
	1000	19.3
	1500	27.0
	2000	34.4
3430	500	24.2
	1000	32.4
	1500	42.6
	2000	49.0
3530	500	31.0
	1000	41.0
	1500	50.1
	2000	52.5

### Pruebas de Relación de filtrabilidad

Los resultados de las pruebas de relación de filtrabilidad se detallan a continuación:

**Tabla 19.** Relación de filtrabilidad de soluciones con agua arenas

Polímero (FLOPAAM)	Concentración (ppm)	Tiempo flujo (seg)	Peso recogido (g)	Relación de filtrabilidad
Agua Arenas	---	0	0	1.735
		39.14	100	
		110.36	200	
		233.9	300	
3230	100	0	0	1.023
		171.54	100	
		354.34	200	
		541.26	300	
3330	1000	0	0	1.074
		410.39	100	
		878.4	200	
		1381.22	300	
3430	1000	0	0	1.627
		43.81	100	
		69.7	200	
		111.83	300	
3530	1000	0	0	0.979
		37.5	100	
		76.1	200	
		113.9	300	

**Tabla 20.** Relación de filtrabilidad de soluciones con salmuera Dina

Polímero (FLOPAAM)	Concentración (ppm)	Tiempo flujo (seg)	Peso recogido (g)	Relación de filtrabilidad
Salmuera Dina	---	0.00	0	1.297
		32.00	100	
		69.00	200	
		117.00	300	
3230	100	0.00	0	0.857
		102.83	100	
		202.16	200	
		287.25	300	
3330	1000	0.00	0	1.000
		251.80	100	
		515.00	200	
		778.08	300	

<b>3430</b>	1000	0.00	0	1.031
		73.88	100	
		156.59	200	
		241.84	300	
<b>3530</b>	1000	0.00	0	1.132
		406.40	100	
		889.76	200	
		1437.05	300	

**Tabla 21.** Relación de filtrabilidad de soluciones con salmuera Tello

Polímero (FLOPAAM)	Concentración (ppm)	Tiempo flujo (seg)	Peso recogido (g)	Relación de filtrabilidad
<b>Salmuera Tello</b>	---	0.00	0	1.273
		23.00	100	
		56.00	200	
		98.00	300	
<b>3230</b>	100	0.00	0	0.962
		113.00	100	
		218.00	200	
		319.00	300	
<b>3330</b>	1000	0.00	0	1.065
		274.00	100	
		552.00	200	
		848.00	300	
<b>3430</b>	1000	0.00	0	1.036
		335.00	100	
		696.00	200	
		1070.00	300	
<b>3530</b>	1000	0.00	0	1.134
		591.62	100	
		1299.55	200	
		2102.57	300	

### Pruebas de compatibilidad

Los resultados de las pruebas de compatibilidad, a temperatura de yacimiento, se detallan para cada una de las soluciones seleccionadas.

Tabla 22. Pruebas de compatibilidad para polímero 3230 @ 1900 ppm

Tiempo prueba (Meses)	Agua Dina/Arenas	Compatibilidades		
		Crudo	Sólidos suspendidos – Grasas y aceites	Inhibidor de corrosión
0	80/20	Compatible, 100% separación de fases a 2 h Tprueba	Tratan de solubilizarse con la agitación, pero al suspenderla precipitan	El inhibidor es soluble en el agua, pero al contacto con el polímero 3230 se aglomera.
	50/50	Compatible, 100% separación de fases a 2 h Tprueba		
0.5	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se formó un precipitado de color blanco.
	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		
1	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se mantiene el precipitado de color blanco.
	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		
2	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se mantiene el precipitado de color blanco.
	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		
3	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se mantiene el precipitado de color blanco.
	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		

Tabla 23. Pruebas de compatibilidad para polímero 3330 @ 1500 ppm

Tiempo prueba (Meses)	Agua Dina/Arenas	Compatibilidades		
		Crudo	Sólidos suspendidos – Grasas y aceites	Inhibidor de corrosión
0	80/20	Compatible, 100% separación de fases a 2 h Tprueba	Tratan de solubilizarse con la agitación, pero al suspenderla precipitan	El inhibidor es soluble en el agua, pero al contacto con el polímero 3330 se aglomera.
	50/50	Compatible, 100% separación de fases a 2 h Tprueba		
0.5	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se formó un precipitado de color blanco.
	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		
1	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se mantiene el precipitado de color blanco.

	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		
2	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se mantiene el precipitado de color blanco.
	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		
3	80/20	No se observan cambios, respecto a t=0	No se observan cambios, respecto a t=0	Se mantiene el precipitado de color blanco.
	50/50	No se observan cambios, respecto a t=0		

### Pruebas de estabilidad química y térmica

Los resultados visuales de las pruebas de estabilidad química y térmica, a temperatura de yacimiento, se detallan para cada una de las soluciones seleccionadas.

**Tabla 24.** Pruebas de estabilidad química y térmica para polímero 3230 @ 1900 ppm

Tiempo prueba (Meses)	Elementos para medir la estabilidad					
	Polímero y roca sintética	Polímero y roca de yacimiento	200 ppb Oxígeno	3 ppm de Hierro	200 ppb O <sub>2</sub> + 3 ppm de Fe	200 ppb O <sub>2</sub> + 6 ppm de Fe
0	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente.	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
0.5	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
1	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
2	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.

<b>3</b>	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
----------	---	---	---	---	---	---

**Tabla 25.** Pruebas de estabilidad química y térmica para polímero 3330 @ 1500 ppm

Tiempo prueba (Meses)	Elementos para medir la estabilidad					
	Polímero y roca sintética	Polímero y roca de yacimiento	200 ppb Oxígeno	3 ppm de Hierro	200 ppb O <sub>2</sub> + 3 ppm de Fe	200 ppb O <sub>2</sub> + 6 ppm de Fe
<b>0</b>	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente.	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
<b>0.5</b>	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
<b>1</b>	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
<b>2</b>	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.
<b>3</b>	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente	Roca en el fondo del recipiente. Fase acuosa transparente con algunos finos suspendidos	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.	Solución polimérica transparente, sin sólidos suspendidos ni deterioro visible.

Adicionalmente, fueron medidos la viscosidad y el screen factor en las muestras evaluadas a cada tiempo y correspondientes a las soluciones estudiadas. Los resultados se muestran a continuación.

**Tabla 26.** Estabilidad química – térmica y viscosidad - screen factor para polímero 3230 @ 1900 ppm

Elementos	0 Días		15 Días		1 mes		2 meses		3 meses	
	$\mu$ (cP)	SF								
Roca yacimiento			7.4	24.7	7.4	24.7	7.4	24.7	7.4	24.7
Roca sintética	8	29.6	7.4	21.2	7.4	21.2	7.4	21.2	7.4	21.2
Sin O <sub>2</sub>	8.2	32.8	7.1	24.7	7.1	24.7	7.1	24.7	7.1	24.7
200 ppb O <sub>2</sub>	8.2	32.8	7.4	27.1	7.4	27.1	7.4	27.1	7.4	27.1
3 ppm Fe sin O <sub>2</sub>	7.6	33.1	5.9	15.1	5.9	15.1	5.9	15.1	5.9	15.1
3 ppm Fe + 200ppb O <sub>2</sub>	7.6	33.1	6.6	12.1	6.6	12.1	6.6	12.1	6.6	12.1
6 ppm Fe sin O <sub>2</sub>	6	29	5.9	15.1	5.9	15.1	5.9	15.1	5.9	15.1
6 ppm Fe + 200 ppb O <sub>2</sub>	6	29	5.0	9	5.0	9	5.0	9	5.0	9

**Tabla 27.** Estabilidad química – térmica y viscosidad - screen factor para polímero 3330 @ 1500 ppm

Elementos	0 Días		15 Días		1 mes		2 meses		3 meses	
	$\mu$ (cP)	SF								
Roca yacimiento			7.3	13.2	7.3	13.2	7.3	13.2	7.3	13.2
Roca sintética	5.1	18.1	8.2	12.7	8.2	12.7	8.2	12.7	8.2	12.7
Sin O <sub>2</sub>	7.2	17.3	8.1	13.3	8.1	13.3	8.1	13.3	8.1	13.3
200 ppb O <sub>2</sub>	7.2	17.3	6.9	11.8	6.9	11.8	6.9	11.8	6.9	11.8
3 ppm Fe sin O <sub>2</sub>	5.8	17.5	6.5	10.6	6.5	10.6	6.5	10.6	6.5	10.6
3 ppm Fe + 200ppb O <sub>2</sub>	5.8	17.5	7.1	9.3	7.1	9.3	7.1	9.3	7.1	9.3
6 ppm Fe sin O <sub>2</sub>	5.6	17.2	10.5	9.2	10.5	9.2	10.5	9.2	10.5	9.2
6 ppm Fe + 200 ppb O <sub>2</sub>	5.6	17.2	5.1	7	5.1	7	5.1	7	5.1	7

### Pruebas de estabilidad mecánica

Los resultados de la prueba de estabilidad térmica, se relacionan a continuación.

**Tabla 28.** Esfuerzo de corte

Masa (g)	Tiempo (s)	Tasa de flujo (cm <sup>3</sup> /s)	Shear rate (s <sup>-1</sup> )
10,00	0,16	62,50	310791
20,00	0,32	62,50	310791
32,00	0,48	75,00	372950
45,00	0,64	81,25	404029
86,00	0,80	256,25	1274245
94,00	0,96	50,00	248633

107,00	1,12	81,25	404029
250,00	1,28	893,75	4444317
398,00	1,44	925,00	4599712
450,00	1,60	325,00	1616115

Q promedio (cm <sup>3</sup> /s)	Shear Rate Promedio (s <sup>-1</sup> )
281,25	1398561

### Prueba de resistencia de la torta

Por medio de los resultados mostrados a continuación, se puede establecer la inyectividad, demostrada en la tendencia al taponamiento.

**Tabla 29.** Resistencia de la torta

Masa (g)	Tiempo (min)	Volumen (cm <sup>3</sup> )	Throughput (cm <sup>3</sup> /cm <sup>2</sup> )	Flux (cm <sup>3</sup> /cm <sup>2</sup> /s)	Resistencia torta filtrado (cm-cP/darcy)
50	2,2	50	2,9	1,300	1,570
100	4,2	100	5,8	1,372	1,487
150	6,2	150	8,6	1,394	1,463
200	9,2	200	11,5	1,253	1,629
250	50,0	250	14,4	0,288	7,081
300	120,0	300	17,3	0,144	14,163

De forma gráfica se pueden ver los resultados que demuestran que al obtener un throughput de sólo 14, la resistencia aumenta considerablemente, lo que evidencia un taponamiento.

**Figura 70.** Resistencia de la torta

