

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE GELES MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

JAVIER FERNANDO IBARRA ROLON

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

2010

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE GELES MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

JAVIER FERNANDO IBARRA ROLON

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

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

**Ing. Claudia Lorena Delgadillo Aya.
Ing. Gustavo Adolfo Maya Toro.
CO- DIRECTORES**

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

2010

DEDICATORIA

A Dios por permitirme alcanzar mis metas.

Muy especialmente a la memoria de mi padre quien fue llamado a la gloria del señor. Su guía, apoyo y filosofía aun viven en mí.

A mi madre y mis hermanos, por su apoyo, compañía y esas palabras de aliento que nunca me dejaron desfallecer.

A mi tío por alentarme a estudiar esta carrera, por su apoyo y sus consejos.

A Tania por mantenerme en el camino correcto, por su compañía, sus palabras y su cariño. Por siempre estar ahí cuando la necesitaba.

A todos mis amigos, en especial a Carlos, Cesar, Héctor, Marcela y Sergio, que hicieron de esta etapa de mi vida una gran y muy divertida experiencia.

Javier Fernando Ibarra Rolón.

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por darme la oportunidad de ingresar al Grupo de Recobro Mejorado y ser mi guía a lo largo del proyecto. Por su confianza y apoyo.

Al ingeniero Gustavo Maya Toro y a la ingeniera Claudia Lorena Delgadillo Aya por su guía fundamental a lo largo del proyecto. Por la confianza que depositaron en mi y por sus valiosos consejos.

A mis compañeros del Grupo de Recobro Mejorado, que compartieron conmigo todo este tiempo, permitiéndome aprender de ellos y junto a ellos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. PROCESO DE INYECCION DE GELES	3
1.1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GELES	3
1.1.1. Importancia de un tratamiento con geles	6
1.1.2. Screening técnico de un proceso de inyección de geles	6
1.2. SISTEMAS FRACTURADOS Y NO FRACTURADOS SIN FLUJO CRUZADO	7
1.2.1. Efecto del régimen de flujo en la eficiencia de un proyecto de inyección de geles	10
1.2.2. Pérdidas de inyectividad	13
1.3. INYECCIÓN DE GELES EN YACIMIENTOS CON FLUJO CRUZADO	16
1.3.1. Esquema de un tratamiento con geles ideal en un yacimiento con flujo cruzado	16
1.3.2. Inyección de soluciones gelantes viscosas en yacimientos con flujo cruzado	18
1.3.3. Limitaciones del “postflush” cuando se emplean soluciones gelantes de viscosidad alta	20
1.4. EFECTO DE ALGUNAS PROPIEDADES EN LA EFICIENCIA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE GELES	21
1.4.1. Efecto de la reología	21
1.4.2. Efecto de la retención química	22
1.4.3. Efecto de la difusión	23
1.4.4. Efecto de la dispersión	26

1.5. IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GELES EN POZOS PRODUCTORES.....	29
2. AISLAMIENTO MECÁNICO DE ZONAS	32
2.1. CEMENTACIÓN FORZADA	32
2.1.1. Descripción	32
2.1.2. Aplicación	33
2.1.3. Técnicas de cementación forzada	33
2.1.4. Cementación forzada con alta presión.....	34
2.1.5. Cementación forzada con baja presión.....	35
2.2. TAPONES DE CEMENTO.....	36
2.2.1. Aplicación	36
2.2.2. Técnicas para colocar tapones de cemento.	37
2.3. EMPAQUES	40
2.3.1. Funciones de los empaques	40
2.3.2. Características a tener en cuenta en el momento del uso del empaque.....	41
2.3.3. Tipos de empaques	41
2.4. INYECCIÓN SELECTIVA	43
2.4.1. Completamiento con empaques mecánicos	44
2.4.2. Completamiento con empaques mecánicos e hidráulicos	44
2.4.3. Completamiento con empaques hidráulicos	45
3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES.	50
3.1. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.....	51
3.1.1. Selección del software de simulación	51
3.1.2. Selección de los datos del modelo.....	52

3.1.3. Construcción de modelos de simulación.....	52
3.1.4. Análisis de sensibilidad de parámetros.....	54
3.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	54
3.2.1. Análisis del grid de simulación.....	59
3.2.2. Análisis del confinamiento y no confinamiento	65
3.2.3. Construcción del modelo de producción primaria	68
3.2.4. Construcción del modelo de inyección de agua.....	72
3.2.5. Construcción del modelo base con flujo cruzado.....	77
3.2.6. Creación de escenarios con mayor grado de canalización.....	80
3.3. APLICACIÓN DE LA TECNICA DE INYECCION DE GELES EN POZOS INYECTORES	84
3.3.1. Análisis del momento para la realización del tratamiento de inyección de geles.	85
3.3.2. Análisis de reducción de permeabilidad como producto de la aplicación del tratamiento (sin considerar perdida de inyectividad).....	89
3.3.3. Análisis de la pérdida de inyectividad causada por la aplicación del tratamiento.....	91
3.3.4. Análisis del espesor del canal.....	94
3.3.5. Análisis de reducción de permeabilidad como producto de la aplicación del tratamiento (considerando perdida de inyectividad).....	98
3.3.6. Posición de la zona de canalización.	99
3.3.7. Análisis de la relación K_v/K_h	102
3.3.8. Análisis del volumen de gel inyectado	104
3.4. APLICACIÓN DE LA TECNICA DE INYECCION DE GELES EN POZOS PRODUCTORES.....	109

3.5. APLICACIÓN DEL AISLAMIENTO MECÁNICO.....	112
3.6. COMPARACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES CONTRA EL AISLAMIENTO MECÁNICO	115
4. INFORMACION DEL CAMPO	118
4.1. UBICACIÓN DEL CAMPO TELLO	118
4.2. HISTORIA DEL CAMPO TELLO	119
4.3. MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO TELLO	120
4.4 MODELO ESTATIGRAFICO DEL CAMPO TELLO	121
4.5 PROPIEDADES PETROFISICAS.....	124
4.6 PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS DEL CAMPO TELLO	126
4.8. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	130
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA.....	137

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector donde las zonas saturadas con aceite se encuentran aisladas mecánicamente.....	4
Figura 2. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector donde todas las zonas se encuentran abiertas.....	5
Figura 3. Tratamiento de inyección de gel en un pozo productor.	5
Figura 4. Localizaciones ideales para geles en fracturas.	9
Figura 5. Prueba de laboratorio llevada a cabo para simular un sistema fracturado (geometría lineal) y no fracturado (geometría radial).	11
Figura 6. Efecto del régimen de flujo en la eficiencia de un proceso de inyección de geles.	12
Figura 7. Efecto del factor de resistencia en la eficiencia de un proceso de inyección de geles para un régimen de flujo radial y lineal.	13
Figura 8. Efecto del grado de penetración y del Frr en las pérdidas de inyektividad, flujo radial.	15
Figura 9. Efecto del grado de penetración y del Frr en las pérdidas de inyektividad en zonas fracturadas verticalmente.	15
Figura 10. Inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado.	17
Figura 11. Efecto de la viscosidad de la solución gelante en el flujo cruzado entre capas.	19
Figura 12. Efecto de las viscosidades de diferentes soluciones de Xanthan en el flujo cruzado entre capas.....	20

Figura 13. Digitación viscosa a través del banco de gel.	21
Figura 14. Efecto de la reología en la eficiencia de un proyecto de inyección de geles.	22
Figura 15. Efecto de la retención química, el factor de resistencia y el factor de resistencia residual en un proyecto de inyección de geles.	23
Figura 16. Longitud de la zona de mezcla causada por difusión.	26
Figura 17. Efecto de la dispersión en el tamaño del banco de gel.....	28
Figura 18. Procedimiento para la realización de un tapón balanceado.....	38
Figura 19. Esquema de la cuchara volcadora.....	39
Figura 20. Completamiento con empaques mecánicos.	46
Figura 21. Completamiento con empaques mecánicos e hidráulicos.	47
Figura 22. Completamiento con empaques hidráulicos.	48
Figura 23. Patrón de inyección del modelo.....	55
Figura 24. Vista vertical del modelo de inyección.....	56
Figura 25. Curva de permeabilidades relativas agua-aceite para modelo de simulación.....	57
Figura 26. Curva de permeabilidades relativas gas-liquido para el modelo de simulación.....	58
Figura 27. Configuración vertical de grid de simulación.....	59
Figura 28. Grid sin refinamiento, 848 celdas (vista areal).....	60
Figura 29. Grid parcialmente refinado, 4466 celdas (vista areal).....	61

Figura 30. Grid completamente refinado, 22627 celdas (vista areal).....	61
Figura 31. Grid final, 7227 celdas (vista areal).....	62
Figura 32. Análisis del grid de simulación en etapa de producción primaria.....	63
Figura 33. Análisis de los tiempos de simulación de los enmallados propuestos. .	64
Figura 34. Modelo final de simulación.....	64
Figura 35. Modelo no confinado.....	65
Figura 36. Respuesta del factor de recobro bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.....	66
Figura 37. Respuesta de la tasa de producción de aceite bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.....	67
Figura 38. Comparación del comportamiento del factor de recobro de producción primaria a diferentes presiones de fondo.....	69
Figura 39. Comparación del comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante producción primaria a diferentes presiones de fondo.	69
Figura 40. Comparación del factor de recobro producción primaria a diferentes tasas de producción.....	71
Figura 41. Comparación de la tasa de aceite de producción primaria a diferentes tasas de producción.....	71
Figura 42. Respuesta del factor de recobro durante la producción secundaria, variando el año de inicio de la inyección.....	74
Figura 43. Comparación del factor de recobro en producción secundaria variando la tasa de inyección.	75

Figura 44. Comparación del corte de agua en producción secundaria, variando la tasa de inyección.	76
Figura 45. Transformación del modelo sin flujo cruzado a un modelo con flujo cruzado.	77
Figura 46. Comparación del factor de recobro de los modelos con y sin flujo cruzado.	78
Figura 47. Comparación de las tasas de producción de aceite de los modelos con y sin flujo cruzado.	79
Figura 48. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el corte de agua en el modelo con flujo cruzado.	81
Figura 49. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el factor de recobro en el modelo con flujo cruzado.	81
Figura 50. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el corte de agua en el modelo sin flujo cruzado.	82
Figura 51. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el factor de recobro en el modelo sin flujo cruzado.	82
Figura 52. Vista vertical del pozo inyector con modificaciones de la permeabilidad en la zona de canalización.	84
Figura 53. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo base con flujo cruzado.	86
Figura 54. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo base sin flujo cruzado.	87
Figura 55. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo modificado con flujo cruzado.	87

Figura 56. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo modificado sin flujo cruzado.	88
Figura 57. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre el corte de agua. Modelo modificado sin flujo cruzado.....	88
Figura 58. Efecto de la reducción de permeabilidad causada por el tratamiento inyección de geles sobre el factor de recobro. Modelo modificado con flujo cruzado.....	90
Figura 59. Efecto de la reducción de permeabilidad causada por el tratamiento inyección de geles sobre el corte de agua. Modelo modificado con flujo cruzado.	91
Figura 60. Pérdida del caudal de inyección del modelo modificado con flujo cruzado.....	93
Figura 61. Incidencia de la pérdida inyectividad causado por el tratamiento de inyección de geles, modelo modificado con flujo cruzado.	93
Figura 62. Efecto del tratamiento inyección de geles sobre el factor de recobro del modelo modificado (canal 40 pies) en diferentes puntos temporales.	97
Figura 63. Localización de las posiciones del tamaño del canal en el modelo de simulación.....	99
Figura 64. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 1.	100
Figura 65. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 2.	100
Figura 66. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 3.	101
Figura 67. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 4.	101
Figura 68. Efecto de la relación K_v/K_h sobre el factor de recobro, sin aplicar el tratamiento de inyección de geles.....	103

Figura 69. Efecto de la relación Kv/Kh sobre el factor de recobro, aplicando el tratamiento de inyección de geles.....	103
Figura 70. Efecto sobre el factor de recobro del volumen del inyectado únicamente la zona de canalización.....	105
Figura 71. Cálculo de la influencia del volumen inyectado sobre las demás zonas (700 barriles).....	107
Figura 72. Cálculo de la influencia del volumen inyectado sobre las demás zonas (6300 barriles).....	108
Figura 73. Efecto del tratamiento de inyección de geles sobre el factor de recobro aplicando postflush.	109
Figura 74. Efecto de la inyección selectiva sobre el factor de recobro, modelo modificado con flujo cruzado.....	114
Figura 75. Ubicación del Campo Tello.	118
Figura 76. Campo Tello. Ubicación de las láminas estructurales.....	121
Figura 77. Modelo estratigráfico del Campo Tello.....	123
Figura 78. Producción histórica del Campo Tello.....	128
Figura 79. Producción histórica del Campo Tello.....	129
Figura 80. Modelo de simulación lámina A campo Tello.....	130
Figura 81. Se modelo de simulación sector sur campo Tello.....	131
Figura 82. Comparación del factor de recobro aplicando inyección de geles y aislamiento mecánico. Sector sur de la lámina A, campo Tello.	132

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening técnico de un proceso de inyección de geles en el yacimiento Loma Alta Sur en Argentina.	7
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Tello.	56
Tabla 3. Propiedades del yacimiento	58
Tabla 4. Configuración del enmallado 11*7*11.	60
Tabla 5. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción primaria.....	72
Tabla 6. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción secundaria.	76
Tabla 7. Coeficientes de Dykstra-Parsons para los modelos base y modificados.	83
Tabla 8. Resultados del análisis del inicio de tratamiento de inyección de geles.	89
Tabla 9. Presión límite de los modelos para evaluar la pérdida de inyectividad.	92
Tabla 10. Pérdida de inyectividad aproximada producto del tratamiento inyección de geles.	94
Tabla 11. Presión límite de los modelos para evaluar la pérdida de inyectividad a diferentes espesores.....	95
Tabla 12. Resultados obtenidos del análisis del espesor del canal.	96
Tabla 13. Resultados totales de la implementación de la inyección de geles.....	106
Tabla 14. Resultados de la evaluación de la implementación de geles en pozos productores.	110

Tabla 15. Resultados de la implementación de la inyección de geles en pozos productores para el modelo modificado.....	111
Tabla 16. Impacto de la implementación de inyección selectiva sobre el corte de agua y el agua inyectada acumulada.....	113
Tabla 17. Comparación de los resultados de la inyección de geles y la inyección selectiva.....	115
Tabla 18. Valores de las variable económicas.....	116
Tabla 19. Resultado del cálculo de la viabilidad económica	116
Tabla 20. Propiedades petrofísicas promedio para cada una de las láminas estructurales y horizontes que componen el yacimiento.....	124
Tabla 21. Propiedades de la roca y fluidos del Campo Tello.....	126
Tabla 22. Generalidades del Campo Tello.....	127
Tabla 23. Estado de los pozos del campo Tello.....	129

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE GELES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

AUTOR: JAVIER FERNANDO IBARRA ROLÓN

PALABRAS CLAVE: inyección de geles, aislamiento mecánico, simulación numérica, Factor de recobro, eficiencia de barrido.

DESCRIPCIÓN:

El proceso de inyección de agua, es el método de recuperación secundaria de petróleo más usado a nivel mundial, sin embargo las heterogeneidades de los yacimientos permiten la creación de canales de flujo que disminuyen la eficiencia de barrido del proceso. Algunas técnicas para mitigar éste efecto son la inyección de geles y el aislamiento mecánico de zonas, las cuales mediante la modificación de los canales de flujo y los perfiles de inyección, buscan solucionar los problemas de canalización, mejorando la eficiencia de desplazamiento de las zonas de interés y aumentando así el factor de recobro.

Para simular la aplicación de estas técnicas, se construyó un modelo conceptual heterogéneo de aceite negro, con las propiedades promedio de un campo colombiano y se modificó hasta obtener un escenario en el que el problema de canalización fuera evidente y sobre el cual pudieran ser efectivas las técnicas de inyección de geles y aislamiento mecánico.

Los resultados obtenidos de las simulaciones fueron analizados y se hizo una comparación de las dos técnicas, que demostró la superioridad proceso de inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado y alto grado de canalización. Las conclusiones obtenidas en estos modelos se llevaron al modelo real de un campo de la cuenca colombiana del Valle Medio del Magdalena, para evaluar su factibilidad de aplicación.

*Proyecto De grado

**Facultad de Ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro Codirectores: Gustavo Maya Toro – Claudia Lorena Delgadillo Aya.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF GELS IMPLEMENTATION BY NUMERICAL SIMULATION

AUTHORS: JAVIER FERNANDO IBARRA ROLÓN

KEY WORDS: gel injection, mechanical isolation, numerical simulation, recovery factor, sweep efficiency.

DESCRIPTION:

Waterflooding is the secondary recovery process most used worldwide, however, the reservoir heterogeneities allow the creation of flow channels that decrease the sweep efficiency of the process. Some techniques to mitigate this effect are gels injection and mechanical isolation of zones, which by modifying the flow channels and profiles of injection, seek to resolve the channeling problems, improving the displacement efficiency of the interest areas increasing the recovery factor.

To simulate the application of these techniques, a conceptual model of black oil mixed with the average properties of a Colombian reservoir was built. This model was later modified until a scenario in which the problem of channeling was evident and where the gel injection techniques and mechanical isolation could be effective.

The results of the simulations were analyzed and a comparison of the two techniques was made, this demonstrated the superiority of gel injection process in reservoirs with cross-flow and a high degree of channeling. The conclusions obtained in these models were taken to a real reservoir model of Colombia's Middle Magdalena Valley to assess their implementation feasibility.

* Graduate Project.

** Physics-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectors: Gustavo Maya Toro – Claudia Lorena Delgadillo Aya.

INTRODUCCIÓN

La eficiencia de la inyección de agua disminuye en yacimientos heterogéneos o fracturados, donde el agua de inyección irrumpe rápidamente en los pozos productores sin haber barrido eficazmente el aceite presente en el yacimiento, dejando como resultado factores de recobro bajos. La inyección de geles y el aislamiento mecánico de zonas son técnicas empleadas para mejorar el proceso de inyección de agua.

La inyección de geles consiste en ubicar un bloque de gel en las capas de mayor permeabilidad o en aquellas zonas fracturadas, haciendo que el agua inyectada se desvíe y barra las zonas saturadas por aceite. La solución gelante o bloqueante deberá ser ubicada en el sitio correcto, de tal modo que no se altere negativamente la capacidad de inyección del pozo.

Por su parte, el aislamiento mecánico consiste en técnicas como la cementación forzada, implementación de empaques e inyección selectiva. Las dos primeras técnicas tienen como propósito crear un sello que impida el ingreso del agua inyectada a la zona de alta permeabilidad; la última busca manipular los perfiles de inyección para aumentar la eficiencia de barrido en la inyección de agua.

Durante el desarrollo de este trabajo de investigación, se presentarán los aspectos más relevantes de la técnica de inyección de geles (en pozos inyectoros y productores) y del aislamiento mecánico (cementaciones forzadas, tapones de cemento, empaques e inyección selectiva). Además, considerando que la simulación numérica de yacimientos es una herramienta útil para la ingeniería, en especial cuando se busca evaluar la implementación de técnicas para mejorar la producción de un campo, se desarrollaron diferentes modelos de simulación en el simulador STARS de CMG, para analizar la implementación de geles bajo

diferentes condiciones de yacimiento y determinar parámetros como: momento idóneo de la aplicación, grado de taponamiento, volumen de gel a inyectar, reducción de la inyectividad, entre otros. Esto llevo a ajustar el modelo, para obtener un escenario en el que este proceso fue exitoso y sobre el cual se simuló aislamiento mecánico.

Finalmente, se confrontaron los resultados obtenidos del mejor escenario para ambas técnicas mediante el análisis de sensibilidad. Determinando las condiciones idóneas de implementación, que serían posteriormente aplicadas sobre el modelo de simulación de un campo del valle medio del magdalena.

1. PROCESO DE INYECCION DE GELES

1.1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GELES

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

El proceso consiste en inyectar al yacimiento un bache solución polimérica que contiene un entrecruzador (acetato de cromo o citrato de aluminio), cuya reacción permite la formación de un gel en el medio poroso. Como se estudiara más adelante, la inyección de soluciones gelantes de viscosidad moderada son recomendadas para minimizar los daños a las zonas saturadas con aceite, en caso tal de que no puedan ser aisladas mecánicamente. Una vez se ha inyectado y ubicado la solución en el yacimiento, el proceso de gelación es llevado a cabo formando un gel que es inmóvil en el yacimiento. Finalmente, la inyección de agua o la producción son reactivadas según sea el caso. El esquema del proceso descrito anteriormente es mostrado en la figura 1. Es importante resaltar que el esquema de la figura 1 es realizado para un pozo inyector, donde las zonas de baja permeabilidad se encuentran aisladas mecánicamente con empaques.

Figura 1. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector donde las zonas saturadas con aceite se encuentran aisladas mecánicamente.



(a) Inyección de la solución gelante al yacimiento



(b) Formación del gel

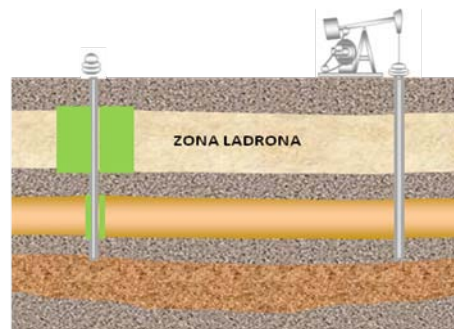


(c) Reanudación de la inyección de agua

Fuente: K.S sorbie , Heriot-Watt U., and RS seright, gel placement in heterogeneous system with crossflow.

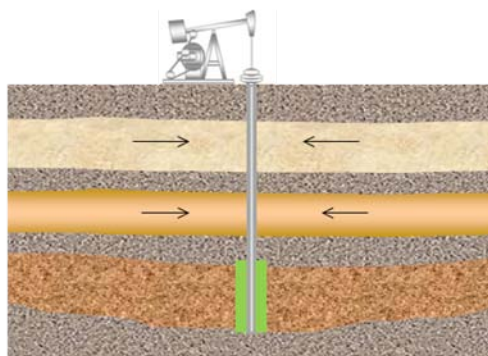
Las figuras 2 y 3 muestran el esquema de un tratamiento con geles en un pozo productor y en un pozo inyector respectivamente. En la figura 3 las zonas productoras no se encuentran aisladas. Puede observarse, que el gel ingresa libremente en todas las zonas abiertas, sin embargo se extiende con mayor facilidad en aquellas zonas con permeabilidades altas. El ingreso del gel en las zonas productoras hace que las pérdidas de inyectividad aumenten y que la productividad disminuya.

Figura 2. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector donde todas las zonas se encuentran abiertas.



Fuente: K.S sorbie , Heriot-Watt U., and RS seright, gel placement in heterogeneous system with crossflow.

Figura 3. Tratamiento de inyección de gel en un pozo productor.



Fuente: K.S sorbie , Heriot-Watt U., and RS seright, gel placement in heterogeneous system with crossflow.

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

1.1.1. Importancia de un tratamiento con geles

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

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

1.1.2. Screening técnico de un proceso de inyección de geles

La tabla 1 presenta el screening técnico de un proceso de inyección de geles realizado al yacimiento Loma Alta Sur.

Tabla 1. Screening técnico de un proceso de inyección de geles en el yacimiento Loma Alta Sur en Argentina.

Parámetro	Valores
Gravedad API del crudo	>18° API
Viscosidad del crudo	< 200 cp
Saturación de aceite	>10% de aceite móvil
Permeabilidad media del yacimiento	> 20 md
Profundidad	< 8000 pies
Temperatura del yacimiento	< 220°F
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato

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

1.2. SISTEMAS FRACTURADOS Y NO FRACTURADOS SIN FLUJO CRUZADO

La inyección de geles-polímeros es 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.

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 agua¹. Es por ello, que la inyección de geles se lleva a cabo con más frecuencia en sistemas de este tipo.

Las fracturas 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.

La figura 4 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 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 4 se considera un pozo productor donde el agua se canaliza a través de una fractura.

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

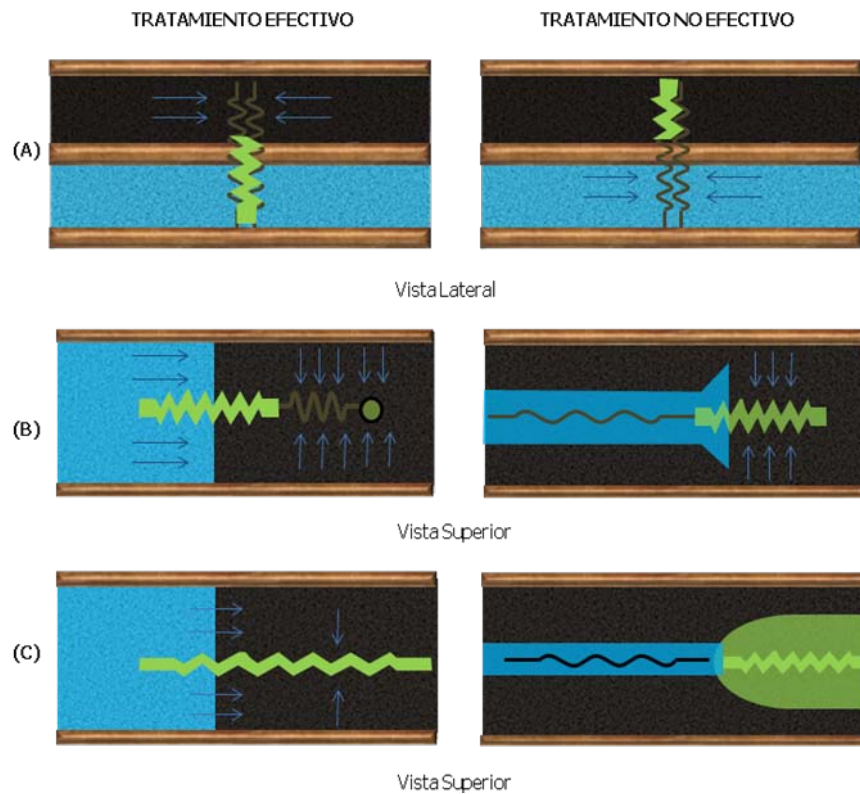
¹ SERIGHT, R.S. Gel Placement in Fractured Systems. SPE21140.

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 es filtrado a la formación, causando pérdidas de producción importantes, ya que restringe el flujo de aceite.

Como se menciono anteriormente, la eficiencia de un proyecto de inyección de geles se mide en términos del daño causado a las zonas saturadas por aceite. Por ello, a continuación se estudiara de qué manera el régimen de flujo presente en un pozo (lineal y radial) afecta la eficiencia del proceso.

Figura 4. Localizaciones ideales para geles en fracturas.



Fuente: A Review of Gel Placement.

1.2.1. Efecto del régimen de flujo en la eficiencia de un proyecto de inyección de geles

Para comprobar de qué manera el régimen de flujo afecta la eficiencia de un proceso de inyección de geles, se llevaron a cabo una serie de desplazamientos en corazones. La geometría de flujo utilizada para simular un sistema fracturado fue radial y la geometría de flujo empleada para simular un pozo fracturado fue lineal (ver figura 5).

Antes de explicar la prueba, es importante aclarar el factor de resistencia que fue definido por parte de la siguiente manera:

$$Fr = \frac{\lambda_w / \lambda_o}{\lambda_p / \lambda_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_p}$$

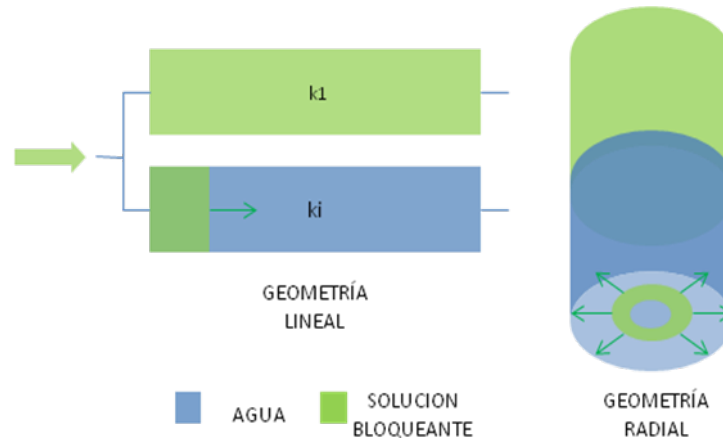
Donde:

$$\lambda = \text{movilidad} = \frac{k}{\mu}$$

k = permeabilidad efectiva

μ = viscosidad

Figura 5. Prueba de laboratorio llevada a cabo para simular un sistema fracturado (geometría lineal) y no fracturado (geometría radial).



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

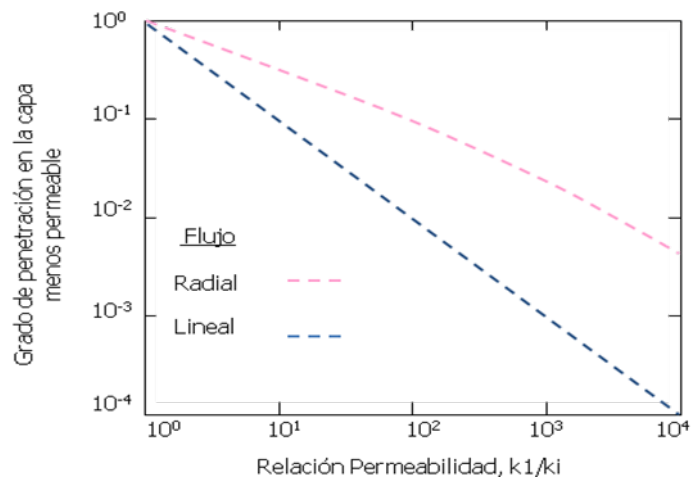
Como se observa en la figura 5, dos corazones de igual porosidad y longitud fueron conectados en paralelo. Estos corazones comparten el mismo puerto de inyección y uno de ellos es 10 veces más permeable que el otro. Al inicio de la pruebas, los corazones fueron saturados con agua; posteriormente, una solución gelante de $Fr=1$ (solución con igual movilidad que el agua) fue inyectada simultáneamente en los dos corazones hasta que el gel alcanzó la salida del corazón más permeable. Finalmente la distancia de penetración del gel en el corazón menos permeable (para la prueba con geometría radial y lineal) es encontrada utilizando las correlaciones presentadas en la referencia 2.

- **Análisis de resultados**

Los resultados obtenidos de la prueba descrita anteriormente para diferentes relaciones de permeabilidad son reportados en la figura 6. Puede observarse que para pozos no fracturados (sistema simulado con geometría de flujo radial) la eficiencia del proceso es menor, ya que se presenta un daño mayor a las zonas menos permeables saturadas con aceite. Lo recomendable cuando se lleve a cabo

un tratamiento con gel en pozos no fracturados es aislar mecánicamente las zonas de menor permeabilidad. Para pozos fracturados, la eficiencia del proceso es más alta, ya que la mayor parte de la solución inyectada tendera a irse por la fractura y una cantidad muy pequeña se filtrara al medio poroso. Otro aspecto que puede rescatarse de la figura 6 es que la distancia de penetración del agente bloqueante en las zonas menos permeables disminuye conforme la relación de permeabilidades aumenta.

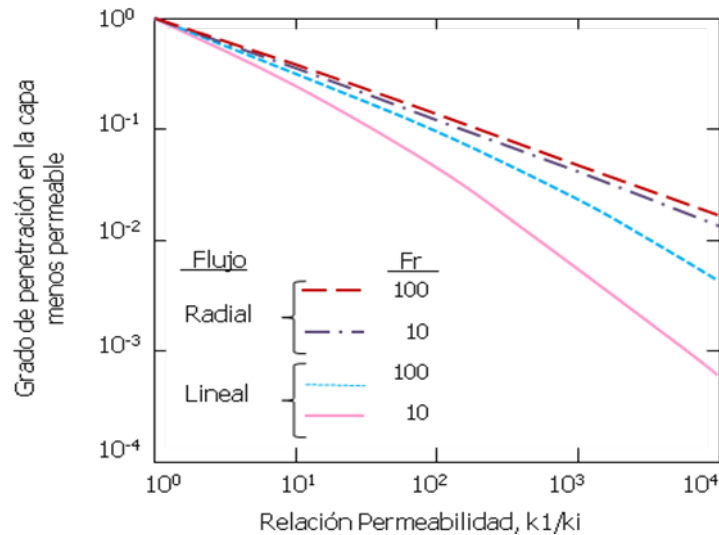
Figura 6. Efecto del régimen de flujo en la eficiencia de un proceso de inyección de geles.



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

La figura 7 muestra algunas curvas para régimen de flujo radial y lineal a diferentes factores de resistencia de las soluciones gelantes inyectadas. Puede observarse, que independientemente del régimen de flujo que se tenga, la eficiencia del proceso disminuye cuando se inyectan soluciones con factores de resistencia altos (viscosidades altas). Sin embargo, los daños realizados a las zonas menos permeables son mayores cuando se tienen pozos no fracturados. En estos casos el aislamiento de las zonas menos permeables se hace indispensable.

Figura 7. Efecto del factor de resistencia en la eficiencia de un proceso de inyección de geles para un régimen de flujo radial y lineal.



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

1.2.2. Pérdidas de inyectividad

En un tratamiento con geles el objetivo es disminuir la inyectividad en las zonas ladronas y en las zonas fracturadas, aumentando la entrada de agua a las zonas de permeabilidad más baja. Partiendo de las pruebas de laboratorio descritas anteriormente, se estudiara a continuación las pérdidas de inyectividad en sistemas fracturados y no fracturados y como esto modifica los perfiles de inyección.

Las figuras 8 y 9 muestran la fracción de inyectividad original en la capa menos permeable en función de la disminución de la permeabilidad después de la gelación (F_{rr}) y el grado de penetración del gel en la zona menos permeable para un pozo no fracturado y fracturado respectivamente. Puede observarse que a pesar de que las mayores pérdidas de inyectividad se llevan a cabo en las zonas

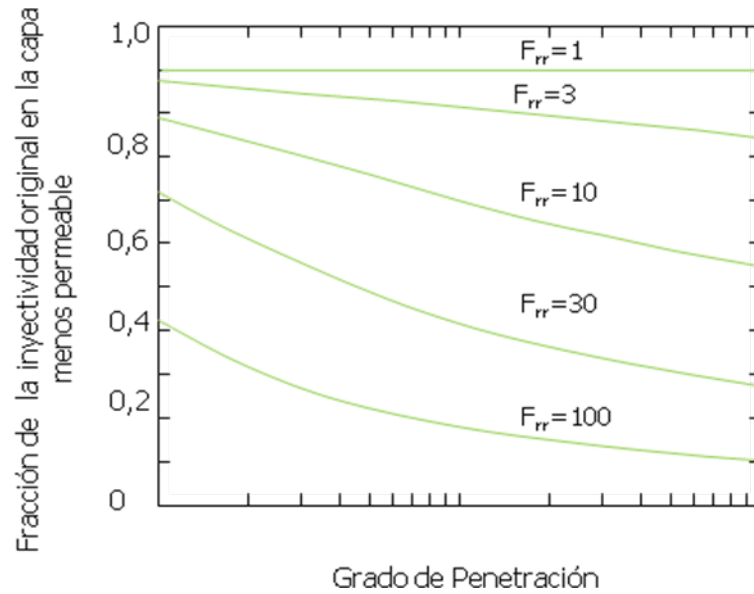
ladronas, las zonas menos permeables también experimentan pérdidas de inyectividad a causa del taponamiento del gel en el caso de que el aislamiento mecánico no sea llevado a cabo.

Del análisis de las figuras 8 y 9 también 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 mayores pérdidas de inyectividad en las capas menos permeables para pozos no fracturados (30% de pérdidas) que para pozos fracturados (10% de pérdidas). Esto tiene sentido, ya que como se estudio anteriormente, cuando se tiene un régimen de flujo radial, el gel se distribuye más fácilmente en las zonas menos permeables saturadas por aceite.

Algunos autores recomiendan que cuando el aislamiento mecánico no es posible, 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.

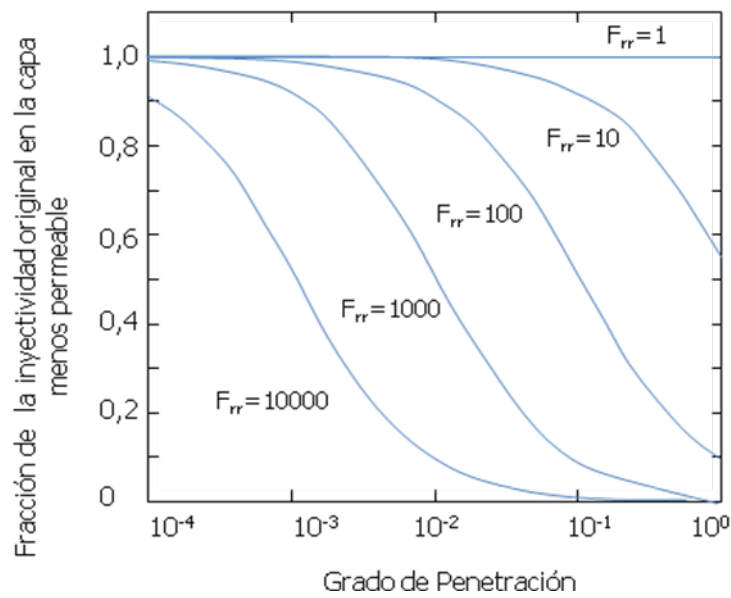
Del estudio realizado a sistemas fracturados y no fracturados sin flujo cruzado, puede finalmente concluirse que los geles pueden entrar libremente en todas zonas abiertas; que el tratamiento es más efectivo en yacimientos donde las fracturas constituyen la fuente de un severo problema de canalización; que si el régimen de flujo es radial, las zonas de baja permeabilidad deben aislarse para evitar pérdidas de inyectividad y que las zonas menos permeables se ven más afectadas conforme el Fr del agente utilizado incrementa.

Figura 8. Efecto del grado de penetración y del F_{rr} en las pérdidas de inyectividad, flujo radial.



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

Figura 9. Efecto del grado de penetración y del F_{rr} en las pérdidas de inyectividad en zonas fracturadas verticalmente.



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

1.3. INYECCIÓN DE GELES EN YACIMIENTOS CON FLUJO CRUZADO

La segunda parte del análisis va encaminada a estudiar el comportamiento de un tratamiento con geles en yacimientos en los cuales la comunicación entre capas es común. Esta situación puede ocurrir en algún grado en la mayoría de yacimientos, por lo que es importante estudiar y caracterizar su efecto en los proyectos de inyección de geles. A continuación se explicara el proceso de un tratamiento con gel en yacimientos donde el flujo cruzado ocurre. El concepto de “postflush” es también explicado a continuación.

1.3.1. Esquema de un tratamiento con geles ideal en un yacimiento con flujo cruzado

El proceso de un tratamiento de inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado es similar al explicado para yacimientos en los que la comunicación entre capas no ocurre. La única variante consiste en realizar una inyección de agua posterior (postflush) a la ubicación del gel en el yacimiento y antes de que la etapa de gelación se lleve a cabo, con el fin de desplazar la solución lo más lejos que sea posible del pozo (figura 10b). Como se observa en la figura 10, las zonas de baja permeabilidad no son aisladas durante el tratamiento, debido a que en yacimientos con flujo cruzado esto no trae beneficio alguno, por lo que el gel entra libremente en todas las zonas abiertas. Una vez las soluciones gelantes se han desplazado lejos del pozo en cada una de las capas, la gelación tiene lugar (figura 10c). Finalmente, la inyección de agua es reanudada. Es importante resaltar que entre las capas queda un camino disponible por donde el agua que entra a la zona de alta permeabilidad puede moverse hacia la zona de menor permeabilidad, contactando rápidamente el aceite y barriéndolo eficientemente. Adicional a esto,

el aceite desplazado desde la zona de menor permeabilidad puede cruzarse en la zona más permeable, alcanzando al pozo productor más rápidamente (figura 10d).

Figura 10. Inyección de geles en yacimientos con flujo cruzado.



(a) Inyección de la solución gelante al yacimiento



(b) Inyección de agua antes de la gelación.



(c) Formación del gel.



(c) Inyección de agua después de la gelación.

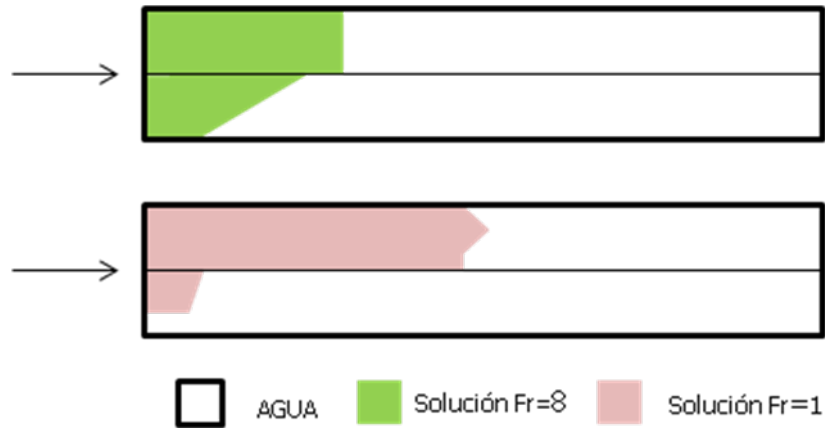
Fuente: K.S sorbie , Heriot-Watt U., and RS seright, gel placement in heterogeneous system with crossflow.

El esquema del proceso descrito anteriormente es ideal y en aplicaciones de campo puede verse limitado, ya que es difícil desplazar la solución gelante a grandes distancias. Esta profundidad de desplazamiento dependerá del tiempo de gelación de la solución inyectada. Si la zona contiene una fractura de conductividad alta, la solución penetrará distancias grandes en el yacimiento antes de la gelación. Sin embargo, si el canal es una capa de permeabilidad alta, se necesitarán tiempos de gelación muy grandes (algunos meses) antes de que la solución pueda desplazarse una distancia significativa. Los tiempos de gelación típicos para gelantes de campo comunes son de 0 a 10 días, de allí que la aplicación del proceso sea un poco limitada.

1.3.2. Inyección de soluciones gelantes viscosas en yacimientos con flujo cruzado

La figura 11 muestra un paquete de roca compuesto por dos capas, cuya relación de permeabilidades es 5:1. Dos desplazamientos fueron realizados durante la prueba de laboratorio, el primero de ellos con una solución de factor de resistencia igual a 8 y el segundo con una solución de factor de resistencia igual a 1. Los resultados muestran un mayor flujo cruzado para el sistema en donde se inyectó el fluido más viscoso. Esta situación indica que el proceso es más eficiente cuando se utilizan fluidos de viscosidad baja a moderada, ya que se observa un menor efecto del flujo cruzado y como tal un menor daño a las zonas menos permeables.

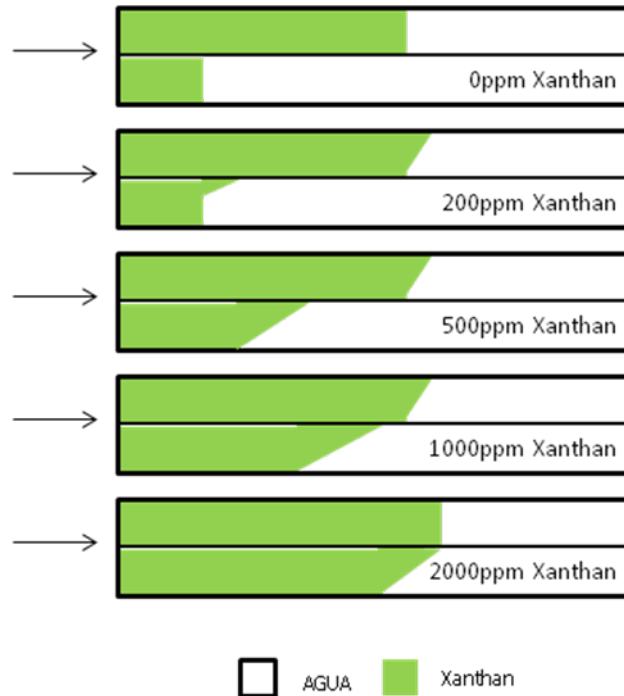
Figura 11. Efecto de la viscosidad de la solución gelante en el flujo cruzado entre capas.



Fuente: SORBIE, K.S y SERIGHT, R.S. Gel Placement in Heterogeneous Systems with Crossflow.

La figura 12 muestra los resultados obtenidos de inyectar soluciones Xanthan de diferentes concentraciones en un paquete de roca compuesto por dos capas (una de las capas es más permeable que la otra). Los resultados de este experimento comprueban lo mencionado anteriormente, reiterando que el flujo cruzado aumenta conforme la viscosidad de la solución inyectada aumenta. Es importante mencionar que cuando la relación de viscosidad solución gelante/agua es mayor que la relación de permeabilidades, la velocidad a la cual se propaga la solución es igual en las dos capas. Este último efecto es lo que siempre se quiere en los proyectos de control de movilidad, sin embargo en proyectos de inyección de geles esto genera daños graves a las zonas menos permeables.

Figura 12. Efecto de las viscosidades de diferentes soluciones de Xanthan en el flujo cruzado entre capas.



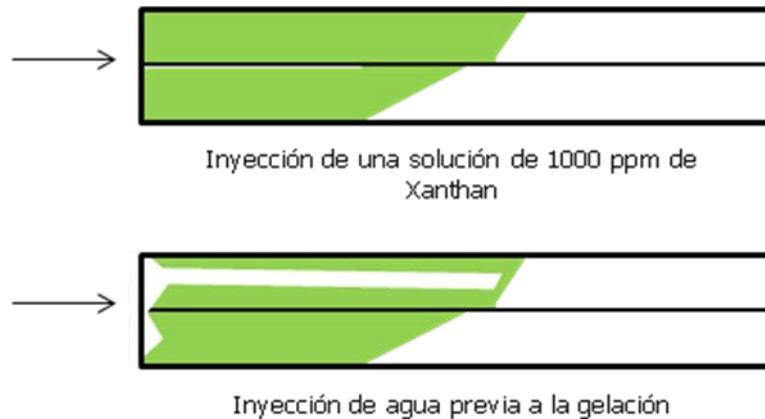
Fuente: SORBIE, K.S y SERIGHT, R.S. Gel Placement in Heterogeneous Systems with Crossflow.

1.3.3. Limitaciones del “postflush” cuando se emplean soluciones gelantes de viscosidad alta

Como se mencionó anteriormente un flujo de agua posterior a la ubicación del gel en el yacimiento se hace necesario para desplazar la solución gelante lejos del pozo y de esta manera aprovechar el flujo cruzado del agua inyectada desde la zona más permeable hasta la zona menos permeable para barrer más rápidamente el aceite. Este esquema se explicó utilizando una solución gelante de $Fr=1$. Sin embargo, cuando se inyectan soluciones de factores de resistencia altos,

un flujo de agua posterior a la ubicación del gel en el yacimiento puede no ser muy efectivo. Esta situación es mostrada en la figura 13, en donde se observa un efecto de digitación del agua.

Figura 13. Digitación viscosa a través del banco de gel.



Fuente: SORBIE, K.S y SERIGHT, R.S. Gel Placement in Heterogeneous Systems with Crossflow.

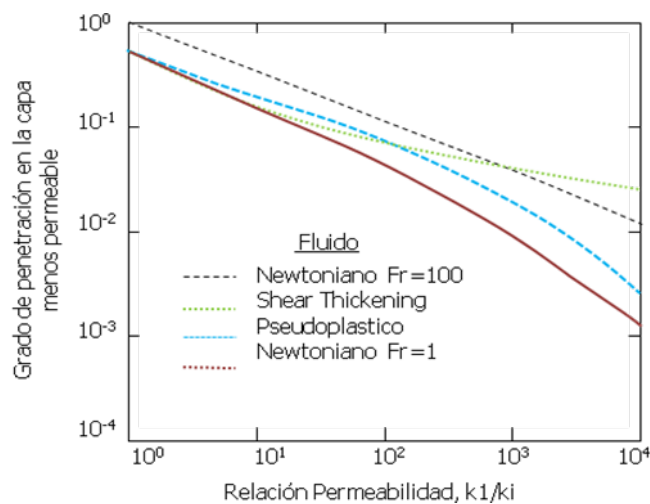
1.4. EFECTO DE ALGUNAS PROPIEDADES EN LA EFICIENCIA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE GELES

1.4.1. Efecto de la reología

Para comprobar de qué manera la reología de algunas soluciones afectan la eficiencia de un proyecto de inyección de geles, se llevaron a cabo una serie de pruebas de laboratorio. En estas pruebas, dos corazones de diferente permeabilidad fueron conectados en paralelo. Los corazones tenían la misma longitud, porosidad y compartían el mismo puerto de inyección. Inicialmente los corazones fueron saturados con agua y posteriormente se realizaron una serie de

desplazamientos con soluciones gelantes de diferentes características. Los resultados son reportados en la figura 14. De estos resultados, puede inferirse que los fluidos no-newtonianos junto con los fluidos newtonianos de alta viscosidad causan los mayores daños a las zonas de menor permeabilidad. Por ello es recomendable aislar estas zonas cuando se utilicen soluciones de este tipo.

Figura 14. Efecto de la reología en la eficiencia de un proyecto de inyección de geles.



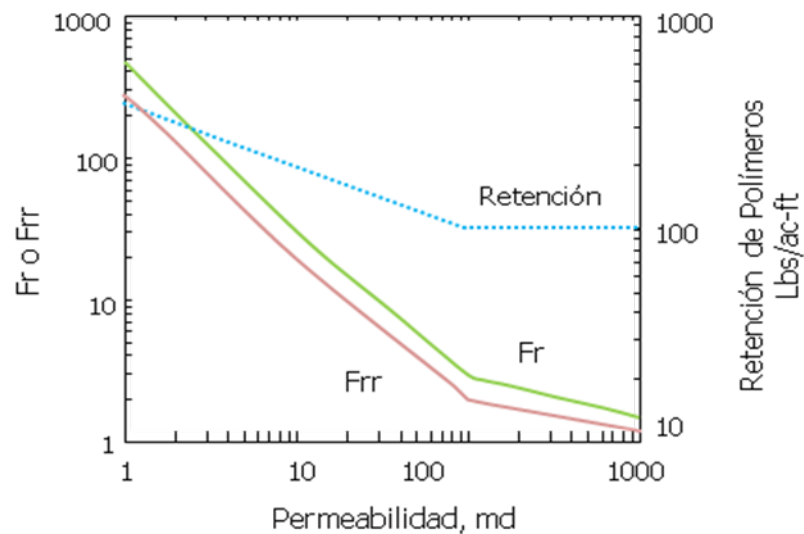
Fuente: A Review of Gel Placement.

1.4.2. Efecto de la retención química

Como se observa en la figura 15, la retención química aumenta conforme la permeabilidad de la zona disminuye. Esta afirmación tiene sentido, ya que entre menor sea la permeabilidad, las moléculas de los polímeros que son de gran tamaño van quedando atrapadas en el medio poroso. Debido a este comportamiento, podría esperarse que la penetración de la solución gelante en las zonas menos permeables sea menor. Esto ha sido comprobado a través de estudios de laboratorio. Sin embargo, a pesar de que el grado de penetración del gel sea menor en las zonas de baja permeabilidad, el Fr y el Frr también

aumentan conforme la permeabilidad de la zona disminuye, lo que hace que las pérdidas de inyectividad en dicha zona también aumenten. Por ello, puede afirmarse que la retención química posiblemente no mitigara los daños causados por los geles a las zonas de baja permeabilidad.

Figura 15. Efecto de la retención química, el factor de resistencia y el factor de resistencia residual en un proyecto de inyección de geles.



Fuente: A Review of Gel Placement.

1.4.3. Efecto de la difusión

En teoría algunos autores afirman que la difusión y la dispersión podrían diluir los bancos de gel acumulados en zonas de baja permeabilidad. Esta dilución sería lo suficientemente grande como para evitar que la etapa de gelación sea llevada a cabo. La dilución por difusión depende de 4 factores: el tamaño del banco de agente gelante, el coeficiente de difusión, el tiempo de gelación y el grado de difusión necesaria para prevenir la gelación.

El coeficiente de difusión típico para químicos de bajo peso molecular disueltos en agua oscila aproximadamente entre $1,5 \times 10^{-6}$ pulgadas²/seg. Estos químicos pueden ser acrilamidas monoméricas, fenoles y formaldehidos. Para químicos de peso molecular alto (poliacrilamidas y Xanthan) disueltos en agua, el valor típico del coeficiente de difusión oscila entre $1,5 \times 10^{-9}$ pulgadas²/seg. Por otro lado, para especies de bajo peso molecular presentes en una solución polimérica viscosa, los coeficientes de difusión tendrán algunos valores intermedios que varían inversamente con la viscosidad de la solución.

Los coeficientes de difusión moleculares mencionados anteriormente para químicos de diferente peso molecular no tienen el mismo valor que los coeficientes de difusión asociados a un medio poroso como tal. La relación entre estos coeficientes está dada por la siguiente expresión:

$$D = \frac{D_o}{R\phi} \quad (1)$$

Donde R es la resistividad de la formación y ϕ es la porosidad. Los coeficientes de difusión aparentes en el medio poroso (D) son 20 a 40% menores que los coeficientes de difusión moleculares.

Otro parámetro involucrado en la dilución por difusión es el tiempo de gelación, el cual para aplicaciones de campo cercanas al pozo va desde algunos minutos a algunos días. El tiempo de gelación decrece con el incremento en la concentración de los agentes gelantes. Es importante resaltar que las concentraciones mínimas de los reactantes deben estar presentes en la solución para que ocurra la gelación. En la mayoría de las aplicaciones de campo, el grado de concentración de los reactantes está por encima del mínimo por lo que un nivel de dilución significativo es necesario para prevenir la gelación. Seright² asume que las

² SERIGHT, R.S. Impact of dispersion on gel placement for profile control. SPE 20127.

reacciones de gelación son detenidas diluyendo un 10% de los reactantes. Sin embargo, a partir de los resultados obtenidos de estudios de campo se ha observado que la dilución y la dispersión generalmente no causan una dilución del banco de gel suficientemente alta como para prevenir la gelación en capas de baja permeabilidad.

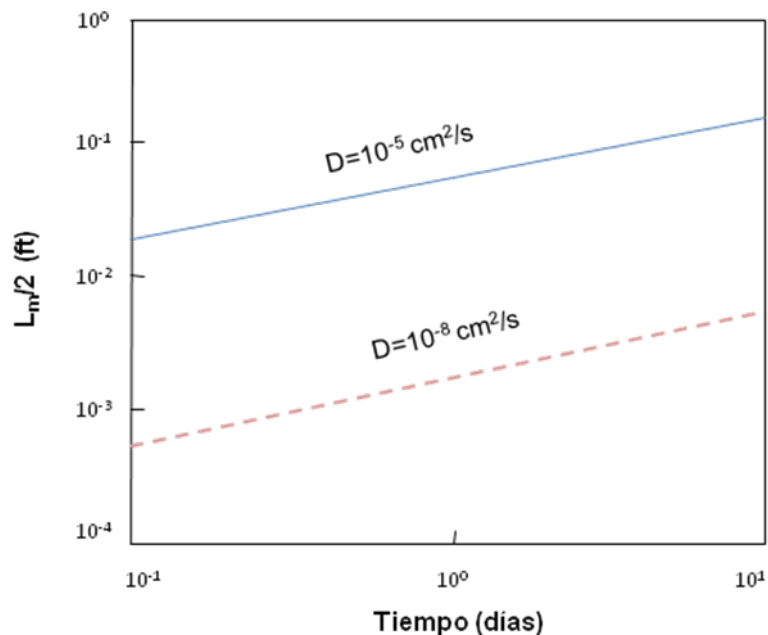
El tamaño de la zona de mezcla, L_m , creado por difusión (no dispersión), puede representarse a partir de la siguiente expresión:

$$L_m = 3,62\sqrt{Dt_g} \quad (2)$$

Donde t_g es el tiempo de gelación y D el coeficiente de dilución aparente en el medio poroso. Es importante resaltar, que la zona de mezcla se extiende desde el punto en donde la dilución del agente gelante es de aproximadamente un 90% de la concentración original hasta donde la dilución es del 10% de la concentración original. La difusión reducirá la longitud del bando de gel en un valor de $L_m/2$, si se asume que las reacciones de gelación son detenidas cuando se logra la dilución del 10% de los reactantes. La figura 16 muestra valores de $L_m/2$ en función del tiempo y del coeficiente de difusión. Un punto clave ilustrado en la figura 16 es que la difusión no creará una zona de mezcla lo suficientemente grande en el periodo asociado a los tiempos de gelación típicos. Aún para coeficientes de difusión muy grandes $L_m/2$ es solo 0,2 pies durante 10 días. Considerando las profundidades de penetración de los agentes gelantes en las aplicaciones de campo, la difusión probablemente no tendrá un impacto significativo a gran escala, lo que no sucede en aplicaciones a escala de laboratorio. Para comprobar esto, considérese la inyección de un agente gelante de 1 cp de viscosidad empleado para desplazar agua de dos corazones que se encuentran conectados en paralelo. Durante la prueba se asume que uno de los corazones es 10 veces más permeable que el otro y que los dos tienen la misma porosidad. Cuando el agente gelante alcanza la

salida del corazón más permeable, la penetración del gel en la capa menos permeable es de 0,1 pies. Después de un día, la mayoría del agente gelante en el corazón menos permeable será diluido si el coeficiente de dilución es $1,5 \times 10^{-6}$ pulgadas²/seg.

Figura 16. Longitud de la zona de mezcla causada por difusión.



Fuente: SERIGHT, R.S. Impact of dispersion on gel placement for profile control.

1.4.4. Efecto de la dispersión

Como se mencionó anteriormente, durante un proyecto de inyección de geles la difusión y la dispersión pueden ocurrir. La diferencia entre las dos radica en que la dilución por difusión ocurre por la diferencia entre las concentraciones de los fluidos que han entrado en contacto y la dilución por dispersión ocurre por variaciones en la velocidad dentro de cada canal de flujo y desde un canal a otro. En el flujo a través de los yacimientos, la dispersión es más importante y tiene un mayor impacto en la dilución que la que tiene la difusión.

El tamaño de la zona de mezcla (de nuevo entre los niveles de dilución del 90% y 10% de la concentración original), creada por dispersión puede ser expresada a partir de la siguiente expresión:

$$L_m = 3,62\sqrt{\alpha L} \quad (3)$$

Donde L es la distancia recorrida por el frente de fluido y α es la dispersividad en el medio poroso. Algunos valores típicos de α se encuentran en el rango de 0,001 a 0,05 pies. Sin embargo, los valores de dispersividad presentes en campo son usualmente más grandes que los valores de laboratorio, debido principalmente a las heterogeneidades a gran escala de los yacimientos.

Los valores de dispersividad α pueden ser relacionados con los valores de L a partir de las siguientes correlaciones:

$$L_m = 0,044L^{1,13} \quad (4)$$

Para α y L expresados en metros.

$$L_m = 0,051L^{1,13} \quad (5)$$

Para α y L expresados en pies.

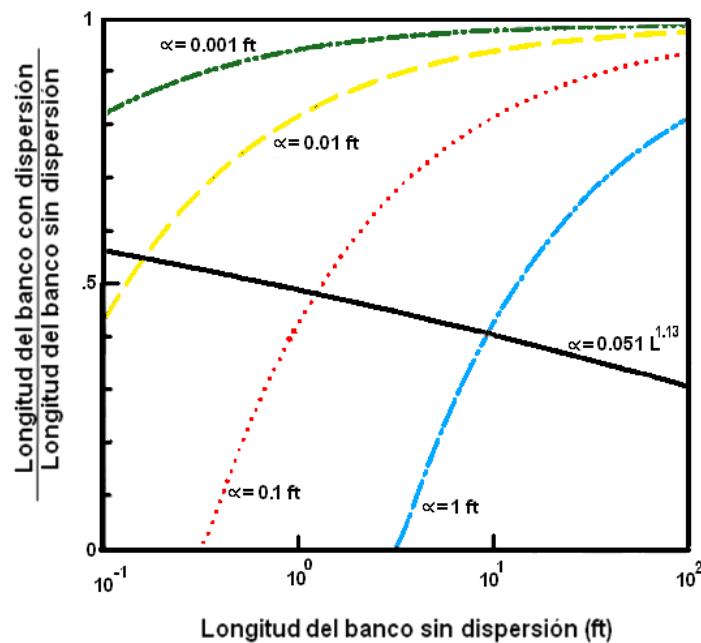
La información obtenida a partir de estas expresiones puede ser empleada para estimar las reducciones en el tamaño del banco de gel resultantes de la dilución por dispersión. La figura 17 muestra estos estimados como funciones de la dispersividad y el tamaño del banco original de gel. Puede observarse de la figura que entre mayor sea el valor de dispersividad del medio poroso y entre menor sea

el tamaño original del banco de gel, mayor será el impacto de la dispersión en la dilución del banco de gel.

El tamaño del banco de gel después de la dispersión L_f relativo al tamaño del banco de gel original está representado por:

$$\frac{L_f}{L} = \left[1 - \frac{L_m}{2L} \right] \quad (6)$$

Figura 17. Efecto de la dispersión en el tamaño del banco de gel.



Fuente: SERIGHT, R.S. Impact of dispersion on gel placement for profile control.

Es importante mencionar que para que la dilución por dispersión tenga un impacto significativo en aplicaciones de campo, deben tenerse valores de dispersividad muy grandes y distancias de penetración del gel en el yacimiento significativas. Las condiciones mencionadas anteriormente generalmente no ocurren ya que el

tratamiento es llevado a cabo en las cercanías a la cara del pozo y los valores de dispersividad son pequeños (< 1 pies), por lo que la dispersión no asegurará la dilución de los bancos de gel ubicados en las zonas de baja permeabilidad o zonas saturadas con hidrocarburos.

1.5. IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GELES EN POZOS PRODUCTORES

Al hablar en la inyección de geles en pozos productores, generalmente se hace referencia hacia la utilización en producción primaria; sin embargo, también se utiliza para campos en producción secundaria. El tratamiento con geles en pozos productores es similar al tratamiento en pozos inyectoros, aunque existen diferencias importantes.

La inyección de geles generalmente se utiliza en zonas productoras de agua, con el fin de evitar conificación. Sin embargo es posible la utilización de la técnica para evitar la producción de agua, en campos sometidos a procesos de recuperación secundaria, bajo la premisa de cerrar la zona causante de la canalización del agua inyectada.

Al tratarse de problemas de producción de agua, generalmente se hablan de dos tipos que son originados en la parte inferior del intervalo completado. Uno de ellos es un cañoneo involuntario (o por la penetración en hueco abierto) de una zona con alta saturación de agua, la cual se encuentra debajo de una zona productoras de aceite. El otro problema se presenta en yacimientos con mecanismo de producción con acuífero activo; esto a causa de la caída de presión en la cara del pozo lo cual crea el efecto de conificación. Generalmente se utiliza un empaque aislante y debajo de este caso se inyecta una solución gelante.

La presión de inyección del tratamiento en pozos productores, está igualmente delimitada por la presión de fractura de la formación, la experiencia ha demostrado que crear fracturas es un potencial agravante de la producción de agua.

Normalmente la utilización de un aislamiento físico, es suficiente para la separación de los estratos de agua y aceite, es así como por lo general los canales de flujo se estabiliza. Si existe una importante diferencia entre la viscosidad de los dos fluidos el material gelante tenderá a invadir la zona saturada con agua, ya que la viscosidad de fluido inyectado es muy similar a la del agua. Bajo condiciones desfavorables, se puede bombear aceite por el anular, para prevenir la incursión del gel en la zona de crudo. La presión de la aceite en el anular neutralizar las fuerzas del material gelante, propiciando un desplazamiento horizontal y manteniendo los contactos aceite-aceite, lo que deja libres los canales de producción.

El pozo se cierra entre tres y cuatro veces el tiempo de gelación esperado, (preferiblemente 24 horas). Este tiempo además de tener como finalidad la solidificación del gel, también se utiliza para compensar los errores en la determinación de la temperatura de formación.

En pozos con producción secundaria, el agua no se produce por la parte inferior de la formación, sino que sucede a través de estratos de alta permeabilidad (al igual que pozos inyectoros). En este caso el procedimiento se modifica para aislar estratos productores de agua en vez de estratos inferiores. Realizar el procedimiento está zonas, obliga la mayoría de las veces a realizar un aislamiento de las otras zonas mientras se inyecta el fluido, esto con la finalidad de no perturbar las demás zonas y no disminuir la capacidad de producción del pozo.

La cantidad de volumen inyectado en estos pozos generalmente es mucho menor que la utilizada pozos inyectoras, y esto esta principalmente regido por razones económicas.

La inyección de geles en pozos productores de campos que ya están en producción secundaria, funciona sobre los mismos fundamentos que los utilizados en pozos inyectoras; sin embargo, el riesgo de esta implementación es mucho mayor ya que se puede afectar la productividad y requerir un trabajo de workover para recuperarlo.

2. AISLAMIENTO MECÁNICO DE ZONAS

El aislamiento mecánico consiste su nombre lo indica, en aislar una zona específica del yacimiento, mediante cualquier técnica de tipo mecánico, como por ejemplo cementaciones forzadas, tapones de cemento y empaques, además se tratará el tema de inyección selectiva debido a que esta será el punto base de comparación con el proceso de inyección de geles.

2.1. CEMENTACIÓN FORZADA

Esta técnica nace debido a la necesidad de realizar ciertos trabajos de corrección en los pozos. La cementación forzada o Squeeze posee mayor dificultad que una cementación primaria, pero su aplicación es mucho más amplia ya que puede ser usada durante la perforación, terminación, reparación o intervención posterior de un pozo.

La cementación forzada es el proceso por el cual se usa presión hidráulica para forzar la lechada de cemento a través de agujeros o ranuras de la tubería y dentro del espacio anular y/o la formación.

2.1.1. Descripción

El principio de funcionamiento consiste en el hecho que al forzar la lechada contra la cara de la formación la cual es un área permeable, las partículas sólidas y la fase acuosa entran a la matriz. Si este trabajo se diseña adecuadamente, se debe construir un bloqueo sobre los agujeros entre la formación y la tubería de revestimiento, el cual es sólido y casi impermeable.

2.1.2. Aplicación

La cementación forzada tiene muchas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación de un pozo. Las más comunes son:

- Reparar un trabajo de cementación primaria fallida debido a la canalización de lodo o una altura de cemento insuficiente en el espacio anular.
- Eliminar la intrusión de agua proveniente de zonas productoras de hidrocarburos.
- Reducir la relación gas- petróleo por medio del aislamiento de la zona de gas del intervalo de petróleo adyacente.
- Preparar tubería fracturada.
- Abandonar zonas no productivas o agotadas.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Prevenir la migración vertical de los fluidos del yacimiento dentro de las zonas productoras (bloques forzados).

2.1.3. Técnicas de cementación forzada

Durante una cementación presurizada los poros de la roca casi nunca permiten al cemento ingresa la formación, se requeriría una permeabilidad de 500 darcies para que sucediera. Existen dos métodos bajo los cuales podemos forzar al cemento para que ingrese a la formación.

- **Cementación forzada con alta presión:** para la utilización de este método es necesario que la formación esté fracturada, esto permite que cemento se bombee dentro de dicha zona.

- **Cementación forzada con baja presión:** la aplicación de esta técnica está limitada por la presión de fractura de la formación. La lechada de cemento se coloca frente a la formación y posteriormente se aplica presión para que la fase fluida de la lechada sea forzada dentro de la roca, mientras que el material sólido de cemento se deposita en las paredes de la formación.

2.1.4. Cementación forzada con alta presión

Para una operación de cementación forzada con alta presión, la formación debe fracturarse inicialmente con un fluido libre de sólidos (salmuera o agua) para determinar la presión de admisión de la formación. No se debe usar lodo de perforación ya que éste puede dañar la formación y la torta formada impedirá la inyección del fluido.

La dirección de las fracturas depende de la resistencia de la roca en la formación. La fractura ocurre a lo largo de un plano perpendicular a la dirección de menor resistencia compresiva. En general, la resistencia vertical depende del esfuerzo de sobrecarga, el cual es más grande que la resistencia horizontal por lo que es más fácil que se produzca una fractura vertical. Sin embargo en la práctica predecir la dirección de una fractura es complicado porque la tendencia será seguir la dirección de las fracturas naturales de la formación.

Luego de fracturar la formación, se coloca la lechada de cemento frente a la formación y se bombea a bajo caudal. La presión de inyección debe crecer gradualmente mientras se está llenando la zona fracturada. Una vez sea forzada la lechada, se debe liberar presión y observar si existe retorno.

Las desventajas de esta técnica son:

- No existe control sobre la orientación de las fracturas.
- Pueden ser necesarios grandes volúmenes de cemento para llenar la fractura.
- El lodo remanente puede ser atrapado dentro de las fracturas, lo que puede ocasionar que el sello no sea efectivo.

2.1.5. Cementación forzada con baja presión

Es uno de los métodos más eficientes en el sellado de zonas cañoneadas. En una operación de este tipo ya que no se requiere fracturar la formación, en cambio la lechada de cemento es forzada suavemente sobre la misma. La lechada consiste en sólidos finos dispersos en un medio líquido, estos son demasiado grandes para ser desplazados dentro la formación, pero al aplicar presión la fase líquida se desplaza dentro de los poros generando un depósito sólido detrás de ella. Este depósito es cemento deshidratado que funciona como una barrera impermeable alrededor de la zona perforada.

Algunos factores que afectan la construcción del depósito de cemento son:

- Pérdida del fluido (generalmente 50 -200 cc).
- Relación agua/sólidos (0,4 en peso)
- Características de la formación (permeabilidad y presión de poro).
- Presión de esfuerzo.

Para realizar una cementación a baja presión se requieren volúmenes pequeños de cemento, las perforaciones por cañoneo deben encontrarse libres de lodo y si el pozo ha producido por algún tiempo estas perforaciones deben ser lavadas. El procedimiento general para realizar cementación forzada a baja presión es:

1. Se bombea agua dentro de la zona para establecer si la formación puede ser forzada (Prueba de Inyectividad). Si el agua no puede ser inyectada quiere decir que no se podrá realizar el trabajo de cementación forzada, sin fracturar la formación.
2. Colocar la lechada de cemento en la profundidad requerida.
3. Aplicar presión moderada.
4. Parar el bombeo y verificar si existen retornos.
5. Continuar bombeando hasta que cesen los retornos, por cerca de 30 minutos.
6. Parar el desplazamiento de cemento y mantener la presión.
7. Circular por inversa el exceso de cemento que quedo en la tubería de revestimiento.

Si la lechada de cemento se diseñó adecuadamente sólo quedará una pequeña cantidad después de remover el exceso de cemento. Vale la pena aclarar que todo este procedimiento se realiza por debajo de la presión de fractura.

2.2. TAPONES DE CEMENTO.

Es probable que durante la vida de un pozo sea necesario colocar un tapón de cemento, éste se diseña para llenar la longitud de la tubería o del hueco abierto y evitar el movimiento vertical del fluido.

2.2.1. Aplicación

Se puede utilizar bajo circunstancias, con hueco abierto o con tubería. A continuación se mostrarán las principales aplicaciones en cada uno de ellos.

Hueco abierto

- Solucionar problemas de pérdida de circulación.
- Realizar un Sidetrack.
- Proveer un punto de arranque para perforar un pozo direccional.
- A abandonar tramos sin interés o zonas agotadas en el fondo de pozo.

Tuberías

- Para abandonar tramos sin intereses o zonas agotadas en el fondo del pozo.
- Para realizar el abandono de un pozo.

El mayor problema cuando se coloca un tapón de cemento es evitar contaminación de lodo de perforación. Ciertas precauciones deben tomarse para reducir esta contaminación:

- Seleccionar una sección limpia del pozo y calcular el volumen requerido. El tapón debe ser lo suficientemente largo como para permitir alguna contaminación.
- Acondicionar el lodo de perforación antes de desplazar el tapón de cemento.
- Usar un pre-flujo por delante del tapón de cemento.
- Usar una lechada de cemento densificada.

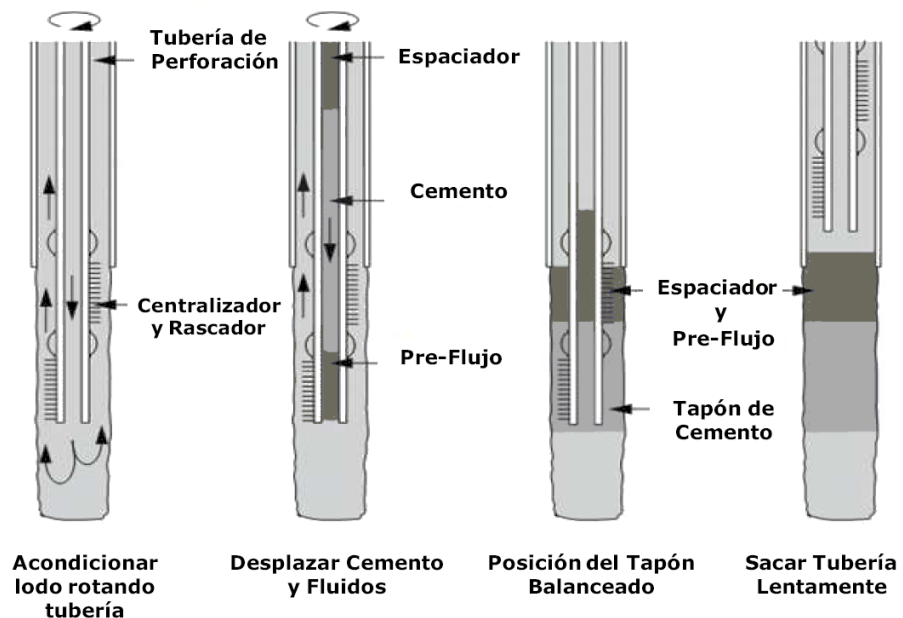
2.2.2. Técnicas para colocar tapones de cemento.

Una vez de cemento se ha endurecido se necesita verificar la posición de este lo cual se hace a través de ciertas herramientas. Existen dos técnicas comúnmente usadas para colocar un tapón de cemento.

2.2.2.1. Tapón balanceado

El objetivo del método es lograr un nivel de igualdad de cemento en la tubería de perforación y en el espacio anular. Pre-flujos, lechada de cemento y fluido espaciador se bombea a través de la tubería de perforación y son desplazados por lodo. El desplazamiento continúa hasta que el nivel de cemento dentro y fuera de la tubería es el mismo, posteriormente la tubería es recuperada dejando el tapón en su lugar. La Figura 18, muestra el procedimiento.

Figura 18. Procedimiento para la realización de un tapón balanceado.

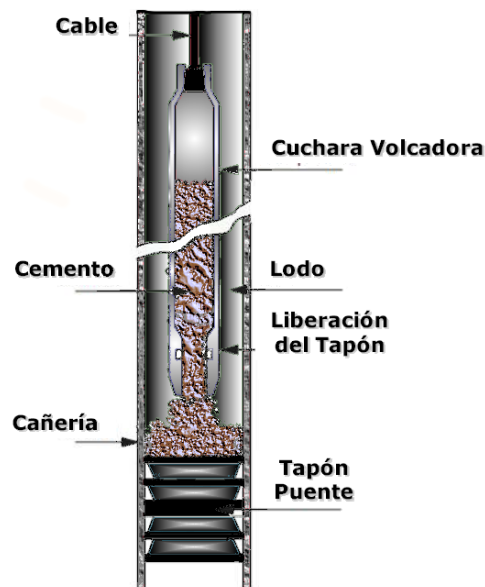


Fuente: tomado y modificado de SUMAN G. & ELLIS R. Cementing handbook, Houston Texas, 1977.

2.2.2.2. Cuchara volcadora

También llamada cuchara vertedora es un dispositivo eléctrico que se corre con wireline. Un tapón permanente que sirve de puente es colocado debajo de la profundidad requerida, luego una cuchara de cemento que contiene la lechada es bajar al pozo por cable y cuando se llega la zona del tapón se liberará lechada. La Figura 19 muestra el esquema de este procedimiento.

Figura 19. Esquema de la cuchara volcadora.



Fuente: tomado y modificado de SUMAN G. & ELLIS R. Cementing handbook, Houston Texas, 1977.

Las principales ventajas de este método son:

- Alta precisión en el control de la profundidad se.
- Reduce el riesgo de contaminación de cemento.

Las principales desventajas son:

- Sólo se puede manipular pequeños volúmenes de cemento por lo que se pueden necesitar muchos viajes.
- No se recomienda para pozos profundos.

2.3. EMPAQUES

Un empaque es una herramienta de subsuelo que puede ser mecánica o hidráulica, se usa para proveer el sello entre el revestimiento y la tubería, o entre la sarta de la tubería y la pared del hueco por medio de un elemento empacante y expandible; con la finalidad de no permitir el flujo de fluidos a través de este punto.

Todos los empaques modernos combinan tres elementos básicos, ellos son:

- Un mecanismo que permite correr el empaque y sentarlo a una profundidad determinada.
- Un elemento empacante que se expande para llenar el espacio anular y efectúa un sello que soporta la presión diferencial existente, la temperatura y la acción química que se presenta en el pozo.
- Un mandril o tubo de flujo que permite el paso de aceite, gas, agua o herramientas a través del empaque.

2.3.1. Funciones de los empaques

Algunas de las funciones de los empaques son presentadas a continuación:

- Producir independientemente dos o más horizontes de un mismo pozo.
- Aislar horizontes invadidos por agua de formación o fluidos indeseables.
- Aplicar métodos de levantamiento artificial.

- Adaptarse a recuperaciones de terminación secundaria.
- Aislar la tubería de producción de la del revestimiento con el fin de aumentar la eficiencia de flujo.
- Son utilizados en proyectos de fracturamiento, acidificación, entre otros.

2.3.2. Características a tener en cuenta en el momento del uso del empaque.

- Limpiar la tubería de revestimiento con un raspador adecuado hasta por debajo de la profundidad a la cual va asentarse la empaquetadura.
- No colocar el empaque en el mismo lugar en el cual ha sido asentada otra anteriormente.
- Antes de correr el empaque, se debe circular para poder así eliminar al máximo, partículas sólidas de lodo.
- No aplicar más del peso recomendado a la empaquetadura, para evitar al máximo el efecto de tirabuzón de la tubería de producción.
- Proyectar el uso de las empaquetaduras de cuñas horizontales a fin de tener la tubería de producción, si es posible, con tensión y en condiciones de poder bajar herramientas dentro de ellas si es necesario.
- Evitar en lo posible asentar la empaquetadura en una unión de la tubería de revestimiento.

2.3.3. Tipos de empaques

Los empaques son generalmente clasificados como recuperables o permanentes. Por definición un empaque recuperable es aquel que puede ser removido del pozo por manipulación de la tubería o algún otro medio que no comprenda la

destrucción del empaque. Un empaque permanente debe ser destruido para ser removido, por esta razón también son llamados empaques perforables.

2.3.3.1. Empaques fijos o permanentes.

Los empaques permanentes pueden ser corridos con tubería pero generalmente son sentados con cable eléctrico, de esta manera su localización es precisa. Su principal aplicación es en pozos profundos, donde se esperan altas temperaturas y fuertes diferenciales de presión. Estos empaques son fabricados de hierro fundido centrifugado y las cuñas son de acero de bajo contenido de carbón y cementadas superficialmente con objeto de que pueda frezarse fácilmente.

La ventaja que presenta este empaque es que puede ser asentado a grandes profundidades en comparación a otros tipos de empaques. Además, el mecanismo de recuperación de estos, no es un problema mayor, ya que existen técnicas sofisticadas a base de equipo de wire-line, sand-line, o de tuberías concéntricas que han aligerado este procedimiento desde hace mucho tiempo. Otras de las ventajas que poseen estos empaques es que pueden ser usados para realizar: pruebas, tratamientos, cementaciones forzadas y empaques con grava ya sea colgando un liner ranurado en un segundo empaque.

La principal desventaja de este empaque es la necesidad de perforarlo hasta removerlo del pozo, llevándose a cabo esta operación con brocas convencionales de tipo duro o herramientas fresadoras recubiertas de carburo de tungsteno.

Los nuevos métodos de reacondicionamiento dentro de la tubería tales como: tubería concéntrica, cañoneos pequeños, etc. Eliminan la necesidad de remover el empaque.

2.3.3.2. Empaques recuperables

Con base en sus mecanismos de asentamiento los empaques recuperables se clasifican en hidráulicos y mecánicos.

Los empaques mecánicos de acuerdo al mecanismo de asentamiento los empaques pueden clasificarse en:

- Empaques asentados por peso.
- Empaques asentados por tensión.
- Empaques mixtos.
- Empaque de asentamiento rotacional.

Los empaques hidráulicos no requiere manipulación de la tubería son sentadas por presión la cual activa un sistema hidráulico de sello, la recuperación del empaque se realiza aplicando tensión o rotación sobre la tubería. Se pueden clasificar en:

- Empaques hidráulicos de asentamiento hidrostático.
- Empaques hidráulicos asentados hidráulicamente.

2.4. INYECCIÓN SELECTIVA

La inyección selectiva es una técnica que consiste en manipular los perfiles de inyección de un pozo, esto mediante la utilización de empaques y mandriles principalmente, aunque al hablar de pocas zonas de inyección es posible la utilización de completamientos con varias tuberías.

A continuación se mostraron de forma general de sistemas de completamientos para múltiples etapas, estos sistemas constan básicamente de empaques y mandriles, aunque también existen algunas herramientas que permite la aplicación a gran cantidad de zonas.

2.4.1. Completamiento con empaques mecánicos

Este completamiento sirve perfectamente para aislar y desplazar agua hasta en 6 zonas (ver Figura 20). Pero tener un completamiento con más de cinco empaques mecánicos en tensión, no es aconsejable por la empresa que los suministra, debido a los esfuerzos que sufre el empaque a la parte superior cuando se coloca el completamiento.

El empaque superior es el primero en ser presionado cuando se tensiona el tubing, por lo cual este elemento roza contra el casing hasta que se sientan los demás empaques, es por eso que mientras más empaques tenga el completamiento más sufrida el empaque superior. También es por eso que el empaque superior tiene dos elementos de empaque mientras todos los demás sólo uno. Sin embargo existen otros factores que afectan la tensión del empaque como profundidad, temperatura y presión de inyección, éstos parámetros podrían permitir la utilización de más de cinco empaques sin tener ningún problema.

2.4.2. Completamiento con empaques mecánicos e hidráulicos

Este tipo de completamiento posee una combinación de empaques mecánicos e hidráulicos (ver Figura 21), además se implementa una herramienta llamada tubing on/off que permite aumentar el número empaques que puede ser usado, haciendo esto mediante etapas con un promedio de 4 a 6 empaques, cada etapa se coloca separadamente.

La herramienta tubing on/off permite la conexión y desconexión del tubing manteniendo un sello de la posición de la conexión, está diseñado para dejar tubing por peso, tensión o neutral.

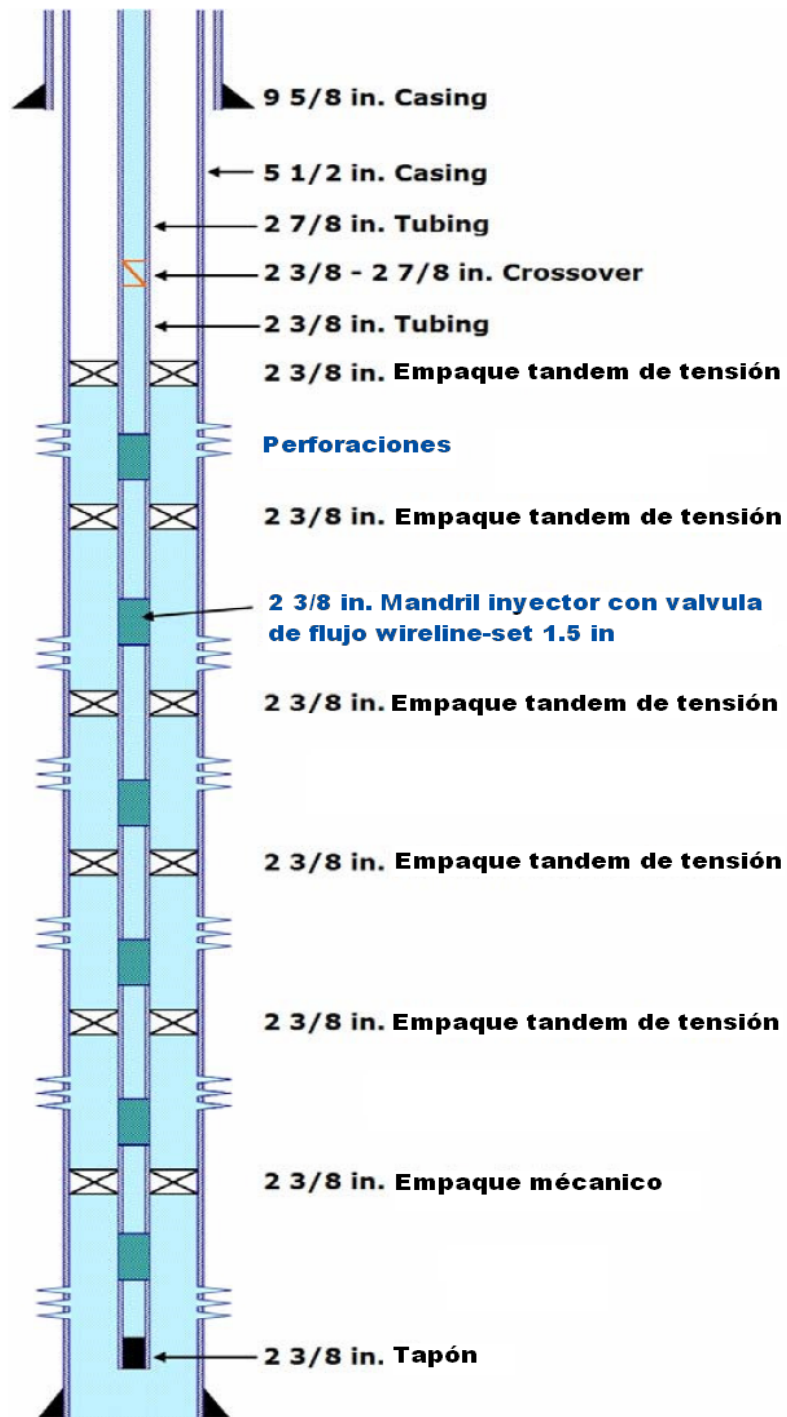
Técnicamente el diseño no tiene ninguna limitación respecto al número de empaques, mientras se haga añadiendo más etapas de empaques hidráulicos. Sólo una etapa con empaques tándem de tensión puede ser utilizada teniendo en cuenta que el tubing debe ser estirado y colgado desde la cabeza del pozo para poder ser sentado. Sin embargo, cada etapa incrementa el costo del completamiento aún utilizando la herramienta tubing on/off, por lo cual también es un asunto de costo beneficio y al tener en cuenta que hay otros tipos de completamiento que se ajustan mejor para la inyección selectiva en gran número de zonas, es importante considerar este aspecto.

2.4.3. Completamiento con empaques hidráulicos

Este tipo de completamientos observa en la Figura 22. Los empaques hidráulicos utilizados en este tipo de completamiento, no requiere ningún movimiento del tubing, únicamente presión hidráulica. Al momento de soltar el empaque es necesario aplicar presión.

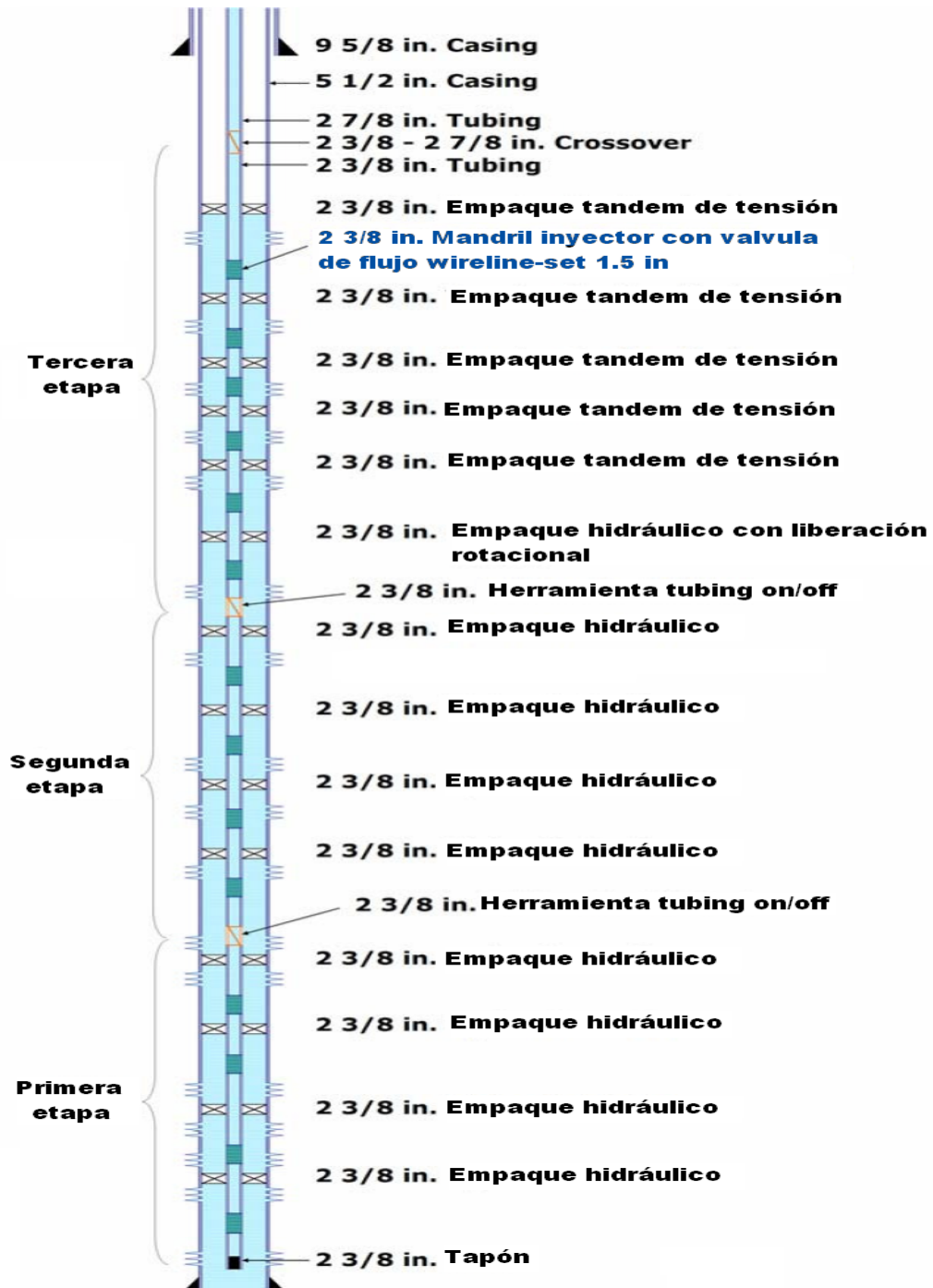
Este tipo de completamiento posee mayor flexibilidad que el anterior, permitiendo su uso en casing con restricciones portarnos del mismo o por “patas de perro”. Técnicamente no existen limitantes para la cantidad empaques tándem usados entre dos empaques anclados, pero es importante considerar las presiones. El número máximo de empaques tándem usados hasta ahora han sido 12.

Figura 20. Completamiento con empaques mecánicos.



Fuente: MASSAGLIA E. BALDASSA D. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field. SPE 99997.

Figura 21. Completamiento con empaques mecánicos e hidráulicos.



Fuente: MASSAGLIA E. BALDASSA D. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field. SPE 99997.

Figura 22. Completamiento con empaques hidráulicos.



Fuente: MASSAGLIA E., BALDASSA D. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field. SPE 99997.

Es aconsejable correr un registro caliper con wireline antes de hacer la instalación selectiva, para conocer el diámetro permitido de las herramientas. Además es importante saber que existen muchas técnicas que se pueden adaptar a las necesidades del cada yacimiento, por lo que es primordial evaluar cuál de ellas es la que se ajusta a los requerimientos de la inyección.

3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES.

El objetivo principal de este trabajo es hacer un análisis mediante simulación numérica del efecto que el tratamiento de geles, pueda tener sobre yacimientos sometidos a este proceso, y realizar una comparación con la técnica de aislamiento mecánico. Con el fin de establecer un escenario apropiado, fue necesario utilizar las propiedades de un campo colombiano sobre el cual se piensa implementar esta técnica, para tener un punto de partida de las características geológicas y de las propiedades de los fluidos; dichas características pueden ser variadas para adaptar el modelo a un escenario en el cual el proceso de inyección de geles sea exitoso. Para este fin se utilizó la simulación numérica como medio para construir y analizar los modelos establecidos.

Una de las herramientas de mayor uso de la industria del petróleo, es la simulación numérica de yacimientos ya que ésta permite analizar el comportamiento de los fluidos en el subsuelo. Su principal objetivo es realizar estudios de yacimientos bajo diferentes parámetros y esquemas de explotación, buscando siempre mejorar la producción de aceite y optimizar los diferentes parámetros operacionales. En la actualidad la simulación numérica es utilizada entre otras cosas para:

- Determinar volúmenes de aceite original en el yacimiento.
- Conocer el comportamiento de los fluidos en medios porosos a través del tiempo.
- Establecer el comportamiento del yacimiento bajo diferentes mecanismos de desplazamiento.
- Simular procesos de recuperación secundaria o terciaria.
- Optimizar los sistemas de recolección de fluidos de superficie.

- Determinar los efectos de la localización de pozos y su espaciamento en su producción y eficiencia de barrido.
- Realizar análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos mediante las variaciones de parámetros operacionales y del yacimiento.
- Planear los escenarios de explotación a futuro³.

3.1. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.

3.1.1. Selección del software de simulación

El software seleccionado para analizar el proceso de inyección de geles y realizar la comparación de este mediante simulación numérica, fue el software STARS de la compañía Computer Modelling Group, CMG. STARS es un simulador trifásico de múltiples componentes de aplicación térmica e inyección de vapor. Los sistemas de enmallado pueden ser Cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de enmallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales⁴, sin embargo es posible modelar procesos de inyección de agua, manejado como un proceso de inyección de vapor con calidad cero, además de la etapa inicial del proyecto, se consideró utilizar funciones de componentes dispersos, es decir, dispersiones estabilizadas (góticas, burbujas y laminillas) de una fase en otra, que pueden ser tratadas como componentes de la fase transportadora a una escala de simulación del yacimiento por lo que se provee un punto de vista unificador en el modelado de polímeros, geles, finos, emulsiones y espuma⁴. No obstante, en etapas avanzadas del proyecto se decidió no implementar esta función, ya que su manejo es complejo

³ MONROY, D. CORONADO J. "Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (wag) mediante simulación numérica". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. P 50.

⁴ Computer Modelling Group Ltda. User guide STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator. Calgary, Alberta, Canada. 2007.

y los resultados obtenidos no son representativos al comportamiento real de la interacción con la formación.

Entre las aplicaciones de simulador STARS, se encuentra:

- Producción primaria y predicciones del recobro inicial de yacimientos saturados y subsaturados.
- Estudios de cualificación.
- Recobro secundario: desplazamiento por inyección de agua y gas.
- Recobro mejorado: inyección miscible, inyección pseudo miscible y procesos térmicos.

3.1.2. Selección de los datos del modelo.

El Screening disponible para el proceso de inyección de geles, no suministra datos importantes para la construcción de los modelos de simulación, sin embargo al hacer una comparación de este, con un campo colombiano al cual se le desea aplicar la técnica, se observa que dicho campo se encuentra dentro de los valores sugeridos, por lo cual la construcción del modelo se basó en las propiedades generales de este (Campo Tello), es decir se tomaron los datos petrofísicos, propiedades de los fluidos, profundidades, saturaciones y fechas iniciales, entre otros para la construcción de los modelos bases (con flujo cruzado y sin flujo cruzado). Finalmente, se realizaron modificaciones sobre estos para crear zonas con efecto de canalización mucho más pronunciado trabajando principalmente sobre cuatro modelos de simulación.

3.1.3. Construcción de modelos de simulación

En general para construir un modelo de simulación, se requiere inicialmente establecer un caso básico, el cual permite efectuar corridas de ajuste preliminares,

para analizar resultados con el fin de corregir parámetros propiedades que hayan sido seleccionados erróneamente. En el proyecto el procedimiento que se llevó a cabo para construcción de los modelos de simulación fue el siguiente:

- **Selección del grid de simulación:** en este punto en este tener en cuenta conceptos básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de la corrida y evitar posibles errores que se pueden presentar en el balance de materia de yacimiento. Esto se hace mediante un análisis de los resultados, observando su coherencia, variación y tiempos de simulación.
- **Análisis de modelos confinados y no confinados:** para el modelo final de simulación es necesario considerar si el patrón a utilizar estará confinado o no, con el fin de establecer un escenario de simulación adecuado. La diferencia entre uno y otro consiste en la consideración de la influencia de los alrededores, es decir el modelo confinado se considera un patrón aislado, mientras que el modelo no confinado se considera como parte de un yacimiento más grande, por lo cual éste presenta un comportamiento que se asemeja en mayor grado a la realidad.
- **Construcción de modelos de producción primaria e inyección de agua:** debido a que la inyección de geles es una técnica utilizada generalmente para optimizar la inyección de agua, es necesario ajustar los modelos de producción primaria e inyección de agua, para que se permita evaluar realmente la técnica. En este caso se quiso que el modelo base tenga un comportamiento similar al campo estudio.
- **Creación de escenarios con mayor grado de canalización:** este paso se hace para garantizar que los escenarios a trabajar presenten el problema que busca solucionar la técnica de inyección de geles.

- **Corridas preliminares y ajuste de parámetros:** este paso se realiza para revisar la coherencia de los datos y edificar la validez de los mismos, con el fin de localizar corregir problemas.
- **Implementación de la inyección de geles:** luego de ajustar la producción primaria e inyección de agua, se procede con los arreglos necesarios para la implementación de la técnica y la evaluación de la misma.
- **Implementación del aislamiento mecánico:** luego de tener un escenario sobre cuál funcione la técnica de inyección de geles, se procederá ser el análisis de este sobre inyección selectiva y se hará una comparación de los resultados.

3.1.4. Análisis de sensibilidad de parámetros

En análisis de sensibilidad se realiza durante la construcción de los modelos básicos, para asemejar el comportamiento del modelo al de un campo real (campo Tello), adicional a esto se realiza un análisis de sensibilidad de diferentes parámetros involucrados durante la implementación de la técnica de inyección de geles, con el fin de evaluar el mejor escenario para la implementación de esta, buscando siempre aumentar la recuperación de aceite y disminuir los volúmenes de agua a manejar.

3.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

En este caso tomaron las propiedades generales del campo ya que éstas encuentran dentro del screening, con ellas se definió una configuración vertical la

cual no se cambió en el análisis durante la construcción del modelo base, se realizó un análisis del grid de simulación, análisis de confinamiento y no confinamiento, análisis de producción primaria e inyección de agua, modificaciones y comparaciones para la obtención de los dos modelos bases (con y sin flujo cruzado) y posteriormente se cambio de las permeabilidades para crear los casos con mayor canalización. Sobre estos cuatro modelos se realizó el análisis de inyección de geles.

Figura 23. Patrón de inyección del modelo



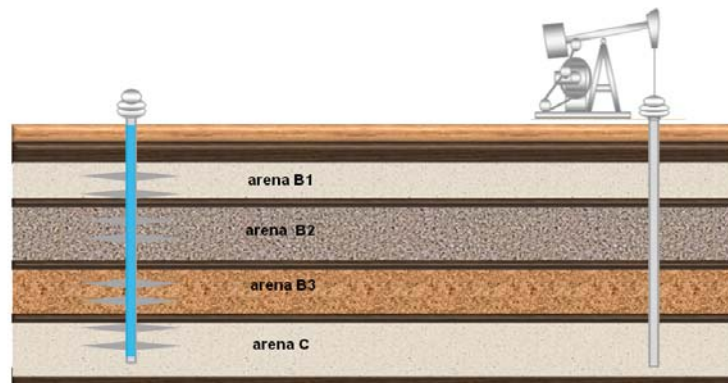
El primer modelo sobre el cual se realizaran todos los análisis fue el modelo base sin flujo cruzado, el cual es un patrón de dos puntos (ver Figura 23) con área aproximada de 6,8 acres, a una profundidad de 7900 pies y con espesores, porosidades y permeabilidades concordantes con los datos generales del campo los cuales se muestran en la Tabla 2, a pesar que en el campo está presente flujo cruzado, para analizar el esquema se han puesto barreras de no flujo con espesores de un pie y permeabilidad cero como quiere mostrar la Figura 24.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Tello.

Lámina Estructural	Miembro Fm. Monserrate	Espesor Neto (Pies)	Relación Net/Gross (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad Promedio (miliDarcies)
A	B1	33.57	54.87%	19.68%	143.91
	B2	74.90	77.00%	19.83%	259.86
	B3	70.66	76.16%	22.12%	103.84
	C	65.52	61.89%	16.78%	75.17

Las propiedades anteriormente mencionadas para manejar la distribución vertical, no se variaron durante el análisis del grid, sino que éstas se mantuvieron constantes dando dos celdas en dirección K para cada una de las arenas, y una celda para crear las barreras de no flujo.

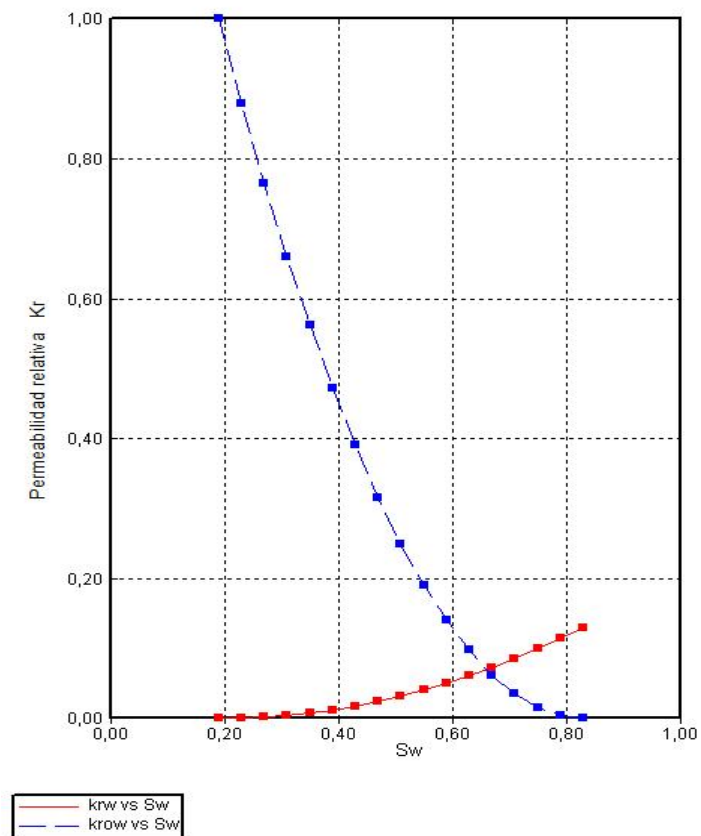
Figura 24. Vista vertical del modelo de inyección



- **Generación de las curvas de permeabilidad relativa**

las curvas de permeabilidad relativa, se generaron a partir de las correlaciones que nos permite el software, ingresando los end points en las curvas de permeabilidad relativa del campo y ajustándolas para que su comportamiento fuera igual a las originales, éstas se pueden observar en las Figura 25 y Figura 26

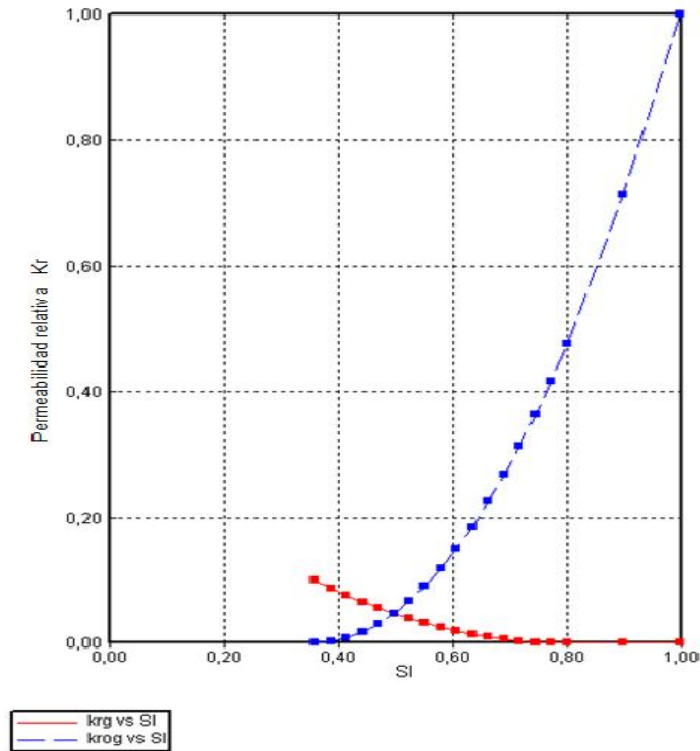
Figura 25. Curva de permeabilidades relativas agua-aceite para modelo de simulación.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

De igual forma, para definir los modelos de simulación se tomaron los datos del campo para ajustar las propiedades de los fluidos y algunas características de yacimiento, éstas se muestran en la Tabla 3.

Figura 26. Curva de permeabilidades relativas gas-liquido para el modelo de simulación.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

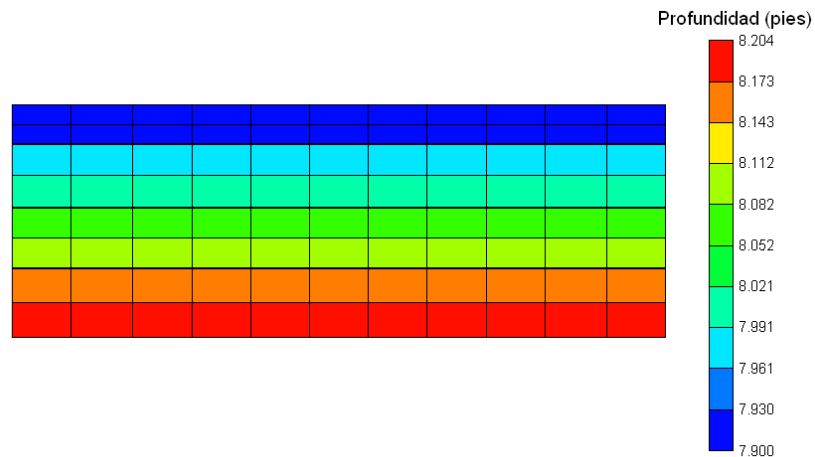
Tabla 3. Propiedades del yacimiento

Propiedad	Valor
Temperatura Del Yacimiento (°F)	165
° API	19,5
Presión inicial @8300 ft	3549
Presión de burbuja	846
Bo	1,1
Relación gas-aceite Rsi (scf/bl)	142
Salinidad del agua (ppm cl)	6500
Bw	1,038
Viscosidad del aceite (cP)	14
Viscosidad del agua (cP)	0,4

3.2.1. Análisis del grid de simulación

Para determinar las dimensiones y el tamaño del grid de simulación se planteó inicialmente un enmallado cartesiano para representar el área de patrón con las dimensiones y la distribución de permeabilidades anteriormente mencionada, por lo cual La configuración vertical, se mantuvo constante en todos los modelos (ver Figura 27) como se ha explicado en etapas anteriores. Luego se realizó un refinamiento del mismo en las dimensiones X y Y, de tal manera que cada grid difiere del otro en el tamaño y número de celdas, así mismo se probó un refinamiento híbrido en las zonas cercanas a los pozos, esto se muestran a continuación:

Figura 27. Configuración vertical de grid de simulación.



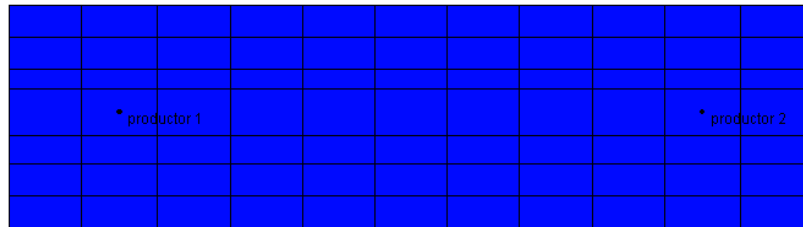
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

- **Grid de 848 celdas (sin refinamiento)**

La Figura 28 muestra un grid de 11*7*11 con las dimensiones especificadas anteriormente. El enmallado tiene un total de 848 celdas, se observa una ausencia del refinamiento en las áreas cercanas a los pozos, esto es debido a que este grid

será utilizado posteriormente para aplicar los diferentes refinamientos y así obtener el mejor modelo de simulación.

Figura 28. Grid sin refinamiento, 848 celdas (vista areal).



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

En la Tabla 4 se observa la configuración del grid el cual es el modelo cartesiano básico sobre el que se realizaran los cambios posteriores para crear los demás enmallados, este es el motivo por el cual no se especificaran las dimensiones de las celdas en los demás tipos de enmallado, ya que fue utilizada la opción edit grid del builder que proporciona el software CMG. A continuación únicamente se hará referencia a la cantidad de celdas que tiene el modelo.

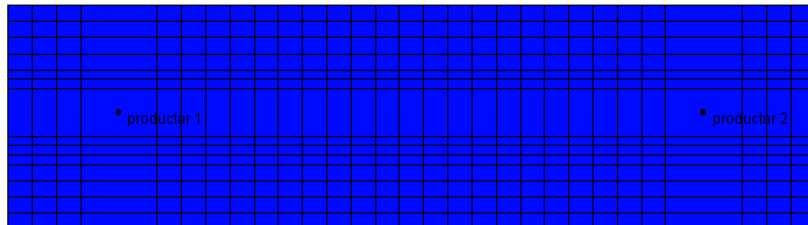
Tabla 4. Configuración del enmallado 11*7*11.

Dirección	Configuración de los bloques
i	90, 95, 7*90, 95, 90
j	2*40, 23.3334, 58.3334, 35.0001, 2*40

- **Grid de 4466 celdas (parcialmente refinado)**

La Figura 29, muestran un enmallado refinado a partir del anterior, en este se han dividido en dos cada una de las celdas en la dimensión j y en tres las celdas en la dimensión i, exceptuando las celdas de los pozos, ya que sobre estas más adelante se hará un refinamiento especial.

Figura 29. Grid parcialmente refinado, 4466 celdas (vista areal).

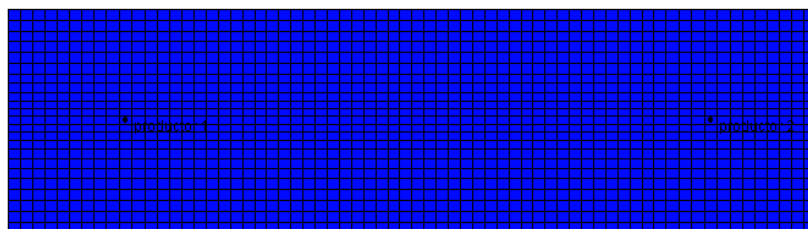


Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

- **Grid de 22627 celdas (completamente refinado)**

La Figura 30, muestra un refinamiento detallado en las dimensiones X y Y, a partir del modelo sin refinamiento, los bloques han sido divididos en seis partes en la dimensión i, y en tres partes en la dimensión j, exceptuando los bloques centrales, los cuales han sido divididos en cinco partes en j, debido a que éstos son de mayor tamaño.

Figura 30. Grid completamente refinado, 22627 celdas (vista areal).

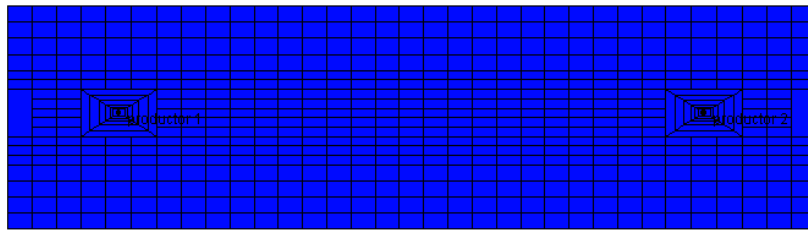


Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

- **Grid de 7227 celdas (final)**

La Figura 31, muestra el grid definitivo utilizado, este posee un refinamiento a partir del modelo de 4466 celdas, con la diferencia que en la parte central posee un refinamiento detallado, y en las zonas cercanas a los pozos se ha realizado un refinamiento híbrido, con el fin de manipular éstas dimensiones en el análisis del proceso de inyección de geles.

Figura 31. Grid final, 7227 celdas (vista areal).

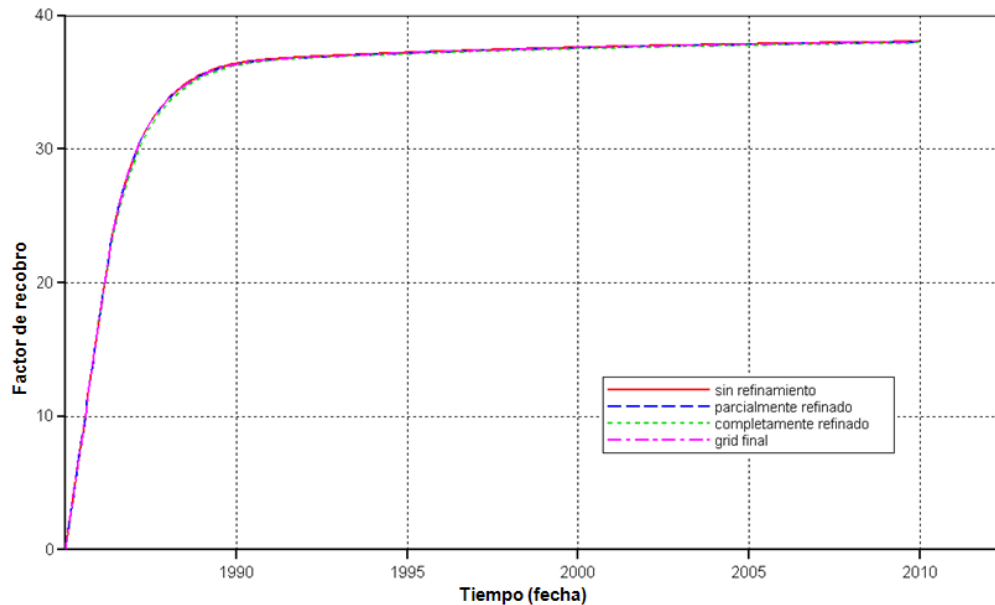


Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

- **Comparación de los enmallados:**

Con el fin de determinar cuál de los enmallados anteriormente mencionados es el más apropiado para el análisis de inyección de geles, se examinó los resultados obtenidos, bajo la modificación de diferentes parámetros operacionales y la evaluación de estos sobre la producción primaria. Es importante tener en cuenta parámetros como presión, tasas de producción, cortes de agua, etc., sin embargo, como el objetivo principal del tratamiento de inyección de geles es mejorar la eficiencia de recobro de hidrocarburos, el principal parámetros que se tomó en cuenta es el factor de recobro; no obstante, vale la pena mencionar que al momento de escoger el mejor enmallado, uno de los factores que mayor incidencia tiene esto, es el tiempo empleado en la simulación ya que se desea obtener resultados confiables en tiempo de cómputo bajo.

Figura 32. Análisis del grid de simulación en etapa de producción primaria.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

La Figura 32, muestra la respuesta del factor de recobro durante la etapa de producción primaria de los cuatro tipos de enmallado mencionados anteriormente, como se observa los enmallados no presentaron prácticamente ninguna diferencia a nivel de este resultado, por lo cual es posible decir que se podría aceptar cualquiera de los enmallados propuestos.

Lo ideal para mantener una buena confiabilidad de los resultados es ideal mantener un alto refinamiento, sin embargo como se observa en la Figura 33 el modelo refinado completamente, posee tiempos de simulación elevados, por lo cual esto lo hace poco práctico para el estudio. Adicionalmente se nota que modelo sin refinamiento presenta el menor tiempo de cómputo, sin embargo utilizar un refinamiento de este tipo no sería adecuado ya que no se podría manejar los volúmenes de geles inyectados al yacimiento; por estos motivos se escogió el modelo "final" de 7227 celdas como modelo base, ya que posee tiempos de simulación bajamos y además un refinamiento que permite realizar

modificaciones en zonas cercanas a los pozos, con lo cual será posible manejar el volumen de gel inyectado, la Figura 34 muestra el modelo final de simulación en 3D.

Figura 33. Análisis de los tiempos de simulación de los enmallados propuestos.

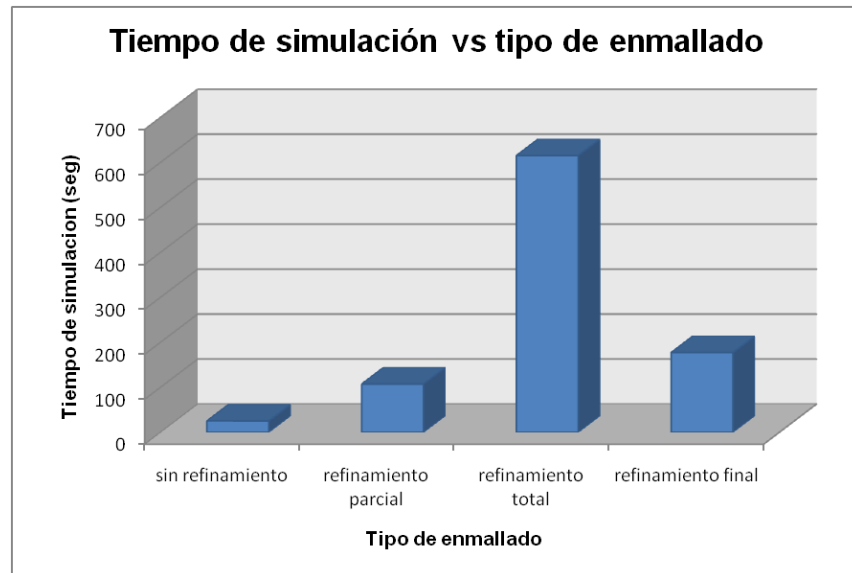
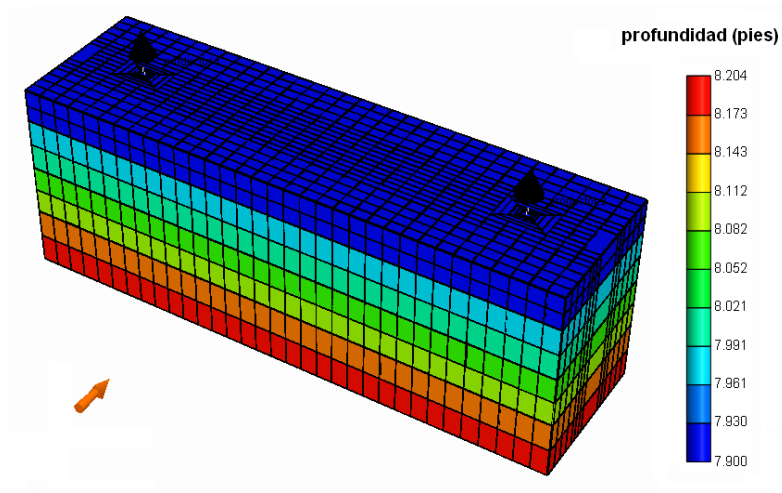


Figura 34. Modelo final de simulación.



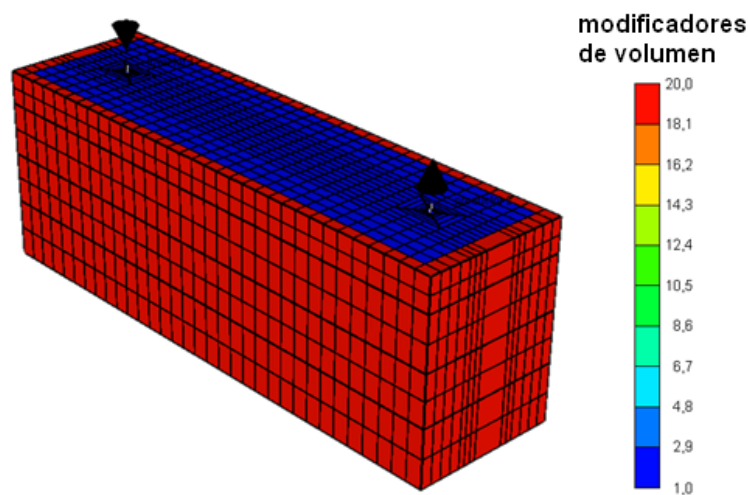
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

3.2.2. Análisis del confinamiento y no confinamiento

Como se menciona la metodología de simulación, se realizó un análisis de confinamiento, para evaluar la respuesta del yacimiento y decidir si se tenía en cuenta el efecto de los alrededores o por el contrario se evaluaba el yacimiento como un tanque cerrado en el cual no presenta flujo de fluidos desde los alrededores hacia el patrón.

Como se ha mencionado anteriormente, lo que se desea es trabajar el modelo con un comportamiento similar al campo estudio, por lo cual se va a utilizar un anillo de no confinamiento como se observa en la Figura 35, para crear este efecto se utilizan modificadores de volumen (keyword VOLMOD), esto permite modificar el valor volumétrico de las celdas seleccionadas, es decir podemos hacer que nuestro esquema forme parte de un yacimiento tan grande como sea necesario, lo cual será de mucha utilidad ya que queremos asemejar nuestro esquema al comportamiento de un campo real.

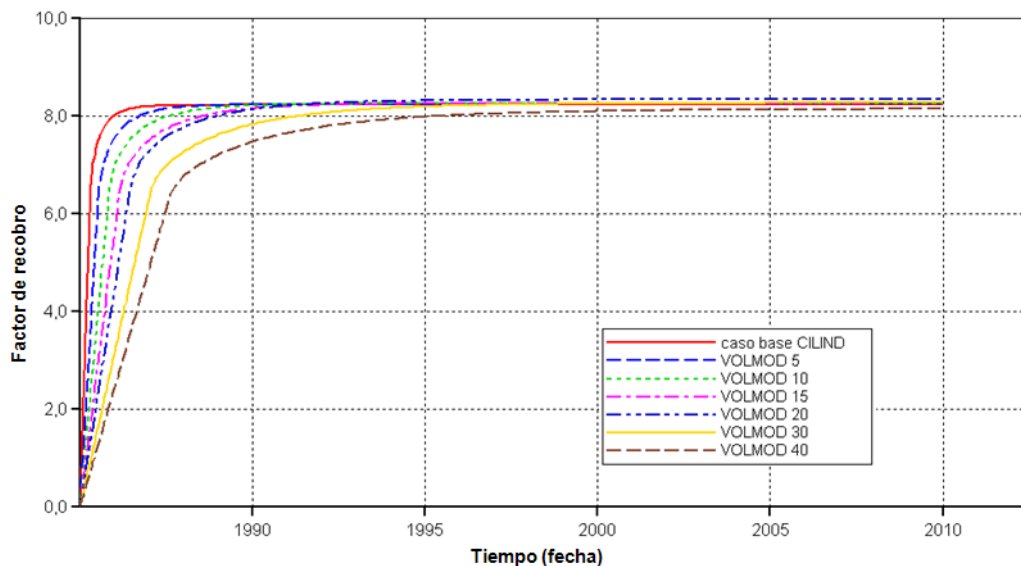
Figura 35. Modelo no confinado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

En la Figura 36 se puede observar la respuesta del factor de recobro bajo condiciones de confinamiento y bajo condiciones de no confinamiento. Se realizó cambios al volumen de hidrocarburos en el anillo de no confinamiento, variando los modificadores de volumen (VOLMOD) a valores de 5, 10, 15, 20, 30, y 40, para evaluar de que forma el yacimiento respondía a este tipo de variaciones. Como se observa el modelo confinado se vacía mucho más rápido y se obtiene un mayor factor de recobro, esto debido a que se tiene una menor cantidad de hidrocarburos in situ que los modelos de no confinamiento. Entre mayor es el valor del modificador de volumen mayor es la cantidad de aceite del modelo y menor es el comportamiento del factor de recobro.

Figura 36. Respuesta del factor de recobro bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.



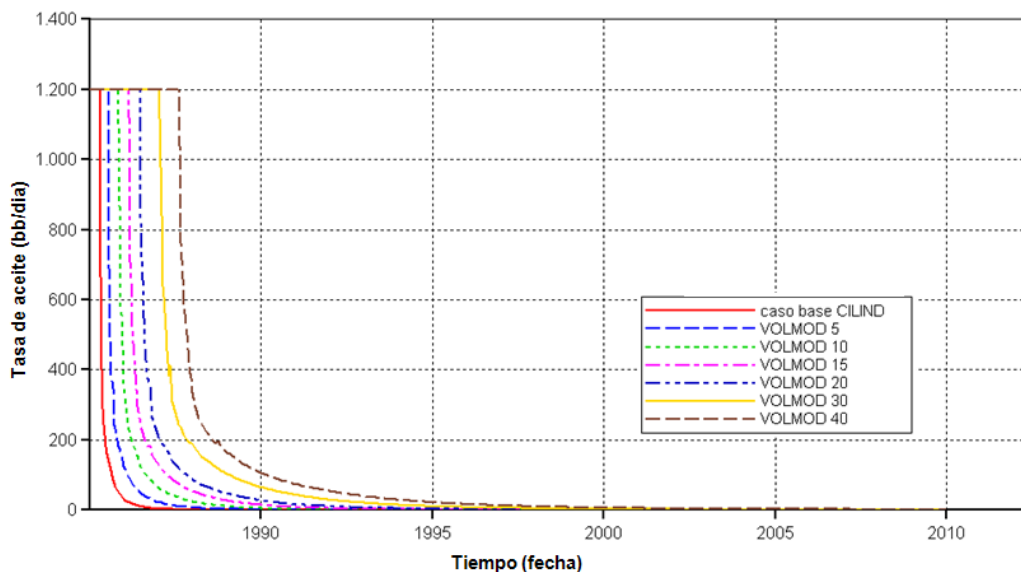
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

La Figura 37 muestra cómo se comporta la producción de aceite con y sin el anillo de confinamiento. Se puede observar, a medida que se aumenta los modificadores de volumen se mantiene por más tiempo la producción, esto debido a la mayor

cantidad de hidrocarburos entrando al patrón, lo que compensa las pérdidas por producción.

El comportamiento del modelo no confinado se aproximan al comportamiento real de un yacimiento, una vez el radio de drenaje del pozo alcanza los límites del patrón, los fluidos de los alrededores migran hacia los pozos productores. De acuerdo con esto es mejor trabajar con un modelo no confinado; por lo cual se tomó el valor VOLMOD igual a 20, ya que bajo estas condiciones se podría obtener un factor de recobro similar al de campo estudio en etapa de producción primaria, manteniendo de igual forma el comportamiento de producción hasta fechas similares a las del inicio de la inyección de agua, además bajo estas condiciones la cantidad de hidrocarburos gaseoso libre en yacimiento era prácticamente nula.

Figura 37. Respuesta de la tasa de producción de aceite bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

3.2.3. Construcción del modelo de producción primaria

El proceso de inyección de geles es una técnica cuya finalidad es mejorar la eficiencia del proceso de inyección de agua, por lo cual es necesario fijar las condiciones de producción primaria y secundaria, antes de realizar una aplicación de la técnica.

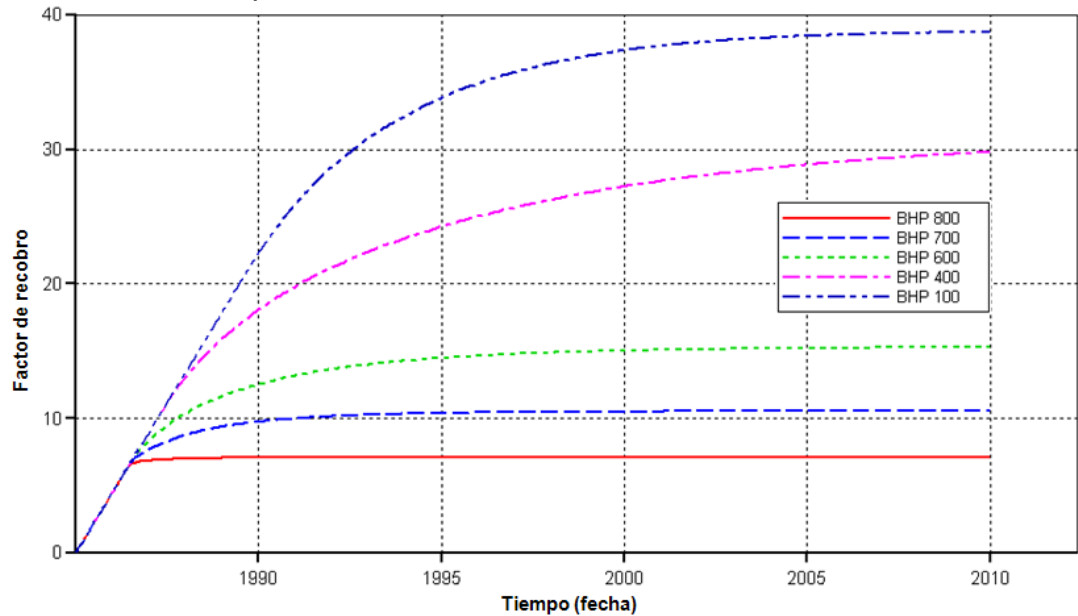
Al construir el modelo de producción primaria, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de parámetros operacionales que se consideraron importantes para establecer el mejor escenario, siempre buscando que el modelo tenga un comportamiento similar al del campo estudio.

- **Sensibilidad a la presión de fondo.**

La Figura 38, muestra la respuesta del factor de recobro a diferentes presiones de fondo manteniendo constantes los demás parámetros operacionales. Como se observa una menor presión de fondo permite un mayor factor de recobro, esto debido a que se permite mayor caída de presión en el yacimiento y por tanto se produce mayor cantidad de aceite.

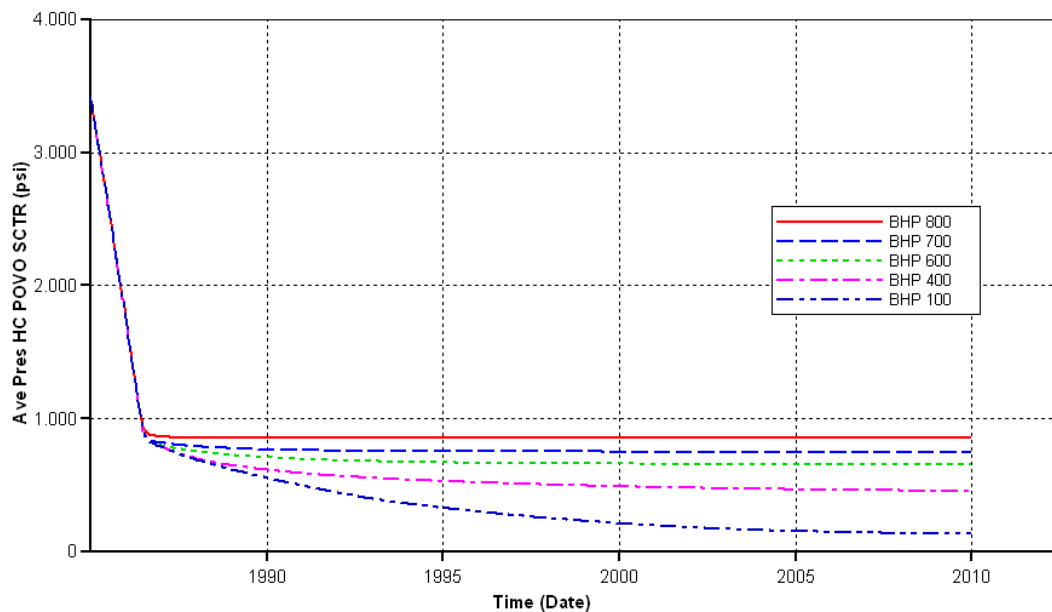
En la Figura 39 se puede ver el comportamiento de la presión promedio del yacimiento ante la variación de presión de fondo de los pozos productores. A menor presión de fondo, el modelo se depleta rápidamente y pierde su energía en los primeros años de producción, las presiones de fondo altas son perjudiciales debido a que disminuyen la producción de hidrocarburos abruptamente y el factor de recobro se ve truncado por este motivo. Trabajar con presiones de fondo mínimas puede ocasionar daños al pozo y a la formación debido a la gran caída de presión en la cara de la arena.

Figura 38. Comparación del comportamiento del factor de recobro de producción primaria a diferentes presiones de fondo.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 39. Comparación del comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante producción primaria a diferentes presiones de fondo.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Igualmente, si la caída de presión en el pozo es muy alta se producirán grandes cantidades de gas lo cual puede ser perjudicial para el equipo de levantamiento y en general para el sistema de producción.

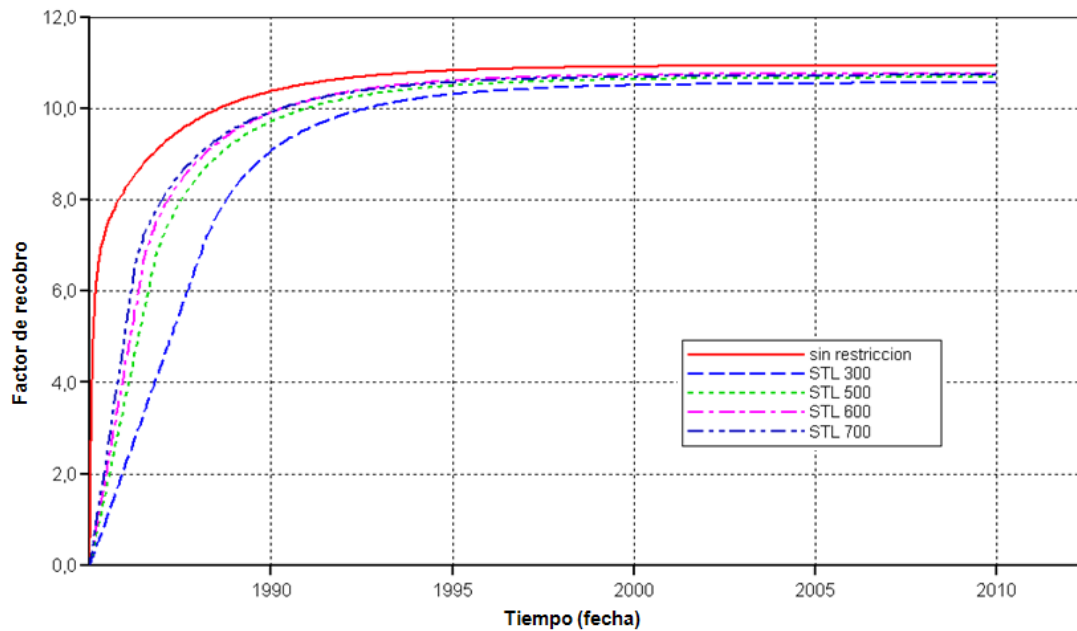
La selección de la presión de fondo adecuada depende de muchos factores operacionales que se deben analizar para optimizar el proceso de producción e implementar sistemas de levantamiento artificial, sin embargo para el modelo de simulación es importante tener en cuenta que lo que se desea es la menor cantidad de gas libre en el yacimiento para disminuir la etapa de llenado, por lo cual al analizar este parámetro la presión de fondo seleccionada es 690 psi.

- **Sensibilidad a la tasa de producción.**

En la Figura 40 se muestra el comportamiento del factor de recobro a diferentes tasas de producción, manteniendo constantes una presión de fondo de 690 psi. Como se observa a menor tasa de producción menor factor de recobro, esto debido a que la cantidad de fluidos producidos es más baja. Sin embargo es importante considerar que queremos ajustar el modelo a un comportamiento similar al del campo estudio, por lo cual debemos mantener producción a fechas cercanas a 1998.

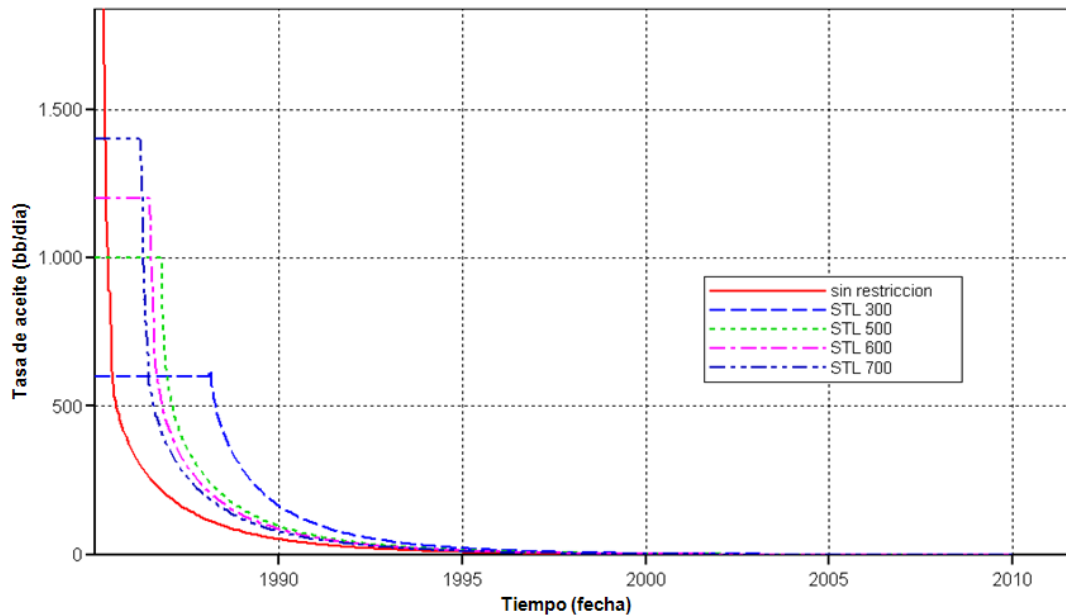
En la realidad, un pozo jamás producirán a su máxima capacidad ya que es importante tener cuidados operacionales con las bombas, con las tuberías de producción, con la capacidad de la estación de tratamiento, entre otros. Una tasa óptima depende de las características y condiciones de cada pozo; tomando en cuenta esto las tasas de producción podrían ser altas o bajas. Las tasas de producción para cada campo dependen de muchos factores y puede variar de acuerdo a las condiciones óptimas de trabajo que se considere prudente esto los ingenieros de producción.

Figura 40. Comparación del factor de recobro producción primaria a diferentes tasas de producción.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 41. Comparación de la tasa de aceite de producción primaria a diferentes tasas de producción.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

En la Figura 41 se observa el comportamiento de la producción del modelo, es importante el manejo de este parámetro ya que se desea que exista producción en las fechas cercanas al inicio de inyección de agua en el campo estudio. Como ya se ha fijado con anterioridad una presión de fondo, el parámetro de presión promedio del yacimiento no es un parámetro guía, aunque vale la pena mencionar que altas tasas llevan a un agotamiento rápido del yacimiento, por lo cual es ideal tomar una tasa intermedia. Basándose en lo mencionado anteriormente se optó por tomar con una tasa de producción de líquido de 600 bb/día.

En la Tabla 5 se encuentran las condiciones operacionales que se fijaron para el modelo base en producción primaria.

Tabla 5. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción primaria

Tasa de producción de líquido	600 bb/día
Presión de fondo	690 psi

3.2.4. Construcción del modelo de inyección de agua.

Una vez el crecimiento ha perdido gran parte de su energía, se necesita optimizar procesos de recuperación secundaria, con la finalidad de extraer cantidades adicionales de hidrocarburos. La inyección de agua es el proceso que más se aplica en la industria del petróleo para mejorar la recuperación de crudos medios y livianos.

El tratamiento de inyección de geles, generalmente es aplicado luego de haber iniciado el proceso de inyección de agua, esto debido a que tratamiento tiene como finalidad modificar los perfiles de inyección y/o mejorar la eficiencia de barrido.

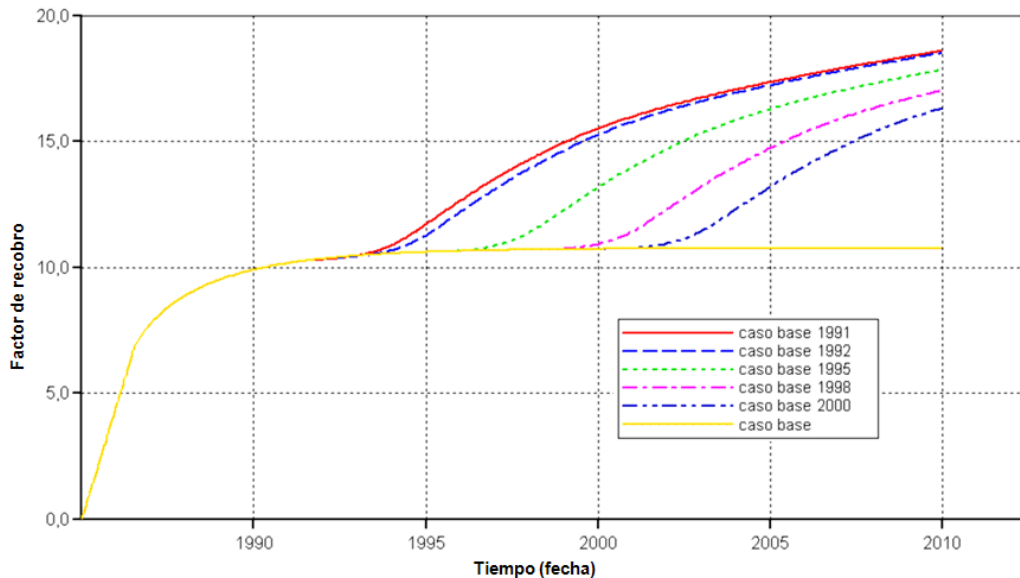
El modelo de inyección de agua se hizo en base a los análisis de sensibilidad que se realizaron para las tasas de inyección, las cuales están ligadas directamente a las tasas de producción; además se hizo a manera de observación una evaluación del inicio de la inyección de agua.

- **Sensibilidad al año de inicio de la inyección de agua**

Se realizó un análisis de sensibilidad al año de inicio de inyección de agua, para observar el impacto esta variable sobre el factor de recobro. En la Figura 42 se observa que al iniciar la inyección de agua tiempos tempranos, se obtendrá una mayor recuperación de hidrocarburos, sin embargo esto obliga a la implementación de facilidades de producción adicionales de tratamiento en tiempos tempranos del proyecto, lo cual es una inversión de capital adicional.

Decir implementar el proceso de inyección de agua depende de las condiciones que la compañía operadora tenga para iniciar el proyecto. Para el modelo que se está tratando se tomó como fecha de inicio de la inyección de agua el año 1998, esto para aproximar el comportamiento de nuestro patrón al comportamiento del campo estudio.

Figura 42. Respuesta del factor de recobro durante la producción secundaria, variando el año de inicio de la inyección.



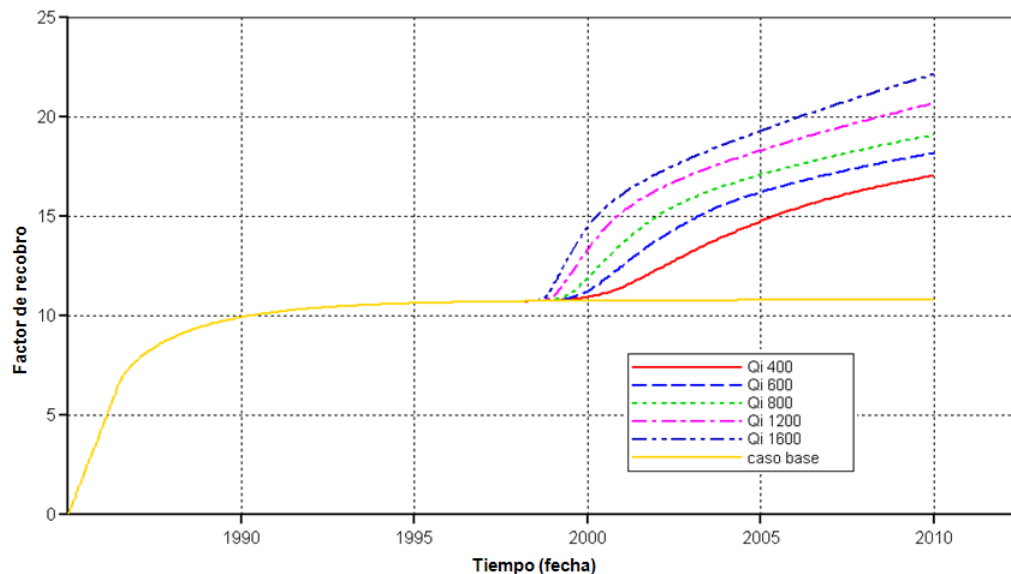
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

- **Sensibilidad a la tasa de inyección de agua**

Una vez definido el año en el que se inicia la inyección de agua, se realizó un análisis de sensibilidad de la tasa de inyección, variando la entre 400 bb/día y 1600 bb/día.

La restricción del pozo productor se nivela con la tasa de inyección, es decir, si se intentan 400 bb/día, se pone a producir la misma cantidad de líquido en el pozo productor. Generalmente se espera que la cantidad de fluidos inyectados sea la misma producida, sin embargo esto no sucede, ya que es necesario aumentar la energía del yacimiento primero, por lo cual las tasas inyectadas serán mayores que las tasas de producción (esto no se incluyan las restricciones, ya que se maneja un valor máximo igual a la tasa de inyección).

Figura 43. Comparación del factor de recobro en producción secundaria variando la tasa de inyección.

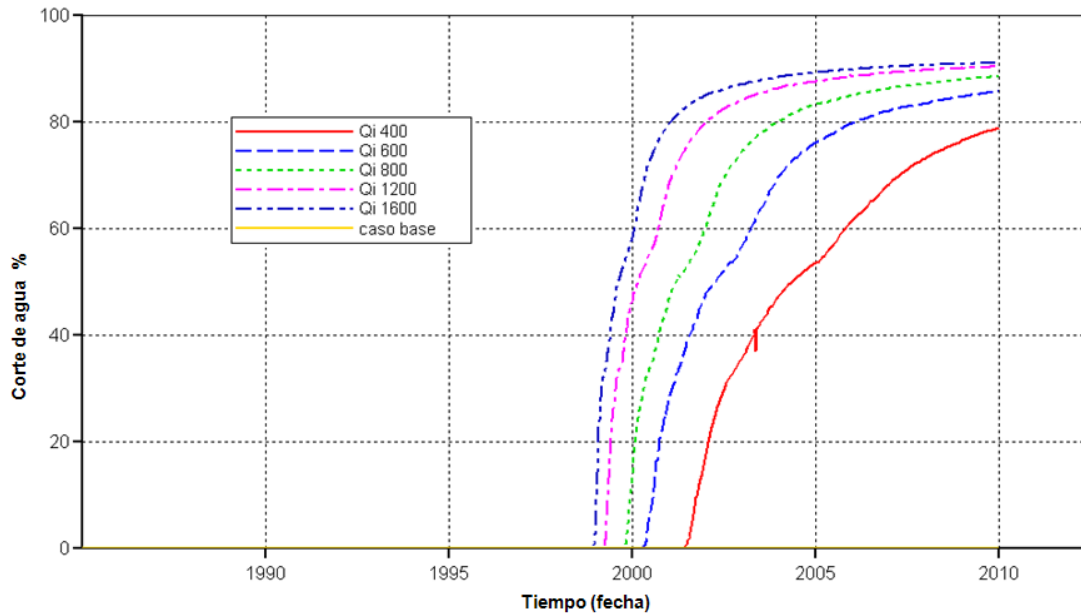


Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

La Figura 43 presenta la respuesta del factor de recobro al cambio de tasa de inyección de agua. Como se puede observar, a mayores tasas de inyección se obtiene un mayor factor de recobro, sin embargo, al observar la Figura 44 es notorio que tasas elevadas conllevan a altos cortes de agua, lo que equivale a elevados costos de producción. Las tasas de inyección dependen del límite económico que se haya fijado para proyecto, de esta manera si se puede manejar altas cantidades de agua en superficie, es posible inyectar a altas tasas.

Como se ha mencionado anteriormente, lo que se quiere es que el modelo tenga un comportamiento similar al del campo estudio, por lo cual la tasa de inyección a manejar es de 1200 bb/día, ya que con este caudal de inyección, tanto el factor de recobro como los cortes de agua del modelo son similares al del campo.

Figura 44. Comparación del corte de agua en producción secundaria, variando la tasa de inyección.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Tabla 6. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción secundaria.

Pozo inyector	
Tasa de inyección	1200 bb/dia
Año de inicio de la inyección	1998
Pozo productor	
Tasa de producción	1200 bb/dia
Presión de fondo	690 psi

La Tabla 6 muestra las condiciones operacionales que se fijaron para el modelo de inyección de agua.

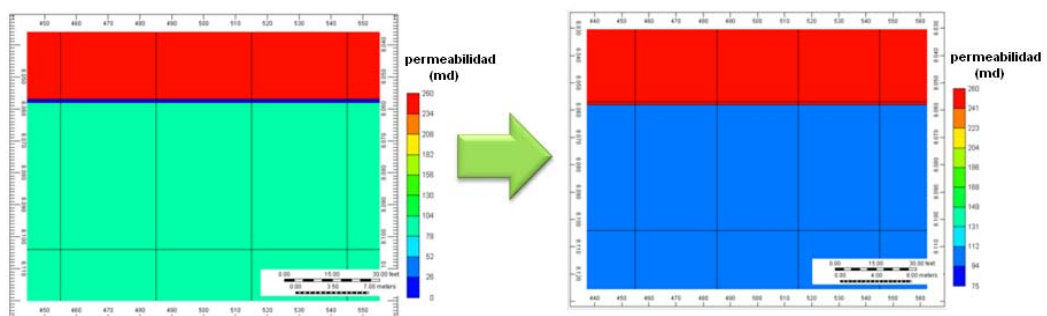
Como se mencionó anteriormente, a pesar que la restricción de tasa de producción es igual al caudal de inyección (1200 bb/día), el yacimiento no alcanza la energía suficiente para producir esta cantidad de hidrocarburos, por lo cual, la tasa de producción máxima luego de la inyección de agua esté 1184 bb de líquido/día.

Con esto se define el primer escenario, el cual será llamado modelo base sin flujo cruzado, ya que este consta de barreras de permeabilidad de cero, lo cual garantiza la ausencia de flujo cruzado.

3.2.5. Construcción del modelo base con flujo cruzado.

El análisis realizado anteriormente a los diversos parámetros, ha tenido como finalidad establecer el modelo base sin flujo cruzado, sin embargo, también es importante de analizar el escenario con presencia de flujo cruzado, ya que la técnica de inyección de geles se usa bajo las dos condiciones.

Figura 45. Transformación del modelo sin flujo cruzado a un modelo con flujo cruzado.



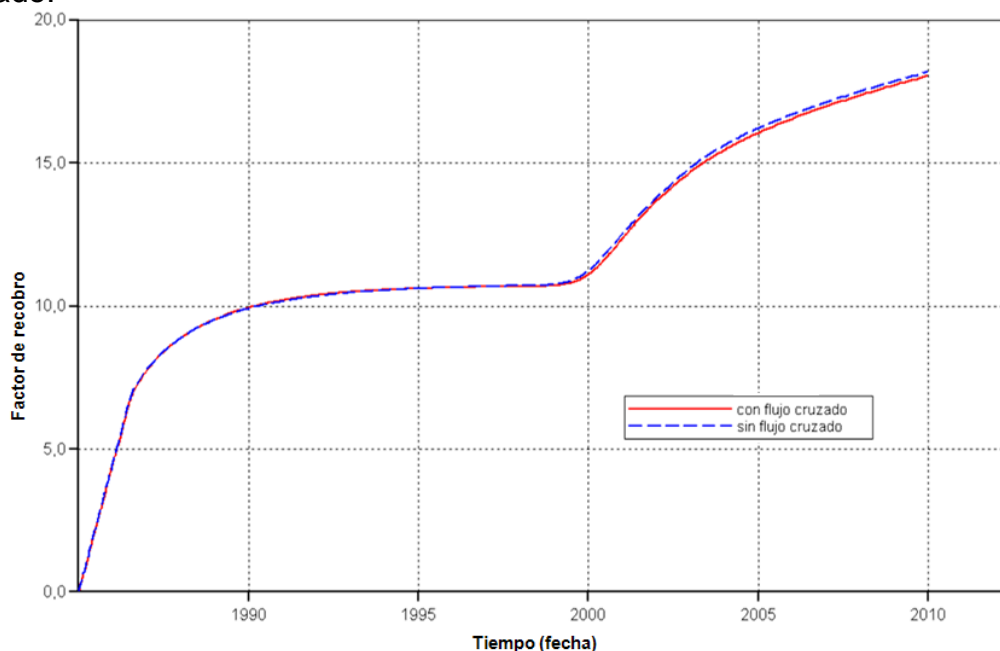
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Para realizar la adaptación del modelo sin flujo cruzado a uno con flujo cruzado, fue necesario eliminar las barreras de no flujo, como se observa en la Figura 45 la

cual es un acercamiento del modelo para hacer evidentes las capas de permeabilidad cero. A la izquierda se encuentra el modelo sin flujo cruzado que posteriormente se transformó en el modelo de la derecha en el cual si hay presencia de flujo cruzado. Manteniendo las condiciones anteriormente analizadas como: tasa de líquido, presión de fondo, fecha de inicio de la inyección de agua, caudal de inyección y se tomo una relación K_v/K_h de 0,5.

El realizar un nuevo análisis para el modelo es un trabajo extenso, y sobre cual probablemente se tenga el mismo resultado, por este motivo, en vez realizar un nuevo análisis para el modelo con flujo cruzado, se hizo una comparación de los dos modelos variando ciertos parámetros operacionales y yacimiento, con el fin de observar las similitudes y diferencias que los dos modelos presentaban. Así sería posible definir si era necesario o no la realización de un nuevo análisis sensibilidad para el modelo con flujo cruzado.

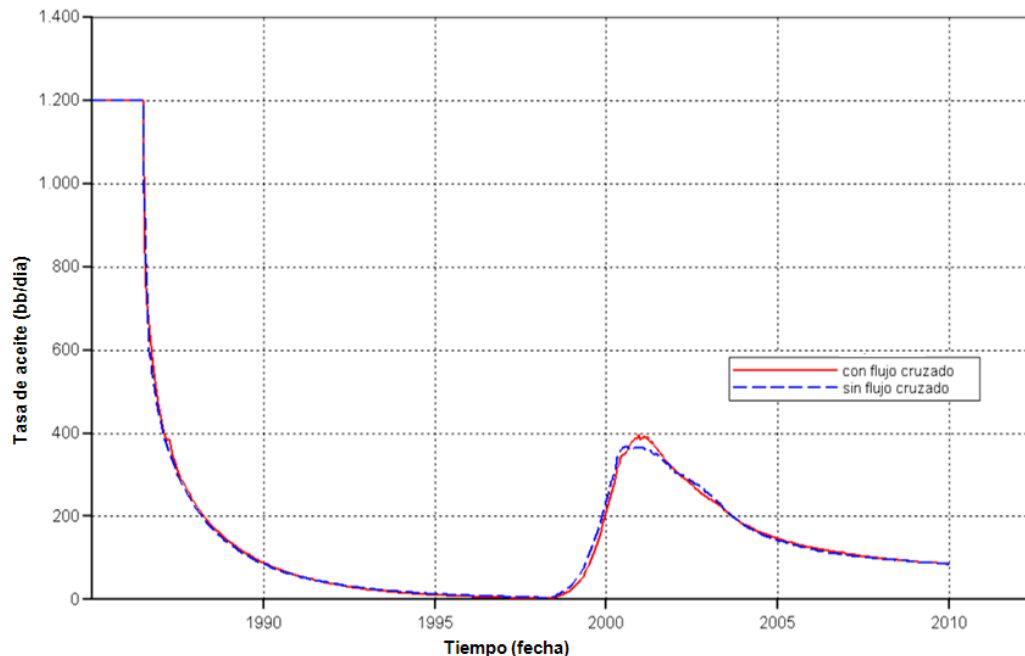
Figura 46. Comparación del factor de recobro de los modelos con y sin flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Una vez se realizó la eliminación de las barreras se compararon los resultados obtenidos de los dos modelos de simulación. La Figura 46 muestra el comportamiento del factor de recobro de ambos modelos, en ella es notorio que los resultados son similares; de igual manera en la Figura 47 se observa la tasa de producción de aceite de los modelos, el comportamiento de este parámetro es casi idéntico bajo ambas condiciones. Estas figuras son sólo algunas de las que se utilizaron para la comparación de los dos modelos.

Figura 47. Comparación de las tasas de producción de aceite de los modelos con y sin flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

El resultado obtenido al realizar el análisis del modelo base con flujo cruzado, muestra que el comportamiento del modelo es prácticamente el mismo, por lo cual no es necesario realizar el nuevo análisis de sensibilidad para las condiciones con flujo cruzado.

3.2.6. Creación de escenarios con mayor grado de canalización.

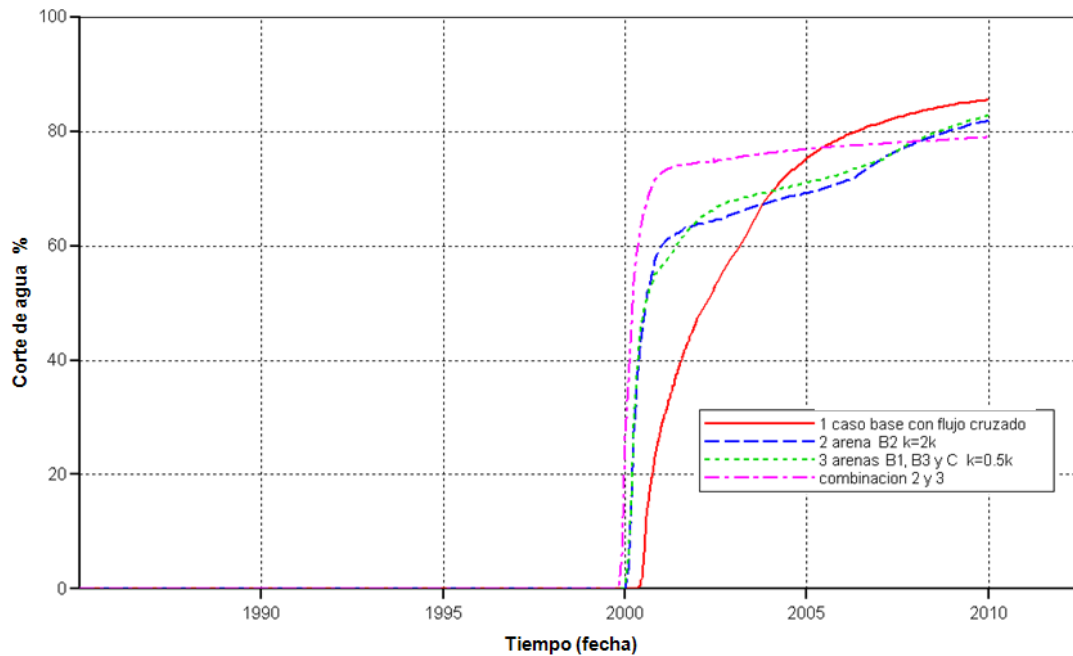
Considerando la posibilidad que los modelos base no presenten un escenario de canalización notorio, se pensó en la alteración de las permeabilidad del yacimiento para la creación de un modelo modificado, en el cual se garantizará un alto grado de canalización y el cual será llamado para razones prácticas del estudio modelo “crítico”, aunque vale la pena aclarar que el grado de canalización podría ser mucho mayor. Esta transformación se realizará tanto para el modelo con flujo cruzado como el modelo sin flujo cruzado.

Teniendo en cuenta que el problema de canalización es producto de la diferencia de permeabilidad entre los estratos, se decidió analizar el efecto de la alteración de las permeabilidades, bajo los siguientes escenarios:

1. Duplicar la permeabilidad de la arena B2.
2. Reducir a la mitad la permeabilidad de las arenas B1, B3 y C.
3. Hacer una combinación de los dos casos anteriores.

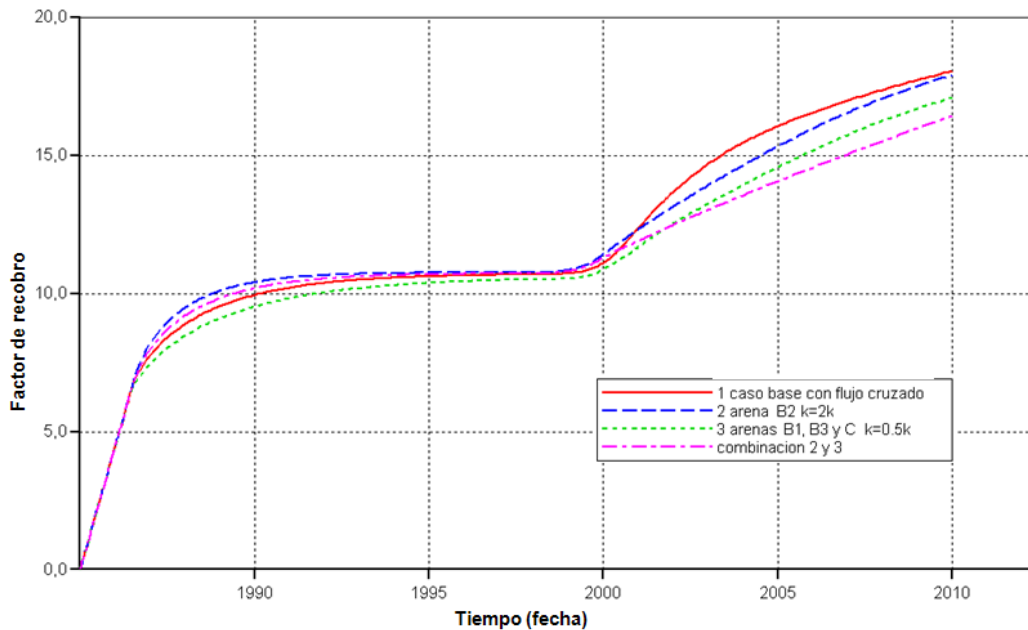
En la creación de los modelos todas las propiedades analizadas anteriormente, como confinamiento, presiones de fondo, presiones de inyección, etc. se conservaron de igual magnitud. La Figura 48 muestra el efecto de las modificaciones sobre corte de agua en el modelo con flujo cruzado, como se observa la ruptura se produce en una etapa más temprana, lo cual nos lleva a inferir que la creación del modelo con alto grado de canalización o “crítico” se presenta bajo estas condiciones.

Figura 48. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el corte de agua en el modelo con flujo cruzado.



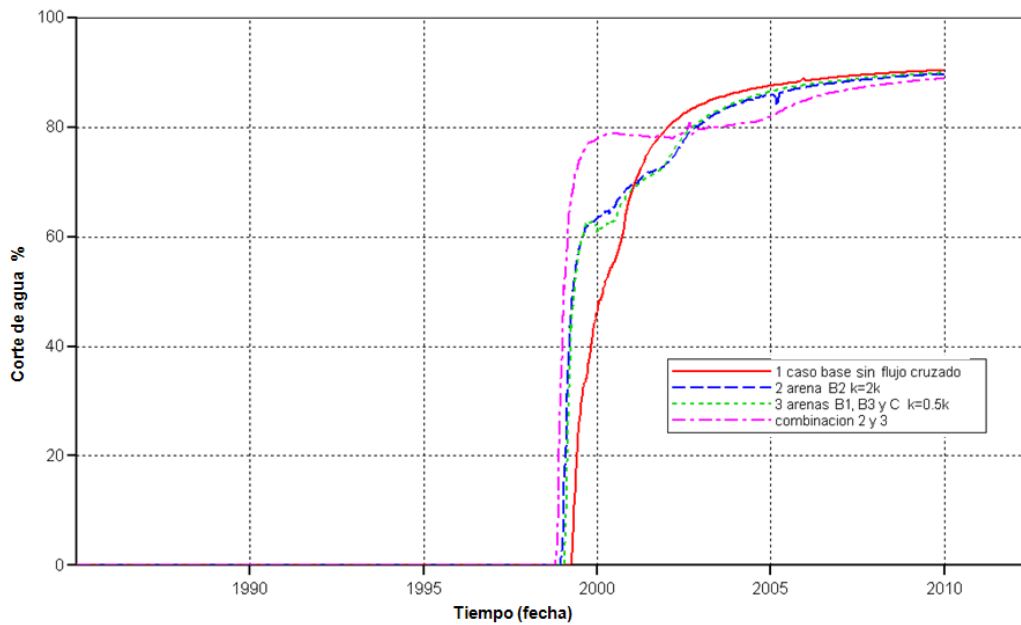
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 49. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el factor de recobro en el modelo con flujo cruzado.



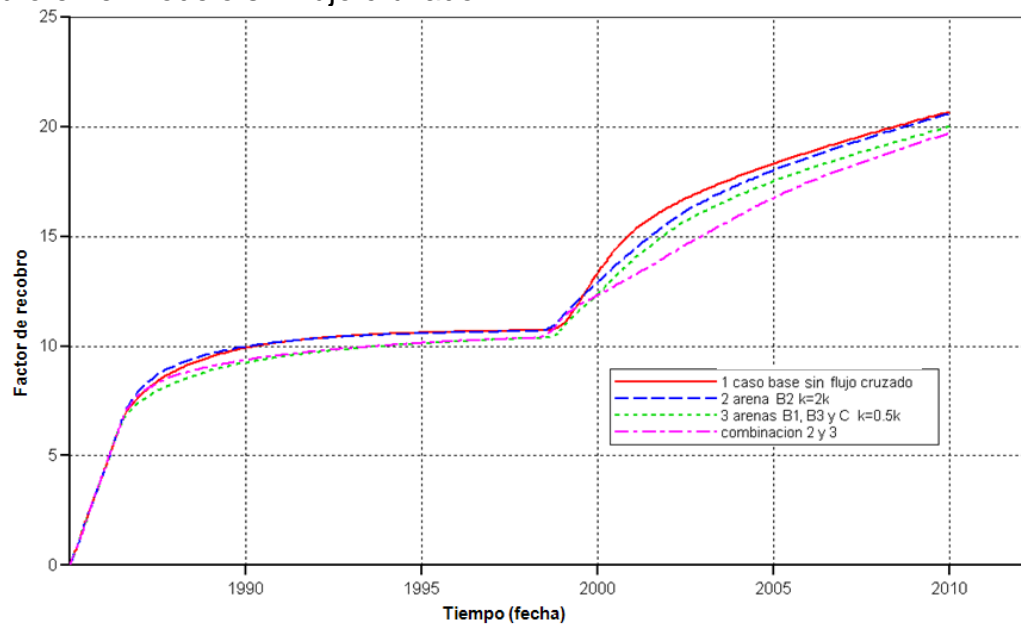
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 50. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el corte de agua en el modelo sin flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 51. Efecto de las modificaciones de permeabilidad sobre el factor de recobro en el modelo sin flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

En la Figura 49 se observa el impacto de los cambios sobre factor de recobro en el modelo con flujo cruzado, siendo más significativa la disminución de la permeabilidad en las capas B1, B3 y C; debido a que estos estratos tienen un espesor importante, es decir estas zonas contienen gran cantidad de hidrocarburos que ahora es más difícil de producir.

Las Figura 50 y Figura 51, muestran el comportamiento bajo los mismos cambios del modelo sin flujo cruzado, se puede observar que el efecto que se tiene en este modelo, posee la misma tendencia que el que carece de las barreras de no flujo, lo cual manifiesta, que el comportamiento de los modelos en esta fase (producción primaria y secundaria) es similar, como se había planteado en el inciso 3.2.5.

Los cambios que fueron seleccionados para la creación de los modelos con alto grado de canalización o “críticos”, son la combinación de los escenarios 2 y 3, es decir, el que presenta una etapa de ruptura más temprana y un menor factor de recobro.

Para cuantificar el cambio en la heterogeneidad del yacimiento, se ha realizado el cálculo del coeficiente de Dykstra-Parsons para los modelos base y modificados, como se observan en la Tabla 7.

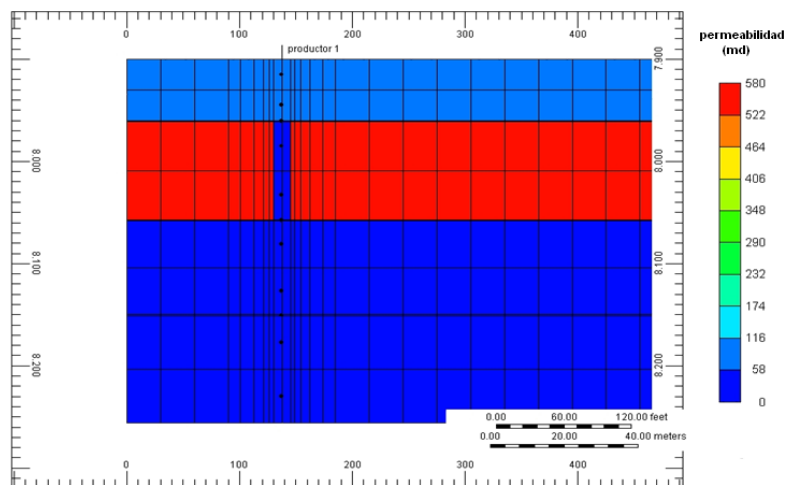
Tabla 7. Coeficientes de Dykstra-Parsons para los modelos base y modificados.

Modelo	Coeficiente de Dykstra - Parsons
Base	0,4200
Modificado ó “critico”	0,6170

3.3. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE INYECCIÓN DE GELES EN POZOS INYECTORES

El proceso de inyección de geles consiste en la modificación de la permeabilidad in situ en las zonas cercanas a los pozos. Para la implementación de esto a nivel de simulación, se realizó un cambio en la permeabilidad de la celda en la que se encuentra el pozo, como se observa en la Figura 52. Vale la pena mencionar, que esto se ha tomado como un proceso idealista en el cual se considera un taponamiento total de la zona; además, no se toma en cuenta que al realizar el tratamiento probablemente los demás estratos también van a verse afectados por el fluido inyectado (este aspecto se trató en una etapa posterior).

Figura 52. Vista vertical del pozo inyector con modificaciones de la permeabilidad en la zona de canalización.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Como se decidió hacer la evaluación de la implementación de geles utilizando modificaciones en las celdas, es importante aclarar que el software CMG no permite modificar propiedades del yacimiento durante una misma corrida, por lo cual fue necesario la utilización de la función RESTART, la cual permite utilizar

datos de corridas anteriores para continuar la simulación desde un punto temporal, de esta manera se disminuye el tiempo de simulación y se realiza el cambio que se requieren en este caso.

3.3.1. Análisis del momento para la realización del tratamiento de inyección de geles.

Para evaluar el éxito, y el tiempo idóneo de la realización del tratamiento de inyección de geles, es importante realizar múltiples simulaciones, en diferentes momentos del desarrollo del esquema, para éstos escogieron los siguientes puntos:

1. Un mes antes de iniciar la inyección de agua.
2. En el momento que se produce la ruptura.
3. Un momento en cual la relación agua/aceite es aproximadamente uno.
4. Un momento en el que el corte de agua es superior al 70%.
5. En la fecha actual (2010)

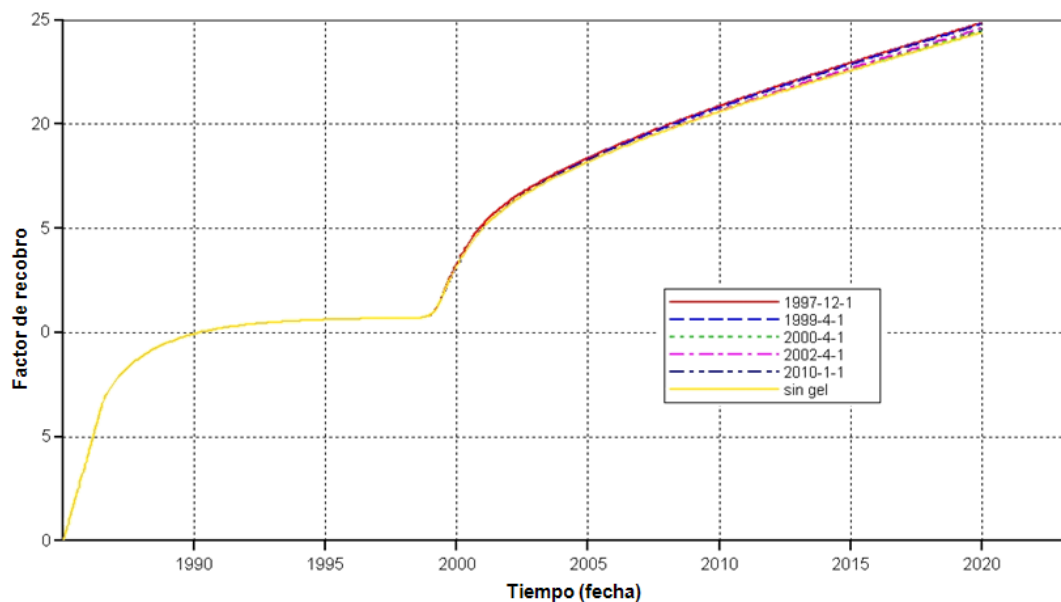
Inicialmente, se evaluó el tratamiento sin pérdida de inyectividad, y se obtuvo como resultado lo que se observa en la Figura 53, Figura 54, Figura 55 y Figura 56 las cuales corresponden al factor de recobro resultante de la aplicación del tratamiento; las fechas que se observan en la leyenda, son las correspondientes a los puntos temporales mencionados anteriormente.

La Figura 53 corresponde al modelo de mayor importancia, debido a su gran similitud con el campo estudio, en ella se exhibe un leve aumento en el factor de recobro, por lo cual este modelo se mantiene en observación; la Figura 54 no presenta ningún efecto positivo, por lo que se considera descartar éste modelo. En la Figura 55 se observa un aumento interesante al factor de recobro, al igual

que en la Figura 56, lo que hace que estos dos modelos también serán evaluados en etapas posteriores.

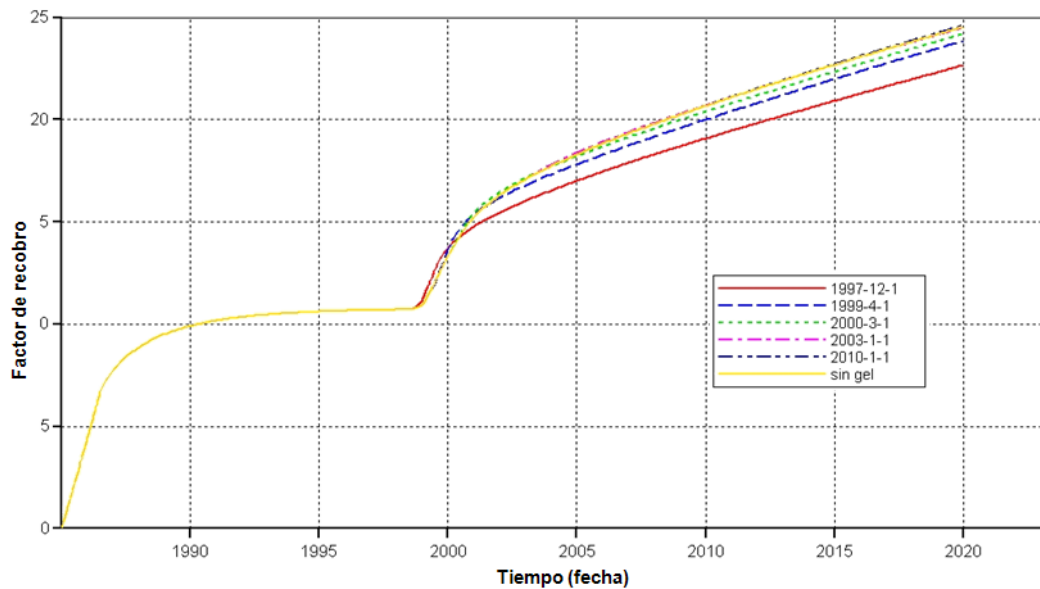
Luego de este análisis se consideró descartar el modelo base sin flujo cruzado, ya que no presenta ninguna respuesta positiva al tratamiento; por otra parte los dos modelos modificados para aumentar la canalización muestran el comportamiento esperado como respuesta al tratamiento (sin considerar pérdida de inyectividad).

Figura 53. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo base con flujo cruzado.



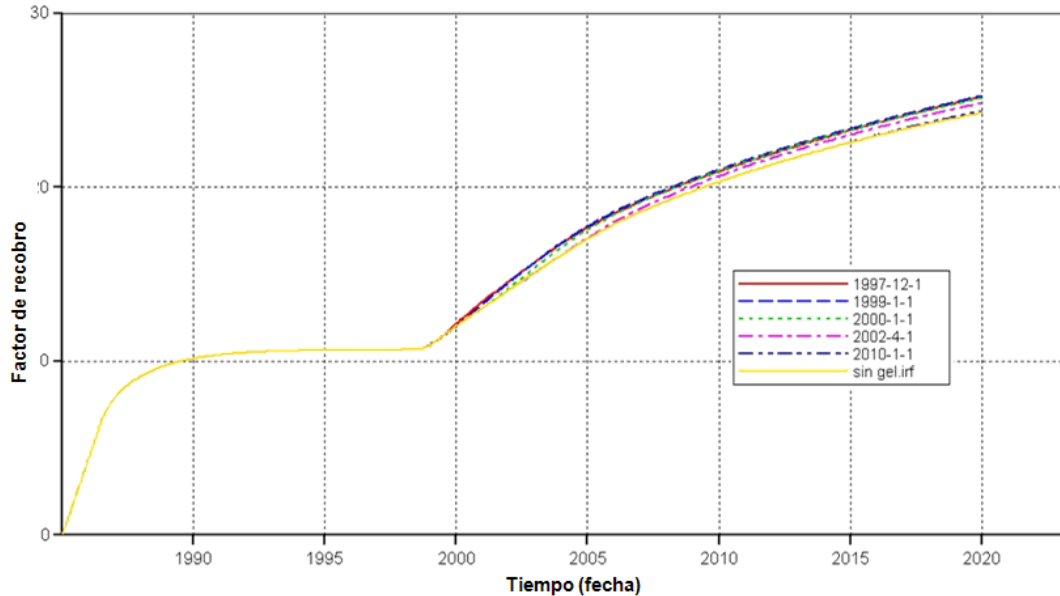
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 54. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo base sin flujo cruzado.



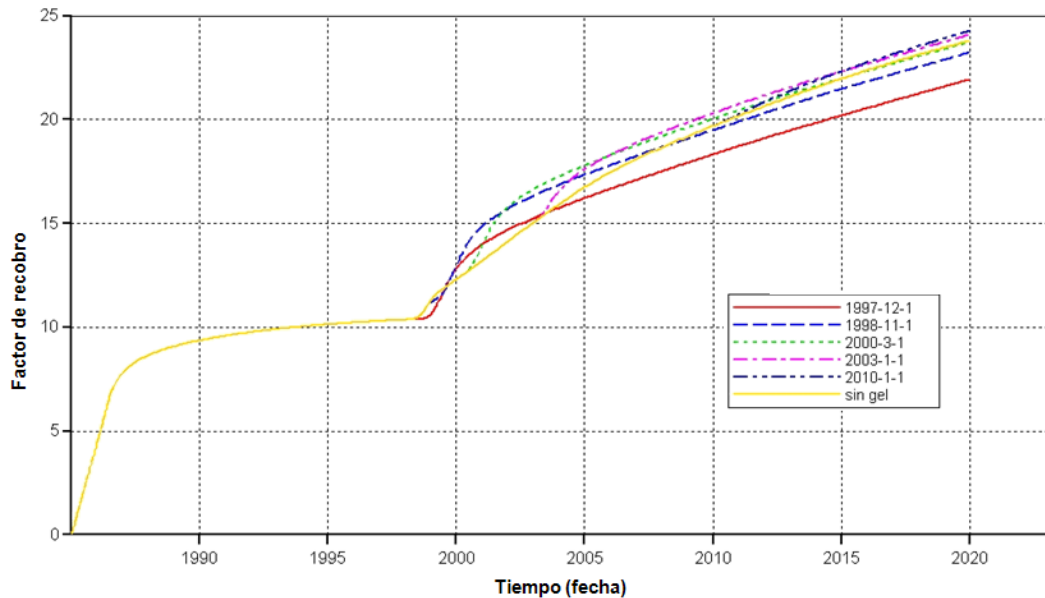
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 55. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo modificado con flujo cruzado.



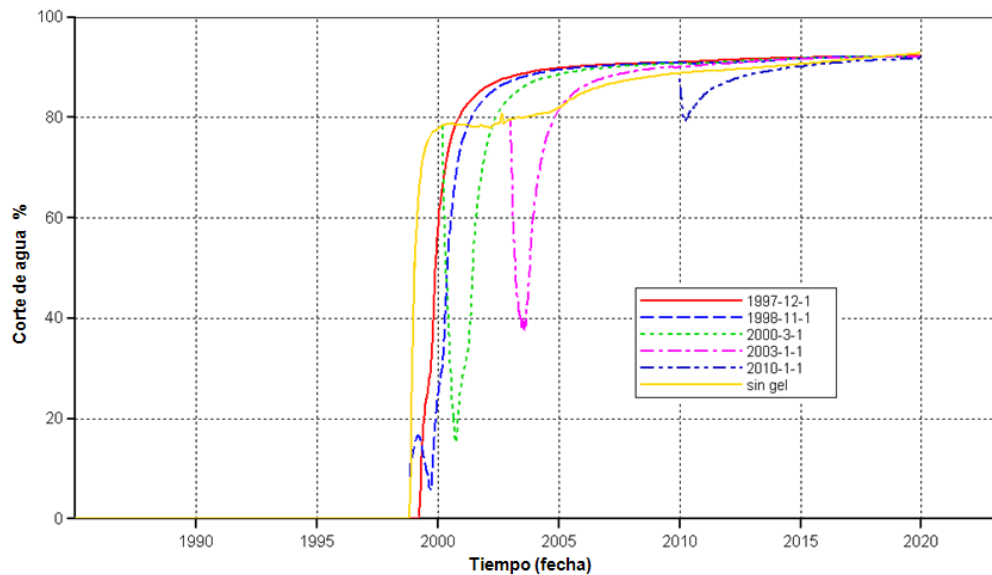
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 56. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre factor de recobro. Modelo modificado sin flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 57. Efecto del tratamiento de inyección de geles en diferentes puntos temporales sobre el corte de agua. Modelo modificado sin flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

El comportamiento de los diferentes modelos respecto al corte de agua varía dependiendo de los mismos; el caso base con flujo cruzado, no muestra ninguna alteración en este parámetro como respuesta al tratamiento, el caso base sin flujo cruzado y el caso modificado con flujo cruzado presentan una leve disminución en la producción de agua, el modelo modificado sin flujo cruzado es el único que presenta una respuesta considerable en esta medida (ver Figura 57).

La Tabla 8 resume los resultados obtenidos de este análisis, aclarando que la realización del tratamiento antes de la inyección de agua solamente sería posible si se tuviera un alto conocimiento de las propiedades de yacimientos y se identificara con anterioridad la inminente canalización.

Tabla 8. Resultados del análisis del inicio de tratamiento de inyección de geles.

Modelo	Momento idóneo del tratamiento
Base con flujo cruzado	Antes de la inyección de agua
Base sin flujo cruzado	No es viable
Modificado con flujo cruzado	Al momento de ruptura
Modificado sin flujo cruzado	Corte de agua superior al 70%

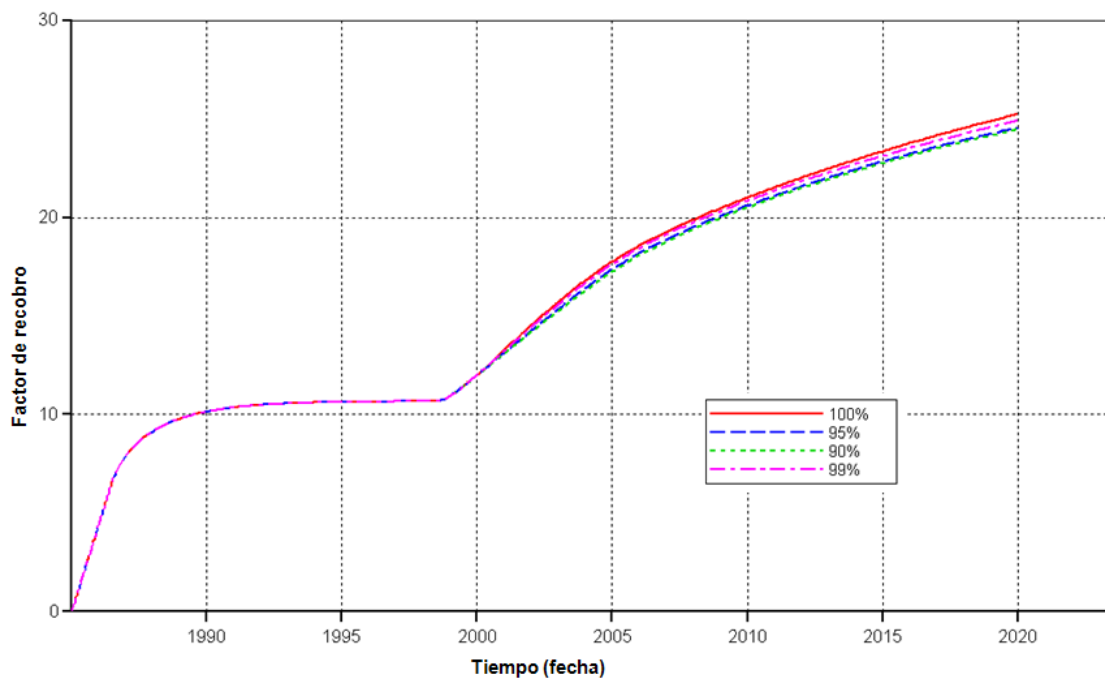
3.3.2. Análisis de reducción de permeabilidad como producto de la aplicación del tratamiento (sin considerar pérdida de inyectividad).

El tratamiento de inyección de geles, no necesariamente tiene que hacer un bloqueo total de la zona, también es posible realizar únicamente una disminución de la permeabilidad, generalmente esta disminución se encuentra entre el 90% y el 100%. Para evaluar este parámetro, se realizaron modificaciones a la

disminución de permeabilidad tomando como puntos evaluación, reducción de permeabilidad del 90%, 95%, 99% y 100%.

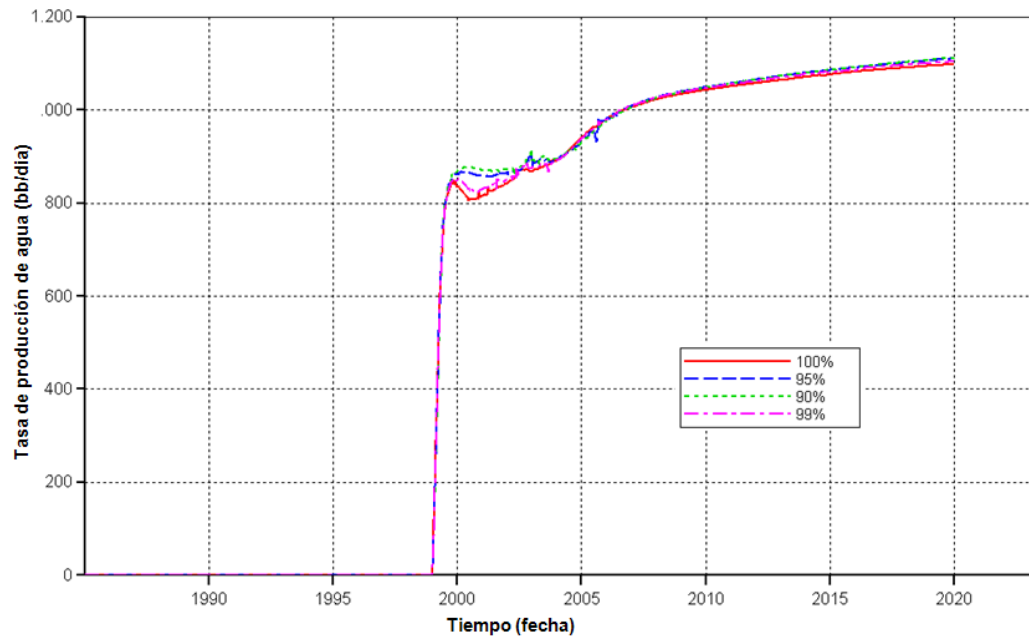
Los cuatro modelos presentaron el mismo comportamiento de la Figura 58 y la Figura 59. Tomando en cuenta estos dos parámetros (factor de recobro y corte de agua), se puede decir que realizar únicamente una disminución de permeabilidad en la zona de canalización, causa efectos negativos sobre el factor de recobro y sobre el corte de agua en comparación con un bloqueo total. Por lo cual, se concluye que idóneamente si no hay pérdida de inyectividad, la mejor opción es intentar una reducción de 100% de la permeabilidad (un taponamiento total) en la zona causante de la canalización; sin embargo es necesario tener presente que el factor predominante para la decisión de abandonar una zona (sin flujo cruzado) es la geología del yacimiento, por lo que puede ser diferente en cada caso.

Figura 58. Efecto de la reducción de permeabilidad causada por el tratamiento inyección de geles sobre el factor de recobro. Modelo modificado con flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 59. Efecto de la reducción de permeabilidad causada por el tratamiento inyección de geles sobre el corte de agua. Modelo modificado con flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

3.3.3. Análisis de la pérdida de inyectividad causada por la aplicación del tratamiento.

La pérdida de inyectividad es un parámetro decisivo en la implementación de este tratamiento, una estimación errada puede causar una pérdida en las tasas de producción.

Para analizar este aspecto se tomó en cuenta que el tratamiento se aplicó únicamente sobre la zona de canalización, además la pérdida del caudal de inyección se rige por una presión máxima, en este caso dicho límite fue la presión que se venía registrando en el proceso de inyección de agua. Normalmente, la presión de inyección tiene un máximo igual a la presión de fractura de la formación; sin embargo, al considerar que los modelos han sido manipulados para

que comportamiento sea similar al de campo estudio, la presión de inyección está muy por debajo de la presión de fractura, por lo cual fue necesario establecer el límite mencionado anteriormente.

Es importante mencionar que para analizar este parámetro fue necesario realizar nuevamente la evaluación temporal del inicio del tratamiento, ya que al reducirse el caudal de inyección es posible que el momento idóneo para realizar el tratamiento no sea el mismo que mencionado en el inciso 3.3.1.

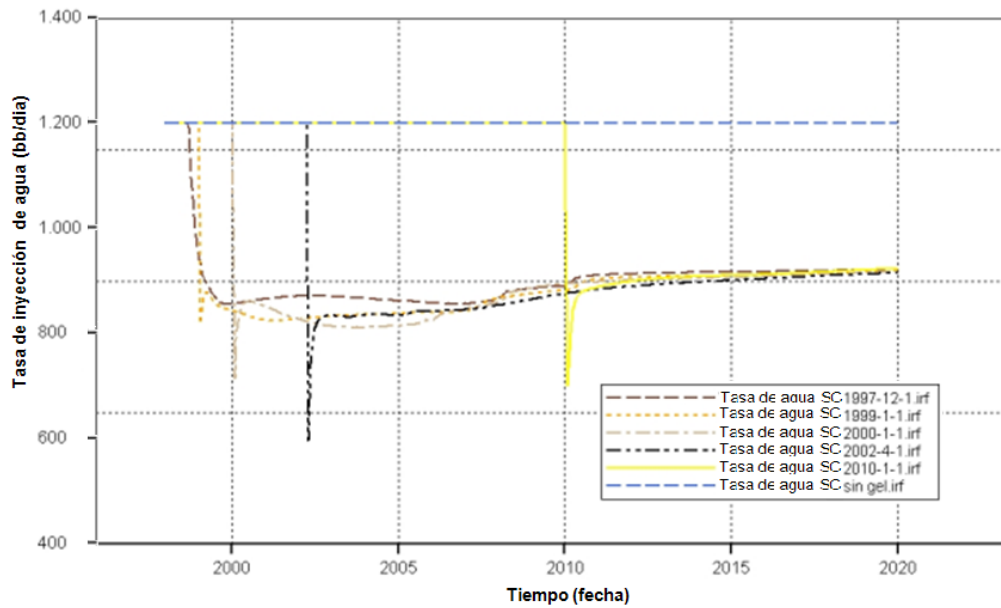
La Tabla 9, muestra las presiones límite para los cuatro modelos que se vienen trabajando, vale la pena resaltar que el flujo cruzado no altera estos valores, esto debido a que poseen las mismas propiedades petrofísicas, y la única diferencia entre ellos es la presencia o no de las capas de permeabilidad cero. Por lo cual, su comportamiento en producción primaria y en inyección de agua es similar (la sigla CFC significa con flujo cruzado y SFC significa sin flujo cruzado).

Tabla 9. Presión límite de los modelos para evaluar la pérdida de inyectividad.

Modelo	Presión limite (psi)
Base CFC	1400
Modificado CFC	1300
Base SFC	1400
Modificado SFC	1300

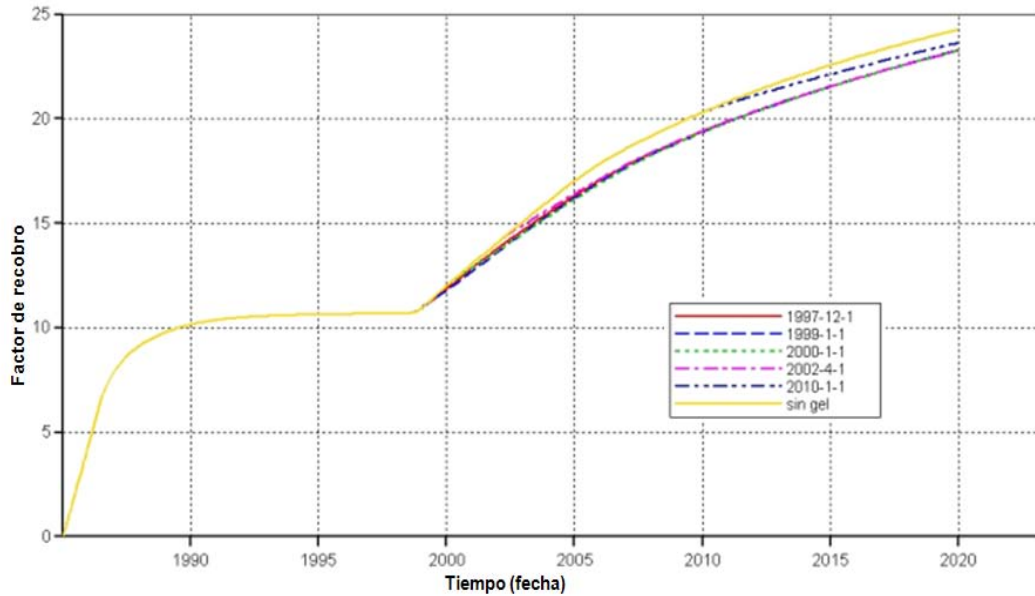
En la Figura 60, se observa la pérdida de inyectividad producto del tratamiento con geles, los cuatro modelos utilizados presentaron comportamiento similar, es decir en todos hubo disminución del caudal de inyección, lo que ocasionó el comportamiento, que se observa en la Figura 61. Es decir en todos los modelos se presentó una disminución en el factor de recobro. Ya que todos los modelos presentaron una respuesta negativa no se consideró necesario presentar los demás gráficos.

Figura 60. Pérdida del caudal de inyección del modelo modificado con flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 61. Incidencia de la pérdida inyectividad causado por el tratamiento de inyección de geles, modelo modificado con flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

La Tabla 10, muestra valores aproximados de la pérdida en el caudal de inyección, con lo cual se hace notorio el hecho que en los modelos sin flujo cruzado la pérdida de inyectividad es mucho mayor, esto debido a la disminución de área de flujo, lo que ocasiona una mayor variación en la presión de fondo de los pozos inyectoros.

Tabla 10. Pérdida de inyectividad aproximada producto del tratamiento inyección de geles.

Modelo	Pérdida aproximada en el caudal de inyección (bbl/día)
Base CFC	110
Modificado CFC	300
Base SFC	550
Modificado SFC	980

3.3.4. Análisis del espesor del canal

Es importante conocer el efecto de este parámetro, ya que en los análisis realizados anteriormente no se presentó un efecto positivo en ninguno de los modelos.

El análisis se hizo reduciendo el espesor del canal de los 80 pies originales, a 40 pies, a 20 pies y a 10 pies; el restricción utilizada para observar el impacto de pérdida de inyectividad, fue el mismo especificado en el aspecto anterior, es decir, en límite en la presión de inyección está dado por el historial de presión de inyección que presentaron los modelos. Estos valores se pueden observar en la Tabla 11.

Tabla 11. Presión límite de los modelos para evaluar la pérdida de inyectividad a diferentes espesores.

Espesor del canal (pies)	Modelo	Presión límite (psi)
80	Bases	1400
	Modificados	1300
40	Bases	1700
	Modificados	1700
20	Bases	1850
	Modificados	2000
10	Bases	2000
	Modificados	2500

Para observar el efecto de este cambio es necesario realizar una evaluación en el tiempo de cada uno de los modelos, por lo cual fue necesario realizar el análisis de inicio del tratamiento de inyección de geles, tomando en cuenta siempre el análisis de la pérdida de inyectividad.

La variación del tamaño del canal, causó el efecto esperado sobre caudal de inyección después de tratamiento inyección con geles, es decir entre menor es el tamaño del canal, menor es la pérdida del caudal; sin embargo, la mayoría de los modelos no presentaron una respuesta positiva al tratamiento motivo por el cual no se consideró pertinente la presentación de las gráficas correspondientes, ya que serían 16 gráficas, de las cuales solamente cuatro presentaron una respuesta positiva. En su lugar los resultados se observa en la Tabla 12.

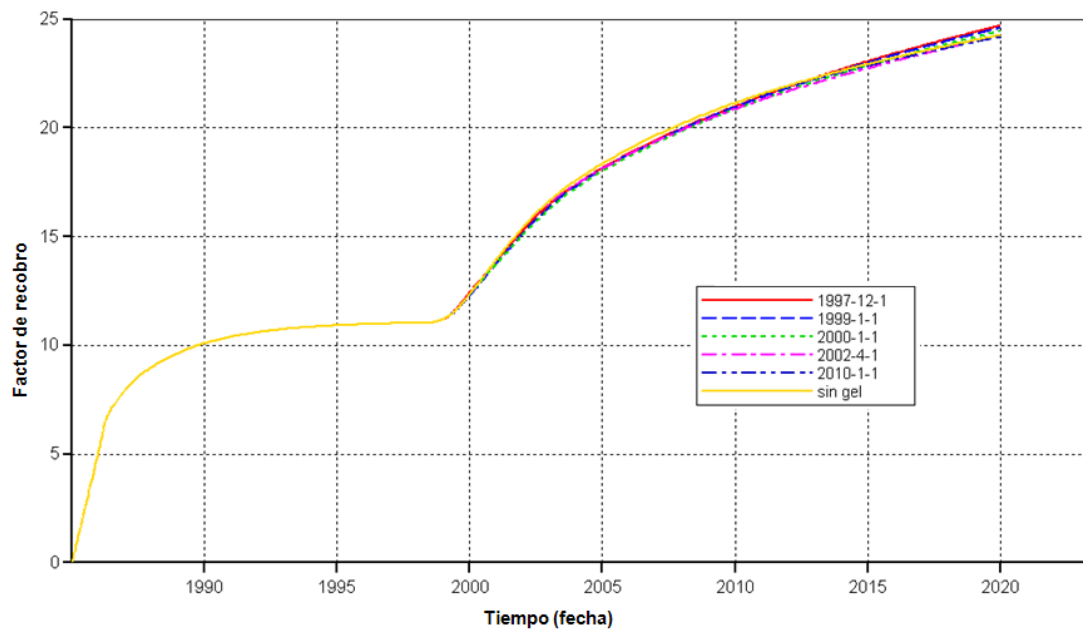
Tabla 12. Resultados obtenidos del análisis del espesor del canal.

Espesor del canal (pies)	Modelo	Respuesta al tratamiento
80	Base CFC	Negativa
	Modificado CFC	Negativa
	Base SFC	Negativa
	Modificados SFC	Negativa
40	Base CFC	Ninguna
	Modificado CFC	Positiva
	Base SFC	Negativa
	Modificado SFC	Negativa
20	Base CFC	Ninguna
	Modificado CFC	Positiva
	Base SFC	Negativa
	Modificado SFC	Negativa
10	Base CFC	Ninguna
	Modificado CFC	Positiva
	Base SFC	Negativa
	Modificado SFC	Negativa

Como se observar en la Tabla 12, todos los modelos sin flujo cruzado presentan una respuesta negativa al tratamiento, esto como consecuencia de la pérdida de caudal de inyección, por lo cual se puede decir que bajo las condiciones estipuladas anteriormente, el aislamiento de una zona mediante la inyección de geles en ausencia del flujo cruzado, presentar efectos negativos sobre la recuperación de crudo, sin embargo, ya que todos estos valores dependen de las propiedades petrofísicas, es aconsejable que al momento de realizar aplicaciones en yacimientos diferentes, tener un apoyo de datos de laboratorio para garantizar

una mínima pérdida de inyectividad, de lo contrario el método tendrá efectos negativos.

Figura 62. Efecto del tratamiento inyección de geles sobre el factor de recobro del modelo modificado (canal 40 pies) en diferentes puntos temporales.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Por otra parte, modelos base con flujo cruzado, no presentaron ninguna respuesta, por lo cual el tratamiento sería una inversión que no produciría ganancias; lo que demuestran que las propiedades de este modelo no son idóneas para tratamiento inyección de geles; sin embargo, los modelos modificados con flujo cruzado mostraron un efecto positivo en los canales de 40 pies, 20 pies y 10 pies, haciendo interesante el tratamiento bajo estas condiciones.

La Figura 62, muestra una leve mejoría en el factor de recobro del modelo con una zona de canalización de 40 pies, este fue tomado como el modelo para continuar con los siguientes análisis, ya que sobre él se realizó el menor cambio con el que se registró una respuesta positiva; además, el comportamiento de los modelos de 20 y 10 pies fue aproximadamente el mismo a nivel cuantitativo.

3.3.5. Análisis de reducción de permeabilidad como producto de la aplicación del tratamiento (considerando pérdida de inyectividad).

Tomando en cuenta que para observar una respuesta positiva del tratamiento se escogió la reducción a 40 pies de la zona de canalización, en este punto se realizó un análisis de los cuatro modelos con este espesor de canal. Para evaluar la reducción de permeabilidad producto del tratamiento con geles, se realizaron modificaciones a la disminución de permeabilidad tomando como puntos evaluación, reducción de permeabilidad del 90%, 95%, 99% y 100%; cada punto de estos a su vez fue evaluado temporalmente como se ha hecho en el punto anterior.

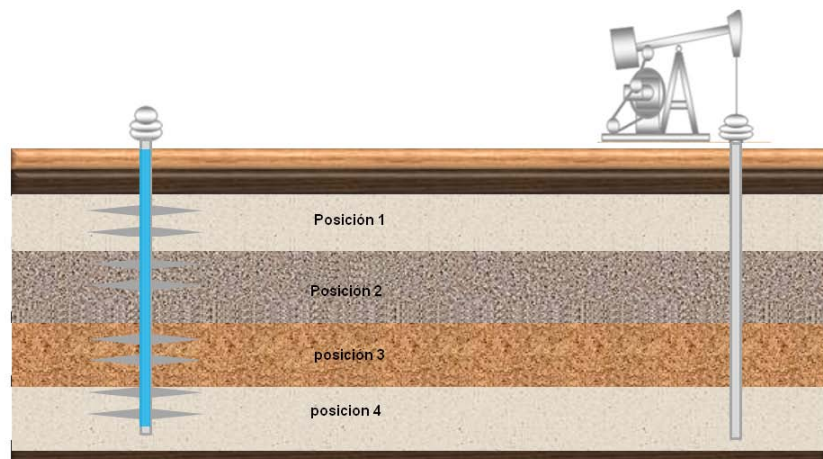
Tomando en cuenta los parámetros de factor de recobro y corte de agua, ningún modelo mostró una mejoría respecto a un bloqueo total de la zona, por lo que se puede decir que realizar únicamente una disminución de permeabilidad en la zona de canalización, causa efectos negativos sobre el factor de recobro y sobre el corte de agua en comparación con un bloqueo total. Por lo cual, se concluye que, la mejor opción es intentar una reducción de 100% de la permeabilidad (un taponamiento total) en la zona causante de la canalización; sin embargo cuando no hay presencia de flujo cruzado, es necesario tener presente que el factor predominante para la decisión de abandonar una zona es la geología del yacimiento, por lo que puede ser diferente en cada caso.

Tomando en cuenta los resultados obtenidos hasta este momento, en los cuales solamente un modelo ha presentado respuesta positiva al tratamiento, únicamente sobre este se realizarán los análisis posteriores; es decir, el modelo sobre cual se continúa haciendo el análisis es un modelo modificado con flujo cruzado y un espesor de la zona de canalización de 40 pies.

3.3.6. Posición de la zona de canalización.

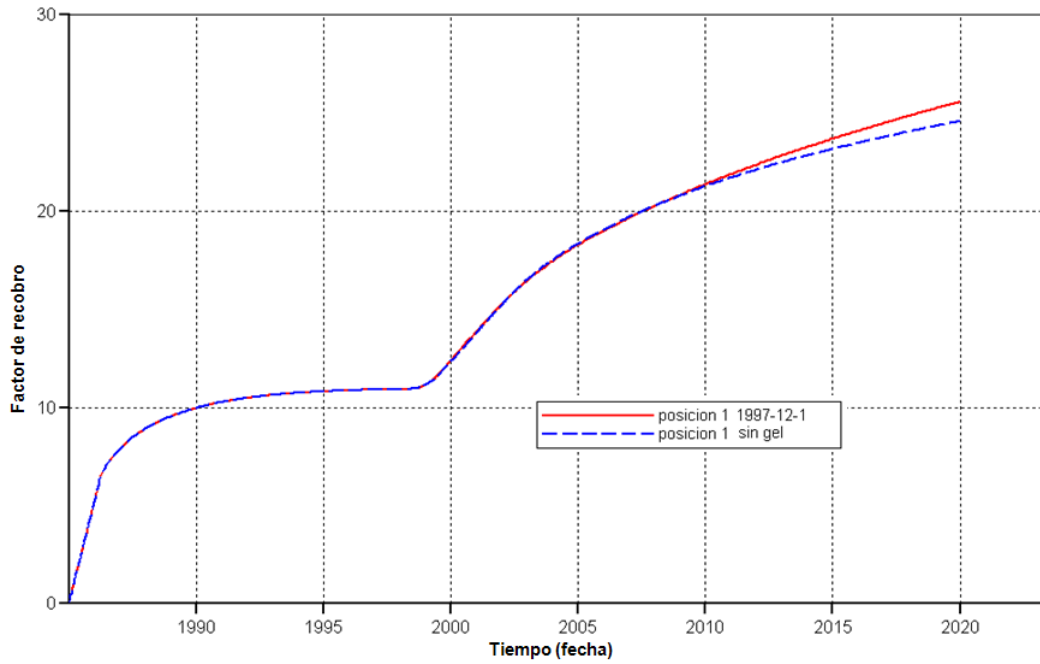
Este parámetros se analizó únicamente con el fin de observar la influencia de la posición de la zona de alta permeabilidad, el resultado de este análisis no considerará cambios sobre el modelo que se está analizando.

Figura 63. Localización de las posiciones del tamaño del canal en el modelo de simulación.



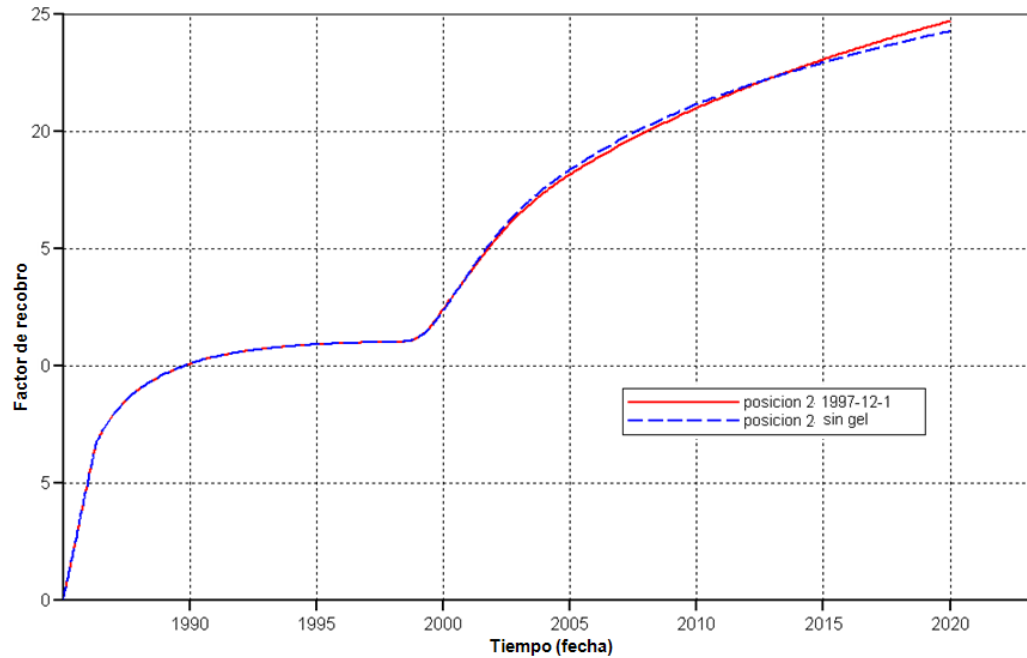
La Figura 63 muestra las posiciones que se le dio al canal y la numeración que esta tuvo sobre las gráficas. Al cambiar la posición del canal las demás zona se desplaza de forma correspondiente, por ejemplo, cuando la zona de canalización toma la posición 4, las otras zona son desplazadas hacia la parte superior.

Figura 64. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 1.



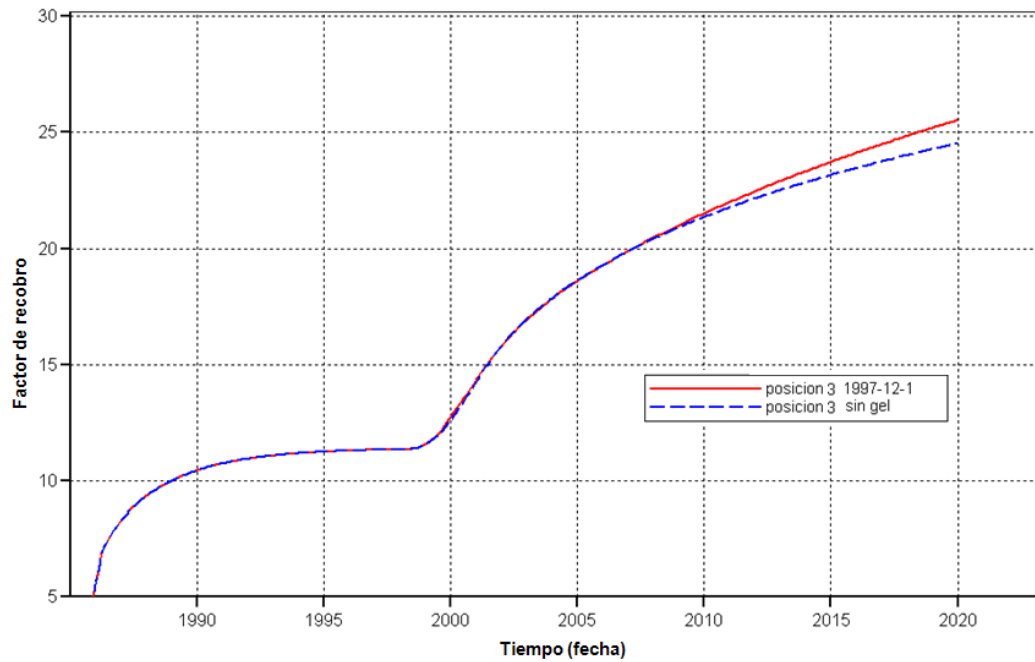
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 65. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 2.



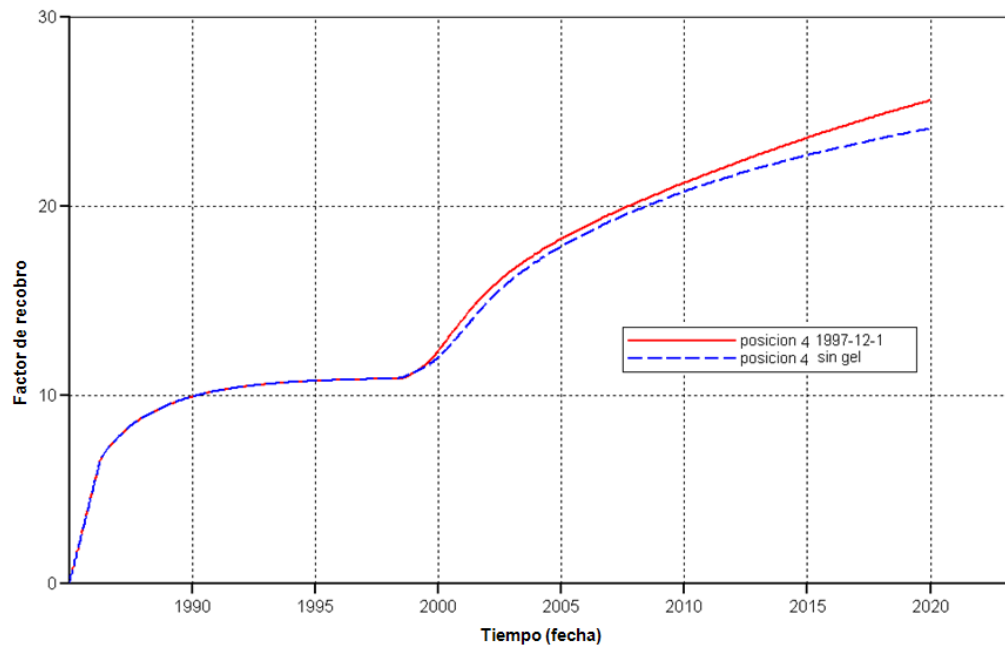
Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 66. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 3.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 67. Efecto del tratamiento de inyección de geles, canal en la posición 4.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Para realizar el análisis se aplicó el tratamiento con geles un mes antes iniciar la inyección de agua, esto debido a que modelo con flujo cruzado presentó su máximo aumento en el factor de recobro en este punto temporal.

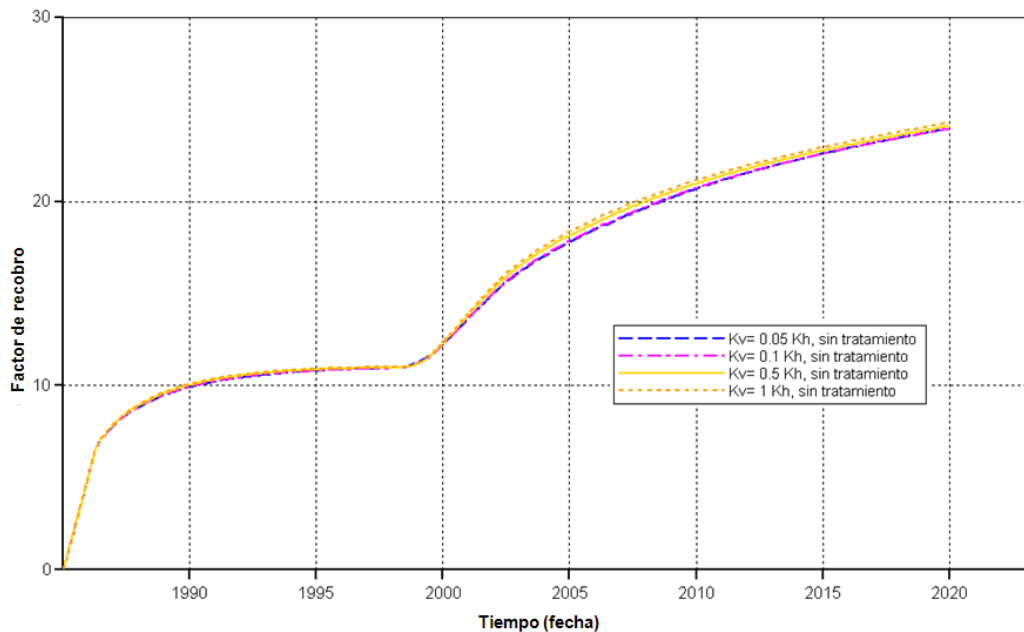
Las Figura 64, Figura 65, Figura 66 y Figura 67, muestran el impacto que tiene el tratamiento con geles sobre el factor de recobro, como se observa una tendencia a que tratamiento es más efectivo mientras el canal se encuentra a mayor profundidad. Sin embargo esto no es del todo cierto ya que como sucede cuando el canal está en la segunda posición, no necesariamente se sigue este comportamiento.

Al observar las figuras correspondientes a la posición 1, 3 y 4, es notoria la tendencia mencionada en el párrafo anterior; pero al observar el comportamiento cuando el canal se encuentra en la posición 2 se evidencia una respuesta mucho menor respecto al efecto del tratamiento con geles: Esto se debe a que las arenas B1 y B3 poseen altas permeabilidades y tomando en cuenta que la permeabilidad vertical se ha tomado como una variable directamente proporcional a la permeabilidad horizontal, se crea un escenario en el cual, después del tratamiento, el agua regresa más fácilmente hacia la zona de canalización, por lo cual el tratamiento de inyección de geles resulta ser menos efectivo.

3.3.7. Análisis de la relación K_v/K_h

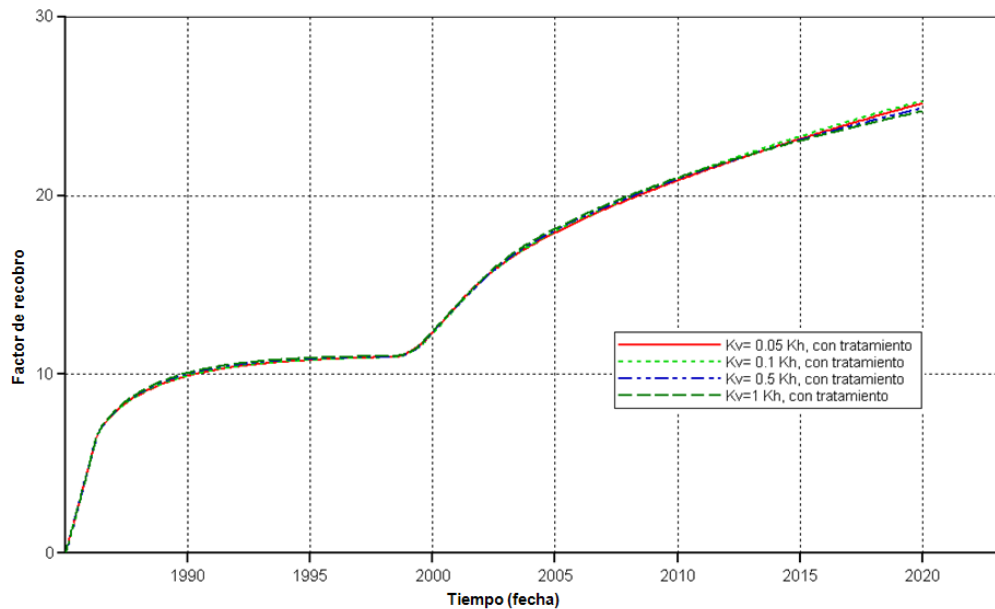
Para analizar el efecto de la relación K_v/K_h , ésta se modificó en valores entre 0,05 y 1. El resultado de dicha variación sobre el modelo, sin la aplicación de la inyección de geles, se muestra en la Figura 68. Entre mayor es la permeabilidad vertical del modelo, mayor es el factor de recobro, debido a que el agua inyectada tiene mayor facilidad para moverse en cualquier dirección, lo que causa una mayor producción de crudo.

Figura 68. Efecto de la relación K_v/K_h sobre el factor de recobro, sin aplicar el tratamiento de inyección de geles.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

Figura 69. Efecto de la relación K_v/K_h sobre el factor de recobro, aplicando el tratamiento de inyección de geles.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

La Figura 69 muestra el efecto de la relación K_v/K_h sobre el proceso de inyección de geles cuando el proceso se aplica un mes antes del inicio de la inyección de agua (punto en donde se observa mayor aumento de factor de recobro según los análisis anteriores). Como se observa, un aumento en la permeabilidad vertical implica una disminución de la eficiencia del proceso de inyección de geles. Lo anterior obedece a que el obstáculo creado por el bache de gel obliga a cambiar de forma más radical las líneas de flujo del agua inyectada a medida que la permeabilidad vertical es más baja. Es decir, el agua inyectada tiende hacia la zona de canalización con mayor facilidad si la permeabilidad vertical es mayor.

Por estos motivos, es importante que la relación K_v/K_h no sea muy alta ni muy pequeño sino que debe estar alrededor de los rangos normales (0,5-0,1). Al ser este un parámetro tan importante, el resultado fue aplicado al modelo, por lo cual la permeabilidad vertical ahora será igual a la permeabilidad horizontal multiplicado por 0,1 ($K_v=0,1*K_h$ ó $K_v/K_h=0,1$).

3.3.8. Análisis del volumen de gel inyectado

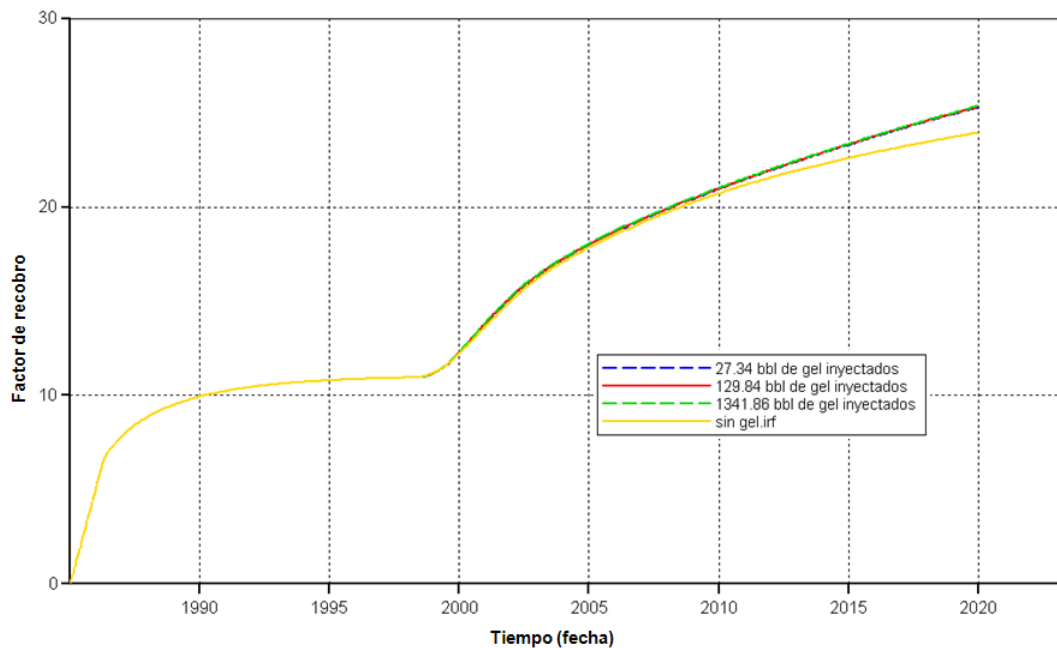
Para analizar este parámetro se encuentran dos posibles escenarios, el escenario ideal, que se ha venido trabajando y un escenario más realista en el cual al realizar la inyección de geles todas las zonas se ven afectadas.

3.3.8.1. Afectando únicamente la zona de canalización.

Para analizar éste parámetro se modificaron más celdas del modelo de simulación, las cuales poseen un volumen de 27,34 bbl (1 celda), 129,84bbl (3 celdas) y 1341,86 bbl (6 celdas).

En teoría el volumen de gel inyectado, debe incidir sobre el factor de recobro ya que esto implica una mayor modificación en las líneas de flujo del agua inyectada. Sin embargo, como se observa en la Figura 70 este efecto no es realmente notorio, los tres volúmenes de inyectado generan el mismo efecto, lo cual implica que el volumen de gel inyectado no tiene incidencia directa sobre el aumento del factor de recobro. No obstante, es importante mencionar que el volumen de gel inyectado es una variable que incide sobre el grado de taponamiento, ya que muchas ocasiones un gran volumen de inyectado, garantiza una buena reducción de permeabilidad de la zona de canalización; pero éste parámetro no se puede medir a nivel de simulación numérica ya que requiere de datos empíricos y de laboratorio para ser sustentado, los cuales varían dependiendo de cada yacimiento.

Figura 70. Efecto sobre el factor de recobro del volumen del inyectado únicamente la zona de canalización.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

- **Análisis de resultados.**

En este punto ya sea determinado un escenario apropiado de canalización, en el cual existe variación significativa en diferentes aspectos como factor de recobro, corte de agua y cantidad de agua inyectada; estos resultados pueden observarse en la Tabla 13, existe un aumento de la producción de aceite en una cantidad considerable. Además, se reduce el corte de agua y disminuye de forma drástica la cantidad de agua inyectada. Por lo cual es posible decir que se han establecido condiciones apropiadas para el éxito del tratamiento con inyección de geles en pozos inyectoros.

Tabla 13. Resultados totales de la implementación de la inyección de geles.

	Sin gel	Con gel	Diferencia
Factor de recobro %	23,9442	25,3559	1,4117
Aceite acumulado bbl	2,03E+06	2,14E+06	115900
Corte de agua %	95,3031	91,0567	4,2464
Agua inyectada bbl	9,64E+06	7,60E+06	2038100

3.3.8.2. Afectando todas las zonas.

Para Analizar éste parámetro se tomó en cuenta que todas las zonas van a ser afectadas, se construyó una hoja de cálculo, en la cual se evaluaba la capacidad (K*h) de cada una de las zonas, y mediante una aproximación cilíndrica se determinaba cuántos pies de cada zona habían sido afectados por el volumen de gel inyectado. Tomando en cuenta estas condiciones se evaluó el escenario de múltiples zonas afectadas bajo dos condiciones, una sin aplicación de postflush (ver 1.3.1) y otra con la aplicación de postflush.

- Sin postflush

En este punto el analizar del volumen inyectado se debe principalmente a la capacidad de remediar el posible daño causado a las demás zonas ya que esto es puede causar perdida de inyectividad.

La tasa de inyección utilizada para analizar esto inyección fue de 700 bbl/dia (este dato se ha tonado de resultados empíricos⁵). La Figura 71 es una imagen de la hoja de Excel creada para realizar los cálculos del volumen de gel inyectado y las modificaciones a aplicar en la simulación. Como se observa al inyectar 700 bbl las zonas que no presentan canalización se van afectadas entre 3,75 y 2,93 pies de radio, lo cual es una distancia que puede ser recupera con recañoneo de la zona. Por lo cual es posible la recuperación de esta zona de ser necesario.

Es importante mencionar que las ecuaciones utilizadas para crear la hoja de cálculo, no tienen en cuenta el comportamiento preferencial del gel hacia la zona de alta permeabilidad. Por lo que este escenario se considera pesimista.

Figura 71. Cálculo de la influencia del volumen inyectado sobre las demás zonas (700 barriles).

arena	Ø	K (md)	h net. (pies)	K*h	% Capacidad	BB gel iny	pies afectados	volumen en simulacion	celdas afectadas	bbl de gel inyectados
B1	19,68%	71,955	54	3885,57	12%	83,7401913	3,7528179	213,6776492	r1	700
B2	19,83%	579,7	38,5	22318,45	69%	480,997968	10,61157488	729,0731968	r3	
B3	22,12%	51,92	76	3945,92	12%	85,0408295	3,006867772	338,0231523	r1	
C	16,78%	37,585	62	2330,27	7%	50,2210115	2,937317202	209,1896705	r1	
				32480,21						

⁵ C. NORMAN, J.DE LUCIA AND L. STRAPPA. Successful Pilot Project of Water Conformance in a Mature Field. Vizcacheras, Argentina. EAGE 67th Conference & Exhibition.

- **Con postflush.**

El análisis utilizando un flujo de agua posterior a la aplicación del gel (antes de la gelación) en el yacimiento, se hizo bajo la misma tasa de inyección propuesta en el punto anterior, en esta ocasión se considero un tiempo de gelación de nueve días, de los cuales un día se realizó la inyección del gel y posteriormente se inyectó agua para desplazarlo por ocho días. Lo que da un total de 6300 bbl inyectados.

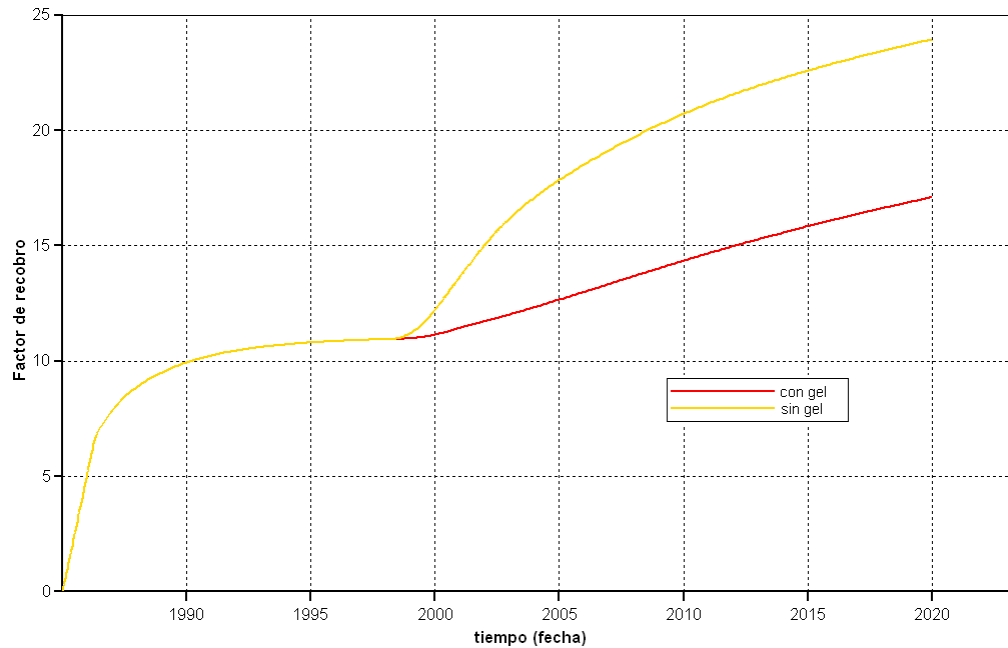
La Figura 72 muestra el resultado de los cálculos realizados para este procedimiento, como se observa en las casillas naranjas, más concretamente en “celdas afectadas”, el gel alcanza diferentes radios de afectación, por lo cual se modificó únicamente la celda a la que se hace referencia allí. En este caso la zona de canalización se vio afectada en la sexta celda en dirección radial.

El impacto sobre el factor de recobro se observa en la Figura 73, esto se debe a la pérdida de caudal de inyección producto del tratamiento (se reduce de 1200 bbl/día a 280 bbl/día), es decir, la realización de un flujo posterior no garantiza la eliminación de pérdida de inyectividad, por lo menos bajo las condiciones estipuladas en este modelo de simulación.

Figura 72. Cálculo de la influencia del volumen inyectado sobre las demás zonas (6300 barriles).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2	arena	Ø	K (md)	h net. (pies)	K*h	% Capacidad	BB gel iny	pies afectados		volumen en simulacion	celdas afectadas		bbl de gel inyectados	
3	B1	19,68%	71,955	54	3885,57	12%	753,661722	11,2584537		1000,712378	r3		6300	
4	B2	19,83%	579,7	38,5	22318,45	69%	4328,98171	31,83472463		7534,558504	r6			
5	B3	22,12%	51,92	76	3945,92	12%	765,367465	9,020603316		1605,556545	r3			
6	C	16,78%	37,585	62	2330,27	7%	451,989104	8,811951607		456,0284951	r2			
7					32480,21									
8														

Figura 73. Efecto del tratamiento de inyección de geles sobre el factor de recobro aplicando postflush.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

3.4. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE INYECCION DE GELES EN POZOS PRODUCTORES

Para aplicar la técnica de inyección de geles en pozos productores, se debe hacer únicamente sobre la zona de canalización, ya que dañar las otras zonas disminuye la capacidad productiva del pozo.

La evaluación de esta aplicación tomó en cuenta los análisis realizados anteriormente, por lo que se trabajó sobre tres modelos, el modelo modificado final con flujo cruzado y los dos modelos base. El primero de estos porque es el escenario en el cual se ha presentado respuestas positivas y los últimos para observar el impacto sobre las propiedades del campo estudio. Las presiones límites de inyección fueron las estipuladas en los análisis anteriores.

Cada uno de los modelos fue evaluado en el grado de reducción de permeabilidad igual a 90%, 95% y 100% (taponamiento total). A su vez cada uno de estos parámetros fue valorado temporalmente en los puntos establecidos en el inciso 3.3.1. Es decir, para cada modelo se efectuaron 15 corridas de simulación (75 corridas en total). Los resultados se observan en la Tabla 14, en la cual el factor de recobro registrado con la aplicación del gel, es el mayor obtenido por el tratamiento en el análisis temporal, que para todos los casos es el año 2010 (fecha actual).

Tabla 14. Resultados de la evaluación de la implementación de geles en pozos productores.

	Disminución de la permeabilidad	Factor de recobro sin gel	Factor de recobro con gel	Efecto del tratamiento
Caso base SFC	100%	24,4903	22,8582	Negativo
	95%		23,9582	
	90%		24,1851	
Caso base CFC	100%	24,3588	23,9185	Negativo
	95%		23,9149	
	90%		23,9308	
Caso modificado	100%	23,9442	24,3634	Positivo
	95%		24,2831	
	90%		24,2372	

Como se observa en la Tabla 14, los modelos base presentan una respuesta negativa al tratamiento, disminuyendo el factor de recobro. Esto se debe al impacto que tiene la aplicación de los geles sobre la capacidad productiva del pozo, por lo que se hace más difícil la extracción de fluidos, reflejándose en un aumento de presión en los pozos productores, disminuyendo así el caudal de inyección y causando el efecto mencionado sobre la cantidad de hidrocarburo recuperado.

Por otra parte el modelo modificado que ha presentado buenos resultados para el tratamiento de inyección de geles, mostró una respuesta positiva bajo los indicadores de factor de recobro, manteniendo el comportamiento establecido, bajo lo cual se puede afirmar que lo mejor es intentar un taponamiento total de la zona causante de la canalización. Además se presentó una disminución en el corte de agua y en la cantidad de agua inyectada, los resultados obtenidos para este modelo se encuentran en la Tabla 15.

Tabla 15. Resultados de la implementación de la inyección de geles en pozos productores para el modelo modificado.

	Sin gel	Con gel	Diferencia
Factor de recobro %	23,9442	24,3634	0,4192
Aceite acumulado bbl	2,03E+06	2,06E+06	35520
corte de agua %	95,3031	90,3053	4,9978
agua inyectada bbl	9,64E+06	8,11E+06	1528700

Al realizar una comparación de los resultados de la aplicación de geles en pozos inyectoros y productores (Tabla 13 y Tabla 15), se obtiene una mejor respuesta en la aplicación de pozos inyectoros, si se realiza en etapas cercanas al inicio de la inyección de agua, ya que se obtiene mayor factor de recobro y menor cantidad de agua inyectada acumulada. Sin embargo, en los pozos productores la técnica presentada una mayor respuesta en la reducción del corte de agua y su aplicación es aconsejable en tiempos tardíos.

Como se ha observado a lo largo de la investigación, el modelo básico con propiedades similares a las del campo no presenta respuesta positiva. Excepto al aplicarse en pozos inyectoros sin pérdida de inyectividad, por lo cual será importante analizar las presiones límites de los pozos inyectoros en el modelo de simulación del campo. Por otra parte, al no obtener buenos resultados en la

aplicación en pozos productores, esta no será implementada al modelo de simulación del campo.

3.5. APLICACIÓN DEL AISLAMIENTO MECÁNICO.

El análisis del aislamiento mecánico se realizó en base a la inyección selectiva, ya que realizar una cementación forzada, se trabajaría de forma idéntica a la inyección de geles a nivel de simulación numérica. Es decir, se haría cero la permeabilidad de la celda en la cual se encuentra la zona de canalización en el pozo; esto fue lo realizado en los incisos anteriores.

El análisis de la inyección selectiva se hizo en base a la función restart, también utilizada en la evaluación de la inyección de geles. El cambio realizado fue la eliminación del pozo inyector y la creación de pozos independientes en la misma trayectoria, de tal forma que se pudiera manejar los parámetros operacionales independientemente para la inyección de agua en cada zona.

La evaluación de la aplicación de la inyección selectiva, se hizo en base a dos puntos temporales, el primero de ellos es la fecha de inicio de inyección de agua y la segunda la fecha actual. Además esto fue aplicado sobre cuatro modelos, los dos modelos base con propiedades similares a las del campo y dos modelos modificados, los cuales se basan en el modelo que tuvo éxito para el tratamiento de inyección de geles.

Al escoger los parámetros operacionales de la inyección en cada una de las zonas, se hizo mediante prueba y error de los mismos (caudal máximo de inyección y presión máxima de inyección), manipulando la presión máxima de inyección en un rango de 100 psi por encima y por debajo de la presión estipulada

en los procedimientos anteriores. Además, el caudal de inyección máximo se manejó según la respuesta de cada una de las zonas.

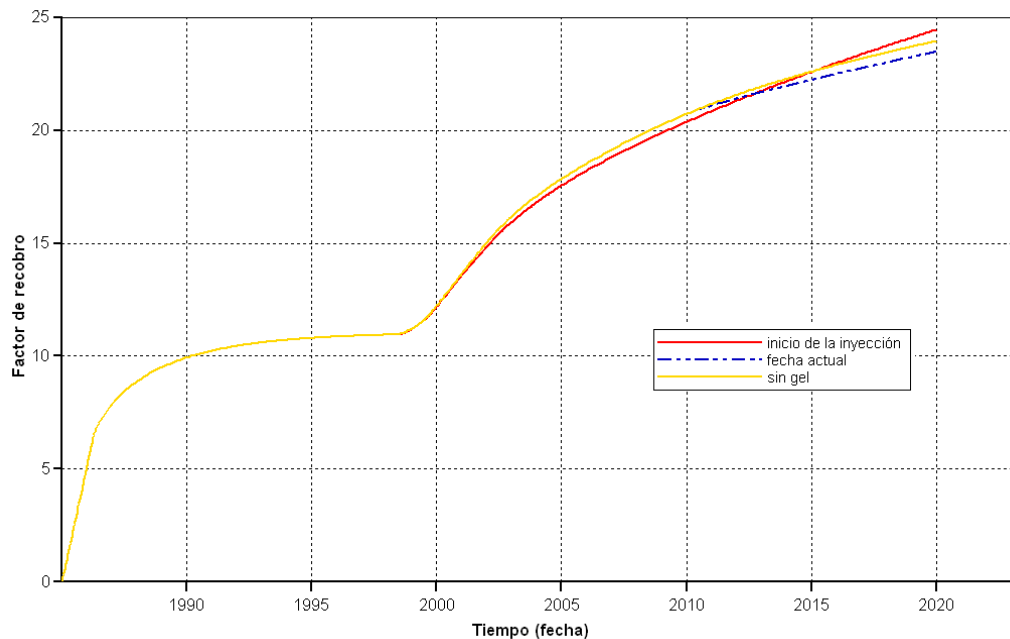
Este fue un trabajo tedioso que mostró que la inyección selectiva no presenta una respuesta positiva respecto al factor de recobro en los modelos base, ni en el modelo crítico sin flujo cruzado, el mejor resultado obtenido fue igualar el factor de recobro sin aplicación de la inyección selectiva. Sin embargo, en estos tres modelos se presenta una respuesta positiva respecto al corte de agua y la cantidad acumulada de agua inyectada, como se observa en la Tabla 16.

La causa de que la inyección selectiva no funcione bajo estas circunstancias, se debe a la cercanía estipulada anteriormente entre las presiones máximas de inyección. Ya que bajo estas circunstancias, las zonas de baja permeabilidad tendrán un comportamiento similar a la no aplicación de este tipo de completamientos. Es por esto, que es aconsejable la utilización de esta técnica cuando se habla de diferentes presiones de fracturas en cada uno de los estratos. Es decir, la inyección selectiva es mucho más útil cuando se posee diferentes límites de presión de inyección y se desea llevar cada una de las zonas a su máxima inyectividad.

Tabla 16. Impacto de la implementación de inyección selectiva sobre el corte de agua y el agua inyectada acumulada.

	Disminución del corte de agua	Disminución del agua inyectada acumulada
Base CFC	1,1298	565900
Base SFC	0,7819	413900
Modificado CFC	5,7523	3178800
Modificado SFC	0,9421	1163200

Figura 74. Efecto de la inyección selectiva sobre el factor de recobro, modelo modificado con flujo cruzado.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

La

Figura 74, corresponde al único modelo que presentó una respuesta positiva a la inyección selectiva, implementada desde el inicio de la inyección de agua. El aumento del factor de recobro fue 0.4977%, para un aumento total en la producción de 42160 bbl de crudo. Además, como se observa en la Tabla 16 se obtuvo una disminución considerable del corte de agua y una reducción aún más importante sobre el agua inyectada acumulada; por lo cual se puede considerar que este tipo de completamiento, puede aumentar la eficiencia de barrido del proceso de inyección de agua. Sin embargo, es importante aclarar que la realización este tipo de completamientos en yacimientos donde se presenta flujo cruzado es poco aplicado, debido a que no existe separación entre las zonas, por lo cual es difícil evaluar las profundidades a las que se deben sentar los empaques.

3.6. COMPARACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE GELES CONTRA EL AISLAMIENTO MECÁNICO

Para comparar estas dos técnicas, se tomaron en cuenta los resultados del proceso de inyección de geles en pozos inyectoros y los resultados de la implementación de inyección selectiva (aislamiento mecánico). Anteriormente se ha mencionado que la inyección de geles sería equivalente a una cementación forzada a nivel de simulación, por lo cual este escenario no será analizado ni comparado. La diferencia radical entre la inyección de geles y una cementación es el costo del aplicación de estos tratamientos siendo siempre mucho menor la implementación de agentes gelantes.

Tabla 17. Comparación de los resultados de la inyección de geles y la inyección selectiva.

	Inyección de geles	Aislamiento mecánico
Incremento en el Factor de recobro %	1,4117	0,4977
Incremento en el Aceite acumulado bbl	115900	42160
Reducción del corte de agua %	4,2464	5,7523
Reducción del agua inyectada acumulada bbl	2038100	3178800

En la Tabla 17 se observan los resultados del aplicación de ambas técnicas, en donde es notorio que la inyección de geles muestra mejores resultados. El factor de recobro es 0,914% más que la inyección selectiva, equivalente a 73740 bbl de crudo. Sin embargo, en aspectos como el corte de agua y la cantidad acumulada de agua inyectada, la mejor respuesta la obtienen el aislamiento mecánico con una reducción de 1,5059% y 1140700 bbl respectivamente. Como el principal objetivo de la aplicación de estos tratamientos es optimizar la recuperación de hidrocarburos, podemos decir que bajo los parámetros estipulados en esta

simulación, la inyección de geles es una respuesta económica y efectiva para mejorar la eficiencia de barrido. Pero es importante que el yacimiento posea diferencias de permeabilidades considerables entre los estratos, por consiguiente una zona notoria de canalización, la cual debe tener un espesor inferior a las demás; ya que de no ser así se corre el riesgo de disminuir la inyektividad del pozo, reduciendo el factor de recobro del yacimiento.

- **Viabilidad de la implementación de inyección de geles.**

La viabilidad de aplicación esta técnica, como todo en la industria, se basa en un análisis económico, para esto es necesario concertar el costo a manejar en cada variable del proceso, los cuales fueron asignados como se ve en la Tabla 18.

Tabla 18. Valores de las variable económicas.

Costo del barril de gel inyectado	19 US\$/bbl
Costo del barril de agua	0,7 US\$/bbl
Precio del crudo	50 US\$/bbl

En la Tabla 19 se observa el resultado del análisis económico, el volumen de gel inyectado equivalente a realizar cuatro tratamientos a lo largo del proyecto, además el signo negativo de esta variable indica una inyección de capital.

Tabla 19. Resultado del cálculo de la viabilidad económica

	Cantidad (bbl)	Costo total us\$
Inyección del gel	2800	-53200
manejo de agua	2038100	1426670
aumento de producción	115900	5795000
	Ganancia total	7168470

En este caso, se obtuvo una ganancia total de 7168470 US\$, lo cual se debe principalmente a la aumento en la cantidad de crudo recuperado, además es importante mencionar el costo de la inyección del gel es menor que realizar una cementación forzada, pero se tendría el mismo efecto.

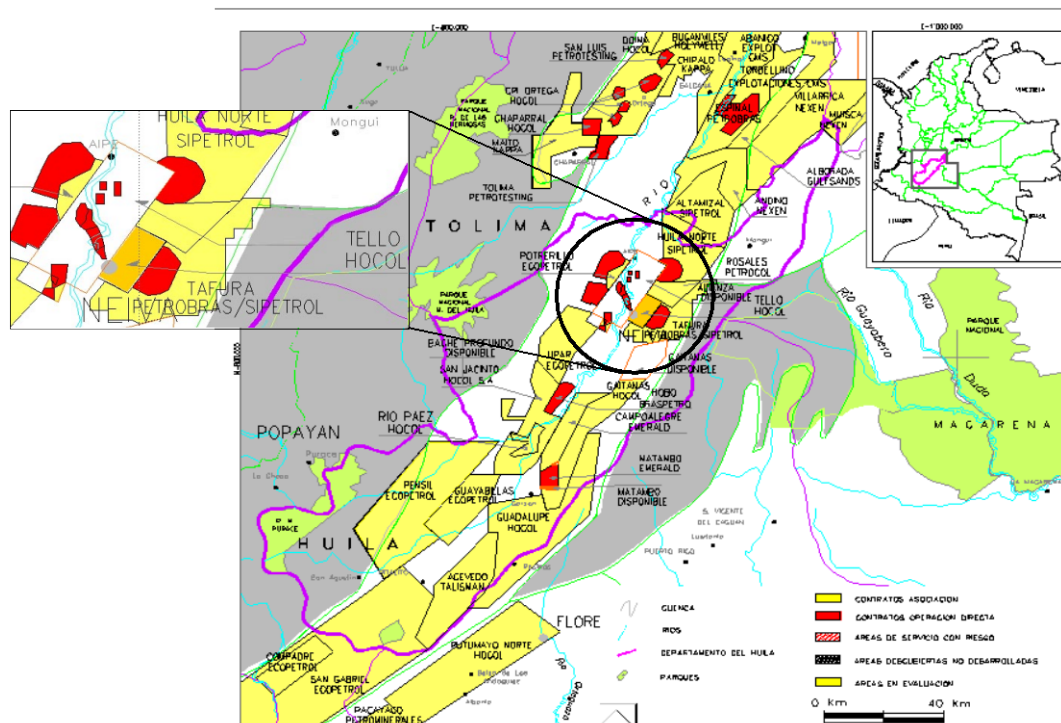
Como resultado del análisis se puede decir, que es económicamente viable la aplicación de esta técnica, preferiblemente en etapas cercanas al inicio de la inyección de agua y en yacimientos que presenten un alto grado de canalización.

4. INFORMACION DEL CAMPO

4.1. UBICACIÓN DEL CAMPO TELLO

El campo Tello está localizado en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena, al norte de la subcuenca de Neiva a tres kilómetros de la ciudad de Neiva. Limita al Norte con los Campos Dina, Palogrande y Pijao; al Noroccidente con el Río Magdalena; al Nororiente con el Campo La Jagua y al Occidente con el Campo Santa Clara. Ver Figura 75.

Figura 75. Ubicación del Campo Tello.



Fuente: Informe Preliminar Revisión Integrada del Campo Tello. Ecopetrol-ICP. 2008

4.2. HISTORIA DEL CAMPO TELLO

El Campo Tello y el campo La Jagua hacían parte de la antigua Concesión Tello 1161. Esta Concesión fue adjudicada a la compañía Tennessee Colombia S.A. en el año de 1971 y pasó a la compañía Hocol S.A. en el año de 1979. En febrero 14 de 2006 revirtió a la nación a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Desde esa fecha está siendo operado por Ecopetrol bajo un contrato de operación firmado entre Ecopetrol y la ANH.

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972. El desarrollo principal del Campo Tello se terminó con la perforación de los pozos del año de 1985, para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 14.000 barriles de petróleo por día. En el año de 1992 las facilidades de producción fueron destruidas completamente por un ataque guerrillero y la producción fue tratada y almacenada en instalaciones temporales. En el año de 1995 se construyeron las nuevas instalaciones para la recolección y tratamiento del crudo del Campo Tello. En septiembre de 1997 en el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill. Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción, así como también las reservas del campo y se alcanzó una producción máxima de 15.552 barriles por día.

La Formación productora del Campo Tello es Monserrate. Actualmente, la producción del Campo Tello es de 7000 barriles diarios de petróleo con 33 pozos productores activos y nueve pozos inyectoros (Marzo de 2008). La producción acumulada, en el Campo Tello, a Marzo de 2008 es de 97,6 millones de barriles y con los pozos activos actualmente se estima que la producción acumulada será de aprox. 111 millones de barriles en el año 2037.

4.3. MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO TELLO

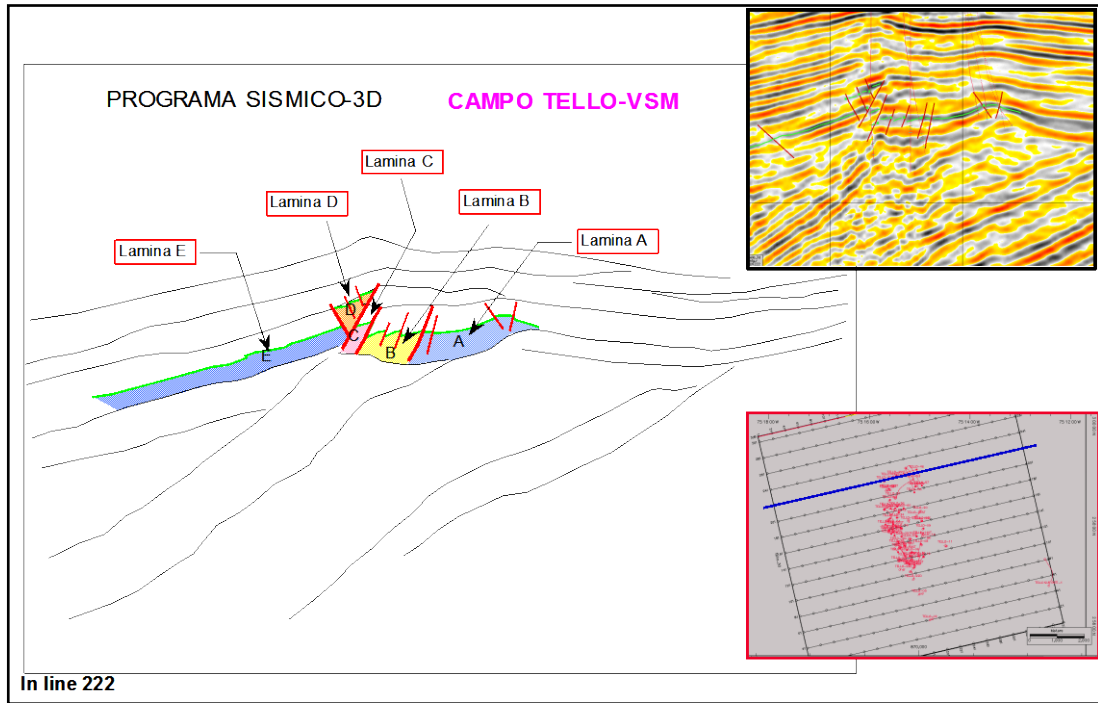
El modelo estructural actual del Campo Tello, corresponde a una serie de anticlinales yuxtapuestos por cabalgamientos de bajo ángulo (ver Figura 76), que involucran las formaciones Villeta y Monserrate de edad Cretácea.

Con base en la interpretación de la información sísmica 3D (adquirida en 1993 y reprocesada por Western Geoph. en el año 2000), en la evaluación de registros de alrededor de 60 pozos perforados en el campo y en la integración de algunos de los estudios previos desarrollados en el campo, se interpretaron, al nivel de la formación reservorio, 5 láminas estructurales, separadas entre sí por fallas de cabalgamiento, con un anticlinal asociado a cada una de ellas.

Las cinco láminas estructurales han sido denominadas de Este a Oeste: A, B, C, D y E. Dado el ambiente estructural compresivo en el que se generaron estas estructuras, cada lámina está constituida por un anticlinal asimétrico, alargado en la dirección NW - SE y cuyos flancos Este y Oeste, en su gran mayoría, están truncados por acción de las fallas de cabalgamiento y retrocabalgamiento presentes en todo el campo. En las direcciones Norte y Sur de cada anticlinal se presenta cierre estructural por cabeceo de la estructura.

Debido al ángulo de buzamiento de las fallas de cabalgamiento que separan cada una de las láminas, los anticlinales asociados se encuentran parcialmente yuxtapuestos. El mayor relieve estructural de todo el campo, lo presenta la lámina D.

Figura 76. Campo Tello. Ubicación de las láminas estructurales.



Fuente: Informe técnico anual de geología, geofísica, ingeniería de petróleos y Contractual - año 2003. Concesión Tello no. 1161

4.4 MODELO ESTRATIGRAFICO DEL CAMPO TELLO

En el caso específico del Campo Tello, el registro sedimentario tiene unas características especiales que lo diferencian del área restante de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 77), como se describe a continuación:

Discordantemente sobre la Formación Monserrate, se presenta la Formación Barzalosa. Es decir, se presenta ausencia marcada de los estratos correspondientes a la Formación Guaduala y las formaciones del grupo Gualanday (Chicoral, Potrerillo y Doima). Solamente en las áreas marginales, al límite Oeste

del campo, se presenta la formación Guaduala encima de la Fm. Monserrate e infrayaciendo la Formación Barzalosa.

La ausencia de las formaciones del Grupo Gualanday en toda el área del campo Tello, puede explicarse por que la estructuración del campo se inició a finales del Cretáceo, después de la depositación de la Formación Monserrate. Esta estructuración levantó el área del campo, de tal forma que no se depositaron estos sedimentos y/o fueron erosionados.

La Formación Monserrate es considerada como el reservorio principal en el Campo Tello. Está compuesta principalmente por areniscas, clasificadas como cuarzoarenitas, con algunas pequeñas intercalaciones de arcillolitas y cherts. El ambiente general de depósito es interpretado como marino somero bien oxigenado.

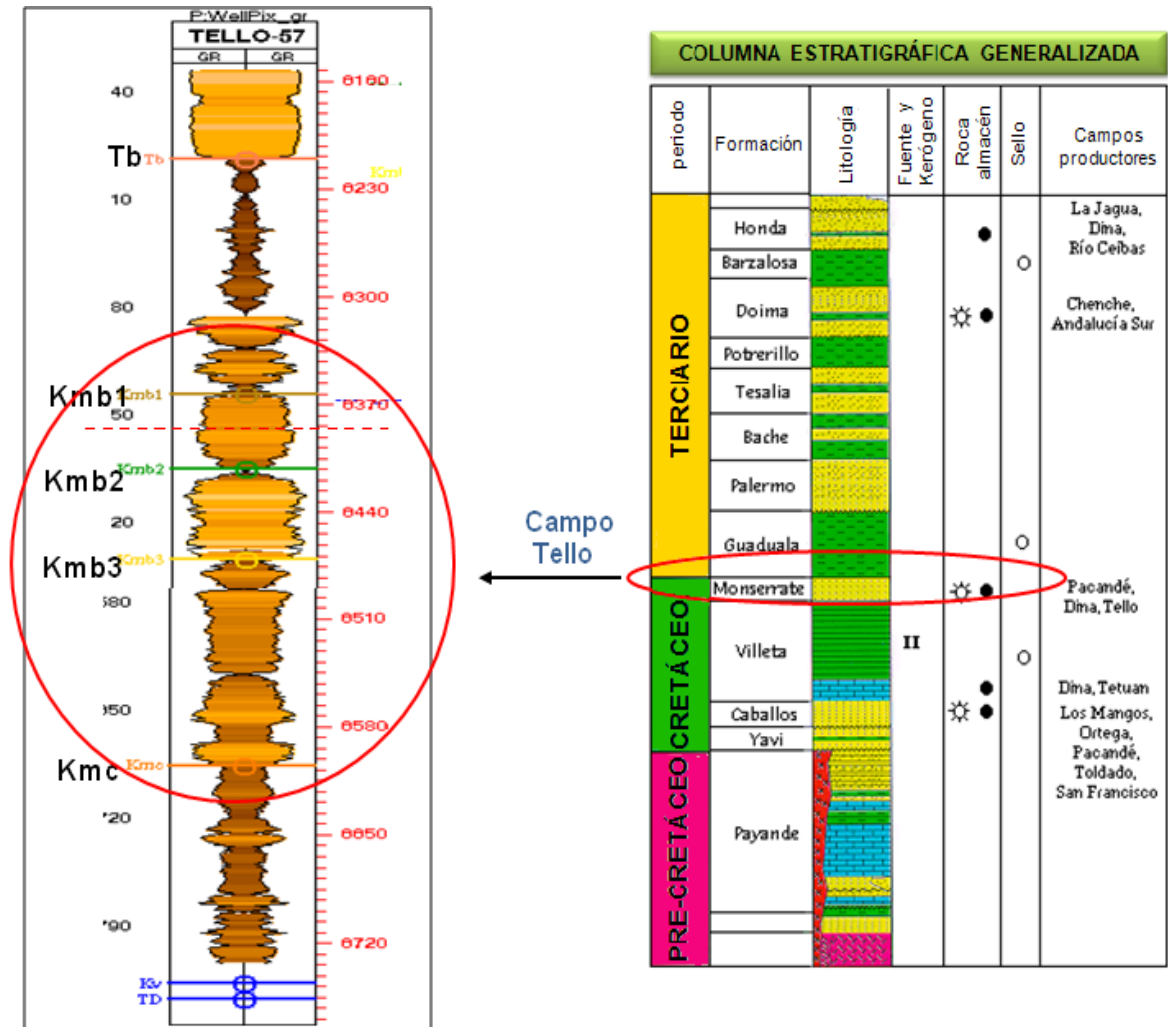
La Formación Monserrate se ha subdividido operacionalmente en cuatro miembros, denominados informalmente de techo a base: B1, B2, B3 y C. Los diferentes miembros arenosos están comunicados hidráulicamente, pues las arcillas presentes entre ellos, son de poco espesor y no tienen continuidad regional en todo el campo.

La base de la Formación Monserrate está conformada por una serie de limolitas silíceas, depositadas en un ambiente transgresivo, de plataforma marina somera, bien oxigenada.

El intervalo inferior de la Formación Monserrate, denominado "C", está compuesto por areniscas de grano fino a muy fino, en una secuencia grano-decreciente. Se han interpretado como depósitos de plataformas marinas. En todo el campo, el miembro C tiene un espesor promedio de 120 pies, de los cuales alrededor de 80

pies corresponden a arenas netas. La porosidad y permeabilidad promedio es de 19% y 90 milidarcies respectivamente, para todo el campo.

Figura 77. Modelo estratigráfico del Campo Tello.



Fuente: Informe técnico anual de geología, geofísica, ingeniería de petróleo y Contractual - año 2003. Concesión Tello no. 1161

El miembro “B3” está compuesto por areniscas masivas finas a muy finas, con algunas arcillolitas, en secuencias grano-decipientes. Han sido interpretadas como depósitos marinos costeros. El promedio total de espesor del miembro B3, es de 100 pies, con un espesor aproximado de 65 pies de arenas netas. La

porosidad promedio es de 19% y la permeabilidad promedio, de 150 milidarcies para todo el campo.

Siguiendo hacia arriba en la secuencia de areniscas de la Formación Monserrate, se tiene el miembro “B2”, compuesto por areniscas de grano medio a grueso en ciclos grano-decrecientes. El ambiente sedimentario para los depósitos de estas arenas, se ha interpretado como ambiente mareal de alta energía. Las arenas B2 son consideradas como el mejor reservorio, pues sus excelentes características petrofísicas y su continuidad lateral se extienden en todo el campo. El espesor promedio total es de 85 pies, con aproximadamente 60 pies de arenas netas. La porosidad promedio es de 19% y la permeabilidad promedio es de 220 milidarcies a través de todo el campo.

La secuencia superior de la Formación Monserrate, la conforman las arenas “B1”, constituidas por areniscas de grano medio y localmente, algunas intercalaciones de arcillolitas, en una secuencia grano-decreciente. Se interpretan como depósitos de plataforma marina somera. Para todo el campo, el valor promedio de espesor total es de 70 pies, espesor neto de arena de 36 pies, porosidad 19% y permeabilidad de 100 milidarcies.

4.5 PROPIEDADES PETROFISICAS

Las propiedades petrofísicas del campo, se observan en la Tabla 20, en ella se encuentran las láminas A, B, C y D. la lámina A es la lámina sobre la cual se llevará a cabo la evaluación de la implementación de geles sobre el modelo de simulación del campo.

Tabla 20. Propiedades petrofísicas promedio para cada una de las láminas estructurales y horizontes que componen el yacimiento.

Lámina Estructural	Miembro Fm. Monserrate	Espesor Neto de Arena (Pies)	Relación Net / Gross (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad Promedio (miliDarcies)
A	B1	33.57	54.87%	19.68%	143.91
	B2	74.90	77.00%	19.83%	259.86
	B3	70.66	76.16%	22.12%	103.84
	C	65.52	61.89%	16.78%	75.17
B	B1	28.98	51.03%	19.20%	167.12
	B2	58.45	78.03%	17.85%	226.38
	B3	69.93	67.70%	16.88%	109.15
	C	88.11	67.37%	19.67%	103.80
C	B1	44.73	68.37%	13.76%	26.19
	B2	68.69	79.57%	19.84%	135.78
	B3	69.07	66.47%	17.03%	86.04
	C	50.09	47.60%	15.70%	89.71
D	B1	47.84	44.45%	13.04%	74.30
	B2	73.65	65.55%	17.63%	141.56
	B3	88.38	59.12%	17.79%	77.60
	C	118.10	86.73%	22.51%	82.18
E	B1	24.10	56.30%	27.78%	71.66
	B2	27.46	70.55%	18.43%	294.13
	B3	29.07	71.17%	20.78%	360.25
	C				

Fuente: Informe técnico anual de geología, geofísica, ingeniería de petróleos y Contractual - año 2003. Concesión Tello no. 1161

4.6 PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS DEL CAMPO TELLO

La Tabla 21 y Tabla 22 muestran las propiedades de la roca y los fluidos del campo Tello, estos corresponden a la lámina A.

Tabla 21. Propiedades de la roca y fluidos del Campo Tello.

Propiedad	Valor
Swirr (frac)	0.188
Kro@Swirr	1
EXW	2.6
Viscosidad del agua (cP)	0.414
Densidad del agua (lb/ft ³)	62.4089
Factor volumétrico del agua (Bw)	1.032
Sor (frac)	0.3995
Krw@Sor	58.0631
Factor Volumétrico del aceite (Bo)	1.111
Eabt (frac)	0.7
Saturación inicial de agua (frac)	0.4 aprox
Saturación inicial de gas (frac)	
Presión al inicio de la inyección	1453 aprox
Presión inicial (psi) @ 6800 TVDSS	3484

Fuente: Ajuste Histórico Modelo Analítico Campo Tello 2007. Ecopetrol-ICP.

Los datos de la Tabla 22 fueron tomados de análisis PVT realizados en el pozo Tello-1 y se asumieron las mismas propiedades a lo largo del campo, sin variaciones laterales de las mismas.

Tabla 22. Generalidades del Campo Tello

Propiedad	Datos
Presión inicial del yacimiento @ -6300 fts (psia)	3484
Presión Actual Yacimiento @ -6300 fts (psia)	1000
Presión de Burbuja, Pb (Psia)	846
Temperatura del yacimiento @-6300 fts (°F)	165
Factor Volumétrico de Formación, Bo (STB/STB)	1.077
Relación Gas-Aceite en Solución, Rsi (SCF/BL)	142
Gravedad (°API)	19.5
Viscosidad del aceite (cP)	14

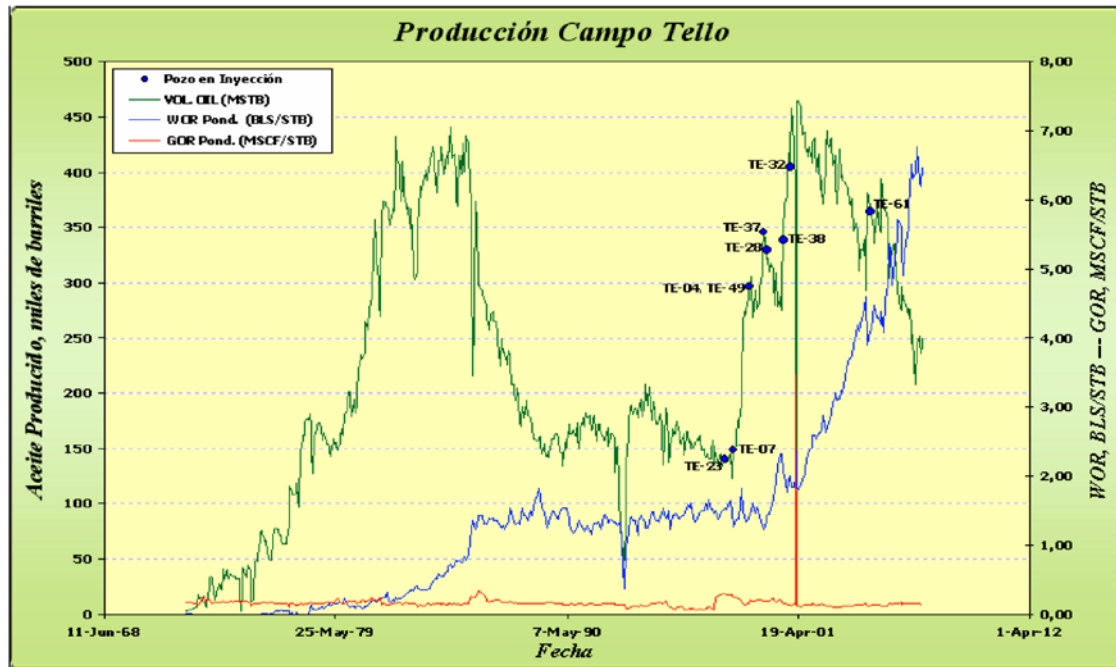
Fuente: Informe Preliminar Revisión Integrada del Campo Tello. Ecopetrol-ICP. 2008.

4.7 ASPECTOS GENERALES DE PRODUCCIÓN

La producción del campo Tello inicio en marzo de 1972 con el pozo Tello 1. El desarrollo principal del campo Tello se terminó en el año de 1985; para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 11200 barriles de petróleo por día. Con 37 pozos en producción. El mecanismo de producción primaria en el campo era básicamente expansión de gas en solución y en menor grado por la segregación gravitacional y empuje hidráulico moderado.

En septiembre de 1997 se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill. Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción, así como también las reservas del campo

Figura 79. Producción histórica del Campo Tello.



Fuente: Ajuste Histórico Modelo Analítico Campo Tello 2007. Ecopetrol-ICP.

La producción del campo Tello, a Enero de 2008 es de 7188 barriles diarios de petróleo con 32 pozos productores activos y nueve pozos inyectores activos. En la Tabla 23 se muestra la clasificación de los pozos del área.

Tabla 23. Estado de los pozos del campo Tello.

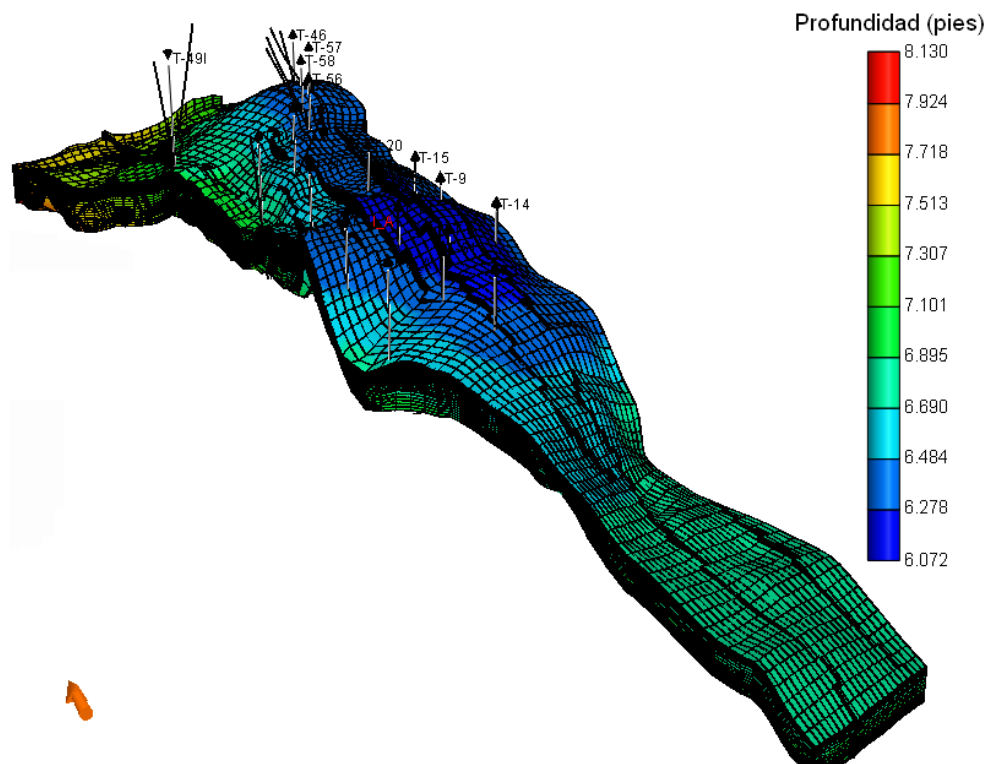
Tipo pozo	Activos	Inactivos	Total
Productores	32	11	43
Inyectores	9	---	9
Secos	---	---	9
Total	41	11	61

Fuente: Ajuste Historico Modelo Analítico Campo Tello 2007. Ecopetrol-ICP.

4.8. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

En el capítulo anterior se realizó el análisis de la implementación de geles y el aislamiento mecánico, ninguno de estos arrojó buenos resultados respecto al factor de recobro en el modelo construido con las propiedades promedio del campo. Sin embargo, el modelo completo de lámina A del campo (ver Figura 80) presenta mayor heterogeneidad que el modelo base utilizado en el capítulo anterior, por lo que se realizó la aplicación de estas dos técnicas tomando en cuenta las conclusiones obtenidas en el capítulo anterior. Es decir, se efectuó un taponamiento completo de las zonas de alta permeabilidad sin considerar la posible intrusión en las demás arenas.

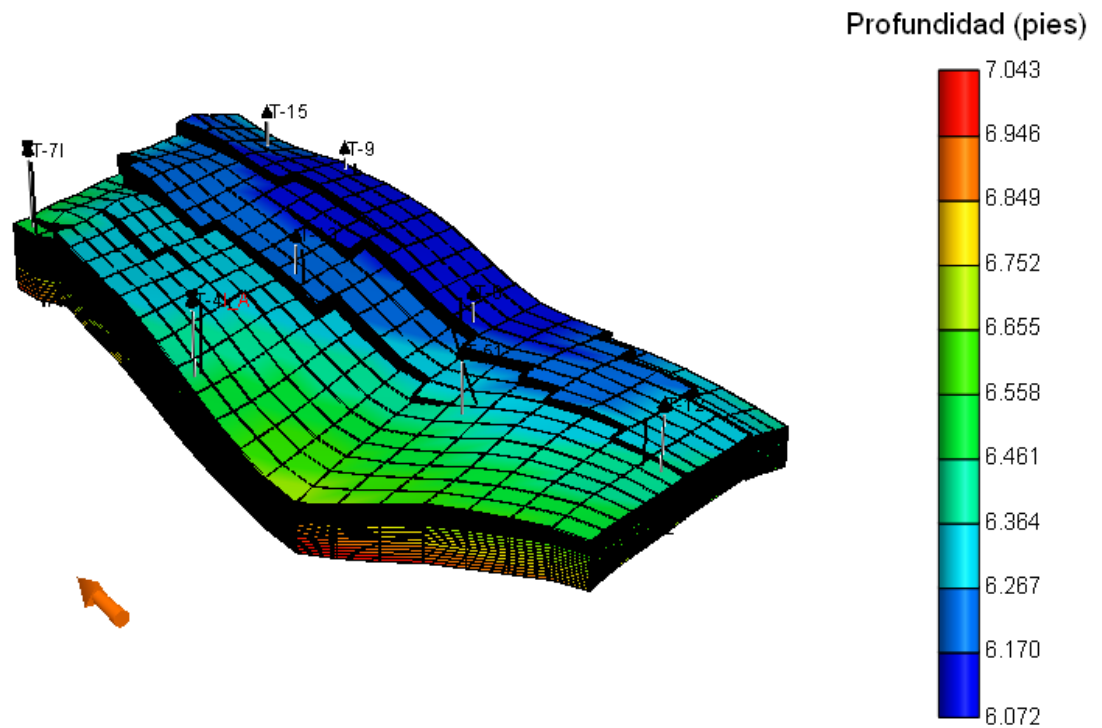
Figura 80. Modelo de simulación lámina A campo Tello.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

La lámina A fue sobre la cual se inició primero la inyección de agua en el campo, de esta se seleccionó el sector sur (ver Figura 81) ya que este sector presentaba una considerable saturación de aceite en las capas de baja permeabilidad. Además, los pozos de producción presentaban altos cortes de agua.

Figura 81. Se modelo de simulación sector sur campo Tello.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

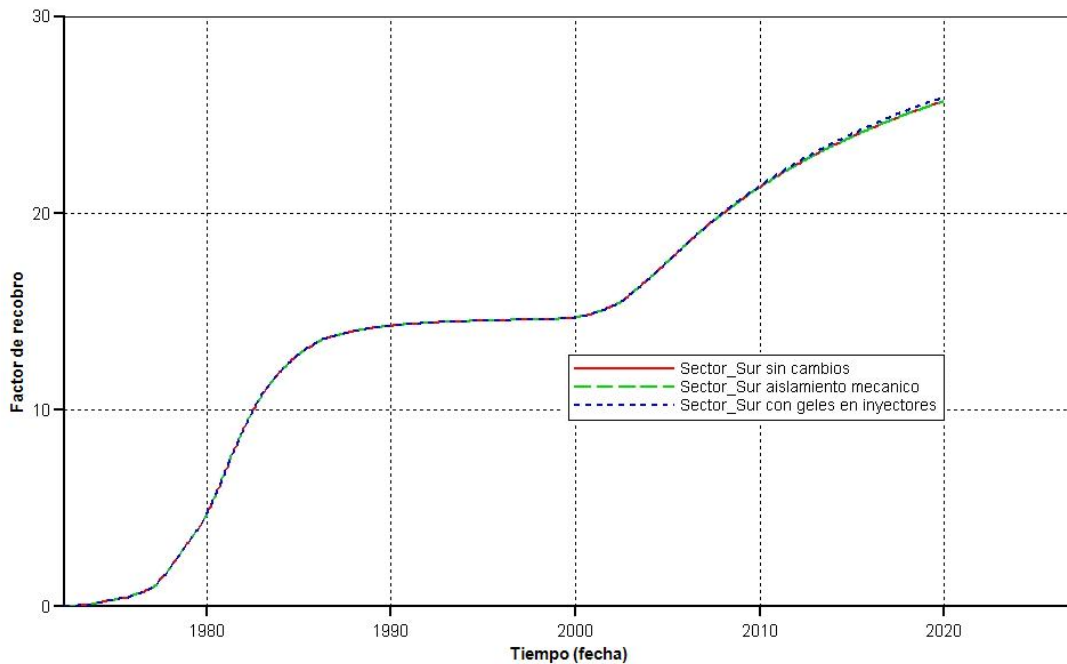
El modelo que se presenta en la Figura 81 es un modelo tipo corner point con dimensiones 15*21*30 para un total de 9450 celdas. Este tiene una fecha de inicialización del 1º de marzo de 1972; Ocho pozos productores en diferentes puntos temporales T4, T7, T8, T9, T12, T13, T15 y T51; de los cuales los dos primeros se convierte en inyectores en 1998.

- **Aplicación de la inyección de geles y el aislamiento mecánico.**

Como se ha mencionado en el capítulo anterior, el valor de mayor importancia es la presión máxima de inyección ya que está determinada la pérdida de inyectividad que se tenga como producto del tratamiento. En este caso el modelo de simulación ha tenido a lo largo de toda la producción el mismo valor (147000 psi), valor que se mantendrá constante para la implementación de ambas técnicas.

La aplicación de las técnicas se realizó en el 2005, ya que el modelo de simulación estaba ajustado hasta esta fecha. Para la implementar la técnica de inyección de geles se redujo a cero la permeabilidad de las celdas correspondientes a las zona de canalización en los pozos inyectoros. Para el aislamiento mecánico se manipularon los factores de forma de las celdas de los pozos inyectoros para obtener una mejor distribución de los perfiles de inyección.

Figura 82. Comparación del factor de recobro aplicando inyección de geles y aislamiento mecánico. Sector sur de la lámina A, campo Tello.



Fuente: Simulador STARS, Results graph. Versión 2009. Computer Modelling Group.

En la Figura 82 se observa el factor de recobro al aplicar ambas técnicas y al no realizar ningún cambio, la proyección se inició hasta el 2020 y no se observó ninguna respuesta considerable respecto al factor de recobro, tampoco se obtuvo mejoría en variables como corte de agua y agua inyectada acumulada.

El no observar un efecto positivo en ninguna de estas dos técnicas, se debe diferentes factores, uno de ellos es que el yacimiento presenta grandes discontinuidades, lo que hace inefectiva la aplicación de cualquiera de las dos técnicas para evitar la canalización. Además, al realizar la simulación se tomó en cuenta una presión de inyección máxima de 147000 psi, lo cual no impacta sobre la cantidad de agua inyectada, es decir no se perdió inyectividad, lo que sería un escenario extremadamente optimista. Esto ratifica que las propiedades geológicas de yacimiento (o por lo menos las del modelo de simulación), no son aptas para la implementación de ninguna de estas dos técnicas, por lo cual no se aconseja su uso.

CONCLUSIONES

- La pérdida de inyectividad es el parámetro más importante al realizar un tratamiento inyección de geles, ya que si se reduce substancialmente el caudal, se causará un efecto negativo sobre la recuperación de crudo.
- El mejor momento para realizar el tratamiento de inyección de geles es un punto cercano al inicio de la inyección de agua, o cuando se presente una irrupción temprana.
- La inyección del gel debe ser aplicada únicamente sobre la zona de canalización aislándola mecánicamente con empaques. De no ser así, es muy posible que se necesite realizar algún trabajo como recañoneo para remediar las demás zonas.
- Si el yacimiento presenta flujo cruzado, lo mejor es realizar un taponamiento total de la zona de canalización, siempre y cuando se pueda evitar o corregir el daño ocasionado a las zonas de baja permeabilidad. Esto modifica los canales de flujo y aumenta el factor de recobro.
- La inyección de agua posterior o “postflush”, cuya finalidad de desplazar el bache de gel en el yacimiento, no disminuye de forma considerable la pérdida de inyectividad causada por el gel, por lo que es muy probable que se produzca un efecto negativo en la recuperación de aceite.
- Cuando existe una diferencia considerable entre las presiones de fractura de cada arena, la inyección selectiva tiene mejores resultados que el tratamiento

de inyección de geles, ya que los caudales de inyección en cada zona pueden ser regulados.

- El tratamiento de inyección de geles aplicado a yacimientos con flujo cruzado y evitando el daño a las zonas de baja permeabilidad, puede tener igual o mejor respuesta que el aislamiento mecánico.

RECOMENDACIONES

- Según el estudio realizado, se recomienda la aplicación de geles en yacimientos con flujo cruzado, cuando el espesor de la zona de canalización es menor al 12% del espesor total, ya que de esta forma se tiene un efecto positivo en la recuperación de crudo y se disminuye la producción de agua.
- Según el estudio realizado, se aconseja la aplicación de la inyección de geles en yacimientos cuya relación K_v/K_h este entre 0,1 y 0,5, ya que bajo estas condiciones la modificación del flujo de agua en el yacimiento aumenta el factor de recobro.
- Es recomendable la realización de pruebas de laboratorio que permitan evaluar la reducción de permeabilidad, en las arenas productoras como consecuencia del tratamiento de inyección de geles. Ya que este dato tiene relación directa con la pérdida de inyectividad.
- Es aconsejable realizar pruebas de desplazamiento a la par en corazones, que permitan cuantificar de forma concreta la intrusión de gel inyectado sobre las zonas de baja permeabilidad. Para considerar la posibilidad de reparar estas zonas si el tratamiento no es exitoso.

BIBLIOGRAFÍA

1. BARRIOS, W., GOMEZ, V., GOMEZ, A., “Informe Técnico del Modelo de Simulación Analítica Ajustado Para el Campo Tello Mediante la Metodología Analítica de Cgm (Craig Geffen Morsen). Instituto Colombiano Del petróleo. 2008.
2. CHEN, T y WAN, W. “Modified Polymer Gels for Creating a Horizontal Barrier to Block off Water Coning”. SPE 9614. 1996.
3. COMPUTER MODELING GROUP LTD “Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas Para Yacimientos.”. Versión 2007.
4. COMPUTER MODELING GROUP LTD. User’s Guide. Builder. Versión 2009.
5. DELGADO, Juan Alexander. “Especificaciones Técnicas, Manual-Guía de Empaques en Operaciones de Completamiento y Reacondicionamiento de Pozos”. Tesis de grado. Universidad industrial de Santander, 2005.
6. FRANKS, A. “The Use of Selective Injection Equipment in the Rangely Weber Sand Unit”. SPE 21649. 1991.
7. GREEN, Don y WILLHITE, Paul. “Enhanced Oil Recovery. Texas: Society of Petroleum Engineers”, 1998.
8. INFORME PRELIMINAR REVISIÓN INTEGRADA ABRIL 2008, Instituto Colombiano Del Petróleo. 2008.

9. KOCH, R. y McLAUHLING, C. "Field Performance of New Technique for Control of Water Production or Injection in Oil Recovery". SPE 2847. 1970.
10. MASSAGLIA, E., BALSSADA, D., PONCE, C., y ZALAZAR, P. "Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field". SPE 99997. 2006.
11. MONRROY Diana & CORONADO Jorge, "Análisis de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (Wag) Mediante Simulación Numérica". Tesis de grado. Universidad industrial de Santander. 2008
12. SERIGHT, R.S. "A Review of Gel Placement" 1996.
13. SERIGHT, R.S. "Gel Placement in Fractured Systems". SPE21140.1995.
14. SERIGHT, R.S. "Impact of Dispersion on Gel Placement for Profile Control". SPE 20127. 1991.
15. SERIGHT, R.S. "Placement of Gels to Modify Injection Profiles". SPE 17332. 1988.
16. SORBIE, K.S y SERIGHT, R.S. "Gel Placement in Heterogeneous Systems with Crossflow". SPE/DOE 24192.
17. SUMAN G. & ELLIS R. "Cementing Handbook", Houston Texas, 1977.
18. WADE, J. "Techniques for Treating and Completing Water Injection Wells in California" SPE 1543. 1967.

19. WOUTERLOOD, C., FALCINGO, S. y CHUCK, N. "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". INGEPET 2002.
20. YATTE, F., LONDOÑO F., "Construcción Modelo de Simulación y Análisis de Resultados a Partir de IMEX-CMG" curso básico CMG, 2009.