

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LOGRAR UNA MEJOR  
DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR EN PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA.  
APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO**

**LUIS FELIPE ISAZA FRANCO**

**MÓNICA JOHANNA MARTÍNEZ ARDILA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LOGRAR UNA MEJOR  
DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR EN PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA.  
APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO**

**LUIS FELIPE ISAZA FRANCO**

**MÓNICA JOHANNA MARTÍNEZ ARDILA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**



**Director:**

**M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro**

**Codirectores:**

**Ing. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco**

**M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo Suarez**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

## DEDICATORIA

A Dios quien me guio por el buen camino, por darme las fuerzas para seguir adelante y no desfallecer en los momentos difíciles que se presentaban, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la esperanza.

A mi familia quienes por ellos soy lo que soy.

Para mis padres, Flor Ardila y Fabio Martínez por su apoyo, consejos, comprensión, amor y por su ayuda en aquellos momentos difíciles. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia y el coraje para conseguir mis objetivos.

A mis hermanos Jeissón y Sonia, que con su amor me han enseñado a salir adelante y compartir momentos felices.

A mis amigos, gracias por sus consejos, compañía y amistad. Y a todas las personas que me acogieron en su familia como un hijo.

A la Universidad Industrial de Santander quien me abrió sus puertas para poder formarme como profesional.

Y finalmente a ti Felipe, gracias por estar siempre en las buenas y en las malas; por su paciencia, amistad, consejos, comprensión, apoyo incondicional y amor, brindándome ánimos y valor para seguir adelante.

A todos mil gracias!!!

Mónica Martínez Ardila.

## DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a mi Dios quién supo guiarme por el buen camino, darme fuerza para seguir adelante y no desmayar en los problemas que se presentaban, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento.

A mi Madre y Padre que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y darme la mano cuando sentía que el camino se terminaba, a ustedes por siempre mi corazón y mi agradecimiento.

A mi hermano, Carlos Alberto por estar conmigo y apoyarme siempre, lo quiero mucho.

A mis tíos Flavia y Ramón, por quererme y apoyarme siempre, esto también se lo debo a ustedes.

A Mónica, gracias por todos esos momentos, apoyo incondicional y dedicación a este proyecto, sin ti nada fuera sido igual.

A la Universidad Industrial de Santander mi Alma máter, quien me abrió sus puertas para poder formarme como profesional.

Felipe Isaza Franco.

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros agradecimientos a:

M.Sc Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su excelente dirección, por su alta exigencia y su entrega total a la academia, gracias a sus recomendaciones y aportes se concluyó satisfactoriamente este proyecto.

A la Ingeniera Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, por su valiosa orientación y paciencia durante etapas críticas en el desarrollo de este trabajo.

A todo el staff de ingenieros del Grupo de Recobro Mejorado –GRM de la Universidad Industrial de Santander que de diferentes maneras e incondicionalmente contribuyeron con un granito de arena al desarrollo de este trabajo.

A los ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), contribuyeron en la elaboración de esta tesis.

A nuestra alma mater, la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos la oportunidad de crecer como personas y profesionalmente.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	23
1. FUNDAMENTOS EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	24
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	25
1.1.1 Etapa de Inyección.....	25
1.1.2 Etapa de Remojo .....	26
1.1.3 Etapa de Producción.....	26
1.2 PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	27
1.2.1 Parámetros de yacimiento. ....	28
1.2.1.1 Profundidad de la formación. ....	28
1.2.1.2 Espesor de la formación. ....	29
1.2.1.3 Relación Arena – Arcilla.....	29
1.2.1.4 Presión del yacimiento. ....	30
1.2.1.5 Daño a la formación. ....	31
1.2.1.6 Viscosidad del aceite.....	31
1.2.1.7 Saturación de aceite.....	31
1.2.1.8 Relación Agua – Aceite (WOR). ....	32
1.2.1.9 Relación Gas – Aceite (GOR).....	32
1.2.1.10 Propiedades térmicas de la roca.....	32
1.2.2 Parámetros operacionales .....	33
1.2.2.1 Tasa de inyección de vapor. ....	33
1.2.2.2 Cantidad de vapor inyectado. ....	33
1.2.2.3 Presión de inyección. ....	34
1.2.2.4 Calidad del vapor inyectado.....	34
1.2.2.5 Tiempo de remojo. ....	34
1.2.2.6 Número de ciclos empleados.....	35
1.2.2.7 Distancia entre pozos.....	35

1.3 VARIACIONES DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	36
1.3.1 Aditivos químicos. ....	37
1.3.2 Solventes. ....	37
1.3.2.1 Criterios para la selección del solvente .....	39
1.3.2.2 Mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el solvente y el crudo. ....	40
1.3.2.3 Efecto de la Concentración de Solvente. ....	41
1.3.2.4 Influencia del Esquema de Inyección. ....	42
1.3.2.5 Disolución del Material Orgánico.....	43
1.3.2.6 Secuencia de Inyección (Esquema de Co-inyección). ....	44
1.3.2.7 Ventajas de los solventes.....	45
1.3.2.8 Viabilidad económica del uso de solventes.....	45
1.3.3 Surfactantes. ....	45
1.3.3.1 Selección del Surfactante.....	49
1.3.3.2 Problemas comunes que se presentan en la co-inyección del surfactant.....	49
1.3.4 Gases miscibles.....	51
1.3.5 Espumas. ....	53
1.3.5.1 Propiedades de las espumas.....	55
1.3.5.2 Factores que afectan las propiedades de las espumas. ....	58
1.3.5.3 Tipos de Inyección de Espuma.....	61
1.3.5.4 Ventajas de la Inyección de Espumas.....	63
1.3.6 TINBOP (TOP INJECTION BOTTOM PRODUCTION). ....	64
1.3.7 Inyección selectiva de vapor. ....	66
1.3.8 Inyección cíclica de vapor con pozos horizontales.....	67
1.3.8.1 Descripción del proceso. ....	68
1.3.8.2 Fallas de los pozos horizontales. ....	69
1.3.8.3 Ventajas de los pozos horizontales. ....	70
1.3.8.4 Desventajas de los pozos horizontales. ....	70
1.3.9 Inyección cíclica de vapor con fracturamiento hidráulico. ....	71
1.3.9.1 Implementación en la inyección cíclica de vapor. ....	72

1.10 EXPERIENCIAS DE CAMPO EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR CON DIFERENTES ALTERNATIVAS.....	73
1.10.1 Campo Tía Juana (Venezuela).....	74
1.10.2 Campo Cold Lake (Canadá).....	77
1.10.3 Campo Bachaquero (Venezuela).....	81
1.10.4 Campo Cat Canyon (Estados Unidos).....	84
1.10.5 Campo Henan (China).....	87
2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.....	90
2.1 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	91
2.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	91
2.2.1 Dimensiones del grid de simulación.....	93
2.2.2 Propiedades de la roca.....	95
2.2.3 Modelo de fluidos.....	97
2.2.4 Modelo roca-fluido.....	100
2.3 ESQUEMA DE DESARROLLO DEL MODELO.....	102
2.3.1 Producción en frío.....	103
2.3.2 Inyección cíclica de vapor.....	106
2.3.2.1 Caudal de inyección.....	107
2.3.2.2 Análisis de confinamiento.....	108
2.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD TIEMPOS DE INYECCIÓN Y REMOJO.....	111
2.5 NÚMERO DE CICLOS.....	114
2.6 PARÁMETROS FINALES.....	116
2.7 EFECTO DE LA HETEROGENEIDAD EN LOS DIFERENTES MODELOS CONCEPTUALES.....	119
3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO CON ESPUMAS.....	125
3.1 MODELOS DE SIMULACIÓN PARA ESPUMAS.....	126
3.1.1 Modelo Semi-Empírico.....	126
3.1.2 Modelo de Flujo Fraccional.....	127
3.1.3 Modelo PBM.....	127

3.1.4 Modelo de Filtración.....	127
3.2 MODELO DE SIMULACIÓN DE ESPUMAS EN STARS™ .....	128
3.2.1 Parámetros básicos de Interpolación de espumas en el modelo de STARS™. ....	129
3.3 ADICIÓN DEL COMPONENTE SURFACTANTE .....	131
3.4 EFECTO DE LA ESPUMA EN EL SISTEMA ROCA-FLUIDO.....	135
3.5 SET DE INTERPOLACIÓN EN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE LA FASE GAS.....	138
3.6 PRIMER CASO DE ESTUDIO CON INYECCIÓN DE ESPUMAS .....	144
3.6.1 Primeros Resultados Obtenidos .....	144
3.6.2 Resultados de un ciclo de estimulación bajo co-inyección del agente espumante al modelo de simulación .....	148
3.6.3 Resultados de las Arenas en los Modelos de Simulación.....	150
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS MÁS INFLUYENTES DE LA ESPUMA .....	153
4.1 SELECCIÓN DEL MÉTODO BAJO EL CUAL SE CO-INYECTA LA ESPUMA.....	154
4.1.1 Primeros tres ciclos de estimulación bajo co-inyección de espumas .....	155
4.1.2 Últimos tres ciclos de estimulación bajo co-inyección de espumas.....	156
4.1.3 Intercalación de ciclos bajo co-inyección de espumas .....	158
4.1.4 Todos los ciclos de estimulación bajo co-inyección de espumas .....	159
4.2 PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA ESPUMA .....	160
4.2.1 Factor de Bloqueo .....	160
4.2.2 Factor de referencia FMMOB.....	168
5. CONCLUSIONES .....	171
6. RECOMENDACIONES .....	172
BIBLIOGRAFIA .....	173

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor .....	26
Figura 2. Efecto de la intercalación de arcillas en la inyección cíclica de vapor .....	30
Figura 3. Inyección cíclica de vapor con solventes. ....	38
Figura 4. Factor de recobro a distintas concentraciones de solvente .....	41
Figura 5. Influencia del esquema de inyección en la saturación de aceite residual.....	43
Figura 6. Relación entre número capilar y la recuperación de crudo .....	47
Figura 7. Etapas de una inyección cíclica de vapor con surfactantes .....	48
Figura 8. Inyección cíclica de vapor con gas miscible .....	52
Figura 9. Estructura básica de una espuma .....	54
Figura 10. Efecto de la presión capilar en la estabilidad de la espuma. ....	60
Figura 11. Efecto de la espuma en la distribución del vapor. ....	63
Figura 12. Ilustración del proceso tinbop.....	64
Figura 13. Fr vs espesor para una configuración tinbop.....	65
Figura 14. Inyección selectiva de vapor en pozos verticales. ....	66
Figura 15. Inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. ....	69
Figura 16. Ubicación geográfica campo tía juana.....	74
Figura 17. Producción acumulada de petróleo vs tiempo (meses).....	77
Figura 18. Ubicación campo cold lake. ....	78
Figura 19. Esquema piloto laser cold lake. ....	80
Figura 20. Factores de bloqueo alcanzados .....	82
Figura 21. Perfil de inyección antes y después de la inyección de espumas.....	83

Figura 22. Ubicación geográfica campo cat canyon.....	84
Figura 23. Ubicación del campo de henan, china. ....	87
Figura 24. Tasa de producción para css convencional y css asistido con el surfactante “carbamida” .....	89
Figura 25. Discretización del modelo conceptual de simulación. ....	94
Figura 26. Factor volumétrico de formación vs presión. ....	99
Figura 27. Gas en solución vs presión.....	99
Figura 28. Viscosidad vs presión. ....	100
Figura 29. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite. ....	101
Figura 30. Curvas de permeabilidad relativa liquido-gas.....	102
Figura 31. Modelo base de simulación. ....	103
Figura 32. Tasas de producción de aceite para diferentes presiones en fondo de pozo. ....	104
Figura 33. Presión promedio del yacimiento para diferentes presiones en fondo de pozo. ....	105
Figura 34. Factor de recobro para la producción en frio .....	106
Figura 35. Tasa de inyección de vapor vs tiempo. ....	108
Figura 36. Selección del valor de la permeabilidad en el anillo de confinamiento.....	110
Figura 37. Modelo conceptual con anillo de confinamiento. ....	111
Figura 38. Sensibilidad factor de recobro.....	112
Figura 39. Sensibilidad presión promedio del yacimiento. ....	113
Figura 40. Sensibilidad de la relación vapor-aceite. ....	114
Figura 41. Comportamiento tasa de aceite para un solo ciclo. ....	115

Figura 42. Comportamiento de la producción, factor de recobro y presión promedio para el modelo homogéneo. ....	118
Figura 43. Comportamiento de la producción, factor de recobro y presión promedio para el modelo heterogéneo. ....	118
Figura 44. Factor de recobro para las arenas del modelo homogéneo. ....	119
Figura 45. Factor de recobro para las arenas del modelo heterogéneo. ....	120
Figura 46. Agua inyectada acumulada en las arenas modelo homogéneo. ....	121
Figura 47. Agua inyectada acumulada en las arenas modelo heterogéneo. ....	122
Figura 48. Perfil de temperatura modelo homogéneo y heterogéneo. ....	122
Figura 49. Perfil de saturación de agua modelo homogéneo y heterogéneo. ....	123
Figura 50. Esquema de una caracterización simple de los efectos de la espuma sobre las permeabilidades relativas de gas. ....	128
Figura 51. Adición del surfactante en la sección “components” del modelo de simulación. ....	132
Figura 52. Asignación de las isotermas de adsorción en el modelo de simulación. ....	134
Figura 53. Reacción de desorción del surfactante en el modelo de simulación. ...	135
Figura 54. Sección del sistema roca/fluido para la asignación de parámetros de la espuma. ....	136
Figura 55. Perfil de temperatura para un ciclo de estimulación en el modelo heterogéneo evidenciando canalización. ....	139
Figura 56. Keyword “rel perm set numb” asignado al modelo. ....	141
Figura 57. Habilitación de los set de interpolación numérica de la espuma en el sistema roca/fluido. ....	142
Figura 58. Cambios asignados en los sets de interpolación para la krg. ....	143

figura 59. Perfil de inyección en el tercer ciclo de estimulación para modelo heterogéneo. ....	146
Figura 60. Perfil de temperatura modelo heterogéneo en el tercer ciclo de estimulación.....	147
Figura 61. Comparación del comportamiento del factor de recobro para el caso homogéneo, heterogéneo y heterogéneo con espuma. ....	148
Figura 62. Comportamiento del tercer ciclo de estimulación bajo inyección de espumas.....	149
Figura 63. Factor de recobro para las diferentes arenas del modelo heterogéneo alcanzados por la inyección de espumas. ....	150
Figura 64. Efecto de la espuma en la temperatura promedio de las arenas del modelo.....	152
Figura 65. Factor de recobro escenarios planteados. ....	155
Figura 66. Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el primer escenario.....	156
Figura 67. Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el segundo escenario.....	157
Figura 68. Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el tercer escenario.....	158
Figura 69. Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el cuarto escenario.....	159
Figura 70. Curvas de permeabilidad relativa del gas para los diferentes factores de bloqueo .....	161
Figura 71. Factor de recobro para los diferentes factores de bloqueo.....	162
Figura 72. Perfil de inyección para un ciclo de estimulación para los diferentes factores de bloqueo.....	163

Figura 73. Perfil de temperatura para los diferentes factores de bloqueo. ....	164
Figura 74. Temperatura promedio.....	165
Figura 75. Temperatura promedio alcanzada en cada formación del modelo. ....	165
Figura 76. Presión promedio vs tiempo. ....	166
Figura 77. Factor de recobro para los diferentes fmmbo.....	169
Figura 78. Efecto de la espuma en el frente de inyección de vapor. ....	170

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening inyección cíclica de vapor. ....	28
Tabla 2. Factores de recobro en EOR térmico. ....	36
Tabla 3. Propiedades de la formación lagunillas inferior. ....	75
Tabla 4. Principales características del diesel utilizado en el piloto Isj-4057 .....	76
Tabla 5. Propiedades de yacimiento y del fluido, campo cold lake. ....	79
Tabla 6. Propiedades del campo cat canyon.....	85
Tabla 7. Información de inyección de surfactantes Cat Canyon .....	85
Tabla 8. Picos de producción alcanzados por la ICV vs vapor/espuma .....	86
Tabla 9. Propiedades de yacimiento, campo henan. ....	88
Tabla 10. Resultados finales. ....	89
Tabla 11. Propiedades de la roca .....	92
Tabla 12. Propiedades del fluido. ....	93
Tabla 13. Dimensiones del emallado de simulación. ....	94
Tabla 14. Propiedades de las arenas, modelo conceptual homogéneo y heterogéneo. ....	95
Tabla 15. Propiedades térmicas para las arenas.....	96
Tabla 16. Propiedades térmicas para las arcillas. ....	97
Tabla 17. Propiedades del fluido (PVT).....	98
Tabla 18. End points curvas de permeabilidad relativa. ....	101
Tabla 19. Nuevo grid de simulación. (anillo de confinamiento) .....	109
Tabla 20. Rangos utilizados en el análisis de sensibilidad.....	115
Tabla 21. Parámetros pozos productores .....	116

Tabla 22. Parámetros pozos inyectoros. ....	116
Tabla 23. Parámetros del vapor.....	117
Tabla 24. Parámetros de la espuma. ....	137
Tabla 25. Cambios en la tensión interfacial del sistema. ....	138
Tabla 26. Factor de recobro incremental para cada arena. ....	151
Tabla 27. Resultados para cada uno de los factores de bloqueo logrado por la espuma.....	167

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LOGRAR UNA MEJOR DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR EN PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA. APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO.<sup>1</sup>

**AUTORES:** MÓNICA JOHANNA MARTÍNEZ ARDILA; LUIS FELIPE ISAZA FRANCO<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** estimulación cíclica de vapor, recobro térmico, espuma, simulación numérica de yacimientos.

**DESCRIPCIÓN:** La Inyección Cíclica de Vapor, es un método de recuperación térmica efectivo para la producción en yacimientos de crudo pesado, en la cual diferentes mecanismos de desplazamiento definen la eficiencia del proceso como la reducción de la viscosidad del crudo, alteración de la mojabilidad, expansión del gas, etc. Globalmente, el proceso resulta atractivo principalmente por la rápida rentabilidad que permite este tipo proyectos, especialmente en los primeros ciclos, sin embargo, la inyección cíclica de vapor convencional usualmente concluye en bajos factores de recobro (10-40% del POES) comparado con otros procesos térmicos como Inyección Continua de Vapor (50-60% del POES) y SAGD (60-70% del POES). La eficiencia del proceso se basa principalmente en que el vapor inyectado contacte el mayor volumen de petróleo en la formación y se distribuya de manera homogénea, sin embargo, este objetivo no se cumple en todos los yacimientos debido a alta heterogeneidad e intercalación de arcillas. Estudios más recientes se han enfocado en la reestructuración del proceso con la aplicación de diferentes estrategias como el uso de aditivos químicos en conjunto con vapor, el uso de pozos horizontales entre otros, para mejorar la eficiencia del proceso.

El desarrollo de este estudio se basa en fundamentación teórica de diferentes tecnologías encontradas en la literatura y casos aplicados a nivel global. El estudio fue llevado a cabo usando simulación numérica en un modelo conceptual construido con las propiedades de un campo de crudo colombiano altamente estratificado. La alternativa seleccionada fue determinada en base a analogías y luego implementada en el modelo de simulación, mejorando la eficiencia de barrido e incremento el factor de recobro. El propósito de este estudio fue el fundamentar la base para el desarrollo futuro de proyectos de inyección cíclica con vapor junto con tecnologías modernas para incrementar la eficiencia del proceso.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro; Codirectores Ing. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo Suarez.

## ABSTRACT

**TITLE:** ALTERNATIVES TO ACHIEVE BETTER STEAM DISTRIBUTION IN CYCLIC STEAM STIMULATION PROJECTS. COLOMBIAN FIELD APPLICATION.<sup>3</sup>

**AUTHORS:** MÓNICA JOHANNA MARTÍNEZ ARDILA; LUIS FELIPE ISAZA FRANCO.

**KEYWORDS:** Cyclic Steam Stimulation, Thermal Recovery, Foam, Numerical Reservoir Simulation.

**DESCRIPTION:** Cyclic Steam Stimulation is an effective thermal recovery method for the development of heavy oil reservoirs, in which, several driving mechanisms define the success of the process like oil viscosity reduction, wettability alteration, gas expansion, etc. Globally, the process is commercially attractive mainly for the quick payout that the development of this projects allows, especially in the early production cycles, however, conventional cyclic steam stimulation usually ends in low ultimate recovery factors (10 – 40 % of OOIP ) compared to other thermal processes such as steam flooding (50-60% of OOIP) or SAGD (60-70% of OOIP). Process efficiency is mainly based on that injected steam contacts as much oil as it can and will be homogeneously distributed within formation. Still, this goal is not reached in all oilfields due to high reservoir heterogeneity and shale/sand intercalation. More recent studies have focused on restructuring the process with the application of different strategies such as, the use of chemical additives together with steam, horizontal drilling among others in order to improve efficiency of the process.

The development of this study is based on theoretical foundation of techniques found in the literature, and field projects around the world. This study was carried out using numerical simulation on a conceptual model built with the properties of a highly stratified Colombian oilfield. The alternative selected for simulation was determined based on analogies and implemented in the simulation model, hence achieving better sweep efficiencies and increasing recovery factor. The purpose of this study was to substantiate the basis for the future development of cyclic steam stimulation projects together with modern techniques for increasing process efficiency.

---

<sup>3</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ing. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, M.Sc Carlos Eduardo Naranjo Suarez.

## INTRODUCCIÓN

Con el agotamiento de los recursos convencionales y de fácil extracción La industria de los hidrocarburos ha orientado durante la última década sus expectativas de producción al desarrollo de yacimientos de crudo pesado, como estrategia para soportar la demanda creciente de energía. En la explotación de este tipo de yacimientos, los métodos más comúnmente usados son los de recobro térmico, donde sobresale la implementación de la técnica conocida como Inyección Cíclica de Vapor también conocida como Estimulación Cíclica de Vapor (CSS), cuyo objetivo principal es reducir la viscosidad del petróleo en las zonas del yacimiento cercanas al pozo. La razón principal para la implementación de esta técnica es gracias a la rápida rentabilidad económica que se obtiene al implementar este tipo de proyecto.

El éxito de un proyecto de Inyección Cíclica de Vapor depende principalmente de la eficiencia con la que el vapor inyectado es capaz de contactar la mayor cantidad de petróleo en la formación, sin embargo, diferentes fenómenos que se presentan durante la implementación de la técnica como lo es la canalización del vapor en las zonas de menor resistencia al flujo y el fenómeno de “Steam Over-Ride” terminan por acabar la vida útil de estos proyectos de manera prematura debido a los bajos caudales de crudo incremental que se presentan. Diferentes estudios enfocados en la implementación de nuevas tecnologías han demostrado fuertes avances en la superación de los obstáculos más importantes, para que este tipo de proyectos alcancen su mejor desempeño en el incremento del factor de recobro y las tasas de producción de petróleo incremental.

El propósito que este estudio persigue, es evaluar con el uso de simulación numérica de yacimientos una alternativa confiable en la implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor, que reduce considerablemente su eficiencia por efectos de heterogeneidad en el yacimiento.

## 1. FUNDAMENTOS EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor, también conocida como “Huff and Puff” o estimulación cíclica de vapor, es un método de recuperación térmica que implica la inyección periódica de vapor con el propósito de calentar la zona del yacimiento cercana al pozo, para este proceso el pozo es usado como inyector y al mismo tiempo como productor. La inyección cíclica de vapor, fue descubierta accidentalmente en Venezuela en el año 1959, cuando la Shell Oil Company desarrollaba una prueba de inyección continua de vapor en el Campo Mene Grande<sup>4</sup> cerca de la costa oriental del Lago de Maracaibo. Hoy en día, la inyección cíclica de vapor se ha probado en muchos campos de Estados Unidos, Canadá y Venezuela, posicionándola como una técnica eficaz para la recuperación de yacimientos de crudo pesado.

Los principales beneficios que se logran con la implementación de este proceso son:

- Reducción de la viscosidad del aceite y mejoramiento de la movilidad del mismo, a causa de la energía transferida en forma de calor por el vapor a la roca y los fluidos de la zona invadida.
- Disminución del daño en la formación y limpieza del pozo, principalmente por la remoción del material orgánico como parafinas y/o asfáltenos, además de partículas finas presentes en el medio poroso que reducen y limitan el flujo. Así mismo un aumento de las permeabilidades absolutas y relativas por efecto de las altas temperaturas.
- Contribución al mecanismo de producción primaria del yacimiento (depleción, gravedad compactación, etc...) a través de una fuerza de desplazamiento

---

<sup>4</sup> Paris de Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

adicional que incluye la expansión térmica del petróleo y la liberación del gas en solución.

- Adición de energía térmica en la formación lo que contribuye a la continuidad lateral y permite acondicionar el yacimiento para la implementación de un método de recobro térmico de desplazamiento posterior al proceso.<sup>5</sup>

## **1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

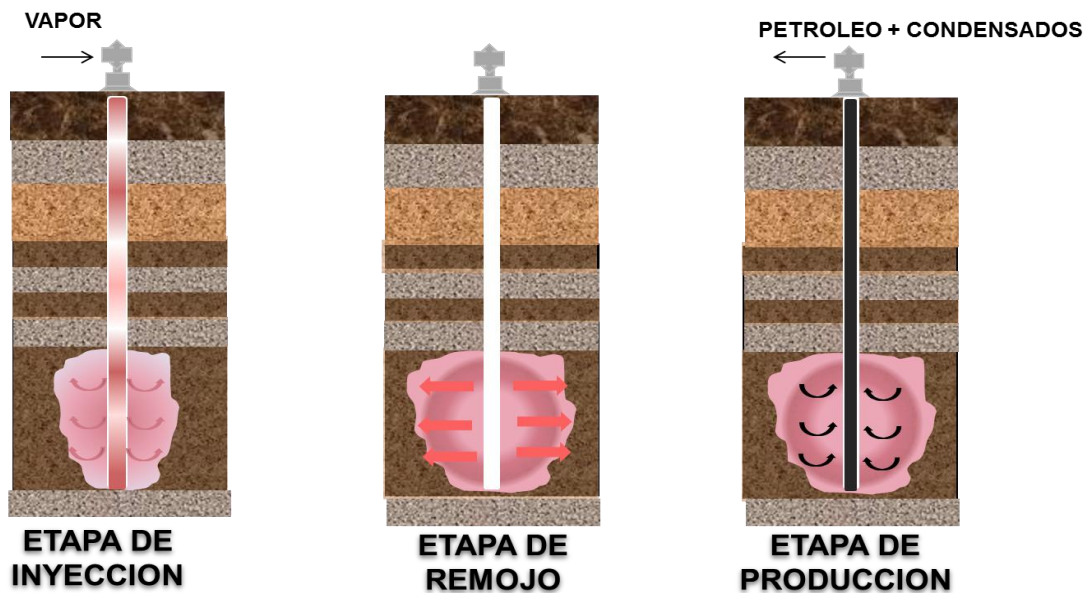
La inyección cíclica de vapor se divide en tres etapas, conocidas como inyección, remojo y producción (Injection, Soak and Production) las cuales constituyen un ciclo del proceso, estas se repiten hasta que la respuesta de la formación ya no sea óptima por las altas tasas de producción de agua, el bajo caudal incremental de crudo y el descenso de la presión del yacimiento lo que se conoce como alcanzar el límite económico del proyecto. Las etapas de un proceso de inyección cíclica de vapor convencional se muestran en la figura 1.

**1.1.1 Etapa de Inyección:** Durante este periodo que dura aproximadamente dos semanas, el vapor se inyecta a una tasa constante en la formación productora, generando una zona de vapor de agua en el yacimiento, lo cual reduce significativamente la viscosidad del crudo en la zona cercana al pozo debido al aumento de la temperatura. No obstante, la duración del periodo de inyección depende del grado de inyectividad del vapor en la formación y de la viscosidad del petróleo a la temperatura del yacimiento. Durante esta etapa se recomienda preferiblemente que la tasa de inyección sea lo más alta posible para reducir las pérdidas de calor.

---

<sup>5</sup> FAROUQ ALI, S.M. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. JCPT 74-01-05.

**Figura 1.** Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor



**1.1.2 Etapa de Remojo:** Una vez inyectada toda la cantidad de vapor de agua planificada para el ciclo, el pozo se cierra durante un tiempo de 2 o 3 días para permitir la transferencia de calor al petróleo más allá de la zona de vapor por conducción del calor desde la zona del vapor al aceite. La principal limitante de esta etapa son las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes al estrato productor ya que durante esta etapa algo del vapor se condensa cerca de la cara del pozo, por lo que esta zona es generalmente de agua saturada. La existencia de este periodo es fundamental en el proceso para evitar que el vapor inyectado sea producido en conjunto con el petróleo y el agua condensada, lo que no permitiría aprovechar sus beneficios de estimulación.

**1.1.3 Etapa de Producción:** Por último el pozo es abierto para permitir que los fluidos calientes (Petróleo y Agua condensada) lleguen hasta la superficie. Inicialmente la mayor producción será del agua proveniente de la condensación del vapor inyectado, esta producción de agua irá disminuyendo poco a poco,

aumentando la producción de crudo, esta producción dependerá principalmente de la reducción de la viscosidad del crudo, también de factores como la permeabilidad, la presión del yacimiento, el radio calentado y el daño removido por la inyección del vapor. El tiempo de duración de este periodo dependerá de la rapidez con la que los fluidos producidos irán enfriando la zona calentada finalizando este periodo cuando la producción incremental del crudo sea muy baja, en comparación a un esquema con producción en frío.

Factores como la transmisión de energía a las formaciones adyacentes, tanto en sentido vertical como radial serán los que den origen al descenso proporcional en la producción de aceite en todos los ciclos que se vayan a realizar, ya que al descender la temperatura aumentara la viscosidad del petróleo, deteniéndose el proceso cuando se haya alcanzado la tasa de producción mínima trazada bajo el análisis financiero del proyecto.

Actualmente la inyección Cíclica de Vapor es considerada el método de recobro térmico de más amplio uso en la industria para la producción de crudos pesados ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil implementación y costos relativamente bajos.<sup>6</sup>

## **1.2 PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR.**

El proceso de inyección cíclica de vapor al igual que cualquier proceso EOR se ve seriamente afectado por la variación en las condiciones tanto operacionales como de yacimiento. Por lo anterior, es importante hacer un estudio de todas estas variables que afectan el proceso, de esta manera encontrar las condiciones bajo las cuales la implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor es

---

<sup>6</sup> ALVARADO D. y BÁNZER C. Recuperación térmica del petróleo. CIED, marzo de 1998.

técnica y económicamente viable. A continuación la Tabla 1, muestra un screening con los rangos de valores para que la implementación de inyección cíclica de vapor se considere aceptable.

**Tabla 1.** Screening Inyección Cíclica de Vapor.

<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR</b>
<b>Gravedad API</b>	<b>&gt;10</b>
<b>Viscosidad del crudo (cp)</b>	<b>1000 - 4000</b>
<b>Profundidad (ft)</b>	<b>&lt;3000</b>
<b>Espesor neto (ft)</b>	<b>&gt;30</b>
<b>Porosidad (fracción)</b>	<b>&gt;0.3</b>
<b>Permeabilidad (md)</b>	<b>&gt;100</b>
<b>Presión del yacimiento (psia)</b>	<b>&lt;1500</b>
<b>Temperatura F</b>	<b>&gt;30</b>
<b>Saturación del crudo</b>	<b>No critica</b>
<b>So</b>	<b>&gt;0.55</b>

**Fuente:** Modificada de TABER, J. MARTIN F and SERIG, R. "EOR screening criteria in enhanced Recovery Fields Projects" SPE Reservoir Engineering 1997

### **1.2.1 Parámetros de yacimiento.**

Existen ciertas propiedades del yacimiento que hacen posible o limitan la implementación de un determinado proceso de recuperación mejorada.

#### **1.2.1.1 Profundidad de la formación.**

Este parámetro limita considerablemente la aplicación de procesos de recuperación con vapor, pues a mayor profundidad se generan mayores pérdidas

de calor y se pueden presentar fallas mecánicas en el casing a grandes profundidades.

Durante el recorrido del vapor inyectado desde superficie hasta la zona de interés se presentan las mayores pérdidas de calor, si se realizan procesos de inyección de vapor a profundidades mayores a 3000 ft se corre el riesgo de que el vapor se condense en su totalidad y se termine inyectando tan solo agua caliente.

#### **1.2.1.2 Espesor de la formación.**

En procesos de recuperación térmica como la inyección cíclica de vapor, es un parámetro importante ya que dependiendo del espesor de la arena estimulada se producirán valores altos o bajos en las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

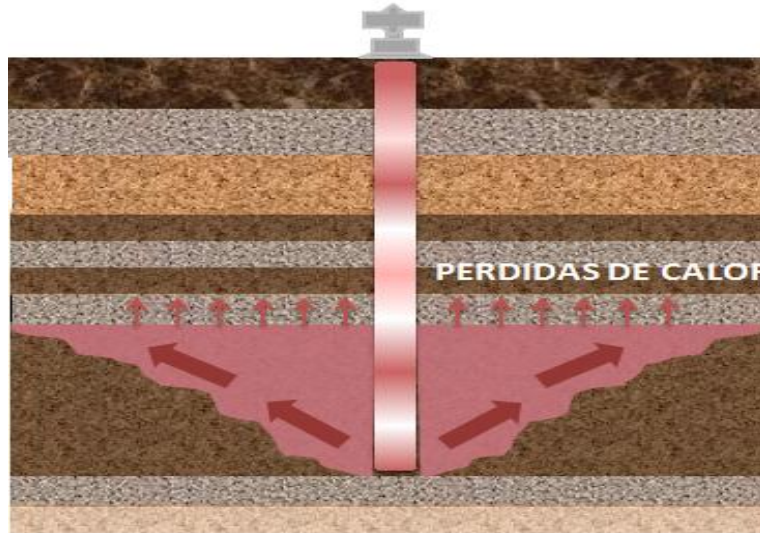
Si la formación es muy delgada, las pérdidas de calor hacia las formaciones suprayacentes y subyacentes serán grandes debido a que existe una mayor área de contacto de la zona de vapor en la arena estimulada con las formaciones vecinas. En caso de que la formación de interés limitara en sus partes superior e inferior con intercalaciones de arcilla, las pérdidas de calor serían mayores pues este tipo de formaciones posee una capacidad calorífica y un coeficiente de difusividad mucho mayor comparado con las arenas.

#### **1.2.1.3 Relación Arena – Arcilla.**

La presencia de intercalaciones de arcillas en un yacimiento candidato a inyección cíclica de vapor implica mayores requerimientos de calor a inyectar, ya que este tipo de litologías son consideradas como formaciones ladronas de calor y esto se va a reflejar en un aumento en los costos del proceso. Las arcillas presentan este tipo de comportamiento debido a su alta capacidad calórica volumétrica y a su alta

conductividad, condiciones que les permiten almacenar y conducir más calor que una arena saturada con crudo, haciendo que el calor que debería ser transferido netamente hacia el crudo, se vea disminuido a causa de la presencia de las litologías anteriormente mencionadas.

**Figura 2.** Efecto de la intercalación de arcillas en la Inyección Cíclica de Vapor



La caída en la relación aceite incremental-vapor inyectado a medida que la relación arena-arcilla decrece (aumentando el espesor bruto de la zona productora) es el resultado del incremento de las pérdidas de calor hacia las arcillas intermedias. Es decir, a medida que aumenta el espesor de arcilla menor será la cantidad de aceite recuperado, esto se debe a que las pérdidas de calor aumentarán ocasionando una acelerada disminución en la temperatura y por consiguiente una disminución en la tasa de producción.

#### **1.2.1.4 Presión del yacimiento.**

Es importante tener en cuenta que tanto ha caído la presión en el yacimiento, ya que un yacimiento depletado no dará una buena respuesta a la estimulación con vapor puesto que no tendrá la energía suficiente para producir el aceite, una

rápida caída de presión puede significar que la estimulación solo sea económicamente viable para los dos primeros ciclos.

#### **1.2.1.5 Daño a la formación.**

La existencia del daño presente en el pozo tiene un efecto significativo sobre la respuesta de producción cuando se efectúa un proceso de inyección cíclica de vapor. Esto quiere decir que si hay presencia de daño, la cara de la arena se taponan impidiendo el flujo de aceite, causando una disminución en la producción; cuando el daño es muy alto (40-60) y es removido se tiene un aumento en la relación aceite producido por unidad de volumen de vapor inyectado.

#### **1.2.1.6 Viscosidad del aceite.**

A medida que el calor entra a la formación productora, la transferencia de calor reduce la viscosidad del aceite, permitiendo que se aumente su movilidad y pueda fluir más fácilmente hacia la cara del pozo productor. Para un aumento de temperatura dado, la reducción de la viscosidad para un aceite de baja viscosidad es menos pronunciada que para un aceite con alta viscosidad inicial. Por esta razón, el incremento de la productividad tras una inyección de vapor será más pequeño para crudos de bajas viscosidades.

#### **1.2.1.7 Saturación de aceite.**

En general, yacimientos que presentan altas porosidades (mayor a 20%) y altas saturaciones de aceite (mayor a 55%) son buenos candidatos para el proceso de inyección cíclica de vapor. La explicación para que se requieran altas saturaciones de aceite se fundamenta en que si es máxima entonces se garantiza que la saturación de agua es baja. Ya que si se presenta el caso contrario el agua

se convierte en una zona ladrona de calor aumentando la perdidas ya que esta posee mayor calor especifico que el petróleo. Además, a mayor saturación de aceite será posible recuperar mayor cantidad de crudo logrando que el proceso sea eficiente tanto por aplicabilidad como por economía.

#### **1.2.1.8 Relación Agua – Aceite (WOR).**

El efecto de una alta relación agua-aceite es perjudicial para el proceso de estimulación con vapor. Esto debido a que la producción de un gran volumen de agua a través de la zona calentada acelerará el enfriamiento ya que el agua tiene una alta capacidad calorífica (la cual es aproximadamente dos veces la del aceite). Además, si en un pozo la presión de fondo fluuyente llega a ser muy baja, durante la producción parte del agua se evaporará. Esto incrementa la cantidad de calor removido debido al alto calor latente de vaporización del agua.

#### **1.2.1.9 Relación Gas – Aceite (GOR).**

Para este parámetro de yacimiento hay que tener en cuenta que una alta relación gas-aceite puede ser perjudicial ya que la producción de gas reducirá la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada causando un aumento en el flasheo del vapor de agua que se traduce en pérdidas de calor.

#### **1.2.1.10 Propiedades térmicas de la roca.**

El medio a través del cual es inyectado el vapor y por consiguiente la energía necesaria para causar una disminución de la viscosidad del crudo es la roca; la cual posee diversas propiedades térmicas tales como la capacidad calórica volumétrica, la conductividad térmica y difusividad térmica, propiedades que nos

ayudan a comprender mejor el comportamiento que tiene la transferencia de calor cuando el vapor es inyectado en las formaciones productoras.<sup>7</sup>

## **1.2.2 Parámetros operacionales**

### **1.2.2.1 Tasa de inyección de vapor.**

Generalmente en los procesos de inyección cíclica de vapor, es recomendable emplear altas tasas de inyección para minimizar las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Un estimativo para determinar la tasa de inyección en la inyección cíclica es inyectar alrededor de 30 MMBTU/Pie de formación. Cuando se trabaja con tasas de inyección altas se logra maximizar el radio de calentamiento, mejorando el efecto de la estimulación, haciendo que el periodo de cierre en la etapa de remojo sea menor para no perder producción

Al momento de estimar la tasa de inyección de vapor adecuada se evalúan principalmente factores como: viscosidad del fluido al inicio del proceso, capacidad de los equipos de generación de vapor disponibles, condiciones de presión y temperatura del yacimiento y espesor de la arena estimulada.

### **1.2.2.2 Cantidad de vapor inyectado.**

La cantidad de vapor inyectado es la principal variable que el ingeniero puede manejar y optimizar durante la inyección cíclica de vapor. En general, pequeñas cantidades de vapor pueden ser inyectados en pozos donde el mayor problema es el daño en la cara del pozo, obteniendo resultados aceptables. Hay que tener en cuenta que altas cantidades de vapor pueden inyectarse en pozos: con alta productividad, con grandes espesores productores, sin daño y con crudos de altas viscosidades.

---

<sup>7</sup>Boton L., Pacheco E., Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua.

### **1.2.2.3 Presión de inyección.**

Para un proceso de inyección cíclica de vapor lo ideal es trabajar con altas presiones de inyección, ya que esta variable se encuentra directamente relacionada con la tasa de inyección, sin embargo la presión de inyección no debe ser mayor que la presión de fractura, ya que pueden generarse daños en la formación originando pérdidas de calor y una disminución considerable en el factor de recobro.

### **1.2.2.4 Calidad del vapor inyectado.**

La calidad del vapor, es uno de los parámetros operacionales más importantes en un proceso de recuperación térmica, depende principalmente de las propiedades del agua como temperatura y presión de saturación, calor específico, calor latente y calor sensible y del equipo de generación de vapor que se emplee, bien sea portátil o fijo. La calidad de vapor a la salida del generador debe ser lo más cercana a 1 para que al llegar a la cara de la formación después de un recorrido en el cual se generan pérdidas de calor, el vapor conserve la mayor cantidad de energía para calentar efectivamente el petróleo. Se recomienda que la calidad del vapor oscile entre 80 y 90 %, es decir vapor.

### **1.2.2.5 Tiempo de remojo.**

Este parámetro operacional generalmente se analiza desde dos puntos de vista, el primero es básicamente para yacimientos que se encuentran depletados donde se recomienda que el pozo sea puesto en producción inmediatamente, ya que el pozo no tiene suficiente presión para producir debe aprovecharse la presión de inyección; mientras que para yacimientos con altas presiones si se recomienda cerrar el pozo hasta que el vapor ceda el calor suficiente y la viscosidad sea

reducida a tal punto que el crudo fluya a superficie con mayor facilidad durante su etapa de producción.

#### **1.2.2.6 Número de ciclos empleados**

La disminución en la cantidad de aceite producido después de cada ciclo de estimulación y la cantidad de vapor inyectado, son las variables que dependen del número de ciclos empleados en el proceso, cuyo parámetro de control es la relación de aceite producido por unidad de agua equivalente inyectada o RAV, teniendo en cuenta el límite económico para el proyecto.

Generalmente cuando se realiza un proceso de inyección cíclica de vapor posteriormente se continúa con un proceso de inyección continua de vapor; Para este caso, durante la estimulación no es necesario realizar demasiados ciclos o alcanzar el límite económico para comenzar a implementar el siguiente proceso.

#### **1.2.2.7 Distancia entre pozos.**

Aun cuando en un proceso de inyección cíclica de vapor se utiliza el mismo pozo para inyectar y producir, la estimulación puede tener un efecto positivo en la respuesta de producción de otro pozo que no está siendo estimulado.

Este parámetro operacional se encuentra directamente relacionado con tres aspectos: viscosidad del fluido, radio de la zona calentada y características geológicas de la formación, a partir de estos se determina el espacio adecuado entre pozos para realizar un proceso de inyección cíclica de vapor, para crudos pesados se recomienda un espaciamiento de 8 a 10 Acres pero estos valores pueden variar dependiendo de las propiedades del fluido y la geología de yacimiento.

Una vez analizados los parámetros de yacimiento y operacionales de mayor influencia en un proyecto de inyección cíclica se prosigue a determinar las propiedades del yacimiento candidato a la aplicación del proceso, junto con las experiencias adquiridas respecto al proceso en este campo.<sup>8</sup>

### 1.3 VARIACIONES DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

A nivel global, la Inyección Cíclica de Vapor es un proceso muy atractivo comercialmente debido principalmente a la rápida rentabilidad que se obtiene al implementar este método en la producción de crudos pesados, sin embargo, la Inyección Cíclica de Vapor convencional por lo general concluye en bajos factores de recobro final (10-40% del OOIP) en comparación con otros procesos de recobro térmico que alcanzan factores de más del 50% del OOIP, como se muestra en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Factores de Recobro en EOR Térmico.

<b>FACTORES DE RECOBRO</b>	
<b>TIPO DE EOR TERMICO</b>	<b>% OOIP</b>
Inyección cíclica	<b>10-40</b>
Inyección continua	<b>50-60</b>
SAGD	<b>60-70</b>
Combustión in-situ	<b>70-80</b>

**Fuente:** Alvarez J., Han S., Current Overview of Cyclic Steam Injection Process Journal of Petroleum Science Research Volume 2 Issue 3.

<sup>8</sup> Gonzales D., Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías.

Como todo proceso, la inyección cíclica de vapor ha sido estudiada para determinar alternativas al proceso que permitan mejorar los resultados finales, en este caso incrementar el factor de recobro de petróleo final del yacimiento y prolongar la vida útil de estos proyectos. A continuación se presentan una recopilación de diferentes tecnologías, y técnicas no convencionales encontradas en la literatura y aplicadas en diferentes países donde la inyección cíclica de vapor es altamente utilizada.

### **1.3.1 Aditivos químicos.**

La inclusión de aditivos químicos al proceso de Inyección Cíclica de Vapor, y en general a cualquier proceso de recuperación mejorada, busca el acondicionamiento de las características fisicoquímicas de los fluidos, relacionadas con su movilidad en el yacimiento. Todo esto con la intención de mejorar el recobro de petróleo.

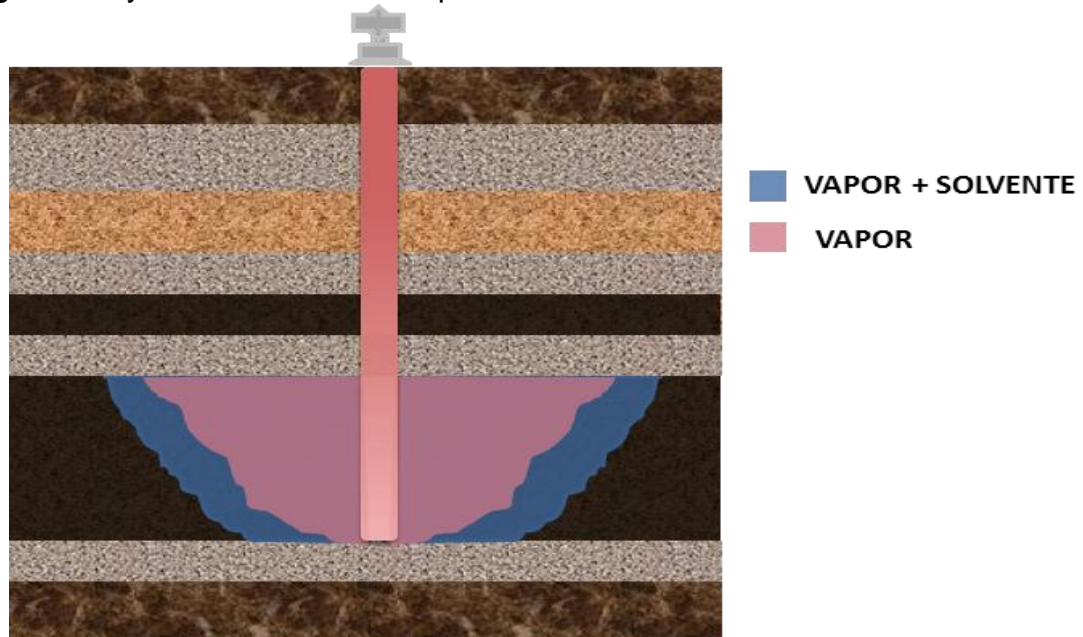
### **1.3.2 Solventes.**

Esta técnica consiste en realizar la inyección de vapor conjuntamente con la inyección de solventes de modo que se logre una mayor recuperación de petróleo. Los solventes, son usados para mejorar la eficiencia y extender la aplicación de la inyección cíclica de vapor en campos maduros que han estado produciendo bajo este método de recobro.

En este método se utilizan como solventes mezclas de varios componentes puros, casi siempre productos de la refinación del petróleo; dichos solventes se clasifican según su peso molecular en livianos, medianos y pesados. La eficiencia del solvente sobre la Inyección Cíclica de Vapor se evalúa de acuerdo a la eficiencia conseguida en el recobro y el tiempo de irrupción del vapor. Dicha eficiencia es

referenciada según el incremento del recobro de petróleo pesado por barril de solvente y por el incremento de petróleo por barril no recuperado de solvente.<sup>9</sup>

**Figura 3.** Inyección Cíclica de Vapor con Solventes.



Diferentes estudios concluyen que el mecanismo de recobro responsable para una producción adicional de petróleo, es la creación de un banco rico de solventes en frente del vapor como se muestra en la figura 3, lo cual logra disminuir la viscosidad en el petróleo que la presentada inicialmente antes de realizar la inyección<sup>10</sup>. El mecanismo de producción de un proceso de recobro con solventes y vapor es: El solvente vaporizado es co-inyectado junto con el vapor y viaja con el frente de vapor, cuando el solvente alcanza las regiones más frías en el yacimiento, este se condensa y se mezcla con el petróleo formando una zona de baja viscosidad entre la zona calentada y la parte inalterada del yacimiento.

<sup>9</sup> SHU, W.R. HARTMAN, K.J. Effect of solvent on steam recovery of heavy oil. SPE 14223.

<sup>10</sup> SHANE, D. Cold Lake Commercialization of the Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) Process. IPTC-16795-MS-

Igualmente cuando el pozo es puesto en producción, en dicha zona aumenta el radio de movilidad del fluido desplazado y del fluido desplazante, por lo tanto el barrido es mejorado y consecuentemente el recobro total incrementa.

#### **1.3.2.1 Criterios para la selección del solvente.**

En la aplicación de una técnica de inyección de solventes se deben seguir una serie de criterios en la selección del tipo de solvente de acuerdo a las características que hacen que el proceso sea más factible.

##### **a) Selectividad:**

Esta mide la afinidad del disolvente con el soluto en el solvente. En la medida que tenga más afinidad por el soluto y menos por el solvente, la selectividad será mayor y la separación más efectiva.

##### **b) Coeficiente de distribución:**

Es la relación entre la fracción de soluto presente en el refino y la fracción de soluto presente en el extracto, durante el equilibrio.

##### **c) Recuperabilidad:**

Este parámetro es importante bajo los esquemas económicos del proyecto, debido a que siempre es necesario recuperar una fracción del solvente para recircularlo en el proceso.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> COLINA MARCANO F. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento jobo 01, campo jobo 02, a través de la simulación numérica.

### **1.3.2.2 Mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el solvente y el crudo.**

El solvente y el crudo se mezclan en el yacimiento como el resultado de cuatro mecanismos principales: convección, difusión, dispersión y disolución.

- **Convección**

Se define como el mecanismo de transferencia de masa entre una superficie y un fluido en movimiento en el que intervienen tanto la difusión de masa como el movimiento de la masa de fluido. Se ha demostrado que la convección puede afectar significativamente la distribución de los componentes en algunos yacimientos de hidrocarburos.

- **Difusión**

Es el flujo de un componente hacia regiones de baja concentración en una fase líquida y/o gaseosa, la cual está representada por la primera ley de Fick. Esto aumenta la entropía (Desorden molecular) del sistema conjunto formado por las partículas difundidas o soluto, hasta que se alcanza un estado de equilibrio.

- **Dispersión**

Es el mezclado de fluidos causado por la difusión molecular en la dirección de flujo, gradientes de velocidad local, longitudes de las líneas de corriente heterogéneas localmente, y el mezclado mecánico debido a la naturaleza compleja de la estructura de los poros.

- **Disolución**

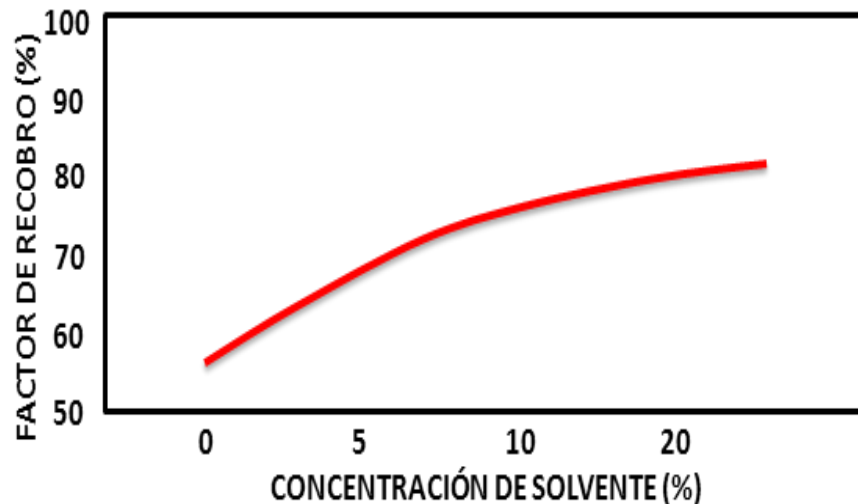
Es el proceso en el cual el solvente actúa sobre el crudo, para incrementar su estado de distribución, formando una mezcla o solución. Una disolución es

una mezcla homogénea a nivel molecular o iónico donde las sustancias que la componen no reaccionan entre sí, y cuyos componentes se encuentran en una proporción que varía entre ciertos límites.

### 1.3.2.3 Efecto de la Concentración de Solvente.

Uno de los parámetros más importantes en un proceso de inyección solventes, es saber la cantidad mínima necesaria para alcanzar el máximo factor de recobro bajo los límites financieros del proyecto. Para esto es necesario el uso de pruebas de laboratorio a diferentes cantidades de concentración y manteniendo el volumen de la muestra constante.

**Figura 4.** Factor de Recobro a distintas concentraciones de Solvente



**Fuente:** Modificado de Cyclic Steam Injection with Additives Laboratory and Field Test Results of Steam-Foam and Steam-Solvent Processes.

La Figura 4 muestra los resultados del estudio realizado por Méndez y Álvarez donde se muestra el factor de recobro de petróleo como una función de la concentración de solvente inyectado en cada prueba. La curva tiende a ser

asintótica al eje de las abscisas, lo que indica que para concentraciones superiores al 10%, el factor de recobro tiene un comportamiento constante.<sup>12</sup>

#### **1.3.2.4 Influencia del Esquema de Inyección.**

Méndez y Álvarez<sup>13</sup> realizaron estudios para determinar cuál era el esquema de inyección más favorable en un proceso de inyección de vapor con solventes, se realizaron pruebas en celdas de laboratorio, primero con una preinyección de solvente y luego con co-inyección solvente-vapor.

Durante cada prueba se midió la saturación de petróleo residual (Sor) en la celda de laboratorio utilizando un proceso de extracción con tolueno, con esto se determinó que el mejor escenario era a través de un esquema de co-inyección Vapor-Solvente, en este caso, el solvente entra a la celda de estudio en conjunto con el vapor, y así logra favorecer la solubilidad del crudo, este diseño permite contactar un área más extensa de la formación aprovechando el solvente vaporizado.

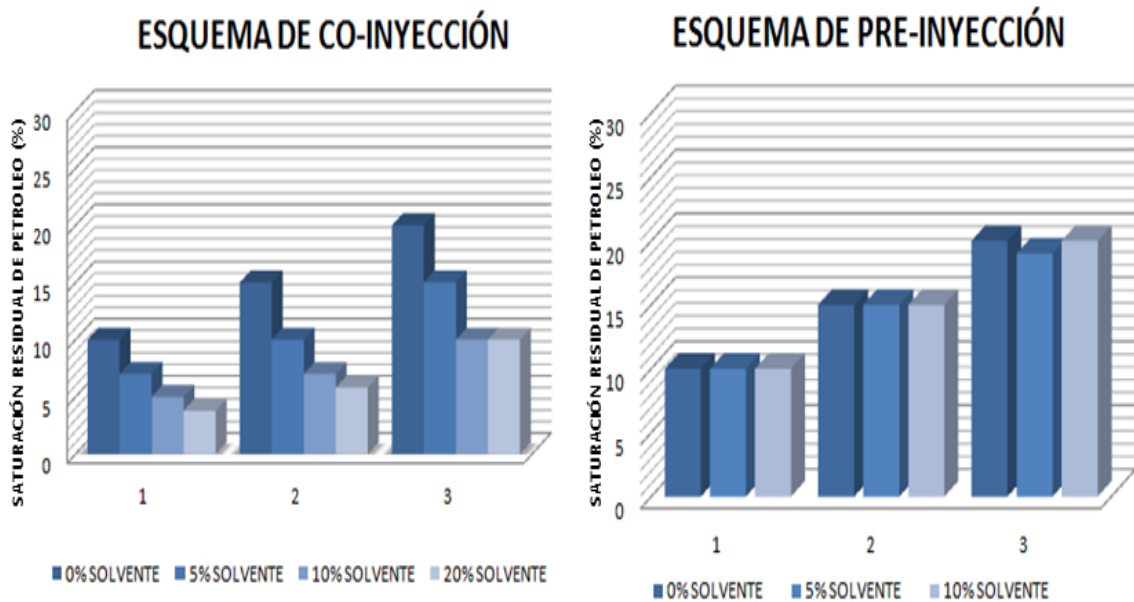
La figura 5 presenta los resultados de estudios realizados en Venezuela, donde se compara ambos esquemas de aplicación de solventes. Es importante notar que el esquema de co-inyección fue el más eficiente para este caso, mientras que el esquema de pre-inyección no mostro disminución alguna en la saturación residual de petróleo.

---

<sup>12</sup> CASTRO, Y.E. VELIZ, A.M. Cyclic Steam Injection with Solvents As Method Of Thermal Recovery For Heavy And Extraheavy Oils Laboratory Tests. SPE 137547.

<sup>13</sup> MENDEZ, Z. ALVAREZ, J.M. Cyclic Steam Injection with Additives Laboratory and Field Test Results of Steam-Foam and Steam-Solvent Processes. SPE 24632.

**Figura 5.** Influencia del Esquema de Inyección en la saturación de aceite residual



**Fuente:** Cyclic Steam Injection with Additives Laboratory and Field Test Results of Steam-Foam and Steam-Solvent Processes.

### 1.3.2.5 Disolución del Material Orgánico.

Aun cuando el solvente inyectado disminuye la viscosidad del crudo, este no siempre es el fenómeno más importante en un proceso de inyección de solventes químicos, también es necesario considerar que el solvente será capaz de limpiar el material orgánico como asfaltos y parafinas adheridos al medio poroso, los cuales no permiten una tasa de inyección óptima. Comparado con una etapa inicial donde solo se inyecta vapor, el proceso de co-inyección solvente-vapor mejora tanto la recuperación de petróleo, como la inyectividad del medio poroso permitiendo que más vapor contacte el petróleo en la formación. Esta razón explicaría el por qué muchos proyectos de este tipo fracasan en la etapa de evaluación y estudios previos con el uso de simuladores comerciales, debido a que estos requieren el uso de modelos complejos y ecuaciones para representar

estos cambios, sin embargo, durante los estudios es posible que no sean implementados por que estos dificultan e incrementan los tiempos de computo.

### 1.3.2.6 Secuencia de Inyección (Esquema de Co-inyección).

- **Fase de Calentamiento:** conforma una etapa de inyección de vapor sin solvente, generalmente por dos días consecutivos, para precalentar la zona cercana al pozo y evitar la condensación del solvente en las zonas cercanas al pozo.
- **Inyección Vapor/Solvente:** consiste en la inyección simultanea de vapor y el solvente químico, favoreciendo de esta manera la solubilidad del solvente dentro del crudo y lográndose una mejor área de contacto, por el incremento de la movilidad del crudo debida a la reducción de la viscosidad. La duración de esta fase depende de la inyectividad de la formación.
- **Inyección de vapor:** esta fase concluye cuando el volumen de vapor remanente es inyectado. Aquí el solvente es desplazado por el vapor y alcanza una penetración mayor, la cual resulta en una mayor área de contacto alcanzada.<sup>14</sup>

Generalmente cuando se habla del proceso de inyección cíclica de vapor mejorado con la aplicación de solventes, se hace referencia a la técnica LASER-CSS (Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery of Cyclic Steam Stimulation) desarrollada y patentada en Canadá. El solvente característico usado consta de una mezcla de hidrocarburos que contienen principalmente cinco a diez átomos de carbono; es decir, pentano, hexano, heptano, octano, nonano o decano e isómeros de los mismos.

---

<sup>14</sup> Alvarez J., Han S., Current Overview of Cyclic Steam Injection Process Journal of Petroleum Science Research Volume 2 Issue 3.

### **1.3.2.7 Ventajas de los solventes.**

Las ventajas más importantes del uso de solventes en los procesos de recobro del crudo son:

- ✓ Mejoran el rendimiento ambiental.
- ✓ Mejora la economía de los procesos térmicos, cuando estos se emplean como agentes movilizantes.
- ✓ cuando el pozo es producido, en dicha zona aumenta el radio de movilidad del fluido desplazado y del fluido desplazante, por lo tanto el barrido es mejorado y consecuentemente el recobro total incrementa.

### **1.3.2.8 Viabilidad económica del uso de solventes.**

El balance económico de este tipo de proyectos es fuertemente dependiente de la cantidad de solvente que se retiene en el yacimiento y la de producción de petróleo. Se considera que el solvente neto es el solvente inyectado menos el solvente recuperado, es decir el solvente en el yacimiento. Dependiendo de las facilidades de separación de superficie, algunos solventes pueden permanecer en la fase líquida y ser transportados con el crudo a la refinería. Por otro lado, aunque la inversión inicial es significativamente alta, se tiene previsto que los factores de recobro son aceptables para mantener a flote la viabilidad de este tipo de proyectos.

### **1.3.3 Surfactantes.**

El uso de solventes puede resultar en altos costos operacionales debido a las altas tasas de inyección requeridas para lograr una disminución apreciable de la viscosidad del crudo, es por esto que, algunos pilotos de Inyección Cíclica de Vapor introdujeron el uso de surfactantes al vapor inyectado, para disminuir la

tensión interfacial entre la roca y los fluidos, alterar la mojabilidad de la roca obteniendo una formación con mayor afinidad al agua dando respuesta a un incremento en las tasas de producción de crudo y por consiguiente un mayor Factor de Recobro.

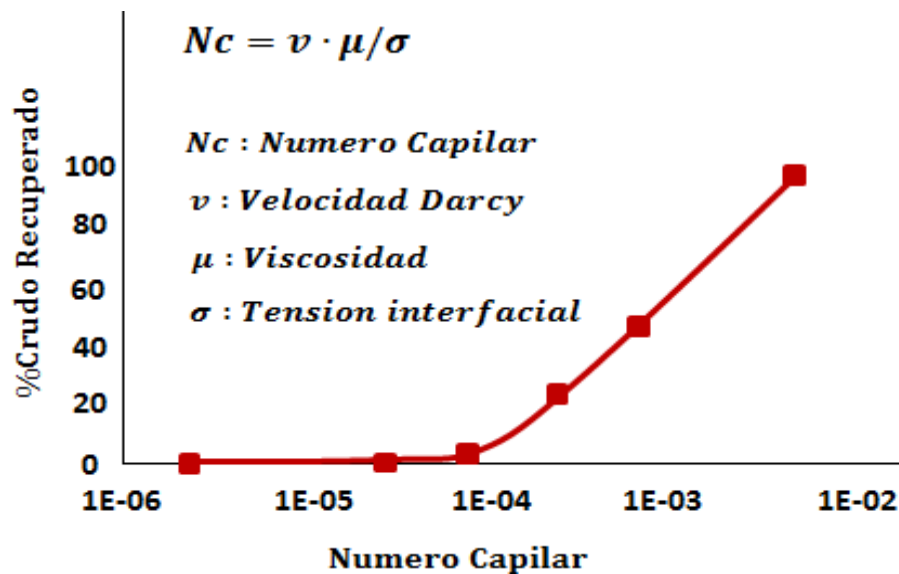
Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen en agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas micelas, las cuales permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial por absorción en la interfaz líquido-líquido y aumento de la solubilidad por medio de una concentración crítica micelar, la cual para el caso del petróleo permite que éste penetre el corazón de las micelas formando un sistema de microemulsión. De acuerdo a la carga que poseen los surfactantes se clasifican en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. Para la recuperación mejorada del petróleo los surfactantes que se emplean son los aniónicos dentro de los que destacan los sulfonatos, los cuales en base a su fórmula de agente tensoactivo permiten optimizar el proceso de recobro.

La cantidad de petróleo que se produce por energía natural del yacimiento o por inyección de agua, por lo general es menor al 40% del OOIP, debido al efecto de las fuerzas viscosas que impiden la fluidez del petróleo y fuerzas capilares que retienen el petróleo en el medio poroso. Es por ello, que la movilidad del petróleo residual está sujeta a una competencia entre las fuerzas viscosas y fuerzas capilares, que se expresa a través del denominado número capilar. La figura 6 muestra la relación entre la cantidad de petróleo recuperado y el número capilar que evidencia una recuperación del ciento por ciento cuando se logran eliminar por completo las fuerzas interfaciales en el medio.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Norman, C. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria.

**Figura 6.** Relación entre Número Capilar y la Recuperación de Crudo



**Fuente:** Modificada de Norman, C. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria.

Para poder recuperar cantidades significativas de crudo, el número capilar debe crecer de tres a cuatro órdenes de magnitud, el número capilar es directamente proporcional al producto de la viscosidad y la velocidad e inversamente proporcional a la tensión interfacial.<sup>16</sup>

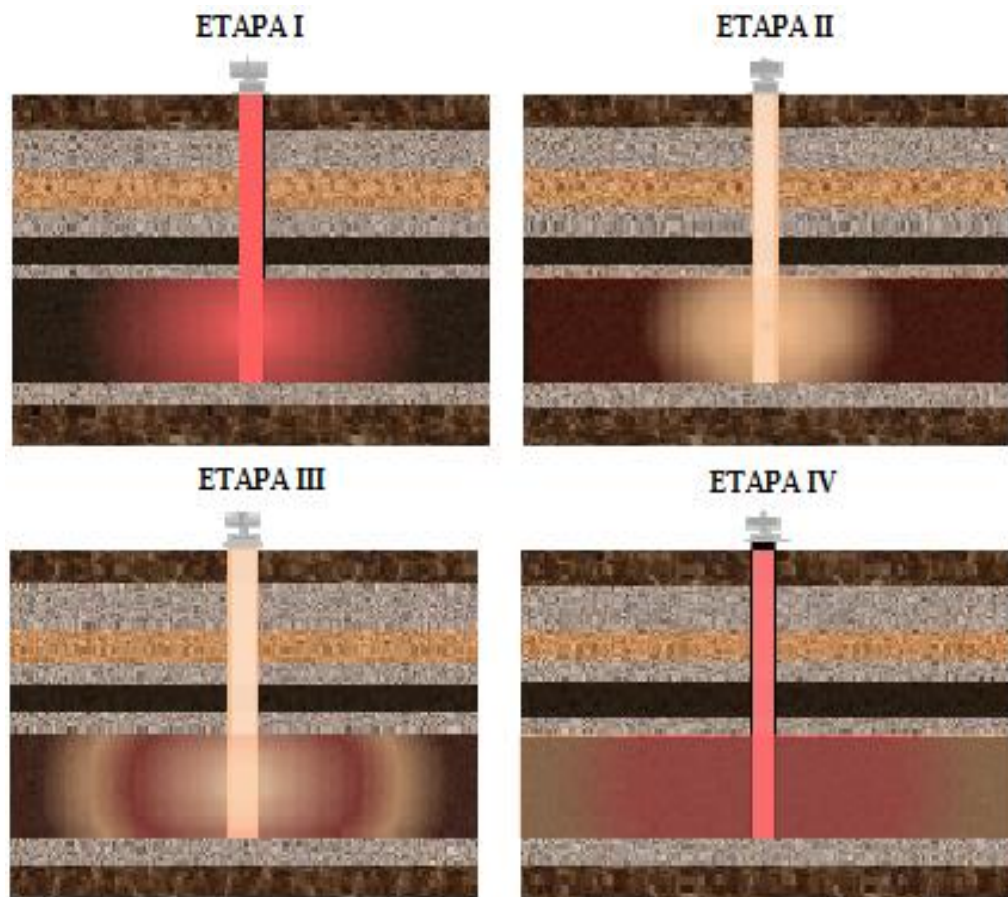
Un programa de inyección de surfactantes y vapor en pozos verticales se constituye generalmente con 4 etapas:

- I. Inyección cíclica de vapor durante aproximadamente dos días, para limpiar y estimular las arenas con mejores condiciones para recibir el vapor.
- II. Co inyección del vapor y surfactante, para bloquear las arenas que recibieron preferencialmente el vapor en la etapa anterior.

<sup>16</sup> JAMES J. S Modern chemical enhanced oil recovery.

- III. Co inyección de vapor y surfactante de manera intermitente, para garantizar la eficiencia del proceso. Esta es la fase de mayor duración y donde se genera el efecto divergente en el pozo.
- IV. Finalmente solo se inyecta vapor hasta que se inyecte toda la cantidad de vapor programada en el diseño.<sup>17</sup>

**Figura 7.** Etapas de una Inyección Cíclica de Vapor con Surfactantes



<sup>17</sup> VALERA C.; ESCOBAR M.A. Use of Surfactants in Cyclic Steam Injection in Bachaquero-01 Reservoir.

### **1.3.3.1 Selección del Surfactante.**

Para determinar el surfactante a implementar en un proceso de recuperación mejorada con vapor se debe tener en cuenta que el componente químico debe ser soluble en agua y sus componentes termodinámicamente estables debido a las altas temperaturas. Para estos proyectos son comunes los surfactantes del tipo TSFA (Thin Film Spreading Agent) cuya acción es la reducción de las fuerzas en la interfaz roca-fluido, imponiendo una capa fina de dispersión para superar los agentes emulsificantes que naturalmente se encuentran entre las interfaces agua-petróleo y roca-petróleo. Esta reducción de energías teóricamente permite que el medio poroso sea preferencialmente mojado por agua, lo que permite una mayor liberación de petróleo de la superficie de la roca y por lo tanto incrementando la movilidad del crudo.

El surfactante implementado debe ser compatible con el crudo en la formación para evitar posibles bloqueos en la cara del pozo. Es por esto que es necesario probar diferentes TFSA en laboratorio con muestras de crudo representativas de la formación a condiciones del yacimiento.

### **1.3.3.2 Problemas comunes que se presentan en la co-inyección del surfactante.**

Los surfactantes se caracterizan por ser fluidos de alta complejidad química, que al entrar en contacto con el petróleo y las rocas del yacimiento que han estado en equilibrio físico-químico durante muchos años con la salmuera connata, provoca varios fenómenos de transferencia de masa: adsorción, intercambio iónico, etc., y además fenómenos de no equilibrio. A continuación se describirán los principales problemas presentados durante el desarrollo de este tipo de proceso:<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> GALL, J.W. Steam Diversion by Surfactants. SPE 14390-MS

- Adsorción del surfactante.

La adsorción del surfactante es un proceso en el que ciertas moléculas de dicho químico son adheridas a la superficie de la roca, provocando la pérdida de las propiedades originales del mismo. Durante el proceso de adsorción, la mezcla de surfactante puede fraccionarse, dado a que los sulfonatos de petróleo empleados contienen una amplia distribución de pesos moleculares.

- Precipitación del surfactante.

El fenómeno de precipitación del surfactante consiste en la disociación por asentamiento gravitacional del químico inyectado debido a la presencia de iones divalentes. Un aumento en la concentración por encima del valor máximo provoca este fenómeno, y en algunos casos su redisolución.

- Emulsiones.

Las emulsiones son mezclas de dos líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea que resulta de procesos de no equilibrio durante el desarrollo de diferentes técnicas de recobro mejorado. En el caso de los surfactantes, la presencia de este fenómeno ocurre entre dicho químico inyectado y el aceite contactado, en presencia de tensiones interfaciales ultra-bajas.

En tal caso, las emulsiones formadas pueden ser a menudo estables, viscosas y pueden taponar el yacimiento. Sin embargo debe notarse que la presencia controlada de una emulsión viscosa puede ser beneficiosa porque puede taponar las zonas de alta permeabilidad y así obligar el fluido inyectado a penetrar en las otras zonas.

#### 1.3.4 Gases miscibles.

Esta técnica permite el mejoramiento del recobro de crudo por inyección de vapor más agentes gaseosos no hidrocarburos tales como el nitrógeno y el dióxido de carbono que se generan en un proceso de combustión. Entre los principales mecanismos están, la solubilidad del gas en el crudo, la reducción de la viscosidad del petróleo y disminución de la tensión interfacial. Además el gas inyectado puede expandirse más rápidamente en el área calentada del yacimiento a medida que se difunde el gas en solución.<sup>19</sup>

Los procesos de co-inyección de vapor con gas también llamados proyectos de co-estimulación vapor gas permiten la recuperación de crudo por diferentes mecanismos, como lo son: reducción de la viscosidad por calentamiento y gas en solución, mejoramiento de la eficiencia de barrido generada por el gas, disminución en las pérdidas de energía, expansión térmica de la roca y de los fluidos saturados y incremento de la inyectividad del fluido.<sup>20</sup>

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el nitrógeno (N<sub>2</sub>) son principalmente los gases más usados en este tipo de proyectos. El efecto de estos componentes no hidrocarburos es específico para cada etapa del proyecto, el Nitrógeno principalmente se emplea como aislante entre el Tubing y Casing disminuyendo las pérdidas de calor en el sistema, además permite amortiguar la rápida caída de presión en el área de drenaje que el proceso de Inyección Cíclica de Vapor ocasiona. El Dióxido de Carbono es muy utilizado en los proyectos de recuperación terciaria debido a su gran hinchamiento en el crudo, bajo condiciones favorables de miscibilidad el CO<sub>2</sub> aporta en gran medida a la recuperación de crudo por difusión del gas en el petróleo lo que permite que el vapor inyectado se disperse más rápido en la formación, sin embargo, este no es un factor

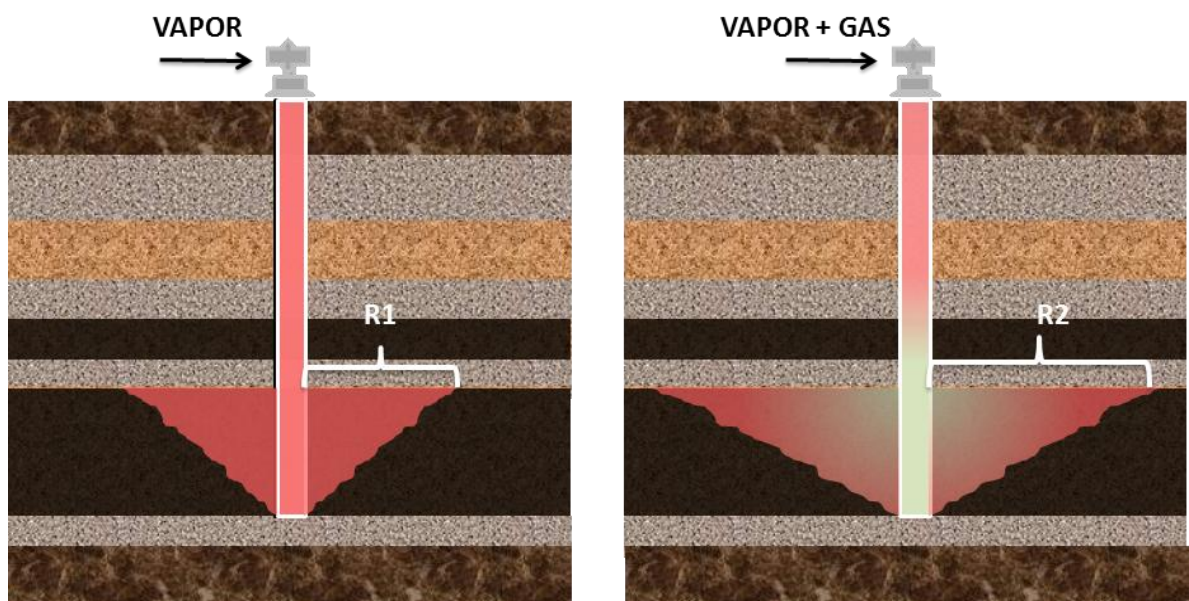
---

<sup>19</sup> STASHOK, Y.I. DRAMPOV, R.T. Cyclic Gas/Steam Well Stimulation: Field Results. SPE 24201-MS.

<sup>20</sup>SUN Y, Zhao L. Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam-Gas-Chemical Co-stimulation. SPE 149831.

comparable con una distribución del vapor en el yacimiento, pero disminuye el tiempo de intrusión del gas, lo cual es una evidencia del mejoramiento de la capacidad de aceptación del vapor en la formación. En la figura 8 se compara el proceso de inyección cíclica solo con vapor con una co-estimulación vapor gas alcanzándose un radio calentado mayor en un menor tiempo de inyección.

**Figura 8.** Inyección Cíclica de Vapor con Gas Miscible



La co-inyección de gases miscibles en un proceso de inyección cíclica de vapor funciona por dos mecanismos principales:

- **Efecto de difusión del gas en el crudo:** El gas se disuelve en el crudo y se difunde rápidamente hasta un radio extenso dentro del yacimiento, de este modo se mejoran las propiedades de crudo y se extiende el área calentada por el vapor.

- **Efecto de reducción de la viscosidad del gas de combustión sobre el crudo:** El gas de combustión, especialmente el dióxido de carbono, se puede disolver de manera rápida en el crudo, y por lo tanto disminuir la viscosidad del mismo, aumentando de esta manera la movilidad del crudo.<sup>21</sup>

### 1.3.5 Espumas.

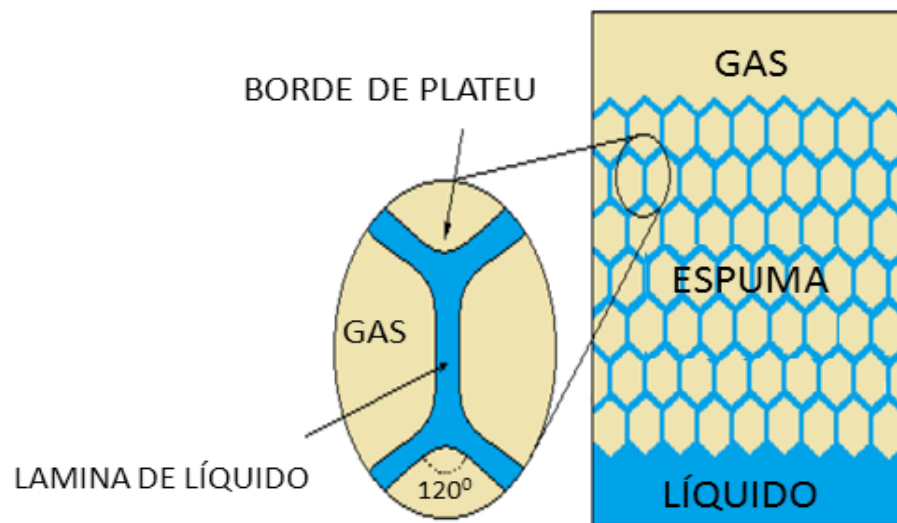
A la hora de hacer una estimulación en el yacimiento, los fluidos prefieren trayectorias que ejerzan menor resistencia al flujo y la pobre eficiencia de barrido volumétrica, dando como resultados una mala distribución del vapor en el yacimiento, debido a las altas heterogeneidades y la relación de movilidad. En el proceso de inyección cíclica de vapor, el frente de vapor, en los primeros ciclos de inyección busca irrumpir las zonas de mayor permeabilidad y durante los subsiguientes ciclos, este sigue tendiendo a irrumpir ese trazo de mayor permeabilidad, dejando zonas libres de vapor y sin ser estimuladas. Para corregir estos problemas de distribución del vapor, se han utilizado surfactantes para generar espumas in-situ dentro del yacimiento. Estas espumas ayudan a que el vapor se re-direccione desde los canales iniciales de vapor hacia las zonas de menor permeabilidad y que contienen mayor saturación de crudo.

Las espumas son acumulaciones con una dispersión de un volumen de gas (entre 60 y 97%) en una fase continua de líquido, formándose cuando el gas contacta el líquido en presencia de un mecanismo de agitación, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. Estas tienen la particularidad que pueden fluir como líquido y permanecer inmóviles como sólidos. Las películas delgadas de líquido, separadas por burbujas de gas son definidas como lamellas: y la unión de 3 lamellas con un ángulo de 120° se conoce como el borde de plateau Figura 9.

---

<sup>21</sup> CAMACHO U., PÉREZ O. Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor. Trabajo Especial de Grado.

**Figura 9.** Estructura básica de una espuma



**Fuente:** HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook. Volumen V. Modificada.

Debido a la separación de sus componentes, la mayoría de las espumas tienden a romperse rápidamente. Se han reportado casos en los que el tiempo de vida media de una espuma convencional ha sido menor a 1 segundo. Una solución a esta limitación consiste en adicionar a la fase líquida concentraciones pequeñas de surfactante que la estabiliza. El surfactante se ubica en la interface de los dos fluidos impidiendo la separación del gas y el líquido y aumentando la estabilidad de la espuma. Por diferencia de densidades, la fase gaseosa en una espuma tiende a ascender, mientras la fase líquida tiende a depositarse, ocasionando la ruptura temprana de la espuma.

Es necesario enfatizar la importancia del surfactante en la generación de la espuma, ya que estos confieren estabilidad a la solución espumosa. La ubicación de los surfactantes entre las fases hidrofílicas e hidrofóbicas impide el tráfico de moléculas desde la superficie al interior del líquido, las cuales van en busca de un estado de menor energía, lo que disminuye así el fenómeno de tensión superficial.

En aplicaciones de espumas a yacimientos de petróleo, los surfactantes deben ser capaces de generar espumas químicamente estables al contacto con salmueras y aceites y minerales. Para lograr esto, es necesario agregar aditivos a la fase acuosa que aumenten la estabilidad y la viscosidad aparente de la espuma. Por otro lado, el uso de surfactantes de bajo peso molecular es recomendable en la formación de espumas acuosas con el fin de asegurar su solubilidad en agua.<sup>22</sup>

Para procesos de inyección de espumas en conjunto con vapor, diversos estudios relacionan la calidad del vapor inyectado y su efecto en la estabilidad de la solución espumosa, por esto autores recomiendan, iniciar la inyección con vapor de baja calidad a manera de aumentar la saturación de agua en la cercanía del pozo y que esto permita una espuma de mayor estabilidad.<sup>23</sup>

#### **1.3.5.1 Propiedades de las espumas.**

- **Calidad de la espuma.**

La calidad de la espuma es el porcentaje de volumen de gas dentro de la espuma a una presión y temperatura específicas. En la industria petrolera se encuentran calidades típicas entre 75 y 90%. Las espumas que tienen una alta calidad, son conocidas como espumas secas. Cuando se propagan en el medio poroso, la movilidad de muchas espumas disminuye a medida que aumenta la calidad hasta el límite superior de la estabilidad de la espuma (límite superior > 93%).

- **Textura.**

La textura de la espuma es una medida del tamaño promedio de las burbujas de gas. En general, si la textura de la espuma se vuelve más fina, la espuma tendrá mejor resistencia al flujo en la matriz de la roca.

---

<sup>22</sup> Lake, Larry Enhanced Oil Recovery.

<sup>23</sup> Sarathi S, A comprehensive analysis of steam-foam process performance. A stimulation study.

- **Distribución del tamaño de burbuja.**

Es una medida de la variación del tamaño de las burbujas de la espuma, esta variación se califica como homogénea (todas las burbujas son de igual tamaño) o heterogénea (las burbujas tienen diferentes tamaños) según sea el caso. Una espuma con una amplia distribución del tamaño de las burbujas de gas será menos estable debido a la difusión del gas, de burbujas pequeñas a grandes, por lo tanto la resistencia al flujo impartida por la espuma en el medio poroso será más alta cuando el tamaño de burbuja sea relativamente homogéneo.

- **Estabilidad o durabilidad.**

La estabilidad de las espumas depende de las propiedades físicas y químicas de la película de agua estabilizada con surfactante separada de las burbujas de gas. Todas las espumas en algún momento se descompondrán. La descomposición de la espuma es un resultado de las películas excesivamente delgadas y la ruptura con el tiempo y el resultado de la difusión del gas de pequeñas burbujas a grandes burbujas, algunos efectos externos, como el contacto con un rompedor de espuma (aceite o salinidades adversas), contacto con una superficie hidrofóbica, y calentamiento local puede romper la estructura de la espuma.

La adición de sustancias que aumenten la viscosidad de la fase líquida, al igual que la presencia de sustancias sólidas pulverizadas de tamaño muy fino y la utilización de líquidos con tensiones de vapor bajas, aumentan la estabilidad de la espuma. Sistemas con altas presiones contribuyen también al aumento en la estabilidad de las espumas.

- **Densidad.**

Una de las características atractivas de las espumas para utilizarse en una inyección de vapor es la baja densidad efectiva de estas. La característica de baja

densidad tiene ramificaciones positivas para espumas utilizadas como control de movilidad y como bloqueo al flujo. Es importante que durante la ubicación de la espuma en una operación, es necesario considerar cuidadosamente los efectos relativos de la fuerzas gravitacionales vs las fuerzas viscosas que operan durante la ubicación de la espuma.

- **Movilidad.**

La movilidad de una espuma en el medio poroso puede ser expresada de manera análoga a la movilidad de los fluidos newtonianos continuos:

$$\lambda_f = \frac{k \cdot k_{rf}}{\mu_f}$$

$\lambda_f$ , movilidad de la espuma.

K, permeabilidad absoluta.

$k_{rf}$ , permeabilidad relativa a la espuma.

$\mu_f$ , viscosidad de la espuma.

La movilidad de una espuma atrapada es igual a cero (0).

- **Viscosidad efectiva.**

Se puede expresar de la siguiente manera:

$$\mu_f = \mu_g + \frac{\alpha \cdot n_f}{V_f^c}$$

$\mu_g$ , viscosidad de la fase continúa de gas.

$\alpha$ , constante de proporcionalidad que varía con la permeabilidad y el tipo de surfactante.

$n_f$ , textura.

V, velocidad intersticial.

C, exponente que expresa el comportamiento shear-thinning de las espumas.

La ecuación es el resultado del flujo de espuma a través de tubos capilares. La viscosidad de una espuma aumenta con el incremento de la permeabilidad y de la succión capilar.

### **1.3.5.2 Factores que afectan las propiedades de las espumas.**

- **Efectos de la permeabilidad y las tasas de flujo.**

Existe una relación entre la permeabilidad y la viscosidad aparente de la espuma, algunos estudios evidencia que existe una disminución en la viscosidad efectiva con la reducción en la permeabilidad del medio, esto debido al comportamiento shear-thinning de la espuma.

La permeabilidad es el factor más importante que dicta el flujo de la espuma a través del medio poroso y consecuentemente, este tiene un fuerte efecto en la divergencia de la espuma. La movilidad de la espuma depende fuertemente de la textura y la textura es gobernada por los mecanismos que generan y destruyen las burbujas, como la presión capilar. Como la presión capilar en una función de las permeabilidades, la movilidad de la espuma en las rocas con contraste de permeabilidades será diferente, de este modo promoviendo o impartiendo el proceso de divergencia. En el caso ideal, la espuma colapsa en las capas de baja permeabilidad debido a la alta presión capilar pero se mantiene atrapada en las capas de alta permeabilidad, reduciendo la movilidad del líquido.

- **Efecto de la salinidad.**

Al tener un incremento en la salinidad, la viscosidad aparente de las espumas disminuye, la movilidad aumenta y la estabilidad disminuye. Hoy en día se han realizado estudios para el diseño de espumas resistentes a la alta salinidad en la formación, especialmente para la aplicación de espumas en costa afuera.

- **Efecto PH.**

El PH de la fase acuosa de las espumas puede reducirse por la presencia de ácidos o gases en los fluidos del yacimiento. Sin embargo, no se encuentran cambios importantes en la estabilidad de la espuma cuando el PH del agente espumante es bajo.

- **Efectos de la saturación de aceite.**

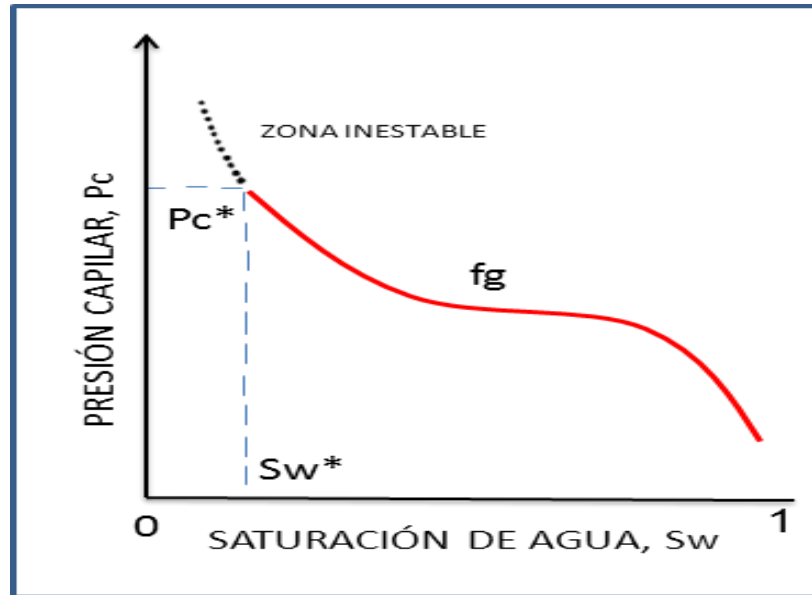
Altas saturaciones de aceite aceleran la desestabilización de una espuma y como tal su ruptura. El grado de tolerancia de la espuma a la presencia de aceite depende del tipo de crudo. En general, las espumas son menos estables cuando interactúan con aceites livianos. Generalmente la espuma tendera a formarse en las zonas más saturadas de agua, por lo que su efectividad es más apreciada para proyectos maduros de inyección de vapor.

- **Efecto de la Presión Capilar.**

La estabilidad de las espumas depende de la presión capilar. Las espumas se rompen a presiones capilares bajas, el valor de presión capilar límite para las espumas en el medio poroso varia con la formulación del surfactante y la permeabilidad del medio. La figura 10, representa los límites de estabilidad y el comportamiento de la espuma con respecto a la presión capilar en el medio poroso, altas presiones capilares generan una zona de inestabilidad donde las

partes de la espuma tenderán a romperse en emulsiones poco beneficiosas para la recuperación de crudo.

**Figura 10.** Efecto de la presión capilar en la estabilidad de la espuma.



**Fuente:** KHATIB Z.I, HIRAZAKI G.H, Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. SPE15442.

- **Efecto de la Mojabilidad.**

Los mecanismos de generación de espuma en el medio poroso parecen preferir la existencia de una superficie mojada por la fase acuosa. En situaciones cuando existe mojabilidad mixta, la espuma se genera en la zona mojada por agua. En las zonas mojadas por aceite la espuma no se genera, y las lamellas colapsarán cuando pasan a través de estas partes de la roca. En los medios inicialmente mojados por aceite, pero sin aceite, se ha demostrado que la espuma puede generarse tan efectiva como en la roca mojada por agua. Esto se debe a la absorción del surfactante en el material del núcleo, un proceso donde se cambia la mojabilidad de la roca a una mojada por agua.

El comportamiento de la espuma en el medio poroso está íntimamente relacionado con la conectividad y la geometría del medio. El medio poroso tiene varias características que son importantes para el flujo de la espuma.

Primero, estos se caracterizan por el tamaño de distribución de los cuerpos de poro interconectados. La generación de la espuma y los mecanismos de destrucción dependen fuertemente en la relación cuerpo/garganta. Segundo, los poros no son cilíndricos pero presentan esquinas. Para poros largos, el fluido mojante reside en las esquinas de poros ocupados por gas y en pequeñas laminas que cubren las paredes del poro. La fase no mojante reside en la porción central de los poros largos. Los poros pequeños son completamente llenados con el fluido mojante, por lo tanto la fase mojante permanece continua. Tercero, cuando las tasas de flujo son muy pequeñas y dominan las fuerzas capilares, la presión capilar está dada por la saturación local de la fase mojante y el valor de la tensión interfacial. Durante el flujo bifásico, el fluido no mojante fluye en los canales de poros largos interconectados. El fluido mojante fluye en canales pequeños interconectados y en las esquinas de poro se ubica la fase no mojante debido a los gradientes de presión en la fase acuosa.

### **1.3.5.3 Tipos de Inyección de Espuma.**

Existen tres mecanismos de formación e inyección de espumas: espuma preformada, co-inyección y SAG.

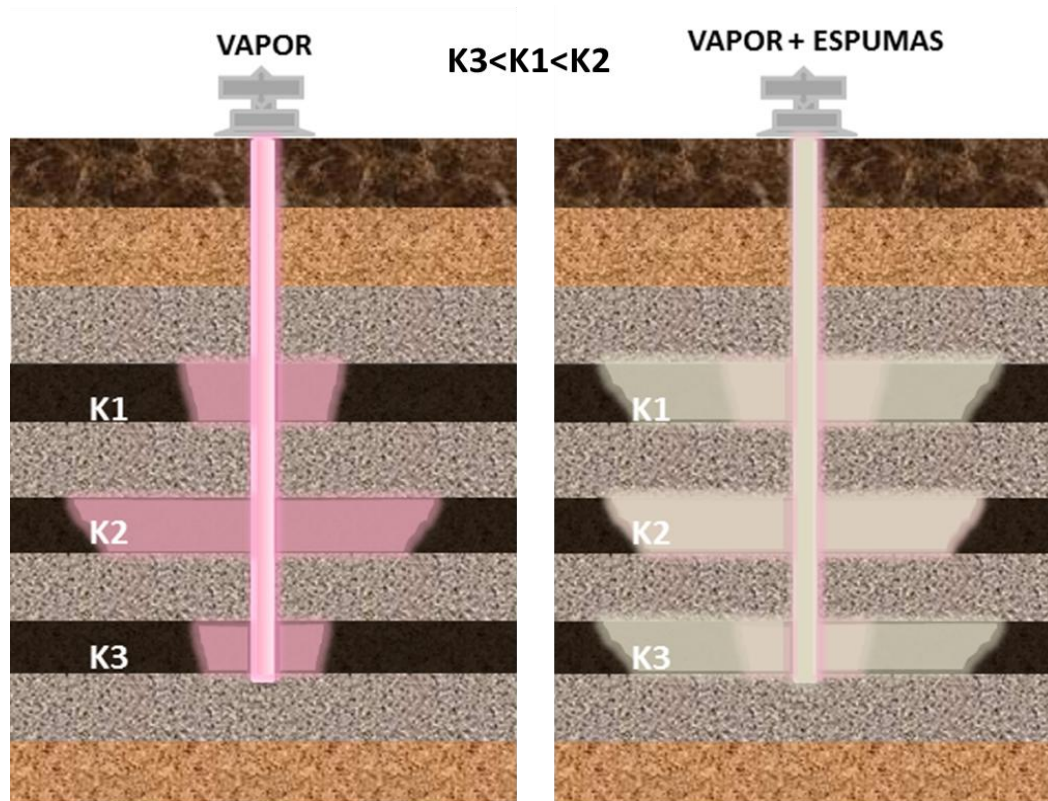
- La espuma preformada es generada antes de entrar en el medio poroso, en superficie usando un generador, durante su desplazamiento a través de la tubería de producción o antes de entrar en las perforaciones. Las espumas preformadas poseen alta reducción de la movilidad.

- El método de co-inyección puede ser intermitente (se inyecta de manera continua el gas y de manera intermitente la solución espumante) o continuo (el gas y la solución espumante son inyectados continuamente).
- El método SAG (inyección alternada de surfactante) es un mecanismo donde la espuma es formada en el medio poroso a partir de la inyección alternada de baches de surfactante y gas.

Las espumas son muy similares a las emulsiones con la diferencia de su facilidad para ser limpiadas, de acuerdo a la función que desempeñan las espumas se clasifican en: espumas para el control de movilidad, para bloqueo de zonas y espumas para el desvío de fluidos. Mecánicamente las espumas pueden fluir como líquidos y permanecer inmóviles como los sólidos. El fluido espumoso consiste en acumulaciones de burbujas de gas separadas unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen.

Teóricamente el proceso resulta eficiente ya que la espuma se ubica primero en la formación de mejor conductividad, donde bloquea el flujo para que las arenas que no han sido aún contactadas debidamente por el vapor sean invadidas, la figura 11 ilustra el efecto de la aplicación de espumas como agentes divergentes para la redistribución del vapor, taponando las zonas de alta permeabilidad por las cuales el vapor se canaliza. Las espumas confieren una decisión práctica especialmente en los yacimientos estratificados que presentan alta variación en sus capas.

**Figura 11.** Efecto de la espuma en la distribución del vapor.



#### 1.3.5.4 Ventajas de la Inyección de Espumas.

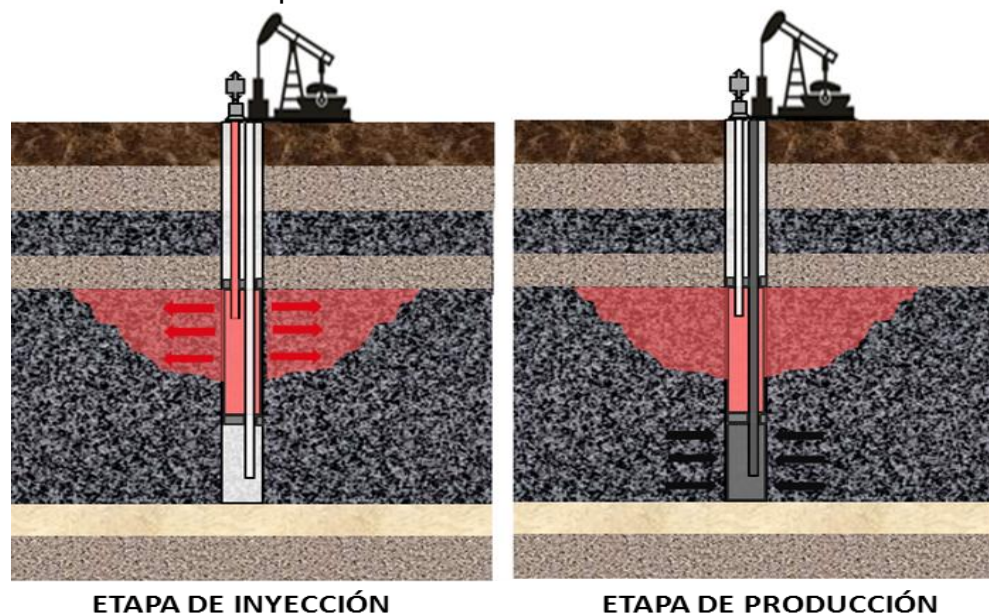
- Reducción efectiva de la movilidad del gas y del vapor en procesos de inyección de gas e inyección de vapor. (Agentes de Control de Movilidad).
- Reducción temporal del flujo de gas o vapor a través de estratos de alta permeabilidad y zonas fracturadas (Agente de Bloqueo).
- A diferencia de los polímeros y los geles, las espumas son más resistentes a la degradación biológica, mecánica, química y térmica.
- El proceso de inyección de espumas es relativamente económico en comparación con otros procesos EOR.<sup>24</sup>

<sup>24</sup> HIRASKI G. The steam-foam process. SPE 19505.

### 1.3.6 TINBOP (TOP INJECTION BOTTOM PRODUCTION).

En el método TINBOP o inyección en tope y producción en fondo, el pozo es completado con dos sargas, la Sarga Corta (SC) se completara desde el tope del yacimiento hasta un cuarto del espesor total, mientras la Sarga Larga (SL) se completa un cuarto del espesor total por encima de la base del yacimiento. El vapor es inyectado por la SC para contenerlo en la parte superior del yacimiento, mientras que la producción de petróleo se hace por la SL como se muestra en la figura 12, durante el proceso TINBOP se elimina la etapa de remojo, dejando solo las etapas de de inyección y producción.

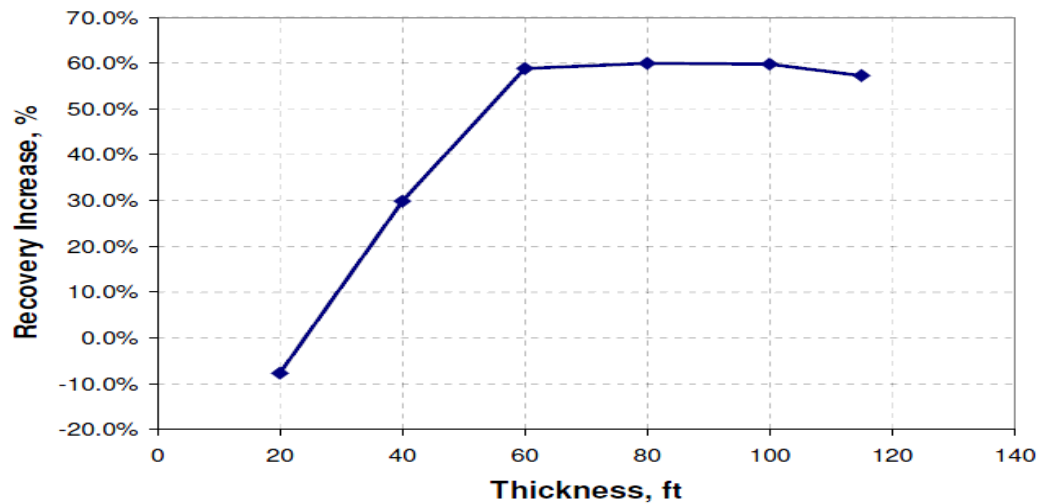
**Figura 12.** Ilustración del proceso TINBOP



Aun cuando el método es relativamente nuevo, y se basa principalmente en un arreglo de pozos para aprovechar la segregación del vapor, diversos estudios se han desarrollado para probar la eficiencia del proceso, donde se reportan factores de recobro hasta del 65% del OOIP, lo cual abre la expectativa para futuros proyectos pilotos utilizando este método. El método requiere una etapa inicial de

calentamiento donde se inyecta vapor en ambas sartas durante 21 días; entonces la sarta más larga se abre a la producción mientras que la más corta continúa inyectando vapor durante 14 días. Después del calentamiento inicial, el siguiente ciclo se repite: la sarta más larga se cierra y se inyecta vapor en la más corta durante 21 días, luego de la inyección de vapor se detiene y la sarta más larga se abre a la producción por 180 días. Una característica particular de este método es que no hay período de remojo.<sup>25</sup>

**Figura 13.** FR vs Espesor para una configuración TINBOP.



**Fuente:** Matus E. A Top-Injection Bottom-Production Cyclic Seam Stimulation Method for Enhanced Heavy Oil Recovery. Thesis.

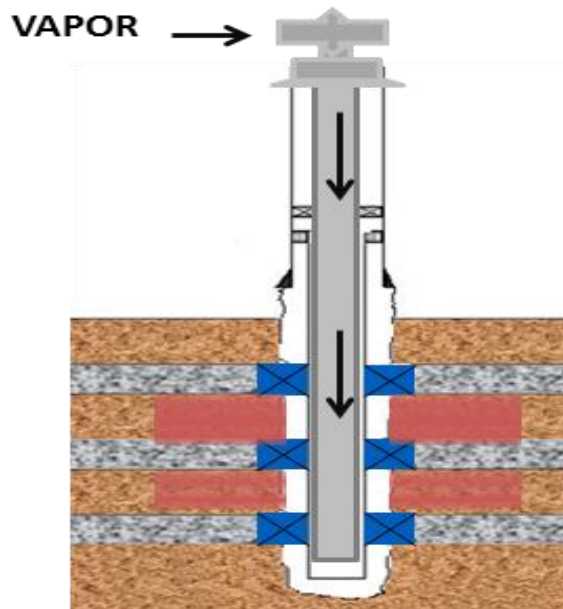
El principal limitante de este método es que requiere que a formación sea de gran espesor, debido al espacio requerido por las dos sartas que se introducen en el pozo. El efecto del espesor en el factor de recobro final del yacimiento, se puede apreciar en la figura 13, tomada de un estudio de simulación de la técnica

<sup>25</sup> MORLOT C. MAMORA D. TINBOP Cyclic Steam Injection Enhances Oil Recovery In Mature SteamFloods. Canadian International Petroleum Conference 2007.

### 1.3.7 Inyección selectiva de vapor.

La inyección selectiva nace como alternativa para mejorar la inyección en yacimientos estratificados donde comúnmente se presentan problemas debido a la alta heterogeneidad, la intercalación de arcillas, pobre continuidad lateral de las arenas, variación direccional de la permeabilidad y porosidad, en donde el empuje de vapor se hace presente en las zonas más favorables causando canalización y en consecuencia, no permiten que exista una distribución vertical de vapor uniforme, dejando zonas sin calentar; o en ciertos casos donde las zonas de interés contienen petróleo de diferentes viscosidades y se hace necesario inyectar a cada una tasas diferentes de vapor.

**Figura 14.** Inyección Selectiva de Vapor en Pozos Verticales.



Esta alternativa en recuperación térmica tiene un procedimiento muy parecido a la inyección Cíclica de Vapor convencional, la diferencia radica en que el vapor se

distribuye en varios puntos de la sección del pozo como se muestra en la figura 14, con el fin de aumentar el área calentada, incrementando la tasa de producción y la producción total. Puede aplicarse en pozos verticales u horizontales.<sup>26</sup> El principal objetivo de la inyección selectiva es el de aislar cada zona y proveer la tasa de inyección más eficiente para cada arena en el yacimiento.<sup>27</sup>

### **1.3.8 Inyección cíclica de vapor con pozos horizontales.**

Los pozos horizontales representan una tecnología bien establecida que incrementa significativamente la productividad de un pozo, y puede aplicarse en casi cualquier tipo de yacimiento. La razón principal para su uso es que pueden implementarse en todas las etapas de desarrollo de los yacimientos, desde la exploración hasta el recobro mejorado. Esta es una de las técnicas que se ha desarrollado con el fin de aumentar la temperatura del yacimiento, reducir el daño de los pozos, disminuir la viscosidad del crudo e incrementar el factor de recobro en la inyección cíclica de vapor, esta técnica ha mostrado su aplicabilidad teniendo en cuenta el recobro adicional de hidrocarburo, las facilidades necesarias en superficie y los costos de su implementación, por lo que representaría un éxito como método de recobro mejorado.

Con la llegada de la tecnología de pozos horizontales, la producción de yacimientos de crudo pesado, extra-pesado y bitumen ha sido considerablemente buena. La inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales ha representado un éxito para la industria. Sin embargo, numerosos factores económicos y técnicos pueden limitar su uso comercialmente. Debido a la presencia de yacimientos con espesores delgados, pero que contaran con una buena continuidad lateral en sus capas y donde la recuperación de crudo con pozos verticales es limitada, se

---

<sup>26</sup> Alvarez J., Han S., Current Overview of Cyclic Steam Injection Process Journal of Petroleum Science Research Volume 2 Issue 3.

<sup>27</sup> LIGUO Z.; SHOUJUN Z.; FEI W. Improved Heavy Oil Recovery by Separated Zones Horizontal Well Steam Stimulation. SPE Paper 134291.

introdujo la idea de aplicar pozos horizontales en el proceso de inyección cíclica de vapor como una alternativa para aprovechar el incremento del área de contacto.

#### **1.3.8.1 Descripción del proceso.**

El proceso de inyección cíclica de vapor utilizando pozos horizontales consta esencialmente de las mismas tres etapas de un proceso convencional conocidas como inyección, remojo y producción, su principal cambio es la configuración donde se usa un pozo horizontal como se muestra la Figura 15.

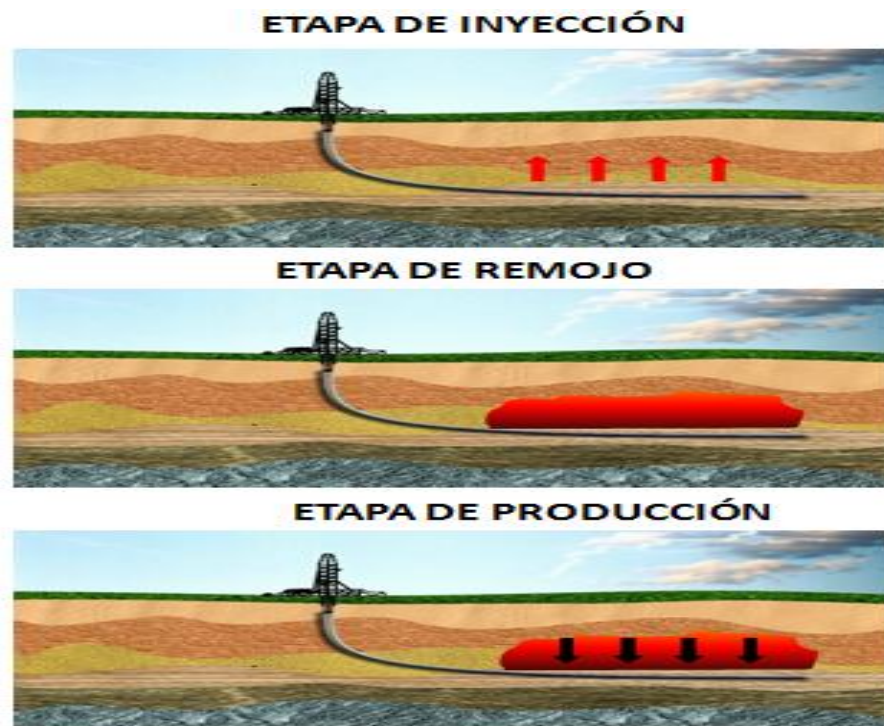
Las principales ventajas de los pozos horizontales es que mejoran la eficiencia de barrido, el aumento de las reservas producibles así como la inyectividad de vapor, y disminución del número de pozos requeridos para el desarrollo del campo. Además, de numerosos estudios de simulación que han demostrado las ventajas de los pozos horizontales sobre los pozos verticales.<sup>28</sup>

A pesar de la reducción en los costos de perforación, los costos de operación para la generación de vapor todavía siguen siendo altos debido a una mayor pérdida de calor cuando la inyección de vapor se aplica en pozos horizontales debido al poco espesor de la formación. Otras investigaciones indagan en la posibilidad de abordar las soluciones a este problema como la posibilidad de la co-inyección con solventes o inyección alternada de vapor/solvente para reducir el número total de ciclos.

---

<sup>28</sup> Uribe Hidalgo C. Evaluación Técnico-Financiera De Un Proceso De Inyección Cíclica De Vapor Usando Pozos Horizontales. Tesis de Pregrado.

**Figura 15.** Inyección Cíclica de Vapor usando Pozos Horizontales.



**Fuente:** Uribe Hidalgo C. Evaluación Técnico-Financiera De Un Proceso De Inyección Cíclica De Vapor Usando Pozos Horizontales. Tesis de Pregrado.

### 1.3.8.2 Fallas de los pozos horizontales.

A pesar que la mayoría de pozos horizontales sean exitosos en el aspecto económico, son susceptibles a fallar en su aplicación. Los parámetros principales que determinan la viabilidad de un proyecto con estos pozos son: el daño a la formación, la incertidumbre geológica, el tamaño del pozo, el espaciamiento de los pozos, los costos de la perforación y el completamiento, y finalmente la vida productiva del mismo. Además, existen otros parámetros, tales como la permeabilidad vertical, orientación del pozo, presión del yacimiento y disponibilidad de un prospecto multipozo, que también desempeña un papel importante para su implementación.

### **1.3.8.3 Ventajas de los pozos horizontales.**

Dada las numerosas ventajas, los pozos horizontales han ganado una atención especial en la industria del petróleo durante las últimas décadas. A continuación se enuncia una serie de ellas:

- Proveen mayor área de contacto dentro de un yacimiento, y así se elimina la necesidad de múltiples pozos verticales para adquirir la misma área de drenaje. La producción de hidrocarburos puede ser de dos a cinco veces mayor que para un pozo vertical no estimulado.
- En los yacimientos donde hay predominio de conificación de agua y gas, proporcionan un mejor factor de recobro de crudo: estos efectos se minimizan con la presencia de un pozo de este tipo y se aumenta la tasa de producción de hidrocarburos.
- Contactan más crudo en yacimientos fracturados: esto se debe, principalmente, a su mejor alcance para interceptar cavernas y fracturas.

### **1.3.8.4 Desventajas de los pozos horizontales.**

A pesar de ser una tecnología llamativa para el desarrollo de proyectos, existen ciertas desventajas en la aplicación de este tipo de pozos.

- Los pozos horizontales son de mayor costo en comparación a los pozos verticales.
- Generalmente, solo es posible producir una zona a la vez cuando se usa pozos horizontales: si el yacimiento tiene múltiples zonas productoras, y con grandes diferencias en profundidad vertical o diferentes

permeabilidades, no es fácil drenar todas las capas o zonas usando un solo pozo horizontal.

### **1.3.9 Inyección cíclica de vapor con fracturamiento hidráulico.**

El fracturamiento hidráulico es la técnica que consiste en generar en la formación una fractura, mediante la inyección a alta presión de un fluido viscoso ó fluido fracturante, este fluido hace que se introduzca por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separen aumentando entre si el espacio disponible y manteniendo abiertos estos canales con un agente apuntalante (componente que impida que la fractura se cierre completamente), arena natural o sintética, una vez que haya liberado la presión de inyección. La fractura apuntalada se comporta como un canal de alta conductividad entre el reservorio y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva<sup>29</sup>. Fracturar en el momento que comienza el declive, generalmente resulta en una mayor producción de hidrocarburos antes de llegar a su límite económico.

El fracturamiento hidráulico ha sido empleado para realizar dos tareas principales: incrementar la productividad (generalmente se da como consecuencia de la creación de una fractura, la cual se convierte en un canal de flujo a través de la zona de permeabilidad alterada) y aumentar la inyectividad (en yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requiere la implementación de pozos inyectoros para tratar de mantener la presión del yacimiento y así sostener la producción en condiciones económicamente viables).

La presión para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Debido a esto las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor

---

<sup>29</sup> Hernadez, C., Soto, J. "Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo Yarigui-cantagallo" UIS -2009.

concentración de tensiones. Cuando el material, en este caso la roca, se inicia y se propaga la fractura, significa que el material responde de una manera plástica y los cambios que se producen en él son irreversibles.

### **1.3.9.1 Implementación en la inyección cíclica de vapor.**

La idea de combinar la inyección cíclica de vapor con fracturamiento hidráulico nace como una solución al daño en la formación generado por la inyección de vapor y el completamiento del pozo, el cual genera una caída de presión adicional y disminuye el flujo en el wellbore, lo que a futuro reduce aún más la movilidad del petróleo.

Cuando se tienen formaciones con altas permeabilidades, se deben tener en cuenta dos condiciones:

- El daño en la zona de permeabilidad se anula, lo que resulta en un mejoramiento de la tasa de producción.
- La velocidad del fluido se reduce, lo que mejora el control de sólidos y reduce la posibilidad de migración de finos después de la inyección de vapor. Con un mejor control de la arena y finos, el aumento de la producción durara por más tiempo.<sup>30</sup>

Generar fracturas permite una distribución más eficiente del vapor inyectado, calentando un mayor volumen de crudo y resultando mayores tasas de producción de petróleo. Esta combinación es considerada generalmente para yacimientos de crudo pesado de muy baja permeabilidad. Para procesos de inyección cíclica de vapor con fracturamiento hidráulico, se han realizado estudios que consisten en implementar fluidos visco-elásticos como fluido de fractura, como solución a

---

<sup>30</sup> J. Gomez, H. Morles, D. Toyo, SPE, Baker Hughes; J. Bracho. "Fracturing With Viscoelastic Surfactant Fluid in Cyclic Steam Injection Wells - A Synergy for Heavy Oil Recovery" SPE 153536, PDVSA.

ciertos problemas como lo son: la migración de finos, la producción de arena, la invasión de gel viscoso, entre otros. Este tipo de gel viscoelástico aniónico puede transportar elevadas concentraciones de apuntalante, que se requiere para estimular formaciones con altas permeabilidades.

### **1.10 EXPERIENCIAS DE CAMPO EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR CON DIFERENTES ALTERNATIVAS**

Como se explicó anteriormente, en la literatura se pueden encontrar diferentes metodologías y variaciones aplicables a la inyección cíclica de vapor con el fin de mejorar el proceso y lograr mayores factores de recobro final en los campos donde esta se aplica. Para el desarrollo de este proyecto de investigación, el fenómeno principal que se deseó estudiar son las tecnologías que permitan lograr una distribución más homogénea del vapor en la formación y lograr contactar la mayor cantidad de petróleo, para esto se decide evaluar dos posibilidades:

- Implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor con solventes conocido comercialmente como proceso LASER, con el fin de evaluar el control de la movilidad que permite el solvente inyectado en la disminución adicional de la viscosidad del crudo.
- También se decide evaluar la aplicación de espumas como agentes divergentes, con el fin de taponar las zonas más permeables en la formación por las cuales el vapor se canaliza y redistribuirlo en las zonas no contactadas.

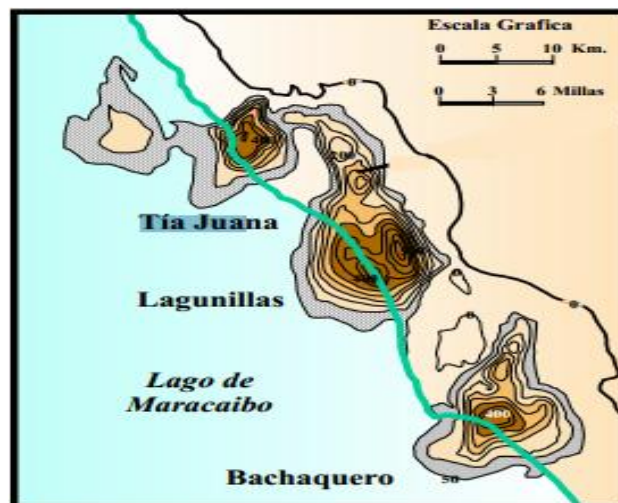
Con el fin de comprender la aplicación del proceso de solventes y espumas en conjunto con vapor se presenta a continuación una descripción de algunos de los campos más representativos donde se han desarrollado estos procesos. En esta

sección se incluye información básica del campo como: Ubicación, características del yacimiento e información correspondiente a los procesos y resultados obtenidos con la aplicación de estos procesos.

### 1.10.1 Campo Tía Juana (Venezuela).

El campo Tía Juana se encuentra ubicada entre las ciudades de Cabimas y Lagunillas en la parte septentrional de la costa oriental del Lago de Maracaibo como se muestra en la figura 16.

**Figura 16.** Ubicación Geográfica Campo Tía Juana.



**Fuente:** BRACHO L.G, OQUENDO O.A Steam-Solvent Injection, Well LSJ-4057, Tia Juana Field, Western Venezuela. SPE 21530.

Se encuentra dividido en dos campos: Tía Juana Principal y Tía Juana Este, en los cuales se reparten áreas para 18 proyectos térmicos que conforman 17 de inyección alterna de vapor y uno de inyección continua de vapor. Desde el punto de vista del yacimiento, el campo es una acumulación de petróleo pesado (con un OOIP mayor a 11.000 MMSTB que cubren una superficie de más de 39.000 acres,

donde se han perforado cerca de 2700 pozos, de los cuales más de 1800 todavía se encuentran activos.<sup>31</sup>

El campo es Tía Juana es solo una fracción de un gran sector conocido como secuencia petrolífera de Costa Bolívar que está conformado principalmente por la formación Lagunillas Inferior, la cual es una secuencia de lutitas y de arenas no consolidadas de alta porosidad, alrededor del 36%. A continuación en la tabla 3 se muestran las propiedades petrolíferas de la formación Lagunillas inferior.

**Tabla 3.** Propiedades de la formación Lagunillas Inferior.

<b>Propiedad</b>	<b>valor</b>
<b>Profundidad Promedio(ft)</b>	1000-2000
<b>Presion Inicial(psi)</b>	50-1000
<b>Espesor Neto Promedio(ft)</b>	70-400
<b>Temperatura(F)</b>	100-140
<b>Permeabilidad Promedio(mD)</b>	750
<b>Porosidad Promedio(Fracción)</b>	0.30-0.38
<b>Gravedad API</b>	10-15
<b>Viscosidad del Crudo(cp)</b>	20000 @ 110 F
<b>Factor de Recobro Promedio (%)</b>	23.5

**Fuente:** Cyclic Steam Injection with Additives Laboratory and Field Test Results of Steam-Foam and Steam-Solvent Processes.

Debido a las altas cantidades de crudo remanente en el yacimiento se decide la primera implementación de solventes junto con inyección cíclica de vapor con un proyecto piloto en el pozo LSJ-4057 en el año 1987. Diferentes pruebas de

<sup>31</sup> BRACHO L.G, OQUENDO O.A Steam-Solvent Injection, Well LSJ-4057, Tia Juana Field, Western Venezuela. SPE 21530.

laboratorio se realizaron para determinar la compatibilidad del crudo bajo diferentes solventes, donde finalmente se estableció la adición de diesel industrial como la opción más apropiada. Las ventajas de la inyección de este solvente fueron evidenciadas por el comportamiento en la producción del pozo, la tasa de producción inicial, el mejoramiento del factor de recobro y el cambio en la tasa de declinación. La tabla 4 presenta la composición del diesel inyectado.

**Tabla 4.** Principales Características del Diesel utilizado en el piloto LSJ-4057

<b>TIPO DE SOLVENTE</b>	<b>DIESEL INDUSTRIAL</b>
<b>Densidad(g/cc)</b>	<b>0.876</b>
<b>Concentración</b>	<b>5%</b>
<b>Composición del Solvente</b>	
<b>Parafinas:</b>	<b>60%</b>
<b>Aromáticos:</b>	<b>40%</b>
<b>Composición del Crudo</b>	
<b>Asáltenos:</b>	<b>5.5%</b>
<b>Aromáticos:</b>	<b>51.6%</b>
<b>Resinas:</b>	<b>25.5%</b>
<b>Parafinas:</b>	<b>17.4%</b>

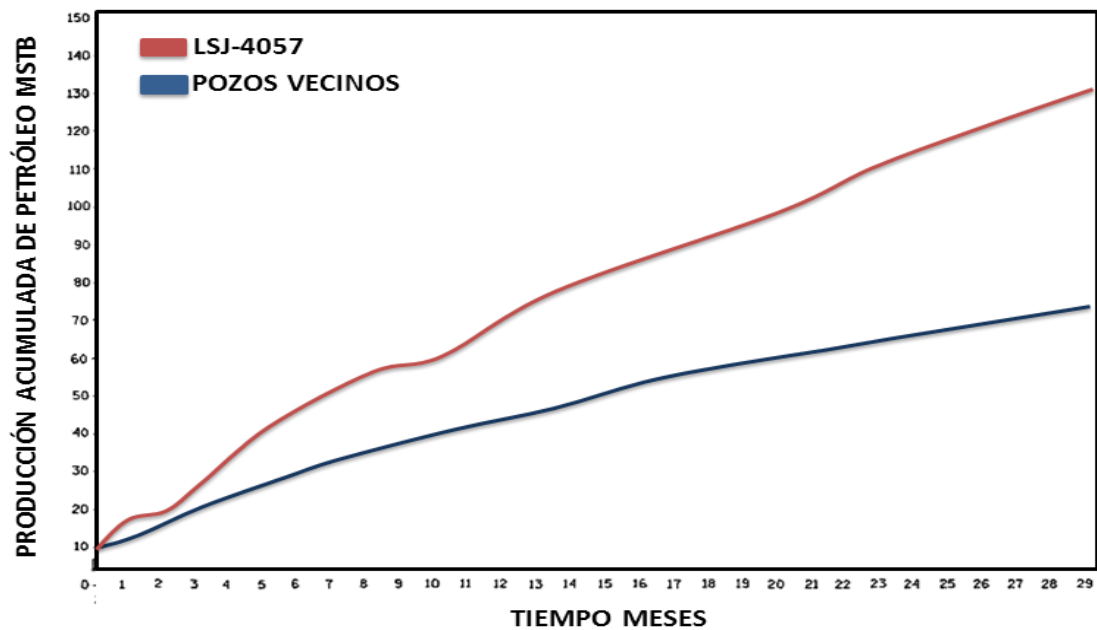
**Fuente:** Modificado de Cyclic Steam Injection with Additives Laboratory and Field Test Results of Steam-Foam and Steam-Solvent Processes.

## **Resultados**

Después de periodo de remojo el pozo se instaló para producción, con una tasa de producción inicial de 301 BPD que represento una producción incremental de 110BPD como se muestra en la figura 17, en comparación con los pozos vecinos

bajo inyección cíclica convencional utilizados en el patrón bajo el mismo ciclo de producción. En los siguientes 240 días, el pozo produjo bajo una tasa promedio de 290 BPD con un corte de agua del 10%, por lo tanto la declinación anual de producción fue del 11% donde generalmente la tasa de declinación para estos pozos en el área es en promedio del 68%.

**Figura 17.** Producción acumulada de petróleo vs Tiempo (meses).



**Fuente:** BRACHO L.G, OQUENDO O.A Steam-Solvent Injection, Well LSJ-4057, Tia Juana Field, Western Venezuela. SPE 21530.

### 1.10.2 Campo Cold Lake (Canadá).

Este campo es uno de los cuatro mayores yacimientos en las arenas petrolíferas ubicadas en Alberta como se muestra en la figura 18. Particularmente para este campo no se puede hablar de una producción primaria, ya que desde su descubrimiento por la alta viscosidad del fluido presente en el yacimiento, ha sido sometido a varios pilotos de inyección de vapor, con el fin de mejorar la producción de aceite. El crudo de este campo se encuentra en secuencias de arenas generalmente gruesa del bajo cretáceo a profundidades de 1100 a 2000

pies. Los factores de recobro promedio para esta zona con ICV se encuentran entre el 25% y 35% del OOIP<sup>32</sup>.

**Figura 18.** Ubicación Campo Cold Lake.



**Fuente:** SHANE D. Cold Lake Commercialization of the Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) Process. IPTC-16795.

**Características del campo:** las arenas del campo Cold Lake se originaron principalmente en el cretáceo, las cuales constan de un grupo diverso de formaciones como: McMurray, Clearwater, y Grand Rapids la cual se divide en arena superior e inferior. El crudo presente en este campo es un aceite con una gravedad API de 9.4 grados, lo que lo convierte en un crudo con alta resistencia a flujo. A continuación en la tabla 5 se presentan las propiedades de roca y fluido presentes en el Cold Lake.<sup>33</sup>

<sup>32</sup> JIANG Q. Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations.

<sup>33</sup> DALE, G. BOONE, J. Cold Lake Heavy Oil Development - A Success Story In Technology Application. IPTC 123695.

**Tabla 5.** Propiedades de yacimiento y del fluido, campo Cold Lake.

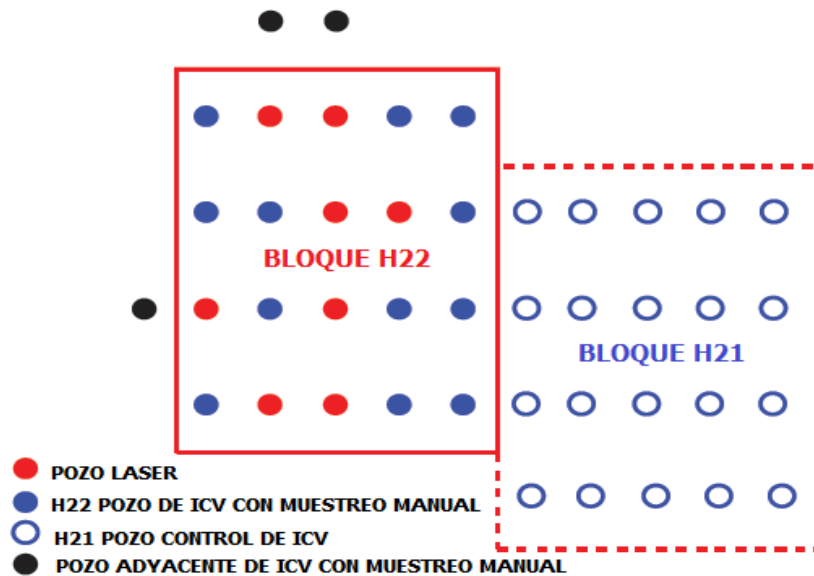
<b>CAMPO COLD LAKE</b>	
<b>Profundidad (ft)</b>	1200
<b>Espesor neto (ft)</b>	256
<b>Permeabilidad (md)</b>	2500
<b>Porosidad (fracción)</b>	0.36
<b>Temperatura del yacimiento (°F)</b>	55
<b>Gravedad del petróleo , API</b>	9.4
<b>Viscosidad (cp)</b>	100000
<b>Presión del yacimiento (psia)</b>	460.7

**Fuente:** R.S. BUCKLES: “steam stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake Alberta”. SPE 7994.1979.

Hasta el momento y desde sus inicios el campo ha sido desarrollado con el uso de inyección cíclica de vapor bajo la dirección de la Imperial Oil Company quien desarrollo proyectos de investigación para la aplicación de LASER (Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery) en el proceso de ICV con el diseño de una prueba piloto en el campo, el concepto de la investigación fue probado para un solo ciclo de operación. El piloto implicó la adición de una fracción en volumen promedio del 6% de C5+ condensado (solvente) en ocho pozos durante el séptimo ciclo del proceso de inyección cíclica de vapor. Los objetivos principales del piloto fueron:

- Incrementar la relación aceite-vapor (OSR).
- Evaluar la recuperación del solvente.

**Figura 19.** Esquema Piloto LASER Cold Lake.



**Fuente:** Modificado de Leaute, R. P. and Carey, B. S. Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS.

El piloto fue diseñado utilizando dos sectores, uno para la aplicación de Laser (bloque H22) y el segundo como sector de control (bloque H21) como se muestra en la figura 19. Los sectores fueron seleccionados bajo diferentes criterios como la geología, la calidad del yacimiento, las prácticas de perforación y la integridad de los pozos. El factor clave decisivo fue la equivalencia en el histórico de producción del sistema de inyección cíclica de vapor antes de iniciar el piloto.

## Resultados

Los resultados fueron prometedores, un 80% del solvente inyectado se recuperó a partir del primer ciclo de operación LASER, adicionalmente el proceso LASER podría incrementar el factor de recobro entre el 3-6% del OOIP.

### **1.10.3 Campo Bachaquero (Venezuela).**

Este campo corresponde a una de las tres grandes subdivisiones del complejo petrolífero de costa bolívar en las costas de Lago de Maracaibo, ubicado en la zona este del mismo, comprende una acumulación de 6621 MMSTB de OOIP en un área de 19540 acres. El crudo de este campo es de aproximadamente 11.5° API con una viscosidad de 635 cp a las condiciones iniciales del yacimiento de 1360 psia y 128° F.

La inyección cíclica de vapor como estrategia de desarrollo para el campo Bachaquero comenzó en 1971 debido a las bajas tasas de producción que se presentaban en el campo, inmediatamente se inicia un proyecto de desarrollo extensivo con la perforación de más pozos bajo diseño de ICV. Durante el desarrollo del campo se implementaron diferentes alternativas para mejorar el proceso de inyección cíclica de vapor, desde el uso de inyección de baches de gas adicionales a la inyección del vapor en 1985 como también la adición de solventes en 1993 y 1994, estos proyectos condujeron a resultados positivos en los pozos con menos de dos ciclos de inyección, sin embargo, se llegó a la conclusión que era necesario aplicar nuevas técnicas de estimulación para pozos con más de tres ciclos de estimulación donde las anteriormente mencionadas alternativas no eran tan eficientes. Por esta razón se comienza el estudio para la implementación de surfactantes con la iniciativa de mejorar el perfil de inyección y contactar aquellas zonas inalteradas cercanas a los pozos.

Después de realizar diferentes pruebas de laboratorio con vapor/espuma, se seleccionó un conjunto de 16 pozos para la inyección de dos agentes espumantes comerciales (LTS y BBS). Los surfactantes utilizados fueron alkyltoluene sulphonate de cadena lineal (LTS), probado en 9 pozos, y un sodium alkylbenzene sulphonate sodio de cadena ramificada (BBS), utilizado en 7 pozos restantes. Ambos surfactantes fueron seleccionados, con rigurosas pruebas de laboratorio.

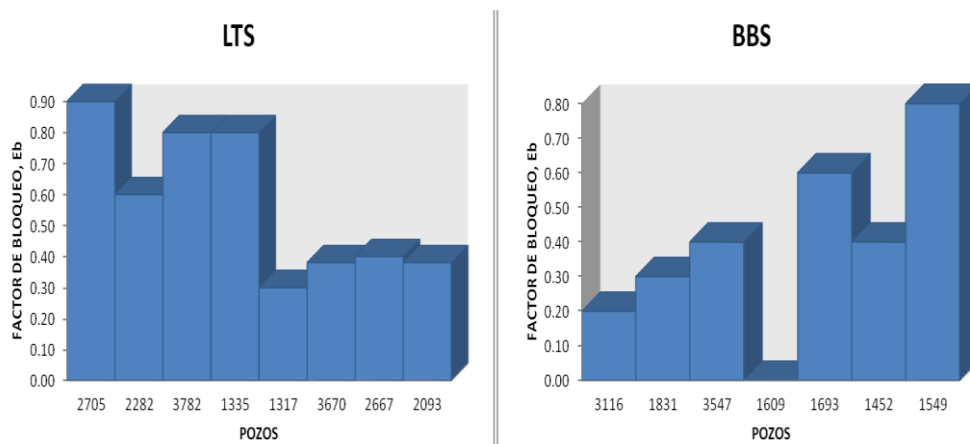
Para el desarrollo del proyecto se llevaron a cabo en una amplia escala de condiciones de funcionamiento:

- Con el surfactante LTS se tuvieron en cuenta las siguientes condiciones: cantidad del surfactante inyectado, fue entre 21 a 63 toneladas, a concentraciones entre 0,25 a 2 %, la aplicación del agente espumante en el segundo, tercer y cuarto ciclo, a presiones de inyección que oscilan entre 300 y 800 psi, la calidad del vapor entre 50 y 98 %.
- Con el BBS: cantidad del surfactante entre 18 y 50 toneladas, a concentraciones entre 0,5 a 2%.

## Resultados

La figura 20 muestra los factores de bloqueo así calculados para cada pozo, tanto para la LTS y BBS. El análisis de estos resultados indica que ambos surfactantes no eran capaces de bloquear completamente el área de contacto inicialmente, en cualquiera de los pozos.

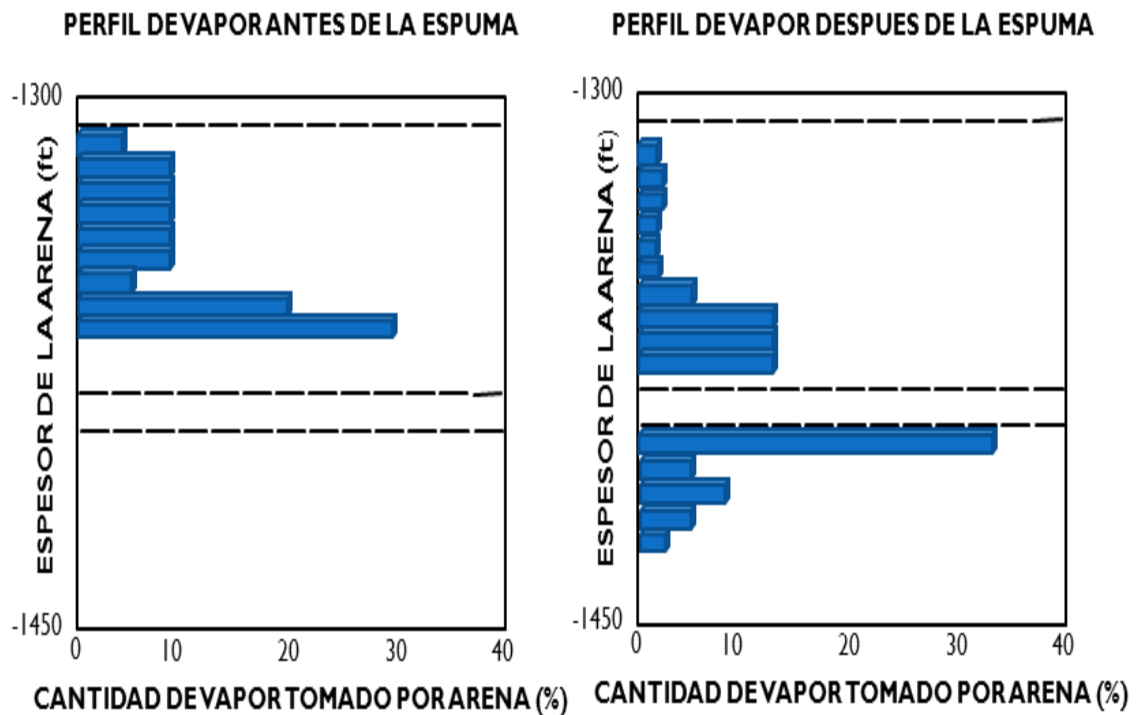
**Figura 20.** Factores de bloqueo alcanzados



**Fuente:** Cyclic Steam Injection with Additives Laboratory and Field Test Results of Steam-Foam and Steam-Solvent Processes.

En el caso del LTS, sólo 4 de los 9 pozos alcanzaron factores de bloqueo mayor al 50 % y en el caso de BBS, sólo 2 de los 7 pozos mostraron esta condición. Se presentó un análisis individual del factor de bloqueo con las condiciones de inyección (calidad inyectado vapor, presión de inyección, ciclo aditivo de la inyección y el efecto de la acumulación de agente surfactante sobre el medio poroso). Aun con esto los pozos estimulados con el surfactante LTS presentaron los mejores resultados, logrando mejorar el perfil de inyección en la arena como se muestra en la figura 21.

**Figura 21.** Perfil de inyección antes y después de la inyección de espumas

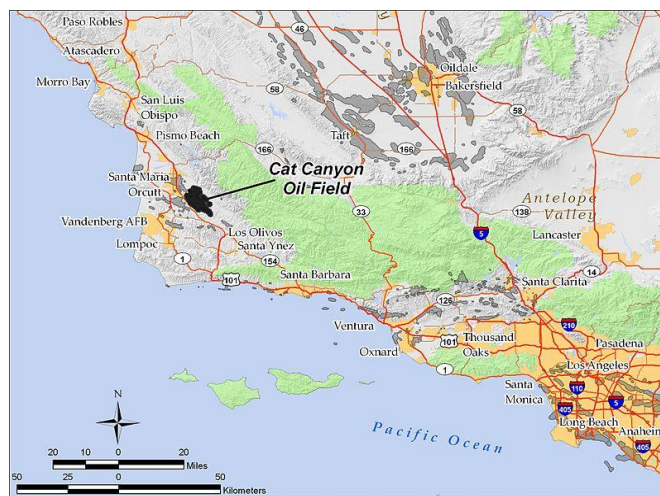


**Fuente:** Cyclic Steam Injection with Additives Laboratory and Field Test Results of Steam-Foam and Steam-Solvent Processes.

#### 1.10.4 Campo Cat Canyon (Estados Unidos).

Cat Canyon es un campo petrolero ubicado en Solomon Hills, en el centro del condado de Santa Bárbara, California, a unos 10 km al sureste de Santa María (figura 22). Es el campo petrolero más grande en el condado de Santa Bárbara, y el más importante en California por producción acumulada.

**Figura 22.** Ubicación Geográfica Campo Cat Canyon.



**Fuente:** [en.wikipedia.org/wiki/File:CatCanyonLoc.jpg](http://en.wikipedia.org/wiki/File:CatCanyonLoc.jpg)

La producción en este campo es principalmente por Inyección Cíclica de Vapor, sin embargo, los pozos con este sistema ya se encuentran en una etapa madura del proceso por lo que sean realizado diferentes proyectos para mejorar la producción, entre estos proyectos se decide la implementación de surfactantes para la generación de espumas en fondo con el fin de disminuir la canalización características de los pozos maduros bajo ICV y así lograr postergar la vida productiva de estos. La tabla 6 corresponde a las propiedades promedio características de este campo.

**Tabla 6.** Propiedades del Campo Cat Canyon

<b>PROPIEDADES DEL YACIMIENTO</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	293
	<b>Porosidad (%)</b>	35
	<b>Profundidad (ft)</b>	3200
	<b>Espesor Neto (ft)</b>	150
	<b>Presión del Yacimiento (psi)</b>	1400
	<b>Temperatura (F)</b>	130
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>	<b>Saturación de Aceite (%)</b>	70
	<b>Gravedad API</b>	12.2
	<b>Viscosidad @ 130 F (cp)</b>	100

**Fuente:** Adkins J.D, Field Results of Adding Surfactant to Cyclic Steam Wells.

Para el proyecto de inyección de espumas se decide la adición de surfactantes TFSA (Thin Film Spreading Agent) con cuatro pozos pilotos seleccionados por la similitud en su historial de producción. A continuación la tabla 7 presenta el programa de inyección con la información de los pozos pilotos.

**Tabla 7.** Información de inyección de surfactantes Cat Canyon

<b>Pozo</b>	<b>Ciclos Previos</b>	<b>Agua Inyectada Acumulada (STB)</b>	<b>TFSA Total Inyectado (Gal)</b>	<b>Concentración del TFSA (cm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Calidad Promedio (%)</b>
8	3	22974	141	146	71
12	2	24906	158	151	71
18	3	24191	159	156	70
23	3	22351	164	175	53

**Fuente:** Adkins J.D, Field Results of Adding Surfactant to Cyclic Steam Wells.

## Resultados

De los cuatro pozos propuestos en el proyecto tabla 8, tres demostraron un incremento considerable en el pico de producción con la adición de espumas, lo que demostró una buena respuesta del yacimiento al uso de surfactantes pozos y evidencio una disminución de la canalización del vapor permitiendo contactar las zonas inalteradas en la cara de la formación.

**Tabla 8.** Picos de Producción alcanzados por la ICV vs Vapor/Espuma

<b>POZO</b>	<b>Producción Máxima ICV (BPD)</b>	<b>Producción Máxima Vapor/Espumas (BPD)</b>
8	40	95
12	45	77
18	48	68
23	50	58

**Fuente:** Adkins J.D, Field Results of Adding Surfactant to Cyclic Steam Wells.

El uso de surfactantes en conjunto con vapor también permitió disminuir el SOR lográndose una menor cantidad de vapor inyectado por barril incremental de petróleo. Este es un factor importante pues determina el límite económico de un proyecto de Inyección Cíclica de Vapor. La reducción del SOR se puede explicar principalmente por qué el TFSA logra una mayor liberación de petróleo con la misma cantidad de vapor inyectado por disminución de las fueras interfaciales. Además de esto el análisis financiero que se realizó concluyo que los tiempos del payback del proyecto se encontraban entre los limites sostenibles y rentables (2-3 Meses para el Payback).

### 1.10.5 Campo Henan (China).

Henan es una provincia de la República Popular de China situada en el centro-este del país, como se muestra en la figura 23. El proceso de CSS se ha aplicado en el desarrollo de los yacimientos de crudo pesado en el campo petrolero de Henan desde finales de 1980. Se ha demostrado claramente que con el aumento de los ciclos de estimulación de vapor, disminuye la tasa de producción de petróleo y el SOR pueden alcanzar rápidamente el límite económico.

**Figura 23.** Ubicación del campo de Henan, China.



**Fuente:** [en.wikipedia.org/wiki/Henan](http://en.wikipedia.org/wiki/Henan)

Debido a la heterogeneidad del yacimiento, se produce la canalización del vapor en un corto período de tiempo. Para mejorar la tasa producción de petróleo y el factor de recobro, por lo tanto se decidió, adicionar un agente surfactante “Carbamida” al proceso inyección de vapor, esta decisión se propuso de acuerdo con los resultados de pruebas obtenidas en laboratorio.

El proyecto se llevó a cabo en el pozo 577 en el este de Biqian, del bloque 10 fue seleccionado para la prueba de campo. El pozo 577, fue operado con el proceso de CSS a partir de abril de 1989 a diciembre de 1998. El modelo tiene un patrón invertido de 9 puntos con un espaciamiento entre el pozo productor e inyector de

70 m y 100m. La zona productora es la capa IV-9 del intervalo H-3 de la Formación Hetaoyuan.<sup>34</sup> Las principales propiedades de yacimiento se muestran en la tabla 9.

**Tabla 9.** Propiedades de yacimiento, Campo Henan.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Profundidad [m]</b>	291
<b>Espesor [m]</b>	11,8
<b>Permeabilidad [D]</b>	2.88
<b>Porosidad [fracción]</b>	0.34
<b>Presión inicial [MPa]</b>	2.9
<b>Temperatura [°C]</b>	30
<b>Viscosidad del petróleo muerto [mPa.s]</b>	50719,6

**Fuente:** X. ZHANG, Y. ZHANG. Conformance Control of CSS and Steam drive Process with a Carbamide Surfactant.

## Resultados

Esto fue probado en el pozo 577 figura 24 se compara el desempeño de la producción para un proceso de CSS convencional y el otro caso con la adición del surfactante “carbamida”. Se puede observar que para el caso con la adición del surfactante “carbamida” aumentó la tasa de producción de petróleo y extendió el tiempo de producción efectivo (SOR = 6,7) como se muestran algunos resultados en la tabla 10.

---

<sup>34</sup> X. ZHANG, Y. ZHANG. Conformance Control of CSS and Steam drive Process with a Carbamide Surfactant.

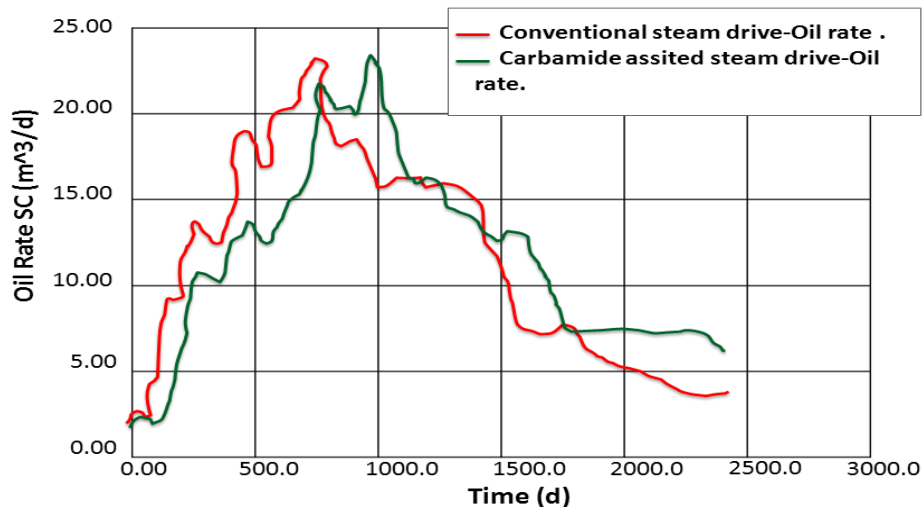
**Tabla 10.** Resultados finales.

Propiedad	CSS Convencional	CSS + Carbamida
Tiempo de producción [días]	1291	1434
Aceite acumulado [ $m^3$ ]	16475	20760
Inyección de vapor acumulada [ $m^3$ ]	121354	134796
Factor de Recobro [%]	32.2	41.8
SOR	7.3	6.5

**Fuente:** X. ZHANG, Y. ZHANG. Conformance Control of CSS and Steam drive Process with a Carbamide Surfactant.

La inyección de carbamida acumulada fue de 2,437.8 toneladas. Se puede resumir que con la adición de carbamida se mejora el rendimiento del proceso de inyección de vapor volviéndolo más eficaz y mejorar los beneficios económicos de manera significativa.

**Figura 24.** Tasa de producción para CSS convencional y CSS asistido con el surfactante “Carbamida”.



**Fuente:** X. ZHANG, Y. ZHANG. Conformance Control of CSS and Steam drive Process with a Carbamide Surfactant.

## 2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real de un yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación, a partir del desempeño de un modelo del mismo. Esta técnica de ingeniería que se basa en el uso de modelos matemáticos que predicen el flujo de fluidos multifásicos (Agua, Petróleo y Gas) que tiene lugar en el medio poroso durante la producción del modelo, resolviendo las ecuaciones mediante métodos numéricos. Mediante esta herramienta se pueden obtener pronósticos y estimaciones bastante aproximadas de lo que pudiera ser el proceso de aplicación de métodos de recobro, es por esto que la simulación numérica de yacimientos desempeña un importante papel en la industria de los hidrocarburos.

Para poder obtener los resultados más acertados del comportamiento de un yacimiento es necesario conocer información relativamente específica e introducirla a los modelos de simulación, por esta razón un buen modelo de simulación implica un tiempo prolongado de desarrollo, y dependiendo de su tamaño y discretización, un tiempo considerable de computo.

Actualmente existen diferentes tipos de simuladores de yacimiento los cuales son clasificados en petróleo negro (Black Oil), composicional, térmico y químicos, de acuerdo a las características del flujo de fluidos y del comportamiento en la transferencia de masa y energía. En la selección de un simulador para el empleo del mismo a un determinado yacimiento existe una dependencia de un análisis exhaustivo de mismo de acuerdo a términos de representatividad y características con el yacimiento, como del proceso de recuperación a aplicar y del conjunto de datos fiables con los cuales se dispongan, con el objetivo de obtener resultados confiables y certeros a la hora de ejecutar proyectos de simulación y la futura explotación de un yacimiento.

## **2.1 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN**

Un modelo conceptual de simulación es un modelo simplificado en comparación con un modelo de campo completo, difiere principalmente en el tamaño del modelo y configuración estructural del mismo, conservando las principales características geológicas, petrofísicas y de fluidos del modelo original.<sup>35</sup> El objetivo principal de su aplicación en la simulación numérica de yacimientos es disminuir los tiempos de cómputo relacionados con modelos de alta complejidad.

Para el estudio de las alternativas seleccionadas a implementar en el proceso de inyección cíclica de vapor se desarrollaron modelos estratificados basados en las propiedades de un campo de crudo pesado del Valle Medio del Magdalena, uno homogéneo y otro heterogéneo con variación en la permeabilidad de las diferentes arenas del modelo pero manteniendo las características promedio del modelo homogéneo. Esto con el fin de evaluar los efectos de la canalización y el futuro desempeño de las técnicas a implementar.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN**

Como se menciona anteriormente los modelos conceptuales de simulación son desarrollados con las características de un yacimiento estratificado del Valle Medio del Magdalena con el uso del simulador numérico STARS de la compañía Computer Modelling Group, el cual es empleado cuando se requiere modelar el flujo de tres fases de fluido multi-componentes y en la evaluación de procesos de recobro térmico como el que se refiere para este proyecto. En orden de realizar cualquier proyecto que involucre la simulación numérica de yacimiento, es necesario conocer información básica del yacimiento a estudiar, como lo son datos

---

<sup>35</sup> PINTO, J. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continúa de vapor a través de la simulación numérica. Tesis 2013.

de geología y petrofísica, fluidos y el diseño para la explotación del yacimiento que permita al simulador arrojar resultados representativos y reales.

Las principales propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos para la construcción del modelo se presentan en las tablas 11 y 12. A continuación se presenta la construcción del modelo conceptual de simulación usado para el desarrollo de este estudio.

**Tabla 11.** Propiedades de la roca

<b>PROPIEDADES DE LA ROCA</b>	
<b>Profundidad (ft)</b>	1600
<b>Espesor Bruto (ft)</b>	180
<b>Espesor Neto (ft)</b>	90
<b>Permeabilidad Horizontal (mD)</b>	800
<b>Permeabilidad Vertical (mD)</b>	160
<b>Porosidad (%)</b>	0.29
<b>Presión Inicial (psi)</b>	890
<b>Temperatura (F)</b>	105
<b>Compresibilidad (1/psi)</b>	5E-04
<b>Saturación de Aceite <math>S_o</math> (%)</b>	0.8
<b>Saturación de Agua <math>S_w</math> (%)</b>	0.2
<b>Relación Arenan-Arcilla RAA</b>	1

**Fuente:** URIBE ANDRES. “Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales”.

**Tabla 12.** Propiedades del fluido.

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>	
<b>Densidad del Aceite (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	61.2-61.6
<b>Compresibilidad del Fluido (1/psi)</b>	5e-06
<b>API</b>	11.5-12.5
<b>Viscosidad (cp)</b>	4031 @ 105 F
<b>Presión de Burbuja (psi)</b>	500
<b>Factor Volumétrico de Formación (bbl/STB)</b>	1.029

**Fuente:** URIBE ANDRES. “Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales”.

### **2.2.1 Dimensiones del grid de simulación**

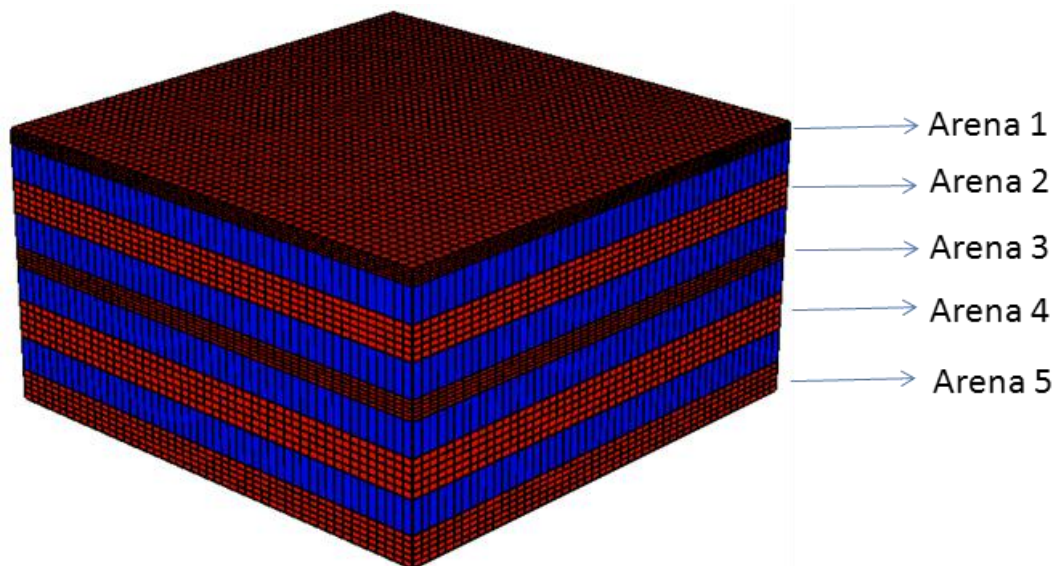
Como primer paso para la construcción de los modelos se establece un tamaño total de diez acres y el tipo de enmallado a utilizar que para este caso se hace uso de un enmallado de tipo cartesiano, el cual permite modelar el flujo lineal de fluidos en patrones de área considerable. También es necesario establecer el grado de discretización del modelo de simulación debido a que esto permite obtener un mayor detalle en los fenómenos estudiados, sin embargo, es necesario tener cuidado debido a que un mayor grado de discretización implica un mayor tiempo de cómputo por parte del simulador. La tabla 13 presenta las dimensiones del enmallado del modelo base de simulación.

**Tabla 13.** Dimensiones del enmallado de simulación.

PROPIEDAD	VALOR
Divisiones en x	40
Divisiones en y	40
Divisiones en z	24
Numero de Bloques	38400

Los modelos conceptuales representan un modelo estratificado con intercalaciones de arena-arcilla, donde se describen principalmente cinco arenas productoras de espesor variable las cuales están discretizadas en cinco subdivisiones cada una como se muestra en la figura 25.

**Figura 25.** Discretización del modelo conceptual de simulación.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 2.2.2 Propiedades de la roca

Una vez construido el grid de simulación con las dimensiones establecidas, se procede a establecer las propiedades correspondientes al medio poroso como lo son espesores, porosidad, permeabilidades y propiedades térmicas, estas propiedades determinan factores importantes en el desempeño del yacimiento como lo son: capacidad de almacenamiento de fluidos, la capacidad de la roca para permitir el flujo de los fluidos almacenados, pérdidas de energía a nivel de yacimiento entre otros. Para este modelo también se tuvieron en cuenta las formaciones adyacentes hacia los límites del sistema, con el fin de representar las pérdidas de calor hacia el overburden y underburden.

Las principales características del modelo se presentaron anteriormente en la tabla 13, sin embargo, es necesario aclarar los espesores que se tendrán para cada una de las arenas productoras en el modelo y las diferencias entre el modelo conceptual homogéneo y modelo conceptual heterogéneo como se presenta a continuación en la tabla 14.

**Tabla 14.** Propiedades de las arenas, modelo conceptual homogéneo y heterogéneo.

PROPIEDADES DE LAS ARENAS				
			Homogéneo	Heterogéneo
	Espesor (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad Horizontal (md)	
<b>Arena 1</b>	20	0.29	800	1845
<b>Arena 2</b>	25			248
<b>Arena 3</b>	13			1700
<b>Arena 4</b>	22			308
<b>Arena 5</b>	10			386

Las arcillas tienen permeabilidades muy bajas, para este caso se consideró que las permeabilidades de las arcillas eran iguales a cero en todas las direcciones de flujo en el modelo. También se considera que son porosas y que están saturados enteramente por agua, pero debido a que la permeabilidad de estas es igual a cero, no existirá flujo de fluidos dentro de ellas ó hacia las formaciones productoras, por esto el único efecto de las arcillas en el modelo de simulación es contribuir a las pérdidas de energía del sistema.

Es muy importante definir las propiedades térmicas de las arenas y arcillas debido a la variación en el comportamiento térmico de la roca, para estos modelos se definen dos tipos de rocas térmicas las cuales representan el comportamiento de las arenas y las arcillas. La utilización de diferentes tipos de roca con sus respectivas propiedades térmicas permite ajustar el desempeño térmico del proceso a condiciones reales, debido a que de esta manera se tienen en cuenta las pérdidas de energía presentadas a nivel de yacimiento hacia las diferentes capas y formaciones adyacentes al modelo. Estas propiedades pueden observarse en la tabla 15 y tabla 16.

**Tabla 15.** Propiedades térmicas para las arenas.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Conductividad Térmica</b>	24 BTU/(ft-D-°F)
<b>Capacidad Calorífica</b>	30 BTU/(ft <sup>3</sup> -°F)
<b>Compresibilidad</b>	5E-04 psi <sup>-1</sup>
<b>Conductividad Térmica del Petróleo</b>	2.0 BTU/(ft-D-°F)
<b>Conductividad Térmica del Agua</b>	8.6 BTU/(ft-D-°F)
<b>Conductividad Térmica del Gas</b>	1.2 BTU/(ft-D-°F)

**Fuente:** URIBE ANDRES. "Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales".

**Tabla 16.** Propiedades térmicas para las arcillas.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Conductividad Térmica</b>	30 BTU/(ft-D-°F)
<b>Capacidad Calorífica</b>	40 BTU/(ft <sup>3</sup> -°F)
<b>Compresibilidad</b>	34.67E-04 psi <sup>-1</sup>

**Fuente:** URIBE ANDRES. “Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales”.

### **2.2.3 Modelo de fluidos**

Las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento dan a conocer su comportamiento cuando factores como la temperatura, presión y volumen cambian. El modelo de fluidos es uno de los componentes de mayor importancia para el modelo de simulación numérica. Para una buena representación de un modelo de fluidos son necesarias diferentes pruebas PVT que se realizan en laboratorio, sin embargo, estas pruebas son costosas y de larga duración, por lo que en muchas ocasiones no se cuentan con estas, para suplir esta necesidad se utilizan PVT sintéticos, que se consiguen con la implementación de correlaciones numéricas para el cálculo de las diferentes propiedades PVT del fluido a diferentes presiones y temperaturas.

Para el desarrollo del modelo de fluidos la herramienta Builder construye el PVT sintético para aceite negro en la plataforma del simulador IMEX y luego lo exporta al simulador térmico STARS todos de la compañía CMG.

En la tabla 17 se presentan los valores suministrados al simulador para la elaboración del PVT sintético. Una vez generado el modelo de fluidos se observan

las gráficas para propiedades como el Factor Volumétrico de Formación (Bo), viscosidad del aceite, densidad entre otros, los resultados no deben presentar un porcentaje de error considerable entre el modelo de IMEX y STARS. A continuación se presentan los resultados mencionados.

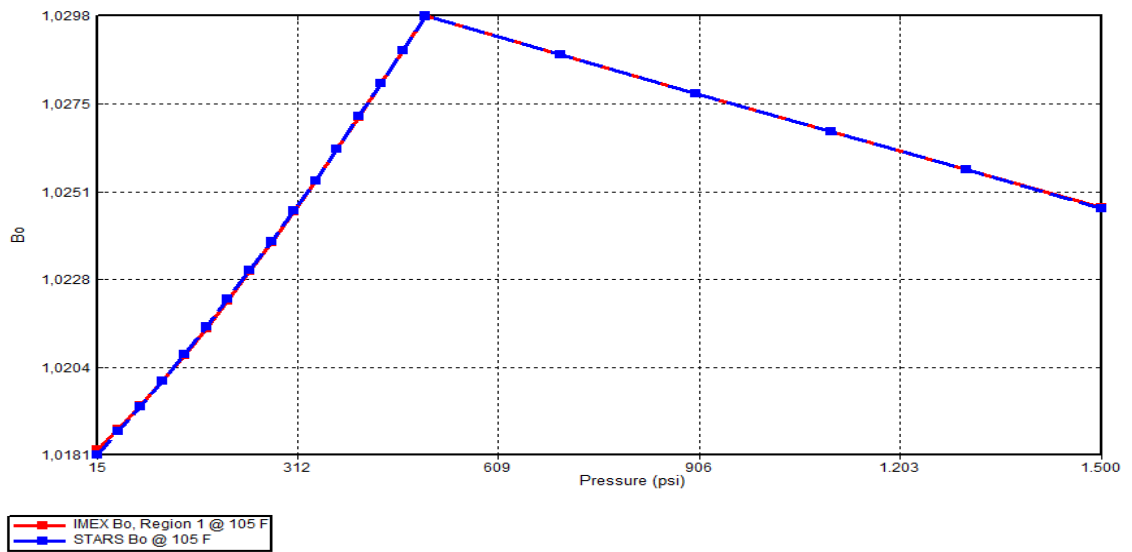
**Tabla 17.** Propiedades del fluido (pvt).

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Temperatura Inicial</b>	105 °F
<b>Presión de Burbuja</b>	500 psi
<b>°API</b>	11.8
<b>Gravedad Especifica del Gas</b>	0.6
<b>Correlación para Viscosidad del crudo muerto</b>	Beal and Chew
<b>Correlación para Viscosidad del crudo vivo</b>	Beal and Chew

**Fuente:** PINTO JHON, “Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos”.

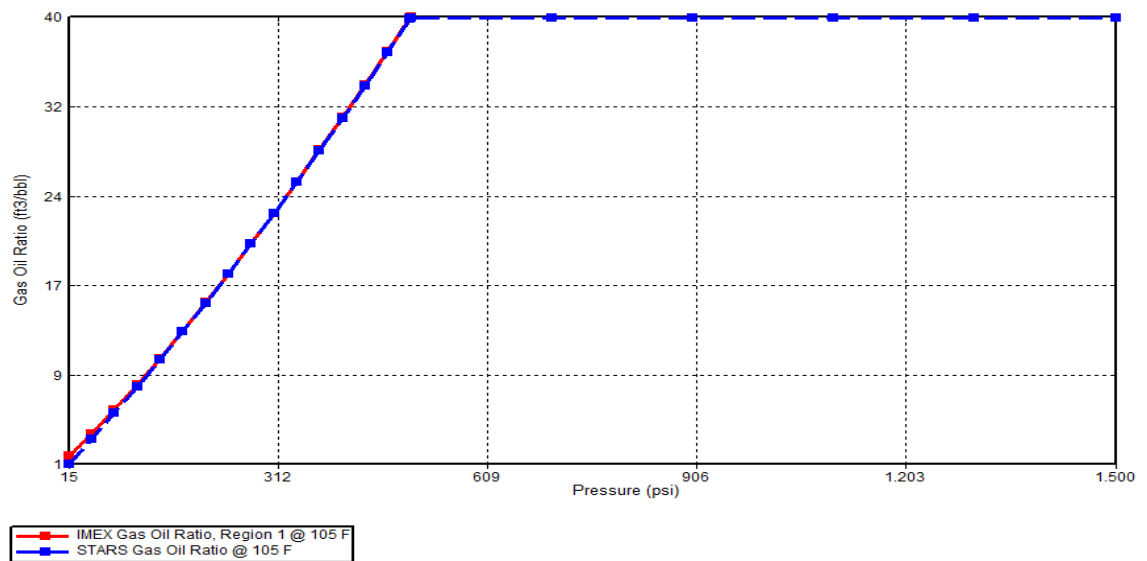
La figura 26 presenta el comportamiento para el factor volumétrico de formación en función de la presión y la figura 27 muestra el comportamiento para la relación gas en solución aceite también en función de la presión, ambas graficas evidencian el comportamiento típico para un aceite negro y también se puede evidenciar que las curvas generadas se ajustan bien para ambos casos de los simuladores.

**Figura 26.** Factor volumétrico de formación vs Presión.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

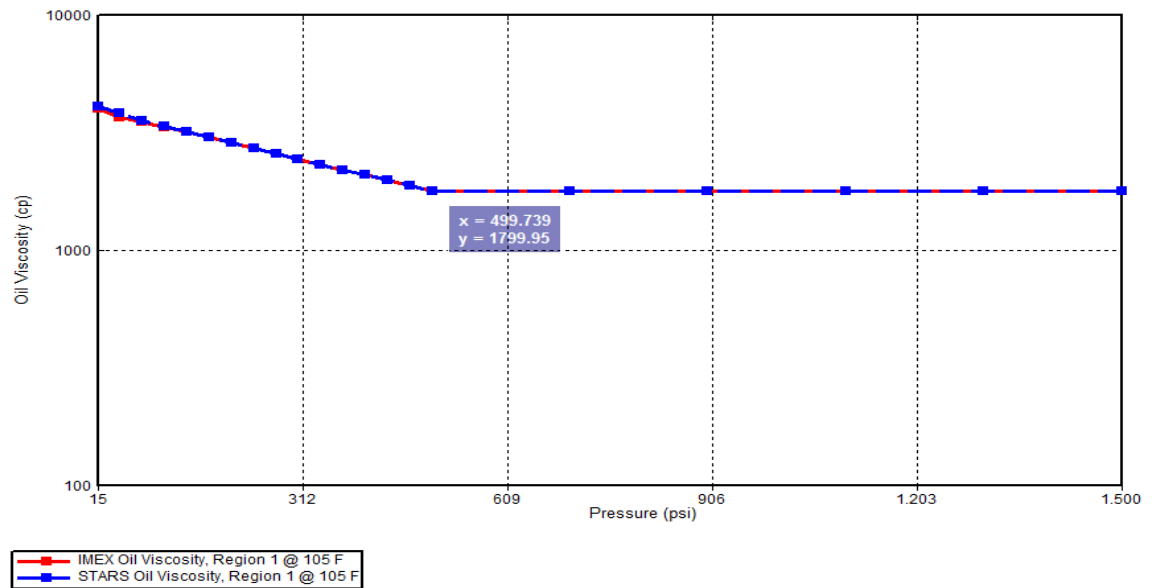
**Figura 27.** Gas en solución vs Presión.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

El comportamiento de la viscosidad del crudo para diferentes cambios de presión puede ser observado en la figura 28, en esta se puede evidenciar la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento de aproximadamente 1800 cp.

**Figura 28.** Viscosidad vs Presión.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 2.2.4 Modelo roca-fluido

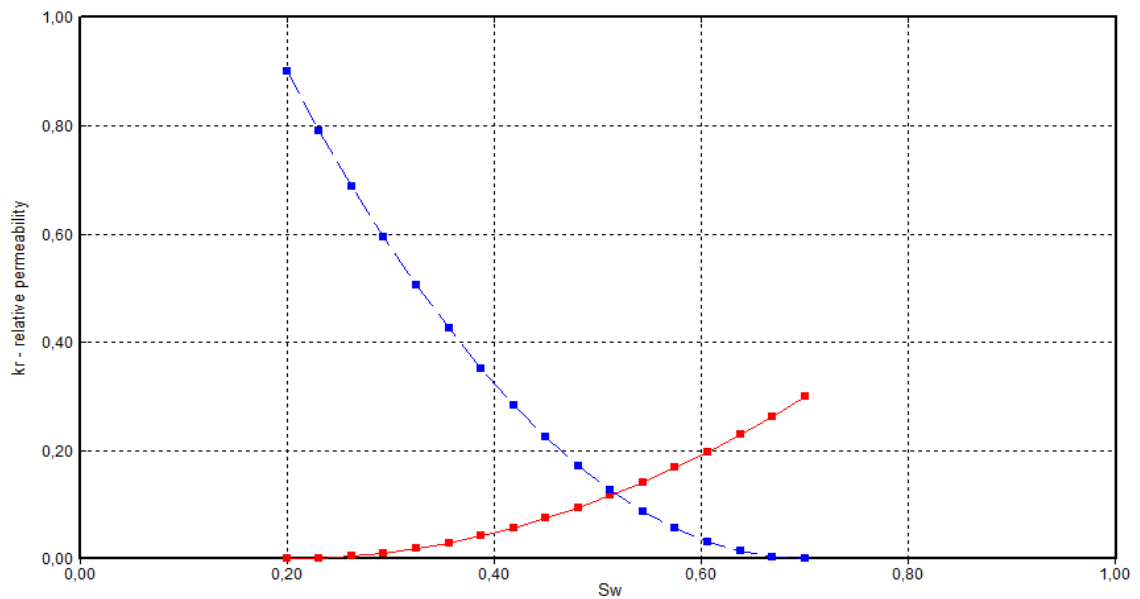
Las propiedades de la interacción roca-fluido indican el comportamiento del flujo de fluidos a través del medio poroso. Entre las propiedades más importantes se encuentran las curvas de permeabilidad relativa. Para la construcción del modelo Roca-Fluido se generan curvas con correlaciones numéricas basadas en los End Point de los fluidos que se muestran en la tabla 18.

**Tabla 18.** End points curvas de permeabilidad relativa.

End Point	Valor	End Point	Valor
Saturación de Agua Connata	0.2	Saturación de Aceite residual al agua	0.3
Saturación de Agua Critica	0.2	Saturación de Gas Connata	0
Saturación de Aceite irreducible al agua	0.3	Saturación de Gas Critica	0.05
Saturación de Aceite residual al agua	0.3	Permeabilidad Relativa del Agua @ SORW	0.3
Saturación de Aceite irreducible al gas	0.3	Permeabilidad Relativa del Aceite @ SWCON	0.9

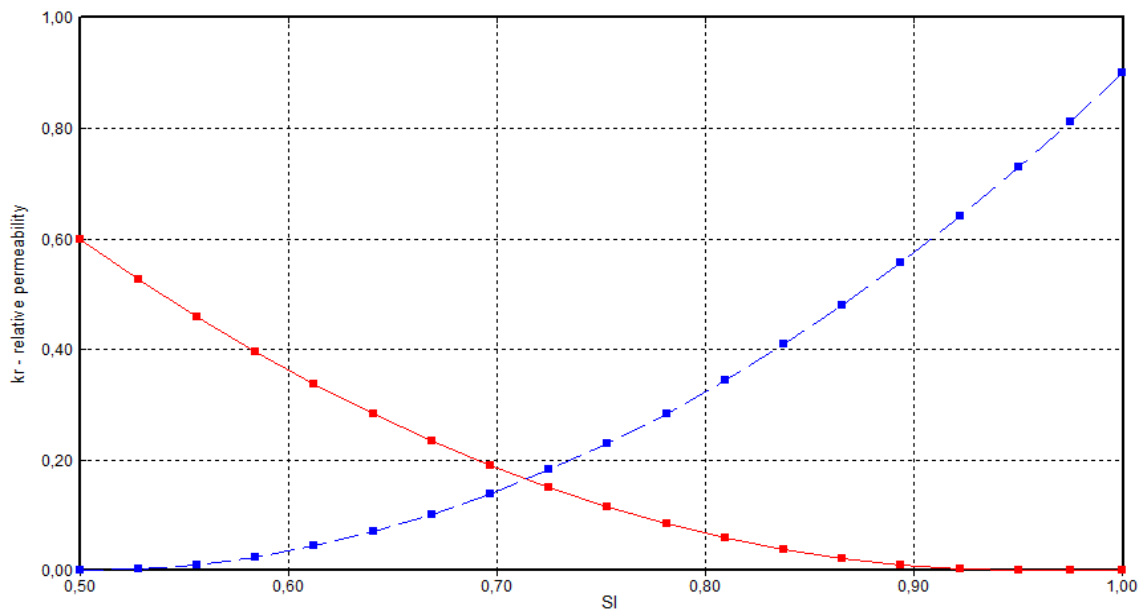
**Fuente:** PINTO JHON, “Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos”.

**Figura 29.** Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

**Figura 30.** Curvas de permeabilidad relativa liquido-gas.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

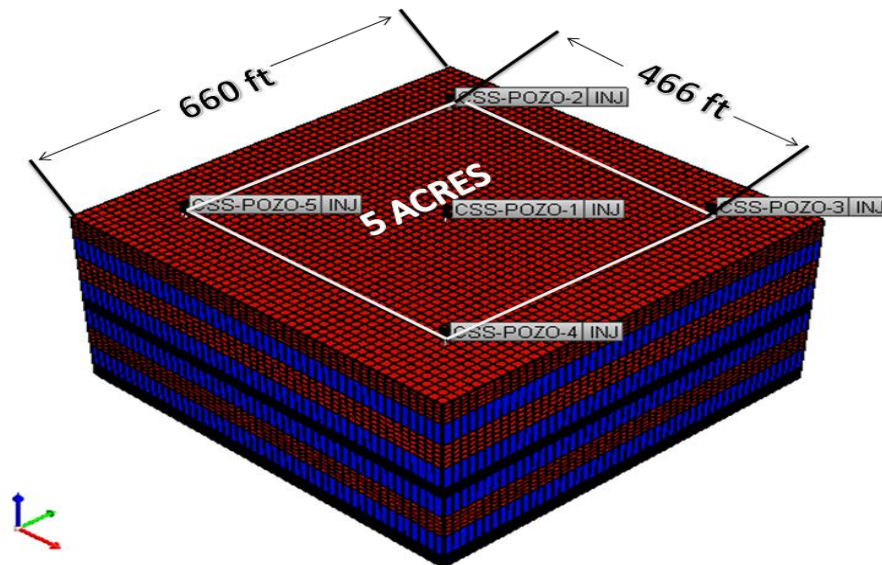
Las figuras 29 y 30 muestran las respectivas curvas para las fases Agua-Aceite y Gas-Líquido, de estas curvas se puede observar que la roca está mojada por agua lo cual beneficia al proceso, ya que esta condición es favorable para el desplazamiento del petróleo en el medio poroso.

### 2.3 ESQUEMA DE DESARROLLO DEL MODELO

Para el diseño de la explotación en el modelo se utiliza un patrón de cinco puntos el cual abarca un área de cinco acres, el modelo inicialmente produce bajo un esquema de producción en frío por un tiempo de tres años y donde se utilizan todos los pozos para la producción del fluido del yacimiento. Los pozos se encuentran con un espaciamiento de 466 ft entre sí y atraviesan las 29 capas de la malla de simulación, sin embargo, solo se encuentran abiertos en los intervalos donde se localizan las arenas productoras.

En la figura 31 se observa el modelo base de simulación, donde se evidencian los pozos perforados para la explotación del yacimiento. Para este caso se añaden una totalidad de diez pozos, cinco de estos son usados como pozos productores, mientras que los cinco restantes son inyectores, esto debido a que una vez finalizados los tres años de producción en frío, se procede a un esquema de explotación bajo Inyección Cíclica de Vapor, esto con el fin de desarrollar el modelo con una secuencia de explotación representativa del comportamiento real de un yacimiento de crudo pesado.

**Figura 31.** Modelo base de simulación.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

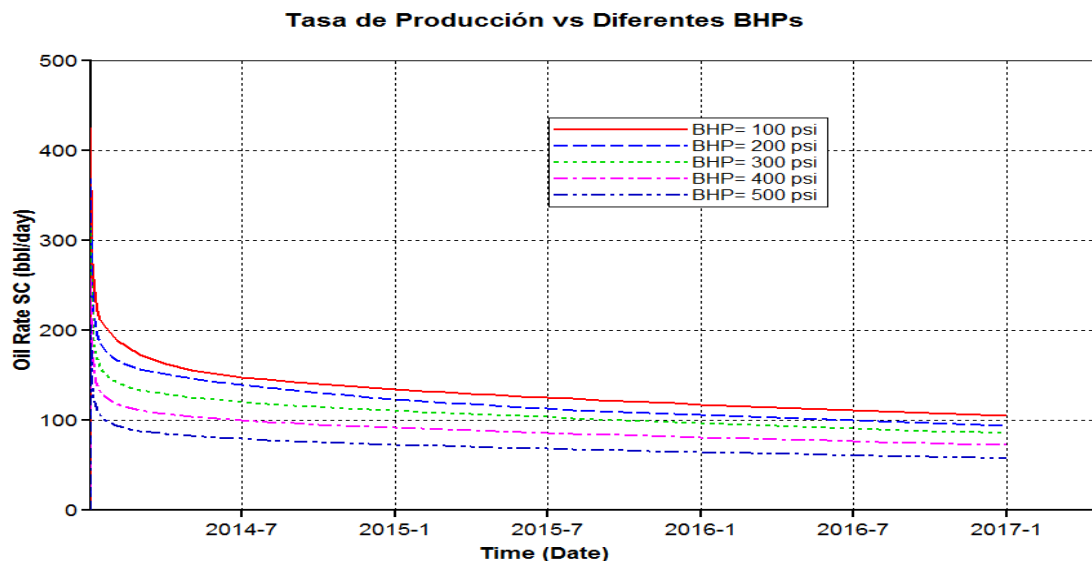
### 2.3.1 Producción en frío

Este esquema de explotación previo a la implementación de la etapa de Inyección Cíclica de Vapor permite representar de manera adecuada un esquema habitual para el desarrollo de un yacimiento de petróleo pesado, donde la explotación del modelo se da condiciones naturales de temperatura y viscosidad, debido a que el

yacimiento inicialmente está en la capacidad de aportar tasas de producción de crudo lo suficientemente altas como para operar el yacimiento entre un rango económicamente viable. El tiempo de duración para esta etapa corresponde a tres años de los doce años totales para la evaluación del modelo de simulación.

En esta etapa fue necesario determinar como primera medida la presión de fondo fluyendo (BHP) a la cual los pozos productores operarían, para esto se realizó un análisis de sensibilidad donde se hicieron diferentes corridas de simulación para los tres años de producción en frío variando únicamente la BHP de los pozos productores. Para este análisis de sensibilidad se tuvieron en cuenta principalmente el comportamiento de la tasa de producción contra el tiempo de producción, y el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, ya que se requiere producir el crudo del yacimiento de manera que se alcancen altas tasas de producción pero sin apresurar la depletación del mismo acabando de manera rápida la energía del yacimiento.

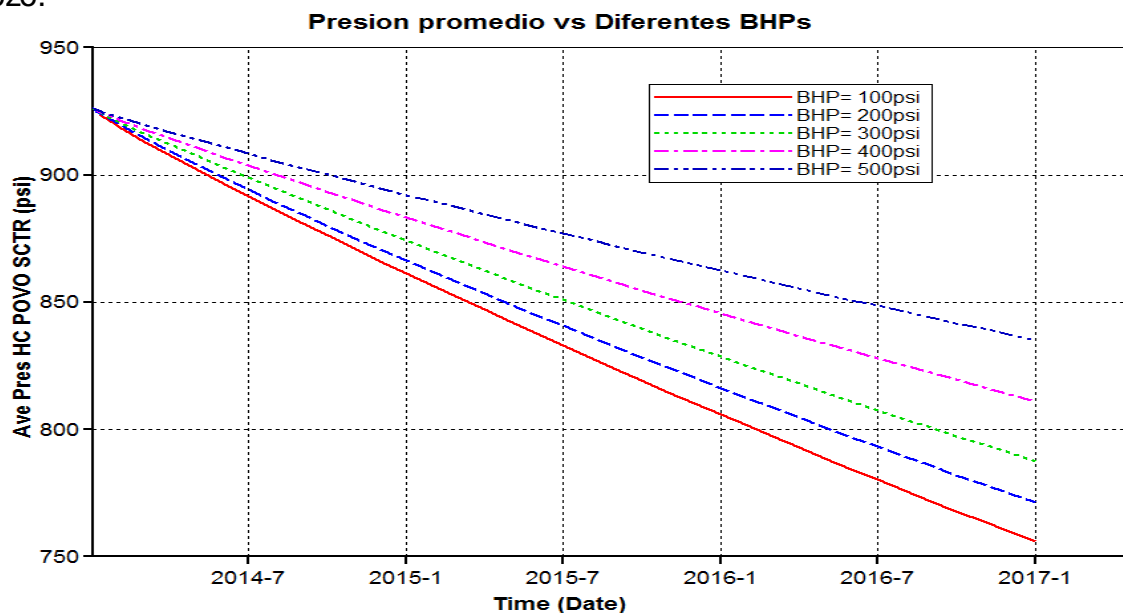
**Figura 32.** Tasas de producción de aceite para diferentes presiones en fondo de pozo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

En la figura 32 y 33 se pueden observar los comportamientos de las variables estudiadas para diferentes BHPs seleccionadas para evaluar en el análisis de sensibilidad, en estas graficas se puede destacar que una disminución de la presión de fondo contribuye a un aumento de la tasa de producción de crudo para el modelo lo cual se traduce en un mayor factor de recobro para la etapa de producción en frio, sin embargo, esto también conlleva a una disminución apresurada de la presión promedio del yacimiento, lo que a términos futuros podría llevar a diferentes problemas operacionales como el alcanzar la presión de burbuja del fluido causando grandes liberaciones de gas en el yacimiento, lo cual no es conveniente cuando a procesos de inyección de vapor se refiere.

**Figura 33.** Presión promedio del yacimiento para diferentes presiones en fondo de pozo.

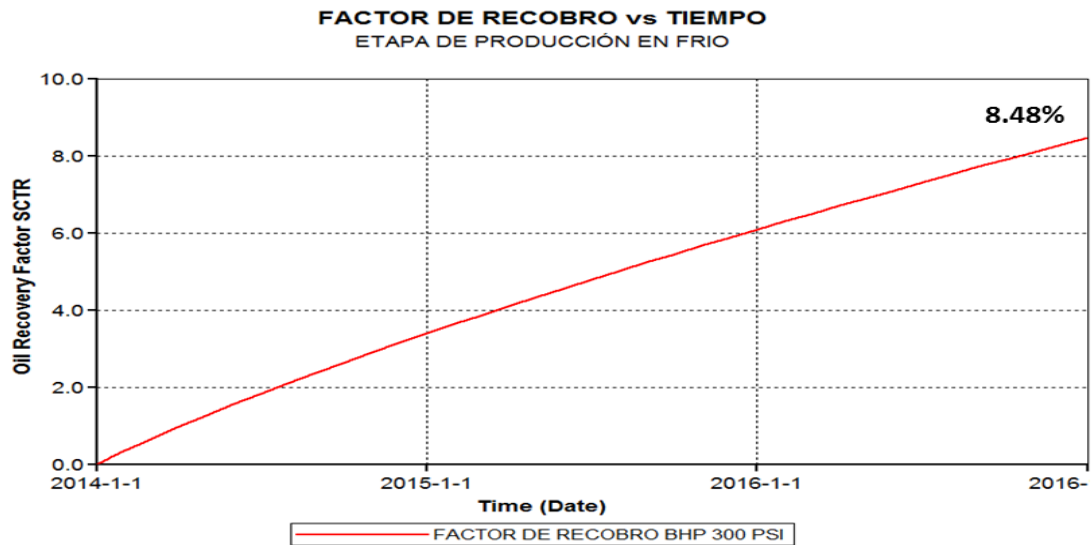


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Al analizar los diferentes escenarios de explotación se concluye utilizar una BHP de 300psia para los pozos productores debido a que se tiene una caída de la presión promedio del yacimiento más pausada y donde al observar las tasas de producción para BHPs más bajas, la tasa de petróleo incremental no es tan

representativa como para justificar disminuir más la presión de fondo. En este caso se alcanza un factor de recobro del 8.48% al final de los tres años de producción en frio como se muestra en la figura 34.

**Figura 34.** Factor de recobro para la producción en frio.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 2.3.2 Inyección cíclica de vapor

Una vez seleccionada la presión de fondo fluyendo para cada los pozos productores, se procede a determinar los diferentes parámetros operacionales para llevar a cabo la etapa de estimulación cíclica de vapor, con el fin de determinar el escenario óptimo para la implementación de esta etapa. Como anteriormente se menciona el modelo consta de diez pozos en el esquema de cinco puntos que se dividen en productores e inyectores, esto debido a que el simulador no reconoce el hecho de que un mismo pozo sea usado como productor y en un instante de tiempo dado cambie a inyector. En cada uno de los puntos del patrón de cinco punto existen un pozo productor y uno inyector construido encima del otro con la misma geometría y trayectoria.

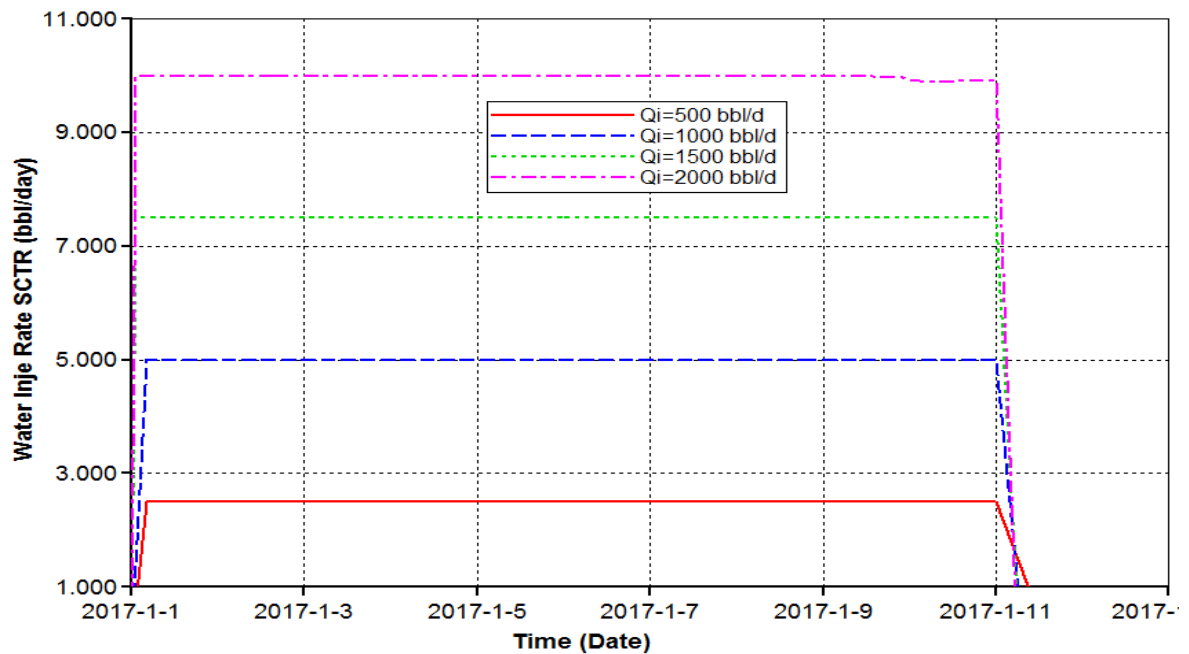
El proceso de inyección cíclica de vapor se realiza con la ayuda de una keyword llamada GCONCYCLE, la cual con la creación de un grupo donde se agrega la totalidad de los pozos modela el comportamiento de las etapas inyección, remojo y producción cerrando y abriendo los diferentes pozos en un orden predeterminado por el usuario.

### **2.3.2.1 Caudal de inyección**

Como primer parámetro operacional a determinar se encuentra la tasa de inyección de vapor utilizada en los pozos inyectores. Este parámetro es una función directa de la inyectividad de la formación, la cual se refiere a la capacidad que tiene la misma para recibir un fluido, esta depende principalmente de propiedades tales como la viscosidad del fluido, la permeabilidad de la formación y las discontinuidades propias del yacimiento. Para determinar el caudal de inyección de vapor se realizaron diferentes corridas de simulación variando la tasa total de inyección de los pozos hasta el punto en que la formación no fuese capaz de recibir la cantidad total de vapor inyectado.

La figura 35 representa un análisis para diferentes tasas de inyección de vapor en el modelo de simulación, en este caso se observa que la para un tasa superior a los 1500 bbl/día-pozo, el comportamiento de la tasa de inyección contra el tiempo de inyección no es constante como lo evidencia un tasa de inyección de 2000 bbl/día-pozo esto quiere decir que la formación ya no es capaz de aceptar la cantidad de vapor que se está inyectando, obligando al simulador a reducir el valor de este parámetro, por lo tanto se decidió continuar la evaluación del modelo con una tasa de inyección de vapor total de 7500 barriles de agua equivalente por día que representan 1500 bbls/día en cada pozo inyector.

**Figura 35.** Tasa de inyección de vapor vs Tiempo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 2.3.2.2 Análisis de confinamiento

Antes de continuar con la determinación de los parámetros operacionales para la inyección cíclica de vapor, se decide realizar un análisis del confinamiento en el modelo con el fin de evaluar la respuesta de los límites del yacimiento en los alrededores del modelo base de simulación. Inicialmente el modelo se evalúa como un tanque cerrado donde no existe flujo de fluidos desde los alrededores hacia el patrón.

Para el desarrollo del modelo conceptual de simulación se procede a implementar un anillo de confinamiento el cual representa los límites externos más allá del modelo original. Como primera medida se replantean las dimensiones originales del Grid de simulación, agregando más celdas al modelo lo que permite conservar

el área original del mismo y creando un sector que contiene el modelo base con el fin de evaluar únicamente su comportamiento sin alterar las demás condiciones del yacimiento. La tabla 19 representa las nuevas dimensiones del Grid de simulación donde el número adicional de bloques pertenecen al anillo de confinamiento.

**Tabla 19.** Nuevo grid de simulación. (Anillo de confinamiento)

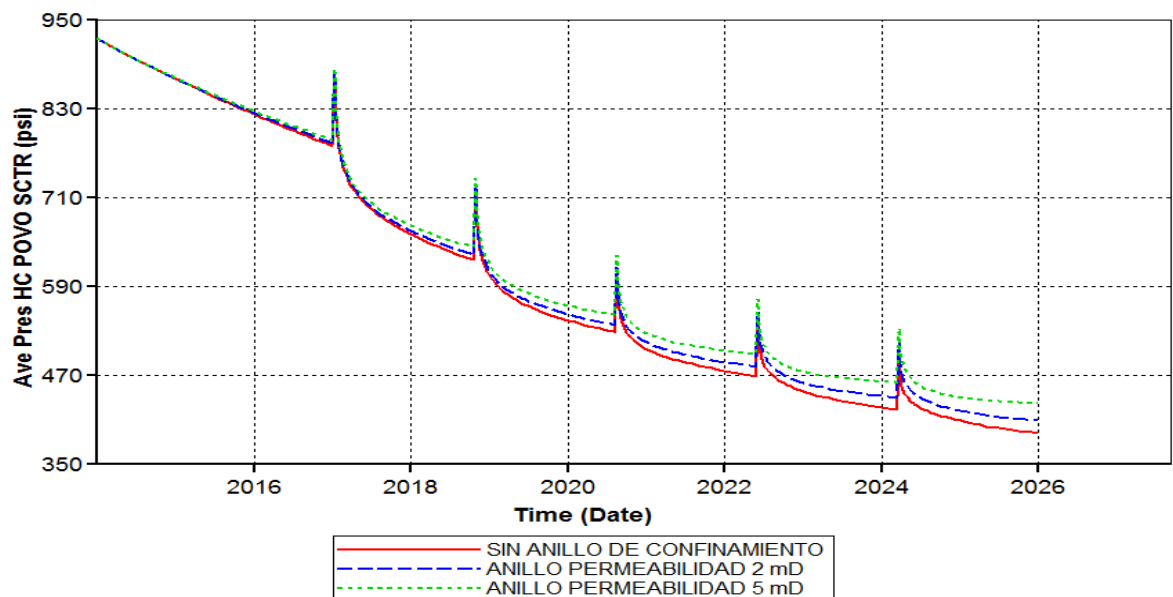
<b>ENMALLADO CARTESIANO</b>	
<b>Divisiones en x</b>	42
<b>Divisiones en y</b>	42
<b>Divisiones en z</b>	24
<b>Numero de Bloques</b>	42336
<b>Numero de Bloques Modelo</b>	38400

Algunas de las propiedades más destacadas para el anillo de confinamiento son: una porosidad de 0.8, junto con un modificador de volumen bajo el keyword VAMOD, el cual se cambió a un valor de 15 y como último paso se modifica la permeabilidad de los bloques que conforman el anillo, debido a que este es el parámetro de mayor incidencia en el comportamiento del modelo de simulación, es decir, evaluar los límites del yacimiento se refiere principalmente a permitir que haya una entrada de fluidos desde los límites externos hacia el modelo lo que permite suavizar la que anteriormente es una rápida caída de la presión promedio del yacimiento ocasionada por la producción del fluido y que además el modelo no cuenta con un soporte, el anillo de confinamiento básicamente permite el paso de una cantidad mínima de fluido para reemplazar el que está siendo producido por los pozos y así mantener la presión en el modelo.

La figura 36 representa una evaluación del comportamiento del modelo de simulación bajo un escenario de explotación en frío, seguido por seis ciclos de

inyección cíclica de vapor y donde se observa que una mayor permeabilidad en el anillo permite mantener más la presión en el yacimiento, sin embargo, basados en estudios previos y como sugerencia de expertos en el grupo de investigación de recobro mejorado se decide utilizar el anillo con permeabilidad de 5 mD ya que un valor más elevado da como resultados factores de recobro erróneos por la alta cantidad de crudo que entra al modelo.

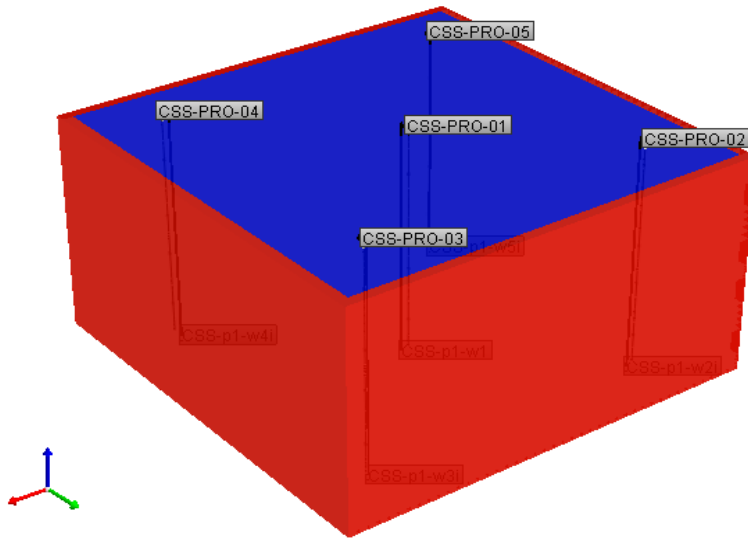
**Figura 36.** Selección del valor de la permeabilidad en el anillo de confinamiento.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

La implementación del anillo de confinamiento permitió que se obtuvieran resultados más ajustados y acertados respecto a los que se esperaban. La figura 37 es una vista tridimensional del modelo conceptual donde se observa el anillo de confinamiento que conforma la parte externa del modelo.

**Figura 37.** Modelo conceptual con anillo de confinamiento.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

## 2.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD TIEMPOS DE INYECCIÓN Y REMOJO

Antes de definir la cantidad de ciclos de estimulación a implementar durante la etapa de inyección cíclica de vapor, fue necesario definir la duración de las etapas de inyección y remojo, para esto fue necesario realizar un análisis de sensibilidad con el fin de determinar la importancia e impacto que estas variables tienen en el proceso de inyección cíclica de vapor, este análisis se realiza con el uso del software CMOST de la compañía CMG, el cual, a través de un diseño experimental determina los numerosos escenarios de implementación de la técnica basado en un conjunto de rangos operacionales que son proporcionados por el usuario. Este análisis se realiza para un ciclo de inyección de vapor luego de la etapa de producción en frío.

La tabla 20 contiene los valores base y rangos de variación para los parámetros de tiempo de inyección y tiempo de remojo. Estos valores fueron determinados

basados en investigaciones previas, donde usualmente son utilizados como valores típicos en nuestro país.

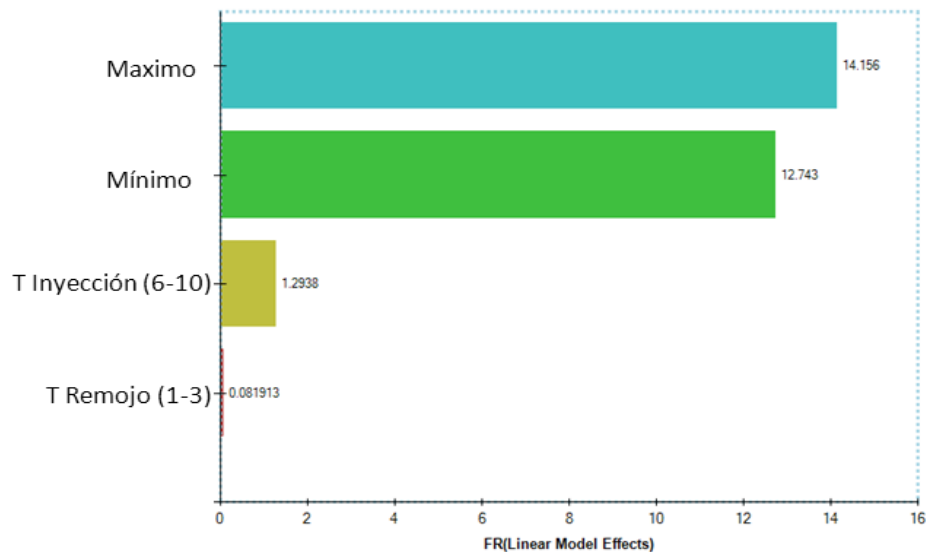
**Tabla 20.** Rangos utilizados en el análisis de sensibilidad.

PARÁMETRO	VALOR BASE	RANGO DE VARIACIÓN
TIEMPO DE INYECCIÓN (DÍAS)	8	6-10
TIEMPO DE REMOJO (DÍAS)	2	1-3

**Fuente:** Autor.

La herramienta CMOST requiere determinar las funciones objetivo con el fin de realizar el análisis de sensibilidad, para este caso se toma el factor de recobro, la presión promedio del yacimiento y la relación vapor-aceite (SOR). En la figura 38 se observa el diagrama tornado obtenido para la función objetivo factor de recobro, donde se evidencia que el parámetro de mayor incidencia en su comportamiento es el tiempo de inyección.

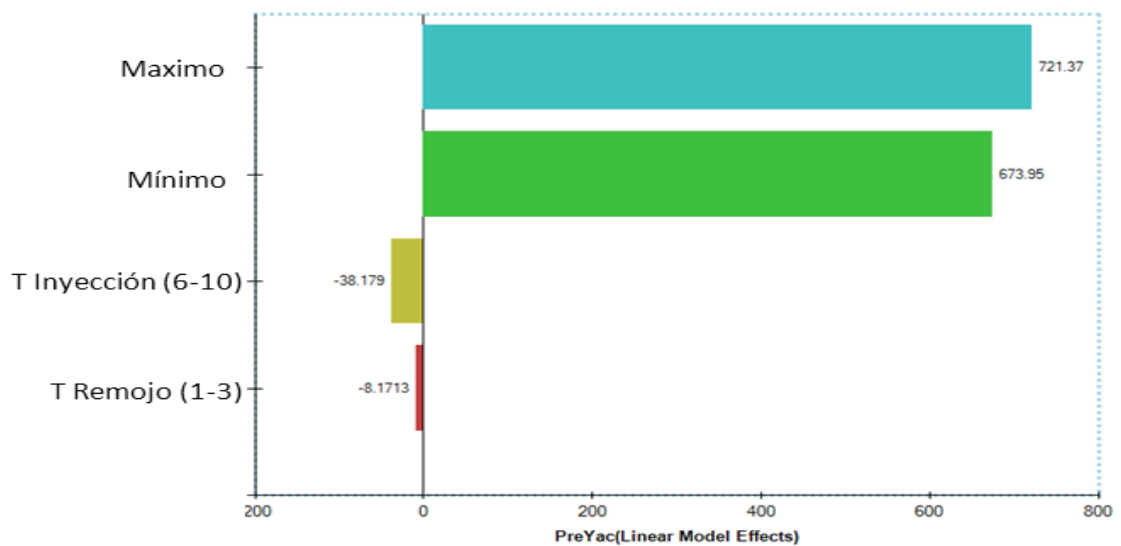
**Figura 38.** Sensibilidad factor de recobro.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

La presión promedio del yacimiento es impactada de manera negativa por un incremento de cualquiera de las dos variables, sin embargo, el mayor cambio se evidencia por un aumento del tiempo de inyección. Esta variable es de especial cuidado ya que define la energía misma del yacimiento y una vez determinado el número de ciclos estos generaran una depletación apresurada del yacimiento. Su comportamiento se evidencia en la figura 39.

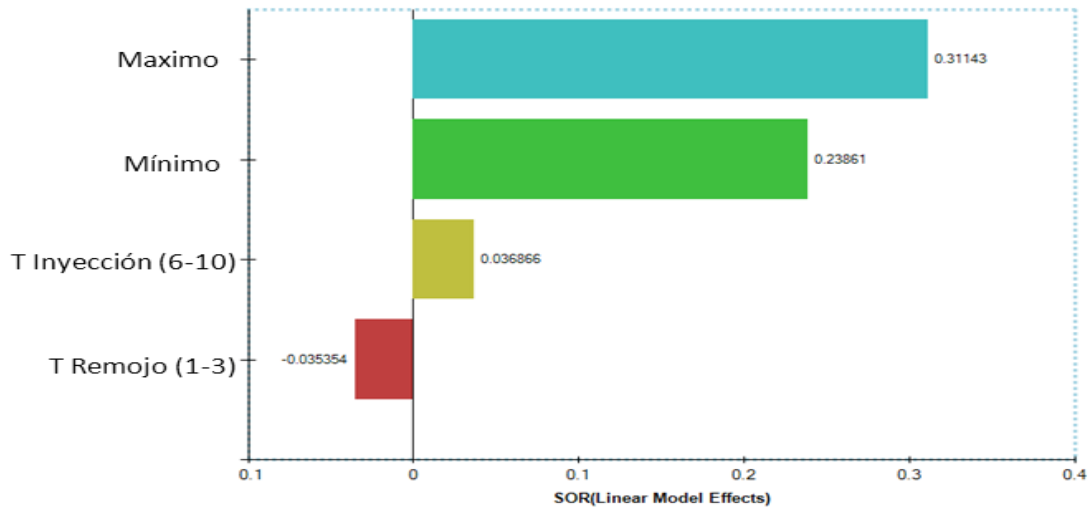
**Figura 39.** Sensibilidad presión promedio del yacimiento.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

El comportamiento de la relación vapor-aceite (SOR) se evidencia en la figura 40, donde se observa un comportamiento variable para los parámetros del análisis, primero se evidencia que un incremento del tiempo de inyección contribuye positivamente aumentando el valor del SOR, mientras que el parámetro tiempo de remojo disminuye el valor del mismo.

**Figura 40.** Sensibilidad de la relación vapor-aceite.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

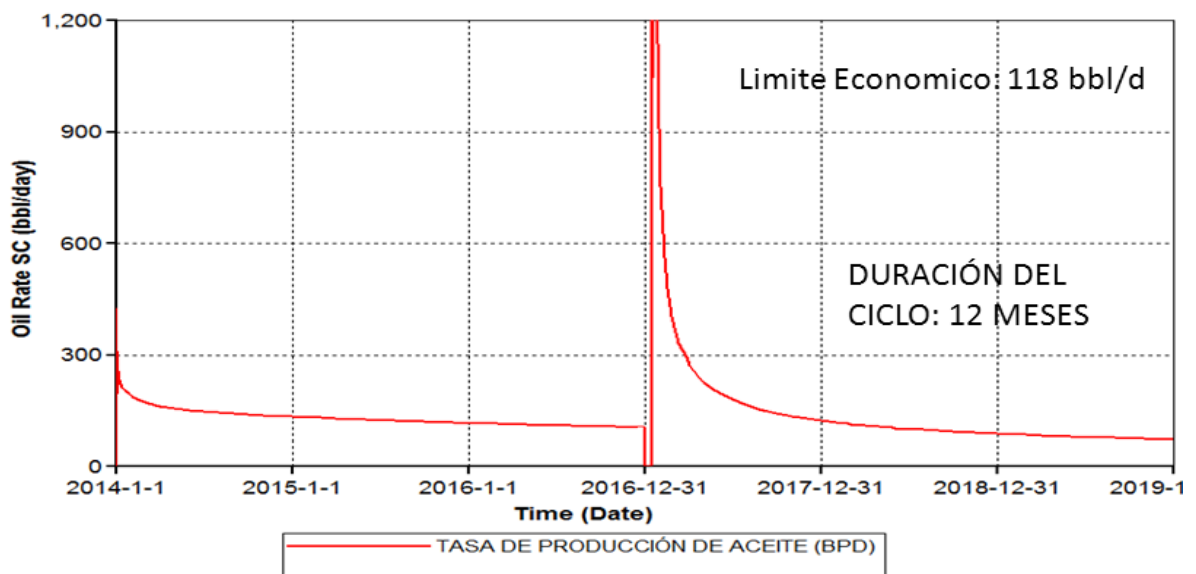
El comportamiento de la figura anterior se explica de la forma en que una mayor cantidad de días de inyección se refiere a más cantidad de agua equivalente en superficie para la recuperación de crudo, mientras que al dejar los pozos en remojo por más tiempo se permite al vapor calentar más crudo con la misma cantidad de vapor inyectado. Sin embargo, la figura también evidencia que los valores del SOR son relativamente bajos en este caso ya que el modelo de simulación responde muy bien a la implementación de la inyección cíclica de vapor y por lo tanto la relación vapor-aceite no es tan representativa en el momento de tomar decisiones.

Este análisis permitió determinar un tiempo de inyección equivalente a 10 días y un tiempo de remojo de 2 días, donde se obtienen los mejores resultados para las funciones objetivos y donde bajo un criterio técnico-económico representan el mejor comportamiento de la técnica de inyección cíclica de vapor.

## 2.5 NÚMERO DE CICLOS

Como ultimo parámetro en la etapa de inyección cíclica de vapor, es necesario determinar el número total de ciclos que serán implementados durante el tiempo total de evaluación del proyecto, generalmente los proyectos relacionados con esta técnica son implementados como una secuencia de precalentamiento de la formación para la posterior ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor o SteamFlooding, por lo que generalmente no se llevan a cabo más de 3-4 ciclos de estimulación<sup>36</sup>, sin embargo, en nuestro país esta técnica se mantiene bajo rango económicamente viables y se pueden encontrar campos con más de diez ciclos de estimulación ejecutados.

**Figura 41.** Comportamiento tasa de aceite para un solo ciclo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Para determinar el número de ciclos se decide plantear un límite económico basado en la tasa de producción de crudo en el final de la etapa de producción en frío la cual fue aproximadamente de 118 BOPD, se realizó una corrida de simulación con un ciclo de estimulación hasta que se alcanzara este límite

<sup>36</sup> Farouq Ali. Current Status of Steam Injection as a Heavy Oil Recovery Method. JPTC 74-01-05.

económico como se muestra en la figura 41 y que se alcanza aproximadamente luego de un año, aquí se decide comenzar con el nuevo ciclo de estimulación y como resultado se obtienen 6 ciclos durante la totalidad del tiempo de evaluación.

## 2.6 PARÁMETROS FINALES

A continuación las tablas 21,22 y 23 corresponden a los parámetros finales para el esquema de explotación del campo que corresponde a los tres años de producción en frío y posteriores nueve años con inyección cíclica de vapor, en estas tablas se observa las restricciones de los pozos productores e inyectores, además de los parámetros con los que el vapor es inyectado en fondo, los valores de presión y temperatura del vapor son tomados de tablas de termodinámicas.

**Tabla 21.** Parámetros pozos productores

<b>PARÁMETROS POZOS PRODUCTORES</b>	
<b>BHP</b>	300 PSI
<b>RESTRICCIÓN DE LIQUIDOS</b>	2000 BPD

**Tabla 22.** Parámetros pozos inyectores.

<b>PARÁMETROS POZOS INYECTORES</b>	
<b>TASA DE INYECCIÓN</b>	1500 BWPD
<b>TIEMPO DE INYECCIÓN</b>	10 DÍAS
<b>TIEMPO DE REMOJO</b>	2 DÍAS
<b>TIEMPO DE PRODUCCIÓN</b>	353 DÍAS
<b>NUMERO DE CICLOS</b>	9

Este esquema se plantea a manera de representar adecuadamente como se desarrolla este tipo de campos en nuestro país y plantear un análisis del comportamiento de la técnica en diferentes escenarios para la evaluación de las tecnologías anteriormente mencionadas en este trabajo con el fin de obtener resultados que permitan futuros estudios más profundos en este tema.

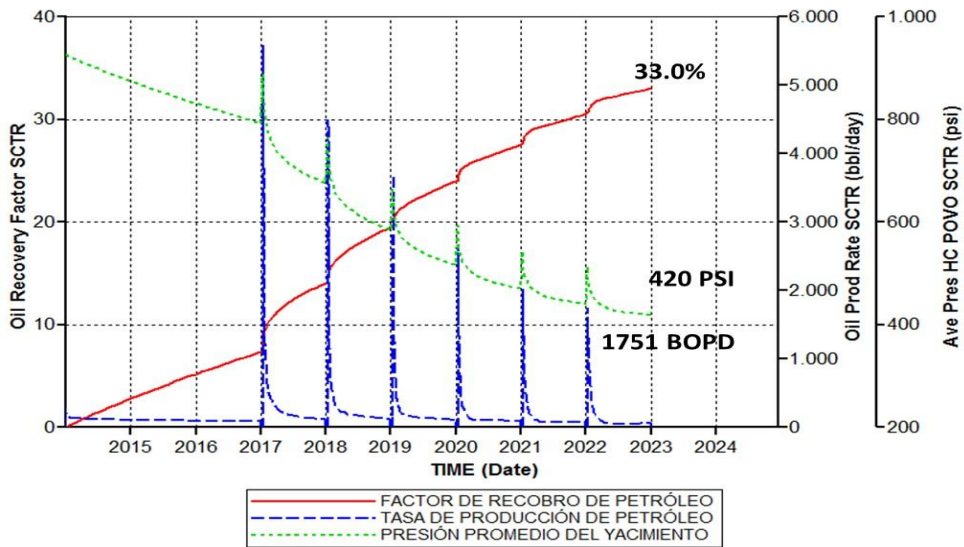
**Tabla 23.** Parámetros del vapor.

<b>PARÁMETRO DEL VAPOR</b>	
<b>PRESIÓN</b>	1200 PSI
<b>TEMPERATURA</b>	567.22 F
<b>CALIDAD</b>	0.65

Para finalizar las figuras 42 y 43 corresponden al comportamiento de la producción de crudo, factor de recobro y presión promedio del yacimiento para los modelos base de simulación desarrollados con las especificaciones anteriormente mencionadas donde se resaltan los valores finales obtenidos para cada una de estas variables en el modelo homogéneo y heterogéneo.

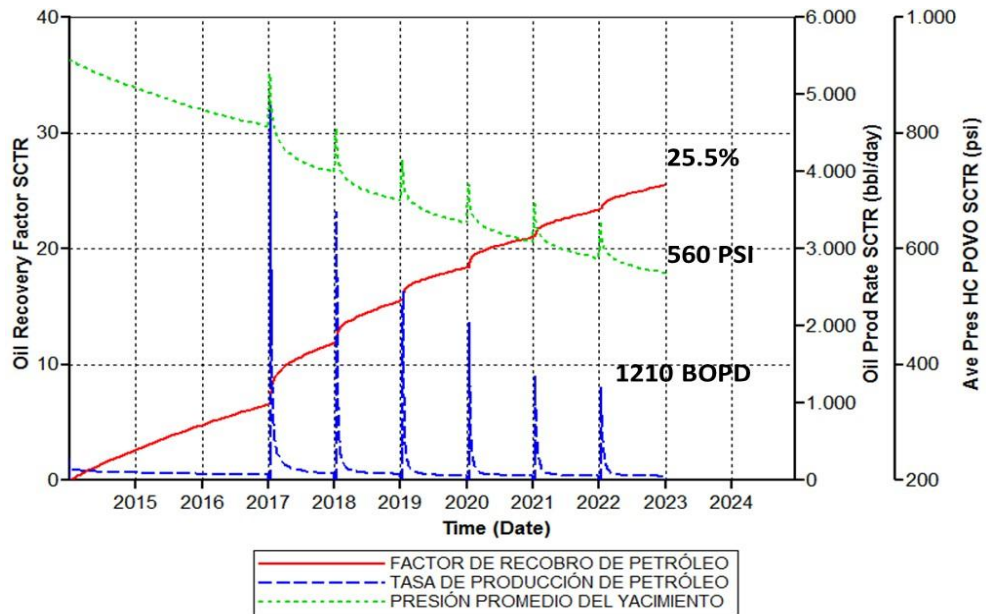
Un análisis del comportamiento de ambos modelos demuestra variación en las propiedades generales, sin embargo, estos modelos son estratificados por lo tanto es necesario profundizar su estudio para cada una de las arenas del modelo que permita dar respuestas más claras al desempeño de la técnica. Es importante resaltar que el modelo homogéneo presenta una mejor respuesta a los ciclos de estimulación debido a que se presentan picos incrementales de crudo más altos.

**Figura 42.** Comportamiento de la producción, factor de recobro y presión promedio para el modelo homogéneo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

**Figura 43.** Comportamiento de la producción, factor de recobro y presión promedio para el modelo heterogéneo.



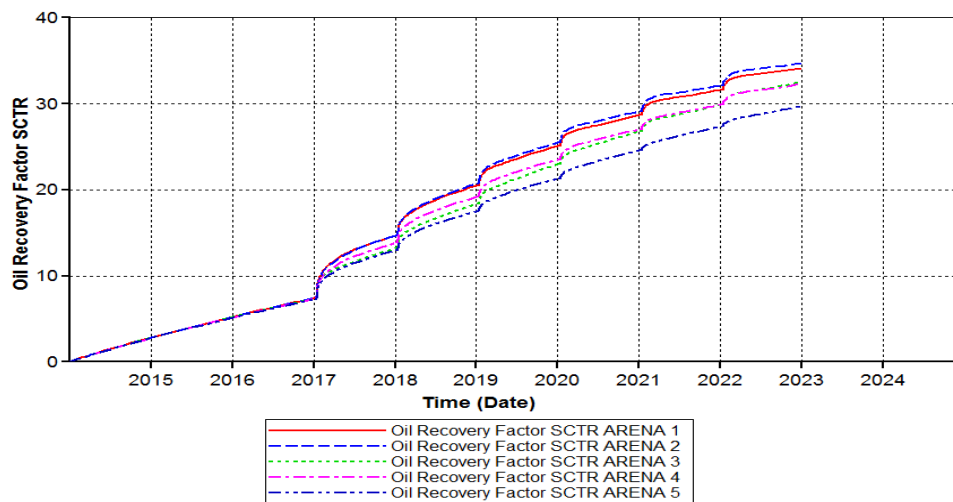
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

## 2.7 EFECTO DE LA HETEROGENEIDAD EN LOS DIFERENTES MODELOS CONCEPTUALES

El propósito principal de este proyecto es el de estudiar cómo se comporta la distribución del vapor a nivel de yacimiento para la evaluación de diferentes estrategias que permitan mejorar este factor y así lograr mejorar la eficiencia de la técnica de inyección cíclica de vapor, es por esto que se plantean dos modelos conceptuales de simulación, uno homogéneo como base comparativa y el otro heterogéneo como un modelo que presentara las propiedades adecuadas para presentar fenómenos como la canalización del vapor inyectado, así obtener tener un comportamiento más cercano a la realidad.

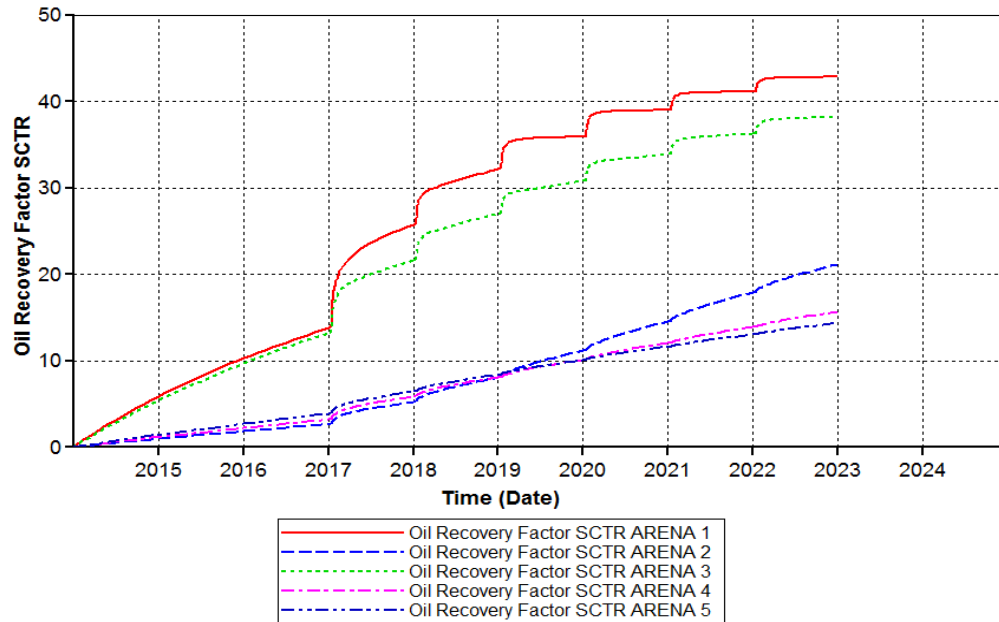
En ambos modelos se crearon sectores para cada una de las arenas, esto permite estudiar cada una de estas de manera separada y evaluar su comportamiento individual en el modelo. Las figuras 44 y 45 corresponden al comportamiento del factor de recobro para cada formación productora en los modelos homogéneo y heterogéneo.

**Figura 44.** Factor de recobro para las arenas del modelo homogéneo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

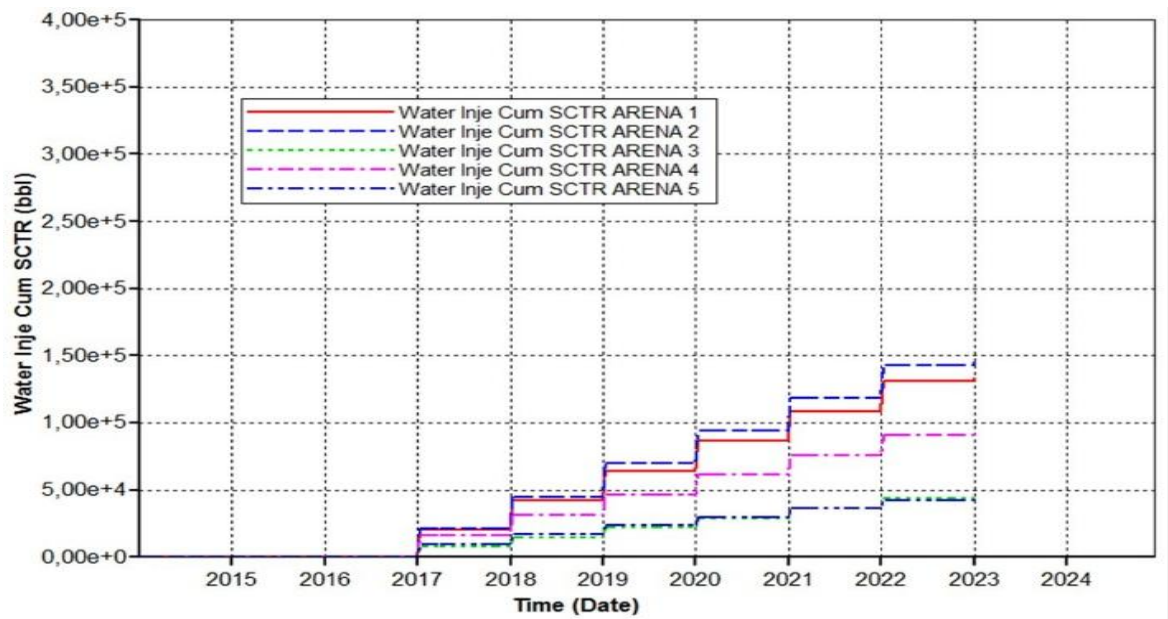
**Figura 45.** Factor de recobro para las arenas del modelo heterogéneo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

En este caso se observa que para el modelo homogéneo, las diferentes arenas presentan un comportamiento bastante similar y cercanas al factor de recobro promedio del yacimiento, mientras que en el modelo heterogéneo se observa que las arenas 2,4 y 5 se encuentran muy alejadas del comportamiento de las otras formaciones en el yacimiento, esto representa que las formaciones de menor conductividad (Arenas 2,4 y 5) no están siendo debidamente contactadas por el vapor inyectado. Dicho comportamiento puede ser explicado al observar las figuras 46 y 47 donde se observa la cantidad de vapor inyectado como agua equivalente acumulada inyectada durante los ciclos de estimulación y donde se evidencia un fenómeno de canalización para las arenas 2,4 y 5 del modelo.

**Figura 46.** Agua inyectada acumulada en las arenas modelo homogéneo.

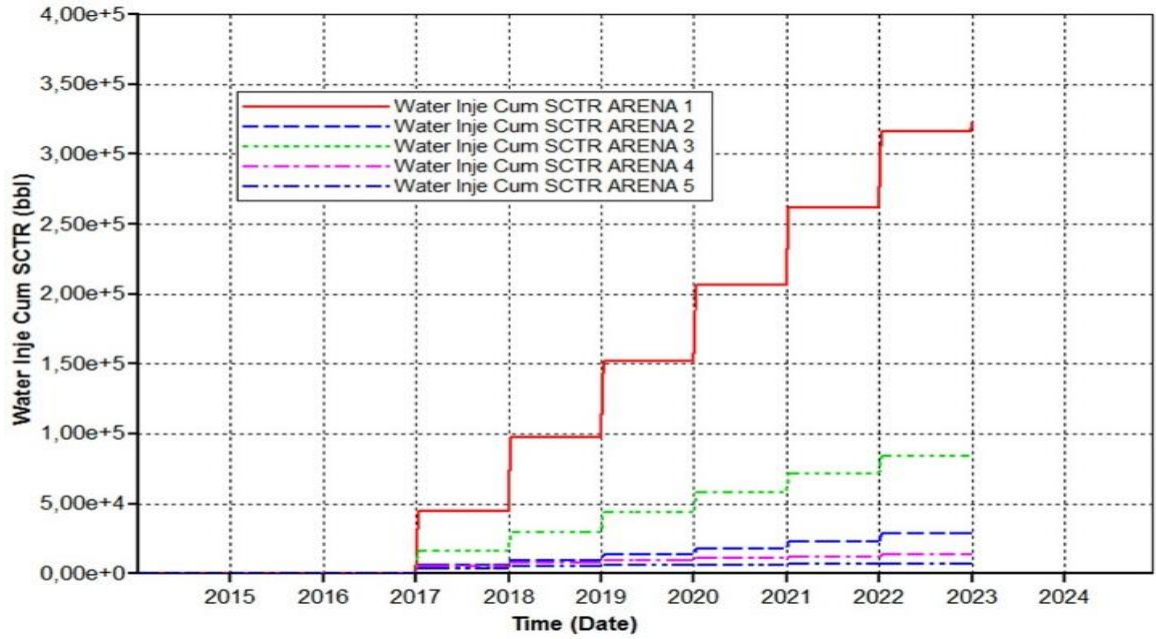


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

El comportamiento del modelo heterogéneo evidencia que las arenas con la mayor conductividad, en este caso las arenas 1 y 3 del modelo toman la mayor cantidad del vapor total inyectado al modelo, y un análisis del comportamiento en el factor de recobro para este modelo también evidencia que la arena 1, es la de mejor respuesta a los ciclos de estimulación alcanzando el mayor factor de recobro final en comparación con las otras formaciones y con una diferencia considerable al factor de recobro promedio en el modelo.

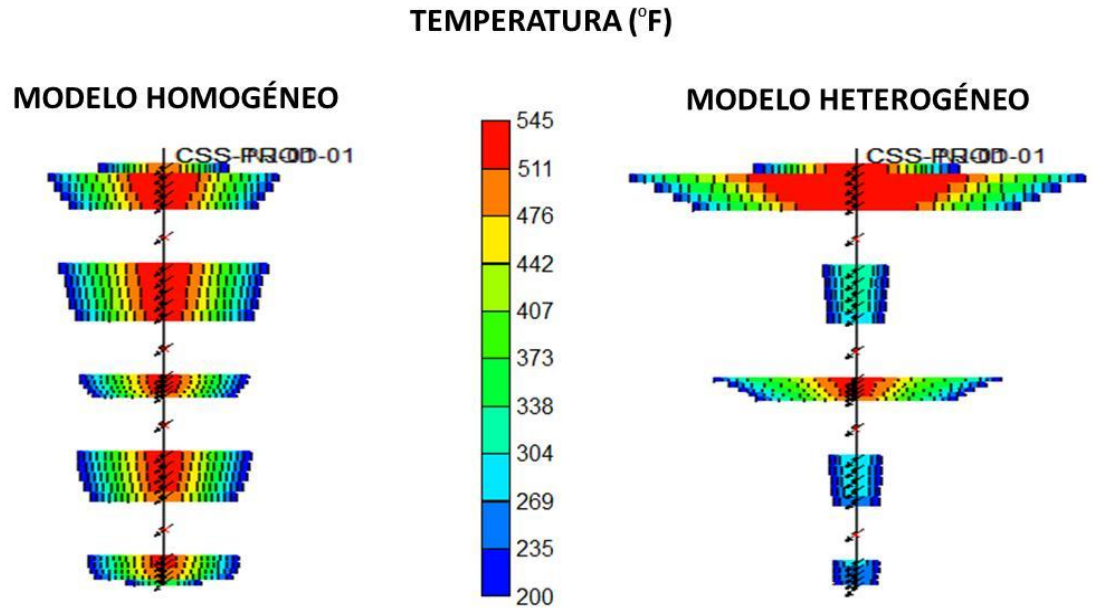
La figura 48 evidencia una comparación del perfil de temperatura para un ciclo de estimulación en la etapa de inyección cíclica para ambos modelos, en el perfil se observa como la temperatura en las arenas 2,4 y 5 del modelo heterogéneo, no están siendo calentadas de manera semejante a las otras formaciones en el modelo.

**Figura 47.** Agua inyectada acumulada en las arenas modelo heterogéneo.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

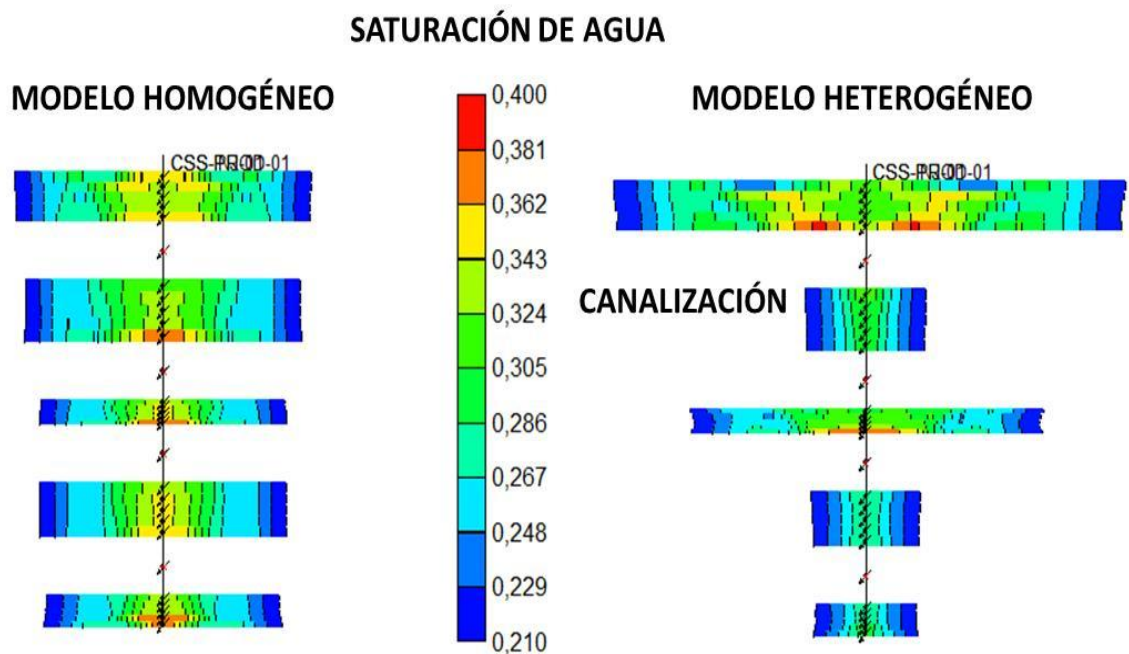
**Figura 48.** Perfil de temperatura modelo homogéneo y heterogéneo.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

Por último la figura 49 es un perfil de saturación de agua en el mismo pozo de ambos modelos, para la etapa de inyección de vapor en uno de los ciclos de estimulación, este perfil representa como es el comportamiento de ambos modelos al proceso evidenciando el cambio en la saturación de agua como consecuencia de la inyección de vapor.

**Figura 49.** Perfil de saturación de agua modelo homogéneo y heterogéneo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Aun cuando el efecto de la heterogeneidad del modelo se representan en fenómenos de canalización de vapor y pobre eficiencia del proceso, este también se traduce en zonas con altas saturaciones de crudo remanente y donde lograr inyectar adecuadamente el vapor se traduce en una respuesta inmediata en la producción por parte de estas formaciones, es en ese punto donde este estudio se enfoca.

Debido a la heterogeneidad del yacimiento, se evidenciaron algunos efectos o problemas en el modelo conceptual heterogéneo, el cual es el caso de estudio y el que se asemeja con el comportamiento real del yacimiento, tales efectos que ocurren durante la inyección cíclica de vapor son:

- La canalización del vapor, esto se debe a que el vapor se ubica primero en las formaciones de mayor conductividad, dejando a las de menor conductividad siendo no debidamente contactadas por el vapor.
- El overriding del vapor, el cual es causado u ocasionado por la diferencia de gravedad y la baja viscosidad del fluido inyectado, esto genera que el frente de inyección avance de manera precipitado hacia la parte superior del estrato o de la formación.

Por esta razón se seleccionó la alternativa de inyección de espumas en el proceso de inyección cíclica de vapor, permitiendo controlar los efectos mencionados anteriormente.

### 3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO CON ESPUMAS

Los procesos de inyección de espumas comprenden un proceso de control de movilidad de la fase gas que cada día goza de mayor popularidad tanto para procesos de inyección de vapor, como para procesos composicionales (Inyección de CO<sub>2</sub> y miscibles)<sup>37</sup>. Si bien este tipo de proceso se trata de un tema bastante complejo debido a la gran cantidad de variables implicada en su formación, dispersión, propagación y fenomenología, las investigaciones más recientes acerca de los mecanismos del proceso ha hecho factible la representación de su comportamiento a través de simuladores numéricos de yacimientos comerciales.

Un método común para la simulación de la mayoría de los efectos que presentan las espumas puede lograrse al suponer que la reducción de la movilidad corresponde a la disminución de la permeabilidad relativa de la fase gas (en función de un producto de factores observados experimentalmente, como lo es la concentración del surfactante). Dicho método resulta de gran utilidad para la determinación del alcance preliminar de los experimentos de laboratorio al igual que el ajuste histórico y la predicción de tratamientos a base de espuma a una escala de campo. En la mayoría de los casos, el uso de esta opción también implica un modelado del flujo del surfactante, lo cual requiere datos adicionales de las propiedades del surfactante tales como la adsorción, los coeficientes de partición del petróleo, y la cinética de la descomposición del surfactante.

Para desarrollar un entendimiento cuantitativo del flujo de la espuma, se deberán considerar varios aspectos. El primero consiste en la estabilidad de los surfactantes y la propagación/retención de éstos. Además se deben considerar los diferentes componentes presentes en el medio poroso que afectan la estabilidad y desarrollo de la solución espumosa, como lo es el comportamiento y fracción de

---

<sup>37</sup> Computer Modelling Group (CMG). STARS User's Guide. Version 2012.

las diferentes fases agua, petróleo y gas.<sup>38</sup> Estas variables son importantes puesto que su presencia puede afectar positivamente o negativamente la generación y acción de la espuma, sin embargo, estos parámetros deben estudiarse a profundidad con el uso de pruebas exhaustivas en laboratorio que permitan la interacción de diferentes agentes espumantes con muestras reales de la roca y fluidos. Un acercamiento más comúnmente usado es el ajuste histórico de datos de producción en los modelos de simulación variando diferentes parámetros hasta ajustar el comportamiento que tiene la espuma en el yacimiento.

### **3.1 MODELOS DE SIMULACIÓN PARA ESPUMAS**

En el modelado de espumas se han propuesto diferentes métodos que permiten ajustar los modelos de simulación bajo este tipo de proceso. Estos modelos incluyen los modelos semi-empíricos (Islam y Farouq, 1990), modelo de flujo fraccional (Zhou y Rossen, 1995), el modelo PBM (Population Balance Method) (Falls, 1986; Patzek, 1998) y los modelos de filtración (Nguyen et al, 2000). Cada uno de estos es adoptado bajo las características de acercamiento que se cuentan como información de los diferentes parámetros involucrados.

#### **3.1.1 Modelo Semi-Empírico**

El modelo de espuma semi-empírico es un modelo de estado pseudo-estable en el que cierto valor conocido como Factor de Reducción de Movilidad se encarga ya sea de la disminución de la permeabilidad relativa del gas, o el incremento de la viscosidad del gas. Este factor de reducción de la movilidad, es una función de la concentración de del surfactante inyectado y otros factores concernientes del sistema Roca-Fluido. Los modelos semi-empíricos son los más comúnmente

---

<sup>38</sup> Cooke R.W. Field results of optimizing the steam foam diversion process in cyclic steam applications. SPE 21531.

usados para el modelado de espumas por su simplicidad y son conocidos como modelo de espuma simple.

### **3.1.2 Modelo de Flujo Fraccional**

El modelado de espuma con el uso de la teoría de flujo fraccional corrige el límite de presión capilar ( $P_c^*$ ), independientemente del flujo de líquido, el flujo de gas y el gradiente de presión. En ese caso, la movilidad de la fase gas depende sólo del flujo fraccional de agua y la saturación de agua al punto  $P_c^*$  también conocida como  $Sw^*$ . Este enfoque es algo intermedio entre el método PBM y la alteración semi-empírica de la movilidad en la fase gas. Este método se basa en la relación entre la presión capilar, textura de la espuma y la movilidad del gas.

### **3.1.3 Modelo PBM**

En el método PBM, el modelo tiene en cuenta todos los mecanismos de creación y ruptura de las lamelas que se forman en la presencia de espumas. Este método es básicamente una ecuación de conservación en el que la tasa de cambio de textura de la espuma (es decir, lamela o densidad de las burbujas) depende de la velocidad de afluencia, de eflujo, la creación, la destrucción y captura de lamelas.

### **3.1.4 Modelo de Filtración**

Este modelo también conocido como red representa de manera microscópica el flujo por los diferentes caminos del medio poroso bajo diferentes conductividades. Este tipo de modelo de espumas es considerado de los más complejos y requiere de herramientas de alta capacidad computacional.<sup>39</sup>

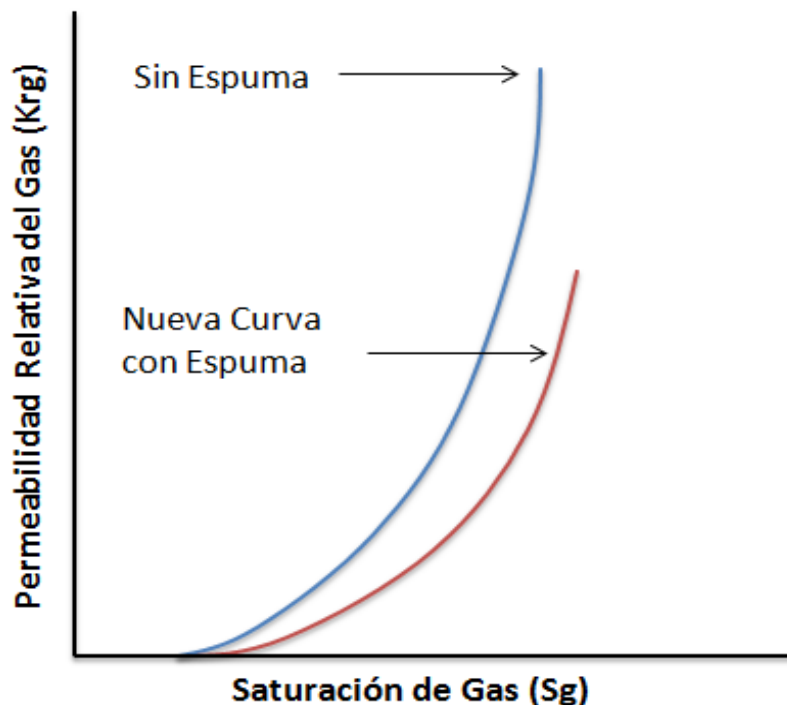
---

<sup>39</sup> Kun M. Transport of Surfactant in Porous Media for Enhanced Oil Recovery Processes. Thesis 2013.

### 3.2 MODELO DE SIMULACIÓN DE ESPUMAS EN STARS™

Hay dos enfoques generales para el modelado de flujo de espuma en la herramienta STARS™. El primero es el modelo PBM. Que permite la simulación directa de la creación, propagación y los efectos de coalescencia de la espuma. El segundo enfoque es el modelo semi-empírico, en el que se determina la reducción de la movilidad de espuma a través de curvas de movilidad gas modificadas heurísticamente<sup>40</sup> como se muestra en la figura 50. Esta modificación se logra por un factor de interpolación adimensional, FM (Foam Mobility), lo que altera la curva de permeabilidad relativa del gas en la presencia de la espuma y también es una cuantificación de la estabilidad de la espuma.

**Figura 50.** Esquema de una caracterización simple de los efectos de la espuma sobre las permeabilidades relativas de gas.



**Fuente:** Computer Modelling Group (CMG). STARS User's Guide. Version 2012.

<sup>40</sup> Gopal V. Simulation study of sweep improvement in heavy oil CO<sub>2</sub> floods the craft and haw kins department of petroleum engineering Master Thesis.

Para este estudio se seleccionó un modelo semi-empírico debido a que este asume que la espuma ocurre instantáneamente en la presencia del surfactante<sup>41</sup> y los diferentes fenómenos que ocurren por acción de la espuma se basan en la adsorción del surfactante en el medio poroso, esto principalmente a que no se contaron con datos representativos de laboratorio para las propiedades de la espuma y el surfactante, los cuales son necesarios para modelar un comportamiento más real de este proceso. En las diferentes variables ingresadas al modelo referentes a la espuma se basaron en una recopilación de diferentes estudios encontrados en literatura y proporcionados en el manual de la herramienta STARS™.

### 3.2.1 Parámetros básicos de Interpolación de espumas en el modelo de STARSTM.

El modelo de simulación semi-empírico actúa en representación de la acción de la espuma como una reducción en la permeabilidad relativa de la fase gas influenciada por el factor de interpolación adimensional FM (Foam Mobility). El factor FM corresponde al factor de reducción de la movilidad inversa el cual varía entre FM = 1 (sin espuma) y FM << 0 (la espuma más fuerte). Dicho factor es a su vez una función dependiente de seis diferentes parámetros F1-F6, además del parámetro FMMOB. Donde la representación matemática del factor FM está dada por:

$$K_{rg}^f = K_{rg}^0 \cdot FM$$

Donde

$$FM = \frac{1}{(1 + FMMOB \cdot F1 \cdot F2 \cdot F3 \cdot F4 \cdot F5 \cdot F6)}$$

<sup>41</sup> Computer Modelling Group (CMG). STARS User's Guide. Version 2012.

El parámetro FM MOB da referencia al factor de reducción de la movilidad y  $F_i$ , con  $i = 1, 2, \dots, 6$  son funciones de interpolación de espuma referenciadas a diferentes propiedades del medio poroso y fluidos presentes en el yacimiento, como lo son la saturación de agua, petróleo y gas además de otros como el contenido de sal que de una u otra manera aporta positivamente o negativamente la estabilidad de la espuma<sup>42</sup>. Los valores de FM varían entre 0 y 1, siendo el valor de uno (1) representativo del escenario sin espumas y cero (0) el caso de la espuma más fuerte o en cuyo caso la más estable.

FM MOB: Factor de referencia a la reducción de la movilidad.

F1: Función dependiente de la concentración molar del surfactante.

F2: Función dependiente de la saturación de aceite.

F3: Función dependiente del número capilar.

F4: Función dependiente del número de capilaridad crítica.

F5: Función dependiente de la fracción molar crítica de aceite.

F6: Función dependiente de la concentración de sal.

Cada uno de estos parámetros son esencialmente funciones dependientes únicas para la espuma y el sistema roca-fluido, por tal razón se necesitan pruebas exhaustivas de laboratorio con muestras representativas del yacimiento que permitan determinar apropiadamente su estudio y representación con el uso de simuladores numéricos de yacimientos. Información más detallada sobre estas funciones, sus diferentes parámetros, y otros efectos en el comportamiento de la espuma se encuentran referenciados en el manual guía de STARS™.

---

<sup>42</sup> Computer Modelling Group (CMG). STARS User's Guide. Version 2012.

### 3.3 ADICIÓN DEL COMPONENTE SURFACTANTE

Un modelo fenomenológico simple de la generación de espuma se puede construir centrándose en la concentración local del surfactante suponiendo que los mecanismos de generación/coalescencia de espuma son rápidos en relación al flujo (suposición de equilibrio)<sup>43</sup>. En este método la movilidad del gas (viscosidad y permeabilidad relativa del gas) se disminuye principalmente en base a la concentración del surfactante, aunque también pueden considerarse los efectos de la velocidad y de la saturación de petróleo. Es por esto que definir el surfactante en los modelos conceptuales corresponde al primer paso en el desarrollo de la simulación de espumas.

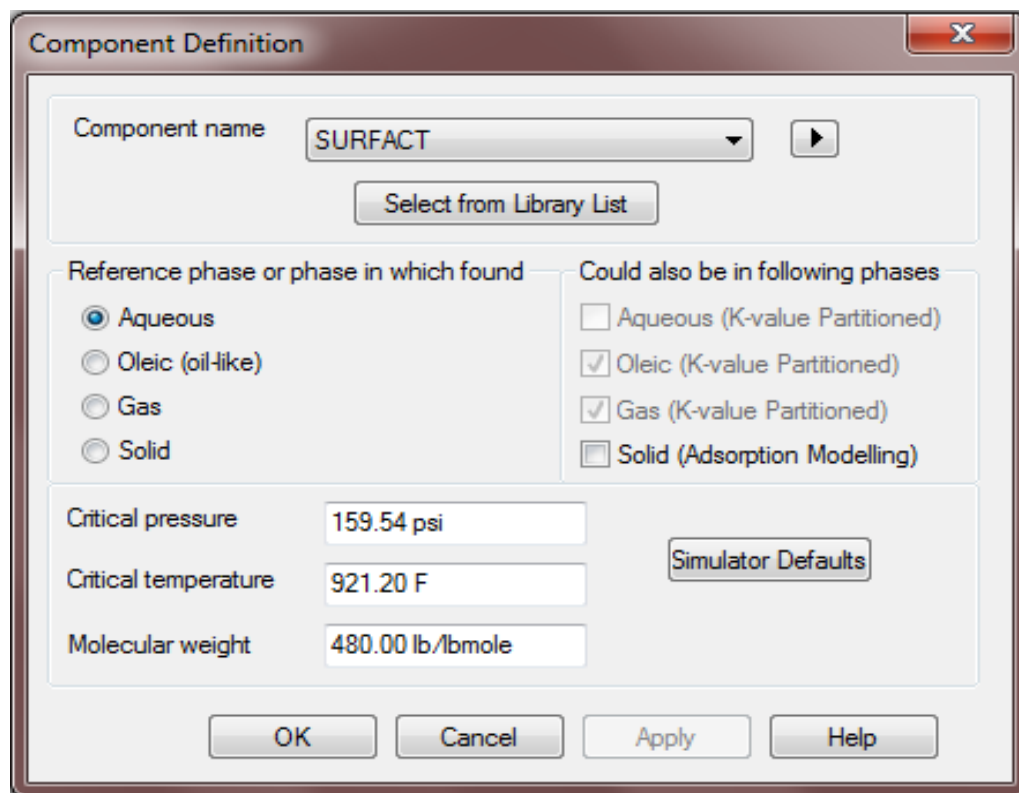
Para la adicción del surfactante en el modelo conceptual de simulación previamente desarrollado es necesario recordar que existen diferentes surfactantes usados para la generación de espumas termoestables en la aplicación de procesos de inyección de vapor, su selección se basa en la afinidad, y estabilidad que brindan al agente espumante, además de su interacción con el medio poroso y factores económicos entre otros<sup>44</sup>. Es esta variedad la que hace necesario ser riguroso a la hora de seleccionar un surfactante para la generación de espumas. El surfactante utilizado en este caso se define como un componente adicional creado en base a sus propiedades críticas e ingresado en el modelo desde la sección de “Components” mediante la opción “Add/edit a component”, donde se suministraron propiedades críticas (presión y temperatura), peso molecular, fase, densidades, cambios de viscosidad en función de la temperatura, además de valores de equilibrio (Valores “k”) para el surfactante como se muestra en la figura 51. Esta es una de las maneras más sencillas en las que se pueden adicionar compuestos químicos a un modelo de simulación.

---

<sup>43</sup>Chalbaud C.A, Moreno R.A. Simulating foam process for a Venezuelan pilot test. SPE 77699.

<sup>44</sup>Sander P.R. Clark G.L. Steam-foam diversion process developed to overcome steamoverride in Athabasca. SPE 22630.

**Figura 51.** Adición del surfactante en la sección “Components” del modelo de simulación.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Estas propiedades fueron tomadas de la idealización de un tratamiento de espumas como agentes de control de movilidad utilizadas en las arenas de Athabasca en Alberta, Canadá cuyo proceso fue modelado con el uso de la herramienta STARS™.

La principal función de la adición de este componente es representar la inyección de espumas como un método preformado donde la espuma está compuesta de una mezcla de agua y surfactante en su esencia más simple. Además de esto el componente “SURFACT” como se le denominó en el simulador, se designa como aquel componente adsorbido en el medio poroso, es decir, que bajo un escenario

determinado, un aumento en su concentración en la roca dará lugar a un número de cálculos e interpolaciones numéricas que determinan el la estabilidad, dispersión y acción de la espuma en la formación.

Esta propiedad de componente adsorbido define al surfactante como un componente inmóvil que se encuentra en equilibrio con las partes homólogas de la fase fluida (agua/petróleo/gas). Esta relación equilibrada se expresa con el uso de una isoterma de adsorción (dependiente de la temperatura) que describe la cantidad adsorbida en función de la composición de la fase fluida especificada que en este caso es acuosa<sup>45</sup>. Esencialmente, la isoterma de adsorción actúa como el valor K de la fase fluida-sólida. Esta función de adsorción en la roca se agrega en el módulo "Rock-fluid" y describen como el surfactante coexiste en el medio poroso.

Este comportamiento se designó con el modelo de adsorción de Langmuir, el cual se considera el modelo más comúnmente usado para cuantificar la cantidad de adsorbente adsorbido bajo un área superficial como una función de la presión parcial o la concentración a una temperatura dada. Se adicionaron entonces constantes de Langmuir para el componente "SURFACT" a diferentes temperaturas y la capacidad máxima adsorbida en la roca por unidad de volumen como se muestra en la figura 52.

---

<sup>45</sup> Norman, C. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria.

**Figura 52.** Asignación de las isothermas de adsorción en el modelo de simulación.

Component Adsorption

Adsorption Component: SURFACT

Change Adsorption Options

Composition dependence will be taken from phase: water (aqueous) phase

Langmuir isotherm coefficients:

	Temperature	param-1 lbmole/ft3	param-2 lbmole/ft3	param-3	Comment
1	124	337.745	0	2.1E06	LANGMUIR CONCENTRATION COEFFICIENTS AT T=124 F
2	304	67.424	0	9.3E05	LANGMUIR CONCENTRATION COEFFICIENTS AT T=304 F
3	482	12.486	0	5.3E05	LANGMUIR CONCENTRATION COEFFICIENTS AT T=482 F

Resistance factor applied to phase (ADSPHBLK): default phase

Rock Dependant Parameters: Adsorption Rock Type: 1

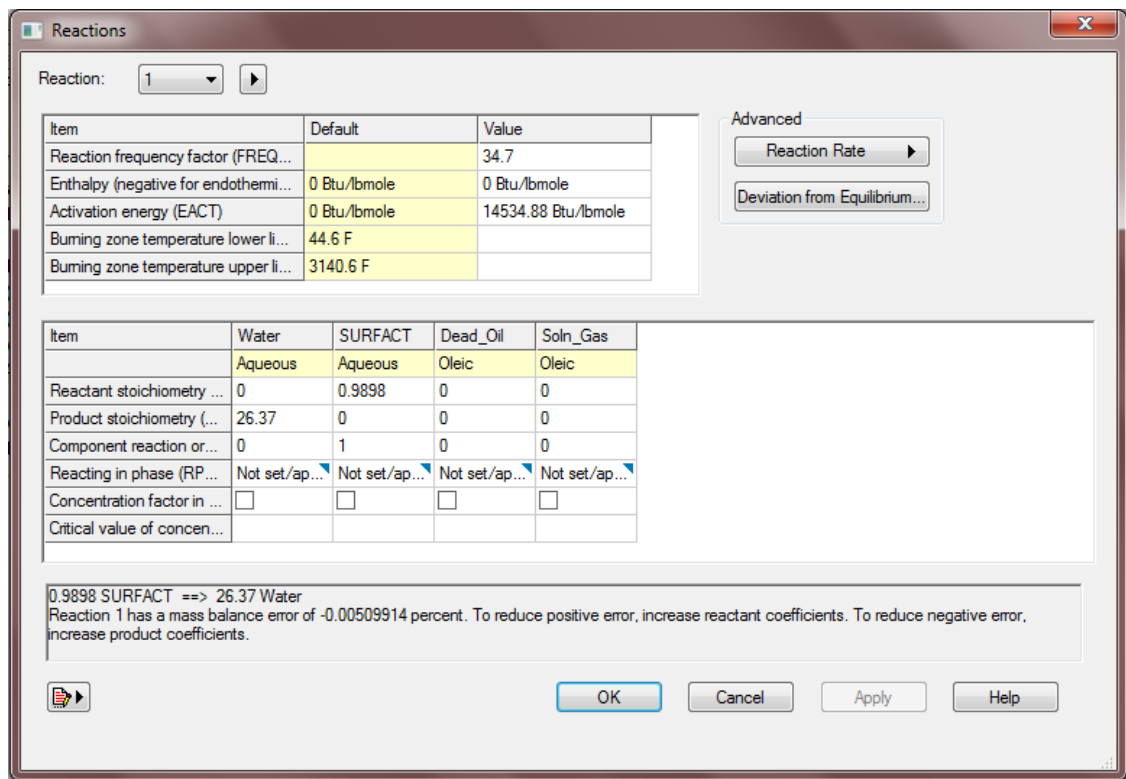
Maximum adsorption capacity (ADMAXT)	1.598E-04 lbmole/ft3
Residual adsorption level (ADRT)	
Accessible pore volume (PORFT)	
Accessible resistance factor (RRFT)	

OK Cancel Apply Help

**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Como última medida y antes de introducir los parámetros más relevantes de la espuma, se designa una reacción en el modelo como se muestra en la figura 53 también en la sección “Components” del simulador, la cual representa la desorción del componente una vez se finaliza su inyección, esta permite modelar la limpieza de la espuma una vez se finaliza su inyección como una función de la inestabilidad del componente “SURFACT” cuando los valores de concentración comienzan a disminuir. Esta reacción representa una de las ventajas de los tratamientos de espumas en comparación a otros como geles, emulsiones y polímeros para este tipo de control debido a la facilidad que tienen estas para ser limpiadas.

**Figura 53.** Reacción de desorción del surfactante en el modelo de simulación.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 3.4 EFECTO DE LA ESPUMA EN EL SISTEMA ROCA-FLUIDO

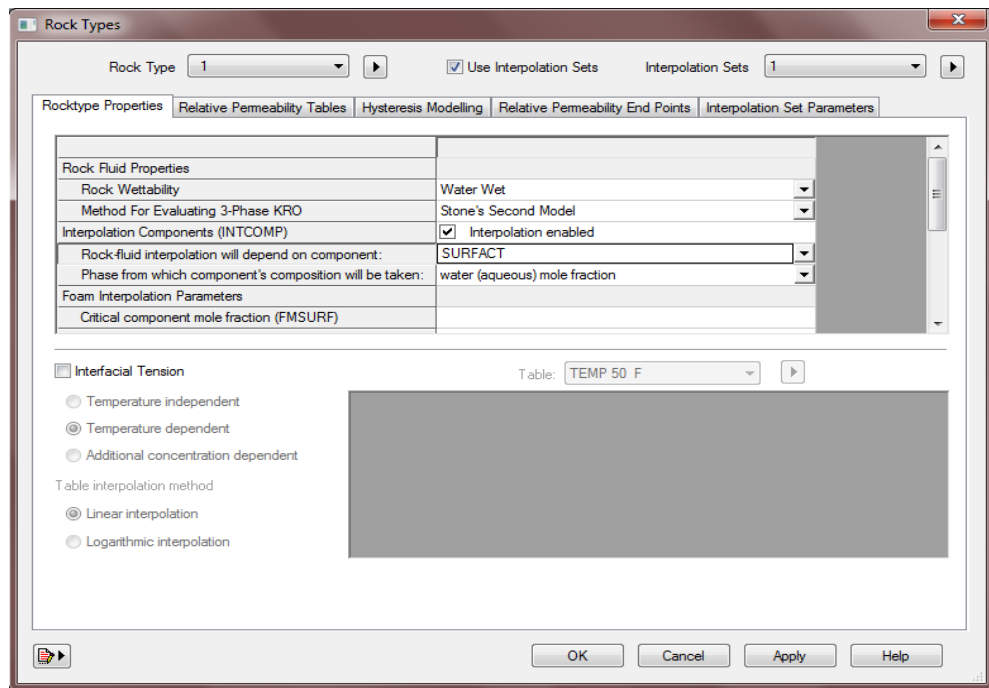
Como se aclara anteriormente, el principal efecto de la inyección de espumas se logra con la reducción de las curvas de permeabilidad relativa de la fase gas causando un efecto conocido como divergencia por el atrapamiento del gas en la espuma inyectada en las zonas de alta conductividad, y el incremento de la viscosidad de la fase gas que causa efectos en la propagación del frente de inyección. En este estudio definiremos estos efectos como dos usos básicos de aplicación de espumas:

- **Control De Movilidad**

- **Efecto de Divergencia**

Ambos efectos depende de los valores asignados a los parámetros de interpolación que determinaran el valor del factor adimensional FM. La asignación de estas propiedades se logra en el módulo del sistema Roca-Fluido donde como primera medida se designa al surfactante como aquel componente en cuya presencia se realizaran los diferentes cálculos basados en las diferentes variables que se asignan como se muestra en la figura 54. Los datos incorporados relacionados a los parámetros de interpolación para la espuma se muestran en la tabla 24, los parámetros restantes son asignados por default en el simulador.

**Figura 54.** Sección del sistema roca/fluido para la asignación de parámetros de la espuma.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Los parámetros ingresados FMSURF, FMCAP, FMOIL hacen referencia a la concentración crítica de surfactante necesaria para la generación de la espuma, valores de contribución de capilaridad y concentración crítica de aceite respectivamente. El parámetro FMMOB hace referencia al factor de reducción de la movilidad de la espuma cuya referencia se utiliza para calcular la interpolación del aumento de la viscosidad de la fase gas, el valor mínimo permitido es igual a 0 y generalmente se recomienda oscilar su valor entre 5 y 100.<sup>46</sup>

**Tabla 24. Parámetros de la Espuma.**

PARÁMETRO	VALOR
FMSURF	0.0001875
FMCAP	0.0001
FMOIL	0.5
FMMOB	50
EPSURF	1.0
EPCAP	1.0
EPOIL	1.0

**Fuente:** Manual STARS .Computer Modeling Group (CMG).

Además de esto y como requerimiento del simulador es necesario designar valores correspondientes a la tensión interfacial en el sistema. Para este estudio, sin embargo, es necesario aclarar que aun cuando la inyección de surfactantes es un método cuyo principio se basa en la disminución de la tensión interfacial en el sistema roca-fluido para permitir un fenómeno de desorción del petróleo remanente en los poros, no se encontraron estudios que conlleven a concluir que bajo la pequeña cantidad de surfactantes en las espumas se presente este

<sup>46</sup> Computer Modelling Group (CMG). STARS User's Guide. Version 2012.

fenómeno, por lo que para este estudio no serán tenidas en cuenta y por lo que los valores suministrados permanecen constantes bajo distintas concentraciones y temperaturas. Los valores asignados se observan en la tabla 25.

**Tabla 25.** Cambios en la tensión interfacial del sistema.

TEMPERATURA= 60 F		TEMPERATURA= 600 F	
CONCENTRACIÓN DEL COMPONENTE	TI (dina/cm)	CONCENTRACIÓN DEL COMPONENTE	TI (dina/cm)
0.0	13	0.0	13
0.3	13	0.3	13

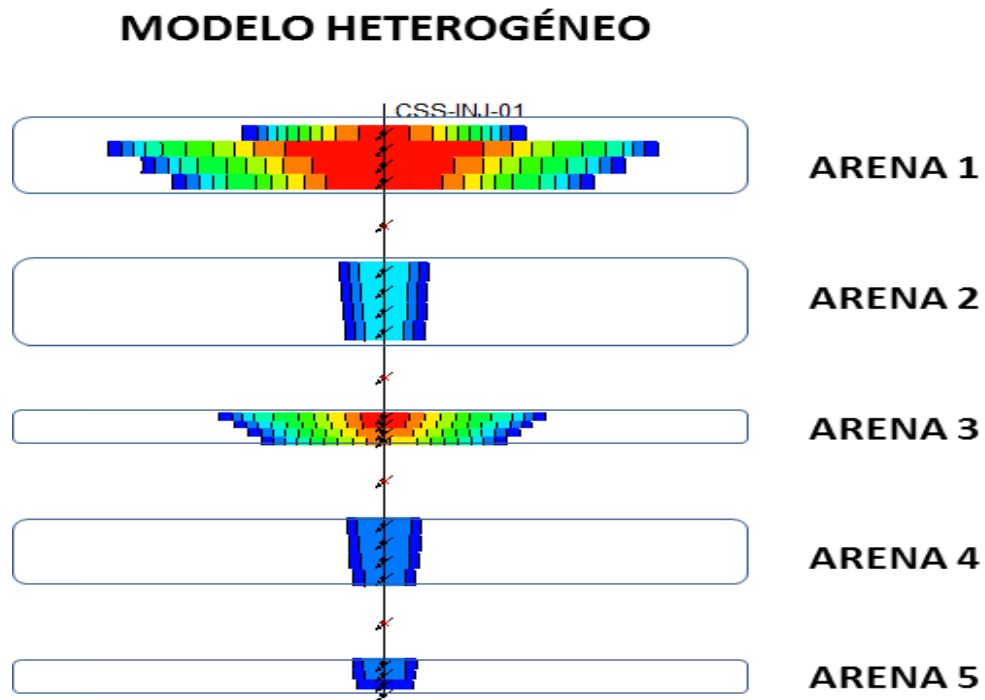
### 3.5 SET DE INTERPOLACIÓN EN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE LA FASE GAS

Una vez ingresados los valores de los parámetros que definirán la estabilidad de la espuma a través del factor FM, el modelo desarrollado para la representación del agente espumante que será inyectado se definirá bajo un criterio de reducción en las curvas de permeabilidades relativas, siguiendo el mecanismo de un set de valores correspondientes a las permeabilidades relativa de la fase gas en la roca sin espuma, y una en presencia del agente espumante.

En este caso como primera medida y basados en los resultados que se presentaron en los efectos de la heterogeneidad para los modelos conceptuales desarrollados, es posible observar que durante la etapa de inyección de vapor, este ocupaba preferencialmente las arenas 1 y 3 como se evidencia en la figura

55, estas formaciones son conocidas como ladronas debido a que su alta conductividad no permite un perfil mejor distribuido del vapor inyectado.

**Figura 55.** Perfil de temperatura para un ciclo de estimulación en el modelo heterogéneo evidenciando canalización.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

En un proceso de inyección de espumas como agentes divergentes, esta es diseñada de tal manera que el agente espumante se localice primero en dichas formaciones ladronas y bajo estas condiciones la espuma disminuya su movilidad y disminuyendo la cantidad de fluido que es inyectado en la zona ladrona, sin embargo, este proceso de generación y dispersión requiere un modelo mecanístico de simulación más complejo y bajo este modelo simple semi-empírico planteado no se logra. Es por esto que se plantea caracterizar las arenas en el modelo bajo dos sistemas diferentes de iteración en el módulo de la Roca-Fluido. El primero corresponde a las arenas de menor conductividad donde bajo la

presencia de la espuma no ocurre cambio alguno en las permeabilidades relativas de la fase gas. Totalmente diferente son las arenas tipo 2 que son las de mayor conductividad, donde en la presencia de la espuma el factor FM toma efecto para la reducción de la permeabilidad relativa de la fase gas (kgr).

La designación del tipo de roca se logra con el uso de un keyword especial del simulador conocido como "Rel Perm Set Numb". Como se muestra en la figura 56 se designan los valores de este keyword a manera de caracterizar el sistema de la Roca-Fluido.

El siguiente paso es la incorporación de las curvas de permeabilidad relativa que se accionan bajo el set de interpolaciones numéricas que el simulador realiza en presencia de la espuma. Se consideraron tres set de permeabilidades relativas diferentes para el sistema Roca-Fluido tipo 2 y se considera que estos cambios son logrados bajo los valores del factor FM en presencia del surfactante que e co-inyectado en conjunto con el vapor durante la etapa de inyección en el proceso.

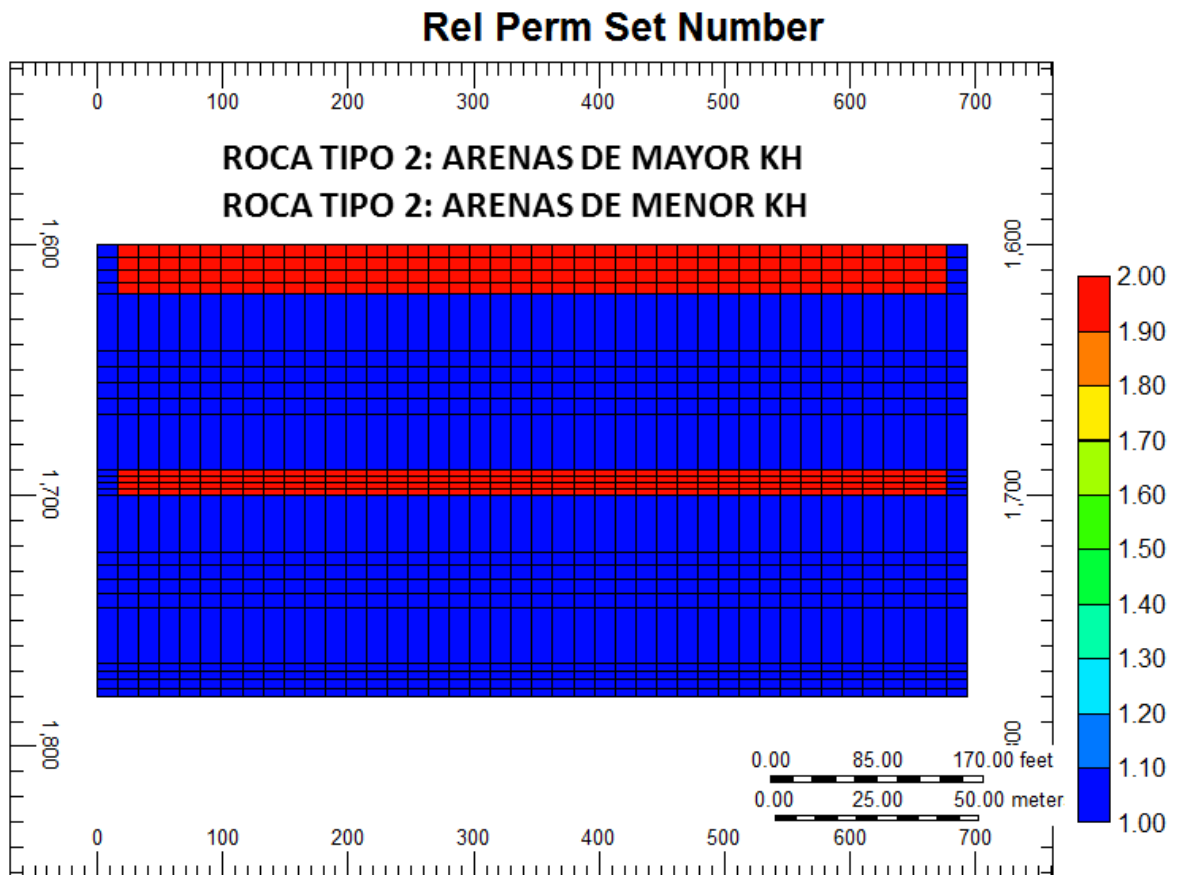
Los efectos de la espumas en el proceso de inyección ocurren en etapas. Inicialmente el estado del sistema roca fluido corresponde al modelo original creado, es decir, no hay presencia de fluio espumante ( $krg^0=0.6$  a saturación de líquido connata). Una vez el agente espumoso es inyectado los cambios son paulatinos a medida que la concentración del surfactante adsorbido aumenta en la roca pasando desde un estado de espuma débil ( $krg^x < krg^0$ ), hasta que esta alcanza un estado de alta estabilidad mucho más alto ( $krg^x \ll krg^0$ )<sup>47</sup>, esto permite representa más a la realidad el efecto del agente espumante en el medio poroso debido a que aun cuando la espuma inyectada es preformada, su acción no es instantánea. Finalmente cuando la etapa de inyección termina y comienza el breve tiempo de remojo seguido por la etapa de producción de los pozos, el

---

<sup>47</sup> Demiral B.M, Castanier L.M. CT imaging of steam and steam/foam laboratory experiments. SPE 22644.

sistema regresa a su estado original debido a la reacción de desorción agregada al componente "SURFACT".

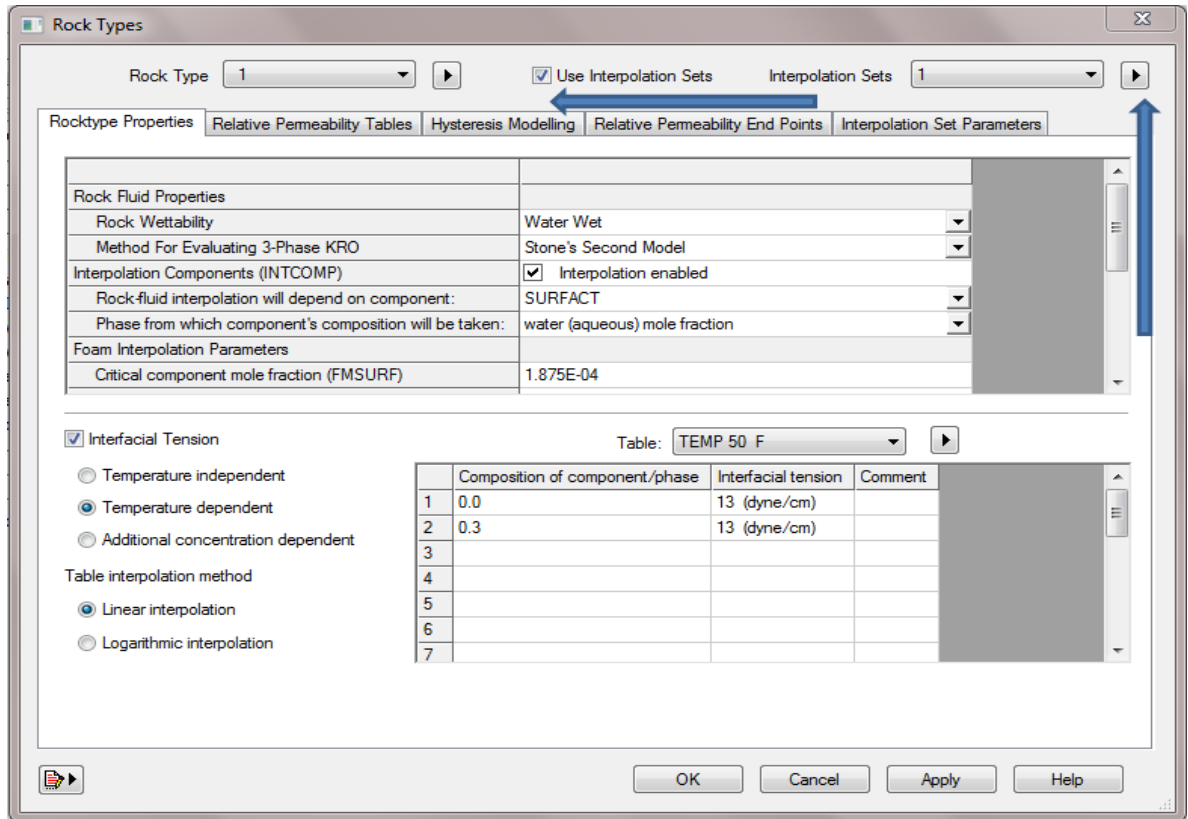
**Figura 56.** Keyword "Rel Perm Set Numb" asignado al modelo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

El procedimiento de introducción de estos sets se realiza en el módulo del sistema roca fluido como se muestra en la figura 57, donde se habilita el uso de sets de interpolación.

**Figura 57.** Habilitación de los set de interpolación numérica de la espuma en el sistema roca/fluido.



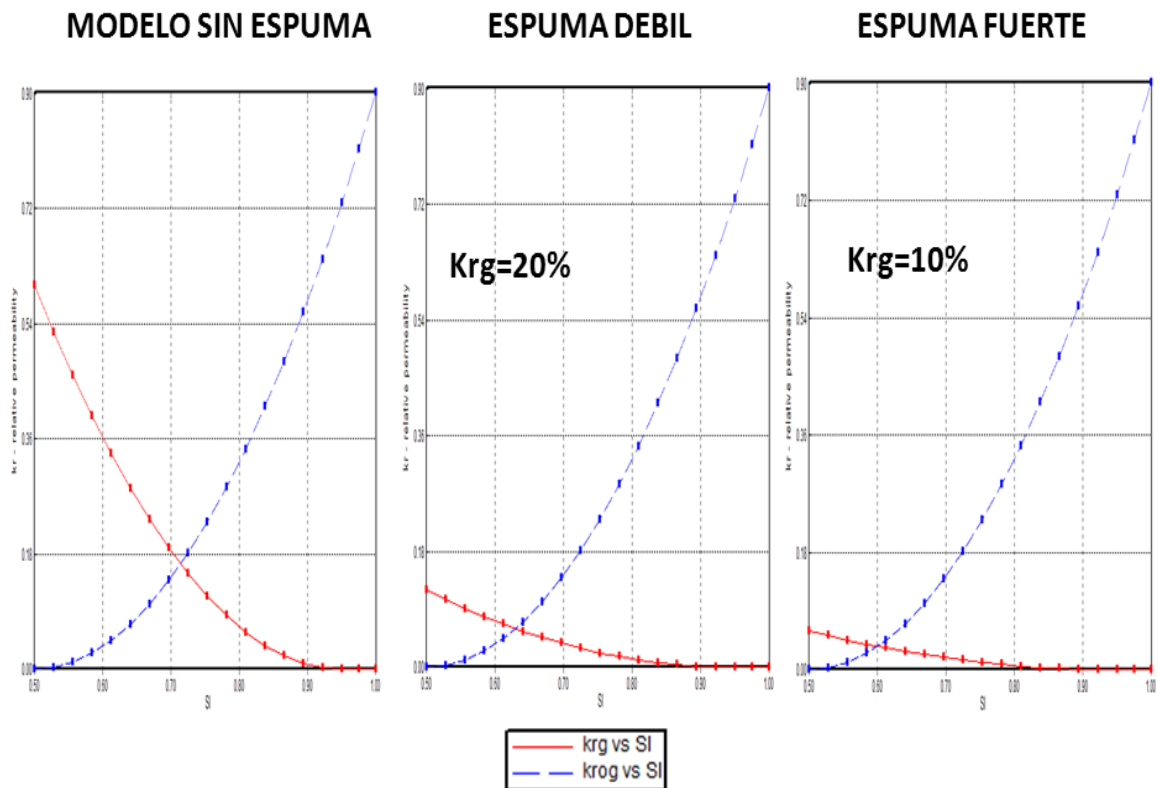
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Los tres sets asignados representan las etapas anteriormente mencionadas (Sin Espumas, Espuma Debil, Espuma Fuerte), el más importante de estos set en referencia al efecto de la espuma corresponde al tercer set de interpolación que representa la máxima reducción de la permeabilidad relativa de la fase gas que el agente espumante puede alcanzar, este efecto se conoce como capacidad de bloqueo y depende de la efectividad del agente espumante utilizado. Diferentes autores han reportado reducción en la permeabilidad relativa de la fase gas en el orden del 10%, 2.5% y 1% de la  $k_{rg}$  original del sistema.<sup>48</sup>

<sup>48</sup> Rossen W.R. Numerical challenges in foam simulation: A review . SPE 166232.

Bajo este escenario se introduce los cambios de permeabilidad relativa de la fase gas, de tal manera que donde se representa una espuma de estabilidad débil se asigna un valor del 20% de la  $k_{rg}^0$ , mientras que cuando la espuma alcanza su máxima estabilidad en el grado de espuma fuerte el valor asignado es el 10% de la  $k_{rg}^0$ . Es te ultimo valor será tenido a consideración posteriormente para designar diferentes agentes espumante utilizados en el modelo. La figura 58, representa los cambios en la permeabilidad relativa de la fase gas asignados en el modelo.

**Figura 58.** Cambios asignados en los sets de interpolación para la  $k_{rg}$ .



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 3.6 PRIMER CASO DE ESTUDIO CON INYECCIÓN DE ESPUMAS

Como se menciona anteriormente el modelo semi-empírico se diseñó para que en presencia del componente “SURFACT”, el factor FM modifique las curvas de permeabilidades relativas de la fase gas en el sistema roca fluido para las arenas designadas como de mayor conductividad. En este caso se selecciona un agente espumante cuya capacidad de bloqueo es representada como el 10% de la krg original en el modelo ( $Krg^f=0.06$ ). El agente espumante utilizado es diseñado como una mezcla de agua y surfactante con una concentración del 1% en peso de surfactante (0.0001875 fracción molar), si observamos la tabla 23 donde se presentan los valores asignados a los parámetros de la espuma, el valor asignado a FMSURF (que representa la concentración crítica de surfactante) es el mismo utilizado como fracción molar y designa que el agente espumante es preformado en superficie antes de su inyección <sup>49</sup> como se mencionó anteriormente.

Bajo este escenario se decide que la etapa de inyección en la totalidad de los ciclos de Inyección Cíclica de Vapor sea bajo co-inyección de espumas. Se asignaron los valores determinados para los parámetros de los pozos productores e inyectoras igual que los del modelo conceptual homogéneo.

#### 3.6.1 Primeros Resultados Obtenidos

Una vez inyectado el agente espumante se observa una modificación del perfil de inyección de agua en las arenas del modelo como se observa en la figura 59 que representan los perfiles de inyección para un ciclo de estimulación durante la etapa de inyección para el modelo heterogéneo en el caso sin espumas y bajo la co-inyección del agente espumante respectivamente. Bajo la inyección del agente espumante, las arenas 1 y 3 donde se observaba la canalización del vapor inyectado por la alta conductividad de las mismas, comienzan a ser bloqueadas por acción de la espuma, y ya en los tiempos más tempranos la estabilidad de la

---

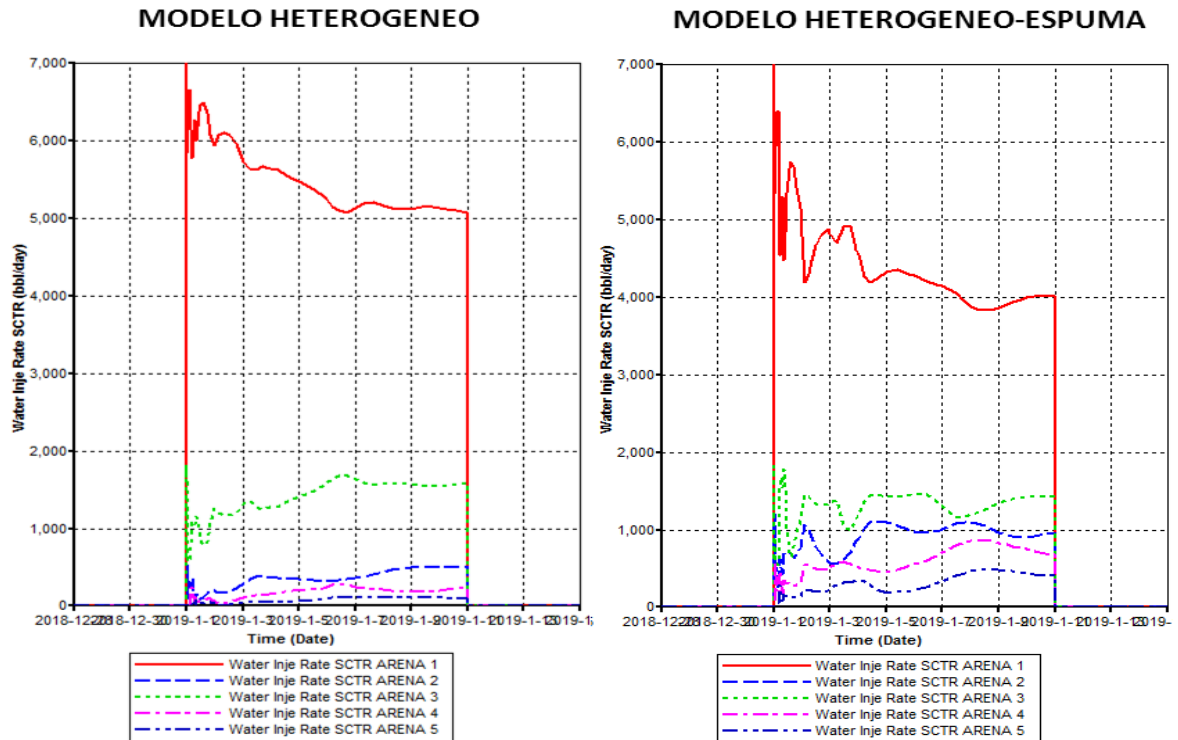
<sup>49</sup> Gall J.W. Steam diversion by surfactants. SPE 14390.

espuma es lo bastante fuerte como para redirigir una gran cantidad del vapor hacia las otras formaciones del modelo. Como se mencionó anteriormente el uso de espumas preformadas presenta una importante ventaja cuando el propósito principal de la espuma es el de taponar las zonas ladronas de la formación, debido a que las espumas preformadas presentan los mayores factores de bloqueo, además permiten observar sus efectos de manera rápida, lo cual es bastante importante en este tipo de proceso de estimulación cíclica ya que el tiempo de inyección es limitante en su aplicación.

En la figura 59, también es evidenciable el fenómeno de transición desde la espuma con estabilidad débil ( $K_{rg}^f=20\% K_{rg}^0$ ), hasta alcanzar la reducción final lograda bajo la espuma de estabilidad más fuerte. Es en ese momento que se alcanza un estado de equilibrio para la cantidad de vapor que recibe cada arena del modelo, aunque también es importante mencionar que este efecto se debe también a como el simulador resuelve algunas restricciones como lo es la presión de fondo fluyendo que se asignó al modelo.

Es este proceso de divergencia logrado por el agente espumante co-inyectado, el cual es capaz de contactar las arenas del modelo bajo un escenario mucho más igualitario. Este efecto se observa en la figura 60 donde se presentan perfiles de temperatura finalizando la etapa de inyección de vapor para un mismo ciclo de estimulación. Son estos perfiles los que evidencian verdaderamente la efectividad que el agente espumante tiene en el modelo.

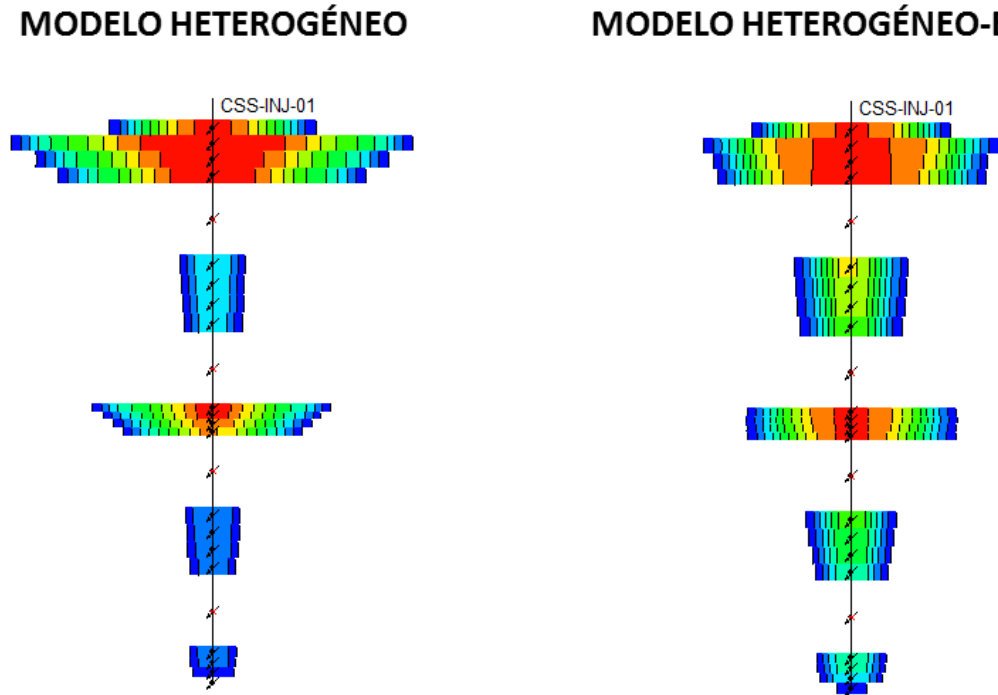
**Figura 59.** Perfil de inyección en el tercer ciclo de estimulación para modelo heterogéneo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Además de permitir redirigir gran parte del vapor inyectado hacia las zonas de menor conductividad del modelo, también se observa en estas figuras el control de movilidad que presentan los frentes de inyección del vapor. Si se observa la figura 60 en el caso correspondiente al modelo heterogéneo sin inyección de espumas, se evidencia el fenómeno conocido como overriding en los frentes de inyección. Mientras en la misma figura, el caso bajo el escenario de co-inyección de agente espumante y vapor, se observa un control en el desplazamiento del frente de inyección a través de la formación causado por el incremento en la viscosidad del vapor. Este fenómeno también es responsable de generar un impacto positivo en el calentamiento de la formación debido a que afecta el radio calentado en las arenas del modelo.

**Figura 60.** Perfil de temperatura modelo heterogéneo en el tercer ciclo de estimulación.



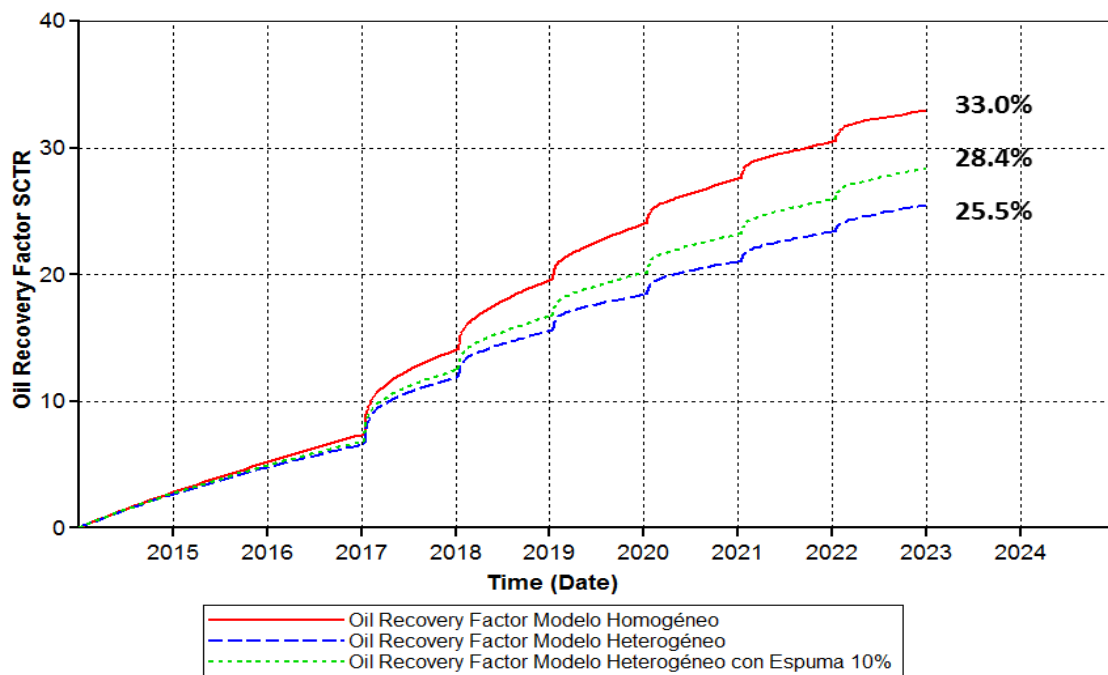
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

La co-inyección de vapor y agente espumante durante los ciclos de estimulación, genero un incremento en el factor de recobro final alcanzado en el modelo heterogéneo. En este estudio analizaremos este incremento como una comparación de tres casos, los modelos conceptuales homogéneo y heterogéneo desarrollados y el modelo heterogéneo bajo co-inyección de agente espumante con el alcance de la reducción de hasta el 10% de la krg original del modelo. Estos comportamientos se observan en la figura 61.

En este sentido el agente espumante alcanza incrementar el factor de recobro final hasta un valor del 28.4% del OOIP, y si trazamos los valores del factor de recobro final para los modelos homogéneo y heterogéneo se observan valores del 33.0% y 25.5% respectivamente. Una de las maneras en que evaluaremos este estudio

será comparar el efecto con el que el agente espumante permite que los resultados del modelo heterogéneo sean más parecidos al del modelo homogéneo, esto quiere decir que si denominamos al modelo homogéneo como aquel caso idealizado, se puede resaltar que bajo la inyección de espumas se logra un acercamiento en el desempeño de la CSS del 38.9% entre el modelo idealizado y el modelo heterogéneo bajo co-inyección de espumas.

**Figura 61.** Comparación del comportamiento del factor de recobro para el caso homogéneo, heterogéneo y heterogéneo con espuma.



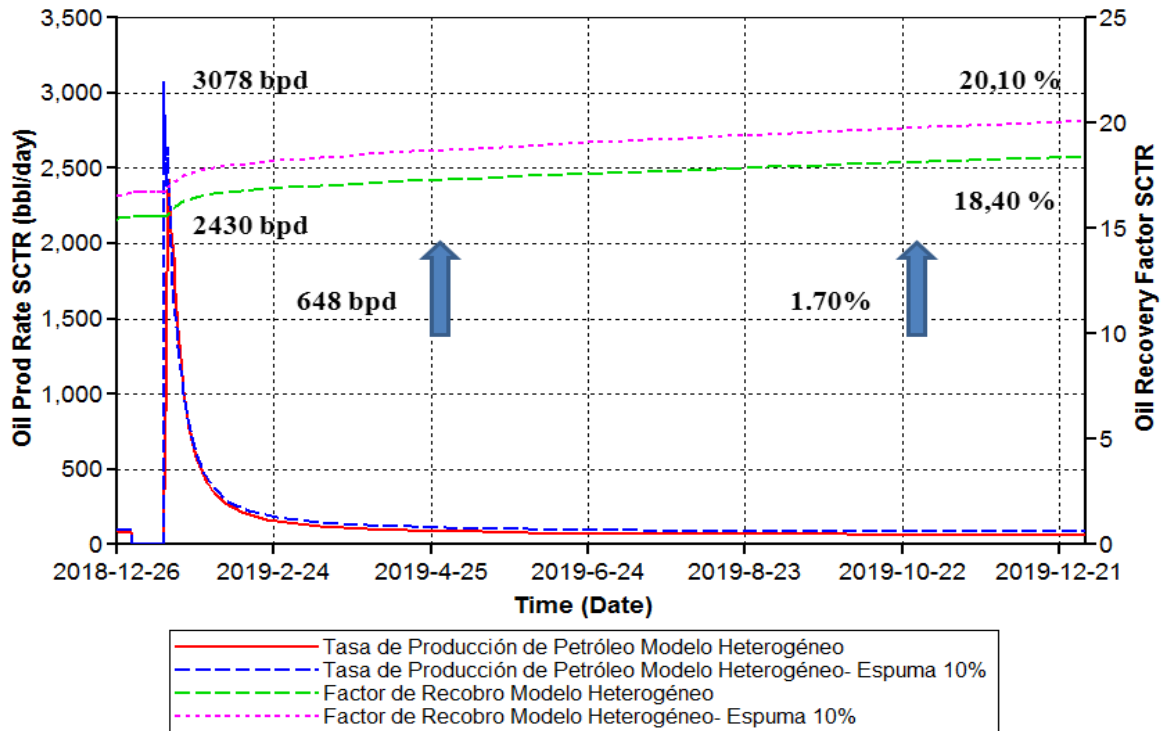
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 3.6.2 Resultados de un ciclo de estimulación bajo co-inyección del agente espumante al modelo de simulación

Junto con estos resultados es importante resaltar el comportamiento de las tasas de producción de petróleo y factor de recobro en los ciclos individuales de

estimulación, para observar cómo afecta de manera particular el desempeño de un ciclo de estimulación. La figura 62 corresponde a estos comportamientos mencionados para el tercer ciclo de CSS donde se observan dos casos importantes.

**Figura 62.** Comportamiento del tercer ciclo de estimulación bajo inyección de espumas.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

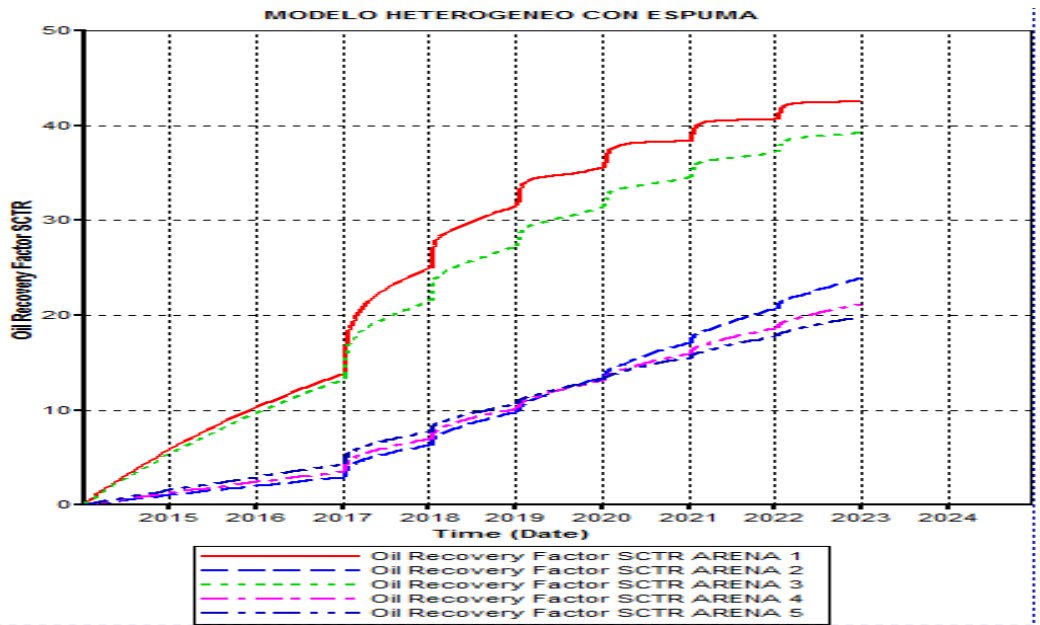
El primero y más importante son los picos incrementales de petróleo alcanzados por ambos casos en el modelo, esto debido a que el atractivo de este tipo de proyectos radica en la rápida rentabilidad que se alcanza en los tiempos tempranos de producción donde se alcanzan las más altas tasas de producción de petróleo. Esta figura evidencia un incremento equivalente a 648 BOPD en el pico incremental de crudo una vez que empieza la etapa de producción para este ciclo. El segundo caso corresponde al mantenimiento de la tasa de producción de petróleo aun hasta el final de etapa de producción del ciclo, esto a su vez es un

factor importante en el incremento de factor de recobro para este ciclo, además de que permite extender la vida útil de producción del ciclo jugando un papel económico importante en este tipo de proyectos.

### 3.6.2 Resultados individuales de las Arenas en los Modelos de Simulación

En este estudio ya que los modelos de simulación representan un yacimiento estratificado, es importante resaltar los comportamientos individuales para cada arena en los modelos conceptuales, en este sentido se observa en la figura 63 el comportamiento de los factores de recobro finales alcanzados por cada una de las arenas en el modelo heterogéneo bajo la co-inyección del agente espumante y el vapor. Además de esto en la tabla 26, se presenta una comparación de los casos del modelo original heterogéneo y el caso de aplicación del agente espumante, resaltando el FR incremental alcanzado en este último.

**Figura 63.** Factor de recobro para las diferentes arenas del modelo heterogéneo alcanzados por la inyección de espumas.



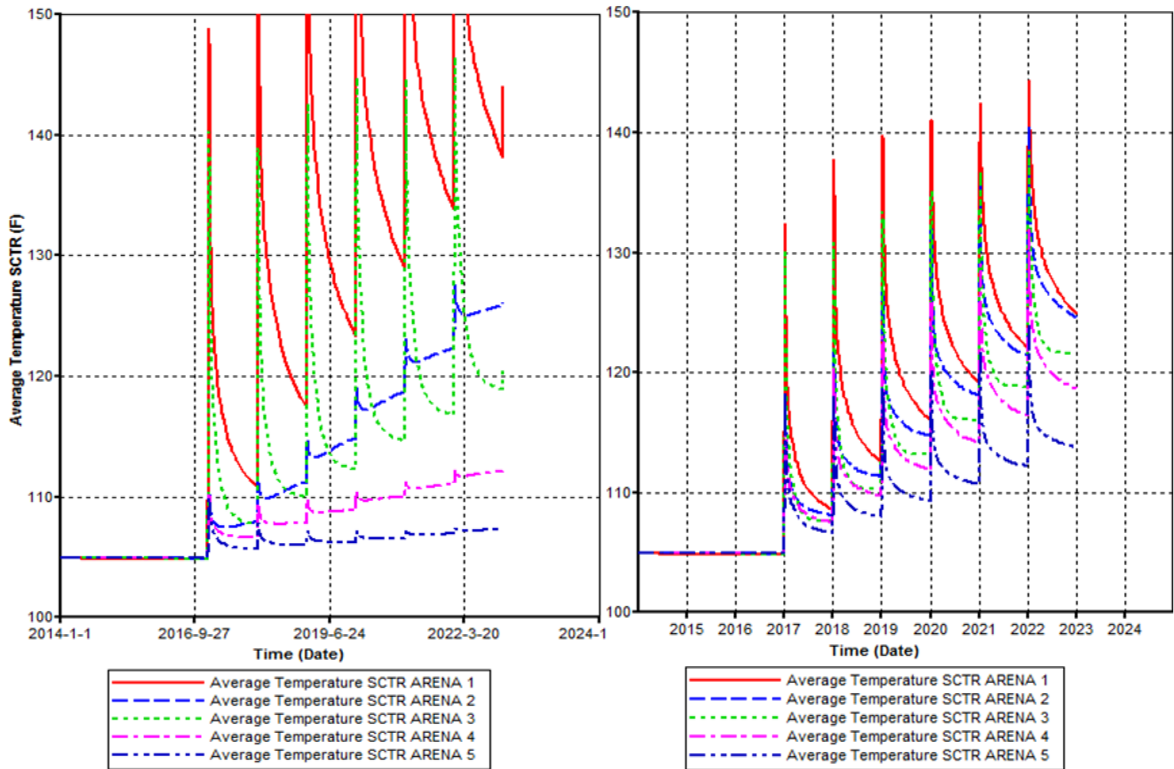
Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

**Tabla 26.** Factor de recobro incremental para cada arena.

	MCHE FACTOR DE RECOBRO (%)	MCHE-ESPUMAS FACTOR DE RECOBRO (%)	FACTOR DE RECOBRO INCREMENTAL (%)
ARENA 1	42.86	42.50	-0.36
ARENA 2	21.20	23.92	2.72
ARENA 3	38.29	39.25	0.96
ARENA 4	15.73	21.16	5.43
ARENA 5	14.39	19.90	5.51

La implementación del agente espumante tiene también un impacto positivo en el incremento de la temperatura promedio de las diferentes arenas en el modelo heterogéneo como se observa en la figura 64. Si bien este no es un parámetro propiamente aceptado como factor de planeación económica de este tipo de proyectos, resulta importante enfatizar que esto juega a su vez en el comportamiento futuro de un yacimiento como es el caso cuando se decide cambiar el esquema de producción de un campo bajo Inyección Cíclica de Vapor a Inyección Continua de Vapor. En este caso mejorar la distribución del vapor en los ciclos de estimulación previos permite precalentar de manera más eficiente el yacimiento, antes de implementar el cambio.

**Figura 64.** Efecto de la espuma en la temperatura promedio de las arenas del modelo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Estos resultados demuestran que la adición de espumas como agentes de control demostró una respuesta positiva, cuando yacimientos estratificados presenta una gran variación en las conductividades de sus formaciones. Sin embargo, esto no refleja la forma adecuada con la que se selecciona un agente espumante, antes de esto se requieren realizar diferentes pruebas donde se evalúen los diferentes efectos alcanzables por este tipo de proceso como es el caso del máximo factor de bloqueo que la espuma genera en la formación.

#### **4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS MÁS INFLUYENTES DE LA ESPUMA**

Los análisis de sensibilidad se realizan para determinar la variación global de los resultados de una simulación bajo diferentes escenarios de evaluación. Se varían los valores de los parámetros que tienen el mayor efecto sobre los resultados de la simulación a manera de observar que tipo de efectos tienen en funciones objetivo las cuales generalmente son las tasas de producción de fluidos, factores de recobro final alcanzados y el comportamiento de la presión de un modelo. El análisis de sensibilidad determina cómo los resultados son sensibles a diferentes parámetros ajustables. La información obtenida de este tipo de análisis se puede más adelante utilizar en otras tareas como un ajuste histórico (History Matching), tareas de optimización, o evaluación de incertidumbre, y ayudará a determinar qué parámetros deben ser variados y bajo rangos aproximados. También al realizar un análisis de sensibilidad se pueden determinar los parámetros que deben ser considerados críticos en el desempeño de un método de recobro mejorado a implementar y cuáles pueden ser ignorados simplemente porque tienen poco o ningún efecto sobre los resultados globales de la simulación.

Es por esto que con el objetivo de presentar el escenario de implementación más efectivo bajo este proceso, se decide realizar un análisis individual de los parámetros más influyentes en el proceso de inyección de espumas. Los parámetros operacionales y escenarios a evaluar en este estudio, fueron seleccionados a manera de representar los casos que en la implementación de este tipo de proyectos son considerados los más concernientes a estudiar. Las funciones objetivo bajo las cuales se evaluara el efecto de los escenarios que se proponen en este estudio son:

- Factor de recobro de petróleo.
- Tasa de producción de petróleo.

- Presión promedio del modelo de simulación.
- Temperatura promedio de cada una de las arenas en el modelo.
- Acercamiento al modelo conceptual homogéneo.

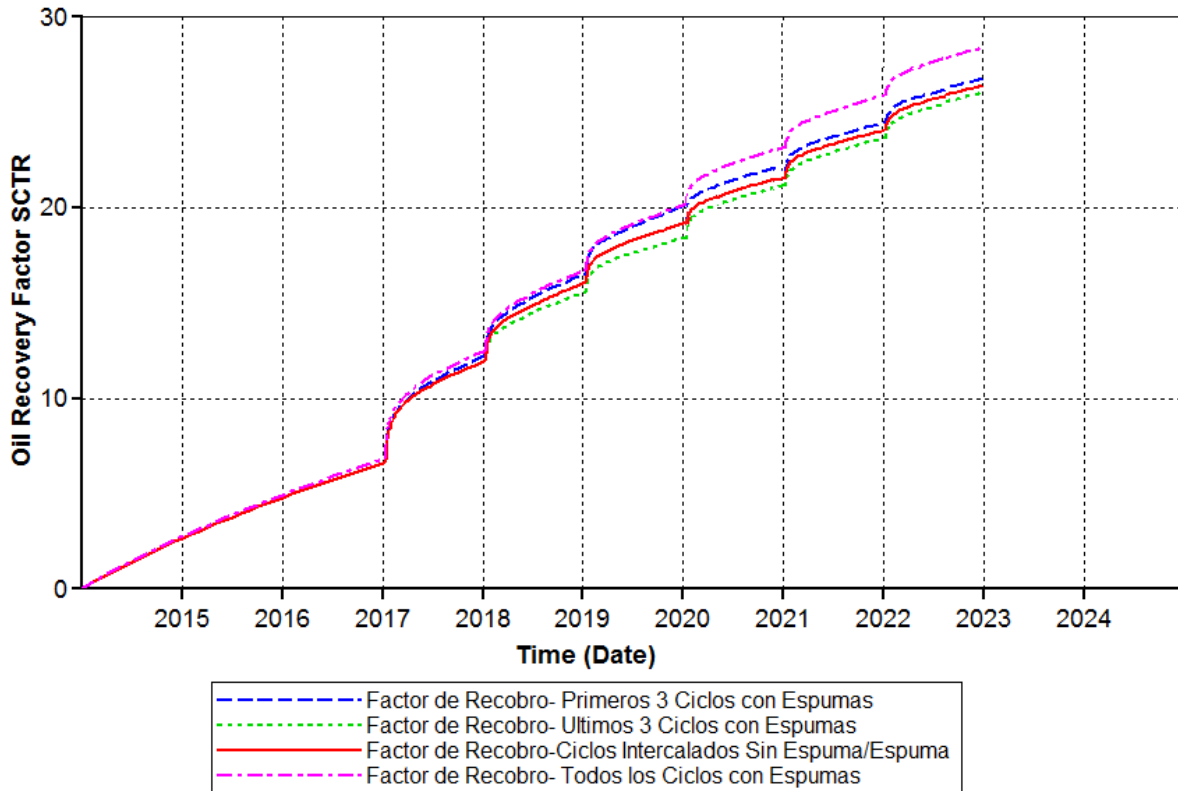
Este último se refiere como se mencionó anteriormente a la aproximación de los resultados del modelo homogéneo que el agente espumante inyectado logra en el modelo heterogéneo. Este es considerado un método de evaluación importante cuando se quiere comparar el efecto de un método de recobro mejorado en dos tipos diferentes de modelos de simulación.

#### **4.1 SELECCIÓN DEL MÉTODO BAJO EL CUAL SE CO-INYECTA LA ESPUMA**

Como primera medida es necesario evaluar el efecto de la inyección de espumas en diferentes ciclos de estimulación, esto con el fin de determinar cómo será evaluado el proceso en el modelo heterogéneo de simulación. Para esto se plantean cuatro escenarios:

El primero corresponde a la co-inyección del agente espumante previamente desarrollado en los tres primeros ciclos de estimulación con vapor y los últimos tres ciclos son desarrollados convencionalmente. En el segundo escenario la co-inyección del agente espumante se realiza en los últimos tres ciclos de estimulación con vapor, mientras los primeros son desarrollados con ciclos convencionales. El tercer escenario corresponde a un escenario de co-inyección de espumas en ciclos intermedios donde la mitad de los ciclos se realizan de manera convencional y la otra mitad bajo co-inyección de espumas de manera intercalada. En el cuarto y último escenario todos los ciclos de estimulación son desarrollados bajo co-inyección de espumas. La figura 65, corresponde al comportamiento en el factor de recobro para cada uno de los escenarios planteados.

**Figura 65.** Factor de recobro escenarios planteados.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

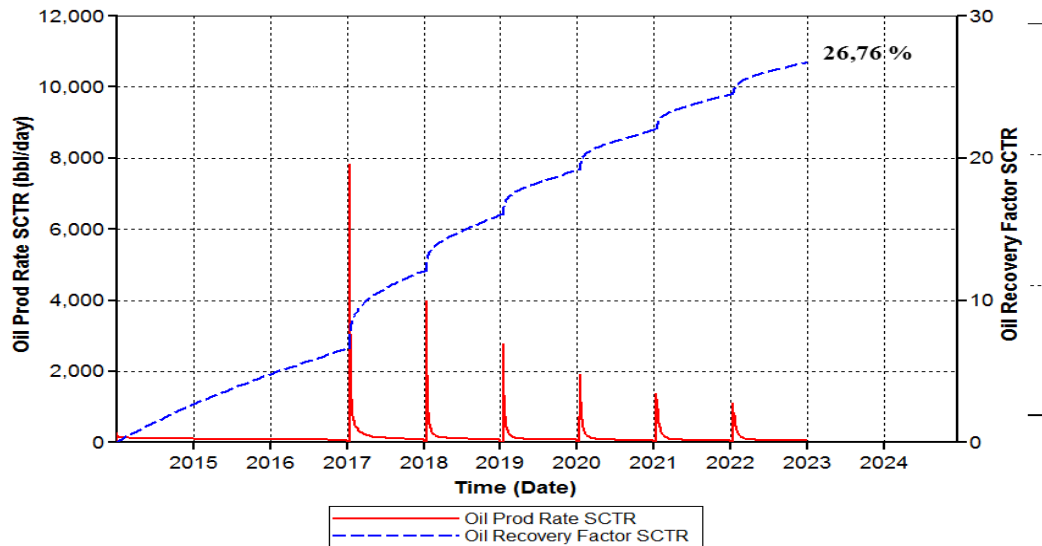
Observando estos comportamientos se evidencia que los mejores resultados se logran cuando la co-inyección del agente espumante se realiza en todos los ciclos de estimulación.

#### **4.1.1 Primeros tres ciclos de estimulación bajo co-inyección de espumas**

Bajo este escenario, se observa el incremento más pronunciado de factor de recobro durante los ciclos de estimulación con co-inyección de espumas, siendo estos los primeros tres ciclos de estimulación. Los comportamientos de las tasas de producción y factor de recobro bajo este escenario se presentan en la figura 66, donde se resalta un factor de recobro final alcanzado del 26.76%, al comparar

este con el modelo heterogéneo inicial se alcanza un factor de recobro incremental del 1.26%.

**Figura 66.** Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el primer escenario.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

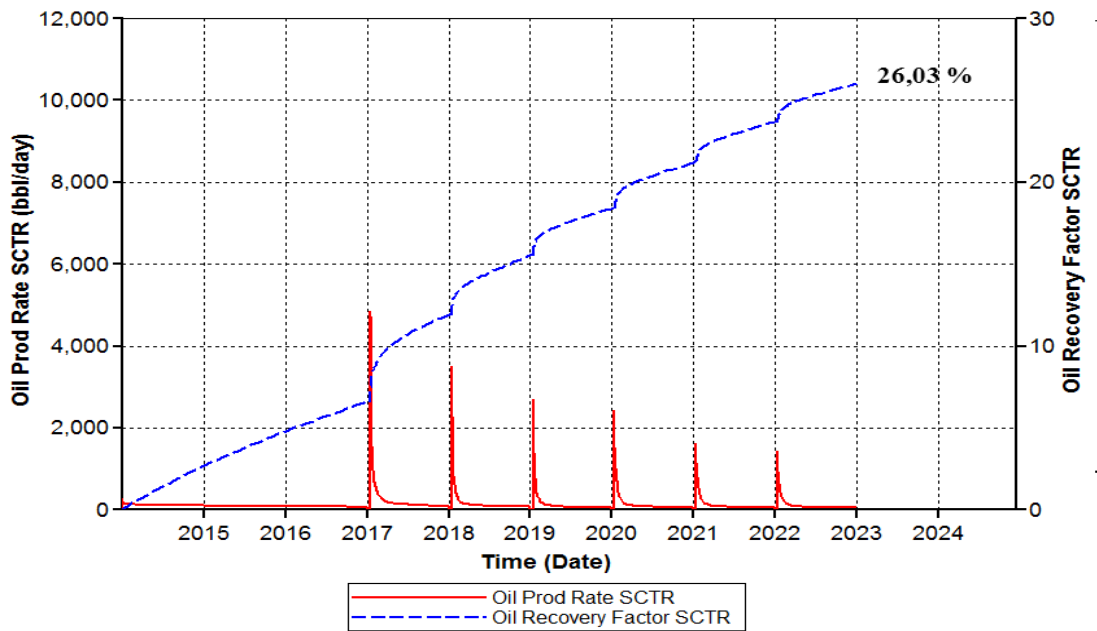
Este escenario resultó el segundo mejor al implementarse en el modelo heterogéneo. Dado el buen comportamiento que evidencia en la primera mitad del tiempo de evaluación se esperaba terminar con un buen factor de recobro final, sin embargo, una vez que los ciclos de estimulación convencionales comienzan se observan un declive pronunciado en el comportamiento del factor de recobro del modelo, terminando en bajos incrementales del mismo en cada nuevo ciclo.

#### 4.1.2 Últimos tres ciclos de estimulación bajo co-inyección de espumas

Este escenario es particular en su análisis, debido a que se observó un comportamiento no tan esperado en sus resultados, siendo el escenario de más

bajo factor de recobro en el modelo. Usualmente los tratamientos a base de inyección de espumas se utilizan en los tiempos más tardíos de un proyecto de inyección de vapor cuando la canalización del vapor es bastante pronunciada en el desempeño del proceso. En la figura 67 se observan los comportamientos del factor de recobro y tasas de producción para este escenario, en esta figura se evidencia que en los últimos ciclos de estimulación los picos incrementales se mantienen más elevados que el modelo heterogéneo original, sin embargo, este incremento no logra compensar la eficiencia de las espumas como para resultar en un factor de recobro más elevado. Bajo este escenario se alcanza un factor de recobro final del 26.03% con un factor de recobro incremental del 0.53%.

**Figura 67.** Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el segundo escenario.



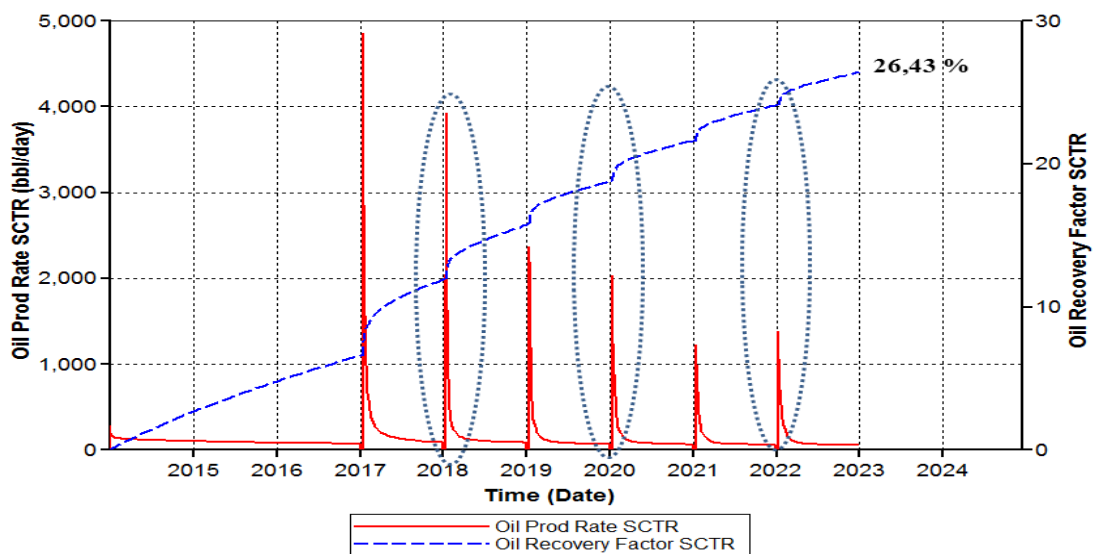
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

### 4.1.3 Intercalación de ciclos de estimulación bajo co-inyección de espumas

En este escenario el desarrollo de la etapa de inyección cíclica de vapor, se realiza en intercalaciones de ciclos convencionales y ciclos bajo co-inyección de espumas, es decir, el primer ciclo de estimulación solo se inyecta vapor, cuando se termina la etapa de producción de este el nuevo ciclo se realiza con espumas. En la figura 68, donde se presentan los comportamientos de la producción de petróleo y factor de recobro para este escenario, se observa en contorno los ciclos de estimulación donde se inyectaron las espumas.

El comportamiento la tasa de producción para este escenario, refleja el aumento de los picos incrementales cuando se realiza la co-inyección de espumas en el ciclo. El desempeño de este escenario no resulto en importantes cambios para el factor de recobro final alcanzándose un valor del 26.43% con un factor de recobro incremental del 0.93%.

**Figura 68.** Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el tercer escenario.

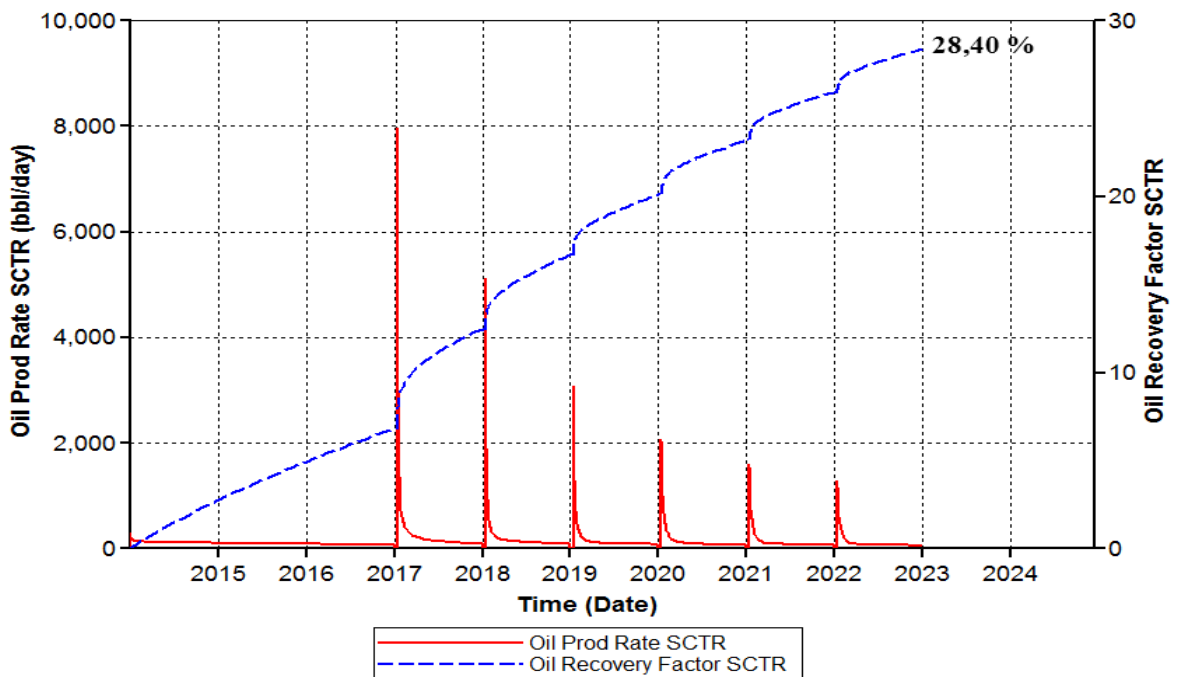


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

#### 4.1.4 Todos los ciclos de estimulación bajo co-inyección de espumas.

Este escenario resulto el de mejores resultados, al realizar la co-inyección del agente espumante en cada uno de los ciclos de estimulación con vapor alcanzando un factor de recobro del 28.40% y un incremental del 2.90%.

**Figura 69.** Comportamiento del factor de recobro y tasa de producción de aceite para el cuarto escenario.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Con estos resultados se selecciona el cuarto escenario de co-inyección de la espuma en todos los ciclos de estimulación, como el más factible a implementar al modelo heterogéneo, debido a esto la variación de los demás parámetros se realizará bajo este escenario.

## **4.2 PARÁMETROS OPERACIONALES DE LA ESPUMA**

En este estudio se plantea sensibilizar los parámetros considerados de mayor influencia en la espuma, esto con el fin de estudiar diferentes agentes espumantes inyectados en el modelo conceptual heterogéneo de simulación y seleccionar el más acorde a la solución de problemas que se presentan en este. Aun cuando los parámetros de la espuma que anteriormente fueron explicados he ingresados al primer caso de simulación de espumas resultan en datos tomados de una investigación previa y cuyo estudio es ya bastante complejo como para mencionarlo en este trabajo, se pueden rescatar dos parámetros de gran importancia los cuales determinan los efectos de control de movilidad y divergencia en el sistema Roca-Fluido.

### **4.2.1 Factor de Bloqueo**

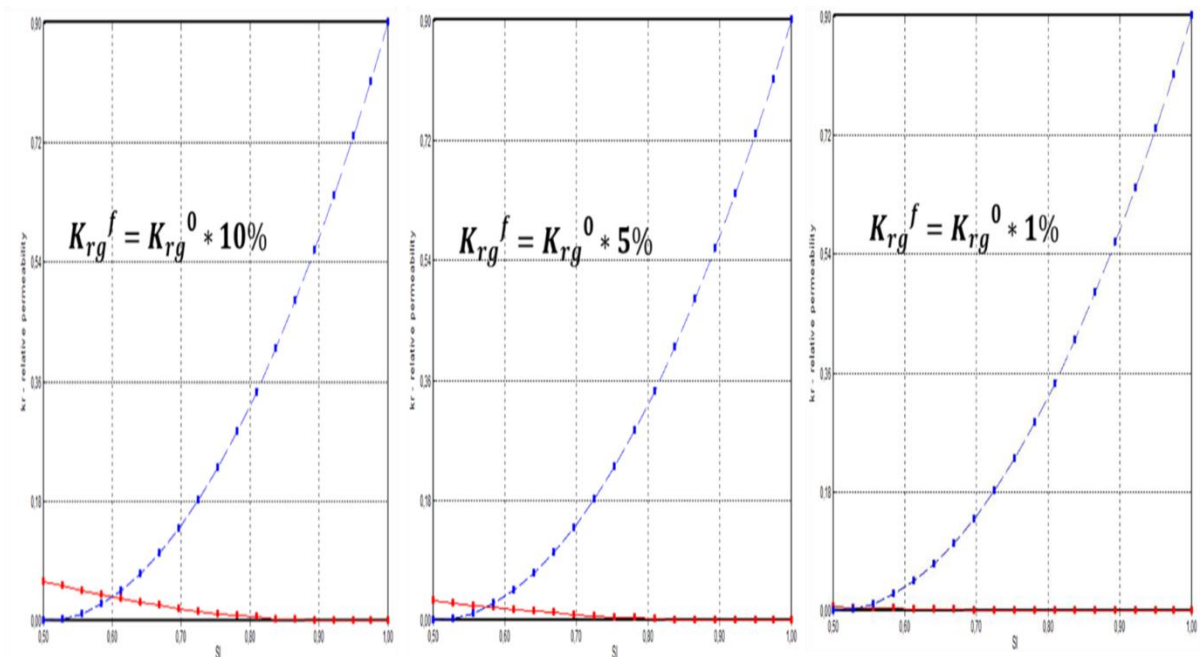
Este factor hace referencia a la capacidad de la espuma para el sellamiento de las zonas ladronas en el yacimiento caracterizadas por la baja resistencia al flujo de los fluidos y donde se presenta la canalización de los fluidos inyectados. Como se menciona anteriormente este fenómeno también conocido como el atrapamiento de la fase gas se representa en el modelo de simulación como la reducción de la permeabilidad relativa de a fase gas causada por el factor de interpolación a dimensional FM, y asignando los nuevos valores en las curvas de permeabilidad relativa en el módulo Roca/Fluido del modelo para los valores de estabilidad de la espuma. Diversos estudios han presentado valores de reducción de la permeabilidad relativa de la fase gas hasta el 1% de la permeabilidad relativa de la fase gas original<sup>50</sup>, es decir, reducciones de hasta un 99% en los casos más prometedores.

---

<sup>50</sup> Gopal V. Simulation study of sweep improvement in heavy oil CO2 floods the craft and haw kins department of petroleum engineering Master Thesis.

El caso original de simulación de espumas representa un factor de bloqueo capaz de alcanzar el 10% de la permeabilidad relativa de la fase gas del modelo original y para este estudio se analizaran dos casos adicionales. Estos serán factores de bloqueo donde la espuma resulta en una permeabilidad relativa de la fase gas igual al 5% y el 1% de la permeabilidad original del gas. Este último siendo el máximo valor de reducción registrado en estudios. Las curvas asignadas en estos escenarios al modelo de simulación heterogéneo se observan en la figura 70, aclarando que en la construcción del modelo original se asignó el valor de 0.6 en la permeabilidad relativa del gas a la saturación crítica de líquido.

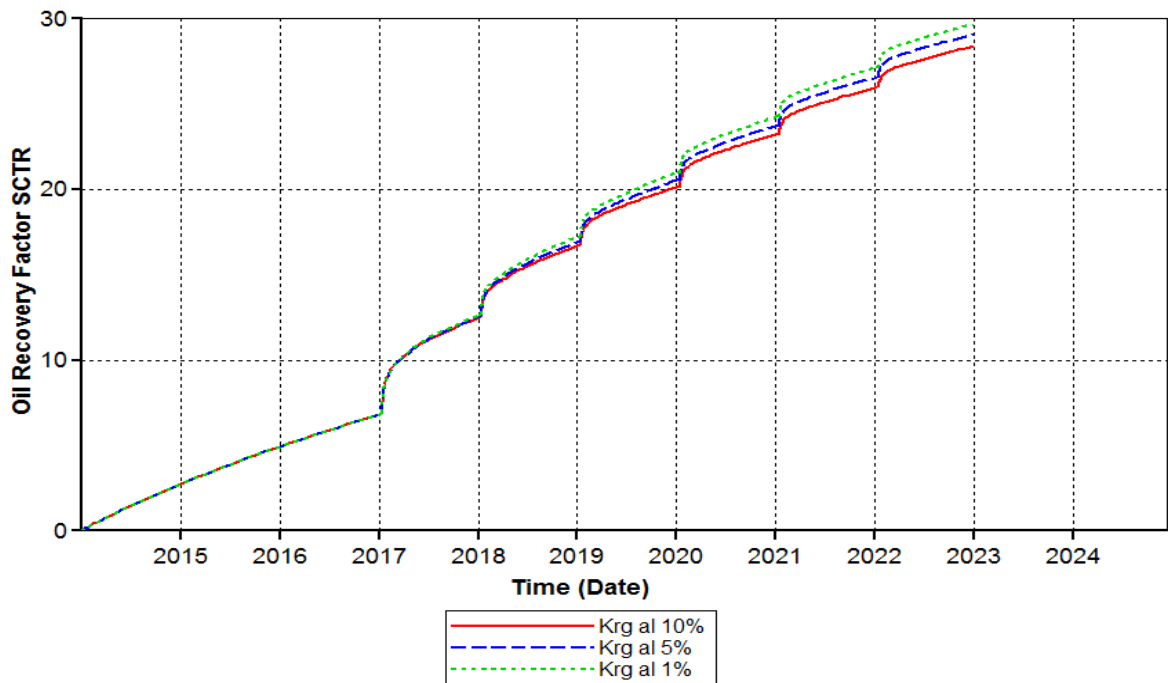
**Figura 70.** Curvas de permeabilidad relativa del gas para los diferentes factores de bloqueo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Una vez designados los valores de factor de bloqueo por acción de la espuma, se realizan las respectivas corridas del modelo obteniéndose los comportamientos para el factor de recobro como se muestra en la figura 71.

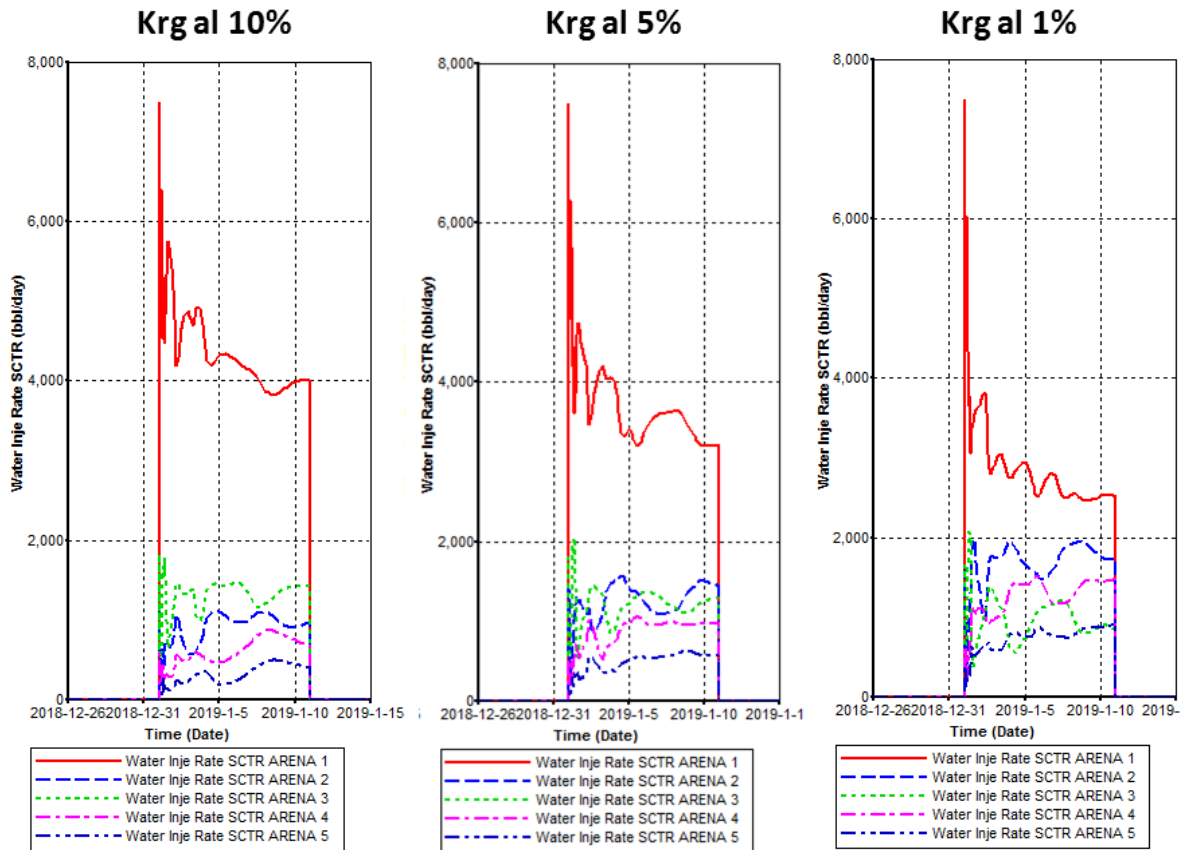
**Figura 71.** Factor de recobro para los diferentes factores de bloqueo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Los comportamientos del factor de recobro en el modelo heterogéneo para los diferentes escenarios propuestos, indican que el caso bajo inyección de espumas con reducción de la permeabilidad relativa del gas hasta el 1% de su valor original resulta el más adecuado. Estos factores evidencian la capacidad del agente espumante co-inyectado en los ciclos de estimulación para redirigir el vapor desde las zonas de alta conductividad hacia aquellas no debidamente contactadas. La figura 72 representa los perfiles de inyección para un ciclo de estimulación en cada uno de los escenarios propuestos.

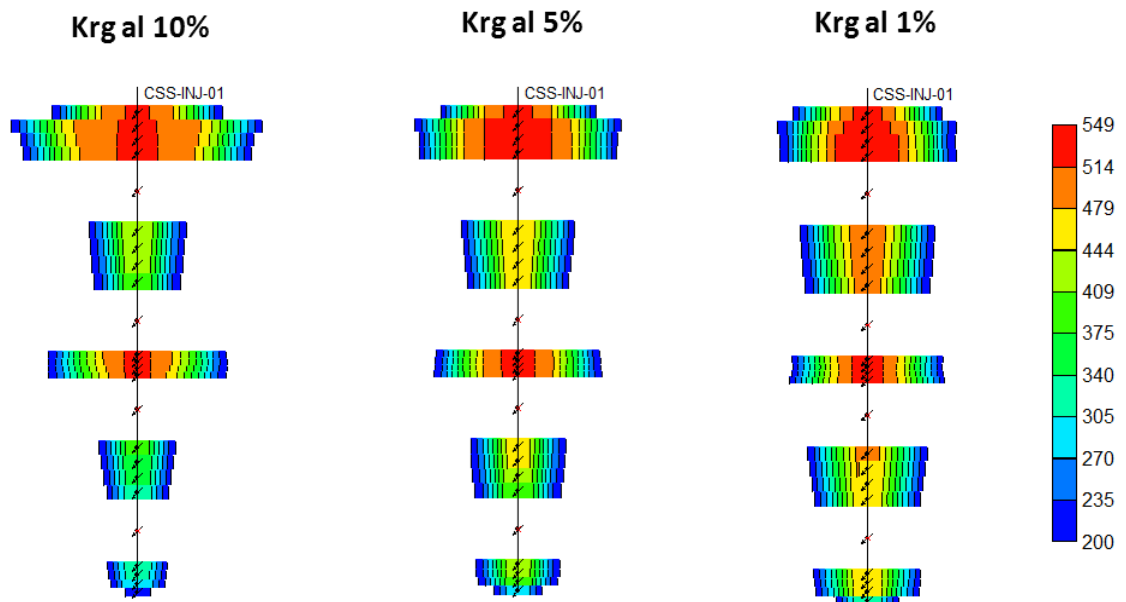
**Figura 72.** Perfil de inyección para un ciclo de estimulación para los diferentes factores de bloqueo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

El fenómeno de divergencia causado por este factor de bloqueo, es para este estudio el más importante en el incremento del factor de recobro del modelo heterogéneo. Esto debido a que al mejorar la distribución del vapor en el modelo se observa que el calor transmitido a las arenas del modelo, se ubica en las formaciones que no estaban siendo debidamente contactadas y que representan gran parte del OOIP del yacimiento. Un perfil de temperatura para cada uno de estos escenarios se presenta en la figura 73.

**Figura 73.** Perfil de temperatura para los diferentes factores de bloqueo.

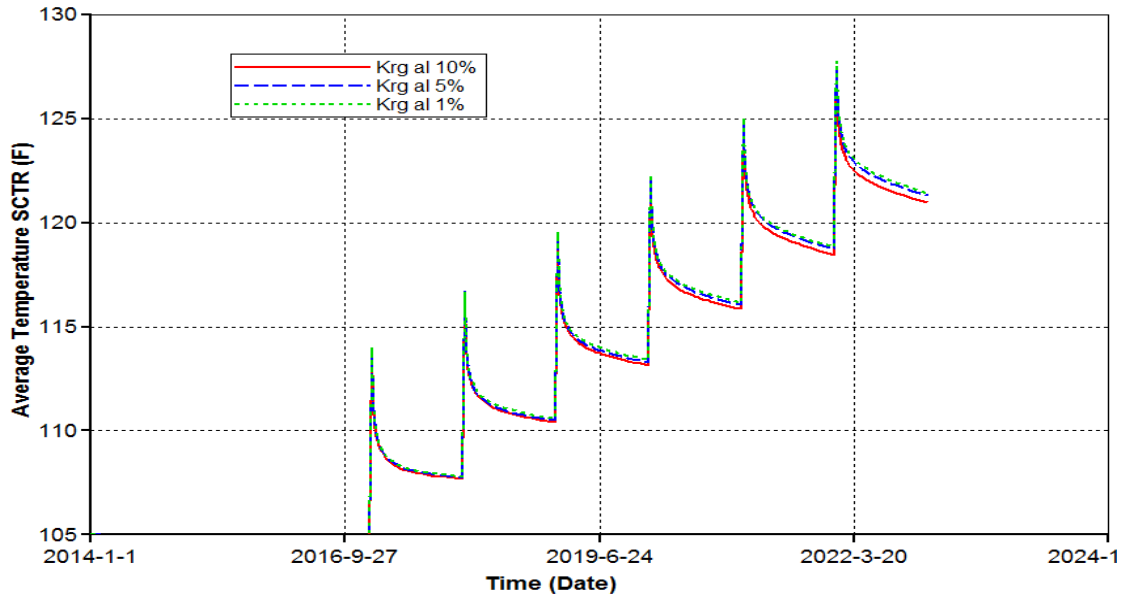


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Al evaluar el incremento de la temperatura promedio del modelo para los diferentes escenarios en la figura 74, se observa una variación desde la espuma con el factor de bloqueo de hasta el 10% de la permeabilidad relativa del gas en comparación con los casos más drásticos de factor de bloqueo donde la variación de este comportamiento es más superficial.

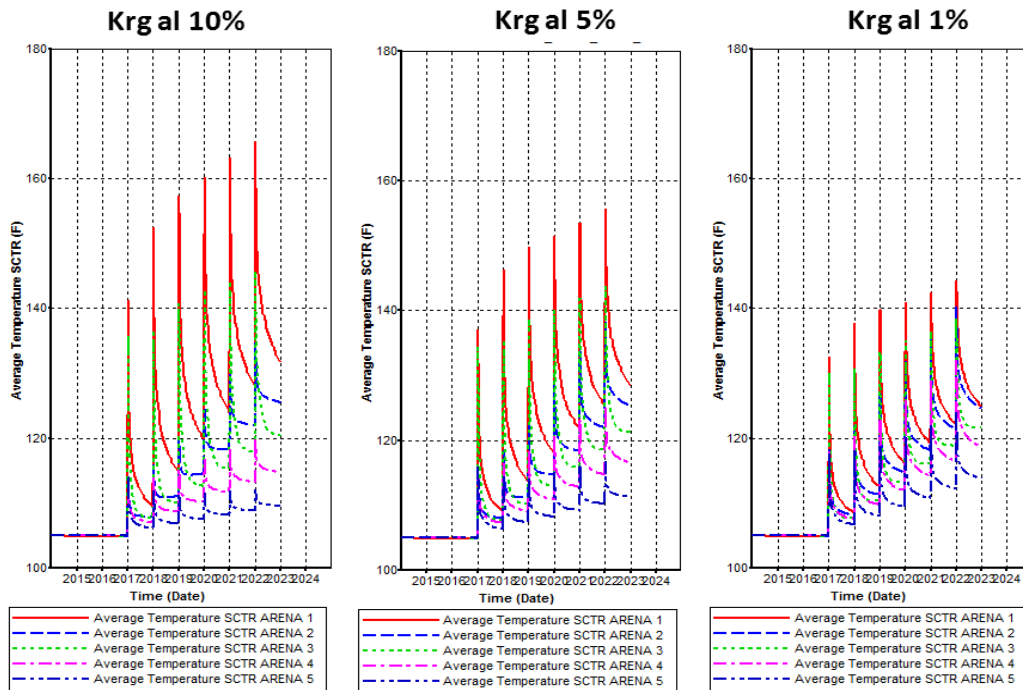
Debido a que el efecto de la temperatura se ve mejor evidenciado al evaluar su comportamiento en las diferentes arenas del modelo, la figura 75 representa las temperaturas promedio de los “sectors” creados para cada arena en el modelo heterogéneo. Esta figura evidencia que entre mayor es el factor de bloqueo causado por la espuma inyectada, las arenas de mayor conductividad en el modelo disminuyen su temperatura promedio alcanzada en cada ciclo, contrario al comportamiento de las arenas de menor conductividad.

**Figura 74.** Temperatura promedio



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

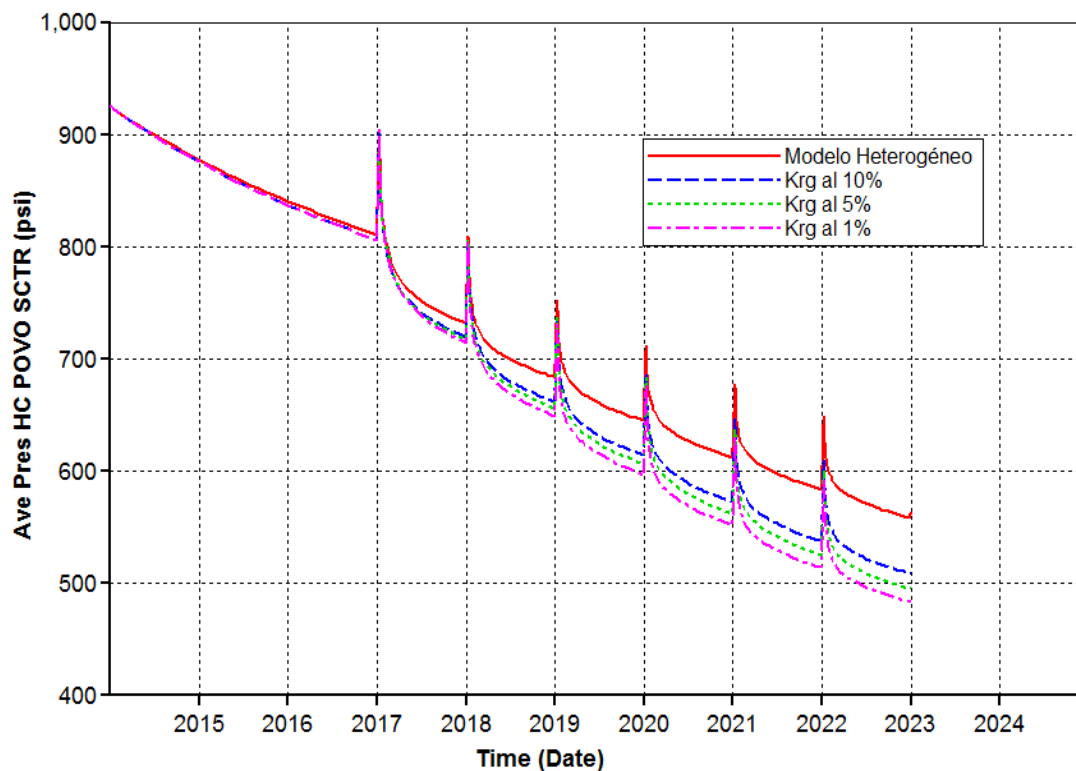
**Figura 75.** Temperatura promedio alcanzada en cada formación del modelo.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG).

Otro comportamiento importante a incluir en este estudio es el de la presión promedio del modelo bajo los diferentes agentes espumantes y sus factores de bloqueo, debido a que este es un factor de interés al momento de tomar decisiones futuras en el desarrollo de un campo. En la figura 76 se presentan los comportamientos de la presión promedio del modelo referenciando como primera medida el modelo original heterogéneo sin la inclusión de la espumas. Las otras curvas son los resultados para las espumas del 10%, 5% y 1%.

**Figura 76.** Presión promedio vs Tiempo.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

El comportamiento de la presión para cada uno de estos escenarios, evidencia primero una diferencia pronunciada con el caso de la adición de las espumas en comparación con el caso original, sin embargo, este se puede explicar fácilmente con el aumento de la producción lo cual representa vaciar el yacimiento de manera

más apresurada y causando una caída de presión mayor en el modelo de simulación. Una de las preocupaciones en esta caída de presión, es que esta misma caiga por debajo de la presión de burbuja del fluido, lo cual se traduce en una liberación del gas saturado en el yacimiento y que a su vez no es apropiado cuando el método de explotación sea por inyección de vapor, sin embargo, al observar la figura se evidencia que la caída de presión más grande la cual es para el caso de factor de bloqueo de hasta el 1% de la permeabilidad relativa de la fase gas original, se encuentra solo un poco por debajo de la presión de saturación, lo cual no evidencia una preocupación mayor a un futuro desempeño de los ciclos de estimulación con vapor.

La manera de representar los resultados más importantes en el efecto de los diferentes agentes espumantes, sería evaluando el acercamiento que la adición de la espuma al modelo heterogéneo logro con respecto al modelo homogéneo. Estos resultados se observan en la tabla 27. Donde el caso más apropiado de factor de bloqueo de hasta el 1% de la permeabilidad relativa del gas logra un acercamiento del 57.47% a los resultados de los modelo conceptual homogéneo.

**Tabla 27.** Resultados para cada uno de los factores de bloqueo logrado por la espuma.

<b>FACTOR DE BLOQUEO DE LA ESPUMA</b>	<b>FACTOR DE RECOBRO (%)</b>	<b>FACTOR DE RECOBRO INCREMENTAL (%)</b>	<b>ACERCAMIENTO (%)</b>
<b>Krg al 10%</b>	28,41	2.91	38.96
<b>Krg al 5%</b>	29,06	3.56	47.61
<b>Krg al 1%</b>	29,80	4.30	57.47

#### 4.2.2 Factor de referencia FM MOB

El segundo parámetro corresponde al keyword FM MOB el cual es el factor de reducción de la movilidad de la espuma de referencia que se utiliza para calcular el factor de interpolación FM, este parámetro es el encargado de aumentar la viscosidad de la fase gas a manera de mantener una relación de movilidades más uniforme de los fluidos. Usualmente los valores recomendados a ingresar de este parámetro oscilan entre 5 y 100<sup>51</sup>. Estos valores son tomados como mínimos y máximos a sensibilizar en el modelo heterogéneo con la aplicación de la espuma.

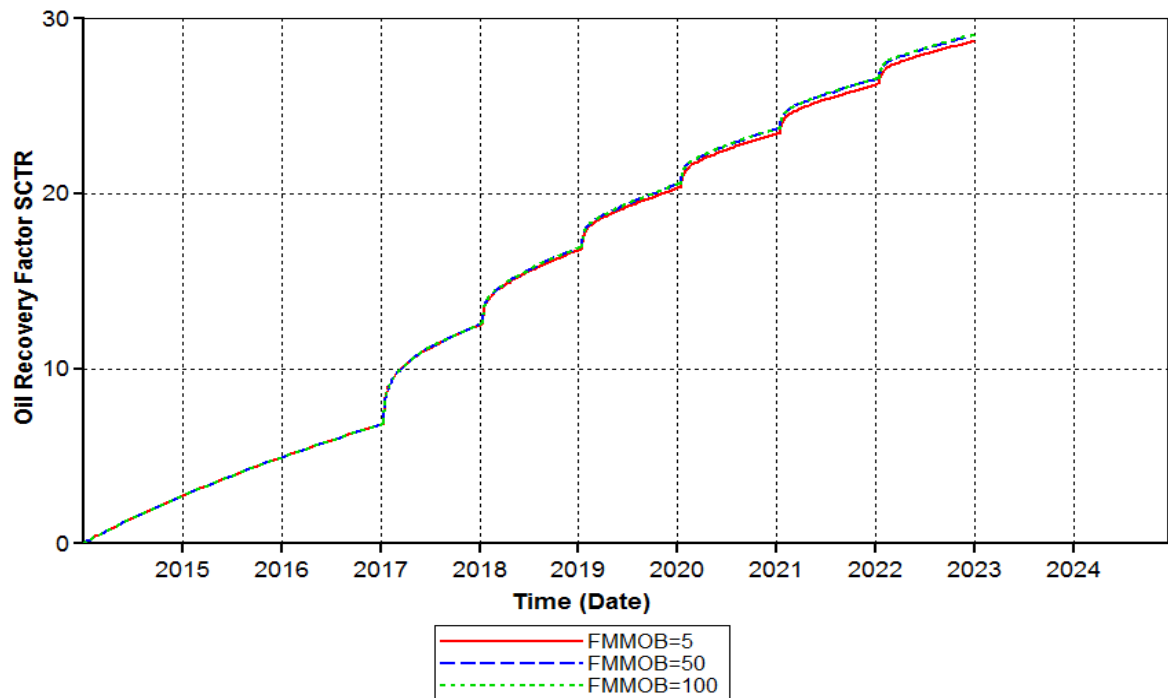
El análisis de sensibilidad para ese parámetro se realizó de manera manual realizándose tres corridas, la primera con un valor de 50 en el parámetro FM MOB el cual representa el caso base de espuma que se ha presentado previamente en los primeros resultados obtenidos. También se realizaron corridas con los valores de 5 y 100, cada una de estas corridas se realizó bajo co-inyección de espumas en cada uno de los ciclos de estimulación con vapor.

El comportamiento del factor de recobro se observa en la figura 77. En esta se observa que los efectos de este parámetro no son representativos en un cambio de su valor, demostrando que una reducción afecta de manera negativa el incremento del factor de recobro, sin embargo, un aumento por encima del caso original con espuma no evidencia cambio alguno.

---

<sup>51</sup> Computer Modelling Group (CMG). STARS User's Guide. Version 2012.

**Figura 77.** Factor de recobro para los diferentes FMMOB.

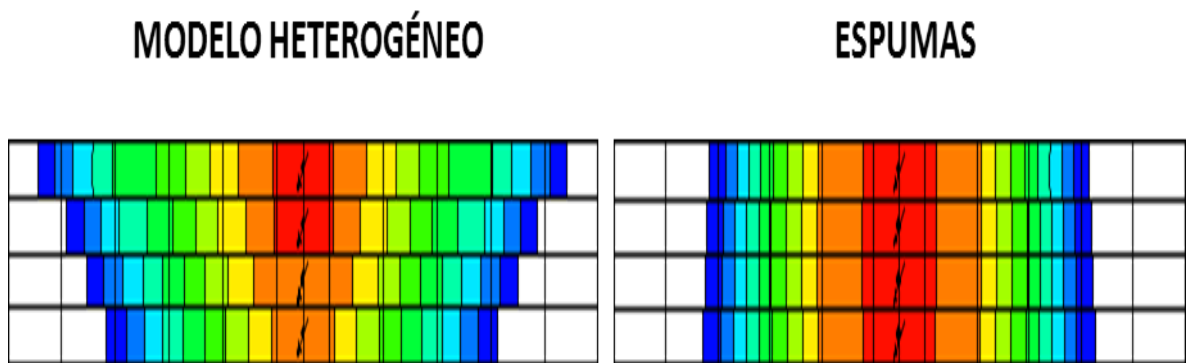


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

Son estos resultados, los que conllevan a determinar que este factor no representa un una variable de peso en el modelo de espumas para este estudio, sin embargo, esto no quiere decir que este resultado se pueda generalizar a todos los caso de inyección de espumas con vapor. Es importante resaltar que si el efecto de este parámetro es el incremento de la viscosidad de la fase gas a manera de contrarrestar el fenómeno conocido como overriding, en un proceso de estimulación cíclica con vapor controlar el desplazamiento del vapor a través del estrato no es un factor considerado de gran importancia debido que este proceso no busca barrer la zona como el caso de inyección continua de vapor, sino en cambio contactar la mayor cantidad de crudo.

Una manera de explicar el sentido de este parámetro en el yacimiento es observando una comparación de los perfiles de temperatura en una de las arenas del modelo para el caso original y bajo co-inyección de espumas, como el que se presenta en la figura 78. En ella se evidencia para el modelo heterogéneo original como el vapor se superpone por efectos gravitacionales hacia la parte superior del estrato en el fenómeno conocido como “steam-override”, mientras en el caso de espumas el aumento de la viscosidad actúa en el frente de inyección evidenciando un desplazamiento más homogéneo del mismo.

**Figura 78.** Efecto de la espuma en el frente de inyección de vapor.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

El incremento de la viscosidad del vapor evidencia un frente más uniforme, sin embargo, este efecto disminuye la movilidad de la fase gas lo que desplaza de manera más lenta el frente de inyección, al ser este un proceso cíclico, el tiempo de inyección es limitado por lo que aun cuando la espuma permite este desplazamiento más controlado del frente de inyección de vapor pierde efectividad al no contactar la misma cantidad de petróleo en la formación como en el caso original del modelo heterogéneo.

## 5. CONCLUSIONES

1. La modificación del perfil de inyección mejora considerablemente la eficiencia del contacto vertical en un yacimiento altamente estratificado y heterogéneo como se observa en los perfiles de temperatura logrados con la co-inyección de la espuma en los ciclos de estimulación con vapor. Este efecto evidenció un incremento en el factor de recobro final y producción de petróleo para el modelo de simulación.
2. Al observar una comparación de los casos planteados en este estudio con los modelos conceptuales de simulación homogéneo y heterogéneo, la co-inyección de la espuma en los ciclos de estimulación con vapor, reflejó un considerable acercamiento en los comportamientos del factor de recobro de petróleo. Logrando un acercamiento del 57.5% con el máximo factor de bloqueo registrado en la literatura con espumas.
3. Al evaluar el parámetro FMMOB el cual hace referencia al incremento de la viscosidad de la fase gas ocasionada por la espuma, se observó que su variación no afectó de manera considerable el comportamiento del factor de recobro, esto puede ser explicado a razón de que aun cuando el frente de inyección del vapor evidenciaba un desplazamiento más uniforme a través de la arena, este mismo se desplazaba de manera más lenta contactando una menor cantidad de petróleo en la formación.
4. Una de las características de la implementación de espumas en el modelo heterogéneo, fue el lograr una mejor distribución en el incremento de la temperatura promedio de las diferentes arenas, esto puede resultar en una importante decisión, cuando en un futuro sean planteados procesos posteriores como Inyección Continua de Vapor.

## 6. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda continuar este estudio en la aplicación de procesos de Inyección Continua de Vapor, donde se enfatice el control de los tiempos tempranos de ruptura causadas principalmente por la alta movilidad del vapor con la adición de agentes espumantes.
2. En este trabajo solo se estudió el uso de espumas preformadas, las cuales bajo un modelo semi-empírico solo dependen de la concentración de surfactante. Recomendamos ampliar este estudio a un área mayor donde se tengan los efectos del yacimiento en su formación, estabilidad y flujo.
3. Se recomienda realizar un estudio para la implementación de espumas como agentes de control en procesos composicionales como inyección de CO<sub>2</sub> miscible, preferiblemente en yacimientos con evidencia de zonas ladronas.
4. Diferentes estudios reflejan la importancia de datos de laboratorio confiables antes de comenzar un estudio de simulación con espumas. Es recomendable realizar un estudio de escalamiento y laboratorio que permita analizar diferentes agentes espumantes para futuros estudios.

## BIBLIOGRAFÍA

ADKINS J.D, Field Results of Adding Surfactant to Cyclic Steam Wells. SPE-12007-MS. San Francisco, California 1983.

ALVAREZ J., HAN S., Current Overview of Cyclic Steam Injection Process Journal of Petroleum Science Research Volume 2 Issue 3. July 2013.

BOTON L., PACHECO E., Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.

BUCHMAN W.L Simulating steam additive EOR processes. Computer Modelling Group. SPE-13522-MS. Dallas, Texas 1985.

CAMACHO U., PÉREZ O. Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, 2011.

CASTRO, Y. E. Cyclic Steam Injection with Solvents as Method of Thermal Recovery for Heavy and Extra Heavy Oils: Laboratory Tests. SPE-137547-MS. Calgary, Alberta 2010.

CESAR A. Use of Surfactants in Cyclic Steam Injection in Bachaquero-01 Reservoir. SPE-54020-MS. Caracas, Venezuela 1999.

CHALBAUD C.A, MORENO R.A. Simulating foam process for a Venezuelan pilot test. SPE-77699-MS. San Antonio, Texas 2002.

CHANG, J., IVORY, J. Cyclic Steam-Solvent Stimulation Using Horizontal Wells. Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta 2010.

Computer Modelling Group (CMG). STARS User's Guide. Version 2012.

COOKE R.W. Field results of optimizing the steam foam diversion process in cyclic steam applications. SPE-21531-MS. Bakersfield, California 1991.

CORTES J., FUENTES F. Metodología Experimental Para La Utilización de

Espumas Como Agentes Divergentes. Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2011.

DEMIRAL B.M, CASTANIER L.M. CT imaging of steam and steam/foam laboratory experiments. SPE-22644-MS. Dallas, Texas 1991.

DJABBARAH N.F, WEBER S.L. Laboratory design and field demonstration of steam diversion with foam. SPE-20067-MS. Ventura, California 1990.

GALL J.W. Steam diversion by surfactants. SPE-14390-MS. Las Vegas, Nevada 1985.

GONZALES D., Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías. Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2005.

GOPAL V. Simulation study of sweep improvement in heavy oil CO<sub>2</sub> floods. The Craft and Hawkins department of petroleum engineering Master Thesis. 2011.

KARI A. Static and dynamic studies of foam and foam-oil interactions. University of Bergen Dissertation. 2008.

MARTÍNEZ, FRANK L. Estudio de Sensibilidad del Proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales usando el Simulador Numérico STARS. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, 2010.

MATUS E. A Top-Injection Bottom-Production Cyclic Seam Stimulation Method for Enhanced Heavy Oil Recovery. Texas A&M University Thesis. 2006

MAYOWA R.S. Enhanced Oil Recovery using foam injection; a mechanistic approach. SPE-167589-MS. Lagos, Nigeria 2013.

MOHAMMADI S.S. Techniques for accelerating production response in steam-foam recovery. SPE-24028-MS. Bakersfield, California 1992.

NORMAN, C. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. Notas Técnicas. 2007.

QAZVINI A. Feasibility Study of Solvent-Based Huff-n-Puff Method CSI to

Enhanced Heavy Oil Recovery. SPE-157852-MS. Calgary, Alberta 2012.

ROSSEN W.R. Numerical challenges in foam simulation: A review. SPE-166232-MS. New Orleans, Louisiana 2013.

SANDER P.R. CLARK G.L. Steam-foam diversion process developed to overcome steam override in Athabasca. SPE-22630-MS. Dallas, Texas 1991.

SHANE S. THOMAS J. Steam-foam pilot project in Guadalupe field, California. SPE-15054-PA. Bakersfield, California 1989.

SHEN C. Experimental and simulation study of foam in porous media. The University of Texas at Austin Dissertation. 2012

SHRIVASTAVA V.K, SINGHAL A.K. Numerical simulation of foam flooding for sweep improvement. PETSOC 97-58. Calgary, Alberta 1997.

URIBE HIDALGO C. Evaluación Técnico-Financiera De Un Proceso De Inyección Cíclica De Vapor Usando Pozos Horizontales. Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2012.