

Evaluación de Variables de Diseño en un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor con Espuma
Mediante Simulación Numérica

Juan Diego Ceballos Payares, Germán Blanco González

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz
PhD. en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Ana Paula Villaquirán Vargas
MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2019

Agradecimientos

En primer lugar, damos gracias a Dios por permitirnos culminar esta etapa de formación como profesionales y por darnos la sabiduría y fuerza para alcanzar nuestras metas y objetivos.

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander y a su grupo de profesionales y profesores por su apreciado aporte a nuestra formación como Ingenieros de Petróleos.

Especial agradecimiento a la Doctora Maika Karen Gambús Ordaz por su seguimiento, respaldo y compañía en el desarrollo de este proyecto de grado y a la magíster Ana Paula Villaquirán Vargas por su valiosa guía, dedicación y paciencia durante el transcurso de esta investigación.

También agradecemos al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado por su constante apoyo, correcciones y aportes que nos permitió crecer como profesionales y personas integra.

Agradecemos a nuestros padres, hermanos, amigos y a cada una de las personas que nos acompañaron y contribuyeron en cada paso de este proceso.

Finalmente, a José Santos por su gran asesoramiento y resolución de dudas e inquietudes en todo el proceso de simulación.

A todos muchas gracias.

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO	18
1.1 Planteamiento del problema.....	18
1.2 Antecedentes	18
1.3 Objetivos del proyecto	21
1.3.1 Objetivo general.....	21
1.3.2 Objetivos específicos.....	21
2. MARCO DE REFERENCIA.....	22
2.1 Inyección cíclica de vapor.....	22
2.1.1 Mecanismos de recuperación.....	24
2.1.2 Screening de aplicación.....	25
2.1.3 Problemas asociados a la ineficiente distribución del vapor.....	25
2.2 Implementación de espumas en procesos de inyección de vapor	27
2.2.1 Generalidades de la espuma.....	29
2.2.2 Flujo de espuma a través del medio poroso.....	29
2.2.3 Factores que pueden afectar la estabilidad de las espumas.....	32
2.2.4 Tipos de inyección de espuma.....	34
2.3 Simulación de espumas	35
2.3.1 Modelo empírico.....	35

2.3.2 Modelo mecanístico.	40
3. METODOLOGÍA DEL PROYECTO	42
3.1 Selección del modelo de simulación de espumas	42
3.2 Variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espuma	45
3.3 Desarrollo de un modelo conceptual de simulación.....	49
3.3.1 Modelo base de inyección cíclica de vapor.....	50
3.3.2 Simulación de espumas en el modelo.	69
3.4 Definición de propuestas de diseño que maximicen el factor de recobro y minimicen la relación vapor-aceite en el modelo conceptual de simulación.....	76
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	78
4.1 Determinación del ciclo adecuado para el inicio de la coinyección de espuma	78
4.2 Evaluación del orden de inyección espuma-vapor y vapor.....	85
4.3 Evaluación del orden de inyección vapor y espuma-vapor.....	87
4.4 Evaluación del orden de inyección vapor, espuma-vapor y vapor.....	90
4.5 Determinación del mejor escenario de simulación.	92
5. CONCLUSIONES	95
6. RECOMENDACIONES	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
APÉNDICES	104

Lista de Tablas

Tabla 1. Campos en los que se ha implementado la inyección cíclica de vapor con espumas..... 21

Tabla 2. Screening de aplicación de la inyección cíclica de vapor..... 25

Tabla 3. Variables de diseño de un proceso de inyección cíclica de vapor con espuma 49

Tabla 4. Dimensiones para la creación de la malla de simulación 51

Tabla 5. Propiedades de cada capa para el desarrollo de la estratificación 51

Tabla 6. Propiedades térmicas de las rocas..... 52

Tabla 7. Propiedades utilizadas para la creación del modelo de fluidos 53

Tabla 8. Cambios de la viscosidad del aceite con la temperatura..... 53

Tabla 9. End Points y exponentes para la construcción de la curva de permeabilidades relativas agua-aceite 56

Tabla 10. Valores de los parámetros de la espuma en el modelo 72

Tabla 11. Factor de recobro en el ciclo en que se empieza la coinyección de espumas..... 83

Tabla 12. Relación vapor-aceite por cada ciclo en el que se inicia la coinyección de espumas... 84

Tabla 13. Factor de recobro final en los escenarios del esquema V-EV 89

Tabla 14. Relación vapor aceite de cada escenario en el orden de inyección V-EV 90

Lista de Figuras

Figura 1. Etapas de un proceso de inyección cíclica de vapor..... 22

Figura 2. Respuesta típica en un proceso de inyección cíclica de vapor. 23

Figura 3. Fenómeno de *overriding* en una inyección cíclica de vapor 26

Figura 4. Canalización en un yacimiento estratificado bajo inyección cíclica de vapor 27

Figura 5. Efecto de la espuma en un yacimiento estratificado con problemas de canalización de vapor 28

Figura 6. Flujo de espuma en el medio poroso 30

Figura 7. Mecanismos de creación de la espuma en yacimiento 31

Figura 8. Efecto de la espuma en la permeabilidad relativa al gas en el modelo empírico 36

Figura 9. Malla de simulación desarrollada para el modelo 52

Figura 10. Factor volumétrico de formación del aceite vs presión..... 54

Figura 11. Viscosidad del aceite vs presión..... 54

Figura 12. Viscosidad del aceite vs temperatura. 55

Figura 13. Relación gas-aceite vs presión..... 55

Figura 14. Permeabilidades relativas agua-aceite..... 57

Figura 15. Permeabilidades relativas gas-líquido 57

Figura 16. Factor de recobro vs tiempo en el análisis de sensibilidad de la BHP en la producción en frío 59

Figura 17. Presión de yacimiento vs tiempo en el análisis de sensibilidad de la BHP en la producción en frío..... 59

Figura 18. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección en la tasa de 500 bbls/día..... 61

Figura 19. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección en la tasa de 1.000 bbls/día..... 61

Figura 20. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección en la tasa de 1.500 bbls/día..... 62

Figura 21. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección con una presión de inyección de 1.200 psi..... 62

Figura 22. Caída de presión del yacimiento en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección con una presión de inyección de 1.200 psi 63

Figura 23. Tasa de producción vs tiempo en un escenario sin control de tasa 64

Figura 24. Tasa de aceite vs tiempo con diferentes controles de tasa..... 65

Figura 25. Análisis de sensibilidad del tiempo de remojo: Producción incremental..... 66

Figura 26. Tasa de aceite vs tiempo representado durante quince ciclos de inyección 67

Figura 27. Factor de recobro obtenido durante los quince ciclos en la inyección cíclica de vapor del modelo base..... 67

Figura 28. Distribución de vapor obtenida en el modelo base en el sexto ciclo..... 68

Figura 29. Distribución de tipo de roca en el modelo para la simulación de espumas 70

Figura 30. Gráfica de viscosidad aparente vs calidad de la espuma empleada para el ajuste en la simulación de espumas 71

Figura 31. Viscosidad aparente vs calidad de la espuma..... 72

Figura 32. Factor de recobro del modelo base y modelo con espuma..... 73

Figura 33. Producción de aceite e inyección de agua acumuladas y relación vapor-aceite del modelo base y modelo con espuma 73

Figura 34. Presión de inyección en los primeros tres ciclos de inyección de espumas 74

Figura 35. Distribución del vapor en el modelo base y en el modelo con espuma en el sexto ciclo de inyección	75
Figura 36. Krg en los modelos base y con espuma.....	76
Figura 37. Diagrama de flujo propuesto para la evaluación de los esquemas de inyección en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas en coinyección.....	77
Figura 38. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el primero hasta el cuarto ciclo: Factor de recobro	78
Figura 39. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el quinto hasta el octavo ciclo: Factor de recobro	79
Figura 40. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el noveno hasta el decimosegundo ciclo: Factor de recobro	79
Figura 41. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el decimotercer hasta el decimoquinto ciclo: Factor de recobro.	80
Figura 42. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el primer ciclo: Presión de inyección.....	81
Figura 43. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el primer ciclo: Tasa de inyección de agua equivalente	81
Figura 44. Factor de recobro en la evaluación del orden de inyección EV-V	85
Figura 45. Distribución de vapor en los escenarios de 10 y 2 días de espuma-vapor en el orden EV-V.....	86
Figura 46. Factor de recobro en el orden de inyección V-EV: 1-4 días de vapor.	88
Figura 47. Factor de recobro en el orden de inyección V-EV: 5-9 días de vapor	88
Figura 48. Factor de recobro en la evaluación de los esquemas inyección V-EV-V.....	91

Figura 49. Factor de recobro en el escenario ideal de coinyección de espumas..... 92

Figura 50. Producción de aceite e inyección de agua acumuladas y relación vapor-aceite en el escenario ideal de coinyección de espumas 93

Figura 51. Distribución del vapor: Modelo base y escenario ideal de coinyección de espumas.. 94

Figura 52. Krg en el modelo base y en el modelo idea para la inyección de espumas 94

Lista de Apéndices

Apéndice A. Procedimiento desarrollado para la simulación de espumas mediante el modelo empírico mediante la herramienta BUILDER de CMG®104

Resumen

Título: Evaluación de variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas mediante simulación numérica*.

Autores: Juan Diego Ceballos Payares**
Germán Blanco González**

Palabras Clave: Inyección cíclica de vapor con espumas, variables de diseño, simulación numérica, yacimiento estratificado, esquema de inyección, recobro mejorado, canalización, *overriding*.

Descripción:

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos de recobro mejorado más utilizados para la explotación de yacimientos de crudo pesado. Su eficiencia puede verse afectada por problemas relacionados a la ineficiente distribución de vapor como la canalización y el *overriding*. Estos problemas pueden remediarse mediante la aplicación de espumas al yacimiento, las cuales actúan como agentes bloqueantes de zonas de alta permeabilidad y/o controladores de movilidad.

Con el propósito de ampliar el grado de confiabilidad de la técnica y aprovechar más su potencial, el presente proyecto tiene como objetivo evaluar las diferentes variables de diseño involucradas en el proceso de inyección cíclica de vapor con espumas mediante simulación numérica de yacimientos y de esta forma determinar el mejor esquema de inyección de la técnica.

Primero se procede a analizar que variables de diseño pueden afectar el proceso y cuales son sensibles en la simulación numérica de yacimientos. Posteriormente, se decide crear un modelo conceptual de yacimiento estratificado homogéneo con un gran contraste de permeabilidades que logre desarrollar una canalización marcada durante la inyección de vapor. De esta manera, se hace viable la implementación de espumas en el modelo a través del método empírico.

Para la determinación del mejor esquema de inyección se propone analizar cuál es el ciclo adecuado para empezar una coinyección de espumas y posteriormente evaluar los diferentes órdenes de inyección entre los baches y la variación de sus respectivos tamaños. De esta forma, por medio del análisis de 35 escenarios diferentes, se determinó que el esquema ideal consiste en efectuar un orden de inyección de 3 días de vapor seguidos de 7 días de vapor-espuma, a partir del quinto ciclo del proceso. Este escenario presenta un factor de recobro de 28,19% y una relación vapor-aceite de 1,45.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: MSc. Ana Paula Villaquirán Vargas.

Abstract

Title: Evaluation of design variables in a process of cyclic steam injection with foam by numerical simulation*.

Authors: Juan Diego Ceballos Payares**
Germán Blanco González**

Keywords: Cyclic steam injection with foam, design variables, numerical simulation, stratified reservoir, injection scheme, enhanced oil recovery, channeling, overriding.

Description:

Cyclic steam injection is one of the most commonly used enhanced oil recovery methods for the exploitation of heavy oil reservoirs. Its efficiency can be affected by problems related to poor steam distribution such as channeling and overriding. These issues can be remedied by applying foams to the reservoir, which act as blocking agents for areas of high permeability and / or mobility controls.

With the purpose of expanding the degree of reliability of the technique and taking advantage of its potential, this project aims to evaluate the different design variables involved in the process of cyclic steam injection with foams by numerical reservoir simulation, and in this way determine the best injection scheme of the technique.

The first step of the procedure is to analyze which design variables can affect the process and which are sensitive in the numerical reservoir simulation. Subsequently, a conceptual model of homogeneous stratified reservoir with a high contrast of permeabilities that manages to develop a marked channeling during steam injection was created. In this way, the implementation of foams in the model becomes viable through empirical method.

To determine the best injection scheme, it is proposed to analyze the appropriate cycle to start a co-injection of foams and then evaluate the different injection orders between the slugs and the variation of their respective sizes. Thus, through the analysis of 35 different scenarios, it was determined that the ideal scheme consisted on carrying out an order of injection of 3 days of steam followed by 7 days of steam-foam, starting from the fifth cycle of the process. This scenario has a recovery factor of 28.19% and a steam-oil ratio of 1,45.

* Undergraduate Project Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: PhD. Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: MSc. Ana Paula Villaquirán Vargas.

Introducción

Debido al crecimiento global de la demanda energética y al continuo agotamiento del suministro de aceite proveniente de yacimientos convencionales, la industria de hidrocarburos ha enfocado sus intereses hacia el desarrollo e implementación de tecnológicas que permitan la explotación de yacimientos de crudo pesado y extrapesados. La Asociación Americana de Geólogos Petroleros afirma que en el mundo existen unas reservas aproximadas de 434 mil millones de barriles de crudo pesado y extrapesado (Bata, Schamel, Fustic y Ibatullin, 2019) reflejando el gran potencial que tiene la explotación de este tipo de yacimientos.

Asimismo, como lo reporta Malagón (2016) en un informe del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, en Colombia la producción de crudo pesado se ha incrementado sustancialmente en los últimos años, pasando de un 10% de la producción total en el año 2000 a un 53% en 2015; además, proyecciones realizadas por Ecopetrol predicen que este porcentaje llegaría hasta un 69% en los próximos 10 años.

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos térmicos de recobro mejorado frecuentemente utilizados en la explotación de este tipo de yacimientos. Su popularidad radica en la factibilidad de su aplicación, baja inversión inicial y rápido retorno (Alvarado y Banzér, 2002), no obstante, la eficiencia de este proceso puede verse afectada por la ineficiente distribución del vapor inyectado debido a fenómenos de canalización y *overriding* (Hirasaki, 1989).

Este tipo de problemas puede ser solucionado mediante la aplicación de espumas al yacimiento, las cuales actúan como agentes bloqueantes de zonas de alta permeabilidad y/o controladores de movilidad. Bond y Holbrook (1958) son los primeros en sugerir el uso de espumas como agentes

controladores de movilidad. A su vez, Fitch y Minter (1976) reportan el uso de estas en procesos de inyección cíclica de vapor para mejorar los perfiles de inyección. De esta manera, la espuma es inyectada al yacimiento como un proceso remedial para la ineficiente distribución del vapor.

De acuerdo con lo anterior, con el objetivo de ampliar el grado de confiabilidad de la técnica y aprovechar más su potencial, se estudian mediante simulación numérica las diferentes variables de diseño involucradas en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas en un modelo conceptual de yacimiento estratificado bajo un esquema de coinyección evaluando los resultados obtenidos en el factor de recobro.

El presente documento consta de cuatro capítulos; el primero, contiene la información general donde se presenta el planteamiento del problema, antecedentes, objetivos y alcance del proyecto. El objetivo del segundo capítulo consiste en describir la técnica de inyección cíclica de vapor como un método de recobro mejorado para la producción de crudos pesados, la implementación de espumas como proceso correctivo a la ineficiente distribución del vapor y los diferentes modelos que se han desarrollado para la simulación de espumas en yacimiento.

El tercer capítulo describe la metodología utilizada para el cumplimiento de los objetivos propuestos; en primer lugar, se selecciona el modelo más adecuado de simulación de espumas para los requerimientos específicos del proyecto; posteriormente, se presentan las variables de diseño involucradas en un proceso de inyección cíclica de vapor con espuma; por último, se desarrolla la construcción de un modelo conceptual de simulación y se proponen los diferentes escenarios para la determinación del mejor esquema de inyección. Finalmente, el cuarto capítulo presenta el análisis de los resultados obtenidos en la simulación numérica de los diferentes esquemas propuestos y la selección del ideal para el modelo conceptual estudiado.

1. Información general del proyecto

1.1 Planteamiento del problema

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos térmicos de recobro mejorado más utilizados para la explotación de yacimientos de crudo pesado, no obstante, su eficiencia puede verse comprometida por fenómenos relacionados con la ineficiente distribución del vapor como la canalización y el *overriding* (Hirasaki, 1989). La implementación de espumas en yacimiento surge como una alternativa para la solución de estos problemas, ya que pueden actuar como un agente bloqueante de zonas de alta permeabilidad en casos de canalización (Needham, 1968) o como controladores de movilidad en situaciones de *overriding* (Dilgren, Deemer y Owens, 1982).

Con el fin de ampliar el grado de confiabilidad de la implementación de espumas en un proceso de inyección cíclica de vapor y aprovechar su gran potencial, en este proyecto se busca encontrar el esquema de inyección más apropiado de la técnica a través de la evaluación de las variables de diseño que sean sensibles mediante simulación numérica de yacimientos.

La simulación numérica se selecciona como herramienta para este análisis debido a su capacidad de modelar y estudiar fenómenos en yacimiento y por consiguiente poder predecir su posible comportamiento futuro. De esta manera, se consigue evaluar diferentes escenarios de una técnica sin tener que recurrir a sus costos de implementación en campo y finalmente aplicar en este solo el escenario con mejores resultados en simulación.

1.2 Antecedentes

Las primeros en sugerir el uso de espuma como agente controlador de movilidad en procesos de inyección de gas fueron Bond y Holbrook (1958) mediante el reporte de su patente que describe

el uso de una solución acuosa de surfactante para la creación de espumas en yacimientos petrolíferos.

Posteriormente, Fried (1961) realiza un trabajo experimental de flujo de espumas en medios porosos donde obtiene una mayor recuperación de aceite en comparación con procesos de solo inyección de surfactante, gas o agua. Más tarde, las investigaciones y patentes sobre espumas incrementaron considerablemente con autores como Bennet (1963), Kolb (1964), Deming (1964), Iden (1965), Marsden y Khan (1966), entre otros.

Needham (1968) fue el primero en patentar la implementación de espumas en procesos de inyección de vapor para bloquear estratos de alta permeabilidad. Por su parte, Fitch y Minter (1976) centraron su aplicación en la inyección cíclica de vapor para mejorar los perfiles de inyección y Dilgren et al. (1982) en procesos de inyección continua de vapor para controlar el efecto de *overriding* basándose en pruebas de laboratorio y pilotos de campo.

El uso de gases no condensables en procesos de inyección de vapor con espumas para evitar el colapso de la espuma por los fenómenos de condensación y evaporación fue reportado por Falls, Lawson y Hirasaki (1988); quienes refieren el uso de nitrógeno como gas no condensable en el campo Kern River para mejorar el comportamiento de la espuma.

Osterloh y Jante (1992) identificaron mediante pruebas de laboratorio dos diferentes regímenes de flujo de espumas dependientes de su fracción volumétrica de gas o calidad. El gradiente de presión debido al régimen de alta calidad es dependiente del flujo de líquido mientras que el de baja calidad es fuertemente dependiente del flujo de gas.

Patzek (1985) propone el modelamiento del flujo de espumas en medios porosos mediante una ecuación de balance poblacional que describe la evolución del número de burbujas.

Eventualmente, este modelamiento fue utilizado por Falls, Hirasaki, Patzek, Gauglitz, Miller y Ratulowski (1988) para el desarrollo de un simulador mecánico de espumas.

Un enfoque más simple fue presentado por Marfoe, Kazemi y Ramírez (1989), quienes representaron la reducción de movilidad en el flujo de espuma mediante la modificación de la viscosidad del gas incluyendo los efectos de la saturación de agua, concentración de surfactante y velocidad del gas.

Por otro lado, Mohammadi, Collins y Coombe (1995) presentan un modelo empírico que modifica la permeabilidad relativa al gas a través de un factor de reducción de movilidad dependiente de la concentración de surfactante y el gradiente de presión ocasionado por el flujo de espumas.

Computer Modelling Group desarrolla un modelo empírico donde el factor de reducción de movilidad depende de 7 funciones diferentes que involucran el efecto de la concentración de surfactante, la saturación y composición del aceite, la velocidad del gas, la salinidad y la coalescencia de la espuma a bajas saturaciones de agua (Martinsen y Vassenden, 1999; *Computer Modelling Group*, 2018). A su vez, Ma et al. (2013) realizan una metodología para la estimación de ciertos parámetros de la espuma requeridos en la simulación del modelo empírico desarrollado por CMG®.

Shen, Wu, Liang y Luo (2015) describen la degradación térmica que presentan los agentes espumantes debido a las altas temperaturas manejadas en un proceso de inyección de vapor con espumas. A su vez, Delamaide, Cuenca y Chabert (2016) refieren que los surfactantes tipo sulfonato demuestran una resistencia razonable a grandes temperaturas por lo que son seleccionados para este tipo de procesos.

Por último, la tabla 1 presenta un resumen de forma cronológica de los campos en los que se han implementado procesos de inyección cíclica de vapor con espuma.

Tabla 1.

Campos en los que se ha implementado la inyección cíclica de vapor con espumas.

#	Campo	Fecha	Localización	Inyección de surfactante
1	Midway-Sunset	1973-75	CA/US	Cíclica
2	Midway-Sunset	1980-90	CA/US	Cíclica y continua
3	Tía Juana	1984-85	Venezuela	Continua
4	Lagunillas	1985	Venezuela	Continua
5	Bachaquero	1985	Venezuela	Continua
6	Shengli	2010	China	Cíclica y continua
7	Henan	2011	China	Cíclica

Nota: Adaptado de Delamaide, E., Cuenca, A. y Chabert, M. (2016). State of the Art Review of the Steam Foam Process. SPE 181160-MS

1.3 Objetivos del proyecto

1.3.1 Objetivo general. Evaluar las variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas mediante simulación numérica.

1.3.2 Objetivos específicos.

- Estudiar las variables de diseño que puedan afectar el desempeño de la inyección cíclica de vapor con espumas mediante una revisión bibliográfica.
- Construir un modelo de yacimiento estratificado que permita realizar una simulación numérica de la técnica de inyección cíclica de vapor con espumas a través del Software STARS de la Compañía CMG® Ltda.

- Determinar el mejor esquema de inyección con base en un análisis de sensibilidad de las variables de diseño con el fin de estudiar su incidencia sobre el factor de recobro y la relación vapor-aceite.

2. Marco de referencia

2.1 Inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor es un proceso de recobro mejorado que consiste en el suministro de energía térmica al yacimiento mediante la inyección alternada de vapor de agua a través del pozo productor. Este proceso consta de tres etapas como se observa en la figura 1: inyección, remojo y producción.

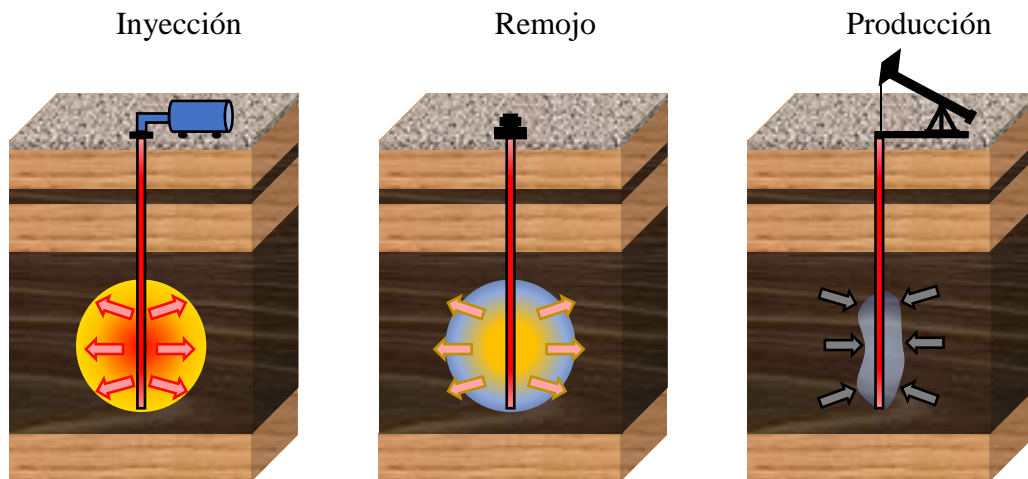


Figura 1. Etapas de un proceso de inyección cíclica de vapor. Adaptado de Ardila, K., Rodríguez, R., Muñoz, S. y Rodríguez, A. (2015). Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil. Revista Fuentes, 13(1), 33-45.

- En la etapa de inyección el vapor es inyectado a la formación a una tasa y presión determinada.
- En la etapa de remojo el pozo es cerrado por unos días para permitir que el vapor transfiera su calor latente al aceite contactado y de esta manera disminuir su viscosidad.
- En la etapa de producción el pozo es abierto para producir el agua resultado de la condensación del vapor y el aceite que fue calentado.

Estas tres etapas del proceso constituyen un ciclo de inyección. En cada uno de estos, el pozo produce inicialmente a una tasa aumentada debido a la disminución de la viscosidad que sufre el aceite al calentarse; sin embargo, esta producción empezará a declinar a medida que el efecto de la temperatura del vapor termina hasta llegar a un punto en donde ya no es rentable. De esta manera, un siguiente ciclo debe implementarse para obtener de nuevo un incremental de aceite. El petróleo recuperado será cada vez menor como se observa en la figura 2, como consecuencia de la caída de presión del yacimiento.

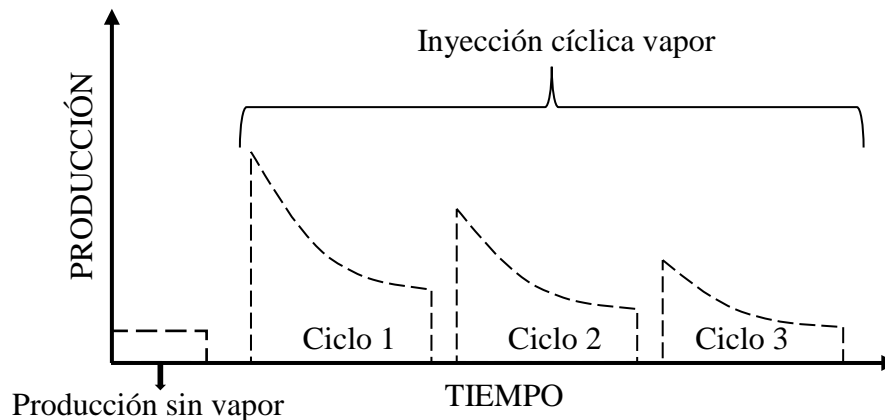


Figura 2. Respuesta típica en un proceso de inyección cíclica de vapor. Adaptado de: Alvarado, D. y Banzér, C (2002). Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas, Venezuela.

La popularidad de la inyección cíclica de vapor radica principalmente a su fácil aplicación, su baja inversión inicial y su rápido retorno. Los resultados del tratamiento se pueden observar en pocas semanas, en contraste con los métodos de recobro de tipo desplazamiento en los cuales pueden pasar meses sin notarse un aumento en la producción (Alvarado y Banzér, 2002).

Un índice frecuentemente utilizado en la evaluación de proyectos de inyección cíclica de vapor es la relación vapor-aceite conocido comúnmente como SOR por sus siglas en inglés (*Steam Oil Ratio*). Esta relación se define como el volumen de vapor inyectado (expresados en barriles de agua equivalentes) requerido para producir un barril de aceite (Chu, 1987). El límite económico del SOR puede variar dependiendo del costo del combustible usado para generar vapor y el precio del petróleo. Entre más bajo sea el valor del SOR más rentable es el proceso, ya que esto indicaría que se requiere una menor cantidad de vapor para producir un barril de petróleo (Curtis et al., 2003).

$$SOR = \frac{\text{Bbbs de agua equivalente (vapor inyectado)}}{\text{Bbbs de petróleo producido}} \quad (1)$$

2.1.1 Mecanismos de recuperación. El incremental obtenido en un proceso de inyección cíclica de vapor es debido al decrecimiento sustancial de la viscosidad del crudo ocasionado por las grandes temperaturas alcanzadas en yacimiento. A su vez, se logra un incremento en la expansión térmica del aceite aumentando su saturación y su permeabilidad relativa (Ahmed y Meehan, 2012). Por otro lado, el requerimiento esencial para el éxito de esta técnica es una fuente de energía natural que empuje o desplace el aceite hacia el pozo productor. Esta energía puede estar disponible en la liberación del gas en solución y la expansión de la roca y los fluidos debida a la reducción de la presión del yacimiento (Green y Willhite, 1998).

2.1.2 Screening de aplicación. Para evaluar si un proceso de inyección cíclica de vapor es apropiado para un determinado campo es necesario tener en cuenta ciertas consideraciones ya que no todo tipo de yacimiento de crudo pesado es apto para el proceso. En la tabla 2 se presenta un screening de aplicación para los procesos de inyección cíclica de vapor.

Tabla 2

Screening de aplicación de la inyección cíclica de vapor.

Parámetros	Valor
Gravedad API	8-35 ° API
Viscosidad	10 ³ – 10 ⁶ cp
Saturación de aceite	>50%
Presión	400 - 1.500 psi
Espesor	20 - 150 ft
Permeabilidad	>250 md
Profundidad	400 – 3.000 ft

Nota: Adaptado de Dickson, J., Leahy, A. y Wylie, P. (2010). Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. SPE 129768.

La profundidad de la formación es uno de los parámetros más importantes en un proceso de inyección de vapor debido a que está directamente relacionado con las pérdidas de calor en el pozo. El hecho de tener un yacimiento a una gran profundidad implica que habrá un mayor recorrido del vapor entre el cabezal del pozo y la cara de la formación, resultando en grandes pérdidas de calor y la necesidad de generadores más potentes.

2.1.3 Problemas asociados a la ineficiente distribución del vapor. En un proceso de inyección cíclica de vapor se espera que el fluido inyectado en el yacimiento contacte la mayor cantidad de aceite posible; aun así, ciertos parámetros de yacimiento y de los fluidos involucrados no permiten que se den estas condiciones dando como resultado una ineficiente distribución del

vapor y con esto un mal desempeño de la técnica. Los problemas que se pueden obtener son principalmente los fenómenos de *overriding* y canalización.

2.1.3.1 Overriding. Este fenómeno ocurre cuando el vapor inyectado fluye al tope del yacimiento formando una acumulación de este solo en la parte superior como se observa en la figura 3. De esta manera, se obtiene una ineficiente eficiencia de barrido vertical y una poca cantidad de aceite contactado.



Figura 3. Fenómeno de *overriding* en una inyección cíclica de vapor. Idea adaptada de Hirasaki G. J. (1989). *The Steam-Foam Process*. doi:10.2118/19505-PA.

El *overriding* es originado principalmente por el efecto de la gravedad y por la diferencia de densidades y viscosidades entre el vapor y el aceite. El vapor de agua tiene una densidad y una viscosidad más bajas comparadas con las del aceite. Por lo tanto, al incluir el efecto de la gravedad el vapor fluye preferencialmente hacia la parte superior de la formación mientras que el aceite, más denso y viscoso, se queda en el fondo de esta. Ciertos parámetros de yacimiento como un ángulo de buzamiento considerable y una permeabilidad vertical alta también influyen en el desarrollo del *overriding*.

2.1.3.2 Canalización. Este fenómeno se da cuando el fluido inyectado al yacimiento entra solo por determinadas zonas de la formación creando canales preferenciales de flujo y una ineficiente eficiencia de barrido vertical como se muestra en la figura 4.

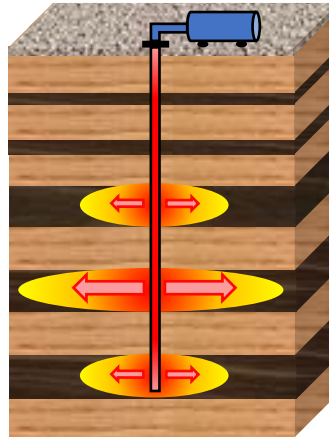


Figura 4. Canalización en un yacimiento estratificado bajo inyección cíclica de vapor. Idea adaptada de Hirasaki G. J. (1989). *The Steam-Foam Process*. doi:10.2118/19505-PA.

La canalización del vapor es originada por la presencia de zonas de alta permeabilidad por donde hay un mayor flujo de vapor. De esta manera, se dejaría una gran cantidad de aceite no contactado en zonas de baja permeabilidad. Las zonas de alta permeabilidad pueden ser dadas por: (a) estratificación del yacimiento con un gran contraste de permeabilidad entre las diferentes capas, (b) heterogeneidad del yacimiento con una variación areal y vertical de permeabilidad, (c) fracturas naturales e inducidas y (d) permeabilidad direccional (Villamizar y Yatte, 2008).

2.2 Implementación de espumas en procesos de inyección de vapor

Si en un proceso de inyección de vapor se presentan problemas de *overriding* y/o canalización se tiene como alternativa el uso de espumas para mejorar la eficiencia de barrido vertical y de esta manera corregir la ineficiente distribución del vapor.

Cuando se presentan problemas de *overriding* las espumas funcionan como un agente de control de movilidad aumentando la resistencia al flujo y generando un frente de desplazamiento más estable. En casos de canalización, las espumas bloquean los canales preferenciales de flujo desviando el vapor hacia zonas no contactadas como se muestra en la figura 5.

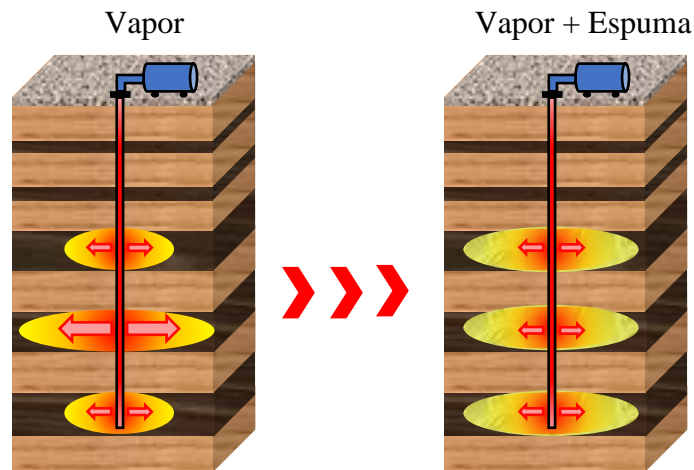


Figura 5. Efecto de la espuma en un yacimiento estratificado con problemas de canalización de vapor. Idea adaptada de Hirasaki G. J. (1989). *The Steam-Foam Process*. doi:10.2118/19505-PA.

El primer indicador de la efectividad de un proceso de inyección de vapor con espuma es el aumento de la presión de inyección porque indica la reducción de la movilidad del vapor. Al reducirse la movilidad tiene que aumentarse la presión de inyección para poder introducir el fluido al yacimiento. Otros indicadores de la efectividad de la espuma son el mejoramiento del perfil de inyección, el aumento de la producción y la reducción del SOR (Hirasaki, 1989).

Una de las mayores ventajas en un proceso de inyección de espumas es que no generan un daño permanente al medio poroso debido a que poseen tiempos de vida media relativamente cortos, a pesar de esto, su mayor desventaja radica en ser una tecnología muy compleja a nivel químico y operacional. A su vez, en yacimientos con una buena permeabilidad vertical y/o fenómenos de

flujo cruzado es ineficiente bloquear capas de alta permeabilidad puesto que el vapor retornaría a dichas capa cuando profundice más en la formación.

2.2.1 Generalidades de la espuma. Raza (1970) define a la espuma como “una dispersión de un volumen relativamente grande de gas en un pequeño volumen de líquido” (p. 329). En otras palabras, una espuma es un grupo de burbujas de gas separadas por láminas de líquido. La lámina de líquido que rodea las burbujas de gas se conoce como lamella y el punto de unión compuesto por tres lamellas formando un ángulo de 120° es llamado borde de plateau (Holstein, 2007). Dentro de las propiedades más importantes de la espuma se encuentra la calidad y la textura: la calidad mide la cantidad de gas presente en el volumen total y la textura hace referencia al tamaño promedio de las burbujas de gas.

La espuma es formada cuando un líquido con una pequeña concentración de surfactante u otro agente espumante entra en contacto con un gas y la suficiente energía mecánica para la creación de la espuma (Green y Willhite, 1998). El uso de surfactante es importante para la estabilidad de las espumas debido a que este agente espumante se ubica en la interfase liquido-gas y reduce notablemente la tensión superficial impidiendo la separación de las fases y por ende la destrucción de la espuma.

2.2.2 Flujo de espuma a través del medio poroso. Rossen (1996) describe a la espuma en el medio poroso como microburbujas individuales de gas separadas por una lámina de líquido que une las paredes de los poros formando una partición líquida entre las burbujas. De esta forma, la espuma se propaga como un tren de burbujas separadas unas de otras por una pequeña película de líquido como se observa en la figura 6.

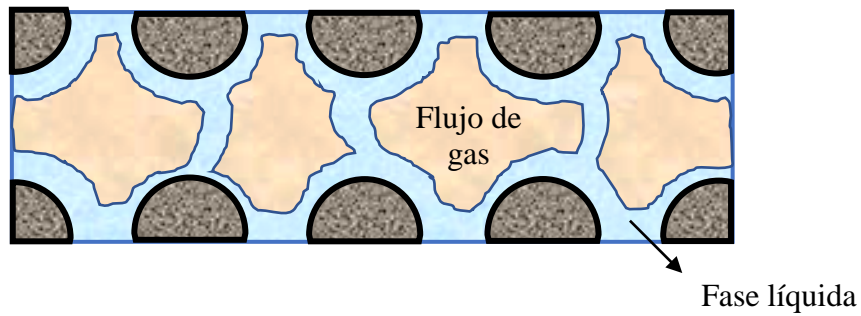


Figura 6. Flujo de espuma en el medio poroso. Adaptado de: Holstein, E. D. (2007). Reservoir Engineering and Petrophysics. En Lake, L. W. (Ed.). Petroleum Engineering Handbook. Volumen 5. Richardson, Texas, Estados Unidos.

Patton, Holbrook y Hsu (1983) afirman que la espuma se comporta como un fluido pseudoplástico basándose en pruebas experimentales que evidenciaron el decrecimiento de la viscosidad aparente frente a un aumento del esfuerzo cortante. De esta manera, en zonas de alta permeabilidad en donde hay una menor resistencia al flujo la espuma adquiere bajos esfuerzos de corte y en consecuencia una mayor viscosidad que ocasiona finalmente el bloqueo y desvío de fluidos hacia zonas menos permeables. Por otra parte, en zonas menos permeables en donde hay mayores resistencias de flujo se generan altos esfuerzos de corte y por lo tanto menores viscosidades y una mayor facilidad de flujo.

La espuma en el medio poroso logra el bloqueo y/o control de movilidad debido a la reducción de la permeabilidad relativa al gas y al aumento de la viscosidad aparente. La reducción de la permeabilidad relativa al gas se da gracias al atrapamiento de las burbujas de gas en las gargantas de poro cuando no existe la suficiente presión para el flujo de la espuma. Asimismo, el aumento de la viscosidad aparente es consecuencia del arrastre originado en la propagación de la lámina de líquido o lamella a través del medio poroso.

Kovscek y Radke (1994) afirman que en el medio poroso las espumas se pueden crear mediante tres mecanismos: *snap-off*, división de lamellas y *leave behind*. En la figura 7 se pueden observar estos mecanismos.

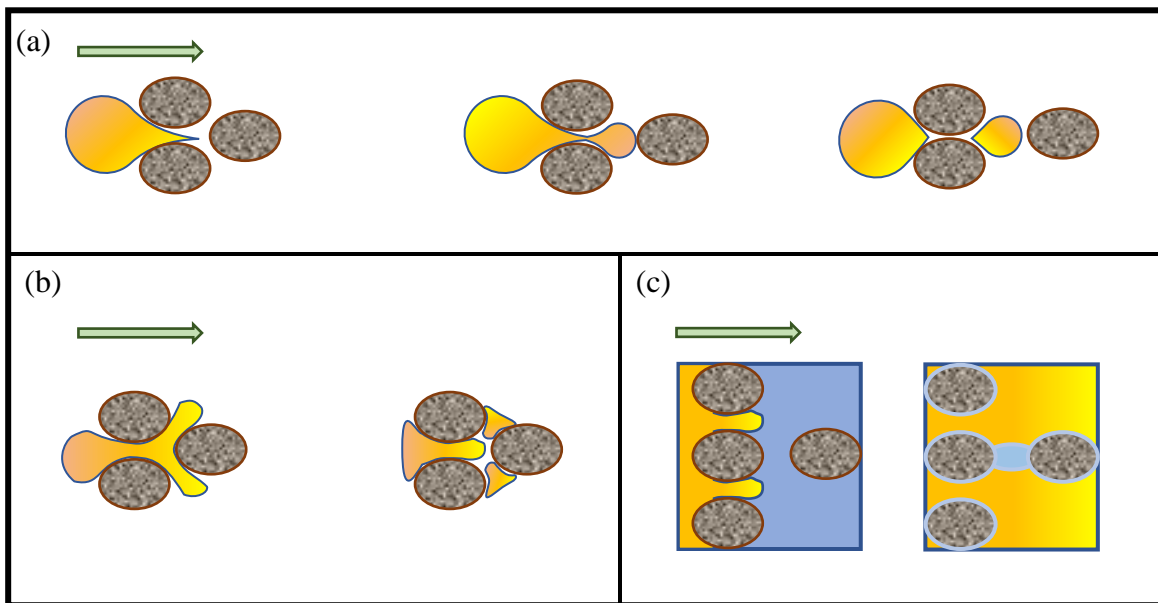


Figura 7. Mecanismos de creación de la espuma en yacimiento: (a) *snapp-off*, (b) división de lamellas y (c) *leave behind*. Adaptado de: Kovscek, A. R. y Radke, C. J. (1994). *Fundamentals of Foam Transport in Porous Media*. Berkeley, California, Estados Unidos

- *Snap-off*: Se presenta cuando una porción de gas pasa por una garganta de poro que inicialmente está cubierta de líquido. Al existir un gradiente de presión, el líquido es forzado a salir de la garganta del poro estrangulando la burbuja de gas. De esta forma, parte del gas queda atrapado dentro de una lámina de líquido formando otra lamella.
- División de lamellas: Ocurre cuando una lamella en movimiento encuentra una ramificación de flujo que ocasiona su rompimiento y da lugar a dos flujos diferentes con dos burbujas nuevas de espuma.

- *Leave behind*: Se lleva a cabo cuando dos flujos de gas invaden de forma adyacente un medio poroso saturado de líquido, creando una lamella en la garganta entre los dos poros.

A su vez, Kovscek y Radke (1994) describen a la succión capilar y la difusión de gas como mecanismos que provocan la coalescencia o destrucción de las espumas. Asimismo, el efecto de la gravedad junto con la diferencia de densidades vapor-líquido puede ocasionar una separación de las fases que podría inducir el colapso de la espuma.

2.2.3 Factores que pueden afectar la estabilidad de las espumas.

2.2.3.1 Fenómeno de condensación y evaporación. Al momento de formarse la espuma, su estabilidad está limitada por los fenómenos de condensación y evaporación debido a efectos de la presión (Falls, Lawson y Hirasaki, 1988).

Las burbujas pequeñas experimentan una mayor presión que ocasiona una condensación de agua en su interior y por consiguiente una disminución en su tamaño. En cambio, las burbujas grandes poseen una menor presión que provoca una evaporación del líquido alrededor y un aumento en su tamaño. De esta manera, sucede una transferencia de masa desde las burbujas pequeñas hasta las burbujas grandes hasta llegar al colapso de la espuma.

El uso de gases no condensables como el nitrógeno ayuda a evitar el colapso de la espuma por los fenómenos de condensación y evaporación. Con la suficiente cantidad de gas no condensable, la condensación parcial de la burbuja causará un cambio en la fracción molar del vapor de agua y esto podría estabilizar las burbujas ante estos problemas (Hirasaki, 1989). Espumas formuladas con un 0,5 % molar de nitrógeno redujeron la movilidad del vapor, incrementaron la temperatura del yacimiento e incrementaron la eficiencia de barrido vertical en el campo Kern River demostrando así la efectividad del uso de gases no condensables (Falls, Lawson y Hirasaki, 1988).

2.2.3.2 Temperatura del vapor. Los agentes espumantes empleados en un proceso de inyección de vapor con espumas se ven afectados debido a las altas temperaturas alcanzadas en la operación. En una reacción química, la velocidad de reacción se puede expresar como la velocidad de desaparición de los reactivos o de formación de los productos (Fogler, 1999). Generalmente, un gran incremento en la temperatura aumenta la velocidad de reacción y por lo tanto afecta considerablemente la degradación térmica de los agentes espumantes (Shen et al., 2015).

Debido a la degradación térmica, la aplicación de espumas en procesos de inyección de vapor busca el uso de surfactantes que tengan una alta estabilidad térmica en periodos extensos de tiempo bajo las condiciones del proceso. Esto restringe la elección del tipo de surfactante a solo los grupos con cabeza hidrofílica, principalmente los tipos sulfonatos. La mayoría de los surfactantes tipo sulfonato han demostrado una resistencia razonable de varios días a varios meses a temperaturas mayores a 572 °F (Delamaide et al., 2016).

2.2.3.3 Saturación de aceite. El contacto de una espuma convencional con aceite tiende a disminuir su estabilidad y viscosidad aparente, sin embargo, la saturación de aceite crítica dependerá del diseño del agente espumante. Una espuma bastante sensible podría romperse a saturaciones de aceite del 20% (Sandoval y Franco. 2010).

Esta limitación podría resultar beneficiosa en procesos de inyección de espumas para bloqueo de zonas, ya que de esta manera la espuma no causaría daño en las zonas de interés con altas saturaciones de aceite móvil que antes no eran contactadas por el vapor sin presencia de espumas, sino que sería más estable en aquellas zonas donde las saturaciones de crudo son bajas después del paso del vapor previo al proceso. La tolerancia de las espumas a la presencia de aceite es mejorada usando surfactantes con flúor y aditivos especiales (Sandoval y Franco. 2010).

2.2.4 Tipos de inyección de espuma. La manera de inyectar la espuma está estrechamente relacionada con la forma en que esta se genera. La espuma se puede generar antes de que entre al yacimiento o ser formada *in-situ*.

2.2.4.1 Espuma preformada. En este tipo de inyección la espuma es generada antes de entrar en el medio poroso. Puede ser formada en diferentes lugares: (a) en un generador en superficie antes de entrar al pozo, (b) cuando el flujo baja a través de la tubería (algunos casos por el espacio anular) y (c) en la zona de los perforados antes de entrar a la formación donde es necesario el uso de dos tuberías para que cada una lleve un fluido (vapor inyectado y solución de surfactante) o en su caso, utilizar el espacio anular para trasportar alguno de ellos (Matías, 2011).

Las espumas preformadas desarrollan un alto FRM (factor de reducción de movilidad) tan pronto como se entra en contacto con el medio poroso. La presión de inyección requerida es alta debido a que el gradiente de presión crece considerablemente durante la inyección. Gracias al alto FRM de las espumas preformadas, estas son utilizadas para objetivos cercanos al pozo inyector y bajo ciertas condiciones puede bloquear completamente una determinada zona del medio poroso (Matías, 2011).

2.2.4.2 Coinyección. En este tipo de inyección la espuma es generada *in-situ* en el primer segmento de entrada del medio poroso (cerca del inyector) mediante la inyección simultánea de surfactante en solución y vapor. El método de coinyección puede ser intermitente o continuo. En el primer mecanismo, se inyecta de manera continua vapor y de manera intermitente surfactante, mientras que en el segundo el vapor y el surfactante son inyectados continuamente. Para ello, deben utilizarse sartas duales.

Aunque este tipo de espumas bloquea el medio poroso completamente igual que las espumas preformadas, su FRM no es tan alto en la región de entrada al medio poroso ya que la generación a gran escala de la espuma se presenta a una distancia alejada de la cara de la formación (Matías, 2011).

2.2.4.3 SAG (*Inyección alternada de surfactante y gas*). Este tipo de esquema consiste en la inyección alternada de surfactante en solución y gas (vapor). La espuma es generada en el yacimiento durante el drenaje del surfactante mediante el avance del vapor. Las espumas SAG se forman en cualquier zona en donde el surfactante haya invadido debido al contacto con el flujo del vapor, incluso desde la región de entrada a la formación. En este proceso se asegura el contacto del vapor en todas las zonas donde el surfactante invadió debido a su alta movilidad.

Este esquema de inyección es útil en casos en donde el objetivo principal es desplazar la espuma a una distancia grande o profunda dentro del medio poroso ya que se presenta un FRM (factor de reducción de movilidad) bajo (Matías, 2011).

2.3 Simulación de espumas

La simulación de espumas requiere de un modelo representativo y predictivo de las características de la espuma y su flujo a través del medio poroso. En consecuencia, diferentes modelos mecanísticos y empíricos han sido investigados en la literatura y también implementados en simuladores comerciales.

2.3.1 Modelo empírico. En este modelo el efecto de la espuma es expresado a través de un factor de reducción de movilidad que disminuye la permeabilidad relativa al gas como muestra la figura 8. Este factor depende de parámetros como la concentración de surfactante, saturación de aceite y número capilar. Asimismo, el modelo empírico asume una condición local de estado

estacionario y se equilibran la creación y coalescencia de las lamellas. Por lo tanto, el supuesto básico que se utiliza en este modelo es que los mecanismos de creación y coalescencia de la espuma se producen rápidamente en relación con el flujo, de manera tal que siempre que exista surfactante existe espuma (Abbaszadeh et al., 2014; *Computer Modelling Group*, 2017).

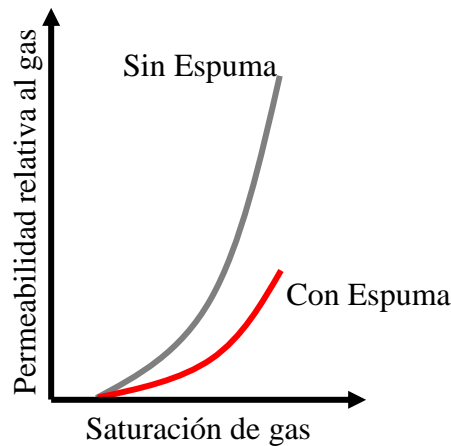


Figura 8. Efecto de la espuma en la permeabilidad relativa al gas en el modelo empírico. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda. (2018). User's Guide STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator, Apéndice D8. Calgary, Alberta, Canadá.

El modelo empírico desarrollado por CMG[®] reduce la permeabilidad relativa al gas por medio de la ecuación 2:

$$K_{rg}^f = K_{rg}^0 * FM \quad (2)$$

En donde:

K_{rg}^f = Permeabilidad relativa al gas con espuma.

K_{rg}^0 = Permeabilidad relativa al gas original.

FM = Factor de reducción de movilidad.

A su vez, el factor de reducción de movilidad es determinado por medio de la ecuación 3:

$$FM = \frac{1}{1 + FMMOB * F1 * F2 * F3 * F4 * F5 * F6 * F7} \quad (3)$$

FMMOB hace referencia al factor base de reducción de movilidad sin el impacto de los demás términos involucrados en la ecuación 3. Este término puede ser hallado en laboratorio por medio de la relación entre los deltas de presión originados por los flujos con y sin espuma en una prueba de desplazamiento como muestra la ecuación 4:

$$FMMOB = \frac{\Delta P \text{ con espuma}}{\Delta P \text{ sin espuma}} \quad (4)$$

Los demás términos involucrados en la ecuación 3 hacen referencia a los parámetros el comportamiento de la espuma como la concentración de surfactante, la saturación de aceite, el número capilar, etc. Estos términos se describen a continuación:

- F1 – Efecto de la concentración de surfactante.

$$F1 = \left(\frac{C_s}{FMSURF} \right)^{EPSURF} \quad (5)$$

En donde:

C_s = Concentración de surfactante en la celda.

$FMSURF$ = Concentración de surfactante crítica.

$EPSURF$ = Exponente para la contribución de la concentración de surfactante.

Nota: La espuma será débil si la concentración de surfactante en la celda se encuentra por debajo de la concentración crítica.

- F2 – Efecto de la saturación de aceite.

$$F2 = \left(\frac{FMOIL - So}{FMOIL - FLOIL} \right)^{EPOIL} \quad (6)$$

En donde:

So = Saturación de aceite en la celda.

$FMOIL$ = Saturación crítica de aceite.

$FLOIL$ = Saturación mínima de aceite.

$EPOIL$ = Exponente para la contribución por So .

Nota: Si So en la celda es mayor que $FMOIL$, la espuma colapsará totalmente o no se generará.

Si So en la celda es menor que $FLOIL$, el petróleo dejara de tener efecto perjudicial.

- F3 – Efecto reológico asociado al número capilar.

$$F3 = \left(\frac{FMCAP}{Nc} \right)^{EPCAP} \quad (7)$$

En donde:

Nc = Número capilar de la celda.

$FMCAP$ = Número capilar de la reología de referencia.

$EPCAP$ = Exponente para la contribución por Nc .

Nota: Las velocidades del gas que generen un Nc por encima de $FMCAP$ podrían conducir al colapso de la espuma.

- F4 – Efecto del número capilar para la generación de la espuma.

$$F4 = \left(\frac{FMGCP - Nc}{FMGCP} \right)^{EPGCP} \quad (8)$$

En donde:

Nc = Número capilar de la celda.

$FMGCP$ = Número capilar crítico.

$EPGCP$ = Exponente para la generación de la espuma por Nc .

Nota: Un Nc mayor a $FMGCP$ impide la formación de la espuma. $F4$ es la velocidad máxima a la que se puede generar la espuma.

- F5 – Efecto de un componente oleico.

$$F5 = \left(\frac{FMOMF - Xc}{FMOMF} \right)^{EPOMF} \quad (9)$$

En donde:

Xc = Fracción molar del componente.

$FMOMF$ = Fracción molar crítica del componente.

$EPOMF$ = Exponente para la contribución de un componente oleico.

En otras palabras, $F5$ provee el efecto adicional en detrimento de algunos componentes del petróleo en la estabilidad de la espuma.

- F6 – Efecto de la salinidad.

$$F6 = \left(\frac{Xw - FLSALT}{FMSALT - FLSALT} \right)^{EPOMF} \quad (10)$$

En donde:

Xw = Fracción molar del agua.

$FMSALT$ = Fracción molar crítica de sal.

$FLSALT$ = Fracción molar mínima de sal.

$EPOMF$ = Exponente para la contribución de la salinidad.

Nota: Por encima de la CMC la espuma no es sensible a la salinidad, en cambio, por debajo el aumento de la salinidad puede degradar la espuma.

- F7 – Efecto de la espuma seca.

$$F7 = 0,5 + \left(\frac{\tan^{-1}[EPDRY(Sw - FMDRY)]}{\pi} \right) \quad (11)$$

En donde:

Sw = Saturación de agua.

$FMDRY$ = Saturación de agua crítica.

$EPDRY$ = Exponente para la espuma seca.

Este efecto captura el impacto del aumento de la calidad de la espuma hasta llegar a una baja saturación de agua que provoca la destrucción de la espuma por succión capilar. $FMDRY$ es la saturación de agua por debajo de la cual la espuma se destruye (Abbaszadeh et al., 2014).

Dentro de las ventajas que posee el modelo empírico están la facilidad de uso y los cortos tiempos de simulación, no obstante, el modelo empírico no tiene la capacidad para modelar la densidad y la reducción de movilidad en función de la calidad de la espuma ni la degradación y generación ‘‘in-situ’’ de la misma (Computer Modelling Group, 2017).

2.3.2 Modelo mecánico. Este modelo se basa en la ecuación de balance poblacional que describe físicamente la generación y ruptura de lamellas en el medio poroso. La textura de la espuma también se puede definir como del número de lamellas presentes en el medio poroso por

unidad de volumen. En esta ecuación la tasa de cambio de la textura de la espuma depende de: (a) la velocidad de entrada y de salida de las lamellas, (b) la creación y destrucción de las lamellas y (c) la captura de las lamellas en dicha unidad de volumen. De esta manera, la movilidad del gas es expresada como una función de la textura de la espuma, la saturación de agua y otros factores.

Patzek (1985) propone la siguiente ecuación de balance poblacional:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi(S_f n_f + S_t n_t)) + \frac{\partial}{\partial x} (u_f n_f) - \phi S_g (R_G - R_c) = 0 \quad (12)$$

En donde:

- u_f es la velocidad Darcy de la espuma.
- n_f es la textura de la espuma fluyente y n_t es la textura de la espuma atrapada.
- S_f es la saturación de la espuma fluyente y S_t es la saturación de la espuma atrapada.
- S_g es la saturación de la fase gaseosa.
- R_G es el término cinético de generación de espuma y R_c es el término cinético de coalescencia de espuma.

De esta manera, se logra el modelamiento de la reducción de la movilidad y densidad en función de la calidad de la espuma, y a su vez, la degradación y generación de lamellas en el medio poroso; sin embargo, el modelo mecanístico implica grandes tiempos de simulación, presenta gran complejidad en la determinación de los parámetros de este y es difícil el seguimiento a la textura de la espuma que está definido por la dinámica de la generación y coalescencia de las lamellas.

Aunque existe una ecuación de balance poblacional, el modelo mecanístico de CMG® en su versión 2018 usa diez ecuaciones estequiométricas que modelan la creación y destrucción de lamellas en lugar de la ecuación de balance poblacional debido a su complejidad.

Computer Modelling Group (2017) recomienda utilizar este método solamente cuando sea estrictamente necesario representar la formación y destrucción de lamellas, así como el correcto modelamiento de la densidad de la espuma.

3. Metodología del proyecto

Este capítulo presenta la metodología utilizada para alcanzar los objetivos propuestos. Primero se selecciona el modelo más adecuado de simulación de espumas. Luego, se estudian las variables de diseño involucradas en el proceso. Para finalizar, se desarrolla la construcción de un modelo conceptual de simulación y se proponen los diferentes escenarios para la determinación del mejor esquema de inyección.

3.1 Selección del modelo de simulación de espumas

El alcance de este proyecto contempla el desarrollo de un modelo conceptual que permita evaluar las variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas. Por tal motivo, el modelo base de simulación que se plantea consiste en un yacimiento estratificado con cuatro arenas productoras e intercalaciones de arcilla que permita obtener grandes problemas de canalización bajo un esquema de inyección de vapor. Por consiguiente, es necesario la implementación de espumas que bloqueen la zona más permeable y desvíen el vapor hacia las demás zonas del yacimiento.

La característica más importante para tener en cuenta en la comparación de los modelos de simulación de espumas es el modelamiento de los siguientes aspectos: (a) la reducción de la movilidad del gas, (b) la generación y degradación de la espuma en yacimiento y (c) la densidad de la espuma en función de su calidad. A su vez, la facilidad de su ajuste y el tiempo de simulación son parámetros que también se deben tener en cuenta.

El modelo empírico logra la reducción de la permeabilidad relativa al gas mediante el uso del factor de reducción de movilidad FM (Martinsen y Vassenden, 1999). En cambio, el modelo mecanístico alcanza la reducción de la movilidad del gas en función de la calidad de la espuma modelada por la ecuación de balance poblacional (Falls, Hirasaki et al., 1988), en caso de CMG® se hace uso de diez reacciones que tratan de modelar el mismo efecto. En este aspecto, ambos modelos tienen la capacidad de modelar la reducción de la movilidad del gas y por lo tanto el bloqueo de las zonas más permeables.

Por otro lado, el modelo mecanístico es el único con la capacidad de representar la generación y degradación de la espuma (*Computer Modelling Group*, 2017); aun así, el modelamiento de este efecto cobra gran importancia si se pretende implementar una espuma de control de movilidad, ya que en estos casos es indispensable la representación de la evolución de la espuma a medida que avanza en el yacimiento. Como en el modelo base de simulación se requiere solo el bloqueo de la zona más permeable en la cara de la formación y el modelo empírico lo hace eficazmente mediante la reducción de la permeabilidad relativa al gas, no se hace necesario modelar la evolución de la espuma dentro del yacimiento.

A su vez, el modelo mecanístico es el único con la capacidad de representar la densidad de la espuma en función de su calidad; no obstante, el modelamiento de la densidad de la espuma es importante cuando se tienen yacimientos de gran espesor, ya que al no representarse correctamente

se tendrían problemas de segregación gravitacional en donde habría separación de fases (*Computer Modelling Group*, 2017). Con un espesor moderadamente pequeño no se tendrían estos problemas. Como el modelo base de simulación consta de 4 arenas productoras de poco espesor, al no modelarse la densidad de la espuma no se tendrían problemas de segregación y por lo tanto el modelo empírico también podría ser utilizado.

Para la simulación de espumas se requiere de una prueba de laboratorio que describa su comportamiento y de esta manera poder escalarlo a campo. En el modelo mecanístico, como CMG[®] hace uso de 10 ecuaciones para modelar la creación y destrucción de la espuma en yacimiento, los valores a escalar serían los involucrados en la cinética de las reacciones (la velocidad de reacción en laboratorio no sería igual a la de campo) y esto convertiría el ajuste del modelo en un proceso con alto nivel de dificultad que a su vez requiere mayor tiempo de simulación. Además, *Computer Modelling Group* (2017) afirma que el escalamiento de la velocidad de reacción siempre está sujeto a interpretación y la única manera de asegurar un buen modelamiento es ajustar datos reales de campo; por tal motivo, como este proyecto desarrolla un modelo conceptual de simulación, no es posible ajustar las ecuaciones del modelo mecanístico.

Por su parte, el modelo empírico no presenta muchos problemas para su ajuste ya que el escalamiento no es necesario, pues en este modelo solo ocurre una reducción en la permeabilidad relativa al gas (si se es estricto el único parámetro a escalar sería el relacionado con el número capilar).

Aunque a simple vista se puede notar que el modelo mecanístico es el más completo, es solo recomendable en casos en donde las desventajas del modelo empírico son de gran importancia, tales como el modelamiento de espumas de control de movilidad o en yacimientos de gran espesor que podrían traer problemas de segregación gravitacional (*Computer Modelling Group*, 2017).

El modelo empírico se usa frecuentemente en la industria por su facilidad de ajuste y bajo tiempo de simulación (Abbaszadeh et al., 2014; *Computer Modelling Group*, 2017). Por otra parte, sus desventajas de no poder modelar la generación, degradación y densidad de la espuma no afectan la representación que se quiere en la simulación del modelo base. Por tal motivo, se selecciona el modelo empírico como el más adecuado para el desarrollo de este proyecto.

3.2 Variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espuma

El enfoque primordial de este proyecto es la evaluación de las variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espuma mediante simulación numérica. En consecuencia, es de gran importancia realizar un estudio de las variables que puedan afectar el proceso y si es factible su evaluación mediante simulación numérica de yacimientos.

En general, en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas pueden intervenir las siguientes variables de diseño: facilidades de superficie para la inyección de vapor y espuma, el estado mecánico del pozo, el tipo de inyección de espuma, la presión y caudal de inyección de la espuma, ciclo de inicio de la inyección de espumas, el orden de inyección entre el vapor y la espuma, los tamaños de los baches de vapor y espuma, y la formulación de la espuma.

Las facilidades de superficie utilizadas en un proceso de inyección de vapor consisten en un sistema de generación de vapor, tuberías de flujo con materiales termorresistentes y aislantes utilizados para la reducción de pérdidas de calor, juntas de expansión para contrarrestar la dilatación y contracción de las tuberías, y los equipos involucrados en el tratamiento de agua de alimento del generador (León y Padilla, 2019).

Por otra parte, las facilidades utilizadas para la implementación de espumas dependen de la forma en que estas se inyecten, sin embargo, de forma general se necesitan bombas y tuberías para

el transporte de la formulación de la espuma (agua, surfactante y gases no condensables). Las espumas preformadas requieren de un generador de espuma, mientras que las generadas “*in situ*” solo requieren de las tuberías que transportan por separado el vapor y la formulación de la espuma (Matías, 2011).

Durante el diseño del estado mecánico del pozo es importante tener en cuenta la resistencia que deben tener las tuberías a las altas temperaturas del vapor, el aislante a utilizar para reducir las pérdidas de energía, las juntas de expansión y el tipo de inyección de espumas que determina si es necesario el uso de sartas duales.

En consecuencia, la selección y diseño de las facilidades de superficie y el estado mecánico del pozo dependen de las condiciones especiales de cada campo y los estándares de la compañía operadora. A su vez, este tipo de parámetros no son sensibles en la simulación numérica de yacimientos. Por consiguiente, se decide que el diseño de las facilidades de superficie y el estado mecánico del pozo no se tendrá en cuenta en este proyecto.

En otro orden de ideas, las espumas preformadas o de coinyección funcionan bien como agentes de bloqueo de zonas de alta permeabilidad en yacimientos con problemas de canalización. En cambio, cuando se quiere tener un alcance más profundo en el yacimiento y remediar problemas de *overriding* o ineficiente distribución del vapor el mejor desempeño lo muestra la metodología SAG. De esta manera, la selección del tipo de inyección de espuma depende de los objetivos que se quieran alcanzar en cada yacimiento (Matías, 2011).

Por su parte, el modelo empírico no es capaz de distinguir la diferencia entre una espuma preformada, coinyección o SAG, ya que asume una condición local de estado estacionario donde la creación y coalescencia de las lamellas ocurre relativamente rápido comparado con el flujo de

espuma en el medio poroso (Abbaszadeh et al., 2014). De esta manera, la espuma existirá siempre que el surfactante esté presente.

Por esta razón, se decide inyectar la espuma en coinyección con el vapor y no evaluar los diferentes tipos de inyección ya que el enfoque está en reproducir el bloqueo de zonas de alta permeabilidad, y el modelo empírico representa correctamente este efecto con la reducción de la permeabilidad relativa al gas por medio del FM sin tener que distinguir el tipo de inyección. Además, como ya se mencionó, el tipo de inyección de espumas depende del objetivo que se quiera alcanzar en cada uno de los yacimientos y el esquema de inyección.

Ahora bien, la implementación de espumas en procesos de inyección de vapor hace que el fluido inyectado adquiera una mayor viscosidad aumentando el requerimiento de presión de inyección para asegurar la entrada de los fluidos al yacimiento; sin embargo, esta presión no debe superar la presión de fractura, dado que podría generarse daño a la formación y así disminuir considerablemente el factor de recobro. Asimismo, en algunos campos no se cuenta con las facilidades necesarias para generar dicha presión. Por este motivo, no se tendrá en cuenta la variación de este parámetro pues depende de la disponibilidad individual de los equipos de cada campo y se decide implementar el mismo valor utilizado en la inyección cíclica de vapor.

Por otro lado, como se decide inyectar la espuma en coinyección con el vapor, el flujo en corriente del surfactante es fijado por el simulador con base a la tasa de inyección del vapor y la concentración de surfactante. Para la determinación de la tasa de inyección del vapor se procede a realizar un análisis de sensibilidad evaluando los efectos en el factor de recobro y la caída de presión del yacimiento.

Otra de las variables del proceso a tener en cuenta es el ciclo adecuado para iniciar la inyección de espumas. En efecto, el aumento en la recuperación final de petróleo en este tipo de procesos

está estrictamente ligado al ciclo en el que inicia la inyección de espumas. No obstante, empezar la inyección de espuma en ciclos tempranos puede representar un aumento de los costos que no justifican el incremental obtenido. Por lo tanto, es de suma importancia realizar una correcta selección de este ciclo para reducir los costos operacionales y optimizar la producción. De este modo, en este proyecto se evaluará mediante simulación numérica los diferentes ciclos en los cuales empezar la inyección de espumas.

En este tipo de procesos también es importante definir cuál es el orden de inyección más adecuado para obtener el mayor beneficio. Por ejemplo, en los campos venezolanos Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero se desarrollaron pruebas piloto de inyección cíclica de vapor con espumas donde se evaluaron diferentes esquemas de coinyección. En algunos pozos se tenían baches de vapor seguidos de espuma-vapor. En otros casos, luego de los baches vapor y espuma-vapor se terminaba con otro bache de vapor (Robaina y Ziritt, 1988; Méndez, Álvarez, Escobar, Colonos y Campos, 1992). De esta manera, se obtuvieron diferentes resultados en cada uno de los esquemas evidenciando que el orden de inyección puede afectar el desempeño de la técnica.

Por tal motivo, se tendrán en cuenta diferentes escenarios de coinyección en donde el bache de vapor preceda al de espuma-vapor o viceversa mediante simulación numérica de yacimientos. Además, se incluirá la evaluación de los tamaños de bache con la finalidad de determinar el mejor esquema de inyección de la técnica.

En lo referente a la formulación de la espuma, esta se encuentra constituida por la concentración y tipo de surfactante. La mejor manera de evaluar su efecto en el desempeño de la espuma es mediante pruebas de laboratorio que garantice un estudio más profundo del fenómeno. Un aumento en la concentración de surfactante puede garantizar un mejoramiento en la calidad de la espuma hasta un valor crítico por encima del cual ya no se obtenga un beneficio significativo y se recurra

a costos innecesarios. Por otro lado, cada tipo de surfactante obtendrá diferentes comportamientos como lo reportaron Robaina y Ziritt (1988) en las pruebas piloto de inyección cíclica de vapor con espumas en los campos venezolanos Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero donde evaluaron dos tipos de surfactantes a diferentes concentraciones.

Por esta razón, dentro del alcance de este proyecto no se evaluará el efecto de la formulación de la espuma debido a que puede ser determinada por pruebas de laboratorios y se decide tomar las propiedades del surfactante que están por defecto en CMG® y la concentración de surfactante correspondiente a la prueba de laboratorio utilizada para el ajuste del modelo de espumas.

Finalmente, la tabla 3 presenta un resumen de todas las variables de diseño descritas anteriormente contemplando la factibilidad de su simulación.

Tabla 3.

Variables de diseño de un proceso de inyección cíclica de vapor con espuma.

Variables de diseño que fueron consideradas para la simulación.	Variables de diseño que no fueron consideradas para la simulación.
<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo en el cual empezar la inyección de espumas. • Orden de inyección entre el vapor y la espuma. • Tamaño de los baches de vapor y espuma. 	<ul style="list-style-type: none"> • Facilidades de superficie y estado mecánico del pozo. • Tipo de inyección de espuma. • Presión y caudal de inyección de espuma. • Formulación de la espuma.

3.3 Desarrollo de un modelo conceptual de simulación

Se plantea elaborar un modelo de simulación conceptual estratificado de geometría radial en donde se pueda evaluar la técnica de inyección cíclica de vapor con espumas mediante el software STARS de CMG®. Un enmallado de geometría radial permite describir los fenómenos que ocurren

en las cercanías del pozo al modelar de una mejor manera el flujo de fluidos en esta zona. A su vez, los sistemas de enmallado radial tienen una mayor acogida para la representación de modelos de pozo (Sierra, Santafé, Ortiz y Piedrahita, 2007). Por consiguiente, este tipo de enmallado se toma como el más adecuado para el desarrollo del modelo debido a que en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas los cambios más significativos en cuanto a propiedades como presión, saturación y demás se presentan en las zonas cercanas al pozo.

Aunque este proyecto plantea la construcción de un modelo conceptual de simulación, se toman como referencia algunas de las propiedades de yacimiento pertenecientes a un campo de crudo pesado colombiano ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las cuales fueron reportadas por González y Pinilla (2009) en su tesis de pregrado.

El ajuste del modelo empírico para la simulación de espumas se lleva a cabo mediante una prueba de laboratorio que describa el comportamiento reológico de la espuma. Puntualmente, el simulador de CMG[®] requiere para el ajuste del modelo los datos de viscosidad aparente de la espuma a diferentes calidades. Por lo tanto, para el desarrollo de la simulación de espumas en este proyecto se recurre a los resultados experimentales obtenidos por Ma et al. (2013) en su investigación.

3.3.1 Modelo base de inyección cíclica de vapor.

3.3.1.1 Creación del grid. Se decide implementar un modelo con un área aproximada de 2,5 acres, tal como lo hicieron González y Pinilla (2009) en su tesis de pregrado donde redujeron el espaciamiento de los pozos a dicho valor con el objetivo de calentar la formación mediante procesos de inyección cíclica de vapor para una posterior implementación de inyección continua. A su vez, Trigos, Rueda, Rodríguez, Rivera y Naranjo (2013) evalúan diferentes escenarios para

la implementación de una inyección continua de vapor luego de simular una inyección cíclica en patrones de 2,5 acres. Por otro lado, Vega y Barrios (2011) refieren que en procesos de recuperación térmica se tienen espaciamientos típicos de 2-5 acres. La tabla 4 presenta las dimensiones utilizadas para la creación del grid.

Tabla 4.

Dimensiones para la creación de la malla de simulación.

Radio	190 ft
Área	2,6 acres
Espesor	130 ft
Divisiones en “r”	38
Divisiones en “Θ”	72
Divisiones en “K”	26

Para el desarrollo de la estratificación, la tabla 5 muestra las propiedades para cada capa con un tope de la formación en 1.920 ft de profundidad. En el modelo se tiene una porosidad del 28% y una permeabilidad en K de 206 md.

Tabla 5.

Propiedades de cada capa para el desarrollo de la estratificación.

Capa	Tipo de roca	Permeabilidad en i, j (md)	Espesor (ft)
1	Arena	10.000	25
2	Arcilla	0	10
3	Arena	1.000	10
4	Arcilla	0	10
5	Arena	780	30
6	Arcilla	0	10
7	Arena	1.200	35

Las propiedades térmicas de cada tipo de roca son resumidas en la tabla 6. Las conductividades térmicas de los fluidos son: (a) aceite con 2 BTU/ft*día*F, (b) agua con 8.6 BTU/ft*día*F y (c) gas con 1.2 BTU/ft*día*F.

Tabla 6.

Propiedades térmicas de las rocas.

	Arena	Arcilla
Compresibilidad a 948 psi	0.0005 1/psi	0.00003467 1/psi
Conductividad térmica	44 BTU/ft*día*F	40 BTU/ft*día*F
Capacidad calorífica	37.5 BTU/ft ³ *F	40 BTU/ft ³ *F

La figura 9 muestra el grid o malla de simulación creada mediante la herramienta *BUILDER* de CMG® Ltda.

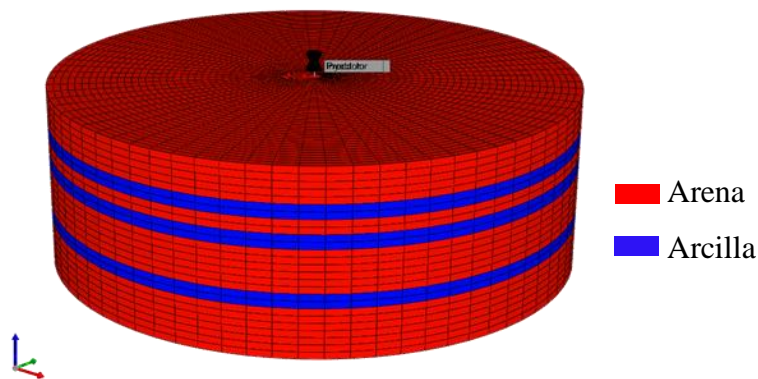


Figura 9. Malla de simulación desarrollada para el modelo. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

3.3.1.2 Modelo de fluidos. Debido a que no se cuenta con datos PVT para la representación de los fluidos del yacimiento se decide usar las correlaciones disponibles en CMG® para la

elaboración de un PVT sintético. La tabla 7 presenta los parámetros utilizados en el simulador para la creación del modelo de fluidos y la tabla 8 los cambios de la viscosidad del aceite con la temperatura.

Tabla 7.

Propiedades utilizadas para la creación del modelo de fluidos.

Modelo	Black oil
Temperatura del yacimiento	112 °F
Presión Inicial de referencia	948 psi
Presión de burbuja	500 psi
Gravedad API del crudo	12,8
Gravedad específica del gas	0.6
Viscosidad del aceite	4.030 cp
Salinidad del agua de formación	1.000 ppm
Compresibilidad del aceite	$5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Tabla 8.

Cambios de la viscosidad del aceite con la temperatura.

Temperatura (°F)	Viscosidad del aceite (cp)
90	9635,1
110	3009,8
140	743,5
150	498,3
200	94,0
250	25,8
300	9,0
400	1,7
500	0,5

Nota: Adaptado de *Computer Modelling Group* (2015). Modelo de simulación térmico usando *BUILDER* y *STARS*,

Tutorial.

El comportamiento obtenido en las diferentes propiedades del aceite se puede observar en las figuras 10 a 13.

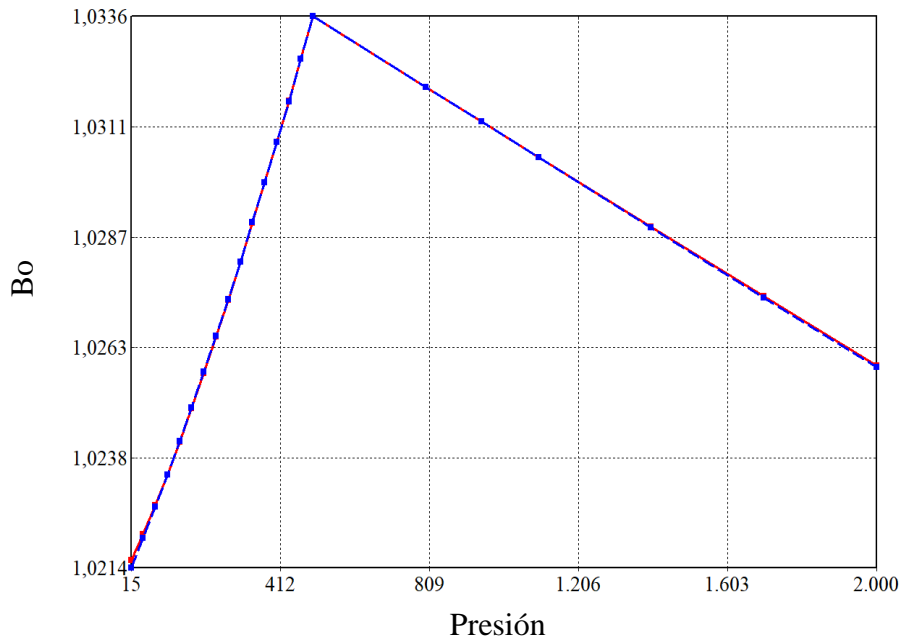


Figura 10. Factor volumétrico de formación del aceite vs presión. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

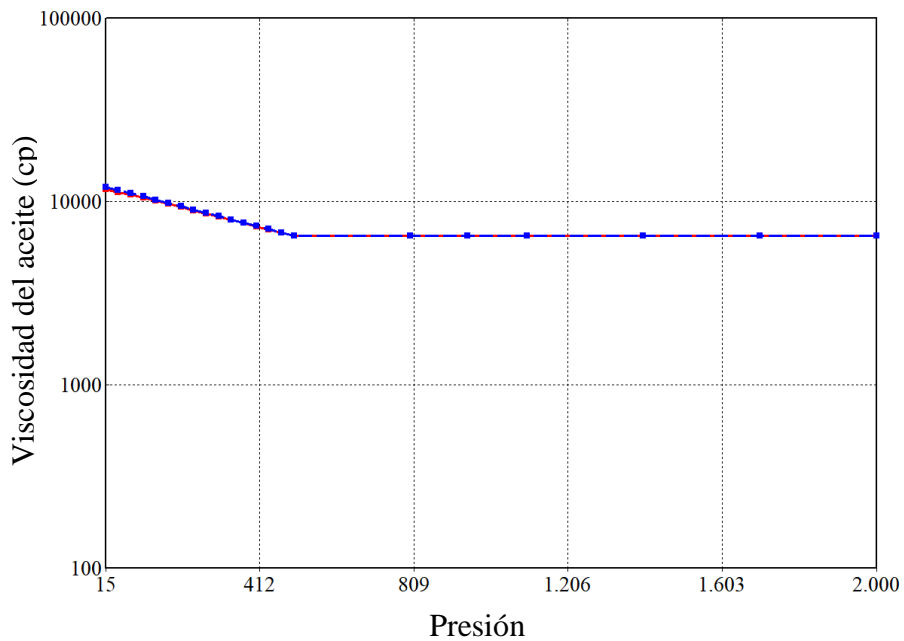


Figura 11. Viscosidad del aceite vs presión. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

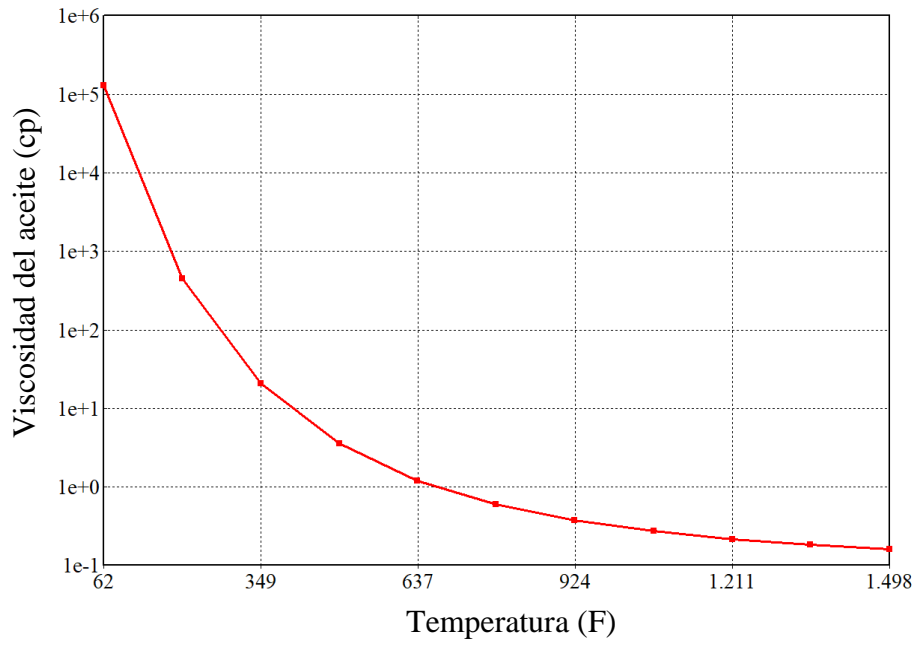


Figura 12. Viscosidad del aceite vs temperatura. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

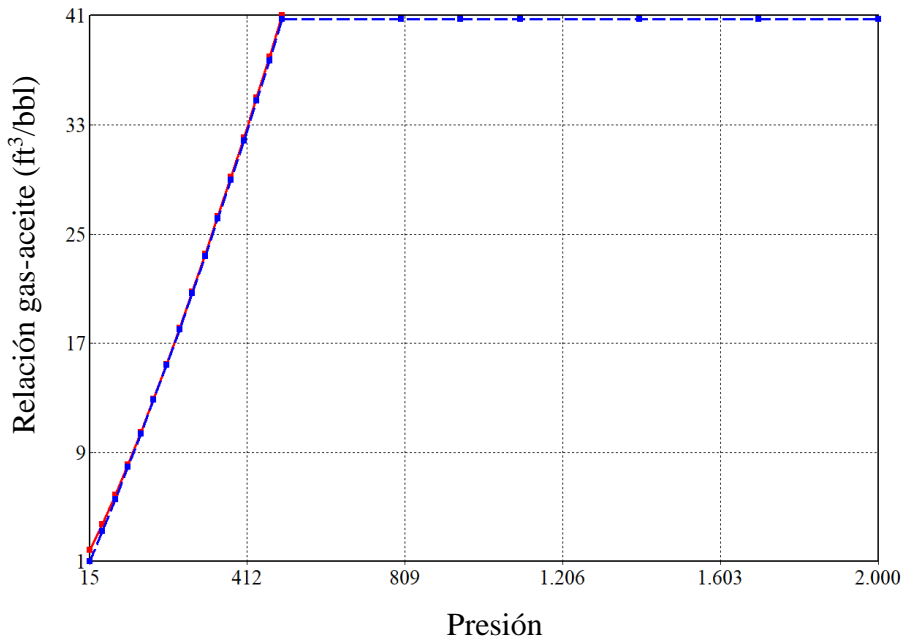


Figura 13. Relación gas-aceite vs presión. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

El modelamiento del factor volumétrico de formación del aceite, el punto de burbuja y la solubilidad del gas en el aceite fue desarrollado a través de la correlación de Standing; la compresibilidad del aceite fue estimada por la correlación de Glaso y, por último, la correlación de Beggs & Robinson fue utilizada para la evaluación de la viscosidad del aceite.

3.3.1.3 Curvas de permeabilidades relativas. Los datos para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas son generados mediante el uso de las correlaciones desarrolladas por Hirasaki que están incluidas en la herramienta *BUILDER* de CMG[®]. La tabla 9 presenta los diferentes *end points* y exponentes necesarios para el desarrollo de la curva de permeabilidades relativas agua-aceite que se muestra en la figura 14.

Tabla 9.

End Points y exponentes para la construcción de la curva de permeabilidades relativas agua-aceite.

Descripción	Valor
Saturación de agua connata	0,326
Saturación de aceite irreducible al agua	0,235
Permeabilidad relativa al aceite a condiciones de agua connata	1
Permeabilidad relativa al agua a condiciones de aceite irreducible	0,45
Exponente para la permeabilidad relativa al agua	2
Exponente para la permeabilidad relativa al aceite	2

Para las curvas de permeabilidades relativas gas-líquido se asume que no hay presencia de gas a condiciones iniciales del modelo ($S_g=0$), por tal motivo, el valor de permeabilidad relativa al aceite a condiciones de saturación de gas inicial no aplica para este modelo; a pesar de esto, como se implementa un proceso de inyección de vapor, se decide tener un valor de permeabilidad relativa

al gas a condiciones de líquido connato de 0,45 para el modelamiento de la movilidad del gas. Los exponentes para la permeabilidad relativa al gas y al aceite son 1,7 y 2,5 respectivamente. La curva construida se puede observar en la figura 15.

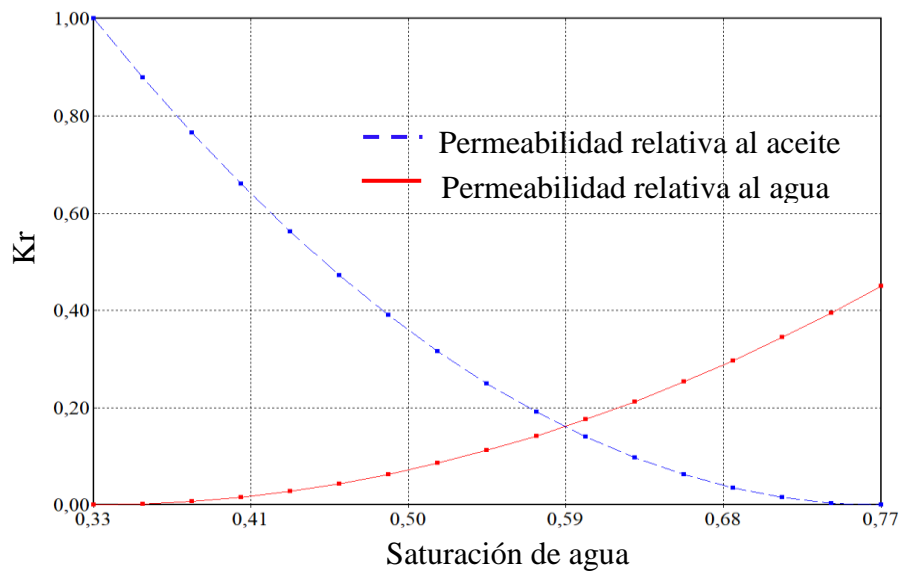


Figura 14. Permeabilidades relativas agua-aceite. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

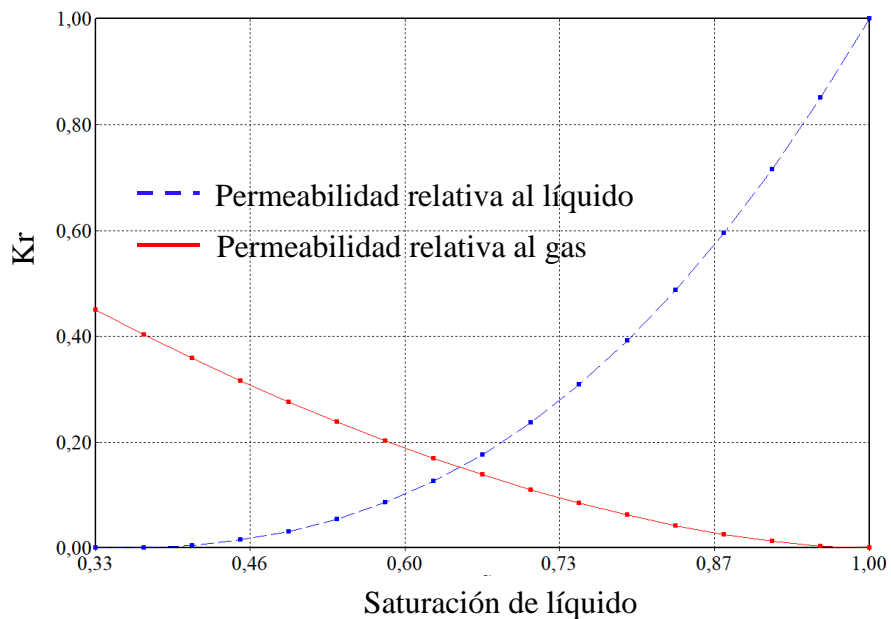


Figura 15. Permeabilidades relativas gas-líquido. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

3.3.1.4 Ubicación de los pozos. Como en un modelo de simulación en CMG® no es posible convertir un pozo de productor a inyector o viceversa, se hace necesario la creación de un pozo productor y un pozo inyector que perforan las mismas celdas. Estos pozos son ubicados en el centro del modelo.

3.3.1.5 Condiciones de operación para la producción en frío. En un campo de crudo pesado la producción en frío hace referencia a la recuperación de aceite lograda bajo las condiciones naturales del yacimiento sin la inyección de vapor. En este proyecto se decide evaluar la producción en frío por un periodo de un año en donde se sugiere no involucrar un control en la tasa de producción debido a que se quiere obtener la mayor cantidad de aceite recuperado bajo estas condiciones de alta viscosidad y poca movilidad.

Para determinar la presión de fondo fluyente (BHP) adecuada para este periodo se evalúan diferentes simulaciones con una BHP determinada para cada caso. Para realizar el análisis de sensibilidad de estos escenarios se tiene en cuenta principalmente el factor de recobro y la caída de presión, ya que el objetivo en un proceso de inyección cíclica de vapor es obtener altas tasas de producción sin depletar rápidamente al yacimiento y evitar que este se quede sin energía para producir. Se evaluaron valores de BHP en un rango de 100 a 700 psi. Las figuras 16 y 17 muestran los resultados del factor de recobro y la caída de presión respectivamente.

Un escenario óptimo es aquel que alcance un buen factor de recobro y que no permita una caída de presión tan grande. Al analizar los diferentes escenarios se puede observar, como era de suponerse, que a una menor BHP se obtiene un mayor factor de recobro y una mayor caída de presión debido a que se logra producir una mayor cantidad de fluidos.

Mientras que la BHP de 100 psi produce el mayor factor de recobro y la mayor caída de presión, la BHP de 700 psi logra el menor factor de recobro y la menor caída de presión. Bajo estas circunstancias, se descarta estas opciones de BHP debido a que suponen los dos extremos que no se quieren para la simulación del proceso.

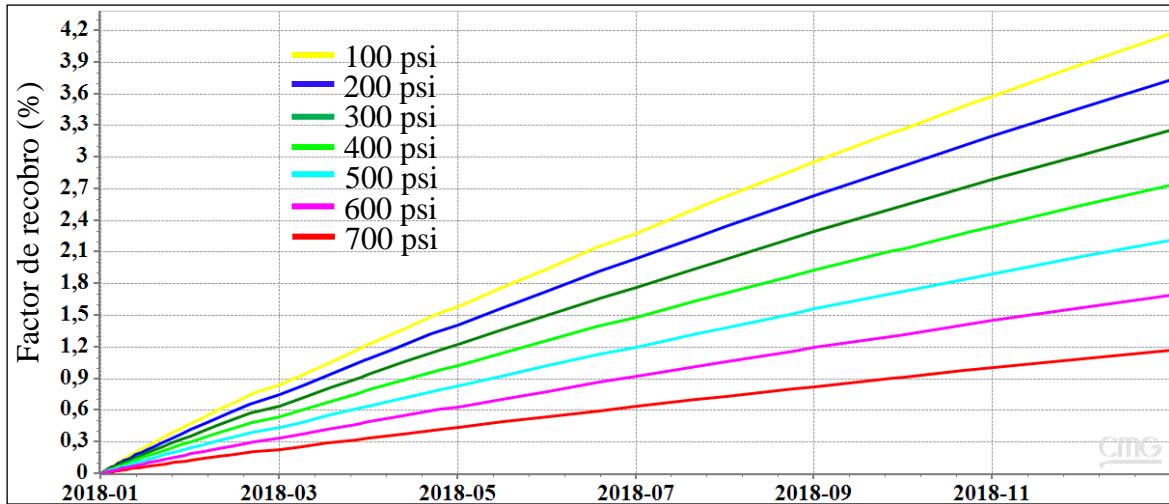


Figura 16. Factor de recobro vs tiempo en el análisis de sensibilidad de la BHP en la producción en frío. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

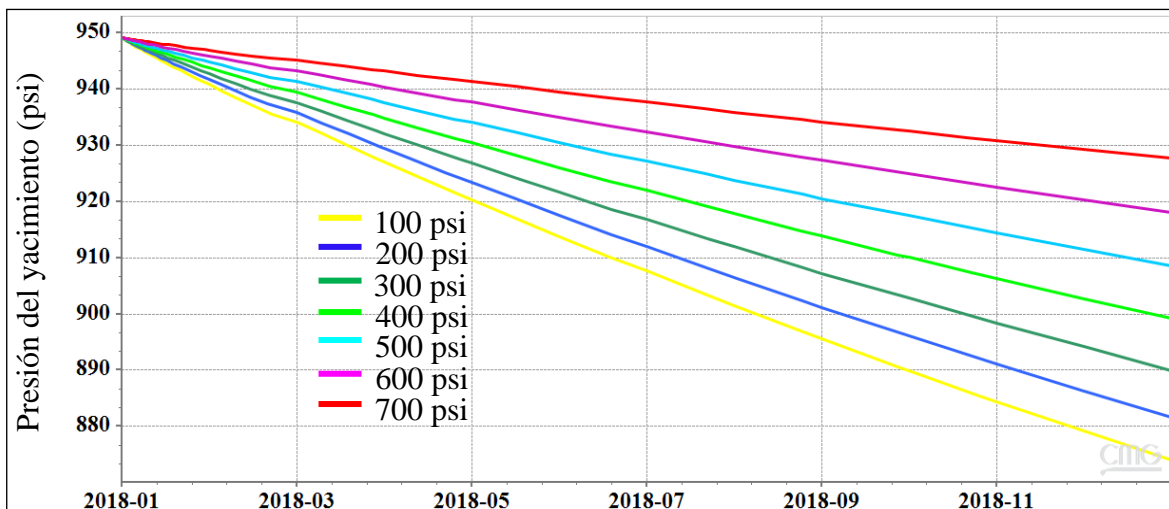


Figura 17. Presión de yacimiento vs tiempo en el análisis de sensibilidad de la BHP en la producción en frío. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

De este modo, se decide utilizar la BHP de 300 psi que obtiene uno de los mayores factores de recobro y una de las menores caídas de presión, logrando un factor de recobro cercano al 3,3% y una presión de yacimiento aproximada de 890 psi (con una presión inicial de 948 psi implica una caída de presión de 58 psi).

3.3.1.6 Tiempo de producción en cada ciclo. Para la evaluación del proceso de inyección cíclica de vapor con espuma, en el modelo de simulación se decide tener 3 ciclos de inyección por año; por lo tanto, el tiempo de producción de cada ciclo costa de 4 meses contando el periodo de inyección y los días de remojo.

3.3.1.7 Condiciones de operación para el pozo inyector. Para la determinación de los parámetros operacionales del pozo inyector se procede a realizar un análisis de sensibilidad en el que se varía presiones de inyección de 1.000, 1.200 y 1.400 psi junto con tasas de inyección de vapor de 500, 1.000 y 1.500 bbls/día. Las figuras 18-20 presentan los resultados obtenidos en el factor de recobro variando la presión de inyección en cada una de las tasas.

Como se puede observar en la figura 18, a una tasa de inyección de 500 bbls/día se obtienen tres curvas superpuestas evidenciando que en este caso no hay un efecto en la variación de la presión de inyección. Por otro lado, las figuras 19 y 20 muestran que la presión de 1.000 psi presenta el menor factor de recobro y no hay mucha diferencia entre los resultados obtenidos en las presiones de 1.200 y 1.400 psi. Para tener una mayor seguridad de no pasar la presión de fractura se decide tomar el valor intermedio de 1.200 psi como la presión de inyección adecuada para el proceso.

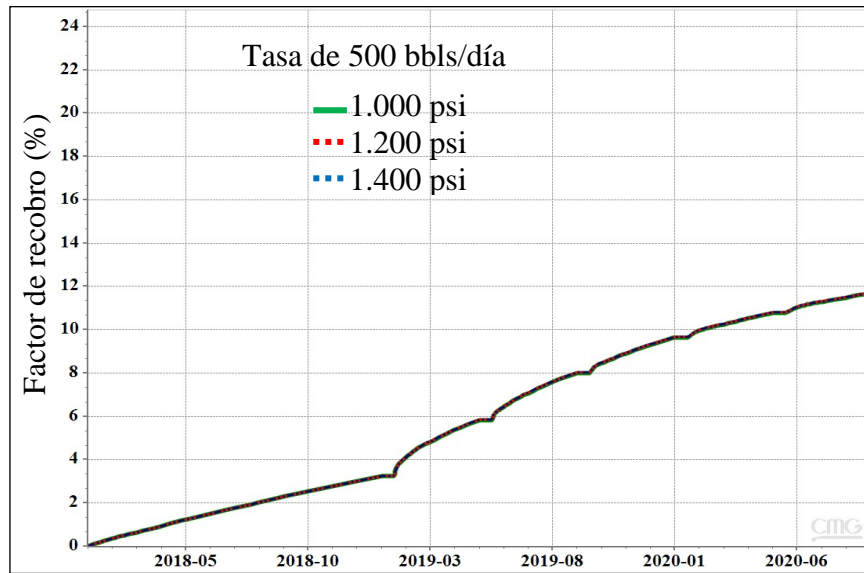


Figura 18. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección en la tasa de 500 bbls/día.

Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

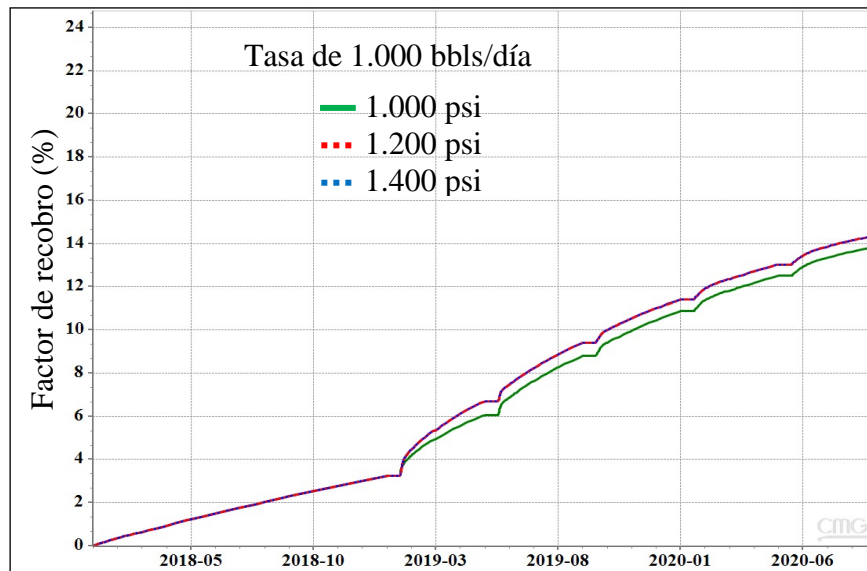


Figura 19. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección en la tasa de 1.000 bbls/día.

Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

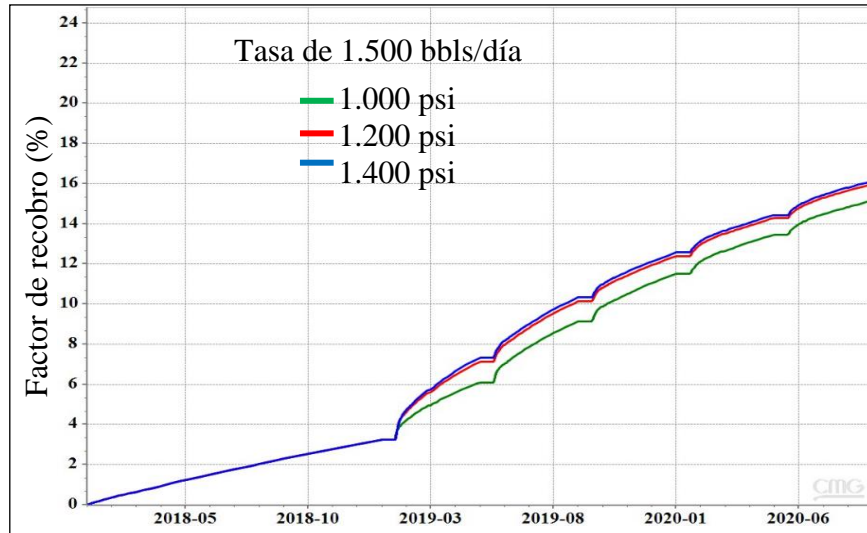


Figura 20. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección en la tasa de 1.500 bbls/día.

Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Para la evaluación de la tasa de inyección, se procede a evaluar las tasas de 500, 1.000 y 1.500 bbls/día a una presión de inyección de 1.200 psi. Las figuras 21 y 22 muestran los resultados obtenidos en el factor de recobro y la caída de presión del yacimiento respectivamente.

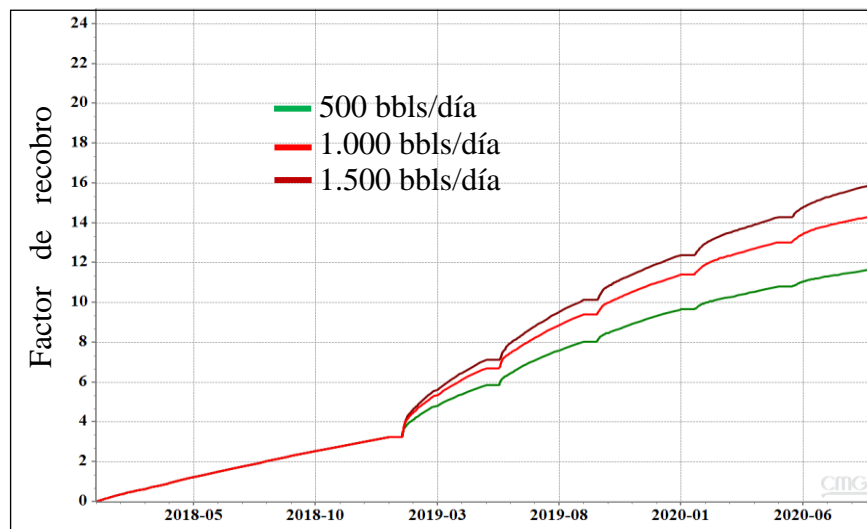


Figura 21. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección con una presión de inyección de 1.200 psi.

Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

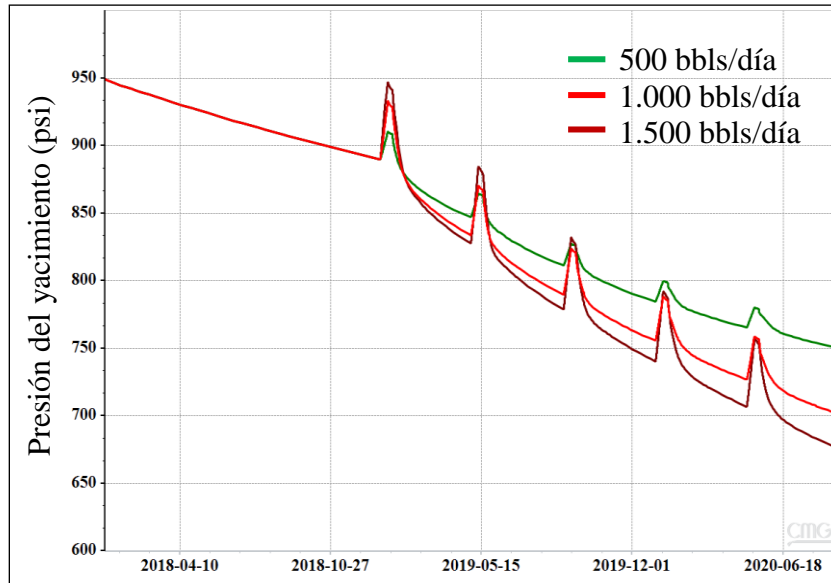


Figura 22. Caída de presión del yacimiento en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección con una presión de inyección de 1.200 psi. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

En la figura 21 se puede observar que a una mayor tasa de inyección se obtiene un mayor factor de recobro, sin embargo, la figura 22 evidencia que la mayor tasa de inyección presenta la mayor caída de presión. Por este motivo, se decide tomar el valor de 1.000 bbls/día debido a que presenta un comportamiento intermedio obteniendo un buen factor de recobro sin recurrir a una mayor caída de presión.

3.3.1.8 Condiciones de operación para el pozo productor durante los ciclos de inyección. Para la determinación de estos parámetros se recurre a un análisis de sensibilidad de la tasa de producción y para la BHP se decide dejar el valor de 300 psi seleccionado para la producción en frío. En primera instancia, se analiza la simulación del modelo base sin ningún control de tasa para conseguir la mayor producción posible durante 5 ciclos de inyección. En la figura 23 se puede observar el comportamiento de este escenario en la tasa de producción de aceite.

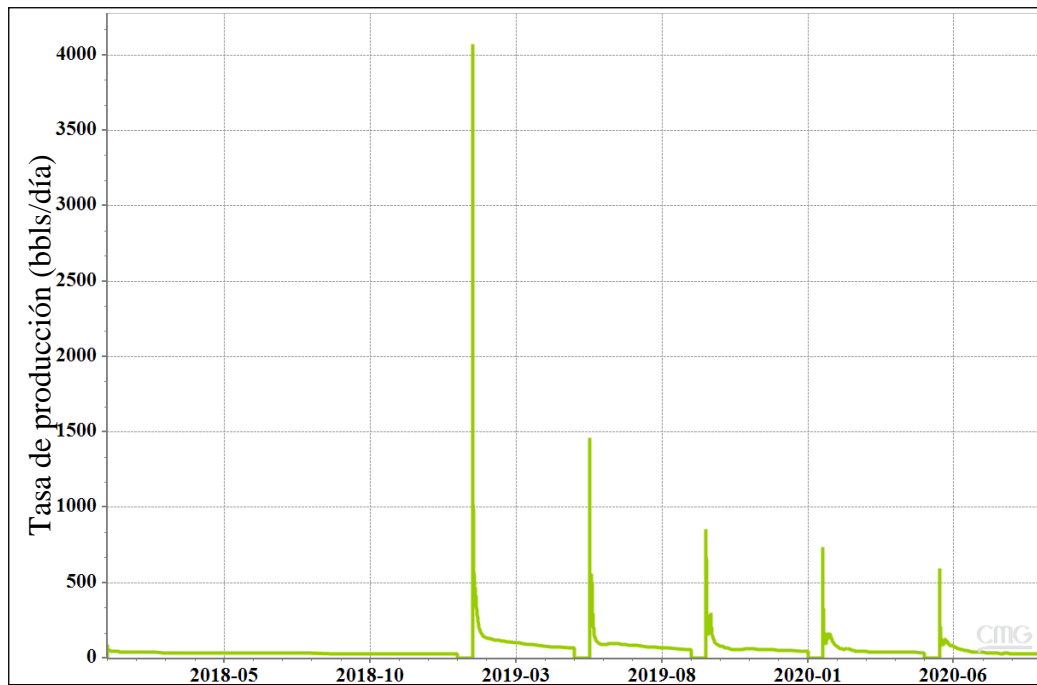


Figura 23. Tasa de producción vs tiempo en un escenario sin control de tasa. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

El resultado obtenido en la figura 23 no representa una curva de producción característica de un proceso de inyección cíclica de vapor, ya que se obtienen picos de producción altos e inmediatamente una drástica caída de los mismos. Por este motivo, se decide realizar un análisis de sensibilidad de la *constrain STL (Surface Total Liquid)* para controlar en conjunto la producción de aceite y agua y obtener el comportamiento deseado.

Se tienen en cuenta simulaciones con valores de STL de 500 bbls/día, 1.000 bbls/día y 1.500 bbls/día. En la figura 24 se puede observar el efecto de cada uno de estos valores en la tasa de producción de aceite y así poder encontrar la representación más adecuada de la inyección cíclica de vapor.

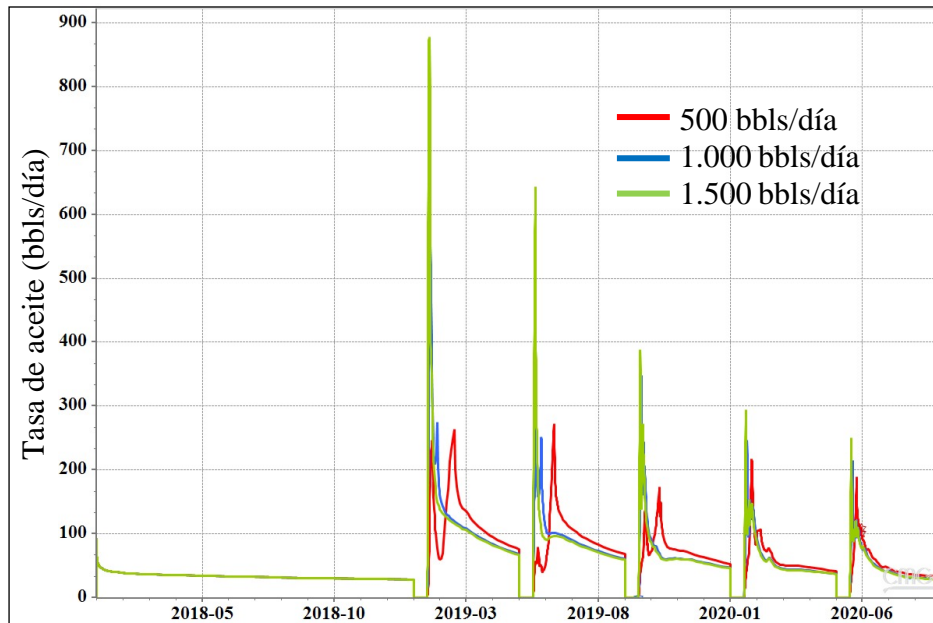


Figura 24. Tasa de aceite vs tiempo con diferentes controles de tasa. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Según la figura 24, la STL que mejor representa el comportamiento de la tasa de producción es la de 1.500 bbls/día. En este escenario no se obtienen picos tan altos en la producción como los observados anteriormente en la figura 23 ni tampoco una drástica caída en la producción que no es característica de una inyección cíclica de vapor. Por esta razón, se selecciona la STL de 1.500 bbls/día para la simulación del caso base.

3.3.1.9 Tiempo de remojo. Para el tiempo de remojo se realiza un análisis de sensibilidad para determinar su efecto en la producción incremental de petróleo en 5 ciclos de inyección. Se tiene los escenarios de tres, seis y nueve días de remojo. La figura 25 muestra los resultados obtenidos en la producción incremental de petróleo en cada uno de los escenarios.

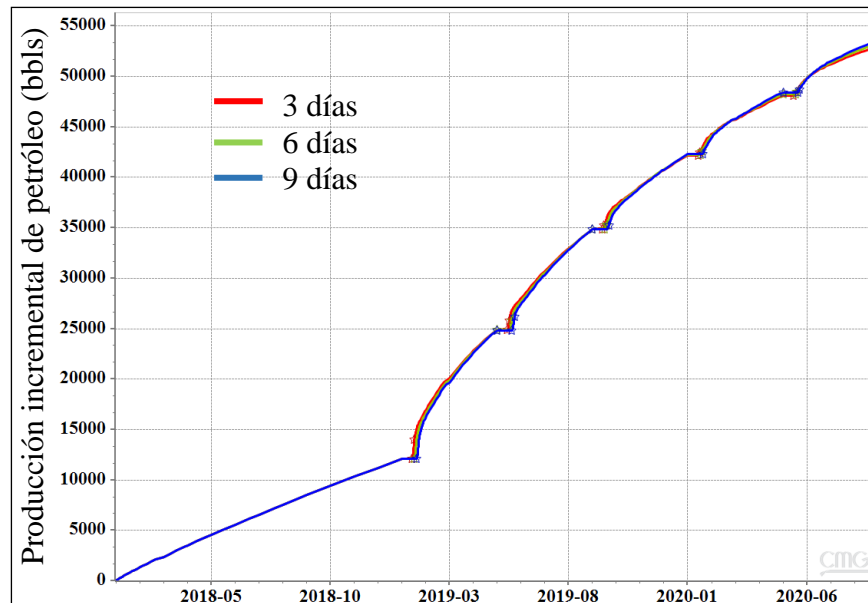


Figura 25. Análisis de sensibilidad del tiempo de remojo: Producción incremental. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Los tiempos de remojo de tres, seis y nueve días no presentan diferencias significativas en la producción incremental de petróleo. Por lo tanto, se decide escoger el valor intermedio de 6 días de remojo para la simulación del modelo base.

3.3.1.10 Número de ciclos. A pesar de que los análisis de sensibilidad anteriores se hicieron bajo el esquema de 5 ciclos de inyección, estos ciclos no son suficientes para evidenciar una ineficiente distribución del vapor realmente fuerte. Por lo tanto, se decide implementar 15 ciclos de inyección para la evaluación de las variables de diseño y de esta manera asegurar una canalización más marcada. La figura 26 muestra los 15 ciclos de simulación desarrollados por el modelo base de simulación.

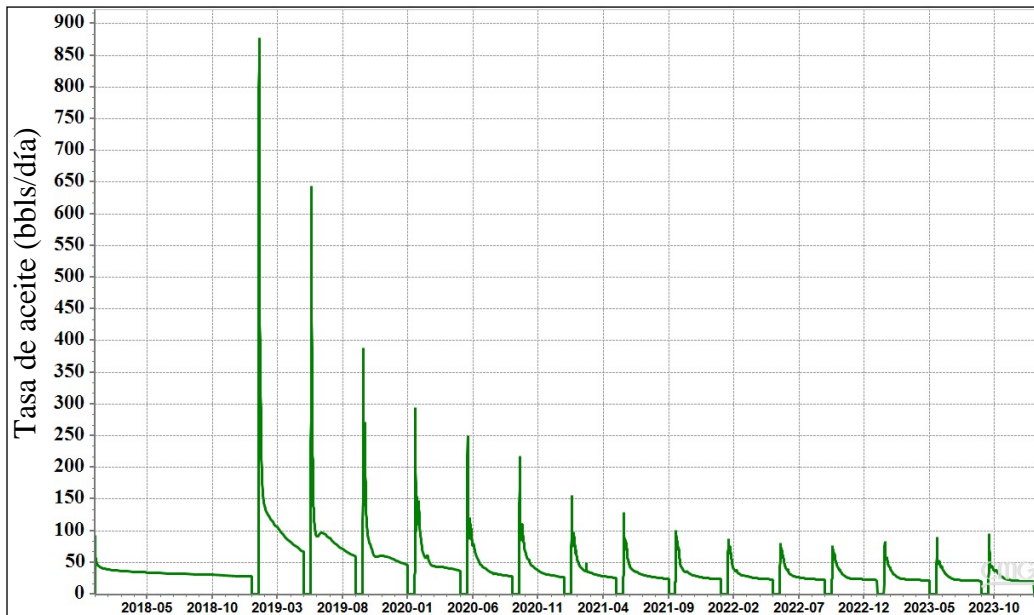


Figura 26. Tasa de aceite vs tiempo representado durante quince ciclos de inyección. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Los campos colombianos de crudo pesado ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena han desarrollado factores de recobro cercanos al 15% bajo esquemas de inyección cíclica de vapor (Trigos, González, Pinilla, Muñoz y Mercado, 2010; Trigos et al, 2013).

La figura 27 muestra el factor de recobro alcanzado en el proceso de inyección cíclica de vapor en el modelo base de simulación.

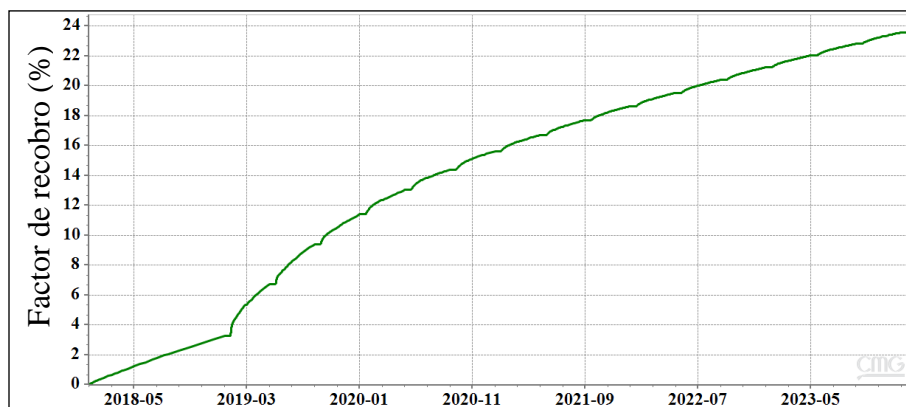


Figura 27. Factor de recobro obtenido durante los quince ciclos en la inyección cíclica de vapor del modelo base.

Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

En la figura 27 se puede observar que después de los quince ciclos de inyección se alcanza un factor de recobro aproximado de 23,6%, un valor un poco más alto que los obtenidos normalmente en el Valle Medio del Magdalena, esto puede ser debido a que el modelo conceptual presenta unas mejores condiciones al ser un yacimiento estratificado homogéneo con un área de apenas 2,6 acres. Además, Ali, Jones y Meldau (1997) refieren que la recuperación incremental en un proceso de inyección cíclica de vapor depende fuertemente de los parámetros de la inyección del vapor.

Finalmente, es necesario comprobar que bajo las condiciones del modelo base de simulación se obtiene realmente una ineficiente distribución del vapor. La figura 28 muestra la distribución de vapor obtenida durante el sexto ciclo del proceso. Como se puede observar en la figura 28, efectivamente se tiene una ineficiente distribución del vapor. Con estas condiciones, ya se puede decir que el proceso de inyección cíclica de vapor es ineficiente y que la inyección de espumas es de gran importancia para mejorar la distribución del vapor en el yacimiento.

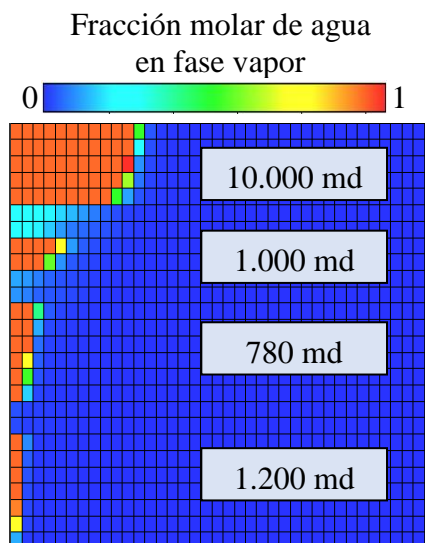


Figura 28. Distribución de vapor obtenida en el modelo base en el sexto ciclo. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

3.3.2 Simulación de espumas en el modelo. Luego del modelamiento del caso base de inyección cíclica de vapor, se continúa con el desarrollo del modelo empírico para la simulación de espumas.

Para este proyecto en particular, la espuma debe actuar como un agente bloqueante de zonas de alta permeabilidad y remediar los problemas de canalización. La premisa del modelo empírico en CMG[®] es lograr la reducción de la permeabilidad relativa al gas mediante el uso de un factor de reducción de movilidad. CMG[®] hace una interpolación de la curva de permeabilidad relativa al gas en función de la concentración de surfactante en la celda; por esta razón, el modelo empírico asume la existencia de espuma donde exista el surfactante.

Como el método empírico asume la existencia de espuma en donde exista el surfactante y se podría tener la presencia del surfactante en todas las capas, se procede a modelar el efecto de la espuma (reducción de K_{rg} y bloqueo) solamente en el estrato más permeable y que en los demás estratos no haya ningún efecto y permanezcan las condiciones iniciales sin espuma.

Para lograr esto, se decide crear dos tipos de roca en la sección de *Rock-Fluid* y se distribuyen en el modelo estratificado a través de la propiedad llamada “*Rel Perm Set Num*” ubicada en *Array Properties* en la sección de *Reservoir*. Todo esto por medio de la herramienta *BUILDER* de CMG[®]. La distribución sería la siguiente: (a) tipo de roca 1 para el estrato más permeable con 10.000 md y 25 ft de espesor y (b) tipo de roca 2 para el resto de los estratos.

Desde un principio ambos tipos de roca tendrán las mismas curvas de permeabilidades relativas. Entonces, la creación de estos dos tipos de roca se hace con el objetivo de que al momento de desarrollar el *Process Wizard* para la creación de espuma el efecto de esta solo se incluya en el tipo de roca 1 (el estrato más permeable) y que no se vea afectado el tipo de roca 2 (los estratos

menos permeables). La figura 29 muestra la distribución del tipo de roca en el modelo para la simulación de espumas.



Figura 29. Distribución de tipo de roca en el modelo para la simulación de espumas. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Normalmente, la espuma en un yacimiento con problemas de canalización bloquearía únicamente las zonas de alta permeabilidad y de esta manera desviaría el vapor inyectado hacia las otras zonas no contactadas (Needham, 1968). Por tal razón, la creación de los dos tipos de roca no afectaría la representación que se quiere del fenómeno.

Luego de crear los dos tipos de roca se procede a desarrollar el *Process Wizard* y modelar la espuma con los datos de viscosidad aparente a diferentes calidades obtenidos por Ma et al. (2013) en su investigación. En primera instancia, solo para comprobar el correcto modelamiento de la espuma se decide inyectar el surfactante a una concentración de 0.1 porcentaje en peso en coinyección con el vapor por los diez días de inyección a partir del sexto ciclo del proceso. Un procedimiento más detallado en el desarrollo del *Process Wizard* en CMG® es presentado en el Apéndice A.

La figura 30 presenta la gráfica de viscosidad aparente vs calidad de la espuma empleada para el ajuste del modelo de espumas.

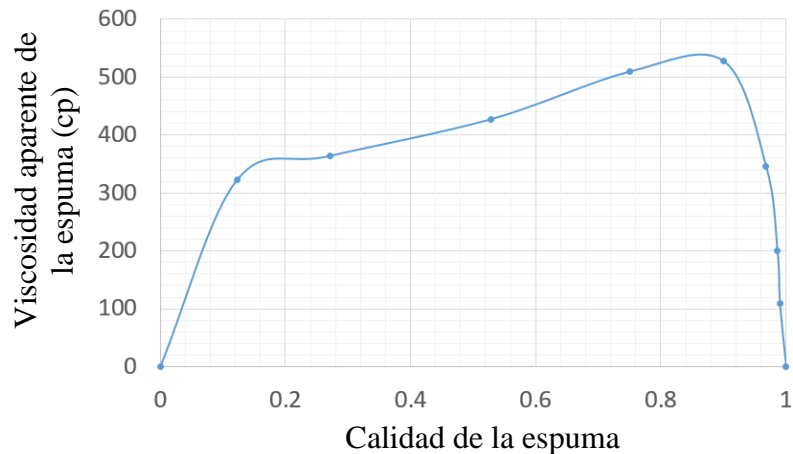


Figura 30. Gráfica de viscosidad aparente vs calidad de la espuma empleada para el ajuste en la simulación de espumas. Adaptado de: Ma, K., López-Salinas, J. L., Puerto, M. C., Miller, C. A., Biswal, S. L. y Hirasaki G. J. (2013). Estimation of Parameters for the Simulation Foam through Porous Media. Part 1: The Dry-Out Effect. Energy & Fuels, 27(5), 2363-2375.

Para el modelamiento de las espumas, CMG® realiza una serie de iteraciones combinando diferentes valores de los parámetros de la espuma (FMMOB, FMSURF, EPSURF, etc.) hasta encontrar un ajuste con el menor error frente a los datos de laboratorio que se introdujeron al simulador.

La figura 31 muestra el ajuste de la viscosidad de la espuma alcanzado en el simulador. Como se puede observar, luego de la iteración de diferentes valores de los parámetros de la espuma el ajuste logrado por CMG® es aceptable; de todos modos, si se desea alcanzar un mejor ajuste, se puede variar manualmente los parámetros de la espuma uno por uno. Los valores de los parámetros que alcanzaron al ajuste se presentan en la tabla 10.

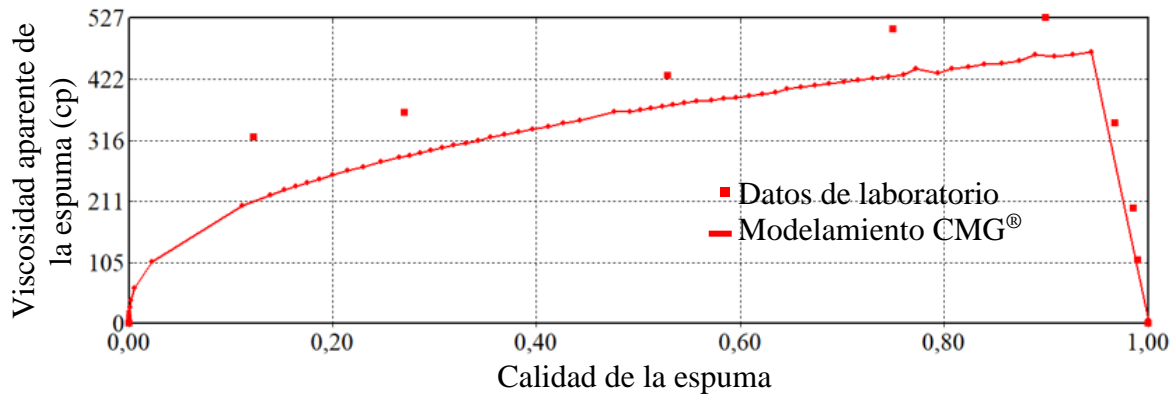


Figura 31. Viscosidad aparente vs calidad de la espuma. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

Tabla 10

Valores de los parámetros de la espuma en el modelo.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
FMMOB	$1,14087 \times 10^6$	EPOIL	1
FMSURF	$4,22419 \times 10^{-5}$	FMCAP	0,25
EPSURF	1	EPCAP	1,5
FMOIL	0,5	FMDRY	0,037
FLOIL	0,1	EPDRY	1000

Para verificar el beneficio de la espuma se analizan el incremento en el factor de recobro, la reducción en la relación vapor-aceite, el aumento en la presión de inyección y el mejoramiento de la distribución del vapor. Estos parámetros permiten evaluar si la espuma realmente actuó como un agente bloqueante de la zona más permeable y desvió el vapor inyectado hacia las otras tres capas del modelo conceptual de simulación. La figura 32 presenta el factor de recobro obtenido por la inyección de espumas en comparación con el modelo base. Por su parte, la figura 33 muestra la producción de aceite e inyección de agua acumuladas y la relación vapor-aceite.

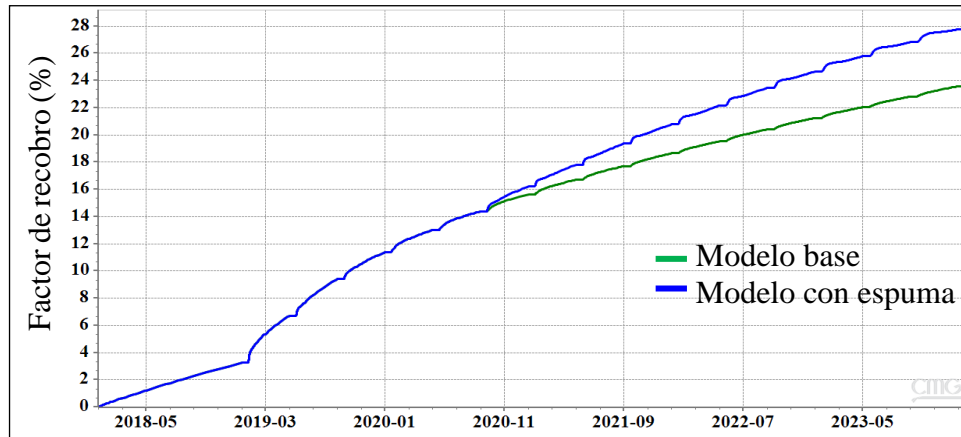


Figura 32. Factor de recobro del modelo base y modelo con espuma. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

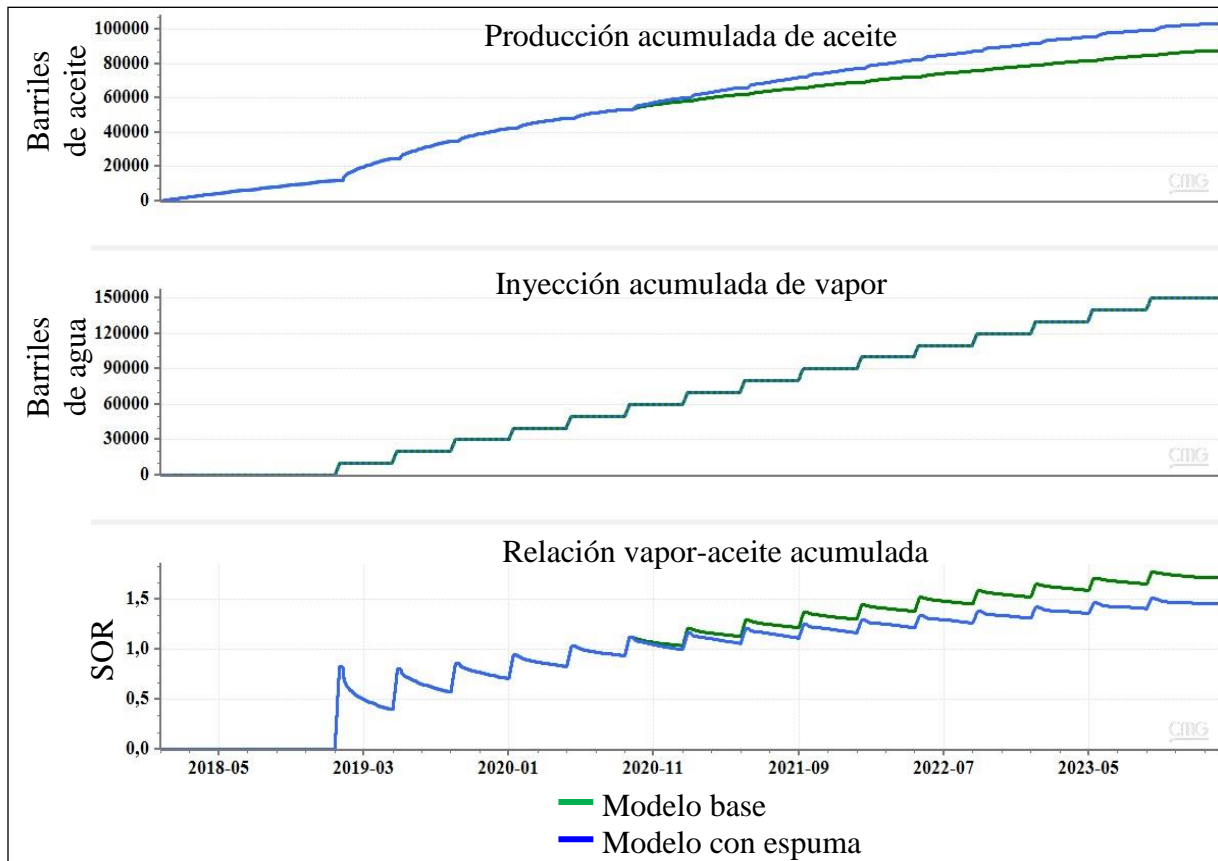


Figura 33. Producción de aceite e inyección de agua acumuladas y relación vapor-aceite del modelo base y modelo con espuma. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

La figura 32 muestra que se logran factores de recobro de 23,6% y 27,8% en los modelos base y con espuma respectivamente, logrando un incremental del 4.2%. A su vez, en la figura 33 se evidencia que el modelo con espuma reduce la relación vapor-aceite de 1,72 a 1,46. Este hecho también fortalece la idea de que la espuma efectivamente puede resolver problemas de ineficiente distribución de vapor.

Por parte de la presión de inyección, la figura 34 muestra el aumento de presión ocasionado por la inyección de espumas en los primeros tres ciclos.

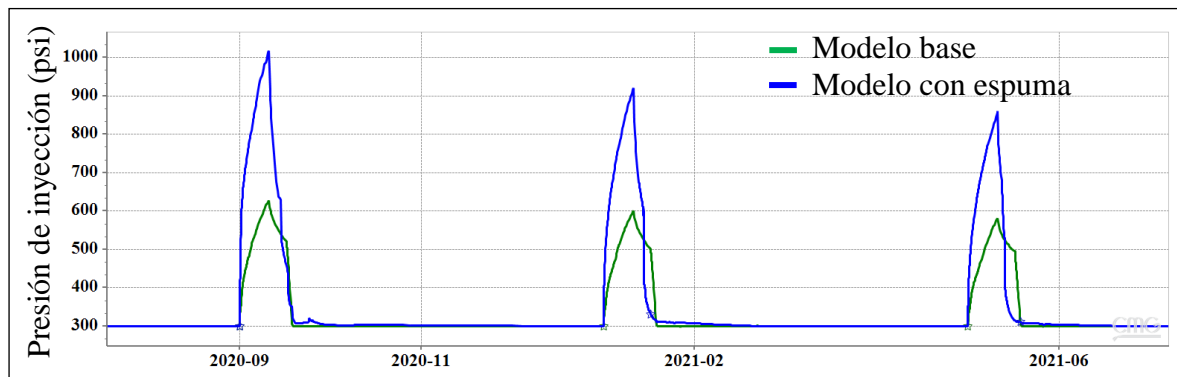


Figura 34. Presión de inyección en los primeros tres ciclos de inyección de espumas. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

El aumento de la presión de inyección en el modelo con espumas corrobora el efecto bloqueante de la espuma a la entrada del yacimiento, ya que al aumentar la viscosidad del fluido inyectado es de esperarse que sea requerida una mayor presión para la inyección.

También es importante evaluar el modelo de espumas mediante el mejoramiento de la distribución del vapor. La figura 35 muestra cómo se comporta la distribución del vapor en el modelo con espuma en comparación con el modelo base de simulación en el sexto ciclo de inyección. Se puede evidenciar cómo se logra mejorar notablemente la distribución del vapor con

la inyección de espuma al yacimiento. Este hecho representa la prueba más importante para corroborar que efectivamente se logra el bloqueo del estrato más permeable y el desvío del vapor hacia los demás estratos inferiores.

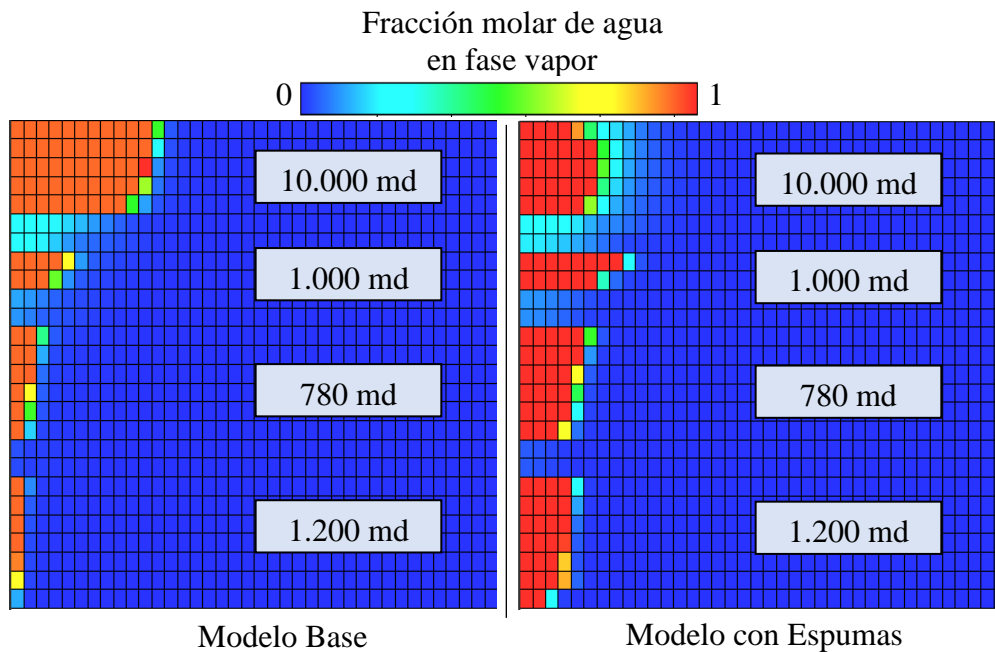


Figura 35. Distribución del vapor en el modelo base y en el modelo con espuma en el sexto ciclo de inyección.

Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Con el mejoramiento de la distribución del vapor se asegura que los estratos menos permeables sean contactados por una buena cantidad de vapor representando una mayor producción por parte de estos estratos y por consiguiente un mayor factor de recobro obtenido. A su vez, al producir una mayor cantidad de aceite con la misma cantidad de vapor inyectado se logra reducir la relación vapor-aceite del proceso. Otra de las propiedades que se pueden observar para evaluar el desempeño de la espuma es el cambio en la permeabilidad relativa al gas que ocasiona la presencia de espuma. Esto se puede observar en la figura 36.

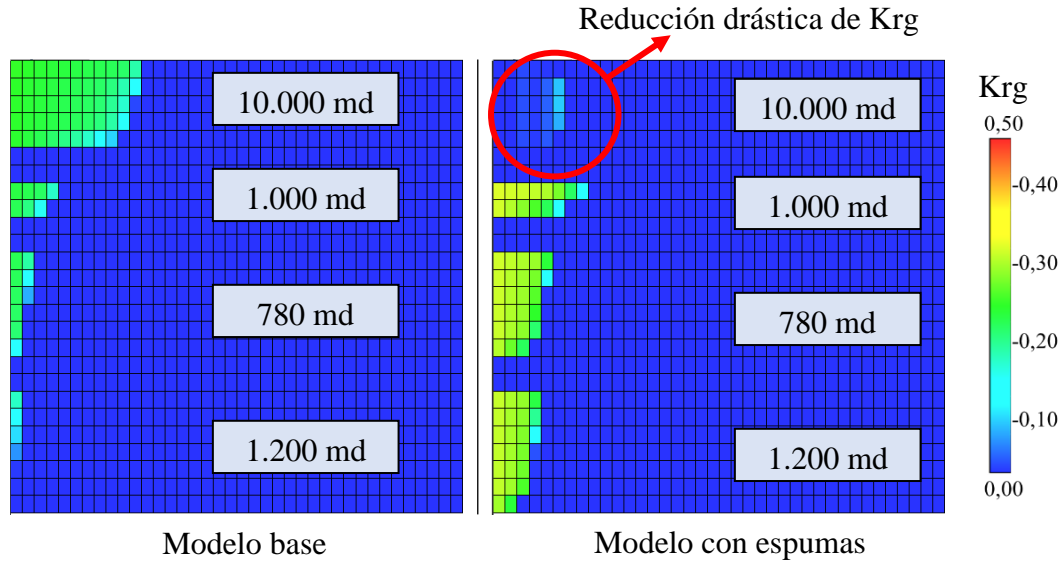


Figura 36. K_{rg} en los modelos base y con espuma. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Como se puede observar en la figura 36, la espuma logra reducir drásticamente la permeabilidad relativa al gas en el estrato más permeable desviando el vapor hacia los demás estratos donde se presenta un valor normal de permeabilidad relativa al gas. De esta manera, se evidencia el bloqueo logrado por la espuma y por lo tanto el desempeño de esta.

3.4 Definición de propuestas de diseño que maximicen el factor de recobro y minimicen la relación vapor-aceite en el modelo conceptual de simulación.

Para la determinación del mejor esquema de inyección del proceso se propone determinar el ciclo adecuado para empezar la coinyección de espumas y posteriormente evaluar los diferentes órdenes de inyección entre los baches junto con la variación de sus respectivos tamaños. Como datos adicionales, el tamaño de bache se toma como la cantidad de días en los cuales se inyecta el fluido al yacimiento y se decide mantener el periodo de inyección de 10 días en todos los escenarios. Los escenarios propuestos se presentan mediante un diagrama de flujo mostrado en la figura 37.

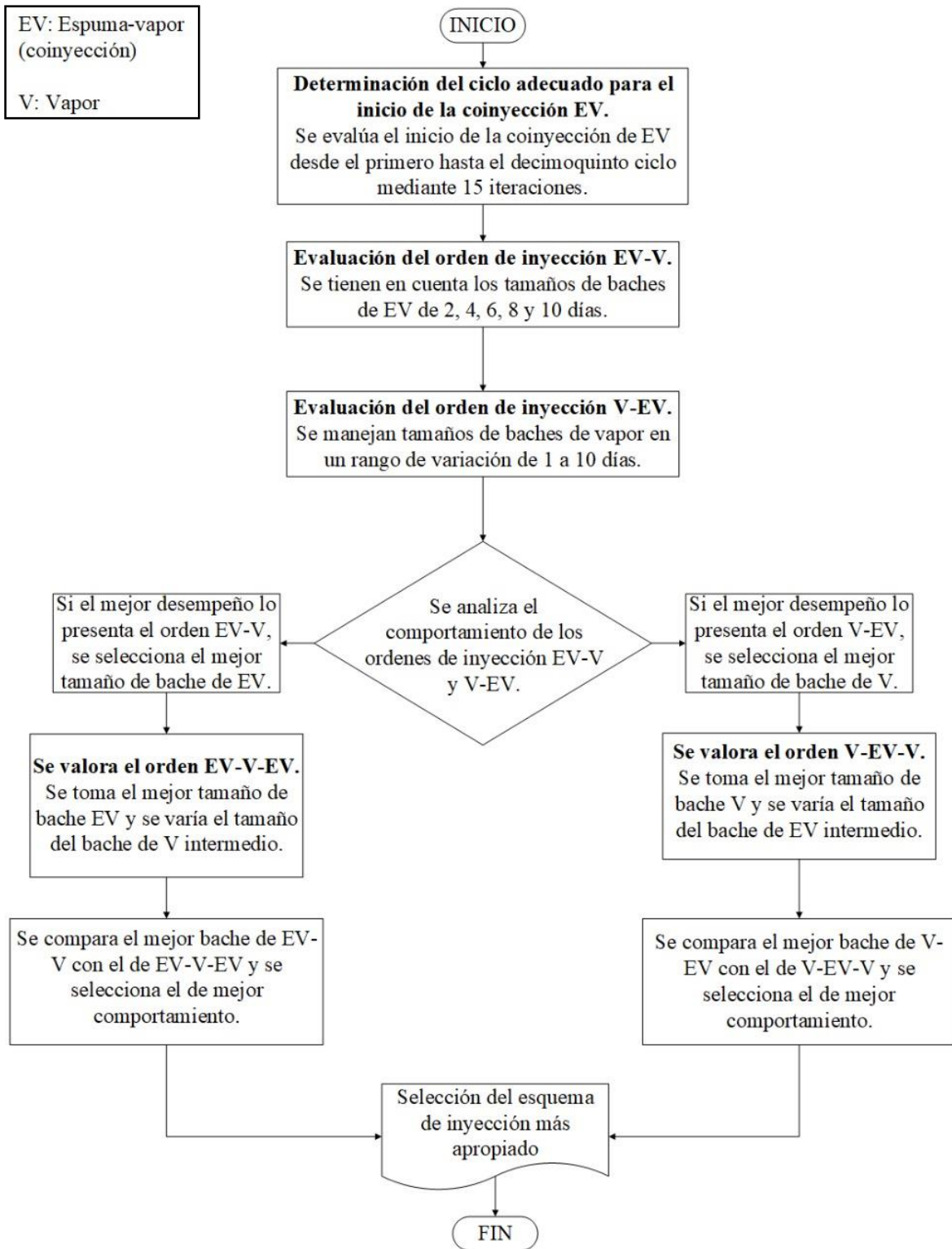


Figura 37. Diagrama de flujo propuesto para la evaluación de los esquemas de inyección en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas en coinyección.

4. Análisis de resultados

Dentro de esta capítulo se analizará los resultados obtenidos en la simulación numérica de los diferentes escenarios propuestos para determinar el ciclo adecuado para empezar la coinyección de espumas y evaluar los diferentes órdenes de inyección entre los baches junto con la variación de sus respectivos tamaños. Estas simulaciones fueron desarrolladas bajo las condiciones del modelo conceptual de yacimiento estratificado propuesto y mediante el método empírico para el modelamiento de espumas.

4.1 Determinación del ciclo adecuado para el inicio de la coinyección de espuma

En estos escenarios se evalúa el inicio de la coinyección de espumas desde el primero hasta el decimoquinto ciclo mediante 15 iteraciones. Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones en el factor de recobro se pueden observar en las figuras 38-41.

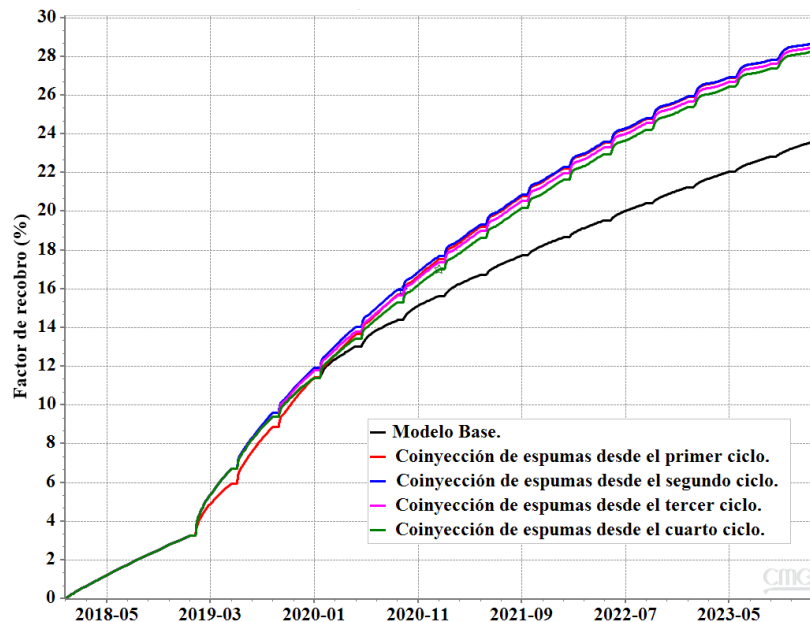


Figura 38. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el primero hasta el cuarto ciclo: Factor de recobro. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

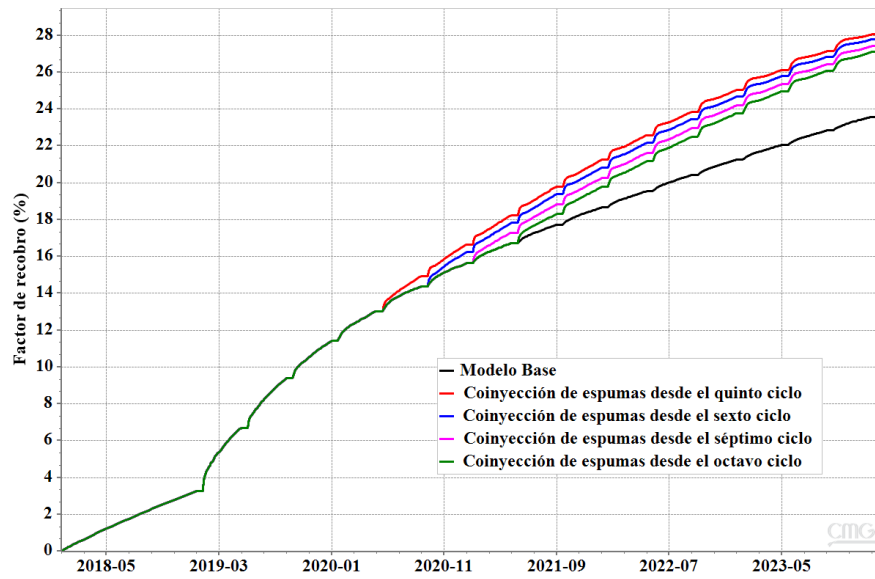


Figura 39. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el quinto hasta el octavo ciclo: Factor de recobro.

Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

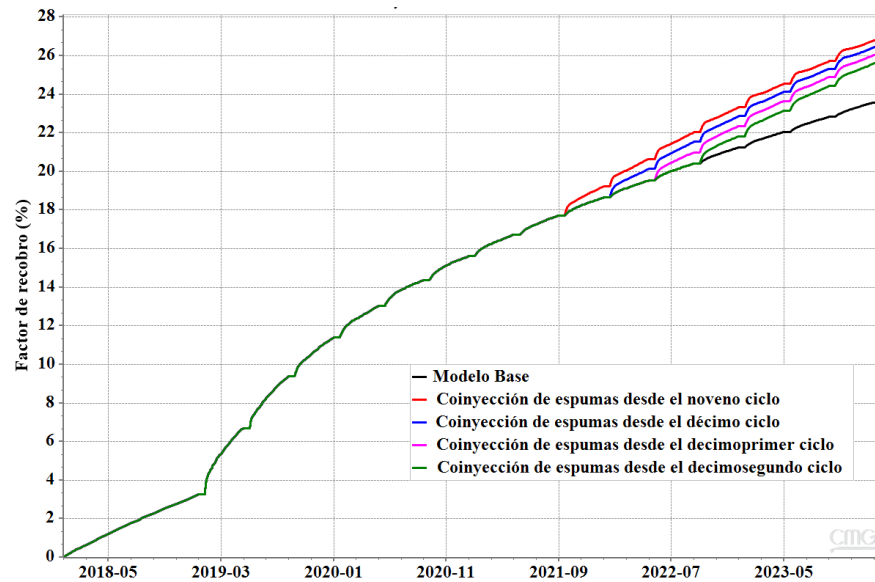


Figura 40. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el noveno hasta el decimosegundo ciclo: Factor de recobro. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

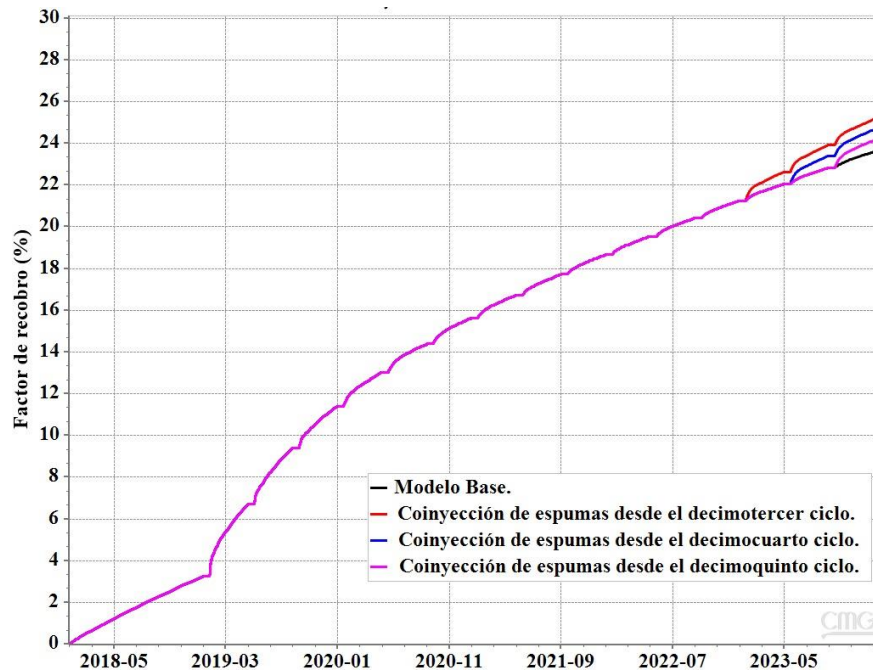


Figura 41. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el decimotercer hasta el decimoquinto ciclo: Factor de recobro. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

La primera simulación presenta la coinyección de espumas desde el primer ciclo, la segunda simulación desde el segundo ciclo y así sucesivamente hasta llegar a la decimoquinta simulación en la que se coinyecta la espuma solo en el último ciclo.

En la figura 38 se puede observar como el escenario que empieza a coinyectar espuma desde el primer ciclo evidencia un menor factor de recobro en los primeros 3 ciclos en comparación con el modelo base. En este caso, el yacimiento no ha sido lo suficientemente depletado por lo que se requiere una mayor presión de inyección con la que no se cuenta. En consecuencia, se obtiene una menor cantidad de vapor y espuma inyectada al yacimiento que repercute en una menor producción de aceite. En la figura 42 se puede observar el aumento en la presión de inyección en los primeros tres ciclos de este escenario y en la figura 43 la disminución en la inyección de agua equivalente.

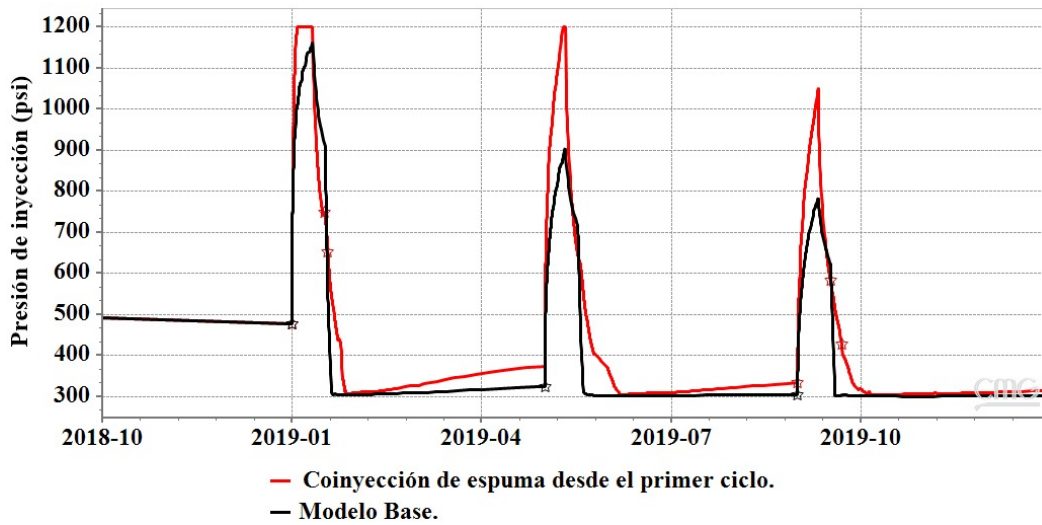


Figura 42. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el primer ciclo: Presión de inyección. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

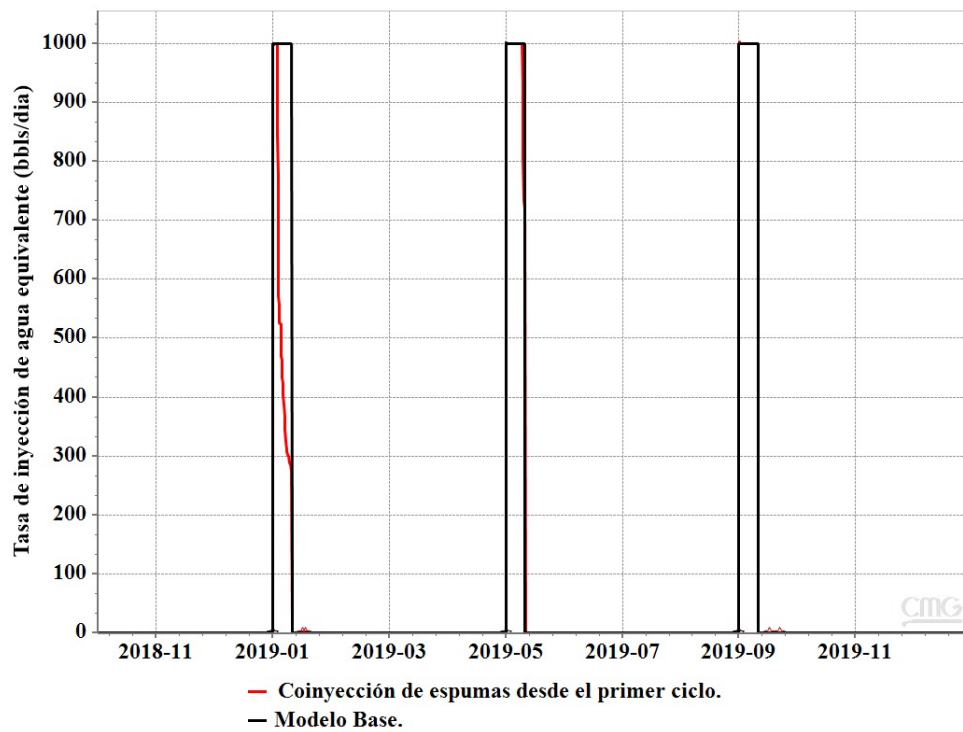


Figura 43. Evaluación del inicio de la coinyección de espumas desde el primer ciclo: Tasa de inyección de agua equivalente. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

En la figura 42 se puede observar como la presión de inyección de 1.200 psi es asignada como un parámetro de control, sin embargo, este límite de presión no es suficiente para asegurar la completa inyección del vapor con la espuma y se tiene como resultado una menor cantidad inyectada de fluidos como muestra la figura 43. Una menor cantidad de vapor inyectada es la que ocasiona una menor producción de aceite.

Al observar cada uno de los escenarios planteados anteriormente, se evidencia que entre más temprano se implemente la espuma, mayor es el factor de recobro alcanzado, pese a esto, los resultados de simulación revelan que el incremental final obtenido por empezar la coinyección de espumas en un ciclo temprano no se diferencia mucho de haber iniciado dicha coinyección en un ciclo posterior. Por ejemplo, según la figura 38 el factor de recobro logrado por empezar la espuma desde el segundo ciclo no es muy diferente al alcanzado por empezar desde el tercer ciclo. Bajo estas condiciones, se puede incurrir en gastos innecesarios en la compra de surfactante ya que se tendría un ciclo más de su inyección sin tener una producción de aceite que lo respalde.

Por esta razón, para la determinación del ciclo adecuado para iniciar la coinyección de espumas se decide evaluar el factor de recobro incremental del ciclo en cuestión, en otras palabras, por cada escenario planteado el factor de recobro se evalúa en el mismo ciclo que inicia la coinyección de espumas. A su vez, también se tendrá en cuenta el factor de recobro final ya que esta variable tiene en cuenta el efecto de la espuma durante todo el proceso.

La tabla 11 presenta el factor de recobro obtenido en cada uno de los ciclos en que se empieza la coinyección de espumas y el factor de recobro final.

Tabla 11

Factor de recobro en el ciclo en que se empieza la coinyección de espumas.

Número de ciclo en el que se empieza la coinyección de espumas	Factor de recobro incremental logrado por la coinyección de espuma en el ciclo.	Factor de recobro final de cada escenario
Ciclo 1	-0,77%	28,66%
Ciclo 2	0,19%	28,67%
Ciclo 3	0,37%	28,48%
Ciclo 4	0,41%	28,26%
Ciclo 5	0,56%	28,06%
Ciclo 6	0,60%	27,79%
Ciclo 7	0,57%	27,43%
Ciclo 8	0,59%	27,11%
Ciclo 9	0,59%	26,79%
Ciclo 10	0,59%	26,44%
Ciclo 11	0,58%	26,04%
Ciclo 12	0,58%	25,61%
Ciclo 13	0,58%	25,15%
Ciclo 14	0,57%	24,66%
Ciclo 15	0,56%	24,14%

Después de analizar los datos presentados en la tabla 11, se evidencia que a medida que avanza el ciclo de inicialización de la coinyección de espumas el factor de recobro del ciclo aumenta sustancialmente hasta el quinto ciclo, a partir del cual se mantiene entre un rango entre el 0.55% y 0.6%. Por otra parte, en las figuras 39-41 se puede observar que el mayor factor de recobro final es alcanzado por el escenario en donde se inyecta la espuma desde el quinto ciclo. De acuerdo con esta premisa se concluye que, bajo las condiciones del modelo conceptual de simulación desarrollado en este proyecto, el quinto ciclo es el más adecuado para empezar la implementación de espumas.

La tabla 12 presenta la relación vapor-aceite obtenida en cada uno de los ciclos en que se empieza la coinyección de espumas. Esta relación vapor-aceite fue calculada por medio de la cantidad de agua equivalente inyectada y la producción de aceite obtenida en cada ciclo.

Tabla 12

Relación vapor-aceite por cada ciclo en el que se inicia la coinyección de espumas.

Número de ciclo en el que se empieza la coinyección de espumas.	Relación vapor-aceite desarrollada en cada ciclo sin espuma.	Relación vapor-aceite desarrollada en cada ciclo con espuma.	Reducción del SOR logrado por la espuma
Ciclo 1	0,43	0,55	-0,12
Ciclo 2	0,93	0,87	0,06
Ciclo 3	1,35	1,14	0,21
Ciclo 4	1,66	1,33	0,33
Ciclo 5	1,98	1,41	0,57
Ciclo 6	2,18	1,47	0,71
Ciclo 7	2,48	1,62	0,86
Ciclo 8	2,69	1,70	0,99
Ciclo 9	2,88	1,76	1,12
Ciclo 10	3,04	1,82	1,22
Ciclo 11	3,08	1,85	1,23
Ciclo 12	3,22	1,90	1,32
Ciclo 13	3,39	1,96	1,43
Ciclo 14	3,44	1,98	1,46
Ciclo 15	3,59	2,06	1,53

En la tabla 12 se puede observar que en la mayoría de los escenarios la implementación de espumas reduce y mejora la relación vapor-aceite. De esta forma, se concluye que el comportamiento de la relación vapor-aceite no limita ningún escenario propuesto y se mantiene el quinto ciclo como el más adecuado para empezar la implementación de espumas.

La evaluación de los órdenes de inyección EV-V y V-EV (el significado de las siglas puede ser revisado en la figura 37) se desarrolla bajo el escenario en el que se implementa la coinyección de espumas a partir del quinto ciclo.

4.2 Evaluación del orden de inyección espuma-vapor y vapor

En los siguientes escenarios se evalúa el comportamiento de los diferentes esquemas de inyección en los que el bache de espuma-vapor precede al de vapor. Se analizan los tamaños de bache de espuma-vapor de 2, 4, 6, 8 y 10 días. De esta manera, con un periodo de inyección de 10 días se tienen los siguientes escenarios: (a) 2 días EV y 8 V, (b) 4 días EV y 6 V, (c) 6 días EV y 4 V, (d) 8 días EV y 2 V y (e) 10 días EV.

Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones en el factor de recobro se pueden observar en la figura 44.

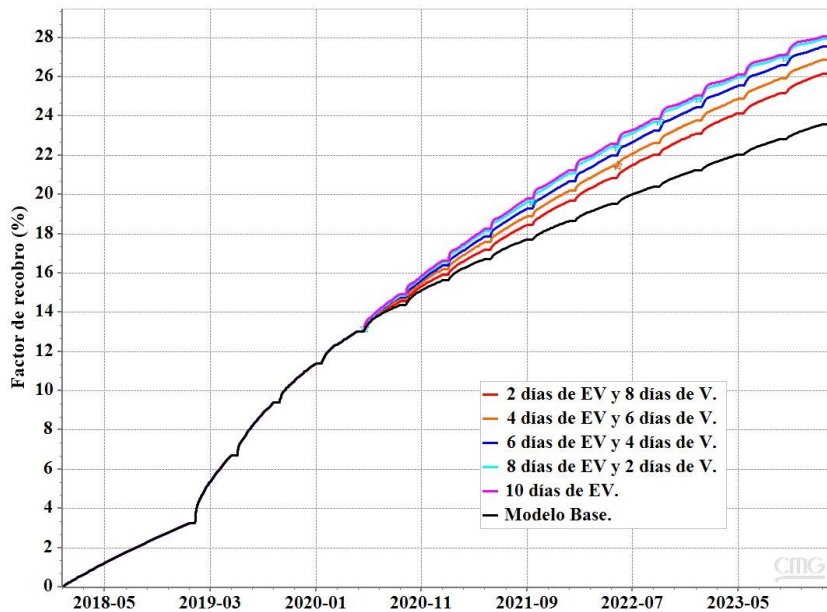


Figura 44. Factor de recobro en la evaluación del orden de inyección EV-V. Adaptado de: Computer Modelling Group Ltda.

De la figura 44 se puede observar que el escenario de mejor comportamiento en el orden EV-V es el de 10 días EV con un factor de recobro de 28,10%, ya que el rendimiento va disminuyendo a medida que el bache de espuma-vapor se vuelve más pequeño mientras el de vapor se hace más grande. De esta manera se podría decir que el esquema de inyección espuma-vapor no es el más adecuado para un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas. Una de las causas de este comportamiento puede ser que el bache de vapor afecta la estabilidad térmica de la espuma tal como lo reportan Shen et al. (2015), incluso hasta el punto de hacerla perder sus propiedades y por lo tanto el efecto de bloqueo que logra.

Este efecto puede ser deducido a través de la figura 45 que muestra la distribución del vapor en el último ciclo del escenario de 10 de EV y el escenario de 2 días de EV y 8 V.

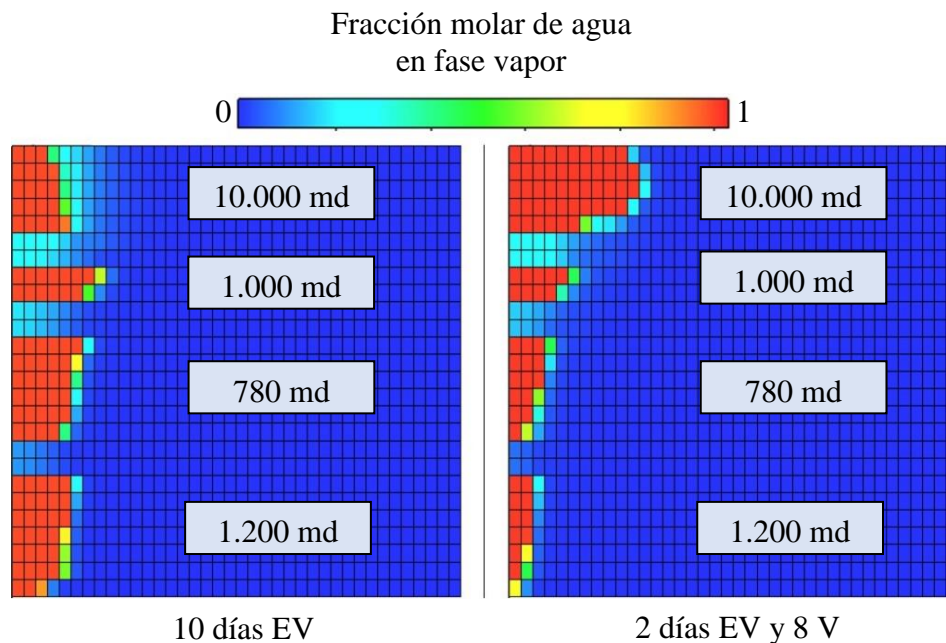


Figura 45. Distribución de vapor en los escenarios de 10 y 2 días de espuma-vapor en el orden EV-V. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

En la figura 45 se puede evidenciar como en el segundo escenario no se obtiene el bloqueo de la capa más permeable ni el desvío de fluidos logrados en el primer escenario, no obstante, se recomienda estudiar más a fondo el efecto del vapor a la estabilidad térmica de la espuma al ser inyectado después de esta.

4.3 Evaluación del orden de inyección vapor y espuma-vapor

Al coinyectar la espuma como el primer fluido en el esquema de inyección EV-V, se obtiene el taponamiento del estrato más permeable desde el principio de la etapa de inyección, esto puede implicar que este estrato no reciba la misma cantidad de vapor que en el modelo base y por consiguiente no producir la misma cantidad.

Por esta razón, se decide evaluar el orden de inyección V-EV en aras de encontrar la cantidad de días de inyección de vapor óptima que llenen el estrato más permeable antes de la coinyección de espuma. Se manejan tamaños de baches de vapor en un rango de variación de 1 a 9 días. Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones en el factor de recobro se pueden observar en las figuras 46 y 47.

A partir del análisis de la figura 46 se puede observar que el factor de recobro alcanzado en los tamaños de bache de vapor de 1 a 4 días no varía mucho. En cambio, en la figura 47 se evidencia la disminución del factor de recobro a medida que el bache de vapor se hace más grande. La tabla 13 presenta el factor de recobro final alcanzado en cada escenario.

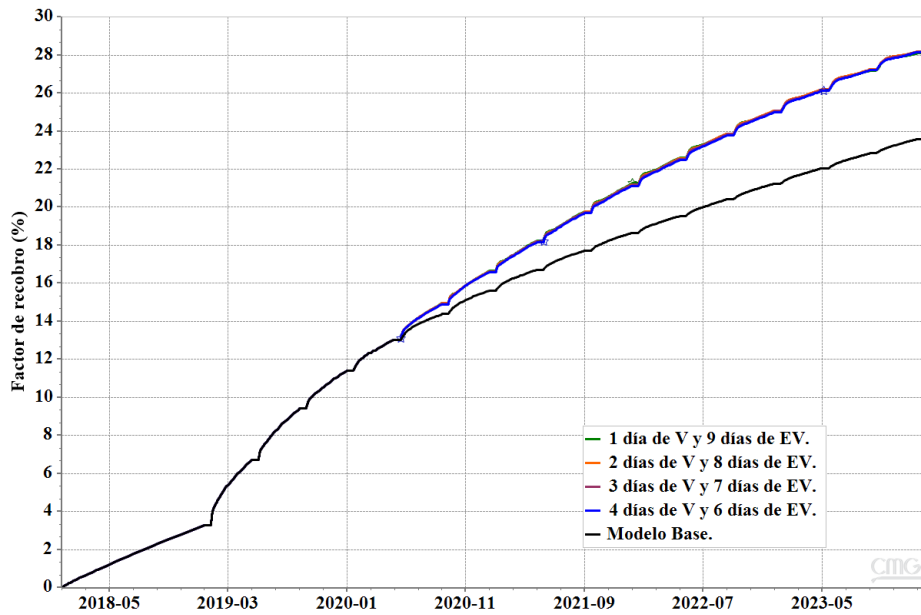


Figura 46. Factor de recobro en el orden de inyección V-EV: 1-4 días de vapor. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

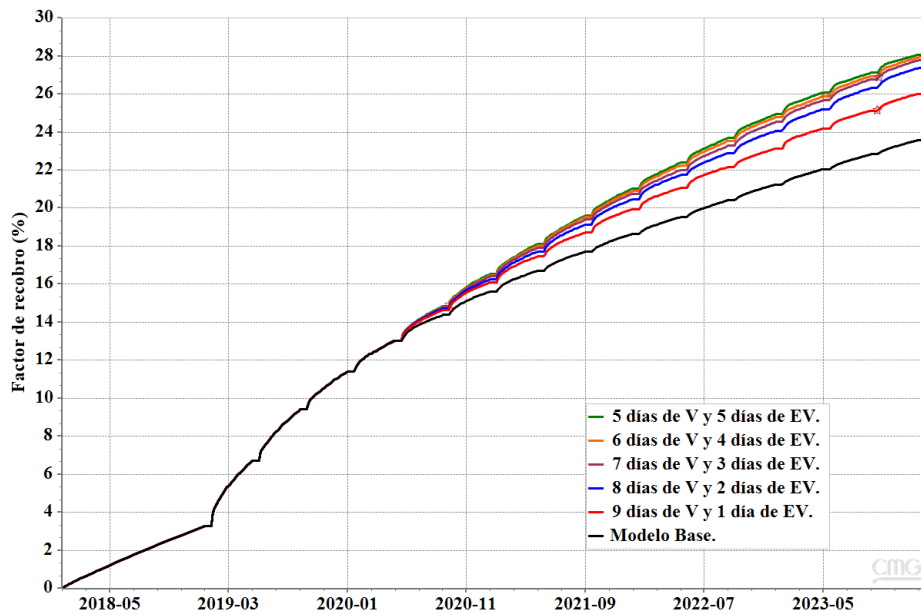


Figura 47. Factor de recobro en el orden de inyección V-EV: 5-9 días de vapor. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Tabla 13

Factor de recobro final en los escenarios del esquema V-EV.

Escenario	Factor de recobro final
1 día V y 9 de EV	28,10%
2 días V y 8 de EV	28,18%
3 días V y 7 de EV	28,19%
4 días V y 6 de EV	28,17%
5 días V y 5 de EV	28,09%
6 días V y 4 de EV	27,93%
7 días V y 3 de EV	27,79%
8 días V y 2 de EV	27,38%
9 días V y 1 de EV	26,02%

En la tabla 13 se puede observar como el factor de recobro aumenta levemente desde el bache de 1 día hasta el de 3 días de vapor. A partir de allí, la tendencia cambia y el factor de recobro disminuye, probablemente porque al tercer día de inyección de vapor se ha llenado lo suficiente el estrato más permeable y al tener menos días de inyección de espuma-vapor no se alcanzaría el mismo nivel de desvío hacia los demás estratos. Con base a esto, se concluye que el mejor esquema de inyección de V-EV es el de 3 días V y 7 días EV con un factor de recobro de 28,19%.

La tabla 14 presenta la relación vapor-aceite final obtenida en cada uno de los escenarios en la evaluación del orden de inyección V-EV. Se puede observar que la relación vapor-aceite en todos los escenarios se encuentra entre los valores de 1,4 a 1,5. De esta manera, en la evaluación del orden de inyección V-EV tampoco hay una limitante por la relación vapor-aceite y se mantiene el esquema V-EV con 3 días V y 7 días EV como el que presenta el mejor comportamiento.

Tabla 14

Relación vapor aceite de cada escenario en el orden de inyección V-EV.

Escenario	SOR alcanzado al final del proceso
1 día V y 9 de EV	1,48
2 días V y 8 de EV	1,46
3 días V y 7 de EV	1,45
4 días V y 6 de EV	1,44
5 días V y 5 de EV	1,44
6 días V y 4 de EV	1,44
7 días V y 3 de EV	1,44
8 días V y 2 de EV	1,44
9 días V y 1 de EV	1,44

Al comparar el mejor escenario del esquema V-EV (3 días V y 7 EV) con el mejor del esquema EV-V (10 días EV) se tiene que el primero alcanza un factor de recobro de 28,19% y el segundo de 28,10%. De esta manera, se determina que el mejor esquema de inyección es el de 3 días de vapor y 7 de espuma-vapor, ya que con este se logra un mayor factor de recobro incremental con un menor número de días de coinyección de espuma.

4.4 Evaluación del orden de inyección vapor, espuma-vapor y vapor

Siguiendo la metodología desarrollada por el diagrama de flujo presentado en la figura 37 se procede a evaluar solamente el orden de inyección V-EV-V descartando el de EV-V-EV. Para determinar el primer bache de vapor se tiene en cuenta el que presentó la mayor efectividad en el orden V-EV. De esta manera, se tiene un orden de inyección de tres baches alternados, donde el primer bache consiste en 3 días de vapor y los baches posteriores (EV y V) son determinados

mediante la iteración de los siguientes escenarios: (a) 3 días V, 1 EV y 6 V, (b) 3 días V, 2 EV y 5 V, (c) 3 días V, 3 EV y 4 V, (d) 3 días V, 4 EV y 3 V, (e) 3 días V, 5 EV y 2 V y (f) 3 días V, 6 EV y 1 V.

Por medio de la evaluación de los diferentes esquemas de inyección V-EV-V se analiza el efecto que tendría la variación del bache intermedio EV con el fin de comprobar si se pueden mejorar los resultados alcanzados por un bache de EV de 7 días. Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones en el factor de recobro se pueden observar en la figura 48.

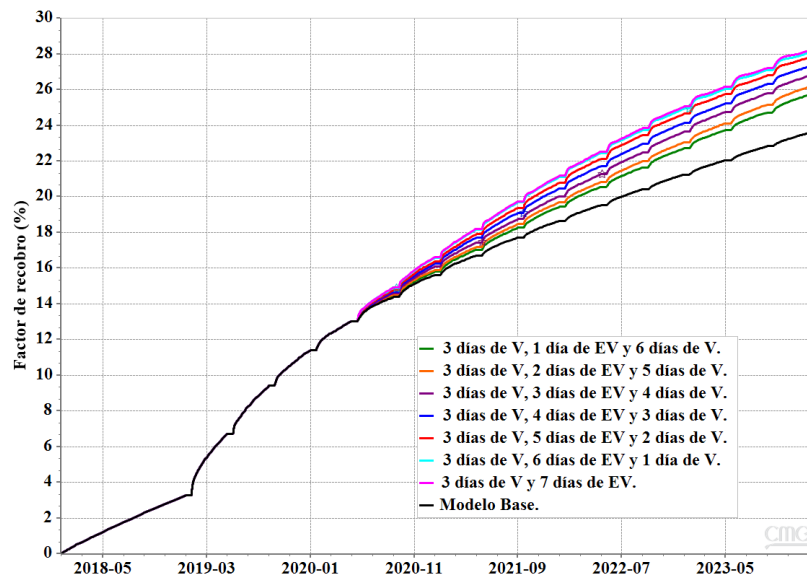


Figura 48. Factor de recobro en la evaluación de los esquemas inyección V-EV-V. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

Como se puede observar en la figura 48, el factor de recobro final alcanzado disminuye a medida que el bache EV se hace más pequeño, siendo el esquema de 3 días V, 1 EV y 6 V el que exhibe el desempeño más bajo con un factor de recobro de 25,70%. Igual que en la evaluación de los esquemas de inyección EV-V, este comportamiento puede ser explicado mediante el efecto que recibe la estabilidad térmica de la espuma por la inyección de vapor después de esta.

De este modo, se concluye que inyectar un bache de vapor después de uno de espuma-vapor no es lo más recomendable y por lo tanto el esquema V-EV-V es descartado y se determina el V-EV con 3 días V y 7 EV como el que presenta el mejor comportamiento.

4.5 Determinación del mejor escenario de simulación.

En definitiva, después de analizar los diferentes escenarios propuestos en la metodología, se determina que, bajo las condiciones del modelo conceptual de yacimiento desarrollado en este proyecto, el escenario ideal es iniciar la coinyección de espumas a partir del quinto ciclo y ejecutar un esquema de inyección V-EV con 3 días de vapor y 7 de espuma-vapor. La figura 49 muestra la comparación del factor de recobro entre el modelo base y el modelo ideal para la simulación de espumas. Por su parte, la figura 50 presenta la producción de aceite e inyección de agua acumuladas y la relación vapor-aceite.

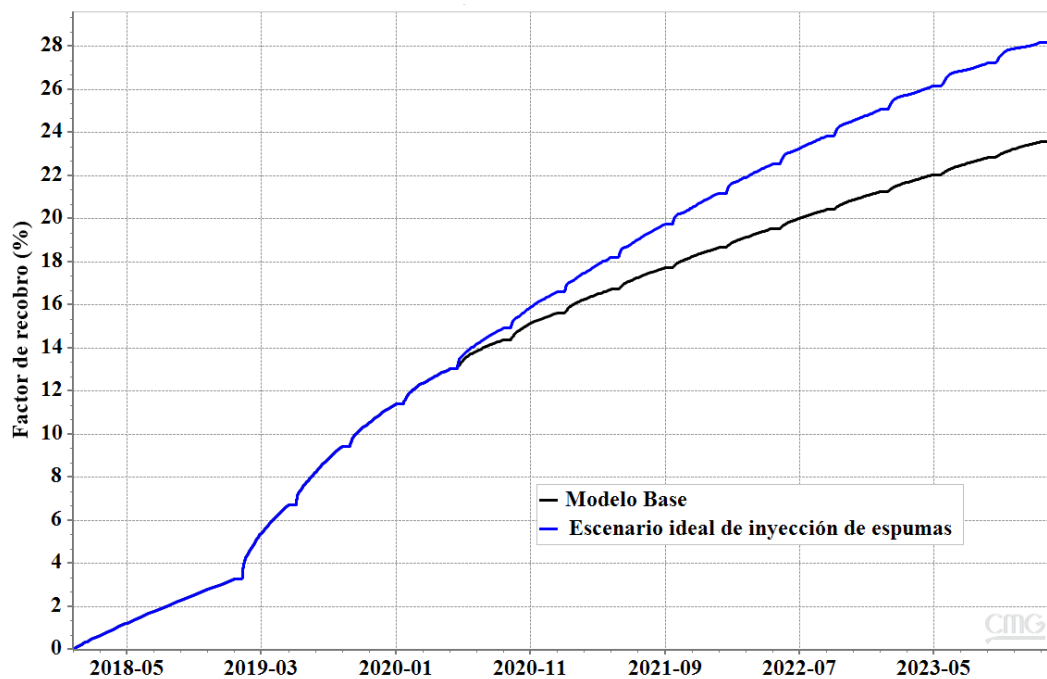


Figura 49. Factor de recobro en el escenario ideal de coinyección de espumas. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

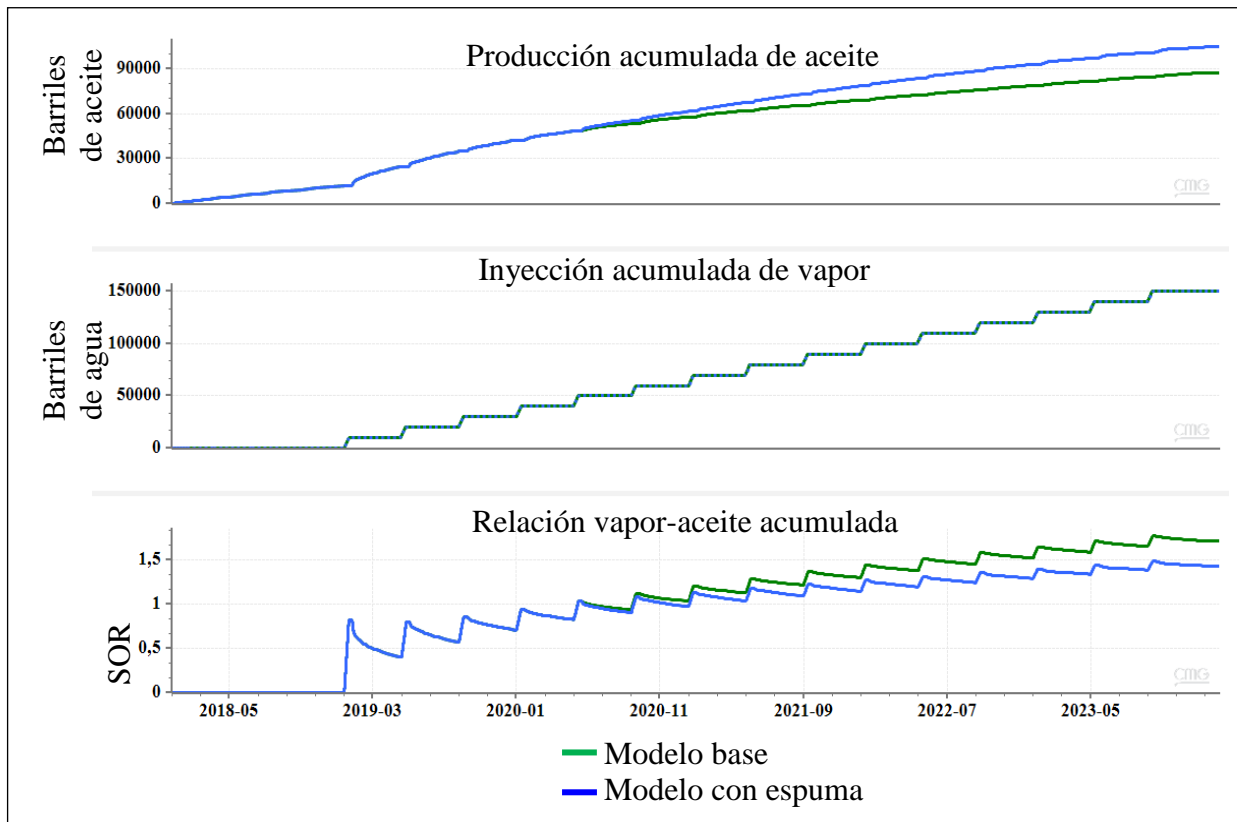


Figura 50. Producción de aceite e inyección de agua acumuladas y relación vapor-aceite en el escenario ideal de coinyección de espumas. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

A partir de las figuras 48 y 49 se puede concluir que: (a) se logran factores de recobro de 23,60% y 28,19% en los modelos base y con espuma respectivamente, logrando un incremental del 4.59% que representan 17.070 barriles incrementales (el modelo base presenta una producción acumulada de 87.423 y el modelo con espuma de 104.493 barriles) y (b) el modelo ideal de la inyección de espuma reduce la relación vapor-aceite de 1,72 a 1,45.

Por otro lado, las figuras 51 y 52 muestran respectivamente la distribución del vapor y la permeabilidad relativa al gas obtenidas en el modelo base y el modelo ideal para la inyección de espumas.

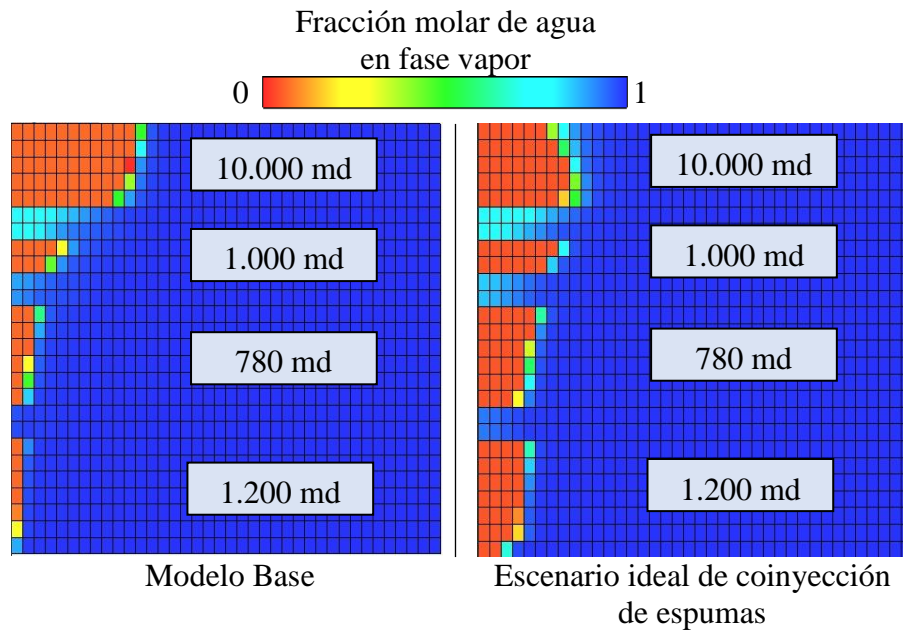


Figura 51. Distribución del vapor: Modelo base y escenario ideal de coinyección de espumas. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

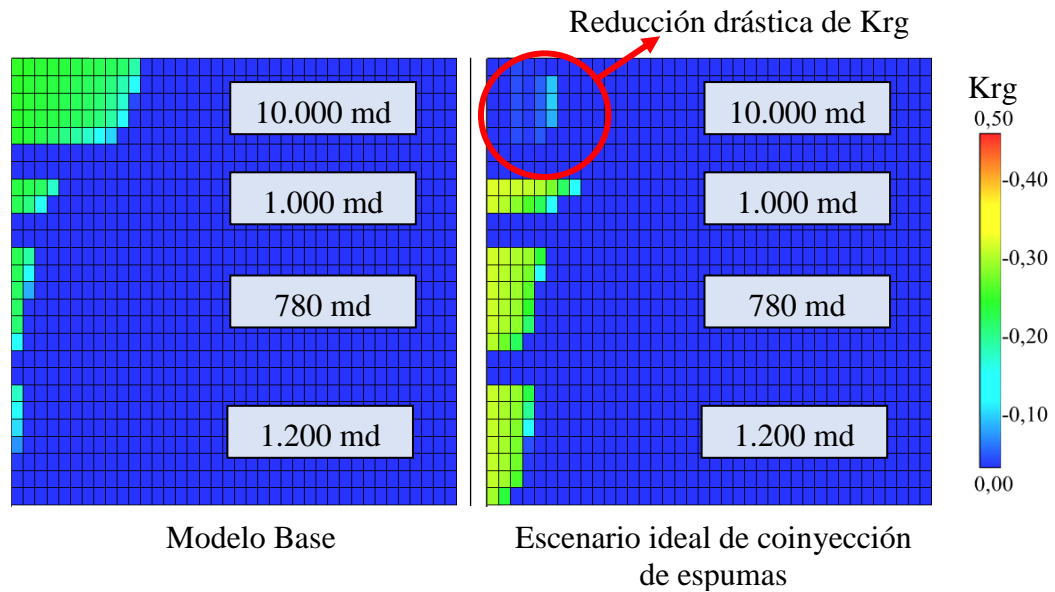


Figura 52. Krg en el modelo base y en el modelo idea para la inyección de espumas. Adaptado de: *Computer Modelling Group Ltda.*

En la figura 51 se puede observar como el escenario ideal para la inyección de espumas mejora notablemente la distribución del vapor. A su vez, la figura 52 presenta el bloqueo causado por la espuma en el primer estrato al disminuir notablemente su permeabilidad relativa al gas. De esta forma, el vapor es desviado hacia los tres estratos inferiores que son menos permeables y se logra contactar un mayor volumen en el yacimiento. Por consiguiente, se obtiene una mayor producción de aceite y por lo tanto un aumento en el factor de recobro.

Para finalizar, se concluye que el esquema que presentó el mejor comportamiento fue el orden V-EV. Sin embargo, cada campo puede presentar un diferente ciclo adecuado para iniciar la implementación de espumas y distintos tamaños óptimos de los baches en este orden, ya que esto puede depender de las características propias del yacimiento.

5. Conclusiones

- Las variables de diseño que pueden ser evaluadas mediante simulación numérica de yacimientos, en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas modelado por el método empírico, son el ciclo adecuado para iniciar la implementación de espumas, el orden de inyección entre el vapor y la espuma y los tamaños de cada uno de los baches. Las demás variables pueden ser determinadas por estándares de la compañía operadora o por pruebas de laboratorio.
- La simulación de espumas a través del modelo empírico logra una mejoría en la distribución del vapor al bloquear el estrato más permeable y desviar el vapor hacia las demás zonas de la

formación. De esta manera, se obtiene un mayor volumen contactado en el yacimiento que ocasiona una mayor producción de aceite y por lo tanto un aumento en el factor de recobro.

- Por medio del análisis de 35 escenarios diferentes, se determina que el esquema ideal para la técnica, bajo las condiciones del modelo conceptual de simulación, es efectuar un orden de inyección de 3 días de vapor seguidos de 7 días de vapor-espuma, a partir del quinto ciclo del proceso. Este escenario presenta un factor de recobro de 28,19% y una relación vapor-aceite de 1,45.
- Para lograr un beneficio significativo de la implementación de espumas es necesario contar con un gran contraste de permeabilidad que permita una ineficiente distribución del vapor. Esto es debido a que entre mayor sea el contraste de permeabilidad la espuma impactará más en la mejora del perfil de inyección y por lo tanto en la recuperación de petróleo.

6. Recomendaciones

- Estudiar mediante pruebas de laboratorio y revisión bibliográfica el efecto de las altas temperaturas del vapor en la estabilidad térmica de la espuma para entender de una mejor manera el desempeño de los esquemas de inyección en los que se tiene un bache de espuma-vapor seguido de un bache de vapor.
- Realizar un análisis financiero para determinar la viabilidad económica de iniciar la implementación de espumas en cualquier ciclo con el fin de conocer su rentabilidad y tener más fundamentos al momento de seleccionar el ciclo adecuado para iniciar la inyección de espumas.

- Evaluar los diferentes esquemas de inyección por medio del modelamiento mecánico y obtener de esta manera una representación más completa y compleja del comportamiento de la espuma en el medio poroso.
- Analizar mediante una optimización los diferentes tiempos de inyección, remojo y producción que puedan existir en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas para evaluar su incidencia en el desempeño de la técnica.
- Estudiar las variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas en otros tipos de modelos (yacimientos heterogéneos con canales preferenciales de flujo, naturalmente fracturados o con problemas de *overriding*).
- Evaluar las variables de diseño que pueden afectar este tipo de procesos mediante un modelo de simulación que represente el comportamiento real de un campo y de esta forma validar los resultados que se obtengan.

Referencias bibliográficas

- Abbaszadeh, M., Kazemi Nia Korrani, A., Lopez, J. L., Rodríguez, F., Villavicencio, A. y Hirasaki, G. J. (2014). *Experimentally-Based Empirical Foam Modeling*. doi:10.2118/169888-MS.
- Ahmed, T. and Meehan, N. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering. Segunda Edición*. Waltham, Massachusetts, Estados Unidos.
- Ali, S. M. F., Jones J. A. y Meldau, R. F. (1997). *Practical Heavy Oil Recovery*. Edmonton, Alberta, Canada.
- Alvarado, D. and Banzér, C. (2002) *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas, Venezuela.
- Ardila, K., Rodríguez, R., Muñoz, S. y Rodríguez, A. (2015). *Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil*. Revista Fuentes, 13(1), 33-45.
- Bata, T., Schamel, S., Fustic M. y Ibatullin, R. (2019). *Bitumen and Heavy Oil*. En Asociación Americana de Geólogos Petroleros. *Unconventional Energy Resources: 2017 Review*. Natural Resources Research, 28(4), 1690-1695.
- Bennet, G. S. (1963). *A Study of the Foam-Drive Process for Removal of Brine from a Consolidated Sandstone Core* (Tesis de maestría). State College, Pensilvania. Estados Unidos.
- Bond, D. C. y Holbrook, O. C. (1958). *EE.UU. Patente N°. 2,866,507*. Illinois, Crystal Lake: Patent and Trademark Office.
- Chu, C. (1987). *Thermal Recovery* (1987 PEH Chapter 46).
- Computer Modelling Group (2015). *Modelo de simulación térmico usando BUILDER y STARS, Tutorial*.

- Computer Modelling Group Ltda.* (2017). *Foam simulation using STARS and GEM*. Calgary, Alberta, Canadá.
- Computer Modelling Group Ltda.* (2018). *User's Guide STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator*. Calgary, Alberta, Canadá.
- Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., ... y Waite, M. (2003). *Yacimientos de petróleo pesado*. *Oilfield Review*, 2(23), 32-55.
- Delamaide, E., Cuenca, A. and Chabert, M. (2016). *State of the Art Review of the Steam Foam Process*. doi:10.2118/181160-MS.
- Deming, J. R. (1964). *Fundamental Properties of Foam and Their Effects on the Efficiency of the Foam-Drive Process*. (Tesis de maestría). State College, Pensilvania. Estados Unidos.
- Dickson, J., Leahy, A. y Wylie, P. (2010). *Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies*. doi:10.2118/129768-MS.
- Dilgren, R. E., Deemer, A. R. y Owens, K. B. (1982). *The Laboratory Development and Field Testing of Steam/Noncondensable Gas Foams for Mobility Control in Heavy Oil Recovery*. doi:10.2118/10774-MS.
- Falls, A. H., Hirasaki, G. J., Patzek, T. W., Gauglitz, D. A., Miller, D. D. y Ratulowski, T. (1988). *Development of a Mechanistic Foam Simulator: The Population Balance and Generation by Snap-Off*. doi:10.2118/14961-PA.
- Falls, A. H., Lawson, J. B. and Hirasaki, G. J. (1988) *The Role of Noncondensable Gas in Steam Foams*. doi:10.2118/15053-PA.
- Fitch, J. P., y Minter, R. B. (1976). *Chemical Diversion of Heat Will Improved Thermal Oil Recovery*. doi:10.2118/6172-MS

- Fogler, H. S. (1999). *Elements of Chemical Reaction Engineering. Third Edition*. New Delhi, India.
- Fried, A. (1961). *The foam drive process for increasing the recovery of oil*. Washington, Estados Unidos.
- González, A. R. y Pinilla, J. M. (2009). *Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación campo Teca* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Green, D. W. and Willhite, G. P. (1998) *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Texas, Estados Unidos.
- Hirasaki, G. J. (1989). *The Steam-Foam Process*. doi:10.2118/19505-PA.
- Holstein, E. D. (2007). *Reservoir Engineering and Petrophysics*. En Lake, L. W. (Ed.). *Petroleum Engineering Handbook. Volumen 5*. Richardson, Texas, Estados Unidos.
- Iden, R. (1965). *An Investigation of Fundamental Properties of Foam and the Application of the Foam-Drive Process to the Recovery of Oil from a Porous Medium* (Tesis de maestría). State College, Pensilvania. Estados Unidos.
- Kolb, G. E. (1964). *Several Parameters Affecting the Foam Drive Process for the Removal of Water from Consolidated Porous Media* (Tesis de Maestría). State College, Pensilvania. Estados Unidos.
- Kovscek, A. R. y Radke, C. J. (1994). *Fundamentals of Foam Transport in Porous Media*. Berkeley, California, Estados Unidos.
- León, A. T. y Padilla, P. M. (2019). *Desarrollo de una herramienta software para la evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

- Ma, K., López-Salinas, J. L., Puerto, M. C., Miller, C. A., Biswal, S. L. y Hirasaki G. J. (2013). *Estimation of Parameters for the Simulation Foam through Porous Media. Part 1: The Dry-Out Effect*. Energy & Fuels, 27(5), 2363-2375.
- Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. En Cuadernos PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo).
- Marfoe, C. H., Kazemi, H. y Ramírez, W. F. (1987). *Numerical Simulation of Foam Flow in Porous Media*. doi:10.2118/16709-MS
- Marsden, S.S y Khan, S. A. (1966). *The Flow of Foam Through Short Porous Media and Apparent Viscosity Measurements*. doi:10.2118/1319-PA.
- Martinsen, H. A y Vassenden, F. (1999). *Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) Process on Snorre*. 10th European Symposium on Improved Oil Recovery, Brighton, UK.
- Matías, C. (2001). *Inyección de espumas en procesos de recuperación mejorada; control de movilidad del gas* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F., México.
- Méndez, Z., Álvarez, J. M., Escobar, E., Colonomos, P. y Campos E. (1992). *Cyclic Steam Injection with Additives: Laboratory and Field Test Results of Steam/Foam and Steam/Solvent Processes*. doi:10.2118/24632-MS.
- Mohammadi, S. J., Collins, J. y Coombe, D. A. (1995). *Field Application and Simulation of Foam for Gas Diversion*. 8th European Symposium on Improved Oil Recovery. Vienna, Austria.
- Needham, R. B. (1968). *EE.UU. Patente N°. 3,412,793*. Oklahoma, Bartlesville: Patent and Trademark Office.
- Osterloh, W. T, y Jante, M. J. (1992). *Effects of gas and Liquid Velocity in Steady State Foam Flow at High Temperature*. doi:10.2118/24179-MS.

- Patton, J. T., Holbrook, S. T. y Hsu, W. (1983). *Rheology of Mobility-Control Foams*. doi:10.2118/9809-PA.
- Patzek, T. W. (1985). *Description of Foam Flow in Porous Media by The Population Balance Method*. Houston, Texas, Estados Unidos.
- Raza, S. H. (1970) *Foam in Porous Media: Characteristics and Potencial Applications*. doi: 10.2118/2421-PA.
- Robaina, R.M. y Ziritt, J. L. (1988). *Evaluation of a Surfactant: Steam-Soak Pilot Test in The Bolivar Coast, Venezuela*. doi: 10.2118/17386-MS.
- Rossen, W. R. (1996). *Foams in Enhanced Oil Recovery*. Nueva York, Estados Unidos.
- Sandoval, Y. M. y Franco, L. A. (2010). *Análisis de la implementación de la tecnología de espumas como método para aumentar el factor de recobro en campos petroleros (tesis de pregrado)*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Shen, D., Wu, Y., Liang, S. y Luo, J. (2015). *Thermal Stability of Foam during Steam Drive*. *Petroleum Exploration and Development*, 42(5), 712-716.
- Sierra, L. E., Santafé, E. R., Ortíz, O. P. y Piedrahita, C. C. (2007). *Estudio comparativo de las técnicas de enmallado estático empleadas en la simulación numérica de yacimientos*. *Revista Fuentes*, 5(2), 39-52.
- Trgos, E. M., González, A. R., Pinilla, J. M., Muñoz, S. y Mercado, D. P. (2010). *Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir With High Shale/Sand: Teca Field*. doi:10.2118/132775-MS.
- Trigos, E. M., Rueda, S. F., Rodríguez, E., Rivera, J. E. y Naranjo, C. E. (2013). *Key Strategies in the Heat Management for Steamflooding Projects, Teca Field Application*. doi: doi:10.2118/165223-MS.

Vega, G. y Barrios, H. (2011). *Steam Injection Experiences in Heavy and Extra-Heavy Oil Fields, Venezuela*. doi: 10.2128/150283-MS.

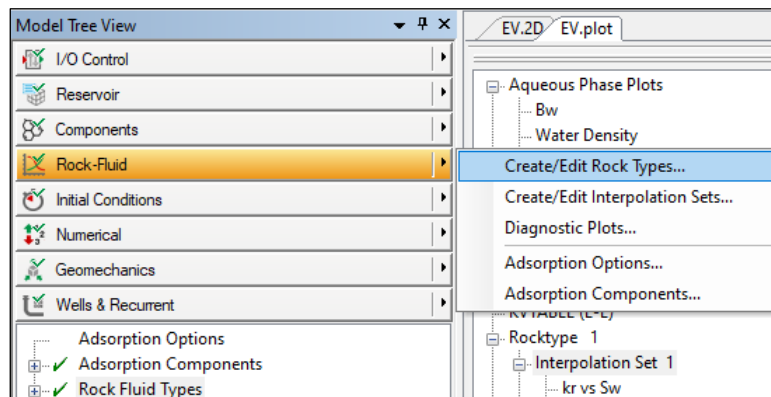
Villamizar, I. J. y Yatte, F. C. (2008). *Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección de agua mediante simulación numérica* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Apéndices

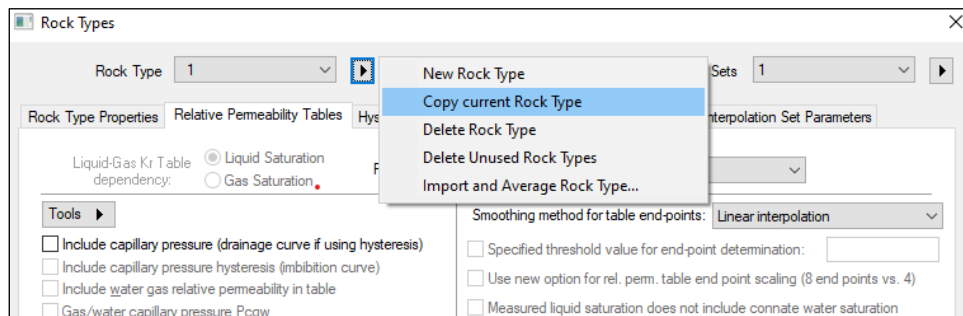
Apéndice A. Procedimiento desarrollado para la simulación de espumas mediante el modelo empírico en la herramienta *BUILDER* de CMG®

1. Establecer la zona en la cual se quiere que la espuma tenga efecto. Para esto se debe crear dos tipos de rocas en la sección de curvas de permeabilidades relativas mediante los siguientes pasos:

1.1 Seleccionar la sección Rock-Fluid – Create/Edit Rock Types.



1.2 Copiar el tipo de roca 1 para la creación del tipo de roca 2.



1.3 Distribuir en el modelo estratificado los tipos de roca 1 y 2 en la sección Reservoir – Array Properties en la propiedad llamada “Rel Perm Set Number” (tipo de roca 1 para el estrato más permeable y tipo de roca 2 para el resto de los estratos).

General Property Specification

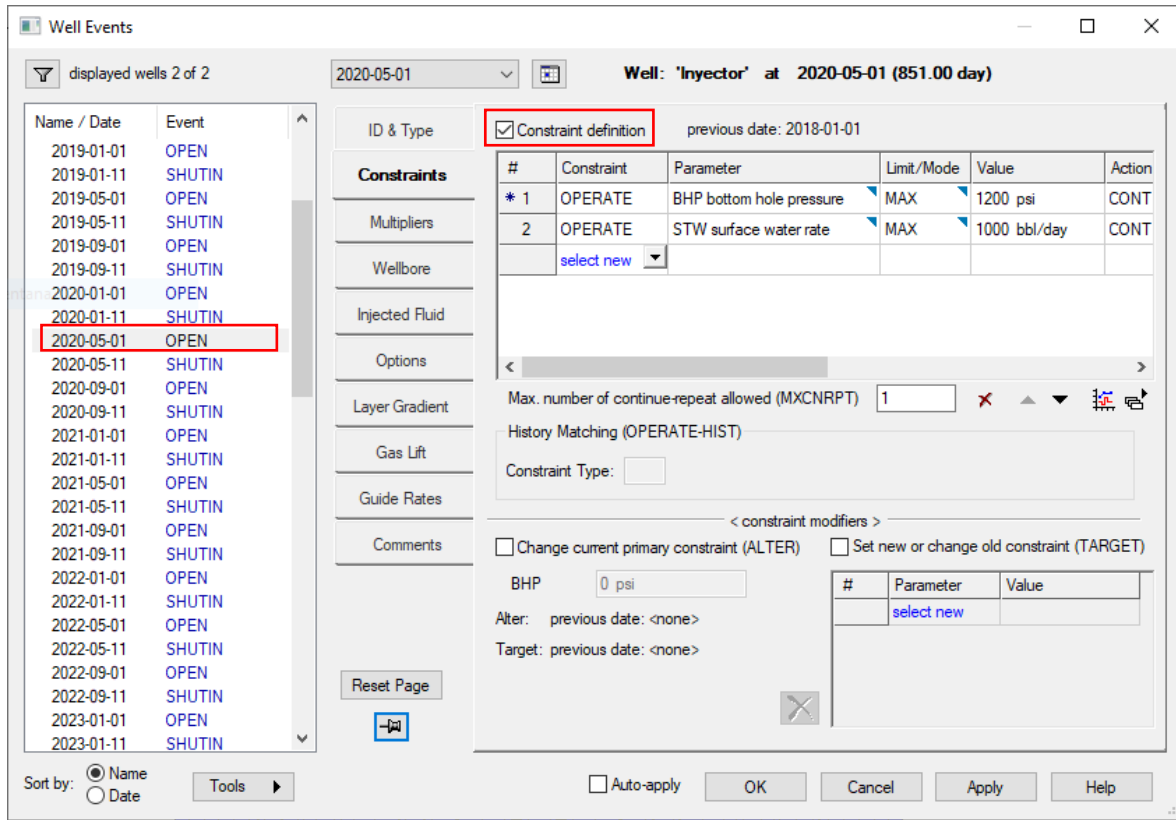
Edit Specification

Only for Start Time, Go to: Grid Top Use Regions / Sectors

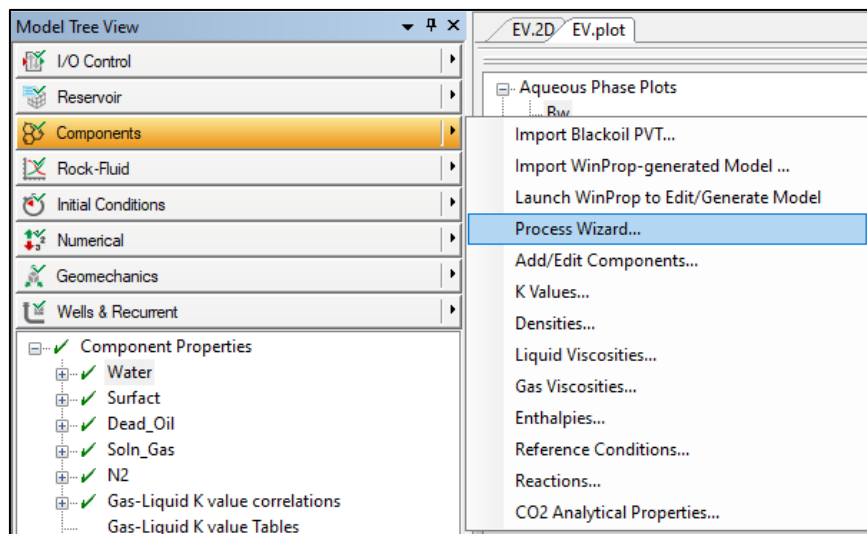
	Permeability J	Permeability K	Net Pay	Rel Perm Set Num	Temperature
UNITS:	md	md	ft		F
SPECIFIED:	X	X		X	X
HAS VALUES:	X	X		X	X
Whole Grid	Equals 1 (equal)				Formula: Grad_Ter
Layer 1		206		1	
Layer 2		206		1	
Layer 3		206		1	
Layer 4		206		1	
Layer 5		206		1	
Layer 6		0.0001		2	
Layer 7		0.0001		2	
Layer 8		206		2	
Layer 9		206		2	
Layer 10		0.0001		2	
Layer 11		0.0001		2	
Layer 12		206		2	
Layer 13		206		2	
Layer 14		206		2	
Layer 15		206		2	
Layer 16		206		2	
Layer 17		206		2	
Layer 18		0.0001		2	
Layer 19		0.0001		2	
Layer 20		206		2	
Layer 21		206		2	
Layer 22		206		2	
Layer 23		206		2	
Layer 24		206		2	
Layer 25		206		2	
Layer 26		206		2	

OK Cancel

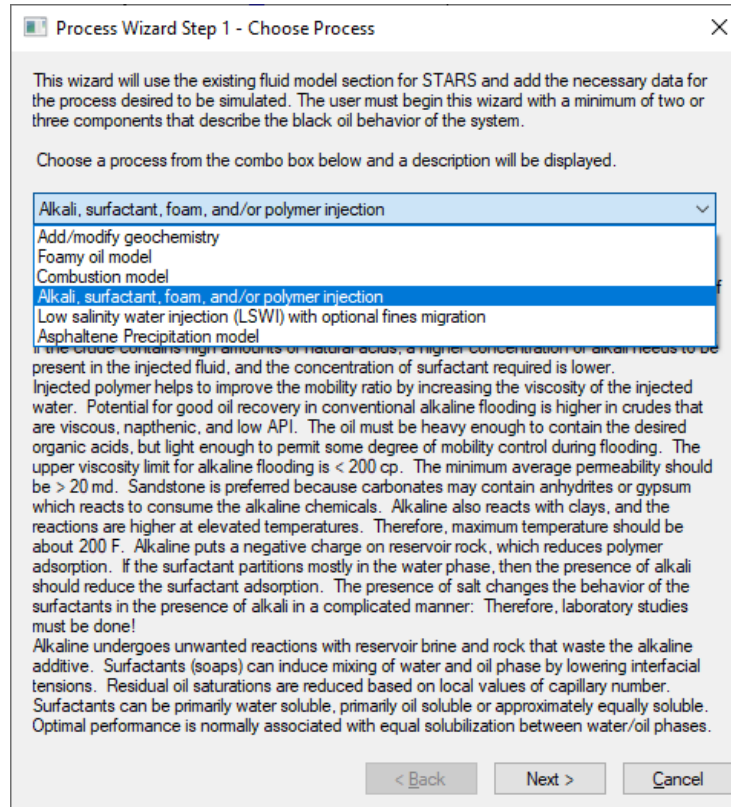
2. Determinar en qué momento se inyectará la espuma: En los eventos del pozo se debe seleccionar la fecha en la que inyectará la espuma y definir los constrains de dicha fecha. Tener en cuenta que al momento de seleccionar las fechas para la inyección del surfactante en el desarrollo del Process Wizard, solo se mostrarán las fechas que tengan definido algún constrain.



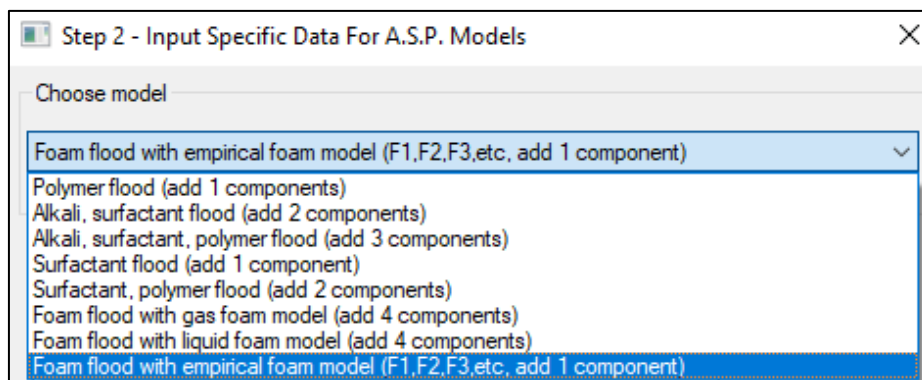
3. Seleccionar la sección Components - Process Wizard.



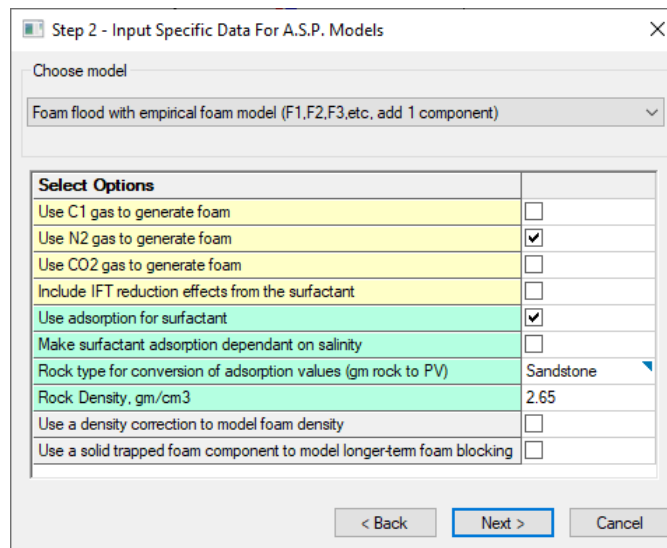
- De la lista desplegable, seleccionar la opción Alkali, surfactant, foam, and/or polymer injection.



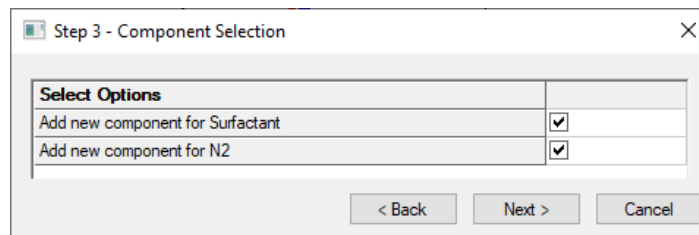
- Escoger la opción del modelo empírico para la simulación de espumas.



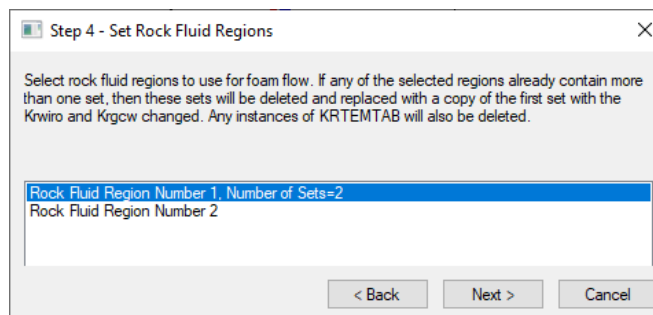
6. Elegir el tipo de gas para la generación de espumas, que en este caso es el N₂. Clic en Next.



7. En la presente interfaz son agregados los dos nuevos componentes para el surfactante y el nitrógeno. Dar en clic en Next.



8. Seleccionar el tipo de roca en donde se quiere modelar el efecto de la espuma, que en este caso es el tipo de roca 1.



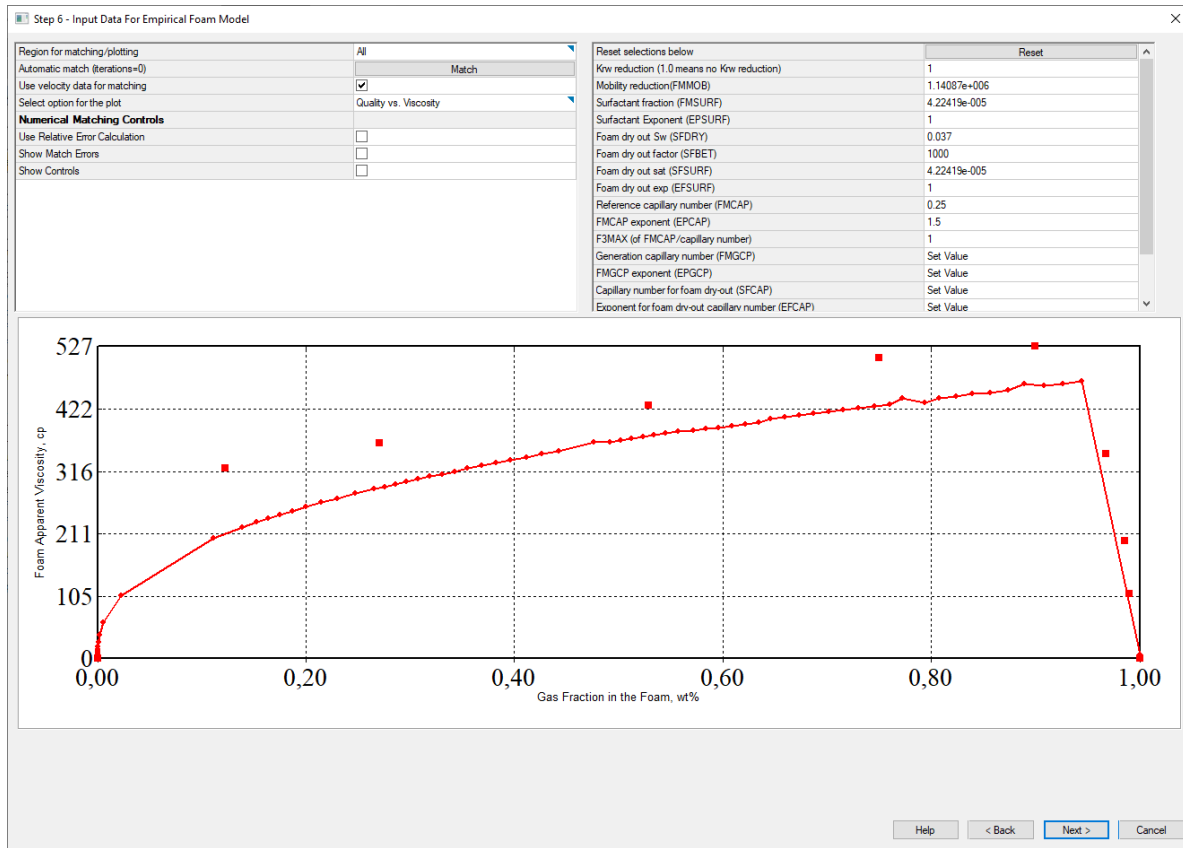
9. Introducir los datos provenientes de la prueba de laboratorio de la viscosidad aparente de la espuma a diferentes calidades.

The dialog box 'Step 5 - Input Experimental Foam Data' contains the following controls and data:

- Checkboxes:
 - Show foam quality vs. viscosity tables:
 - Show foam velocity vs. viscosity tables:
- Buttons:
 - Add Table: Add
 - Delete Table: Delete
- Fields:
 - Select table for display/edit: 1
 - Surfactant Wt%: 0.1
 - Foam Velocity(ft./day): 33
 - Matching Weight Factor: 1
- Data Table:

Foam Gas Fraction	Foam Apparent Viscosity
0	0.0001
0.123	322.7
0.271	363.7
0.529	427.3
0.75	509.1
0.9	527.3
0.968	345.5
0.986	200
0.99	109.1
1	0.0001
- Navigation:
 - < Back
 - Next >
 - Cancel

10. En esta interfaz se desarrolla el ajuste de los parámetros de la espuma. Al hacer clic en Match, el simulador realiza una serie de iteraciones combinando diferentes valores de los parámetros de la espuma hasta encontrar un ajuste con el menor error frente a los datos de laboratorio. Si se desea alcanzar un mejor ajuste, se puede variar manualmente los parámetros de la espuma uno por uno. Luego de obtener el ajuste deseado, continuar dando clic en Next.



11. Introducir los datos de una prueba de adsorción de surfactante o en su defecto dejar los asignados por el simulador y dar clic en Next.

The screenshot shows the 'Step 7 - Set Adsorption Values' dialog box. It contains a text input field for 'Enter porosity of laboratory surfactant adsorption sample' with the value 0.2494. Below it is a table with two columns: 'Weight % Surfactant' and 'Surfactant Adsorption, mg/(100gm rock)'. The table contains two rows of data.

Weight % Surfactant	Surfactant Adsorption, mg/(100gm rock)
1 0	0
2 0.1	27.5

12. Se especifica la concentración de surfactante y se selecciona las fechas en las que se va a inyectar. Para finalizar dar clic en Finish.

Step 8 - Choose Wells, Dates, and Set Injection Composition

Surfactant injection wt%: 0.1

Well Name	Date
<input type="checkbox"/> Injector	2018-01-01 0:00:00
<input checked="" type="checkbox"/> Injector	2020-09-01 0:00:00

Sort Well/Date Display:

Auto Select Wells:

All

Producers

Injectors

Highlighted

Match name / wildcard

13. Luego del desarrollo del Process Wizard para la simulación de espumas, en los eventos del pozo es posible observar las fracciones molares del vapor y el surfactante que constituyen la inyección de espumas.

Injected fluid: WATER

#	Component	Mole Fraction
1	Water	0.999957758
2	Surfact	4.22418644e-005
3	Dead_Oil	0.0
4	Soln_Gas	0.0
	Total:	1.0