

Evaluación técnico-económica de la implementación de una espuma preformada para un
proceso de inyección cíclica de vapor

Ana Paula Villaquirán Vargas

Trabajo de Grado Presentado como Requisito para Optar al Título de Magíster en Ingeniería
de Hidrocarburos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

MSc., en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirectores

Rubén Hernán Castro García

PhD(c), Ingeniería en Sistemas Energéticos

Miguel José Rondón Antón

PhD., Ciencias e Ingeniería del Petróleo.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

Dedicatoria

Mi Dios que se sirve de mí, siempre está a mi lado acompañándome porque él es fiel. Toda la energía y fuerza del universo converge en mí, soy luz y mi vida es una manifestación de Dios.

En esta existencia, todos mis triunfos y logros se los dedicaré a Dios; a mi familia, mi padre José Efraín y mi madre María Ligia por darme la vida y apoyo en cada paso que he soñado y llevado a cabo, mi agradecimiento es eterno, jamás podré retribuir lo que me han dado; a mi abuelita Dalva, quien es el ser más hermoso que la vida me regaló para ser feliz; a Gabriela con quien he crecido; y a Filipo, Martina, Lisa, Baco, Simeón, Lucrecia, Blue, Bomba, Trufa y Ágatha. Todos los que nombré en esta dedicatoria jamás me han dejado sola y mi vida está completa gracias a ellos.

Agradecimientos

Agradezco enormemente a mis codirectores, especialmente al PhD(c). Rubén Hernán Castro por creer en mí, acompañarme en este camino, y ayudarme a solucionar cada problema presentado, sin él todavía estaría a la mitad del desarrollo de mi tesis. Agradezco al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado y a mi director de tesis MSc. Samuel Fernando Muñoz, por guiarme y conferirme el gusto por la investigación. Al Instituto Colombiano del Petróleo por permitirme desarrollar este trabajo de grado. Y a la Universidad Industrial de Santander, mi alma mater que me formó como profesional y me ha visto crecer como ser humano.

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMAS	17
1.1 Generalidades de la inyección cíclica de vapor	17
1.2 Problemas y limitaciones de la inyección de vapor	18
1.3 Generalidades de las espumas	20
1.4 Inyección cíclica de vapor con espumas	22
1.5 Estabilidad de las espumas	25
1.6 Discusión	32
2. ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL COMPORTAMIENTO DE UNA ESPUMA.....	34
2.1 Prueba estática – Generalidades	36
2.2 Ejecución de las pruebas de estabilidad estática	38
2.3 Pruebas de adsorción estática de surfactante	47
2.4 Prueba de viscosidad aparente de una espuma	49
2.5 Discusión	53
3. MODELAMIENTO DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	54
3.1 Desarrollo del modelo conceptual de simulación	54
3.2 Generalidades del campo colombiano seleccionado.	55
3.3 Características del <i>grid</i> de simulación	55
3.4 Condiciones operacionales de los pozos	65
3.5 Discusión	70
4. MODELAMIENTO DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR CON ESPUMAS.....	71
4.1 Generalidades de los modelos para simular espumas en medio poroso	71
4.2 Modelamiento de espumas en el software STARS de CMG.....	74
4.3 Modelamiento del tamaño de bache de espuma	84
4.4 Discusión	87
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR CON ESPUMAS PREFORMADAS.....	88
5.1 Conceptos financieros básicos	89
5.2 Análisis económico de la inyección cíclica de vapor	91
5.3 Análisis económico de la inyección cíclica de vapor con espumas	93
5.4 Discusión	100

6. CONCLUSIONES.....	101
7. RECOMENDACIONES	103
REFERENCIAS	104

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Descripción de surfactantes evaluados estáticamente.</i>	36
Tabla 2. <i>Caracterización básica del agua de preparación de los surfactantes evaluados.</i>	39
Tabla 3. <i>Viscosidad aparente de la espuma generada utilizando la ley de Poiseuille</i>	52
Tabla 4. <i>Dimensiones del enmallado de simulación.</i>	56
Tabla 5. <i>Distribución de espesores en el grid de simulación.</i>	56
Tabla 6. <i>Propiedades petrofísicas del modelo de simulación.</i>	57
Tabla 7. <i>Propiedades térmicas de las rocas.</i>	61
Tabla 8. <i>Generación del PVT sintético.</i>	62
Tabla 9. <i>Constrains o restricciones del pozo productor.</i>	70
Tabla 10. <i>Comparación entre las tres categorías de modelamiento de espumas.</i>	73
Tabla 11. <i>Valores ajustados de las key words para simular espumas en STARS</i>	82
Tabla 12. <i>Relación en peso de espuma /aceite producido en un ciclo de inyección, variando tiempo de inyección a una tasa de 1.500 <bbl/d> de formulación espumante.</i>	86
Tabla 13. <i>Costo de equipos para generar espumas</i>	96
Tabla 14. <i>Especificaciones operacionales de la inyección cíclica de vapor con espumas.</i>	97
Tabla 15. <i>Costo por generación del vapor – Tasa de 1.500 Bbl/día.</i>	97
Tabla 16. <i>Costo por generación de espuma – Tasa de 2.000 Bbl/día.</i>	98
Tabla 17. <i>Resumen de costos variables en la etapa de inyección cíclica de vapor con espumas, tasa de 2.000 Bbl/día.</i>	98
Tabla 18. <i>Flujo de efectivo en la inyección cíclica de vapor con espumas – Tasa de 2.000 Bbl/día.</i>	99
Tabla 19. <i>Indicadores financieros en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 2.000 Bbl/día.</i>	99
Tabla 20. <i>Resultado de la evaluación de las tasas de inyección de espuma en un proceso de inyección cíclica de vapor mediante indicadores financieros.</i>	100

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Esquema general de las etapas de Inyección cíclica de vapor.....	19
<i>Figura 2.</i> Estructura de la espuma.....	21
<i>Figura 3.</i> Esquema de un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas.	24
<i>Figura 4.</i> Succión capilar, el líquido se mueve desde P_L a P_B	27
<i>Figura 5.</i> Comportamiento de la estabilidad de una espuma en función de la temperatura.	31
<i>Figura 6.</i> Comportamiento de la estabilidad de una espuma en función de la salinidad..	32
<i>Figura 7.</i> Surfactantes evaluados estáticamente.....	35
<i>Figura 8.</i> Esquema del montaje para pruebas de estabilidad estática de espumas.....	37
<i>Figura 9.</i> Espumómetro. Laboratorio Química de Producción, ICP.....	37
<i>Figura 10.</i> Alturas de referencia para análisis de estabilidad estática de espumas.	38
<i>Figura 11.</i> Diferencia de velocidad de burbujeo, tasa de 0,1 y 0,5 $\langle lpm \rangle$	41
<i>Figura 12.</i> Problemas presentados durante la evaluación estática de espumas.....	42
<i>Figura 13.</i> Registro fotográfico de la prueba de estabilidad estática en presencia de aceite, relación de mezcla 20(crudo)/80(solución espumante).	46
<i>Figura 14.</i> Registro fotográfico, adsorción estática surfactante D.	48
<i>Figura 15.</i> Esquema del montaje para prueba de viscosidad aparente de espuma.....	50
<i>Figura 16.</i> Montaje utilizado para determinar la viscosidad aparente de la espuma generada con el surfactante D.	51
<i>Figura 17.</i> Perfil de temperatura corte en el eje k de los días de producción al segundo ciclo .	67
<i>Figura 18.</i> Perfil de temperatura con corte en el eje k de los días de inyección.	68
<i>Figura 19.</i> Perfil de temperatura en vista areal de los días de inyección.	69
<i>Figura 20.</i> Efecto de la espuma en la curva de permeabilidad relativa al gas.	75
<i>Figura 21.</i> Parámetro interpolador de permeabilidad relativa - Modelo de espuma sin ajustar. .	77
<i>Figura 22.</i> Parámetro ajustado F1, efecto de la concentración de surfactante.	79
<i>Figura 23.</i> Parámetro ajustado F2, efecto de la saturación de aceite.	81
<i>Figura 24.</i> Parámetro ajustado F3, efecto de la velocidad de generación.....	82
<i>Figura 25.</i> Parámetro interpolador de permeabilidad relativa - Modelo de espuma ajustado.	83
<i>Figura 26.</i> Residuo de espuma tras 15 días de inyección.	86

Lista de Gráficas

	Pág.
<i>Gráfica 1.</i> Efecto de la tasa de burbujeo del nitrógeno, N ₂	40
<i>Gráfica 2.</i> Estabilidad estática de diferentes surfactantes evaluados a 25°C.	43
<i>Gráfica 3.</i> Estabilidad estática de la espuma generada con el surfactante D a diferentes temperaturas.....	44
<i>Gráfica 4.</i> Estabilidad estática de la espuma generada con el surfactante D a diferentes concentraciones	44
<i>Gráfica 5.</i> Estabilidad estática en presencia de crudo, relación de mezcla 20(crudo)/80(solución espumante).....	46
<i>Gráfica 6.</i> Adsorción estática del surfactante D en función de la concentración inicial y de equilibrio.....	49
<i>Gráfica 7.</i> Viscosidad aparente de la espuma evaluada en función de la calidad a condiciones de 25°C y presión atmosférica.....	52
<i>Gráfica 8.</i> Histograma de porosidad del modelo de simulación, distribución normal.	58
<i>Gráfica 9.</i> Histograma de permeabilidad del modelo de simulación.	59
<i>Gráfica 10.</i> Histograma de permeabilidad del modelo de simulación, distribución log-normal.	60
<i>Gráfica 11.</i> Propiedades de los fluidos del modelo de simulación	63
<i>Gráfica 12.</i> Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite.	64
<i>Gráfica 13.</i> Curvas de permeabilidad relativa líquido – gas.	64
<i>Gráfica 14.</i> Factor de recobro comparando los días de remojo.....	66
<i>Gráfica 15.</i> Tasa de agua inyectada por ciclo de vapor.....	70
<i>Gráfica 16.</i> Segundo set de curvas de permeabilidad relativa líquido – gas.....	84
<i>Gráfica 17.</i> Sensibilidad de los días de inyección de espuma - inyección cíclica de vapor con espumas preformadas.	85
<i>Gráfica 18.</i> Comparación del factor de recobro obtenido variando tasas de inyección de espuma	89

Lista de Apéndices

Apéndice 1. Protocolo para la evaluación de espumas QDP-ICP.	113
Apéndice 2. Análisis económicos de tasas de inyección	129

Resumen

Título: Evaluación técnico-económica de la implementación de una espuma preformada para un proceso de inyección cíclica de vapor*

Autor: Ana Paula Villaquirán Vargas**

Palabras clave: Inyección de vapor, Inyección de vapor con espumas, *Conformance* Químico, Formulación espumante, Estabilidad de espumas, Simulación de yacimientos, Protocolo experimental, Evaluación económica, Recobro Mejorado.

Descripción:

Durante un proceso de inyección cíclica de vapor, el fluido inyectado puede tener un barrido vertical deficiente atribuido a los altos contrastes de permeabilidad del medio poroso. Para mejorar la distribución del vapor en el yacimiento, se pueden inyectar espumas preformadas antes del ciclo de vapor para bloquear las trayectorias que ejercen menor resistencia al flujo y así mejorar el perfil de inyección e incrementar la producción de crudo.

Los variables más importantes para determinar la reducción de movilidad de la fase gaseosa en el yacimiento asociada a la inyección de espuma son la estabilidad y viscosidad aparente, las cuales fueron cuantificadas experimentalmente variando la concentración y tipo de surfactante, para luego seleccionar la formulación espumante de mejor desempeño. A través del *software* STARS de la compañía CMG (*Computer Modelling Group*) se evaluó numéricamente la tecnología de recuperación cíclica de vapor con espumas, realizando un análisis de sensibilidad a la tasa y tiempo de inyección.

Mediante simulación numérica se determinó que la espuma redujo un 22% la permeabilidad relativa al gas y que la duración del periodo de inyección de espumas de 8 días obtuvo los mejores resultados de producción incremental, con una relación de petróleo producido/espuma inyectada en el primer ciclo de 68,7 <Bbl/kg>. Finalmente, se evaluó económicamente la tecnología estudiada al variar diferentes estrategias representadas en tres tasas de inyección, y considerándose el costo de inversión de la cantidad de surfactante requerido, y el equipo AUTOGEN para generar las espumas preformadas; teniendo en cuenta la evaluación experimental, simulación numérica y evaluación económica, se concluyó que la implementación de la tecnología fue considerada viable técnico-económicamente.

*Tesis de maestría.

**Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MSc., Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectores: PhD(c), Rubén Hernán Castro García, PhD., Miguel José Rondón Antón.

Abstract

Title: Technical-economic evaluation of the implementation of a preformed foam in a cyclic steam stimulation process*

Author: Ana Paula Villaquirán Vargas**

Key words: Steam injection, Foam steam injection, Chemical conformance control, Foam agent formulation, Foam stability, Reservoir simulation, Experimental protocols, Economical evaluation, Enhanced oil recovery.

Description:

During a cyclic steam stimulation process, the injected fluid may have a poor vertical sweep as a result of the high permeability contrasts of the porous medium. To improve the distribution of the steam in the reservoir, preformed foams can be injected at the beginning of the steam cycle to block trajectories with low resistance to flow, thus improving the injection profile, and increasing oil production.

The most important variables to determine the mobility reduction of the gas phase in the reservoir associated with the injection of foam are the stability and apparent viscosity, which were quantified experimentally varying the concentration and type of surfactant; afterwards the foaming formulation with better performance was selected. Cyclic steam foam injection was numerically evaluated with the software STARS of the CMG company (Computer Modeling Group), performing a sensitivity analysis of the time and rate injection.

It was determined that the foam reduced the relative gas permeability by 22% and that the duration of the foam injection period of 8 days obtained the best results of incremental production, with a ratio of oil produced/ injected foam of 68,7 <Bbl/kg> in the first cycle. Finally, the studied technology was evaluated economically by varying different strategies represented in three rate injections and considering the investment cost of the amount of surfactant required, and the AUTOGEN equipment to generate the preformed foams; the implementation of the technology was considered economically viable.

*Master's thesis.

**Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MSc., Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectors: PhD(c)., Rubén Hernán Castro García, PhD., Miguel José Rondón Antón.

Introducción

Teniendo en cuenta la disminución de nuevos descubrimientos de yacimientos petroleros, y el aumento en la demanda energética a nivel mundial, resulta relevante la implementación de estrategias agresivas para acelerar los ciclos de evaluación de técnicas de recobro con el fin de potenciar la producción y reservas de hidrocarburo. En un panorama de producción nacional, el 42% de los 866.488 barriles de petróleo que produce a diario Colombia se atribuyen a crudo pesado (ACP, 2018), de forma que tecnologías como la inyección de vapor toman importancia.

La inyección cíclica de vapor, que se destaca por su éxito a nivel mundial; suele verse limitada por fenómenos de canalización o pérdidas de calor asociadas a la presencia de una formación ladrona en particular (Hirasaki, 1989; Delamaide, Cuenca y Chabert, 2016), dando como resultado un barrido ineficiente por la mala distribución de vapor en el yacimiento, y comprometiendo la viabilidad técnica y económica de su implementación; por esto, estrategias como la inyección de vapor con espumas se han desarrollado con el fin de dar solución a estas limitaciones, dichas estrategias pretenden aumentar el rendimiento energético y la cantidad de petróleo recuperado sin modificar significativamente las facilidades de superficie del proceso convencional, permitiendo extender el límite económico del proyecto.

Así entonces, la inyección de vapor en su modalidad cíclica con espumas preformadas permite incrementar la vida útil de la tecnología convencional puesto que supone una mejora al perfil de inyección, logrando optimizar la eficiencia del barrido vertical del vapor al bloquear las trayectorias que ejercen menor resistencia al flujo, causantes de zonas libres de vapor con mayor saturación de crudo.

A pesar que las experiencias en campo de la tecnología en estudio han sido documentadas en alrededor de 34 proyectos (Álvarez y Han, 2013; Delamaide, Cuenca y Chabert, 2016), se hace imperativo evaluar los factores de mayor incidencia en la eficiencia de la tecnología, los cuales experimentalmente hacen referencia a la formulación del agente espumante para *conformance* químico, y a nivel operacional la cantidad de producto a utilizar, de forma que pueda reducirse la incertidumbre del proceso de inyección cíclica de vapor con espumas, y pueda determinarse su viabilidad de implementación con la inclusión de variables financieras.

Este documento consta de cinco capítulos: en el primero, se describen y analizan las variables que afectan la estabilidad de una espuma a través de fuentes bibliográficas; en el segundo capítulo, se presenta la selección del surfactante a implementar como agente espumante, su variación de concentración y temperatura de evaluación, adoptando el procedimiento de Zamudio (2010), y se expone la experimentación adicional necesaria para simular la tecnología de inyección de vapor con espumas en el software STARS de la compañía CMG.

En el capítulo tres se presenta el desarrollo de un modelo conceptual de simulación numérica de un proceso de inyección cíclica de vapor en un campo de crudo pesado colombiano, el cual es caracterizado por ser heterogéneo y estratificado, de forma que permita generar una mala distribución del vapor inyectado.

En el cuarto capítulo se muestra el modelo de simulación de inyección de vapor con espumas, el procedimiento para ingresar y ajustar las variables involucradas en el proceso, y la sensibilidad en tasas y tiempos de inyección que dan lugar al tamaño de bache inyectado. Finalmente, en el último capítulo se presenta lo concerniente a teoría financiera para evaluación de proyectos petroleros, y mediante un algoritmo programado en *Microsoft Excel*, se evalúan diferentes

escenarios de inyección de espumas, dando lugar a una herramienta práctica para proyectos de inversión de inyección cíclica de vapor con espumas preformadas.

1. Descripción de la tecnología de inyección de vapor con espumas

1.1 Generalidades de la inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos de recuperación más ampliamente utilizados en la actualidad por su fácil aplicación, baja inversión inicial y rápido retorno de la misma. (Alvarado y Banzér, 2002). El objetivo principal de la técnica es contener energía térmica dentro de la formación y permitir que la roca actúe como un intercambiador de calor, transfiriéndolo al crudo almacenado en el medio poroso y logrando disminuir su viscosidad; este efecto de reducción es mucho más pronunciado para aceites de baja gravedad API. El método también permite incrementar la productividad del pozo, a través de la remoción de algunos tipos de daño, tales como: sólidos finos, depósitos asfálticos y parafínicos.

La inyección cíclica de vapor consta de tres etapas: inyección, remojo y producción (figura 1). En la etapa de inyección se suministra calor a la formación por medio del vapor húmedo inyectado, esta se lleva a cabo de manera continua y por un cierto periodo de tiempo, según los requerimientos estimados y la capacidad de los equipos utilizados durante el proyecto.

En la fase de remojo, se cierra el pozo por algunos días para que el calor inyectado se distribuya a su alrededor. En esta etapa, el aumento en la temperatura y condensación del vapor producen cambios en las permeabilidades relativas de los fluidos del yacimiento, de forma que, la reducción de la viscosidad y aumento en la permeabilidad relativa del crudo, generan un incremento en su movilidad. Adicionalmente, la duración de la fase de remojo debe optimizarse para permitir la

mayor transferencia de calor posible y evitar excesivas pérdidas de calor a estratos no productores del yacimiento (Trebolle, De Paz y Martínez, 1993).

Finalmente, durante la fase de producción el pozo es nuevamente abierto. A medida que se va enfriando la formación, ocurre un decaimiento en la producción de aceite hasta su tasa original durante la producción en frío, es en este momento cuando debe emplearse un segundo ciclo de inyección. Esta operación se repite hasta alcanzar el límite económico del proceso en el pozo productor.

La tecnología de inyección cíclica de vapor es muy efectiva durante los primeros ciclos de inyección, en donde las condiciones de los fluidos y la roca yacimiento son favorables para la extracción de los hidrocarburos. No obstante, a medida que estos avanzan, la producción incremental de aceite es cada vez menor, y durante la etapa final de este proceso, el yacimiento continúa con una alta saturación de aceite remanente. Esto podría estar atribuido principalmente a algunos problemas asociados a las heterogeneidades del yacimiento, alta saturación de agua en las cercanías del pozo, disminución de la permeabilidad efectiva al aceite, reducción de la presión promedio del yacimiento, entre otras.

1.2 Problemas y limitaciones de la inyección de vapor

Diversos problemas y limitaciones pueden sobrevenir durante el desarrollo de la inyección de vapor, problemas de índole operacional como las pérdidas de calor asociadas a la profundidad de la formación, razón por la cual se ha establecido un límite de 3.000 pies <ft> (Alí, 1974) para la implementación de la técnica, si se utiliza un generador de vapor en superficie; riesgo en la integridad de los pozos por la alta producción de arena, dado que las formaciones someras suelen

ser poco consolidadas, y por corrosión, ya que en algunos casos puede existir la emisión de gases ácidos como el H_2S y CO_2 ; y problemas inherentes a las características de la roca y los fluidos, que suelen ser de poco control. A continuación, se realiza una descripción de estos.

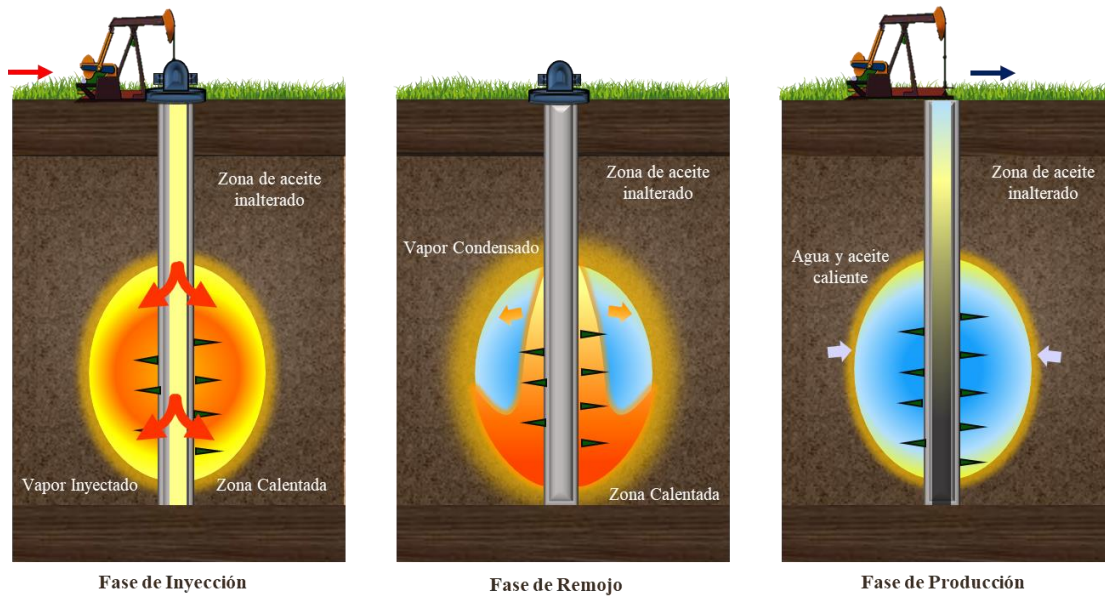


Figura 1. Esquema general de las etapas de Inyección cíclica de vapor. Copyright 2013 por Álvarez, y Han.

Segregación: si bien se recomienda que la inyección de vapor sea aplicada a formaciones con espesores mayores a 20 pies *<ft>* (Alí, 1974; Chu, 1985; Taber y Martin, 1997; Dickson, 2010), los yacimientos de gran espesor pueden exhibir el fenómeno de *overriding* o canalización del vapor por el tope, puesto que el efecto de la gravedad se acentúa. La pobre eficiencia de barrido vertical impide contactar la zona cercana al pozo inyector, dejando zonas de alta saturación remanente de petróleo.

Heterogeneidad del yacimiento: posiblemente, la principal razón por la cual fallan muchos proyectos de recobro de hidrocarburos es el desconocimiento de la heterogeneidad del yacimiento,

esta heterogeneidad está dada por la variación areal y vertical de la permeabilidad, lenticularidad de las arenas y la presencia de fracturas naturales e inducidas. La heterogeneidad del yacimiento crea canales preferenciales de flujo y, por tanto, el vapor al ser inyectado tenderá a ir por aquellas zonas que ejercen menor resistencia, calentando solo el aceite presente en ellas y dejando así una gran cantidad de petróleo no contactado (Yanbin et al., 2012).

Esta condición abre las puertas para explorar en la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan incrementar la vida útil de los proyectos y, en consecuencia, la producción y el factor de recobro de este tipo de yacimientos de crudos con baja °API y alta viscosidad. Una de ellas es la inyección de vapor con espumas.

1.3 Generalidades de las espumas

Una espuma es una dispersión metaestable, es decir, estable por un determinado período de tiempo, de un volumen relativamente grande de gas, generalmente entre el 60% y 97% del volumen total de espuma, en una fase continua de líquido (Holstein y Lake, 2007). Esta dispersión tiene una estructura definida, como se muestra en la figura 2, donde se pueden identificar tres partes, la *lamella* que es la membrana líquida intersticial que separa las burbujas de gas, el borde del *Plateau*, que es el punto donde convergen tres películas de líquido formando un ángulo de ciento veinte grados (120°); y adicionalmente, en una vista espacial, los nodos que son la unión de cuatro bordes de *Plateau* en aproximadamente ciento nueve grados ($\approx 109,5^\circ$) (Schramm y Wassmuth, 1994).

La mayoría de las espumas tienden a romperse rápidamente siguiendo la ley de Stokes, es por esto, que se debe adicionar un agente espumante a la fase líquida. Este agente puede comprender

uno o más de los siguientes componentes: surfactantes, macromoléculas (polímeros) o sólidos finamente divididos; siendo el surfactante el más importante de ellos, ya que se ubica en la interfaz de los dos fluidos impidiendo su separación y aumentando la estabilidad de la espuma.

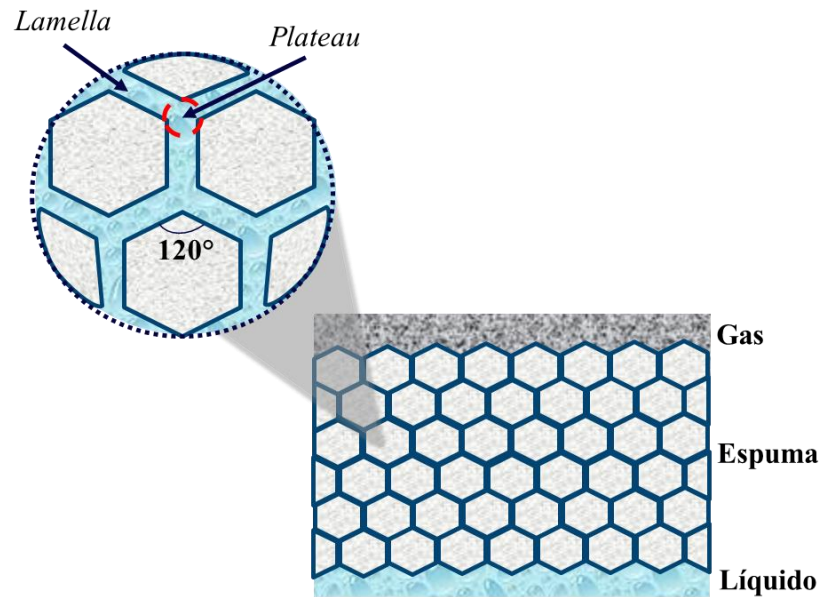


Figura 2. Estructura de la espuma. Copyright 1994 por Schramm y Wassmuth.

1.3.1 Tipos de generación e inyección de espumas. Existen tres formas de generar e inyectar espumas en yacimientos, estas son: preformación, co-inyección e inyección alternada de surfactante y gas.

Espuma preformada: en este método la espuma es generada antes de entrar en el medio poroso, ya sea en superficie, durante su desplazamiento a través de la tubería de inyección/producción o antes de entrar en las perforaciones (Turta y Singhal, 1998). Las espumas preformadas poseen la ventaja de que presentan altos factores de bloqueo y reducción de

movilidad; sin embargo, no proveen grandes profundidades de penetración en el medio poroso (Zhdanov, Amiyan, Surguchev, Castanier y Hanssen, 1996).

Co-inyección – generación *in situ*: el método de co-inyección puede realizarse de dos formas. Se puede inyectar de manera continua gas y de manera intermitente surfactante, o tanto el gas, como el surfactante pueden ser inyectados continuamente. Para ello, deben utilizarse sartas duales. Adicionalmente en este tipo de generación, la espuma es formada en el medio poroso en la zona cercana a los pozos.

Inyección alternada de surfactante y gas (*Surfactant alternating gas*, SAG por sus siglas en inglés) - generación *in situ*: en este método la espuma es formada en el medio poroso a partir de la inyección alternada de baches de surfactante y gas. En un principio, el gas desplaza el surfactante por drenaje; sin embargo, posteriormente, y de acuerdo a las condiciones presentes en el medio poroso, las dos fases se mezclan formando la espuma (Zhdanov, Amiyan, Surguchev, Castanier y Hanssen, 1996).

1.4 Inyección cíclica de vapor con espumas

Las espumas preformadas en la inyección cíclica de vapor se inyectan al inicio del ciclo. La espuma inyectada ingresa a lo largo de toda la sección perforada, independientemente de las diferencias de permeabilidad existentes entre los estratos del yacimiento; sin embargo, de acuerdo con los esfuerzos a los que es sometida, tendrá una respuesta de bloqueo en relación con el vapor inyectado.

La movilidad de una espuma es significativamente menor que la movilidad de la fase individual de gas, y en algunos casos ligeramente más pequeña que la movilidad de la fase acuosa individual.

Esto se debe a la combinación de factores como la reducción de la permeabilidad relativa de cada fase y al mejoramiento de la viscosidad aparente, a su vez asociadas a un aumento de la saturación residual del gas atrapado y resistencia al flujo causado por la propagación de las *lamellas* a través del espacio poroso (Holstein y Lake, 2007).

Debido a que las espumas son efectivas en la reducción de la permeabilidad relativa de la fase gas, son buenas candidatas para ser usadas como agentes de bloqueo. Cuando la espuma se ubica en zonas de alta permeabilidad, caracterizadas por bajos esfuerzos de corte, adquiere una mayor viscosidad aparente; generando así, una disminución significativa en el flujo de dichas zonas. De esta manera, el fluido se ve obligado a desviarse hacia estratos menos permeables en donde altos esfuerzos de corte evidencian una menor viscosidad y por lo tanto una mayor facilidad al flujo. (Li, Song y Wang, 2009)

La movilidad de una espuma depende fuertemente de la textura, la cual es una medida del tamaño promedio de las burbujas de gas (Holstein y Lake, 2007), y es gobernada por los mecanismos que generan y destruyen las burbujas, como la presión capilar, concentración de surfactante, entre otros factores, que serán mencionados durante el presente capítulo. Dado que la presión capilar es una función de las permeabilidades, la movilidad de la espuma en las rocas con contraste de permeabilidades será diferente, originándose un proceso de divergencia. En el caso ideal, la espuma colapsa en las capas de baja permeabilidad debido a la alta presión capilar, pero se mantiene atrapada en las capas de alta permeabilidad (figura 3).

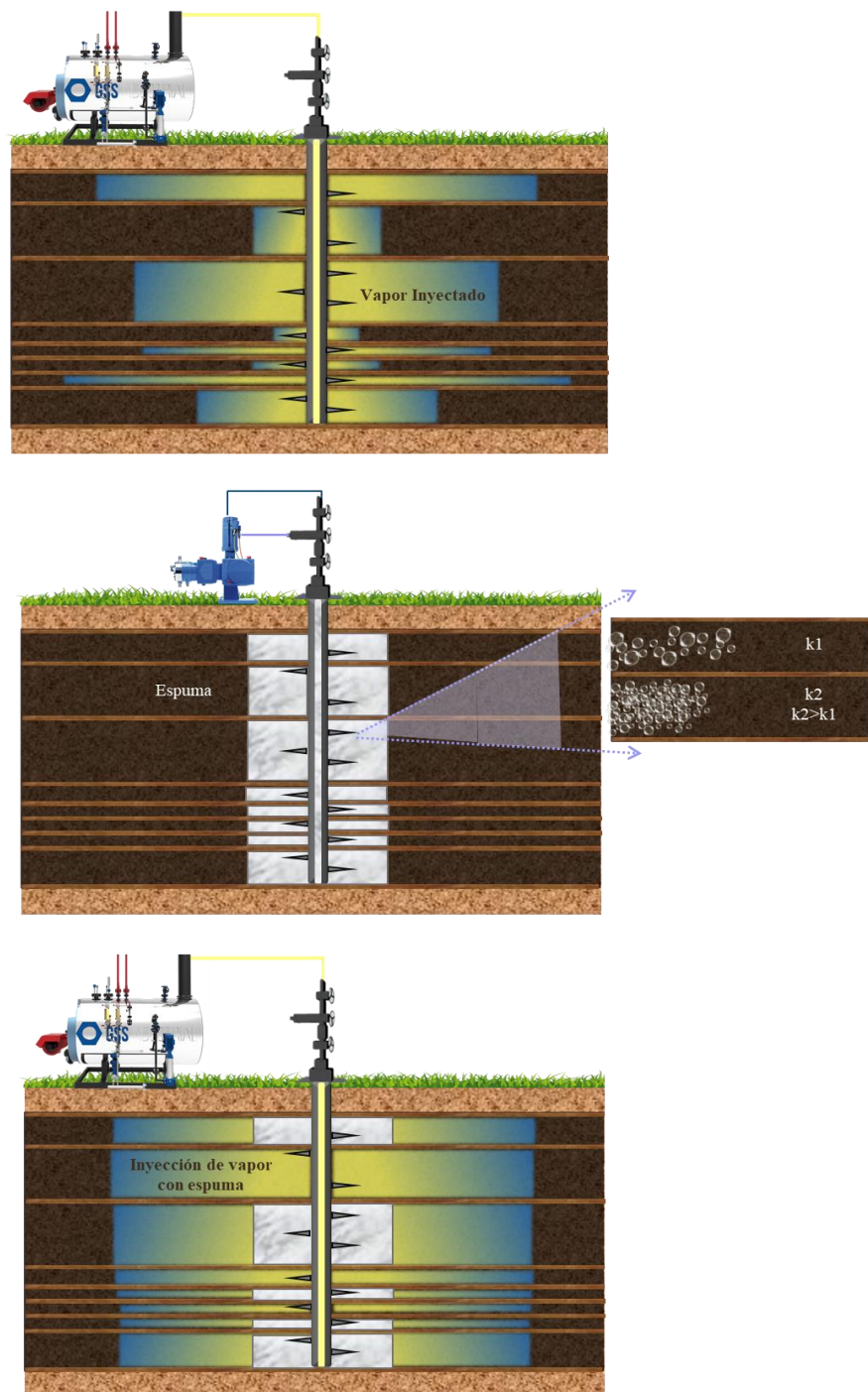


Figura 3. Esquema de un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas.

1.5 Estabilidad de las espumas

Como se mencionó anteriormente, los surfactantes son el componente principalmente responsable de aumentar la estabilidad de una espuma; es entonces importante estudiar cómo los agentes tensioactivos proporcionan dicha estabilidad a la espuma, y qué factores podrían llegar a contrariar dicho proceso.

Para generar una espuma se requiere mínimo de un componente gaseoso, uno líquido, y la suficiente energía mecánica para formar la dispersión de estos dos componentes. Los surfactantes incorporados en la fase líquida promueven la estabilidad de la espuma, debido a su adsorción en la interfaz gas-líquido. Dado que las burbujas de gas tienen un área superficial grande, un pequeño cambio en la energía de superficie por unidad de área puede convertirse en una energía de superficie total considerable (Shafrin, 1990; Rodríguez, 2012). Por lo tanto, si se reduce la tensión superficial burbuja-*lamella*, disminuirá la energía libre del sistema, y la cantidad de energía mecánica necesaria para la generación de una espuma.

La estabilidad de una espuma está basada en la resistencia de dos fenómenos diferentes: drenaje de líquido (adelgazamiento de la película) y coalescencia de burbujas. El drenaje de líquido tiene lugar cuando dos o más burbujas se acercan estrechamente pero no se tocan entre sí, este adelgazamiento depende principalmente de la presión capilar y las perturbaciones mecánicas. En la coalescencia, dos o más burbujas se fusionan para formar una sola burbuja más grande (Isenberg, 1978).

Aunque la estabilidad de una espuma puede describirse a través de las características mecánicas inherentes de dicha dispersión, como la textura, tamaño de la burbuja y distribución; la forma en

que estos atributos cambian es solo la manifestación de las propiedades y fenómenos físicos de la espuma.

1.5.1 Fenómenos y propiedades físicas que intervienen en la estabilidad de una espuma.

Succión capilar: es un fenómeno que se produce como resultado de la propia geometría de la espuma que causa el adelgazamiento de la película líquida y puede explicarse mediante la ecuación de Young-Laplace de la siguiente manera.

$$\Delta P = P_{gas} - P_{liquid} \quad (1)$$

$$\Delta P = \frac{2\gamma^*}{R} \quad (2)$$

$$\Delta P = \gamma^* \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (3)$$

Para una burbuja esférica, la diferencia de presión (ΔP) entre el gas dentro de la burbuja y el líquido que la rodea está dada por la ecuación 1., este diferencial varía según el radio (R) como se muestra en la ecuación 2., y también es función de la tensión superficial (γ^*). Si la burbuja no es esférica pero su forma es irregular, entonces el diferencial de presión estaría regido por la ecuación 3., donde se utilizan los dos radios principales de curvatura (R_1, R_2).

Para explicar la succión capilar, se asume que los radios principales de curvatura son iguales para una ubicación determinada de la *lamella*, ecuaciones 4 y 5., (Castellan, 1998).

Debido a la geometría de la espuma, el radio de curvatura de la *lamella* (R_L) es mayor que el radio del borde de *Plateau* (R_B), por lo que la diferencia de presión a través de la superficie curva es mayor en el lado de la *lamella* (P_L), ecuación 6. Esta presión hace que el líquido fluya hacia los bordes de *Plateau*, provocándose el adelgazamiento de las películas, rotura y colapso de la espuma, figura 4.

$$R_{2L} = R_{1L} \quad (4)$$

$$R_{2B} = R_{1B} \quad (5)$$

$$P_L \gg P_B \quad (6)$$

Efecto gravitacional: aunque el efecto de la gravedad es más notable en aquellas *lamellas* que están en posición vertical, habrá una tendencia invariable a que el líquido de la espuma se drene debido a la gravedad y permanezca en el fondo siguiendo el principio de diferencia de densidad.

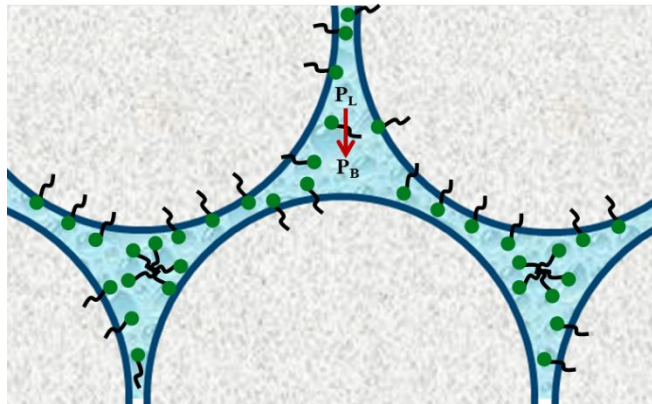


Figura 4. Succión capilar, el líquido se mueve desde P_L a P_B . Copyright 1992 por Schramm y Wassmuth.

Elasticidad de la superficie: es la medida de la resistencia a los gradientes de tensión superficial (Lucassen y Reynders, 1981). La espuma debe tener un comportamiento elástico para poder soportar deformaciones; la elasticidad de la película de líquido se puede explicar a través del efecto Gibbs-Marangoni. Cuando dos burbujas se acercan, su geometría se aplana y se estira. La película líquida entre ellos estará expuesta a una tensión reiterada en la que su área de superficie aumentará rápidamente, la concentración de surfactante adsorbido tenderá a disminuir y, en consecuencia, aumentará la tensión superficial.

En la zona estirada se produce un fenómeno denominado inestabilidad Marangoni, donde el movimiento de la superficie se produce desde la zona adyacente, que es más gruesa y la tensión es menor, hasta la zona estirada, donde la tensión es mayor; lo que restaura su grosor original y retrasa eventualmente la rotura de la película.

Viscosidad interfacial: es otra propiedad que detiene la deformación y rotura de las *lamellas* al promover la estabilidad de la espuma a través de la reducción de la tasa de drenaje de la película líquida. Por lo tanto, una viscosidad interfacial alta puede aumentar la vida media de una espuma.

Potencial superficial – Estabilización electroestática: el comportamiento eléctrico de una dispersión estabilizada está determinado por la superposición de las fuerzas de atracción de Londres - Van der Waals (fuerzas de dispersión) y la energía repulsiva electrostática (Rao, 2004; Romero, 2000). Excluyendo los materiales polares, las fuerzas de dispersión, específicamente las fuerzas de Londres, que son dipolos inducidos, son una de las razones principales por las que las espumas colapsan (Schick, 1960). Para evitar esto, las fuerzas de Londres y Van der Waals se equilibran con fuerzas repulsivas. Cuando dos interfaces de burbuja cargadas se aproximan, sus doble capas eléctricas se superponen, y las *lamellas* tenderán a estabilizarse completamente;

especialmente, si una espuma se estabiliza con surfactantes iónicos, las interfaces inducirán una fuerza repulsiva que se opone al proceso de adelgazamiento (Salager, 1999), siendo así, las interfaces a cada lado de la película líquida cargadas equivalentemente.

1.5.2 Factores que afectan la estabilidad de una espuma

Concentración del surfactante: como ya se mencionó, cuando se estira la película de líquido de una espuma, la concentración del surfactante adsorbido en esa área disminuirá; por lo tanto, mantener una concentración adecuada de tensioactivo en la formulación de espuma es una condición crucial para la estabilidad de la dispersión. Adicionalmente, la espumabilidad, que es la capacidad de las soluciones para formar espumas en condiciones propicias para la dispersión de burbujas de gas en la matriz líquida, depende en gran medida de la concentración del agente tensioactivo, por lo que la capacidad de formación de espuma aumenta a medida que la concentración del surfactante alcanza la concentración micelar crítica, CMC (Salager, 1999).

Presencia de aceite: el contacto directo con crudo afecta en gran medida la estabilidad de una espuma. Si bien, la influencia del aceite en la estabilidad de la espuma aún no se comprende completamente, puede afectar la vida media de una espuma a través de los siguientes fenómenos:

- **Partición en aceite:** el surfactante es una molécula anfifílica; por consiguiente, puede existir una tendencia a que el surfactante sea absorbido en este fluido. Sin embargo, la partición en algunos casos podría ser despreciable para los surfactantes formadores de espuma. (Novosad, 1989)
- **Emulsión espontánea:** el aceite en presencia de surfactante puede emulsionarse fácilmente en agua, estas emulsiones pueden afectar la estabilidad de la interfaz de las *lamellas*.

Además, este es un problema importante en el tratamiento de la producción de los campos sometidos a este tipo de procesos.

- **Propagación:** el aceite puede desplazar las *lamellas* de una espuma, progresiva y espontáneamente; sin embargo, esto solo ocurre si el coeficiente de propagación es positivo (Ross, 1992). Los fenómenos de propagación disminuyen la tensión superficial, aumentan el radio de curvatura de las burbujas de espuma, modifican la elasticidad de la superficie original y cambian la viscosidad interfacial (Schramm et al., 1992).

Se han realizado varios estudios con el objetivo de determinar por qué la presencia de aceite inestabiliza la espuma. Se ha encontrado que las espumas suelen ser más sensibles a crudos livianos que pesados (Lau y O'Brien, 1988; Suffridge et al., 1989) y que la influencia de la saturación de aceite es predominante sobre el tipo de crudo (Law, 1992; Simjoo, Rezaei, Andrianov y Zitha, 2013)

Adsorción: la adsorción es un proceso en el cual una sustancia se adhiere y acumula en una superficie, en este caso sobre la roca yacimiento. La adsorción de surfactantes está influenciada por factores como el tipo de surfactante, mineralogía de la roca, pH, salinidad, temperatura, entre otros. En este caso, la temperatura es un factor determinante debido a los altos rangos que puede alcanzar el proceso de inyección de vapor; se ha observado que a medida que aumenta la temperatura, la cantidad de surfactante adsorbido disminuye considerablemente, lo que se atribuye a un aumento en la energía cinética de los monómeros de surfactante. (Pavan, 2000; Weifeng, 2011).

Temperatura: la viscosidad intersticial es una propiedad que varía drásticamente con los cambios de temperatura, si se utiliza una espuma en un proceso de inyección de vapor, su estabilidad térmica será un parámetro crítico.

La temperatura tiene un efecto en el movimiento molecular de las sustancias, contribuyendo a la movilidad del gas y al drenaje de líquidos de las películas líquidas entre burbujas. Cuando la temperatura aumenta, la distancia entre las moléculas aumenta, el líquido se expande y la energía cinética de las moléculas de surfactante aumenta. Como resultado, la espumabilidad, y por consiguiente el volumen de espuma aumenta considerablemente (Sun, Wei, Pu, Wang, Wu y Tan, 2016). En la figura 5., se muestra la expansión volumétrica y el decremento en el tiempo de vida media de una espuma con el aumento de la temperatura.

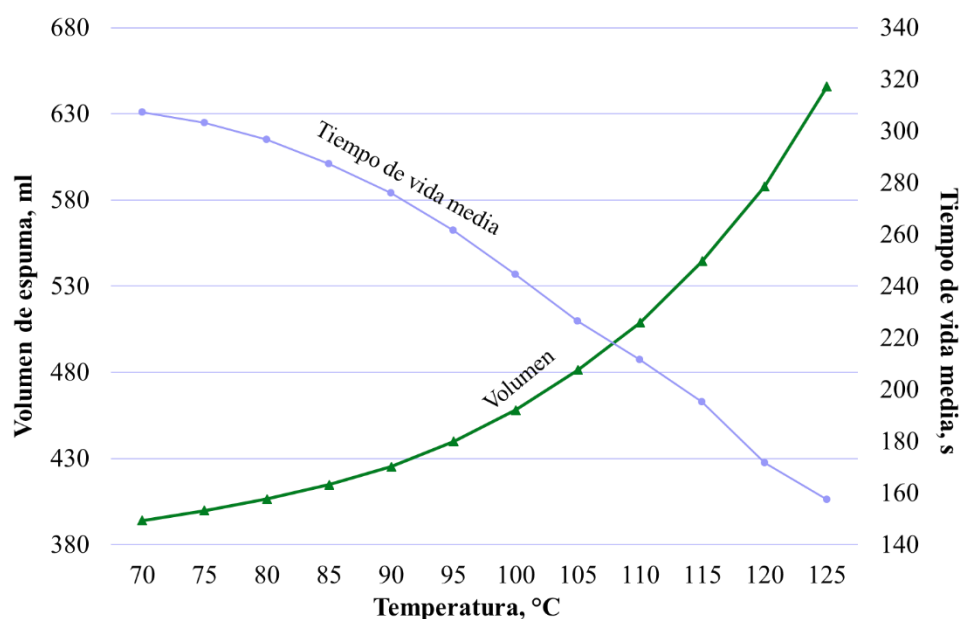


Figura 5. Comportamiento de la estabilidad de una espuma en función de la temperatura.

Copyright. 2016 Sun, Wei, Pu, Wang, Wu y Tan.

Salinidad: con el aumento de la salinidad, la viscosidad intersticial de una espuma puede verse afectada negativamente, la adsorción en medios porosos podría aumentar y el comportamiento electrostático de la dispersión ser perturbado; no obstante, como se observa en la figura 6., la presencia de ciertos iones monovalentes puede incrementar el tiempo de vida media de una

espuma; por otro lado, la concentración de iones divalentes se contrapone a la estabilidad, ya que el intercambio de iones de sodio se favorece termodinámicamente por los iones de calcio o magnesio, generando sulfonatos de alfa olefina de iones divalentes con el surfactante, compuestos que no tienen propiedades espumantes (Zamudio, 2010; Yong Ge, Quinfei, Wencui, Jie y Jishou, 2010).

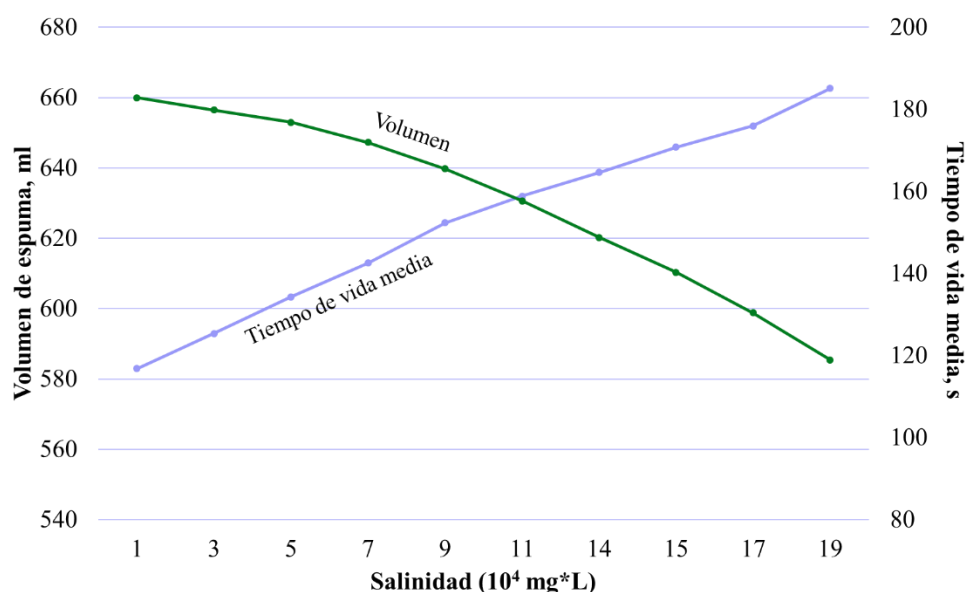


Figura 6. Comportamiento de la estabilidad de una espuma en función de la salinidad. Copyright 2016 por Sun, Wei, Pu, Wang, Wu y Tan.

1.6 Discusión

A diferencia de otros agentes de recobro químico, los surfactantes tienden a ser más resistentes a las diferentes condiciones adversas de los yacimientos, en particular las moléculas de sulfonatos que presentan una mayor tolerancia a las altas temperaturas. La temperatura de un proceso de inyección de vapor podría causar una rápida degradación del agente tensioactivo, razón por la cual

han surgido varias patentes (US4967837A, 1989; US5005644A, 1987; US4393937A, 1981) que proponen el uso de surfactantes modificados para la tecnología de vapor con espuma, donde no solo son termo-resistentes, sino que también forman espumas tolerantes a la presencia de aceite. A partir del desarrollo de estas patentes, se ha entendido que los surfactantes más adecuados para estabilizar la espuma en la inyección de vapor son los tensioactivos aniónicos con estructuras de alquil sulfonato y sulfonato de alfa oleofina (Salager, 1999). Por lo tanto, para elegir el surfactante que estabilizará las espumas de un proceso de vapor, es importante tener en cuenta características tales como: poder espumante, estabilidad térmica, baja adsorción y baja tendencia a la partición en la fase de aceite.

También se ha mencionado que la estabilidad y espumabilidad dependen en gran medida de la concentración del surfactante; sin embargo, el comportamiento de la CMC es susceptible a la temperatura; de forma que para surfactantes iónicos tiene un comportamiento en forma de U: cuando la temperatura aumenta, inicialmente la CMC disminuye, y luego también aumentará. Con poco aumento de la temperatura, la micelización se produce a concentraciones más bajas debido a un incremento en la hidrofobicidad del tensioactivo (Lim, 2009); no obstante, con un aumento adicional de la temperatura, se produce la descomposición de la estructura del agua, lo que no favorece la micelización, y genera un aumento de la CMC (Mohajeri y Noudeh, 2011). Un aumento en la concentración necesaria para estabilizar una espuma afecta directamente la economía del proceso de recuperación de aceite, y este es un desafío que deben enfrentar principalmente las espumas formadas in situ; puesto que la micelización de las espumas preformadas se produce bajo condiciones de superficie o tubería.

Otro parámetro ligado a la tecnología de inyección de vapor y al yacimiento es la presión, la cual incrementa la estabilidad de una espuma. Estudios realizados por Zamudio (2010) muestran

que el tiempo en que tarda en degradarse una espuma a condiciones de 2.130 psi (150 kg/cm^2) es 681 veces mayor que a condiciones de presión ambiental, manteniéndose la temperatura de 95°C y en ausencia de aceite. Este comportamiento también está relacionado con el gas utilizado para generar espumas; ya que, si se utiliza dióxido de carbono, CO_2 , las espumas son débiles a altas presiones, mientras que, con nitrógeno, N_2 , la textura de una espuma mejora (Siddiqui y Gajbhiye, 2017).

Finalmente, considerando que la espuma no está hecha exclusivamente de surfactante, otros factores como la cantidad de gas en la dispersión pueden influir en la estabilidad de la espuma. Por ejemplo, en el régimen de alta calidad de espuma (alto contenido de gas), la estabilización insuficiente de las *lamellas* genera caminos continuos de gas donde el flujo está dominado por la coalescencia (Álvarez, 2001).

2. Análisis experimental del comportamiento de una espuma

Como se mencionó en la sección 1.6, los surfactantes aniónicos son los que tienen especial implementación en la generación de espumas; adicionalmente, el agente espumante escogido debe ser térmicamente estable, de forma que no presente una degradación significativa a las condiciones del yacimiento y la inyección de vapor.

Esta restricción de exposición a altas temperaturas reduce el grupo de surfactantes disponibles para la aplicación de la tecnología de inyección de vapor con espumas. Diferentes investigaciones indican que los compuestos sulfonatos muestran la mejor estabilidad a altas temperaturas; sin embargo, dentro de estos se encuentran numerosas especies químicas que no necesariamente

poseen una cualidad espumante. Es posible reconocer dentro de los sulfonatos, la existencia de tensoactivos termoestables con capacidad de formar espumas; estos son los sulfonatos de alfa-olefina y sulfonatos de alquil aríl (Muijis et al., 1985; Moreau et al., 2013). La experimentación del presente trabajo está constituida por la selección del surfactante a implementar en un proceso de inyección de vapor con espumas y los datos de entrada necesarios para simular esta tecnología en el *software* STARS de la compañía CMG, tales como adsorción y viscosidad aparente.

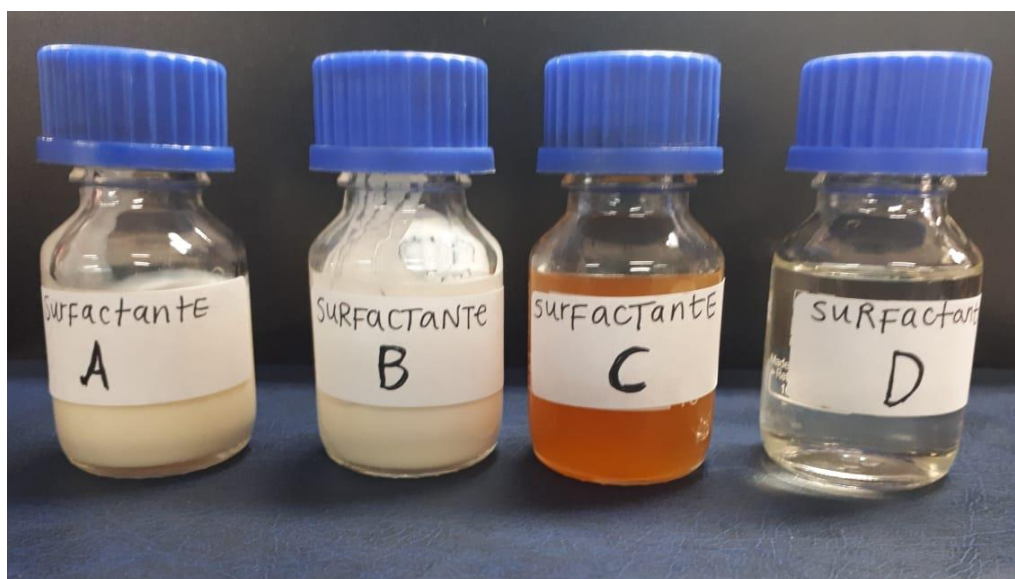


Figura 7. Surfactantes evaluados estáticamente.

Para ello, se evaluaron 4 surfactantes (figura 7.) cuya composición se muestra en la tabla 1., para seleccionar el que mejor rendimiento presenta a través de pruebas estáticas de estabilidad.

Tabla 1. *Descripción de surfactantes evaluados estáticamente.*

Surfactante	Descripción
A	Sulfonato de olefina interna. Temperatura máxima 200 °C.
B	Alquil tolueno lineal. Temperatura máxima 250 °C
C	Dodecil benceno sulfonato. Temperatura máxima 200 °C.
D	Compuesto: Dodecil benceno sulfonato, decanol y óxido de dodecildimetilamina. Temperatura máxima 300 °C

Las pruebas de estabilidad estática de espuma constituyen una herramienta útil para la evaluación de los factores que mayor incidencia tienen en el comportamiento de determinada dispersión. La estabilidad de una espuma, como se mencionó en el capítulo 1., es dependiente de parámetros como el tipo de surfactante utilizado, su concentración, la salinidad del agua de preparación, la calidad de la espuma, la tasa de burbujeo del gas, la presencia de aceite, entre otros.

2.1 Prueba estática – Generalidades

La prueba consiste en dejar burbujear gas en una matriz de solución de surfactante, por un tiempo determinado, posteriormente registrar la altura inicial alcanzada, así como el decrecimiento por intervalos de tiempo establecidos. La prueba se realiza en un equipo denominado espumómetro, cuyo esquema se muestra en la figura 8., foto en la figura 9., y el cual consiste en dos cilindros concéntricos. El cilindro externo contiene el fluido que transfiere temperatura a la espuma que se forma en el cilindro interno debido a un difusor que burbujea el gas no condensable, en este caso nitrógeno N₂.

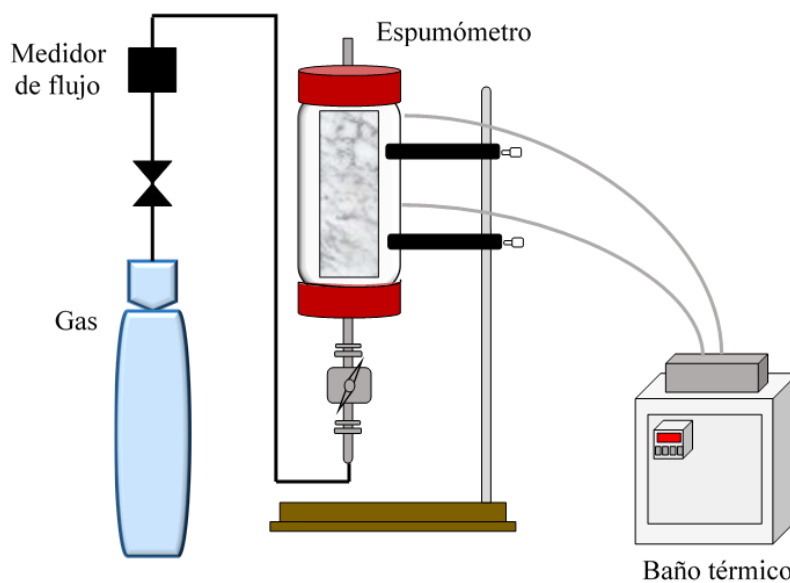


Figura 8. Esquema del montaje para pruebas de estabilidad estática de espumas.



Figura 9. Espumómetro. Laboratorio Química de Producción, Instituto Colombiano del Petróleo.

El análisis de estabilidad realizado en el presente trabajo fue tomado de Zamudio (2010), en el cual se deben conocer las alturas que se muestran en la figura 10., para luego aplicar la ecuación 7.

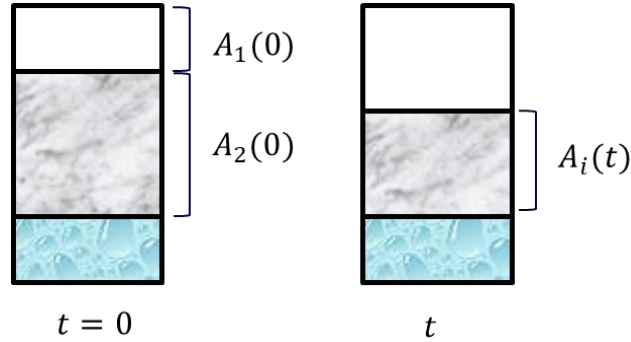


Figura 10. Alturas de referencia para análisis de estabilidad estática de espumas. Copyright 2010 por Zamudio.

$$Estabilidad = \left(\frac{A_i(t)}{A_1(0) + A_2(0)} \right) * 100\% \quad (7)$$

Donde, $A_1(0)$ corresponde a la altura faltante por la espuma para alcanzar su máximo valor posible en el espumómetro, $A_2(0)$ es la altura inicial de la espuma y $A_i(t)$ es la disminución de la altura de la columna de espuma en el tiempo.

2.2 Ejecución de las pruebas de estabilidad estática.

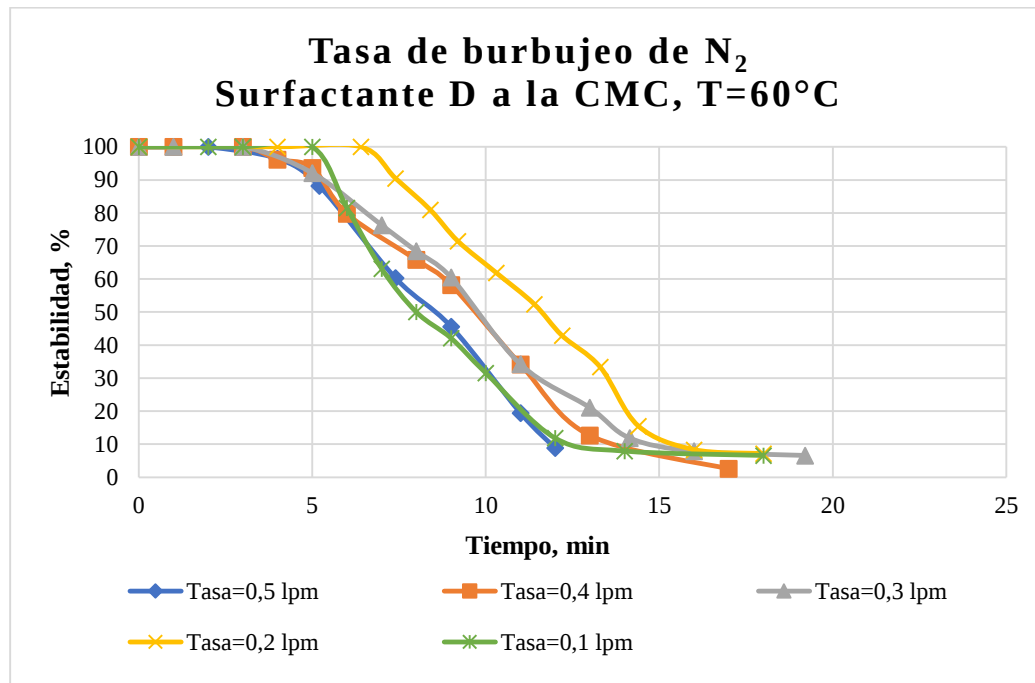
Teniendo en cuenta lo reportado en la literatura ((Salager, 1999) sección 1.5.2), y dentro el diseño experimental de la tesis, inicialmente las pruebas se hicieron a la concentración micelar

crítica (CMC) de cada surfactante; para esto, se hizo un barrido de concentraciones desde 10 hasta 10.000 ppm teniendo en cuenta el porcentaje de materia activa de cada surfactante, y por turbidimetría se determinó que las CMC de los surfactantes A,B,C y D a las condiciones evaluadas es de 1.000, 200, 670 y 2.500 ppm respectivamente. Los surfactantes fueron preparados en agua de captación de un campo prospecto para una aplicación de inyección de vapor con espumas ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y cuya caracterización básica se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. *Caracterización básica del agua de preparación de los surfactantes evaluados.*

Muestra	pH	Conductividad mS/cm a 25°C	Cl^{-} mg/L	Ca^{2+} mg/L	Mg^{2+} mg/L	Dureza total mg/L
Agua de preparación	7,9 a $20,1^{\circ}\text{C}$	0,232	16,4	No detectable	No detectable	No detectable

Debido a que se desconocía el efecto de la tasa de burbujeo del gas nitrógeno (N_2), se decidió variar la tasa de entrada al espumómetro. Para esto se utilizó el surfactante D a su respectiva CMC, preparado en agua de captación, tabla 2., a una temperatura de 60°C evaluándose tasas de 0,1, 0,2, 0,3, 0,4 y 0,5 litros por minuto lpm . Los resultados se muestran en la gráfica 1.



Gráfica 1. Efecto de la tasa de burbujeo del nitrógeno, N_2 .

Puede observarse que entre las tasas evaluadas no existe una diferencia representativa en términos de estabilidad o tiempo total de colapso de la espuma; sin embargo, se decidió escoger una tasa de 0,1 lpm ya que, si bien el tamaño de la burbuja está esencialmente dominado por el tipo de difusor utilizado, podría existir la posibilidad de que el aumento en la velocidad de burbujeo en el fondo del recipiente produjera burbujas ligeramente más grandes, figura 11.

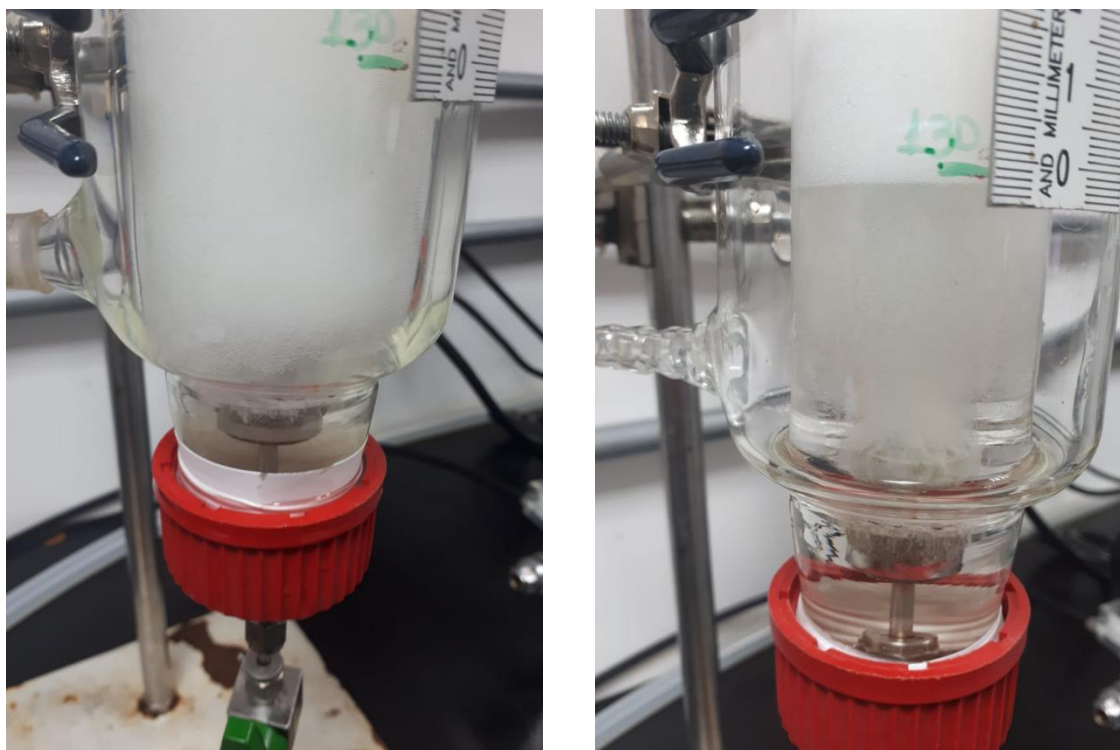
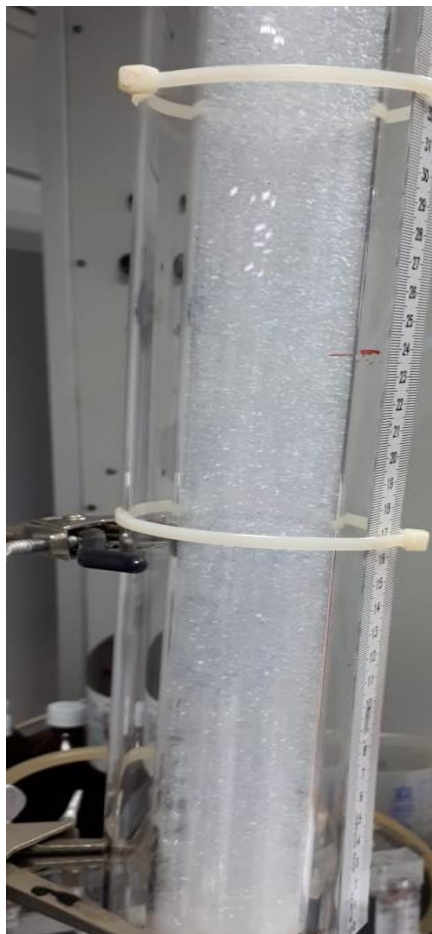
Tasa de 0,5 < lpm > Tasa de 0,1 < lpm >

Figura 11. Diferencia de velocidad de burbujeo, tasa de 0,1 y 0,5 < lpm >

Una vez escogida la tasa a la que se harían las pruebas de estabilidad, se procedió a evaluar los 4 surfactantes a su respectiva concentración micelar crítica y a temperatura ambiente, de 25°C.

Como se ha mencionado anteriormente, una textura de burbujas más pequeñas y una distribución homogénea, son indicio de una espuma estable; por ello, el componente cualitativo – observación, es de gran relevancia y quizá, por esta razón es que el espumómetro es de material transparente, en este caso vidrio. Se observó para determinado surfactante que el decrecimiento de la columna de espuma, posiblemente por afinidad con el vidrio, no ocurría de forma natural, la colección de burbujas en el cuerpo de la espuma era inexistente; aun así, transcurrido el tiempo de evaluación, no se visualizaba un descenso apreciable en la altura de la espuma (figura 12.a), esto

se solucionó recubriendo la superficie interna del recipiente con solución espumante. Para otros surfactantes el colapso era abrupto y poco uniforme (figura 12.b), en estos casos la altura siempre fue medida en la parte inferior.

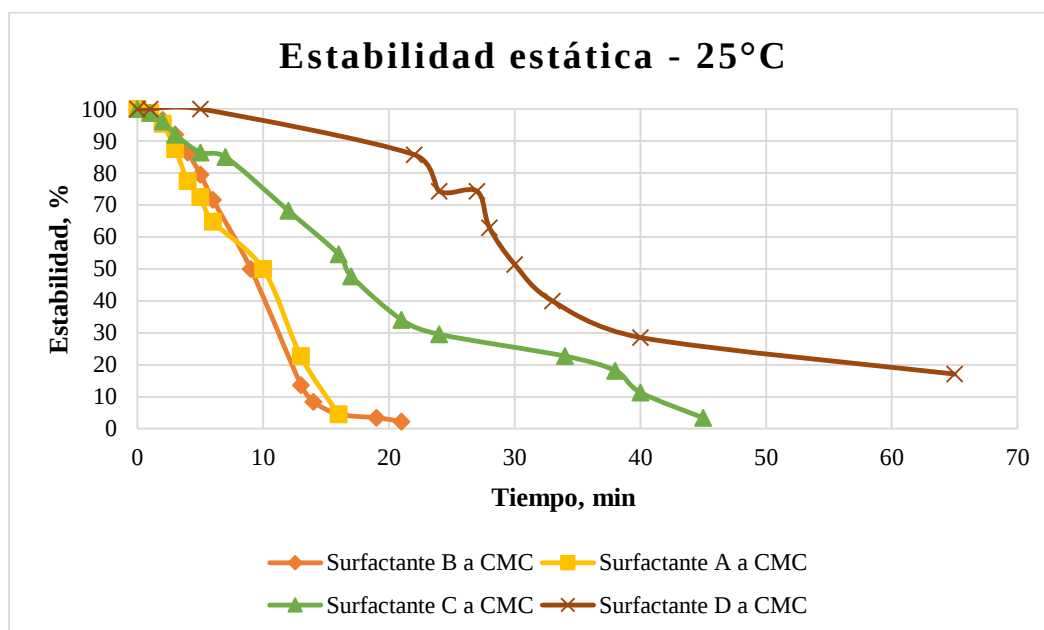


(a) Espuma adherida al vidrio



(b) Colapso desigual

Figura 12. Problemas presentados durante la evaluación estática de espumas.

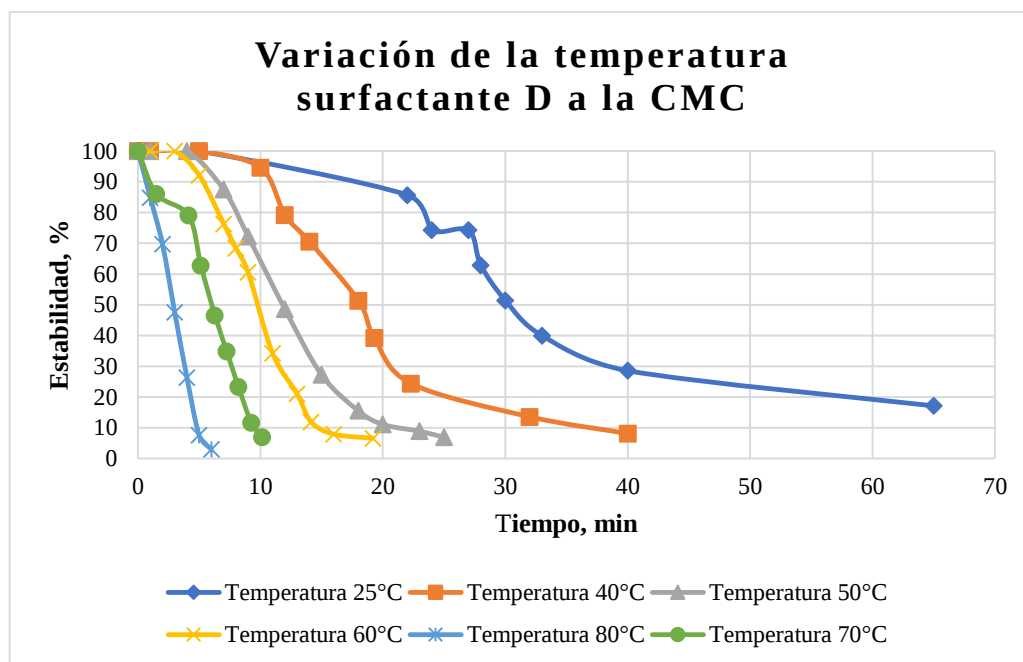


Gráfica 2. Estabilidad estática de diferentes surfactantes evaluados a 25°C.

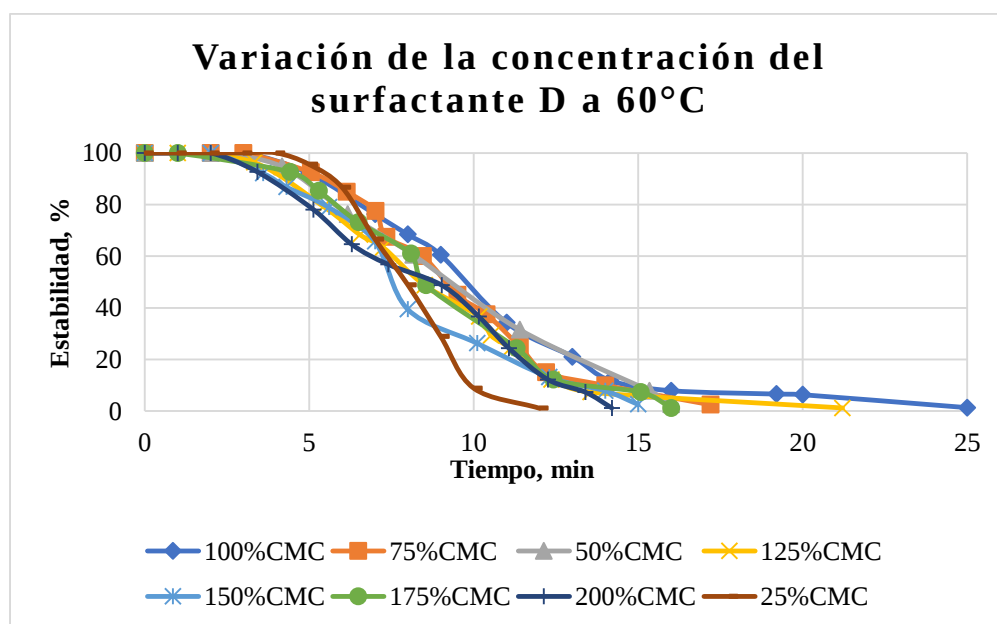
Una vez obtenidas las mediciones adecuadas de altura y utilizando la ecuación 7., se decidió continuar la experimentación únicamente con el surfactante D, ya que fue el que presentó mejores resultados de estabilidad en términos de tiempo de vida media y tiempo total de colapso, el cual fue superior a una hora a las condiciones establecidas de evaluación, gráfica 2. Cabe resaltar que los valores obtenidos de tiempo de vida media y colapso de una espuma son fuertemente dependientes de la formulación espumante evaluada; de forma que en la literatura pueden encontrarse valores que varían desde 8,3 minutos (Jones, Van der Bent, Farajzadeh, Rossen y Vicent-Bonnieu, 2016) a 3 horas y 45 minutos o más (Cuenca, Lacombe, Morvan, Delamaide, 2015).

Posteriormente, se evaluó el efecto adverso de la temperatura a 25, 40, 50, 60, 70 y 80°C (gráfica 3.) siendo este el valor máximo previo a tener una evaporación representativa del surfactante, ya que el equipo no permite ejercer una contrapresión considerable. Como se puede

observar, con un aumento de casi 60°C, el tiempo total de colapso de la espuma evaluada a 25 y 60°C, se reduce en más de 50 minutos.



Gráfica 3. Estabilidad estática de la espuma generada con el surfactante D a diferentes temperaturas.



Gráfica 4. Estabilidad estática de la espuma generada con el surfactante D a diferentes concentraciones

Por otro lado, se evaluó la concentración del surfactante D en términos de su concentración micelar crítica desde el 25% hasta el 200%, se evidencia que el mayor tiempo total de colapso se obtiene a la CMC, seguido del 125% y 75% los valores más próximos a la concentración de micelización, gráfica 4.

Si bien, el surfactante D a temperatura ambiente tiene un tiempo total de colapso superior a 60 minutos, en presencia de aceite a esta misma condición de temperatura, el tiempo se ve reducido drásticamente a 6 minutos, gráfica 5. Para evaluar este efecto, inicialmente se plantearon 3 escenarios con diferentes relaciones de mezcla, 20(solución espumante)/80(crudo), 50(solución espumante)/50(crudo) y 80(solución espumante)/20 (crudo), siendo este último el único analizado (figura 13.); ya que, con el crudo del campo prospecto cuyo BSW medido fue de aproximadamente 50%, a partir del escenario 50/50 no fue posible generar espuma, siendo claro que, para saturaciones de aceite altas, las espumas se destruyen, de forma que el objetivo principal de esta tecnología es bloquear zonas de alta permeabilidad que han sido barridas en ciclos previos por el vapor.

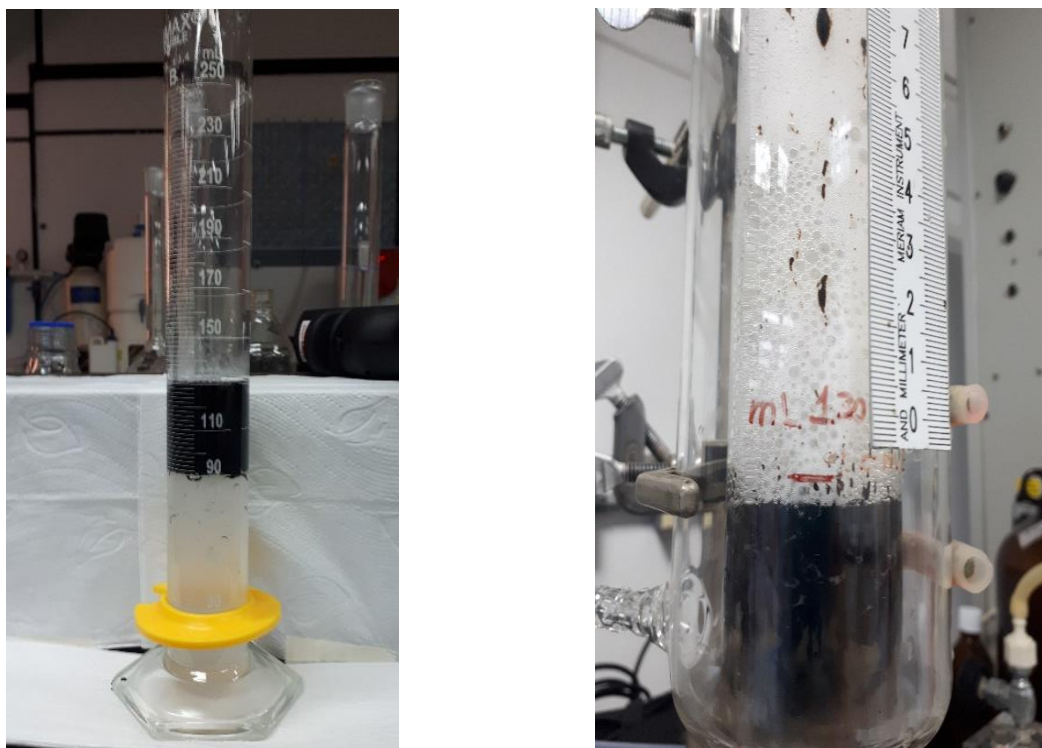
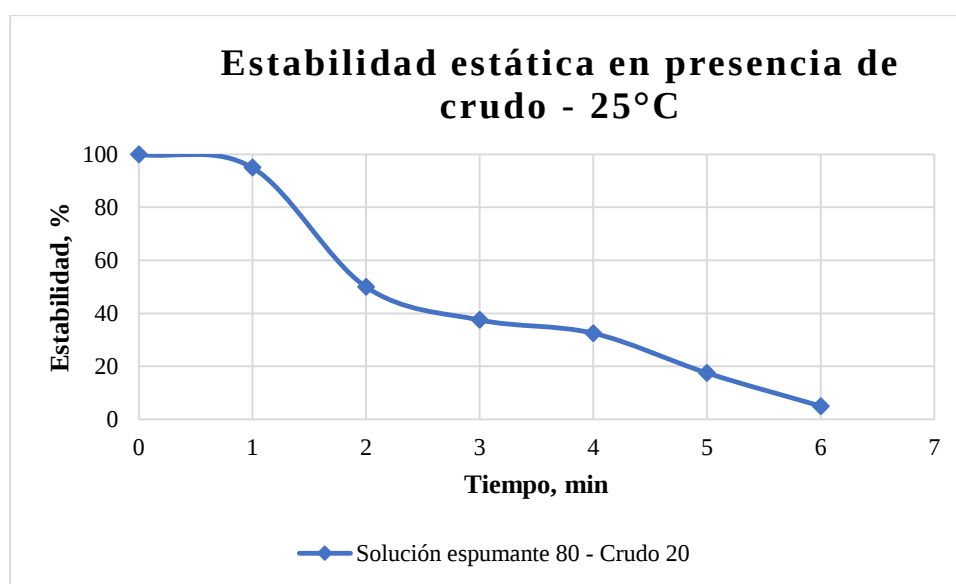


Figura 13. Registro fotográfico de la prueba de estabilidad estática en presencia de aceite, relación de mezcla 20(crudo)/80(solución espumante).



Gráfica 5. Estabilidad estática en presencia de crudo, relación de mezcla 20(crudo)/80(solución espumante).

2.3 Pruebas de adsorción estática de surfactante

La adsorción es un proceso ampliamente estudiado en la química de superficies, en el ámbito de la ingeniería de petróleos, y más específicamente en la inyección de recobro químico. Las pruebas de adsorción pueden realizarse en dos condiciones diferentes, estáticas y dinámicas (desplazamientos). Las pruebas de adsorción estática son relativamente más sencillas y económicas que los procedimientos que implican desplazamientos en núcleos. En ellas es posible mantener el adsorbente constante o variar sus propiedades de una forma controlada. Los resultados de estas pruebas pueden no ser tan representativos respecto a los valores obtenidos en campo; la disgregación de la roca consolidada aumenta el área de contacto entre el adsorbato y el adsorbente, llevando así a sobreestimar los valores de adsorción que realmente ocurren en el yacimiento (Martínez y Villaquirán, 2016). Sin embargo, son útiles para tener entendimiento de los valores que se podrían obtener.

La medición se realizó a dos concentraciones de surfactante D por duplicado, 2.500 <ppm> y 1.875 <ppm>. Para ello, se pesó 2 gramos <g> de arena Ottawa, malla 100/120; a la que posteriormente se añadió 20 gramos <g> de solución de surfactante, se agitó y mantuvo en el horno a 60°C por un término de 2 días, figura 14. Para el análisis, se filtró el surfactante y diluyó con el fin de estar dentro de los límites de la curva de calibración.

La concentración de surfactantes aniónicos en solución acuosa se determinó mediante el método de azul de metileno. El método consiste en transferir el catión coloreado de azul de metileno desde una muestra de solución acuosa hacia un líquido orgánico inmiscible con agua. La intensidad del color azul resultante en la fase orgánica es una medida de la concentración del surfactante aniónico en la muestra. Este método comprende extracciones sucesivas de un medio

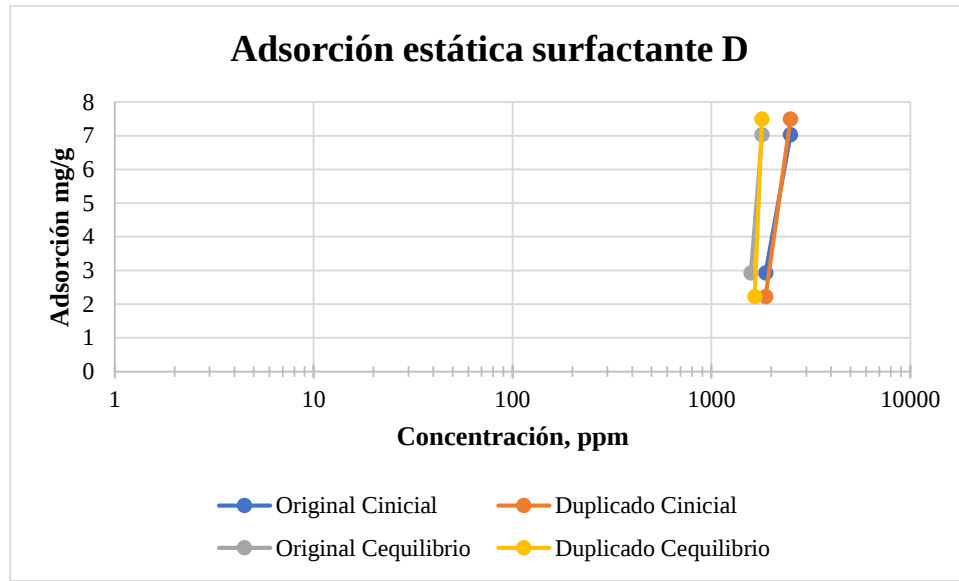
que contiene un exceso de azul de metileno hacia el cloroformo. Después de agitar vigorosamente, se mide el color azul en el cloroformo por espectrofotometría a 652 nm , la cual es la longitud de onda del valor cero, que es el cloroformo incoloro. El método se aplica a concentraciones comprendidas entre 0,025 ppm y 2 ppm . (GTN-I-1574 Laboratorio de Química de Producción- ICP, 2018). Para ello se creó una curva de calibración para el surfactante D en el espectrofotómetro UV-VIS, y luego de obtener los valores de concentración final, se utilizó la ecuación 8., para determinar la adsorción de cada sistema. Los resultados se muestran en la gráfica 6.

$$A = \frac{W_e(C_i - C_f)}{W_s} \quad (8)$$

Donde, A es la adsorción del surfactante g/g , W_s es el peso del sólido g , W_e es el peso de la solución de surfactante g , C_i corresponde a la concentración inicial de surfactante ppm y C_f es la concentración final de polímero ppm .



Figura 14. Registro fotográfico, adsorción estática surfactante D.



Gráfica 6. Adsorción estática del surfactante D en función de la concentración inicial y de equilibrio.

2.4 Prueba de viscosidad aparente de una espuma

La viscosidad aparente es la técnica más precisa para conocer el comportamiento reológico de las formulaciones de espuma, es determinada a partir de la caída de presión contra la relación de la tasa de flujo en un capilar de una geometría conocida. La prueba puede hacerse tanto en empaques de arena como en capilares. Dos sensores de presión, manómetros o transductores, deben ubicarse a la entrada y salida del capilar. La viscosidad aparente en un capilar cilíndrico está dada por la ley de Poiseuille, ecuación 9.

$$\eta = \frac{\Delta P}{Q} \frac{\pi R^4}{8L} \quad (9)$$

Donde el diferencial de presión es $\Delta P = P_2 - P_1$, Q es el caudal, y R y L son el radio y largo del capilar respectivamente.

Para la ejecución de este experimento, se utilizó un capilar ubicado verticalmente para asegurar que el nitrógeno entrara en contacto con el surfactante y no tomara un camino preferencial. Se adicionó 3,66 mL de surfactante, valor que corresponde a un $1/3$ del volumen del capilar, esta cantidad fue escogida de forma que existiera un espacio libre para formar la espuma y, a su vez, permitiera que a una tasa de 0,1 Lpm se evaluarán diferentes calidades de espuma. Debido a limitaciones en equipos, la medición se realizó a condiciones de presión atmosférica; en adición, la presión de entrada fue determinada mediante el principio de vasos comunicantes, donde un líquido homogéneo en reposo alcanza el mismo nivel en todos los recipientes comunicados (Çengel, 2004). Por esto, se utilizó una pipeta graduada conectada al capilar, figura 15 y 16.

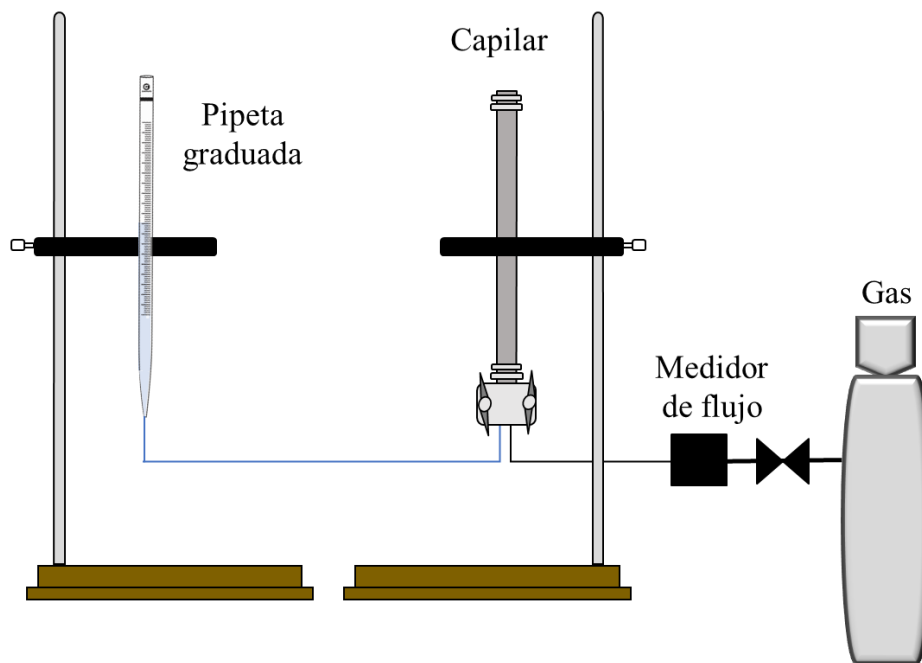


Figura 15. Esquema del montaje para prueba de viscosidad aparente de espuma.

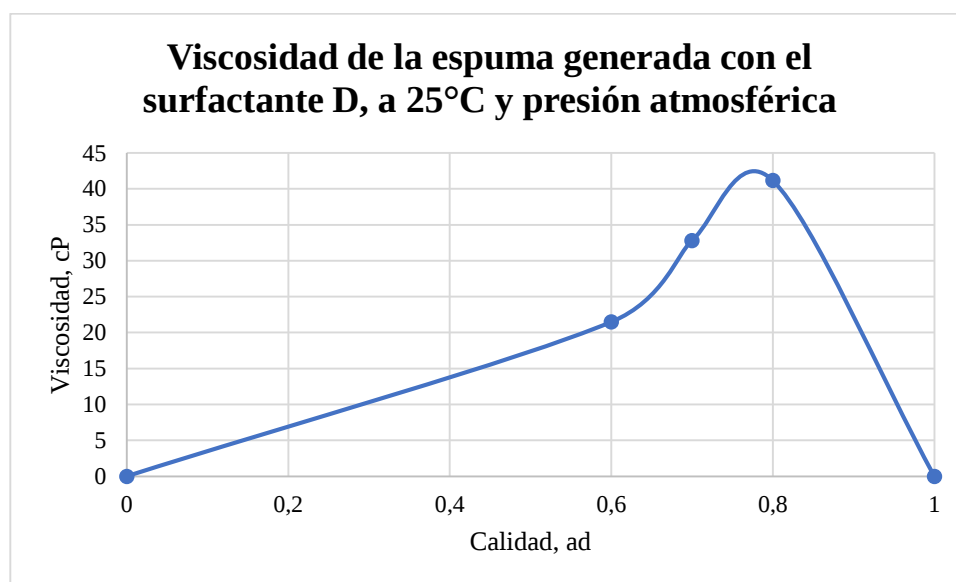


Figura 16. Montaje utilizado para determinar la viscosidad aparente de la espuma generada con el surfactante D.

Para garantizar el volumen interno, se cuantificó el volumen muerto de líneas y válvulas con una bomba, este valor de 20 mL se tuvo en cuenta al adicionar el surfactante en el montaje. A partir de la diferencia de altura del surfactante en equilibrio en la pipeta, antes y después de la generación de espuma, se determinó el diferencial de presión asumiéndose una densidad de fluido igual a la del agua; y junto con la longitud de 30 cm del capilar y el diámetro de $1,27 \text{ cm}$ se calculó la viscosidad aparente obtenida a diferentes calidades. Los resultados se muestran en la tabla 3, gráfica 7.

Tabla 3. Viscosidad aparente de la espuma generada utilizando la ley de Poiseuille

Calidad, ad	dh, cm	$dP, g/cm \cdot s^2 = \rho gh$	η, cP
0			0
0,6	0,17	168,16	21,47
0,7	0,26	256,91	32,81
0,8	0,33	322,30	41,15
1			0



Gráfica 7. Viscosidad aparente de la espuma evaluada en función de la calidad a condiciones de 25°C y presión atmosférica.

Cabe destacar que, si bien los datos obtenidos no fueron evaluados a condiciones de yacimiento, la relevancia de obtener valores de viscosidad aparente en función de la calidad radica en conocer el punto a partir del cual a determinada saturación de líquido la espuma colapsa, dato requerido por el simulador para cesar el efecto de la espuma en yacimiento. Por otro lado, aunque el comportamiento de cada espuma varía de acuerdo con la formulación, los valores de viscosidad están dentro de un rango razonable; en la literatura datan cifras de 3,8 a 12 cP a 25°C y presión

atmosférica (Cuenca, Lacombe, Morvan, Delamaide, 2015), así como de 300 a 600 $<cP>$ a 70 $<psi>$ (Abbaszadeh, Korrani, López, Rodríguez, Pino y Hirasaki, 2014).

2.5 Discusión

Si bien se conoce que las espumas son sensibles a varios factores, no es posible predecir el comportamiento de una espuma en campo dado su dificultad de reproducir las condiciones operativas como tasas de inyección, presiones y temperaturas. El esquema operacional en campo hace que la apariencia de la espuma no se pueda recrear con exactitud a las condiciones de laboratorio. La apariencia, que puede ser una característica básica, es determinante en el comportamiento de una espuma; como se ha mencionado previamente, la textura y distribución del tamaño de burbuja es un fuerte indicio de lo que será su comportamiento y estabilidad en campo.

No por esto, la experimentación a nivel de laboratorio pierde importancia, el tiempo de vida media de una espuma es una propiedad estática que no puede escalar fácilmente a los fenómenos que ocurren en el medio poroso, es entonces una medida cuantitativa que únicamente permite seleccionar formulaciones en función de la estabilidad de la espuma. La calidad es un término inseparable de la inyección de espumas que tiene una fuerte influencia en el comportamiento de la espuma en yacimiento; puesto que, a altas calidades la cantidad de líquido podría ser insuficiente y las *lamellas* no podrán soportar la presión capilar, colapsando la estructura de la espuma, punto que se visualiza la inflexión máxima de las curvas de viscosidad aparente.

3. Modelamiento de la tecnología de inyección cíclica de vapor

Bajo condiciones apropiadas, la simulación de yacimientos permite predecir la probabilidad de ocurrencia de diversos procesos y fenómenos que son objeto de estudio en las diferentes ramas de la ingeniería de petróleos; y a partir de ello, adquirir un mejor entendimiento de estos, para posteriormente definir el mejor esquema de explotación con base en la optimización de parámetros involucrados en las tecnologías a evaluar. Con este propósito se simula el proceso de inyección cíclica de vapor, de forma que se pueda tener un comportamiento de referencia y línea base de producción, para luego implementar ciclos de espuma que serán descritos en el capítulo 4.

3.1 Desarrollo del modelo conceptual de simulación

Un modelo conceptual constituye una representación simplificada de los yacimientos en estudio, permite disminuir el tiempo de cómputo y dar solución a un problema que no necesariamente requiere de gran cantidad de datos geológicos y estructurales. Para la creación del modelo conceptual de simulación de la tecnología de inyección cíclica de vapor, se usó el *software* STARS de la compañía CMG (*Computer Modelling Group*); ya que este permite modelar de forma avanzada procesos de recuperación térmica y química.

Se seleccionó un modelo radial – *single well*, dado que se necesita un tratamiento especial de *conformance* químico en la región inmediatamente cercana al pozo. En esta zona los frentes de fluido pueden tener rápidos cambios; en consecuencia, el comportamiento de saturación, presión y eficiencia vertical no pueden ser representados correctamente en un modelo cartesiano. Los

modelos radiales son útiles para estudiar efectos en las cercanías del pozo; adicionalmente, los tamaños de celda o *gridblock*, deben ser lo suficientemente pequeños para visualizar los cambios anteriormente mencionados, en dirección (r,θ) los bloques en la primera columna son pequeños y luego progresivamente a medida que se alejan del pozo pueden variar en un factor de 2 o 3 (Dalton, 1990).

3.2 Generalidades del campo colombiano seleccionado.

El modelo creado representa las propiedades más relevantes de un campo de crudo pesado colombiano ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Su intervalo productor de hidrocarburos corresponde a areniscas constituidas por una secuencia de sedimentos poco consolidados de origen fluvial. El intervalo está dividido en dos zonas, A y B. La zona B se encuentra ubicada entre 1.920 y 2.050 pies $<ft>$ de profundidad, está comprendida por cinco cuerpos de arena con intercalaciones de arcilla, y es la que contribuye en mayor proporción a la producción de crudo del campo (Hidalgo, 2010; Trigos, Gonzales, Pinilla, Muñoz, y Mercado, 2010); por consiguiente, se seleccionó como el área de estudio de esta investigación.

3.3 Características del *grid* de simulación

3.3.1 Dimensiones y definición del enmallado. Como se mencionó en la sección 3.1., se creó un modelo radial altamente discretizado con un tamaño de celda de 5 $<ft>$ en dirección r y k , y 5° en dirección θ , por ser la discretización más común y adecuada en tecnologías de inyección de vapor (Bernal y León, 2015). La tabla 4., resume las dimensiones del enmallado del modelo base.

La tabla 5., presenta la distribución de espesores de cuatro estratos relativos a cuatro arenas productoras seleccionadas de la zona B.

Tabla 4. *Dimensiones del enmallado de simulación.*

Propiedad	Valor		
Área, acres	2,5		
Espesor, ft	130		
Tope, ft	1.920		
Número de celdas	r	θ	k
	38	72	26
Número total de bloques	71.136		
Delta	5		

Tabla 5. *Distribución de espesores en el grid de simulación.*

N° de layers	Espesor, ft	Tipo de roca
1 – 8	40	Arena 1
9	5	Arcilla
10 – 14	25	Arena 2
15 – 16	10	Arcilla
17 – 18	10	Arena 3
19 – 20	10	Arcilla
21 – 26	30	Arena 4

3.3.2 Distribución de propiedades petrofísicas del modelo de simulación. Con el objetivo de desarrollar un modelo de simulación conceptual heterogéneo, la porosidad y permeabilidad se variaron celda a celda. Se tomaron valores aleatorios de porosidad que oscilan entre 25% y 28%, generando una distribución normal con desviación estándar de 0,01, gráfica 8. Para observar cambios drásticos en la eficiencia de barrido vertical del fluido inyectado, los estratos contaron

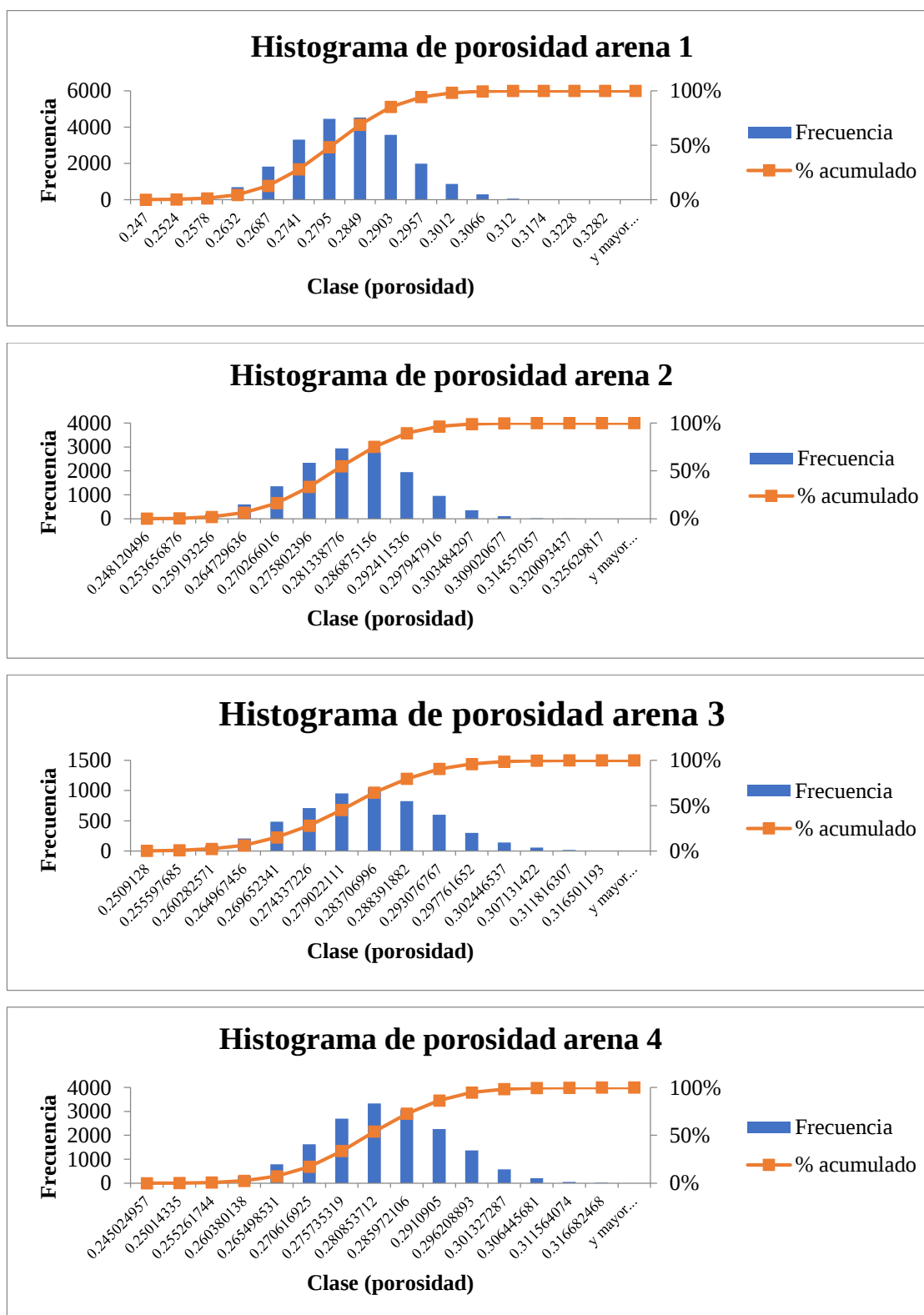
con permeabilidades muy distantes que las rocas tipo areniscas pueden presentar: 1.000 $<mD>$, 5.000 $<mD>$, 10.000 $<mD>$, y 1.000 $<mD>$, (Rodríguez, Rousseau, Bekri, Hocine, Degre, Djabourov, y Bejarano, 2016), en cada estrato se generó una distribución log normal con desviación estándar de 0,1, gráficas 9 y 10.

Adicionalmente, debido a que los métodos químicos para controlar la uniformidad del frente de inyección pueden aplicarse a problemas de heterogeneidad en la matriz de la roca con cambios de permeabilidad menores a aproximadamente 2 Darcies $<D>$, y yacimientos con anomalías de alta permeabilidad con variación mayor a 2 Darcies $<D>$ (Sydansk, 2005), se creó un canal de 3.000 $<mD>$ en el primer estrato.

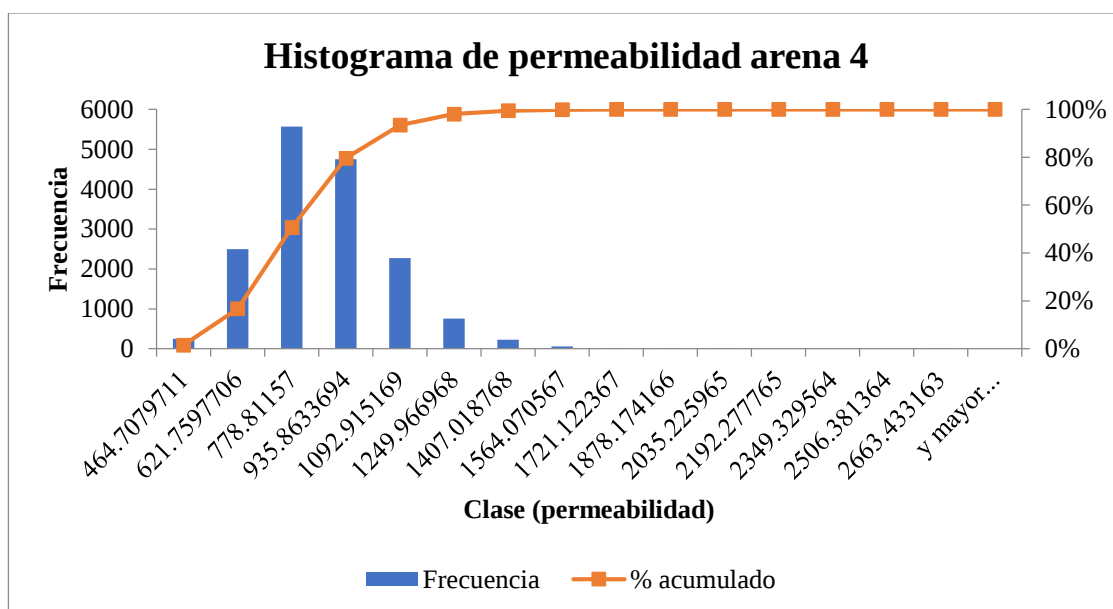
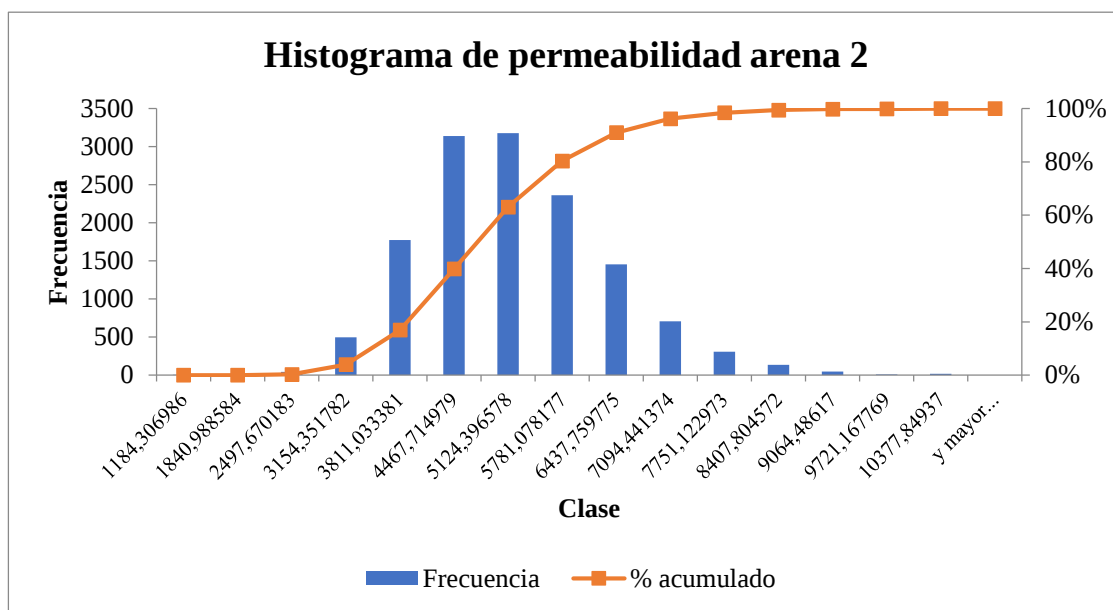
Los valores de porosidad y permeabilidad de las arenas se muestran en la tabla 6. En las intercalaciones de arcilla estas propiedades se consideraron insignificantes tomando un valor de 0,001.

Tabla 6. *Propiedades petrofísicas del modelo de simulación.*

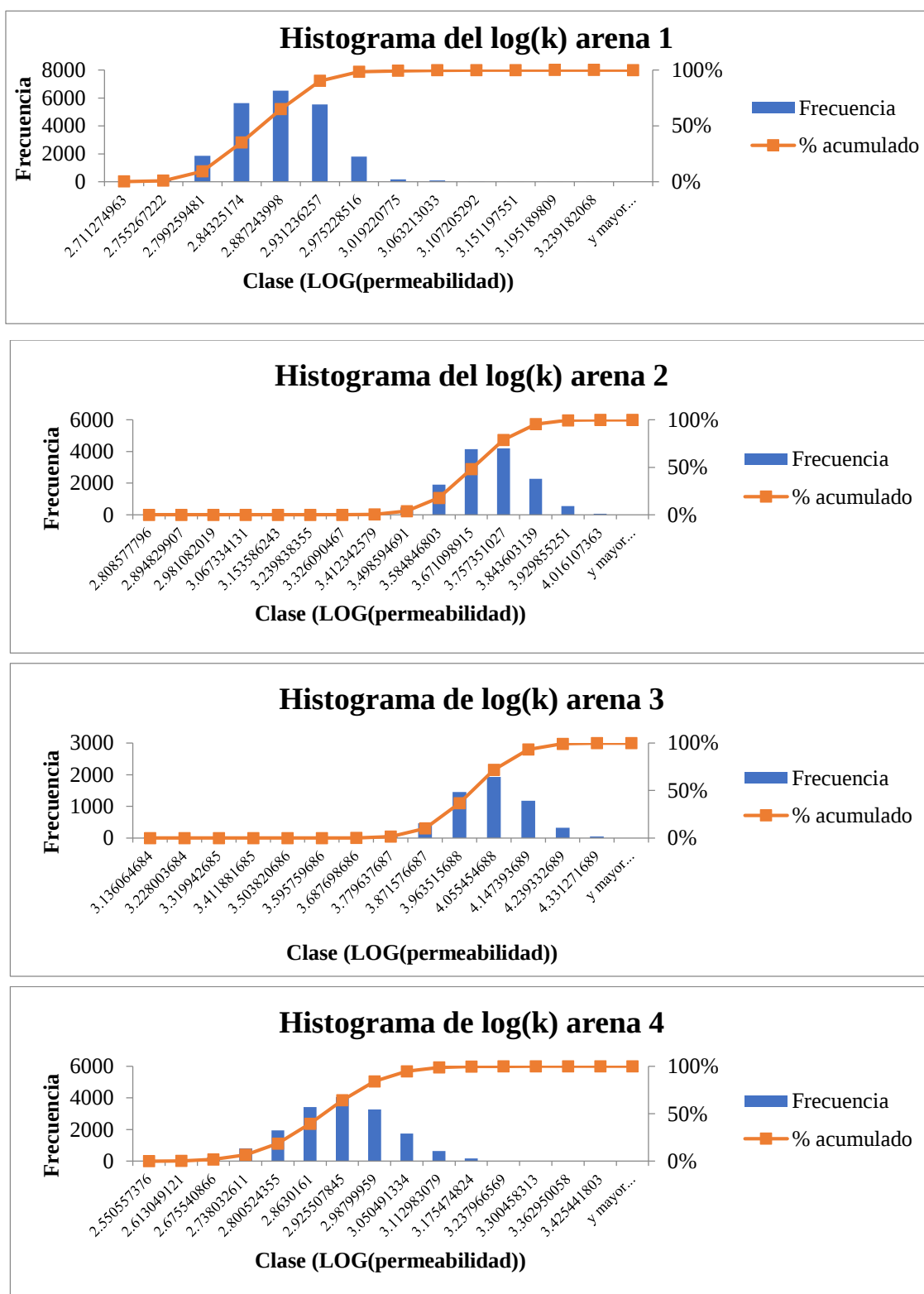
Parámetro	Arena 1	Arena 2	Arena 3	Arena 4
Permeabilidad promedio, mD	1.000	5.000	10.000	1.000
Relación K_v/K_h			0,27	
Porosidad, %		25 – 28		



Gráfica 8. Histograma de porosidad del modelo de simulación, distribución normal.



Gráfica 9. Histograma de permeabilidad del modelo de simulación.



Gráfica 10. Histograma de permeabilidad del modelo de simulación, distribución log-normal.

3.3.3 Propiedades térmicas de las rocas del modelo. El modelado de la tecnología de inyección de vapor contempla la distinción entre las propiedades térmicas de las rocas del yacimiento, de forma que es posible simular las pérdidas de energía asociadas a la presencia de cuerpos arcillosos. Las propiedades térmicas de la arenisca y arcilla se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. *Propiedades térmicas de las rocas.*

Propiedad	Valor	
	Arena	Arcilla
Conductividad térmica, $BTU/ft \cdot día \cdot ^\circ F$	36	40
Capacidad calórica volumétrica, $ft^3 \cdot ^\circ F$	37.5	40
Compresibilidad, $1/psi$	5E-4	34.67E-6
Conductividad térmica del petróleo, $BTU/ft \cdot día \cdot ^\circ F$	2	-
Conductividad térmica del gas, $BTU/ft \cdot día \cdot ^\circ F$	1.2	-
Conductividad térmica del agua, $BTU/ft \cdot día \cdot ^\circ F$	8.6	-

Copyright 2010 por Hidalgo.

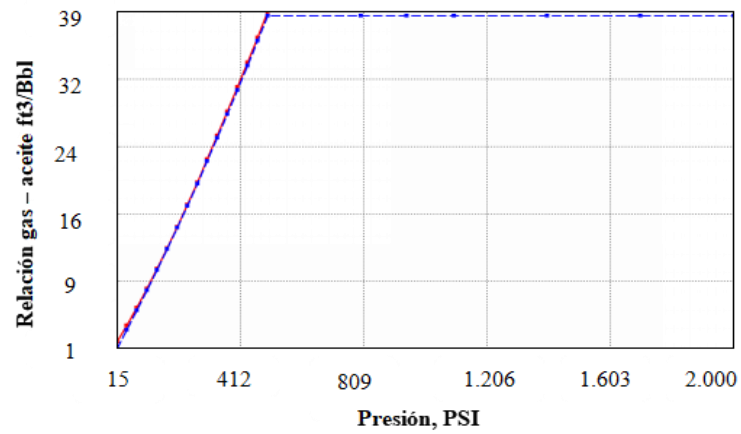
3.3.4 Modelo de fluidos. El comportamiento del hidrocarburo ante cambios termodinámicos de presión, temperatura y volumen es representado a través del modelo de fluidos; para ello, se generó un PVT sintético en el simulador STARS con los parámetros proporcionados en la tabla 8. Las gráficas de relación de solubilidad del gas, factor volumétrico de formación y viscosidad en función de la temperatura se muestran en la gráfica 11.

Tabla 8. *Generación del PVT sintético.*

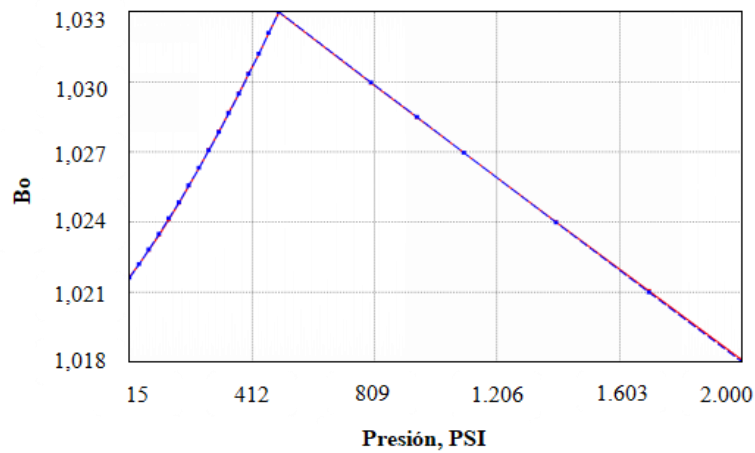
Parámetro	Valor
Presión de referencia, <i>psi</i>	948
Temperatura, °F	112
Presión de burbuja, <i>psi</i>	500
Gravedad API del crudo	12
Gravedad específica del gas	0,6
Salinidad del agua, ppm	1.000
Viscosidad del crudo muerto @ 112 °F, <i>cP</i>	4.031

Copyright 2010 por Hidalgo.

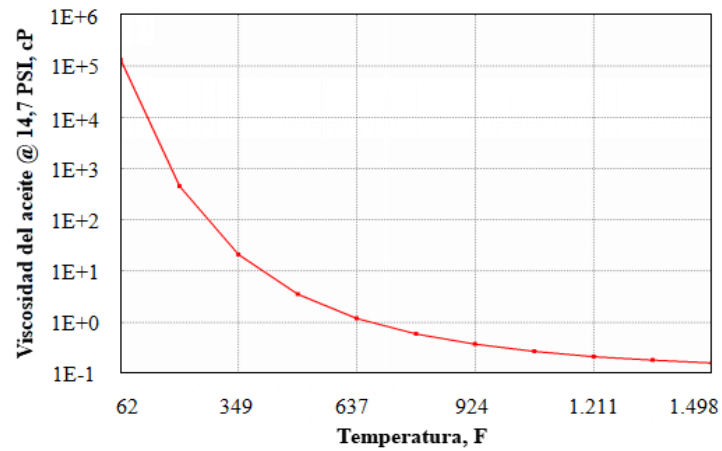
3.3.5 Interacción roca – fluido. La interacción entre la roca y los fluidos es modelada a partir de las curvas de permeabilidad relativa. Debido a que las altas temperaturas de un proceso de inyección de vapor afectan la saturación de aceite residual, se tomaron datos adicionales en función de la temperatura, utilizando una saturación de aceite residual al agua de 23,5% y 9,2% a una temperatura de 112 °F y 572 °F, respectivamente. Las curvas generadas para el sistema agua – aceite y gas – líquido se muestran en las gráficas 12 y 13.



(a) Relación gas – aceite, $\langle \text{ft}^3/\text{Bbl} \rangle$ vs. Presión, $\langle \text{psi} \rangle$.

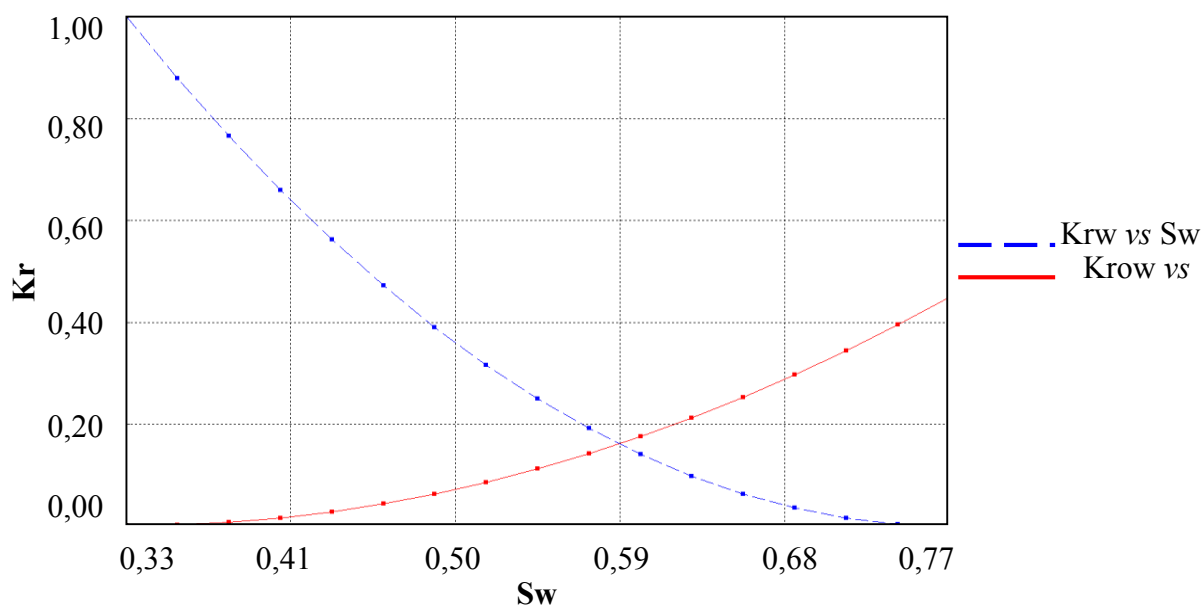


(b) Factor volumétrico de formación vs. Presión, $\langle \text{psi} \rangle$.

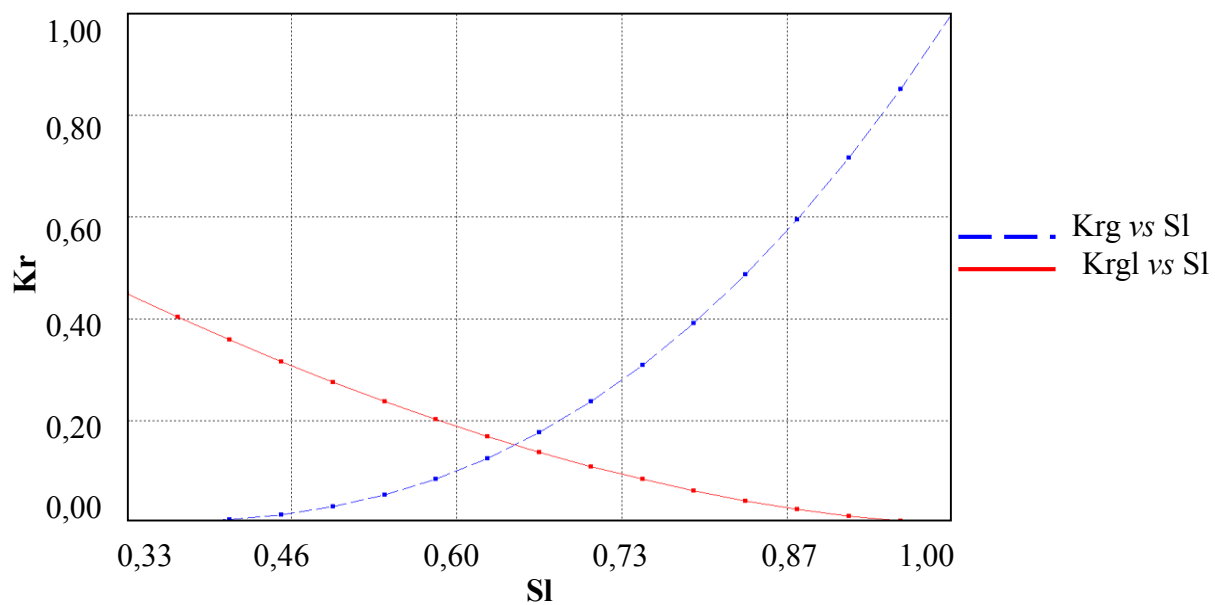


(c) Viscosidad del aceite, $\langle \text{cP} \rangle$ vs. Temperatura, $\langle ^\circ\text{F} \rangle$

Gráfica 11. Propiedades de los fluidos del modelo de simulación



Gráfica 12. Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite.



Gráfica 13. Curvas de permeabilidad relativa líquido – gas.

3.4 Condiciones operacionales de los pozos

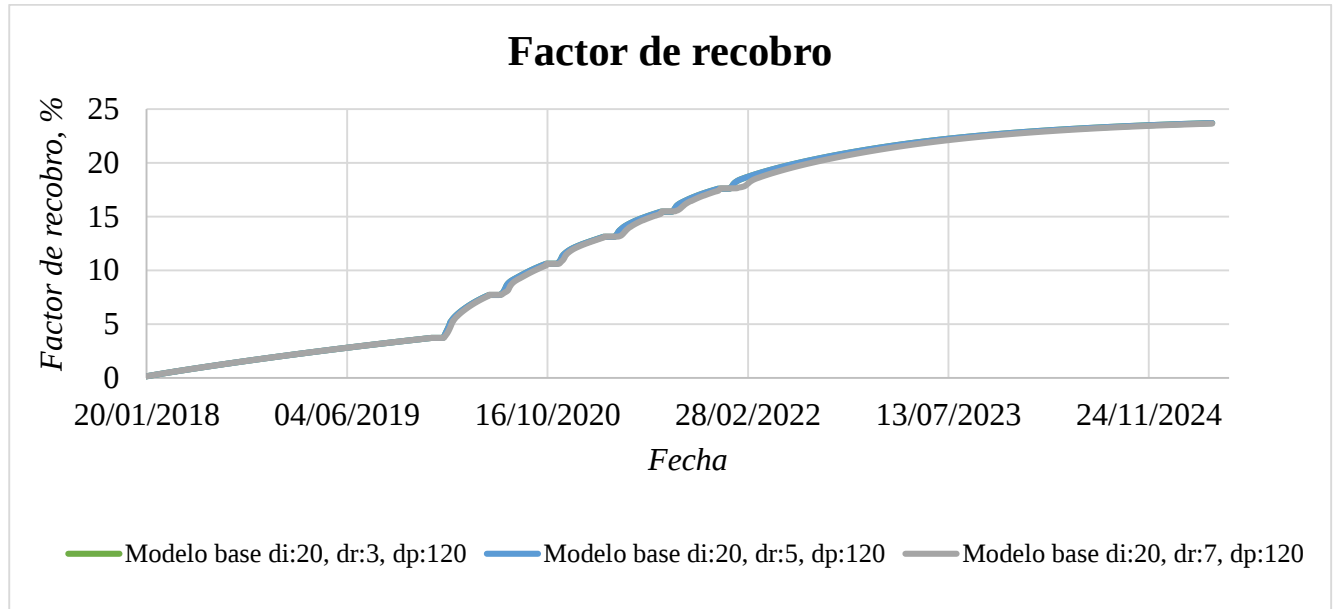
Para modelar la inyección cíclica de vapor, se creó un pozo inyector y uno productor con iguales perforaciones en el *grid* de simulación; pero diferentes *constrains* operativas, las cuales se muestran en la tabla 9.

Inicialmente, se simularon 2 años de producción en frío obteniéndose un factor de recobro de 4,79%; posteriormente, en el año 2021 se inició la inyección cíclica de vapor, el vapor se inyectó a una presión de 1.200 <psi>, temperatura de 572 °F y calidad de 0,65.

Debido a que generalmente se implementan espumas en procesos de recobro maduros que poseen problemas en su perfil de inyección, se simuló un pozo con 6 ciclos de vapor, y se sensibilizó los días de cada etapa (en gráficas y figuras como inyección (di), remojo (dr) y producción (dp)), así como las tasas de inyección a implementar a fin de obtener una distribución del vapor poco uniforme.

En la gráfica 14., se muestra el factor de recobro obtenido para diferentes días de remojo: 3, 5 y 7 días, los cuales no tienen un efecto significativo en la recuperación obtenida ni en el perfil de temperatura; por tanto, se escogió el menor de ellos. En cuanto a los días de producción se evaluaron dos casos: 120 y 180 días, cuyo perfil de temperatura se muestra en las figuras 17.a y 17.b, respectivamente. Debido a que el ciclo de vapor con 120 días de producción es más corto, el efecto de la temperatura es más notable en comparación con 180 días de producción, así en sucesivos ciclos, la distribución poco uniforme del vapor es cada vez más marcada. Respecto a los días de inyección se evaluaron 10, 15 y 20 días, ya que de acuerdo con algunos autores esta etapa puede durar hasta un mes (Ahmed y Meehan, 2012); el perfil de temperatura con corte en

coordenadas k, se muestra en las figuras 18.a, 18.b, y 18.c., mientras que la vista areal se presenta en las figuras 19.a, 19.b y 19.c.

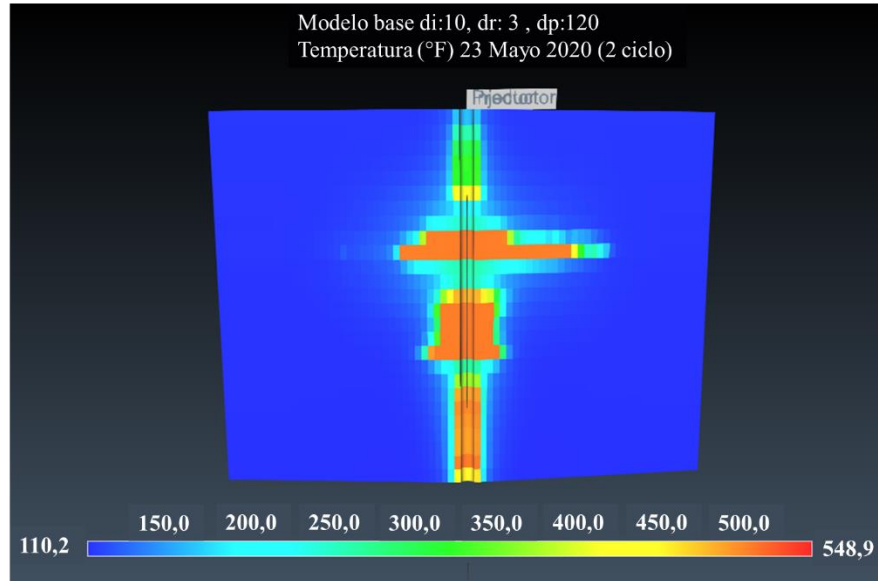


Gráfica 14. Factor de recobro comparando los días de remojo. STARS, CMG 2018.

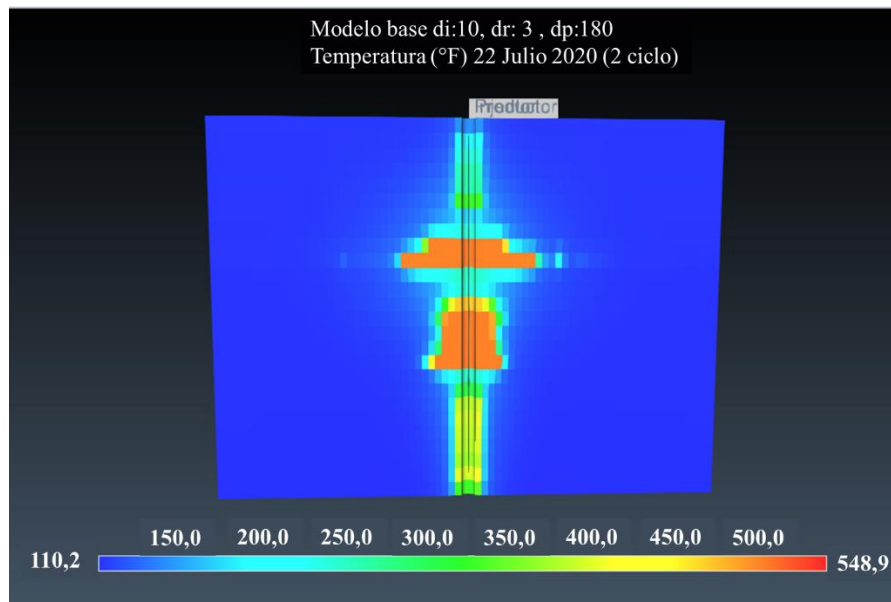
Después de analizar los escenarios simulados, se decidió que la duración de cada ciclo de vapor del modelo base de simulación fuera de 20 días de inyección, 3 días de remojo y 120 días de producción.

Finalmente, mediante el uso del *software* *IGNIA* para el estudio financiero de proyectos de inyección de vapor, desarrollado en el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, se evaluaron 3 tasas de inyección de vapor 1.000, 1.200 y 1.500 $\langle Bbl/d \rangle$ (gráfica 15.); para ello, se exportaron a *Microsoft Excel* los datos de producción correspondientes a 6 ciclos de vapor obtenidos con cada tasa de inyección, y se discriminó por año. Se evaluaron únicamente 6 ciclos debido a que a partir de ese momento el efecto del vapor no era representativo en la recuperación de petróleo, y será el inicio de la implementación de espuma. Dado que todas las tasas evaluadas son rentables, se

escogió la de 1.500 Bbl/d , con la que se obtuvo un Valor Presente Neto (VPN) de \$397.199 USD , y un SOR acumulado de 1,38, el cual es aceptable.

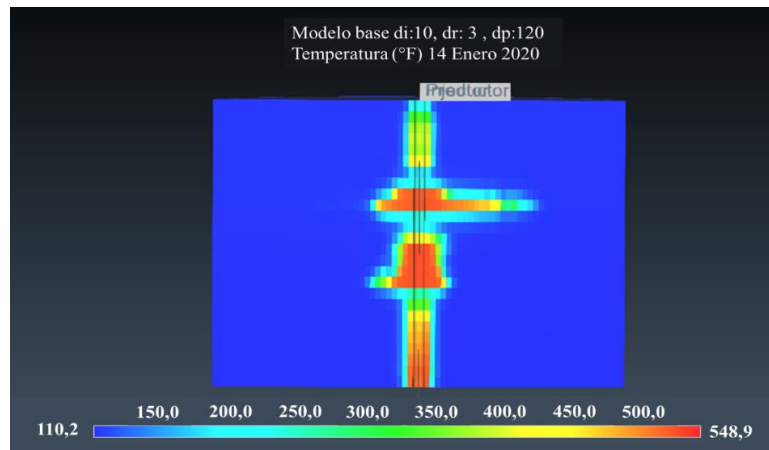


(a) 120 días de producción

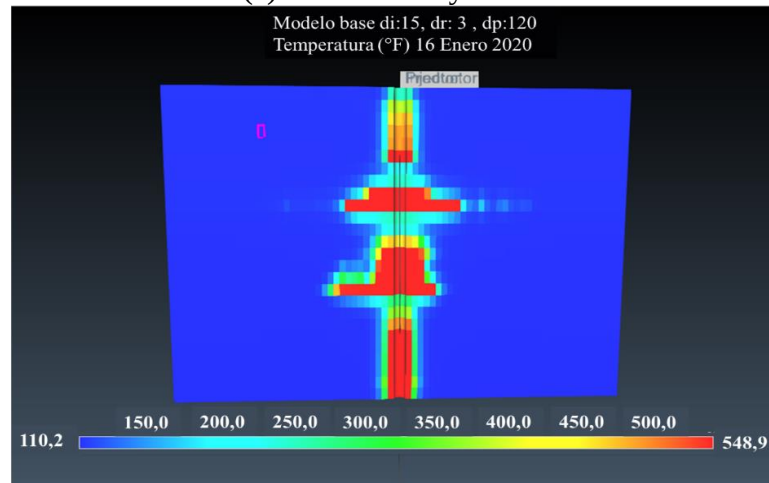


(b) 180 días de producción

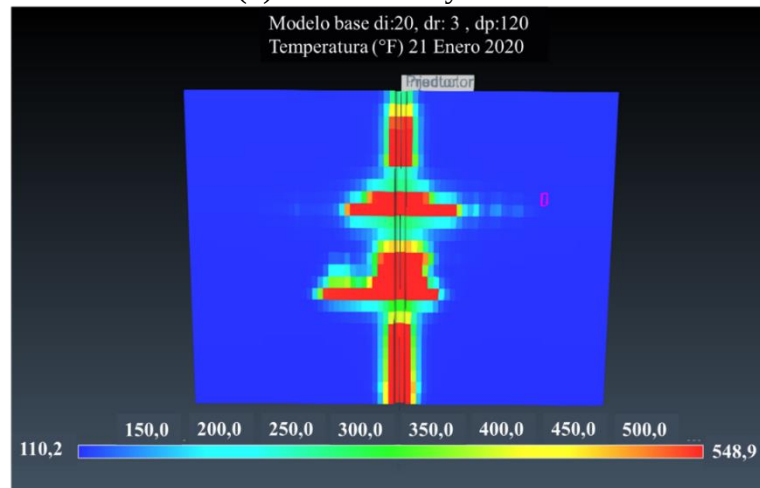
Figura 17. Perfil de temperatura con corte en el eje k de los días de producción al segundo ciclo de vapor.



(a) 10 días de inyección



(b) 15 días de inyección



(c) 20 días de inyección

Figura 18. Perfil de temperatura con corte en el eje k de los días de inyección.

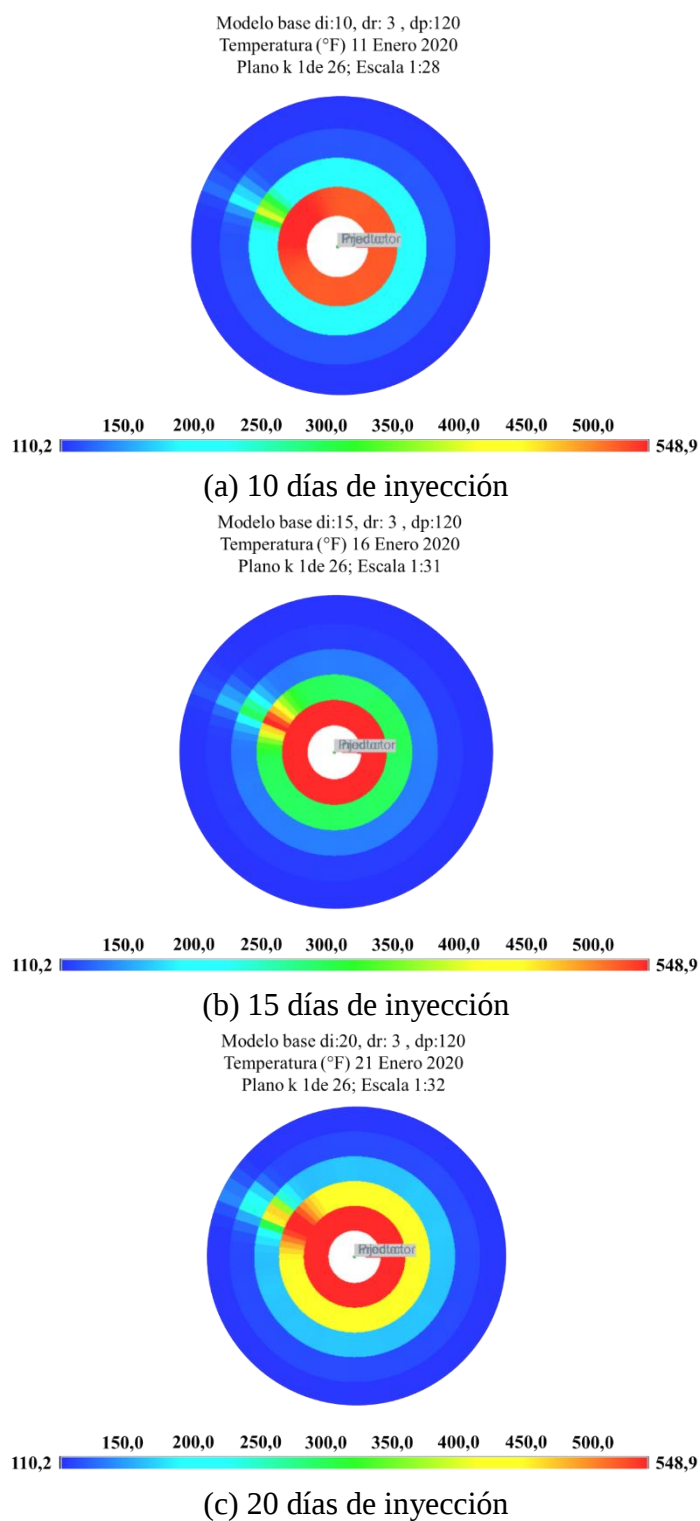
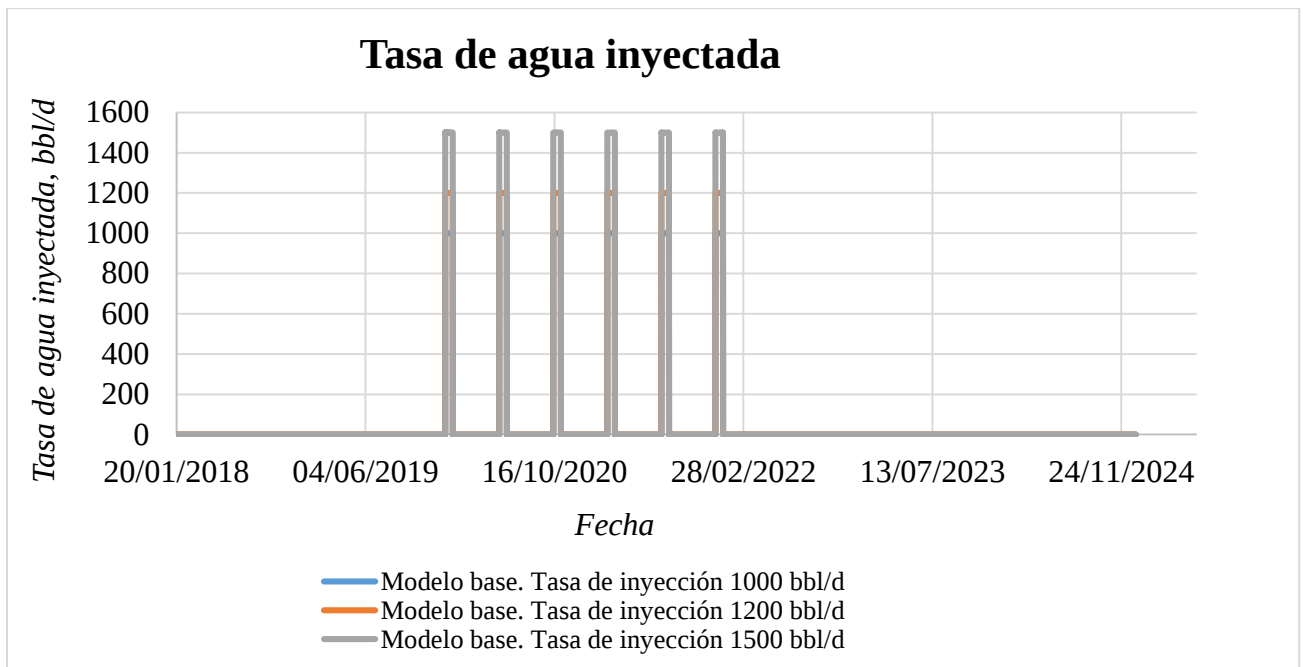


Figura 19. Perfil de temperatura en vista areal de los días de inyección.



Gráfica 15. Tasa de agua inyectada por ciclo de vapor.

Tabla 9. Constrains o restricciones del pozo productor.

Constrains del pozo productor	Valor
BHP, <i>psi</i>	300
STL, <i>°F</i>	2.000

3.5 Discusión

La simulación de yacimientos es quizá la mejor forma para representar ciertos fenómenos que las pruebas experimentales no pueden fácilmente. Tal es el caso de los problemas de canalización de la inyección de vapor; por la corta longitud del medio poroso evaluado, sea radial o lineal, el vapor se desplazará uniformemente a menos de que exista un orificio o fractura que genere

diferencias en el tiempo de ruptura; sin embargo, estas también son complejas de crear. Por ende, la simulación de yacimientos es ideal para reproducir procesos de inyección de vapor.

4. Modelamiento de la tecnología de inyección cíclica de vapor con espumas

4.1 Generalidades de los modelos para simular espumas en medio poroso

Durante las últimas 3 décadas un gran número de modelos han sido desarrollados e implementados para simular el comportamiento de una espuma en el medio poroso (Hematpour et al., 2016). De acuerdo con la literatura, en el modelamiento puede distinguirse tres grupos: modelos mecanísticos, semiempíricos y empíricos.

Modelos mecanísticos: este tipo de modelos tienen el propósito de simular los cambios en la textura de una espuma, resultantes del comportamiento dinámico de generación y coalescencia en el medio poroso. Matemáticamente se basan en las ecuaciones de balance poblacional de burbujas (Lotfollahi et al. 2016), las cuales generalmente asumen que las tasas de creación y destrucción de burbujas son iguales; a partir de esto, se distinguen dos tipos de ecuaciones de balance poblacional, las de equilibrio general y las de equilibrio local.

La ecuación de balance poblacional fue propuesta por Patzek (1988), y se muestra en la Ecuación 10.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi(S_f n_f + S_t n_t)) + \frac{\partial}{\partial x}(u_f n_f) - \phi S_g(R_G - R_c) = 0 \quad (10)$$

Donde, u_f es la velocidad Darcy de la espuma, n_f es la textura de la espuma fluyente, n_t es la textura de la espuma atrapada, S_f es la saturación de la espuma fluyente, 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.

El principal reto del modelamiento mecánico es su complejidad en la determinación y adquisición de parámetros. El desafío experimental para establecer cambios en la textura de una espuma, así como el costo numérico- computacional para resolver las ecuaciones diferenciales, constituyen una desventaja de estos modelos. Se recomienda entonces, utilizar este método solamente si es estrictamente necesario modelar la formación, destrucción y regeneración de *lamellas*, un efecto deseado en espumas in situ.

Modelos semiempíricos: este modelamiento usa una expresión matemática directa para calcular la textura de una espuma, en lugar de resolver una ecuación diferencial parcial como la ecuación de balance poblacional; la función algebraica para modelar la textura no deriva de la tasa de generación y coalescencia de las burbujas, sino que está basada en una correlación (Zanganeh, 2011.) Sin embargo, además de la complejidad en la obtención de datos experimentales de textura, esta es una propiedad única para cada medio poroso, no generalizada. (Nguyen et al. 2000).

Modelos empíricos: este tipo de modelos no simula explícitamente cambios en la textura de una espuma, sino que representa la relación entre la movilidad de la fase gaseosa y la textura de la espuma que genera el cambio en esta propiedad. Las funciones matemáticas de este modelamiento no tienen en consideración el transporte de *lamellas* en el medio poroso, tampoco tiene en cuenta los principios de generación y coalescencia; no obstante, tratan de ser efectivos al incorporar todos los parámetros que afectan la espuma.

El modelamiento de espumas tiene en cuenta una serie de suposiciones que facilitan su tratamiento y simulación, estas se enuncian a continuación.

- La fase aceite y la fase agua son totalmente inmiscibles.
- No se presentan micro emulsiones.
- La temperatura del sistema es constante.
- No hay reacciones químicas.
- No hay variaciones en la salinidad de la fase acuosa.
- La producción e inyección es simulada usando los términos de fuentes y sumideros.
- La textura de la espuma atrapada es igual a la textura de la espuma fluyente.

Tabla 10. Comparación entre las tres categorías de modelamiento de espumas.

	Parámetros por determinar en el modelo	Dificultad en la determinación de los parámetros	Exactitud de ajuste con los datos experimentales	Tiempo de cómputo	Simulador comercial
Modelo empírico	Gran cantidad de parámetros deben ser determinados.	Fácil	Bueno para experimentos en estado estable, pobre ajuste para estado inestable.	Corto tiempo	Muy utilizado
Modelo semiempírico		Difícil			No es usado
Modelo mecánico	Pocos parámetros deben determinarse.		Bueno para estado estable e inestable.	Largo tiempo	Raramente usado

Copyright, 2018. Hematpour, Mahmood, Nasr y Elraies

4.2 Modelamiento de espumas en el software STARS de CMG (*Computer Modelling Group*)

El software STARS tiene dos métodos para modelar la tecnología de inyección de espumas, un modelo considerado internamente como mecanístico, basado en 10 reacciones físicas que representan la generación, degradación y regeneración de una espuma a través de los componentes surfactante, agua, gas, *lamella*, *lamella* atrapada y aceite, los cuales buscan reproducir el efecto de reducción de la movilidad de la fase gaseosa en función de la calidad de la espuma.

Y un modelo empírico en semi-equilibrio, que asume que los mecanismos de creación y destrucción ocurren relativamente rápido en relación al flujo, de forma que donde el gas y el surfactante co-existen, la espuma también (CMG, 2018). Este modelamiento posee la ventaja de requerir pocos datos experimentales, lo que permite una simplicidad en pruebas y ajustes de pilotos.

4.2.1 Modelo empírico de STARS. Se basa en el efecto de disminución de la movilidad de la fase gas, generado por la espuma, el cual es expresado a través de un factor de reducción aplicado a las curvas de permeabilidad relativa gas-líquido, figura 20, ecuaciones 11 y 12.

El modelo se ajusta con datos de viscosidad aparente en función de la calidad de la espuma, mediante la variación de funciones (F), donde son de uso primordial F1, F2, F3 y FMMOB. (Maghsood et al., 2014)

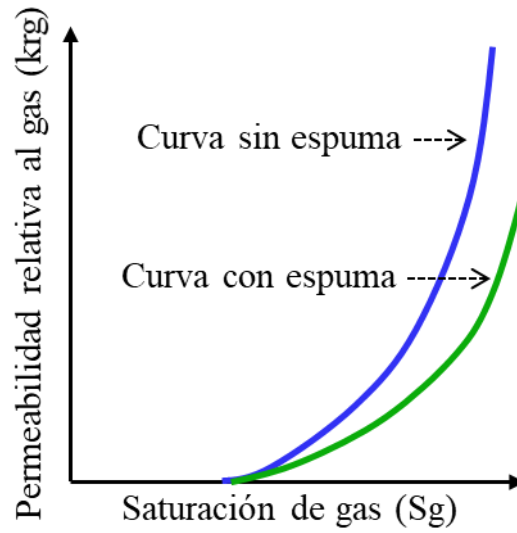


Figura 20. Efecto de la espuma en la curva de permeabilidad relativa al gas. Copyright 2018 por Computer Modelling Group Ltda. STARS User's Guide

$$K_{rg}^f = K_{rg}^0 * FM \quad (11)$$

$$FM = \frac{1}{(1 + FMMOB * F1 * F2 * F3 * F4 * F5 * F6 * F7)} \quad (12)$$

Donde, F1 es el efecto de la concentración de surfactante, F2 es el efecto de la saturación de aceite, F3 es el efecto reológico asociado al número capilar, F4 es el efecto del número capilar para la generación de espuma, F5 es el efecto de la fracción molar oleica, F6 es el efecto de la salinidad, F7 es el efecto de la espuma seca.

4.2.2 Simulación de espumas mediante el método empírico en el simulador STARS de la compañía CMG. El simulador STARS de CMG cuenta con un asistente para la creación de componentes nuevos, que prepara el *dataset* a partir del modelo de fluidos existente, y genera los datos necesarios para simular diferentes procesos de estudio, denominado *process wizard*.

Entre las opciones desplegadas se escogió “*alkaline, surfactant, foam and/or polymer model*” el cual es el ayudante para el modelamiento de tecnologías de recobro químico. Entre las tecnologías EOR disponibles se encuentra “*Foam flood with empirical foam model (F1, F2, F3 etc.)*” correspondiente al modelamiento empírico de espumas en yacimiento. En la primera parte se ingresó el tipo de gas para generar la espuma y tipo de roca; además, se habilitó la adsorción del componente surfactante en el medio poroso, y se desactivó considerar efectos como reducción de la tensión interfacial, ya que la espuma se genera en superficie y no *in situ*, siendo un efecto deseado en este tipo de espumas, y la dependencia de la salinidad, la cual modela geoquímicamente el proceso al incluir datos de pH e intercambio de iones. En el siguiente paso se incluyeron los datos experimentales obtenidos en la sección 2., la concentración de surfactante en peso, de 0,25 Wt%, los datos de viscosidad aparente en función de la fracción de gas o calidad de la espuma y los datos de adsorción.

Seguidamente, se realizó el primer ajuste de los datos experimentales con la simulación; esto consistió en lograr que el simulador reproduzca el parámetro *fmdry*, llamado así por STARS al punto de saturación de agua a la presión capilar límite, que determina la coalescencia abrupta de la espuma (Farajzadeh, Lotfollahi, Eftekhari, Rossen y Hirasaki, 2015), y fue introducido en la sección 2.4, como el punto de inflexión en la curva de Viscosidad aparente vs. Calidad.

En el último paso se seleccionó el pozo inyector de espuma, que debió ser creado antes de iniciar el *process wizard*.

Para continuar con el ajuste del modelo se debe activar como datos de salida: el parámetro interpolador (KRINTER), la composición de la fase agua (W) y el número capilar local (CAPN).

Se graficó entonces, el parámetro interpolador el cual es indicador del efecto del modelo empírico, y se observó que muy pocas celdas estaban siendo afectadas por la espuma, figura 21.; por lo tanto, se debía seguir ajustando el modelo. En este caso, los parámetros utilizados para ajustar el comportamiento de la espuma son F1, F2 y F3.

Modelo de espuma
Parámetro interpolador de permeabilidad 7 Abril 2022
Plano J 1 de 72; Escala 1:53

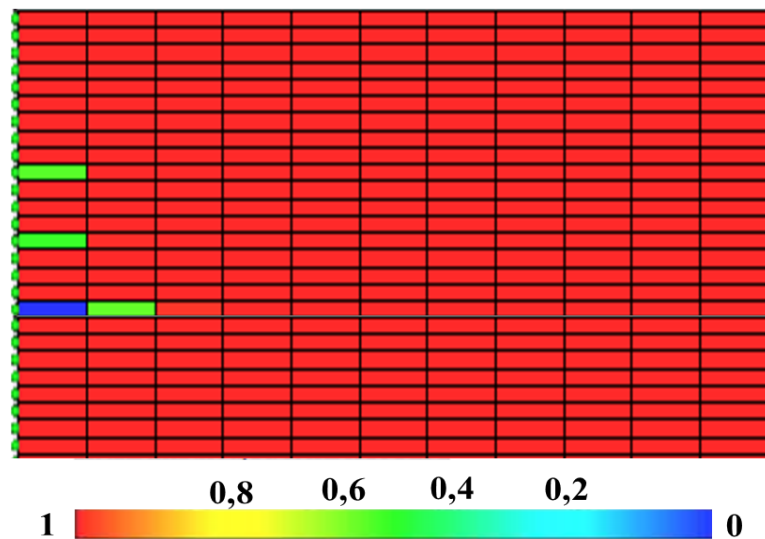


Figura 21. Parámetro interpolador de permeabilidad relativa - Modelo de espuma sin ajustar.

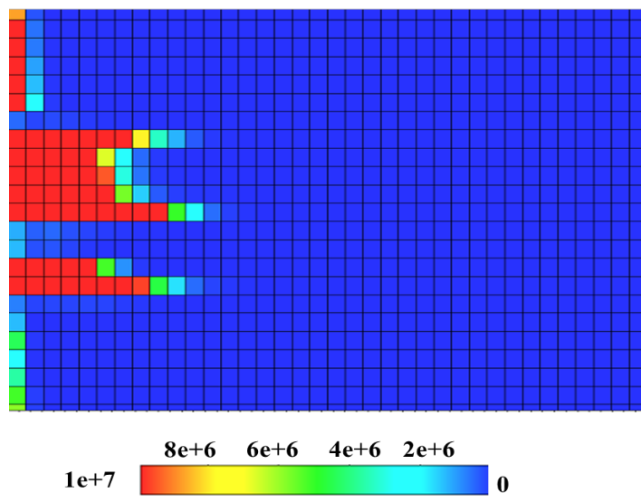
Para ajustar F1, F2 y F3, se graficó cada variable independiente: concentración de surfactante, saturación de aceite, y número capilar, respectivamente; y se graficó en propiedades espaciales cada función matemática. La tabla 11 muestra los valores finales.

Efecto de la concentración de surfactante – F1: F1 es el parámetro dependiente de la concentración de surfactante (C_s) inyectado, ecuación 13. La *keyword* $FMSURF$, hace referencia a la fracción molar crítica de surfactante, de modo que por encima de este valor la espuma es estable, $FMSURF$ varía entre 0 y 1. El exponente $EPSURF$ toma valores entre -4 y 4, para el caso de esta simulación, todos los exponentes se tomaron como 1.

$$F1 = \left(\frac{C_s}{FMSURF} \right)^{EPSURF} \quad (13)$$

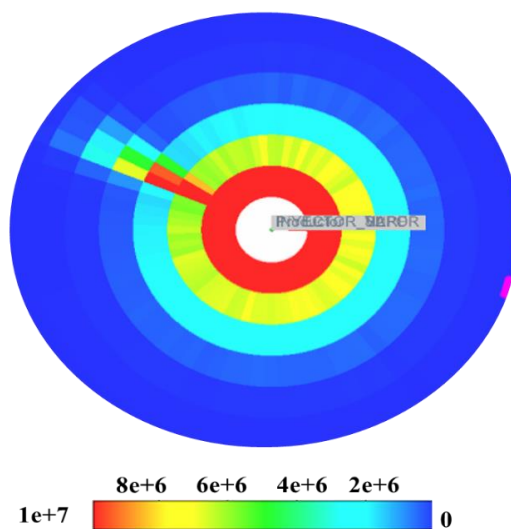
La figura 22., muestra el parámetro F1 ajustado, el cual solo afecta las zonas de alta permeabilidad, correspondientes a las arenas 3 y 4.

Modelo de espuma ajustado
F1, 17 Abril 2022
Plano J 1 de 72; Escala 1:53



(a) Perfil del parámetro F1.

Modelo de espuma ajustado
F1, 17 Abril 2022
Plano k 1 de 26; Escala 1:27



(b) Vista areal del parámetro F1.

Figura 22. Parámetro ajustado F1, efecto de la concentración de surfactante.

Efecto de la saturación de aceite – F2: La presencia de aceite inestabiliza la espuma, el parámetro F2 representa este efecto, ecuación 14. $FMOIL$ es la saturación crítica de aceite, por encima de este valor, la espuma no existe en el medio poroso, $FLOIL$, es la saturación de aceite a partir de la cual la espuma empieza a coalescer. El exponente $EPOIL$ toma valores entre 0 y 5.

$$F2 = \left(\frac{FMOIL - S_o}{FMOIL - FLOIL} \right)^{EPOIL} \quad (14)$$

Después de ajustar el parámetro F2, se observa que el canal de la primera arena no tiene una espuma estable debido a que la cantidad de aceite en estas celdas aún es considerable, figura 23.b y 23.c.

Efecto de la velocidad de generación - F3: F3 es un parámetro que relaciona la reología de la espuma con el número capilar, ecuación 15. $FMCAP$, es la velocidad mínima necesaria para crear una espuma, $EPCAP$, un exponente que varía entre -10 y 10. En las celdas con alta permeabilidad, F3 toma valores mayores o iguales a 1, figura 24.

$$F3 = \left(\frac{FMCAP}{Nc} \right)^{EPCAP} \quad (15)$$

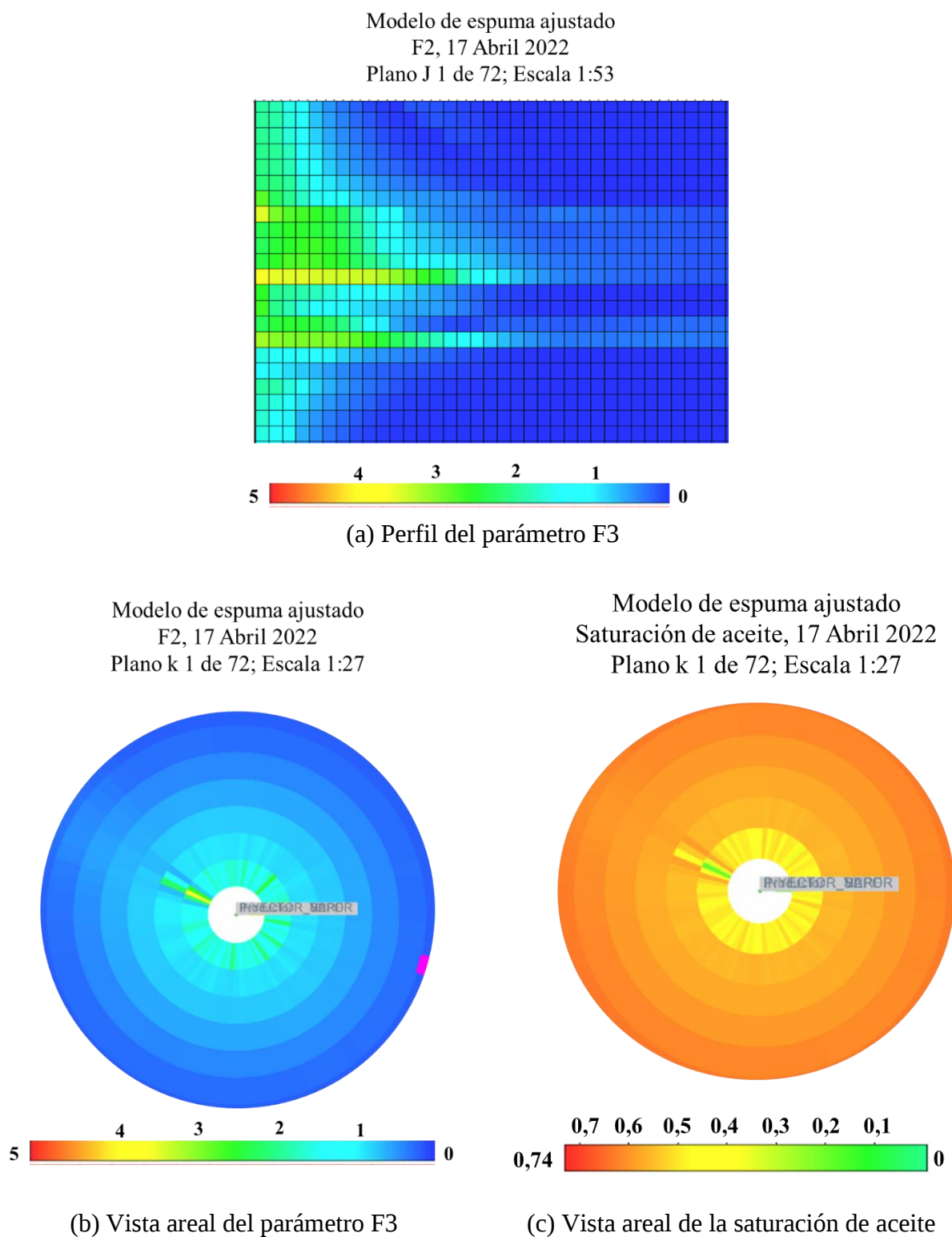


Figura 23. Parámetro ajustado F2, efecto de la saturación de aceite.

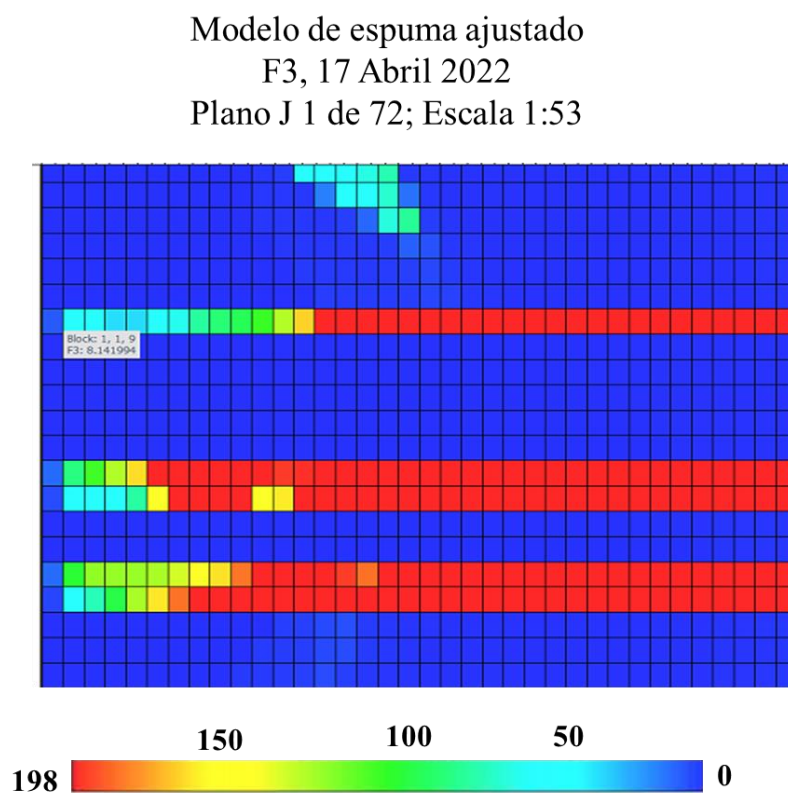


Figura 24. Parámetro ajustado F3, efecto de la velocidad de generación.

Tabla 11. Valores ajustados de las keywords para simular espumas en STARS

Keyword	Valor
FMSURF	3,176E-12
FMPOIL	0,62
FLOIL	0,5
FMCAP	1E-6
FMMOB	3200

Modelo de espuma ajustado
Parámetro interpolador de permeabilidad 7 Abril 2022
Plano J 1 de 72; Escala 1:53

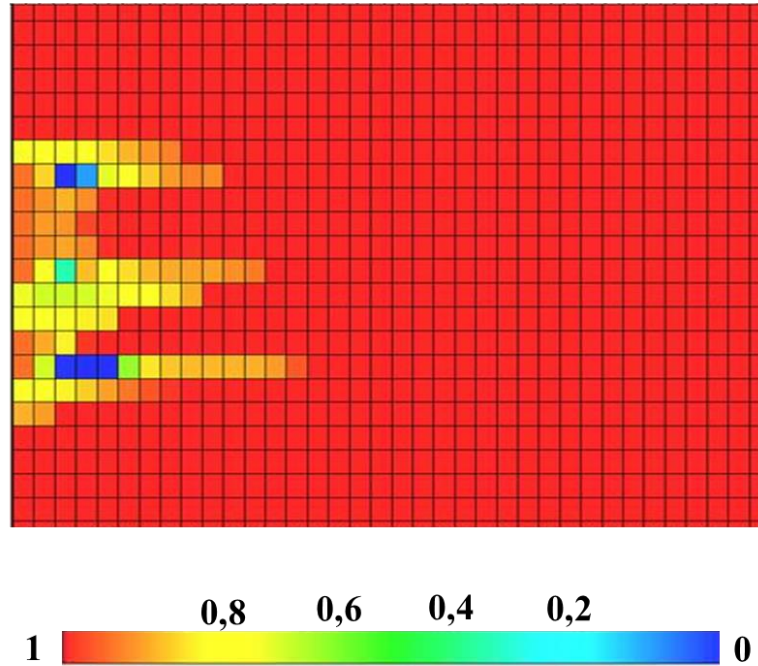
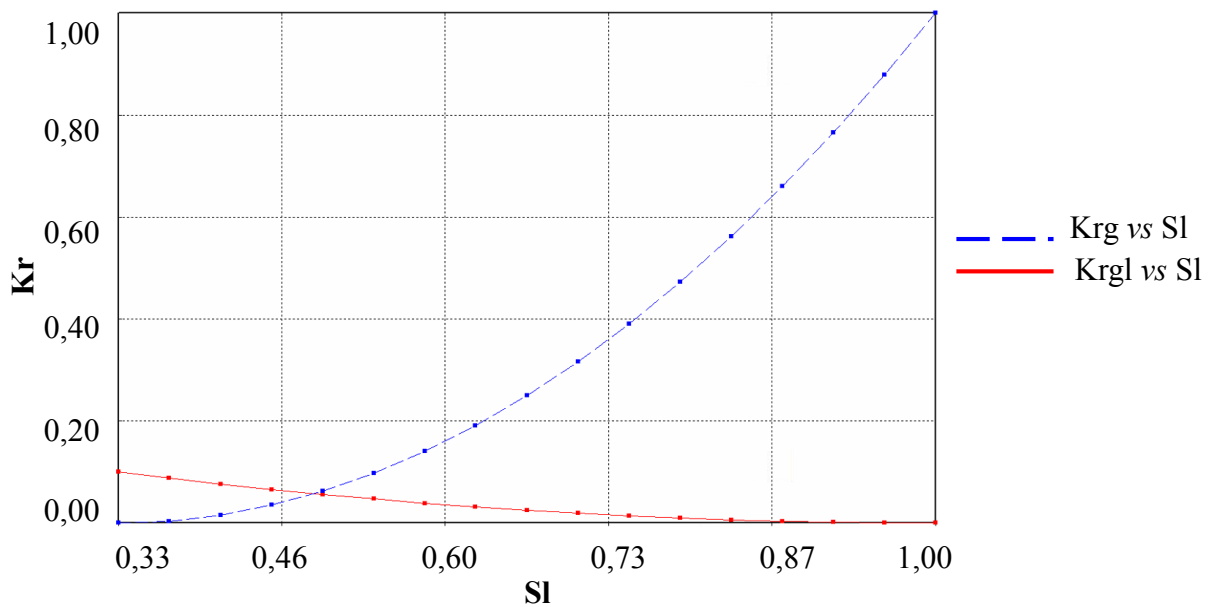


Figura 25. Parámetro interpolador de permeabilidad relativa - Modelo de espuma ajustado.

Una vez ajustados F1, F2 y F3, se volvió a graficar el parámetro interpolador, el cual afecta varias celdas de las arenas más permeables, figura 25. En la gráfica 16., se muestra el nuevo set de curvas de permeabilidad relativa líquido – gas, determinado a partir de la ecuación 11., la cual en comparación con la gráfica 13., muestra una reducción en la permeabilidad relativa al gas del 22% (representado en krg-l), permitiendo reproducir el efecto de reducción de movilidad de la fase gas inyectada.



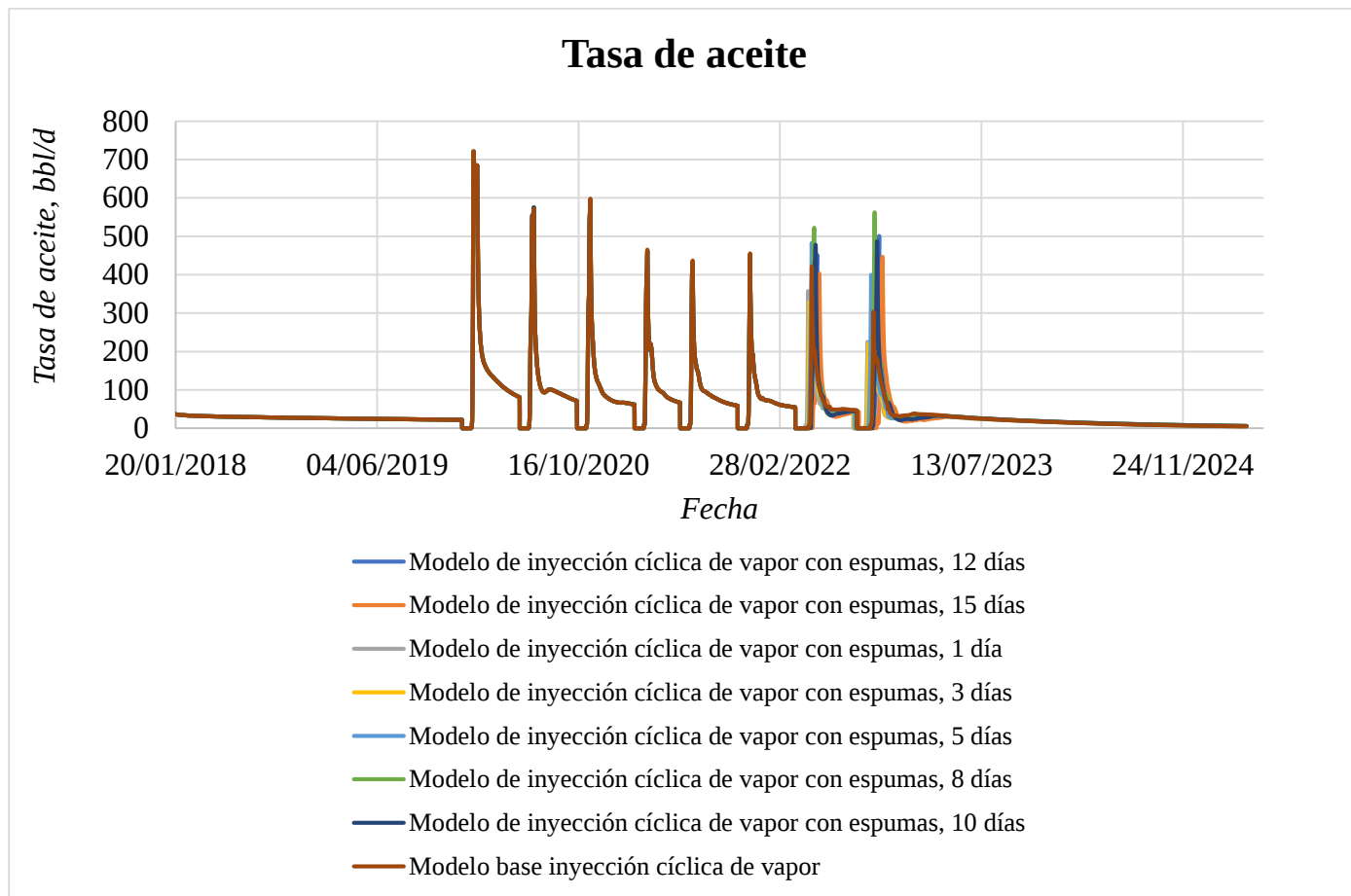
Gráfica 16. Segundo set de curvas de permeabilidad relativa líquido – gas.

4.3 Modelamiento del tamaño de bache de espuma

Tomando como base una tasa de inyección de 1.000 <Bbl/d> se variaron los días de inyección de espuma, simulando 15, 12, 10, 8, 5, 3 y 1 días de inyección, gráfica 17. Los escenarios de mayor producción incremental con respecto a línea base de la tecnología de inyección cíclica de vapor convencional se obtuvieron al inyectar espuma durante 12, 10, y 8 días, siendo este último el mejor al presentar una relación de petróleo producido/espuma inyectada en el primer ciclo de 68,7 <Bbl/kg>.

Los escenarios de 15 y 5 días no presentaron un buen desempeño; ya que, la cantidad de espuma inyectada después de 15 días, no se destruye completamente después de la etapa de inyección de vapor, generando un bloqueo incluso en los intervalos menos permeables, figura 26.;

mientras 5 días de inyección de espuma no son suficientes para generar un efecto de bloqueo en las arenas de alta permeabilidad.



Gráfica 17. Sensibilidad de los días de inyección de espuma - inyección cíclica de vapor con espumas preformadas.

Modelo de espuma ajustado -15 días de inyección de espuma
 Fracción molar de gas (surfactante) 15 Mayo 2022
 Plano J 1 de 72; Escala 1:53

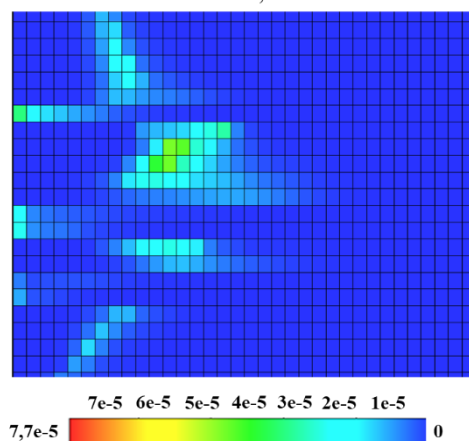


Figura 26. Residuo de espuma tras 15 días de inyección.

Se escogió el escenario de 8 días de inyección al ser el que mayor cantidad crudo recuperó en relación con la cantidad de espuma inyectada, tabla 12.; por lo que se procedió a variar la tasa de inyección en 1.500, 1.800, 2.000 <Bbl/d> según la capacidad de la bomba de la unidad generadora de espuma. Los resultados se evaluarán económicamente en el siguiente capítulo.

Tabla 12. *Relación en peso despuma /aceite producido en un ciclo de inyección, variando tiempo de inyección a una tasa de 1.500 <Bbl/d> de formulación espumante.*

Tiempo de inyección de espuma	Producción de aceite en el ciclo	Relación aceite producido/ espuma inyectada
8 días	9.817 <Bbl>	68,7 Bbl/kg inyectado
10 días	9.529 <Bbl>	53,3 Bbl/kg inyectado
12 días	9.585 <Bbl>	44,7 Bbl/kg inyectado

4.4 Discusión

La capacidad de los resultados de laboratorio para representar procesos que ocurren en el yacimiento siempre ha sido un tema abierto a una intensa discusión. El flujo de la espuma en medio poroso es un proceso dinámico dependiente de una plétora de variables, las cuales incluyen propiedades del yacimiento: heterogeneidad, presión, temperatura, mineralogía; composición de los fluidos de yacimiento, saturación, condiciones de inyección, tipo de surfactante, salinidad del agua de preparación, concentración de surfactante, tipo de gas, entre otros. Como resultado se requiere un volumen significativo de datos teóricos, experimentales y de piloto, lo que genera modelos poco confiables en las predicciones a escala *full field* (Pedroni, 2018).

El escalamiento de los resultados es un paso crítico para el recobro primario, secundario, y EOR. En el caso de una espuma-EOR, es un proceso incluso más desafiante por la dinámica compleja que envuelve el comportamiento de la solución química inyectada; sin embargo, como ventaja, no todas las variables son significativas, algunas tienen un mayor peso de influencia, y por lo tanto en cierta medida se podría alimentar consistentemente una simulación con datos de laboratorio (Ma, 2013).

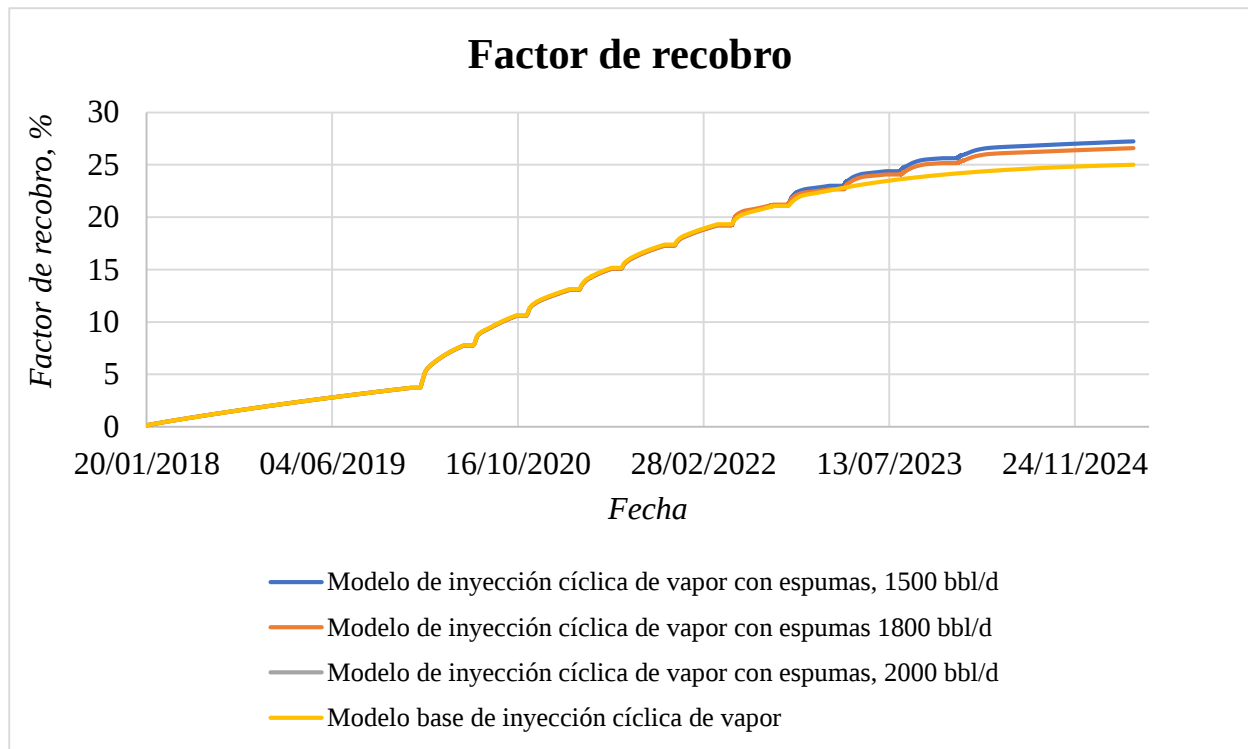
El modelo empírico del *software* STARS de CMG, permite simular un proceso de inyección de espumas a través de 8 parámetros, donde sólo F1, F2, F3 y FMMOB son esenciales, y no requieren de un proceso de escalamiento (CMG, 2018). No obstante, esta metodología es bastante conservadora, ya que no permite modelar la regeneración de espumas en el medio poroso, llevando a que no se obtengan altos factores de recobro.

Por último, un entendimiento del comportamiento físico de las espumas es importante para su respectiva simulación y ajuste de los numerosos parámetros asociados al modelamiento. Por ello,

fueron expuestos de forma extensiva los factores que mayor influencia tienen en la estabilidad de una espuma en la sección 1.

5. Análisis económico de la tecnología de inyección cíclica de vapor con espumas preformadas.

La evaluación económica de un proyecto petrolero consiste en determinar el escenario de inversión que supone mayor rentabilidad a la entidad inversora. Si bien, las variaciones de tasa de inyección propuestas presentan un factor de recobro incremental con respecto a la línea base del proceso convencional, gráfica 18., es necesario determinar si este aumento en producción es suficiente para recuperar la inversión realizada. Para ello, se programó el análisis económico de la inyección cíclica de vapor con espumas en una hoja de cálculo en la herramienta *Microsoft Excel*, a la que se ingresó datos de producción obtenidos en la simulación numérica, y precios de equipos para generar espumas preformadas.



Gráfica 18. Comparación del factor de recobro obtenido variando tasas de inyección de espuma

5.1 Conceptos financieros básicos

A continuación, se proporcionarán breves definiciones financieras que servirán de contextualización.

Interés: es el costo de oportunidad del dinero en el tiempo (Moix, 2014).

Valor futuro: cantidad de dinero obtenido después de transcurrido un periodo de tiempo, que será el capital inicial, más la ganancia derivada de los intereses (Blank y Tarquin, 2006).

Valor presente: cantidad de dinero en un momento denotado como presente o tiempo 0 (Blank y Tarquin, 2006).

Inflación: incremento en función del tiempo del costo y ganancia estimados en un flujo de efectivo, este incremento es atribuido al valor cambiante del dinero, y fuerza a que el poder adquisitivo de una unidad monetaria determinada sea menor a su valor en una época anterior (Alvarado, 2014).

Flujo de caja: resultado de la diferencia entre la cantidad de dinero que ingresa y egresa a las arcas del negocio para cada periodo específico (Blank y Tarquin, 2006).

Horizonte económico: se refiere al periodo de tiempo durante el cual se calculan los flujos de caja de un proyecto (Moix, 2014).

Ingresos: son todas las entradas líquidas que genera el negocio o proyecto. En la industria petrolera los ingresos se calculan a partir de la venta del crudo producido, también hace parte de los ingresos, el valor de rescate o salvamento correspondientes a los activos fijos, el incremento de cuentas por pagar, la recuperación del capital de trabajo y la venta parcial o total del negocio. (Moix, 2014).

Diluyentes: a fin de que el crudo pesado producido pueda fluir a través de un oleoducto o cumpla con las especificaciones de gravedad API para la venta, es necesario adicionar algún tipo de diluyente. El volumen añadido deberá sumarse a la producción total. (Moix, 2014).

Egresos: salidas líquidas de dinero o volumen, necesarias para la ejecución y operación del proyecto. Dentro de los egresos se distingue el *CAPEX* y el *OPEX* (Moix, 2014).

CAPEX: egreso destinado a la compra de equipos u otros bienes que formarán parte de los activos del proyecto. Los desembolsos del *CAPEX* se realizan en la etapa inicial de la operación (Moix, 2014).

OPEX: egresos no capitalizables relacionados con la operación (Moix, 2014).

Regalías: las regalías se definen como la contraprestación económica a favor del estado por la explotación de recursos no renovables como petróleo y gas; y se establecen como un porcentaje del hidrocarburo producido.

5.2 Análisis económico de la inyección cíclica de vapor

La metodología para evaluar económicamente un proceso de inyección cíclica de vapor fue tomada del *software* IGNIA del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander, el cual utiliza los siguientes indicadores financieros.

Valor Presente Neto (VPN): la cantidad de dinero equivalente al valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión inicial es el valor presente neto (Gitman, 2007), y se determina mediante la ecuación, 13.

$$VPN = \sum_{i=1}^t \left(\frac{FNE}{(1+k)^t} \right) \quad (13)$$

Donde, *FNE* es el flujo neto de efectivo, *k* es la tasa de descuento, y *t*, el número de periodos a evaluar. Se pueden dar tres interpretaciones de acuerdo con el valor obtenido:

Si el VPN es mayor a 0, hay una recuperación mayor a la inversión inicial en el tiempo establecido y, por lo tanto, el proyecto se debe aceptar.

Si el VPN es igual a 0, el proyecto recuperó solamente la inversión inicial.

Si el VPN es menor que 0, no se recuperó la inversión inicial, y debe rechazarse el proyecto.

Tasa Interna de Retorno (TIR): es el rendimiento del proyecto en forma porcentual y determina la tasa de descuento a la que el Valor Presente Neto (VPN) arroja un valor de cero (Gitman, 2007).

La TIR se calcula mediante la ecuación 14.

$$VPN = 0 = \sum_{i=1}^t \left(\frac{FNE}{(1 + TIR)^i} \right) \quad (14)$$

Donde, *FNE* es el flujo neto de efectivo, y *t* es el número de periodos a evaluar.

De acuerdo con el valor resultante, la Tasa Interna de Retorno puede interpretarse de la siguiente forma:

Si la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar.

Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el inversionista recupera el monto de la inversión inicial sin obtener ganancias adicionales.

Si la TIR es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe ser rechazado.

Tiempo de recuperación o *payback time*: es el número de años requeridos para recuperar la inversión inicial neta (Moix, 2014). El tiempo de recuperación puede ser calculado mediante la ecuación 15.

$$Tiempo\ de\ recuperación = \frac{Inversión}{Flujo\ neto\ de\ efectivo} \quad (15)$$

Para determinar la aceptabilidad de este indicador financiero, es necesario establecer el periodo máximo de recuperación de la inversión inicial.

Eficiencia de Inversión (EFI) o relación costo beneficio: es la cantidad de flujos netos de efectivo que se obtienen después de recuperar la tasa de interés exigida en el proyecto de inversión (Bolten, 1997). El EFI, se determina a través de la ecuación 16.

$$EFI = \left[\frac{\sum_{i=1}^t \left(\frac{FNE}{(1+k)^t} \right)}{I_o} - 1 \right] * 100 \quad (16)$$

Donde, *FNE* es el flujo neto de efectivo, *k* es la tasa de descuento, *t* es el número de periodos a evaluar, e *Io* es la inversión inicial.

Si los flujos de efectivo exceden el monto de inversión inicial, existe una ganancia adicional o beneficio.

5.3 Análisis económico de la inyección cíclica de vapor con espumas

En la actualidad existe una fuerte necesidad de desarrollar métodos que permitan aumentar la productividad de los pozos involucrados en el proceso de inyección de vapor, la inyección de espumas busca que la modificación de las facilidades de superficie del proceso convencional no sea significativa, permitiendo extender el límite económico del proyecto.

5.3.1 Descripción de la oportunidad. El campo petrolero en estudio, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentra produciendo bajo el esquema de explotación de inyección cíclica de vapor hace más de 20 años. El pozo por intervenir atraviesa una formación con contrastes fuertes de permeabilidad; por lo que se ha notado que, tras 6 ciclos de inyección de

vapor, el proceso dejó de ser rentable. Para extender la vida útil de la inyección cíclica de vapor, se decidió realizar un piloto de inyección de espumas preformadas.

Consideraciones especiales: a continuación, se enuncian las asunciones contempladas en la evaluación económica de los proyectos de inversión del campo en estudio.

- El hidrocarburo producido tiene una gravedad API de 12°.
- Existe una estación de recepción de crudo a una distancia de 4,06 <km> desde el campo, con capacidad disponible de 4.785 <Bbl/d> y una gravedad mínima de 18° API, que llega hasta el puerto de exportación. (MinMinas, 2017)
- Para cumplir los requerimientos de calidad, es necesario mezclarlo con 12,5% de nafta.
- La Tasa de cambio Representativa del Mercado (TRM) corresponde a 3.357 pesos colombianos por dólar estadounidense (Banco de la República de Colombia, 2019).
- La tasa de descuento es de 14,09%, asumiendo un porcentaje de costo de capital ponderado del 12,09% y un porcentaje de riesgo país de 2,00% (Damodaran, 2018).
- El porcentaje de regalías se pagará en volumen (Artículo 16 de la Ley 756 de 2002); por lo tanto, será descontado de la producción un porcentaje correspondiente al 8%.
- El precio de venta del crudo será referenciado respecto al BRENT, el cual tiene un valor de 70 <USD/Bbl>, el crudo de venta tiene un castigo de calidad de 15,52 <USD/Bbl>, una tarifa promedio de transporte al punto de comercialización de 1,8 <USD/Bbl>, y un precio final de 52,68 <USD/Bbl>.
- El costo de extracción de un barril de crudo es de 7,7 <USD/Bbl> (Asociación Colombiana de Petróleo; 2017).

- El valor del gas combustible del generador de vapor es de 9,08 USD/MMBTU generado (León y Padilla, 2019).
- El costo de la nafta como diluyente es de 130 USD/Bbl (Mosalve & Pinzón, 2018).
- Se toma un porcentaje de imprevistos del 2,5%.

5.3.2 CAPEX. Debido a que el pozo piloto ya ha sido sometido a inyección cíclica de vapor, el CAPEX sólo tuvo en cuenta los costos correspondientes a la adecuación de terrenos que fueron intervenidos para el desarrollo de las operaciones de espuma.

5.3.3 OPEX. Para realizar el análisis económico de la inyección de vapor con espumas se tomó como OPEX variable: la generación de vapor y espuma, los costos por extracción de crudo y uso de diluyentes.

Costo por la generación de vapor: Para estimar el costo por generación de vapor se debe calcular los barriles equivalentes anuales de agua inyectada, que son dependientes de la tasa y tiempo de inyección, número de ciclos, número de pozos involucrados y fecha de inicio del proceso. De acuerdo con lo establecido en la sección 3., se inyecta vapor durante 20 días a una tasa de 1.500 Bbl/d .

Para el cálculo deben contarse el total de días que componen un ciclo de vapor, lo que incluye los 8 días de inyección de espuma. A partir de la fecha de inicio de la recuperación asistida con espumas, se calcula el número de ciclos de vapor que deben ser cargados al año en el que se lleva a cabo el evento de inyección. Un procedimiento análogo se realiza para cargar el número de ciclos de espuma al año de evaluación.

Costo por la generación de espuma: para determinar el costo de la inyección de espuma se debe tener en cuenta el tiempo de inyección, el peso de surfactante utilizado para preparar la solución espumante, el costo por día del equipo AUTOGEN, y su generación eléctrica. El costo del nitrógeno no se considera directamente, ya que el equipo AUTOGEN separa mediante membranas el nitrógeno del aire. En la tabla 13., se resume el costo asociado a los equipos utilizados para generar espumas.

Tabla 13. *Costo de equipos para generar espumas*

Especificaciones	
Agente espumante de alta temperatura, USD/kg	4,35
Equipo AUTOGEN (N₂ -1 MMSCF/d) de 5.000 psi, USD/d	1.872,05
Bombas y accesorios para caudales de 1.200-2.100 Bbl/d, USD/d	118,80
Instalación y conexiónado, USD	1.032,33
Generación eléctrica, USD/d	99,68
Movilización, USD	4.318,39

A continuación, se ejemplificará procedimiento realizado con la tasa de inyección de espuma de 2.000 <Bbl/d>. En la tabla 14., se muestran las especificaciones para determinar en qué año debe ser cargada la inyección de vapor y de espuma.

Tabla 14. *Especificaciones operacionales de la inyección cíclica de vapor con espumas.*

Especificación	Vapor	Espumas
Número de pozos	1	1
Día de inicio de la inyección	1.557	1.557
Número de ciclos	5	5
Días de inyección	20	8
Conteo de días	28	8

Nota: Como la inyección de vapor es antecedida por el ciclo de espuma, debe sumarse el tiempo total de inyección.

En la tabla 15., se muestra el costo por generación de vapor, el cual fue calculado con el algoritmo adoptado del *software* IGNEA.

Tabla 15. *Costo por generación del vapor – Tasa de 1.500 <Bbl/d>.*

Año	Energía inyectada, MMBTU	Costo por generación de vapor
2022	20.391	185.141
2023	30.586	277.712

En el costo total por año se incluye el peso del surfactante utilizado para preparar los barriles inyectados de espuma a una concentración de 0,25 Wt%., el uso diario del equipo AUTOGEN, bombas, accesorios y generación eléctrica del equipo. La instalación y conexión se consideraron como un servicio a pozo cargados a los años 2022 y 2023 respectivamente; ya que son eventos que suceden una sola vez.

Tabla 16. *Costo por generación de espuma – Tasa de 2.000 <Bbl/d>*

Año	Volumen inyectado por año, Bbl	Peso de surfactante por año, kg	Días totales por año	Total, USD
2022	32.000	380,95	16,00	33.448,48
2023	48.000	571,43	24,00	50.172,72

En las tablas 17, 18 y 19., se muestran los resultados del análisis económico para la inyección de vapor con espuma con tasa de inyección de químico de 2.000 <Bbl/d>.

Tabla 17. *Resumen de costos variables en la etapa de inyección cíclica de vapor con espumas, tasa de 2.000 <Bbl/d>.*

Año/ítem	2022	2023
Generación de vapor	\$ 185.141	\$ 277.712
Generación de espuma	33.448	50.172
Extracción de crudo	\$ 187.279	\$ 113.121
Diluyentes	\$ 395.232	\$ 238.728
Servicio a pozo	\$ 1.032	\$ 4.318
Imprevistos	\$ 20.027	\$ 16.993
Total	\$ 822.161	\$ 701.046

Tabla 18. *Flujo de efectivo en la inyección cíclica de vapor con espumas – Tasa de 2.000 <Bbl/d>.*

Año/Ítem	0	2022	2023
Ingresos		\$ 1'352.157	\$ 816.731
Egresos	\$ 189.187	\$ 822.161	\$ 701.046
EBITDA		\$ 529.995	\$ 115.685
Impuesto de renta		\$ 174.898	\$ 38.176
Ganancia neta	-\$ 189.187	\$ 355.096	\$ 77.509
Flujo acumulado	-\$ 189.187	\$165.909	\$243.418

Tabla 19. *Indicadores financieros en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 2.000 <Bbl/d>.*

Valor Presente Neto (VPN)	\$ 18.162
Tasa Interna de Retorno (TIR)	15%
Tiempo de recuperación	5,07 años
Eficiencia de Inversión (EI)	\$ 1,147

Esta misma metodología es utilizada para evaluar los escenarios con tasas de inyección de espuma de 1.800 <Bbl/d> y 1.500 <Bbl/d>, que se constituyen como alternativas de igual término de duración y sujetas al mismo horizonte de planeación. La tabla 20., resume los resultados obtenidos entorno a los indicadores financieros para cada tasa de estudio.

Tabla 20. *Resultado de la evaluación de las tasas de inyección de espuma en un proceso de inyección cíclica de vapor mediante indicadores financieros.*

Indicador/Tasa	1.500, Bbl/d	1.700, Bbl/d	2.000, Bbl/d
Valor Presente Neto (VPN)	\$ 32.844	\$ 16.254	\$ 18.162
Tasa Interna de Retorno (TIR)	18%	16%	15%
Tiempo de recuperación	4,5 años	5,01 años	5,07 años
Eficiencia de inversión	\$ 1,17	\$ 1,15	\$ 1,15

Como se puede observar, cada una de las alternativas de inversión es viable financieramente, es decir, todas pueden ser aceptadas por parte de los inversionistas; sin embargo, una de ellas se considera más apropiada. Los indicadores financieros llevan a concluir que utilizar una tasa de inyección de 1.500 <Bbl/d> se consideraría más rentable a la Tasa Mínima de Oportunidad establecida. El Valor Presente Neto reporta que \$32.844 <USD> se logran como ganancia después de recuperar la inversión inicial, monto superior a los otros escenarios evaluados.

5.4 Discusión

Particularmente, los métodos para el control del perfil de inyección son una alternativa de fácil implementación que busca establecerse como un proceso rutinario asociado a las tecnologías EOR a mejorar; por consiguiente, no supone un riesgo de inversión elevado. Aun así, todas las decisiones de un proyecto petrolero deberían fundamentarse en evaluaciones técnicas y económicas.

6. Conclusiones

La eficiencia de un proceso de inyección cíclica de vapor con espumas preformadas puede mejorarse si se garantiza una espuma estable en yacimiento que posea una viscosidad aparente alta, de forma que puedan obtenerse reducciones significativas en la curva de permeabilidad relativa al gas, y así disminuir la movilidad del vapor en el medio poroso.

Las espumas preformadas inyectadas sólo tendrán un efecto en las zonas inundadas de vapor con baja saturación de aceite; experimentalmente se demostró que la espuma generada en contacto con petróleo, en una relación de mezcla 80(solución espumante) /20(crudo), disminuirá su estabilidad en un 90%, mientras que a una relación de 50(solución espumante) /50(crudo), no se formará la espuma.

Experimentalmente se determinó que es necesario preparar la formulación espumante a una concentración igual o superior a la micelar crítica, de forma que se pueda garantizar inyectar una espuma estable en el yacimiento, que contenga suficiente surfactante para estabilizar las películas de líquido entre las burbujas, evitando una coalescencia rápida.

A iguales condiciones de inyección de vapor; el escenario evaluado mediante análisis de sensibilidad numérica de 8 días y 1.500 <Bbl/d> de inyección de espuma a una concentración de 0,25 Wt%, muestra una reducción de la curva de permeabilidad relativa al gas del 22%, reflejado en la disminución del *end point* de krg al líquido connato y relación de petróleo producido/espuma inyectada en el primer ciclo de 68,7 <Bbl/kg>.

Se determinó que la tecnología evaluada a las condiciones de 8 días y 1.500 <Bbl/d> de inyección es económicamente viable al obtenerse un Valor Presente Neto (VPN) de \$32.844 <USD>; en comparación con los demás escenarios analizados de 1.800 y 2.000 <Bbl/d>.

Es posible mejorar la eficiencia de un proceso de inyección cíclica de vapor, usando espumas preformadas cuyas características de textura, calidad y reología, son favorables para la estabilidad del agente de control de movilidad, permitiendo generar un aumento del factor de recobro del 2%.

7. Recomendaciones

Se recomienda implementar el protocolo experimental generado para evaluar formulaciones espumantes y así seleccionar el mejor surfactante a implementar en un proceso de inyección de vapor con espumas.

Se recomienda determinar la estabilidad estática de una espuma con una mezcla de surfactantes o con un aditivo que aumente la viscosidad de la formulación, obteniéndose así mayores tiempos de vida media.

Se recomienda simular el proceso de inyección de vapor con espumas con más curvas de viscosidad aparente en función de la calidad, obtenidas a diferentes geometrías capilares. Las geometrías reproducirán el efecto de la textura de una espuma al variar el tamaño de gargantas de poro.

Se recomienda comparar las simulaciones de inyección cíclica de vapor con espumas obtenidas con el método empírico, desarrollado en el presente trabajo de investigación, y el método mecanístico; determinando las diferencias entre ellos a partir de eficiencia de bloqueo, y aceite incremental.

Se recomienda evaluar económicamente el impacto de los días de inyección de vapor precedidos de la inyección de espuma, determinándose una relación espuma/vapor óptima.

Referencias

- Abbaszadeh, M., Kazemi, A., Lopez-Salinas, J. L., Rodriguez-de La Garza, F., Villavicencio Pino, A., y Hirasaki, G. (2014). Experimentally based empirical foam modeling. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/169888-MS
- Ahmed, T., y Meehan, D. N. (2012). *Chapter 6-Introduction to Enhanced Oil Recovery. Advanced Reservoir Management and Engineering* (Second Edition). Gulf Professional Publishing.
- Alvarado, D. A., y Bánzer, C. S. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas.
- Alvarado, V. (2014) *Ingeniería económica nuevo enfoque* (Primera Edición). México, Grupo Editorial Patria.
- Alvarez, J y Han, S. (2013). Current overview of cyclic steam injection process. *Journal of Petroleum Science Research*, Vol. 2 Issue 3.
- Álvarez, J., Rivas, H., y Rossen, W. (2001). Unified model for steady-state foam behavior at high and low foam qualities. *Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas. doi:10.2118/56825-MS
- Asociación Colombiana del Petróleo. (2018). *Informe Estadístico Petrolero*. Junio 2019, de IEP-ACP. Sitio web: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo>
- Banco de la Republica de Colombia. (2019). *Tasa de cambio representativa del mercado (TRM): Serie histórica o por año*. Junio 2019, de Banco de la Republica de Colombia Sitio web: <http://obieebr.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Go>

- Bernal, D., y León, P. (2015). Evaluación técnico financiera de la implementación de un proceso de inyección continua de vapor en yacimiento de crudo medio-Caso Colombiano. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.
- Blank, L., y Tarquin, A. (2006) *Ingeniería económica* (Sexta edición). Mcgraw Hill
- Bolten, S. E. (1997). *Administración financiera*. Balderas, México, Limusa.
- Castellan, M., Costas, B., y Rodríguez- Flores M., (1998) *Fisicoquímica*. México, Addison-Wesley pp. 460-463.
- Çengel, Y. (2004). *Mecánica de fluidos: fundamentos y aplicaciones* (Cuarta Edición). McGraw Hill.
- Chevron Research and Technology Co., (1987) Steam enhanced oil recovery method using branched alkyl aromatic sulfonates, US5005644A.
- Chu, C. (1985). State-of-the-art review of steamflood field projects. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/11733-PA
- Cuenca, A., Lacombe, E., Chabert, M., Morvan, M., y Delamaide, E. (2015). Enhanced viscosity formulations for steam foam applications: Impact on performances in bulk and porous media. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/174469-MS
- Delamaide, E. (2016) State of the art review of the steam foam process. IFP Technologies Canada Inc. *Society of Petroleum Engineers* SPE-181160-MS. doi: 10.2118/181160-MS
- Dickson, J. L., Leahy-Dios, A., y Wylie, P. (2010). Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. Oklahoma: *Society of Petroleum Engineers*.
- 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. *J. Petrol. Sci. Eng.* 3 (3), 884–892.

- Farajzadeh, R., Lotfollahi, M., Eftekhari, A. A., Rossen, W. R., y Hirasaki, G. J. H. (2015). Effect of permeability on implicit-texture foam model parameters and the limiting capillary pressure. *Energy & Fuels*, 29(5). doi:3011–3018. doi:10.1021/acs.energyfuels.5b00248
- Farouq, A.S.M. (1974) Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. *Society of Petroleum Engineers* PETSOC-74-01-06. doi: 10.2118/74-01-06
- Gitman, L. (2007). *Principios de administración financiera*. México: PEARSON.
- Hematpour, H., Mahmood, S. M., Saeed, A., y Shabib A.A., (2016) Foam modeling approaches in enhanced oil recovery: A review. *Indian Journal of Science and Technology*, Vol 9(22), doi: 10.17485/ijst/2016/v9i22/86908
- Hematpur, H., Mahmood, S.M., Hadian, N., Nasr, y Elraies, K.A., (2018) Foam flow in porous media: concepts, models and challenges. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.02.017>
- Hidalgo, C. (2011). Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander.
- Hirasaki G. (1989) The steam-foam process. *Society of Petroleum Engineers* SPE-19505-PA. doi: 10.2118/19505-PA
- Holstein, E. y Lake, L. (2007). *Petroleum Engineering Handbook*, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics
- Isenberg, C. (1978) *The science of soap films and soap bubbles*; Tieto, Clevedon, England,
- Jones, S., Van der Bent, V., Farajzadeh, R., Rossen, W., y Vincent-Bonnieu, S., (2016). Surfactant screening for foam EOR: Correlation between bulk and core-flood experiments. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and engineering aspects*. doi:10.1016/j.colsurfa.2016.03.072.

- Lau, H. C. y O'Brien, S. M. (1988) Effects of spreading an non-spreading oils on foam propagation through porous media *Society of Petroleum Engineers Res Eng* 3(3), 893-896. doi:10.2118/15668-PA
- Law, D. H.-S., Yang, Z.-M., y Stone, T. W. (1992) Effect of the presence of oil on foam performance: a field simulation study. *Society of Petroleum Engineers Res Eng* 7 (2): 228–236.
- León A. y Padilla P. (2019) Desarrollo de una herramienta software para la evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander
- Li, Z. Q., Song, X. W., Wang, y Q. W. (2009). Enhanced foam flooding pilot test in chengdong of shengli oilfield. j. laboratory experiment and field performance. IPTC13575. Doha, Qatar.
- Lim K.H., (2009) Thermal behavior of critical micelle concentration. *Chemical Engineering and Materials Science*, Chung-Ang University
- Lotfollahi M., Farajzadeh R., Delshad M., Varavei A., y Rossen W.R., (2016) Comparison of implicit-texture and population-balance foam models <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.018> *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Vol. 31, pp.184-197
- Lucassen-Reynders (1981) Anionic surfactants: physical chemistry of surfactant action, *Journal of Dispersion Science and Technology*, vol. 3, no. 2, pp. 211-235,
- Ma, K (2013) Transport of surfactant and foam in porous media for enhanced oil recovery processes. Rice University. Tesis doctoral. Texas, Estados Unidos.

- Ma, K., Ren, G., Mateen, K., Morel, D., y Cordelier, P., (2015). Literature review of modeling techniques for foam flow through porous media. *Society of Petroleum Engineers*. The SPE Improved Oil Recovery Symposium Held in Tulsa, Oklahoma, 12–16 April.
- Martinez J. y Villaquiran A. (2016) Evaluación de la adsorción de un polímero en un proceso de recobro mejorado a partir de modelos analíticos y análisis experimental. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander.
- Mattax C.C. y Dalton, R. L (1990). *Reservoir Simulation*, SPE Monograph Volume 13.
- MinMinas. (2017). *Documento compilado diagnóstico y pruebas metodológicas*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/23957986/201217_estudio_oleoductos_MME_2017.pdf/9fe7072f-85e9-43eb-893f-f8caa3533e13
- Mohajeri, E., y Noudeh, G.D. (2012) Effect of temperature on the critical micelle concentration and micellization thermodynamic of nonionic surfactants: polyoxyethylene sorbitan fatty acid esters, *Journal of Chemistry*, vol. 9(4), pp. 2268-2274, <https://doi.org/10.1155/2012/961739>.
- Moix, R. (2014). *Evaluación económica de proyectos petroleros*. Bogotá D. C.: Pacific Rubiales Energy.
- Mosalve, L., y Pinzón, L. (2018). Evaluación técnico financiera de la implementación de diluyentes en un campo de crudo pesado colombiano. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander.
- Moreau, P. Oukhemmanou, F. Maldonado, A. Solvay, B., y Creton, B. (2013) Application of quantitative structure-property relationship (QSPR) method for chemical EOR surfactant selection. *Society of Petroleum Engineers*. SPE 164091- MS

- Muijis, H. Keijzer, P., y Wiersma, R. (1985) Surfactants for mobility control in high-temperature steam-foam applications. *Society of Petroleum Engineers* and U.S. Department of Energy. SPE/DOE 17361.
- Nguyen, Q.P., Alexandrov, A.V., Zitha, P.L., y Currie, P.K., (2000) Experimental and modelling studies on foam in porous media: a review. *Society of Petroleum Engineers*. International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 23–24 February.
- Novosad, J., y Mannhardt, K. (1989) The interaction between foam and crude oils, Annual Technical Meeting,
- Pavan P.C., Crepaldi E. L., y Valim J., (2000) Sorption of Anionic Surfactants on Layered Double Hydroxides, *Journal of Colloid and Interface Science*, Vol.229(2), pp. 346-352, ISSN 0021-9797, <https://doi.org/10.1006/jcis.2000.7031>.
- Pedroni, L. (2018). Experimental study of mobility control by foams: potential of a FAWAG process in pre-salt reservoir conditions. Chemical engineering. Université Pierre et Marie Curie - Paris
- Piqué, T., y Vázquez A. (2012) Uso de espectroscopía infrarroja con transformada de fourier (ftir) en el estudio de la hidratación del cemento. *Concreto Y Cemento Investigación Y Desarrollo* Vol. 3(2). pp- 62-71 (2012)
- Rao (2004) *Surface Chemistry of Froth Flotation*. Vol. 1, (Second edition). New York: Jan Leja, pp. 15-17.
- Rodríguez, E. y Acevedo M. (2012) Interfacial properties of surfactant PDMS-peg-maleic anhydride-fumaric acid (PDMS-PEG-AM-AF) in aqueous solution, *Revista Colombiana de Química*, Vol. 41(1) pp. 61-74

- Rodriguez, F., Rousseau, D., Bekri, S., Hocine, S., Degre, G., Djabourov, M., y Bejarano, C. A. (2016) Investigation and interpretation of a novel surfactant-polymer approach to increase extra-heavy oil recovery: application to a thin-bedded reservoir, Faja Petrolifera Del Orinoco, Venezuela. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/179624-MS
- Romero-Cano, M., Martín-Rodríguez, A., y De las Nieves, F., (2000) Estabilización y desestabilización por adsorción sobre coloides modelo de Triton X-100, *Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio*, Vol. 39(4) pp. 445-447
- Ross S., y Becher, P., (1992) The history of the spreading coefficient, *Journal of Colloid and Interface Science*, Vol. 149(2) , pp. 575-579
- Salager, J. Andérez A., y Forgiarini, A., (1999) Influencia de la formulacion sobre las espumas, *L'Actualité Chimique*, pp. 10-21.
- Schick, M., (1960). Nonionic Syndets foam stability depends on hydrogen bonding and Van der Waals forces working together, *Chemical & Engineering News*, Vol. 38(28) , pp. 37-38,
- Schramm, L. y Wassmuth F. (1994). Foams: Fundamentals and applications in the petroleum industry. *Advances in Chemistry; American Chemical Society*: Washington, Estados Unidos.
- Shafrin, E. y Zisman, W. (1960) Constitutive relations in the wetting of low energy surfaces and the theory of the retraction method of preparing monolayers, *The Journal of Physical Chemistry*, Vol. 64(5), pp. 519-524
- Siddiqui, M.A.Q., y Gajbhiye R. N. (2017) Stability and texture of CO₂/N₂ foam in sandstone *Colloids and Surfaces* <http://dx.doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.04.049>

- Simjoo, M., Rezaei, T., Andrianov, A., y Zitha, P. L. J. (2013) Foam stability in the presence of oil: effect of surfactant concentration and oil type. *J. Colloids Surf.: Physicochem. Eng. Asp.* 438, 148–158.
- Suffiridge, F. E.; Ratterman, K. T.; y Russell, G. C. (1989) Proceedings of the 64th Annual Technical Conference of SPE *Society of Petroleum Engineers.*: Richardson, TX, 1; paper SPE 19691.
- Sun, L., Wei, P., Pu, W., Wang, B., Wu, Y., y Tan, T. (2016). The oil recovery enhancement by nitrogen foam in high-temperature and high-salinity environments. *Journal of Petroleum Science and Engineering* <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.09.023>
- Sydansk R., (2005) *Reservoir Engineering Section Chapter 13: Polymers, Gels, Foams, and Resins*, SPE Petroleum Engineering Handbook, 2nd edition
- Taber, J. J., Martin, F. D., y Seright, R. S. (1997). *EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*. Tulsa: Society of Petroleum Engineers.
- Trebolle, R. L., De Paz, M. C., Martínez, D. E., y Lagoven, S. A. (1993). *Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields*. Bakersfield: Society Petroleum Engineers.
- Trigos, E. M., Gonzales, A. R., Pinilla, J. M., Munoz, S. M., y Mercado, D. P. (2010). Feasibility study of applying steamflooding in a reservoir with high shale/sand: Teca Field. Trinidad: *Society of Petroleum Engineers*.
- Turta, A., y Singhal, A. (1998). Field foam applications in enhanced oil recovery projects: Screening and design aspects. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/48895-MS

- Weifeng, L., Bazin, B., Ma, D., Liu, Q., Han, D., y Wu, K. (2011) Static and dynamic adsorption of anionic and amphoteric surfactants with and without the presence of alkali, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol.77(2) Pages 209-218, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.03.006>.
- Yanbin, C., Dongqing, L., Zhongping, Z., Shantang, W., Quan, W., y Daohong, X., (2012). Steam channeling control in the steam flooding of super heavy oil reservoirs, Shengli Oilfield. *Petroleum Exploration and Development*. Vol.39 (6) doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60105-0.
- Yong G, Li, Q., Yang, W., Yuan, J., y Yu, J., (2010) The effect of salt admixtures on foam stability of different AEAs. Harbin Institute of Technology.
- Zamudio, L., López, S., Hernández, R. y Mena, Y. (2010). Composición espumante para alta temperatura y salinidad. WO 2010/068082 A1.
- Zanganeh, M.N., Kam, S.I., La Force, T.C., Rossen, W.R., (2011). The method of characteristics applied to oil displacement by foam. *Society of Petroleum Engineers J.* 16 (1), 8–23.
- Zhdanov, S., Amiyan, A., Surguchev, L., Castanier, L. y Hanssen, J. (1996). Application of foam for gas and water shut-off: review of field experience. Stanford University & Rogaland Research. *Society of Petroleum Engineers* doi:10.2118/36914-MS

Apéndice 1. Protocolo para la evaluación de espumas QDP-ICP.

El protocolo aquí planteado es una guía que define y ordena secuencialmente actividades para evaluar espumas dentro de los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo – Química de Producción. Un protocolo inicia determinando los materiales y equipos disponibles para su desarrollo, y finaliza con pruebas que respalden su confiabilidad. En términos generales, es definido como un acuerdo entre profesionales expertos en un determinado tema que proponen las actividades a realizar ante una tarea explícita; razón por la cual ingenieros de ECOPETROL ICP y VDE (Vicepresidencia de Desarrollo de Yacimiento) participaron en la creación del presente.

El trabajo realizado tiene un enfoque estático; puesto que, es complejo representar correctamente todos los fenómenos que gobiernan el comportamiento de una espuma en el medio poroso (Ma, Ren, Mateen y Morel, 2015); y en adición, las pruebas de desplazamiento son costosas y de larga duración; por ende, no pueden ser consideradas para seleccionar una formulación de espuma. Es por esto que una rutina típica para escoger una formulación involucra la ejecución de *tests* de botella a condiciones ambiente o de evaluación, priorizando los agentes espumantes más prometedores. La gran cantidad de variables a tener en consideración hace que las formulaciones sean específicas para cada yacimiento, y todo el procedimiento deba ser repetido si se quiere implementar la tecnología en otro objetivo (campo, formación, o pozo).

Se elaboró el protocolo para la evaluación de espumas QDP- ICP, ya que no existe un trabajo comparable que indique como seleccionar un agente espumante (Sheng, 2013). Dentro del protocolo se incluye la evaluación de la estabilidad, espumabilidad y tendencia a formar emulsiones estables con los fluidos del yacimiento, aspectos importantes para caracterizar el desempeño de una espuma.

1. Metodología del protocolo desarrollado.

1.1 Caracterización básica

Porcentaje de materia activa. La materia activa (A.M.) es la cantidad de surfactante presente en una muestra, su conocimiento es importante para preparar la concentración adecuada de un tensioactivo. Existen numerosos métodos para determinar este porcentaje, uno de ellos es el de azul de metileno para surfactantes aniónicos, explicado en la sección 2.3, que se basa en la intensidad del color azul adquirido por la fase orgánica tras la adición del reactivo.

Espectroscopia Infrarroja (IR). Es el método por el cual se estudia la absorción o emisión de energía radiante originada por la interacción entre la radiación electromagnética y el material en estudio (Piqué y Vázquez, 2010). Tiene su aplicación más inmediata en el análisis cualitativo y cuantitativo de los grupos funcionales presentes en un material determinado (en este caso el surfactante); por lo tanto, es un paso primario para conocer la sustancia en estudio.

1.2 Preparación de las soluciones surfactantes

Para preparar una solución madre de surfactante se debe conocer el porcentaje de materia activa del producto. De acuerdo con el volumen (o peso considerando la densidad) y concentración requerido se realiza el siguiente cálculo.

$$\text{Peso de surfactante en la solución madre} = \text{Peso de solución a preparar} * \left(\frac{\% \text{Concentración de la solución}}{\% \text{Materia activa}} \right)$$

Luego de obtener el peso de surfactante, se determina la cantidad de agua de preparación a adicionar.

$$\text{Peso de agua de preparación} = \text{Peso de solución a preparar} - \text{Peso de surfactante calculado}$$

Finalmente, se agita la muestra durante 15 minutos para conseguir una homogenización de la solución espumante en estudio.

1.3 Determinación de la concentración micelar crítica de los surfactantes (CMC)

Determinación de la concentración. Por medio de la titulación potenciométrica se puede calcular la concentración de una gran variedad de surfactantes aniónicos. La determinación se realiza utilizando un electrodo de referencia y un electrodo indicador o selectivo para surfactantes iónicos. Esta técnica se basa en encontrar un punto de equivalencia mediante la medida de un potencial eléctrico.

Para el análisis, se debe considerar el tipo de surfactante en estudio; ajustando, según sea el caso, el rango de pH adecuado para realizar la titulación, de modo que se garantice la medición de valores reales de concentración.

Después de realizar la titulación, se procede a calcular la concentración de surfactante analizado mediante la ecuación A.

$$\text{Conce. Surf.} \left[\frac{\text{mol}}{\text{L}} \right] = \frac{EP1 * CV01 * CI1 * 1000}{C00} \quad (A)$$

Dónde, C00 son los gramos de muestra, EP1 son los mililitros gastados de tegrant, CV01 es la molaridad del tegrant y CI1 es la masa molar del surfactante a determinar

Tabla A. Intervalos de pH recomendados para la titulación de surfactantes aniónicos.

Intervalos de pH para algunos detergentes														
Surfactantes aniónicos														
Recomendaciones de titulación para surfactantes aniónicos														
Sulfatos														
Sulfonatos														
Carboxilatos (Jabones)														
Sulfosuccinatos (SO ₃)														
Sulfosuccinatos (SO ₃ +COOH)														
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14														
Valor de pH para la solución de titulación														
Titulación no posible			Titulación posible					Titulación recomendada						

Copyright GTN-I-1576 Laboratorio Química de Producción del Instituto Colombiano del Petróleo.

Determinación de la concentración micelar crítica. Debido a que la CMC es la mínima concentración de surfactante que reduce considerablemente la tensión superficial/interfacial entre dos fluidos; para determinar este punto crítico, se realiza un barrido de concentraciones en función de la tensión medida. Los valores de tensión superficial/interfacial a la CMC permiten establecer la magnitud de la acción del surfactante, al provocar la reducción de este valor en comparación al agua sin surfactante ($72,75 \text{ mN/m}$). El método del anillo de Du Noüy, es la técnica utilizada para realizar esta medición. Otra alternativa consiste en medir la turbidez de las soluciones de surfactante hasta obtener aumentos apreciables de esta, lo cual indica el momento de generación de micelas. El punto de inflexión en la gráfica de Turbidez vs. Concentración, es la CMC.

1.4 Pruebas estáticas de estabilidad

Debido a que no existe un procedimiento estandarizado para medir la estabilidad de una espuma, salvo el conocimiento del tiempo de vida media; en la literatura, se encuentran graficas de altura contra tiempo, volumen contra tiempo, reportes de tiempo final de colapso, entre otras. De forma general, en la prueba pueden utilizarse probetas o viales que se agitan con un mixer, y son posteriormente sometidos a temperatura, expuestos normalmente en un horno. Se vislumbra entonces que, si dos autores estudian la misma solución espumante en diferentes recipientes, el volumen y altura alcanzados no será lo mismo; como se desconoce el impacto que tenga esta diferencia en el tiempo de colapso de una espuma, y su respectivo estudio de estabilidad, se escogió para la elaboración del presente protocolo el método propuesto por Zamudio (2010), ya que a pesar de que se varíen las alturas o cantidades autor a autor, la referencia es invariante. La descripción de la prueba se muestra en la sección 2.1, figura 10, ecuación 7.

Prueba estática a condiciones ambiente. La prueba se realiza en un equipo denominado espumómetro, el cual consiste en dos cilindros concéntricos, el cilindro externo contiene el fluido que transmite temperatura a la espuma que se forma en el cilindro interno debido a un difusor que burbujea el gas no condensable, en este caso nitrógeno N_2 , en la matriz de surfactante.

Prueba estática a condiciones de yacimiento. Debido a que el montaje a condiciones ambiente no soporta altas presiones o temperaturas superiores a los $100^{\circ}C$, la estabilidad estática puede evaluarse en una celda PVT adaptada con una ventana que permita observar el crecimiento y coalescencia de la espuma, y un difusor para dar entrada al gas.

1.5 Viscosidad de la espuma

El número de *lamellas* por unidad de volumen de una espuma, es otra definición de la textura, y es el parámetro esencial para determinar la reología de la misma; sin embargo, no hay una técnica que mida confiablemente este valor.

La forma más precisa de evaluar el comportamiento de viscosidad de una espuma es la prueba de viscosidad aparente, la cual es determinada a partir de la caída de presión versus la tasa de flujo en un capilar o geometría conocida. Es común utilizar tanto un *sandpack* o medio poroso con adsorción de surfactante limitada, como un capilar, figura A. La presión es mantenida y controlada a la salida por un regulador *back pressure*, mientras que los fluidos son inyectados por separado a tasas constantes.

La determinación de la viscosidad aparente de la espuma se realiza a través de su flujo por capilares de 1/8'', 1/4'', 1/2'' y/o 3/4'', donde se cuantifican caídas de presión, sección 2.4., ecuación 9. - Ley de Poiseuille. Los capilares pueden ubicarse en serie o paralelo, realizándose pruebas individuales.

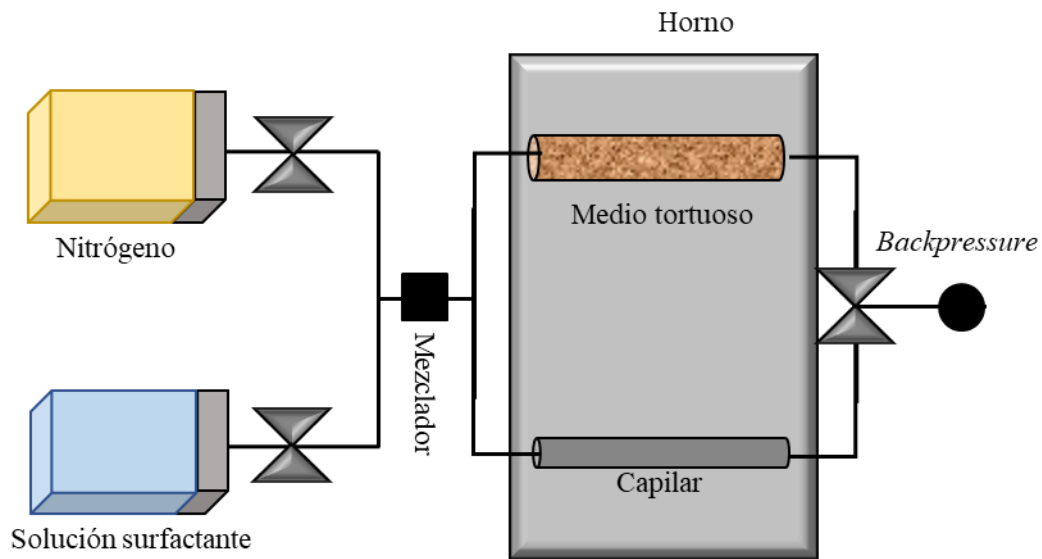
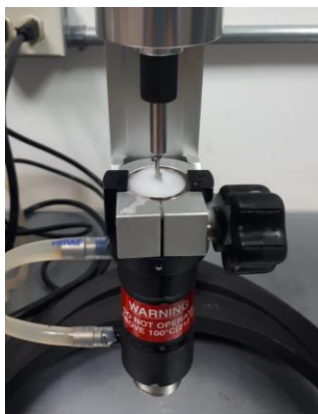


Figura A. Esquema del montaje para determinar la viscosidad aparente de una espuma.

Copyright 2015 por Cuenca, Lacombe, Chabert, Morvan y Delamaide.

Para evitar un flujo multifásico tipo niebla, donde la fase gaseosa continua arrastra al líquido generando un anular en el capilar, y dificultando la eficiencia y análisis del proceso; se recomienda implementar la configuración de la sección 2.3, figura 15.

Asimismo, se afirma que es preferible evaluar la viscosidad de una espuma mediante capilares, ya que con viscosímetros o reómetros existe un cambio de la textura de la espuma por el efecto rotacional de las agujas de los respectivos equipos, obteniéndose datos poco representativos.



Aguja: DIN 86

Viscosidad: 99,23 <cP>

Torque: 17,4% @ 6 <rpm>

Temperatura: 22,9°C

Figura B. Registro fotográfico de la medición de viscosidad de una espuma en Brookfield.

1.6 Pruebas de compatibilidad con los fluidos del yacimiento

Dentro de la evaluación del comportamiento de una espuma, se debe determinar la compatibilidad de la solución espumante con el crudo del campo en estudio, ya que eventualmente podrían formarse emulsiones estables difíciles de separar. Para ello, se recomienda llevar a cabo pruebas de botella sometidas a temperatura, dónde se varíen las proporciones de crudo-solución espumante en 80%-20%, 50%-50%, y 20%-80%, y se observe en ciertos intervalos de tiempo la definición de la interface, estabilidad de la emulsión y calidad del agua libre, figura C. Adicionalmente, si el agua de preparación del agente espumante es diferente al agua de formación, se recomienda realizar un procedimiento similar entre estos fluidos.

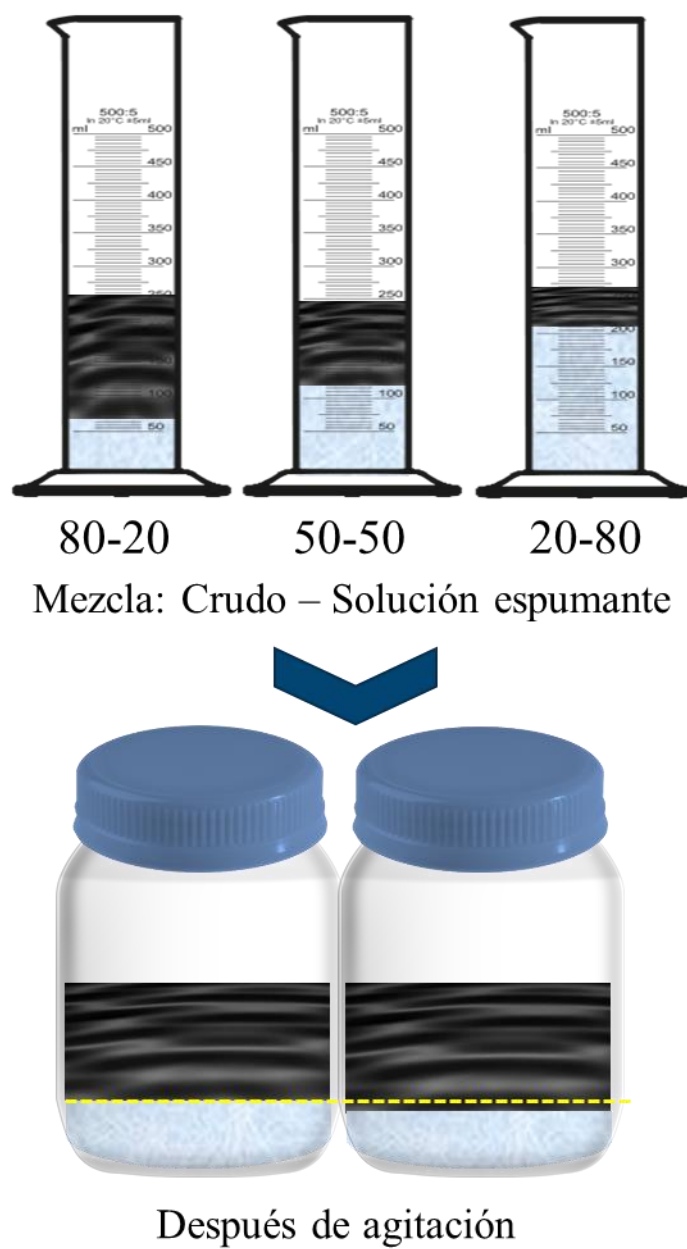


Figura C. Planteamiento de las pruebas de compatibilidad entre crudo – solución surfactante.

2. Validación del protocolo.

El producto utilizado para validar el protocolo propuesto es el Surfactante D (sección 2., tabla 1.) Tomando como punto de partida un porcentaje de materia activa del 21% y una concentración micelar crítica de 2.500 ppm, se realizó el diseño experimental descrito a continuación.

2.1 Diseño experimental

Las pruebas que se realizaron constan de la variación de las tasas de burbujeo: 0,1, 0,2, 0,3, 0,4, y 0,5 litros por minutos $\langle lpm \rangle$; la temperatura: 60, 70 y 80°C y la concentración de surfactante, evaluándose la estabilidad estática de una espuma a la CMC (Concentración Micelar Crítica), y otras fracciones de dicha concentración (25%, 50%, 75%, 125%, 150%, 175% y 200% de la CMC).

Los surfactantes se prepararon en agua cuya caracterización básica se muestra en la sección 2.2, tabla 2.

A partir de la ecuación 7., sección 2.1, y el diseño experimental planteado, se presentan los siguientes resultados (tablas B a H). Se observa que no existe un cambio representativo al variar las tasas de burbujeo, y que la temperatura resta estabilidad a una espuma.

Asimismo, se determinó que el error relativo del método es inferior al 2% y la imprecisión absoluta es de 0,08.

Tabla B. Estabilidad surfactante D de 25% a 100% de la CMC, 60°C

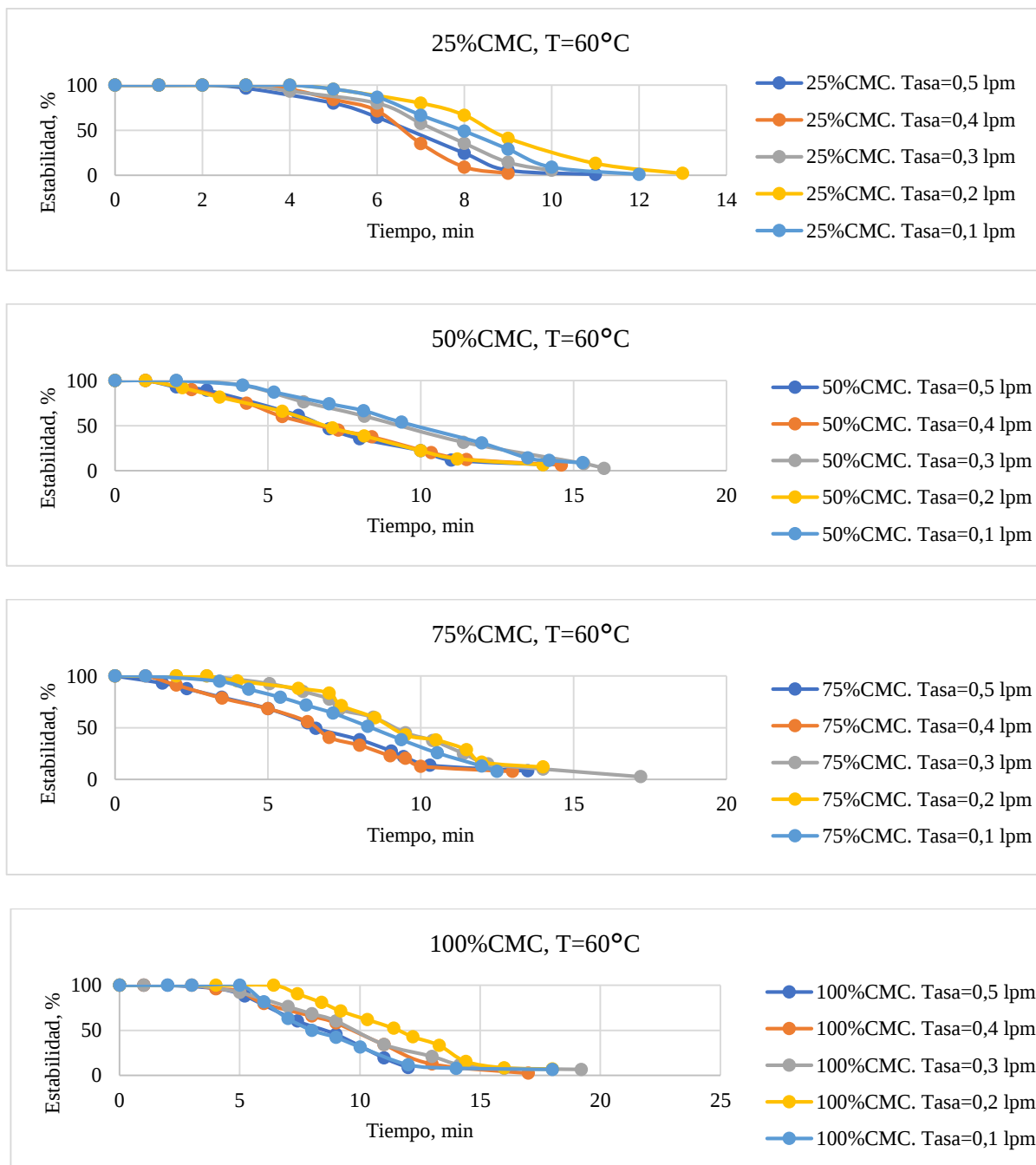


Tabla C. Estabilidad estática surfactante D de 125% a 200% de la CMC, 60°C

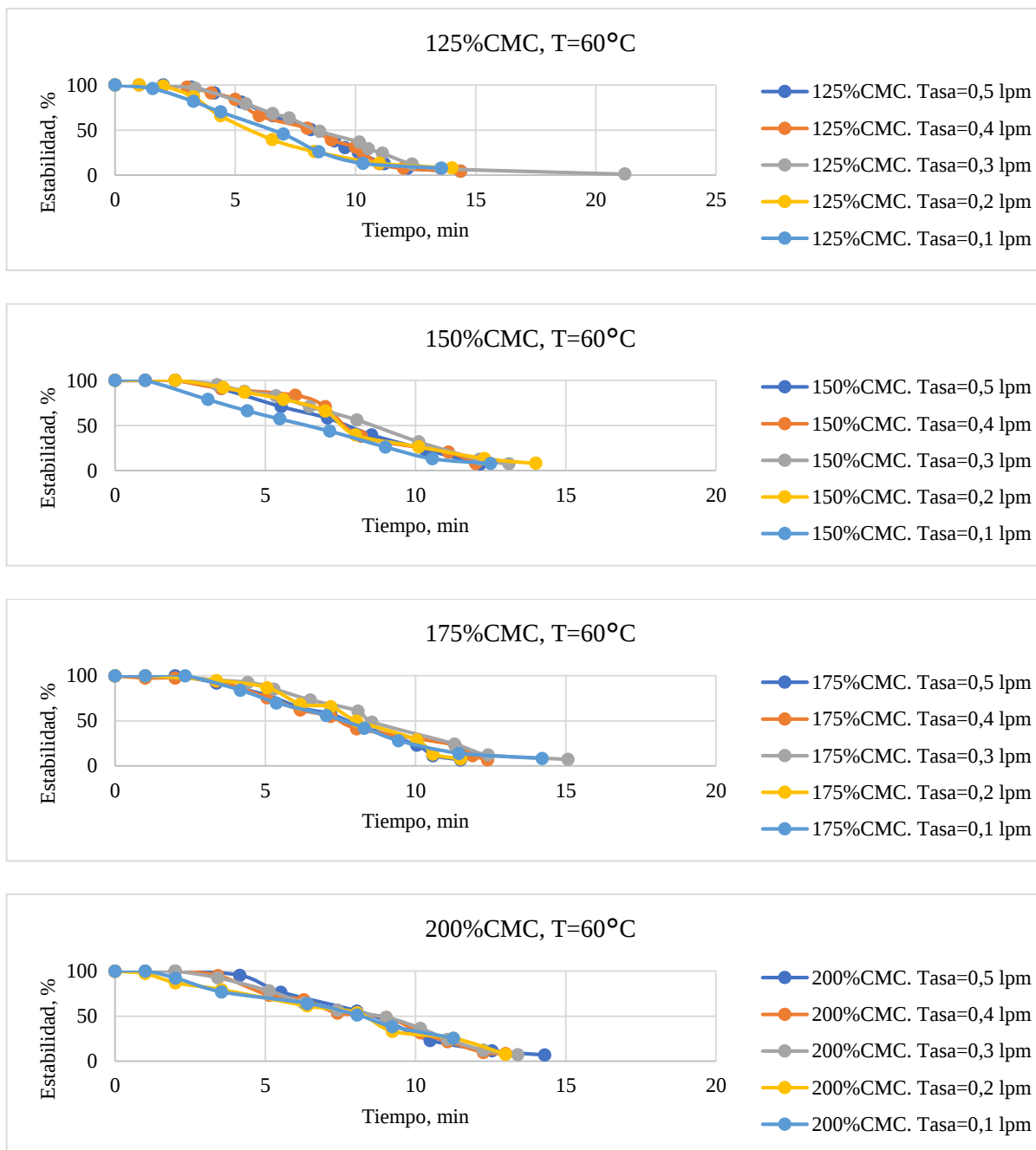


Tabla D. Estabilidad estática surfactante D de 25% a 100% de la CMC, 70°C

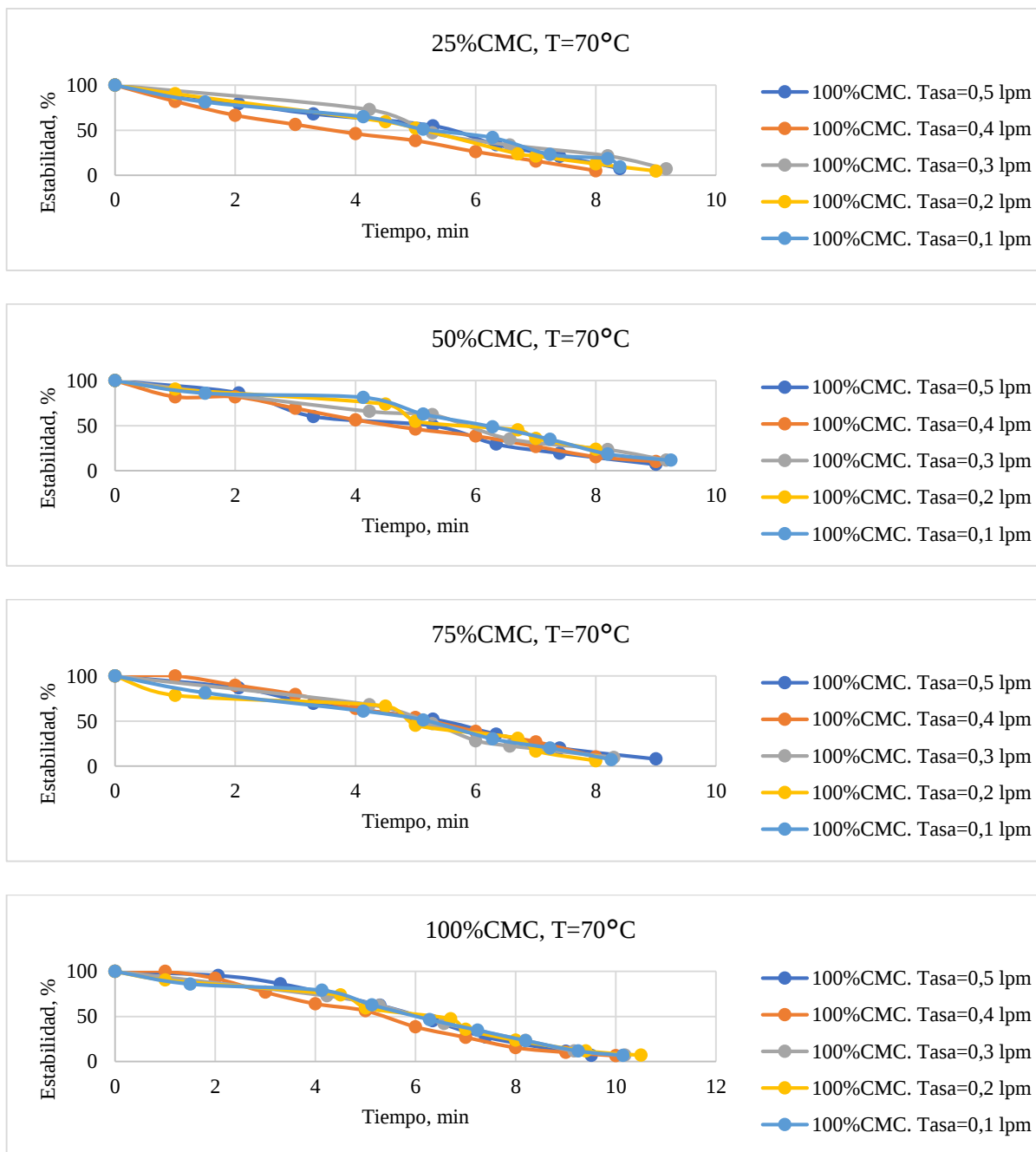


Tabla E. Estabilidad estática surfactante D de 125% a 200% de la CMC, 70°C

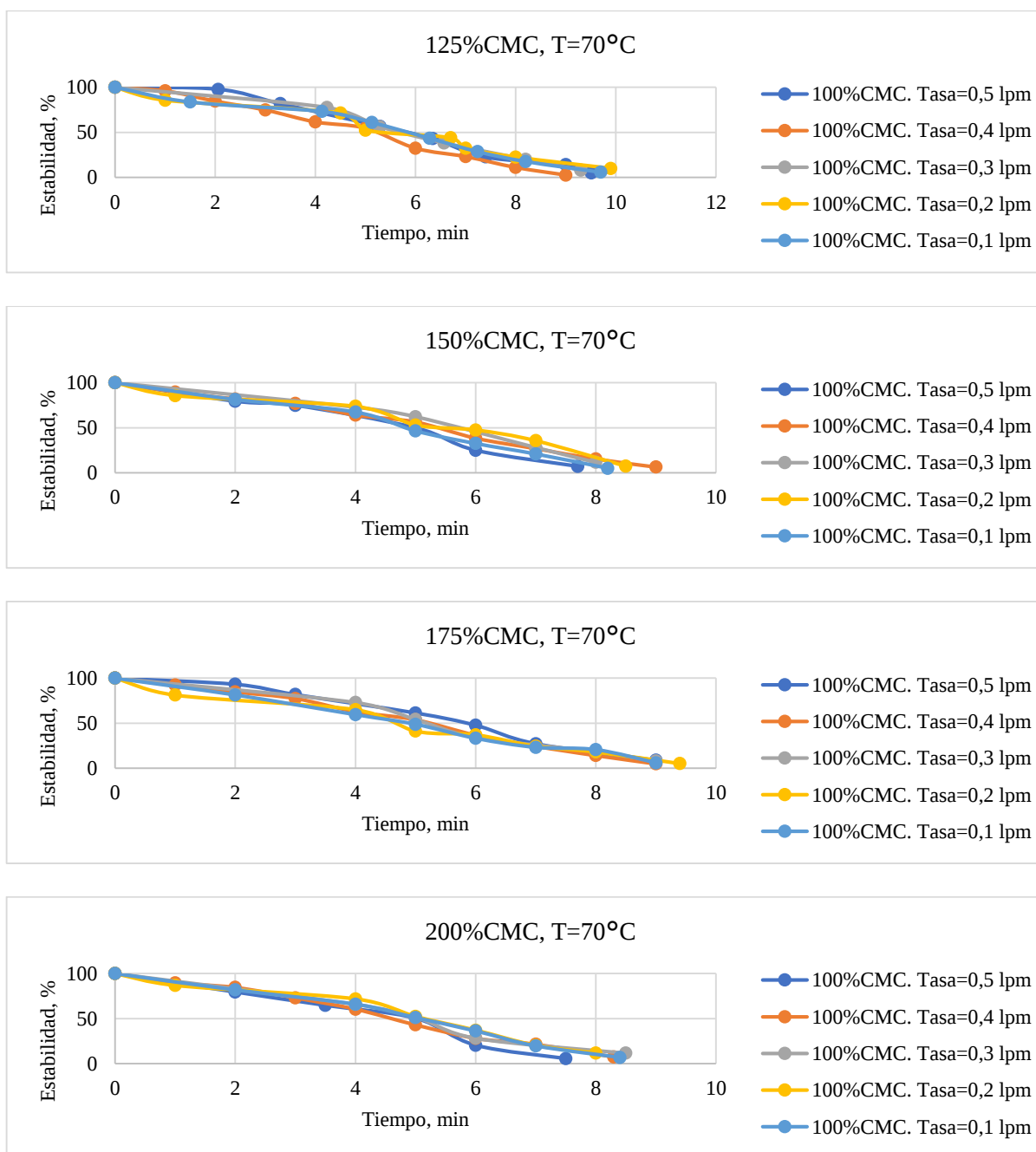


Tabla F. Estabilidad estática surfactante D de 25% a 100% de la CMC, 80°C

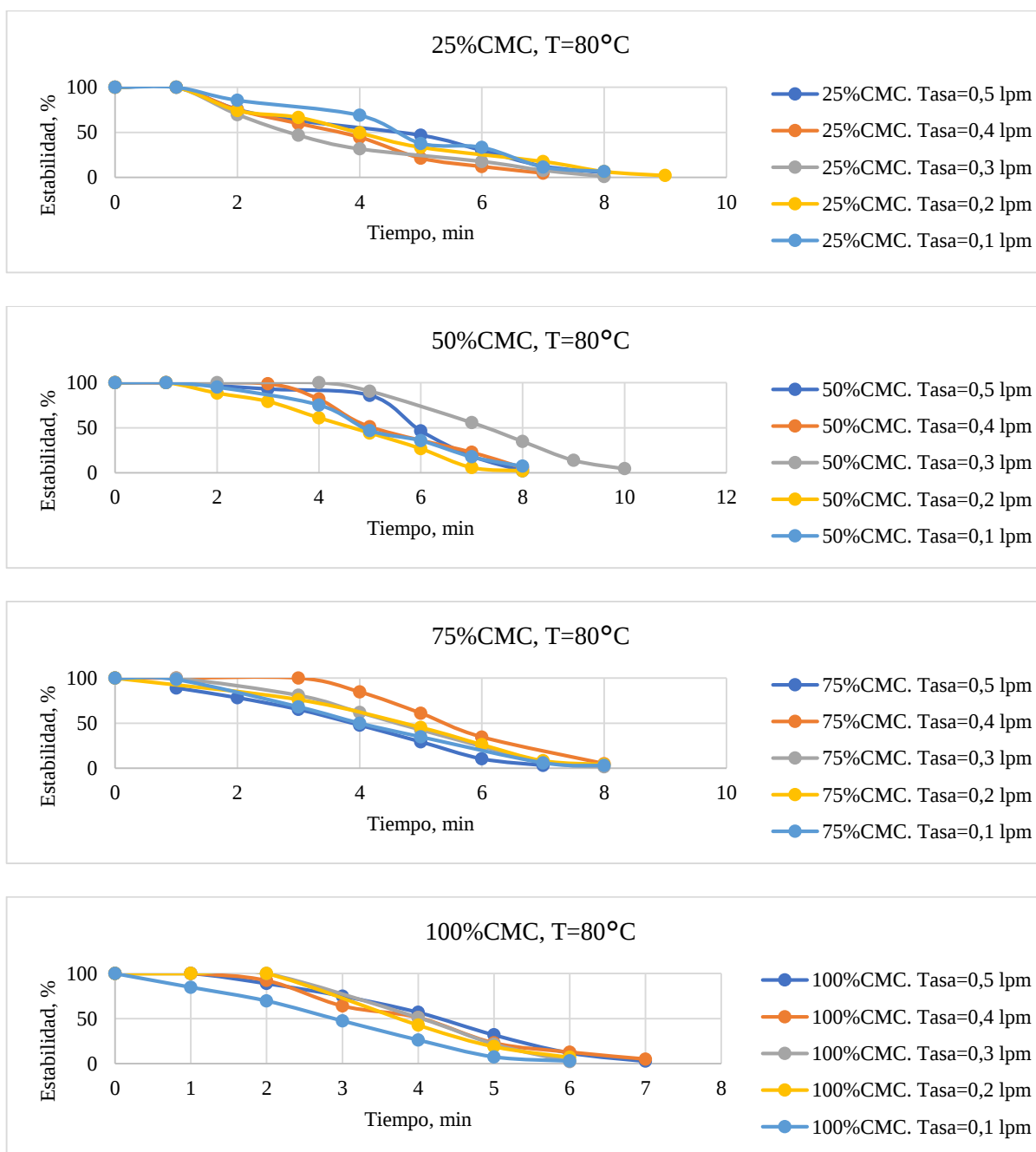
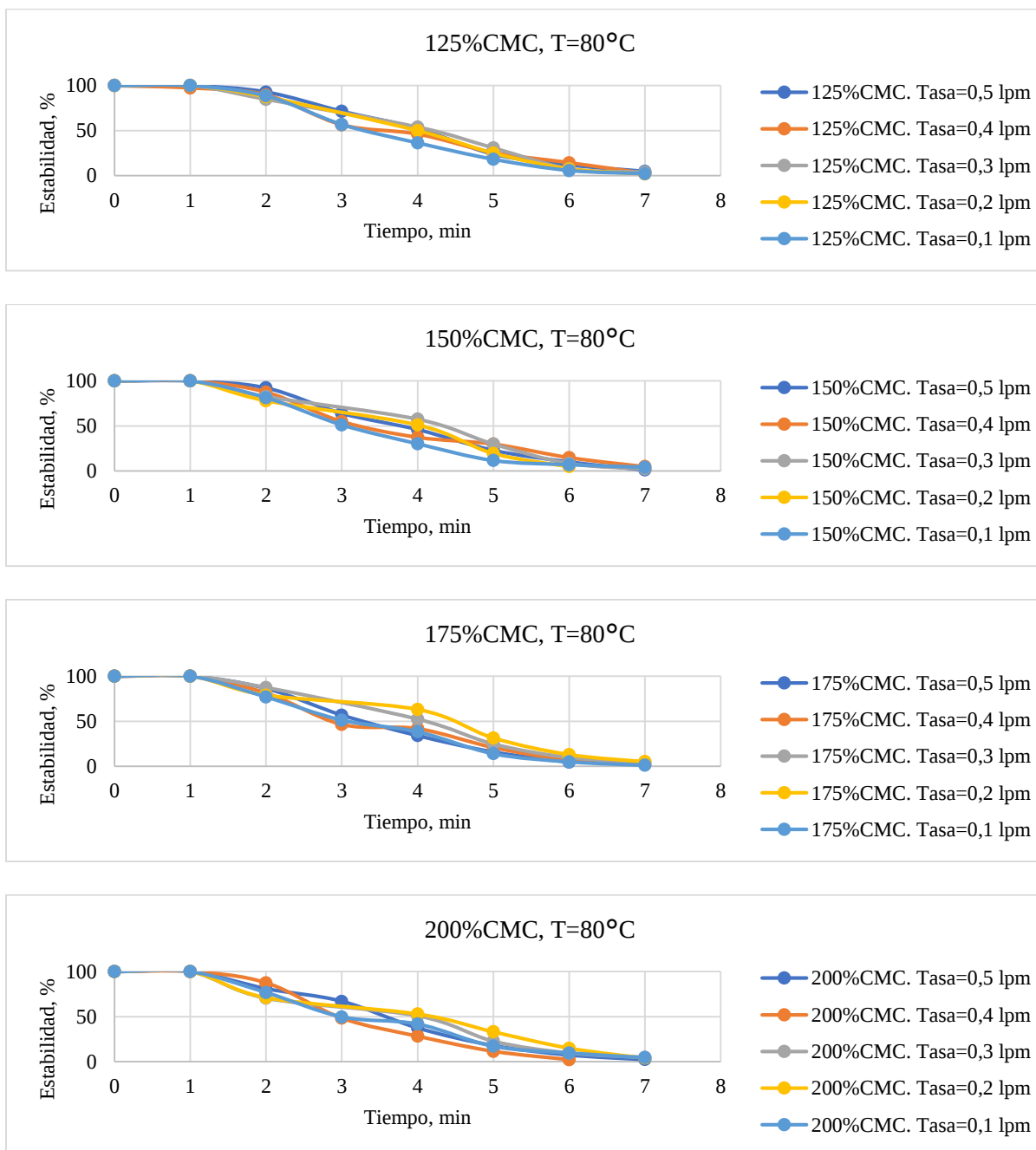


Tabla H. Estabilidad estática surfactante D de 125% a 200% de la CMC, 80°C



Apéndice 2. Análisis económicos de tasas de inyección

En el presente trabajo, el primer paso para evaluar el impacto económico de cualquier parámetro operacional correspondió a la discriminación por año de la tasa de producción de crudo obtenida con la variación objetivo; esto se llevó a cabo exportando los datos de producción provenientes de simulación numérica de yacimientos a *Microsoft Excel*.

La evaluación de las tasas de inyección de vapor de la sección 3., contempló la perforación de un nuevo pozo inyector, la compra de un generador de vapor, líneas de distribución y producción; considerándose que la zona intervenida iba a explotarse por primera vez bajo el esquema de inyección cíclica de vapor. En las figuras D, E y F., se muestran los resultados del análisis económico (flujos de caja) obtenidos con el *software* IGNEA de las tasas de inyección de vapor de 1.000, 1.200 y 1.500 Bbl/d respectivamente. La tasa de 1.500 Bbl/d , fue escogida en tanto que se obtuvo un Valor Presente Neto (VPN) de \$397.199 USD

			Resultados de Análisis			
Año	0	2018	2019	2020	2021	2022
Produccion	0,0	11865,0	10582,0	52471,0	28257,0	19010,0
Regalias	0,0	949,2	846,6	4197,7	2260,6	1520,8
Produccion Neta	0,0	10915,8	9735,4	48273,3	25996,4	17489,2
Total Barriles Diluyente	0,0	1483,1	1322,8	6558,9	3532,1	2376,3
Barriles a Venta	0,0	12398,9	11058,2	54832,2	29528,6	19865,5
Ingresos	0,0	653175,4	582545,4	2888560,0	1555564,8	1240261,9
Egresos	1435481,5	288897,8	257658,5	1477709,6	873716,2	477443,5
EBITDA	-1435481,5	364277,6	324886,9	1410850,4	681848,6	762818,4
Amortizacion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciacion	0,0	11250,0	11250,0	11250,0	11250,0	11250,0
Valor de Salvamento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193750,0
Impuesto de Renta	0,0	116499,1	103500,2	461868,1	221297,6	248017,6
Ganancia Neta	-1435481,5	247778,5	221386,8	948982,3	460551,1	514800,9
Flujo Acumulado	-1435481,5	-1187703,0	-966316,2	-17333,9	443217,2	958018,0
VP	-1435481,5	217349,6	170349,9	640536,0	272683,2	267371,4
VP Acumulado	-1435481,5	-1218131,9	-1047782,0	-407246,0	-134562,8	132808,7
			Indicadores Financieros			
Valor Presente Neto	132808,7					
Tasa Interna de Retorno	17,3%					
EFI	1,2					
Payback Time	4,3					

Figura D. Análisis económico de la tasa de inyección de vapor 1.000 <Bbl/d>

			Resultados de Análisis			
Año	0	2018	2019	2020	2021	2022
Produccion	0,0	11865,0	10582,0	56737,0	30199,0	20607,0
Regalias	0,0	949,2	846,6	4539,0	2415,9	1648,6
Produccion Neta	0,0	10915,8	9735,4	52198,0	27783,1	18958,4
Total Barriles Diluyente	0,0	1483,1	1322,8	7092,1	3774,9	2575,9
Barriles a Venta	0,0	12398,9	11058,2	59290,2	31558,0	21534,3
Ingresos	0,0	653175,4	582545,4	3123405,9	1662473,1	1328177,7
Egresos	1435481,5	288897,8	257658,5	1582507,1	921457,7	516637,2
EBITDA	-1435481,5	364277,6	324886,9	1540898,8	741015,4	811540,5
Amortizacion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciacion	0,0	11250,0	11250,0	11250,0	11250,0	11250,0
Valor de Salvamento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193750,0
Impuesto de Renta	0,0	116499,1	103500,2	504784,1	240822,6	264095,9
Ganancia Neta	-1435481,5	247778,5	221386,8	1036114,7	500192,8	547444,6
Flujo Acumulado	-1435481,5	-1187703,0	-966316,2	69798,5	569991,3	1117435,9
VP	-1435481,5	217349,6	170349,9	699347,9	296154,3	284325,6
VP Acumulado	-1435481,5	-1218131,9	-1047782,0	-348434,1	-52279,8	232045,8
Indicadores Financieros						
Valor Presente Neto	232045,8					
Tasa Interna de Retorno	19,6%					
EFI	1,3					
Payback Time	4,1					

Figura E. Análisis económico de la tasa de inyección de vapor 1.200 <Bbl/d>

			Resultados de Análisis			
Año	0	2018	2019	2020	2021	2022
Produccion	0,0	11865,0	10582,0	63641,0	33945,0	22931,0
Regalias	0,0	949,2	846,6	5091,3	2715,6	1834,5
Produccion Neta	0,0	10915,8	9735,4	58549,7	31229,4	21096,5
Total Barriles Diluyente	0,0	1483,1	1322,8	7955,1	4243,1	2866,4
Barriles a Venta	0,0	12398,9	11058,2	66504,8	35472,5	23962,9
Ingresos	0,0	653175,4	582545,4	3503475,2	1868692,6	1456115,3
Egresos	1435481,5	288897,8	257658,5	1751993,1	1013593,2	573686,2
EBITDA	-1435481,5	364277,6	324886,9	1751476,1	855099,5	882429,1
Amortizacion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciacion	0,0	11250,0	11250,0	11250,0	11250,0	11250,0
Valor de Salvamento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193750,0
Impuesto de Renta	0,0	116499,1	103500,2	574274,6	278470,3	287489,1
Ganancia Neta	-1435481,5	247778,5	221386,8	1177201,5	576629,1	594940,0
Flujo Acumulado	-1435481,5	-1187703,0	-966316,2	210885,3	787514,4	1382454,4
VP	-1435481,5	217349,6	170349,9	794577,5	341410,7	308993,2
VP Acumulado	-1435481,5	-1218131,9	-1047782,0	-253204,5	88206,2	397199,4
			Indicadores Financieros			
Valor Presente Neto	397199,4					
Tasa Interna de Retorno	23,2%					
EFI	1,3					
Payback Time	3,4					

Figura F. Análisis económico de la tasa de inyección de vapor 1.500 <Bbl/d>

Finalmente, en las figuras G y H., se muestra la interfaz de la programación en *Microsoft Excel* para evaluar inyección cíclica de vapor con espumas, la cual contempló los elementos descritos en la sección 5.3.

GRM Grupo de Investigación
Recobro Mejorado

VARIABLE

GENERACIÓN DE VAPOR

Con el objetivo de determinar el costo anual por la generación de vapor en un proyecto de inyección directa, ingrese el número de grupos (conjunto de pozos que se encuentran bajo las mismas condiciones de operación) y a continuación, en la tabla de especificaciones, ingrese:

- Número de pozos, total de pozos que conforman cada grupo en estudio.
- Día de inicio de la inyección de vapor.
- Número de ciclos realizados.
- Número de días por etapa de inyección, remollo y producción.

Del mismo modo, especifique la presión de inyección y la calidad con la que el vapor llega a fondo de pozo.

Nota: Para establecer el valor de energía inyectada por cada año de evaluación, lea las funciones de cálculo de la tabla titulada "Años de operación" hasta el número final de ciclos esperados por cada grupo en estudio.

Grupos: 1

Grupo 1

Especificaciones			
Nº de pozos	1		
Día de inicio inyección	1557		
Nº de ciclos	5		
Presión de inyección (PSI)	1200		
Calidad (fracción)	0.65		
Días de inyección	2		
Días de remollo	4		
Días de producción	5		
Total días ciclo	6		

Años de operación - vapor			
Ciclos	F. C	F. C + días de inyección	Año a cargo
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0

Energía inyectada			
Años de evaluación	Ciclos de inyección	QVE (bbbl)	MMBTU
1	0	0	0.00
2	0	0	0.00
3	0	0	0.00
4	0	0	0.00
5	0	0	0.00
6	0	0	0.00
7	0	0	0.00
8	0	0	0.00
9	0	0	0.00
10	0	0	0.00
11	0	0	0.00
12	0	0	0.00
13	0	0	0.00
14	0	0	0.00
15	0	0	0.00
16	0	0	0.00
17	0	0	0.00
18	0	0	0.00
19	0	0	0.00

Tablas de vapor			
hw (BTU/lb)	573.01		
hw (BTU/lb)	1185.31		
Lv (BTU/lb)	612.30		
hvh (BTU/lb)	971.01		

GENERACIÓN DE VAPOR Y ESPUMA

Los grupos correspondientes a estas columnas hacen referencia a los afectados por los ciclos de inyección de vapor con espumas

Grupos: 1

Grupo 1

Especificaciones			
Nº de pozos	1		
Día de inicio inyección	1557		
Nº de ciclos	5		
Presión de inyección (PSI)	1200		
Calidad (fracción)	0.65		
Días de inyección de espuma	2		
Días de inyección de vapor	4		
Días de remollo	3		
Días de producción	120		
Total días ciclo	151		

Años de operación - vapor			
Ciclos	F. C	F. C + días de inyección	Año a cargo
1	1557	1585	5
2	1557	1585	5
3	2010	1987	6
4	2010	1987	6
5	2312	2038	6
6	2312	2038	6
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0

Energía inyectada			
Años de evaluación	Ciclos de inyección	QVE (bbbl)	MMBTU
1	0	0	0.00
2	0	0	0.00
3	0	0	0.00
4	0	0	0.00
5	2	60.000	20.391.11
6	3	90.000	30.586.66
7	0	0	0.00
8	0	0	0.00
9	0	0	0.00
10	0	0	0.00
11	0	0	0.00
12	0	0	0.00
13	0	0	0.00
14	0	0	0.00
15	0	0	0.00
16	0	0	0.00
17	0	0	0.00
18	0	0	0.00
19	0	0	0.00
20	0	0	0.00
21	0	0	0.00
22	0	0	0.00
23	0	0	0.00
24	0	0	0.00
25	0	0	0.00
26	0	0	0.00
27	0	0	0.00
28	0	0	0.00
29	0	0	0.00
30	0	0	0.00

Años de operación - espuma			
Ciclos	F. C	F. C + días de inyección	Año a cargo
1	1557	1585	5
2	1557	1585	5
3	2010	1987	6
4	2010	1987	6
5	2312	2038	6
6	2312	2038	6
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0
26	0	0	0
27	0	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0

Espuma inyectada			
Años de evaluación	Ciclos de inyección	bbbl por año	días por año
1	0	0	0.00
2	0	0	0.00
3	0	0	0.00
4	0	0	0.00
5	2	24.000	36.00
6	3	36.000	24.00
7	0	0	0.00
8	0	0	0.00
9	0	0	0.00
10	0	0	0.00
11	0	0	0.00
12	0	0	0.00
13	0	0	0.00
14	0	0	0.00
15	0	0	0.00
16	0	0	0.00
17	0	0	0.00
18	0	0	0.00
19	0	0	0.00
20	0	0	0.00
21	0	0	0.00
22	0	0	0.00
23	0	0	0.00
24	0	0	0.00
25	0	0	0.00
26	0	0	0.00
27	0	0	0.00
28	0	0	0.00
29	0	0	0.00
30	0	0	0.00

Tablas de vapor

hw (BTU/lb)	573.01
hw (BTU/lb)	1185.31
Lv (BTU/lb)	612.30
hvh (BTU/lb)	971.01

Bardes de surfactante

STW/d de surfactante	1500
----------------------	------

ESTUDIO CAPEX OPEX PRONÓSTICO DE INVERSIÓN EVALUACIÓN

Figura G. Interfaz del algoritmo programado en Microsoft Excel

GRM

Grupo de Investigación
Recobro Mejorado

INYECCIÓN DE ESPUMA

Tomando la cantidad de barriles de espuma por año, se procede a calcular el costo de generación de espuma, el cual está considerado como un servicio a pozo.

BARRILES DE ESPUMA	
Especificaciones	
Porcentaje de materia activa del surfactante, %	21%
Concentración inyectada, %	0,25%

COSTOS FIJOS COMERCIALES	
Especificaciones	
Agente espumante de alta temperatura (USD/kg)	4,35
Equipo autogen (N2 1MMSCF/d) de 5.000 psi (USD/d)	1.872,05
Bombas y accesorios para caudales de 1.200-2.100 bbl/d (USD/d)	118,80
Instalación y conexionado (USD)	1.032,33
Generación eléctrica (USD/d)	99,68
Movilización (USD)	4.318,39

COSTOS DE INYECCION				
Costo total por inyección de espuma				
Año	Volumen inyectado por año, bbl	Peso de surfactante por año, kg	Días totales por año	Total (USD)
1	0	0,00	0,00	0,00
2	0	0,00	0,00	0,00
3	0	0,00	0,00	0,00
4	0	0,00	0,00	0,00
5	24.000	285,71	16,00	33.448,48
6	36.000	428,57	24,00	50.172,72
7	0	0,00	0,00	0,00
8	0	0,00	0,00	0,00
9	0	0,00	0,00	0,00
10	0	0,00	0,00	0,00
11	0	0,00	0,00	0,00
12	0	0,00	0,00	0,00
13	0	0,00	0,00	0,00
14	0	0,00	0,00	0,00
15	0	0,00	0,00	0,00
16	0	0,00	0,00	0,00
17	0	0,00	0,00	0,00
18	0	0,00	0,00	0,00
19	0	0,00	0,00	0,00
20	0	0,00	0,00	0,00
21	0	0,00	0,00	0,00
22	0	0,00	0,00	0,00
23	0	0,00	0,00	0,00
24	0	0,00	0,00	0,00
25	0	0,00	0,00	0,00
26	0	0,00	0,00	0,00
27	0	0,00	0,00	0,00
28	0	0,00	0,00	0,00
29	0	0,00	0,00	0,00

Figura H. Interfaz del algoritmo programado en Microsoft Excel