

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA FACTIBILIDAD DE
APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS PARA EL MEJORAMIENTO
DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE
CRUDO PESADO COLOMBIANO**

CAROLINA BARBOSA GOLDSTEIN

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

2019

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA FACTIBILIDAD DE
APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS PARA EL MEJORAMIENTO
DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE
CRUDO PESADO COLOMBIANO**

CAROLINA BARBOSA GOLDSTEIN

**Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en
Gerencia de Hidrocarburos**

JESÚS ALBERTO BOTETT CERVANTES

MSc. Ingeniería de hidrocarburos

Director

LUIS EDUARDO GARCÍA RODRÍGUEZ

MSc. Ingeniería química

Codirector

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

2019

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	10
1. OBJETIVOS.....	11
1.1. OBJETIVO GENERAL	11
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
2. INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMAS,	12
2.1. APLICACIONES DE INYECCIÓN DE ESPUMAS CON VAPOR.....	13
2.2. SURFACTANTES ESPECIALES PARA PROCESOS CON VAPOR	18
2.3. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS	19
3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	21
3.1. PROPIEDADES DEL MODELO.....	21
3.2. PRODUCCIÓN PRIMARIA DEL MODELO BASE	24
3.3. CASO BASE DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	24
4. EVALUACIÓN TÉCNICA DE INYECCIÓN DE ESPUMAS PREVIA A LA INYECCIÓN DE VAPOR.	28
4.2. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	29
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA BENEFICIO/COSTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESPUMA	33
6. CONCLUSIONES	37
7. RECOMENDACIONES.....	38
BIBLIOGRAFÍA.....	39

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Malla radial, pozo vertical	21
Figura 2. Curvas permeabilidad relativa agua-aceite	23
Figura 3. Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas.....	23
Figura 4. Producción primaria y caída de presión modelo base	24
Figura 5. Producción diaria y acumulada de aceite caso base inyección cíclica 25	
Figura 6. Energía inyectada caso base	26
Figura 7. Steam Oil Ratio por ciclo caso base.....	27
Figura 8. Producción Incremental espuma previa al vapor, ciclo 6.....	30
Figura 9. Aumento de presión en el inyector por la inyección de espuma.....	30
Figura 10. Producción incremental espuma previa al vapor, ciclo 10	31

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Revisión de procesos de inyección de vapor con espumas en campo	14
Tabla 1. (Continuación)	15
Tabla 2. Datos proyectos inyección de vapor con espumas	16
Tabla 3. Resumen de resultado en el piloto de Mindway Sunset, California ...	18
Tabla 4. Propiedades promedio arena de interés	22
Tabla 5. Tasas de impuestos.....	33
Tabla 6. Detalle OPEX.....	35
Tabla 7. Evaluación costo beneficio vapor + espuma.....	36

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE ESPUMAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO. *

AUTORES: Carolina Barbosa Goldstein**

PALABRAS CLAVES: Inyección cíclica de vapor, Crudo pesado, inyección de espuma, Simulación numérica, Beneficio/costo.

En este trabajo se realizó una evaluación técnica y económica de la posibilidad de implementación de la inyección de espuma previa a la inyección de un ciclo de vapor, para mejorar la eficiencia del proceso. Para esto, se construyó un modelo conceptual de simulación, con propiedades promedio de un campo de crudo pesado del Valle Medio del Magdalena, se seleccionó un modelo base de inyección cíclica de vapor y se realizó la evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de espuma en un ciclo inicial, uno medio y uno tardío, evaluando diferentes condiciones de presión y saturación en el yacimiento. Con los resultados de producción incremental obtenidos, se realizó un análisis económico a través de la variable beneficio/costo, determinando la rentabilidad de la posible implementación de la tecnología. Los resultados mostraron que es técnica y económicamente viable la aplicación del proceso previo a la inyección de vapor en un ciclo medio, sin embargo, en este caso de estudio, no es posible la inyección de la espuma en un ciclo inicial debido a que la presión del yacimiento no ha disminuido lo suficiente y el incremental en un ciclo tardío no es muy alto debido al bajo potencial del pozo en ese momento.

**Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. M. Sc. Jesús Alberto Botett Cervantes.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF FOAM INJECTION FOR THE IMPROVEMENT OF THE CYCLIC STEAM INJECTION PROCESS IN A COLOMBIAN HEAVY OIL FIELD. *

AUTHORS: Carolina Barbosa Goldstein **

KEYWORDS: Cyclic steam injection, heavy crude, foam injection, numerical simulation, benefit / cost.

In this work a technical and economic evaluation of the possibility of implementation of foam injection prior to the injection of a steam cycle is made, to improve the efficiency of the process. For this, a conceptual model with average properties of a heavy oil field of the Middle Magdalena Valley is constructed, a base model of cyclic steam injection is selected and an evaluation of the technical feasibility of application of the foam injection is made in an initial, a medium and a late cycle, simulating different pressure and saturation conditions in the reservoir. With the incremental production obtained, an economic analysis was carried out through the benefit / cost variable, determining the success of the possible implementation of the technology. The results showed that is technically and economically feasible the possible application of foam injection prior to steam injection in a medium cycle, however, in this case of study, it is not possible to inject the foam in an initial cycle because the pressure of the reservoir has not decreased enough and the incremental in a late cycle is not very high due to the low potential of the well at that time.

** Faculty of Physics and Chemistry Engineering. Petroleum Engineering Program. M. Sc. Jesús Alberto Botett Cervantes

INTRODUCCIÓN

La inyección cíclica de vapor es un proceso de recobro eficiente, usado desde hace muchos años para la producción de crudos pesados, sin embargo, en éste tipo de procesos, con la aplicación consecutiva de ciclos en un mismo pozo, la respuesta del yacimiento se va haciendo menos efectiva y los costos de generación (energía, agua, tratamiento) se mantienen, o incluso aumentan, llevando a que este tipo de técnicas pierdan rentabilidad, y se vuelvan ineficientes tanto económica, como energéticamente.

El campo de estudio, un campo de crudo pesado de Ecopetrol S.A, ha estado sometido a la inyección cíclica de vapor desde hace un considerable tiempo, y algunos pozos ya han tenido hasta 18 ciclos por lo que la necesidad de optimizar el proceso es inminente.

De acuerdo con lo expuesto, es necesaria la investigación de otras tecnologías, entre las que se destaca la inyección de espumas: esta es una alternativa para la optimización de la inyección cíclica de vapor, ya que a través del bloqueo de canales preferenciales de flujo y zonas de mayor depletamiento, mejora la eficiencia de barrido del vapor, permitiendo que éste contacte nuevas

La evaluación realizada se hizo con el objetivo de determinar si la implementación de la inyección de espumas en esta etapa madura del campo, cuando es usada previa a la inyección de vapor, es técnica y económicamente viable en el campo en estudio. Se estimará a través de modelamiento numérico; un aproximado del incremento en la producción y los gastos asociados a la inyección de espumas y de esta forma se determinará la factibilidad de aplicación.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnica y financiera de la factibilidad de aplicación del proceso de inyección de espumas para mejoramiento del proceso de inyección cíclica de vapor en un campo de crudo pesado colombiano.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir los conceptos y fenómenos que ocurren en la inyección de espumas y los beneficios que traen a la inyección cíclica de vapor.
- Construir un modelo conceptual del yacimiento usando el software comercial CMG® que represente las propiedades petrofísicas y de fluidos promedio de este, generando un escenario base de inyección cíclica de vapor.
- Seleccionar el caso de estudio y evaluar técnicamente, a través de simulación numérica, la factibilidad de aplicación de la inyección de espumas previa a la inyección de vapor, en uno de los ciclos del modelo base, teniendo en cuenta el esquema de inyección suministrado por Ecopetrol, determinando la producción incremental en dicho ciclo, en el módulo térmico STARS del software.
- Realizar evaluación económica determinando la variable costo/beneficio de acuerdo con la producción incremental obtenida vs costo de implementación de la espuma.

2. INYECCIÓN DE VAPOR CON ESPUMAS^{1,2}

La espuma es generada a través de la adición de surfactante al agua y un gas inerte (normalmente nitrógeno) que son inyectados al yacimiento, reduciendo la movilidad del vapor y haciendo el proceso más eficiente. La adición de espuma previa a la inyección del vapor hace que se bloqueen los canales preferenciales de flujo y las zonas de alta permeabilidad, disminuyendo así la canalización del vapor, permitiendo que éste último, contacte zonas más lejanas; y de esta forma optimizar la inyección cíclica y continua de vapor.

³La estabilidad de la espuma determina su efectividad en el medio poroso, ésta puede aumentarse en gran proporción con la adición de sustancias surfactantes a la fase líquida que hacen que la espuma persista de manera indefinida. La célula unitaria de las espumas es una burbuja; ésta puede estar presente en la superficie o en el seno del líquido. En la superficie, un menisco limita el volumen del gas de un lado, mientras que una película líquida limita la burbuja del resto del sistema. La película tiene dos paredes: una externa y otra interna formada cada una por una capa monomolecular del líquido.

Físicamente, las espumas pueden ser caracterizadas por las tres siguientes medidas:

- Calidad: El volumen de gas, expresado como fracción o porcentaje del volumen total de la espuma, es lo que se conoce como la calidad de una espuma. Como el volumen del gas varía tanto con presión como con temperatura, la calidad de la espuma también puede verse afectada por éstos. La calidad de las espumas

¹ DELAMAIDE E., "State of the Art Review of the Steam Foam Process", SPE-181160-MS, 2016

² HIRASAKI G., "The Steam Foam Process", SPE 19505-pa, 1989.

³ LOPERA S., "Fluidos Divergentes como Alternativa de recobro mejorado en Yacimientos Naturalmente Fracturados: Un estudio Experimental", Boletín de Ciencias de la tierra Número 25, ISSN 0120, 3630. p 67-80, Scielo, 2009.

puede llegar a ser bastante alta. En muchos casos puede alcanzar valores alrededor del 97%.

- **Textura:** Se le llama textura al tamaño promedio de las burbujas que constituyen la espuma. El rango de texturas puede ir desde 0.01 μm , pasa por 1 mm y puede llegar hasta varios centímetros o más, como en las macroemulsiones. La textura determina como fluirá la espuma a través de un medio permeable: si ésta es mucho menor que el diámetro poral, la espuma fluye como burbujas dispersas en los canales de los poros
- **Estabilidad o Persistencia:** También llamada durabilidad, la estabilidad de las espumas puede ser entendida al ver una película de líquido separando burbujas de gas. Los factores que contribuyen a la estabilidad de la espuma son: la constitución de la doble capa de Gibbs, la repulsión eléctrica de las superficies cargadas por los grupos ionizados del agente espumante impide el adelgazamiento de la película, los enlaces de hidrógeno que el agua forma con diferentes sustancias y que ligan todas las moléculas del líquido entre ellas, la viscosidad del medio líquido, la plasticidad de la película líquida así como su elasticidad, disminuyen la ruptura de la burbuja.

2.1. APLICACIONES DE INYECCIÓN DE ESPUMAS CON VAPOR

Actualmente existen muchos estudios de laboratorio y aplicaciones de campo del proceso de inyección de vapor con espumas, la mayoría exitosos, en las tablas 1 y 2 se muestran algunos de los proyectos documentados a nivel de campo y algunas características en torno a volúmenes de inyección y factores de recobro incremental obtenidos.

Tabla 1. Revisión de procesos de inyección de vapor con espumas en campo

#	Campo	Fecha	Compañía	Ubicación	Proceso Térmico
1	Midway Sunset	1973-1975	Unocal	CA/US	CS
2	Kern River	1976	Shell	CA/US	SF
3	Kern River		Shell	CA/US	SF
4	Kern River	1978-1979	Getty	CA/US	SF
5	Midway Sunset	1980-1981	Santa Fe	CA/US	SF
6	North Kern Front	1980-1982	Petro-Lewis	CA/US	SF
7	Kern River	1980-1985	Shell	CA/US	SF
8	Midway Sunset	1980-1990	Various	CA/US	CS
9	San Ardo	1981-1982	Texaco	CA/US	SF
10	Kern River	1981-1983	Petro-Lewis	CA/US	SF
11	Kern River	1982-1986	Shell	CA/US	SF
12	Cat Canyon		Conoco	CA/US	SF
13	Windleman Dome Nugget	1983	Amoco	WY/US	SF
14	Midway Sunset	1983	Chevron	CA/US	SF
15	Midway Sunset	1983	Chevron	CA/US	SF
16	Tia Juana	1984-1985	Maravern Shell	Venezuela	CS
17	Guadalupe	1984-1986	Unocal	CA/US	SF
18	Lagunitas	1985	Maraven	Venezuela	CS

Tabla 1. (Continuación)

19	Bachaquero	1985	Maraven	Venezuela	CS
20	Dome Tumbador	1985-1988	Unocal	CA/US	SF
21	South Belridge	1987	Mobil	CA/US	SF
22	Gregoire Lake	1988	Amoco Chevron	Canadá	SF
23	Levantine Moreni	1988-1989		Romania	SF
24	Midway Sunset	1989	Chevron	CA/US	SF
25	South Casper Creek	1990	Unocal	WY/US	SF
26	Cymric	1991	Chevron	CA/US	SF
27	Midway Sunset	1992	Chevron	CA/US	SF
28	Shanjiasi			China	CS
29	Shengli	2005		China	CS
30	Shengli	2010		China	CS

Fuente: DELAMAIDE E, "State of the Art Review of the Steam Foam Process", SPE 181160, 1026. Modificado por el autor.

*CSS: Cyclic Steam Stimulation SF: Steam Flooding

**CA: Canadá US: Estados Unidos

Tabla 2. Datos proyectos inyección de vapor con espumas

Campo	Método de inyección	Surfactante Inyectado (Kg)	Surfactante Inyectado pozo (Kg)	Recobro Incremental (bbl)	Surfactante Usado (Kg/bbl)	Eficiencia surfactante (bbl/kg)
Kern River	Continua	629,670	157,418	196,000	3.20	0.30
Kern River	Continua	562,000	140,500	82,000	4.40	0.20
Winkleman Dome Nugget	Continua	28,600	14,300	15,000	0.93	1.10
Guadalupe	Continua	116,700	29,175	29,400	4.00	0.30
Dome Tumbador	Continua	2,960,874	740,219	1,234,000	2.40	0.40
Midway Sunset	Continua	-----	-----	-----	9.80	0.10
North Kern Front	Cíclica	-----	12,824	77,970	0.16	6.10
Midway Sunset	Cíclica	-----	-----	-----	0.15-0.67	1.5-6.7
Midway Sunset	Cíclica	6,169	-----	53,000	0.10	8.60
Midway Sunset	Cíclica	6,804	6,804	15,000	0.50	2.20
Midway Sunset	Semi Continua	-----	-----	-----	0.81-3.97	0.25-1.23
Kern River	Semi Continua	38,409	38,409	14000-31400	1.2-2.7	0.4-0.8
South Belridge	Semi Continua	81,266	40,633	183,000	0.44	2.30
Gregoire Lake	Semi Continua	-----	-----	-----	1.2-3.5	0.3-0.8
Midway Sunset	Semi Continua	52,164	52,164	27,300	1.90	0.50

Fuente: DELAMAIDE E, "State of the Art Review of the Steam Foam Process", SPE 181160, 1026, Modificado por al autor

De las aplicaciones anteriormente mencionadas en la tabla, la mayoría fueron exitosas, a continuación, se hace un breve resumen de algunas de ellas, para conocer en detalle los resultados obtenidos.

Uno de los campos de crudo pesado en California (USA) es *Kern River*, en el cual se realizó en el año 1976 un piloto de inyección de espumas con vapor en un patrón de cinco puntos invertidos, no hay mucha información reportada en cuanto a las condiciones del yacimiento, sin embargo, se sabe que se realizó inyección de espuma preformada por cinco meses con una concentración de 0.43% en peso. Durante la inyección de la espuma la presión de fondo aumentó de 25 a 110 psi y la producción de aceite aumentó de 30 bbl/d a 70 bbl/d.

En el mismo campo, en el año 1980, se llevó a cabo otro piloto, conocido como el piloto “*Mecca*”, el cual se realizó en un yacimiento compuesto por tres arenas, ubicadas a una profundidad de 300 m, que producía crudo con una gravedad API de 13°. La implementación se realizó en cuatro patrones de cinco puntos invertidos, se inyectó surfactante con una concentración de 0.5 % en peso, se inyectaron en total 630,000 kg de surfactante en 55 meses. Se observó un incremento en la tasa de producción de aceite de 100 bbl/d a un máximo de 375 bbl/d, la cual duró varios años después de la inyección de la espuma. Al final del piloto se realizó análisis de resultados y se sugirió que el 14% del OOIP (petróleo original en sitio por sus siglas en inglés), lo cual corresponde a 196,000 bbl incrementales se produjeron atribuidos a la espuma.

En el mismo estado, en el campo *Mindway Sunset*, se realizaron miles de pruebas de inyección de espumas con vapor, los resultados se muestran en la tabla 3, donde se observa que se obtienen hasta 4100 bbl incrementales de petróleo atribuidos a la espuma.

Tabla 3. Resumen de resultado en el piloto de Mindway Sunset, California

Years	Surfactant injection type	Number of wells/cycles	Average treatment volume (bbl)	Average incremental oil (bbl)	Surfactant use (kg/bbl)
1980-84	Slug	246	3.9	4,053	0.15
1985-88	Slug	499	5.2	1,286	0.65
1985-88	Continuous	7	28.6	464	9.79
1985-88	Semi-continuous	29	9.5	381	3.97
1989-90	Slug	112	6.5	1710	0.61
1989-90	Semi-continuous	36	9.5	611	2.48
1990	Slug	63	10.5	2194	0.76
1990	Semi-continuous	59	11.9	2,340	0.81

Fuente: DELAMAIDE E, "State of the Art Review of the Steam Foam Process", SPE 181160, 1026,

2.2. SURFACTANTES ESPECIALES PARA PROCESOS CON VAPOR

Debido a las condiciones de temperatura y presión a las cuales se desarrollan los procesos de inyección de vapor, solo algunas familias de surfactantes pueden ser usadas en estos casos. Las características principales que éstos deben tener son una alta estabilidad térmica y buenas propiedades de formación de espuma, de ahí que los más usados sean los sulfonatos, los cuales se dividen en dos subfamilias|:

- Alkyl Sulfonatos: sulfonatos de alcano secundarios (SAS), sulfonatos de alfa-olefina (AOS), sulfonatos de olefina internos (IOS).
- Alkylaryl sulfonatos: alquil toluenosulfonatos (ATS), alquilbencenosulfonatos (ABS) y alquixeleno sulfonatos (AXS).

2.2.1. Estabilidad térmica de los sulfonatos. Aunque los mecanismos de degradación del surfactante existentes en las condiciones de inyección de espuma de vapor son complejos, uno de los principales contribuyentes parece ser la desulfonación de la molécula. Esta es una reacción de primer orden siguiendo la ley

de Arrhenius, con una tasa de descomposición que aumenta exponencialmente con la temperatura y se auto-cataliza por una caída en el pH. Aunque, según esta ley, todos los surfactantes se degradarán en última instancia, solo se deben tener en cuenta sus tasas de degradación con respecto a las condiciones de aplicación dadas. A este respecto, la mayoría de los tipos de surfactantes de sulfonato han demostrado una resistencia razonable de varios días a varios meses a temperaturas de hasta 300 ° C.

2.2.2. Propiedades espumantes de los sulfonatos. Se han realizado varias evaluaciones experimentales de diferentes surfactantes para aplicaciones con vapor, basándose en su habilidad de generar espuma, que es lo que reduce la movilidad del vapor en el medio poroso. Entre todos los surfactantes probados, el AOS mostró la persistencia de la espuma a una concentración relativamente baja de 0.1. %. en peso Desde este punto de vista, el AOS se pueden considerar como surfactantes superiores entre los sulfonatos con respecto a los rendimientos de espuma.

2.3. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS

El uso de inyección de espumas preformadas (generadas en superficie) como método de recobro, resulta muy económico comparado con otros métodos, ya que ésta se realiza por cortos periodos, para el caso de la inyección cíclica, normalmente la espuma se inyecta antes del vapor. Esto hace que la tecnología sea muy atractiva, ya que sus costos de implementación son muy bajos.

Los costos relacionados a la inyección de la espuma preformada (mezcla de surfactante, agua y gas inerte), pueden resumirse únicamente en la compra del surfactante y el alquiler de la unidad de nitrógeno, ya que para la mezcla en superficie no se requiere ninguna compra de algún instrumento o equipo, la corriente de agua viene por la línea de los generadores de vapor, mientras que el surfactante

y el nitrógeno vienen por otra línea desde la unidad generadora de nitrógeno, la mezcla se realiza en el momento del choque de las dos corrientes.

Según cotización solicitada a la empresa Kerui Group, el costo de la tonelada de surfactantes tipo AOS (Alfa Olefina Sulfonato) es de 4300 USD* y el costo del alquiler de la unidad de nitrógeno con una capacidad de 1200 m³/h se encuentra aproximadamente en US\$ 163.650 por mes⁴.

Con respecto al tratamiento del agua, no se requiere ningún equipo o proceso adicional al que normalmente se le realiza al agua después de la inyección de vapor para su tratamiento, esto en caso de que no se forme ninguna emulsión, para lo cual se realizan pruebas de compatibilidad de los fluidos a nivel de laboratorio y se selecciona el surfactante adecuado.

Los costos detallados para la implementación de la espuma según el esquema de inyección usado en este estudio se muestran en el capítulo económico (5).

* Cotización a la empresa Kerui Group especializada en venta de surfactantes a la industria petrolera

⁴ QUINTANILLA V., Evaluación técnica y financiera de la inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno en un campo petrolero de crudo pesado en el Magdalena medio Colombiano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2017.

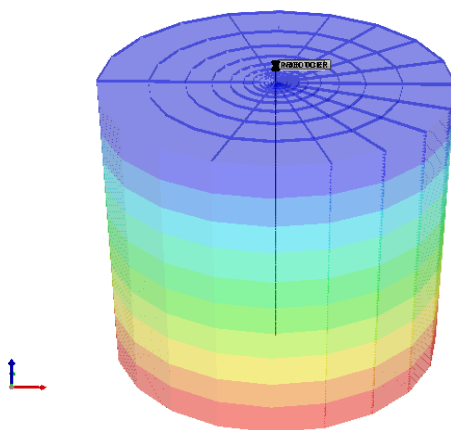
3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

3.1. PROPIEDADES DEL MODELO

El modelo base de simulación fue construido en una malla radial de 20 x 5 x 94 divisiones en “r”, “theta” y k respectivamente, con el fin de favorecer los cálculos térmicos, con un total de 9400 bloques, que equivalen a un área promedio de 5 acres. Los tamaños de celda en i varían desde 0.1 a 67 ft aumentando hacia la parte externa, esto con el fin de representar de una forma más precisa la distribución de la temperatura durante el proceso.

Se le asignaron las propiedades promedio de un campo de crudo pesado de Ecopetrol, las cuales se muestran en la tabla 4. El modelo cuenta con un solo pozo, el cual se encuentra perforado de forma vertical en todas las capas como se muestra en la figura 1. Las capas representan la parte superior e inferior de una arena en un campo del Valle Medio del Magdalena.

Figura 1. Malla radial, pozo vertical



Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, Piedecuesta, 2019.

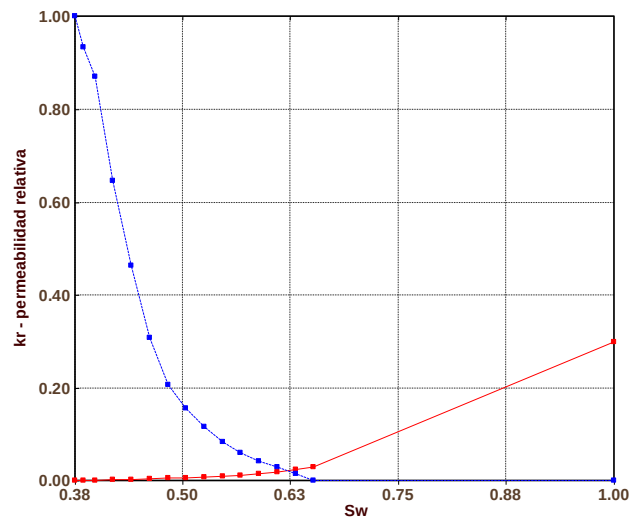
Tabla 4. Propiedades promedio arena de interés

Propiedad	Valor
Porosidad (%)	0.23
Permeabilidad (mD)	1170
Relación K_v/K_h	0.3
Profundidad (ft)	850-1320
Presión Inicial (psi)	670
Espesor total (ft)	490
Intercalaciones de arcilla	7
Espesor neto de la arena (ft)	40 a 140
Viscosidad aceite @ condiciones estándar (cP)	44475
OOIP modelo (bbl)	1,017,020

Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

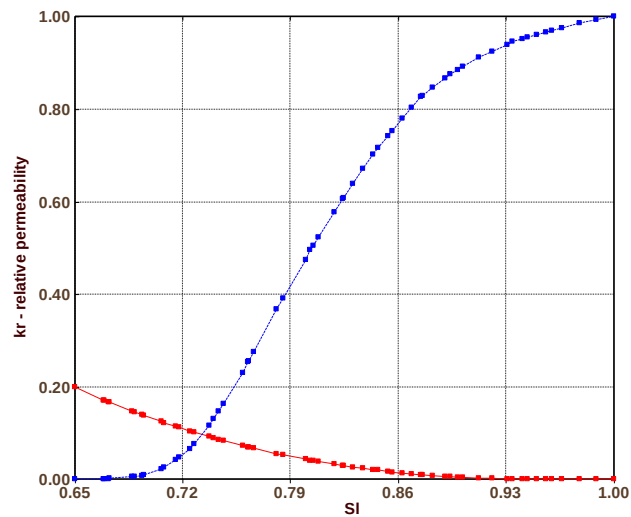
El modelo de fluidos y el sistema roca fluido usado corresponde al de la arena de interés del campo de crudo pesado de Ecopetrol, el cual cuenta con tres componentes básicos: aceite muerto, gas en solución y agua. Se cuenta con un solo tipo de roca, cuyas curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y líquido se muestran en las figuras 2 y 3.

Figura 2. Curvas permeabilidad relativa agua-aceite



Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

Figura 3. Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas

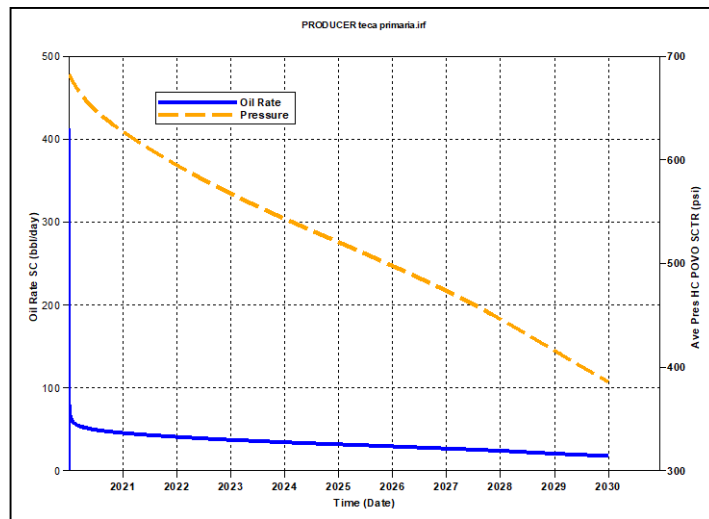


Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

3.2. PRODUCCIÓN PRIMARIA DEL MODELO BASE

Las curvas de producción primaria y la caída de presión se muestran en la figura 4, las cuales se ajustan al comportamiento real de los pozos en dicho campo perforados en la arena de interés, en donde la producción primaria se estabiliza por debajo de los 15 bbl/d.

Figura 4. Producción primaria y caída de presión modelo base



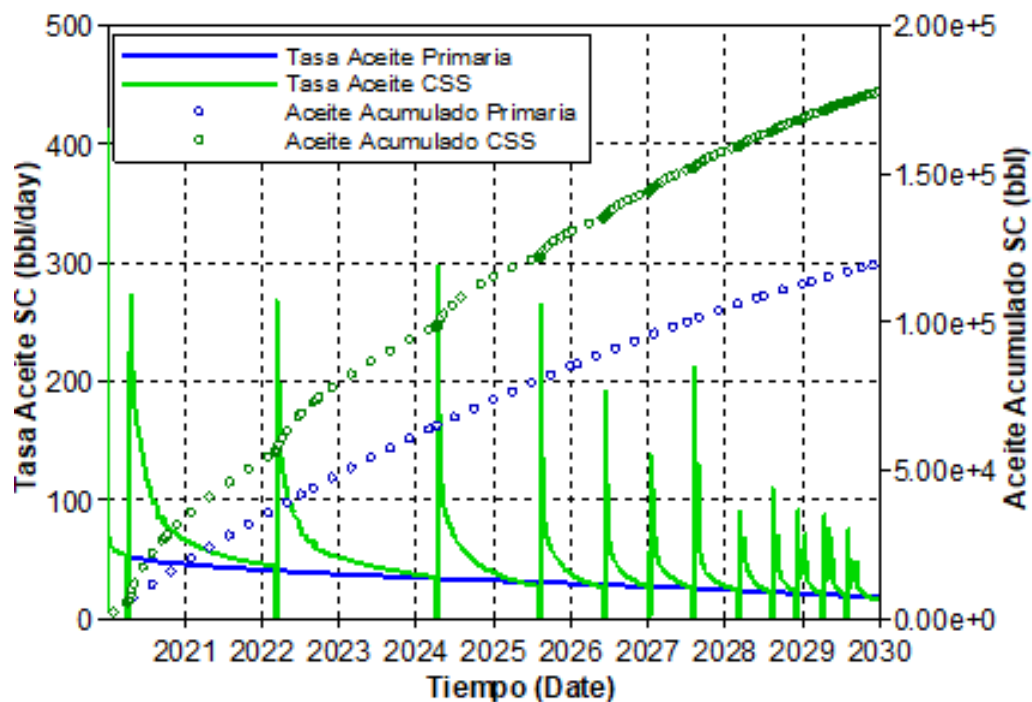
Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

3.3. CASO BASE DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Para el caso base de inyección cíclica de vapor, el pozo se deja en producción primaria tres meses, esto con el fin de seguir el comportamiento real del campo, después se inyecta agua a una tasa constante de 1350 bbl/d por 6 días, con una calidad de vapor de 60% y una temperatura de 520°F, seguidos de 3 días de remojo, posteriormente el pozo es abierto nuevamente, iniciando el ciclo de producción, el cual termina en el momento en el que la tasa de aceite alcance la producción primaria.

Como se observa en la figura 5, la duración de la producción de los ciclos varía entre 2 años hasta 4 meses, esto en un período de evaluación de 10 años, en el cual, se alcanza un total de 12 ciclos. Se seleccionó este periodo de evaluación debido a que después de este tiempo, la duración de los ciclos disminuyó incluso hasta caer por debajo de dos meses, y de acuerdo con los cálculos El SOR (Relación vapor inyectado – aceite producido) los últimos ciclos no son eficientes energéticamente, razón por la cual se determinó que no era técnica ni económicamente viable implementar más ciclos de estimulación.

Figura 5. Producción diaria y acumulada de aceite caso base inyección cíclica

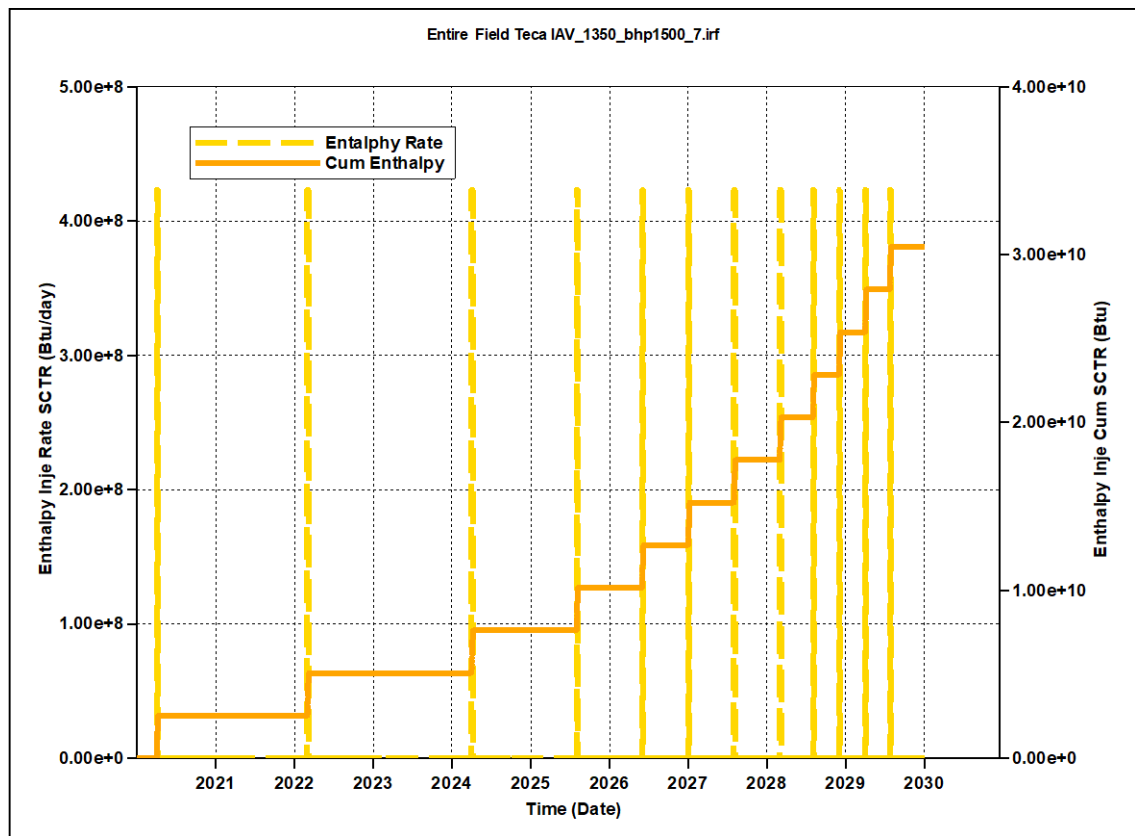


Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

El recobro que se obtuvo a través de producción primaria fue de 11.7%, equivalente a 119627 bbl recuperados en 10 años, el recobro incremental obtenido por la inyección cíclica de vapor fue de 57668 bbl, lo que equivale a un factor de recobro incremental de casi un 6%. Este porcentaje se obtuvo con la inyección de un total de 30466.4 MMBTU a una tasa promedio de 423.47 MMBTU diarios por ciclo, como

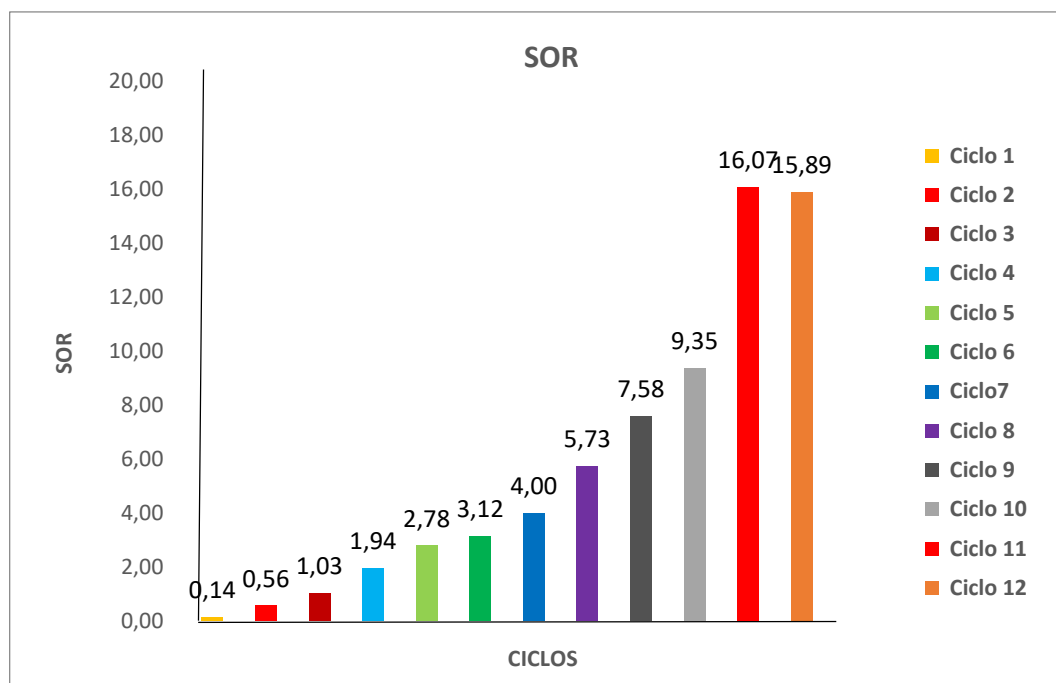
se muestra en la figura 6. El SOR del modelo base por ciclo se muestra en la figura 7, en donde se observa que a partir del ciclo 7, éste sobrepasa los 5 bbl/bbl (límite máximo del rango de los valores encontrados en la literatura para inyección cíclica de vapor), lo cual indica que por cada 5 bbl de vapor inyectados se están produciendo 1 bbl de aceite,

Figura 6. Energía inyectada caso base



Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

Figura 7. Steam Oil Ratio por ciclo caso base



Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA DE INYECCIÓN DE ESPUMAS PREVIA A LA INYECCIÓN DE VAPOR.

La evaluación de la efectividad del proceso se realizó en un ciclo inicial, uno medio y uno tardío, esto con el fin de evaluar la respuesta del yacimiento bajo distintas condiciones de presión y temperatura, por ello se seleccionaron los ciclos 2, 6 y 10 respectivamente del caso base de inyección cíclica de vapor. El esquema de inyección de la espuma fue suministrado por Ecopetrol S.A, y por razones de confidencialidad no puede ser incluido en este trabajo.

Para el modelamiento de la inyección de la espuma, se tomó un modelo base suministrado también por Ecopetrol, el cual fue aplicado al campo Cantarell en y cuenta con 6 reacciones básicas que representan la coalescencia de la espuma por tiempo y por presencia de aceite y así mismo la regeneración de la misma.

4.1. SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE ESPUMAS

Para la implementación de dicho proceso se incluyeron 4 componentes nuevos en la sección de fluidos del software empleado para el modelamiento, que corresponden al surfactante, nitrógeno, lamela (parte líquida de la espuma) y gas atrapado (burbuja de gas) en la espuma, cada uno con sus respectivas propiedades y cambios en la viscosidad con la temperatura. Cada una de las reacciones incluidas relaciona los componentes descritos. Ésta forma de simulación corresponde al modelo mecanístico propuesto por CMG.

Para la inyección de la espuma se usó el mismo pozo inyector de vapor, con el esquema suministrado por Ecopetrol, el cual representa una concentración de 0.25% vol/vol. Para representar la inyección de la espuma ya formada se inyectaron los componentes gas atrapado y lamela en una relación volumétrica definida. Cabe

resaltar que el modelo base cuenta con una restricción de presión de inyección, esto con el fin de respetar la presión de fractura de la arena (1500 psi).

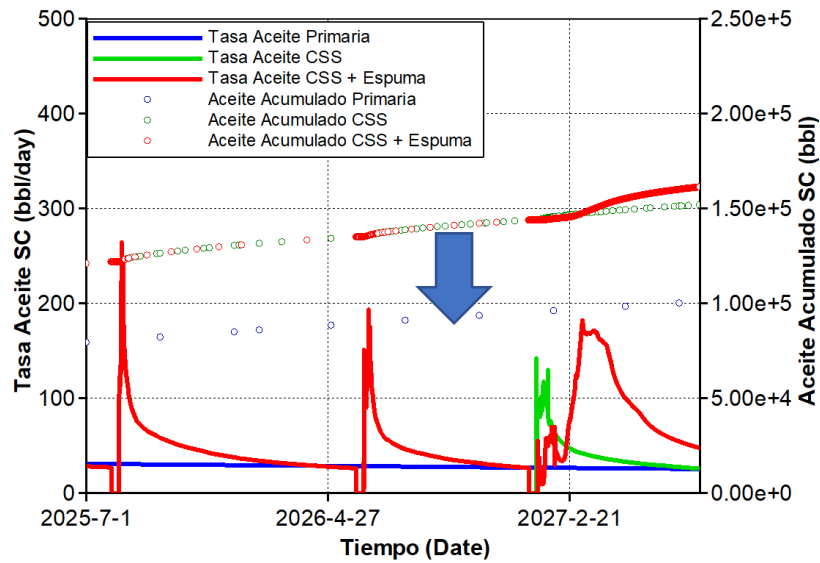
El esquema de inyección de la espuma tiene una duración total de 35 horas, posteriormente se completaron los volúmenes de inyección de vapor y los días de remojo del caso base, y posteriormente se dejó el pozo en producción. Es importante resaltar que este esquema de inyección ya fue implementado en pozos del Valle del Magdalena Medio.

4.2. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Al intentar realizar la inyección en el ciclo 2, ésta no fue posible debido a la presión del yacimiento en sus etapas iniciales, razón por la cual se descartó la inyección de espumas en ciclos iniciales.

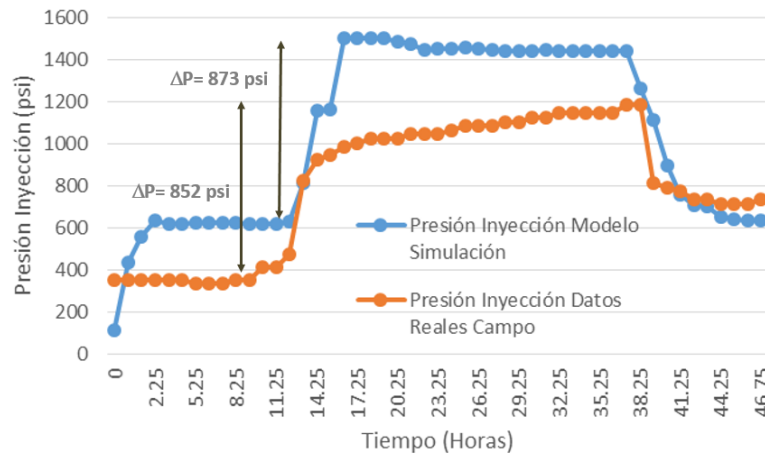
Se hizo la inyección en el ciclo 6, los resultados de producción se muestran en la figura 8, en donde se observa que la espuma extiende la duración del ciclo aproximadamente 4 meses; durante el ciclo de solo vapor la producción fue de 8120 bbl, al hacer la inyección de espumas la producción fue de 21565 bbl, es decir, la producción incremental correspondiente a la inyección de la espuma fue de 13445 bbl, esto debido a que la espuma ocupó los canales de flujo preferencial y las zonas más depletadas por donde normalmente fluía el vapor, permitiendo que éste contactara zonas que no habían sido contactadas previamente. Cabe resaltar que en pruebas de campo realizadas en el Valle del Magdalena medio, los valores de producción incremental han variado entre 5,000 y 15,000 bbl, por lo tanto la producción incremental obtenida en la simulación está acorde a la realidad. El aumento de presión generado por el bloqueo que genera la espuma es de 873 psi, valor muy cercano a los datos reales de campo, los cuales se registran en aproximadamente 873 psi (ver figura 9) Cabe resaltar que se observan algunos picos de caída y aumento de presión, esto debido a problemas asociados a estabilidad numérica del software.

Figura 8. Producción Incremental espuma previa al vapor, ciclo 6



Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

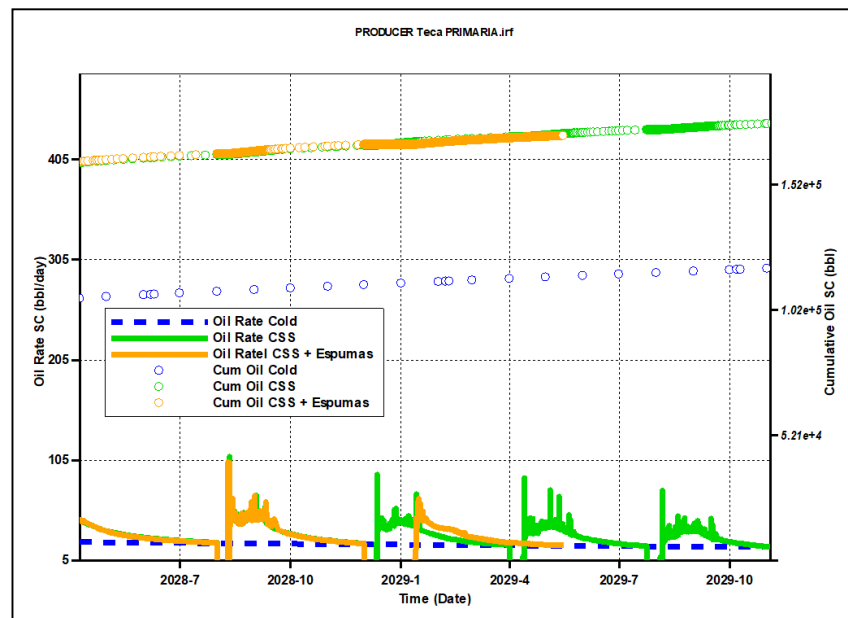
Figura 9. Aumento de presión en el inyector por la inyección de espuma



Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

Los resultados de producción diaria y acumulada de aceite en el ciclo 10 se muestran en la figura 10, en ella se observa que el uso de espumas aumenta la duración del ciclo al igual que los resultados mostrados de la implementación en la etapa media, sin embargo, la extensión del período de producción solo fue de un mes y no obstante no hubo un incremento notable de producción de aceite, únicamente 511 bbl.

Figura 10. Producción incremental espuma previa al vapor, ciclo 10



Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

La duración del ciclo 10 de vapor en el caso base es de 4 meses aproximadamente, lo que indica que la estimulación con vapor se está haciendo menos efectiva y que el pozo ha perdido potencial de producción: en el momento en el que se inicia la inyección de espumas y vapor la presión es casi 200 psi, es decir, el yacimiento ha perdido casi el 70% de su presión inicial.

Teniendo en cuenta que la espuma no es una tecnología que aporte presión de forma significativa al yacimiento, sino que genera una mejor distribución del vapor, la espuma no tendrá mayor efecto en el potencial de producción del pozo.

Técnicamente, la inyección de espuma a un ciclo de vapor bajo las condiciones de presión y saturación evaluadas en la etapa media, en donde la presión haya disminuido lo suficiente para permitir la inyección de la espuma, pero donde el pozo aún cuente con potencial (saturación de aceite, presión, etc.) para poder producir, sería una muy buena opción para bloquear canales preferenciales de flujo y así aumentar la eficiencia del proceso y por ende aumentar la producción de aceite.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA BENEFICIO/COSTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESPUMA

Con base en los resultados alcanzados en la fase de modelamiento numérico, se realizó una evaluación financiera a través del indicador beneficio/costo. Para esto se hace una descripción de algunos conceptos generales que se usarán en el cálculo de este.

- Tasa de descuento: La evaluación del proyecto se realizó con una tasa de descuento del 10% anual, que corresponde a la tasa definida por Ecopetrol S.A. para la evaluación de este tipo de proyectos de acuerdo con la Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022. (POR-G-002)⁵.
- Impuestos y regalías: De acuerdo con la misma guía (POR-G-002) los modelos fiscales vigentes para portafolio están ajustados con la reforma tributaria de 2016, la cual considera las tasas presentadas en la Tabla 5.

Tabla 5. Tasas de impuestos

	2018	2019 flat
Renta	33%	33%
Sobretasa	4%	0
Total	37%	33%

Fuente: Gerencia Corporativa de Inversiones y Planeación Financiera. Ecopetrol S.A., «Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022,» Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018

Adicionalmente, el descuento por regalías se estimará en un 8% por pertenecer a un proyecto de recuperación secundaria, de acuerdo con la Ley 756 de 2002.

⁵Gerencia Corporativa de Inversiones y Planeación Financiera. Ecopetrol S.A., «Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022,» Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018

- Precio del Crudo: El precio por barril de crudo para el estudio, parte de un precio de referencia Brent de \$50 USD/bbl, al cual se le realizan los correspondientes ajustes y deducciones por calidad y transporte (US\$7.08 y US\$2.84 respectivamente).
- Costos de levantamiento: El costo promedio de levantamiento del campo se tomó como US\$13.2⁶, valor que incluye el tratamiento de agua y los costos asociados a la generación del vapor (compra de gas calentamiento e inyección)
- Depreciación: El método de depreciación considerado fue línea recta.
- Beneficio/Costo (B/C): Compara de forma directa los beneficios y los costos de un proyecto, para su cálculo se estiman las ganancias netas y se dividen entre los costos. Un valor de la relación B/C mayor a uno indica que las ganancias superan los costos, es decir, la ejecución del proyecto debería considerarse atractiva; un valor igual a uno muestra que las ganancias y los costos son iguales, por lo tanto, el proyecto no generará riqueza y finalmente un valor menor que uno revela que los costos serán mayores que los beneficios obtenidos, por lo tanto, la ejecución no debiera ser considerada.

Para la evaluación costo /beneficio se tomaron los barriles incrementales producidos solamente por la espuma en cada ciclo (6 y 10) y se calcularon los ingresos brutos y netos después de regalías. Para este caso no se tuvo en cuenta un valor para el CAPEX, ya que para la inyección de espuma no se requiere de la adquisición de ningún equipo especial, únicamente del surfactante y el alquiler de la unidad de nitrógeno para generar la espuma, los cuales fueron contemplados como OPEX. Para este cálculo se tuvo en cuenta el esquema de inyección que se

⁶ Gerencia Corporativa de Inversiones y Planeación Financiera, Ecopetrol S.A, "Guía para la Estructuración de Portafolio e Inversiones del grupo Ecopetrol, 2018-2022, Ecopetrol SA, Bogotá 2018.

usó para la simulación en donde el volumen total inyectado de químico fue de 7 Ton y se tuvo en cuenta la inyección previa y posterior de nitrógeno, para lo cual es necesario el alquiler de la unidad por 3 días. El surfactante usado en la evaluación económica fue el AOS, que ha sido el más usado en procesos de inyección de vapor con espuma, el valor de la tonelada del mismo se tomó como \$4300 USD y el valor de alquiler de la unidad \$163650 USD/mes (incluye ACPM y personal), estos valores ya han sido referenciados en el marco teórico. El detalle del cálculo de los gastos de operación se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Detalle OPEX

Surfactante (4300 US/Ton)	30100
Alquiler Unidad Nitrógeno. 3 días (US\$ 163.650/mes)	16365
OPEX	46465

Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

La evaluación realizada para los ciclos definidos se muestra en la tabla 7, en donde se observa que para el ciclo medio se obtiene una relación C/B de 2.21, teniendo en cuenta que cualquier C/B mayor que 1 es bueno, en este caso se encuentra por encima de 2, lo que hace que la implementación de esta tecnología sea viable y eficiente económicamente en este ciclo. Adicional a esto se observa que el flujo de caja es de \$182107 USD, en un año aproximadamente (8 meses del ciclo base más 4 adicionales por la espuma), lo cual hace el proyecto muy rentable.

Con respecto al ciclo 10 como se mencionó anteriormente, no es técnicamente viable la inyección de espumas, ya que la producción incremental del pozo es muy baja, sin embargo, se realizó evaluación C/B con los 511 bbl incrementales. Como se puede observar, el valor está por debajo de 1, lo que indica que inyectar espuma previa al vapor en este ciclo no es económicamente viable ya que se incurrirían en pérdidas económicas.

Tabla 7. Evaluación costo beneficio vapor + espuma

Ciclo	Unidad	6	10
Producción	bbl	13444.0	511.0
Precio	US\$/bbl	40.1	40.1
Ingresos Brutos	US\$	538,835.5	20,480.9
Regalías	US\$	43,106.8	1,638.5
Ingresos Netos	US\$	495,728.7	18,842.4
Capex	US\$	-	-
Lifting Cost	US\$	177,460.8	6,745.2
Opex	US\$	46,465.0	46,465.0
Base Gravable	US\$	271,802.9	(34,367.8)
Impuestos	US\$	89,694.9	(11,341.4)
Utilidad por ciclo	US\$	182,107.93	- 23,026.42
B/C		2.21	0.35

Fuente: BARBOSA C et al, "Comparación costo efectiva de nuevas tecnologías de inyección de vapor y tecnologías híbridas", Ecopetrol S.A, 2019.

6. CONCLUSIONES

No fue posible realizar la inyección de espumas en un ciclo inicial debido a que la presión del yacimiento no había caído lo suficiente y se obtenía la suficiente inyektividad.

Técnicamente, la inyección de espuma a un ciclo de vapor bajo las condiciones de presión y saturación evaluadas en la etapa media sería una muy buena opción para bloquear las zonas de mayor depletamiento de flujo y así permitir que el vapor contacte zonas que no han sido previamente contactadas, y así aumentar la producción de aceite.

Se realizó una evaluación económica a por medio de la variable costo beneficio con base en la producción incremental obtenida por la inyección de espumas y los costos de implementación de la misma para cada etapa evaluada, obteniéndose un resultado que determina que el proceso es viable en etapas medias del yacimiento, pero no en etapas finales.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar la evaluación de la factibilidad de aplicación de la inyección de espumas poniéndole al modelo de simulación canales preferenciales de flujo de alta permeabilidad o realizarla en un modelo heterogéneo para confirmar el bloqueo que realiza la misma, ya que en el modelo usado en este estudio la diferencia de permeabilidad entre las arenas no es muy grande, por lo cual en este caso la espuma realiza bloqueo en las zonas más depletadas.

BIBLIOGRAFÍA

CUENCA A., "Design of Thermally Stable Surfactants Formulations for Steam Foam Injection", SPE 170129, 2014.

DELAMAIDE E., "State of the Art Review of the Steam Foam Process", SPE-181160-MS, 2016.

Gerencia Corporativa de Inversiones y Planeación Financiera. Ecopetrol S.A., «Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022,» Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018

Gerencia Corporativa de Inversiones y Planeación Financiera, Ecopetrol S.A, "Guía para la Estructuración de Portafolio e Inversiones del grupo Ecopetrol, 2018-2022, Ecopetrol SA, Bogotá 2018.

HIRASAKI G., "The Steam Foam Process", SPE 19505-pa, 1989.

Keriu Group, compañía especializada en venta de surfactantes a la industria petrolera.

LOPERA S., "Fluidos Divergentes como Alternativa de recobro mejorado en Yacimientos Naturalmente Fracturados: Un estudio Experimental", Boletín de Ciencias de la tierra Número 25, ISSN 0120, 3630. p 67-80, Scielo, 2009.

PATZEK T., KOINIS M., "Kern River Steam Foam Pilots", SPE 17380, 1990.

QUINTANILLA V., Evaluación técnica y financiera de la inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno en un campo petrolero de crudo pesado en el Magdalena medio Colombiano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2017.