

Evaluación Técnica del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas en Pozos
Horizontales en un Campo de Crudo Pesado Colombiano

Yulian Fernando Rodríguez Pantoja y Andrea Carolina Torres Zuleta

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

María Isabel Sandoval Martínez
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Ana Paula Villaquirán Vargas
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Diego Fernando Pinto Hernández
Ingeniero de Petróleos

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

2021

Dedicatoria

A mi madre Sandra quien me ha demostrado que cuando haces las cosas con amor los resultados siempre son los mejores.

A mis hermanas Vanessa y Lina quienes con su apoyo y presencia nutren mis ganas de seguir luchando por mis sueños.

A mis abuelos Tirza y Wilson quienes son mi mejor referente de empatía y humildad.

A mi mentora Ana Paula quien ha complementado inmensamente mi formación como joven investigador.

A todos los artistas que me acompañaron durante las largas jornadas de estudio.

A las personas que contribuyeron de manera directa e indirecta en mi formación profesional.

Yulian Fernando Rodríguez Pantoja

Dedicatoria

A mi madre Osiris por creer siempre en mí y recordarme que Dios está conmigo.

A mis abuelos Eugenia y Jose Alfonso por su apoyo incondicional y por quererme tanto.

A mi familia por acogerme siempre que lo necesité.

A Jamile, por ser la hermana que nunca tuve.

A Verónica, por siempre estar ahí.

Y a mis amigos.

Andrea Carolina Torres Zuleta

Agradecimientos

Los autores de este trabajo expresan su agradecimiento a todas aquellas personas que contribuyeron a la realización de este trabajo de grado, pero especialmente:

A María Isabel Sandoval por su colaboración y apoyo en la elaboración de esta tesis. Gracias por el compromiso y valioso tiempo dedicado para guiarnos y ayudarnos a sacar adelante este trabajo.

A Ana Paula Villaquirán y Diego Fernando Pinto por la orientación brindada para el desarrollo y culminación de este proyecto. Apreciamos el tiempo que se tomaron para resolver nuestras dudas y darnos su consejo para desarrollar el proyecto de la mejor forma posible.

A los integrantes del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado por el apoyo, la atención brindada y los comentarios y sugerencias realizadas que aportaron en la elaboración de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander y a sus profesores que trazaron el camino para nuestra formación como profesionales y nos proporcionaron los conocimientos y valores necesarios para lograrlo.

Finalmente, los autores agradecen a MINCIENCIAS, Ecopetrol S.A., Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Industrial de Santander por el apoyo financiero bajo el contrato No. 364-2018: Evaluación del uso de flue gas en la inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado, en campos del magdalena medio colombiano.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos.....	18
1.1 Objetivo General.....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Fundamentos de la Inyección Cíclica de Vapor con Pozos Horizontales.....	19
2.1 Generalidades de la Inyección Cíclica de Vapor	19
2.1.1 Mecanismos de Producción de la Inyección Cíclica de Vapor.....	21
2.2 Screening Técnico e Inyección Cíclica de Vapor	21
2.2.3 Parámetros de Screening para la Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor	23
2.3 Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales	26
2.3.1 Clasificación de los Pozos Horizontales	26
2.3.2 Ventajas de la Implementación de Pozos Horizontales	28
2.3.2.1 Incremento de la Productividad.	29
2.3.2.2 Incremento de las Reservas Producibles.....	30
2.3.2.3 Disminución del Número de Pozos Requeridos para el Desarrollo del Yacimiento	31
2.3.3 Parámetros Operaciones que afectan la Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales	32
2.3.3.1 Tasa de Inyección de Vapor.....	32
2.3.3.2 Número de Ciclos	32
2.3.3.3 Longitud del Pozo.	33
2.3.4 Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales en Colombia	33

2.3.4.1 Generalidades del Campo Girasol	33
2.3.4.2 Resultados y conclusiones.	35
2.4 Flue gas y Vapor	36
2.4.1 Aislamiento Térmico	37
2.4.1.1 Estratos Suprayacentes.....	39
2.4.1.2 Tubería de Inyección.....	39
2.4.1.3 Matriz de la Roca	40
2.4.2 Mantenimiento de la Energía	40
3. Construcción de Modelo Conceptual Base de Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales	42
3.1 Modelo Conceptual Base	42
3.2 Propiedades Petrofísicas y Térmicas del Modelo	45
3.3 Modelo de Fluidos	47
3.3.1 Interacción Roca-Fluido.....	51
3.4 Configuración del Pozo.....	54
3.5 Refinamiento de la Zona Productora	55
3.6 Condiciones de Operación para la Producción en Frío.....	56
3.7 Condiciones de Operación para la Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales.....	60
3.7.1 Condiciones de Operación para el Pozo Inyector	60
3.7.1.1 Presión de Fractura.	60
3.7.1.2 Parámetros operacionales.....	60
3.7.2 Condiciones de Operación para el Pozo Productor.....	65
3.7.3 Condiciones de Operación para los Ciclos de Inyección.....	68

3.8 Comparativa del Modelo Base de Simulación.....	72
4. Simulación de la Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas en Pozos Horizontales.....	74
4.1 Esquema de Inyección Cíclica de Vapor y Flue Gas.....	74
4.1.1 Tasa de Flue Gas.....	76
4.2 Inicio de la Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas.....	78
4.3 Análisis de Parámetros Operacionales asistido por CMOST	82
4.3.1 Análisis de Sensibilidad de Parámetros Operacionales	84
4.3.2 Optimización de Parámetros Operacionales	91
4.3.2.1 Valor Presente Neto (VPN)	91
4.3.2.2 Análisis de Resultados	94
4.3.2.2.1 Efecto de Mantenimiento de Presión.	98
4.3.2.2.2 Efecto en la Distribución de Calor.....	100
4.3.2.2.3 Análisis de la suma de efectos	104
4.4 Análisis de Sensibilidad a Parámetros de Yacimiento asistido por CMOST	107
5. Conclusiones.....	111
6. Recomendaciones	112
Referencias Bibliográficas.....	113
Apéndices.....	122

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Propiedades importantes del yacimiento	23
Tabla 2. Parámetros de screening para inyección cíclica de vapor.....	24
Tabla 3. Pesos de importancia para los criterios de screening en la inyección cíclica de vapor ..	25
Tabla 4. Tipos de pozos horizontales y sus longitudes	27
Tabla 5. Datos de screening del campo Girasol.....	34
Tabla 6. Evaluación por criterios de screening de los estratos más representativos del campo de estudio	43
Tabla 7. Dimensiones seleccionadas para el grid de simulación	44
Tabla 8. Propiedades iniciales del estrato A3	46
Tabla 9. Propiedades térmicas del yacimiento.....	47
Tabla 10. Propiedades del fluido	48
Tabla 11. Endpoints para el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa.....	51
Tabla 12. Parámetros operacionales seleccionados para el modelo base de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales.....	71
Tabla 13. Comparación de parámetros de yacimientos del campo Girasol y del modelo base de simulación	72
Tabla 14. Tabla másica y volumétrica del flue gas emitido en el proceso de generación de 1,100 bl/día de agua	77
Tabla 15. Rango de variación de los parámetros operacionales a optimizar.	83
Tabla 16. Resultados óptimos de los parámetros operacionales obtenida por CMOST.....	94
Tabla 17. Rango de variación de los parámetros operacionales a optimizar.	108

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Fases de la inyección cíclica de vapor.....	20
Figura 2. Radio de curvatura.....	28
Figura 3. Área de contacto de un pozo horizontal con el yacimiento.....	29
Figura 4. Producción pozos horizontales vs verticales del campo Midway-Sunset en California	30
Figura 5. Ubicación del campo girasol en la cuenca del Valle medio del Magdalena	35
Figura 6. Cambios del coeficiente de transferencia de calor con subenfriamiento en superficie a diferentes tasas de vapor	38
Figura 7. Diagrama esquemático de la condensación del vapor con y sin flue gas	40
Figura 8. Tasa de aceite y los cambios correspondientes de la presión promedio durante cada ciclo del proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas	41
Figura 9. Enmallado de simulación desarrollado para el modelo conceptual.....	45
Figura 10. Factor volumétrico del aceite vs presión	49
Figura 11. Relación gas-aceite vs presión.....	49
Figura 12. Viscosidad del aceite vs presión.....	50
Figura 13. Viscosidad del aceite vs temperatura	50
Figura 14. Permeabilidad relativa agua-aceite.....	52
Figura 15. Permeabilidad relativa gas-liquido	53
Figura 16. Malla de simulación desarrollada para el modelo	56
Figura 17. Sensibilización de la BHP en la producción en frío con respecto a la presión de yacimiento.....	57

Figura 18. Sensibilización de la BHP en la producción en frío con respecto a la producción diaria del yacimiento	58
Figura 19. Sensibilización de la BHP en la producción en frío con respecto al factor de recobro del yacimiento	59
Figura 20. Sensibilización de la presión de inyección a la tasa de 700 bl/día con respecto a la producción acumulada	61
Figura 21. Sensibilización de la presión de inyección a la tasa de 1,500 bl/día con respecto a la producción acumulada	62
Figura 22. Sensibilización de la tasa de inyección a una presión de inyección de 1,200 psi con respecto al factor de recobro del yacimiento	63
Figura 23. Sensibilización de la tasa de inyección a una presión de inyección de 1,200 psi con respecto a la presión promedio del yacimiento	64
Figura 24. Sensibilización de la BHP en los ciclos de inyección con respecto a la presión promedio del yacimiento.....	65
Figura 25. Sensibilización de la BHP en los ciclos de inyección con respecto a la producción acumulada de aceite	66
Figura 26. Sensibilización de la BHP en los ciclos de inyección con respecto al factor de recobro	66
Figura 27. Sensibilización de la tasa de líquidos en superficie en los ciclos de inyección con respecto a la producción diaria de aceite	67
Figura 28. Sensibilización de los números de ciclos con respecto al factor de recobro de aceite	68
Figura 29. Sensibilización de los días de inyección con respecto a la producción acumulada de aceite	69

Figura 30. Sensibilización del tiempo de remojo con respecto al factor de recobro	70
Figura 31. Comparación de los métodos de co-inyección e inyección alternada de vapor con flue gas	75
Figura 32. Comparación de la producción diaria de aceite.....	79
Figura 33. Perfil de temperatura en el plano 11 IK obtenido en el sexto ciclo de inyección cíclica de vapor.....	80
Figura 34. Perfil de temperatura en el plano 33 JK obtenido en el sexto ciclo de inyección cíclica de vapor.....	80
Figura 35. Estimación de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.	81
Figura 36. Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto al factor de recobro	85
Figura 37. Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto al factor de recobro	86
Figura 38. Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto a la producción acumulada de agua.....	87
Figura 39. Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto a la producción acumulada de agua	87
Figura 40. Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto al SOR.....	89
Figura 41. Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto al SOR	89
Figura 42. Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto a la presión promedio del yacimiento.....	90
Figura 43. Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto a la presión promedio del yacimiento.....	90
Figura 44. Precio promedio por mes del crudo de referencia Brent del último año	93

Figura 45. VPN final obtenido para cada experimento evaluado en la optimización por CMOST	93
Figura 46. Cross plot que relaciona el factor de recobro con la tasa de flue gas inyectado en cada experimento corrido en la optimización por CMOST	96
Figura 47. Cross plot que relaciona el SOR con el factor de recobro obtenido en cada experimento corrido en la optimización por CMOST.	97
Figura 48. Presión promedio del yacimiento respecto al tiempo evaluado para varias tasas de inyección de flue gas.....	98
Figura 49. Vista aérea de la saturación de aceite en el plano K 9 del modelo de simulación	99
Figura 50. Saturación de gas vista en el plano IK al final de la etapa de inyección del primer ciclo de inyección cíclica de vapor con flue gas.....	101
Figura 51. Estimación de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes	102
Figura 52. Perfil de temperatura vista en el plano IK.....	103
Figura 53. Perfil de temperatura vista aérea del plano K9	104
Figura 54. Comparativa de la producción acumulada de aceite	105
Figura 55. Valor presente neto del modelo optimizado para diferentes precios de crudo de referencia Brent.....	105
Figura 56. Análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento respecto al factor de recobro .	110
Figura 57. Análisis Sobol a parámetros de yacimiento respecto al factor de recobro	111

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Evaluación Estadística de los Criterios de Screening de la Inyección Cíclica de Vapor.....	122
Apéndice B. Cálculo de Presión de Fractura.	132
Apéndice C. Cálculo de Volúmenes generados por el Flue Gas	134

Resumen

Título: Evaluación Técnica del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas en Pozos Horizontales en un Campo de Crudo Pesado Colombiano*

Autor: Andrea Carolina Torres Zuleta, Yulian Fernando Rodríguez Pantoja**

Palabras Clave: Inyección Cíclica de Vapor, Pozos Horizontales, Flue Gas, Criterios de Screening, Análisis de Sensibilidad, Optimización, Factor de Recobro

Descripción:

Para mejorar el factor de recobro de campos de crudo pesado en el contexto nacional, en el presente proyecto de investigación se plantea una modificación a la tecnología convencional de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, al adicionar flue gas. La evaluación del proceso híbrido, se realizó por medio de simulación numérica de yacimientos usando el software STARS de la compañía CMG, donde se representó un campo de estudio cuyos criterios de selección coincidieron con las experiencias de implementación de inyección cíclica de vapor, similitud cuantificada a través del cálculo de indicadores de estadística descriptiva.

Posteriormente se optimizaron los parámetros operacionales para la co-inyección de vapor y flue gas para encontrar aquellas configuraciones que incrementen el factor de recobro sin desligarse de la rentabilidad del proyecto; donde se estableció el inicio de la co-inyección flue gas a partir del séptimo ciclo con una tasa de flue gas de 4.5 MMPCPD.

Asimismo, se desarrolló el análisis de sensibilidad de los parámetros de yacimiento y operacionales, donde se encontró como parámetros más influyentes con respecto al factor de recobro, la permeabilidad y el espesor de la formación en cuanto a criterios de screening, y la presión de fondo fluyendo, la tasa de flue gas y el tiempo de inyección.

Finalmente, se evaluaron los cambios en la presión del yacimiento, la distribución de vapor y reducción de las pérdidas de energía. Donde la adición de flue gas al modelo base genera un mayor drenaje del crudo almacenado en zonas alejadas del pozo horizontal a causa del efecto de presión y el mantenimiento del calor aportado por el vapor inyectado que incide en la movilidad del crudo, obteniéndose valores de factor de recobro incrementales de hasta el 10% con respecto al obtenido por el proceso que solo incluye el uso de vapor.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: María Isabel Sandoval Martínez, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Ana Paula Villaquirán Vargas, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Diego Fernando Pinto Hernández, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Technical Evaluation of a Cyclic Steam Injection Process using Flue Gas in Horizontal Wells of a Colombian Heavy Oil Field *

Author: Andrea Carolina Torres Zuleta, Yulian Fernando Rodríguez Pantoja **

Key Words: Cyclic Steam Injection, Horizontal Wells, Flue Gas, Screening Criteria, Sensitivity Analysis, Optimization, Recovery Factor

Description:

In order to improve heavy oil fields recovery factor in the national context, this research project proposes a modification of the conventional cyclic steam injection technology in horizontal wells, by adding flue gas. The hybrid process evaluation is developed through reservoir numerical simulation using STARS software of CMG company. It is represented a study field considering screening criteria similarity with cyclic steam injection worldwide experiences, measure by descriptive statistics indicators calculation.

Subsequently, operational parameters optimization for steam and flue gas co-injection is carried out to find the configurations that increase recovery factor without detaching from the project's profitability. Thus, the start of flue gas co-injection is the seventh cycle with a flue gas rate limit of 4.5 MMPCPD.

Likewise, reservoir and operational parameters sensitivity analysis is developed. It is interpreted that the most influential parameters for the recovery factor are formation permeability and thickness in screening criteria evaluation, and the bottom hole pressure, flue gas rate and injection time.

Finally, changes in reservoir pressure, steam distribution and energy losses reduction are considered. Flue gas addition generates greater crude depth drainage due to pressure disturbance and heat maintenance contributed by the injected steam that affects crude oil mobility in the horizontal well. Finally, it is obtained incremental recovery factor values of up to 10% compared to that obtained by the process with only steam injection.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: María Isabel Sandoval Martínez, Magister in Hydrocarbons Engineering. Co-director: Ana Paula Villaquirán Vargas, Magister in Hydrocarbons Engineering. Diego Fernando Pinto Hernández, Petroleum Engineer.

Introducción

Ante el agotamiento de las reservas en yacimientos convencionales, es natural y necesario el incremento de la explotación de crudo pesado con el fin de suplir la demanda energética. Los crudos pesados representan el 70% de las reservas mundiales de petróleo (Li et al., 2015) y gran parte de la producción del país; en Colombia la producción diaria de petróleo se aproxima a un valor de 870,000 bl/día (BP, 2019), en donde el 57% proviene de campos de crudo pesado (Bustos et al., 2014).

Las técnicas de recobro mejorado han jugado un papel fundamental en la recuperación de recursos no convencionales durante las últimas décadas, principalmente de los aceites pesados, los cuales son extraídos en su mayoría mediante métodos térmicos. Los procedimientos térmicos incluyen las técnicas de inyección de vapor cuyo mecanismo de recuperación principal es la disminución de la viscosidad del crudo mediante el aumento de temperatura. La inyección cíclica de vapor destaca dentro del recobro térmico como la técnica más utilizada y preferida por la rápida respuesta que ofrece a costos de inversión relativamente bajos; sin embargo, esta técnica posee un factor de recobro reducido comparado a los demás métodos de recobro térmico (Alvarez & Han, 2013).

Dentro de las nuevas tecnologías de recobro mejorado existen aquellas que tienen como finalidad la optimización de procesos ya existentes. En el caso de la inyección cíclica de vapor se tiene como retos técnicos: el mejoramiento de la distribución de vapor y de la movilidad del hidrocarburo, la reducción de las pérdidas de calor y la disminución de las emisiones de gases producidos por los generadores de vapor a la atmósfera (Kovscek., 2012). Por lo cual, se han

creado modificaciones técnicas en la inyección cíclica de vapor con el fin de optimizar el proceso convencional.

El uso de pozos horizontales en vez de pozos verticales en la inyección cíclica de vapor es una de las modificaciones técnicas existentes, y esta se realiza con el fin de contactar una mayor cantidad de aceite en el yacimiento; otra variación es la adición de flue gas a la corriente de vapor, cuyo objetivo está dirigido a reducir las pérdidas de calor. No obstante, el resultado del efecto conjunto de estas modificaciones técnicas no ha sido estimado, y por ende el rango de parámetros operacionales y de yacimiento que aseguran su viabilidad y aplicabilidad.

Por lo anterior, en el presente proyecto se evaluará la inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales, no solo con el propósito de determinar la viabilidad técnica de su aplicación en un campo de crudo pesado colombiano, sino también de encontrar los parámetros operacionales y de yacimiento más influyentes en el proceso.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar técnicamente la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales en un campo de crudo pesado colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

Analizar los criterios de screening y variables de diseño influyentes en el proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales mediante revisión del estado del arte y analogías.

Establecer un modelo conceptual base de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales por medio de simulación numérica utilizando las herramientas computacionales de la compañía CMG Ltd.

Evaluar el proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales mediante análisis de sensibilidad a parámetros operacionales y propiedades del yacimiento en el modelo numérico establecido.

Seleccionar el mejor escenario de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales a través de un análisis comparativo de los resultados obtenidos mediante simulación numérica.

2. Fundamentos de la Inyección Cíclica de Vapor con Pozos Horizontales

Durante las últimas décadas, se ha evidenciado un aumento en la demanda mundial energética y, en consecuencia, una disminución en la disponibilidad de recursos convencionales. La industria petrolera como resultado, ha incrementado el desarrollo e investigación de técnicas de recobro mejorado que permitan la recuperación de recursos no convencionales, principalmente de aceites pesados.

Los crudos pesados están asociados a altas viscosidades (1,000 – 10,000 cP) que se traduce en una baja movilidad en procesos de desplazamiento, por lo que su producción y transporte se ven afectados. Adicionalmente, suelen encontrarse en yacimientos someros ocasionando que la presión inicial y la relación gas-petróleo disuelto sea baja, con excepción de los crudos pesados espumosos (Santos et al., 2014).

Debido a lo descrito anteriormente, estos yacimientos presentan producciones primarias muy bajas o casi nulas. Por tal motivo, se utilizan métodos de recobro mejorado, principalmente de recuperación térmica, donde la inyección cíclica de vapor sobresale por su madurez y a la vez por ser ampliamente implementada.

2.1 Generalidades de la Inyección Cíclica de Vapor

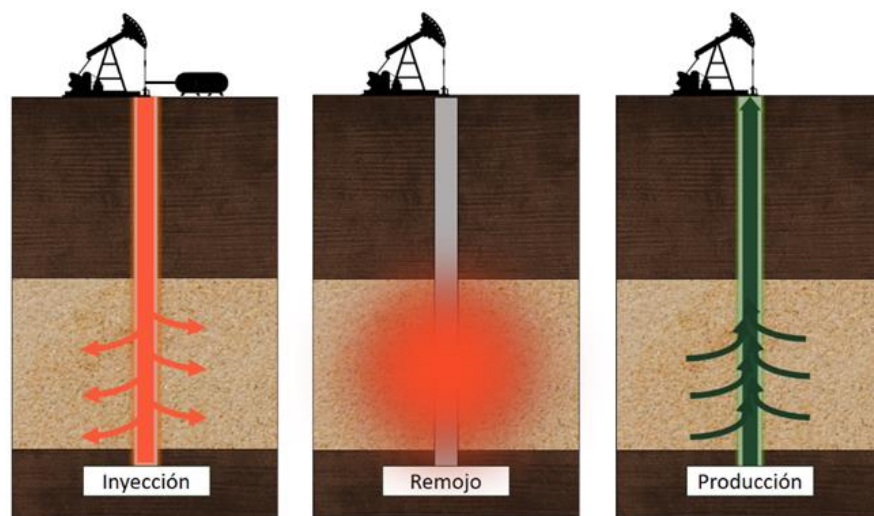
En 1959, un pozo inyector de vapor del Campo Mene Grande en Venezuela fue puesto en producción con el fin de liberar levemente la presión del yacimiento y al hacerlo se obtuvieron altas tasas de producción con bajos cortes de agua en comparación a los pozos aledaños (Trebolle et al., 1993). De este suceso surge la idea de la implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor, cuya primera aplicación conocida fue realizada en el campo Yorba, California en 1960,

y desde entonces ha sido aplicada satisfactoriamente a yacimientos de crudo liviano y crudo pesado, principalmente en California, el oeste de Canadá, Indonesia, Oman y China.

La inyección cíclica de vapor (CSS, por sus siglas en inglés) es un método de recobro mejorado donde vapor de agua es inyectado al yacimiento con el fin de calentar el aceite in-situ que se desea producir. Para tal propósito, un único pozo es utilizado, siendo este pozo inyector y productor a la vez. La técnica se realiza en ciclos, cada ciclo comprende 3 etapas y estos son repetidos hasta donde sea económicamente viable. Comúnmente en pozos verticales los tiempos de inyección corresponden a un período de 1 a 6 semanas o hasta que la cantidad de vapor inyectada sea la suficiente; en la etapa de remojo, el pozo es cerrado durante 2 a 3 días y en la etapa de producción, el pozo es abierto, y puesto en producción por varios meses (Roussel y Sharma, 2011). En la Figura 1 se puede apreciar las etapas de la inyección cíclica de vapor.

Figura 1

Fases de la inyección cíclica de vapor



Nota. Tomada de “Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Methods” por Mahdavi y Zebarjad (2018).

2.1.1 Mecanismos de Producción de la Inyección Cíclica de Vapor

Como todo método de recobro mejorado, la inyección cíclica de vapor tiene como objetivo principal la disminución del porcentaje de aceite residual y lo logra mediante el funcionamiento de diferentes mecanismos de recuperación, principalmente de la reducción de viscosidad. Otros mecanismos pueden ser: expansión térmica, destilación, segregación gravitacional, empuje por gas en solución y cambios en la mojabilidad y en la permeabilidad relativa (Sheng, 2013).

El vapor inyectado cede calor al yacimiento, ocasionando la disminución de la viscosidad del aceite, lo cual incrementa el radio de calentamiento, afectando positivamente la movilidad del crudo en varios pies de distancia de la cara del pozo (Sarathi y Olsen, 1992). El aumento de la temperatura también permite la expansión del aceite y la disminución de su densidad. Las fracciones livianas del aceite fluyen hacia el pozo mediante segregación gravitacional y los gases disueltos en el crudo se evaporan, empujando el aceite hacia el pozo (Sarathi y Olsen, 1992). Adicionalmente la roca también puede expandirse como resultado del calor cedido por el vapor, provocando un cambio en el esfuerzo principal efectivo y en el esfuerzo de corte lo que a su vez puede modificar el volumen de la roca y su permeabilidad (Scott et al., 1994).

2.2 Screening Técnico e Inyección Cíclica de Vapor

Cuando se quiere evaluar la factibilidad de un proceso de *Enhanced Oil Recovery* (EOR) y su aplicabilidad en un yacimiento de estudio, se debe considerar un algoritmo que permita analizar la viabilidad de la práctica. Comúnmente los pasos que se tienen en cuenta para desarrollar un proyecto de recobro mejorado son: screening de data, evaluación técnica, evaluación económica, optimización local, estimación del factor de recobro usando correlaciones empíricas y modelos simplificados, simulación del proceso EOR usando modelos de dimensionamiento simple, pruebas

de laboratorio, simulaciones técnicas y económicas a escala de campo, pruebas piloto en el campo y finalmente la implementación del proyecto (Khojastehmehr et al., 2019).

Considerando que las tecnologías EOR requieren comúnmente de una gran inversión inicial (CAPEX), es necesario identificar si el proceso será rentable. Los tres pasos iniciales enlistados anteriormente constituyen en esencia el corazón de cualquier proyecto EOR, ya que estos determinarán la continuación del desarrollo del proyecto hasta su eventual expansión comercial. Hablando específicamente del screening de data, este procedimiento permite reducir un gran listado de tecnologías EOR, obteniéndose las más recomendables según sea su viabilidad técnica. Esto se logra a través de la comparación de parámetros del yacimiento de estudio, con yacimientos donde se ha desarrollado un proceso EOR exitoso (Trujillo et al., 2010). Estos parámetros de yacimiento pueden ser propiedades de roca y fluidos, o propiedades petrofísicas, donde cada parámetro es ordenado según su importancia en el proceso EOR, denominados finalmente como criterios de screening (Khojastehmehr et al., 2019).

Los criterios de screening hacen referencia a las características más representativas del yacimiento y los fluidos contenidos en él. Generalmente incluyen parámetros disponibles y representativos de los campos donde el método de recobro mejorado se ha desarrollado, como porosidad, permeabilidad, temperatura del yacimiento, espesor neto, profundidad, viscosidad del fluido, tipo de formación y saturación inicial de aceite. Su objetivo principal es que, por medio de analogías, se pueda proporcionar una alternativa factible para aplicar en campo por su viabilidad técnica y financiera.

2.2.3 Parámetros de Screening para la Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor

Los parámetros que deben cumplirse estrictamente para que un proceso EOR sea factible y viable técnicamente se conocen como *show-stopper* o criterios críticos. Por ejemplo, para la inyección de gas miscible se requiere que la presión del yacimiento sea mayor que la mínima presión de miscibilidad (MMP) para alcanzar miscibilidad (Dickson et al., 2010). La Tabla 1 resume cuales son los criterios críticos para los 5 grandes grupos de métodos EOR.

Tabla 1

Propiedades importantes del yacimiento

Proceso EOR	Kh	So	μ	Prf.	P	Esp.	Sl.	T
Inyección de Gas Miscible e Inmiscible.	†	-	†	-	†/X	-	-	-
Inyección de Químicos.	†	-	-	-	-	-	†	†/X
Métodos Térmicos (Vapor)	-	†	X	†/X	X	†	-	-
Agua Caliente	-	†	X	†/X	-	†	-	†/X

Nota. X es para propiedades show-stopper y † para propiedades con importancia considerable. Tomado de “Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies” por Dickson et al. (2010).

La evaluación por criterios de screening generalmente se mantiene en la comparación de los rangos establecidos por autores en el estado del arte del proceso, con los valores de los criterios promedio de un campo de estudio. No obstante, actualmente se obtiene un registro representativo de las experiencias de inyección de vapor aplicadas a nivel mundial, que permite desarrollar un análisis más especializado.

Consecuentemente, a partir de la recolección de criterios de screening de 159 aplicaciones de inyección de vapor se estableció una base de datos. El objetivo es encontrar a través de estadística descriptiva los principales indicadores que representen la tendencia general de la distribución de los datos, para establecer los rangos recomendados de los criterios de screening nombrados anteriormente y confirmar que el campo de estudio se adecua al proceso para seleccionar el estrato de interés a representar.

Los indicadores de estadística descriptiva seleccionados corresponden a la media, mediana, mínimo, máximo, desviación estándar y coeficiente de varianza, cuyos valores para los procesos con vapor se encuentran resumidos en la Tabla 2. El valor de la media establece el valor que se asemeja a la mayoría de las aplicaciones y ayudado de la desviación estándar es posible crear un rango que sirva de referencia para la evaluación por criterios de screening del campo de estudio.

Tabla 2

Parámetros de screening para inyección cíclica de vapor.

Criterio	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación Estándar	Coeficiente de varianza
Porosidad, %	31.1	31.6	20	40	5.06	16.2%
Permeabilidad, mD	1.89×10^3	1.51×10^3	5	7.09×10^3	1.56×10^3	82.0%
Espesor, ft	122	122	22	305	69.4	56.6%
Profundidad, ft	2.05×10^3	1.98×10^3	300	4.32×10^3	1.10×10^3	53.2%
Viscosidad @yto, cP	3.76×10^4	1.60×10^3	25	1.00×10^6	1.52×10^5	406%
Gravedad API	13.9	13	5	28	3.79	27.2%
Temperatura, °F	104	107	55	160	24.85	23.7%
Soi, %	68.4	70	30	85	11.3	16.6%

Identificados los criterios de alta importancia y definidos los rangos recomendados de criterios de screening para el proceso de inyección cíclica de vapor, es posible desarrollar metodologías para la ponderación de puntajes que permitan medir la similitud de las condiciones del campo de estudio con el de experiencias exitosas registradas a nivel mundial. La metodología propuesta se desarrolla a partir de la obtención de las campanas de distribución gaussiana de cada criterio de screening, donde es posible identificar como es la distribución de los datos representada en una función de distribución normal, abordado en el Apéndice A.

El puntaje ponderado total para la evaluación del campo de estudio en el proceso EOR es estimado a través de la ecuación (1), donde el puntaje calculado por cada criterio de screening es multiplicado por su peso de importancia para las técnicas de inyección de vapor definido en la Tabla 3. Los pesos de importancia deben cumplir con la condición definido en la ecuación (2).

$$Puntaje = \sum wt\%_{CS} * S_{CS} \quad (1)$$

$$Donde: \sum wt\%_{CS} = 100\% \quad (2)$$

Tabla 3

Pesos de importancia para los criterios de screening en la inyección cíclica de vapor.

Criterio	Peso de importancia, %
Porosidad, %	5
Permeabilidad, mD	10
Espesor, ft	15
Profundidad, ft	20
Viscosidad @yto, cP	20
Gravedad API	10
Temperatura, °F	5
Soi, %	15

2.3 Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales

La mayoría de los yacimientos de petróleo y gas tienen una mayor extensión horizontal que vertical. Por lo que al perforar un pozo que atraviese el yacimiento de forma paralela a su dimensión más amplia, permite exponer mayor roca del yacimiento al pozo en comparación con un pozo vertical (Helms, 2008).

En las últimas décadas la perforación horizontal ha aumentado de la mano de proyectos de recobro mejorado, en especial con el recobro térmico. Existen diversas aplicaciones de pozos horizontales con inyección de agua o fluidos miscibles, pero su principal aplicación ha sido en la inyección de vapor (Joshi, 1991a).

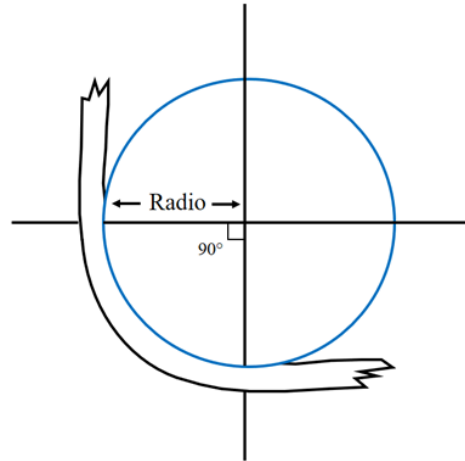
2.3.1 Clasificación de los Pozos Horizontales

Los pozos horizontales pueden clasificarse según el radio de curvatura que presentan. El radio de curvatura es la distancia que existe entre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva, desde el centro o punto de todas las líneas. De igual manera, para cada radio de curvatura se espera obtener cierta longitud de la sección horizontal, en la Tabla 4 se encuentran los tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura y la longitud esperada para cada uno y en la Figura 2 se encuentra una esquematización de lo que es el radio de curvatura.

Tabla 4*Tipos de pozos horizontales y sus longitudes*

Tipos	Diámetro del hoyo, in	Radio, ft	Longitud esperada, ft
Ultracorto		1 – 2	100 – 200
Corto	4.75	30	250 – 350
(Rotario)*	6	35	350 -450
Corto	4.75	40	-
(Motor de lodo) *	3.75	40	-
Medio	4.5	300 – 300	500 – 1,000
	6	300	1,000 – 2,000
	8.5	400 – 800	1,000 – 3,000
	9.875	300	-
Largo	8.5	1,000	1,000 - 3,000
	12.25	1,000 – 2,500	-

Nota. La tabla presenta las longitudes de pozo horizontal a esperar según el diámetro del hoyo y el radio de curvatura realizado. *Hacen referencia al sistema utilizado para su perforación. Tomado del libro “Horizontal Well Technology” por Joshi (1991b).

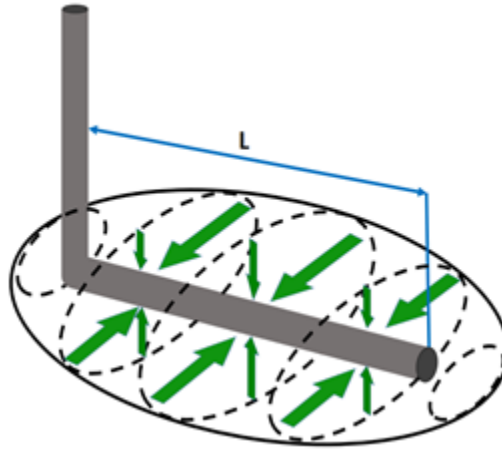
Figura 2*Radio de curvatura*

2.3.2 Ventajas de la Implementación de Pozos Horizontales

La gran área de contacto obtenida con un pozo horizontal trae consigo otras ventajas adicionales como el incremento de la productividad, incremento de las reservas producibles y la disminución del número de pozos requeridos para el desarrollo del yacimiento. Adicionalmente, los pozos horizontales pueden ser utilizados para interceptar y drenar las fracturas de un yacimiento, ya sean naturales o hechas artificialmente mediante procedimientos como el fracturamiento hidráulico (Roussel y Sharma, 2011) y también pueden disminuir problemas relacionados con conificación de gas y agua (Joshi, 1991a). En la Figura 3 se ilustra el área de contacto que posee un pozo horizontal.

Figura 3

Área de contacto de un pozo horizontal con el yacimiento.



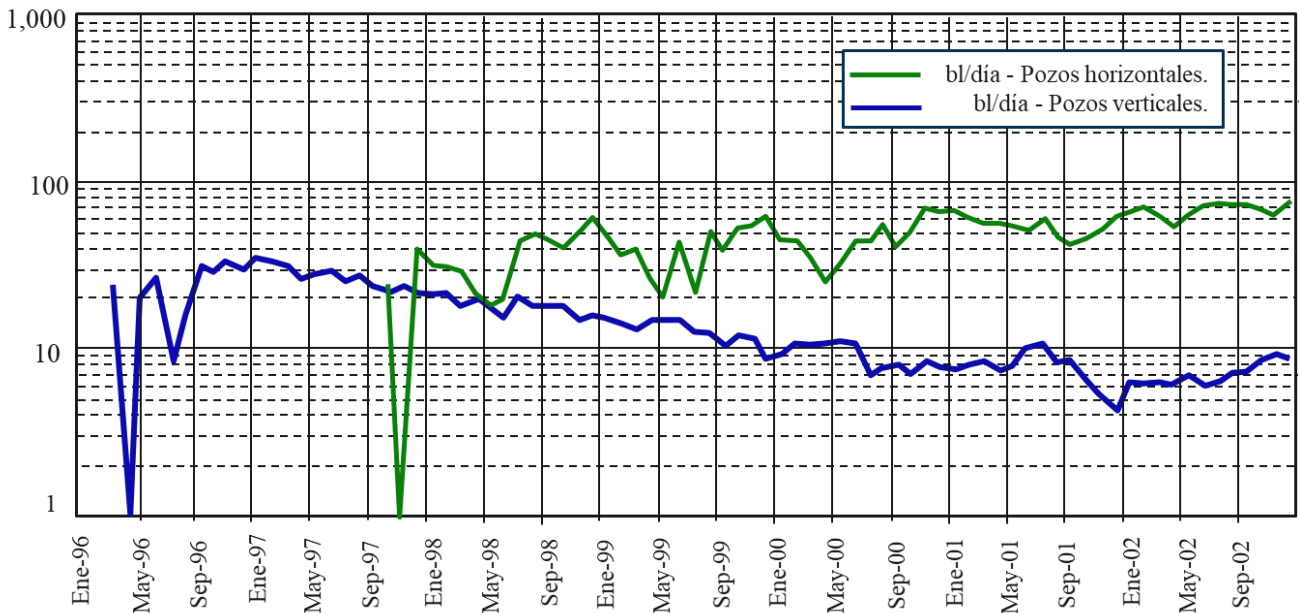
Nota. El área de contacto del pozo horizontal está sujeta a la longitud de la sección horizontal, que puede extenderse a lo largo del yacimiento, mientras que el área de contacto de los pozos verticales está sujeta al espesor del yacimiento, que suele ser inferior a la longitud lateral del yacimiento.

2.3.2.1 Incremento de la Productividad. La sección del pozo horizontal que está en contacto con la formación tiene una longitud superior a la sección de los pozos verticales. Una mayor extensión de la tubería implica una mayor capacidad volumétrica, permitiendo el uso de altas tasas de inyección que mejoran la inyectividad del pozo y haciendo posible que se obtengan mayores tasas de producción y mejores factores de recobro.

Mckay et al. (2003) reportan la implementación satisfactoria de la tecnología de perforación horizontal con inyección cíclica de vapor en el campo de crudo pesado Midway-Sunset, California, operado por la compañía Berry Petroleum. En la figura 4, se observan los datos producción durante 5 años del campo, demostrando que los pozos horizontales tienen un desempeño superior.

Figura 4

Producción pozos horizontales vs verticales del campo Midway-Sunset en California.



Nota. Comparación de la producción de 5 años de los pozos horizontales y verticales del yacimiento que implementan la inyección cíclica de vapor. Tomada de “Successful Horizontal Producers in Midway-Sunset Thermal Operations” por Mckay et al. (2003).

2.3.2.2 Incremento de las Reservas Producibles. Mckay et al. (2003) también afirman que, aunque los pozos verticales bajo inyección cíclica de vapor del campo Midway-sunset habían tenido un desempeño exitoso, existían volúmenes de petróleo en arenas delgadas en el fondo del yacimiento que no habían podido ser extraídos. Adicionalmente, a medida que el yacimiento se depletaba se estaba formando la cámara de vapor en las regiones superiores del yacimiento, por lo que los pozos verticales se estarían volviendo menos efectivos. El vapor naturalmente tiende a migrar hacia arriba, entrando en contacto con rocas del yacimiento con saturaciones de petróleo bajas, lo que resultaba en la menor eficacia del ciclo.

El proyecto de implementar inyección cíclica de vapor con pozos horizontales fue puesto a consideración y trajo consigo resultados favorables. La Berry Petroleum Company empezó a producir con éxito los volúmenes que antes eran considerados reservas no recuperables. Mckay et al. (2003) concluyen que la utilización de pozos horizontales en conjunto con la inyección cíclica de vapor ha mejorado el desempeño de la producción y la eficiencia térmica.

2.3.2.3 Disminución del Número de Pozos Requeridos para el Desarrollo del Yacimiento. Un solo pozo horizontal puede llegar a reemplazar de 4 a 11 pozos verticales, reduciendo la inversión y costos operacionales; así como también disminuyendo el impacto ambiental en superficie (Laton, 2019). Esto se debe al área de contacto con el yacimiento que tienen los pozos horizontales, que es superior a la de un pozo vertical; por lo tanto, el drenaje del pozo horizontal será mayor y, por ende, podría superar los resultados de producción de más de un pozo vertical.

Asgarpour et al. (1990) presentan un caso de estudio donde un pozo vertical perforado por la compañía Gulf en el área de Edam (Saskatchewan, Canadá) produce más de 7 veces la tasa de un pozo promedio vertical. También Araque-Martinez y Aquiles Rattia (1996) reportan y evalúan el desempeño de pozos horizontales de los campos más grandes que pertenecen a la empresa Maraven S.A. La producción de los pozos horizontales después de haberse implementado un proceso de inyección cíclica de vapor es 3 veces mayor a la producción de un pozo vertical bajo el mismo proceso; y en cuanto a la producción en frío, los pozos horizontales producen de 3 a 5 veces más que los verticales.

2.3.3 Parámetros Operaciones que afectan la Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales

Adicionalmente a los parámetros de yacimiento, los parámetros operacionales tienen un papel importante en el desempeño del proceso. La selección adecuada del rango de valores de los parámetros operacionales permite la optimización del proceso al aprovechar los beneficios ya aportados por las propiedades del yacimiento. A continuación, se muestran los parámetros operacionales más influyentes en el proceso.

2.3.3.1 Tasa de Inyección de Vapor. Se quiere que esté sea lo más alta posible para poder transmitir mayor energía térmica al yacimiento y reducir el tiempo de remojo (Zou, 2017). Para estimar su valor, se debe tener en cuenta la viscosidad del aceite al inicio, capacidad de los generadores de vapor disponibles, condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el de la arena productora.

2.3.3.2 Número de Ciclos. El número de ciclos a emplear dependerá de observar la relación entre la cantidad de vapor inyectado y la cantidad de aceite producida después de cada ciclo implementado. A esta relación se le conoce como SOR (Steam Oil Ratio) y es la cantidad de aceite producido por unidad de agua equivalente inyectada, que permite estimar si el ciclo es aun económicamente viable. Los valores típicos de SOR para la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales usualmente están entre un rango de 2 a 6 (Saripalli et al, 2017). Entre más bajo sea el valor del SOR, más se está utilizando eficientemente el vapor y más bajos serán los costos asociados a la generación del mismo (Schlumberger Oilfield Glossary, 2021).

2.3.3.3 Longitud del Pozo.

Este es un parámetro muy importante, pues está directamente relacionado con el área de contacto del pozo con el yacimiento. La longitud del pozo está asociada con la productividad a obtener del mismo; en la literatura se ha observado que, una mayor longitud del pozo, puede representar una mayor producción de hidrocarburos y mayor factor de recobro. La longitud del pozo depende de factores como el espesor y las heterogeneidades del yacimiento, por lo que realizar un estudio previo de las propiedades del yacimiento resulta de gran utilidad (Zerpa, 1995).

2.3.4 Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales en Colombia

Cuadros et al. (2010) muestran el desarrollo de un proyecto de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales, realizado por Mansarovar Energy Colombia Ltd. en el campo Girasol.

2.3.4.1 Generalidades del Campo Girasol. Este campo se encuentra ubicado en la cuenca media del Valle del Magdalena, al oeste del municipio de Puerto Boyacá y al sur de la localidad de Puerto Serviez; y hace parte del bloque B de la asociación Nare. El campo Girasol pertenece a la faja productora de crudos pesados en el bloque de la Falla Cocorná, cerca de las áreas comerciales de los campos Teca, Nare Sur, Under River y Jazmín, ubicados hacia el sur oeste. La Figura 5 señala con un triángulo amarillo la ubicación del campo Girasol en la cuenca Media del Valle de Magdalena.

El campo contiene una secuencia de sedimentos someros de origen fluvial, localizados de 1,100 ft a 1,600 ft TVD de la superficie. Los principales yacimientos corresponden a 5 areniscas no consolidadas, cuyos espesores varían desde 15 ft a 35 ft; las cuales contienen crudo que oscila

entre los 11 y los 13 °API. A continuación, se muestra en la Tabla 5 las principales características de este campo.

Tabla 5

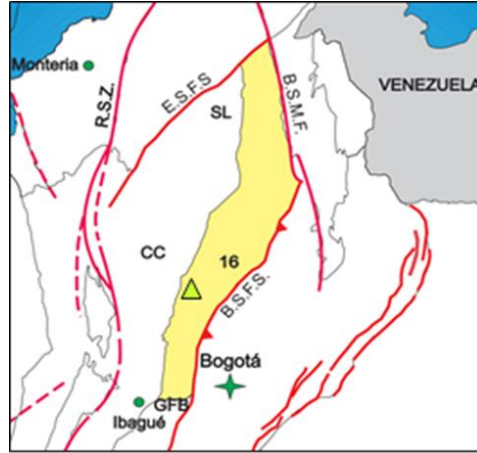
Datos de screening del campo Girasol

Parámetros	Valores
Gravedad del aceite, °API	11-13
Viscosidad in situ, cP	3000 - 5000
Saturación de aceite, %	>70
Porosidad, %	28
Permeabilidad, mD	500-2000
Profundidad, ft	1100 - 1600
Espesor neto, ft	15 - 35
Tipo de formación	Areniscas no consolidadas
Presión inicial, psi	<5000
Presencia de acuífero	NO
Mecanismo primario de producción	Empuje por gas en solución

Nota. Tomada de “Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field” por Cuadros et al. (2010).

Figura 5

Ubicación del campo Girasol en la cuenca del Valle medio del Magdalena



Nota. Tomada de “Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal” por Barrero et al. (2007).

El proyecto incluyó una serie de pozos horizontales paralelos, espaciados de tal forma que cada pozo drenara algunas arenas de interés a lo largo de la columna estratigráfica. El objetivo del proyecto era maximizar la producción mediante recobro mejorado, ya que la producción en frío era de solo 0.1 bl/día/psi. Primero, se realizó un piloto para evaluar la viabilidad de la perforación horizontal, y una vez realizados los análisis económicos se confirmó la factibilidad del proyecto.

2.3.4.2 Resultados y conclusiones. Los pozos horizontales pasaron de producir aproximadamente 100 bl/d por producción primaria a 700 bl/d después de implementar la inyección de vapor.

La producción en los pozos horizontales depende principalmente de factores como la longitud de la sección horizontal, propiedades de la formación que está siendo drenada y de la posición del pozo dentro de la formación.

2.4 Flue gas y Vapor

El flue gas es un gas residual producido por la quema de combustibles fósiles. Su composición según una planta de combustión de carbón es del 10%-20% de agua (H_2O), 10%-20% de dióxido de carbono (CO_2), y 60%-76% de nitrógeno molecular (N_2); sin embargo, su composición depende del tipo de combustible y las condiciones de combustión (Wan et al., 2019). La utilización de flue gas en conjunto con vapor ha sido observado con gran perspectiva debido a que permite la optimización de los procesos, a través de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, el mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento del aceite, el mantenimiento de la calidad del vapor y la contribución final en el desarrollo del proceso en yacimiento (Wang et al., 2017).

Analizando los principales componentes del flue gas, es correcto decir que el CO_2 y N_2 serán los elementos que más influencia tienen en la inyección con vapor gracias a su alto porcentaje en la composición final. El N_2 no se disuelve dentro del aceite pesado, por lo que tiende a acumularse en las zonas superiores del yacimiento, esto en primera instancia permitirá, gracias a su buena compresibilidad, mantener la energía de la formación y mejorar la tasa de producción del aceite (Wang y Li, 2019), y por otro lado al poseer baja conductividad del calor funcionará como aislador térmico evitando las pérdidas a capas suprayacentes (Pang et al., 2018).

En el caso del CO_2 , este se disuelve en el aceite que provoca en consecuencia la reducción de la viscosidad del aceite y la expansión del volumen del aceite (Wan et al., 2020); además, la tasa de pérdida de calor del CO_2 es mucho menor que la del vapor por si sola. Por tal motivo, es importante profundizar en la acción conjunta del flue gas en el proceso de inyección de vapor.

2.4.1 Aislamiento Térmico

En un proceso de recobro térmico efectuado a un campo de crudo pesado, se desea mantener las temperaturas adecuadas para lograr la reducción de la viscosidad del aceite, generalmente las pérdidas de calor se vuelven significativas al no existir ninguna forma de preservar la energía transportada por el fluido, y provocando que el vapor se condense a agua caliente reduciendo su calor latente (Wan et al., 2019). Las pérdidas de energía ocurren a lo largo de las tuberías, en la matriz del yacimiento y las capas adyacentes de estratos que se caracterizan por ser ladronas de calor; encontrar la manera de mantener al máximo posible la calidad del vapor para aprovechar la temperatura se ha convertido en uno de los objetivos principales de la utilización del flue gas.

Con el enfoque composicional del flue gas se ha podido definir que un rol principal que comparten tanto el CO_2 y N_2 es el de aislador térmico, ya que se reducen las pérdidas de calor a lo largo del proceso debido a su baja conductividad térmica. Se entiende entonces la adición de flue gas como un suplemento térmico en el fluido de inyección. El trabajo del flue gas en la inyección cíclica de vapor es actuar como una capa aisladora, en donde sus conductividades térmicas son mucho menores que las del vapor (Atkinson et al., 1980).

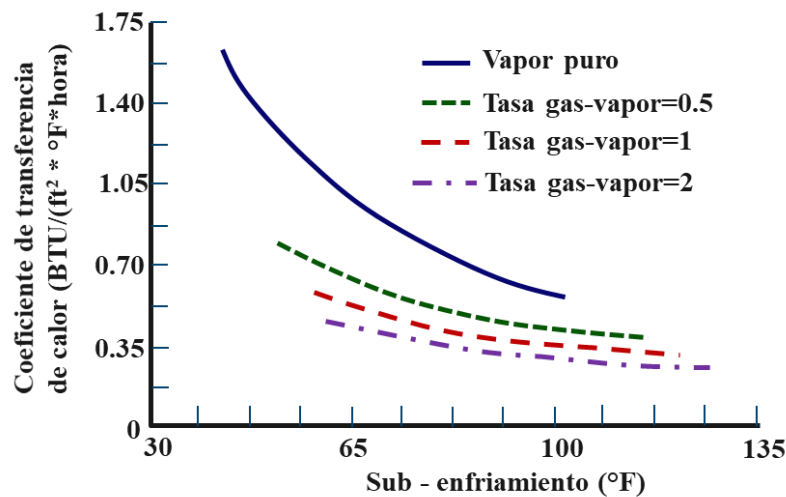
Al evaluar la facilidad de transferencia del calor de una sustancia a otra, surge el término de coeficiente de transferencia de calor. Cuando el vapor a alta temperatura contacta con un cuerpo a baja temperatura, el calor es transmitido del vapor al cuerpo frío y parte del vapor se condensará en la superficie. La intensidad de transferencia del calor en el proceso puede ser caracterizada por el coeficiente de transferencia de calor. Entre mayor sea el coeficiente de transferencia de calor, mayor será el calor que se transferirá al mismo tiempo. Es posible observar que el coeficiente de transferencia de calor para el vapor puro es más alto que para la mezcla de flue-gas y vapor, al

mismo subenfriamiento. Además, con el incremento de la proporción de gas en la mezcla gas-vapor, el coeficiente de transferencia de calor disminuye. Esto indica que el flue-gas puede inhibir la transferencia de calor del vapor.

Wang y Li (2019) realizan un experimento de transferencia de calor y expresan que, debido a la declinación de la transferencia de calor después de la adición de flue-gas, menos calor es transferido del vapor a los instrumentos usados en el experimento; y, por lo tanto, el vapor puede permanecer en el estado vapor con más energía. En la Figura 6 se ve representado como el fluido que posee una mezcla de flue gas y vapor tiende a transferir el calor en menor proporción en comparación del vapor puro, reflejando que las pérdidas de energía se verían reducidas a nivel de tubería y yacimiento.

Figura 6

Cambios del coeficiente de transferencia de calor con subenfriamiento en superficie a diferentes tasas de vapor



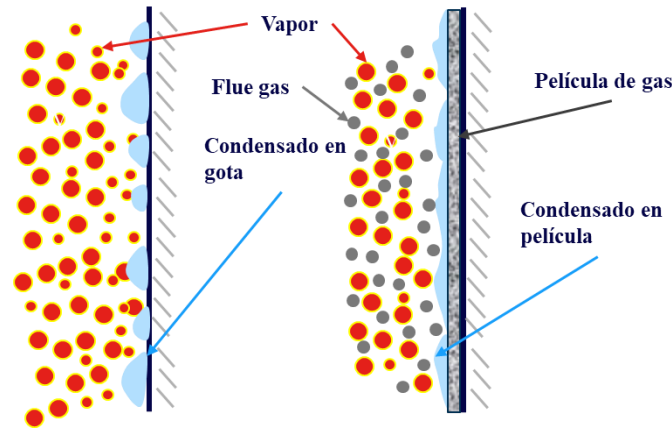
Nota. Tomada de “Roles of Flue Gas in Promoting Steam Flow and Heat Transfer in Multithermal Fluid Flooding” por Wang y Li. (2019).

2.4.1.1 Estratos Suprayacentes. Los efectos de segregación gravitacional en el yacimiento generan en un proceso de inyección de vapor que, por diferencias en las densidades, el vapor gradualmente migre al tope de la capa de aceite y el agua caliente migre al fondo, pero si el proceso es asistido con flue gas es de esperarse que el gas se reúna gradualmente al tope del yacimiento. El flue gas migra a la parte superior para desplazar el aceite remanente y disminuir la pérdida de calor hacia las formaciones suprayacentes (Moussa et al., 2018).

2.4.1.2 Tubería de Inyección. Al contacto directo del vapor con el cuerpo frio (tubería), se transfiere el calor, y posteriormente se condensa. El vapor puro al condensarse tiende a hacerlo en forma de gotas y en gran proporción, sin embargo, para la mezcla vapor y flue-gas ambos contactan con el cuerpo frio. El flue-gas se acumula en la superficie del cuerpo en forma de una película de gas. La película de gas ubicada entre el vapor y el cuerpo frio puede aumentar la resistencia de transferencia del calor e impedir el movimiento del vapor con el cuerpo frio. Por tanto, la adición del flue-gas no es favorable para la transferencia de calor entre el vapor y el cuerpo frio (Wang y Li, 2019). En la figura 7 se muestra en un esquema la condensación que ocurre del vapor con y sin flue gas, siendo la condensación del vapor menor cuando entra en contacto con la tubería en una mezcla con flue gas.

Figura 7

Diagrama esquemático de la condensación del vapor con y sin flue gas



Nota. Tomada de “Roles of Flue Gas in Promoting Steam Flow and Heat Transfer in Multithermal Fluid Flooding” por Wang y Li. (2019).

2.4.1.3 Matriz de la Roca. El flue-gas puede inhibir la transferencia de calor entre el vapor y la matriz de la roca. Cuando el vapor fluye en el medio poroso, una parte del calor es transferida a la matriz de la roca y otra parte contacta al hidrocarburo. Para el vapor puro, grandes cantidades de calor son transferidos a la matriz de la roca, resultando en menos alcance de la cámara de vapor. La cantidad de calor transferida a la matriz de la roca disminuirá, y como resultado el vapor puede permanecer en la fase vapor y fluir más profundamente con más calor transferible, así que la cámara térmica será mucho más representativa.

2.4.2 Mantenimiento de la Energía

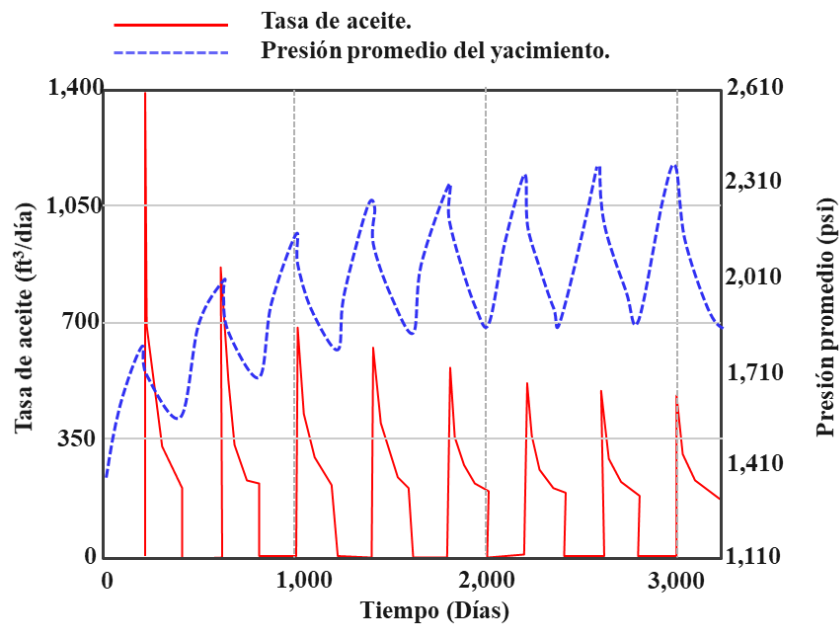
La inyección y posterior acumulación del flue gas en la parte superior del yacimiento, permite la formación de una capa de gas que se caracteriza por poseer componentes poco

compresibles. La formación de esta capa aportará al yacimiento ese mantenimiento energético relacionado directamente con la presión.

La alta presión del vapor con la energía térmica no solamente hace al aceite mucho más movable, sino que también incrementa la presión del yacimiento durante el proceso (Wan et al., 2019). La Figura 8, corresponde a un experimento de inyección cíclica de vapor en donde se observó que mientras avanzan los ciclos de inyección, la presión promedio del yacimiento aumentaba, a causa del vapor inyectado juntamente con el flue gas.

Figura 8

Tasa de aceite y los cambios correspondientes de la presión promedio durante cada ciclo del proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas



Nota. Tomada de “Gas Injection Assisted Steam Huff-n-Puff Process for Oil Recovery from Deep Heavy Oil Reservoirs with Low-permeability” por Wan et al., 2020.

3. Construcción de Modelo Conceptual Base de Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales

3.1 Modelo Conceptual Base

En la simulación numérica de estudios piloto en procesos de inyección cíclica y continua de vapor para pozos verticales, el área que se representa en los grid generalmente corresponde a áreas de un tamaño aproximado entre 5 a 10 acres en donde los pozos se encuentran espaciados longitudes de 500 ft entre sí (Pérez et al., 2018). Sin embargo, al momento de querer representar esta área en el enmallado para un proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, el principal beneficio de un pozo horizontal, que corresponde a la longitud horizontal del pozo que contacta con la zona productora, puede verse limitada a valores de un pozo de radio corto o ultracorto (100 a 800 ft de longitud horizontal) (Joshi, 1991b).

Por consiguiente, en el presente trabajo de investigación se decidió representar un área de 25.25 acres en un enmallado cartesiano. De esta forma, la longitud horizontal en el grid alcanza un valor de 2,000 ft, que permitirá la adecuada perforación de un pozo horizontal de radio medio, pozos usados comúnmente en este tipo de aplicaciones (Chang et al., 2009). Por otra parte, el ancho de 550 ft le proporcionara al pozo horizontal el área de drenaje y calentamiento necesaria para la evaluación (Saripalli et al., 2017). El número de celdas en i y j son 40 y 11 respectivamente en donde cada celda poseerá una longitud de 50 ft (Uribe, 2013).

En lo concerniente al campo de crudo pesado cuyas condiciones serán representadas se caracteriza por tener una columna estratificada con intervalos intercalados de arena y arcilla; donde se reconocen dos secciones conocidas como zonas A y B. La selección de este campo y del estrato de interés para la simulación, se basó en el análisis de criterios de screening de cada uno de los

estratos productores ubicados a lo largo de la columna estratigráfica del yacimiento. Siendo así, fundamentado en el análisis estadístico encontrado en la Tabla 2 y la metodología de evaluación de criterios de screening a través de expresiones de distribución gaussiana encontrados en el Apéndice A, se logró determinar los estratos con propiedades afines al proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, donde finalmente los criterios que influyeron en gran proporción en la selección final fueron los valores de la permeabilidad y el espesor de la formación (Dickson et al., 2010).

Tabla 6

Evaluación por criterios de screening de los estratos más representativos del campo de estudio.

Estrato analizado	Puntaje obtenido	Análisis
A3	95.30/100	Valores promedio se ajustan satisfactoriamente.
B2	94.87/100	El espesor se encuentra por debajo de la media.
A2	94.66/100	El espesor y la permeabilidad horizontal es menor a comparación del estrato A3 y B2.

Los pozos horizontales para la inyección cíclica de vapor son evaluados en zonas donde el espesor posee un valor reducido y muy cercano a los límites que se establecen por autores en los criterios de screening, un valor de 20 ft (Saleh et al., 2019). Para la permeabilidad, su valor debe ser representativo de forma vertical y horizontal, ya que permite obtener una producción significativa y una distribución del vapor en dirección vertical, y en dirección horizontal cuando se inyecta en arenas delgadas (Uribe, 2013). Teniendo en cuenta la ponderación obtenida de cada estrato encontrada en la Tabla 6 y el resumen de datos de las formaciones de interés resumidas en la Tabla A.2 (Apéndice A), se decidió escoger para el enmallado de simulación la arena A3.

Siendo así, se establece que son necesarias 12 celdas en k , en donde el espesor neto productor de la formación a simular es de 24 ft por lo que cada una de las capas poseerá un grosor de 2 ft. Las arcillas se deciden no representarse en este modelo, debido a que solo es uno el estrato productor, y el propósito de identificar las pérdidas de energía se puede analizar con la asignación de las propiedades térmicas de los estratos adyacentes superiores e inferiores en el menú “Thermal Rocktypes” del simulador. En la Tabla 7 se encuentran consignados los valores que definen las dimensiones del grid de simulación.

Tabla 7

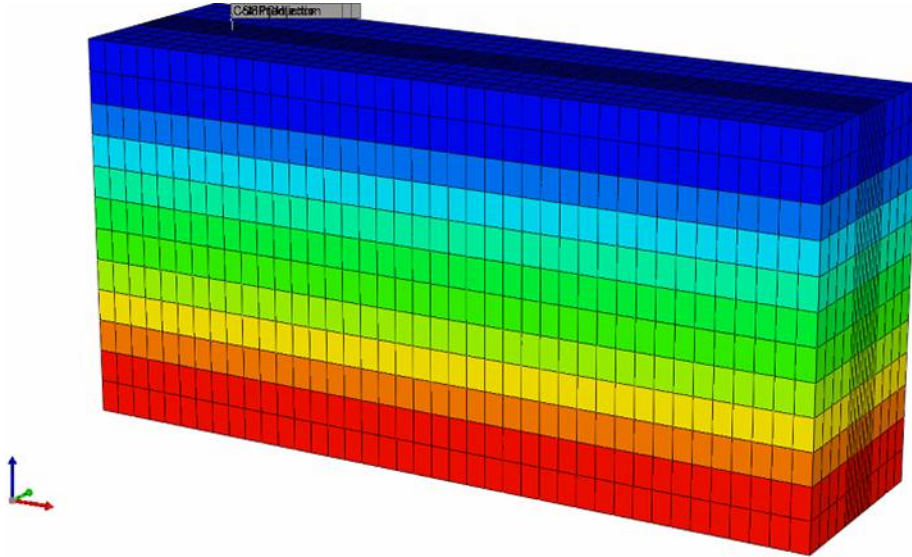
Dimensiones seleccionadas para el grid de simulación

Propiedad		Valor	
Área, acres		25.25	
Número de celdas	i	j	k
	40	11	12
Espesor, ft		24	
Tope, ft		1,608	
Base, ft		1,632	

El modelo de simulación es creado por medio de la herramienta BUILDER, que se encuentra en la ventana LAUNCHER desarrollado por la compañía CMG. En la Figura 9, se aprecia gráficamente como se estructuro el enmallado del modelo de simulación conceptual.

Figura 9

Enmallado de simulación desarrollado para el modelo conceptual.



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

3.2 Propiedades Petrofísicas y Térmicas del Modelo

Una vez ya se han establecido las dimensiones del modelo conceptual de simulación, es necesario caracterizar las formaciones representadas, es por tal motivo que se procede al ingreso de los datos petrofísicos y térmicos del yacimiento, así mismo sus condiciones iniciales de presión y temperatura. Los datos petrofísicos de la formación A3 seleccionada, serán representadas en el modelo homogéneo de simulación y se encuentran resumidas en la Tabla 8. Los valores corresponden a valores promedios y representativos del estrato de interés en la formación del campo de estudio.

Tabla 8*Propiedades iniciales del estrato A3.*

Propiedades del yacimiento	Valor
Porosidad, %	29
Permeabilidad Horizontal, mD	1,565
Permeabilidad Vertical, mD	830
Saturación inicial de aceite, %	80
Temperatura inicial, °F	112
Presión inicial, psi	948

El proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales será simulado en el software STARS (*Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation*) de la compañía CMG, por tal motivo es necesario obtener las propiedades térmicas de los fluidos y las formaciones que van a impactar en el desarrollo del método de recobro. En la Tabla 9 se encuentran descritas las principales propiedades térmicas de las formaciones y los fluidos presentes en la formación de interés. Así, es posible estimar cual es el comportamiento de los fluidos a condiciones de altas de temperatura y estimar las posibles pérdidas de calor, ya que la formación de interés se caracteriza por ser una formación delgada, pero con considerable extensión horizontal.

Tabla 9*Propiedades térmicas del yacimiento*

Propiedades	Valor
Conductividad térmica arenisca BTU/(ft*día*F)	44
Conductividad térmica arcilla BTU/(ft*día*F)	24
Conductividad térmica del petróleo BTU/(ft*día*F)	1.8
Conductividad térmica del gas BTU/(ft*día*F)	0.5
Conductividad térmica del agua BTU/(ft*día*F)	8.6
Capacidad calórica volumétrica arenisca BTU/(ft ³ *F)	30
Capacidad calórica volumétrica arcilla BTU/(ft ³ *F)	35
Compresibilidad formación 1/PSI	5E-4

Nota. Tomada de “Desarrollo de una Herramienta Software para la Evaluación Financiera de Proyectos de Inyección de Vapor” por León y Padilla (2019).

3.3 Modelo de Fluidos

En esta fase del modelo base de simulación numérica, se definen las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento y como es su comportamiento a diferentes condiciones de presión, temperatura y volumen (PVT). Al no poseer información PVT de los fluidos encontrados en el campo de estudio, se optó por la generación de un PVT sintético creado con la herramienta IMEX de CMG, por medio de correlaciones numéricas. Las propiedades utilizadas para la generación del PVT sintético se encuentran enlistadas en la Tabla 10 y las Figuras 10, 11, 12 y 13 describen el modelo de fluidos, mostrando respectivamente la relación del gas volumétrico del aceite y la presión, relación gas-aceite y presión, viscosidad del aceite con respecto a la presión y viscosidad del aceite con respecto a la temperatura.

Tabla 10*Propiedades del fluido*

Propiedades	Valor
Presión de burbuja, psi	500
Gravedad API del crudo	12
Gravedad específica del gas	0.6
Viscosidad del crudo muerto @ 112 °F, cP	4,031

Nota. Tomada de “Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor” por León (2019).

Teniendo en cuenta la biblioteca de correlaciones contenida en el software, por medio de revisión del estado del arte se identificaron las expresiones que mejor se ajustan para modelar el fluido de tipo pesado, teniendo en cuenta las características contenidas en la Tabla 10. Para esta oportunidad, la correlación de Standing contiene ecuaciones para la estimación de la presión del punto burbuja, la razón de solubilidad de gas en el aceite y el factor volumétrico de formación. Esta correlación se ajusta adecuadamente para crudos que poseen gravedades menores a los 15°API y los datos de entrada son la gravedad específica del aceite, la gravedad específica del gas y la temperatura del yacimiento (Baker et al., 2015).

En lo que corresponde a los cálculos del comportamiento de la viscosidad del crudo vivo y muerto, fue escogida la correlación de Beggs-Robinson, donde la data de entrada para calcular los valores de viscosidad son la densidad API del aceite, la razón de solubilidad de gas en el aceite y la temperatura del yacimiento (Baker et al., 2015). Como se tiene el valor de la viscosidad del aceite a la temperatura del yacimiento, los datos son ajustados teniendo en cuenta este valor.

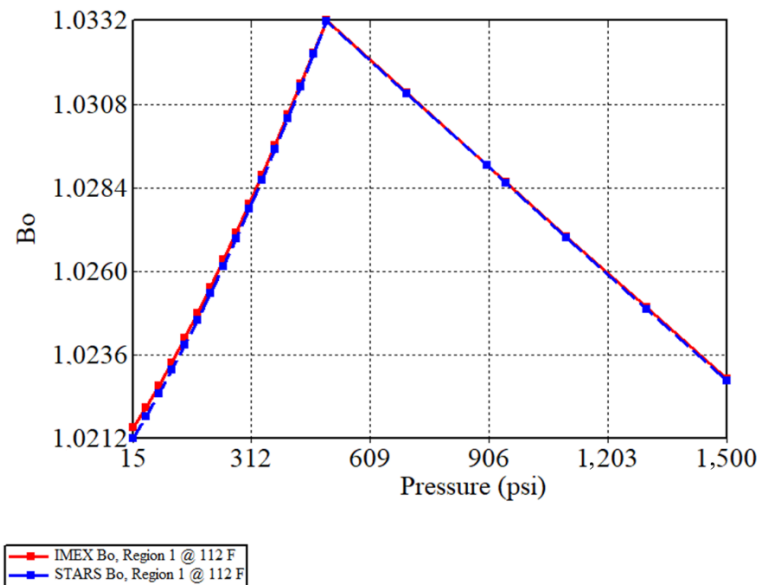
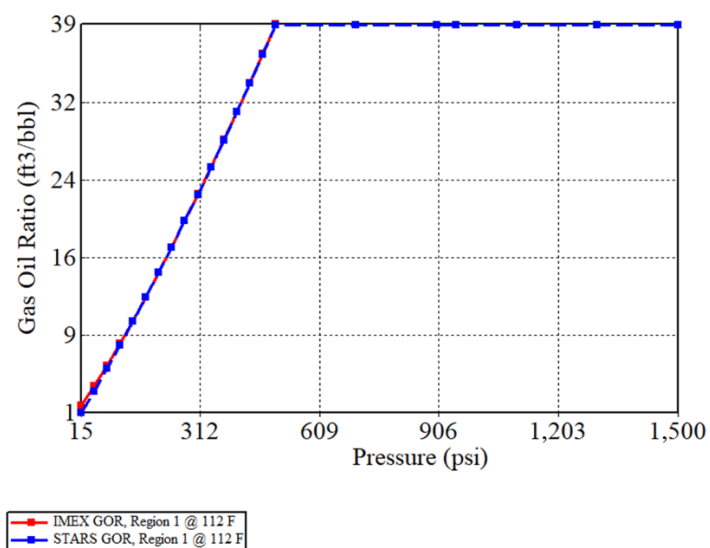
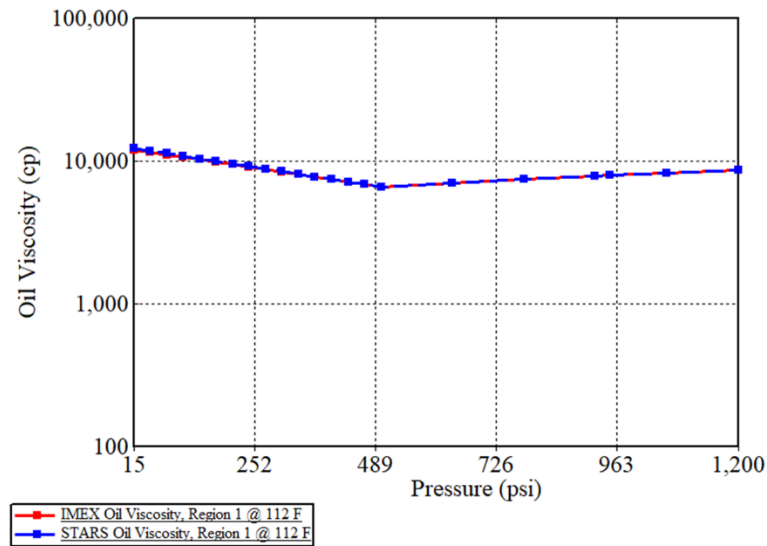
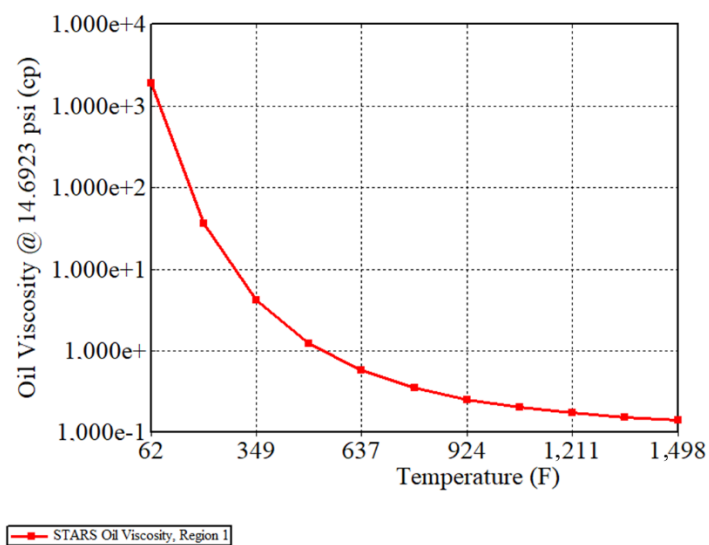
Figura 10*Factor volumétrico del aceite vs presión**Nota.* Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.**Figura 11***Relación gas-aceite vs presión**Nota.* Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Figura 12*Viscosidad del aceite vs presión**Nota.* Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.**Figura 13***Viscosidad del aceite vs temperatura**Nota.* Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

3.3.1 Interacción Roca-Fluido

Describir cómo es la interacción del medio poroso y los fluidos contenidos en él, permite estimar cómo será el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Para ello es importante tener en cuenta la interacción del aceite, del agua, del vapor de agua y el flue gas que se inyectará posteriormente. Para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa, se utilizaron los endpoints que se encuentran en la Tabla 11 y las correlaciones empíricas desarrolladas por Corey, que se caracterizan por ser expresiones que describen adecuadamente el flujo de la fase no mojante dentro del medio poroso.

Tabla 11

Endpoints para el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa

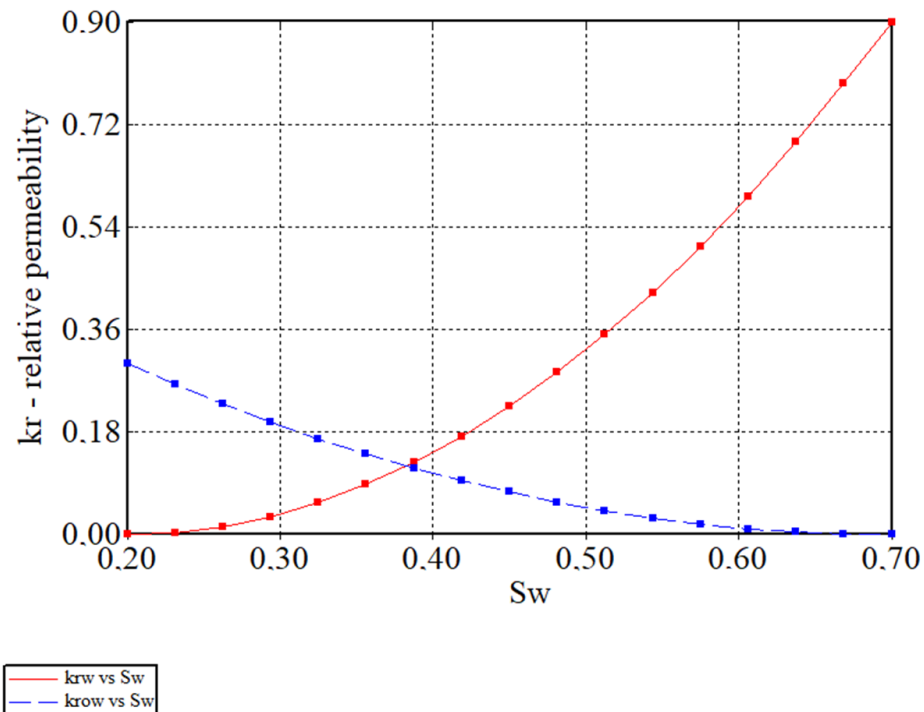
Endpoint	Valor
SWCON- Saturación de agua connata	0.2
SWCRIT - Saturación de agua crítica	0.2
SOIRW - Saturación de aceite irreducible agua-aceite)	0.3
SORW- Saturación de aceite residual (agua-aceite)	0.3
SOIRG - Saturación de aceite irreducible (gas-liquido)	0.15
SORG - Saturación de aceite residual (gas-líquido)	0.15
SGCON - Saturación de gas connata	0
SGCRIT - Saturación de gas crítica	0.05
KROCW - Permeabilidad Relativa al aceite @ agua connata	0.3
KRWIRO - Permeabilidad Relativa al agua @ aceite irreducible	0.9
KRGCL - Permeabilidad relativa al gas @liquido connato	0.6
Exponente para el cálculo de K_{rw} (KRWIRO)	2
Exponente para el cálculo de K_{row} (KROCW)	2
Exponente para el cálculo de K_{rog} (KROGCG)	2
Exponente para el cálculo de K_{rg} (KRGCL)	2

Nota. Tomada de “Desarrollo de una Herramienta Software para la Evaluación Financiera de Proyectos de Inyección de Vapor” por León y Padilla (2019).

Dentro de la herramienta Builder de CMG, es posible obtener las curvas de permeabilidad con el ingreso de los *end points*. Las curvas obtenidas son vistas en la Figura 14 y la Figura 15. En el caso de la Figura 14 se observan las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, en donde se destaca que la formación es mojada por aceite, debido a la intersección entre las curvas que se presenta a una saturación de agua menor al 50%, además de comparar los valores de saturaciones críticas y connatas que fueron obtenidas para la construcción de las curvas.

Figura 14

Permeabilidad relativa agua-aceite

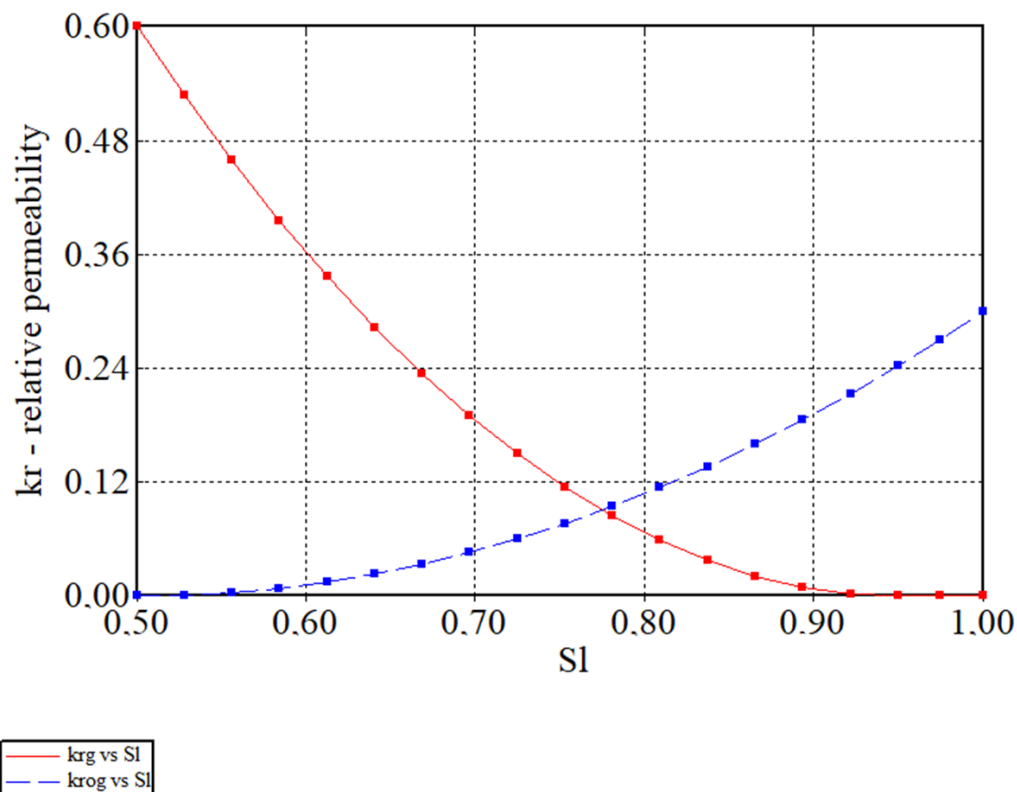


Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

En el caso de las curvas de permeabilidad relativa gas-líquido, debido a la presión de burbuja del crudo, es posible identificar que a condiciones iniciales del proceso no existirá saturación de gas ($S_g=0$). Sin embargo, como en la presente investigación se modelará la inyección de vapor de agua y flue gas, es necesario identificar un valor de permeabilidad relativa al gas a condiciones de líquido connato.

Figura 15

Permeabilidad relativa gas-liquido



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

3.4 Configuración del Pozo

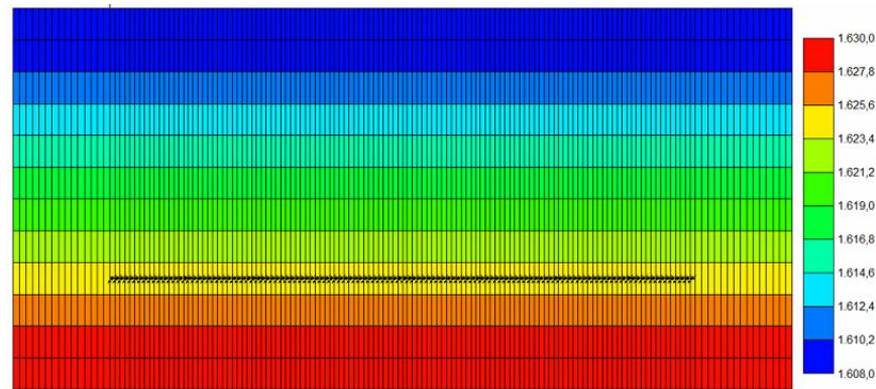
La disposición del pozo horizontal en el grid de simulación se hizo teniendo en cuenta una distancia significativa entre el pozo y los bordes del enmallado. El *layer* del espesor neto productor perforado corresponde al de la mitad de la parte inferior del estrato productor, a una profundidad de 1,624 ft, esto se realizó debido a que otras ubicaciones no generarían un área de drenaje representativa y aumentarían las pérdidas de calor al contactar rápidamente formaciones arcillosas; por lo que la producción de aceite no alcanzaría su valores representativos en comparación de su ubicación en otros layers; además, se espera que el vapor se distribuya en el estrato originando una cámara de tipo elipsoidal (Ibañez, 2013). Teniendo en cuenta el estado del arte, la longitud horizontal del pozo se estableció en un valor de 1,500 ft, correspondiente a la longitud de un pozo horizontal de radio medio y dispuesto a lo largo del grid de simulación (Chang et al., 2009).

La representación conceptual de los ciclos de inyección en la simulación numérica se realiza perforando dos pozos en la misma zona de interés, correspondiendo al pozo inyector y pozo productor. Los parámetros operacionales que serán considerados en los ciclos para el pozo inyector son la presión de inyección, la tasa de vapor inyectada, la temperatura del vapor y su calidad, para los pozos productores se tendrán en cuenta la presión en fondo del pozo y la máxima tasa de líquidos en superficie. Posteriormente, se establece la creación del grupo HCSS1 con la herramienta Cycling Group del software STARS, con el fin de establecer parámetros operacionales de cada ciclo; como lo son el número de ciclos, los tiempos de inyección, remojo y producción, y las tasas máximas de producción e inyección por ciclo.

3.5 Refinamiento de la Zona Productora

En la simulación numérica de yacimientos, muchas veces es realizado el refinamiento de diferentes zonas en el enmallado, con el fin de estudiar algunos fenómenos que pueden ocurrir en el medio poroso, especialmente en modelos térmicos. Para esta investigación, debido a las dimensiones que posee cada celda, para establecer un área adecuada para perforar un pozo de radio medio, se decidió refinar las celdas con el fin de que los tamaños queden más acordes a los valores recomendados en el estado del arte para procesos de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, en donde se establecen longitudes para cada celda en dirección i y j de 16.5 ft y en dirección k de 3.2 ft (Huang et al., 2012).

Considerando lo anterior, se opta por realizar un refinamiento de las celdas localizadas en la formación productora A3, con el fin de representar el proceso de inyección de vapor en un tamaño de celda comúnmente realizado en este tipo de procesos sin afectar la simulación numérica, los errores de balance y los tiempos de cómputo del proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales. por consiguiente, de acuerdo con los lineamientos de modelos conceptuales (Huang et al., 2012), se decidió refinar en 4 unidades cada una de las celdas de i y j cercanas al pozo productor, y las celdas de k estas ya se encuentran dentro de las dimensiones recomendadas. El modelo de simulación construido es finalmente representado en la Figura 16.

Figura 16*Malla de simulación desarrollada para el modelo**Nota.* Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

3.6 Condiciones de Operación para la Producción en Frío

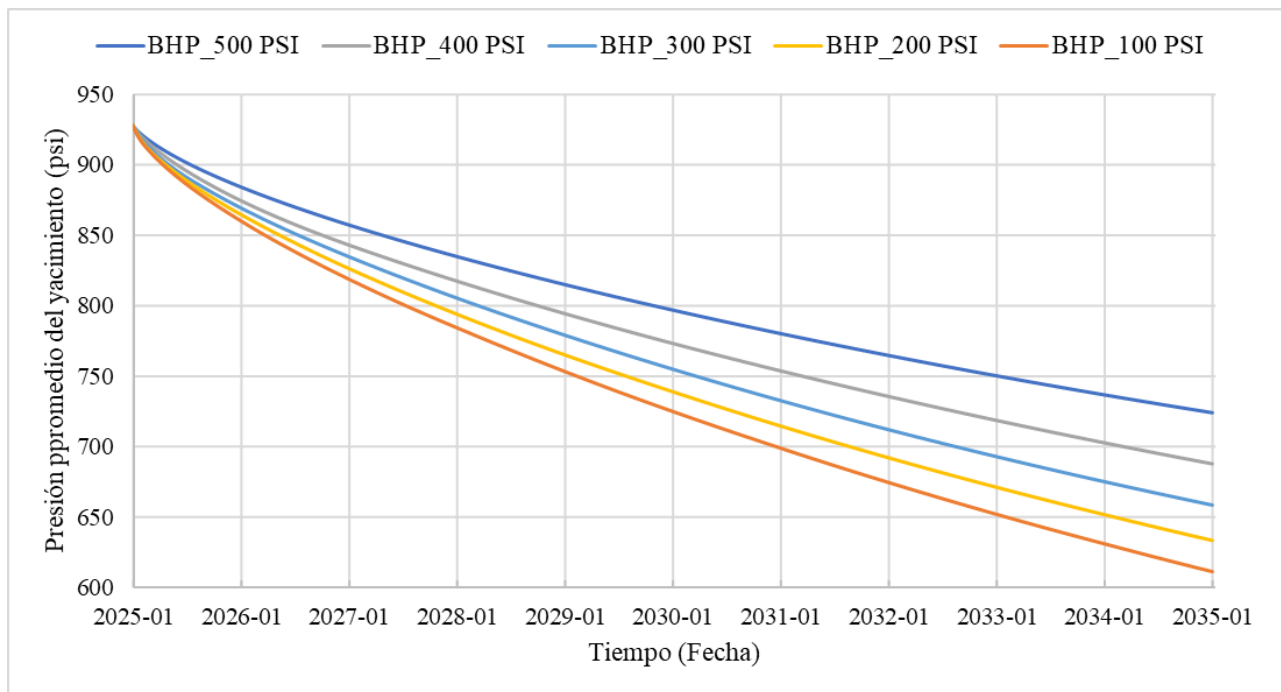
La simulación de procesos térmicos de recobro mejorado inicia con el modelamiento de la producción en frío, en donde se tiene como propósito observar el comportamiento del campo de estudio cuando este no se encuentra bajo el efecto de algún método EOR, esto con el fin de determinar si las tasas de obtención de aceite a condiciones iniciales y con la energía que proporciona el yacimiento son lo suficientemente significativas para continuar con las operaciones de producción en el campo en un rango económicamente viable. Para este caso, la producción en frío es evaluado en una duración de 10 años, iniciando en el año 2025, en donde se observa cómo es el comportamiento en la producción de aceite, el factor de recobro y la presión promedio del yacimiento al pasar los años, realizando sensibilizaciones a la presión de fondo del pozo horizontal productor (BHP).

Es necesaria la evaluación de la presión promedio ya que a diferentes BHP el yacimiento produce cierta cantidad de crudo, pero al mismo tiempo es depletado. En las gráficas de presión es posible observar que en el primer año de producción el estrato se depleta con cierta curvatura, y posteriormente la caída de presión toma la tendencia lineal de un pozo vertical.

La BHP se decide sensibilizar en valores de 100, 200, 300, 400 y 500 psi; esto teniendo en cuenta que la presión inicial es de 948 psi y la presión de burbuja del fluido corresponde a 500 psi. En los dos primeros años se puede observar que las diferencias en la presión promedio no es tan significativa al cambio de BHP, como se observa en la Figura 17, por lo que se decidió tener en cuenta el análisis de las gráficas de producción diaria de aceite.

Figura 17

Sensibilización de la BHP en la producción en frío con respecto a la presión de yacimiento

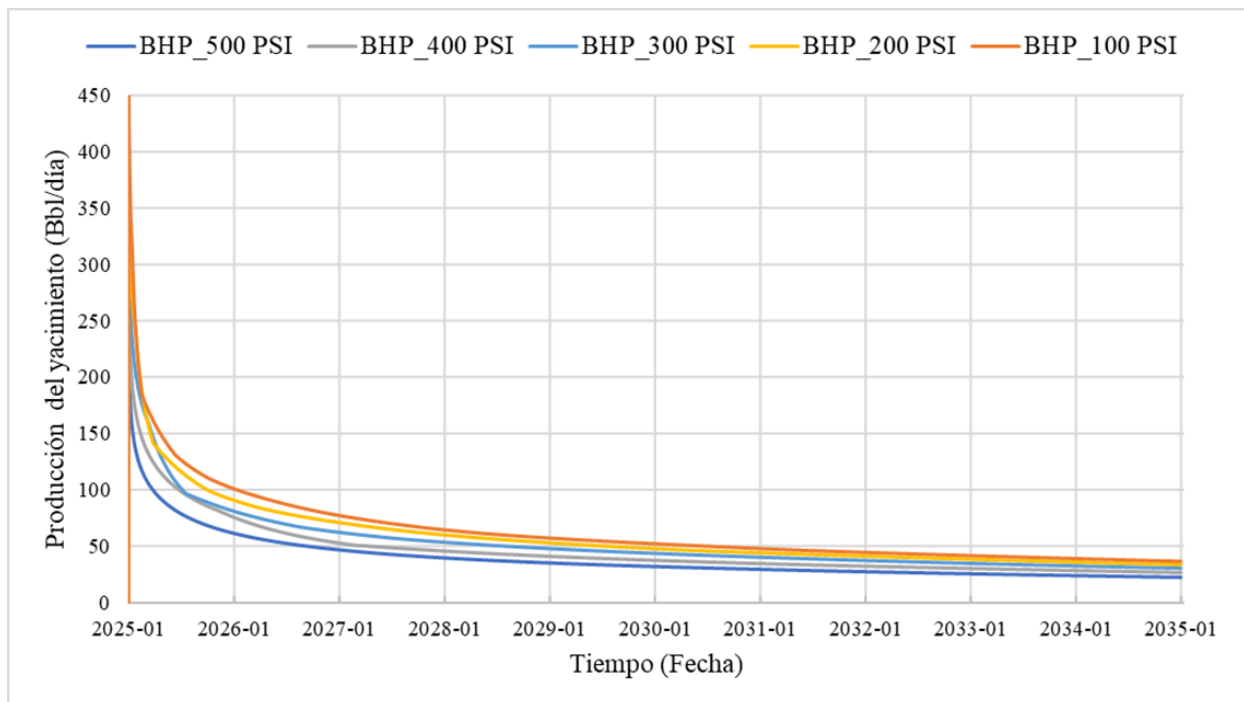


Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Al analizar los diferentes escenarios de producción en frío y con el propósito de mantener la energía del yacimiento lo máximo posible para el inicio del proceso de inyección de vapor, se decide tomar una BHP de 300 psi en la producción en frío, ya que la producción diaria de aceite no representa aumentos significativos para justificar una mayor caída de presión en el yacimiento. El primer año de operación la producción decae significativamente; sin embargo, no es hasta después del segundo año en donde empieza a decaer a una pendiente constante tomando un valor por debajo de los 60 bl/día y el factor de recobro en el área simulada alcanza valores del 6.5 % como se observa en las Figuras 18 y 19.

Figura 18

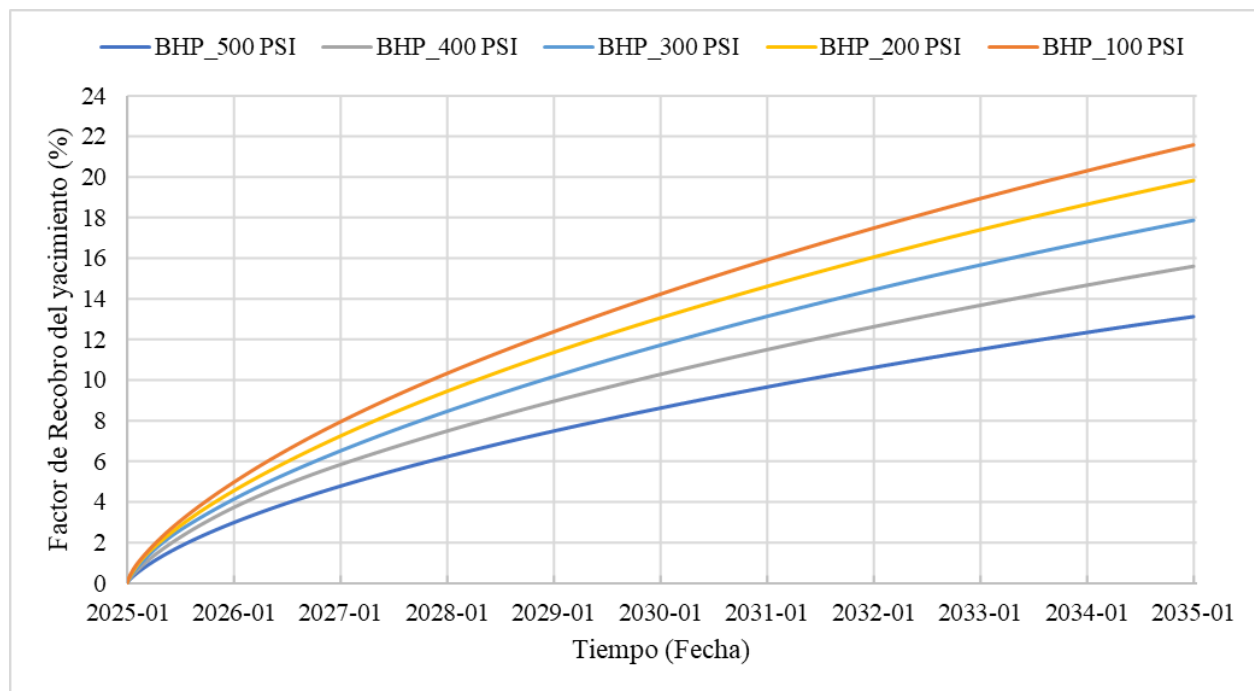
Sensibilización de la BHP en la producción en frío con respecto a la producción diaria del yacimiento



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Figura 19

Sensibilización de la BHP en la producción en frío con respecto al factor de recobro del yacimiento



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Considerando los análisis anteriores, se decidió iniciar los ciclos de inyección después del segundo año de producción en frío en donde la presión promedio del yacimiento alcanza un valor cercano a los 835 psi. Además, es de notarse la alta producción de crudo inicial, por el área de contacto que tiene el pozo horizontal con la formación productora, lo que provocara finalmente que la gráfica de factor de recobro aumente considerablemente los primeros años, donde aproximadamente se obtienen un total de 70,000 bl de aceite de producción acumulada para los dos años iniciales.

3.7 Condiciones de Operación para la Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales

Los parámetros operacionales por sensibilizar para un proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales son: la presión de inyección de vapor, la tasa de inyección de vapor, la presión de fondo de pozo, la tasa máxima de líquidos en superficie, días de inyección, remojo y producción. El algoritmo para desarrollar esta sensibilización consiste en analizar los parámetros del pozo inyector, posteriormente los de producción de líquidos y por último los aspectos concernientes a los tiempos involucrados en los ciclos de inyección de vapor. En lo que corresponde a la temperatura de inyección del vapor y la calidad del vapor, se establecieron valores de 572°F y 0.7 respectivamente. Estos valores se asignaron considerando que el vapor llega a solo un estrato productor, las pérdidas de temperatura por la profundidad del yacimiento y las temperaturas que comúnmente son usadas en este tipo de procesos (Pérez et al., 2018).

3.7.1 Condiciones de Operación para el Pozo Inyector

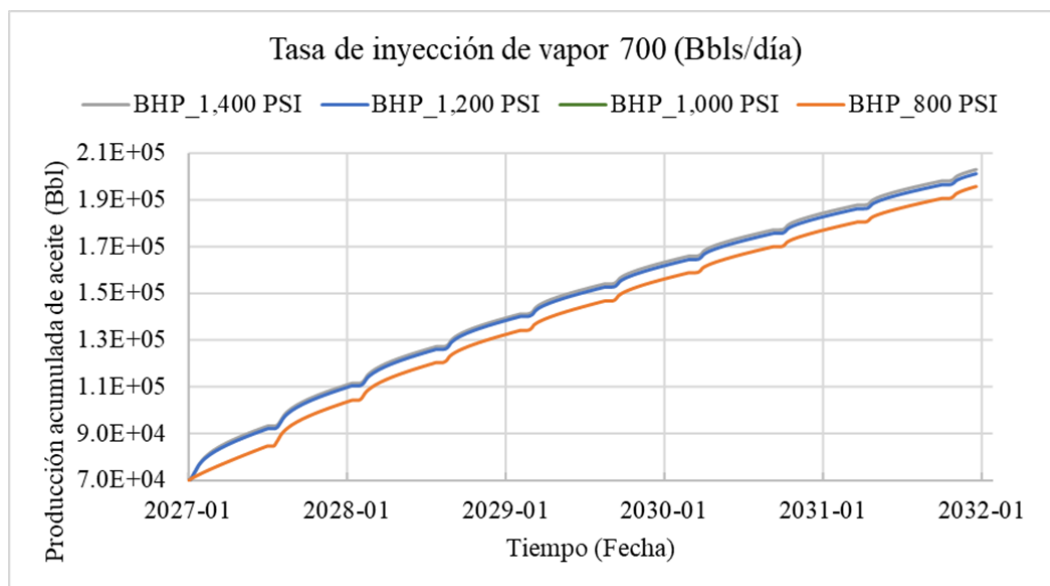
3.7.1.1 Presión de Fractura. Es importante conocer la presión de fractura, con el fin de que la presión de inyección no supere su valor, y así evitar el fracturar la formación. Para calcular el gradiente de fractura se recurre al método de Eaton cuyo procedimiento se encuentra descrito en el Apéndice B, donde finalmente se obtiene una presión de fractura de aproximadamente 1,998 psi.

3.7.1.2 Parámetros operacionales. Para encontrar el escenario de simulación base de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, se hacen las respectivas comparaciones de la respuesta de la producción acumulada de aceite al evaluar la tasa de inyección de vapor a diferentes presiones de inyección. Las tasas seleccionadas para la evaluación son 700, 900, 1,100, 1,300 y 1,500 bl/día y las presiones de inyección son 800, 1,000, 1,200 y 1,400 psi.

En las Figuras 20 y 21 es posible observar que, al aumentar la tasa de inyección de vapor, la presión de inyección incide más en la respuesta de producción de crudo, obteniéndose un menor factor de recobro a presiones de inyección de 800 psi y un mayor factor de recobro a presiones mayores a los 1,200 psi. Sin embargo, la diferencia en la producción acumulada de las presiones de inyección de 1,200 y 1,400 psi no es muy marcada, a diferencia de las presiones con valores de 1,000 y 800 psi. Por lo tanto, con el fin de tener el mayor aprovechamiento de los recursos en el yacimiento y también de preservar la integridad de la roca al mantenerse lo suficientemente alejado de la presión de fractura, se decide evaluar el proceso a una presión de inyección de 1,200 psi.

Figura 20

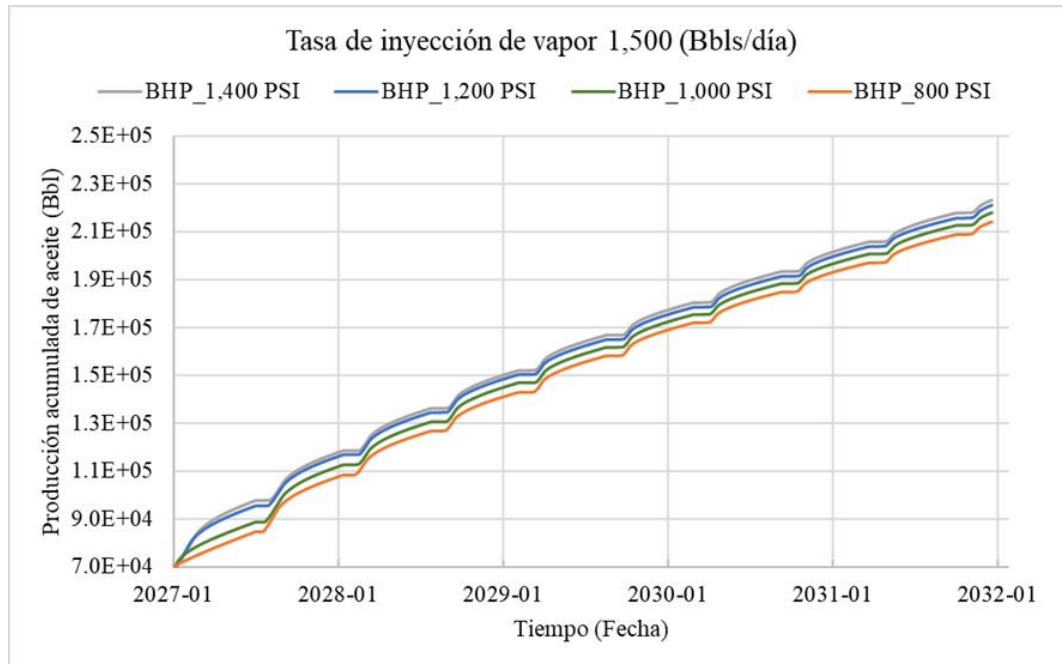
Sensibilización de la presión de inyección a la tasa de 700 bl/día con respecto a la producción acumulada de aceite



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Figura 21

Sensibilización de la presión de inyección a la tasa de 1,500 bl/día con respecto a la producción acumulada de aceite



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

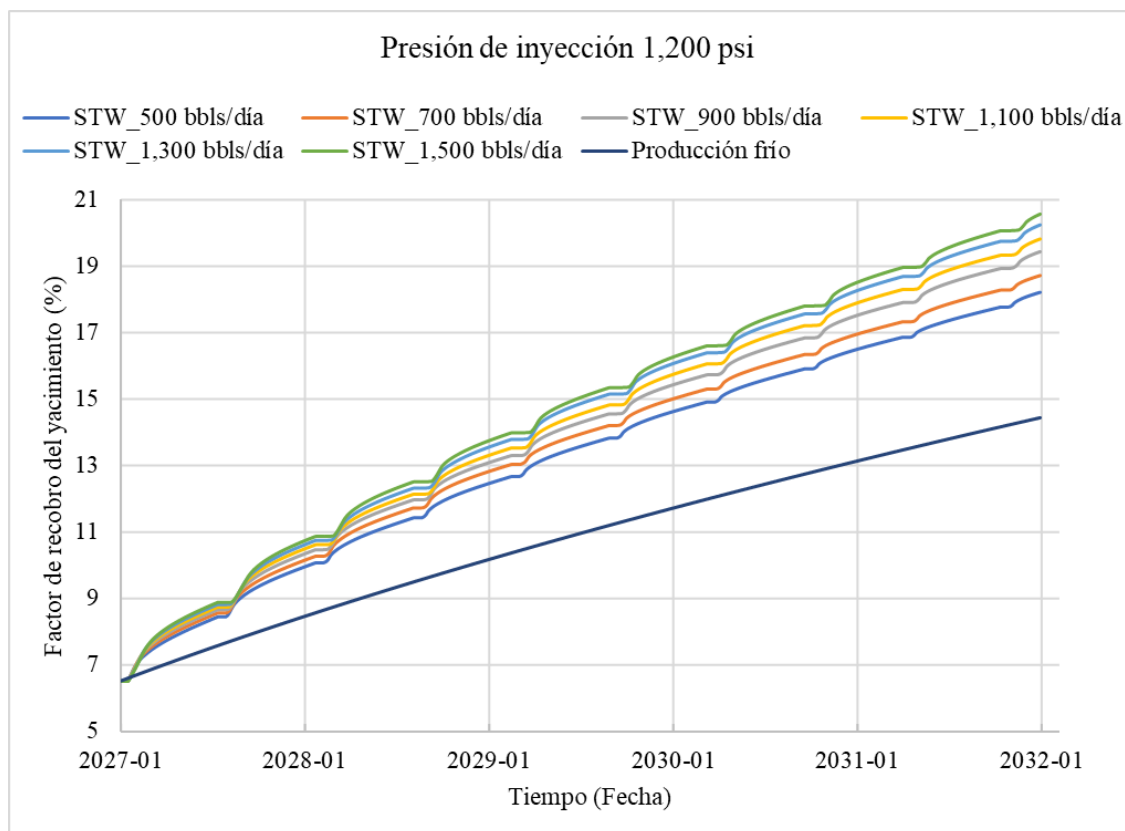
Considerando la presión de inyección de 1,200 psi, se evalúan las respuestas en la simulación de diferentes tasas de inyección, especialmente en lo que corresponde a la presión promedio del yacimiento, la producción acumulada y el factor de recobro. En la Figura 22 se identifica que el efecto del aumento en la tasa de inyección de vapor produce un incremento en el factor de recobro; sin embargo, es necesario evaluar si el crecimiento en la obtención de aceite es significativo para sustentar los costos de generación de vapor a altas tasas.

La diferencia existente entre las tasas de inyección de 1,500, 1,300 y 1,100 bl/día no es tan representativa; no obstante, cuando se comparan con las tasas de inyección menores si se alcanzan a observar diferencias en la producción acumulada de hasta 20,000 barriles. En lo que respecta a

la presión promedio del yacimiento, las altas tasas de inyección suponen mayores caídas en la presión, aunque sin llegar a ser un factor determinante al momento de definir la tasa de inyección recomendada para el modelo base, como se observa en la Figura 23.

Figura 22

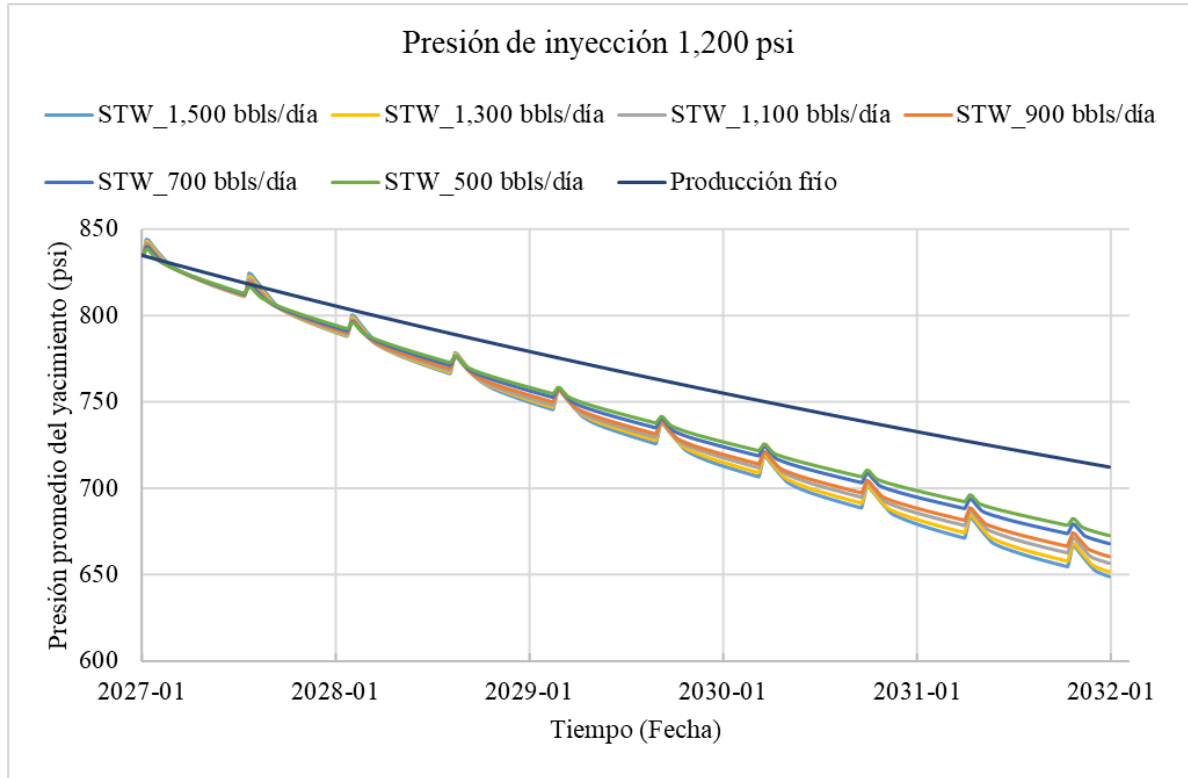
Sensibilización de la tasa de inyección a una presión de inyección de 1,200 psi con respecto al factor de recobro del yacimiento



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Figura 23

Sensibilización de la tasa de inyección a una presión de inyección de 1,200 psi con respecto a la presión promedio del yacimiento



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

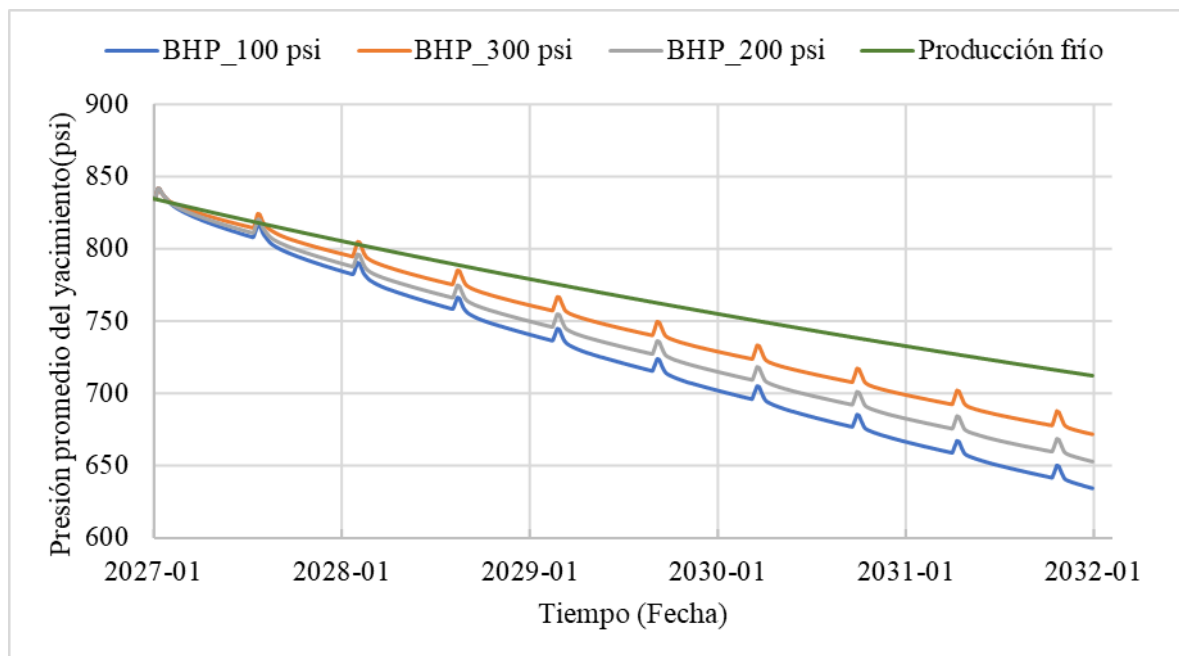
Teniendo en cuenta los anteriores análisis se decide seleccionar la tasa de 1,100 bl/día de vapor, también basados en estudios donde se evaluaron la capacidad de los generadores de vapor actuales de hasta 100 MMBTU/hr (León y Padilla, 2019).

3.7.2 Condiciones de Operación para el Pozo Productor

En el caso de la presión de fondo fluyendo (BHP), en los ciclos de inyección cíclica de vapor, se hizo una sensibilización de los valores de 100, 200 y 300 psi, debido a que mostraron en la producción en frío las mejores relaciones de caída de presión y producción de aceite. Es posible determinar nuevamente el efecto que tiene este parámetro operacional en la disminución de la presión promedio del yacimiento y el aumento en el factor de recobro en cada ciclo a medida que la BHP es menor, demostrado en las Figuras 24 a 26. Para obtener una buena relación entre la disminución de la presión y la producción del yacimiento, se decide establecer una BHP de 200 psi para el modelo base.

Figura 24

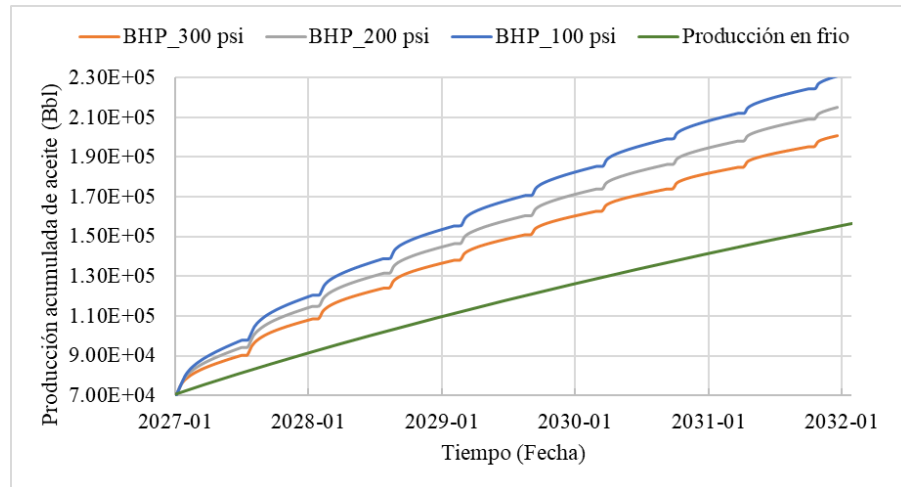
Sensibilización de la BHP en los ciclos de inyección con respecto a la presión promedio del yacimiento aplicando una tasa de 1,100 bl/día



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Figura 25

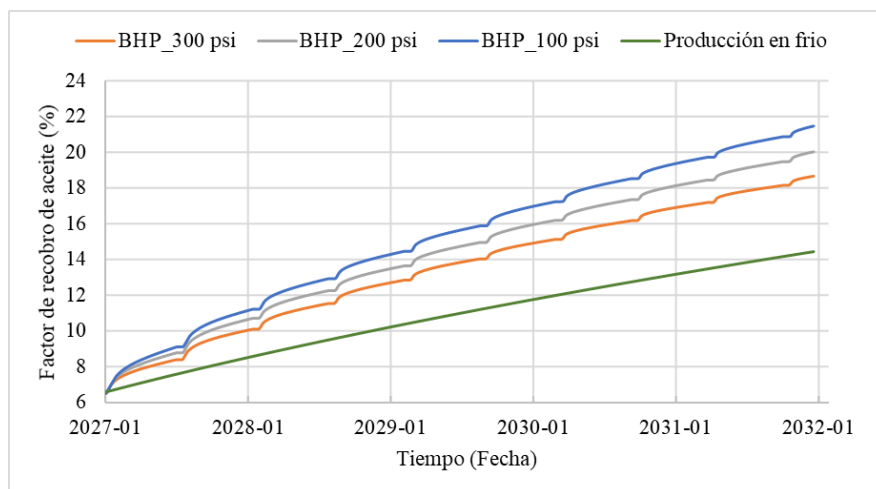
Sensibilización de la BHP en los ciclos de inyección con respecto a la producción acumulada de aceite aplicando una tasa de 1,100 bl/día



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Figura 26

Sensibilización de la BHP en los ciclos de inyección con respecto al factor de recobro aplicando una tasa de 1,100 bl/día

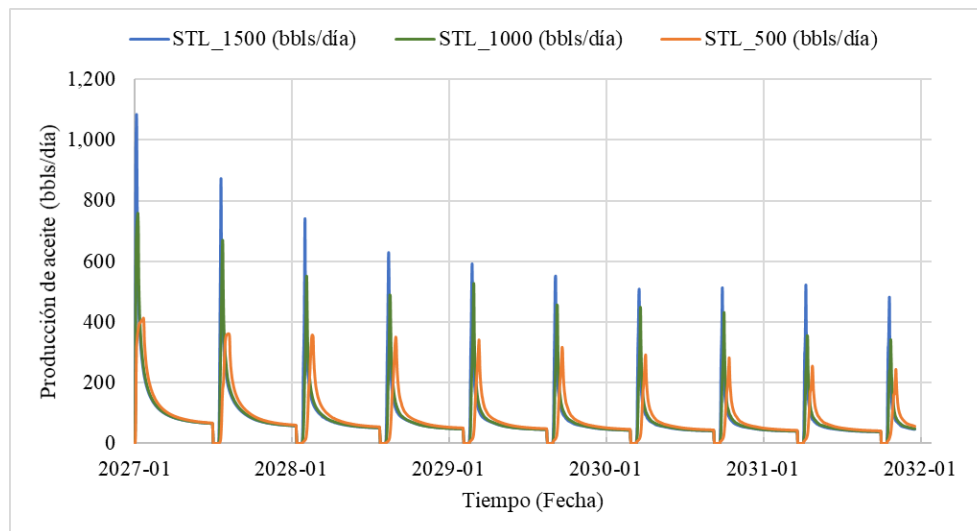


Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Posteriormente, se hace la sensibilización de la máxima tasa de líquidos en superficie (STL), que representa la máxima producción que el campo obtendrá diariamente en el ciclo. La producción promedio del campo de estudio actualmente se aproxima a un valor de 1,600 bl/día (ANH, 2019), partiendo de esta cifra y considerando que la evaluación se está realizando solo a un pozo horizontal de longitud considerable, en la Figura 27 se establecen que los valores a sensibilizar de STL son 500, 1,000 y 1,500 bl/día. Valores mayores harían que el simulador describa una curva de producción que no representa adecuadamente el procedimiento de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales. Teniendo en cuenta la sensibilización, los datos del campo y el aprovechamiento máximo del calor suministrado al yacimiento a través de la inyección de vapor, se establece el valor base de STL en 1,000 bl/día, en donde se alcanzan picos de producción de hasta 780 bl/día.

Figura 27

Sensibilización de la tasa de líquidos en superficie en los ciclos de inyección con respecto a la producción diaria de aceite



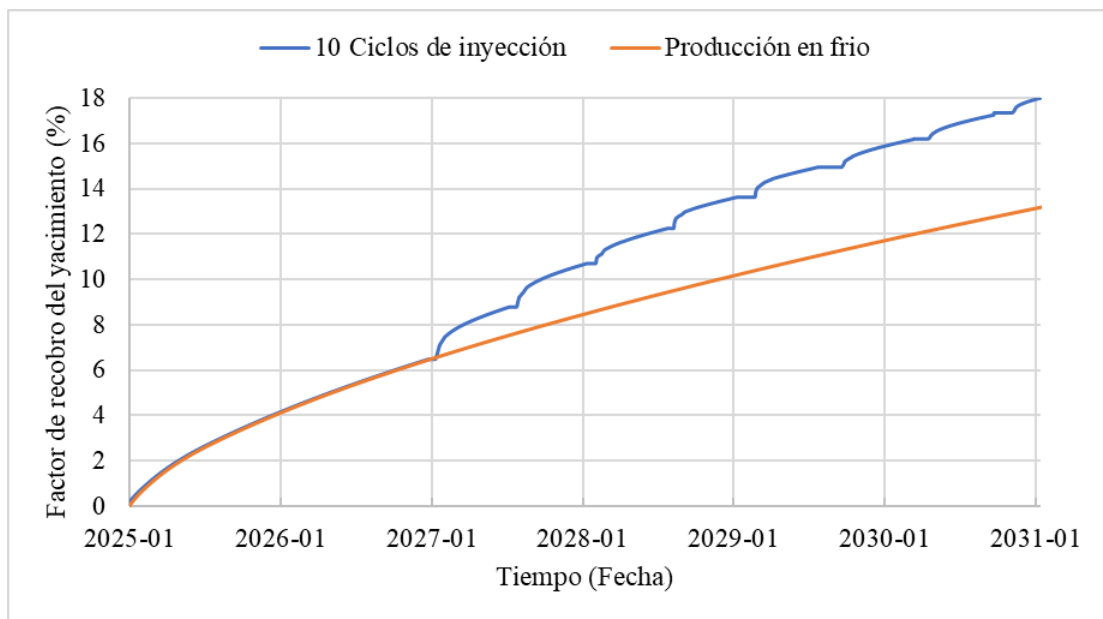
Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

3.7.3 Condiciones de Operación para los Ciclos de Inyección.

El proceso fue evaluado para un total de 10 ciclos, en donde se puede observar que a partir del sexto ciclo, la estimulación no estaba generando una producción incremental significativa, por lo que el factor de recobro, y por ende la producción acumulada, mostraba una tendencia de crecimiento muy parecida a la que se había obtenido al evaluar la producción en frío; y la tasa de producción de agua empieza a incrementarse significativamente en el tiempo de producción, después del tercer ciclo la producción incremental ya se encuentra por debajo de los 8,000 bl, evidenciado en la Figura 28 y 29. Finalmente, la caída de presión no es tan pronunciada comparándola con la producción en frío para el sexto ciclo dejando al final una presión promedio de 710 psi. Por lo tanto, se decidió establecer el modelo base de simulación con un total de 6 ciclos.

Figura 28

Sensibilización de los números de ciclos con respecto al factor de recobro de aceite



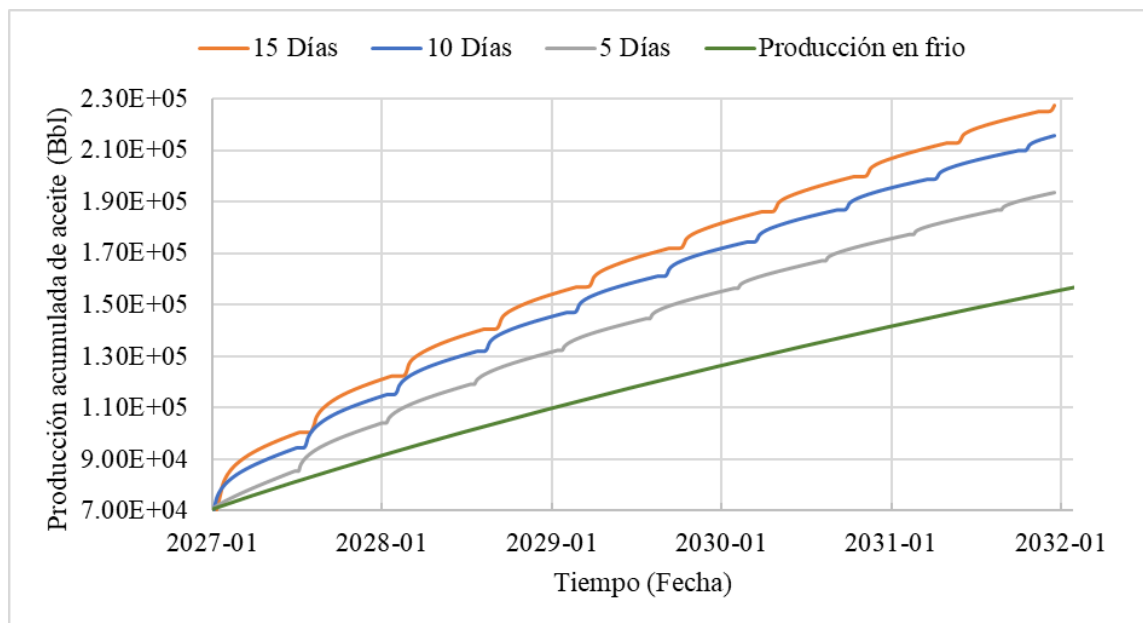
Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

También se estableció que se desarrollarían dos ciclos por año, lo que da a entender que el periodo de producción de los pozos se hará durante un periodo de 180 días. Esta decisión se hizo teniendo en cuenta el periodo en que el pozo volvía a su tendencia de producción frío, el aprovechamiento del calor suministrado al crudo y el hecho de permitir que exista una diferencia entre los tiempos no productivos, que corresponden a los procesos de inyección y remojo con respecto al tiempo de producción.

Para la sensibilización de los días de inyección de vapor se puede observar en la Figura 29 que el número de días evaluados en la simulación son 5, 10 y 15 días. La diferencia existente en la producción acumulada es notoria cuando se pasan de inyectar de 5 a 10 días, que corresponde a una producción acumulada de 10,000 barriles de aceite.

Figura 29

Sensibilización de los días de inyección con respecto a la producción acumulada de aceite



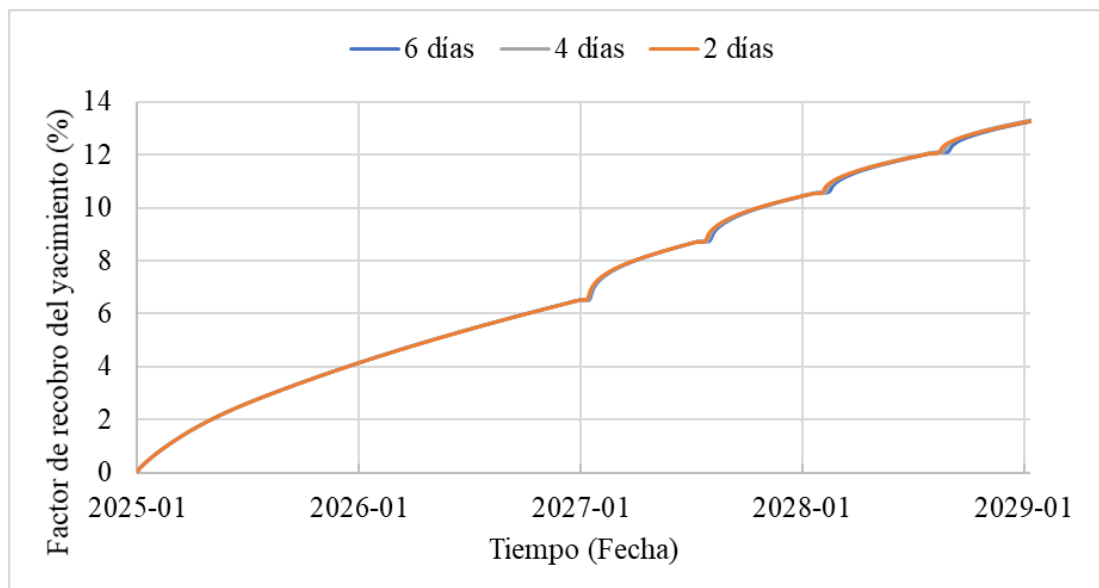
Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

También es posible observar que no existe una diferencia significativa en la producción en frío y en la inyección de vapor de 5 días durante los primeros ciclos de inyección. Sin embargo, cuando se compara la diferencia existente al pasar a inyectar vapor de 10 a 15 días en los primeros ciclos, no es representativa para sustentar la generación de vapor otros 5 días. Considerando también la longitud horizontal del pozo, que corresponde a 1,500 ft, se hace preciso inyectar el estrato productor durante 10 días con el fin de contactar la mayor área posible del yacimiento.

El tiempo de remojo fue sensibilizado en los valores de 2, 4 y 6 días. En los resultados mostrados en la Figura 30, este parámetro operativo no provoca un cambio representativo en las condiciones en las que se desarrolla el proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales.

Figura 30

Sensibilización del tiempo de remojo con respecto al factor de recobro



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

No obstante, el planteamiento del tiempo de remojo debe ser realizado con el fin de permitirle al calor distribuirse en la formación, evitando que se lleguen a ocasionar pérdidas de energía significativas hacia las formaciones adyacentes. Teniendo en cuenta el estado del arte y siguiendo las recomendaciones anteriormente planteadas, se establece el tiempo de remojo para el modelo base en 4 días (Pérez et al., 2018).

Tabla 12

Parámetros operaciones seleccionados para el modelo base de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales

Parámetro Operacional	Valor
Número de ciclos	6
Tiempo de inyección, días/ciclo	10
Tiempo de remojo, días/ciclo	4
Tiempo de producción, días/ciclo	180
Presión de inyección, psi	1,200
Tasa de inyección de vapor, bl/día	1,100
Producción máxima de líquidos, bl/día	1,000
Temperatura de inyección, °F	572
Calidad del vapor	0.7

3.8 Comparativa del Modelo Base de Simulación

Tomando la experiencia de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, desarrollada en el campo de crudo pesado colombiano, conocido como Girasol, ubicado en el bloque Nare B de la cuenca del Valle Medio Magdalena; es posible determinar que ciertos parámetros del yacimiento son muy parecidos a los que se encuentran en el modelo conceptual de simulación del campo de estudio. Algunos valores representativos se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 13

Comparación de parámetros de yacimiento del campo Girasol y del modelo base de simulación.

Parámetro	Campo Girasol	Campo de estudio
Porosidad, %	28	28
Permeabilidad, mD	500 -2,000	830-1,565
Gravedad API	11-13	12
Espesor zonas prospecto, ft	15-35	24
Profundidad zona prospecto, ft	1,100-1,600	1,576-1,668
Viscosidad, cP	3,000—5,000	4,031
Saturación inicial de aceite, %	70	80

Nota. Los datos del Campo girasol fueron tomados de “Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field” por Cuadros et al. (2010).

Considerando la provincia occidental de depositación de la cuenca del Valle Medio Magdalena, se encuentran depósitos de formaciones del terciario sobre el basamento, en donde se halla un tren de depositación sobre la falla Velásquez, que se cruza con los campos Teca, Nare, Jazmín, Girasol y Abarco (UPME, 2018). Por tal motivo, las estructuras sedimentarias del campo

de estudio y Girasol se caracterizan por ser secciones de arena con intercalaciones de arcilla, pertenecientes al Eoceno-Oligoceno (León y Padilla, 2019), que poseen características petrofísicas muy similares si son comparadas como se muestra en la Tabla 13. Teniendo en cuenta lo anterior, se puede llegar a la conclusión de que ambos campos hacen parte de un sistema petrolífero similar, lo que permite que el modelo conceptual de simulación sea comparado con los resultados obtenidos en pruebas piloto para el campo Girasol.

En la descripción general del proyecto piloto de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales en el campo Girasol, se puede identificar que fue perforado un pozo cuya longitud horizontal alcanzaba un valor de 1,690 ft a una zona de espesor delgado con valor de 18 ft.

Durante el periodo de producción en frío del campo Girasol fue obtenida una tasa de aceite con un valor de 100 bl/día (Cuadros et al., 2010), valor comparable con los resultados obtenidos en el modelo de simulación para los dos primeros años de producción del proceso, en donde se recalca que para la presión de fondo fluyendo de 300 psi, las producciones diarias obtenidas fueron de 127 bl/día y 70 bl/día respectivamente; en la que para el primer año se encuentra un valor congruente con el obtenido para el campo Girasol y el segundo año fue tomado con el fin de que la producción de aceite adquiriera un comportamiento similar al de pozos verticales.

Finalmente, en la experiencia fue registrada que los caudales de aceite producidos de los pozos horizontales, después de la aplicación de la inyección cíclica de vapor, se alcanzaron valores de producciones de aceite de hasta 700 bl/día (Cuadros et al., 2010), comparables con los resultados obtenidos del modelo base de simulación numérica, donde para parámetros operacionales finalmente sensibilizados y escogidos fue obtenida un caudal de aceite de hasta 770 bl/día.

4. Simulación de la Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas en Pozos Horizontales

Establecida la simulación numérica de la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, se identifican las condiciones operacionales necesarias para la inyección de flue gas en ciclos posteriores del modelo conceptual base. De acuerdo con lo registrado en el estado del arte de las tecnologías híbridas con flue gas de forma inmiscible, los principales fenómenos se verán reflejados en la respuesta que se tenga en las pérdidas de calor durante el proceso y el mantenimiento de presión que provocarían un mayor drenaje de los fluidos almacenados en el yacimiento.

Por consiguiente, dentro de las variables operacionales iniciales se encuentra la determinación de las tasas disponibles de flue gas obtenidos por la generación de la tasa de inyección de vapor de 1,100 bl/día y su respectiva composición por medio del análisis estequiométrico de las reacciones de combustión, además de la selección del esquema de inyección a evaluar y el ciclo inicial de la inyección híbrida de flue gas y vapor.

4.1 Esquema de Inyección Cíclica de Vapor y Flue Gas

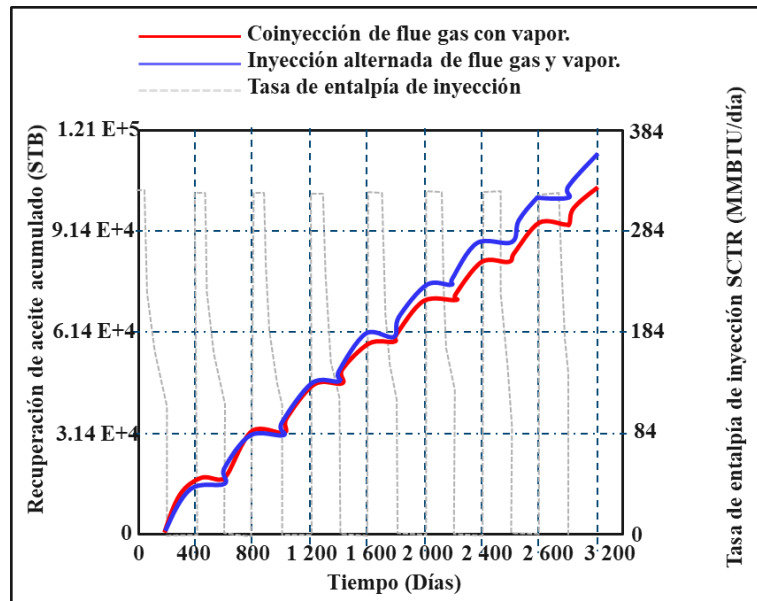
En la evaluación de los procesos de inyección de vapor y flue gas, existen tres esquemas básicos evaluables los cuales son pre-inyección, co-inyección y post-inyección; no obstante, en el estado del arte es posible encontrar diferentes configuraciones que combinan los esquemas principales con el fin de ver optimizado el método EOR a través de simulación numérica (Pang et al., 2017; Trigos et al., 2018). En este sentido, debido a que en el presente trabajo de investigación se quiere evaluar la respuesta del estrato productor al proceso de inyección cíclica de vapor con

flue gas considerando diferentes parámetros operacionales y de yacimiento; es necesario la selección de un solo esquema a evaluar.

Lawal (2011), demostró que la inyección alternada y co-inyección de vapor y flue gas, presentan diferencias no significativas en términos de recuperación acumulada de aceite, Figura 31. Asimismo, Caicedo y Patiño (2021) evaluaron técnicamente los esquemas de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos verticales donde obtuvieron que el mayor factor de recobro se obtuvo en el esquema de co-inyección. Además, se debe considerar que la simulación numérica se desarrolla en un modelo conceptual con pozos horizontales en un estrato delgado, así que deben considerarse las pérdidas de calor hacia los estratos adyacentes que terminan reduciendo la energía que se transfiera al hidrocarburo.

Figura 31

Comparación de los métodos de co-inyección e inyección alternada de vapor con flue gas



Nota. Tomada de “Gas Injection Assisted Steam Huff-n-puff Process for Oil Recovery from Deep Heavy Oil Reservoirs with Low-permeability” por Wan et al., 2020.

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores se optó por simular el proceso de co-inyección de vapor y flue gas, esto con el fin de evidenciar simultáneamente el posible incremento en la obtención de hidrocarburos a causa del flue gas por sus efectos en la reducción de pérdidas de calor y el mantenimiento de presión.

4.1.1 Tasa de Flue Gas

El vapor en los métodos de recobro térmicos es producido por los generadores de vapor, que a través de reacciones de combustión convierten el agua líquida en vapor a condiciones operacionales específicas. Esta transformación produce la emisión de gases flue gas resultados del proceso de combustión y del combustible utilizado para las reacciones; siendo así, a partir de la estequiometria establecida por (Martínez, 2020) se procedió al cálculo de los volúmenes de flue gas producidos para una tasa de vapor de 1,100 bl/día. Las condiciones en las que se realizó el análisis estequiométrico comprenden la utilización de gas natural como combustible proveniente del campo proveedor Cusiana y reacciones de combustión con un 15% de aire en exceso, cuyas fracciones molares son 79% N_2 y 21% O_2 .

El gas Cusiana se caracteriza por poseer componentes hidrocarburos que van desde CH_4 hasta C_6H_{14} , al igual que gases como el CO_2 y N_2 . El proceso de cálculo de las moles y fracciones molares de la mezcla del gas emitido se basó en el cálculo de la energía que debe proporcionar las reacciones de combustión del gas natural por medio del poder calorífico, para convertir el agua en vapor a una temperatura de 572°F. Teniendo en cuenta que el poder calorífico calculado del gas Cusiana es de 818.48 BTU/mol, se logró determinar que para generar un barril de vapor se necesitan 545.85 moles de gas Natural Cusiana (Apéndice B)

De acuerdo con lo anterior, las fracciones molares del gas obtenido después del proceso de combustión de los componentes presentes en el gas, es del 73.64% de N_2 , 16.22% de H_2O , 9.04% de CO_2 y 1.10% de O_2 , valores que se encuentran dentro de los valores establecidos por Wan, et al. (2019). Asumiendo que se realiza el proceso de adecuación del gas emitido por el generador de vapor, para la posterior inyección que corresponde a la eliminación del agua y el oxígeno presente en la mezcla, se obtienen fracciones molares del 89% de N_2 y 11% de CO_2 . Finalmente, en la Tabla 14, se observan los valores en masa y volumen obtenidos para la generación de una tasa de 1,100 bl/día de vapor.

Tabla 14

Tabla másica y volumétrica del flue gas emitido en el proceso de generación de 1,100 bl/día de agua

Componente	Masa máx (lb/día)	Tasa máx (ft ³ /día)
N_2	354,200	604,119
CO_2	68,200	4'918,771
Total	422,400	5'522,891

Identificado el máximo volumen de flue gas producido, es necesario determinar cuál tasa de flue gas es recomendable seleccionar para inyectar en el modelo base de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales. Para este fin se utilizaron datos registrados en el estado del arte cuyos estudios se basaron en la inyección conjunta de vapor con flue gas.

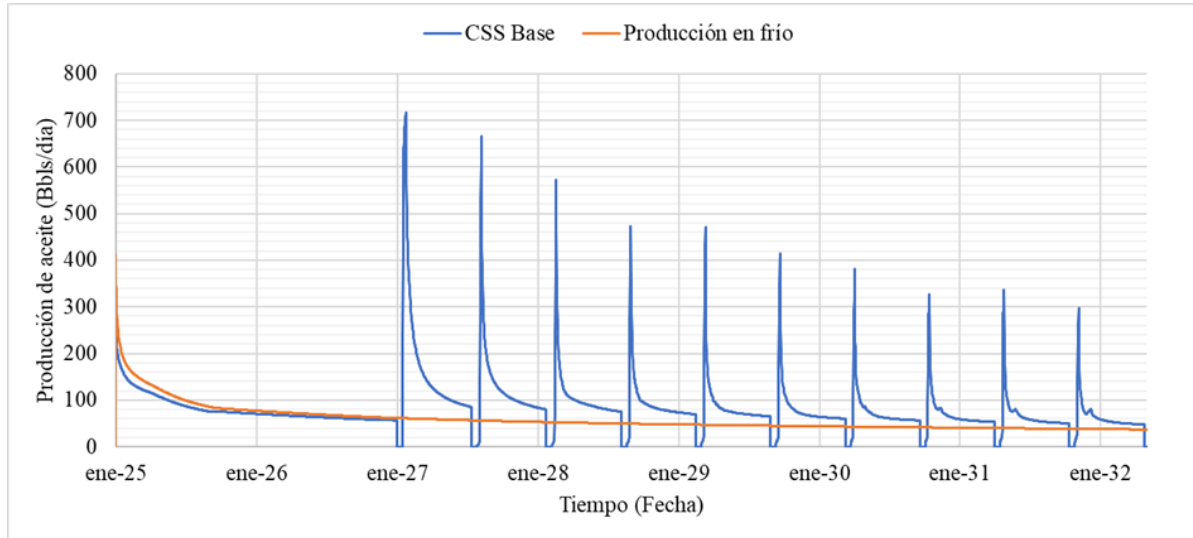
Romel et al. (2018) hicieron la comparación de varias alternativas para el mejoramiento de la inyección cíclica de vapor, por medio de simulación numérica, en donde se incluyó la inyección

de flue gas, y en sus evaluaciones se obtuvieron producciones incrementales en el esquema de co-inyección para tasas de flue gas de 2, 5 y 6.22 MMSCFPD. No obstante, la diferencia existente entre las dos mayores tasas de inyección de flue gas no representa un incremento significativo.

De igual forma, Martínez (2020) evaluó técnicamente el proceso de co-inyección de flue gas y vapor en un campo de crudo pesado en la cuenca del Valle Magdalena Medio en Colombia, donde fueron evaluadas tres tasas de inyección de vapor de 1.38, 3.92 y 7.61 MMSCFPD cuyos resultados muestran la favorabilidad por la tasa de flue gas de 3.92 MMSCFPD con producciones incrementales de 65,331 bl. Por consiguiente, considerando el máximo volumen de flue gas emitido para la tasa de vapor establecida por el modelo base y la consideración de las experiencias de simulación numérica encontradas en el estado del arte; se decide realizar la co-inyección a una relación de flue gas y vapor del 50.46 wt% como punto de partida, no obstante, la tasa de inyección de flue gas es una de las variables operacionales a sensibilizar.

4.2 Inicio de la Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas

El modelo base de simulación numérica fue evaluado para 10 ciclos de inyección cíclica de vapor, como fue demostrado en la sección de la sensibilidad del número de ciclos, es posible observarse que a partir del sexto ciclo la estimulación no estaba generando un aumento en el factor de recobro significativo, ya que la tendencia de aumento pasa a ser semejante al obtenido en la producción en frío. Igualmente, en la gráfica de producción diaria de aceite se puede observar como a partir de este ciclo, se produce un incremento en la parte inicial del ciclo en la producción de aceite que decae rápidamente a valores que se estaban obteniendo en la producción en frío, evidenciado en la Figura 32.

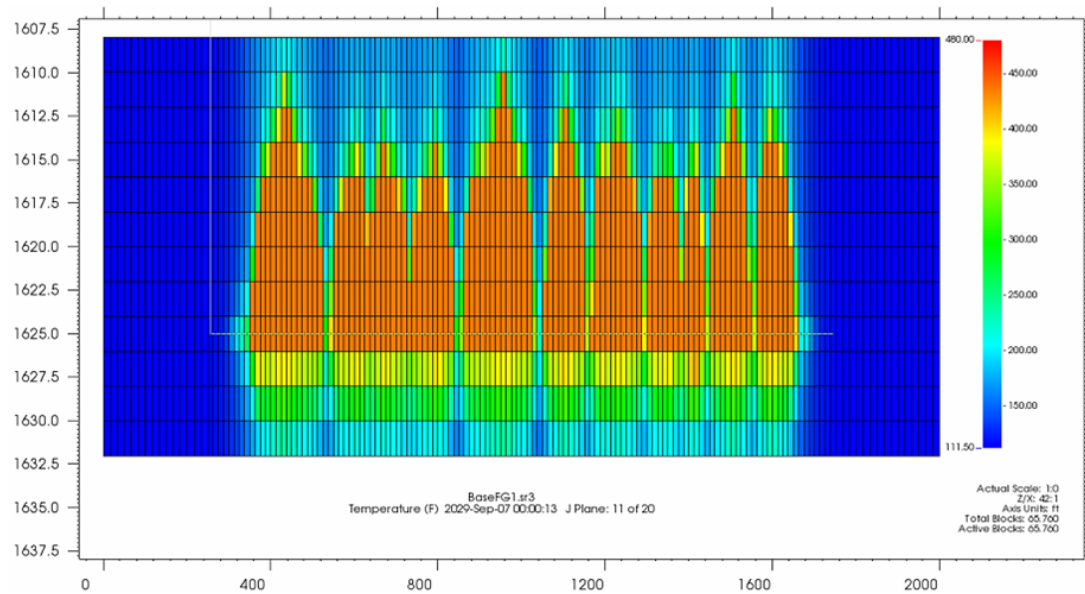
Figura 32*Comparación de la producción diaria de aceite*

Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

La caída en el factor de recobro a partir del sexto ciclo es explicada por los perfiles de temperatura de la formación productora en la Figura 33, donde el vapor inyectado contacta ágilmente con el estrato suprayacente. Esta información fue estimada con las pérdidas de calor en cada una de las celdas de simulación numérica que limitan con los estratos adyacentes, a través de la propiedad denominada como “Heat loss to overburden and underburden”. En la Figura 34, por medio de un corte en el plano 33 JK del pozo horizontal en el sexto ciclo de inyección de vapor; se observa como los cambios de temperatura se concentran en la sección central del corte y su incidencia se ve hasta los límites superiores e inferiores de la formación en estudio. Por esta razón, se estiman las pérdidas de calor al primer mes de cada ciclo en el modelo conceptual, por medio del trazo de cortes lineares de las tres secciones centrales en el límite superior e inferior paralelas al pozo horizontal.

Figura 33

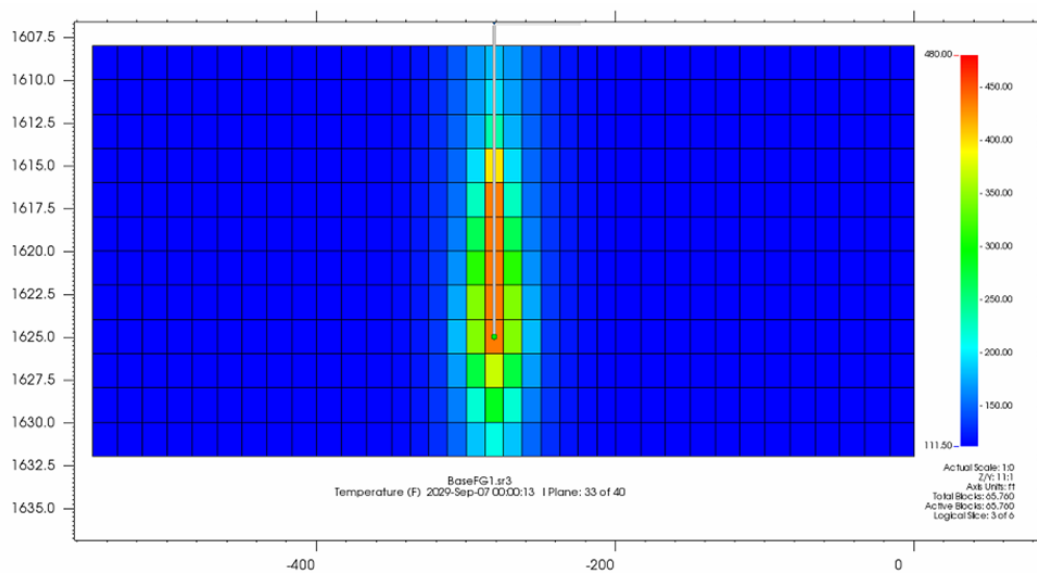
Perfil de temperatura en el plano 11 IK obtenido en el sexto ciclo de inyección cíclica de vapor



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Figura 34

Perfil de temperatura en el plano 33 JK obtenido en el sexto ciclo de inyección cíclica de vapor

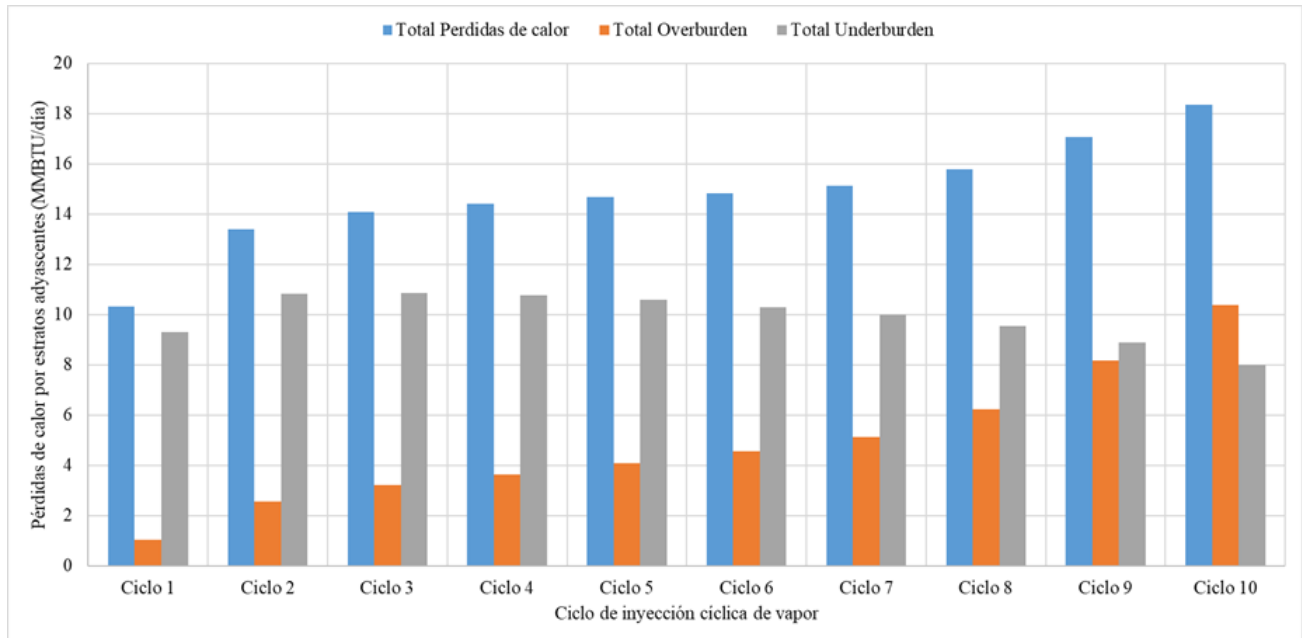


Nota. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

La Figura 35 muestra como son las pérdidas de calor totales hacia las formaciones adyacentes, y las pérdidas de calor especificando si se trata de los estratos superiores o inferiores, en el primer mes de cada ciclo de inyección cíclica de vapor, ya que es donde existe la mayor interacción y transferencia de energía dentro del yacimiento.

Figura 35

Estimación de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.



Nota. Estas corresponden al primer mes de cada ciclo de inyección cíclica de vapor en el modelo base de simulación numérica para los cortes lineales de las tres secciones centrales en el límite superior e inferior paralelas al pozo horizontal.

En lo que corresponde a las pérdidas de calor hacia el underburden a lo largo de los siete primeros ciclos, estas se mantienen en un mismo rango que se concentra en aproximadamente los 10 MMBTU/día, siguiendo una misma tendencia. A diferencia, las pérdidas de calor hacia el

overburden se mantienen en valores bajos durante los primeros 6 ciclos de inyección de vapor, a partir de este ciclo el calor inyectado a través del vapor contacta fácilmente las regiones superiores del yacimiento y las pérdidas comienzan a producirse en mayor proporción con aumentos por ciclo de 2 MMBTU/día. Es así como se propone iniciar el proceso híbrido a partir del séptimo ciclo.

4.3 Análisis de Parámetros Operacionales asistido por CMOST

Establecer los parámetros operacionales que influyen significativamente el proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales, con respecto a una función objetivo, permitirá definir las condiciones que responden adecuadamente al proceso. A pesar de que en el proyecto se tiene como objetivo principal la evaluación técnica, sería incorrecto desligar los aspectos económicos que se deben considerar al momento de evaluar un proyecto de recobro mejorado; debido a que una alta producción acumulada no necesariamente está directamente relacionada con las mayores ganancias que puede obtener una empresa, estimado con la cuantificación del valor presente neto (VPN). Por consiguiente, la optimización del proceso se realiza con el propósito de mejorar el factor de recobro de hidrocarburos a través de la influencia de los parámetros operacionales, con propuestas que no se alejen de la rentabilidad.

El procedimiento es realizado con la utilización de la herramienta CMOST del software CMG, el cual posibilita a partir de un modelo base de simulación numérica y la definición de los parámetros operacionales de mayor influencia en valores específicos, optimizar una función objetivo con el fin de obtener los mejores escenarios. En esta oportunidad se ha establecido que la función objetivo a maximizar es el VPN. El modelo finalmente es realizado bajo 100 corridas de simulación numérica y el método escogido para su evaluación corresponden a la optimización por

enjambre de partículas, método de optimización heurística orientado a encontrar mínimos o máximos globales (Espitia y Sofrony, 2013).

Los rangos en los que fueron evaluados los parámetros operacionales seleccionados para su evaluación se muestran finalmente en la Tabla 15.

Tabla 15

Rango de variación de los parámetros operacionales a optimizar.

Parámetro operacional	Valor modelo base	Mínimo	Máximo
Tasa de vapor, bl/día	1,100	700	1,500
Presión de fondo fluyendo, psi	200	100	400
Máxima tasa de líquidos en superficie, bl/día	1,000	500	1,000
Tiempo de inyección, día	10	5	15
Tiempo de remojo, día	4	2	6
Tiempo de producción, día	180	150	300
Presión de co-inyección, psi	1,200	900	1,200
Tasa de inyección de flue gas, MMFCPD	5	1	10
Temperatura del flue gas, °F	70	70	572

4.3.1 Análisis de Sensibilidad de Parámetros Operacionales

Antes de pasar a analizar los resultados de la optimización del proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales, se seleccionan algunas variables de respuesta con el fin de determinar su sensibilidad a la modificación de los parámetros operacionales. Las variables seleccionadas son el factor de recobro, la presión promedio del yacimiento, la relación vapor-aceite (SOR) y la producción de agua acumulada.

Las herramientas gráficas escogidas para determinar la influencia de los parámetros operacionales corresponden a diagramas de tornado para la estimación de efectos y análisis que se rigen bajo el método Sobol. En los diagramas de tornado de estimación de efectos se observa la influencia de los parámetros operacionales ordenados de manera descendente, de igual forma se muestra el mejor y peor resultado para la variable de respuesta evaluado considerando todos los parámetros operacionales. Por otro lado, el análisis Sobol muestra de forma porcentual cual es la influencia de cada uno de los parámetros operacionales de forma individual y por su interacción de efectos.

Los resultados para el factor de recobro se ven representados en la Figura 36 y Figura 37. La sensibilidad del factor de recobro muestra que a las condiciones evaluadas por el simulador numérico se puede llegar a obtener un máximo valor de 46.73% y un mínimo valor del 28.13% al final de la estimulación. Los parámetros operacionales influyentes corresponden a la presión de fondo fluyendo, la tasa de flue gas y el tiempo de co-inyección de flue gas y vapor.

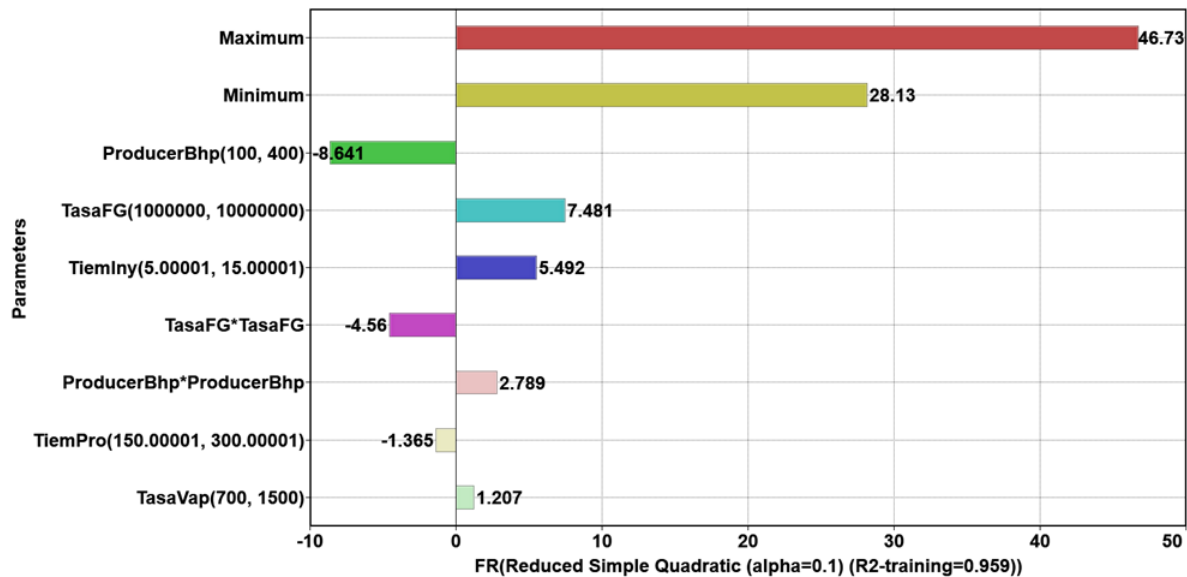
La presión de fondo fluyendo se relaciona directamente con el diferencial de presión existente en el fondo del pozo, por lo que un mayor diferencial permite incrementar la producción de hidrocarburos, pero igualmente agiliza el agotamiento del yacimiento. En la Figura 36 se analiza que a medida que este valor disminuye, el factor de recobro crece. La incidencia de la tasa de flue

gas en el factor de recobro marca una condición interesante en la evaluación de la inyección conjunta de flue gas y vapor, ya que mayores tasas de flue gas inyectado incide en el mejoramiento del drenaje de hidrocarburo. El tiempo de inyección en este caso se asocia a la inyección conjunta de flue gas y vapor, donde el aumento del factor de recobro se logra debido al mayor alcance y distribución de calor en yacimiento y el aporte de presión que termina siendo efectivo en la producción.

La influencia de la temperatura de inyección de flue gas con respecto a los demás parámetros operacionales es mínima; demostrando que es posible la inyección del flue gas a las condiciones de superficie después del tren de tratamiento.

Figura 36

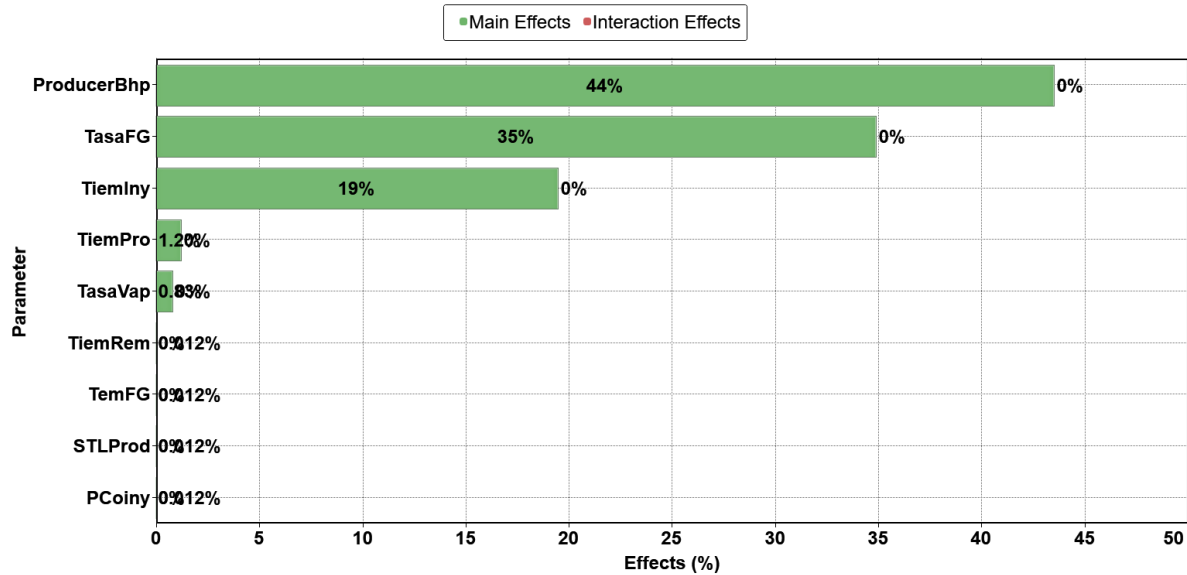
Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto al factor de recobro



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Figura 37

Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto al factor de recobro

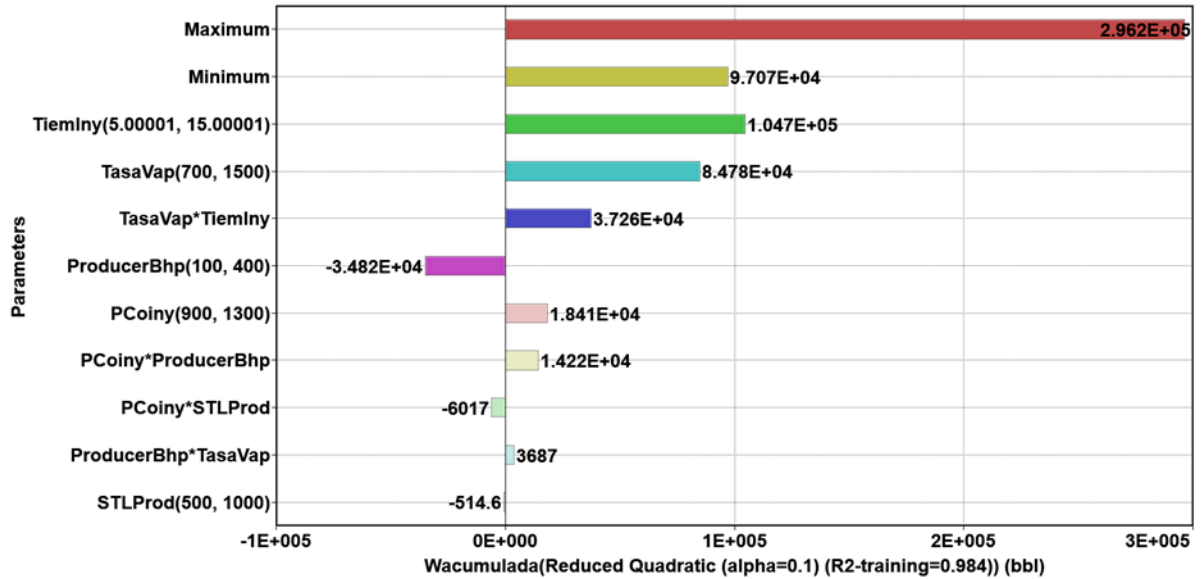


Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

La sensibilización de la producción de agua acumulada no presenta alteraciones a las comúnmente obtenidas en un proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, lo que sugiere que el flue gas no incide negativamente. La mayor influencia está dada por el tiempo de inyección de flue gas y vapor; no obstante, el diagrama de tornado indica que este efecto se liga directamente con la tasa de vapor inyectado evidenciado en la Figura 38 y Figura 39. El vapor que entra en el yacimiento cumple su cometido de transferencia de calor y pasa a condensarse, por lo que entre mayor sea la cantidad de vapor inyectado mayor es la tendencia de producción de agua condensada, y también depende del diferencial de presión que está influenciado por la presión de fondo fluyendo en la producción de fluidos.

Figura 38

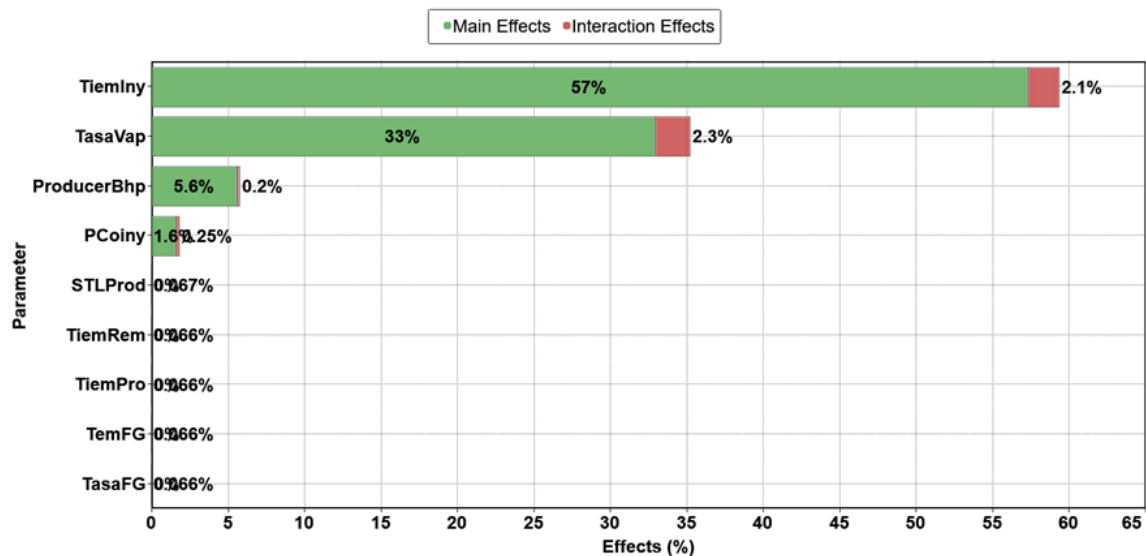
Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto a la producción acumulada de agua



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Figura 39

Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto a la producción acumulada de agua

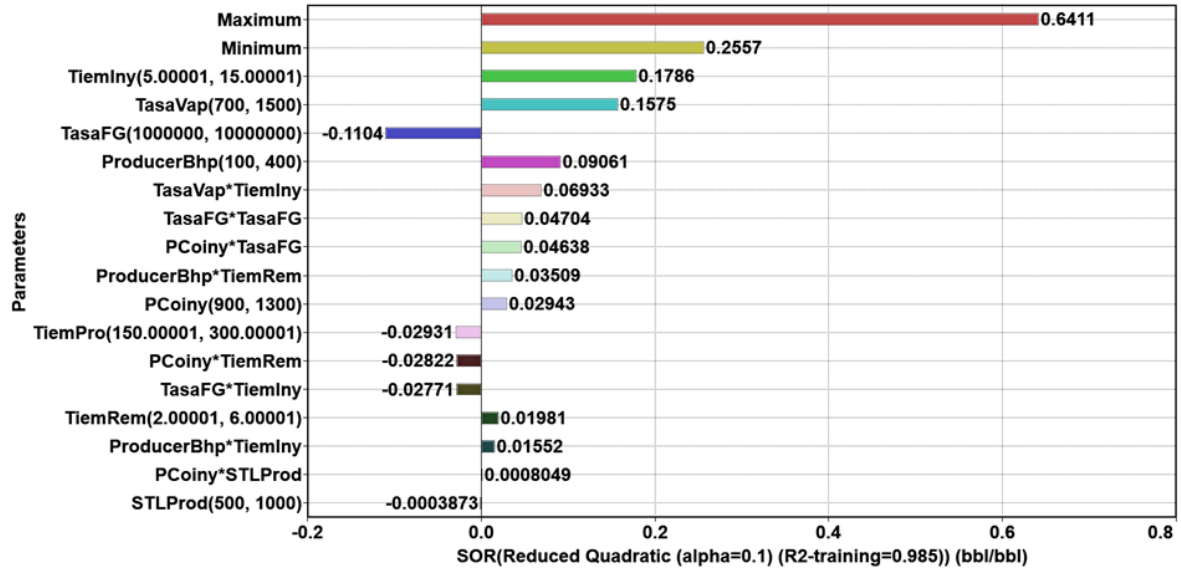


Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

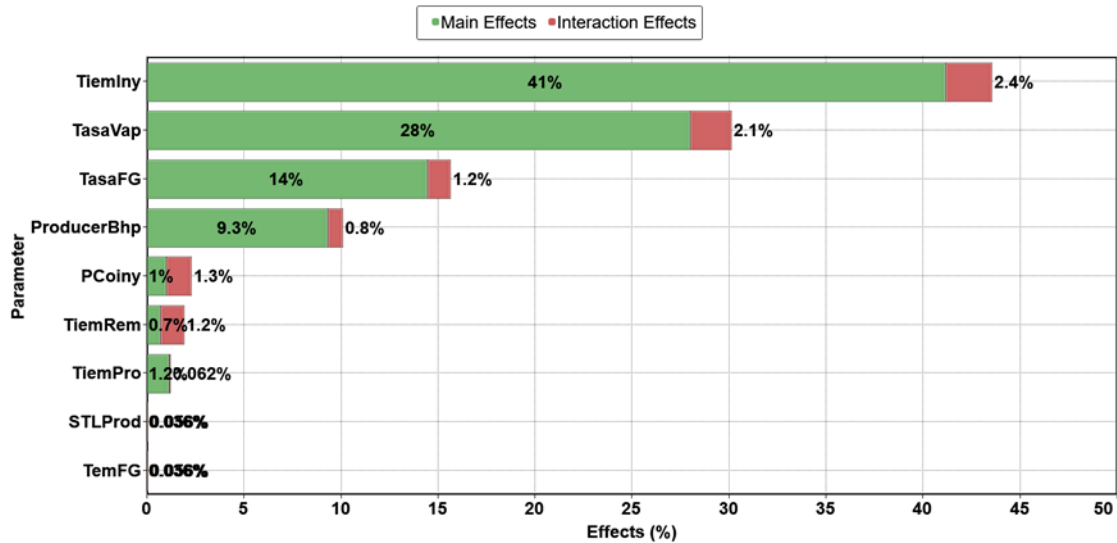
En la Figura 40 y 41 están representados los resultados de la sensibilización de la relación vapor-aceite (SOR) acumulada, en donde para los casos estudiados se obtuvo el valor máximo de 0.64 y el valor mínimo de 0.26. El SOR es utilizado como una referencia para definir la viabilidad económica del proceso y los valores son comparables con los valores registrados en la aplicación del proceso con solo vapor en el campo Girasol donde fue el SOR fue optimizado a valores de 0.83 (Mendoza, et al., 2009)

Al SOR definirse como la cantidad de barriles de vapor equivalente necesarios para obtener un barril de crudo en superficie, se espera el incremento de esta variable al aumentar los parámetros operacionales como el tiempo y tasa de inyección de vapor, cuestión que se ve evidenciado en los diagramas horizontales. Asimismo, al continuar los ciclos de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, se observa que es menos el crudo recuperado en superficie a medida que pasa el ciclo, generando el continuo crecimiento del valor del SOR. No obstante, este crecimiento puede verse reducido significativamente por la inyección de flue gas, que es el tercer parámetro operacional que más influye respecto al SOR.

En las Figuras 42 y 43 se encuentra el último parámetro operacional sensibilizado, la presión promedio del yacimiento. Con el análisis de la presión promedio del yacimiento se pueden complementar los análisis deducidos del factor de recobro. La posibilidad de extracción de hidrocarburos está directamente asociada con la energía disponible en el yacimiento, si bien ya es conocido que el efecto que genera la reducción de la presión de fondo fluyendo, es aumentar el diferencial de presión, por lo que el agotamiento del yacimiento es más pronunciado. El incremento de la tasa de flue gas y el tiempo de co-inyección, provocan un aporte de energía durante el ciclo de inyección y remojo; posteriormente, en el ciclo de producción, se obtiene una mejor respuesta en el drenaje de los fluidos.

Figura 40*Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto al SOR*

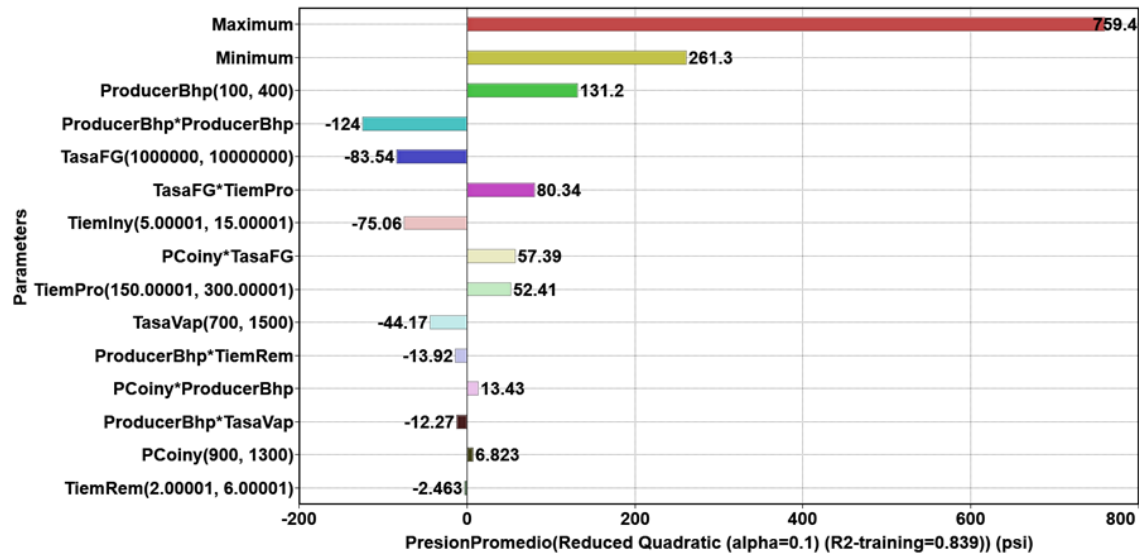
Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Figura 41*Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto al SOR*

Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Figura 42

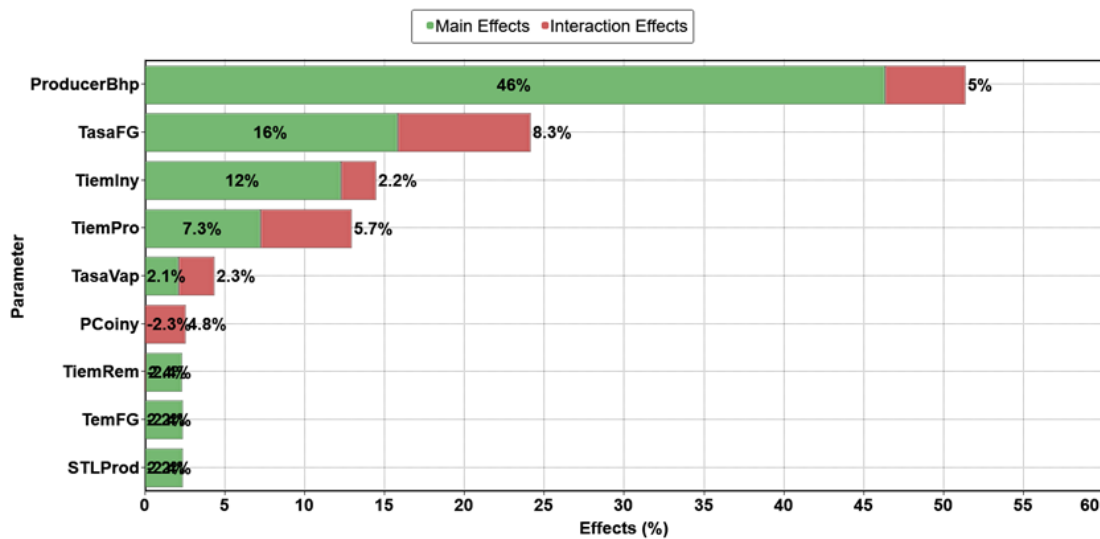
Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales respecto a la presión promedio del yacimiento



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Figura 43

Análisis Sobol a parámetros operacionales respecto a la presión promedio del yacimiento



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

4.3.2 Optimización de Parámetros Operacionales

El proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales, se optimizó por medio de la maximización del VPN. Las respectivas corridas desarrolladas por CMOST, constan de los mismos parámetros operacionales durante los periodos de producción en frío e inyección cíclica de solo vapor, y a partir del séptimo ciclo por medio de la herramienta *Restart*, fue posible la reutilización de la información que no va a ser sujeta a cambios durante las corridas de simulación numérica, para enfocarse únicamente en los periodos de interés y así reducir los tiempos de cómputo significativamente.

Es necesario aclarar que las consideraciones tomadas para el cálculo del VPN presentan aspectos generales encontradas en el estado del arte, que permitan contextualizar si el proceso es rentable si se somete a condiciones operacionales específicas, especialmente relacionados a los costos de generación de vapor.

4.3.2.1 Valor Presente Neto (VPN). En la ingeniería de yacimientos, el VPN es la función objetivo considerada para calcular el retorno en la inversión de un proyecto, considerando el valor del dinero en el tiempo, traduciendo los flujos de efectivo futuros en la moneda actual (Fortaleza et al., 2020). La fórmula generalmente utilizada para el cálculo del VPN es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=1}^t \frac{FNE}{(1+k)^t}$$

El FNE se entiende como flujo neto de efectivo, k hace referencia a la tasa de descuento y t al número de periodos considerados en la evaluación. En consecuencia, si el VPN es positivo,

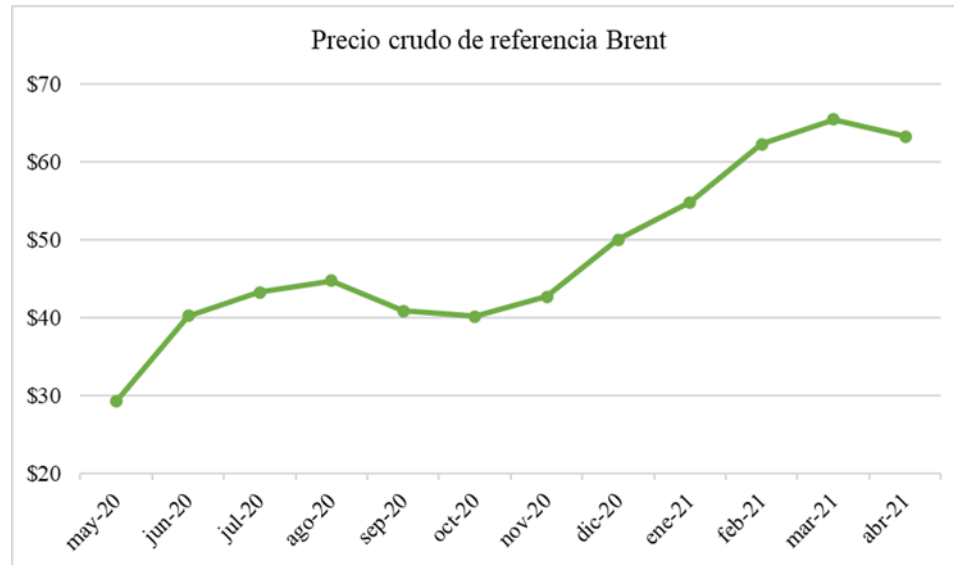
representa que están existiendo ganancias en el proyecto a pesar de los gastos adquiridos para su desarrollo. En el presente proyecto, para el respectivo cálculo del FNE se tuvo en cuenta únicamente el valor del OPEX que se asocia a las ganancias por la producción del crudo y los egresos producto de las regalías, *lifting cost*, y los costes de generación de vapor. Para efecto de estudio el valor del CAPEX es considerado como cero.

El precio del hidrocarburo fue establecido en un valor que representará las fluctuaciones del precio del crudo Brent a nivel mundial durante el último año, representado en la Figura 44. Teniendo en cuenta el precio referencial Brent, la diferencia por calidad sobre Brent y la tarifa promedio de transporte a punto de comercialización; se establece el precio del crudo en un valor de 50 USD (León y Padilla, 2019). Las regalías para un campo, cuya producción está por debajo de los 5,000 bl/día, se establece en un 8% de la producción (Ley N° 756, 2002). Finalmente, el *lifting cost*, los costes de generación y la tasa de descuentos fueron establecidos en valores de 7.7 USD/Bl 9.08 USD/MMBTU y 10% respectivamente, valores determinados para el contexto nacional (Uribe, 2013; León y Padilla, 2019).

En la Figura 45, están las corridas evaluadas con su respectivo VPN calculado, en donde se resaltan aspectos como el modelo base inicial de simulación establecido para las corridas con flue gas, las soluciones generales y finalmente el resultado óptimo establecido por CMOST. Las soluciones generales al inicio de la evaluación se mantuvieron con resultados dispersos que posteriormente se fueron refinando a valores de VPN que no tenían una diferencia significativa entre sí. Consecuentemente, a partir de la corrida número 60, se puede observar como el VPN final de las simulaciones, se posicionan por encima de 1.15 millones de dólares. No obstante, no es hasta el último 20% de las corridas que se encuentran las soluciones que representan las mejores opciones técnicas sin despegarse del punto de vista económico.

Figura 44

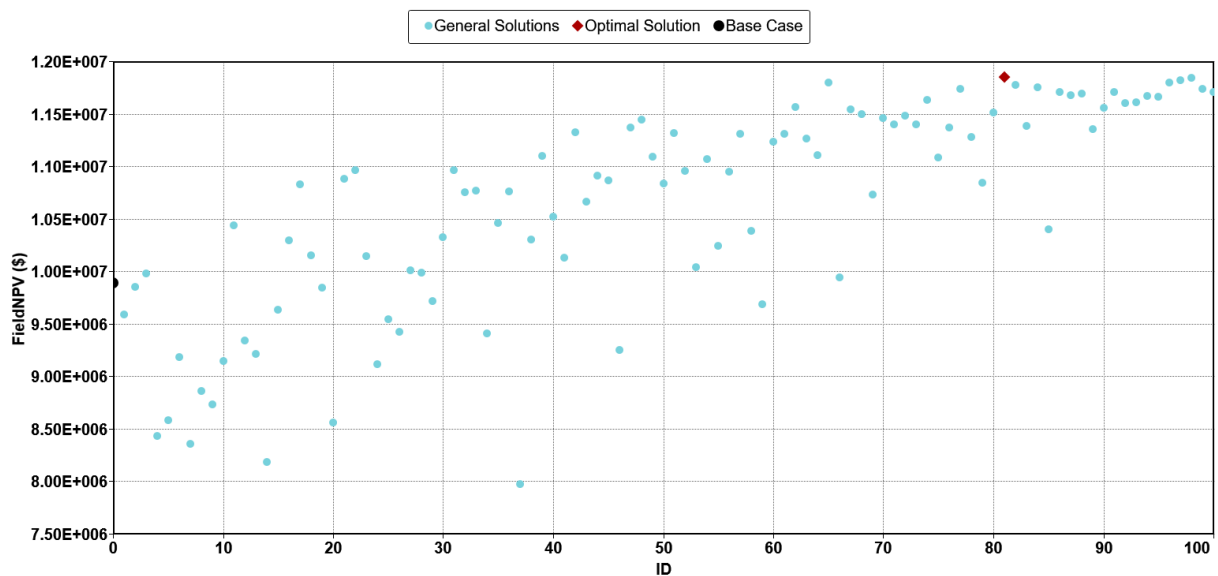
Precio promedio por mes del crudo de referencia Brent del último año



Nota. Tomado de “Precios del Petróleo Crudo Brent” en la página web Oil-Price.net

Figura 45

VPN final obtenido para cada experimento evaluado en la optimización por CMOST



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

4.3.2.2 Análisis de Resultados. La optimización en CMOST, complementado con el análisis de sensibilidad realizado anteriormente, permite definir resultados específicos respecto a los parámetros operacionales. El simulador por medio de la optimización mostraba a medida que avanzaban las simulaciones, el rango de los valores adquiridos por los parámetros operacionales, se iban reduciendo con el fin de proporcionarle al proceso las condiciones que representen la mayor ganancia del proyecto. En la Tabla 16 se presentan los valores optimizados recomendados para los parámetros operacionales considerados.

Tabla 16

Resultados óptimos de los parámetros operacionales obtenida por CMOST.

Parámetro operacional	Rango recomendado
Tasa de vapor, bl/día	[1,000-1,500]
Presión de fondo fluyendo, psi	[100-200]
Máxima tasa de líquidos en superficie, bl/día	500
Tiempo de inyección, día	[10-15]
Tiempo de remojo, día	6
Tiempo de producción, día	150
Presión de co-inyección, psi	1,200
Tasa de inyección de flue gas, MMPCD	[4-10]
Temperatura del flue gas, °F	70

Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

En lo que concierne a la presión de fondo fluyendo, al ser un parámetro operacional que continuamente muestra su alta influencia en los procesos productivos de la inyección cíclica de vapor, no pasa a profundizarse sobre el fenómeno ligado a este criterio, ya que se relaciona directamente con el agotamiento de la presión del yacimiento, reflejada en forma de producción. Asimismo, para el caso de la temperatura del flue gas inyectado se demostró su poca influencia en términos de factor de recobro. Es por eso por lo que se recomienda que sea inyectado a las condiciones de temperatura después de su tratamiento y almacenamiento, además que su calentamiento estaría ligado a más gastos que terminarían afectando el VPN obtenido para cada una de las evaluaciones.

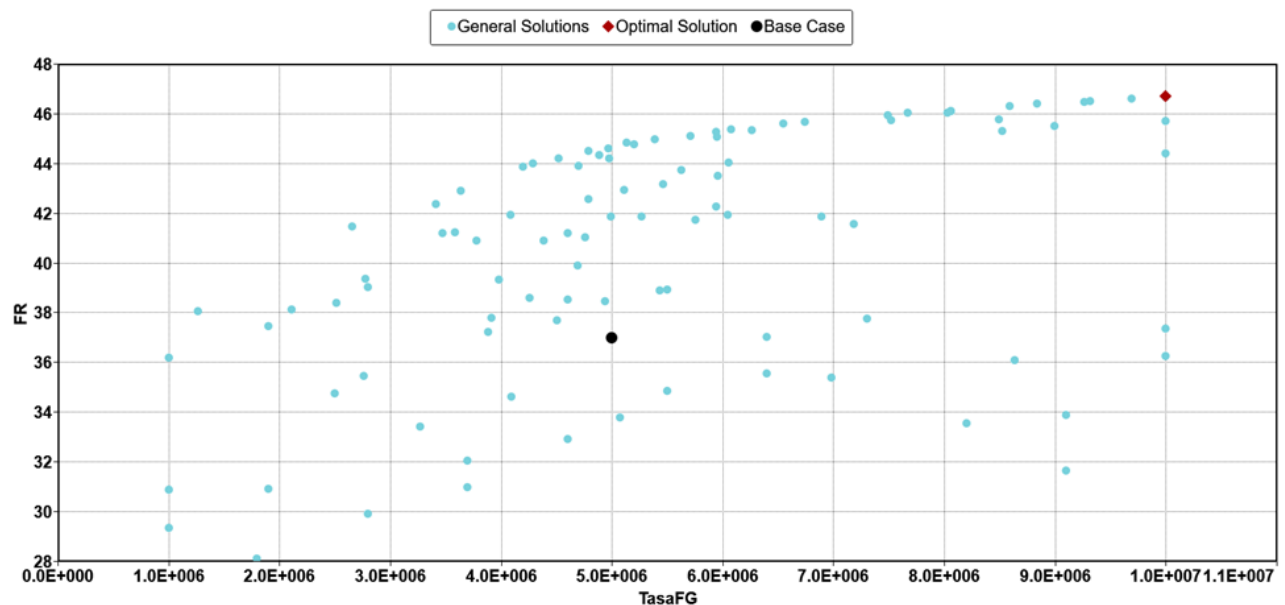
La presión de co-inyección, así como se obtuvo en la sensibilización del modelo base de inyección cíclica de vapor, mostró aumentar la recuperación de hidrocarburos hasta la presión de 1,200; después el aporte no era considerable. Por otro lado, el valor recomendado por la optimización para la máxima tasa de líquidos en superficie fue de 500 bl/día, aunque este parámetro demuestra no ser decisivo en la toma de decisiones y su arreglo es conveniente de acuerdo con las facilidades de superficie del campo de estudio, que disponen capacidad productiva de 1,700 bl/día de aceite (ANH, 2020).

La Figura 46 muestra detalladamente la influencia que tiene la tasa de flue gas en el proceso, en donde se puede identificar una marcada tendencia por parte de la gráfica de relación de parámetro y función objetivo. Al aumentar la tasa de flue gas, el factor de recobro incrementa su valor. No obstante, este incremento depende de la tasa de flue gas inyectada, ya que se puede observar que el aporte al factor de recobro no representa porcentajes representativos por encima de una tasa de 4.5 MMPCD; por lo tanto, se establece una amplia ventana desde que las tasas inyectadas son efectivas debido a que los costes de tratamiento del flue gas que deben ser

considerados en evaluaciones económicas del proceso. Los resultados se asemejan a la evaluación llevada por Martínez (2020), donde se establece que a partir de tasas mayores del 3.9 MMPCD la incidencia del flue gas en la producción acumulada no es representativo.

Figura 46

Cross plot que relaciona el factor de recobro con la tasa de flue gas inyectado en cada experimento corrido en la optimización por CMOST



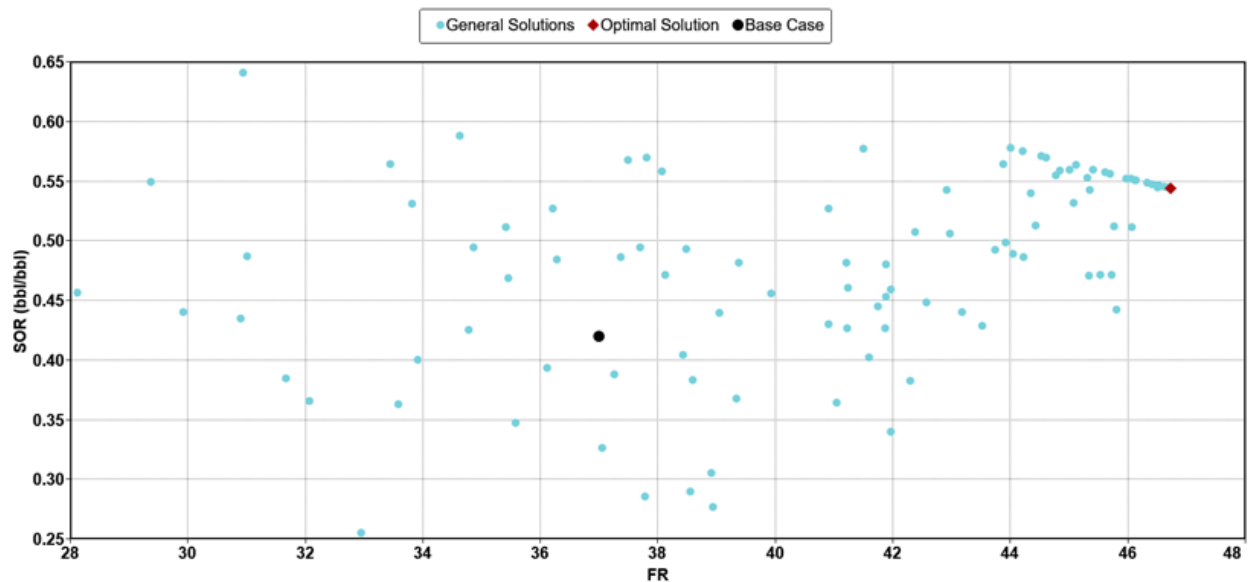
Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

La gráfica de relación de funciones objetivos SOR y factor de recobro mostrados en la Figura 47, pone en evidencia que en la co-inyección de flue gas y vapor, puede ser conveniente el incremento de la tasa de vapor inyectado o los días de inyección, ya que existen valores de SOR mayores a la establecido en el caso base, pero que aporta al FR con amplia diferencia. Uribe et al., (2013) propusieron tasas óptimas de inyección de vapor en valores menores que los 1,100 bl/día.

Sin embargo, como se aprecia en la imagen los arreglos optimizados, sugieren que es conveniente el incremento de la cantidad de vapor inyectado, ya que se traduce en aportes significativos al factor de recobro.

Figura 47

Cross plot que relaciona el SOR con el factor de recobro obtenido en cada experimento corrido en la optimización por CMOST.



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

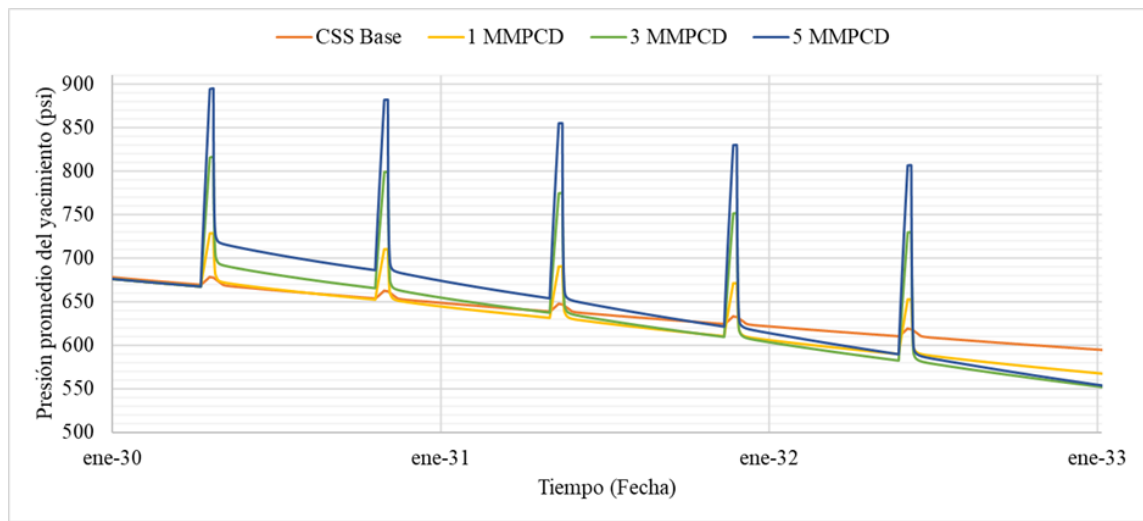
Finalmente, en lo que corresponde a los días de producción, se obtuvieron los resultados de modificarlos a 150 días respectivamente. Esto con el fin de que durante la producción no se pierda la temperatura que globalmente ha ganado el yacimiento debido al proceso de recuperación mejorada, ya que este es el efecto que permite la movilidad del crudo.

4.3.2.2.1 Efecto de Mantenimiento de Presión. El proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales, provoca que la presión promedio del yacimiento genere una respuesta particular representada en la Figura 48. En las etapas de inyección y remojo el yacimiento es presurizado hasta alcanzar una presión tope, posteriormente en la etapa de producción la presión decae rápidamente, resultado del diferencial de presión existente entre el yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

El flue gas amortigua el agotamiento del yacimiento que se mantiene algunos ciclos por encima de la tendencia de caída de presión del modelo base de simulación numérica de solo vapor según sea la tasa inyectada. Para una tasa de flue gas de 5 MMPCD el soporte de presión es capaz de mantener la presión por encima de la tendencia establecida aproximadamente tres ciclos, para posteriormente tener una caída de presión más pronunciada

Figura 48

Presión promedio del yacimiento respecto al tiempo evaluado para varias tasas de inyección de flue gas

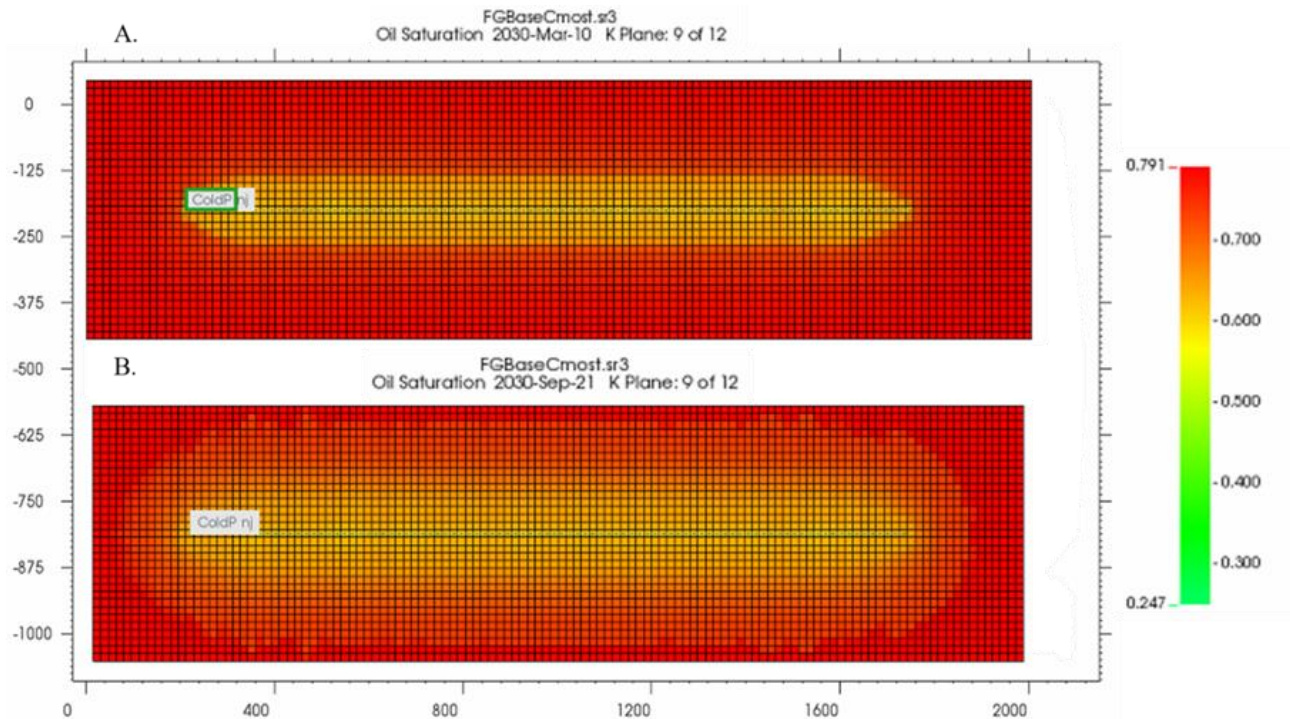


Nota. Adaptado de Computer Modeling Group Ltda.

Como fue demostrado en el análisis de sensibilidad, el efecto que genera los diferenciales de presión permite un mayor drenaje de los fluidos en el yacimiento. En la Figura 49 se puede observar una comparativa de las saturaciones de aceite al terminar los ciclos 6 donde se finaliza la inyección de solo vapor, y ciclo 7 donde se inicia la inyección cíclica de vapor con flue gas.

Figura 49

Vista aérea de la saturación de aceite en el plano K 9 del modelo de simulación



Nota. A) Final del último ciclo de inyección cíclica de vapor. B) Final del primer ciclo de inyección cíclica de vapor con flue gas. Adaptado de Computer Modelling Group Ltda.

Estas observaciones son muy concluyentes con respecto al fenómeno de drenaje producido, debido a que la presurización inicial producto de la co-inyección de flue gas y vapor en interacción con la presión de fondo fluyendo, permite que recursos que se encuentran en zonas alejadas de la

ubicación del pozo horizontal, se vean afectados por la onda de presión que sumado a la movilidad aportada por el vapor faciliten el desplazamiento de crudo hacia la cara del pozo.

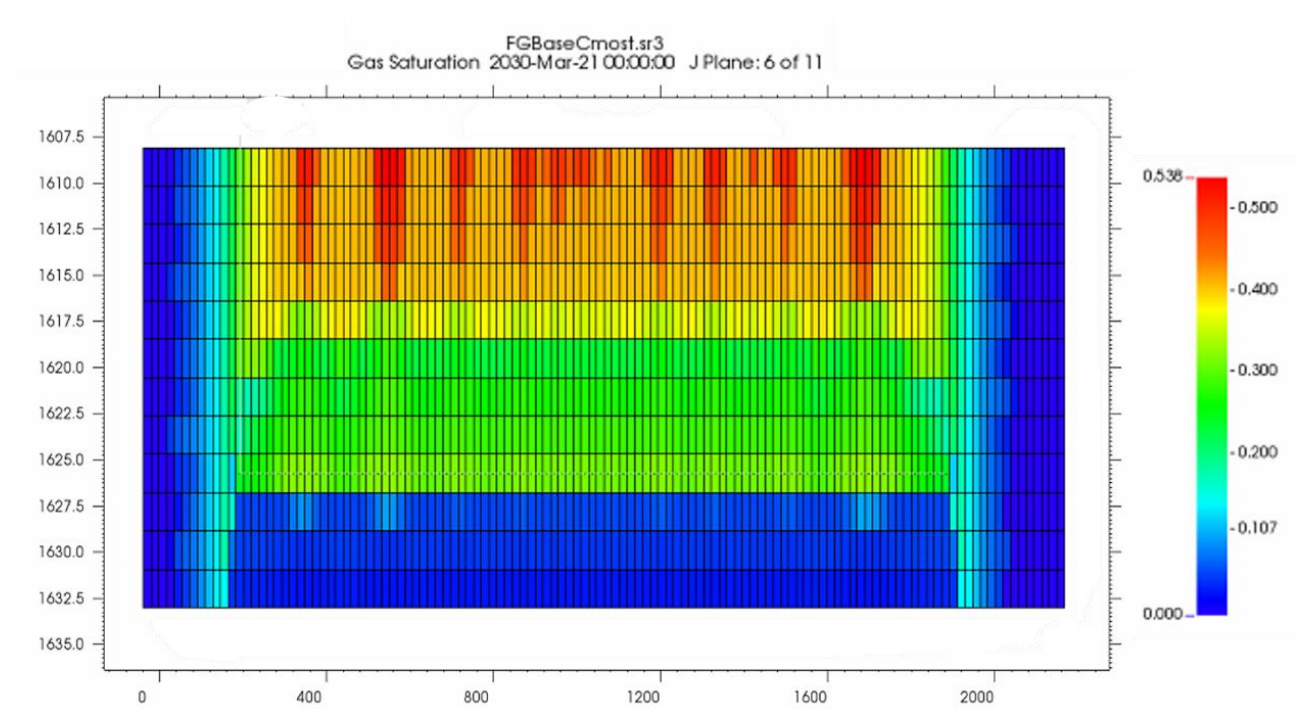
4.3.2.2.2 Efecto en la Distribución de Calor. La reducción de las pérdidas de calor hacia los estratos adyacentes ha sido un efecto enunciado por los autores en la revisión del estado del arte, debido al aislamiento térmico que genera los componentes principales del flue gas. Por lo tanto, al aumentar el aprovechamiento del calor suministrado por el vapor dentro del medio poroso, asegurara la movilidad del crudo pesado durante la duración de la etapa de producción de cada uno de los ciclos.

En la Figura 50 se puede observar cómo es el cambio de la saturación del gas al final del primer ciclo de inyección cíclica de vapor con flue gas. La diferencia de densidades existente entre el aceite, el vapor y el flue gas, permite que el gas inyectado se ubique en la parte superior del estrato productor.

Consecuentemente, en la Figura 51 se evidencia una reducción significativa de las pérdidas de calor hacia el estrato suprayacente a partir del séptico ciclo, lo que confirma que el flue gas almacenado en la sección superior del estrato mantiene el calor proporcionado por el vapor en la formación productora, conservando la misma tendencia a lo largo de los ciclos posteriores. Las pérdidas de calor registradas hacia el estrato inferior también se ven reducidas, aunque en menor proporción. La estimación de las pérdidas de calor diarias durante el primer mes, hacia los estratos adyacentes en los ciclos de co-inyección de flue gas y vapor, se mantienen por debajo de las calculadas en los ciclos de solo vapor.

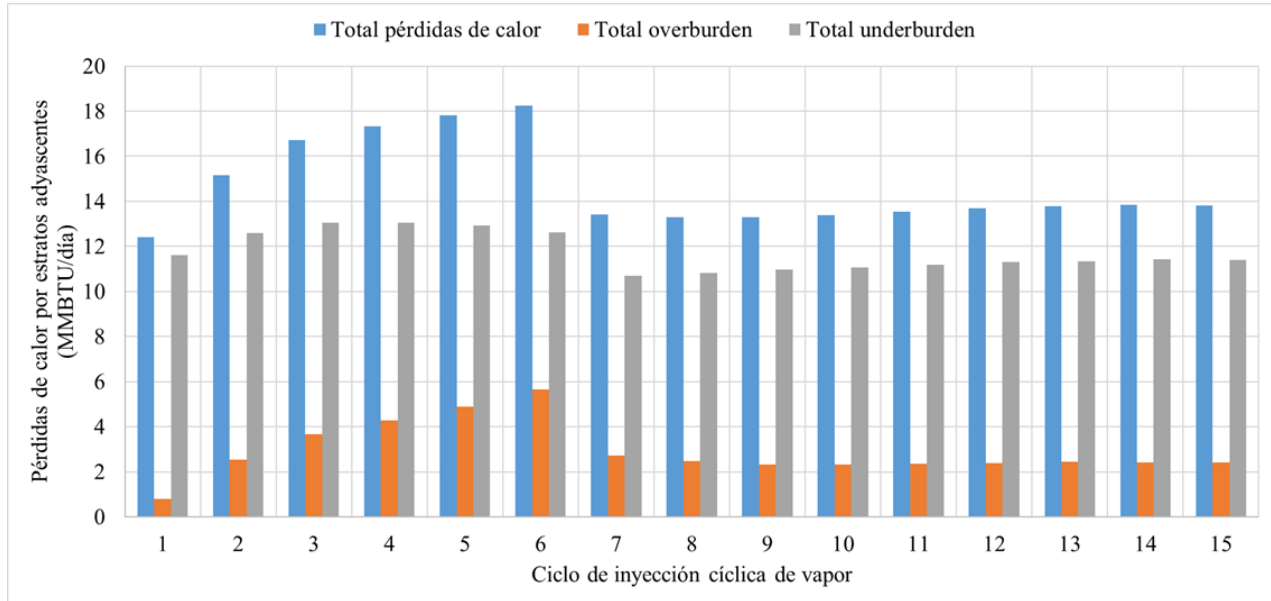
Figura 50

Saturación de gas vista en el plano IK al final de la etapa de inyección del primer ciclo de inyección cíclica de vapor con flue gas



Nota. Adaptado de Computer Modeling Group Ltda.

Las estimaciones de entalpía inyectada, entalpía producida y pérdidas de calor hacia los estratos adyacentes permiten definir que efectivamente existe un mayor aprovechamiento del calor transmitido por el vapor.

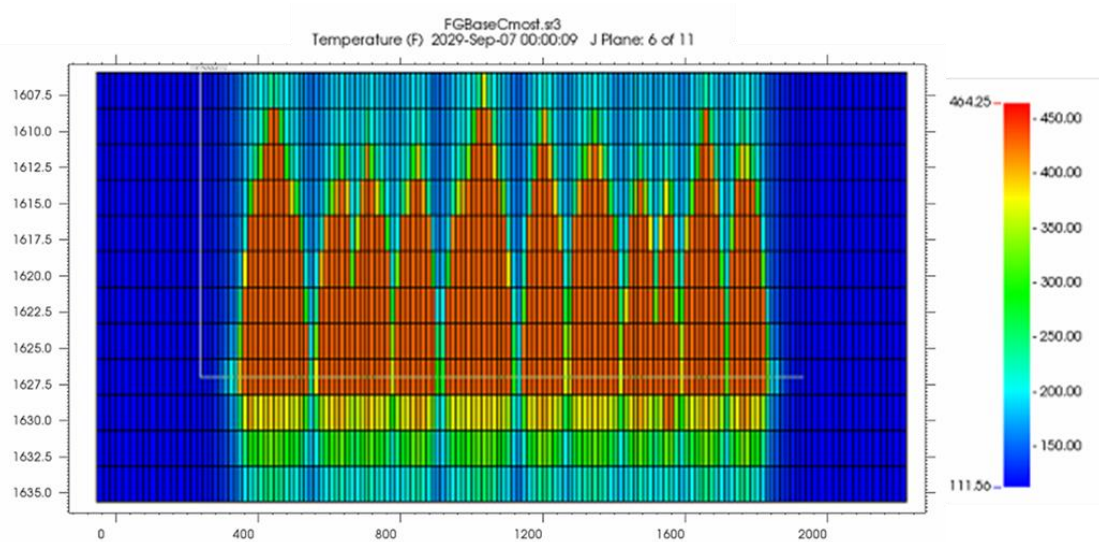
Figura 51*Estimación de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes*

Nota. Estas corresponden al primer mes de cada ciclo del modelo base de simulación numérica con flue gas para los cortes lineares de las tres secciones centrales en el límite superior e inferior paralelas al pozo horizontal.

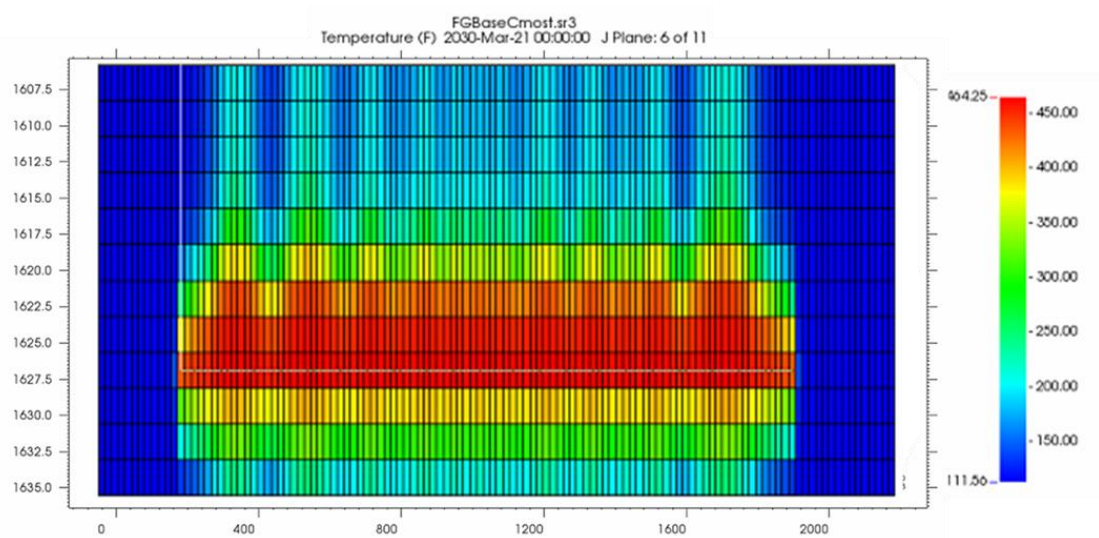
Las Figuras 52 y 53 muestran las comparativas de los perfiles de temperatura del último ciclo de inyección cíclica de vapor y el primer ciclo de co-inyección de vapor y flue gas, desde una vista lateral y aérea respectivamente. Es evidenciable como en los ciclos de inyección de solo vapor existe la canalización en zonas específicas donde el vapor empieza a posicionarse preferencialmente, lo que resulta en la no estimulación de partes del estrato productor y el ágil contacto con las formaciones adyacentes que reducen la eficiencia térmica del proceso al pasar los ciclos. A partir de la inyección del flue gas y su ubicación en estas zonas estimuladas en anteriores ciclos, el vapor presenta una distribución más uniforme, que sumado a la reducción de las pérdidas de calor permite el mantenimiento de la temperatura durante la etapa productiva del pozo horizontal.

Figura 52*Perfil de temperatura vista en el plano IK*

A)



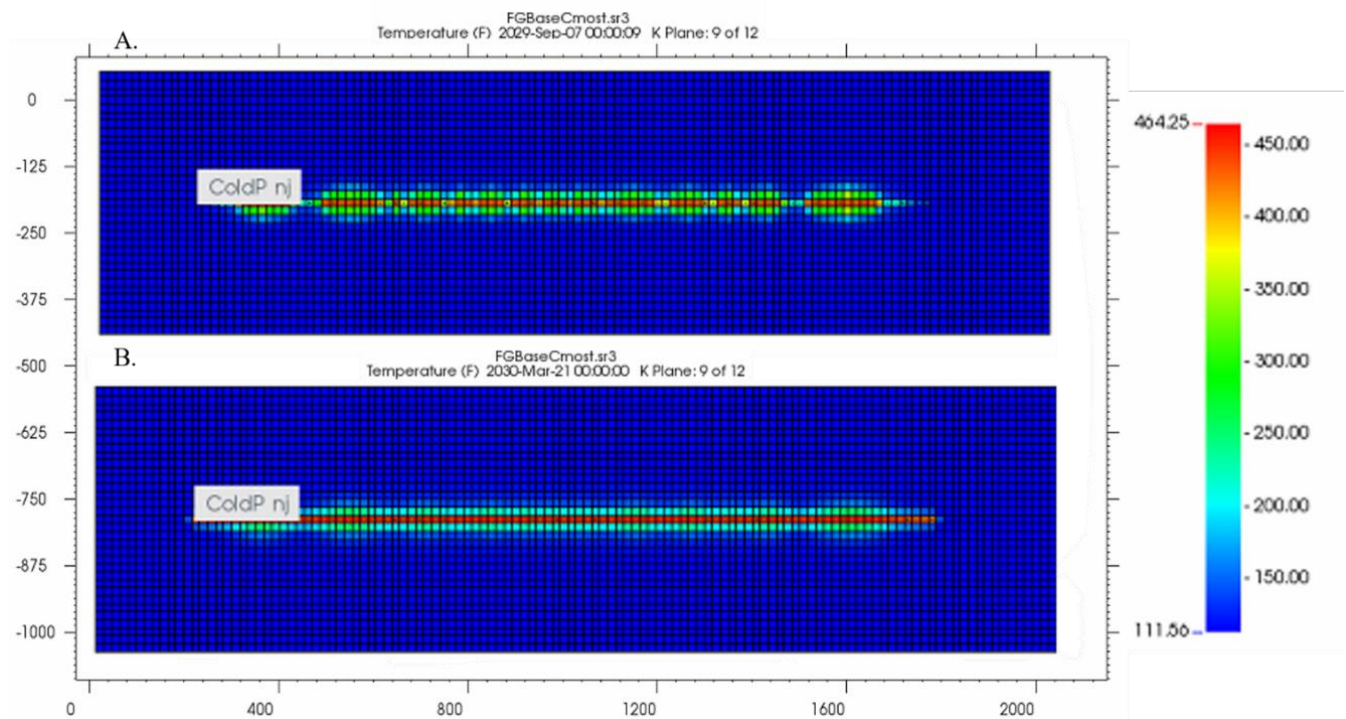
B)



Nota. A) Al final de la etapa de inyección del último ciclo de inyección cíclica de vapor. B) Al final de la etapa de inyección del primer ciclo de inyección cíclica de vapor con flue gas. Adaptado de Computer Modeling Group Ltda.

Figura 53

Perfil de temperatura vista aérea del plano K9.



Nota. A) Al final de la etapa de inyección del último ciclo de inyección cíclica de vapor. B) Al final de la etapa de inyección del primer ciclo de inyección cíclica de vapor con flue gas. Adaptado de Computer Modeling Group Ltda.

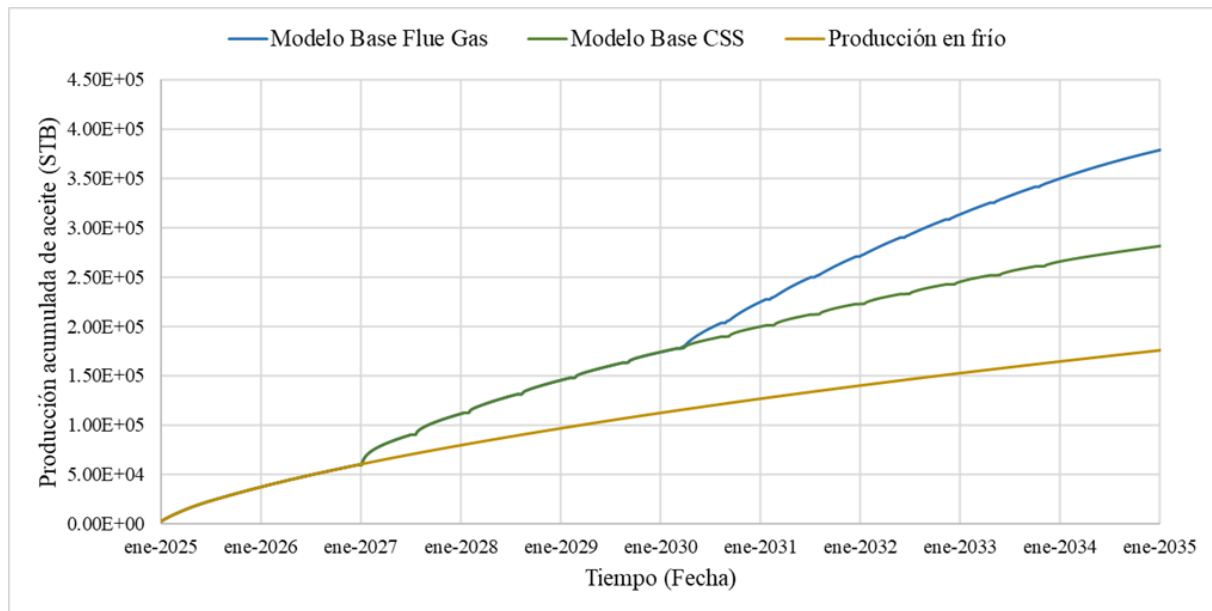
4.3.2.2.3 Análisis comparativo. En la Figura 54 se observa una comparativa de la producción acumulada de aceite para los modelos de simulación base considerados a lo largo de las evaluaciones. Inicialmente es posible notar el efecto de los primeros ciclos de inyección de vapor, mostrando que la estimulación es efectiva hasta el ciclo número 6, posteriormente, la ganancia en factor de recobro no es significativa, por lo que la tendencia toma un crecimiento comparable con la producción en frío, lo que refleja que el calor no está siendo aprovechado. La implementación de la co-inyección de flue gas y vapor muestran que es posible ampliar la vida

productiva de este tipo de estratos, llegando hasta valores de factor de recobro de aproximadamente un 46%, valor por encima de 28% que es el obtenido para la evaluación que solo incluye el uso de vapor.

Consecuente se determina que el efecto generado por los diferenciales de presión, el mejoramiento de la distribución del vapor, la reducción de las pérdidas de calor y el mayor aprovechamiento del calor suministrado, impactan en gran proporción la producción acumulada de aceite, tanto que en el modelo de base de flue gas evaluado se puede obtener una producción incremental de aproximadamente 1.00×10^5 STB.

Figura 54

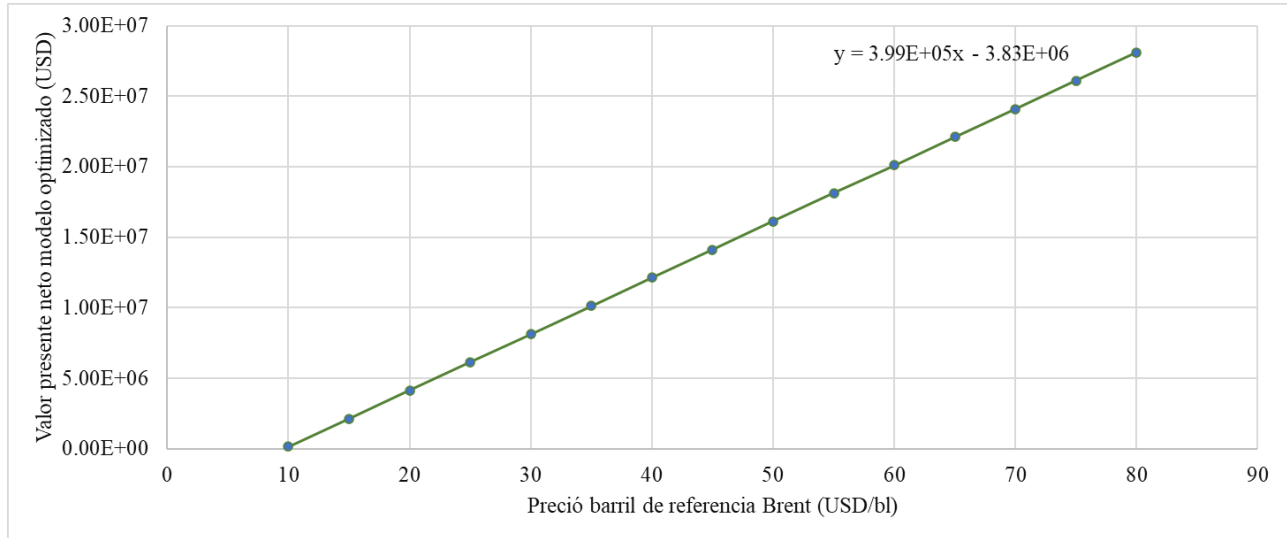
Comparativa de la producción acumulada de aceite



Nota. Adaptado de Computer Modeling Group Ltda.

Figura 55

Valor presente neto del modelo optimizado para diferentes precios de crudo de referencia Brent.



La estimación del VPN para el modelo optimizado de simulación numérica del proceso híbrido para diferentes precios de crudo de referencia Brent se ve representado en la Figura 55. Considerando los costes de perforación de un pozo horizontal en valores aproximados de 1 a 5 millones de dólares (Uribe, 2012; Hoffman, 2018), se puede encontrar que el proceso puede considerarse rentable en precios del crudo por encima de los 30 USD/bl. La implementación de la inyección cíclica de vapor con flue gas permite de esta forma que la perforación horizontal sea más atractiva a pesar de su incremento en los costos de perforación y completamiento.

4.4 Análisis de Sensibilidad a Parámetros de Yacimiento asistido por CMOST

Los parámetros de yacimiento tienen gran importancia en la implementación de un método de recobro mejorado, ya que pueden limitar su aplicación como se planteó en la evaluación por criterios de screening. Por tal motivo, es importante conocer cómo afectan de manera particular cada proceso y qué parámetros son los más influyentes en el mismo, de tal forma que esta información pueda servir de referencia para futuras aplicaciones del mismo método.

Uribe (2013) en el estudio de la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, logró definir que los parámetros de alta influencia en el desarrollo de la técnica corresponden a la permeabilidad, espesor de la formación productora y presión inicial del yacimiento. No obstante, para complementar los hallazgos y completar adecuadamente la ponderación de algunos parámetros de yacimiento en la evaluación por criterios de screening, se añadieron la evaluación de la saturación inicial de aceite y la porosidad.

Por lo anterior, es planteada la realización del análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento con la utilización de la herramienta CMOST del software CMG, desarrollado por un total de 43 corridas de simulación numérica del proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas. Los valores evaluados se encuentran registrados en la Tabla 17 donde se encuentra el valor del modelo base y los rangos mínimo y máximo de los criterios de yacimiento evaluados, apoyado del análisis estadístico desarrollado en la Tabla 2. El parámetro de yacimiento nombrado como tamaño de celda en K hace referencia al espesor del yacimiento, donde se establece la variación del tamaño de las 12 celdas utilizadas para representar la formación productora en la evaluación, siendo el valor mínimo de 12 ft de espesor y máximo de 60 ft de espesor.

Tabla 17

Rango de variación de los parámetros operacionales a optimizar.

Parámetro de yacimiento	Valor modelo base	Mínimo	Máximo
Tamaño de celda en K, ft	2	1	5
Permeabilidad en dirección i y j, mD	1,565	700	2,000
Permeabilidad en dirección k, mD	830.77	500	1,100
Porosidad, fracción	0.29	0.2	0.37
Presión inicial del yacimiento, psi	948	700	1,100
Saturación inicial de aceite, fracción	0.79	0.6	0.98

La función escogida como objetivo, para la determinación de su sensibilidad al cambio de los parámetros de yacimiento, es el factor de recobro. El factor de recobro mide cuantitativamente cuanto es la tasa de recuperación de aceite, teniendo en cuenta el volumen poroso del modelo evaluado, considerando que existen cambios volumétricos del petróleo inicial en sitio por las variaciones en los parámetros del yacimiento, se hace conveniente basar los análisis en esta relación que ayuda a contextualizar como es la respuesta del modelo de simulación al proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales.

Las herramientas gráficas escogidas para determinar la influencia de los parámetros operacionales sobre las variables de respuesta corresponden a diagramas de tornado para la estimación de efectos y análisis que se rigen bajo el método Sobol.

En la Figura 55 y 56 se puede observar que los parámetros de yacimiento seleccionados en la evaluación efectivamente generan influencia en el factor de recobro. El orden de influencia en orden descendente está dado por la porosidad, la saturación inicial de aceite, la permeabilidad

horizontal, la presión inicial y el espesor de la formación respectivamente. Obteniéndose en este sentido valores de factor de recobro de un mínimo de 14.93% a un máximo de 48.22%.

En lo que concierne a la porosidad y saturación inicial de aceite, estos dos parámetros entre si se relacionan debido a que al inicio de un proceso de recobro mejorado permiten estimar la cantidad de petróleo en sitio para su extracción, es por lo que a medida que aumenta la saturación inicial de aceite en el respectivo espacio poroso es de esperarse que exista mayor potencial de producción. Siendo así, es conveniente que estos criterios de screening ocupen alta importancia en la evaluación por criterios de screening.

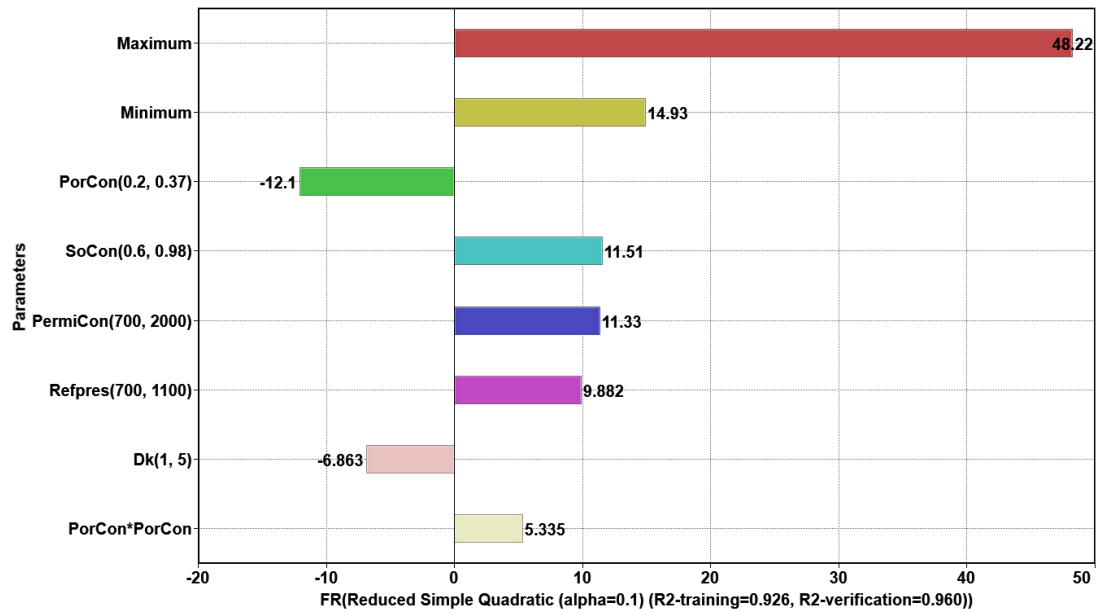
La permeabilidad horizontal, como ya se había enunciado en la revisión de criterios de screening, constituye un factor importante debido a que la perforación de pozos horizontales se caracteriza por realizarse en estratos delgados con amplia extensión horizontal. Consecuentemente, la co-inyección de flue gas y vapor además de alcanzar a contactar zonas más alejadas del pozo por el diferencial de presión, su movilidad y transporte a causa de la permeabilidad horizontal y la transferencia del calor inyectado, facilitarían la producción de recursos a los que anteriormente no se contactaba.

La presión promedio del yacimiento constituye el potencial energético de producción del campo de estudio, por lo tanto, al poseer un yacimiento con valores significativos mejorarían el desarrollo de ciclos posteriores de inyección cíclica de vapor. No obstante, la co-inyección de flue gas y vapor ha mostrado que es posible aplicar ciclos de más que permitan una leve presurización del yacimiento y por ende un mayor drenaje de los recursos presente, partiendo siempre del principio de que debe existir un manejo operacional adecuado y no ocasionar el rápido depletamiento del estrato productor.

En lo que concierne el espesor de la formación productora, es evidenciable que la técnica de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales, se ajusta como una alternativa prometedora para la explotación de recursos contenidos en estratos delgados. Así, se puede lograr un aprovechamiento de los recursos contenidos en estas formaciones de interés, a través del método de recobro mejorado que demuestra una rápida respuesta a tiempos relativamente cortos. Sin embargo, es de tener en cuenta que un mayor espesor se asocia con una mayor producción acumulada de hidrocarburos, asociado con el petróleo inicial en sitio. Además, aquellos yacimientos con espesores mayores a 50 ft son prospectivos para otro tipo de procesos como SAGD (Singhal et al., 1998).

Figura 56

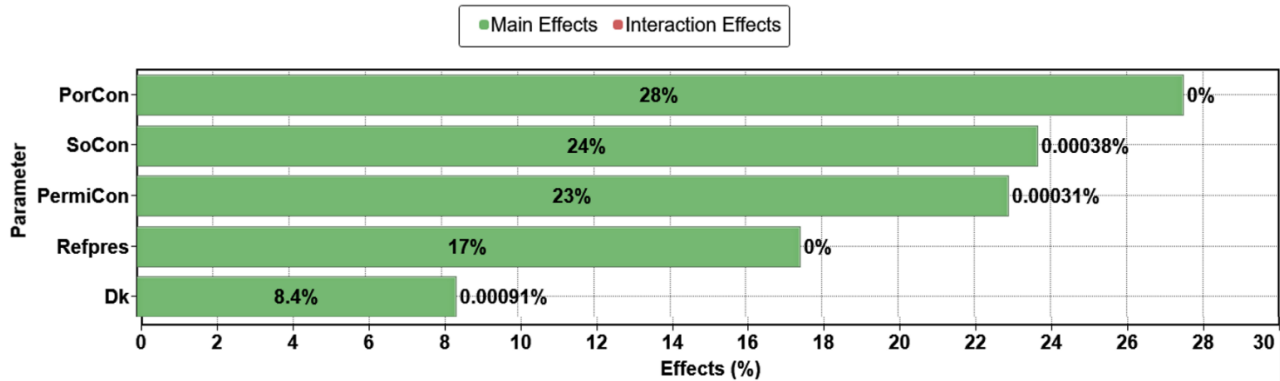
Análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento respecto al factor de recobro.



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST)

Figura 57

Análisis Sobol a parámetros de yacimiento respecto al factor de recobro.



Nota. Computer modeling group, CMG, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

5. Conclusiones

El flue gas maximiza el drenaje de aceite en zonas alejadas del pozo horizontal gracias a la sinergia generada por los fenómenos de presurización del yacimiento, distribución uniforme del vapor y reducción de las pérdidas de calor en el pozo horizontal. Logrando así obtener factores de recobro incrementales de hasta el 10%.

La optimización del proceso demostró que la tasa de flue gas y el tiempo de co-inyección flue gas-vapor son parámetros operacionales de alta influencia. La configuración optimizada duplica la producción diaria de aceite en comparación a las obtenidas en los ciclos de inyección de solo vapor con valores de SOR por debajo de 1.

La evaluación por criterios de screening y el análisis de sensibilidad demuestra la importancia del espesor y la permeabilidad horizontal de la formación productora en la selección

de un campo prospecto. Siendo así, la implementación de la técnica es propuesta como alternativa de explotación para estratos delgadas con permeabilidades horizontales apropiadas para la inyección y producción de fluidos.

6. Recomendaciones

Estudiar el proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales bajo diferentes esquemas de inyección y evaluar aquellas combinaciones que repercutan positivamente en la respuesta productiva de yacimientos con espesores delgados.

Realizar un análisis financiero para determinar la viabilidad económica de iniciar la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas en pozos horizontales en cualquier ciclo, con el fin de encontrar las configuraciones que representan el mejor VPN, considerando los costes que pueden conllevar la captación, tratamiento e inyección del flue gas y los aspectos de perforación de un pozo horizontal modelados por herramientas como flex well de CMG.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2019). Producción Fiscalizada de Crudo 2019. Estadísticas del sector. <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2020). Producción Fiscalizada de Crudo 2019. Estadísticas del sector. <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n>
- Alvarez, J., & Han, S. (2013). *Current Overview of Cyclic Steam Injection Process*. Journal of Petroleum Science Research, 2(3), 116–127. <http://www.dpi-journals.com/index.php/JPSR/article/view/991>
- Antolinez, J. D y Bohorquez, C. A. (2018). *Evaluación del Impacto de los Parámetros Geomecánicos en Procesos de Estimulaciones Hidráulicas Masivas en la Formación La Luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena)* [Tesis de Pregrado, Fundación Universitaria de América]. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7193/1/5132766-2018-2-IP.pdf>
- Araque-martinez, A. y Aquiles Rattia, R. (1996). *Experience on Horizontal Well Applications for Heavy Oil Fields*. Paper presented at the International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/37400-MS>
- Arenas, D. y Luque, V. (2015). *Evaluación de la Técnica HASD (Horizontal Alternating Steam Drive) en un Modelo Conceptual de un Campo Colombiano de Crudo Pesado por Medio de la Simulación Numérica de Yacimientos* [Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Biblioteca Virtual Tangara UIS

- Asgarpour, S., Springer, S., Pantella, P. y Singhal, A. (1990). *Enhanced Heavy-oil Production By Horizontal Drilling - Case Study*. Paper presented at the Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, June 1990. <https://doi.org/10.2118/90-126>
- Atkinson, P. G., Celati, R., Corsi, R. y Kucuk, F. (1980). *Behavior of the Bagnore Steam/CO₂ Geothermal Reservoir, Italy*. SPE Journal, 20(4), 228-230. <https://doi.org/10.2118/7132-PA>
- Baker, R. O., Yarranton, H. W. y Jensen, J. L. (2015). *Practical Reservoir Engineering and Characterization Fluid Properties (PVT Data)*. Gulf Professional Publishing. 119-162. <https://doi.org/10.1016/C2011-0-05566-7>
- Barrero, D., Pardo Trujillo, A., Vargas C. A. y Martínez. J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, Colombia.
- BP (2019). *Statistical Review of World Energy 2019*. 68th Edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- Bustos, U. D., Salazar Barrero, G., Aldana, I., Moreno, W. y Zamora, H. (2014). *Understanding the Movable Oil and Free-Water Distribution in Heavy-Oil Sands, Llanos Basin, Colombia*. Paper presented at the SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, Medellín, Colombia. <https://doi.org/10.2118/171142-MS>
- Chang, J., Ivory, J. y Rajan, R. S. V. (2009). *Cyclic Steam-Solvent Stimulation Using Horizontal Wells*. Paper presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/2009-175>

- Cuadros, J., Ossa, N., Cuadros, G. y Rojas, E. (2010). *Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field*. Paper presented at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad. <https://doi.org/10.2118/132884-MS>
- Dickson, J. L., Leahy-dios, A., Upstream, E. y Wylie, P. L. (2010). *Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies*. Proceedings of the 2010 SPE Improved Oil Recover Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/129768-MS>
- Espitia, H. E. y Sofrony, J. I. (2013). *Algoritmo de Optimización basado en Enjambres de Partículas con Comportamiento de Vorticidad y Búsqueda Individual y Grupal*. Tecnura, 18(42), 24-37. <http://www.scielo.org.co/pdf/tecn/v18n42/v18n42a03.pdf>
- Fortaleza, E. L. F., Neto, E. P. B., & Miranda, M. E. R. (2020). *Production Optimization using a Modified Net Present Value*. Computational Geosciences, 24, 1087-1100. <https://doi.org/10.1007/s10596-019-09927-3>
- Helms, L. (2008). *Horizontal Drilling*. DMR Newsletter, 35(1), 1–3.
- Hirasaki, G., Rohan, J. A. y Dudley, J. W. (1995). *Interpretation of Oil/Water Relative Permeabilities from Centrifuge Displacement*. SPE Advanced Technology Series, 3(1), 66-75. <https://doi.org/10.2118/24879-PA>
- Hongfu, F., Yongjian, L., Liying, Z. y Xiaofei, Z. (2002). *The Study on Composition Changes of Heavy Oils during Steam Stimulation Processes*. Fuel, 81(13), 1733-1738. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(02\)00100-X](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(02)00100-X)
- Huang, S.J., Hu, P. y Li, Q. (2012). *Study on Heating Zone and Producing Zone of Cyclic Steam Stimulation with Horizontal Well in Heavy Oil Reservoir*. Advanced Materials Research.

- 594-597 (2012). 2438-2441. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.594-597.2438>
- Hoffman, B. T. (2018). Huff-N-Puff Gas Injection Pilot Projects in the Eagle Ford. SPE Canada Unconventional Resources Conference. <https://doi.org/10.2118/189816-MS>
- Ibañez, S. J. (2013). *Evaluación de la Longitud de Navegación en Pozos Horizontales de un Campo de Crudo Pesado en Colombia* (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Joshi, S. D. (1991a). *Thermal Oil Recovery with Horizontal Wells*. Journal of Petroleum Technology, 43(11), 1302–1304. <https://doi.org/10.2118/21751-PA>
- Joshi, S. D. (1991b). *Horizontal Well Technology*. PenmWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Khojastehmehr, M., Madani, M. y Daryasafar, A. (2019). *Screening of Enhanced Oil Recovery Techniques for Iranian Oil Reservoirs using TOPSIS Algorithm*. Energy Reports, 5, 529–544. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.04.011>
- Kirmani, F. U. D., Raza, A., Gholami, R., Zeshan, M. H. y Fareed, C. S. (2020). *Analyzing The Effect of Steam Quality and Injection Temperature on The Performance of Steam Flooding*. Energy Geoscience, 2(1), 83-86. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.11.002>
- Kovscek, A. R. (2012). *Emerging Challenges and Potential Futures for Thermally Enhanced Oil Recovery*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 98-99, 130–143. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.08.004>
- Lawal, K. A. (2011) *Alternating Injection of Steam and CO₂ for Thermal Recovery of Heavy Oil*. Doctoral Dissertation 2011, Imperial College London.

- León, A. y Padilla, P. (2019). *Desarrollo de una Herramienta Software para la Evaluación Financiera de Proyectos de Inyección de Vapor* [Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander.] Biblioteca Virtual Tangara UIS
- León, P. A. (2019). *Efecto Del Uso De Catalizadores Sobre la Recuperación Mejorada de Crudos Pesados en Procesos de Inyección de Vapor* [Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander]. Biblioteca Virtual Tangara UIS
- Ley N° 756. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994 por la cual se crea el Fondo Nacional de regalías. 2002. D.O. N° 46341.
- Li, N., Yan, B. y Xiao, X. (2015). *A Review of Laboratory-Scale Research on Upgrading Heavy Oil in Supercritical Water*. *Energies*, 8(8), 8962-8989. <https://doi.org/10.3390/en8088962>
- Mahdavi, E. y Zebarjad, F. S. (2018). *Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Methods*. *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs*, 41-59. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813027-8.00002-3>
- Martínez, J. (2020). *Evaluación Técnica de la Inyección Cíclica de Vapor con Gases de Combustión en un Yacimiento de Crudo Pesado Colombiano* [Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander]. Biblioteca Virtual Tangara UIS
- Mckay, C., Jones, J. y Pomerene, J. (2003). *Successful Horizontal Producers in Midway-Sunset Thermal Operations*. *Proceedings of the 2003 Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting*, Long Beach, California. <https://doi.org/10.2118/83479-MS>
- Mendoza, H., Avila, R., Castro, J. y Patarrollo, M. (2009). *Prueba Piloto de Pozos Horizontales en Campo Girasol, Colombia*. Artículo presentado en el XIII Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C., Colombia.

- Moussa, T., Patil, S., Mahmoud, M. y Fahd, K. (2018). *Performance and Economic Analysis of a Novel Heavy Oil Recovery Process Using In-Situ Steam and Nitrogen Generated by Thermochemicals* Keywords. Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/192432-MS>
- Oil-Price.net. (2021). Precios del Petróleo Crudo Brent. Recuperado de: <http://oil-price.net/index.php?lang=es>
- Pang, Z., Qi, P., Zhang, F., Ge, T. y Liu, H. (2018). *The Experimental Analysis of the Role of Flue Gas Injection for Horizontal Well Steam Flooding*. Journal of Energy Resources Technology, 140(10), 1–11. <https://doi.org/10.1115/1.4039870>
- Patiño, R. y Caicedo, J. A. (2021). *Evaluación Técnica de Esquemas de Inyección Cíclica de Vapor con Flue Gas en un Modelo Conceptual de Crudo Pesado mediante Simulación Numérica* [Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Biblioteca Virtual Tangara UIS
- Peréz, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C. L., Trujillo, M., Osma, L., Botett, J., García, L. y Rodríguez, H. (2018). *Comparación De Alternativas para Mejora de la Inyección Cíclica De Vapor mediante Simulación Numérica*. Revista Fuentes: El Reventón Energético. 16(2). doi: 10.18273/revfue
- Roussel, N. P. y Sharma, M. M. (2011). *Optimizing Fracture Spacing and Sequencing in Horizontal-Well Fracturing*. SPE Prod & Oper, 26 (2), 173–184. <https://doi.org/10.2118/127986-PA>

- Saleh, L. D., Al-Ahmadi, U. M., Mgeg, M. A. y Ruqyah, Q. M. (2019). *Updated Screening Criteria for Steam Injection Projects Based on Oil World Wide Survey*. 2nd Conference for Engineering and Technology Science, October, 29-31, 2019, Sabratha-Libya. https://engs.sabu.edu.ly/wp-content/uploads/2019/12/CEST02_082.pdf
- Santos, R. G, Loh, W., Bannwart, A. C. y Trevisan, O. V. (2014). An Overview of Heavy Oil Properties and its Recovery and Transportation Methods. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 31(03), 571–590. <http://dx.doi.org/10.1590/0104-6632.20140313s00001853>
- Sarathi, P.S. y Olsen, D. K. (1992). *Practical Aspects of Steam Injection Processes: A Handbook for Independent Operators*. National Institute for Petroleum and Energy Research, Bartlesville, OK, USA. <https://doi.org/10.2172/7170963>
- Saripalli, H. K., Salari, H., Saeedi, M. y Hassanzadeh, H. (2017). *Analytical modelling of cyclic steam stimulation (CSS) process with a horizontal well configuration*. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 96(2), 573–589. doi:10.1002/cjce.22958
- Schlumberger Oilfield Glossary. Steam-Oil Ratio. https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/terms/s/steam-oil_ratio
- Sheng, J. J. (2013). *Cyclic Steam Stimulation*. *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (First Edition), 389-412. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00016-6>
- Scott, J. D., Proskin, S. A. y Adhikary, D. P. (1994). *Volume and Permeability Changes Associated with Steam Stimulation In an Oil Sands Reservoir*. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 33(07). <https://doi.org/10.2118/94-07-06>

- Singhal, Ashok K., Ito, Yoshiaki, and Mahnaz Kasraie. *Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects*. Paper presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, November 1998. <https://doi.org/10.2118/50410-MS>
- Trebolle, R. L., Chalot, J. P. y Colmenares, R. (1993). *Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy*. Proceedings of the 1993 SPE International Thermal Operations Symposium, 207–215. <https://doi.org/10.2523/25798-ms>
- Trigos, E. M., Lozano, M. E. y Jimenez, A. M. (2018). *Cyclic Stimulation Enhanced with Nitrogen*. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/190173-MS>
- Trujillo, M., Mercado, D., Maya, G., Castro, R., Soto, C., Pérez, H., Gómez, V. y Sandoval, J. (2010). *Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods*. Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru. <https://doi.org/10.2118/139222-MS>
- Unidad de Planeación Minero Energética (2018). *Evaluación de las Cuencas y Estructuración de Escenarios de Oferta de Hidrocarburos convencionales y No convencionales*.
- Uribe, C. A., (2013). *Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor usando Pozos Horizontales* [Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Biblioteca Virtual Tangara UIS
- Wan, T., Wang, X., Jing, Z. y Gao, Y. (2020). *Gas Injection Assisted Steam Huff-n-Puff Process for Oil Recovery from Deep Heavy Oil Reservoirs with Low-Permeability*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 185. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106613>

- Wang, Z., Li, Z., Lu, T., Yuan, Q., Yang, J., Wang, H. y Wang, S. (2017). *Research on Enhancing Heavy Oil Recovery Mechanism of Flue Gas Assisted Steam Flooding*. Paper presented at the Carbon Management Technology Conference, Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.7122/486093-MS>
- Wang, Z., y Li, Z. (2019). *Roles of Flue Gas in Promoting Steam Flow and Heat Transfer in Multithermal Fluid Flooding*. Mathematical Problems in Engineering, 2019. <https://doi.org/10.1155/2019/4989375>
- Zerpa, L. B., (1995). *Numerical Simulation of Horizontal Wells in a Heavy Crude Reservoir in Venezuela*. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/30282-MS>
- Zou, C. (2017). *Unconventional Petroleum Geology*. Second Edition. Republic of China: Elsevier.

Apéndice A. Evaluación Estadística de los Criterios de Screening de la Inyección Cíclica de Vapor

Con los resultados obtenidos en el análisis de estadística descriptiva de la data recolectada de procesos de inyección cíclica de vapor a nivel mundial, es posible conocer como es la distribución gaussiana de cada uno de los parámetros de screening. La distribución de una variable normal está completamente determinada por dos parámetros, la media (μ) y su desviación estándar (σ). Por lo tanto, se dice que una característica X (criterio de screening) sigue una distribución normal de media μ y varianza σ , finalmente expresado en la ecuación 2.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-1}{2} \cdot \left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right)} \quad (3)$$

El fin de obtener la distribución gaussiana de cada uno de los criterios de screening, es establecer una función que describa como es la distribución de los datos y así no castigar tan drásticamente los valores que se encuentren alejados del rango estadístico determinado por la media y la desviación estándar, establecidos en la Tabla 2 que se encuentra en el capítulo 2 de este libro. Por lo tanto, se podrá medir cuantitativamente con el cálculo del valor de la distribución normal y una escala de ponderación, la cercanía del valor del criterio de screening del campo de estudio con los valores obtenidos en el análisis estadístico.

De la Figura A1 a la Figura A7 se encuentran las distribuciones gaussianas de cada uno de los criterios de screening, teniendo en cuenta los valores de desviación estándar y media, En cada una de las campanas es establecido un valor de la distribución normal, en donde se considera que el campo de estudio cumple satisfactoriamente con los valores de criterios de screening que se han

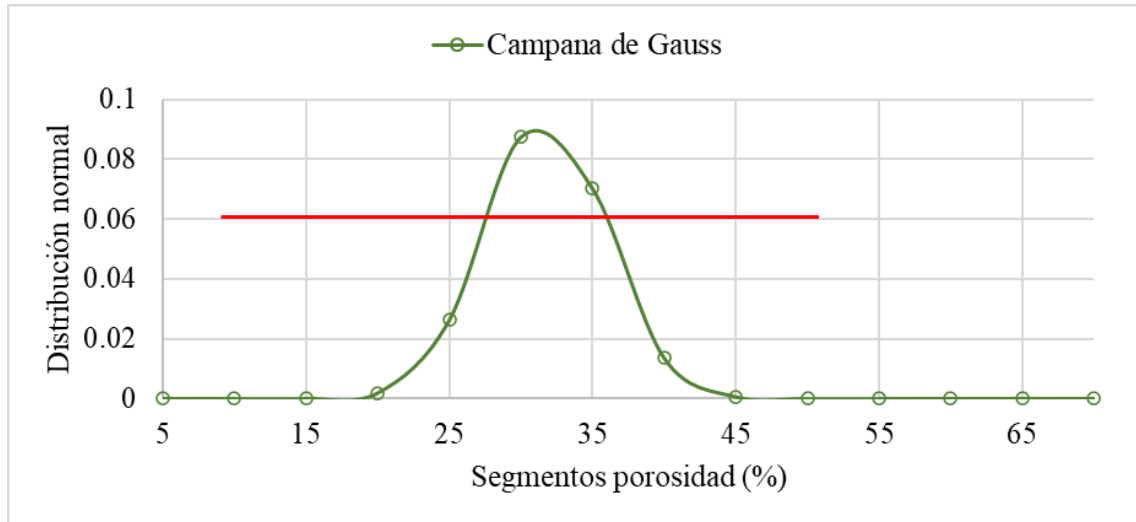
obtenido en la mayoría de experiencias exitosas e histogramas analizados, y a medida que se aleja del centro de la distribución gaussiana, el criterio de screening se verá más alejado de los valores recomendados.

En cada curva de distribución gaussiana se identificaron los valores de distribución normal que se mantienen dentro de los rangos ideales obtenidos por el análisis de estadística descriptivo, para finalmente establecer un valor de distribución normal, a partir del cual el criterio de screening del campo de estudio obtendrá la máxima puntuación posible en la evaluación, considerando una escala de ponderación de 100 puntos. Si este valor se encuentra por fuera del rango ideal establecido, la puntuación será determinada por la relación entre la expresión de distribución gaussiana cuya función son los valores de cada criterio de screening.

Los valores de distribución normal límites que fueron establecidos para cada criterio de screening, se encuentran definidos en cada gráfica de distribución gaussiana por una línea roja. En el caso de porosidad, este valor corresponde a 0.06, para la permeabilidad el valor es 1.50×10^{-4} , para el espesor el valor es 4.00×10^{-3} , para la profundidad el valor es 3.00×10^{-4} , para la gravedad API el valor es 0.06, para la temperatura el valor es 3.50×10^{-3} y para la saturación inicial de aceite el valor es de 0.02; igualmente se encuentra expresada la función de distribución perteneciente a cada uno de los criterios de screening, que servirán para determinar cuál es el estrato productor más representativo para su representación en el modelo de simulación numérica.

Figura A1

Campana de gauss para la porosidad.

**Figura A2**

Campana de gauss para la permeabilidad.

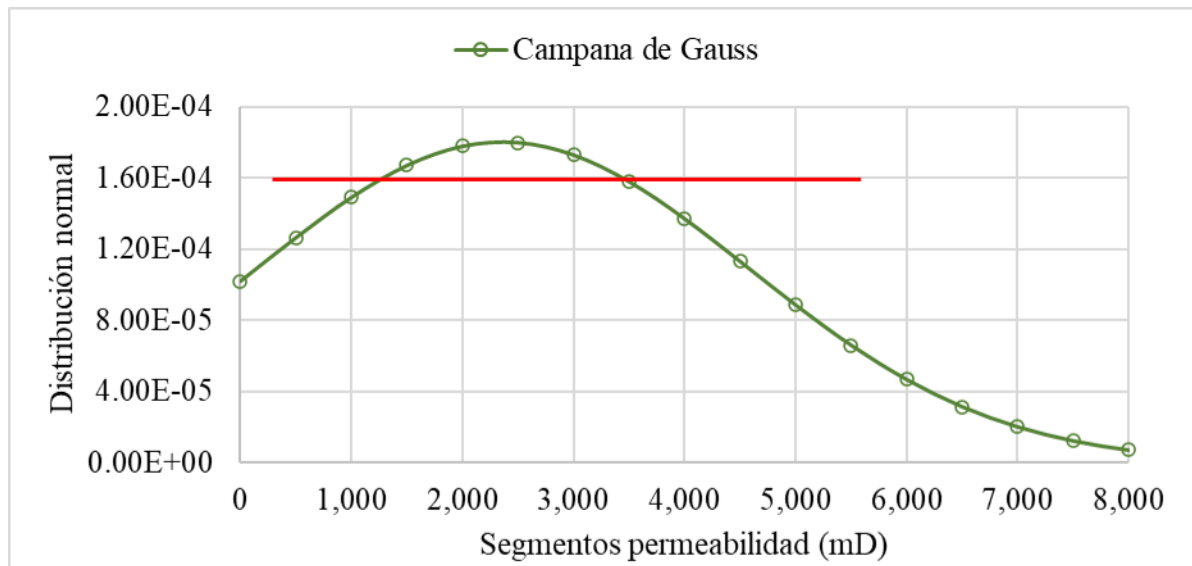
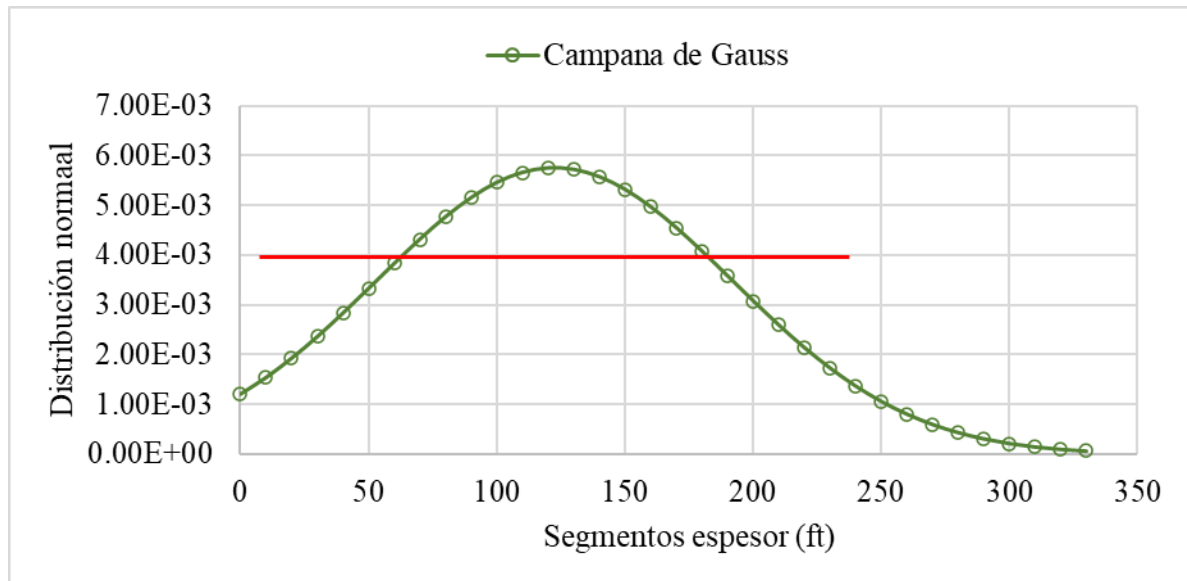


Figura A3

Campana de gauss para el espesor.

**Figura A4**

Campana de gauss para la profundidad.

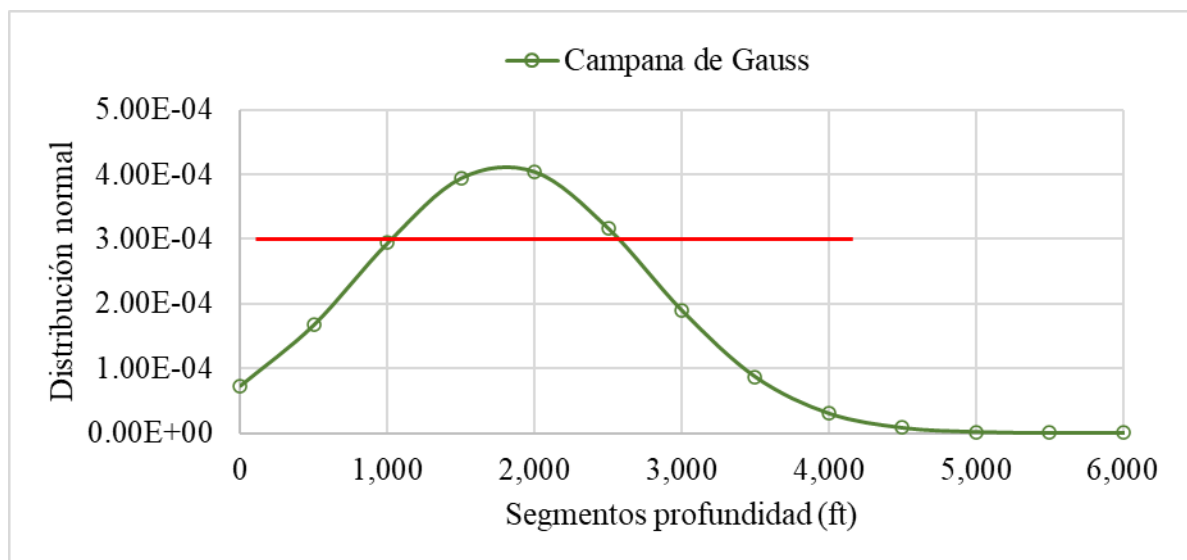
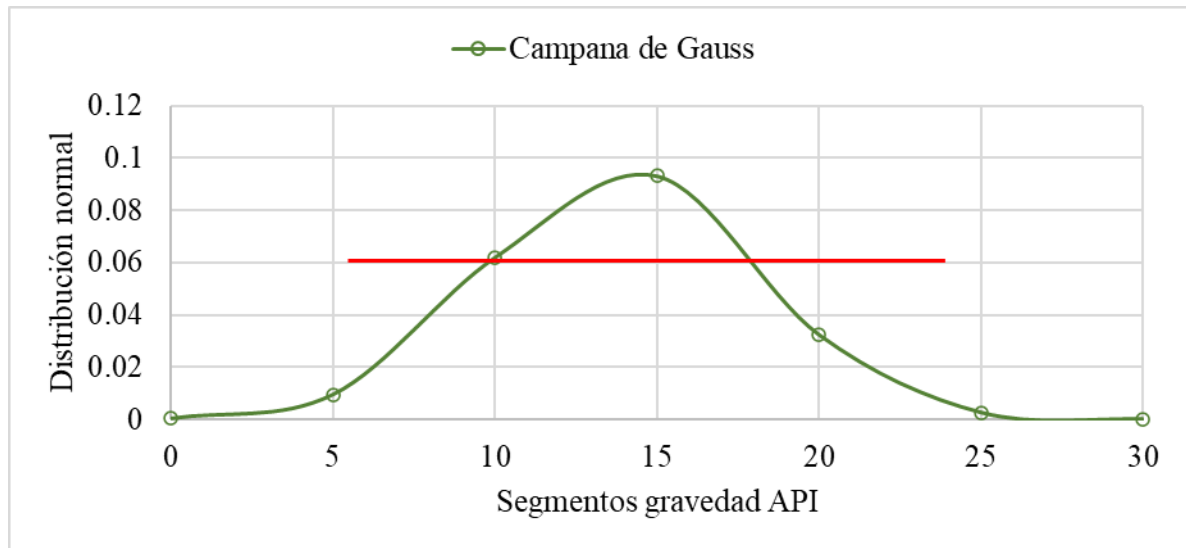


Figura A5

Campana de gauss para la gravedad API.

**Figura A6**

Campana de gauss para la temperatura

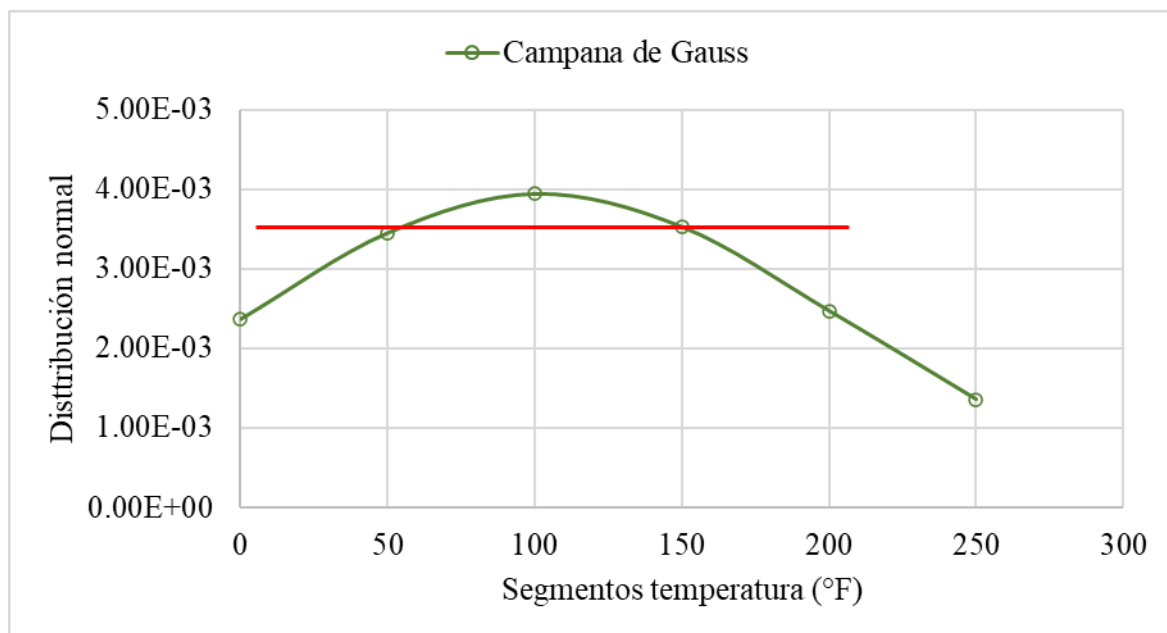
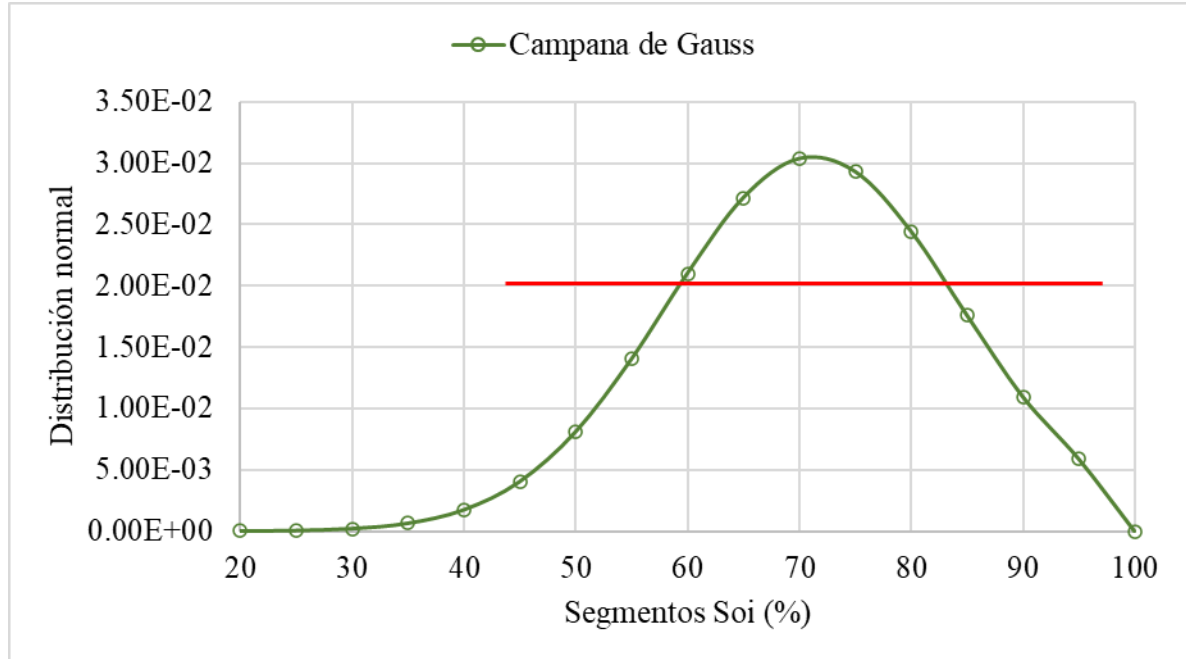


Figura A7

Campana de gauss para la saturación inicial de aceite.



Considerando las curvas de distribución gaussiana y las respectivas funciones obtenidas para cada criterio de screening, se planteó un método con el que se pretende cuantificar numéricamente la similitud existente entre los valores de los criterios del yacimiento en estudio y la data analizada estadísticamente y descrita en las curvas. Seleccionando una escala de ponderación de 0 a 100, en donde 100 es el máximo puntaje que representa la mayor coincidencia entre los datos comparados, y los valores de distribución normal límites de cada criterio de screening; se hizo la selección del estrato productor a representar en el modelo de simulación numérica ya que se poseía valores promedio de las principales características del yacimiento y los fluidos.

Un ejemplo es encontrado a continuación, en donde se evalúa un yacimiento con una saturación inicial de aceite del 30%. Para encontrar el puntaje que define la similitud de este valor con los datos de criterio de screening recolectados, se realiza el siguiente procedimiento.

Se calcula el valor de la distribución normal reemplazando el valor de x por 50% en la función de distribución gaussiana perteneciente a la saturación inicial de aceite.

$$f(x) = \frac{1}{11.3 * \sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-1}{2} * \left(\frac{x-68.4}{11.3}\right)^2\right)} \quad (4)$$

$$f(x) = \frac{1}{11.3 * \sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-1}{2} * \left(\frac{40-68.4}{11.3}\right)^2\right)}$$

$$f(x) = 1.50 * 10^3$$

Para obtener el puntaje ponderado se relaciona el valor de distribución normal de 0.02 equivalente a un puntaje de 100, con el valor de distribución normal calculado para la saturación inicial de aceite seleccionada.

$$Puntaje = \frac{1.50 * 10^3 * 100}{0.02}$$

$$Puntaje = 7.50 \text{ de } 100$$

De esta forma es posible medir cuantitativamente el cumplimiento del criterio de screening evaluado del campo de estudio, con los resultados obtenidos por análisis estadístico de experiencias exitosas. De un cumplimiento total, que se cuantifica con una puntuación de 100, se obtuvieron un total de 7.50 puntos, que refleja lo alejado que se encuentra la saturación inicial del campo de estudio con las saturaciones de los campos en donde se han desarrollado métodos de recobro con vapor.

Evalutando las características de los estratos encontradas en la columna estratigráfica del campo de estudio, encontradas en la Tabla A2, es posible reconocer que existen varios estratos con diferentes valores en los criterios de porosidad, permeabilidad, espesor y profundidad; no obstante, para el caso de criterios de gravedad API, viscosidad, saturación inicial de aceite y temperatura del yacimiento, se contempló valores promedio para todo el yacimiento. De esta forma, considerando el análisis propuesto con las distribuciones gaussianas de cada criterio de screening y los valores promedio de cada estrato, se pudo obtener el puntaje ponderado de la similitud de los criterios de screening de cada estrato, con los encontrados en la base de datos de los procesos de inyección cíclica de vapor aplicados a nivel mundial, esto teniendo en cuenta los pesos de importancia de cada criterio encontrados en la Tabla A1.

Tabla A1

Puntaje ponderado para cada estrato teniendo en cuenta su similitud con los encontrados en la base de datos de los procesos de inyección cíclica de vapor

Estrato	Puntaje Ponderado
A1	92.56
A2	94.66
A3	95.30
A4	92.70
A5	92.38
B1	91.35
B2	94.87
B3	93.41

Como se muestra en la Tabla A1, se obtuvieron los puntajes ponderados de cada estrato donde se observa una alta similitud entre los valores de criterios de screening del campo de estudio y los encontrados en la base de datos, ya que en la evaluación de cada estrato se obtiene un puntaje de similitud por encima de los 90 puntos de 100 posibles. Sin embargo, es necesario considerar el que representa mayor similitud para su representación en el modelo de simulación. De esta forma, se logró definir que el estrato A3 presenta los valores de criterio de screening que más se asemejan a las experiencias exitosas a nivel mundial, a pesar de que la diferencia es mínima en puntuación con los demás estratos, se puede observar que la influencia se presentó por los valores promedio de permeabilidad horizontal y espesor del estrato productor.

Tabla A2

Columna estratigráfica del Pozo 232 del campo en estudio.

Formación	Espesor, ft	Porosidad, %	Permeabilidad H, mD	Permeabilidad V, mD
A1	16	32.1	1,009	830
	26	-	-	-
A2	18	29.8	1,550	830
	32	-	-	-
A3	24	28.1	1,565	830
	42	-	-	-
A4	14	29.9	1,083	830
	30	-	-	-
A5	28	29.0	730	830
	174	-	-	-
B1	14	26.6	920	600
	10	-	-	-
B2	34	26.6	1,225	600
	32	-	-	-
B3	24	27.6	1,015	600

Nota. Tomada de “Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano” por Franco y Francy (2002).

Apéndice B. Cálculo de Presión de Fractura.

El método de Eaton relaciona el gradiente de presión de fractura (FG) con el gradiente de esfuerzo de sobrecarga (OBG), la razón de Poisson (V) y el gradiente de presión de poro (P_p) tal como se muestra a continuación.

$$FG = \frac{V}{1-V} (OBG - P_p) + P_p \quad (5)$$

V corresponde a la razón de Poisson, que se puede obtener utilizando los datos de *leak off test*. Pero si no se cuenta con los datos de dicha prueba, pueden usarse las siguientes correlaciones:

- Por encima de 4999 pies

$$V = -7.5 * 10^{-9} * TVD^2 + 8.0214286 * 10^{-5} * TVD + 0.2007142857$$

- Por debajo de 5000 pies

$$V = 1.77258 * 10^{-10} * TVD^2 - 9.478424 * 10^{-6} * TVD + 0.3724340861$$

Para el cálculo de la presión de fractura, se tiene como profundidad vertical verdadera un valor de 1600 pies, y como datos promedios de la cuenca un gradiente de presión de poro de 0.43 y un gradiente de sobrecarga de 1.16. Para una TVD de 1600 pies, se calcula la razón de Poisson V con la siguiente ecuación.

$$V = 1.77258 * 10^{-10} * TVD^2 - 9.478424 * 10^{-6} * TVD + 0.3724340861$$

$$V = 1.77258 * 10^{-10} * 1516^2 - 9.478424 * 10^{-6} * 1516 + 0.3724340861$$

$$V = 0.358$$

Una vez hallado la razón de Poisson, se procede a calcular el gradiente de fractura con la siguiente ecuación.

$$FG = \frac{V}{1 - V} (OBG - P_p) + P_p$$

$$FG = \frac{0.358}{1 - 0.358} (1.16 - 0.43) + 0.43$$

$$FG = 1.318$$

Una vez obtenido el gradiente de fractura, este es multiplicado por la profundidad vertical verdadera a la que se desea conocer la presión de fractura.

$$FP = FG * TVD$$

$$FP = 1.318 * 1516$$

$$PF = 1,998.8$$

Apéndice C. Cálculo de Volúmenes generados por el Flue Gas

El proceso de generación de vapor para los procesos de recobro térmico en campo se realiza generalmente a través de la combustión de combustibles fósiles, por tanto, los valores de flue gas emitidos en estos procedimientos están asociados ampliamente con los reactivos y productos asociados a las reacciones exotérmicas producidas. En consecuencia, el cálculo de la cantidad de flue gas emitido por los generadores se hizo considerando la cantidad de energía necesaria, cuantificada por el poder calorífico mínimo o LHV (Lower Heating Value), para vaporizar 1 barril de agua a condiciones estándar de 60 °F y 14.7 psi.

Partiendo del estudio realizado por Martínez (2020), se decidió seleccionar al gas Cusiana como combustible de los generadores de vapor del campo, debido a que sería un proveedor estratégico dada su posición geográfica y cuyo poder calorífico mínimo de la mezcla de gas es 818.25 BTU/mol resultado de su composición conformada por componentes hidrocarburos que van desde CH₄ hasta C₆H₁₄ y otros no hidrocarburos como CO₂ y N₂.

En la Tabla C1 se presentan las condiciones consideradas en el modelo base de simulación para la inyección cíclica de vapor, en donde se resaltan los valores del calor sensible del agua y calor latente del vapor, información con la que es posible calcular cual es la energía necesaria para obtener las condiciones de vapor húmeda requeridas en el procedimiento. Siendo así, se calcula la entalpía de vapor húmedo a las condiciones de 1,200 psi y se corrige teniendo en cuenta la eficiencia térmica del generador.

De esta forma, corrigiendo el valor obtenido para la entalpía de vapor húmedo, se determina que es necesaria la obtención de 420,966.55 BTU de energía, con el fin de vaporizar completamente un barril de agua. Evaluando el poder calorífico del gas natural y la entalpia de

vapor húmedo corregida, se puede determinar que son necesarios 514.47 moles de gas Cusiana para obtener un barril de vapor. Obtenido este valor ahora es posible calcular cuales son las fracciones molares obtenidas de flue gas considerando las reacciones de combustión para los hidrocarburos sometidos al proceso de combustión.

Tabla C1

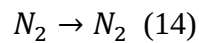
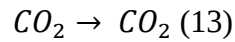
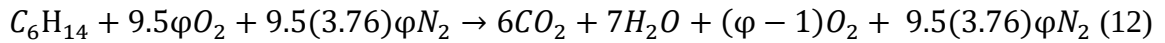
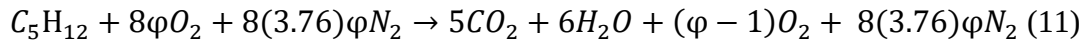
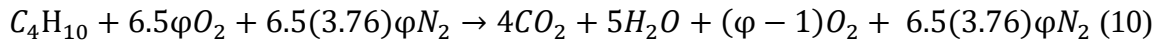
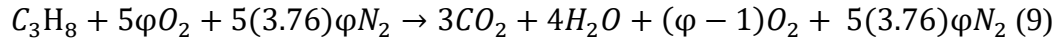
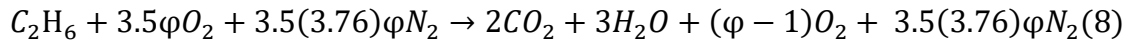
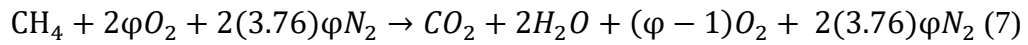
Condiciones de inyección del vapor del modelo base de simulación numérica

Propiedad	Valor
Poder calorífico del gas natural, BTU/mol	818.25
Barriles de agua, bl	1
Presión de inyección, psi	1,200
Temperatura de saturación, °F	568
Calor sensible del agua (hw), BTU/lbm	574.001
Calor latente del vapor (Lv), BTU/lbm	609.759
Eficiencia térmica del generador	0.8
Calidad del vapor (X)	0.7

$$H_{vh} = h_w + XL_v \quad (6)$$

$$H_{vh} = 350,805.46 \text{ BTU}$$

Las reacciones de combustión de los compuestos encontrados en la mezcla de gas natural están representadas en las reacciones N2 a N9. Es necesario tener en cuenta consideraciones como el número 3.76 que acompaña al N_2 que representa la relación molar existente entre el O_2 y N_2 en la mezcla de aire y el exceso de aire que dictaminará el respectivo valor de φ . Teniendo en cuenta las consideraciones planteadas por Martínez (2020) se planteó realizar las reacciones de combustión con un exceso de aire del 15%



En la Tabla C2 se presentan los cálculos de la cantidad de sustancia que reaccionan de cada compuesto del gas Cusiana y las cantidades de los compuestos producto de las reacciones de combustión donde se resalta que el gas emitido posee componentes como H_2O , O_2 y los principales componentes del flue gas que son CO_2 y N_2 . A continuación, ya que se pretende que el gas emitido por los generadores de vapor sea tratado con el fin de dejar los componentes de interés, los cuales corresponden a CO_2 y N_2 , se hacen los respectivos cálculos de las moles totales producidas y sus fracciones molares. Siendo así, para un barril de vapor generado se producen 5,663.51 moles de

flue gas, en donde las fracciones molares de la mezcla corresponden a 10.94% de CO₂ y 89.06% de N₂.

Tabla C2

Cálculo de moles totales producidas y sus fracciones molares

Reactivo	Moles que reaccionan	Moles prod. de CO2	Moles prod. de H2O	Moles prod. de O2	Moles prod. de N2
CH ₄	425.746	425.746	851.492	63.862	3,683.717
C ₂ H ₆	51.375	102.750	154.125	7.706	777.905
C ₃ H ₈	18.449	55.347	73.796	2.767	399.069
C ₄ H ₁₀	5.433	21.731	27.164	0.815	152.772
C ₅ H ₁₂	0.705	3.524	4.229	0.106	24.394
C ₆ H ₁₄	0.082	0.494	0.576	0.012	3.383
CO ₂	9.909	9.909	0.000	0.000	0.000
N ₂	2.773	0.000	0.000	0.000	2.773
Total	514.472	619.501	1,111.383	75.269	5,044.013

Finalmente, llevando esta relación para la tasa de vapor propuesta en el modelo base de 1,100 bl/día, se obtiene que son emitidas 6.230×10^6 moles/día de flue gas, que son equivalentes según la ley de gases ideales, a condiciones estándar a 5.205 MMFCPD. De esta forma, se pueden determinar la cantidad de flue gas emitido para tasas específicas gracias al análisis estequiométrico de las reacciones de combustión del gas natural Cusiana y es posible llevar esta relación en el caso de que sean utilizadas otras tasas de inyección de vapor.