

Evaluación técnica de esquemas de inyección cíclica de vapor con *flue gas* en un modelo conceptual de crudo pesado mediante simulación numérica

Julian Antonio Caicedo Avellaneda y Raul Patiño Martinez

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingenieros de Petróleos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro
M Sc., M. E en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Humberto Jose Martinez Jiménez
Ingeniero de Petróleos

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

2021

Dedicatoria

A Dios por derramar bendiciones sobre mi vida y nunca abandonarme.

A mi mamá por acompañarme desde el inicio de esta travesía, por siempre creer en mí, y

dar todo su esfuerzo para que esto fuera posible, me enseñaste a no rendirme.

A mi papá por brindarme la tan maravillosa oportunidad de estudiar y confiar

ciegamente en mí.

A mi nona Cesa y mi nono Julián, por siempre acogerme con los brazos abiertos en Durania, y

por enseñarme tantos valores.

A mi nona Marina, por todo el cariño y comprensión desde mi infancia.

A mi prima Juliana, por demostrarme que los sueños se pueden cumplir y que vale la pena

creer en ellos.

A todas mis tías y tíos, por considerarme siempre en su familia. A José Luis por sus consejos.

A Angie por traerme tantas alegrías a mi vida, entre ellas, Emma.

A mi buen compañero, Cristian Fuentes, por el trayecto. A todos mis amigos por alegrar mi

vida, Juan Felipe Z., Jorge Z., Cristian G., Carlos C., Juan Camilo, David S., Devin B,

Gerónimo G., Diana P., Ana S., Nathalia, W.,

A Nicolás P., y el Señor Pablo, gracias por todo.

A mi compañero y mi amigo Raúl, por esta aventura.

Julián Caicedo A.

Dedicatoria

*Cree hasta el final aún si todos los hombres se apartaran
y dejaran y tu fueras el único que queda, trae tu ofrenda
incluso entonces y alaba a Dios en tu soledad*

FYODOR DOSTOYEVSKY

A Dios, por la vida y por su ayuda para alcanzar mis logros, en todo siempre con él
A mi mamá Rosita, por su amor, su guía, su apoyo continuo y dar todo el esfuerzo para que todo
esto proceso fuera posible
A mi tío José y mi Abuelo Felipe por tener siempre fe en mi
A Oscar por sus palabras de motivación
A mi amigo Cristian
A Julián por ser un gran compañero de tesis

Raúl P.

Agradecimientos

Los autores de este trabajo expresan agradecimientos 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 de la magdalena medio colombiano
- La Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- El Grupo de Investigación de Recobro Mejorado
- A nuestro director, M.Sc. Samuel Fernando Muñoz, por su apoyo, acompañamiento y disposición incondicional.
- A nuestro codirector, Ing. Humberto José Martínez Jiménez, por su valiosa colaboración.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo General.....	20
1.2 Objetivos Específicos	20
2. Inyección cíclica de vapor y <i>flue gas</i>	21
2.1 Generalidades de la inyección cíclica de vapor	21
2.1.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor	21
2.1.1.1 Etapa de inyección.....	22
2.1.1.2 Etapa de remojo.	22
2.1.1.3 Etapa de producción.....	23
2.1.2 Mecanismos de recuperación de la inyección de vapor.....	24
2.1.3 Parámetros que afectan la inyección cíclica de vapor	25
2.1.4 Retos técnicos de la inyección cíclica de vapor.....	26
2.2 Generalidades de la inyección cíclica de vapor y <i>flue gas</i>	27
2.2.1 Interacción del flue gas y los fluidos del yacimiento.....	28
2.2.2 Mecanismos de recuperación de la inyección de flue gas y vapor	32
2.2.2.1 Presurización de la formación.....	33
2.2.2.2 Aumento del radio de la zona calentada.	36
2.2.2.3 Aislamiento térmico.....	40
2.2.2.4 Cambios en la producción de fluidos.....	42
2.2.3 Parámetros que afectan la inyección cíclica de flue gas y vapor	44

2.2.3.1 Relación de gas-vapor.....	44
2.2.3.2 Tasa de inyección del <i>flue gas</i>	46
2.2.3.3 Esquema de inyección.....	47
2.2.3.4 Composición del <i>flue gas</i> inyectado.	48
3. Modelo de simulación numérica	48
3.1 Generalidades del campo de estudio	48
3.2 Desarrollo del modelo de simulación.....	49
3.2.1 Propiedades petrofísicas y térmicas del modelo	49
3.2.2 Modelo de fluidos	52
3.2.3 Interacción roca-fluido.....	55
3.3 Producción en frío.....	58
3.4 Modelo de inyección cíclica de vapor	59
3.4.1 Análisis de sensibilidad del enmallado	60
3.4.2 Análisis de sensibilidad de la inyección cíclica de vapor	61
3.4.2.1 Días de inyección.....	64
3.4.2.2 Calidad del vapor.	65
3.4.2.3 Días de remojo.	65
3.4.2.4 Días de producción.	66
3.4.3 Caso base de la inyección cíclica de vapor	66
4. Análisis de sensibilidad de la inyección cíclica de vapor con <i>flue gas</i>	72
4.1 Generación de <i>flue gas</i>	72
4.2 Esquemas de inyección de vapor con <i>flue gas</i>	74
4.3 Diseño experimental de la inyección de vapor con <i>flue gas</i>	77

4.3.1	Análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales	79
4.3.2	Análisis de sensibilidad del ciclo en que inicia la inyección híbrida.....	81
4.4	Comparación de resultados.....	82
4.4.1	Distribución del flue gas en el yacimiento.....	83
4.4.2	Incremento de la presión del yacimiento	87
4.4.3	Distribución del vapor y la zona calentada	90
4.4.4	Disminución de las pérdidas de energía.....	93
4.4.5	Producción de fluidos	97
4.5	Efecto de los parámetros operacionales.....	102
4.5.1	Concentración de flue gas en la mezcla.....	103
4.5.2	Días de inyección de flue gas.....	104
4.5.3	Ciclo en el que inicia la inyección híbrida.....	107
5.	Conclusiones	111
6.	Recomendaciones	112
	Referencias bibliográficas	114
	Apéndices.....	124

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Screening de procesos CSS según diferentes autores.	25
Tabla 2. Efecto de sinergia en la recuperación de petróleo entre el flue gas y el vapor al ser coinyectados.....	32
Tabla 3. Conductividad térmica de diferentes medios involucrados en la inyección híbrida.....	41
Tabla 4. Propiedades del modelo base de simulación.....	51
Tabla 5. Composición molar del crudo del campo teca.....	52
Tabla 6. Parámetros utilizados para generar las curvas de permeabilidad relativa	55
Tabla 7. Parámetros operacionales iniciales para el proceso CSS.....	60
Tabla 8. Parámetros operacionales incluidos en el análisis de sensibilidad del proceso CSS.....	61
Tabla 9. CSOR obtenidos en estudios previos de procesos CSS en el campo de estudio	72
Tabla 10. Descripción de las variables y las funciones objetivos de los análisis de sensibilidad	78
Tabla 11. Variación de la concentración y los días de inyección de flue gas.....	80
Tabla 12. Diseño experimental de la variación del ciclo en el cual inicia la inyección híbrida...	81

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Descripción de las etapas de un ciclo de CSS	22
Figura 2. Efecto del nitrógeno en la solubilidad del CO_2 en el crudo.....	30
Figura 3. Interacción del <i>flue gas</i> con el petróleo a diferentes condiciones de presión y temperatura	31
Figura 4. Comparación del incremento de presión provocado por diferentes gases.	34
Figura 5. Comparación de la distribución de la presión en el yacimiento provocado por diferentes gases.....	35
Figura 6. Coeficiente de compresibilidad del N_2 , CO_2 , y <i>flue gas</i> , bajo diferentes presiones y temperaturas.....	36
Figura 7. Comparación de la distribución de temperatura en un proceso CSS y CSS+ <i>flue gas</i> ..	38
Figura 8. Comparación de la zona calentada en un proceso CSS y CSS+ <i>flue gas</i>	38
Figura 9. Comparación de la zona calentada según el fluido que es coinyectado con el vapor. .	39
Figura 10. Perfil de saturación del gas en un proceso de inyección de vapor- CO_2 y vapor- <i>flue gas</i>	40
Figura 11. Efecto del <i>flue gas</i> en la transferencia de calor hacia formaciones suprayacentes. ...	42
Figura 12. Comportamiento de la tasa de producción de un proceso CSS y CSS con <i>flue gas</i> ...	43
Figura 13. Comparación del corte de diferentes esquemas de inyección de vapor y vapor con <i>flue gas</i>	44
Figura 14. Efecto de la relación gas-vapor en el factor de recobro y el CSOR.	46
Figura 15. Efecto de la tasa de inyección del <i>flue gas</i> en la recuperación del aceite.	47

Figura 16. Secuencia estratigráfica del campo Teca considerada para este estudio.	50
Figura 17. Comportamiento del factor volumétrico del aceite respecto a la presión.	53
Figura 18. Comportamiento de la relación gas-aceite respecto a la presión.	54
Figura 19. Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la presión.	54
Figura 20. Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura.	55
Figura 21. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.	57
Figura 22. Curvas de permeabilidad relativa gas-liquido.	57
Figura 23. Comportamiento de la producción frio simulada para el campo Teca.	59
Figura 24. Enmallado seleccionado para el modelo radial en una vista 3D.	61
Figura 25. Análisis Morris para el factor de recobro del proceso CSS.	63
Figura 26. Análisis Morris para la relación acumulada de vapor-aceite del proceso CSS.	63
Figura 27. Tasa de producción y factor de recobro de aceite del proceso CSS y la producción en frio.	68
Figura 28. Producción acumulada de aceite de cada arena en el proceso CSS y la producción en frio.	68
Figura 29. Depleción de cada una de las arenas en el proceso CSS y la producción en frio.	69
Figura 30. Perfil de temperatura al final del 15vo ciclo del proceso CSS.	70
Figura 31. Porcentaje de energía inyectada (vapor) que es transferida a las arcillas.	70
Figura 32. Relación energía-aceite y relación vapor-aceite para el proceso CSS.	71
Figura 33. Esquema de generación del <i>flue gas</i> producto de la generación de vapor.	74
Figura 34. Parámetros operacionales de los esquemas de inyección cíclica de vapor y <i>flue gas</i>	76
Figura 35. Ciclos de precalentamiento y de inyección híbrida de vapor y <i>flue gas</i>	77

Figura 36. Distribución de la presión en las arenas antes de iniciar el primer ciclo de inyección híbrida. 83

Figura 37. Distribución del *flue gas* al finalizar la etapa de inyección en cada esquema..... 84

Figura 38. Porcentaje de *flue gas* respecto al total inyectado que contacta las arenas A en postinyección. 86

Figura 39. Porcentaje de *flue gas* respecto al total inyectado que contacta las arenas A en preinyección..... 87

Figura 40. Porcentaje de *flue gas* respecto al total inyectado que contacta las arenas A en coinyección. 87

Figura 41. Incremento de la presión debido a la inyección híbrida en cada esquema. 88

Figura 42. Análisis Sobol para la presión del yacimiento para los esquemas de preinyección y postinyección 89

Figura 43. Porcentaje del vapor, respecto al total inyectado, que contacta las arenas B. 91

Figura 44. Relación entre el *flue gas* que contacta las arenas B y la distribución del vapor. 92

Figura 45. Distribución de la temperatura en el yacimiento para cada esquema..... 93

Figura 46. Porcentaje de energía transferida del vapor hacia las arcillas para cada esquema. 95

Figura 47. Temperatura de las arcillas bajo diferentes esquemas de inyección híbrida. 96

Figura 48. Comportamiento de la presión de las arenas A para cada esquema de inyección híbrida. 98

Figura 49. Producción incremental respecto al caso base proveniente de las arenas A. 98

Figura 50. Comportamiento de la presión de las arenas B para cada esquema de inyección híbrida. 100

Figura 51. Producción incremental respecto al caso base proveniente de las arenas A. 100

Figura 52. Relación entre en vapor que satura las arenas B y el recobro incremental 102

Figura 53. Efecto de la concentración del *flue gas* en el factor de recobro incremental respecto al caso base. 104

Figura 54. Efecto de los días de inyección en el factor de recobro incremental en el esquema de preinyección..... 105

Figura 55. Efecto de los días de inyección en el factor de recobro incremental en el esquema de postinyección. 106

Figura 56. Análisis Sobol para el factor de recobro en los esquemas de preinyección y postinyección. 107

Figura 57. Efecto del ciclo en el que inicia la inyección híbrida en el desempeño de la técnica. 109

Figura 58. Eficiencia de la recuperación de aceite respecto al ciclo en el que inicia la inyección híbrida.....110

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Análisis de sensibilidad del enmallado.....	124
Apéndice B. Análisis de sensibilidad de proceso CSS.....	128
Apéndice C. Composición y cantidad del <i>flue gas</i> asociado a la generación de vapor.....	141

Nomenclatura

Propiedad	Símbolo	Sistema de Unidades
Tiempo	<i>t</i>	día
Masa	<i>m</i>	Lbm
Longitud	<i>L</i>	ft
Caudal	<i>q</i>	BBL/D
Presión	<i>P</i>	psi
Área	<i>A</i>	Acres
Volumen de Líquido		Bbl
Volumen de Gas		ft ³
Viscosidad		cP
Gravedad API		*
Gravedad específica, gas		*
Temperatura	<i>T</i>	°F
Capacidad Calorífica Volumétrica		BTU/ft ³ *°F
Conductividad Térmica		BTU/ft*día*°F
Compresibilidad		1/psi
Porosidad		%
Transmisibilidad		mD-pies/cP
Permeabilidad		mD
Composición		%
Saturación		*
Factor Recobro		%

Resumen

Título: Evaluación técnica de esquemas de inyección cíclica de vapor con *flue gas* en un modelo conceptual de crudo pesado mediante simulación numérica*

Autor: Julián Antonio Caicedo Avellaneda, Raul Patiño Martínez**

Palabras Clave: *EOR, inyección cíclica de vapor, flue gas, esquemas de inyección, simulación numérica.*

Descripción: Los gases emitidos a partir de la generación de vapor, conocidos como *flue gas*, son considerados como residuales y contaminantes; sin embargo, en la literatura se reporta que, la combinación de estos con el vapor en modalidad cíclica puede tener un efecto positivo en la recuperación de petróleo pesado a través de distintos mecanismos de recuperación. Esta investigación se enfocó en la evaluación, mediante simulación numérica, de la adición del *flue gas* al vapor bajo tres esquemas de inyección (coinyección, preinyección, y postinyección) en un campo de crudo pesado colombiano; comparando los cambios en la distribución de los fluidos, la zona calentada, las pérdidas de energía y el incremento de la presión en el yacimiento. Para este propósito, se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales en cada esquema sobre el desempeño de la técnica a partir de simulación numérica; las variables fueron: concentración de *flue gas* en la mezcla de los fluidos, el tiempo de inyección y el ciclo en el cual inicia la inyección híbrida. Los resultados obtenidos, mostraron que la adición del *flue gas* al vapor sí permite aumentar el factor de recobro, especialmente cuando la inyección híbrida inicia en ciclos tempranos del proceso CSS, con un mayor éxito en la coinyección, seguido de preinyección, y finalmente postinyección. Asimismo, se encontró que, en cualquier esquema, la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados, es el parámetro más influyente en el proceso, obteniendo una mayor recuperación de aceite con una mayor concentración; por otra parte, los resultados obtenidos mostraron que, los días de inyección, al no afectar la distribución de fluidos en el yacimiento, tiene un impacto siempre menor al 5.2% en la recuperación de aceite.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector Ing., Humberto Jose Martinez Jimenez.

Abstract

Title: Technical evaluation of schemas of cyclic steam stimulation with *flue gas* in a conceptual model of heavy oil through numerical simulation*

Author: Julián Antonio Caicedo Avellaneda, Raul Patiño Martínez**

Key Words: *EOR, Cyclic steam stimulation, flue gas, injection schemes, numerical simulation.*

Description: The gases emitted from the generation of steam, known as *flue gases*, are considered residuals and contaminants, however, in academic literature it is reported that addition of these gases to the cyclic steam injection can have a positive effect on the recovery of heavy oil through different recovery mechanisms. This research focuses on the evaluation by numerical simulation of the addition of *flue gas* to steam under three injection schemas (co-injection, pre-injection, post-injection) in a Colombian heavy crude field, comparing changes in fluid distribution, heated area, energy loss and increased in reservoir pressure. For this purpose, a sensitive analysis of the operational parameters on the performance of the technique was carried out; the variables were: *flue gas* concentration in the injected fluids, injection time, and the cycle in which the hybrid injection began. The results show that the addition of the *flue gas* to steam allows for an increase in the recovery factor, especially when hybrid injection begins the early cycles of the CSS process, with greatest success being in co-injection, followed by pre-injection, and finally post-injection; likewise, it was found that in any schema the *flue gas* concentration injected in the mixture is the most influential parameter in the process, obtaining a greater oil recovery with higher concentration; meanwhile, the injection days, as they do not affect the distribution of fluids in the reservoir, have an effect always less than 5.2% on the oil recovery.

* Degree Work

** Faculty of physicochemical engineering. Petroleum Engineering School. Director MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director Eng., Humberto Jose Martinez Jimenez.

Introducción

La inyección cíclica de vapor (CSS), es la técnica de recobro térmico más utilizada para recuperar crudos pesados, pudiendo obtener factores de recobro de hasta 30% (Alboudwarej et al., 2006; Trigos et al., 2016). Sus principales ventajas son su fácil implementación, y baja inversión con una tasa de retorno rápida (Ali, 1997; Trigos et al., 2016). Sin embargo, esta técnica presenta retos técnicos, especialmente en ciclos tardíos del proceso, razón por la cual el factor de recobro alcanzado no es tan alto en comparación con otros procesos térmicos (Alvarez & Han, 2013; Green & Willhite, 1998).

Por otra parte, otro inconveniente de este proceso es la cantidad de gases de combustión, conocidos como *flue gas*, que al ser emitidos a la atmósfera tienen un impacto en el medio ambiente (Drockrill & Friedrich, 2001; Villaquirán et al., 2017). El *flue gas* compuestos principalmente por 80-90% de nitrógeno (N_2) y 10-20% dióxido de carbono (CO_2), dependiendo de la composición de la corriente de entrada al generador de vapor también se pueden obtener en menor proporción compuestos tales como monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO_2), y monóxido de dinitrógeno (N_2O), entre otros (Drockrill & Friedrich, 2001; Villaquirán et al., 2017). El hecho de que estos gases sean liberados a la atmósfera es un motivo de preocupación ambiental, puesto que, algunos de estos son considerados como gases de efecto invernadero, especialmente el CO_2 , el cual está relacionado con el calentamiento global (IEA, 2019); diferentes estadísticas mundiales estiman que la emisión de carbono global debido a toda la cadena de producción de petróleo es en promedio 24 lbm CO_2 /MMBTU (Masnadi et al., 2018); sin embargo, en procesos de estimulación térmica este valor puede aumentar en un 34.9 – 81.4 lbm CO_2 /MMBTU (Kovscek, 2012); del mismo modo, en un piloto de inyección de vapor realizado en California y otro en San Ardo, se

emitieron 31 pies³ de CO_2 por cada barril de agua vaporizado (Cathles, Schoell, & Simon, 1987; Bleakley, 1982).

Existe una tendencia mundial en limitar estas emisiones, en especial la del CO_2 , mediante la reutilización o el almacenamiento geológico de estos gases; en este aspecto, el reporte de International Energy Agency (IEA, 2019) estima que, cada año se usan alrededor de 230 toneladas de CO_2 , de las cuales el 34% son utilizadas para procesos de recobro mejorado. En síntesis, el principal reto de un proceso de inyección cíclica de vapor en términos técnicos y económicos es mantener la producción en ciclos tardíos a través de la mejora de la eficiencia térmica del proceso, mientras que, en términos ambientales, la reutilización del *flue gas* para limitar las emisiones a la atmosfera es el principal objetivo.

En este orden de ideas, técnicas como la inyección cíclica de vapor y *flue gas* podría ser una solución real ante estos retos. Un caso de aplicación es el piloto de coinyección cíclica de *flue gas* y vapor, implementado por la empresa CNOOC, en el campo costa afuera de Bohai, en China, que posee reservas cuantificadas en más de 4 mil millones de toneladas de petróleo pesado, las cuales solo habían sido extraídas mediante técnicas en frío (Y. Liu et al., 2016); para el 2016, más de 20 pozos habían sido estimulados mediante esta técnica híbrida (inyección de vapor y *flue gas* en modalidad cíclica); los resultados del primer ciclo evidenciaron que, la adición de *flue gas* al vapor, mejoraba la recuperación respecto a la inyección cíclica de vapor, con un aumento de hasta de hasta 31,450 – 62,900 BBL en la producción de aceite, debido a mecanismos de recuperación tales como: aumento del radio de la zona calentada, la presurización de la formación, y la disminución de las pérdidas de energía (Hu et al., 2016; Y. Liu et al., 2016; Sun et al., 2013; T. Zhang, 2016; Zhong et al., 2013). No obstante, la mayoría de los estudios de la adición de *flue*

gas al vapor han considerado únicamente el esquema de coinyección , de modo que, esquemas como la preinyección y la postinyección no han sido estudiados profundamente.

Por lo anterior, la presente investigación, se enfocará en evaluar la factibilidad técnica de la recuperación de petróleo a través la inyección cíclica de vapor y *flue gas* en diferentes esquemas tales como coinyección, preinyección, y postinyección, mediante simulación numérica, considerando que, el *flue gas* inyectado es producto de la generación del vapor. Por primera vez, se realizó una comparación de los diferentes esquemas de esta técnica, determinando cuál es el mejor esquema y bajo cuáles condiciones.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar la viabilidad técnica de la inyección cíclica de vapor con *flue gas* bajo diferentes esquemas de inyección en un modelo conceptual de crudo pesado mediante simulación numérica.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudiar los parámetros que rigen las variables operacionales de la inyección cíclica de vapor con los principales componentes del *flue gas* así como los mecanismos de recuperación.
- Realizar una simulación numérica que represente un proceso de inyección cíclica de vapor en un modelo conceptual para un yacimiento de crudo pesado, mediante el módulo de STARS de la compañía CMG.
- Sensibilizar los parámetros operacionales a partir del caso base de inyección cíclica de vapor en los diferentes esquemas de inyección de vapor con *flue gas* (pre-, co-, post-), mediante la herramienta CMOST de la compañía CMG.
- Analizar la viabilidad técnica de los diferentes escenarios planteados a partir de las sensibilidades realizadas a los distintos esquemas de inyección cíclica de vapor con *flue gas*.

2. Inyección cíclica de vapor y *flue gas*

2.1 Generalidades de la inyección cíclica de vapor

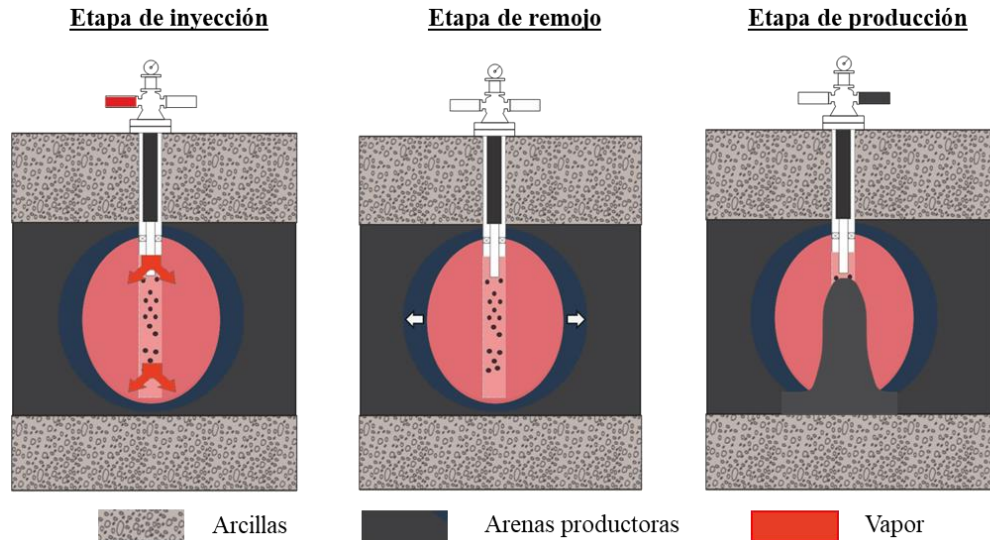
La inyección cíclica de vapor (CSS), también conocida como *Huff-n-Puff*, es un método de recobro térmico utilizado para recuperar crudo pesado, que ha sido comercialmente exitosa desde su descubrimiento a inicios de 1960s debido a su rápida respuesta, y a los valores relativamente bajos de la relación acumulada vapor-petróleo (CSOR) en comparación a otros procesos térmicos (Green & Willhite, 1998; Speight, 2016). La literatura reporta aplicaciones exitosas de este proceso en Estados Unidos, Canadá, Indonesia, Omán y China (Sheng, 2013; Speight, 2016).

2.1.1 Etapas de la inyección cíclica de vapor

Este proceso es implementado por ciclos mediante un único pozo, que actúa como inyector y productor. La cantidad de ciclos puede estar típicamente entre 8-12, pero, se han reportado aplicaciones de hasta 22 ciclos (Ali, 1974; Alvarez & Han, 2013). En la Figura 1 se pueden observar las diferentes etapas del proceso de la inyección cíclica, las cuales se explican con más detalle a continuación.

Figura 1.

Descripción de las etapas de un ciclo de CSS



Nota: Adaptado de Green y Willhite (1988). *Enhanced Oil Recovery* p.6.

2.1.1.1 Etapa de inyección. Consiste en inyectar el vapor durante un cierto periodo de tiempo, que puede durar varias semanas. La cantidad de días depende de la cantidad de vapor proyectada para calentar el crudo alrededor del pozo y de la tasa que sea establecida; Sheng (2013) revisó diferentes casos de aplicación en campo de procesos CSS, encontrando que, el tiempo promedio de inyección de estos es aproximadamente 11 días. En cuanto a la tasa de inyección de vapor, Ali (2015) menciona que esta debe ser lo más alta posible para minimizar las pérdidas de calor a lo largo del trayecto (generador hasta el fondo de pozo). Durante esta etapa, se genera una zona caliente, en la cual el vapor contacta y transfiere calor a la roca y a los fluidos del yacimiento, permitiendo la reducción de la viscosidad del crudo.

2.1.1.2 Etapa de remojo. El pozo es cerrado durante esta etapa, permitiendo que el vapor se condense parcialmente y transfiera el calor a los fluidos y la roca, logrando una distribución más uniforme del calor en la zona caliente. En formaciones heterogéneas, el efecto del

calentamiento ocurre más allá de la zona contactada por el vapor debido a la imbibición del agua caliente (para yacimientos mojados por agua), producto de la condensación (Ali, 1997; Alvarado & Banzér, 2002). En esta zona caliente, debido al aumento de la temperatura, la viscosidad del aceite se reduce drásticamente; de igual forma, ocurre la expansión térmica de los fluidos y la roca, especialmente del crudo, lo cual resulta en un aumento de la saturación de este en la cara del pozo, presurizando la formación, y ocasionando una posible solubilización del gas libre en el crudo (Ali, 1997; Alvarado & Banzér, 2002). Estos fenómenos ocurren tanto la etapa de inyección como de remojo, y considerando que, durante esta última no se está inyectando ni produciendo fluidos, existe cierta discusión sobre la eficacia y el tiempo de esta etapa. Sheng (2013) resalta que, si la duración de esta etapa es muy corta, se acumulará una mayor cantidad de calor en la cara del pozo, y este no podrá ser transferido al aceite que está en los límites de la zona caliente, de manera tal que, al abrir el pozo, se podría producir incluso el mismo vapor inyectado; por otra parte, si este tiempo es muy largo, se presentarán mayores pérdidas de calor a través de la transferencia de energía hacia formación adyacentes. Según los casos de aplicación estudiados por Sheng (2013), el tiempo de remojo promedio de estos es de 6.25 días. Ali (1997) menciona que, si el yacimiento tiene una presión alta, el tiempo de remojo debe ser largo con el fin de incrementar la eficiencia térmica, mientras que, si el yacimiento presenta una presión baja, se debe aprovechar la adición de presión por inyección de vapor estableciendo tiempos de remojo cortos.

2.1.1.3 Etapa de producción. El pozo es puesto en fase de producción en esta última etapa, la cual puede durar varios meses, según Sheng (2013), el tiempo promedio de esta etapa, para los escenarios de aplicación recopilados por él, es de 180 días. Una vez inicia esta etapa, se presentan picos en la tasa de petróleo, correspondientes a la producción del aceite más cercano a la cara del pozo, que al tener una menor viscosidad debido a la transferencia de energía lograda en las etapas

anteriores, podrá fluir con mayor facilidad; con el tiempo, se empezará a producir el aceite de las zonas más lejanas a la cara del pozo, en las cuales la reducción de viscosidad lograda por el vapor no es tan efectiva, de modo que, la tasa de petróleo se estabilizará en un valor constante, que puede estar por encima de la tasa original (Ali, 1997; Alvarado & Banzér, 2002). En general, esta etapa se asemeja a la depleción natural de un pozo, en la cual no solo la presión disminuirá con la producción, sino también la temperatura del yacimiento (producción de fluidos calientes), de manera tal que, en cierto momento la tasa declinará hasta alcanzar la tasa de producción en frío, momento en el cual un nuevo ciclo debe ser implementado (Alvarez & Han, 2013; Green & Willhite, 1998).

2.1.2 Mecanismos de recuperación de la inyección de vapor

En la inyección cíclica de vapor, la disminución de la viscosidad del crudo con la temperatura es el principal mecanismo de recuperación de aceite, sin embargo, dependiendo de la cantidad de ciclos existen otros mecanismos (Green & Willhite, 1998; Sheng, 2013). Durante los ciclos tempranos, la recompactación de la formación es considerada uno de los mecanismos más importantes, mientras que, durante ciclos intermedios, predomina el empuje por solución de gas; finalmente, en los últimos ciclos el drenaje gravitacional y *steam flashing* (vaporización de agua causa de una disminución de la presión) son los mecanismos que dominan los procesos de CSS (Gallant et al., 1993). Adicionalmente, existen otros fenómenos que contribuyen con la recuperación del aceite como lo son: reducción del daño a la formación, cambio en la mojabilidad del yacimiento, destilación, reducción de la tensión interfacial, y empuje por gases productos de la interacción vapor-crudo (Alvarez & Han, 2013; Sheng, 2013; T. Zhang, 2016)

2.1.3 Parámetros que afectan la inyección cíclica de vapor

La cantidad de aceite recuperado en cada ciclo es una función de: la cantidad del vapor inyectado, el espesor neto del intervalo productor, la presión de inyección, la tasa a la cual la energía es removida del yacimiento durante la producción, el número de ciclos anteriores, propiedades del vapor, y el mecanismo de producción primario del yacimiento (Ali, 1997). Diferentes autores han planteado criterios de *screening* para establecer un rango de condiciones bajo las cuales la aplicabilidad de procesos CSS es favorable (ver Tabla 1); aunque Sheng (2013) menciona que, existen algunos proyectos exitosos en donde los parámetros se encuentran fuera los rangos registrados, es decir, este método de recobro no es tan restrictivo en cuanto a su aplicabilidad; Aun así, el autor prioriza algunos parámetros que tienen mayor impacto en la recuperación del aceite, los cuales son: crudos con viscosidad a condiciones de yacimiento por el orden de 4000cP y gravedades menores de 15 °API, espesor neto de la formación mayor a 30 pies, yacimientos con porosidades iguales o mayores a 35% y permeabilidades menores a 1000mD, profundidades no mayores a 3000 pies, y presiones de inyección por el orden de 1500psi.

Tabla 1.

Screening de procesos CSS según diferentes autores.

Parámetro	Sarathi & Olsen (1992)	Ali (1997)	Taber, Martin, & Seright (1997)	Sheng (2013)
Espesor de la formación [pies]	> 20	≥ 30	> 20	> 20
Profundidad [pies]	< 3000	< 3000	< 5000	< 5000
Porosidad [%]	> 25	> 30	Alta	> 18

Permeabilidad [mD]	> 250	1000 – 2000	> 200	> 50
Saturación de aceite	$> 1000 \frac{bbl}{acres - pies}$	$1200 \frac{bbl}{acres - pies}$	> 0.4 PV	0.4 PV
Gravedad API	12° – 20°	< 15°	8° – 25°	8° – 35°
Viscosidad del aceite <i>in situ</i> [cP]	> 40	< 4000	< 100000	50 – 350000
Presión del vapor [psi]	–	< 1400	–	< 1500
Transmisibilidad [mD-pies/cP]	–	< 200	> 50	> 5
Capa de gas	Indeseable	Indeseable		Indeseable
Acuífero	Indeseable	–	Indeseable	Indeseable

Nota: Algunos de estos screening para son generalizados para proceso de inyección de vapor ya sea de manera continua o cíclica. Tomado de Ali, 1997; Sarathi & Olsen, 1992; Sheng, 2013; Taber et al., 1997.

2.1.4 Retos técnicos de la inyección cíclica de vapor

La aplicación de esta técnica tiene asociados problemas relacionados con la ineficiencia energética tales como: la pérdida de la calidad del vapor (energía) a través de la tubería en el trayecto desde la superficie hasta el yacimiento (Sheng, 2013); la transferencia de energía a formaciones adyacentes en yacimientos estratificados, especialmente en yacimientos con altas intercalaciones de arcillas, que actúan como zonas ladronas de calor (Trigos et al., 2013; Watkins et al., 1987); la transferencia de calor al agua y no al crudo, debido a las altas saturaciones de agua

en las zonas cercanas al pozo causada por la retención del agua (la cantidad de agua producida es cada vez menor en comparación a la cantidad de agua inyectada como vapor), la cual según Ali (1997), puede ser hasta del 50%, y que es provocada por la histéresis en la permeabilidad relativa en ciclos posteriores (Dietrich, 1979; Green & Willhite, 1998); la transferencia de energía a zonas más lejanas del yacimiento, cuando la energía de este no es lo suficiente para permitir que el petróleo calentado en estas zonas fluya hasta el pozo productor (Green & Willhite, 1998; Sheng, 2013).

Asimismo, al aumentar los ciclos de estimulación térmica, los picos de producción disminuirán, debido a que la saturación de aceite en las zonas más cercanas del pozo será cada vez menor, razón por la cual, para obtener los picos máximos (que ocurren en los ciclos tempranos) será necesario aumentar la etapa de inyección (Gallart et al., 1993; Trigós et al., 2016); esto conlleva a que ineficiencia energética afecte la rentabilidad del proyecto, porque con cada ciclo se deberá inyectar una mayor cantidad de vapor para recuperar el mismo volumen de crudo, es decir, la relación de vapor-aceite acumulada (CSOR) aumenta. Adicionalmente, la presión del yacimiento también declinará, puesto que, el propósito de la inyección cíclica de vapor no es mantener la presión del yacimiento —aun cuando sí logré un aumento leve en la presión de la formación durante la etapa de inyección debido a la adición de masa al yacimiento—, por lo que cada vez se dispondrá de menor energía para producir los fluidos calentados. En este orden de ideas, se espera que, en ciclos tardíos la producción de aceite disminuya y no justifique el costo de la generación de vapor (Alvarez & Han, 2013; Liu & Stark, 2012).

2.2 Generalidades de la inyección cíclica de vapor y *flue gas*

La inyección de vapor con *flue gas* se plantea como un proceso híbrido, en el cual se combinen las bondades de la inyección de vapor y el desplazamiento del aceite por los gases de

combustión (Pérez et al., 2018; Zhong et al., 2013), que dependerá de la interacción del *flue gas* con el vapor y el petróleo, y las condiciones operacionales establecidas. A continuación, se menciona la interacción del *flue gas* y el petróleo y cómo esto afecta en la recuperación, así como también se mencionarán los parámetros operacionales que deben ser tenidos en cuenta durante la aplicación de esta técnica híbrida.

2.2.1 Interacción del *flue gas* y los fluidos del yacimiento

La presión mínima de miscibilidad (PMM) entre el nitrógeno y el crudo está en un rango por encima de 4000 psi, y dependerá de la composición del petróleo, asimismo, la PMM para el dióxido de carbono está en un rango de presiones superiores de 1000 psi (Alshuaibi et al., 2019; Anada, 1980); cuando se mezclan el dióxido de carbono y otros componentes, como el nitrógeno, la PMM tiende a aumentar (P. Y. Zhang et al., 2004), razón por la cual, Mohsenzadeh et al., (2014) reportan que este valor es de 13,250 psi entre el *flue gas* y un crudo pesado de 15.8 °API, a una temperatura de 176 °F. Considerando que las presiones encontradas en pozos someros, en los cuales se suele aplicar la inyección cíclica de vapor (Tabla 1), son bajas, se puede considerar la inyección de *flue gas* y vapor bajo condiciones inmiscibles, a las cuales el principal mecanismo de recuperación por *flue gas* será el empuje por gas libre y el incremento de la presión del yacimiento (Anada, 1980; Dong & Huang, 2002; Pérez et al., 2018; Villaquirán et al., 2017).

Aun cuando no ocurre miscibilidad, diferentes estudios destacan que el CO_2 (segundo componente principal del *flue gas*), dependiendo de las propiedades de presión y temperatura, se puede solubilizar en el crudo, ocasionando efectos benéficos en la recuperación de aceite tales como: la reducción de viscosidad por solubilidad, el hinchamiento del crudo, aumento del factor de recobro, e incluso la disminución de la tensión interfacial (Chen et al., 2018; Metwally, 1990; Redford, 1982; T. Stone & Malcolm, 1985; T. Stone & Nasr, 1985; Terry Stone & Ivory, 1987; Z.

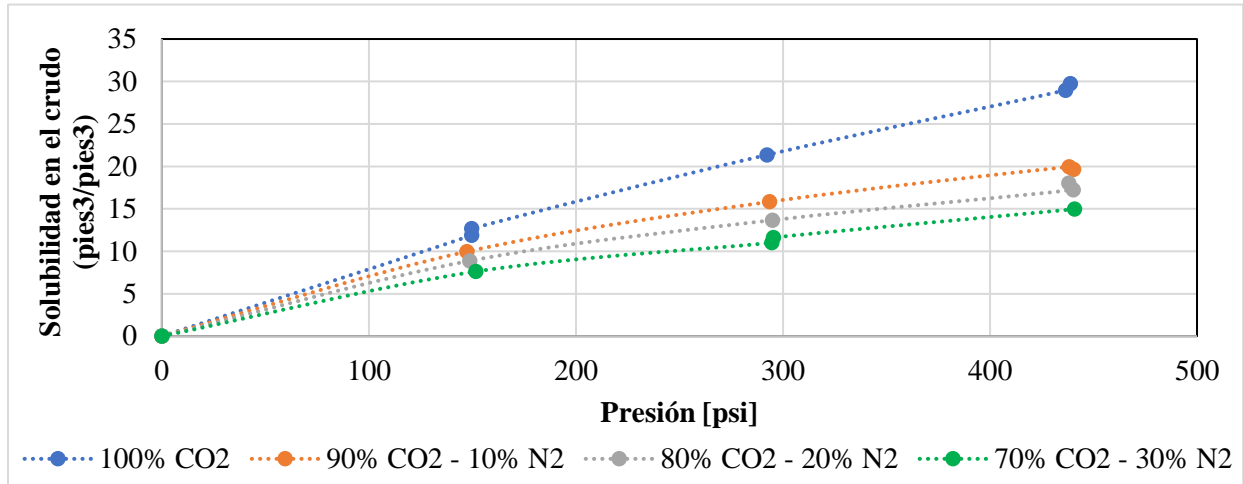
Wang et al., 2017b; T. Zhang, 2016). Sin embargo, al combinar el vapor con el *flue gas*, estos efectos no son evidenciados de la misma manera por tres razones, las cuales serán explicadas a continuación.

En primera instancia, la solubilidad del *flue gas* en el crudo depende prácticamente del CO_2 , puesto que, la solubilidad del N_2 en el crudo es mucho menor en comparación al CO_2 (Anada, 1980; Svrcek & Mehrotra, 1982); en este orden de ideas, y considerando la composición del *flue gas*, solo el 15-20% (composición del CO_2 en el *flue gas*) de la mezcla inyectada podrá interactuar con el petróleo bajo ciertas condiciones termodinámicas, mientras que, el 80-85% de la mezcla permanecerá como gas libre en el yacimiento.

En segundo lugar, la presión parcial del CO_2 disminuye debido a la presencia de otros gases en la mezcla de *flue gas*, de modo que, la solubilidad y sus efectos colaterales se ven comprometidos en presencia de otros fluidos (Al-Murayri et al., 2011; Chen et al., 2018; Nguyen & Farouq Ali, 1998; Svrcek & Mehrotra, 1982). La Figura 2 evidencia que, al aumentar la proporción del N_2 en la mezcla, la solubilidad del CO_2 disminuirá, consecuentemente, se espera que, a composiciones típicas de *flue gas*, la presión parcial del CO_2 sea tan baja que no permita la solubilidad en el crudo.

Figura 2.

Efecto del nitrógeno en la solubilidad del CO₂ en el crudo.



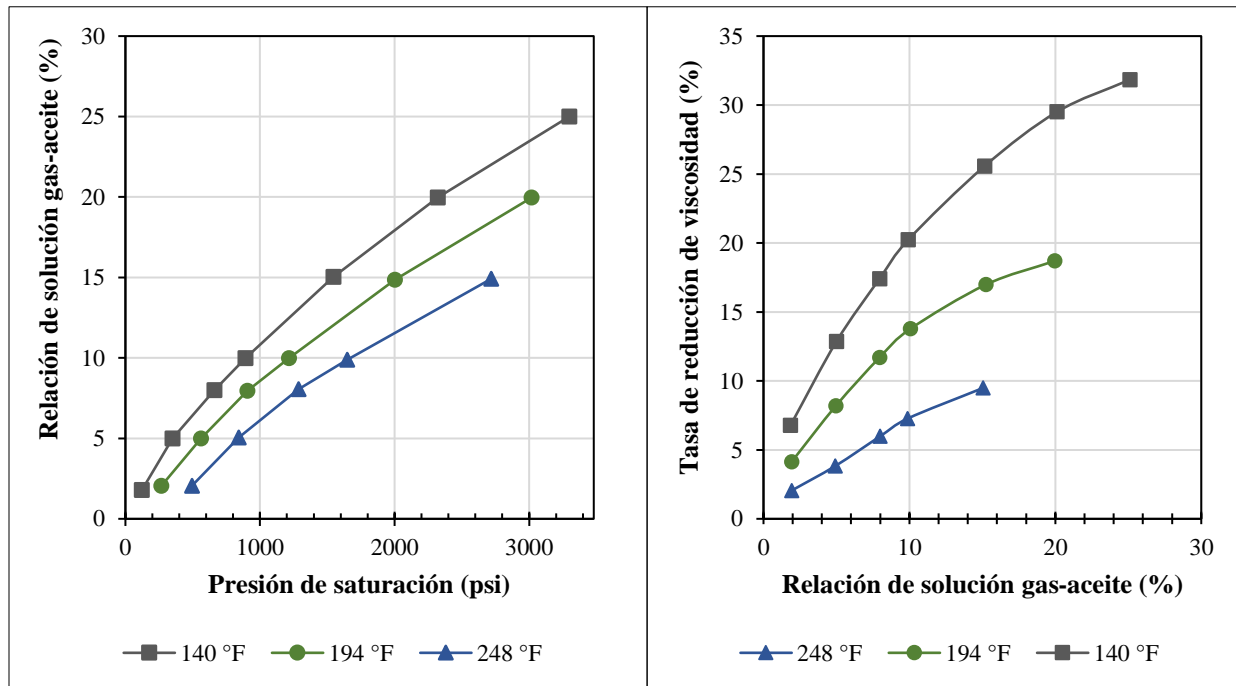
Nota. Los resultados experimentales utilizaron un crudo del campo Aberfeldy a una temperatura constante de 73.4°F, la cual no es característica de un proceso CSS. Adaptado de Nguyen & Farouq Ali (1998). *Effect of nitrogen on the solubility and diffusivity of carbon dioxide into oil and oil recovery by the immiscible WAG process.*

Por último, el efecto de reducción de viscosidad del petróleo por solubilidad de CO₂ es considerable únicamente a temperaturas bajas, mientras que, a temperaturas altas predominan los efectos térmicos (Chen et al., 2018; Haddadnia, 2016; Z. Wang et al., 2017; Zhong et al., 2013). Esto es congruente con los resultados de un análisis PVT presentados por Wang et al., (2017) en la Figura 3, los cuales muestran que, la solubilidad de una mezcla de *flue gas* (80% de N₂ y 20% de CO₂ para este caso) y un crudo pesado (19.5 °API y 8880 cP a condiciones de yacimiento), así como la reducción de viscosidad por solubilidad, disminuye a bajas presiones y altas temperaturas; ya que la inyección de vapor se suele aplicar en yacimientos someros (ver Tabla 1), característicos por bajas presiones debido al gradiente de presión, y se esperan temperaturas elevadas en un rango comúnmente comprendido entre 392-572 °F (Alvarez & Han, 2013) a causa de la adición del

vapor, la solubilidad (ver Figura 3a), y por ende la reducción de viscosidad (ver Figura 3b), será casi despreciable bajo estas condiciones.

Figura 3.

Interacción del flue gas con el petróleo a diferentes condiciones de presión y temperatura.



Nota. Figura 3a (izquierda) muestra la solubilidad del *flue gas* de acuerdo con la presión de saturación, mientras que la figura 3b (derecha) muestra la disminución de viscosidad en relación con el *flue gas* disuelto en el crudo. Adaptado de Wang et al., (2017). Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of *Flue gas* assisted steam flooding.

Recientemente, Z. Wang et al., (2017) encontraron en una prueba de desplazamiento en núcleos de *flue gas* y vapor que el CO_2 sí interactuaba con el crudo, debido a dos hechos puntuales: la composición del CO_2 en la corriente de salida era menor en comparación a la corriente de entrada; y la presencia de burbujas de gas en el aceite producido, lo cual denominaron crudo en forma de *foamy oil*; no obstante, los autores mencionan que esto pudo ocurrir debido a las altas presiones utilizadas durante la prueba. A pesar de esto, y sustentado en la mayoría de los estudios

citados con anterior, este trabajo no considerará la reducción de viscosidad por solubilidad como un mecanismo de recuperación en la técnica híbrida.

2.2.2 Mecanismos de recuperación de la inyección de flue gas y vapor

El objetivo de esta técnica híbrida es aprovechar los mecanismos de recuperación asociados tanto al vapor (efectos térmicos) como al flue gas (desplazamiento inmisible), de modo que, la sinergia entre estos dos permita obtener un mayor factor de recobro. Zhong et al., (2013) realizó el estudio individual de tres casos de inyección en el campo Bohai: inyección cíclica de vapor (caso A), inyección de flue gas (caso B), y la coinyección de vapor y flue gas (caso AB); en la Tabla 2 se muestran los resultados, apreciando que, la producción de petróleo incremental del caso AB es mayor que la suma del caso A y el caso B, es decir, sí existe un efecto de sinergia entre el vapor y el flue gas cuando estos son inyectados al mismo tiempo, permitiendo obtener una mayor recuperación de petróleo de 41,589 BBL.

Tabla 2.

Efecto de sinergia en la recuperación de petróleo entre el flue gas y el vapor al ser coinyectados.

Caso	Esquema	Volumen Inyectado [pies ³]	Producción de petróleo incremental [BBL]
A	Estimulación cíclica de vapor	Vapor: 72,395	26,744
B	Estimulación cíclica de <i>flue gas</i>	<i>Flue gas</i> : 190.7E+4	10,240
AB	Estimulación cíclica de vapor y <i>flue gas</i>	Vapor: 72,395 <i>Flue gas</i> : 190.7E+4	41,582

Nota: Cada uno de estos casos fue simulado individualmente. Adaptado de Zhong et al., (2013) *Investigation on principles of enhanced offshore heavy oil recovery by coinjection of steam with flue gas.*

En este orden de ideas, la literatura de la inyección vapor y *flue gas* reporta que, diferentes fenómenos pueden tener un efecto positivo en la recuperación de aceite, a continuación, se revisa cada uno de ellos. La mayoría de estos estudios están enfocados únicamente al esquema de coinyección, mientras que, los esquemas que preinyección y postinyección no han sido estudiados ampliamente.

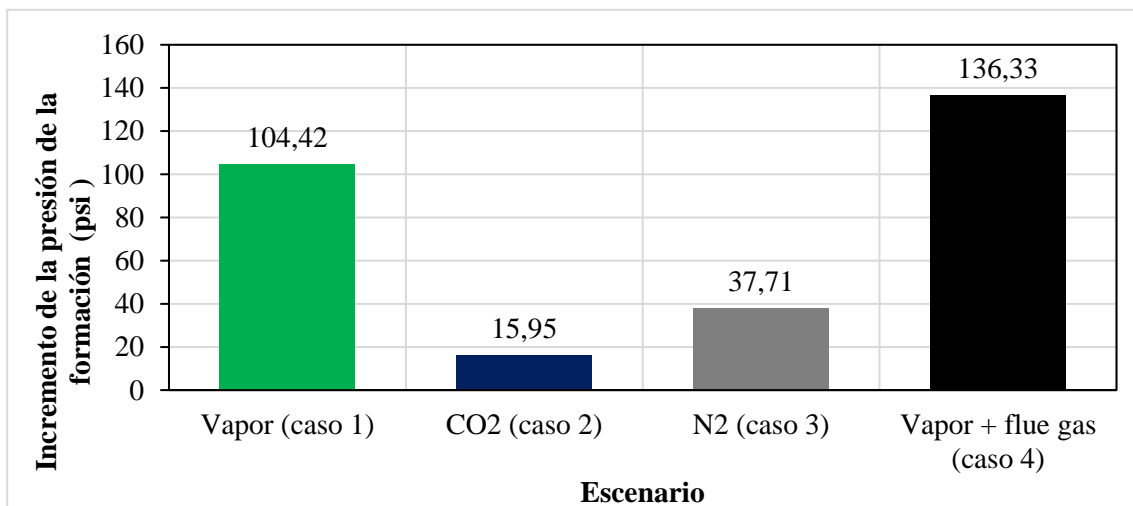
2.2.2.1 Presurización de la formación. Durante la etapa de inyección de un proceso CSS, se presentan leves picos en la presión de la formación, producto del ingreso de la masa del vapor al yacimiento, en cambio, durante la etapa de producción, la presión declinará de acuerdo a la producción de los fluidos y otras características del yacimiento (Beattie et al., 1989; Green & Willhite, 1998); en este orden de ideas, se espera que la adición del *flue gas* en la etapa de inyección permita obtener picos más altos en la presión del yacimiento, es decir, mayor energía para producir los fluidos. Yongtao et al., (2011) comparó mediante simulación numérica un proceso CSS y la coinyección cíclica de vapor-*flue gas* en un pozo horizontal del campo Bohai, manteniendo para ambos casos la misma cantidad de vapor inyectada establecida en 3300 toneladas, encontrando que, la adición de 1302 toneladas de *flue gas* en el esquema de coinyección permitía aumentar la presión de la zona calentada hasta en 3 veces por encima en comparación con el proceso CSS.

El aumento de la presión del yacimiento no se debe únicamente a la cantidad de masa que es inyectada, sino también al tipo de gas. D. Liu et al., (2012) estudiaron el incremento de la presión promedio del yacimiento en cuatro escenarios diferentes: inyección cíclica de vapor en una cantidad de 211,888 pies^3 por ciclo (caso 1); inyección cíclica de CO_2 en una cantidad de 105,944,000 pies^3 por ciclo (caso 2); inyección cíclica de N_2 en una cantidad de 105,944,000 pies^3 por ciclo (caso 3); inyección cíclica de 105,944,000 pies^3 de *flue gas* (85% N_2 y 15% CO_2) y 211,888 pies^3 de vapor (caso 4). Los resultados se presentan en la Figura 4 y establecen que,

aun cuando se inyecte un menor volumen de vapor (caso 1), en comparación al dióxido de carbono (caso 2) o al nitrógeno (caso 3), el incremento de presión es mayor debido al vapor; el nitrógeno aumentará la presión casi que el doble en comparación al dióxido de carbono; combinar el vapor con el *flue gas* aumenta la presión en hasta 31.91 psi en comparación con la inyección de solo vapor, aun así, esto es inferior a la suma de los incrementos individuales del vapor, el dióxido de carbono, y el nitrógeno, debido a la composición del *flue gas*.

Figura 4.

Comparación del incremento de presión provocado por diferentes gases.



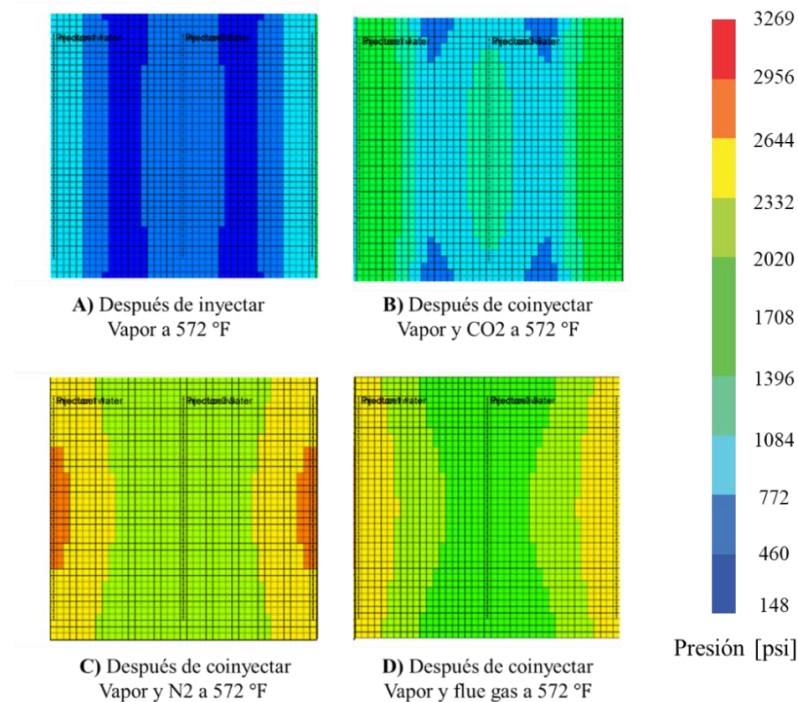
Nota: Todos los volúmenes son referenciados a las mismas condiciones termodinámicas. Aunque el aumento de la presión parece ser pequeño en magnitud, se debe considerar que, se está cuantificando la presión promedio del yacimiento y no solo de la zona calentada o contactada por los fluidos. Adaptado de D. Liu et al., (2012). New Research and Application of High Efficient Development Technology for Offshore Heavy Oil in China.

Asimismo, Feng et al., (2012) estudiaron la distribución de la presión en un yacimiento, cuando este es estimulado por $9,550 \text{ pies}^3/d$ de vapor durante 26 días (ver Figura 5a) en pozos horizontales, en comparación con tres escenarios en los que adicional al mismo volumen de vapor

se inyectaba: $7874.5 \frac{pies^3}{d}$ de CO_2 (ver Figura 5b); $7874.5 \frac{pies^3}{d}$ de N_2 (ver Figura 5c); $7874.5 \frac{pies^3}{d}$ de *flue gas* en una composición de 84.3% N_2 y 15.7% CO_2 (Figura 5d). Las conclusiones del estudio son muy similares a las mencionadas para el trabajo de D. Liu et al., (2012).

Figura 5.

Comparación de la distribución de la presión en el yacimiento provocado por diferentes gases.



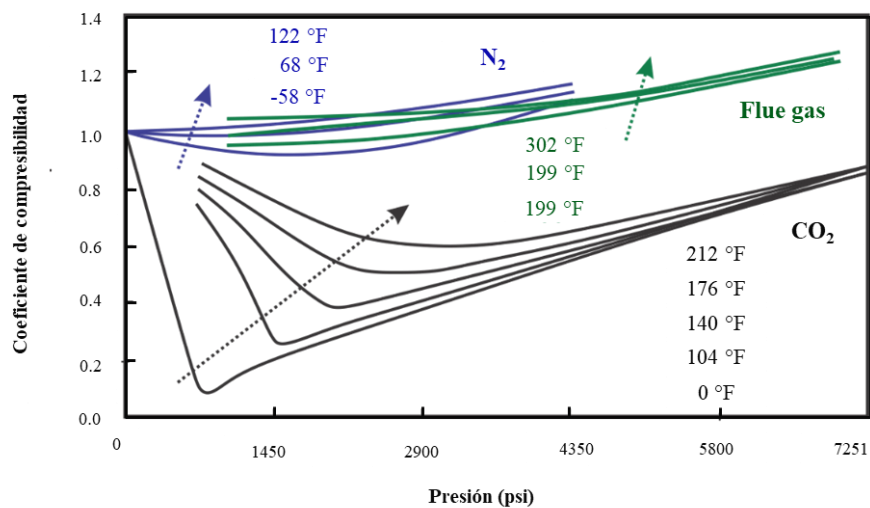
Nota: En los últimos tres escenarios el esquema utilizado es coinyección. Adaptado de Feng et al., (2012) *Study of thermal recovery method of steam and flue gas combined with gel injection*.

La diferencia en la presurización de la formación ocurre debido a las diferencias de compresibilidades de estos gases, puesto que, los gases con alta compresibilidad permitirán un mejor mantenimiento de la energía del yacimiento (Hou et al., 2016; D. Liu et al., 2012; T. Zhang, 2016). En la

Figura 6, se evidencia que, el coeficiente de compresibilidad en los tres fluidos aumenta con la presión a diferentes temperaturas, siendo que, el nitrógeno tiene un mayor coeficiente de compresibilidad, seguido por el *flue gas* (ya que está principalmente compuesto por N_2), lo cual indica que, el efecto de presurización ocurre principalmente debido al N_2 ; en procesos de inyección de vapor y nitrógeno, este incremento de presión ha sido relacionado con una mayor recuperación de aceite (Du et al., 2013; Trigos et al., 2018; C. Wang et al., 2015), lo cual también podría ocurrir en esta técnica híbrida.

Figura 6.

Coeficiente de compresibilidad del N_2 , CO_2 , y flue gas, bajo diferentes presiones y temperaturas.



Nota: Adaptado de D. Liu et al. (2012). New Research and Application of High Efficient Development Technology for Offshore Heavy Oil in China. Offshore Technology Conference doi: 10.4043/23015-ms

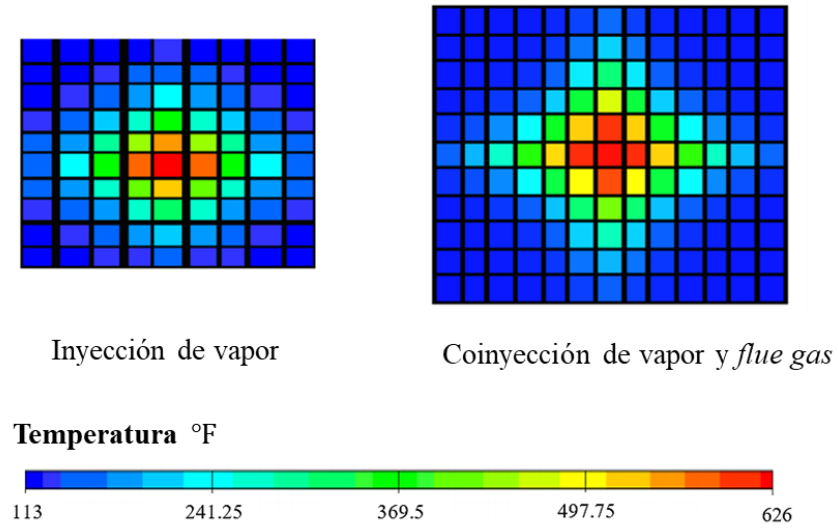
2.2.2.2 Aumento del radio de la zona calentada. En la etapa de inyección de un proceso CSS se forma una zona caliente, en donde, tanto el vapor como el agua que condensa contacta una cantidad de crudo; si esta zona aumenta, también lo hará el petróleo contactado (el cual tendrá menor viscosidad por la transferencia de energía), que podrá fluir hacia el pozo, siempre y cuando el

yacimiento tenga la energía suficiente (presión) para producir este aceite de las zonas más lejanas como se mencionó anteriormente. En este orden de ideas, diferentes estudios han evidenciado que, al coinyectar el vapor y el flue gas, este último tiende a fluir con mayor facilidad en el medio poroso, intentando canalizarse, especialmente en inyección continua, y alcanzando zonas más lejanas del yacimiento, lo cual puede ser aprovechado para que el vapor pueda tener caminos preferenciales y la zona caliente se expanda (Z. Wang & Li, 2019; T. Zhang, 2016).

Zhong et al., (2013) realizaron la simulación numérica de un proceso CSS y CSS con *flue gas*, en ambos casos, la inyección se realizó en pozos horizontales con un volumen total de inyección de vapor en una cantidad de 105,955 *pies*³ a una temperatura de 572 °F, y, en el caso de la coinyección híbrida se adicionó 8.83E+7 *pies*³ de *flue gas*; la Figura 7 muestra el perfil de temperatura en un corte frontal, donde se observa que, la zona caliente aumenta su tamaño en el caso de coinyección híbrida respecto con el caso base. Yigang Liu et al., (2010) también compararon la zona calentada entre un proceso CSS y la coinyección de vapor con *flue gas* en pozos horizontales mediante simulación numérica, cuantificando que, la adición de gases de combustión en una cantidad de 95.35E+6 *pies*³, manteniendo constante la cantidad de vapor inyectada en ambos casos, podía incrementar el tamaño de esta zona hasta 4 veces, como se aprecia en la Figura 8. Resultados similares fueron evidenciados por Feng et al., (2012), quienes compararon un proceso CSS y CSS+*flue gas* en pozos horizontales.

Figura 7.

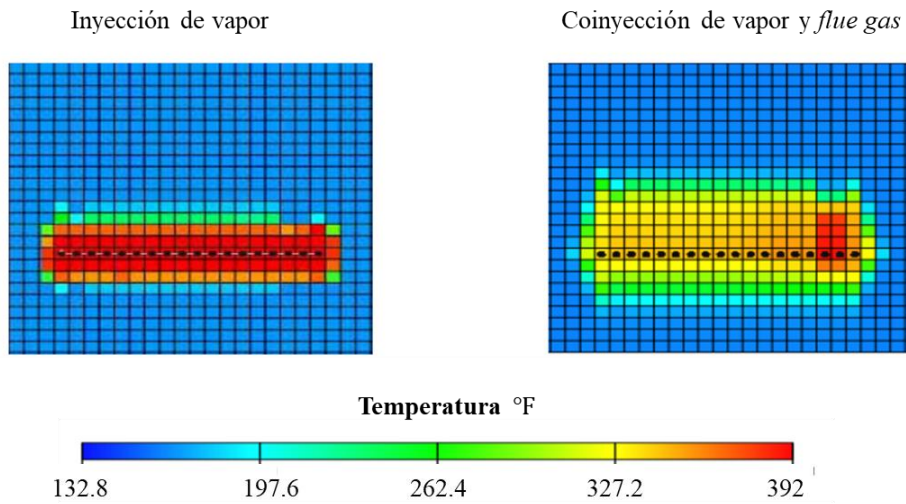
Comparación de la distribución de temperatura en un proceso CSS y CSS+flue gas.



Nota: Adaptado de Zhong et al., (2013). *Investigation on principles of enhanced offshore heavy oil recovery by coinjection of steam with flue gas.*

Figura 8.

Comparación de la zona calentada en un proceso CSS y CSS+flue gas.

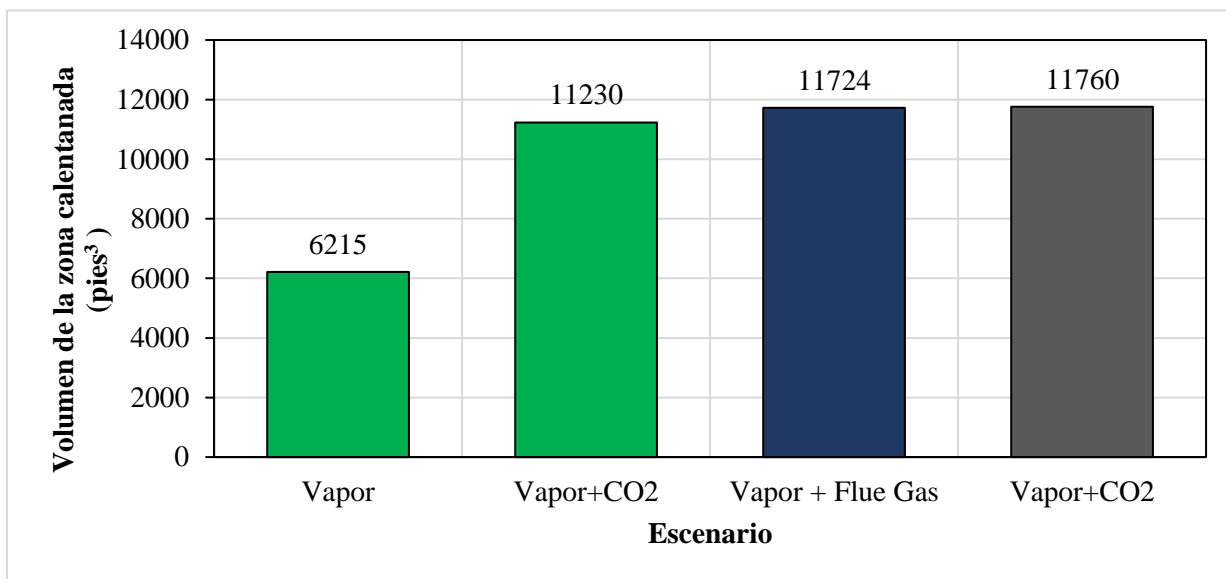


Nota: Adaptado de Yigang Liu et al., (2010) Improve offshore heavy oil recovery by compound stimulation technology involved thermal, gas and chemical methods

Este fenómeno ocurre gracias al empuje realizado por los gases no condensables (nitrógeno, dióxido de carbono, y *flue gas*), puesto que, los resultados de D. Liu et al., (2012) permiten evidenciar que, el aumento de la zona calentada es casi la misma para cualquier fluido que se coinyecte con el vapor, teniendo en cuenta que, en los tres últimos escenarios el volumen inyectado de CO_2 , N_2 , y *flue gas* es el mismo (ver Figura 9).

Figura 9.

Comparación de la zona calentada según el fluido que es coinyectado con el vapor.



Nota: En los cuatro escenarios se inyecta la misma cantidad de vapor. Adaptado de D. Liu et al., (2012). *New Research and Application of High Efficient Development Technology for Offshore Heavy Oil in China.*

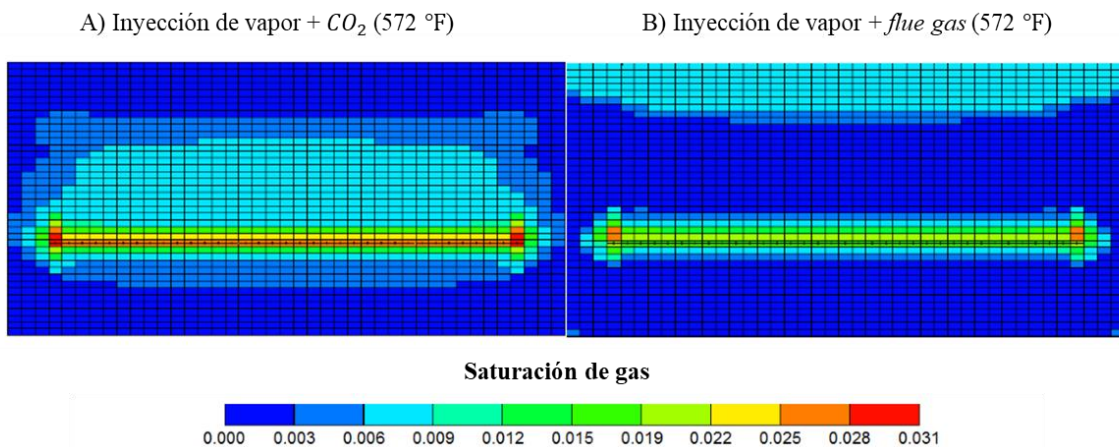
Aun cuando el volumen de la zona calentada aparentemente es mayor cuando se inyecta el vapor con el *flue gas*, la temperatura promedio de esta zona caliente no necesariamente es mayor (Feng et al., 2012; Yongtao et al., 2011), por tanto, aun cuando se lleguen a zonas más lejanas del

yacimiento, la reducción de la viscosidad de este crudo (debido al menor incremento de la temperatura) no será necesariamente mayor.

2.2.2.3 Aislamiento térmico. Cuando el vapor es inyectado al yacimiento, parte de la energía del vapor es transferida a las formaciones suprayacentes, especialmente cuando existe una alta relación de arcillas-arenas, provocando que una menor cantidad de calor sea transferido al crudo. Diferentes estudios evidencian que el flue gas, especialmente el nitrógeno, tiende a ubicarse en el tope de la formación, debido a que este gas tiene menor densidad y fluye con mayor facilidad respecto al vapor (Anada, 1980; Hu et al., 2016; Z. Wang & Li, 2019; T. Zhang, 2016); Este comportamiento se acentúa cuando la relación de permeabilidad vertical y horizontal incrementa (F. Zhang et al., 2015). En la Figura 10, se observa la distribución del gas al finalizar la inyección de vapor- CO_2 (izquierda), encontrando que, el gas no logra canalizarse y saturar el tope de la formación, como sí sucede con la inyección de vapor-flue gas (derecha), lo cual sugiere que la presencia del nitrógeno en el flue gas explica la distribución en la parte superior de la formación.

Figura 10.

Perfil de saturación del gas en un proceso de inyección de vapor- CO_2 y vapor-flue gas



Nota: Adaptado de Feng et al., (2012) *Study of thermal recovery method of steam and flue gas combined with gel injection.*

La presencia del nitrógeno en la formación es importante porque este fluido tiene una menor conductividad térmica en comparación con otros medios involucrados en la inyección híbrida (ver Tabla 3), de modo que, este gas inerte ralentizará la transferencia del calor entre el vapor y las rocas suprayacentes, que actúan como zonas ladronas, debido a su alta capacidad calórica (capacidad de almacenar calor) y conductividad térmica (Hou et al., 2016; Hu et al., 2016; Sun et al., 2013; Z. Wang & Li, 2019; T. Zhang, 2016).

Tabla 3.

Conductividad térmica de diferentes medios involucrados en la inyección híbrida.

Medio	Conductividad térmica [BTU/(pies*°F*D)]
Roca (no saturada)	48.1 - 84.3
Roca (saturada con aceite)	36.1 – 60.2
Vapor	0.5 – 0.6
CO ₂	0.24 – 6
N ₂	0.24 - 1.2

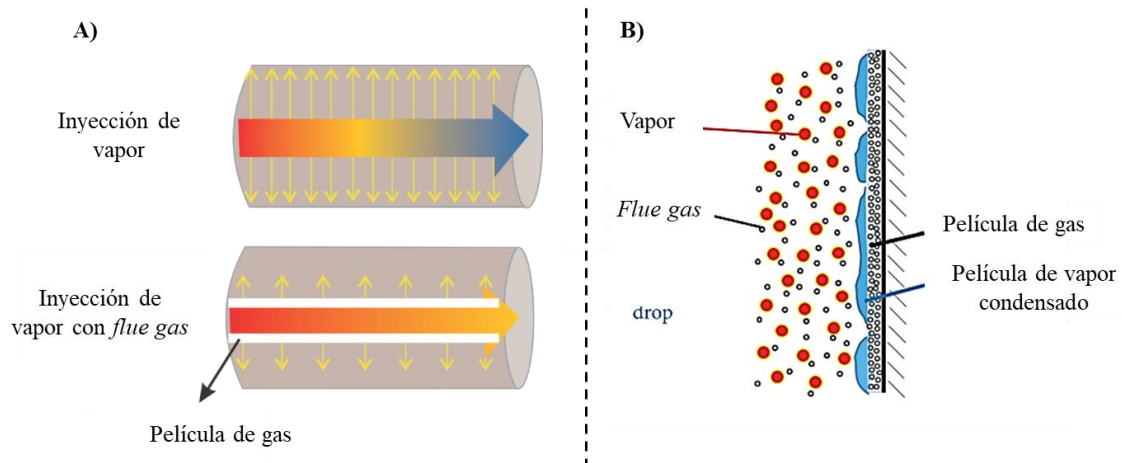
Nota: Adaptado de Hu et al., (2016) *Heated Area and Well Performance Analysis of Injection N₂ and CO₂ in Cycle Steam Stimulation Process*

Z. Wang & Li, (2019) estudiaron este fenómeno experimentalmente, evidenciando que, el *flue gas* forma una película en la superficie del medio poroso (ver Figura 11a), disminuyendo la transferencia de calor hacia la superficie a medida que aumenta la cantidad de *flue gas* inyectado, teniendo como consecuencia que el vapor no se condense en las formaciones suprayacentes, sino

que, lo haga en la formación productora, y de este modo, la cantidad de energía disponible para aumentar la temperatura del crudo será mayor (ver Figura 11b).

Figura 11.

Efecto del flue gas en la transferencia de calor hacia formaciones suprayacentes.



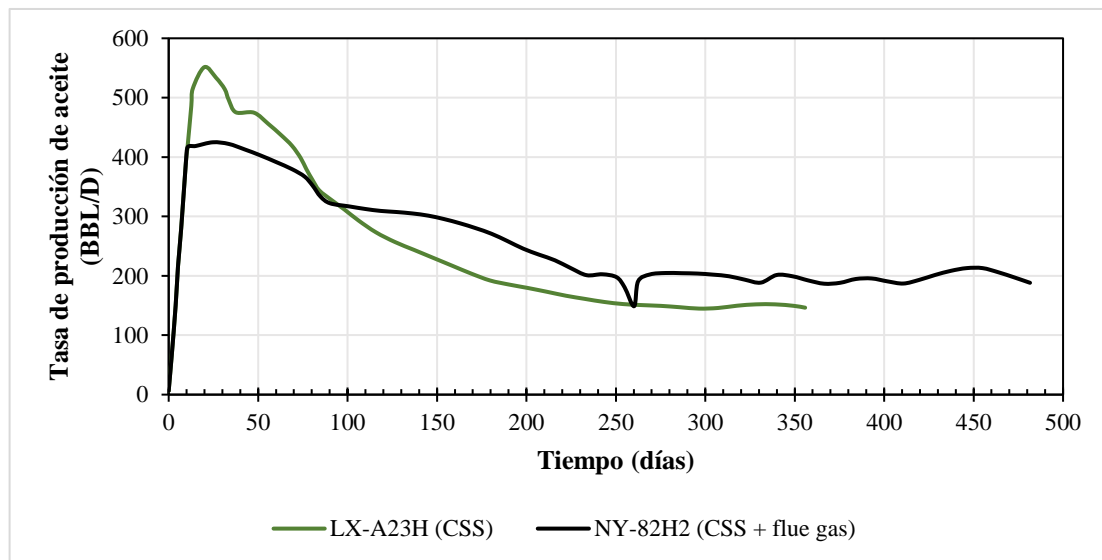
Nota: Ubicación y formación de la película de gas en la inyección de vapor y *flue gas* (izquierda) e importancia de la película de gas en la transferencia de calor (derecha). Adaptado de Wang & Li, (2019). *Roles of flue gas in promoting steam flow and heat transfer in multithermal fluid flooding*. *Mathematical Problems in Engineering* doi: 10.1155/2019/4989375

2.2.2.4 Cambios en la producción de fluidos. El comportamiento de la tasa de producción de petróleo en un proceso de coinyección cíclica de vapor y *flue gas* es diferente a un proceso de CSS, como lo muestra la Figura 12, la cual obtenida por Hu et al., (2016) mediante el ajuste histórico de un modelo de simulación con la información de campo; se observa que, aun cuando la técnica obtiene un pico de producción menor en comparación al proceso CSS, permite un mejor mantenimiento en la producción a partir de alrededor de los primeros 100 días de producción hasta el final del ciclo, razón por la cual, la recuperación de aceite llega a ser mayor. Las pruebas de

desplazamientos en núcleos por Z. Wang et al., (2017) también confirman que, la tasa de declinación de la inyección híbrida es menor en comparación con la inyección del vapor; en este estudio, la técnica híbrida sí alcanzaba un pico de producción mayor que la inyección de vapor.

Figura 12.

Comportamiento de la tasa de producción de un proceso CSS y CSS con flue gas.



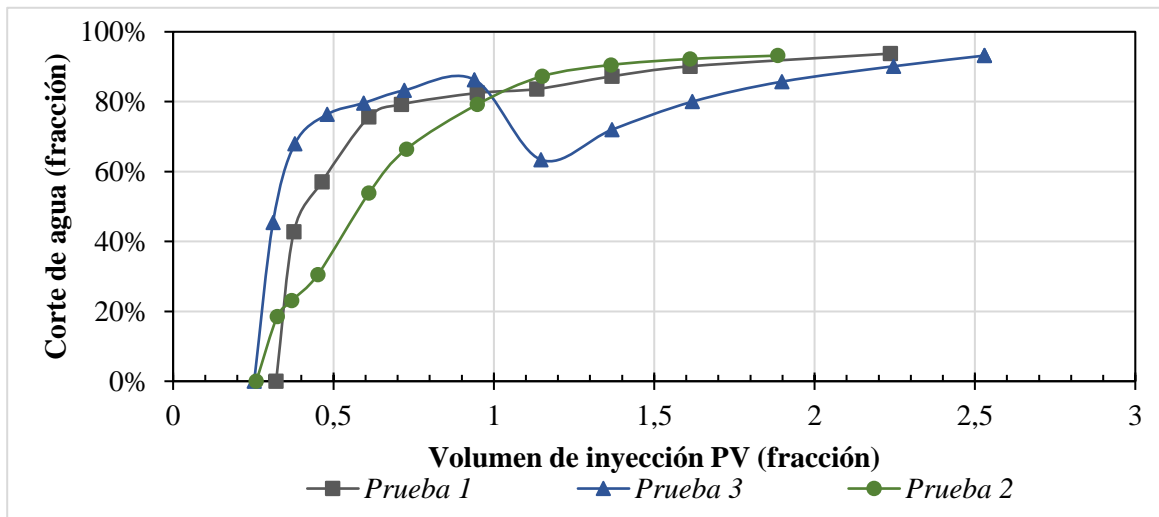
Nota: Adaptado de Hu et al., (2016). *Heated Area and Well Performance Analysis of Injection N₂ and CO₂ in Cycle Steam Stimulation Process.*

Otro cambio en el comportamiento de la producción de fluidos fue destacada por Z. Wang et al., (2017), quienes compararon el corte del agua de un proceso inyección de vapor (prueba 1), coinyección de vapor con *flue gas* (prueba 2), y un esquema de inyección de vapor seguido de una coinyección de vapor por *flue gas* (prueba 3); los resultados presentados en la Figura 13 evidencian que, el corte de agua de la prueba 2 es menor en comparación a la prueba 1, insinuando que, el *flue gas* presente en el medio poroso podría dificultar levemente el flujo del agua; esta idea se refuerza con la prueba 3, puesto que, al momento de coinyectar el vapor y *flue gas*, el corte de agua cae

abruptamente; los autores resaltan que este cambio en el corte de agua no solo ocurre por una menor producción de agua, sino por el aumento de la producción de aceite.

Figura 13.

Comparación del corte de diferentes esquemas de inyección de vapor y vapor con flue gas.



Nota: Adaptado de Wang et al., (2017). *Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of Flue gas assisted steam flooding.*

2.2.3 Parámetros que afectan la inyección cíclica de flue gas y vapor

Existen diferentes parámetros que repercuten en el desempeño de la inyección *vapor-flue gas*, los cuales pueden ser tenidos en cuenta y optimizados, para obtener un caso en donde el beneficio en la recuperación de aceite sea mayor. A continuación, se describen algunos de ellos.

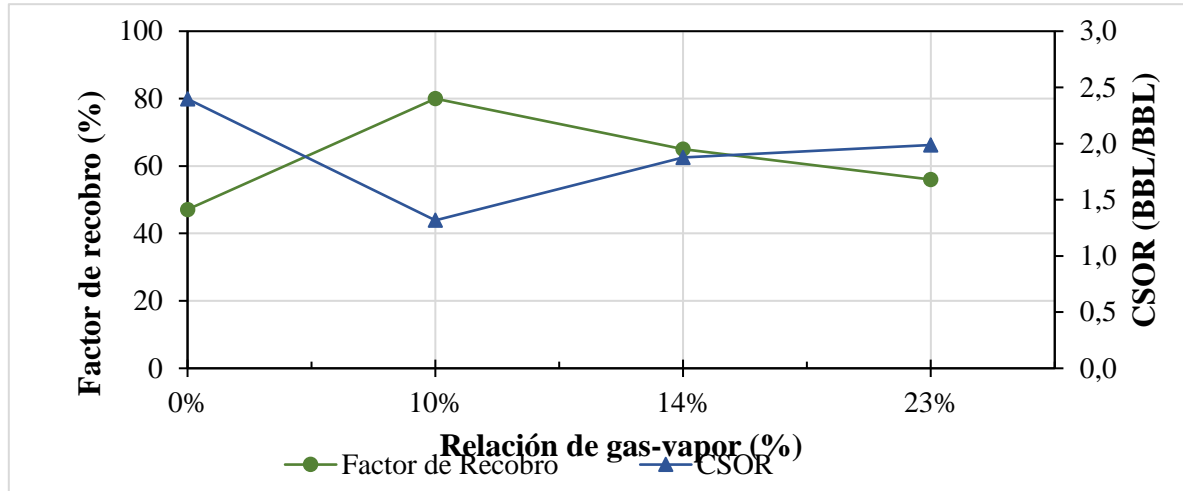
2.2.3.1 Relación de gas-vapor. Este parámetro relaciona la cantidad de flue gas en la mezcla inyectada (flue gas y vapor), y puede ser expresado tanto en porcentaje molar, masico o volumétrico; en este último caso, ambos volúmenes deben ser evaluados a las mismas condiciones de presión y temperatura para que sean comparables, considerando que se esperan cambios recurrentes en estas propiedades durante el proceso. Generalmente, el volumen de vapor se

mantiene constante y se varia la cantidad de flue gas inyectado para alterar esta relación, lo cual se realiza para que el aumento en la recuperación de aceite corresponda al efecto de la adición del flue gas y no del vapor, recordando que, en esta técnica híbrida los efectos térmicos son predominantes (Chen et al., 2018; Haddadnia, 2016; Z. Wang et al., 2017b; Zhong et al., 2013).

Los estudios del comportamiento de la relación de gas-vapor y su efecto en la técnica híbrida no han sido concluyentes. Por una parte, Trevisan et al., (2013) estudiaron la influencia de este parámetro en el desempeño del proceso de un desplazamiento de coinyección en núcleos, aumentando la tasa de *flue gas* y manteniendo constante la tasa del vapor; los resultados se observan en la Figura 14 y evidencian que aumentar la relación de gas-vapor sí permite mejorar la recuperación de aceite, pero no proporcionalmente, de modo que, a partir de cierto valor (10% de *flue gas* en la mezcla), el factor de recobro no seguirá aumentando, y, por el contrario, la ineficiencia energética, evaluada a través del CSOR, empieza a aumentar. Por otra parte, (R. Liu et al., 2011; T. Zhang, 2016) encontraron que, después de cierto valor de relación de gas-vapor, la recuperación de aceite no disminuía, sino que continuaba aumentando pero en una menor proporción, de modo que, al final de la estimulación híbrida la diferencia en el volumen de petróleo recuperado no es muy distinta para distintas relaciones de gas-vapor, por lo que no se podría justificar económicamente la cantidad del *flue gas* inyectado. Esto último no solo fue evidenciado para el esquema de coinyección, sino que Pérez et al., (2018) también encontraron este comportamiento en esquemas alternados de inyección de vapor y *flue gas*.

Figura 14.

Efecto de la relación gas-vapor en el factor de recobro y el CSOR.



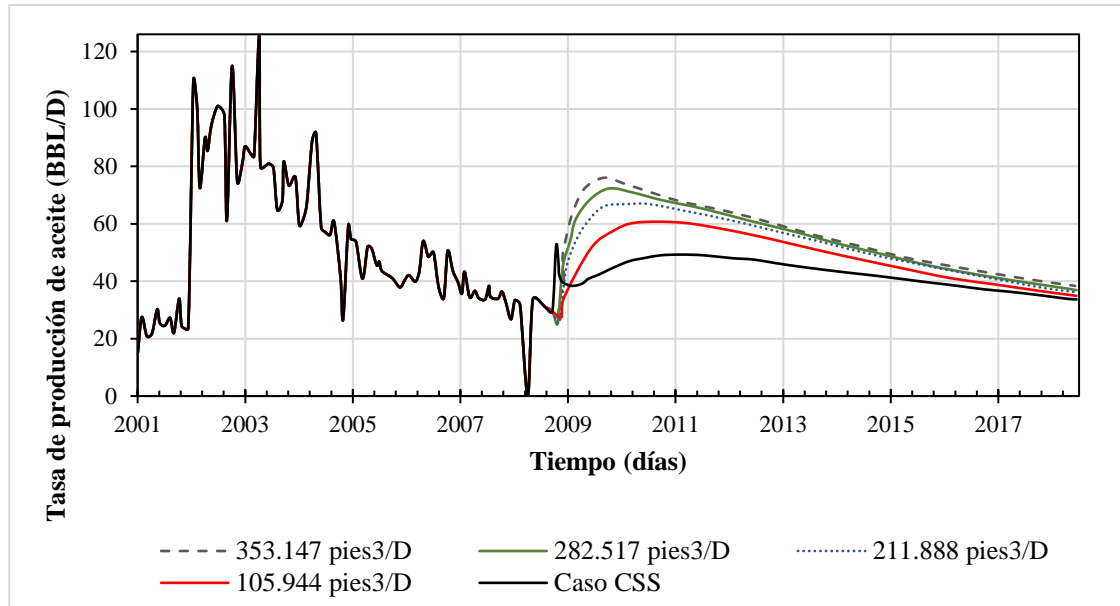
Nota: Adaptado Monte-Mor et al., (2013). *Laboratory study on steam and flue gas co-injection for heavy oil Recovery.* Society of Petroleum Engineers.

2.2.3.2 Tasa de inyección del flue gas. Una vez se establezcan las cantidades a ser inyectada de cada fluido a través de la relación de gas-vapor por ciclo, se debe establecer la tasa de inyección de cada uno de estos fluidos; esta tasa de inyección del flue gas puede ser variada según la cantidad de días en las que se realice la inyección del gas.

Aunque no se encontró algún estudio relacionado con la inyección cíclica de vapor y *flue gas* para este parámetro, R. Liu et al., (2011) encontraron, en su estudio, que aumentar la tasa de inyección del *flue gas*, manteniendo constante el volumen de la mezcla que será inyectado (esto implica que los días de inyección de *flue gas* disminuyen), representa en un aumento en la recuperación de aceite, pero esta relación no es lineal, como se observa en la Figura 15.

Figura 15.

Efecto de la tasa de inyección del flue gas en la recuperación del aceite.



Nota: Adaptado R. Liu et al., (2011) *Feasibility study of steam/flue gas mixture injection in low permeability reservoir*.

2.2.3.3 Esquema de inyección. La mayoría de los estudios de inyección de vapor y flue gas en modalidad cíclica se refieren al esquema de coinyección, mientras que, estudios enfocados a otros esquemas no han sido ampliamente realizados. Pérez et al., (2018) comparó otros esquemas como coinyección, postinyección y preinyección, encontrando que, este último presentaba mayor recuperación de aceite en comparación a los otros, sin embargo, esto dependía también de la relación de gas-vapor.

Resultados similares fue encontrados por Lawal (2011), quien estableció que para la inyección híbrida en modalidad continua el mejor esquema era el alternado y no el continuo. Por tal razón, es importante no limitar el estudio de la inyección de vapor y *flue gas* al esquema de coinyección, y, por el contrario, analizar otros esquemas como pretende este estudio.

2.2.3.4 Composición del *flue gas* inyectado. Como se ha mencionado previamente, el comportamiento de cada uno de los componentes del *flue gas* es diferente en el proceso, por tal razón, algunos estudios sugieren que, entre mayor sea la composición del CO_2 en el *flue gas* se obtendrá una mayor recuperación debido a que se aprovechan los efectos de este componente con el crudo, en caso que se presenten las condiciones para la solubilidad (D. Liu & Li, 2015; D. Liu et al., 2012; T. Zhang, 2016). Para este estudio se considera el desplazamiento como inmisible, por tanto, no se representan los efectos de solubilidad del CO_2 , y consecuentemente, no se obtendrán diferencias apreciables si se varia la composición del *flue gas* inyectado.

3. Modelo de simulación numérica

3.1 Generalidades del campo de estudio

El modelo conceptual fue construido tomando como referencia propiedades y características análogas al campo Teca, ubicado en la Cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM), en los límites del departamento de Antioquia y Boyacá. Este campo fue descubierto en 1967, pero no fue declarada su comercialidad hasta 1987, tres años más tarde empezó un proyecto de inyección cíclica de vapor en este campo (Trigos et al., 2010); aunque este método de recobro ha sido exitoso hasta por 15 ciclos, el factor de recobro del campo sigue estando alrededor de tan solo el 15% (Trigos et al., 2013).

El intervalo productor del campo Teca se divide en dos zonas: arenas A y arenas B, donde sus formaciones productoras son las formaciones chuspas y chorro respectivamente; antes de alcanzar el tope de las arenas B se puede encontrar un intervalo de salinidad intermedia, llamada zona de transición. Este campo presenta la particularidad de poseer una cantidad considerable de

intercalaciones de arcilla entre sus arenas productoras (Trigos et al., 2010, 2013); es de vital importancia tener en cuenta las intercalaciones de arcilla a la hora de caracterizar el campo Teca, puesto que, estas generarán un efecto negativo durante la inyección de vapor, relacionado con la disminución de la eficiencia térmica (Trigos et al., 2013; Watkins et al., 1987).

3.2 Desarrollo del modelo de simulación

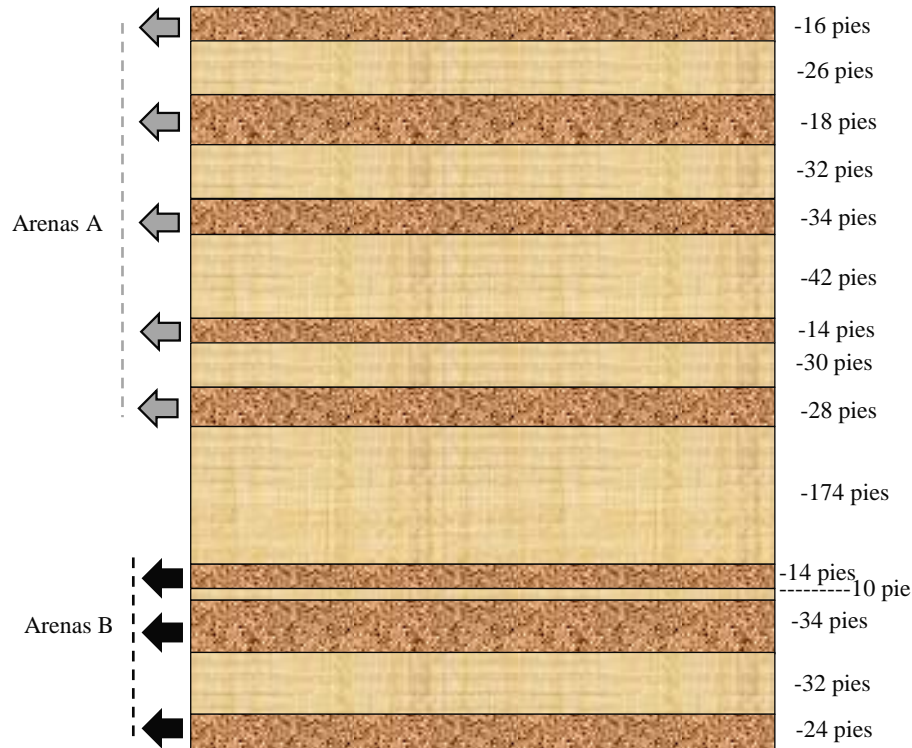
A continuación, se presentan todos los datos relevantes para la construcción del modelo conceptual de simulación, el cual fue realizado utilizando el módulo de *Builder* de la compañía CMG; se utilizó el módulo de STARS para correr las simulaciones, porque en el método de recobro que será evaluado predominan los efectos térmicos.

3.2.1 Propiedades petrofísicas y térmicas del modelo

El campo Teca fue representado mediante un modelo conceptual de tipo radial para estudiar los efectos cercanos a la cara del pozo, considerando un área superficial para el patrón de inyección de 5 acres (ver apéndice A.4) , la cual es característica de los espaciamientos en la inyección de vapor en Colombia (Trigos et al., 2018). El espesor bruto del yacimiento es de 518 pies, de acuerdo con la secuencia estratigráfica observada en la Figura 16, en la cual se puede diferenciar las arenas productoras A y B, y las intercalaciones de arcillas.

Figura 16.

Secuencia estratigráfica del campo Teca considerada para este estudio.



Nota: Adaptado Franco Jerez & León Pallares (2003). Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano.

Es importante la distinción entre las arenas A y B debido a que las propiedades petrofísicas de estas son diferentes, lo cual se afectará el flujo a través de estas, y por tanto, el desempeño de la técnica puede ser diferente en cada arena; asimismo la especificación de las propiedades térmicas de la roca repercuten en la representación del método de recobro térmico como la inyección cíclica de vapor, puesto que, permiten representar los fenómenos de transferencia de calor como el calentamiento del crudo y las pérdidas de energía asociada a la presencia de intercalaciones de arcilla. Además, condiciones que definen el estado termodinámico de los fluidos

contenidos en el yacimiento, como la presión y temperatura del yacimiento, también deben ser tenidas en cuenta para la construcción del modelo numérico del yacimiento. En este caso, el pozo (que actuará como inyector y productor) será completado en toda la secuencia estratigráfica, y se especificará las condiciones operacionales como la presión de fondo fluyente y la producción máxima de fluidos que pueden ser producidos de acuerdo con la capacidad estipulada para el campo. La Tabla 4 presenta toda la información utilizada en el modelo de simulación.

Tabla 4.

Propiedades del modelo base de simulación

Propiedad	Valor	
	Zona A	Zona B
Porosidad, %	28	26
Permeabilidad horizontal, mD	1080	780
Permeabilidad vertical, mD	830.77	600
Espesor neto, pies	100	72
Espesor, pies	404	114
Tope de Profundidad, pies	1516	1920
Compresibilidad Arenisca, 1/psi	5.00E-04	
Compresibilidad Arcilla, 1/psi	3.47E-05	
Capacidad calorífica de la roca, $BTU/(pies^3 * °F)$	37.5	
Conductividad térmica de la roca, $BTU/(pies^3 * °F * d)$	36	
Capacidad calorífica de la arcilla, $BTU/(pies^3 * °F)$	40	
Conductividad térmica de la arcilla, $BTU/pies * °F * d)$	24	
Conductividad térmica del agua, $BTU/(pies * °F * d)$	8.6	
Conductividad térmica del aceite, $BTU/(pies * °F * d)$	2	
Conductividad térmica del gas, $BTU/(pies * °F * d)$	1.2	
Saturación inicial de aceite, fracción	0.67	
Saturación inicial de agua, fracción	0.33	
Relación aceite-gas inicial, SCF/STB	2.0621	
Factor volumétrico de formación inicial del aceite BBL/STB	1.00694	
Densidad inicial del aceite, $lbm/pies^3$	60.8409	

Presión del yacimiento (psi)	948
Temperatura del yacimiento (°F)	112
BHP del pozo productor, psia	200
Máxima producción de aceite del pozo productor, STB/D	1000

Nota: Adaptado Franco Jerez & León Pallares (2003). Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander.

3.2.2 *Modelo de fluidos*

Durante el proceso de inyección cíclica de vapor se esperan cambios en las condiciones del yacimiento, razón por la cual es necesario modelar correctamente la variación de propiedades como la viscosidad, el factor volumétrico y densidad del fluido, a medida que varía la presión y la temperatura. Por este motivo, se utilizó el modelo de fluidos proporcionado por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, el cual fue realizado mediante el módulo WinProp de la compañía CMG. La construcción de este modelo fue realizada mediante la agrupación de pseudocomponentes, utilizando la composición molar del crudo presentada en la Tabla 5. Posteriormente, se procedió a modelar los hidrocarburos a través de la ecuación de estado de Peng Robinson; el ajuste de propiedades como el factor volumétrico, la relación gas-aceite, densidad y presión de saturación se realizó mediante la regresión de pruebas PVT tales como liberación diferencial y separador. En cuanto a la viscosidad, los valores experimentales se ajustaron mediante el uso del modelo de Pedersen modificado (1987) (León Naranjo, 2019). El comportamiento de las propiedades del crudo al final del ajuste del modelo de fluidos, en el modelo actual de estudio, se puede observar de la Figura 17 a la Figura 20.

Tabla 5.

Composición molar del crudo del campo teca

Componente	Fracción Molar (%)	Componente	Fracción Molar (%)
C1	0.8499	C15	2.0212
C2	0.0979	C16	2.0722
C3	0.0339	C17	2.2499
i-C4	0.00529	C18	2.2028
n-C4	0.053	C19	2.13117
i-C5	0.00084	C20	2.4446
n-C5	0.000459	C21	2.4675
C6	1.70E-04	C22	2.5332
C7	4.999E-05	C23	2.1382
C8	0.0585	C24	2.102
C9	0.1316	C25	2.221
C10	0.3959	C26	2.0249
C11	0.6247	C27	2.245
C12	1.0459	C28	1.634
C13	1.4628	C29	2.0672
C14	1.7035	C30+	60.9955

Nota: Recuperado de León, P. (2019). Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor (Tesis MSc). Universidad Industrial de Santander.

Figura 17.

Comportamiento del factor volumétrico del aceite respecto a la presión.

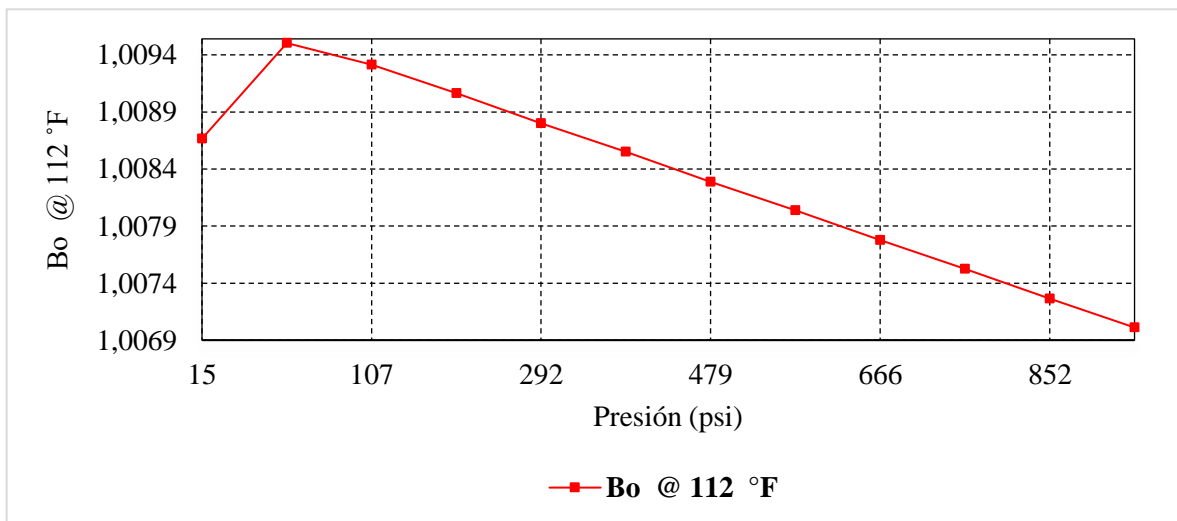


Figura 18.

Comportamiento de la relación gas-aceite respecto a la presión.

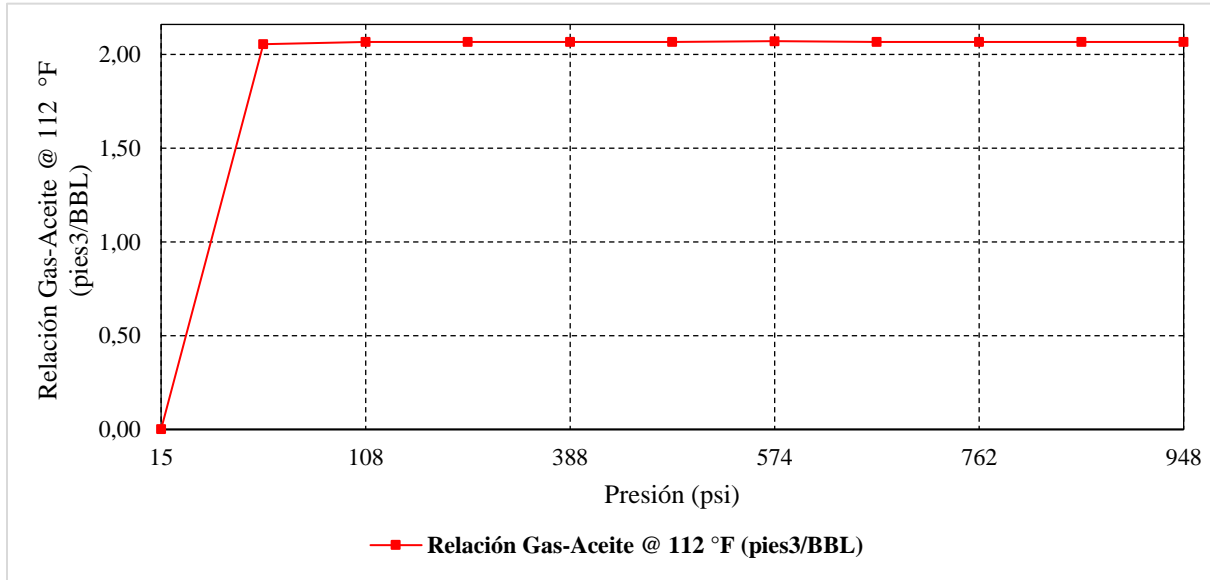


Figura 19.

Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la presión.

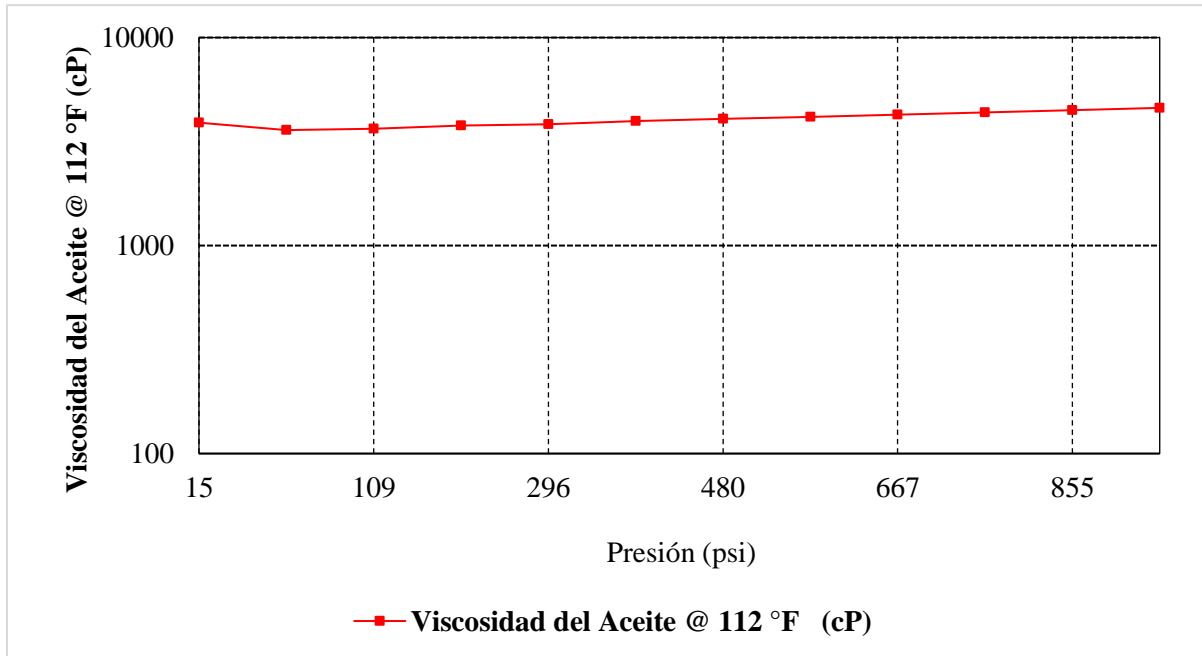
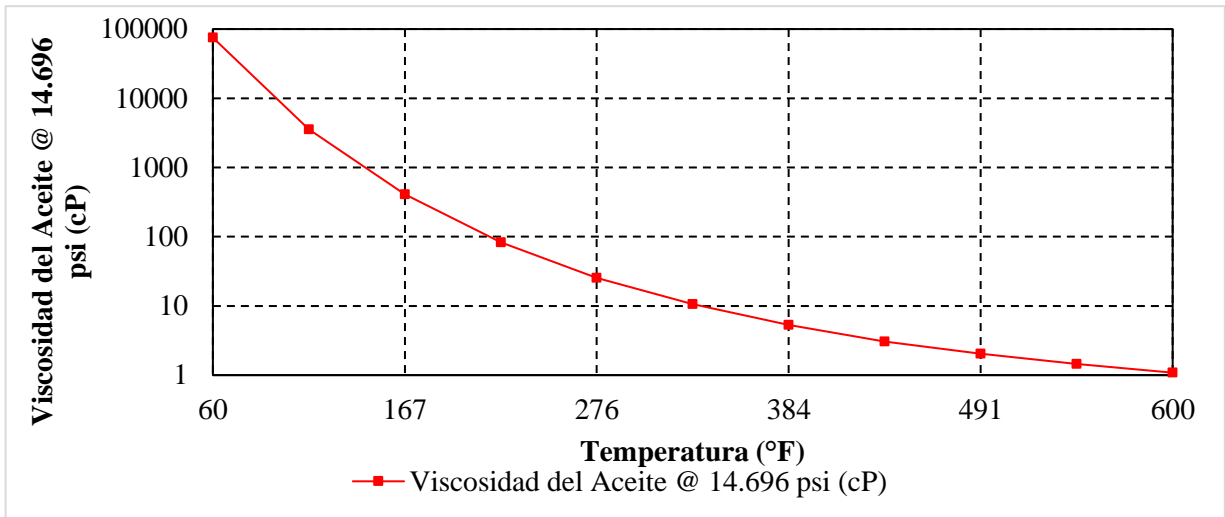


Figura 20.

Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura.



3.2.3 Interacción roca-fluido

Las curvas de permeabilidad permiten modelar el comportamiento de los hidrocarburos contenidos en el medio poroso y la capacidad de flujo de los distintos fluidos a través de variaciones en las saturaciones, que son representados mediante un sistema agua-aceite y un sistema gas-liquido (Bernal Correa & León Naranjo, 2015). En este caso las curvas fueron generadas mediante la correlación empírica de Hirasaki, en donde, se utilizó los *endpoints* y sus respectivos valores de permeabilidad relativa, los cuales pueden ser observados en la Tabla 6

Tabla 6.

Parámetros utilizados para generar las curvas de permeabilidad relativa.

Descripción	Valor
Saturación connata de agua	0.2
Saturación crítica de agua	0.2
Saturación irreducible del aceite al agua	0.3
Saturación residual del aceite al agua	0.3

Saturación irreducible del aceite al gas	0.15
Saturación residual del aceite al gas	0.15
Saturación connata de gas	0
Saturación critica de gas	0.05
Kro en Saturación connata de agua	09
Krw en saturación irreducible de aceite	0.3
Krg en saturación connata de liquido	0.6
Exponente para Krw en saturación irreducible de aceite	2
Exponente para Kro en saturación connata de agua	2
Exponente para Kro en saturación connata de gas	2
Exponente para Krg en saturación connata de liquido	2

En las Figura 21 y Figura 22 se observan las curvas de permeabilidad relativa generadas para el sistema agua-aceite y el sistema gas-liquido, respectivamente; en la primera figura se puede observar que, el punto en el cual se interceptan las curvas de permeabilidad relativa del agua y el aceite corresponde a un valor de saturación de agua mayor que 0.5, lo cual permite inferir que el yacimiento tiene preferencia a ser mojado por agua (Anderson, 1987); y en la segunda figura, se modela el flujo del gas respecto a diferentes condiciones de saturación de líquido. Se resalta que tanto las arenas A y B son modeladas a través de las mismas curvas.

Figura 21.

Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite

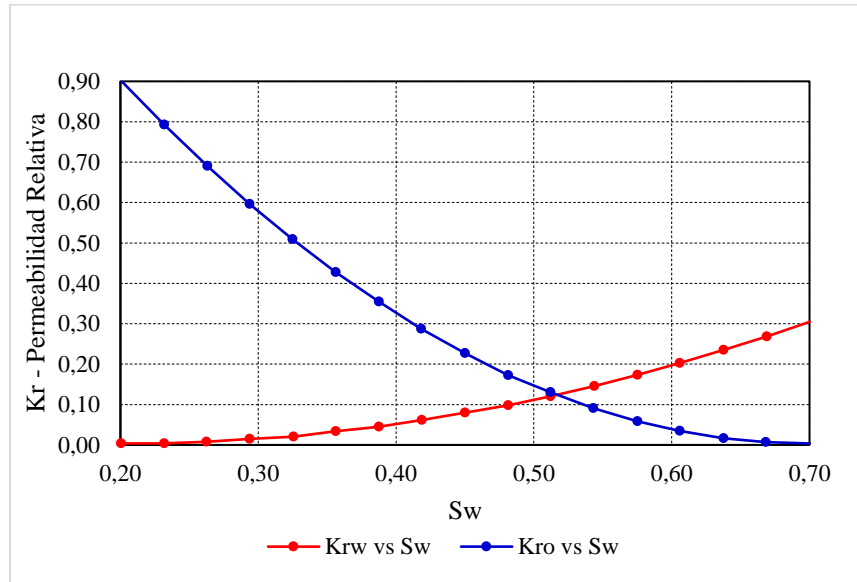
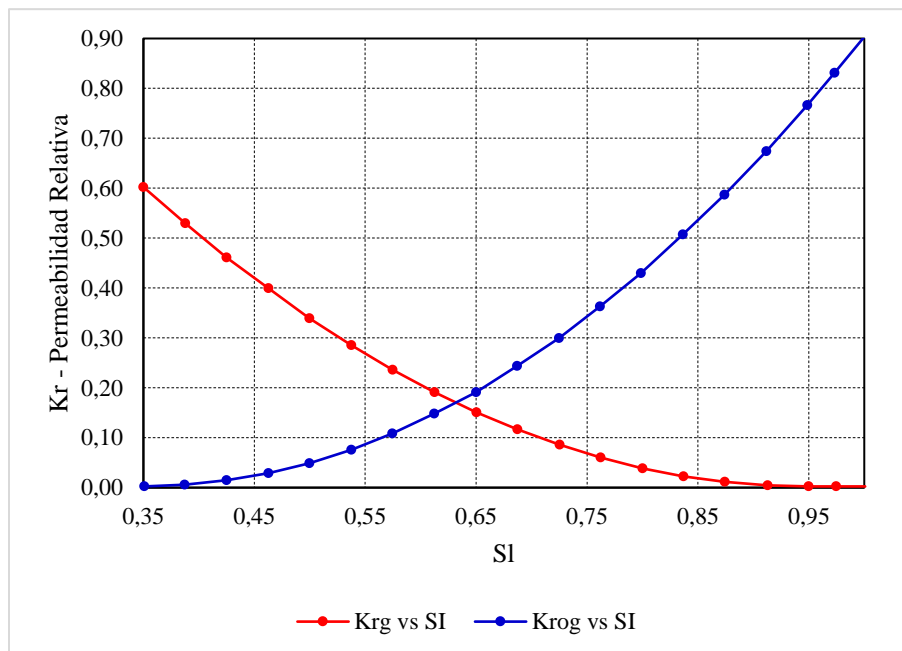


Figura 22.

Curvas de permeabilidad relativa gas-liquido.



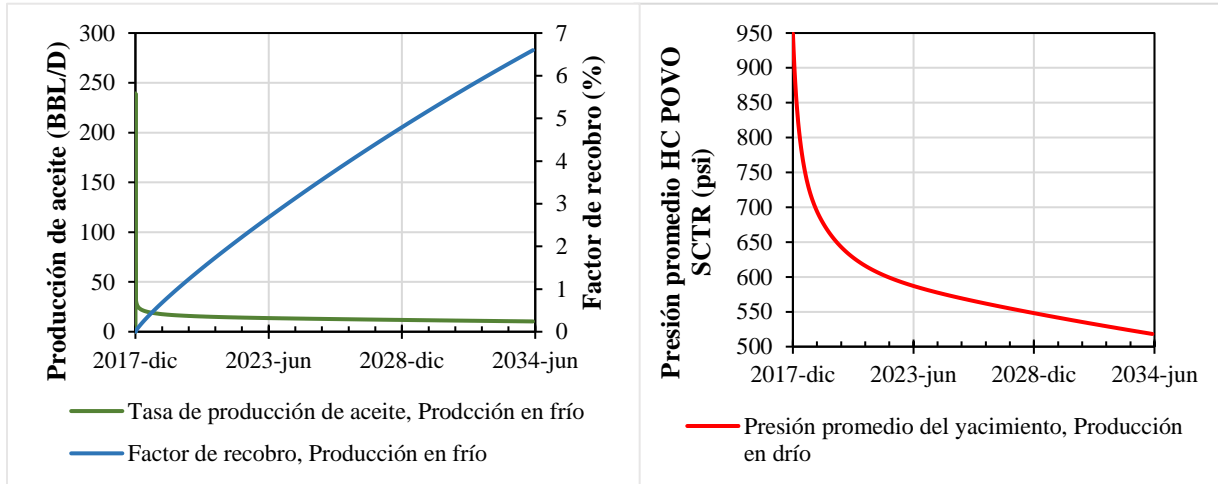
3.3 Producción en frío

La implementación de la inyección cíclica de vapor en todo el campo ocurrió en 1984, solo tres años después de la declaración de comercialidad (Castro et al., 2010; Fonseca Gómez & Sánchez Burbano, 2017; Trigos et al., 2010), lo cual sugiere que la producción primaria de este campo no se extendió por más de tres años. En este modelo, aun cuando la producción en frío se simuló considerando las condiciones iniciales del campo, la fecha de inicio de simulación fue de 2018-01-01, resaltando que no se quiere representar las situaciones del campo para el año 2018, y, esta es únicamente la fecha de referencia para el inicio de la corrida de la simulación.

Con el propósito de corroborar que el mecanismo de producción primaria en este campo no tan efectivo, se simularon 16 años de producción en frío, corroborando que, el factor de recobro obtenido es apenas cercano al 7%, con una tasa promedio de producción siempre menor que 15 BBL/D, pero, con una caída de presión del yacimiento de hasta un 40% respecto a la presión inicial (Figura 23); esto se debe a la alta viscosidad del crudo a las condiciones iniciales del yacimiento es de 4593 cP, lo cual dificulta el flujo hacia el pozo productor, y, por tanto, es necesario realizar un proceso CSS, tan pronto como sea posible, con el fin de aumentar el factor de recobro, como se realizó en el campo Teca.

Figura 23.

Comportamiento de la producción frío simulada para el campo Teca.



Como fue mencionado antes, la estimulación cíclica de vapor depende de la presión del yacimiento para producir el petróleo calentado, razón por la cual, es importante implementar el proceso CSS antes de que la presión caiga durante la producción en frío. Considerando la historia de producción primaria del campo Teca, y, que la presión promedio del yacimiento, reportada por Bernal Correa & León Naranjo (2015), antes de iniciar la inyección de vapor es de 780 psi (momento a partir del cual la depleción del yacimiento no es tan pronunciada, como también ocurre en este estudio), se decidió implementar solo 1 año de producción en frío, con el fin que la presión caiga hasta cerca de 700 psi, antes de iniciar la inyección cíclica de vapor.

3.4 Modelo de inyección cíclica de vapor

Para la aplicación del proceso de inyección cíclica de vapor inicialmente se consideraron los parámetros operaciones presentados en la Tabla 7.

Tabla 7.

Parámetros operacionales iniciales para el proceso CSS

Parámetro operacional	Valor
Tiempo de inyección	6 días
Tasa de inyección	2740 BWE/D
Temperatura de inyección	558 °F
Calidad del vapor	65%
<i>Constrain</i> del pozo inyector	La BHP no puede superar 1500 psi por restricción del sistema de inyección
Tiempo de Remojo	2 días
Tiempo de producción	365 días
<i>Constrain</i> del pozo productor	BHP establecida de 200 psi con un límite de producción de aceite de 1000 STB/D

En la construcción de un modelo de simulación numérica es importante realizar un análisis de sensibilidad de sensibilidad del enmallado previo a la elección de un caso base, con el fin de optimizar los tiempos de simulación. Asimismo, es necesario conocer el impacto de los parámetros operacionales de la técnica sobre la recuperación de aceite, razón por la cual, se realizó un análisis de sensibilidad de estos, con el fin de entender la respuesta del yacimiento a este tipo de estimulación térmica y justificar su elección.

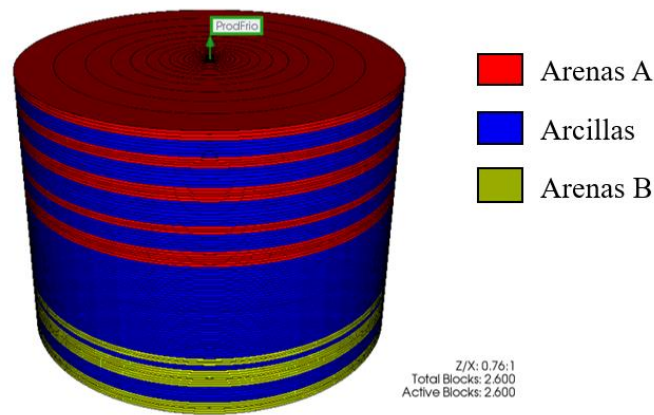
3.4.1 Análisis de sensibilidad del enmallado

Le metodología para obtener el tamaño de malla más conveniente para el para el modelado del proceso CSS es descrito en el Apéndice A. El enmallado obtenido después de este análisis se presenta la Figura 24; consta de 25 divisiones en R, 1 división en Theta, y 104 divisiones en K (cada celda tiene una resolución de aproximadamente 5 pies en esta dirección). El fin de este

modelo es capturar mejor los fenómenos que ocurren en la cara del pozo, así como también la adecuada caracterización de las intercalaciones de arcillas, manteniendo tiempos de simulación bajos, que para este caso es de aproximadamente 15 minutos.

Figura 24.

Enmallado seleccionado para el modelo radial en una vista 3D.



3.4.2 Análisis de sensibilidad de la inyección cíclica de vapor

Se realizó este análisis considerando los parámetros operacionales listados en la Tabla 8 y mediante el módulo CMOST (*Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool*) del paquete computacional de CMG, que permite automatizar estudios estadísticos orientados a la simulación de yacimientos tales como análisis de sensibilidad, ajuste histórico, optimización y evaluación de incertidumbre (CMG, 2018). La metodología y los principales resultados obtenidos se encuentran consignados en el Apéndice B.

Tabla 8.

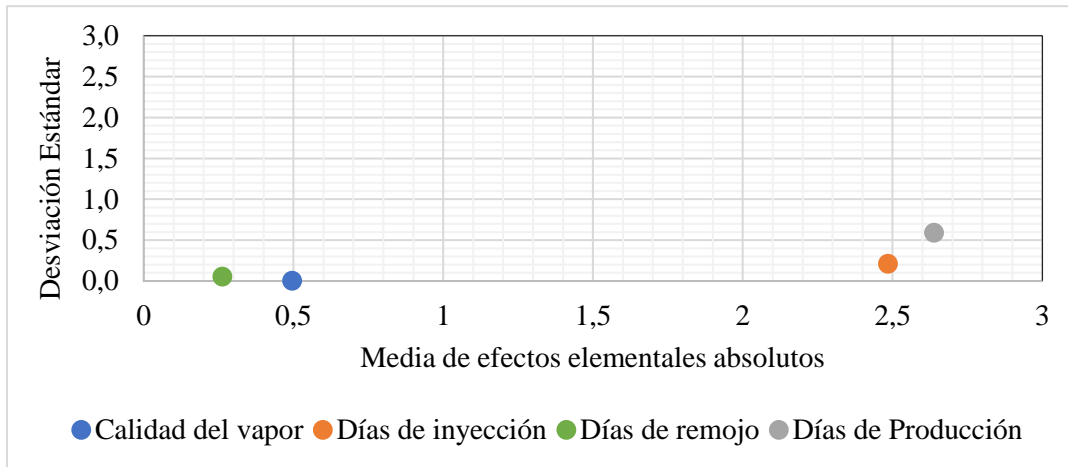
Parámetros operacionales incluidos en el análisis de sensibilidad del proceso CSS.

Parámetro Operacional	Valores discretos
Tiempo de Inyección [días]	6, 7, 8, 9, 10
Tiempo de Remojo [días]	1, 2, 3, 4, 5
Tiempo de Producción [días]	180, 270, y 365
Calidad del Vapor [fracción]	0.50, 0.55, 0.60, 0.65, y 0.70

Un resumen de los resultados se presenta mediante el Análisis Morris de los factores más determinantes del proceso CSS, el factor de recobro y el CSOR presentados en la Figura 25 y la Figura 26 respectivamente. Este tipo de análisis, gráfica en el eje horizontal la media de efectos elementales absolutos de una variable en la función objetivo, de manera tal que, cuanto mayor sea este valor mayor será el impacto del parámetro operacional en la función objetivo, mientras que, en el eje vertical se grafica la desviación estándar del parámetro operacional respecto a la función objetivo, que establece el tipo de relación entre el parámetro operacional y la función objetivo (independientemente de la magnitud del efecto), entendiendo que, valores altos representan efectos no lineales, en tanto que, valores bajos representa que la relación se puede considerar como lineal y que no existen efectos combinados entre parámetros operacionales; con el fin de relacionar la media de efectos elementales y la desviación estándar, los límites de los ejes de la gráfica deben ser iguales (CMG, 2019). Ya que la desviación estándar de cada uno de los parámetros operacionales evaluados sobre factor de recobro (Figura 25) y el CSOR (Figura 26), el Análisis Morris sugiere que no tienen efectos de interacción entre los variables evaluadas, y la relación de estos parámetros en cada una de estas funciones objetivos puede considerarse como lineal, razón por la cual es posible analizar cada uno de ellos individualmente, como será realizado a continuación.

Figura 25.

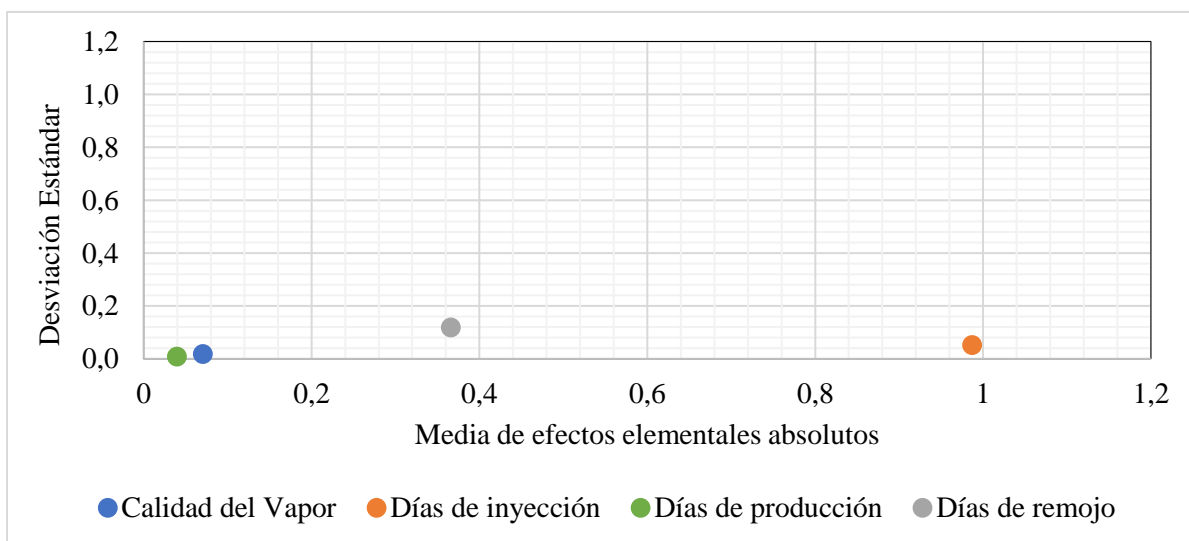
Análisis Morris para el factor de recobro del proceso CSS.



Nota: Los días de inyección pueden aumentar (el valor en la coordenada x es positiva) el factor de recobro en hasta 2.48%, teniendo una relación lineal, sin efectos combinados, ya que la desviación estándar es muy pequeña a comparación del valor de la media de efectos elementales absolutos.

Figura 26.

Análisis Morris para la relación acumulada de vapor-aceite del proceso CSS.



Nota: Los días de inyección pueden aumentar (el valor en la coordenada x es positiva) el CSOR en hasta 0.93 BBL/BBL, teniendo una relación lineal, sin efectos combinados, ya que la desviación estándar es muy pequeña a comparación del valor de la media de efectos elementales absolutos.

3.4.2.1 Días de inyección. Este es el parámetro operacional más influyente en los resultados de simulación. Al aumentar los días de inyección la transferencia de energía en el yacimiento hacia el aceite es mayor y por tanto la recuperación de este es mayor; si bien, está no es completamente una relación lineal durante todo el proceso CSS, puesto que, al inyectar más vapor, este seguirá canalizándose por las mismas zonas (arenas A), las cuales estarán cada vez más depletadas y saturadas de agua, lo cual disminuirá la transferencia efectiva de calor hacia el crudo; esto también implica que entre mayor vapor se inyecte también ocurrirán más pérdidas de energía hacia las intercalaciones de arcilla, estos fenómenos explican que el valor del CSOR aumente hasta un valor máximo de 2.601 BBL/BBL en el peor escenario.

De este modo, duplicar los días de inyección (utilizar 10 días en vez de 5) implicaría también aumentar los costos asociados a la generación del vapor e incrementaría el factor de recobro en 2.37%, disminuyendo su eficiencia energética expresada en el aumento del CSOR en un 0.93 BBL/BBL; esto sumado a que también se producirá más agua, producto del vapor condensado, la cual deberá ser tratada adecuadamente.

3.4.2.2 Calidad del vapor. Este parámetro operacional parece tener un leve impacto en la recuperación de aceite. De modo que si el diseño del pozo permite que la calidad del vapor en fondo sea del 70% en vez del 50%; se puede aumentar el factor de recobro en un 0.56%, inyectando la misma cantidad de vapor, puesto que, la entalpia del vapor húmedo dependerá de este parámetro operacional, por tanto, afectará la cantidad de energía inyectada. Por lo anterior, la calidad del vapor tiene un importante impacto en la relación energía-aceite (REA), que cuantifica la energía que debe ser inyectada para producir un barril de petróleo, mientras que, no es tan representativa en la relación acumulada de vapor-aceite ya que esta última relaciona directamente los volúmenes de vapor y aceite. Aun así, en comparación a otros parámetros operacionales como los días de inyección y producción, la calidad del vapor no tiene un gran impacto en los resultados del proceso CSS, especialmente en el factor de recobro donde presenta un impacto de alrededor del 2% (ver apéndice B.1).

3.4.2.3 Días de remojo. En los resultados de simulación los días de inyección no tienen un impacto relevante (Apéndice B) sobre la recuperación de aceite. Aunque la literatura referenciada en este estudio considera que este parámetro sí debe ser considerado en el proceso CSS, es importante resaltar que, los yacimientos estudiados consiste de arenas limpias y continuas, con altas permeabilidad (mayores a 1 Darcy), en las cuales el vapor se inyecta a una menor presión debido a que las formaciones se encuentran a profundidad muy someras; las características anteriores distan del modelo conceptual construido, en el cual la transferencia de calor ocurre rápidamente debido a las intercalaciones de arcilla (zonas ladronas), razón por la cual, el efecto de este parámetro dista a lo reportado en la literatura.

3.4.2.4 Días de producción. Los resultados del análisis de sensibilidad indican que este parámetro, junto a los días de inyección, son los más importantes del proceso. Su relevancia radica en que este controlará el tiempo en que el pozo productor este abierto, razón por la cual este parámetro tiene una influencia cercana al 70% en la recuperación del aceite. Aumentar los días de inyección, entonces, aumentará la producción de petróleo, causando una disminución en la presión del yacimiento, el CSOR, y la REA. De esta manera, se debe seleccionar los días de producción de cada ciclo basados en la eficiencia técnica del proceso.

3.4.3 Caso base de la inyección cíclica de vapor

Para la elección del caso base se tuvo en cuenta los resultados del análisis de sensibilidad previamente descrito, un criterio ingenieril, y los valores reportados previamente de la literatura en referencia al campo de estudio, se destacada que, estos estudios difirieren en el tipo de modelo, la relación arenas-arcillas, entre otras consideraciones.

En términos generales, se observan que los días de inyección establecidos son menores a 10; Fonseca Gómez & Sánchez Burbano (2017) analizan la inyección cíclica de vapor con 10 y 5 días de inyección, estableciendo que el caso óptimo es el segundo. Por tal razón, es establecieron 6 días de inyección, los cuales permiten aumentar la recuperación de aceite sin comprometer la eficiencia del proceso; de esta manera, se inyectarán cada día 15.93 barriles de vapor por cada pie de espesor neto, lo cual es bastante cercano al valor reportado para esta relación por León & Padilla (2019), el cual era de 16.19.

En cuanto a la calidad del vapor, se tomó la recomendación de utilizar el valor de 65%, el cual fue encontrado para el campo Teca mediante cálculos en PIPESIM de ECOPETROL S.A. y reportado por Fonseca Gómez & Sánchez Burbano (2017).

Para la selección del tiempo de remojo se consideró que este no tiene un impacto importante en los resultados, y se consideran como tiempo de no producción, razón por la cual se prefirió establecer el menor valor posible; no obstante, se consideró el tiempo que tardaría el equipo de *workover* para convertir el pozo de inyector a productor reportado por Fonseca Gómez & Sánchez Burbano (2017), y se establecieron dos días como tiempo de remojo.

Finalmente, el tiempo de producción fue seleccionado con el objetivo representar un escenario que pudiera aprovechar el efecto de la disminución de la viscosidad por el vapor, evitando que el pozo se cerrara en tiempos tempranos, cuando la producción de aceite fuera aun mayor que la producción en frío, lo cual ocurría en tiempos de 180 y 270 días. Teniendo esto en cuenta, se seleccionó el valor de 365 días, que permite aumentar el factor de recobro y mejorar la eficiencia del proceso, aun cuando esto represente ciclos más largos y recuperaciones más tardías. Entonces, los resultados del caso base de inyección cíclica de vapor se muestran a continuación. Aun cuando en ciclos tardíos (después del décimo ciclo) los picos de producción son más pequeños en comparación con el inicio de la técnica y la recuperación incremental a partir de estos es muy bajo (Figura 27), se decidió simular hasta 15 ciclos del proceso CSS, con el fin de evaluar posteriormente si la adición del flue gas en esta térmica permite mejorar la productividad en ciclos tardíos respecto a este caso base. El factor de recobro obtenido del proceso CSS alcanza un valor de 14.30%, y la ineficiencia de la técnica en ciclos tardíos se explica porque el 96.85% del vapor inyectado es tomado por las arenas A, ocasionando que el petróleo contenido en las arenas B no reciban la energía necesaria para disminuir su viscosidad y aumentar su producción respecto a la producción en frío, como sí ocurre en las arenas A, lo cual es evidenciado en la Figura 28; de este modo, en el proceso CSS el 81.2% la producción de crudo proviene únicamente de las arenas A y por tanto, en ciclos tardíos la saturación de petróleo en las zonas cercanas al pozo será menor,

sumado a que la energía (presión) para drenar el petróleo hacia el pozo productor es menor, como se observa en la Figura 29.

Figura 27.

Tasa de producción y factor de recobro de aceite del proceso CSS y la producción en frío.

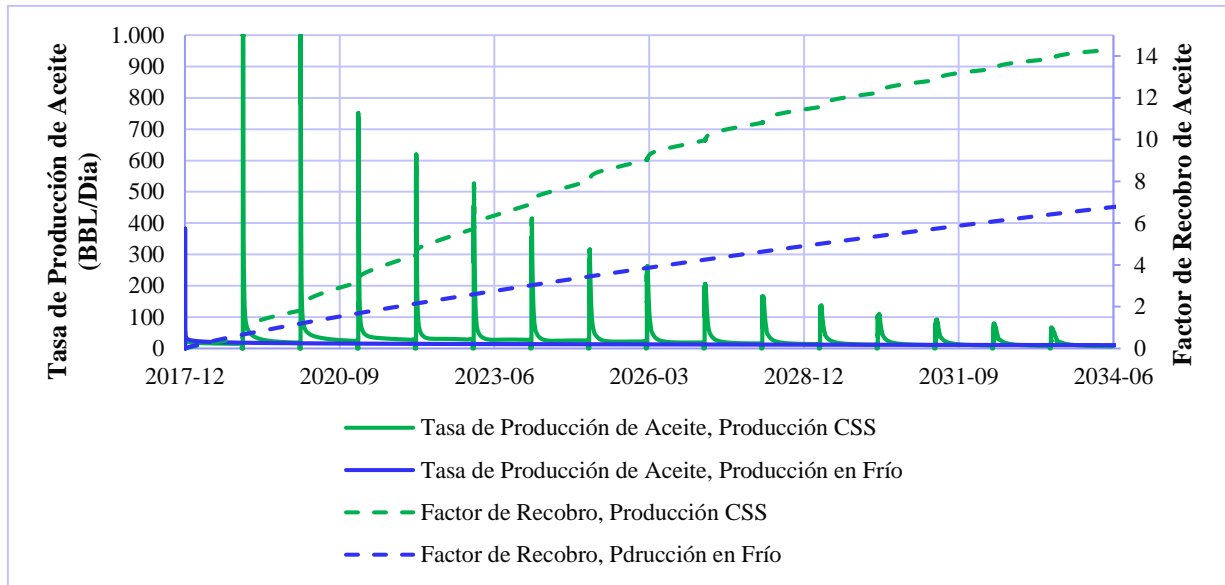


Figura 28.

Producción acumulada de aceite de cada arena en el proceso CSS y la producción en frío.

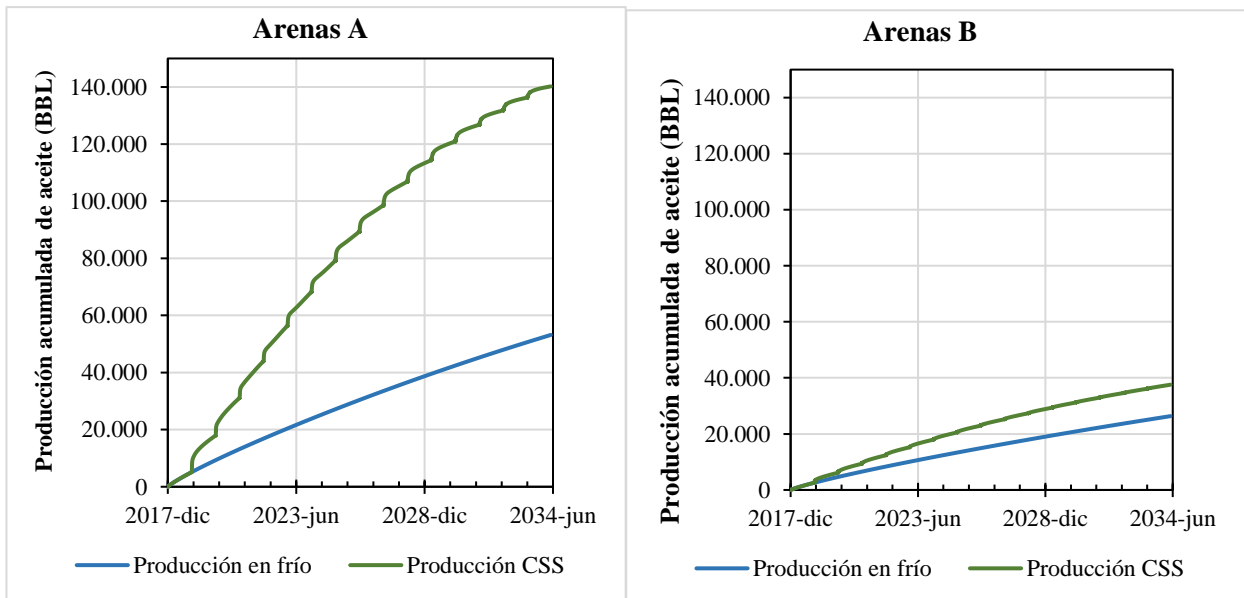
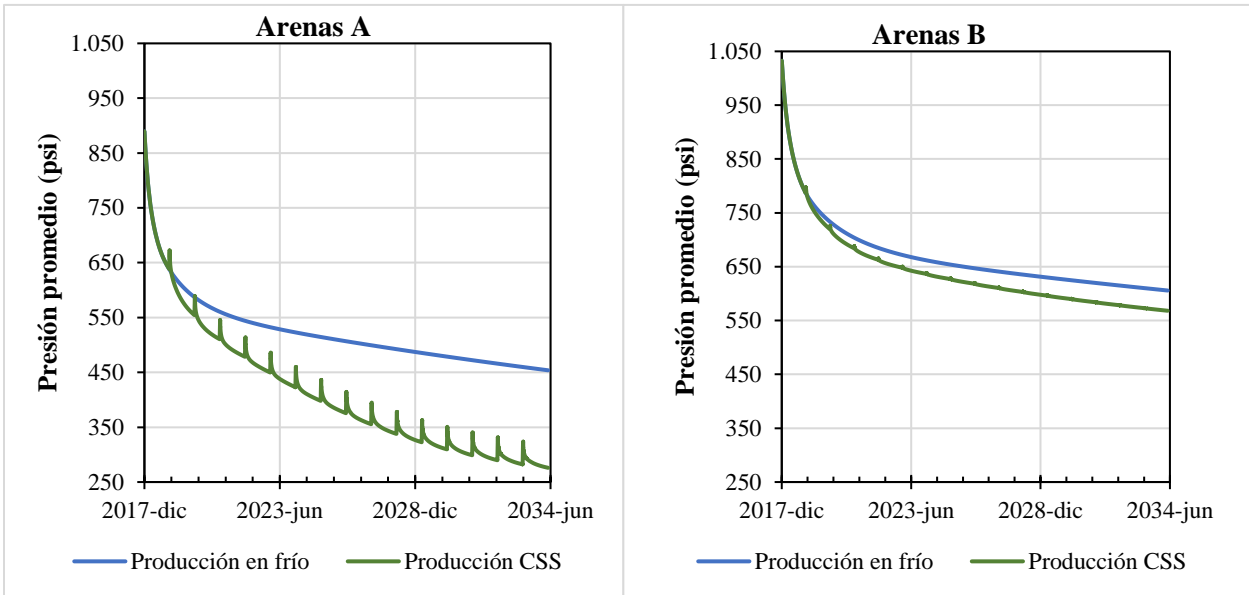


Figura 29.

Depleción de cada una de las arenas en el proceso CSS y la producción en frío.



Las pérdidas de energía también son responsables de la baja producción incremental en ciclos tardíos del proceso, principalmente asociada a la transferencia de energía a las intercalaciones de arcillas. Esto pudo ser corroborado al observar la distribución de la temperatura del yacimiento en la etapa de remojo del 15vo ciclo del proceso evidenciada en la Figura 30, en la cual las arcillas poseen una temperatura mayor a la inicial (112 °F). Para cuantificar las pérdidas de energía hacia las arcillas, se graficó el porcentaje del total de la energía inyectada que es transferida a las arcillas (la Figura 31), observando que, durante la etapa de inyección se presentan los picos de pérdidas de energía, puesto que el vapor aumenta la temperatura de las arenas productoras y debido al diferencial de temperatura con las arcillas comienza la transferencia de calor; mientras que, a medida que los ciclos aumentan, la temperatura de las arcillas es mayor, ocasionando que las pérdidas de energía se acentúen. Sin embargo, estas pueden llegar a ser cercanas al 23%.

Figura 30.

Perfil de temperatura al final del 15vo ciclo del proceso CSS.

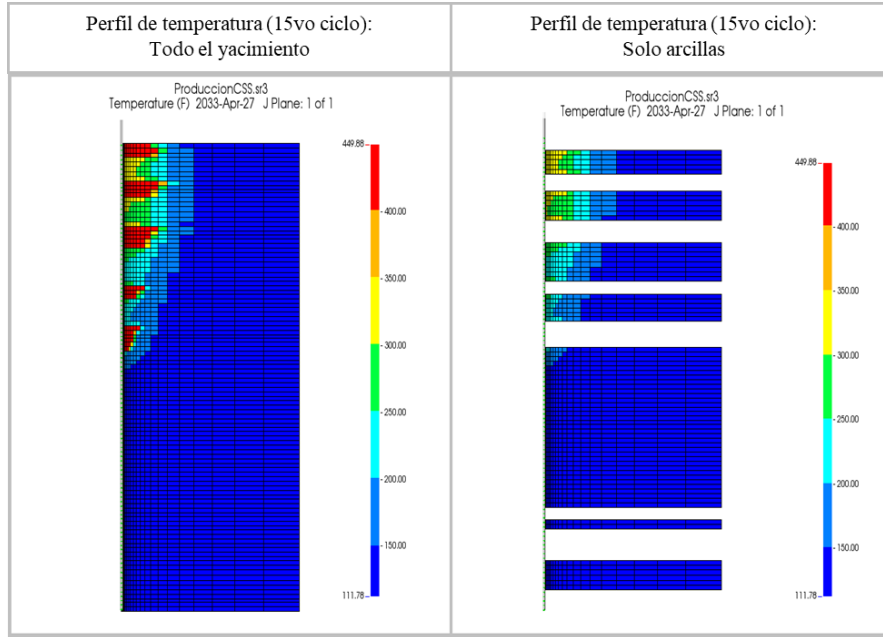
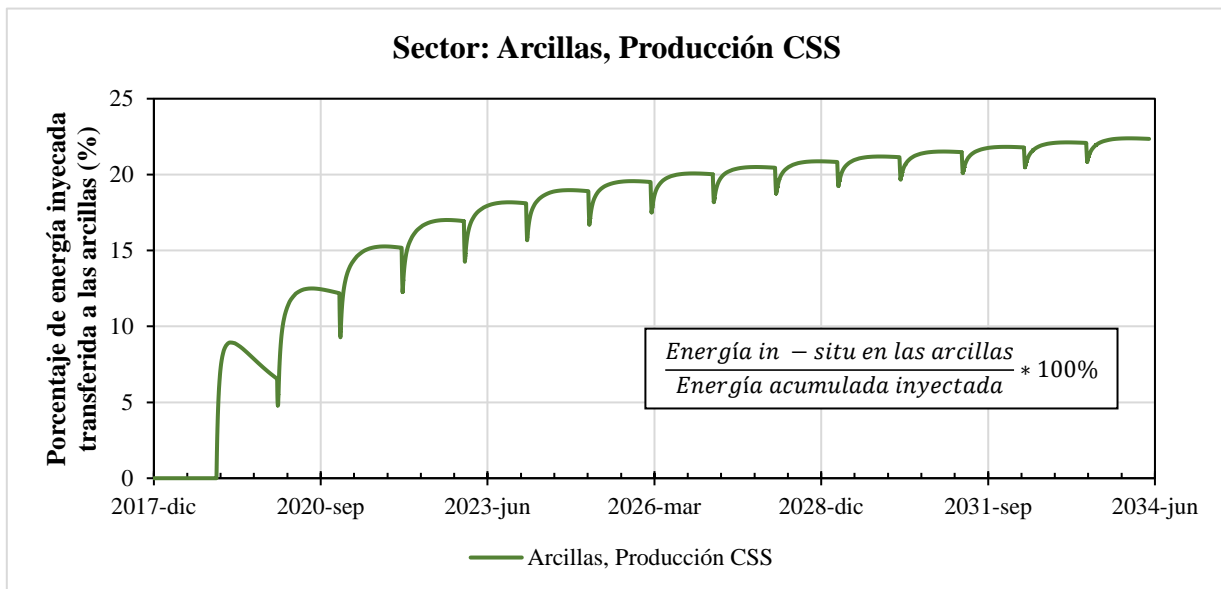


Figura 31.

Porcentaje de energía inyectada (vapor) que es transferida a las arcillas.

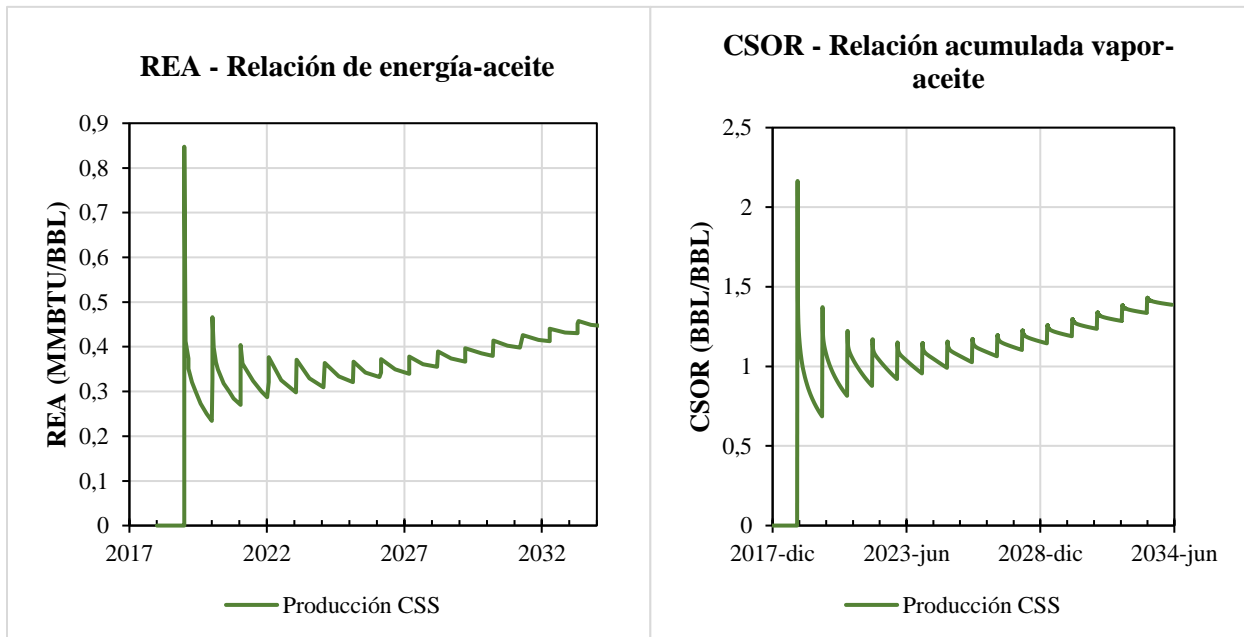


Nota: Al final de los 15 ciclos cerca del 23% de la energía inyectada en forma de vapor será transferida hacia las arcillas en vez del crudo, y por tanto se consideran pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía hacia las intercalaciones de arcillas y la disminución de la energía del yacimiento (específicamente las arenas A) explican la baja producción e ineficiencia en ciclos tardíos del proceso, la cual puede ser cuantificada mediante la relación energía-aceite (RAE) y la relación acumulada de vapor-aceite (CSOR), y que a final del proceso evidencian que es necesario inyectar 0.45 MMBTU o 1.43 barriles de vapor para obtener un barril de aceite en superficie como se muestra en la Figura 32.

Figura 32.

Relación energía-aceite y relación vapor-aceite para el proceso CSS.



Aunque el valor del CSOR parece ser bajo, Sheng (2013) reporta que el valor promedio de esta relación para proyectos de inyección cíclica del mundo es de aproximadamente 2.0 BBL/BBL, sin embargo, también se han reportado valores más bajos o más altos dependiendo del ciclo en el

que es analizado el proceso. Con el fin de comparar el CSOR obtenido en este estudio, se recopilaron los valores reportados por estudios previos de procesos CSS en el campo Teca y en la cuenca VMM (Tabla 9); aun cuando los estudios previos utilizan otros parámetros operacionales y ninguno de ellos considera tanto las arenas A como las arenas B, se puede observar que en este campo los valores del CSOR tienden a ser bajos, estando en concordancia con los valores obtenidos en este estudio.

Tabla 9.

CSOR obtenidos en estudios previos de procesos CSS en el campo de estudio.

Autores	Tasa de Inyección (BBL/D)	Parámetro Operacionales			Espesor Neto	CSOR*
		Días Inyección	Días Remojo	Días Producción		
León & Padilla, 2019	1300, 1500, 1700	5	3	180	105	0.6, 0.65, 0.7
León Naranjo, 2019	1000	8	4	180	70	1.5
Ardila & Rodriguez, 2015	1000	8	4	180	80	0.29
Fonseca & Sánchez, 2017	600	5	2	365	100	1.78

Nota: Los valores del CSOR reportados corresponden al final del periodo de simulación que cada estudio establece.

Todos estos estudios consideraron un modelo conceptual.

4. Análisis de sensibilidad de la inyección cíclica de vapor con *flue gas*

4.1 Generación de *flue gas*

En este estudio, se busca inyectar el mismo *flue gas* que es producto de la generación de vapor; razón por la cual, fue necesario realizar cálculos estequiométricos de un generador de vapor

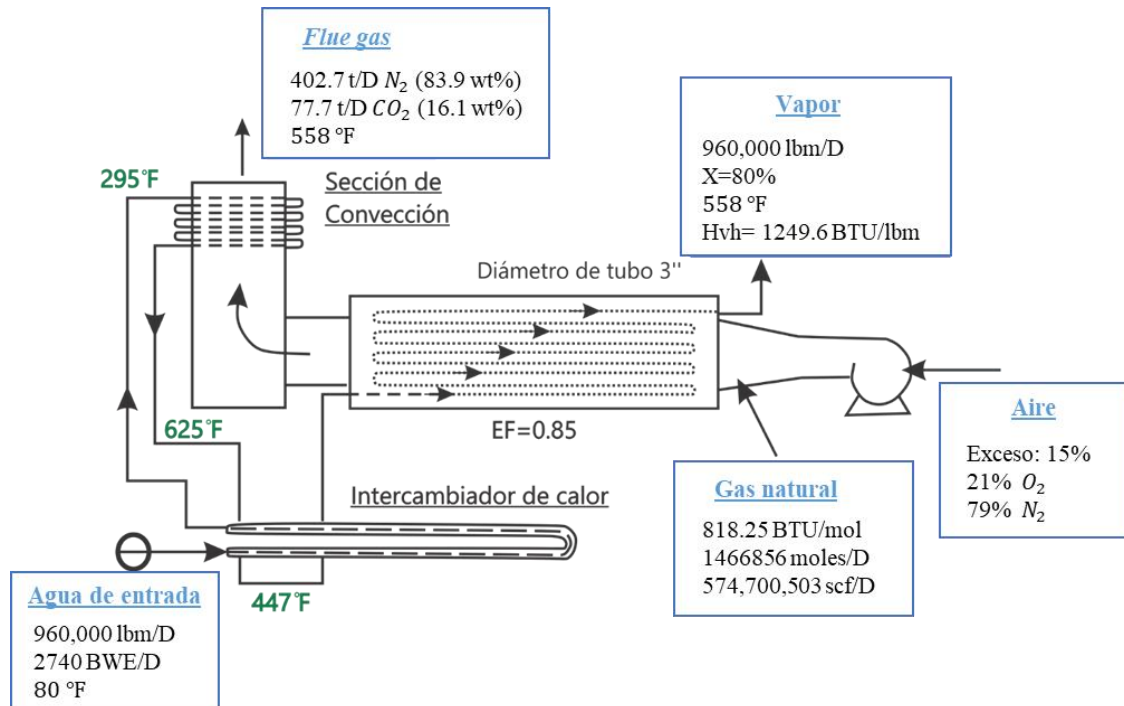
para conocer la cantidad de gases de combustión emitidos, así como también, su composición. En el Apéndice C se encuentra la metodología, los cálculos en cuestión, y la comparación con datos reportados en la literatura. Los resultados evidencian que, para generar 1 barril de vapor con 80% de calidad, a una temperatura de 558 °F, es necesario que reaccionen 535.42 moles de un gas con poder calorífico mínimo de 818.25 BTU/mol, y un exceso de aire del 15% en un generador con una eficiencia térmica del 85%; esto a su vez, genera 0.1752 toneladas de *flue gas* con una composición molar del 89.06% de N_2 y 11.04% de CO_2 ; es decir, durante la etapa de inyección diariamente se generarán 2740 BWE y 480 toneladas de *flue gas* como se muestra en la Figura 33. De esta manera, se estableció que inyectar toda la cantidad de *flue gas* generado corresponde a una relación molar de gas en la mezcla del 40%, o lo equivalente a inyectar 1.1 toneladas de *flue gas* por cada tonelada de vapor inyectada.

Por otra parte, se estima que durante la etapa de inyección se generan 2880 toneladas de *flue gas*, de las cuales 318 corresponde al CO_2 , que son liberadas a la atmósfera en un proceso tradicional de CSS. Considerando que la Reforma Tributaria 1819 de 2016 en su artículo 221 (Yepes, 2018) establece un impuesto de alrededor del \$16.827 COP (calculado para octubre de 2018) por cada tonelada de CO_2 emitida, se deduce que para cada pozo se deberá pagar un total de \$5.350.986 en cada ciclo; aunque este valor es bajo considerando la magnitud del proyecto, se debe tener en cuenta que, para el 2016 el campo Teca contaba con 216 pozos activos, de los cuales muchos de ellos han sido estimulados térmicamente por más de 15 ciclos (Fonseca Gómez & Sánchez Burbano, 2017), sin descartar un aumento considerable al impuesto de carbono en el futuro, debido a la tendencia y presión mundial por disminuir la contaminación atmosférica y la reutilización del CO_2 (IEA, 2019). En este orden de ideas, el dinero que se pagaría por impuesto

de CO_2 , podría contribuir a la implementación y operación de la técnica híbrida y reducir las emisiones de carbono.

Figura 33.

Esquema de generación del flue gas producto de la generación de vapor



Nota: Los datos presentados son los utilizados para este estudio. Adaptado de Butler (1991) *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*

4.2 Esquemas de inyección de vapor con *flue gas*

La Figura 34 permite establecer los esquemas de inyección de vapor con *flue gas* respecto al caso base, así como también cuáles son los parámetros operacionales que pueden ser variados en cada esquema. Durante la etapa de inyección de los tres esquemas de inyección híbrida es posible variar la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados (también llamada relación de *flue gas* en la mezcla y representada por RG), manteniendo constante el volumen de

vapor inyectado, (es decir el tiempo y la tasa de inyección del vapor del caso base) y variando el volumen de *flue gas* inyectado, con el fin de considerar escenarios en los que se generen diferentes cantidades de *flue gas* generadas, producto de diferentes condiciones de operación del generador de vapor (diferente combustible, eficiencia mecánica, presión de saturación, calidad del vapor, entre otros) a las consideradas en este estudio, así como estudiar la posibilidad de inyectar menores volúmenes de *flue gas*, y obtener una recuperación incremental respecto a mayores cantidades, lo cual tendría incidencia en el diseño posterior de las facilidades de almacenamiento y tratamiento de *flue gas*; por otra parte, los días de inyección de *flue gas*, que afectan la tasa a la cual se inyecta el gas (calculada como el volumen total de *flue gas* entre los días de inyección), solo pueden ser variados en los esquemas de preinyección y postinyección, ya que en el esquema de coinyección el *flue gas* siempre será coinyectado con el vapor durante 6 días —considerando que el volumen y tasa de vapor inyectado siempre es constante—, y, la variación de este parámetro tiene como finalidad observar si es de vital importancia tener compresores que operen a altas presiones —entre menor serán los días, mayor será la tasa, y por ende, el compresor deberá operar a presiones más altas — para obtener mayores factor de recobro, así como también, evaluar si almacenar el *flue gas* en las facilidades de superficie, a la temperatura de inyección, durante varios días (mientras se inyecta la totalidad de este), tiene un efecto benéfico en la recuperación de aceite.

De esta manera, una vez establecida la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados, la etapa de inyección de cada esquema queda establecida como sigue (Figura 34): en coinyección el vapor y el *flue gas* se inyectan al mismo tiempo; en el esquema de preinyección el *flue gas* es inyectado durante X días seguido de 6 días de vapor; en el esquema de postinyección el vapor se inyecta durante 6 días, seguido de X días de inyección del *flue gas*. Por otra parte, la duración de la etapa de remojo y producción de los tres esquemas es la misma que proceso CSS.

Se resalta que los escenarios de inyección de vapor y *flue gas* se consideran independientes respecto al caso base, es decir, todas las simulaciones empiezan y terminan aproximadamente en la misma fecha (correspondiente al tiempo que tome completarse 15 ciclos del proceso), de esta manera, los escenarios de inyección híbrida consideran la producción en frío de 1 año, Z ciclos de precalentamiento (inyección cíclica de vapor), y 15-Z ciclos de inyección híbrida, de manera tal que siempre se evalúen 15 ciclos como se muestra en la Figura 35.

Figura 34.

Parámetros operacionales de los esquemas de inyección cíclica de vapor y flue gas

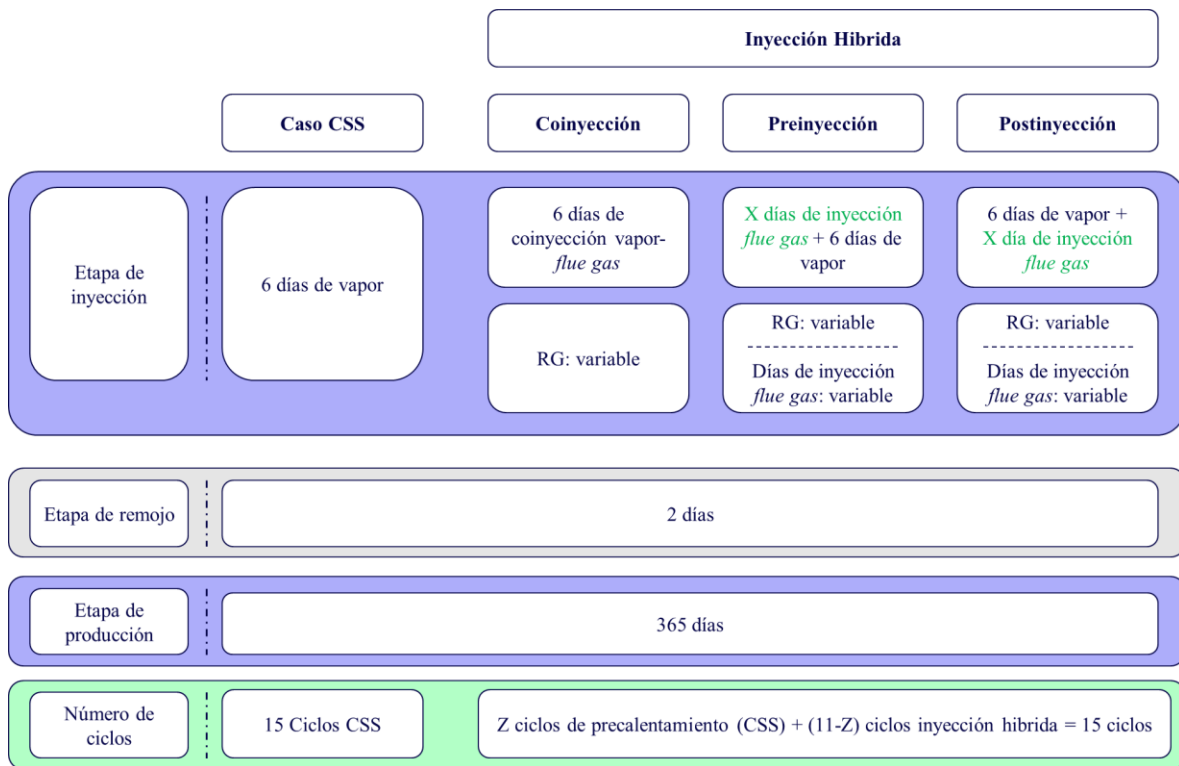
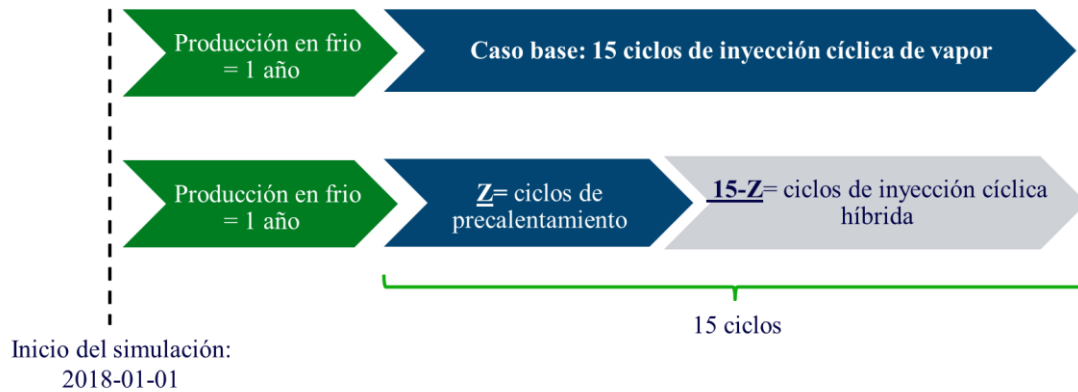


Figura 35.

Ciclos de precalentamiento y de inyección híbrida de vapor y flue gas.



4.3 Diseño experimental de la inyección de vapor con *flue gas*

Con el objetivo de evaluar la viabilidad técnica de la inyección cíclica de vapor con *flue gas*, mediante simulación numérica, respecto al modelo base de inyección cíclica de vapor, se realizó un análisis de sensibilidad, que permitió establecer el impacto de las variables operacionales en el proceso para cada uno de los esquemas de preinyección, postinyección, y coinyección. Esto permitió, no solo evaluar y comparar los resultados de la inyección híbrida en cada esquema bajo una condición establecida, sino que, permitió ampliar y comparar diferentes escenarios, disminuyendo la incertidumbre de los resultados esperados de la técnica.

Al igual que el análisis de sensibilidad de la inyección cíclica de vapor (ver sección 3.4.2 Análisis de sensibilidad de la inyección cíclica de vapor), este proceso fue realizado mediante el módulo CMOST, utilizando el motor de *Response Surface Methodology* (RSM) para el diseño de experimentos, que permitió establecer la cantidad de escenarios mínimos para la construcción de un Modelo Proxy (ver Apéndice B), con un alto grado de verificación, y estudiar los efectos lineales y no lineales de cada parámetro sobre las funciones objetivo, así como también los efectos de interacción entre las variables.

De acuerdo a lo anterior, los parámetros operacionales que serán variables son: días de inyección del *flue gas* (únicamente para preinyección y postinyección), concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados, y el número de ciclos de precalentamiento; si se varían los ciclos de precalentamiento también se variará la cantidad de *flue gas* inyectada durante el proyecto, aun cuando se mantenga una misma concentración, razón por la cual, se decidió realizar dos análisis de sensibilidad independientes. En la Tabla 10 se especifican las variables de cada análisis de sensibilidad y las funciones objetivos, siendo que, estas ultimas fueron especificadas con el único objetivo de estudiar los fenómenos que ocurrían en el yacimiento y relacionarlos con la recuperación de aceite, por tanto, no se planteó una función objetivo global.

Tabla 10.

Descripción de las variables y las funciones objetivos de los análisis de sensibilidad

Análisis de sensibilidad	Variables	Funciones Objetivos**
1	Concentración de <i>flue gas</i> en los fluidos inyectados	Factor de recobro evaluado en 15 ciclos
		Porcentaje de <i>flue gas</i> inyectado en las arenas A*** respecto al total de <i>flue gas</i> inyectado
		Porcentaje de vapor inyectado en las arenas A*** respecto al total de vapor inyectado
	Días de inyección de <i>flue gas</i> *	Producción incremental de las arenas A respecto al caso base
		Producción incremental de las arenas B respecto al caso base
		Porcentaje de disminución de pérdidas de energía hacia formaciones adyacentes.
		Presión promedio del yacimiento

2	Inicio del ciclo de inyección híbrida	Factor de recobro evaluado en 15 ciclos
---	--	---

* Los días de inyección de *flue gas* son variables únicamente en el esquema de preinyección y postinyección.

**Todas las funciones objetivo fueron evaluadas al ocurrir 15 ciclos (independientemente cuantos son de precalentamiento y de inyección híbrida).

***Conociendo el porcentaje en las arenas A, es posible conocer el porcentaje de las arenas B, ya que la suma de ambos debe ser el 100%.

4.3.1 Análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales

Para este análisis, solo se varió la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados y los días de inyección; se mantuvo constante los ciclos de precalentamiento, los cuales fueron establecidos al estudiar las situaciones más exigentes para el compresor, que consistían en inyectar todo el *flue gas* disponible (relación gas en la mezcla del 40%) durante 1 día para los esquemas de preinyección y postinyección (como se mencionó, el esquema de coinyección siempre mantendrán 6 días de inyección), encontrando que, es necesario realizar al menos 4 ciclos de precalentamiento, para aplicar la inyección híbrida en cualquiera de los tres esquemas, sin violar la restricción de inyección del *flue gas*, de este modo, se simularon 11 ciclos de inyección híbrida (para completar 15 ciclos totales en el proyecto).

La variación en la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados se realizó para conocer si existe una relación directa entre el volumen inyectado por ciclo y la recuperación de aceite. Se realizó una variación discreta para esta variable en los tres esquemas, considerando las siguientes concentraciones molares en la mezcla: la relación máxima de 40%, las relaciones del 31.8% y 18.9% estudiadas previamente por Nasr et al., (1987), y, las relaciones de 13.47% y 10.45%

utilizadas por Monte-Mor et al., (2013). Por otra parte, los días de inyección fueron estudiados principalmente para alterar la tasa de inyección del *flue gas*, la cual, según la revisión bibliográfica presentada en el apartado

2.2.3.2 Tasa de inyección del flue gas, puede tener un efecto sobre la recuperación de aceite, aun cuando se inyecte la misma cantidad de *flue gas* y vapor en el ciclo. La variación fue de tipo discreta para los esquemas de preinyección y postinyección, estableciendo los siguientes valores: 1 día, 2 días, y 3 días; en el esquema de coinyección no se realiza la variación y se mantendrá en 6 días, por la misma definición del esquema (Figura 35). La Tabla 11 resume este análisis de sensibilidad.

Tabla 11.

Variación de la concentración y los días de inyección de flue gas.

Escenario de inyección	Volumen del vapor inyectado en un ciclo (CWE)	# de ciclo donde empieza la inyección de flue gas	Concentración molar de Flue Gas (%)	Días de inyección del flue gas
CSS		-	-	-
Coinyección		5	40	6
Preinyección	16,440		31.8	
			18.9	
			13.47	1, 2, 3
Postinyección			10.45	

4.3.2 Análisis de sensibilidad del ciclo en que inicia la inyección híbrida

Una vez se establezca el efecto de la concentración de *flue gas* y los días de inyección sobre el desempeño de la técnica, se retomó la consideración de inyectar todo el *flue gas* generado (concentración del 40%), que es inyectado durante 1 día en esquema de preinyección y postinyección, y se analizó la respuesta de la recuperación a la variación del ciclo en el cual inicia la inyección híbrida, con el fin de definir cuál es el momento más ideal para la implementación de la técnica. Aun así, se resalta que, se mantiene la consideración de evaluar siempre 15 ciclos, independientemente de cuántos de estos son de precalentamiento, y cuántos de inyección híbrida. La Tabla 12, presenta la variación del inicio del en el cual inicia la inyección híbrida para cualquier esquema, teniendo en cuenta que, el menor ciclo en el que es posible es el quinto (ver apartado 4.3.1), y el máximo ciclo es 11, para considerar al menos la aplicación de 5 ciclos de inyección híbrida en el peor caso.

Tabla 12.

Diseño experimental de la variación del ciclo en el cual inicia la inyección híbrida

Caso	Concentración de <i>flue gas</i> en los fluidos inyectados	Ciclo Inicio Inyección Híbrida	Ciclos de Inyección Híbrida	Volumen de <i>flue gas</i> inyectado durante el proyecto (pies ³)
1		5	10	8.35E+08
2		6	9	7.52E+08
3		7	8	6.68E+08
4	40	8	7	5.85E+08
5		9	6	5.01E+08
6		10	5	4.18E+08
7		11	4	3.34E+08

Nota: Cada caso fue replicado para los tres esquemas: coinyección, preinyección y postinyección. En esquemas de preinyección y postinyección se utilizó 1 día de inyección para el *flue gas*.

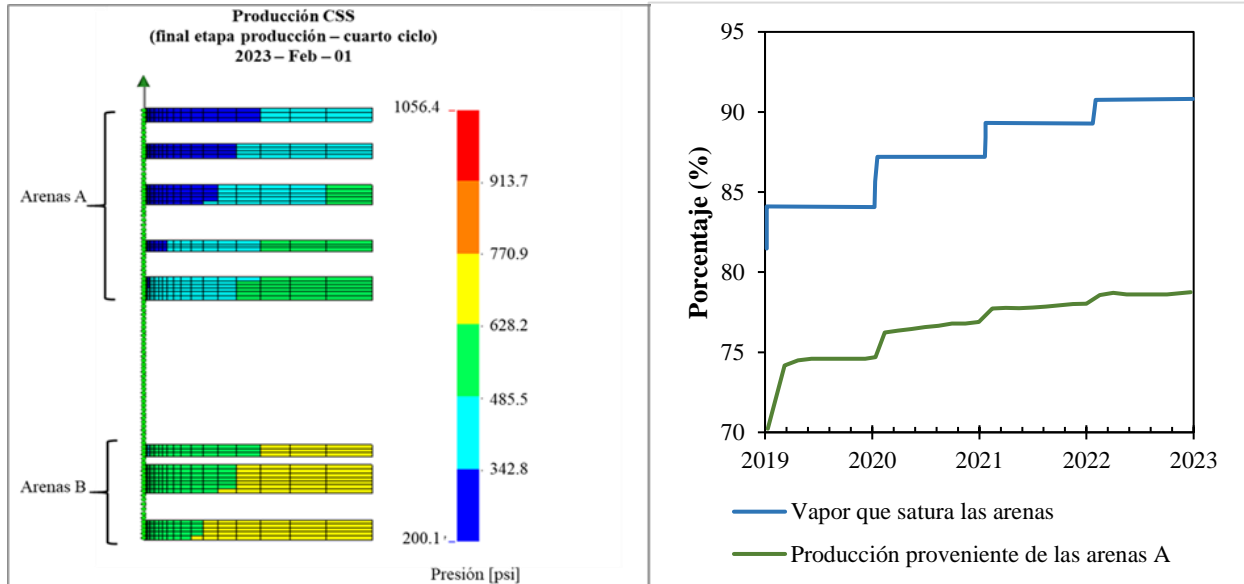
4.4 Comparación de resultados

Primero es necesario entender los fenómenos que ocurren en el yacimiento, al inyectar el *flue gas* y el vapor en los esquemas a estudiar, antes de evaluar si existe una recuperación incremental. Con el fin de comprar la respuesta del yacimiento a la inyección híbrida, durante las siguientes comparaciones se considerará únicamente el diseño experimental propuesto en la sección 4.3.1 Análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales, en el cual se definió los ciclos de precalentamiento constante, en un valor de 4, de acuerdo a lo mencionado en relación con la restricción del compresor, de manera tal que, se pueda analizar el comportamiento de los fenómenos durante 11 ciclos.

En este orden de ideas, es importante conocer qué sucede en el yacimiento al finalizar el periodo de precalentamiento. En la Figura 36 se muestra la distribución de presión al final de cuatro ciclos del proceso CSS, la cual permitirá explicar la distribución del *flue gas* y el vapor en el yacimiento; se encuentra que el 91% del vapor inyectado ha saturado las arenas A, ocasionando que la producción proveniente estas arenas corresponda al 78% de la producción total del modelo, razón por la cual estas están más depletadas y drenadas en comparación de las arenas B, una explicación más detallada de este comportamiento se presenta en el apéndice B.1. Si esta tendencia se mantuviera, al final de los 15 ciclos del proceso CSS, solo el 4% del vapor saturará las arenas B.

Figura 36.

Comportamiento del proceso CSS antes de iniciar el primer ciclo de inyección híbrida.



Nota: la gráfica solo muestra las arenas productoras A y B, las intercalaciones de arcillas fueron ocultadas para facilitar la visualización de la presión.

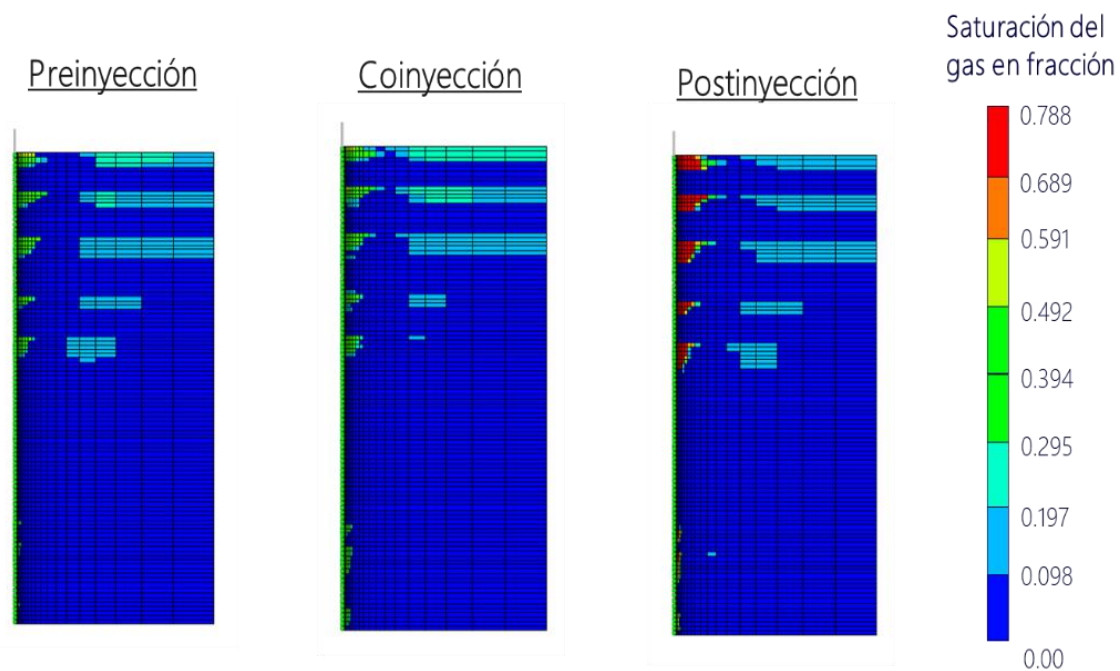
4.4.1 Distribución del *flue gas* en el yacimiento

En la Figura 37 se observa que, en los tres esquemas el comportamiento del *flue gas* es similar, puesto que, el gas tiende a canalizarse por el tope de los estratos productores, debido a su baja densidad, alcanzando a las zonas más lejanas de yacimiento; el *flue gas* tiene a saturar los estratos con menor presión (gradiente de presión) y a menor profundidad (gradiente gravitacional, en relación a la baja densidad del gas), los cuales corresponden principalmente a las arenas A; por el contrario, la saturación del *flue gas* en las arenas B parece ser muy mínima, ya que estas tienen mayor presión al momento de iniciar la inyección híbrida (Figura 36). Los resultados de simulación muestran que el comportamiento del CO_2 y N_2 es casi idéntico, explicado por las condiciones inmiscibles del estudio.

La distribución del *flue gas* en el yacimiento en el esquema de preinyección y coinyección son muy similares, a pesar que, en este último esquema, el vapor y el *flue gas* se inyectan al mismo tiempo; esto sugiere que, el gas fluye con mayor facilidad en el yacimiento en comparación al vapor, de modo que, se logra saturar las zonas más lejanas, similarmente, en el esquema de preinyección el gas fluye libremente al ser inyectado previo al vapor; en el esquema de postinyección, el *flue gas* desplaza el vapor y el vapor condensado, razón por la cual, el *flue gas* presenta una mayor saturación en las zonas cercanas a la cara del pozo (esto se comprobó con la saturación global de cada componente), así como también se observó que, el *flue gas* se canaliza por el tope de los estratos y alcanza zonas lejanas del yacimiento.

Figura 37.

Distribución del flue gas al finalizar la etapa de inyección en cada esquema.



Nota: la gráfica muestra la saturación del gas en cada modelo al finalizar la etapa de inyección del primer ciclo de la técnica híbrida cuando se utiliza una relación molar de *flue gas* en la mezcla de 18.9% en cada esquema.

Para cuantificar la distribución del flue gas en el yacimiento, se calculó el porcentaje del flue gas que contacta las arenas A respecto al volumen total del gas inyectado al final de los 15 ciclos para cada esquema, los resultados se presentan en las Figura 38 - Figura 40. En los esquemas de postinyección y preinyección (Figura 38 y Figura 39) se observa que, para un mismo valor establecido de días de inyección (sea 1, 2 o 3 días), la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados tiene una relación indirectamente proporcional con el porcentaje de flue gas que contacta las arenas A; esto ocurre porque en los primeros ciclos de inyección híbrida, el *flue gas* satura principalmente las arenas superiores, aumentando la presión de las mismas, de manera que, si aumenta el volumen de flue gas, la presión también lo hará, hasta que en cierto punto, la presión de las arenas A será mayor que la presión de las arenas B, limitando la inyectividad del *flue gas* en las arenas superiores, y empezando a saturar las arenas inferiores con mayor facilidad; esto se pudo corroborar al encontrar que, a medida que aumentaban los ciclos, la cantidad de *flue gas* que contactaba las arenas B era cada vez mayor.

Por otra parte, en los esquemas de preinyección y postinyección, se observó que, la disminución de los días de inyección del *flue gas*, a cualquier concentración de gas establecida, ocasiona que un menor del porcentaje del flue gas contacte las arenas A, especialmente, en el esquema de postinyección. Esto ocurre porque al disminuir los días de inyección, la tasa de inyección es mayor, y, por tanto, la presurización de los estratos superiores por *flue gas* es mayor, limitando su inyectividad.

En términos generales, se observa que, en cualquier esquema un mayor volumen de *flue gas* satura las arenas A, puesto que, en el escenario que se satura un menor porcentaje (postinyección con concentración del 40% y 1 día de inyección), el 82% del *flue gas* inyectado contacta estas arenas; la explicación de esto se fundamenta en la contribución del gradiente

gravitación en el flujo, puesto que, el gradiente de presión en ambos estratos puede llegar a ser el mismo (debido a la presurización del *flue gas*), sin embargo, el *flue gas*, al tener menor densidad, seguirá prefiriendo fluir hacia las zonas superiores.

Se observó que los esquemas de postinyección y preinyección, la concentración de *flue gas* en las arenas A presenta una relación lineal en relación con el porcentaje *flue gas* que contacta estas arenas (Figura 38 y Figura 39), lo cual se explica por la presurización de las arenas A; por el contrario, el esquema de coinyección no presenta una relación lineal (Figura 40), ya que es necesario aumentar la cantidad de *flue gas* inyectado por encima de la concentración de 18.9% para lograr aumentar la presión de las arenas A hasta valores encontrados en las arenas B, y limitar la inyectabilidad en las arenas superiores, obteniendo que el *flue gas* tenga la posibilidad de contactar las arenas inferiores, a pesar de su baja densidad.

Figura 38.

Porcentaje de flue gas respecto al total inyectado que contacta las arenas A en postinyección.

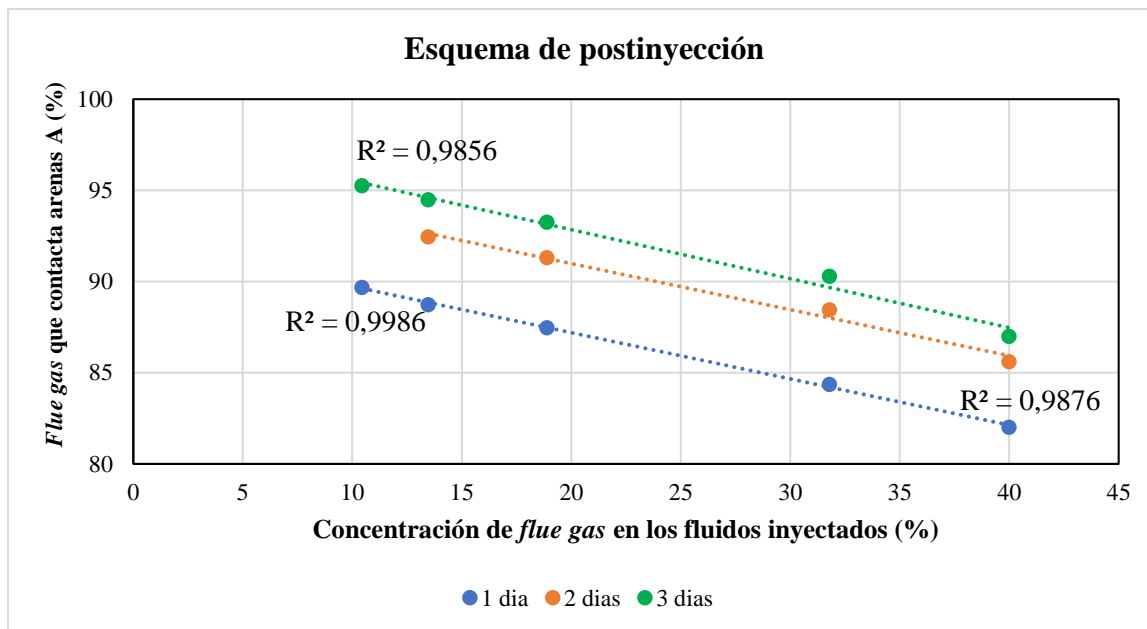


Figura 39

Porcentaje de flue gas respecto al total inyectado que contacta las arenas A en preinyección.

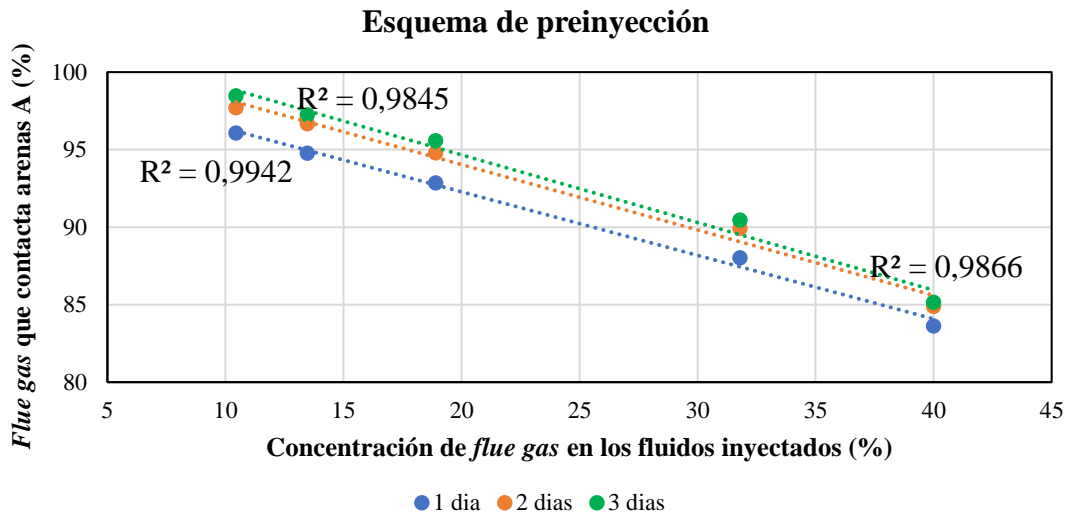
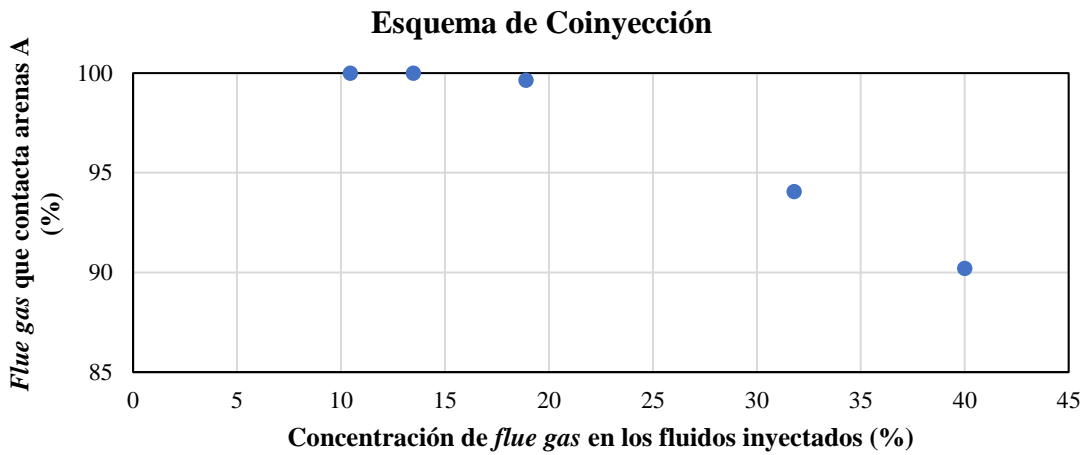


Figura 40.

Porcentaje de flue gas respecto al total inyectado que contacta las arenas A en coinyección.



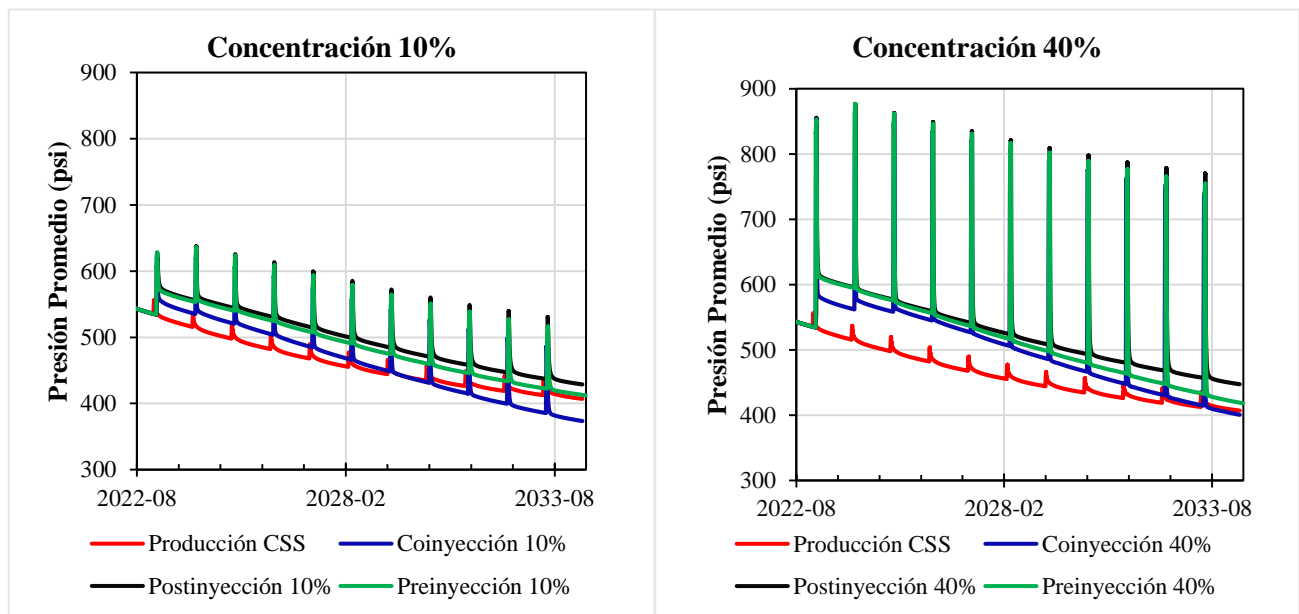
4.4.2 Incremento de la presión del yacimiento

En este estudio se evidencio el fenómeno de presurización de la formación por *flue gas*, referenciado en la sección 2.2.2.1; en la Figura 41, se observa que, a partir del inicio de la

inyección híbrida (quinto ciclo), los picos de presión durante la etapa de inyección son mayores en comparación al caso base (proceso CSS), en cualquier esquema; asimismo, se puede evidenciar que para los tres esquemas, el aumento de la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados repercute en obtener picos de presión más altos, con valores superiores a los 850psi, es decir, una presión mayor que las arenas B en ese mismo momento (650 psi al finalizar los ciclos de precalentamiento). Se observa que, a concentraciones bajas de *flue gas*, los esquemas de preinyección y postinyección logran una mayor presurización de la formación en comparación con el esquema de coinyección, mientras que, en concentraciones altas esta diferencia es menor; esto puede ser explicado porque en los dos primeros esquemas todo el *flue gas* generado es inyectado en una menor cantidad de días (Figura 41), lo cual implica tasas de inyección de *flue gas* más altas, que incrementarán la presión, mientras que, en el esquema de coinyección la tasa de inyección es menor, ya que siempre se utilizan 6 días de inyección.

Figura 41.

Incremento de la presión debido a la inyección híbrida en cada esquema.

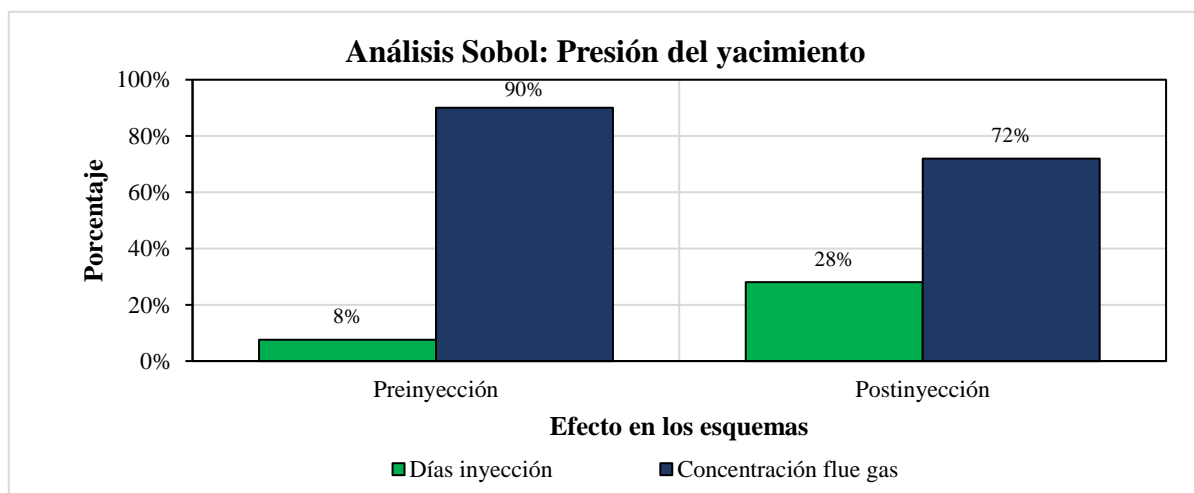


Nota: En cada figura se muestran un rango de fechas que va desde 2022-07 (etapa final de producción del cuarto ciclo del proceso CSS) hasta 2027-07 (etapa de producción del noveno ciclo del proceso CSS que corresponde al quinto ciclo de la inyección híbrida). Los escenarios mostrados consideran 1 día de inyección de *flue gas* para preinyección y postinyección.

Para cuantificar el efecto de la concentración molar del *flue gas* y sus días de inyección sobre la presión del yacimiento, se obtuvo el Análisis Sobol (Figura 42); este tipo de análisis permite cuantificar el impacto de un parámetro respecto a los otros sobre una función objetivo, independientemente de si este es un impacto lineal o no lineal, así como también, permite conocer si existen efectos de interacción entre los parámetros (la combinación de dos parámetros produce un efecto diferente al que se obtendría al sumar los efectos individuales de cada parámetro); en este orden de ideas, en el esquema de coinyección, el cual solo tiene 1 parámetro operacional variable (concentración de *flue gas*), no es necesario realizar el análisis Sobol, ya que, este parámetro obligatoriamente tendrá un impacto del 100% en la función objetivo, razón por la cual, no se incluirá este esquema en las gráficas de este tipo de estudio.

Figura 42.

Análisis Sobol para la presión del yacimiento para los esquemas de preinyección y postinyección



Nota: Los efectos combinados entre los parámetros operacionales estudiados fueron menores al 2% y por tanto no se incluyen en la gráfica.

Este estudio permite establecer que, para ambos esquemas la concentración de *flue gas* es el parámetro más importante en la presurización. Asimismo, se encontró que, en el esquema de preinyección, los días de inyección de *flue gas* tienen el menor efecto en la presurización de la formación, y esta es la razón por la cual este parámetro tiene poco impacto en la cantidad de *flue gas* que satura en las arenas A, como se había observado previamente (Figura 39); por el contrario, en el esquema de postinyección, los días de inyección de *flue gas* sí tiene un efecto más importante en la presurización de los estratos que satura, y por tanto también afecta en mayor magnitud a la cantidad de *flue gas* que contacta las arenas A (Figura 40).

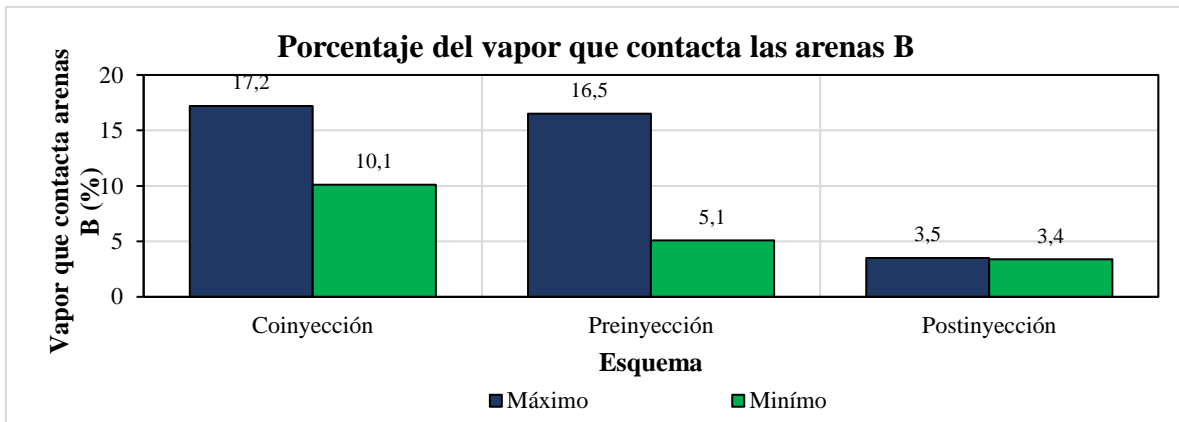
4.4.3 Distribución del vapor y la zona calentada

Previamente, se encontró que, en el caso base solo el 4% del vapor inyectado saturó las arenas B al finalizar los 15 ciclos (), por tal razón, se cuantificó el porcentaje del vapor total inyectado que contacta las arenas B para cada esquema (Figura 43); en el esquema de postinyección, el porcentaje del vapor que satura las arenas B fue menor respecto al caso base, lo cual ocurre porque el vapor es inyectado antes del *flue gas*, de modo que, al inicio de la etapa de inyección, las arenas A se encuentran más depletadas en comparación con las arenas B (Figura 36), por tanto, casi todo vapor satura los estratos superiores, de modo que la producción proveniente de estas arenas se debe a la estimulación térmica y el mantenimiento de presión por *flue gas*, entonces, en ciclos subsiguientes, las arenas A tendrán menor presión debido al drenaje del crudo, y, entonces, la saturación del vapor en las arenas A se acentuará; por otro lado, en los

esquemas de preinyección y coinyección, el porcentaje de vapor que satura las arenas B sí es mayor a comparación al caso base.

Figura 43

Porcentaje del vapor, respecto al total inyectado, que contacta las arenas B.



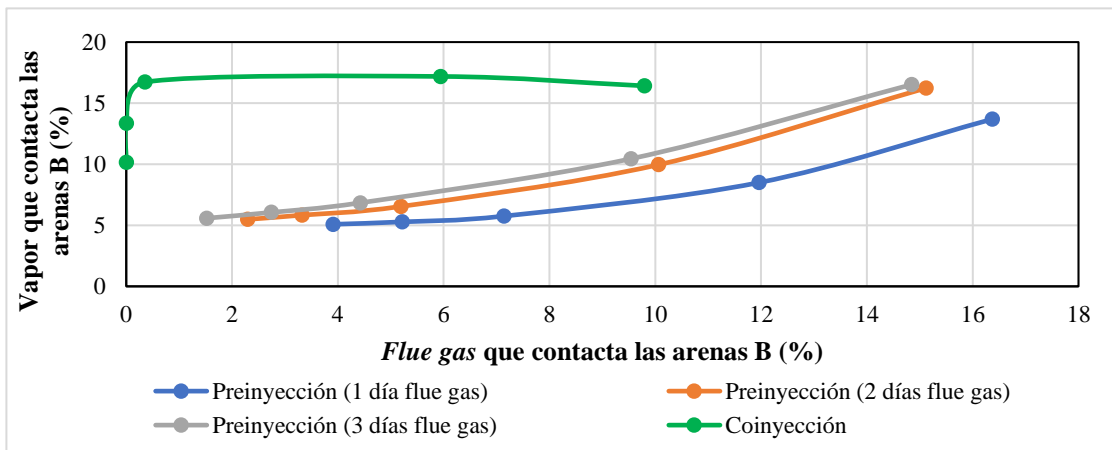
Nota: Los datos presentados fueron extraídos del análisis de tornado generado por CMOST para esquema. El mínimo hace referencia a los valores obtenidos para el escenario en el que el porcentaje de vapor que contacta las arenas B es menor; lo mismo ocurre para el máximo.

Para explicar el aumento del porcentaje de vapor que contacta las arenas B, este fue relacionado con el porcentaje de *flue gas* que las satura (Figura 44); en el esquema de preinyección, al aumentar la cantidad de *flue gas* que satura las arenas B, producto de la presurización de las arenas A —ya sea por un aumento en la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados o una disminución de los días de inyección (ver sección 4.4.1) —, también aumenta la cantidad de vapor que satura las arenas B, lo cual sugiere que, el *flue gas* genera caminos preferenciales en los estratos inferiores permitiendo que el vapor fluya a través de ellos. En el esquema de coinyección, aun cuando el *flue gas* no sature las arenas B, la cantidad del vapor que contacta las arenas B sí aumenta, porque la presurización de las arenas A este esquema es

mayor en comparación a los otros (4.4.2), lo cual impide el flujo de vapor en las mismas; de modo que en este esquema, la distribución del vapor está únicamente controlado por la presurización de las arenas A.

Figura 44.

Relación entre el flue gas que contacta las arenas B y la distribución del vapor.

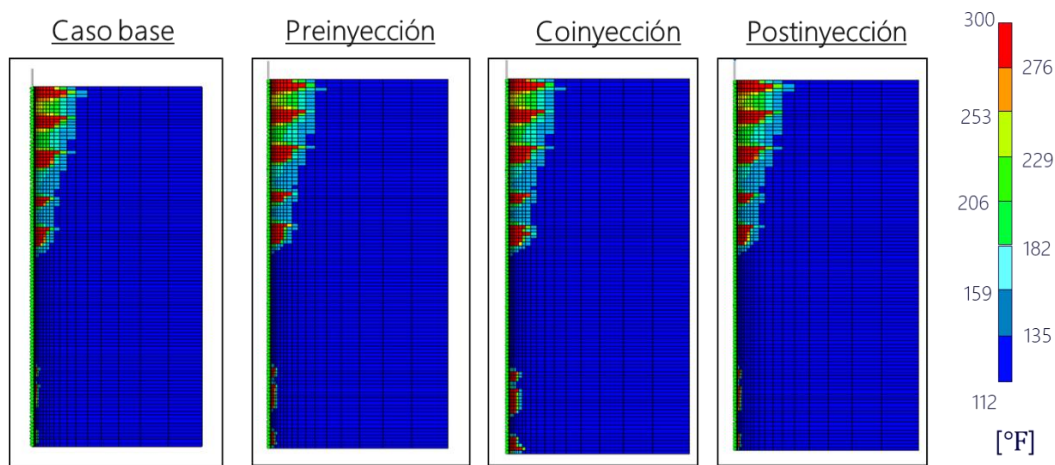


La Figura 45 muestra la distribución de la temperatura en el yacimiento para cada esquema, entendiendo que, el aumento de la temperatura es producido por la transferencia de calor proveniente del vapor, puesto que, la entalpía específica de este es mucho mayor que la entalpía del *flue gas*. De este modo, se puede corroborar que, en el esquema de coinyección y preinyección, existe un mayor aumento de la cantidad de vapor (mayor temperatura) en las arenas B respecto al caso base. En cuanto al radio de calentamiento de las arenas A, no se aprecia un aumento de este en los esquemas de preinyección y coinyección respecto al caso base, mientras que, en el esquema de postinyección se observa un leve aumento (1 celda en dirección R), explicado porque el *flue gas* tiende a empujar al vapor, que está en la cara del pozo, como se mencionó en la sección 4.4.1. Este aumento en el radio de calentamiento no es tan significante como se reporta en la literatura, razón por la cual, no se espera que tenga un efecto importante en la recuperación de aceite; este

último fenómeno tendría mayor relevancia si ocurriera en las arenas B, ya que la transferencia de calor en estas arenas ha sido muy baja (menor al 4% en el caso base), y, por tanto, si el vapor logrará llegar a zonas más lejanas en las arenas B, podrían disminuir la viscosidad del crudo, y así este fluiría hacia el pozo productor, debido a que la energía de estas arenas es todavía alta, sin embargo, se resalta que este no es el caso.

Figura 45.

Distribución de la temperatura en el yacimiento para cada esquema.



Nota: La figura fue capturada el último día de la etapa de inyección del primer ciclo de inyección híbrida (quinto ciclo CSS) utilizando una concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados de 18.9% para todos los esquemas. La comparación es realizada con el caso base en el quinto ciclo. Por conveniencia toda temperatura mayor a 276 °F (inclusive 572 °F) es representado con el color rojo.

4.4.4 Disminución de las pérdidas de energía

En la Figura 31, se aprecia que las pérdidas de energía hacia las arcillas del caso base fueron calculadas en alrededor del 23%, mientras que, en la Figura 45, se observa que, la temperatura en las intercalaciones de arcillas de los esquemas de preinyección y postinyección son

menores en comparación al caso base. Para cuantificar las pérdidas se calculó nuevamente el porcentaje de energía transferido del vapor hacia las arcillas en cada esquema (energía acumulada en las arcillas sobre el total de energía inyectada), considerando que, en los esquemas de inyección híbrida, la energía total inyectada será mayor a comparación del caso base incluso hasta en un 20% (escenario con mayor concentración molar de *flue gas* en los fluidos inyectados), puesto que, a pesar de que se inyecte la misma cantidad de vapor, el *flue gas* también aporta energía, aunque, en menor magnitud; La Figura 46 muestra los resultados obtenidos, a continuación se explican el comportamiento de cada esquema.

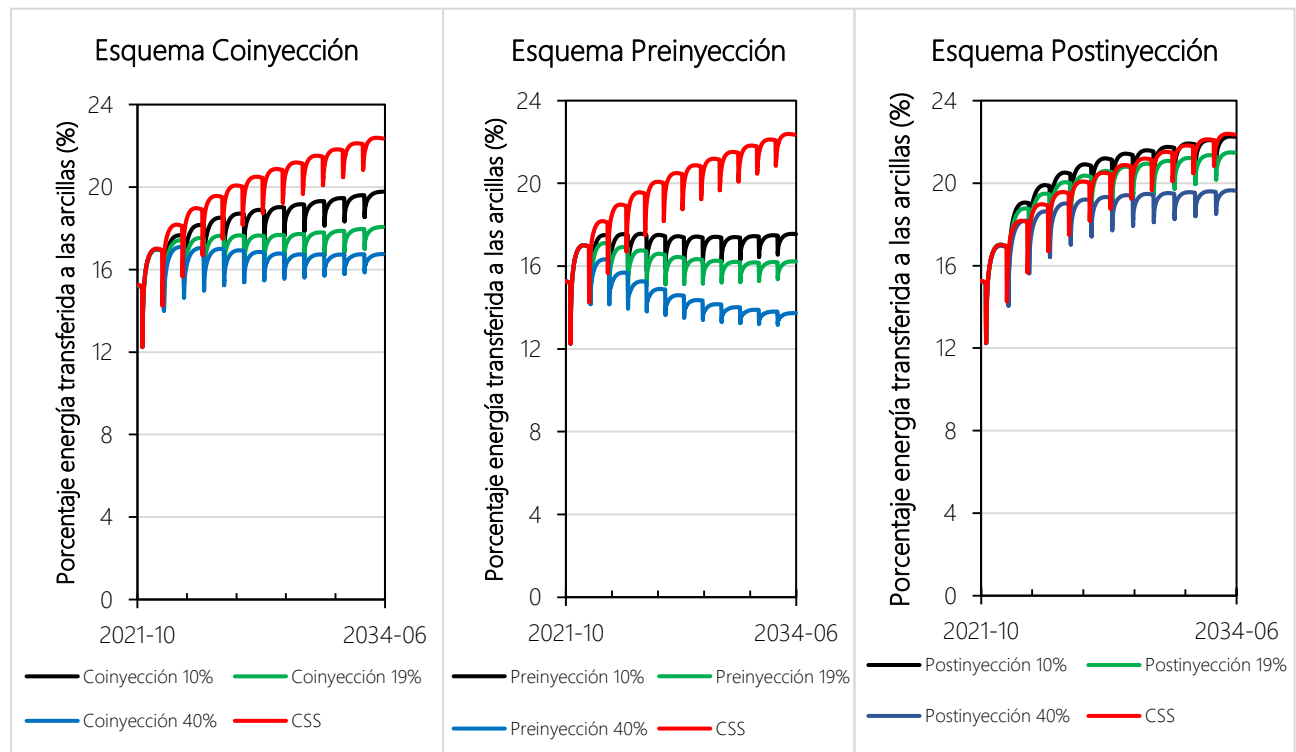
Debido a que el *flue gas* fluye con mayor facilidad que el vapor cuando ambos son coinyectados, el primero logra saturar los topes de la formación y extenderse a zonas más lejanas, de manera tal que, se logra la formación parcial de la película de gas (principalmente nitrógeno, ver sección 2.2.2.3), que impide la transferencia de energía hacia las arcillas, y, por tanto, puede mejorar la eficiencia térmica en un 6% en comparación al caso base; en el esquema de preinyección, ya que el *flue gas* se inyecta primero, la formación de la película de gas en el tope de los estratos es más evidente que en coinyección, y, por tanto, la disminución de las pérdidas de energía respecto al caso base puede ser de hasta el 10%; en estos dos esquemas, se resalta que, la transferencia de energía es mayor hacia formaciones suprayacentes de las arenas B en comparación al caso base, ya que el vapor que satura estas arenas será mayor.

En el esquema de postinyección, el vapor satura primero los estratos del yacimiento, y se transfiere la energía a las formaciones suprayacentes, de modo que, aun cuando se forme la película de gas (ver Figura 37), la transferencia de energía por el vapor ya ha sido realizada, además, en este modelo conceptual no se consideraron modelos de atrapamiento de gas debido al alcance del trabajo (histéresis en permeabilidad relativa), y, por tanto, no hay una acumulación del *flue gas*

considerable en el yacimiento; se resalta que, para considerar el fenómeno de aislamiento térmico por nitrógeno, la disminución de pérdidas de energía respecto al caso base debe ser considerable, puesto que, esta relación se afecta al inyectar una mayor cantidad de energía (denominador de la relación), mientras que, la energía transferida a las arcillas se mantiene igual (numerador de la relación).

Figura 46.

Porcentaje de energía transferida del vapor hacia las arcillas para cada esquema.



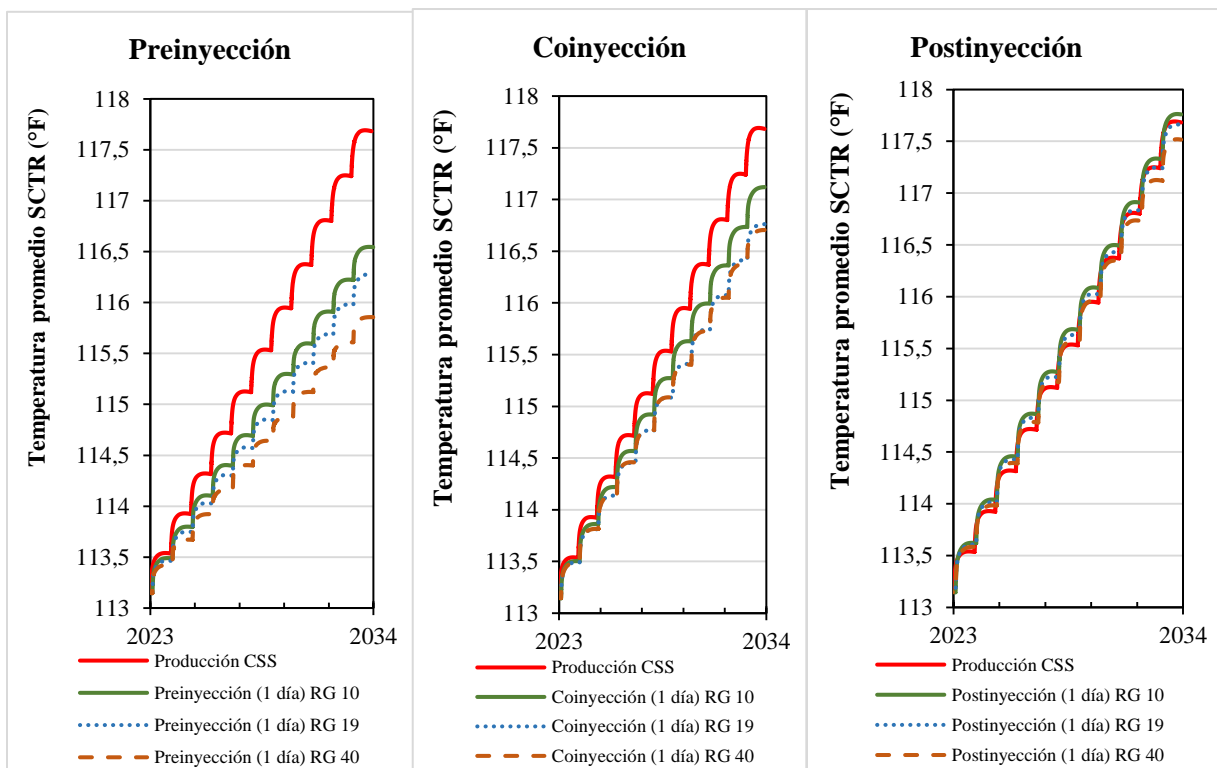
Nota: Para todas las concentraciones evaluadas en los esquemas de preinyección y postinyección se utilizó 1 día de inyección de *flue gas*.

Los anteriores comportamientos fueron corroborados al graficar la temperatura promedio de las arcillas, encontrando que, esta disminuía respecto al caso base en los esquemas de preinyección y coinyección, de la misma manera en que lo hace el porcentaje de energía transferida

del vapor hacia las arcillas, es decir, sí ocurre el fenómeno de aislamiento térmico; mientras que, la temperatura promedio de las arcillas del esquema de postinyección es prácticamente igual que en el caso base, por tanto, la aparente disminución en las pérdidas de energía en este último esquema se debe únicamente a la definición de la relación (aumento de la energía inyectada).

Figura 47.

Temperatura de las arcillas bajo diferentes esquemas de inyección híbrida.



Nota: Una mayor temperatura representará que ocurre mayor transferencia de energía hacia estas formaciones. Aunque la variación de la temperatura parece ser pequeña se debe considerar que esta es un promedio de un total de 346 pies de arcillas intercaladas.

De acuerdo con las Figura 46 y Figura 47, se puede concluir que, el aumento de la concentración del flue gas en los fluidos inyectados, en los esquemas de preinyección y coinyección, repercutirá en una mejora de la eficiencia térmica, representada por la disminución

de la energía transferida hacia las arcillas. En cuanto al esquema de preinyección, según un análisis Sobol realizado, los días de inyección de flue gas no tienen un impacto significativo en el aislamiento térmico, puesto que, este fenómeno depende de la distribución adecuada del flue gas en el yacimiento, y este parámetro no afecta considerablemente esta distribución, como se observó en la Figura 39.

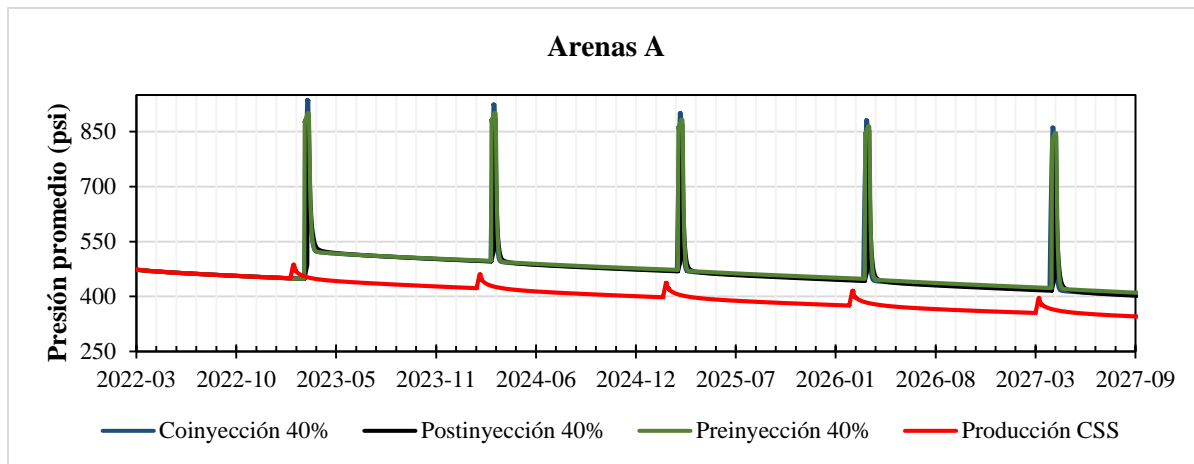
4.4.5 Producción de fluidos

Por medio de la sectorización del modelo de simulación, fue posible conocer la producción proveniente de cada arena, y, por tanto, realizar un análisis más detallado, teniendo en cuenta lo mencionado en secciones anteriores. La Figura 48, muestra el comportamiento de la presión de las arenas A, y se evidencia que, los picos de presión pueden llegar a duplicar la presión promedio de estas arenas, debido a que, la mayor parte del *flue gas* las satura las mismas, este fenómeno se presenta principalmente en el esquema de coinyección a bajas concentraciones (Figura 40); la caída de la presión al inicio de la etapa de producción, se debe a que todo el *flue gas* inyectado es inmediatamente producido. Además, se observa que, la depleción de las arenas A en cada esquema es muy similar, razón por la cual, la producción de aceite incremental proveniente de las mismas arenas no es muy diferente en los tres esquema (Figura 49); en el esquema de postinyección, en el cual la disminución de pérdidas de energía no ocurre y la presurización en las arenas A es levemente menor (picos de presión), el hecho que, la recuperación incremental de petróleo en las arenas A sea mayor respecto a los otros esquemas, se explica debido el empuje del vapor por *flue gas*, y que porcentaje de vapor que contacta las arenas A (ver Figura 43) es mayor en este esquema, y, por tanto, el aprovechamiento de la estimulación térmica es mayor en estas arenas. No obstante, al observar la presión de las arenas A en los últimos ciclos (ver Figura 48), se evidencia que, la energía de estas arenas es muy baja para continuar la producción de estas arenas por más ciclos,

bajo las condiciones operativas (200 psi de presión de fondo fluuyente), independiente del esquema que se utilice.

Figura 48.

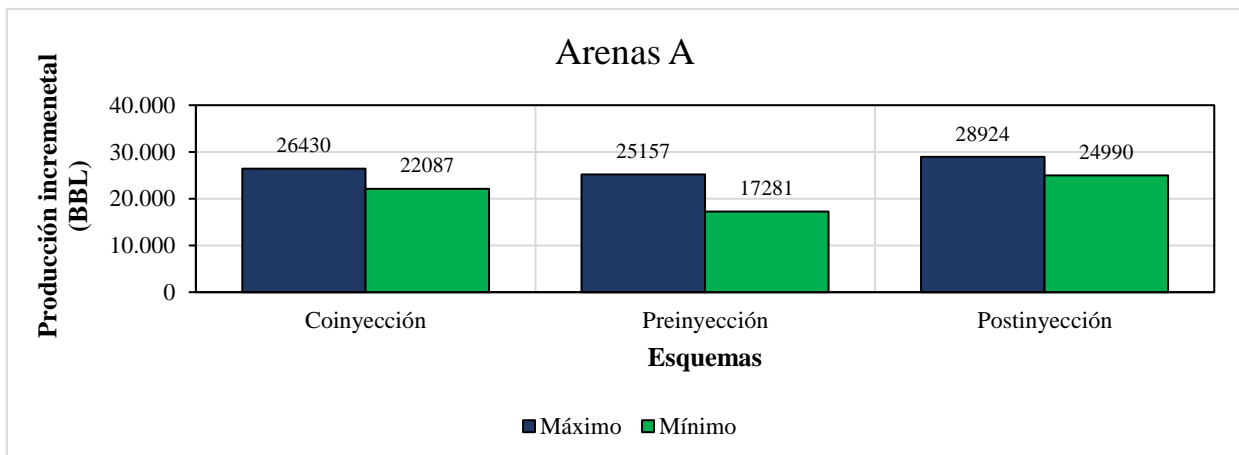
Comportamiento de la presión de las arenas A para cada esquema de inyección híbrida.



Nota: El rango de fechas inicia con unos meses antes de iniciar la inyección híbrida (quinto ciclo) y finaliza con el último ciclo de inyección híbrida (ciclo 15 del proceso). Lo esquemas se muestran con la máxima concentración de *flue gas* y 1 día de inyección en preinyección y postinyección.

Figura 49.

Producción incremental respecto al caso base proveniente de las arenas A.

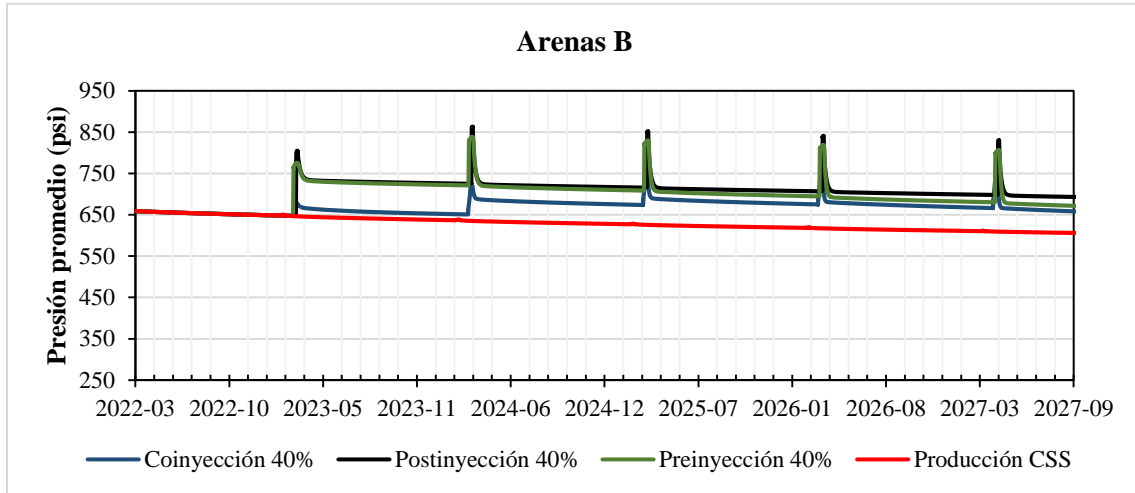


Nota: Los datos presentados fueron extraídos del análisis de tornado generado por CMOST para esquema. El mínimo hace referencia a los valores obtenidos para el escenario que obtiene menor producción incremental de petróleo proveniente de las arenas A; lo análogo ocurre con el máximo.

Los picos de presión, ocasionados por la inyección de *flue gas* en las arenas B (Figura 50), son congruentes con la distribución de fluidos mencionado anteriormente, sin embargo, el comportamiento de la depleción de la presión en estas arenas es diferente dependiendo del esquema analizado, lo cual se relaciona con la producción incremental respecto al caso base (Figura 51). En el esquema de coinyección, a concentraciones menores de 18.9% el *flue gas* no contacta las arenas B (Figura 40), razón por la cual, no se aprecia considerablemente la presurización de la formación y el aislamiento térmico por la película de gas, por el contrario, este esquema presenta una mayor producción incremental respecto a los otros esquemas, esto se explica porque en la coinyección, la estimulación térmica en las arenas B es mejor, debido a una mayor cantidad de vapor que satura estas, en comparación a los otros esquemas (ver Figura 43), y por esta razón, se observa que la depleción de las arenas B, asociada a la producción de fluidos, es mayor en este esquema. Por el contrario, en el esquema de postinyección, la cantidad de vapor que contacta estas arenas es menor y el efecto de aislamiento térmico por la película de gas no es apreciable, sin embargo, sí se evidencia un leve aumento de la producción respecto al caso base (Figura 51), que es explicado por el mantenimiento de la presión en estas arenas, pero, que no es tan representativo para evidenciar una depleción de la presión mayor (Figura 50).

Figura 50.

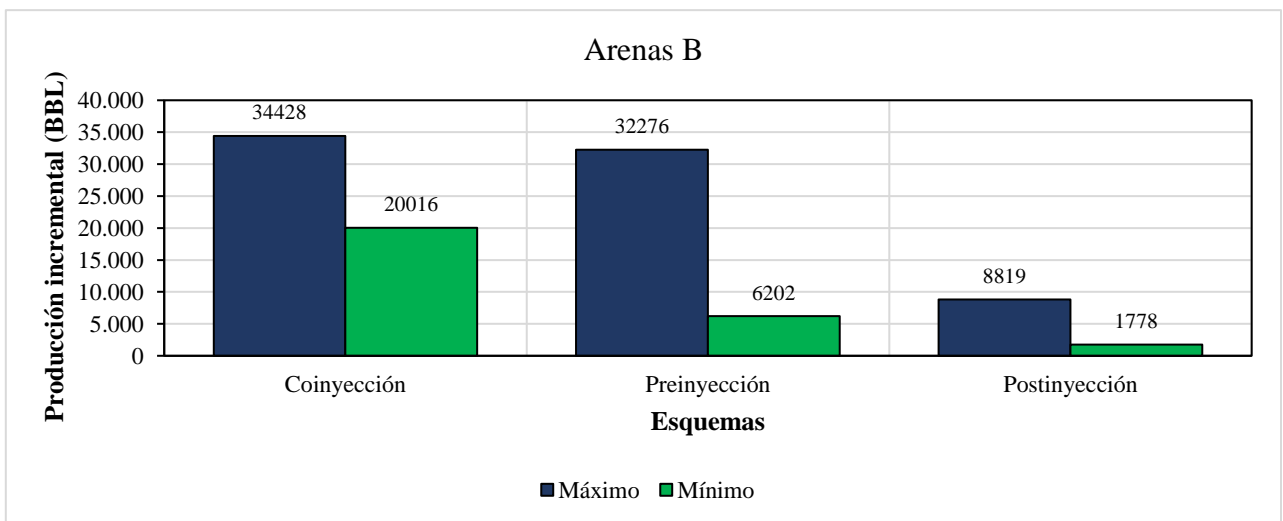
Comportamiento de la presión de las arenas B para cada esquema de inyección híbrida.



Nota: El rango de fechas inicia con unos meses antes de iniciar la inyección híbrida (quinto ciclo) y finaliza con el último ciclo de inyección híbrida (ciclo 15 del proceso). Lo esquemas se muestran con la máxima concentración de *flue gas* y 1 día de inyección en preinyección y postinyección.

Figura 51.

Producción incremental respecto al caso base proveniente de las arenas B.

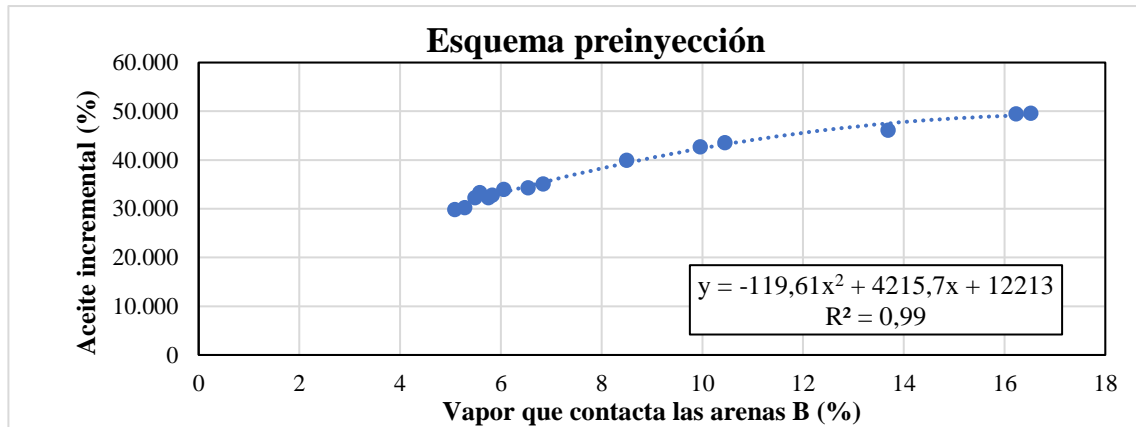


Nota: Los datos presentados fueron extraídos del análisis de tornado generado por CMOST para esquema. El mínimo hace referencia a los valores obtenidos para el escenario en el que se obtiene menor producción incremental de petróleo proveniente de las arenas B; lo análogo ocurre con el máximo.

Se puede evidenciar que, en el esquema de preinyección, se presentan los fenómenos de: la presurización de la formación (Figura 50); una mayor disminución de las pérdidas de energía ya que el *flue gas* sí satura las arenas productoras (Figura 39); y la redistribución del vapor en las arenas B (Figura 43). En este orden de ideas se esperaría que el efecto de sinergia de estos fenómenos produjera mejores resultados que los otros esquemas, lo cual no es el caso. La Figura 52 evidencia que, independiente de la concentración de *flue gas* utilizada y los días de inyección (que controlan los fenómenos que ocurren durante la inyección híbrida), existe una relación polinómica de segundo grado (con ajuste $R^2 = 0.99$) entre el vapor que contacta las arenas B y la producción incremental total, lo cual sugiere que, la distribución del vapor en el yacimiento tiene un mayor impacto en la recuperación del aceite en comparación a los otros fenómenos, razón por la cual, el esquema de coinyección tiene mejores recuperaciones de aceite proveniente de estas arenas, ya que presenta una mejor distribución de vapor en las arenas B (ver Figura 51).

Figura 52.

Relación entre en vapor que satura las arenas B y el recobro incremental



Nota: Los datos graficados corresponden a todos los escenarios de preinyección sin tener en cuenta su concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados o los días de inyección de *flue gas*.

Por otra parte, aunque se observó un cambio en el corte de agua con respecto al caso base, esto ocurre debido al aumento de la producción del aceite, ya que, la variación de la producción de agua acumulada al final de los 15 ciclos de los esquemas híbridos es siempre menor al 2.2% respecto al caso base. Como era de esperarse, no hubo cambios en la composición del crudo y el gas producido durante implementación de la técnica híbrida, ya que no se consideraron efectos de interacción entre el *flue gas* y el crudo. Se resalta que todo el *flue gas* que es inyectado es producido debido a que no se consideraron modelos de entrapamiento.

4.5 Efecto de los parámetros operacionales

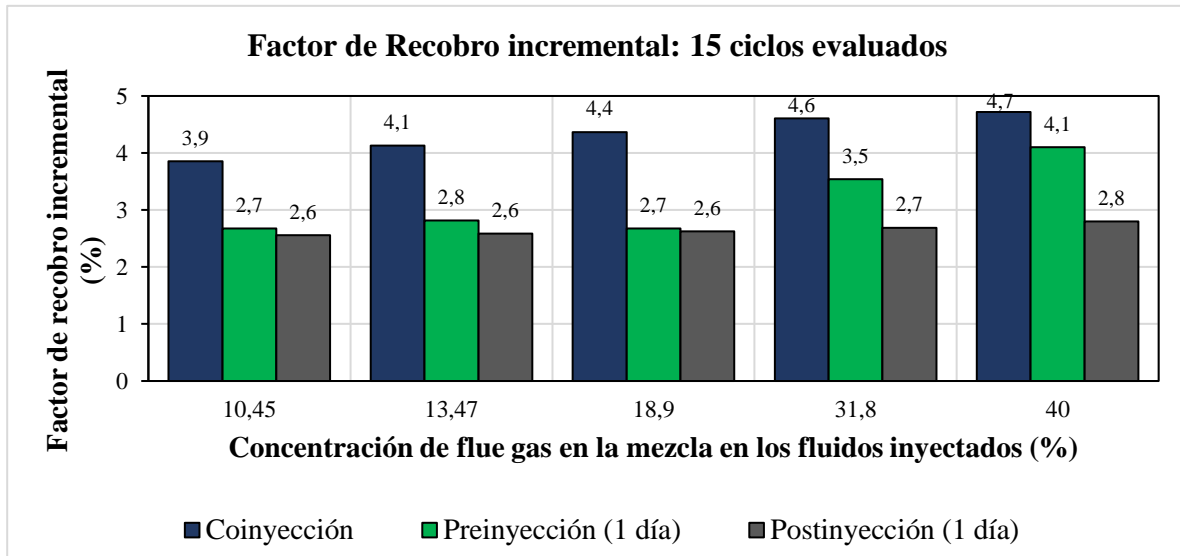
Una vez entendido impacto de cada uno de los parámetros operacionales en los fenómenos que ocurren durante la inyección híbrida, será fácil asociar el efecto de estos parámetros en la recuperación de aceite del crudo respecto al caso base.

4.5.1 Concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados

La Figura 53 evidencia el comportamiento del factor de recobro incremental respecto al caso base de cada uno de los esquemas, cuando aumenta la concentración del *flue gas* en los fluidos inyectados. En términos generales, a una misma concentración, el esquema de coinyección presenta mejores recuperaciones de aceite, seguido por el esquema de preinyección y postinyección. En el esquema de coinyección, un aumento en la concentración de *flue gas* sí provoca una mejor recuperación, pero no en una relación directa, puesto que, duplicar la concentración molar de *flue gas* inyectado (utilizar una relación del 40% en vez del 18.9%) solo ocasionará un aumento del 0.2% del factor de recobro incremental, que tal vez no justificaría el costo asociado al manejo del doble de volumen de estos gases de combustión; en el esquema de preinyección, a bajas concentraciones de *flue gas* (10.45% hasta 18.9%), el aumento de este parámetro no tiene un efecto considerable en el factor de recobro, mientras que, a concentraciones mayores al 18.9% sí se observa una mayor recuperación de aceite, razón por la cual, en este esquema sí tendría sentido utilizar todo el *flue gas* generado; por último en el esquema de postinyección, el aumento de la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados prácticamente no repercute en un aumento en el factor de recobro, puesto que, casi cuatriplicar la concentración de *flue gas* (utilizar una relación del 40% en vez del 10.45%) solo permitiría un aumento del 0.2% del factor de recobro, razón por la cual, sería más eficiente inyectar concentraciones bajas de *flue gas* en este esquema.

Figura 53.

Efecto de la concentración del flue gas en el factor de recobro incremental respecto al caso base.

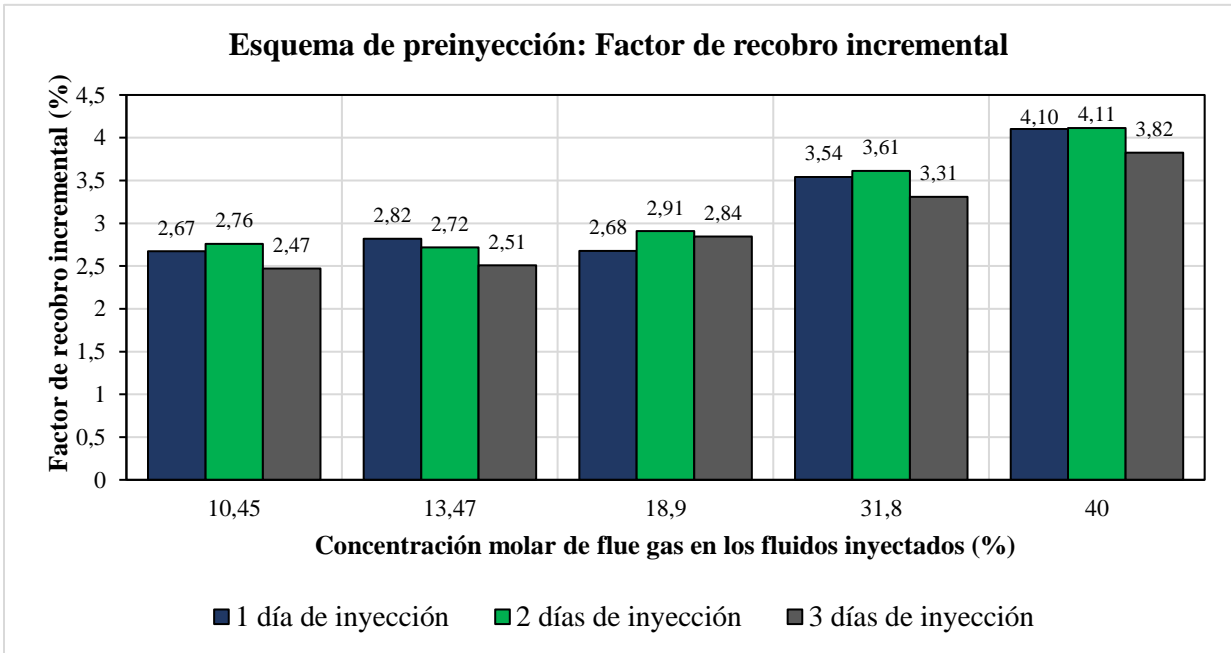


4.5.2 Días de inyección de flue gas

En la Figura 54 y Figura 55, se evidencia el efecto de los días de inyección en el factor de recobro incremental respecto al caso base de los esquemas de preinyección y postinyección, respectivamente. En el primer esquema mencionado, utilizar 1 día de inyección en vez de 3 días, a una concentración molar del 13.47%, mejora el factor de recobro incremental en un 0.31%; de este modo, se prefiere establecer la menor cantidad de días de inyección, sin embargo, no hay una tendencia clara, y la optimización de este parámetro operacional dependerá de la concentración de *flue gas* que sea evaluada.

Figura 54.

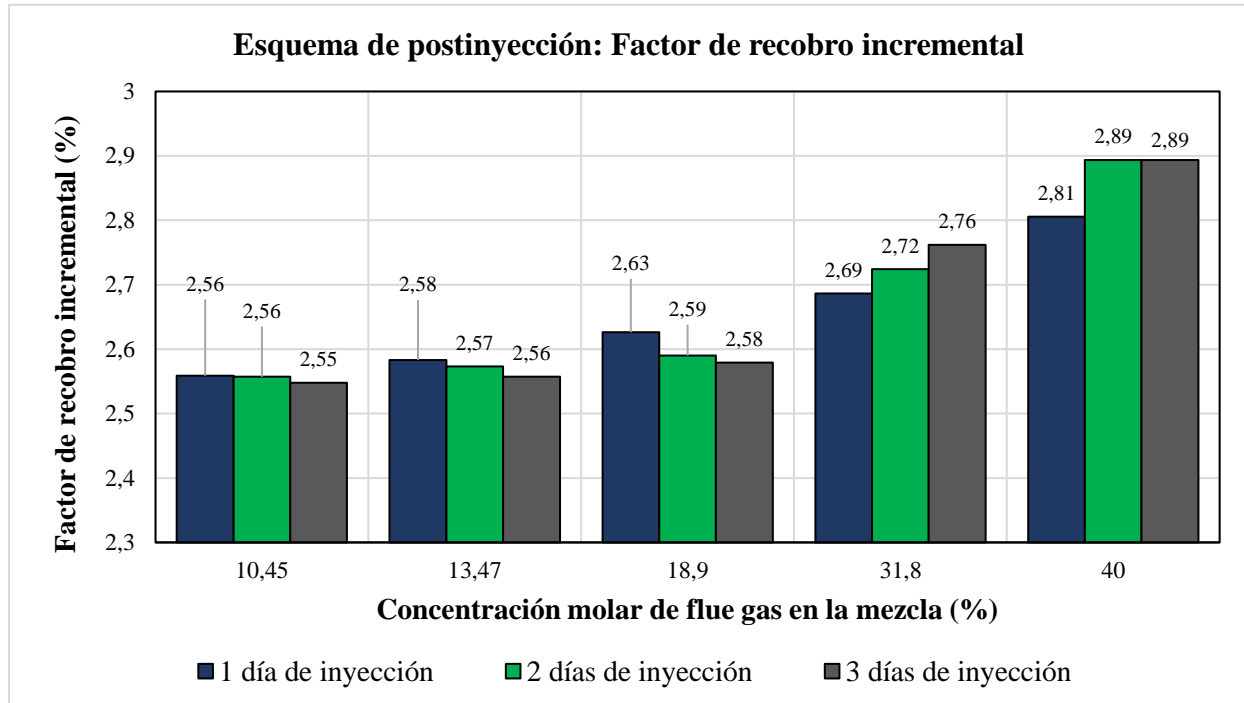
Efecto de los días de inyección en el factor de recobro incremental en el esquema de preinyección.



Por otra parte, en el esquema de postinyección, se observa un mejor desempeño del factor de recobro incremental cuando se utilizan menos días de inyección (1 día) a concentraciones de *flue gas* en la mezcla igual o menores a 18.9%, mientras que, a valores superiores de concentración, se obtiene un mejor factor de recobro incremental entre más días de inyección (3 días) se establezcan, a una misma concentración de *flue gas*. No obstante, este aumento en el factor de recobro por los días de inyección es, en el mejor de los casos, de 0.8%.

Figura 55.

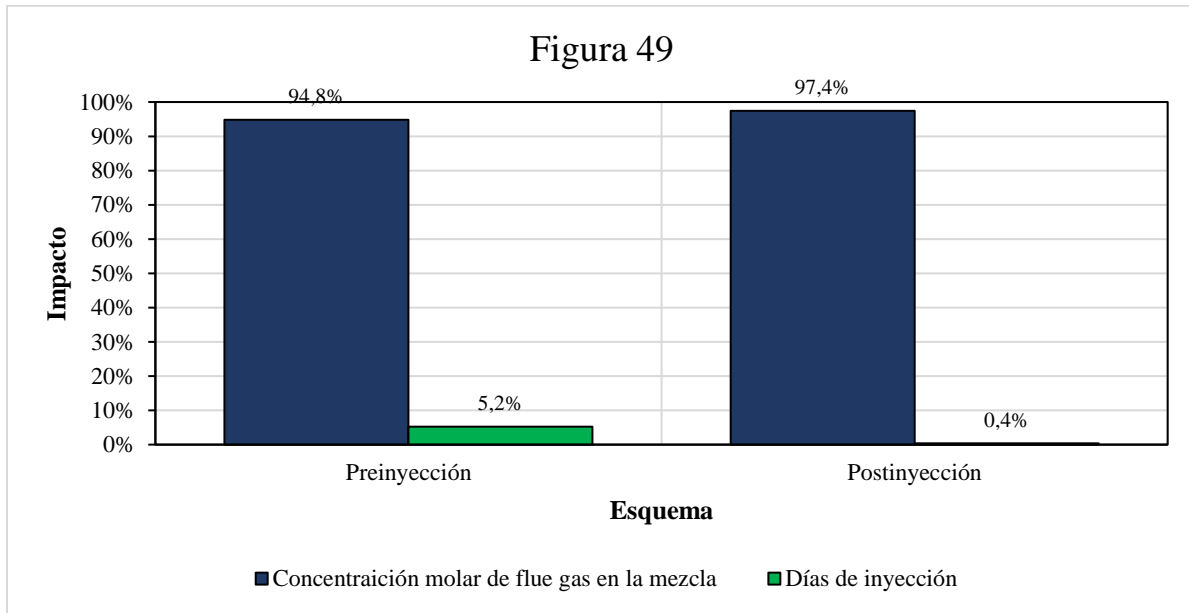
Efecto de los días de inyección en el factor de recobro incremental en el esquema de postinyección.



Para cuantificar la importancia de los días de inyección respecto a la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados, se realizó en análisis Sobol para el factor de recobro incremental respecto al caso base, el cual sugiere que, en ambos esquemas se debe priorizar la optimización de la concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados, para obtener el mejor beneficio de la inyección híbrida respecto a una evaluación técnico-económica para el campo, ya que esta variable es la que mayor impacto tiene sobre el desempeño de la técnica; en el caso del esquema de preinyección, una vez obtenida la mejor concentración, podría realizarse una optimización menos robusta respecto a los días de inyección para mejorar el desempeño de la técnica.

Figura 56.

Análisis Sobol para el factor de recobro en los esquemas de preinyección y postinyección.



Nota: Los efectos combinados entre los parámetros operacionales estudiados fueron menores al 2% y por tanto no se incluyen en la gráfica.

4.5.3 Ciclo en el que inicia la inyección híbrida

Todos los análisis y resultados presentados hasta el momento consideraron las condiciones de 4 ciclos de precalentamiento y 11 ciclos de inyección híbrida. Ahora, se va a realizar un análisis de resultados, de acuerdo con la metodología presentada en la sección 4.3.2, en la cual se mantiene constante la concentración de *flue gas* y los días de inyección y se varía el ciclo en que inicia la inyección híbrida.

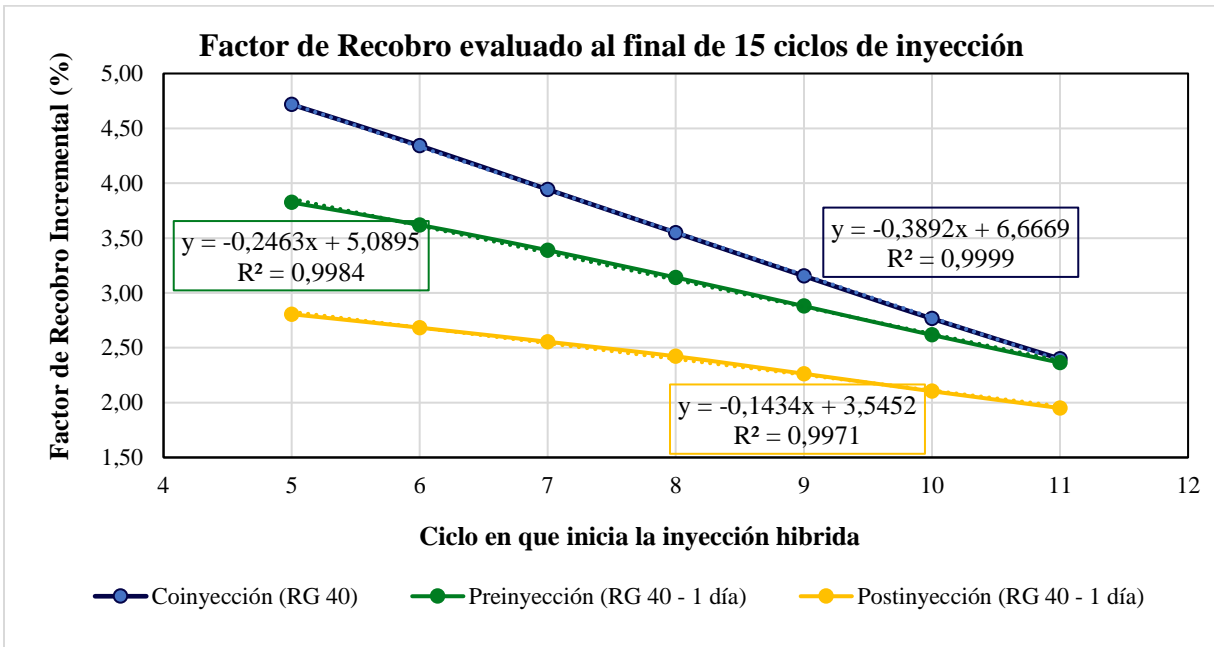
En la Figura 57, se presenta el factor de recobro incremental evaluado en cada uno de los ciclos de inyección híbrida respecto al caso base. En general, las tendencias del desempeño de los esquemas se mantienen, puesto que, el esquema de coinyección presenta un mayor factor de

recobro incremental, seguido del esquema de preinyección; de esta manera, el análisis realizado anteriormente respecto a los fenómenos que ocurren en el yacimiento también ocurre bajo otras condiciones termodinámicas.

En los tres esquemas, se encontró una relación lineal entre la cantidad de ciclos de inyección híbrida (o ciclo en el que inicia la adición de *flue gas*) y el factor de recobro incremental; esto sugiere que, entre más ciclos de inyección híbrida se apliquen, se obtendrá una mayor recuperación de aceite, lo cual evidencia los beneficios de adicionar el *flue gas* al vapor en la inyección cíclica; al comparar las pendientes generadas para cada esquema, se puede observar que, en coinyección el inicio del ciclo de inyección híbrida tiene mayor impacto en la recuperación en comparación a preinyección, mientras que, en el esquema de postinyección realizar 11 ciclos de inyección híbrida en vez de 4 ciclos (4 y 11 ciclos de precalentamiento respectivamente) solo permite un aumento del 0.86% en el factor de recobro incremental. Esto sugiere que, un inicio temprano de la inyección híbrida bajo cualquier esquema en ciclos tempranos del proceso CSS no afecta negativamente el desempeño de técnica en ciclos posteriores, ya que si se utilizan pocos ciclos de precalentamiento se obtendrá un factor de recobro incremental en comparación si se utilizan más ciclos de precalentamiento.

Figura 57.

Efecto del ciclo en el que inicia la inyección híbrida en el desempeño de la técnica.



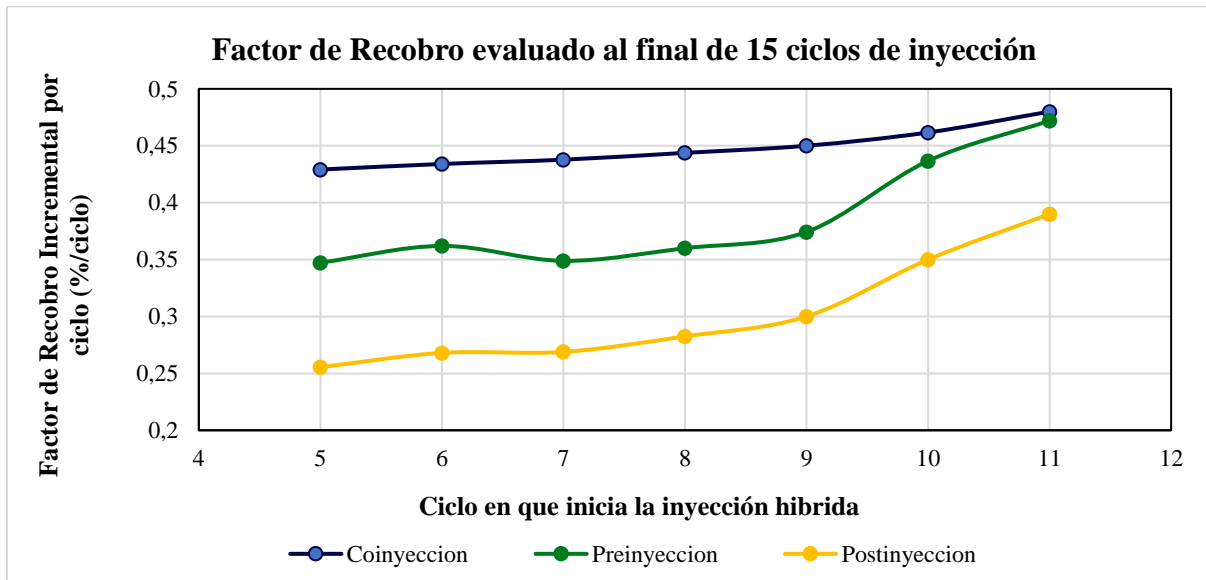
Nota: Para interpretar adecuadamente esta grafica se propone el siguiente ejemplo: si la inyección de *flue gas* y vapor en esquema de coinyección inicia en el ciclo octavo, entonces, se calcula el factor de recobro obtenido por 7 ciclos de precalentamiento y 8 ciclos de inyección híbrida respecto al caso base (15 ciclos CSS), encontrando un incremento de 3.55%

De acuerdo con lo anterior, aparentemente sería mejor iniciar el proceso de inyección de inyección de vapor y *flue gas* en ciclos tempranos del proceso CSS, sin embargo, esto no es necesariamente lo más eficiente. Para contrastar esto, se consideró que, la recuperación incremental de aceite se debe a los ciclos de inyección de vapor y *flue gas*, por tanto, se relacionó el factor de recobro incremental y los ciclos de inyección híbrida en los tres esquemas (Figura 58.); esto fue posible ya que la producción incremental de cada ciclo es relativamente igual, de manera tal que, el promedio que se calcula mediante la relación es representativo. En general se

observa que el inicio de la inyección híbrida en cualquiera de los 3 esquemas presenta una eficiencia (representada por la producción incremental por ciclo) mayor si se realiza en ciclos tardíos del proceso CSS, porque al aumentar la cantidad de los ciclos de precalentamiento, el desempeño de la inyección cíclica de vapor disminuye debido a: el aumento de las pérdidas de energía (Figura 46), y la depleción de las arenas A hasta el punto que se limita la producción del aceite calentado (Figura 27); en este orden de ideas, cuando la producción del proceso CSS disminuya considerablemente adicionar el *flue gas* al vapor permitirá extender la duración del proyecto, no obstante, para la elección del ciclo óptimo es necesario realizar un análisis económico, que considere el momento adecuado para realizar la inversión correspondiente a la adecuación de facilidades de superficie y del pozo, así como también la situación actual (ciclos de precalentamiento) del pozo candidato a la inyección cíclica de *flue gas* y vapor.

Figura 58.

Eficiencia de la recuperación de aceite respecto al ciclo en el que inicia la inyección híbrida



Nota: Para interpretar adecuadamente esta grafica se propone el siguiente ejemplo: si la inyección de *flue gas* y vapor en esquema de coinyección inicia en el ciclo octavo, entonces, se divide el factor de recobro incremental respecto al

caso base (3.55%, ver figura 57) en 8 ciclos de inyección híbrida, obteniendo que, en promedio, en cada ciclo de esta técnica se incrementará el factor de recobro en 0.44% respecto al caso base.

Basándose únicamente en la recuperación incremental de aceite, es claro que la sugerencia es implementar la inyección híbrida en ciclos tempranos del proceso, que puede ser a partir del quinto ciclo, seleccionando un esquema de coinyección, en el cual todo el *flue gas* generado sea inyectado junto a vapor durante los 6 días establecidos.

5. Conclusiones

La adición de *flue gas* a la inyección cíclica de vapor permite una recuperación incremental de crudo en cualquiera de los tres esquemas estudiados, a través la sinergia de fenómenos como la disminución de las pérdidas de energía hacia las arcillas, presurización de la formación y la mejor distribución del vapor. El mayor factor de recobro incremental se obtiene en el esquema de coinyección con un valor de 4.7%.

Los esquemas de preinyección y coinyección permiten una mejor distribución del vapor en las arenas B, lo cual ocasiona que la producción proveniente de estas aumente en hasta un 91% respecto al caso base. Por el contrario, en postinyección, no se obtiene una mejor en la estimulación térmica de las arenas B, razón por la cual este esquema presenta la menor recuperación incremental.

La concentración de *flue gas* en los fluidos inyectados es el parámetro más influyente en la distribución de fluidos, porque afecta los fenómenos de presurización y aislamiento térmico. En

los esquemas de coinyección y preinyección, se presenta un mejor desempeño en concentraciones molares de *flue gas* por encima del 18.9%; mientras que en el esquema de postinyección, concentraciones superiores al 13.47%, no representa un incremento justificado en la producción de aceite.

En los esquemas de preinyección y postinyección, los días en los que se inyecta el *flue gas* no tienen un impacto significativo en el factor de recobro, puesto que, en ningún escenario el aumento en el factor de recobro es mayor a 0.3%, recomendando establecer la menor cantidad posible de estos días para mejorar la recuperación. Por otra parte, la inyección cíclica de vapor y *flue gas* presenta una recuperación de aceite incremental respecto al caso base, independientemente del inicio en el que inicia la inyección híbrida, siendo esta mayor cuando es implementada en ciclos tempranos del proceso.

6. Recomendaciones

Complementar el estudio con un análisis económico que incluya los costos de la generación de vapor, el manejo del *flue gas*, y la adaptación de las facilidades de superficie, teniendo en cuenta los tres esquemas de inyección: coinyección, preinyección y postinyección.

Realizar la simulación numérica de la inyección cíclica de vapor y *flue gas*, bajo los tres esquemas estudiados, en un modelo estático heterogéneo, que se asemeje más a la complejidad geológica del campo estudiado.

Comparar la inyección cíclica de vapor y *flue gas* con la inyección cíclica de vapor y nitrógeno en los tres esquemas propuestos mediante simulación numérica, para establecer si existe una diferencia significativa en la recuperación de aceite.

Incluir los análisis de incertidumbre para cada uno de los esquemas de inyección cíclica de vapor y *flue gas* mediante modelos estadísticos.

Referencias Bibliográficas

- Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., Skeates, C., Baker, A., Palmer, D., Pattison, K., Beshry, M., Krawchuk, P., Brown, G., Calvo, R., Triana, J. A. C., Hathcock, R., Koerner, K., Hughes, T., Kundu, D., ... West, C. (2006). Highlighting heavy oil. *Oilfield Review*, 18(2), 34–53.
- Ali, S. M. (1974). Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 13(01). <https://doi.org/10.2118/74-01-06>
- Al-Murayri, M. T., Harding, T. G., & Maini, B. (2011). Solubility of methane, nitrogen, and carbon dioxide in bitumen and water for SAGD modelling. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 50(7–8), 34–45. <https://doi.org/10.2118/148630-pa>
- Alshuaibi, M., Farzaneh, S. A., Sohrabi, M., & Mogensen, K. (2019, November). An Accurate and Reliable Correlation to Determine CO₂/Crude Oil MMP for High-Temperature Reservoirs in Abu Dhabi. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002). Recuperación térmica de petróleo. reeditado y corregido por Rincón M., Adafel C., Caracas Venezuela. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Alvarez, J., & Han, S. (2013). Current overview of cyclic steam injection process. *Journal of Petroleum Science Research*, 2(3). 1. <http://www.dpi-journals.com/index.php/JPSR/article/view/991>
- Anada, H., & Watts, R. J. (1980). State-of-the-art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery. NTIS.

- Anderson, W. G. (1987). Wettability literature survey part 5: the effects of wettability on relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11), 1-453.
<https://doi.org/10.2118/16323-PA>
- Beattie, C. I., Boberg, T. C., & McNab, G. S. (1989, January). Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands. En *SPE California Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/16323-PA>
- Bernal Correa, D. L., & Leon Naranjo, P. A. (2015). Evaluación Técnico Financiera De La Implementación De Un Proceso De Inyección Continua De Vapor En Un Yacimiento De Crudo Medio-Aplicación Caso Colombiano (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Cathles, L. M., Schoell, M., & Simon, R. (1987, January). CO_2 generation during steamflooding: a geologically based kinetic theory that includes carbon isotope effects and application to high-temperature steamfloods. En *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/16267-ms>
- Cengel, Y., & Boles, M. (2011). Reacciones químicas. In M.-H. E. S. A. de C.V. (Ed.), *Termodinámica* (Septima, pp. 772–785). The McGraw-Hill.
- Chen, J., Lang, X., Wang, Y., Li, G., Yang, Z., & Fan, S. (2018). Comparative evaluation of different non-condensable gases on thermal behaviors, kinetics, high pressure properties, and product characteristics of heavy oil. *Energy Conversion and Management*, 162, 13-25.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.029>
- CMG (2019). CMSOT AI User Guide: Intelligent Optimization & Analysis Tool.
- Dietrich, J. K. (1981). Relative permeability during cyclic steam stimulation of heavy-oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 33(10), 1-987.

- Dockrill, P., & Friedrich, F. D. (2001). *Boilers and Heaters: Improving Energy Efficiency*. Natural Resources Canada, Office of Energy Efficiency.
- Dong, M., & Huang, S. (2002). Flue gas injection for heavy oil recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(09). <https://doi.org/10.2118/02-09-04>
- Du, Y., Wang, Y., Jiang, P., Ge, J., & Zhang, G. (2013, July). Mechanism and feasibility study of nitrogen assisted cyclic steam stimulation for ultra-heavy oil reservoir. En *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/165212-ms>
- Farouq Ali, S. M., Jones, J. A., & Meldau, R. F. (1997). *Practical heavy oil recovery*. University of Alberta, Alberta.
- Feng, Q., Guo, L., Zhang, X., Gao, S., Shi, H., & Wu, S. (2012, January). Study of thermal recovery Method of Steam and Flue gas combined with Gel Injection. En *SPE Heavy Oil Conference Canada*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/157928-ms>
- Fonseca, J. M., & Sánchez, M. A. (2017). Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica huff and puff para ocho pozos en el campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica (Tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Franco Jerez, F. M., & Leon Pallares, E. (2003). Evaluación Del Sistema De Inyección Cíclica De Vapor En Un Campo Petrolero Colombiano (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia
- Gallant, R. J., Stark, S. D., & Taylor, M. D. (1993, January). Steaming and operating strategies at a midlife CSS operation. En *SPE International Thermal Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Haddadnia, A. (2016). Phase Behaviour and Physical Properties of Athabasca Bitumen and

- Solvent Mixtures (Tesis de maestría). University of Calgary, Calgary, Canada
- Hou, J., Wei, B., Du, Q., Wang, J., Wang, Q., & Zhang, G. (2016). Production prediction of cyclic multi-thermal fluid stimulation in a horizontal well. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 949-958. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.008>
- Hu, t., liu, d., wang, y., wang, c., chen, l., & xu, d. (2016). Heated Area and Well Performance Analysis of Injection N₂ and CO₂ in Cycle Steam Stimulation Process. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 12(1), 15-22. <https://doi.org/10.3968/8582>
- IEA (2019), Putting CO₂ to Use: Creating Value from Emissions, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use>
- Kovscek, A. R. (2012). Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 98, 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 (Tesis doctoral). Imperial College London, Londres, Inglaterra.
- León Naranjo, 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, Bucaramanga, Colombia.
- Liu, D., & Li, W. (2013). Flue gas enhanced oil recovery (EOR) as a high efficient development technology for offshore heavy oil in China. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 4(5), 127-142. <https://doi.org/10.5897/JPGE2013.0155>
- Liu, D., Zhao, C., Su, Y., Li, Y., Zhang, F., & Huang, Y. (2012, April). New research and application of high efficient development technology for offshore heavy oil in China. En *Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference.*

- <https://doi.org/10.4043/23015-ms>
- Liu, R., Zhang, J., Meng, L., Liu, F., & Zuo, C. (2011, January). Feasibility Study of Steam/Flue gas Mixture Injection in Low Permeability Reservoir. En SPE Project and Facilities Challenges Conference at METS. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/142343-ms>
- Liu, Y. G., Yang, H. L., & Zhao, L. C. (2010). Improve offshore heavy oil recovery by compound stimulation technology involved thermal, gas and chemical methods: proceedings of 2010 Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.4043/20907-ms>
- Liu, Y., Zou, J., Meng, X., Zhong, L., Wang, Q., Zhang, W., ... & Han, X. (2016, March). Progress in Bohai Offshore Heavy Oil Thermal Recovery. En Offshore Technology Conference Asia. Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/26354-ms>
- Liu, Z., & Stark, S. D. (2012, January). Reservoir Simulation Modeling of the Mature Cold Lake Steaming Operations. In SPE Heavy Oil Conference Canada. Society of Petroleum Engineers.
- Masnadi, M. S., El-Houjeiri, H. M., Schunack, D., Li, Y., Englander, J. G., Badahdah, A., ... & Brandt, A. R. (2018). Global carbon intensity of crude oil production. *Science*, 361(6405), 851-853. <https://doi.org/10.1126/science.aar6859>
- Maya, G. A., Mercado Sierra, D. P., Castro, R., Trujillo Portillo, M. L., Soto, C. P., & Pérez, H. (2010, January). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia. En SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/139199-ms>
- McCain Jr, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma:

- PennWell Publishing Company.
- Metwally, M. (1990). Effect of gaseous additives on steam processes for Lindbergh field, Alberta. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 29(06). <https://doi.org/10.2118/90-06-01>
- Mohsenzadeh, A., Escrochi, M., Afraz, M. V., Ayatollahi, S., Karimi, G., & Al-wahaibi, Y. (2014, March). The effects of CO₂ concentration in flue gas injection for heavy oil recovery from fractured reservoirs during GOGD process. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. OnePetro.
- Nasr, T. N., Prowse, D. R., & Frauenfeld, T. (1987). The use of flue gas with steam in bitumen recovery from oil sands. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 26(03).
- Nguyen, T. A., & Ali, S. M. (1998). Effect of nitrogen on the solubility and diffusivity of carbon dioxide into oil and oil recovery by the immiscible WAG process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37(02). <https://doi.org/10.2118/98-02-02>
- Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C. L., Trujillo, M., Osma, L., ... & Rodríguez, H. (2018). Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. *Fuentes, el reventón energético*, 16(2).
- Redford, D. A. (1982). Use of Solvents and Gases With Steam in the Recovery of Bitumen From Oil Sands. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 21(1), 45–53.
- Sarathi, P. S., & Olsen, D. K. (1992). *Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators*, US Department of Energy Report No. NIPER-580.
- Sheng, J. J. (2013). Cyclic Steam Stimulation. En *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (1ra Edición, Issue December 2013, pp. 389–412). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00016-6>
- Speight, J. G. (2016). *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*.

- In Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands (Segunda).
<https://doi.org/10.1016/c2014-0-01296-8>
- Stone, T., & Malcolm, J. D. (1985). Simulation of a Large Steam-CO Co-Injection Experiment. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 24(06). <https://doi.org/10.2118/85-06-04>
- Stone, T., & Nasr, T. N. (1985, January). Simulation of a series of steam-additive experiments. En Technical Meeting/Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section. Petroleum Society of Canada. <https://doi.org/10.2118/ss-85-03>
- Stone, Terry, & Ivory, J. (1987). An Examination of Steam-CO Processes. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 26(03).
- Sun, Y., & Zhong, L. (2011, January). Enhance offshore heavy oil recovery by cyclic steam-gas-chemical co-stimulation. In SPE heavy oil conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Sun, Y., Zhong, L., Hou, J., Sun, Y., Liu, H., Li, Y., ... & Zhao, L. (2013, June). Case study: Thermal enhance Bohai offshore heavy oil recovery by co-stimulation of steam and gases. En SPE heavy oil conference-Canada. Society of Petroleum Engineers.
<https://doi.org/10.2118/165410-ms>
- Svrcek, W. Y., & Mehrotra, A. K. (1982). Gas solubility, viscosity, and density measurements for Athabasca bitumen. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 21(04).
<https://doi.org/10.2118/82-04-02>
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR screening criteria revisited—part 2: applications and impact of oil prices. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03), 199-206.
<https://doi.org/10.2118/39234-pa>
- Trevisan, O. V., Laboissiere, P., & Monte-Mor, L. S. (2013, June). Laboratory study on steam and

- flue gas co-injection for heavy oil recovery. En SPE Heavy Oil Conference-Canada. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/165523-ms>
- Trigos, B. E. M., Rueda, N. S. F., Rodriguez, P. E., Rivera de la Ossa, J. E., & Naranjo Suarez, C. E. (2013, July). Key strategies in the heat management for steamflooding projects, Teca Field Application. En SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Trigos, E. M., Avila, R. D., Lozano, M. E., Jimenez, A. M., & Osorio, C. A. (2016, October). Strategies to increase production in a colombian heavy oil field with cyclic steam stimulation. En SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/181198-ms>
- Trigos, E. M., Gonzales, A., Pinilla Torres, J. M., Munoz, S., & Mercado Sierra, D. P. (2010, January). Feasibility study of applying steam flooding in a reservoir with high shale/sand: Teca Field. En Trinidad and Tobago Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Trigos, E. M., Lozano, M. E., & Jimenez, A. M. (2018, April). Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen. En SPE Improved Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Valbuena, E., Bashbush, J. L., & Rincon, A. C. (2009, January). Energy Balance in Steam Injection Projects Integrating Surface-Reservoir Systems. En Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/121489-ms>
- Villaquirán Vargas, A. P., Rodríguez Castelblanco, A. X., & Muñoz Navarro, S. F. (2017). Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua

- de vapor utilizando generadores de vapor en fondo. *Revista Ion*, 30(2), 65-77.
- Wang, C., Zhong, L., Li, J., Chen, G., Zang, Y., & Wei, F. (2015, October). Laboratory study on steam and nitrogen co-injection for mid-deep heavy oil reservoirs. En *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/175266-ms>
- Wang, Z., & 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>
- Wang, Z., Li, Z., Lu, T., Yuan, Q., Yang, J., Wang, H., & Wang, S. (2017, August). Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of flue gas assisted steam flooding. En *Carbon Management Technology Conference*. Carbon Management Technology Conference.
- Watkins, D. R., Kalfayan, L. J., & Blaser, S. M. (1987, January). Cyclic steam stimulation in a tight clay-rich reservoir. In *SPE California Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2523/16336-ms>
- Willhite, G. and Green, D., 1998. *Enhanced Oil Recovery*. 2nd ed. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers,.
- Yepes, L., (5 de diciembre de 2018). El Impuesto Al Carbono: Tiempo De Cambios. *Portafolio*. <https://www.portafolio.co/opinion/luis-augusto-yepes/el-impuesto-al-carbono-tiempo-de-cambios-analisis-524116>
- Zhang, F. Y., Xu, W. K., & Liu, X. H. (2015). Study of mechanisms of enhanced oil recovery by multi-thermal fluids. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 9(1), 1-8. <https://doi.org/10.3968/6644>
- Zhang, P. Y., Huang, S., Sayegh, S., & Zhou, X. L. (2004, January). Effect of CO₂ impurities on

gas-injection EOR processes. In *SPE/DOE symposium on improved oil recovery*. Society of Petroleum Engineers.

Zhang, T. (2016). *Systematical Studies of Mechanisms of Multi-thermal Fluid Stimulation for Heavy Oil Recovery* (Tesis de maestría). University of Calgary, Calgary, Canadá.

Zhong, L., Dong, Z., Hou, J., Li, Y., Sun, Y., Zhao, L., ... & Qin, F. (2013, July). Investigation on principles of enhanced offshore heavy oil recovery by coinjection of steam with flue gas. En *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
<https://doi.org/10.2118/165231-ms>

Apéndices

Apéndice A. Análisis de sensibilidad del enmallado

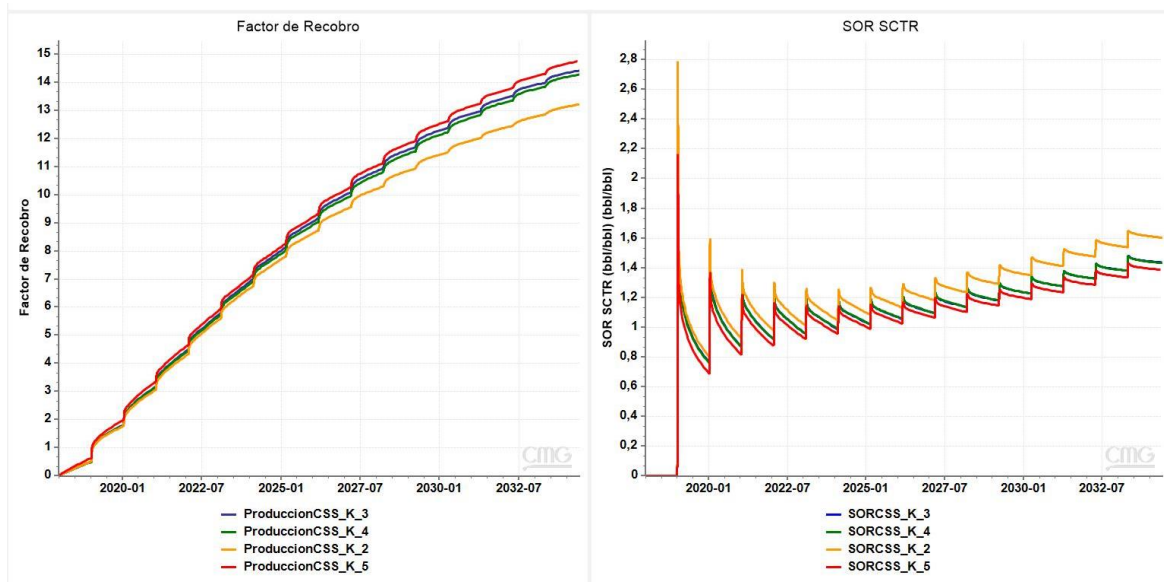
El objetivo de este análisis es obtener un modelo conceptual que represente los fenómenos que ocurren durante el proceso CSS, y posteriormente la inyección híbrida, sin recurrir a tiempos de simulación extenuantes. Para ello se estudió el impacto de las divisiones en Z, seguido de las divisiones en R, y por último las divisiones en Theta, en el comportamiento de 15 ciclos de un proceso CSS que consta de: 6 días de inyección de 2740 BWE de vapor con calidad del 65% a una temperatura de 558 °F, 2 días de remojo, y 365 días de producción. Al final, se estudió el área del patrón y su influencia en los resultados. El enmallado inicial consta de 514 divisiones en K, 25 divisiones de R, y 1 división en theta.

A.1 Dirección Z

El tamaño de celda en la dirección K del enmallado fue realizado con los valores de 2,3,4 y 5 pies, los cuales se definieron mediante el módulo *Builder* del software CMG. El comportamiento del factor de recobro en los casos de 3,4 y 5 pies fue similar, por otra parte, el caso de 2 pies muestra una ligera desviación, de igual manera ocurrió con el comportamiento en CSOR; teniendo en cuenta que todos los casos se presentó un comportamiento similar y la diferencia de tiempo de simulación entre 2 y 5 pies fue de aproximadamente 1 hora, se selecciona el tamaño de celda de 5pies aproximadamente en dirección K (Figura A1).

Figura A1.

Sensibilidad del modelo en dirección K.

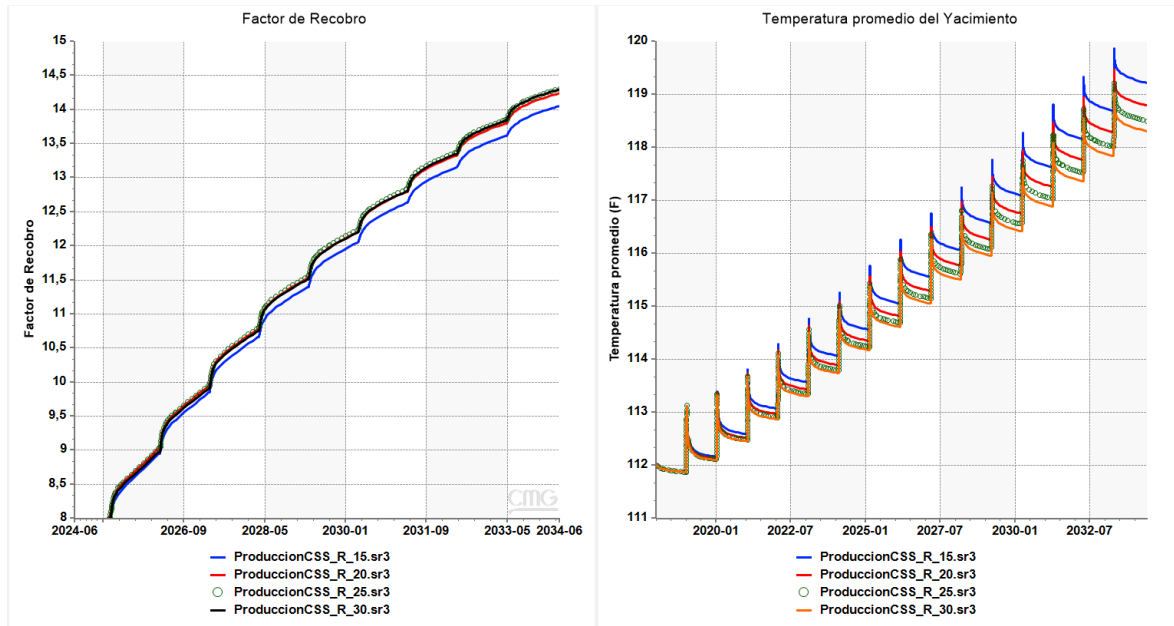


A.2 Dirección en R

Las variaciones fueron realizadas con 15, 20, 25 y 30 divisiones en R; en todos los casos el tamaño de cada división fue generada automáticamente con una escala logarítmica basada en un área superficial de 5 acres. El factor de recobro simulado de los modelos de 25 y 30 divisiones muestra un comportamiento similar, mientras que, los modelos de 20 y 15 divisiones presentan una leve variación. No obstante, en este caso la elección no se realizó únicamente por el tiempo de simulación, sino que, se consideraron mayores divisiones con el fin de capturar los fenómenos que ocurren en las cercanías de la cara del pozo, como lo es la zona calentada. De este modo, se seleccionaron 25 divisiones en R, lo cual es una aceptable resolución de las cercanías del pozo considerando la zona caliente generada por la estimulación térmica, permitiendo al mismo tiempo disminuir a la mitad los tiempos de simulación respecto al modelo de 30 divisiones (figura A2).

Figura A2.

Sensibilidad del modelo en dirección R.

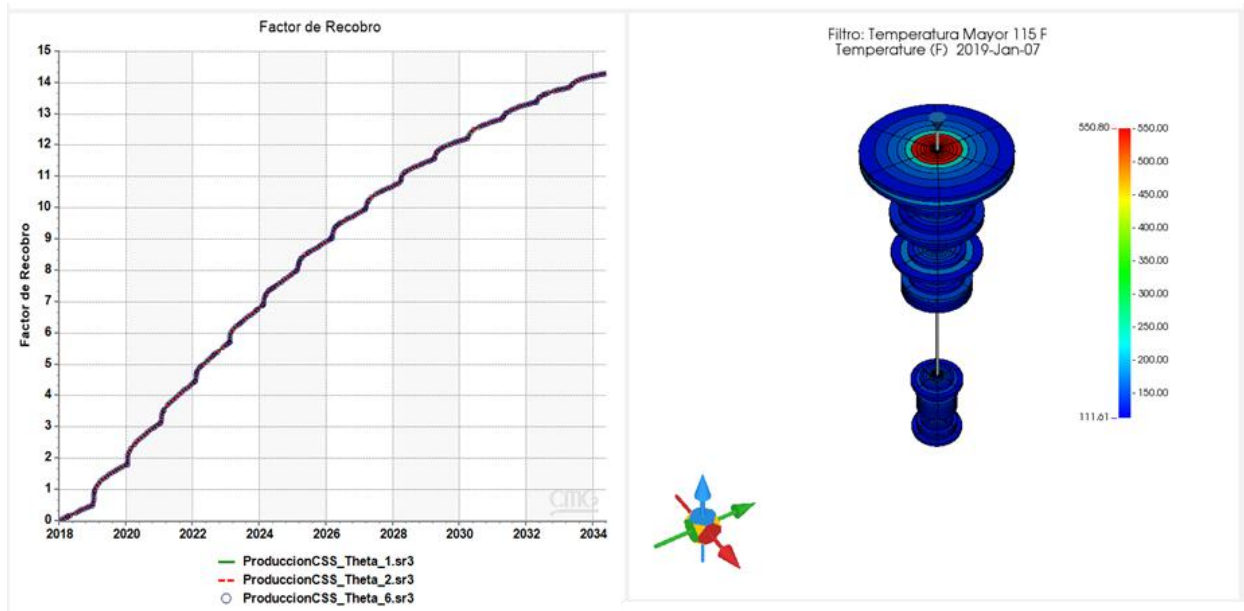


A.3 Dirección en Theta

Es importante estudiar el comportamiento de este modelo de simulación en las divisiones en dirección radial o Theta, puesto que, bajo ciertas condiciones permitirá estudiar la canalización del vapor por una dirección preferencial. Sin embargo, en este caso, el modelo es conceptual y homogéneo, mostrando simetría en esta dirección como se puede observar tanto en los resultados del factor de recobro como en el perfil de temperatura. De este modo, se seleccionó un modelo con una única división en *Theta*, puesto que, este permite obtener los mismos resultados con un tiempo de simulación 9 veces inferior respecto al modelo de 6 divisiones (figura A3).

Figura A3.

Sensibilidad del modelo en dirección Theta.



Nota: La sección izquierda de la imagen muestra el comportamiento del factor de recobro, mientras que, la sección derecha representa únicamente las celdas en las que se presenta transferencia de calor (temperatura mayor a la inicial) al finalizar la primera etapa de inyección de vapor del proceso CSS.

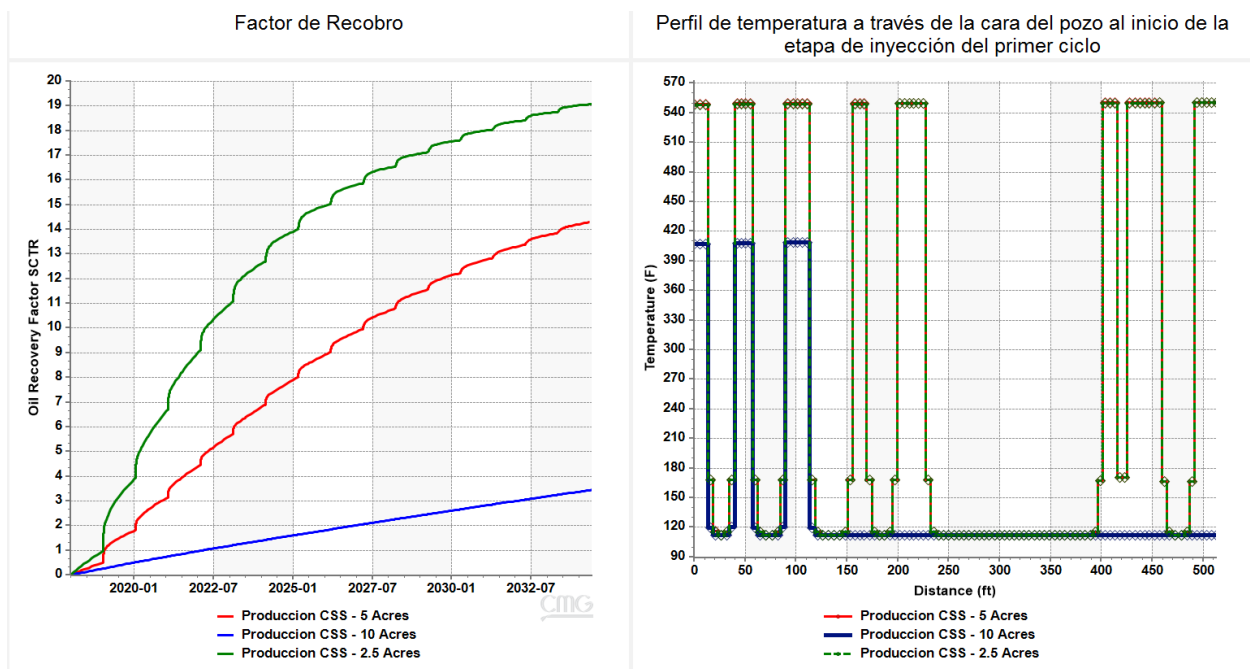
A.4 Área del Patrón

Es importante definir el área superficial del patrón para evaluar adecuadamente el proyecto de recobro mejorado, puesto que, una variación del área implicará considerar mayor o menor petróleo en sitio y por tanto se afectará el cálculo del factor de recobro, aun cuando se produzca la misma cantidad de petróleo. Además, manteniendo las divisiones radiales del modelo pero aumentando el área del patrón, la resolución de la zona caliente del proceso CSS disminuye. Como se observa en la temperatura a lo largo del pozo inyector en la primera etapa de inyección del proceso CSS (figura A4), la resolución afectará la distribución de la temperatura de la zona caliente y por tanto los cálculos obtenidos especialmente en el modelo de 10 acres, en el cual una mayor

cantidad de crudo viscoso en el modelo limita la inyectividad del vapor. Los modelos de 2,5 y 5 acres presentan una zona caliente similar y se diferencian en el factor de recobro obtenido. Considerando los valores comunes de factor de recobro del proceso CSS en este campo y congruente con lo reportado por se seleccionó el modelo de 5 acres.

Figura A4.

Sensibilidad del modelo a el área superficial considerada.



Nota: La sección izquierda de la imagen muestra el factor de recobro para cada caso, mientras que, en la sección derecha se presenta el perfil de temperatura a través de la cara del pozo durante el inicio de la etapa de inyección del primer ciclo.

Apéndice B. Análisis de sensibilidad del proceso CSS

Para este estudio se seleccionaron, de acuerdo con la revisión bibliográfica, los siguientes parámetros operacionales: tiempo de inyección, tiempo de remojo, tiempo de producción, y calidad del vapor. En este caso se utilizó la herramienta CMOST con el fin de no simular las posibles 375

combinaciones de parámetros operacionales, definiendo los anteriores parámetros como variables discretas y utilizando el motor predeterminado de *Response Surface Methodology* (RSM) para el diseño de experimentos, puesto que, con este motor y a diferencia del motor Un parámetro al Tiempo (OPAAT), se puede conocer no solo los efectos individuales de cada uno de los parámetros operacionales en las funciones objetivos (son los resultados de la simulación que queremos analizar cómo puede ser el factor de recobro, la presión, la temperatura, entre otros) sino que también es posible obtener un modelo proxy, el cual es una función matemática capaz de reproducir los resultados del simulador a partir de los resultados arrojados por unas corridas base (Monsalve Parra et al., 2016), y de este modo construir un modelo Linear + Cuadrático + Interacción para conocer las relaciones no lineales de los parámetros respecto una función objetivo y evidenciar si existe un efecto combinado de parámetros en los resultados; en cuanto a la configuración del motor para la construcción del modelo proxy se mantuvo por defecto. En la tabla B.1 se muestran los valores que pueden tomar cada una de estas variables discretas, basados en los valores encontrados en la literatura presentada en la sección 3.4. Por otra parte, la tasa y temperatura de inyección del vapor se mantuvieron constantes den 2740 BWE y 558 °F respectivamente, puesto que, estos son valores operacionales característicos del estudio.

Tabla B.1

Parámetros operacionales incluidos en el análisis de sensibilidad del proceso CSS.

Parámetro Operacional	Valores discretos
Tiempo de Inyección [días]	6, 7, 8, 9, 10
Tiempo de Remojo [días]	1, 2, 3, 4, 5

Tiempo de Producción [días]	180, 270, y 365
Calidad del Vapor [fracción]	0.50, 0.55, 0.60, 0.65, y 0.70

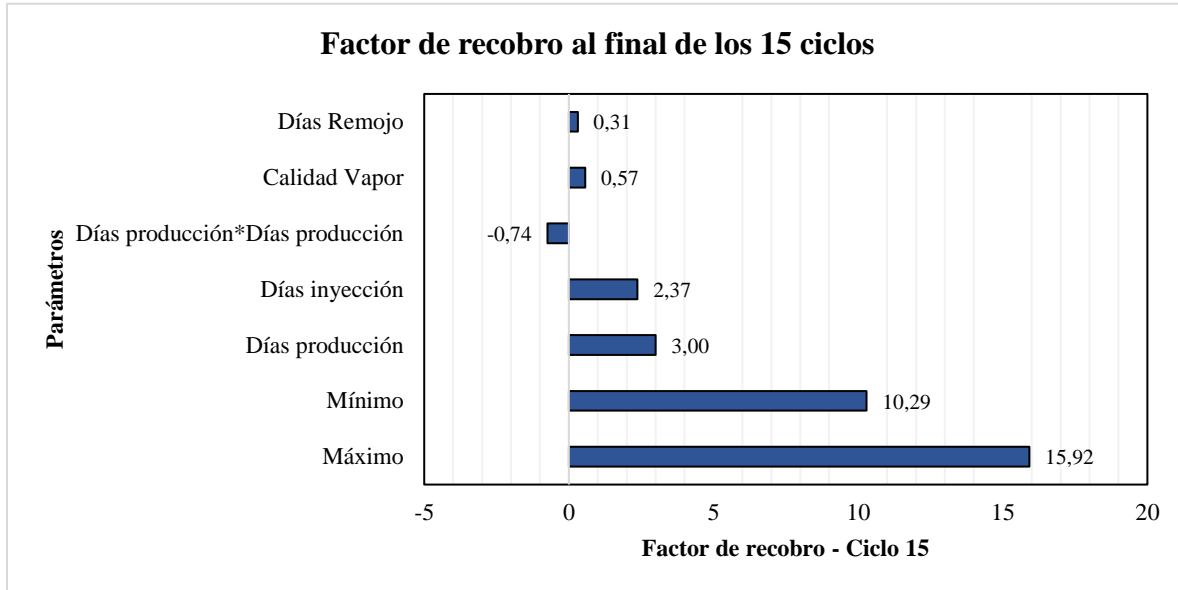
En todos los escenarios se parametrizó la duración del ciclo con el fin de poder realizar la evaluación en 5 ciclos, 10 ciclos y 15 ciclos del proceso CSS, esto quiere decir que los escenarios no fueron evaluados en una fecha fija (por ejemplo 5960 días correspondientes a la duración de 15 ciclos de 6 días de inyección, 2 de remojo, y 365 de producción), sino que por el contrario se evaluaron en fichas dinámicas, las cuales depende de la duración del ciclo (por ejemplo al cumplirse 15 ciclos independientemente de si esto ocurre en 5960 días o 3185 días, correspondiente esta última duración a un escenario de 6 días de inyección, 2 días de remojo y 180 días de producción).

B.1 Factor de Recobro

El diagrama de tornado, que tiene un ajuste $R^2=0.998$, permite establecer que en el mejor escenario (10 días de inyección de vapor con una calidad de 65%, 2 días de remojo, y 365 días de producción) se podría obtener un factor de recobro 15.92% al final de los 15 ciclos, mientras que, en el peor escenario (5 días de inyección de vapor con una calidad de 55%, 2 días de remojo, y 180 días de producción) se obtendría un valor de 10.29% (Figura B1). En términos generales, los cuatro parámetros operacionales evaluados tienen una relación directa con el factor de recobro, por ejemplo, aumentar únicamente los días de producción de 180 a 365 días por ciclo conllevan a aumentar el factor de recobro en 2.37%; si bien, esta relación no es completamente lineal, sino que existen efectos cuadráticos (representador por días de producción*días de producción) que pueden afectar negativamente el factor de recobro en un 0.74%.

Figura B1.

Diagrama de tornado para el factor de recobro del proceso CSS

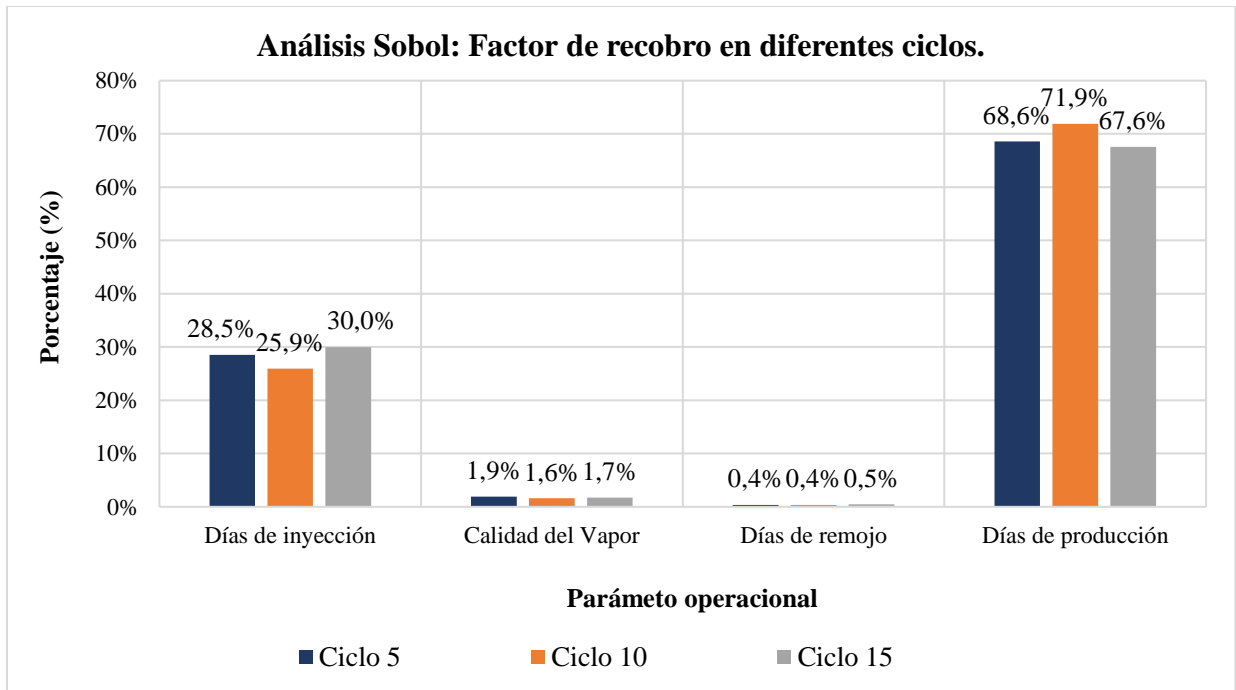


De la gráfica anterior también se puede evidenciar que los parámetros que mayor impacto tienen en el factor de recobro evaluado al finalizar los 15 ciclos son los días de producción y los días de inyección. Lo anterior es corroborado del análisis Sobol (figura B2), que cuantifica en porcentaje el impacto de cada una de las variables operaciones en la función objetivo (en este caso es el factor de recobro), y demuestran que los días de producción tienen un impacto de alrededor del 70% en el factor de recobro no solo evaluado en 15 ciclos sino también en 5 y 10 ciclos, es decir, durante toda la estimulación térmica. Asimismo, los días de inyección tienen un impacto del alrededor del 30%. Por el contrario, los días de remojo y la calidad del vapor no tienen un impacto (menor al 2%) en la recuperación de aceite. Se destaca que no se presentaron efectos combinados importantes (menor al 1%) entre los parámetros operacionales evaluados, lo cual permite decir que

estos son independientes los unos de los otros y pueden ser analizados individualmente respecto al factor de recobro.

Figura B2.

Análisis Sobol para el factor de recobro evaluado a 5,10, y 15 ciclos del proceso CSS



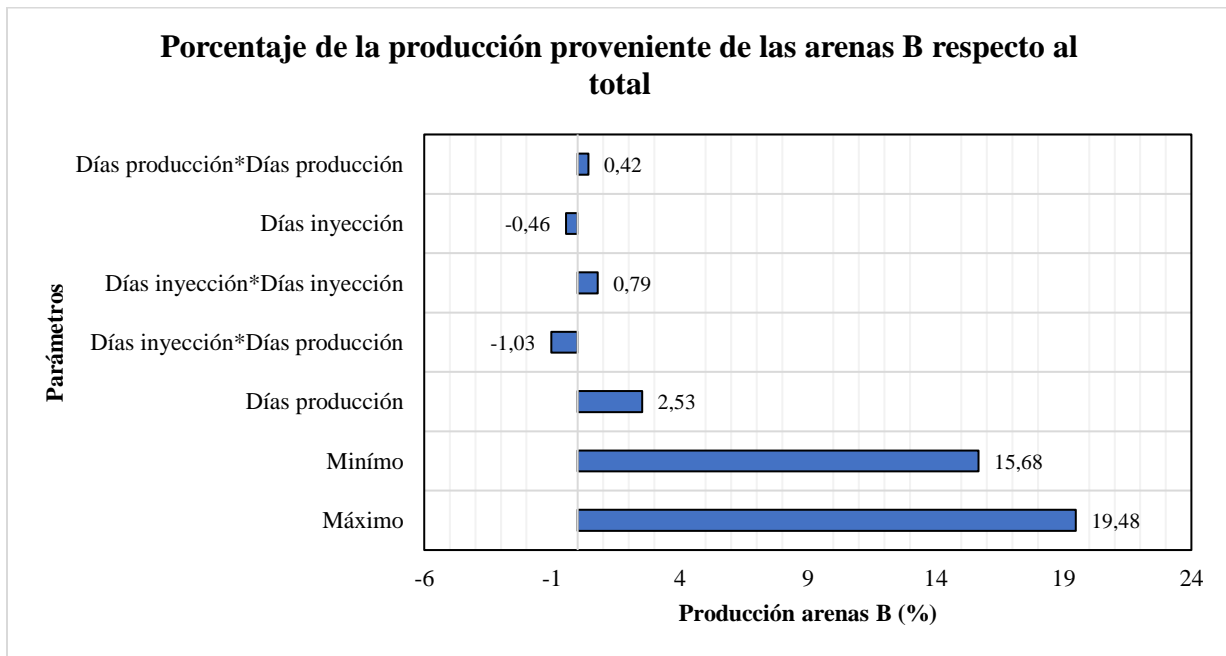
Nota: La grafica presenta el impacto de cada parámetro operacional en el factor de recobro evaluado en diferentes tiempos. Por ejemplo, los días de producción tienen un efecto del 68.6% en el factor de recobro de los primeros 5 ciclos del proceso, mientras que, al evaluar los 10 ciclos del proceso este mismo parámetro tiene un efecto del 71.6%. Esto con el fin de entender que este parámetro es importante no solo en etapas tempranas y sino también tardías.

Aunque el factor de recobro sí presenta una variación en relación con los parámetros operacionales evaluados, estos últimos no tienen efecto en la producción proveniente de las arenas inferiores. Por tanto, se evaluó el porcentaje de la producción de las arenas B en relación con la producción total, y mediante el diagrama de tornado con un $R^2=0.996$ (figura B3), se encontró que este porcentaje está acotado por los límites del mejor y el peor escenario que corresponden al

19.48% y 15.56%, siendo que esta variación está principalmente explicada por los días de producción y los días de inyección en una relación no lineal y con efectos de interacción entre parámetros. El aumento de los días de inyección no corresponde a un aumento de la producción proveniente de las arenas B, puesto que, en cualquier escenario al final de los 15 ciclos aproximadamente el 96% de la cantidad del vapor inyectado (independientemente de cuantos días de inyección se establezcan) penetrará las arenas A, de modo que, en ningún caso las arenas B serán estimuladas correctamente y por tanto no se añadirá la suficiente energía para que el crudo contenido en estas arenas disminuya su viscosidad y pueda fluir con mayor facilidad.

Figura B3.

Diagrama de tornado para el porcentaje de producción proveniente de las arenas B.

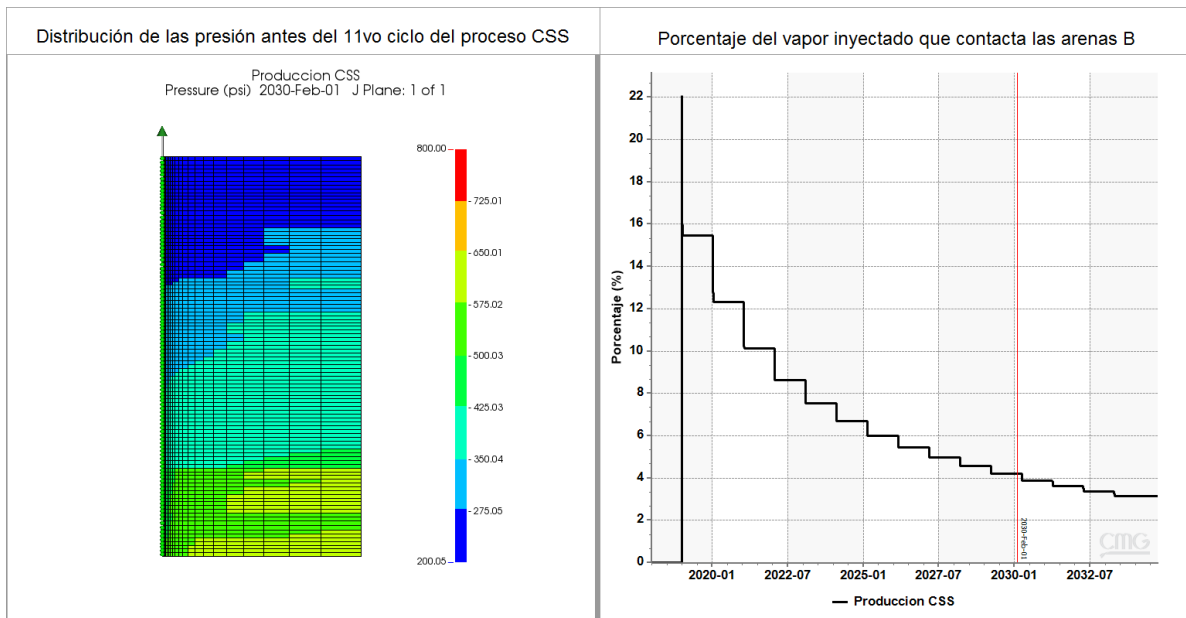


Nota: No se incluyeron los parámetros o relaciones de parámetros que provocan un efecto menor del 0.3% en la producción proveniente de las arenas B respecto al total de la producción, por tanto, la calidad del vapor y los días de remojado tienen un efecto menor a este porcentaje y no fueron graficados.

La explicación de la distribución del vapor en cada una de las arenas y su independencia con los parámetros operacionales al inicio del proceso CSS es explicado porque las arenas B tienen una mayor presión (están ubicadas a mayor profundidad) y peores propiedades petrofísicas (en especial la permeabilidad horizontal) en relación con las arenas A (figura B4), lo cual conlleva a que el vapor penetre principalmente las arenas A y la producción provenga principalmente de estas. En ciclos posteriores de la estimulación térmica, este fenómeno de distribución de vapor será más evidente, porque las arenas A estarán más depletadas debido a que estas han recibido mayor transferencia de energía y han drenado más fluidos respecto a las arenas B, de modo que, el vapor que será inyectado tendrá preferencia en fluir a zonas con menor presión, es decir, las arenas A.

Figura B4.

Distribución de presión y porcentaje de vapor inyectado en las arenas B del proceso CSS.



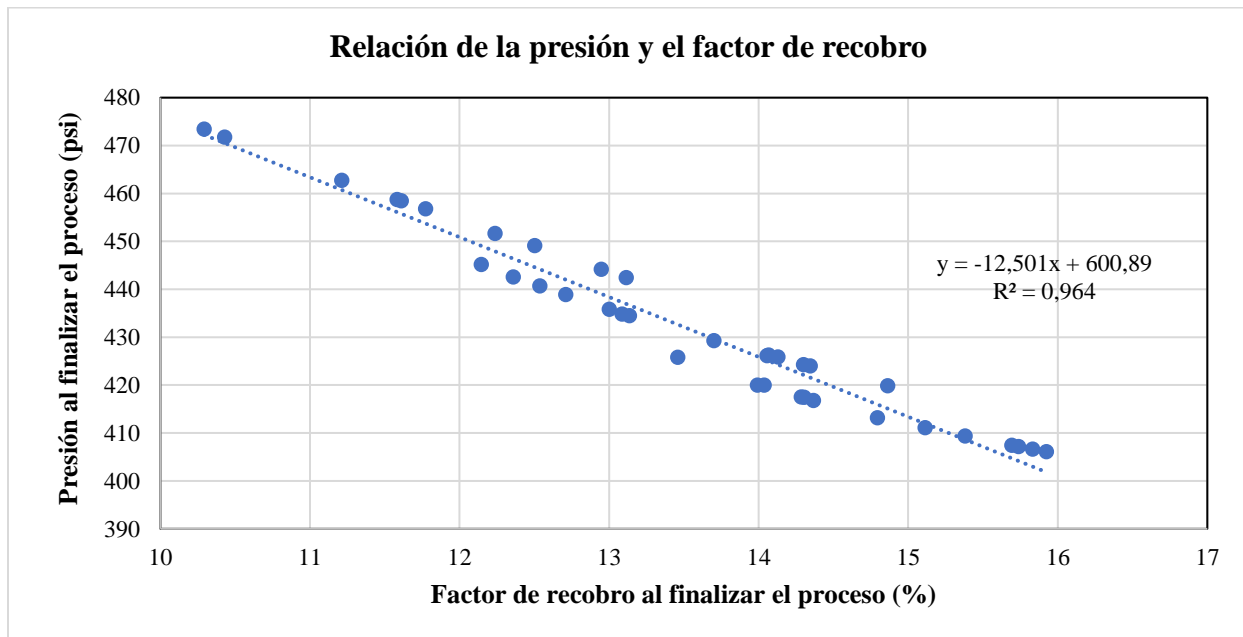
Nota: En la izquierda de la figura se muestra la distribución de presión antes del 11vo ciclo del proceso CSS, mientras que, a la derecha se observa el porcentaje del vapor inyectado que contacta las arenas B respecto al total.

B.2 Presión promedio del yacimiento.

En general, la presión promedio del yacimiento al final de los 15 ciclos del proceso CSS está directamente relacionada con el factor de recobro alcanzado (figura B5), de hecho, el escenario que alcanza el mayor factor de recobro es el que tiene una menor presión promedio al final de los 15 ciclos, lo mismo ocurre con el escenario de menor factor de recobro que tiene una mayor presión promedio. Esto ocurre puesto que la presión se relaciona con la energía del yacimiento para producir los fluidos, y como menciona en la sección 2.1.1.3, la etapa de producción de los fluidos es un proceso de depleción del yacimiento.

Figura B5.

Relación de la presión y el factor de recobro en un proceso CSS

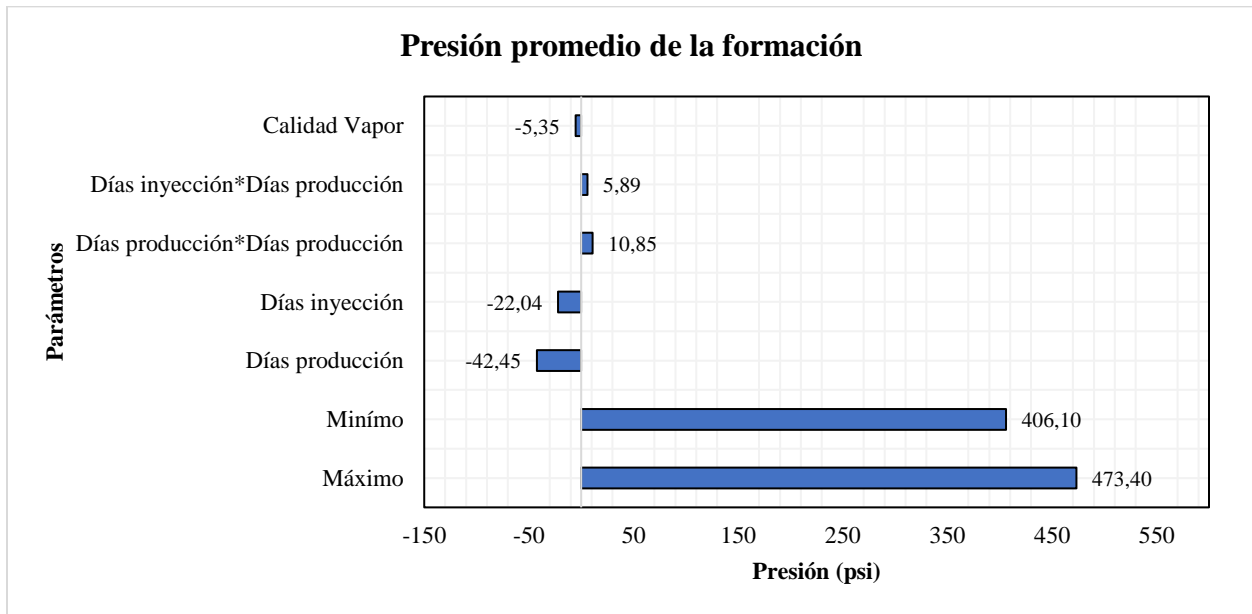


Nota: En la figura se presentan todos los escenarios generados por el motor RSM del módulo CMG independientemente de los parámetros operacionales utilizados; la presión graficada corresponde a la presión promedio de todo el modelo al finalizar los 15 ciclos del proceso CSS.

Aunque la variación de la presión promedio del yacimiento al final del proceso no es mayor a 63 psi (473 psi en el mejor escenario y 406 psi en el peor escenario), se destaca que aumentar los días de producción disminuye esta función objetivo porque ocasiona el drenaje de fluidos en el yacimiento que disminuye la energía del yacimiento, en ese mismo orden de ideas, el aumento de los días de inyección realizará un mantenimiento de presión, permitiendo que el crudo tenga mayor facilidad de flujo en el yacimiento y aumente el drenaje (figura B6).

Figura B6.

Diagrama de tornado para la presión del yacimiento al finalizar 15 ciclos del proceso CSS.



Nota: No se incluyendo los parámetros o relaciones de parámetros que provocan un efecto menor de 5 psi la presión de la formación al finalizar los 15 ciclos del proceso, por tanto, los días de remojo tienen un efecto menor a este valor y no fueron graficados.

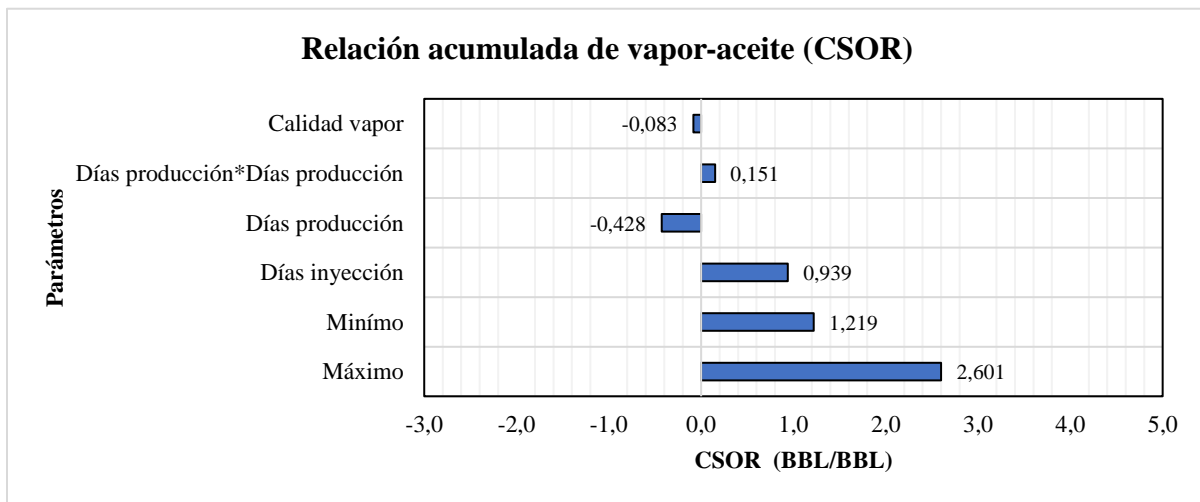
B.3 Relación Acumulada Vapor-Aceite.

Está relación está controlada por la cantidad de vapor inyectada y la cantidad de petróleo extraído. Mayores días de inyección se traducirán en mayor vapor inyectado provocando que el CSOR aumente en un 1.21 BBL/BBL, mientras que, mayores días de producción significarán una

mayor recuperación de petróleo y por ende disminuirá el CSOR en un 0.42 BBL/BBL. El tiempo de remojo no impacta en esta función objetivo puesto que durante este tiempo no se está inyectando vapor ni produciendo fluidos. La calidad del vapor no afecta pronunciadamente esta relación, principalmente porque esta relaciona las cantidades de fluidos, pero no la cantidad de energía. Del gráfico de tornado, presentado en la figura B7, también se obtiene que el CSOR puede ser de un máximo de 2.66 (escenario de 10 días de inyección de vapor de al 60%, 3 días de remojo, y 180 días de producción), mientras que, el valor mínimo del CSOR obtenido sería de 1.22 (escenario de 5 días de inyección de vapor de al 70%, 4 días de remojo, y 365 días de producción); se destaca que el mejor y peor escenario del CSOR no corresponden a los mismos del mejor y peor escenario del factor de recobro y presión promedio del yacimiento.

Figura B7.

Diagrama de tornado para el CSOR al finalizar 15 ciclos del proceso CSS.

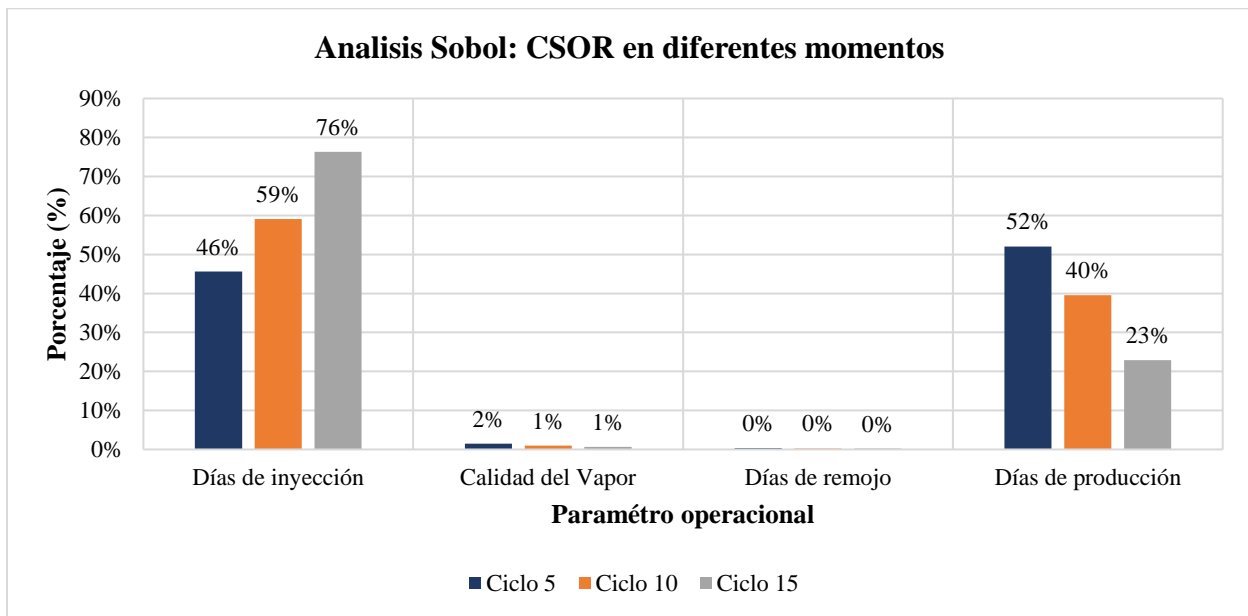


Nota: No se incluyeron los parámetros o relaciones de parámetros que provocan un efecto menor den el CSOR de 0.08 BBL/BBL al finalizar los 15 ciclos del proceso, por tanto, los días de remojo tienen un efecto menor a este valor y no fueron graficados.

El comportamiento del CSOR descrito anteriormente no solo ocurre si se evalúa este parámetro al final de los 15 ciclos, sino que, también muestra una tendencia similar al quinto y decimo ciclo, resaltando que los días de inyección y producción son los más influyentes (figura B8). No obstante, en ciclos tempranos del proceso los días de inyección no tienen tanto impacto como en ciclos tardíos, porque en estos últimos se requiere inyectar mayor cantidad de vapor para obtener la misma cantidad de petróleo que en ciclos tempranos (Gallant et al., 1993).

Figura B8.

Análisis Sobol para el CSOR en diferentes momentos del proceso CSS.



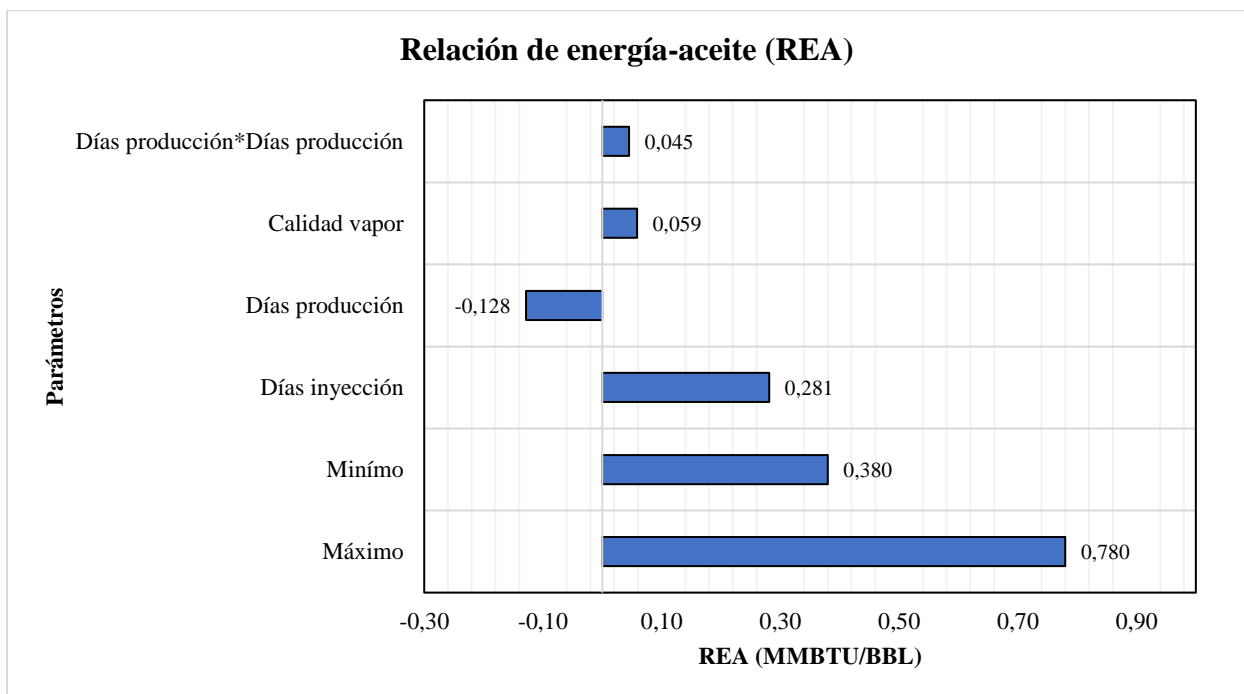
Nota: La grafica presenta el impacto de cada parámetro operacional en el CSOR evaluado en diferentes tiempos. Por ejemplo, los días de inyección tienen un efecto del 46% en el CSOR en el quinto ciclo del proceso, mientras que, al evaluar los 15 ciclos del proceso este mismo parámetro tiene un efecto del 76%, de modo que, un parámetro puede ser más importante en etapas tempranas y menos importante en etapas tardías.

Esta relación también puede analizarse no por cantidades de fluidos, sino energéticamente mediante la relación de energía-aceite (REA), que analiza cuantos millones de BTU deben ser

obtenidos para obtener 1 barril de aceite, y que se presente el diagrama de tornado en la figura B9, pudiendo establecer que en el mejor escenario se obtendría un REA de 0.38 MMBTU/STB y en el peor escenario se obtendría 0.78 MMBTU/STB. En este caso el comportamiento de los días de inyección, remojo y producción es muy similar al observado en el CSOR, no obstante, la calidad del vapor juega un papel levemente más importante debido a que esta variable sí afecta directamente la energía inyectada, de modo que, se querrá tener una mayor calidad de vapor en el fondo de pozo para disminuir el REA y que el proceso sea más eficiente energéticamente. En ningún escenario se obtuvieron valores superiores al 5 BBL/STB mencionados por Sheng como un límite técnico-económico de referencia del proceso CSS.

Figura B9.

Diagrama de tornado para la REA al final del proceso CSS.



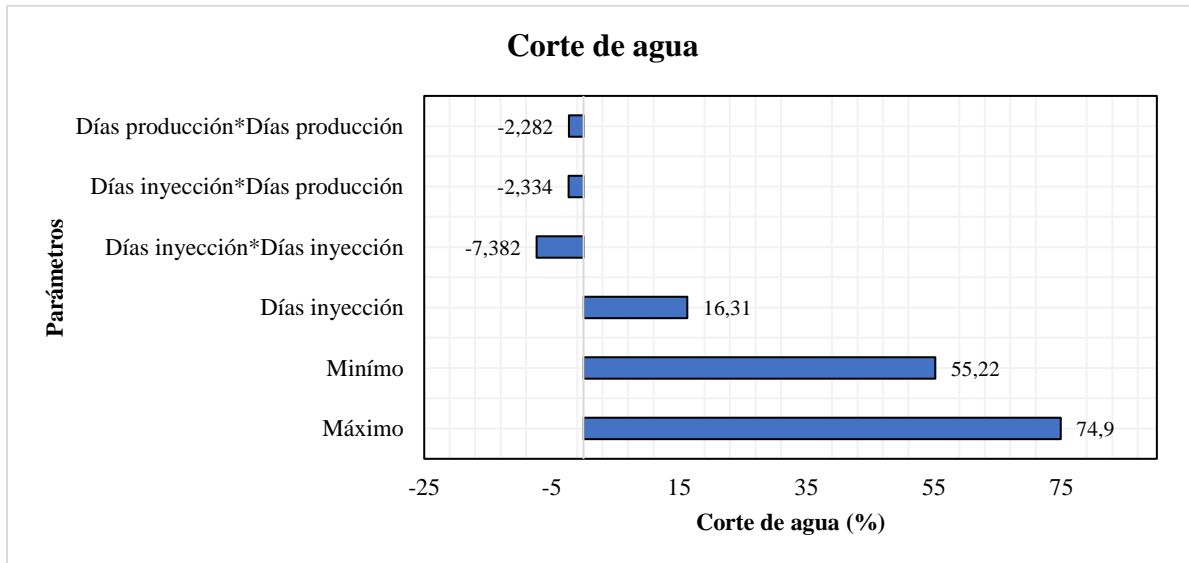
Nota: No se incluyeron los parámetros o relaciones de parámetros que provocan un efecto menor de 0.02 MMBTU/BBL en el REA al finalizar los 15 ciclos del proceso, por tanto, los días de remojo tienen un efecto menor a este valor y no fueron graficados.

B.4 Corte de agua.

La producción de agua del proceso tiene dos fuentes principales; el agua connata del yacimiento, y la proveniente del vapor al condensarse en el yacimiento. La primera fuente es propia de los datos de entradas del yacimiento, mientras que, la segunda tendrá una relación con la cantidad de vapor que sea inyectado, es decir, los días de inyección. De este modo, aumentar de 5 a 10 días de inyección conlleva a que haya mayor cantidad de vapor en el yacimiento que posteriormente condensará y será producido, aumentando el corte de agua. No obstante, esta no es una relación lineal (evidenciada por el impacto de los días de inyección*días de inyección) porque mayores días de inyección no solo conlleva a que haya mayores cantidades de vapor condensado para ser producidos, sino que también incrementará la cantidad de petróleo producido (apéndice B10) y por tanto el corte de agua disminuirá (figura B10).

Figura B10.

Diagrama de tornado para el corte de agua al final del proceso CSS.



Nota: No se incluyendo los parámetros o relaciones de parámetros que provocan un efecto menor de 0.02 MMBTU/BBL en el REA al finalizar los 15 ciclos del proceso, por tanto, los días de remojo, días de producción y calidad de vapor tienen un efecto menor a este valor y no fueron graficados.

Apéndice C. Composición y cantidad del *Flue gas* asociado a la generación de vapor

Los generadores de vapor generalmente utilizan diésel, propano o gas natural, y, dependiendo del combustible que sea utilizado se condicionará los productos de las reacciones de combustión (Villaquirán et al., 2017). Dependiendo de la composición del gas y su poder calorífico se necesitará mayores o menores moles de gas para poder producir una cantidad de vapor mediante una reacción de combustión. Debido a que, se espera obtener vapor en los productos de la reacción, la cantidad de energía liberada durante la combustión es cuantificada por el poder calorífico mínimo o LHV (*Lower Heating Value*). En la tabla C.1 se presenta la composición molar del gas natural del campo Cusiana, el cual será utilizado como combustible; asimismo se presenta

los valores del poder calorífico mínimo (BTU/pies^3) de cada componente, reportados en la literatura, considerando todos estos como gases ideales a condiciones estándar (14.696 psi y 60 °F), y, sin contenido de vapor de agua (McCain, 1990). El poder calorífico mínimo de la mezcla gaseosa, considerando esta como un gas ideal, fue calculado utilizando la ecuación C1.

$$\text{LHV}_{\text{ideal}} = \sum_i^n y_i * \text{LHV}_i \tag{C1}$$

Tabla C.1

Composición del gas de Cusiana

Componente	Fracción Molar (y_i)	LHV _i [BTU/pies^3]
CH ₄	0.82754	909.4
C ₂ H ₆	0.09986	1616.7
C ₃ H ₈	0.03586	2314.9
C ₄ H ₁₀	0.01056	3000.4
C ₅ H ₁₂	0.00137	3699
C ₆ H ₁₄	0.00016	4403.6
CO ₂	0.01926	0
N ₂	0.00539	0
Total	1,00000	1034.46 BTU/pies^3

Se puede observar que el poder calorífico mínimo calculado para la mezcla de gas es $1034.46 \text{ BTU}/\text{pies}^3$. Sin embargo, es necesario tener esta cantidad de energía liberada en relación con los moles del gas, y, considerando este como un gas ideal, podemos decir que, un mol de gas corresponde a $0,791048 \text{ pies}^3$, por tanto, tenemos que el poder calorífico mínimo del gas es $818.25 \text{ BTU}/\text{mol}$.

Entonces se plantearon la reacción de combustión del gas Cusiana, la cual puede ser expresada por las reacciones individuales de cada uno de los componentes de la mezcla gaseosa. En procesos de combustión es común emplear exceso de aire respecto a la cantidad estequiométrica necesaria (φ), con el fin de aumentar las oportunidades de combustión completa, es decir, logrando que todos los componentes combustibles se queman totalmente durante el proceso (Cengel & Boles, 2011). La estequiometria de la combustión completa para cada componente del gas está presentada en la tabla C2. Para este caso se considerará un exceso de aire del 15%, es decir, $\varphi=1.15$.

Tabla C.2

Reacciones de combustión completa para los componentes puros del gas de Cusiana.

Estequiometria los componentes del gas de Cusiana
$CH_4 + \varphi 2O_2 + \varphi 2(3.76)N_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O_{(v)} + (\varphi - 1)O_2 + \varphi 7.52N_2$
$C_2H_6 + \varphi 3.5O_2 + \varphi 3.5(3.76)N_2 \rightarrow 2CO_2 + 3H_2O_{(v)} + (\varphi - 1)O_2 + \varphi 13.16N_2$
$C_3H_8 + \varphi 5O_2 + \varphi 5(3.76)N_2 \rightarrow 3CO_2 + 4H_2O_{(v)} + (\varphi - 1)O_2 + \varphi 18.8N_2$
$C_4H_{10} + \varphi 6.5O_2 + \varphi 6.5(3.76)N_2 \rightarrow 4CO_2 + 5H_2O_{(v)} + (\varphi - 1)O_2 + \varphi 24.44N_2$
$C_5H_{12} + \varphi 8O_2 + \varphi 8(3.76)N_2 \rightarrow 5CO_2 + 6H_2O_{(v)} + (\varphi - 1)O_2 + \varphi 30.08N_2$
$C_6H_{14} + \varphi 9.5O_2 + \varphi 9.5(3.76)N_2 \rightarrow 6CO_2 + 7H_2O_{(v)} + (\varphi - 1)O_2 + \varphi 35.72N_2$
$CO_2 \rightarrow CO_2$
$N_2 \rightarrow N_2$

Dependiendo de los parámetros del generador de vapor y la calidad del vapor que sean definidos, se calculara la cantidad de moles de gas que deben reaccionar para obtener un barril de

vapor a las condiciones especificadas. En general, los generadores de vapor utilizados en operaciones de campo producen un vapor con calidad del 80%, con presiones de inyección que pueden variar entre 1000 psi y 2500 psi, asimismo, se debe considerar la eficiencia térmica del generador que no es mayor al 90% (Ali, 1997; Valbuena et al., 2009). Los parámetros utilizados para la generación del vapor son presentados en la tabla C3, asimismo, se presenta el calor sensible del agua (h_w) y el calor latente del vapor (L_v) a las condiciones de presión y temperatura de saturación reportadas en la literatura (Cengel & Boles, 2011).

Tabla C3

Condiciones de la generación del vapor

Propiedades	Valor	Unidades
Barriles de agua	1	Bbl
Presión de inyección	1100	psi
Temperatura de saturación	556	°F
Calor sensible del agua (h_w)	557.21	BTU/lbm
calor latente del vapor (L_v)	631.21	BTU/lbm
Calidad del vapor (X)	80	%
Eficiencia térmica del generador	85	%

Con base en la calidad del vapor se calcula la entalpia del vapor húmedo H_{vh} que es definido por la ecuación C.2.

$$H_{vh} = h_w + XL_v \quad (C.2)$$

El cálculo será realizado para un barril de vapor, por tanto, se debe calcular la masa de este para conocer cuál es su entalpía. La masa del vapor de un barril (5.615 scf) puede ser calculado utilizando la densidad del agua (62.4 lbm/scf), debido a que, la masa se conserva. De esta manera, podemos afirmar que la masa de un barril de vapor es de 350.5 lbm. Consecuentemente un barril de vapor tendrá una entalpía 372346.60 BTU (producto de H_{vh} y la masa del barril de vapor). Conociendo que, esta es la energía necearía para obtener un barril de vapor, se puede calcular cuántos moles de gas de Cusiana necesitan ser utilizados. Sin embargo, se debe considerar la eficiencia térmica del generador, en este caso del 85%, por tanto, realmente es necesario tener una energía de 438047.77 BTU para obtener un barril de vapor

Conociendo que, cuando un mol de gas de Cusiana es quemado se obtienen 818.3 7 BTU, y, que se necesitan 437500 BTU para obtener un barril de vapor con una calidad de 0.8 a una presión de 1100psi y 558°F, se puede calcular los moles de gas de Cusiana que deben reaccionar como se muestra a continuación (ecuación C.3).

$$\begin{aligned}
 n_{gas\ de\ Cusiana} &= 438047.77\ BTU * \frac{1\ mol\ de\ gas\ cusiana}{818.25\ BTU} \\
 &= 535.35\ lb - moles
 \end{aligned}
 \tag{A.3}$$

Considerando que reaccionan 535.35 moles del gas de Cusiana, y conociendo la composición de este gas, se puede calcular cuántos moles de cada uno de sus compuestos puros reaccionan. Utilizando las reacciones presentadas en la tabla C.3 y los moles que reaccionan, se obtienen los moles de cada uno de los productos de las reacciones, y, consecuentemente, las masas de estos. Los resultados son presentados en la tabla C.4.

Tabla C4

Moles producidos de CO₂, N₂, O₂, y H₂O generados para obtener un barril de vapor a las condiciones fijadas.

Reactivo	Moles que reaccionan	Moles producidos de CO ₂	Moles producidos de H ₂ O	Moles producidos de O ₂	Moles producidos de N ₂
<i>CH₄</i>	443.02	443.02	886.05	66.45	3831.26
<i>C₂H₆</i>	53.46	106.92	160.38	8.02	809.08
<i>C₃H₈</i>	19.20	57.60	76.78	2.88	415
<i>C₄H₁₀</i>	5.65	22.60	28.26	0.85	158.83
<i>C₅H₁₂</i>	0.73	3.67	4.41	0.11	25.41
<i>C₆H₁₄</i>	0.09	0.51	0.60	0.01	3.50
<i>CO₂</i>	10.31	10.31	0	0	0
<i>N₂</i>	2.89	0	0	0	2.89
Total	535.35	644.63	1156.47	78.32	5245.97

Conociendo el total de moles producidos de los productos de la reacción de combustión, y, conociendo sus pesos moleculares, se puede concluir que de esta combustión se generan: 62.5453 lbm de *CO₂*, 45.9327, lbm de *H₂O*, 2.7626 lbm, de *O₂*, y 323.9857 lbm de *N₂*. De acuerdo con la *U.S. Energy Information Administration (2019)*, la cantidad de *CO₂* producida cuando un combustible es quemado es una función del contenido de carbono del combustible, para el caso del gas natural (compuesto principalmente por (*CH₄*)) se generan 0.000117 lbm de *CO₂* por cada BTU, en este caso, para generar un barril de vapor, la mezcla gaseosa que reacciona tiene una entalpia de 438047.77 BTU; por tanto, se esperaría que se produjera 51.25 lbm de *CO₂*, y, aunque este valor difiere del calculado por cerca de 10lbm, esto puede ser explicado por las condiciones

establecidas y que la composición del gas. Finalmente, se calcula la composición molar del *flue gas* (CO_2 10.94% y N_2 89.06%) y teniendo en cuenta que el *flue gas* es un gas ideal se calculó su masa generada (2880 Ton).