

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE VAPOR JUNTO CON
INYECCIÓN INMISCIBLE DE CO₂ Y N₂ A PARTIR DE LA CAPTURA DE GAS DE
CHIMENEA EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO DEL VALLE MEDIO DE
MAGDALENA

JOSE RAFAEL ROLON HERNANDEZ

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

DIRECTOR
ADRIANGELA ROMERO
INGENIERA DE PETROLEOS

CODIRECTOR
ALDO CALIZ
INGENIERO DE PETROLEOS

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
MAESTRIA EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS
BOGOTA D.C.

2022.

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre del director

Firma del Director

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. septiembre de 2022

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Vicerrector Académico de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada Garcia-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director programa

Dr. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mi esposa Isabel y mi madre Victoria que siempre me han apoyado para seguir alcanzando nuevas metas personales, son el motor de mi vida y siempre he contado con su ayuda y ánimo para siempre seguir adelante

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Adriangela Romero por toda su guía durante la estructuración y desarrollo del proyecto, fue fundamental tener las bases de la investigación para poder avanzar en el desarrollo de este estudio.

Quiero agradecer a Aldo Caliz por toda su guía durante el desarrollo de esta investigación sus comentarios y correcciones fueron claves para seguir adelante en todo el proceso de evaluación.

Quiero agradecer a Rubén Ramírez por toda su guía a nivel del proceso de generación de vapor que fue clave para estimar los volúmenes potenciales de captura de gases de combustión.

Quiero agradecer a Yessica Matheus por todo su apoyo a nivel del modelamiento con CMG para este tipo de procesos fue clave todo su soporte para poder generar los casos de simulación.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS	15
1.1. Objetivo General	15
1.2. Objetivos específicos	15
2. MARCO TEÓRICO	16
2.1 Recuperación Térmica	16
2.2 Inyección alternada de vapor	16
2.3 Inyección continua de vapor	17
2.4 SAGD “Drenaje gravitacional asistido con Vapor”	18
2.5 Combustión en sitio	19
2.6 Procesos térmicos híbridos con solventes	20
2.7 Procesos térmicos híbridos con Gases no condensables	21
2.8 Procesos térmicos híbridos con químicos	21
2.9 Gas de combustión “Flue Gas”	21
2.10 Calidad de vapor	21
2.11 SOR	22
2.12 CSOR	22
2.13 Calor de vaporización	22
2.14 Calor sensible	23
2.15 BSPD CWE	23
2.16 Factor de Recobro	23
2.17 Generador de Vapor tipo OTSG	23
3. METODOLOGÍA Y DATOS	25
3.1. Modelo de superficie	27
3.2. Modelo de subsuelo	30
4. CASO DE ESTUDIO	37
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS	40
5.1. Resultados del Caso Base sin procesos de estimulación	40
5.2. Interacción de CO ₂ y N ₂ con crudo pesado	42

5.3. Interacción de vapor con crudo pesado	44
5.4. Interacción de vapor con CO ₂ y N ₂	46
5.5. Evaluación de inyección alternada de vapor con CO ₂ y N ₂	52
5.6. Evaluación económica	59
5.7. Balance de energía del proceso de inyección de vapor	62
6. CONCLUSIONES	64
7. RECOMENDACIONES	65
BIBLIOGRAFIA	66
BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTARIA	67

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema de Inyección cíclica de vapor	17
Figura 2 Esquema de inyección continua de vapor	18
Figura 3 Esquema de inyección de vapor asistida por gravedad	19
Figura 4 Esquema de proceso de Combustion in situ	20
Figura 5 Foto de un generador de vapor utilizado en procesos de inyección de vapor	24
Figura 6 Metodología de evaluación para co-inyeccion de vapor y gases de combustión	26
Figura 7 Proceso de generación de vapor modelado en HYSYS	28
Figura 8 Composición de gas combustible	29
Figura 9 Unidades geológicas seleccionas para la evaluación de co-inyeccion de vapor y Flue gas	31
Figura 10 Modelo de simulación numérico generado en software STARS de CMG	32
Figura 11 Comportamiento de Viscosidad vs Temperatura	34
Figura 12 Curva de permeabilidad relativa	35
Figura 13 Vista vertical del modelo de simulación después de 20 Años de inyección continua de N ₂	43
Figura 14 Producción acumulada de aceite y comportamiento de presión de yacimiento a diferentes tasas de inyección de CO ₂	44
Figura 15 Producción acumulada de aceite con inyección continua de vapor comparado con el caso base de producción en frio	45
Figura 16 Impacto de co-inyeccion de Vapor y CO ₂	47
Figura 17 Inyección alternada de vapor con CO ₂ /N ₂ – “SAG”	50
Figura 18 Rango de respuesta para múltiples combinaciones de alternancia de vapor y Flue gas	54
Figura 19 Rango de respuesta para múltiples combinaciones de alternancia de vapor y Flue gas	56
Figura 20 Implementación de ciclos de casos seleccionados alto, medio y bajos	58

Figura 21 correlación entre la producción de crudo acumulada “Ocum” y la relación acumulada de vapor inyectado y crudo producido “CSOR”	59
Figura 22 Sensibilidades de Valor Presente Neto “NPV”	61
Figura 23 Balance de energía entre gas combustible para generación y crudo recuperado	63

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1 Tasas de inyección utilizadas para inyección (barriles/día)	42
Tabla 2 Aceite acumulado con inyección continua de CO ₂ y N ₂ a diferentes tasas	42
Tabla 3 Resultados de Inyección alternada de vapor con CO ₂ /N ₂ "SAG"	51
Tabla 4 Variables y rangos utilizados para sensibilizar la alternancia de vapor y Flue gas	53
Tabla 5 Parámetros económicos utilizados para las sensibilidades económicas	60
Tabla 6 Resultados de valor presente neto	62

RESUMEN

Actualmente el requerimiento mundial de reducir el impacto de los gases de efecto invernadero ha generado una gran atención hacia alcanzar un balance de emisiones neutro en muchos procesos industriales. Los procesos de recuperación mejorada de crudo "EOR" como inyección de vapor los cuales son principalmente implementados en recuperación de crudo pesado son algunos de los procesos que necesitan reducir el impacto de emisiones. El principal impacto en términos de generación de gases de efecto invernadero en proceso de recuperación mejorada térmica está relacionado con el proceso de generación de vapor el cual utiliza gas natural como combustible, En esta investigación se muestra un caso de estudio desarrollado para un campo de crudo pesado localizado en la Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena de Colombia. Esta área en Colombia cuenta con yacimientos de crudo pesado distribuidos en múltiples campos que han sido principalmente producidos por medio de estimulación cíclicas de vapor a lo largo de los años iniciando en los años 70 y actualmente muchos de los campos se encuentran en una etapa madura para este tipo de técnicas así que se cuenta con un potencial para desarrollo de proceso de inyección continua de vapor porque muchos de las áreas cuentan con factores de recobro de alrededor de un 12%.

Algunos pilotos de inyección continua de vapor han sido implementados en el área mostrando buenos resultados en términos de aceite incremental. El objetivo de este estudio fue evaluar la inyección de gas de combustión capturados del proceso de generación de vapor en conjunto con vapor durante un proceso de inyección continua de vapor con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Para evaluar la implementación de co-inyección de gases de combustión y vapor fue creado un modelo de superficie en el software HYSYS para modelar el proceso de generación de vapor y estimar los volúmenes de gases de combustión que podrían ser capturados. Adicionalmente para entender la interacción entre los gases de combustión, vapor y crudo pesado se creó un modelo de simulación numérica con el software STARS de la compañía CMG. Múltiples escenarios de co-inyección entre gases de combustión y vapor fueron evaluados con el objetivo de entender el impacto en el proceso de recuperación de crudo

pesado. Escenarios de inyección continua y alternada fueron evaluados, y se presentaron resultados favorables con alternas vapor y gases de combustión “SAG” por sus siglas en ingles en términos de acumulados de la relación de vapor y aceite, los resultados de los múltiples casos fueron evaluados en términos de balances de energía y económicos.

Palabras clave: Inyección de vapor, Flue Gas, recuperación térmica, Inyección de vapor, Inyección de gases inmiscibles

INTRODUCCIÓN

La inyección de vapor como método de recobro de crudo pesado ha sido ampliamente implementada en múltiples campos del mundo mostrando una mejora considerable en la recuperación de crudo pesado. Los altos costos de generación de vapor y los tiempos iniciales requeridos para generar las conexiones entre pozos productores e inyectores limitan la implementación de este tipo de tecnologías al requerir ambientes de precio de crudo altos.

Actualmente a nivel mundial se requiere cada vez más estar enfocados en llevar a cabo proceso de extracción de petróleo con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero, este objetivo abre la puerta a implementar combinaciones de métodos de recobro como inyección de vapor con inyección de gases inmiscibles como CO₂ y N₂ que puedan ser capturados de los procesos de generación de vapor implementados en campos con recobro de crudo pesado por medio de recuperación térmica.

Es fundamental entender que cantidad de masa de gases pueda ser asociada a los procesos de generación de vapor y si a nivel energético el proceso de captura y adición a la corriente de vapor puede llegar a tener un efecto positivo en la transferencia de energía a nivel de yacimiento que pueda generar beneficios en el proceso de extracción de crudo al mismo tiempo que genera beneficios al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero

Debido a que los procesos implementados actualmente para generar vapor utilizan gas natural como combustible, se tiene asociado a este proceso gases de combustión los cuales impactan las metas mundiales de emisiones netas cero de carbono. Si es posible capturar estos gases de combustión y combinarlos con la corriente de inyección de vapor inyectada en el yacimiento se puede crear un ciclo cerrado donde se minimice la huella de carbono, esto podría volver más atractivos nuevos proyectos térmicos en crudo pesado para Colombia permitiendo adicionar más reservas al país.

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo General

Evaluar la implementación de inyección de vapor junto con inyección inmisible de CO₂ y N₂ a partir de la captura de gas de chimenea en un Campo de Crudo Pesado del Valle Medio Del Magdalena

1.2. Objetivos específicos

- Evaluar el proceso de captura de gases inmiscibles (CO₂ y N₂) proveniente de la combustión de generadores de vapor con alimentación de gas con el fin de la determinación del balance de materia relacionado a la captura de CO₂ y N₂.
- Crear escenarios de combinaciones entre vapor y gases inmiscibles para la evaluación del impacto en el recobro de aceite y la tendencia de producción mediante la implementación del software STARS.
- Caracterizar por medio de un modelo numérico de alta resolución el impacto en la distribución de temperatura y eficiencia de barrido a nivel de yacimiento que genera la combinación de vapor con gases inmisible (CO₂ y N₂).
- Evaluar a nivel energético y económico la implementación de la inyección de vapor y gases inmiscibles (CO₂ y N₂) asociados al proceso de generación de vapor para la generación del incremento en la recuperación de crudo pesado.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Recuperación Térmica

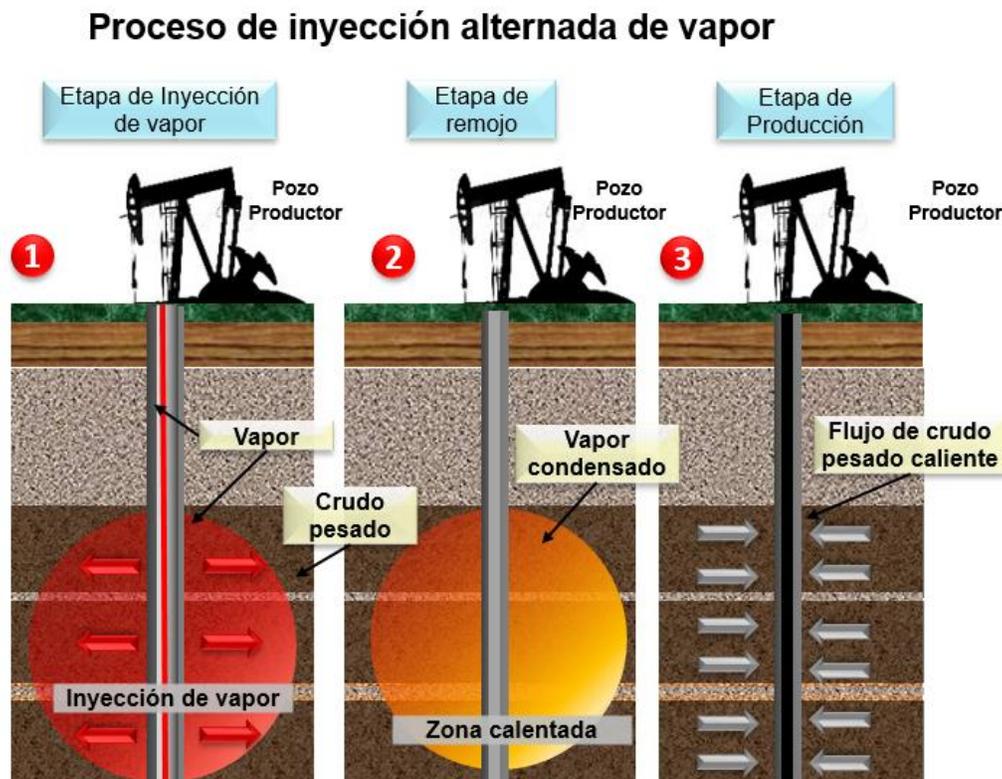
se define como el proceso de transferir calor a formaciones que contengan hidrocarburos, en el caso de estimulación de crudos pesados el objetivo principal es enfocado en reducir la viscosidad del crudo con el fin de mejorar su capacidad de flujo. Los métodos Térmicos son los principales métodos utilizados en la estimulación de crudos pesados debido a su alta efectividad en lograr reducciones importantes en la reducción de viscosidad (Prats, 1985, p. 13).

2.2 Inyección alternada de vapor

esta metodología de recuperación térmica se lleva a cabo por medio de periodos de inyección de vapor en un pozo que se combinan con periodos de producción enfocados a producir el crudo que fue estimulado en el ciclo previo con vapor y esta combinación de periodos de inyección y producción son combinados a lo largo de la vida productiva de los pozos (Prats, 1985, p. 113). Un esquema de este tipo de estimulación se muestra en la Figura 1:

Figura 1.

Esquema de Inyección cíclica de vapor



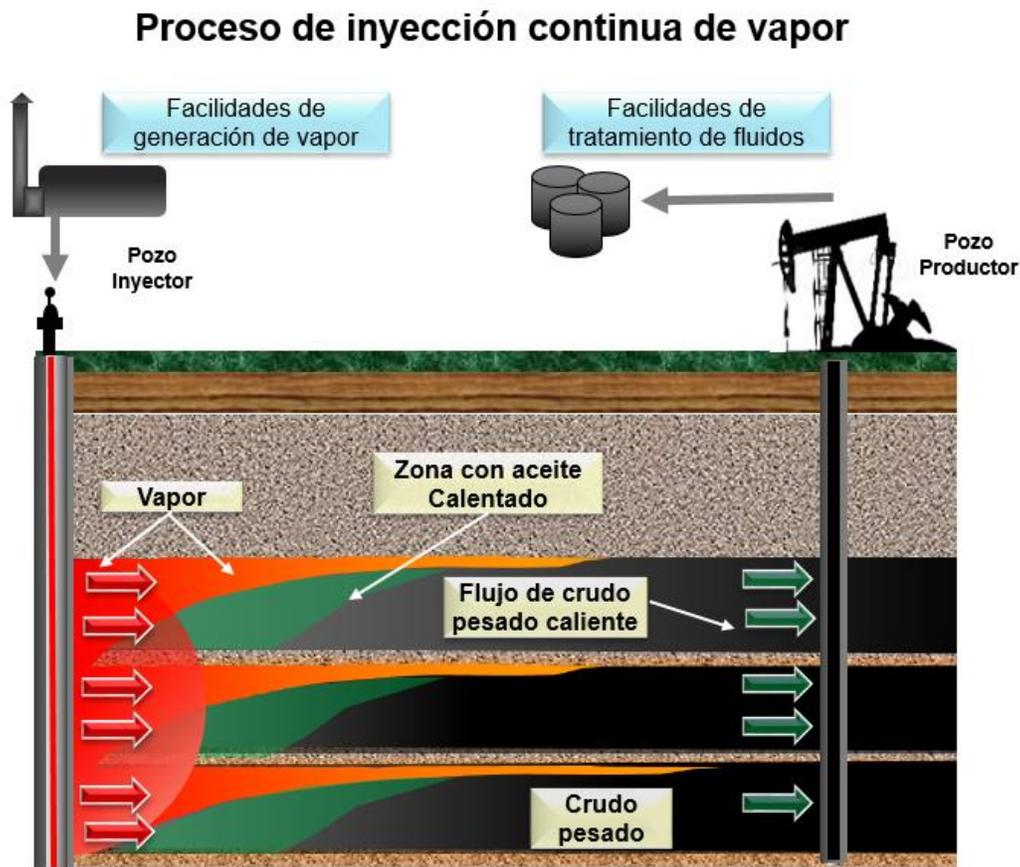
Nota. Etapas utilizadas en el proceso de inyección cíclica de vapor

2.3 Inyección continua de vapor

esta metodología de recuperación térmica se lleva a cabo por medio de arreglos de pozos inyectores y pozos productores, donde los pozos inyectores inyectan de manera continua vapor el cual genera transferencia de energía hacia el yacimiento estimulando la producción de fluidos que son extraídos en los pozos productores. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor este último presente en el caso de la inyección continua de vapor (Prats, 1985, p. 72). Un esquema de este tipo de estimulación se muestra en la Figura 2:

Figura 2

Esquema de inyección continua de vapor



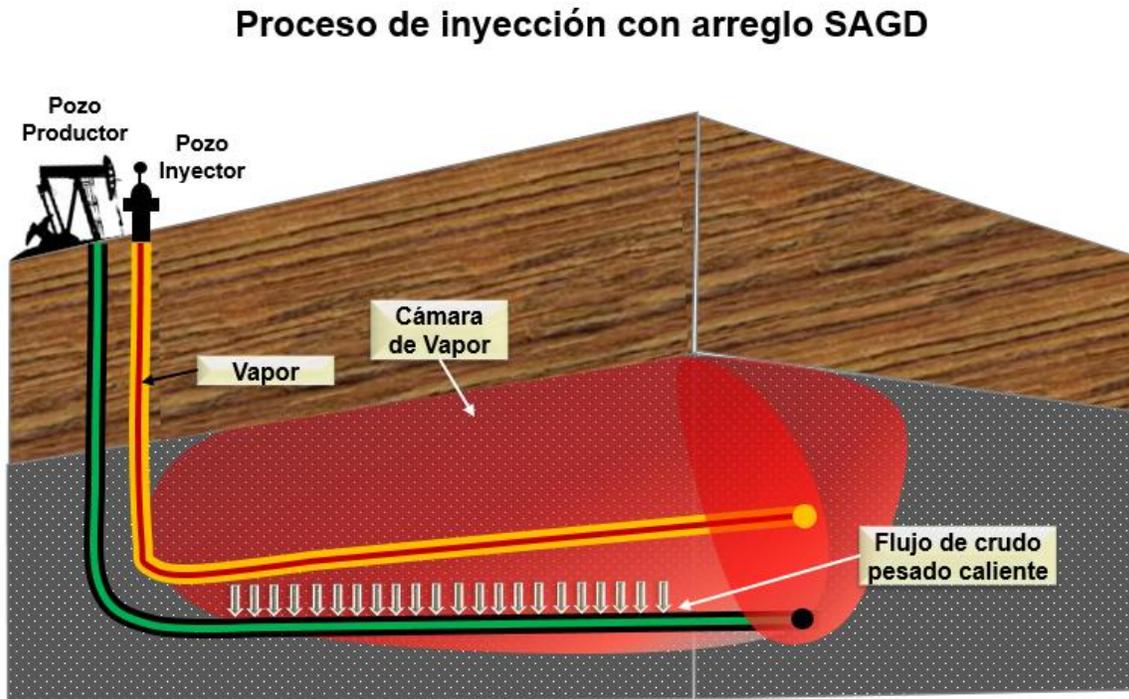
Nota. Esquema de avance de inyección continua de vapor en yacimientos con múltiples formaciones

2.4 SAGD “Drenaje gravitacional asistido con Vapor”

En este proceso de recuperación térmica un par de pozos horizontales son localizados paralelamente en la parte inferior de un yacimiento. El pozo horizontal superior se utiliza como pozo inyector de vapor y el pozo horizontal inferior se utiliza como pozo productor. La distancia vertical entre pozo normalmente puede estar entre 5 a 10 metros (Alvarado & Banzer, 2002, p. 304). Un esquema de este tipo de estimulación se muestra en la Figura 3:

Figura 3

Esquema de inyección de vapor asistida por gravedad



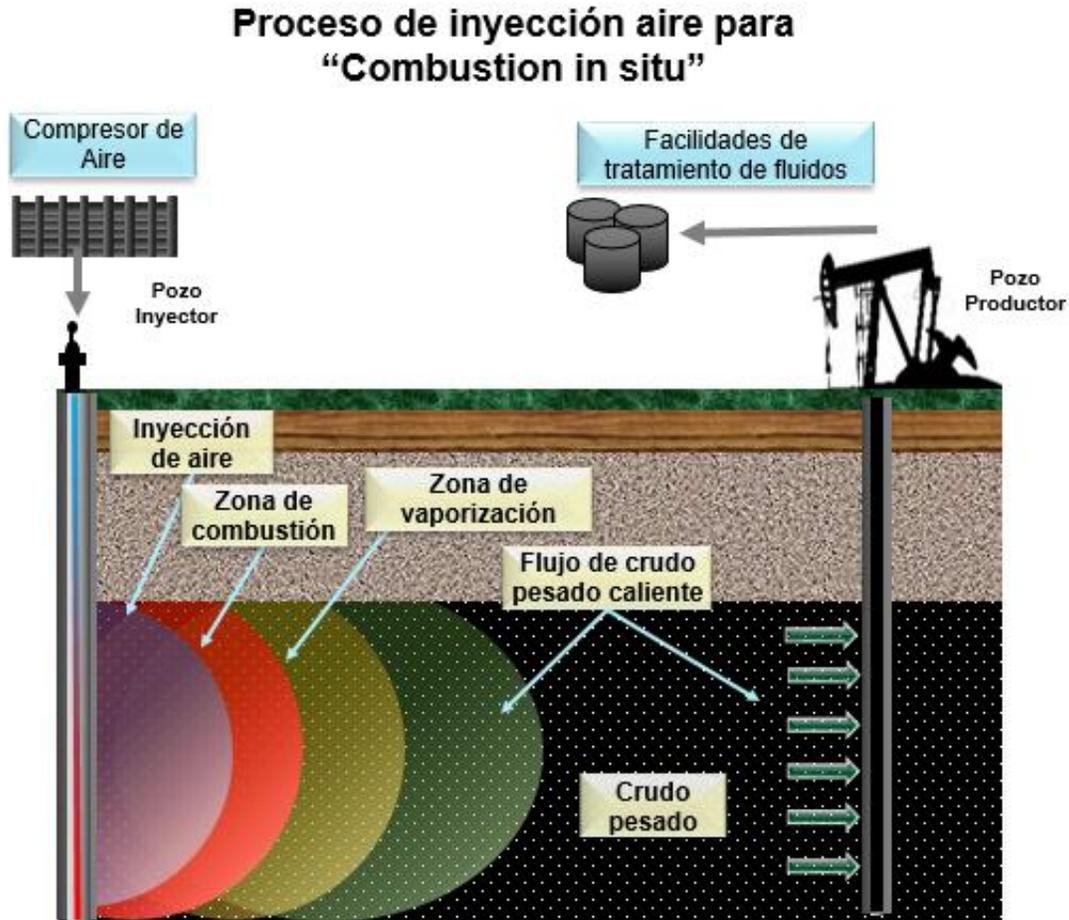
Nota. Avance de cámara de vapor En un proceso SAGD

2.5 Combustión en sitio

En este proceso de recuperación térmica se coloca un calentador o encendedor en un pozo inyector en el cual es inyectado aire o aire enriquecido con oxígeno de manera continua. En algunos proyectos puede ser inyectada agua de manera simultánea con el aire con el fin de generar vapor. Durante el proceso el calentador o encendedor será operado hasta que se logre una ignición y así las áreas cercanas al pozo sean calentadas y con la inyección continua de aire ira creciendo el frente de combustión. La combustión generada provee calor para movilizar el crudo pesado. Craqueo térmico y gases de combustión son dos características importantes del proceso de combustión (Alvarado & Banzer, 2002, p. 259). Un esquema de este tipo de estimulación se muestra en la Figura 4:

Figura 4

Esquema de proceso de Combustion in situ



Nota. Avance de procesos de Combustion "in-situ" a nivel de yacimiento

2.6 Procesos térmicos híbridos con solventes

Solventes es un aditivo importante implementado en los procesos de recuperación mejorada de crudo. La combinación en procesos térmicos de basa en utilizar una pequeña cantidad vaporizada de un solvente hidrocarburo condensable que es combinada con el capo. Solvente y vapor son co-inyectados simultánea o periódicamente dentro de yacimiento pata mejorar el factor de recobro de recursos de crudo pesado. Después de la inyección el solvente se condensará conjunto con el vapor y se mezclará con el crudo pesado generando una reducción de la viscosidad que mejorará la capacidad de fujo.

2.7 Procesos térmicos híbridos con Gases no condensables

Gases no condensables es un aditivo implementado en los procesos de recuperación mejorada de crudo. En este proceso gases no condensables son co-inyectados con vapor simultánea o periódicamente dentro del yacimiento para soportar el proceso de drenaje. Comúnmente los gases no condensables en este tipo de procesos incluyen nitrógeno, dióxido de carbono, aire, Flue gas y metano entre otros. Este tipo de combinaciones pueden ser operadas a nivel de inyección cíclica o continua. Los mecanismos que se presentan por la combinación de gases no condensables y vapor incluyen reducción de viscosidad, mejora en la Inyectividad del vapor, incremento en el tamaño de las áreas calentadas y adición de energía extra para la recuperación del crudo.

2.8 Procesos térmicos híbridos con químicos

Aditivos químicos pueden ser adicionados al vapor para mejorar la eficiencia del proceso térmico, esto pueden incluir polímeros, surfactantes, espumas y sistemas de gel entre otros. Durante el proceso posterior de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, este tipo de combinaciones puede ser usadas con el fin de controlar los perfiles de inyección del vapor.

2.9 Gas de combustión “Flue Gas”

es una mezcla de gases generada por el proceso de quema de combustibles en plantas de generación de energía o plantas industriales. La composición del gas de combustión depende del combustible que es quemado, pero normalmente está compuesto principalmente de Nitrógeno en alrededor de un 80% y un resto de dióxido de carbono que puede estar entre un 10 a 25% en porcentaje de volumen.

2.10 Calidad de vapor

La calidad del vapor es la proporción de vapor saturado en una mezcla de condensado saturado (líquido) / vapor (vapor). Una calidad de vapor de 0 indica 100% líquido

(condensado) mientras que una calidad de vapor de 100 indica 100% de vapor. La ecuación que define la calidad de vapor se muestra a continuación (Alvarado & Banzer, 2002, p. 63).

$$\text{Calidad de vapor} = \frac{\text{Masa de vapor}}{\text{Masa de líquido} + \text{Masa de vapor}}$$

2.11 SOR

de sus siglas en Ingles “Steam Oil Ratio” refleja la relación de vapor inyectado en un proceso de recuperación térmica y la cantidad de aceite producido asociado al proceso de recuperación térmica, se entiende como una relación instantánea y normalmente se representa en unidades de Bspd CWE vs Bopd.

$$\text{SOR} = \frac{\text{Barriles de vapor inyectado por día}}{\text{Barriles de aceite producidos por día}}$$

2.12 CSOR

de sus siglas en Ingles “Cummulative Steam Oil Ratio” refleja la relación de vapor inyectado acumulado en un proceso de recuperación térmica y la cantidad de aceite producido acumulado asociado al proceso de recuperación térmica, se entiende como una relación acumulada y permite evaluar a un momento dado la eficiencia total del proceso de recuperación térmico en términos de utilización de vapor.

$$\text{CSOR} = \frac{\text{Barriles de vapor acumulados}}{\text{Barriles de aceite acumulados}}$$

2.13 Calor de vaporización

se llama a la energía requerida por una cantidad de sustancia para cambiar de estado. Cuando este cambio supone pasar de fase sólida a líquida hablamos de calor de fusión

y cuando el cambio de produce de estado líquido a gaseoso, hablamos de calor de vaporización (Yunus A Cengel, 2009, p. 178).

2.14 Calor sensible

Cantidad de calor que puede recibir un cuerpo sin que se afecte su estructura molecular. Si no cambia la estructura molecular no cambia el estado (sólido, líquido, gaseoso). Dado que no cambia la estructura molecular, se observa un cambio de temperatura (Yunus A Cengel, 2009, p. 178).

2.15 BSPD CWE

significa barriles de vapor expresados en términos de un volumen de agua fría equivalente utilizando la densidad del agua fría que es 62.5 libras por pie cubico. En proyectos de inyección de vapor es común utilizar esta representación para normalizar la masa de vapor inyectado sin necesidad de estar modificando el volumen con respecto a la temperatura

2.16 Factor de Recobro

representan la cantidad de recobro que puede ser recuperada de un yacimiento en términos de porcentaje con respecto al volumen inicial estimado que se tiene en el yacimiento.

$$FR = \frac{\text{Barriles de aceite acumulados producidos}}{\text{Barriles de aceite originales en yacimiento}}$$

2.17 Generador de Vapor tipo OTSG

de sus siglas en ingles “Once Through Heat Recovery Steam Generators” se refiere a la tecnología de generación de vapor más utilizadas en campos de recobro térmico. Un ejemplo de este tipo de generador se muestra en la figura 5.

Figura 5

Foto de un generador de vapor utilizado en procesos de inyección de vapor



Nota. Instalación de un generador de vapor a nivel de campo

En la actualidad debido al alto requerimiento energético se espera que continúe la generación de gases de efecto invernadero relacionado a diferentes procesos industriales que emiten gases de chimenea. Una solución para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es llevar a cabo su captura e implementarlo en procesos de recobro de hidrocarburos enfocados en mejorar la extracción de crudo.

3. METODOLOGÍA Y DATOS

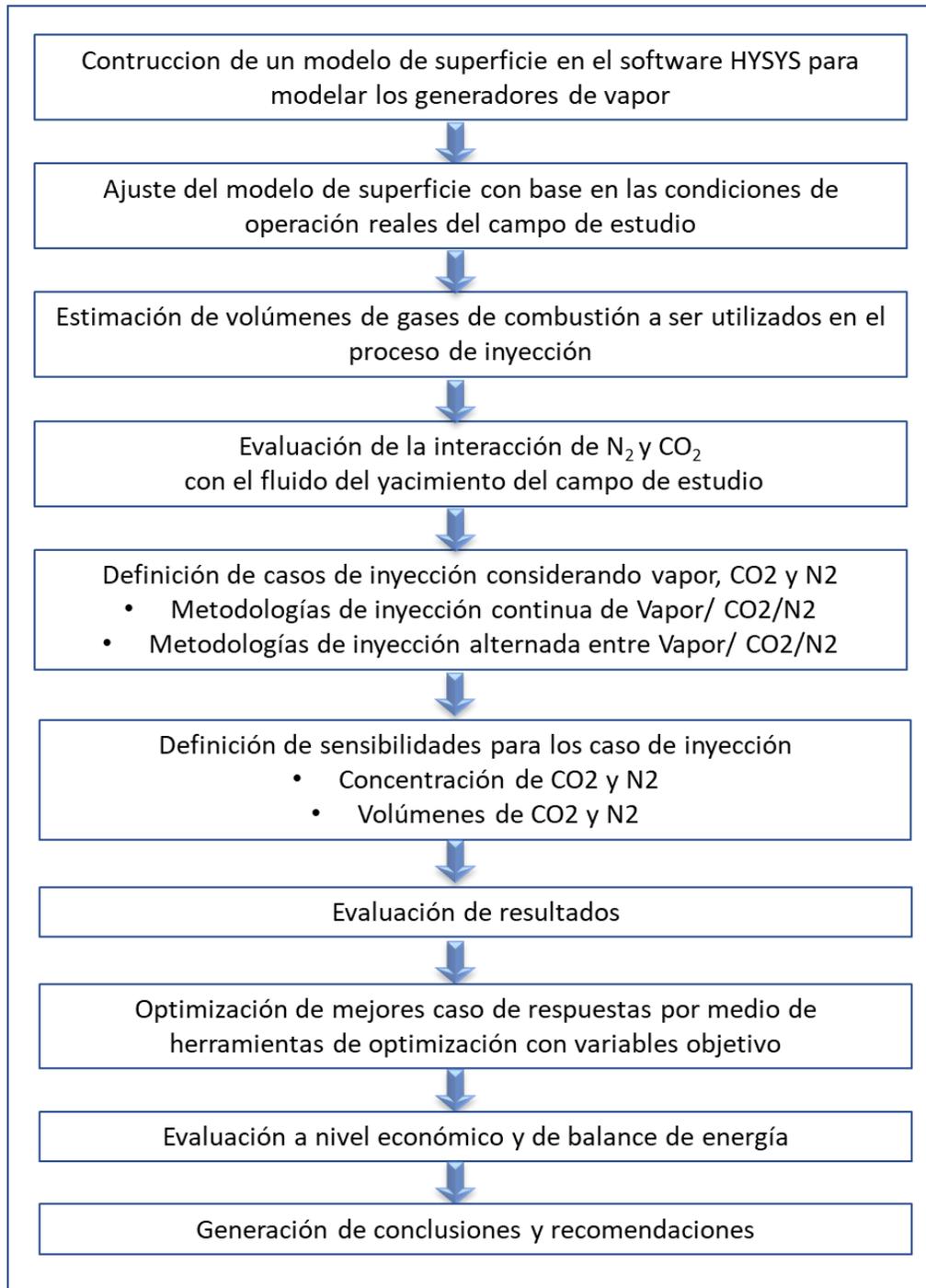
Con el fin de evaluar la viabilidad técnica de la implementación de inyección continua de vapor en conjunto con inyección de gases de combustión, se planteó una metodología de evaluación enfocada en modelar los principales nodos del proceso de inyección continua de vapor, estos nodos consideran en superficie el proceso de generación de vapor y consideran en fondo las interacciones a nivel de yacimiento entre crudo pesado y fluidos inyectados.

La metodología implementada se basa en modelamiento numérico que se implementó para entender el proceso de generación de vapor y representar el comportamiento a nivel de yacimiento. Los modelos fueron ajustados con información real del campo de estudio la cual permite tener modelos predictivos con base en la información medida del proceso de inyección de vapor y de la respuesta del yacimiento a estimulaciones con vapor.

La metodología de evaluación generada para el presente estudio considero dos modelos. Un modelo de superficie para caracterizar el proceso de generación de vapor y un modelo de subsuelo para reproducir el flujo de fluidos dentro del yacimiento de estudio, la estructura de la metodología de evaluación desarrollada se muestra en la figura 6.

Figura 6

Metodología de evaluación para co-inyección de vapor y gases de combustión



Nota. La figura muestra los diferentes pasos considerados en la metodología de evaluación para evaluar la viabilidad de la combinación de vapor y gases de combustión en un proceso de recobro térmico a ser implementado en el campo de estudio

3.1. Modelo de superficie

Como parte de la metodología de evaluación establecida el primer paso consistió en la generación de un modelo de superficie, este modelo debía reproducir el proceso de generación de vapor usando gas natural como combustible.

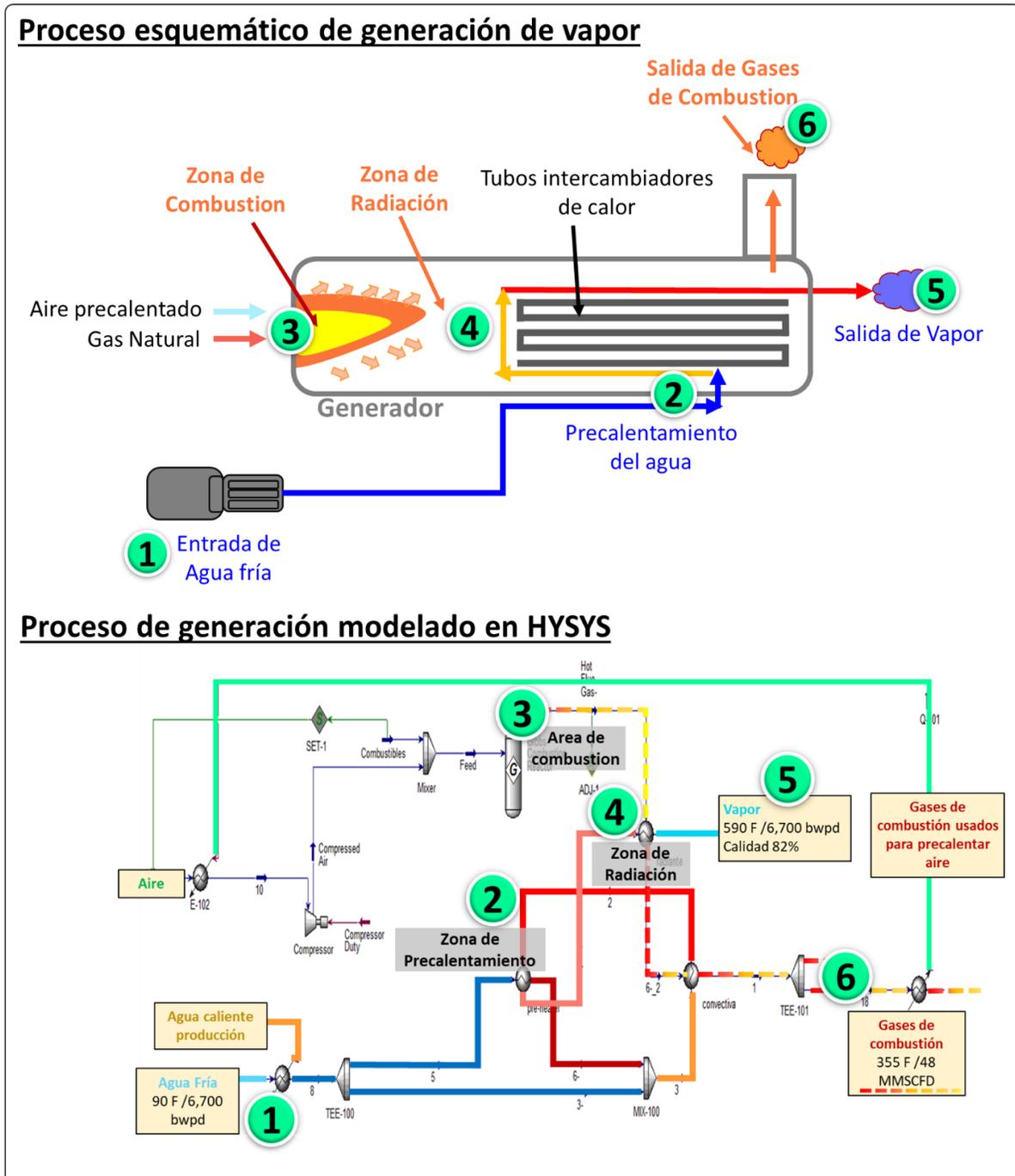
El modelo de superficie tenía el objetivo de estimar los volúmenes de gases de combustión asociados al proceso de generación de vapor. El modelo construido considera todo el proceso de generación de vapor y fue implementado en el software de procesos Aspen HYSYS.

El tipo de generador modelado es de tipo OTSG “Once Through Heat Recovery Steam Generator” de sus siglas en inglés. El generador modelado cuenta con una capacidad de 100 MMBTU/hr y representa el tipo de generadores de vapor que son operados en el campo de estudio. En la figura 7 se muestra el esquema conceptual del proceso de generación y una vista del proceso construido con el software Aspen HYSYS

El proceso de generación de vapor modelado considera una serie de mejores prácticas operativas las cuales son aplicadas en el campo de estudio enfocadas en la optimización energética. Todas estas prácticas operativas han sido validadas durante la implementación de campo de este tipo de sistemas de generación de vapor. El proceso de generación de vapor ha sido usado principalmente en procesos de inyección cíclica con vapor y pilotos de inyección continua de vapor en el campo de estudio.

Figura 7

Proceso de generación de vapor modelado en HYSYS



Nota. En la figura se observa el esquema del modelo de generador de vapor tipo OTSG implementado en el software Aspen HYSYS

Como parte de las practicas operacionales aplicadas en el proceso de generación de vapor, se usa un precalentamiento del agua de alimentación con parte de la energía que es traída a superficie en la corriente de fluido caliente procedente de pozos productores, hay que tener en cuenta que actualmente el campo de estudio mantiene un proceso de estimulación cíclica de vapor.

Otra practica de optimización considera precalentamiento del aire utilizado en el proceso de combustión, esto se realiza con energía liberada de los gases de combustión. Este precalentamiento del aire ayuda a reducir la energía de activación requerida en el proceso de combustión dentro del generador de vapor.

El Generador de vapor modelado, bajo la condición de generación máxima utiliza 2.2 MMSCFD de gas natural para generar 6,700 barriles de vapor por día en condiciones de agua fría equivalente por sus siglas en ingles “BSPD CWE”, este vapor cuenta con una calidad de 82% a la salida del generador. Estos resultados se obtienen al utilizar el gas combustible que está disponible en el campo de estudio La composición del gas combustible utilizado en la evaluación se muestra en la figura 8.

Figura 8
Composición de gas combustible

Material Stream: Combustibles		
Worksheet Attachments Dynamics		
Worksheet	Mole Fractions	
Conditions	Methane	0.8466
Properties	Ethane	0.1033
Composition	Propane	0.0374
Oil & Gas Feed	n-Butane	0.0055
Petroleum Assay	i-Butane	0.0055
K Value	n-Pentane	0.0009
User Variables	i-Pentane	0.0005
Notes	n-Hexane	0.0003
Cost Parameters	Oxygen	0.0000
Normalized Yields	Nitrogen	0.0000
▸ Emissions	H2O	0.0000
	CO2	0.0000
	CO	0.0000
	Ammonia	0.0000

Nota. Composición de gas combustible utilizada en el modelo del Software Aspen HYSYS

Con base en el modelo de superficie, bajo la condición máxima de operación del generador que es 6,700 BSPD CWE, se calcula que se produce un volumen de gases de combustión de 68 MMSCFD con una composición de 141 toneladas de CO₂ día y 1,736 toneladas de N₂ por día.

Con el volumen de gases de combustión calculado y su composición se calcula una relación para los barriles de vapor generado que representan 0.02 toneladas de CO₂ por día por cada barril de vapor generado y de 0.26 toneladas de N₂ por día por cada barril generado. Estos volúmenes representan que por cada barril de vapor generado se tiene el potencial de capturar 0.28 toneladas por día de gases de combustión; a nivel volumétrico esto representa alrededor de 2 barriles de gases de combustión por cada barril de vapor generado. Este rango potencial de gases de combustión o Flue gas a ser capturado fue usado como referencia para establecer los casos de sensibilidad para los posibles impactos que la co-inyección de vapor y Flue gas pueda tener durante el proceso de inyección continua de vapor en el campo de estudio.

3.2. Modelo de subsuelo

El segundo modelo considerado en la metodología de evaluación es un modelo numérico del yacimiento que representa las condiciones del campo de estudio. Para este punto se construyó un modelo de simulación numérica por medio del software STARS de la compañía CMG “Computer Modelling Group”.

Para la construcción del modelo numérico de simulación se implementaron las propiedades petrofísicas evaluadas del yacimiento de estudio el cual es un campo de crudo pesado localizado en la Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena.

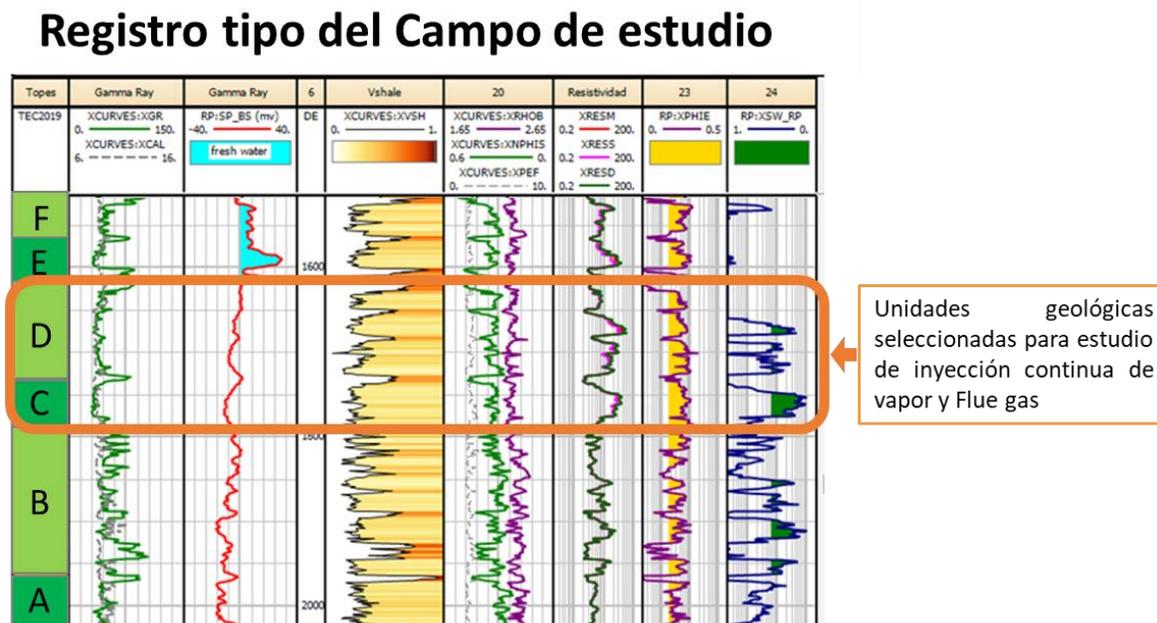
El modelo numérico partió de un modelo geológico construido para el campo de estudio, el modelo geológico contiene las unidades geológicas principales que constituyen el mayor potencial para la implementación de inyección continua de vapor, Un ejemplo de

un registro tipo que muestra las propiedades petrofísicas de las unidades geológicas presentes en el yacimiento de estudio se muestran en la figura 9.

De todas las unidades geológicas presentes en el campo de estudio se realizó una evaluación y se determinó que a nivel de continuidad lateral, propiedades de yacimiento como porosidad, permeabilidad y saturación de aceite las unidades C y D mostraban el mayor potencial para ser estimuladas con vapor, a su vez, las unidades C y D habían mostrado históricamente bajos acumulados de producción debido a que no habían sido puestas en producción en varias partes del yacimiento lo que hacía que se preservara un buen potencial de aceite.

Figura 9

Unidades geológicas seleccionas para la evaluación de co-inyeccion de vapor y Flue gas



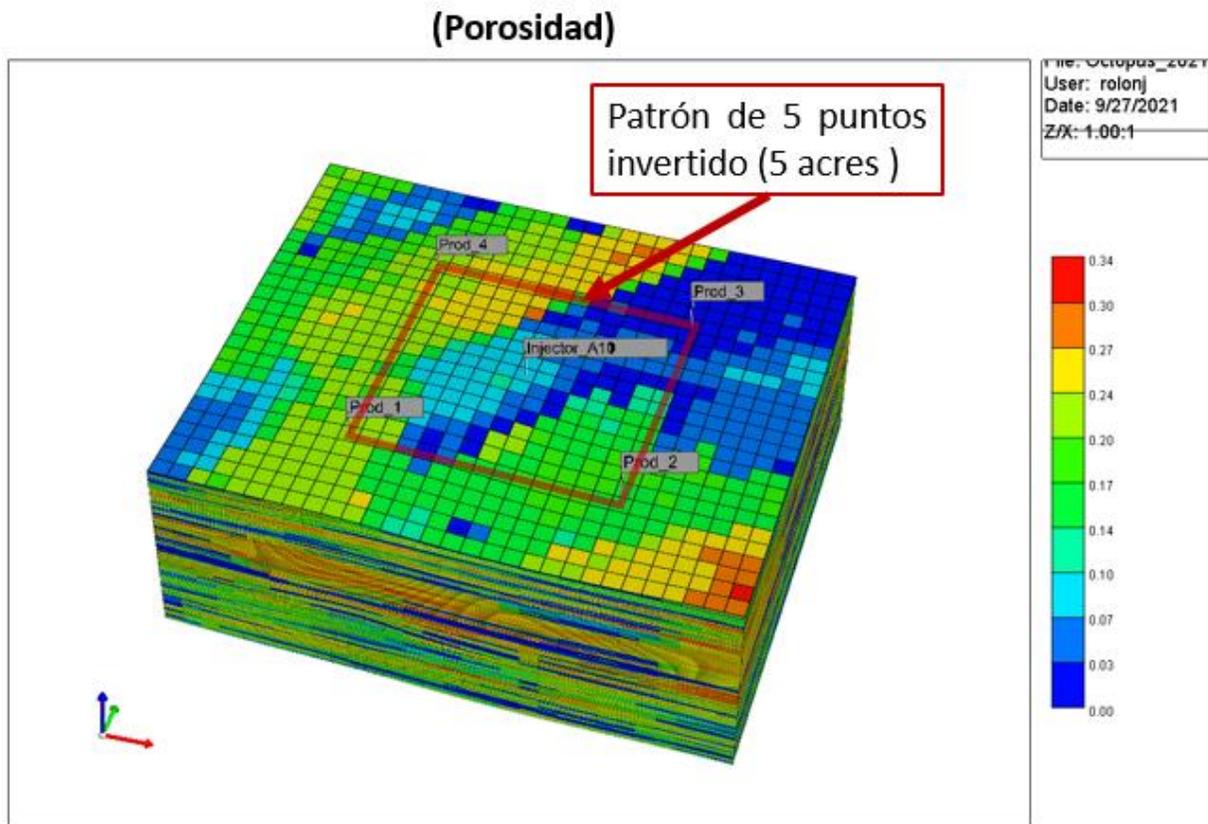
Nota. Registro tipo del yacimiento de estudio que muestra propiedades petrofísicas de las arenas potenciales para estimulación continua de vapor y Flue gas tomado de Software Interactive Petrophysics.

Las unidades C y D cuentan con crudo pesado con gravedad de 12 API y un valor de viscosidad de 4,000 cp. a condiciones de temperatura del yacimiento la cual es 110 F. Una Figura del modelo de simulación numérica construido se muestra en la figura 10. El modelo de simulación numérica del yacimiento de estudio este compuesto por 266,760

celdas en una configuración de celdas de 30 x 26 x 342 en coordenadas I, J y K respectivamente. las celdas del modelo son ortogonales y tiene dimensiones de 10 metros x 10 metros en la dirección I-J, y de 3 ft en la dirección K.

Figura 10

Modelo de simulación numérico generado en software STARS de CMG



Nota. Modelo numérico implementado para evaluación del yacimiento de estudio tomado del Software STARS-CMG.

El modelo numérico se construyó con una alta resolución a nivel de número de celdas, esto con el fin de evaluar la interacción física entre la mezcla de gases inyectados en el yacimiento, los cuales serán vapor, CO₂ y N₂.

El aceite contenido en el yacimiento de estudio fue modelado con base en información real obtenida a partir de pruebas PVT, estas se realizaron con muestras de crudo recolectadas a condiciones de yacimiento. EL muestreo fue llevado a cabo en el año 2018

como parte del proceso de caracterización del yacimiento previo a la evaluación del presente estudio.

El modelo de fluido fue construido usando la aplicación Winprop paquete de CMG, la cual permite cargar propiedades de los fluidos de yacimiento y permite caracterizar y ajustar el modelo de fluido para ser usado como dato de entrada del modelo numérico de simulación. Una información importante para la evaluación de procesos de recobro térmico es el comportamiento de viscosidad del aceite con respecto a la temperatura, este comportamiento se observa en la Figura 11.

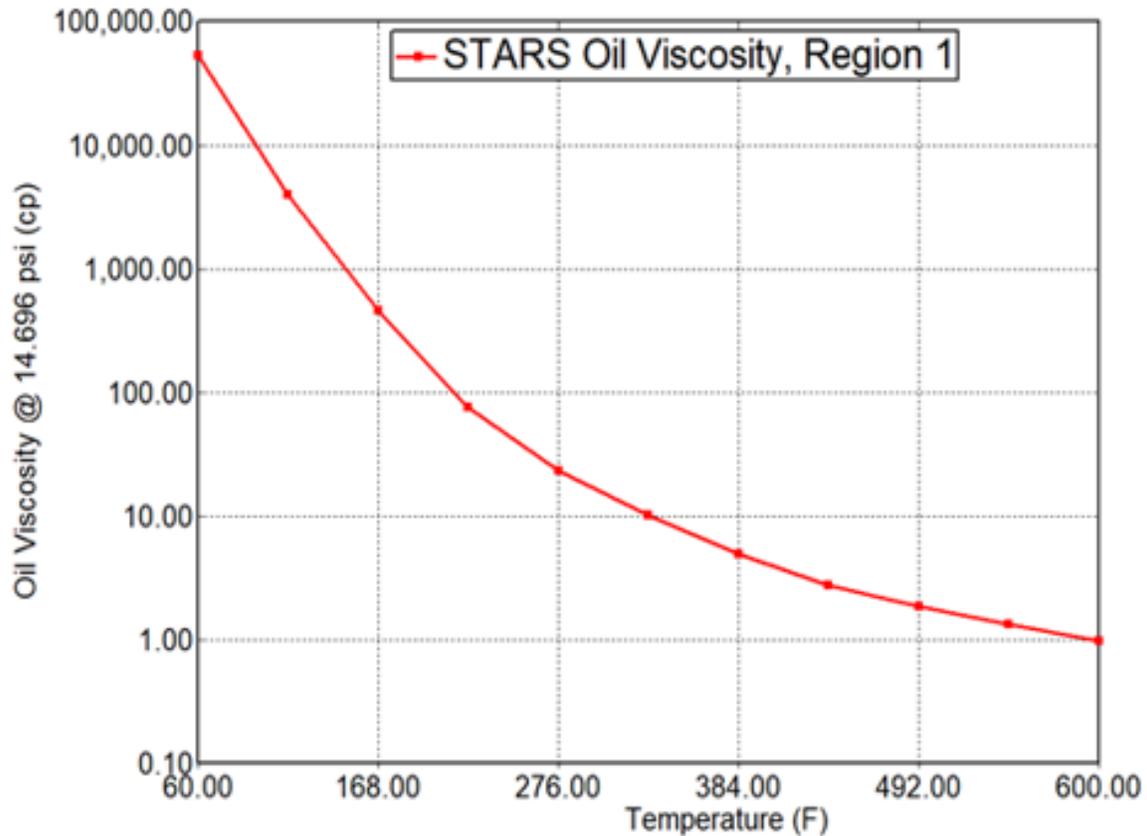
Como parte de la metodología implementada se llevó a cabo una evaluación de la interacción entre el Flue gas y el aceite del yacimiento de estudio para esto se utilizó el modelo de fluido creado en el software Winprop el cual fue ajustado con condiciones reales del PVT como se mencionó previamente.

Para evaluar la interacción del crudo y Flue gas se corrieron escenarios de mezcla en el software Winprop con el fin de establecer el valor de presión de miscibilidad. Para determinar los valores de miscibilidad se tuvo como referencia la presión máxima de inyección de vapor utilizada en el campo de estudio la cual no excede los 1,100 psi. Con base en el modelo de fluido se determinó que bajo presiones de 1,100 psi no es posible obtener condiciones de miscibilidad entre el CO₂ y N₂ con el crudo del campo de estudio.

Con los resultados de la evaluación de la interacción de fluidos elaborados en Winprop, se definió que los casos de inyección a evaluar representarían condiciones de no miscibilidad entre los gases inyectados CO₂ y N₂ con el crudo del campo de estudio.

Figura 11

Comportamiento de Viscosidad vs Temperatura



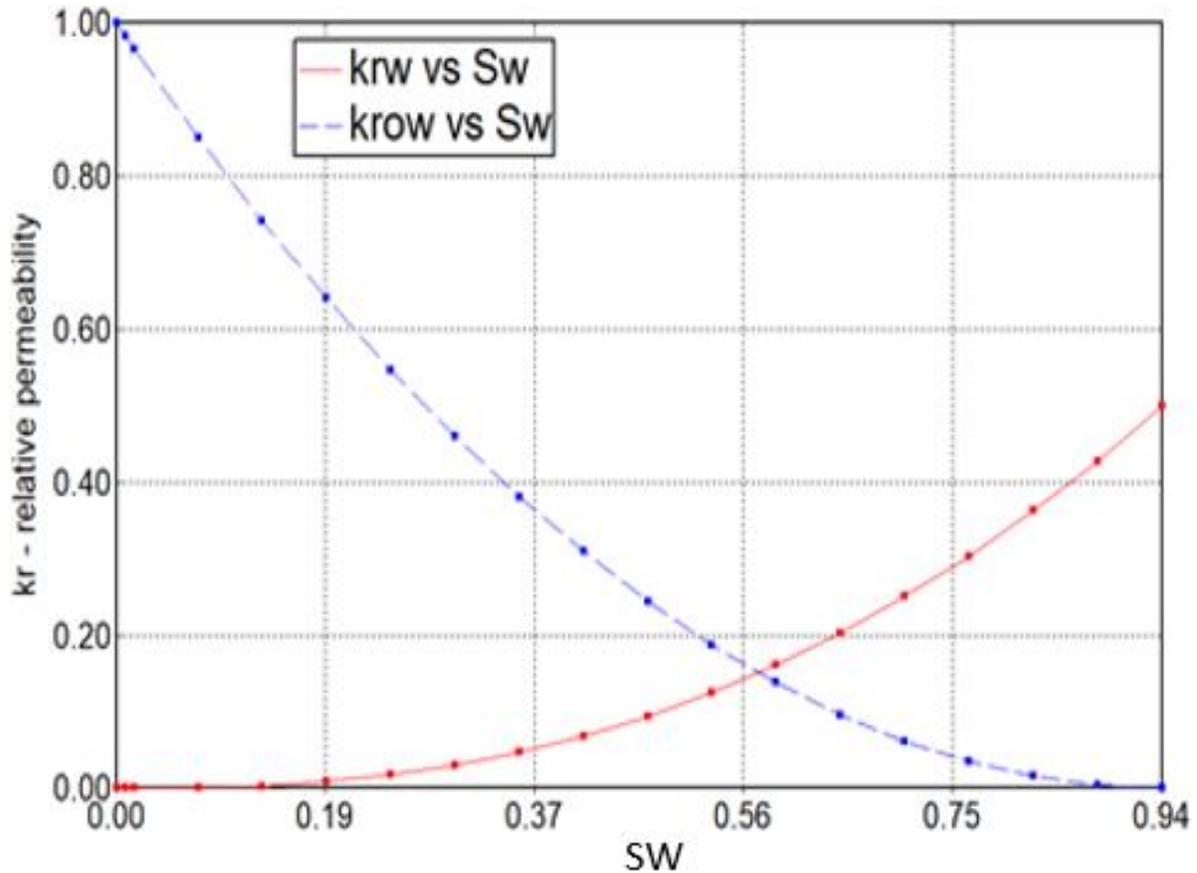
Nota. Comportamiento de viscosidad del crudo del campo de estudio con respecto a cambios en la temperatura, tomado de Software STARS-CMG.

Para la caracterización dinámica del modelo numérico se utilizaron curvas de permeabilidad relativas basadas en resultados de análisis de corazón desarrollados en el campo de estudio en donde se llevaron a cabo desplazamientos con vapor en tapones seleccionados de las arenas C y D.

A nivel de caracterización de roca las arenas C y D utilizadas para el presente estudio fueron modeladas por medio de 4 tipos de roca. Un ejemplo de las curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 1 se muestra en la figura 12.

Figura 12

Curva de permeabilidad relativa



Nota. Curva de permeabilidad relativa para el tipo de roca 1 utilizada para caracterizar los yacimientos C y D del campo de estudio, tomado del Software STARS-CMG

La configuración de patrón selecciona para la evaluación fue de 5 puntos invertido con un área 5 acres, este tipo de patronamiento fue seleccionado con base en campos análogos que fueron evaluados en el área de California donde se utilizan patrones de 5 puntos invertido y se obtienen buenas relaciones de producción – inyección.

Por tratarse de un piloto se consideró un espaciamiento de 5 acres con el fin de tener tiempos de respuesta rápidos que permitieran evaluar el potencial de las posibles combinaciones de vapor y Flue gas, el ejemplo del patronamiento utilizado para la evaluación se muestra en la figura 10.

Las condiciones operacionales utilizadas en el modelo numérico de simulación se basan en los valores utilizados en la operación del campo de estudio de áreas como generación

de vapor, inyección de vapor a nivel de pozos, proceso de producción y sistemas de tratamiento.

Con base en el sistema de generación instalado las condiciones de presión de inyección de vapor en cabeza de los pozos inyectoros es de 1,100 psi con una temperatura de 550 F, la calidad de vapor estimada en los pozos inyectoros a la profundidad de las formaciones C y D es de 70%, las condiciones de operación de los pozos consideran presión sobre las bombas de producción de 50 psi. Las condiciones base de operación se mantuvieron a lo largo de todos los casos de sensibilidades evaluados en el presente estudio con el fin de mantener una línea comparación entre los casos.

4. CASO DE ESTUDIO

En Colombia se cuenta con múltiples campos de crudo pesado localizados en la Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena la cual está localizada en la parte central del país. Después de un proceso de recuperación primaria el principal método de recobro implementado en los campos de crudo pesado de Colombia ha sido métodos térmicos por medio de la implementación de inyección de vapor.

Estimulaciones cíclicas con vapor conocidas por sus siglas en inglés como “CSS” han sido aplicadas por décadas como la principal metodología de recobro térmicos o método “EOR”. Actualmente se cuenta con volúmenes remanentes considerables de crudo pesado en muchos de estos campos debido a que solo se han implementado inyecciones cíclicas de vapor las cuales se enfocan en drenar volúmenes de las cercanías de los pozos productores, esto último representa una oportunidad para migrar de procesos de inyección cíclica de vapor a procesos de inyección continua de vapor que permiten estimular y contactar volúmenes mucho más grandes del yacimiento.

En el presente estudio se utilizaron datos reales de un campo localizado en el Valle Medio Del Magdalena el cual ha sido estimulado por décadas por medio de inyección cíclica de vapor y en los últimos años ha mostrado un potencial para implementar procesos de inyección continua de vapor, el campo cuenta con un factor de recobro actual de alrededor del 12% lo que representa una oportunidad importante para recuperar volúmenes adicionales de crudo por medio de implementación de métodos de recobro diferente como puede ser la inyección continua de vapor. En presente la evaluación se nombra el campo utilizado como campo de estudio.

El tipo de crudo presente en el campo de estudio cuenta con una gravedad API entre 12 y 14 API a temperatura de yacimiento la cual está en un rango entre 102 y 104 F. La viscosidad del crudo del campo de estudio presenta valores medidos de viscosidad entre 2,000 a 4,000 cp. a las condiciones de temperatura de yacimiento, La presión de burbuja del campo de estudio se estimó en un valor cercano a 900 psi con un valor de 50 scf/stb,

la presión actual del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja y gran parte del gas asociado al crudo ha sido producido por lo que no se cuenta con producciones altas de gas.

A nivel geológico el campo de estudio cuenta con un yacimiento que es caracterizado por depósitos de areniscas arcillosas de tipo fluvial con geometría de canales tipo “Braided”, estos muestran una buena continuidad lateral a lo largo de toda la extensión del yacimiento que soportan un alto potencial para implementar procesos de inyección continua de vapor. La porosidad del yacimiento del campo de estudio se encuentra entre 20 y un 24% con permeabilidades entre un rango de 200 a 2,000 md y saturaciones de aceite entre 60 y 90%. El yacimiento está conformado por alrededor de 10 unidades productoras de aceite.

La mayoría de las arenas productoras del campo de estudio se han puesto en producción desde los años 70, inicialmente producían en condiciones primarias sin ninguna estimulación y debido a la baja productividad por tratarse de crudo pesado, las arenas empezaron a ser estimuladas con vapor casi desde los primeros años del desarrollo del campo. El mecanismo principal de estimulación ha sido la inyección cíclica de vapor con la cual se estima haber alcanzado factores de recobro de 12%. Debido al potencial adicional de recobro del campo de estudio se considera viable una implementación de un proceso de inyección continua de vapor que permita contactar volúmenes adicionales de aceite que no han sido contactados, esto debido a que la inyección cíclica de vapor está limitada a la cercanía de los pozos.

El desarrollo futuro del campo de estudio considera la implementación de patrones de inyección los cuales implementarían pozos inyectoros de vapor continuos en arreglos de cinco puntos invertido con el inyector localizado en el centro del patrón rodeado por pozos productores.

El proceso de generación de vapor utilizado históricamente en el campo de estudio utilizada generadores de vapor de tipo OTSG de sus siglas en ingles “Once Through Heat

Recovery Steam Generator” el cual tiene la capacidad de generar vapor con calidades de vapor entre 80 y 82% con eficiencias del proceso de generación en un rango del 90 al 92% , este tipo de generadores son utilizados ampliamente en proyectos de inyección continua de vapor alrededor del mundo como es el caso de campos de crudo pesado localizados en estados unidos (Peake, 1992).

El presente estudio se enfoca en el reto que actualmente tienen los procesos de recuperación térmica en el mundo el cual es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El proceso de generación usa gas natural como combustible de los generadores de vapor, el gas natural a pesar de ser un combustible más limpio que la mayoría de los utilizados en algunos procesos industriales puede llegar a representar volúmenes considerables de emisiones de gases de efecto invernadero.

Para cumplir con los requerimientos mundiales de reducción de calentamiento global y permitir viabilizar la masificación de proceso de inyección continua de vapor en Colombia, es importante evaluar opciones que permitan minimizar la emisión de gases de efecto invernadero, Una opción es la captura del gas de combustión o Flue gas asociado al proceso de generación de vapor y evaluar la viabilidad de combinarlo con el vapor inyectado, esto con el fin de generar un proceso cerrado. El impacto de esta posible combinación en el proceso de recuperación térmica de crudo pesado será el foco principal del presente estudio.

5. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Una vez ejecutada la primera parte de la metodología de evaluación la cual se enfocó en la construcción y ajuste de modelos tanto de superficie como de fondo, se continuo con la siguiente etapa de la metodología de evaluación tal como fue establecido en la figura 6.

5.1. Resultados del Caso Base sin procesos de estimulación

El proceso de evaluación de sensibilidades considero la corrida de un caso base con el modelo de simulación numérica para evaluar las condiciones de flujo de fluidos del yacimiento. El caso Base asume condiciones de producción en frio es decir sin ningún tipo de estimulación térmica aplicada al yacimiento con el fin de validar y ajustar las productividades reales medidos en el campo de estudio.

El caso base fue utilizado como caso de referencia para comparar el impacto sobre la productividad del yacimiento de los diferentes fluidos inyectados en el mismo. Para propósitos de comparación en las gráficas posteriores el caso base es nombrado como “caso # 70” debido al número de corridas en el cual fue ajustado con las condiciones medidas del yacimiento de estudio. Durante la inicialización del modelo para el caso base “Caso # 70” se validó que el rango de respuesta de productividad de fluidos ajustara con las pruebas de producción de los pozos productores de las arenas de zona C y D, una vez realizada esta revisión se validó el modelo numérico para iniciar el proceso de evaluación.

Una vez caracterizado el modelo, se definieron los rangos de volúmenes de gas a ser inyectados en los casos de sensibilidades, estos volúmenes usaron de referencias los valores calculados con el modelo de superficie generado en el software Aspen HYSYS. Para propósitos de evaluación numérica los gases de combustión o Flue gas fueron caracterizado como una corriente nueva en el modelo de simulación del software STARS con una combinación entre CO₂ y N₂ esto de acuerdo con la composición evaluada con el modelo de superficie de generación de vapor.

Como parte del proceso de caracterización se realizaron pruebas en el modelo numérico con inyección separada de CO₂ y N₂ para entender el impacto que cada tipo de gas podía tener sobre el crudo pesado de los yacimientos C y D del campo de estudio. Las corrientes de gas de CO₂ y N₂ fueron inyectadas en el yacimiento a una temperatura de 550 F, reflejando las mismas condiciones de inyección que las del vapor usado en el campo de estudio.

Como se mencionó con anterioridad bajo las condiciones de presión de inyección de 1,100 psi no es posible alcanzar condiciones de miscibilidad entre el CO₂ y N₂ con el crudo de las formaciones C y D. Los volúmenes de CO₂ y N₂ utilizados para el proceso de sensibilización se muestran en la tabla 1.

Para el modelamiento de los pozos inyectoros en el modelo de simulación se reprodujo una sarta de inyección selectiva con control de inyección independiente tanto para la zona C como para la zona D, este tipo de inyección selectiva se basa en las sartas de inyección selectivas utilizadas en el campo de estudio. Para replicar las sartas selectivas en el modelo numérico cada zona de inyección es contactada con un pozo inyector independiente tanto para C como para D.

El modelo numérico de yacimiento cuenta con un patrón de 5 puntos invertido con 4 productores que cubren un área de 5 acres como se mostró en la figura 10. Los pozos productores se encuentran abiertos en ambas arenas C y D de manera conjunta tal como se lleva a cabo en los completamientos del campo de estudio.

A nivel de producción se utilizó una restricción de máximo flujo en los pozos productores de 1,000 bfpd y condiciones mínimas de presión sobre las bombas de 50 psi. Los pozos inyectoros cuentan con restricciones a nivel de presión máxima de inyección de 1,100 psi y asumen tasas constantes de inyección tanto para CO₂ como N₂ de acuerdo con los valores mostrados en la tabla 1. En los casos de sensibilidad se asumió una tasa constante de inyección de gas por 20 años para evaluar el impacto y la distribución de los gases inyectados con el crudo del yacimiento de las zonas C y D

Tabla 1

Tasas de inyección utilizadas para inyección (barriles/día)

Sim case	CO2 bbls injected	Sim case	N2 bbls injected
Case 70	0	Case 70	0
Case 80	20	Case 87	20
Case 81	50	Case 88	50
Case 82	100	Case 89	100
Case 83	150	Case 90	150
Case 84	200	Case 91	200
Case 85	250	Case 92	250
Case 86	300	Case 93	300
Case 94	15,000	Case 73	15,000

Nota. Rangos de sensibilización definidos con base en modelo de superficie generado en ASPEN HYSYS

5.2. Interacción de CO₂ y N₂ con crudo pesado

Con las sensibilidades de inyección de CO₂ y N₂ se evaluó que la inyección de CO₂ y N₂ genera un volumen de recobro adicional de aceite comparado con el caso base # 70 de producción en frío. El resumen con los incrementales de aceite producidos con la inyección de N₂ y CO₂ en comparación con el caso base se muestran en la tabla 2.

Tabla 2

Aceite acumulado con inyección continua de CO₂ y N₂ a diferentes tasas

Caso #	Tasa CO2 bbl/día	Aceite Acumulado @ 20 años	Acumulado adicional sobre caso base %	Caso #	Tasa N2 bbl/día	Aceite Acumulado @ 20 años	Acumulado adicional sobre caso base %
Caso 70	0	79,467	N/A	Caso 70	0	79,467	N/A
Caso 80	20	84,945	7%	Caso 87	20	84,989	7%
Caso 81	50	85,462	8%	Caso 88	50	85,376	7%
Caso 82	100	86,039	8%	Caso 89	100	86,040	8%
Caso 83	150	86,614	9%	Caso 90	150	86,479	9%
Caso 84	200	87,038	10%	Caso 91	200	86,932	9%
Caso 85	250	87,365	10%	Caso 92	250	87,286	10%
Caso 86	300	87,909	11%	Caso 93	300	87,677	10%
Caso 94	15,000	133,786	68%	Caso 73	15,000	118,285	49%

Nota. Resultados obtenidos con el software STARS-CMG

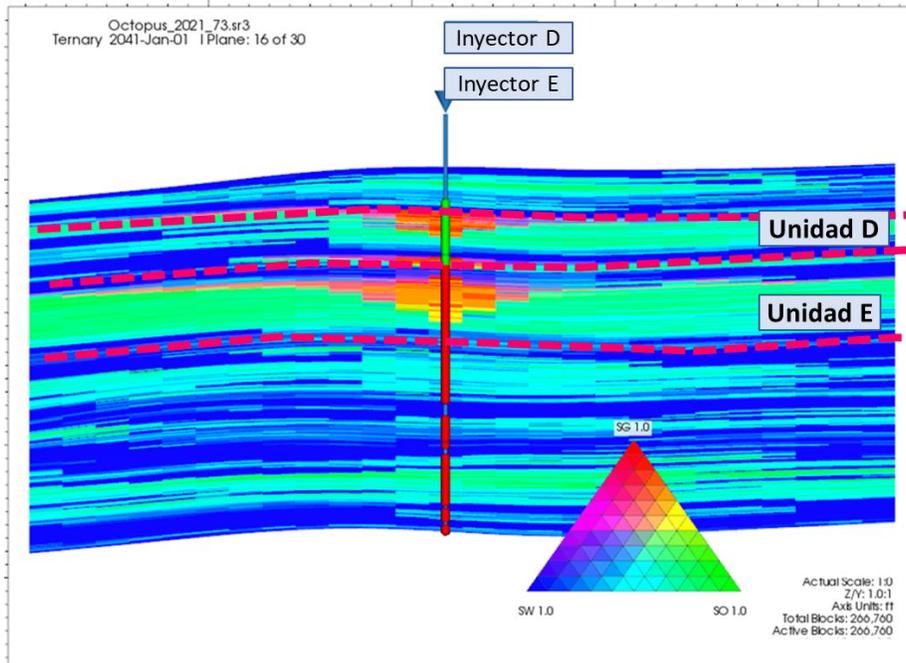
En la tabla 2 se observa que se presenta un incremento de producción de aceite de hasta un 68% con inyección de CO₂ comparado con el caso base de producción en frío Caso

70. Con la alta resolución de celdas del modelo numérico se pudo evaluar la distribución de los gases de CO₂ y N₂ a nivel tridimensional observándose una fuerte tendencia de segregación del gas dentro de las unidades C y D, esto último está relacionado con la alta diferencia de densidad y viscosidad entre el crudo pesado del yacimiento y los gases inyectados. A pesar de que los gases de CO₂ y N₂ son inyectados a una temperatura de 550 F no se presenta una reducción de viscosidad significativa en el crudo pesado lo cual está relacionado con la imposibilidad de alcanzar condiciones de miscibilidad bajo las presiones de inyección de 1,100 psi.

En la Figura 13 se muestra un corte transversal del modelo numérico donde se puede observar que después de 20 años de inyección continua de N₂ se obtiene una eficiencia vertical baja debido a la segregación del gas, este mismo perfil de distribución de baja eficiencia vertical de barrido se observó con la inyección de CO₂.

Figura 13

Vista vertical del modelo de simulación después de 20 Años de inyección continua de N₂

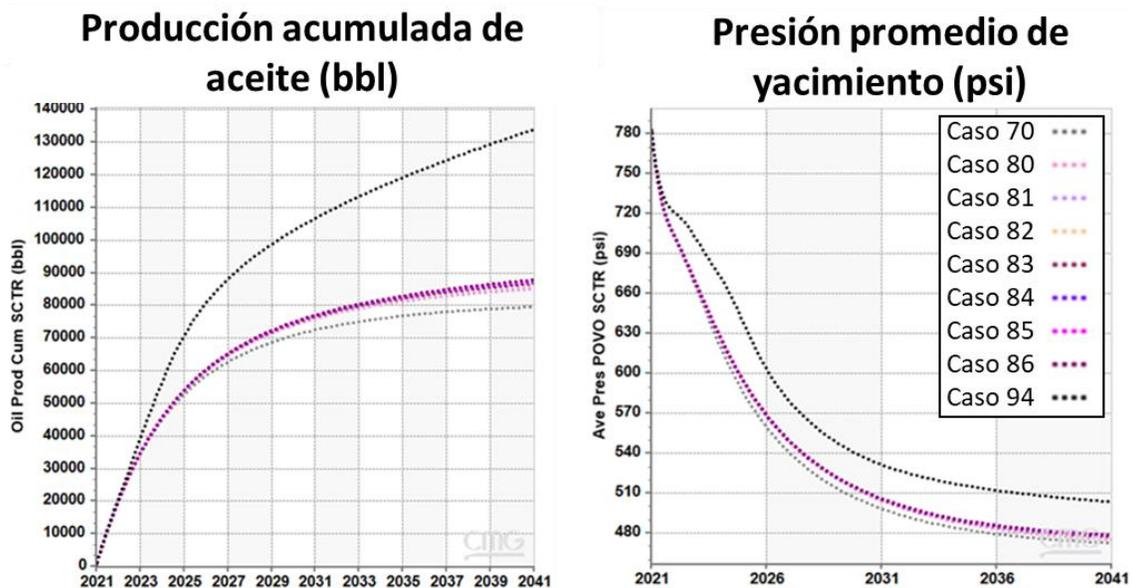


Nota. En esta vista del modelo de simulación numérica se observa la distribución del N₂ inyectado durante 20 años, se puede observar una tendencia a mantener el N₂ en la parte alta de las arenas cerca a los sellos entre las formaciones C y D lo que muestra una baja eficiencia vertical del N₂ tomado del Software STARS-CMG

En La figura 14 se muestra que con el incremento de la tasa de inyección de CO₂ se puede obtener un mayor incremento de la producción de aceite. A pesar de la alta segregación gravitacional, se evidencia que con mayor volumen de gas inyectado se puede generar un mejor soporte en el barrido del yacimiento relacionado a mayor energía en forma de presión, el comportamiento de la presión del yacimiento también se puede observar en la figura 14.

Figura 14

Producción acumulada de aceite y comportamiento de presión de yacimiento a diferentes tasas de inyección de CO₂



Nota. En la figura se muestra el impacto en la producción acumulada de aceite asociada a diferentes tasas de la inyección continua de CO₂ Tomado del Software STARS-CMG.

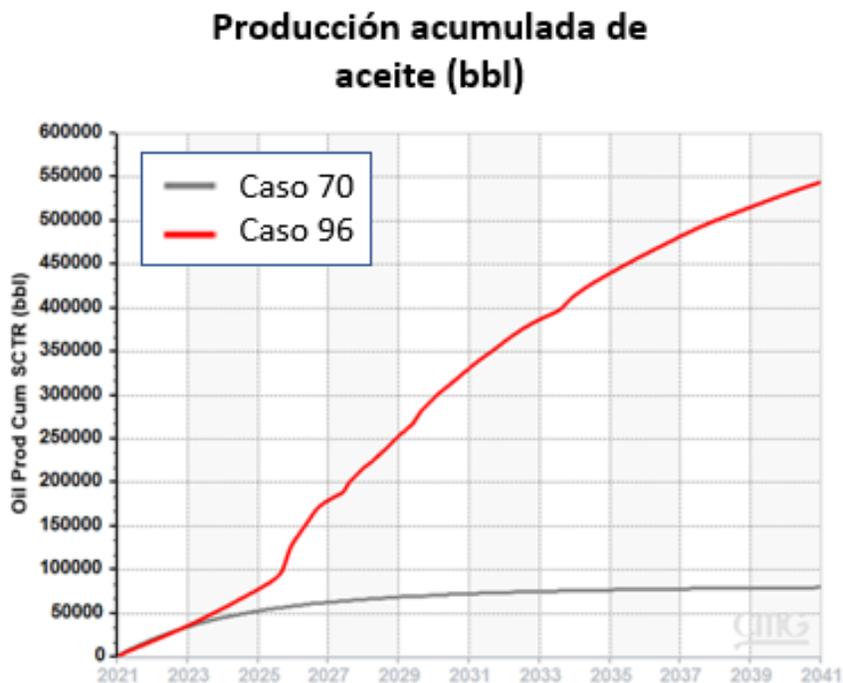
5.3. Interacción de vapor con crudo pesado

Para verificar la respuesta a la inyección de vapor en el modelo numérico se creó un caso donde las arenas C y D fueron estimuladas con una tasa de inyección constante de vapor de 350 BSPD CWE (barriles de vapor por día en condiciones de agua fría equivalente), el proceso de inyección de vapor se mantuvo por 20 años tal como se estableció para los casos de inyección de CO₂ y N₂.

La producción acumulada de aceite obtenida con la inyección continua de vapor se muestra en la figura 15. Con el caso de inyección continua de vapor se evidencia el alto potencial de incremento de recobro de crudo con la inyección continua de vapor en comparación con la inyección continua de CO₂ y N₂, la principal diferencia en términos de recobro está relacionada a la alta capacidad calorífica del vapor la cual genera una alta reducción de viscosidad del crudo presado en comparación con CO₂ y N₂ lo que mejora considerablemente las condiciones de movilidad del crudo generando un mejor proceso de recuperación.

Figura 15

Producción acumulada de aceite con inyección continua de vapor comparado con el caso base de producción en frío



Caso	Tasa de vapor bbbls cwe injected	Aceite Acumulado @ 20 años	Acumulado adicional sobre caso base %
Caso 70	0	79,467	-
Caso 96	700	543,915	584%

Nota. En la gráfica se muestra la producción acumulada de aceite del caso base #70 bajo producción en frío y el caso 96 con estimulación de inyección continua de vapor tomado del Software STARS-CMG

5.4. Interacción de vapor con CO₂ y N₂

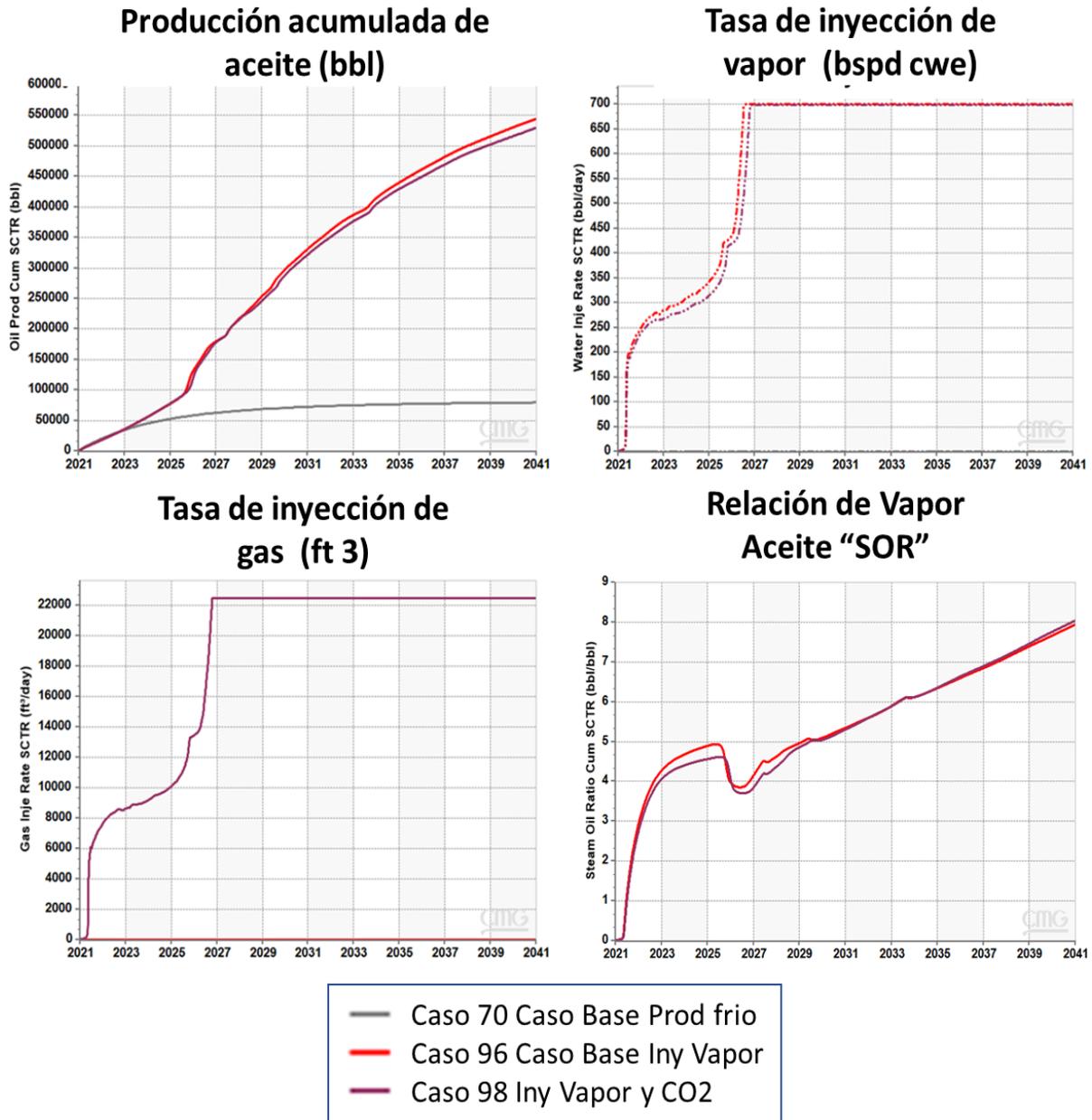
Una vez definido un caso base de inyección continua de vapor se llevó a cabo el proceso de evaluación de posibles combinaciones entre vapor, CO₂ y N₂ los cuales fueron evaluados con el modelo de simulación numérica con el fin de entender los impactos en el proceso de recuperación de crudo pesado comparado con los casos bases inyección independiente de CO₂, N₂ y Vapor.

El procedimiento de combinaciones se evaluó por etapas iniciando con combinaciones de Vapor y CO₂ y de Vapor con N₂. La primera combinación evaluada considero inyectar al mismo tiempo CO₂ con vapor. En La figura 15 se muestra los resultados del caso 98 que fue configurado con una inyección de 350 bspd cwe y 2,000 barriles de CO₂ para cada uno de los yacimientos C y D. El impacto en la recuperación acumulada de crudo para el caso 98 mostro un impacto negativo al compararse con el caso base de inyección continua de vapor, se calculó una reducción del -3% de crudo acumulado producido después de 20 años de inyección continua de vapor y CO₂. Evaluando los resultados del modelo de simulación se observó que la adición de CO₂ genera una reducción de la Inyectividad al vapor en el periodo anterior a obtener la irrupción de vapor en los pozos productores como se puede ver en la figura 16. La reducción de la tasa de inyección de vapor genera una demora en el pico de producción de aceite, este comportamiento no evidencia un beneficio para el proceso de recuperación de crudo pesado.

Para la evaluación del impacto de combinar vapor con N₂ se procedió con la misma combinación de volúmenes propuesta para el CO₂ y se observó el mismo efecto de disminución de producción de aceite al empezar a inyectar desde el inicio del proceso vapor con N₂. Con base en la primera sensibilidad de combinación de vapor con CO₂ y N₂ no se observó ningún beneficio en términos de producción acumulada de aceite eso a pesar de modificar el volumen de gases utilizados.

Figura 16

Impacto de co-inyección de Vapor y CO₂



Nota. En la gráfica se muestra la comparación de los casos base de producción en frio caso 70, Caso base de inyección de vapor caso 96 y caso de combinación de vapor con CO₂ caso 98, se muestran variables de comparación en términos de inyección y producción de fluidos, así como la relación de vapor inyectado y aceite producido un indicador utilizado para evaluar proyectos de estimulación térmica con vapor, tomado del Software STARS-CMG.

La combinación de inyección de vapor con CO₂ y N₂ de manera continua no evidencio un cambio significativo en termino de distribución vertical y areal del vapor comparando con el caso de inyección continua de vapor.

La tendencia de segregación gravitacional del CO₂ y N₂ con el crudo pesado se sigue presentando con la combinación con vapor mostrando que a pesar de la reducción de viscosidad generada por el vapor la diferencia de viscosidad y densidad entre el CO₂ y N₂ con el crudo pesado aun genera una tendencia a que los gases no miscibles se dirijan a la parte superior de los yacimientos C y D sin generan un impacto positivo en el proceso de recuperación de crudo cuando estos son inyectados de manera continua con el vapor.

Una vez evaluada la combinación de gases de manera continua se continuo con la metodología de evaluación y se diseñaron casos considerando una inyección alternada entre vapor y una combinación de CO₂ y N₂ un proceso denominado SAG por sus siglas en ingles de “Steam Alternated with Gas”. El objetivo para este tipo de estrategia de implementación fue evaluar un posible beneficio en términos de producción acumulada de aceite y debido a la configuración de alternar inyección de vapor se podría llegar a tener un impacto en la relación acumulada de vapor y aceite producido CSOR por sus siglas en ingles “Cumulative Steam Oil Ratio” lo cual podría generar un impacto en la eficiencia del proceso.

La primera sensibilidad para evaluar el impacto de alternar la inyección continua de vapor y mezcla de CO₂ y N₂ considero inyectar 350 barriles cwe de vapor por un periodo de 3 meses y alternar con inyección de 2,000 barriles de CO₂ y N₂.

Los tres meses iniciales de alternancia entre vapor y Gases de CO₂ y N₂ se basan en rutinas de inyección cíclica de vapor implementadas en el campo de estudio, pero solo se usó como referencia para el caso inicial ya que en el avance de la evaluación aún no se define este tiempo de alternancia como una variable optima, este caso es solo un caso inicial de evaluación. En resumen, el caso inicial considero un periodo de 3 meses en donde se inyectaría de manera continua Vapor seguido de 3 meses de inyección continua

de CO₂ y N₂, este proceso se repetiría a lo largo de 20 años con el fin de evaluar el posible impacto de la combinación de vapor y gas.

La composición utilizada para el proceso de alternancia fue una corriente de 80% N₂ y 20% CO₂ esto basado en la caracterización de los gases de combustión obtenidos con el modelo de superficie de generación de vapor, esta relación de inyección se implementó tanto para la arena C como D.

Durante la evaluación de alternancia de vapor con gases de CO₂ y N₂ se observó que a nivel de recuperación de crudo es más eficiente iniciar el proceso de alternancia entre vapor y gases de CO₂ y N₂ después de obtener la irrupción de vapor en los pozos productores, si se inicia el proceso de alternancia de vapor antes de tener la irrupción de vapor en los pozos productores se presenta una reducción en la recuperación de crudo acumulado en el periodo de 20 años, esto debido a una demora en obtener el pico de producción de aceite. Con base en estos primeros resultados se concluye que una vez se obtiene la irrupción de vapor en los pozos productores se presenta el momento óptimo para iniciar con el proceso de alternancia.

Para el presente estudio se definió que la irrupción de vapor en los pozos productores se podía obtener en un tiempo de alrededor de 3 años, después de este momento se tenían las condiciones óptimas para iniciar el proceso de alternancia que para el primer caso de sensibilidad considero como se menciona anteriormente un cambio de inyección cada 3 meses entre inyección continua de CO₂ y N₂ e inyección continua de vapor, este proceso de cambio de inyección se mantuvo hasta completar 20 años.

En la figura 17 se muestra los resultados de la inyección alternada de vapor con la combinación de CO₂ y N₂, en este caso el inicio del proceso de alternancia es al tercer año de iniciado el proceso de inyección continua de vapor, este periodo de inicio está basada en la configuración de 5 puntos invertido y 5 acres de área de patrón, dependiendo de las configuraciones de otros arreglos de patrones este tiempo de inicio puede cambiar,

para el presente estudio se dio énfasis en el tipo de patronamiento propuesto para el desarrollo del yacimiento de estudio.

en la tabla 3 se muestra una comparación con el caso base de inyección continua de caso 96. En esta sensibilidad inicial se observa una reducción de 40% de la relación de vapor acumulado inyectado con aceite producido acumulado nombrada para el presente estudio como CSOR por sus siglas en ingles “Cummulative Steam Oil Ratio”.

La reducción del CSOR del primer caso de sensibilidad muestra un impacto considerable en la eficiencia del proceso, esta reducción viene asociada a una reducción de solo el 2% del acumulado de aceite en un periodo de 20 años lo que representa una perdida pequeña de acumulado de aceite comparado con la reducción de la utilización de vapor. Estos resultados iniciales muestran un potencial de optimización en términos de utilización de vapor al implementar un proceso alternado de vapor con CO₂ y N₂ nombrado proceso “SAG”,

Figura 17

Inyección alternada de vapor con CO₂/N₂ – “SAG”

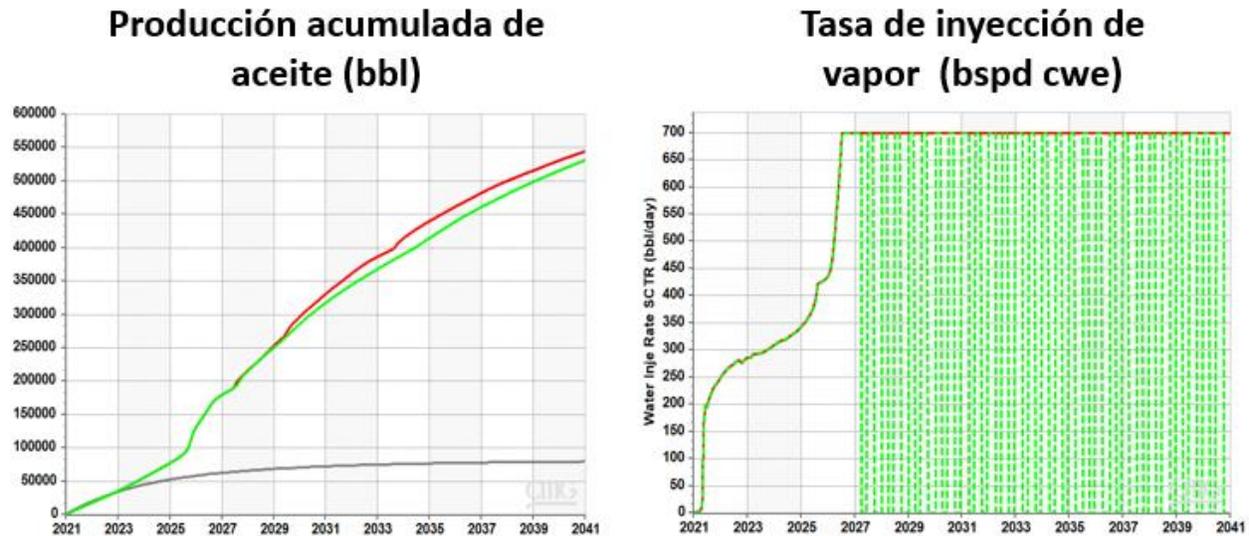
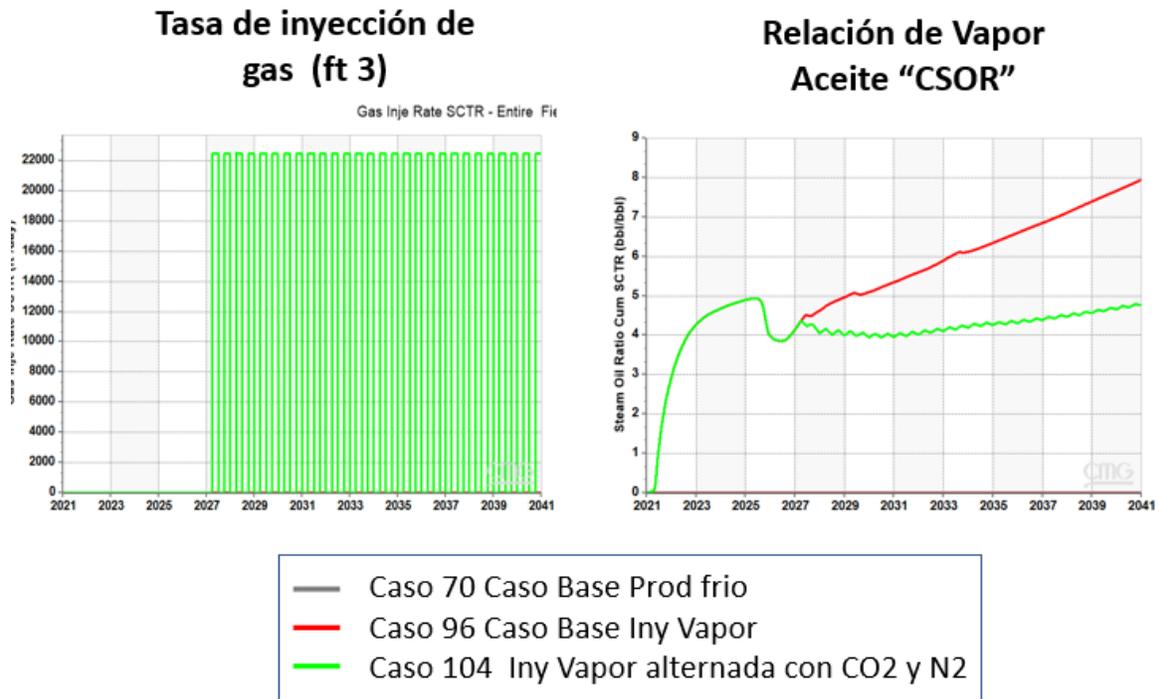


Figura 18. (Continuación)



Nota. En la gráfica se muestra la comparación de los casos base de producción en frio caso 70, Caso base de inyección de vapor caso 96 y caso de alternancia de vapor con CO₂ /N₂ caso 104, se muestran variables de comparación en términos de inyección y producción de fluidos, así como la relación de vapor inyectado y aceite producido un indicador utilizado para evaluar proyectos de estimulación térmica con vapor, tomado del Software STARS-CMG.

Tabla 3

Resultados de Inyección alternada de vapor con CO₂/N₂ "SAG"

Caso	Gas inyectado Bbls/Dia	Aceite Acumulado @ 20 años	CSOR	Acumulado adicional sobre caso base %	Acumulado adicional sobre caso base %
Caso 96	0	543,915	7.9	-	-
Caso 104	2,000	531,590	4.8	-2%	-40%

Nota. Resultados obtenidos con el software STARS-CMG

5.5. Evaluación de inyección alternada de vapor con CO₂ y N₂

Con la información obtenida se evidencio el potencial de mejorar la eficiencia del proceso de recuperación térmica al poder reducir la utilización de vapor, con base en esto, el siguiente paso en la evaluación se enfocó en definir cuál podría ser la mejor combinación para el proceso de alternancia en el campo de estudio.

El proceso de alternar inyección entre vapor y CO₂/N₂ cuenta con múltiples variables que interactúan en el proceso como el volumen inyectado en cada etapa de inyección ya sea de vapor o CO₂/N₂ y el tiempo que puede durar cada etapa de inyección de vapor y de CO₂/N₂, con el fin de definir el mejor escenario posible de alternancia entre vapor y CO₂/N₂, se definieron rangos de sensibilidad para cada variable incluida en el proceso de alternancia, por ejemplo para el caso de volúmenes de CO₂/N₂ se usaron rangos basados en las evaluaciones del modelo de superficie. Las variables evaluadas en el proceso de alternancia y los rangos establecidos para cada variable se muestran en la tabla número 4.

Debido a los múltiples casos posibles al combinar los diferentes rangos establecidos en la tabla 4 se requirió implementar un proceso de evaluación estadística con el modelo de simulación numérica para poder definir un caso óptimo de alternancia para ser implementado en el yacimiento de estudio.

Para evaluar la mejor combinación del proceso de alternancia tipo SAG se utilizó la herramienta CMOST que hace parte del paquete de opciones de evaluación de CMG, CMOST permite generar escenarios de optimización por medio de la definición de variables objetivo que permite direccionar el número de corridas del modelo de simulación con un enfoque predeterminado.

El primer paso para llevar a cabo la evaluación fue establecer las bases de evaluación del caso de optimización en la aplicación CMOST, para el caso de estudio y con base en las evaluaciones previas realizadas en el yacimiento de estudio se definieron dos funciones

objetivo para el proceso de optimización que permitieran direccionar el proceso de combinación de las diferentes variables del proceso de alternancia de vapor y Flue gas. La primera función objetivo definida en la evaluación con CMOST fue la de maximizar la producción acumulada de aceite y la segunda función objetivo fue la de minimizar el valor acumulado de la relación de vapor inyectado y aceite acumulado producido CSOR.

Tabla 4

Variables y rangos utilizados para sensibilizar la alternancia de vapor y Flue gas

Rango	CO ₂ /N ₂ Ciclo	CO ₂ /N ₂	Vapor Ciclo	Vapor
	día	bbl/día	días	bbl/día cwe
1	30	4,000	30	100
2	60	8,000	60	200
2	90	12,000	90	300
3	120	16,000	120	400
4	150	20,000	150	500
5	180	24,000	180	600
6		28,000		700

Nota. Rangos basados en resultados obtenidos en el proceso de evaluación de interacción a nivel de yacimiento y datos de generados de vapor con base en modelo de superficie

Para entender el impacto de la alternancia de vapor se estableció en el caso de CMOST que el proceso de alternancia de vapor comenzaría después de tener la irrupción de vapor en los pozos productores esto con base en las sensibilidades corridas inicialmente que mostraron que es más eficiente iniciar la alternancia una vez se ha generado conexiones entre el pozo inyector y los pozos productores.

Más de 100 posibles combinaciones usando las variables del proceso SAG fueron evaluadas con el caso de estudio establecido en la aplicación CMOST utilizando como base los rangos establecidos mostrados en la tabla 4.

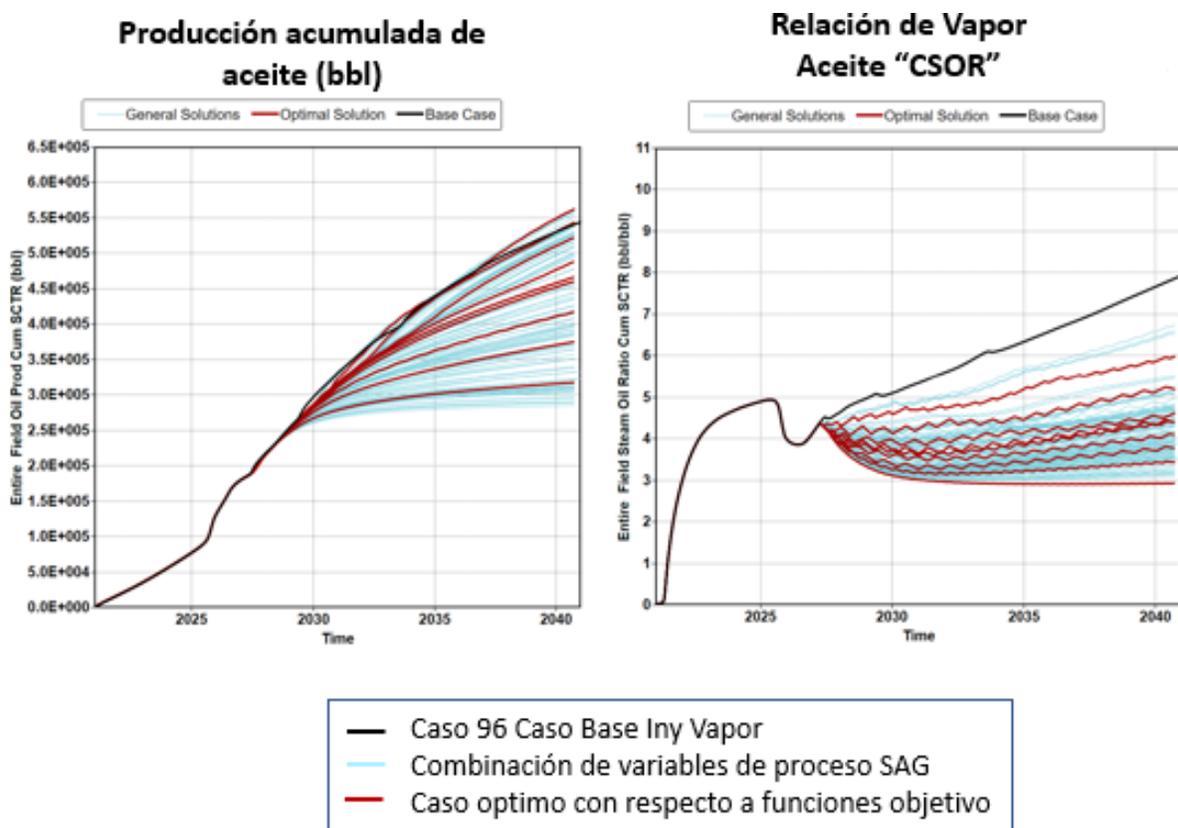
En la figura 18 se puede observar un resumen del impacto de las diferentes combinaciones para la implementación de la alternancia entre vapor y CO₂/N₂. Para el proceso de evaluación la proporción de CO₂/N₂ se mantuvo constante con una relación de

20/80% respectivamente, en la Figura 18 la línea negra muestra el caso base de inyección continua de vapor caso 96 y las diferentes líneas azules son casos corridos durante el proceso de evaluación de combinaciones del proceso SAG, las líneas rojas son parte de los posibles casos óptimos con base en las 2 variables objetivo para la evaluación que son maximización de recuperación de crudo y minimización de la utilización de vapor.

Tal como se puede observar en la figura 18 se muestra un rango para múltiples casos de combinación de alternancia de vapor y CO₂/N₂ donde la relación acumulada de vapor inyectado y aceite producido muestra valores que pueden ir desde 3 hasta valores de 6 al cambiar la combinación de variables del proceso.

Figura 19

Rango de respuesta para múltiples combinaciones de alternancia de vapor y Flue gas



Nota. En la gráfica se muestra el rango de respuesta de múltiples casos de combinaciones para el proceso SAG en el campo de estudio, las gráficas representan la respuesta de múltiples casos del modelo de simulación a las dos funciones objetivo para la evaluación, producción acumulada de crudo y CSOR, tomado del Software CMOST-CMG.

Con el fin de continuar con la definición de los mejores casos de combinación se seleccionaron casos con el fin de cubrir el rango de variación del valor de CSOR donde se seleccionó un caso alto, medio y bajo en función del rango de respuesta del CSOR. Evaluando el rango de los resultados obtenidos se pudo generar dos estrategias de implementación pensando en el desarrollo del campo de estudio.

La primera estrategia de implementación del proceso SAG puede ser enfocada en mejorar la utilización de vapor la cual está dirigida a un escenario con limitación de capacidad de generación de vapor lo cual refleja casos donde las facilidades de generación de vapor pueden estar limitadas o un escenario de precio de crudo bajo que limite la cantidad de vapor que pueda ser usado en el proceso por temas económicos.

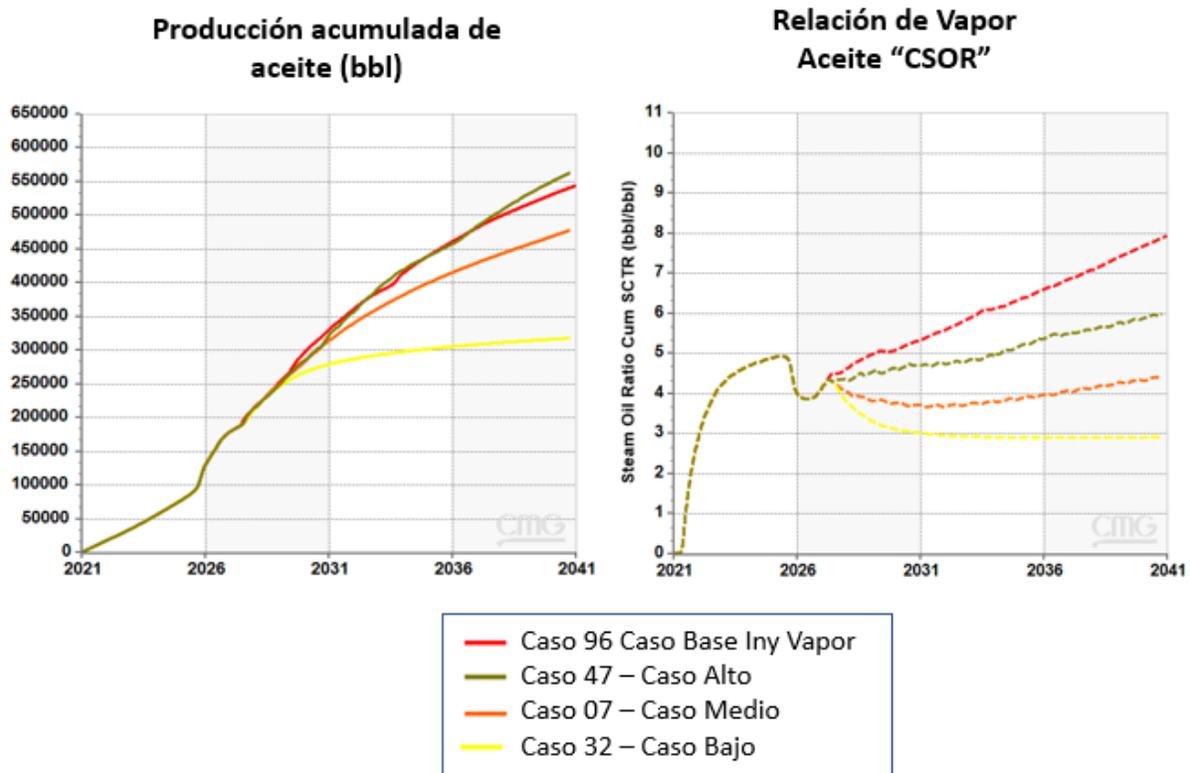
La segunda estrategia de implementación del proceso SAG puede ser enfocada en escenarios donde las facilidades de vapor no se encuentran limitadas o en escenarios de precio de crudo alto donde esta se enfoca en maximizar la producción de crudo acumulado.

Para seleccionar una de las posibles estrategias se requiere balancear parámetros técnicos y económicos. La figura 19 muestra los 3 casos de estudio seleccionados a partir de los más de 100 casos evaluados con el fin de cubrir un escenario alto, medio y bajo con base en las variables objetivo para la evaluación del caso de estudio como fue mencionado anteriormente.

Los casos seleccionados están nombrados caso 47 con el acumulado de aceite por patrón más alto, caso 7 con un acumulado de aceite medio y el caso 32 con el valor de acumulado de aceite más bajo.

Figura 20

Rango de respuesta para múltiples combinaciones de alternancia de vapor y Flue gas



Nota. En la gráfica se muestra casos seleccionados de las múltiples corridas de combinación de proceso SAG, los casos reflejan un rango alto, medio y bajo con respecto a valores de producción acumulada de crudo, los casos se comparan con el caso base de inyección de vapor Caso 96, tomado del Software STARS-CMG.

En la figura 20 se muestra el detalle a nivel de implementación de los 3 casos seleccionados. El caso 47 genera el mayor valor de producción de crudo acumulada pero también es el caso con la mayor relación acumulada de vapor inyectado y aceite producido, en esta configuración se implementaron ciclos de inyección de 1 mes alternados entre vapor y CO₂/N₂, el volumen usado en los ciclos fue de 700 barriles de vapor por día y el volumen de gas inyectado fue de 135,000 pies cúbicos por día.

el caso 7 genera un valor medio de producción de crudo acumulada, pero se tiene una optimización de relación acumulada de vapor inyectado y aceite producido con un valor que baja de 6 para el caso alto a un valor de 4.4, en esta configuración se implementaron ciclos de inyección de 2 meses alternados entre vapor y CO₂/N₂, el volumen usado en los

ciclos fue de 400 barriles de vapor por día y el volumen de gas inyectado fue de 90,000 pies cúbicos por día.

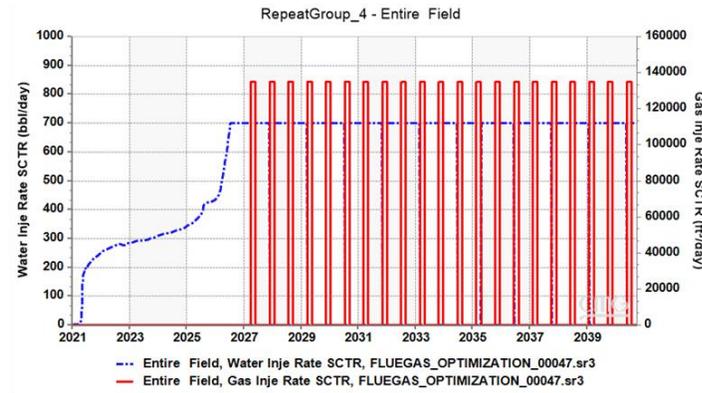
el caso 32 genera el valor más bajo de producción de crudo acumulada pero también tiene el valor más bajo de relación acumulada de vapor inyectado y aceite producido con un valor de 2.9, en esta configuración se implementaron ciclos de inyección de 3 meses alternados entre vapor y CO₂/N₂, el volumen usado en los ciclos fue de 100 barriles de vapor por día y el volumen de gas inyectado fue de 155,000 pies cúbicos por día.

Con base en toda la información obtenida del proceso de sensibilización de los escenarios para la implementación de inyección alternada se pudo generar una correlación entre la producción de crudo acumulada "Ocum" y la relación acumulada de vapor inyectado y crudo producido "CSOR" utilizando todos los caso generados de las múltiples combinaciones de alternancia, la correlación se muestra en la figura 21 donde se observa que después de un punto el incremento de relación acumulada de vapor y aceite producido muestra un perdida de eficiencia del proceso de recuperación.

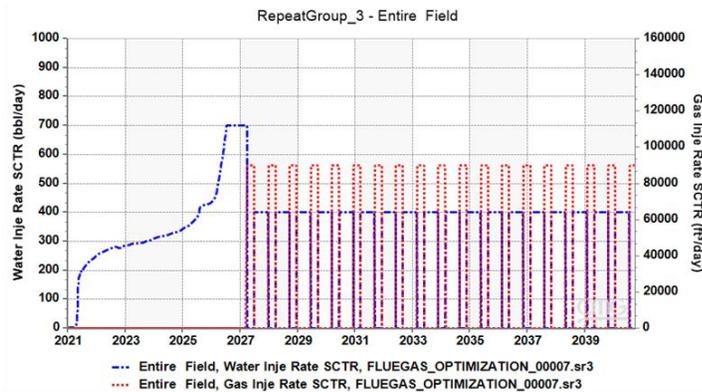
Con base en la información de implementaciones de vapor del campo de estudio se definió que al tener valores de la relación acumulada de vapor inyectado y aceite acumulado producido CSOR por encima de valores de 6 se empieza a perder eficiencia del proceso de recuperación desde un punto de vista económico, es decir que valores por encima de 6 impactan la viabilidad de la implementación de procesos de inyección de vapor, es por esto que una vez los casos del proceso de CMOST empezaron a explorar valores de CSOR por encima de 6 se descartaban por no representar una condición viable para la implementación en el campo de estudio.

Figura 21

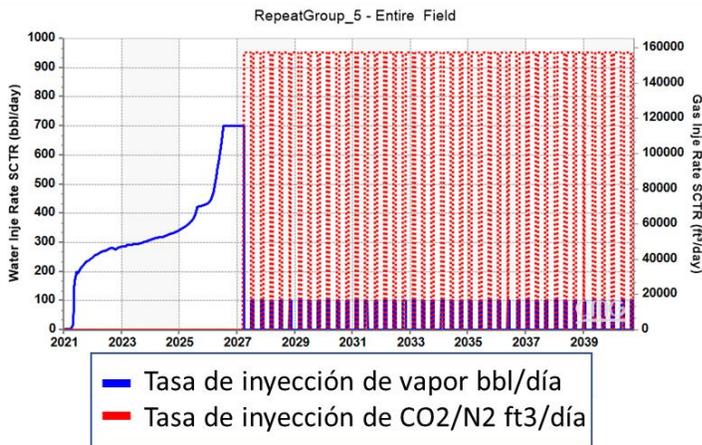
Implementación de ciclos de casos seleccionados alto, medio y bajos



- Case 47 Alto**
- CO₂/N₂: 2 meses/ 24kbpd
 - Vapor: 6 meses/700 bspd
 - CSOR: 6.0
 - OCUM: 563 Kbo



- Case 07 Medio**
- CO₂/N₂: 3 meses/ 16kbpd
 - Vapor: 6 meses/400 bspd
 - CSOR: 4.4
 - OCUM: 478 Kbo



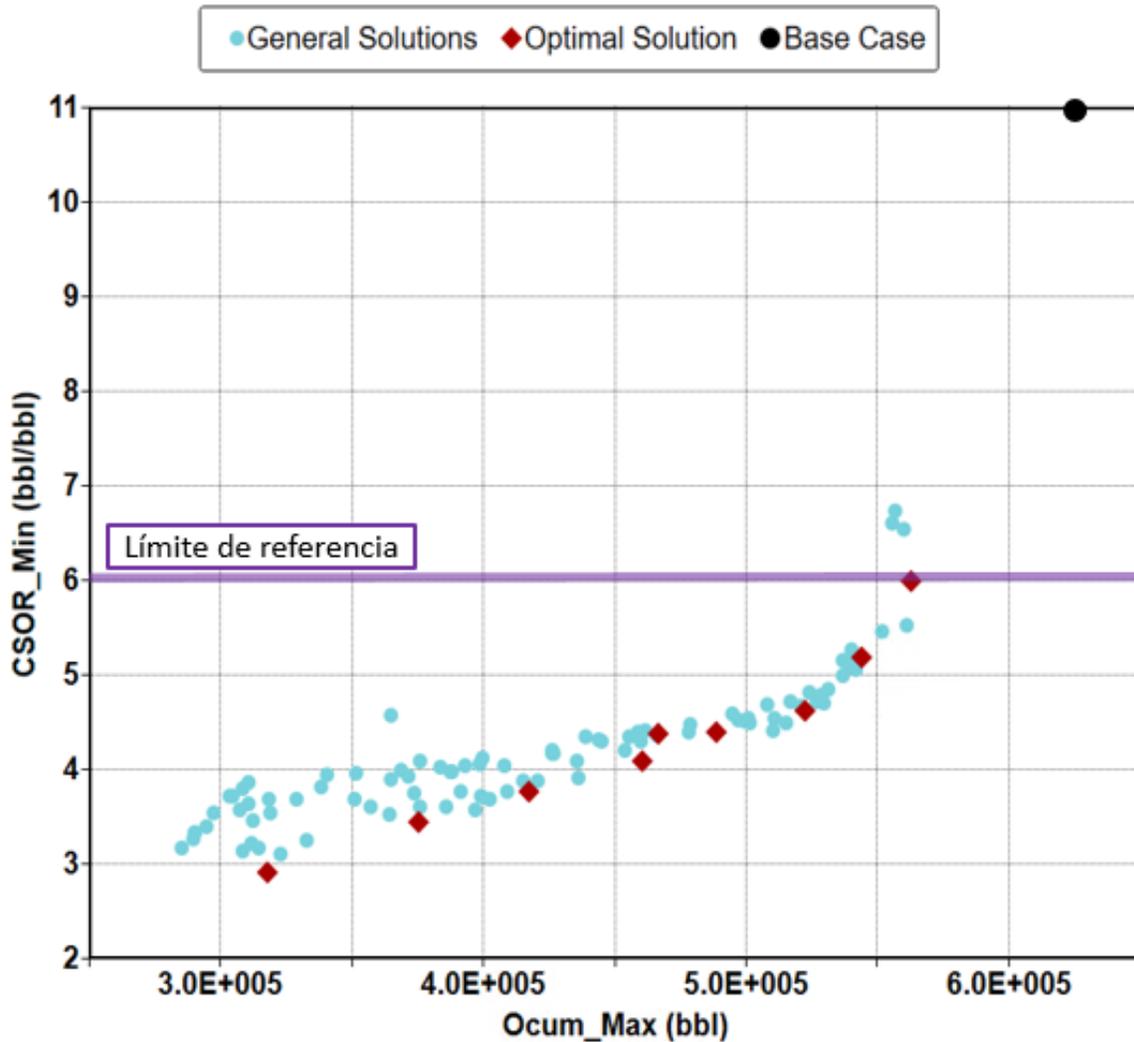
- Case 32 Bajo**
- CO₂/N₂: 3 meses/ 28kbpd
 - Vapor: 1 meses/100 bspd
 - CSOR: 2.9
 - OCUM: 318 Kbo

■ Tasa de inyección de vapor bbl/día
■ Tasa de inyección de CO₂/N₂ ft³/día

Nota. En la gráfica se muestra la configuración del proceso SAG para los casos seleccionados como alto-caso 47 medio-caso 07 y bajo-caso 32, tomado del Software STARS-CMG.

Figura 22

correlación entre la producción de crudo acumulada “Ocum” y la relación acumulada de vapor inyectado y crudo producido “CSOR”



Nota. En la gráfica se muestra la correlación de los múltiples casos de la implementación de SAG expresada en las dos variables objetivo del proceso de evaluación, tomado del Software CMOST-CMG.

5.6. Evaluación económica

Como parte de la evaluación del caso de estudio se construyó un modelo económico con el fin de evaluar el impacto de la optimización de uso de vapor al tener una alternancia de la inyección de vapor con CO₂/N₂.

El modelo económico implementa indicadores económicos estándar con base en las implementaciones de inyección de vapor que se han realizado a lo largo de décadas en el área del campo de estudio. Los principales parámetros económicos incluidos en el modelo económico se muestran en la tabla 5.

En la tabla 5 se muestran indicadores base de la compañía operadora del área del campo de estudio estos pueden variar de acuerdo con estándares de implementación de otras compañías.

Tabla 5

Parámetros económicos utilizados para las sensibilidades económicas

Parámetro	Valor	Unidad
Tasa de descuento	15	%
Factor de consume de gas	400	ft ³ gas/Bbl. steam
Factor de mantenimiento de pozos	3.5	MUSD/Month
Costo eléctrico por fluido	4.6	USD/Bfpd
Costo de unidad eléctrica	72	USD/KW
Costo por producción de fluido	0.41	USD/Bfpd
Tratamiento de agua	0.07	USD/bwpd
Costo de gas	5	USD/Mscfd
Prod Run Life	12	month
Oil Price	Variable	USD/Bo
Oil offset	10.3	USD/Bo

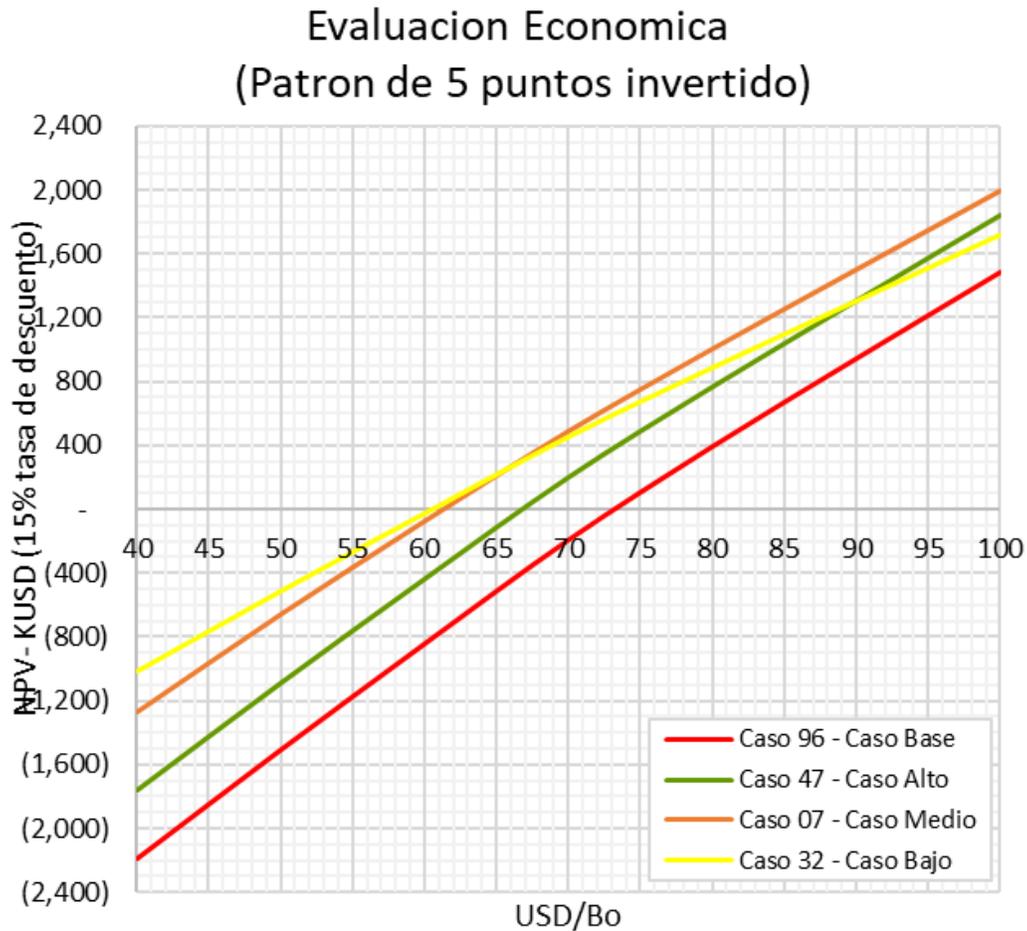
Nota. Datos reales usados en operación del campo de estudio

En la figura 22 se muestran los resultados del modelo económico corridos sobre los casos Base-Caso96, Alto, medio y bajo, en términos de valor presente neto “NPV” con sensibilidades al precio del crudo, en la gráfica 22 se evidencia que para los casos evaluados se puede requerir un precio del crudo para tener un valor de equilibrio alrededor de 73 USD/barril para el caso base, con los escenarios de alternancia de vapor se puede reducir el precio de equilibrio a un valor de 61 USD/BO en el caso 32 lo que muestra el

impacto en eficiencia que genera la implementación de un proceso SAG para el yacimiento de estudio.

Figura 23

Sensibilidades de Valor Presente Neto "NPV"



Nota. En la gráfica se muestra las sensibilidades económicas de los casos base, alto, medio y bajo con respecto al precio de crudo, se utiliza el indicador de valor presente neto NPV como variable de comparación.

En la tabla 5 se muestra la comparación en términos de valor presente neto para los casos base-Caso 96, alto medio y bajo y se puede concluir que el caso medio tiene los mejores resultados económicos, en el escenario con un valor de 100 USD/Bo hay un incremento del 35% del valor presente neto comparado con el caso base-caso 96.

Con base en los resultados económicos se concluye que con un valor de CSOR ~ 4.4 se genera el mejor retorno a nivel económico de este tipo de implementación de procesos SAG.

Tabla 6

Resultados de valor presente neto

NPV - KUSD (Tasa de descuento de 15%)								
Precio de crudo USD/bbl	CSOR	40	50	60	70	80	90	100
Caso 96 - Caso Base	7.9	(2,187)	(1,505)	(841)	(191)	393	943	1,483
Caso 47 - Caso Alto	6.0	(1,755)	(1,083)	(432)	204	770	1,309	1,843
Caso 07 - Caso Medio	4.4	(1,271)	(658)	(74)	490	1,005	1,502	1,995
Caso 32 - Caso Bajo	3.0	(1,014)	(512)	(25)	454	886	1,303	1,717

NPV - KUSD (Comparacion con caso base)								
Precio de crudo USD/bbl	CSOR	40	50	60	70	80	90	100
Caso 96 - Caso Base	7.9	-	-	-	-	-	-	-
Caso 47 - Caso Alto	6.0	20%	28%	49%	207%	96%	39%	24%
Caso 07 - Caso Medio	4.4	42%	56%	91%	357%	156%	59%	35%
Caso 32 - Caso Bajo	3.0	54%	66%	97%	338%	125%	38%	16%

Nota. Modelo económico calculado en Excel

5.7. Balance de energía del proceso de inyección de vapor

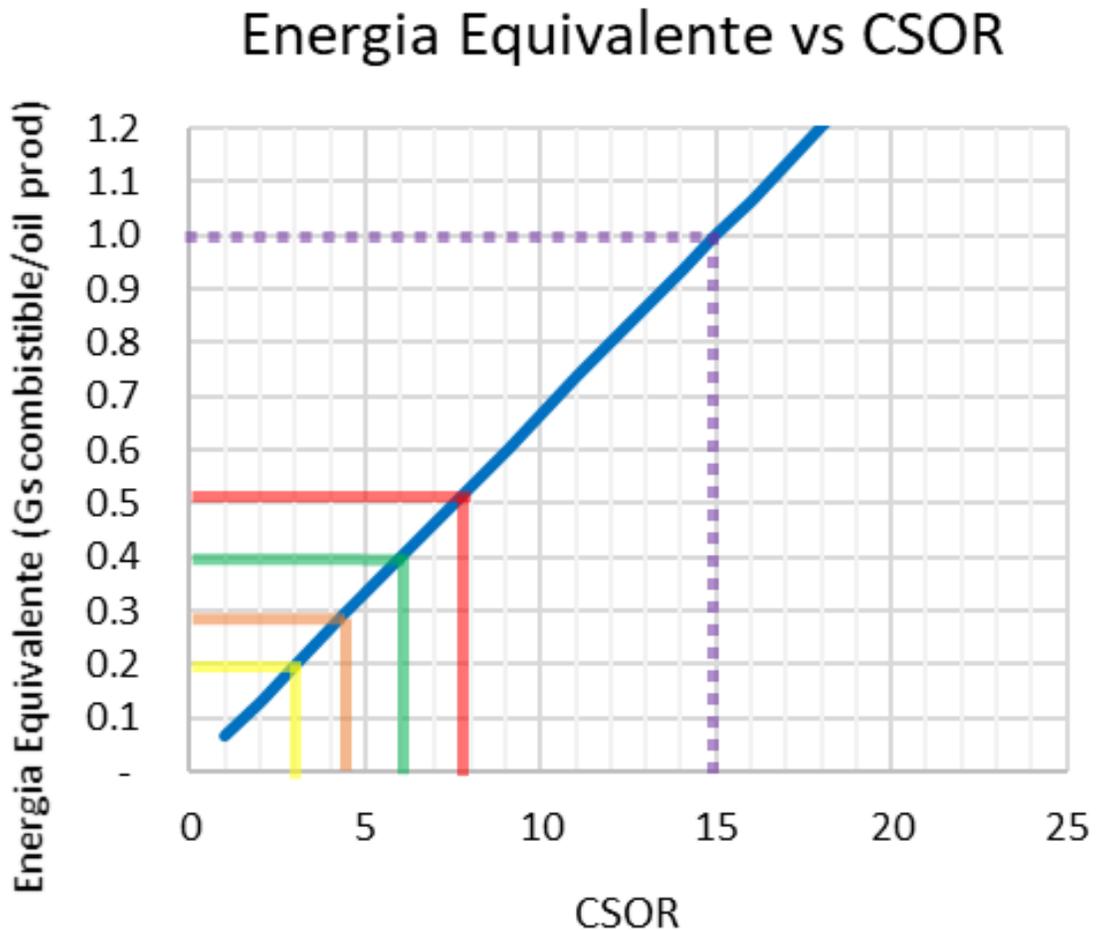
Además de las sensibilidades económicas se procedió a evaluar desde un punto de vista de balance de energía los casos seleccionados, para la metodología de balance de energía se consideró la cantidad de energía que es requerida para generar vapor relacionada al gas combustible utilizado en el proceso de combustión y se normalizo en términos de energía equivalente comprándola con el crudo producido.

En la figura 23 se muestra la relación de energía equivalente para los casos base-caso 96, alto, medio y bajo. El caso base muestra una baja eficiencia energética debido a que el 53% de la energía equivalente relacionada al aceite producido debe ser usada en términos de combustible que para el caso de estudio es gas como parte del proceso de generación de vapor. El caso medio "Caso 7" tiene una energía consumida del 29% lo

cual representa una optimización con el caso base además de tener los mejores indicadores económicos del proceso, con esto se concluye que el caso 7 muestra la mejor relación no solo a nivel económico si no a nivel técnico a mostrar un balance energético mucho más favorable.

Figura 24

Balance de energía entre gas combustible para generación y crudo recuperado



Nota. En la gráfica se muestra los resultados del balance de energía de los casos base, alto, medio y bajo se observa que en la medida que se tenga una optimización en el uso del vapor se puede llegar a mejores eficiencias energéticas.

6. CONCLUSIONES

La diferencia de viscosidad entre el Flue gas y el crudo pesado del caso de estudio representa un reto para obtener buenos valores de barrido vertical y areal. Con base en esto, la mejor estrategia es implementar un proceso alternado de inyección de Flue gas y vapor "SAG" en lugar de una inyección continua combinada de vapor y Flue gas.

La implementación alternada "SAG" puede reducir el uso de vapor en hasta un 40% y puede representar una reducción del 16% en el precio de crudo para obtener un punto de equilibrio.

El objetivo óptimo establecido para el caso de estudio fue de una relación de 4.4 para la relación acumulada de vapor y crudo producido la cual mostro el mejor valor presente neto en un periodo de 20 años y una tasa de descuento del 15%.

la capacidad calorífica del N_2 y CO_2 son muy inferiores a la del vapor y debido a la presión de inyección del campo de estudio de 1,100 psi el impacto en reducción de viscosidad es nulo comparado con el vapor, pero se muestra un potencial de optimización a nivel de utilización de vapor en términos de CSOR que puede impactar positivamente la eficiencia en el proceso de recuperación del campo de estudio.

Con base en el requerimiento mundial actual de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, para hacer posible la implementación de proyectos de inyección continua de vapor en Colombia es necesario implementar proceso de captura de estos gases y utilizarlos en el proceso de recobro; 1 barril de vapor inyectado continuamente a lo largo de un año puede representar alrededor de 7.3 toneladas de CO_2 al año, capturar el Flue gas asociado y utilizarlo en el proceso puede tener un gran impacto en la meta global de obtener procesos con emisiones netas de cero

7. RECOMENDACIONES

Para análisis futuros es importante probar diferentes implementaciones de tecnologías para la captura de Flue gas que puedan ser implementadas a nivel de campo, actualmente las nuevas tecnologías enfocadas en captura de CO₂ pueden abrir oportunidades para la implementación de procesos de recuperación mejorada de crudo

Para una implementación a nivel de escala completa de campo es importante desarrollar una estrategia por etapas de patrones lo que va a permitir utilizar el Flue asociado al vapor de patrones nuevos en patrones maduros que ya alcanzaron la irrupción de vapor.

Para análisis futuro se debería evaluar el posible impacto de la combinación de vapor y Flue gas en las estimulaciones cíclicas de vapor que se llevan a cabo en pozos productores esto podría ayudar a maximizar el uso de Flue gas en el campo de estudio.

La combinación de Gases como CO₂ con agua puede generar procesos de corrosión, es importante realizar un estudio que permita entender si a diferentes valores de temperatura estos efectos corrosivos pueden llegar a cambiar.

Los gases de combustión del proceso de generación de vapor podrían ser capturados y usados en procesos de generación de electricidad esta podría ser una alternativa para u uso adicional de estos gases, se tendría que validar un posible proceso adicional antes de ser capturados para la inyección dentro del yacimiento

BIBLIOGRAFIA

Douglas , A., Alvarado , C., & Banzer, S. (2002). *Recuperacion Termica de Petroleo*. McGraw-Hill.

Prats, M. (1985). *Thermal Recovery*. Richardson Texas: SPE Monograph.

Yunus A Cengel, M. A. (2009). *Termodinamica*. Mexico: McGraw-Hill.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTARIA

- Albert, R., Gernot, S., Torsten, S., & Reimuth, O. (2015). Carbon Capture and Storage for Enhanced Oil Recovery: Integration and Optimization of a Post-Combustion CO₂-Capture Facility at a Power Plant in Abu Dhabi. *SPE*, 37-46.
- Alhajaj, A., & Nilay, S. (2012). Design and Analysis of CO₂ Capture, Transport, and Storage Networks. *SPE*.
- Alhajaj, A., & Nilay, S. (2012). Design and Analysis of CO₂ Capture, Transport, and Storage Networks. *SPE*.
- Ali, F. (1997). *Practical Heavy oil Recovery*. Edmonton.
- Bagci, A., & Gumrah, F. (2004). Effect of CO₂ and CH₄ addition to steam on recovery of West Kozluca Heavy oil. *Society of Petroleum Engineers*.
- Bautista, L., & Waninger, E. (1993). The Effect of Steam/Foam Injection in a Steamflood Experiencing Downdip Steam Migration. *SPE*.
- Bonis, M. (2012). Managing the Corrosion Impact of Dense Phase CO₂ Injection for an EOR Purpose. *SPE*.
- Buchanan, W. (1985). Simulating Steam Additive EOR Processes. *Society of Petroleum Engineers*.
- Butler, R., Jiang, Q., & Yee, C. (1999). Steam and Gas Push (SAGP) – 3; Recent Theoretical Developments and Laboratory Results. *The petroleum society*.
- Capper, L., Kuhlman, M., Vassilellis, G., Schneider, M., & Fitzpatrick, N. (2011). Advancing Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods beyond their Conventional Limits: Downhole Innovation. *SPE*.
- Cathles, L., Schoell, M., & Simon, R. (1990). A Kinetic Model of CO₂ Generation and Mineral and Isotopic Alteration During Steamflooding. *SPE*, 524–530.
- Chang, J. (2020). Flue Gas Waste Heat Utilization for Enhanced Oil Production - Water Hot-Gas Injection for Lloydminster Reservoirs. *SPE*.
- Claridge, E., & Dietrich, J. (1983). Viscous Fingers and Gravity Tongues in CO₂-Steam Stimulation. *SPE*.
- Dashti, H., Unterschultz, J., Garnett, A., Honari, V., Sedaghat, M., & Rudolph, V. (2018). A Review of Recent Advances in Cost-Effective Infrastructure System Design of the CO₂ Distribution to CCS Injection Wells. *SPE*.

- Dong, M., & Huang, S. (2002). Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. *JPT*.
- El Nasr, S., Ahmed, A., Geuzebroek, Haiko, F., & Singh, P. (2018). Low Cost CO2 Capture: Dream or Reality. *SPE*.
- Farouq, A. (1982). Steam Injection Theories - A Unified Approach. *SPE*.
- Freitag, Norman, P., & Kristoff, B. (2013). Comparison of Carbon Dioxide and Methane as Additives at Steamflood Conditions. *SPE*, 14–18.
- Gray, J., Reynolds, T., Pedron, B., Khakoo, M., & Jenaibi, A. (2010). Understanding Reservoir & System Uncertainties to Enable CO2 EOR. *SPE*.
- Harding, S., Farouq Ali, S., & Flock, D. (1983). Steamflood performance in the presence of CO2 and Nitrogen. *Journal of Canadian Petroleum*.
- Hong, K., & Ault, J. (1984). Effects of Noncondensable Gas Injection on Oil Recovery by steamflooding. *Journal of Petroleum Technology*.
- Hong, K., & Liming, H. (1987). Comparison of K-Value Calculation Methods in Compositional Steamflood Simulation. *SPE*, 249–257.
- Hornbrook, M., Dehghani, K., Qadeer, S., & Ostermann, R. (1989). Effect of CO2 addition to steam on recovery of West sak Crude oil. *Society of Petroleum Engineers*.
- Khosrow, N., & Babadagli, T. (2012). Experimental Analysis of Heavy Oil Recovery and CO2 Storage by Alternate Injection of Steam and CO2 in Deep Naturally Fractured Reservoir. *Society Of Petroleum Engineering*.
- Klaver, T. (2007). Reducing CO2 emissions by making cheaper CO2 capture technologies available. *SPE*.
- Koperna, G., Gupta, N., Godec, M., Tucker, O., Riestenberg, D., & Cumming, L. (2017). The Grand Challenge of Carbon Capture and Sequestration. *JPT*, 39–41.
- Kostelnik, K., Arredondo, P., & Montenegro, A. (2017). A Case History on California Immiscible Gas Injection, Elk Hills Field. *SPE*.
- Kumar, M., & Do, T. (1990). Effects of Endpoint Saturations and Relative Permeability Models on Predicted Steamflood Performance. *SPE*.
- Latil, M., & Le Thiez, P. (1992). Numerical Evaluation of CO2 Effects in Thermal Oil Recovery Processes. *SPE*.
- Lu, C., Liu, H., Lu, K., Liu, Y., & Dong, X. (2013). The Adaptability Research of Steam Flooding Assisted by Nitrogen Foam in Henan Oilfield. *SPE*.

- Mendoza, A., & Apostolos, K. (2020). Simulation of Non-Condensable Gases Co-Injection in Steam Assisted Gravity Drainage: State of the Art and Important Mechanisms. *SPE*.
- Mohammadpoor, M., & Torabi, F. (2012). An Extensive Review on the Effective Sequence of Heavy Oil Recovery. *SPE*.
- Mohsenzadeh, A., Escrochi, M., Afraz, M., Avatollahi, S., Karimi, G., Iran, S., & Al wahaibi, Y. (2014). The Effects of CO₂ Concentration in Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery from Fractured Reservoirs during GOGD Process. *SPE*.
- Peake, W. (1992). Steam Distribution Surveillance and Analysis. *SPE*.
- Perez Cordoba, J., Gonzalez Sanchez, E., Martinez Vertel, J., & Munoz Navarro, S. (2020). Surface Facilities Development for Steam Flue Gas Injection in a Colombian Heavy Oil Reservoir. *SPE*.
- Qihong, F., Longfei, G., Xianmin, Z., Sunhua, G., Hongfu, S., & Shuhong, W. (2012). Study of Thermal Recovery Method of Steam and Flue Gas Combined with Gel Injection. *SPE*.
- Ramachandran, S., Jovancicevic, V., Nguyen, H., & Ksenija, B. (2012). Prevention of Mild Steel Corrosion By Carbon Dioxide / Oxygen Mixtures Using Corrosion Inhibitors to Enable the Use of Wet Flue Gas In EOR Process. *SPE*.
- Rios, V., Laboissière, P., & Trevisan, O. (2010). Economic Evaluation of Steam and Nitrogen Injection on SAGD Process. *SPE*.
- Rojas, G., & Farouq Ali, S. (1986). Scaled model studies of carbon dioxide/brine injection strategies for heavy oil recovery from thin formations. *Journal of Canadian Petroleum*.
- Sexton, A., Austyn, D., Fisher, K., & McKaskle, R. (2015). Process Engineering Perspectives on CO₂ Capture Technology Development. *SPE*.
- Shunqiang, Z., Yongtao, S., Yubao, S., Yongbin, W., & Xueqi, L. (2015). Case Study of Flue Gas Assisted SAGD in Offshore Heavy Oil Reservoirs. *SPE*.
- Srivastava, R., Huang, S., & Mingzhe, D. (1999). Comparative Effectiveness of CO₂ Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery. *SPE*, 238–247.
- Trigos, E., Lozano, M., & Jimenez, A. (2018). Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen. *SPE*.

- Trivedi, J., & Babadagli, T. (2005). CO and Flue Gas Sequestration During Tertiary Oil Recovery: Optimal Injection Strategies and Importance of Operational Parameters. *SPE*.
- Xiaohu, D., Huiqing, L., Keliu, W., & Zhangxin, C. (2018). EOR Potential in the Post Steam Injection Era: Current and Future Trends. *SPE*, Dong, Xiaohu , Liu, Huiqing , Wu, Keliu , and Zhangxin Chen.
- Xueying, L., Mohammad, L., Ganis, B., Baehyun, M., & Wheeler, M. (2018). An Integrated Flow-Geomechanical Analysis of Flue Gas Injection in Cranfield. *SPE*, Ganis, Benjamin , Min, Baehyun , Mary F. Wheeler.
- Yigang, L., Jian, Z., Xiaodong, H., Qiuxia, W., Hua, Z., Hao, L., . . . Wang, C. (2019). Design and Experimental Study of New-Type Supercritical Steam and Flue Gas Generator for Offshore Oilfield. *SPE*.
- Yongbin, W., Yongtao, S., Yubao, S., Xue, L., & Dongmei, X. (2015). Feasibility Study on Flue Gas Assisted SAGD in Offshore Heavy Oil Reservoirs. *spe*.
- Zhang, C., Zhaomin, L., Hongyu, W., Wang, S., Huaifeng, Y., Xingchang, X., & Yuping, Y. (2014). Performance of Flue Gas and Foam Assisted Steam Huff and Puff with Horizontal Well in Enhanced Recovery of Fengcheng Oil Field. *SPE*.
- Zhaoxia, D., Liguang, Z., Yicong, T., Yanchao, W., Yongtao, S., Lichang, Z., . . . Mingyou, Y. (2013). Investigation on Corrosion of Insulation Tubing Steel in HTHP Steam and Flue Gas Co-Injected to Enhance Heavy Oil Production. *SPE*.
- Zhong, L., Dong , Z., Hou, J., Li, Y., Sun, Y., Zhao, L., . . . Qin, F. (2013). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with Flue Gas. *SPE*.
- Zhuangzhuang, W., Zhaomin, L., Teng, L., Qingwang, Y., Jianping, Y., Hongyuan, W., & Wang, S. (2017). Research on Enhancing Heavy Oil Recovery Mechanism of Flue Gas Assisted Steam Flooding. *SPE*.
- Ziegler, V. (1993). Recommended Practices for Heat Management of Steamflood Projects. *SPE*.