

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE GASES DE COMBUSTIÓN EN
EL FACTOR DE RECOBRO Y LA REDUCCIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO EN
PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO DE
LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**JAIRO ENRIQUE DIMATÉ BAUTISTA
KATHERINE PRADA PALOMO**

**PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGÍSTER EN
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

DIRECTORA

**ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ
INGENIERA DE PETRÓLEOS, MSC. EN INGENIERÍA DE GAS
MSC. EN GESTIÓN AMBIENTAL PARA LA COMPETITIVIDAD.**

CODIRECTORES

**JORGE EDUARDO ROMERO DOMINGUEZ
INGENIERO DE PETRÓLEOS, MSC EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**JOSE GABRIEL BERNARD NIERES
INGENIERO DE PETRÓLEOS, MSC EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BOGOTA D.C.**

2024

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 2024

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada Garcia-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega De Mendoza

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ramiro Augusto Forero Corzo

Secretario General

Dr. José Luis Macias Rodríguez

Decana Facultad de Ingeniería

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Directora de programa

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

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

Dedicamos este trabajo a Dios en primer lugar, a nuestro hogar que nos une y nos motiva cada día y a nuestros seres queridos que nos han acompañado en esta etapa de crecimiento académico y profesional.

AGRADECIMIENTOS

A Adriangela Romero directora de proyecto de grado por su apoyo y motivación constante en el desarrollo de este trabajo y por proporcionarnos las guías fundamentales para avanzar y concluir este estudio.

A Jorge Romero codirector de proyecto por su aporte y dirección con el modelo de simulación de yacimientos y su orientación en temas de recobro térmico y el modelamiento en CMG.

A José Gabriel Bernard codirector de proyecto por su apoyo con la investigación del tema de factores de emisión de los combustibles fundamental para el análisis de impacto en la huella de carbono.

A los docentes de la maestría por transmitir sus conocimientos y motivarnos a desarrollar nuestras competencias como profesionales en las áreas de geología e ingeniería de yacimientos.

A nuestros líderes de trabajo Bleidy Bibiana Polo y Alejandro Giraldo por su apoyo y comprensión por el tiempo dedicado durante el curso de la maestría y el desarrollo de este proyecto de grado.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
1. OBJETIVOS	14
1.1. Objetivo general	14
1.2. Objetivos específicos	14
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1. Recobro mejorado	15
2.2. Recuperación del petróleo residual	16
2.3. Recobro térmico	17
2.3.1. <i>Propiedades térmicas de rocas y fluidos</i>	18
2.3.2. <i>Inyección de vapor como método de recobro mejorado</i>	19
2.3.3. <i>Inyección cíclica de vapor</i>	23
2.3.4. <i>Inyección continua de vapor</i>	24
2.3.5. <i>Generación de vapor</i>	26
2.4. Recobro no térmico	38
2.4.1. <i>Métodos de inyección de gases</i>	38
2.5. Huella de carbono	42
2.5.1. <i>Inyección de vapor asistida con flue gas y reducción de la huella de carbono.</i>	43
2.5.2. <i>Metodología de cálculo de la huella de carbono</i>	44
3. METODOLOGÍA Y DATOS	47
3.1. Descripción de las Fases	48
3.1.1. <i>FASE I: Descripción del campo de estudio</i>	48
3.1.2. <i>FASE II: Definición de la composición del gas de combustión (flue gas)</i>	51
3.1.3. <i>FASE III: Descripción del proceso de inyección de vapor</i>	53
3.1.4. <i>FASE IV: Control de calidad de la data de entrada del modelo de simulación</i>	55
3.1.5. <i>FASE V: Ajuste histórico</i>	56
3.1.6. <i>FASE VI: Simulación de escenarios</i>	57
3.1.7. <i>FASE VII: Evaluación</i>	62
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	67
4.1. Descripción del proceso de generación de vapor	67

4.2. Ajuste histórico del modelo de simulación y control de calidad de los datos de entrada	70
4.2.1. <i>Control de calidad de los datos de entrada</i>	70
4.2.2. <i>Ajuste histórico</i>	85
4.3. Escenarios de simulación inyección de vapor y co-inyección vapor-flue gas	91
4.4. Evaluación del impacto en la reducción de la huella de carbono y el incremento en el factor de recobro	92
4.4.1. <i>Reducción de la huella de carbono</i>	93
4.4.2. <i>Incremento factor de recobro</i>	100
5. CONCLUSIONES	107
6. RECOMENDACIONES	111
REFERENCIAS	113

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Clasificación de los métodos de recobro mejorado	15
Figura 2. Diagrama de temperatura y entalpía del agua.	20
Figura 3. Pérdidas de calor en el sistema	23
Figura 4. Diagrama de inyección cíclica de vapor	24
Figura 5. Diagrama de inyección de vapor	25
Figura 6. Vista externa de un generador de vapor tipo OTSG	27
Figura 7. Esquema del OTSG: secciones del quemador, radiación y de convección	29
Figura 8 Eficiencia en procesos de combustión	34
Figura 9. Efecto del nitrógeno en la solubilidad del CO ₂ en el petróleo.	40
Figura 10. Interacción del flue gas con el petróleo a diferentes condiciones de presión y temperatura	41
Figura 11. Metodología propuesta	47
Figura 12. Ubicación Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) – MMB	48
Figura 13. Columna Estratigráfica VMM	49
Figura 14. Patrones de 5 puntos invertido de inyección continua de vapor y un pozo de inyección cíclica de vapor.	54
Figura 15. Esquema de balance de energía del generador de vapor	58
Figura 16. Algoritmo de cálculo para la determinación del factor de emisión en unidades de IPCC y de uso común.	64
Figura 17. Modelo fino (de alta resolución) y modelo de sector	76
Figura 18. Criterios control de calidad	77
Figura 19. Modelo conceptual de escalamiento	78
Figura 20. Histograma de porosidad	80
Figura 21. Modelo para validación dinámica del modelo escalado	81
Figura 22. Acumulado de petróleo -Comparación métodos de escalamiento de permeabilidad	82
Figura 23. Comportamiento de producción y presiones de los modelos de validación dinámica	83
Figura 24. Sección transversal modelo fino y modelo escalado	84

Figura 25. Condición inicial de temperatura del modelo de sector para el ajuste histórico	86
Figura 26. Comportamiento viscosidad con temperatura	87
Figura 27. Ajuste histórico a nivel de sector	89
Figura 28. Ajuste histórico pozo inyección cíclica de vapor del sector	90
Figura 29. Emisión de CO ₂ – Casos de simulación	97
Figura 30. Calidad de vapor y streamlines de barrido por pozo productor (fase gas)	100
Figura 31. Comportamiento pozo P5 – Escenarios de simulación	102
Figura 32. Comportamiento pozo P1 – Escenarios de simulación	103
Figura 33. Comportamiento pozo P8 – Escenarios de simulación	104
Figura 34. Factor de recobro total – Escenarios de simulación	105

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Composición del gas de chimenea producto de la combustión de gas hidrocarburo vs la combustión de carbón.	32
Tabla 2. Características del campo	50
Tabla 3. Descripción del gas de Cusiana.	51
Tabla 4. Balances estequiométricos de la reacción de combustión completa para componentes de un combustible gaseoso.	52
Tabla 5. Condiciones de la generación del vapor	59
Tabla 6. Volumen total de flue gas y por componente a condiciones estándar para generar 2,370 BWE PD	61
Tabla 7. Variables de entrada – salida del algoritmo	65
Tabla 8. Balance estequiométrico de la combustión completa de los componentes combustibles del gas de Cusiana considerando un exceso de aire del 15%	68
Tabla 9. Composición del flue gas producto de la reacción de combustión del gas de Cusiana asumiendo combustión completa con exceso de aire del 15%	69
Tabla 10. Lista de información importante evaluada en la etapa de control de calidad de la información de entrada	71
Tabla 11. Descripción del modelo de alta resolución	74
Tabla 12. Descripción del modelo de sector inicial	75
Tabla 13. Diferencia de OOIP entre el modelo de alta resolución y casos escalados	79
Tabla 14. Comparativo número de celdas modelo de alta resolución y el modelo escalado	84
Tabla 15. Escenarios de predicción inyección de flue gas y vapor	91
Tabla 16. Cálculo poder calorífico por componente y mezcla gas de Cusiana	94
Tabla 17. Emisión de CO ₂ - Caso base de inyección de vapor cíclica y continua	96
Tabla 18. Reducción de la huella de carbono - Escenarios de simulación	98
Tabla 19. Emisión de CO ₂ evaluado para diferentes combustibles gaseosos.	99
Tabla 20. Factor de recobro - Escenarios de simulación	106

RESUMEN

Según el reporte “*Energy Transition Outlook 2022*” publicado en octubre del mismo año por la International Energy Agency (IEA), el sector energético es responsable de más del 70% de las emisiones de gases de efecto invernadero, el mayor contribuyente a las emisiones de este sector corresponde a los combustibles fósiles, liderado por el carbón (42%), seguido del petróleo (36%) y el gas natural (30%). Una de las actividades de la industria petrolera que aporta grandes cantidades de gases de efecto invernadero es la extracción de crudo pesado con técnicas de recobro térmico, en especial, las técnicas de inyección de vapor, las cuales requieren la combustión de fuentes fósiles como el carbón, el petróleo o el gas para la generación del vapor.

Una de las mayores preocupaciones en cuanto al uso de recursos energéticos a nivel mundial, desde hace algunos años, ha sido el uso seguro y sostenible de la energía y la reducción de la huella de carbono debida al uso de los combustibles fósiles. Diferentes industrias buscan estrategias e implementar acciones que permitan regular las emisiones de gases de combustión al medio ambiente, la captura y manejo del CO₂ en sus operaciones, ruta que también ha seguido la industria del petróleo y gas.

Estratégicamente se pueden implementar, la reducción de la combustión de fuentes fósiles, la mejora de la eficiencia energética y la captura y remoción de emisiones. En el caso de los procesos de recobro mejorado mediante inyección de vapor, una de las acciones que apoya este objetivo de cero emisiones es, evaluar el efecto de reutilizar los gases de combustión producidos del proceso de la generación del vapor, inyectándolos con el vapor generado como método de captura de gases de efecto invernadero y método de recobro mejorado. Esta investigación busca determinar el impacto de la inyección de los gases producto de la generación de vapor en la recuperación mejorada de crudos pesados, y determinar si estos efectos son positivos, neutros o negativos sobre el factor de recobro y la reducción de la huella de carbono.

Palabras clave: Inyección de vapor, Flue Gas, Co-inyección vapor con Flue Gas, Factor de Recobro, Huella de Carbono, Recobro Térmico.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la explotación de yacimientos de crudo pesado mediante inyección de vapor como método de recuperación mejorado tiene gran importancia, y es de las más eficientes y más usadas técnicas para la recuperación de crudo pesado en todo el mundo, por un lado, por el factor de recobro incremental esperado, el cual contribuye a la demanda energética global y por la creciente necesidad de reducir las emisiones de gases de combustión al medio ambiente. En este método de recobro los gases de combustión son producto del proceso de la generación de vapor de agua.

La inyección conjunta del vapor con gases de combustión o flue gas, (principalmente dióxido de carbono y nitrógeno), combina el efecto de la reducción de la viscosidad del petróleo junto con el efecto de desplazamiento inmisible del petróleo por los gases de combustión. La interacción entre el flue gas y los fluidos en el yacimiento para las condiciones del campo de estudio se considera de tipo inmisible, ya que las condiciones de mínima de presión de miscibilidad del dióxido de carbono y nitrógeno no son alcanzadas.

La inyección de los gases de combustión junto con el vapor permite mantener el desarrollo de los campos, además, el flue gas se encuentra disponible en el campo ya que es producto del proceso de combustión para la generación de vapor, lo cual la convierte en unas de las técnicas de co-inyección más prometedoras con beneficios como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y mejorar la eficiencia de desplazamiento del crudo.

La simulación numérica de yacimientos y las directrices del *IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)* para la contabilización de las emisiones permiten evaluar el efecto de inyectar los gases de combustión como método de recobro "complementario" a la inyección de vapor y cuantificar el resultado en el factor de recobro y la reducción de la huella de carbono.

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo general

Evaluar el efecto de la inyección de gases de combustión en el factor de recobro y la reducción de la huella de carbono en procesos de inyección de vapor en un campo de crudo pesado de la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM).

1.2. Objetivos específicos

- Describir el proceso de generación de vapor y su relación con la emisión de gases de efecto invernadero teniendo en cuenta el tipo de combustible utilizado y la interacción entre el gas de combustión, el vapor y los fluidos de yacimiento.
- Realizar el ajuste histórico del modelo de simulación para el campo de crudo pesado ubicado en la cuenca del VMM partiendo del control de calidad de los datos de entrada (modelo estático y dinámico).
- Simular los escenarios de inyección de vapor cíclica y continua y de co-inyección de gases de combustión.
- Evaluar el impacto de la reducción de la huella de carbono y el incremento en el factor de recobro en los escenarios planteados.

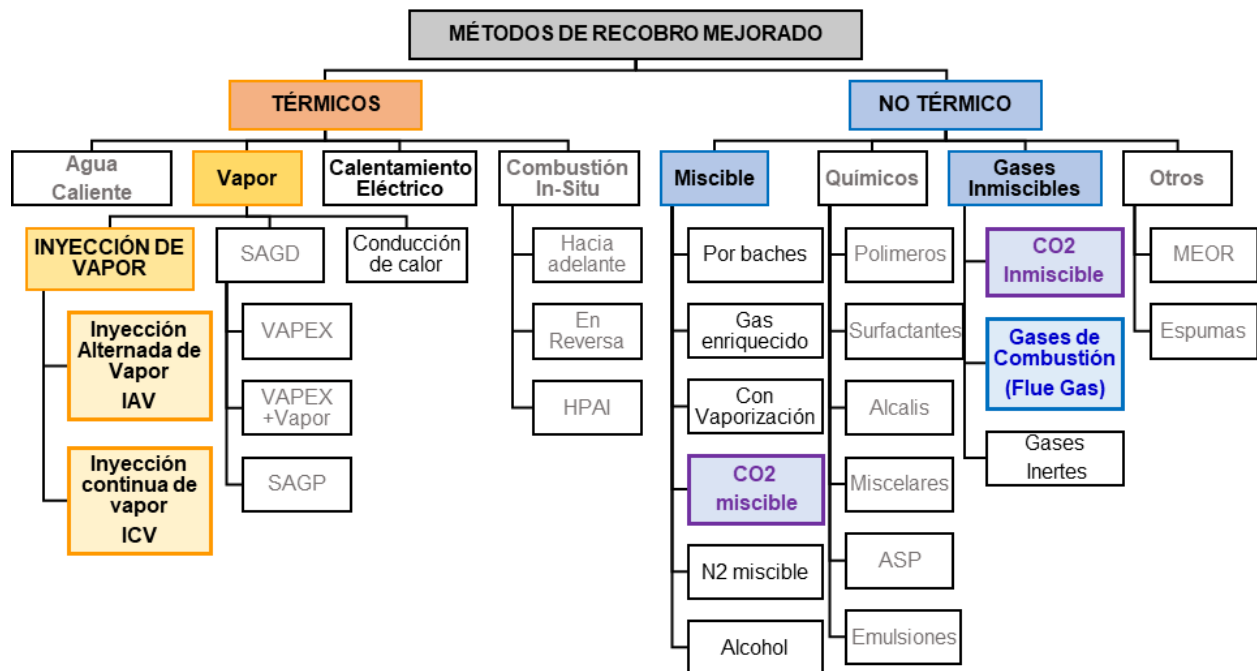
2. MARCO TEÓRICO

2.1. Recobro mejorado

La recuperación avanzada de petróleo IOR (Improved Oil Recovery), se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de petróleo, dichas técnicas pueden incluir la recuperación secundaria y los métodos de recobro mejorado EOR (Enhanced Oil Recovery), los cuales, buscan la reducción de la saturación de petróleo residual (S_{or}) retenido debido a fuerzas capilares (después de inyección de agua en petróleos livianos) o a alta viscosidad (en petróleos pesados y arenas bituminosas) [1]. Los métodos EOR pueden clasificarse de manera simple en métodos térmicos o métodos no térmicos [2] **Figura 1**.

Figura 1.

Clasificación de los métodos de recobro mejorado



Nota. Clasificación de los métodos de recobro mejorado en térmicos y no térmicos. Se resaltan los métodos que tienen mayor importancia en este estudio. Adaptada de Thomas, S., Enhanced Oil Recovery – An Overview, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 6. 2008.

La implementación de los métodos de recobro en etapas cronológicas (recobro primario, secundario y terciario) ha sido motivo de discusión porque los métodos EOR pueden ser implementados desde etapas tempranas en la explotación de los yacimientos que así lo requieran, por lo tanto, su implementación no es estrictamente secuencial [3].

2.2. Recuperación del petróleo residual

La movilidad del petróleo residual es influenciada por dos factores principales, el número capilar (N_c) y la razón de movilidad (M) [1].

El número capilar es la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, se define como la relación entre la velocidad de Darcy (m/s), la viscosidad del fluido desplazante (Pa. s), y la tensión interfacial (N/m) - **Ecuación 1.**

Ecuación 1.

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma}$$

Un valor bajo de número capilar implica dominio de las fuerzas capilares o interfaciales y un valor alto implica dominio de las fuerzas viscosas. La forma más práctica de incrementar el número capilar es reduciendo la tensión interfacial, lo cual puede lograrse usando el surfactante apropiado o por aplicación de calor [1].

La razón de movilidad describe la relación y eficiencia de desplazamiento de petróleo por un fluido inmisible, es definida como la razón de la movilidad de fluido desplazante (agua) y la movilidad del fluido desplazado (petróleo) – **Ecuación 2**

Ecuación 2.

$$M = \frac{\lambda_{desplazante}}{\lambda_{desplazado}}$$

Donde la movilidad (λ) es la relación entre la permeabilidad efectiva (k) y la viscosidad (μ). La razón de movilidad influencia a nivel microscópico (poro) y macroscópico (eficiencia de desplazamiento barrido areal y vertical). Un valor mayor que 1 es considerado no favorable, porque indica que el fluido desplazante fluye más que el

desplazado (petróleo), causando canalización y en consecuencia dejando atrás petróleo recuperable y valores menores que 1 se consideran favorables.

2.3. Recobro térmico

Los métodos térmicos han sido implementados desde 1950 y son los más avanzados en cuanto a experiencia de campo y tecnología [1]. Comúnmente se aplican en yacimientos de petróleos pesados y viscosos, los cuales tienen densidades menores a 20°API y viscosidades entre 200-2000 cP. Estos métodos suministran calor al yacimiento y favorecen la recuperación de petróleo mediante la reducción de la viscosidad (cuyo efecto es significativo en crudos pesados), la expansión de la roca y fluido, la compactación y la destilación del vapor [4].

El rango de aplicación de los métodos térmicos es muy amplio y se pueden clasificar considerando:

- El método de calentamiento de la formación:
 - Calentamiento eléctrico
 - Combustión in situ (inyección de aire)
 - Inyección de agua caliente e inyección de vapor

- El esquema de suministro de calor:
 - Continuo
 - Alternado

- La configuración de pozos productores e inyectores:
 - En arreglos de pozos o patrones
 - Pozos verticales u horizontales

Algunos de los métodos que combinan estas características son: SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage), THAI (Toe-To-Heel Air Injection), HCS (Horizontal Cyclic Stimulation)

entre otros, que pueden ser variantes o combinación de éstos, y cuya implementación depende tanto de factores económicos como de las características de la roca y el fluido. Los métodos térmicos han sido exitosos en Canadá, USA, Venezuela, Indonesia y otros países [1]. En Colombia se ha implementado inyección cíclica y continua de vapor en campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena como los campos Teca, Jazmín, Nare, Girasol y Moriche [5].

2.3.1. Propiedades térmicas de rocas y fluidos

A diferencia de otros estudios de yacimientos, los estudios relacionados con métodos de recuperación térmica requieren el conocimiento de las propiedades térmicas de roca y fluido implicadas en el flujo de fluidos en el medio poroso, y considerar su variación en función de la temperatura, por ejemplo, la permeabilidad relativa y la viscosidad. Para incluir estas variaciones con temperatura se requiere modelar la manera en que se transfiere el calor en el yacimiento y así poder determinar un valor de temperatura en tiempo y en un punto del yacimiento. Las propiedades térmicas generales de la roca y los fluidos se definen a continuación [6]:

- **Capacidad calorífica a presión constante o calor específico isobárico:** Cantidad de calor requerido para aumentar en un grado la temperatura de una unidad de masa de la sustancia a presión constante.
- **Conductividad térmica:** Determina dónde y cuánto calor fluye en respuesta a las diferencias de temperatura en el yacimiento.
- **Difusividad térmica:** Determina la velocidad con que se desplaza un frente de temperatura a través del yacimiento.
- **Coeficiente de expansión térmica:** Relaciona la respuesta térmica y mecánica de las rocas del yacimiento mediante la determinación del grado de expansión de un volumen de roca a medida que se incrementa su temperatura.

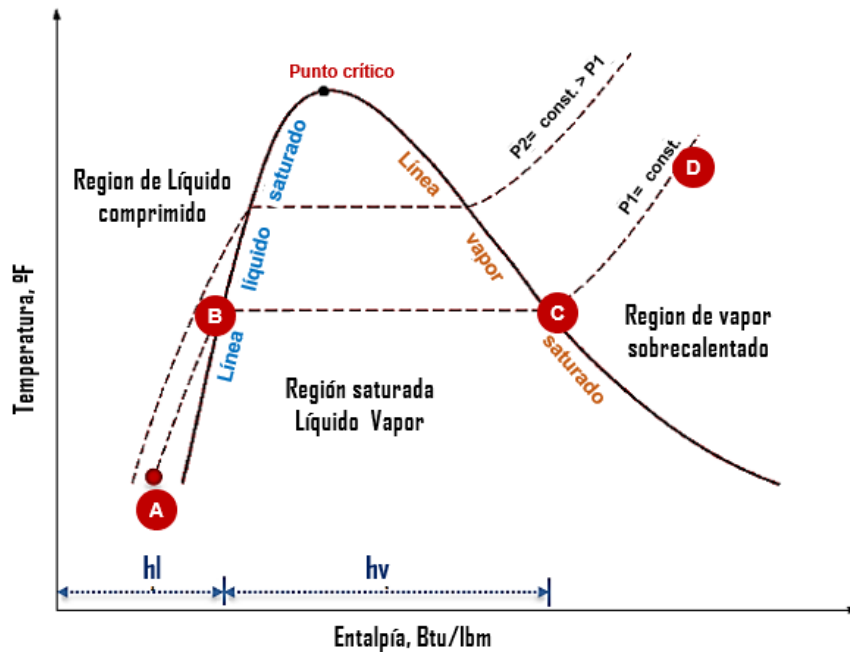
2.3.2. Inyección de vapor como método de recobro mejorado

Es un proceso mediante el cual se suministra energía en forma de calor al yacimiento inyectando vapor de agua, puede ser en forma continua o cíclica. [7]. El incremento de la temperatura en el yacimiento producto de la inyección de vapor ayuda a reducir la viscosidad del petróleo y a su vez reduce las fuerzas capilares, favoreciendo de este modo la movilidad del petróleo y la reducción de la saturación de petróleo residual (S_{or}), por lo que es importante definir correctamente propiedades como la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento y a altas temperaturas, la densidad de los fluidos en el yacimiento, el calor específico de la roca y los fluidos para evaluar estos métodos de recobro.

La generación del vapor a inyectar en el yacimiento se lleva a cabo a través de una caldera, en la cual ocurre la reacción de combustión entre un combustible (carbón, petróleo o gas) y el aire el cual contiene oxígeno responsable de la oxidación. En este proceso se transfiere calor a una corriente de agua de modo que el primer cambio que ocurre en la corriente de agua es el incremento de la temperatura. Este calor transferido es el conocido como *calor sensible* (H_w), definido como la energía necesaria para elevar la temperatura del agua desde una temperatura de referencia hasta la temperatura de ebullición a una presión determinada, en este punto toda el agua aún se encuentra en estado líquido [7]. Al continuar transfiriendo calor a la corriente de agua desde el punto de ebullición (presión y temperatura de saturación) se consigue el cambio de fase de agua en estado líquido a vapor de agua (dos fases coexistentes), a este calor se le conoce como *calor latente o de vaporización* (L_v) [7]. En esta etapa la temperatura del vapor es constante a diferencia del calor sensible, el calor latente es mayor en magnitud en comparación con el calor sensible. Ver **Figura 2**.

Figura 2.

Diagrama de temperatura y entalpía del agua.



Nota. (A – B), el agua se calienta desde 32°F hasta su temperatura de saturación, siguiendo la línea de saturación hasta que recibe toda su entalpía líquida h_l , (B – C), a medida que se agrega más calor, el agua cambia de fase a una mezcla de vapor de agua (a la temperatura de saturación) hasta que ha recibido toda su entalpía de vaporización h_v , (C – D), Si continúa más calor después de D, la presión permanece constante pero la temperatura del vapor comenzará a aumentar a medida que se imparte sobrecalentamiento

En la **Figura 2** se pueden identificar tres regiones: entre los puntos A y B se define la región en la que el agua aún se encuentra en estado líquido, entre los puntos B y C se encuentra la región de dos fases y entre los puntos C y D la región en la que el agua cambia completamente a estado gaseoso y se denomina región de vapor sobrecalentado.

Es posible caracterizar la región de dos fases mediante la determinación de la calidad del vapor (x) **Ecuación 3** [1], la cual se define como la relación másica entre el vapor y la masa total de la mezcla (líquido-vapor). Esta relación puede tener valores entre cero

y uno. Un valor de cero indica que la mezcla es líquido saturado (punto B) y un valor de uno indica que la mezcla es vapor saturado (punto C).

Ecuación 3.

$$x = \frac{m_{vapor}}{m_{líquido} + m_{vapor}}$$

El uso del vapor en los procesos de recuperación térmica se basa principalmente en las excelentes propiedades térmicas del agua en estado de vapor y la disponibilidad del recurso hídrico. [7].

2.3.2.a. Calentamiento de la formación por inyección de vapor. Para lograr un incremento de temperatura en el yacimiento es necesario que exista un intercambio de calor entre el vapor inyectado (a mayor temperatura) y el sistema roca-fluido del yacimiento.

En el primer contacto del vapor con la formación parte de los fluidos que ocupan el medio poroso son desplazados por el vapor inyectado y se inicia la transferencia de calor desde el vapor hacia las zonas del yacimiento que se encuentran a menor temperatura. Inicialmente el vapor transfiere calor latente hacia el yacimiento (roca y fluidos) sin experimentar cambio de temperatura, al mismo tiempo, la calidad del vapor puede ir disminuyendo hasta el punto de condensarse por completo. En las zonas donde ocurre la condensación del vapor se transfiere calor sensible hasta que el fluido caliente alcanza la temperatura del yacimiento y la transferencia de calor es nula [7].

Bajo condiciones ideales la zona calentada por el vapor podría encontrarse a temperatura constante considerando que no hay segregación del vapor por efectos de gravedad, el espesor es uniforme y todo el espesor es inyectado [7]

El incremento de la temperatura tiene como propósito, favorecer la movilidad del petróleo en el yacimiento, siendo deseable calentar el yacimiento eficientemente, tomando en cuenta que no todo el calor inyectado permanece en él, ya que parte del calor se disipa hacia las formaciones adyacentes por conducción y otra parte se pierde con los fluidos producidos [7].

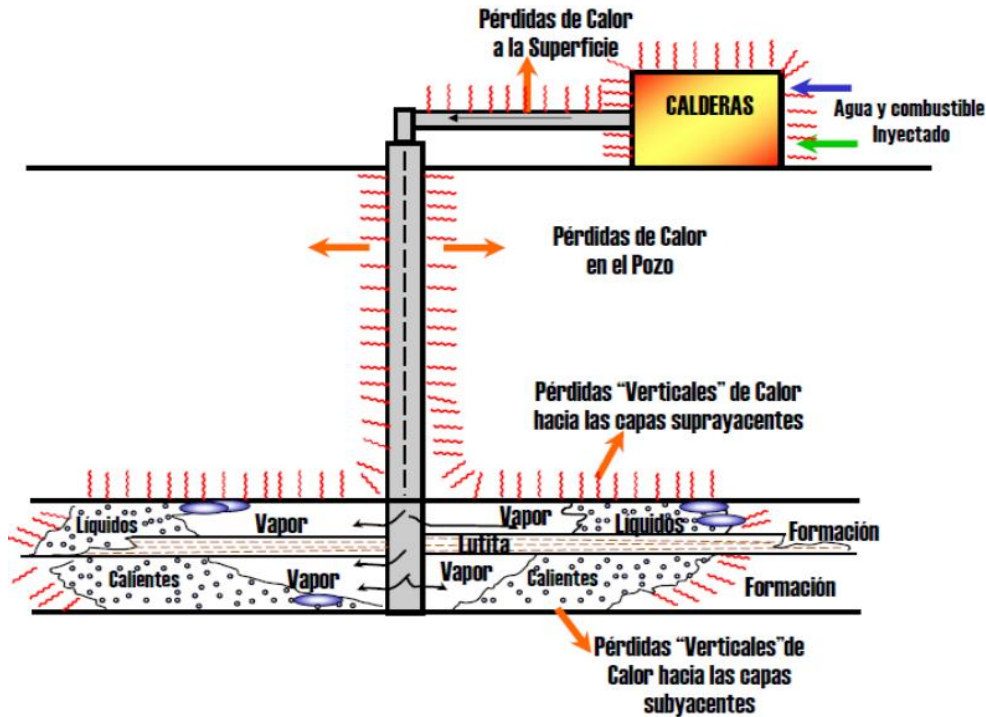
2.3.2.b. Mecanismo de transferencia de calor en la formación. El principal mecanismo de transferencia de calor entre la roca reservorio y las rocas adyacentes es la conducción (transferencia de calor por contacto directo) mientras que los fluidos en el yacimiento son calentados por conducción y convección (transferencia por el flujo de un fluido con diferente temperatura) a medida que el frente de vapor avanza en la formación productora [7].

2.3.2.c. Pérdidas de calor. Dada la diferencia de temperatura existente entre el vapor, y el medio ambiente que rodea las líneas de superficie (líneas de tubería que transportan el fluido hasta el cabezal del pozo) y la tubería de inyección en el pozo, parte del contenido de calor del fluido que fluye se pierde antes de llegar a la formación. Por lo tanto, es importante cuantificar cuánto calor se pierde y tratar de reducir estas pérdidas a un valor mínimo.

La **Figura 3** muestra las pérdidas de calor en un sistema de inyección de vapor. El generador o caldera entrega el vapor al sistema de distribución a determinadas condiciones de presión, temperatura y calidad. En el recorrido del vapor desde el generador al yacimiento, ocurren pérdidas de calor a través de las líneas de superficie, en el cabezal de inyección, a través de los pozos y finalmente en la formación de interés y los estratos adyacentes [8].

Figura 3.

Pérdidas de calor en el sistema



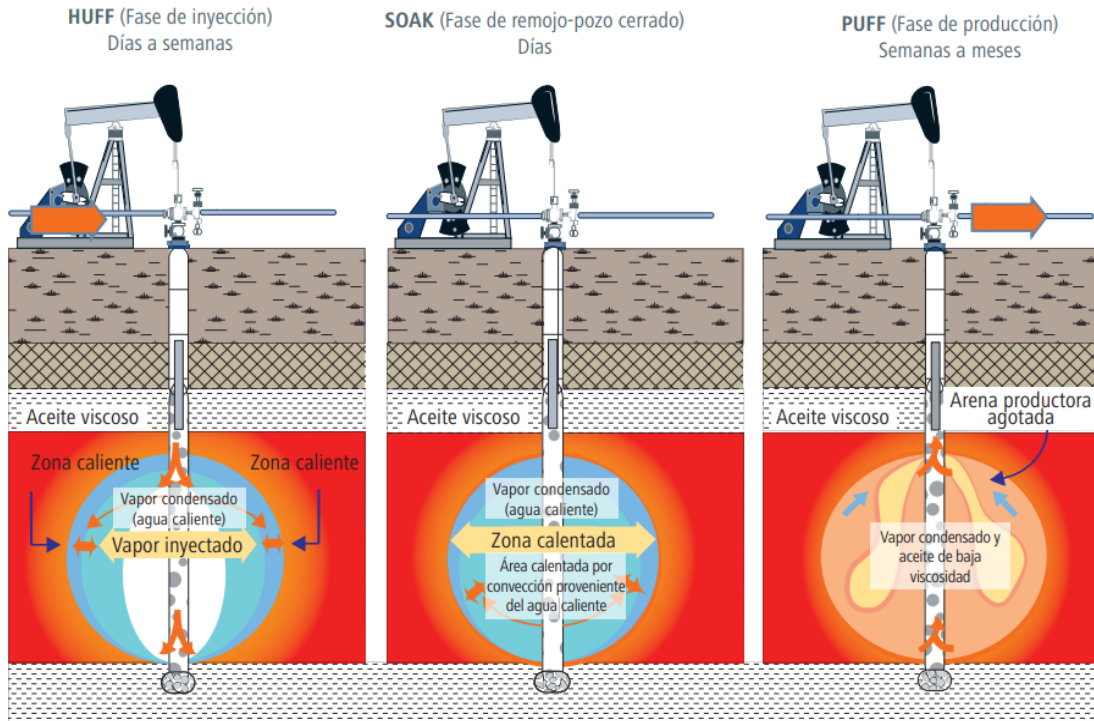
Nota. Transferencias de calor en la inyección de vapor (DOUGLAS A. ALVARADO, CARLOS BANZÉR S. TESIS “Recuperación térmica de petróleo” 2002).

2.3.3. Inyección cíclica de vapor

Este método es también llamado coloquialmente *Huff and Puff*, se realiza en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. Este tipo de inyección preferentemente se aplica en petróleos altamente viscosos, el proceso considera ciclos que consisten en tres etapas. Ver **Figura 4**. En la etapa inicial, el vapor se inyecta continuamente por un periodo de tiempo determinado, posteriormente el pozo es cerrado por pocos días para que el calor inyectado se transfiera y distribuya en la vecindad del pozo (*soaking* o tiempo de remojo) y finalmente, el pozo es abierto a producción, donde inicialmente se observa un incremento de producción que dura un periodo corto y posteriormente declinando lentamente durante un periodo que puede ir desde varios meses hasta un año aproximadamente [9].

Figura 4.

Diagrama de inyección cíclica de vapor



Nota. Descripción de las fases de la inyección cíclica de vapor (inyección, remojo y producción). Adaptada Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR - EOR,” pp. 1-124, 2012.]

inicialmente los ciclos de vapor son eficientes en términos de recobro y utilización de calor, pero, debido al carácter localizado de la invasión del vapor, la producción acumulada se reduce debido a que cada vez la porción de petróleo móvil es menor con el número de ciclos, hasta que la tasa de petróleo obtenida no es viable económicamente. La geología de la cercanía del pozo es importante para la distribución del calor, así como la captura del petróleo movilizado. El factor de recobro típico en la implementación de inyección de vapor cíclica está entre 10% al 40% [1].

2.3.4. Inyección continua de vapor

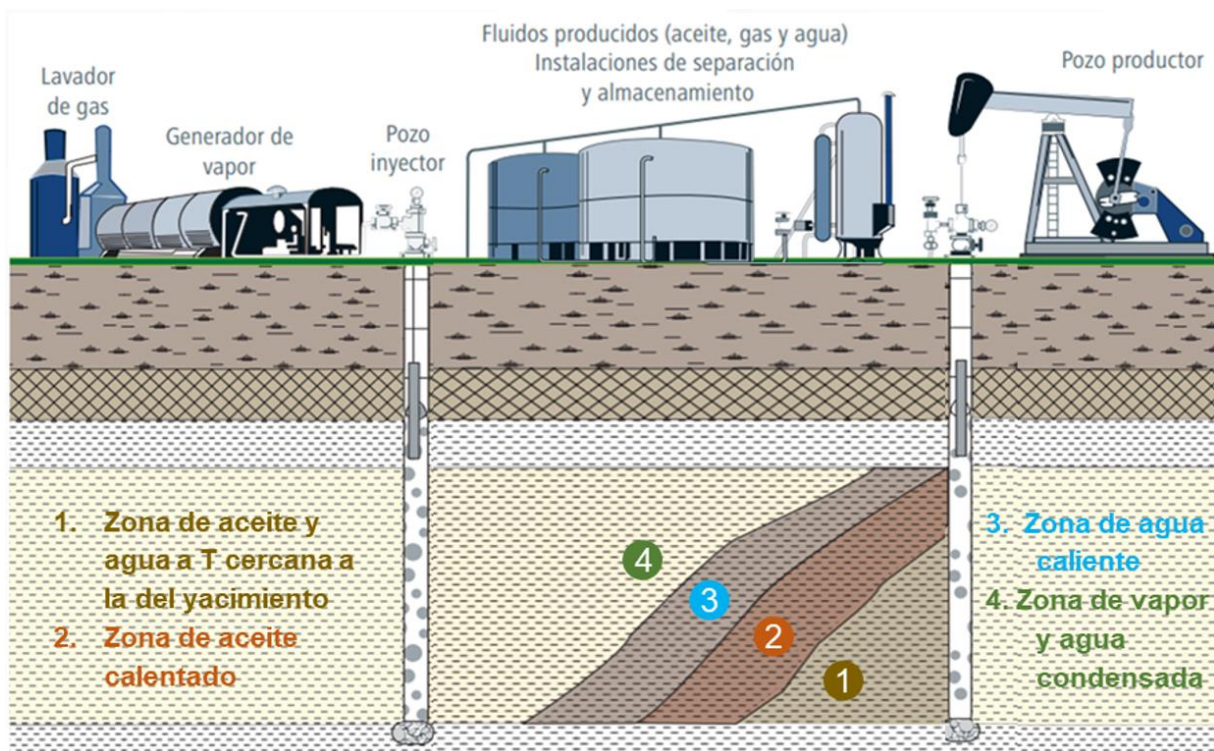
El vapor es el medio más efectivo de transporte de grandes cantidades de calor en el petróleo viscoso, y yacimientos de petróleo pesado contenidos en yacimientos someros con altas saturaciones de petróleo y alta permeabilidad. La inyección continua de vapor

forma una zona de vapor que avanza lentamente desde el pozo inyector hacia las zonas productoras, se trata de desplazamiento de petróleo por agua condensada, bajo condiciones inmiscibles, y su desempeño es altamente dependiente del tamaño del patrón y la geología. La saturación de petróleo de la zona de barrido puede reducirse hasta el 10%, resultando en factores de recobro típicos del 50% y 60% [1].

En la **Figura 5** se ilustra el sistema de inyección de vapor, donde se puede observar la distribución de fluidos, debido a la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento, el vapor inyectado tiende a segregarse hacia la cima de la formación (gravity override), propiciando una temprana producción de vapor en los pozos productores, para reducir este fenómeno, los intervalos disparados del pozo inyector se deben de ubicar cerca de la base de la formación productora

Figura 5.

Diagrama de inyección de vapor



Nota. Representación del proceso de inyección continua de vapor. Adaptada de La Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR - EOR,” pp. 1-124, 2012.

2.3.5. Generación de vapor

Los proyectos de recobro térmico mediante inyección de vapor, en su mayoría, emplean sistemas de generación de vapor en superficie. Los generadores de vapor o calderas empleadas con este propósito, en general, pueden clasificarse según: la disposición de los fluidos en los tubos (pirotubulares, acuotubulares), su ubicación (estacionarios, portátiles o móviles), su presión de operación, su tamaño o capacidad de generación de vapor, sistema de circulación (natural, forzada, continua), combustible empleado (sólido, líquido o gaseoso), número de pasos (uno o múltiples pasos) y funcionalidad (solo generación o co-generación). La gama de generadores de vapor es amplia y puede acomodarse a las necesidades del proyecto [10] [11].

Los generadores más empleados en proyectos de recobro térmico son los denominados Generadores de vapor de un paso (OTSG) “**Once-Through Steam Generators**” [11] [12] (**Figura 6**). Los generadores de vapor del tipo OTSG se utilizan casi exclusivamente en procesos de recobro térmico. Fueron desarrollados para tal uso y se diferencian de una caldera típica en que no tienen un tambor separador de vapor que requiera recirculación y purga. Debido a que los generadores no tienen un tambor separador, la calidad máxima del vapor debe limitarse a aproximadamente el 80% para evitar incrustaciones de sólidos disueltos en los serpentines y para reducir la posibilidad de presentar puntos con temperaturas peligrosamente altas provocando incluso la ruptura de tubos.

Figura 6.

Vista externa de un generador de vapor tipo OTSG



Nota. Fuente: HyperShell Industries. (2024), “OTSG (Once Through Steam Generators) Convection section and stack”, [En línea]. <https://www.hypershell.com/en/realisation/otsg-once-through-steam-generators-convection-section-and-stack> [Acceso: noviembre 1, 2023].

2.3.5.a. Descripción del proceso de generación de vapor. La generación de vapor es el proceso mediante el cual se transfiere energía en forma de calor a una corriente de agua que se encuentra inicialmente en estado líquido hasta lograr su cambio de estado a gaseoso. El calor suministrado se logra gracias a la combustión del carbón, combustible líquido o gaseosos utilizados juntamente con una fuente de oxígeno que generalmente es aire y una chispa inicial como fuente de alta temperatura para iniciar la ignición [10].

En Colombia los generadores de vapor implementados en proyectos de recobro mejorado de hidrocarburos son de tipo OTSG y utilizan gas natural como fuente de combustible, debido principalmente, a la baja cantidad de emisiones comparado con otras fuentes combustibles [13].

Los principales componentes del generador que intervienen en el proceso de combustión son los siguientes [10]:

- **Control del quemador:** Este sistema es el encargado de generar la flama y determina si la reacción de combustión es eficiente o se presentan pérdidas de calor dadas las características del gas combustible de entrada, la temperatura del gas de chimenea y el porcentaje de oxígeno ($\%O_2$) o de gas combustible (como el monóxido de carbono - CO) presentes en el gas de chimenea. Este control interactúa con los controles de suministro de aire y de gas combustible.
- **Control de gas combustible:** Controlar el caudal y presión del gas combustible.
- **Control de suministro de aire:** Proporciona el aire requerido para la combustión e incluye un compresor de aire de alta presión y un sistema de recirculación de gas de chimenea que permite reducir la temperatura de la flama y las emisiones de óxidos de Nitrógeno (NO_x), así como también completar la reacción de monóxido de carbono (si está presente en el gas de chimenea) a dióxido de carbono.

Ahora que se tiene la fuente de calor estabilizada y operando bajo condiciones seguras es posible iniciar el proceso de transferencia de calor hacia el agua. El proceso se subdivide en tres secciones: Intercambiador de calor (precalentamiento), sección de convección y sección de radiación [10] **Figura 7.**

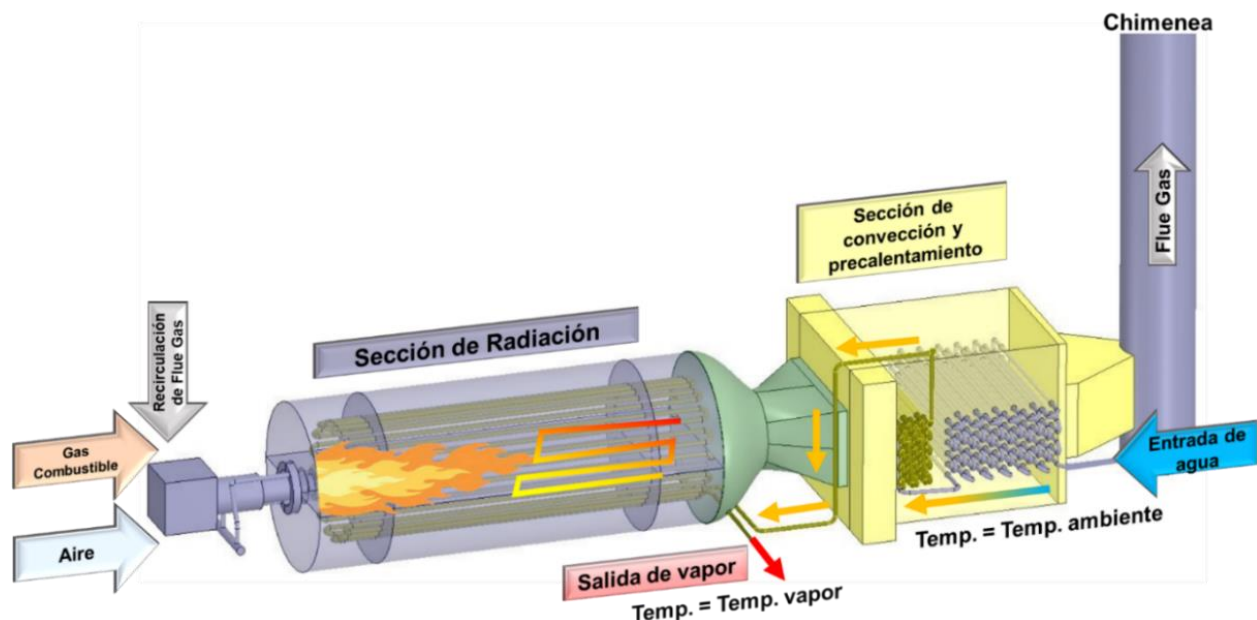
- **Sistema de alimentación de agua:** Una vez el agua ha sido tratada para cumplir con las condiciones mínimas requeridas para la operación del generador el sistema de alimentación de agua mantiene estable el caudal de agua suministrado al generador.
- **Intercambiador de calor (Precalentador):** Es la primera sección de transferencia de calor. El agua que ya fluyó a través de la sección de convección (segunda sección de intercambio de calor) y ha incrementado su temperatura pasa por este intercambiador para precalentar el agua fría suministrada por el sistema de alimentación de agua. El agua que proviene de la sección de convección pasará ahora a la sección de radiación donde se completará la transferencia de calor hasta su cambio de estado a

vapor, mientras que el agua que proviene del sistema de alimentación pasará posteriormente a la sección de convección y continuará el flujo. Esta sección permite realizar la transferencia de calor de una manera eficiente y reducir en cierta medida el consumo de combustible.

- **Sección de convección:** Su principio de transferencia de calor es la convección, en esta sección se aprovecha el calor transportado por el gas de chimenea producto de la combustión. El gas de chimenea fluye calentando los tubos por los que se transporta el agua precalentada en el intercambiador de calor transfiriendo mayor cantidad de calor por convección.
- **Sección de radiación:** Es la sección en la que tiene lugar la mayor transferencia de calor. Se compone principalmente de la cámara de combustión de forma cilíndrica y una sección de tubos radiantes ubicados alrededor de la flama del quemador por los que se transporta el agua proveniente del intercambiador de calor.

Figura 7.

Esquema del OTSG: secciones del quemador, radiación y de convección.



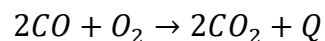
Nota. Se muestran las secciones del generador de vapor, entradas y salidas. Modificado de E. A. Mahvelati, M. Forcinito, L. Fitschy, A. Maesen, "Three-Dimensional CFD Model Development and Validation for Once-Through Steam Generator (OTSG)", *MDPI*, pp. 3, 2022, DOI: <https://doi.org/10.3390/chemengineering6020023> [Acceso: julio, 2023]

2.3.5.b. Definición de fuel gas y flue gas. En la **Figura 7** se muestran las entradas y salidas del generador de vapor, cada una de esta cuenta con su propio sistema de control (Sección 2.3.5.a). En términos de gases de entrada y de salida se tienen el fuel gas y flue gas respectivamente.

- **Fuel gas o gas combustible:** Corresponde al gas que ingresa al generador para suministrar la energía térmica, reaccionando con una fuente de oxígeno que generalmente es aire y una chispa inicial como fuente de alta temperatura para provocar la ignición.
- **Flue gas o gas de combustión (gas de chimenea):** Corresponde al gas que se produce de la reacción de combustión en la sección de radiación del generador de vapor. Este gas, que se encuentra a alta temperatura, fluye a la sección de convección y precalentamiento, donde transfiere calor por convección a los tubos por los que se transporta el agua precalentada en el intercambiador de calor. Finalmente sale por la chimenea del generador de vapor, de allí su nombre de gas de chimenea.

Algunos generadores de vapor cuentan con una línea de recirculación de gases de chimenea (Flue Gas Recirculation – FGR) cuya principal función es recircular parte de la corriente de chimenea, redirigiéndola a la entrada de aire del generador para que así, la cantidad de monóxido de carbono presentes en el gas de chimenea logre su oxidación completa, convirtiéndose en CO₂ (ver **Ecuación 4.**), a su vez, se reducen las emisiones de Óxidos de Nitrógeno (NO_x) al medio ambiente [10].

Ecuación 4.



2.3.5.c. Función del Flue Gas Recirculation FGR. Cuando se quema gas natural o petróleo, la alta temperatura de la flama causa que las moléculas de nitrógeno (N_2) de la combustión del aire se rompan y combinen con oxígeno (O_2) para formar óxidos nitrosos (NO_x). Los óxidos nitrosos y sus derivados existen y reaccionan ya sea con los gases del aire o como ácidos en gotas de agua contribuyen a efectos de polución y lluvia ácida [10].

En los años 90's la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos (EPA) bajó los límites de emisiones de NO_x a menos de 30 ppm. Esto resultó en la implementación de sistemas de control automatizados y diseños mejorados de quemadores para regular mejor la relación aire/combustible y reducir las emisiones de NO_x . En los años posteriores, la EPA ha reducido aún más los límites de emisión a valores de 9 ppm [10].

El proceso de los óxidos de nitrógeno ocurre en un campo de alta temperatura que excede 1,800 Kelvin o 2,780 [F] [14], conocido como zona de combustión activa. La formación de NO_x llega a ser significativa a partir de los 2,700 [F] y aumenta exponencialmente con la temperatura desde ese punto. El NO_x es controlado con más eficacia reduciendo temperaturas en la zona de la combustión por debajo de los 2,700 [F] lo más rápidamente posible [14].

Una porción del gas que sale de la chimenea es recirculado y combinado con la corriente de aire de entrada previo a la mezcla con el gas combustible. Este proceso, llamado Flue Gas Recirculation (FGR), es diseñado para reducir las emisiones de monóxido de carbono e impurezas en el gas de chimenea, reducir la temperatura de la flama por debajo de 2,600 [F], y reducir así la formación de NO_x cumpliendo los requerimientos mínimos de emisiones reduciéndolas incluso hasta 4 ppm o menores [10].

2.3.5.d. Eficiencia térmica del generador de vapor. La eficiencia térmica del generador de vapor η_{gen} y las emisiones de gas de combustión están estrechamente relacionadas. Cuando la reacción de combustión es completa la cantidad de calor generado es el máximo estimado, se espera una alta eficiencia térmica y una baja o nula emisión de componentes inflamables e impurezas, entre las cuales, se presenta el monóxido de carbono, producto de la combustión incompleta de los átomos de carbono. La presencia de impurezas en el gas de chimenea es una señal de que la reacción de combustión no es completa [10].

La eficiencia térmica del generador es la relación entre el calor consumido o aprovechado y el calor suministrado al generador por medio del combustible (carbón, combustible líquido o combustible gaseoso) **Ecuación 5.** [10]:

Ecuación 5.

$$\eta_{gen} = \frac{\text{Calor aprovechado}}{\text{Calor suministrado}}$$

En su mayoría los generadores de vapor cuentan con una eficiencia de entre 80% al 85% o mayores dependiendo de las especificaciones del fabricante. Es posible determinar la cantidad de calor suministrado al generador si se conoce el poder calorífico de la fuente de combustible usada. En Colombia los generadores de vapor usados en proyectos de recobro mejorado de hidrocarburos utilizan gas natural [15]. Este combustible presenta reducidas emisiones de gases de efecto invernadero al medio ambiente comparado con otras fuentes como se muestra a continuación:

Tabla 1.

Composición del gas de chimenea producto de la combustión de gas hidrocarburo vs la combustión de carbón.

Componentes	Flue gas de combustión de Hidrocarburo gaseoso	Flue gas de combustión de Carbón
N ₂	73-74 %	76-77%
CO ₂	7.4-7.7 %	12.5-12.8 %
H ₂ O	14.6 %	6.2 %

Tabla 1. (Continuación)

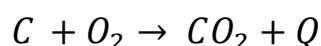
Componentes	Flue gas de combustión de Hidrocarburo gaseoso	Flue gas de combustión de Carbón
O ₂	4.45 %	4.4 %
CO	200-300 ppm	50 ppm
SO ₂	–	420 ppm
NO _x	60-70 ppm	420 ppm

Nota. Fuente: X. Xiaochun et. al., "Separation of CO₂ from power plant flue gas using novel CO₂ molecular basket absorbent". ACS, vol. 48, pp 1-3, 2023, URL: https://www.researchgate.net/publication/266416211_Separation_of_CO_2_from_Power_Plant_Flue_Gas_Using_a_Novel_CO_2_Molecular_Basket_Adsorbent. [Acceso: julio, 2023]

2.3.5.e. Determinación del calor suministrado al generador de vapor. La combustión de gas hidrocarburo consiste en la liberación de calor producto de la reacción química (oxidación) fundamentalmente entre componentes carbono (C) e hidrógenos (H) en presencia de oxígeno (O₂) a alta temperatura. Muchos de los gases combustibles usados para generación de vapor se componen principalmente en metano (CH₄) y etano (C₂H₆) y una pequeña cantidad de nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂) y oxígeno (O₂) [10]. El proceso de combustión puede catalogarse según la completitud de la reacción:

- **La combustión completa** ocurre cuando los componentes presentes en el combustible obtienen el máximo nivel de oxidación, bajo estas condiciones, la corriente de gas de chimenea no contendrá fracciones de gas combustible. Los principales productos resultantes de la combustión completa son el dióxido de carbono (CO₂), vapor de agua y calor. De modo simplificado por cada componente la reacción de combustión se puede representar de la siguiente manera: [15]

Ecuación 6.

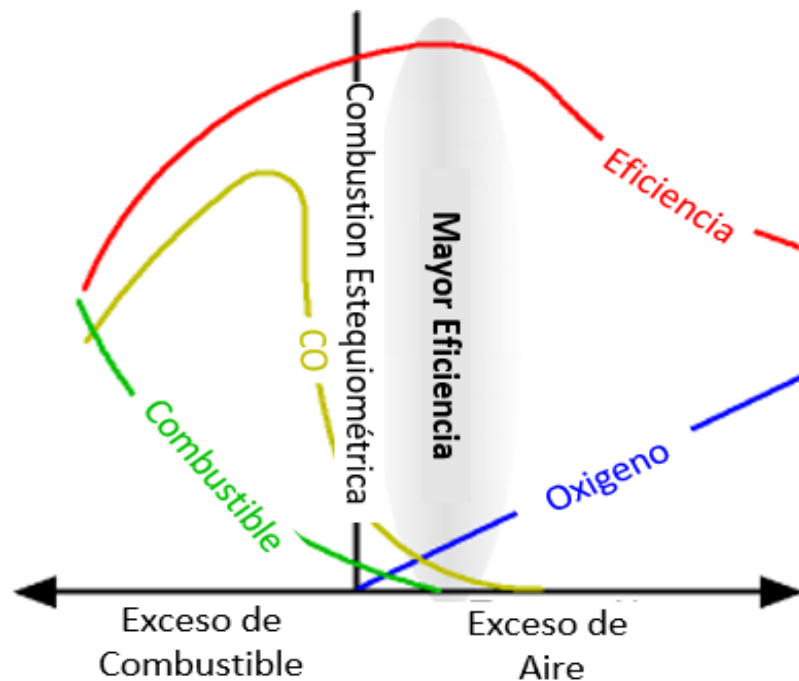


La oxidación completa de una molécula de carbono (C) reacciona con una molécula de oxígeno (O₂) produciendo una molécula de dióxido de carbono (CO₂). La cantidad de calor producto de esta reacción es 14,540 [BTU/lbm de carbono].

Un exceso de aire de cerca del 15% es recomendado para garantizar la combustión completa del gas combustible y la mayor eficiencia posible [15]. La **Figura 8** muestra la relación entre los diferentes parámetros en el proceso de combustión y su relación con la eficiencia de este proceso (curva roja). Si el combustible se encuentra en exceso (curva verde) provocará que parte de este no reaccione, disminuyendo la eficiencia del proceso y aumentando la producción de monóxido de carbono (curva amarilla) e impurezas. Por otro lado, si existe un exceso de oxígeno, el aire se desperdiciará generando una baja eficiencia del proceso. La máxima eficiencia del proceso de combustión se logra garantizando exceso de aire de cerca del 15% [15].

Figura 8

Eficiencia en procesos de combustión

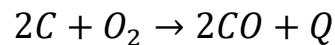


Nota. Relación entre los diferentes parámetros en el proceso de combustión y su relación con la eficiencia de este proceso. Modificado de T. Lin, Y. Sun, L. Zhong, et. al. "Investigation on Corrosion of Insulation Tubing Steel in HTHP Steam and Flue Gas Co-Injected to Enhance Heavy Oil Production" SPE, - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2013.

- Por otro lado, **la combustión incompleta** ocurre cuando algunos de los componentes combustibles no reaccionan. Bajo estas condiciones, la corriente de

gas de chimenea contendrá fracciones de componentes como hidrocarburos (C_nH_m), hidrógeno (H_2), entre otros componentes. Los principales productos resultantes de la combustión incompleta son el dióxido de carbono (CO_2) acompañado de monóxido de carbono y posiblemente componentes hidrocarburo [15]. De modo simplificado por cada componente la reacción de combustión se puede representar de la siguiente manera:

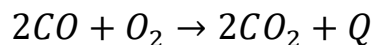
Ecuación 7.



Dos moléculas de carbono ($2C$) se combinan con una molécula de oxígeno (O_2) para producir dos moléculas de monóxido de carbono (CO_2). La cantidad de calor producto de esta reacción es 4,380 [BTU/lbm de carbono].

Con el fin de garantizar una combustión completa en el generador de vapor, algunos generadores de vapor cuentan con una línea de recirculación de gases de chimenea (Flue Gas Recirculation – FGR) que redirige parte del flue gas a la entrada de aire del generador [10]. con el fin de completar la oxidación del monóxido de carbono e impurezas presentes en el gas de chimenea (**Ecuación 8.**).

Ecuación 8.



2.3.5.f. Poder calorífico de una fuente combustible. Éste puede determinarse por métodos analíticos mediante el principio de conservación de la energía, ya sea a partir de los elementos químicos puros conociendo la completitud de la reacción, o conociendo el poder calorífico (superior o inferior) de los componentes combustibles y su proporción molar en volumen o en peso. Componentes como nitrógeno, dióxido de carbono y oxígeno son componentes no combustibles por lo que no aportan calor en la reacción [16]. Los valores de poder calorífico de los componentes presentes en un fluido combustible (líquido o gas) pueden consultarse en la norma ASTM D3588 -98 [17]. Otra manera de determinar el poder calorífico total de una fuente combustible es por métodos experimentales mediante pruebas de laboratorio de calorimetría [16].

La decisión de adoptar el poder calorífico inferior, y no el superior, para el cálculo del calor suministrado por la fuente combustible en el generador de vapor (ver **Ecuación 5**. se debe a que: el agua producto de la reacción de combustión se produce en estado de vapor, lo que quiere decir, que parte del total de la energía del combustible se gastó en vaporizarla y por lo tanto se habla de poder calorífico inferior (PCI) o energía neta posible a entregar por el combustible [16].

2.3.5.g. Determinación del calor utilizado en el proceso de generación de vapor. Es posible determinar la cantidad de calor utilizada durante el proceso de generación de vapor de dos maneras:

- **Análisis del gas de chimenea:** donde se analiza la composición del gas de chimenea y se cuantifica la cantidad de componentes combustibles, tales como metano, etano (presentes en el gas combustible) o monóxido de carbono; todos indican una combustión incompleta en el generador, además se determina la cantidad de componentes no combustibles, así como también el vapor de agua en la salida de la chimenea. Estos factores permiten determinar las pérdidas de calor en el proceso de generación de vapor y a su vez la cantidad de calor utilizado en el proceso [10].

- **Análisis del vapor a la salida del generador:** al conocer la cantidad de calor presente en el vapor a la salida del generador se determina el calor usado en el generador. Para esto es necesario conocer la tasa de salida del vapor en el generador, la presión de salida del vapor, la calidad del vapor (o estimarla) y la temperatura del agua a la entrada del generador [10].

La **Ecuación 9** se usa para determinar la eficiencia del generador η_{gen} a partir de los datos del gas de entrada y condiciones de salida del vapor en el generador [10].

Ecuación 9.

$$\eta_{gen} = 100 * Q_{vapor} \left(\frac{CC_v - CC_w}{Q_{fuel\ gas} * PCI_{fuel\ gas}} \right)$$

Donde:

- Q_{vapor} = Caudal de vapor a la salida del generador en unidades de [Lb/hr], que es igual al caudal de agua a la entrada del generador.
- CC_v = Contenido de calor del vapor a condiciones de salida del generador en unidades de [BTU/Lb].
- CC_w = Contenido de calor del agua a condiciones de entrada al generador en unidades de [BTU/Lb].
- $C_{fuel\ gas}$ = Contenido total de calor del gas combustible [BTU/hr]. Igual al producto del caudal de fuel gas $Q_{fuel\ gas}$ [Ft³/hr] por el poder calorífico del fuel gas $PCI_{fuel\ gas}$ [BTU/Ft³]

Una alta eficiencia térmica en el generador de vapor (cercana a la eficiencia térmica especificada por el fabricante) indica desde el punto de vista operativo que los componentes del generador operan en correctas condiciones y por otro lado que el proceso de combustión podría considerarse completo, mientras que, un deterioro en la eficiencia térmica del generador indicaría que posiblemente exista un problema operacional con el generador y/o que la combustión sea incompleta. Esto último afecta directamente la composición de los gases emitidos al medio ambiente.

2.4. Recobro no térmico

Los métodos no térmicos son los más apropiados para petróleos ligeros (<100 cP), en pocos casos son aplicables para petróleos viscosos (<2,000 cP) para los cuales no son apropiados para métodos térmicos. Los dos mayores propósitos en estos métodos son: disminuir la tensión interfacial y mejorar la razón de movilidad [18].

La mayoría de estos métodos requieren estudios de laboratorio para los procesos de selección y optimización, se subdividen en 3 categorías principalmente: miscible, químico y métodos de inyección de gas inmiscibles. La inyección de CO₂ inmiscible es de los métodos más exitosos de inyección inmiscible de gas [18].

2.4.1. Métodos de inyección de gases

Estos métodos tienen por objetivo incrementar el número capilar. Esto significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce. Estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa [19].

2.4.1.a. Inyección de gases inmiscibles.

▪ Inyección de gases de combustión (flue gas)

Se refieren a los gases que se producen después de un proceso de combustión y es una mezcla de CO₂ y otros gases [20] Los gases de combustión desplazan aceite por transferencia de masa de componentes intermedios del aceite al gas inyectado, y por la subsecuente condensación de los componentes intermedios con mayor peso molecular a la fase líquida [21].

El uso de gases de combustión se estudia desde 1980 como una alternativa más económica a otros gases inertes. El gas de combustión se encuentra disponible de fuentes industriales cerca de los campos de producción. En tal situación la co-inyección

puede convertirse en un camino para la disposición de gas en la planta, un beneficio adicional para el proceso integrado.

Los gases de combustión son gases residuales industriales producidos por la quema de combustibles fósiles. Sus composiciones principales son 10% - 15% de dióxido de carbono y 80% - 85% de nitrógeno, dos componentes clave necesarios para la inyección de vapor [21].

El nitrógeno es el principal componente del aire y el CO₂ se genera en todos los procesos de combustión y durante la respiración, debido a su propiedad de filtrar el calor radiante, es una contribución importante al efecto invernadero.

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

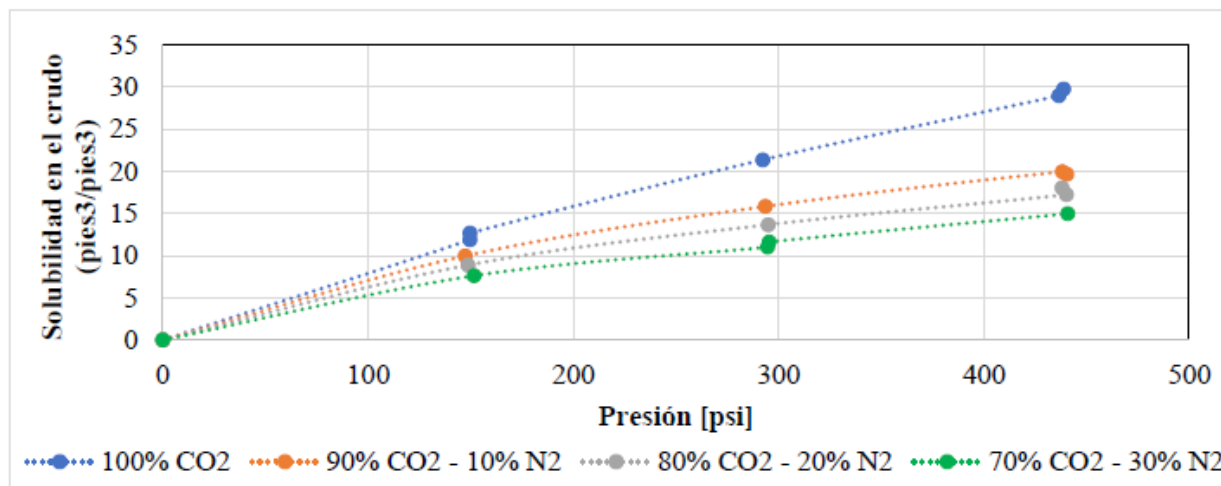
La presión mínima de miscibilidad (PMM) entre el nitrógeno y el petróleo está en un rango por encima de 4000 psi, y dependerá de la composición del petróleo, para el CO₂ (dióxido de carbono) está en un rango de presiones superiores a 1000 psi [22] cuando se mezclan el dióxido de carbono y otros componentes, como el nitrógeno la PMM tiende a aumentar [23].

2.4.1.b. CO₂ miscible. Aun cuando no ocurre miscibilidad, diferentes estudios destacan que el CO₂ (segundo componente principal del flue gas), dependiendo de las propiedades de presión y temperatura, se puede solubilizar en el petróleo, ocasionando efectos benéficos en la recuperación de aceite tales como: la reducción de viscosidad por solubilidad, el hinchamiento del petróleo, aumento del factor de recobro, e incluso la disminución de la tensión interfacial [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30]. 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.

- **La solubilidad del flue gas en el petróleo depende prácticamente del CO₂**, puesto que, la solubilidad del N₂ en el petróleo es mucho menor en comparación al CO₂ [31] [32]. En este orden de ideas, y considerando la composición del flue gas, solo el 15-20% (composición del CO₂ 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.
- **La presión parcial del CO₂ 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** [33] [24] [34] [32]. La **Figura 9** evidencia que, al aumentar la proporción del N₂ en la mezcla, la solubilidad del CO₂ disminuirá, consecuentemente, se espera que, a composiciones típicas de flue gas, la presión parcial del CO₂ sea tan baja que no permita la solubilidad en el petróleo bajo estas condiciones.

Figura 9.

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

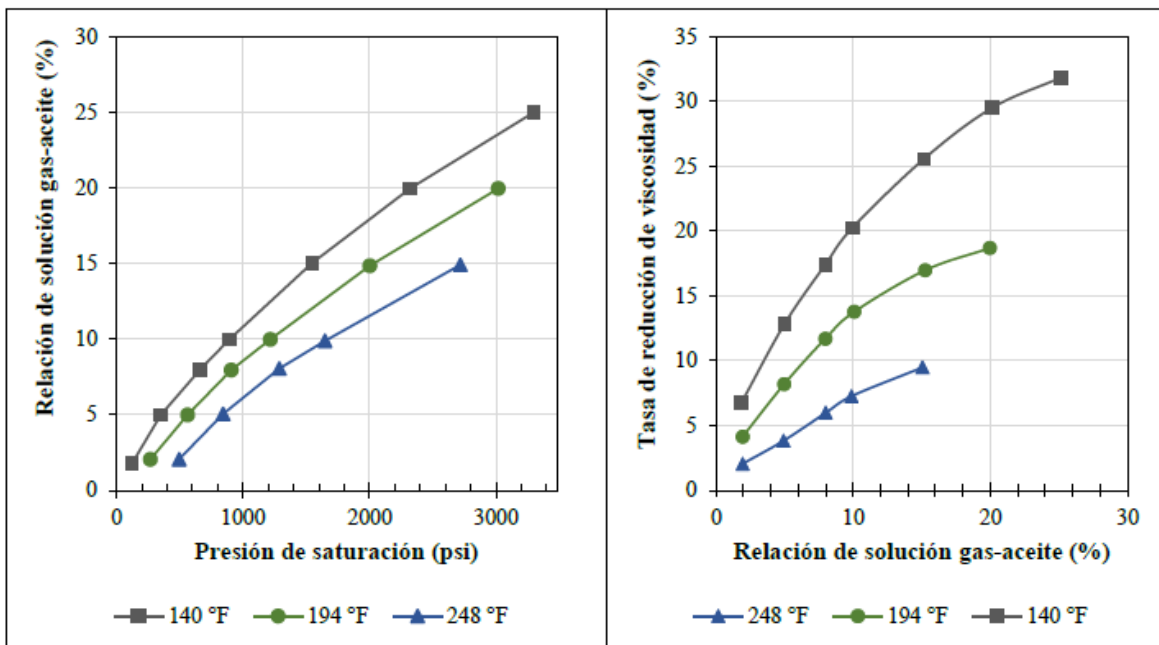


Nota. Los resultados experimentales utilizaron un petróleo del campo Aberfeldy a una temperatura constante de 73.4 [F], la cual no es característica de un proceso CSS. Adaptado de T.A. Nguyen; S.M. Farouq Ali. "Effect of nitrogen on the solubility and diffusivity of carbon dioxide into oil and oil recovery by the immiscible WAG process". *JCPT*, vol. 37 no.2 pp. 24-31, feb, 1998, DOI: <https://doi.org/10.2118/98-02-02> [Acceso: junio 15, 2023].

- 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 [24] [35] [36] [37]. Esto es congruente con los resultados de un análisis PVT presentados por Wang et al., (2017) en la **Figura 10**, los cuales muestran que, la solubilidad de una mezcla de flue gas (80% de N₂ y 20% de CO₂ para este caso) y un petróleo pesado (19.5 °API y 8,880 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, característicos por bajas presiones debido al gradiente de presión, y se esperan temperaturas elevadas en un rango comúnmente comprendido entre 392-572 [F] a causa de la adición del vapor, la solubilidad y por ende la reducción de viscosidad será casi despreciable bajo estas condiciones.

Figura 10.

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



Nota. Se muestra en las curvas de la izquierda la relación de solubilidad del flue gas de acuerdo con la presión de saturación, y a la derecha, la disminución de la viscosidad en relación con el flue gas disuelto en el petróleo. Adaptada de: Z. Wang. et al. "Research on Enhancing Heavy Oil Recovery Mechanism of Flue Gas Assisted Steam Flooding", *CMTTC*, pp. 1-11, julio, 2017, DOI: <https://doi.org/10.7122/486093-MS>. [Acceso: junio 15, 2023].

2.4.1.c. Inyección de vapor y flue gas. La inyección de vapor con flue gas se plantea como una técnica híbrida, en el cual se obtengan los beneficios de la inyección de vapor (recobro térmico) y el desplazamiento del petróleo por los gases de combustión [38] [37], que estará en función de la interacción del vapor y el petróleo y las condiciones operacionales establecidas.

- **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 [37]. L. Zhong., et al., realizaron el estudio individual de tres casos de inyección en el campo Bohai: inyección cíclica de vapor, inyección de flue gas, y la co-inyección de vapor y flue gas [37], demostrando que la producción de petróleo incremental es mayor en el caso de co-inyección, por lo tanto, 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.

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 petróleo, la mayoría de estos estudios están enfocados únicamente al esquema de co-inyección. El principal mecanismo de recuperación por inyección de flue gas (condiciones inmiscibles) es el empuje por gas libre y el incremento de la presión del yacimiento, [31] [38] [17].

2.5. Huella de carbono

La huella de carbono definida en forma muy general representa la cantidad de gases efecto invernadero (GEI) emitidos a la atmósfera derivados de las actividades de producción o consumo de bienes y servicios [39]. Es considerada una de las más importantes herramientas para cuantificar las emisiones de dichos gases, este indicador

ambiental mide tanto las emisiones directas como indirectas de compuestos como el metano (CH₄), el óxido de nitrógeno (N₂O), los hidrofluorocarbonos (HFCs), los perfluorocarbonos (PFCs), el hexafluoruro de azufre (SF₆) y, sobre todo, del más abundante y que más ha contribuido al calentamiento global desde 1990: el dióxido de carbono (CO₂) [40].

Parte de los inconvenientes durante la inyección de vapor es la cantidad de gases de combustión (flue gas) que son emitidos a la atmósfera y tienen un impacto al medio ambiente dependiendo de la composición de la corriente de entrada en etapa de generación de vapor, estos gases al liberarse a la atmósfera son considerados como gases de efecto invernadero, especialmente por el contenido de CO₂ el cual está relacionado con el calentamiento global [40].

Las emisiones de estos gases pueden ser controladas, especialmente la de CO₂ mediante la reutilización o el almacenamiento geológico de estos gases. En este aspecto el reporte de la International Energy Agency (IEA) estima que cada año se usan alrededor de 230 toneladas de CO₂, las cuales, el 34% son utilizadas para procesos de recobro mejorado.

2.5.1. Inyección de vapor asistida con flue gas y reducción de la huella de carbono.

La implementación de la inyección conjunta de vapor y gases de combustión (técnica híbrida) busca evaluar el efecto en la eficiencia de desplazamiento del petróleo por efecto combinado del incremento de temperatura, así como en la reducción de la huella de carbono mediante la reutilización del flue gas (producto de la generación de vapor) para reducir las emisiones de GEI.

Agregar una cierta cantidad de gas de combustión al vapor en desplazamiento podría disminuir la presión parcial del vapor, mejorar la calidad del vapor y reducir la pérdida de calor, lo que resultaría en una reducción de la cantidad de inyección de vapor y una mejora en el rendimiento del desarrollo [37].

2.5.2. Metodología de cálculo de la huella de carbono

De acuerdo con el Panel Intergubernamental sobre el Cambio climático (IPCC, por sus siglas en inglés), [Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero] [41] las emisiones generadas en el sector energético se pueden clasificar en emisiones por combustión y emisiones fugitivas. Las primeras se refieren a las emisiones producto de la quema de combustibles como parte de actividades productivas y la segunda hace referencia a aquellas emisiones generadas a partir de la producción, procesamiento, transformación, transporte, almacenamiento y uso de los combustibles, e incluye las emisiones por combustión únicamente cuando éstas no son fruto de una actividad productiva (ej. quema de gas en pozos de extracción) [16]

De acuerdo con el IPCC, la manera más común y fácil de estimar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) es mediante la combinación de datos estadísticos de actividad humana (AD) con coeficientes que cuantifican las emisiones o absorciones por actividad unitaria llamados Factores de Emisiones (FE) – **Ecuación 10.**

Ecuación 10.

$$Emisiones = FE * AD$$

El sector energético suele ser el más importante de los inventarios de emisiones de GEI y, comúnmente, aporta el 75% del total de las emisiones de GEI de los países desarrollados [16]. El CO₂ representa el 95% de las emisiones del sector energético, y el porcentaje restante corresponde a metano (CH₄) y el óxido nitroso N₂O. Durante la combustión, el carbono y el hidrógeno de los combustibles fósiles se convierten principalmente en dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O), liberando energía en forma de forma de calor.

2.5.2.a. Factores de emisión. A la hora de contabilizar emisiones en combustibles es necesario diferenciar entre los combustibles primarios (se encuentran en estado natural, carbón, petróleo crudo y gas natural) y los combustibles secundarios o productos combustibles (gasolinas, lubricantes) derivados de los combustibles primarios.

Los factores de emisión (FE) varían con el tipo de combustible, como también con el proceso de combustión y la tecnología utilizada para tal fin. En este sentido existe FE por combustible, proceso y tecnología, de tal manera que en la medida en que se avanza en el grado de detalle, el FE resulta más exacto. La calidad de los combustibles varía de una localidad a otra variando sus correspondientes FE.

Para estimar las emisiones provenientes de los combustibles, IPCC ha clasificado las emisiones del sector energético en 4 subsectores a analizar [16]:

- **Combustión estacionaria:** proveniente de la industria de energía, manufactureras y de la construcción.
- **Combustión móvil:** se estiman por la actividad principal de transporte, terrestre, aéreo, navegación, fluvial entre otras.
- **Emisiones fugitivas:** surgen de la transferencia de dióxido de carbono del punto de captura al almacenamiento geológico.
- **Otros:** Transporte, inyección y almacenamiento geológico de CO₂.

2.5.2.b. Factor de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O.

- **Factor de emisión de CO₂:** Normalmente se considera una quema eficaz del combustible para garantizar la oxidación casi total del carbono disponible en el combustible a CO₂. El FE de CO₂ correspondientes a la quema de combustible se puede calcular mediante la estequiometría de la reacción de combustión, la composición elemental del combustible y el contenido energético del mismo y varían únicamente de un combustible a otro [16].

Con el fin de calcular los FE del combustible utilizado se definió para los combustibles gaseosos el análisis por composición volumétrica por componente y poder calorífico.

- **Factor de emisión de CH₄:** Se produce en pequeñas cantidades, en la quema de combustibles debido a la combustión incompleta de los hidrocarburos presentes en

el mismo. Las emisiones de CH₄ son un indicativo de una ineficiencia en el proceso de combustión, el FE de este gas depende de factores como la tecnología de combustión, condiciones de operación, tamaño y antigüedad del equipo, régimen de mantenimiento y funcionamiento, controles de emisión y características del combustible [16].

- **Factor de emisión de (N₂O):** se produce directamente a partir de la quema de combustible y es dependiente de la temperatura de las zonas donde ocurren las reacciones químicas. La contribución relativa de la quema de combustibles a las emisiones de N₂O es más importante que para el caso del CH₄(~17%) [16].

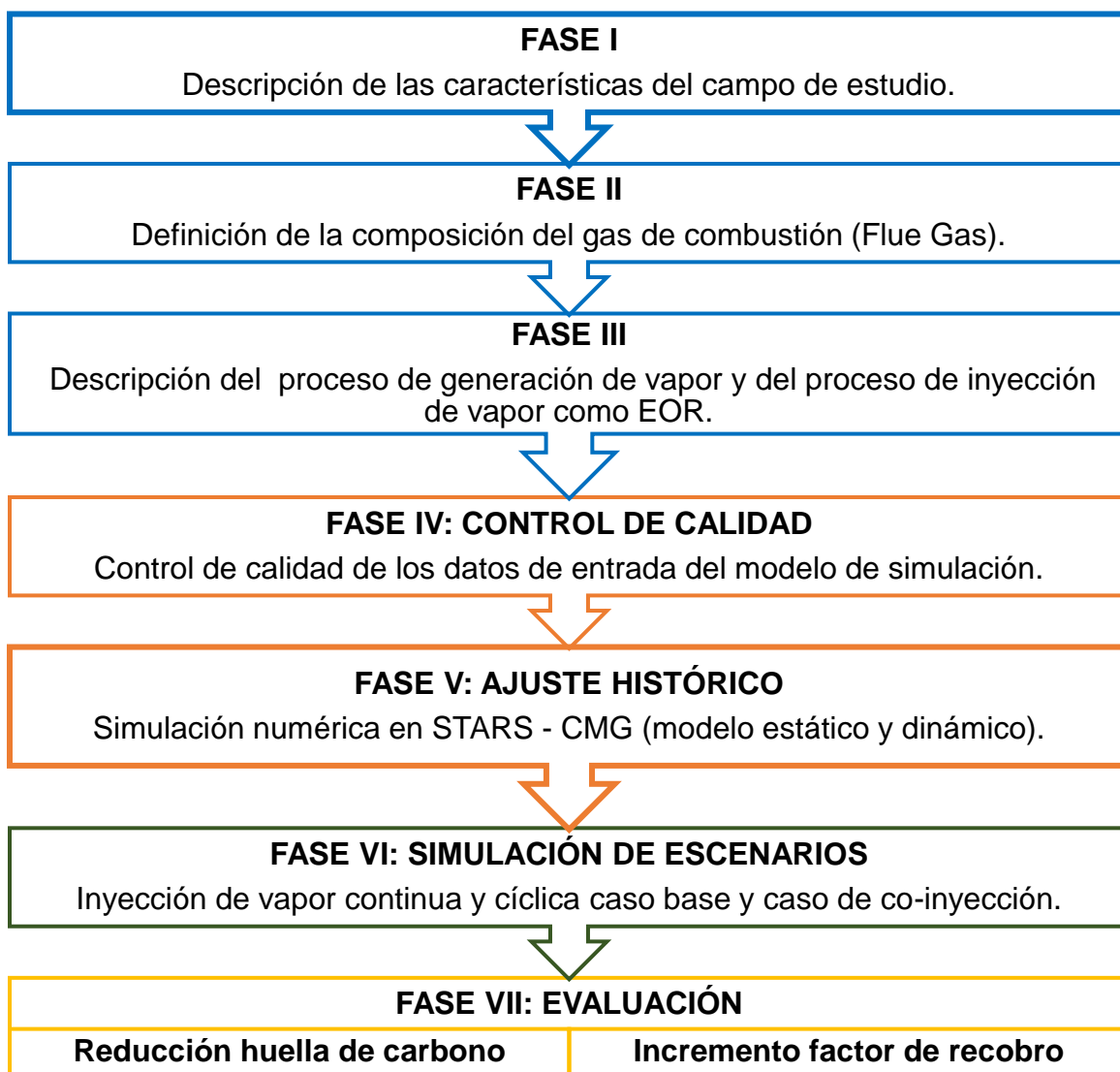
Combustibles gaseosos: La composición química de los gases, se expresa en % volumétrico o molar. Los métodos utilizados para hallar esta composición están basados en el uso de cromatografía gaseosa. Existen una serie de métodos aceptados para el análisis de gas natural y para otras mezclas gaseosas, los cuales difieren en las columnas utilizadas, los parámetros de operación y los detectores [16].

3. METODOLOGÍA Y DATOS

La siguiente metodología se plantea con el propósito de evaluar el efecto en el factor de recobro final del campo y la huella de carbono al implementar la inyección de los gases de combustión junto con inyección de vapor (continua y cíclica) **Figura 11.**

Figura 11.

Metodología propuesta



Nota. Fases consideradas para evaluación del efecto de la inyección de gases de combustión en el factor de recobro y la reducción de la huella de carbono en procesos de inyección de vapor en un campo de petróleo pesado de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

3.1. Descripción de las Fases

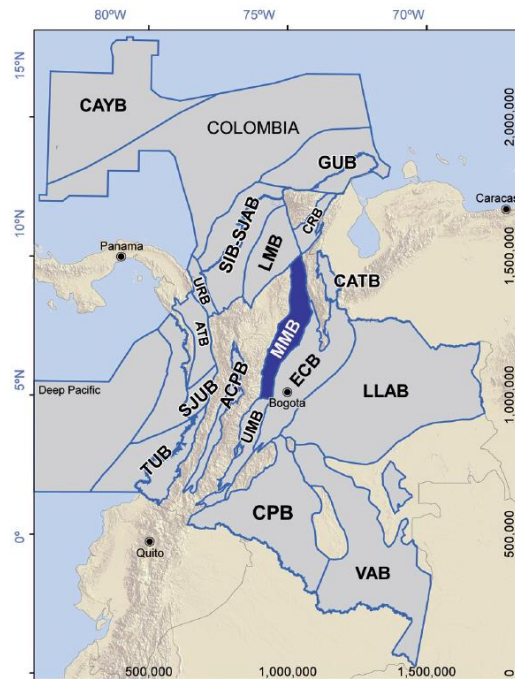
3.1.1. FASE I: Descripción del campo de estudio

Se basa en la descripción, principalmente, de las propiedades de la roca y fluidos del campo de estudio ubicado en la cuenca del VMM. Esta caracterización representa los parámetros de construcción del modelo de simulación a usar en las etapas de ajuste histórico y predicciones. Los resultados obtenidos dependerán en gran medida de los datos de entrada que representan las características del yacimiento, el comportamiento de producción e inyección y los mecanismos de producción presentes. Por otro lado, también es útil para identificar los campos análogos donde se pueda desarrollar este estudio utilizando como base la presente metodología.

El campo de estudio se encuentra ubicado en la cuenca del VMM como se muestra en la **Figura 12**, la **Figura 13** muestra su correspondiente columna estratigráfica [42].

Figura 12.

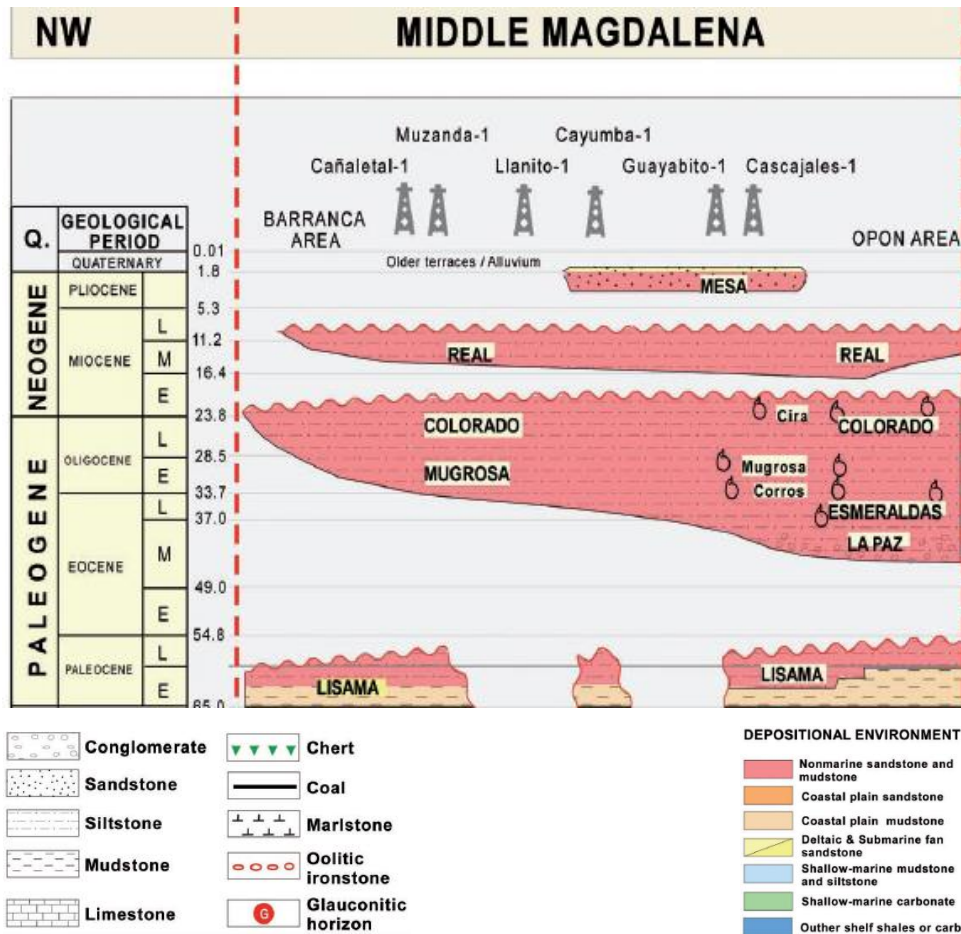
Ubicación Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) – MMB



Nota. Tomado de: L. F. Sarmiento, "Petroleum Geology of Colombia Middle Magdalena Basin," ANH, Medellín, pp. 6, 2011.

Figura 13.

Columna Estratigráfica VMM



Nota. Tomado de: L. F. Sarmiento, "Petroleum Geology of Colombia Middle Magdalena Basin," ANH, Medellín, pp. 38, 2011.

Descripción de las formaciones de interés en este estudio:

- Formación Mugrosa:** Se depositó en el Oligoceno, es una Formación predominantemente lodosa, compuesta de lodolitas, ocasionalmente puede haber areniscas de grano fino a medio, con intercalaciones de arcillolitas, limolitas, shales y conglomerados. El espesor de la formación varía entre 500 – 800 m (1,640 -2,625 ft); su ambiente de depositación se dio en un ambiente continental de canales fluviales de tipo meandriforme, su contacto infrayacente con la Formación Esmeraldas descansa sobre una posible discordancia y su contacto suprayacente se encuentra con la Formación Colorado es concordante [43]

- **Formación Colorado:** Se depositó en la época del Oligoceno - Mioceno, está constituida por conglomerados poco consolidados con cantos de areniscas, calizas, chert, rocas ígneas, y metamórficas en una matriz arenosa y calcárea; con delgadas intercalaciones de arcillolitas; El espesor de la formación varía de 1,200 – 2,500 m (3,937 – 4,921 ft); su ambiente de depositación fue continental fluvial en un clima árido, en su contacto infrayacente con la formación Mugrosa es concordante y en su contacto suprayacente con el Grupo Real es discordante [43].

En la **Tabla 2** se describen las características del campo de estudio.

Tabla 2.

Características del campo

	Formación productora	Mugrosa y Colorado
Características de la formación	Espesor Neto [Ft]	100 ft
	Permeabilidad promedio [mD]	1000
	Porosidad promedio [%]	23%
	Profundidad [Ft]	1000
	Temperatura del yacimiento [F]	110
	Presión inicial [Psi]	900
	Saturación de agua promedio [%]	40%
Propiedades del fluido	Gravedad [°API]	12
	Viscosidad a temperatura del yacimiento [cP]	2500
	Factor volumétrico de formación – Bo (STB/RB)	1.035
Propiedades térmicas de la roca y los fluidos	Conductividad térmica [BTU/(ft/F-día)]	40
	Capacidad calórica volumétrica [BTU/(ftF)]	40

Nota. Se definen las características de la formación, propiedades de fluidos y propiedades térmicas de la roca y los fluidos del campo de estudio.

En el campo de estudio se ha implementado inyección de vapor cíclica y continua como método de recobro mejorado (recobro térmico).

3.1.2. FASE II: Definición de la composición del gas de combustión (flue gas)

En esta fase se determina la composición del gas de chimenea del generador de vapor requerida para el cálculo de gases de efecto invernadero y su correspondiente huella de carbono, a su vez, esta composición es información de entrada del modelo de simulación para evaluar el escenario de inyección de vapor juntamente con el gas de chimenea.

Se considera que la combustión presente en el generador de vapor es una reacción de combustión completa debido a dos factores principales mencionados en la sección de **2.3.5 Generación de vapor**, exceso de aire y que el generador de vapor esté equipado con una línea de recirculación de gases de chimenea (FGR).

La composición del flue gas puede variar principalmente por cambios en la composición del aire de entrada al generador debido a condiciones ambientales, variaciones en la composición del fuel gas, o por mal funcionamiento de algunos de los sensores del generador. Este estudio considera que estos factores no impactan la composición del gas de chimenea.

El gas combustible utilizado para los proyectos de inyección de vapor de los campos de la región es el gas de Cusiana. La composición de este gas se describe en la **Tabla 3**.

Tabla 3.

Descripción del gas de Cusiana.

Componente	Gas Cusiana [% Vol]
CH ₄	0.8261
C ₂ H ₆	0.1010
C ₃ H ₈	0.0365
C ₄ H _{10n}	0.0054
C ₄ H _{10i}	0.0053
C ₅ H _{12n}	0.0005
C ₅ H _{12i}	0.0010
C ₆ H ₁₄	0.0003

Tabla 3. (Continuación)

Componente	Gas Cusiana [% Vol]
CO ₂	0.0185
N ₂	0.0054
Total Reactantes	1.0000

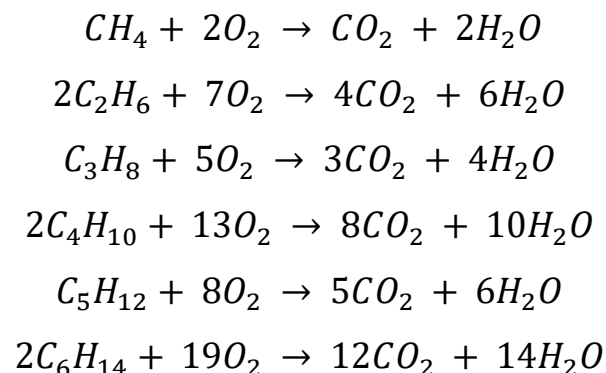
Nota. Tomado de “A. Amell, F. Chejne, D. López, C. Forero y B. Herrera, “Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos,” Medellín, 2016.

A partir de esta composición se definen propiedades como peso molecular de gas, gravedad específica, así como también la composición del gas resultado de la combustión y las emisiones de gases de efecto invernadero resultante, entre otras propiedades que son determinantes para la evaluar la interacción entre el gas, el vapor y los fluidos presentes en el yacimiento.

Aplicando los balances estequiométricos de una reacción de combustión completa (**Tabla 4**) para cada uno de los componentes del gas de Cusiana, se obtiene la composición del gas de chimenea.

Tabla 4.

Balances estequiométricos de la reacción de combustión completa para componentes de un combustible gaseoso.



Nota. Los balances estequiométricos de una reacción de combustión completa para los componentes de un combustible gaseoso.

Se debe tener en cuenta que a la reacción se ingresa una cantidad de componentes inertes tanto en el gas combustible (CO_2 y N_2) como en el aire que ingresa al generador para la combustión. Como se menciona en la sección **2.3.5.e Determinación del calor suministrado al generador de vapor**, para garantizar que todos los componentes del gas de combustión lleguen a su máximo nivel de oxidación o reaccionen por completo es recomendable adicionar un exceso de aire de al menos 15% a la corriente de entrada del generador.

Los productos de la combustión se calculan de la siguiente manera:

- Determinar la cantidad de O_2 requerido en las reacciones de combustión por componente del gas combustible, asumiendo combustión completa.
- Con la proporción de la composición del aire entre O_2 y N_2 , que generalmente es 22% y 78% respectivamente, se calcula la cantidad de N_2 que se incorpora en la corriente de alimentación del generador (aun sin considerar exceso de aire).
- Se calcula el exceso de 15% de O_2 y N_2 a partir de las cantidades calculadas previamente.
- Con el porcentaje molar del gas de combustión (obtenido mediante balance estequiométrico de la reacción de combustión) se determina la cantidad de cada producto de la reacción (CO_2 , H_2O , N_2 y O_2) por cada m^3 de fuel gas.
- Una vez es conocida la cantidad de gas combustible requerido por el generador se determina el valor total de m^3 de gas de combustión por componente.

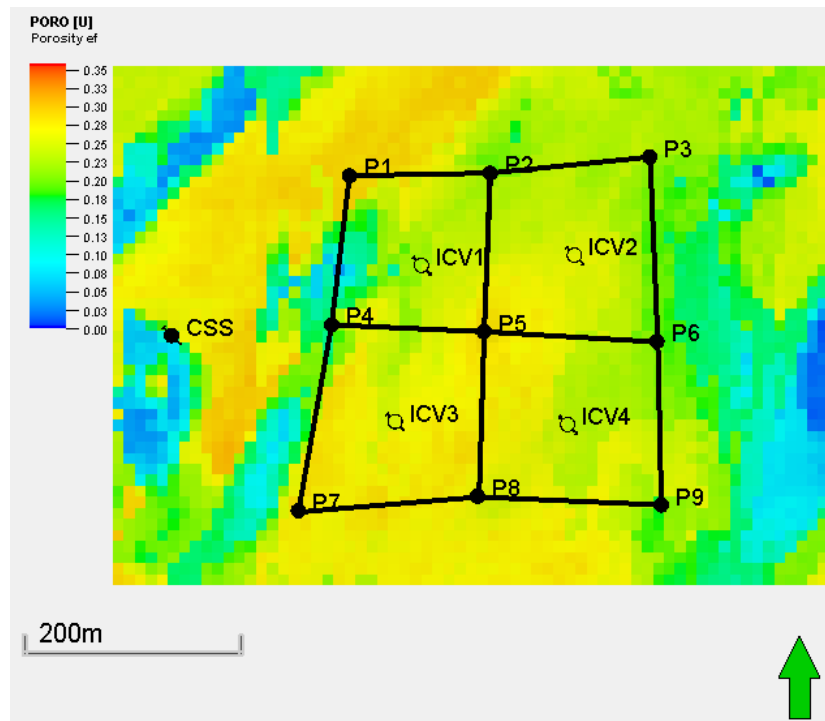
3.1.3. FASE III: Descripción del proceso de inyección de vapor

El proceso de inyección de vapor cíclica y continua se describe en la sección de recobro térmico (**2.3.2 Inyección de vapor como método de recobro mejorado**).

El estudio se desarrolló sobre un área del campo donde se ha implementado inyección continua de vapor y un pozo cercano con ciclos de inyección de vapor. La inyección continua de vapor se lleva a cabo en patrones de 5 puntos invertidos, de 5 acres cada uno como se muestra en la **Figura 14**.

Figura 14.

Patrones de 5 puntos invertido de inyección continua de vapor y un pozo de inyección cíclica de vapor.



Nota. Petrel v2023.

El sistema de distribución de vapor en superficie cuenta con aislamiento térmico, el cual minimiza la transferencia de calor por radiación y convección entre la tubería de distribución y el medio ambiente con fin de minimizar las pérdidas de calor desde el generador de vapor hacia los pozos inyectoros.

El monitoreo de la calidad de vapor y flujo de vapor en cabeza de pozo se realiza mediante un sistema que consta de choques ajustables de flujo subcrítico y una configuración de platinas de orificio multivariable. La medición de flujo total y de calidad de vapor inyectada no son mediciones directas de este sistema, sino que, son calculadas

a partir de las mediciones de presión obtenidas. La calidad de vapor en cabeza de pozo está alrededor del 70% y aproximadamente 500 [F], es posible que a cabeza de pozo se inyecte vapor de baja calidad (menor al 60%) cuando se inyectan tasas de vapor por debajo de las condiciones de diseño del sistema de distribución.

Los pozos Inyectores cuentan con un sistema de distribución de vapor en fondo que permite inyectar diferentes caudales a cada una de las arenas objetivo.

El entendimiento del proceso de inyección de vapor y los mecanismos de producción en el yacimiento son la base teórica para la determinación de los parámetros de ajuste y control de calidad del modelo de simulación.

3.1.4. FASE IV: Control de calidad de la data de entrada del modelo de simulación

Consiste en la revisión detallada del modelo geocelular y su correspondencia con los análisis petrofísicos, estratigráficos y sedimentológicos, los estudios de laboratorio PVT y SCAL y la información de producción e inyección con el fin de garantizar que los datos de entrada para el modelo de simulación sean representativos y consistentes. Adicionalmente, a medida que se depura y complementa la información es posible identificar componentes del modelo que presentan incertidumbre ya sea porque no se cuenta con información o porque la dispersión de los datos es muy alta.

La información evaluada se enlista a continuación:

- Tasas de producción e inyección de un periodo de 40 años de historia.
- Tasas de producción e inyección de 37 pozos en el área de estudio.
- Historial de eventos de los pozos.
- Modelo geocelular, 4 litofacies.
- 1 set de datos PVT.
- 1 set de datos SCAL.

3.1.5. FASE V: Ajuste histórico

Se basa en la comparación de la información real de presión, producción e inyección del yacimiento sometido a inyección de vapor contra los resultados del modelo de simulación construido con la información disponible. El ajuste entre las curvas correspondientes determina si el modelo geocelular, el modelo de fluidos y las premisas aplicadas, en conjunto, representan la realidad del campo y el desempeño de los pozos. Un buen ajuste entre el comportamiento real y del modelo de simulación incrementa la precisión de las predicciones de los escenarios propuestos en la siguiente etapa.

Para este fin, se usa el software de simulación numérica de yacimientos y procesos térmicos, **STARS** de la compañía **CMG**.

Esta fase se llevó a cabo mediante un ajuste histórico general de los primeros 40 años de producción e inyección del campo y posteriormente, un ajuste histórico del periodo donde se implementó la inyección continua de vapor.

El ajuste histórico general se implementó con control de crudo con el fin de representar en gran medida la invasión de los ciclos de inyección en el área (modelo de sector compuesto por 37 pozos con inyección cíclica de vapor y 40 años de producción e inyección). A partir de éste, se implementa un modelo de sector más reducido, escalado en dimensiones de la malla de simulación y con condiciones iniciales tomadas del ajuste histórico general. Este sector corresponde al área del campo donde se implementó un piloto de inyección continua de vapor de 4 patrones de 5 puntos invertidos de 5 acres cada uno, y un pozo con únicamente inyección cíclica de vapor. En total 9 pozos productores y 4 inyectores de inyección continua y 1 pozo de inyección cíclica de vapor. Estos pozos estuvieron bajo inyección continua por un periodo de 4 años aproximadamente.

3.1.6. FASE VI: Simulación de escenarios

Consiste en realizar las predicciones del desarrollo del campo de la siguiente manera: Inicialmente, posterior al ajuste histórico, se considera un escenario en el que el campo continúa sin actividad incremental adicional, es decir, que la actividad de inyección continua seguirá ejecutándose sin modificar las condiciones de inyección (caudal, temperatura y calidad de vapor), del mismo modo, la inyección cíclica de vapor no tendrá cambios en la frecuencia de los ciclos y condiciones de inyección a lo largo del tiempo.

El caso de co-inyección requiere determinar el caudal del gas de chimenea (gas de combustión) para inyectar con el vapor, para el cual es necesario el porcentaje molar de cada uno de los productos de la reacción de combustión (CO₂, H₂O, N₂, y O₂) y la tasa de gas combustible requerido para la generación de vapor:

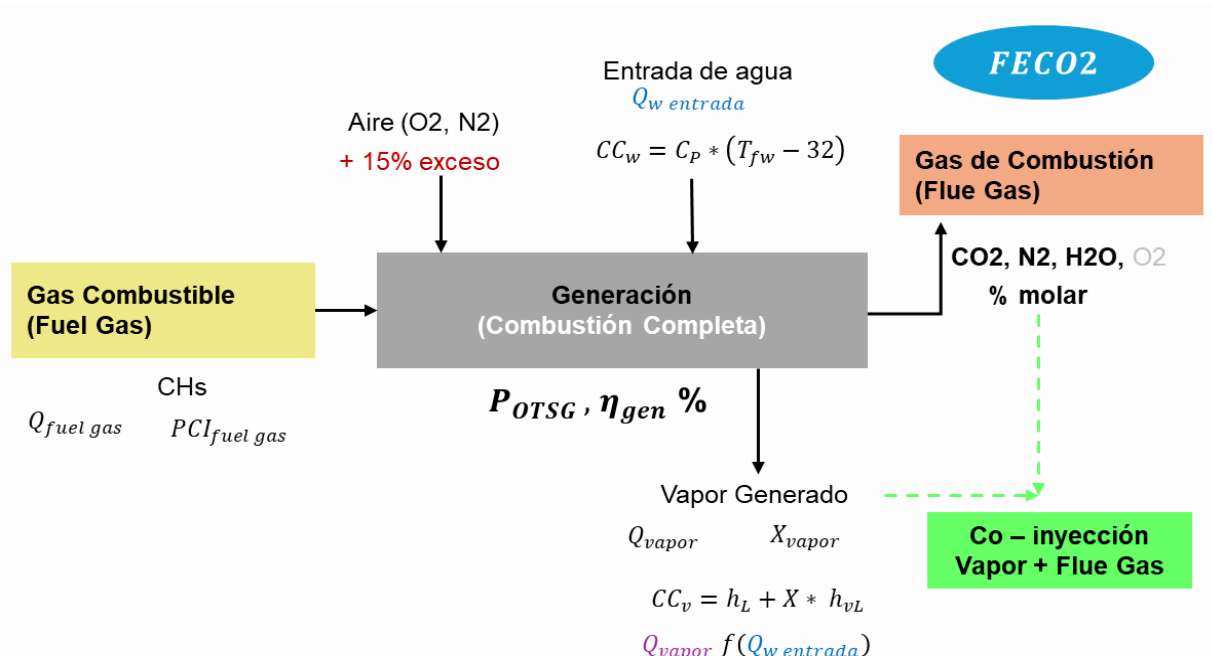
- **El porcentaje molar** de cada uno de los productos de la reacción de combustión (CO₂, H₂O, N₂, y O₂) se encuentran en la **Tabla 9** de la sección **4.1 Descripción del proceso de generación de vapor**.

El caudal de Fuel Gas (La **Figura 15** muestra esquemáticamente el balance de energía del generador de vapor expresado matemáticamente en la **Ecuación 9**) requerido para generar una cierta cantidad de vapor se obtiene despejando de la ecuación.

$$Q_{fuel\ gas} = 100\% * Q_{vapor} * \frac{(CC_v - CC_w)}{PCI_{fuel\ gas} * \eta_{gen}}$$

Figura 15.

Esquema de balance de energía del generador de vapor



Nota. Se representa de manera esquemática la ecuación de balance energético en el generador de vapor (Ecuación 9). Además, se presenta cada uno de los componentes de la ecuación y sus definiciones.

Esta ecuación requiere conocer:

- Caudal de vapor a inyectar $\left[\frac{Lb}{h}\right]$.

$$Q_{vapor} = Q_w\ entrada\ BWEPD * 14.56$$

- Contenido de calor del vapor a condiciones de salida del generador $\left[\frac{BTU}{Lb}\right]$

$$CC_v = h_L + X * h_{vL}$$

Donde h_{vL} es el calor latente del vapor, h_L es la entalpía específica del agua saturada y X es la calidad del vapor.

- Poder Calorífico Inferior o $PCI_{fuel\ gas}$ del gas combustible $\left[\frac{BTU}{ft^3}\right]$
- Eficiencia del generador $\eta_{gen} [\%]$.

A continuación, se detalla el cálculo de CC_v , CC_w y $Q_{fuel\ gas}$

A partir de las tablas de vapor saturado, entrando con presión de vapor de 1,400 psig (el generador de vapor cuenta con una bomba de alta presión dedicada a mantener una presión de hasta 1,450 psig en el cabezal de descarga de inyección de vapor). Usando la Calculadora TLV para Tabla de Vapor Saturado por Presión [44] se obtiene la siguiente información:

Tabla 5.

Condiciones de la generación del vapor

Parámetros/Propiedades	Valor
Presión Módulo OTSG	$P_{OTSG} = 1,400 \text{ psig}$
Temperatura de vapor saturado	$T_{sat} = 588.517 [F]$
Calor latente del vapor	$h_{vL} = 573.071 \left[\frac{BTU}{Lb} \right]$
Entalpía específica del agua saturada	$h_L = 600.797 \left[\frac{BTU}{Lb} \right]$
Calidad del vapor (a la salida del generador)	$X = 0.8$
Eficiencia térmica del generador (fabricante)	$\eta_{gen} = 0.85[\%]$.

Nota. Se especifica los parámetros del generador de vapor para ser utilizados en el cálculo de eficiencia del generador y despejar el caudal de gas combustible requerido.

El contenido de calor del vapor a condiciones de salida del generador en unidades de $[BTU/Lb]$ se determina de la siguiente manera:

$CC_v = h_L + X * h_{vL}$ siendo X la calidad del vapor (valor estimado).

$$CC_v = 574.001 \left[\frac{BTU}{Lb} \right] + 0.8 * 600.797 \left[\frac{BTU}{Lb} \right] = 1,059 \left[\frac{BTU}{Lb} \right]$$

El contenido de calor del agua a condiciones de entrada al generador en unidades de $[BTU/Lb]$ se determina de la siguiente manera:

$$CC_w = C_p \times (T_{fw} - 32)$$

- Calor específico del agua: $1.0 \left[\frac{BTU}{LbF} \right]$
- Temperatura del agua de entrada: $90 [F]$

$$CC_w = 1.0 \left[\frac{BTU}{LbF} \right] * (90 - 32) = 58 \left[\frac{BTU}{Lb} \right]$$

El caudal de vapor en unidades de lb/hr, se calcula a partir del caudal de agua de entrada en BWEPD (barriles de agua fría equivalentes por día) usando el factor de conversión 14.56 (se determina un caudal de agua a la entrada del generador para inyección continua de vapor de 2,370 [BWEPD]):

$$Q_{vapor} = 2,370 \text{ BWEPD} * 14.54 = 34,460 \left[\frac{Lb}{h} \right]$$

El contenido de calor del gas combustible o fuel gas se calcula a partir del poder calorífico (inferior) del gas y el caudal del gas:

Poder calorífico inferior del gas combustible – Gas Cusiana:

$$PCI_{fuel} = 3.867E^{-05} \left[\frac{TJ}{m^3} \right] = 1,038.06 \left[\frac{BTU}{ft^3} \right]$$

Conociendo las variables de la **Ecuación 9** despejada, el caudal del gas combustible requerido para producir 2,370 [BWEPD] es 39,103 $\left[\frac{ft^3}{hr} \right]$:

$$Q_{fuel\ gas} = 100\% * Q_{vapor} * \frac{(CC_v - CC_w)}{PCI_{fuel\ gas} * \eta_{gen}}$$

$$Q_{fuel\ gas} = 100\% * 34,460 \frac{Lb}{h} * \frac{(1,059 \left[\frac{BTU}{Lb} \right] - 58 \left[\frac{BTU}{Lb} \right])}{1,038.06 \left[\frac{BTU}{ft^3} \right] * 0.85}$$

$$Q_{fuel\ gas} = 39,103 \left[\frac{ft^3}{hr} \right] = 26,578 \left[\frac{m^3}{d} \right]$$

El total de flue gas producto de la generación de 2,370 [BWEPD] de vapor se determina a partir del balance estequiométrico de la reacción de combustión:

Tabla 6.

Volumen total de flue gas y por componente a condiciones estándar para generar 2,370 BWE PD

Fuel gas [Ft³/día]	CO₂ [Ft³/día]	H₂O [Ft³/día]	N₂ [Ft³/día]	TOTAL Flue Gas [Ft³/día]
938,481	1,133,518	2,032,094	8,698,521	11,864,133

Nota. Se presentan los resultados del volumen total de flue gas y por componente a condiciones estándar para generar 2,370 BWE PD.

El volumen de oxígeno (O₂) no se considera en la corriente del flue gas debido a que el porcentaje molar es menor al 3%.

Los escenarios de predicción planteados son:

- **Caso inyección de vapor base (cíclica y continua):** Este escenario contempla la inyección de vapor manteniendo las condiciones de inyección (tasas, temperatura y calidad de vapor) obtenidas al final del caso de ajuste histórico. El flue gas generado corresponde al 100% de las emisiones ya que no se inyecta con el vapor.
- **Caso co-inyección base:** Similar al caso base, pero la corriente de flue gas producto de la generación de vapor se inyecta con el vapor. La cantidad de vapor generado y flue gas es la misma que el caso base.
- **Caso inyección de vapor 50% (cíclica y continua):** Corresponde al caso base de inyección de vapor, pero se reduce la cantidad de vapor generado en un 50% manteniendo las condiciones de inyección (calidad y temperatura de inyección).
- **Caso co-inyección 50%:** Corresponde al caso de co-inyección, pero se reduce la cantidad de vapor generado en un 50%, de la misma manera el flue gas generado se reduce y es inyectado con la corriente de vapor. También se mantienen las condiciones de inyección.

Los casos se simularán utilizando el software de simulación numérica de yacimientos y procesos térmicos, STARS de CMG versión 2023.

3.1.7. FASE VII: Evaluación

Consiste en la evaluación de los resultados de las simulaciones de los casos de inyección de vapor continua con flue gas y cíclica con flue gas en comparación con el caso base para identificar el efecto de reducción de la huella de carbono y en el factor de recobro a partir de los casos de simulación descritos en la **Tabla 15**.

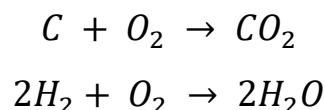
El factor de recobro para cada uno de los casos (caso base y caso de co-inyección) se calcula a partir de los resultados del simulador. El factor de recobro como la razón del petróleo acumulado y el petróleo original en sitio.

El cálculo relacionado con el impacto en la huella de carbono para el caso base se realiza a partir del volumen de gas combustible requerido para la generación de vapor y el respectivo factor de emisión de CO₂, en este caso, el total del flue gas corresponde al total de las emisiones. Para los casos de co-inyección (donde el CO₂ producto de la combustión será inyectado junto con el vapor) la huella de carbono se determina a partir de la corriente de CO₂ en los pozos productores.

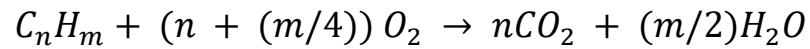
- **Efecto de la reducción de huella de carbono**

- **Cálculo de factor de emisión (FE)**

El modelo de combustión usado para la determinación del FE asume una combustión completa donde el combustible se oxida en su totalidad resultando en CO₂ + H₂O. Las reacciones químicas que rigen el proceso de combustión para combustibles en estados sólidos y líquidos son:



Para los combustibles gaseosos existe una reacción general aplicable a los mismos:

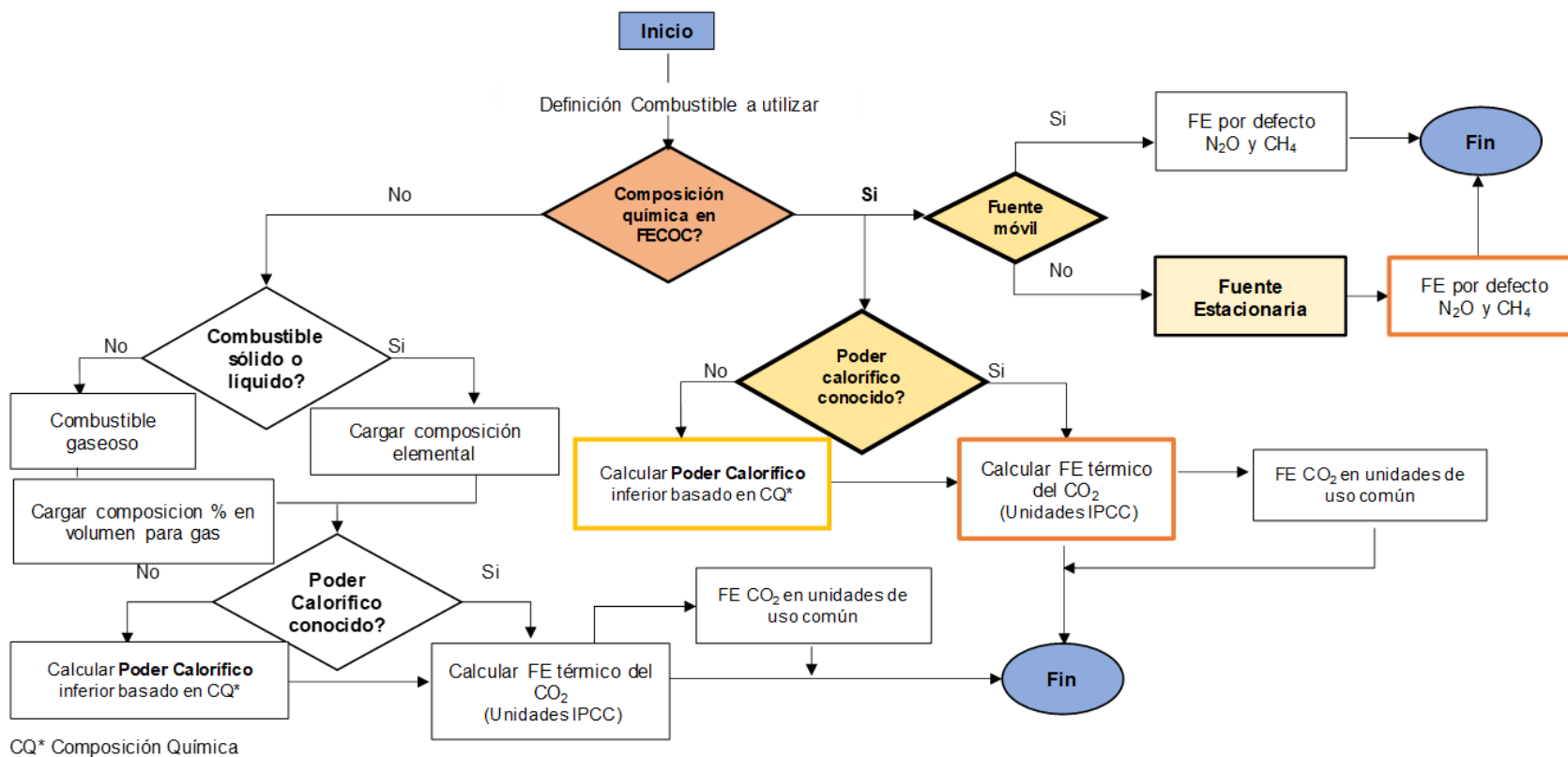


Para el cálculo del FE se usa la calculadora de emisiones de la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética) [45] a su vez, se realiza el cálculo en Microsoft Excel con el fin de validar los resultados obtenidos.

La **Figura 16** muestra un esquema del algoritmo general usado para el cálculo del FE de CO₂ en condiciones estequiométricas para la reacción de combustión:

Figura 16.

Algoritmo de cálculo para la determinación del factor de emisión en unidades de IPCC y de uso común.



Nota. Tomado de “A. Amell, F. Chejne, D. López, C. Forero y B. Herrera, “Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos,” Medellín, 2016

Se siguieron los siguientes pasos:

- Ingresar la composición del gas de Cusiana, tomado de la lista de combustibles gaseosos de FECOC. La composición se debe ingresar en composición elemental porcentual (0 a 100) para sólidos y líquidos y composición porcentual molar (0 a 100) para combustibles gaseosos.
- El listado de FECOC ya cuenta con el valor de poder calorífico inferior para el gas de Cusiana, determinado experimentalmente. Si no se dispone este valor, es posible estimarlo basado en la composición química del combustible y los valores de poder calorífico por componente y mezcla de la ASTM-D3588. El porcentaje de diferencia entre el valor calculado y el valor obtenido experimentalmente es prácticamente nulo.
- El factor de emisiones se calcula en unidades reportadas por el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) las cuales son kgCO₂/TJ donde se relaciona las emisiones de CO₂ con unidades de energía.
- Al tener en cuenta el poder calorífico inferior es posible determinar las emisiones de CO₂ por unidad de volumen de gas combustible usado.

Tabla 7.

Variables de entrada – salida del algoritmo

Entrada	Salida (Emisión CO₂, CH₄ y N₂O)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Tipo de combustible (líquido, sólido o gaseoso)</i> ▪ <i>Combustible (usuario o fuente FECOC)- determinar composición</i> ▪ <i>Método de aplicación: Móviles o Estacionarias. La selección del tipo de aplicación sólo afecta los FE de CH₄ y N₂O, no afecta el FE de CO₂.</i> ▪ <i>% exceso de aire</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Factor de emisión en unidades IPCC y unidades comunes</i> ▪ <i>Concentración en gas de salida: Incertidumbre asociada</i> ▪ <i>Emisiones totales según la cantidad de combustible ingresada</i> ▪ <i>Adicional la composición del combustible seleccionado</i>

Nota. Resumen de las variables de entrada y salida del algoritmo para el cálculo del FE de CO₂

Para calcular el FE para un combustible gaseoso se usa la composición porcentual volumétrica determinada experimentalmente y el poder calorífico, calculado normalmente según la composición química. Los datos de caracterización del gas natural Cusiana están descritos en la **Tabla 3**.

Finalmente se evaluará la respuesta del factor de recobro y la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero a partir de los resultados de las simulaciones.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En la siguiente sección se describe cada una de las Fases planteadas en la metodología cubriendo los 4 objetivos propuestos, se detallan, las consideraciones, cálculos y las simulaciones realizadas con su respectivo análisis.

4.1. Descripción del proceso de generación de vapor

En las Fases **I, II, y III** de la sección de **METODOLOGÍA Y DATOS** se han mencionado las características del campo de estudio, definido la composición del gas de combustión y descrito el proceso de generación de vapor y el proceso de inyección de vapor como EOR. A continuación se presenta el análisis realizado.

La generación de vapor en el campo de estudio se realiza en superficie mediante generadores de vapor (estacionarios) de un paso (OTSG) “**Once-Through Steam Generators**” [11] (ver **Figura 6**) y utilizan gas natural como fuente de combustible. En el proceso de generación de vapor se transfiere energía en forma de calor a una corriente de agua, que se encuentra inicialmente en estado líquido hasta lograr su cambio de estado a gaseoso.

El calor suministrado se logra gracias a la reacción de combustión de los componentes combustibles del gas natural juntamente con oxígeno (cuya fuente es el aire del medio ambiente) y una chispa inicial suministrada por el generador como fuente de alta temperatura para iniciar la ignición. En la sección **2.3.5 Generación de vapor** se detalla el proceso de generación de vapor y los componentes de un generador de vapor OTSG.

El tipo de generador de vapor, las buenas prácticas en la operación del generador (control de la combustión), y la composición de la corriente de entrada (aire y gas combustible), son algunos de los factores que impactan directamente la emisión de gases de efecto invernadero y el factor de recobro.

En Colombia, los generadores de vapor utilizados para proyectos de recobro mejorado de petróleo usan combustible gaseoso, siendo este, la fuente combustible con menor impacto en la huella de carbono (ver **Tabla 1**).

La determinación de la composición del gas de chimenea (flue gas), como se muestra en la sección **3.1.2 FASE II: Definición de la composición del gas de combustión (flue gas)** fue necesaria para ser incluida en el simulador de yacimientos como corriente de entrada conjunta con el vapor, por otro lado, este análisis permite determinar el impacto en la huella de carbono producto de la combustión para la generación de vapor.

A partir de la composición del gas de Cusiana (ver **Tabla 3**), asumiendo una reacción de combustión completa de los componentes combustibles del gas, se logra obtener la composición porcentual volumétrica del gas de chimenea.

Tabla 8.

Balance estequiométrico de la combustión completa de los componentes combustibles del gas de Cusiana considerando un exceso de aire del 15%

Componente	Coeficientes reactantes				Coeficientes		Exceso de Aire	
	C _n H _m		Aire		Productos		(15%)	
	C(n)	H(m)	O ₂ (n+(m/4))	N ₂ (78% Aire)	CO ₂ (n)	H ₂ O (m/2)	O ₂	N ₂
CH ₄	1	4	2	7.1	1	2	0.30	8.15
C ₂ H ₆	2	6	3.5	12.4	2	3	0.53	14.27
C ₃ H ₈	3	8	5	17.7	3	4	0.75	20.39
C ₄ H _{10n}	4	10	6.5	23.0	4	5	0.98	26.50
C ₄ H _{10i}	4	10	6.5	23.0	4	5	0.98	26.50
C ₅ H _{12n}	5	12	8	28.4	5	6	1.20	32.62
C ₅ H _{12i}	5	12	8	28.4	5	6	1.20	32.62
C ₆ H ₁₄	6	14	9.5	33.7	6	7	1.43	38.73

Nota. Balance estequiométrico de la combustión completa de los componentes combustibles del gas de Cusiana considerando un exceso de aire del 15%.

Con la determinación de los productos de la reacción de combustión y los porcentajes molares de los componentes del gas combustible de Cusiana se determina la composición del gas de combustión o flue gas.

Tabla 9.

Composición del flue gas producto de la reacción de combustión del gas de Cusiana asumiendo combustión completa con exceso de aire del 15%

Componente	Reactantes			Productos			
	Gas Cusiana	Aire (con exceso)					
	[Lb-mol]	O ₂ [Lb-mol]	N ₂ [Lb-mol]	CO ₂ [Lb-mol]	H ₂ O [Lb-mol]	O ₂ [Lb-mol]	N ₂ [Lb-mol]
CH ₄	0.8261	1.900	6.737	0.826	1.652	0.248	6.737
C ₂ H ₆	0.1010	0.406	1.441	0.202	0.303	0.053	1.441
C ₃ H ₈	0.0365	0.210	0.745	0.110	0.146	0.027	0.745
C ₄ H _{10n}	0.0054	0.040	0.142	0.022	0.027	0.005	0.142
C ₄ H _{10i}	0.0053	0.040	0.141	0.021	0.027	0.005	0.141
C ₅ H _{12n}	0.0005	0.005	0.016	0.002	0.003	0.001	0.016
C ₅ H _{12i}	0.0010	0.009	0.032	0.005	0.006	0.001	0.032
C ₆ H ₁₄	0.0003	0.003	0.010	0.002	0.002	0.0004	0.010
CO ₂	0.0185			0.0185			
N ₂	0.0054						0.0054
Total Reactantes	1.000	2.613	9.263				
Total Productos				1.21	2.17	0.34	9.268
Proporción [%]				9.3%	16.7%	2.6%	71.4%
Proporción sin considerar el O₂ [%]				9.6%	17.1%		73.3%

Nota. Composición del flue gas producto de la reacción de combustión del gas de Cusiana asumiendo combustión completa con exceso de aire del 15%.

La proporción del flue gas resultante es: 71.4% de Nitrógeno (N₂), seguido de vapor de agua del 16.7% (H₂O), 9.3% de dióxido de carbono (CO₂) y 2.6% de oxígeno (O₂). El componente en mayor proporción del flue gas es el nitrógeno debido a que, también es el componente en mayor proporción del aire que entra al generador de vapor, el 78% del aire es nitrógeno, mientras el 22% restante es oxígeno, de los dos el único que interviene

en la reacción de combustión es el oxígeno produciendo CO₂ y H₂O. El piloto de estudio está bajo Inyección de vapor como método de recobro mejorado

Teniendo en cuenta las características del campo de estudio, se determina que la interacción entre el gas de chimenea (flue gas), el vapor y los fluidos del yacimiento, es de tipo inmisible (ver **2.4.1.b CO₂ miscible**).

La temperatura y presión promedio del yacimiento de este estudio, sin efecto de vapor, pueden estimarse en 115 [F] y presiones promedio entre los 400 [Psi] y 200 [Psi], este último estimado en las arenas con mayor drenaje por inyección de vapor. La inyección del flue gas junto al vapor se realiza a altas temperaturas y alta presión, sin embargo, debido a las condiciones actuales del yacimiento, no obtendrán condiciones de presión y temperatura de miscibilidad entre el CO₂ contenido en el gas de chimenea y el petróleo en la formación, ya que se presentará altas pérdidas de calor y la presión en el yacimiento no incrementará por la inyección de fluidos como se evidencia en la etapa de ajuste histórico.

4.2. Ajuste histórico del modelo de simulación y control de calidad de los datos de entrada

4.2.1. Control de calidad de los datos de entrada

La calidad de la información de entrada es fundamental para que la simulación del proceso de flujo de fluidos en el medio poroso sea representativa. El control de calidad de la información de entrada es importante tanto en la fase ajuste histórico como en la fase de predicción. De esto depende el grado de certeza de la evaluación del proceso de recuperación térmica de inyección de vapor junto con la inyección de gases de combustión, que es objetivo de estudio de este proyecto.

En la sección **3.1.4 FASE IV: Control de calidad de la data de entrada del modelo de simulación**, se presenta la información evaluada más relevante considerada en este estudio.

Se consideran que los siguientes aspectos tienen gran importancia dado el mecanismo de recobro implementado en el campo y los objetivos del estudio. Esta información fue revisada con detalle en fase de control de calidad de la información de entrada y se presenta en la **Tabla 10**.

Tabla 10.

Lista de información importante evaluada en la etapa de control de calidad de la información de entrada

Propiedades de los fluidos	
Información PVT	Información disponible escasa. Se considera información bibliográfica adicional como artículos y reportes técnicos del campo en estudio y algunos campos análogos o cercanos.
Viscosidad	El cambio de viscosidad con temperatura es uno de los mecanismos de producción principales de los métodos de recobro térmicos. Hay poca información disponible, por lo que se considera que este parámetro tiene alta incertidumbre y es objeto de estudio en la etapa de ajuste histórico. Se considera información bibliográfica adicional como artículos y reportes técnicos del campo en estudio y algunos campos análogos o cercanos.
Propiedades de la roca	
Profundidad, Espesores y Topes de formación.	Es fundamental el trabajo integrado entre las disciplinas de G&G e ingeniería con el fin de validar que el modelo geocelular refleja la interpretación actual del yacimiento y que esa visión es coherente con la información dinámica existente (interferencia o comunicación entre pozos, datos de presión, producción e inyección).
Porosidad y Permeabilidades	La distribución de estas propiedades se evalúa en conjunto dado que por petrofísica tienen una estrecha relación con los tipos de roca interpretados en el área según su ambiente de depositación. Se evidencia una concordancia en los crossplot poro-perm de la información de registros (validados con mediciones de corazones del campo). En algunas zonas del modelo ha sido necesario modificar la distribución de estos parámetros dado que según datos dinámicos hay conexiones entre algunos pozos que la distribución inicial de propiedades no refleja. Estos parámetros son importantes en la etapa de ajuste histórico y se considera la incertidumbre en la distribución areal de estas propiedades.

Tabla 10. (Continuación)

<p>Saturaciones</p>	<p>Esta propiedad es de las más relevantes en el estudio y tiene alta incertidumbre. Una de las razones es que, como en la mayoría de los modelos, se considera uno o pocos escenarios de distribución areal de la saturación inicial de agua. Según la interpretación geológica y petrofísica el modelo de saturaciones se considera ajustado, sin embargo, este campo ha sido sometido a inyección cíclica de vapor por más de 40 años y algunos de los ciclos de vapor parecen estar subestimados en volúmenes inyectados, por lo tanto, la historia de invasión con vapor en el campo tiene incertidumbre.</p> <p>Adicionalmente, no se cuenta con historial de intervenciones a pozos para incorporar el historial de arenamiento a la asignación de volúmenes de vapor inyectados. Esta incertidumbre se tiene en cuenta en el estudio de ajuste histórico.</p>
<p>Compresibilidad de la roca</p>	<p>Se encuentra poca información con relación a la caracterización de las propiedades de la roca. Las formaciones sometidas a inyección de vapor cíclica y continua sufren efectos geomecánicos y de reestructuración de su configuración poral debido a que, por un lado, el vapor ocupa un volumen aparente mucho mayor en estado gaseoso, especialmente, en la cercanía del pozo cuando se inyecta. Por otro lado, el vapor puede disolver minerales que actúan como material cementante de la roca haciéndola disgregable razón por la cual muchos de los pozos del campo tienen problemas de arenamiento con frecuencia. Por estas razones se considera la incertidumbre de este parámetro y se sensibiliza su valor con base en información bibliográfica como artículos y reportes técnicos de campos análogos.</p>
<p>Interacción roca-fluidos</p>	
<p>Curvas de Permeabilidad relativa.</p>	<p>Al igual que la información PVT se considera información bibliográfica adicional como artículos y reportes técnicos dado que la información existente es escasa. Se considera esta incertidumbre con sensibilidades de los endpoints y los exponentes de Corey para las curvas de permeabilidad relativas en dos fases agua-petróleo y gas-líquido. Adicionalmente se sensibilizan las curvas de permeabilidad relativas en tres fases por los diferentes métodos disponibles en el software de simulación de yacimientos.</p>

Tabla 10. (Continuación)

Dependencia de los endpoints de permeabilidad relativa con temperatura.	Esta información es muy valiosa dado que hace parte del mecanismo que gobierna la producción con métodos de recobro térmicos. La información con relación a estos parámetros es nula y está demostrado por diversos estudios que es fundamental en las etapas de ajuste histórico y predicciones por lo que se considera como uno de los parámetros con alta incertidumbre y se sensibiliza su valor con base en información bibliográfica como artículos y reportes técnicos de campos análogos.
Datos de producción	
Presión vs tiempo	Información escasa. Sin embargo, se corrobora el perfil de presiones del modelo en la etapa de ajuste histórico reciente con puntos de presión adquiridos en las arenas de interés y se evidencia un buen ajuste en las presiones promedio de las formaciones de interés.
Tasas de fluidos	Se evidencia que la información es consistente, sin embargo, la frecuencia de la información disponible es mensual lo cual dificulta conocer cómo se desarrollaron los ciclos de inyección de vapor en el tiempo, es decir, determinar tiempos de inyección y remojo. Se asume que los tiempos de estas etapas fueron similares a los utilizados en la actualidad, al menos 7 días de inyección y 3 días de remojo. Por otro lado, no se cuenta con registros de temperatura, ILT u otra medición que permita determinar las arenas donde invadió el vapor con más frecuencia y el historial de arenamiento de los pozos que permitiera determinar qué arenas estuvieron aisladas en los ciclos de inyección.
Datos de Pozos	
Coordenadas y Trayectoria	Esta información cuenta con control de calidad desde la construcción del modelo geocelular.
Eventos de pozo	La información histórica es muy escasa y contribuye en la alta incertidumbre que se tiene en parámetros como la saturación de agua del modelo, sin embargo, se cuenta con información reciente del área donde se ejecuta la inyección continua de vapor con información de eventos como aislamiento con squeeze y estimulaciones matriciales para remoción del daño que permite ajustar de una mejor manera la información histórica de inyección y producción (por ejemplo, sobreestimación de producción de agua por mal estado del cemento).
Controles de pozo	La información histórica es muy escasa y contribuye en la alta incertidumbre que se tiene el desempeño de los ciclos de inyección de vapor históricos, sin embargo, se cuenta con información reciente del área donde se ejecuta la inyección continua de vapor.

Nota. Se muestra el control de calidad realizado a la información disponible.

Como se evidencia, se ha evaluado toda la información disponible, cada propiedad contribuye en la reducción o incremento de la incertidumbre del estudio. Se tuvo en cuenta cada parámetro y su relación con otras propiedades para realizar un manejo integral de la incertidumbre, y lograr un modelo lo más representativo posible para las etapas de ajuste histórico y predicciones.

4.2.1.a. Modelo Geocelular. El modelo geocelular del campo original es un modelo de alta resolución, cuenta con más de 187 millones de celdas. Este modelo intenta representar fielmente la estructura del campo, fallas geológicas, espesor de las capas geológicas, el ambiente sedimentario y la distribución de propiedades como la porosidad, la permeabilidad, Vsh, saturación de fluidos, entre otras propiedades del yacimiento que han sido analizadas y definidas desde distintas áreas de estudio (geofísica, geología estructural, sedimentología y petrofísica).

Las dimensiones promedio del modelo geocelular mencionado son 10 metros en dirección X, 10 metros [m] en dirección Y, y un (1) pie [Ft] verticalmente. Estas dimensiones permiten representar con suficiente resolución los registros de pozo, esto favorece la representatividad del modelo con relación a la realidad del yacimiento, sin embargo, manejar un modelo con esta cantidad de celdas en un simulador numérico de yacimientos resulta complejo y requiere altos tiempos de cómputo (inclusive semanas para ejecutar unos cuantos casos de simulación), por tal razón se implementaron dos técnicas para reducir el número de celdas totales del modelo intentando conservar la representatividad del modelo de alta resolución, estas técnicas son: **selección del modelo de sector y escalamiento vertical y de propiedades del modelo geocelular.**

Tabla 11.

Descripción del modelo de alta resolución

Descripción	Valor
Celdas Grid (nI x nJ x nK)	407x370x1247
Total, número de celdas:	187,785,730
Número de capas geológicas	1247

Tabla 11. (Continuación)

Descripción	Valor
Dimensión en X	9.98364829
Dimensión en Y	9.99908259
Dimensión en Z	1.15584310

Nota. Información estadística tomada de Petrel v2023.

▪ **Selección del modelo de sector.**

La primera técnica implementada se conoce como modelo de sector, consiste en la extracción de una región del modelo que, debe ser representativo del campo para realizar el ajuste histórico y predicciones. Una de las ventajas más significativas de esta técnica es reducir el número de celdas a usar en el simulador sin perder resolución con relación al modelo geocelular original. Los criterios para la selección del sector del modelo son: la representatividad del volumen poroso ocupado por hidrocarburos o HCPV (por sus siglas en inglés), dado que la región definida se encuentra en un rango promedio de la distribución de HCPV del campo. Otro de los criterios más relevantes es, que en los pozos ubicados en el sector se había implementado inyección cíclica e inyección continua de vapor, lo que permite realizar el ajuste histórico de los dos métodos de recobro y por ende garantizar la confiabilidad de los casos de predicción. A pesar de las similitudes entre las técnicas de recuperación térmica (inyección cíclica y continua de vapor) los mecanismos de producción a evaluar con el modelo de simulación son diferentes, en esto radica la importancia de realizar el ajuste histórico de los dos métodos de recobro y la selección de un sector bajo este criterio.

Tabla 12.

Descripción del modelo de sector inicial

Descripción	Valor
Celdas Grid (nI x nJ x nK)	87x139x1247
Total, número de celdas:	15,079,971
Número de capas geológicas	1247
Dimensión en X	9.98364829

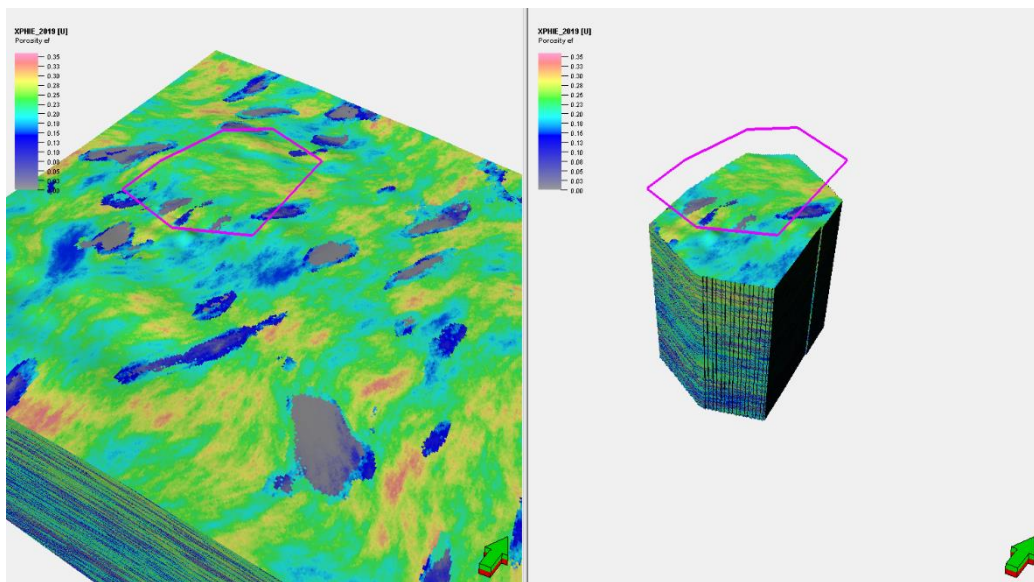
Tabla 12. (Continuación)

Descripción	Valor
Dimensión en Y	9.99908259
Dimensión en Z	1.09154053
Número de pozos	15% del modelo fino 4 patrones de inyección continua de vapor

Nota. Información estadística tomada de Petrel v2023.

Figura 17.

Modelo fino (de alta resolución) y modelo de sector

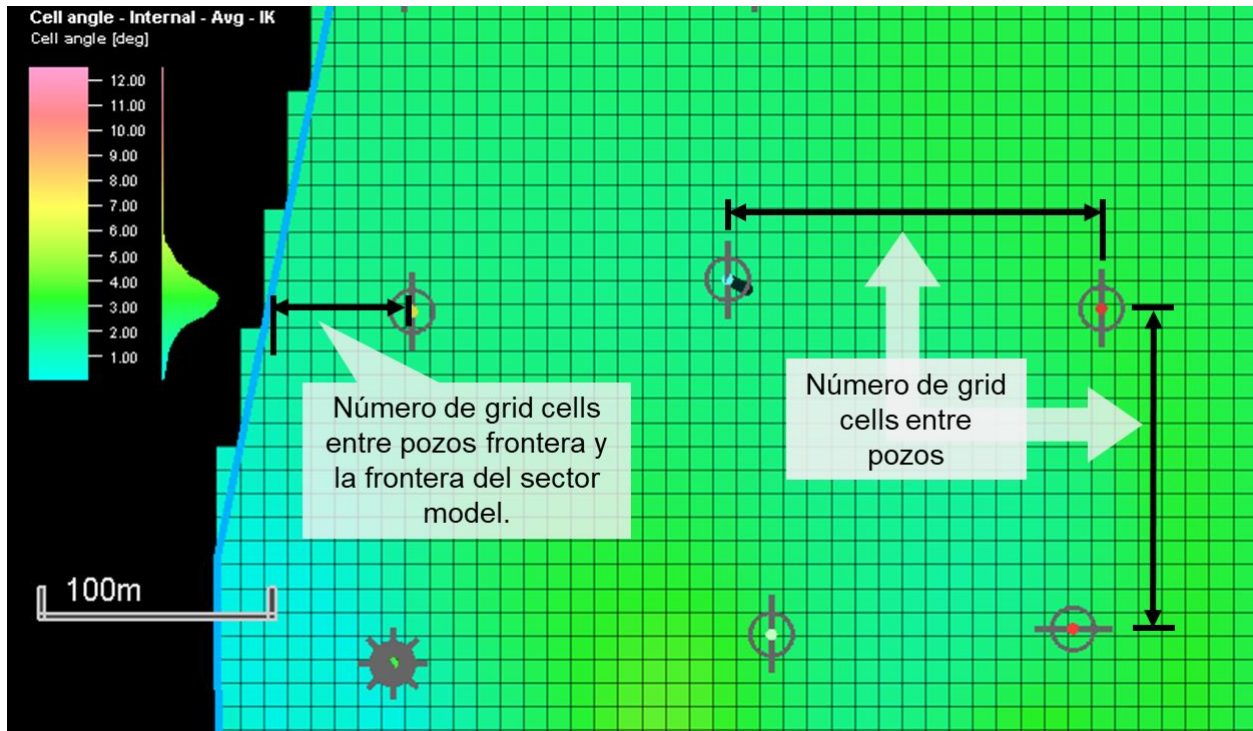


Nota. Petrel v2023.

Adicionalmente, la geometría del sector extraído se selecciona cuidadosamente tomando en cuenta los pozos más importantes en la región del campo, así como los pozos cercanos que pudieran afectar la distribución de fluidos por drenaje, invasión, y transferencia de calor a través de las zonas productoras durante la inyección cíclica o continua de vapor. Otro criterio es el número de celdas entre los pozos frontera y la frontera del modelo de sector, al menos 4 celdas entre ellos **Figura 18**.

Figura 18.

Criterios control de calidad



Nota. Petrel v2023.

El modelo de sector inicial representa una reducción de cerca 90% de las celdas del modelo de alta resolución pasando de un modelo de más de 187 millones de celdas a cerca de 15 millones de celdas. El modelo de sector representa cerca del 10% de las celdas del modelo, este incluye el 15% de los pozos del campo con historia de más de 40 años de producción con ciclos de inyección de vapor y 4 patrones de inyección continua de vapor.

La segunda técnica implementada fue el escalamiento vertical del modelo geocelular y el escalamiento de sus propiedades (principalmente, porosidad y permeabilidad).

En este estudio en particular es importante resaltar que uno de los objetivos de la simulación numérica, además de representar el flujo de fluidos en el medio poroso, es representar la transferencia de calor a lo largo del yacimiento, como se menciona en el capítulo **2.3.2.b Mecanismo de transferencia de calor en la formación** la transferencia

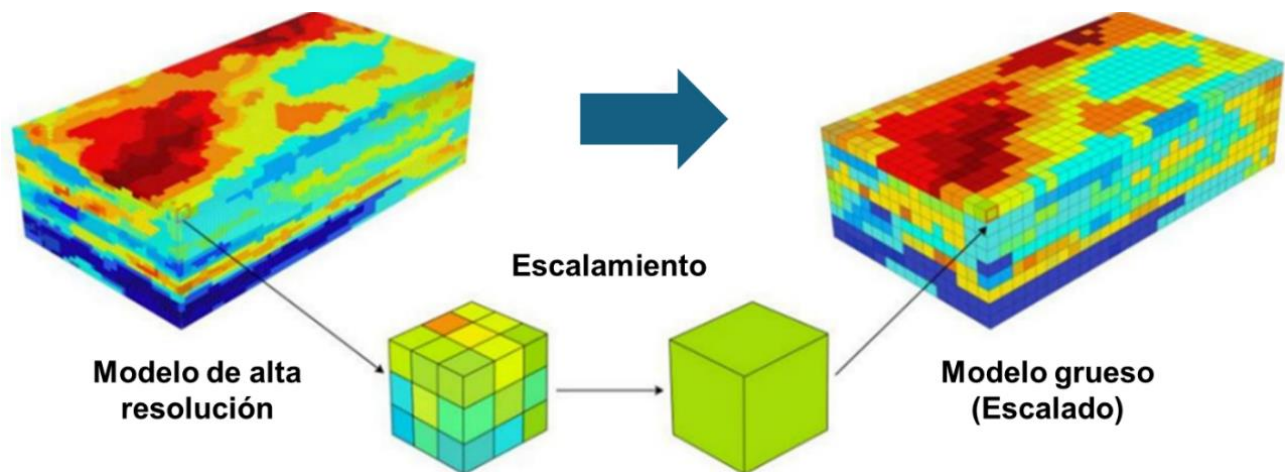
de calor en el yacimiento se presenta de diversas maneras, entre ellas está la transferencia de calor desde las rocas que reciben la inyección de vapor hacia las rocas sello, o, hacia las arcillas donde el fluido es prácticamente inmóvil por lo que es muy importante mantener la distribución de tipos de roca durante el escalamiento del modelo.

- **Escalamiento vertical y de propiedades del modelo geocelular**

El escalamiento es importante y necesario para llevar los modelos geológicos de alta resolución ($10E^7$ - $10E^8$ celdas) a modelos de escalas más gruesas ($10E^4$ - $10E^6$ celdas) en simulación de yacimientos tomando como premisa que debe mantenerse lo mejor posible la respuesta de flujo del modelo de alta resolución. Los modelos de alta resolución caracterizan de manera muy precisa la heterogeneidad en el yacimiento, pero conlleva un alto costo y tiempo de cómputo.

Figura 19.

Modelo conceptual de escalamiento



Nota. Modificado de Application of upscaling methods for fluid flow and mass transport in multi-scale heterogeneous media: A critical review, Applied Energy, Volume 303, 2021.

En este estudio se realiza la validación de los diferentes modelos escalados con dos enfoques, estático y dinámico. El primer criterio se basa en la diferencia del petróleo original en sitio (OOIP por sus siglas en inglés) entre el modelo de alta resolución y el modelo escalado y el segundo consiste en la evaluación del comportamiento de presión,

producción e inyección entre el modelo de alta resolución y los modelos escalados, simulando el vaciamiento del yacimiento con condiciones operacionales constantes.

En total se escalaron 13 zonas, cada una con un número de subcapas diferente, según el espesor bruto de cada una. El primer caso tiene un escalamiento del 90% de las capas totales, es decir, la primera zona cuenta originalmente con 30 capas, por lo que el número escalado de capas es 27. Si el resultado no es un número entero, se redondea al entero superior.

En la **Tabla 13** se muestra el porcentaje de la diferencia entre el OOIP entre el modelo de alta resolución y el modelo escalado en resolución vertical y el respectivo escalamiento de la porosidad. El máximo escalamiento aceptable es 25% debido a que la diferencia del OOIP entre el modelo fino y los modelos escalados hasta el escalamiento del 25% no superan el 5% (Primer criterio con enfoque estático).

Tabla 13.

Diferencia de OOIP entre el modelo de alta resolución y casos escalados

% Diferencia OOIP								
Zona	# Capas	Caso 90%	Caso 75%	Caso 50%	Caso 33%	Caso 25%	Caso 20%	Caso 10%
1	30	-0.09%	-0.27%	2.13%	3.71%	4.53%	6.16%	10.74%
2	70	0.67%	0.40%	2.01%	3.81%	4.54%	6.07%	10.60%
3	63	0.29%	0.63%	0.80%	2.16%	2.59%	3.82%	6.84%
4	49	-0.02%	0.35%	1.30%	4.67%	5.90%	5.54%	9.92%
5	52	-0.04%	0.34%	2.20%	4.62%	5.16%	6.13%	11.19%
6	78	0.51%	0.84%	2.46%	4.37%	5.94%	7.40%	12.70%
7	60	0.05%	0.66%	1.62%	2.73%	3.67%	4.58%	8.18%
8	61	0.26%	0.23%	1.12%	2.09%	2.66%	3.07%	5.00%
9	44	0.75%	0.95%	2.26%	3.02%	5.12%	5.94%	11.70%
10	61	0.47%	0.54%	1.14%	2.48%	3.18%	3.82%	6.53%
11	71	0.41%	0.65%	1.36%	2.50%	3.31%	4.46%	7.25%
12	85	0.34%	0.35%	1.75%	2.73%	3.88%	4.78%	8.29%
13	91	0.05%	1.02%	2.16%	4.87%	5.69%	8.31%	14.46%
TOTAL Escalamiento		0.299%	0.538%	1.651%	3.254%	4.169%	5.253%	9.187%

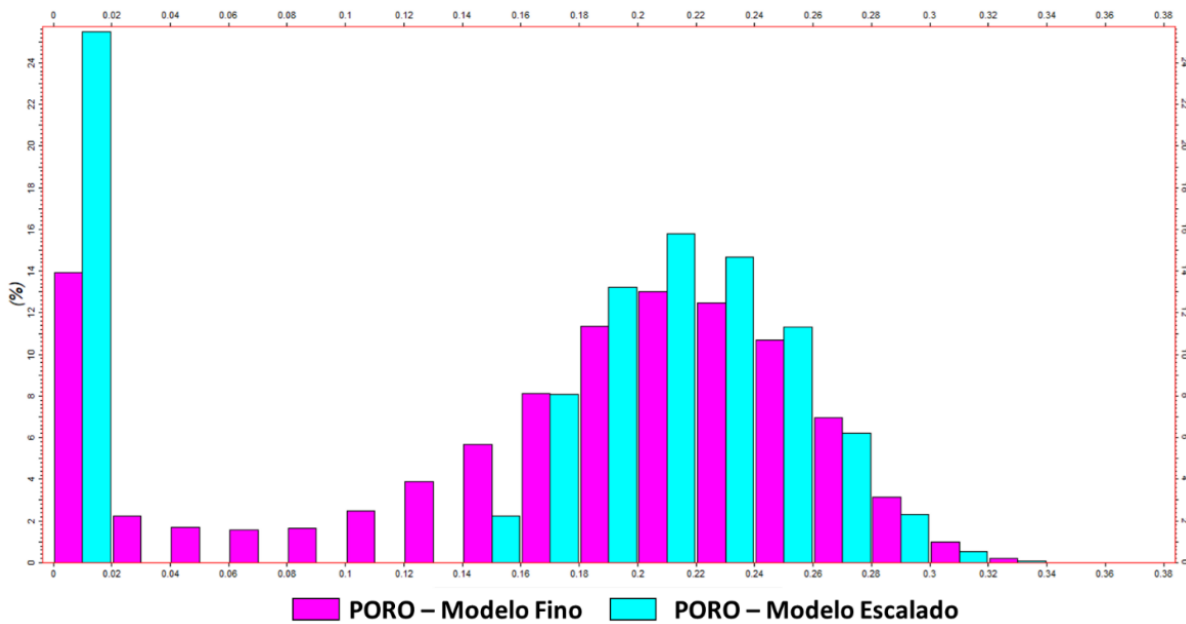
Nota. Se muestra el % de diferencia del OOIP con el modelo de alta resolución para cada uno de los casos escalados.

Este resultado no solo está influenciado por el número de capas escaladas sino por el tipo de promedio utilizado entre las celdas del modelo fino y el escalado. Se usa el promedio aritmético con ponderación de Net to Gross (NTG) dado que es el que conserva

de mejor manera la distribución de roca en el modelo escalado como se muestra en la **Figura 20**, se evidencia que el escalamiento resulta en una ausencia de celda en el rango de porosidad entre 2% y 12%, las cuales se distribuyen entre celdas con tipo de roca sello y celdas hacia la media del histograma (20%).

Figura 20.

Histograma de porosidad

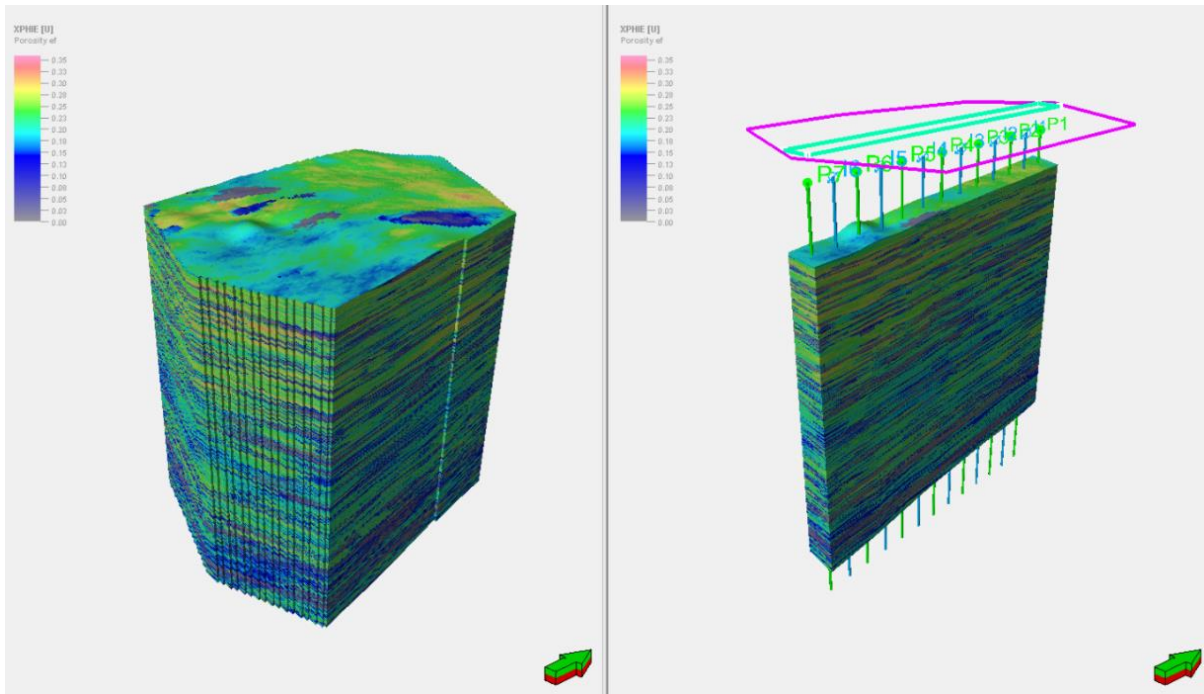


Nota. Petrel v2023.

El segundo criterio, el cual tiene enfoque dinámico, se basa en la evaluación de la respuesta de un modelo de simulación de un sector que represente en gran medida la heterogeneidad del yacimiento (**Figura 21**) donde se ubica un patrón lineal de inyección de vapor. Los pozos productores e inyectores se conectan en las zonas de interés y las tasas de producción e inyección se mantienen constantes.

Figura 21.

Modelo para validación dinámica del modelo escalado



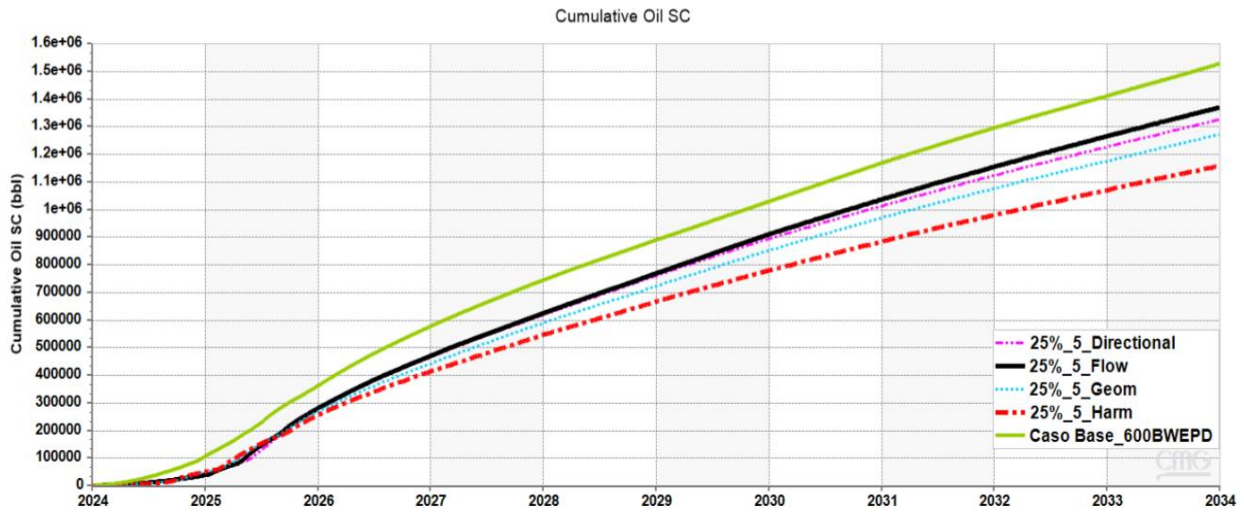
Nota. Petrel v2023.

El escalamiento vertical del modelo y la permeabilidad se realiza en Petrel (software de Schlumberger). Los métodos evaluados para el escalamiento de la permeabilidad son: promedio geométrico, armónico, direccional y de diferencias finitas o de flujo.

De los métodos de promedio de permeabilidad, el de promedio direccional y de flujo son los más representativos con relación al modelo fino, estos mostraron una reducción de apenas 13% y 10% respectivamente en el acumulado de petróleo, mientras que los métodos de promedio geométrico y armónico mostraron mayores reducciones de 17% y 24% respectivamente (**Figura 22**), esto se refleja también en el comportamiento de las tendencias de presión y producción de los pozos en el modelo de validación dinámica. Por otra parte, las tendencias de inyección no variaron significativamente en los casos evaluados.

Figura 22.

Acumulado de petróleo -Comparación métodos de escalamiento de permeabilidad



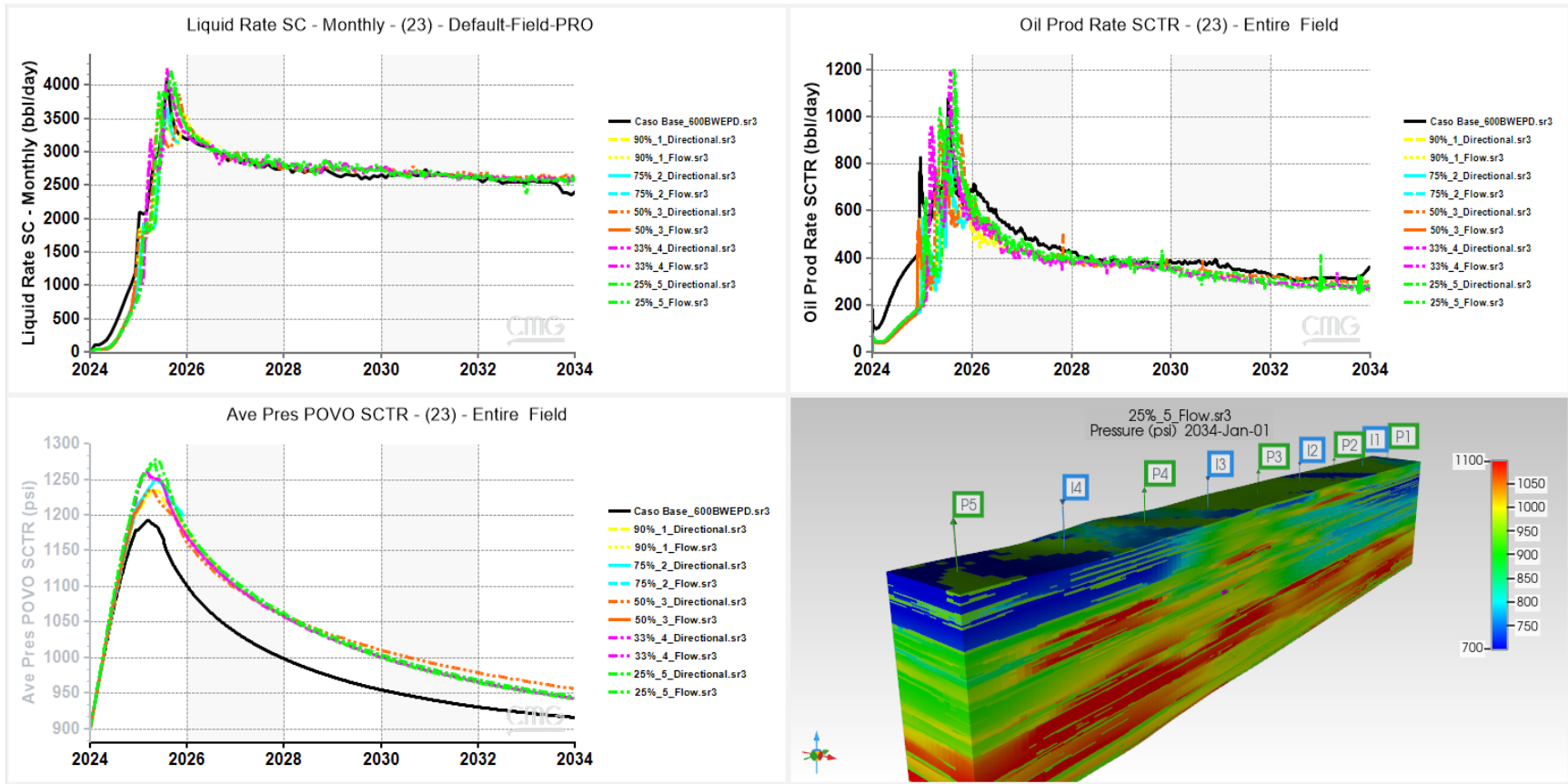
Nota. Results, CMG v2023.

Como se evidencia en la **Figura 23** hay un cambio significativo en el comportamiento de la presión promedio y la tasa de producción, sin embargo, las tendencias de los casos escalados son muy cercanas, este efecto está relacionado al escalamiento en sí.

El escalamiento definido para realizar el ajuste histórico es el escalamiento del Caso 25%, la porosidad escalada con promedio aritmético y ponderación por Net to Gross y la permeabilidad escalada con método de flujo

Figura 23.

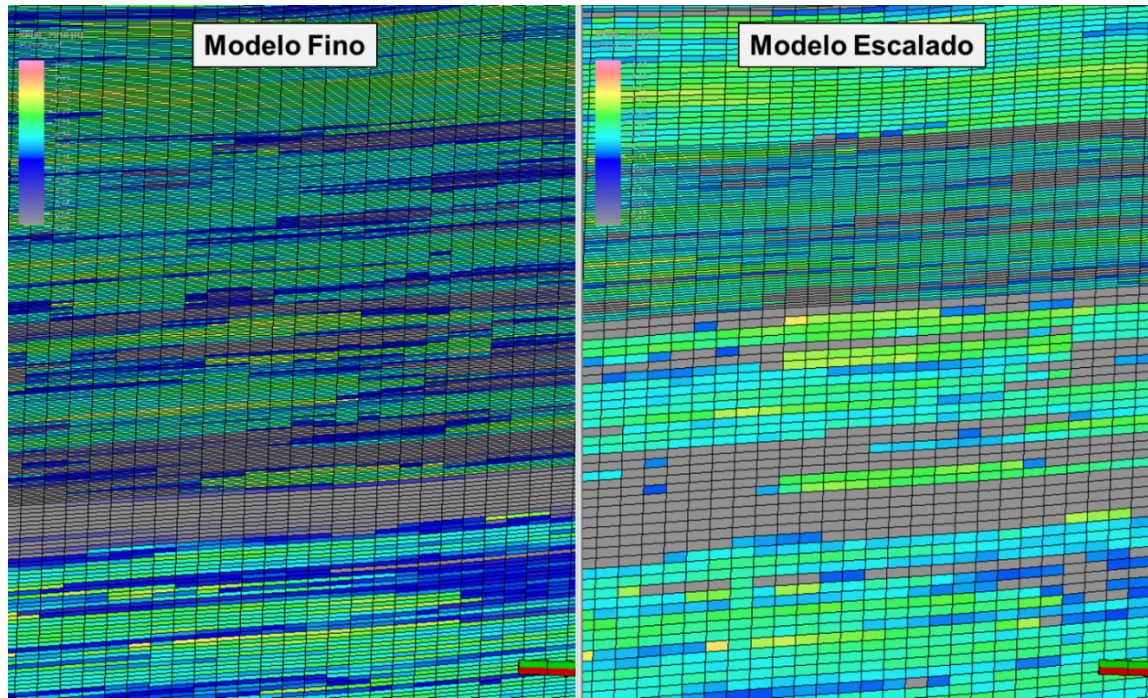
Comportamiento de producción y presiones de los modelos de validación dinámica



Nota. Results, CMG v2023

Figura 24.

Sección transversal modelo fino y modelo escalado



Nota. Petrel v2023.

Al implementar el escalamiento de la estructura y propiedades se obtiene una reducción de aproximadamente un 45% en el tiempo de cómputo con relación al caso base. A continuación, en la **Tabla 14** se presenta el resumen de las dimensiones del modelo escalado.

Este modelo escalado es utilizado para realizar la simulación que define las condiciones iniciales (saturación de agua, presión y temperatura) del modelo con el que se realizará el ajuste histórico.

Tabla 14.

Comparativo número de celdas modelo de alta resolución y el modelo escalado

Descripción	Modelo alta resolución	Modelo Escalado	Diferencia
Número de capas	1247	521	726 ~ 58.2%
Número de celdas totales	1,762,710	806,508	956,202 ~ 54.2%
Número de celdas activas	1,180,864	591,621	589,243 ~ 49.8%

Nota. Comparación del número de celdas modelo de alta resolución y el modelo escalado.

4.2.2. Ajuste histórico

Cada vez que se inicia un proceso de ajuste histórico se debe tener presente que el resultado es solo una aproximación e interpretación de la realidad del yacimiento y de lo que ocurre en él, en la sección **3.1.5 FASE V: Ajuste histórico** se ha descrito brevemente en que se basa, el software de simulación usado y como se implementó. A continuación, se presenta el análisis realizado.

Gracias a la información disponible y al control de calidad realizado es posible crear una representación (modelo) del yacimiento y los fluidos contenidos en él, a su vez, es posible evaluar su comportamiento y tratar de reproducirlo mediante un ajuste histórico. En este proceso se ponen a prueba todas las hipótesis y posibles escenarios que pueden construirse con base en la información disponible, campos análogos y conocimiento técnico.

El ajuste histórico del campo estudio se ha llevado a cabo teniendo en cuenta las incertidumbres identificadas (ver **Tabla 10**), información de campos análogos y una profunda revisión teórica del modelamiento de los mecanismos de producción de los métodos de recobro térmicos con vapor [46] [47] [48].

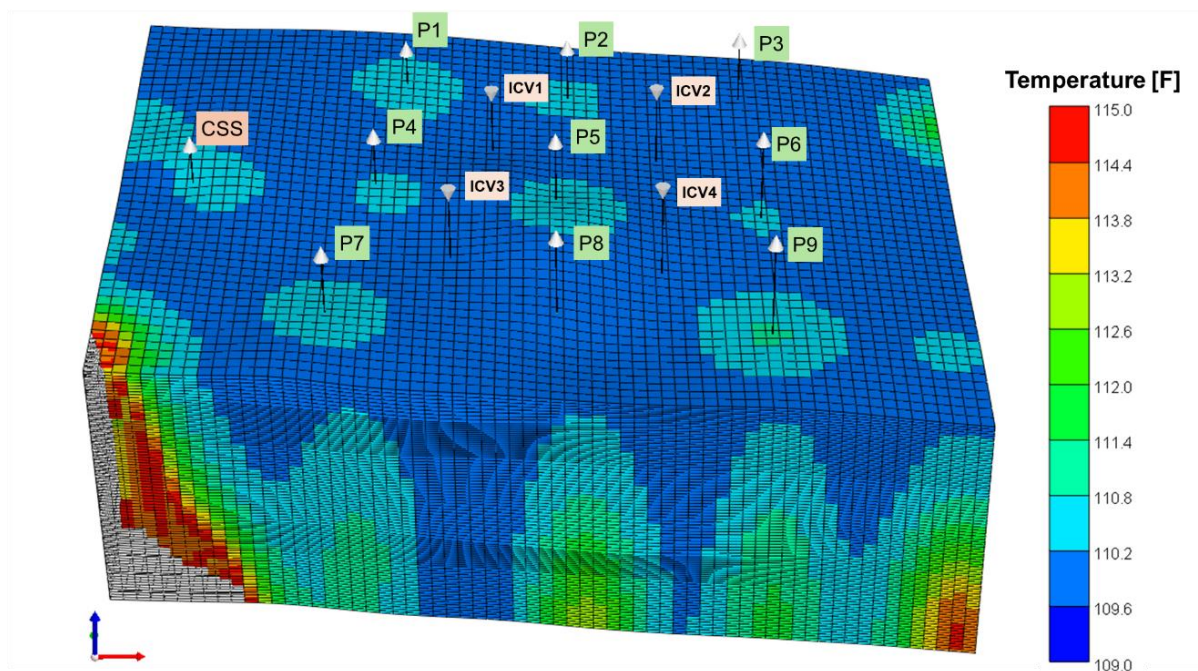
Como menciona M. Kumar [49], una incorrecta representación de la geología del yacimiento puede resultar en sorpresas poco gratas, por esa razón la primera evaluación del modelo se basa en el modelo estático y la distribución de propiedades. Con base en la evidencia de registros de temperatura y la configuración de los patrones de inyección se valida que la interpretación del modelo geológico refleje las conexiones evidenciadas en la información de producción y herramientas de monitoreo de los pozos.

Las condiciones iniciales del modelo, en especial, la saturación de agua en la vecindad de los pozos que han sido sometidos a inyección cíclica de vapor tiene una alta incertidumbre y ha demostrado tener una alta influencia en los resultados del ajuste histórico. Con el propósito de construir un posible escenario de invasión de los ciclos de

inyección de vapor, se realiza la simulación de los ciclos de inyección de los últimos 40 años de historia del campo. Esta simulación intenta representar las condiciones iniciales de saturación de agua, presión y temperatura del modelo en que se realiza el ajuste histórico del sector definido para este estudio **Figura 25**, este último modelo de sector cuenta con al menos 265 mil celdas activas.

Figura 25.

Condición inicial de temperatura del modelo de sector para el ajuste histórico

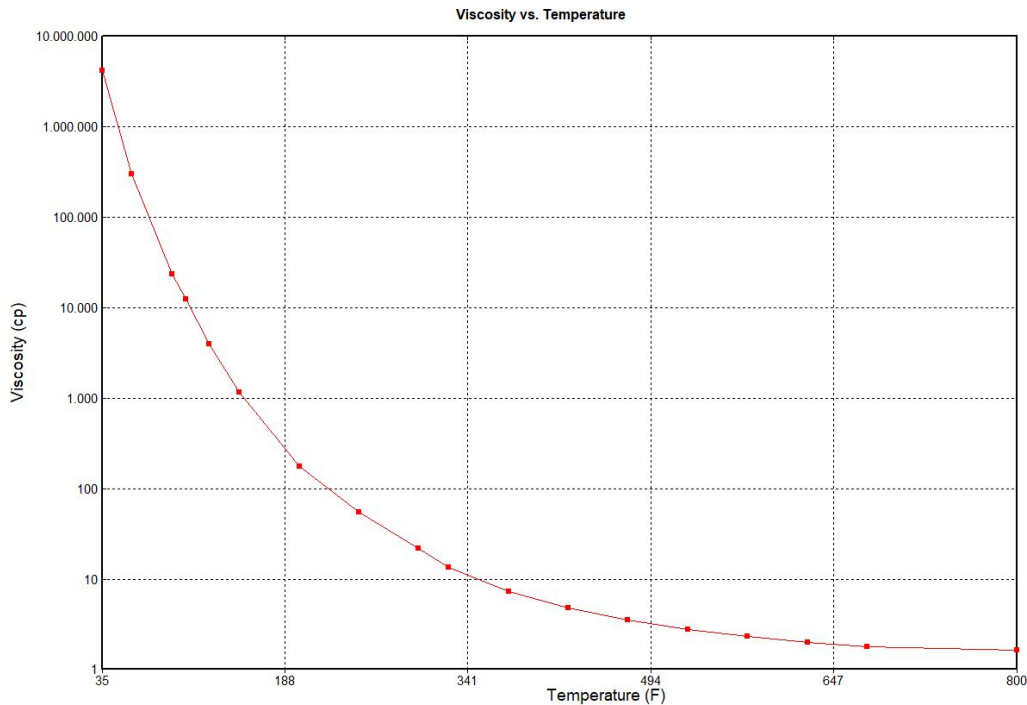


Nota. Builder, CMG v2023. El pozo CSS es donde se implementa únicamente inyección cíclica de vapor, los pozos ICV son los pozos de inyección continua de vapor y los pozos P son pozos productores de los patrones de inyección continua de vapor.

Adicionalmente, numerosos estudios han demostrado que la dependencia de los endpoints de las curvas de permeabilidad relativa en dos fases agua-petróleo y gas-líquido, incluso en tres fases (lineal, Stone I, Stone II [50]) tienen gran influencia en el comportamiento de la producción de los pozos con inyección cíclica y continua de vapor. Esta dependencia de las curvas de permeabilidad relativa y la viscosidad con temperatura se incorpora en este estudio.

Figura 26.

Comportamiento viscosidad con temperatura



Nota. Comportamiento de la viscosidad con temperatura. Builder, CMG v2023.

Uno de los factores que más impacta el comportamiento de producción en este estudio es el exponente de las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo, adicionalmente, la curva de permeabilidad relativa del gas resulta tener un impacto importante en el comportamiento de producción de petróleo, dado que el Sor disminuye marcadamente a condiciones de cámara de vapor en fondo, a esta condición, el vapor debe tener la capacidad de desplazarse por el tope de la formación. Una correcta configuración de la curva de permeabilidad relativa del gas es compleja, debido a que, para caracterizar este comportamiento, en laboratorio se debe evaluar el desplazamiento a condiciones de vapor, es decir a alta temperatura y presión de yacimiento, estas evaluaciones, a esas condiciones se realizan en muy pocas oportunidades.

La compresibilidad de la roca, por otro lado, fue uno de los parámetros de sensibilidad dado que en un yacimiento donde se implementa inyección de vapor se somete a esfuerzos geomecánicos por la inyección de un fluido con un volumen aparente

significativo, este efecto es marcado durante los ciclos de vapor donde se deja de inyectar por un periodo y luego se repite varios ciclos de inyección. Además, durante la inyección de vapor muchos de los minerales contenidos en la roca (que actúan como material cementante) pueden disolverse o reaccionar con otros minerales, cambiando así la configuración del medio poroso, haciendo a la roca más disgregable. Esta es una de las razones por las que se evidencia daño por scales en algunos pozos o problemas de arenamiento.

Los siguientes parámetros de configuración de pozos: calidad de vapor en fondo, temperatura de inyección, conexiones activas, distribución de vapor por zonas y daño, fueron definidos en el simulador con base en la información de intervenciones a pozo mediciones en cabeza de pozo y registros de temperatura y ILT's:

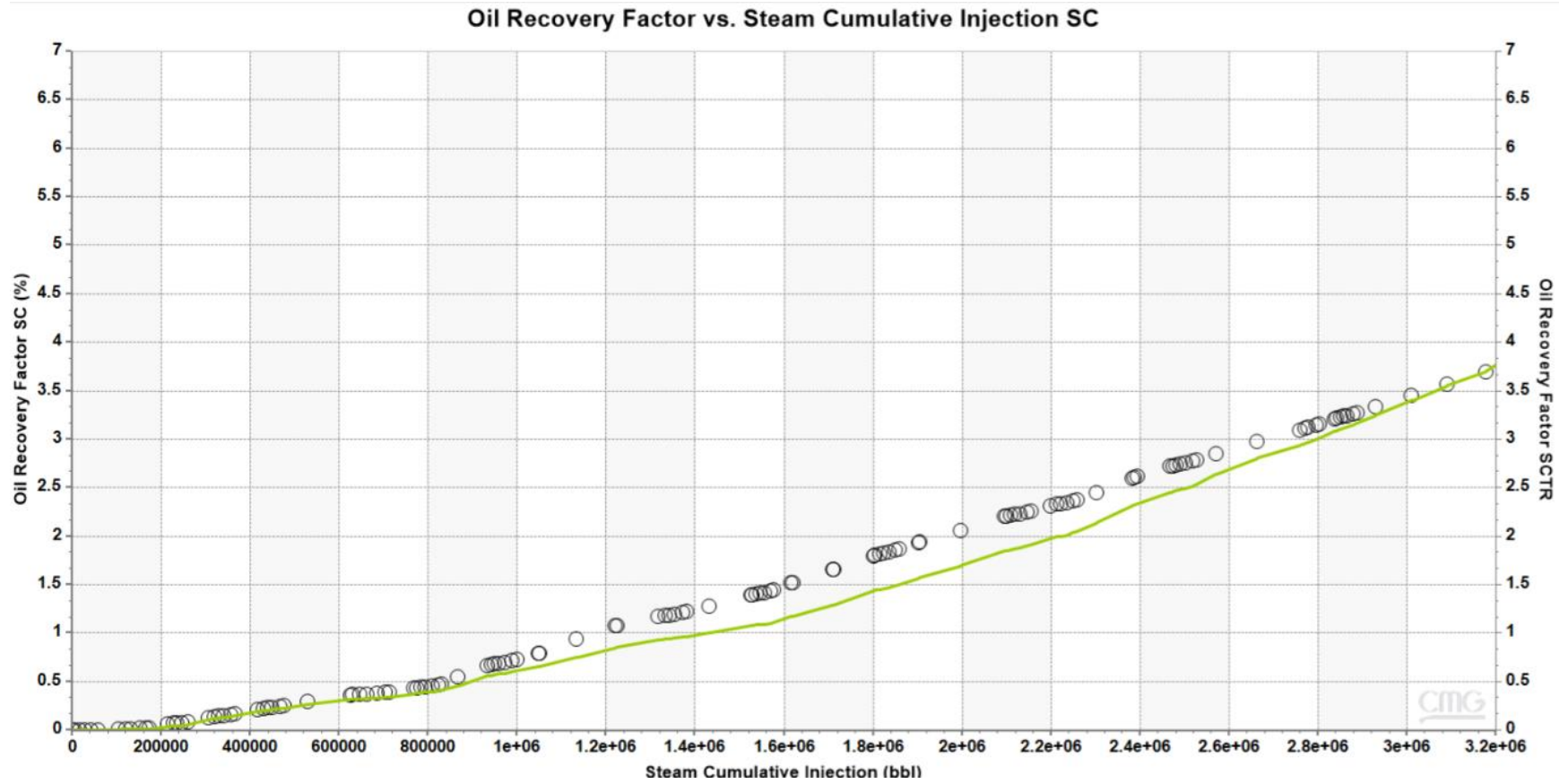
En resumen, los parámetros utilizados para el ajuste histórico son:

- Endpoints de curvas de permeabilidad relativa.
- Exponentes de curvas de permeabilidad relativa.
- Condiciones de inyección (calidad de vapor en fondo y temperatura)
- Distribución por zonas de la inyección continua de vapor en los pozos inyectoros en el tiempo con base en registros ILT (Injection Log Tool).
- Se inactivan algunas conexiones de pozos inyectoros por aislamiento mecánico.
- El ajuste se realiza con control de tasa de fluidos en los pozos productores y por tasa de agua en los pozos inyectoros.

En este estudio se busca un ajuste a nivel de pozo, pero debido a la complejidad de modelar las conexiones entre pozos inyectoros y productores y al alto grado de incertidumbre identificado en la sección **4.2.1 Control de calidad de los datos de entrada**, el criterio de ajuste se define a nivel de sector con la tasa y acumulado de producción de petróleo **Figura 27**.

Figura 27.

Ajuste histórico a nivel de sector

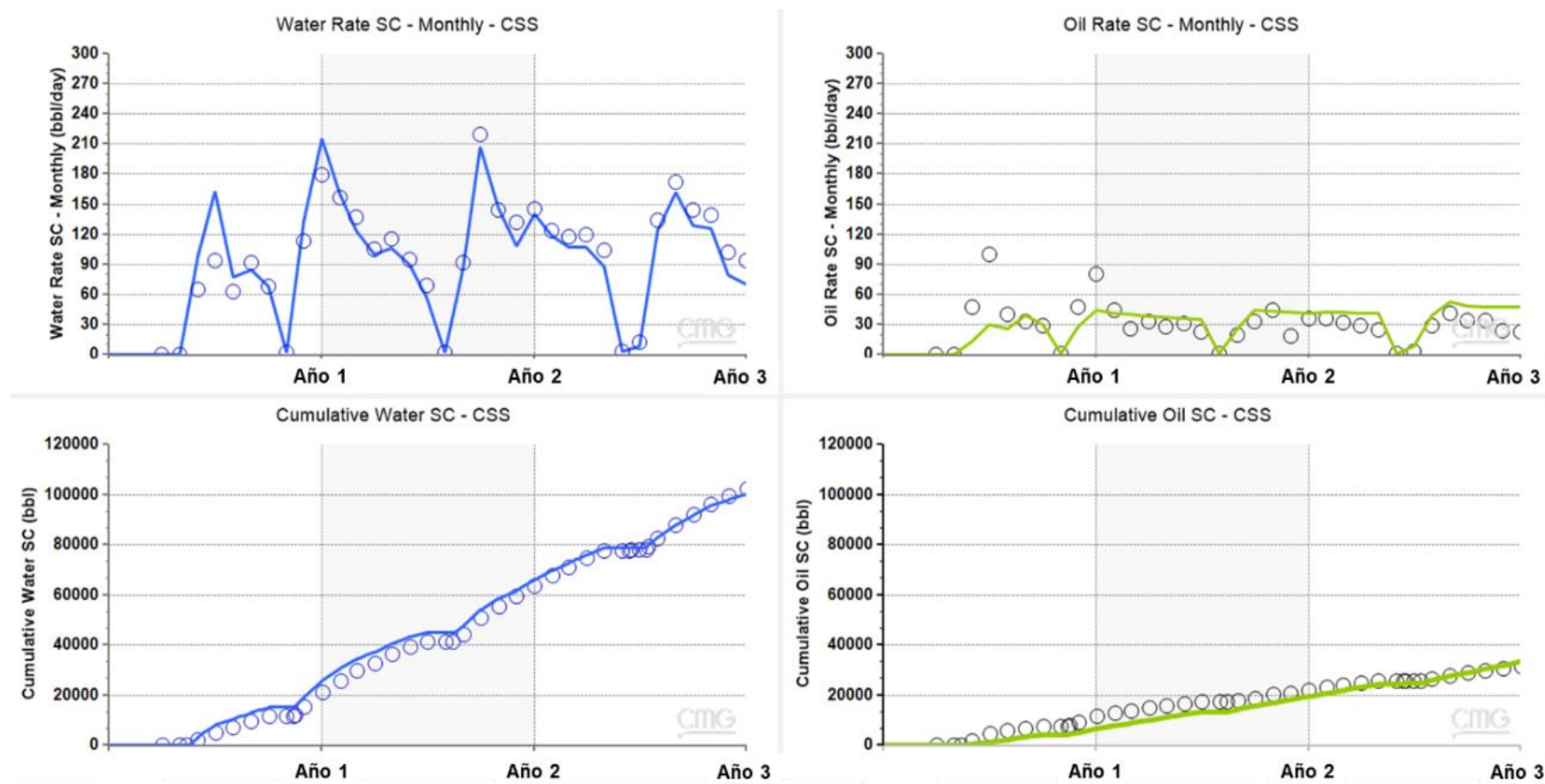


Nota. Results, CMG. Inyección de vapor (cíclica y continua) eje X y factor de recobro del sector (incluye producción de pozos sometidos a inyección continua e inyección cíclica) eje Y. Información histórica en burbujas y caso de simulación ajustado en línea continua

Para las predicciones es importante que se haya ajustado el comportamiento dinámico del proceso de inyección continua e inyección cíclica de vapor, por esta razón, se evalúa individualmente el ajuste histórico del pozo en el que se realiza únicamente inyección cíclica **Figura 28**.

Figura 28.

Ajuste histórico pozo inyección cíclica de vapor del sector



Nota. Información histórica en burbujas y caso de simulación ajustado en línea continua. Results, CMG

4.3. Escenarios de simulación inyección de vapor y co-inyección vapor-flue gas

Los casos de simulación definidos se basan en lo planteado en la sección **3.1.6 FASE VI: Simulación de escenarios** y asumen que en los casos de co-inyección se inyecta toda la corriente de flue gas producto de la generación de vapor.

La composición (**Tabla 9**) y volumen de flue gas inyectados en cada uno de los escenarios (**Tabla 15**) han sido calculados como se describe en la metodología.

Tabla 15.

Escenarios de predicción inyección de flue gas y vapor

Casos	Inyección de vapor base	Co-inyección base	Inyección de vapor 50%	Co-inyección 50%
Tasas de Inyección continua por pozo inyector [BWEPP]	592.5	592.5	296.25	296.25
Tasas de Inyección Cíclica [BWEPP] (Promedio mes por ciclo)	579	579	289	289
Calidad de vapor	~ 70%	~ 70%	~ 70%	~ 70%
Temperatura en cabeza de pozo	550 [F]	550 [F]	550 [F]	550 [F]
Tasa de inyección de flue gas [MMFT3/D] (Promedio año)		12.10		6.05

Nota. Volumen de flue gas a inyectar en los casos de predicción.

Las simulaciones de predicción bajo las siguientes consideraciones:

- 4 años de predicción.
- Control de los pozos productores por drawdown (con base en la caída de presión histórica de cada pozo).

- Las condiciones de inyección del vapor en todos los casos de predicción son las mismas y se definen a partir del caso de ajuste histórico.
- La corriente de flue gas se inyecta a temperatura ambiente y presión de inyección definida en cabeza de pozo.
- La composición de la corriente de inyección de flue gas no varía entre los escenarios, entre ellos solo cambia la cantidad de flue gas y de vapor inyectado.
- La inyección de flue gas bajo las condiciones actuales del yacimiento es de tipo inmisible.

4.4. Evaluación del impacto en la reducción de la huella de carbono y el incremento en el factor de recobro

El impacto en la huella de carbono y el factor de recobro son evaluados para los casos propuestos de inyección de vapor y co-inyección (vapor y flue gas).

La huella de carbono se determina a partir de la diferencia en las emisiones de CO₂ de los casos de inyección de vapor y co-inyección. Para los casos de inyección de vapor (base y 50%), las emisiones de CO₂ se determinan a partir del factor de emisión del dióxido de carbono de la combustión del gas de Cusiana requerido para la generación del vapor, mientras que para los casos de co-inyección correspondientes se determina obteniendo el volumen de dióxido de carbono en la corriente de producción; el cálculo del factor de emisión de CO₂ de la reacción de combustión se describe en la sección **3.1.7 FASE VII: Evaluación**.

El factor de recobro se determina con base a los resultados de petróleo acumulado producido y el petróleo original en sitio para cada uno de los escenarios de simulación.

4.4.1. Reducción de la huella de carbono

El impacto en la reducción de la huella de carbono se calcula con base al volumen de gas combustible que ingresa al generador de vapor por día y el cálculo de los gases de efecto de invernadero como CO₂, CH₄ y N₂O, de acuerdo con el algoritmo propuesto en el informe de consultoría técnica de FECOC (ver **Figura 16**) el factor de emisión predominante será el del CO₂ en comparación con los de CH₄ y N₂O los cuales se consideran muy bajos.

Determinar el FE de CO₂ considerando el gas combustible seleccionado es clave para conocer en cuánto se reduce la emisión de gases de efecto invernadero.

4.4.1.a. Cálculo del factor de emisiones. Para el cálculo del factor de emisión para un combustible gaseoso son utilizadas la composición porcentual volumétrica determinada experimentalmente y el poder calorífico, el cual puede obtenerse ya sea mediante el cálculo presentado a continuación o el valor de poder calorífico inferior (PCI) proporcionado por el informe de referencia para el gas Cusiana [45].

- **Cálculo del poder calorífico inferior:**

Requiere la composición de la mezcla y los valores de poder calorífico inferior por componente, los valores teóricos se obtienen de la norma ASTM D3588 [17] y son reportados en la **Tabla 16**, se aplica el factor de conversión para obtener los valores en unidades de KJ/m³. Finalmente, en la última columna se muestra la ponderación (realizada con valores KJ/m³ net) y la sumatoria corresponde al PCI en unidades de KJ/m³.

Tabla 16.

Cálculo poder calorífico por componente y mezcla gas de Cusiana

Componente	Composición Volumétrica [% Vol]	Valores ASTM D3588		Cálculos		Ponderación
		[BTU/ft ³] gross	[BTU/ft ³] <u>net</u>	[KJ/m ³] gross	[KJ/m ³] <u>net</u>	PCI *[%Vol]
CH₄	82.61	1,010.00	909.40	37,652	33,902	28,006.53
C₂H₆	10.10	1,769.70	1,618.70	65,973	60,344	6,092.00
C₂H₄	0.00			-	-	-
C₃H₈	3.65	2,516.10	2,315.00	93,798	86,301	3,151.98
C₃H₆	0.00			-	-	-
C₄H_{10n}	0.54	3,262.30	3,010.80	121,616	112,240	603.40
C₄H_{10i}	0.53	3,251.90	3,000.40	121,228	111,852	594.38
C₅H_{12n}	0.05	4,008.90	3,703.90	149,448	138,078	68.21
C₅H_{12i}	0.10	4,000.90	3,699.00	149,150	137,896	135.83
C₆H₁₄	0.03	4,755.90	4,403.90	177,296	164,174	42.19
C₇H₁₆	0.00			-	-	-
CO	0.00			-	-	-
CO₂	1.85	-	-	-	-	-
N₂	0.54	-	-	-	-	-
H₂S	0.00			-	-	-
H₂	0.00			-	-	-
Total	100.00					38,694.54

Nota. Cálculo del poder calorífico por componente y mezcla gas de Cusiana.

Factores de conversión: $BTU = 1.055 KJ$, $1 ft^3 = 0.0283 m^3$ y $1 KJ = 1E^{-09} TJ$. El PCI de la mezcla es: $PCI_{calculado} = 3.869E^{-05} \left[\frac{TJ}{m^3} \right]$. El % de error con el valor teórico dado es de 0.06%.

El cálculo del PCI con base en la composición volumétrica de la mezcla resulta de gran utilidad en casos donde la mezcla de combustible sea propia y no se conozca el valor de este.

▪ **Cálculo del Factor de Emisión (FE) del CO₂ en combustibles gaseosos:**

La ecuación utilizada para hallar el FE de CO₂ en combustibles gaseosos es la siguiente:

Ecuación 11.

$$FE \left[\frac{KgCO_2}{TJ} \right] = [(\%CO * 0.001161) + (\%CH_4 * 0.001161) + (\%C_2H_6 * 0.002322) + (\%C_3H_8 * 0.003483) + (CH_4 * 0.002375) + (\%CO_2 * 0.001161)] \left[\frac{Lb}{ft^3} \right] * \frac{16.0252 \left[\frac{ft^3 \cdot kg}{lb \cdot m^3} \right]}{3.869 * 10^{-5} \left[\frac{TJ}{m^3 \cdot combustible} \right]}$$

En la ecuación anterior el término $16.0252 \left[\frac{ft^3 \cdot kg}{lb \cdot m^3} \right]$ corresponde a un factor de conversión para pasar de unidades de $\left[\frac{lbCO_2}{ft^3 \text{ combust} } \right]$ a $\left[\frac{KgCO_2}{m^3 \text{ combust} } \right]$.

Utilizando el gas combustible “Gas Cusiana” se obtiene un $FE_{CO_2} = 56,676.7 \left[\frac{KgCO_2}{TJ} \right]$.

El cálculo anterior reporta el FE de CO₂ en KgCO₂ por unidad de energía, para reportar el FE por unidad de volumen $\frac{KgCO_2}{m^3 \text{ combust}}$, a condiciones estándar se usa la ecuación:

Ecuación 12.

$$FE \left[\frac{KgCO_2}{m^3 \text{ combust} } \right] = FE \left[\frac{KgCO_2}{TJ} \right] * PCI \left[\frac{MJ}{m^3 \text{ combust} } \right] \left[\frac{1TJ}{1 * 10^{-6} MJ} \right]$$

Reemplazando $FE \left[\frac{KgCO_2}{TJ} \right]$ y el $PCI \left[\frac{TJ}{m^3 \text{ combustible} } \right]$ se obtiene que:

$$FE \left[\frac{KgCO_2}{m^3 \text{ combust} } \right] = 56,676.7 \left[\frac{KgCO_2}{TJ} \right] * 3.867 * 10^{-5} \left[\frac{TJ}{m^3 \cdot combustible} \right]$$

$$FE = 2.192 \left[\frac{KgCO_2}{m^3 \text{ combustible} } \right]$$

El factor de emisiones de CO₂ (FECO₂) Por cada pie cubico de gas de Cusiana (fuel gas) consumido es:

$$FE = 6.84E^{-05} \left[\frac{TonCO_2}{Ft^3 \text{ combustible}} \right]$$

El FECO₂ el caso base es el siguiente:

Tabla 17.

Emisión de CO₂ - Caso base de inyección de vapor cíclica y continua

Esquema de inyección de vapor.	Tasa de vapor [BWE PD]	Gas combustible [MMFt ³ /día]	Emisiones de CO ₂ [TonCO ₂ /día]
ICV	2,370	0.938	64.19
CSS	47.6	0.018	1.29
TOTAL	2,418	0.957	65.48

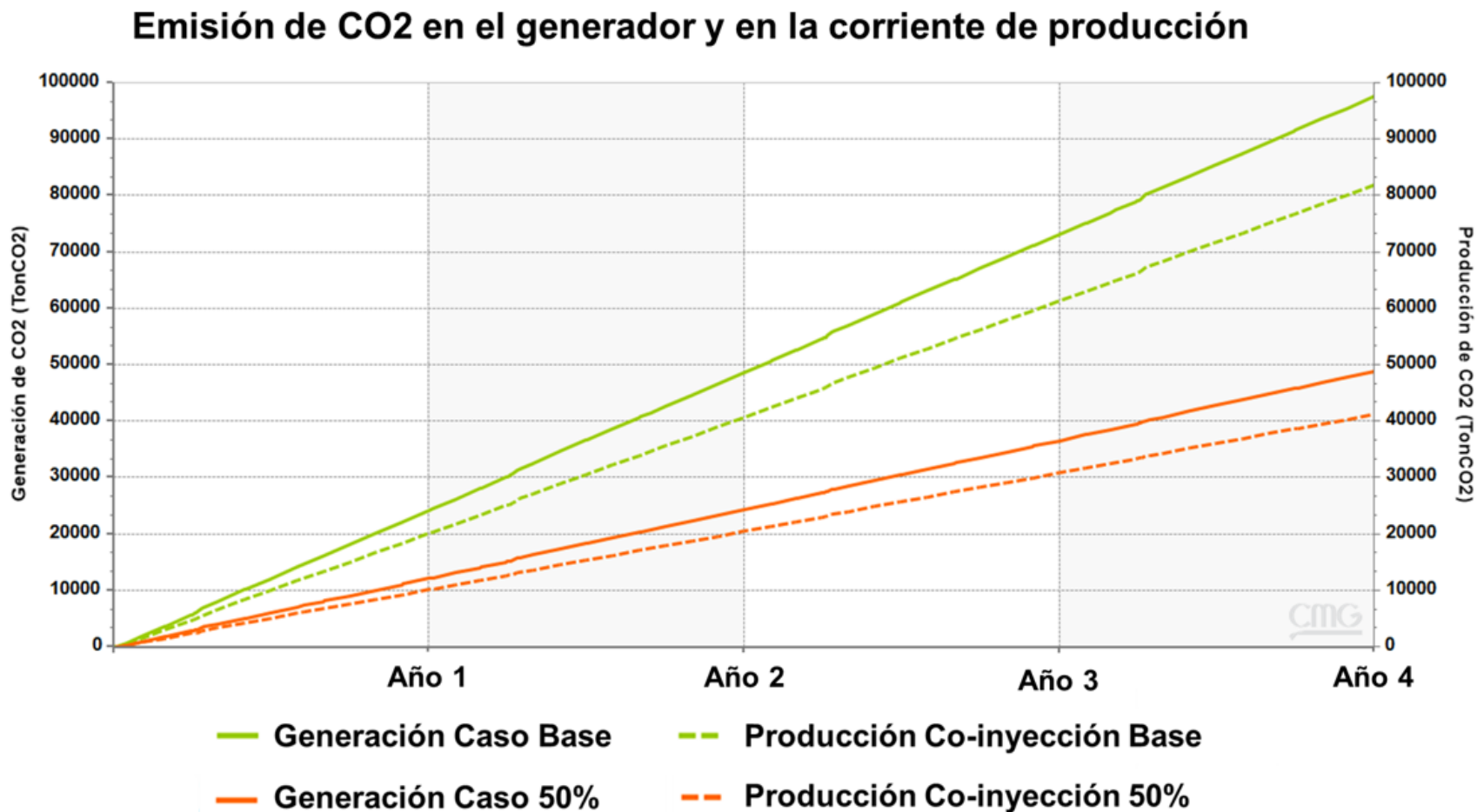
Nota. Emisión de CO₂ - Caso base de inyección de vapor cíclica y continua.

Se debe tener en cuenta que en el esquema de CSS, los ciclos de inyección de vapor se reportan en tasa diaria promedio año calendario y las emisiones de CO₂ reportadas es por ciclo inyección de vapor. En el escenario de evaluación se realiza un (1) ciclo de inyección cada 12 meses.

Con base en los resultados de los casos de simulación de inyección de vapor y co-inyección se determina el porcentaje de reducción de CO₂ a partir de la diferencia en las emisiones de CO₂. Para los casos de inyección de vapor (base y 50%), las emisiones de CO₂ equivalen al CO₂ de la corriente de flue gas del generador de vapor, mientras que para los casos de co-inyección se determina a partir del volumen de CO₂ en la corriente de producción. En la **Figura 29** se muestra el impacto en la reducción de emisiones de CO₂. La curva continua corresponde al acumulado de CO₂ obtenido del proceso de generación de vapor en Toneladas y la curva discontinua corresponde al acumulado de CO₂ que retorna en la corriente de producción luego de ser inyectado juntamente con el vapor (casos co-inyección); al comparar estas curvas se evidencia una reducción de la cantidad de CO₂ emitido.

Figura 29.

Emisión de CO₂ – Casos de simulación



Nota. Emisión de CO₂ – Casos de simulación. En color verde los casos base de inyección y en naranja los casos con reducción del 50% de la inyección. Results, CMG.

La **Tabla 18** presenta los valores obtenidos para cada escenario de simulación. Se resalta que para el caso base de inyección de vapor y co-inyección la reducción total en la huella de carbono corresponde a 15,747 toneladas de CO₂, esto equivale a una reducción del 16.14%. Del mismo modo, para los casos con disminución del 50% de inyección de vapor y co-inyección la reducción corresponde a 7,585 Toneladas de CO₂ que equivale a una reducción del 15.55%.

Tabla 18.

Reducción de la huella de carbono - Escenarios de simulación

Resultado	Inyección de vapor base	Co-inyección base	Inyección de vapor 50%	Co-inyección 50%
Vapor Generado [BWE PD]	2,418	2,418	1,209	1,209
Gas combustible [MMFT ³ /día]	0.957	0.957	0.479	0.479
Emisión de CO ₂ en el generador [TonCO ₂ /día]	65.48	65.48	32.74	32.74
Emisión TOTAL de CO ₂ en el generador [TonCO ₂]	97,550	97,550	48,775	48,775
Emisión TOTAL de CO ₂ en la corriente de producción [TonCO ₂]	No aplica	81,803	No aplica	41,190
Reducción TOTAL de CO ₂ [TonCO ₂]	0.00	15,747	0.00	7,585
Porcentaje de reducción de emisión de CO₂	0%	16.14%	0%	15.55%

Nota. Se presentan los resultados de las emisiones de CO₂ y la reducción de la huella de carbono para los escenarios de simulación.

Esta reducción se explica, por una parte, a partir de los endpoints de permeabilidad relativa de la fase gaseosa, en especial la saturación de gas crítica (Sgc) a partir de la cual se inicia el movimiento de esta fase en el yacimiento. Para los casos evaluados desde el ajuste histórico hasta los casos de predicción este endpoint tiene un valor de 10%. Como se menciona en la **Tabla 10** este es uno de los parámetros con incertidumbre

debido a que para determinar el comportamiento del vapor en fase gaseosa se deben realizar estudios de laboratorio (SCAL) a condiciones de alta temperatura y presión de yacimiento, los cuales pocas veces están disponibles.

Adicionalmente, se evalúan las emisiones de CO₂ obtenidas de la generación de un (1) BWEPD de vapor utilizando diferentes combustibles gaseosos. Cada uno de estos combustibles tienen diferente composición, por lo tanto, diferente poder calorífico inferior y factor de emisión de CO₂, estos valores fueron tomados de la guía FECOC, 2016 [16] y se presentan en la **Tabla 19**.

Tabla 19.

Emisión de CO₂ evaluado para diferentes combustibles gaseosos.

Combustibles gaseosos	C₂H₆ [% Vol]	PCI [KJ/m³]	Fuel Gas [Ft³]	Factor de Emisiones [KgCO₂/m³]	Emisiones de CO₂ [TonCO₂]	Diferencia en Emisiones de CO₂
Gas Natural Cusiana	10.10%	38,674	396.0	2.191	0.027	0.0%
Gas Opón Payoa	4.86%	35,429	432.2	1.977	0.027	-1.5%
Gas Natural Guajira	0.25%	33,494	457.2	1.839	0.026	-3.1%
Gas La Creciente	0.36%	33,506	457.0	1.832	0.026	-3.5%

Nota. Se presenta el cálculo de emisión de CO₂ de los diferentes combustibles gaseosos analizados.

Los resultados de este análisis muestran que, al utilizar un gas combustible con menor PCI, como lo son el gas natural Guajira y el gas La Creciente se requiere aproximadamente 15% de gas adicional para la generación de un (1) BWEPD de vapor con relación al gas de Cusiana. Sin embargo, al evaluar la diferencia en las emisiones de CO₂ se obtiene una reducción de hasta 3.5%, esto debido principalmente a que en su composición estos combustibles gaseosos contienen un menor porcentaje volumétrico de C₂H₆.

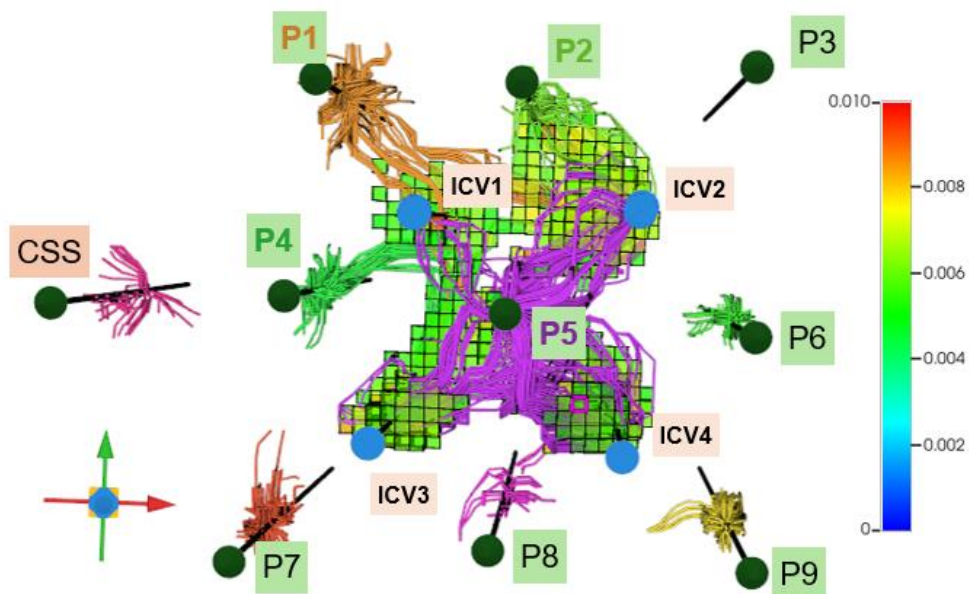
4.4.2. Incremento factor de recobro

En el proceso de co-inyección de vapor y flue gas, el flue gas tiende a fluir con mayor facilidad en el medio poroso, especialmente en las áreas de inyección continua de vapor. Las conexiones preexistentes entre los pozos productores e inyectores determinan significativamente la respuesta en el comportamiento de producción y el factor de recobro por efecto de la co-inyección. Los pozos con conexiones establecidas tienen una irrupción temprana de flue gas a diferencia de los pozos sin conexiones o con conexiones parciales.

Figura 30.

Calidad de vapor y streamlines de barrido por pozo productor (fase gas)

Calidad de vapor en sitio y streamlines de barrido por pozo productor (fase gas)



Nota. Results, CMG v2023.

Los streamlines en la **Figura 30** señalan las líneas de flujo de fluidos presentes en la fase gaseosa y los bloques muestran las celdas filtradas de la propiedad calidad de vapor en sitio.

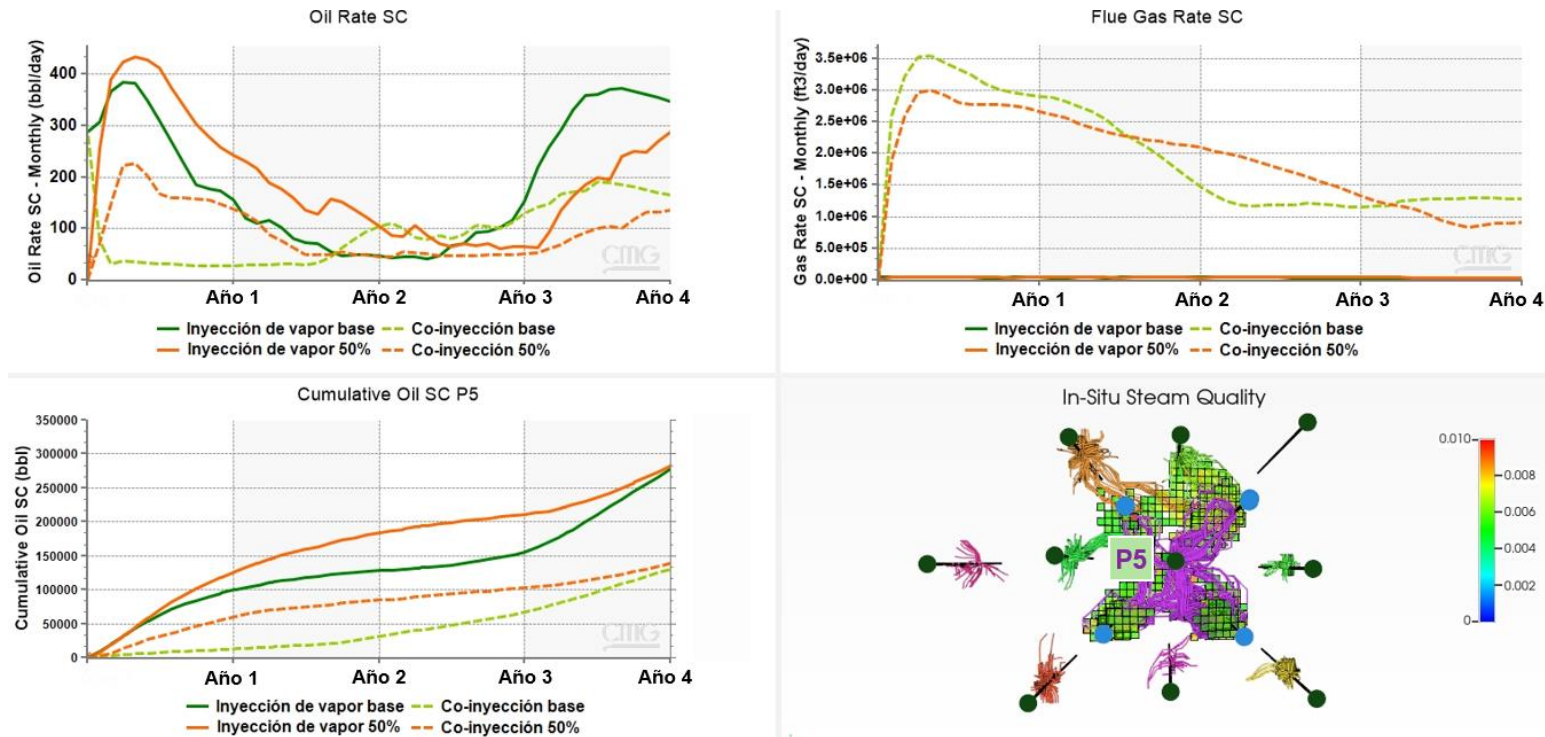
Se evidencia que el flujo de fluidos en la fase gaseosa existe entre los pozos de inyección continua de vapor y algunos pozos productores y corresponde a zonas con potencial de formar cámara de vapor. Con los streamlines se identifica de manera cualitativa las conexiones existentes entre los pozos productores e inyectores al tiempo cero ($t=0$) de los casos de predicción, cada color de streamline corresponde a un pozo productor. Los bloques del grid filtrados confirman que el pozo con mayor conexión es el P5 (pozo confinado de los 4 patrones de inyección continua de vapor), seguido del pozo P2. Los pozos P1 y P4 evidencian conexiones parciales o débiles con los pozos inyectores, mientras que los demás pozos no muestran conexiones evidentes.

En las **Figura 31 a Figura 33** las curvas continuas corresponden a los casos de inyección de vapor y las curvas discontinuas a los casos de co-inyección. Los casos de color verde representan el caso base y los casos de color naranja los casos con reducción de 50% de la inyección. Todos estos manteniendo la misma configuración de operación de los pozos productores.

En la **Figura 31** se evidencia la canalización del flue gas en el pozo P5, este pozo cuenta con las conexiones mejor establecidas con los pozos inyectores por ser el pozo confinado del área de inyección continua de vapor. La canalización del flue gas conlleva a que este se produzca rápidamente sin generar algún efecto de desplazamiento inmisible, minimizando a su vez el efecto por recobro térmico. Este comportamiento se refleja en las altas tasas de producción de flue gas y la drástica reducción en las tasas de producción de petróleo que resulta en una reducción de aproximadamente el 56% del acumulado de petróleo.

Figura 31.

Comportamiento pozo P5 – Escenarios de simulación



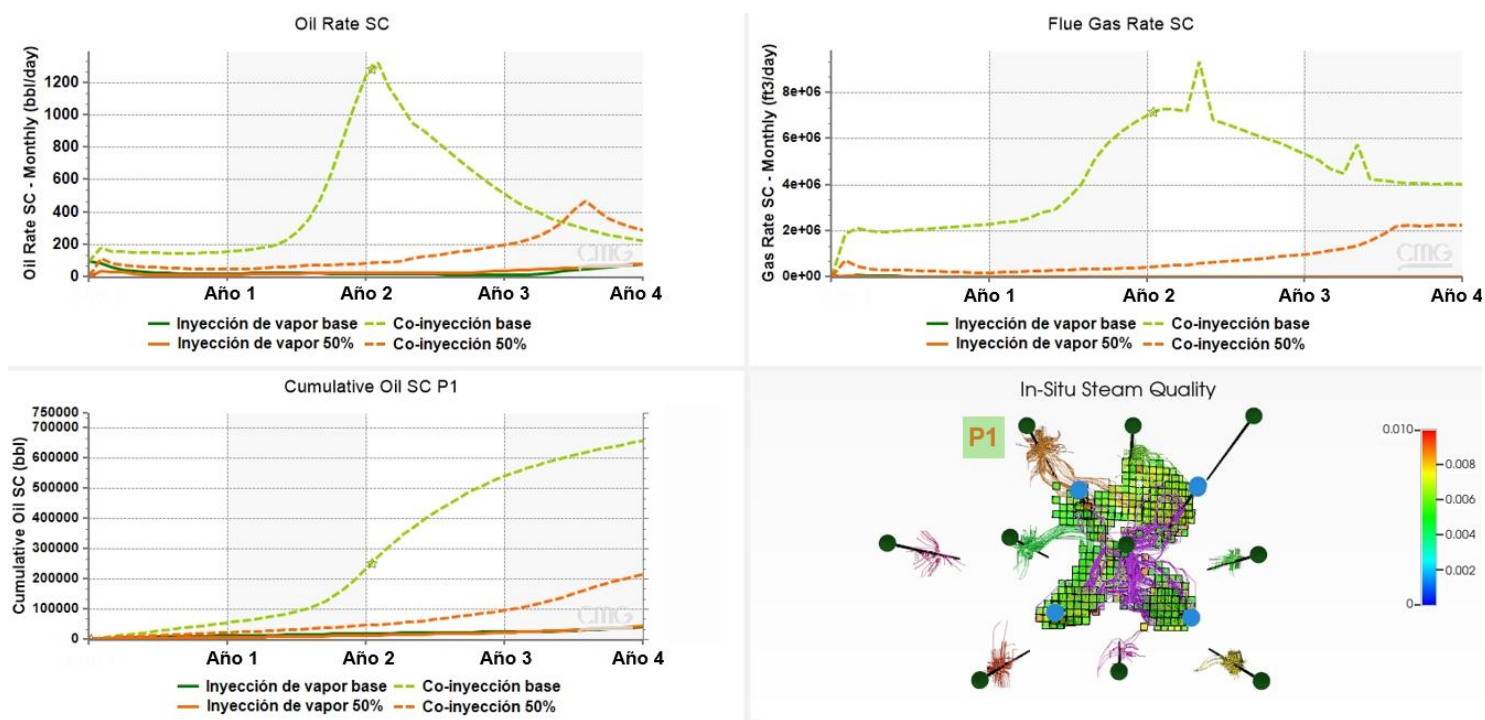
Nota. Las curvas continuas corresponden a los casos de inyección de vapor y las curvas discontinuas a los casos de co-inyección. Los casos de color verde representan el caso base y los casos de color naranja los casos con reducción de 50% de la inyección. Results, CMG v2023.

El caso de co-inyección con la reducción del 50% de las tasas de inyección logra un acumulado similar al caso base de co-inyección, esto debido a que el nitrógeno presente en mayor proporción y con menor conductividad térmica, logra un efecto de aislante térmico entre el vapor y las zonas suprayacentes aumentando la cantidad de energía disponible. Esto resulta en un menor requerimiento de vapor dado que las pérdidas de calor se reducen favoreciendo el factor de recobro y la reducción de la generación de gases de combustión en el generador.

El comportamiento evidenciado en el pozo P1 (**Figura 32**) confirma el efecto de desplazamiento inmiscible al co-inyectar vapor con flue gas, en este pozo la recuperación de petróleo incrementa significativamente debido a este mecanismo. La conexión entre el pozo productor P1 y su respectivo pozo inyector es débil, lo cual permite que el flue gas fluya hacia el tope de la formación sin canalizarse desplazando el petróleo contactado por el vapor. El incremento de producción por este mecanismo perdura hasta que la conexión establecida con el pozo inyector se reconfigura en el año 2.

Figura 32.

Comportamiento pozo P1 – Escenarios de simulación

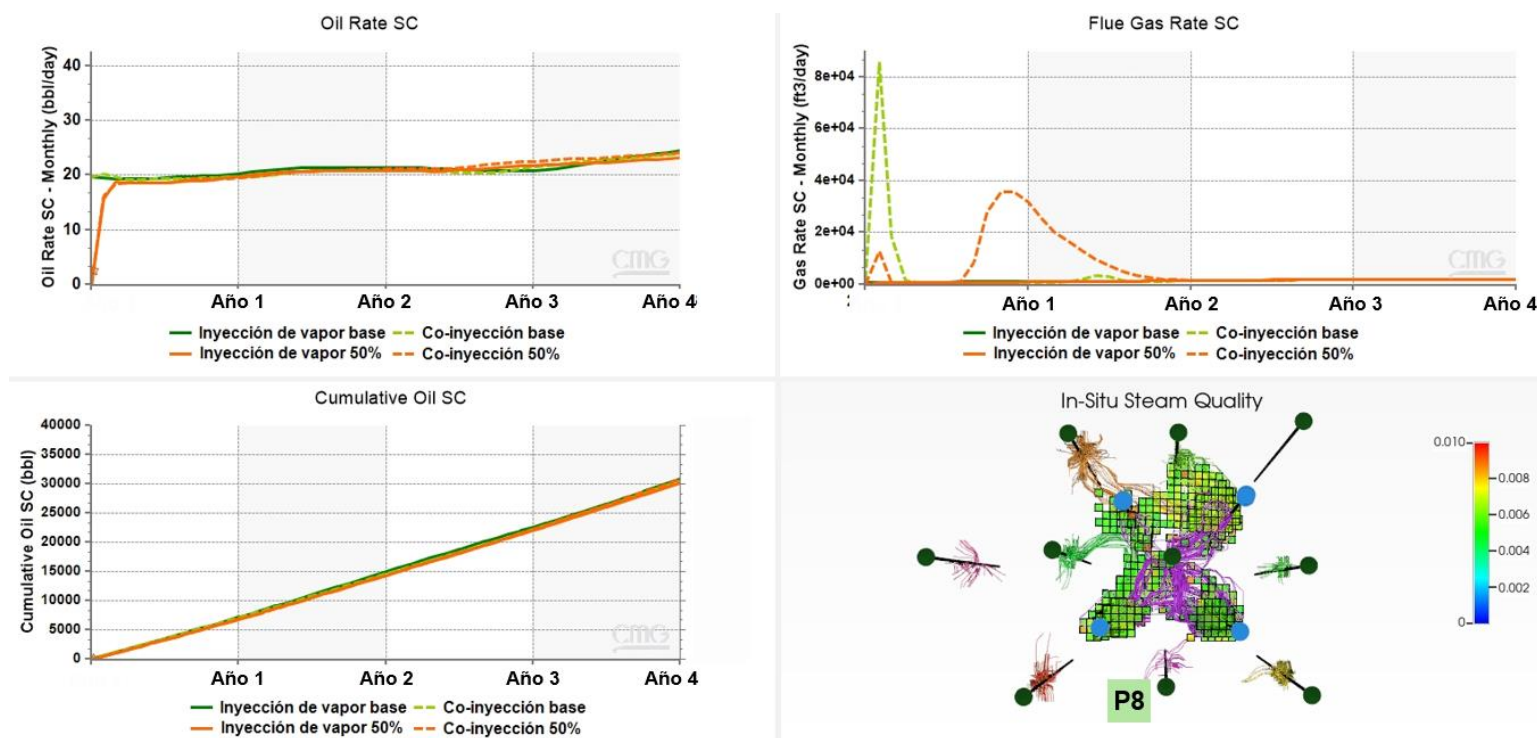


Nota. Las curvas continuas corresponden a los casos de inyección de vapor y las curvas discontinuas a los casos de co-inyección. Los casos de color verde representan el caso base y los casos de color naranja los casos con reducción de 50% de la inyección. Results, CMG v2023.

El comportamiento del pozo P8 (**Figura 33**) muestra que debido a que no existe una conexión establecida inicialmente con el pozo inyector y las condiciones de producción e inyección se mantienen estables (sin optimizar el patrón de inyección) no hay efecto de co-inyección. Este pozo no mostró incremento de factor de recobro en ninguno de los escenarios evaluados y leves variaciones en la tasa de producción de petróleo y flue gas.

Figura 33.

Comportamiento pozo P8 – Escenarios de simulación



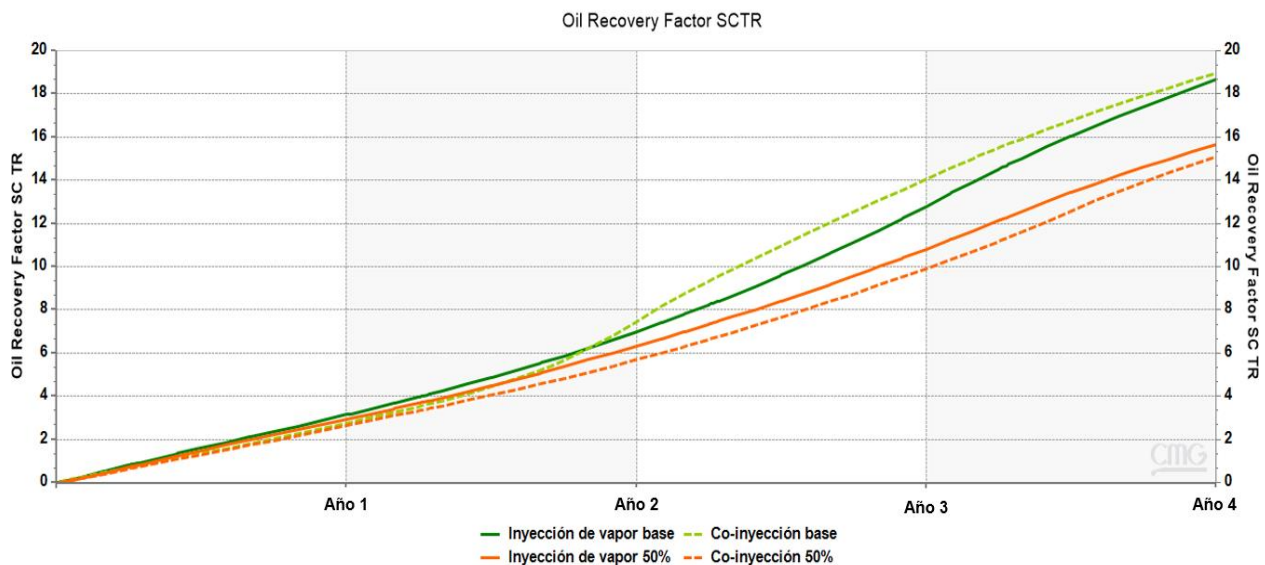
Nota. Las curvas continuas corresponden a los casos de inyección de vapor y las curvas discontinuas a los casos de co-inyección. Los casos de color verde representan el caso base y los casos de color naranja los casos con reducción de 50% de la inyección. Results, CMG v2023.

El pozo de CSS no evidenció ningún efecto en el acumulado de petróleo asociado a la co-inyección con flue gas, esto debido principalmente al mecanismo localizado de los ciclos de inyección de vapor y flue gas, los cuales impactan solamente una porción del yacimiento alrededor del pozo.

La **Figura 34** y la **Tabla 20** presentan los resultados del factor de recobro para cada uno de los escenarios de simulación.

Figura 34.

Factor de recobro total – Escenarios de simulación



Nota. Las curvas continuas corresponden a los casos de inyección de vapor y las curvas discontinuas a los casos de co-inyección. Los casos de color verde representan el caso base y los casos de color naranja los casos con reducción de 50% de la inyección. Results, CMG v2023.

El análisis realizado en cada uno de los casos de simulación evidenció que la implementación del proceso de co-inyección de vapor con flue gas favorece el desplazamiento de petróleo por el mecanismo de desplazamiento inmiscible (**Figura 32**), además, la reducción de pérdidas de calor a través de las zonas suprayacentes mejorando la eficiencia energética del proceso y a su vez la respuesta del factor de recobro (caso co-inyección con reducción del 50% -**Figura 31**).

Tabla 20.*Factor de recobro - Escenarios de simulación*

Resultado	Inyección de vapor base	Co-inyección base	Inyección de vapor 50%	Co-inyección 50%
Factor de recobro [%]	18.66%	18.95	15.67%	15.07%

Nota. Resumen del factor de recobro final de los casos de predicción evaluados.

Al evaluar la respuesta del factor de recobro total, considerando todos los pozos productores, los casos de inyección de vapor y co-inyección resultan en factores de recobro muy cercanos. Esta respuesta se debe, por una parte a que el mayor efecto en la recuperación de petróleo se evidencia en la zona de inyección continua y no en la zona de inyección cíclica, por otra parte, solamente 4 de los 9 pozos productores del área de inyección continua de vapor mostraron conexiones con los pozos inyectoras; de estos, uno (1) se canalizó con el flue gas, uno (1) tuvo incremento significativo de petróleo acumulado y los otros dos tuvieron un incremento de acumulado de petróleo poco representativo. Los demás pozos no mostraron respuesta a la co-inyección con flue gas

Figura 33.

5. CONCLUSIONES

La relación del proceso de generación de vapor con la emisión de gases de efecto invernadero radica en garantizar alta eficiencia energética en el proceso (reducción de pérdidas de calor), a mayores pérdidas, menor eficiencia energética, mayor emisión de gases de combustión y menor factor de recobro.

Aunque el gas natural es un combustible más limpio que otros, produce volúmenes considerables de emisiones de gases de efecto invernadero, sin embargo, es posible reducir dichas emisiones evaluando diferentes fuentes de combustibles gaseosos. La evaluación de diferentes fuentes de gas combustible evidenció una reducción de hasta 3.5% de las emisiones de CO₂ con relación al gas de Cusiana utilizado en este estudio, esto debido principalmente a que en su composición estos combustibles gaseosos contienen un menor porcentaje volumétrico de C₂H₆.

Para obtener una reacción de combustión completa se requiere un exceso de aire en la entrada del generador de cerca del 15%, este exceso debe ser evaluado operacionalmente considerando la eficiencia energética de cada generador de vapor.

El control de la información de entrada es fundamental para que la simulación del proceso sea representativa, tanto en la fase de ajuste histórico como en la de predicción, de tal manera que se logre alcanzar un alto grado de confianza en la evaluación del proceso de recuperación térmica inyección de vapor junto con inyección de gases de combustión, que es objetivo de estudio de este proyecto.

Al implementar el escalamiento dimensional y de propiedades se obtiene una reducción de aproximadamente un 45% en el tiempo de cómputo con relación al modelo de alta resolución, herramientas como el modelo de sector y el escalamiento dimensional y de propiedades ofrecen una solución para realizar simulaciones de modelos representativos en tiempos más cortos.

El modelo de sector definido en este estudio presenta una reducción de cerca del 85% de las celdas del modelo de alta resolución pasando de un modelo de más de 1.7 millones de celdas a 265 mil celdas, no obstante, el modelo de sector resulta suficientemente representativo en esta área del yacimiento ya que incluye el 15% de los pozos del campo con historia de más de 40 años de producción con inyección cíclica e inyección continua de vapor (4 patrones).

En este estudio el máximo escalamiento aceptado es el del modelo con 25% de celdas del modelo de alta resolución, debido a que desde el enfoque estático la diferencia del OOIP entre el modelo fino y el modelo escalado no supera el 5%.

El método de escalamiento de la permeabilidad por promedio armónico resultó ser pesimista como se esperaba, mostrando una reducción del 24% en el acumulado de petróleo respecto al modelo de alta resolución en la prueba de validación dinámica. Por otra parte, los métodos de escalamiento direccional y de flujo mostraron reducción de apenas 13% y 10% respectivamente. Estos últimos se recomiendan dado que incorporan componentes direccionales de flujo y de diferencias finitas.

La historia de eventos operacionales de los pozos demostró tener un alto impacto en el comportamiento histórico de producción e inyección y por ende en el proceso de ajuste histórico debido a los mecanismos que gobiernan la recuperación mejorada con inyección de vapor donde parámetros como la calidad de vapor, nivel de arenamiento, trabajos remediales, trabajos de aislamiento, entre otros son importantes.

Al realizar el análisis de la reacción de combustión del gas de Cusiana se obtiene que por cada barril de vapor generado se requieren 396 pies cúbicos de gas combustible, a su vez se producen 5,006 pies cúbicos de gas de combustión (flue gas), todos estos a condiciones estándar. La generación de vapor utilizando este gas tiene un factor de emisión de $6.84E^{-5}$ toneladas de CO₂ por cada pie cúbico de gas de Cusiana utilizado, por lo que por cada barril de vapor generado se resulta una huella de 0.027 TonCO₂.

La presencia de nitrógeno en la corriente de flue gas (73% de la composición total) logra un efecto de aislante térmico entre el vapor y las zonas suprayacentes debido a su baja conductividad térmica que conlleva a un mejor aprovechamiento de la cantidad de energía disponible en el yacimiento. Esto resulta en un menor requerimiento de vapor dado que las pérdidas de calor se reducen favoreciendo el factor de recobro y la reducción de la generación de gases de combustión en el generador.

Las conexiones preexistentes entre los pozos productores e inyectores en zonas de inyección continua determinan significativamente la respuesta en el comportamiento de producción y el factor de recobro por efecto de la co-inyección. Los pozos con alta conectividad tienen una irrupción temprana de flue gas por canalización y menor factor de recobro, el cual puede reducirse hasta en un 56%.

La co-inyección de flue gas con vapor permite capturar parte del CO₂ inyectado, siendo más eficiente en la inyección continua que en la inyección cíclica. En esta última, debido principalmente al efecto localizado de los ciclos de inyección de vapor y flue gas, los cuales impactan solamente una porción del yacimiento alrededor del pozo.

De la evaluación del comportamiento de producción de los pozos en el área de inyección continua se concluye que los pozos con alta conectividad mostraron una irrupción temprana de flue gas, pozos con baja conectividad mostraron un incremento de producción a mediano plazo y pozos con muy baja conectividad no muestran impacto en la producción incluso a largo plazo. Las conexiones entre pozos productores e inyectores con flue gas cambian con el tiempo.

En una implementación en campo del proceso de co-inyección con flue gas es necesario optimizar las conexiones pozo productor e inyector de modo que se logre una mayor captura de CO₂, menor emisión de gases de efecto invernadero e incremento del factor de recobro.

Al analizar los resultados del caso base de inyección de vapor y co-inyección se obtiene una reducción total en la huella de carbono de 15,747 toneladas de CO₂, que equivale a una reducción del 16.14% del mismo modo, para los casos con disminución del 50% de inyección de vapor y co-inyección la reducción corresponde a 7,585 Toneladas de CO₂ que equivale a una reducción del 15.55%.

El análisis realizado en cada uno de los casos de simulación evidenció un incremento del factor de recobro de hasta 2% para los casos de co-inyección. Este incremento resulta ser bajo en comparación con el factor de recobro incremental obtenido en los pozos productores que por su condición respondieron exitosamente a la co-inyección del flue gas.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda considerar condiciones a las cuales la interacción del vapor y fluidos del yacimiento sean de tipo miscible, lo cual representa mayor investigación y un mayor reto para la simulación de escenarios.

Se sugiere investigar un enfoque sistemático para la realización del control de calidad de la información de entrada (modelo estático y dinámico)

Se sugiere mayor investigación de las técnicas de escalamiento implementadas para propiedades del yacimiento, en la literatura se encuentran referencias.

Además de los métodos de escalamiento de permeabilidad, armónico, geométrico, direccional y de flujo se recomienda investigar métodos de escalamiento de permeabilidad como streamlines y otros diferentes a los ya evaluados en este estudio.

Se recomienda evaluar la implementación de la co-inyección en diferentes etapas de un proyecto de recobro térmico: previo a la inyección de vapor, al inicio con la inyección cíclica de vapor, al inicio con la inyección continua de vapor o en una etapa intermedia o madura del proyecto.

Se propone evaluar la inyección alternada de vapor y flue gas, como potencial mejora del proceso de recobro térmico.

Debido a las grandes cantidades de flue gas producto del proceso de generación de vapor se recomienda evaluar escenarios de inyección parcial de esta corriente o de inyección únicamente de N_2 o CO_2 o una mezcla de estos en diferentes proporciones. Dado que el CO_2 es el gas producto de la reacción con mayor impacto en la emisión de gases de efecto invernadero, podría ser inyectado individualmente ya que solo corresponde al 22% de la composición del flue gas.

Se sugiere evaluar el efecto de inyectar el oxígeno en los escenarios de co-inyección a condiciones de yacimiento (alta temperatura por el vapor).

Debido al nivel de incertidumbre del endpoint de saturación de gas crítica (S_{gc}) y al impacto identificado en el proceso de inyección de vapor y co-inyección con flue gas se sugiere evaluar de manera experimental este parámetro de la curva de permeabilidad relativa para el gas y el vapor separadamente y en conjunto.

En una implementación en campo del proceso de co-inyección con flue gas es necesario optimizar las conexiones pozo productor e inyector, entre los parámetros a evaluar son importantes: el dimensionamiento y geometría de los arreglos.

Para un análisis futuro se sugiere 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.

REFERENCIAS

- [1] S. M. F. Ali, "Practical Heavy Oil Recovery," S. M Farouq Ali, 2015.
- [2] S. Thomas, "Enhanced Oil Recovery - An Overview," *Oil & Gas Science and Technology - IFP*, vol. 63, nº 1, pp. 9-19, 2008.
- [3] Comisión Nacional de Hidrocarburos, "El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR - EOR," pp. 1-124, 2012.
- [4] L. W. Lake, R. L. Schimdt y P. B. Venuto, A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1900s, vol. 4, O. Review, Ed., Netherlands: OFR, 1992, pp. 55-61.
- [5] R. Castro, G. Maya, D. Mercado, M. Trujillo, C. Soto, H. Pérez, A. Lobo, A. Ordóñez y E. Sandoval, "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia.," *SPE*, pp. 1-7, 2010.
- [6] E. Chekhonin y et al., "Cuando las rocas se calientan: Propiedades térmicas de las rocas del yacimiento," *Oilfield Review*, vol. 24, nº 3, pp. 20-37, 2012.
- [7] D. Alvarado y C. Banzér, Recuperación térmica de petróleo, Caracas, 2002.
- [8] H. J. Ramey, Fundamentals of Thermal Oil Recovery, Dallas: The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965.
- [9] D. W. Green y G. P. Willhite, Enhanced Oil Recovery SPE Textbook Series, vol. 6, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [10] Integrated Sciences Group, Steam Distribution & Metering, 5th ed., Bakersfield, CA: Integrated Sciences Group, 2016.
- [11] M. Prats, Thermal Recovery, vol. 7, Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1986.

- [12] J. P. Fanaritis y J. D. Kimmel, "Review of Once-Through Steam Generators," *Journal of Petroleum Technology*, pp. 409-416, Abril 1963.
- [13] X. Xu, C. Song, R. Wincek, J. Andresen, B. Miller y A. Scaroni, "Separation of CO₂ from power plant flue gas using novel CO₂ molecular basket absorbent," de *Separation of CO₂ from Power Plant Flue Gas Using a Novel CO₂ "Molecular Basket" Adsorbent*, San Antonio, 2003.
- [14] G. Jarquin-López, G. Polupan, J. A. Jiménez-García y Y. Pysmenny, "Metodología de cálculo de NO_x en generadores de vapor que queman gas natural," *Científica*, vol. 15, n° 2, pp. 93-100, 2011.
- [15] J. Pérez y et al., "Surface Facilities Development for Steam Flue Gas Injection in a Colombian Heavy Oil Reservoir," *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, n° 199103, pp. 1-18, 2020.
- [16] A. Amell, F. Chejne, D. López, C. Forero y B. Herrera, "Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos," Medellín, 2016.
- [17] ASTM, "Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels," ASTM International, United States, 2003.
- [18] R. Selby, A. A. Alikhan y S. M. Farouq Ali, "Potential of non thermal methods for heavy oil recovery," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 43, n° 9, pp. 45-90, 2004.
- [19] G. L. Chierichi, *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*, Vols. 1 de 2, Berlin: Springer Verlag, 1994.
- [20] National Energy Technology Laboratory, "DOEs Enhanced Oil Recovery Program, An Archive of Important Results," *National Energy Technology Laboratory*, pp. 1-96, Abril 2008.

- [21] O. S. Shokoya, S. A. Mehta, R. G. Moore y B. B. Maini, "An Enviromentally Friendly Process for Improved Recovery From Light Oil Recovery," *JCPT*, vol. 44, n° 8, pp. 49-54, Agosto 2005.
- [22] M. Alshuaibi, S. A. Farzaneh, M. Sohrabi y K. Mogensen, "Accurate and Reliable correlation to determine CO₂/crude oil MMP for High Temperature Reservoir in Abu Dhabi," *Society of Petroleum Engineers*, pp. 1-16, 2019.
- [23] P. Y. Zhang, S. Huang, S. Sayegh y X. L. Zhou, "Effect of CO₂ impurities on gas injection EOR processes," *Society of Petroleum Engineers*, pp. 1-11, Abril 2004.
- [24] J. Chen, X. Lang, Y. Wang, G. Li, Z. Yang y S. Fan, "Corporative evaluation of different non condensable gases on thermal behaviors, kinetics, high pressure properties and product characteristics of heavy oil," *Energy Conversion and Management*, vol. 162, n° 13-25, 2018.
- [25] M. Metwally, "Effect of gaseous additives on steam processes for Lindbergh field," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 29, pp. 26-30, 1990.
- [26] D. A. Redford, "Use of Solvents and Gases With Steam in the Recovery of Bitumen From Oil Sands.," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 21, n° 1, p. 45-53, Enero 1982.
- [27] T. Stone y J. Ivory, "An Examination of Steam-CO Processes," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 26, n° 3, pp. 54-61, Mayo 1987.
- [28] T. Stone y T. N. Nasr, "Simulation of a series of steam-additive experiments.," *Technical Meeting/Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section. Petroleum Society of Canada*, pp. 2-20, Septiembre 1985.
- [29] T. Stone y J. D. Malcolm, "Simulation of a Large Steam-CO Co-Injection Experiment," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 24, n° 6, pp. 51-59, 1985.

- [30] T. Zhang, "Systematical Studies of Mechanisms of Multi-thermal Fluid Stimulation for Heavy Oil Recovery," University of Calgary, Calgary, Canadá, 2016.
- [31] H. Anada, y R. J. Watts,, "State-of-the-art review of nitrogen and Flue gas flooding in enhanced oil recovery," U.S. Department Of Energy, West Virginia, 1980.
- [32] W. Y. Svrcek y A. K. Mehrotra, "Gas solubility, viscosity, and density measurements for Athabasca bitumen," *Journal of Canadian Petroleum Technology*,, vol. 21, nº 4, pp. 31-38, Julio 1982.
- [33] M. T. Al-Murayri, T. G. Harding y Maini, B., "Solubility of methane, nitrogen, and carbon dioxide in bitumen and water for SAGD modelling," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 50, nº 7, p. 34–45, 2011.
- [34] T. A. Nguyen y S. M. Ali, "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*, vol. 37, nº 2, pp. 24-31, Febrero 1998.
- [35] A. Haddadnia, "Phase Behaviour and Physical Properties of Athabasca Bitumen and Solvent Mixtures," University of Calgary, Calgary, Canada, 2016.
- [36] Z. Wang, Z. Li, T. Lu, Q. Yuan, J. Yang y Wang, "Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of Flue gas assisted steam flooding.," *En Carbon Management Technology Conference. Carbon Management Technology Conference.*, pp. 1-11, Julio 2017.
- [37] L. Zhong, Z. Dong, J. Hou, Y. Li, Y. Sun, L. Zhao y F. Qin, "Investigation on principles of enhanced offshore heavy oil recovery by coinjection of steam with Flue gas," *SPE*, pp. 1-11, julio 2013.
- [38] R. Pérez, J. Sandoval, C. Barbosa, C. Delgadillo, M. Trujillo, L. Osma y H. Rodríguez, "Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica," *Revista Fuentes, El reventón energético*, vol. 16, nº 2, pp. 91-108, 2018.

- [39] D. Pandey, M. Agrawal y J. S. Pandey, "Carbon footprint: current methods of estimation," *Environmental Monitoring and Assessment*, vol. 178, pp. 135-160, Julio 2011.
- [40] International Energy Agency, "International Energy Agency," Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.
- [41] IPCC, "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Report]," The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2024. [En línea]. Available: <https://www.ipcc.ch/>.
- [42] L. F. Sarmiento, "Petroleum Geology of Colombia Middle Magdalena Basin," ANH, Medellín, 2011.
- [43] ANH, "Cuenca Valle Medio del Magdalena Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos," INGRAIN Digital Rock Physics Lab, Colombia, 2012.
- [44] TLV, "TLV - Calculador para Ingeniería," 2024. [En línea]. Available: <https://toolbox.tlv.com/global/LA/calculator/steam-table-pressure.html>. [Último acceso: 2024].
- [45] Unidad de Planeación Minero Energética, "Calculadora Fecoc 2016," UPME, 2016. [En línea]. Available: http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html. [Último acceso: 2024].
- [46] R. Johnson, C. Chu, D. Mills y K. Haney, "History Matching of High and Low-Quality Steamfloods in Kern River Field, California," *SPE Reservoir Engineering*, pp. 75-82, Febrero 1992.
- [47] A. Burzloff, I. Bergeson y B. J. Harris, "Thermal Simulation of Elk Hills Light-Oil Steamflood Pilot," Society of Petroleum Engineers Inc, California, 1992.

- [48] U. Okoye, A. Hayatdavoudi, P. Oungpasuk y P. Wang, "The Effect of Temperature and Interfacial Tension on Oil-Water Relative Permeabilities in Consolidated and Unconsolidated Porous Media," *SPE Petroleum Engineering*, 14 Octubre 1990.
- [49] M. Kumar y T. Do, "Effects of Endpoint Saturations and Relative Permeability Models on Predicted Steamflood Performance," *SPE*, Abril 1990.
- [50] J. Modaresghazani, R. Moore, S. Mehta y K. Van Fraassen, "Investigation of the relative permeabilities in two-phase flow of heavy oil/water and three-phase flow of heavy oil/water/gas systems," *JPSE*, vol. 172, pp. 681-689, Enero 2019.