

**DESARROLLO DE UN MODELO CONCEPTUAL DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA  
DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y UN PROYECTO DE  
INYECCIÓN DE AIRE EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO**

**HENRY DAVID CASTAÑO TORO**

**Proyecto integral de grado para optar al título de  
INGENIERO PETROLERO**

**DIRECTOR**

**JORGE EDUARDO ROMERO  
INGENIERO DE YACIMIENTOS**

**CODIRECTOR**

**ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ  
INGENIERO PETROLERO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BOGOTÁ, D.C.**

**2022**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

---

Nombre

Firma del director

---

Nombre

Firma del presidente del Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá D.C., febrero 2022

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad Y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora académica y de Investigación.

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Marcias Rodríguez

Decano De La Facultad De Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director Del Programa de Ingeniera de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Señores

COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO.

Facultad de Ingeniería.

Departamento de Energías.

Programa de Ingeniería de Petróleos.

Fundación Universidad de América.

En mi calidad de director del presente trabajo de grado que lleva por título: **“DESARROLLO DE UN MODELO CONCEPTUAL DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AIRE EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO.”** presentado por los estudiantes: HENRY DAVID CASTAÑO TORO, con número de radicado **210106**, comunico que el mismo fue desarrollado con éxito, evidenciando el desarrollo de los objetivos propuestos y la culminación del proyecto, cumpliendo con los resultados esperados por los estudiantes de la Universidad de América.

Por lo anterior, lo presento a la disposición del comité para la asignación de jurados para su sustentación.

Atentamente.



---

Jorge Eduardo Romero

Ingeniero de Yacimientos

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios por que no soy nada sin él, por darme salud y fuerza para culminar con éxito mi formación profesional.

A mi mamá Flor Galvis por su apoyo, su comprensión y sus consejos a lo largo de estos años, a mi papá Carlos Barón por sus buenos deseos, bendiciones y apoyo económico brindado, a los dos por siempre estar presentes apoyándome en mis decisiones y que además de brindarme la formación académica básica y profesional, me han formado como persona en base a su ejemplo y buenos valores, siendo ellos un modelo a seguir para mi vida.

A mis hermanas Carol y Laura Barón, por siempre estar presentes brindándome su cariño y ser mis amigas en los momentos difíciles, ayudándome así a tomar decisiones importantes para mi formación de académica y de vida.

A mi familia que siempre me apoyó en las buenos y malos momento, también brindándome su cariño completo y poniendo su fe en mi con buenos deseos para mi futuro, especialmente mi mamá Blanca Castaño que me dio esta maravillosa vida y deposito su fe en mí.

A Paola Castro por estar presente a lo largo de estos cinco años, por ser mi apoyo cuando la necesito, por darme fuerzas y ánimos para continuar, gracias por todo el amor y cariño brindado y por ayudarme a enfrentar cada obstáculo que he tenido y estar presente en mi formación tanto académica, social y financiera. (todo es un logro a su debido tiempo, te amo)

A mis mejores amigos Alexandra García y Brandon Bonilla, quienes han sido mis compañeros de vida, con quien he compartido durante esta larga experiencia académica y personal, ayudándome así no solo con la formación académica si no con la formación social y de salud.

Y, por último, pero no menos importante, quiero agradecerme a mi por creer en mí, por hacer todo este trabajo duro, no tener días libres, nunca renunciar, siempre dar y tratar de dar mas de lo que recibo, por tratar de hacer mas bien que mal, y por ser yo siempre, David Castaño SD.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, primeramente, por darnos la vida y la oportunidad de alcanzar un peldaño más en nuestra vida profesional.

A mi director e ingeniero Jorge Eduardo Romero, por el apoyo brindado a lo largo de este proyecto.

A mi codirector Adriangela Romero por el interés y aportes durante la formulación del presente proyecto, por su guía, dedicación, entrega, apoyo y acompañamiento con sus conocimientos esenciales para culminar esta meta.

A la Fundación Universidad de América en donde fui formado como profesional y persona.

A Jessica Mateus y Computer Modelling Group Ltd. por las licencias otorgadas, la guía y capacitación para el uso del simulador.

Finalmente, se extiende un agradecimiento a los profesores de la universidad que estuvieron presentes con sus conocimientos, experiencias y correcciones durante nuestro proceso de aprendizaje.

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

## TABLA DE CONTENIDO

	Pag
<b>RESUMEN</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>13</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>15</b>
1.1. Combustión in situ	15
1.2. Inyección de aire.	17
1.3. Inyección de vapor	18
1.4. Mecanismos de producción	20
1.4.1. <i>Mecanismos de producción primaria</i>	20
1.4.2. <i>Mecanismos de producción secundaria</i>	21
1.4.3. <i>Mecanismos de producción terciaria o mejorada (EOR)</i>	21
1.5. Yacimiento	22
1.5.1. <i>Clasificación de acuerdo con el estado de los fluidos</i>	22
1.6. Simulador	25
1.6.1. <i>Simulación Numérica</i>	25
1.6.2. <i>Tipos de simuladores</i>	26
1.6.3. <i>CMG</i>	26
1.6.4. <i>Información requerida para la simulación</i>	27
<b>2. METODOLOGÍA Y DATOS</b>	<b>29</b>
2.1. Fase I	29
2.2. Fase II	31
2.3. Fase III	41
2.4. Fase IV	45
<b>3. RESULTADOS Y ANALISIS</b>	<b>46</b>
3.1. Escenario de simulación caso base	46
3.2. Escenario de simulación inyección de vapor	50
3.3. Escenario de simulación inyección de aire	55
<b>4. CONCLUSIONES</b>	<b>63</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>65</b>



## LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Representación gráfica combustión in situ.	15
Figura 2. Configuración para cada par de pozos, compuesto de pozo de inyección de aire vertical y pozo de producción horizontal.	17
Figura 3. Representación gráfica de la inyección de vapor.	19
Figura 4. Total, de reservas de petróleo del mundo.	23
Figura 5. Diagrama de flujo de fases para el desarrollo de la metodología.	28
Figura 6. Icono de acceso directo Builder.	30
Figura 7. Configuración del simulador.	31
Figura 8. Selección creación grid.	31
Figura 9. Definición del número y tamaño de los bloques del grid.	32
Figura 10. Ventana especificar propiedades.	33
Figura 11. Ingreso de la propiedad temperatura.	33
Figura 12. Importar PVT del black oil.	34
Figura 13. Selección de unidades de campo.	35
Figura 14. Generar tabla PVT.	35
Figura 15. PVT región 1.	36
Figura 16. Selección de la presión de burbuja.	36
Figura 17. Ingreso de la información para correlaciones de permeabilidad.	37
Figura 18. Vista superior del grid generado, caso base.	38
Figura 19. Arreglo de pozos.	39
Figura 20. Ubicación y propiedades de los pozos en el grid.	39
Figura 21. Selección de los pozos inyectoros.	40
Figura 22. Tasa de inyección de vapor.	41
Figura 23. Características del vapor de inyección.	41
Figura 24. Secuencia simulación 3D inyección de vapor.	42

<b>Figura 25. Tasa de inyección de aire.</b>	<b>43</b>
<b>Figura 26. Propiedades del aire a inyectar.</b>	<b>43</b>
<b>Figura 27. Secuencia simulación 3D inyección de aire.</b>	<b>43</b>
<b>Figura 28. Duración de la simulación caso base.</b>	<b>46</b>
<b>Figura 29. Histórica producción (bbl) simulación caso base.</b>	<b>47</b>
<b>Figura 30. Comportamiento de la viscosidad caso base.</b>	<b>47</b>
<b>Figura 31. Comportamiento de la temperatura caso base.</b>	<b>48</b>
<b>Figura 32. Comportamiento de la presión caso base.</b>	<b>48</b>
<b>Figura 33. Comportamiento del factor de recobro caso base.</b>	<b>49</b>
<b>Figura 34. Duración de la simulación inyección de vapor.</b>	<b>50</b>
<b>Figura 35. Histórica producción (bbl) simulación inyección de vapor.</b>	<b>51</b>
<b>Figura 36. Comportamiento de la viscosidad inyección de vapor.</b>	<b>51</b>
<b>Figura 37. Comportamiento de la temperatura inyección de vapor.</b>	<b>52</b>
<b>Figura 38. Comportamiento de la presión inyección de vapor.</b>	<b>52</b>
<b>Figura 39. Comportamiento del factor de recobro inyección de vapor.</b>	<b>53</b>
<b>Figura 40. Sensibilidad de Inyección de Vapor (Variando la calidad de 85% a 40% y 60%)</b>	<b>53</b>
<b>Figura 41. Duración de la simulación inyección de aire.</b>	<b>54</b>
<b>Figura 42. Histórica producción (bbl) simulación inyección de aire.</b>	<b>55</b>
<b>Figura 43. Comportamiento de la viscosidad inyección de aire.</b>	<b>56</b>
<b>Figura 44. Comportamiento de la temperatura inyección de aire.</b>	<b>56</b>
<b>Figura 45. Efecto de cabalgamiento del aire.</b>	<b>57</b>
<b>Figura 46. Comportamiento de la presión inyección de aire.</b>	<b>57</b>
<b>Figura 47. Comportamiento del factor de recobro inyección de aire.</b>	<b>58</b>
<b>Figura 48. Sensibilidad de Inyección de Aire (Variando el SGT )</b>	<b>58</b>
<b>Figura 49. Sensibilidad de Inyección de Aire (Variando la energía de activación en las 3 primeras reacciones a 4000 Btu/lbmole y 14000 Btu/lbmole).</b>	<b>59</b>
<b>Figura 50. Grafica comparativa producción para los escenarios.</b>	<b>60</b>

**Figura 51. Grafica comparativo factor de recobro para los escenarios.**

**60**

## RESUMEN

Siendo hoy en día una de las herramientas más usadas por el ingeniero de petróleos la simulación numérica a través de softwares, mediante la cual se realiza la validación de los datos obtenidos en pozo y permite corroborar la información relacionada con la explotación y/o producción de hidrocarburos, la simulación es una disciplina moderna en ingeniería de yacimientos y una importante herramienta de trajo al predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación; actualmente se encuentran en el mercado diferentes softwares con variadas funciones y características, el presente documento se centra en el uso del software de simulación que tiene por nombre Computing Modeling Group CMG el cual mediante el uso de sus sub-herramientas ayudará a la realización de la comparativa entre dos diferentes escenarios de recobro mejorado para la extracción de crudo pesado de 13.3 °API en determinadas cuencas, las cuales permitirán en un futuro conocer la viabilidad de explotación y que tipo de recobro implementar para aumentar la producción de crudo, los métodos de recobro EOR para los cuales se realizará la simulación corresponden a la inyección de aire y la inyección de vapor, métodos de recobro terciario utilizados debido a la posibilidad de obtener mayores factores de recobro que resultan propios para la explotación de crudos pesados y extrapesados, siendo el caso del modelo conceptual que se maneja, debido a que estos métodos emplean energía térmica mediante la cual se modifican las propiedades del crudo extrapesado, como su viscosidad, interactuando también con el sistema roca/fluido, creando condiciones favorables para la recuperación del petróleo, dando lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, modificación de la humectabilidad o comportamiento de fases favorables. Conociendo los resultados de la simulación en ambos escenarios, inyección de aire e inyección de vapor, según su favorabilidad se replicarán los resultados del grid del modelo conceptual a los pozos aledaños, se estimará adicionalmente, mediante el modelo conceptual la favorabilidad de cada uno de los métodos de recobro terciario, mediante la comparación de las tazas de producción.

Palabras clave: Producción, Simulación, Recobro mejorado, levantamiento artificial, Software CMG.

## INTRODUCCION

Actualmente se han realizado estudios a nivel mundial, los cuales registran que el 70% de las reservas mundiales de petróleo pertenecen a crudo pesado; sin embargo, su extracción se ha visto afectada a causa de factores tales como, el agotamiento de reservas convencionales, adición de reservas por debajo de las tasas esperadas y los precios actuales del petróleo, entre otros; lo cual ha puesto en evidencia la falta de recursos frente a los estudios de yacimientos de crudo pesado en Colombia. La Agencia Nacional de Hidrocarburos expuso sus proyecciones y planteamientos frente a las nuevas etapas, siendo estas constituidas por descubrir, producir y desarrollar en las cuencas valle medio del Magdalena, Putumayo, Llanos y Yari-Caguan; frente a esto el país ha logrado incorporar a las reservas probadas 746 millones de barriles, gracias a las nuevas tecnologías de recobro mejorado de los campos productores de crudo pesado como lo son Rubiales, Chichimene y Moriche.

En cuanto a la producción actual de Colombia se está manejando un rango entre 7000 y 8000 barriles promedio/día, siendo esta cifra afectada por restricciones, las cuales ocasionaron la crisis global actual; generando el desarrollo de proyectos de investigación en las áreas de modelamiento de procesos de hidrocarburos, configurada por el aseguramiento de flujo, la optimización del progreso de la producción, el debido modelamiento de cuencas hidrocarburíferas y yacimientos no convencionales, utilizando herramientas de nueva tecnología, las cuales nos permitirán tener unas óptimas variables en los procesos.

La simulación de yacimiento se ha visto beneficiada gracias al avance de las nuevas tecnologías, las cuales han permitido tener un mejor desarrollo frente a las decisiones de explotaciones e identificación del reservorio, dando un mejor prospecto, resultados confiables y acertados a las condiciones reales del yacimiento, dando a conocer que la simulación numérica de yacimiento es una de las herramientas más completas y efectivas que tiene la industria petrolera frente a la viabilidad de la explotación de reservorios.

El objetivo del trabajo se enfoca principalmente en exponer cual de dos escenarios de inyección será el más efectivo para aumentar el recobro simulando un modelo en el programa de CMG así mismo con los datos planteados determinar; la caracterización de fluidos, identificación de comportamientos, tendencias de los modelos y análisis de presiones por pozos y regiones, la caracterización de la roca-fluido, entre otros. Dando así a conocer los campos de crudo pesado y con su respectivo nivel de dificultad para la explotación de estos y ayudarlo con su viabilidad positiva.

## 1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se lleva a cabo la recopilación de información, con el propósito de contextualizar algunos conceptos respecto a la inyección de aire en una cuenca de Colombia seguido de las características de los simuladores, para la elección del más apropiado el cual será implementado para el desarrollo del proyecto.

### 1.1. Combustión in situ

Una de las técnicas más antiguas y eficientes en el recobro de crudo pesado es la combustión in situ, el origen de esta técnica data del año de 1911.[1] La combustión in situ es un método térmico de recobro mejorado de crudos pesados en el que una porción del petróleo se quema (cerca del 10%) a causa de la reacción con oxígeno o cualquier gas oxidante con el fin de generar energía en forma de calor. En el proceso de combustión, el aire inyectado reacciona con el aceite del yacimiento desencadenando las reacciones de baja temperatura (LTO, Low Temperature Oxidation) o reacciones de adición de oxígeno, posteriormente ocurren las reacciones de cracking (ITO, Intermediate Temperature Oxidation) las cuales producen el coque necesario para la combustión. Con el aumento de la temperatura se producen las reacciones de alta temperatura (HTO, High Temperature Oxidation) en las cuales se consume el combustible generando con esto el frente de combustión. [2]

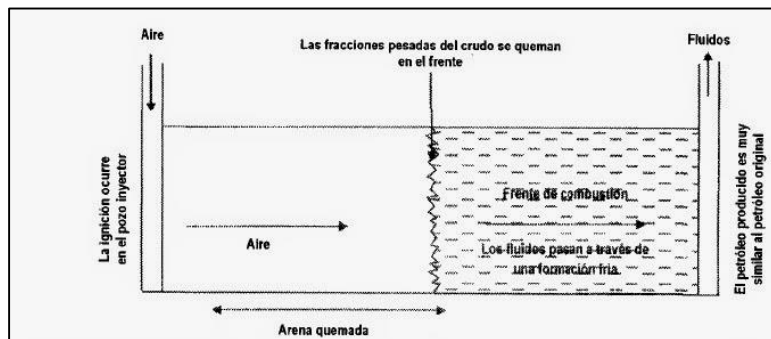
La combustión in situ es un proceso que ocurre cuando el oxígeno reacciona con el coque contenido dentro del espacio poroso de una roca para crear un frente de combustión autosostenible. La ignición puede ser inducida mediante ignitores eléctricos o mediante inyección de aire caliente, así mismo puede ser espontánea al inyectar aire caliente, si el crudo tiene suficiente reacción. [3]

Junto a la inundación de agua, la combustión in situ es quizás la técnica de recuperación de aceite mejorada más ampliamente aplicable, dado que, térmicamente es el proceso de recuperación de petróleo más eficiente, utiliza aire, el menos costoso y el fluido más fácilmente disponible como inyector, el proceso ha demostrado ser económico en la

recuperación de aceite pesado (10-20 API) de depósitos poco profundos (menos de 1.500 pies) y aceite ligero (>30 API) de depósitos profundos (1.000 pies). Aunque la mayoría de los proyectos de combustión se ejecutan en depósitos de petróleo pesado, se utiliza cada vez más para recuperar petróleo ligero de depósitos profundos.[1]

**Figura 1.**

*Representación gráfica combustión in situ.*



**Nota.** Ciclo de la combustión insitu. Tomado de: Ali, F. (1997). REDEEMING FEATURES OF IN SITU COMBUSTION.

**Tabla 1.**

*Eficiencia de recuperación de la combustión in situ en comparación con otros métodos EOR.*

Process	(A) Process displacement efficiency, %	(B) Areal sweep efficiency, %	(C) Vertical sweep efficiency, %	(D) Compound recovery efficiency, %
In-Situ Combustion	95	70	85	56
Steamflood	65	70	85	39
Cyclic Steam	—	—	—	20
Micro-Emulsion Flood	90	70	80	50
CO <sub>2</sub> -Waterflood	80	50	80	32
NaOH-Waterflood	35	70	80	20

**Nota.** Tabla de eficiencias. Tomada de Sarathi, P. S. (n.d.). IN-situ combustion handbook - principles and practices. Tulsa, Oklahoma: National Petroleum Technology Office U.S. department of energy.



## 1.2. Inyección de aire

En los últimos años, la inyección de aire a alta presión (IAAP) ha demostrado ser un valioso proceso EOR, especialmente en campos profundos, de alta presión y de baja permeabilidad donde otros procesos de recuperación no son rentables. [4]

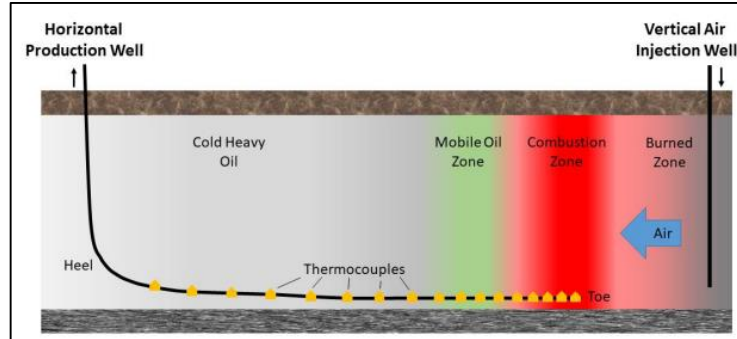
La inyección de aire consiste en introducir aire a través de un pozo inyector e inducir una combustión in situ (CIS), lo cual genera un frente de combustión alimentado por las interacciones del crudo y el oxígeno del aire inyectado. Este proceso libera calor, eleva la temperatura del yacimiento y disminuye la viscosidad del crudo, por lo cual se facilita el flujo del crudo en los pozos productores.[5]

En la actualidad, la inyección de aire se presenta como un método de alto interés en la industria petrolera colombiana, esto debido a la posibilidad de obtener factores de recobro que pueden estar por encima del 40%. [6]

La inyección de aire se puede utilizar tanto en inundaciones horizontales como verticales. En una inundación vertical, el aire se inyecta en la parte superior de la estructura, aprovechando al máximo la gravedad. De esta manera, la eficiencia de barrido volumétrico y la eficiencia de desplazamiento son ayudadas por fuerzas naturales y generalmente son extremadamente eficientes. En la inundación miscible de hidrocarburos, la experiencia de campo ha indicado que la recuperación incremental de petróleo utilizando una inundación vertical es del orden del 30% de aceite original en sitio (OOIP), mientras que, para las inundaciones horizontales, la recuperación incremental de petróleo es típicamente del 10% OOIP. [7]

## Figura 2.

*Configuración para cada par de pozos, compuesto de pozo de inyección de aire vertical y pozo de producción horizontal.*



**Nota.** Configuración de pozo. Tomada de: Rezazadeh, A. (2012). Toe-Heal-Air-Injection Thermal Recovery Production Prediction and Modelling Using Quadratic Poisson Polynomial Regression. Applied Research and Innovation Services.

### 1.3. Inyección de vapor

La inyección de vapor es usada generalmente para la recuperación de crudos medianos a pesados; el efecto que produce la condensación del vapor de agua, hace que al cambiar de fase arrastre consigo los componentes más volátiles del crudo generando así un pequeño frente de miscibilidad con el aceite original del yacimiento.[8] Este proceso de inyección es uno de los métodos de recobro que ha sido ampliamente utilizado en campos maduros que producen petróleo pesado y extrapesado a nivel mundial, este método nació de la necesidad de las empresas operadoras por incrementar el barrido volumétrico de petróleo residual mediante la disminución de la viscosidad del petróleo por calentamiento trayendo como consecuencia un aumento significativo en el factor de recobro de los yacimientos logrando aumentar los dividendos.[9]

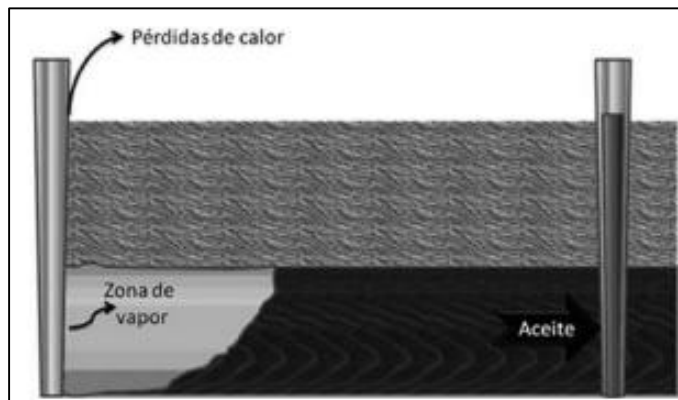
La inyección de vapor es un proceso de desplazamiento de aceite complejo puesto que involucra transporte simultáneo de calor, masa y fluido.[10]

Es un método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente. Cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad. El calor también destila los componentes ligeros del petróleo crudo, que se condensan en el banco de petróleo por delante del frente de vapor y reduce aún más la viscosidad del petróleo. El agua caliente que se condensa a partir del vapor y el vapor mismo generan un empuje artificial que barre el petróleo hacia los pozos de producción. Otro factor contribuyente que aumenta la producción de petróleo durante la inyección de vapor se relaciona con la limpieza cercana al pozo. En este caso, el vapor reduce la tensión de la interfaz que vincula las parafinas y los asfáltenos a las superficies de la roca, mientras que la destilación con vapor de las fracciones ligeras del petróleo crudo crea un pequeño banco de solvente que puede retirar de manera miscible el petróleo atrapado.[9]

La inyección de vapor de agua o la inyección de agua caliente suelen ser usadas en la etapa de recuperación terciaria y se han reportado casos en los cuales con estos métodos se alcanzan valores de recobro cercanos al 50 %. Aun así, los métodos de recobro primario y recobro secundario suelen ser ineficientes en yacimientos con crudos pesados, los cuales tienen una gravedad API inferior a 22° y altas viscosidades (>1000 cP), por lo cual se dificulta alcanzar estimados de recobro que justifiquen su inversión.[5]

### Figura 3.

*Representación gráfica de la inyección de vapor.*



**Nota.** Inyección de vapor en un pozo. Tomada de: Muñoz, S., Palacio, C., & Trigos, E. (2008, 11 28). Procesos de desplazamiento miscibles y su incidencia en el comportamiento de la inyección de vapor. Revista fuentes, el reventón energético.

#### 1.4. Mecanismos de producción

El 85% de la producción mundial de crudo se obtiene actualmente por métodos de recuperación primaria y secundaria con un recobro promedio del 35% del petróleo in situ. Como esta recuperación es todavía baja, para incrementarla se han desarrollado nuevos métodos y técnicas de recobro mejorado de petróleo, EOR (del inglés Enhanced Oil Recovery), los cuales en su mayoría involucran la inyección de un fluido. Las operaciones de recuperación de petróleo han sido tradicionalmente subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica. [11]

##### 1.4.1. Mecanismos de producción primaria

La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. Resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos

productores. Tales fuentes son: el empuje con agua, el empuje por gas en solución, la expansión de la roca y los fluidos, el empuje por capa de gas y el drenaje por gravedad.[11]

#### **1.4.2. Mecanismos de producción secundaria**

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores.

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación de petróleo, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua y de gas como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía y en consecuencia, aumentar el recobro. Posteriormente se han utilizado otros procesos mejorados de recuperación de petróleo, pero su aplicación ha estado limitada por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Por estas razones, la inyección de agua y de gas continúan siendo los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo en los yacimientos.[11]

#### **1.4.3. Mecanismos de producción terciaria o mejorada (EOR)**

En cuanto a la recuperación terciaria, la tercera etapa de producción, es la que se obtiene después de cualquier proceso secundario utilizado. Los procesos terciarios usan gases miscibles, químicas y/o energía térmica para desplazar petróleo adicional después de que un proceso secundario se vuelve no rentable.[12]

La recuperación mejorada de petróleo EOR (del inglés: Enhanced Oil Recovery) se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Entre los primeros los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO<sub>2</sub>, el nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes, y, finalmente, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación in situ de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca yacimiento.[12], [13]

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido, posible mente, a mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación del petróleo. Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento de fases favorables.[14]

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en el caso de petróleos muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, EOR se referirá a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria. En otras palabras, el término se utiliza para eliminar la confusión entre el mantenimiento de presión, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. El mayor atractivo de estos métodos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más de la mitad del petróleo original in situ. Sin embargo, su aplicación depende de los precios del petróleo y de las ganancias, debido a que la tecnología EOR es muy compleja y costosa respecto a otros procesos. A pesar de lo antes señalado, la utilización de estos métodos ha incrementado debido a la declinación de las reservas de petróleo.[11]

## **1.5. Yacimiento**

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/ Permeabilidad.[15]

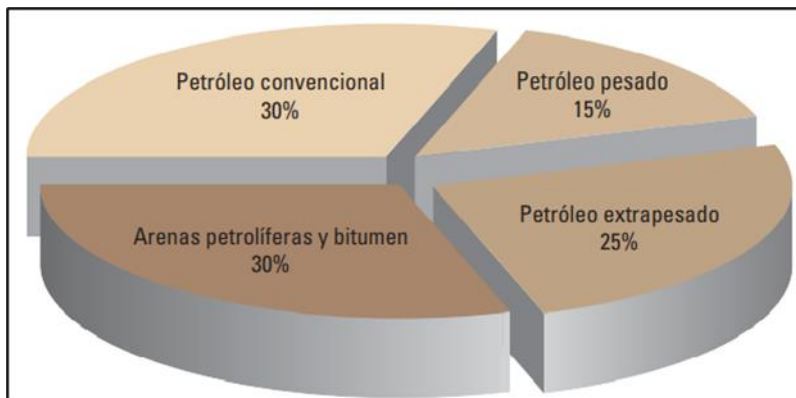
### **1.5.1. Clasificación de acuerdo con el estado de los fluidos**

1.5.1.a. Petróleo Negro. Consiste en una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (iso-volumétricas o de calidad) están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. También se le llama crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. Estos crudos tienen  $GOR \leq 2000$  pcs/STB, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja.  $Bo \leq 2$  y  $API \leq 45$ . La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verduzco.[15]

Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado se define como petróleo con  $22.3^\circ API$  o menor densidad. Los petróleos de  $10^\circ API$  o menor densidad se conocen como extrapesados, ultra pesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre  $38^\circ$  y  $40^\circ API$ . [16]

**Figura 4.**

*Total, de reservas de petróleo del mundo.*



**Nota.** Total, de reservas de petróleo del mundo. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles. Tomado de: Pirizuela, K. C. (2006). Academia. Retrieved from [https://www.academia.edu/23040768/La\\_importancia\\_del\\_petr%C3%B3leo\\_pesado?from=cover\\_page](https://www.academia.edu/23040768/La_importancia_del_petr%C3%B3leo_pesado?from=cover_page)

1.5.1.b. Petróleo Volátil. El rango de temperatura es más pequeño que en petróleo negro. La temperatura crítica,  $T_{cr}$ , es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento,  $T_R$  ( $T_{cr} > T_R$ ). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja. Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas. Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. Estos también se llaman crudos de alta encogimiento o crudos cercanos al punto crítico. El punto de división entre crudo volátil y negro es arbitrario, pero se toma como referencia la tolerancia de la EBM.  $B_o > 2$  y  $2000 < GOR < 3300$  scf/STB. El GOR y La API, normalmente mayor de  $40^\circ$ , se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja. El color es usualmente marrón, anaranjado o verde.[15]



### **1.5.2. Yacimientos en Colombia**

Los Yacimientos con mayor actividad exploratoria se encuentran en las cuencas de; el valles alto y medio del Magdalena, La Guajira, Catatumbo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales y Putumayo. La industria petrolera colombiana ha sido el motor de la economía del país en los últimos años.

### **1.6. Simulador**

Un simulador es un conjunto de programas computacionales que, mediante de algoritmos, resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones, los simuladores más usados en la industria petrolera son, ECLIPSE, PETREL, CMG.

#### **1.6.1. Simulación Numérica**

La simulación matemática de yacimientos se basa en el conocimiento de las ecuaciones y técnicas que son usadas en la ingeniería de yacimientos. En general la simulación se refiere a la representación física o teórica de algunos procesos. La importancia de la simulación es desarrollar y usar modelos matemáticos que describan el comportamiento del yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación. Antes de que se desarrollaran las computadoras modernas, los ingenieros han utilizado modelos matemáticos para desarrollar la ingeniería de yacimientos, siendo estos modelos relativamente simples. Los avances que ha tenido la simulación en los últimos años ha sido en agregar características más detalladas del yacimiento y por lo tanto, ésta tiene mayor exactitud.[17]

La simulación numérica se basa en los principios de balance de materiales, esta toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la dirección del flujo de fluidos, así como las localizaciones de los pozos productores e inyectores con sus condiciones operacionales.

Los pozos pueden operarse y cerrarse de acuerdo con condiciones específicas para hacer sus respectivas pruebas y así mismo prefijar las tasas o las presiones de fondo, cuando el yacimiento es demasiado grande podemos dividirlo en múltiples celdas o bloques, que permitirá la simulación más apropiada para este.

### **1.6.2. Tipos de simuladores**

En la industria petrolera se manejan diferentes tipos de simuladores, algunos más usados que otros respectivamente, debido a que para simular se debe tener en cuenta varios factores, estos pueden variar en lo más mínimo.

### **1.6.3. CMG**

CMG desarrolla un software de simulación de yacimientos líder en el mercado, reconocido mundialmente como el estándar industrial para procesos avanzados de recuperación. La tecnología superior de CMG continúa abriendo nuevos caminos, simulando los procesos de recuperación simples a los más avanzados a través de una combinación de flujos de trabajo de construcción de modelos fáciles de usar, tecnología de mejora de rendimiento de última generación y multidisciplinaria (por ejemplo, efectos térmicos, geoquímica, geomecánica, comportamiento de fluidos y fases, hidráulica de pozos y completamiento) necesaria para modelar con precisión los procesos de recuperación.[18]

1.6.3.a STARS. Simulador para crudo pesado y no convencionales, STARS modela procesos de recuperación de aceite primario y secundario en depósitos convencionales y no convencionales. Es el estándar indiscutible de la industria para el modelado avanzado de procesos de recuperación que involucran vapor, solventes, aire y productos químicos. Es el simulador de reservorios térmicos líder en la industria simula con precisión procesos de recuperación térmica simples a altamente complejos [18]

1.6.3.b. Simuladores Composicionales. Los simuladores composicionales permiten la variación de la composición de las fases con presión, es decir cuando la presión baja produce una liberación de gas, en su mayoría se usan en simulaciones con petróleos volátiles y condensados.

1.6.3.c. Simuladores Térmicos. Los simuladores térmicos utilizan las ecuaciones de flujo de fluidos, transmisión de calor y reacciones químicas. Constantemente se hace uso de este tipo de simulación para determinar el equilibrio químico y volatilidad de algunas fracciones molares presentes, estos se usan para la inyección de vapor y combustión en sitio.

1.6.3.d. Simuladores Químicos. Los simuladores químicos toman en cuenta el transporte de masa por dispersión, absorción, fraccionamiento y comportamiento complejo de las fases, estos utilizan principalmente en las simulaciones de inyección de polímeros, tensoactivos y alcalinos.

#### **1.6.4. Información requerida para la simulación**

Para proceder a simular se requiere por obligación una serie de datos que son:

##### 1.6.4.a. Datos Del Yacimiento.

- Geometría
- Tamaño De Celda
- Porosidad
- Permeabilidad
- Profundidad
- Profundidad De Cada Celda
- Espesor De Arena
- Curvas De Permeabilidad Relativa
- Presiones Capilares
- Mecanismos De Producción
- 

##### 1.6.4.b. Propiedades PVT.

- Factor Volumétrico
- Relación Gas-Petróleo en solución
- Viscosidad, Gravedad específica del gas
- Presión De Burbujeo

##### 1.6.4.c. Datos De Producción.

- Ubicación de pozos, completamientos.
- Índices de productividad

- Historia de producción/inyección petróleo, agua y gas

### **1.6.5. Etapas de un modelo Dinámico**

Como todo proceso a realiza, las simulaciones tienen su proceso.

1.6.5.a. Inicialización. Es donde se representan las condiciones iniciais del yacimiento (POES/GOES, energía, fluidos contactos).

1.6.5.b. Cotejo Histórico. Permite representar los mecanismos de producción y principales características geológicas, que permitan reproducir adecuadamente el movimiento de los fluidos y el comportamiento del yacimiento, es decir representar la historia.

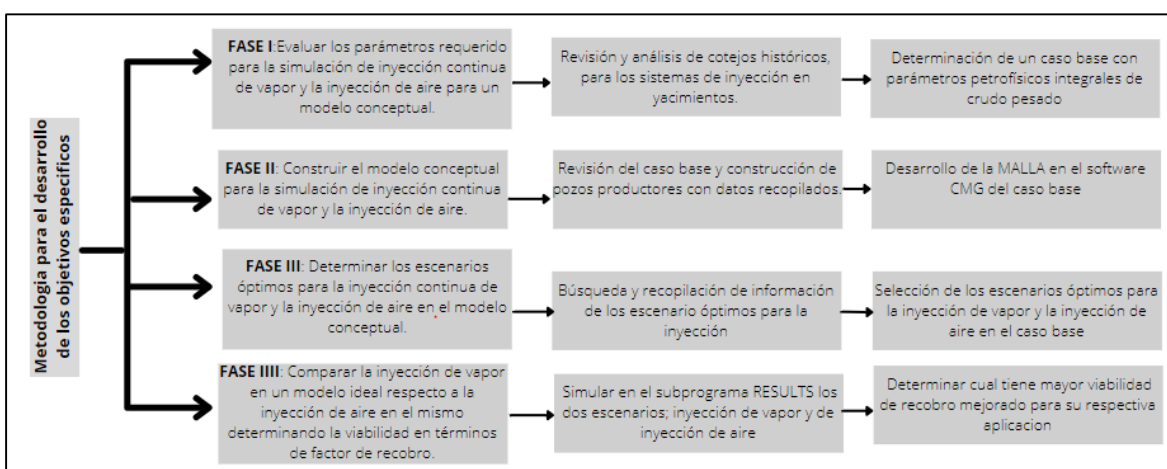
1.6.5.c. Predicción. Es la etapa donde se hacen las estabilidades para el esquema de explotación (caso base, nuevas localizaciones, recuperaciones) y posteriormente se analizan las ganancias económicas del proyecto.

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En el presente capítulo se menciona a detalle los procesos, procedimientos, datos y simulaciones numéricas para la realización del documento. A continuación, se presenta el diagrama de flujo relacionado a la metodología implementada con el fin de llevar a término esperado la investigación.

**Figura 5.**

*Diagrama de flujo de fases para el desarrollo de la metodología.*



**Nota.** *Diagrama de flujo de fases para el desarrollo de la metodología.*

### 2.1. Fase I. Evaluar los parámetros requeridos para la simulación de inyección continua de vapor y la inyección de aire para un modelo conceptual

**Tabla 2.**

*Parámetros, datos de ingreso básicos al simulador.*

<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR CON UNIDAD</b>
Temperatura del reservorio	110 °F
Presión Maxima	2000 Psi
Densidad del crudo API	13,3
Densidad del Gas	0,57
Presión de referencia	700 Psi
Salinidad del agua	10000
Presión de burbuja	678 Psi
Rs	56 ft <sup>3</sup> /bbl
Swcon	0,2
Swcrit	0,2
Sorw	0,2
Sorg	0,2
Sgcrit	0,04
Max permeabilidad	0,3
Porosidad	0,3
Permeabilidad	1250 mD
Profundidad	1200 ft

**Nota.** Parámetros, propiedades y valores promedio requeridos para iniciar la simulación, datos requeridos para el modelo conceptual.

El desarrollo de esta fase se realizó a través de la obtención de la información básica para el posterior cargue de la misma al simulador CMG como se puede observar en la Figura 6, para un crudo pesado con una densidad de 13.3 °API.

## 2.2. Fase II. Construir el modelo conceptual para la simulación de inyección continua de vapor y la inyección de aire

Se procede a modelar en el software CMG, haciendo uso de la información suministrada en la Figura 6, primero, realizando la importación de los parámetros; para la simulación de los escenarios de inyección de aire e inyección de vapor fue seleccionado el subprograma STARS del software de CMG, el cual es un simulador de procesos térmicos y avanzados para la simulación de procesos de recuperación que implican vapor, disolventes, aire y productos químicos. A continuación, se describe el procedimiento para el desarrollo de la fase II:

### 2.2.1. Ingreso a Builder:

**Figura 6.**

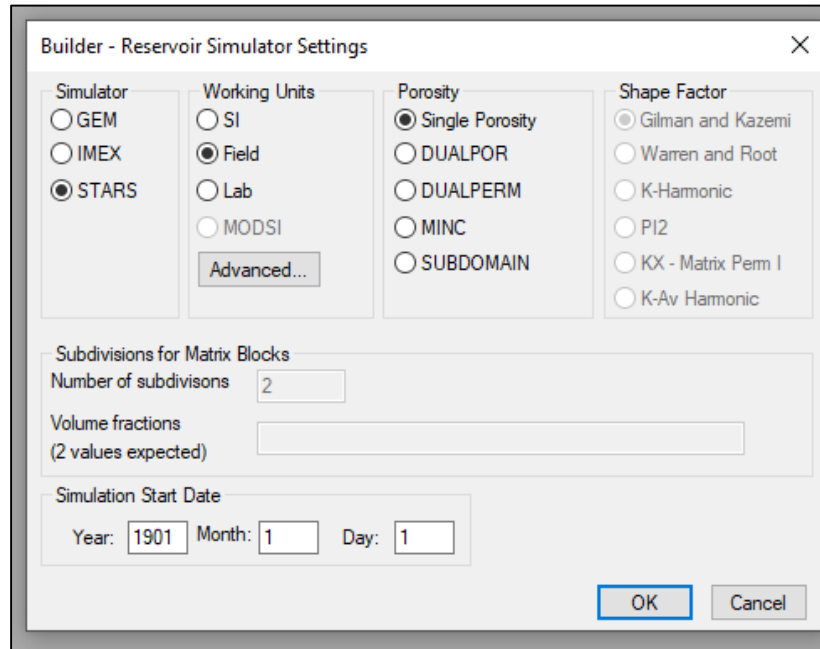
*Icono*



**Nota.** Icono de acceso directo Builder.

## 2.2.2. Selección simulador STARS, demás propiedades y selección de la fecha

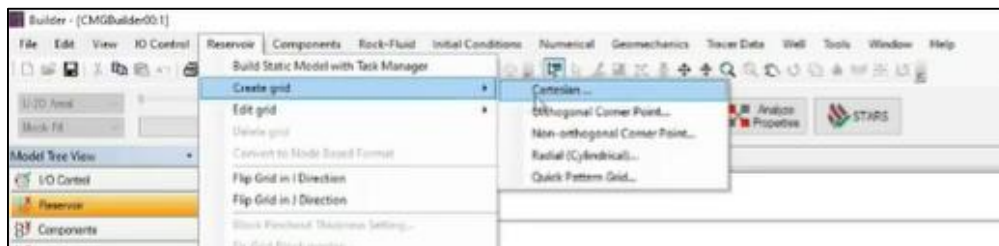
**Figura 7.**  
Configuración del simulador.



**Nota.** Subpestaña del programa builder para la configuración del simulador Tomado de CMG.

## 2.2.3. Ingreso a la pestaña reservoir en la barra de herramientas de builder para la creación del grid o malla cartesiana

**Figura 8.**  
Selección creación grid.



**Nota.** Subpestañas para la creación del grid: Tomado de CMG.



**2.2.4. Creación y definición del tamaño del grid, como se observa en la Figura 9 se define el número de bloques en el grid en cada una de las direcciones, I, J, K. Igualmente también se define el espesor de los bloques para las direcciones I, J, para un número total de 6250 bloques**

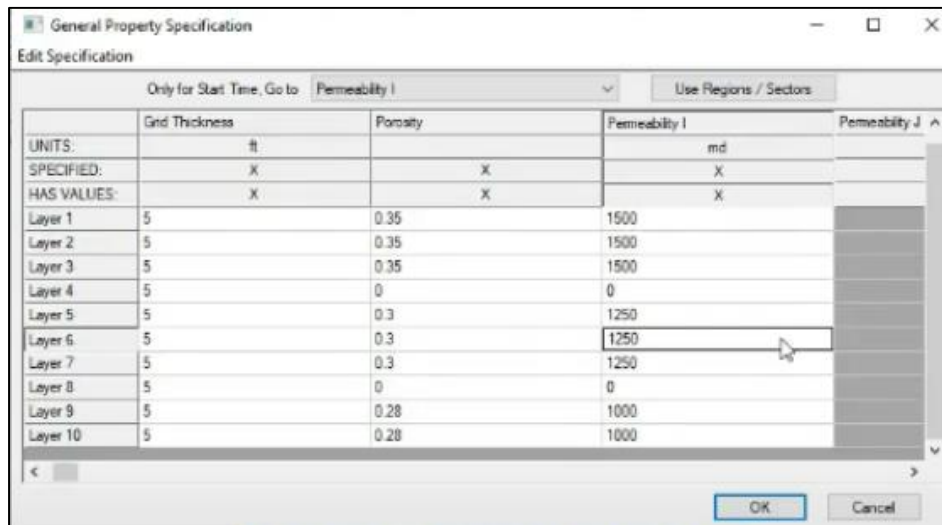
**Figura 9.**  
*Definición del número y tamaño de los bloques del grid.*



**Nota.** Se define el número de bloques para I, J de 25 y para K de 10, el ancho de los bloques para la direcciones I, J corresponde a 25x50. Tomado de CMG.

**2.2.5. Una vez creado el grid se procede a diligenciar la información requerida en la pestaña “Specify Property”**

**Figura 10.**  
*Ventana especificar propiedades.*



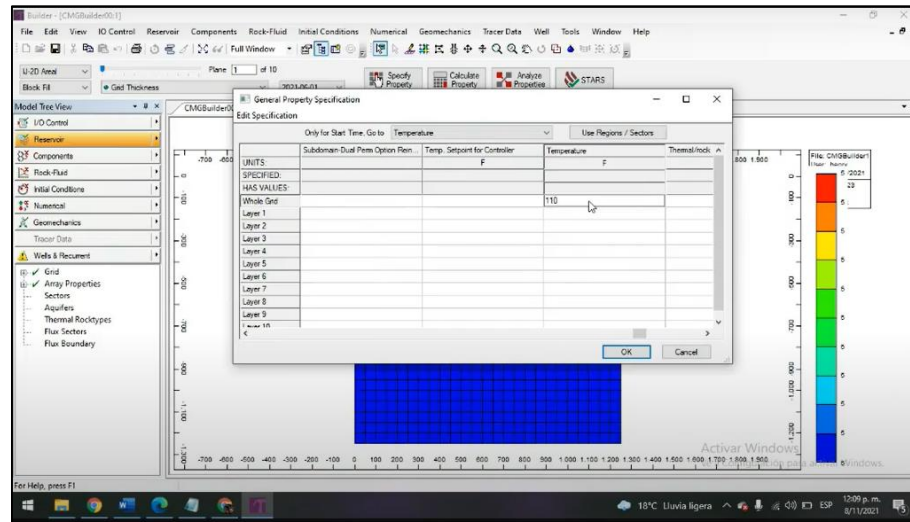
The screenshot shows a software window titled "General Property Specification" with a sub-header "Edit Specification". It features a dropdown menu set to "Permeability I" and a "Use Regions / Sectors" button. Below is a table with columns for "Grid Thickness", "Porosity", "Permeability I", and "Permeability J". The table lists 10 layers with their respective values. A mouse cursor is pointing at the "Permeability I" value of 1250 for Layer 6.

	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J
UNITS:	ft		md	
SPECIFIED:	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	
Layer 1	5	0.35	1500	
Layer 2	5	0.35	1500	
Layer 3	5	0.35	1500	
Layer 4	5	0	0	
Layer 5	5	0.3	1250	
Layer 6	5	0.3	1250	
Layer 7	5	0.3	1250	
Layer 8	5	0	0	
Layer 9	5	0.28	1000	
Layer 10	5	0.28	1000	

**Nota.** Los valores que se muestran en las capas 4 y 8 como 0, corresponden a arcillas. Tomado de CMG.

**2.2.6. En la subpestaña diligenciar la información correspondiente a la temperatura**

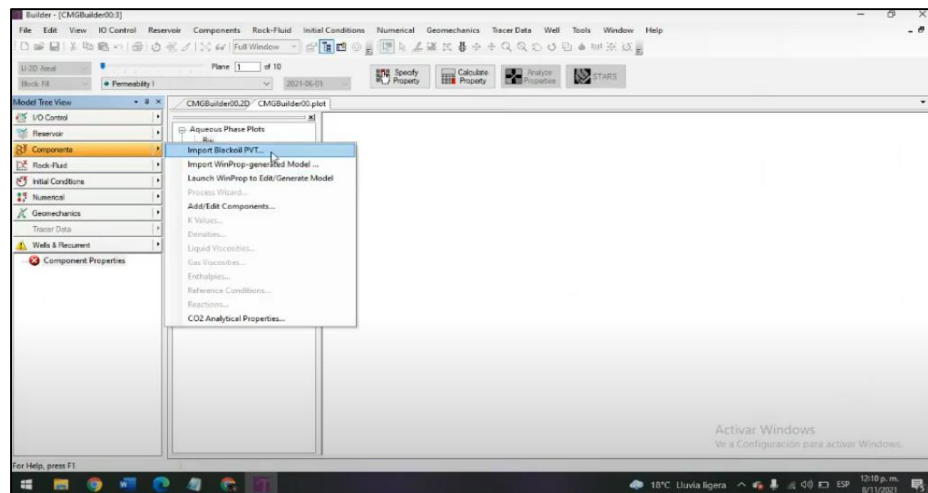
**Figura 11.**  
*Ingreso de la propiedad temperatura.*



**Nota.** Como se observa en la tabla 2 la temperatura corresponde 110 F. Tomado de CMG.

### 2.2.7. **Ingreso a la subpestaña components, en esta pestaña se importa el PVT del black oil y su respectiva tasa**

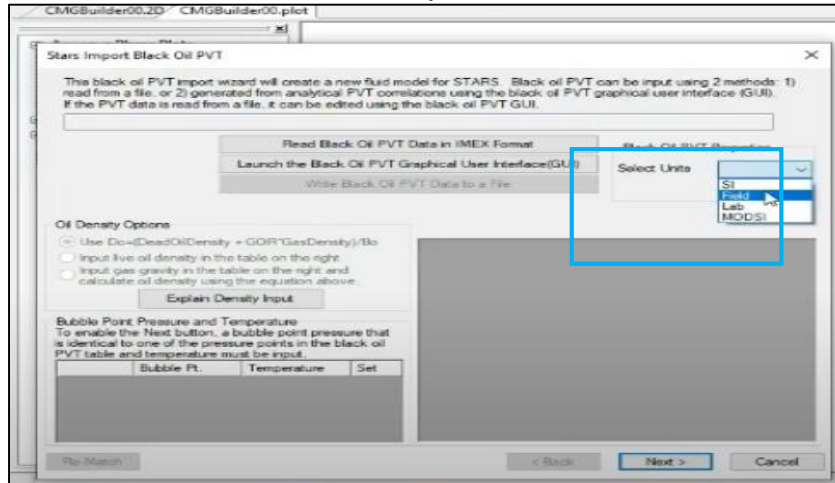
**Figura 12.**  
*Importar PVT del black oil.*



**Nota.** Es cargado el simulador el archivo que contiene el PVT del crudo pesado o black oil. Tomado de CMG.

2.2.8. Se definen las unidades como unidades de campo se selecciona “Launch the blackoil PVT graphical user”

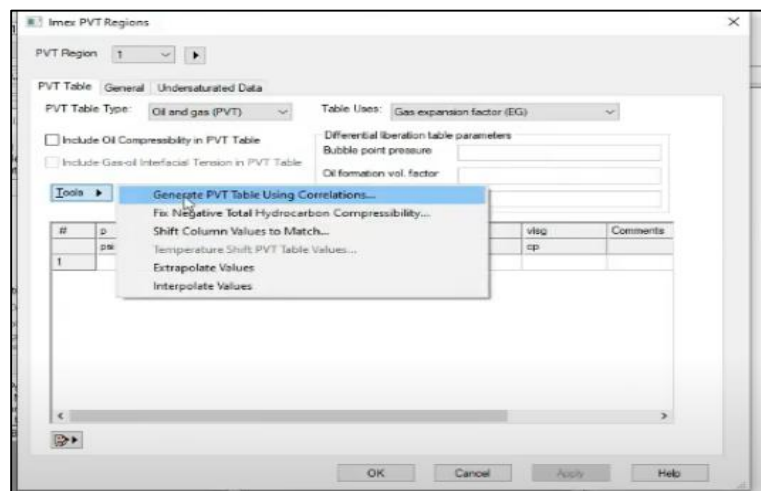
Figura 13. Selección de unidades de campo.



**Nota.** Se utiliza las unidades correspondientes del proyecto: Tomado de CMG.

2.2.9. Generación de un PVT mediante el uso de correlaciones del software de simulación

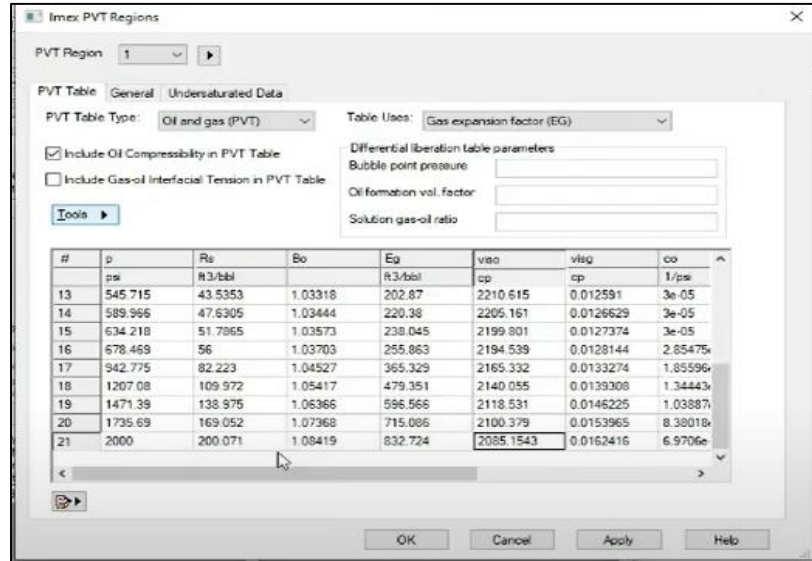
Figura 14. Generar tabla PVT.



**Nota.** Se genera una tabla PVT usando las respectivas correcciones: Tomado de CMG:

**2.2.10. Obtención de la información necesaria para la simulación mediante las correlaciones realizadas con la información suministrada en la tabla 2**

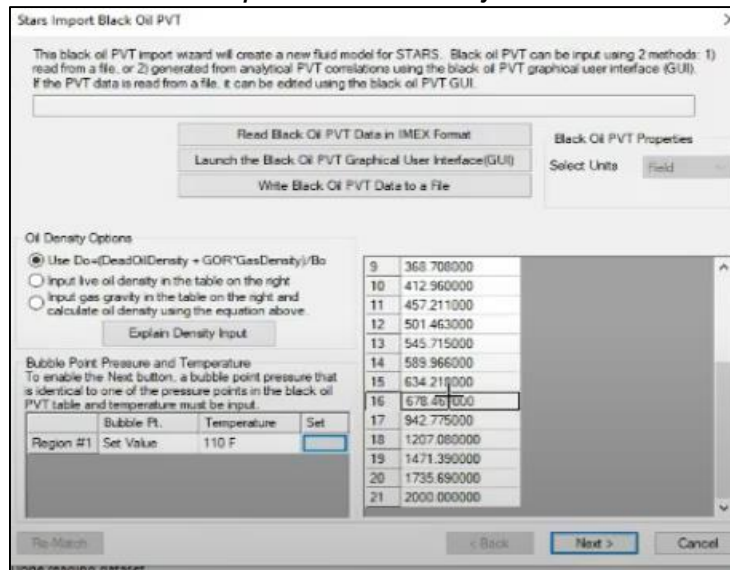
**Figura 15.**  
*PVT región 1.*



**Nota.** Tabla de correlaciones dadas por el software: Tomado de CMG

**2.2.11. Definición del rango según la presión de burbuja**

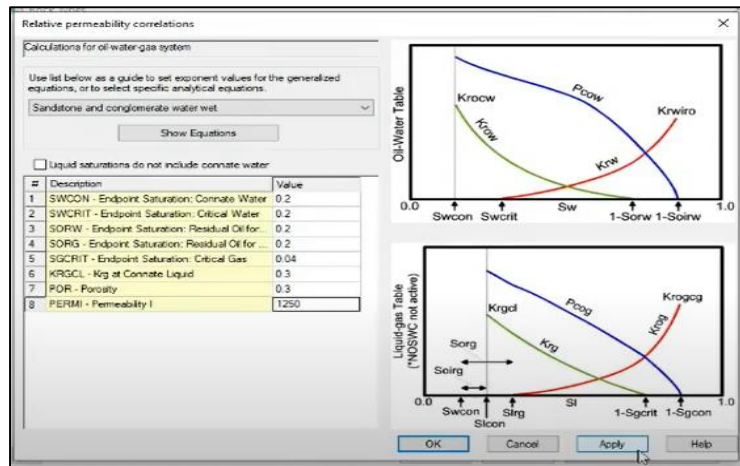
**Figura 16.**  
*Selección de la presión de burbuja.*



**Nota.** La presión de burbuja corresponde a 678.46 psi. Tomado de CMG.

**2.2.12. Generar tablas de permeabilidades relativas por correlación mediante el uso de la información disponible en la tabla 2**

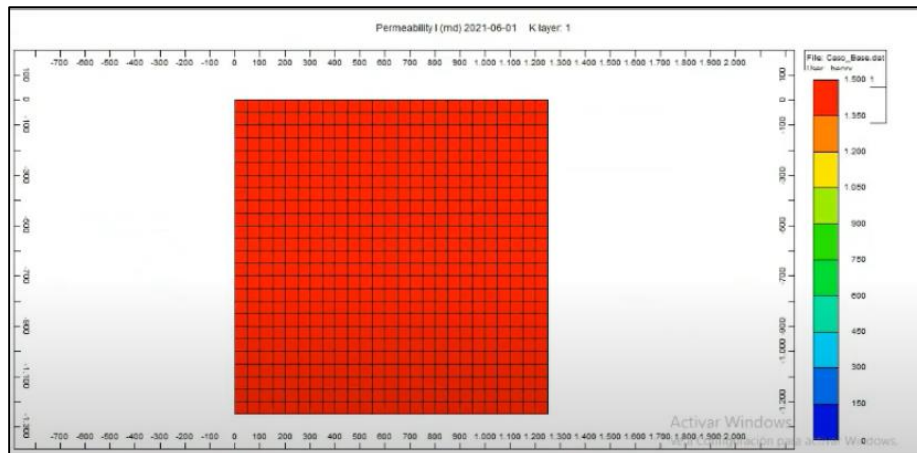
**Figura 17.**  
Ingreso de la información para correlaciones de permeabilidad.



**Nota.** Se crea la respectiva grafica en el software:  
Tomado de CMG.

**2.2.13. Una vez ingresados los datos, generados las tablas y sus respectivas correlaciones, se genera el grid correspondiente al caso base, dado que a partir de este se realizará la perforación de los pozos según el esquema definido junto con la aplicación de los métodos de recobro mejorado, inyección de vapor e inyección de aire**

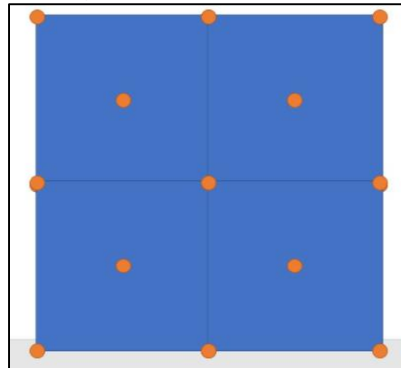
**Figura 18.**  
Vista superior del grid generado, caso base.



**Nota.** Vista superior del grid generado, caso base: Tomado de CMG

**2.2.14. Selección del patrón o arreglo de pozos para la perforación y ubicación en el grid**

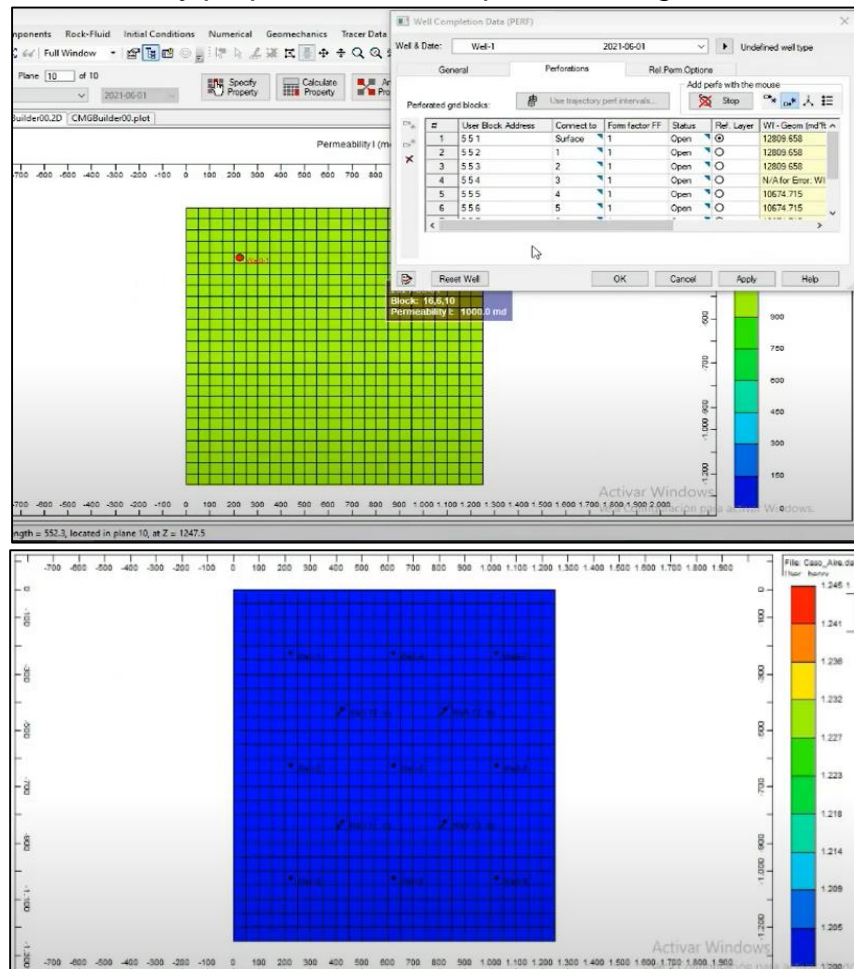
**Figura 19.**  
*Arreglo de pozos.*



**Nota.** Arreglo de 9 pozos o patrón de 9 puntos, es un arreglo típico utilizado en Colombia, 9 pozos productores, 4 pozos inyectores: Tomado de CMG

**2.2.15. Realizar la perforación de los pozos, teniendo en cuenta que el arreglo corresponde a 9 pozos productores y 4 inyectores se crean 13 pozos y se definen sus características, respecto a si son productores o inyectores, la posición en el grid, la profundidad de cada uno (1250 ft) junto con las capas perforadas**

**Figura 20.**  
Ubicación y propiedades de los pozos en el grid.



**Nota.** Vistas superiores a la cara del grid. Tomado de CMG

**2.2.16.** Una vez ubicados cartesianamente en el grid los 13 pozos y contando con la información necesaria, se procede a simular haciendo uso de el simulador STARS que como se mencionó anteriormente el cual es un simulador de procesos térmicos y avanzados

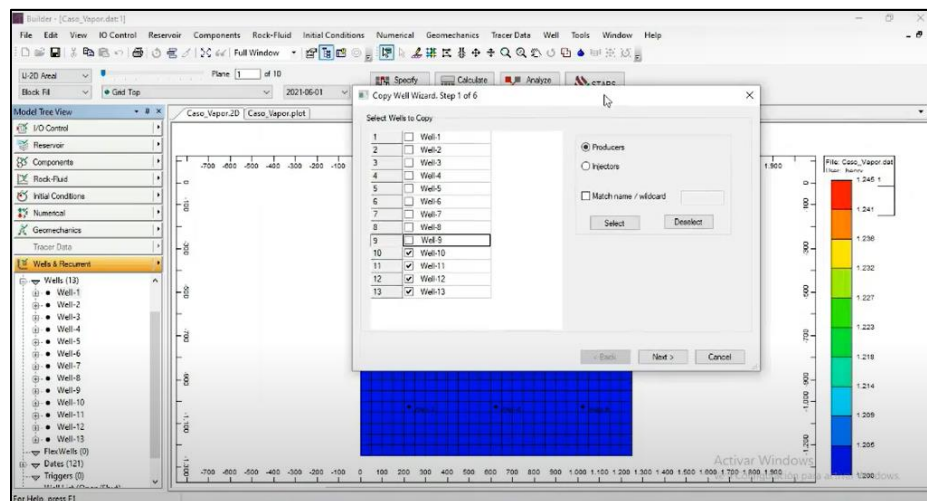


## 2.3 Fase III. Determinar los escenarios óptimos para la inyección continua de vapor y la inyección de aire en el modelo conceptual

Para la simulación de ambos escenarios de recobro mejorado, inyección de aire e inyección de vapor se utiliza el arreglo de 9 pozos, donde 9 pozos son productores y 4 inyectoros, para el planteamiento de ambos escenarios se parte del caso base, el cual será modificado según las propiedades de cada método de recobro.

**2.3.1. Selección de los pozos inyectoros, como se mencionó anteriormente, se tiene en el arreglo 4 pozos inyectoros, los cuales corresponden en el grid a los pozos 10,11,12 y 13 estos pozos se convierten de productores a inyectoros**

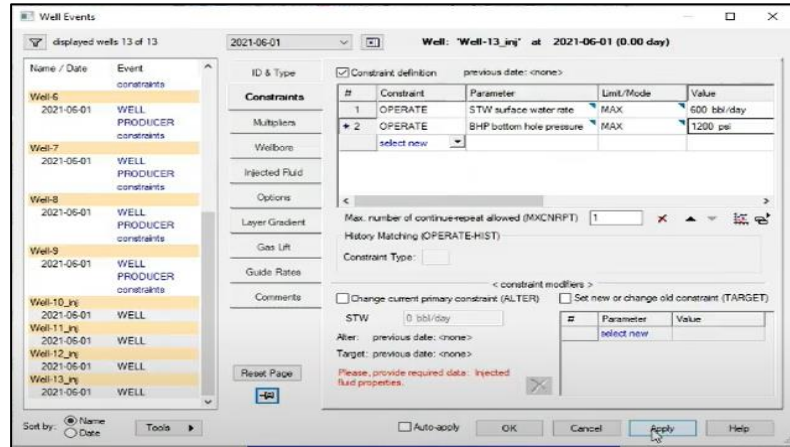
**Figura 21.**  
*Selección de los pozos*



**Nota.** Selección de pozos inyectoros. Tomado de: CMG.

**2.3.2. Selección de la tasa de inyección de vapor. Para el primer escenario a evaluar, que corresponde al método de recobro de inyección de vapor, se define la tasa de inyección en 600 bbl/día**

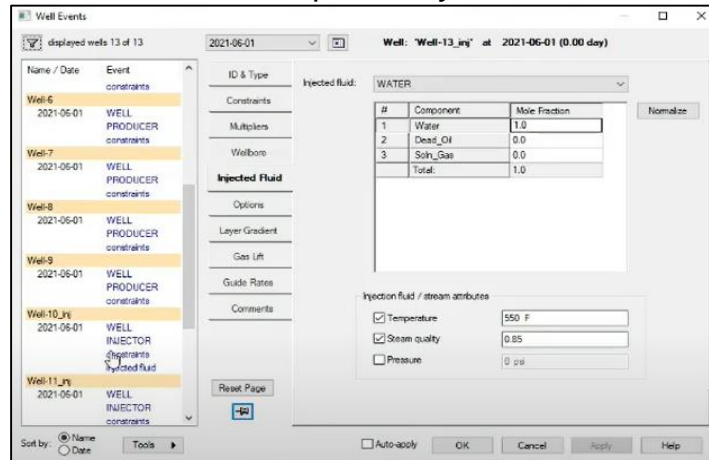
**Figura 22.**  
Tasa de inyección de vapor.



**Nota.** Se ingresa al simulador la tasa de inyección de vapor que corresponde a 600 bbl/día para una BHP de 1200 psi. Tomado de CMG.

**2.3.3. En la pestaña “inject fluid” se registra la información para la inyección del vapor de agua, con las características de un vapor ideal con calidad del 85% y una temperatura de 550 °F en los 4 pozos y se simula**

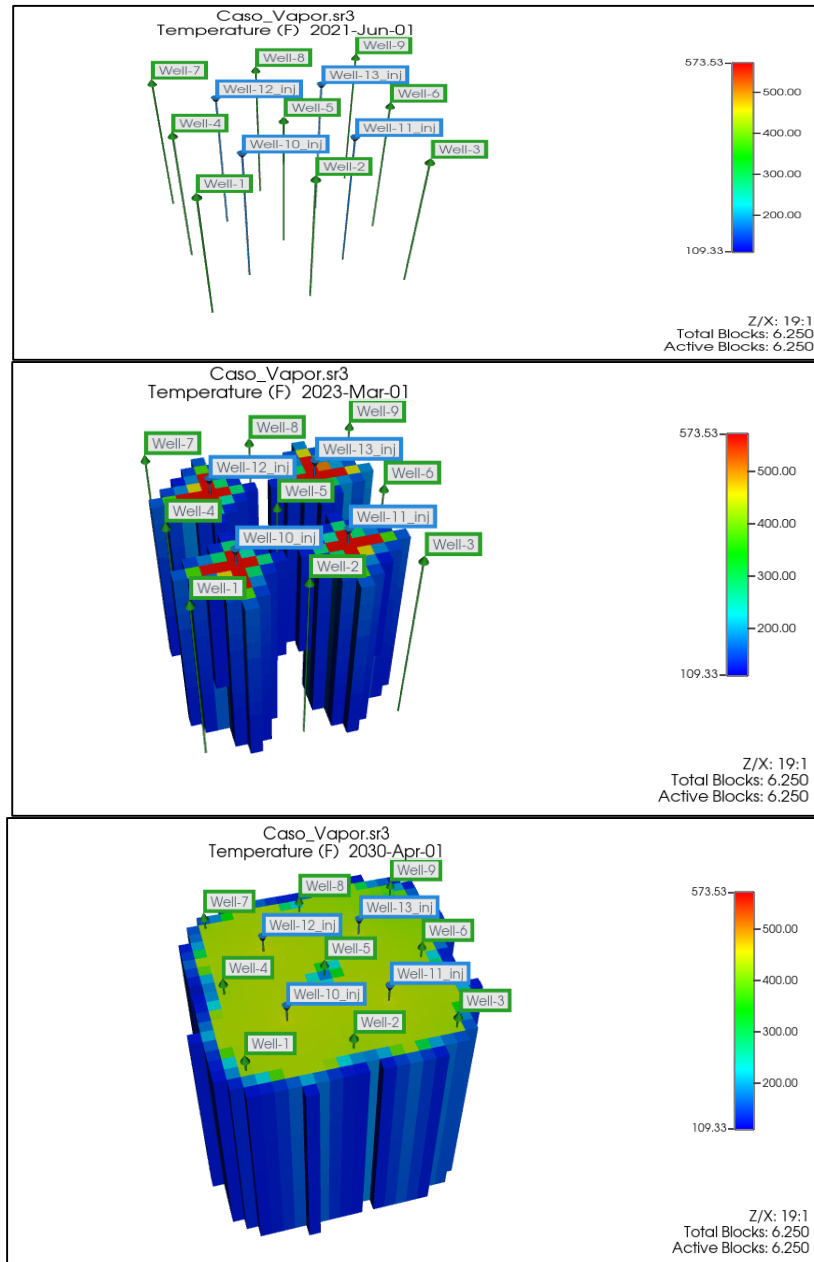
**Figura 23.**  
Características del vapor de inyección.



**Nota.** Subpestaña del software de transcripción de datos. Tomado de: CMG

### 2.3.4. Simulación del proceso de inyección de vapor

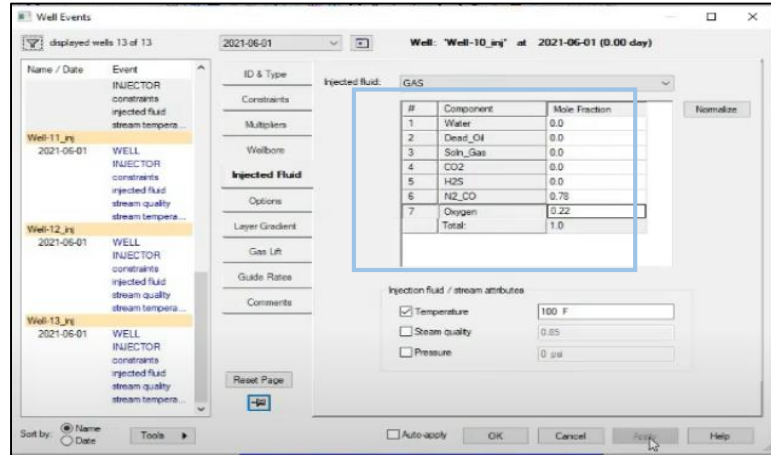
**Figura 24.**  
Secuencia simulación 3D inyección de vapor



**Nota.** Se presenta en la figura el modelo 3D correspondiente a la secuencia de simulación del proceso de recobro mejorado, inyección de vapor y su variación respecto al tiempo para el crudo pesado de 13.3 °API, los pozos terminados en “\_inj” corresponden a pozos inyectoros y los demás pozos a productores. Tomado de: CMG

### 2.3.5. Definición de las propiedades del aire a inyectar

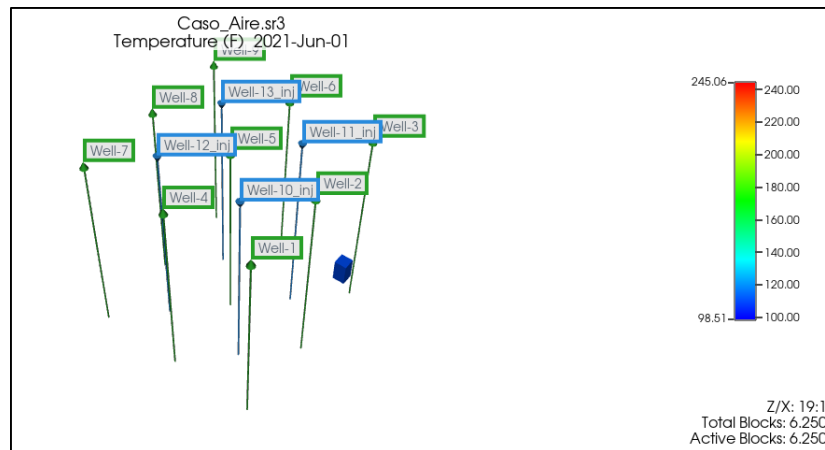
**Figura 26.**  
*Propiedades del aire a inyectar.*



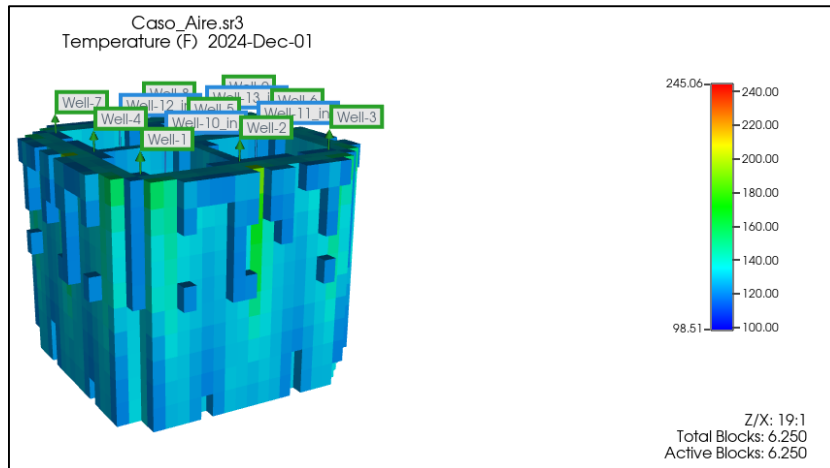
**Nota.** Se define la composición del aire a inyectar, el cual tiene una proporción de 22% de oxígeno y 78% de nitrógeno. Tomado de: CMG.

### 2.3.6. Simulación del proceso de inyección de aire

**Figura 27.**  
*Secuencia simulación 3D inyección de aire.*



**Figura 27 (Continuación).**



**Nota.** Se presenta en la figura el modelo 3D correspondiente a la secuencia de simulación del proceso de recobro mejorado, inyección de aire y su variación respecto al tiempo para el crudo pesado de 13.3 °API, los pozos terminados en “\_inj” corresponden a pozos inyectoros y los demás pozos a productores, se evidencia los picos de calor en la simulación, esto se debe a la combustión in situ que genera grandes cantidades de calor visibles. Tomado de CMG.

#### **2.4 Fase IV. Comparar la inyección de vapor en un modelo ideal respecto a la inyección de aire en el mismo determinando la viabilidad en términos de factor de recobro**

Mediante la simulación en STARS del software CMG se obtiene la información y resultados de los escenarios evaluados, el primer escenario siendo la inyección de vapor y el segundo escenario la inyección de aire. Según los resultados obtenidos, ambos métodos de recobro presentan resultados favorables, sin embargo, sobresale la inyección de vapor como mejor método de recobro debido a que presenta un mayor factor de recobro en comparación a la inyección de aire.

En la sección de análisis y resultados, se presenta detalladamente la comparativa entre ambos métodos.

### **3. RESULTADOS Y ANALISIS**

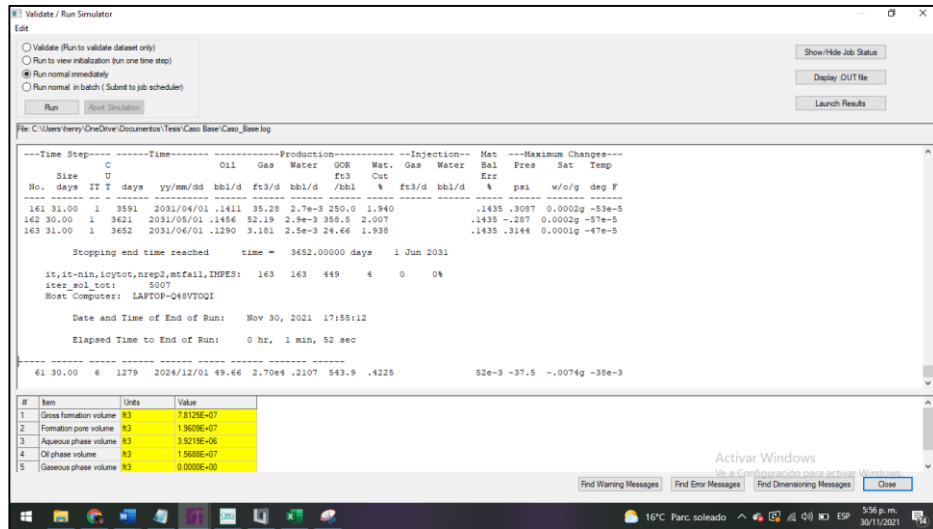
En este capítulo se dan a conocer los resultados obtenidos para cada uno de los objetivos, de acuerdo con los estudios realizados en la metodología planteada en el capítulo anterior, la cual se desarrolla con el fin de simular los escenarios de recobro mejorado, inyección continua de vapor e inyección de aire en un campo de crudo pesado con el fin de modificar las propiedades del crudo como su viscosidad, también la interacción con el sistema roca/fluido para obtener un mayor factor de recobro. Se presentan los análisis correspondientes de acuerdo con los resultados obtenidos en cada escenario de simulación planteado para el proyecto de investigación.

#### **3.1. Escenario de simulación caso base**

Para el primer escenario de simulación, el cual corresponde al caso base, no se realiza la implementación de ningún método de recobro mejorado, se tiene la producción de los pozos de forma natural por los mecanismos de producción primaria expansión roca fluido y gas en solución.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en función de la tasa de producción en BBL, tiempo de simulación, comportamiento de los pozos y factor de recobro, junto con otros análisis adicionales para el caso base a lo largo de 10 años:

**Figura 28.**  
Duración de la simulación caso base.



**Nota.** Duración de la simulación con STARS. Tomando de: CMG.

La simulación de la producción de crudo del caso base, en la cual se realiza la producción por mecanismo natural, en el software CMG, simulador STARS tardó 1 minuto 52 segundos en completarse.

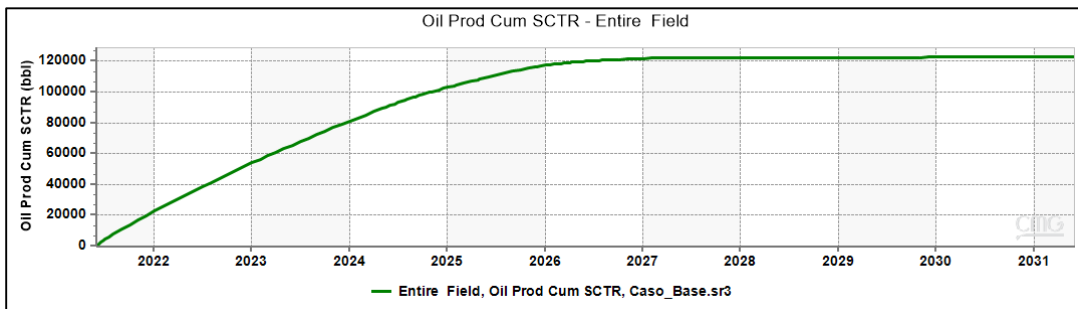
**Tabla 3.**  
Histórico simulación caso base.

HISTORICO SIMULACION BASE (RECOBRO NATURAL)					
TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCION (BBL)	PRESION (PSI)	TEMPERATURA (F)	$\mu$ (cp)	FACTOR DE RECOBRO (%)
2021	-	-	-	-	-
2022	19868	654	109,9	2200	0,8
2023	53860	628	109,85	2207	2
2024	78928	597	109,8	2211	3
2025	101531	526	109,7	2216	3,8
2026	117338	424	109,6	2261	4,3
2027	121607	320	109,49	2285	4,5
2028	122344	304	109,4	2284	4,5
2029	122427	304	109,4	2284	4,5
2030	122487	304	109,4	2284	4,5

**Nota.** Tabla de histórico de la simulación de pozos adyacentes Tomando de: CMG.

El factor de recobro del caso base es bajo, aumenta a lo largo de los primeros 6 años por sus mecanismos de producción primaria expansión roca fluido y gas en solución., se estabiliza el factor de recobro en el año 2027, también se evidencia el aumento de la viscosidad y la disminución de la presión en los pozos.

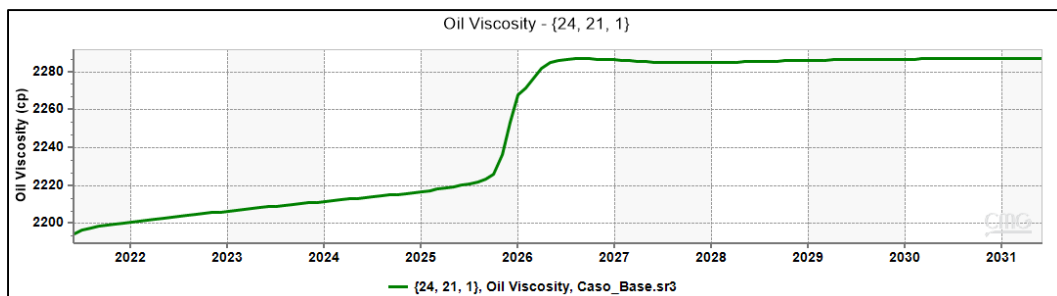
**Figura 29.**  
*Histórico producción (bbl) simulación caso base.*



**Nota.** Grafica de la producción de aceite respecto al tiempo. Tomado de CMG.

En el año 2022 se evidencia un crecimiento notablemente exponencial de la producción de crudo de 19868 bbl hasta el año 2026 que su producción alcanzo los 121607 bbl, de este año hasta el 2030 la producción de crudo permanece aproximadamente constante en una producción de 122487 bbl, esta información se corrobora con los datos que se presentan en la tabla 3.

**Figura 30.**  
*Comportamiento de la viscosidad caso base.*

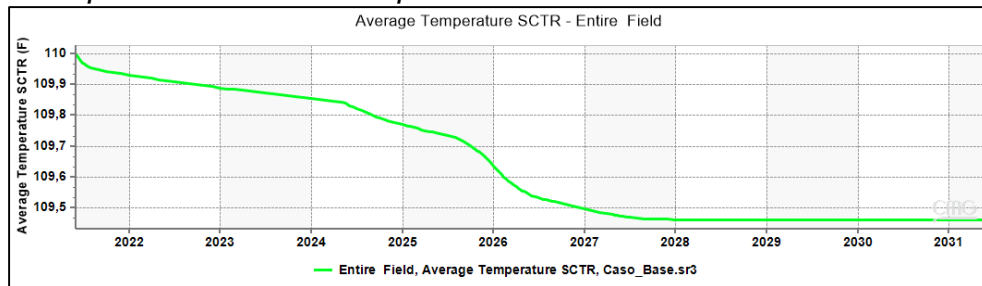


**Nota.** Grafica de la viscosidad respecto al tiempo Tomado de: CMG.



En el año 2022 se evidencia una viscosidad aparentemente baja que se mantiene en aumento partiendo de 2200 cp, aumenta levemente hasta el año 2026, en el cual tiene un aumento significativo hasta 2284 cp, esto debido a la disminución de la presión del yacimiento y disminución de la temperatura, a partir del año 2026 su viscosidad permanece constante hasta el año 2030.

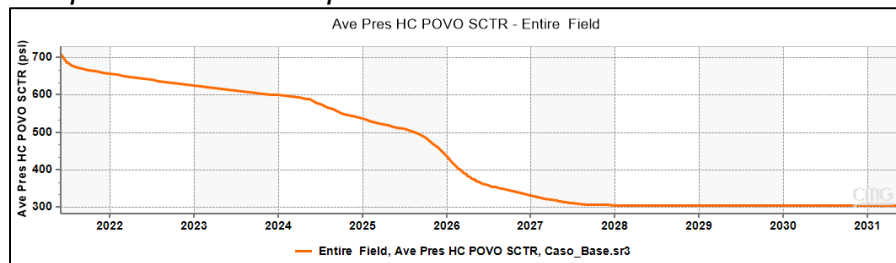
**Figura 31.**  
*Comportamiento de la temperatura caso base.*



**Nota.** Grafica de la temperatura respecto al tiempo Tomado: de CMG.

Para el caso base se evidencia la reducción de la temperatura a lo largo de los 10 años de la producción de los pozos, iniciando en el año 2021 con una temperatura de 110°F y finalizando en el año 2030 con una temperatura de 109.4°F.

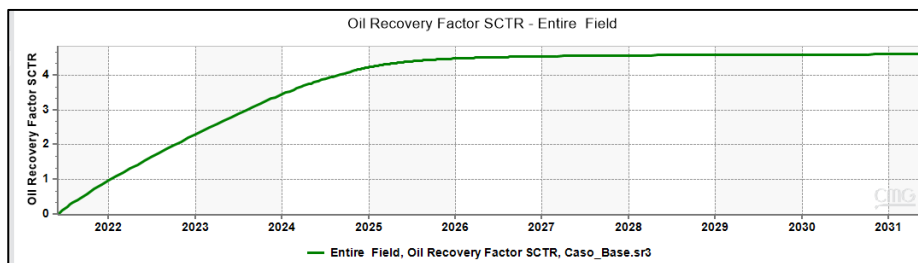
**Figura 32.**  
*Comportamiento de la presión caso base.*



**Nota.** Grafica de la presión respecto al tiempo. Tomado de CMG.

Para el caso base se evidencia la reducción de la presión a lo largo de los 10 años de la producción de los pozos, iniciando en el año 2021 con una presión de 700 psi y finalizando en el año 2030 con una presión de 304 psi.

**Figura 33.**  
*Comportamiento del factor de recobro caso base.*



**Nota.** Grafica de factor de recobro respecto al tiempo. Tomado de CMG.

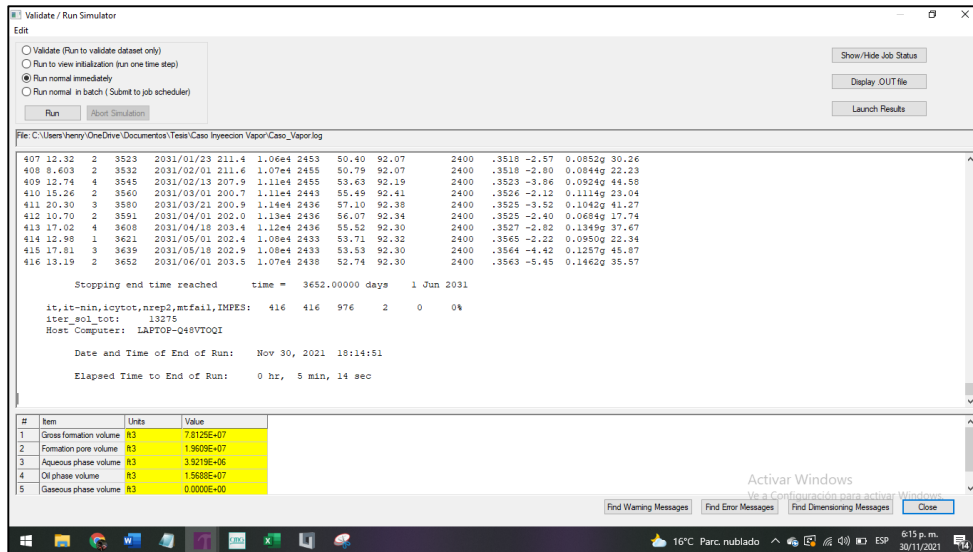
Al igual que la figura 29 del histórico de producción, en el año 2022 se evidencia un crecimiento notable del factor de cobro de 0.8% hasta el año 2026 que su recobro alcanza el 4.3% de este año hasta el 2030 el factor de recobro permanece aproximadamente constante, esta información se corrobora con los datos que se presentan en la tabla 3.

### 3.2. Escenario de simulación inyección de vapor.

Se realiza la simulación para el segundo escenario, el cual corresponde al método de recobro mejorado inyección de vapor, mediante la cual se busca obtener un mayor factor de recobro en comparación al caso base de mecanismo de producción natural para posteriormente ser comparados los resultados de este con el método de recobro mejorado inyección de aire.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en función de la tasa de producción en BBL, tiempo de simulación, comportamiento de los pozos y factor de recobro, junto con otros análisis adicionales para el método de inyección de vapor a lo largo de 10 años:

**Figura 34.**  
Duración de la simulación inyección de vapor.



**Nota.** Duración de la simulación y sus respectivas características. Tomado de: CMG.

La simulación de la producción de crudo por inyección de vapor, en el software CMG, simulador STARS tardó 5 minutos 14 segundos en completarse.

**Tabla 4.**  
Histórico simulación inyección de vapor.

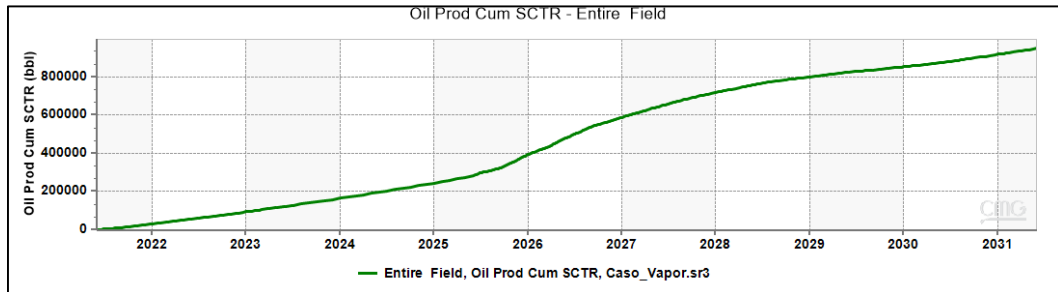
HISTORICO SIMULACION INYECCION DE VAPOR					
TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCION (BBL)	PRESION (PSI)	TEMPERATURA (F)	$\mu$ (cp)	FACTOR DE RECOBRO (%)
2021	-	-	-	-	-
2022	33894	988	119	2175	1,21
2023	98056	1071	137	2165	3,4
2024	164987	1115	155	2160	6,1
2025	244945	1143	176	2154	8,8
2026	386083	908	214	2213	14,9
2027	587359	495	241	2266	21,8
2028	713304	387	259	2246	26,8
2029	796502	348	270	2088	29,7
2030	855317	343	280	1869	31,8

**Nota.** Tabla de simulaciones históricas de pozos. Tomando de CMG.

El factor de recobro mediante la inyección de vapor muestra resultados favorables, aumentando año tras año de manera significativa junto con la producción (bbl),

alcanzando el factor de recobro máximo en el año 2030 de 31.8%, también se evidencia la reducción de la viscosidad la cual se relaciona con el aumento de la temperatura que es propio de este método de recobro mejorado.

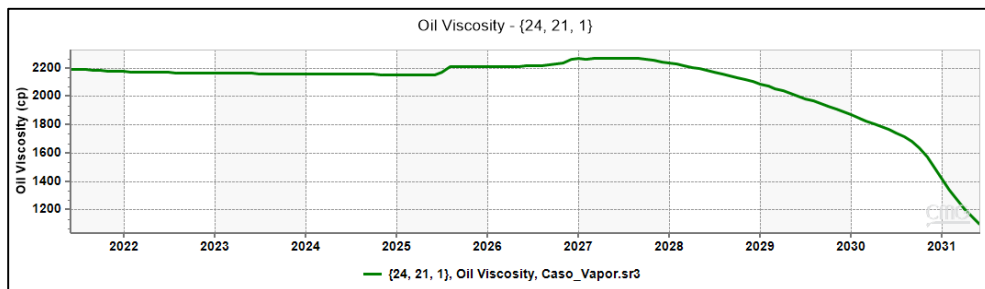
**Figura 35.**  
*Histórico producción (bbl) simulación inyección de vapor.*



**Nota.** Grafica de producción respecto al tiempo Tomado de CMG.

Se evidencia el aumento de la producción (bbl) año tras año, presentando la mayor producción de crudo en el año 2030, con una producción de 386083 bbl en el año 2026 que es en el cual aumenta de manera significativa hasta el año 2030 que se tiene una producción de 855317 bbl, esta información se corrobora con los datos que se presentan en la tabla 4.

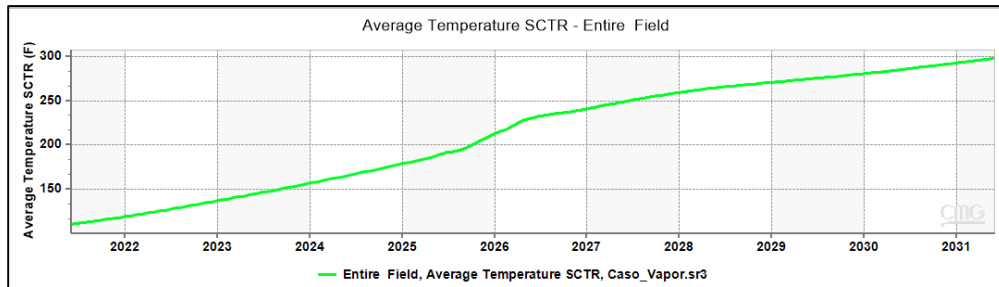
**Figura 36.**  
*Comportamiento de la viscosidad inyección de vapor.*



**Nota.** Viscosidad respecto al tiempo. Tomado de CMG.

Se evidencia la reducción en la viscosidad del crudo, esto debido al aumento de la temperatura que se presenta en este método de inyección de vapor el cual emplea energía térmica modificando la viscosidad como se evidencia en la tabla 4.

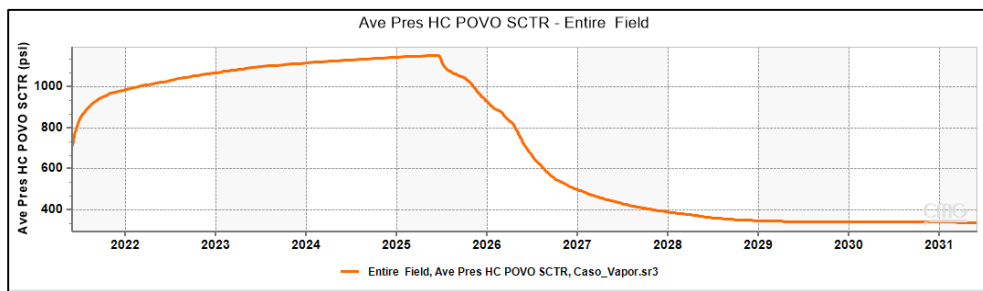
**Figura 37.**  
*Comportamiento de la temperatura inyección de vapor.*



**Nota.** Temperatura respecto al tiempo. Tomado de: CMG.

La temperatura tiende a aumentar, este comportamiento es propio del método de recobro mejorado inyección de vapor, al ser un método que emplea energía termina con el fin de aumentar el recobro modifica las propiedades del crudo pesado.

**Figura 38.**  
*Comportamiento de la presión inyección de vapor.*

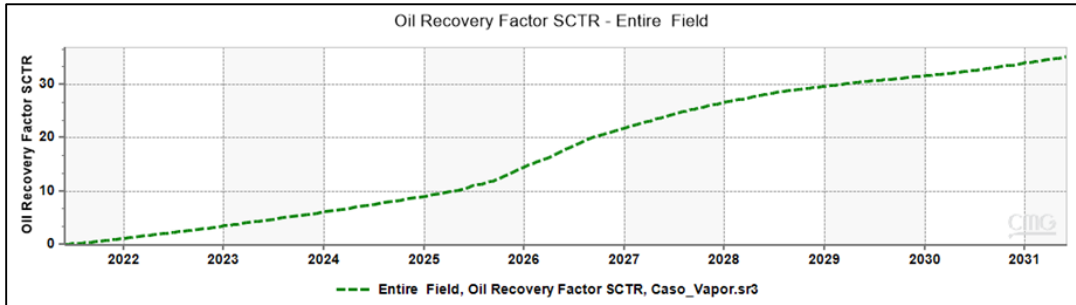


**Nota.** Presión respecto al tiempo. Tomado de CMG.

La presión tiene un comportamiento creciente desde el año 2021 hasta mitad del año 2025, en la cual se presenta una reducción drástica de la presión hasta el año 2030.

**Figura 39.**

*Comportamiento del factor de recobro inyección de vapor.*

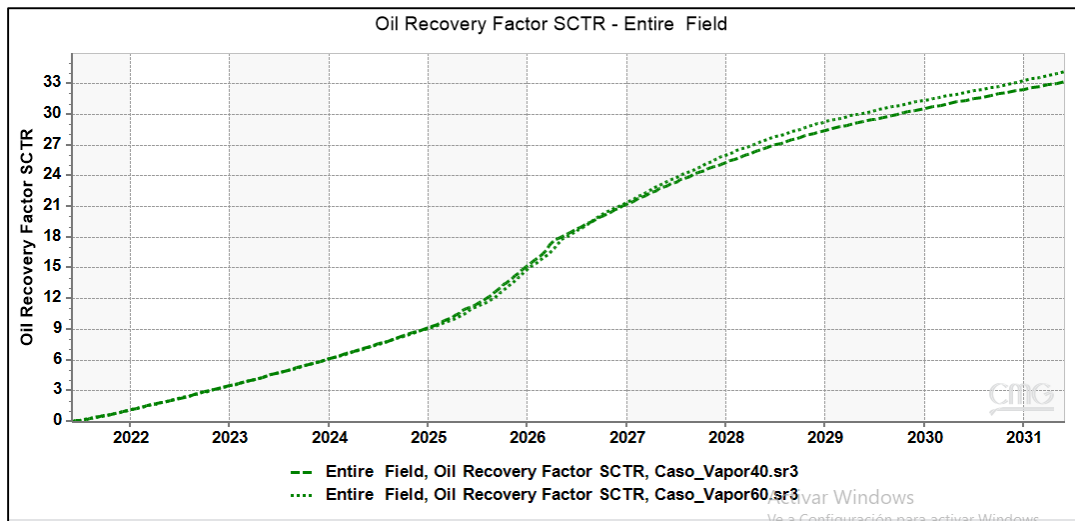


**Nota.** Factor de recobro respecto al tiempo. Tomado de CMG.

Al igual que la figura 35 del histórico de producción, se evidencia el continuo aumento del factor de recobro, hasta el año 2026, a partir del cual se presenta un aumento significativo, alcanzando en el año 2030 el factor de recobro máximo de 31.8%.

**Figura 40.**

*Sensibilidad de Inyección de Vapor (Variando la calidad de 85% a 40% y 60%)*



**Nota.** Factor de recobro respecto al tiempo. Tomado de CMG.

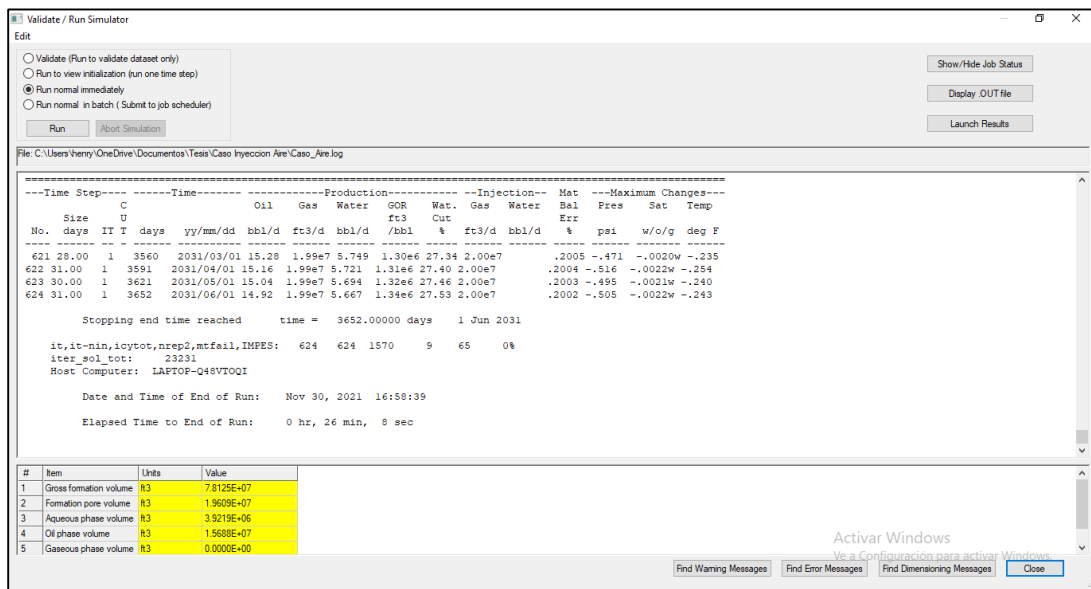
A medida que disminuye la calidad del vapor disminuye el factor de recobro.

### 3.3. Escenario de simulación inyección de aire.

Se realiza la simulación para el tercer escenario, el cual corresponde al método de recobro mejorado inyección de aire, mediante la cual se busca obtener un mayor factor de recobro en comparación al caso base de mecanismo de producción natural para posteriormente ser comparados los resultados de este con el método de recobro mejorado inyección de vapor.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en función de la tasa de producción en BBL, tiempo de simulación, comportamiento de los pozos y factor de recobro, junto con otros análisis adicionales para el método de inyección de aire a lo largo de 10 años:

**Figura 41.**  
*Duración de la simulación inyección de aire.*



**Nota.** Duración de la simulación y sus respectivas características. Tomado de: CMG.

La simulación de la producción de crudo por inyección de aire, en el software CMG, simulador STARS tardó 26 minutos 8 segundos en completarse.

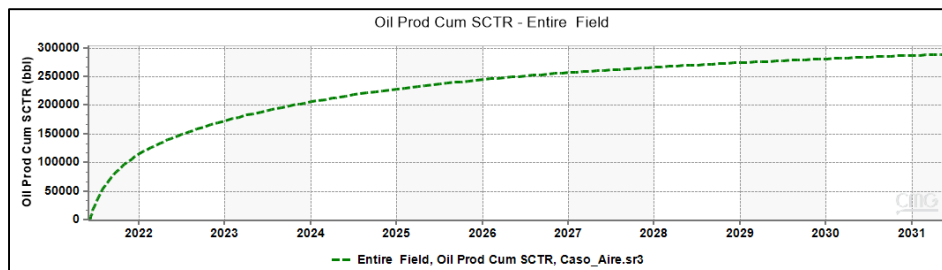
**Tabla 5.**  
*Histórico simulación inyección de aire.*

HISTORICO SIMULACION INYECCION DE AIRE					
TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCION (BBL)	PRESION (PSI)	TEMPERATURA (F)	$\mu$ (cp)	FACTOR DE RECOBRO (%)
2021	-	-	-	-	-
2022	23740	900	124	1843	4
2023	53931	616	122	1969	6,4
2024	81105	557	119	1594	7,8
2025	101531	503	119	1040	8,4
2026	117665	474	118	1045	9
2027	121715	455	117	1046	9,5
2028	122345	442	115	1044	9,8
2029	122428	434	114	1050	10,2
2030	122488	427	113	1066	10,4

**Nota.** Tabla de histórico de producción de los pozos inyectoros de aire. Tomando de CMG.

El factor de recobro mediante la inyección de aire muestra resultados favorables, aumentando año tras año de manera gradual junto con la producción (bbl), alcanzando el factor de recobro máximo en el año 2030 de 10.4%.

**Figura 42.**  
*Histórico producción (bbl) simulación inyección de aire.*



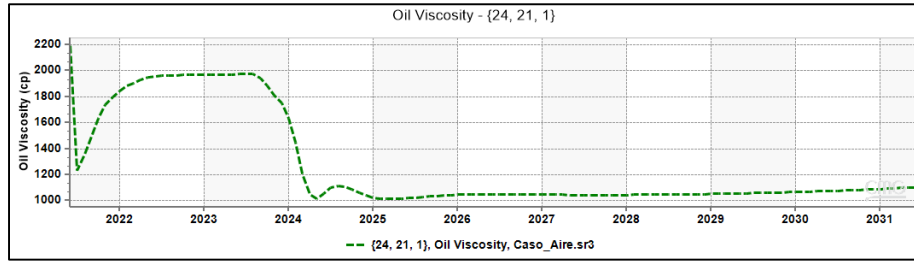
**Nota.** Grafica de producción respecto al tiempo de la inyección de aire. Tomado de CMG.

Se evidencia el aumento de la producción (bbl) año tras año, presentando la mayor producción de crudo en el año 2030, con una producción de 122488 bbl, esta información se corrobora con los datos que se presentan en la tabla 5.



**Figura 43.**

*Comportamiento de la viscosidad inyección de aire.*

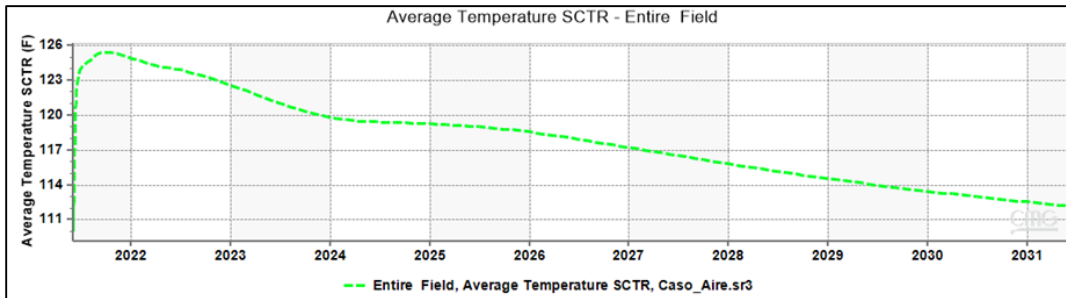


**Nota.** Grafica de la viscosidad con respecto al tiempo. Tomado de: CMG

Se observa una alta viscosidad hasta el año 2024, esta disminuye drásticamente, lo cual resulta favorable, la reducción en la viscosidad se debe al efecto del aire al ser inyectado, modificando la viscosidad del crudo.

**Figura 44.**

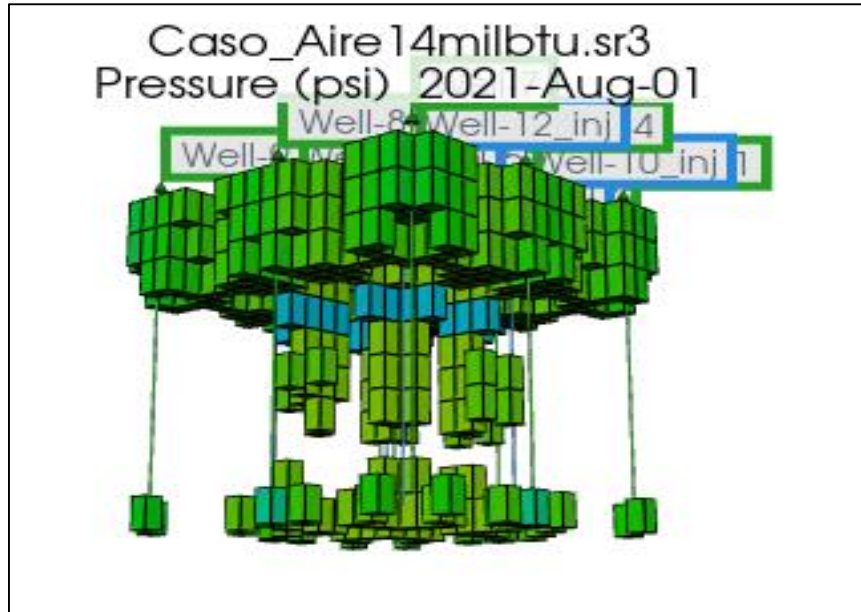
*Comportamiento de la temperatura inyección de aire.*



**Nota.** Grafica de la temperatura respecto al tiempo. Tomado de CMG.

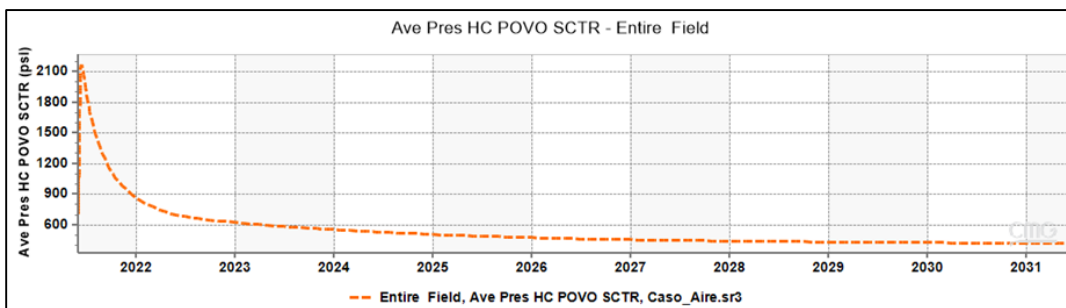
Debido al cabalgamiento del aire se presenta la reducción de la temperatura como se evidencia en la figura y en la tabla 5.

**Figura 45.**  
*Efecto de cabalgamiento del aire.*



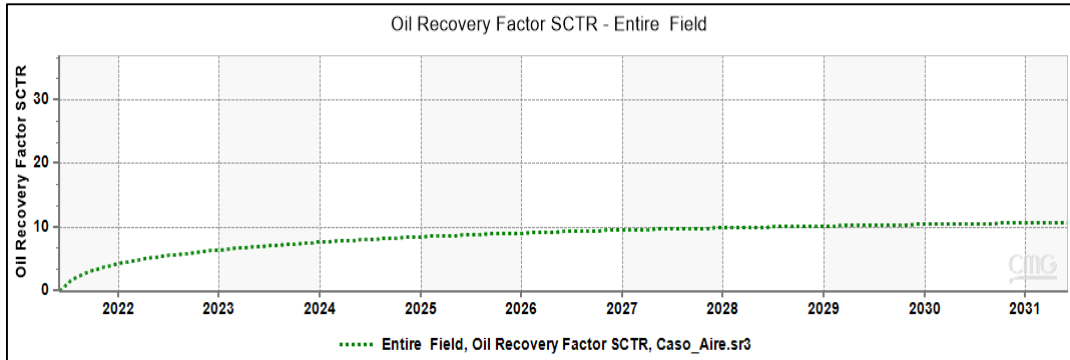
**Nota.** Cabalgamiento del aire en el pozo Tomado de CMG.

**Figura 46.**  
*Comportamiento de la presión inyección de aire.*



**Nota.** La presión tiene un comportamiento decreciente. Tomado de CMG.

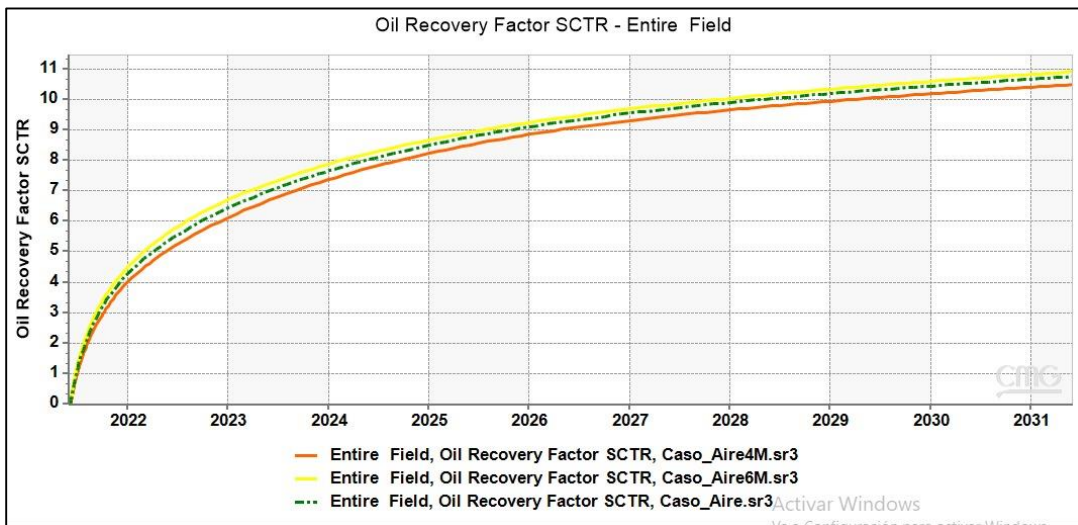
**Figura 47.**  
Comportamiento del factor de recobro inyección de aire.



**Nota.** Grafica de recobro mejorado respecto al tiempo. Tomado de: CMG.

Al igual que la figura 42 del histórico de producción, se evidencia el continuo aumento del factor de recobro, sin embargo, este es casi constante y poco significativo, alcanza en el año 2030 el factor de recobro máximo de 10.4%.

**Figura 48.**  
Sensibilidad de Inyección de Aire (Variando el SGT de 5M a 4M y 6M).

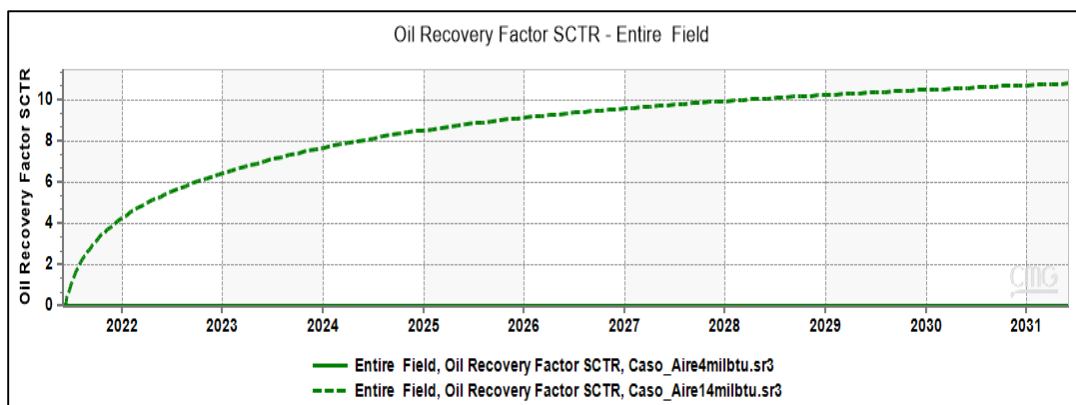


**Nota.** Comparativa de inyecciones de aire a diferentes caudales de inyección de gas. Tomado de: CMG.

Al variar la tasa de inyección de aire de 5M ft<sup>3</sup>/día a 4M ft<sup>3</sup>/día y 6M ft<sup>3</sup>/día se evidencia que el factor de recobro aumenta al aumentar la tasa de inyección de aire, levemente se tiene mayor factor de recobro con la tasa de inyección de aire de 6M ft<sup>3</sup>/día.

**Figura 49.**

*Sensibilidad de Inyección de Aire (Variando la energía de activación en las 3 primeras reacciones a 4000 Btu/lbmole y 14000 Btu/lbmole).*

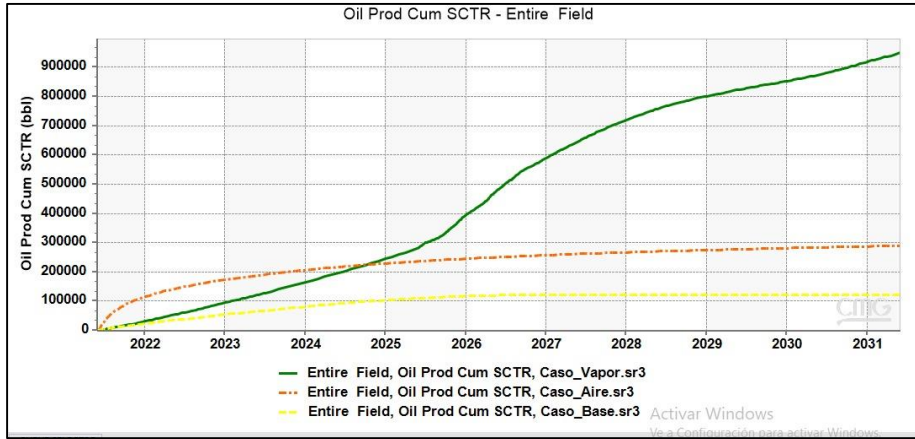


**Nota.** Comparación de inyecciones variando la energía de activación. Tomado de CMG.

Variando la energía de activación de 14000 Btu/lbmole a 4000 Btu/lbmole el recobro tiende a 0, mientras que aumentando la energía, esta se mantiene, no es recomendable disminuir la energía de activación.

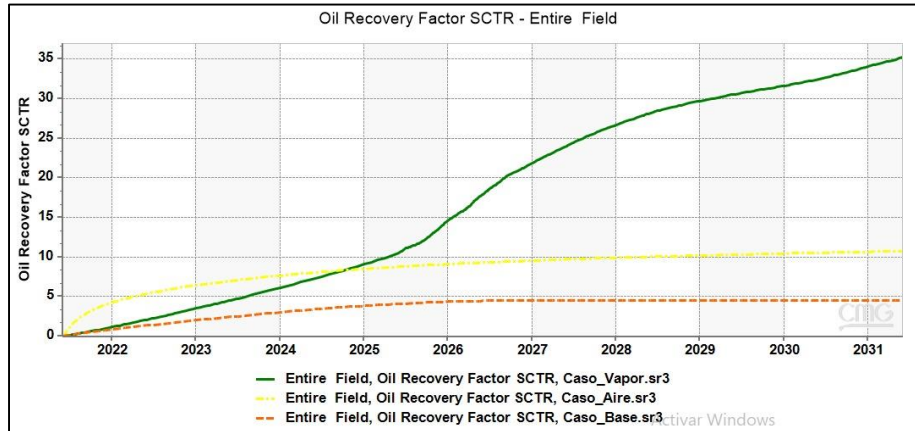
Una vez simulados los tres escenarios, se evalúan los resultados, con el fin de determinar cuál método de recobro mejorado, inyección de vapor o inyección de aire resulta más favorable, esto se determina mediante el factor de recobro y el comportamiento de la producción.

**Figura 50.**  
*Grafica comparativa producción para los escenarios.*



**Nota.** Se presenta de manera comparativa las gráficas de producción de aceite para cada uno de los escenarios, en amarillo se evidencia el comportamiento del caso base, en naranja se evidencia el comportamiento de la inyección de aire y en verde se evidencia el comportamiento de la inyección de vapor. Tomado de CMG.

**Figura 51.**  
*Grafica comparativa factor de recobro para los escenarios.*



**Nota.** Se presenta de manera comparativa las gráficas de factor de recobro para cada uno de los escenarios, en amarillo se evidencia el comportamiento del caso base, en naranja se evidencia el comportamiento de la inyección de aire y en verde se evidencia el comportamiento de la inyección de vapor. Tomado de CMG.

Analizando los resultados y las figuras 50 y 51, el factor de recobro del caso base en el cual se produce por medio de mecanismos de producción primaria expansión roca fluido y gas en solución es muy bajo y se encuentra entre 0.8% inicialmente y finaliza en 4.54%; el factor de recobro del escenario de inyección de aire, encuentra valores ente 4% inicialmente y 10.4% finalmente; el factor de recobro del escenario de inyección de vapor, encuentra valores ente 1.24% inicialmente y 31.8% finalmente. El factor de recobro es proporcional a la producción, por ende entre mayor sea el factor de recobro, mayor será la producción, con esta información, se determina que el mejor método de recobro para el modelo conceptual es la inyección de vapor, en este se tienen los factores de recobro más altos junto con una alta producción, llegando al factor de recobro de 31.8% y una producción de 855317 bbl. El comportamiento de las curvas de inyección de aire y el caso base es similar.

**Tabla 6.**

*Producción y FR para los escenarios, caso base e inyección de vapor y aire.*

COMPARATIVA DE ESCENARIOS DE INYECCION						
TIEMPO (AÑOS)	PRODUCCION (BBL) BASE	PRODUCCION (BBL) AIRE	PRODUCCION (BBL) VAPOR	FR BASE (%)	FR AIRE (%)	FR VAPOR (%)
2021	-	-	-	-	-	-
2022	19868	23740	33894	0,8	4	1,21
2023	53860	53931	98056	2	6,4	3,4
2024	78928	81105	164987	3	7,8	6,1
2025	101531	101531	244945	3,8	8,4	8,8
2026	117338	117665	386083	4,3	9	14,9
2027	121607	121715	587359	4,5	9,5	21,8
2028	122344	122345	713304	4,5	9,8	26,8
2029	122427	122428	796502	4,5	10,2	29,7
2030	122487	122488	855317	4,5	10,4	31,8

**Nota.** Se presenta en la tabla la información correspondiente a la producción y factor de recobro para el caso base, la inyección de aire y la inyección de vapor de manera comparativa, para contrastar la información entre cada uno de los escenarios. Tomado de CMG.

#### 4. CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación, ambos métodos de recobro (inyección de aire e inyección de vapor) resultan eficaces, aumentando el factor de recobro en comparación al que se presenta en el caso base, mecanismos de producción primaria expansión roca fluido y gas en solución. Para el año 2030, en comparación con el caso base, la inyección de aire representa un incremento del 5.9% en el factor de recobro, mientras que en comparación con el caso base, la inyección de vapor representa un incremento del 27.3% y comparando ambos métodos de recobro, la inyección de vapor representa un incremento de 21.4% en el factor de recobro, respecto a la inyección de aire.

El método de recobro mejorado inyección de vapor representa la opción mas viable para ser implementado dado a sus altos factores de recobro (31.8% para el año 2030) y producción ( 855317 BBL para el año 2030) en comparación al método de recobro mejorado inyección de aire (10.4% y 122488 BBL para el año 2030) y al mecanismo de producción natural en el caso base (4.5% y 122487 BBL).

Para el método de recobro mejorado inyección de vapor, se concluye según los resultados de la simulación, que al realizar la variación de la calidad del vapor inicialmente de 85% pasando a 60% y finalmente 40% como se evidencia en la figura 40, entre mayor sea la calidad de vapor a inyectar mayor será el factor de recobro y por ende la producción.

El comportamiento de la temperatura en el escenario de inyección de vapor es creciente de manera lineal ( parte de 119°F en el año 2022 y finaliza en 280°F) como se evidencia en la figura 37, este comportamiento se debe a que es un método de recobro mejorado térmico, el cual tiene impacto en la reducción de la viscosidad.

La temperatura y la viscosidad son inversamente proporcionales, a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad lo cual crea condiciones favorables para la recuperación de crudo que se encuentra en el yacimiento.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] P. S. Sarathi, "OSTI\_ID: 3175 in-situ combustion handbook-PRINCIPLES AND PRACTICES I Final Report 'November 1998," 1999.
- [2] M. Carolina, R. Cañas, H. Bottia Ramirez, S. Fernando, and M. Navarro, "cinética de procesos de combustión in situ: una discusión de los modelos cinéticos Kinetics of in situ combustion process: a review of kinetic models."
- [3] U. Ticomán *et al.*, "Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Que para obtener el grado de INGENIERO PETROLERO PRESENTA," 2009.
- [4] R. G. Moore, S. A. Mehta, and M.G. Ursenbach., "A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery.," *Paper presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma.* , 2002, Accessed: Nov. 15, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.2118/75207-MS>
- [5] K. Guo, H. Li, and Z. Yu, "In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review," *Fuel*, vol. 185, pp. 886–902, Dec. 2016, doi: 10.1016/J.FUEL.2016.08.047.
- [6] C. A. Lorena Delgadillo and M. P. Liliana Trujillo, "La inyección de aire como proceso de recobro mejorado en colombia: selección y evaluación técnica."
- [7] A.T. Turta and A.K. Singhal, "Reservoir Engineering Aspects of Light-Oil Recovery by Air Injection," *SPE Res Eval & Eng 4 (04): 336–344. Paper Number: SPE-72503-PA*, Aug. 2001.
- [8] S. Fernando, M. Navarro, C. Andrés, P. Olivares, E. Margarita, and T. Becerra, "procesos de desplazamiento miscibles y su incidencia en el comportamiento de la inyección de vapor."
- [9] C. De and L. A. Tierra, "diseño de un algoritmo que evalúe la calidad de vapor inyectado en el sector sur del campo teca a partir de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS)."

- [10] Ching H. Wu, "A Critical Review of Steamflood Mechanisms," *Paper presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, Apr. 1997.*
- [11] Magdalena Paris de Ferrer, *INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS.* Maracaibo, Venezuela.
- [12] Don W. Green and G. Paul Willhite, *Enhanced Oil Recovery*, Second Edition. SPE, 2018.
- [13] S.M. Farouq Ali; Sera Thomas, "The Promise And Problems Of Enhanced Oil Recovery Methods," *JCPT*, vol. 35, 1996.
- [14] J. Ferrer, N. Parra, and R. Maggiolo, *Factibilidad de la Recuperación Mejorada de Crudos en Venezuela, II Simposio Internacional sobre Recuperación Mejorada de Crudo.* Maracaibo, Venezuela., 1987.
- [15] F. H. Escobar, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos.*
- [16] A. Morales, J. Lemus, M. Ant, and A. Lynn, "La importancia del petróleo pesado."
- [17] R. Parra Olguín, "ingeniería de producción en la simulación de yacimientos," México D. F., 2011.
- [18] "CMG Computer Modeling Group LTD.," <https://www.cmgl.ca/software>.

## **RECOMENDACIONES.**

Con el fin de determinar la viabilidad financiera para el proyecto, se recomienda realizar una investigación económica a fondo de estos casos.

Se recomienda simular la inyección de aire con un análisis químico y reorganizando los pozos verticales en búsqueda del aumento de la eficiencia de este método de recobro.

Evaluar en un periodo de tiempo superior a 10 años, dado que se tienen pronósticos favorables respecto a la producción y factor de recobro al implementar los métodos de recobro mejorado inyección de aire e inyección de vapor.

Se recomienda realizar la actualización del modelo petrofísico y del modelo dinámico del yacimiento.