

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS PATRONES NO  
CONVENCIONALES PARA LA INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR EN EL ÁREA X  
MEDIANTE SIMULACIÓN DINAMICA EN CMG**

**SANTIAGO RODRIGUEZ HOYOS**

**Proyecto integral de grado para optar el título de: INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**JORGE EDUARDO ROMERO DOMINGUEZ**

**Ingeniero de petróleos**

**Orientador**

**WALTER DE JESÚS TOBÓN VELEZ**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BOGOTA D.C**

**2021**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Jorge Eduardo Romero Domínguez  
Firma del director

---

Nombre  
Firma del presidente jurado

---

Nombre  
Firma del jurado

---

Nombre  
Firma del Jurado

Bogotá D.C febrero de 2021

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la universidad y Rector del claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA PEÑA

Consejero institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA PEÑA

Vicerrectora académica y de investigaciones

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALES

Vicerrector administrativo y financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria general

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la facultad de ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa

Dr. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

## **DEDICATORIA**

Este proyecto está dedicado a mis padres que han estado junto a mí en todo este proceso, a mi familia que espera verme alcanzar todos los logros que me proponga, a mi tía Delfina que me enseñó lo que es una sonrisa con felicidad sincera y recuerdo todos los días y aquellos que quisieron algún día verme llegar hasta acá y me alegra decirles que lo cumplí

## **AGRADECIMIENTOS**

En primera instancia agradecerle a Dios por haberme permitido tener la oportunidad de desarrollar este trabajo de grado y permitirme culminarlo.

Agradecer a mis padres por haberme dado la oportunidad de estudiar por el esfuerzo que hacen por verme cada día una mejor persona y un mejor profesional por la educación que me han dado y que se es la razón por la cual llegare a obtener los logros que provengan a lo largo de mi vida

Al ingeniero Jorge Eduardo Romero Domínguez por creer en mí y darme la oportunidad de trabajar con el respaldar este proceso con sus conocimientos y enseñarme el arte de lo que es la simulación de yacimientos

A la ingeniera Yessica Mateus por el apoyo en conocimientos técnicos en cuanto al simulador y como representante de la empresa por otorgarme la licencia para que este proyecto pudiese llevarse a cabo

A la universidad profesores y directivos por haber aportado en mi formación profesional y como persona

A todos los compañeros y amigos que hicieron parte de esta aventura en la universidad y a los cuales llevare siempre en la mente más aun al Sol que me acompaño en la última etapa y estoy eternamente agradecido por haber estado ahí y espero lo siga estando

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

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág
<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>14</b>
1.2 Pregunta de investigación	15
1.3 Justificación	15
1.4 Hipótesis	16
1.5 Objetivo General	16
1.6 Objetivos específicos	16
<b>2. MARCO TEORICO</b>	<b>17</b>
<b>2.1. Recobro Mejorado</b>	<b>17</b>
2.1.1 Recuperación Térmica	17
2.1.2 Inyección alternada y continua de vapor	18
<b>2.2. Arreglos de pozos</b>	<b>19</b>
<b>2.3 Simulación de yacimientos</b>	<b>21</b>
2.3.1 Simulación numérica	21
<b>2.4 Proceso HASD</b>	<b>23</b>
<b>2.5 Proceso SAGD</b>	<b>24</b>
<b>2.6 Simulador CMG</b>	<b>25</b>
<b>3. METODOLOGÍA</b>	<b>26</b>
<b>3.1 Diseño de patrón para la aplicación de la inyección continua de vapor</b>	<b>27</b>
<b>3.2 Análisis del funcionamiento de los patrones no convencionales</b>	<b>29</b>
<b>3.3 Comparación de eficiencias con la técnica HASD</b>	<b>36</b>
<b>3.4 Evaluación económica</b>	<b>39</b>
<b>3.5 Materiales y equipos</b>	<b>40</b>
<b>4. RESULTADOS</b>	<b>41</b>

<b>4.1 Evaluación del diseño de los patrones</b>	<b>41</b>
<b>4.2 Análisis de los patrones establecidos</b>	<b>43</b>
<b>5. ANÁLISIS FINANCIERO</b>	<b>55</b>
<b>5.1 Análisis de costos OPEX</b>	<b>55</b>
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>62</b>
<b>7. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>64</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>66</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Proceso de inyección continúa de vapor	18
Figura 2. Proceso de inyección alternada de vapor	19
Figura 3: Tipos de arreglos de pozo	21
Figura 4: Simulación proceso recobro mejorado	22
Figura 5. Ilustración proceso de inyección HASD	23
Figura 6. Ilustración proceso de inyección SAGD	24
Figura 7. Diagrama metodología del proyecto	26
Figura 8. Distribución del calor en el modelo estrella	27
Figura 9: BHP condiciones en frio	28
Figura 10. Desarrollo de submodelos de simulación	29
Figura 11. Datos adicionados al simulador pozo productor	30
Figura 12. Datos adicionados al simulador pozo inyector	31
Figura 13. Datos de condiciones de vapor	32
Figura 14. Eventos de pozos	33
Figura 15. Esquema patrón Estrella	34
Figura 16. Esquema modelo horizontal	35
Figura 17. Creación de grupos HASD	37
Figura 18. Datos modelo HASD	37
Figura 19. Esquema modelo HASD	38
Figura 20. Distribución del calor inyectado	43
Figura 21. Oil rate a diferentes tasas de inyección	44
Figura 22. Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido	45
Figura 23. Curva Steam oil ratio	46
Figura 24. Tasa de petróleo caso 2.1	47
Figura 25. Tasa de petróleo caso 2.2	47
Figura 26. Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido caso 2.1	48
Figura 27. Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido caso 2.2	49
Figura 28. Steam oil ratio	49

Figura 29. Steam oíl ratio caso 2.2	50
Figura 30: Tasa de petróleo HASD	50
Figura 31. Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido acumulado HASD	51
Figura 32 Steam oíl ratio caso HASD	52
Figura 33. Tasa de petróleo acumulado modelos iniciales	53
Figura 34. Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido acumulado HASD	54
Figura 35. Factor de recobro pozos horizontales	67
Figura 36. Factor de recobro modelo estrella	67
Figura 37. Factor de recobro modelo HASD	68

## LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Condiciones BHP en frio modelo estrella	43
Tabla 2. Condiciones BHP en frio modelo Horizontal	44
Tabla 3. Valor lifting Cost	56
Tabla 4. Costos por modelo	57
Tabla 5. Ingresos brutos	57
Tabla 6. Cálculo de los ingresos	58
Tabla 7. Valor presente neto	59
Tabla 8. Ítem costo-beneficio	60

## LISTA DE ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
° API	Peso del crudo dado por el American Petroleum Institute
BBl	Barriles
BHP	Bottom hole pressure
CMG	computer modeling group
cP	sistema de medida para la viscosidad
DWA	max draw-down pressure
EOR	Enhanced oil recovery
ft	sistema de medida “pies” para profundidad
HASD	Horizontal Alternating Steam Drive
PSI	unidad de medida de la presión correspondiente a libras por pulgada cuadrada
Qo	Caudal de aceite
Qw	Caudal de agua
SAGD	Steam assisted gravity drainage
STL	Surface liquid rate
STW	Surface water rate
Ty	Temperatura de yacimiento

## RESUMEN

El siguiente proyecto cuenta como objetivo principal evaluar la efectividad de la aplicación de patrones no convencionales para la aplicación de la inyección continua de vapor siendo utilizado como técnica de recobro mejorado para la zona en estudio la cual consta de principio de disminución de la viscosidad a partir de la transferencia de calor entre el vapor inyectado y el fluido en yacimiento , el área venía funcionando a través de una inyección alterna de vapor teniendo problemas de condensamiento del vapor inyectado generando así problemas por la presión capilar y consiguiente a esto para el desplazamiento de los fluidos en yacimiento , para solucionar esto se propone que a través de una inyección continua se genere el cambio en la viscosidad y se mejore el desplazamiento de fluidos.

Para la implementación de la inyección continua de vapor se propone hacer uso de todos los pozos existentes en la zona generando así los patrones de inyección necesarios para su funcionamiento estos por su naturaleza entran a ser patrones no convencionales ya que son no convencionales para este tipo de inyección, estos encontrándose por fuera de los patrones establecidos teóricamente los cuales son “5 pozos, siete pozos , siete pozos invertido, nueve pozos “ buscándose que el espaciamiento entre pozos sea el adecuado para que la distribución del calor inyectado en yacimiento sea el adecuado.

El desarrollo del proyecto se realizara por medio de la simulación de yacimientos enfocándose en la simulación dinámica la cual se enfoca en el manejo de fluidos para el desarrollo de nuevas estrategias para la explotación de yacimiento y aumento de producción, este viéndose clasificado en simuladores para: petróleo negro, composicionales, térmico y químicos siendo el térmico utilizado en el proyecto dado el tipo de recobro a utilizarse viéndose en el simulador CMG como la herramienta STARS junto con la herramienta BUILDER para edición del modelo a utilizarse.

**Palabras clave:** simulación de yacimientos, inyección continua, inyección alterna, patrón de pozo, no convencionales, CMG

## INTRODUCCIÓN

Las técnicas de recobro mejorado hicieron su aparición luego de que la eficiencia de métodos de recobro secundario como la inyección de agua y gas tuviera una baja en su eficiencia tanto en producción de crudo como en su alta producción de agua asociado a este en el caso de la inyección de vapor se presenta un caso parecido a la inyección de agua debido a que también se realiza un empuje basado en los arreglos enfocándose en la distribución de pozos inyectores y productores, teniendo como principal factor el tamaño de los arreglos dado que de esto dependerá la distribución y pérdida del frente de calor hacia la roca , según Magdalena Paris de Ferrer [8] , al ocurrir la ruptura del vapor se deben reducir las tasas de inyección del mismo hasta un valor conveniente esto con el fin de suplir las pérdidas de calor.

Este método de recuperación térmica como todos los demás métodos de recobro deben cumplir con unas condiciones mínimas para poder realizarse su aplicación, en el caso específico a tratar de esta tesis se inicia el manejo del campo con una inyección cíclica vista como una fase previa para la futura implementación de una inyección continua de vapor necesitando una relación petróleo-vapor mucho más baja en la continua debido a que las pérdidas de calor son mucho más grandes y esperándose que la aplicación de esta nueva técnica en el campo entregue los frutos que basado en la teoría sería una recuperación de aproximadamente el 50 %.

Junto con lo positivo de aplicarse la inyección continua de vapor enfocado en la producción también se presentan problemas entorno a esto mismo ya que al producirse en esta técnica el crudo producido resulta contaminado con espumas resultado de la alteración de este con el vapor a altas temperaturas, en el caso de la inyección cíclica se imperan dificultades como lo son la condensación del vapor debido a que este cede energía en vista a las altas temperaturas a las que este es inyectado comparado con la temperatura de yacimiento por tal genera una saturación de agua en el reservorio lo que puede llevar a un re entrampamiento del crudo y por motivos de presión capilar hacer imposible el desplazamiento del mismo .

# 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## 1.1 Antecedentes

Las técnicas de recobro mejorado hicieron su aparición luego de que la eficiencia de métodos de recobro secundario como la inyección de agua y gas tuviera una baja en su eficiencia tanto en producción de crudo como en su alta producción de agua asociado a este en el caso de la inyección de vapor se presenta un caso parecido a la inyección de agua debido a que también se realiza un empuje basado en los arreglos enfocándose en la distribución de pozos inyectoros y productores, teniendo como principal factor el tamaño de los arreglos dado que de esto dependerá la distribución y pérdida del frente de calor hacia la roca , según Magdalena Paris de Ferrer [8] , al ocurrir la ruptura del vapor se deben reducir las tasas de inyección del mismo hasta un valor conveniente esto con el fin de suplir las pérdidas de calor.

Este método de recuperación térmica como todos los demás métodos de recobro deben cumplir con unas condiciones mínimas para poder realizarse su aplicación, en el caso específico a tratar de esta tesis se inicia el manejo del campo con una inyección cíclica vista como una fase previa para la futura implementación de una inyección continua de vapor necesitando una relación petróleo-vapor mucho más baja en la continua debido a que las pérdidas de calor son mucho más grandes y esperándose que la aplicación de esta nueva técnica en el campo entregue los frutos que basado en la teoría sería una recuperación de aproximadamente el 50 %.

Junto con lo positivo de aplicarse la inyección continua de vapor enfocado en la producción también se presentan problemas entorno a esto mismo ya que al producirse en esta técnica el crudo producido resulta contaminado con espumas resultado de la alteración de este con el vapor a altas temperaturas, en el caso de la inyección cíclica se imperan dificultades como lo son la condensación del vapor debido a que este cede energía en vista a las altas temperaturas a las que Este es inyectado comparado con la temperatura de yacimiento por tal genera una saturación de agua en el reservorio lo que puede llevar a un re entrampamiento del crudo y por motivos de presión capilar hacer imposible el desplazamiento del mismo.

## **1.2 Pregunta de investigación**

¿Cómo se realiza la evaluación de la implementación de los patrones no convencionales para la inyección continua de vapor en el área x mediante simulación dinámica en cmg?

## **1.3 Justificación**

Este proyecto es realizado con el fin de conocer la viabilidad realizar una inyección continua de vapor no convencional dando utilidad a todos los pozos existentes en la zona generando así un patrón de inyección no convencional, esto es dado a que actualmente se realiza una inyección cíclica de vapor proceso que ha generado problemas por condensación del vapor inyectado generando así problemas por saturación de agua viéndose este margen representado en varios pozos dentro del área generando consigo un incremento de la cantidad de agua producida junto con problemas con la movilidad del petróleo en torno a la influencia de la presión capilar.

El patrón de inyección de vapor no convencional es establecido en torno a aprovechar todos los pozos existentes en el área generando una reducción de costos buscando ser reflejado en que no se dependerá de la perforación de pozos nuevos para poder realizar el proceso de inyección continua de vapor siempre y cuando el patrón establecido cumpla con las expectativas de funcionamiento que implica este tipo de inyección, al establecer dicho patrón se busca también una alternativa a procesos inyección alternos a este pero que dado a la distribución de las arenas en yacimiento incurriría en aumento de costos como por ejemplo: al aplicarse la tecnología SAGD se deberían de perforar nuevos pozos para que este sea efectivo dado a que se tiene un margen de inyección para 5 arenas esta técnica implicaría perforar 5 nuevos pozos para así poder realizarse ya que este consta de un pozo inyector y otra productor los cuales entran a actuar en una misma zona.

Debido a lo anteriormente mencionado se ve que la mejor alternativa es generar el patrón con los pozos existentes ya que además de disminuir costos también entraría a ayudar con normas ambientales ya que la zona cuenta con fuentes hídricas que dificultan aún más la obtención de licencias razón por la cual el tener que perforar pozos nuevos podría llegar a causar una inviabilidad en la continuidad de operación en dicha área

#### **1.4 Hipótesis**

Mediante este estudio se determinara la viabilidad del uso del patrón no convencional para la implementación del proyecto de inyección continua de vapor en pozos con un arreglo no convencional con la finalidad de disminuir la perforación de nuevos pozos y aprovechar los ya perforados en la zona y que permitan la implementación del patrón recomendado.

#### **1.5 Objetivo General**

Evaluar la implementación de los patrones no convencionales para la inyección continua de vapor en el área X mediante simulación dinámica en CMG

#### **1.6 Objetivos específicos**

Diseñar el patrón de inyección óptimo para la aplicación de la inyección continua de vapor no convencional dando uso a la mayor cantidad de pozos existentes en el área

Analizar el funcionamiento del patrón no convencional para la aplicación de la inyección continua de vapor mediante la simulación en CMG

Comparar la eficiencia del patrón resultante con la técnica HASD mediante simulación

Evaluar la viabilidad de la inyección continua de vapor con los patrones no convencionales recomendados en relación al costo-beneficio del proyecto

## 2. MARCO TEORICO

Las técnicas de recobro mejorado o mejor conocidas como recuperación terciaria consisten en técnicas aplicadas a un yacimiento con el fin de obtener un factor de recobro mayor al que se obtendría utilizando las técnicas de recobro primario, estas en su mayoría consisten en el uso de químicos que pueden afectar tanto al crudo como al agua inyectada al yacimiento como también pueden requerir del uso de la temperatura para afectar las propiedades del crudo y así facilitar su desplazamiento como es el caso de los métodos térmicos. [8]

### 2.1. Recobro Mejorado

Los fluidos inyectados a yacimiento cumplen con la función de complementar la energía natural de este para de este modo permitir la producción de los fluidos además de esto realizan una interacción con el sistema roca/fluido debido a la generación de la energía térmica junto con mecanismos físicos y químicos generando así las condiciones favorables para la producción del petróleo siendo que estos procesos dan paso a disminuciones en la tensión superficial , reducción en la viscosidad, cambio de humectabilidad o en su defecto generando un comportamiento de fases favorable.

Estos procesos también llamados procesos EOR son también utilizados como continuación de los procesos de recuperación secundaria que consisten en inyección de agua y/o gas para el aumento del factor de recobro, pero hay ocasiones donde aplica para ser utilizadas sin la necesidad de intervención previa de procesos de recobro secundario.[8]

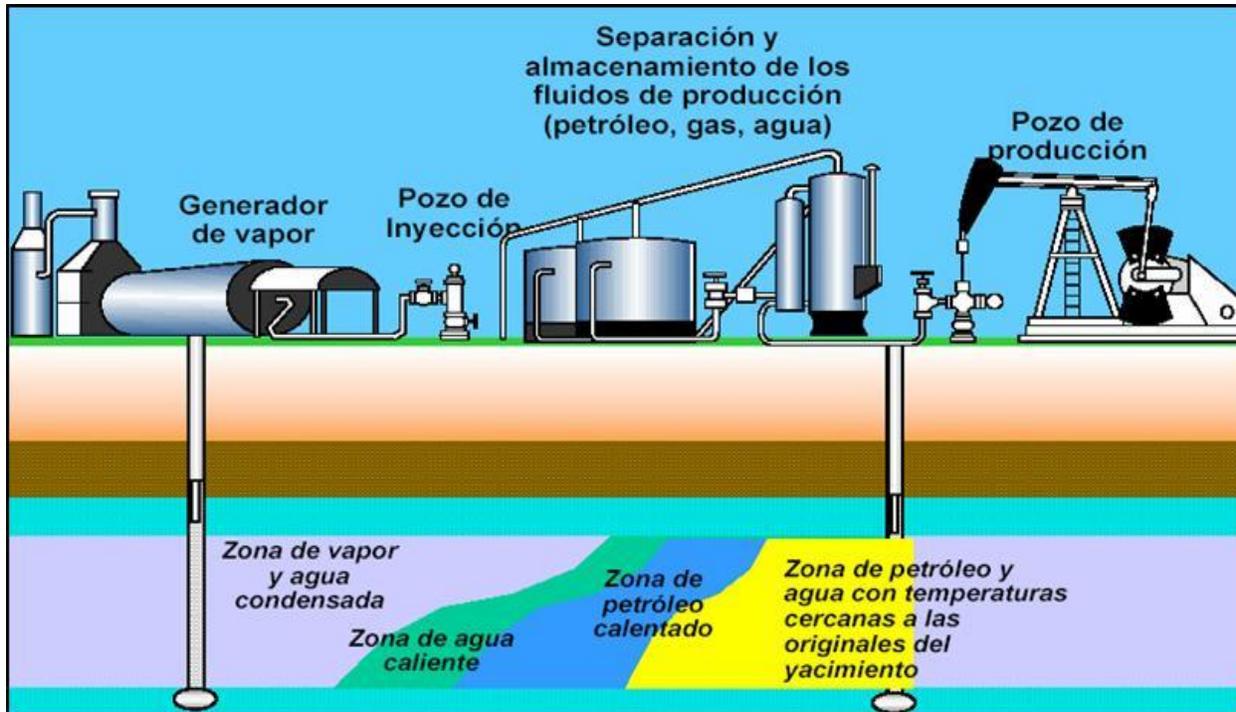
#### 2.1.1 *Recuperación Térmica*

Esta técnica de recuperación hace referencia al uso de la temperatura para afectar directamente la viscosidad del petróleo con el fin de facilitar la movilidad del mismo, para esto se hace uso del vapor el cual es inyectado al yacimiento y al hacer contacto con los fluidos en este genera una transferencia de calor generada por la alta diferencia de temperatura que hay entre el vapor inyectado y los fluidos en yacimiento lo que genera que este ceda energía aumentando la temperatura de los fluidos en yacimiento y con esto bajando la viscosidad del petróleo que allí se

encuentra almacenado del mismo modo el vapor pierde temperatura generando así una condensación del mismo. La eficiencia de esta técnica de recobro dependerá tanto de la calidad del vapor inyectado como también del respectivo arreglo de pozos con el que sea realizada.

**Figura 1.**

*Proceso de inyección continua de vapor*



**Nota.** La figura representa la inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos Tomado de: Estudio faja petrolífera del Orinoco

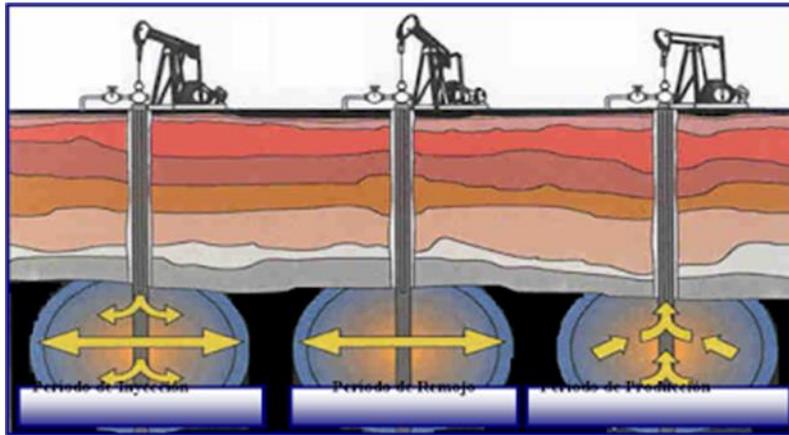
### ***2.1.2 Inyección alternada y continua de vapor***

La inyección de vapor para el desarrollo de los métodos térmicos se puede realizar de dos maneras una es la inyección alterna la cual consta de realizar la inyección por un tiempo del vapor luego se

procede a dejar en remojo para que se haga la transferencia de energía para en última instancia poner a producir el pozo, por otro lado se encuentra la inyección continua la cual consta de realizar la inyección del vapor de manera permanente con el fin de que siempre se mantenga una exposición de los fluidos en el yacimiento con la fuente de calor.

**Figura 2:**

*Proceso de inyección alternada de vapor*



**Nota.** La figura evidencia el proceso de la inyección alternada de vapor junto con la producción a partir de esta técnica. Tomado de: Martins 2002 “faja petrolífera del Orinoco”

## 2.2. Arreglos de pozos

Se entiende como un arreglo o patrón de pozos a la forma en que están distribuidos los pozos en torno a la ubicación de los pozos inyectores con los productores y viceversa, estos arreglos son caracterizados por unos parámetros los cuales son:

La relación  $d/a$  la cual describe las distancias entre las líneas de pozo de diferente tipo y entre pozos del mismo tipo pero que se encuentran en la misma fila.

La razón de pozos de inyección a pozos de producción

Las unidades del arreglo

Los arreglos de pozo también pueden clasificarse en irregulares y geométricos los primeros refiriéndose a que la distribución de pozos entre inyector y productor están organizados de una forma no convencional por lo que se necesitará mayor estudio para ser utilizados y los segundos hacen referencia a que los pozos están distribuidos de tal forma que generan formas al estilo de figuras geométricas conocidas, este tipo de arreglos son los más conocidos por la industria ya que son los más aplicados y a su vez los más estudiados teniendo también una subdivisión que consta de arreglos en línea o arreglos de forma periférica.[1]

Los arreglos en línea pueden dividirse en línea directa o en línea alterna siendo que en el primer tipo los pozos productores e inyectores logran un balance unos con otros generando así que la eficiencia de barrido se vea mejorada siempre y cuando la relación  $d/a$  sea alta, el segundo caso es presentado como una modificación del arreglo de línea directa dado que se genera por el desplazamiento de los pozos inyectores a lo largo de su línea a una distancia indicada. [1]

Por su lado los arreglos periféricos constan de 6 subdivisiones las cuales reciben su nombre de acuerdo a la forma y distribución de productores e inyectores y estos pueden ser:

Cinco pozos

Siete pozos

Siete pozos invertido

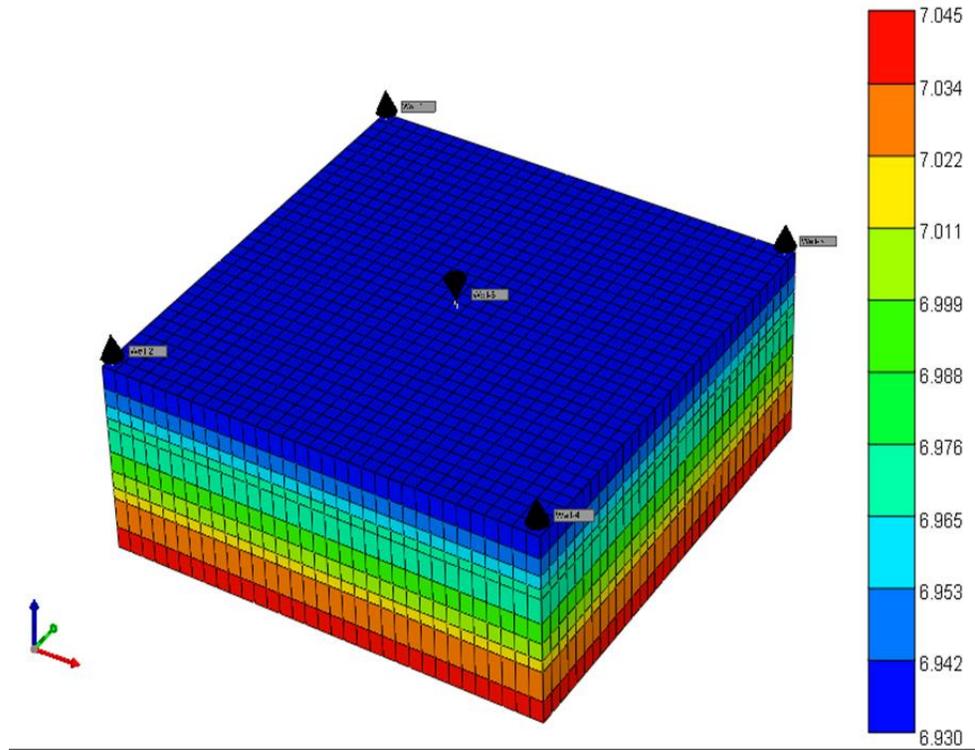
Nueve Pozos

Nueve pozos invertido

Siete pozos distorsionado

**Figura 3**

*Tipos de arreglos de pozo*



**Nota.** La figura refleja un arreglo de 5 pozos para modelo de simulación.

## 2.3 Simulación de yacimientos

Simular hace referencia a la representación de fenómenos físicos mediante programas de computación los cuales resuelven los modelos mediante algoritmos matemáticos obteniendo así soluciones aproximadas referidas a las condiciones de un entorno real.[3]

### 2.3.1 Simulación numérica

Este tipo de simulación es basada en el principio de balance de materiales haciendo uso de la localización de pozos productores e inyectores junto con sus condiciones operacionales, este toma

como principio la división del yacimiento en celdas o bloques tomando en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y así mismo la dirección del flujo de los fluidos dándose la posibilidad de que los pozos puedan operarse y cerrarse de acuerdo a las condiciones que la operación a desarrollar especifique. En la actualidad existen varios tipos de simuladores los cuales son:

Petróleo Negro

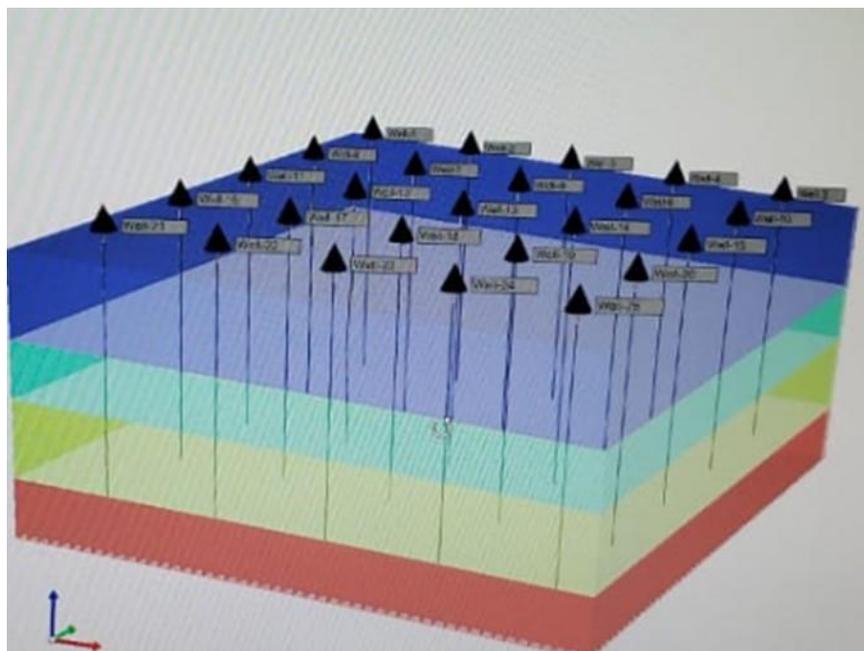
Simulador composicional

Simuladores térmicos

Simuladores químicos

**Figura 4.**

*Simulación proceso recobro mejorado*



**Nota.** Simulación para un proceso de recobro mejorado realizada en el programa CMG

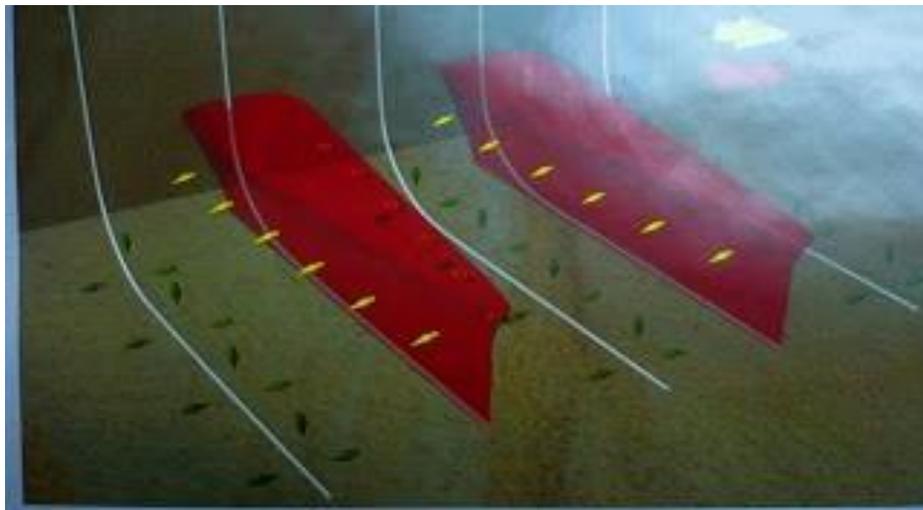
## 2.4 Proceso HASD

“Horizontal Alternating Steam Drive” este proceso es un desplazamiento que se realiza por medio del vapor utilizándose pozos horizontales alternándose la función de estos, este proceso de recuperación térmica puede usarse al estarse aplicando una inyección alternada como una Inyección continúa de vapor siendo una opción interesante para la explotación de yacimientos petroleros siendo utilizada con más frecuencia utilizada en arenas delgadas y muy delgadas ya que la construcción de pozos horizontales para técnicas como la SAGD se llega a ver comprometidas. [9]

Para el desarrollo de esta técnica se necesita de un patrón repetitivo el cual consta de dos pozos horizontales los cuales son paralelos entre si al igual que al plano de buzamiento del estrato, estos drenan el yacimiento intercalándose la función de productor e inyector de vapor durante cierto periodo de tiempo ya determinado, el vapor entra a reducir la viscosidad del crudo por medio de las altas temperaturas que transmite, esta tecnología fue probada en sus inicios en los Estados Unidos hacia el bloque Junín con la finalidad de que se redujera la relación vapor/petróleo y con esto maximizando la producción del crudo, esta prueba siendo realizada a través de simulación en la cual se observaron grandes mejoras en la recuperación del crudo

### Figura 5.

*Ilustración proceso de inyección HASD*



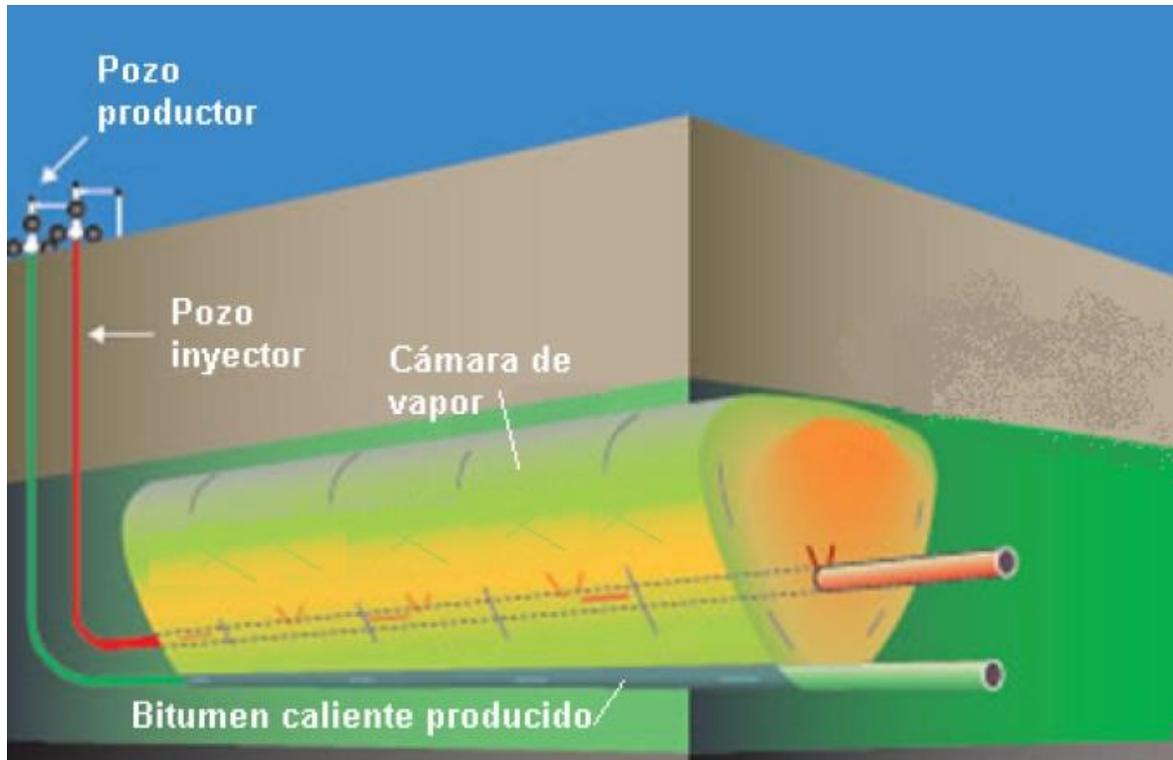
**Nota.** Inyección de vapor realizada mediante la técnica de HASD que consta de alternar las funciones de los pozos cada cierto periodo de tiempo. Tomado de: La comunidad petrolera

## 2.5 Proceso SAGD

“Steam assisted gravity drainage “Es una técnica de recobro mejorado específicamente recobro térmico de crudos pesados y extra pesados consiste en la inyección continua de vapor en la que es crucial tener unas condiciones de estabilidad en presión, temperatura y flujo tanto en los pozos inyectoros como en los productores, este comienza con una fase de precalentamiento por medio del vapor inyectado permitiendo así el inicio de la transferencia de calor entre el vapor y el crudo en yacimiento generando así una disminución de la viscosidad del mismo y de este modo generar una mejor movilidad ya que por diferencia de densidades el crudo es dirigido hacia el pozo productor [4]

**Figura 6.**

*Ilustración proceso de inyección SAGD*



**Nota.** Distribuido el frente de calor inyectado mediante la técnica de SAGD. Tomado de: Universidad Nacional Autónoma de México, trabajo de grado Dorador Rodríguez Elma Rosa

## **2.6 Simulador CMG**

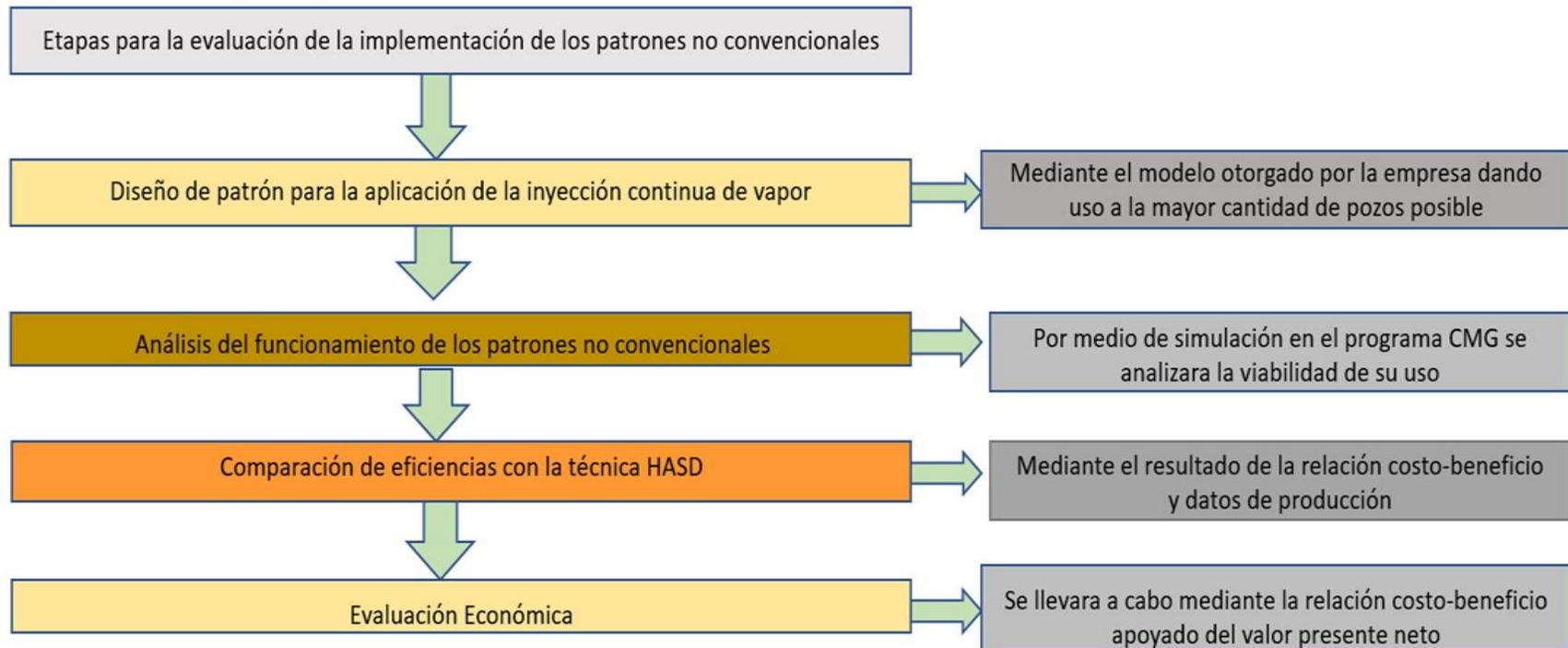
Programa especializado para la simulación de yacimientos elaborado por la empresa “Computer Modeling Group” este programa es el encargado de modelar los yacimientos tomando en cuenta las propiedades dinámicas y estáticas con el fin de poder realizar unas predicciones de como deba hacerse el desarrollo de dicho yacimiento[5] , Este simulador cuenta con 3 funciones las cuales son el Imex, el Gem y el Stars las cuales funcionan para simular yacimientos de petróleo negro, yacimientos composicionales y yacimientos en los cuales se llevaran a cabo procesos térmicos y químicos respectivamente

### 3. METODOLOGÍA

Para el desarrollo correspondiente del trabajo de grado “evaluación de la implementación de los patrones no convencionales para la inyección continua de vapor en el área x mediante simulación dinámica en CMG” Se establecieron cuatro objetivos específicos los cuales se llevarán a cabo de la forma ilustrada en la figura 7

**Figura 7.**

Diagrama metodología del proyecto



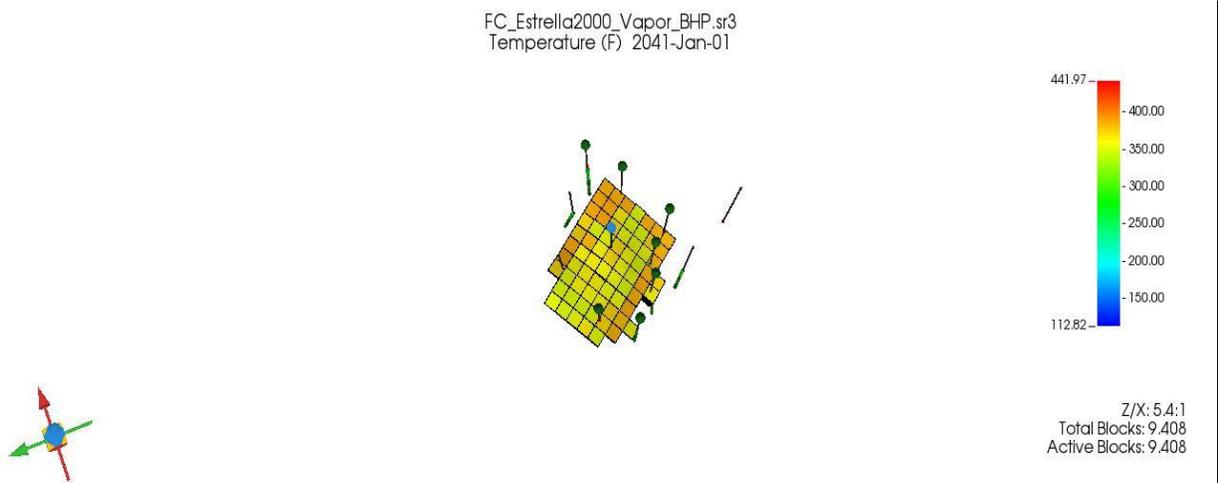
**Nota.** En el esquema podemos observar la metodología a aplicarse en el desarrollo del trabajo de grado descrito objetivo por objetivo

### 3.1 Diseño de patrón para la aplicación de la inyección continua de vapor

Para dar inicio a la metodología se entrara a dar cumplimiento con el primer objetivo el cual consta del diseño de los patrones no convencionales que serán puestos en estudio para esto se tendrá en cuenta la información otorgada por la empresa encargada del proyecto PDVSA en torno a los modelos Estáticos y dinámicos del campo necesarios para posteriormente poder llevar a cabo la simulación de estos además se partirá con los datos de producción de agua y saturación para evaluar el factor del condensamiento del vapor inyectado a yacimiento , se enfocara dicha información en la cantidad de pozos existentes en la zona de los cuales se entrara a desarrollar los diferentes patrones a estudiar dentro del proyecto, estos dado su naturaleza y pensando en el darse uso de la mayor cantidad de pozos en el área pasan a ser arreglos de pozo no convencionales, para el diseño de estos patrones se deberá tener en cuenta el espaciamiento entre pozo y pozo dado que de esto dependerá que la energía aplicadas en forma de calor logre llegar desde los pozos inyectores hacia los pozos productores, junto a esto también afectara la selección de los correspondientes pozos inyectores y productores dado a que de esto dependerá la forma en que se distribuya el vapor en el yacimiento junto con las tasas de inyección que puedan llegar a aplicarse dado a que se pueden llegar a presentar casos de sobrepresión en yacimiento lo que podría llevar a problemas de fracturas o respectivos daños en formación como se muestra en la figura 8.

#### Figura 8.

*Distribución del calor en el modelo estrella*



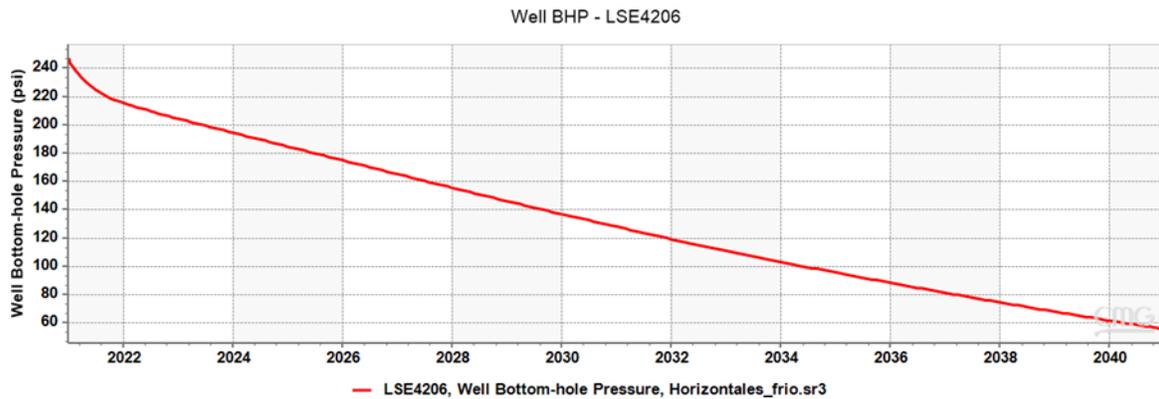
**Nota.** Comportamiento del calor inyectado dentro del modelo estrella al paso de los años. Tomado

de: CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

Posteriormente se procedió a realizar una corrida inicial de cada uno de los patrones resultantes siendo estos llamados casos en frio para así obtener las condiciones iniciales en las que se encuentra el modelo antes de realizarse las posteriores inyecciones lo cual por ser un modelo de recobro térmico se elaboró por medio de la herramienta STARS para esto es importante tener en cuenta propiedades como la BHP arrojadas por el simulador al momento de finalizar la corrida inicial dado que servirá para corroborar que las posteriores corridas tengan una coherencia en torno a sus condiciones iniciales. Las condiciones de BHP se evidencian en el caso en frio para uno de los pozos en el modelo horizontal como lo muestra la figura 9.

**Figura 9.**

*BHP condiciones en frio*

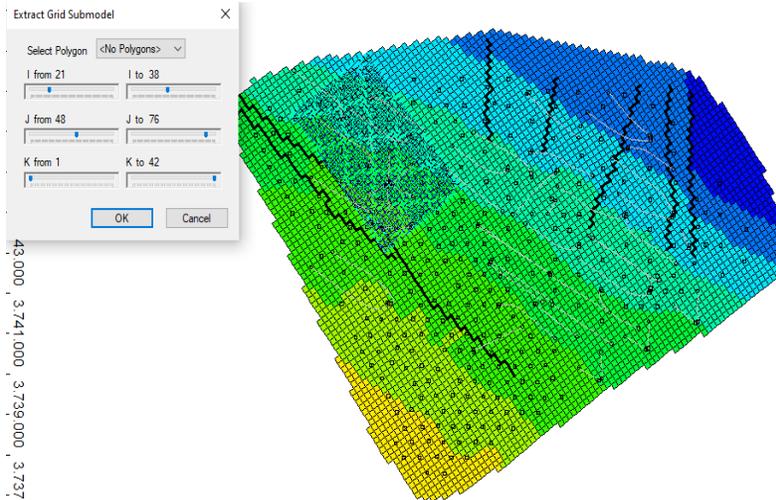


**Nota.** El comportamiento del BHP en uno de los pozos dentro del segundo modelo valor por el que se partió para realizar la inyección. Tomado de: Elaboración propia

Para las correspondientes corridas se realizará la creación de submodelos en vista del tamaño del modelo original lo cual genera que las corridas fueran bastante largas dado las condiciones necesarias para el funcionamiento del programa CMG, para la generación de estos submodelos es necesario la información reflejada en la figura 10.

**Figura 10.**

*Desarrollo de submodelos de simulación*



**Nota.** Información y procedimiento requerido para desarrollo de los submodelos para la simulación. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

### **3.2 Análisis del funcionamiento de los patrones no convencionales**

Posterior al desarrollo de los submodelos se entrará a dar cumplimiento del segundo objetivo partiendo del uso del simulador de la empresa CMG y con los submodelos desarrollados en el objetivo anterior se establecerán sensibilidades de inyección para cada uno de los casos con el fin de realizar un análisis más detallado sobre a funcionalidad de los patrones, para esto se utilizara la información de la corrida en frio para determinar las condiciones iniciales para la inyección en torno a la BHP junto con su respectiva tasa de inyección, esto ingresado a través de la función constraints como o muestra la figura 11.

**Figura 11**

*Datos adicionados al simulador pozo productor*

ID & Type	<input checked="" type="checkbox"/> Constraint definition    previous date: <none>											
<b>Constraints</b>	#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action						
	* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	203 psi	CONT						
Multipliers		<a href="#">select new</a>										
Wellbore												
Injected Fluid												
Options	<div style="border: 1px solid gray; padding: 2px;"> <span style="float: left;">&lt;</span> <span style="float: right;">&gt;</span> </div>											
Layer Gradient	Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT) <input type="text" value="1"/> <span style="float: right;">✖ ▲ ▼ 📄 📄</span>											
Gas Lift	History Matching (OPERATE-HIST) <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-top: 5px;">             Constraint Type: <input type="text"/> </div>											
Guide Rates	< constraint modifiers >											
<input checked="" type="checkbox"/> Comments	<input type="checkbox"/> Change current primary constraint (ALTER) <input type="checkbox"/> Set new or change old constraint (TARGET)											
	BHP	<input type="text" value="0 psi"/>		<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>#</th> <th>Parameter</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td><a href="#">select new</a></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			#	Parameter	Value		<a href="#">select new</a>	
#	Parameter	Value										
	<a href="#">select new</a>											
	Alter:	previous date: <none>										
	Target:	previous date: <none>										

**Nota.** Sección de datos constraint donde se ingresan las condiciones a simular por pozo caso pozo productor. Tomado de: CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

**Figura 12**

*Datos adicionados al simulador pozo inyector*

ID & Type	<input checked="" type="checkbox"/> Constraint definition    previous date: <none>											
<b>Constraints</b>	#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action						
	* 1	OPERATE	STW surface water rate	MAX	2000 bbl/day	CONT						
Multipliers	2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	2000 psi	CONT						
Wellbore	<a href="#">select new</a> ▼											
Injected Fluid												
Options	<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;"> <span style="float: left;">&lt;</span> <span style="float: right;">&gt;</span> </div>											
Layer Gradient	Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT) <input type="text" value="1"/> <span style="float: right;">✖ ▲ ▼ 📊 🗨</span>											
Gas Lift	History Matching (OPERATE-HIST) <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-top: 5px;">             Constraint Type: <input type="text"/> </div>											
Guide Rates	< constraint modifiers >											
✓ Comments	<input type="checkbox"/> Change current primary constraint (ALTER)			<input type="checkbox"/> Set new or change old constraint (TARGET)								
	STW	<input type="text" value="0 bbl/day"/>		<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>#</th> <th>Parameter</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td><a href="#">select new</a></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			#	Parameter	Value		<a href="#">select new</a>	
#	Parameter	Value										
	<a href="#">select new</a>											
	Alter: previous date: <none>			Target: previous date: <none>								

**Nota.** Sección de datos constraint donde se ingresan las condiciones a simular por pozo caso pozo inyector. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019.

Modificada por el autor

A continuación, se procederá a ingresar los datos correspondientes al vapor a inyectar los cuales corresponden a la temperatura del vapor junto con la calidad de el mismo para el caso específico del proyecto se realizaran 2 escenarios uno donde la temperatura del vapor tiene un valor de 440 °F con una calidad de vapor de 0.7 y el segundo caso se utilizara una temperatura de 550 °F y una calidad de vapor de 0.8 como lo muestra la figura 13.

**Figura 13**

*Datos de condiciones de vapor*

Injected fluid: WATER

#	Component	Mole Fraction
1	Water	1.0
2	Dead_Oil	0.0
3	Soln_Gas	0.0
	Total:	1.0

Normalize

Injection fluid / stream attributes

Temperature: 525 F

Steam quality: 0.8

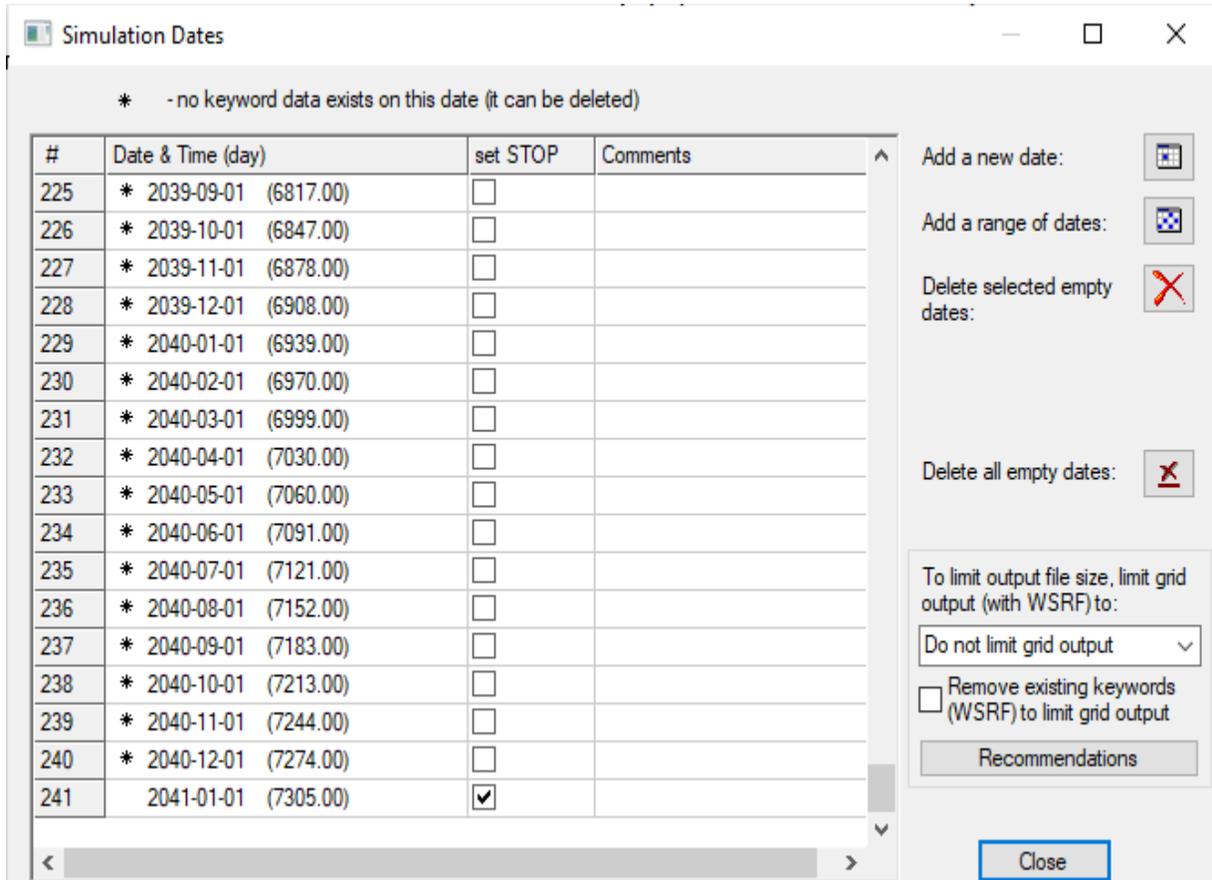
Pressure: 0 psi

**Nota.** Datos adicionados al simulador para las condiciones dadas al vapor para la simulación. Fuente. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

Posterior a esto se creará las fechas dentro de las cuales se desarrollará la simulación para el caso del proyecto se tomara como fecha inicial en primero de enero del 2021 y como fecha final de la simulación al año 2041 estos eventos deberán tener el Stop para el simulador en la fecha final para no tener inconvenientes con paras dentro de las corridas y esta se dé sin inconvenientes como se muestra en la figura 14.

**Figura 14**

*Eventos de pozos*

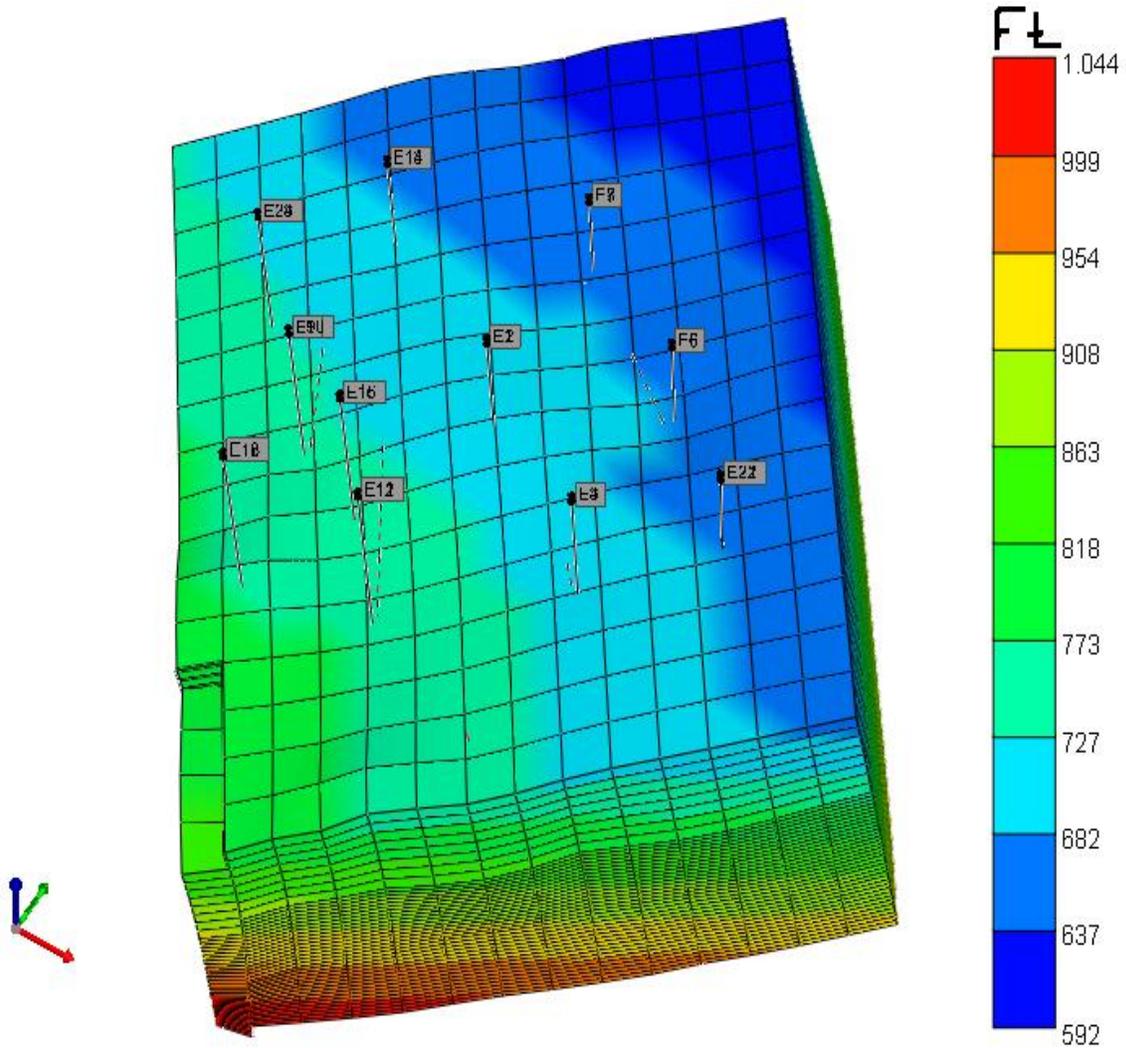


**Nota.** Fechas para el desarrollo de la simulación reflejando los eventos de pozos. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

Para el primer patrón se realizarán 3 corridas usándose diferentes sensibilidades de inyección para poder realizar un análisis más detallado del funcionamiento de el mismo, las sensibilidades establecidas para este caso fueron: 800,1600 y 2000 Bbl inyectados siendo la distribución de este patrón con el pozo central como inyector y los pozos aledaños como los productores como se ve en la figura 15.

**Figura 15**

*Esquema patrón Estrella*



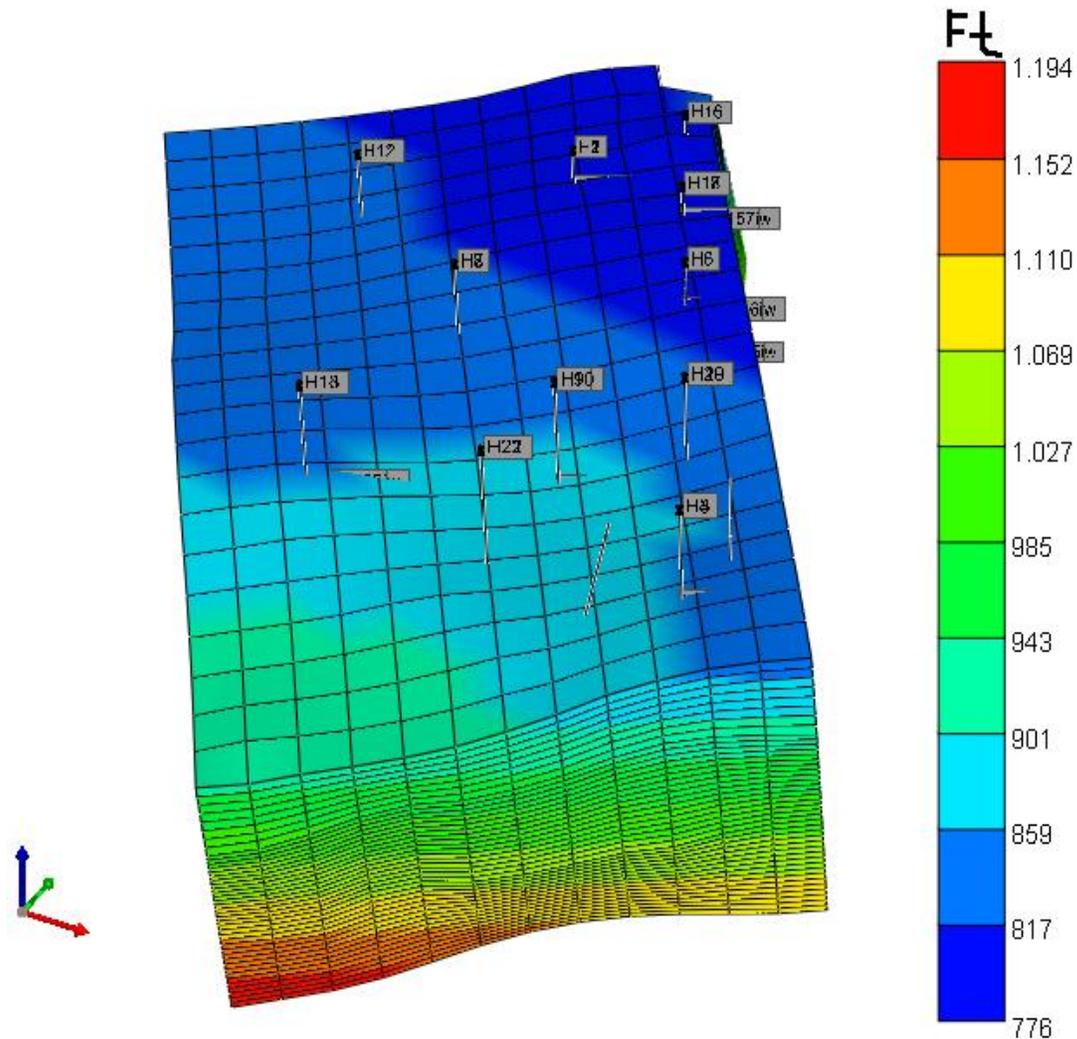
**Nota.** En la imagen se observa la distribución de los pozos dentro del patrón Estrella junto con su escala de profundidad en pies. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

Posterior a esto se realizará una segunda prueba invirtiendo el orden de los pozos para así determinar la viabilidad y desempeño del patrón en este caso específico.

Para el segundo patrón tenemos la presencia de dos pozos horizontales junto con 3 verticales que se encuentran en el medio de estos dos al igual que en el patrón Estrella se realizarán 3 pruebas con diferentes sensibilidades de inyección las cuales serán: 800, 1200 y 2000 Bbl, al igual que en el caso estrella se realizara una segunda prueba invirtiendo el orden de los pozos con las mismas sensibilidades de inyección, el esquema del segundo patrón se puede observar en la figura 16.

**Figura 16**

*Esquema modelo horizontal*



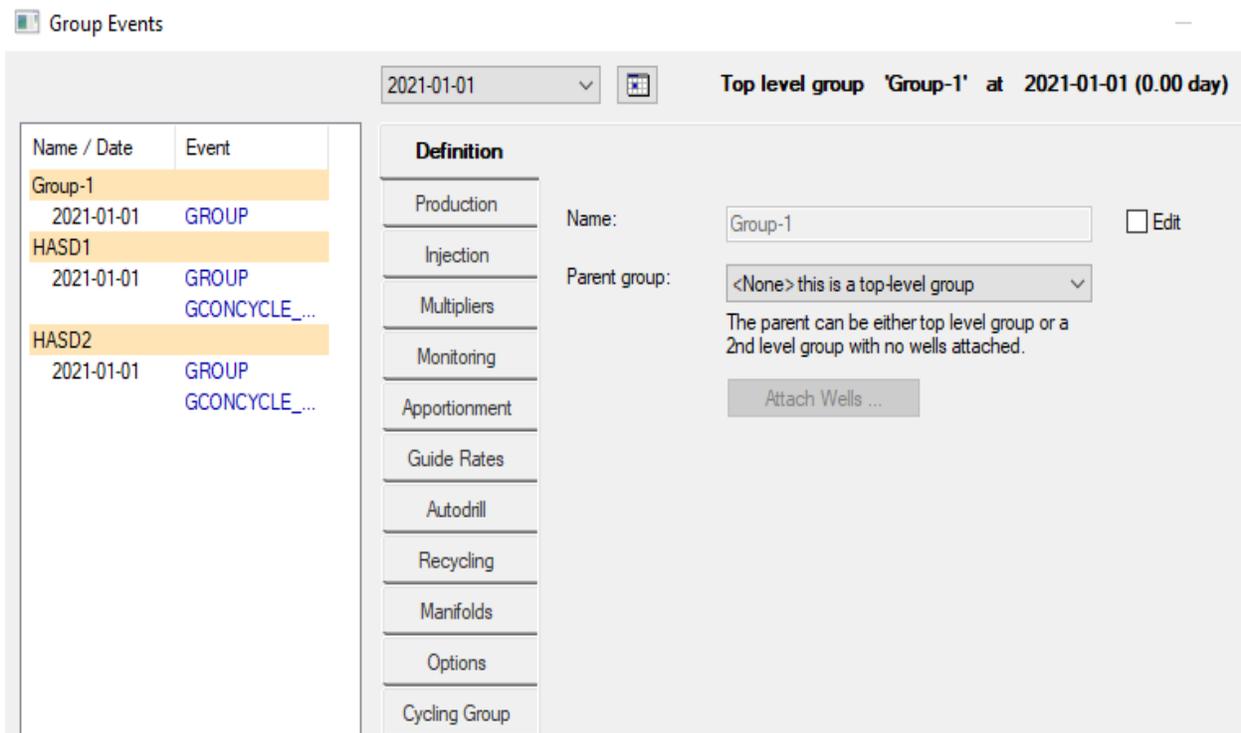
**Nota.** En la imagen se observa el esquema del segundo patrón viéndose los pozos horizontales y verticales junto con su escala de profundidad en pies. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

### 3.3 Comparación de eficiencias con la técnica HASD

Para el desarrollo de la técnica HASD se partirá de la creación de grupos por medio del simulador CMG este con el fin de distribuir los pozos para así poder posteriormente asignar el orden de la alternancia de inyección y producción. La creación de estos grupos se puede observar en la figura 17.

**Figura 17**

*Creación de grupos HASD*



**Nota.** En la imagen se observa los grupos generados para la distribución de pozos en el modelo HASD. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

**Figura 18**

*Datos modelo HASD*

Definition	Participating Streams (CYCLESTREAMS):		<input checked="" type="checkbox"/> Production	<input checked="" type="checkbox"/> Water Injection
Production			<input type="checkbox"/> Gas Injection	<input type="checkbox"/> Solvent Injection
Injection	Cycle Part Number (NPARTS):	3	<input type="checkbox"/> Oil Injection	<input type="checkbox"/> STF Injection
Multipliers	Event:	Define Cycling Group Control	<input checked="" type="checkbox"/> Edit Event	
Monitoring	Sub-keyword	Edit	Value 1	Value 2
Apportionment	<b>Stream Target Types</b>			
Guide Rates	Production		STO - Stock ...	STO - Stock ...
Autodrill	Water Injection		STW - Stock...	STW - Stock...
Recycling	Gas Injection		STG - Stock Ta...	STG - Stock Ta...
Manifolds	Oil Injection		STO - Stock Ta...	STO - Stock Ta...
Options	STF Injection		STF - Stock Tan...	STF - Stock Tan...
<b>Cycling Group</b>	<b>Stream Maximum Rates</b>		<input checked="" type="checkbox"/> Add/Remove	
Comments	Production		0 bbl/day	1e+06 bbl/day
	Water Injection		1e+06 bbl/day	0 bbl/day
	Gas Injection		0 ft3/day	0 ft3/day
	Oil Injection		0 bbl/day	0 bbl/day
	STF Injection		0 bbl/day	0 bbl/day

**Nota.** En la imagen se puede observar los datos a incluir en el simulador para realizarse la técnica HASD. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

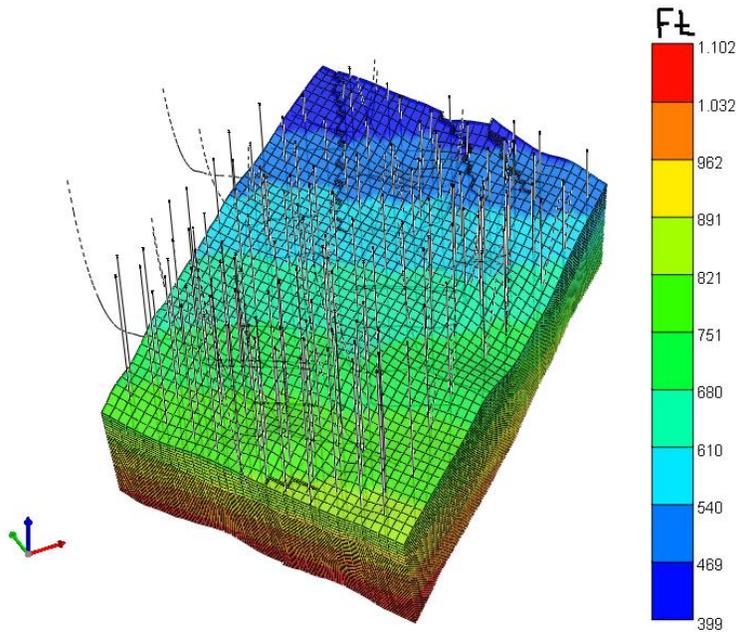
A continuación de la creación de los grupos se pasará a estimar la tasa de inyección junto con los periodos de tiempo donde se hará la alternancia entre productores e inyectores datos que son observados en la figura 18, para efectos del proyecto se estimó que el periodo para la alternancia se estimaría cada 5 años utilizándose la herramienta de cycling groups del simulador por medio de los eventos de pozos en los grupos anteriormente creados , indicándose las partes correspondientes a cada ciclo establecido viéndose como un mínimo predeterminado por el simulador por 3 ciclos viéndose el caso de inyección, remojo y producción respectivamente. El stream maximun rate es

el lugar para la asignación de la tasa para la etapa de la inyección junto con un límite establecido para la producción, es importante el establecer el número de ciclos el cual será instaurado en la parte final de la herramienta en la sección de (otras opciones) junto con el tiempo que debe durar cada uno de estos ciclos (5 años). Para el caso de la HASD también se hace necesario el uso de las condiciones del modelo en frío para los BHP para instaurar las condiciones de producción de esta forma se evitara problemas de incoherencias en los valores de producción que llevaba el campo sin realizarse la inyección junto con los valores posteriores a la inyección.

Para la definición de la tasa de inyección que se utilizará se partirá de la tasa que resulte más eficiente del modelo de horizontales ya que por la naturaleza de este patrón con el uso de los pozos horizontales hace semejanza al principio de la tecnología HASD el cual consta del uso de los pozos horizontales y verticales de la zona para realizar la alternancia.

**Figura 19**

*Esquema modelo HASD*



**Nota.** En la imagen se puede observar el esquema general para el modelo HASD junto con su escala de profundidad en pies. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

Como punto final se reunirán los resultados de los 3 patrones propuestos (Patrón Estrella, Patrón

Horizontal y patrón HASD) para así realizar una comparación entre estos y así poder determinar cuál escenario es el mejor para el desarrollo del campo o que por el contrario la aplicación de estos patrones no sea viable para el desarrollo del campo en estudio. Para el análisis de viabilidad de los patrones propuestos se parte de las gráficas dadas por los archivos SR3 (archivo utilizado para representación de gráficos en la herramienta RESULTS ) resultantes de la simulación de cada uno de estos siendo estas las gráficas de entalpía inyectada acumulada vs producción acumulada de aceite siendo esta la relación entre la energía aplicada al yacimiento en forma de vapor para el cambio de viscosidad del crudo con la cantidad de crudo producida al realizarse esta inyección, luego se pasara a hacer un análisis de la gráfica de la tasa de petróleo en la cual veremos la producción de crudo con las diferencias sensibilidades manejadas para tasa de inyección de vapor adicional esto se deben tener en cuenta las gráficas de presión con cada una de las tasas que serán probadas en los patrones y como último ítem a analizar la gráfica del steam oil ratio (SOR) la cual debe mantenerse en valores inferiores a 5 para que la tasa de inyección propuesta pueda ser aplicada.

### **3.4 Evaluación económica**

Para el desarrollo del ítem económico y último objetivo se partirá de los valores dado por la herramienta RESULTS por medio de una gráfica resultante de la tasa de agua inyectada mensualmente junto con la tasa de producción de crudo dada mensualmente, este se es importada a Excel obteniendo los resultados en tablas de los ítems mencionados mensualmente desde el 2021 fecha de inicio de la simulación hasta el 2041 fecha máxima en la que se estableció la inyección continua de vapor por medio de la simulación, dado a que estos resultado son dados por tasas se debe obtener el valor de la producción e inyección mensual por lo que se realizara la conversión a este para luego en el caso de los barriles inyectados se tiene una equivalencia de 6 dólares por millón de BTU inyectados razón por la cual se deberá hacer la conversión de los valores obtenido a lo equivalente por millón para pasar así a realizar la sumatoria general de barriles producidos y BTU inyectados pasando así en el caso de la producción se multiplicara por 48.98 Valor del precio del barril Brent “valor de cotización manejado en el país” a día de hoy obteniendo de este modo las ganancias por barriles producidos por cada uno de los modelos con diferente tasa de inyección establecida luego para el caso de la inyección teniendo la sumatoria se pasa a multiplicarse este

valor por los 6 dólares obteniendo así los costos por millón de BTU inyectado por cada uno de los modelos propuestos, por último se pasara a aplicar la ecuación para el ítem de Costo-Beneficio para cada uno de estos viendo que si se obtiene un valor mayor a 1 indicara que es viable realizar la inyección a la tasa propuesta pero en caso contrario indicara que la inyección no es económicamente viable. Para referencia por parte de la empresa se estableció que un valor de relación costo beneficio inferior a 1.3 no generaría una ganancia correspondiente a la inversión que debe darse para poder llevarse acabo la implementación del proceso

### **3.5 Materiales y equipos**

Para el desarrollo del proyecto se necesitara del uso del programa de simulación CMG de la empresa computer modeling group utilizando en este caso la versión 2019 gracias a una licencia otorgada por la empresa que hizo posible el desarrollo del mismo, este a través de su herramienta boiler nos permitirá realizar los cambios necesarios que se le deban realizar al modelo para poder poner a prueba nuestra hipótesis junto con la función Results la cual nos otorgara las gráficas correspondientes a lo realizado en cada patrón por las cuales se podrá realizar el respectivo análisis y así pasar a determinar la efectividad de los mismos junto con su viabilidad económica

## 4. RESULTADOS

En la siguiente sección se presentarán los resultados obtenidos a partir del desarrollo de los objetivos establecidos en el proyecto con el fin de evaluar la viabilidad de la implementación de patrones no convencionales para la aplicación de la inyección continua de vapor en el Área X estableciéndose como tecnología de recobro mejorado en la misma.

### 4.1 Evaluación del diseño de los patrones

El diseño de los patrones para la inyección junto con la corrida inicial del caso en frío arrojaron como resultado las condiciones iniciales de BHP para dar inicio a la posterior inyección en los respectivos modelos, estos valores siendo reflejados en la tabla 1

**Tabla 1**

*Condiciones BHP en frío modelo estrella*

<i>Pozos</i>	<i>BHP (psi)</i>
<i>E1</i>	203
<i>E2</i>	210
<i>E3</i>	217
<i>E4</i>	500
<i>E5</i>	208
<i>E6</i>	194
<i>E7</i>	206

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores de presión para cada uno de los pozos. Tomado de. Elaboración propia

**Tabla 2**

*Condiciones BHP en frio modelo Horizontal*

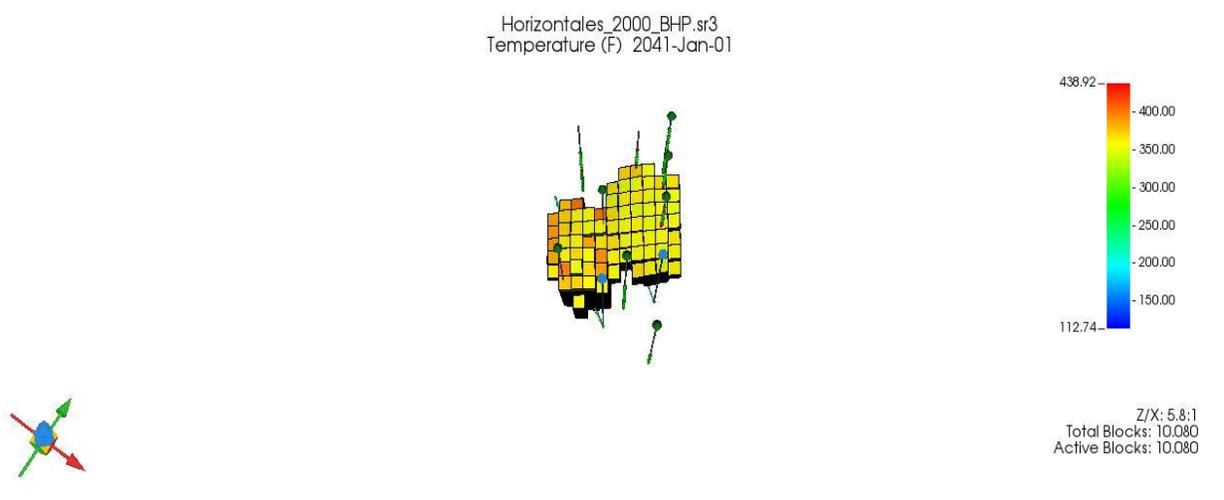
<i>Pozos</i>	<i>BHP (psi)</i>
H1	324
H2	291
H3	259
H4	233
H5	240

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores de presión para cada uno de los pozos. Tomado de. Elaboración propia

A continuación, se realizará la evaluación de los diseños en torno al espaciamiento entre pozos y la distribución del calor inyectado lo cual se ve reflejado en la figura 20. El cambio de temperatura se ve reflejado en el cambio de color reflejado en el modelo dado a que entre mayor temperatura adquiera se lograra dar el cambio de viscosidad requerido para darse el desplazamiento de los fluidos en yacimiento, además representando que el calor inyectado por medio del pozo inyector llegara de manera adecuada a sus respectivos pozos inyectores como se ve en la figura donde el mapa de color representa el calor distribuido en yacimiento y los puntos los pozos utilizados para el desarrollo del patrón.

**Figura 20**

*Distribución del calor inyectado*



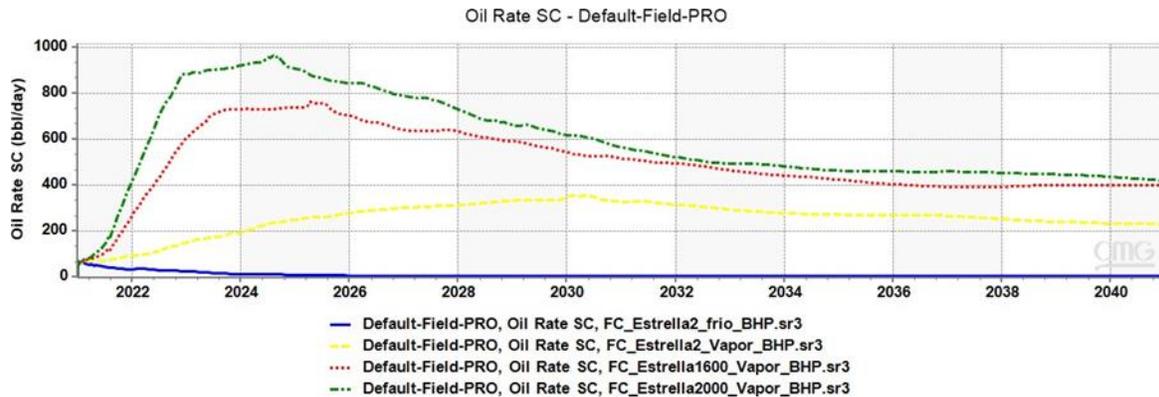
**Nota.** En la imagen se ve el espaciamiento entre los pozos junto con la distribución del calor inyectado en yacimiento. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

#### 4.2 Análisis de los patrones establecidos

Por medio de la gráfica 1 se muestra la variación de la tasa de petróleo en torno a las diversas sensibilidades que fueron manejadas para el desarrollo del proyecto, partiendo del caso en frío el cual refleja el comportamiento del modelo siguiendo con la producción que se llevaba anteriormente, luego de las 3 tasas de inyección establecidas para el primer modelo las cuales fueron de: 800, 1600 y 2000 Bbl inyectados generando así picos de producción de hasta 900 Bbl/día pico establecido para el año 2025.

## Figura 21

### *Oil rate a diferentes tasas de inyección*

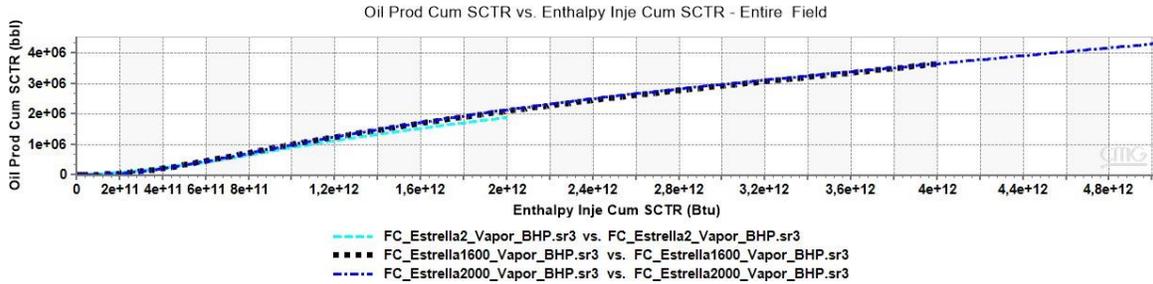


**Nota.** En el gráfico podemos observar los diferentes comportamientos de la tasa de petróleo con el paso de los años a medida que se le es cambiada la tasa de inyección. Tomado de. Elaboración propia

En la gráfica 2 podemos observar el comportamiento en torno a la producción de petróleo acumulada comparada con energía que debió ser aplicada para alcanzar dicha producción para este análisis se partió del primer caso donde se presenta un valor en energía de  $2 \times 10^{12}$  Btu necesarios para dar con una producción de  $2 \times 10^6$  Bbl producidos lo que se entró a comparar con el caso de más alta inyección el cual arrojó valores de  $5 \times 10^{12}$  Btu requeridos para obtener una producción de  $5 \times 10^6$  Bbl producidos lo que indica que alcanzaron valores que superan el doble del valor adquirido con la primera tasa de inyección

**Figura 22**

*Entalpia inyectada acumulada vs petrleo producido*

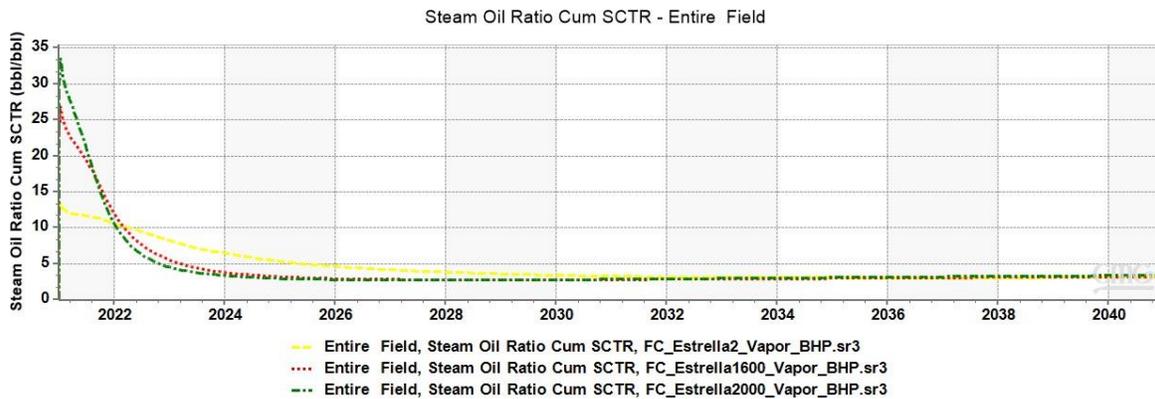


**Nota.** En el grafico podemos observar cómo se da la producción acumulada de petróleo en torno a la tasa de energía acumulada reflejada en la entalpia. Tomado de. Elaboración propia

Como podemos ver en la gráfica 3 se encuentra la curva del radio de vapor siendo importante para el desarrollo de la inyección ya que de sobrepasar valores de 5 indica que la inyección se hace inviable en el caso del primer patrón el valor máximo alcanzado fue de 4 lo que indica que si es viable la inyección utilizándose las 3 tazas en estudio.

**Figura 23**

*Curva Steam oil ratio*



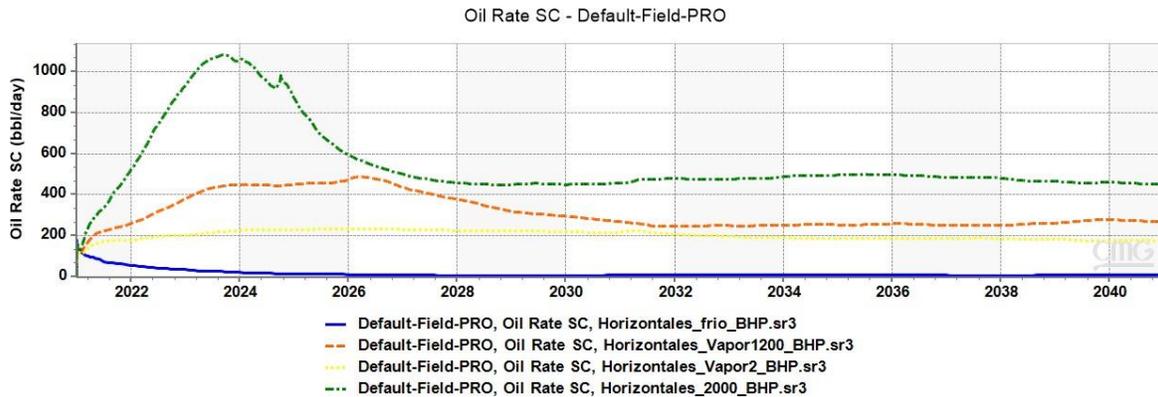
**Nota.** En el grafico podemos observar el comportamiento del steam oil ratio el cual indicaría la viabilidad de la tasa de inyección manejada. Tomado de. Elaboración propia

Ahora pasamos al análisis del 2 patrón establecido al cual se le establecieron al igual que al primer

patrón sensibilidades en torno a tasa de inyección, también se hizo un caso adicional donde se alternaban los pozos inyectoros y productores para probar efectividad de los mismos siendo en este los verticales inyectoros y los horizontales productores, de estos se obtuvo una gráfica de tasa de petróleo comparando su comportamiento con el pasar de los años, la gráfica obtenida de este proceso fue la siguiente:

**Figura 24**

*Tasa de petróleo caso 2.1*

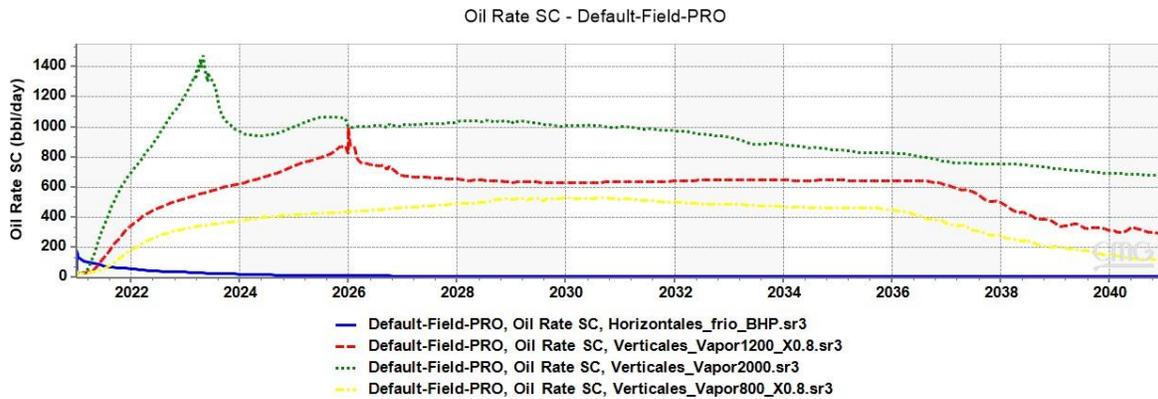


**Nota.** En el grafico podemos observar los diferentes comportamientos de la tasa de petróleo con el paso de los años a medida de que se le es cambiada la tasa de inyección para el caso 1 del modelo 2. Tomado de. Elaboración propia

En la gráfica podemos observar los 3 casos de inyección con los pozos horizontales como inyectoros a tasas de 800, 1200 y 2000 bbl/día identificados por las líneas de color amarillo, rojo y verde respectivamente de esto podemos ver que en el primer caso tenemos un pico de 225 bbl/día producidos en el segundo caso tenemos un pico de 487 bbl/día producidos y en el último caso tenemos un pico de 1081 bbl/día producidos también podemos apreciar por la línea azul el comportamiento del llamado modelo en frio. Luego pasamos a hacer el análisis con los pozos verticales como inyectoros de los cuales obtuvimos la siguiente gráfica:

## Figura 25

### Tasa de petróleo caso 2.2

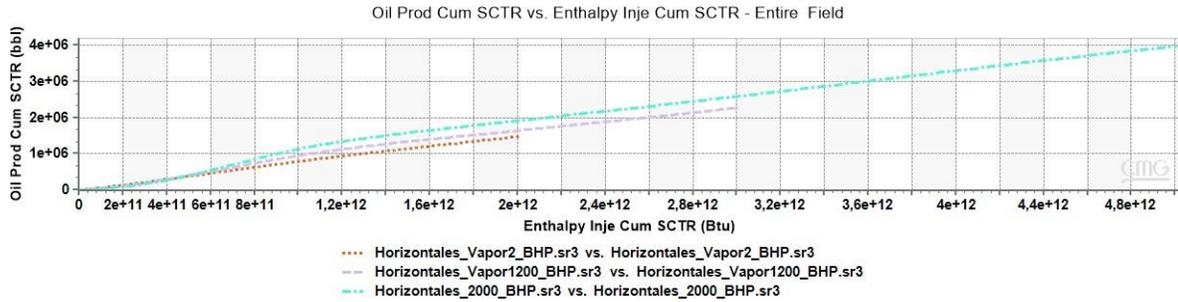


**Nota.** En el gráfico podemos observar los diferentes comportamientos de la tasa de petróleo con el paso de los años a medida de que se le es cambiada la tasa de inyección presentado en el caso 2 del modelo 2. Tomado de. Elaboración propia

En la gráfica podemos observar las 3 sensibilidades para el caso de los verticales como inyectores utilizando las mismas tasas del caso anterior “800, 1200 y 2000 bbl/día “identificados por las líneas de colores amarillo, rojo y verde respectivamente de las cuales se obtuvo que en el primer caso se obtuvo un pico de 525 bbl/día producidos, en el segundo caso obtuvimos un pico de 999 bbl/día producidos y en el último caso obtuvimos un pico de 1449 BBl/día producidos. Siguiendo de estos análisis se pasó como con el patrón anterior realizar el análisis correspondiente a la energía aplicada para la inyección vs la producción de petróleo obtenido, de esto obtuvimos la siguiente gráfica:

**Figura 26**

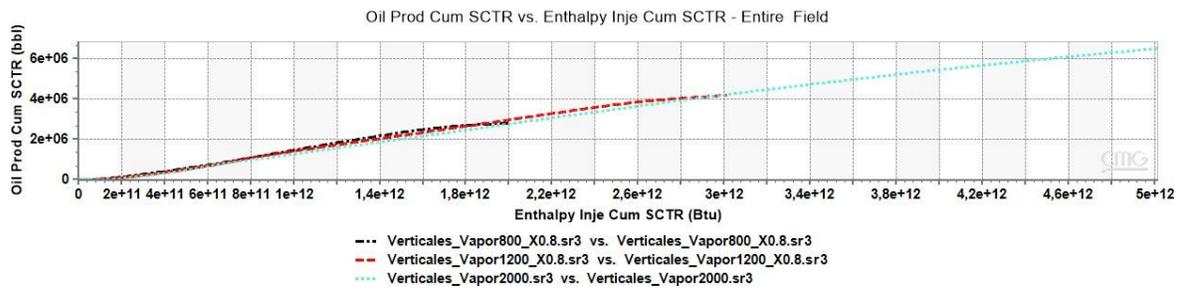
*Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido caso 2.1*



**Nota.** En el grafico podemos observar cómo se da la producción acumulada de petróleo en torno a la tasa de energía acumulada reflejada en la entalpia para el caso 1 del modelo 2. Tomado de. Elaboración propia

**Figura 27**

*Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido caso 2.2*

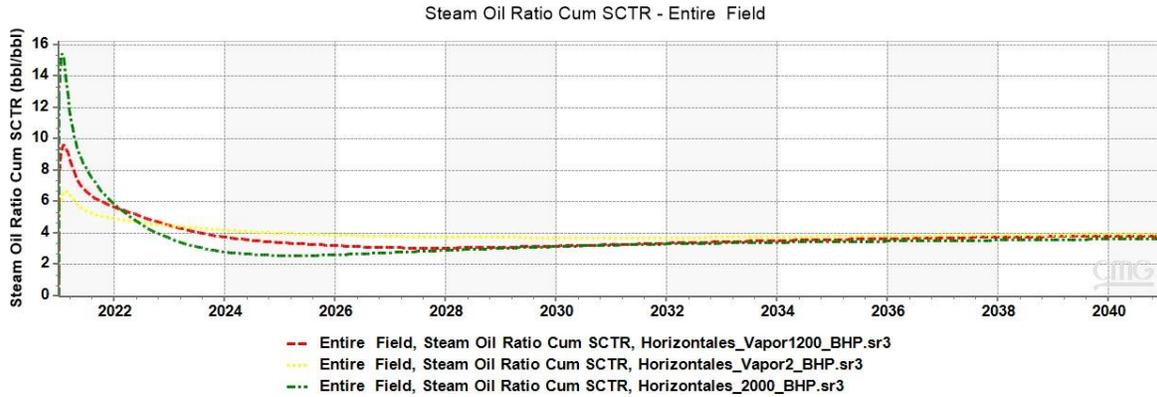


**Nota.** En el grafico podemos observar cómo se da la producción acumulada de petróleo en torno a la tasa de energía acumulada reflejada en la entalpia para el caso 2 del modelo 2. Tomado de. Elaboración propia

Como en el caso del patrón numero 1 también se hizo un análisis de la gráfica del steam oil ratio para verificar que los valores dieran inferiores a 5 y no hubiese problemas con las tasas de Inyecciones establecidas de lo cual obtuvimos las siguientes graficas:

**Figura 28**

*Steam oil ratio*

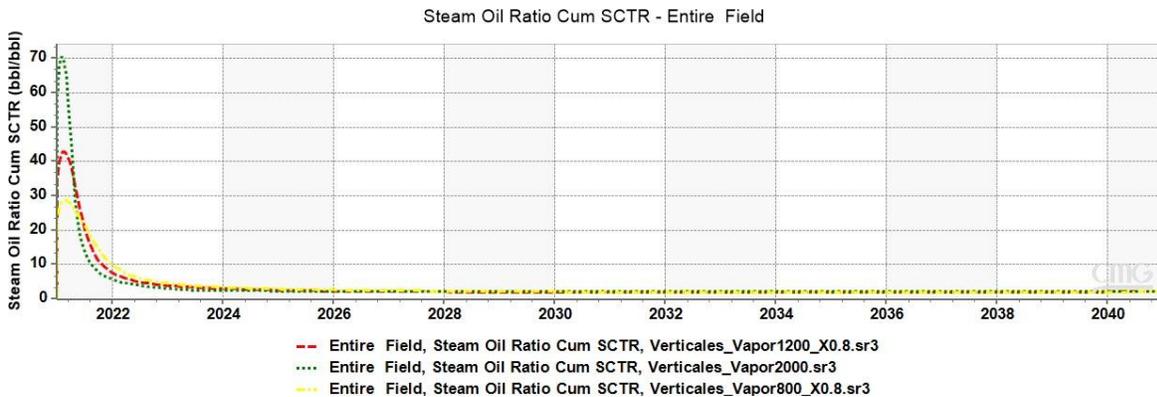


**Nota.** En el grafico podemos observar el comportamiento del steam oil ratio el cual indicaría la viabilidad de la tasa de inyección manejada. Tomado de. Elaboración propia

En la gráfica podemos observar el valor de la gráfica hacia el año 2041 los cuales no superan valores de 4 lo que indica que no habría problemas con la inyección a las tasas establecidas, este mismo ejercicio se realizó con el caso 2.2 del cual obtuvimos la siguiente gráfica:

**Figura 29**

*Steam oil ratio caso 2.2*



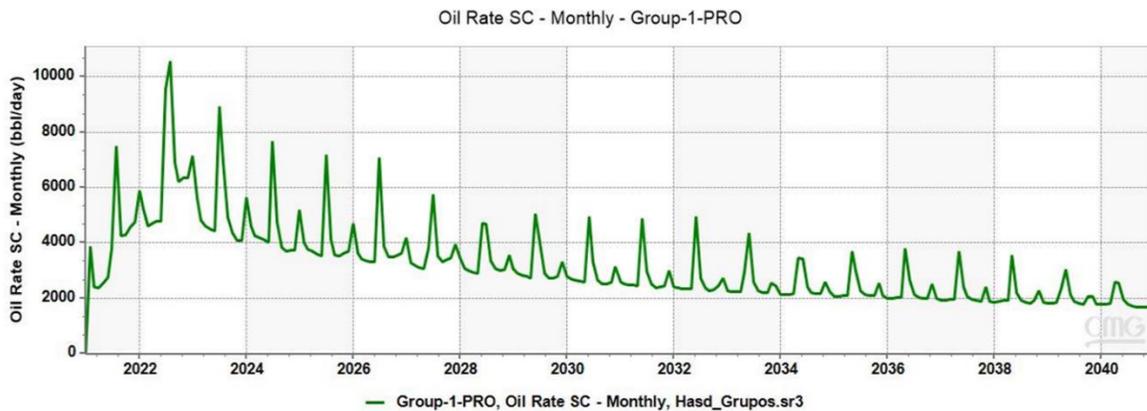
**Nota.** En el grafico podemos observar el comportamiento del steam oil ratio el cual indicaría la viabilidad de la tasa de inyección manejada. Tomado de. Elaboración propia

Para el caso de la HASD se partió de la tasa de inyección que mejores resultados se obtuvieron de los casos 2.1 y 2.2 ya que este modelo manejaba pozos horizontales y verticales como en el caso

del modelo de la HASD a su vez también en los verticales se debía dividir la tasa de inyección en el número de pozos que había para así asegurarse que se inyectara la cantidad de vapor deseada y no superar valores de presión que podrían generar problemas en el modelo. En este caso tomamos también la herramienta de RESULTS para evaluar la tasa de producción de crudo de la cual pudimos obtener la siguiente gráfica:

**Figura 30**

*Tasa de petróleo HASD*



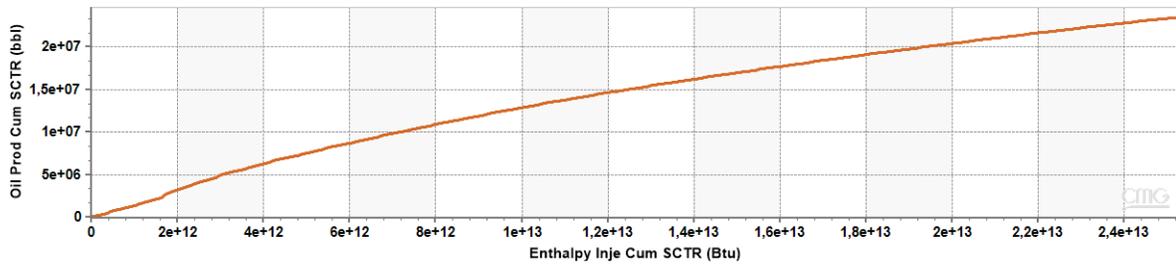
**Nota.** En el grafico podemos observar los diferentes comportamientos de la tasa de petróleo con el paso de los años a medida que se le es cambiada la tasa de inyección para el caso HASD. Tomado de. Elaboración propia

En la gráfica podemos observar el comportamiento de la tasa de petróleo con el paso del tiempo viéndose los picos por parte de la aplicación de la técnica HASD y por otro lado se ve la curva del modelo HASD en frio. Luego pasamos a hacer el análisis correspondiente a la energía aplicada para esta inyección vs el petróleo producido siendo este un ítem para determinar si es Justificable la tasa de inyección utilizada para esta técnica, con esto obtuvimos la siguiente gráfica:

**Figura 31**

*Entalpia inyectada acumulada vs petróleo producido acumulado HASD*

Oil Prod Cum SCTR vs. Enthalpy Inje Cum SCTR - Entire Field

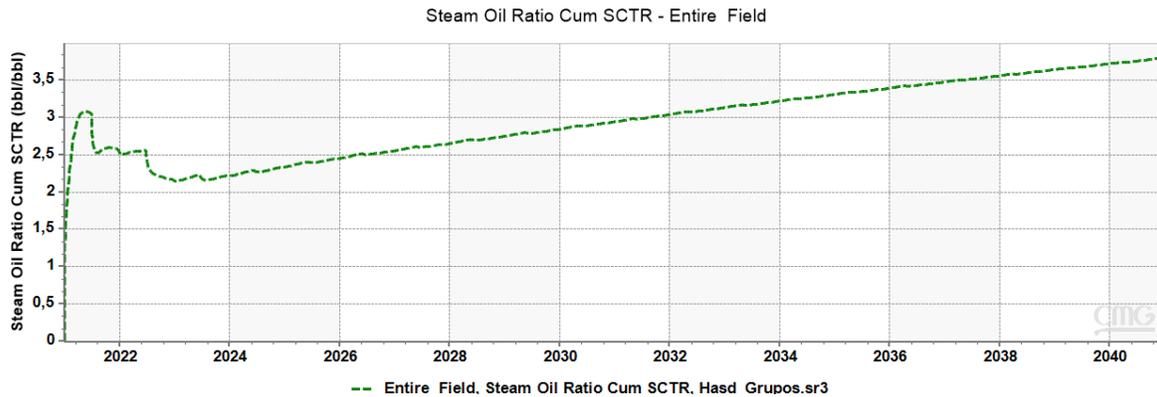


**Nota.** En el grafico podemos observar cómo se da la producción acumulada de petróleo en torno a la tasa de energía acumulada reflejada en la entalpia para el caso HASD. Tomado de. Elaboración propia

En la gráfica podemos observar que con la inyección realizada se llegó a utilizar una tasa de energía de  $2.51 \times 10^{13}$  BTU produciéndose una tasa de  $2.34 \times 10^7$  bbl, por último se entra a analizar la gráfica correspondiente al steam oil ratio para así analizar si el proceso es ineficiente o no, de esto obtuvimos la siguiente gráfica:

**Figura 32**

*Steam oil ratio HASD*



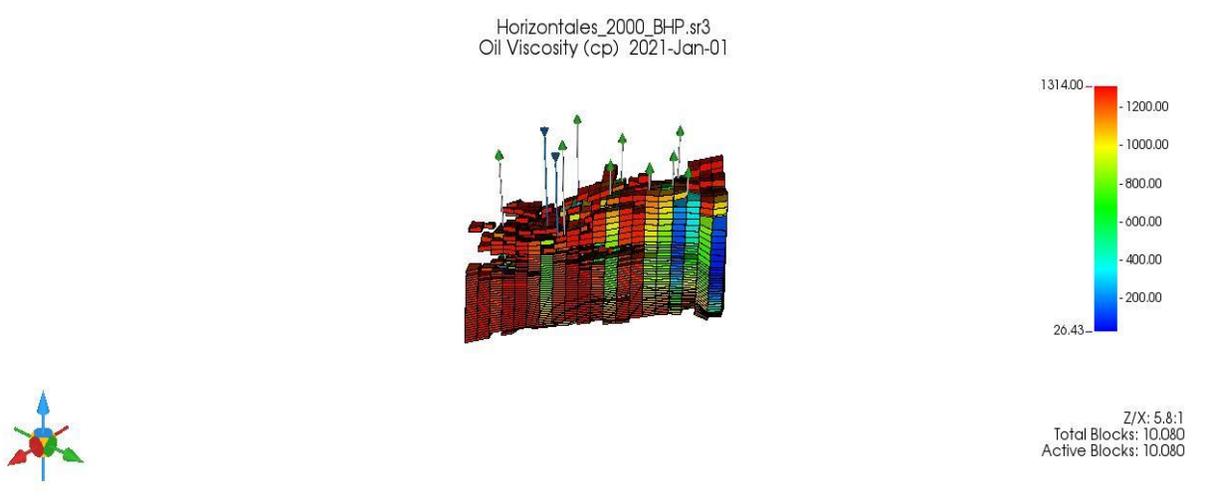
**Nota.** En el grafico podemos observar el comportamiento del steam oil ratio el cual indicaría la viabilidad de la tasa de inyección manejada para el caso HASD. Tomado de. Elaboración propia

Como se puede ver en la gráfica con referencia al año 2041 que es la fecha final asignada a la simulación no se llegan a superar valores de 5 por lo cual podemos decir que la tasa a la cual se realizó la HASD es eficiente.

Como ítem adicional se puede observar la afectación de la viscosidad por medio de la inyección de vapor lo que favorece al desplazamiento de fluidos en yacimiento y así mismo a su posterior producción, la figura 21 muestra el estado de la viscosidad en uno de los modelos propuestos siendo el color rojo muestra de los puntos en yacimiento donde se encuentra la mayor viscosidad y los puntos azules los puntos con menor viscosidad, a medida de que se represente un cambio de color desde su punto máximo (Rojo) se evidenciara la afectación de la viscosidad por parte del calor que será inyectado a yacimiento.

### Figura 33

*Estado inicial viscosidad*

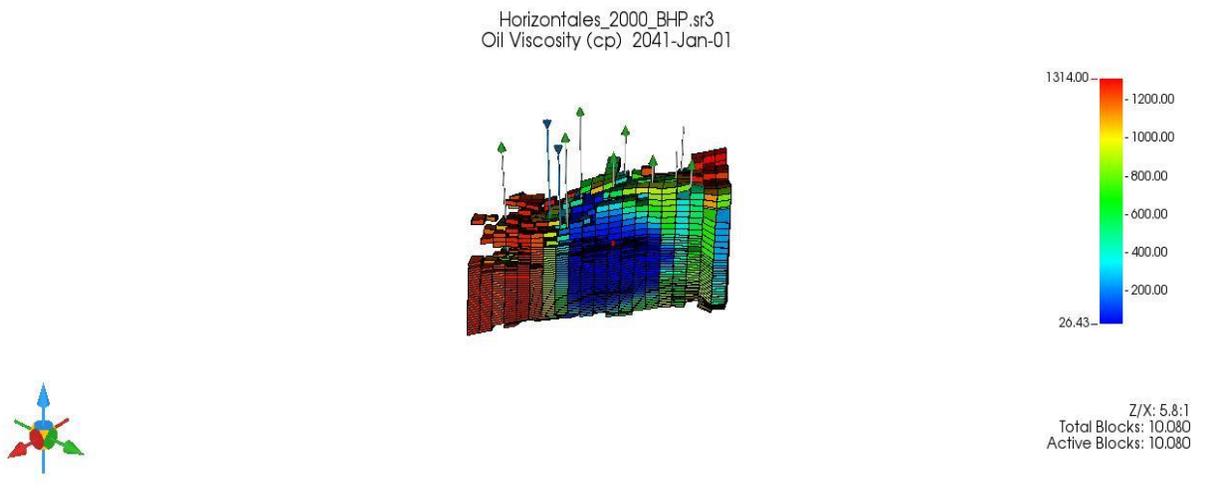


**Nota.** En la imagen se ve el estado inicial del modelo en torno a viscosidad previo a la simulación. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

Podemos observar valores de viscosidad de 1314 cp (Rojo) al inicio de la inyección lo que ponderaría el valor de viscosidad de nuestro caso en frio, luego se ve reflejado a través de la figura 22 la afectación de la viscosidad por medio de la transferencia de calor dada en yacimiento. El cambio se ve reflejado en la aparición del color azul en zonas donde el valor máximo de viscosidad (Rojo) se evidenciaba en el caso en frio viéndose como positiva ya que ayudara a que el desplazamiento de los fluidos pueda darse con mayor facilidad.

## Figura 34

*Estado final de la viscosidad*



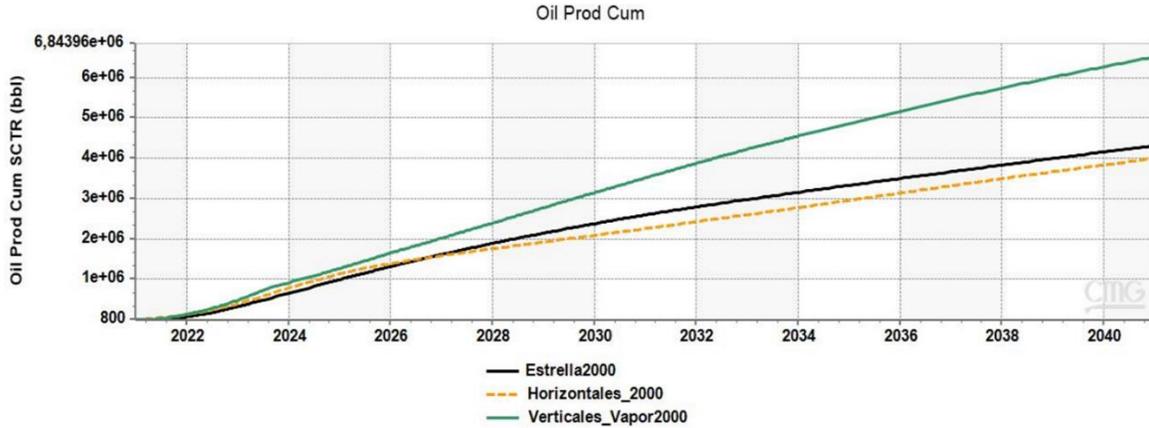
**Nota.** En la imagen se ve el estado de la viscosidad luego de la simulación dada a los 20 años correspondientes. Tomado de: CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

### 4.3 Comparación de eficiencias con la técnica HASD

A continuación se presentan los resultados obtenidos al momento de comparar los modelos obtenidos con la aplicación de la técnica HASD se partió del análisis del desempeño de los modelos mencionado en torno a la tasa de petróleo acumulado lo cual está reflejado en la gráfica 13 la cual nos muestra que el modelo 2 con los pozos verticales como inyectoras tiene una mayor eficiencia con una tasa de  $6.7 \times 10^6$  Bbl producidos razón por la cual fue el seleccionado para ser comparado con la técnica HASD en términos de producción.

**Figura 35**

*Tasa de petróleo acumulado modelos iniciales*

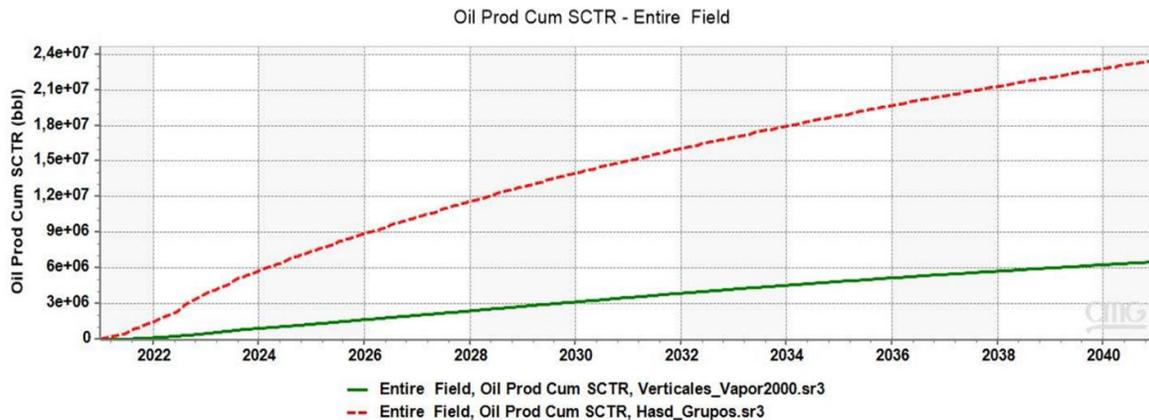


**Nota.** En la gráfica se ve la comparación de la tasa de petróleo entre modelos. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

Posterior a esto se pasó a realizar el análisis en torno al modelo resultante y la técnica HASD a través del ítem de tasa de producción acumulada viéndose el valor del patrón obtenido de  $6.7 \times 10^6$  Bbl producidos se entra a comparar con los valores obtenidos a través de la HASD el cual fue de  $2.4 \times 10^7$  Bbl producidos demostrando que en términos de producción la técnica HASD sería la más eficiente, estos valores se ven reflejados en la Grafica 14.

**Figura 36**

*Producción acumulada HASD vs Producción acumulada modelo 2.2*



**Nota.** En la gráfica se ve la comparación de la tasa de petróleo entre modelos. Tomado de. CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por el autor

## **5. ANÁLISIS FINANCIERO**

En la siguiente sección se desarrollara la evaluación financiera del proyecto el cual se evaluó con el propósito de elevar la producción del campo en el área X a través de la implementación de la inyección continua de vapor como método de recobro mejorado utilizándose patrones de pozo no convencionales en vista del uso de los pozos ya perforados en la zona para el diseño de los mismos, este método entraría a reemplazar a la inyección cíclica de vapor realizada actualmente en el área la cual está generando problemas de condensamiento del vapor inyectado, esta evaluación se hará de la mano de la relación Costo Beneficio de la mano del indicador financiero Valor presente neto VPN, las proyecciones utilizadas para el proyecto son de 20 años partiendo del 1 de Enero del 2021 teniendo como fecha final el 1 de Enero del 2041, apoyándonos de la ley de hidrocarburos del 2001 establecida por el congreso nacional venezolano para la instauración de términos de costos de regalías por producción petrolera.

### **5.1 Análisis de costos OPEX**

El concepto de OPEX hace referencia a los costos en términos de operación y funcionamiento del campo dentro de los que se encuentran los combustibles junto con el costo de la energía requerida para la generación del vapor el cual corresponde a 6 dólares por cada millón de BTU inyectados, adicional a esto se encuentra el valor del lifting cost el cual está establecido en 15 dólares/Bbl dándose un incremento anual del 10 % (el proyecto ha sido establecido a 20 años de proyección ) de lo cual se estableció el siguiente valor por cada año en estudio:

**Tabla 3***Valor del lifting*

Año	USD/bbl
2021	15
2022	16.5
2023	18.15
2024	19.96
2025	21.96
2026	24.16
2027	26.58
2028	29.24
2029	32.16
2030	35.38
2031	38.92
2032	42.81
2033	47.09
2034	51.80
2035	56.99
2036	62.69
2037	68.96
2038	75.85
2039	83.44
2040	91.78

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores de lifting costo con su aumento por año

Partiendo de los valores de inyección obtenidos en torno a las tasas de inyección en cada uno de los modelos establecidos junto con la relación de 6 dólares por millón de BTU otorgado por la

empresa operadora con lo cual se añadió el costo por el lifting cost para obtener así el total de los costos por año de cada uno de los modelos

**Tabla 4**

*Costos por modelo*

MODELO	COSTOS DE INVERSION TOTAL USD
Estrella taza 800	92415500
Estrella taza 1600	179138254
Estrella taza 2000	211197203
Horizontal 800	63235532,77
Horizontal 1200	93152291,59
Horizontal 2000	163570438,3
Vertical 1200	171495187,5
Vertical 2000	414408997,5
HASD	848130045,69

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores de costos de inversión total para cada uno de los modelos

Luego se pasó a hallar el valor de los ingresos basados en la producción año a año por cada uno de los modelos propuestos esto teniendo como base un precio de barril por cotización Brent de USD/bbl para así llegar a un valor estimado de ingresos por producción al 2041 dentro de lo cual se tuvo en cuenta una tasa de inflación del 3%

**Tabla 5***Ingresos brutos*

Modelo	Ingresos dólares	Costos total USD
Estrella taza 800	10999885	92415500
Estrella taza 1600	21999585	179138254
Estrella taza 2000	27499457	211197203
Horizontal 800	74605578	63235532,77
Horizontal 1200	114979710,6	93152291,59
Horizontal 2000	201021023,8	163570438,3
Vertical 1200	211128096,1	171495187,5
Vertical 2000	502002931,3	414408997,5
HASD	1181205950	848130045,69

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores de costos para cada uno de los modelos

Para el cálculo de los ingresos netos se utilizó el valor por pago de regalías conferido a la ley de hidrocarburos de 2001 establecida por el congreso nacional de Venezuela el cual establece un mínimo en pago de regalías del 16.66% valor del cual se partió para hallar los ingresos netos

**Tabla 6***Cálculo de los ingresos*

Modelo	Ingreso bruto Dólares	Pago regalías 16.66 %	Ingreso Neto
Estrella 800	94834951,96	15799503	79035448.96
Estrella 1600	183899302,7	30527284.25	153372018.5
Estrella 2000	217533119.1	25233841.82	192299277.3
Horizontal 800	74605578	12384525.95	62221052.05
Horizontal 1200	114979710.6	19086631.96	95893078.64
Horizontal 2000	201021023,8	33369489.95	167651533.9
Vertical 1200	211128096,1	35047263.95	176080832.2
Vertical 2000	502002931,3	83332486.6	418670444.7
HASD	1181205950	196080187.7	985125762.3

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores de ingresos brutos y netos para cada uno de los modelos

Teniendo los valores de ingresos netos junto con los valores de los costos pasamos a hallar el valor presente neto de cada uno de estos con el fin de indicar la ganancia o pérdida si es el caso en torno al costo del dinero el día de hoy esto viéndose reflejado en la siguiente tabla

**Tabla 7***Valor presente neto*

Modelo	VPN Ingresos (USD)	VPN Egresos (USD)
Estrella 800	29.937.750	31.513.421
Estrella 1600	65.495.776	49.707.583
Estrella 2000	80.017.254	58.624.466
Horizontal 800	2.168.312	2.221.563
Horizontal 1200	3.046.157	2.986.429
Horizontal 2000	88.323.136	64.335.547
Vertical 1200	71.937.623	57.067.467
Vertical 2000	214.047.852	150.690.305
HASD	476.525.650	319.277.411

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores del valor presente neto para cada uno de los modelos

Como punto final con los valores de ingresos y egresos habiendo sido llevados a valores actuales se pasó a utilizar la ecuación de costo beneficio para así determinar la viabilidad económica de cada uno de los modelos propuestos

**Figura 21***Ecuación costo-beneficio*

$$C/B = \frac{\text{ingresos totales netos}}{\text{costos totales}}$$

**Nota:** En la imagen podemos observar el ítem costo-beneficio el cual será utilizado para analizar la viabilidad de cada uno de los patrones con sus diversas tasas de inyección

**Tabla 8***Ítem costo-beneficio*

Modelo	C/B
Estrella 800	0.95
Estrella 1600	1.05
Estrella 2000	1.15
Horizontal 800	0.98
Horizontal 1200	1.02
Horizontal 2000	1.37
Vertical 1200	1.26
Vertical 2000	1.42
HASD	1.49

**Nota.** En la tabla podemos observar los valores del ítem C/B para cada uno de los modelos

Con los resultados del análisis financiero podemos determinar que en términos económicos el patrón con mejor desempeño es el modelo vertical con una tasa de inyección de 2000 Bbl aunque llega a ser levemente superado por la técnica HASD que tiene un valor de relación C/B de 1.49 razón por la cual es seleccionado como el modelo más eficiente superándose el valor establecido como mínimo en relación de 1.30 por parte de la empresa además de que se obtiene mayor ganancia con respecto a los demás modelos aunque requiriéndose una mayor inversión, haciéndose un énfasis en que solo 3 de los modelos propuestos logran sobrepasar el valor mínimo establecido por la empresa por medio de este ítem señalando que las ganancias obtenidas por estos modelos no serían las adecuadas teniendo en cuenta la inversión que debería ser realizada para su desarrollo.

## 6. CONCLUSIONES

Se demostró la conveniencia del uso de la inyección continua de vapor como método de recobro mejorado obteniendo ganancias mayores al 20% en productividad obteniéndose más de 20000 Bbl producidos utilizándose sensibilidades de inyección de 2000 Bbl/día

Se logró demostrar la viabilidad del uso de los pozos existentes para el desarrollo de los patrones de inyección en torno a una mejor movilidad de fluidos en yacimiento viéndose reflejado en una disminución de la viscosidad de 1000 cp

Se logró determinar que mediante la técnica de HASD usando 2000 Bbl/día de sensibilidad se pudo alcanzar ganancias de producción de aproximadamente 654.690 bbl, lo cual representa una relación C/B de 1,49 en un proyecto de rentabilidad evaluado para 20 años.

Se comprobó la viabilidad de las inyecciones por medio del ítem Costo-Beneficio a partir de las tasas de producción y la tasa de inyección de vapor adquirido mediante la herramienta RESULTS con excepción de los casos donde su respectiva relación B/C fue de 0.95 y 0.98 respectivamente

Se concluyó que solo 3 modelos cumplen con el requisito de relación C/B > 1.3 establecido por la empresa (Horizontal 2000, Vertical 2000 y el HASD) los cuales representaron valor en relación de 1.37, 1.42 y 1.49 respectivamente

Se comprobó la afectación de las características del vapor a inyectar en torno a su primera prueba con valores de 440 °F y x 0.7 disminuyendo viscosidad a 300 cp luego con temperatura de 525°F y x 0.8 obteniendo valores de densidad inferiores a los 200 cp obteniéndose un beneficio en torno a una mejor movilidad de los fluidos en yacimiento

Se comprobó que la inyección continua de vapor tiene importantes ventajas en comparación con la alternada viéndose reflejado en las gráficas de tasa de petróleo (grafico1, grafico5 y grafico 10) donde se evidenciaba el caso con continua y el caso en frío con la alterna alcanzando valores de hasta 1000 Bbl/día

Se evidencio que el caso con mayor viabilidad es el caso del patrón 2 con los pozos verticales como inyectores y los horizontales como productores utilizando una tasa de inyección de 2000 Bbl con ganancias en producción de 493.995 Bbl con valor en relación B/C de 1,42

Se comprobó que le hecho de hacer uso de los pozos que ya se encontraban en el área generando así patrones no convencionales para la inyección continua de vapor hace que se reduzcan los gastos dado a que la perforación de pozos nuevos podría aumentar hasta en 11000000 USD lo que podría conllevar a hacer inviable el proyecto

## 7. BIBLIOGRAFÍA

[1] CIED PDVSA, 1997 *instituto de desarrollo profesional y técnico, recobro adicional de petróleo por métodos convencionales* [En línea] 2nd ed. Venezuela, Disponible: Repositorio Universidad América <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6680/1/512244-2018-1-IP.pdf>

[2] L. Cardona- Rojas, *Efecto de Nano partículas en Procesos con Inyección de Vapor a Diferentes Calidades.*, Tesis Mast. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia., Medellín, Colombia, 2017 [En línea]  
Disponible. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/63056>

[3] Bladimir CERON G, 2016, *Simulación de yacimientos*, [En línea], Quito, Ecuador, Disponible: [http://speepn.weebly.com/uploads/8/1/7/9/8179464/libro\\_simulaci%C3%B3n\\_-\\_rev\\_13\\_01\\_2016.pdf](http://speepn.weebly.com/uploads/8/1/7/9/8179464/libro_simulaci%C3%B3n_-_rev_13_01_2016.pdf)

[4] K. M. Guevara - Lema, *análisis de inyección continúa de vapor para recuperación de crudo pesado y extra pesado para un campo de la Amazonía ecuatoriana*, Tesis .pre. Facultad de Ingeniería de petróleos, Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador, 2017, [En línea]  
Disponible: <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/16905>

[5] T. Gonzales y C. Ramírez, “Simulación de control del proceso SAGD utilizando un controlador difuso”, *Revista ciencia e ingeniería*, Vol 24, no.1, Enero del 2003 Universidad Nacional Experimental del Táchira, Caracas, Venezuela [En línea]  
Disponible: <http://buscoinfojcu.uca.edu.ve/Record/EBC3207202>

[6] J. M. Lacayo y C. A. Camacho - Pérez, *Simulación numérica de las formaciones caballos y Villeta del campo loro, cuenca del putumayo*, Grupo investigación Recobro mejorado, Universidad América, Bogotá, Colombia, 2010 [En línea] Disponible: Repositorio Universidad América <http://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/790>

[7] J. F. Palomino – Rivadeneyra, *estudio de recuperación de crudos pesados en el campo pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utilizando tecnología actual*, Tesis. Pre Facultad de Ingeniería de petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2009, [En línea] Disponible: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1786/1/CD-2378.pdf>

[8] M. Paris – DE - Ferrer, 2001, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. [En línea] Maracaibo, Venezuela, Disponible :  
<http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

[9] C. F. Reina - Laiton, *Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales*, Tesis Mast. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia ,2017 [En línea] Disponible: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/59272>

[10] S. F. Rueda- Neira y J. A. Rocha- Arrieta, *Evaluación de la factibilidad étnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica*. Tesis pre (Ingeniería de petróleos) Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2011, [En línea] Disponible:

[https://uids-primos.hosted.exlibrisgroup.com/primos-explore/fulldisplay?docid=uids\\_bucaramanga157212&context=L&vid=UIDS&lang=es\\_CO&search\\_scope=uids\\_completo&adaptor=Local%20Search%20Engine&tab=uids\\_tab&query=any,contains,evaluaci%C3%B3n%20de%20la%20factibilidad%20%C3%A9tnica%20de%20reactivar%20un%20proyecto%20de%20inyecci%C3%B3n%20c%C3%ADclica%20de%20vapor%20en%20un%20campo%20colombiano%20mediante%20simulaci%C3%B3n%20num%C3%A9rica.%20&mode=Basic](https://uids-primos.hosted.exlibrisgroup.com/primos-explore/fulldisplay?docid=uids_bucaramanga157212&context=L&vid=UIDS&lang=es_CO&search_scope=uids_completo&adaptor=Local%20Search%20Engine&tab=uids_tab&query=any,contains,evaluaci%C3%B3n%20de%20la%20factibilidad%20%C3%A9tnica%20de%20reactivar%20un%20proyecto%20de%20inyecci%C3%B3n%20c%C3%ADclica%20de%20vapor%20en%20un%20campo%20colombiano%20mediante%20simulaci%C3%B3n%20num%C3%A9rica.%20&mode=Basic)

## GLOSARIO

**Condensacion:** proceso físico que consiste en el paso de una sustancia en estado gaseoso a un estado líquido, este cambio se produce en base a una diferencia de temperaturas entre las dos sustancias.

**Conveccion de calor:** proceso natural de transferencia de calor que se es presentado a través de sustancias liquididad o gaseosas que se encuentran a diferente temperatura

Gravedad api: medida de densidad que a comparación con el agua a la misma temperatura indica que tan pesado o liviano es el crudo

**Inyeccion continua de vapor:** método de empuje que consiste en arreglos de pozos que son utilizados para inyectar vapor de manera continua al yacimiento, la llevada a cabo de esta inyección va en torno al tamaño del arreglo ya que de esto dependerá las pérdidas de calor y por tal la cantidad del mismo que deba ser inyectado

**Inyeccion alternada de vapor:** método de empuje que consiste en inyectar en determinado pozo un volumen preestablecido de vapor durante un periodo determinado de tiempo con el fin de que luego de realizar la inyección se cierre el pozo dejándolo en una fase de remojo para que así se caliente el yacimiento de una manera uniforme

Modelo estructural: representación geométrica tridimensional de las estructuras geológicas en subsuelo siendo la mejor interpretación del estilo de formación respetando el marco tectónico regional

**Patron de pozo:** forma como están distribuidos los pozos inyectores y productores en el yacimiento.

**Pozo:** perforación efectuada a diversas profundidades con el fin de definir condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre para la explotación de yacimientos petrolíferos

Presion capilar: diferencia de presión en la interface de dos fluidos

**Proceso hasd:** “horizontal alternating steam drive” proceso de recuperación térmica realizada a través de pozos horizontales pudiéndose utilizar tanto inyección cíclica como continua de vapor, esta tecnología consta del uso de un patrón de pozo cuyo esquema debe constar de dos pozos horizontales paralelos entre si los cuales cumplen función de productor e inyector alternándose luego de cierto paso de tiempo

**Recrobro mejorado:** (eor) método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo, es clasificada como la tercera etapa de recuperación del petróleo.

**Recuperacion termica:** proceso por el cual se introduce calor al yacimiento con el fin de alterar la viscosidad del crudo y así general una mejor movilidad de este y por consiguiente una mejor producción

**Simulacion numerica:** se basa en el principio de balance de materiales y consiste en representar los eventos sucedidos en el yacimiento en torno al cotejo histórico con el fin de poder dar predicciones tomando en cuenta las mejores tecnologías a aplicar para el manejo del yacimiento

**Viscosidad:** resistencia por parte de los fluido a fluir, sufrir deformaciones graduales producto de tensiones cortantes o tensiones de tracción

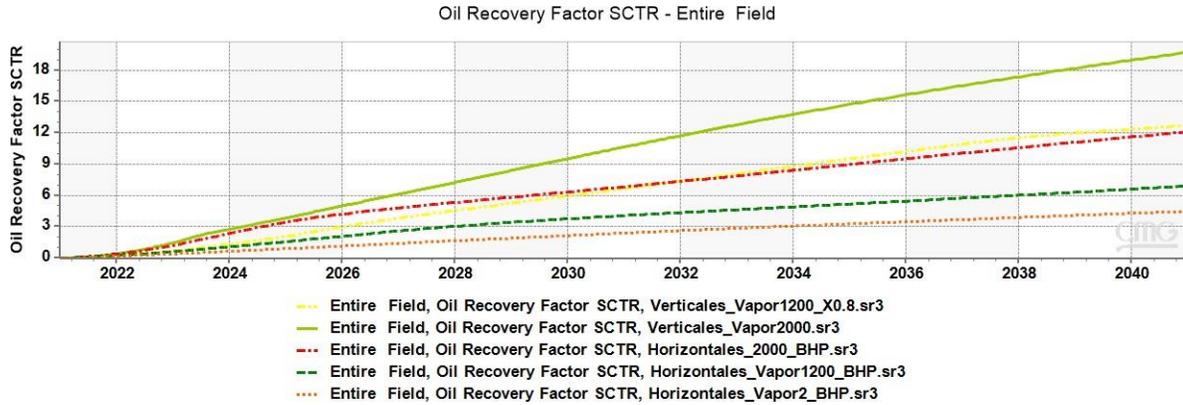
**Yacimiento:** cuerpo de roca ubicado en el subsuelo el cual tiene un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos, estos encontrados en cantidades comercialmente explotables.

# ANEXO 1

## FACTOR DE RECOBRO

**Grafico 15**

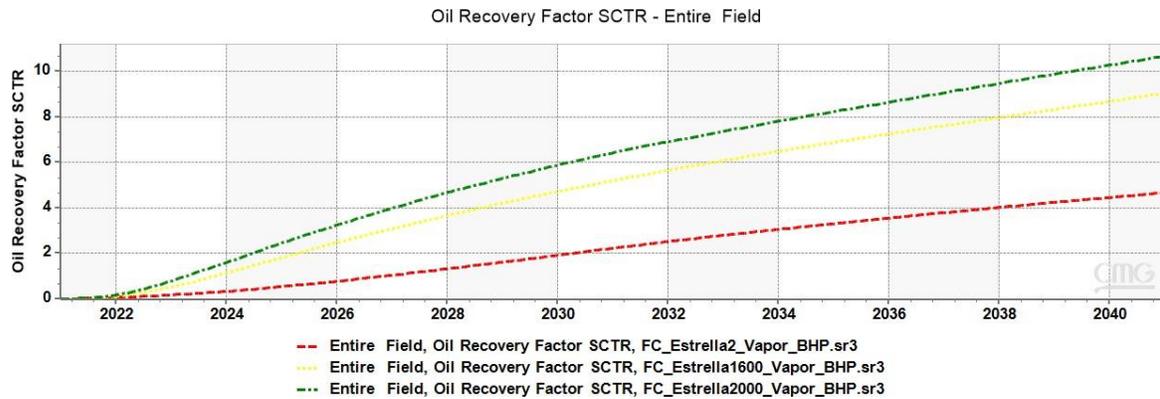
Factor de recobro pozos horizontales



**Nota.** En la gráfica podemos observar el comportamiento del factor de recobro con el pasar de los años con el cambio de tasa de inyección. Fuente: elaboración propia

**Grafico 16**

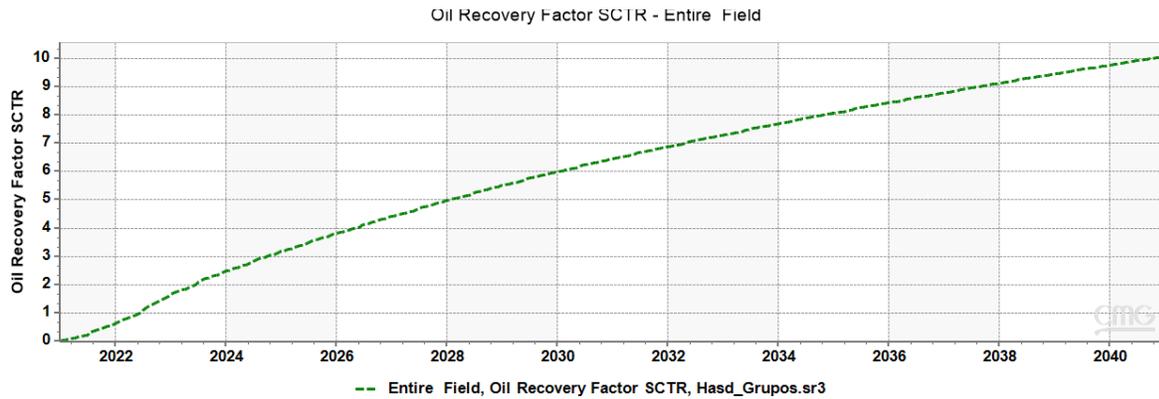
Factor de recobro modelo estrella



**Nota.** En la gráfica podemos observar el comportamiento del factor de recobro con el pasar de los años con el cambio de tasa de inyección para el modelo estrella. Tomado de. Elaboración propia

### Grafico 17

Factor de Recobro HASD



**Nota.** En la gráfica podemos observar el comportamiento del factor de recobro con el pasar de los años con el cambio de tasa de inyección para el modelo HASD. Fuente: elaboración propia

## **ANEXO 2**

### **RECOMENDACIONES**

Se recomienda hacer pruebas por medio de simulación para determinar la afectación del espaciamiento que tienen los pozos hoy en día para el desarrollo de la inyección continua de vapor tomándose en cuenta los pozos que quedaron fuera de los modelos establecidos para así generar nuevos arreglos

Se recomienda hacer el paso de inyección alternada de vapor a una inyección continua ya que esta demostró buenos resultados en cuenta a producción estableciendo un estimado de 20 años de proyección demostrando aumentos mayores de 300000 Bbl producidos con respecto a diferencia en producción acumulada con sus casos en frío

Se recomienda hacer pruebas de laboratorio para estimar la calidad de vapor óptima para el desarrollo de la inyección continua de vapor junto con un análisis de la temperatura que sea viable para el desarrollo del campo basándose en los valores de 525 °F y 0.8 de calidad establecidos para el proyecto como punto inicial para realizar el manejo de sensibilidades adecuado

Se recomienda realizar pruebas con sensibilidades de inyección mayores a las manejadas en el proyecto para establecer mejores tasas de producción sin sobrepasar los límites de presión en el campo viéndose el tope de 2000 Bbl de vapor inyectados como tope para el proyecto viéndose valores de presión de 220 psi siendo un valor bajo concorde a la presión máxima de yacimiento por lo cual podría sobrepasarse

Evaluar la viabilidad de uso de aquellos pozos productores que están cerca de su límite económico y puedan ser utilizados como pozos inyectoros los cuales pueden llegar a aportar al desarrollo de futuros proyectos de recobro térmico

Se recomienda realizar una evaluación económica más profunda tomando información detallada de ingresos, costos totales que conllevaría realizar este tipo de inyección para así tener un análisis más exacto de la viabilidad de este tipo de proyectos en vista a la aplicación del ítem CAPEX junto con la necesidad de una mayor claridad en torno al sistema de regalías venezolano