

Comportamiento de un Proceso de Inyección Continua de Vapor Bajo Diferentes  
Escenarios de Yacimiento

Joseph Andrey Fernández Castillo y Sebastián Felipe Ochoa Cañón

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieros de Petróleos

Director

Jesús Alberto Bottet Cervantes

M. Sc., M. E en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Javier Enrique Guerrero Arrieta

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

***Dedicatoria.***

*A Dios, por su inmensurable amor, y porque sus Misericordias son nuevas cada mañana.*

*A mi madre Sara, mi guía, mi apoyo, mi motor. A tu lado solo hay sentimiento de paz y amor puro. Quiero ser tu mejor versión con mi hija. Perdóname, nunca quise tardar tanto; fue imposible hacer algo digno de llevar tu precioso nombre.*

*A Claudia Bautista, mi compañera de vida, mi amiga, la mujer que Dios puso en mi camino: Tú mereces todo lo mejor del mundo. Sí, te amo.*

*A mi bella hija Sara Gabriela, fruto de amor con mi amada Claudia. Cada sonrisa tuya es un motivo para levantarme cada mañana a luchar por ti. Eres el amor más lindo que nunca pensé conocer.*

*A mi hermano Marlyo Alonso, fiel, constante, paciente y perseverante. Tendré mucho que agradecerte siempre.*

*A mi hermano José Luis. El más perseverante y persistente de nosotros. No lo he visto rendirse nunca.*

*A mi hermano Juan Alexander, ejemplo de que vale la pena luchar por lo que se quiere.*

*A mis abuelos paternos. Son la muestra que Dios es fiel y justo con el que guarda sus mandamientos.*

**Joseph Fernández.**

### **Agradecimientos.**

Mis más sinceros agradecimientos a la que fue mi casa durante tantos años, a la Universidad Industrial de Santander. A su personal docente, administrativo y demás que hacen de ésta, una de las mejores universidades del país.

Al ingeniero Javier Guerrero, por ser paciente y por su sabiduría. Por su disposición en todo momento para ser guía y corregir.

Al ingeniero Jesús Bottet por ser nuestro director de proyecto y acompañarnos durante la elaboración de dicho proyecto.

A Paola León por su valiosa ayuda durante el poco tiempo que fue posible recibir su ayuda y guía.

A todas las personas y amigos que hicieron de esta etapa, una experiencia única e invaluable. A todos, muchas gracias.

**Tabla de contenido**

	Pág.
Introducción.....	15
1.Inyección continua de vapor.....	17
1.1.Mecanismos de transferencia de calor.....	19
1.1.1. Conducción.....	20
1.1.2. Convección.....	20
1.2. Parámetros que afectan la inyección continua de vapor.....	21
1.2.1. Parámetros del yacimiento.....	21
1.2.2. Parámetros operacionales.....	24
1.2.3. Propiedades térmicas de la roca.....	24
1.3.Screennig de aplicación en yacimientos de crudo pesado.....	26
1.4.Conceptos fundamentales de la inyección continua de vapor.....	27
1.4.1. Eficiencia de barrido.....	27
1.4.2. Eficiencia de desplazamiento.....	28
1.4.3. Tiempo de ruptura.....	28
1.4.4. Factor de recobro.....	28
1.4.5. Eficiencia térmica.....	29

1.4.5. Relación vapor aceite.....	29
1.5. Coeficiente de variación Dykstra-Parsons.....	30
1.5.1. Procedimiento para determinar C.V. ....	30
2. Desarrollo de modelos conceptuales de simulación.....	31
2.1. Modelo base de simulación.....	31
2.1.1. Generalidades del modelo base de simulación.....	31
2.1.2. Selección del enmallado de simulación a utilizar .....	32
2.1.3. Dimensión del grid de simulación y definición del enmallado.....	33
2.1.4. Propiedades de las rocas. ....	34
2.1.5. Caracterización de fluidos.....	35
2.1.6. Interacción roca-fluido.....	38
2.1.7. Inicialización del modelo.....	40
2.2. Producción en frío del modelo base de simulación.....	41
2.3. Evaluación de escenarios en inyección cíclica de vapor. ....	43
2.3.1. Tiempo de producción por cada ciclo.....	43
2.3.2. Condiciones de operación para pozos inyectoros.....	43
2.3.3. Condiciones de operación para pozos productores. ....	47
2.4. Evaluación de escenarios en inyección continua de vapor.....	48
2.4.1. ..Análisis de sensibilidad a la BHP (Bottom Hole Pressure), presión de fondo de los pozos. .....	48

2.4.2. Análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de vapor. ....	51
2.5. Eficiencia térmica.....	54
3. Análisis de sensibilidad al espaciamiento entre pozos y escenarios de heterogeneidad. ....	56
3.1. Modelo 1.25 acres. ....	62
3.2. Modelo 2.5 acres. ....	66
3.3. Modelo 5 acres. ....	69
3.4. Evaluación de la eficiencia de un proceso de inyección continua de vapor.....	72
3.4.1. Evaluación del factor de recobro.....	72
3.4.2. Relación vapor aceite.....	75
3.4.3. Eficiencia térmica del proceso. ....	76
3.4.4. Perfiles de temperatura. ....	78
4. Conclusiones. ....	82
5. Recomendaciones.....	84
Bibliografía.....	85

**Lista de tablas**

Tabla 1. Parámetros de selección proceso de inyección continua de vapor .....26

Tabla 2 Dimensiones del enmallado de simulación. ....33

Tabla 3 Propiedades petrofísicas del modelo de simulación.. ....34

Tabla 4. Propiedades de las rocas del yacimiento. ....34

Tabla 5. Datos ingresados para la generación del PVT sintético. ....35

Tabla 6. Rango de aplicación para correlaciones PVT.....36

Tabla 7. Condiciones iniciales del modelo de simulación.....40

Tabla 8. Valores a diferentes tasas de inyección obtenidos cuando RVA= 5.....54

Tabla 9. Factor de recobro y días en alcanzar tiempo de ruptura.....73

Tabla 10. Factor de recobro y días en alcanzar RVA=5.....73

Tabla 11. Eficiencia térmica para tiempo de ruptura.....76

Tabla 12. Eficiencia térmica cuando RVA=5, para los diferentes modelos establecidos. ....76

**Lista de figuras.**

Figura 1. Esquema de inyección continua de vapor.....18

Figura 2. Contribución de los mecanismos de recuperación al factor de recobro en un proceso de inyección de vapor. ....19

Figura 3. Esquema de enmallado cartesiano de 1.25 acres. ....33

Figura 4. Comportamiento del factor volumétrico del aceite para el PVT sintético generado .....37

Figura 5. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Presión para el PVT sintético generado .....37

Figura 6. Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura para el PVT sintético generado. ....38

Figura 7. Curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite .....39

Figura 8. Curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-líquido.....39

Figura 9. Curvas de presión capilar .....40

Figura 10. Vista 3D del modelo base de simulación con patrón de 5 puntos y 2,5 acres de espaciamiento.....41

Figura 11. Comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria a distintas presiones de fondo. ....42

Figura 12. Comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria a distintas presiones de fondo. ....42

Figura 13. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección a una tasa de 500 Bbl/d. ....44

Figura 14. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección a una tasa de 1000 Bbl/d. ....45

Figura 15. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección a una tasa de 1500 Bbl/d. ....45

Figura 16. Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección a una presión de 1200 psi .....46

Figura 17. Presión del yacimiento en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección a presión de inyección de 1200 psi .....46

Figura 18. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 500, 1000, 1500 Bbl/día.....47

Figura 19. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 500, 1000, 1500 Bbl/día.....47

Figura 20. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 900, 1000, 1100 y 1200 Bbl/día.....48

Figura 21. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 150, 250, 400 y 500 psi....49

Figura 22. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 150, 250, 400 y 500 psi.....49

Figura 23. Presión de yacimiento vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 150, 250, 400 y 500 psi..50

Figura 24. Producción de aceite acumulado vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BWPD.....51

Figura 25. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BWPD.....52

Figura 26. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BWPD. ....52

Figura 27. Relación vapor-aceite vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BHPD.....53

Figura 28. Energía vs tiempo, cuando RVA=5.....55

Figura 29. Temperatura de la zona de inyección, cuando RVA=5 de una porción del modelo....56

Figura 30. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 1.25 acres con C.V.= 0.2.....58

Figura 31. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 1.25 acres con C.V.=0.7.....58

Figura 32. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 1.25 acres con intercalaciones de arcilla.  
.....59

Figura 33. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 2.5 acres con C.V.= 0.2.....59

Figura 34. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 2.5 acres con C.V.= 0.7.....60

Figura 35. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 2.5 acres con intercalaciones de arcilla.60

Figura 36. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 5 acres con C.V.= 0.2 .....61

Figura 37. Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 5 acres con C.V.= 0.7 .....61

Figura 38. Vista de la permeabilidad del modelo| 3D de 5 acres con intercalaciones de arcilla...62

Figura 39. Tasa de aceite producida acumulada vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas .....63

Figura 40. Factor de recobro vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. ....64

Figura 41. Presión promedio vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. ....64

Figura 42. Relación vapor aceite vs tiempo, para C.V.= 0.2, 0.7, y presencia de arcillas. ....65

Figura 43. Tasa de aceite acumulada vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. ...66

Figura 44. Factor de recobro vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas .....67

Figura 45. Presión promedio vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. ....68

Figura 46. Relación vapor aceite vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. ....69

Figura 47. Tasa de aceite acumulada vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas...70

Figura 48. Factor de recobro vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. ....71

Figura 49. Presión promedio vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. ....71

Figura 50. Relación vapor aceite vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. ....72

Figura 51. Perfiles de temperatura para modelos de 1.25 acres. ....78

Figura 52. Temperatura promedio vs tiempo para los modelos 1.25 acres y modelo base.....79

Figura 53. Perfiles de temperatura para modelos de 2.5 acres. ....79

Figura 54. Temperatura promedio vs tiempo, para modelos de 2.5 acres y modelo base. ....80

Figura 55. Perfil de temperatura para modelos 5 acres, al final del proceso de inyección de vapor.  
.....80

Figura 56. Temperatura promedio vs tiempo, para modelos de 5 acres y modelo base. ....81

**Lista de Apéndices.**

**Apéndice A.** Guía para definir el coeficiente de variación en cada uno de los modelos .....88

## Resumen.

**Título:** Comportamiento de un Proceso de Inyección Continua de Vapor Bajo Diferentes Escenarios de Yacimiento\*.

**Autores:** Joseph Andrey Fernández Castillo\*\*  
Sebastian Felipe Ochoa Cañón\*\*

**Palabras clave:** Inyección continua de vapor, coeficiente de variación Dykstra Parsons, heterogeneidades de yacimiento, parámetros de diseño, esquema de inyección, simulación de yacimientos, relación vapor arcillas, factor de recobro, overriding.

### Descripción:

La inyección continua de vapor es uno de los métodos de recobro mejorado más utilizados en el mundo, para yacimientos de crudo pesado. Sin embargo, su efectividad puede verse afectada, severamente, por la mala distribución del vapor, debido a la canalización y overriding. Esto sucede por la tendencia del vapor de subir a la parte superior del yacimiento por diferencia de densidades entre el vapor y el petróleo almacenado, disminuyendo la eficiencia del proceso.

La inyección continúa de vapor es un proceso de recobro térmico que genera mecanismos de recuperación tales como la expansión de la roca y los fluidos, la reducción de la viscosidad del aceite y la destilación de las fracciones más livianas del mismo. Teniendo en cuenta la importancia que tienen los yacimientos de crudo pesado en el panorama actual, y que la inyección de vapor genera valores de recuperación alto, se decidió realizar este estudio, con las principales variaciones que se pueden presentar dentro de un yacimiento, teniendo en cuenta el concepto de coeficiente de variación, definido por Dykstra Parsons, que puede ser utilizado con diferentes propiedades. Sin embargo, solamente se realizó el estudio, con base en las variaciones de permeabilidad, determinando tres tipos de yacimiento, con tres espaciamentos entre pozos y el modelo base, para un total de 10 modelos.

Después de realizar las sensibilidades a factores operativos como presión de inyección, tasa de inyección, producción, producción de líquidos, y, establecer los valores adecuados de operación del modelo base, se procedió a usar los mismos parámetros en los demás modelos para finalmente, hacer el análisis a factores como eficiencia térmica, factor de recobro, relación vapor aceite y perfiles de temperatura. Finalmente, con los resultados obtenidos se determinó que los modelos con mejor desempeño durante el proceso de inyección continua de vapor son aquellos con menor coeficiente de variación y sin presencia de arcillas.

\*Proyecto de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc., M.E. Jesús Alberto Bottet Cervantes. Codirector: M.Sc. (C) Javier Enrique Guerrero Arrieta.

## Abstract

**Title:** Behavior of a Continuous Steam Injection Process Under Different Reservoir Scenarios.

**Authors:** Joseph Andrey Fernández Castillo \*\*  
Sebastian Felipe Ochoa Cañón\*\*

**Key words:** Continuous steam injection, Dykstra Parsons coefficient of variation, reservoir heterogeneities, design parameters, injection scheme, reservoir simulation, clay vapor ratio, recovery factor, overriding.

### Description:

Continuous steam injection is one of the most widely used improved recovery methods in the world for heavy oil fields. However, its effectiveness can be severely affected by poor vapor distribution, due to channeling and overriding. This is due to the tendency of the steam to rise to the top of the reservoir due to the difference in densities between the steam and the stored oil, decreasing the efficiency of the process.

Continuous steam injection is a thermal recovery process that generates recovery mechanisms such as the expansion of rock and fluids, the reduction of oil viscosity and the distillation of the lighter fractions of the oil. Taking into account the importance of heavy oil fields in the current scenario, and that steam injection generates high recovery values, it was decided to carry out this study, with the main variations that may occur within a field, taking into account the concept of coefficient of variation, defined by Dykstra Parsons, which can be used with different properties. However, only the study was carried out, based on the permeability variations, determining three types of reservoir, with three spacings between wells and the base model, for a total of 10 models.

After performing sensitivities to operating factors such as injection pressure, injection rate, production, liquid production, and establishing the appropriate operating values for the base model, the same parameters were used in the other models to finally make analysis of factors such as thermal efficiency, recovery factor, steam-oil ratio and temperature profiles. Finally, with the results obtained, it was determined that the models with the best performance during the continuous steam injection process are those with the lowest coefficient of variation and without the presence of clays.

\*Undergraduate Project Thesis.

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc., M.E. Jesús Alberto Bottet Cervantes. Codirector: M.Sc. (C) Javier Enrique Guerrero Arrieta.

## **Introducción**

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y a su vez mayores costos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. Los métodos de recobro térmicos son los más aplicados en el mundo, debido a la gran cantidad de reservas de crudo pesado y extrapesado y a la dificultad de extracción de estos

La recuperación de los crudos pesados se ve severamente afectada por las propiedades que éstos poseen, tales como altas viscosidades que, a su vez, interfieren con su movilidad en el yacimiento.

La inyección continua de vapor es un proceso por el cual se suministra calor al yacimiento para incrementar su temperatura y aumentar la energía necesaria para desplazar el crudo reduciendo su viscosidad. El vapor inyectado al yacimiento transmite calor a la formación y a los fluidos que esta contiene. La inyección de vapor, que, si bien es reconocida gracias a excelentes resultados en términos de recuperación de hidrocarburo, como se mencionó, representa enormes desafíos de implementación asociados a la complejidad e incertidumbre, altos costos, largos periodos de aplicación y de retorno de la inversión que, junto a la volatilidad del entorno de negocio, obstaculizan su desarrollo y óptimo desempeño.

De acuerdo con lo anterior, con el objetivo de ampliar el grado de confiabilidad de la técnica y aprovechar más su potencial, se estudian las diferentes variables de diseño involucradas en un proceso de inyección continua de vapor en un modelo conceptual de yacimiento homogéneo mediante simulación numérica, evaluando los resultados obtenidos en el factor de recobro, tasa de producción de aceite, eficiencia térmica, entre otros.

Este documento está compuesto de tres capítulos; el primero, contiene la información general donde se presenta el planteamiento del problema, antecedentes, objetivos y alcance del proyecto. El segundo capítulo consiste en el diseño y desarrollo del modelo base, seleccionando el más adecuado para la implementación de la simulación. Posteriormente, se establecen las variables de operación presentes durante la fase de producción primaria, la fase de inyección cíclica de vapor y de inyección continua de vapor. El objetivo del tercer capítulo consiste en realizar el análisis de sensibilidad a los diferentes en los escenarios propuestos y posterior comparación con el modelo base, mediante la evaluación de parámetros como factor de recobro, relación vapor-aceite, perfiles de temperatura y eficiencia térmica.

## 1. Inyección continua de vapor.

Ante el aumento de las reservas de hidrocarburos no convencionales y la disminución de las reservas de los convencionales, se hace necesaria la implementación de mecanismos de producción de crudo que faciliten la extracción de los primeros, siendo el recobro mejorado un procedimiento en el cual un agente externo ayuda a reducir la viscosidad del crudo, disminuir la tensión interfacial entre los fluidos, o aumentar la movilidad del crudo que será producido. Entre dichos mecanismos se encuentran los métodos térmicos, métodos químicos, o métodos miscibles (Barillas & Dutra, 2008).

En la actualidad, la inyección de vapor en sus diferentes modalidades se constituye como la técnica predominante para la explotación de yacimientos de crudo pesado, aportando alrededor del 42% de la producción mundial obtenida por la aplicación de métodos de recobro mejorado (McGlade et al., 2018). La inyección continua de vapor es un método de recobro mejorado, que consiste en la inyección de vapor de agua, por medio de un pozo o varios, de forma continua, en un campo que contenga petróleo muy viscoso, que no pueda ser extraído de forma convencional. La inyección se realiza con el objetivo de calentar la formación donde se encuentra almacenado el hidrocarburo y reducir la viscosidad de éste, facilitando su movilidad entre el pozo inyector y el productor.

Inicialmente se creía que la inyección de vapor solamente actuaba bajo el mecanismo de reducción de la viscosidad, siendo a finales de la década de los 70's, el método de recobro más usado en los crudos con altas viscosidades (Gutiérrez, 2011). Durante el proceso de inyección de vapor, y antes de la irrupción del vapor en el pozo productor, se generan tres regiones: zona de vapor, vapor condensado y fluidos fríos.

En la primera zona, el desplazamiento se lleva a cabo principalmente por la destilación del vapor. La alta temperatura del vapor origina la vaporización de los componentes livianos del crudo, que a su vez son transportados hacia adelante del yacimiento por el vapor hasta donde se condensan en una zona más fría del yacimiento.

En la segunda zona, vapor condensado, el principal mecanismo de desplazamiento se debe a la reducción de la viscosidad del aceite por el aumento de la temperatura, mientras que el aceite destilado es llevado adelante del frente de vapor.

En la última zona, de fluidos fríos, el desplazamiento presenta una baja eficiencia debido a la viscosidad del crudo.

Al aplicar un proceso de recobro como éste, se deben tener en cuenta las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos presentes dentro del yacimiento, así como la presencia de heterogeneidades, presencia de fallas, problemas operacionales y otros inconvenientes que pueden hacer que el vapor tome trayectorias desconocidas generando, a su vez, pérdidas respecto a un modelo ideal. En la figura 1 se representa el esquema de un proceso de inyección continua de vapor, y en la figura 2 se representa la contribución de los mecanismos de recuperación al factor de recobro en un proceso de inyección de vapor

Figura 1.

*Esquema de inyección continua de vapor.*

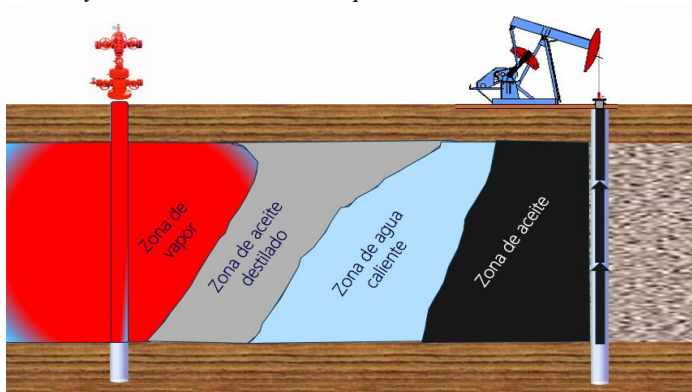
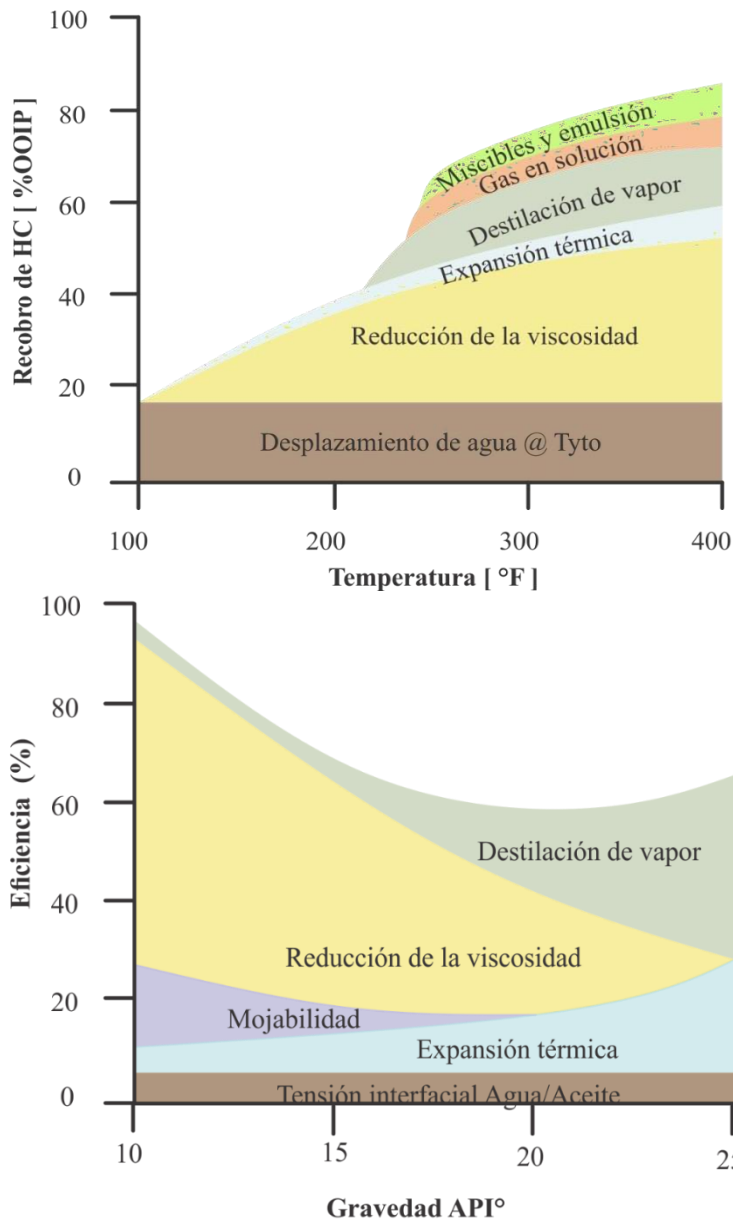


Figura 2.

Contribución de los mecanismos de recuperación al factor de recobro en un proceso de inyección de vapor. Adaptado de: Blevins, T. R. (1990). *Steamflooding in the U.S.: A Status Report*. *Journal of Petroleum Technology*, 42(05), 548–554. doi.org/10.2118/20401-PA



**1.1. Mecanismos de transferencia de calor.**

El calor transferido a la formación y a los fluidos del yacimiento se da por tres mecanismos: conducción, convección y radiación.

### ***1.1.1. Conducción.***

La conducción de calor se da por la diferencia de temperatura entre dos cuerpos sólidos, o entre dos partes de un mismo cuerpo, que están en contacto físico, sin haber transferencia de materia, donde el calor fluye desde el cuerpo de mayor temperatura, al de menor temperatura (Cabralés & Ruíz, 2013).

La ecuación de Fourier (1.2) permite calcular la transferencia de calor por conducción.

$$q = -k * \nabla T \quad (\text{Ecuación 1})$$

Entendiéndose  $-k$ , como conductividad térmica de la formación  $\left(\frac{BTU}{hr * F * ft}\right)$ ;  $q$ , calor transferido y  $\nabla T$ , como gradiente de temperatura  $\left(\frac{F}{ft}\right)$ .

### ***1.1.2. Convección.***

Se da cuando una superficie de un cuerpo sólido está en contacto con un fluido a una temperatura más elevada. En el yacimiento este fenómeno se produce si el calor es transportado dentro de la formación por convección forzada, provocando mediante la inyección de sustancias calientes el calentamiento de los fluidos contenidos en el yacimiento. Existen dos tipos de transferencia de calor por convección (Cotta et al., 2018):

**1.1.2.1. Convección forzada.** Se produce cuando el fluido fluye debido a una fuerza externa; por ejemplo, el vapor inyectado mecánicamente dentro del yacimiento.

**1.1.2.2. Convección natural o libre.** Se produce cuando el fluido fluye o viaja debido a algún tipo de fuerza natural (Benallou, 2019).

### ***1.1.3. Radiación.***

Es el calor emitido por un cuerpo debido a su temperatura; en este caso no existe contacto entre los cuerpos ni ningún fluido que transporte el calor. Cuando existan dos cuerpos que estén a diferente temperatura, existirá una transferencia de calor del cuerpo de mayor temperatura al de menor temperatura (Howell et al., 2010).

## **1.2. Parámetros que afectan la inyección continua de vapor.**

Durante un proceso de inyección continua de vapor, diferentes parámetros operacionales y propiedades del yacimiento, afectan significativamente el desempeño de dicho proceso. Por esto, es importante, previo a la implementación del proceso, realizar un estudio de los factores que pueden afectar negativamente la eficiencia del proceso, y así evitar inconvenientes y prevenir posibles desventajas económicas.

### ***1.2.1. Parámetros del yacimiento.***

Existen ciertos parámetros que facilitan o interfieren negativamente durante el desempeño de un proceso de inyección continua de vapor.

**1.2.1.1. Espesor.** Es necesario que exista un equilibrio en el espesor de la formación; es decir, en yacimientos con espesores menores a 20 pies (Bernal & León, 2015), las pérdidas de calor serán mayores hacia formaciones adyacentes. Por el contrario, si el espesor es demasiado grande (>60 pies), el barrido del vapor será ineficiente debido a los efectos de segregación gravitacional.

**1.2.1.2. Tipo de roca.** Con la presencia de areniscas, la permeabilidad que estas presentan es alta, en comparación con otro tipo de roca como calizas, dolomitas, permitiendo una suficiente tasa de inyección (Gutiérrez, 2011).

**1.2.1.3. Profundidad.** La profundidad óptima de los yacimientos candidatos a inyección de vapor, no debe superar los 3000 pies, debido a las altas pérdidas de calor que se presentan en el recorrido del vapor, desde el generador hasta el pozo. Para yacimientos ubicados a profundidades mayores a 3000 pies, se hace necesario realizar aislamientos especiales al revestimiento del pozo, para lograr que el vapor llegue a la zona de interés con los requerimientos de calidad necesarios. También es posible ubicar generadores de vapor en fondo de pozo (Dietz, SPE, 1975).

**1.2.1.4. Presión.** Otro parámetro importante para tener en cuenta durante la implementación de un proceso de inyección continua de vapor es la presión del yacimiento, ya que no debe superar la presión de saturación del agua, para evitar efectos de condensación del vapor. También debe ser tomada en cuenta la presión del yacimiento, pues a partir de este parámetro se selecciona la presión de inyección con el fin de no generar fracturas en la formación (Cabrales & Ruiz, 2013).

**1.2.1.4. Porosidad.** Para que un yacimiento sea un buen candidato para la inyección de vapor, debe tener un valor mínimo de porosidad de 20% (Flórez & López, 2006), ya que, si es menor a éste, el volumen de hidrocarburo contenido en la formación es muy bajo, y, también el vapor calentará la matriz de la roca y no el aceite contenido dentro de ésta. Yacimientos con porosidades menores a 20% solo son aceptados con saturaciones de aceite superiores a 65%.

**1.2.1.5. Saturación de aceite.** Para justificar un proceso de inyección continua de vapor, el producto de la porosidad con la saturación de aceite debe ser mayor a 0.13 o 1000 bbl/acre-pie. En yacimientos de aceite ligeros este producto puede ser menor, debido a que estos crudos pueden fluir a una saturación residual baja (Bomberg, 1978).

**1.2.1.6. Viscosidad.** Los yacimientos con crudos que poseen una viscosidad muy alta, la inyección continua de vapor se ve limitada, debido a que dicha propiedad limita la inyectividad de los fluidos. En algunas ocasiones es necesario hacer un ciclo de inyección de vapor cíclica, previo

a la inyección continua de vapor para proporcionarle al petróleo mayor movilidad y permitir que la inyección de vapor sea más eficiente (Partha, 1990).

**1.2.1.7. Permeabilidad.** La permeabilidad es una propiedad de la roca, que representa la capacidad que esta tiene para que los fluidos se muevan. Debe ser lo suficientemente alta para garantizar una rápida inyectividad y una alta tasa de flujo. Yacimientos con valores de permeabilidad de 100 mD son aceptables, aunque valores más altos de 300 mD son los deseables (Bernal & León, 2015).

**1.2.1.8. Heterogeneidades del yacimiento.** Las heterogeneidades presentes dentro del yacimiento no permiten que el vapor tome el camino deseado dentro del yacimiento. A continuación, se presentan los efectos causados por las diferentes heterogeneidades que pueden estar dentro del yacimiento.

- **Intercalaciones de arcillas.** La presencia de arcillas aumenta las pérdidas de calor ya que en ocasiones están saturadas de agua o aire y es calentada roca que no aportan crudo, desperdiciándose energía del vapor (Gutiérrez, 2011).
- **Variación direccional de la permeabilidad.** Hace referencia a las variaciones en la dirección horizontal y vertical de esta propiedad generando canales preferenciales de flujo del vapor, a través de los cuales fluirá la mayor cantidad de vapor inyectado, dando pobres eficiencias de barrido areal y vertical (Banzer, 1996).
- **Continuidad lateral del yacimiento.** La no continuidad del yacimiento está relacionada con la variación direccional de la permeabilidad, la estructura del yacimiento y la presencia de fallas. Si no es tenido en cuenta este factor, puede ser el responsable de falta de comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor (Boberg, 1988).

**1.2.1.9. Presencia de capa de gas.** La presencia de capa de gas se comporta como una zona ladrona de calor, generando pérdidas durante la inyección (Bernal & León, 2015).

**1.2.1.10. Presencia de acuífero.** La presencia de un acuífero también representa un efecto desfavorable durante un proceso de inyección continua de vapor ya que actúa como un refrigerante provocando condensación del vapor, retardando la formación de la zona de vapor y las que se producen debido a estas (Bernal & León, 2015).

### ***1.2.2. Parámetros operacionales.***

**1.2.2.1. Tasa de inyección.** Si se inyecta con altas tasas, se reducen las pérdidas de calor, pero se aumenta el riesgo de que se generen problemas de canalización afectando negativamente la eficiencia de barrido (Cuy, 2013).

**1.2.2.2. Presión de inyección.** La presión de inyección se ve limitada por la capacidad de los equipos de superficie, y por la presión de fractura de la formación (Borge, 1988).

**1.2.2.3. Calidad del vapor.** Representa la relación que existe entre el vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo. Es uno de los parámetros más importantes ya que, a mayor valor de calidad, mayor eficiencia del proceso; sin embargo, obtener valores altos de calidad implica procesos más costosos y dispendiosos lo que conlleva con el aumento de los costos de tratamiento del vapor (Mannucci, 1990).

**1.2.2.4. Espaciamiento entre pozos.** A menor espaciamiento entre los pozos, se reducen las heterogeneidades que pueda haber, y se aumenta la eficiencia del proceso; no obstante, también implica mayor inversión, por la perforación de más pozos (Bernal & León).

### ***1.2.3. Propiedades térmicas de la roca.***

La roca posee propiedades térmicas tales como conductividad térmica, capacidad calorífica volumétrica y difusividad térmica que facilitan la comprensión de los mecanismos de transferencia

de calor dentro de la formación. Estos mecanismos también permiten comprender la energía que se almacena dentro de la roca y la que es transferida a ésta y a las formaciones cercanas.

**1.2.3.1. Capacidad calorífica.** Es la capacidad de un volumen de roca para almacenar calor al experimentar cierto cambio en su temperatura. Su importancia radica en que sirve para determinar cuánto calor debe suministrarse a una roca saturada con uno o varios fluidos, para elevar su temperatura. Normalmente la unidad de esta propiedad está dada en BTU/pe<sup>3</sup>\*F. Esta propiedad es calculada mediante la siguiente ecuación (González, 1998):

$$M = (1 - \emptyset)p_r C_r + \emptyset(p_o C_o S_o + p_w C_w S_w + p_g C_g S_g) \quad (\text{Ecuación 2})$$

Entendiéndose M: capacidad calorífica, BTU/pe<sup>3</sup>-°F, S: saturación de fluidos, fracción, c: calor específico, BTU/lb-°F, p: densidad, lb/pe<sup>3</sup>, o,w,r,g : subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

**1.2.3.2. Conductividad térmica de la roca.** La conductividad térmica es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la presión y temperatura. En otras palabras, es la facilidad con la que la roca puede transmitir calor.

La conductividad térmica de un medio poroso depende de un gran número de factores, algunos de los cuales son: densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y movimiento de los fluidos en la roca. Es una propiedad difícil de medir y se ha observado que disminuye con temperatura, mientras que aumenta con saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante (Alvarado & Bánzer, 2002).

**1.2.3.3. Difusividad térmica de la roca.** Es la relación entre la conductividad y la capacidad calorífica de la roca, es decir entre la capacidad de conducir o transferir calor y la capacidad de

almacenarlo. Es un indicativo de qué tan rápido se difunde o transfiere calor a través de un medio.

Matemáticamente se define con la ecuación a continuación:

$$\alpha = \frac{k_h}{M} \tag{Ecuación 3}$$

Donde  $\alpha$ : difusividad térmica,  $\text{pie}^2/\text{hr}$ ,  $k_h$ : conductividad térmica,  $\text{BTU}/\text{hr}\text{-pie}\text{-}^\circ\text{F}$   $M$ : capacidad calorífica,  $\text{BTU}/\text{pie}^3\text{-}^\circ\text{F}$ .

### 1.3. Screenning de aplicación en yacimientos de crudo pesado.

A través de los años una variedad de "criterios de selección o screening" ha sido propuesta para seleccionar el proceso de recuperación térmica adecuada para un yacimiento de aceite dado. Cada depósito debe ser examinado de forma individual, como si no hubiese directrices disponibles. Sin embargo, es bien sabido que ciertas propiedades del yacimiento mejoran las posibilidades de éxito de la inyección de vapor. Por ejemplo, arenas gruesas, baja presión y alto contenido de aceite, son factores favorables (Ali & Robert, 1978).

Las propiedades claves para un proceso de inyección continua de vapor las podemos observar en la tabla 1 (Hama, 2014).

Tabla 1.

*Parámetros de selección: proceso de inyección continua de vapor.*

<b>Autor</b>	<b>Año</b>	<b>API</b>	<b>Vis (cp)</b>	<b>Ø (%)</b>	<b>So, %</b>	<b>K (md)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>Prof. (pie.)</b>	<b>Espesor (pie.)</b>
<b>Geffen</b>	1973	10	-			**		<4000	>20
<b>Farouq Ali</b>	1974	12-25	<1000	≥30	1200-1700 bbl/ac- pie	~1000		<3000	≥30

<b>Lewin &amp; Assocs</b>	1976	>10			>50	>1000		<5000	>20
<b>Iyoho</b>	1978	0-20	200-1000	≥30	>50			2500-5000	30-400
<b>Chu</b>	1985	<36		>20	>40			>400	>10
<b>Brashear &amp; Kuuskra</b>	1978	>10			42			<5000	>20
<b>Taber &amp; Martin</b>	1997	8-25	<100000		>40	>200		<5000	>20
<b>Dickson</b>	2010	8-20	1000-10000		>40	>250		400-4500	15-150
<b>Aladasani &amp; Bai</b>	2010	8-30	5E6-3	12-65	35-90	1-15000	10-350	200-9000	>20

Nota: NC = No crítico, \*\*Requiere pruebas de laboratorio para confirmar idoneidad. Adaptado de Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. Calgary: Society of Petroleum Engineers.

#### 1.4. Conceptos fundamentales de la inyección continua de vapor.

Al igual que la inyección cíclica de vapor, la inyección continua de vapor, son considerados como uno de los métodos más efectivos en el recobro de crudos pesados, ya que, debido al incremento de la temperatura, se reduce la viscosidad, se mejora su movilidad y, en consecuencia, la eficiencia de barrido.

##### 1.4.1. Eficiencia de barrido.

La eficiencia de barrido depende principalmente de las diferencias de viscosidades y de densidades entre el vapor inyectado y el crudo que está en el yacimiento. Si el yacimiento es altamente heterogéneo, el vapor inyectado tenderá a pasar por la parte superior de la formación, así como también aparecerá el efecto de digitación. Lo que se debe hacer es tratar de estabilizar el frente de la inyección de vapor teniendo en cuenta las fuerzas gravitacionales y los efectos mecánicos del fluido. El frente de la inyección de vapor será más estable cuando los valores para

el producto de la relación de movilidades y la relación de las velocidades líquido vapor sean menores que 1 (Medina, 2005).

**1.4.2. Eficiencia de desplazamiento.**

Prima la distancia entre pozos, necesaria para saber cuál será la variación de la temperatura y cuál la concentración de vapor y crudo en el yacimiento. Esta eficiencia se alcanza por la combinación del mejoramiento de la relación de movilidad a temperaturas elevadas del vapor y al empuje por condensación de gas del mismo vapor, en otras palabras, es la fracción de petróleo, que a nivel poroso es efectivamente desplazado por el fluido desplazante (Niz, 2015).

$$E_D = \left( \frac{S_{oi} - S_o}{S_o} \right) \tag{Ecuación 4}$$

En donde  $E_D$  es la eficiencia de desplazamiento;  $S_{oi}$  es la saturación inicial del aceite y  $S_o$  es la saturación de aceite actual.

**1.4.3. Tiempo de ruptura.**

Tiempo que toma en llegar el vapor inyectado, en fase líquida, al pozo productor. Importante para controlar la inyección de vapor y disminuir la producción de agua (Cabrales & Ruiz, 2013).

**1.4.4. Factor de recobro.**

Es la cantidad de crudo recuperado, en un proceso de producción secundaria o mejorada y se debe a el desplazamiento de un fluido por otro inmisible con él. Aunque el barrido sea muy bueno, siempre queda crudo en el yacimiento, que es a lo que se le llama saturación residual. Este factor de recobro es expresado por la siguiente ecuación (Medina, 2005).

$$FR = E_d * E_a * E_i \tag{Ecuación 5}$$

En donde  $E_d$  es la eficiencia de desplazamiento;  $E_a$  es la eficiencia areal y  $E_i$  es la eficiencia vertical.

#### ***1.4.5. Eficiencia térmica.***

La administración de calor es uno de los aspectos de mayor interés en la aplicación de técnicas de recobro térmico. Durante un proceso de inyección continua de vapor, debe tenerse en cuenta que no todo el calor transportado por el vapor desde el generador es transferido al aceite presente en la formación (Prats, 1969).

#### ***1.4.5. Relación vapor aceite.***

Esta relación especifica la cantidad de vapor que se necesita para extraer un barril de petróleo (Curtis & Kopper, et Al, 2003). En yacimientos con un grado considerable de estratificación, una porción de la energía que es inyectada se pierde hacia las zonas vecinas como overburden/underburden y hacia las zonas ladronas de calor como las arcillas, en consecuencia, la energía entregada a la formación productora y a los fluidos presentes a la misma es baja. Esta situación implica la inyección de grandes cantidades de vapor para poder barrer la misma cantidad de aceite que en un modelo homogéneo. En estos casos dependiendo que tan grande sea el espesor de las arcillas, el tiempo para alcanzar el límite económico será mayor.

Mientras la formación contenga intercalaciones de arcilla, el calor suministrado mediante el vapor se disipa hacia estas formaciones y la zona de interés no tendrá suficiente calor para transmitirle al fluido contenido en ella, por lo que la viscosidad del crudo no se logra disminuir hasta tal punto de mejorar su movilidad, y por esta razón la producción de aceite se hace baja.

### 1.5. Coeficiente de variación Dykstra-Parsons.

Para lograr caracterizar los modelos establecidos previamente, se realizó el procedimiento descrito en el Anexo A. El criterio establecido para caracterizar un yacimiento heterogéneo es el factor de variación de permeabilidad de Dykstra – Parsons, método que se basa en la distribución de permeabilidad -y/o porosidad-. Estadísticamente se define como:

$$V_{DP} = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde  $V_{DP}$ = Factor de variación de la permeabilidad;  $k_{50}$ = Permeabilidad promedio, permeabilidad al 50% de probabilidad;  $k_{84.1}$ = Permeabilidad al 84.1% de la muestra acumulada.

Los rangos de la variación de permeabilidad son de 0 (uniforme) a 1 (extremadamente heterogéneo) y es muy usado para caracterizar yacimientos heterogéneos (Niz, 2015).

#### 1.5.1. Procedimiento para determinar C.V.

**Paso 1:** Distribuir los datos de permeabilidad en espesores equivalentes, valores cada pie o cada 0.5 pies.

**Paso 2:** Ordenar los valores de permeabilidad en orden descendente.

**Paso 3:** Determinar un porcentaje a cada valor de permeabilidad con respecto a los valores de la muestra que tengan mayor permeabilidad que dicho valor de referencia.

**Paso 4:** Realizar una gráfica de K vs “porcentaje de la muestra total con mayor valor de permeabilidad” en escala Log-probabilístico.

**Paso 5:** Calcular  $V_{DP}$  con la ecuación (6).

## **2. Desarrollo de modelos conceptuales de simulación.**

La simulación numérica de yacimientos es una de las herramientas más importantes usadas en ingeniería de yacimientos (León & Padilla, 2019). Debido al gran riesgo e incertidumbre propia de un proceso de explotación de yacimientos, se hace necesario integrar un conjunto de mecanismos que minimicen el riesgo durante la operación. Dentro de dicho conjunto de mecanismos se encuentran métodos numéricos, procesos químicos, físicos, matemáticos y geológicos, que se encargan de representar, lo más apegado posible a la realidad, los eventos que acontecen dentro del yacimiento; estos son, los diferentes mecanismos de desplazamiento, bajo las condiciones de operación establecidas.

El estudio de la roca, los fluidos y los fenómenos ocurridos en el yacimiento constantemente se limita debido a su ubicación, generando la necesidad de desarrollar estrategias o herramientas como la simulación numérica o el corazonamiento de pozos de petróleo que a partir de la toma de muestras y la replicación a escala o a nivel computacional hacen posible tener una estimación de comportamientos característicos del yacimiento. Para la elaboración de esto, se hizo uso del simulador térmico STARS<sup>®</sup> (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG<sup>®</sup> (ComputerModellingGroup LTD).

### **2.1. Modelo base de simulación.**

#### ***2.1.1. Generalidades del modelo base de simulación.***

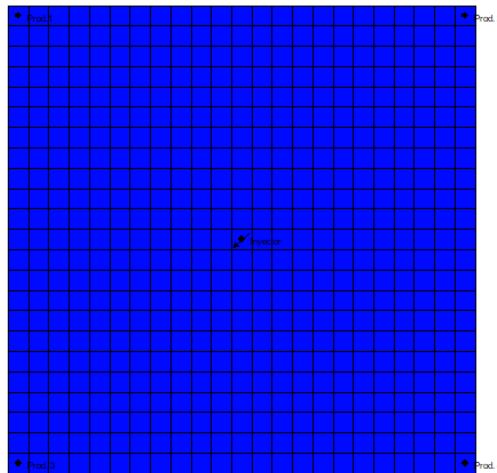
Para el cumplimiento de los objetivos propuestos se utilizó el software STARS<sup>®</sup> (Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation) de la compañía CMG<sup>®</sup> (Computer Modelling Group) como herramienta principal para la elaboración del modelo conceptual. En comparación con otros modelos de simulación como el “full field model” y el “sector model”, que es el que se utilizará en el presente trabajo de investigación mediante la representación de un enmallado cartesiano, los modelos conceptuales reducen el tiempo de cómputo por lo que comúnmente se utilizan para realizar análisis de sensibilidad de parámetros operacionales y de yacimiento (Bernal & León, 2015). Durante la realización del presente estudio, se desarrolla un modelo conceptual de simulación de un proceso de inyección continua de vapor, precedido por un periodo de producción en frío y de una etapa de inyección cíclica, con el fin de representar las tres fases que usualmente se presentan durante la explotación de un campo de crudo pesado. Los datos para utilizar en el modelo base de simulación fueron recopilados de distintas publicaciones encontradas relacionadas con temas de investigación similares.

### ***2.1.2. Selección del enmallado de simulación a utilizar.***

Se escogió un tipo de enmallado cartesiano, ya que el proceso que se quiere modelar es una inyección continua de vapor debido a que la región de afectación del flujo de vapor ocurre más allá de las cercanías del pozo y este es considerado lineal (Cabrales & Ruiz, 2013), según su comportamiento a lo largo de la extensión del yacimiento sobre el cual se aplica la técnica. En la figura 3 se representa el esquema de enmallado cartesiano con un espaciamiento entre pozos de 1.25 acres.

Figura 3.

Esquema de enmallado cartesiano de 1.25 acres. Fuente: Computer Modeling Group-Builder.



**2.1.3. Dimensión del grid de simulación y definición del enmallado.**

La creación del modelo se hace utilizando la herramienta BUILDER de la interfaz LAUNCHER de la compañía CMG®. El paso inicial es definir el paquete de unidades, siendo para este caso el paquete de unidades de campo. De la misma manera, se debe definir el simulador a utilizar (STARS). Las dimensiones del enmallado del modelo base se presentan en la tabla 2.

Tabla 2

*Dimensiones del enmallado de simulación.*

<b>PROPIEDAD.</b>	<b>VALOR.</b>
Área (Acres).	2.5
Espesor (pies).	100
Tope (pies).	1400
Base (pies)	1500
# de celdas (i, j, k)	33x33x20
# total de bloques.	21780
Delta (pies)	10

Nota: Modificado de Bernal Correa, D. L., & León Naranjo P. A. 2015. *Evaluación Técnico-Financiera de la Implementación de un Proceso de Inyección Continua de Vapor en un Yacimiento de Crudo Medio- Caso Colombiano. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.*

**2.1.4. Propiedades de las rocas.**

Una vez construido el grid de simulación con las dimensiones y las condiciones apropiadas para implementar el proceso de inyección continua de vapor, se procedió a establecer las propiedades de las rocas. Para desarrollar el modelo base de simulación conceptual de un yacimiento de crudo pesado, que se adapte al rango de aplicabilidad presentado en el capítulo 1, se tomó una permeabilidad promedio de 800 mD y porosidad promedio de 0.21 de las arenas productoras, siendo consideradas insignificantes estas propiedades, de 0.01 mD y 0.1% para permeabilidad y porosidad, respectivamente, para las intercalaciones de arcilla presentes. En la tabla 4 se resumen las propiedades petrofísicas del modelo de simulación.

Tabla 3.

*Propiedades petrofísicas del modelo de simulación.*

<b>PARÁMETRO</b>	<b>ARENA 1</b>	<b>ARENA 2</b>	<b>ARENA 3</b>	<b>ARENA 4</b>	<b>ARCILLA</b>
Permeabilidad, mD	800	800	800	800	0.01
Relación Kv/Kh	0.6	0.6	0.6	0.6	
Porosidad, %	0.21	0.21	0.21	0.21	0.1

Nota: Modificado de Cabrales Campo, L. T., & Ruiz Guevara, S. M. 2013. *Evaluación de la Eficiencia Térmica a Partir de la Relación Arena-Arcilla en un Proceso de Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado con Arenas Delgadas. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.*

Debido a la naturaleza y composición de cada una de las rocas presentes en el yacimiento, se hace necesario modelar por aparte cada medio rocoso. Tanto la arcilla como las arenas productoras tienen propiedades térmicas diferentes. La tabla 5 representa las propiedades de las rocas presentes en el yacimiento.

Tabla 4.

*Propiedades de las rocas del yacimiento.*

<b>ARENA</b>	<b>ARCILLA</b>
--------------	----------------

<i>PROPIEDAD.</i>		
Conductividad térmica, BTU/pie*día*F	24	30
Capacidad calórica volumétrica, BTU/pie*día*F	30	40
Compresibilidad, 1/PSI	5 E-4	34.67 E-6

Nota. Tomado de Hidalgo, C. (2011). *Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

### 2.1.5. Caracterización de fluidos.

Mediante la opción de PVT sintético disponible en el software se generó el modelo de fluidos. Para lograr este objetivo se deben ingresar ciertos parámetros y seleccionar, de un paquete de correlaciones empíricas cargadas en el programa, la que se ajuste a las características del modelo. Las propiedades que se calculan mediante dichas correlaciones son viscosidad, factor volumétrico, razón de solubilidad y punto de burbuja de los fluidos presentes en el yacimiento. Previo al ingreso de los datos al simulador, de acuerdo con el rango de aplicación de cada correlación, se seleccionó la que corresponda a los datos del modelo. Los datos que se introdujeron en el simulador están en la tabla 6.

Tabla 5.

*Datos ingresados para la generación del PVT sintético.*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Max Presión	2000	<b>Psi</b>
Presión de burbuja	500	<b>Psi</b>
Presión de referencia	780	<b>Psi</b>
Temperatura del yacimiento	90	<b>°F</b>
Gravedad API	16.5	
Viscosidad del crudo	2000	<b>cP</b>
Salinidad del agua	10000	<b>ppm</b>

Densidad del gas 0,052 **Lb/pe<sup>3</sup>**

Nota: Modificado de Bernal Correa, D. L., & León Naranjo P. A. 2015. *Evaluación Técnico-Financiera de la Implementación de un Proceso de Inyección Continua de Vapor en un Yacimiento de Crudo Medio- Caso Colombiano. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.*

Como se mencionó anteriormente, y de acuerdo con la revisión bibliográfica, cada correlación tiene determinado rango de aplicación. En la tabla 7 se encuentran las correlaciones disponibles en el simulador, así como los valores entre los que se pueden usar éstas.

Tabla 6.

*Rango de aplicación para correlaciones PVT.*

<b>CORRELACIÓN PARÁMETRO</b>	<b>STANDING</b>	<b>GLASO</b>	<b>BEGGS &amp; ROBINSON</b>
Temperatura (°F)	90-258	80-280	70-295
Presión de burbuja (psi)	130-7000	165-7142	15-5265
Gravedad API	16.5-63.8	22.3-48.1	16-58
Gravedad específica del gas	0.59-0.95	0.65-1.276	---
Rs (SCF/STB)	---	---	20-2070

Nota: Tomado de BANZER, Carlos. *Correlaciones PVT. Edición preliminar. Instituto de investigaciones petroleras. Maracaibo, 1966.*

El factor volumétrico de formación, el punto de burbuja y la razón de solubilidad del gas en el aceite se estimaron a partir de las correlaciones propuestas por Standing, la compresibilidad el aceite se calculó con base a la correlación de Glaso, pues, aunque los rangos de Vázquez & Beggs validaban para las condiciones de estudio, no se contaba con información adicional como presión y temperatura del separador, y fracción molar de gases no hidrocarburos. Finalmente, para la viscosidad del aceite muerto, como con gas en solución, se usó la correlación de Beggs & Robinson.

Las figuras 5, 6 y 7 muestran el comportamiento obtenido para el factor volumétrico dependiendo de la presión, la viscosidad respecto a la presión y viscosidad respecto a la temperatura.

Figura 4.

*Comportamiento del factor volumétrico del aceite para el PVT sintético generado. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

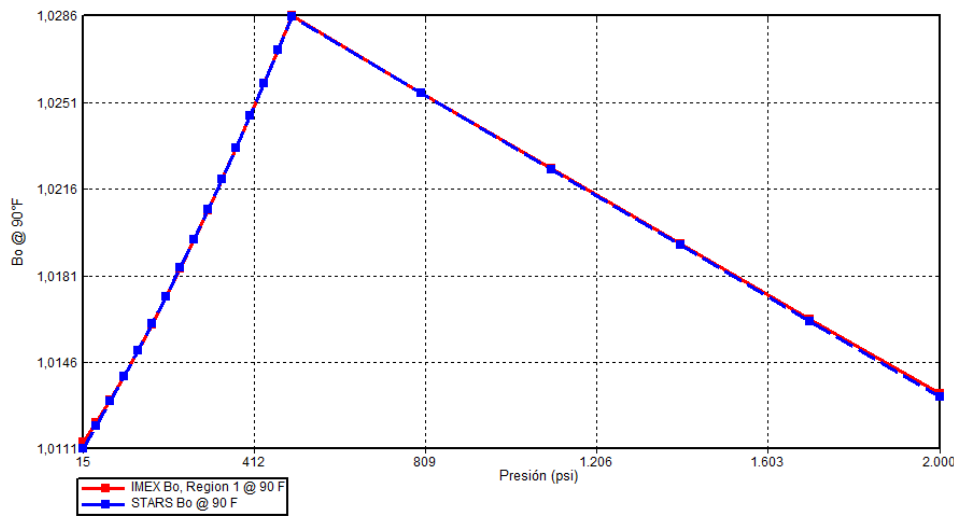


Figura 5.

*Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Presión para el PVT sintético generado. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

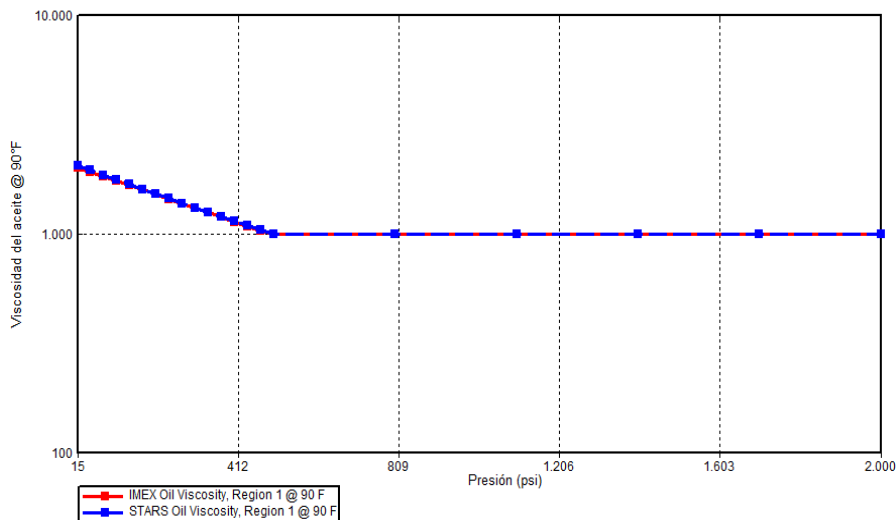
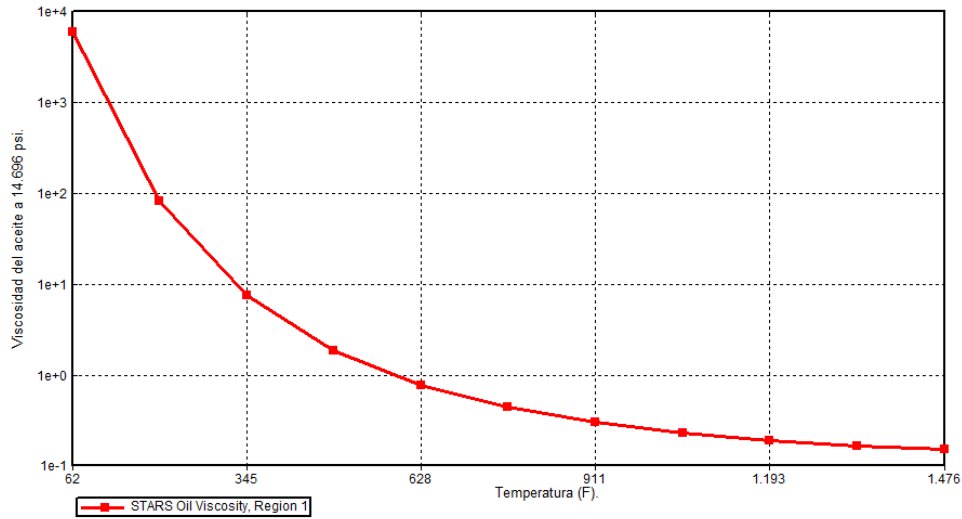


Figura 6.

*Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura para el PVT sintético generado. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



### 2.1.6. Interacción roca-fluido.

La interacción entre la roca y los fluidos está relacionada directamente con la movilidad y flujo individual que desarrolle cada fase dentro del yacimiento (Bernal & León). Esta característica se modela a partir de las curvas de permeabilidad relativa, que se obtiene a determinada saturación en pruebas de laboratorio. Cuando no se poseen dichas pruebas y, por ende, no se obtienen esos valores, comúnmente se usan correlaciones empíricas; dentro de las más usadas se encuentran las correlaciones de Hirasaki. Para poder usar dichas correlaciones, se deben conocer los valores los valores de permeabilidad relativa de cada fase a saturaciones críticas y connatas conocidos como “endpoints”. Los valores para las curvas de permeabilidad ingresados en el simulador fueron obtenidos de investigaciones preliminares relacionadas con yacimientos de crudo pesado, con características similares a las del presente estudio. En la figura 7 se representan las curvas de

permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite, en la figura 8 las curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-líquido y en la figura 9 las curvas de presión capilar.

Figura 7.

*Curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

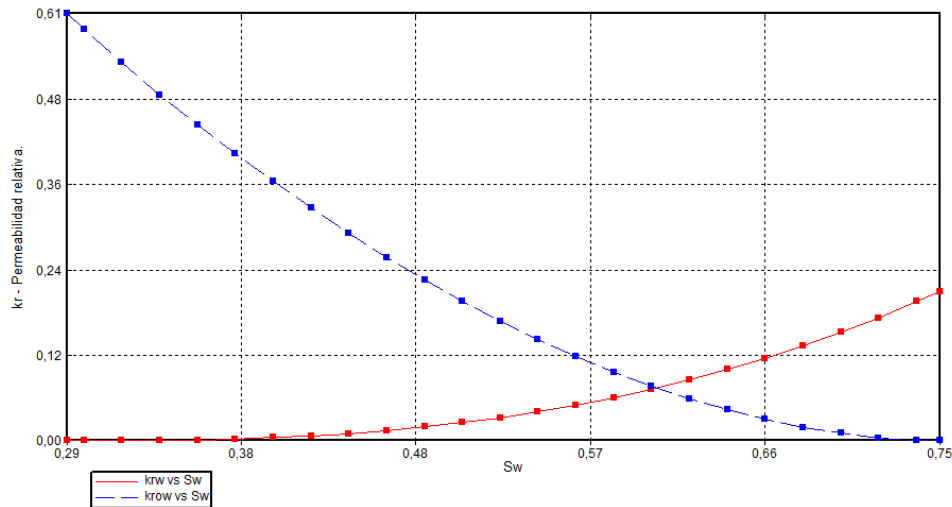


Figura 8.

*Curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-líquido. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

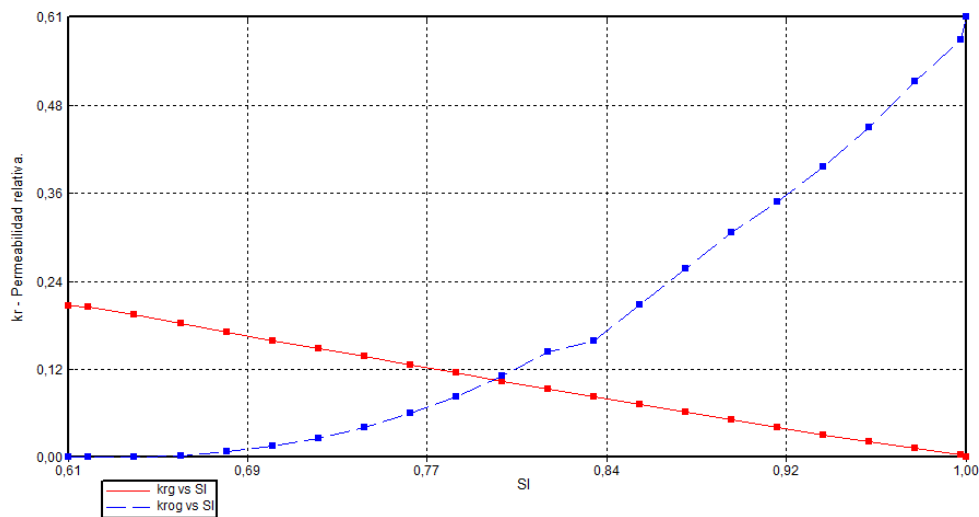
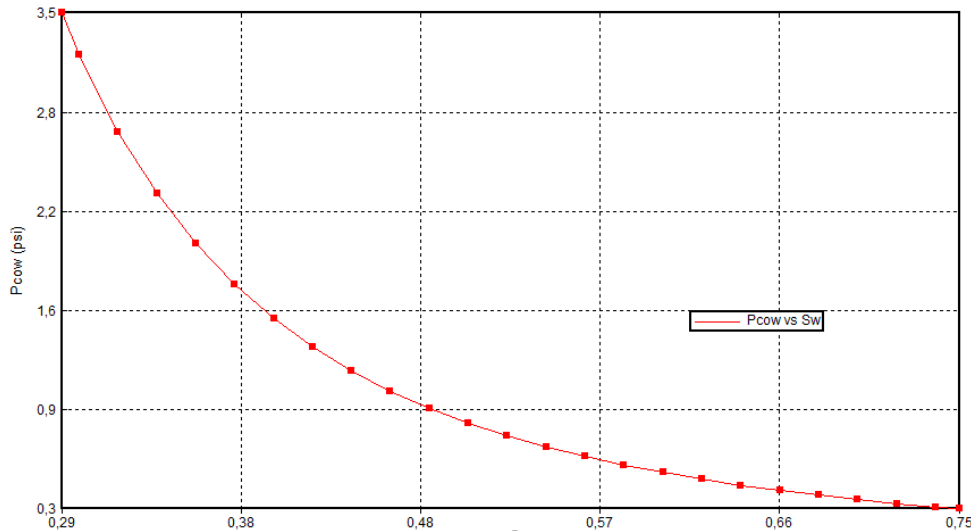


Figura 9.

Curvas de presión capilar. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



**2.1.7. Inicialización del modelo.**

Previo a realizar la configuración de los pozos dentro del modelo base de simulación, se deben establecer las condiciones iniciales a las que está sometido. La presión y la profundidad son parámetros que se deben establecer antes de empezar la explotación del modelo. La tabla 10 presenta los valores ingresados en esta parte de la simulación.

Tabla 7.

Condiciones iniciales del modelo de simulación.

PARÁMETRO	VALOR.
<b>Presión de referencia. (psi)</b>	780
<b>Profundidad de referencia. (pie)</b>	1400

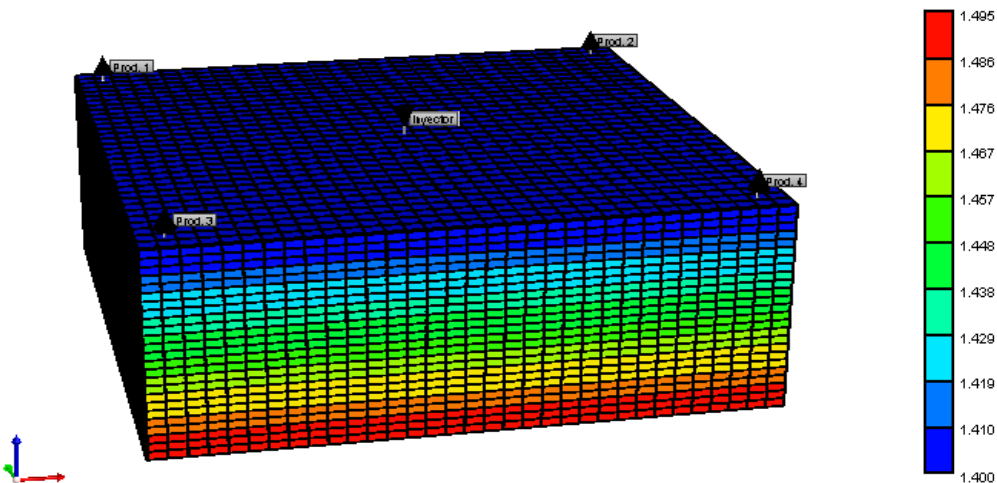
**2.1.8. Configuración de pozos y condiciones operacionales.**

El espaciamiento entre pozos es un factor determinante en la implementación de un proceso de inyección continua de vapor, ya que este será fundamental para lograr una buena eficiencia de

barrido del proceso y por consiguiente altos valores en los factores de recobro obtenidos. En general se busca utilizar espaciamentos no mayores a 5 acres y no menores a 1.25 acres, el valor utilizado dentro de este rango dependerá de la viscosidad del crudo a recuperar y de la presencia de barreras de no flujo (González & Pinilla, 2009). El modelo base de simulación se construyó utilizando un patrón de 5 puntos invertido con un espaciamiento de 2,5 acres (figura 8). La presión de fondo en los pozos productores se definió a partir de un análisis de sensibilidad. La perforación de los pozos se realizó en la misma fecha de inicio de simulación. Durante la producción en frío solo se abren los pozos de la periferia y el inyector del centro permanece cerrado en esta etapa.

Figura 10.

*Vista 3D del modelo base de simulación con patrón de 5 puntos y 2,5 acres de espaciamiento. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



## 2.2. Producción en frío del modelo base de simulación.

Normalmente, durante la explotación de un yacimiento de crudo pesado, la primera fase de producción se hace en frío, es decir, que el yacimiento produzca por la energía natural que posee. Con el fin de representar adecuadamente un proceso de inyección continua de vapor, se toma como

base un tiempo de simulación para la extracción en frío de un año. Para encontrar el mejor escenario de explotación primaria del yacimiento, se realiza sensibilidad a la presión de fondo, tomando valores que van desde los 200 psi, hasta 600 psi.

Figura 11.

*Comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria a distintas presiones de fondo. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

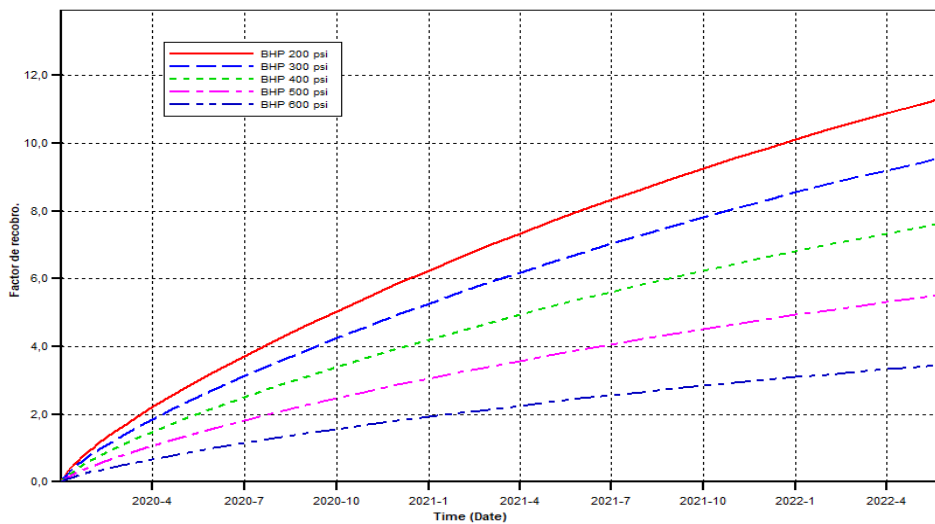
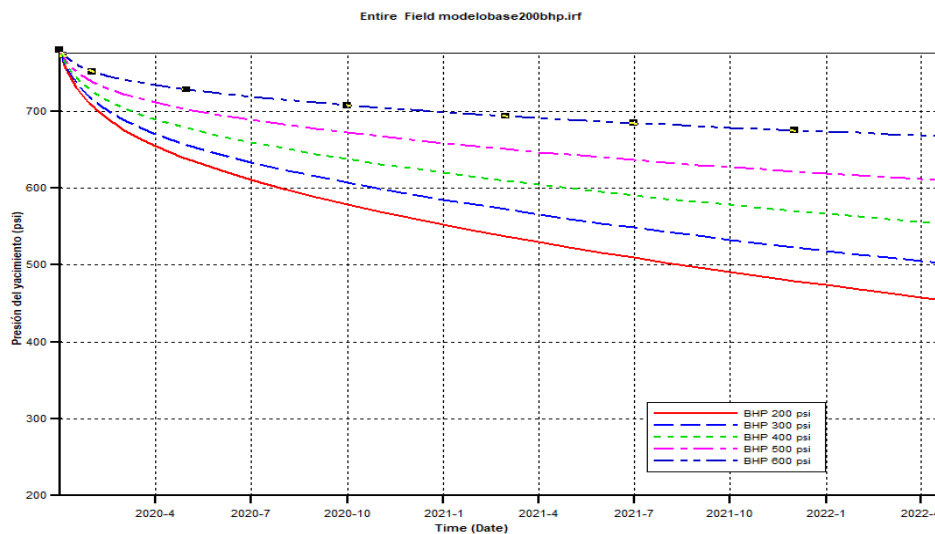


Figura 12.

*Comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante la producción primaria a distintas presiones de fondo. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



Las figuras 11 y 12 muestran el factor de recobro y la presión del yacimiento en cada uno de los escenarios planteados durante la fase de producción en frío. Mientras que la BHP de 200 psi arroja el mayor factor de recobro y la mayor caída de presión, la BHP de 600 logra el menor factor de recobro y menor caída de presión; estas dos opciones son descartadas pues la BHP de 400 psi permite alcanzar un buen factor de recobro. Por lo anterior se decide poner a producir el modelo con BHP de 400 psi, pues después de 1 año de producción primaria el factor de recobro es superior al 4% y la presión del yacimiento es de 619 psi, estando aún por encima de la presión de burbuja.

### **2.3. Evaluación de escenarios en inyección cíclica de vapor.**

#### ***2.3.1. Tiempo de producción por cada ciclo.***

Una vez determinadas las condiciones óptimas de producción en frío, se procede a determinar las condiciones operacionales adecuadas para el periodo de inyección cíclica de vapor. Se establecen tres ciclos de inyección, por año, incluidos el tiempo de inyección (5 días), el tiempo de remojo (3 días) y el tiempo de producción por ciclo (112 días), de acuerdo con los criterios modificados por Sheng (2013) y que se ajustan al modelo base del yacimiento.

#### ***2.3.2. Condiciones de operación para pozos inyectoros.***

Para la determinación de los parámetros operacionales de los pozos inyectoros se procede a realizar un análisis de sensibilidad, en el que se varían presiones de inyección de 1.000, 1.200 y 1.400 psi (Ceballos, 2019), junto con tasas de inyección de vapor de 500, 1.000 y 1.500 bbls/día. Las figuras 13-15, representan los resultados obtenidos en el factor de recobro variando la presión de inyección en cada una de las tasas.

De acuerdo con la figura 13, a una tasa de 500 Bbl/d las tres curvas de las diferentes presiones (1.000, 1.200 y 1.400 psi.) se superponen dejando ver que no existe diferencia, en el efecto sobre el factor de recobro, de la presión de inyección a esta tasa de inyección. Al variar la presión de inyección para cada caso, se hizo necesario mirar la temperatura del vapor correspondiente a ese valor de presión, de las tablas de vapor del agua, con el objetivo de mantener la calidad.

En la figura 14, se observa que no hay diferencia significativa entre las tres presiones de inyección, correspondientes a la tasa de 1000 Bbl/d. No obstante, a 1.200 psi y a esta tasa de inyección, se considera que es la mejor opción de operación del modelo de simulación, durante la fase de inyección cíclica. En la figura 15, la gráfica del factor de recobro de las presiones de 1.200 psi y 1.400 psi se superponen, a la tasa de inyección de 1.500 Bbl/d, no mostrando diferencia entre ellas dos. Sin embargo, a la presión de 1.000 psi, el factor de recobro es menor que las dos mayores.

Figura 13.

*Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección a una tasa de 500 Bbl/d. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

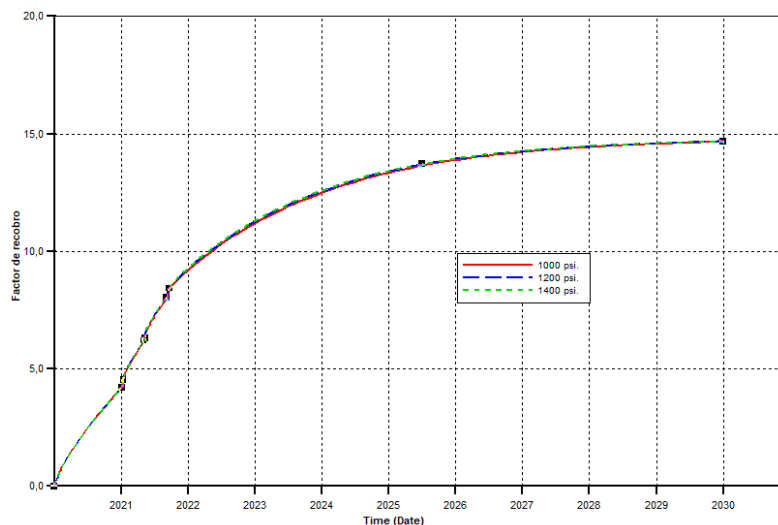


Figura 14.

Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección a una tasa de 1000 Bbl/d.  
Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

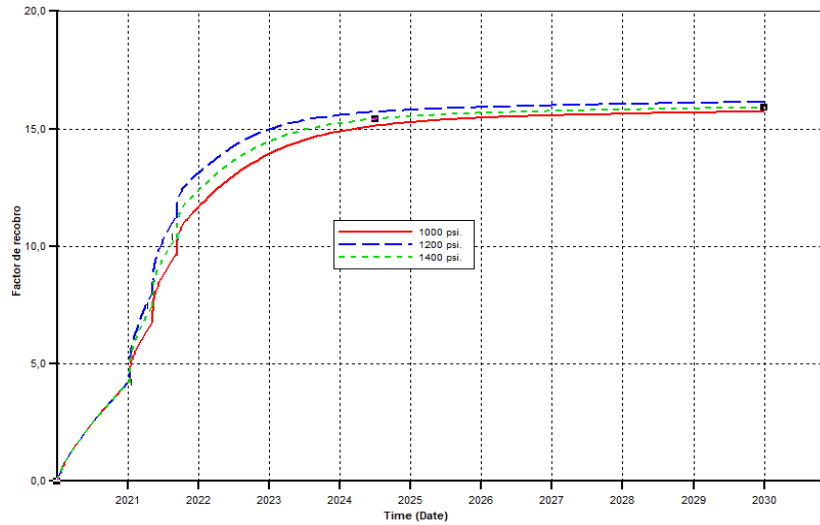
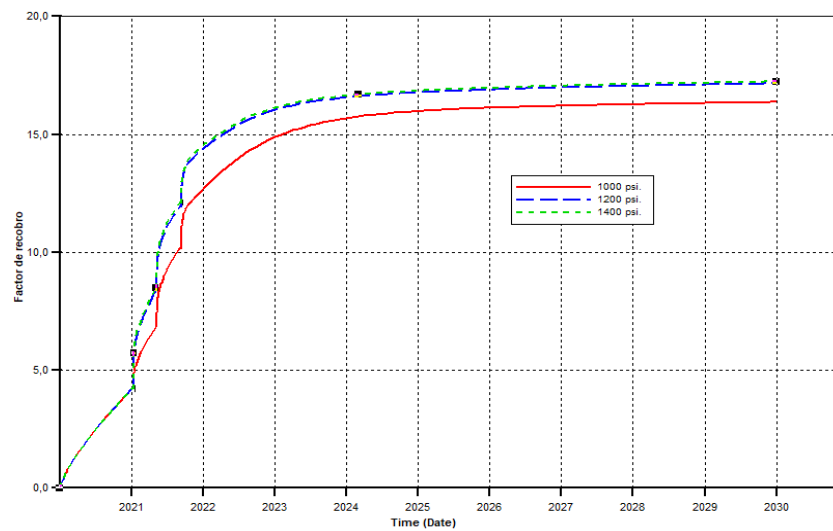


Figura 15.

Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la presión de inyección a una tasa de 1500 Bbl/d.  
Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



Para determinar la tasa adecuada de inyección a la presión establecida, se realiza sensibilidad a tasas de 500, 1.000 y 1.500 Bbl/d, a presión de 1.200 psi. Las figuras 16 y 17 muestran los resultados obtenidos en factor de recobro y la caída de presión del yacimiento.

Figura 16.

*Factor de recobro en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección a una presión de 1200 psi. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

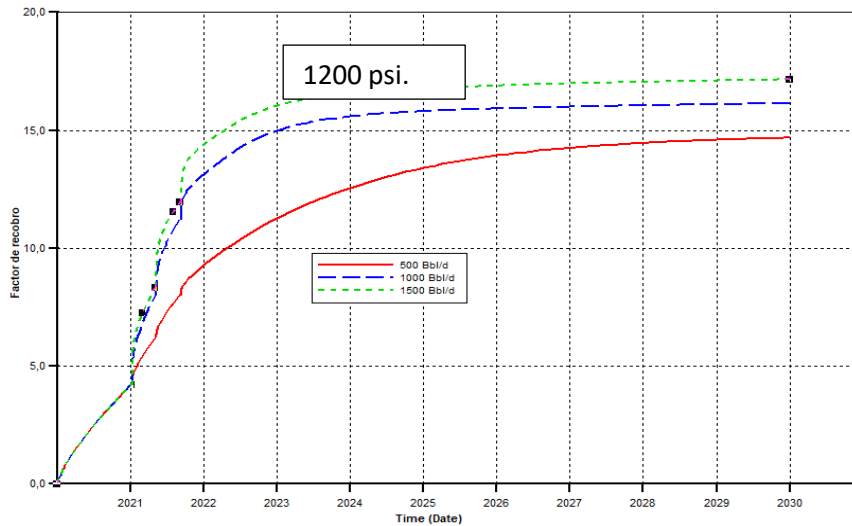
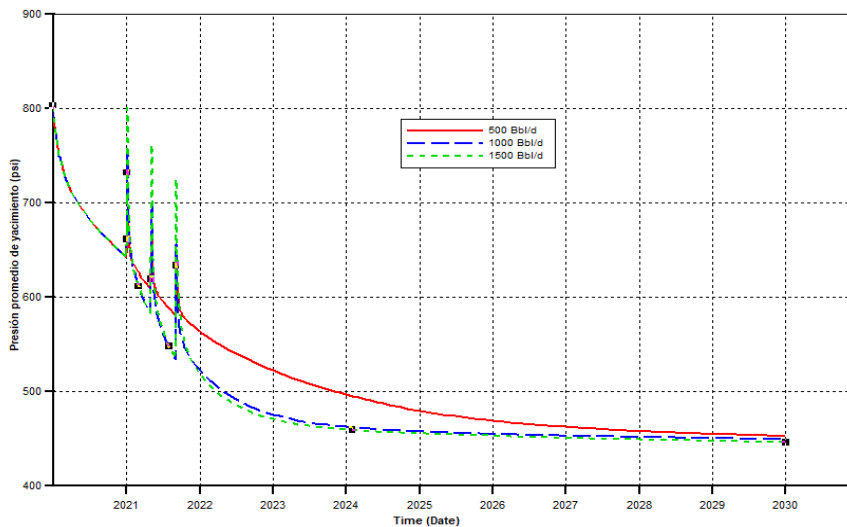


Figura 17.

*Presión del yacimiento en el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección a presión de inyección de 1200 psi. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



**2.3.3. Condiciones de operación para pozos productores.**

Fueron evaluaron tres tasas correspondientes a 500, 1000 y 1500 Bbl/día. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 18, 19 y 20, a continuación.

Figura 18.

*Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 500, 1000, 1500 Bbl/día. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

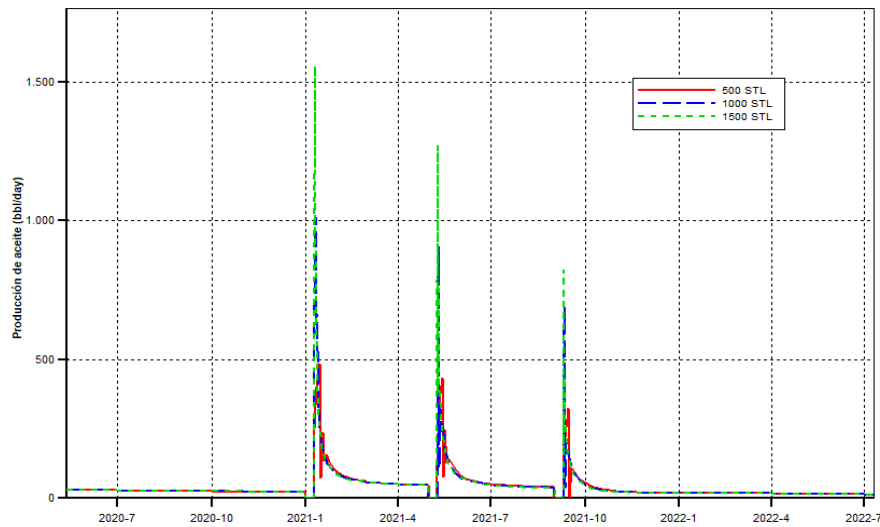


Figura 19.

*Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 500, 1000, 1500 Bbl/día. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

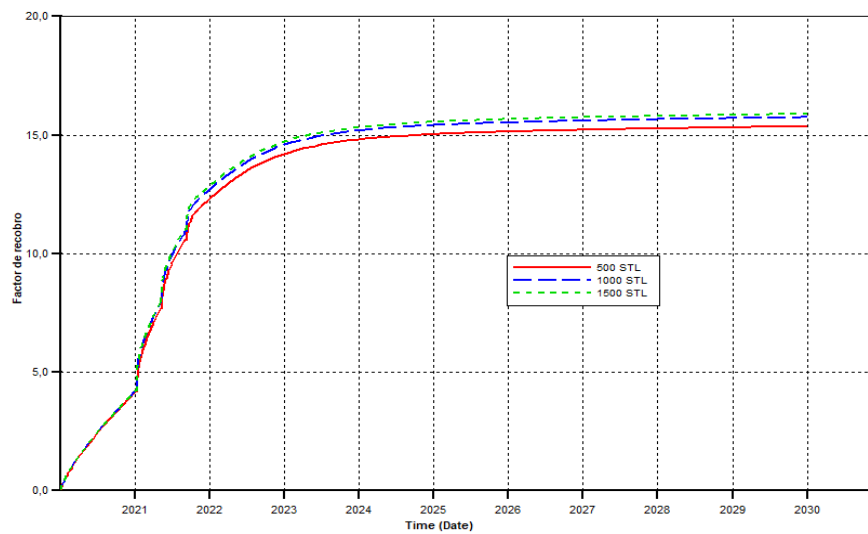
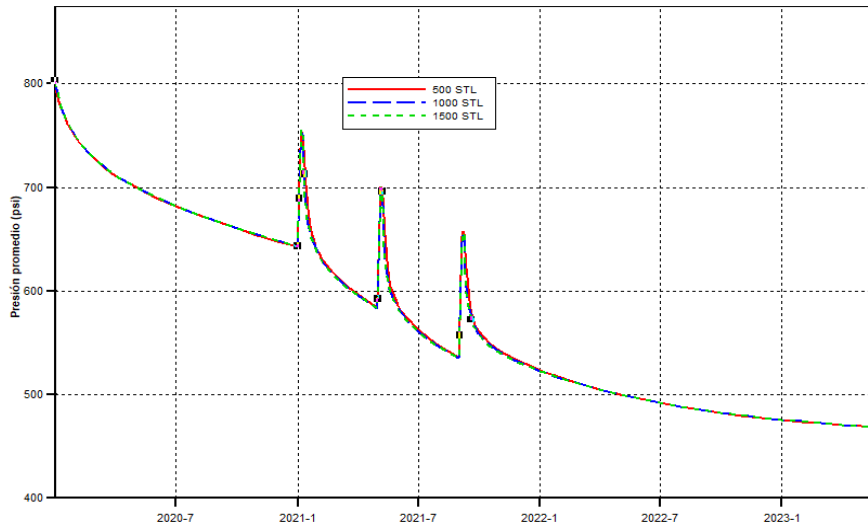


Figura 20.

*Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 900, 1000, 1100 y 1200 Bbl/día. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



Al analizar las diferentes posibilidades de explotación se observa la conveniencia de implementar una restricción en la producción de líquidos de 1000 Bbl/día. Lo anterior, debido a que una variación en la STL no ocasiona un cambio significativo en la respuesta a la caída de presión, producción de aceite y factor de recuperación del yacimiento.

**2.4. Evaluación de escenarios en inyección continua de vapor.**

Con el fin de determinar los parámetros operacionales que favorecieran el buen desempeño de la etapa de la inyección continua de vapor, se realizaron sensibilizaciones del diferencial de presión de fondo del pozo, la BHP y la tasa de inyección de vapor.

**2.4.1. Análisis de sensibilidad a la BHP (Bottom Hole Pressure), presión de fondo de los pozos.**

Para determinar el valor de la BHP (Bottom Hole Pressure) se evaluaron los valores de 150, 250, 400 y 500 PSI, estos dos últimos valores para mantener la presión del yacimiento evitando

que caiga por debajo de la presión de burbuja, ver figura 21 a 23 de producción de aceite, factor de recobro y presión promedio de yacimiento; esto debido a que el yacimiento después de la etapa de producción primaria y después de la etapa de inyección cíclica aún se encuentra con una presión superior a la presión de burbuja, que es de 500 psi; es decir, se toman valores por debajo de la presión actual del yacimiento, para lograr el equilibrio entre presión y factor de recobro.

Figura 21.

*Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 150, 250, 400 y 500 psi. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

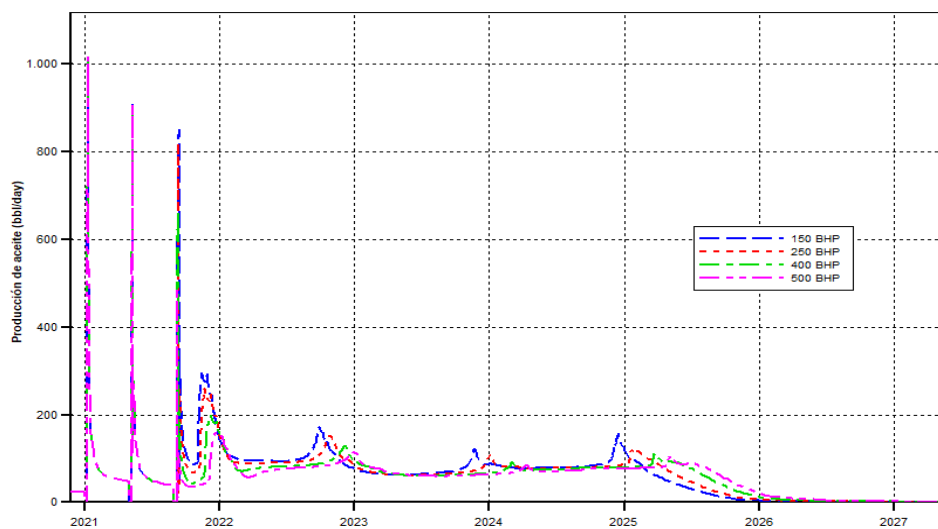


Figura 22.

*Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 150, 250, 400 y 500 psi. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

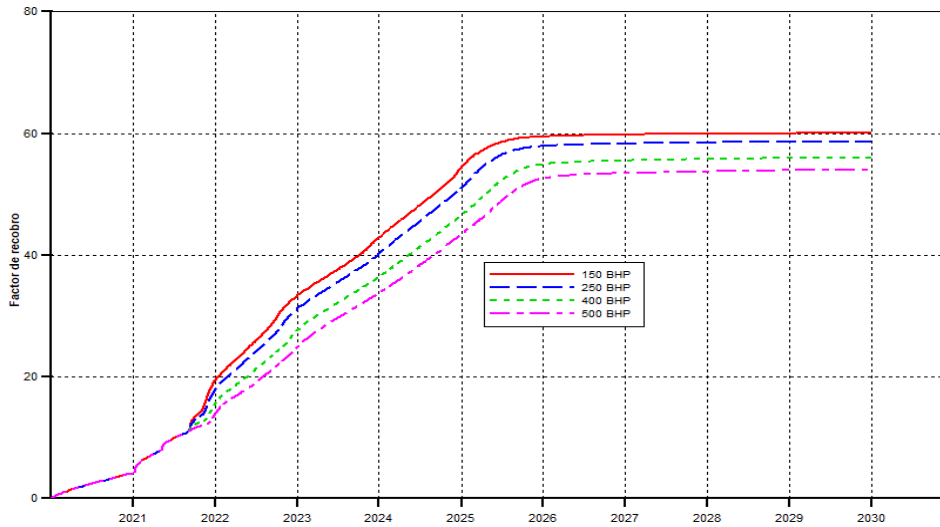
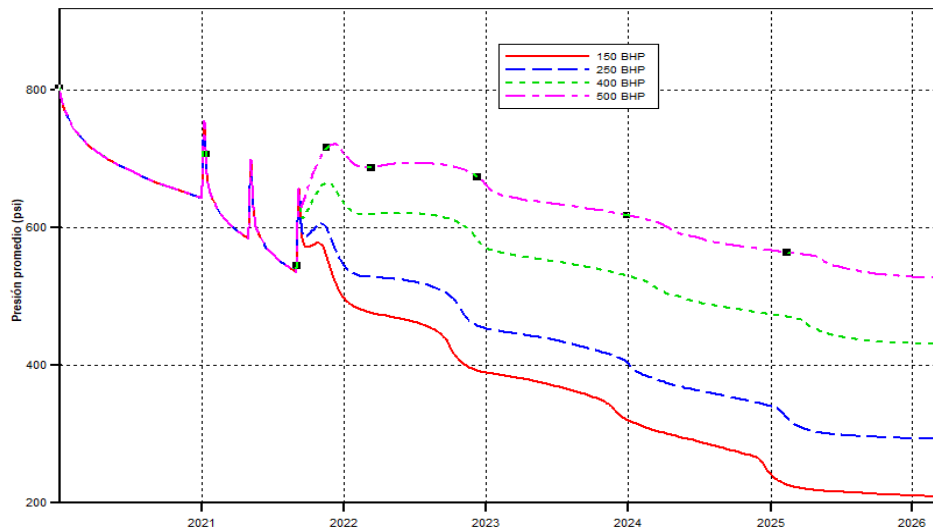


Figura 23.

Presión de yacimiento vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 150, 250, 400 y 500 psi. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



De acuerdo con las anteriores gráficas, se determina utilizar una BHP de 250 psi, pues, aunque se presenta una caída de presión en el yacimiento por debajo de 400 psi, después de 7 años de producción se estabiliza. Con una presión de fondo fluente de 150 PSI se obtiene el mayor factor de recobro, bajo la misma, la presión promedio del yacimiento alcanza el valor más bajo entre los cuatro posibles panoramas, como es de esperarse, por lo que es conveniente escoger aquel

escenario en donde el factor de recuperación y la presión promedio del yacimiento se equilibren. Así también, el factor de recobro alcanzado durante la explotación es cercano al 60%, un poco menor al obtenido cuando se realiza con presión de fondo de 150 psi, donde el yacimiento se depleta hasta casi 200 psi.

**2.4.2. Análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de vapor.**

Se determina sensibilizar la tasa de inyección tomando valores de 300, 350, 375, 400 y 500 Bbl/d, dejando como BHP 250 psi. Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 24, donde se representa la producción de aceite acumulado, la figura 25 el factor de recobro y la figura 26 la presión promedio del yacimiento

Una relación frecuentemente utilizada, en los campos de crudo pesado de California en los procesos de empuje de vapor, propuesta por Farouq Ali (Ziegler, 1987), sugiere inyectar 1.5 Bbl/d de agua equivalente en forma de vapor por cada acre-pie de formación productora. Considerando que el área del modelo base tiene 2.5 acres y el espesor neto de la arena productora es de 100 pies, la tasa de inyección recomendada para este caso es de 375 Bbl/d.

Figura 24.

*Producción de aceite acumulado vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BWPD. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

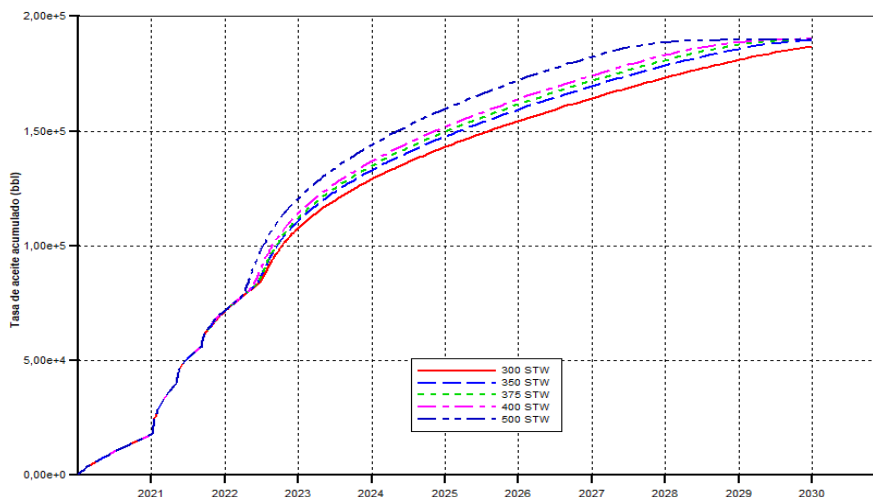


Figura 25.

Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BWPD. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

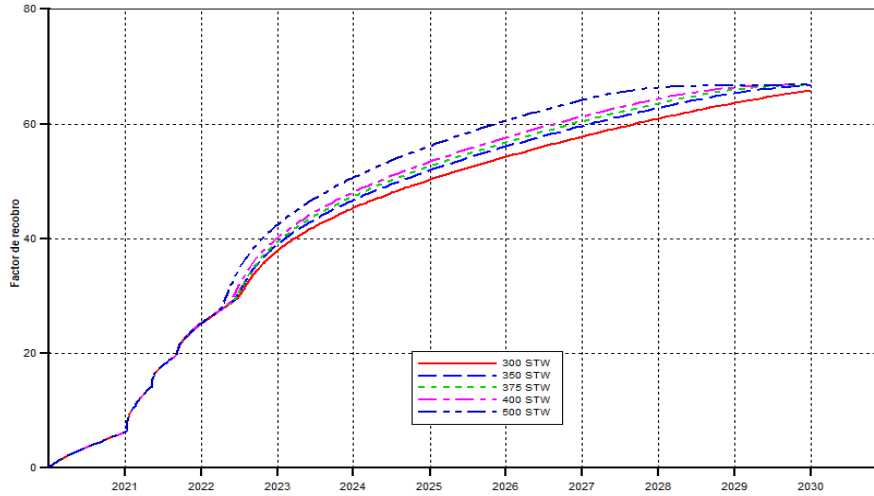
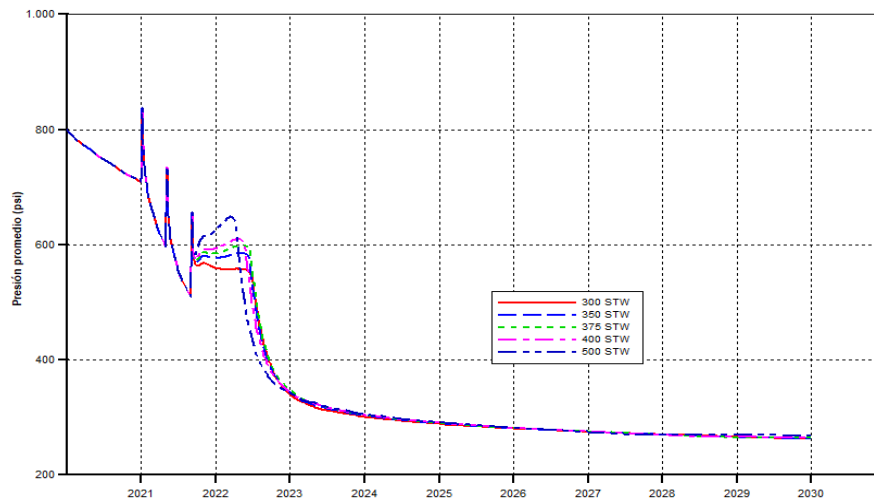


Figura 26.

Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BWPD. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



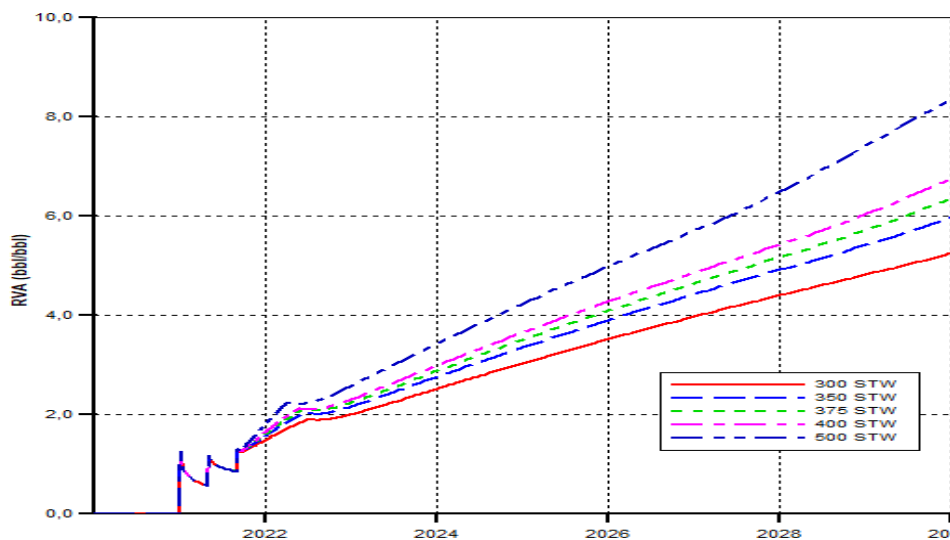
Como se puede evidenciar en los resultados obtenidos, la tasa de aceite no arroja información que permita decidir sobre la tasa de inyección de vapor que se debe utilizar durante la implementación

de la inyección continua. El factor de recobro tampoco proporciona datos relevantes; todas las tasas de inyección alcanzan un recobro por encima del 60%; las tasas más altas, lo alcanzan en menos tiempo.

Debido a que no se cuenta con información suficiente que permita decidir sobre la tasa de inyección más conveniente, se tomará también en cuenta el criterio de relación vapor aceite. Como límite económico, se escogió el valor de 5. Valores entre 3 y 8 son típicos para un proceso de inyección cíclica de vapor y valores entre 2 y 5 lo son para un proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor, con valores menores indicando procesos más eficientes. Para el caso de los proyectos de inyección continua de vapor, este valor puede estar entre 2 y 10, con algunas excepciones en campos no exitosos, y con valores promedio entre 6 y 8 (Rodríguez & Villamil, 2018), (Cabrales & Ruiz, 2013). En la figura 25 y 26 se representan los resultados obtenidos para estas propiedades.

Figura 27.

*Relación vapor-aceite vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 300, 350, 375, 400 y 500 BWPD. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



En la tabla 11 se resumen los valores de factor de recobro, la tasa de aceite, y el tiempo que toma en alcanzar dicho porcentaje, a una relación de vapor aceite de 5.

Tabla 8.

*Valores a diferentes tasas de inyección obtenidos cuando RVA= 5.*

<b>TASA (Bbl/d)</b>	<b>TIEMPO DE RVA= 5 (Días)</b>	<b>F. R. (%)</b>	<b>Q<sub>o</sub> Acumulado (Bbl/d)</b>
<b>300</b>	3439	64.6	183816
<b>350</b>	2982	63	179935
<b>375</b>	2800	63.6	178081
<b>400</b>	2647	62	176643
<b>500</b>	2192	60.5	172191

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que no existe diferencia significativa entre los resultados obtenidos a las diferentes tasas de inyección y, en concordancia a la relación propuesta por Farouq Ali, se usará la tasa de inyección de 375 Bbl/d, pues en comparación con la de 350 Bbl/d, al tiempo de límite económico establecido se alcanza un mayor factor de recobro.

### **2.5. Eficiencia térmica.**

La eficiencia térmica es un factor de estudio importante en la inyección continua de vapor, debido a que permite conocer cuanta energía de la que se inyectó está presente en la formación que almacena el fluido de interés y a su vez determinar qué porcentaje se pierde hacia las arcillas. El flujo de calor hacía estas formaciones se consideran pérdidas debido a que las arcillas no son formaciones productoras. La administración de calor es uno de los aspectos de mayor interés en la aplicación de técnicas de recobro térmico ya que, en estos, así como en todos los proyectos relacionados con la recuperación de hidrocarburos (Cabrales & Ruiz, 2013), el objetivo es extraer

la mayor cantidad de aceite presente en el yacimiento. La fracción de calor inyectado que permanece en el yacimiento, cantidad que ha sido llamada eficiencia térmica del yacimiento, es:

$$E_h = \left[ \frac{Q}{Q_i} \right] \tag{Ecuación 7}$$

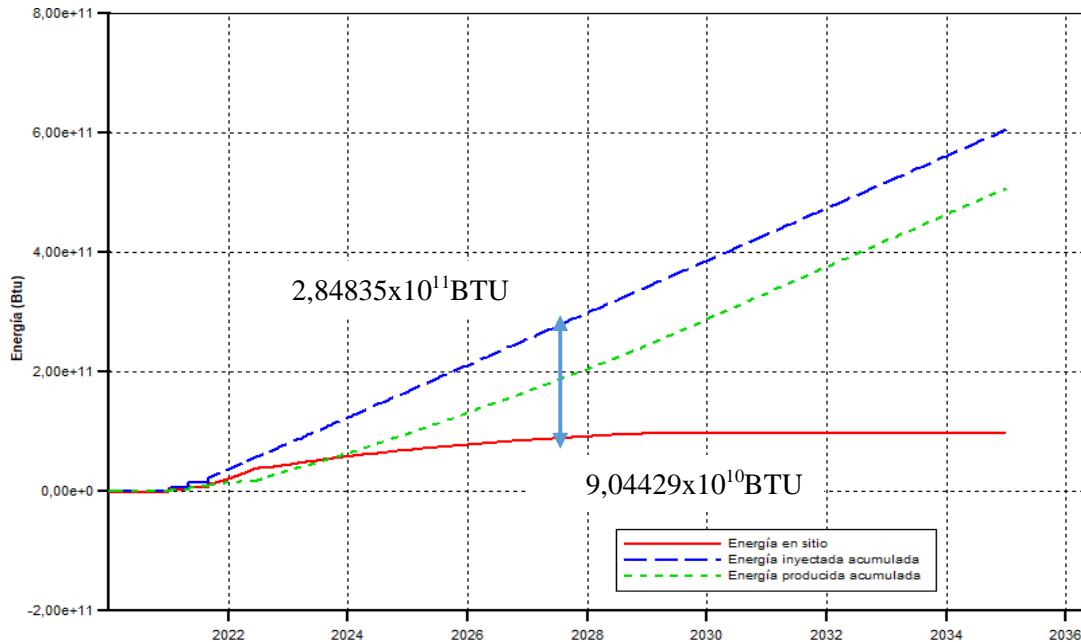
Donde Q es el calor remanente en las arenas, y Q<sub>i</sub> es el calor inyectado a la formación, (Medina, 2005). Para calcular la eficiencia térmica del proceso a tiempo de RVA=5, se leen los valores arrojados en la gráfica de entalpía para *energía en sitio* y *energía inyectada acumulada* de la gráfica 28.

$$E_h = \frac{9,04429 \times 10^{10} \text{ BTU}}{2,84835 \times 10^{11} \text{ BTU}} = 0,3175 \cong 32\% \tag{Ecuación 8}$$

Al tiempo de RVA=5 la eficiencia térmica del proceso alcanza un valor cercano a 32%.

Figura 28.

Energía vs tiempo, cuando RVA=5. Modificado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

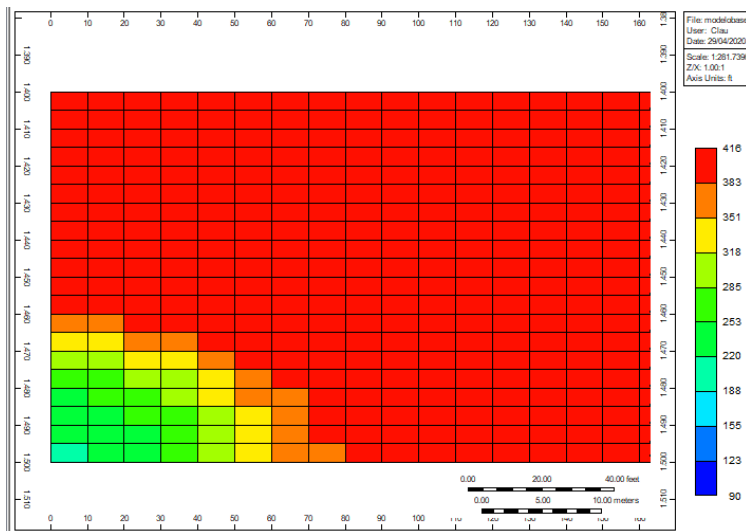


**2.6. Perfil de temperatura en zona de vapor.**

Se muestra el perfil de la zona de vapor en el modelo base, a la fecha de RVA=5. En la figura 29 se presenta el gráfico correspondiente. El radio calentado llega a 165 pies con una temperatura de 405 °F y en la zona más baja del yacimiento a 85 pies con una temperatura cercana a los 400 °F. Debido a la homogeneidad de las propiedades de la formación, la distribución del calor inyectado es buena; la saturación de crudo disminuye más rápidamente en las capas productoras superiores debido al efecto de segregación gravitacional originado por el vapor inyectado.

Figura 29.

*Temperatura de la zona de inyección, cuando RVA=5 de una porción del modelo. Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



**3. Análisis de sensibilidad al espaciamiento entre pozos y escenarios de heterogeneidad.**

Como se planteó inicialmente, una vez finalizado el modelo base de simulación, se procedió a realizar sensibilidad al espaciamiento entre pozos y las variaciones de la permeabilidad. Involucra el desarrollo de tres escenarios de yacimiento mediante simulación numérica de yacimiento. Las

dos variables del diseño de experimentos son el grado de heterogeneidad y el espaciamiento entre pozos; de esta manera se tendrán tres grados de heterogeneidad y tres grados de espaciamiento entre pozos; es decir, un arreglo experimental de  $3^2=9$  casos de estudio en los que se evaluaron características como factor de recobro, relación vapor aceite, eficiencia térmica del proceso y perfiles de temperatura.

Para determinar este espaciamiento entre los pozos, principalmente se debe de considerar la viscosidad del fluido, Para el caso de la viscosidad, cuando esta es muy alta (alrededor de 10.000 cP), se recomienda que el espaciamiento entre pozos sea menor a 5 acres, debido a que la baja movilidad del aceite requiere que el área en la cual ocurre el desplazamiento no sea muy grande (Beltrán, 2005). Generalmente en la mayoría de los proyectos con vapor, el espaciamiento empleado es de 5 acres y en los pocos casos en donde se presentan espaciamientos inferiores a 1.25 acres la razón principal es el valor de la viscosidad tan alta que posee el fluido (Ali, 2006).

Los espaciamientos que se usaron son 1.25 acres, 2.5 acres y 5 acres. A estos tres se les hicieron, también, variaciones en el coeficiente de variación, y presencia de intercalaciones de arcillas con una RAA=5 (Cabralés & Ruiz, 2013).

La propiedad con base en la que se hizo la caracterización del yacimiento, de acuerdo con el coeficiente Dysktra-Parsons es la permeabilidad.

Para el C.V.= 0.2 se utilizó un rango de permeabilidad entre 700 mD y 1400 mD, ver anexo A, distribuyendo las permeabilidades mayores en capas superiores, y permeabilidades menores en capas inferiores. Para el C.V.= 0.7 el rango de permeabilidad usado estuvo entre 300 mD y 1450 mD, ver anexo A, se distribuyó la permeabilidad de manera descendente de las capas superiores a inferiores. En las figuras 30 a 38 se aprecia la variación en la permeabilidad en los modelos en 3D empleados durante la implementación de la etapa de sensibilidad propuesta.

Este planteamiento se basa en poder determinar el efecto que provoca la variación del espaciamiento entre pozos, variaciones de permeabilidad y presencia de arcillas en el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos de crudo pesado.

Figura 30.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 1.25 acres con C.V.= 0.2. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

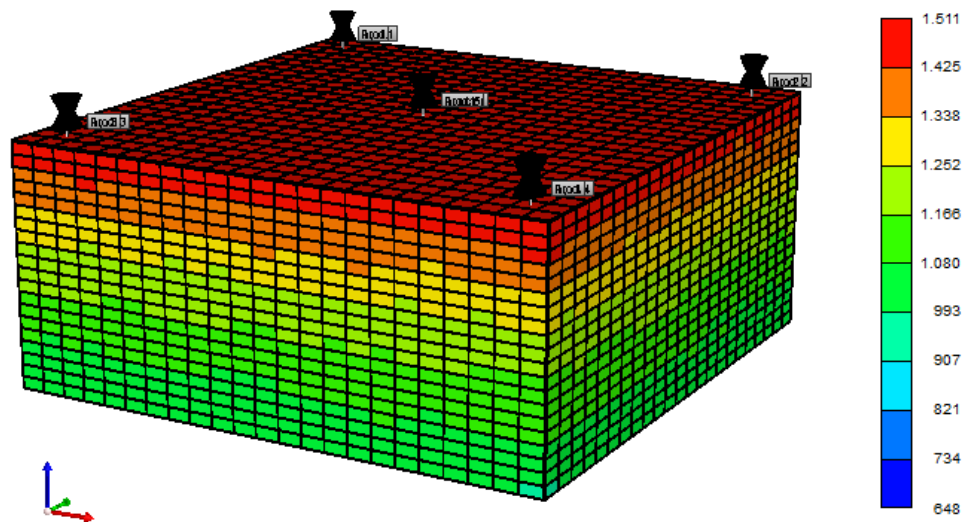


Figura 31.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 1.25 acres con C.V.=0.7. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

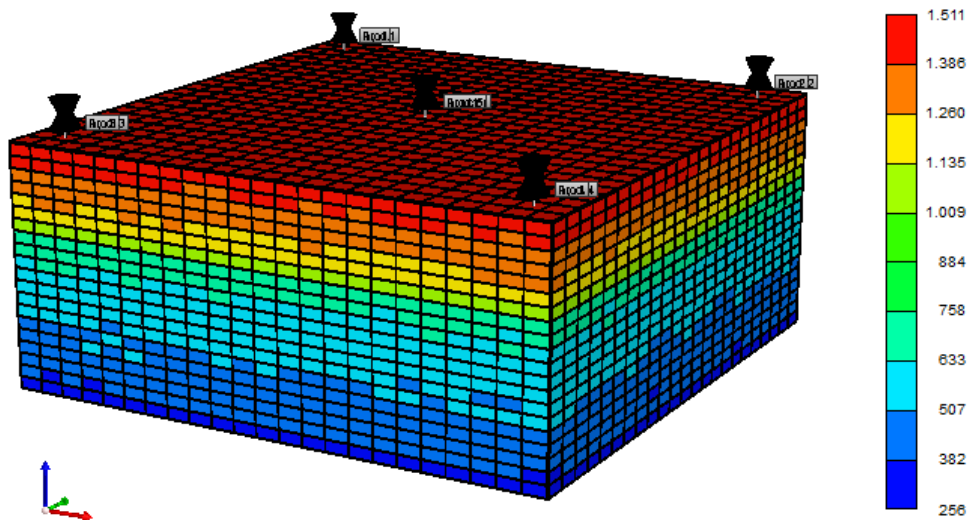


Figura 32.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 1.25 acres con intercalaciones de arcilla. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

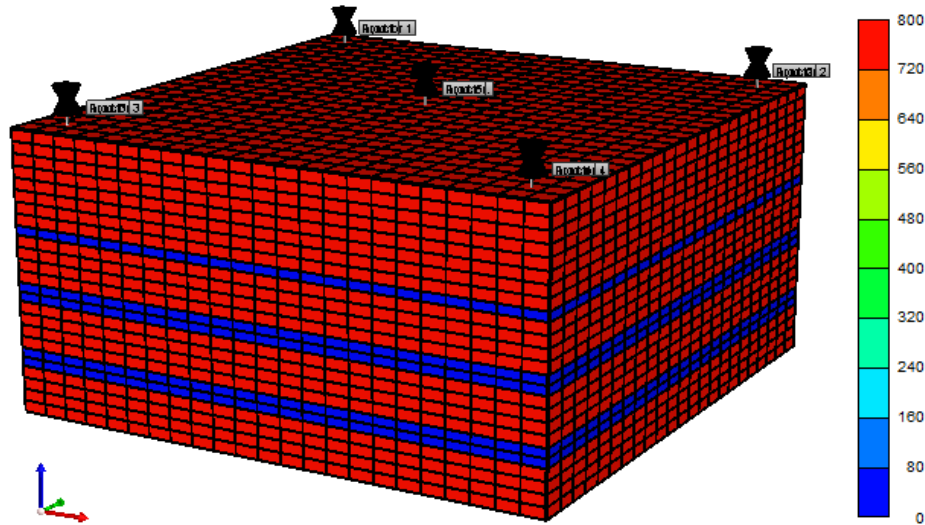


Figura 33.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 2.5 acres con C.V.= 0.2. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

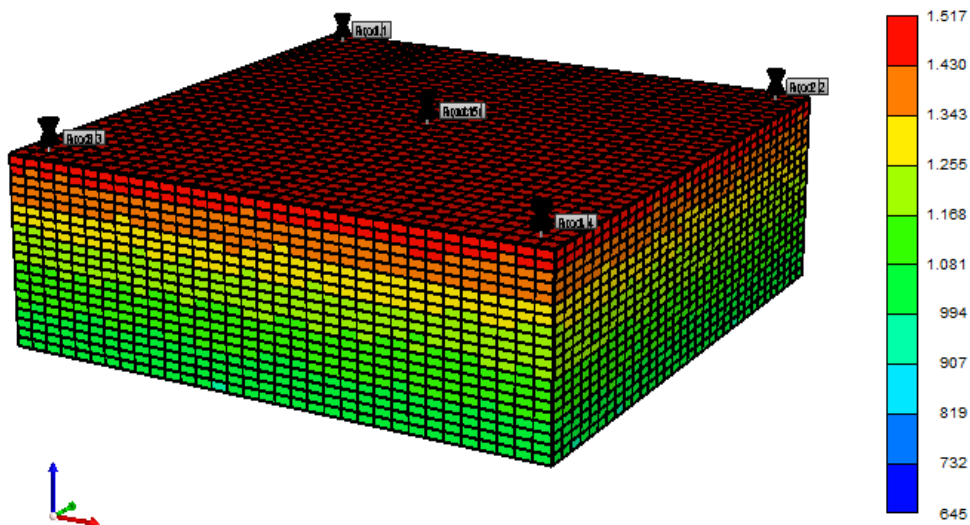


Figura 34.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 2.5 acres con C.V.= 0.7. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

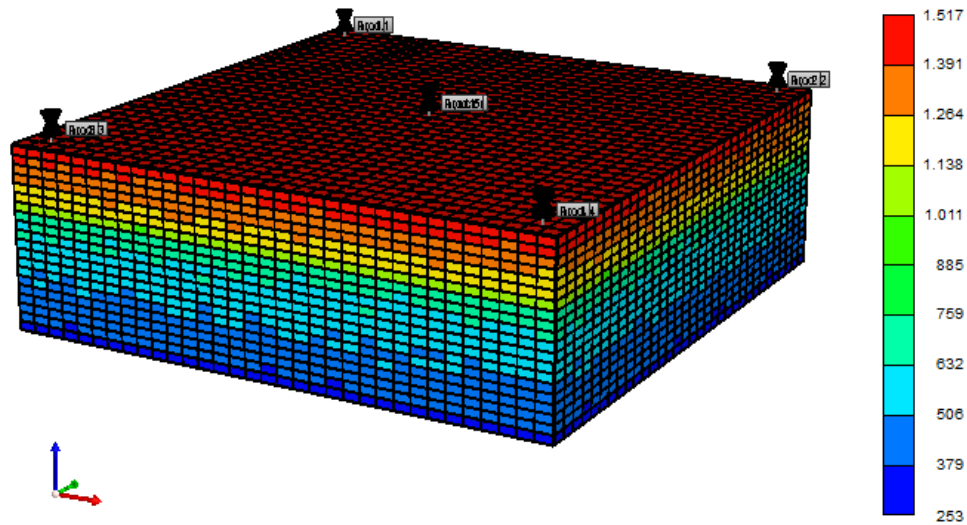


Figura 35.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 2.5 acres con intercalaciones de arcilla. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

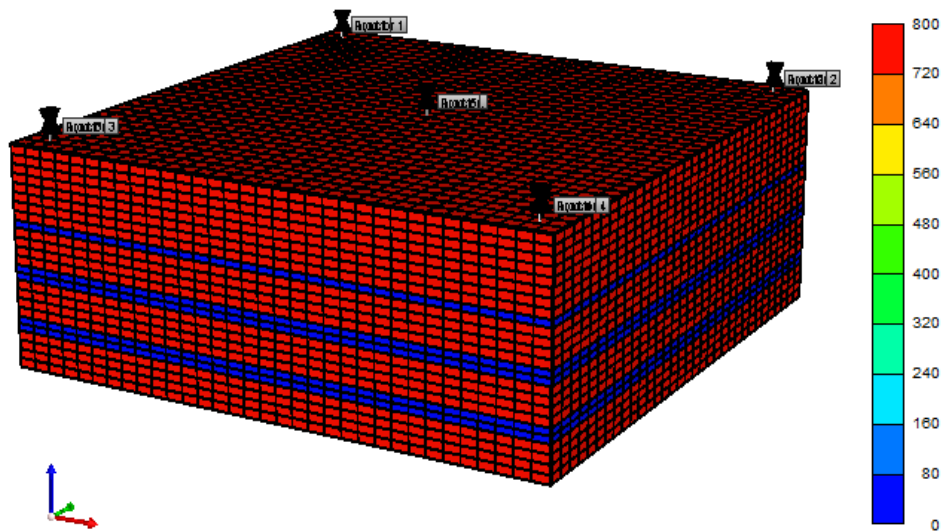


Figura 36.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 5 acres con  $C.V.= 0.2$ . Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

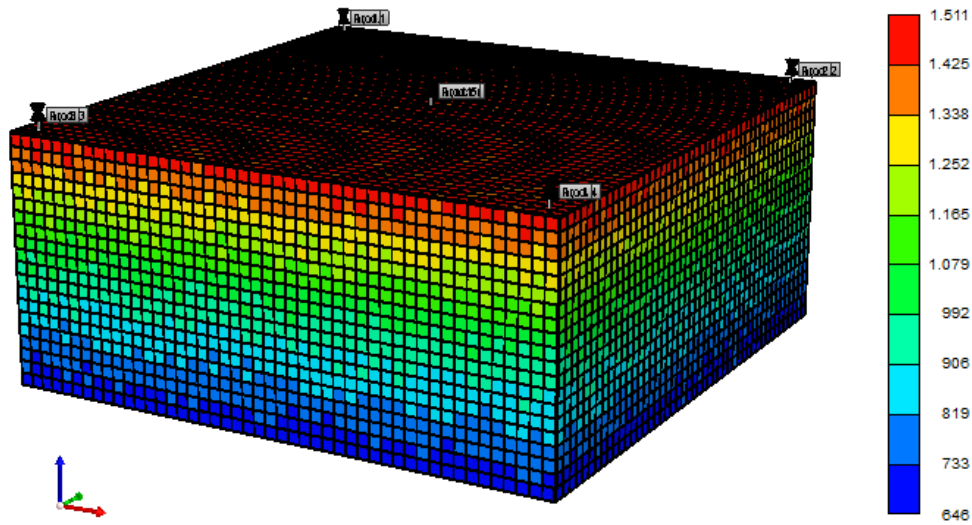


Figura 37.

Vista de la permeabilidad del modelo 3D de 5 acres con  $C.V.= 0.7$ . Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

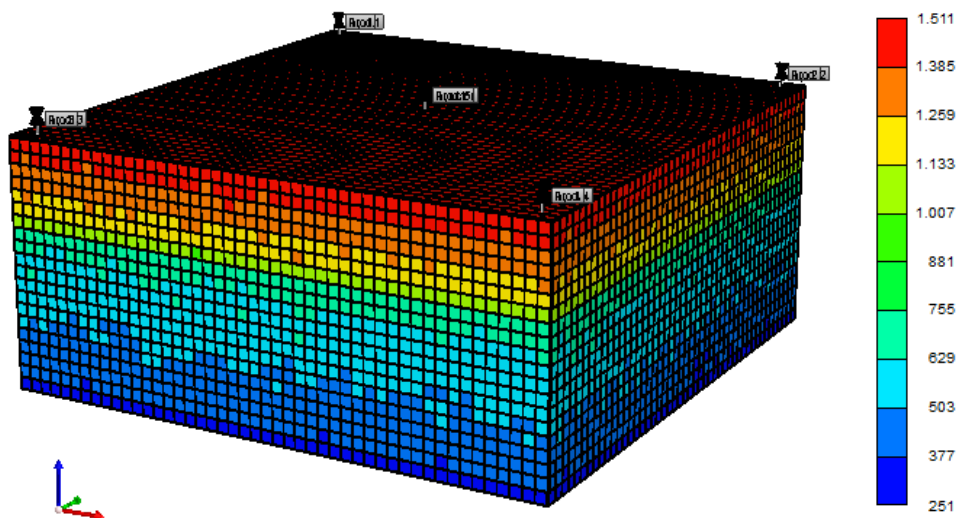
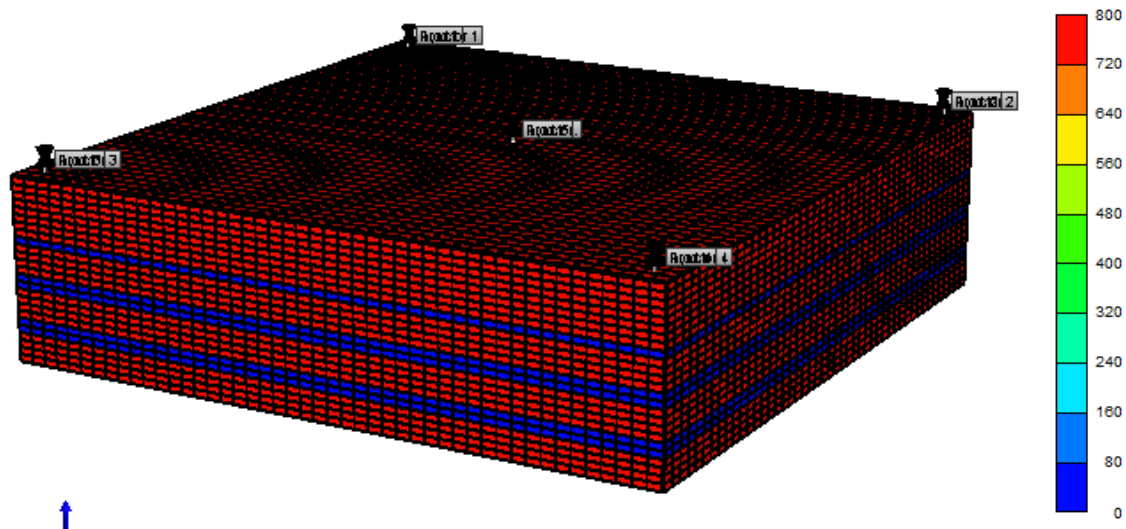


Figura 38.

Vista de la permeabilidad del modelo/ 3D de 5 acres con intercalaciones de arcilla. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



### 3.1. Modelo 1.25 acres.

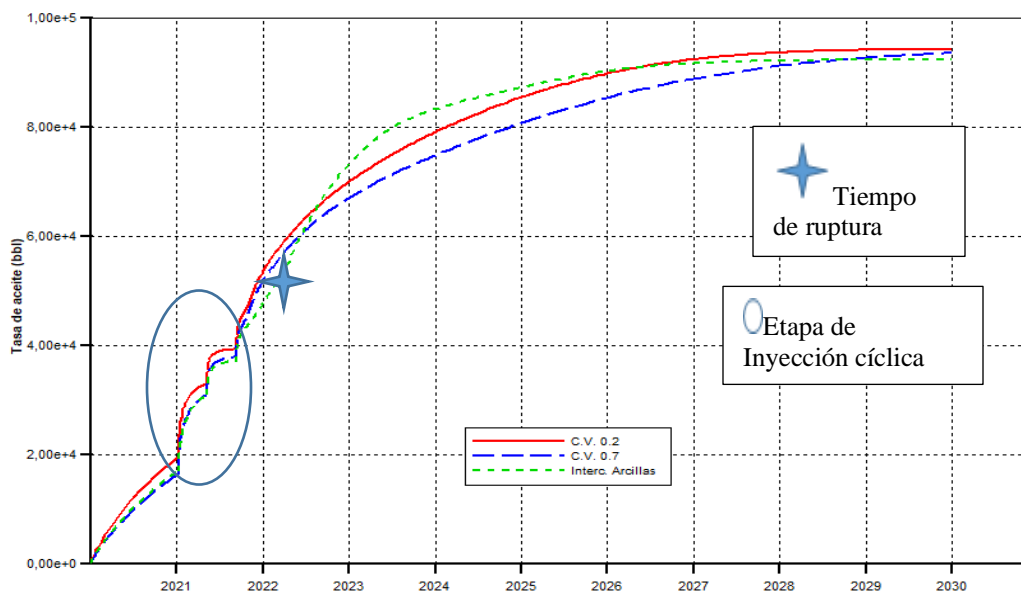
El modelo de 1.25 acres, así como los demás, tienen tres variaciones adicionales: C.V.= 0.2, C.V.=0.7 e intercalaciones de arcillas. Los resultados de la tasa de aceite acumulado, factor de recobro, presión promedio y relación vapor aceite para el modelo de 1.25, con C.V.= 0.2 y C.V. 0.7, y la presencia de arcillas son mostrados en las figuras 39 a 41.

En cuanto a la tasa de aceite producida, se puede observar que, como es de esperarse, el modelo que tiene C.V= 0.2, tiene una mayor producción de aceite que el modelo con C.V= 0.7. Esto se da debido a la baja variación de la permeabilidad presente en el primer modelo, facilitando la movilidad del crudo. No obstante, el modelo con presencia de arcillas también presenta una alta tasa de producción de aceite, durante la mayor parte del proceso, pues se parte de un modelo de una permeabilidad única que disminuye el efecto de overriding.

En cuanto al factor de recobro, éste va ligado a la tasa de producción de aceite; por ende, es normal que los modelos con una mayor cantidad de aceite producido tengan un mayor factor de recobro, como ocurre con el modelo de C.V.= 0.2, e inicialmente, con el modelo con presencia de arcillas.

Figura 39.

*Tasa de aceite producida acumulada vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



Antes del tiempo de ruptura el modelo con presencia de arcillas tiene una tasa de aceite menor, y por consiguiente un factor de recobro menor, en comparación con los dos modelos restantes. Sin embargo, después del tiempo de ruptura hay un incremento en la tasa de aceite producido para este modelo como consecuencia del efecto de empuje provocado por el vapor y calentamiento de la zona por donde se desplaza. Adicionalmente, el modelo con intercalaciones se divide en 4 bloques más delgados, donde la eficiencia de barrido del vapor es mejor.

Figura 40.

Factor de recobro vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

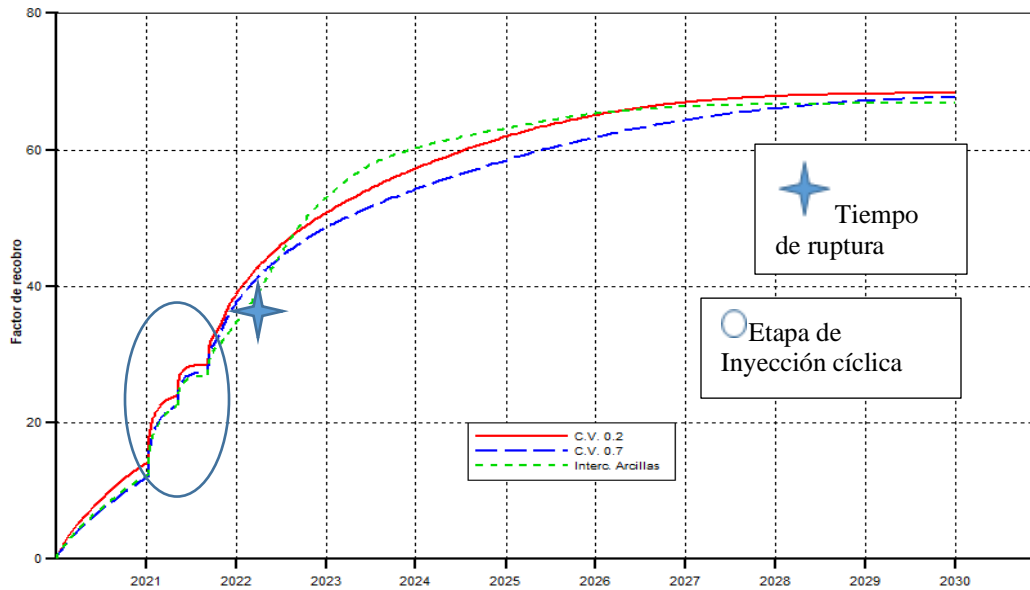
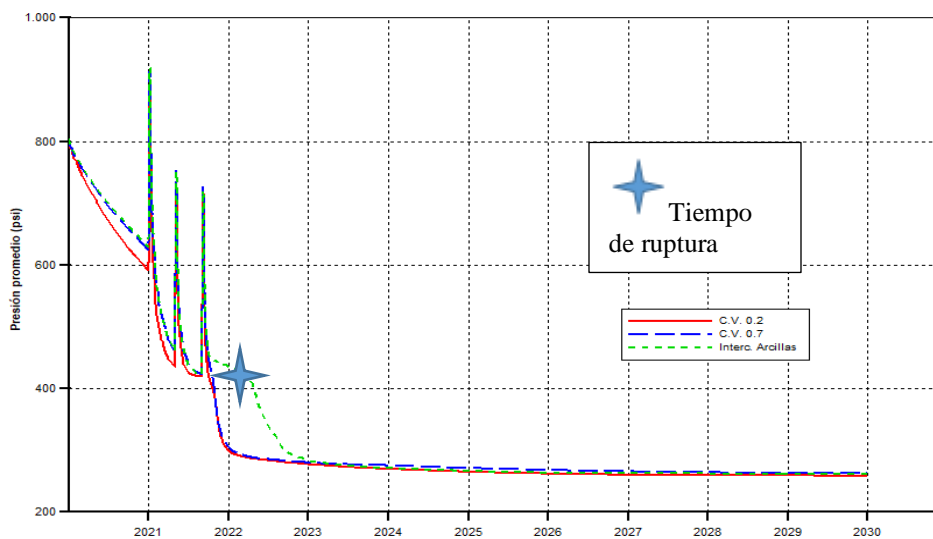


Figura 41.

Presión promedio vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

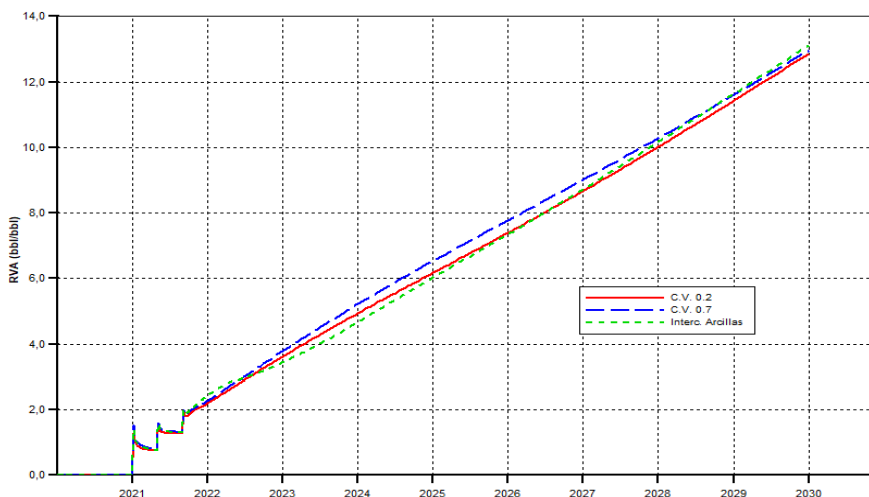


La caída de presión en el yacimiento con presencia de arcillas se da en un mayor tiempo, comparada con los otros modelos, debido a que la irrupción del vapor en el pozo productor es posterior a los otros modelos que presentan heterogeneidades. Debido a la distribución de los valores de la permeabilidad que son menores en comparación con los modelos de coeficiente de variación, ya que éste tiene permeabilidad de 800 mD en las direcciones  $i$  y  $j$  y de 480 mD en dirección  $k$ , la velocidad a la que el vapor se desplaza en el yacimiento respecto a los modelos anteriores que tienen valores de permeabilidad más grandes, principalmente en las capas superiores.

Por otra parte, la gráfica de relación vapor-aceite, figura 42, permite observar que el modelo con mayor coeficiente de variación es el que llega más rápidamente al límite económico establecido de  $RVA= 5$ , gracias al efecto de overriding. En el modelo con intercalaciones de arcillas, el límite económico se alcanza en fechas posteriores a los modelos con diferente permeabilidad, debido, nuevamente, a que la homogeneidad del modelo facilita una mejor distribución del vapor y, por ende, aprovechamiento de la energía suministrada.

Figura 42.

*Relación vapor aceite vs tiempo, para C.V.= 0.2, 0.7, y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

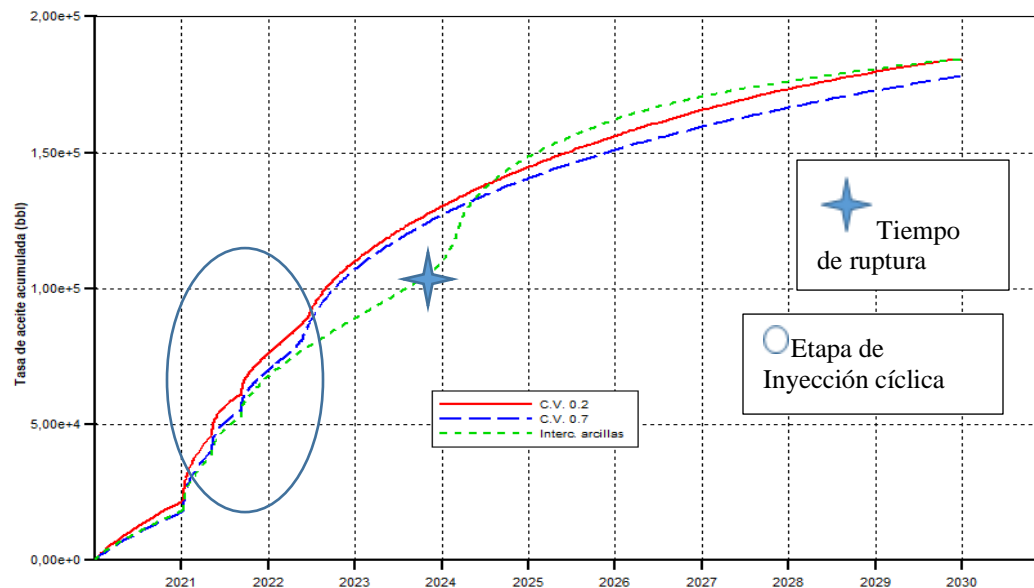


**3.2. Modelo 2.5 acres.**

Al igual que en los modelos anteriores, se realizaron variaciones al coeficiente de variación de Dykstra Parsons, para obtener un yacimiento casi homogéneo de C.V.= 0.2, y un yacimiento heterogéneo de C.V.= 0.7, así como la presencia de intercalaciones de arcillas. Las figuras 43 a 46 representan los resultados a las características tales como tasa de aceite acumulado, factor de recobro, presión promedio y relación vapor aceite para el modelo de 2.5 acres.

Figura 43.

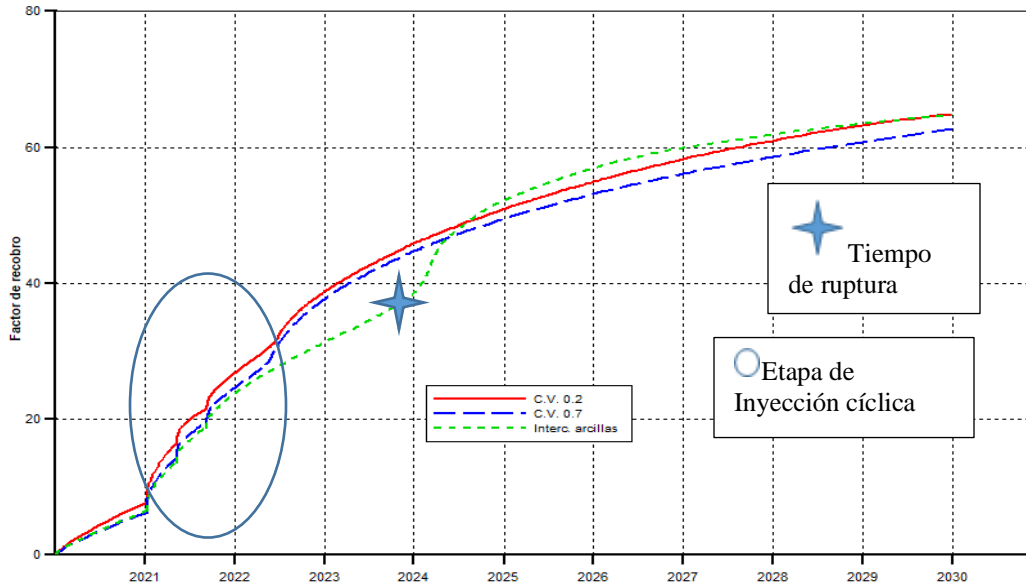
*Tasa de aceite acumulada vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



En la figura 43 se visualiza el mismo efecto que en el modelo de 1.25 acres, donde el modelo con presencia de arcillas tiene una tasa de aceite menor, y por consiguiente un factor de recobro menor, en comparación con los dos modelos restantes, antes del tiempo de ruptura. Sin embargo, después del tiempo de ruptura hay un incremento en la tasa de aceite producido para este modelo al efecto de empuje provocado por el vapor y calentamiento de la zona por donde se desplaza.

Figura 44.

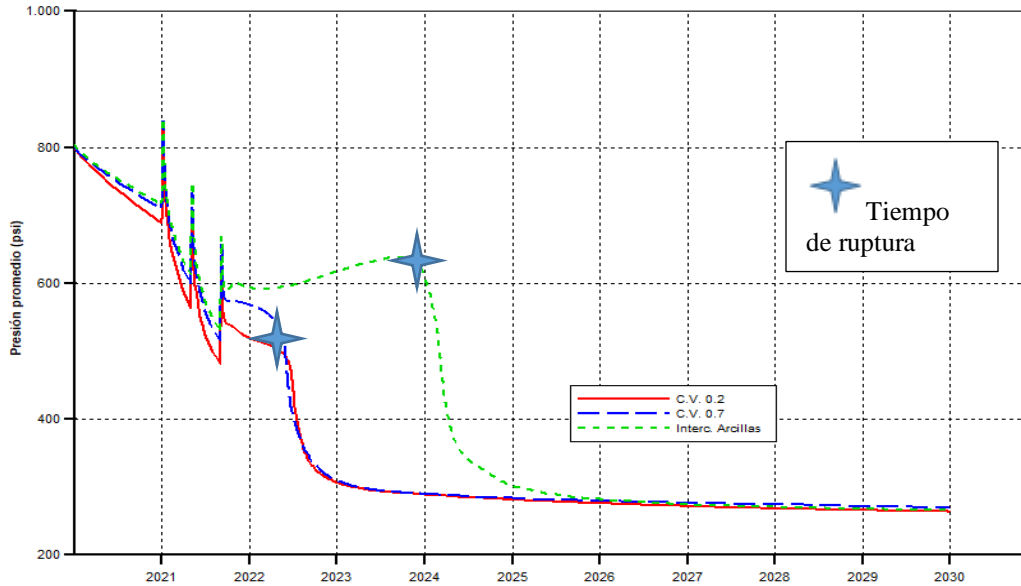
Factor de recobro vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



En la gráfica de tasa de aceite acumulada vs tiempo, se observa que el modelo que permite obtener una mayor tasa de aceite, después de 4 años de producción, es el modelo que tiene intercalaciones de arcillas, debido a que la configuración y diseño de dicho modelo, parte del modelo base, con la diferencia que posee las ya mencionadas intercalaciones; es decir, es un modelo homogéneo, siendo así la distribución del vapor más homogénea. En concordancia con los resultados de las gráficas, el modelo que mantiene una tasa de producción elevada es el modelo con C.V.= 0.2, debido a las pocas variaciones de la permeabilidad que tiene, en comparación con el que tiene C.V.= 0.7, pues este último, facilita que se creen canales preferenciales de flujo del vapor y que no se haga una distribución homogénea de él.

Figura 45.

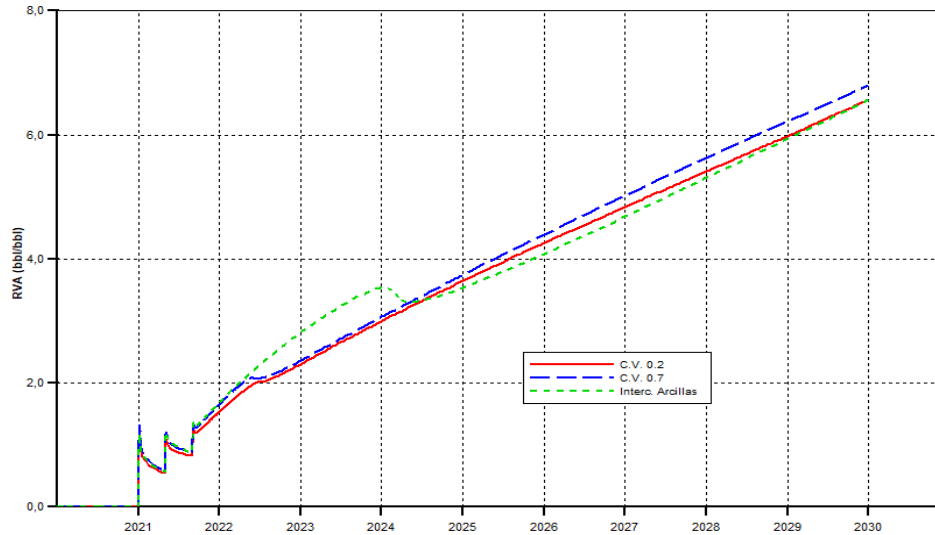
*Presión promedio vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



En relación con la presión del yacimiento, el modelo con presencia de arcillas facilita el mantenimiento de la presión durante un periodo de tiempo mayor, ya que proporcionan un sello dentro del yacimiento y retardan la irrupción del vapor en el pozo productor, pues son consideradas ladronas de calor. En los modelos con coeficiente de variación 0.2 y 0.7 la caída de presión sucede casi en el mismo tiempo en ambos casos, sin presentar mayor diferencia entre ellos. Esto se da por la variación de permeabilidad que existe en estos modelos y la presencia del overriding, irrumpiendo en el pozo productor antes que el modelo con presencia de arcillas.

Figura 46.

*Relación vapor aceite vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



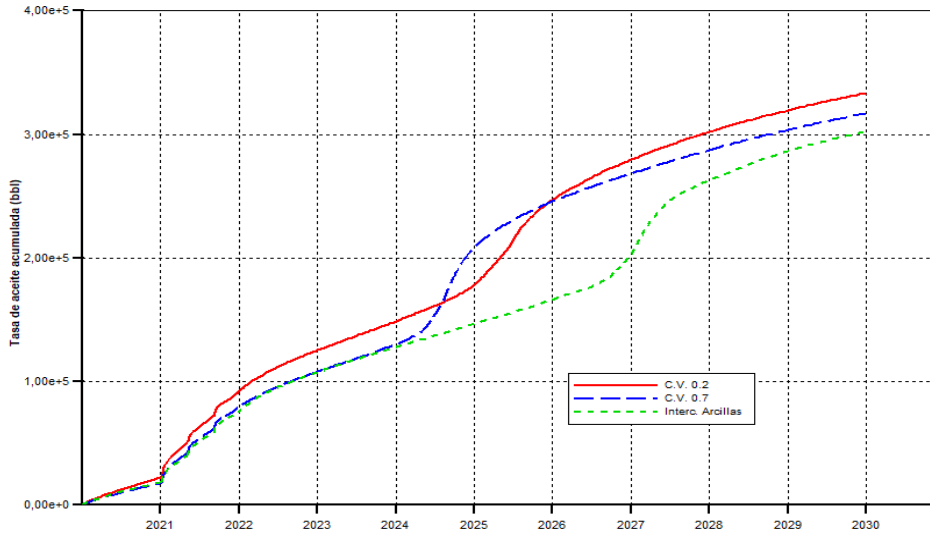
De igual modo sucede con la relación vapor aceite. Como se mencionó anteriormente, en los modelos con presencia de arcilla, éstas absorben gran parte del calor destinado a calentar las arenas, disminuyendo la eficiencia del proceso, pues se hace necesario inyectar más vapor para calentar el mismo volumen de roca en comparación con el caso que no exista presencia de arcillas.

### 3.3. Modelo 5 acres.

Nuevamente se presentan los resultados obtenidos para las diferentes variaciones establecidas para el espaciamiento de 5 acres. Las figuras 47 a 50 representan los resultados a las características tales como tasa de aceite acumulado, factor de recobro, presión promedio y relación vapor aceite para el modelo de 5 acres.

Figura 47.

Tasa de aceite acumulada vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



En los tres modelos se observa que hay un punto en los que se presenta un incremento de la tasa de aceite producido y ocurre cuando el vapor llega a los pozos productores. En el modelo con C.V.=0.7, el incremento en la tasa de producción se da antes que en los otros modelos. Esto, principalmente, porque la variación en la permeabilidad incide directamente en la manera como el vapor se distribuye, debido al efecto de overriding y facilitando que el vapor irrumpa en el pozo productor antes, comparado con los otros dos casos.

En cuanto al modelo con C.V.= 0.2, el incremento de la producción de aceite ocurre después que, en el anterior caso, ya que, la baja variación de la distribución de la permeabilidad en el modelo disminuye la tendencia del vapor de migrar hacia la parte superior de las arenas, haciendo ruptura en el pozo productor en un tiempo mayor al modelo de C.V.= 0.7.

Finalmente, el modelo con presencia de arcillas tiene una distribución única de permeabilidad en todas sus direcciones y esto estimula que el vapor se distribuya de manera más homogénea en todo el yacimiento antes de llegar al pozo productor aumentando el tiempo de ruptura.

Figura 48.

Factor de recobro vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7, y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

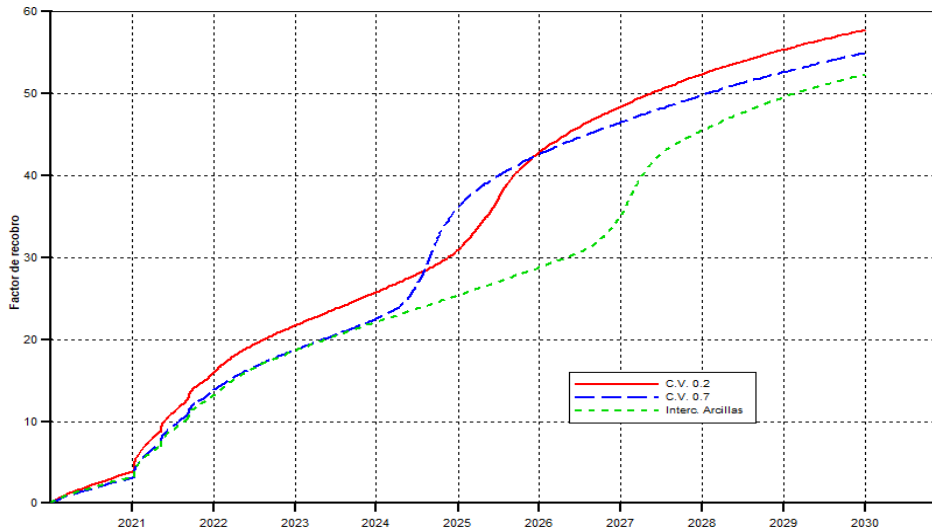
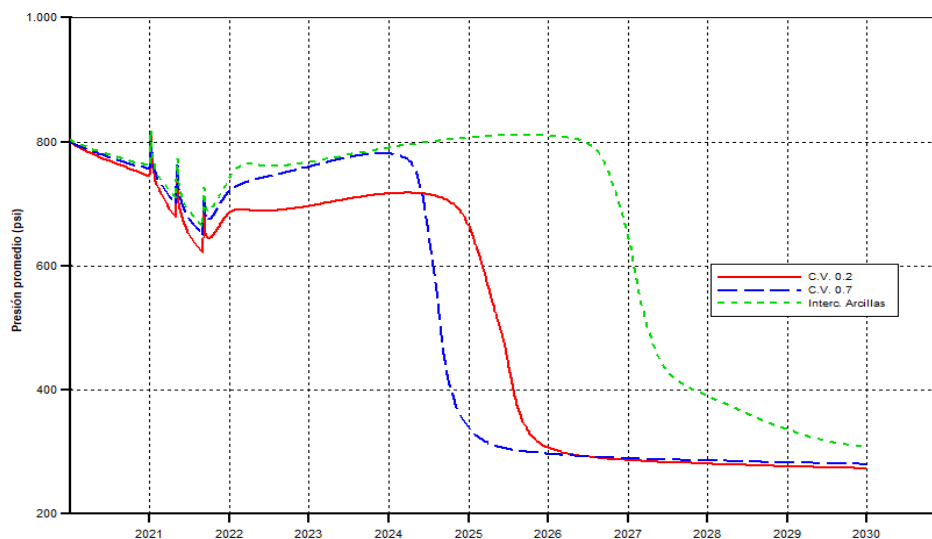


Figura 49.

Presión promedio vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

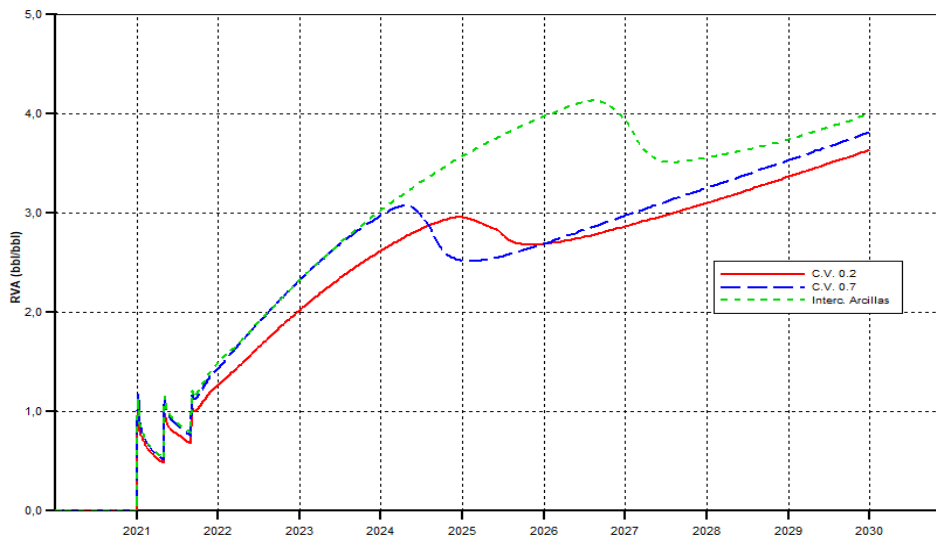


De las gráficas de presión promedio se observa que a medida que el yacimiento se hace más heterogéneo, la presión promedio de éste disminuye más rápidamente y está relacionado directamente con el tiempo que tarda el vapor en irrumpir en el pozo productor, como se mencionó

en el párrafo anterior, ya que el modelo con intercalaciones de arcilla tiene valores de permeabilidad menores en comparación con los otros casos, disminuyendo la velocidad del vapor de moverse y llegar al pozo productor.

Figura 50.

*Relación vapor aceite vs tiempo, para C.V.= 0.2 y 0.7 y presencia de arcillas. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



Como puede observarse en la gráfica de RVA vs tiempo, los modelos con mayor coeficiente de variación y presencia de arcillas llegan al límite económico establecido en un menor tiempo. Nuevamente está relacionado, en el caso del yacimiento heterogéneo, con el tiempo que toma el vapor en irrumpir en el pozo productor, pues al ser un menor tiempo, parte del vapor inyectado se va a producir y su eficiencia será menor.

### 3.4. Evaluación de la eficiencia de un proceso de inyección continua de vapor.

#### 3.4.1. Evaluación del factor de recobro.

La tabla 12 muestra los días transcurridos cuando el vapor hace irrupción, así como el factor de recobro a esa fecha. La tabla 13 representa los datos de factor de recobro cuando RVA=5 y los

días necesarios para llegar a este valor, para todos los modelos anteriormente descritos, en comparación con el caso base.

Tabla 9.

*Factor de recobro y días en alcanzar tiempo de ruptura.*

<b>ESPACIAMIENTO</b>	<b>1.25 ACRES</b>		<b>2.5 ACRES</b>		<b>5 ACRES</b>	
<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>F.R</b>	<b>Tiempo</b>	<b>F.R</b>	<b>Tiempo</b>	<b>F.R</b>	<b>Tiempo</b>
	<b>%</b>	<b>(días)</b>	<b>%</b>	<b>(días)</b>	<b>%</b>	<b>(días)</b>
<b>0,2</b>	35	678	32	907	37.4	2012
<b>0,7</b>	33.4	671	29	884	28.9	1686
<b>PRESENCIA DE ARCILLAS</b>	40.7	849	42.2	1525	36.4	2583
<b>MODELO BASE</b>	<b>FACTO DE RECOBRO %</b>			<b>DÍAS</b>		
	30			902		

En los escenarios con espaciamiento de 1.25 acres y diferentes coeficientes de variación, la diferencia entre el tiempo de ruptura de los modelos es de solamente 7 días, a pesar de que tienen un C.V. bastante diferente. Esto como resultado del overriding y de la distribución de la permeabilidad en las capas superiores de los dos modelos, que son los mismos valores en las primeros 3 capas de cada uno.

Tabla 10.

*Factor de recobro y días en alcanzar RVA=5.*

<b>ESPACIAMIENTO</b>	<b>1.25 ACRES</b>		<b>2.5 ACRES</b>		<b>5 ACRES</b>	
<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>F.R</b>	<b>Tiempo</b>	<b>F.R</b>	<b>Tiempo</b>	<b>F.R</b>	<b>Tiempo</b>
	<b>%</b>	<b>(días)</b>	<b>%</b>	<b>(días)</b>	<b>%</b>	<b>(días)</b>
<b>0,2</b>	57.6%	1462	59%	2647	57.8*	3650

<b>0,7</b>		53.6%	1480	56%	2557	55*	3650
<b>PRESENCIA DE ARCILLAS</b>		61.1%	1552	61%	2738	52.3*	3650
<b>MODELO BASE</b>	<b>FACTOR DE RECOBRO</b>					<b>DÍAS</b>	
	62.6%					2800	

---

Nota: \*Factor de recobro medido al final del proceso de inyección de vapor.

De acuerdo con los resultados previamente mostrados en la tabla, los modelos con intercalaciones de arcilla y un menor coeficiente de variación, tienen un mejor factor de recobro. El valor más bajo se registra cuando el yacimiento no presenta intercalaciones de arcilla, mayor coeficiente de variación de permeabilidad y menor espaciamento; esta respuesta se debe al deficiente calentamiento de la zona que impide la disminución de la viscosidad del crudo, razón suficiente para tener una producción baja (Cabrales & Ruiz, 2013). Respecto a los modelos con intercalaciones y el modelo base, son los que presentan una mayor cantidad de aceite recuperado como consecuencia de la mejor distribución de vapor en la formación debido al efecto de barrera que generan las arcillas. También se da debido a que los modelos con arcillas parten del modelo base que tiene una permeabilidad constante en todas las direcciones, razón suficiente para que el vapor se distribuya de manera más uniforme y disminuyendo el efecto de overriding.

En el caso del modelo con menor espaciamento y coeficiente de variación que alcanza rápidamente el límite económico es debido al corto tiempo en el que el vapor irrumpe en el pozo productor, siendo también, el factor de recobro menor que en los escenarios heterogéneos con mayores espaciamentos.

En cuanto a los modelos con mayor espaciamento, se obtiene un factor de recobro alto, pero al final del proceso, ya que no fue posible evaluar cuando RAV=5, pues nunca se llega a ese valor,

debido a que se inyecta, probablemente, una tasa baja en comparación con el volumen total del modelo.

### ***3.4.2. Relación vapor aceite.***

Para el caso del modelo base, en 2800 días se alcanza el límite económico establecido. Para los modelos de menor espaciamiento se alcanza el límite económico en casi la mitad de los días del modelo base. Esto sucede porque el espaciamiento es más pequeño. El factor de recobro de estos casos oscila entre el 53% y el 61%. Como es de esperarse, en modelos con mayor coeficiente de variación, habrá una menor recuperación del crudo en sitio y serán necesarios más días de inyección para este volumen recuperado.

En los modelos con espaciamiento igual al modelo base, los días para llegar al límite económico, son menos con relación al primero. A medida que los modelos son más heterogéneos, menor es el número de días necesarios para llegar al  $RVA=5$  y, en consecuencia, su volumen recuperado también será menor. Esto por los diferentes valores de permeabilidad que, de acuerdo con la distribución escogida, facilitan el fenómeno de overriding en los modelos.

En conclusión, a mayor espaciamiento, mayor tiempo en alcanzar el límite económico. También, a mayor grado de heterogeneidad, menos tiempo tomará llegar al límite económico. En el caso de los escenarios con intercalaciones de arcilla, la inyección continua de vapor genera un calentamiento más efectivo, ya que estas intercalaciones funcionan como sello que impiden el ascenso del vapor,

Adicional a esto, la condensación de vapor genera un frente de fluido que ayuda a realizar un barrido más efectivo del aceite en cada estrato.

**3.4.3. Eficiencia térmica del proceso.**

La tabla 14 muestra los valores de eficiencia térmica de cada modelo para el tiempo de ruptura y la tabla 15 cuando RVA=5.

El cálculo de la eficiencia térmica se hizo de acuerdo con la ecuación 7, tomando los valores directamente de las gráficas de energía en sitio, y energía inyectada acumulada en cada tiempo, ya fuera de ruptura y de límite económico.

$$E_n = \left[ \frac{Q}{Q_i} \right] \tag{Ecuación 7}$$

Tabla 11.

*Eficiencia térmica para tiempo de ruptura.*

CARACTERÍSTICA	ESPACIAMIENTO		
	1.25 ACRES	2.5 ACRES	5 ACRES
	Eficiencia térmica (%)	Eficiencia térmica (%)	Eficiencia térmica (%)
<b>0,2</b>	42	43	49
<b>0,7</b>	40	42	48
<b>INTERCALACIONES ARCILLA</b>	56	61	60
<b>MODELO BASE</b>	67		

Tabla 12.

*Eficiencia térmica cuando RVA=5, para los diferentes modelos establecidos.*

CARACTERÍSTICA	ESPACIAMIENTO		
	1.25 ACRES	2.5 ACRES	5 ACRES
	Eficiencia térmica (%)	Eficiencia térmica (%)	Eficiencia térmica (%)
<b>0,2</b>	27.5	27	36*
<b>0,7</b>	27	26	34*
<b>INTERCALACIONES ARCILLA</b>	38	38	45*
<b>MODELO BASE</b>	32		

Nota: \*Eficiencia térmica medida al final del proceso de inyección de vapor.

De acuerdo con los resultados mostrados en las dos tablas anteriores, fue importante identificar el tiempo de ruptura, y el tiempo del límite económico. En estos dos puntos fueron calculados para determinar la eficiencia térmica del proceso en dichos puntos.

La disminución de eficiencia térmica se debe principalmente a la fracción de calor producido una vez se alcanza el tiempo de ruptura.

Cuando el vapor ha irrumpido en el pozo productor la cantidad de calor que se produce es significativo perjudicando la transferencia de calor hacia la formación productora. Este comportamiento es más notorio en pequeños patrones de inyección, debido a la rapidez con la que el vapor alcanza la ruptura.

En el modelo base, a tiempo de ruptura, por ser un modelo sin presencia de heterogeneidades ni intercalaciones de arcilla, arroja una eficiencia térmica mayor. En los modelos con espaciamientos iguales y diferente coeficiente de variación, a mayor heterogeneidad, menor eficiencia térmica; sin embargo, en el mismo espaciamiento, pero con intercalaciones de arcillas, la eficiencia es mayor, por motivo de que el vapor se aprovecha mejor en las pequeñas secciones de arena en las que se divide el yacimiento.

En los modelos que tienen mayor espaciamiento, se presenta la misma situación anteriormente mencionada, donde el coeficiente de variación, al ser mayor, disminuye la eficiencia térmica del proceso. Sin embargo, en aquellos donde hay presencia de arcillas, la eficiencia del proceso es un poco mayor a las dos variaciones diferentes.

En el límite económico, la eficiencia térmica disminuye para todos los modelos, debido a que se está produciendo agua, después del tiempo de ruptura, y esta agua, está transportando energía que no se aprovechó. En el caso del modelo, se puede ver tiene una eficiencia térmica menor que aquellos modelos con intercalaciones de arcillas debido, a que el simulador está mostrando la

energía almacenada en toda la formación, es decir, la energía almacenada en las arcillas, que son ladronas de calor, junto con las arenas. O sea, que la energía almacenada en la formación productora es menor a la mostrada en el simulador, y debería ser menor a la que muestra el modelo base, para el caso de intercalaciones de arcillas. En concomitancia con lo anterior, los modelos que tienen C.V diferentes al modelo homogéneo, tienen menor eficiencia térmica al modelo base, aún en el límite económico.

**3.4.4. Perfiles de temperatura.**

Los perfiles de temperatura y la temperatura promedio de los diferentes modelos están en las siguientes gráficas. Estos perfiles de temperatura indican que se está produciendo el fenómeno de segregación gravitacional, en el cual el vapor tiende a desplazarse hacia la parte superior de la formación hasta encontrar una capa impermeable, originando que la temperatura aumente más en las capas superiores (Medina, 2005). En la figura 51 se representa la temperatura que alcanzan los diferentes modelos con espaciamiento de 1.25 acres cuando  $RVA=5$ . En la figura 52 se muestra la temperatura promedio que alcanza el yacimiento durante el proceso de inyección de vapor.

Figura 51.

*Perfiles de temperatura para modelos de 1.25 acres. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*

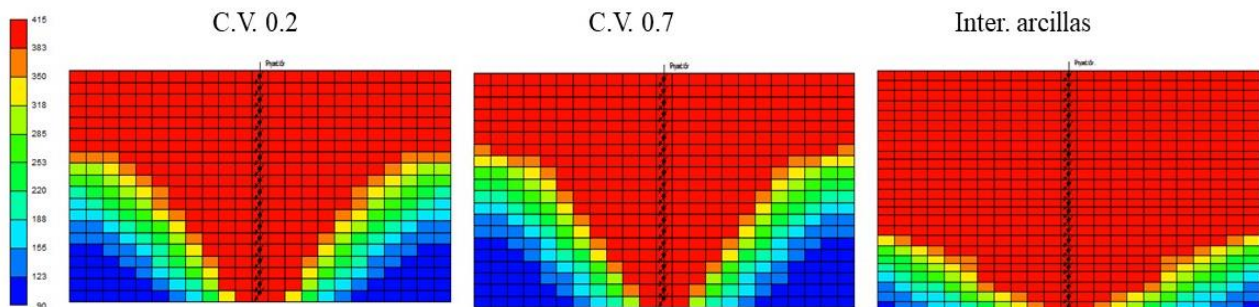
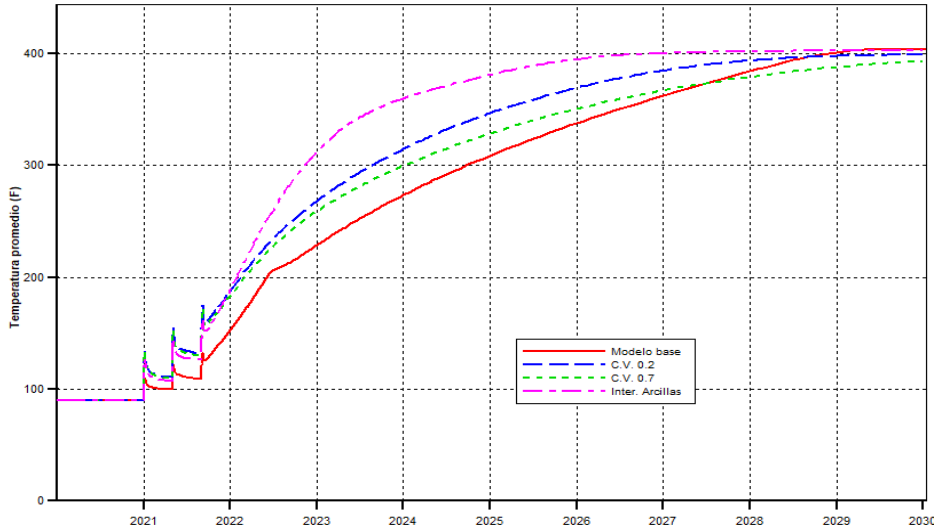


Figura 52.

Temperatura promedio vs tiempo para los modelos 1.25 acres y modelo base. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



En la figura 53 se encuentran los perfiles de temperatura para los diferentes modelos con un espaciamiento de 2.5 acres. En la figura 54 se muestra la temperatura promedio que alcanza el yacimiento durante el proceso de inyección de vapor.

Figura 53.

Perfiles de temperatura para modelos de 2.5 acres. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

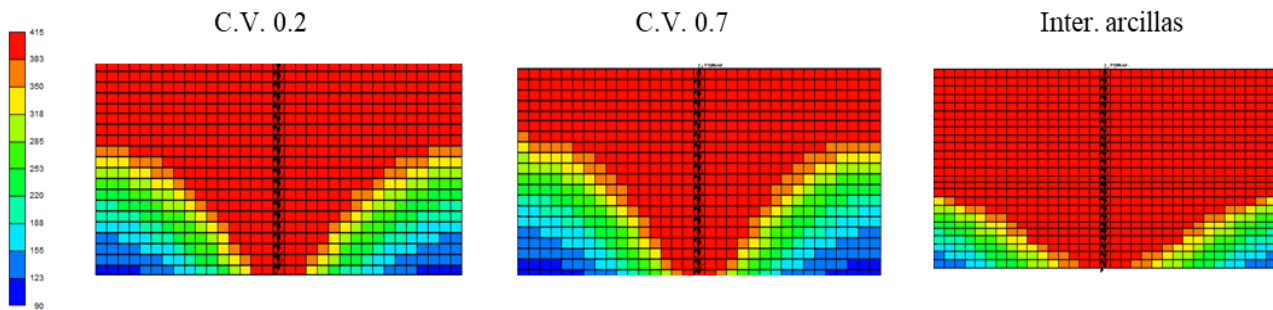
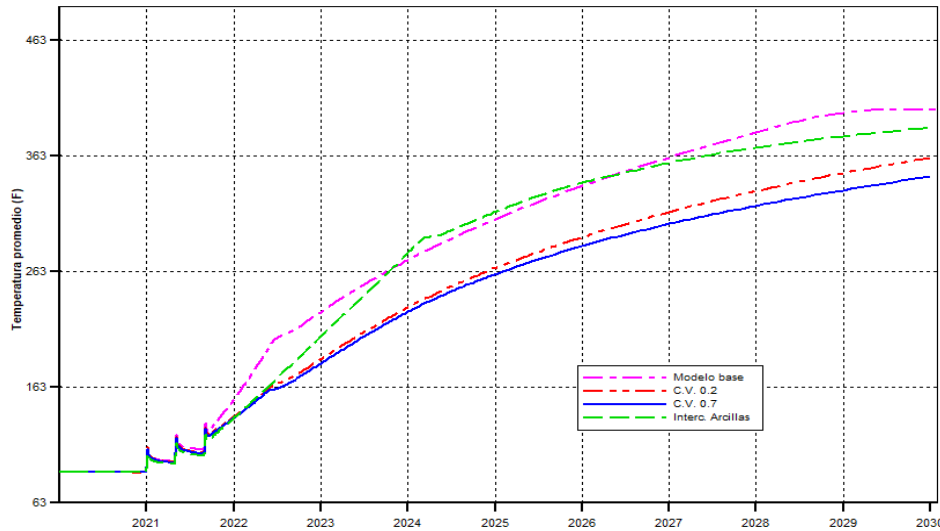


Figura 54.

Temperatura promedio vs tiempo, para modelos de 2.5 acres y modelo base. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.



En los modelos de 5 acres, no se logra llegar a un RVA=5 aunque, se usó el perfil de temperatura al final del proceso, para observar el radio calentado. En la figura 55 se pueden apreciar los diferentes perfiles de temperatura para los modelos de 5 acres con diferentes variaciones en la permeabilidad y presencia de arcillas. En la figura 56 se muestra la temperatura promedio que alcanza el yacimiento durante el proceso de inyección de vapor.

Figura 55.

Perfil de temperatura para modelos 5 acres, al final del proceso de inyección de vapor. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.

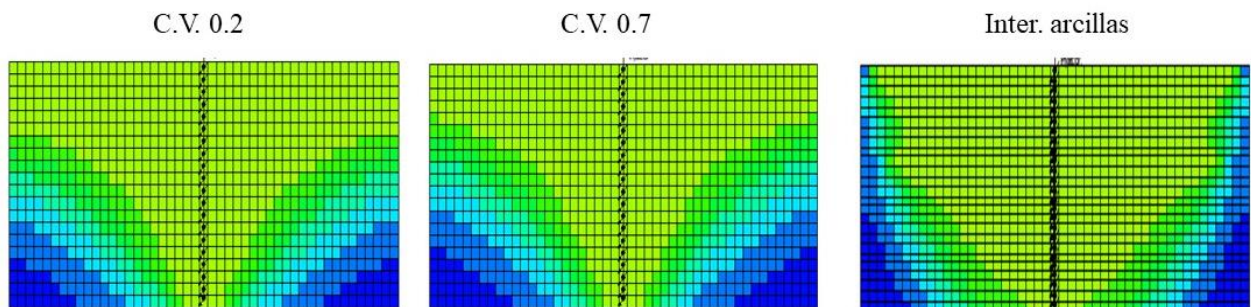
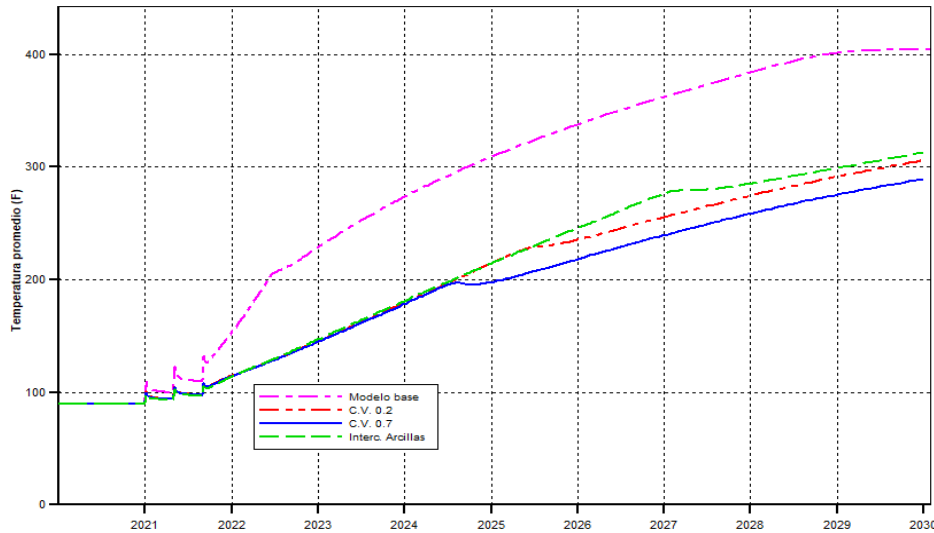


Figura 56.

*Temperatura promedio vs tiempo, para modelos de 5 acres y modelo base. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder 2015.*



Para los modelos de 1.25 acres, en el modelo base se observa una temperatura promedio del yacimiento menor en comparación con los modelos heterogéneos y con presencia de arcillas. El modelo que alcanza una mayor temperatura durante el proceso es el que tiene intercalaciones de arcilla. Esto se explica por el hecho que las arcillas están robando, constantemente, calor al vapor inyectado. Sin embargo, en los diferentes criterios de evaluación establecidos, como tiempo de ruptura y límite económico, el modelo que logra un mayor calentamiento de la zona de interés es el modelo base.

Para los modelos de 2.5 acres, y como se evidencia en las gráficas, el modelo base y el que contiene arcillas tienen comportamientos similares en cuanto a la temperatura. Como se mencionó anteriormente, en el análisis de eficiencia térmica, los modelos con arcillas absorben calor, y, lo transfieren a las capas cercanas, generando un incremento de la temperatura dentro del yacimiento. El modelo base tiene permeabilidad constante en todas las direcciones y, por ende, la distribución de la energía inyectada en el yacimiento se hace de manera más homogénea.

#### 4. Conclusiones.

A partir del desarrollo de este proyecto se generaron las siguientes conclusiones:

- Para los modelos con espaciamiento entre pozos de 1.25 acres, a pesar de la diferencia que existe entre los coeficientes de variación, el factor de recobro alcanzado solo es de 1.6% de diferencia, como resultado del tiempo que tarda cada modelo en irrumpir en el pozo productor, debido a que en los dos casos los modelos tienen distribuciones de permeabilidad similares en la parte superior al yacimiento, facilitando en ambos casos el overriding y la llegada, casi al mismo tiempo, del vapor al pozo productor.
- Una vez alcanzada la ruptura se obtiene la tasa máxima de producción tanto de aceite como de agua. Luego de esta, la producción de aceite se reduce mientras la producción de agua se aumenta. Para estos casos, lo más aconsejable es que este tiempo de ruptura no se tan pronto, de manera que la tasa de producción de aceite no decline de forma acelerada y por ende que no se presente un apresurado límite económico. Pero en el caso en el que hay presencia de arcillas no es conveniente que el vapor permanezca tanto tiempo en la formación porque esto incrementaría las pérdidas, un tiempo de ruptura demorado en estos escenarios indica gran transferencia de calor hacia las arcillas.
- A pesar de que las arcillas intervienen de forma negativa en la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor las intercalaciones de arcillas, con poco espesor, también favorecen la distribución del vapor a través de la formación, ya que estas intercalaciones actúan como barreras pues son consideradas litológicamente impermeables, evitando que por la diferencia de densidades entre los fluidos presentes en la zona, el vapor

migre hacia el tope de la formación y parte de ella quede sin ser saturada, es decir así como su presencia ocasiona pérdidas de energía, estas permiten una distribución más uniforme del vapor a través del yacimiento.

- La implementación de la inyección continua de vapor en modelos que representan un yacimiento homogéneo provoca que grandes zonas no sean invadidas por el vapor a consecuencia del overriding, dando como resultado una mínima disminución de la viscosidad del crudo presente y como consecuencia de esto, bajas tasas de producción de aceite.

- En yacimientos con un coeficiente de variación alto, se observa que la eficiencia energética y el factor de recobro disminuyen con respecto a casos de yacimientos homogéneos o con coeficientes de variación bajos, pues la inyectividad del vapor es más fácil en el tope de la formación por el contraste de permeabilidad y se presente el fenómeno de overriding.

## 5. Recomendaciones

- Evaluar aspectos como la fluctuación de precios en el tiempo y los costos de inversión inicial detallados (equipos, número de pozos, mantenimiento y adecuación de infraestructura), con el objetivo de realizar una evaluación técnico-financiera completa del proceso.
- Realizar estudios con modelos que tengan diferentes coeficientes de variación y que, a su vez, relacionen la permeabilidad con la porosidad, así como la presencia de acuíferos y la variación de espesores de arcillas.

**BIBLIOGRAFÍA.**

- Abreu, T. J. & Otros. *Apuntes de recuperación secundaria*. (1985). Universidad nacional de México.
- Alvarado, D. A., & Banzér, C. S. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas.
- Barillas, L. M., & DUTRA JR. T.; & MATA, W. (2008). *Improved Oil Recovery Process for Heavy Oil; A Review*.
- Beltrán, J. (2005). *Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor mediante analogías*. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.
- Bernal, D., & León, P. (2015). *Evaluación Técnico-Financiera de la Implementación de un Proceso de Inyección Continua de Vapor en Yacimiento de Crudo Medio-Caso Colombiano*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- BOBERG, T.C.: "Thermal Methods of Oil Recovery. AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc. 1988. P 427.
- Cabrales, Laura., & RUIZ, S. (2013). *Evaluación de la Eficiencia Térmica a Partir de la Relación Arena-Arcillas en un Proceso de Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado con Arenas Delgadas*. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.
- Curtis, C., & Kopper, R., ET AL.: *Yacimientos de Petróleo Pesado*. (2003). *Revista Oil Field Review*15.
- Escobar F., & Sepúlveda J. (2005). *Simulación de yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*.

- Flórez, F., & López, S. (2006). *Estudio Comparativo de los Métodos Convencionales de Recobro Aplicado a Yacimientos que Presentan Altas Relaciones de Movilidad*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Gonzalo L. (1989). *Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Gutiérrez, H. (2011). *Evaluación Técnica de la implementación de To Toe Heel en Procesos de Inyección de Vapor Mediante Simulación Numérica*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Hama, M. (2014). “Updatep screening criteria for steam flooding based on oil field projects data”.
- Hong, K. (1994). *Effects of steam quality and injection rate on steamflood performance*. SPE 25788.
- Medina, M. (2005). *Análisis de Sensibilidad de las Variables Presentes en un Piloto Vertical de Inyección Continua de Vapor de Cinco Puntos Utilizando Simulación Numérica de Yacimientos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Niz, E. (2016) *Métodos de Recobro*.
- Prats M., Et al. (1969): *The Heat Efficiency of thermal Recovery Processes*. Journal of Petroleum Technology. 21(3). SPE 2211-Pa.
- Saavedra, N. (2011). ICP. *Reto de industria de hidrocarburos en Colombia*. SPE – UIS Student Chapter: Bucaramanga.
- Farouq, A., Robert, F. (1978). *Current steamflood field experience*. University of Alberta, Husky Oil Company.
- Wu, C. (1997.) *A critical Review of Steamflooding Mechanisms* SPE 6550.

Ziegler, V. (1987). *A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern vs. Inverted Nine-Spot*. SPE 13620.

## Apéndice

Apéndice A. Guía para definir el coeficiente de variación en cada uno de los modelos.

Para poder obtener la distribución de la permeabilidad que cumpliera con los criterios establecidos de determinado coeficiente de variación se utilizó un código dentro del sistema de cómputo MATLAB; sin embargo, antes, fue necesario contar con los rangos de permeabilidad a usar para cada uno de los coeficientes. Dentro del diseño de los modelos, se estableció que la permeabilidad estaría en un rango de 300 a 1450 mD para un C. V=0,7 y 700 a 1450 mD para un C. V=0,2. Adicionalmente, el valor de  $k_{50}$  corresponde al promedio aritmético de los valores de permeabilidad para cada modelo. A continuación, se presentan los pasos usados en este trabajo de investigación para poder obtener los datos necesarios.

1. Establecer los valores de la ecuación de Dykstra-Parsons para cada coeficiente.

**1.1. Coeficiente 0.2.**  $V_{DP} = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}}$

$$0.2 = \frac{1000 - k_{84.1}}{1000}$$

$$k_{84.1} = 800$$

El valor promedio de permeabilidad este coeficiente es  $k_{50} = 1000$  mD.

**1.2. Coeficiente 0.7.**

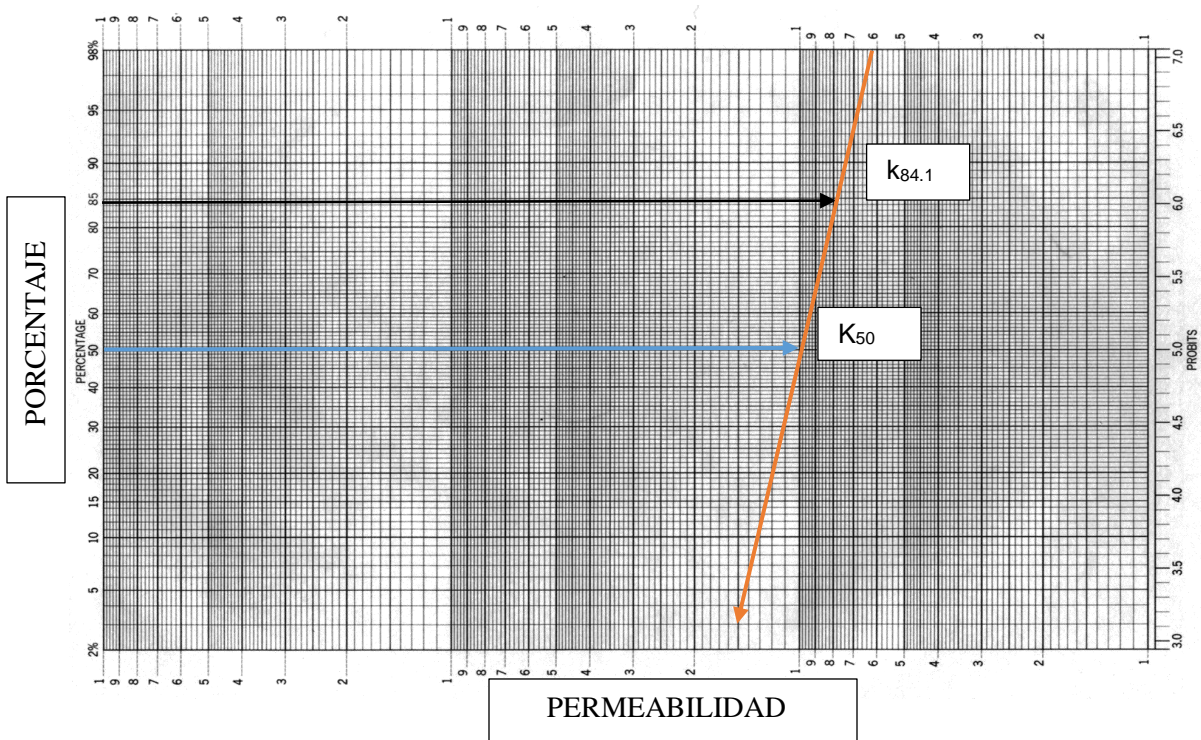
$$0.7 = \frac{752 - k_{84.1}}{752}$$

$$k_{84.1} = 225$$

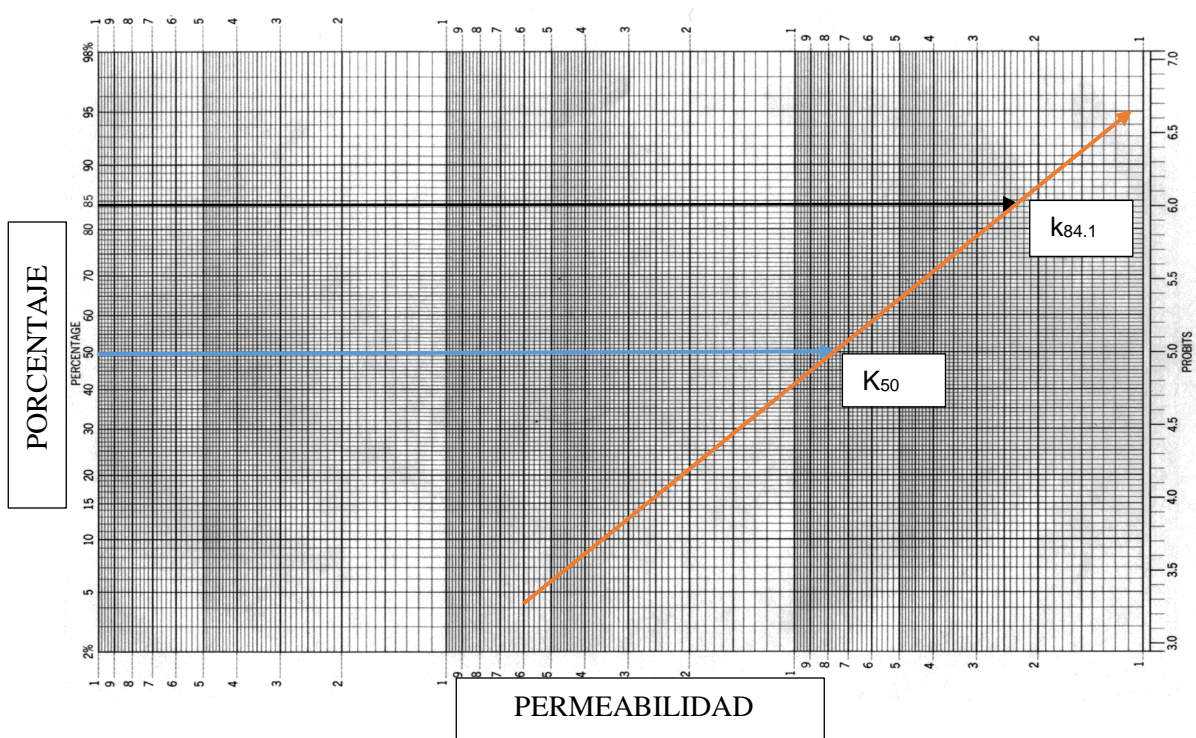
El valor promedio de permeabilidad para este caso es  $k_{50} = 752$  mD.

2. Graficar en una hoja de papel log-probabilístico los dos puntos correspondientes a cada coeficiente de variación.

**2.1. Coeficiente 0.2.**



**2.2. Coeficiente 0.7.**



3. A lo largo de las líneas que unen los dos puntos establecer 20 valores promedio de permeabilidad, uno por cada capa, cuyos promedios correspondan a los valores de  $k_{50}$ .

**3.1. Valores promedio por capa para C.V.= 0.2. y C.V.= 0.7., para espesor de 100 pies.**

CAPA	C.V. 0.2	C.V. 0.7
1	1450	1450
2	1400	1400
3	1350	1350
4	1300	1300
5	1250	1250
6	1200	1200
7	1150	1050

8	1100	700
9	1050	650
10	1000	620
11	980	600
12	950	580
13	900	550
14	880	520
15	850	500
16	820	480
17	780	440
18	750	410
19	720	400
20	700	300
	Promedio Aritmético	
	1006	752

El código introducido en Matlab arroja una distribución relacionada con el promedio aritmético.

4. En MATLAB introducir el código que generará los valores celda a celda, por cada capa, cuyo promedio será igual al establecido en el punto anterior por capa.

$k=1300$  → Valor promedio de permeabilidad de la capa.

$s=280$

$MU = \log(k^2 / \sqrt{s+k^2})$

$SIGMA = \sqrt{\log(s/k^2 + 1)}$

$R1 = \text{lognrnd}(MU, SIGMA, 47, 47)$  → Número de celdas en la capa.

Finalmente, con este código, Matlab arroja un grupo de valores cuyo promedio aritmético corresponde al promedio de la capa y cada valor pertenece corresponde a la permeabilidad de una celda.