



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Implementación de un modelo físico-matemático  
aplicado al método de recuperación de inyección  
de vapor con un alcance a vecindad del pozo**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A N**

López López Paulina

Ramírez Medina Ana Laura

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Erick Emanuel Luna Rojero



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016**



---

## *Agradecimientos*

**Agradezco a Dios por permitirme llegar a culminar esta etapa de mi vida y ser capaz de llegar a cada una de mis metas.**

**A mis padres por su apoyo incondicional día a día, a ti papá Paulino por ser mi ejemplo a seguir, demostrarme que todo es posible si se desea y enseñarme a no rendirme jamás. A ti mami Inocencia, por ser la mujer más fuerte y decidida que conozco, eres mi conciencia y sabiduría, por ser siempre mi compañía en todo lo que hago, gracias a ustedes por lo que me han brindado. Los amo.**

**A mis hermanos, por ser mis amigos incondicionales, a ti Araceli por estar siempre conmigo, por tu amor y apoyo en todo lo que emprendo. A ti Enrique por ser mi compañero de aventuras, por tus consejos y mantenerme siempre centrada en mis decisiones. Por la unión que tenemos, muchas gracias.**

**A mis abuelitas Hortencia y Antonia, por sus consejos y sabiduría, siempre los tomaré en cuenta, gracias por procurar que sea una mejor persona.**

**A mis familiares por brindarme su apoyo a pesar de la distancia, a mis tías Petra y Magdalena, por permitirme contar con sus enseñanzas y amor. También a mis primos por ser parte importante de cada uno de los momentos felices de mi vida.**

**A mis amigos, a Ana Laura por su amistad, confianza y aprecio, por permitirme ser parte de este gran logro, a Lucero, Xochitl, Deni y Sue por los momentos gratos y divertidos que compartimos. A las personas que han sido parte importante en cada una de mis experiencias a lo largo de mi paso por cada una de ellas, también muchas gracias.**

**Al Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, nuestro director de tesis, muchas gracias por su enseñanza, paciencia y aportación a ser posible este logro.**

**A mis profesores desde mi educación elemental, que con sus enseñanzas fortalecieron mi formación y me ayudaron a seguir adelante, así como a nuestros sinodales que contribuyeron a la culminación de esta meta.**

**A mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México, por permitirme explotar cada una de mis habilidades, por brindarme la educación profesional y hacer posible que cumpla cada uno de mis sueños.**

**Gracias a todos los que han hecho posible que llegué a este punto de mi vida.**

*Paulina López López*

---

---

## *Agradecimientos*

A la vida, por darme los aprendizajes necesarios ante los buenos y malos momentos, y por permitirme conocer a personas maravillosas que formaron parte de este proceso.

A mi familia, principalmente a mi madre, Sara Medina Aragón, que siempre me mostró que con trabajo y esfuerzo se puede llegar donde se quiere, a mi padre, Adrián Ramírez Cea por su cariño y a mi hermano Adrián Ramírez Medina, por contagiarme esa alegría que tienes, por apoyarme y darme tu cariño cuando más no podía, siempre lucha por tus sueños, porque yo siempre te apoyaré.

A mi compañera de tesis, Paulina López, por su optimismo y su apoyo incondicional en este trabajo, gracias por estar cuando estuve a punto de rendirme y ser una gran amiga en toda la carrera.

A la familia Herrera Pérez, que siempre fueron una segunda familia para mí y darme su apoyo ante todo, los quiero Sra. Mayte, Sr. Adán, Shine y Raúl, gracias por formar parte de mi vida.

Al Dr. Erick Luna Rojero por dirigir este trabajo y darnos su apoyo desde el momento que llegamos, gracias por esa paciencia y culminación de este sueño.

A los mejores amigos que la vida me puso: Abigail Arzate, Adrián De la Cruz, Diego Román, Arturo Gurrión, Cecilia Alcántara, Santos Hidalgo, José A. Soriano, Jacob Gómez, Edith López y Xochitl Contreras, por mostrarme que puedo contar con ustedes en todo momento.

A mis amigos de la facultad de ingeniería: Plata, Marlene, Liz, Roy, Oliver, Joaquín, Tona, Daniel S., Héctor M., Rafa y aquellos que han formado parte de esta etapa, fue un gusto haber compartido muchos momentos divertidos y estresantes con ustedes.

Al Dr. Gabriel Vázquez por su amistad y Esperanza Torres por su confianza, gracias por ayudarme en un momento tan importante en mi vida, sin ustedes no hubiera logrado muchas cosas.

A mis sinodales, quienes aportaron lo necesario para que este trabajo fuera mejor.

Finalmente a mi alma mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, que me abrió las puertas en la Facultad de Ingeniería y logrará el primer sueño de muchos que vendrán.

Para ustedes, este trabajo con cariño.

*Ana Laura Ramírez Medina*

---

**ÍNDICE**

**LISTA DE FIGURAS.....v**

**LISTA DE TABLAS..... .viii**

**RESUMEN..... ix**

**ABSTRACT.....x**

**1 Antecedentes ..... 1**

1.1 Recuperación Terciaria o Mejorada ..... 2

1.1.1 Definición..... 2

1.1.2 Métodos de recuperación terciaria y/o Mejorada ..... 3

1.2 Inyección cíclica de vapor ..... 4

1.2.1 Definición..... 4

1.2.2 Etapas de la inyección cíclica de vapor ..... 6

1.3 Objetivo..... 9

1.4 Hipótesis ..... 9

1.5 Alcances..... 9

**2 Modelo de transferencia de calor en la vecindad de pozo..... 10**

2.1 Marco teórico ..... 10

2.1.1 Conservación de materia ..... 10

2.1.2 Ecuación de Darcy..... 12

2.1.3 Conservación de Energía ..... 13

2.2 Planteamiento del modelo físico ..... 14

2.2.1 Descripción del modelo físico ..... 14

2.3	Planteamiento del modelo matemático .....	18
2.3.1	Descripción del modelo matemático .....	18
2.3.2	Ley de Darcy.....	18
2.3.2.1	Viscosidad.....	18
2.3.2.2	Permeabilidad Relativa .....	19
2.3.2.3	Densidad .....	22
2.3.3	Ley de conservación de masa .....	22
2.3.4	Ecuación de energía.....	22
2.3.4.1	Conductividad térmica de la mezcla de fluidos .....	23
2.3.5	Conductividad térmica equivalente .....	24
2.3.5.1	Capacidad calorífica.....	24
2.3.6	Ecuación de saturación .....	24
2.3.6.1	Presión de yacimiento.....	25
2.3.6.2	Temperatura de yacimiento.....	26
2.3.6.3	Velocidad .....	26
2.3.7	Cálculo de gasto de vapor inyectado por medio de la Ley de los Gases Reales .....	27
<b>3</b>	<b>Desarrollo y Solución del Modelo matemático .....</b>	<b>33</b>
3.1	Desarrollo del modelo matemático .....	33
3.1.1	Datos de Campo.....	33
3.1.2	Características del Yacimiento .....	34
3.1.3	Propiedades del yacimiento.....	36
3.2	Solución al modelo matemático .....	38

3.2.1	Condiciones iniciales.....	38
3.2.2	Condiciones de frontera.....	38
3.3	Solución del problema.....	39
<b>4</b>	<b>Corridas numéricas del modelo matemático .....</b>	<b>41</b>
4.1	Escenario 1 .....	41
4.1.1	Presión en 3 horas.....	42
4.1.2	Presión 7 días.....	42
4.1.3	Presión 15 días.....	43
4.1.4	Presión 23 días.....	43
4.1.5	Saturación 3 horas.....	44
4.1.6	Saturación 7 días.....	44
4.1.7	Saturación 15 días.....	45
4.1.8	Saturación 23 días.....	45
4.1.9	Temperatura 3 horas .....	46
4.1.10	Temperatura 7días .....	46
4.1.11	Temperatura 15 días .....	47
4.1.12	Temperatura 23 días .....	47
4.2	Escenario 2 .....	48
4.2.1	Presión 3 horas.....	48
4.2.2	Presión 7 días.....	49
4.2.3	Presión 15 días.....	49
4.2.4	Presión 23 días.....	50

---

4.2.5	Saturación 3 horas.....	50
4.2.6	Saturación 7 días.....	51
4.2.7	Saturación 15 días.....	52
4.2.8	Saturación 23 días.....	52
4.2.9	Temperatura 3 horas .....	53
4.2.10	Temperatura 7 días .....	53
4.2.11	Temperatura 15 días .....	54
4.2.12	Temperatura 23 días .....	54
4.3	Escenario 3 .....	55
4.3.1	Presión 3 horas.....	55
4.3.2	Presión 7 días.....	56
4.3.3	Presión 15 días.....	56
4.3.4	Presión 23 días.....	57
4.3.5	Saturación 3 horas.....	57
4.3.6	Saturación 7 días.....	58
4.3.7	Saturación 15 días.....	58
4.3.8	Saturación 23 días.....	59
4.3.9	Temperatura 3 horas .....	59
4.3.10	Temperatura 7 días .....	60
4.3.11	Temperatura 15 días .....	60
4.3.12	Temperatura 23 días .....	61
<b>5</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones.....</b>	<b>64</b>



5.1 Conclusiones..... 64

5.2 Recomendaciones..... 65

**Referencias ..... 66**

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1.1 Métodos de recuperación adicional a un yacimiento..... 2

Figura 1.2 Ejemplo de recuperación mejorada, Inyección de gas..... 4

Figura 1.3 Clasificación de Recuperación Mejorada, métodos térmicos. .... 5

*Figura 1.4 Esquema de proceso de inyección cíclica de vapor..... 8*

Figura 2.1 Flujo lineal de poro en un cilindro de roca de longitud  $\Delta x$  ..... 11

Figura 2.2 Planteamiento del modelo a nivel yacimiento. .... 15

Figura 2.3 Distribución de calor en un yacimiento..... 17

Figura 2.4 Relación de movilidad aceite, agua y gas en un medio poroso..... 17

Figura 2.5 Curvas de permeabilidad relativa para dos fases..... 20

Figura 2.6 Curvas de permeabilidad relativa agua-vapor..... 21

Figura 2.7 Gráfica de compresibilidad de los gases..... 29

Figura 3.1 Características del modelo de yacimiento..... 34

Figura 3.2 Malla del diseño del modelo físico..... 40

Figura 4.1 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 3 horas.  
..... 42

Figura 4.2 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 7 días.  
..... 42

Figura 4.3 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días.  
 ..... 43

Figura 4.4 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días.  
 ..... 43

Figura 4.5 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 3 horas.  
 ..... 44

Figura 4.6 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 7 días.  
 ..... 44

Figura 4.7 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 15 días.  
 ..... 45

Figura 4.8 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 23 días.  
 ..... 45

Figura 4.9 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 3 horas.  
 ..... 46

Figura 4.10 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 7 días.  
 ..... 46

Figura 4.11 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 15 días.  
 ..... 47

Figura 4.12 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 23 días.  
 ..... 47

Figura 4.13 Gráfica de Temperatura respecto al radio de yacimiento..... 48

Figura 4.14 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 3 horas.  
 ..... 49

Figura 4.15 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 7 días.  
 ..... 49

Figura 4.16 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días.  
 ..... 50

Figura 4.17 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días  
 ..... 50

Figura 4.18 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 3 horas. .... 51

Figura 4.19 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 7 días. .... 51

Figura 4.20 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 15 días. .... 52

Figura 4.21 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 23 días. .... 52

Figura 4.22 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 3 horas. .... 53

Figura 4.23 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 7 días..... 53

Figura 4.24 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 15 días..... 54

Figura 4.25 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 23 días..... 54

Figura 4.26 Gráfica de temperatura respecto al radio de yacimiento. .... 55

Figura 4.27 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 3 horas. .... 56

Figura 4.28 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 7 días. .... 56

Figura 4.29 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días. .... 57

Figura 4.30 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 23 días. .... 57

Figura 4.31 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 3 horas. .... 58

Figura 4.32 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 7 días. .... 58

Figura 4.33 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 15 días. ....	59
Figura 4.34 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 23 días. ....	59
Figura 4.35 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 3 horas. ....	60
Figura 4.36 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 7 días.....	60
Figura 4.37 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 15 días.....	61
Figura 4.38 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 23 días.....	61
Figura 4.39 Gráfica de temperatura respecto al radio de yacimiento. ....	62

#### **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1.1 Características principales para la aplicación del método de inyección.....	6
Tabla 3.1 Características físicas del yacimiento.....	34
Tabla 3.2 Características petrofísicas del estrato inferior. ....	35
Tabla 3.3 Características petrofísicas del estrato medio. ....	35
Tabla 3.4 Características petrofísicas del estrato superior. ....	36
Tabla 3.5 Propiedades de los fluidos y datos de entrada. ....	37
Tabla 4.1 Tiempo de inyección cíclica de vapor.....	41

## **RESUMEN**

En la industria petrolera existen diversos métodos de recuperación de hidrocarburos para los diferentes tipos de yacimientos que existen, usando prácticas de producción diferentes a las comunes.

En México, los yacimientos que se encuentran son de hidrocarburos pesados o no convencionales, con densidades menores a 20° API. Uno de los métodos de recuperación comúnmente aplicado son los térmicos, por ejemplo la inyección cíclica de vapor, método mencionado en este trabajo que busca conocer el comportamiento del vapor dentro del yacimiento.

Para ello, se plantea un modelo físico-matemático, con características de campo de un yacimiento, a partir de ecuaciones como Ley de Darcy, conservación de materia y conservación de energía, que permiten observar la transferencia de calor. Se consideran dos fases, una líquida y una gaseosa, un estado inmóvil roca-aceite, así como la aplicación de un modelo de elementos finitos para su solución.

Con la finalidad de permitir visualizar el método de inyección cíclica de vapor de forma simplificada, otorgando un enfoque representativo de su comportamiento, permitiendo un estudio posterior al desarrollado.

**ABSTRACT**

In the oil industry there are various methods of enhanced oil recovery for different reservoirs that exist, using production practices different to common.

In Mexico predominate heavy oil or unconventional reservoirs with lower densities at 20 ° API. One of the enhanced oil recovery methods process commonly applied are thermal method, for example cyclic steam injection, mentioned in this paper which seeks to understand the behavior of steam within the reservoir.

Applied a physical-mathematical model with field characteristics of a reservoir, using equations as Darcy's Law, Mass conservation and Conservation of energy, it allows to observe the heat transfer. Considering two phases, a liquid and a gas, and stationary phase oil-porous medium, also the application of a finite element model for their solution.

In order to allow show method cyclic steam injection simplified, giving a representative approach of their behavior and possible study to future.

## 1 ANTECEDENTES

En México, la mayor parte de los campos contienen aceites pesados, extrapesados y bitumen<sup>1</sup>, a este tipo de aceites frecuentemente se les conoce como no-convencionales por el método de extracción utilizado para recuperarlos, diferente a los métodos tradicionales. Algunos autores clasifican a los yacimientos de aceite pesado como no-convencionales cuando el hidrocarburo no fluye a condiciones de yacimiento<sup>1</sup>.

México tiene hoy en día muchos retos para la recuperación de hidrocarburos, uno de ellos son los procesos de recuperación mejorada, lo cual implica el mejoramiento de tecnologías a partir de considerar las propiedades físico-químicas del yacimiento y los mecanismos de transporte dentro de éste.

En el caso de los aceites pesados y extrapesados que pertenecen a yacimientos terciarios y yacimientos mesozoicos, la reserva más representativa se localiza en yacimientos costa fuera, en el Golfo de México, con áreas de oportunidades exploratorias de 54 terrestres y 117 marinas<sup>2</sup>.

Los aceites pesados, se dan principalmente en yacimientos areno-arcillosos, por ejemplo el caso de Chicontepec, que es la mayor reserva de crudo en México, y se considera un yacimiento heterogéneo formado por una alternancia de arenas y arcillas cementadas por carbonatos, de baja permeabilidad y con pozos de baja productividad<sup>3</sup>. Es por ello, que se buscan diferentes procesos de recuperación a implementar en los campos maduros, algunos de ellos se representan en la figura siguiente:

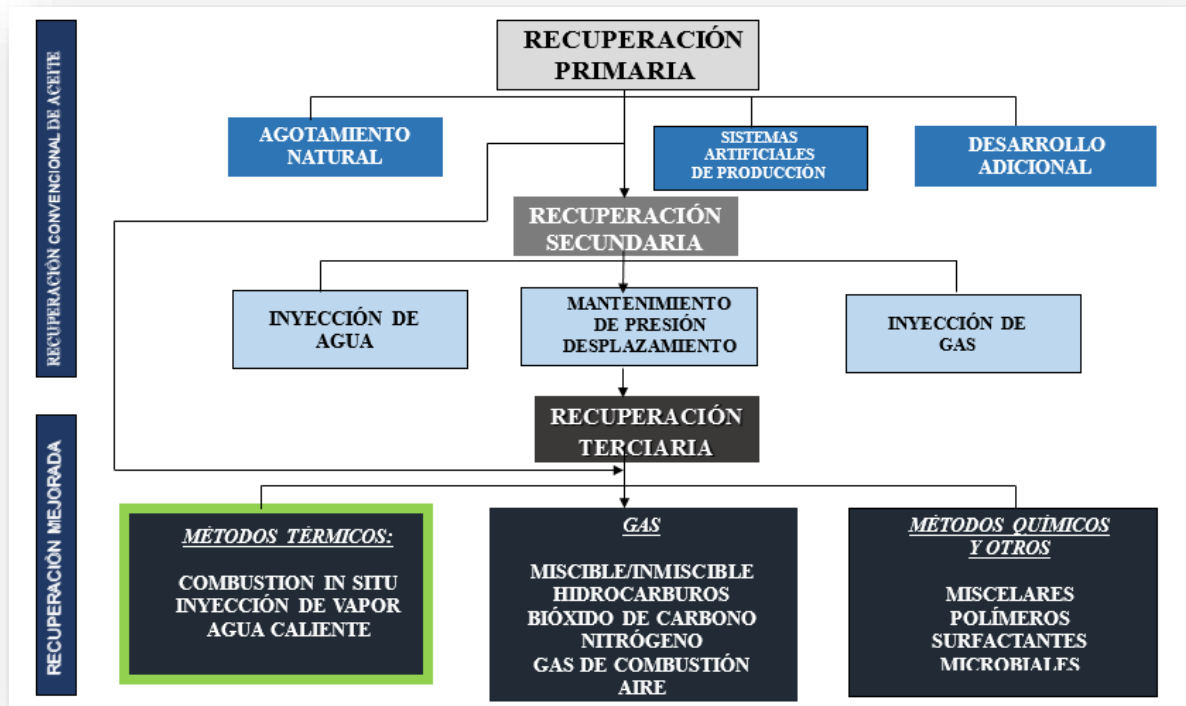


Figura 1.1 Métodos de recuperación adicional a un yacimiento, (Presentación León García Alfredo, 2014)

El principal reto que tienen los yacimientos pesados son la extracción y recuperación bajo condiciones de alta viscosidad. Un método de recuperación mejorada que se adapta a esta condición es la inyección cíclica de vapor donde se pueden conseguir incrementos del factor de recuperación del 30 al 50%<sup>4</sup>. Este método, como cualquier otro del tipo térmico, está basado en la fuerte dependencia que tiene la viscosidad de los aceites pesados con la temperatura.

## 1.1 Recuperación Terciaria o Mejorada

### 1.1.1 Definición

Es el proceso de recuperación terciaria o mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR por sus siglas en inglés) que consta de la inyección de un fluido al yacimiento modificando las características originales de la roca y/o fluidos. Los procesos involucrados en el desplazamiento pueden ser:



- ✚ Reducción de viscosidad en el aceite.
- ✚ Modificación favorable del comportamiento de fases.
- ✚ Reducción de tensión interfacial.
- ✚ Cambios composicionales en componentes que no son de hidrocarburos.
- ✚ Cambios de mojabilidad.

### 1.1.2 Métodos de recuperación terciaria y/o Mejorada

La recuperación mejorada está basada en diferentes procesos que se clasifican de la siguiente manera:

#### ✚ *Métodos térmicos:*

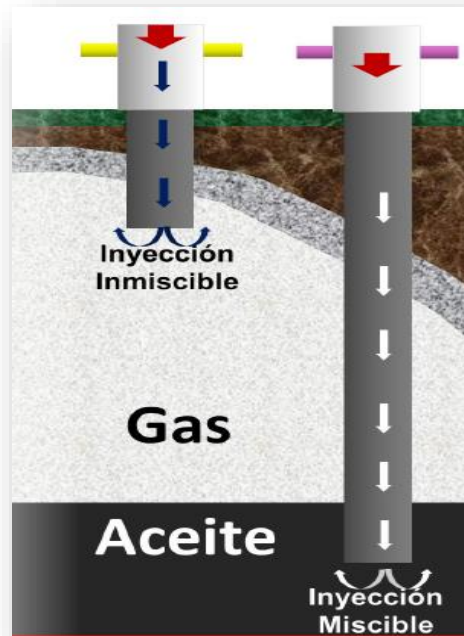
- ◆ Combustión in situ
- ◆ Inyección de vapor
- ◆ Agua Caliente

#### ✚ *Gas Miscible/inmiscible:*

- ◆ Hidrocarburos
- ◆ CO<sub>2</sub>
- ◆ Nitrógeno
- ◆ Gas de Combustión

#### ✚ *Métodos químicos y otros:*

- ◆ Miscelares
- ◆ Polímeros
- ◆ Surfactantes.
- ◆ Microbiales



*Figura 1.2 Ejemplo de recuperación mejorada, Inyección de gas (Retos y Oportunidades de la reactivación de los campos maduros, XXVIII Jornadas Técnicas 2013, Ing. Enrique Aguilar Hernández)*

En México, se ha aplicado exitosamente el proceso de inyección cíclica de vapor en el campo Samaría Neógeno, siendo un proceso benéfico ya que a un año de haber iniciado la prueba se tuvo un alcance de producción de 420 MB de aceite, 115.9 MB en la etapa de producción en frío y 304 MB en caliente<sup>5</sup>.

## **1.2 Inyección cíclica de vapor**

### **1.2.1 Definición**

El método de inyección cíclica de vapor se encuentra dentro de la clasificación de térmicos, como se muestra en la figura 1.1. Los métodos térmicos son principalmente usados para el desplazamiento de aceites pesados, como ventaja es la poca incertidumbre en comparación con otros métodos de recuperación. Un 70% de la producción mundial proviene de estos métodos<sup>6</sup>.

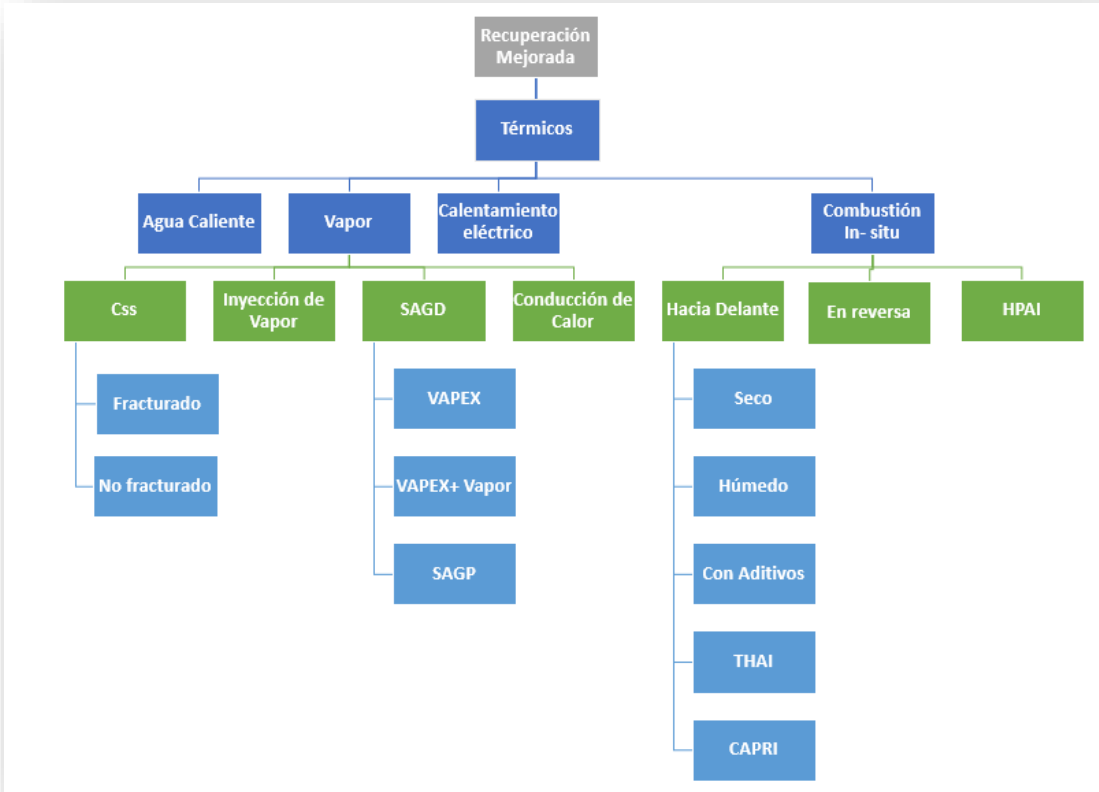


Figura 1.3 Clasificación de Recuperación Mejorada, métodos térmicos (El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, IOR-EOR, Comisión Nacional de Hidrocarburos, pág. 26 2012).

La inyección cíclica de vapor, también conocida como “huff and puff” o “steam soak”, es uno de los métodos más seleccionados por la practicidad que este conlleva, por ejemplo su baja inversión inicial; ya que usa un solo pozo como inyector y productor, aplicado a yacimientos de baja gravedad API y alta viscosidad, en la siguiente tabla se muestra las principales características para su aplicación:

<b><u>ACEITE CRUDO</u></b>	<b><u>RECOMENDADA</u></b>	<b><u>RANGO DE ACEPTACIÓN</u></b>
Gravedad °API	10 a 27	10 a 40
Viscosidad (cp)	<5000	6 a 5,000
Composición	Algunos componentes asfálticos para ayudar la depositación de Coke.	
<b><u>YACIMIENTO</u></b>		
Saturación de aceite % V.P.	>50	62 a 94
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad	
Espesor neto, (m)	>3	
Permeabilidad promedio (md)	>50	85 a 4,000
Profundidad (m)	<3506	400 a 3445
Temperatura (°C)	37.7	37.7 a 104

*Tabla 1.1 Características principales para la aplicación del método de inyección. (León García Alfredo, 2014).*

### **1.2.2 Etapas de la inyección cíclica de vapor**

La inyección cíclica de vapor se inicia con la inyección de vapor a través de un pozo. Una vez que el vapor se encuentra dentro del yacimiento, proporciona energía térmica al sistema roca-fluido que reduce la viscosidad del aceite y genera cambios de mojabilidad de la roca.

Los primeros ciclos del método de recuperación resultan ser los más benéficos, debido a la presencia de alta saturación de aceite remanente y los efectos que produce la estimulación del vapor<sup>7</sup>:

- ◆ Limpieza en el pozo: ocasionado por acumulación de asfaltenos y parafinas alrededor del pozo reduciendo la permeabilidad de la formación.
- ◆ Reducción en la viscosidad.
- ◆ Gradiente de presión: causado por la inyección de vapor, siendo el mismo en ciclos posteriores, si los dos efectos anteriores persisten.

Este proceso consta de las siguientes etapas (Ver figura 1.2):

1. Inyección (Semana 1 a 5)
2. Cierre (1 día a 1 semana)
3. Apertura (Semanas o meses de producción)

1. La inyección es la primera etapa en la que se introduce un tapón de vapor a una tasa de inyección considerable hacia el yacimiento, de esta manera se asegura que la cantidad de calor perdido en las paredes del pozo no se incremente, reduciendo el tiempo dentro del pozo.

Otros aspectos importantes a considerar es mantener la máxima temperatura en la zona, así como maximizar el radio calentado por el vapor, en tanto que la presión de inyección no exceda la presión de fractura del yacimiento.

2. La siguiente etapa de cierre o “remojo”, es en un periodo corto, de máximo una semana, el pozo es cerrado para permitir una distribución uniforme de calor a través del yacimiento<sup>8</sup>. El tiempo de cierre depende de las características del aceite, de la formación y de la energía propia del yacimiento, sin embargo en algunos yacimientos donde la energía está muy agotada, se omite el proceso de condensación con la finalidad de aprovechar la energía que se tiene con el represionamiento con el vapor, logrando que así se pueda producir.

3. En la etapa de la producción, el vapor ha calentado el yacimiento el tiempo suficiente reduciendo la viscosidad, teniendo las mejores condiciones para producir el petróleo por medio del mismo pozo. En un principio las tasas de producción de agua, ocasionadas por el vapor condensado, son altas, y después continúa con la producción normal del pozo.

El ciclo se puede repetir cuantas veces sea redituable en la producción, también se usa para mejorar el flujo de inyección antes de las operaciones de inyección continua de vapor o combustión in situ<sup>9</sup>.

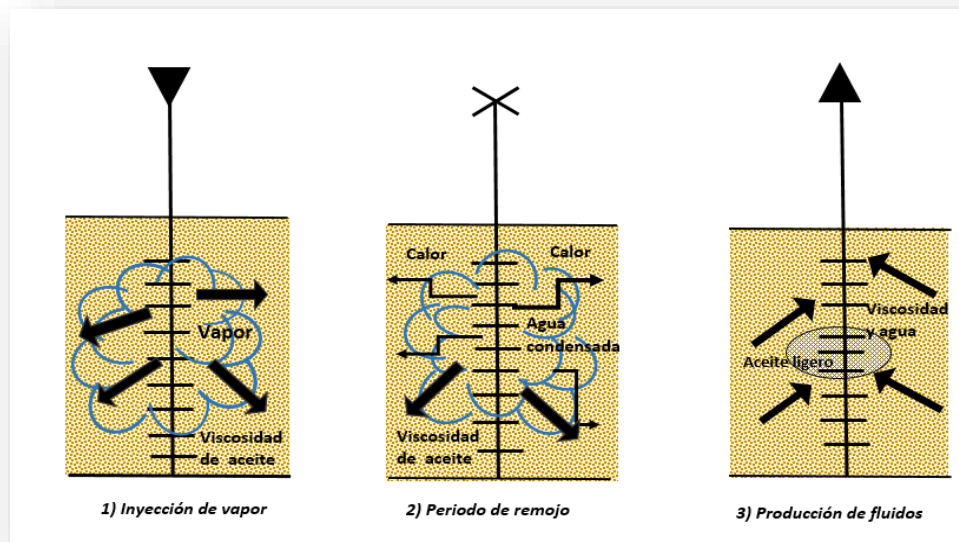


Figura 1.4 Esquema de proceso de inyección cíclica de vapor. (Applied enhanced oil Recovery Avrel Carcocina, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1992, Pág. 45).

Mediante un modelo físico-matemático aplicado al método de inyección cíclica de vapor con pruebas piloto del campo Samaría Neógeno, se pretende conocer los alcances del vapor mediante un modelo de elementos finitos que se plantea en los siguientes capítulos.

### **1.3 Objetivo**

Implementar un modelo para una inyección de vapor que contemple la transferencia de calor y masa en la vecindad del pozo para calcular el radio de penetración térmico y el másico.

### **1.4 Hipótesis**

Mediante un modelo de transferencia de calor con ecuaciones como Darcy, conservación de materia y conservación de energía, es posible estimar la zona de influencia que se tiene al inyectar vapor.

### **1.5 Alcances**

Los alcances de este trabajo son:

- Generar un modelo de pozo con simetría cilíndrica que considere diferentes litologías perpendiculares a éste.
- Generar modelos simplificados de transporte de masa y calor.
- Utilizar un software de elemento finito para resolver el modelo matemático del problema.
- Realizar corridas con información disponible de casos prácticos.
- Analizar diferentes escenarios de inyección de vapor.

## 2 MODELO DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN LA VECINDAD DE POZO

En un proceso de recuperación mejorada por inyección cíclica de vapor, se aprecian diferentes mecanismos de transferencia de calor en el sistema roca-aceite-agua, principalmente conducción y convección. Por lo anterior, se requiere un modelo físico-matemático que represente tales efectos; en este capítulo se describe dicho modelo.

### 2.1 *Marco teórico*

Los tres principios que permiten describir los fenómenos presentes en la inyección de vapor son: conservación de materia, ley de Darcy y conservación de energía; con estos se pretende conocer: la zona invadida por el vapor, los cambios de temperatura, presión y la saturación de fluidos.

#### 2.1.1 Conservación de materia

Este principio indica que la masa de un sistema cerrado se mantiene constante con el paso del tiempo, es utilizado para definir el paso de fluidos a través de un medio, indicando que la masa de fluidos se conserva aunque cambie de estado o se reagrupe en dicho medio.

Considerando el flujo de un fluido, de un solo componente o una mezcla homogénea, en una dirección axial en un núcleo cilíndrico como en la figura 2.1, el volumen de control representado por el medio poroso es más largo comparado con lo pequeño del poro y a su vez es comparado por el tamaño del núcleo<sup>10</sup>.



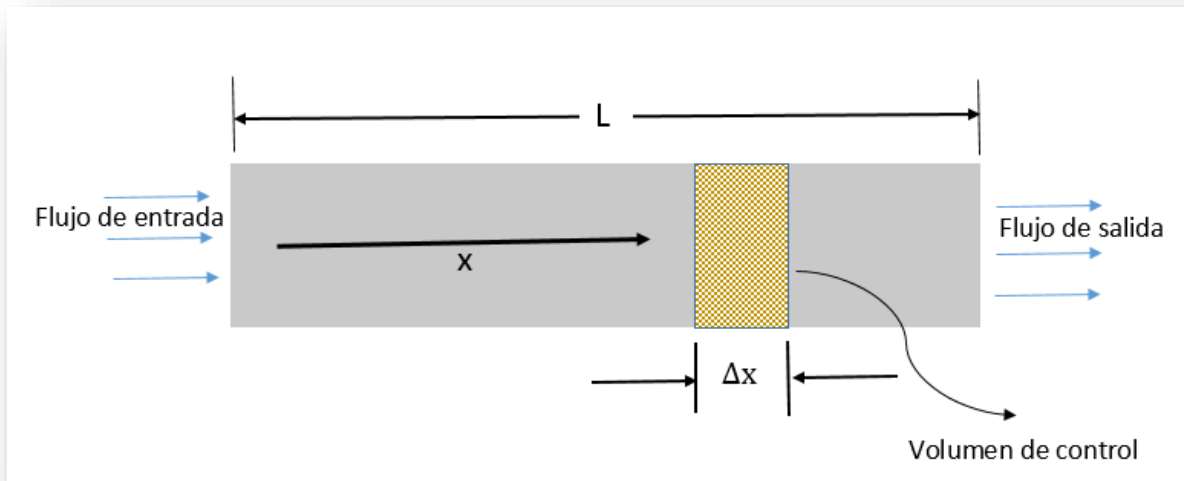


Figura 2.1 Flujo lineal de poro en un cilindro de roca de longitud  $\Delta x$ . (Petroleum reservoir simulation, Khaild Aziz, Antonin Settari, Elsevier, applied science publishes, London, 1979, Pág. 6).

Las propiedades físicas básicas del medio poroso hacen que la porosidad se asocie con el volumen de control, por lo tanto la porosidad se define como una fracción del volumen de control que no ocupa la matriz, que permite conocer el volumen de control por el tamaño del poro, en un rango de 0 a 1. En caso de incrementar el volumen, la porosidad podría fluctuar antes y alcanzar un valor representativo.

En términos más generales se puede establecer que la cantidad de materia que entra y sale en las fronteras del elemento en dirección a  $x$ , es igual a la masa que lo satura en un instante a un  $\Delta t$  cualquiera, más la extraída del medio por efecto de un sumidero.

Se puede expresar de la siguiente manera:

$$m_f|_x - m_f|_{x+\Delta x} = m_f|_{\Delta t} + m_e \dots\dots (1)$$

Para este caso se toma en cuenta que la velocidad  $v_x$  es una velocidad en la dirección  $x$ , teniendo la siguiente ecuación:

$$-\frac{\partial \rho v_x}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \tilde{q} \dots\dots (2)$$

En un sistema de coordenadas generalizadas, la ecuación es:

$$-\nabla \cdot \rho \mathbf{v} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \tilde{q} \dots\dots (3)$$

2.1.2 Ecuación de Darcy

Este fundamento tiene una gran aplicación cuando se trata de describir el comportamiento del paso de fluidos a lo largo de un medio poroso, siendo de gran utilidad para definir modelos de flujo de fluidos.

En 1856, Henry Darcy publicó su tratado “*Les fontaines publiques de la Ville de Dijon*” que trata del diseño de redes de abastecimiento de los sistemas de agua potable y la permeabilidad intrínseca de una sección porosa, con relación a la velocidad de un fluido que atraviesa la sección y la diferencia de cargas estáticas entre la entrada y la salida del medio. Dando así un gran aporte aplicado a la industria petrolera, modificado para condiciones de flujo, que varían de acuerdo a los modelos planteados a diferentes condiciones, en las que Darcy permite su desarrollo, y se presentan cuando:

- ✚ El flujo presenta un estado estacionario.
- ✚ El comportamiento que el fluido describe es laminar.
- ✚ La roca es saturada por un sólo fluido.
- ✚ El medio poroso es homogéneo e isótropo.

Por definición se expresa como:

$$-\nabla p - \rho g \nabla D - \frac{k}{\mu} v = 0 \dots\dots (4)$$

Respecto a la ecuación de conservación de masa, existe una relación entre el flujo de gasto y el gradiente de presión en cada fase, así que, despejando  $v$  de la ecuación 4, tenemos que:

$$v = -\frac{k}{\mu} (\nabla p + \rho g \nabla D) \dots\dots (5)$$

Esta expresión es la forma más común de la Ecuación de Darcy, que se utiliza para el planteamiento del modelo físico que se desee, cuando se tiene el paso de fluidos a través de un medio poroso, sea un flujo monofásico o multifásico.

2.1.3 Conservación de Energía

La conservación de energía en un medio poroso, cuando hay un volumen de fluido el balance para cada fase es<sup>11</sup>:

Fase líquida

$$\rho_f c_f \left( \frac{\partial T_f}{\partial t} + \vec{u}_r \cdot \nabla T_f \right) = \nabla \cdot (k_f \nabla T_f) \dots\dots (6)$$

$\vec{x} \in$  Volumen de fluido

Fase sólida

$$\rho_s c_s \frac{\partial T_s}{\partial t} = \nabla \cdot (k_s \nabla T_s) \dots\dots (7)$$

$\vec{x} \in$  Volumen del sólido

Donde:

$T =$  temperatura

$K =$  Conductividad térmica

$c =$  capacidad calorífica

$\rho = \text{densidad}$

Existe transferencia de calor en el medio poroso, donde la temperatura es dependiente del tiempo, considerando las propiedades efectivas como conductividad térmica ( $K$ ), capacidad calorífica ( $C_p$ ), y la relación de calores específicos ( $\gamma$ ) del medio poroso y el fluido.

Las formas de transferencia de calor son conducción y convección, la primera ocurre si hay diferencias de temperatura entre dos partes del medio conductor, fluyendo del extremo caliente al frío, transmitiendo solo calor pero no hay un paso de materia, este mecanismo se da en sólidos, líquidos y gases. El mecanismo de convección es por movimiento de masa o circulación dentro de la materia, puede ser natural producida por diferencias de densidades o forzada cuando la materia se obliga a desplazarse de un lugar a otro, este se produce en líquidos y gases donde los átomos y moléculas son libres de moverse en el medio.

## **2.2 Planteamiento del modelo físico**

### **2.2.1 Descripción del modelo físico**

Planteando un modelo físico para un yacimiento heterogéneo, isotrópico, cilíndrico, con determinado espesor, radio infinito y dos fases presentes: líquida y gaseosa (vapor y agua). Donde la fase correspondiente al aceite es considerada inmóvil, dado que la saturación del aceite es constante en toda dirección y el aceite junto con la roca son prácticamente despreciables.

La temperatura y la presión en las fronteras del yacimiento son las iniciales, antes de la inyección se tiene saturación inicial de agua y la del vapor es despreciable, además de suponer que no hay presencia de gas hidrocarburo. Dado que se conoce un gasto (inyección de vapor) se tienen las variaciones de la presión de cada una de las fases con respecto a la coordenada radial y vertical. De forma que

se obtendrá Temperatura ( $T$ ), saturación de agua ( $S_w$ ) y Saturación de vapor ( $S_v$ ) con respecto a  $r$ ,  $z$  y el tiempo.

El pozo trabaja en dos fases a partir de la zona de disparos donde los factores principales son la temperatura, gasto y calidad. Durante la inyección el yacimiento considera las características antes mencionadas, como se muestra en la figura 2.2.

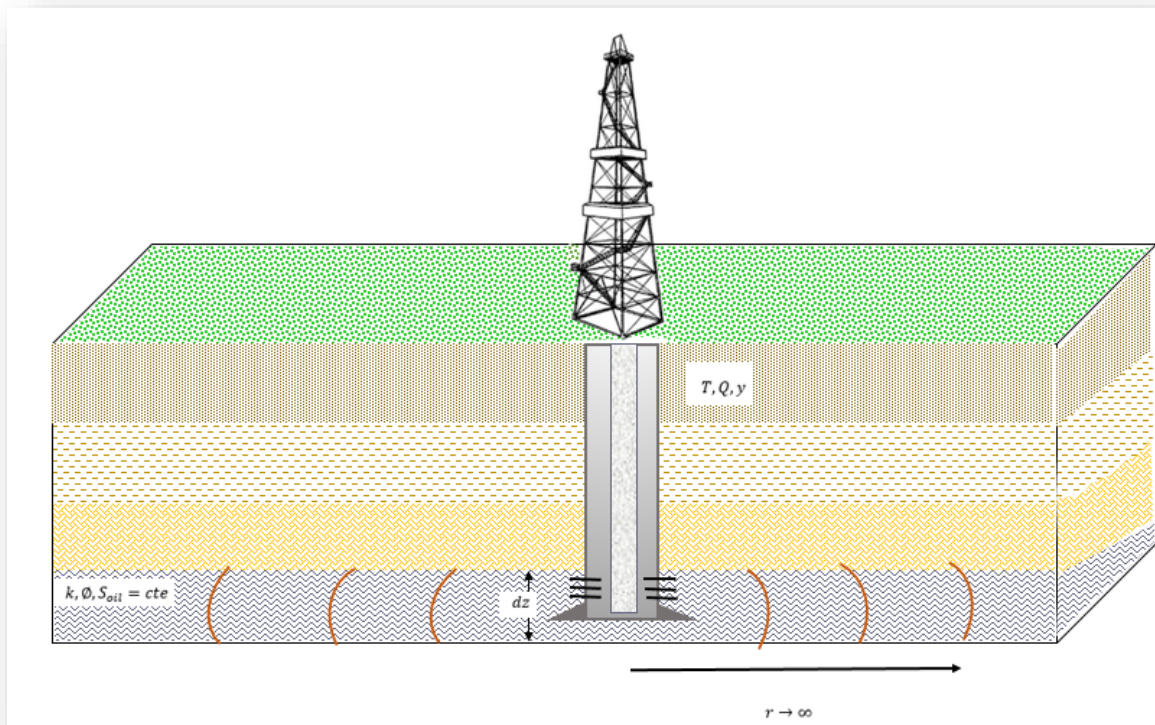


Figura 2.2 Planteamiento del modelo a nivel yacimiento.

Los factores que se toman principalmente en este modelo son:

- Propiedades de la roca y fluidos
  - Permeabilidad ( $k$ )
  - Saturación ( $S$ )

- Porosidad ( $\phi$ )
- Compresibilidad (C)
- Conductividad térmica (K)
- Densidad ( $\rho$ )
- Capacidad calorífica (Cp)
- Viscosidad ( $\mu$ )
  
- Consideraciones sobre el modelo de yacimiento
  - Coordenadas cilíndricas
  - Yacimiento isotrópico
  - radio infinito ( $r \rightarrow \infty$ )
  - espesor (h)
  - Se considera simetría axial, por lo que los cambios en  $\theta$  son nulos.
  - Gasto constante
  - Se considera equilibrio térmico local

La figura 2.3 muestra la distribución de calor con las características que supone para este modelo.

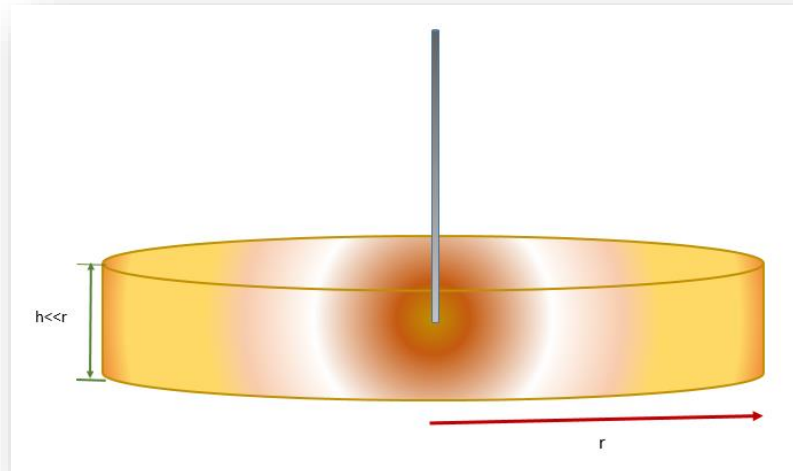


Figura 2.3 Distribución de calor en un yacimiento.

- Movilidad de fluidos
    - Se considera la movilidad del gas mayor que la del agua y a su vez ambas mucho mayor que la movilidad del aceite, es por esta razón que la fase del aceite junto con el medio poroso formarán una fase inmóvil que no tendrá efectos en el modelo físico planteado.
- Se representa de la siguiente manera en la figura 2.4:

$$\lambda_g > \lambda_w \gg \lambda_{oil}$$

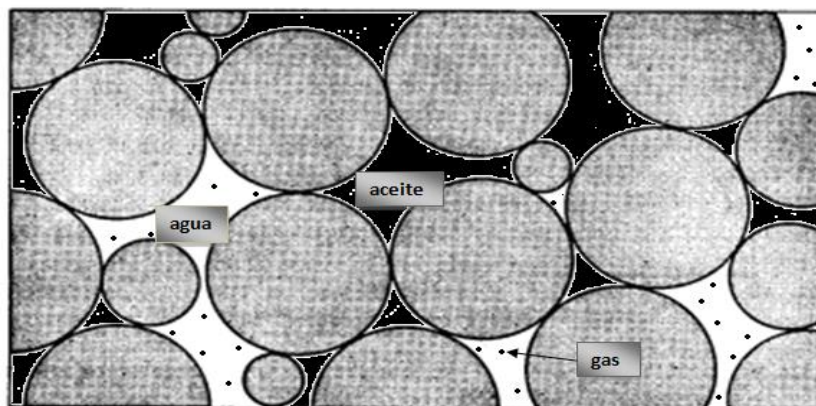


Figura 2.4 Relación de movilidad aceite, agua y gas en un medio poroso.

**2.3 Planteamiento del modelo matemático**

**2.3.1 Descripción del modelo matemático**

Para el modelo físico planteado, sólo se consideran dos fases; la fase líquida (agua) y la fase gaseosa (vapor) con las características ya mencionadas. A continuación se indican las ecuaciones necesarias para describir el proceso.

**2.3.2 Ley de Darcy**

La ley de Darcy (ecuación 5) a utilizar para el modelo de yacimiento es la que a continuación se presenta:

$$v = -\frac{k}{\mu_{mix}} (\nabla p + \rho_{mix} g \nabla \vec{D}) \dots\dots (8)$$

En donde:

$\vec{D}$  = vector profundidad  $z\hat{k}$

$k$  = permeabilidad absoluta

$\rho_{mix}$  = Densidad de la mezcla

$\mu_{mix}$  = Viscosidad de la mezcla

$g$  = gravedad

**2.3.2.1 Viscosidad**

Para modelar la viscosidad de la mezcla se utilizan las fracciones másicas y las permeabilidades relativas, como se indica a continuación<sup>12</sup>:

$$\frac{1}{\mu_{mix}} = S_1 \frac{k_{r1}}{\mu_1} + S_2 \frac{k_{r2}}{\mu_2} \dots\dots (9)$$



Despejando la viscosidad de la mezcla:

$$\mu_{mix} = \frac{1}{S_w \frac{k_{rw}}{\mu_w} + S_v \frac{k_{rv}}{\mu_v}} \dots\dots (10)$$

En donde:

$k_{rw}$  = Permeabilidad relativa del agua

$k_{rv}$  = Permeabilidad relativa del vapor

$S_w$  = Saturación de agua

$S_v$  = Saturación de vapor

### 2.3.2.2 Permeabilidad Relativa

Para las permeabilidades relativas se utiliza la correlación de Corey<sup>13</sup>. Esta correlación necesita pocos datos de entrada, por lo que es aplicada frecuentemente a medios porosos consolidados.

Las ecuaciones de Corey sirven a menudo para calcular la permeabilidad relativa de yacimientos sujetos a procesos de drenaje o a una inyección externa de gas ejemplos de ellas se muestra en la figura 2.5. Este método de cálculo fue derivado de los conceptos de presión capilar y en ciertos casos, es aproximadamente una función lineal de la saturación efectiva, sobre un rango considerable de saturaciones.

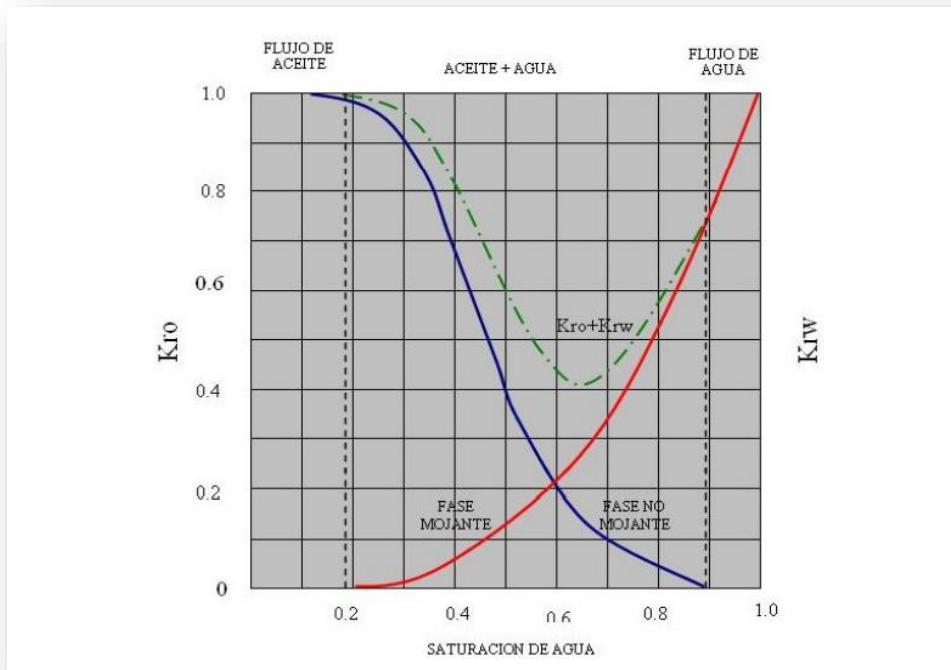


Figura 2.5 Curvas de permeabilidad relativa para dos fases. (Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing, 2001).

Para el modelado de inyección de vapor se usaron las siguientes expresiones, cambiando la variable del aceite por la de vapor :

$$k_{rv} = k_{rv(S_{wmin})} \left[ \frac{S_{wmax} - S_w - S_{vrw}}{S_{wmax} - S_{wi} - S_{vrw}} \right]^{C_v} \dots\dots (11)$$

$$k_{rw} = k_{rw(S_{vrw})} \left[ \frac{S_w - S_{wcr}}{S_{wmax} - S_{wcr} - S_{vrw}} \right]^{C_w} \dots\dots (12)$$

Donde:

$S_{wmin}$  = Saturación de agua mínima

$S_{wcr}$  = Saturación crítica del agua

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicial

$S_{vrw}$  = Saturación residual vapor - agua

$k_{rw}(S_{vrw})$  = Permeabilidad relativa del agua a la saturación residual vapor-agua

$k_{rw}(S_{wmax})$  = Permeabilidad relativa del agua a la saturación de agua máxima

$k_{rv}(S_{wmin})$  = Permeabilidad relativa del vapor a la saturación de agua mínima

$C_v$  = Exponente de Corey para el vapor

$C_w$  = Exponente de Corey para el agua

La curva de permeabilidad agua-vapor, se muestra a continuación:

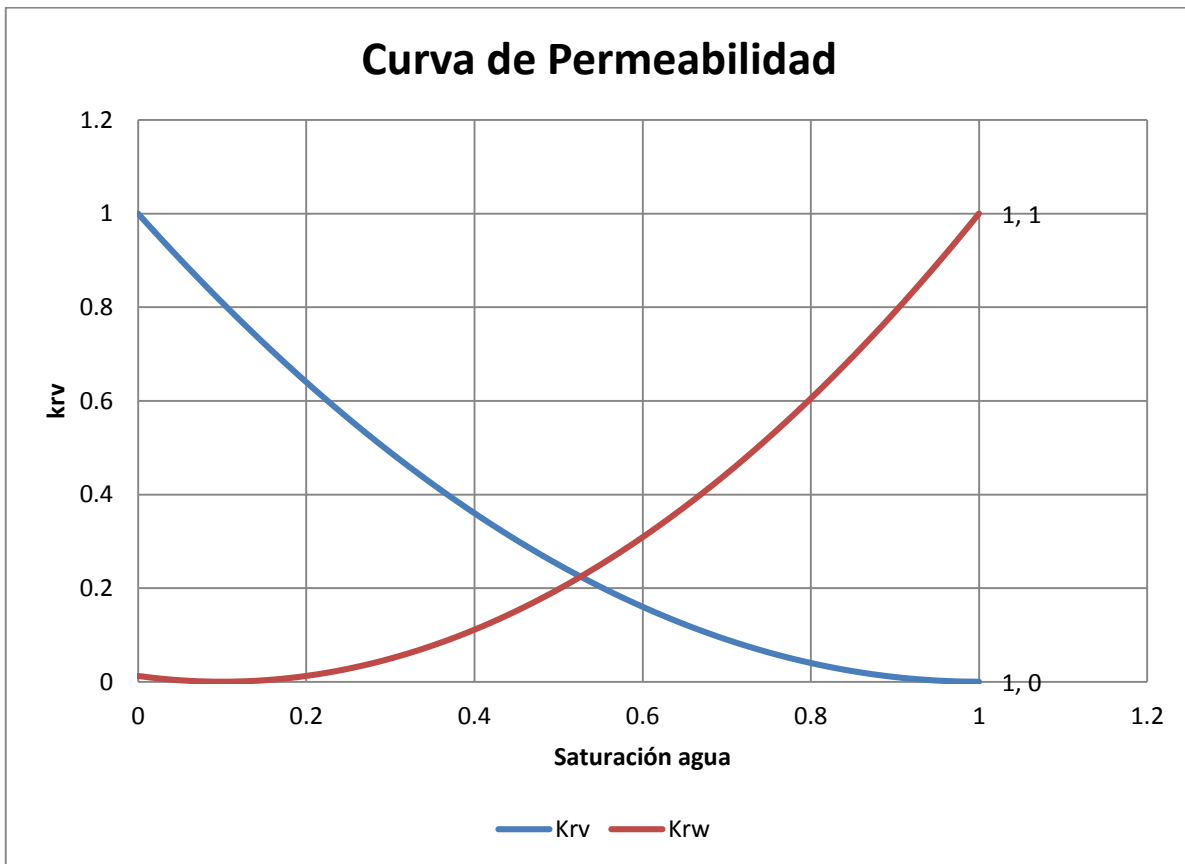


Figura 2.6 Curvas de permeabilidad relativa agua-vapor

2.3.2.3 Densidad

La densidad de la mezcla se calcula a partir de las saturaciones de cada fase (agua y vapor) <sup>14</sup>:

$$\rho_{mix} = S_w \rho_w + S_v \rho_v \dots\dots (13)$$

Donde:

$\rho_w =$  Densidad del agua

$\rho_v =$  Densidad del vapor

2.3.3 Ley de conservación de masa

Para describir la conservación de masa se utiliza la ecuación de continuidad sin fuentes. Esta ecuación se tiene que resolver de manera simultánea con la de Darcy<sup>15</sup>.

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_{mix}) = -(\nabla \cdot \rho_{mix} v) \dots\dots (14)$$

2.3.4 Ecuación de energía

Es la representación de conservación de energía cuando hay un fluido en el medio poroso, sumando las ecuaciones 6 y 7 y considerando equilibrio térmico local, se obtiene<sup>16</sup>:

$$\frac{\partial T}{\partial t} (\rho_{mix} C_{pmix})_{eq} + (v \cdot \nabla T) \rho_{mix} C_{pmix} = \nabla \cdot (K_{eq} \nabla T) \dots\dots (15)$$

Donde:

$$(\rho_{mix} C_{pmix})_{eq} = \phi \rho_{mix} C_{pmix} + (1 - \phi) \rho_{roca} C_{proca} \dots\dots (16)$$

$C_{pmix}$  = Capacidad calorífica de la mezcla

$K_{eq}$  = Conductividad térmica equivalente

$\rho_{roca}$  = Densidad de la roca

$C_{proca}$  = Capacidad calorífica de la roca

2.3.4.1 Conductividad térmica de la mezcla de fluidos

La conductividad térmica efectiva de los fluidos, se expresa en términos de las saturaciones de agua y vapor<sup>17</sup>:

$$K_{mix} = S_w K_w + S_v K_v \dots\dots (17)$$

Donde:

$K_{mix}$  = Conductividad térmica de la mezcla

$K_w$  = Conductividad térmica del agua

$K_v$  = Conductividad térmica del vapor

2.3.5 Conductividad térmica equivalente

La conductividad térmica equivalente de los fluidos y la roca se obtiene mediante<sup>18</sup>:

$$K_{eq} = \phi K_{mix} + (1 - \phi) K_{roca} \dots\dots (18)$$

$\phi$  = porosidad

$K_{roca}$  = Conductividad térmica de la roca

2.3.5.1 Capacidad calorífica

La capacidad calorífica de un cuerpo es la razón de cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo en un proceso cualquiera por su cambio de temperatura correspondiente, en este caso, para la mezcla de componentes (agua y vapor)<sup>19</sup> :

$$C_{pmezcla} = S_w C_{p_w} + S_v C_{p_v} \dots\dots (19)$$

Donde:

$C_{pmezcla}$  = Capacidad calorífica de la mezcla

$C_{p_w}$  = Capacidad calorífica del agua

$C_{p_v}$  = Capacidad calorífica del vapor

2.3.6 Ecuación de saturación

Para describir el comportamiento de la saturación de fluidos se utiliza<sup>20</sup>:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w \rho_w) + D_d [\nabla \cdot \nabla (S_w \rho_w)] + (\nabla \cdot v) S_w \rho_w = 0 \dots\dots (20)$$

Donde:

*D<sub>d</sub>* = coeficiente de difusión capilar

Considerando la densidad del agua y el coeficiente de difusión capilar constante:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w) + (\nabla \cdot v) S_w = D_d (\nabla \cdot \nabla S_w) \dots\dots (21)$$

### 2.3.6.1 Presión de yacimiento

La presión del yacimiento lejos de la zona de inyección se debe principalmente a los efectos de gravedad, en las lejanías de pozo se considera que la presión es hidrostática, por lo tanto la ecuación es:

$$P_{yac} = \rho_w (h_y - D)g \dots\dots (22)$$

Donde:

*P<sub>yac</sub>* = Presión de yacimiento

*ρ<sub>w</sub>* = Densidad del agua

*h<sub>y</sub>* = Altura total del yacimiento

*D* = Profundidad

2.3.6.2 Temperatura de yacimiento

La temperatura inicial del yacimiento y lejos de la zona de inyección, esta se determina a partir del gradiente geotérmico, mediante la fórmula:

$$T_{yac} = T_{up} + (h_y - D)G \dots\dots (23)$$

Donde:

$T_{yac}$  = Temperatura de yacimiento

$T_{up}$  = Temperatura en la superficie

$G$  = Gradiente Geotérmico

2.3.6.3 Velocidad

Basándose en la definición de gasto  $q = vA$ , (donde  $A = A\phi$ ), se obtiene la ecuación para el cálculo de la velocidad de inyección de vapor a través del pozo, esta expresión es utilizada como condición de frontera para la velocidad de Darcy ( $v$ ), despejando  $v_{iny}$ :

$$v_{iny} = \frac{q}{\phi(2r_w h_w + r_w^2)\pi} \dots\dots (24)$$

Donde:

$v_{iny}$  = velocidad de inyección

$q$  = gasto



$r_w =$  Radio del pozo

$h_w =$  altura del pozo

### 2.3.7 Cálculo de gasto de vapor inyectado por medio de la Ley de los Gases Reales

Generalmente, como dato de campo se tienen toneladas de agua por unidad de tiempo inyectadas o la calidad del vapor inyectado al yacimiento. Sin embargo, para el modelo se requieren conocer los volúmenes de fase líquida y gaseosa en fondo de pozo, para ello se utilizaron resultados de L. Henderson<sup>21</sup> y la Ley de los gases reales.

Considerando las propiedades del gas inyectado en un caso real, se necesita un volumen único de la mezcla, para poder aplicarlo al modelo de inyección cíclica. La ecuación de los gases reales es la siguiente:

$$PV = znRT \dots\dots (25)$$

$$n = \frac{m}{M} \dots\dots (26)$$

Donde:

$P =$  Presión

$V =$  Volumen

$z =$  Factor de compresibilidad de los gases

$R =$  Constante universal de los gases

$T = \text{Temperatura}$

$n = \text{Número de moles}$

$m = \text{masa}$

$M = \text{masa molar}$

Sustituyendo  $n$ , y considerando que  $\rho = \frac{m}{V}$ , se tiene que

$$P = \frac{m}{VM} zRT \dots\dots (27)$$

Despejando la  $\rho$

$$\rho = \frac{PM}{zRT} \dots\dots (28)$$

Para el cálculo de  $z$ , se necesita conocer la Presión reducida ( $P_r$ ) y la Temperatura reducida ( $T_r$ )

$$P_r = \frac{P}{P_c} \dots\dots (29)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \dots\dots (30)$$

La masa molar del agua es de 18 [g/mol]; y calculando la Presión y Temperatura crítica, se obtiene los siguientes valores para cada una de ellas:

$$T_c = 374.4 [^{\circ}C]$$

$$P_c = 219.5 [atm]$$

Considerando datos experimentales de un modelo de inyección de vapor en el pozo<sup>21</sup>, tomando datos de  $P_f$  y  $T_f$  y cambio de unidades, se tiene:

$$T_f = 429.12 \text{ [K]}$$

$$P_f = 186.5613 \text{ [atm]}$$

$$T_r = 0.416$$

$$P_r = 0.849$$

Constante universal de los gases ideales:

$$R = 0.082 \left[ \frac{\text{lt} * \text{atm}}{\text{mol} * \text{K}} \right]$$

Con los valores obtenidos del cálculo de  $T_r$  y  $P_r$ , se usa la gráfica correspondiente para localizar el valor de la compresibilidad del gas ( $z$ ), siguiendo la tendencia de las curvas se obtuvo el siguiente valor:

$$z = 0.48$$

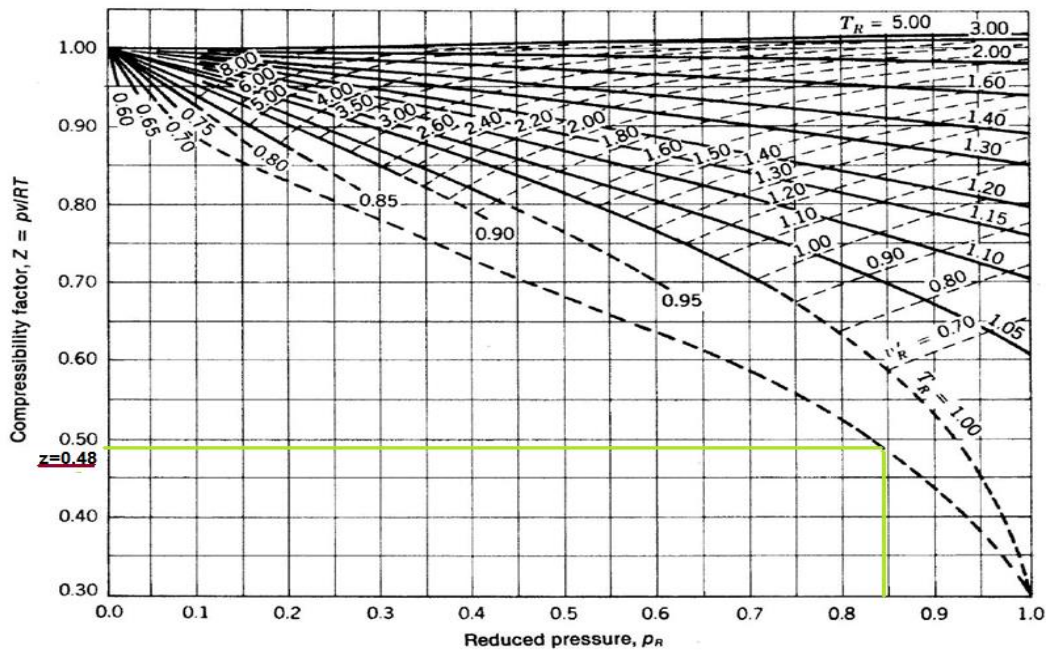


Figura 2.7 Gráfica de compresibilidad de los gases (Fundamentos de Termodinámica Técnica, Moran, M. y Shapiro, H.).

Resolviendo ecuación de densidad para el vapor:

$$\rho_{vapor} = \frac{PM_{agua}}{zRT} \dots\dots (31)$$

Sustituyendo valores en la ecuación 31, se obtiene:

$$\rho_{vapor} = 198.82 \left[ \frac{Kg}{m^3} \right]$$

Del modelo de inyección de vapor en el pozo, se obtuvo el valor de calidad de vapor en el fondo<sup>22</sup>, donde:

$$y_{vap\ fondo} = 0.5 - 0.633$$

De acuerdo con los datos del gasto de inyección de un caso real se tiene que diariamente se suministra lo siguiente <sup>23</sup>:

$$q_{dia} = 240 \left[ \frac{ton}{dia} \right]$$

Considerando que el 50% del gasto diario es vapor y el resto agua, en base a la calidad de vapor en el fondo, antes de entrar al yacimiento, el gasto de vapor y agua es de  $120,000 \left[ \frac{lt}{dia} \right]$ .

Se busca conocer el volumen correspondiente de vapor, de la ecuación de densidad, se despeja  $V_{vapor}$  y sustituyendo:

$$V_{vapor} = \frac{m_v}{\rho_v} \dots\dots (32)$$

$$V_{vapor} = 603.56 \left[ \frac{m^3}{día} \right]$$

Posteriormente se calcula el volumen de agua ( $V_{agua}$ ), para después obtener el gasto de agua y vapor:

$$V_{agua} = \left( 120,000 \frac{lt}{día} \right) \left( \frac{0.001 m^3}{1 lt} \right) = 120 \left[ \frac{m^3}{día} \right]$$

$$q_{vapor} = \left( 603.56 \frac{m^3}{día} \right) \left( \frac{1 día}{3600 s} \right) = 0.16 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

$$q_{agua} = \left( 120 \frac{m^3}{día} \right) \left( \frac{1 día}{3600 s} \right) = 0.033 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

La calidad del vapor obtenido del Campo Samaría es  $y = 0.80^{24}$ ; por lo tanto el porcentaje de agua presente es del 20%, y lo proporcional es de vapor. Entonces el gasto para cada fase:

$$q_{vapor} * y = 0.128 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

$$q_{agua} * (1 - y) = 6.6 \times 10^{-3} \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

El gasto total inyectado es:

$$q_{TOTAL} = q_{vapor} + q_{agua} = 0.1346 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

Planteado el modelo físico-matemático y la solución del mismo, por el método de elementos finitos que analiza cuanto vapor entra en la zona invadida, considerando las propiedades físicas, litológicas y petrofísicas. Las condiciones del modelo propuesto, se especifican en el siguiente capítulo.

### 3 DESARROLLO Y SOLUCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

Una vez planteado el modelo matemático de transferencia de calor, se utiliza un modelo de elementos finitos que se describe en este capítulo.

#### 3.1 Desarrollo del modelo matemático

En esta sección se describe el modelo de yacimiento, su geometría y los parámetros del mismo.

##### 3.1.1 Datos de Campo

A partir de pruebas publicadas del campo Samaría en el Neógeno se obtuvieron los siguientes datos. La cantidad de vapor total inyectado fue 5000 toneladas, a razón de  $q = 10 \left[ \frac{ton}{h} \right]$ , en un lapso de 18 meses<sup>25</sup>. Algunos otros parámetros son:

- Temperatura de inyección

$$T_{iny} = 350 \text{ °C} = 623.15 \text{ [K]}$$

- Tiempo de inyección

$$t_{iny} = 20 \text{ [días]}$$

- Tiempo de remojo

$$t_{off} = 3 - 15 \text{ [días]}$$

3.1.2 Características del Yacimiento

Como modelo de yacimiento se utilizó una geometría simple, lo anterior con fines prácticos. Se considera un yacimiento heterogéneo e isotrópico con radio ( $R_y$ ), profundidad ( $H_y$ ), tres estratos y un pozo inyector/productor, figura 3.1.

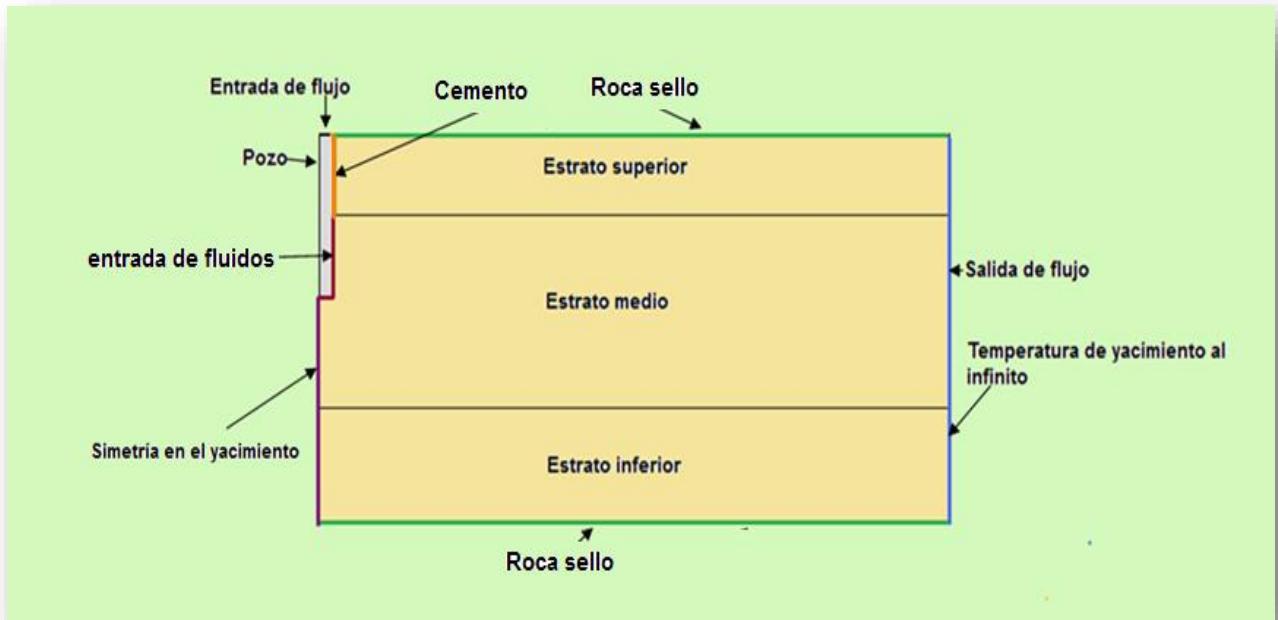


Figura 3.1 Características del modelo de yacimiento.

Las dimensiones y características físicas del yacimiento se indican en la tabla 3.1:

Características físicas	Dimensión	Unidad
Radio Yacimiento ( $R_y$ )	100	m
Profundidad del pozo ( $D_w$ )	50	m
Radio pozo ( $R_w$ )	0.5	m
Altura pozo ( $H_w$ )	20	m
Estrato superior ( $H_s$ )	12	m
Estrato medio ( $H_m$ )	25	m
Estrato inferior ( $H_i$ )	12	m

Tabla 3.1 Características físicas del yacimiento.



Considerando que el yacimiento tiene estratos de diferentes litologías y espesores, la conductividad térmica de la roca (K) para cada uno de ellos, se obtiene de la siguiente expresión en función de la temperatura K ( $T[1/K]$ ) en unidades de  $W/(m^*K)$ . Las propiedades de cada estrato con aceite se indican en las tablas 3.2, 3.3 y 3.4:

<b>Estrato inferior</b>		
<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Densidad ( $\rho$ )	2000	Kg/m <sup>3</sup>
Permeabilidad (k)	10 <sup>-12</sup>	Darcy
Porosidad ( $\phi$ )	0.09	1
Capacidad calorífica a presión constante (Cp)	908	J/(Kg*K)
Relación de calores específicos ( $\gamma$ )	1	1
Viscosidad dinámica ( $\mu$ )	1x10 <sup>14</sup>	Pa*s

*Tabla 3.2 Características petrofísicas del estrato inferior.*

<b>Estrato medio</b>		
<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Densidad ( $\rho$ )	2000	Kg/m <sup>3</sup>
Permeabilidad (k)	100 <sup>-12</sup>	Darcy
Porosidad ( $\phi$ )	0.3	1
Capacidad calorífica a presión constante (Cp)	908	J/(Kg*K)
Relación de calores específicos ( $\gamma$ )	1	1
Viscosidad dinámica ( $\mu$ )	1x10 <sup>12</sup>	Pa*s

*Tabla 3.3 Características petrofísicas del estrato medio.*

<b>Estrato superior</b>		
<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
<b>Densidad (<math>\rho</math>)</b>	1800	Kg/m <sup>3</sup>
<b>Permeabilidad (k)</b>	0.1 <sup>-12</sup>	Darcy
<b>Porosidad (<math>\phi</math>)</b>	0.07	1
<b>Capacidad calorífica a presión constante (Cp)</b>	908	J/(Kg*K)
<b>Relación de calores específicos (<math>\gamma</math>)</b>	1	1
<b>Viscosidad dinámica (<math>\mu</math>)</b>	1x10 <sup>12</sup>	Pa*s

*Tabla 3.4 Características petrofísicas del estrato superior.*

### 3.1.3 Propiedades del yacimiento

Las propiedades de los fluidos en el yacimiento y datos de entrada necesarios para el desarrollo del modelo de elementos finitos, se muestran en la tabla 3.5.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
<b>Densidad del agua (<math>\rho_w</math>)</b>	1000	Kg/m <sup>3</sup>
<b>Densidad del vapor(<math>\rho_v</math>)</b>	900	Kg/m <sup>3</sup>
<b>Saturación inicial (<math>S_{ini}</math>)</b>	1	1
<b>Saturación inyección vapor (<math>S_{iny}</math>)</b>	0	1
<b>Factor de conversión (<math>C_u</math>)</b>	1	Mol
<b>Viscosidad agua (<math>\mu_w</math>)</b>	0.1	Pa*s
<b>Viscosidad vapor (<math>\mu_v</math>)</b>	0.01	Pa*s
<b>Gasto (q)</b>	0.1346	m <sup>3</sup> /s
<b>Temperatura de inyección (<math>T_{iny}</math>)</b>	623.15	K
<b>Temperatura superficie(<math>T_{up}</math>)</b>	300	K

<b>Gradiente geotérmico (G)</b>	0.003	K/m
<b>Porosidad (<math>\phi</math>)</b>	0.3	
<b>Conductividad térmica agua (<math>K_w</math>)</b>	0.6	W/(m*K)
<b>Conductividad térmica vapor (<math>K_v</math>)</b>	0.025	W/(m*K)
<b>Capacidad calorífica agua (<math>C_{pw}</math>)</b>	4181.3	J/(Kg*K)
<b>Capacidad calorífica vapor (<math>C_{pv}</math>)</b>	2110	J/(Kg*K)
<b>Permeabilidad relativa agua (<math>k_{rw}</math>)</b>	0.5	1
<b>Permeabilidad relativa vapor (<math>k_{rv}</math>)</b>	1	1
<b>Saturación máxima agua (<math>S_w</math>)</b>	1	1
<b>Saturación residual agua-vapor (<math>S_{rww}</math>)</b>	0	1
<b>Saturación agua inicial (<math>S_{wi}</math>)</b>	0	0
<b>Coefficiente Corey vapor (<math>n_v</math>)</b>	2	1
<b>Saturación agua crítica (<math>S_{wc}</math>)</b>	0.1	1
<b>Coefficiente Corey agua (<math>n_w</math>)</b>	2	1
<b>Tiempo de apagado (<math>t_{off}</math>)</b>	12960000	S

*Tabla 3.5 Propiedades de los fluidos y datos de entrada.*

### 3.2 Solución al modelo matemático

Las condiciones iniciales y de frontera que delimitan al yacimiento de acuerdo a las características del modelo físico se describen a continuación.

#### 3.2.1 Condiciones iniciales.

Se tiene un yacimiento cuya permeabilidad es constante ( $k=k_r=k_\theta=k_z$ ) con porosidad  $\Phi$ , presión  $P$ , temperatura  $T$ , dos fases (líquido y gas) y dependiente del tiempo, con condiciones que se enlistan a continuación:

- $T_{(t=0)} = T_{inicial}$
- $P_{(t=0)} = P_{yac}$
- $v_{inicial} = 0$
- $S_{w(t=0)} = S_{inicial}$
- $S_{v(t=0)} = 0$
- $S_g = 0$
- $S_o = cte$

#### 3.2.2 Condiciones de frontera

- $P_{r=0} = P_{iny}$
- $S_{w_{r=0}} = S_{w_{iny}}$
- $S_{v_{r=0}} = S_{v_{iny}}$
- $v_{yac_{r=0}} = v_{iny}$
- $T_{r=0} = T_{iny}$
- $P_{r \rightarrow \infty} = P_{yac}$
- $S_{w_{r \rightarrow \infty}} = S_{w_{yac}}$

- $S_{v_{r \rightarrow \infty}} = 0$
- $v_{yac_{r \rightarrow \infty}} = 0$
- $T_{r \rightarrow \infty} = T_{yac}$

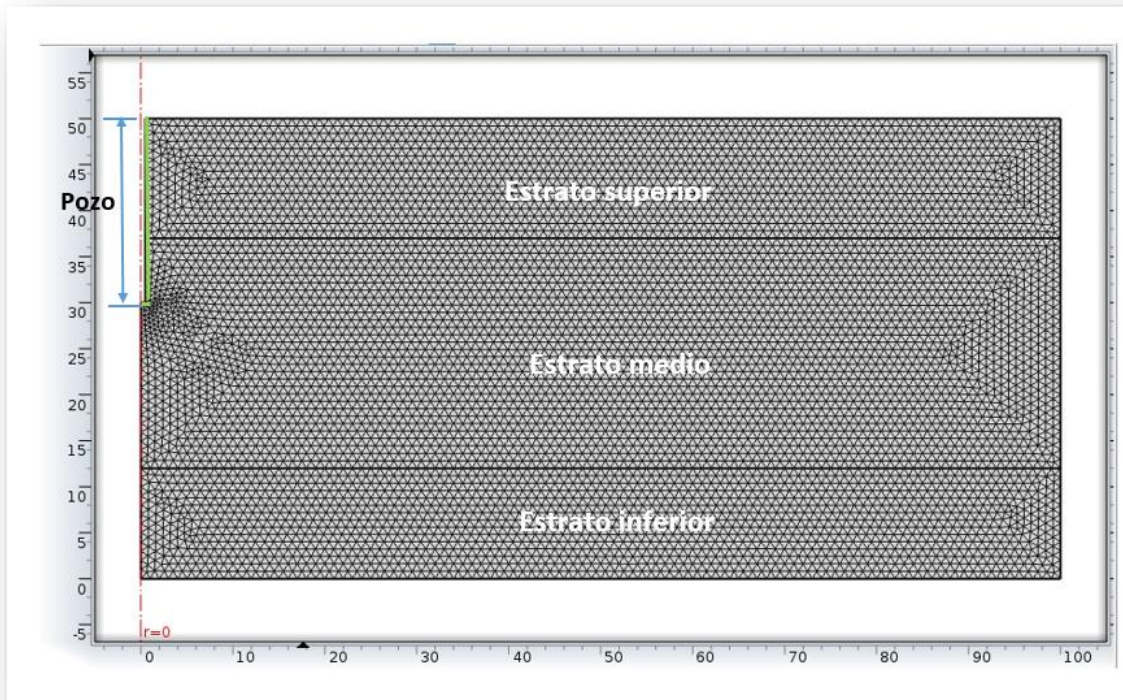
### 3.3 Solución del problema

Se usa un software de elementos finitos, que resuelve el sistema de ecuaciones diferenciales parciales y permite el diseño del modelo físico, obteniendo una solución numérica aproximada del cuerpo o estructura.

Las ecuaciones del modelo matemático: conservación de materia, Ley de Darcy y conservación de energía, son definidas dentro del software estableciendo las condiciones iniciales y de frontera. El método de elementos finitos facilita introducir dominios para cada condición estableciendo el diseño del modelo físico.

Para ello se define una malla fina que se aplica a los tres estratos del yacimiento, como se muestra en la figura 3.2, con datos de entrada y características de yacimiento indicados en las tablas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5, así como ecuaciones de presión, temperatura, saturación, densidad, viscosidad, velocidad, conductividad térmica, capacidad calorífica, permeabilidad relativa planteadas en el capítulo anterior, además del gasto de inyección, que inicialmente es cero y la velocidad para gastos menores se obtiene por medio de la Ley de los Gases Reales.

$$\text{En donde } \begin{cases} v = v_{iny}, & t < t_{iny} \\ v = 0, & t \geq t_{iny} \end{cases}$$



*Figura 3.2 Malla del diseño del modelo físico.*

En las corridas numéricas se usan pasos de tiempo que vuelven estable el modelo por medio de iteraciones que dan convergencia a la solución final del modelo matemático, que se muestra en el siguiente capítulo.

## 4 CORRIDAS NUMÉRICAS DEL MODELO MATEMÁTICO

Planteada la solución del modelo de transferencia de calor con alcance a vecindad de pozo, se usa un programa de elementos finitos que permite apreciar el comportamiento en el yacimiento al introducir el vapor, buscando la estabilidad y convergencia en la solución permitiendo que se aplicable al método de inyección cíclica de vapor.

Se tienen tres escenarios, con los parámetros de presión, saturación y temperatura dentro del yacimiento, el comportamiento de cada uno permite apreciar el alcance del calor en el proceso de inyección, se usan diferentes condiciones como: gasto, tamaño del pozo y zona de disparos con el fin de conocer las que son más aptas para la inyección. Los resultados se muestran a través de gráficas que otorga el programa de elementos finitos.

La inyección de vapor tiene un lapso de hasta más de 20 días, para ambos escenarios se considera 23 días como tiempo final del proceso de inyección, justo antes de la producción de aceite, donde se muestra en la siguiente tabla el tiempo de la inyección cíclica:

Tiempo	Inicio	Fin
Inyección	Día 0	Día 15
Remojo	Día 16	Día 23

*Tabla 4.1 Tiempo de inyección cíclica de vapor*

### 4.1 Escenario 1

En este escenario se toman datos de campo y propiedades físicas descritas en el capítulo anterior, con distintos tiempos dentro del ciclo de inyección, obteniendo las gráficas correspondientes de Presión, Saturación y Temperatura.

**4.1.1 Presión en 3 horas**

El tiempo después de iniciar la inyección de vapor, la presión se ve afectada por el cambio de presiones en la zona cercana al pozo y alrededores, siendo el efecto que se muestra en la gráfica siguiente.

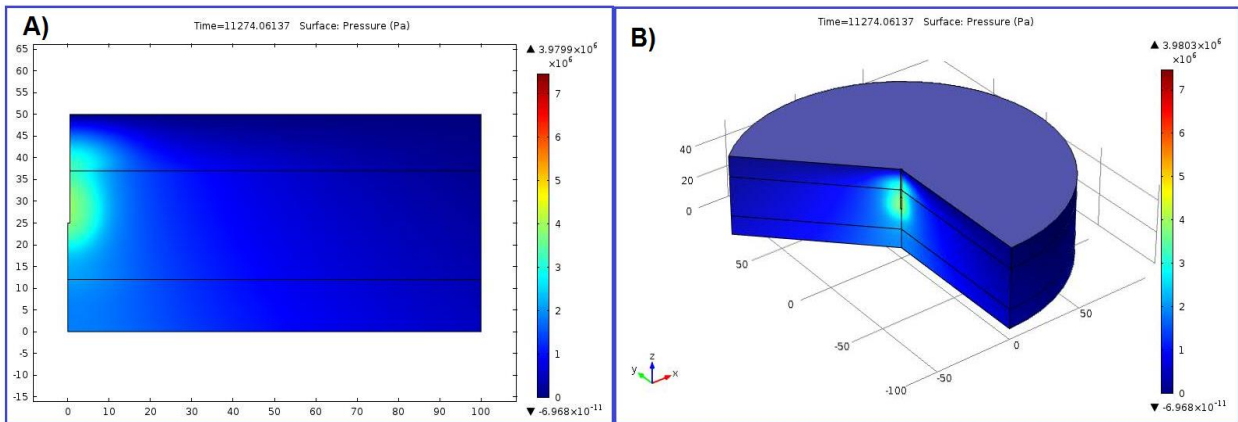


Figura 4.1 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

**4.1.2 Presión 7 días**

Ya comenzada la etapa de inyección en este lapso, la presión que está cerca del pozo incrementa, así como parte de la zona de interés por donde viaja el vapor inyectado.

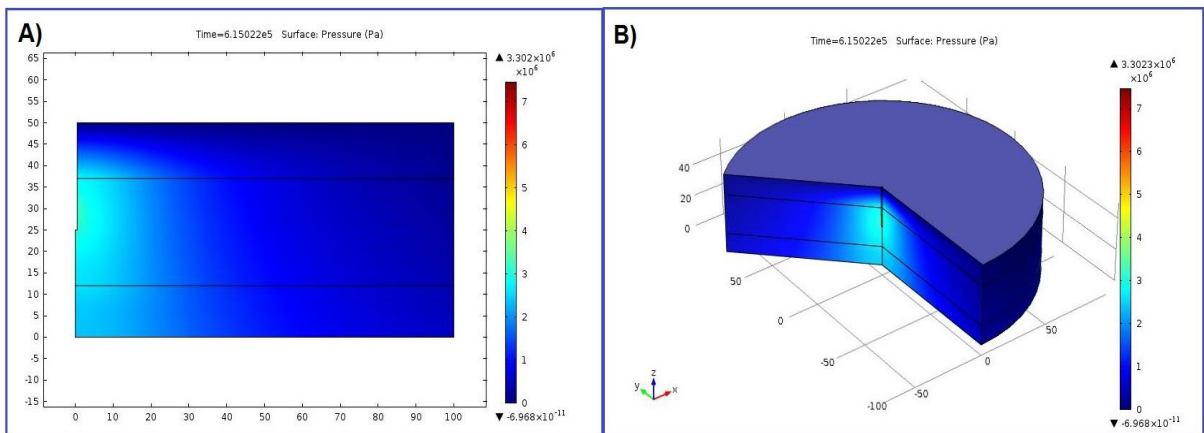


Figura 4.2 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 7 días.



4.1.3 Presión 15 días

Finaliza la etapa de inyección, se observa estabilidad en la presión, tendiendo hacia la presión del yacimiento sin llegar a ella, antes de iniciar el proceso de remojo.

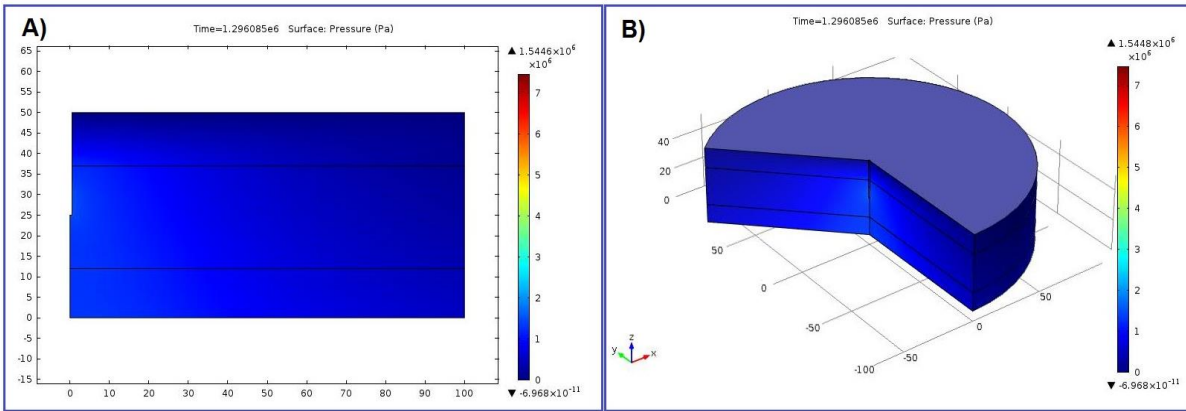


Figura 4.3 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días.

4.1.4 Presión 23 días

Una vez transcurridos 23 días, que es al final de la etapa de remojo de la inyección cíclica, la presión en el yacimiento se estabiliza, resultando la presión del mismo yacimiento como la única existente.

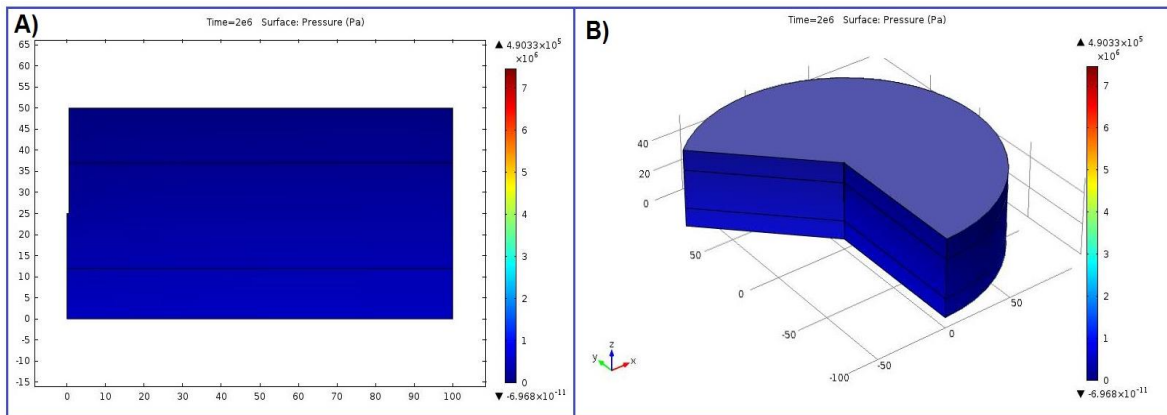


Figura 4.4 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días.

### 4.1.5 Saturación 3 horas

La saturación se ve afectada cerca del pozo debido al vapor inyectado, apreciando que para un tiempo corto el efecto en el yacimiento ya es significativo para las condiciones iniciales del mismo.

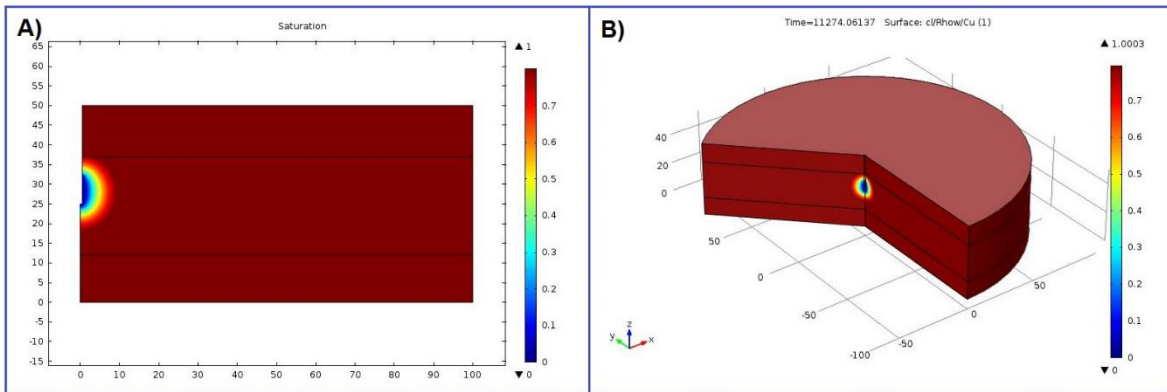


Figura 4.5 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

### 4.1.6 Saturación 7 días

Aún se encuentra en la etapa de inyección, por lo que las proximidades del yacimiento se muestran más afectadas, provocando que los fluidos existentes cambien sus propiedades, principalmente de la zona productora.

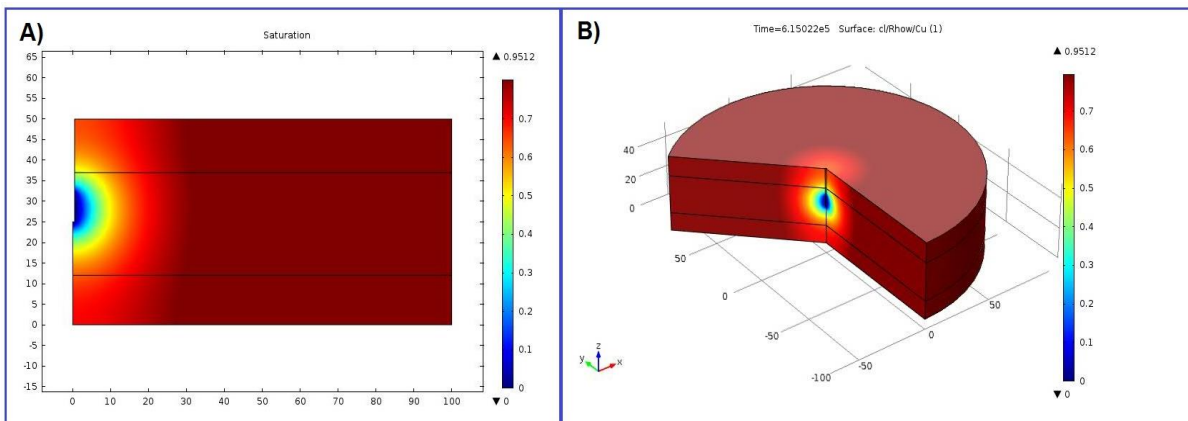


Figura 4.6 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 7 días.

**4.1.7 Saturación 15 días**

La etapa de inyección concluye en este punto del proceso, donde la saturación dentro del yacimiento se ve afectada de manera que los fluidos más ligeros viajen hacia el pozo, para que puedan ser producidos.

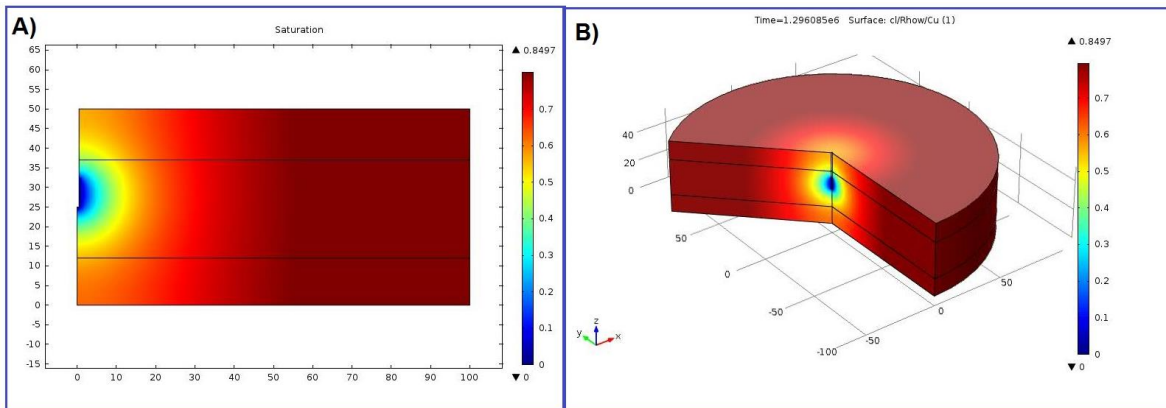


Figura 4.7 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 15 días.

**4.1.8 Saturación 23 días**

Al finalizar el remojo, se observa cómo queda la saturación dentro del yacimiento, indicando que parte de los fluidos ya fueron afectados por la inyección de vapor.

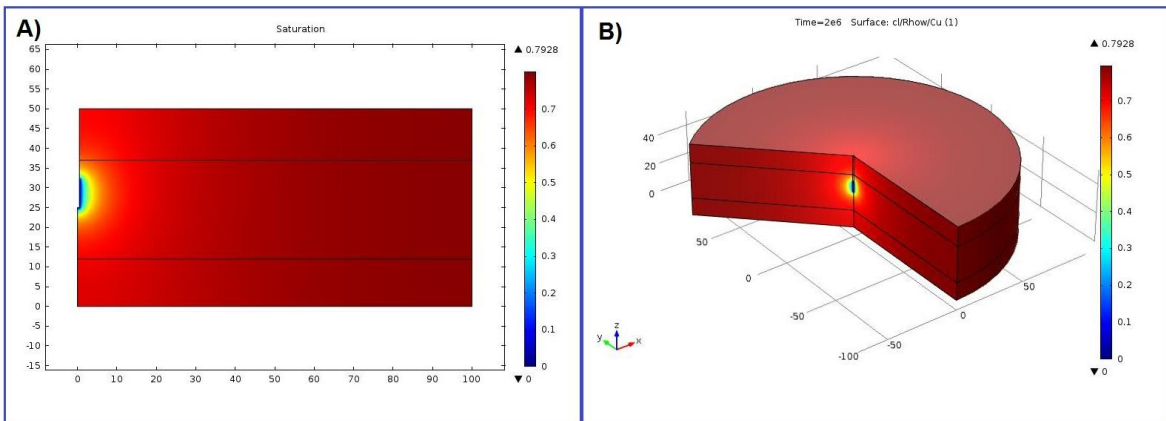


Figura 4.8 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 23 días.

4.1.9 Temperatura 3 horas

El efecto de la temperatura se encuentra cerca del pozo provocada por la inyección de vapor indicando hasta donde llega el calor.

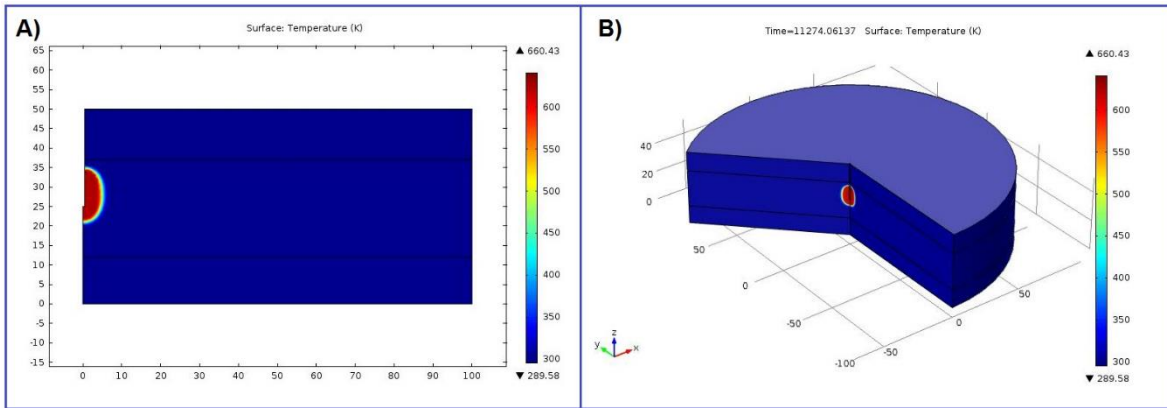


Figura 4.9 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

4.1.10 Temperatura 7 días

Se observa como la temperatura ya empieza a afectar más significativamente al yacimiento, siendo que predomine el calor, afectando la viscosidad en la zona central del yacimiento.

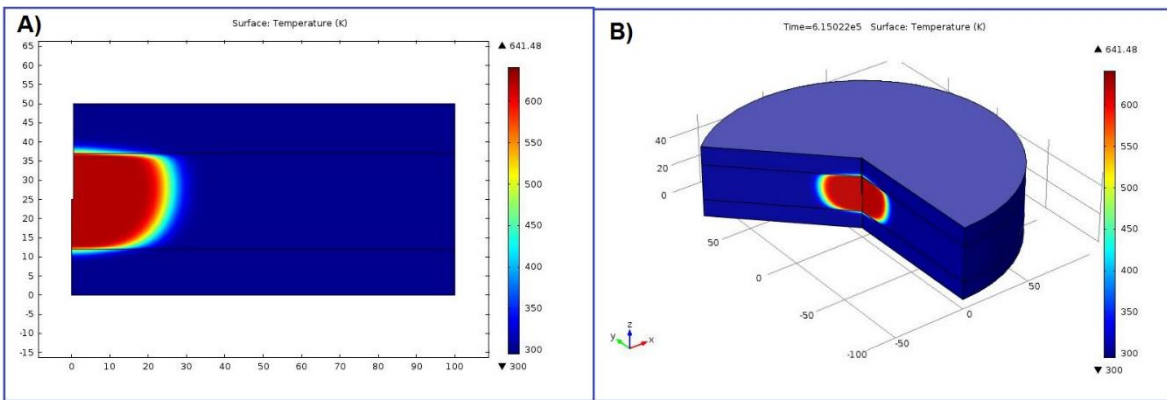
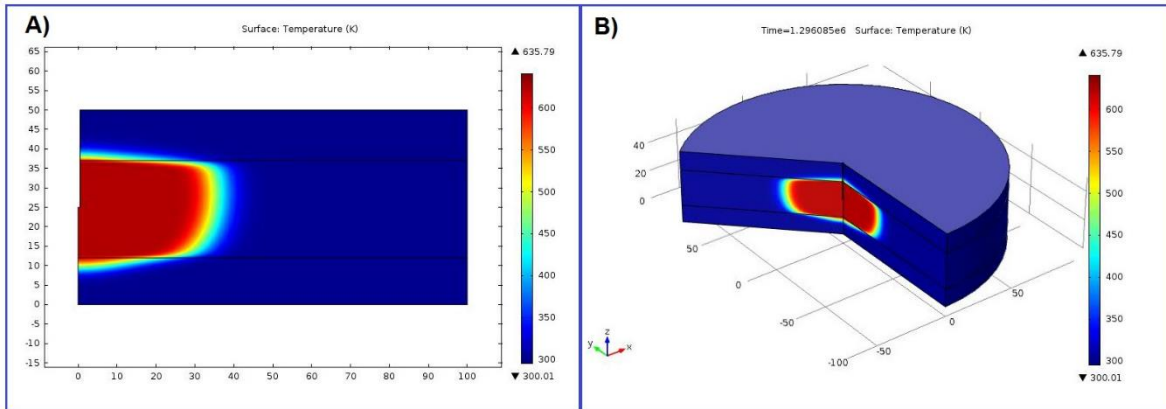


Figura 4.10 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 7 días.

**4.1.11 Temperatura 15 días**

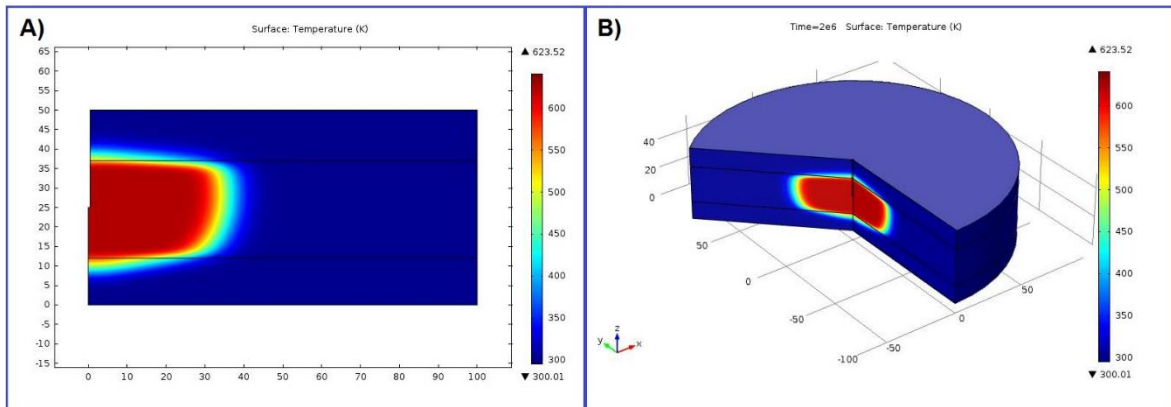
Para cuando termina el proceso de inyección, el calor que se propaga llega principalmente a la roca almacén, relacionándolo con la cantidad de fluidos afectados, permitiendo el traslado hacia el pozo.



*Figura 4.11 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 15 días.*

**4.1.12 Temperatura 23 días**

Cuando acaba la etapa de remojo, se observa el alcance de la temperatura, indicando cuanto calor fue propagado a lo largo del yacimiento, relacionándolo con la cantidad de aceite calentado al final del proceso.



*Figura 4.12 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 23 días.*

La siguiente gráfica muestra el comportamiento de la temperatura con respecto al radio en función del tiempo.

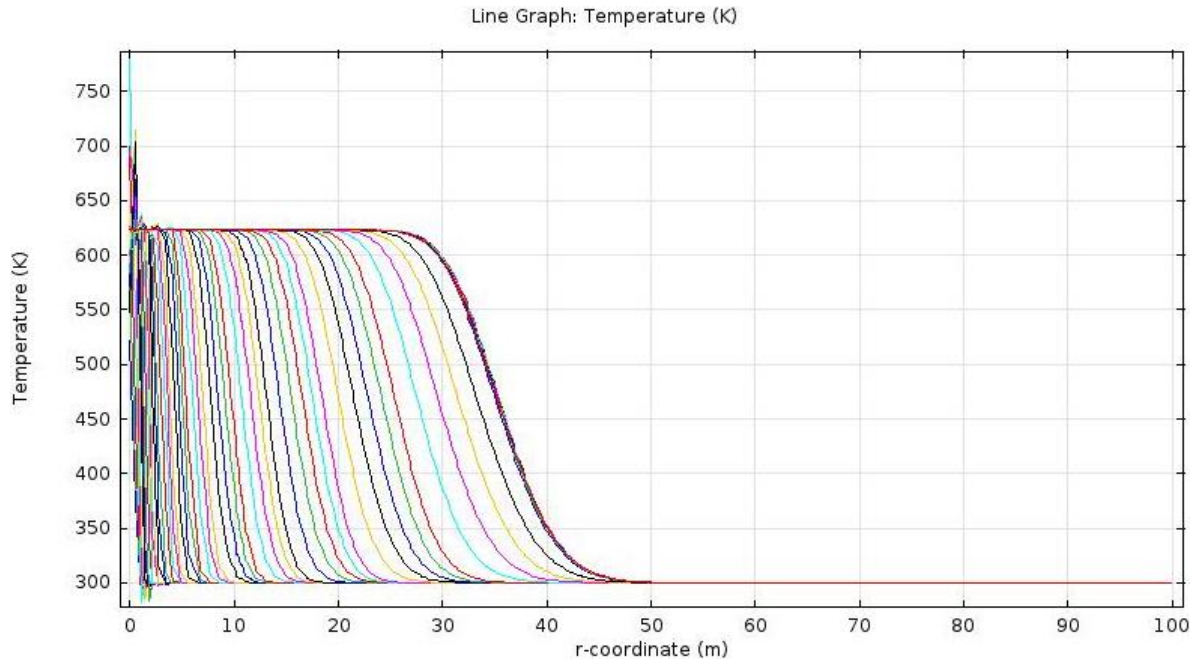


Figura 4.13 Gráfica de Temperatura respecto al radio de yacimiento.

## 4.2 Escenario 2

En este escenario, se muestra el mismo proceso, con un gasto menor, un pozo de mayor profundidad al anterior y con zona de disparos diferente, que ayuda a observar el comportamiento de la inyección a estas condiciones

### 4.2.1 Presión 3 horas

Al haber comenzado la inyección de vapor, se puede ver que la presión solo afecta en la parte cercana del pozo, principalmente en la zona de disparos.

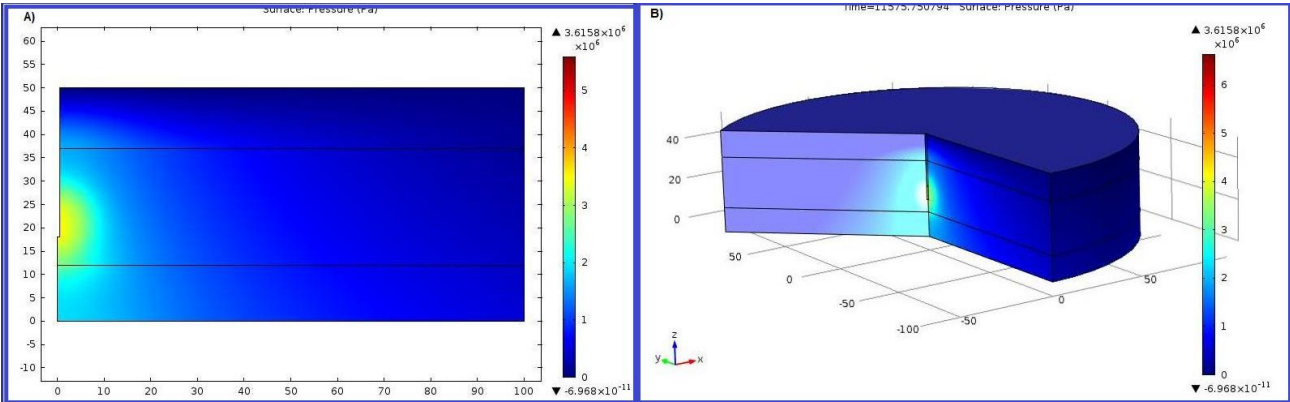


Figura 4.14 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

4.2.2 Presión 7 días

Se observa un aumento de la presión en las cercanías, indicando la cantidad de vapor que está siendo inyectado.

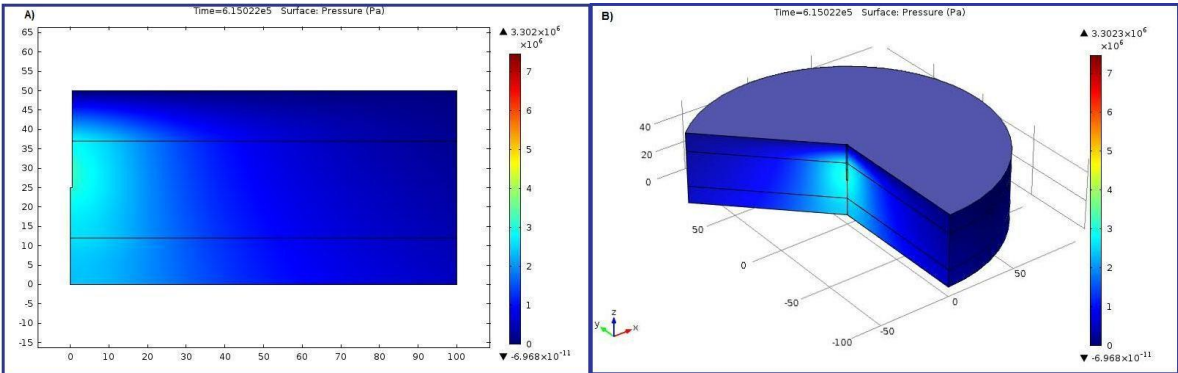


Figura 4.15 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 7 días.

4.2.3 Presión 15 días

Al finalizar la etapa de inyección, la presión se empieza a estabilizar persistiendo solo un pequeño efecto cercano al pozo.

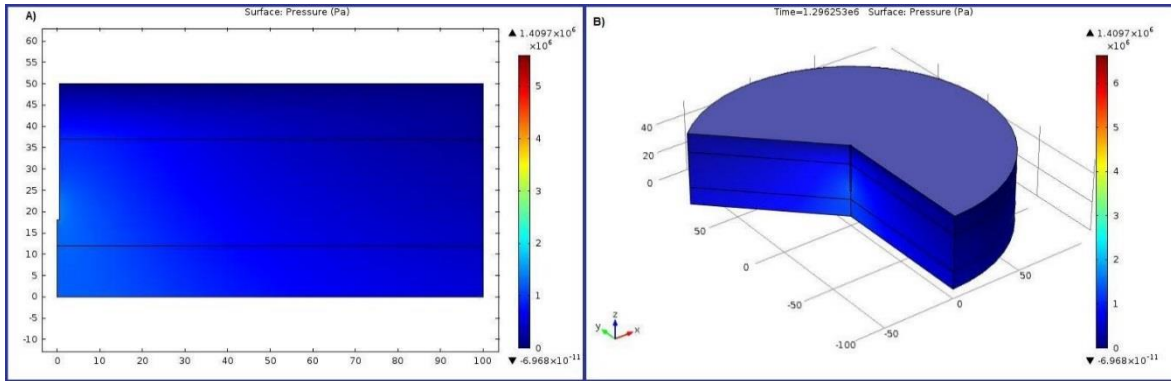


Figura 4.16 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días.

#### 4.2.4 Presión 23 días

Al terminar el proceso de inyección, en la etapa de remojo se puede observar nuevamente la estabilidad de la presión del yacimiento.

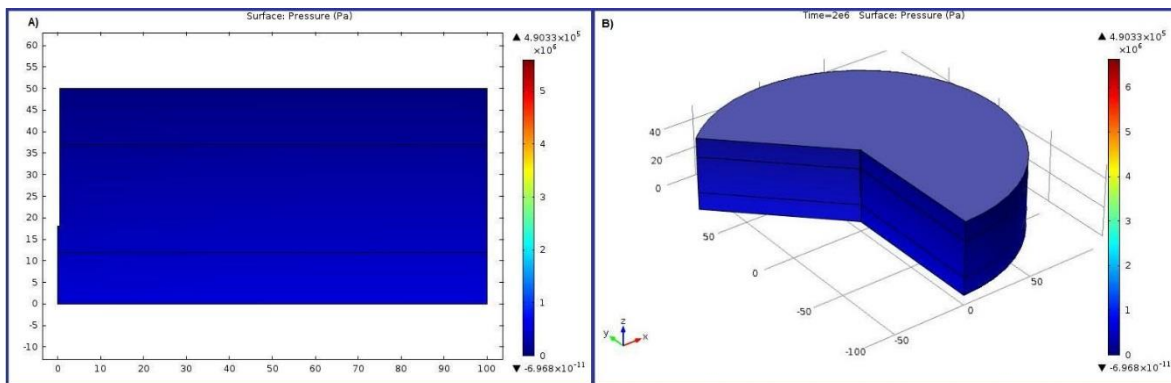


Figura 4.17 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días

#### 4.2.5 Saturación 3 horas

Para un tiempo de 3 horas, comienza la inyección de vapor, por lo que se observa el efecto cercano al pozo.



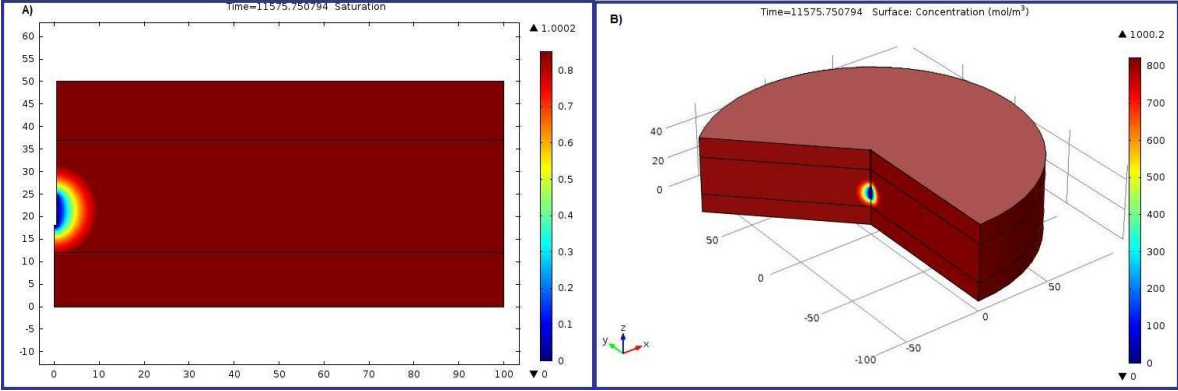


Figura 4.18 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

4.2.6 Saturación 7 días

Cuando se encuentra en un tiempo de 7 días, la saturación se va afectando en los tres bloques de roca, haciendo que los fluidos puedan viajar más fácilmente.

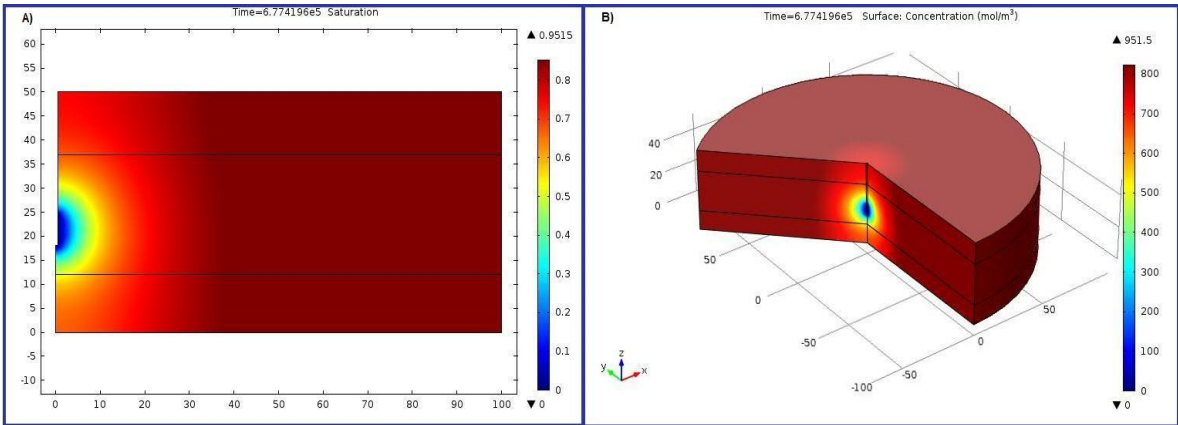


Figura 4.19 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 7 días.

4.2.7 Saturación 15 días

Al terminar la etapa de inyección, se puede observar el alcance del vapor al finalizar esta etapa, mostrando las saturaciones en ese instante como se muestra a continuación.

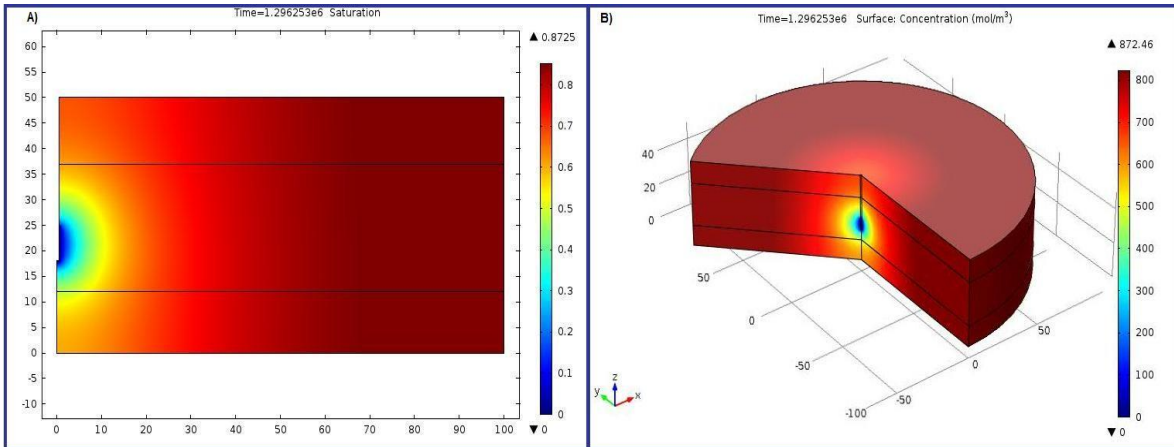


Figura 4.20 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 15 días.

4.2.8 Saturación 23 días

Al finalizar el proceso de inyección, se puede observar que la saturación aún se mantiene, principalmente cerca del pozo, indicando la cantidad de fluidos que podrán transportarse a superficie.

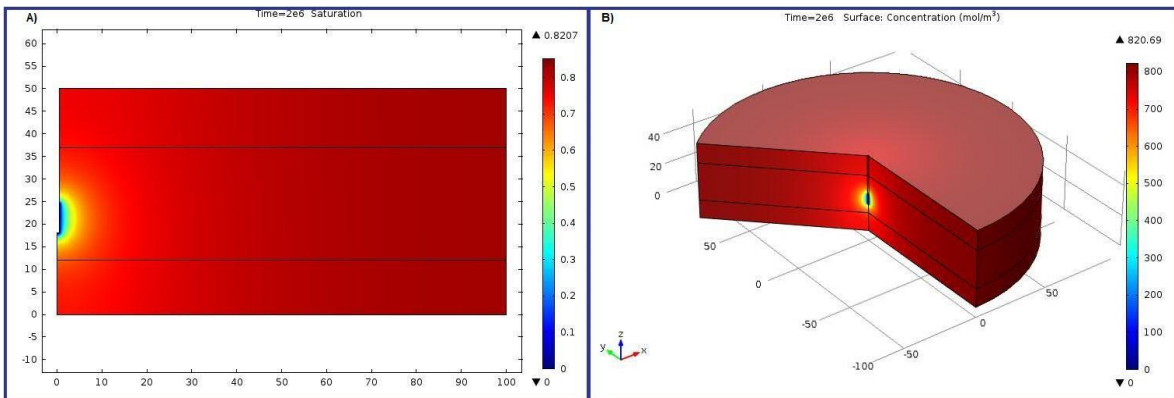


Figura 4.21 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 23 días.

4.2.9 Temperatura 3 horas

Se puede observar que la temperatura apenas afecta al yacimiento y su propagación es poca, ya que recién inicia la inyección del vapor.

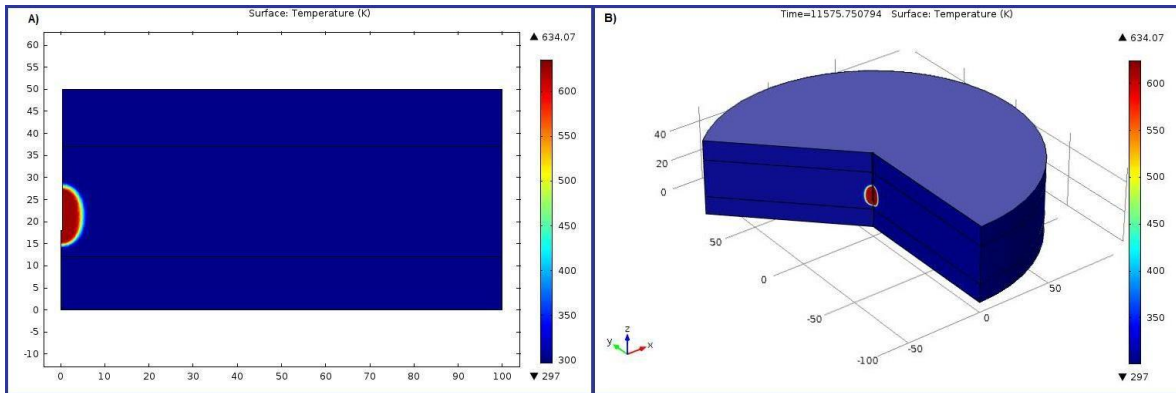


Figura 4.22 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

4.2.10 Temperatura 7 días

Se puede observar más expansión de la temperatura incrementando en el bloque de la roca almacén. Se puede apreciar que a estas condiciones de gasto y localización del pozo, se ve más uniforme la transferencia de la temperatura en la zona de interés.

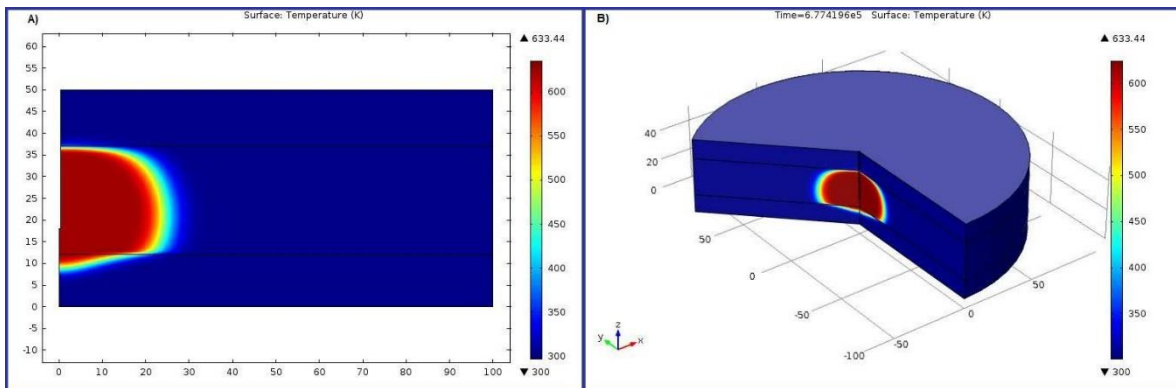


Figura 4.23 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 7 días.

4.2.11 Temperatura 15 días

Cuando concluye la inyección de vapor, se aprecia estabilidad en la temperatura y por lo tanto el calor tendrá el mismo efecto en la zona del bloque medio.

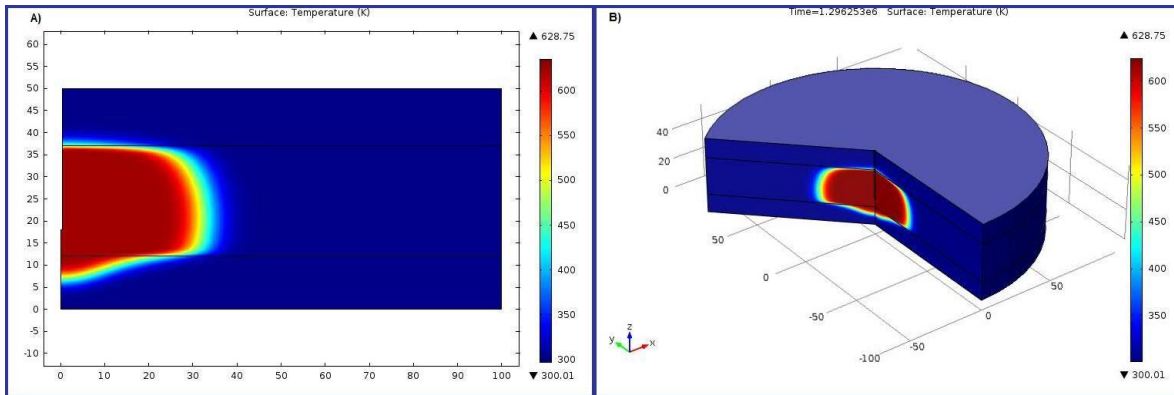


Figura 4.24 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 15 días.

4.2.12 Temperatura 23 días

Una vez que terminó el remojo en yacimiento, se puede observar que la temperatura y el calor se mantienen, provocando así que el calor siga afectando la zona y por lo tanto afecte la viscosidad del aceite y pueda viajar al pozo productor.

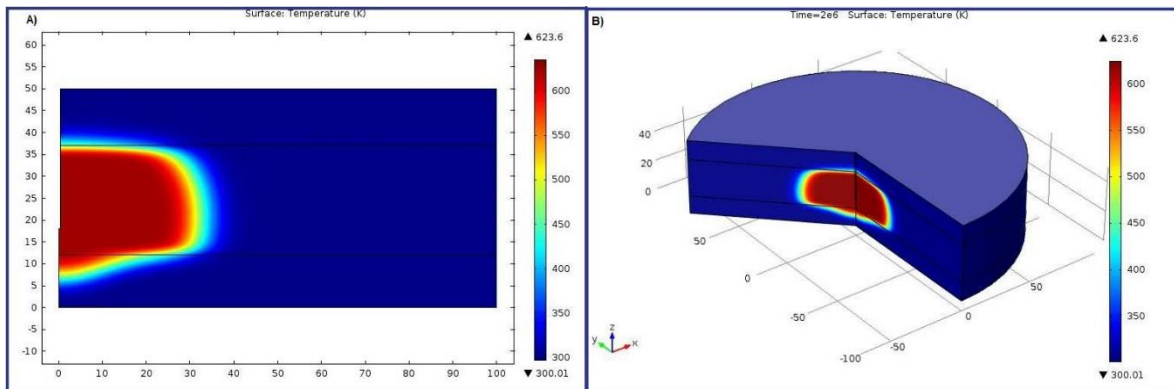


Figura 4.25 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 23 días.

En la siguiente gráfica se muestra la temperatura con respecto al radio en función del tiempo.

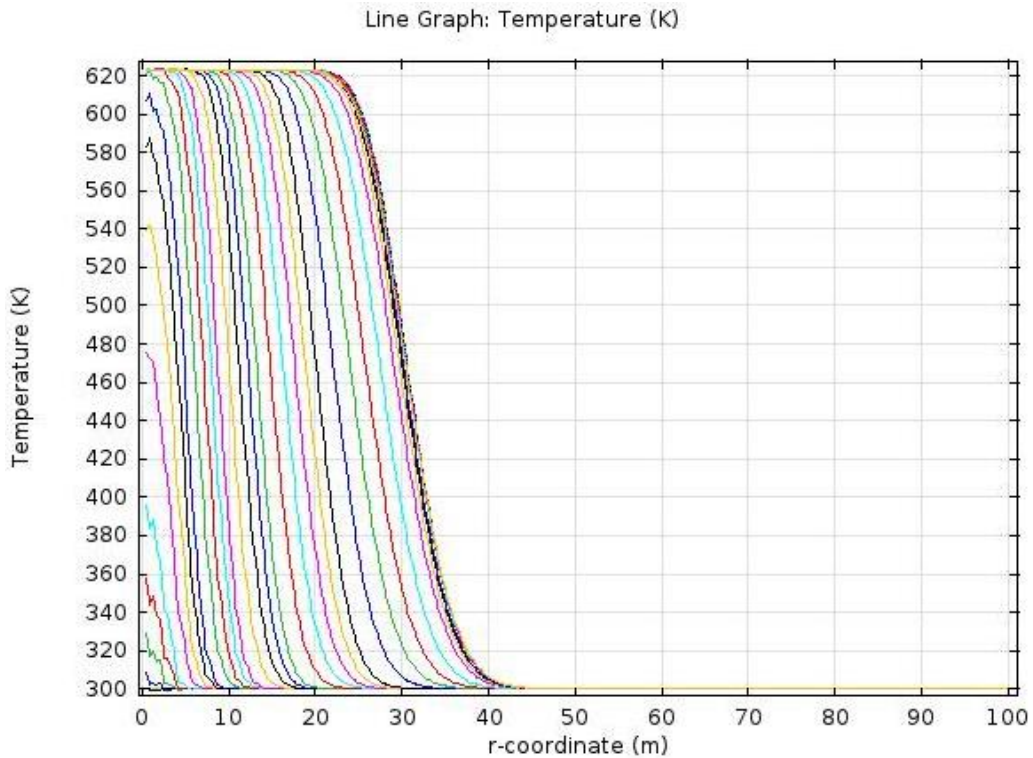


Figura 4.26 Gráfica de temperatura respecto al radio de yacimiento.

### 4.3 Escenario 3

En este escenario, se muestra un yacimiento homogéneo, gasto menor, un pozo de mayor profundidad, que ayuda a observar el comportamiento de la inyección a estas condiciones propuestas.

#### 4.3.1 Presión 3 horas

Después de iniciar la inyección de vapor, se observa que la presión solo afecta en la parte cercana del pozo, principalmente en la zona de disparos.

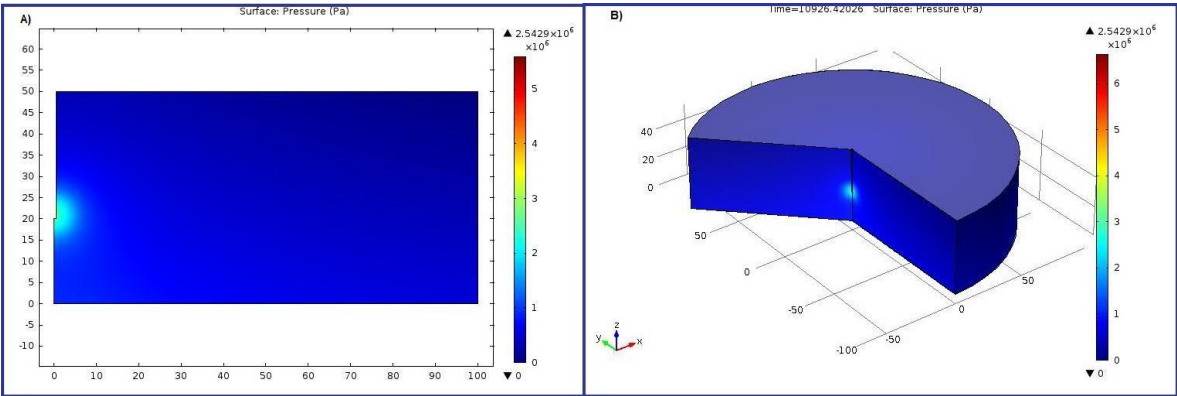


Figura 4.27 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

4.3.2 Presión 7 días

Se observa un ligero aumento de la presión en las cercanías, mostrando así como el vapor va ir viajando sobre el yacimiento.

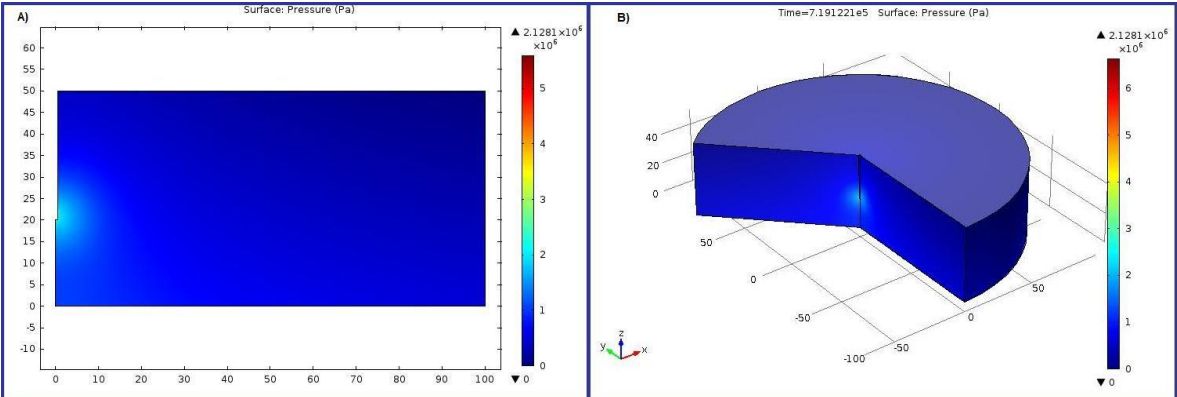


Figura 4.28 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 7 días.

4.3.3 Presión 15 días

La presión se empieza a estabilizarse en todo el yacimiento al terminar la etapa de inyección a yacimiento.

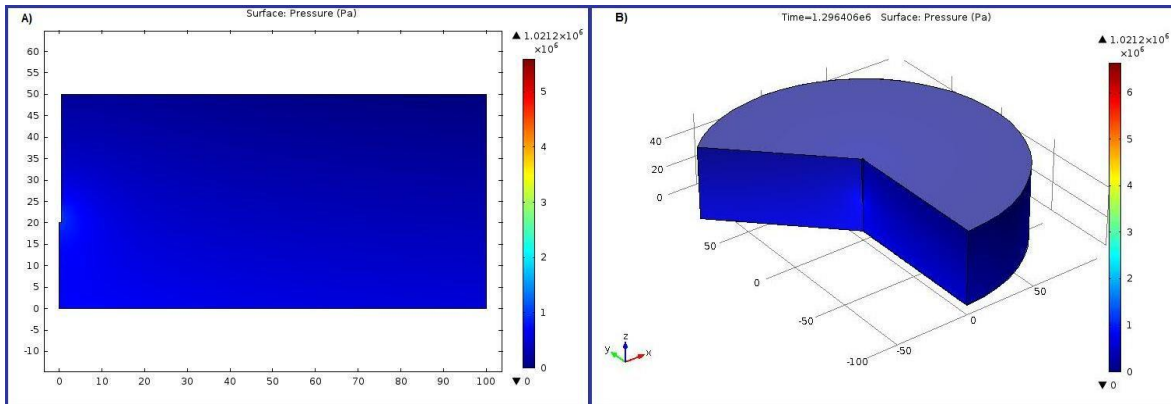


Figura 4.29 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 15 días.

#### 4.3.4 Presión 23 días

Al terminar la etapa de remojo se observa estabilidad de la presión del yacimiento.

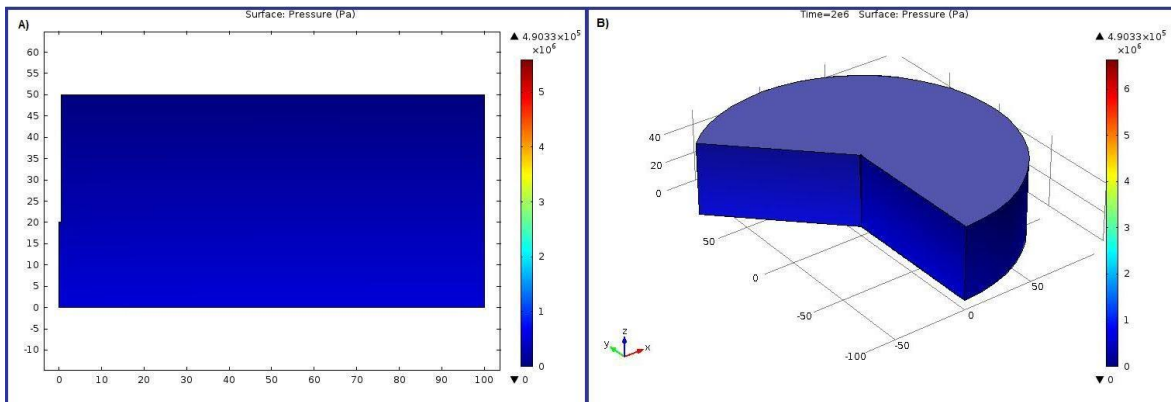


Figura 4.30 A) Presión en vista 2D, B) Presión en vista 3D en un tiempo de 23 días.

#### 4.3.5 Saturación 3 horas

Cuando recién comienza la inyección, solo hay una pequeña variación cerca del pozo.

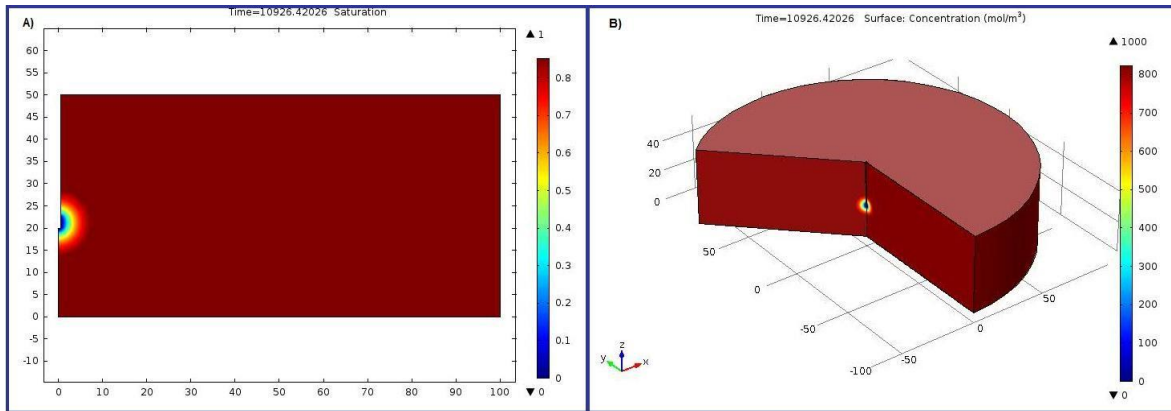


Figura 4.31 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

#### 4.3.6 Saturación 7 días

Ya iniciada la inyección de vapor, la saturación se hace más presente a lo largo del yacimiento.

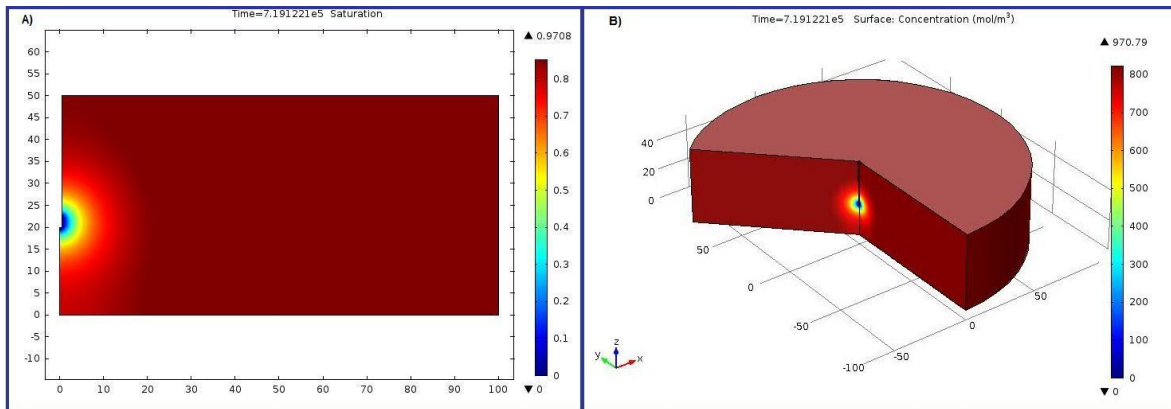


Figura 4.32 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 7 días.

#### 4.3.7 Saturación 15 días

Una vez finalizada la etapa de inyección, se muestra el alcance uniforme que el vapor tiene en el yacimiento.



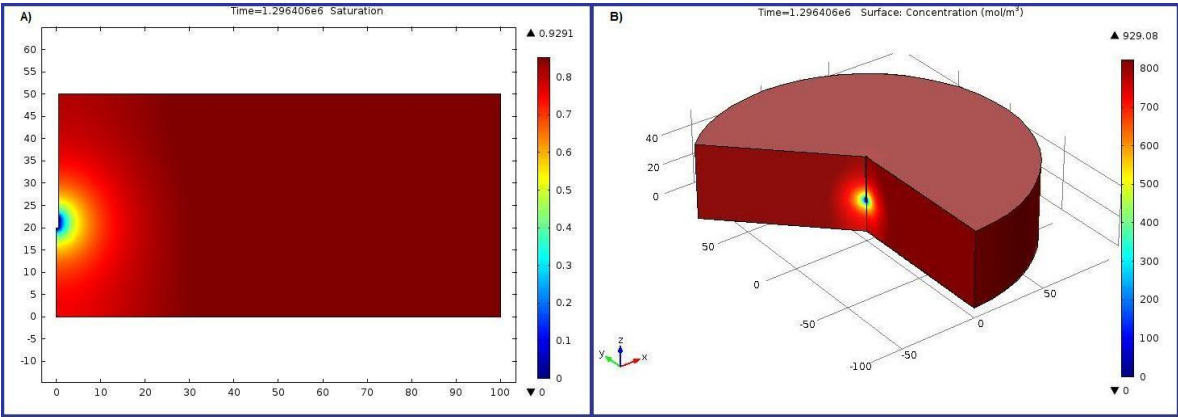


Figura 4.33 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 15 días.

4.3.8 Saturación 23 días

Se observa que la saturación disminuye, principalmente cerca del pozo, indicando la saturación de fluidos al finalizar el remojo.

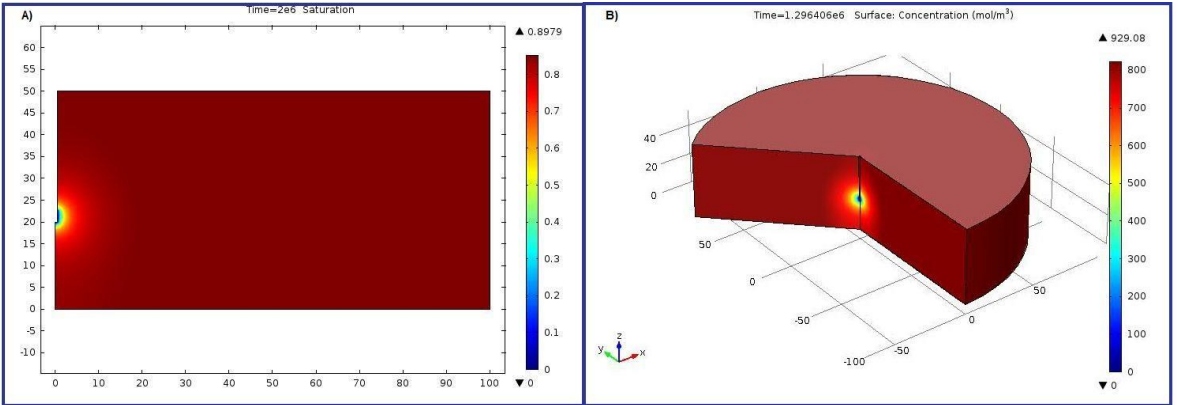


Figura 4.34 A) Saturación en vista 2D, B) Saturación en vista 3D en un tiempo de 23 días.

4.3.9 Temperatura 3 horas

Iniciando la inyección, se puede observar que la temperatura afecta muy poco al yacimiento.

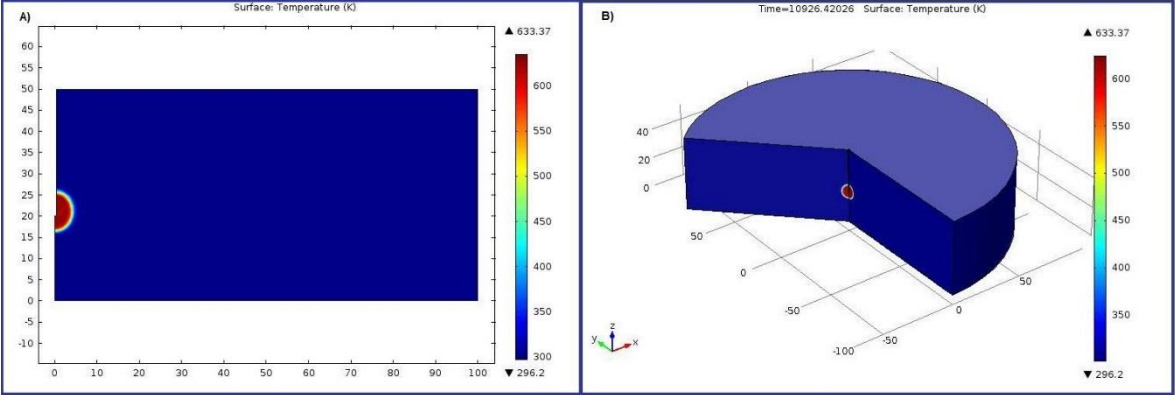


Figura 4.35 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 3 horas.

4.3.10 Temperatura 7 días

El incremento de la temperatura es considerable, mostrando que para condiciones homogéneas la distribución de calor es más uniforme.

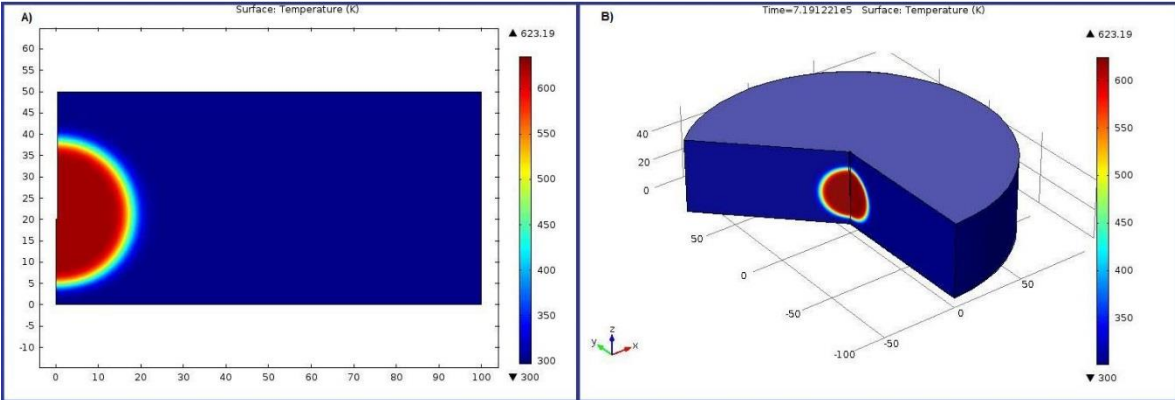


Figura 4.36 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 7 días.

4.3.11 Temperatura 15 días

Concluyendo la etapa de inyección, se muestra mayor estabilidad en la temperatura, permitiendo observar el radio afectado en yacimiento.

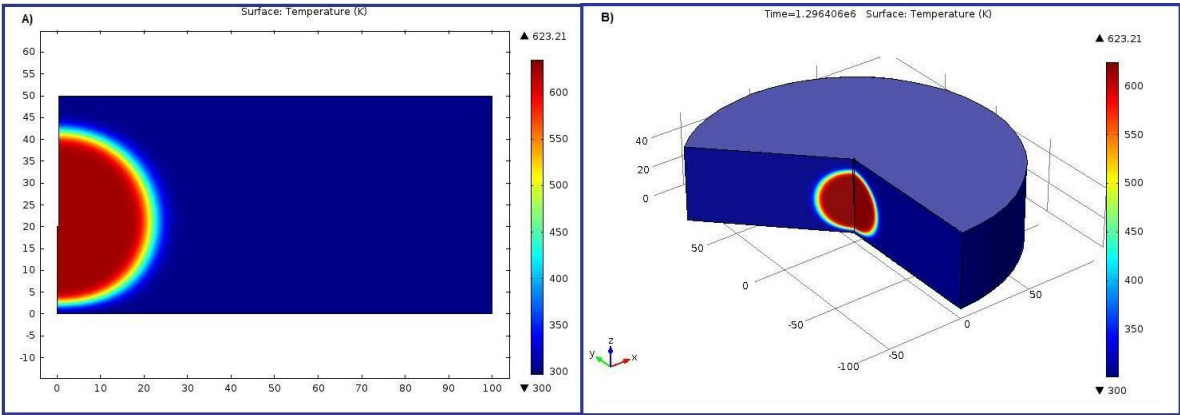


Figura 4.37 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 15 días.

### 4.3.12 Temperatura 23 días

Al término de la etapa de remojo se puede observar que la temperatura y el calor se mantienen estables, indicando la zona afectada relacionándola con la cantidad de aceite posible a recuperar.

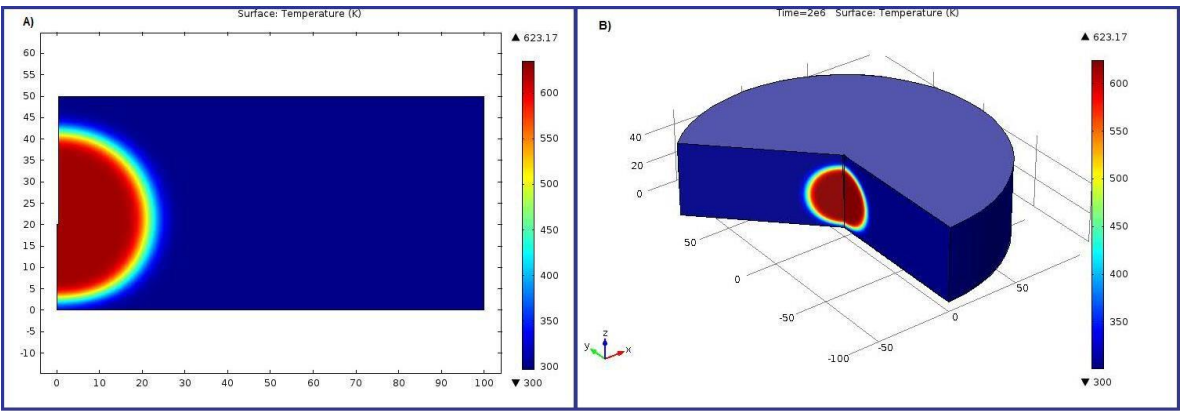
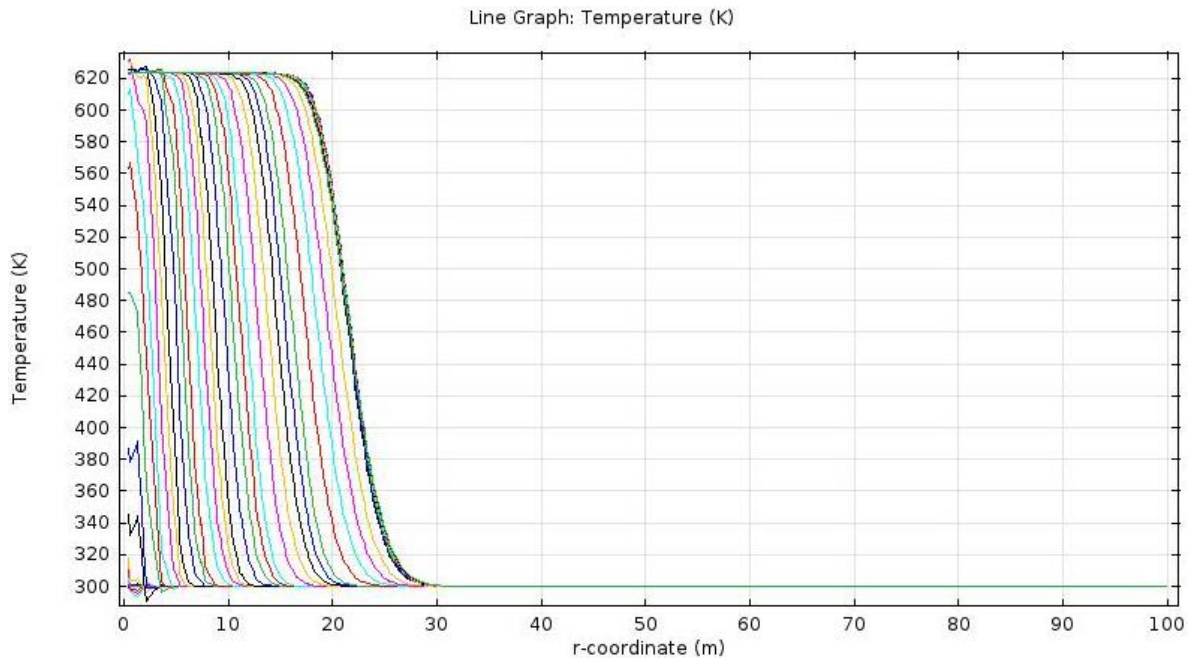


Figura 4.38 A) Temperatura en vista 2D, B) Temperatura en vista 3D en un tiempo de 23 días.

La temperatura respecto al radio y en función del tiempo se muestra en la siguiente gráfica.



*Figura 4.39 Gráfica de temperatura respecto al radio de yacimiento.*

Analizando los dos primeros escenarios, se identifican algunas diferencias, principalmente en la temperatura, donde se comprueba que entre más profundo este el pozo y la zona de disparos, como en el escenario 2, mejor se estabilizará el sistema mostrando un barrido uniforme en la zona afectada que por ende permitirá producir más hidrocarburo a futuro. Respecto al escenario 1, se observa que el sistema tiene variaciones respecto al calor cuando se introduce vapor al yacimiento. Los datos utilizados fueron de campo, permitiendo entender que se puede mejorar respecto al modelo que se aplicó en este caso.

Respecto a los fenómenos de saturación y presión en ambos casos, podemos denotar que no hay muchas diferencias, ya que lo que se busca principalmente es que la presión se mantenga y no afecte a la presión del yacimiento. En tanto que la saturación su comportamiento es variable en cada lapso permitiendo entender como viajan los fluidos en el yacimiento y después a superficie.

En el escenario 3, el yacimiento es completamente heterogéneo, se puede obtener una mayor estabilidad en los diferentes fenómenos físicos que se presentan, sobre todo en la temperatura, donde el calor se muestra más uniforme, con lo que da la posibilidad de poder recuperar más aceite, siendo más efectivo el proceso, sin embargo, considerando la litología característica de México este solo sería un caso ideal planteado.

Es recomendable el uso de un modelo de elementos finitos; ya que con el software utilizado, la manipulación de ecuaciones y parámetros empleados en su desarrollo son más prácticos permitiendo una visualización de los fenómenos físicos en el yacimiento. Mientras que con otros software como es el caso de STARS, el ingreso de parámetros y ecuaciones son menos manipulables, aunque permite hacer uso de varios pozos en un campo petrolero, por lo que da un panorama más amplio del proceso.

Finalmente, esto da hincapié al desarrollo de un estudio para conocer la cantidad de hidrocarburo recuperado, con el uso de datos obtenidos en este modelo. Ampliando así los resultados obtenidos.

## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- De la hipótesis se puede concluir que es posible estimar la zona de influencia que se tiene al inyectar vapor mediante diferentes ecuaciones y así poder generar modelos simplificados de calor y masa.
- Para comprender diferentes escenarios sobre la recuperación mejorada en la ingeniería petrolera, es factible usar modelos matemáticos simplificados, que permite de manera más práctica comprender y analizar el comportamiento en el yacimiento dando un enfoque representativo de cada caso.
- El proceso de recuperación cíclica de vapor, es uno de los métodos comúnmente utilizado por la ventaja que representa al ser aplicable a campos someros y de litología compacta.
- Analizando los escenarios del modelo de transferencia de calor, se pueden modificar adecuadamente para establecer mejores parámetros al inyectar vapor y este pueda ser aprovechado dentro del yacimiento.
- Al establecer diferentes tiempos en la inyección cíclica de vapor, permite visualizar el comportamiento que existen en la saturación, presión y temperatura, así como su influencia en el yacimiento.
- Tratándose de un modelo de inyección cíclica de vapor, las pérdidas de vapor pueden ser significativas principalmente para el fenómeno de temperatura, ya que disminuye la cantidad de calor que se distribuye a lo largo del yacimiento.
- Respecto al estudio del modelo de transferencia de calor, en la fase de inyección de vapor, abre pauta a futuros estudios para la recuperación de hidrocarburos, desde el estudio físico, donde el aceite se considere como

fase móvil, hasta el volumen de aceite recuperado, y si es posible una evaluación integral del yacimiento.

## **5.2 Recomendaciones**

- Actualmente los retos que implica la recuperación de los hidrocarburos, nos lleva a implementar nuevos métodos que faciliten las operaciones en la industria, por lo que la aplicación de modelos físicos-matemáticos simplificados son factibles a utilizar, de acuerdo al tipo de formaciones y litología que se localizan en México, creando un aporte a la ingeniería de yacimientos.
- Es importante considerar que al utilizar un modelo de elementos finitos las soluciones numéricas deben mantenerse dentro de los límites apropiados, considerando la convergencia, consistencia y linealidad de la solución.
- Es posible considerar el mismo modelo para un proceso diferente a la inyección cíclica de vapor, donde se pueda utilizar los mismos tipos de fluidos con otros tipos de gases con propiedades adecuadas. Es por ello que se recomienda la utilización de dos fases para la facilitación del modelo.
- Este modelo se puede acoplar con uno que considere las pérdidas en el pozo, para un estudio más amplio.
- El uso de otros softwares otorga un aporte adicional a los resultados del modelo de elementos finitos, ampliando la solución obtenida.

## REFERENCIAS

1. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, IOR-EOR, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012, pág. 10.
2. Retos tecnológicos de la industria petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo, Encuentro Tecnológico Internacional Sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México. Pág. 20.
3. Retos tecnológicos de la industria petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo, Encuentro Tecnológico Internacional Sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México. Pág. 18.
4. Ing. Aguilar Hernández Enrique, 2013, Retos y Oportunidades de la reactivación de los campos maduros, XXVIII Jornadas Técnicas 2013, pág. 8.
5. MC. Arteaga Cardona Marcela, Aguilar Rodríguez A., Altamirano Rayón J.B., 2012, Prueba piloto de inyección cíclica de vapor, Campo Samaria Neógeno-primera etapa, Ingeniería Petrolera AIPM, VOL. LII, Núm. 3, pág. 21.
6. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, IOR-EOR, Comisión Nacional de Hidrocarburos, pág. 25, 2012
7. Diseño e Implementación de Procesos de Recuperación Adicional en PEP, Pemex Exploración y Producción, pág. 124.
8. Petroleum Society, Sequencing Technologies to Maximize Recovery, M.B. Dusseault, University Of Waterloo, 2006, pág. 5-6.
9. Applied Enhanced Oil Recovery Avrel Carcocina, Prehlice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1992, pág. 42,44.
10. Khaild Aziz, Antonin Settari, Elsevier Petroleum reservoir simulation, applied science publishes, London, 1979, pág. 6.
11. Luna Rojero Erick E, Fenómenos de Transporte, Instituto Mexicano del Petróleo, 2012, pág. 114.



12. Marcano Rubén, Viscosidad. Ley de Newton. <  
<https://marcanord.files.wordpress.com/2013/01/viscosidad-rdmc.pdf>>
13. C. Boberg Thomas, Thermal Methods of oil Recovery, "An Exxon monograph", USA, 1987, Pág. 204
14. Lake, Larry W., Enhanced oil recovery, Prentice Hall, New Jersey, Pág. 37.
15. Bird, R. Byron, Stewart, Warren E., Lightfoot, Edwin N., Transport Phenomena, John Wiley & Sons, Inc., 2<sup>nd</sup> Ed, 2012, Pág. 77.
16. Bird, R. Byron, Stewart, Warren E., Lightfoot, Edwin N., Transport Phenomena, John Wiley & Sons, Inc., 2<sup>nd</sup> Ed, 2012, Pág. 81.
17. Cruz Fierro Carlos, 2016, Algunos Métodos de Estimación para Conductividad Térmica, Instituto Tecnológico de Durango, Departamento de Ingenierías Química y Bioquímica <<http://tecnocruzfierro.com/formularios/estimacion/conductividad-rev4>>
18. Cruz Fierro Carlos, 2016, Algunos Métodos de Estimación para Conductividad Térmica, Instituto Tecnológico de Durango, Departamento de Ingenierías Química y Bioquímica <<http://tecnocruzfierro.com/formularios/estimacion/conductividad-rev4>>
19. Luna Rojero Erick E, Fenómenos de Transporte, Instituto Mexicano del Petróleo, 2012, pág. 57.
20. Bird, R. Byron, Stewart, Warren E., Lightfoot, Edwin N., Transport Phenomena, John Wiley & Sons, Inc., 2<sup>nd</sup> Ed, 2012, Pág. 84.
21. Hernderson Torre Luis, Modelo simplificado de inyección de vapor para yacimientos de aceite pesado, UNAM, 2012, pág. 67.
22. León Castañeda Nestor J., Pinto Ariza Elberth D., Estudio preliminar de la permeabilidad relativa en tres fases para un proyecto de inyección alternada de agua y gas-WAG, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2004, pág. 24.
23. Hernderson Torre Luis, Modelo simplificado de inyección de vapor para yacimientos de aceite pesado, UNAM, 2012, pág. 67.
24. MC. Arteaga Cardona Marcela, Aguilar Rodríguez A., Altamirano Rayón J.B., 2012, Prueba piloto de inyección cíclica de vapor, Campo Samaria

- Neógeno-primer etapa, Ingeniería Petrolera AIPM, VOL. LII, Núm. 3, pág. 15.
- 25.MC. Arteaga Cardona Marcela, Aguilar Rodríguez A., Altamirano Rayón J.B., 2012, Prueba piloto de inyección cíclica de vapor, Campo Samaria Neógeno-primer etapa, Ingeniería Petrolera AIPM, VOL. LII, Núm. 3, pág. 5.