



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Recuperación mejorada
mediante el uso de energía
geotérmica.**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Dulce Stephanie Márquez Leonel

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Erick Emanuel Luna Rojero



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016.

*Esta tesis y cada uno de mis éxitos
profesionales están dedicados a
quienes han sido mi inspiración, mi
ejemplo y mi fortaleza:*

MIS PADRES.

Agradecimientos

El haber culminado mi formación universitaria es un logro que fue respaldado por un sinnúmero de personas, estas palabras son una muestra de gratitud hacia todas ellas.

Gracias a Inés y Juan Carlos, mis padres, por ser los cimientos de la persona en la que me he convertido, por apoyarme en cada una de las decisiones que he tomado, por darme el ejemplo de que el trabajo honesto es la vía de la superación y por el inmenso amor que siempre me han dado.

A mis hermanas, Karla y Sandra, por su cariño, por dejarme jugar mi papel de hermana mayor, por inspirarme a ser mejor cada día, por ser mi fuerza.

Agradezco a mi abuelito, Feliciano, por ser un apoyo incondicional y siempre estar al pendiente de mí.

A mis tíos, tías, primos y primas, por estar presentes en los momentos más importantes de mi vida.

Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, esta tesis no hubiera sido posible sin su guía. Le doy las más sinceras gracias por sus conocimientos, su paciencia, su tiempo, su ayuda y su enorme compromiso para que este trabajo se llevara a cabo. Ha sido gratificante aprender de alguien como usted.

Agradezco, también, a mis sinodales, Dr. Héctor Sandoval, Ing. Israel Castro, Ing. Martín Velázquez e Ing. Erick Gallardo, por sus valiosas aportaciones para mejorar esta tesis.

Gracias a todas aquellas personas con las que he coincidido a lo largo de estos 23 años y que desinteresadamente me han brindado su ayuda, sus consejos, sus conocimientos, su tiempo, su sabiduría, su compañía, su amistad, su cariño y su amor.

Mi profundo agradecimiento a la Facultad de Ingeniería, especialmente al Departamento de Ingeniería Petrolera, y a todos sus profesores, por darme la mejor formación que pude haber tenido.

A mi *alma mater*, la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme todo a cambio de muy poco, por convertirme en una persona más consciente, por ampliar mi criterio, pero sobre todo, gracias por inspirarme a contribuir al desarrollo de México.

Finalmente agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo por abrirme las puertas de sus instalaciones y por el apoyo otorgado para realizar una estancia para el desarrollo de esta tesis. Especialmente, doy las gracias al personal de la Gerencia de Yacimientos y de la Gerencia de Gestión de Talento por auxiliarme durante el tiempo que duro mi estancia.

Lista de tablas.....	i
Lista de figuras.	ii
Introducción.	1
Capítulo I: Procesos de recuperación térmica.	3
1.1 Procesos de recuperación.	3
1.2 Métodos térmicos	6
1.2.1 Inyección de agua caliente	8
1.2.2 Inyección de vapor	9
1.2.3 Combustión In-situ	14
1.3 Generación de vapor para métodos de recuperación térmica	17
1.4 Métodos de recuperación térmica en yacimientos costa afuera	19
1.5 Métodos de recuperación térmica en México	19
Capítulo II: Tubos de calor.....	21
2.1 Desarrollo histórico	21
2.2 Principio de operación	21
2.3 Fluidos de trabajo.....	23
2.4 Clasificación.....	24
2.5 Malla capilar	25
Capítulo III: Modelado de un tubo de calor en un medio poroso.....	27
3.1 Modelo físico.....	27
3.1.1 Geometría	28
3.2 Modelo numérico.....	29
3.2.1 Ley de Darcy y ecuación de conservación de masa	29
3.2.2 Transferencia de calor en un medio poroso	30
3.3 Condiciones de frontera.....	31
3.3.1 No flujo	31
3.3.2 Presión.....	31
3.3.3 Temperatura.....	32
3.4 Valores iniciales.....	34
3.4.1 Presión.....	34
3.4.2 Temperatura del tubo de calor	34
3.5 Propiedades de los materiales	34

3.6	Malla	35
Capítulo IV: Modelado de un sistema extractor de calor basado en tubos de calor.....		37
4.1	Modelo físico de un sistema extractor de calor basado en tubos de calor	37
4.2	Modelo numérico del sistema extractor de calor basado en tubos de calor	38
4.3	Modelo físico de un pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor	40
4.4	Modelo numérico del pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor	41
4.4.1	Condiciones de frontera.....	41
4.4.2	Condiciones iniciales	43
Capítulo V: Análisis paramétrico para optimizar la extracción de calor.		44
5.1	Tubo de calor en un medio poroso	44
5.2	Sistema extractor de calor basado en tubos de calor	48
5.3	Análisis del comportamiento respecto al tiempo de la curva de flujo de calor.....	53
5.4	Pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor	57
Resultados y conclusiones.....		63
Resultados		63
Conclusiones		64
Anexo I: Discretización del modelo de un pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor.....		65
Nomenclatura.....		76
Bibliografía		79

Lista de tablas.

	Página
Tabla 1.1 Características de los mecanismos de producción primaria.	4
Tabla 1.2 Criterios de selección para la inyección de vapor.	11
Tabla 1.3 Criterios de selección para la Combustión In-Situ.	15
Tabla 1.4 Limitantes de los métodos térmicos.	17
Tabla 1.5 Métodos de generación de vapor.	18
Tabla 2.1 Temperaturas de aplicación para distintos fluidos de trabajo.	24
Tabla 3.1 Propiedades de los materiales empleados en el modelo de un tubo de calor en un medio poroso.	34
Tabla 5.1 Datos del grafico de la Figura 5.4.	47

Lista de figuras.

	Página
Figura I.1 Reservas de hidrocarburos en México al 1 de enero de 2015	1
Figura 1.1 Porcentajes de aceite original <i>in-situ</i> que se busca recuperar por EOR para diferentes hidrocarburos	5
Figura 1.2 Distribución de proyectos térmicos de recuperación mejorada en el mundo al año 2012.	6
Figura 1.3 Clasificación de los Métodos Térmicos de Recuperación Mejorada.	8
Figura 1.4 Diagrama de inyección cíclica de vapor.	10
Figura 1.5 Diagrama de inyección de vapor.	12
Figura 1.6 Diagrama de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).	13
Figura 1.7 Diagrama de combustión <i>in-situ</i> (húmeda).	16
Figura 1.8 Métodos de generación de vapor.	19
Figura 2.1 Esquema general de un tubo de calor.	22
Figura 2.2 Tipos de malla	26
Figura 3.1 Esquema del modelo conceptual.	28

Figura 3.2	Esquema del modelo físico.	28
Figura 3.3	Geometría del modelo físico	29
Figura 3.4	Condiciones de frontera para la Ley de Darcy y conservación de masa.	32
Figura 3.5	Condiciones de frontera para la transferencia de calor en un medio poroso.	33
Figura 3.6	Malla empleada en el modelo.	36
Figura 4.1	Geometría del modelo físico de un sistema extractor de calor.	37
Figura 4.2	Condiciones de frontera para la Ley de Darcy y conservación de masa en un sistema extractor de calor.	38
Figura 4.3	Condiciones de frontera para la transferencia de calor en un medio poroso en un sistema extractor de calor.	39
Figura 4.4	Configuración de la malla para un sistema extractor de calor.	39
Figura 4.5	Esquema del modelo de inyección de agua en el pozo extractor de calor.	40
Figura 4.6	Esquema de la configuración del pozo.	41
Figura 4.7	Condiciones de frontera en un pozo acoplado al sistema extractor de calor.	42
Figura 5.1	Grafica de flujos de calor de un tubo de calor de acuerdo a la porosidad y permeabilidad.	44
Figura 5.2	Grafica de flujo de calor para una porosidad de 10 %.	45
Figura 5.3	Grafica de flujos de calor de un tubo de calor respecto a su ángulo de inclinación.	46
Figura 5.4	Grafica de flujos de calor respecto al ángulo de inclinación del tubo de calor.	47

Figura 5.5	Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor para diferentes distancias de separación vertical.	48
Figura 5.6	Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor para diferentes distancias de separación vertical con un horizonte de estudio de 12 años.	49
Figura 5.7	Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor paralelos separados 80 metros verticalmente.	50
Figura 5.8	Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor paralelos separados 80 metros verticalmente con un horizonte de estudio de 12 años.	51
Figura 5.9	Grafica del comportamiento de flujo de calor para un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor reflejados con una separación vertical de 80 metros.	52
Figura 5.10	Grafica del comportamiento de flujo de calor a través del tiempo para un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor colocados paralelamente uno sobre otro con una separación vertical de 80 metros.	53
Figura 5.11	Perfil de la magnitud del flujo de calor por convección [W/m ²]	54
Figura 5.12	Perfil de la magnitud del flujo de calor por conducción [W/m ²]	55
Figura 5.13	Perfil de temperaturas [K]	56
Figura 5.14	Temperatura del fluido a la salida del pozo a un gasto de 100 BPD.	57
Figura 5.15	Temperatura del fluido en el fondo del pozo a un gasto de 100 BPD.	58
Figura 5.16	Perfil de temperatura en el pozo con $T_{inc} = 17$ [K] y $Q = 100$ [BPD]	59
Figura 5.17	Perfil de temperatura en el pozo con $T_{inc} = 0$ [K] y $Q = 100$ [BPD]	59
Figura 5.18	Temperatura del fluido a la salida del pozo para una $T_{inc} = 0$ y diferentes gastos de inyección.	60

Figura 5.19	Perfil de temperatura en el pozo con $T_{inc} = 0$ [K] a diferentes gastos.	60
Figura 5.20	Velocidad del fluido en las tuberías de producción y el espacio anular.	61
Figura 5.21	Envolvente de fases del agua.	62
Figura A.1	Esquema de la configuración de velocidades en el pozo.	64

Introducción.

La inminente caída de la producción de petróleo convencional aunada al escaso desarrollo de energías alternas ha originado que la explotación de petróleo no convencional, tal como lo es el aceite pesado y extra-pesado, sea fundamental para satisfacer las necesidades energéticas de los próximos años.

Del total de reservas de petróleo del mundo, el aceite pesado junto con el extra-pesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70 por ciento. De acuerdo a los reportes de PEMEX (2015), en México al 1 de enero de 2015 las reservas probadas de hidrocarburos alcanzaron los 13,017 MMbpce de los cuales el 46 por ciento corresponden a crudo pesado. Por su parte, las reservas 3P fueron de 37,405 MMbpce y el 39 por ciento de éstas atañen a crudo pesado. Para el 1 de enero de 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos dictaminó que las reservas 1P se redujeron en un 21.3% respecto al año anterior debido, principalmente, a las bajas en los precios del crudo y de las inversiones. Sin embargo, la pregunta no es cuánto hay en la tierra, sino cuánto de lo que hay se puede recuperar.

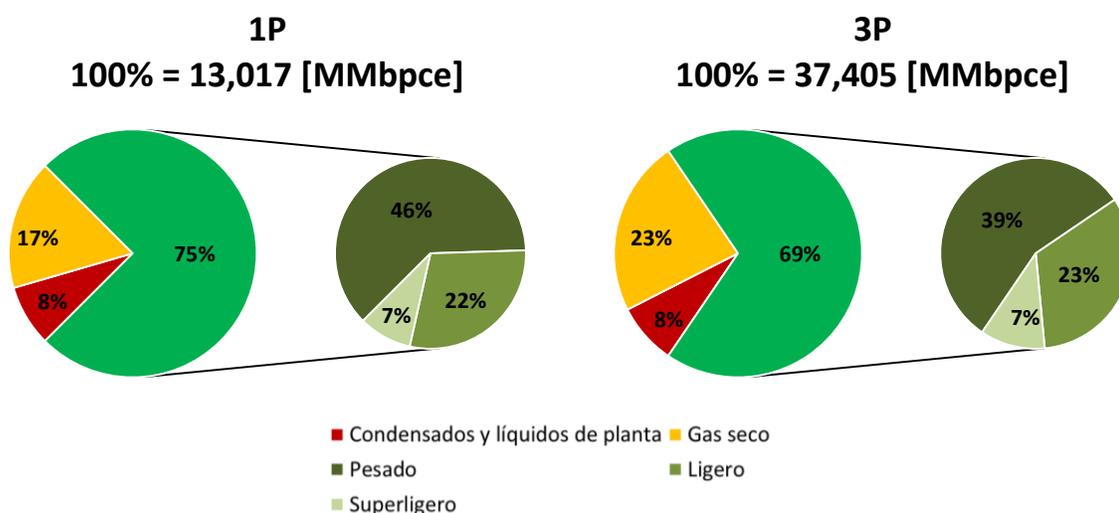


Figura I.1 Reservas de hidrocarburos en México al 1 de enero de 2015

Fuente: Generada a partir de PEMEX. (2015). *Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015*. México. Obtenido de www.pemex.com

En la actualidad existen métodos térmicos de recuperación mejorada que incrementan el factor de recuperación de crudos de esta naturaleza. Lo anterior se logra por la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento, la cual origina un aumento de movilidad del aceite como resultado de la reducción de su viscosidad.

El más exitoso de los métodos térmicos es la inyección de vapor, sin embargo está limitado a yacimientos someros debido a las pérdidas de temperatura que existen entre la superficie y el fondo del pozo. Otra limitante es el costo de generación de vapor ya que depende fuertemente del precio del combustible. Además se necesita de una gran infraestructura para generar el vapor, lo que implica disponibilidad de espacio, originando que la implementación de este método en yacimientos costa afuera sea poco viable. Por otro lado, se produce una importante emisión de gases de efecto invernadero debido al proceso de generación de vapor, haciendo que la inyección de vapor no sea amigable con el medio ambiente.

El presente proyecto de tesis pretende estudiar una alternativa de recuperación mejorada en la que se aproveche el calor del interior de la Tierra. Gracias a que la temperatura aumenta con la profundidad, es posible originar vapor o agua caliente a grandes profundidades y transportar esta energía a los yacimientos. De ser factible técnica y económicamente, este método de recuperación mejorada representaría una alternativa amigable con el medio ambiente debido a su casi nula emisión de gases de efecto invernadero. Además que podría aplicarse sin inconveniente en yacimientos costa afuera.

Hipótesis

Un sistema extractor de energía geotérmica compuesto por tubos de calor será capaz de generar vapor o agua caliente para su uso en recuperación mejorada por métodos térmicos.

Objetivo

Analizar la factibilidad técnica del uso de un pozo de extracción de calor para la recuperación mejorada por métodos térmicos mediante modelado numérico.

Capítulo I: Procesos de recuperación térmica.

1.1 Procesos de recuperación.

La recuperación de hidrocarburos de los yacimientos se clasifica en recuperación primaria, secundaria y terciaria, de acuerdo a su orden cronológico.

Durante la recuperación primaria, la producción se debe a fuentes naturales de energía presentes en el yacimiento, las cuales desplazan el hidrocarburo hacia los pozos productores mediante los siguientes mecanismos:

1. Expansión de la roca y los fluidos
2. Empuje por gas en solución
3. Empuje por capa de gas
4. Empuje por agua
5. Segregación gravitacional
6. Combinación de dos o más de lo anteriores.

En yacimientos convencionales, la segregación gravitacional y el empuje por agua son los mecanismos de producción primaria más eficientes. La **Tabla 1.1** resume las características más importantes de los mecanismos de producción primaria.

Rangel (2012) define a la recuperación secundaria como un proceso en el que se agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de mantener la presión y proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas). La inyección de agua es el método más utilizado. Una definición alternativa de un proceso de recuperación secundaria es proporcionada por Lake (1989) quién la define como un proceso de inyección de un fluido externo al yacimiento para proporcionarle energía, en el cual los cambios en las propiedades fisicoquímicas del yacimiento y sus fluidos son despreciables.

Los factores de recuperación esperados después de la recuperación secundaria para yacimientos convencionales con una adecuada administración varían entre 50 y 65 por ciento del volumen original (Satter & Thakur, 1994).

Tabla 1.1
Características de los mecanismos de producción primaria.

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión de la roca y los fluidos	Declina rápido y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas en solución	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% Promedio 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por capa de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	La irrupción del gas en los pozos terminados en zonas estructurales bajas indican un empuje por gas
Empuje por agua	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia aumenta cuando W_e no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el buzamiento es $> 10^\circ$ y la μ_o es baja (< 5 cp)

Fuente: Adaptada de Satter, A., & Thakur, G. C. (1998). *Integrated Waterflood Asset Management*. Oklahoma: Penn Well.

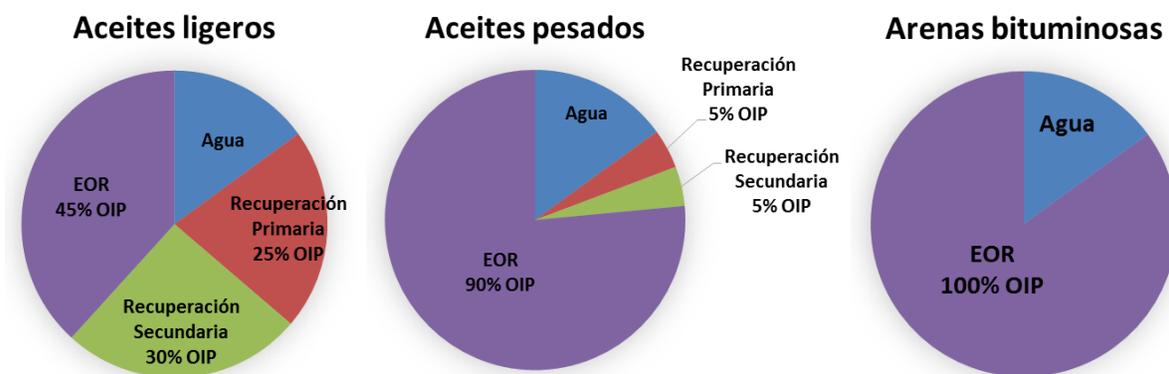
La recuperación terciaria es catalogada como una tercera etapa de producción en la se utilizan gases miscibles, sustancias químicas y/o energía térmica para desplazar el petróleo adicional después de que un proceso de recuperación secundaria ha alcanzado su límite económico (Green & Willhite, 1998).

El término de recuperación terciaria ha quedado obsoleto debido a que no es correcto considerar las tres etapas como una secuencia cronológica. Por ejemplo, en yacimientos de crudo pesado o extra-pesado es necesario implementar energía térmica desde una etapa muy temprana para poder producirlo. Para este caso, un método considerado cronológicamente como terciario se comporta como primario. Por

lo anterior el término de recuperación mejorada o EOR (por sus siglas en inglés, *Enhanced Oil Recovery*) ha sido aceptado de mejor manera para describir a estos tipos de procesos.

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de petróleo obtenida como resultado de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento físicoquímico de los fluidos del yacimiento y de la interacción de dichos fluidos con la roca. Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite (Lake, 1989).

El aceite a recuperar al aplicar un método de recuperación mejorada varía considerablemente de acuerdo al tipo de hidrocarburo. En la **Figura 1.1** se muestran las saturaciones de los fluidos y los porcentajes de aceite original *in-situ* que se podrán recuperar por EOR para yacimientos de crudo ligero, crudo pesado y arenas bituminosas. Para yacimientos de crudo ligero, los métodos EOR se aplican generalmente después de las operaciones de recuperación secundaria y buscan recuperar aproximadamente el 45 por ciento del aceite original *in-situ*. Los yacimientos de aceite pesado y arenas bituminosas tienen una mala respuesta a los métodos de recuperación primaria y secundaria, por lo que la mayor parte de la producción proveniente de dichos yacimientos se debe a la implementación de métodos EOR (Thomas, 2008).



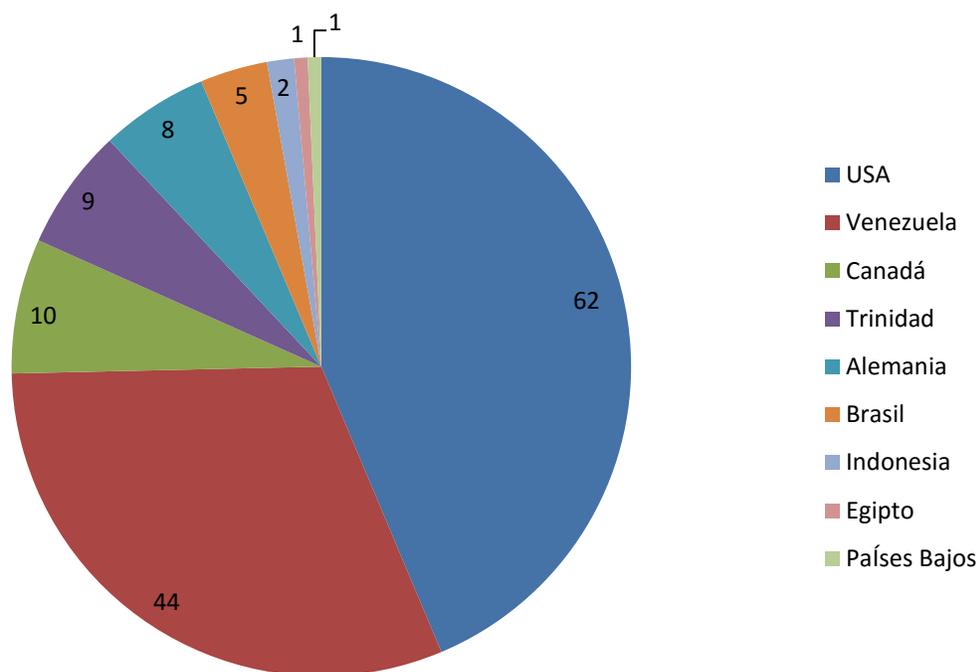
Asumiendo $S_{oi} = 85\% V_p$ y $S_w = 15\% V_p$

Figura 1.1 Porcentajes de aceite original *in-situ* que se busca recuperar por EOR para diferentes hidrocarburos

Fuente: Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery-An Overview. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 63(1).

1.2 Métodos térmicos

Los métodos de recuperación térmica están clasificados dentro de los métodos de recuperación mejorada y son aquellos en los que la extracción del hidrocarburo se debe principalmente al uso de energía térmica. Estos métodos se han utilizado principalmente para el desplazamiento de aceites pesados. La producción mundial proveniente de métodos EOR en 2010 fue de 3 millones de barriles de aceite por día de acuerdo a lo reportado por Kokal y Al-Kaabi (2010), lo que representa aproximadamente el 3.5 por ciento de la producción mundial total. Los métodos de recuperación térmica proporcionaron cerca de 2 millones de barriles de aceite por día, es decir aproximadamente 67 por ciento de la producción mundial proveniente de métodos EOR. De acuerdo a los datos publicados en el *2012 worldwide EOR survey* del *Oil & Gas Journal*, Canadá, E.U.A. y Venezuela son los países con mayor número de proyectos de recuperación mejorada de esta naturaleza. La **Figura 1.2**, muestra la distribución de proyectos térmicos de recuperación mejorada en el mundo.



142 proyectos alrededor del mundo

Figura 1.2 Distribución de proyectos térmicos de recuperación mejorada en el mundo al año 2012

Fuente: Generada a partir de Koottungal, L. (2012). 2012 worldwide EOR survey. *Oil & Gas Journal*, 110(4).

El desarrollo cronológico del uso de calor para la recuperación de petróleo se enlista a continuación:

- Principios de 1900.- se utilizaron calentadores de fondo de pozo para calentar el aceite y así evitar el depósito de sólidos, como parafinas y asfáltenos.
- 1920-1930.- Se reportaron las primeras pruebas de inyección de vapor y combustión *in situ* en Estados Unidos y en la URSS. Estas primeras pruebas fueron incidentes aislados.
- Principios de 1950.- La pruebas piloto de combustión *in situ* cobran bastante importancia.
- Finales de 1950 a principios de 1960.- Se comienzan a probar con mayor seriedad la inundación con vapor, estimulación por vapor y la inyección de agua caliente en E.U.A., Venezuela y los Países Bajos.

Existen dos formas de suministrar calor a la formación. La primera de ellas es desde el exterior a través de inyección de vapor, inyección de agua caliente o suministro de energía eléctrica. La segunda es generando el calor en el interior de la formación por combustión, en donde el aceite *in situ* funciona como combustible y se inyecta aire (o cualquier otro fluido que contenga oxígeno) para que haga la acción del oxidante.

Se aplica calor al crudo para:

- a) reducir la viscosidad del aceite
- b) activar el empuje por gas en solución en algunas instancias
- c) producir una expansión térmica del aceite y por lo tanto incrementar el efecto de empuje por expansión de fluidos
- d) alterar la mojabilidad, la tensión interfacial y por consecuencia modificar la presión capilar y la permeabilidad relativa
- e) crear destilación y en algunos casos, craqueo térmico del aceite (Schumacher, 1981).

La **Figura 1.3**, muestra la clasificación de los métodos térmicos de recuperación mejorada.

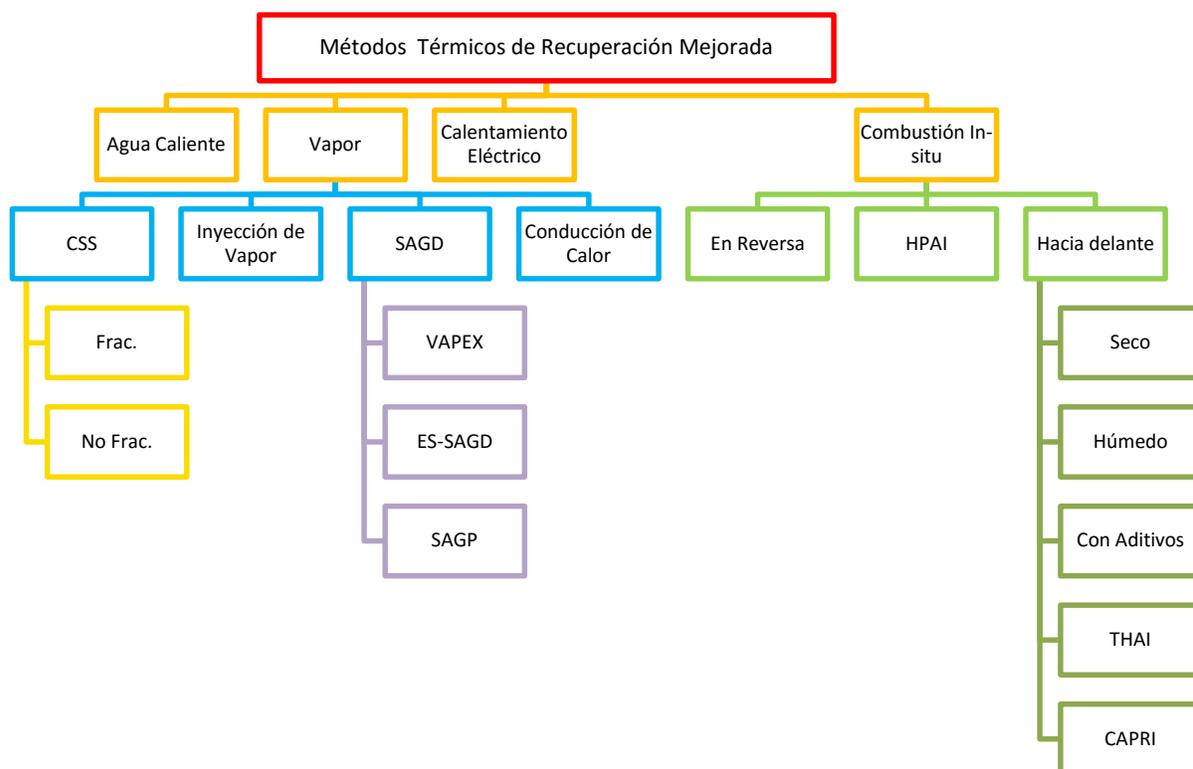


Figura 1.3 Clasificación de los Métodos Térmicos de Recuperación Mejorada.

Fuente: Adaptada de Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery-An Overview. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 63(1).

A continuación se describen las generalidades de los diferentes procesos.

1.2.1 Inyección de agua caliente

En este método, el aceite es desplazado inmisciblemente por zonas de agua caliente y zonas de agua que se encuentran a temperatura del yacimiento. La recuperación de aceite incrementa debido al aumento de la movilidad del aceite producto de la reducción de su viscosidad, y a la reducción de la saturación de aceite residual a altas temperaturas ya que existe una alteración de la tensión interfacial y de la mojabilidad y por consecuencia de esto se modifica la presión capilar. Estos procesos de recuperación son aplicados a crudos relativamente viscosos, en yacimientos que requieren sólo un calentamiento suave. En comparación con inyección de vapor, la

inundación de agua caliente funciona a una presión de superficie menor y, presumiblemente, puede ocuparse una fuente de agua de menor calidad.

En general, la inyección de agua caliente no es prometedora. Lo anterior, debido a que se necesita un capital de inversión para el equipo de generación de calor igual al necesario para procesos de inyección de vapor, y estos últimos son más eficientes debido a que tienen una mayor eficiencia de barrido.

1.2.2 Inyección de vapor

1.2.2.1 Inyección cíclica de vapor (CSS)

La inyección cíclica de vapor, CSS (por sus siglas en inglés *Cyclic Steam Stimulation*), también conocida como estimulación de vapor o método “*huff and puff*”, es el método térmico de recuperación mejorada más utilizado. Se implementa a aceites altamente viscosos. Este método térmico de recuperación mejorada proporciona factores de recuperación que varían de 10 a 40% del aceite original *in situ* (Thomas, 2008).

El proceso consta de tres etapas en las cuales el pozo funciona como inyector y productor de manera alternada. La primera etapa consiste en inyectar vapor de alta calidad (80% de calidad aproximadamente) a la formación por un periodo de tiempo de 2 a 3 semanas. En la siguiente etapa, el pozo es cerrado algunos días para que el vapor se distribuya a través de la formación en la vecindad del pozo y caliente al aceite. Finalmente el pozo se abre a producción y se deja produciendo durante un periodo que va de 3 meses a aproximadamente un año, dependiendo de la declinación de la producción. Cuando la producción de aceite caliente termina, se inicia un nuevo ciclo. La **Figura 1.4**, ilustra el proceso de la estimulación de vapor.

En este proceso la principal fuerza motriz para el desplazamiento del aceite es proporcionado por la presión del yacimiento, la fuerza gravitacional, la expansión de la roca y el fluido, y posiblemente, la compactación de la formación (Chu, 1986).

El ciclo se repite hasta que la producción llegue a su límite económico. La inyección cíclica de vapor será menos eficiente conforme el número de ciclos de inyección de vapor aumente. La relación de barriles de aceite producido por barriles de agua en forma de vapor inyectados es el indicador de la eficiencia del proceso. Los mejores resultados indican que en los primeros ciclos se tendrá una relación de 30 barriles de aceite producido por 1 barril de agua inyectado (Schumacher, 1981).

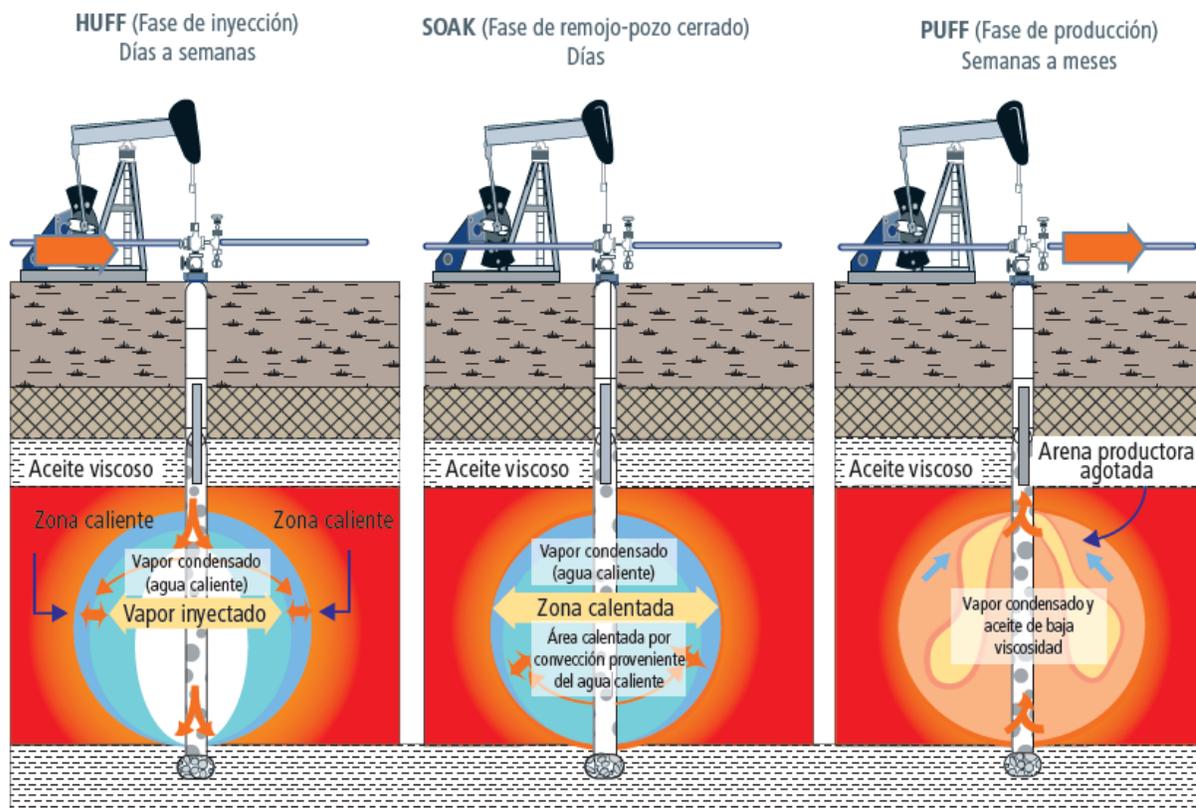


Figura 1.4 Diagrama de inyección cíclica de vapor.

Fuente: Rangel, E. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

1.2.2.2 Inyección continua de vapor

La inyección continua de vapor es conocida también como desplazamiento de vapor o empuje por vapor, contribuye con poco más de dos tercios de la producción por procesos térmicos (Pautz, Sarathi & Thomas, 1990). Generalmente se aplica a yacimientos someros de aceite pesado con altas viscosidades, altas saturaciones y buena permeabilidad. La **Tabla 1.2** resume las características requeridas del aceite y del yacimiento para poder emplear este proceso.

Para implementar este proceso de recuperación adicional de hidrocarburos es necesario contar con al menos dos pozos: un inyector y otro productor. Generalmente los pozos se distribuyen en arreglos geométricos ya establecidos.

Tabla 1.2
Criteria de selección para la inyección de vapor.

	Rango recomendado	Rango de los proyectos al 2012
Propiedades del aceite		
Gravedad, (°API)	8 a 25	8 a 30
Viscosidad, (cp)	< 100,000	20 a 500,000
Composición	No crítica, pero algunos componentes ligeros para la destilación de vapor ayudan.	
Características del yacimiento		
Saturación de aceite, (%)	>40	0.8 a 90
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad y permeabilidad, de preferencia.	Areniscas y arenas no consolidadas, principalmente.
Porosidad, (%)		21 a 65
Permeabilidad promedio, (md)	> 200	1 a 10,000
Espesor, (ft)	> 20	
Profundidad, (ft)	< 5,000	175 a 3,820
Temperatura, (°F)	No crítica.	54 a 159
Transmisibilidad, (md-ft/cp)	> 50	

Fuente: Modificada de Cruz Hernández , J. (2006). *Criteria de selección para métodos de recuperación secundaria y mejorada*. IMP.

El proceso consiste básicamente en inyectar continuamente vapor dentro del perímetro del yacimiento. El vapor calienta al hidrocarburo por lo que reduce su viscosidad, además forma un frente que va desplazando lentamente al aceite hacia las zonas productoras. Este desplazamiento se logra por destilación de vapor del aceite, extracción con solvente y empuje de gas.

Las saturaciones en zonas barridas por el vapor registran reducciones de hasta 10 por ciento, lo anterior indica que los factores de recuperación se encuentran en un rango de 50 a 60 por ciento del volumen original. Para obtener mejores resultados, se puede implementar conjuntamente inyección cíclica de vapor en los pozos productores. En la **Figura 1.5** se muestra la distribución de fluidos durante la inyección continua de vapor.

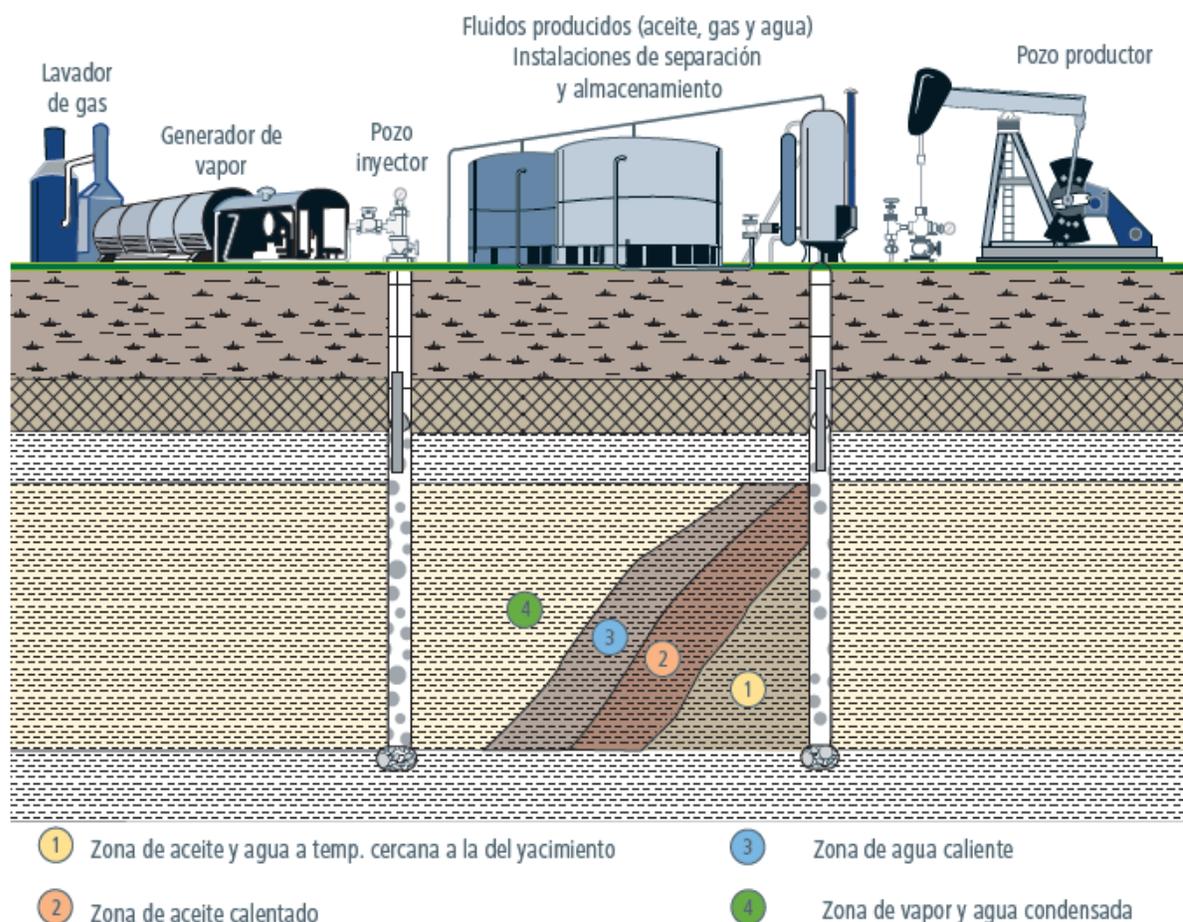


Figura 1.5 Diagrama de inyección de vapor.

Fuente: Rangel, E. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

1.2.2.3 Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

La inyección de vapor asistida por gravedad, SAGD (por sus siglas en inglés *Steam Assisted Gravity Drainage*), se emplea en yacimientos someros con buena permeabilidad vertical productores de bitumen o aceite con baja movilidad. Este método de recuperación térmica emplea un par de pozos horizontales y paralelos, uno encima del otro, el pozo inferior debe estar colocado en la base del yacimiento. La separación entre los pozos debe ser de pocos metros, dicha separación dependerá de las características del yacimiento, un valor típico para arenas bituminosas son 5 metros.

El proceso consiste en inyectar vapor a la formación a través del pozo superior, el aceite es calentado originando la reducción de su viscosidad y por ende un aumento

en su movilidad. Por efecto de la gravedad, el aceite drena hacia el pozo inferior a través del cual es producido.

Como el principal mecanismo de producción es la segregación gravitacional, la cual es muy lenta, existirán bajos ritmos de producción. Pese a lo anterior, es posible drenar volúmenes significativos de aceite si se perforan pozos horizontales muy largos. Los factores de recuperación obtenidos con este método pueden llegar a ser del orden de 60 por ciento (Rangel Germán, 2012). La **Figura 1.6** esquematiza este proceso térmico.

Los métodos SAGD requieren de grandes volúmenes de agua para la generación de vapor, y se necesitan de 200 a 500 toneladas de gas natural para generar el vapor necesario para producir un metro cúbico estándar de bitumen. Por lo anterior, para mejorar la relación costo-beneficio de un método SAGD se han propuesto distintas variaciones: VAPEX, ES-SAGD y SAGP.

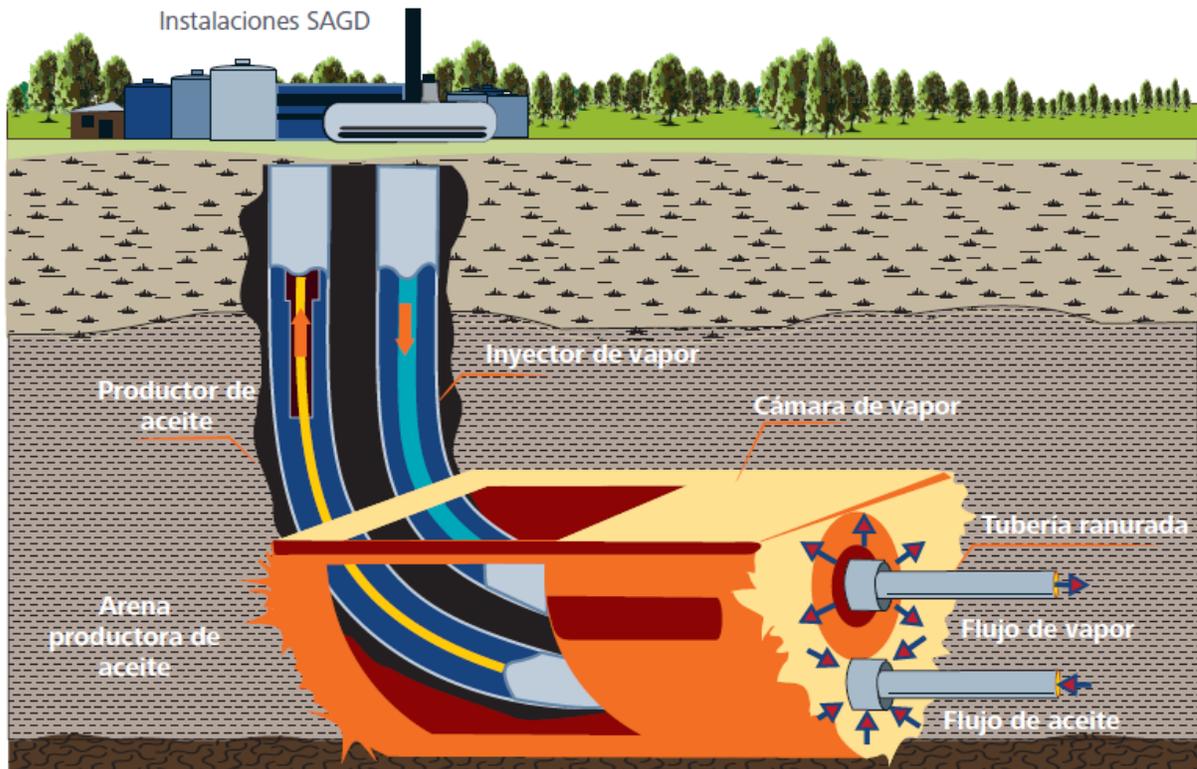


Figura 1.6 Diagrama de inyección de vapor asistida por gravedad.

Fuente: Rangel, E. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

VAPEX

La técnica VAPEX (*Vapour Extraction*) es el homólogo no térmico del SAGD, en este método se inyecta un vapor solvente o una mezcla de solventes (como etano, propano y butano), seguido de un gas que lo transporta (como N_2 o CO_2). La mezcla de solventes se inyecta a condiciones de su punto de rocío. La función del gas transportador es elevar el punto de rocío del vapor solvente para asegurar que permanezca en fase gaseosa a la presión del yacimiento y de esta manera se genere una cámara de gas solvente en la cima del área de drenaje. El vapor solvente se expande y diluye al petróleo pesado por contacto. El petróleo pesado que se diluye, drena por gravedad hacia el pozo horizontal inferior para su producción. El mecanismo de producción de este método es la reducción de la viscosidad del aceite debido a la difusión molecular y dispersión mecánica. Estos procesos son muy lentos, por lo que son menos eficientes en comparación con el uso de calor para la reducción de viscosidad.

ES-SAGD

En la expansión de solvente de SAGD, Es-SAGD (por sus siglas en inglés *Expanding Solvent-SAGD*), se sugiere agregar 10% de vapor a la mezcla de solventes para ganar 25% en eficiencia energética cuando se implementa el VAPEX.

SAGP

En el empuje de vapor y gas, SAGP (por sus siglas en inglés *Steam And Gas Push*), se inyecta un gas no condensable, como el gas natural o el N_2 , junto con el vapor con la finalidad de disminuir la demanda de vapor que requiere el SAGD.

1.2.3 Combustión In-situ

También conocida como inyección de fuego o aire, este método de recuperación térmico consiste en inyectar aire, aire enriquecido con oxígeno o solo oxígeno para quemar una porción del aceite *in situ* (aproximadamente 10%) y de esta manera generar calor para reducir la viscosidad del aceite. En la **Tabla 1.3** se pueden observar las características necesarias para implementar la combustión *in-situ*. Este proceso presenta una alta eficiencia térmica debido a que las pérdidas de calor son mínimas

en la vecindad de la combustión, y no existen pérdidas de calor en el pozo o en la superficie. La **Figura 1.7**, muestra un ejemplo de proceso de combustión *in-situ*.

Tabla 1.3
Criterios de selección para la Combustión *In-Situ*.

	Rango recomendado	Rango de los proyectos al 2012
Propiedades del aceite		
Gravedad, (°API)	10 a 27	9.8 a 38
Viscosidad, (cp)	< 5,000	1.44 a 660
Composición	Algunos componentes asfálticos para ayudar a la depositación de coque.	
Características del yacimiento		
Saturación de aceite, (%)	>50	50 a 94
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad.	Dolomita y arenisca.
Porosidad, (%)		17 a 32
Permeabilidad promedio, (md)	> 10	10 a 650
Espesor, (ft)	> 50	
Profundidad, (ft)	< 11,500	400 a 9,500
Temperatura, (°F)	> 100	200 a 230

Fuente: Modificada de Cruz Hernández, J. (2006). *Criterios de selección para métodos de recuperación secundaria y mejorada*. IMP.

Existen distintas variaciones de la combustión *in-situ*:

- **Combustión en reversa:** la ignición ocurre cerca del pozo productor y la zona de calor se mueve en dirección contraria al flujo de aire.
- **Inyección de aire a alta presión, HPAI** (por sus siglas en inglés *High Pressure Air Injection*): no existe ignición, involucra una oxidación de baja temperatura del aceite *in-situ*.
- **Combustión hacia adelante:** la ignición ocurre cerca del pozo inyector y la zona de calor se mueve en dirección del flujo de aire.

Dentro de los procesos de combustión hacia adelante, se encuentran el THAI (por sus siglas en inglés *Toe-To-Heel Air Injection*) y el CAPRI (variación del THAI con un catalizador para el mejoramiento *in-situ*). Ambos procesos fueron propuestos como una alternativa económica del SAGD. Para estos procesos se requiere de un pozo vertical y un pozo horizontal. El pozo vertical se localiza cerca de la cima del yacimiento y funge como pozo inyector. El pozo productor corresponde al pozo horizontal y se localiza cerca de la base del yacimiento. Inicialmente, se inyecta vapor para establecer

comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor. Después se inyecta aire comprimido de la atmosfera para llevar a cabo la ignición/oxidación lenta. El aceite pesado o las arenas bituminosas son movilizados, del dedo al talón del pozo horizontal, gracias a las altas temperaturas generadas por la ignición. Para el proceso CAPRI, se propone el uso de una cubierta catalizadora alrededor del pozo horizontal para transformar el aceite pesado, craqueándolo térmicamente, a fracciones más ligeras y así incrementar su valor económico.

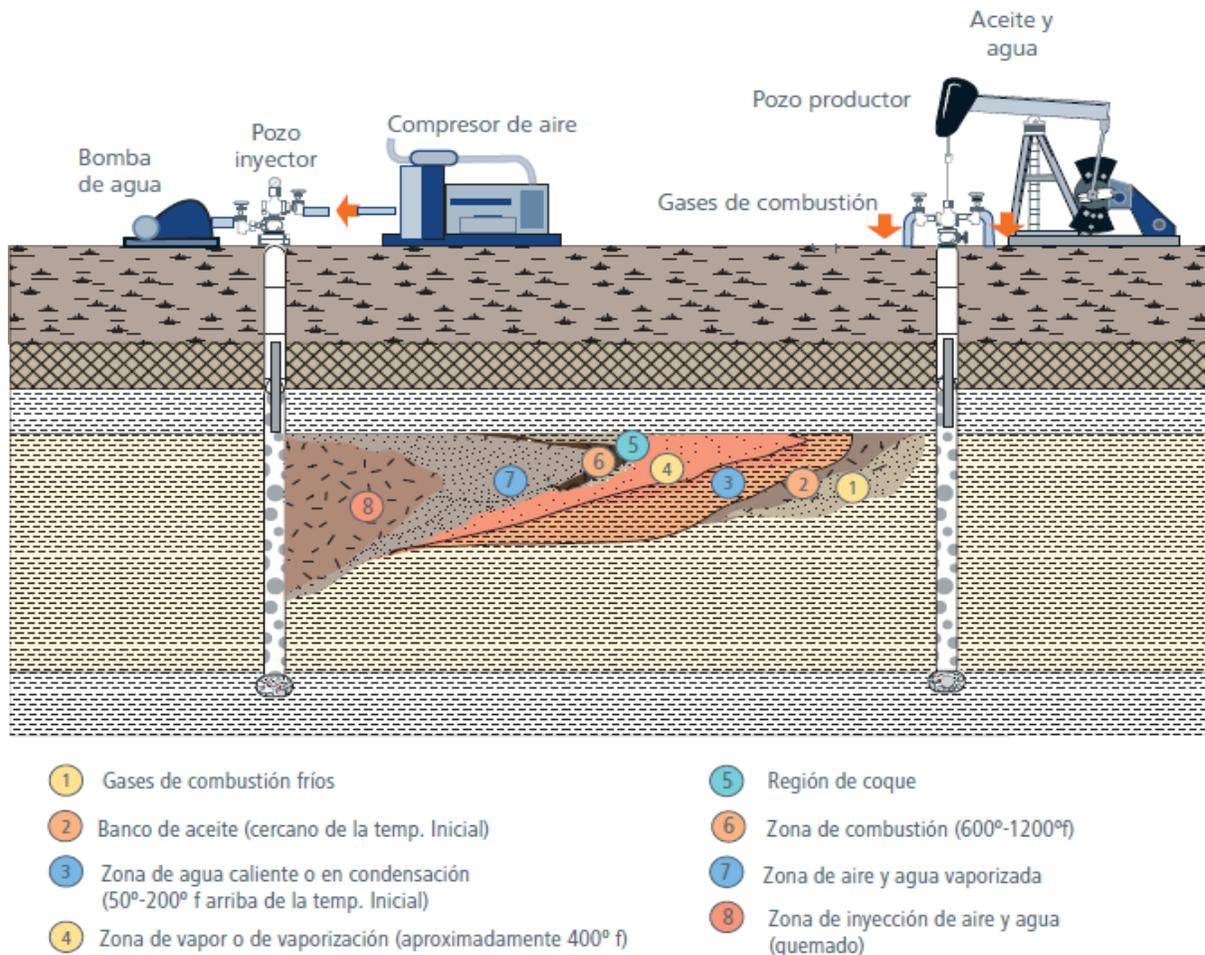


Figura 1.7 Diagrama de combustión *in-situ* (húmeda).

Fuente: Rangel, E. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Algunos de los problemas más comunes que se presentan en la combustión *in-situ* son las severas corrosiones, la producción de gases tóxicos y la invalidación de la gravedad. Con las variaciones THAI y CAPRI, se pretende reducir el impacto ambiental y obtener mayores eficiencias térmicas. Además de que estas variaciones pueden aplicarse a una mayor gama de yacimientos que incluyen formaciones de baja presión,

yacimientos profundos y yacimientos de mala calidad. Los factores de recuperación esperados van del 70 al 80% del aceite en sitio.

Tabla 1. 4
Limitantes de los métodos térmicos.

Limitantes de los métodos térmicos	
Inyección de vapor	Combustión <i>In-Situ</i>
Generalmente no aplicable a profundidades de más de 2500 ft.	Sensible a las condiciones de operación y espaciamento, así como a las variaciones geológicas.
Degradación de la eficiencia térmica y entalpía inconsistente en yacimientos con altas presiones.	Difícil de controlar y monitorear el frente de reacción.
Perdidas de calor en la roca cima y en la roca base.	No aplicable para yacimientos de baja presión.
Canalización e irrupción del vapor.	Una combustión incompleta debida a una inyección deficiente o el no desarrollo del banco de vapor pueden contribuir a la producción de O_2 , la cual puede ser destructiva e incluso catastrófica.
Generalmente no aplicable en yacimientos costa afuera.	Irrupción prematura de gas debido a exceso de inyección.

1.3 Generación de vapor para métodos de recuperación térmica

El vapor generado para los métodos térmicos EOR consume 1.7 trillones de pies cúbicos por año de gas natural (Chaar, Dargin, Palmer, & Venetos, 2014). Los tres métodos de generación de vapor más comunes son:

- 1) Generación de vapor a través de combustión de combustible, OTSG (por sus siglas en inglés *Once Through Steam Generation*): el generador de vapor quema directamente combustible para generar vapor, tiene operaciones más flexibles pero depende fuertemente de los costos del combustible.
- 2) Co-generación con una planta de energía usando un generador de vapor a través de recuperación de calor, OT-HRSG (por sus siglas en inglés *Once-Through Heat Recovery Steam Generator*): utiliza los gases de combustión a

alta temperatura de la turbina de gas como “calor residual” para producir vapor en generadores de vapor a través de la recuperación de calor.

- 3) Generación de vapor usando concentración de energía solar, SSG (por sus siglas en inglés *Solar Steam Generator*): el generador de vapor solar usa espejos para concentrar la energía solar con el fin de producir vapor.

La **Tabla 1.5** muestra las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos de generación de vapor, la **Figura 1.8** ilustra su infraestructura.

Tabla 1.5
Métodos de generación de vapor.

Método	Ventajas	Desventajas
OTSG	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bajo costo de capital por tonelada de vapor producido. ✓ Poco tiempo de construcción. ✓ Salida de vapor flexible y controlable. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ El costo del vapor depende fuertemente del precio del combustible.
OT-HRSG	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bajo costo de capital por tonelada de vapor producido. ✓ Incrementa la eficiencia del sistema en una planta de energía de ciclo-simple. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Ligado directamente a la generación de energía. ✗ Consume gas natural indirectamente.
SSG	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No consume combustible. ✓ No produce emisiones de gases de efecto invernadero. ✓ Puede extender la vida del campo. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Alto costo de capital. ✗ Depende del clima.

Fuente: Chaar, M., Dargin, J., Palmer, D., & Venetos, M. (2014). Economics Of Steam Generation For Thermal EOR. *Society of Petroleum Engineers*.

Si el precio del combustible es de \$6/MMBTU, la generación de vapor por vía solar, SSG, es el método de generación de vapor más económico a \$17/ton. Le sigue el OT-HRSG a \$20/ton. Y el más caro corresponde a OTSG, el cual tiene un costo de \$27/ton.

A pesar que la SSG requiere de un alto costo de capital inicial, es el más conveniente debido a que no consume combustible, es eco-amigable con el ambiente y el costo por tonelada de vapor es el más bajo.



Figura 1.8 Métodos de generación de vapor.

Fuente: Chaar, M., Dargin, J., Palmer, D., & Venetos, M. (2014). Economics Of Steam Generation For Thermal EOR. *Society of Petroleum Engineers*.

1.4 Métodos de recuperación térmica en yacimientos costa afuera

La inyección de vapor en yacimientos costa afuera no es viable desde el punto de vista de la eficiencia termodinámica ya que se presentan grandes pérdidas de calor debidas al agua de mar y al ambiente submarino. La combustión *in-situ* podría ser utilizada en yacimientos costa afuera, sin embargo el control del progreso del frente de combustión sería bastante limitado.

Debido a que en las plataformas el peso y el espacio son siempre primordiales, la infraestructura necesaria para la generación de vapor y para su inyección es considerada una limitante más para la aplicación de métodos térmicos en yacimientos costa afuera.

En la literatura solo se reporta un proyecto de recuperación mejorada a través de métodos térmicos en yacimientos costa afuera. Corresponde a una inundación de vapor en el Campo Emeraude Vapeur en el Congo, operado por Elf Aquitaine con fecha de inicio en 1985 (Avasthi, Bondor, & Hite, 2005).

1.5 Métodos de recuperación térmica en México

El último informe de recuperación secundaria y mejorada en México que presentó PEMEX fue el correspondiente al año 2009. En este informe se reportan solo dos proyectos de recuperación térmica en su fase de prueba piloto. El primero de ellos

corresponde a la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Cacalilao y el segundo es la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Samaria-Neógeno.

Las características de la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Cacalilao son las siguientes:

- Tipo de prueba: Estimulación con vapor en el pozo Cacalilao 70.
- Tipo de fluido: Vapor de agua.
- Periodo de realización: Del 20 de diciembre de 1967 al 30 de enero de 1968.

Se inyectó vapor a una presión de 98.43 kg/cm² y una temperatura de 282 °C. La calidad inicial del vapor fue de 50%. El tiempo efectivo de inyección fue el 79% del tiempo total de la prueba. Después de la inyección de vapor el aceite fluyo por cuatro días a una tasa de 17 m³/d. El aceite tuvo un porcentaje de emulsión de 20 a 70%, la cual fue persistente y difícil de romper. El proyecto de inyección de vapor en el Campo Cacalilao se quedó en su fase de prueba piloto (PEMEX Exploración y Producción, 2009).

Las características de la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Samaria-Neógeno son las siguientes:

- Tipo de prueba: Piloto de inyección alterna de vapor en 8 pozos; 4 verticales, 3 horizontales y 1 desviado.
- Tipo de fluido: Vapor
- Periodo de realización: De diciembre de 2009 a mayo de 2012.

Se inyectaron entre 3,000 y 5,000 toneladas de vapor por pozo, a un gasto de 10 toneladas/hr. Se inyectó vapor con una calidad de 80% a 361 °C y 194 Kg/cm². Se estableció un tiempo de remojo de siete días. En pozos verticales se incrementó la producción de 78-278 BPD de producción en frío hasta 1,657 BPD de producción en caliente. En la fase de producción en caliente se utilizó Bombeo Neumático como sistema artificial de producción. Para los pozos horizontales no hubo mejora con la inyección de vapor. En general después de dos años y medio de iniciada la prueba piloto se estableció su factibilidad técnico-económica para masificar dicha tecnología con la finalidad de recuperar las reservas del Samaria Neógeno (Arteaga Cardona, 2013).

Capítulo II: Tubos de calor.

2.1 Desarrollo histórico

Los antecedentes a los tubos de calor datan de mediados de siglo XIX cuando una versión muy sencilla, conocida como tubo de Perkins o termosifón, fue patentada por Jacob Perkins en 1836. Los tubos de Perkins son tubos de calor que carecen de “mecha” y que son asistidos por el campo gravitacional, en los cuales la transferencia de calor se logra gracias al calor latente de vaporización producto del cambio de fase de líquido a gas.

En 1944, Richard S. Gaugler introduce por primera vez el concepto de “heat pipe” al emitir para la General Motors la patente N° 2350348 “Heat Transfer Device”.

El desarrollo formal de los tubos de calor se presentó a partir de la década de 1960. M. Grover et al. (1964), quien trabajaba para los Alamos National Laboratory en Nuevo Mexico, describió la versión definitiva de este dispositivo y le acuñó el nombre de “heat pipe” que al español se traduce como “tubo de calor”.

En 1964, W.B. Hall presentó una patente de un tubo de calor de conductancia variable.

S.W. Chi, publicó en 1976 “Heat pipe theory and practice” donde fija la teoría básica de los diferentes tubos de calor. Otras publicaciones destacadas de literatura sobre tubos de calor incluyen a Dunn and Reay, 1982; Ivanovkii et al., 1982 y Faghri, 1995.

Los primeros desarrollos estuvieron enfocados hacia aplicaciones espaciales. La aplicación terrestre de los tubos de calor se dio mucho tiempo después cuando en Japón y Europa se comenzaron a apreciar las cualidades de los termosifones y tubos de calor para el ahorro de energía.

2.2 Principio de operación

El "Heat Pipe de Grover" es una estructura autónoma de ingeniería que exhibe una conductancia térmica grandemente en exceso de lo que se podría obtener por el uso de una pieza homogénea de cualquier metal conocido (Cotter, 1965).

Un tubo de calor es un dispositivo de transferencia de calor simple que puede transportar grandes cantidades de calor con una diferencia de temperatura muy pequeña entre el extremo caliente y el otro extremo. En otras palabras, es un dispositivo simple que puede transferir rápidamente calor desde un punto a otro. A menudo se refiere a ellos como "superconductores" de calor, ya que poseen una capacidad de transferencia de calor extraordinaria y lo hacen con casi ninguna pérdida de calor.

Este dispositivo contiene una malla adherida a sus paredes internas, las cuales constituyen un canal anular y dejan al centro un canal cilíndrico. Dentro del tubo se deposita un fluido de trabajo y se sella extrayendo el aire interior, de esta manera la presión de vapor del fluido dentro del tubo será mayor a la que se tiene a condiciones atmosféricas. Por lo anterior, es posible que el fluido de trabajo presente su evaporación a una temperatura mucho menor a la que lo hace a presión atmosférica.

Un tubo de calor consta de tres secciones: evaporador, sección adiabática y condensador. El ciclo de operación de un tubo de calor comienza cuando un extremo del tubo (evaporador) se calienta originando la evaporación del fluido de trabajo. El vapor generado fluye libremente por el centro del tubo (sección adiabática) hacia el otro extremo. En el otro extremo del tubo (condensador) se presenta un intercambio de calor con los alrededores originando la condensación del vapor. El líquido condensado retorna por efecto de capilaridad a través de la malla hacia el extremo evaporador y el ciclo vuelve a iniciar. Si el evaporador se localiza debajo del condensador la fuerza gravitacional ayuda al desplazamiento del líquido condensado.

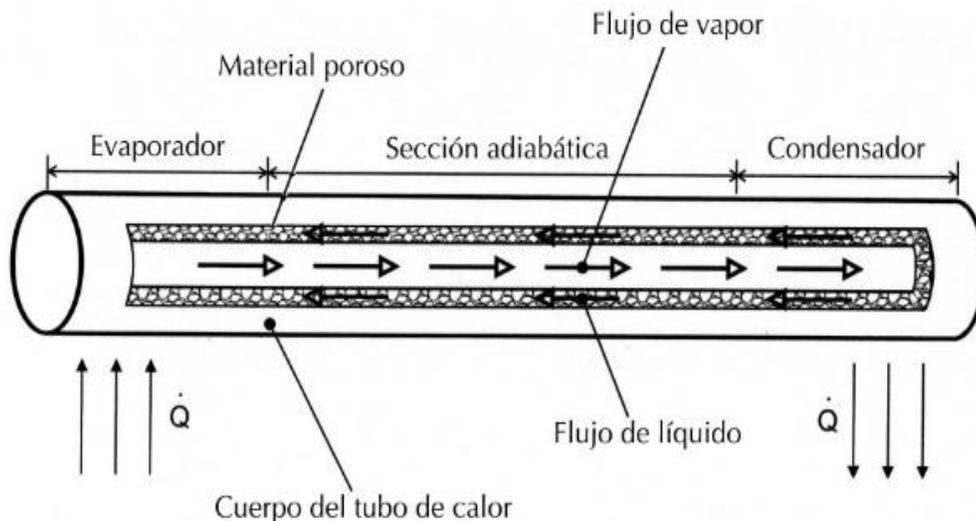


Figura 2.1 Esquema general de un tubo de calor.

Fuente: Miranda, A. (2013). *Tubos de Calor* (Primera ed.). México: Alfaomega Grupo Editor.

El principio de operación descrito anteriormente usa la convección natural para absorber el calor del sector evaporador y liberar el calor en el sector del condensador utilizando el calor latente de vaporización lo que hace posible la transferencia de una cantidad de calor bastante grande de un extremo al otro. Por lo anterior, los tubos de calor son capaces de recuperar y transportar calor utilizando una diferencia de temperaturas relativamente pequeña.

La principal ventaja del uso de un tubo de calor es que grandes cantidades de calor pueden ser transportados a través de una pequeña área de sección transversal sobre una distancia considerable sin entrada de energía adicional al sistema. Además, el tubo de calor no contiene partes mecánicas móviles y no requiere grandes diferencias de temperaturas para ser funcional.

2.3 Fluidos de trabajo

El fluido de trabajo es un elemento primordial en la transferencia de calor en los tubos de calor ya que es el responsable del transporte de la energía desde el evaporador hasta el condensador por medio de cambios de fase.

Los requerimientos que debe de cumplir el fluido de trabajo según Copete y Herrera se enuncian a continuación:

- Debe ser una sustancia compatible con los materiales de la malla capilar y la cubierta exterior del tubo para evitar reacciones químicas que deterioren prematuramente al dispositivo.
- Debe tener un calor latente de vaporización alto para garantizar que pequeñas masas de fluido transporten altas tasas de energía latente, lo cual contribuye a reducir las caídas de presión dentro del tubo.
- Debe poseer una alta conductividad térmica para favorecer una transferencia de calor eficiente a lo largo del tubo de calor y hacer más pequeña la caída de temperatura en el evaporador y en el condensador.
- Viscosidad baja, para que no exista una restricción al flujo del líquido en la malla capilar y se mejore su bombeo.
- Elevada tensión superficial, para favorecer el flujo del líquido por capilaridad a lo largo de la malla.
- Debe de ser capaz de mojar al material capilar de la malla y las paredes del contenedor para garantizar el retorno del condensado por capilaridad.
- Debe tener presiones de vapor moderadas en todo el intervalo de temperatura de trabajo del tubo de calor. Lo anterior, garantiza que no exista una

sobrepresión, en caso de ser muy altas, que origine una ruptura del tubo. O que no se origine el impulso suficiente para hacer circular el fluido dentro del tubo de calor, en caso de ser muy bajas.

La **Tabla 2.1** presenta algunas sustancias que comúnmente se utilizan como fluido de trabajo de un tubo de calor y los intervalos de temperatura en los cuales se recomienda utilizarlos.

Tabla 2.1
Temperaturas de aplicación para distintos fluidos de trabajo.

Fluido de trabajo	Temperaturas de aplicación [°C]
Acetona	0-120
Metanol	10-130
Etanol	0-130
Agua	30-200
Mercurio	250-650
Sodio	600-1200

Fuente: Reay, D., & Kew, P. (2006). *Heat pipes: theory, desing and applications* (Quinta ed.). New York: Butterworth-Heinemann.

2.4 Clasificación

Los tubos de calor se clasifican tomando en cuenta diferentes criterios:

- i. Temperatura de trabajo
 - Criogénica: de 4 a 200 K.
 - Baja temperatura: de 200 a 550 K.
 - Media temperatura: de 550 a 750 K.
 - Alta temperatura: de 750 a 3000 K.
- ii. Numero de fluidos de trabajo
 - De conductancia fija: un solo fluido de trabajo
 - De conductancia variable: un fluido de trabajo y un gas no condensable.
- iii. Tipo de malla

2.5 Malla capilar

La función de la malla capilar, también conocido como relleno del tubo de calor, es hacer fluir el fluido de trabajo condensado desde la sección del condensador hasta el evaporador.

Cuando el flujo del fluido de trabajo es asistido por la gravedad, es posible utilizar canales de tamaño grande (permeabilidad alta). Por el contrario, si el flujo va en contra de la gravedad se debe utilizar mallas con diámetro de canal pequeño ya que esto aumenta la capacidad de bombeo del fluido.

La presión capilar es la responsable de la recirculación del fluido de trabajo en el tubo de calor.

De acuerdo a lo estipulado por Miranda, dependiendo de la configuración del material, las mallas capilares pueden ser de:

a. Tamiz enrollado

Tela de alambre formada por una especie de tejido en el cual una serie de alambres se entrecruzan dando origen a orificios de tipo cuadrulado. Una o más capas de esta tela son enrolladas de forma concéntrica dentro del tubo dejando al centro un hueco cilíndrico por el que circula el vapor. Opera entre -5 y 90°C . Sus flujos de calor son del orden de 15 W/cm^2 .

b. Fibras metálicas

Se realiza un proceso de sinterización en el cual se forma una red de canales porosos extensos debido a que las fibras metálicas son estructuras alargadas, de esta manera el fluido de trabajo tiene una mayor área para circular. Sus rangos de operación oscilan entre -90 y 90°C con flujos de calor del orden de 250 W/cm^2 .

c. Metal sinterizado o esferas empacadas

Es uno de los tipos de malla más eficaces ya que puede trabajar con fuerzas gravitacionales adversas. Realizan un proceso de sinterización sobre partículas finas de metales con el fin de formar estructuras porosas y de alta resistencia. Por su parte, las esferas empacadas son una acumulación de partículas metálicas en forma aproximada de esferas, que forman un lecho poroso por el cual circula el fluido de trabajo. Sus rangos de operación son similares a los de fibras metálicas.

d. Surcos axiales cubiertos

Es el tipo de malla más sencilla, pueden ser rectangulares o triangulares. No puede trabajar en contra de la gravedad. Opera entre 0 y 90°C y su flujo de calor es del orden de 10 W/cm².

e. Surcos axiales descubiertos

f. Arteria transversal

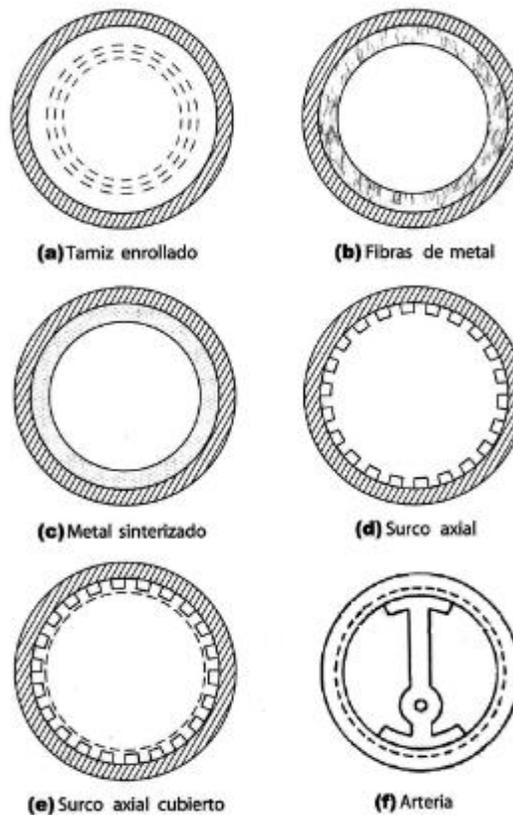


Figura 2.2 Tipos de malla.

Fuente: Miranda, A. (2013). *Tubos de Calor* (Primera ed.). México: Alfaomega Grupo Editor.

Capítulo III: Modelado de un tubo de calor en un medio poroso.

En este capítulo se presenta el desarrollo de un modelo numérico que estudia el comportamiento de un tubo de calor inmerso en un medio poroso. Se incluyen las condiciones iniciales y de frontera que fueron utilizadas. Así mismo, se describe el modelo físico empleado.

3.1 Modelo físico

La implementación de recuperación mejorada de hidrocarburos mediante el uso de métodos térmicos ha sido fundamental para la explotación de yacimientos de aceite pesado y extra pesado. Sin embargo, la generación de vapor representa un factor crítico que gobierna la instauración de proyectos de esta naturaleza.

Tomando en cuenta que los tubos de calor son dispositivos que se caracterizan por tener una alta conductividad térmica, lo que los hace muy efectivos para el transporte de calor a grandes distancias con una muy pequeña caída de temperatura, se propone una alternativa de recuperación mejorada térmica en la que se aproveche el calor del interior de la Tierra haciendo uso de estos dispositivos.

Gracias a que la temperatura aumenta con la profundidad, se propone perforar un pozo vertical lo suficientemente profundo para alcanzar temperaturas de formación del orden de 500 K, de tal manera que sea posible la generación de vapor o agua caliente. La energía en forma de vapor o agua caliente será transportada hasta el yacimiento con la finalidad de que el aceite sea calentado y se origine una disminución de su viscosidad. El pozo extractor de calor tendrá ramificaciones en las que serán instalados los tubos de calor, cuya principal función es la captación de energía geotérmica.

El modelo conceptual se ilustra en la **Figura 3.1**, partiendo de este es necesario conocer cuál es el comportamiento de un solo tubo de calor inmerso en un medio poroso.

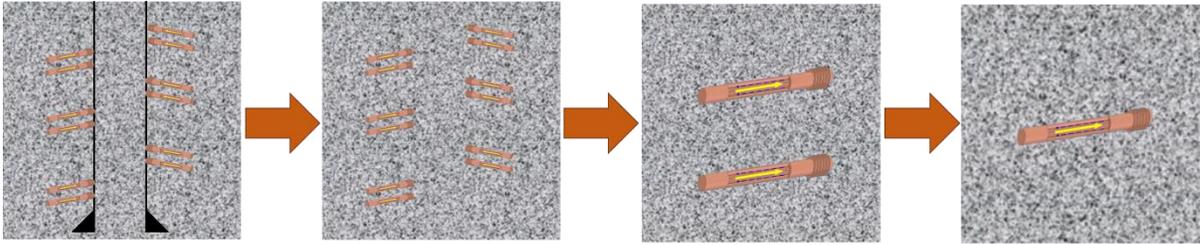


Figura 3.1 Esquema del modelo conceptual.

El modelo físico, representado por la **Figura 3.2**, toma un bloque de material poroso dentro del cual se introduce un tubo de calor. Los ejes del bloque se colocaran en un vértice, de tal manera que el eje x corresponda a lo largo del bloque y el eje y sea perpendicular a éste. Para simplificar el problema en la dirección del eje z se asume una simetría, por lo cual el modelo a resolver queda de 2 dimensiones.

Teniendo el modelo físico se puede visualizar las ecuaciones que describirán el flujo de calor y flujo de fluidos tanto en la matriz como en el tubo de calor, las cuales son:

- Ecuación de continuidad o conservación de masa
- Ecuación de Darcy
- Ecuación de conservación de energía

El modelo físico propuesto permite la visualización del flujo de calor, el cual servirá como pauta para encontrar los valores óptimos de porosidad, permeabilidad y ángulo de inclinación del tubo de calor con los cuales se obtendrá el mayor flujo de calor.

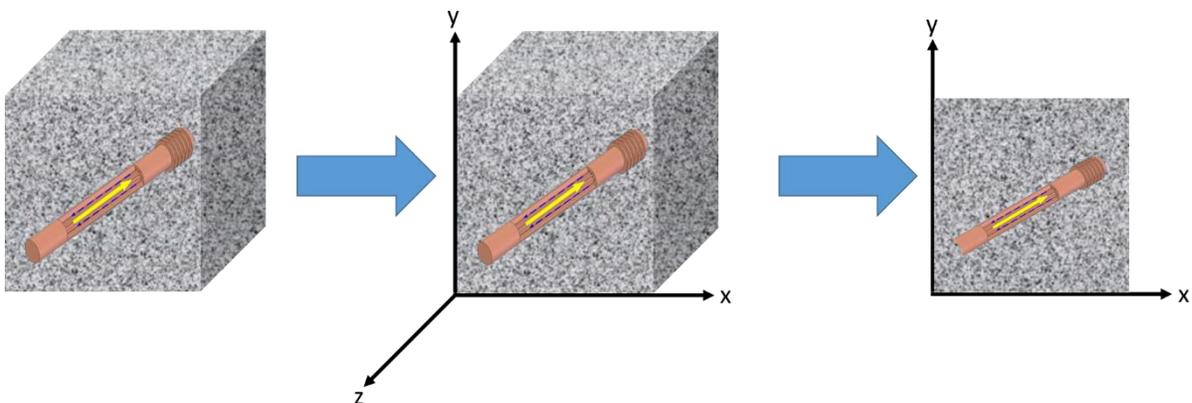


Figura 3.2 Esquema del modelo físico.

3.1.1 Geometría

Las dimensiones del bloque de matriz son 200 m por 200 m. El tubo de calor tiene un largo de 20 m y ancho de 0.5 m. El modelo tendrá dos dominios:

Dominio 1: Matriz porosa

Dominio 2: Tubo de calor

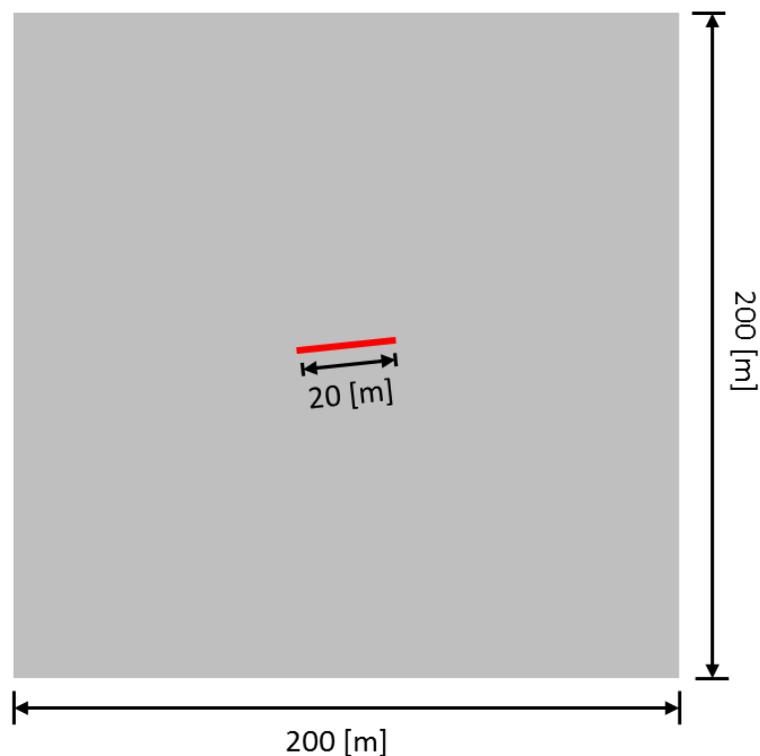


Figura 3.3 Geometría del modelo físico.

3.2 Modelo numérico

El modelo numérico utilizado para estudiar el comportamiento de un tubo de calor inmerso en un medio poroso, parte de la solución simultánea de las ecuaciones de flujo de calor y flujo de fluidos en un medio poroso, en donde por simplicidad se consideró una sola fase.

3.2.1 Ley de Darcy y ecuación de conservación de masa

La Ley de Darcy y la ecuación de conservación de masa en una sola fase se aplican a todos los dominios, las ecuaciones correspondientes a un estudio dependiente del tiempo son las siguientes:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) + \nabla \cdot (\rho\mathbf{u}) = Q_m \quad (3.1)$$

$$\mathbf{u} = -\frac{k}{\mu}(\nabla p + \rho g \nabla E) \quad (3.2)$$

El modelo toma en cuenta los efectos gravitacionales donde la presión y el vector velocidad son las variables dependientes.

Las entradas al modelo son los valores de temperatura y presión absoluta.

Por simplicidad el fluido que se utilizó en el estudio fue agua. Para modelar la convección natural por gradientes de temperatura se utilizó el siguiente modelo de densidad como función de la temperatura:

$$\rho = \rho g$$

$$\rho g = \rho_{down}[1 - \beta_T(T - T_{down})] \quad (3.3)$$

3.2.2 Transferencia de calor en un medio poroso

La ecuación de continuidad expresada en la transferencia de calor en un medio poroso es aplicada a todos los dominios. La forma de la ecuación correspondiente a un estudio dependiente del tiempo es la siguiente:

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_T \nabla T) + q \quad (3.4)$$

Matriz porosa

La matriz porosa abarca todos los dominios. Para aplicar la Ecuación 3.4 en la matriz porosa es necesario modificarla. Dicha modificación consiste en que las variables de conductividad térmica y densidad por calor específico a presión constante son

reemplazadas por variables equivalentes. La ecuación modificada se muestra a continuación:

$$(\rho C_p)_{eq} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_{eq} \nabla T) + q \quad (3.5)$$

$$k_{eq} = \phi k_f + (1 - \phi) k_r \quad (3.6)$$

$$(\rho C_p)_{eq} = \phi \rho_f C_{p,f} + (1 - \phi) \rho_r C_{p,r} \quad (3.7)$$

3.3 Condiciones de frontera

3.3.1 No flujo

La condición de frontera de no flujo se aplica a las fronteras $x = 0$, $x = xMax$ y $y = yMax$. Para dichas fronteras se aplica la siguiente ecuación:

$$-\mathbf{n} \cdot \rho \mathbf{u} = 0 \quad (3.8)$$

3.3.2 Presión

La condición de frontera de presión se aplica a la frontera $y = 0$. La ecuación correspondiente a la condición indica que

$$p = p_0$$

Donde p_0 adquiere el valor de la variable P_{down} .

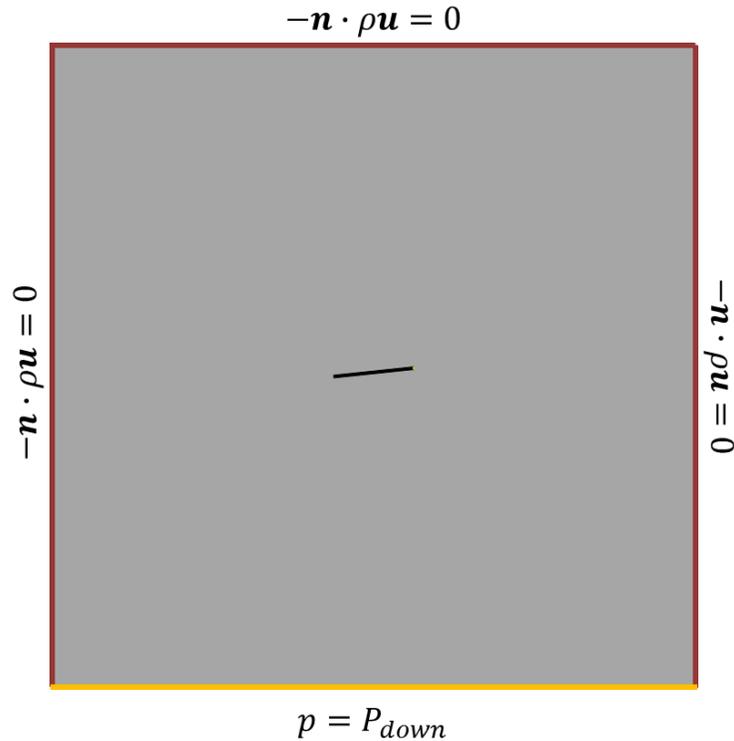


Figura 3.4 Condiciones de frontera para la Ley de Darcy y conservación de masa.

3.3.3 Temperatura

Hay cuatro condiciones de frontera para la temperatura:

1. La primera corresponde a la temperatura en la base del bloque de matriz, se aplica a la frontera $y = 0$. Para dicha frontera se aplica la siguiente ecuación:

$$T = T_0$$

Donde la temperatura T_0 adquiere el valor de la variable T_{down} .

2. La segunda condición es la temperatura en la cima del bloque de matriz, se aplica a la frontera $y = yMax$. Para dicha frontera se aplica la siguiente ecuación:

$$T = T_0$$

Donde la temperatura $T_0 = T_{up}$. La variable T_{up} se define como:

$$T_{up} = T_{down} - (G_t * yMax) \tag{3.9}$$

3. La tercera condición corresponde al gradiente geotérmico de la tierra, se aplica en las fronteras $x = 0$ y $x = x_{Max}$. Para dichas fronteras se aplica la siguiente ecuación:

$$T_{gg} = T_{down} - (G_t * y) \quad (3.10)$$

4. La cuarta condición corresponde a la temperatura del tubo de calor, se aplica a la frontera. Para dicha fronteras se aplica la siguiente ecuación:

$$T = T_0$$

Donde la temperatura T_0 adquiere el valor de la variable T_{pipe} .

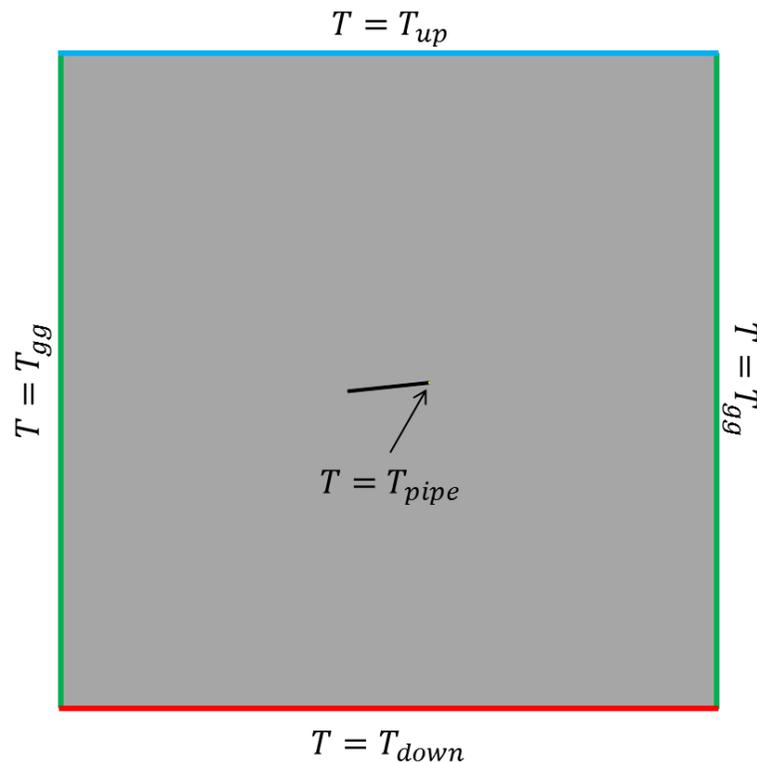


Figura 3.5 Condiciones de frontera para la transferencia de calor en un medio poroso.

3.4 Valores iniciales

3.4.1 Presión

El valor inicial de presión se aplica a todos los dominios. La presión toma el valor de la variable P_{ini} . La presión inicial se define como la presión hidrostática para un fluido cuya densidad depende de la temperatura según la ecuación 3.3.

$$P_{ini} = g\rho_{down} \left(y + \beta_T G_t y \frac{y}{2} \right) + P_{down} \quad (3.11)$$

3.4.2 Temperatura del tubo de calor

En el tubo de calor se considera que, al ser éste un superconductor de calor, las variaciones de temperatura sobre él son muy pequeñas comparadas con la diferencia de temperatura entre la roca y el tubo. Entonces el comportamiento del tubo de calor se considera como un sólido de una muy alta conductividad térmica en donde uno de los extremos tiene una temperatura fija menor a la del yacimiento, T_{pipe} .

3.5 Propiedades de los materiales

Las propiedades de los materiales de los dominios y sus respectivos valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.1
Propiedades de los materiales empleados en el modelo de un tubo de calor en un medio poroso.

a) Dominio 1			
Caliza			
Propiedad	Nombre	Valor	Unidades
Conductividad térmica	k	1.33	W/(m*K)
Densidad	ρ	2600	kg/m ³
Permeabilidad	k	.1, 1, 3 y 5	Darcy
Porosidad	ϵ	.05, .1, .15 y .25	[1]
Capacidad calorífica a presión constante	Cp	900	J/(kg*K)

b) Dominio 2			
Tubo de calor			
Propiedad	Nombre	Valor	Unidades
Conductividad térmica	k	kpipe	W/(m*K)
Densidad	ρ	2600	kg/m ³
Permeabilidad	κ	.1, 1, 3 y 5	Darcy
Porosidad	ε	.05, .1, .15 y .25	[1]
Capacidad calorífica a presión constante	Cp	900	J/(kg*K)

c) Fluido de trabajo			
Agua			
Propiedad	Nombre	Valor	Unidades
Conductividad térmica	k	0.59	W/(m*K)
Densidad	ρ	Rog	kg/m ³
Conductividad eléctrica	σ	5.50E-06	S/m
Capacidad calorífica a presión constante	Cp	4180	J/(kg*K)
Viscosidad dinámica	μ	0.001	Pa*s

- Conductividad térmica del tubo de calor

La conductividad térmica del tubo de calor está en función de su ángulo de inclinación, su longitud y ancho, como se expresa en la siguiente ecuación.

$$k_{pipe} = 200000 \left[\left((1.164 \sin(\vartheta)) + (.484 \cos(\vartheta)) - 0.484 \right) \left(\left(\frac{L_e}{D_i} \right)^{0.1} \right) \right] \quad (3.11)$$

La ecuación (3.11) se derivó a partir de la ecuación propuesta por Hudakorn, Sakulchangsattajatai, & Terdtoon (2008), para correlacionar el flujo de calor crítico con el ángulo de inclinación del tubo de calor.

3.6 Malla

La malla empleada en el modelo es una malla triangular cuyo elemento mayor es de 2 metros y el elemento menor es de 4 milímetros.

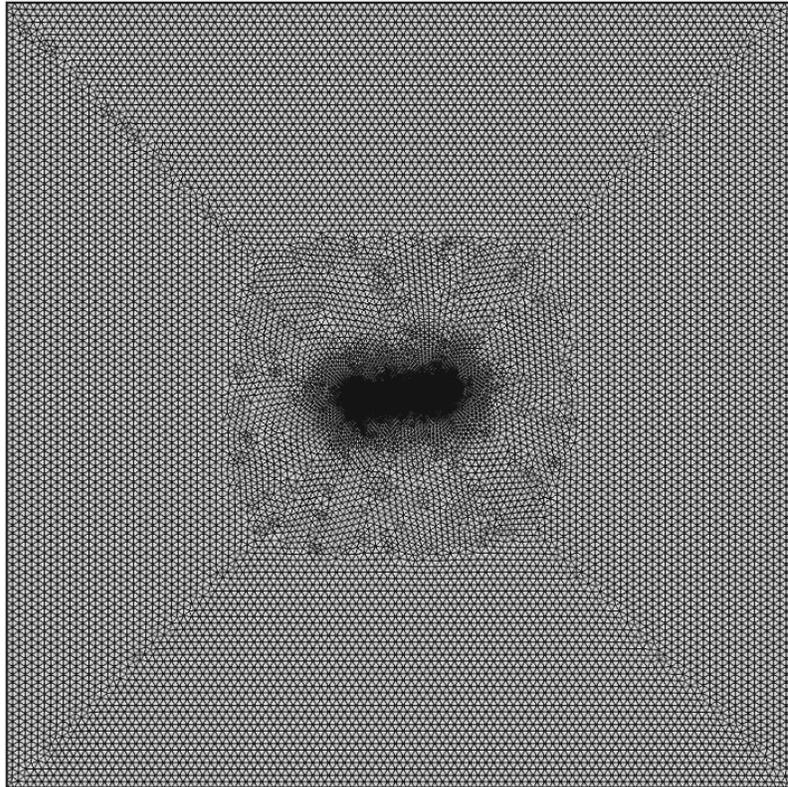


Figura 3.6 Malla empleada en el modelo.

Capítulo IV: Modelado de un sistema extractor de calor basado en tubos de calor.

Para el modelado de un sistema extractor de calor basado en tubos de calor se propuso una configuración de dos tubos de calor con la finalidad de estudiar su comportamiento y encontrar los parámetros óptimos de orientación, separación vertical y separación horizontal a los cuales se obtendrá el mayor flujo de calor.

Además se incluye el estudio del comportamiento de transferencia de calor en un pozo, acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor, mediante simulación.

4.1 Modelo físico de un sistema extractor de calor basado en tubos de calor

El modelo físico es igual al propuesto en el capítulo anterior solo que en este nuevo modelo se incluyen dos tubos de calor inmersos en el medio poroso, ambos de las mismas dimensiones: 20 metros de largo por medio metro de ancho.

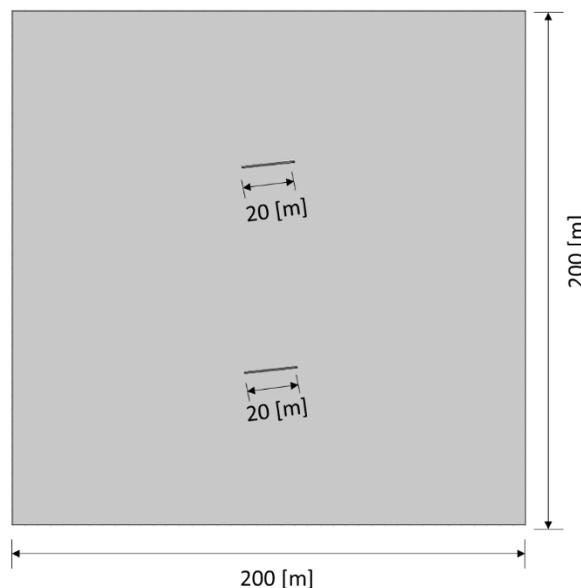


Figura 4.1 Geometría del modelo físico de un sistema extractor de calor.

4.2 Modelo numérico del sistema extractor de calor basado en tubos de calor

El modelo numérico utilizado para modelar el sistema extractor de calor basado en tubos de calor es básicamente el mismo utilizado para el modelo de un tubo de calor en un medio poroso. La Ley de Darcy, la ecuación de conservación de la masa y la ecuación de continuidad son aplicadas a todos los dominios.

Las condiciones iniciales y de frontera son las mismas aplicadas en el modelo del capítulo anterior, solo que para la temperatura del tubo de calor se agregó una frontera más. Las características de la malla son similares al modelo anterior.

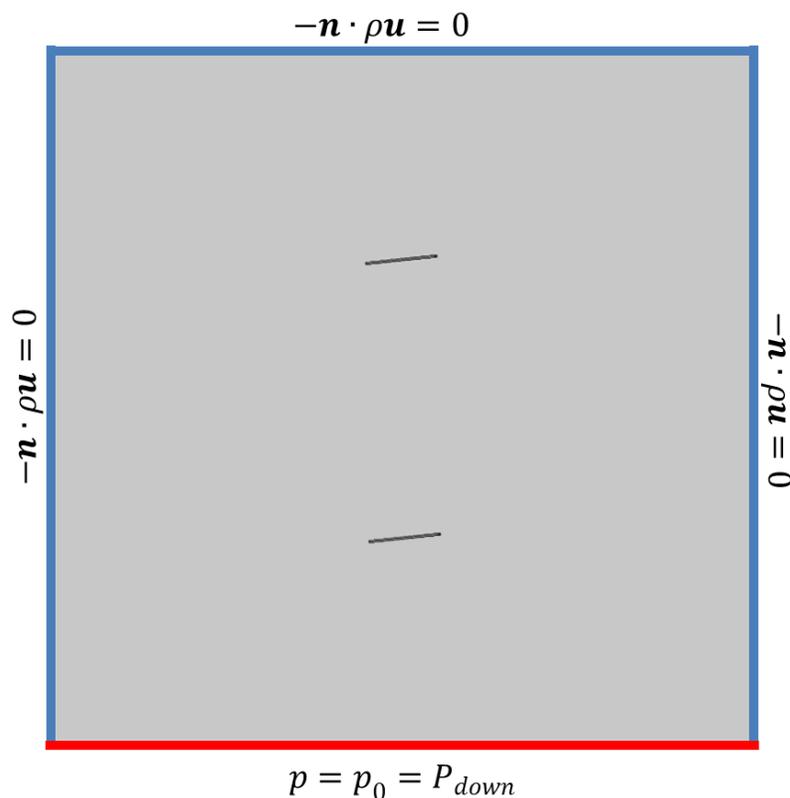


Figura 4.2 Condiciones de frontera para la Ley de Darcy y conservación de masa en un sistema extractor de calor.

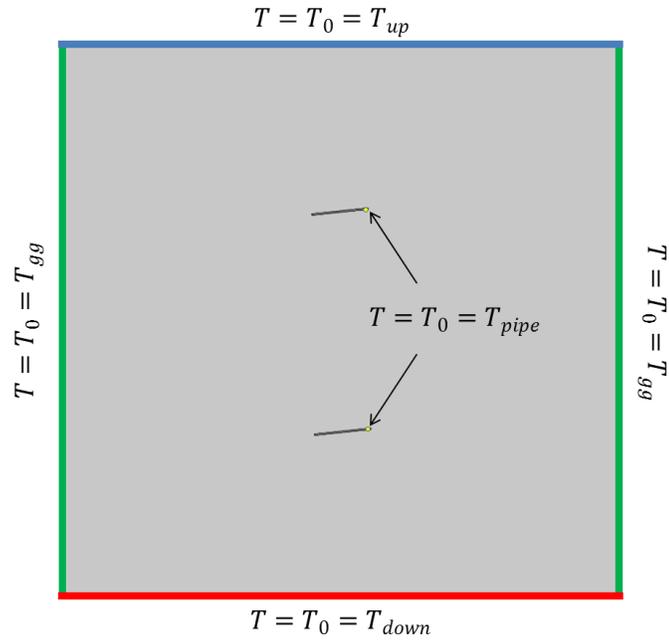


Figura 4.3 Condiciones de frontera para la transferencia de calor en un medio poroso en un sistema extractor de calor.

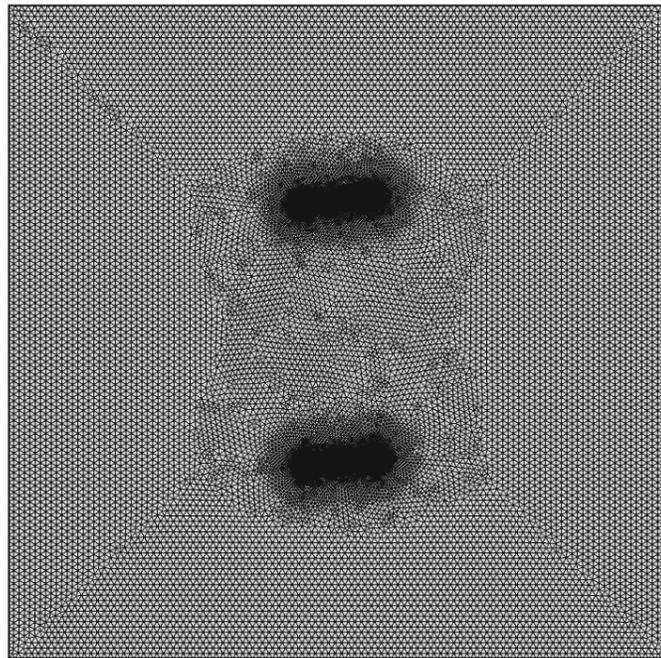


Figura 4.4 Configuración de la malla para un sistema extractor de calor.

4.3 Modelo físico de un pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor

En el pozo, acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor, se inyectará agua por el espacio anular, al llegar al fondo del pozo el agua va a ser calentada por el calor generado por el sistema extractor de calor, posteriormente se llevará a superficie a través de la tubería de producción, esto se puede observar en la **Figura 4.5**.

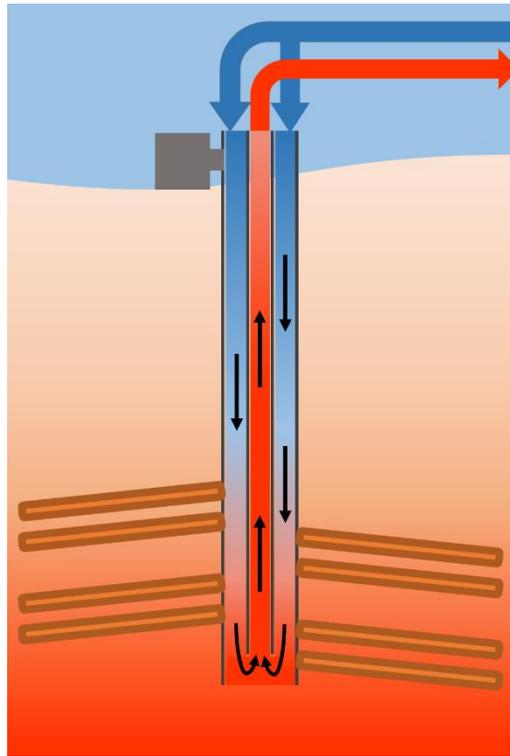


Figura 4.5 Esquema del modelo de inyección de agua en el pozo extractor de calor.

Para realizar el estudio del perfil de temperatura del fluido a través del pozo, se considera un pozo constituido por dos tuberías concéntricas de diámetros uniformes desde la superficie hasta el fondo, tal como lo ilustra la **Figura 4.6**. La tubería externa (tubería de revestimiento, tr) tiene un radio r_{tr} , mientras que la tubería interna (tubería de producción, tp) tiene un radio r_{tp} .

El modelo de estudio considera simetría respecto a θ por lo que será un modelo de dos dimensiones en función del radio, r y de la profundidad, h . Además se estableció que el modelo será dependiente del tiempo, t .

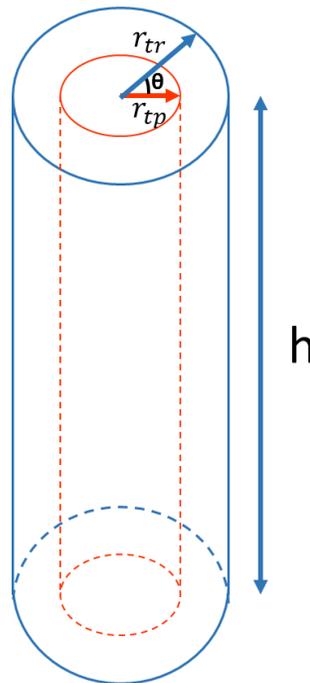


Figura 4.6 Esquema de la configuración del pozo.

4.4 Modelo numérico del pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor

El modelo numérico utilizado para modelar el pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor utiliza la ecuación de conservación de la energía:

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_h \frac{\partial T}{\partial h} \right) = k \left(\frac{\partial^2 T}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right) \quad (4.1)$$

4.4.1 Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera en el modelo son las siguientes:

- En $h = 0$ para $0 < r < r_{tp}$

$$\frac{\partial T}{\partial h} = 0 \quad (4.2)$$

- En $h = 0$ para $r_{tp} \leq r < r_{tr}$

$$T(h = 0) = T_{iny} \tag{4.3}$$

- En $r = 0 \forall h$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = 0 \tag{4.4}$$

- En $r = r_{tr} \forall h$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = U_0(T_{(r=r_{tr})} - T_{iny} + hG_t) \tag{4.5}$$

- En $h = L$ para $0 < r \leq r_{tp}$

$$T(h = L) = T_{iny} + hG_t + T_{inc} \tag{4.6}$$

- En $h = L$ para $r_{tp} < r < r_{tr}$

$$\frac{\partial T}{\partial h} = 0 \tag{4.7}$$

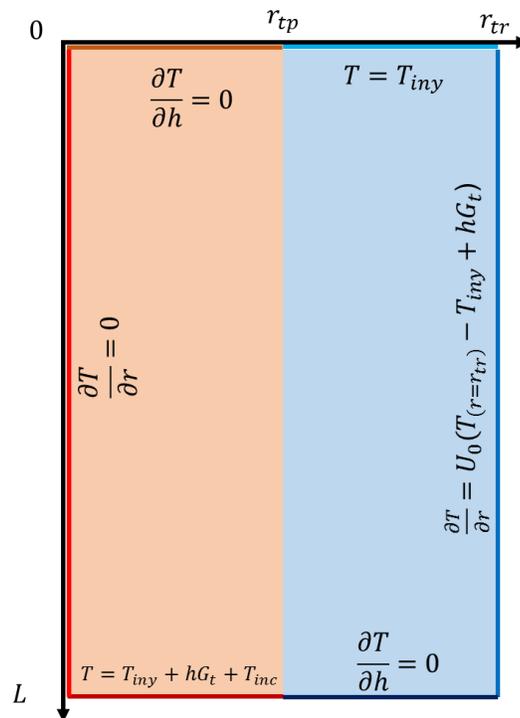


Figura 4.7 Condiciones de frontera en un pozo acoplado al sistema extractor de calor.

4.4.2 Condiciones iniciales

La condición inicial de la temperatura es:

$$T_{ini} = T_{iny} + hG_t \quad (4.8)$$

La discretización del modelo de un pozo acoplado a un sistema extractor de calor basado en tubos de calor se describe con más detalle en el **Anexo I**.

Capítulo V: Análisis paramétrico para optimizar la extracción de calor.

5.1 Tubo de calor en un medio poroso

La optimización de la extracción de calor se realizó tomando como referente el flujo de calor obtenido.

En el modelo de un tubo de calor en un medio poroso los parámetros a optimizar fueron el ángulo de inclinación del tubo de calor, la porosidad y la permeabilidad del medio.

Las primeras corridas experimentales se realizaron modificando únicamente el valor de porosidad y permeabilidad. El modelo se probó con una porosidad del 5, 10, 15 y 25%. Y con una permeabilidad de 100, 1000, 3000 y 5000 milidarcys. De esta manera se realizaron 16 corridas con diferentes combinaciones de porosidad y permeabilidad.

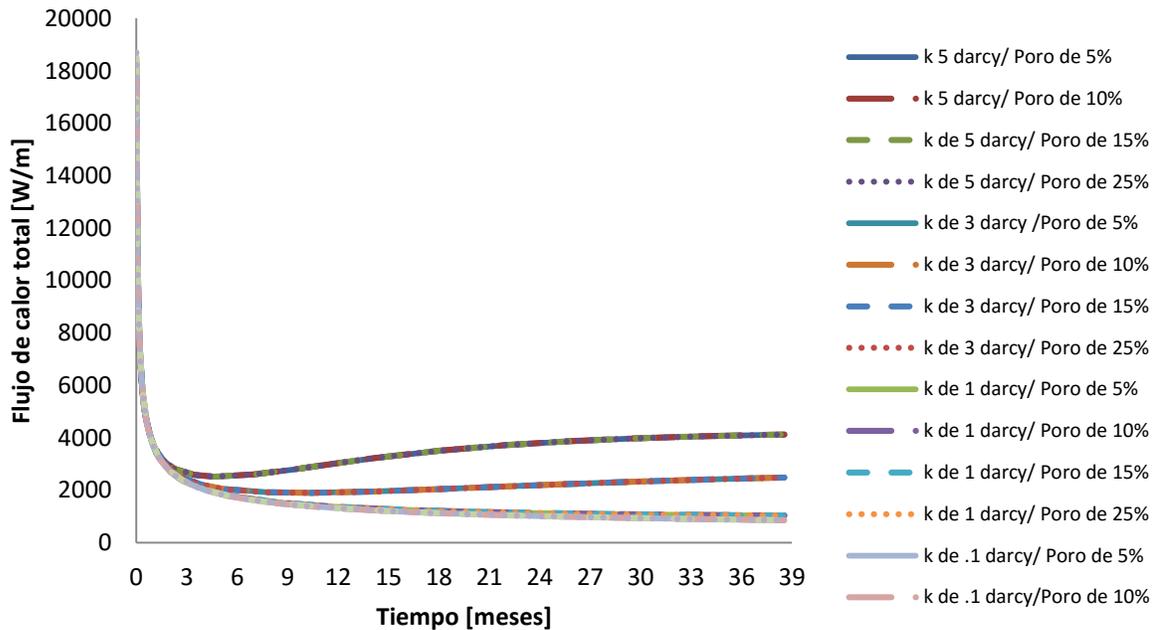


Figura 5.1 Grafica de flujos de calor de un tubo de calor de acuerdo a la porosidad y permeabilidad

Para cada una de las corridas se determinó el flujo de calor que se obtendría en un periodo de tiempo de aproximadamente 38 meses y medio. La **Figura 5.1** muestra el flujo de calor que se obtiene con las diferentes combinaciones de porosidad y permeabilidad. Se aprecia que el valor de porosidad no tiene una influencia significativa en el flujo de calor.

Por el contrario, el valor de la permeabilidad es crítico para la obtención de un mayor flujo de calor, esto se observa de mejor manera en la **Figura 5.2** donde se muestran los flujos de calor para una porosidad de 10% y las distintas permeabilidades. En esta figura se puede apreciar que entre mayor sea el valor de permeabilidad mayor será el flujo de calor respecto al tiempo. La curva correspondiente a un valor de permeabilidad de 100 mD tiene un comportamiento muy similar a la de 1000 mD, por lo que se concluye que para que exista un cambio significativo en el flujo de calor es necesario que el valor de permeabilidad se modifique en un orden de miles de milidarcys.

De acuerdo al modelo de estudio se determina que el valor óptimo de permeabilidad es el de 5000 mD. Debido a que la porosidad ejerce una influencia despreciable en el flujo de calor su valor óptimo puede ser cualquiera de los establecidos.

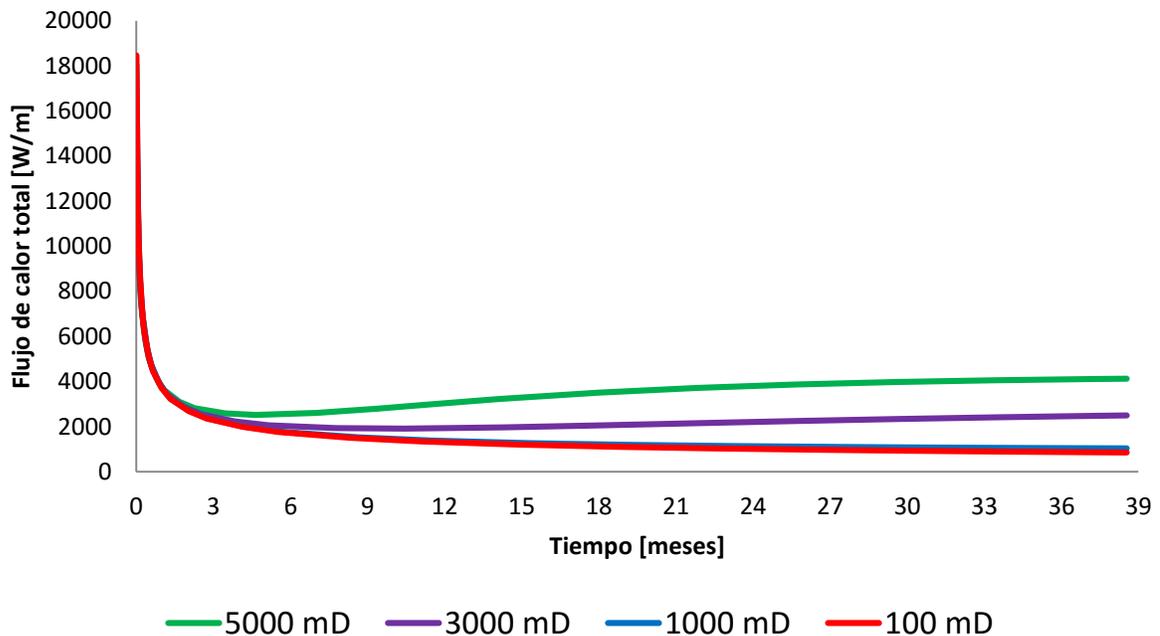


Figura 5.2 Grafica de flujo de calor para una porosidad de 10 %.

Para encontrar el valor óptimo del ángulo de inclinación del tubo de calor respecto a la horizontal, el modelo se corrió con el valor óptimo de permeabilidad (5000 mD) y con una porosidad de 10%. Con la finalidad de estudiar el comportamiento del ángulo de inclinación en un cuadrante de 90°, los ángulos de estudio en primera instancia fueron 5°, 15°, 25°, 35°, 45°, 55°, 65°, 75° y 85°.

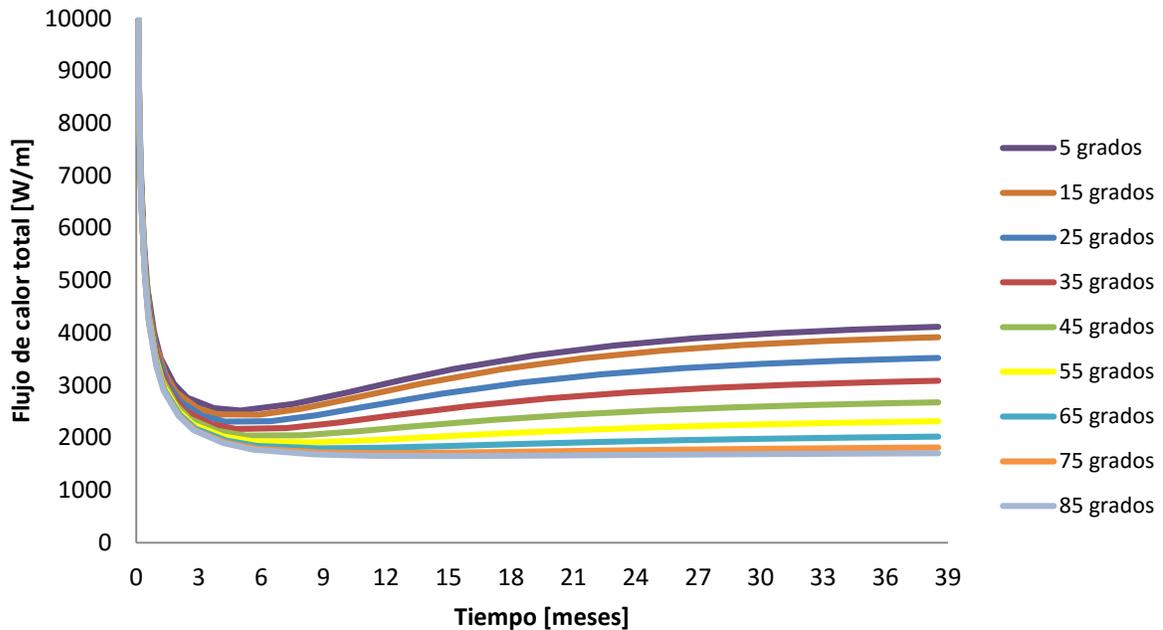


Figura 5.3 Grafica de flujos de calor de un tubo de calor respecto a su ángulo de inclinación.

Observando los resultados mostrados en la **Figura 5.3** se ve que el mayor flujo de calor respecto al tiempo se da alrededor de 5° de inclinación, por lo anterior se decidió correr el modelo con ángulos próximos a dicho valor para establecer el ángulo de inclinación óptimo del tubo de calor. Los ángulos fueron 0°, 2°, 3°, 4°, 6°, 7° y 8°.

La **Figura 5.4** muestra el comportamiento del flujo de calor al último tiempo respecto al ángulo de inclinación. Se puede observar que cuando el tubo de calor está colocado sobre la horizontal su flujo de calor es prácticamente nulo. Si el tubo de calor es colocado con un ángulo de inclinación de 6° se obtiene el mayor flujo de calor. Conforme el valor del ángulo de inclinación aumenta a partir de 6°, el flujo de calor tiende a disminuir. Los valores correspondientes al gráfico de la **Figura 5.4** se muestran en la **Tabla 5.1**.

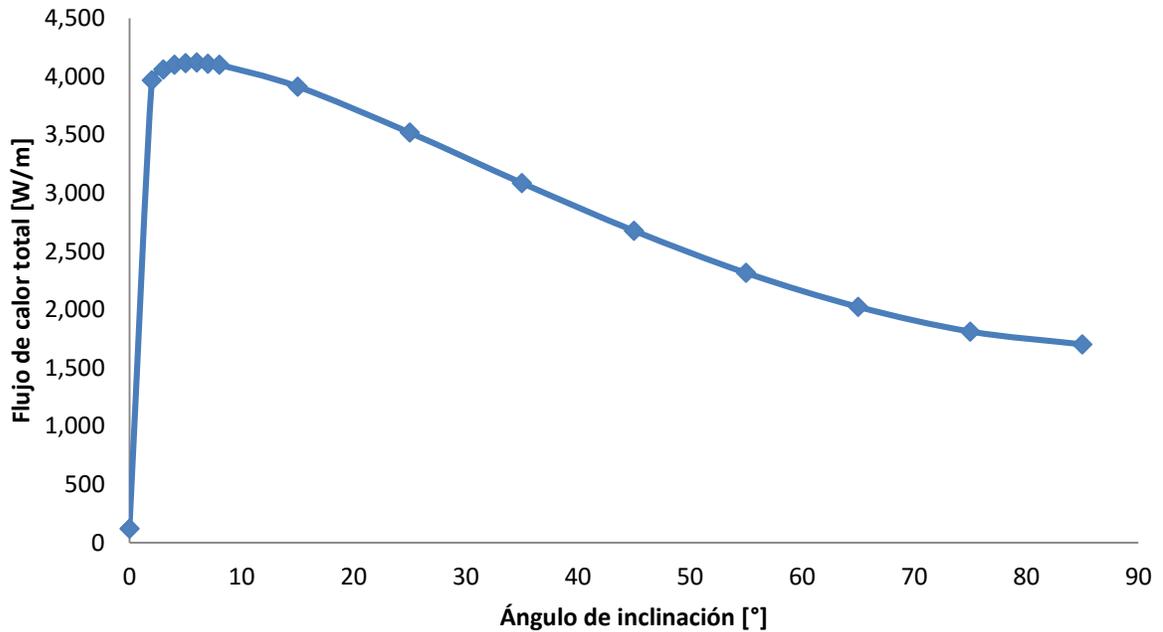


Figura 5.4 Grafica de flujos de calor respecto al ángulo de inclinación del tubo de calor.

Tabla 5.1
Datos del grafico de la Figura 5.4

Ángulo de inclinación [°]	Flujo de calor al último tiempo [W/m]
0	122
2	3,969
3	4,061
4	4,101
5	4,116
6	4,122
7	4,111
8	4,101
15	3,915
25	3,519
35	3,087
45	2,677
55	2,315
65	2,024
75	1,812
85	1,702

Haciendo el análisis paramétrico del tubo de calor en un medio poroso se estableció que los valores óptimos para modelar un sistema extractor de calor serían los siguientes:

Porosidad	10%
Permeabilidad	5000 mD
Angulo de inclinación del tubo de calor	6°

5.2 Sistema extractor de calor basado en tubos de calor

Como se estableció en el capítulo anterior, el estudio del sistema extractor se basa en un modelo de dos tubos de calor inmersos en un medio poroso. Al igual que en la parametrización de un solo tubo de calor, el indicador será el flujo de calor obtenido. Los parámetros a optimizar en dicho modelo son la distancia de separación vertical y horizontal entre dichos tubos de calor. De esta manera se busca garantizar que el comportamiento del primer tubo de calor interfiera lo menos posible con el comportamiento del segundo tubo de calor y por consecuencia se obtenga un mayor flujo de calor.

En primer lugar se dispuso a separar verticalmente dos tubos de calor colocados paralelamente uno sobre el otro. Las distancias de separación fueron 20, 40, 60 y 80 metros. La **Figura 5.5** ilustra los flujos de calor obtenidos para cada una de las distancias de separación. Cabe señalar que los flujos de calor mostrados corresponden a la suma del flujo de calor obtenido por cada uno de los tubos de calor.

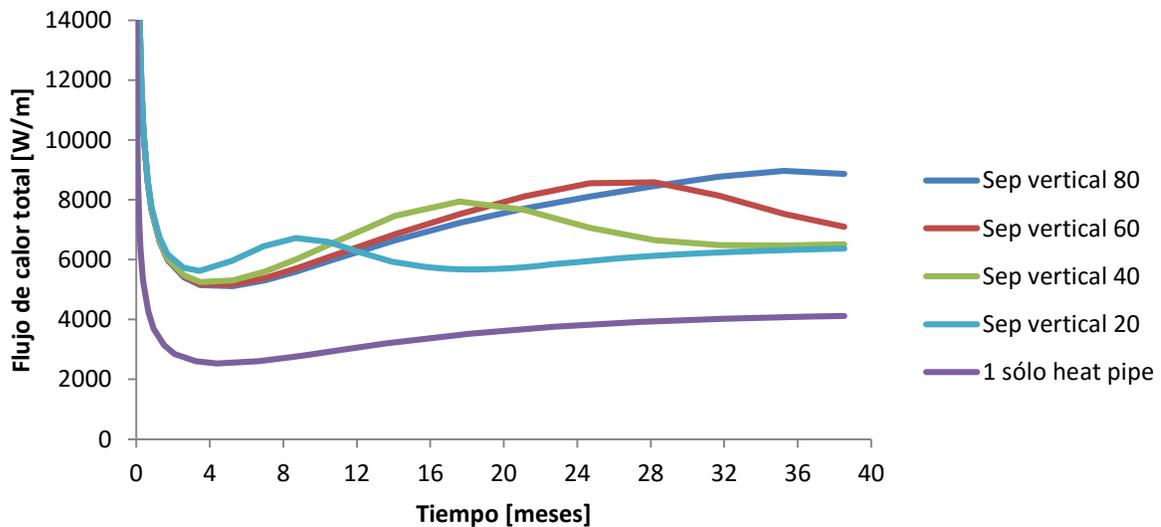


Figura 5.5 Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor para diferentes distancias de separación vertical

En la figura se observa claramente que el flujo de calor obtenido por un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor es notoriamente mayor al obtenido por un solo tubo de calor. Analizando el comportamiento de los flujos de calor respecto al tiempo a 38 meses y medio, se observa que la separación vertical óptima corresponde a 80 metros.

También es posible apreciar que las curvas correspondientes a las separaciones de 20, 40 y 60 metros presentan un máximo a los 9, 18 y 26 meses respectivamente para luego caer. Por su parte en la curva correspondiente a la separación vertical de 80 metros se aprecia un máximo a los 36 meses aproximadamente y a la parte final tiende a disminuir pero no se aprecia hasta qué valor cae y se estabiliza. Por lo anterior se decidió aumentar el tiempo de estudio a 12 años. La **Figura 5.6** muestra la variación del flujo de calor respecto al tiempo a 12 años de estudio para los diferentes valores de separación vertical.

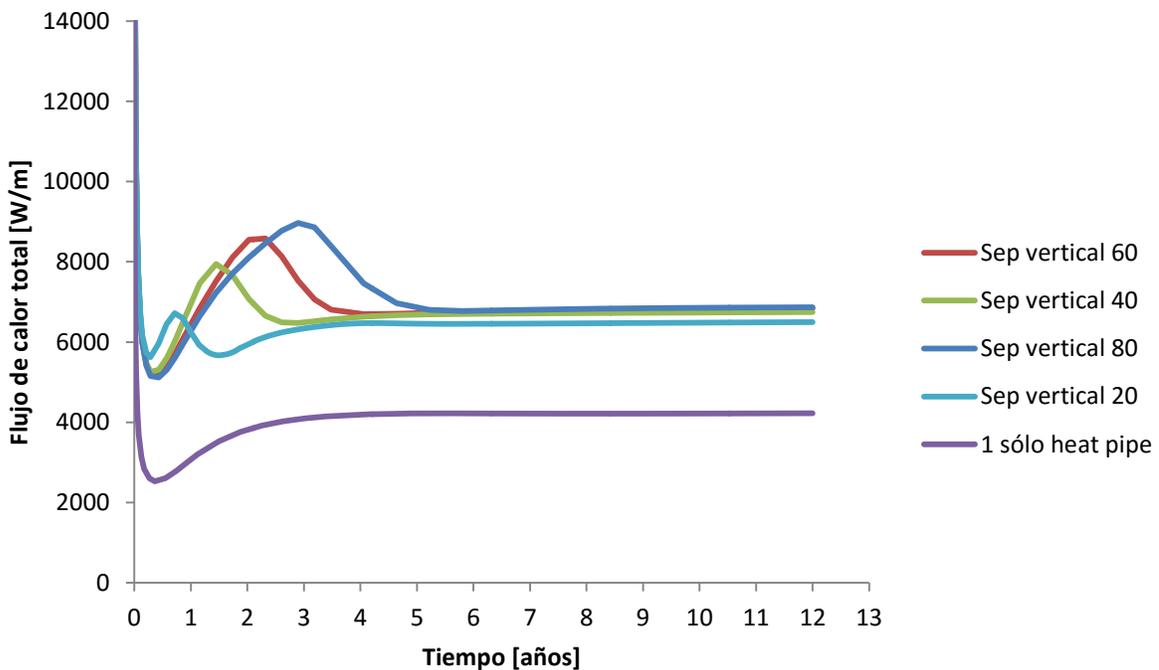


Figura 5.6 Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor para diferentes distancias de separación vertical con un horizonte de estudio de 12 años

De la simulación a 12 años se puede observar que las curvas de flujos de calor del sistema extractor de calor siguen el mismo comportamiento: caen hasta un mínimo, posteriormente presentan un máximo, vuelven a disminuir y finalmente se estabilizan. Cuando el flujo de calor se estabiliza, la curva correspondiente a la separación vertical

de 80 metros es ligeramente mayor respecto a las de separación vertical de 60, 40 y 20 metros. Por lo anterior se establece que el valor óptimo de separación vertical es el correspondiente a 80 metros.

Ya establecido el valor de separación vertical a 80 metros para el sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor paralelos, se procedió a realizar corridas experimentales variando el valor de separación horizontal en 0, 20, 40, 60 y 80 metros.

La **Figura 5.7** muestra el comportamiento del flujo de calor respecto al tiempo en un horizonte de estudio de 38 meses y medio, en esta se observa que las curvas de flujo de calor correspondientes a cada una de las separaciones horizontales tienen el mismo comportamiento: presentan un mínimo y luego ascienden. La curva correspondiente a la separación horizontal de 0 metros presenta los valores de flujo de calor mayores. Es también en esa curva que se observa que a los 35 meses hay un máximo y después decae. Por este motivo se amplió el horizonte de estudio a 12 años, para poder apreciar de mejor manera el comportamiento de los flujos de calor.

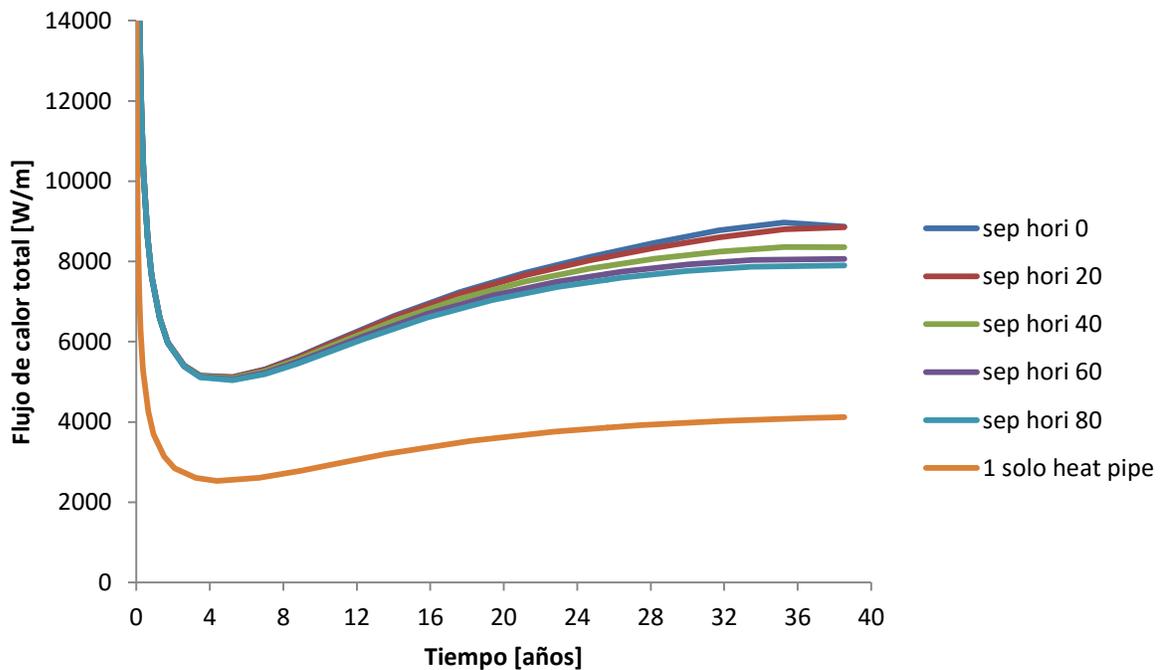


Figura 5.7 Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor paralelos separados 80 metros verticalmente

En la **Figura 5.8** se muestran los flujos de calor correspondientes a un horizonte de estudio de 12 años, se puede observar que el comportamiento de las curvas de flujo de calor para diferente separación horizontal entre los tubos de calor es similar: primero caen hasta un mínimo, incrementan hasta alcanzar un máximo y finalmente decrecen hasta estabilizarse. La curva correspondiente a una separación horizontal de 0 metros es la que se estabiliza con mayor rapidez, además es la que presenta un mayor flujo de calor.

Por lo anterior se establece que la configuración óptima de un sistema extractor de calor basado en dos tubos de calor colocados paralelamente, es que dichos tubos se encuentren separados verticalmente 80 metros y que no tengan separación horizontal, es decir estén exactamente uno sobre del otro en el eje de las "x".

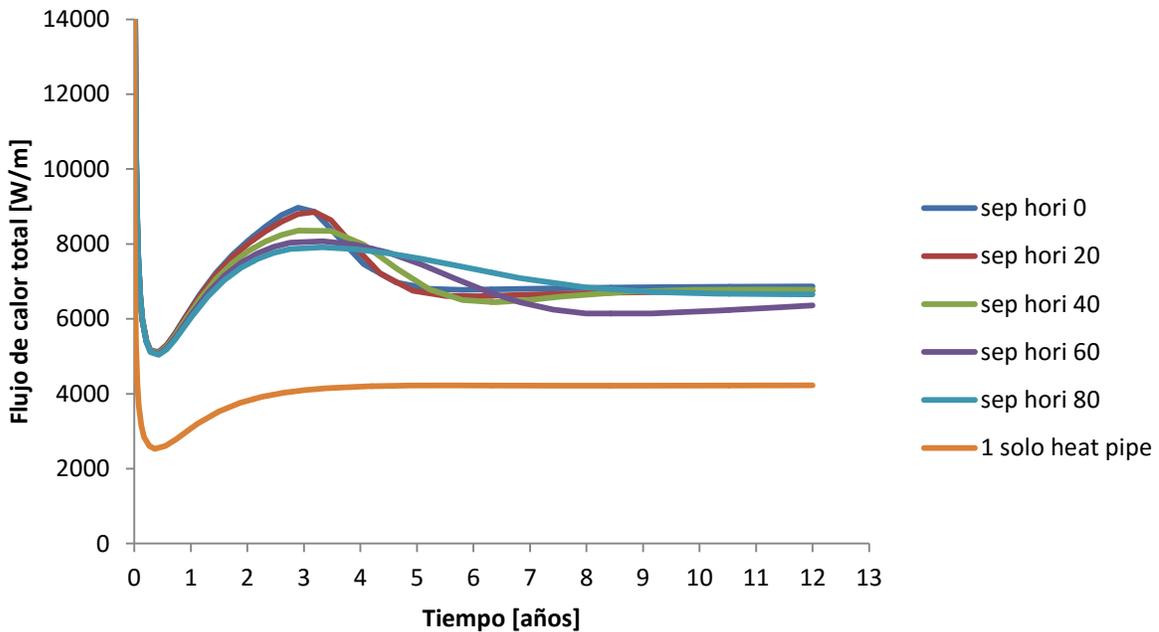


Figura 5.8 Grafica de flujos de calor de un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor paralelos separados 80 metros verticalmente con un horizonte de estudio de 12 años.

Ya establecidos los valores óptimos de separación vertical y horizontal entre los tubos de calor, se verifico que orientación era la más adecuada para conseguir el mayor flujo de calor. En las corridas experimentales realizadas previamente los tubos de calor se orientaban en la misma dirección, es decir eran completamente paralelos y estaban exactamente uno sobre el otro. Con la finalidad de analizar otra opción de orientación se realizó una corrida experimental en la que los tubos de calor estaban separados 80 metros verticalmente y además se encontraban reflejados. Los resultados se muestran en la **Figura 5.9**.

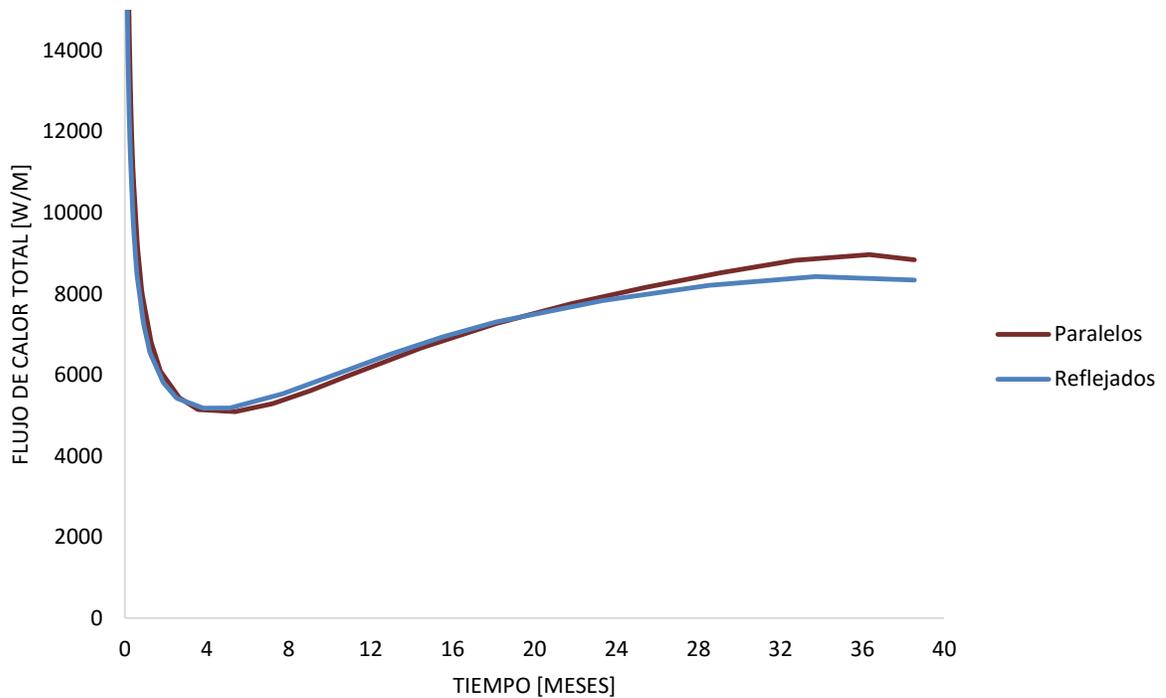


Figura 5.9 Grafica del comportamiento de flujo de calor para un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor reflejados con una separación vertical de 80 metros

La figura anterior permite apreciar que la orientación óptima de los tubos de calor para obtener el mayor flujo de calor es que ambos tubos de calor tengan exactamente la misma orientación y este uno sobre el otro.

5.3 Análisis del comportamiento respecto al tiempo de la curva de flujo de calor.

Establecidos los valores óptimos de separación vertical y separación horizontal se decidió correr el modelo del sistema extractor de calor con un horizonte de estudio de 24 años con la finalidad de analizar el comportamiento de la curva del flujo de calor respecto al tiempo. La **Figura 5.10** muestra los resultados.

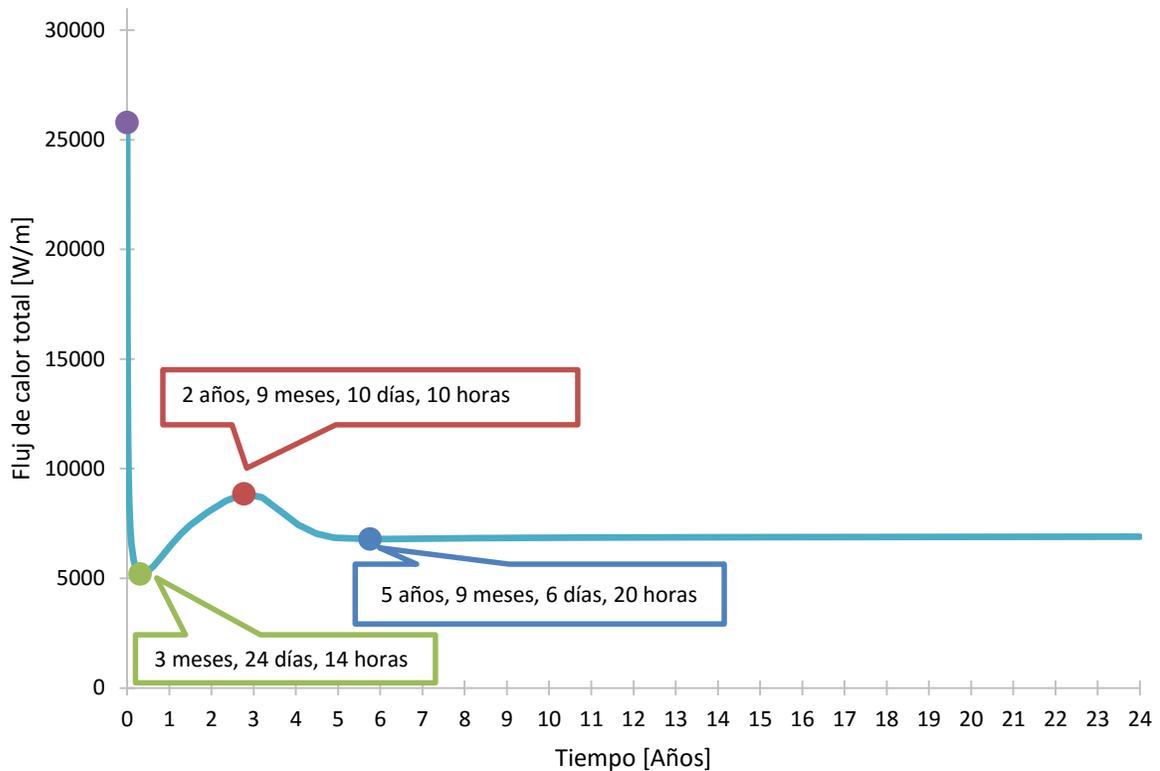


Figura 5.10 Grafica del comportamiento de flujo de calor a través del tiempo para un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor colocados paralelamente uno sobre otro con una separación vertical de 80 metros.

En la figura anterior se aprecia que la curva presenta un máximo inicial al tiempo 0 (punto morado). La curva de flujo de calor comienza a decaer hasta alcanza un mínimo en el punto verde. Posteriormente el flujo de calor se incrementa y alcanza otro punto máximo en el punto rojo. Finalmente el flujo de calor desciende y a partir del punto azul comienza su estabilización.

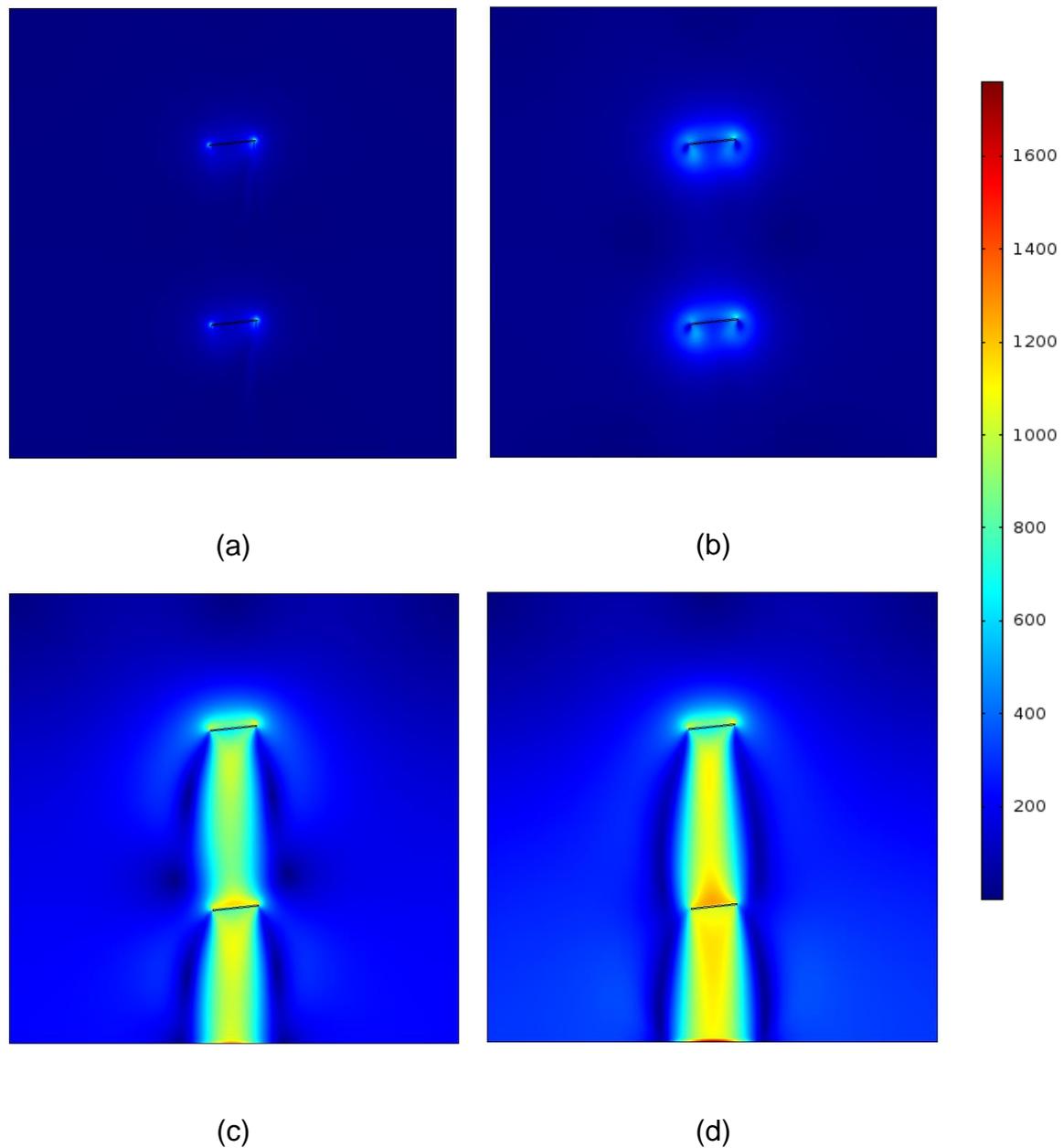


Figura 5.11 Perfil de la magnitud del flujo de calor por convección [W/m²]

La **Figura 5.11** muestra el comportamiento del flujo de calor por convección en el sistema extractor de calor basado en tubos de calor. La pluma de flujo de calor por convección crece conforme transcurre el tiempo. El inciso (c) corresponde al segundo máximo de la curva de flujo de calor, se observa que a ese tiempo la pluma de flujo de calor por convección del tubo de calor superior alcanza al tubo de calor inferior. En el inciso (d) las plumas de flujo de calor por convección de ambos tubos de calor se acoplan, este inciso corresponde al punto a partir del cual la curva de calor se estabiliza.

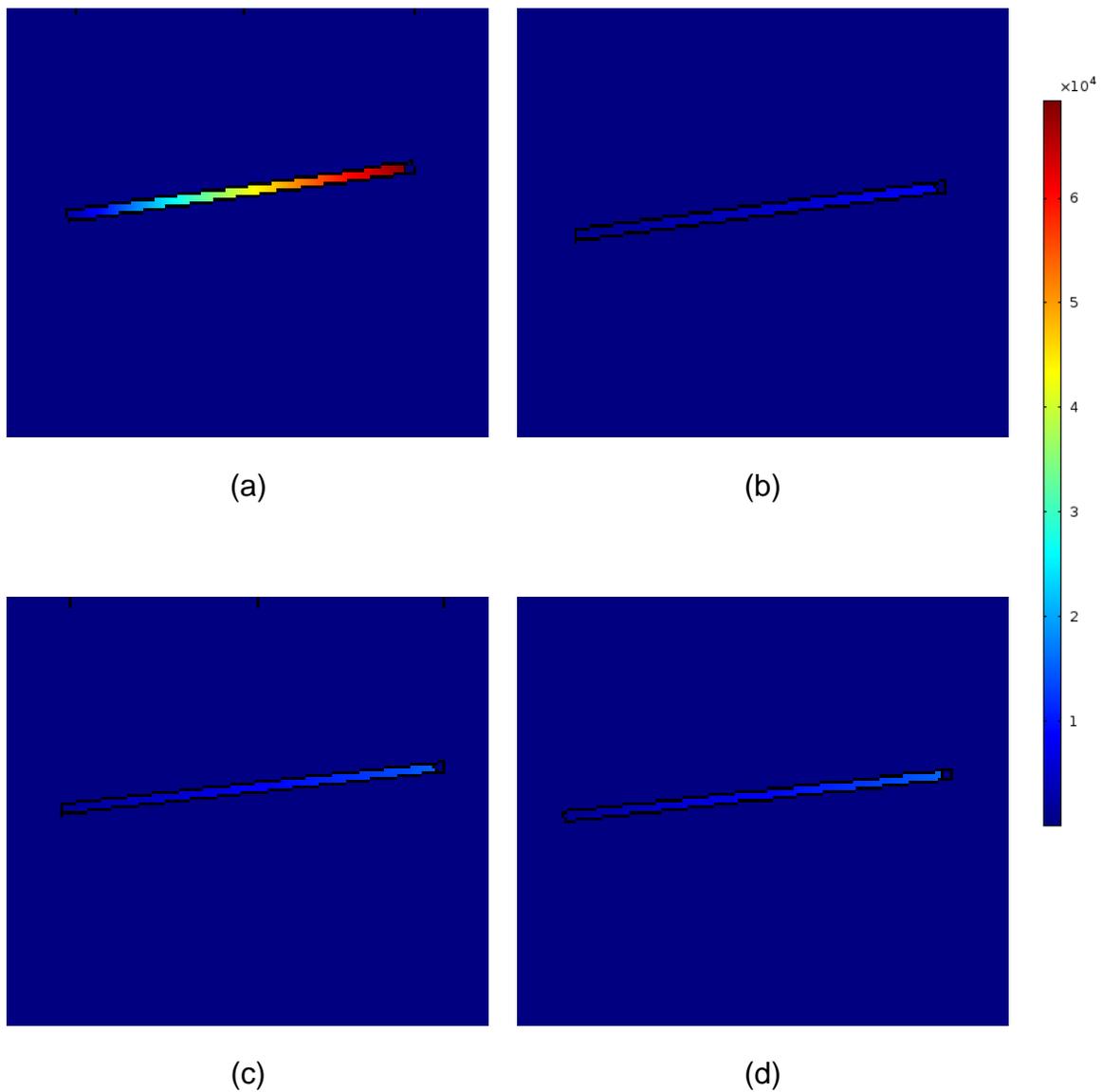


Figura 5.12 Perfil de la magnitud del flujo de calor por conducción [W/m^2]

La **Figura 5.11** muestra el comportamiento del flujo de calor por conducción en el sistema extractor de calor basado en tubos de calor. Las imágenes solo muestran al tubo de calor superior, pero el tubo de calor inferior sigue el mismo comportamiento. Se puede observar que el flujo de calor por conducción varía muy abruptamente en el tiempo 0 (inciso a) debido a una inestabilidad en el modelo.

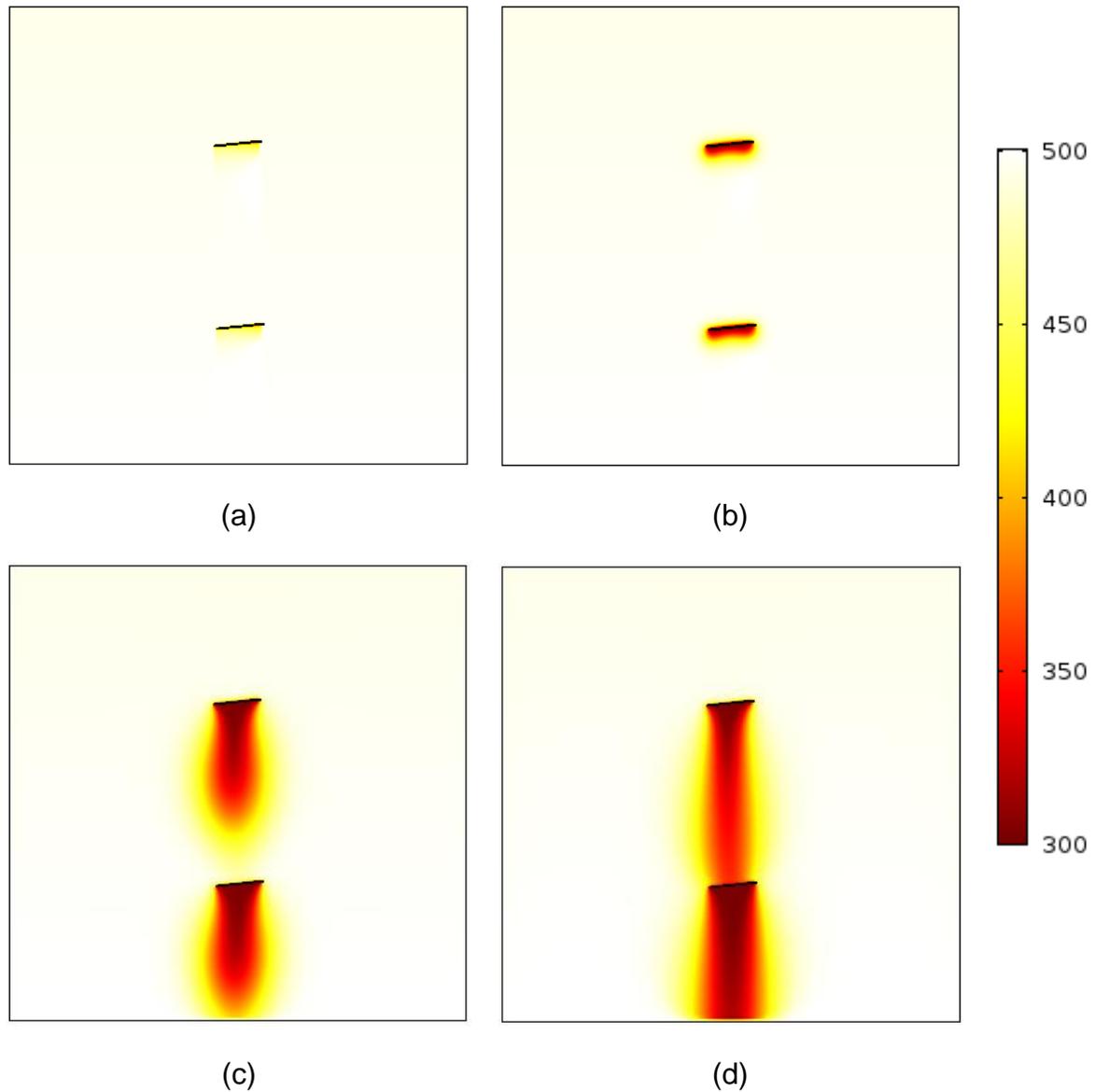


Figura 5.13 Perfil de temperaturas [K]

La **Figura 5.13** muestra el comportamiento de la temperatura en el medio poroso por efecto de la presencia de los tubos de calor. Se puede observar cómo el tubo de calor enfría la zona en la que está presente, conforme el tiempo transcurre la pluma de enfriamiento crece. El inciso (c) corresponde al segundo máximo de la curva de flujo de calor, se puede ver que a ese tiempo la pluma de enfriamiento del tubo de calor superior alcanza al tubo de calor inferior. El inciso (d) corresponde al punto en que comienza la estabilización de la curva de flujo de calor, se puede observar que en este punto la pluma de enfriamiento del tubo de calor superior ya se acopló a la pluma de enfriamiento del tubo de calor inferior.

5.4 Pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor

Para acoplar el modelo del sistema extractor de calor basado en tubos de calor con el modelo del pozo se utilizó la siguiente fórmula que permite calcular el incremento de temperatura que se tendrá en el fondo del pozo debido al flujo de calor generado por los tubos de calor:

$$T_{inc} = \frac{q_{flux} A}{Q \rho C_p} \quad (5.1)$$

Para que el incremento de temperatura sea mayor es necesario tener gastos pequeños. Con un gasto de 100 BPD se incrementó en 17 ° la temperatura. Tomando los datos anteriores, se corrió el modelo de simulación del pozo cuyos resultados obtenidos se muestran en la **Figura 5.14** y **Figura 5.15**. En ambas figuras se incluye el caso en que no existe sistema extractor de calor basado en tubos de calor, es decir la temperatura de incremento es igual a 0.

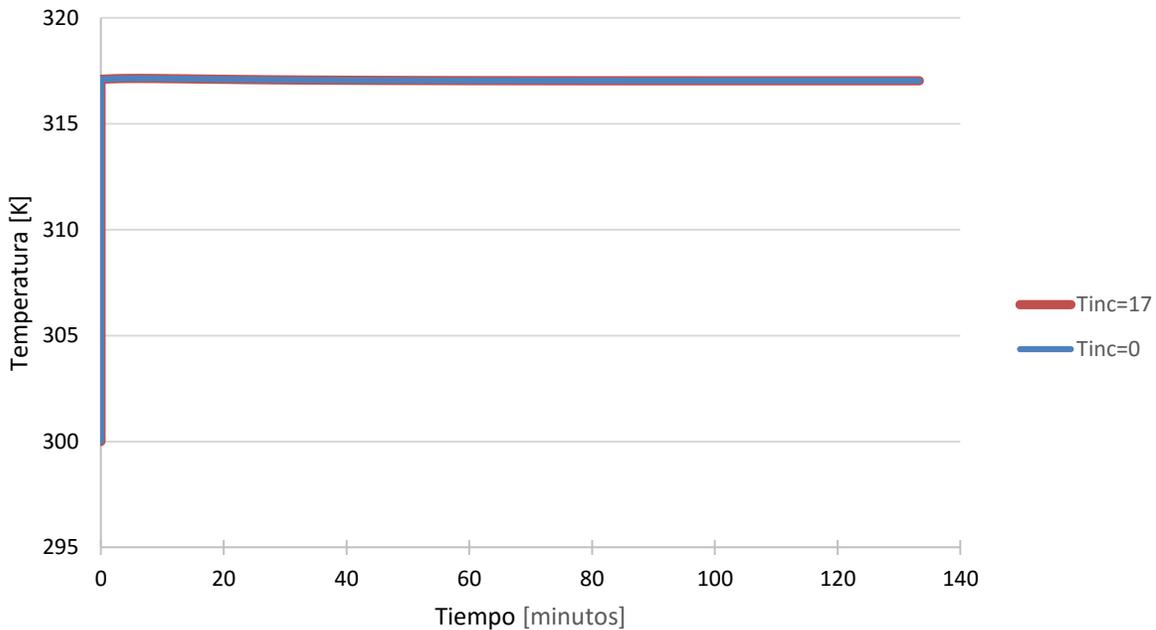


Figura 5.14 Temperatura del fluido a la salida del pozo a un gasto de 100 BPD.

De la figura de arriba se puede observar que se requieren de tiempos muy cortos para alcanzar la estabilidad de la temperatura del fluido a la salida del pozo, la cual ronda

por los 317 [K]. Tomando en cuenta que la temperatura de inyección del fluido fue de 300 [K], la temperatura del fluido se incrementó en 17 [K]. Las curvas de temperatura del fluido a la salida del pozo, tanto para un pozo acoplado a un sistema extractor de calor basado en tubos de calor como para un pozo simple, muestran un comportamiento muy similar.

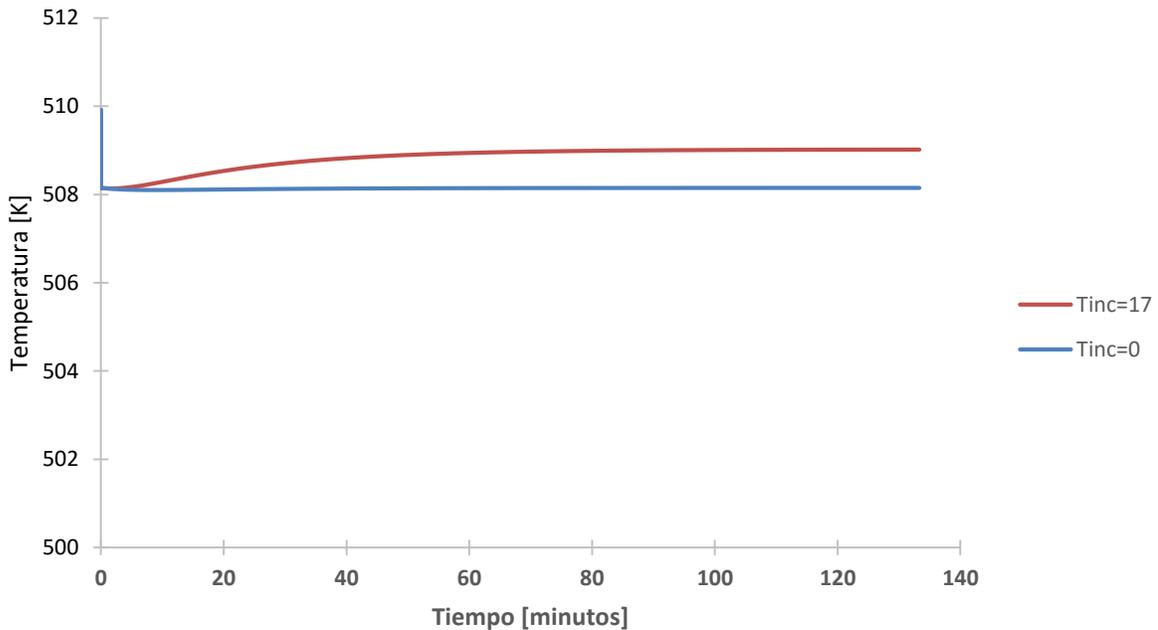


Figura 5.15 Temperatura del fluido en el fondo del pozo a un gasto de 100 BPD.

En la Figura 5.15 se puede observar que el fluido llega al fondo del pozo por el espacio anular a una temperatura de 509 [K] cuando el pozo está acoplado a un sistema extractor de calor basado en tubos de calor. Para el pozo simple, la temperatura del fluido es de 508 [K]. Es decir, el sistema extractor de calor solo contribuye a que llegue 1° más caliente el fluido.

Las siguientes figuras muestran los perfiles de temperatura en el pozo, la **Figura 5.16** pertenece al pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor, mientras que la **Figura 5.17** corresponde al pozo sencillo. Ambas figuras son muy similares entre sí, con la diferencia de las temperaturas máximas que alcanzan. En estas figuras se puede visualizar que el equilibrio térmico se alcanza casi de manera inmediata, ya que existe muy poca diferencia entre los perfiles a tiempo 0 y a 8,000 segundos.

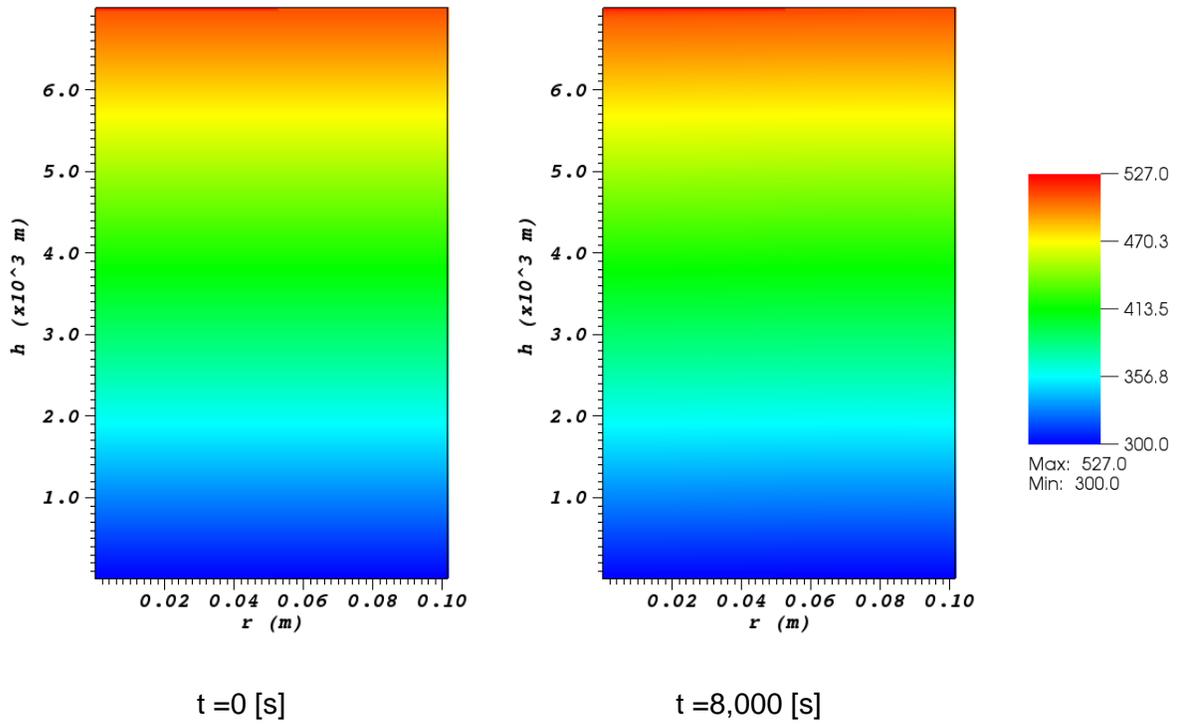


Figura 5.16 Perfil de temperatura en el pozo con $T_{inc} = 17$ [K] y $Q = 100$ [BPD]

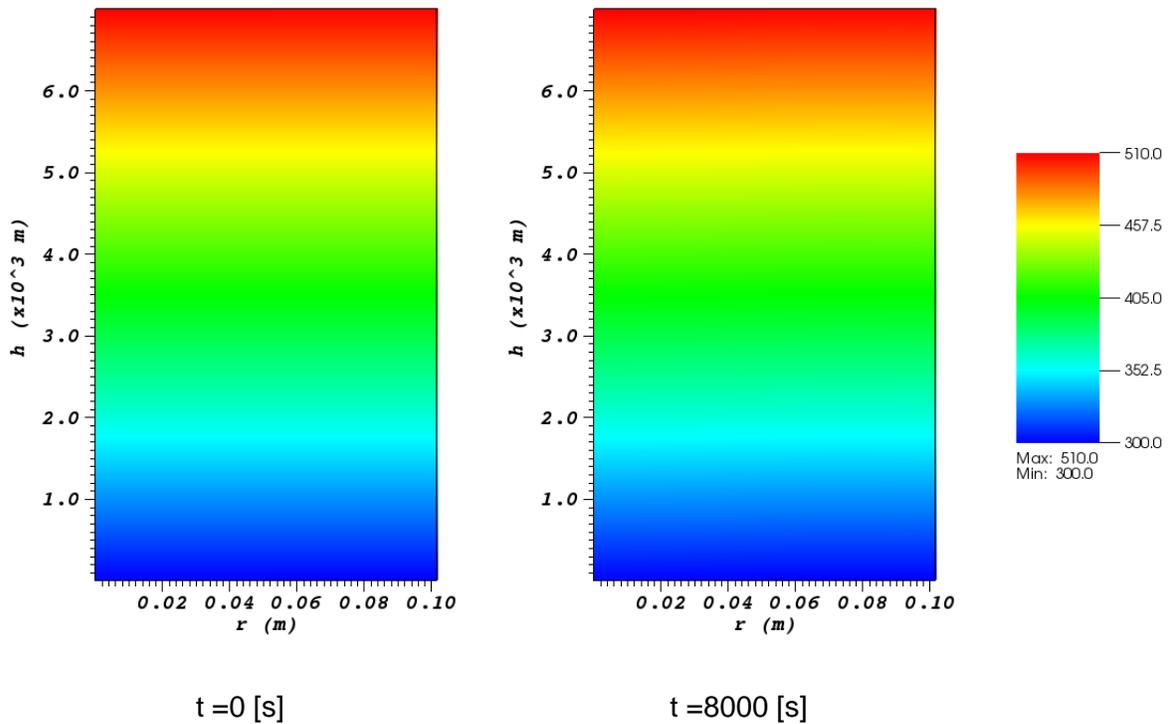


Figura 5.17 Perfil de temperatura en el pozo con $T_{inc} = 0$ [K] y $Q = 100$ [BPD]

Al observar que con un pozo simple (sin sistema extractor de calor basado en tubos de calor) es posible calentar agua, se decidió correr el modelo con una temperatura de incremento de 0 a diferentes gastos. Lo anterior se hizo con la finalidad de visualizar el efecto del gasto en el incremento de la temperatura del fluido a la salida del pozo. La **Figura 5.18** muestra lo resultados.

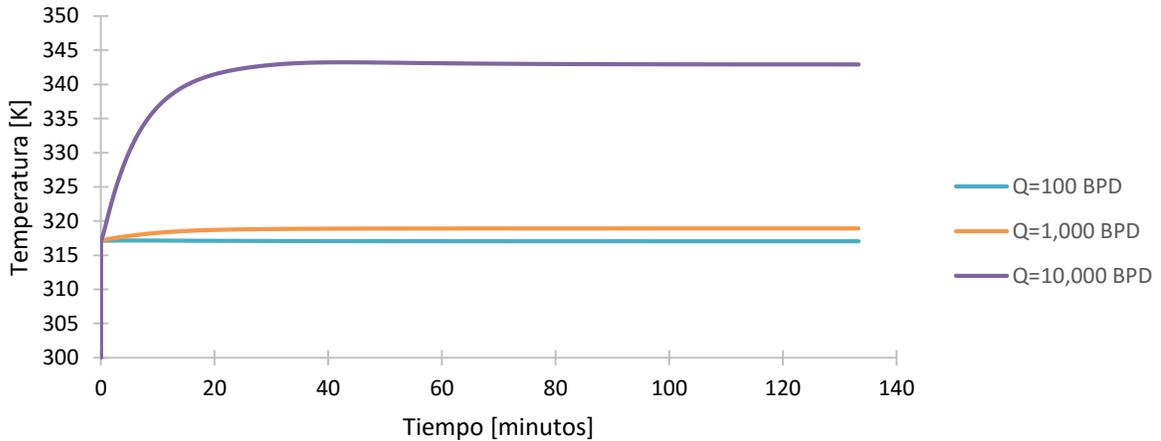


Figura 5.18 Temperatura del fluido a la salida del pozo para una $T_{inc} = 0$ y diferentes gastos de inyección.

En la figura de arriba se aprecia que a mayor gasto, mayor será el incremento de temperatura. En la **Figura 5.19** se observa como se modifican los perfiles de temperatura en un pozo simple como resultado de la variación del gasto de inyección.

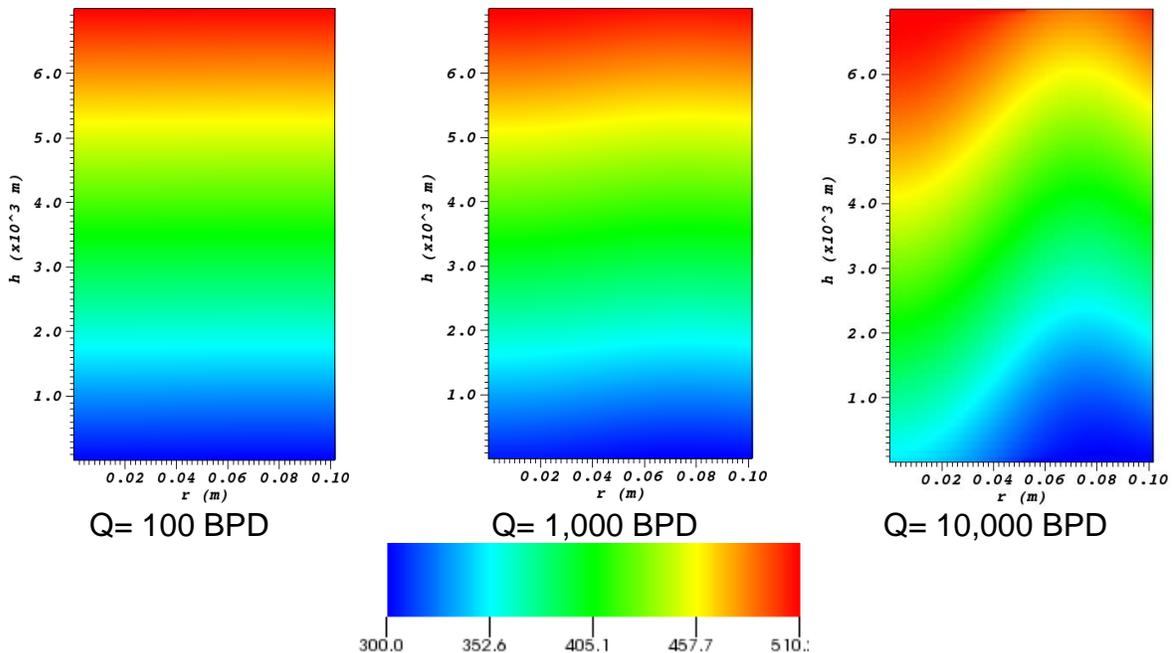


Figura 5.19 Perfil de temperatura en el pozo con $T_{inc} = 0$ [K] a diferentes gastos

La **Figura 5.20** muestra como se comporta la velocidad del fluido, en la tubería de producción y el espacio anular, para diferentes gastos. Se puede observar que en r_{tp} la velocidad es igual a cero.

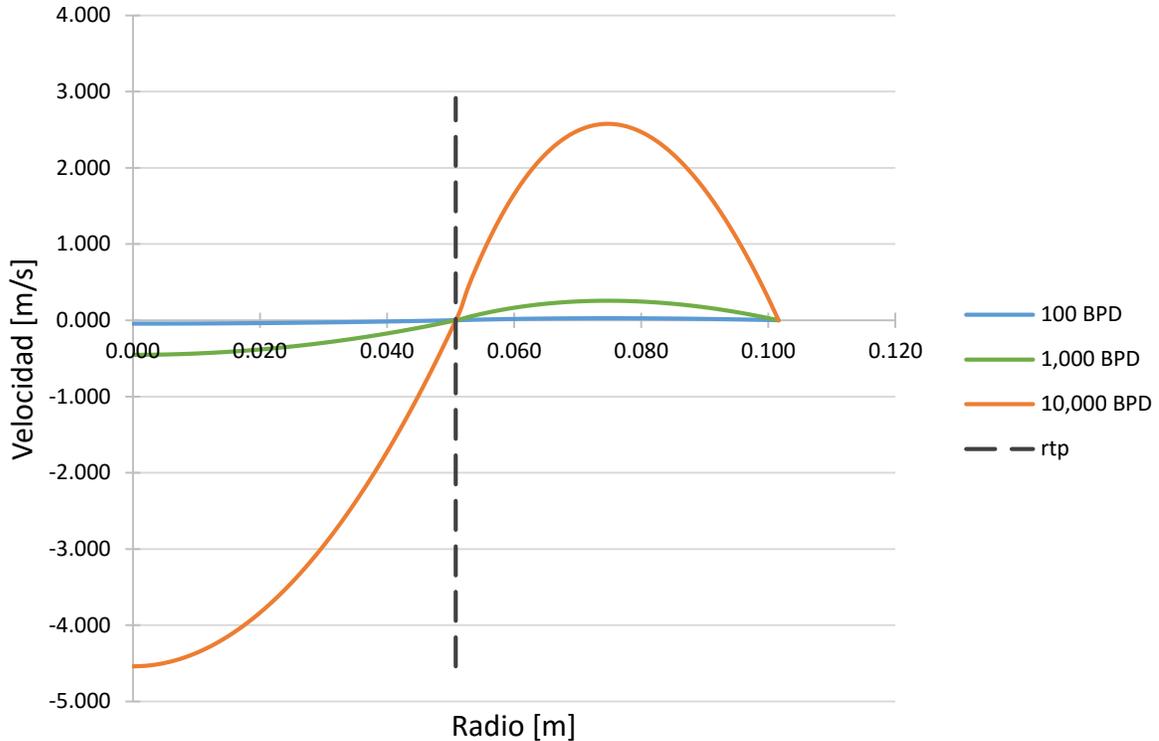


Figura 5.20 Velocidad del fluido en las tuberías de producción y el espacio anular.

Por otro lado, es necesario garantizar que el fluido se mantendrá en una sola fase a lo largo de su recorrido por el pozo. Es por eso que se necesita determinar a qué presión se inyectará el fluido.

La **Figura 5.21** corresponde a la envolvente de fases del fluido de trabajo, en ella se observan las fases que alcanza el fluido de acuerdo a su presión y temperatura. De acuerdo a lo estudiado en este apartado, se establece que la temperatura mínima del fluido son 300 [K] correspondiente a la temperatura de inyección, y la temperatura máxima es de 527 [K]. Tomando como referencia estas temperaturas, podemos ver que de acuerdo a la **Figura 5.21** es necesario que el fluido se inyecte por arriba de los 580 [psi]. Con esta presión de inyección se garantiza que el fluido se encontrará solo en fase líquida. La máxima presión que se alcanza es de 10,540 [psi]. El recuadro rojo en la figura de abajo, muestra el área por la cual se encuentra el fluido de trabajo.

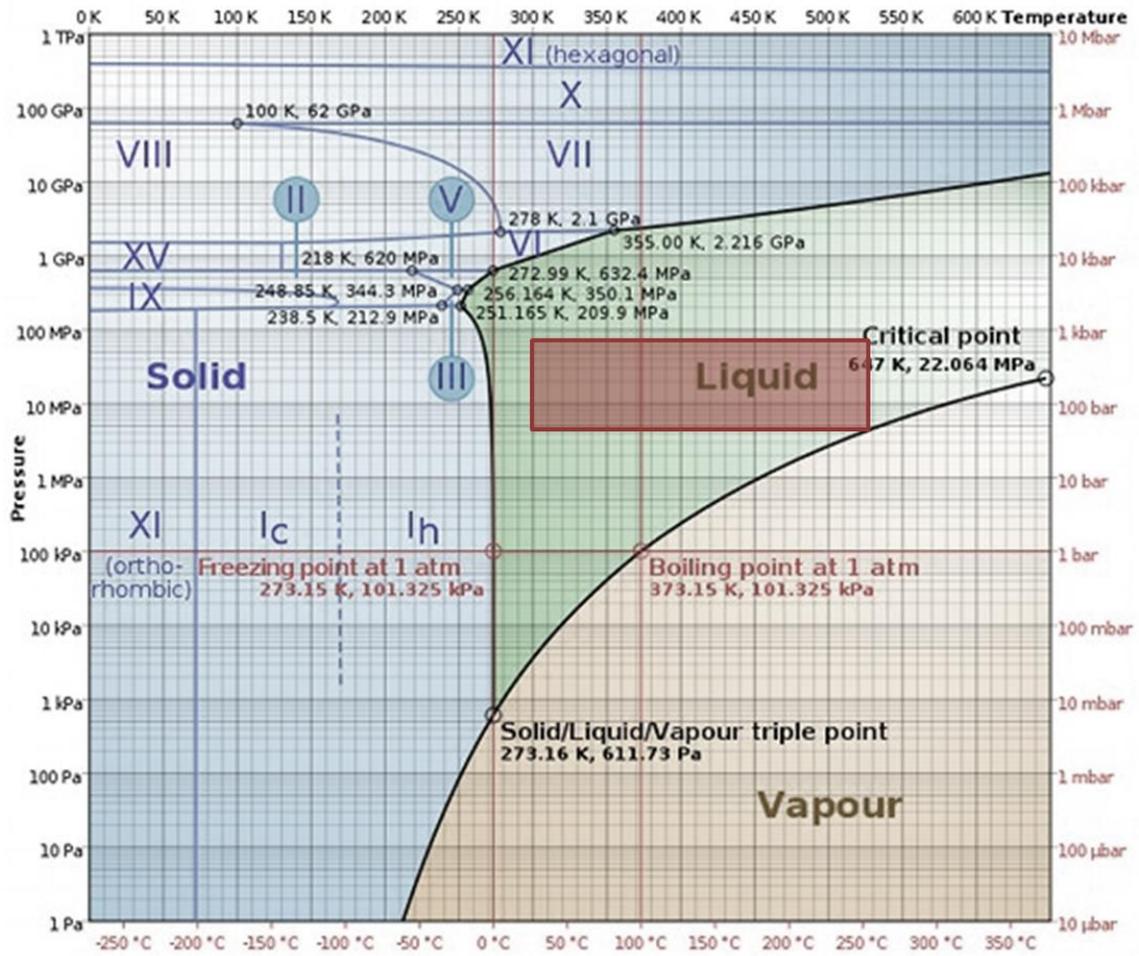


Figura 5.21 Envoltura de fases del agua.

Resultados y conclusiones.

Resultados

Un tubo de calor inmerso en un medio poroso genera su mayor flujo de calor cuando la permeabilidad es mayor.

La porosidad no es un factor crítico en el comportamiento de un tubo de calor inmerso en un medio poroso.

El ángulo de inclinación óptimo de un tubo de calor es de 6° respecto a la horizontal, a esta inclinación se genera el mayor flujo de calor.

Para conseguir el mayor flujo de calor es un sistema extractor de calor compuesto por dos tubos de calor la separación vertical entre los tubos debe ser de 80 metros, los tubos deben tener la misma orientación y estar colocados exactamente el uno sobre el otro.

En el sistema extractor de calor existe un período transitorio en el flujo de calor desde el inicio hasta transcurridos casi 6 años. A partir de ese tiempo se alcanza una estabilidad en la cual el flujo de calor ronda por 6,890 [W/m].

El modelo es inestable en el tiempo 0 provocando que se tenga aparentemente un flujo de calor muy alto, lo anterior se debe a que en dicho punto la diferencia de temperatura entre el tubo de calor y la matriz porosa es muy grande y la longitud de estudio es muy pequeña por lo que tomando en cuenta la definición de flujo de calor $q = k_e \frac{\Delta T}{\Delta L}$ se provoca que el flujo de calor se eleve de manera considerable.

El mínimo que se presenta en la curva de calor a aproximadamente 3 meses se debe a que existe una competencia entre el flujo de calor con conducción y el flujo de calor por convección.

El comportamiento del primer tubo de calor influye en el comportamiento del segundo tubo de calor, el segundo máximo que alcanza la curva de flujo de calor se debe a que el tubo de calor situado en la parte inferior es alcanzado por la pluma de temperatura y por la pluma de flujo de calor por convección del tubo de calor superior.

El incremento de temperatura del fluido inyectado, después de ser circulado por el pozo, se debe a la transferencia de calor dentro del pozo. El sistema extractor de calor basado en tubos de calor contribuye mínimamente al incremento de temperatura del fluido.

El gasto de inyección es un parámetro crítico que determina el incremento de temperatura en el fluido a la salida en un pozo simple sin sistema extractor de calor basado en tubos de calor.

Para asegurar que el fluido se encuentre en una sola fase (líquido), durante todo el recorrido a través de pozo, es necesario que se inyecte a presiones por arriba de los 580 [psi].

Conclusiones

Por lo señalado en los resultados, se concluye que un sistema extractor de energía geotérmica compuesto por tubos de calor no es capaz de generar vapor o agua caliente para su uso en recuperación mejorada por métodos térmicos.

De igual forma se concluye que al circular agua por un pozo, lo suficientemente profundo para alcanzar temperaturas de yacimiento del orden de 500 [K], será calentada por el efecto de transferencia de calor dentro del pozo y el incremento de su temperatura dependerá del gasto de inyección.

Anexo I: Discretización del modelo de un pozo acoplado al sistema extractor de calor basado en tubos de calor.

En este anexo se presenta la discretización a detalle de las ecuaciones utilizadas para modelar numéricamente un pozo acoplado a un sistema extractor de calor basado en tubos de calor.

Velocidades

Las velocidades del fluido a través del espacio anular y del interior de la tubería de producción siguen el patrón que se ilustra en la **Figura A.1**, la velocidad disminuye conforme el fluido se acerca a las paredes de la tubería.

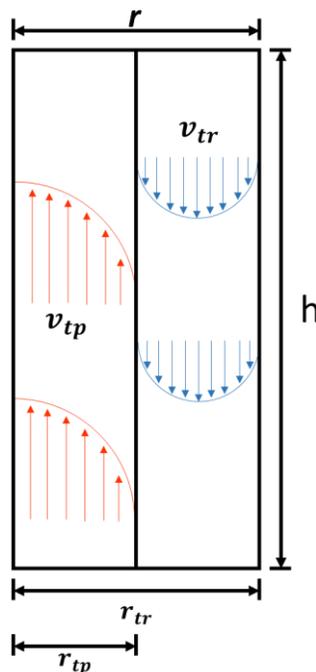


Figura A.1 Esquema de la configuración de velocidades en el pozo.

La velocidad a la que viaja el fluido dentro de la tubería de producción se calcula a partir de las ecuaciones de Navier-Stokes, de donde se obtiene la siguiente fórmula:

$$v_{tp} = \frac{1}{4\mu} \frac{dP}{dx} (r^2 - r_{tp}^2) \quad (\text{A.1})$$

Reacomodando la ecuación (A.1) se obtiene:

$$v_{tp} = \frac{r_{tp}^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left(\frac{r^2}{r_{tp}^2} - 1 \right) \quad (\text{A.2})$$

La ecuación (A.2) se integra respecto a r y a θ para obtener la velocidad del fluido en función de su gasto de inyección:

$$Q = \int_0^{r_{tp}} \int_0^{2\pi} \frac{r_{tp}^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left(\frac{r^2}{r_{tp}^2} - 1 \right) r dr d\theta$$

$$Q = 2\pi \int_0^{r_{tp}} \frac{r_{tp}^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left(\frac{r^2}{r_{tp}^2} - 1 \right) r dr$$

$$Q = 2\pi \frac{r_{tp}^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} \int_0^{r_{tp}} \left(\frac{r^3}{r_{tp}^2} - r \right) dr$$

$$Q = 2\pi \frac{r_{tp}^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left(\frac{r_{tp}^4}{4r_{tp}^2} - \frac{r_{tp}^2}{2} \right)$$

$$Q = 2\pi \frac{r_{tp}^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left(-\frac{r_{tp}^2}{4} \right)$$

$$Q = -\frac{1}{2} \frac{\pi r_{tp}^4}{4\mu} \frac{dP}{dx} \quad (\text{A.3})$$

Se despeja $\frac{dP}{dx}$ de la ecuación (A.3) y se sustituye en (A.2):

$$\frac{dP}{dx} = -2Q \frac{4\mu}{\pi r_{tp}^4}$$

$$v_{tp} = -\frac{r_{tp}^2}{4\mu} 2Q \frac{4\mu}{\pi r_{tp}^4} \left(\frac{r^2}{r_{tp}^2} - 1 \right)$$

$$v_{tp} = \frac{2Q}{\pi r_{tp}^2} \left(1 - \frac{r^2}{r_{tp}^2} \right) \quad (\text{A.4})$$

La ecuación (A.4) describe la velocidad a la que viajara el fluido dentro de la tubería de producción como función de su gasto de inyección.

Por otra parte, la velocidad del fluido en el espacio anular se calcula también de Navier-Stokes de donde se obtiene la siguiente expresión:

$$v_{tr} = -\frac{r^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} + \frac{1}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left(\frac{r_{tp}^2 - r_{tr}^2}{\ln(r_{tp}) - \ln(r_{tr})} \right) \ln(r) \quad (\text{A.5})$$

$$+ \frac{1}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left(r_{tp}^2 - \left(\frac{r_{tp}^2 - r_{tr}^2}{\ln(r_{tp}) - \ln(r_{tr})} \right) \ln(r_{tp}) \right)$$

Si,

$$\alpha = \frac{r_{tp}^2 - r_{tr}^2}{\ln(r_{tp}) - \ln(r_{tr})}$$

la ecuación (A.5) se transforma a:

$$v_{tr} = -\frac{r^2}{4\mu} \frac{dP}{dx} + \frac{1}{4\mu} \frac{dP}{dx} \alpha \ln(r) + \frac{1}{4\mu} \frac{dP}{dx} (r_{tp}^2 - \alpha \ln(r_{tp})) \quad (\text{A.6})$$

Por factor común (A.6) se reacomoda y se obtiene:

$$v_{tr} = \frac{1}{4\mu} \frac{dP}{dx} (r_{tp}^2 - r^2 + \alpha \ln(r) - \alpha \ln(r_{tp})) \quad (\text{A.7})$$

La ecuación (A.7) se integra respecto a r y a θ para obtener la velocidad del fluido en el espacio anular en función de su gasto de inyección:

$$Q = \int_{r_{tp}}^{r_{tr}} \int_0^{2\pi} \frac{1}{4\mu} \frac{dP}{dx} (r_{tp}^2 - r^2 + \alpha \ln(r) - \alpha \ln(r_{tp})) r dr d\theta$$

$$Q = \frac{2\pi}{4\mu} \frac{dP}{dx} \int_{r_{tp}}^{r_{tr}} (r_{tp}^2 r - r^3 + \alpha r \ln(r) - \alpha r \ln(r_{tp})) dr$$

$$Q = \frac{2\pi}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left[\frac{r_{tp}^2}{2} (r_{tr}^2 - r_{tp}^2) - \frac{1}{4} (r_{tr}^4 - r_{tp}^4) + \frac{1}{2} \alpha (r_{tr}^2 - r_{tp}^2) (\ln(r_{tr}) - \ln(r_{tp})) \right. \\ \left. - \frac{1}{2} \alpha (r_{tr}^2 - r_{tp}^2) \ln(r_{tp}) - \frac{1}{4} \alpha (r_{tr}^2 - r_{tp}^2) \right]$$

$$Q = \frac{2\pi}{4\mu} \frac{dP}{dx} \left[\frac{1}{2} r_{tp}^2 r_{tr}^2 - \frac{1}{2} r_{tp}^4 - \frac{1}{4} r_{tr}^4 + \frac{1}{4} r_{tp}^4 + \frac{1}{2} \alpha r_{tr}^2 \ln(r_{tr}) - \frac{1}{2} \alpha r_{tr}^2 \ln(r_{tp}) - \frac{1}{2} \alpha r_{tp}^2 \ln(r_{tr}) \right. \\ \left. + \frac{1}{2} \alpha r_{tp}^2 \ln(r_{tp}) - \frac{1}{2} \alpha r_{tr}^2 \ln(r_{tp}) + \frac{1}{2} \alpha r_{tp}^2 \ln(r_{tp}) - \frac{1}{4} \alpha r_{tr}^2 + \frac{1}{4} \alpha r_{tp}^2 \right]$$

$$Q = \frac{\pi}{8\mu} \frac{dP}{dx} \left[\frac{1}{4} r_{tp}^2 r_{tr}^2 - r_{tp}^4 - r_{tr}^4 + \frac{1}{4} \alpha r_{tr}^2 \ln\left(\frac{r_{tr}}{r_{tp}}\right) + \frac{1}{4} \alpha r_{tp}^2 \ln\left(\frac{r_{tp}}{r_{tr}}\right) \right. \\ \left. - \frac{1}{4} \alpha r_{tr}^2 \ln(r_{tp}) + \frac{1}{4} \alpha r_{tp}^2 \ln(r_{tp}) - \alpha r_{tr}^2 + \alpha r_{tp}^2 \right] \quad (\text{A.8})$$

Si,

$$\beta = \frac{1}{4}r_{tp}^2 r_{tr}^2 - r_{tp}^4 - r_{tr}^4 + \frac{1}{4}\alpha r_{tr}^2 \ln\left(\frac{r_{tr}}{r_{tp}}\right) + \frac{1}{4}\alpha r_{tp}^2 \ln\left(\frac{r_{tp}}{r_{tr}}\right) - \frac{1}{4}\alpha r_{tr}^2 \ln(r_{tp}) + \frac{1}{4}\alpha r_{tp}^2 \ln(r_{tr}) - \alpha r_{tr}^2 + \alpha r_{tp}^2$$

la ecuación (A.8) queda como:

$$Q = \frac{\pi}{8\mu} \frac{dP}{dx} \beta \quad (\text{A.9})$$

Se despeja $\frac{dP}{dx}$ de la ecuación (A.9) y se sustituye en (A.7):

$$\frac{dP}{dx} = \frac{8\mu Q}{\pi\beta}$$

$$v_{tr} = \frac{2Q}{\pi\beta} [r_{tp}^2 - r^2 + \alpha \ln(r) - \alpha \ln(r_{tp})] \quad (\text{A.10})$$

La ecuación (A.10) describe la velocidad a la que viajara el fluido dentro del espacio anular como función de su gasto de inyección.

Modelo Numérico

La ecuación que describe el comportamiento de la temperatura del fluido respecto al radio r y la profundidad h se describe a continuación:

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_h \frac{\partial T}{\partial h} \right) = k_T \left(\frac{\partial^2 T}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right) \quad (\text{A.11})$$

Realizando la derivada, la ecuación (A.11) queda de la siguiente forma:

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_h \frac{\partial T}{\partial h} \right) = k_T \left(\frac{\partial^2 T}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right) \quad (\text{A.12})$$

Si el coeficiente de difusividad térmica es $D = \frac{k_T}{\rho C_p}$, la ecuación (A.12) se reescribe y queda de la siguiente manera:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + v_h \frac{\partial T}{\partial h} = D \left(\frac{\partial^2 T}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right) \quad (\text{A.13})$$

La ecuación (A.13) se discretiza por el método propuesto por Crank y Nicolson:

$$\frac{T^{k+1} - T^k}{\Delta t} + \frac{v_h}{2} \left(\frac{\partial T^{k+1}}{\partial h} + \frac{\partial T^k}{\partial h} \right) = \quad (\text{A.14})$$

$$\frac{D}{2} \left(\frac{\partial^2 T^{k+1}}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T^{k+1}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T^{k+1}}{\partial r^2} \right) + \frac{D}{2} \left(\frac{\partial^2 T^k}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T^k}{\partial r} + \frac{\partial^2 T^k}{\partial r^2} \right)$$

Reacomodando los términos al tiempo actual del lado izquierdo y los términos al tiempo anterior del lado derecho, la ecuación (A.14) queda como se muestra a continuación:

$$T^{k+1} + \frac{v_h \Delta t}{2} \frac{\partial T^{k+1}}{\partial h} - \frac{D \Delta t}{2} \left(\frac{\partial^2 T^{k+1}}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T^{k+1}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T^{k+1}}{\partial r^2} \right) \quad (\text{A.15})$$

$$= T^k - \frac{v_h \Delta t}{2} \frac{\partial T^k}{\partial h} + \frac{D \Delta t}{2} \left(\frac{\partial^2 T^k}{\partial h^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T^k}{\partial r} + \frac{\partial^2 T^k}{\partial r^2} \right)$$

La ecuación (A.15) se discretiza en el espacio con diferencias finitas centradas:

$$\begin{aligned}
 & T_{i,j}^{k+1} + \frac{v_i \Delta t}{2} \frac{T_{i,j+1}^{k+1} - T_{i,j-1}^{k+1}}{2\Delta h} \\
 & - \frac{D\Delta t}{2} \left(\frac{T_{i,j+1}^{k+1} - 2T_{i,j}^{k+1} + T_{i,j-1}^{k+1}}{\Delta h^2} + \frac{1}{r_i} \frac{T_{i+1,j}^{k+1} - T_{i-1,j}^{k+1}}{2\Delta r} + \frac{T_{i+1,j}^{k+1} - 2T_{i,j}^{k+1} + T_{i-1,j}^{k+1}}{\Delta r^2} \right) \\
 & = T_{i,j}^k - \frac{v_i \Delta t}{2} \frac{T_{i,j+1}^k - T_{i,j-1}^k}{2\Delta h} \\
 & + \frac{D\Delta t}{2} \left(\frac{T_{i,j+1}^k - 2T_{i,j}^k + T_{i,j-1}^k}{\Delta h^2} + \frac{1}{r_i} \frac{T_{i+1,j}^k - T_{i-1,j}^k}{2\Delta r} + \frac{T_{i+1,j}^k - 2T_{i,j}^k + T_{i-1,j}^k}{\Delta r^2} \right)
 \end{aligned} \tag{A.16}$$

Si definimos a

$$\begin{aligned}
 R_{i,j}^k &= T_{i,j}^k - \frac{v_i \Delta t}{4 \Delta h} (T_{i,j+1}^k - T_{i,j-1}^k) + \frac{D \Delta t}{2 \Delta h^2} (T_{i,j+1}^k - 2T_{i,j}^k + T_{i,j-1}^k) \\
 &+ \frac{D \Delta t}{4r_i \Delta r} (T_{i+1,j}^k - T_{i-1,j}^k) + \frac{D \Delta t}{2 \Delta r^2} (T_{i+1,j}^k - 2T_{i,j}^k + T_{i-1,j}^k)
 \end{aligned}$$

se tiene que:

$$\begin{aligned}
 & T_{i,j}^{k+1} + \frac{v_i \Delta t}{2} \frac{T_{i,j+1}^{k+1} - T_{i,j-1}^{k+1}}{2\Delta h} \\
 & - \frac{D\Delta t}{2} \left(\frac{T_{i,j+1}^{k+1} - 2T_{i,j}^{k+1} + T_{i,j-1}^{k+1}}{\Delta h^2} + \frac{1}{r_i} \frac{T_{i+1,j}^{k+1} - T_{i-1,j}^{k+1}}{2\Delta r} + \frac{T_{i+1,j}^{k+1} - 2T_{i,j}^{k+1} + T_{i-1,j}^{k+1}}{\Delta r^2} \right) \\
 & = R_{i,j}^k
 \end{aligned} \tag{A.17}$$

Arreglando términos:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{T}_{i-1,j}^{k+1} \left\{ \frac{D}{4r_i} \frac{\Delta t}{\Delta r} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta r^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{i+1,j}^{k+1} \left\{ -\frac{D}{4r_i} \frac{\Delta t}{\Delta r} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta r^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{i,j}^{k+1} \left\{ 1 + D \frac{\Delta t}{\Delta h^2} + D \frac{\Delta t}{\Delta r^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{i,j+1}^{k+1} \left\{ \frac{v_i}{4} \frac{\Delta t}{\Delta h} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta h^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{i,j-1}^{k+1} \left\{ -\frac{v_i}{4} \frac{\Delta t}{\Delta h} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta h^2} \right\} = \\
 & R_{i,j}^k
 \end{aligned} \tag{A.18}$$

Para poder utilizar las subrutinas de solución de matrices se necesita $\mathbf{T}_{i,j}^{k+1}$ sea un vector por lo que se propone mapear como:

$$\mathbf{T}_{i,j}^{k+1} = \mathbf{T}_{(j-1)imax+i}^{k+1}$$

Con el mapeo la ecuación (A.18) se expresa como:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{T}_{(j-1)imax+i-1}^{k+1} \left\{ \frac{D}{4r_i} \frac{\Delta t}{\Delta r} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta r^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{(j-1)imax+i+1}^{k+1} \left\{ -\frac{D}{4r_i} \frac{\Delta t}{\Delta r} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta r^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{(j-1)imax+i}^{k+1} \left\{ 1 + D \frac{\Delta t}{\Delta h^2} + D \frac{\Delta t}{\Delta r^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{(j-1)imax+i+1}^{k+1} \left\{ \frac{v_i}{4} \frac{\Delta t}{\Delta h} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta h^2} \right\} + \\
 & \mathbf{T}_{(j-1)imax+i-1}^{k+1} \left\{ -\frac{v_i}{4} \frac{\Delta t}{\Delta h} - \frac{D}{2} \frac{\Delta t}{\Delta h^2} \right\} = \\
 & R_{(j-1)imax+i}^k
 \end{aligned} \tag{A.19}$$

$$T_{(j-1)imax+i}^{k+1} \left\{ 1 + D \frac{\Delta t}{\Delta h^2} + D \frac{\Delta t}{\Delta r^2} \right\} +$$

$$T_{(j)imax+i}^{k+1} \left\{ \frac{v_i \Delta t}{4 \Delta h} - \frac{D \Delta t}{2 \Delta h^2} \right\} +$$

$$T_{(j-2)imax+i}^{k+1} \left\{ -\frac{v_i \Delta t}{4 \Delta h} - \frac{D \Delta t}{2 \Delta h^2} \right\} =$$

$$R_{i,j}^k$$

Condiciones de Frontera

- En $h = 0 \rightarrow (j = 1)$ para $0 < r < r_{tp}$

$$\frac{\partial T}{\partial h} = 0 \quad (\text{A.20})$$

Discretizando en el espacio con diferencias finitas hacia adelante y mapeando

$$\frac{T_{i,j+1} - T_{i,j}}{\Delta h} = 0$$

$$T_{i,2} - T_{i,1} = 0$$

$$T_{imax+i} - T_i = 0 \quad (\text{A.21})$$

- En $h = 0 \rightarrow (j = 1)$ para $r_{tp} < r < r_{tr}$

$$T(h = 0) = T_{iny} \quad (\text{A.22})$$

Discretizando en el espacio y mapeando

$$\begin{aligned} T_{i,j} &= T_{iny} \\ T_{i,1} &= T_{iny} \\ T_i &= T_{iny} \end{aligned} \quad (A.23)$$

- En $r = 0 \rightarrow (i = 1) \forall h$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = 0 \quad (A.24)$$

Discretizando en el espacio con diferencias finitas hacia adelante y mapeando

$$\begin{aligned} \frac{T_{i+1,j} - T_{i,j}}{\Delta r} &= 0 \\ T_{2,j} - T_{1,j} &= 0 \\ T_{(j-1)imax+2} - T_{(j-1)imax+1} &= 0 \end{aligned} \quad (A.25)$$

- En $r = r_{tr} \rightarrow (i = iMax) \forall h$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = U_0(T_{iMax} - T_{iny} + hG_t) \quad (A.26)$$

Discretizando en el espacio con diferencias finitas hacia atrás y mapeando

$$\begin{aligned} \frac{T_{iMax,j} - T_{iMax-1,j}}{\Delta r} &= U_0(T_{iMax} - T_{iny} - hG_t) \\ T_{iMax,j} - T_{iMax-1,j} &= U_0\Delta r(T_{iMax,j}) - (T_{iny} + hG_t)U_0\Delta r \\ T_{iMax,j}(1 - U_0\Delta r) - T_{iMax-1,j} &= -(T_{iny} + hG_t)U_0\Delta r \\ T_{(j-1),iMax+iMax}(1 - U_0\Delta r) - T_{(j-1),iMax+iMax-1} &= -(T_{iny} + hG_t)U_0\Delta r \end{aligned} \quad (A.27)$$

- En $h = L \rightarrow (j = jMax)$ para $0 < r < r_{tp}$

$$T(h = L) = T_{iny} + hG_t + T_{inc} \quad (A.28)$$

Discretizando en el espacio y mapeando

$$\begin{aligned}
 T_{i,j} &= T_{iny} + hG_t + T_{inc} \\
 T_{i,jMax} &= T_{iny} + hG_t + T_{inc} \\
 T_{(jMax-1)iMax+i} &= T_{iny} + hG_t + T_{inc}
 \end{aligned}
 \tag{A.29}$$

- En $h = L \rightarrow (j = jMax)$ para $r_{tp} < r < r_{tr}$

$$\frac{\partial T}{\partial h} = 0
 \tag{A.30}$$

Discretizando en el espacio con diferencias finitas hacia atrás y mapeando

$$\begin{aligned}
 \frac{T_{i,j} - T_{i,j-1}}{\Delta h} &= 0 \\
 T_{i,jMax} - T_{i,jMax-1} &= 0 \\
 T_{(jMax-1)iMax+i} - T_{(jMax-2)iMax+i} &= 0
 \end{aligned}
 \tag{A.31}$$

Para resolver el sistema de ecuaciones resultantes se generó un programa en Fortran donde se utilizaron subrutinas de descomposición LU para matrices de banda.

Nomenclatura.

g	Aceleración de la gravedad $\left[\frac{m}{s^2}\right]$
θ	Ángulo central theta $[rad]$
ϑ	Ángulo de inclinación del tubo de calor $[^\circ]$
A	Área del pozo $[m^2]$
C_p	Capacidad calorífica $\left[\frac{J}{kg K}\right]$
$C_{p,r}$	Capacidad calorífica de la roca $\left[\frac{J}{kg K}\right]$
$C_{p,f}$	Capacidad calorífica del fluido $\left[\frac{J}{kg K}\right]$
D	Coefficiente de difusión térmica $\left[\frac{m^2}{s}\right]$
β_T	Coefficiente de expansión térmica $\left[\frac{1}{K}\right]$
U_0	Coefficiente de transferencia de calor $\left[\frac{W}{m^2 K}\right]$
k_T	Conductividad térmica $\left[\frac{W}{m K}\right]$
k_r	Conductividad térmica de la roca $\left[\frac{W}{m K}\right]$
k_f	Conductividad térmica del fluido $\left[\frac{W}{m K}\right]$
k_{eq}	Conductividad térmica equivalente $\left[\frac{W}{m K}\right]$
ρ	Densidad $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
ρ_r	Densidad de la roca $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
ρ_f	Densidad del fluido $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
ρ_{og}	Densidad dependiente de la temperatura $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
ρ_{down}	Densidad en el fondo $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

D_i	Diámetro del tubo de calor [m]
E	Elevación [m]
q	Fuente de calor [$\frac{W}{m^3}$]
q_{flux}	Flujo de calor [$\frac{W}{m^2}$]
Q	Gasto de inyección [$\frac{m^3}{s}$]
Q_m	Gasto másico [$\frac{kg}{m^3s}$]
G_t	Gradiente geotérmico [$\frac{K}{m}$]
L_e	Longitud del tubo de calor [m]
∇	Operador de divergencia
k	Permeabilidad [m^2]
ϕ	Porosidad
p	Presión [Pa]
P_{down}	Presión en el fondo [Pa]
p_0	Presión en la frontera [Pa]
P_{ini}	Presión inicial [Pa]
h	Profundidad del pozo [m]
r	Radio [m]
r_{tp}	Radio de la tubería de producción [m]
r_{tr}	Radio de la tubería de revestimiento [m]
T	Temperatura [K]
T_{inc}	Temperatura de incremento [K]
T_{iny}	Temperatura de inyección [K]

T_{pipe}	Temperatura del tubo de calor [K]
T_{down}	Temperatura en el fondo [K]
T_{up}	Temperatura en la cima [K]
T_0	Temperatura inicial [K]
T_{gg}	Temperatura por gradiente geotérmico [K]
t	Tiempo [s]
u	Velocidad de Darcy $\left[\frac{m}{s}\right]$
v_{tr}	Velocidad del fluido en el espacio anular $\left[\frac{m}{s}\right]$
v_h	Velocidad del fluido en el pozo $\left[\frac{m}{s}\right]$
v_{tp}	Velocidad del fluido en la tubería de producción $\left[\frac{m}{s}\right]$
μ	Viscosidad dinámica [Pa * s]

Bibliografía

- Al-Kaabi, A., & Kokal, S. (2010). Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. *World Petroleum Council*, 64-69.
- Arteaga Cardona, M. (2013). Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. *Ingeniería Petrolera*, 54(8), 486-503.
- Avasthi, S. M., Bondor, P. L., & Hite, J. R. (2005). Planning EOR Projects in Offshore Oil Fields. *Society of Petroleum Engineers*.
- Chaar, M., Dargin, J., Palmer, D., & Venetos, M. (2014). Economics Of Steam Generation For Thermal EOR. *Society of Petroleum Engineers*.
- Chu, C. (1986). Chapter 46 Thermal Recovery. En *Petroleum Engineering Handbook*.
- Copete, L. H., & Herrera, B. A. (2011). *Tecnologías de recuperación de calor*. Colombia: Instituto Tecnológico Metropolitano .
- Cotter, T. P. (1965). *Theory of heat pipes*. New Mexico : Los Alamos Scientific Laboratory of the University of California.
- Cruz Hernández , J. (2006). *Criterios de selección para métodos de recuperación secundaria y mejorada*. IMP.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Texas: SPE Textbook Series.
- Hudakorn, T., Sakulchangsattajai, P., & Terdtoon, P. (2008). Effect of Inclination Angle on Performance Limit of a Closed-End Oscillating Heat Pipe. *American Journal of Engineering and Applied Sciences*, 1(3), 174-180.
- Koottungal, L. (2012). 2012 worldwide EOR survey. *Oil & Gas Journal*, 110(4).
- Lake, L. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice-Hall.
- Miranda, A. (2013). *Tubos de Calor* (Primera ed.). México: Alfaomega Grupo Editor.
- PEMEX. (2015). *Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015*. México. Obtenido de www.pemex.com
- PEMEX Exploración y Producción. (2009). *Informe Anual 2009: Recuperación Secundaria y Mejorada en México*.
- Rangel Germán, E. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Reay, D., & Kew, P. (2006). *Heat pipes: theory, desing and applications* (Quinta ed.). New York: Butterworth-Heinemann.

- Satter, A., & Thakur, G. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management - A Team Approach*. PennWell Books.
- Satter, A., & Thakur, G. C. (1998). *Integrated Waterflood Asset Management*. Oklahoma: Penn Well.
- Schumacher, M. M. (1981). *Enhanced Recovery of Residual and Heavy Oils* (Segunda ed.). U.S.: Noyes Data Corporation.
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery-An Overview. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 63(1), 9-19.