



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

***Modelo simplificado de inyección
cíclica de vapor para yacimientos
de aceite pesado***

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO

PRESENTA:

LUIS HENDERSON TORRE

DIRECTOR:

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO

MEXICO D.F. a 3 de abril 2014



Agradecimientos

Deseo agradecer a mi madre y a mi padre, quienes me han acompañado a lo largo de esta ardua etapa, su esfuerzo es el reflejo de este logro. Gracias por creer en mí y darme herramientas para forjarme mi propio camino.

A mi hermano Rodrigo, que aunque no le guste, soy y seguiré siendo su hermano mayor por lo que siempre veré por su bienestar, porque tengo la responsabilidad de ser un buen ejemplo para él.

A ti Liliana por tu compañía y apoyo en estos años, Estoy seguro que el destino nos traerá cosas muy lindas.

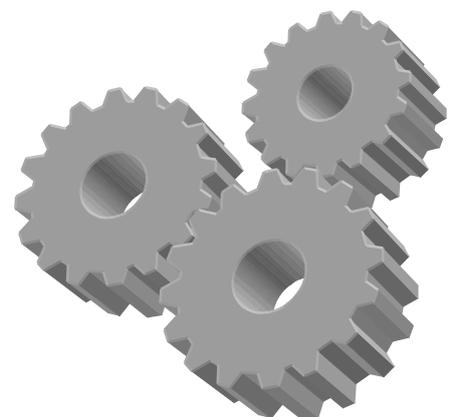
Al resto de mi familia gracias por todo el apoyo incondicional que me han brindado en todo momento. En especial a la abuela y Ana.

A mi familia de Tlayacapan, en especial a Jaime por guiarme con su gran sabiduría y llenarme de consejos.

A mis amigos por su compañía a lo largo de mi vida en especial a Héctor y Manuel, a todos los integrantes de la legión y a mis amigos de la facultad, no los menciono a cada uno por qué no quiero olvidar a nadie.

A los que hicieron posible este trabajo Dr. Luna Rojero mi director de tesis, al doctor Fernández Zayas y al Ing. Chargoy por su apoyo incondicional.

A mi alma mater, la UNAM por darme la oportunidad de una formación profesional y a la facultad de ingeniería por acogerme en sus aulas.



Índice

Lista de figuras	IV
Resumen	VI
Nomenclatura	VIII
Capítulo 1. Introducción	1
Capítulo 2. Planteamiento del problema	3
Descripción de problema	3
Hipótesis	5
Objetivo	5
Alcances	5
Capítulo 3. Bases teóricas	6
Gradiente geotérmico	6
Calor sensible del agua	7
Calor latente de vaporización	7
Calidad de vapor y vapor húmedo	8
Conductividad térmica (k)	8
Difusividad térmica	9
Viscosidad μ	9
Mecanismos de transferencia de calor	10
Conducción	10
Convección	11
Radiación	12
Calor específico	14
Expansión térmica β	14
Gas ideal	14
Factor de compresibilidad	16
Características de los yacimientos	16
Porosidad	16
Permeabilidad	17
Factor de recuperación	17
Condición de explotación	17
Recuperación primaria	18
Recuperación secundaria	19

Recuperación terciaria o mejorada	19
Métodos térmicos	20
Combustión in-situ.....	21
Inyección de agua caliente	21
Inyección de vapor.....	22
Inyección continua de vapor.....	22
Inyección cíclica de vapor.	23
Consideraciones tecnológicas involucradas en la inyección cíclica de vapor.....	27
Capítulo 4. Modelo matemático.....	30
Método de Satter	31
Temperatura de enfriamiento de vapor sobrecalentado	34
Caída de presión en el pozo	42
Ecuación de energía.....	45
Expansión térmica de la tubería	48
Capítulo 5. Resultados numéricos	49
Conclusiones y recomendaciones.....	75
Conclusiones	75
Recomendaciones	76
Bibliografía	77

Lista de figuras

figura 1. volumen de aceite remanente en México (cnh, ior-eor, 2012)	2
figura 2. pérdida de calor durante la inyección alternada de vapor	4
figura 3. gradiente geotérmico.....	6
figura 4. zonas de calor sensible, calor latente de vaporización y entalpía de vapor seco y saturado en función de la presión de saturación.....	7
figura 5. comportamiento de un gas real e ideal	16
figura 6. clasificación tradicional de los mecanismos de recuperación (cnh).....	18
figura 7. perfil de temperatura en un proceso de inyección de agua caliente	22
figura 8. representación esquemática de un proceso de inyección continua de vapor (douglas a, bánzer s, recuperación térmica de petróleo).....	23
figura 9. representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor (douglas a, bánzer s, recuperación térmica de petróleo).....	24
figura 10. respuesta típicas de producción en un proceso de inyección de vapor (douglas a, bánzer s, recuperación térmica de petróleo).....	24
figura 11. inyección cíclica de vapor.....	25
figura 12. representación esquemática de un generador de vapor	29
figura 13. representación esquemática de la tubería y las formaciones	30
figura 14. vista superior de la tubería	36
figura 15. distribución de temperatura en un pozo de inyección	38
figura 16. datos de entrada al programa.....	51
figura 17. curva de ajuste para obtener datos de viscosidad	52
figura 18. gráfica del escenario 1 temperatura contra profundidad	52
figura 19. gráfica del escenario 1 presión contra profundidad.....	53
figura 20. gráfica del escenario 1 calidad de vapor contra la profundidad	53
figura 21. gráfica del escenario 1 expansión térmica de la tubería contra la profundidad.....	54
figura 22. gráfica del escenario 1 temperatura normalizada contra profundidad.....	54
figura 23. gráfica del escenario 1 viscosidad contra profundidad	55
figura 24. gráfica del escenario 1 energía que llega al yacimiento contra tiempo	55
figura 25. gráfica del escenario 2 temperatura contra la profundidad	56
figura 26. gráfica del escenario 2 presión contra la profundidad.....	56
figura 27. gráfica del escenario 2 calidad de vapor contra la profundidad	57
figura 28. gráfica del escenario 2 expansión térmica de la tubería contra la profundidad	57
figura 29. gráfica del escenario 2 temperatura normalizada contra profundidad.....	58
figura 30. gráfica del escenario 2 viscosidad contra profundidad.....	58
figura 31. gráfica del escenario 2 energía que llega al yacimiento contra tiempo	59
figura 32. gráfica del escenario 3 temperatura contra profundidad	59
figura 33. gráfica del escenario 3 presión contra profundidad.....	60
figura 34. gráfica del escenario 3 calidad de vapor contra profundidad	60
figura 35. gráfica del escenario 3 expansión térmica de la tubería contra profundidad.....	61
figura 36. gráfica del escenario 3 temperatura normalizada contra profundidad.....	61
figura 37. gráfica del escenario 3 viscosidad contra profundidad	62
figura 38. gráfica del escenario 3 energía que llega al yacimiento contra profundidad.....	62
figura 39. gráfica del escenario 4 temperatura contra profundidad	63
figura 40. gráfica del escenario 4 presión contra profundidad.....	63
figura 41. gráfica del escenario 4 calidad de vapor contra profundidad	64
figura 42. gráfica del escenario 4 expansión térmica de la tubería contra la profundidad.....	64
figura 43. gráfica del escenario 4 temperatura normalizada contra profundidad.....	65
figura 44. gráfica del escenario 4 viscosidad contra profundidad	65

figura 45. gráfica del escenario 4 energía que llega al yacimiento	66
figura 46. efecto en la temperatura a gastos máxicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes	68
figura 47. efecto en la calidad de vapor a gastos máxicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes	68
figura 48. viscosidad a gastos máxicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes	69
figura 49. expansión térmica de la tubería a gastos máxicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes	69
figura 50. energía generada a gastos máxicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes	70
figura 51. efecto en la temperatura cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección	71
figura 52. efecto en la calidad de vapor cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección	71
figura 53. efecto en la presión cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección	72
figura 54. expansión térmica cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección	72
figura 55. efecto en la temperatura normalizada cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección	73
figura 56. efecto en la viscosidad cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección	73
figura 57. energía que llega al yacimiento cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección	74
figura 58. registros de temperatura en el activo de producción samaria luna (avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción samaria luna)	75

Resumen

La producción de petróleo en México depende ampliamente de los campos maduros, quedando en el yacimiento un 70% de hidrocarburo después de haberse extraído por energía natural del mismo, por lo que para poder producir ese remanente es necesario aplicar algún procedimiento que ayude a aumentar el factor de recuperación tal como los métodos EOR

Los procesos de recuperación mejorada de petróleo, conocidos como EOR por sus iniciales en Inglés (Enhanced Oil Recovery), incluyen métodos que usan fuentes externas de energía y fluidos que no están presentes de origen en el yacimiento, para alterar el comportamiento físico-químico del sistema roca-fluidos con el fin de incrementar la cantidad de aceite recuperado. Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceites que normalmente no se podrían obtener por los métodos convencionales.

Uno de los métodos EOR más utilizados en el mundo es la inyección cíclica de vapor, sin embargo, este es un proceso relativamente nuevo en México, ya que solamente existe una aplicación en el campo Samaria Neógeno perteneciente al activo integral Samaria - Luna en Tabasco.

La inyección cíclica o alternada de vapor es uno de los procesos térmicos cuya base teórica es el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los aceites, y debido a que la productividad de un pozo es inversamente proporcional a la viscosidad del aceite, cualquier reducción en ella llevará a un incremento de la producción del pozo.

En este trabajo de tesis, se genera un modelo simplificado del método de inyección cíclica de vapor con el apoyo de una hoja de cálculo, para determinar a lo largo de la tubería las condiciones de la calidad de vapor, presión, temperatura, viscosidad, expansión térmica de la tubería y energía que llega al yacimiento.

Por medio de las ecuaciones de Satter y Ramey que son utilizadas para obtener la calidad de vapor y temperatura en cada uno de los intervalos a lo largo de la tubería, se pueden determinar modelos matemáticos que estén en función de estas, con el fin de obtener la presión. Así mismo, gracias a que tenemos el perfil de temperaturas a lo largo de la tubería, se puede obtener, el

coeficiente de expansión térmica del conducto, la energía que recibe el yacimiento y la viscosidad.

Los resultados obtenidos por las sondas de temperatura que se encuentran en los pozos donde se ha realizado la pruebas pilotos de inyección cíclica de vapor, demuestran que el cálculo de las ecuaciones de Ramey resultan ser efectivas para determinar la temperatura en el pozo, dado esto los parámetros como la calidad de vapor, la expansión térmica de la tubería, la viscosidad del aceite y la energía son correctos.

Además se demostró que este método es viable, cuando existe un aumento de gasto másico en la inyección de vapor, dado que este aumento evita las pérdidas de temperatura hacia los alrededores. Conjuntamente el aplicar un aislante a la tubería de inyección-producción reflejaría una menor pérdida de temperatura al llegar al pozo.

Nomenclatura

H_w = entalpia del saturación del fluido [BTU/lb]

K_{hf} =conductividad térmica de la tierra. [BTU/hr-ft-°F]

K_{ht} = Conductividad térmica de la tubería [BTU/hr-ft-°F]

L_v = calor latente [BTU/lb]

P_h = presión hidrostática

\dot{Q} = Flujo de calor [BTU/hr]

c_g = calor especifico del vapor [BTU/lb-°F]

$g_c = 4.17 \times 10^8$ [[lb_m-ft/lb-hr²]

i_s =Gasto de vapor [lb/hr]

r_1 = radio interno de la tubería de inyección-producción [ft]

r_1' =radio externo de la tubería de inyección-producción [ft]

r_2' = radio exterior de la tubería de revestimiento [ft]

r_2 = radio interno de l tubería de revestimiento [ft]

a = gradiente geotérmico [°F/ft]

g =gravedad 4.17×10^8 [ft/hr²]

H =Entalpia [BTU/lb]

T_c = temperatura de la tubería de revestimiento [°F]

T_m' = temperatura media de la superficie.[°F]

T_s = temperatura de saturación del vapor [°F]

U = Coeficiente global de transferencia de calor [BTU/hr-ft²-°F]

y = calidad de vapor

α = difusividad térmica de la tierra [ft²/hr]

β = coeficiente de expansión térmica [°F]

Capítulo 1. Introducción

En la industria petrolera es de vital importancia la maximización de la recuperación del petróleo y gas que se encuentra en un yacimiento. Los factores de recuperación dependen de las condiciones del fluido y de la calidad del yacimiento los cuales no siempre resultan ser los mejores. Es por ello que constantemente se requiere el desarrollo de tecnología y de capacitación de recursos humanos, capaces de enfrentar los retos de los yacimientos difíciles de producir tales como los yacimientos no convencionales.

Los yacimientos no convencionales, se identifican como aquellos yacimientos cuya permeabilidad es muy baja o que entrapan aceites muy viscosos. Ambos comparten la dificultad para permitir el paso de fluidos a través de ellos, lo cual se ve reflejado en los bajos factores de recuperación.

Para yacimientos de aceite pesado, se han desarrollado numerosos métodos o técnicas de recuperación mejorada (EOR) los cuales han sido apoyadas por la demanda de hidrocarburos y por los altos costos de éstos.

La recuperación mejorada de petróleo se define como el conjunto de métodos que modifican las propiedades del aceite o del yacimiento para recuperar el aceite que no puede ser producido por la energía propia del yacimiento o mediante la inyección de agua o gas. Estos métodos se dividen en cuatro grupos: térmicos, químicos, de inyección miscible de gases y otros (como microbial, eléctricos). De manera general se describen de la siguiente manera:

- Los métodos térmicos ayudan a calentar el petróleo atrapado, reduciendo su viscosidad de modo que pueda circular hacia los pozos de producción.
- La inyección de gas (gas natural, nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros) se disuelve en el petróleo para adelgazarlo y modificar sus propiedades físico-químicas de manera favorable a la extracción.
- La inyección química busca modificar los efectos capilares y la viscosidad para incrementar la movilidad del aceite.

En México existe una gran cantidad de recursos en yacimientos de aceite pesado, se sabe que el volumen de reservas totales es del orden de 300 mil

millones de barriles de petróleo crudo, los cuales incluyen el crudo ya producido (poco más de 38 mil millones) y los recursos que aún están por recuperarse (poco más de 18 mil millones), lo cual deja más de 260 mil millones de barriles de aceite de la fracción conocida como volumen remanente (CNH, IOR-EOR, 2012) ver figura 1. Adicionalmente, se podrían incluir cerca de 30,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en aguas profundas.

Estos números señalan que en toda la historia de la Nación hasta ahora, se ha producido un poco más del 12% de todo el crudo (y 15% del gas) reportado o documentado. Si se considera al volumen remanente, se tienen más de 260 mil millones de barriles conocidos y disponibles para su explotación. Es obvio que sólo una fracción de este volumen será producido (factor de eficiencia) por razones físicas y termodinámicas. De la fracción producible, una parte será producida por recuperación primaria y secundaria, pero claramente los factores de eficiencia y la recuperación final serán mucho mayores si se aplican métodos de EOR.

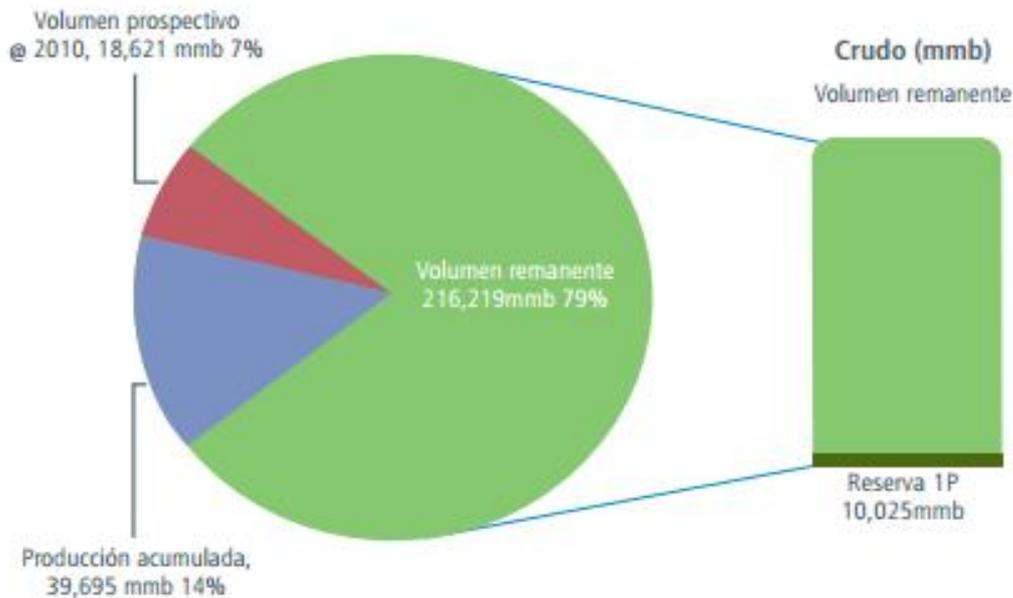


Figura 1. Volumen de aceite remanente en México (CNH, IOR-EOR, 2012)

Capítulo 2. Planteamiento del problema

Descripción de problema

Generalmente el fluido inyectado en un proceso de inyección cíclica de vapor es calentado en superficie. El vapor se produce por medio de generadores convencionales de un paso o mediante instalaciones de cogeneración, que producen vapor y energía eléctrica. Estos generadores cuentan con centros de control los cuales monitorean parámetros críticos como, el flujo de gas combustible, aire para la combustión, el exceso de oxígeno y la calidad del vapor.

Los generadores de vapor tienen una configuración altamente eficiente con recirculación de gases de escape y con quemadores de combustión escalonados para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

El proceso de inyección de vapor cuenta con pérdidas de calor desde el cabezal, hasta las formaciones suprayacentes y subyacentes al yacimiento. En ocasiones estas pérdidas de calor pueden ser significativas cuando los pozos son profundos, cuando están térmicamente mal aislados, o cuando existen bajas tasas de inyección. El vapor que se inyecta en los pozos petroleros es saturado (húmedo), es decir tiene dos fases, líquido y gas, lo que lo hace difícil medir y controlarlo.

Generalmente las tuberías en la superficie están revestidas con material aislante y el pozo inyector puede ser terminado de tal manera que se reduzcan las pérdidas de calor ver figura 2.

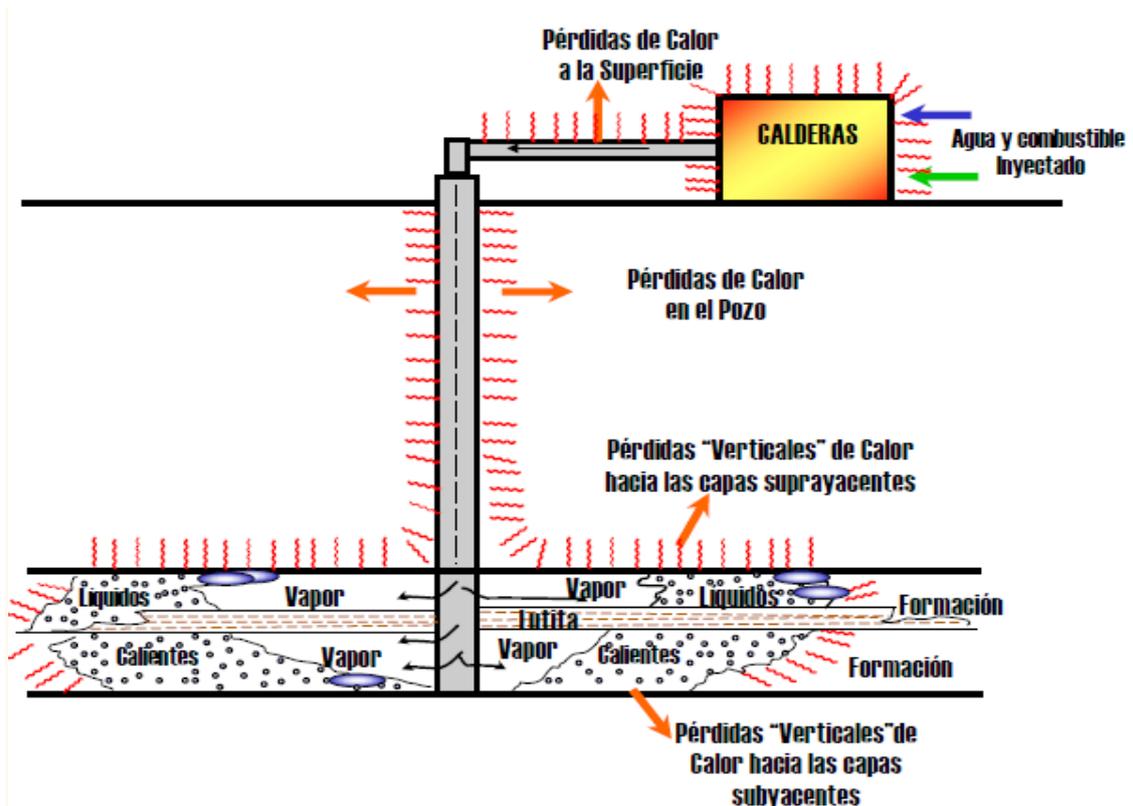


Figura 2. Pérdida de calor durante la inyección alternada de vapor

La inyección cíclica de vapor es una de las técnicas más importantes de estimulación de pozo y como resultado presenta un incremento en la producción de aceites pesados al reducir su viscosidad, logrando con ello una disminución en el tiempo de explotación del yacimiento y un aumento en la recuperación.

La inyección de vapor consiste en el suministro de energía térmica a un yacimiento en tres etapas:

- La primera etapa corresponde a la inyección de vapor a la formación durante un tiempo que puede variar desde una a varias semanas, dependiendo de las características del yacimiento. Durante esta etapa existen pérdidas de calor a través de todo el sistema de inyección.
- La segunda etapa es el tiempo de cierre durante el cual se permite que el vapor inyectado se condense dentro del yacimiento y ceda su calor latente al aceite y a la formación.

- La tercera etapa y última del ciclo, es cuando el pozo se abre a producción hasta alcanzar el gasto inicial que tenía antes de la estimulación o a uno mayor. La duración de esta etapa de producción coincide con el tiempo en el cual el yacimiento se enfría a su temperatura inicial, al final de lo cual, dados los resultados obtenidos puede iniciarse otra vez el ciclo y así el proceso puede continuar ciclo tras ciclo hasta llegar a un límite económico de explotación

Hipótesis

Es posible generar un método de bajo costo computacional que permita representar un proceso de inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceite pesado.

Objetivo

Generar un modelo simplificado de bajo costo computacional, para determinar las condiciones finales de calidad de vapor, presión y temperatura en la inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceite pesado

Alcances

- Búsqueda bibliográfica
- Verificar modelos existentes para generar una solución que integre sólo las características físicas del yacimiento, de la tubería y las condiciones iniciales de la inyección de vapor tales como: presión, temperatura y calidad de vapor.
- Programar los métodos en una hoja de cálculo
- Crear un modelo matemático que sea función de la temperatura y la calidad de vapor con el fin de obtener la presión
- Determinar el cálculo de la expansión térmica de la tubería

Capítulo 3. Bases teóricas

Este capítulo está enfocado a estudiar las bases teóricas y coeficientes involucrados en el método de recuperación mejorada de inyección cíclica de vapor aplicados en este trabajo

Gradiente geotérmico

La energía interna de la Tierra procede del calor acumulado en su núcleo durante el proceso de formación del planeta (hace aproximadamente 4.600 millones de años) y de las radiaciones emitidas por la desintegración atómica de elementos químicos radiactivos (uranio 238, torio 232, potasio 40, etc.) presentes en el interior de la misma. El calor almacenado en el interior de la Tierra no se encuentra uniformemente distribuido, sino que es más elevado en el núcleo (alrededor de 7.000 °C) y de menor intensidad en la corteza ver figura 3. El gradiente térmico creado, es decir, la diferencia de temperaturas existente, origina un flujo de calor desde las zonas más calientes hacia las más frías de la corteza. El flujo de calor cerca de la superficie, que tiene lugar fundamentalmente por conducción, depende del gradiente térmico y de la conductividad térmica del material. A nivel global del planeta, a medida que se profundiza en la corteza terrestre, la temperatura suele aumentar aproximadamente 3 °C cada 100 m.

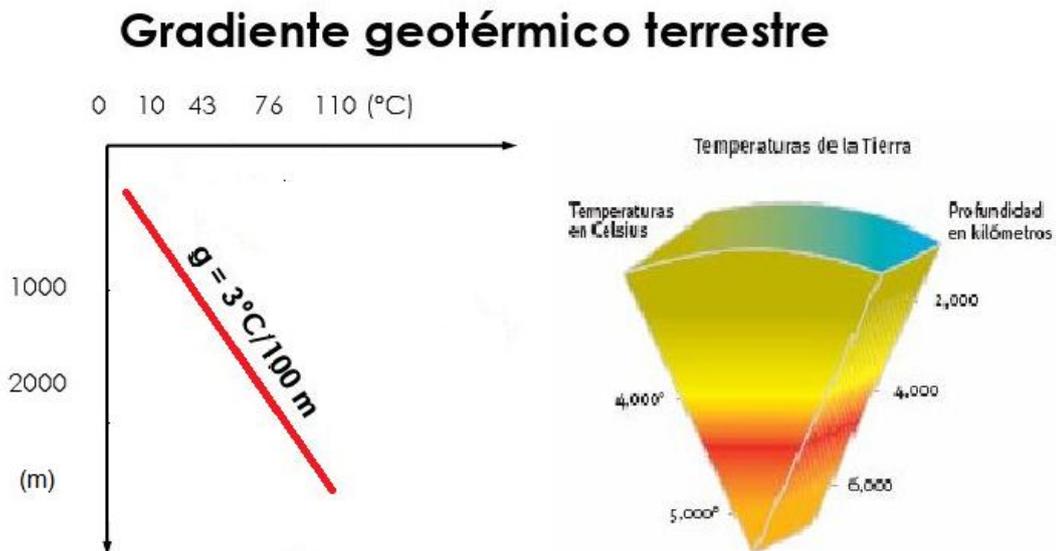


Figura 3. Gradiente geotérmico

Calor sensible del agua

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Esta forma de energía aumenta con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía de un líquido saturado es mayor.

Calor latente de vaporización

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a una masa de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Es el calor que lleva el vapor, y esta forma de energía disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema la energía del vapor saturado es menor.

El calor latente de vaporización del agua puede leerse de tablas de vapor o determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$L_v = 1318P_s^{-0.08774}$$

L_v : Calor latente de vaporización, en $\frac{\text{BTU}}{\text{lb-}^\circ\text{F}}$

P_s = Presión de saturación, PSIA

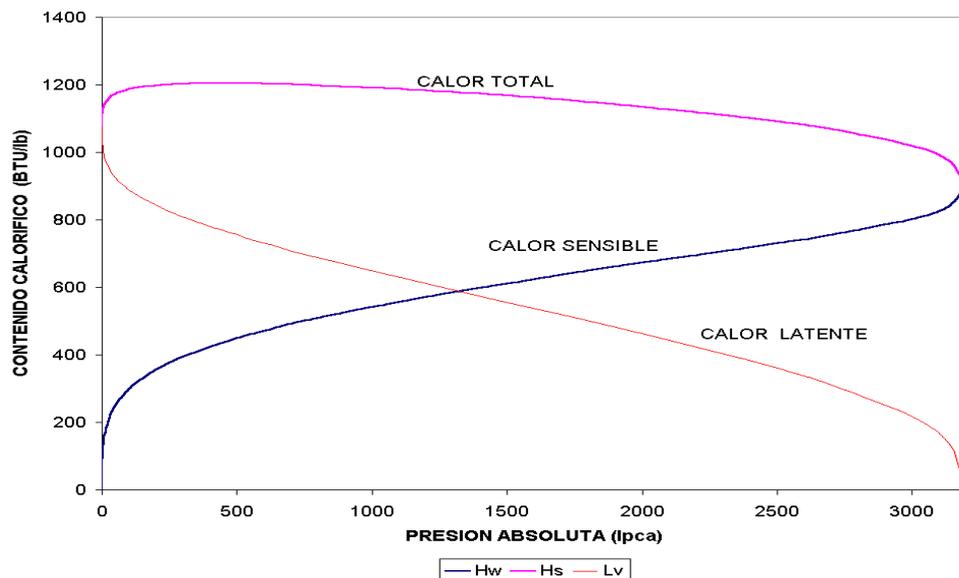


Figura 4. Zonas de calor sensible, calor latente de vaporización y entalpía de vapor seco y saturado en función de la presión de saturación.

Calidad de vapor y vapor húmedo

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina Vapor Húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad. Así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%.

Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo. La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a bajas presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por la relación:

$$H = yL_v + H_w$$

Donde:

H = Calor latente o entalpía del vapor húmedo $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \right]$

H_w = Calor sensible del agua o entalpía de agua saturada $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \right]$

L_v = calor del vapor o calor latente de vaporización $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \right]$

y = calidad de vapor, fracción

Conductividad térmica (k)

La conductividad térmica de un material se puede definir como la razón de transferencia de calor a través de un espesor unitario del material por unidad de área por unidad de diferencia de temperatura. La conductividad térmica de un material es una medida de la capacidad del material para conducir calor. Un valor elevado para la conductividad térmica indica que el material es un buen conductor del calor y un valor bajo indica que es un mal conductor o que es un aislante. En tabla 1 se muestra algunos valores de las conductividades térmicas de materiales y fluidos.

Tabla 1 Conductividad térmica de los materiales

Material	Conductividad térmica $\frac{\text{BTU}}{\text{hr-ft-}^\circ\text{F}}$
Acero	34.5
Acero inoxidable	8.71
Agua	0.350
Aluminio	138.56
Arena (fina)	.362
Arena (fina) saturada en agua	1.590
Arena (gruesa)	.322
Arena (gruesa) saturada en agua	1.778
Arenisca saturada en agua	1.592
Arenisca	.507
Caliza	.983
Caliza saturada en agua	2.050
Fibra de vidrio	.020

Difusividad térmica

El producto ρC_p que se encuentra con frecuencia en el análisis de la transferencia de calor, se llama capacidad calorífica de un material. Tanto el calor específico C_p como la capacidad calorífica ρC_p representan la capacidad de almacenamiento de calor de un material. Pero C_p la expresa por unidad de masa, en tanto que ρC_p la expresa por unidad de volumen. Otra propiedad de los materiales que aparece en el análisis de la conducción del calor en régimen transitorio es la difusividad térmica, la cual representa cuán rápido se difunde el calor por un material y se define como:

$$\alpha = \frac{k}{\rho C_p} = \frac{\text{Calor conducido}}{\text{calor almacenado}}$$

Viscosidad μ

La viscosidad es el valor de la resistencia interna que opone un líquido a fluir.

La viscosidad de los líquidos es causada por las fuerzas de cohesión que existen entre las moléculas; en cambio en los gases se debe a los choques o colisiones de las moléculas que los forman, en otras palabras la viscosidad de un fluido se debe al rozamiento interno del líquido. Siempre que un líquido fluye a lo largo de un tubo, la capa de un líquido en contacto con el vidrio

permanece más o menos estacionaria y las capas siguientes fluyen sobre ella, de tal forma que en cualquier parte del tubo una capa se desliza sobre otra.

La viscosidad de los fluidos se mide en unidades de nombre de Poise (P), en honor a Jean Louis Poiseuille, quien estudió el flujo de los líquidos, principalmente la sangre y su viscosidad. Un poise equivale a 0.1 pascal por segundo.

Las fuerzas que se oponen al deslizamiento se llaman fuerzas de fricción y son más débiles en los líquidos que en los sólidos, Sin embargo, siempre están presentes. Los gases son menos viscosos que los líquidos. Las fuerzas de fricción no afectan a los líquidos en reposo, sino únicamente a los líquidos en movimiento, siendo mayores a medida que aumenta la velocidad del fluido.

Mecanismos de transferencia de calor

Conducción

La conducción es la transferencia de energía de las partículas más energéticas de una sustancia hacia las adyacentes menos energéticas, como resultado de interacciones entre esas partículas. La conducción puede tener lugar en los sólidos, líquidos o gases. En los gases y líquidos la conducción se debe a las colisiones y a la difusión de las moléculas durante su movimiento aleatorio. En los sólidos se debe a la combinación de las vibraciones de las moléculas en una retícula y al transporte de energía por parte de los electrones libres.

La rapidez o razón de la conducción de calor a través de un medio depende de la configuración geométrica de éste, su espesor y el material de que esté hecho, así como de la diferencia de temperatura a través de él.

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = kA \frac{T_1 - T_2}{\Delta x} = -kA \frac{\Delta T}{\Delta X}$$

En donde la constante de proporcionalidad k es la conductividad térmica del material; En el caso límite de $\Delta x \rightarrow 0$, la ecuación que acaba de darse se reduce a la forma diferencial

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = -kA \frac{dT}{dx}$$

La cual se llama ley de Fourier de la conducción del calor, en honor de J. Fourier, quien la expresó por primera vez en su texto sobre transferencia de calor en 1822. Aquí, dT/dx es el gradiente de temperatura, el cual es la

pendiente de la curva de temperatura en un diagrama T-x (la razón de cambio de T con respecto a x). La relación antes dada, indica que la razón de conducción del calor en una dirección es proporcional al gradiente de temperatura en esa dirección. El calor es conducido en la dirección de la temperatura decreciente y el gradiente de temperatura se vuelve negativo cuando esta última decrece al crecer x. El signo negativo en la ecuación garantiza que la transferencia de calor en la dirección x positiva sea una cantidad positiva. El área A de transferencia de calor siempre es normal (o perpendicular) a la dirección de esa transferencia.

Convección

La convección es el modo de transferencia de energía entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacentes que están en movimiento y comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento de fluidos. Entre más rápido es el movimiento de un fluido, mayor es la transferencia de calor por convección. En ausencia de cualquier movimiento masivo de fluido, la transferencia de calor entre una superficie sólida y el fluido adyacente es por conducción pura. La presencia de movimiento masivo del fluido acrecienta la transferencia de calor entre la superficie sólida y el fluido, pero también complica la determinación de las razones de esa transferencia.

La convección recibe el nombre de convección forzada si el fluido es forzado a fluir sobre la superficie mediante medios externos como un ventilador o una bomba. Como contraste, se dice que es convección natural (o libre) si el movimiento del fluido es causado por las fuerzas de empuje que son inducidas por las diferencias de densidad debidas a la variación de la temperatura o concentración en ese fluido. Los procesos de transferencia de calor, que comprenden cambio de fase de un fluido, también se consideran como convección a causa del movimiento de ese fluido inducido durante el proceso, como la elevación de las burbujas de vapor durante la ebullición o la caída de las gotitas de líquido durante la condensación.

A pesar de la complejidad de la convección, se observa que la rapidez de la transferencia de calor por convección es proporcional a la diferencia de temperatura y se expresa en forma conveniente por la ley de Newton del enfriamiento como:

$$\dot{Q}_{\text{conv}} = hA(T_s - T_{\infty})$$

En donde h es el coeficiente de transferencia de calor por convección, A es el área superficial a través de la cual tiene lugar la transferencia de calor por convección, T_s es la temperatura de la superficie y T_∞ es la temperatura del fluido suficientemente alejado de la superficie.

El coeficiente de transferencia de calor por convección h no es una propiedad exclusiva del fluido. Es un parámetro que se determina en forma experimental y cuyo valor depende de todas las variables que influyen sobre la convección, como la configuración geométrica de la superficie, la naturaleza del movimiento del fluido, las propiedades de éste y la velocidad masiva del mismo. En la siguiente tabla 2 se muestran los valores típicos de h .

Tabla 2 Convección libre y forzada

Tipo de convección	h [$\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C}$]
Convección libre de gases	5-25
Convección libre de líquidos	10-1000
Convección forzada de gases	25-250
Convección forzada de líquidos	50-20000

Radiación

La radiación es la energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas o fotones como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. A diferencia de la conducción y la convección, la transferencia de calor por radiación no requiere la presencia de un medio interventor. De hecho, la transferencia de calor por radiación es la más rápida (a la velocidad de la luz) y no sufre atenuación en un vacío. Ésta es la manera en la que la energía del Sol llega a la Tierra.

Todos los cuerpos a una temperatura arriba del cero absoluto emiten radiación térmica; La radiación es un fenómeno volumétrico y todos los sólidos, líquidos y gases emiten, absorben o transmiten radiación en diversos grados. Sin embargo, la radiación suele considerarse como un fenómeno superficial para los sólidos que son opacos a la radiación térmica, como los metales, la madera y las rocas, ya que las radiaciones emitidas por las regiones interiores de un material de ese tipo nunca pueden llegar a la superficie, y la radiación

incidente sobre esos cuerpos suele absorberse en unas cuantas micras hacia adentro de dichos sólidos.

La razón máxima de la radiación que se puede emitir desde una superficie a una temperatura termodinámica T_s (en K o °R) es expresada por la ley de Stefan- Boltzmann como:

$$\dot{Q}_{\text{Rad}} = \sigma AT_s^4$$

donde $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$, o bien, $0.1714 \times 10^{-8} \text{ Btu/h-ft}^2 \cdot \text{R}^4$ que es la constante de Stefan-Boltzmann. La superficie idealizada que emite radiación a esta razón máxima se llama cuerpo negro y la radiación emitida por éste es la radiación del cuerpo negro. La radiación emitida por todas las superficies reales es menor que la emitida por un cuerpo negro a la misma temperatura y se expresa como:

$$\dot{Q}_{\text{Rad}} = \varepsilon \sigma AT_s^4$$

en donde ε es la emisividad de la superficie. La emisividad cuyo valor está en el intervalo $0 \leq \varepsilon \leq 1$, es una medida de cuán próxima está una superficie de ser un cuerpo negro, para el cual $\varepsilon = 1$.

Cuando una superficie de emisividad ε y área superficial A , a una temperatura termodinámica T_s , está por completo encerrada por una superficie mucho más grande (o negra), a una temperatura termodinámica T_{alred} , y separada por un gas (como el aire) que no interfiere con la radiación, la razón neta de la transferencia de calor por radiación entre estas dos superficies se da por:

$$\dot{Q}_{\text{Rad}} = \varepsilon \sigma A (T_s^4 - T_{\text{alred}}^4)$$

En este caso especial la emisividad y el área superficial de la superficie circundante no tienen efecto sobre la transferencia neta de calor por radiación. La transferencia de calor por radiación hacia una superficie, o desde ésta, rodeada por un gas como el aire, ocurre paralela a la conducción (o convección, si se tiene un movimiento masivo del gas) entre esa superficie y el gas. Por tanto, la transferencia total de calor se determina al sumar las contribuciones de los dos mecanismos de transferencia. Por sencillez y conveniencia esto se lleva a cabo con frecuencia mediante la definición de un coeficiente combinado de transferencia de calor, $h_{\text{combinado}}$, que incluye los efectos tanto de la convección como de la radiación. Entonces, la razón total

de transferencia de calor hacia una superficie, o desde ésta, por convección y radiación se expresa como:

$$\dot{Q}_{\text{comb}} = Ah_{\text{combinado}}(T_s - T_{\infty})$$

Calor específico

El calor específico se define como la energía requerida para elevar en un grado la temperatura de una unidad de masa de una sustancia. En general, esta energía depende de cómo se ejecute el proceso. En termodinámica, el interés se centra en dos clases de calores específicos: calor específico a volumen constante y el calor específico a presión constante.

$$c_v = \frac{\partial u}{\partial T}$$

$$c_p = \frac{\partial h}{\partial T}$$

c_p y c_v Se expresan en términos de otras propiedades; de esta manera deben ser propiedades por sí mismas. Como cualquier otra propiedad, los calores específicos de una sustancia dependen del estado que generalmente se especifica mediante dos propiedades intensivas, independientes. Es decir, la energía requerida para elevar en un grado la temperatura de una sustancia difiere a temperaturas y presiones distintas, pero normalmente esta diferencia no es muy grande.

Expansión térmica β

La mayoría de los materiales al calentarse se expanden o se dilatan, esto se aplica en muchos campos de la ingeniería, como en los puentes o en los mismos termómetros. Así que es de esperarse que al calentar el yacimiento, la roca la tubería y los fluidos contenidos en ella aumenten su volumen. El coeficiente de expansión térmica es la cantidad de volumen que aumenta el material con respecto a su volumen inicial al ser calentado una unidad de temperatura, a presión constante. Los coeficientes típicos encontrados en las operaciones térmicas son de .0005/°F para el agua y el aceite.

Gas ideal

En 1662 el Ingles Robert Boyle observó durante sus experimentos con una cámara de vacío que la presión de los gases es inversamente proporcional a su volumen. En 1802, los franceses J. Charles y J. Gay-Lussac determinaron de

modo experimental que a bajas presiones el volumen de un gas es proporcional a su temperatura.

Es decir:

$$PV=RT$$

Donde la constante de proporcionalidad R se denomina constante del gas. La ecuación $PV=RT$ es denominada ecuación de estado de gas ideal. Un gas que obedece a esta relación recibe el nombre de gas ideal. En esta ecuación, P es la presión absoluta, T es la temperatura absoluta y V es el volumen específico.

La constante R es diferente para cada gas y se determina a partir de

$$R = \frac{R_u}{M}$$

Donde R_u es la constante universal de los gases y M es la masa molar llamada también peso molecular del gas. La constante R_u es la misma para todas las sustancias y su valor es:

$$R_u = \begin{cases} 8.31447 \text{ kJ/kmol} \cdot \text{K} \\ 8.31447 \text{ kPa} \cdot \text{m}^3/\text{kmol} \cdot \text{K} \\ 0.0831447 \text{ bar} \cdot \text{m}^3/\text{kmol} \cdot \text{K} \\ 1.98588 \text{ Btu/lbmol} \cdot \text{R} \\ 10.7316 \text{ psia} \cdot \text{ft}^3/\text{lbmol} \cdot \text{R} \\ 1545.37 \text{ ft} \cdot \text{lbf/lbmol} \cdot \text{R} \end{cases}$$

Un gas ideal es una sustancia imaginaria que obedece la relación $PV=RT$. Experimentalmente, se ha observado que la relación de gas ideal se aproxima mucho al comportamiento P-V-T de los gases reales a bajas densidades: ya que bajo condiciones que implican presiones bajas y temperaturas altas la densidad de un gas disminuye y se comporta como gas ideal.

Para intereses prácticos, muchos gases familiares como el aire, nitrógeno, oxígeno, hidrógeno, helio, argón, neón e incluso los más densos tales como el dióxido de carbono, pueden tratarse como gases ideales con un margen de error insignificante. Sin embargo, los gases densos, como el vapor de agua en las centrales termoeléctricas y el vapor refrigerante en los refrigeradores, no deben considerarse como gases ideales, por lo que es necesario utilizar tablas.

Factor de compresibilidad

La ecuación de gas ideal es muy simple de usar, por lo tanto, muy conveniente de usar, pero los gases suelen desviarse de manera importante del comportamiento de gas ideal en estados cercanos a la región de saturación y el punto crítico. Esta desviación a temperatura y presión especificadas se toma en cuenta con exactitud mediante la introducción de un factor de corrección llamado factor de compresibilidad Z , definido como:

$$Z = \frac{PV}{RT}$$

Se puede expresar también como

$$Z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{ideal}}}$$

Si $Z=1$ es un gas ideal, mientras que para los gases reales puede ser mayor o menor que la unidad. Cuanto más lejos se encuentra Z de la unidad mayor es la desviación que el gas presenta respecto al comportamiento de gas ideal ver figura 5.

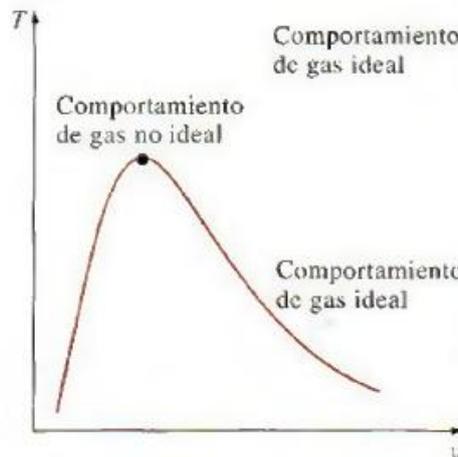


Figura 5. Comportamiento de un gas real e ideal

Características de los yacimientos

Porosidad

Es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relictos de la depositación (porosidad primaria, espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la

alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas). La porosidad puede generarse a través del desarrollo de fracturas, en cuyo caso se denomina porosidad de fractura. La porosidad efectiva es el volumen de poros interconectados, presentes en una roca, que contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento. Excluye los poros aislados. La porosidad total es el espacio poroso total presente en la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos.

Permeabilidad

La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados

Factor de recuperación

Cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje. El factor de recuperación es una función del mecanismo de desplazamiento. Un objetivo importante de la recuperación de petróleo mejorada es incrementar el factor de recuperación.

Condición de explotación

La producción de petróleo involucra dos aspectos. El primero es la producción última posible en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, acidificación, inyección de vapor).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación primaria y la recuperación secundaria.

Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación terciaria o una recuperación

(secundaria) mejorada. En la figura 6 se observa la clasificación tradicional de los mecanismos de recuperación

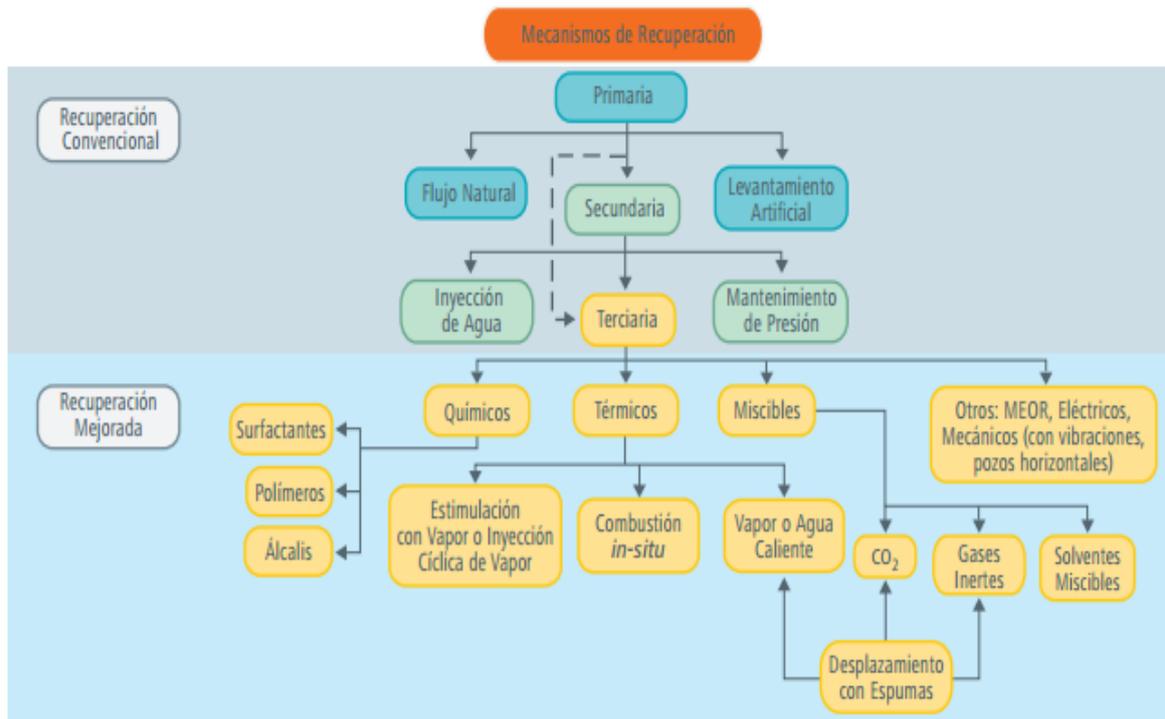


Figura 6. Clasificación tradicional de los mecanismos de recuperación (CNH)

Recuperación primaria

Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas.

Cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de

densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación ulterior.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas y agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo.

Recuperación secundaria

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural.

El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

Recuperación terciaria o mejorada

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drenaje miscible con micro emulsiones
- Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (y a veces alcalinos)
- Inyección de vapor con surfactante – espumas

Métodos térmicos

La recuperación térmica se define como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos. Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de petróleos viscosos, los cuales actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable.

Los procesos térmicos de extracción utilizados hasta el presente se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como “Procesos In Situ”, entre los cuales, cabe

mencionar el proceso de Combustión In Situ, También se pueden clasificar como desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación térmica.

Combustión in-situ

La Combustión In Situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da a lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores. Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la Combustión in Situ en un yacimiento, denominadas: Combustión Convencional o Hacia Delante ("Forward Combustión") y Combustión en Reverso o Contracorriente ("Reverse Combustión"). En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada Combustión Húmeda, la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua-aire inyectada.

Inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente, es un proceso de desplazamiento que consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos inyectores y producir el petróleo por los pozos productores

En su forma más sencilla, la inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de 2 fluidos: agua y petróleo. Cuando se inyecta agua caliente a través de un pozo, la formación en la vecindad del pozo es calentada, y parte de el calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes

Como se muestra en la figura 7, el agua caliente se mueve alejándose del pozo de inyección, esta se mezcla con los fluidos de los yacimientos formando así una zona caliente, en la cual la temperatura varia, desde la temperatura de inyección en el pozo inyector hasta la temperatura original del yacimiento a una cierta distancia del pozo.

Explican los expertos que la inyección de agua caliente puede causar daños a la formación debido al incremento en la saturación de agua alrededor del

pozo, y a la formación de emulsiones que pueden reducir su capacidad productiva luego que se disipan los efectos térmicos.

La inyección de agua caliente, tiene varias ventajas, donde las formaciones tienen alta permeabilidad, suficiente para mantener una tasa de inyección alta con el objetivo de minimizar las pérdidas de calor. Sin embargo, los datos de campo demuestran que el agua caliente es susceptible a formar canales y disiparse

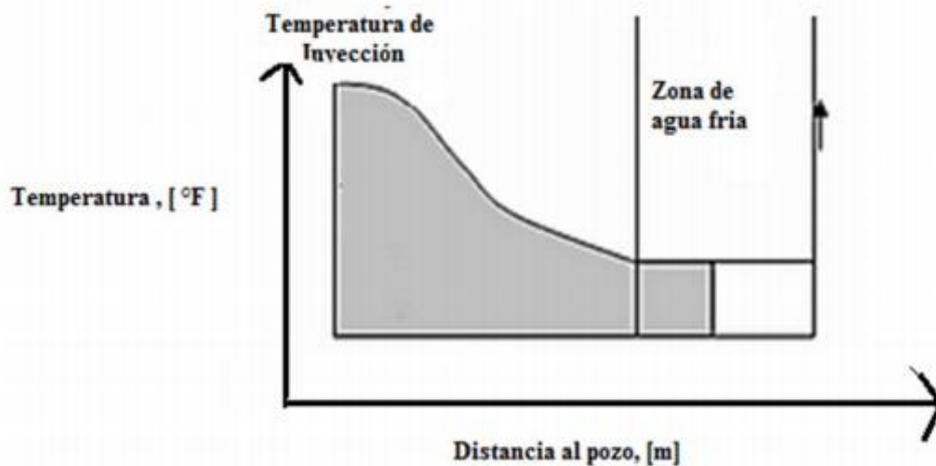


Figura 7. Perfil de temperatura en un proceso de inyección de agua caliente

Inyección de vapor

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

Inyección continua de vapor

Es un proceso de desplazamiento, que consiste en inyectar vapor en forma continua a través de algunos pozos y producir el petróleo por otros observar figura 8. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la inyección de agua. La inyección continua de vapor difiere apreciablemente en su comportamiento de la inyección de agua caliente, siendo esta diferencia producto únicamente de la presencia y efecto de la condensación del vapor de agua. La presencia de la fase gaseosa provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean transportados como componentes de hidrocarburos en fase gaseosa. Donde el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del

crudo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia del barrido.

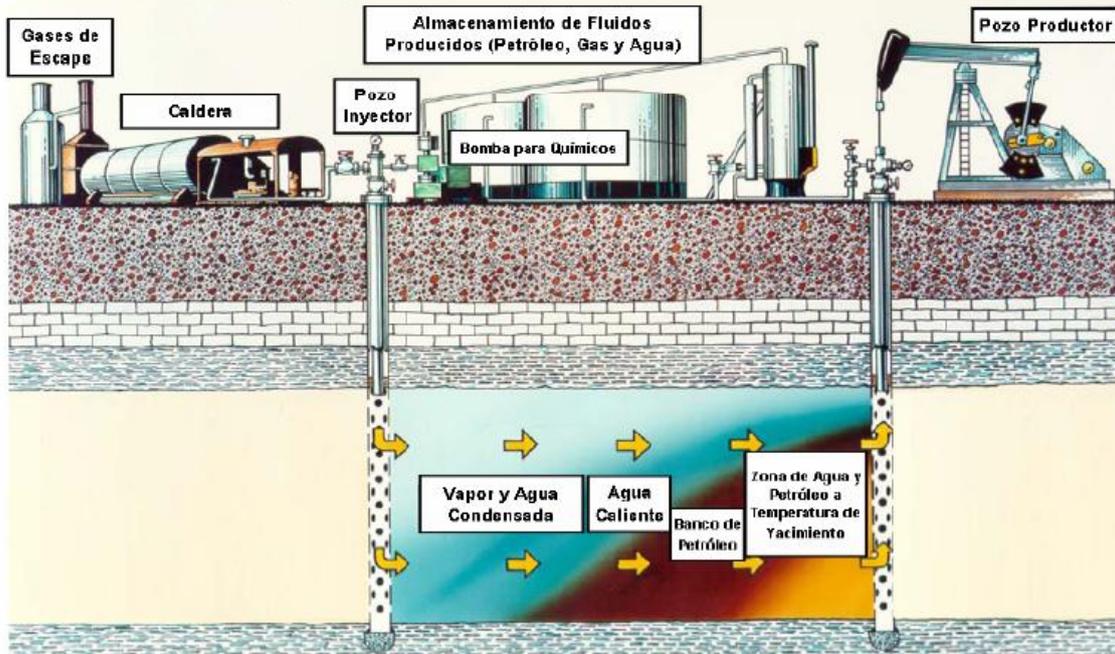


Figura 8. Representación esquemática de un proceso de inyección continua de vapor (Douglas A, Bánzer S, recuperación térmica de petróleo)

Inyección cíclica de vapor.

La inyección cíclica de vapor es una técnica de fácil aplicación. Los resultados del tratamiento son evidentes en pocas semanas.

La inyección cíclica de vapor, consiste en inyectar vapor a un pozo durante un determinado tiempo, regularmente de una a tres semanas para después cerrar el pozo por un corto periodo de 3 a 5 días llamado tiempo de remojo, posteriormente se abre a producción.

Una vez que el pozo es puesto a producción, este producirá el aceite a una tasa aumentada durante un cierto periodo de tiempo, que en general, puede ser del orden de 4 a 6 meses, y luego declinará a la tasa de producción original. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor.

En la figura 9 se muestra una representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor.

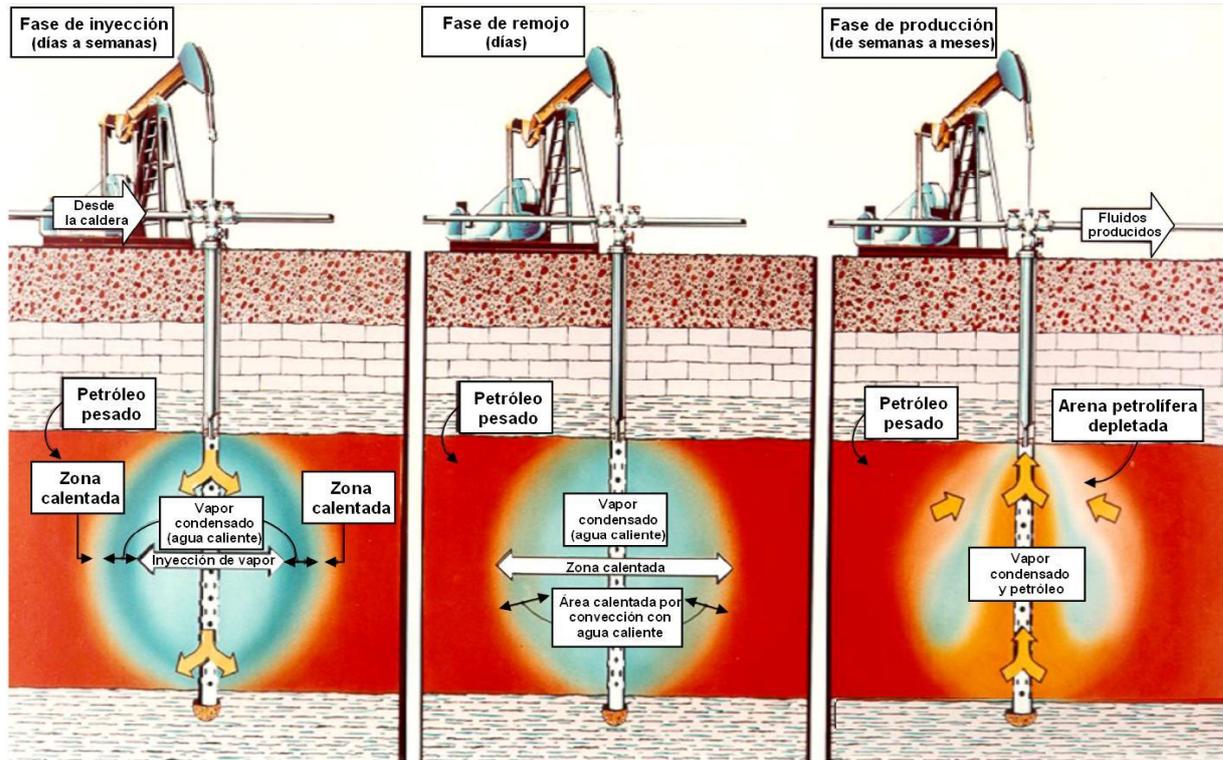


Figura 9. Representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor (Douglas A, Bánzer S, recuperación térmica de petróleo)

En la literatura técnica se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. La figura 10 presenta las respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

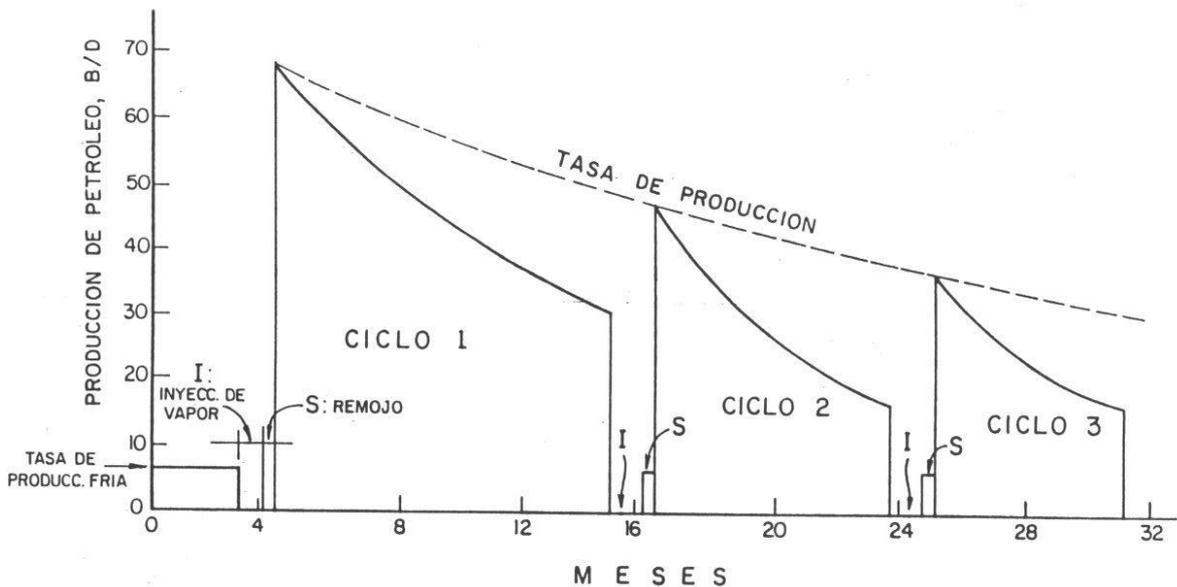


Figura 10. Respuesta típicas de producción en un proceso de inyección de vapor (Douglas A, Bánzer S, recuperación térmica de petróleo)

Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica descrito, es evidente que se trata básicamente de un proceso de estimulación, usualmente utilizado para petróleos pesados (8-15 °API).

No existe duda de que la inyección cíclica de vapor aumenta la tasa de producción aunque sea por un corto período de tiempo; sin embargo, no está claro si la inyección cíclica de vapor conduce a un aumento de la recuperación última del yacimiento. Además, se cree que la aplicación intensa de este proceso en un yacimiento, podría hacer imposible o ineficiente el uso futuro de métodos de desplazamiento para la recuperación de petróleo, tales como inyección continua de vapor, combustión in situ, desplazamientos miscibles, etc.

Por lo tanto, es importante considerar todos los aspectos de la operación, como también los métodos alternativos de recuperación de petróleo antes de iniciar un proceso de inyección cíclica.

Mecanismos de recuperación en la inyección cíclica de vapor.

Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. Sin duda. La reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada, afecta ampliamente el comportamiento de la producción ver figura 11.

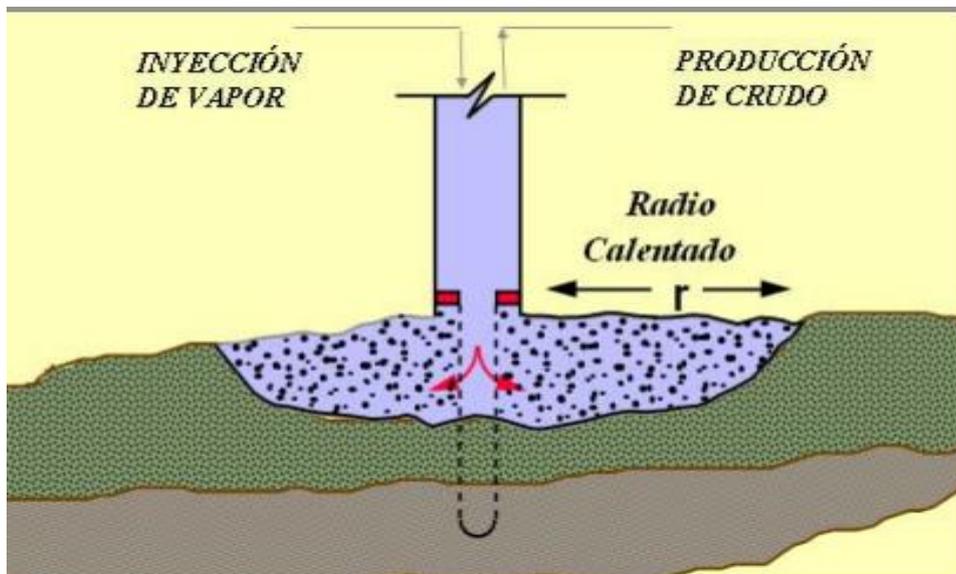


Figura 11. Inyección cíclica de vapor

El vapor es inyectado en el pozo a una tasa bastante alta para minimizar las pérdidas de calor, por varias semanas. Después de inyectar el volumen

deseado de vapor, el pozo se cierra. Esto es llamado el periodo de remojo (“soak period”), y el propósito es promover una condensación parcial de todo el vapor inyectado para calentar la roca y los fluidos, así como también, permitir la distribución uniforme del calor.

Existen diferentes opiniones con respecto a la eficacia del periodo de remojo, especialmente cuando grandes volúmenes de vapor están envueltos, ya que la relativa cantidad de vapor condensado en un corto periodo de tiempo es pequeña sin embargo el periodo de remojo representa una pérdida en la producción de petróleo. El periodo de remojo es una parte integral en un proceso de inyección cíclica.

Durante la inyección de vapor y los periodos de remojo, la viscosidad del petróleo es disminuida dentro de la zona de vapor, ocurriendo expansión térmica del petróleo y del agua.

Antes de poner el pozo en producción, la arena calentada por el vapor contiene petróleo con alta movilidad, vapor y agua. Cuando la presión en la cara de la arena es disminuida como resultado de la producción de fluidos, uno o varios mecanismos ayudan a expeler el petróleo y los otros fluidos al pozo. Si la presión es bastante alta, el petróleo será producido a una tasa mucho mayor que la tasa original como resultado del aumento en la movilidad del petróleo.

Debido a la presurización de la arena, cualquier gas libre es forzado en solución, así, el gas disuelto en el petróleo durante el periodo de producción juega un papel importante en la expulsión del petróleo. Esta fuerza expulsiva debida al gas en solución, será relativamente efectiva solo en el primer ciclo, ya que para el segundo ciclo, mucho de este gas puede haber sido producido.

Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo en inyección cíclica son: el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos que fluyen, el efecto del calentamiento mas allá de la zona contactada por el vapor, la imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y finalmente al pozo, y la compactación de la roca-yacimiento en caso de existir.

Consideraciones tecnológicas involucradas en la inyección cíclica de vapor

La inyección de fluidos calientes involucra un cierto número de consideraciones tecnológicas. El primero de todos ellos es tener el equipo adecuado (generadores) para poder producir el calor requerido para que los fluidos adquieran las propiedades deseadas (presión, temperatura, flujo, calidad de vapor). Estos generadores deben ser alimentados con agua previamente tratada. El pozo debe ser diseñado para resistir el esfuerzo térmico y finalmente puede haber problemas particulares relacionado al tratamiento de los fluidos producidos. En la tabla 3 se muestran las principales características para que un pozo sea candidato al método de inyección cíclica de vapor

Tabla 3 criterios de selección para el método de inyección de vapor

Característica	Recomendación
Aceite	8 a 25° API
Viscosidad [cp]	< 100000
Profundidad ft	>3000
Tiempo de remojo	1 a 4 días
Tiempo de inyección días	14-21 días
No. De ciclos recomendados	3-5
Permeabilidad md	1000-2000
Espesor de la arena	≥ 30

Tratamiento del agua de inyección

La máxima calidad de vapor húmedo obtenido por generadores en campo es generalmente de 80 a 85 %. Esta propiedad indica el tipo de tratamiento que el agua de alimentación debe sufrir. El tratamiento de agua de alimentación del generador depende de la naturaleza de las fuentes de agua.

Tabla 4 Características del agua usadas en el generador de vapor

Parámetro	Descripción
Dureza	0
Calcio	0
Magnesio	0
Contenido de hierro	<.1 ppm
Contenido de oxígeno	.1 ppm
Contenido de bióxido de carbono	.1 ppm
Contenido salino	<1000 ppm
Contenido de sólidos	<5 ppm
Contenido de residuos orgánicos	No
Contenido de residuos aceitosos	No
PH del agua	7 -12

Generadores de vapor

Para llevar el agua de alimentación al generador a la presión requerida, en la inyección de fluidos calientes en el pozo se usa una bomba múltiplex a la tasa de flujo constante. Si el generador no trabaja a su capacidad completa, el agua es recirculada dentro del sistema y controlada con un regulador de paso, este regulador envía una señal al sistema del quemador para controlar la tasa de inyección del combustible.

El agua es enviada a la sección convectiva en donde se precalienta en contracorriente por los gases de combustión y luego pasa a la sección de radiación a la cual se transfiere calor al fluido mediante el mecanismo de radiación desde la llama de generador. La figura 12 muestra el funcionamiento de un generador de vapor para inyección de vapor

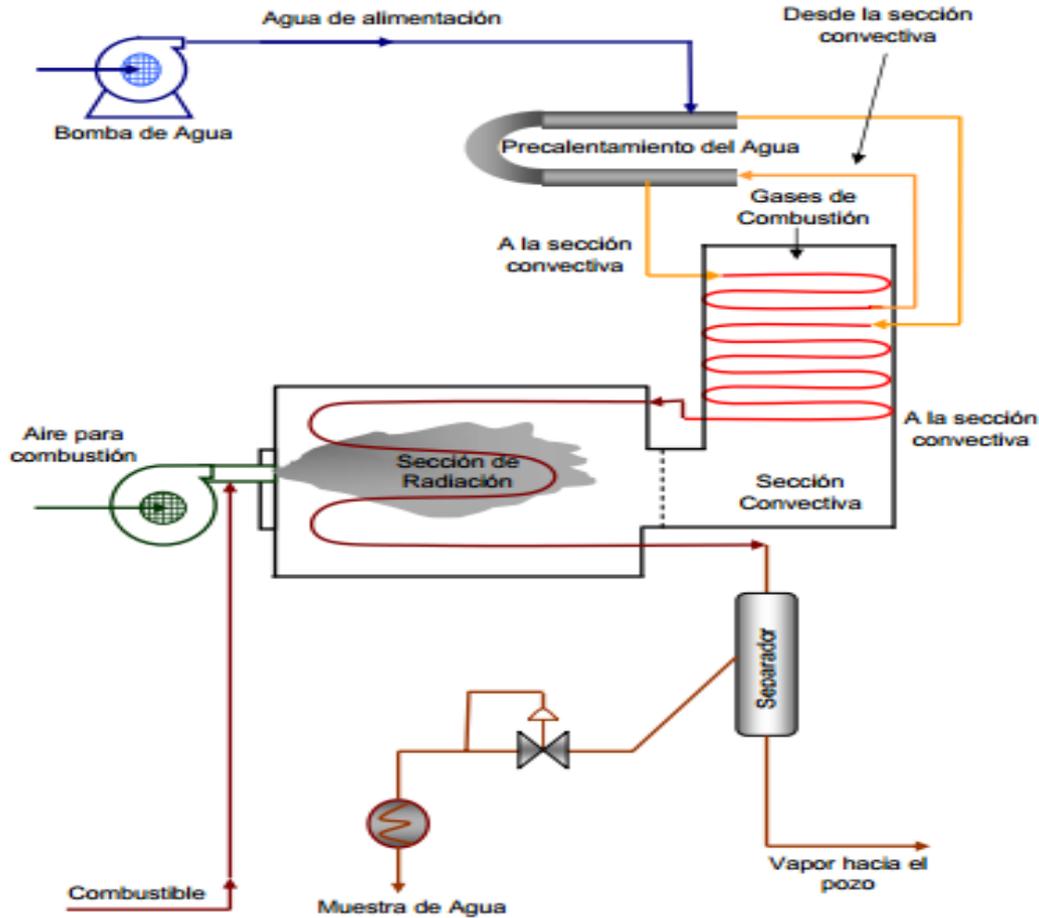


Figura 12. Representación esquemática de un generador de vapor

Cuando se envía agua fría, directamente a la sección convectiva, los gases de combustión con los óxidos de azufre provocan una severa corrosión en las líneas de agua circulante, por lo que la tubería debe estar protegida contra corrosión.

La eficiencia térmica del generador es función directa de la temperatura de salida de los gases de combustión, razón por la cual, se desea que dentro de la sección convectiva a la temperatura de entrada del agua sea moderada (precalentamiento del agua)

El circuito de calentamiento está compuesto de un soplador de aire, en circuito de entrada de combustible, un quemador y varios reguladores y dispositivos de control. La tasa de combustión, el porcentaje aire-combustible y las características de la flama son mantenidas bajo estricto control.

Capítulo 4. Modelo matemático

Este capítulo se enfoca a describir los modelos matemáticos utilizados en el proceso de inyección cíclica de vapor. El capítulo se divide en 5 modelos los cuales describen la calidad de vapor, la temperatura, la presión, la expansión térmica de la tubería y la energía que se añade al yacimiento.

El cálculo de estas propiedades se basa en inyectar el vapor a través de la tubería de producción-inyección r_1 , esta tubería se encuentra aislada por un espacio anular ocupado de aire, la tubería de revestimiento r_2 se encuentra en contacto con el cemento y el cemento con las formaciones.

La figura 13 muestra un esquema de un pozo vertical, donde $z=0$ está ubicada la superficie. Alrededor del sistema de tuberías existe un gradiente geotérmico que afecta a la temperatura.

Para este trabajo de tesis se consideró que la tubería de revestimiento estaría en contacto con la formación.

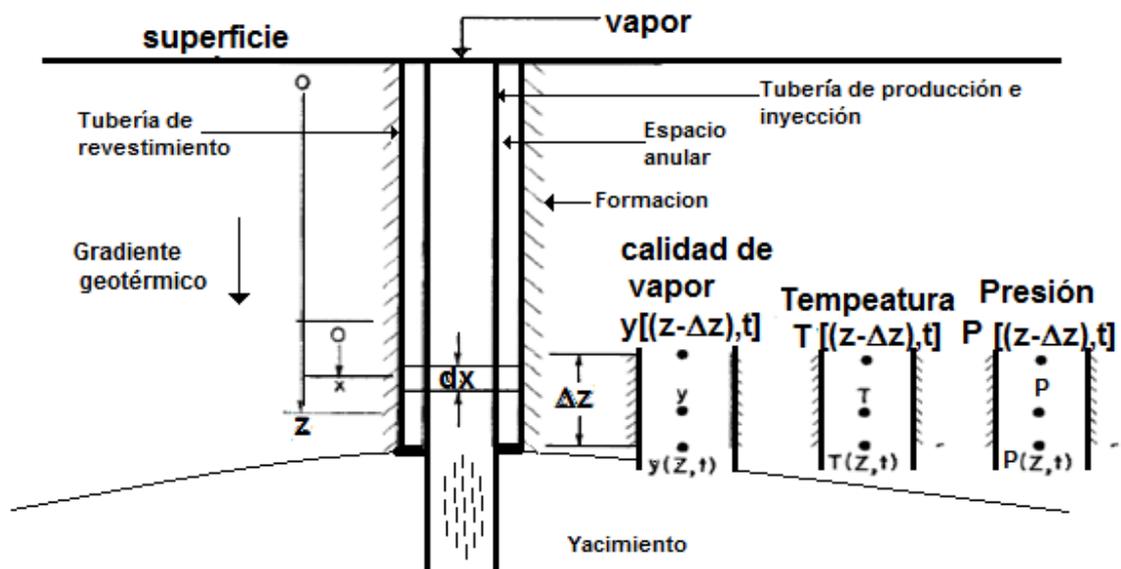


Figura 13. Representación esquemática de la tubería y las formaciones

Método de Satter

El método de Satter (Satter Abdus, “Heat losses during flow of steam down a wellbore”) es un procedimiento analítico para determinar la calidad del vapor al final de un conjunto de intervalos de longitud ΔZ en los cuales se divide la profundidad del pozo. Conociendo la calidad del vapor a una profundidad cualquiera se puede determinar el gasto de pérdidas de calor en el pozo. Mediante la aplicación de la ley de conservación de la energía a un elemento diferencial dx dentro de un intervalo de profundidad se obtiene

$$i_s dH + \frac{i_s g}{778 g_c} dx = d\dot{Q} \dots\dots\dots(1)$$

Donde i_s es el gasto de vapor inyectado [lb/hr], H es la entalpía a la temperatura de saturación [BTU/lb] y “g” es la gravedad [ft/hr^2]

Con la ec. de vapor húmedo donde “y” es la calidad del vapor, L_v es el calor latente a la presión de inyección [BTU/lb] y H_w es la entalpía del saturación del fluido

$$H = yL_v + H_w \dots\dots\dots(2)$$

Despreciando el cambio en la presión por el pozo debido a la fricción y la gravedad, el cambio en entalpía diferencial de un fluido en condensación es

$$dH = L_v dy \dots\dots\dots(3)$$

Sustituyendo (3) en (1)

$$-i_s L_v dy + \frac{i_s g}{778 g_c} dx = d\dot{Q} \dots\dots\dots(4)$$

El calor transferido desde la tubería de revestimiento

$$d\dot{Q} = 2\pi r_1 U(T_s - T_c) dx. \dots\dots\dots(5)$$

Donde U es el coeficiente global de transferencia de calor [BTU/hr- ft^2 -°F], T_s es la temperatura de saturación del vapor y T_c que es la temperatura de la tubería de revestimiento, las temperaturas se encuentran en °F

El calor transferido por conducción de la tubería de revestimiento a los alrededores de la formación. Donde K_{hf} es la conductividad térmica de la tierra. [BTU/hr-ft-°F]

$$d\dot{Q} = \frac{2\pi K_{hf}(T_c - T_e)}{f(t)} dx \dots\dots\dots(6)$$

Igualando (5) y (6)

$$2\pi r_1 U(T_s - T_c) = \frac{2\pi K_{hf}(T_c - T_e)}{f(t)}$$

$$2\pi r_1 U(T_s - T_c)f(t) = 2\pi K_{hf}(T_c - T_e)$$

$$2\pi r_1 U T_s f(t) - 2\pi r_1 T_c U f(t) - 2\pi K_{hf} T_c + 2\pi K_{hf} T_e$$

$$T_c (r_1 U f(t) + K_{hf}) = r_1 U T_s f(t) + K_{hf} T_e$$

Despejando T_c

$$T_c = \frac{r_1 U T_s f(t) + K_{hf} T_e}{(r_1 U f(t) + K_{hf})} \dots\dots\dots(7)$$

Considerando que la temperatura geotérmica cambia linealmente en función de la profundidad. Donde “a” es el gradiente geotérmico, y T_m' es la temperatura media de la superficie.

$$T_e = T_m' + ax \dots\dots\dots(8)$$

Donde:

$$T_m' = T_m + (Z - \Delta Z) \dots\dots\dots(9)$$

Combinando la ec. (4) y ec. (5) y sustituyendo a (7)

$$-i_s L_v dy + \frac{i_s g}{778 g_c} dx = 2\pi r_1 U(T_s - T_c) dx$$

$$-\frac{dy}{dx} = \frac{2\pi r_1 UK_{hf}}{i_s L_v} \left(\frac{(T_s - Tm' - ax)}{i_s L_v (r_1 Uf(t) + K_{hf})} \right) - \frac{g}{778 g_c L_v}$$

Si

$$A' = \frac{i_s L_v (r_1 Uf(t) + K_{hf})}{2\pi r_1 UK_{hf}}$$

$$B' = \frac{g}{778 g_c L_v}$$

$$-\frac{dy}{dx} - \frac{T_s}{A'} + \frac{Tm'}{A'} + \frac{ax}{A'} + B' = 0 \dots\dots\dots(10)$$

$$\frac{dy}{dx} + \frac{T_s}{A'} - \frac{Tm' + ax + B'A'}{A'}$$

Puesto que la caída de presión en este diferencial de tubería se desprecia, la temperatura de condensación de vapor de agua puede ser considerada constante

La solución de la ecuación diferencial anterior es:

$$y = \frac{ax^2}{2A'} + \left(\frac{Tm' + B'A' - T_s}{A'} \right) x + c(t) \dots\dots\dots(11)$$

La función c (t) puede ser evaluada en la condición y= [y (Z-ΔZ), t] y en X=0 en la parte superior del intervalo

$$c(t) = [y(Z - \Delta Z), t]. \dots\dots\dots(12)$$

La expresión final relacionada con la calidad de vapor en la parte inferior de un intervalo ΔZ, en la parte superior está dada la ecuación como:

$$y[Z, t] = y[(Z - \Delta Z), t] + \frac{a(\Delta Z)^2}{2A'} + \frac{[B'A' + Tm' + a(Z - \Delta Z) - T_s] \Delta Z}{A'} \dots\dots(13)$$

Temperatura de enfriamiento de vapor sobrecalentado

La ecuación de Ramey (Ramey, H. J. Jr., “wellbore heat transmission”) describe el comportamiento de la inyección de un gas a medida que avanza por el pozo. En la figura 13 se muestra la representación esquemática de este sistema.

Si el flujo del fluido inyectado es un gas perfecto la entalpia no depende de la presión

$$dH = CdT \dots\dots\dots(14)$$

Por lo que aparecerá un término de energía potencial en el balance de energía.

$$dq = -i_s dT_s + \frac{i_s}{778} dZ = 2\pi r_1 U(T_s - T_c) dZ \dots\dots\dots(15)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones: (6) con (8) y (15)

$$T[Z, t] = aZ + T_m - aA - AB + (T_1 - T_m + aA + AB)e^{\frac{-z}{A}} \dots\dots(16)$$

$$A = \frac{i_s C_g (k_{hf} + r_1 U f(t))}{2\pi r_1 U k_{hf}}$$

$$B = \frac{g}{778 g_c C_g}$$

Las suposiciones realizadas para obtener la ecuación (16) son las siguientes:

1. El fluido es un gas perfecto.
2. No se presenta cambio de fase en el pozo.
3. La tasa de inyección de fluido es constante con una constante temperatura en la cabeza del pozo.
4. Toda variación en las propiedades térmicas y físicas de la tierra y los fluidos del pozo es insignificante.

5. La transferencia de calor en el pozo está en condiciones estacionarias, mientras que el flujo de calor de la tierra es una conducción radial en estado inestable.
6. Cambios por energía cinética y las pérdidas por fricción son despreciables.

Bajo el enfoque actual, se asume que las propiedades térmicas y físicas de vapor son constantes dentro de un intervalo de determinada profundidad. Estas propiedades podrían, cambiar de un intervalo de profundidad a otro.

La ecuación diferencial (16) se resuelve de manera que existan diferentes etapas de profundidad, similar al caso de condensación del vapor, y la ecuación (17) relaciona la temperatura del vapor del intervalo superior con el inferior.

$$T[Z,t] = aZ + T_m - aA - AB + \{T[(Z - \Delta Z),t] - T_m - a(Z - \Delta Z) + aA + AB\}e^{-\Delta Z/A} \dots(17)$$

La función f (t) describe la transición de calor por conducción en un cilindro infinitamente largo propuesto por Ramey (Ramey, H. J. Jr., “wellbore heat transmission”).

El tiempo de convergencia esta en el orden de una semana o más.

$$f(t) = f' \left(\frac{\alpha t}{r_2'^2} \right)$$

Donde α es la difusividad térmica de la tierra [ft^2/hr] y r_2' es el radio exterior de la tubería de revestimiento [ft].

El siguiente modelo matemático fue desarrollado para comprobar que los cambios por energía cinética y las pérdidas por fricción son despreciables.

De la definición de presión hidrostática despreciando los cambios por energía cinética y las pérdidas por fricción tenemos que la presión hidrostática es igual a la densidad característica por la gravedad por la altura.

$$\Delta P_h \sim \rho_c g h \dots\dots\dots(18)$$

Si el gasto es igual al área por la velocidad

$$Q = Av_1 \dots\dots\dots(19)$$

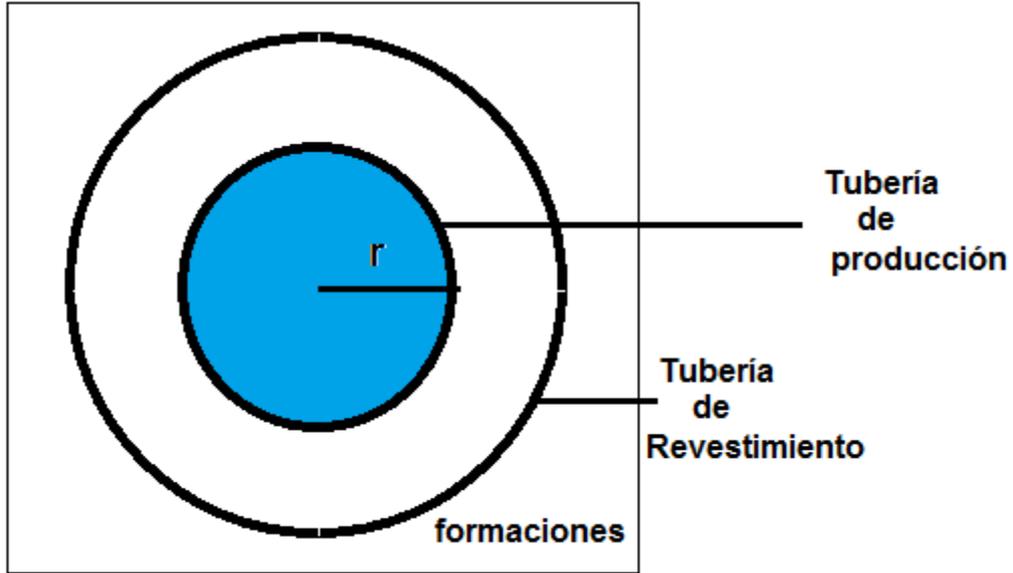


Figura 14. Vista superior de la tubería

Considerando el área A de la tubería de producción como $A = \pi r^2$ sustituyendo en la ecuación (19), observar la figura 14 que es la vista superior de la tubería.

$$Q = \pi r^2 v_c \dots\dots\dots(20)$$

El área A de la tubería en función del diámetro $A = \pi \frac{d^2}{4}$ sustituyendo en la ecuación (19)

$$Q = \pi \frac{d^2}{4} v_c \dots\dots\dots(21)$$

Despejando a la velocidad característica de la ecuación (21)

$$v_c \sim \frac{4Q}{\pi d^2}$$

La caída de presión viscosa se define

$$\frac{\partial P}{\partial Z} = \mu \frac{\partial^2 v}{\partial r^2} \dots\dots\dots(22)$$

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P_\mu}{h} &\sim \mu \frac{v_c}{d^2} \\ \Delta P_\mu &\sim \mu \frac{v_c h}{d^2} \dots\dots\dots(23) \end{aligned}$$

Sustituyendo a la velocidad característica en la ecuación (23)

$$\begin{aligned} \Delta P_\mu &\sim \mu \frac{4Qh}{\pi d^4} \\ \Delta P_\mu &\sim \mu \frac{4Q}{\pi d^3} \frac{h}{d} \end{aligned}$$

En un flujo laminar en una tubería infinita la presión hidrostática es mucho mayor a la presión viscosa.

$$\Delta P_h \gg \Delta P_\mu \dots\dots\dots(24)$$

Sustituyendo la ecuación (18) y la ecuación (23) en la ecuación (24)

$$\rho_c g h \gg \mu \frac{4Q}{\pi d^3} \frac{h}{d}$$

Despejando a Q

$$\frac{\rho_c g \pi d^4}{4\mu} \gg Q$$

Esta última es la condición para que este modelo pueda aplicarse de manera correcta.

Método de Willhite

Este método se fundamenta en el uso de un coeficiente de transferencia de calor total para un sistema formado por un espacio anular, tuberías de inyección y de revestimiento, cemento y aislante en caso de que exista

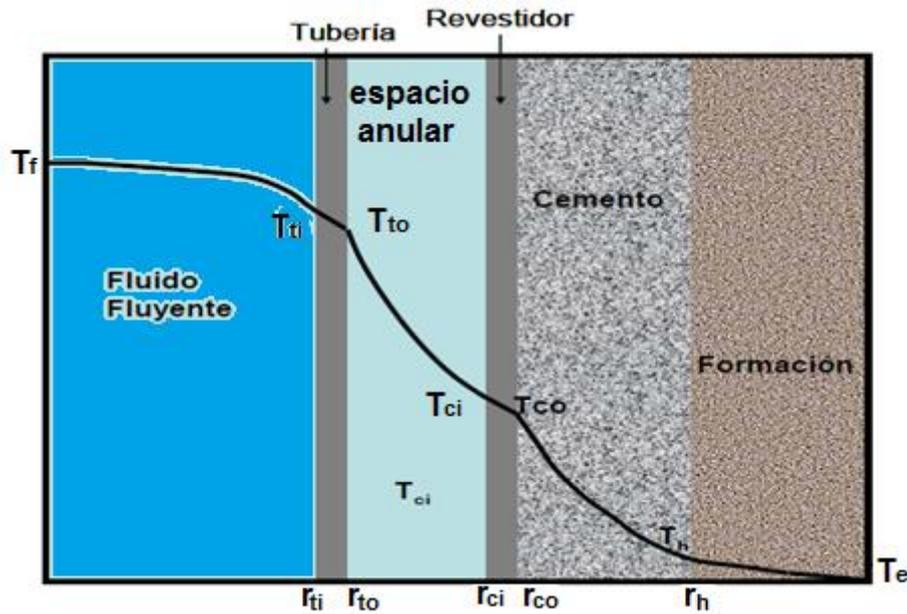


Figura 15. Distribución de temperatura en un pozo de inyección

Basado en este sistema de la figura 15 Willhite desarrolló expresiones para estimar el coeficiente global de transferencia de calor total. Esta expresión es:

Para el caso de tubería de inyección sin aislante:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{1}{(h_c - h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{K_{h\text{cemento}}} \right]^{-1}$$

Y en el caso de tubería de inyección aislada con un aislante:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{k_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins}(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{h\text{cem}}} \right]^{-1}$$

El espacio anular se considera lleno de aire y se ha utilizado el área exterior de la tubería de inyección $2\pi r_{to} \Delta L$ como área característica

La expresión de U_{to} fue desarrollada considerando los siguientes mecanismos de transferencia de calor: convección forzada desde el vapor hacia la superficie interna de la tubería de inyección, conducción a través de las paredes de la tubería de inyección y de revestimiento, del aislante y del cemento, y convección libre y radiación en el espacio anular.

El termino que contiene a h_f y k_{hs} pueden despreciarse, lo que implica suponer que $T_s \cong T_{ti}$ y que $T_{ci} \cong T_{co}$ respectivamente

El coeficiente de transferencia de calor por radiación h_r se evalúa de acuerdo a la ecuación de Stefan-Boltzman

$$h_r = \sigma \varepsilon (T_{to}'^2 + T_{ci}'^2) (T_{to}' + T_{ci}')$$

Donde ε es el factor de forma, el cual depende de la geometría de los cuerpos que relaciona la radiación emitida por un cuerpo, que es interceptada por el otro, y está dada por:

$$\varepsilon = \left(\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right)^{-1}$$

Donde ε_{to} y ε_{ci} son las emisividades de la superficie externa de la tubería de inyección y de la tubería de revestimiento

Para el caso donde la tubería de inyección está recubierta con el aislante

$$h_r' = \sigma \varepsilon (T_{ins}'^2 + T_{ci}'^2) (T_{ins}' + T_{ci}')$$

Donde:

$$\varepsilon = \left(\frac{1}{\varepsilon_{ins}} + \frac{r_{ins}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right)^{-1}$$

Los coeficientes de transferencia de calor por convección natural con o sin aislante (h_c y h'_c) se pueden evaluar de acuerdo a valores experimentales correlacionados mediante el análisis dimensional. Las ecuaciones desarrolladas para su evaluación son las siguientes:

$$h_c = \frac{.049 k_{han} (Gr Pr)^{.333} Pr^{.074}}{r_{to} \ln \left(\frac{r_{ci}}{r_{to}} \right)}$$

Con

$$Gr = \left[\frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g \rho_{an}^2 \beta_{an} (t_{to} - t_{ci})}{\mu_{an}^2} \right]$$

Y

$$Pr = \frac{C_{pan} \mu_{an}}{K_{han}}$$

Y con aislante:

$$h_c' = \frac{.049 K_{han} (Gr Pr)^{.333} (Pr)^{.074}}{r_{ins} \ln \left(\frac{r_{ci}}{r_{ins}} \right)}$$

$$Gr = \left[\frac{(r_{ci} - r_{ins})^3 g \rho_{an}^2 \beta_{an} (t_{ins} - t_{ci})}{\mu_{an}^2} \right]$$

$$Pr = \frac{C_{pan} \mu_{an}}{K_{han}}$$

r_{ti} = Radio interno de la tubería de inyección [ft]

r_{to} = Radio externo de la tubería de inyección [ft]

r_{ins} = Radio externo del aislante [ft]

r_{ci} = Radio interno del revestimiento [ft]

r_{co} = Radio externo de la tubería de revestimiento [ft]

r_h = Radio del pozo [ft]

k_{hins} = Conductividad térmica del aislante $\left[\frac{BTU}{hr-ft-^{\circ}F} \right]$

k_{hs} = Conductividad térmica de la tubería $\left[\frac{BTU}{hr-ft-^{\circ}F} \right]$

k_{hc} = Conductividad térmica del cemento $\left[\frac{BTU}{hr-ft-^{\circ}F} \right]$

k_{han} = Conductividad térmica del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el espacio anular $\left[\frac{BTU}{hr-ft-^{\circ}F} \right]$

h_f = Coeficiente de película de transferencia de calor o coeficiente de condensación entre el fluido fluyendo y la superficie interna de la tubería de inyección. $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hr-ft}^2-\text{°F}} \right]$

h_r = Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de revestimiento $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hr-ft}^2-\text{°F}} \right]$

h_c = Coeficiente de transferencia de calor por convección natural entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de revestimiento $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hr-ft}^2-\text{°F}} \right]$

h_r' = Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa del aislante y la interna de revestimiento $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hr-ft}^2-\text{°F}} \right]$

h_c' = Coeficiente de transferencia de calor por convección natural entre la superficie externa del aislante y la interna de revestimiento $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{hr-ft}^2-\text{°F}} \right]$

μ_{an} = Viscosidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el espacio anular $\left[\frac{\text{lb}}{\text{ft-hr}} \right]$

β_{an} = Coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el espacio anular $[\text{°F}^{-1}]$

ρ_{an} = Densidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el espacio anular $\left[\frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right]$

C_{pan} = Calor específico del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el espacio anular $\left[\frac{\text{BTU}}{\text{lb-°F}} \right]$

g = Constante de gravedad $4.17 \times 10^8 \left[\frac{\text{ft}^2}{\text{hr}} \right]$

Caída de presión en el pozo

Considere el esquema de la figura 13

Debido a que tenemos un fluido bifásico no se puede considerar a la densidad constante por las variaciones de temperatura que existen. Así que se propone realizar un modelo matemático que incluya las variables de: calidad de vapor y temperatura, en cada uno de los intervalos.

La densidad es la razón entre la masa de un cuerpo y el volumen total que ocupa

$$\dot{\rho}_e = \frac{\dot{m}_t}{\dot{V}_t} \dots\dots\dots(25)$$

El volumen total de una mezcla es el volumen del liquido mas el volumen de vapor

$$\dot{\rho}_e = \frac{\dot{m}_t}{\dot{V}_t} = \frac{\dot{m}_t}{\dot{V}_g + \dot{V}_L} \dots\dots\dots(26)$$

De la definición de calidad de vapor

$$y = \frac{\dot{m}_V}{\dot{m}_v + \dot{m}_L} \dots\dots\dots(27)$$

$$y = \frac{1}{1 + \frac{\dot{m}_L}{\dot{m}_v}}$$

$$1 + \frac{\dot{m}_L}{\dot{m}_v} = \frac{1}{y} \dots\dots\dots(28)$$

La ecuación (28) donde la masa está en función de la densidad y el volumen

$$\frac{\dot{m}_L}{\dot{m}_v} = \frac{1}{y} - 1 = \frac{\dot{\rho}_L \dot{V}_L}{\dot{\rho}_g \dot{V}_g} \dots\dots\dots(29)$$

De la definición de la ecuación de gas ideal tenemos que:

$$\frac{P}{T} = WR\dot{\rho}_g \dots\dots\dots(30)$$

$$\frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_g} = \dot{\rho}_g = \frac{P}{RTW}$$

Entonces la densidad del gas está dada por:

$$\dot{\rho}_g = \frac{P}{RTW} \dots\dots\dots(31)$$

La masa total de una mezcla está dada por la suma de la masa de gas más la masa del líquido.

$$\dot{m}_g + \dot{m}_L = \dot{m}_t \dots\dots\dots(32)$$

Aplicando este mismo principio pero en función de la densidad y el volumen.

$$\dot{\rho}_g \dot{V}_g + \dot{\rho}_L \dot{V}_L = \dot{m}_t \dots\dots\dots(33)$$

Considerando la densidad del líquido constante

$$\dot{\rho}_L = cte \dots\dots\dots(34)$$

Si despejamos el volumen del liquido de la ecuación (33)

$$\dot{V}_L = \frac{\dot{m}_t - \dot{\rho}_g \dot{V}_g}{\dot{\rho}_L} \dots\dots\dots(35)$$

Sustituyendo la ecuación (34) en la ecuación (29) y aplicando algebra para despejar al volumen del gas

$$\frac{\dot{m}_t - \dot{\rho}_g \dot{V}_g}{\dot{\rho}_L \dot{V}_g} = \left(\frac{1}{y} - 1\right) \frac{P}{RW\dot{\rho}_L T}$$

$$\dot{m}_t - \dot{\rho}_g \dot{V}_g = \left(\frac{1}{y} - 1\right) \frac{P\dot{V}_g}{RWT}$$

$$\dot{m}_t = \dot{V}_g \left[\left(\frac{1}{y} - 1\right) \frac{P}{RWT} + \dot{\rho}_g \right]$$

Tenemos que:

$$\dot{V}_g = \frac{\dot{m}_t}{\left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) \frac{P}{RWT} + \dot{\rho}_g \right]} \dots\dots\dots(36)$$

Sustituyendo en la ecuación (24) las ecuaciones (31), (34), (35) y (36)

$$\dot{\rho}_e = \frac{\dot{m}_t}{\frac{\dot{m}_t}{\left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) \frac{P}{RWT} + \dot{\rho}_g \right]} + \frac{\dot{m}_t - \dot{\rho}_g \dot{V}_g}{\dot{\rho}_L}$$

$$\dot{\rho}_e = \frac{\dot{m}_t}{\frac{\dot{m}_t}{\left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) \frac{P}{RWT} + \frac{P}{RWT} \right]} + \frac{\dot{m}_t - \frac{P}{RWT} \frac{\dot{m}_t}{\left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) \frac{P}{RWT} + \frac{P}{RWT} \right]}}{\dot{\rho}_L}$$

$$\dot{\rho}_e = \frac{\dot{m}_t}{\frac{\dot{m}_t}{\frac{P}{RWT} \left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) + 1 \right]} + \frac{\left(-\frac{P}{RWT} + \dot{m}_t \right) \frac{\dot{m}_t}{\frac{P}{RWT} \left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) + 1 \right]}}{\dot{\rho}_L} \dots\dots\dots(37)$$

Debido a que el vapor no es un gas ideal se le aplica un factor de corrección Z para obtener el comportamiento de un gas real

$$\dot{\rho}_e = \frac{\dot{m}_t}{\frac{\dot{m}_t}{\frac{PZ}{RWT} \left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) + 1 \right]} + \frac{\left(-\frac{PZ}{RWT} + \dot{m}_t \right) \frac{\dot{m}_t}{\frac{PZ}{RWT} \left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) + 1 \right]}}{\dot{\rho}_L} \dots\dots\dots(38)$$

$$\frac{P_{i+1} - P_i}{\Delta Z} = P_{iny} + \dot{\rho}_e g \Delta Z$$

Ecuación de energía

Este modelo matemático tiene como objetivo determinar la energía que llega al yacimiento.

$$\varepsilon = \int_A \rho v C v T dA \dots\dots\dots(39)$$

En un fluido bifásico se necesita determinar la cantidad de energía que contiene el agua en fase líquida y en fase gaseosa

$$\varepsilon = \int_A \rho_g v C_g T dA_g + \int_A \rho_L v C_L T dA_L \dots\dots\dots(40)$$

Donde:

g = vapor

L = líquido

La densidad es una medida de cuánto material se encuentra comprimido en un espacio determinado, al ser un fluido bifásico convive en un cierto espacio el vapor y el agua.

$$\rho_{T=\frac{m_T}{V_T}} = \frac{m_g+m_L}{V_g+V_L} \dots\dots\dots(41)$$

En función de la densidad y el volumen

$$\rho_T = \frac{\rho_g V_g + \rho_L V_L}{V_g + V_L} \dots\dots\dots(42)$$

$$\varepsilon = (\rho_g C_g + \rho_L C_L) v T A \dots\dots\dots(43)$$

Poniendo la ecuación (43) en función de la masa y el volumen

$$\varepsilon = \left(\frac{m_g}{V_g} C_g + \frac{m_L}{V_L} C_L \right) vTA \dots\dots\dots(44)$$

Multiplicando toda la ecuación por el gasto másico

$$\varepsilon = \left(\frac{m_g}{V_g m_T} C_g + \frac{m_L}{V_L m_T} C_L \right) vTA \dot{m}_T \dots\dots\dots(45)$$

Por definición la calidad de vapor es el porcentaje en masa de vapor en una mezcla líquido-vapor

$$\varepsilon = \left(\frac{C_g}{V_g} y + \frac{m_L}{V_L m_T} C_L \right) vTA m_T \dots\dots\dots(46)$$

El gasto másico total de un fluido bifásico es la suma del flujo másico del agua y el flujo másico del vapor.

$$y = \frac{m_g}{m_T}; \frac{1}{y} = \frac{m_L + m_g}{m_g}; \frac{1}{y} = \frac{m_L}{m_g} + 1 \dots\dots\dots(47)$$

De la ecuación (32)

si

$$m_T = m_L + m_g$$

$$\varepsilon = \left(\frac{C_g}{V_g} y + (1 - y) \frac{C_L}{V_L} \right) vTA \dot{m}_T \dots\dots\dots(48)$$

De la ecuación (35) el volumen del líquido es lo siguiente

$$V_L = \frac{m_T - \rho_g V_g}{\rho_L}$$

Donde

$$\rho_L = cte$$

$$\varepsilon = \left(\frac{C_g}{V_g} y + (1 - y) \frac{C_L}{\left(\frac{m_T - \rho_g V_g}{\rho_L} \right)} \right) vTA \dot{m}_T \dots\dots\dots(49)$$

Haciendo algebra se llega a lo siguiente:

$$\varepsilon = \left(\frac{C_g}{V_g} y + (1 - y) \frac{C_{L\rho L}}{(m_T - \rho_g V_g)} \right) v T A \dot{m}_T \dots\dots\dots(50)$$

La densidad de un gas se puede representar con la ecuación de estado de un gas ideal. EL vapor de agua no se puede considerar como un gas ideal, por lo que se le aplica un factor de corrección que es el factor de compresibilidad.

$$\rho_g = \frac{P}{RTW} Z \dots\dots\dots(51)$$

Donde Z es el factor de compresibilidad

De la ecuación (36)

$$V_g = \frac{\dot{m}_T}{\left(\frac{1}{y} - 1\right) \frac{PZ}{RTW} + \frac{PZ}{RTW}} = \left[\frac{\dot{m}_T}{\frac{PZ}{RTW} \left[\left(\frac{1}{y} - 1\right) + 1 \right]} \right]$$

Sustituyendo

$$\varepsilon = \left(\frac{\frac{C_g}{\dot{m}_T} y + (1 - y)}{\frac{\frac{PZ}{RTW} \left[\left(\frac{1}{y} - 1\right) + 1 \right]}{\dot{m}_T - \frac{PZ}{RTW} \left[\frac{\dot{m}_T}{\frac{PZ}{RTW} \left[\left(\frac{1}{y} - 1\right) + 1 \right]} \right]}} \right) v T A \dot{m}_T$$

Algebraicamente queda lo siguiente

$$\varepsilon = \left(\frac{C_g}{\dot{m}_T} y + (1 - y) \frac{C_{L\rho L}}{\left(\dot{m}_T - \left[\frac{\dot{m}_T}{\left[\left(\frac{1}{y} - 1\right) + 1 \right]} \right]} \right)} \right) v T A \dot{m}_T \dots\dots\dots(52)$$

Si el flujo másico se define de la siguiente manera

$$\dot{m}_T = \rho v A \dots\dots\dots(53)$$

Despejando a la velocidad

$$v = \frac{\dot{m}_T}{\rho A} \dots\dots\dots(54)$$

Sustituyendo (49) en (47) queda lo siguiente.

$$\varepsilon = \left(\frac{\frac{C_g}{m_T} y + (1 - y)}{\frac{PZ}{RTW} \left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) + 1 \right]} \right) \frac{C_L \rho_L}{\left(m_T \left[\frac{m_T}{\left[\left(\frac{1}{y} - 1 \right) + 1 \right]} \right]} \right)} \frac{T \dot{m}_T^2}{\rho_c} \dots(55)$$

Expansión térmica de la tubería

En la industria petrolera es muy común la expansión térmica de la tubería debido a que está sometida a grandes temperaturas, por lo cual es importante considerar a la hora de diseñar las distintas deformaciones que esta tendrá.

La deformación de la tubería está dada por el coeficiente de expansión térmica y por la temperatura. Dado que los modelos presentados en esta tesis estudian los cambios de temperatura, calidad de vapor y de presión a cualquier intervalo de profundidad consideramos que el ΔX irá cambiando conforme aumenta la profundidad y visiblemente en función de la temperatura.

$$\delta = \beta \Delta x \Delta T \dots\dots\dots(56)$$

Se realiza la integral de 0 a L para determinar las deformaciones a lo largo de la tubería

$$\delta_T = \int_0^L \delta dx = \int_0^L \beta \Delta T(x) dx \dots\dots\dots(57)$$

La sumatoria de cada uno de las deformaciones de los intervalos calculados, que es igual a la deformación total de toda la tubería.

$$\delta_T = \beta \sum_{i=1}^n \Delta x_i \Delta T_i \dots\dots\dots(58)$$

Capítulo 5. Resultados numéricos

Durante el proceso de simulación numérica se consideraron los diámetros de tuberías comúnmente usadas para la producción en la industria petrolera. Se consideró que la roca sería caliza saturada en agua. La conductividad térmica de la roca se consideró constante y el gradiente geotérmico cambia linealmente $0.011^{\circ}\text{F}/\text{ft}$ a medida que se profundiza en la corteza terrestre. El tiempo del proceso fue de 28 días.

En cada uno de los escenarios propuestos se hace una variación de las condiciones iniciales de inyección tales como: gasto, calidad de vapor, presión y temperatura; con el fin de determinar el conjunto más adecuado que tenga la menor pérdida de temperatura hacia formaciones.

Para determinar la temperatura, presión o calidad de vapor de inyección se utilizó un macros realizado en Excel que determina estos parámetros.

En la tabla 5 se presentan las consideración y los datos que fueron tomados como constantes.

Los resultados de los modelos matemáticos presentados en esta tesis se encuentran en unidades del sistema inglés; para fines prácticos los resultados reflejados en las graficas se presentaran en el sistema internacional de unidades.

Los resultados presentados en las graficas del efecto de la temperatura sobre la viscosidad del aceite pesado, son en el instante en el cual el pozo se abre a producción. Ya que se considera que la tubería mantiene la ultima temperatura del paso de inyección de vapor.

La temperatura normalizada, es el producto de la división de la temperatura en la tubería entre la temperatura a la que se encuentra el yacimiento, mientras el producto de esta división sea mayor a uno, significa que el fluido inyectado está llegando a una temperatura mayor a la que se encuentra el pozo.

Tabla 5 Datos considerados como constantes para la simulación numérica

Consideraciones	Símbolo	Valor	Unidades
radio interno de la tubería	r ₁	0.21	Ft
Radio externo de la tubería	r' ₁	0.22	Ft
Conductividad Térmica de la tierra	K _{hf}	2.05	BTU/hr-ft-°F
Conductividad Térmica de la tubería	K _{ht}	30	BTU/hr-ft-°F
Temperatura de la superficie de la tierra	T _m	86	°F
difusividad térmica de la tierra	A	0.046	ft ² /hr
gradiente geotérmico	a	0.011	°F/ft
calor latente del vapor	L _v	682	BTU/lb
profundidad del pozo	Z	2296.59	Ft
Gravedad	g	417011328	ft/(hr ²)
factor de conversión	g _c	417000000	lbm-ft/lbf-(hr ²)
cte universal de gas ideal	R	10.732	(lb*pg-ft ³)/(lbm-mol-°R)
cte stefan-boltzman	σ	1.71*10 ⁻⁹	BTU/(hr-ft ² -°R)
Emisividad de la tubería	ε	.9	Adimensional
Emisividad del aislante	ε _{ins}	.01	Adimensional

En la figura 16 se muestra los datos de entrada, del lado izquierdo se muestran los datos que son constantes mostrados en la tabla 5. En la parte central se encuentran las graficas de temperatura, presión, calidad de vapor, energía que llega al yacimiento, la energía generada, temperatura normalizada, expansión térmica de la tubería y la viscosidad. Del lado derecho se muestra el estado mecánico de la tubería, que puede ser modificada o adaptada a las condiciones de la tubería en el campo.

Modelo simplificado de inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceite pesado

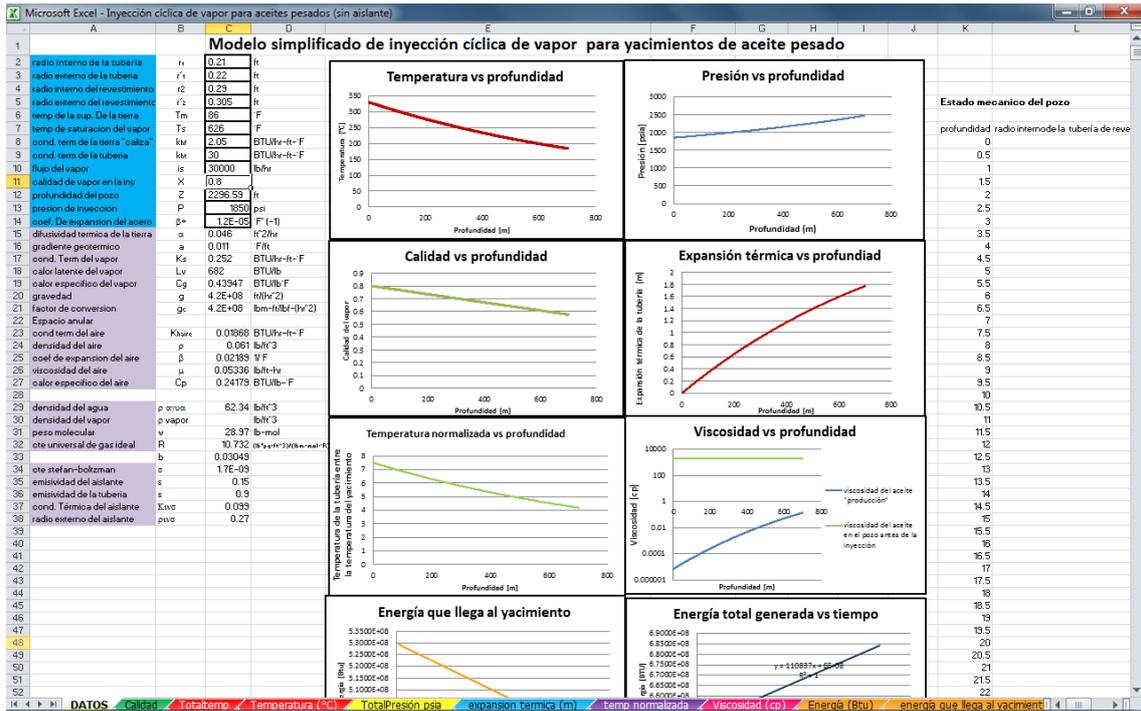


Figura 16. Datos de entrada al programa

Para obtener los resultados que tiene la temperatura sobre la viscosidad en un aceite pesado, se considera pertinente utilizar los datos reales de viscosidad existentes en un pozo en la zona sur de México. Para obtener una ecuación que represente la viscosidad a cualquier temperatura, se ajusto la curva a los datos conocidos en la figura 17 y se muestra la ecuación. En la tabla 6 se muestra la variación de la viscosidad a diferentes temperaturas

Tabla 6 datos de la viscosidad a distintas temperaturas

Viscosidad (cP)									
Pozo Sur	Temperatura (°C)								
	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	15,956	5,335	2,125	948	481	259	152	95	63

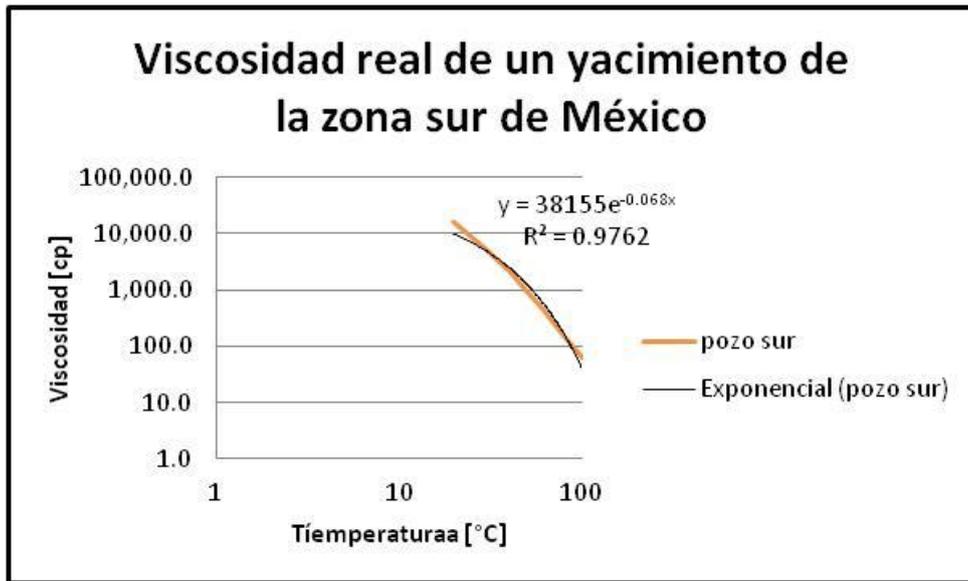


Figura 17. Curva de ajuste para obtener datos de viscosidad

Obteniendo la siguiente ecuación:

$$y = 38155e^{-0.068X}$$

Donde en esta ecuación “y” representa a la viscosidad y “x” a la temperatura

Escenario 1

En el escenario 1 se reporto un gasto de 22638 lb/ hr a una temperatura de inyección de 330°C con calidad de 0.8 y una presión de inyección de 1800 Psia. Al final de este periodo se reporto lo siguiente

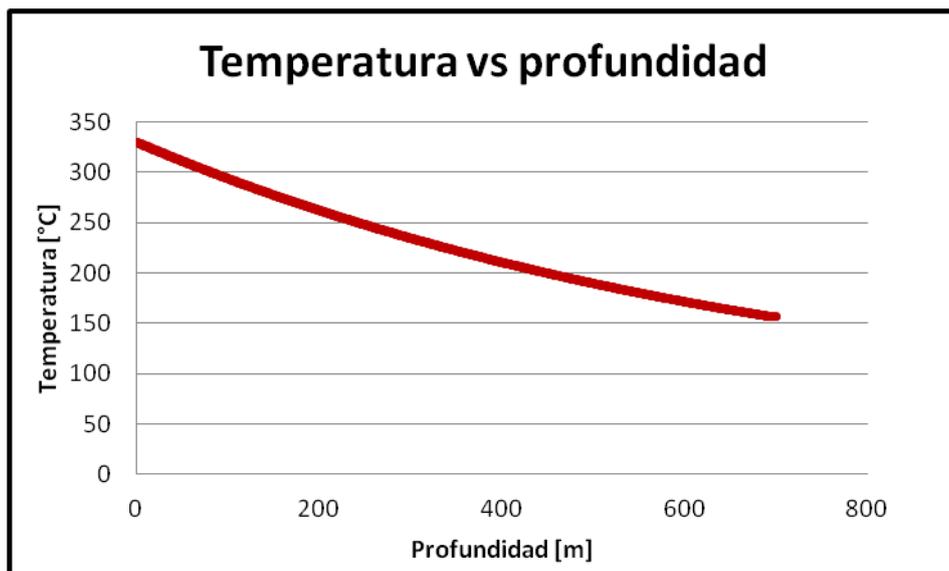


Figura 18. Gráfica del escenario 1 temperatura contra profundidad

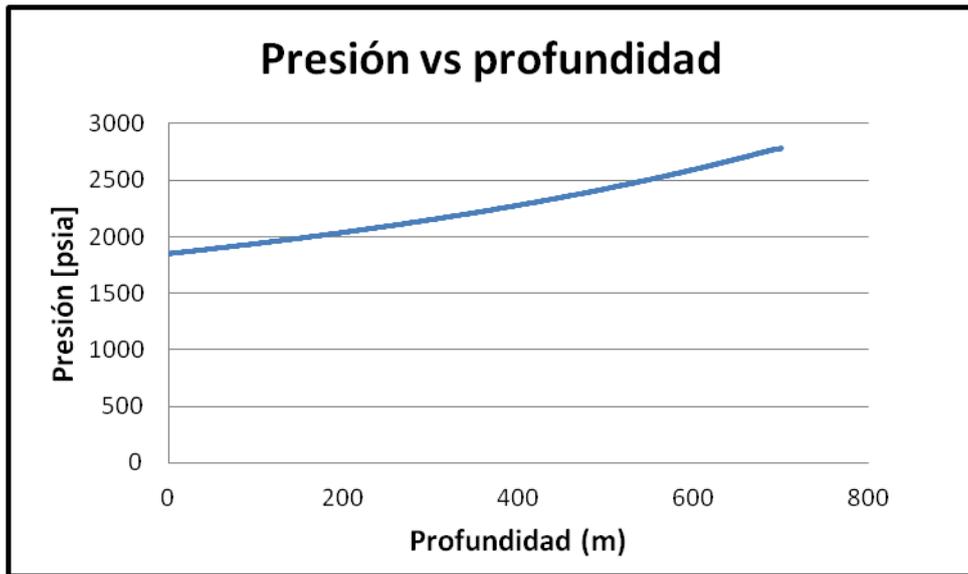


Figura 19. Gráfica del escenario 1 presión contra profundidad

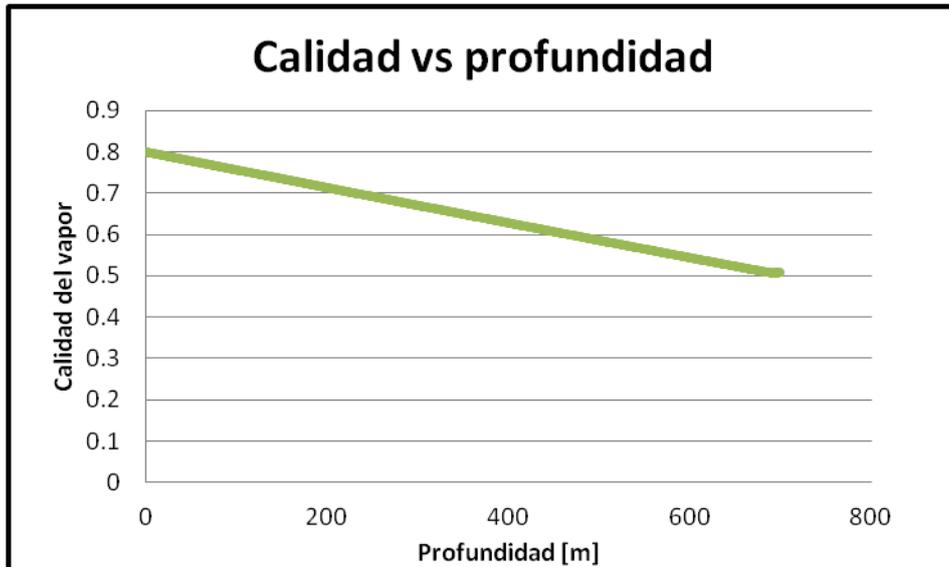


Figura 20. Gráfica del escenario 1 calidad de vapor contra la profundidad

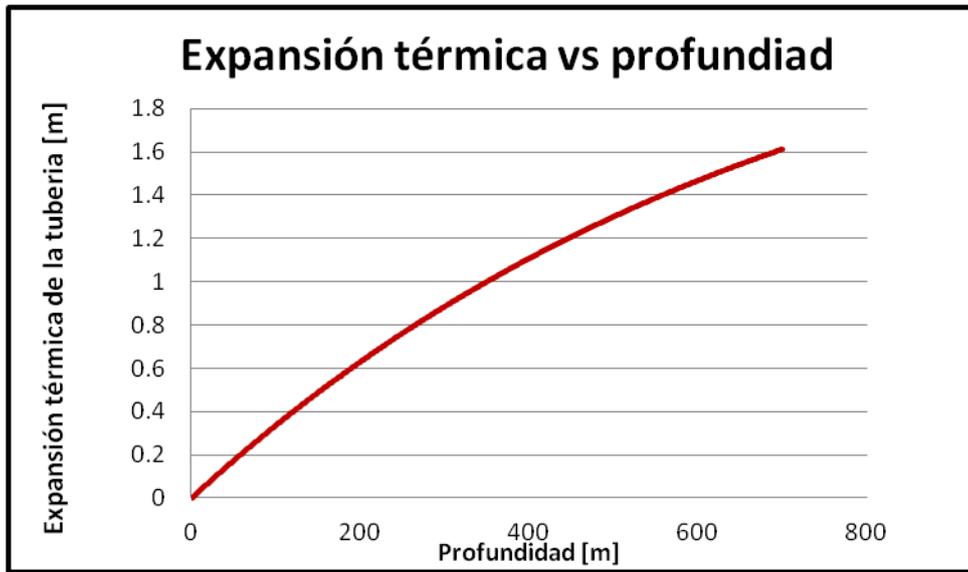


Figura 21. Gráfica del escenario 1 expansión térmica de la tubería contra la profundidad

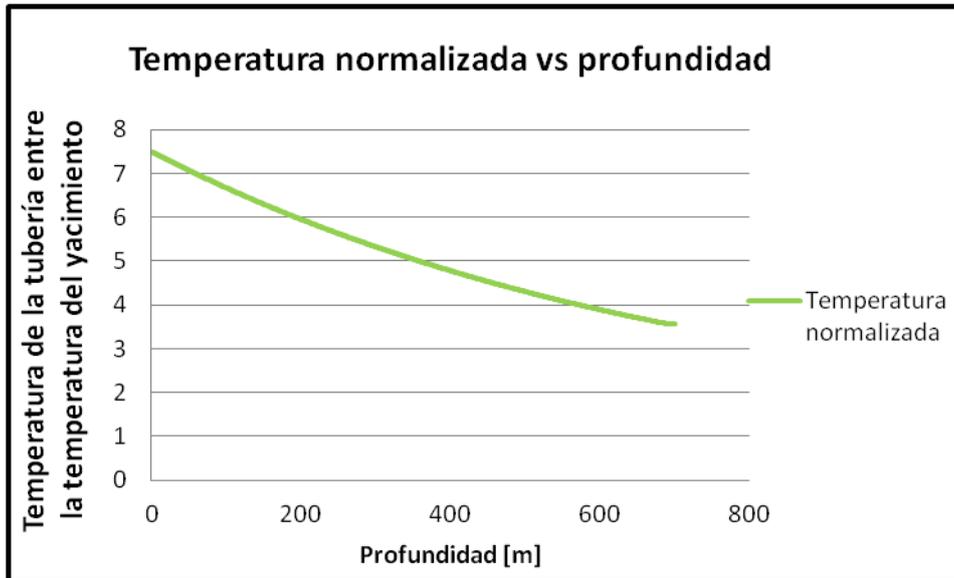


Figura 22. Gráfica del escenario 1 temperatura normalizada contra profundidad

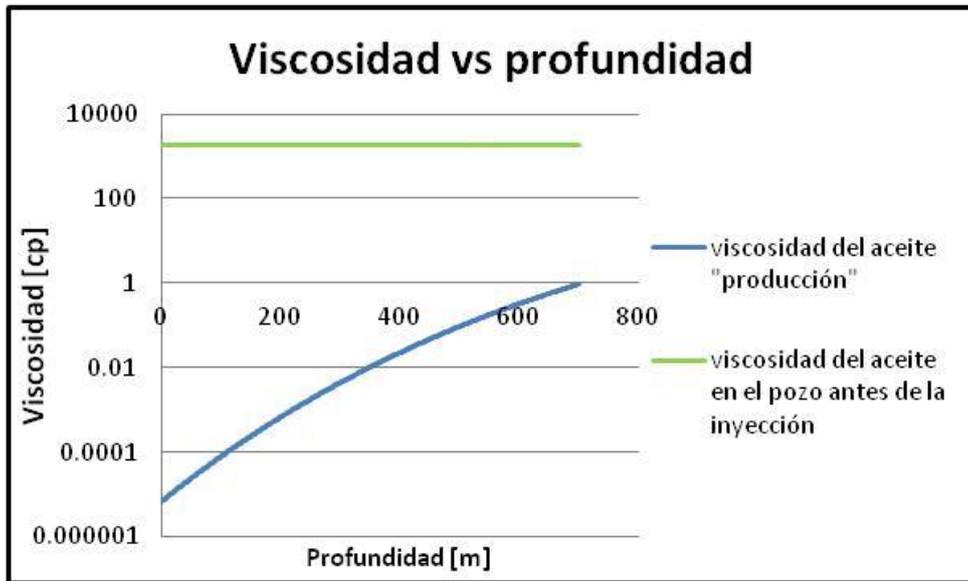


Figura 23 Gráfica del escenario 1 viscosidad contra profundidad

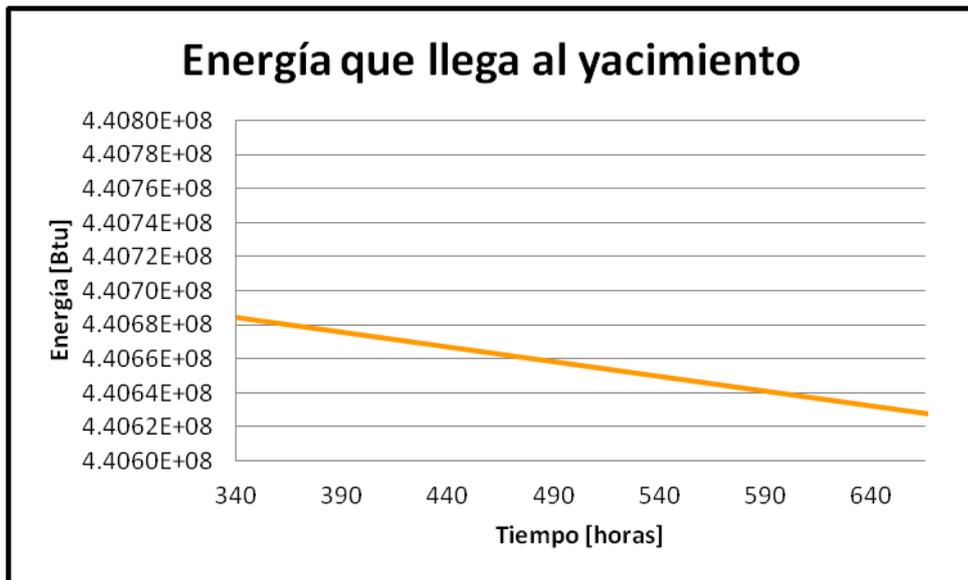


Figura 24. Gráfica del escenario 1 energía que llega al yacimiento contra tiempo

Escenario 2

En el escenario 2 se reporto un gasto de 30000 lb/ hr a una temperatura de inyección de 372°C con calidad de 0.8 y una presión de inyección de 3050 Psia durante un mes.

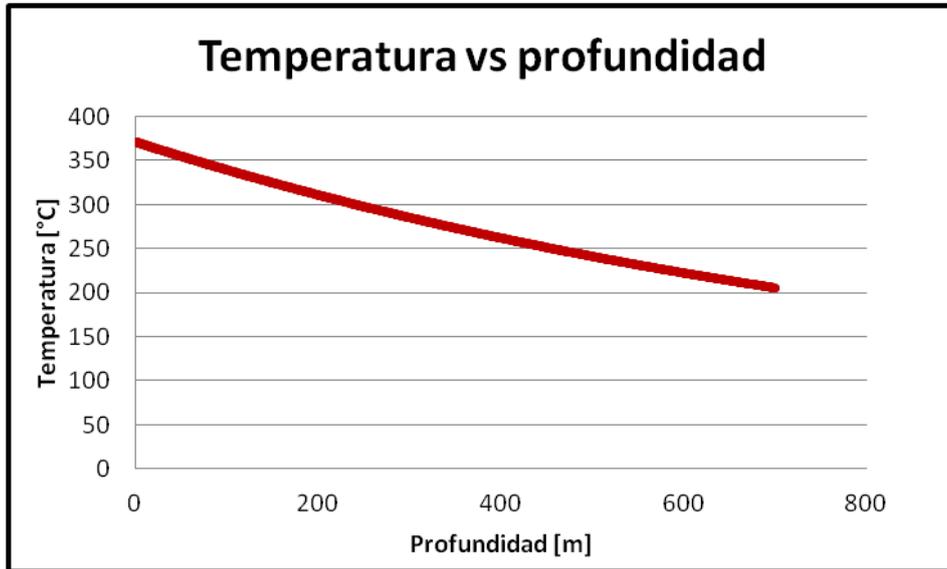


Figura 25. Gráfica del escenario 2 temperatura contra la profundidad

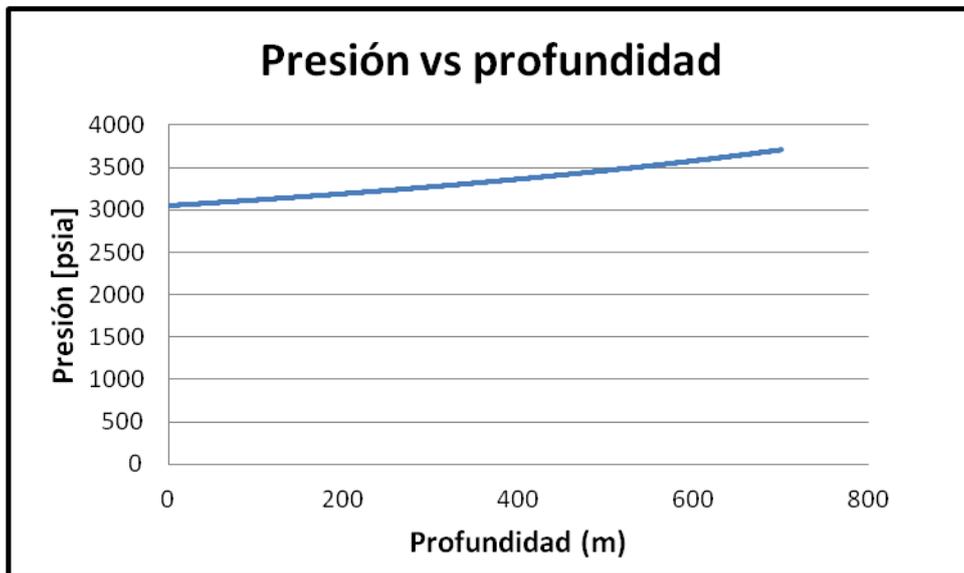


Figura 26. Gráfica del escenario 2 presión contra la profundidad

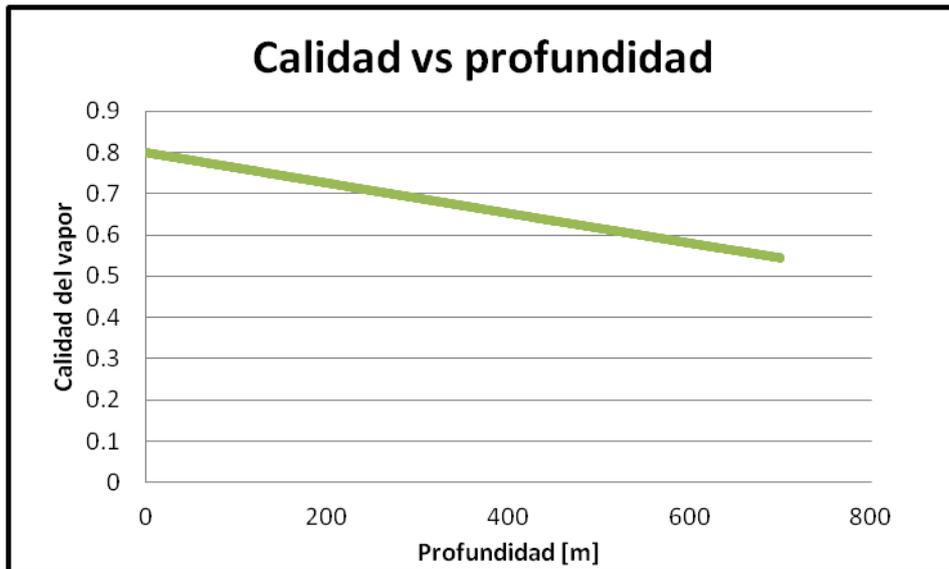


Figura 27. Gráfica del escenario 2 calidad de vapor contra la profundidad

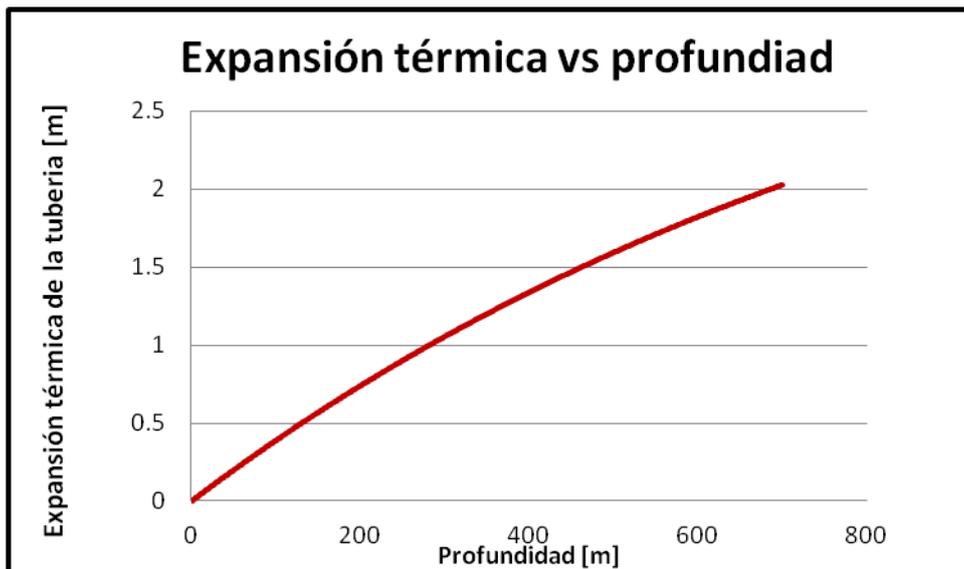


Figura 28. Gráfica del escenario 2 expansión térmica de la tubería contra la profundidad

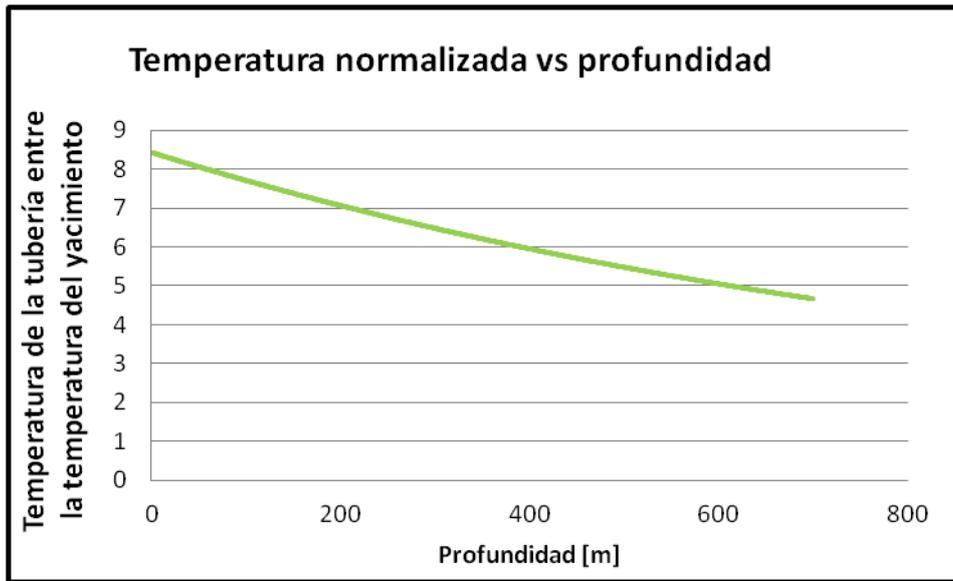


Figura 29. Gráfica del escenario 2 temperatura normalizada contra profundidad

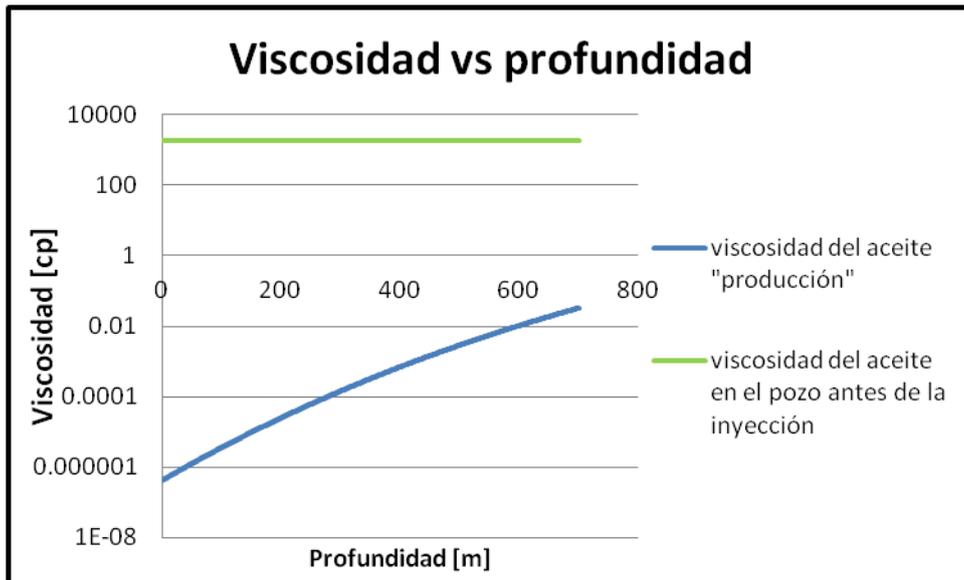


Figura 30. Gráfica del escenario 2 viscosidad contra profundidad

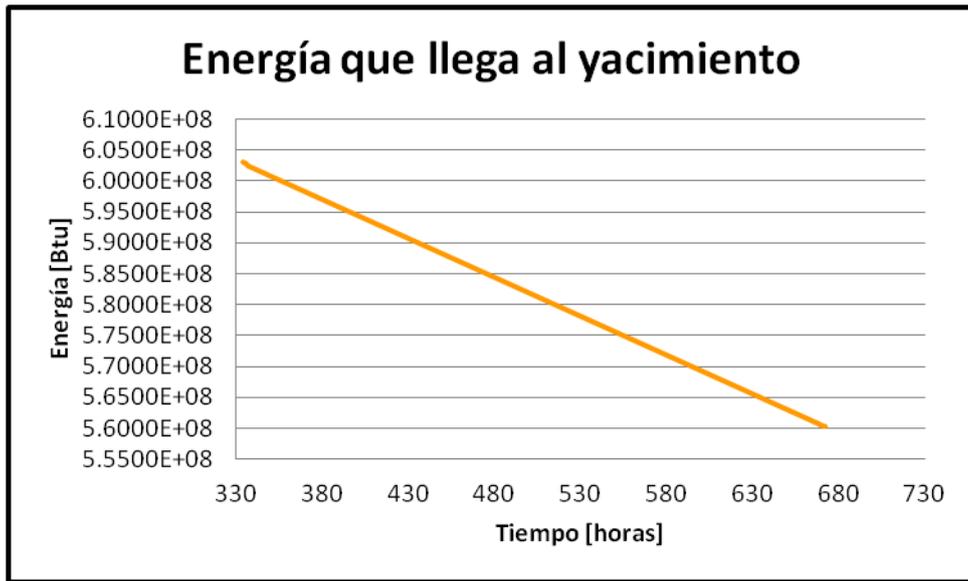


Figura 31. Gráfica del escenario 2 energía que llega al yacimiento contra tiempo

Escenario 3

En la siguiente grafica se reportó un gasto de vapor de 40000 lb/ hr a una temperatura de inyección de 330 C con calidad de 0.8 y una presión de inyección de 1800 Psia durante 28 días.

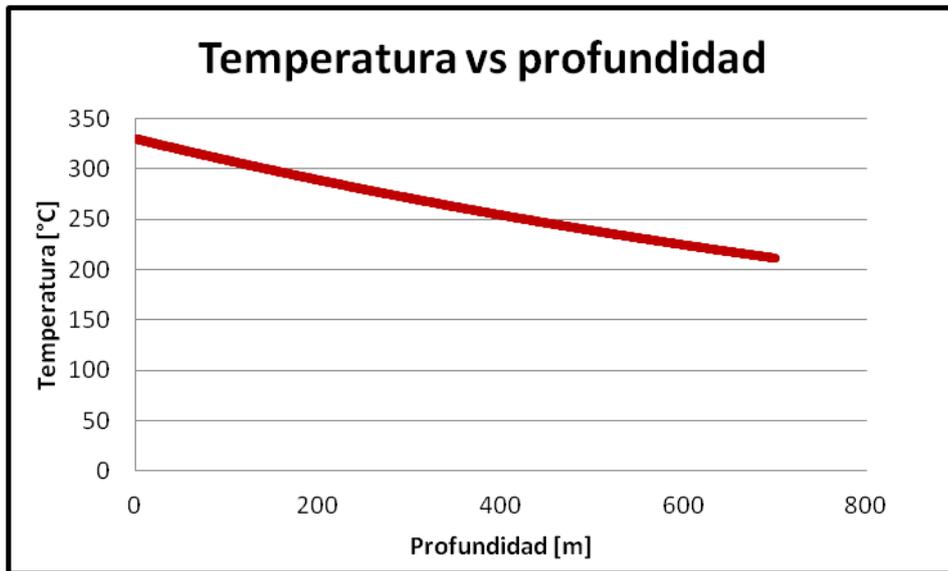


Figura 32. Gráfica del escenario 3 temperatura contra profundidad

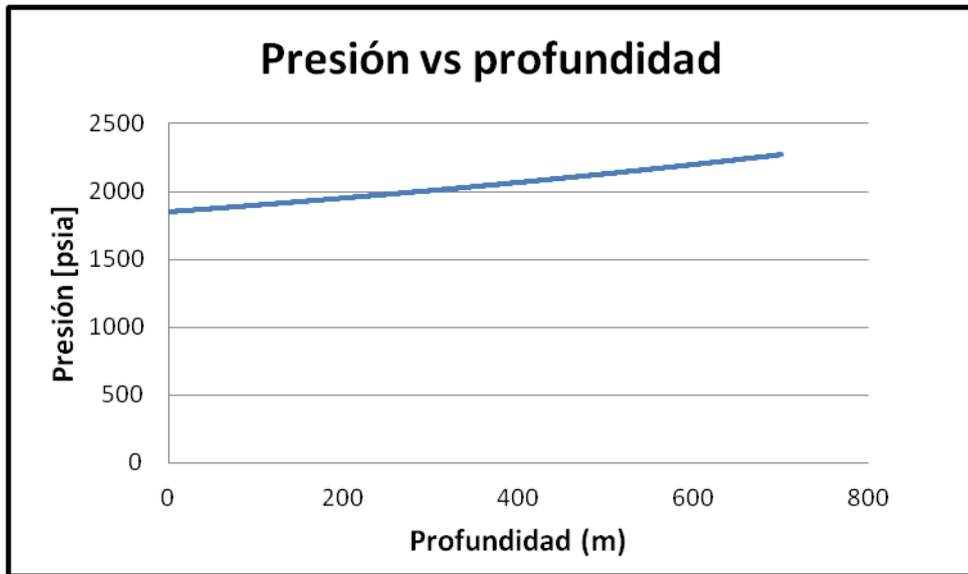


Figura 33. Gráfica del escenario 3 presión contra profundidad

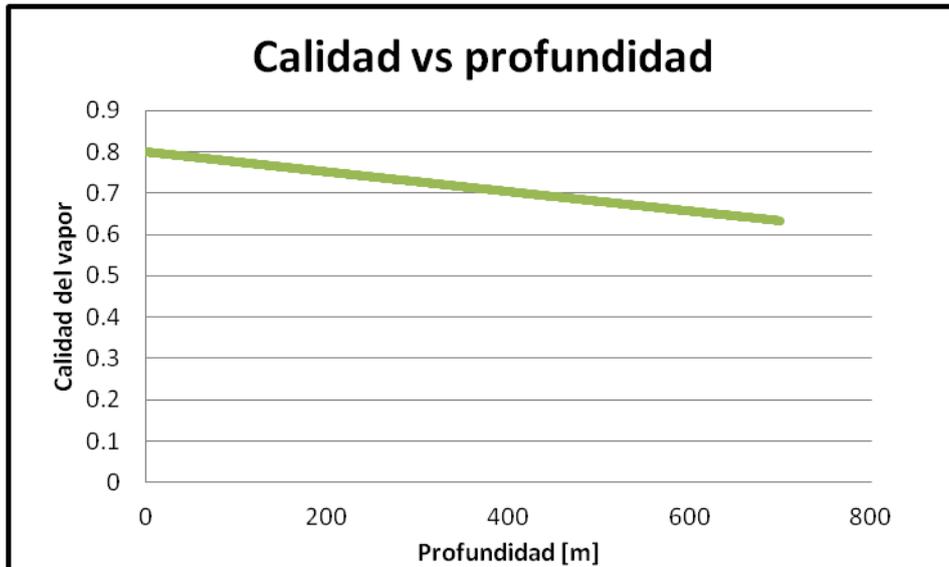


Figura 34. Gráfica del escenario 3 calidad de vapor contra profundidad

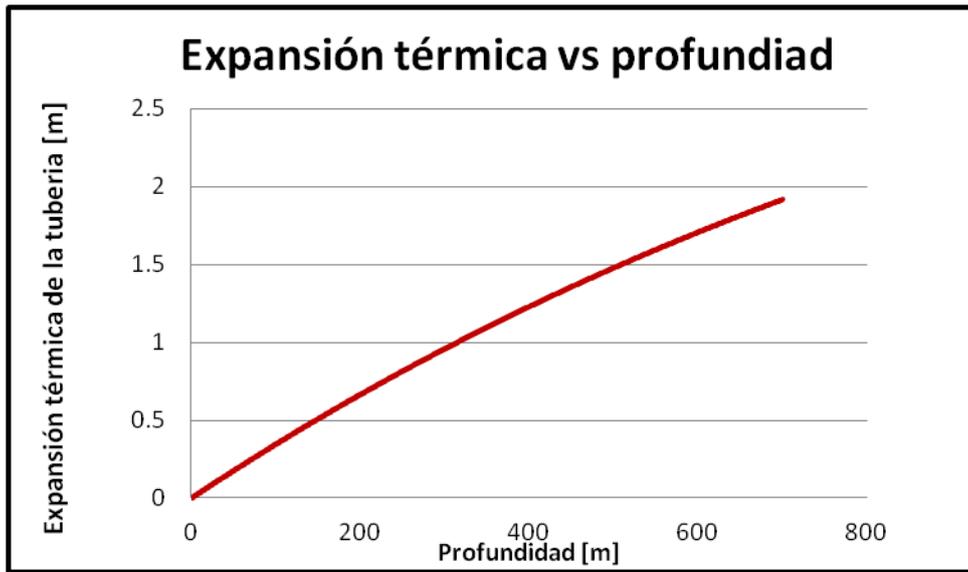


Figura 35. Gráfica del escenario 3 expansión térmica de la tubería contra profundidad

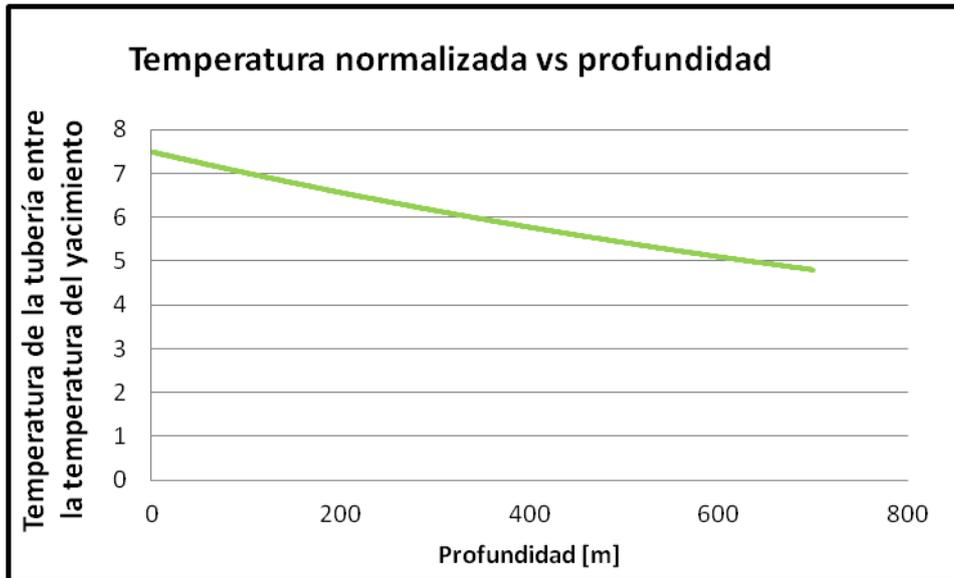


Figura 36. Gráfica del escenario 3 temperatura normalizada contra profundidad

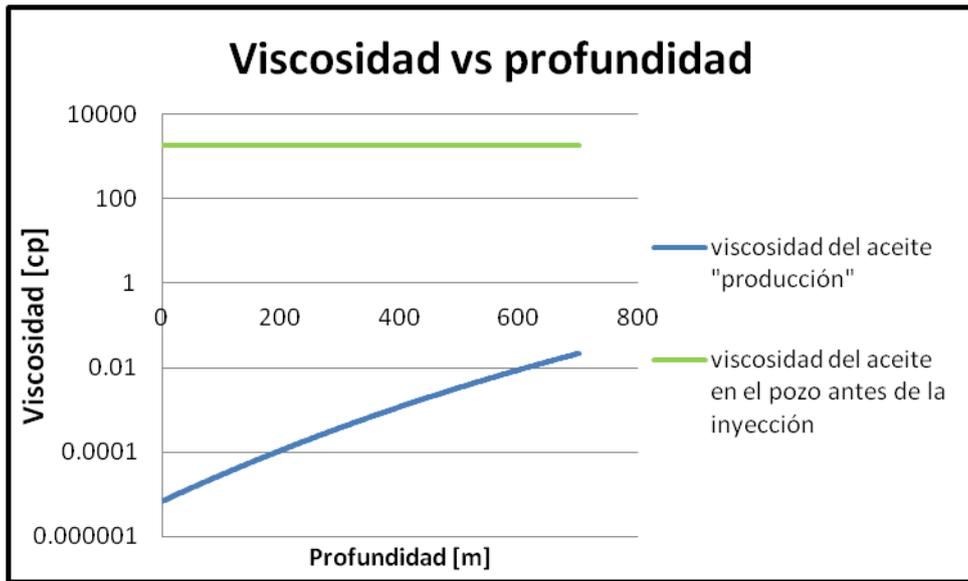


Figura 37. Gráfica del escenario 3 viscosidad contra profundidad

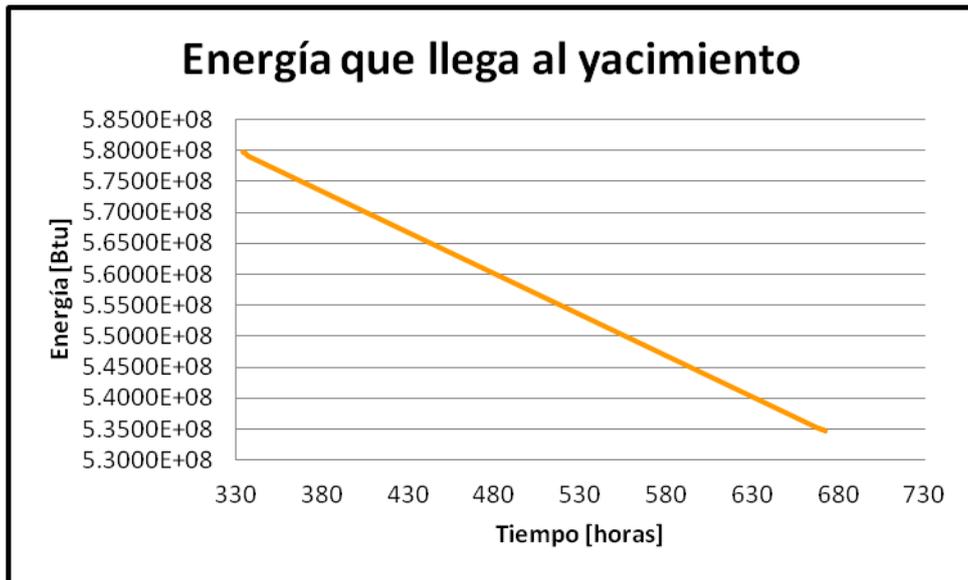


Figura 38. Gráfica del escenario 3 energía que llega al yacimiento contra profundidad

Escenario 4

En la siguiente gráfica se reportó un gasto de 18000 lb/ hr a una temperatura de inyección de 626 °F con calidad de 0.9 y una presión de inyección de 1870 Psia durante 28 días.

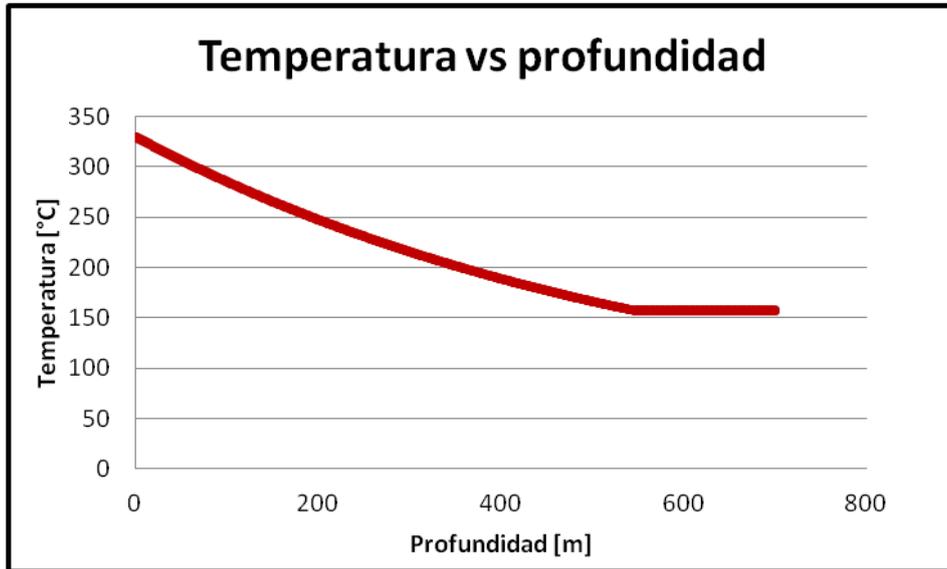


Figura 39. Gráfica del escenario 4 temperatura contra profundidad

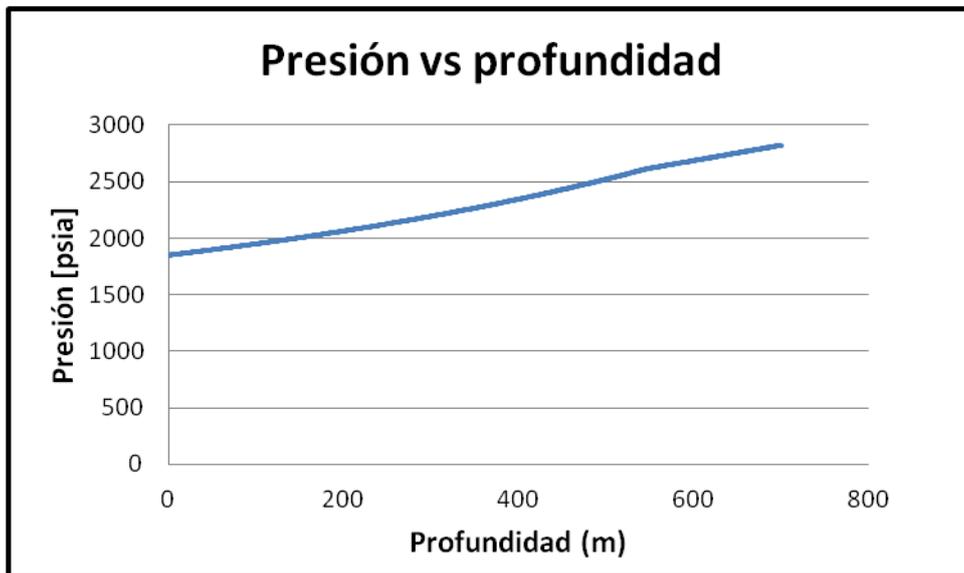


Figura 40. Gráfica del escenario 4 presión contra profundidad

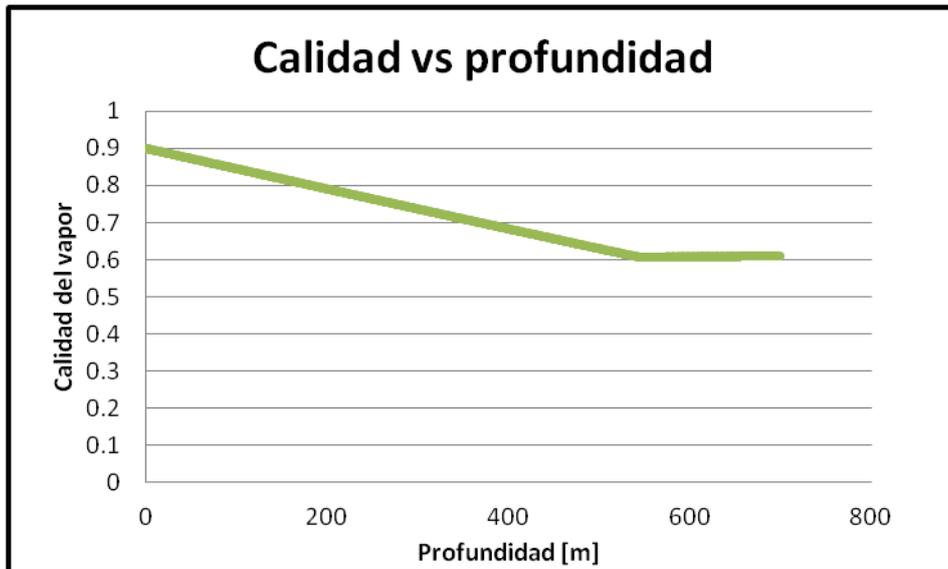


Figura 41. Gráfica del escenario 4 calidad de vapor contra profundidad

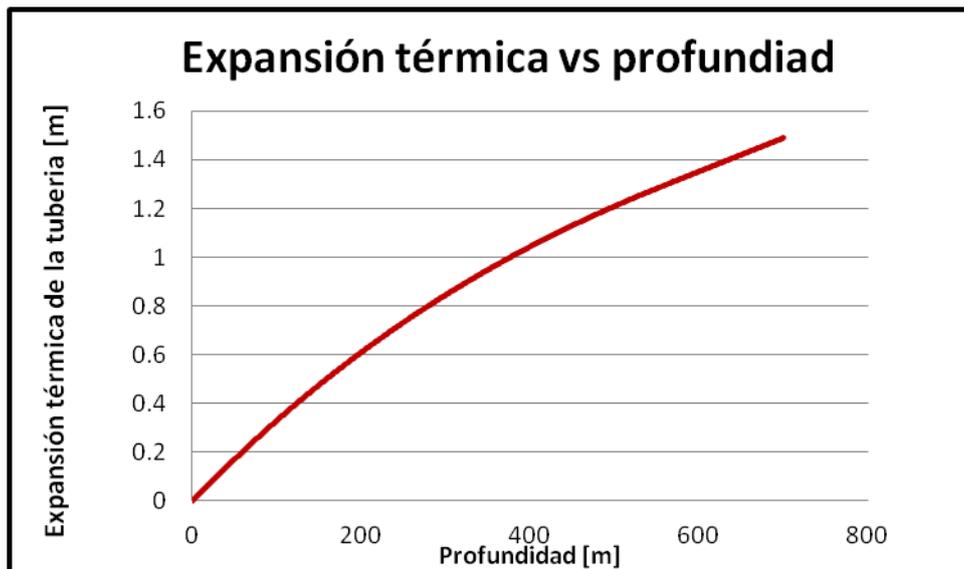


Figura 42. Gráfica del escenario 4 expansión térmica de la tubería contra la profundidad

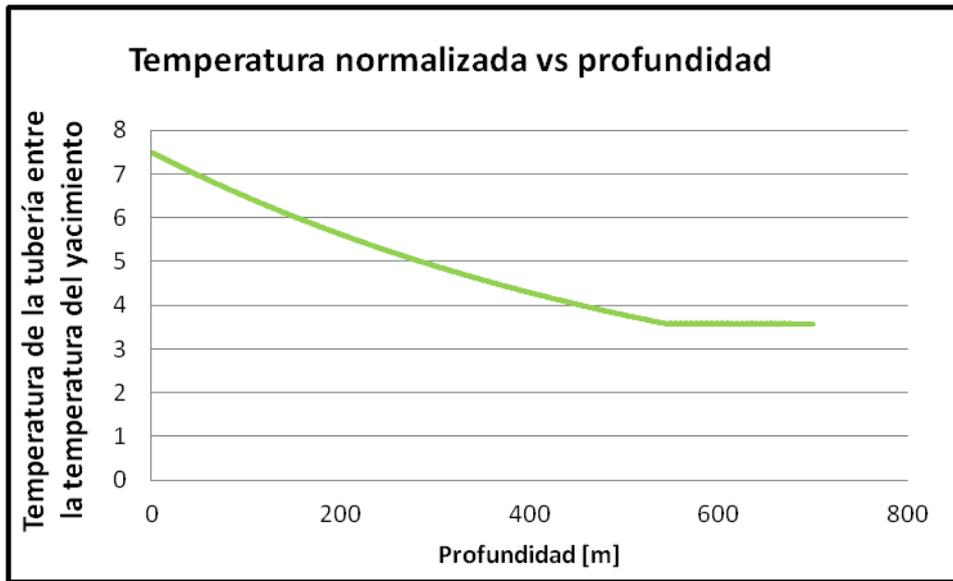


Figura 43. Gráfica del escenario 4 temperatura normalizada contra profundidad

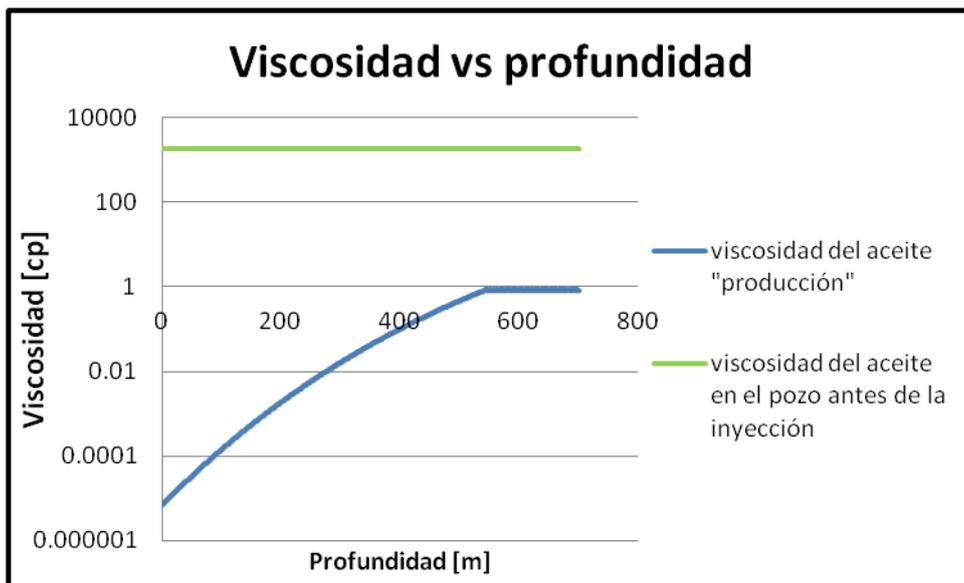


Figura 44. Gráfica del escenario 4 viscosidad contra profundidad

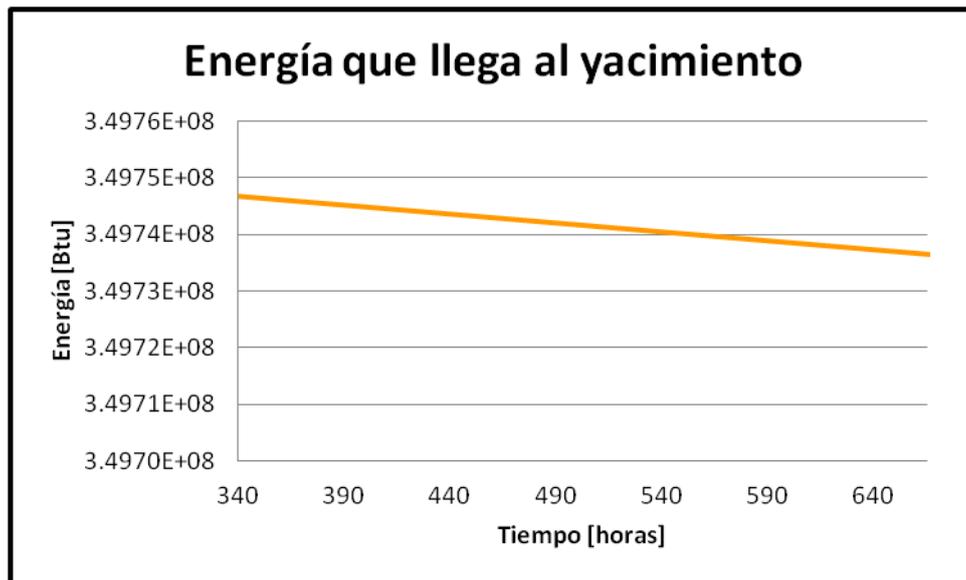


Figura 45. Gráfica del escenario 4 energía que llega al yacimiento

Resultados:

Tabla 7 comparación de resultados entre los diferentes escenarios

	Gasto [lb/hr]	T_{iny} [°F]	T_{final} [°F]	% pérdida de temperatura	y_{iny}	y_{final}	% pérdida de calidad	P_{iny} [Psia]	P_{final} [Psia]	% aumento de presión
Escenario 1	22638	626	312.75	50.0%	.8	.5	37.55	1800	2741.7	52.31%
Escenario 2	30000	700	402.64	42.0%	.8	.54	32.5%	3050	3705.9	21.56%
Escenario 3	40000	626	413.21	33.99%	.8	.633	20.87%	1800	2222.2	23.45%
Escenario 4	18000	626	269.23	56.99%	.9	.52	42.22	1870	3005.4	60.72%

Tabla 8 deformación máxima de la tubería en los distintos escenarios

	Deformación máxima [ft]	Viscosidad mínima [cP]
Escenario 1	5.2984	6.882E-06
Escenario 2	7.1852	4.20125E-07
Escenario 3	6.2941	6.87027E-06
Escenario 4	4.8106	6.88898E-06

El siguiente análisis se realizó con una temperatura y presión de inyección constante con el fin de observar el comportamiento a diferentes gastos másicos. La temperatura de inyección fue 330°C y la presión de inyección fue 1850 Psia. Para este caso se realizó un periodo de 672 horas.

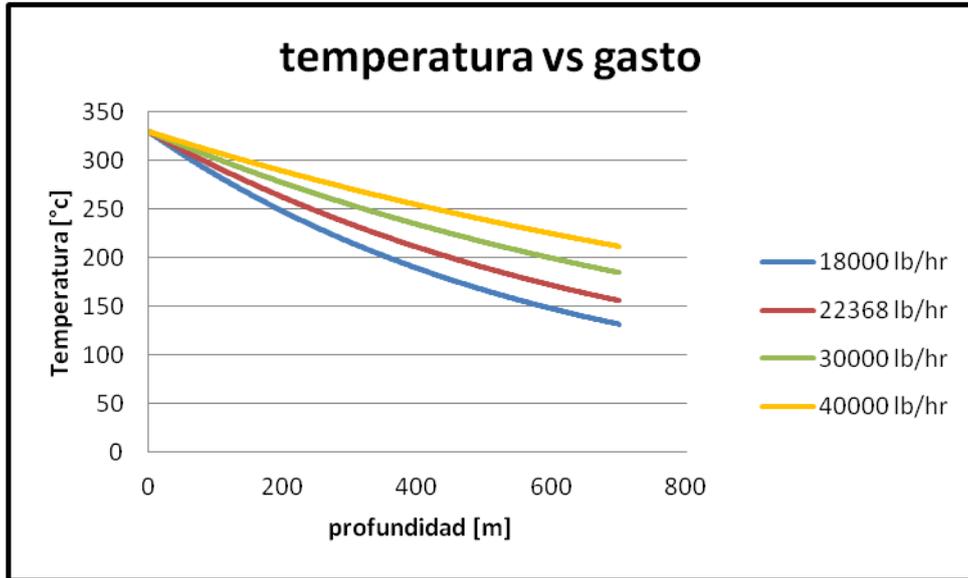


Figura 46. Efecto en la temperatura a gastos másicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes

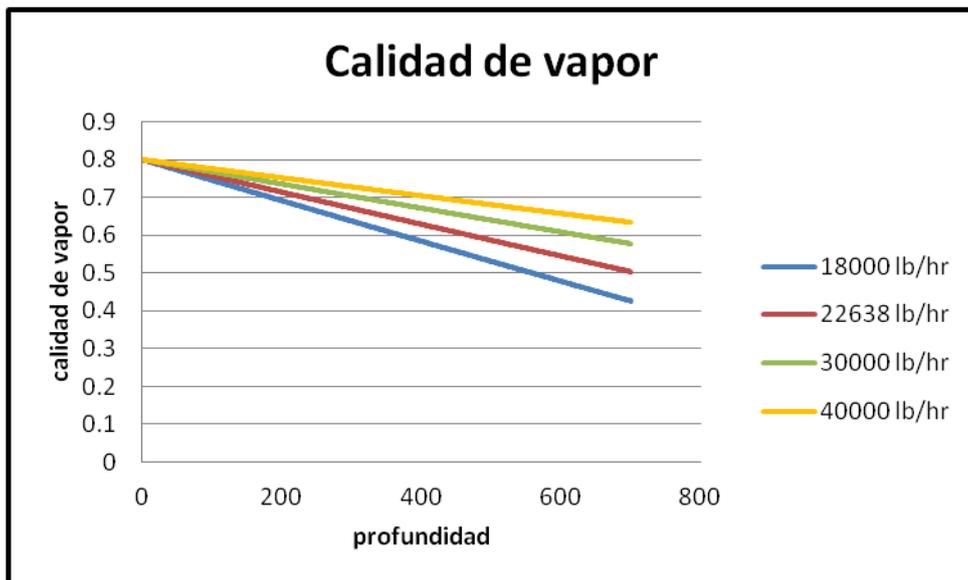


Figura 47. Efecto en la calidad de vapor a gastos másicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes

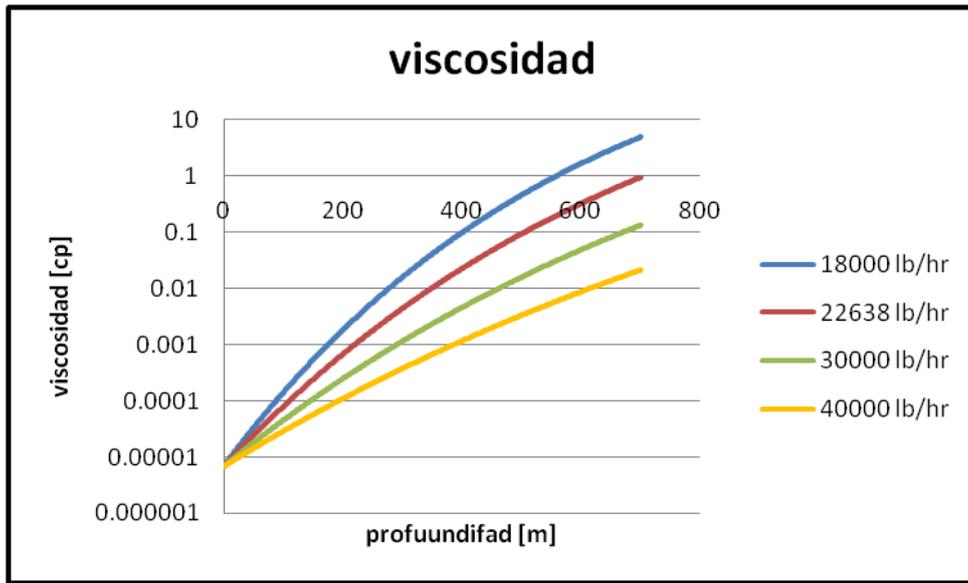


Figura 48. Viscosidad a gastos máscicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes

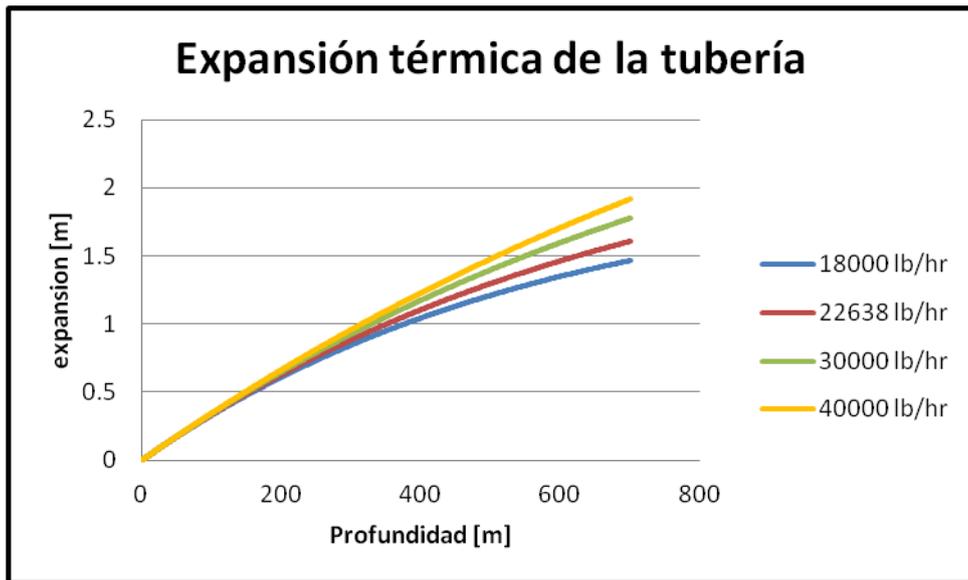


Figura 49. Expansión térmica de la tubería a gastos máscicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes

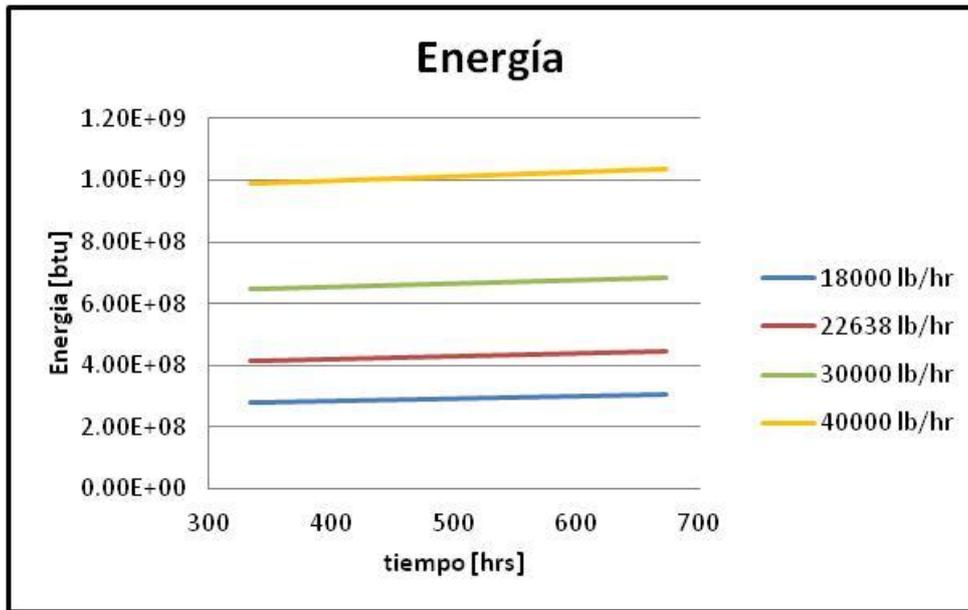


Figura 50. Energía generada a gastos másicos diferentes a presión y temperatura de inyección constantes

En estas gráficas se muestra que a mayor gasto másico existirá una menor pérdida de calor hacia las formaciones, significando una temperatura y calidad de vapor más elevada en el pozo, además con un gasto másico mayor se tendrá una viscosidad del aceite menor. Sin embargo, el aumentar el gasto másico se necesitara más energía para calentar el fluido y obtener las condiciones de inyección deseadas, igualmente el tener una mayor temperatura se observa que la expansión térmica de la tubería sufre una deformación mayor.

Tubería de inyección con aislante

En el siguiente caso se planteó aplicar un aislante a la tubería de inyección, con el fin de observar la viabilidad de aplicarse en campo. El aislante es aerogel ya que es un material que cuenta con conductividad térmica extremadamente baja. El tiempo del proceso es de 672 horas. La temperatura de inyección es de 626°F con una calidad de vapor de .8 y presión de inyección de 1850 psia, con un gasto de inyección de 22638 lb/hr

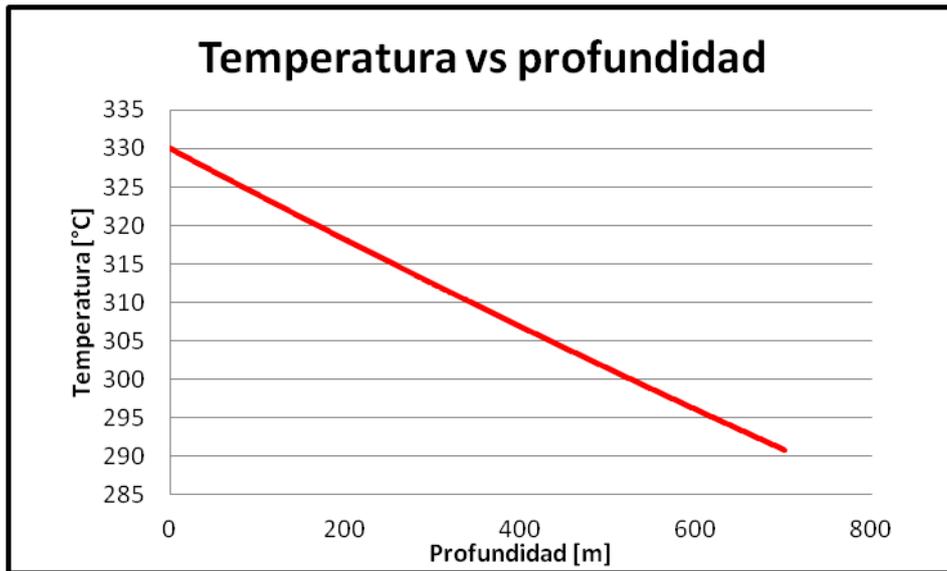


Figura 51. Efecto en la temperatura cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección

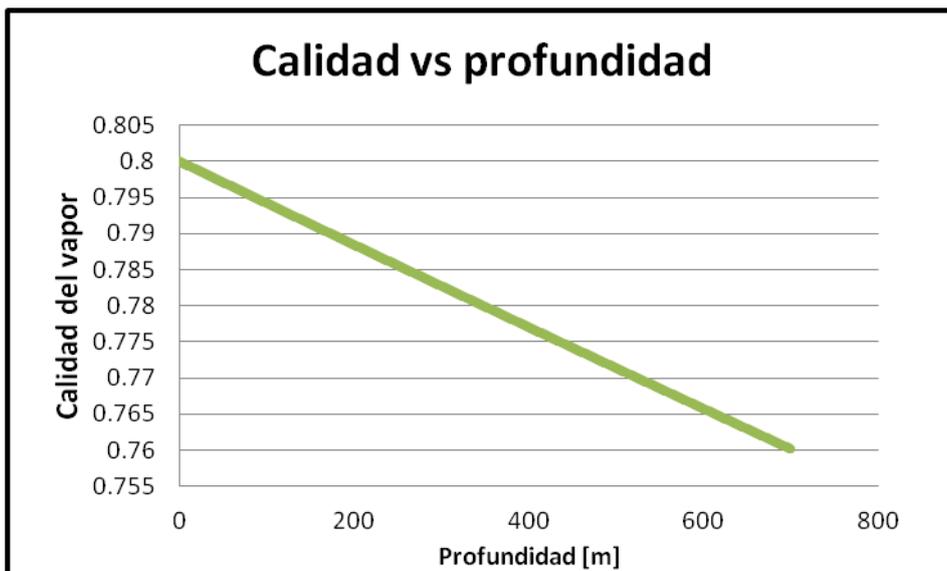


Figura 52. Efecto en la calidad de vapor cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección

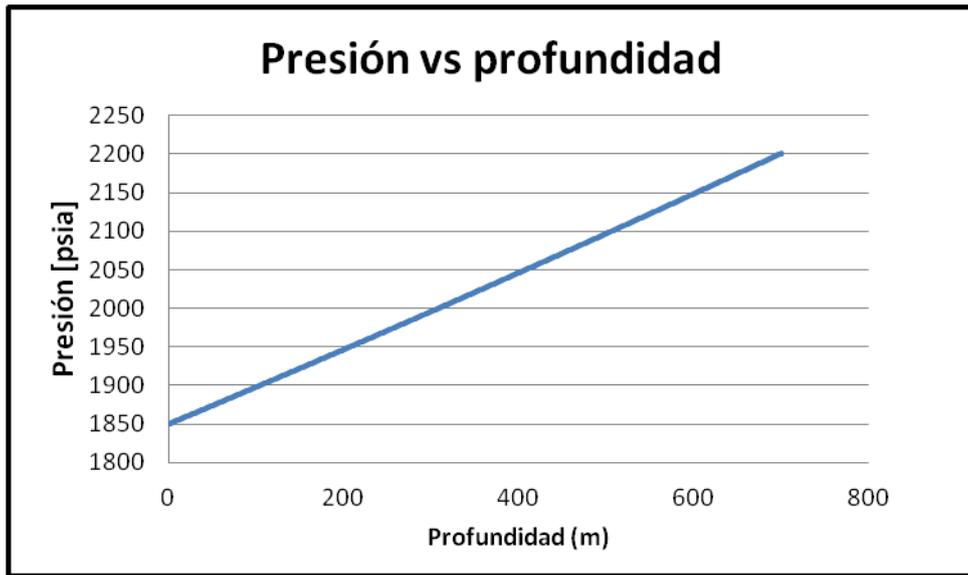


Figura 53. Efecto en la presión cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección

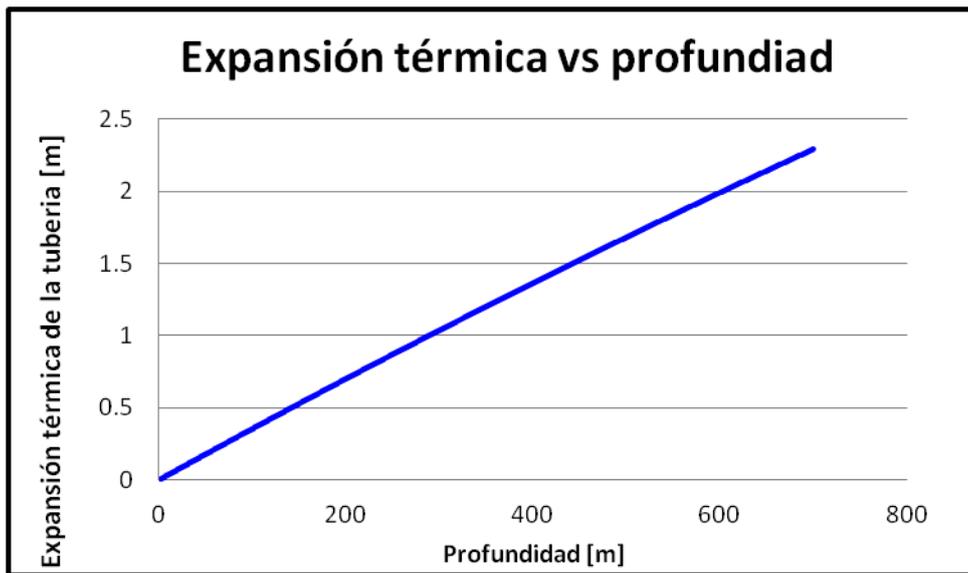


Figura 54. Expansión térmica cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección

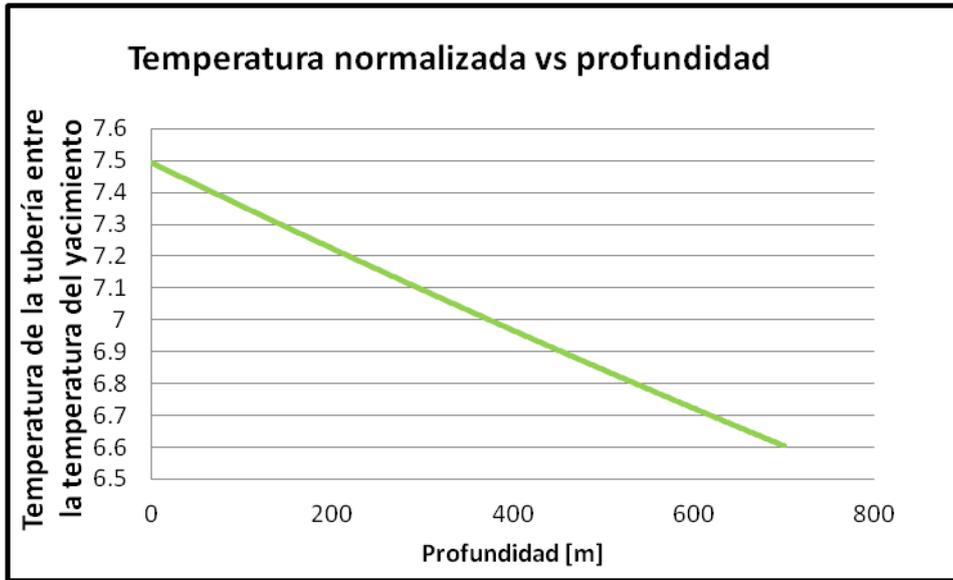


Figura 55. Efecto en la temperatura normalizada cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección

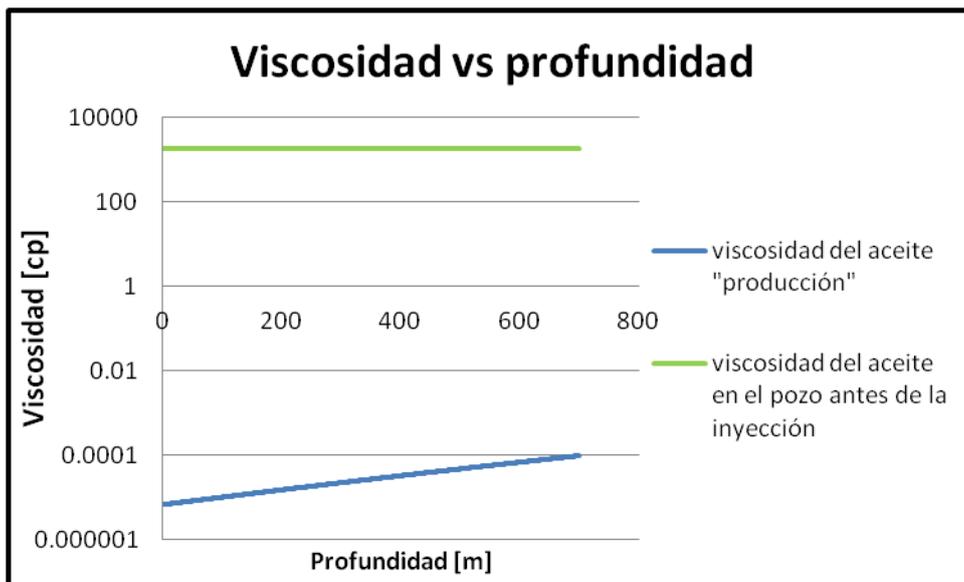


Figura 56. Efecto en la viscosidad cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección

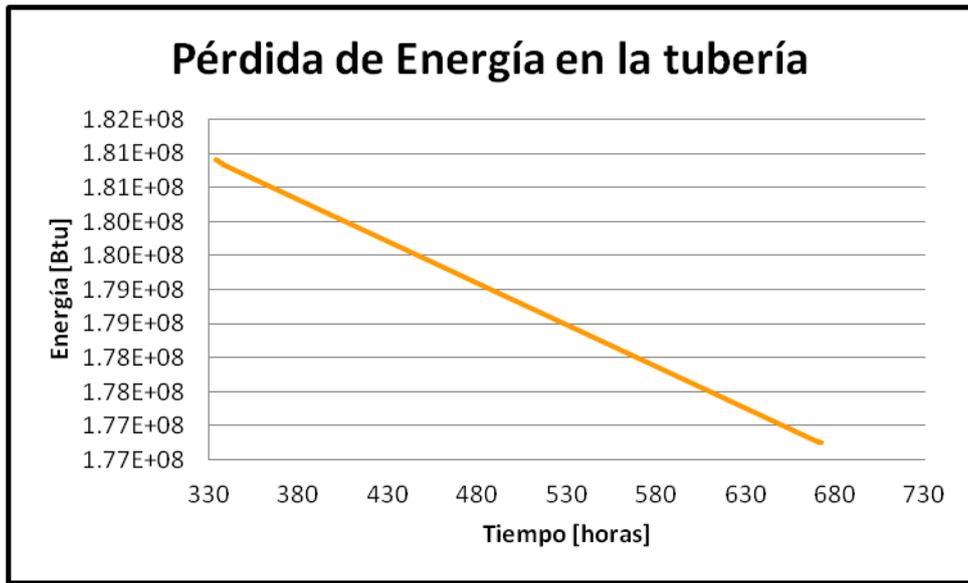


Figura 57. Energía que llega al yacimiento cuando un aislante es aplicado a la tubería de inyección

Se observa que la aplicación de un aislante a la tubería de inyección refleja una mayor temperatura y calidad al final de la tubería, así mismo se tiene que la viscosidad del aceite es menor, además el contar con un aislamiento hace que llegue más energía al yacimiento sin tener que producirla.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Es posible generar un modelo simple de un proceso de inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceite pesado, en una hoja de cálculo, que refleje en cualquier punto a lo largo de la tubería; la temperatura, la presión, la calidad de vapor, la expansión térmica de la tubería y la energía.

Los métodos térmicos son una buena alternativa en campos donde los yacimientos han agotado su energía natural y necesitan ser estimulados para recuperar las reservas restantes. La inyección continua de vapor en los yacimiento tiene la finalidad de bajar la viscosidad del aceite para mejorar su movilidad, con el fin de incrementara el gasto de producción del yacimiento durante un cierto periodo de tiempo.

De acuerdo a datos obtenidos por registros de temperatura en pozo de Pemex, de los campos donde se han realizado pruebas piloto de inyección cíclica de vapor, el método de Ramey es efectivo ya que se encuentra a la temperatura promedio de estas mediciones.

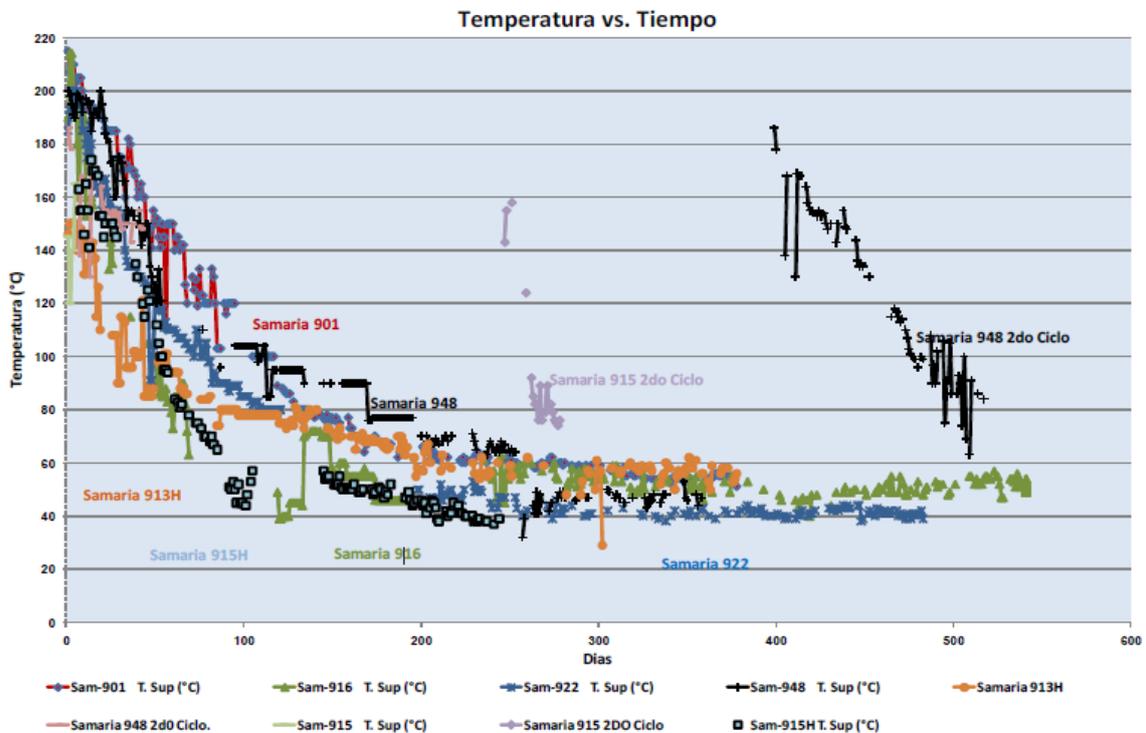


Figura 58. Registros de temperatura en el activo de producción Samaria Luna (Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna)

Para conservar una temperatura elevada en el trayecto de la tubería hasta llegar al pozo, se tiene que contar con un gasto alto de inyección de vapor. De esta forma se disminuye las pérdidas de calor que se disipan hacia las formaciones.

El tiempo ideal para el proceso de inyección cíclica de vapor es de un mes, debido a que si se aumentase este periodo la temperatura y la calidad de vapor no aumentarían significativamente.

La presión de inyección debe ser mucho mayor a la presión que se encuentra el pozo, si esto no sucediese el fluido inyectado no llegaría al pozo.

La rentabilidad de este método es alta y el tiempo de retorno de la inversión es rápido.

Una longitud mayor a 3000 ft repercutirá considerablemente con la calidad de vapor y la temperatura, logrando que el método sea ineficiente, siempre y cuando no se aplique un aislante a la tubería de inyección.

El lograr una temperatura alta y mejor calidad de vapor implica aumentar más energía al sistema

Recomendaciones

Aplicar un aislante a la tubería de inyección-producción con el fin de reducir las pérdidas de calor hacía los alrededores. A mayor espesor del aislante se podrá obtener una mejor calidad de vapor y una mayor temperatura en el fondo del pozo.

Temperaturas elevadas causaran una mayor deformación en la tubería, por lo que se recomienda calcular la deformación máxima a la temperatura que será sometida.

Se debe estudiar cuidadosamente cuantos ciclos de inyección de vapor se realizaran ya que la aplicación intensa de este método en un yacimiento, podría hacer ineficaz el uso posterior de métodos de desplazamiento para la recuperación de petróleo.

Acoplar el método de inyección cíclica de vapor con el modelo de transferencia de calor en un yacimiento.

Bibliografía

Cengel A. Yanus, “Transferencia de calor y masa; un enfoque practico”, McGraw Hill, 3 ed. México D.F.

Cengel A. Yanus, Boles Michael A. “Termodinámica”, McGraw Hill, 6 ed. México D.F

Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR”

Douglas A Alvarado., Bánzer S. Carlos, “Recuperación térmica de petróleo”, Adafel C. Rincon mora, Caracas Venezuela, 2002

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

<http://www.oilproduction.net>

<http://www.petroleoamerica.com/>

<http://www.shell.com.mx/>

Pérez R.,(19 de abril del 2012). “Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna” [diapositivas de PowerPoint]. Recuperado de:

http://www.ecpamericas.org/data/files/Initiatives/heavy_oil_wkg/Samaria%20Luna-Rafael-P%C3%A9rez-Herrera.pdf

Ramey, H. J. Jr., “wellbore heat transmission”, jour of Pet tech., april, 1962

Salager Jean-Louis, “Recuperación mejorada del petróleo”, Firp, Venezuela 2005

Satter Abdus, “Heat losses during flow of steam down a wellbore”, Journal of Petroleum Technology, july 1965

Willhite,P.G., “ Over-all heat transfer coefficient in steam and hot water injection wells”, jour. Of pet. Tech., may 1967