

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA INYECCIÓN DE  
VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO**

**LAURA YANETH OSMA MARÍN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA INYECCIÓN DE  
VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO**

**LAURA YANETH OSMA MARÍN**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO. M.Sc.  
Director**

**NELSON ENRIQUE LEÓN MARTÍNEZ. M. Sc.  
JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE. M. Sc.  
Codirectores**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

*A Dios, mi único y verdadero padre.*

*A mi madre y abuela, Martha y Marlene, gracias por tanto esfuerzo y dedicación, ahora es tiempo de cosechar lo sembrado. LAS AMO.*

*A Paula y Nelson Andrés. Muchachos sigue su turno. LOS AMO*

*A Óscar, llegaste en el momento justo y te quedaste para siempre, TE AMO*

*A Santiago, mi hijo hermoso, este logro por ti y para ti. TE AMO mi príncipe.*

*A Yamit, Sergio, Michelle, Gabriel y Jhon, mis compañeros, los quiero.*

*Gracias,*

*Laura Osma*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro y los Ingenieros Nelson Enrique León Martínez, Jorge Mario Palma Bustamante y Enrique Núñez, por el tiempo, dedicación y exigencias en el desarrollo del trabajo.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Industrial de Santander, por la formación académica recibida.

A todas las personas que hicieron y hacen parte del grupo de Investigación de Recobro Mejorado GRM, mil gracias por el apoyo y la formación recibida, ¡Que buena escuela!

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>17</b>
<b>1. CONCEPTOS PRELIMINARES.....</b>	<b>19</b>
<b>1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA CON VAPOR</b>	<b>20</b>
1.1.1 Período de inyección .....	21
1.1.2 Período de remojo .....	21
1.1.3 Período de producción.....	21
<b>1.2 PÉRDIDAS DE CALOR .....</b>	<b>22</b>
1.2.1 Pérdidas de calor en el pozo .....	24
1.2.2 Método de Willhite .....	24
1.2.3 Calidad del vapor en el fondo del pozo.....	38
1.2.4 Ejemplo de cálculo para hallar la calidad del vapor en el fondo del pozo .....	45
<b>2. MODELO ANALÍTICO PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO.....</b>	<b>54</b>
<b>2.1 DESARROLLO DEL MODELO.....</b>	<b>55</b>
<b>2.2 TAMAÑO DE LA REGIÓN CALENTADA.....</b>	<b>57</b>
2.2.1 Pérdidas de calor en el pozo .....	57
2.2.2 Calidad del vapor en el fondo del pozo.....	58
2.2.3 Radio de calentamiento .....	58

<b>2.3. HISTORIA DE TEMPERATURA DE LA REGIÓN CALENTADA .....</b>	<b>61</b>
2.3.1 Pérdidas por conducción en la dirección radial ( $\bar{V}_r$ ) .....	62
2.3.2 Pérdidas por conducción en la dirección vertical ( $\bar{V}_z$ ) .....	63
2.3.3 Energía removida por los fluidos producidos .....	66
<b>2.4 VISCOSIDAD DEL CRUDO .....</b>	<b>71</b>
<b>2.5 ECUACIONES DE FLUJO .....</b>	<b>72</b>
2.5.1 Relación de índices de productividad .....	72
2.5.2 Índice de productividad en frío .....	73
2.5.3 Saturación de fluidos y permeabilidades relativas .....	74
2.5.4 Producciones instantáneas y acumuladas de aceite y agua.....	78
<b>2.6 ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO PARA CICLOS POSTERIORES .....</b>	<b>81</b>
<b>2.7 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO ANALÍTICO .....</b>	<b>82</b>
<b>2.8 VALIDACIÓN DEL MODELO .....</b>	<b>87</b>
2.8.1 Campo Quiriquire.....	87
2.8.2 Ejemplo de cálculo para el primer paso de tiempo .....	88
2.8.3 Discusión de resultados.....	104
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>113</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>115</b>
<b>NOMENCLATURA .....</b>	<b>116</b>

<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>123</b>
<b>ANEXO A. REVISIÓN DE LOS PRINCIPALES MODELOS ANALÍTICOS PROPUESTOS POR LA LITERATURA, PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....</b>	<b>128</b>
<b>ANEXO B. FUNCIÓN COMPLEMENTARIA DE ERROR .....</b>	<b>134</b>
<b>ANEXO C. TRATAMIENTO DE INFORMACIÓN POR MÍNIMOS CUADRADOS .... .....</b>	<b>136</b>
<b>ANEXO D. MANUAL DEL USUARIO .....</b>	<b>138</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Inyección cíclica de vapor .....	20
<b>Figura 2.</b> Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes.....	23
<b>Figura 3.</b> Esquema de transferencia de calor desde el fluido caliente hasta la tierra, a lo largo de un pozo inyector.....	26
<b>Figura 4.</b> Conducción transitoria de calor para un sistema radial infinito .....	32
<b>Figura 5.</b> Esquema para la determinación de las pérdidas de calor en fondo de pozo .....	33
<b>Figura 6.</b> Diagrama de flujo para encontrar la calidad del vapor en fondo para una tubería con aislante.....	41
<b>Figura 7.</b> Diagrama de flujo para encontrar la calidad del vapor en fondo para una tubería sin aislante.....	43
<b>Figura 8.</b> Geometría de la zona calentada, transferencia de calor y flujo de fluidos considerados.....	56
<b>Figura 9.</b> Solución gráfica para $\bar{V}_r$ y $\bar{V}_z$ (cuando $V_z$ produce por solo una arena).63	63
<b>Figura 10.</b> Solución gráfica para $V_z$ , para un yacimiento cuyo espesor es mayor a 300 pies .....	66
<b>Figura 11.</b> Incremento del WOR después de la inyección de vapor, $\Delta R_w$ .....	70
<b>Figura 12.</b> Efecto del vapor sobre las permeabilidades relativas .....	77
<b>Figura 13.</b> Diagrama de flujo del modelo .....	83

<b>Figura 14.</b> WOR normal de producción del pozo Q-594 .....	91
<b>Figura 15.</b> Presión estática del pozo Q-594 .....	92
<b>Figura 16.</b> Tasa instantánea de aceite para el primer ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594 .....	104
<b>Figura 17.</b> Tasa instantánea de aceite para el segundo ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594.....	105
<b>Figura 18.</b> Tasa instantánea de agua para el primer ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594 .....	106
<b>Figura 19.</b> Tasa instantánea de agua para el segundo ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594 .....	107
<b>Figura 20.</b> Producción acumulada de aceite para el primer ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594.....	108
<b>Figura 21.</b> Producción acumulada de aceite para el segundo ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594.....	108
<b>Figura 22.</b> Producción acumulada de agua para el primer ciclo, real y calculadas del pozo Q-594 .....	110
<b>Figura 23.</b> Producción acumulada de agua para el segundo ciclo, real y calculadas del pozo Q-594 .....	110
<b>Figura 24.</b> Curvas de permeabilidades relativas del pozo Q-594.....	111

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Datos del pozo Q-594 del yacimiento Quiriquire .....	46
<b>Tabla 2.</b> Resultado de las iteraciones restantes necesarias para el ejemplo de cálculo de la temperatura de la cara externa del revestimiento .....	52
<b>Tabla 3.</b> Cálculo de las constantes C1 y C2.....	73
<b>Tabla 4.</b> Datos necesarios para la aplicación del modelo analítico estratificado ...	84
<b>Tabla 5.</b> Datos operacionales y producción en frío necesarios para la aplicación del M.E.....	85
<b>Tabla 6.</b> Datos necesarios para la aplicación del M.E. del pozo Q-594 del yacimiento Quiriquire .....	89
<b>Tabla 7.</b> Características operacionales de los ciclos de estimulación del pozo Q-594.....	90
<b>Tabla 8.</b> Cálculos completos generados por el modelo estratificado para el primer ciclo de estimulación del pozo Q-594 .....	102
<b>Tabla 9.</b> Cálculos completos generados por el modelo estratificado para el segundo ciclo de estimulación del pozo Q-594.....	103
<b>Tabla 10.</b> Datos representativos de la tasa instantánea de aceite, real y calculada del pozo Q-594 .....	105
<b>Tabla 11.</b> Datos representativos de la producción acumulada de aceite, real y calculadas del pozo Q-594 .....	109

**Tabla 12.** End points para los dos ciclos de estimulación del pozo Q-594 .....112

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>ANEXO A.</b> REVISIÓN DE LOS PRINCIPALES MODELOS ANALÍTICOS PROPUESTOS POR LA LITERATURA, PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR .....	128
<b>ANEXO B.</b> FUNCIÓN COMPLEMENTARIA DE ERROR .....	134
<b>ANEXO C.</b> TRATAMIENTO DE INFORMACIÓN POR MÍNIMOS CUADRADOS	136
<b>ANEXO D.</b> MANUAL DEL USUARIO .....	138

## RESUMEN

**TÍTULO:** IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO ANÁLITICO PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO.\*

**AUTORES:** Laura Yaneth Osma Marín\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Inyección cíclica de vapor, Crudo pesado, Modelo analítico, Saturación de fluidos, Permeabilidad relativa

### DESCRIPCIÓN.

El objetivo principal de este trabajo, radicó en proponer un modelo analítico, que permitiese predecir el comportamiento de la inyección cíclica de vapor, en un tipo especial de yacimientos, como los son aquellos de crudos pesados y estratificados. En primera instancia, se tomó como base de estudio el modelo analítico propuesto por los autores Boberg y Lantz, en el año 1966, el cual cuenta con una falencia principal: cuando es usado para estimar el comportamiento de cíclica en un caso particular, el modelo predice de manera anómala la recuperación de aceite para ciclos posteriores al primero, esto, debido al no cálculo de los cambios de saturaciones de fluidos ocurridos a nivel de yacimiento.

Para la construcción del nuevo modelo, la investigación se encaminó hacia el mejoramiento del comportamiento del modelo base y para ello, se escogieron y se acoplaron en éste último, subrutinas de cálculo que permitiesen estimar los cambios en saturaciones de fluidos ocurridos con el paso del tiempo, así como los cambios inherentes en permeabilidades relativas y en los end points de las curvas, esto último producto de la influencia de las altas temperaturas. A su vez, se modificaron las antiguas expresiones de cálculo de las tasas de producción de fluidos, las cuales quedaron en función, entre otras, de las nuevas variables calculadas.

Finalmente, los dos modelos fueron implementados como una herramienta computacional desarrollada en lenguaje visual basic, en la cual ambos modelos son corridos con una aplicación de campo, de un yacimiento sometido en la realidad a la estimulación cíclica. Los resultados obtenidos, son comparados con los reales, determinándose de esta forma la eficacia del nuevo modelo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Nelson Enrique León Martínez, M. Sc. Jorge Mario Palma Bustamante.

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYTICAL MODEL IMPLEMENTATION FOR CYCLIC STEAM INJECTION ON STRATIFIED RESERVOIRS OF HEAVY OIL\*

**AUTHORS:** Laura Yaneth Osma Marín\*\*

**KEYWORDS:** Cyclic Steam Injection, Heavy Oil, Analytical Models, Fluids Saturations, Relative Permeability.

### DESCRIPTION.

The main goal of this thesis lies in proposing a new analytical model which would allow the reservoir engineer to forecast the behavior of Cyclic Steam Stimulation (CSS) in a special kind of reservoirs like stratified reservoirs of heavy oil. First of all, it was used the analytical model proposed by Boberg and Lantz in 1996 as a base for the study, this model has its main shortcoming in wrongly forecast the amount of recovered oil after the first cycle, this is because the model doesn't calculate any saturation change along the process in the reservoir.

In order to construct a new model, this study was focused on improving the base model through the implementation of chosen calculation subroutines which would allow the new model to estimate the fluids saturation changes and relative permeability's changes along the time. At the same time, old fluids production rates expressions were edited which are now functions of the new calculated data

Finally, both models were programmed in a computational tool based on visual basic language. This tool is used to forecast the performance of a oil field where CSS were applied. The results of both models were history matched with the actual field data establishing the effectiveness of the new proposed model.

---

\* Under graduated Project

\*\* Faculty of Physics and Chemistry Engineering, Petroleum Engineering Program, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Nelson Enrique León Martínez, M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante.

## INTRODUCCIÓN

Es bien conocido por la industria de los hidrocarburos, que el petróleo convencional liviano y de fácil extracción, prácticamente se está agotando y las mayores reservas con las cuales cuenta la humanidad para satisfacer la incipiente y continua demanda de energía, lo constituyen los crudos no convencionales o pesados. Es por ello que resulta de vital importancia, el conocimiento y el modelamiento de técnicas que permitan extraer de forma eficiente este tipo de recursos.

La inyección cíclica de vapor es una técnica ampliamente utilizada para estimular o colocar a producir pozos en yacimientos de crudos pesados, debido a su fácil implementación, bajos costos en comparación con otras técnicas térmicas y a sus excelentes resultados. El modelamiento del comportamiento de este proceso, puede realizarse a través de tres formas distintas: correlaciones empíricas, modelos analíticos o simuladores térmicos. Las correlaciones en su mayoría, son desarrolladas para pozos en particular, bajo ciertas condiciones imperantes del medio y resultan útiles para correlacionar datos del proceso, pero cuando se intentan aplicar en situaciones que difieren en gran manera, a las originales sobre las cuales fueron creadas, generalmente fallan. Por otro lado, se encuentran los simuladores, quienes otorgan a sus usuarios resultados muy acertados, pero para lograrlos, se hace necesaria una previa representación detallada y veraz del yacimiento, lo que se traduce en dinero y tiempo de cómputo.

Finalmente la última opción la constituyen los modelos analíticos, herramientas sencillas, económicas y fáciles de trabajar, que con tan solo unos cuantos datos de entrada, sin necesidad de tener a la mano información muy específica del yacimiento en cuestión, en comparación con la información requerida por los modelos de simulación, permiten estimar de forma preliminar y global, la posible

respuesta de una formación, ante la implementación de una técnica como inyección cíclica.

En las siguientes páginas se desarrollará un modelo analítico, basado en el trabajo previamente establecido por los autores Boberg y Lantz, en el año 1966, el cual intenta predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a la estimulación cíclica, mediante el cálculo de ciertas variables, pero que falla en sus predicciones, después de transcurrido el primer ciclo. Básicamente, la raíz del error radica en las suposiciones originales del modelo, las cuales no toman en cuenta los cambios en saturación de fluidos, con el paso del tiempo. Por ello, a través de la introducción, ajuste y acople de ciertas subrutinas de cálculo que permiten estimar los cambios en saturación de agua y aceite, paso a paso, ciclo a ciclo, así como los respectivos cambios ocurridos a nivel de permeabilidades relativas, se corregirá el comportamiento anómalo del modelo; lográndose con ello, la obtención de un nuevo modelo analítico, mucho más robusto, el cual arrojará resultados más certeros y cercanos, a los presentados en la realidad.

El nuevo modelo y el modelo base, serán implementados como una herramienta computacional, desarrollada en lenguaje de programación visual basic, en ella, los dos trabajos serán corridos con datos reales de un yacimiento de crudo pesado y estratificado, que fue sometido a la estimulación cíclica con vapor. Finalmente, los resultados alcanzados con cada uno, serán cotejados con los obtenidos en la realidad en el campo de estudio, permitiendo corroborar de esta forma, las mejoras implementadas y las bondades del nuevo modelo.

## 1. CONCEPTOS PRELIMINARES

La estimulación cíclica con vapor fue descubierta por accidente en el campo Mene Grande, en Venezuela, en el año 1959, cuando se estaban realizando pruebas de inyección de vapor. El fluido inyectado irrumpió a la superficie debido al colapso del overburden e inmediatamente como medida de precaución, los pozos inyectoros fueron puestos en contraflujo para aliviar la presión del yacimiento. El resultado de esta operación, fue la obtención de altas tasas de producción de aceite y más tarde se pudo concluir que la inyección de cantidades limitadas de vapor, sería un método efectivo en la estimulación de pozos de crudo pesado<sup>1</sup>.

La estimulación cíclica también conocida como huff-and-puff, es una forma de estimulación de pozos, que envuelve la transferencia de calor al yacimiento, a través de la inyección de una cantidad limitada de vapor durante un período determinado, dentro de un pozo inyector. El calor es básicamente inyectado para reducir la viscosidad del aceite presente en la formación y de esta forma mejorar la movilidad del mismo durante la fase de producción<sup>2</sup>.

La inyección cíclica es menos costosa y más efectiva a la hora de incrementar la tasa de aceite, que la inyección continua de vapor. Sin embargo, el recobro final logrado con este método, es mucho más bajo que el obtenido con la inyección continua. Mientras el recobro alcanzado con cíclica está limitado en un rango que va del 3% al 10% del OOIP, la inyección continua puede alcanzar a recobrar un valor por encima del 70% del OOIP. Es por esta razón, que la inyección continua de vapor está usualmente precedida por la estimulación cíclica, lográndose así

---

<sup>1</sup> HAAN, H. y VAN LOOKEREN, J. Early Results of the First Large Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. En: Journal of Petroleum Technology. Enero, 1969. vol. 21, no. 1, p. 101-110.

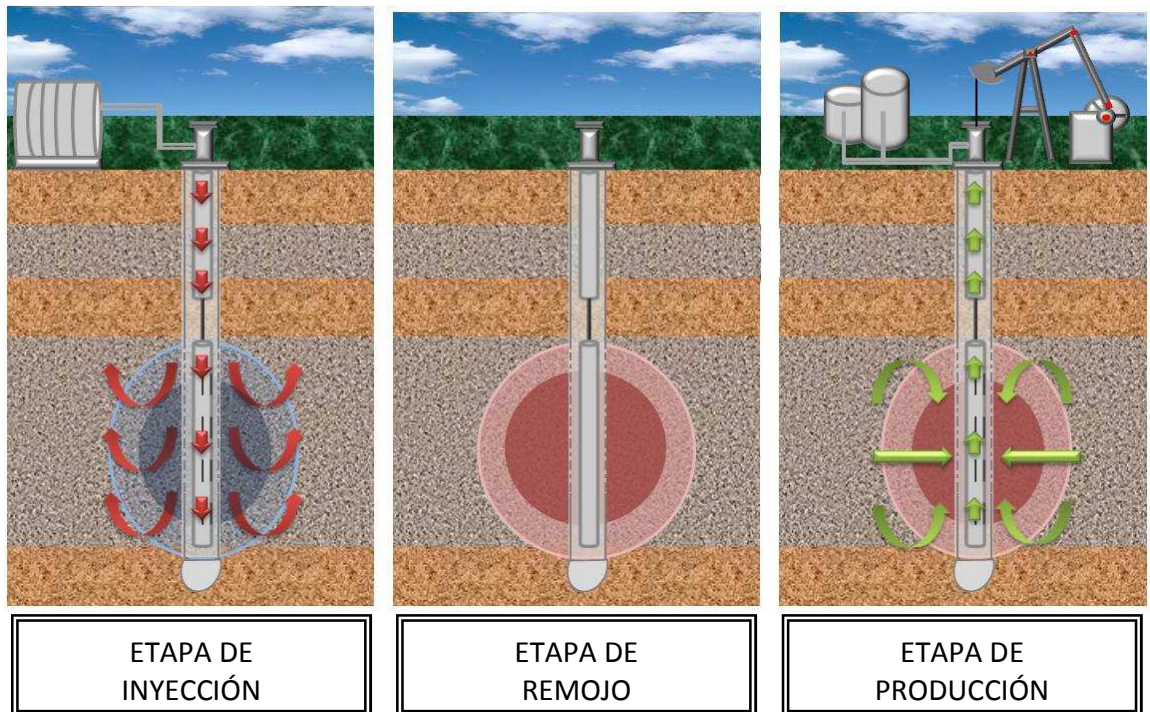
<sup>2</sup> HONG, K. C. Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery. Oklahoma: PennWell Books, 1994. 19 p.

que la tasa de aceite y el recobro final del mismo, sean significativamente mejorados<sup>3</sup>.

### 1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA CON VAPOR

La inyección cíclica de vapor consta básicamente de tres etapas, tal como se muestra en la figura uno: inyección, remojo y finalmente etapa de producción, las cuales se realizan en un mismo pozo.

**Figura 1.** Inyección cíclica de vapor



**Fuente:** GARCÍA, Yolet Andrea y ZAFRA, Tatiana Yiceth. Factibilidad de Implementar un Proceso de inyección Cíclica de Vapor en un Campo Colombiano Mediante Simulación Numérica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2010. 4 p. Modificado por el autor.

<sup>3</sup> Ibid., 20 p.

**1.1.1 Período de inyección.** Durante esta etapa, calor en forma de vapor es suministrado a la formación, durante varios días o semanas, a las más altas tasas, minimizando así las pérdidas. El vapor inyectado calienta la roca y los fluidos presentes alrededor de la cara del pozo, logrando reducir la viscosidad del crudo. El tiempo de inyección dependerá de los requerimientos necesarios de vapor y de la capacidad de los equipos de superficie con los cuales se cuente.

**1.1.2 Período de remojo.** En esta etapa se cierra el pozo, para permitir que el vapor inyectado en el paso anterior se condense dentro del yacimiento y parte del calor latente del mismo, sea cedido a los fluidos y la formación, logrando una reducción en la viscosidad<sup>4</sup>. El tiempo de remojo comúnmente puede variar de uno a siete días, pero para estimar su valor óptimo, se recurre a la experiencia del campo:

- Si el yacimiento posee suficiente presión y aún produce por producción primaria, se recomienda que el tiempo de remojo sea el necesario para que el vapor ceda la mayor parte del calor a la formación.
- Si se presenta el caso contrario, aquel donde la formación tiene poca presión, es recomendable que el tiempo de cierre sea corto, con el fin de utilizar esta energía en las zonas cercanas del pozo para ayudar a empujar el crudo y producirlo<sup>5</sup>.

**1.1.3 Período de producción.** Esta fase, la última del proceso, básicamente consiste en abrir el pozo a producción. Inicialmente éste producirá gran cantidad

---

<sup>4</sup> MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Desarrollo y Ajuste de un Modelo Analítico de Estimulación con Vapor. Trabajo de grado Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2003. 3 p.

<sup>5</sup> RAMOS GUERRA, Daniel Alejandro. Análisis de Sensibilidad de los Parámetros que Afectan el Proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales Considerando un Ciclo de Inyección. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2003. 23 p.

de agua caliente, producto de la condensación del vapor y al cabo de un tiempo, la producción de crudo se iniciará, en una cantidad mayor a la que se tenía antes de la aplicación del proceso<sup>6</sup>. La respuesta del pozo ante la estimulación dependerá de varias características tales como: la permeabilidad existente, la viscosidad de los fluidos presentes en la formación, el radio de calentamiento, la presión del yacimiento y las pérdidas de energía generadas<sup>7</sup>.

La tasa de producción de aceite en el primer ciclo, usualmente es más alta que en los ciclos posteriores y cuando ésta declina a un punto donde no es económicamente viable, el ciclo entero es repetido. Usualmente, tres o más ciclos son aplicados en un pozo<sup>8</sup>, pero se han citado casos de campo donde se han aplicado hasta más de 18 ciclos de inyección. Se considera desde el punto de vista económico, que un máximo de 8 a 10 ciclos puede ser aceptable, aunque la respuesta del yacimiento por encima de los 5 ciclos presenta respuestas menores a las registradas durante los tres primeros ciclos de inyección<sup>9</sup>

## 1.2 PÉRDIDAS DE CALOR

De acuerdo a la diferencia que existe entre la temperatura del agua caliente, el vapor y el medio ambiente que rodea las líneas que transportan el fluido caliente, hasta el cabezal del pozo y la tubería de inyección en el pozo, gran parte del contenido de calor del fluido que fluye, se pierde antes de llegar a la formación de interés<sup>10</sup>.

---

<sup>6</sup> Ibid., 27p.

<sup>7</sup> RODRIGUEZ, Edwin, *et al.* Numerical Simulation for Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field. *En*: CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2008. vol. 3, no. 4, p. 107-128.

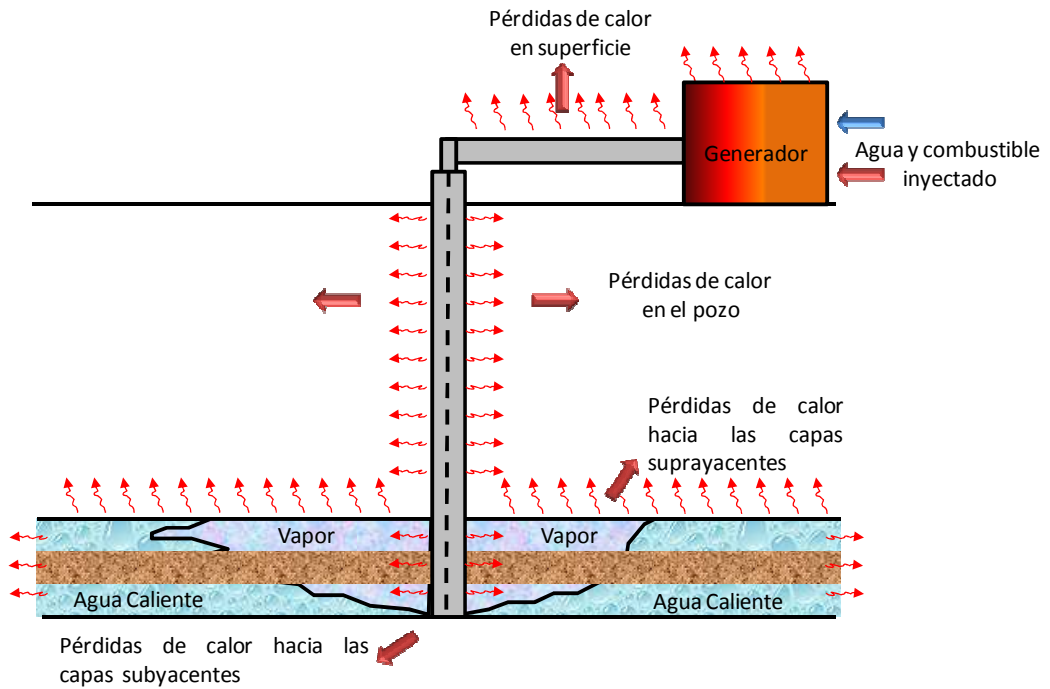
<sup>8</sup> HONG. *Op. cit.*, 21 p.

<sup>9</sup> MUÑOZ.NAVARRO. *Op.cit.*, 4 p.

<sup>10</sup> FINOL, Alberto. "Notas sobre recuperación Térmica". Maracaibo: [s.l.], 1978. p. 38.

Ramey en su libro “Fundamentals of Thermal Oil Recovery” muestra las pérdidas de calor en un sistema de inyección, tal como se indica a continuación en la figura dos.

**Figura 2.** Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes



**Fuente:** RAMEY, H. J. “Fundamentals of Thermal Oil Recovery”. Dallas: The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965. 165 p. Modificado por el autor.

En ella se indica que las pérdidas inician en el generador o la unidad térmica, continuando con las líneas de inyección de superficie, la cabeza del pozo, la trayectoria del pozo y finalmente la formación y los estratos adyacentes<sup>11</sup>.

En esta sección se presenta un método para el cálculo de las pérdidas de calor en el pozo.

<sup>11</sup> RAMEY, H.J. “Fundamentals of Thermal Oil Recovery”. Dallas: The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965. 165 p.

**1.2.1 Pérdidas de calor en el pozo.** Al igual que en las líneas de superficie, las pérdidas de calor en el pozo, se deben a la combinación de los tres mecanismos de transferencia de calor. En la mayoría de los elementos del pozo (tubing, anular casing-tubing, casing, cemento y formación) la transferencia de calor se realiza por conducción, en caso de que exista algún fluido en el espacio anular, se puede presentar radiación y convección libre o forzada<sup>12</sup>.

Los principales factores que afectan las pérdidas de calor en el pozo son entre otros: el tiempo de inyección, la tasa de inyección, la profundidad del pozo, la presión de inyección para el vapor saturado y la presión y la temperatura de inyección en el caso del vapor sobrecalentado<sup>13</sup>.

Para el cálculo de las pérdidas de calor, existen varios métodos, entre ellos están los propuestos por Ramey<sup>14</sup>, Satter<sup>15</sup>, Pacheco y Farouq Alí<sup>16</sup>, y el de Willhite que se sitúa como uno de los más populares y exactos. En los párrafos siguientes solo se estudiará el propuesto por Willhite.

**1.2.2 Método de Willhite<sup>17</sup>.** Tal como se mencionó anteriormente, es uno de los más usados debido a su exactitud y relativa practicidad en su aplicación. Este método se basa en las siguientes suposiciones:

---

<sup>12</sup> GÓNZÁLEZ ROA, Deisy. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor Mediante Analogías. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2005. p. 65-66.

<sup>13</sup> SATTER, Abdus. Heat Losses During Flow of Steam Down a Wellbore. En: Journal of Petroleum Technology. Julio, 1965. vol. 17, no. 7, p. 845-851.

<sup>14</sup> RAMEY H.J. Jr. Wellbore Heat Transmission. En: Journal of Petroleum Technology. Abril, 1962. vol 14, no 4, p 427-435.

<sup>15</sup> SATTER. Op. cit., p. 845-851.

<sup>16</sup> PACHECO, E.F. y FAROUQ ALI. Wellbore Heat Losses and Pressure Drop in Steam Injection. En: Journal of Petroleum Technology. Febrero 1972. vol 24, no 2, p 139-144.

<sup>17</sup> WILLHITE, G.P. Over all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells. En: Journal of Petroleum Technology. Mayo, 1967. vol. 19, no. 5, 607 p.

**a)** El fluido caliente se inyecta por la cabeza del pozo a través de la tubería de producción, mediante un proceso de flujo continuo, es decir, se inyecta a tasa, temperatura, presión y calidad constantes.

**b)** La temperatura de la tierra puede ser considerada constante e igual al promedio aritmético, entre la temperatura de superficie más la mitad del aumento de la temperatura a la profundidad Z, por lo tanto:

$$T_t = T_{amb} + \frac{Z(G.G.)}{2} \quad (1.1)$$

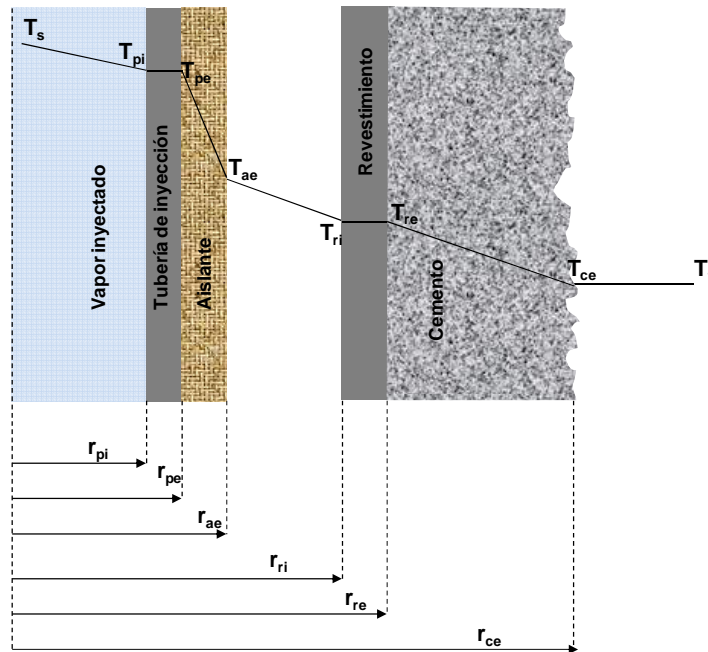
Donde G.G. es el gradiente geotérmico local, °F/pie y Z es la profundidad a la cual se desea calcular la temperatura de la tierra, dada en pies.

Considerando la temperatura de la tierra constante, la conducción de calor hacia la misma se reduce a dos dimensiones (x, y), ya que no habrá transferencia de calor en la dirección z, además si se supone que la conductividad de la tierra en todas las direcciones es la misma,  $K_{tx} = K_{ty} = K_t$ , la conducción se reduce solo a la dirección radial.

**c)** En la región que rodea el pozo, la conductividad y la difusividad de la tierra se consideran constantes y su cálculo se realiza según la naturaleza y la proporción de las formaciones que atraviesa el pozo, que en su mayoría son areniscas y lutitas saturadas 100% con agua.

En la figura tres se muestra el camino que sigue el calor desde el interior de la tubería de producción, el cual es transportado por convección forzada hasta la cara interna de la tubería, hasta llegar a la tierra por conducción a través del cemento. Basándose en este sistema, Willhite desarrolló expresiones para estimar el coeficiente de transferencia de calor total U.

**Figura 3.** Esquema de transferencia de calor desde el fluido caliente hasta la tierra, a lo largo de un pozo inyector



**Fuente:** GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. “Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor”. Bucaramanga: [s.n.], 1989. 103 p. Modificado por el autor.

**1.2.2.1 Ecuaciones.** A continuación se describen todas las relaciones matemáticas propuestas por Willhite en su método:

$$U = \left[ \frac{r_{pe}}{r_{pi} h_{cf}} + \frac{r_{pe} \ln(r_{pe}/r_{pi})}{k_p} + \frac{r_{pe} \ln(r_{ae}/r_{pe})}{k_a} + \frac{r_{pe}}{r_{ae} (h_c + h_r)} + \frac{r_{pe} \ln(r_{re}/r_{ri})}{k_p} + \frac{r_{pe} \ln(r_{ce}/r_{re})}{k_c} \right]^{-1} \quad (1.2)$$

Donde:

U = Coeficiente de transferencia de calor total en BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F

$r_{pi}$  = Radio interior de la tubería de producción, pie

$r_{pe}$  = Radio exterior de la tubería de producción, pie

$r_{ae}$  = Radio exterior del aislante, pie

$r_{ri}$  = Radio interior del revestimiento, pie

$r_{ce}$  = Radio externo del cemento, pie

$h_{cf}$  = Coeficiente de convección forzada entre el fluido caliente y la pared interna de la tubería de producción, BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F

$K_p$  = Conductividad térmica del acero, BTU/hr-pie-°F

$h_c$  = Coeficiente de convección natural en el espacio anular, BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F

$h_r$  = Coeficiente de radiación en el espacio anular, BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F

$K_c$  = Conductividad térmica del cemento, BTU/hr-pie-°F

$T_s$  = Temperatura del fluido inyectado

$T_{pi}$ , y  $T_{pe}$  = Temperatura de la cara interna y externa de la tubería de producción respectivamente

$T_{ae}$  = Temperatura de la cara externa del aislante, si existe, (la temperatura interna del aislante será igual a la externa de la tubería)

$T_{ri}$ , y  $T_{re}$  = Temperatura de la cara interna y externa del revestimiento respectivamente

$T_{ce}$  = Temperatura exterior del cemento (la interior será igual a la exterior del revestimiento)

$T_t$  = Temperatura de la tierra

Las temperaturas  $T_f$ ,  $T_{pi}$ ,  $T_{pe}$ ,  $T_{ae}$ ,  $T_{ri}$ ,  $T_{re}$ ,  $T_{ce}$ , y  $T_t$  se toman en °F, °C, °R, o K, Según lo indique la ecuación en la cual se utilicen.

La ecuación 1.2 puede simplificarse si se realizan las siguientes consideraciones:

**a)** Los valores de  $h_{cf}$  y  $K_p$  son muy altos y contribuyen poco al valor de U, por lo que se puede suponer que  $T_f = T_{pi} = T_{pe}$  y que  $T_{ri} = T_{re}$ .

**b)** La conductividad del cemento  $K_c$  se puede suponer que sea igual a la de la tierra,  $K_c = K_t$  y el término que la contiene se puede eliminar. Bajo estas condiciones el valor de U se reduce al mostrado en la ecuación 1.3.

$$U = \left[ \frac{r_{pe} \ln(r_{ae} / r_{pe})}{k_a} + \frac{r_{pe}}{r_{ae} (h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (1.3)$$

Para calcular  $h_r$  en el caso que se use aislante, se calcula utilizando la ecuación de Stefan-Boltzman, que para este caso sería:

$$h_r = 0.1714 * 10^{-8} F_e F_f (T_{ae}^2 + T_{ri}^2)(T_{ae} + T_{ri}) \quad (1.4)$$

Donde:

$F_f$  = Factor de forma, igual a uno para superficies cilíndricas

$T_{ae}$  = Temperatura de la cara externa del aislante, R

$T_{ri}$  = Temperatura de la cara interna del revestimiento, R

$$F_e = \left[ \frac{1}{E_{ae}} + \frac{r_{ae}}{r_{ri}} \left( \frac{1}{E_{ri}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (1.5)$$

$E_{ae}$  = Emisividad de la cara externa del aislante, BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F

$E_{ri}$  = Emisividad de la cara interna del revestimiento, BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F

$r_{ae}$  = Radio exterior del aislante, pie

$r_{ri}$  = Radio interior del revestimiento, pie

El coeficiente de convección térmica se puede evaluar de acuerdo a las siguientes ecuaciones, las cuales fueron obtenidas de valores experimentales correlacionados dimensionalmente:

$$h_c = \left[ \frac{(0.049)(K_f)(G_r)^{0.333}(P_r)^{0.074}}{r_{ae} \ln(r_{ri} / r_{ae})} \right] \quad (1.6)$$

En donde  $G_r$  y  $P_r$  se definen como se describe a continuación,

$$G_r = \frac{(r_{ri} - r_{ae})^3 g \rho_f^2 B_f (T_{ae} - T_{ri})}{\mu_f^2} \quad (1.7)$$

$$P_r = C_f \mu_f / K_f \quad (1.8)$$

Donde:

$K_f$  = Conductividad térmica del fluido en el espacio anular, BTU/hr-pie-°F

$\mu_f$  = Viscosidad del fluido en el espacio anular, lb/pie-hr = 2.42\*cP

$B_f$  = Coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular, vol/vol/°F

$\rho_f$  = Densidad del fluido en el espacio anular, lb/pie<sup>3</sup>

$C_f$  = Calor específico del fluido en el espacio anular, BTU/lb-°F

$g$  = Constante de la gravedad = 4.17\*10<sup>8</sup> pie/hr<sup>2</sup>

Si el fluido que se encuentra en el espacio anular es aire, las propiedades físicas de éste pueden ser estimadas a través de las siguientes ecuaciones:

$$K_a = 0.01328 + 2.471 * 10^{-5} T_{prom} - 4.247 * 10^{-9} T_{prom}^2 \quad (1.9)$$

$$\rho_a = 0.0771 - 8.848 * 10^{-5} T_{prom} - 3.744 * 10^{-8} T_{prom}^2 \quad (1.10)$$

$$\mu_a = 0.04 + 6.155 * 10^{-5} T_{prom} - 1.22 * 10^{-8} T_{prom}^2 \quad (1.11)$$

$$C_{pa} = 0.2382 + 1.39 * 10^{-5} T_{prom} + 1.027 * 10^{-8} T_{prom}^2 \quad (1.12)$$

$$B_a = 0.0024 - 0.757 * 10^{-5} T_{prom} + 0.169 * 10^{-7} T_{prom}^2 - 0.148 * 10^{-10} T_{prom}^3 \quad (1.13)$$

Donde:

$T_{prom}$  = Temperatura promedio en el anular.

Las ecuaciones anteriores son válidas para en el rango de 0°F a 1000°F, excepto para la ecuación del coeficiente de expansión volumétrica del aire,  $B_a$ , la cual solo es válida de 0°F a 500 °F.

Si la tubería de producción no está aislada, se usarán en las ecuaciones anteriores, los valores de  $r_{pe}$ ,  $E_{pe}$ ,  $T_{pe}$ , en lugar de los correspondientes al aislante:  $r_{ae}$ ,  $E_{ae}$ ,  $T_{ae}$ .

En cuanto a los coeficientes  $h_c$  y  $h_r$  se pueden realizar algunas simplificaciones, de acuerdo a cómo se complete el pozo. Si éste se completa con empaque térmico en el tope de las formaciones inyectadas, el espacio anular puede estar al vacío con lo cual no habrá corrientes de convección y solamente la radiación estará presente. Si está lleno con un líquido se presentará convección pero no radiación

El tema de transferencia de calor a través de la tierra es un punto aparte. Si se supone que la tierra se mantiene a una temperatura constante e igual al promedio entre la temperatura en la cabeza del pozo y la temperatura a una profundidad dada (ver ecuación 1.1), la conducción vertical de calor se elimina. La conductividad de la tierra se considera así mismo constante y proporcional a la conductividad térmica de distintas formaciones que atraviesa el pozo, de tal forma que:

$$\bar{K}_t = \frac{\sum K_i h_i}{z} \quad (1.14)$$

Donde:

$K_t$  = Conductividad térmica de la tierra, BTU/hr-pie-°F

$K_i$  = Conductividad térmica de la formación i, BTU/hr-pie-°F

$h_i$  = Espesor total de la formación i en el pozo, pie

$z$  = Profundidad del yacimiento, pie

La tierra alrededor del pozo se considera como un receptor infinito, de tal forma que el proceso de conducción de calor entre ésta y el revestimiento, es un proceso no continuo, ya que, aunque la temperatura del revestimiento permanezca constante a cualquier tiempo  $t$ , a alguna distancia  $r$  del pozo, se tendrá la temperatura original. De esta manera aunque permaneciera constante el  $\Delta T$  entre el revestidor y la tierra, el gradiente de temperatura,  $\Delta T/r$  va cambiando a la par del cambio de  $r$ . Para resolver este problema, es necesario entonces, recurrir a la ecuación de difusión de calor para flujo radial.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{\partial T}{\partial t} \right] = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1.15)$$

La solución de esta ecuación en términos matemáticos es muy difícil. El autor Ramey en la publicación titulada "Wellbore Heat Transmission" de 1962, dio la solución aproximada en forma de una función dependiente de la difusividad, del tiempo y del radio externo del revestimiento. Los valores de la función obtenida pueden ser obtenidos mediante una gráfica (Figura cuatro)

Para valores de  $t_{inj}$  mayores a una semana, la figura cuatro no aplica, en cambio se puede utilizar la ecuación de extensión 1.16:

$$f(t) = \ln \left[ \frac{2\sqrt{\alpha t_{inj}}}{r_{re}} \right] - 0.29 + \left[ r_{re}^2 / 4\alpha t_{inj} \right] \quad (1.16)$$

Donde:

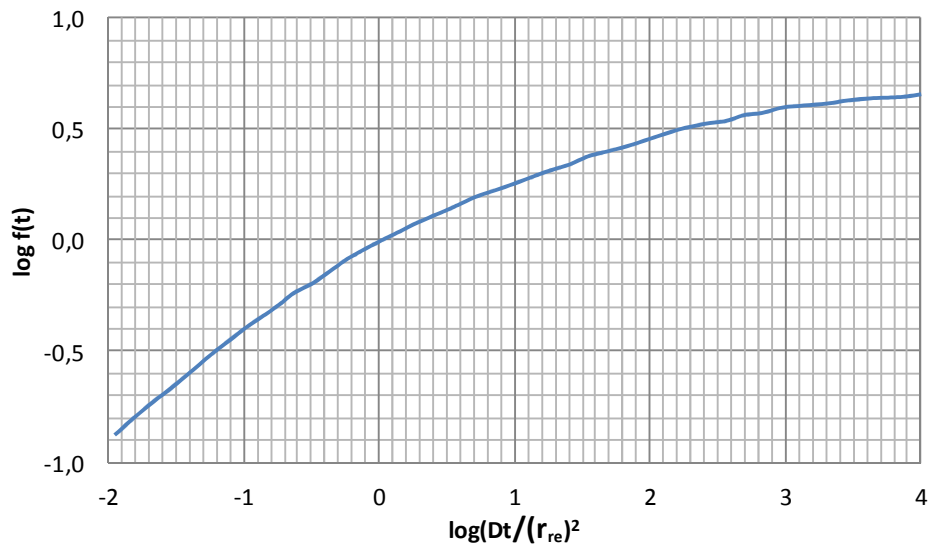
$r_{re}$  = Radio exterior del revestimiento, pie

$t_{inj}$  = Tiempo de inyección, días

$\alpha$  = Difusividad térmica de la formación, pie<sup>2</sup>/día

$r_{re}^2 / 4\alpha t_{inj}$  = Factor de corrección que significa "Of the Order Of" el cual se suma o se desprecia según su valor

**Figura 4.** Conducción transitoria de calor para un sistema radial infinito



**Fuente:** GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. “Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor”. Bucaramanga: [s.n.], 1989. 109 p. Modificado por el autor.

De acuerdo con Ramey, la ecuación que permite calcular la tasa de transferencia de calor del revestimiento a la tierra es:

$$dq_t = \frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} dz \quad (1.17)$$

**1.2.2.2 Tubería de inyección con aislante.** Para el caso de la inyección de vapor se puede introducir una suposición adicional a las ya enunciadas, que simplifica enormemente los cálculos.

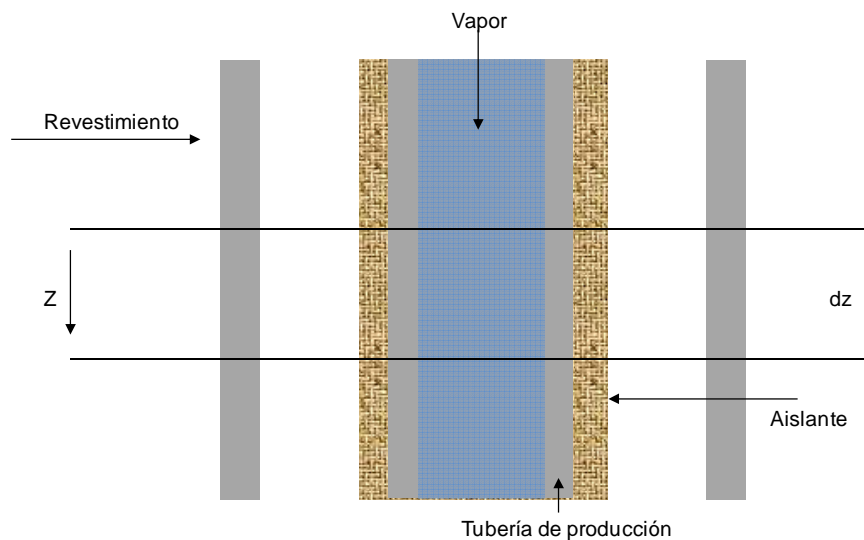
Dentro de la tubería de producción, los cambios en energía potencial, cinética y las pérdidas por fricción se consideran despreciables. Por lo tanto, mientras la calidad del vapor se mantenga en los límites:  $0 < X < 1$ , el proceso puede considerarse isobárico y por lo tanto isotérmico, lo cual significa que todas las pérdidas se hacen a expensas del calor latente

Para darle solución al principal problema en la inyección de vapor, la determinación de la calidad del vapor en la entrada de la formación, se puede realizar un balance de calor sobre el elemento bidimensional mostrado en la figura cinco. El vapor fluye hacia abajo a través de la tubería de producción (o de inyección), a una tasa constante de  $W$  lb/hr. En el intervalo de profundidad, el vapor perderá una cierta cantidad de calor  $d(q_v)$ , representado como una variación de su entalpía  $d(h_{vh})$  BTU/lb, de tal forma que la tasa de pérdida de calor será  $d(h_{vh})$ .

$$d(q_v) = -Wd(h_{vh}) \quad (1.18)$$

El signo menos en la ecuación 1.18 indica que el sistema pierde calor.

**Figura 5.** Esquema para la determinación de las pérdidas de calor en fondo de pozo



**Fuente:** GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Bucaramanga: [s.n.], 1989. 110 p. Modificado por el autor.

Mientras la fase vapor subsiste, la entalpía a una profundidad  $Z$ , se puede expresar mediante la ecuación 1.19.

$$h_{vh} = h_w + X_i L \quad (1.19)$$

Debido a que  $h_w$  y  $L$  son constantes si la temperatura es constante, la ecuación anterior queda entonces como:

$$d(h_{vh}) = Ld(X_i) \quad (1.20)$$

Reemplazando la ecuación 1.20 en la ecuación 1.18, ésta última queda como:

$$d(q_v) = -WLd(X_i) \quad (1.21)$$

La cantidad de calor perdido por el fluido en un sistema en equilibrio, será el mismo que se transmite a través de la tubería de producción, del aislante, del espacio anular y del revestimiento hacia la tierra. Como ya se mencionó en párrafos anteriores, el coeficiente de transferencia de calor total, descrito por la ecuación 1.3 es:

$$U = \left[ \frac{r_{pe} \ln(r_{ae} / r_{pe})}{k_a} + \frac{r_{pe}}{r_{ae}(h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (1.3)$$

Y la cantidad de calor perdido en un espacio  $dz$  estará dado por:

$$d(q_p) = (2\pi r_{pe})(U)(T_f - T_{re})dz \quad (1.22)$$

Para este caso es necesario establecer una relación entre la temperatura de la cara externa de la tubería y la cara externa del aislante, recordando que  $T_f = T_{pi} = T_{pe}$ . Para hacer tal relación se calcula la tasa de calor que pasa a través del aislante, que será igual al perdido por el fluido.

$$d(q_a) = \frac{2\pi K_a (T_f - T_{ae})}{\ln(r_{ae} / r_{pe})} dz \quad (1.23)$$

Finalmente se tiene la transferencia de calor desde la cara externa del revestimiento hacia la tierra, la cual fue descrita anteriormente por la ecuación 1.17, propuesta por Ramey.

$$dq_t = \frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} dz \quad (1.17)$$

Aunque las áreas a través de las cuales se transmite calor son variables, en un sistema en equilibrio, la tasa de calor que pasa a lo largo de  $dz$  en cualquier punto del sistema será la misma. Esto indica que:

$$d(q_v) = d(q_a) = d(q_p) = d(q_t) \quad (1.24)$$

De tal forma que si se igualan las ecuaciones 1.22 y 1.23, se resuelve el problema:

$$\frac{2\pi K_a (T_f - T_{ae})}{\ln(r_{ae} / r_{pe})} dz = 2\pi(r_{pe})(U)(T_f - T_{re})dz \quad (1.25)$$

Eliminando factores comunes y despejando el valor de  $T_{ae}$  se tiene:

$$T_{ae} = T_f - \frac{r_{pe} U \ln(r_{ae} / r_{pe})(T_f - T_{re})}{K_a} \quad (1.26)$$

Ahora si se igualan las ecuaciones 1.22 y 1.17, se puede encontrar el valor de  $T_{re}$ , de tal forma que:

$$2\pi(r_{pe})(U)(T_f - T_{re})dz = \frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} dz \quad (1.27)$$

De donde despejando  $T_{re}$

$$T_{re} = \frac{U r_{pe} T_f + T_t K_t / f(t)}{U r_{pe} + K_t / f(t)} \quad (1.28)$$

Si se reemplaza el valor de  $T_{re}$  dado por la ecuación anterior en la ecuación 1.26 se tiene:

$$T_{ae} = T_f - \left[ \left( \frac{r_{pe} U \ln(r_{ae} / r_{pe})}{K_a} \right) \left( T_f - \frac{U r_{pe} T_f + T_t K_t / f(t)}{U r_{pe} + K_t / f(t)} \right) \right] \quad (1.29)$$

Igualando las ecuaciones 1.17 y 1.23 se puede obtener el valor de  $T_{re}$ :

$$\frac{2\pi K_a (T_f - T_{ae})}{\ln(r_{ae} / r_{pe})} dz = \frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} dz \quad (1.30)$$

Y finalmente el valor de  $T_{re}$  es:

$$T_{re} = T_t + \frac{K_a f(t) (T_f - T_{ae})}{K_t \ln(r_{ae} / r_{pe})} \quad (1.31)$$

El conjunto de ecuaciones descrito, permite calcular las pérdidas de calor sufridas por el vapor y posteriormente la calidad a la entrada de la formación. Para la aplicación del método, se debe seguir el procedimiento que se describe a continuación:

- a)** Se supone un valor de temperatura de la cara externa del aislante,  $T_{ae}$  y con éste se calcula la temperatura de la cara externa del revestimiento  $T_{re}$  con la ecuación 1.31.
- b)** Con el valor supuesto de  $T_{ae}$  y el de  $T_{re}$  calculado en el punto anterior, se calculan  $h_r$  y  $h_c$ , y con estos valores conocidos, se calcula el coeficiente de transferencia de calor total  $U$  con la ecuación 1.3.
- c)** Con el valor de  $U$ , se determina  $T_{ae}$  con la ecuación 1.29.

**d)** Se comparan los valores de  $T_{ae}$  calculado en el paso anterior y el supuesto en la parte a. Si coinciden en un margen de error tolerable, los valores de  $U$ ,  $h_r$  y  $h_c$ , pueden ser usados para calcular el calor perdido  $Q$ . Si por el contrario los valores de la temperatura de la cara externa del aislante  $T_{ae}$ , calculado y supuesto difieren en gran manera uno del otro, se utiliza el valor de  $T_{ae}$  del punto c como valor supuesto y se repite todo el proceso.

**1.2.2.3 Tubería de inyección sin aislante.** Para este caso el problema se simplifica un poco, ya que la temperatura de la cara externa de la tubería de producción se conoce  $T_{pe} = T_f$  y el único valor desconocido es la temperatura del revestimiento  $T_{ri} = T_{re}$ . Se pueden igualar las ecuaciones 1.17 y 1.22 y despejar de esta forma el valor de  $T_{re}$ .

$$T_{re} = \frac{K_t T_t + r_{pe} f(t) U T_f}{K_t + r_{pe} U f(t)} \quad (1.32)$$

Para este caso:

$$U = h_c + h_r \quad (1.33)$$

El procedimiento a seguir es el mostrado a continuación:

**a)** Se debe suponer un valor para la temperatura de la cara externa del revestimiento  $T_{re}$ , que para este caso es igual a la de la cara interna y se calcula  $U$  a través de las ecuaciones 1.4, 1.6 (recordando que los valores de  $r_{ae}$ ,  $E_{ae}$  y  $T_{ae}$  deben ser sustituidos por  $r_{pe}$ ,  $E_{pe}$  y  $T_{pe}$  respectivamente) y 1.33

**b)** Con el valor de  $U$  calculado en el paso anterior, se calcula analíticamente  $T_{re}$  mediante la ecuación 1.32 y se compara con el valor supuesto en la parte a. Si coinciden dentro de cierto margen de tolerancia, el valor calculado es el correcto,

pero si por el contrario difieren, se usa el calculado como supuesto y se repite el proceso.

c) Conocido el valor de  $T_{re}$  se calcula  $\Delta Q$ , BTU/día con la ecuación apropiada.<sup>18</sup>

**1.2.3 Calidad del vapor en el fondo del pozo.** Para calcular la calidad del vapor en el fondo del pozo, es posible efectuar un balance de energía, usando la aproximación de que el proceso se realiza a temperatura constante y que las pérdidas se hacen exclusivamente a expensas del calor latente:

$$Q_1 = Q_2 + \Delta Q \quad (1.34)$$

Donde:

$Q_1$  = Tasa de entrada de calor en la cabeza del pozo, BTU/hr

$Q_2$  = Tasa de calor que llega al fondo del pozo, BTU/hr

$\Delta Q$  = Tasa de calor perdido entre los puntos 1 y 2, BTU/hr

Ahora bien si el fluido inyectado es  $W$  en lb/hr, la tasa de calor que llega a la cabeza del pozo:

$$Q_1 = W(h_w + X_c L) \quad (1.35)$$

Donde:

$h_w$  = Calor sensible del agua, BTU/lb

$L$  = Calor latente del vapor, BTU/lb

$X_c$  = Calidad del vapor en la cabeza del pozo

De la misma forma:

---

<sup>18</sup> GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Bucaramanga: [s.n.], 1989. p. 102-117.

$$Q_2 = W(h_w + X_i L) \quad (1.36)$$

Donde:

$X_i$  = Calidad a la entrada de la formación

El calor perdido entre los puntos 1 y 2 puede ser calculado por cualquiera de las ecuaciones 1.17, 1.22 y 1.23. Si se escoge la ecuación 1.17 se puede escribir:

$$\Delta Q = \int_0^q d(q_t) = \frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} \int_0^z dz \quad (1.37)$$

Donde:

$dq_t$  = Tasa de calor que llega a la tierra por unidad de longitud

$z$  = Profundidad a la cual se está inyectando vapor, tomada en el tope de la formación, pies

Por lo tanto:

$$\Delta Q = \frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} Z \quad (1.38)$$

Donde:

$\Delta Q$  = Calor perdido entre los puntos 1 y 2, BTU/hr ó BTU/día, según sean las unidades de la conductividad térmica de la tierra.

Sustituyendo las ecuaciones 1.35, 1.36 y 1.37 en la ecuación 1.34, se obtiene:

$$W(h_w + X_c L) = W(h_w + X_i L) + \Delta Q \quad (1.39)$$

Reescribiendo y despejando el valor de la calidad a la entrada de la formación:

$$X_i = X_c - \frac{\Delta Q}{WL} \quad (1.40)$$

Si se conoce la masa total de vapor inyectado  $M_s$  en libras, la ecuación anterior se convierte en:

$$X_i = X_c - \frac{\Delta Q t_{tot}}{M_s L_s} \quad (1.41)$$

Donde:

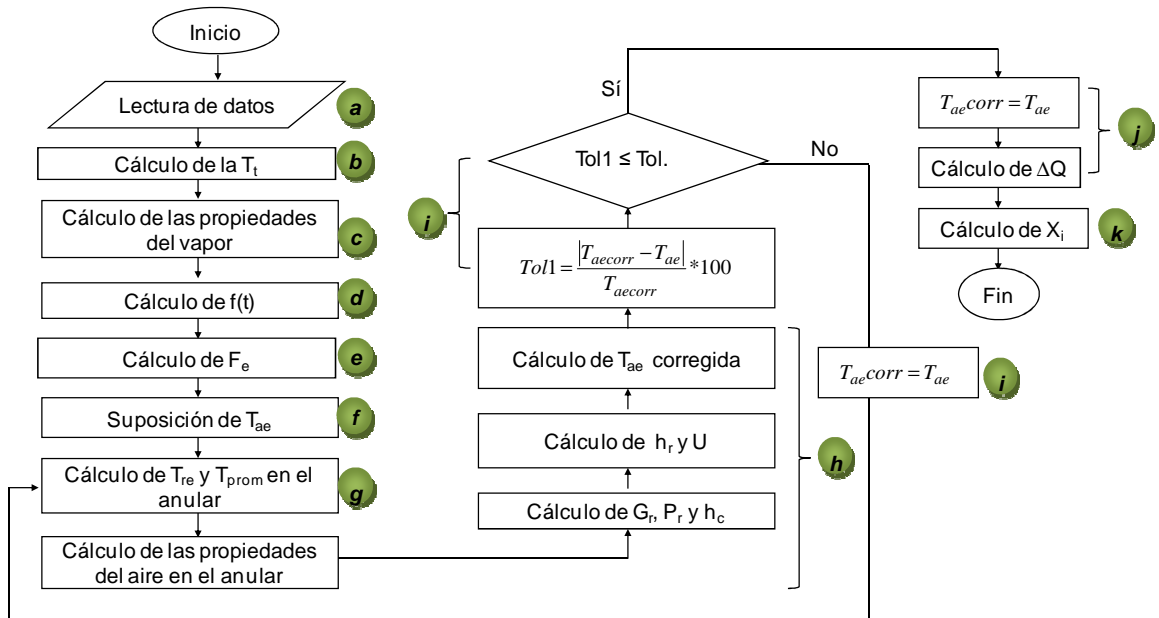
$t_{tot}$  = Tiempo de inyección más tiempo de remojo, días

Las ecuaciones y los procedimientos para hallar las pérdidas de calor y la calidad del vapor en el fondo del pozo, descritos en los párrafos anteriores, fueron programados dentro de la herramienta computacional construida.

**1.2.3.1 Diagrama de flujo para hallar la calidad del vapor en el fondo del pozo para una tubería de inyección con aislante.** A continuación se describen en detalle cada uno de los pasos a seguir para el cálculo de la calidad del vapor en el fondo del pozo, cuando éste ha sido aislado térmicamente. Las pérdidas de calor se hallan con el método de Willhite. La figura 6 muestra el diagrama de flujo de la subrutina a seguir.

- a) En este punto se leen los datos necesarios para la aplicación de la subrutina.
- b) Se calcula la temperatura de la tierra  $T_t$  mediante la ecuación 1.1.
- c) Se calcula la temperatura del vapor  $T_s$  y el calor latente de vaporización  $L_s$ .
- d) Se calcula de acuerdo al tiempo de inyección  $t_{iny}$ , el valor de la función  $f(t)$ : si éste es menor a una semana, se utiliza la figura 4 de conducción transitoria de calor en un sistema radial infinito, si por el contrario el tiempo de inyección supera una semana, la ecuación 1.16 será empleada para el cálculo de  $f(t)$ .

**Figura 6.** Diagrama de flujo para encontrar la calidad del vapor en fondo para una tubería con aislante



**Fuente.** El Autor

**e)** El valor de  $F_e$  es hallado mediante la ecuación 1.5.

**f)** Se supone el valor de  $T_{ae}$  a través de la siguiente ecuación:

$$T_{ae} = \frac{T_s + T_r}{2} \quad (1.42)$$

Donde:

$T_s$  = Temperatura del vapor, °F

$T_r$  = Temperatura del yacimiento, °F

**g)** A continuación se calcula el valor de la temperatura de la cara externa del revestimiento  $T_{re}$  mediante la ecuación 1.31 y el valor de  $T_{prom}$  a través de:

$$T_{prom} = \frac{T_{ae} + T_{re}}{2} \quad (1.43)$$

**h)** En el punto h se deben calcular las propiedades del aire, fluido que está en el anular, mediante las ecuaciones 1.9 a la 1.13. El valor de  $G_r$ ,  $P_r$  y  $h_c$  a través de las ecuaciones 1.7, 1.8 y 1.6 respectivamente. Y finalmente los valores de  $h_r$ ,  $U$  y  $T_{ae}$  corregida son calculados con las ecuaciones, 1.4, 1.3 y 1.29 respectivamente.

**i)** Luego que la temperatura externa del aislante  $T_{ae}$  es recalculada, se debe verificar que este último valor hallado, esté dentro de un valor tolerable de similitud respecto al valor supuesto, para ello se calcula un error porcentual, aplicando la ecuación 1.44:

$$Tol1 = \frac{|T_{aecorr} - T_{ae}|}{T_{aecorr}} * 100 \quad (1.44)$$

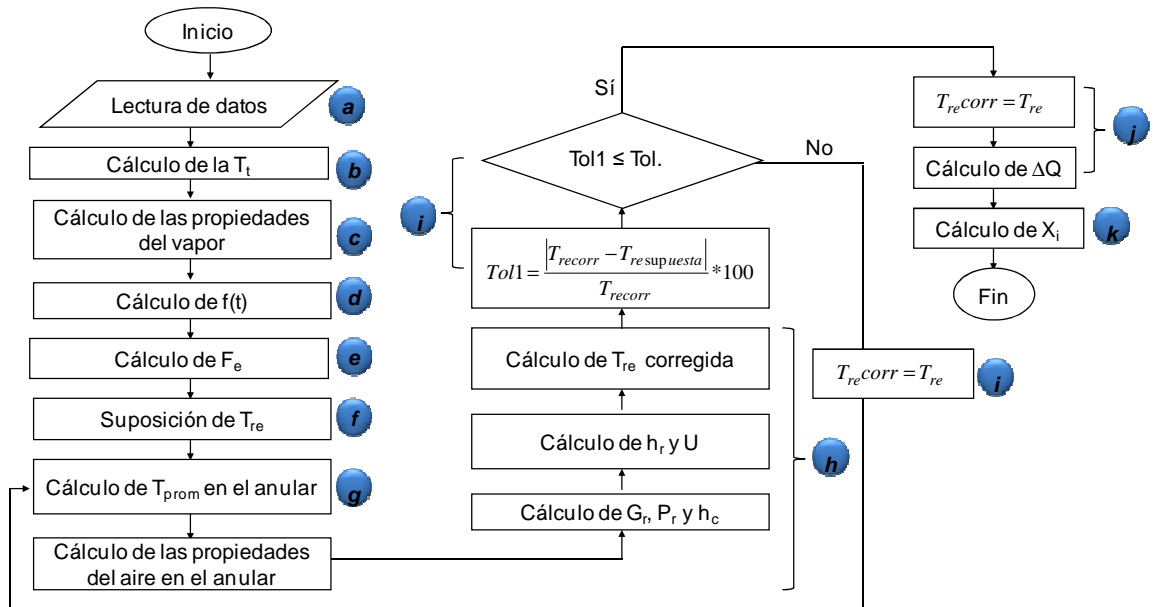
Si el valor del error porcentual hallado en la parte anterior ( $Tol1$ ), es menor o igual al valor de tolerancia ingresado en la lectura de datos ( $Tol$ ), se continúa al punto siguiente, es decir, el punto j. Si por el contrario la condición descrita e impuesta en la estructura “**mientras**” de la figura 6 no se cumple, se debe retornar al punto g y continuar con el proceso hasta que la condición sea cumplida, recordando que el nuevo valor de la temperatura de la cara externa del aislante es igual al último calculado con la ecuación 1.29,  $T_{ae} = T_{aecorr}$ .

**j)** Con el valor real de  $T_{ae}$  se procede a calcular el calor perdido entre la cabeza del pozo y el fondo del mismo,  $\Delta Q$ , con la ecuación 1.38.

**k)** Finalmente con la ecuación 1.41 se encuentra el valor de la calidad del vapor en el fondo de pozo, para una tubería de inyección con aislante.

**1.2.3.2 Diagrama de flujo para hallar la calidad del vapor en el fondo del pozo para una tubería de inyección sin aislante.** Nuevamente el método utilizado para calcular las pérdidas en fondo, corresponde al propuesto por Willhite y el diagrama de flujo para encontrar la calidad en fondo para una tubería que no está aislada, se describe en la figura 7. Resulta muy similar al caso de una tubería aislada, pero difiere en la forma cómo se calculan ciertos términos involucrados dentro del proceso. A continuación se describe de forma detallada la subrutina.

**Figura 7.** Diagrama de flujo para encontrar la calidad del vapor en fondo para una tubería sin aislante



**Fuente:** El Autor

- a) En esta parte del proceso, se introducen los datos necesarios para la ejecución de la subrutina.
- b) Se calcula la temperatura de la tierra mediante la ecuación 1.1.
- c) Con el valor de la presión de inyección se calculan cada una de las propiedades del vapor, la temperatura  $T_s$  y el calor latente  $L_s$ , a través de las ecuaciones pertinentes.

**d)** Considerando el valor del tiempo de inyección, se calcula el valor de la función  $f(t)$ . Para un tiempo mayor a una semana se emplea la ecuación 1.16, de lo contrario se utiliza la gráfica 4.

**e)** Mediante la ecuación 1.5 se encuentra el valor de la variable  $F_e$ , recordando que se debe sustituir el valor de la emisividad de la cara externa del aislante, por el valor de la emisividad de la tubería de producción (dato de entrada), es decir,  $E_{ae} = E_p$ .

**f)** Se supone el valor de la temperatura de la cara externa del revestimiento  $T_{re}$ , mediante la ecuación 1.45, recordando que  $T_{re} = T_{ae}$

$$T_{re} = \frac{T_s + T_r}{2} \quad (1.45)$$

**g)** Se calcula la temperatura promedio en el anular mediante la ecuación 1.46 y se debe tener presente que  $T_{re} = T_{ri}$

$$T_{prom} = \frac{T_s + T_{ri}}{2} \quad (1.46)$$

**h)** Conociendo el valor de la temperatura promedio, se proceden a calcular las propiedades del aire en el anular mediante las ecuaciones 1.9 a la 1.13. Los valores de  $G_r$ ,  $P_r$  y  $h_c$  son hallados con las ecuaciones 1.7, 1.8 y 1.6 respectivamente, recordando que  $r_{ae} = r_{pe}$ , a la vez que  $T_{ae} = T_{pe}$  y estimando que la temperatura exterior de la tubería  $T_{pe}$  es prácticamente la misma que la del fluido  $T_s$ , es decir,  $T_{ae} = T_{pe} = T_s$ . Finalmente el coeficiente de radiación  $h_r$  es calculado con la ecuación 1.4 y el coeficiente de transferencia de calor total  $U$  con la ecuación 1.33. La temperatura de la cara externa del revestimiento es recalculado con la ecuación 1.32.

i) Se calcula un porcentaje de error Tol1 mediante la ecuación 1.47, para de esta forma, verificar que la temperatura supuesta de la cara externa del revestimiento, está muy cerca de la corregida:

$$Tol1 = \frac{|T_{recorr} - T_{resupuesta}|}{T_{recorr}} * 100 \quad (1.47)$$

Si el error de aproximación es menor o igual al valor de la tolerancia ingresado en la parte inicial, se asume que el valor hallado de  $T_{re}$  es el real y se continúa con el siguiente paso. Si por el contrario el error calculado es mayor, se asume como valor supuesto, la temperatura corregida de la cara externa del revestimiento calculada en la parte anterior y se retorna nuevamente al punto g, continuando con el proceso hasta que la condición descrita se cumpla.

j) Conociendo el valor real de  $T_{re}$ , se procede a calcular las pérdidas de calor entre la cabeza y el fondo del pozo  $\Delta Q$ , con la ecuación 1.38.

k) Finalmente la calidad en fondo de pozo puede ser hallada a través de las ecuaciones 1.40 ó 1.41.

#### **1.2.4 Ejemplo de cálculo para hallar la calidad del vapor en el fondo del pozo.**

A continuación se expone un ejemplo de cálculo, en el cual se busca calcular la calidad del vapor a la entrada de la formación, para un pozo perteneciente al yacimiento Quiriquire, ubicado en Venezuela en el estado Monagas, que en la primera mitad de la década de los años sesenta, fue sometido a la estimulación cíclica con vapor.

Los datos de entrada necesarios para el desarrollo del proceso se relacionan en la siguiente tabla:

**Tabla 1.** Datos del pozo Q-594 del yacimiento Quiriquire

Datos de Entrada	Valor
Tolerancia, Tol	0.02%
Temperatura del ambiente, $T_{amb}$	80 °F
Temperatura del yacimiento, $T_r$	120 °F
Conductividad térmica del Yto, $K_r$	24 BTU/día-pie-°F
Difusividad térmica del Yto., $\alpha$	0.631, pie <sup>2</sup> /día
Profundidad de la formación, Z	4050 pie
Presión de inyección del vapor, $P_{iny}$	770 psia
Calidad del vapor en cabeza de pozo, $X_c$	0.9
Tiempo de inyección, $t_{inj}$	44 días
Tiempo de remojo, $t_{soak}$	2 días
Masa de vapor a inyectar, $M_s$	18.3 MM lb
Aislante	No
Radio externo del revestimiento, $r_{re}$	0.2916 pie
Radio interno del revestimiento, $r_{ri}$	0.2615 pie
Radio externo del tubing, $r_{pe}$	0.1458 pie
Radio interno del tubing, $r_{pi}$	0.1246 pie
Emisividad del tubing	0.9 BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F

**Fuente:** BOBER, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. *En:* Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor.

a) Cálculo de la temperatura de la tierra: como en este caso se conoce la temperatura del yacimiento, no son necesarios los datos del gradiente geotérmico ni la profundidad de la formación, por lo tanto la ecuación 1.1 queda transformada en,

$$T_t = T_{amb} + \frac{Z(G.G.)}{2} = \frac{T_{amb} + T_r}{2}$$

Reemplazando valores, se tiene que la temperatura de la tierra es igual a 100°F.

$$T_t = \frac{80 + 120}{2} = 100^\circ F$$

**b) Propiedades del vapor: temperatura de saturación del vapor,**

Temperatura, 
$$T_s = \frac{6870}{14.36 - \ln(P_{iny})} - 376.6 = \frac{6870}{14.36 - \ln(770)} - 376.6$$

$$T_s = 514^\circ F = 974R$$

Para hallar el calor latente de vaporización, se debe emplear la siguiente ecuación propuesta por Luis Gonzalo Gómez Prada para presiones entre 600 y 2700 psi,

$$L_s = 1328P_{iny}^{-0.08774} - 2.22 * 10^{-3} P_{iny}^{1.513}$$

$$L_s = 1328 * 770^{-0.08774} - 2.22 * 10^{-3} * 770^{1.513}$$

$$L_s = 689.5 \text{ BTU} / \text{lb}$$

**c) Cálculo de la función f(t):** debido a que el tiempo de inyección es mayor a una semana, se debe emplear la ecuación 1.16 para hallar la función F(t),

$$f(t) = \ln \left[ \frac{2\sqrt{\alpha t_{inj}}}{r_{re}} \right] - 0.29 + \left[ r_{re}^2 / 4\alpha t_{inj} \right]$$

$$f(t) = \ln \left[ \frac{2\sqrt{0.631 * 44}}{0.2916} \right] - 0.29 + \left[ \frac{0.2916^2}{4 * 0.631 * 44} \right] = 3.29$$

**d) Cálculo del factor de emisividad:** se debe recordar que para emplear la ecuación 1.5, los subíndices que hacen referencia a la cara externa del aislante (ae), deben ser sustituidos por aquellos que relacionan la cara externa de la tubería de producción (pe). Es importante anotar, que la emisividad de las tuberías

normalmente utilizadas en la industria del petróleo es de 0.9, tal como aparece en tabla que relaciona los datos de entrada del presente ejemplo.

$$F_e = \left[ \frac{1}{E_{pe}} + \frac{r_{pe}}{r_{ri}} \left( \frac{1}{E_{ri}} - 1 \right) \right]^{-1}$$

$$F_e = \left[ \frac{1}{0.9} + \frac{0.1458}{0.2615} \left( \frac{1}{0.9} - 1 \right) \right]^{-1} = 0.8525$$

e) Suposición de la temperatura de la cara externa del revestimiento:

$$T_{resupuesta} = \frac{T_s + T_r}{2}$$

$$T_{resupuesta} = \frac{514 + 120}{2}$$

$$T_{resupuesta} = 317^\circ F = 777R$$

f) Temperatura promedio en el anular, recordando que la cara externa del revestimiento es la misma en la cara interna:

$$T_{prom} = \frac{T_s + T_{ri}}{2}$$

$$T_{prom} = \frac{514 + 317}{2} = 415.5^\circ F$$

g) Propiedades del aire en el anular:

Conductividad térmica,  $K_a = 0.01328 + 2.471 \cdot 10^{-5} T_{prom} - 4.247 \cdot 10^{-9} T_{prom}^2$

$$K_a = 0.01328 + 2.471 \cdot 10^{-5} \cdot 415.5 - 4.247 \cdot 10^{-9} \cdot 415.5^2$$

$$K_a = 0.0228 \text{ BTU} / \text{hr} - \text{pie} - ^\circ F$$

Densidad,

$$\rho_a = 0.0771 - 8.848 * 10^{-5} T_{prom} - 3.744 * 10^{-8} T_{prom}^2$$

$$\rho_a = 0.0771 - 8.848 * 10^{-5} * 415.5 - 3.744 * 10^{-8} * 415.5^2$$

$$\rho_a = 0.0338 \text{ lb} / \text{pie}^3$$

Viscosidad,

$$\mu_a = 0.04 + 6.155 * 10^{-5} T_{prom} - 1.22 * 10^{-8} T_{prom}^2$$

$$\mu_a = 0.04 + 6.155 * 10^{-5} * 415.5 - 1.22 * 10^{-8} * 415.5^2$$

$$\mu_a = 0.0634 \text{ lb} / \text{pie} - \text{hr}$$

Capacidad calorífica del aire

$$C_{pa} = 0.2382 + 1.39 * 10^{-5} T_{prom} + 1.027 * 10^{-8} T_{prom}^2$$

$$C_{pa} = 0.2382 + 1.39 * 10^{-5} * 415.5 + 1.027 * 10^{-8} * 415.5^2$$

$$C_{pa} = 0.2457 \text{ BTU} / \text{lb} - ^\circ F$$

Coefficiente de expansión volumétrica del aire,

$$B_a = 0.0024 - 0.757 * 10^{-5} T_{prom} + 0.169 * 10^{-7} T_{prom}^2 - 0.148 * 10^{-10} T_{prom}^3$$

$$B_a = 0.0024 - 0.757 * 10^{-5} * 415.5 + 0.169 * 10^{-7} * 415.5^2 - 0.148 * 10^{-10} * 415.5^3$$

$$B_a = 1.1106 * 10^{-3} \text{ } ^\circ F^{-1}$$

**g)** Cálculo de  $G_r$  y  $P_r$ : la temperatura de la cara externa de la tubería de producción es igual a la del fluido, es decir,  $T_{pe} = T_s$

$$G_r = \frac{(r_{ri} - r_{pe})^3 g \rho_f^2 B_f (T_{pe} - T_{ri})}{\mu_f^2}$$

$$G_r = \frac{(0.2615 - 0.1458)^3 * 4.17 * 10^8 * 0.0338^2 * 1.1106 * 10^{-3} (514 - 317)}{0.0634^2}$$

$$G_r = 40161.9612$$

$$P_r = C_f \mu_f / K_f$$

$$P_r = 0.2457 * 0.0634 / 0.0228$$

$$P_r = 0.6832$$

**h) Coeficiente de convección térmica:**

$$h_c = \left[ \frac{(0.049)(K_f)(G_r)^{0.333}(P_r)^{0.074}}{r_{pe} \ln(r_{ri} / r_{pe})} \right]$$

$$h_c = \left[ \frac{(0.049)(0.0228)(40161.9612)^{0.333}(0.6832)^{0.074}}{0.1458 \ln(0.2615 / 0.1458)} \right] = 0.4351 \text{ BTU} / \text{hr} - \text{pie}^2 - ^\circ \text{F}$$

**i) Coeficiente de radiación:** recordar que las temperaturas relacionadas en la ecuación que permite calcular el coeficiente de radiación están en grados rankine, además el factor de forma para este tipo de arreglos geométricos es igual a uno,

$$h_r = 0.1714 * 10^{-8} F_e F_f (T_{pe}^2 + T_{ri}^2)(T_{pe} + T_{ri})$$

$$h_r = 0.1714 * 10^{-8} * 0.8525 * 1(974^2 + 777^2)(974 + 777)$$

$$h_r = 3.9718 \text{ BTU} / \text{hr} - \text{pie}^2 - ^\circ \text{F}$$

**j) Coeficiente de transferencia de calor total:**

$$U = h_c + h_r$$

$$U = 0.4351 + 3.9718$$

$$U = 4.407 \text{ BTU} / \text{hr} - \text{pie}^2 - ^\circ F$$

**k) Cálculo de la temperatura corregida de la cara externa del revestimiento:**

$$T_{\text{recorr}} = \frac{K_t T_t + r_{pe} f(t) U T_f}{K_t + r_{pe} U f(t)}$$

Como el coeficiente de transferencia de calor total está en horas, la conductividad ingresada como dato de entrada debe estar también en horas:

$$T_{\text{recorr}} = \frac{\frac{24}{24} * 100 + 0.1458 * 3.29 * 4.407 * 514}{\frac{24}{24} + 0.1458 * 4.407 * 3.29}$$

$$T_{\text{recorr}} = 381.05^\circ F$$

**l) Cálculo del error porcentual entre el valor supuesto de temperatura de la cara externa del revestimiento y el corregido en el paso anterior:**

$$Tol1 = \frac{|T_{\text{recorr}} - T_{\text{re supuesta}}|}{T_{\text{recorr}}} * 100$$

$$Tol1 = \frac{|381.05 - 317|}{381.05} * 100$$

$$Tol1 = 16.08\%$$

Como se evidencia, la tolerancia o el error de aproximación es del 16%, superior al valor considerado como aceptable dentro de los datos de entrada, es decir, el valor de  $T_{re}$  supuesto no es el correcto y es necesario hacer más iteraciones hasta que el error porcentual sea menor o igual al 0.02% (ver tabla de datos del enunciado). Para alcanzar el valor real de la temperatura  $T_{re}$  fue necesario realizar tres iteraciones más, los resultados son relacionados a continuación.

**Tabla 2.** Resultado de las iteraciones restantes necesarias para el ejemplo de cálculo de la temperatura de la cara externa del revestimiento

Propiedad	Valor	Valor	Valor	Valor
Iteración	1	2	3	4
$T_{prom}, ^\circ F$	415.5	447.6698	450.9577	451.2926
$K_a, BTU/lb-hr-pie^2$	0.0228	0.0234	0.0235	0.0236
$\rho_a, lb/pie^3$	0.0338	0.0299	0.0295	0.0295
$\mu_a, lb/pie-hr$	0.0634	0.0651	0.0652	0.0652
$C_{pa}, BTU/lb-^\circ F$	0.2457	0.2464	0.2465	0.2465
$B_a, ^\circ F^{-1}$	0.0011	0.0010	0.0011	0.0010
Gr	40161.9612	19460.9796	17838.6006	17678.0919
Pr	0.6832	0.6831	0.6831	0.6831
$h_c, BTU/hr-pie^2-^\circ F$	0.4351	0.3522	0.3431	0.3422
$h_r, BTU/hr-pie^2-^\circ F$	3.9718	4.3938	4.4393	4.4440
$U, BTU/hr-pie^2-^\circ F$	4.407	4.7461	4.7825	4.7862
$T_{re} \text{recorregida}, ^\circ F$	381.05	387.8818	388.5516	<b>388.6197</b>
Tol1, %	16.08	1.6957	0.1723	0.0175

Fuente: El Autor

m) Cálculo de las pérdidas de calor: de acuerdo a lo observado en la tabla dos, el valor real de la temperatura de la cara externa del revestimiento es  $388.61^\circ F$ , por lo tanto las pérdidas de calor serán,

$$\Delta Q = \frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} Z$$

$$\Delta Q = \frac{2\pi * 24 * (388.61 - 100)}{3.29} * 4050$$

$$\Delta Q = \frac{2\pi * 24 * (388.61 - 100)}{3.29} * 4050$$

$$\Delta Q = 53.57 \text{ MMBTU} / \text{Días}$$

n) Calidad del vapor en fondo:

$$X_i = X_c - \frac{\Delta Q_{tot}}{M_s L}$$

$$X_i = 0.9 - \frac{53.57 * (44 + 2)}{18.3 * 689.5}$$

$$X_i = 0.7$$

Finalmente se concluye que para el pozo cuyas propiedades son descritas en la tabla uno, la calidad del vapor que llegó al fondo del pozo cuando fue sometido a la estimulación con vapor fue del 70% según lo calculado.

## 2. MODELO ANALÍTICO PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO

Se desarrolló un modelo analítico que permite predecir el comportamiento de la inyección cíclica de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Luego de hacer una exhaustiva revisión de los principales modelos analíticos propuestos por la literatura para el proceso (Anexo A), se escogió como base de estudio el modelo de Boberg y Lantz<sup>19</sup>, publicado a mediados de la década de los años sesenta. Se mejoró y corrigió el comportamiento anómalo del trabajo mencionado, ya que éste, para una aplicación de campo cualquiera, predecía erróneamente la recuperación de aceite para ciclos posteriores al primero: aparentemente con el paso de los mismos, la respuesta del yacimiento iría en un continuo mejoramiento y siempre se lograría recuperar más aceite del posible ya que dentro de las suposiciones originales que tuvieron los autores, asumieron que las saturaciones de fluidos permanecerían constantes con el desarrollo de la estimulación, a la par que no calculaba la producción de agua de forma eficiente en ninguno de los ciclos.

El nuevo modelo analítico, asume que hay cambio de saturaciones de los fluidos con el paso de los ciclos, es decir, no permanecen constantes en el tiempo, calcula los cambios en permeabilidades relativas y tiene en cuenta el efecto de la temperatura sobre los end points de las curvas de permeabilidades y su incidencia sobre la producción. La historia de temperatura del yacimiento y la viscosidad de los fluidos es calculada paso a paso, convirtiendo al modelo en una herramienta fácil y práctica a la hora de estimar de forma preliminar la respuesta de un yacimiento, sin acudir de forma instantánea a la simulación de yacimientos y enfrentarse a la complejidad inherente de la misma.

---

<sup>19</sup> BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623.

Finalmente, los modelos (el base y el nuevo) fueron implementados como una herramienta software y validados con una aplicación real de campo. Los resultados obtenidos son comparados con los reales para de esta forma determinar la eficacia de las mejoras efectuadas.

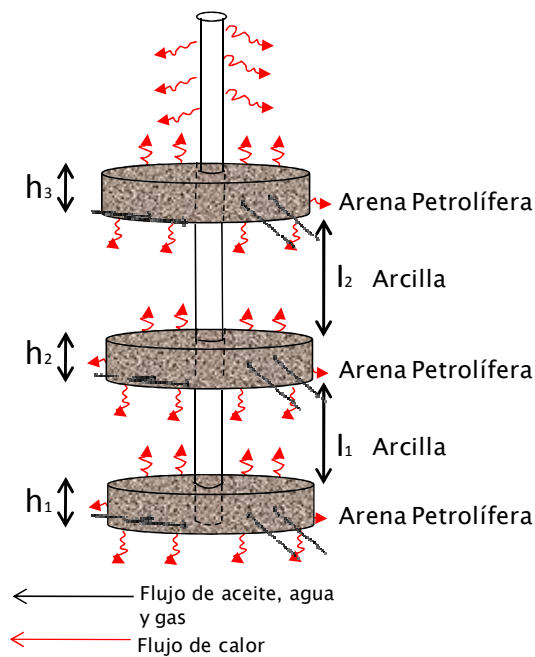
## **2.1 DESARROLLO DEL MODELO**

A continuación se enuncian las principales suposiciones sobre las cuales está basado el modelo:

- El modelo asume que en un pozo estimulado térmicamente, el mecanismo de producción logrado en el yacimiento es básicamente por reducción de la viscosidad, debido al calentamiento de la formación en el área cercana al pozo, a una distancia limitada por la inyección de vapor. Esta reducción de la viscosidad ocasiona una mejora en la movilidad del petróleo, lo cual hace que el crudo fluya de forma más fácil hacia el pozo.
- El yacimiento en condiciones no estimuladas tiene suficiente energía y el crudo es moderadamente viscoso, de tal forma que puede producir por sí solo.
- El yacimiento produce por arenas de espesores delgados o multiplicidad de arenas delgadas, separadas por barreras de arcillas.
- La geometría de la zona calentada es cilíndrica, tal como se muestra en la figura 8.
- Para el cálculo del radio calentado,  $r_h$  se toman en cuenta las pérdidas de calor hacia el pozo y las pérdidas por conducción hacia las formaciones no productoras que se encuentran por encima y por debajo de arena petrolífera, como se observa en la figura 8.
- La arena petrolífera es invadida uniforme y radialmente por el vapor inyectado.

- Para pozos que producen por multiplicidad de arenas como se observa en la figura 8, se asume que cada arena es invadida por el vapor a una misma distancia radial.
- Los cambios ocurridos a nivel de yacimiento en materia de saturación de fluidos y permeabilidades relativas, son calculados por el modelo.
- Los valores de los end points de las curvas de permeabilidades relativas son afectados por la temperatura, por ello se recalculan al final de cada ciclo de estimulación.

**Figura 8.** Geometría de la zona calentada, transferencia de calor y flujo de fluidos considerados



**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado.

- La ecuación de estado pseudoestable para flujo radial se utilizará para realizar los cálculos de producción.

- La solución de las ecuaciones involucradas en el modelo se hace a través de intervalos de tiempo, intervalos que no necesariamente deben ser constantes.
- El modelo matemático fue desarrollado como un acople entre balances de energía y pasos de tiempo.

## 2.2 TAMAÑO DE LA REGIÓN CALENTADA

La forma de cálculo para el radio de calentamiento corresponde a la propuesta por Marx-Langenheim. Una vez terminada la etapa de inyección de vapor, la conducción de calor continúa y las arenas petrolíferas con  $r < r_h$  se enfrían y las arenas con  $r > r_h$  empiezan a calentarse. El efecto del calentamiento en la arena lejana,  $r > r_h$  tiene poca incidencia sobre la tasa de producción de petróleo, comparado con el efecto del enfriamiento de la arena más cercana ( $r < r_h$ ). Por esta razón, al calcular la tasa de producción de petróleo, una buena aproximación en la distribución de temperaturas del yacimiento, es asumir que las arenas con  $r > r_h$  se encuentran a la temperatura original del yacimiento,  $T_r$  y que las arenas con  $r < r_h$  se encuentran a una temperatura promedio elevada,  $T_{avg}$ , la cual se calcula mediante un balance de energía en función del tiempo siguiente al término de la etapa de inyección. La viscosidad del aceite en esta región, es calculada en función de la temperatura promedio y es este valor quien afecta la tasa de producción de aceite.

**2.2.1 Pérdidas de calor en el pozo.** Para calcular el tamaño de la región calentada por el vapor suministrado a la formación, se hace necesario conocer las pérdidas de calor que se dan a nivel de pozo, es decir, contabilizar las pérdidas de energía desde que el vapor llega a cabeza de pozo con una calidad  $X_c$  hasta que llega a la cara de la formación productora con una calidad  $X_i$ .

Existen varios métodos para calcular dichas pérdidas, para el caso de la herramienta software construida durante la realización del presente trabajo, el método utilizado corresponde al de Willhite, cuyo estudio y procedimiento es documentado en la sección 1.2.2.

**2.2.2 Calidad del vapor en el fondo del pozo.** La calidad promedio del vapor en la cara de la formación productora,  $X_i$ , para el período entero de inyección de vapor es:

$$X_i = X_c - \frac{\Delta Q}{M_s L_s} \quad (2.1)$$

Donde:

$X_i$  = Calidad del vapor en la entrada de la formación, adimensional

$X_c$  = Calidad del vapor en la cabeza del pozo, adimensional

$\Delta Q$  = Pérdidas de calor en el pozo durante la etapa de inyección, BTU

$M_s$  = Masa de vapor inyectada, lb

$L_s$  = Calor latente de vaporización a la temperatura de saturación, BTU/lb

Para el cálculo de la calidad del vapor en la entrada de la formación dentro de la herramienta software, se utilizaron los procedimientos descritos en la sección 1.2, para los casos de tuberías de inyección con aislante y sin aislante, respectivamente.

**2.2.3 Radio de calentamiento.** Durante la etapa de inyección de vapor, la arena cercana al pozo  $r < r_h$ , se encuentra a la temperatura del vapor inyectado  $T_s$  (Temperatura de saturación del vapor a la presión de inyección). La disminución de la presión durante la inyección no se tiene en cuenta durante el análisis. Se supone que  $T_s$  existe hasta una distancia  $r_h$ , donde la temperatura cae abruptamente a  $T_r$  o temperatura original del yacimiento. En la realidad lo que sucede es que la temperatura cae de forma gradual hasta alcanzar el valor de  $T_r$ ,

debido a la presencia de un banco de agua caliente situado delante del vapor, este fenómeno es despreciado en aras de simplificar los cálculos.

El radio de la zona calentada es calculado como ya se dijo, a través de la ecuación de Marx-Langenheim. En el caso de un yacimiento que produzca por múltiples arenas, se asume, tal como se dijo en las suposiciones iniciales, que cada arena es invadida uniforme e igualmente, por cantidades iguales de vapor, como si todas tuvieran el mismo espesor promedio:

$$r_h^2 = \frac{\bar{h} M_s (X_i L_s + h_{ws} - h_{wr}) \varepsilon_s}{4 K_r \pi (T_s - T_r) t_{inj} N_s} \quad (2.2)$$

Donde:

$r_h$  = Radio de la zona calentada, pie

$\bar{h}$  = Espesor promedio de cada arena productora, pies

$M_s$  = Masa del vapor inyectado durante el ciclo, lb

$X_i$  = Calidad del vapor en la entrada de la formación, adimensional

$L_s$  = Calor latente de vaporización a  $T_s$ , BTU/lb

$h_{ws}$  = Calor sensible del agua líquida a  $T_s$ , BTU/lb

$h_{wr}$  = Calor sensible del agua a  $T_r$ , BTU/lb

$K_r$  = Conductividad térmica del yacimiento, BTU/pie-día-°F

$T_s$  = Temperatura de saturación del vapor a la presión de inyección, °F

$T_r$  = Temperatura original del yacimiento, °F

$t_{inj}$  = Tiempo de inyección del ciclo corriente, días

$N_s$  = Número de arenas productoras

La función vapor  $\varepsilon_s$  está dada por la ecuación 2.3:

$$\varepsilon_s = e^{\tau} \operatorname{erfc}(\sqrt{\tau}) + 2 \left( \sqrt{\frac{\tau}{\pi}} \right) - 1 \quad (2.3)$$

El uso de esta ecuación para un yacimiento que produzca por múltiples arenas, supone que los tiempos de inyección son lo suficientemente cortos y que el espesor de las arcillas es lo suficientemente grueso, como para que el calentamiento no ocurra en el plano medio de las arcillas. Existen tablas que permiten leer estos valores de forma directa, tal como se muestra en el anexo B.

Donde:

$\tau$  = Tiempo adimensional y está dado por:

$$\tau = \frac{4\alpha t_{inj}}{\bar{h}^2} \quad (2.4)$$

$\alpha$  = Difusividad térmica de la formación, pies<sup>2</sup>/día

$\bar{h}$  = Espesor promedio de cada arena productora, pies

$erfc(x)$  = Función complementaria de error, cuya solución es una serie de la forma:

$$erfc(x) = 1 - \frac{2x}{\pi^{0.5}} \sum_{n=0}^{\infty} -1^n \left[ \frac{x^{2n}}{2n+1n!} \right] \quad (2.5)$$

Esta función ya ha sido calculada de manera aproximada a través de la correlación de Abramowitz y Stegun<sup>20</sup>. Para efectos de la programación del software, se utilizó esta correlación la cual presenta un error menor al 0.5% en el cálculo de  $erfc(\sqrt{\tau})$

$$erfc(x) = \frac{0.3480242u - 0.0958798u^2 + 0.7478556u^3}{e^{x^2}} \quad (2.6)$$

---

<sup>20</sup> GÓMEZ PRADA. Op. cit., p. 155.

Con:

$$u = \frac{1}{1+0.47047x} \quad (2.7)$$

En el desarrollo de la ecuación 2.2 se asumió que el valor de la capacidad térmica de las arcillas intercaladas es el mismo que el de las arenas productoras. Esta ecuación puede ser usada para yacimientos que sólo producen por una única arena  $N_s = 1$ . Cuando se tiene el caso de varias arenas de espesores muy variados, no se recomienda utilizar la expresión 2.2, pero dado el caso que se tengan arenas de espesores más o menos uniformes, un radio de calentamiento promedio debe ser calculado:

$$r_h^2 = \frac{\sum h_i r_{hi}}{\sum h_i} \quad (2.8)$$

### 2.3. HISTORIA DE TEMPERATURA DE LA REGIÓN CALENTADA

La temperatura promedio  $T_{avg}$  de la región calentada ( $r_w < r < r_h$ ), para un tiempo  $t$  cualquiera después de haber terminado la inyección de vapor, se calcula mediante al expresión propuesta por el modelo de Boberg y Lantz o el modelo base.

$$T_{avg} = T_r + (T_s - T_r)(\bar{v}_r \bar{v}_z (1 - \delta) - \delta) \quad (2.9)$$

Donde:

$\bar{v}_r$  y  $\bar{v}_z$  = Coeficientes unitarios de pérdidas de calor por conducción en las direcciones radial y vertical respectivamente, adimensionales

$\delta$  = Factor de corrección que tiene en cuenta la energía (calor) removida por los fluidos producidos (aceite, agua y gas), adimensional.

$T_s$  = Temperatura de saturación del vapor a la presión de inyección, °F.

Cuando la energía removida de las arenas productoras es poca, tal es el caso de un pozo con tasa de producción baja,  $\delta$  puede despreciarse o anularse y la ecuación 2.9 se simplifica quedando en función únicamente de  $\bar{v}_r$  y  $\bar{v}_z$ .

**2.3.1 Pérdidas por conducción en la dirección radial ( $\bar{V}_r$ ).** El factor unitario de corrección debido a las pérdidas de calor por conducción en la dirección radial está dado por:

$$\bar{v}_r = \frac{1}{\theta_r} \sum_{k=0}^{\infty} s_k \quad (2.10)$$

Donde:

$$s_0 = \frac{1}{4} \quad (2.11)$$

$$s_{k+1} = \left[ \left( -\frac{1}{\theta_r} \right) \frac{k+1.5}{(2+k)(3+k)} \right] s_k \quad (2.12)$$

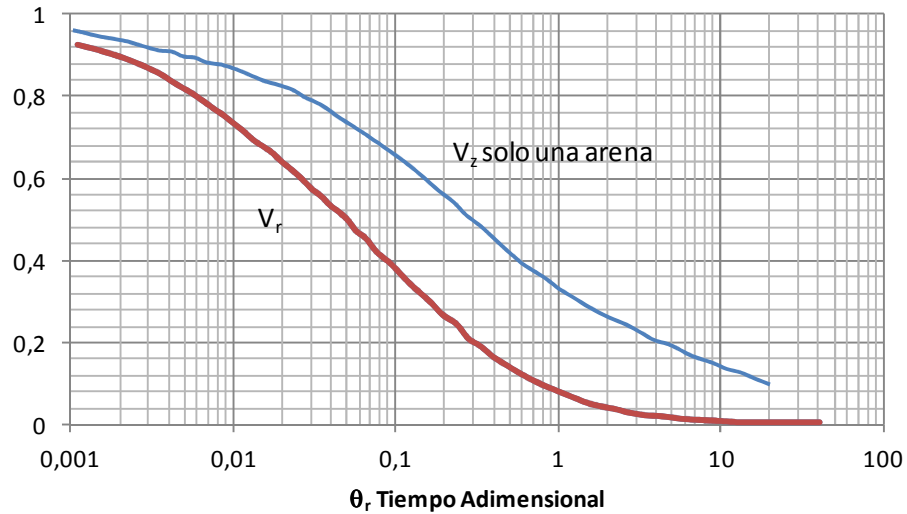
Donde  $\theta_r$  es un tiempo adimensional y está dado por la ecuación 2.13:

$$\theta_r = \frac{\alpha(t-t_i)}{r_h^2} \quad (2.13)$$

Donde  $(t-t_i)$  es el tiempo de producción después de la inyección de vapor, días.

La ecuación 2.10 para hallar  $\bar{V}_r$  converge rápidamente para valores de  $\theta_r$  mayores a 0.5, para valores menores y sobre todo cercanos a cero, la solución es oscilante y demorada, por ello se presenta la solución graficada en la figura 9.

**Figura 9.** Solución gráfica para  $\bar{V}_r$  y  $\bar{V}_z$  (cuando  $V_z$  produce por solo una arena)



**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor.

Como el software no admite la inclusión de gráficas como datos de entrada, se hizo necesario generar una correlación para estimar los valores de  $\bar{V}_r$  cuando  $\theta_r$  sea menor a 0.5:

$$V_r = -93.885\theta_r^5 + 153.651\theta_r^4 - 97.541\theta_r^3 + 30.710\theta_r^2 - 5.627\theta_r + 0.986 \quad (2.14)$$

**2.3.2 Pérdidas por conducción en la dirección vertical ( $\bar{V}_z$ ).** El modelo de transferencia de calor por conducción en la dirección vertical, está basado en una secuencia de estratos de arenas productoras y arcillas de espesores variables, intercalados y enumerados de abajo hacia arriba tal como se muestra en la figura 8. La ecuación general para calcular  $\bar{v}_z$  es la siguiente:

$$\bar{v}_z = \left( 2 \sum_{m=1}^{N_s} \bar{h}_m \right)^{-1} \sum_{m=1}^{N_s} \sum_{m=1}^{N_s} * \left[ \begin{aligned} & w_1 \operatorname{erf} \frac{w_1}{\sqrt{w}} + w_2 \operatorname{erf} \frac{w_2}{\sqrt{w}} - w_3 \operatorname{erf} \frac{w_3}{\sqrt{w}} - w_4 \operatorname{erf} \frac{w_4}{\sqrt{w}} + \\ & \sqrt{\frac{w}{\pi}} * \left( \exp\left(\frac{w_1^2}{w}\right) + \exp\left(\frac{w_2^2}{w}\right) - \exp\left(\frac{w_3^2}{w}\right) - \exp\left(\frac{w_4^2}{w}\right) \right) \end{aligned} \right] \quad (2.15)$$

Donde:

$$w_1 = B_m + \bar{h}_m - B_n$$

$$w_2 = B_n + \bar{h}_n - B_m$$

$$w_3 = B_m - B_n$$

$$w_4 = B_n + \bar{h}_n - B_m + \bar{h}_n$$

$$B_j = B_{j-1} + \bar{h}_{j-1} + \bar{l}_{j-1}$$

$$B_1 = 0$$

$$\bar{h}_j = h_j + Y$$

$h_j, l_j$  = Espesores de la arena  $j$  y de la arcilla  $j$ , respectivamente

$$W = 4\alpha(t - t_i)$$

$$Y = (M_s) \frac{\alpha(x_i L_s + h_{ws} - h_{wr})}{(\pi r_h^2 K_r (T_s - T_r) N_s)} - \bar{h} \quad (2.16)$$

$Y$  es un espesor hipotético que adicionado al espesor individual de una arena, toma en cuenta toda la energía inyectada, incluyendo la que se pierde hacia la arcilla durante la fase de inyección.

La ecuación 2.15 la cual permite hallar  $\bar{v}_z$ , tiene dos soluciones particulares que simplifican los cálculos:

a) Para el caso en el que un yacimiento solo produce por una arena  $N_s = 1$ , la ecuación 2.15 se convierte en:

$$\bar{v}_z = \operatorname{erf} \frac{\bar{h}_1}{\sqrt{4\alpha(t-t_i)}} - \sqrt{\frac{4\alpha(t-t_i)}{\pi \bar{h}_1^2}} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\bar{h}_1^2}{4\alpha(t-t_i)}\right) \right] \quad (2.17)$$

La anterior ecuación es representada gráficamente en la figura 9.

b) Para el caso de arenas muy gruesas, espesores totales mayores a 300 pies y tiempos de producción cortos, menores a dos años; el modelo puede aproximarse a un conjunto infinito de arenas y arcillas intercaladas, no necesariamente del mismo espesor. En ese orden de ideas la ecuación 2.15, se convierte en:

$$\bar{v}_z = \frac{Z_e}{L} + \frac{2L}{\pi^2 Z_e} \sum_{k=1}^{\infty} \left[ \frac{1}{K^2} \sin^2 \frac{KZ_e \pi}{L} \exp\left(-\frac{K^2 \pi^2 \alpha}{L^2} (t-t_i)\right) \right] \quad (2.18)$$

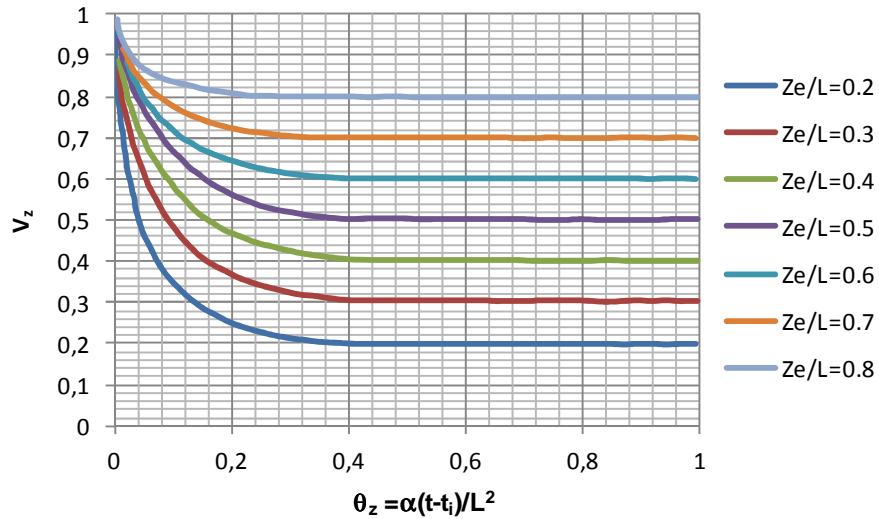
Donde:

$$\begin{aligned} \bar{h} &= \sum h_j / N_s & L &= (\bar{h} + 1) / 2 \\ l &= \sum l_j / (N_s - 1) & Z_e &= (\bar{h} + Y) / 2 \end{aligned}$$

Esta ecuación presenta rápida convergencia y sus resultados para diferentes valores de  $\frac{Z_e}{L}$  se presentan gráficamente en la figura 10.

Para el caso práctico del acople de las ecuaciones 2.10 y 2.18 con el software realizado, las sumatorias fueron programadas para que los valores de k se extendieran únicamente hasta cien, ya que luego de estudiar la estabilidad de las mismas, se obtuvo que para valores mayores al descrito, las cifras finales de las ecuaciones no sufrían mayores cambios.

**Figura 10.** Solución gráfica para  $V_z$ , para un yacimiento cuyo espesor es mayor a 300 pies



**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor

**2.3.3 Energía removida por los fluidos producidos.** La cantidad adimensional  $\delta$  de la ecuación 2.9 para el cálculo de la temperatura, tiene en cuenta la energía removida de la formación por los fluidos producidos (agua, aceite y gas) y se puede evaluar aproximadamente mediante la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{1}{2} \int_{t_i}^t \frac{H_f^* dx}{\pi r_h^2 (\rho C)_r (T_s - T_r) \sum_{i=1}^{N_s} h_i} \quad (2.19)$$

Aproximando la integral 2.19 mediante sumatorias,

$$\delta = \frac{\alpha \sum_{i=1}^N H_f^{n-1} \Delta t_{pi}}{4\pi K_t Z r_h^2 N_s (T_s - T_r)} \quad (2.20)$$

Donde:

$\Delta t_{pi}$  = Número de días de producción del intervalo de tiempo  $i$ , días

$N$  = Número de intervalos de tiempo, adimensional

$(H_f)^{n-1}$  = Energía removida por los fluidos producidos al final del intervalo anterior, BTU/día

Debido a que la energía removida por los fluidos  $H_f$  es función de la temperatura  $T_{avg}$ , la ecuación 2.9 debe resolverse por intervalos de tiempos.

En ocasiones la temperatura promedio  $T_{avg}$  calculada con la ecuación 2.9, puede llegar a ser menor que la temperatura original del yacimiento  $T_r$ , esto físicamente es imposible y cuando sucede, su valor debe ser tomado igual al valor de la temperatura del yacimiento. Este fenómeno indica que el efecto del calentamiento ha cesado y que un nuevo ciclo de estimulación debe ser implementado. Precisamente este es el criterio dentro del software construido para el cese de los cálculos por intervalos de tiempo, para cada ciclo de estimulación. Vale la pena mencionar que existen otros criterios o indicativos que anuncian el cese del efecto de la estimulación, tal es el caso de la tasa de producción en frío y la viscosidad original del yacimiento: en el momento en el cual los valores calculados por el modelo, correspondientes a la tasa de producción de aceite o la viscosidad, sean menores o iguales a los que se tenían antes de iniciar la estimulación, los efectos positivos del proceso ya no están presentes y un nuevo ciclo necesita ser implementado.

La tasa de calor removida por los fluidos producidos,  $H_f$ , está dada por:

$$H_f = q_{oh}(H_{og} + H_w) \quad (2.21)$$

$$H_{og} = (5.615(\rho C)_o + R_g(\rho C)_g)(T_{avg} - T_r) \quad (2.22)$$

$$H_w = 5.615\rho_w(R_w(h_{wa} - h_{wr}) + R_{wv}L_a) \quad (2.23)$$

$$R_{wv} = 0.0001356 \left[ \frac{P_{wv}}{P_{wf} - P_{wv}} \right] R_s \quad (2.24)$$

Donde:

$H_f$  = Tasa de energía removida por los fluidos producidos, BTU/día

$H_{og}$  = Energía removida por el aceite y el gas producidos, BTU/Bbl<sub>aceite</sub>

$H_w$  = Energía removida por el agua producida (Agua líquida más agua producto de la condensación del vapor inyectado) por STB de aceite, BTU/Bbl<sub>aceite</sub>

$q_{oh}$  = Tasa de producción de aceite durante la estimulación, Bbl/día

$(\rho c)_o$  = capacidad calorífica volumétrica del aceite, BTU/pie<sup>3</sup>-°F

$R_g$  = Relación gas-aceite producido, pcs/Bbl a condiciones de tanque

$(\rho c)_g$  = Capacidad calorífica del gas, BTU/pie<sup>3</sup>-°F

$\rho_w$  = 62.4 lb/pie<sup>3</sup>, densidad del agua

$R_w$  = WOR del proceso durante la estimulación, Bbl/STB,

$R_{wv}$  = Relación agua producida proveniente del vapor condensado/ barriles de aceite producido, Bbl<sub>vapor de agua</sub>/Bbl<sub>aceite</sub>

$h_{wa}$  = Calor sensible del agua a  $T_{avg}$ , BTU/lb

$h_{wr}$  = Calor sensible del agua a  $T_r$  BTU/lb

$L_a$  = Calor latente de vaporización a  $T_{avg}$ , BTU/lb

$P_{wv}$  = Presión del vapor de agua a  $T_{avg}$

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo, psia

Para efectos prácticos los valores que corresponden a  $\rho C_o$ ,  $\rho C_g$ ,  $\rho C_w$ ,  $\rho_o$ ,  $\rho_g$ , y  $\rho_w$  pueden considerarse constantes en el intervalo de temperatura comprendido entre  $T_{avg}$  y  $T_r$ .

La relación barriles de agua producto de la condensación del vapor respecto a los barriles de aceite producidos  $R_{wv}$ , calculada por la ecuación 2.24, jamás deberá ser mayor que el WOR normal del pozo luego de la estimulación,  $R_w$ , ya que este

último contabiliza dentro del balance de agua producida, entre otras, aquella proveniente de la condensación del vapor. Si llega a ocurrir este caso o  $P_{wv} \geq P_{wf}$ , es decir, un valor de  $R_{wv}$  negativo o una posible indeterminación en la ecuación 2.23, se asume que  $R_{wv} = R_w$ , indicando que toda el agua producida proviene de la condensación del vapor inyectado, lo cual es muy común en los primeros días de producción.

Es importante conocer el comportamiento posterior a la inyección de las relaciones  $R_g$  y  $R_w$ . La relación  $R_g$  por lo general disminuye inmediatamente después de la inyección, pero una vez inicia el período de producción regresa de forma rápida al valor que se tenía antes de la estimulación; por ello para simplificar los cálculos se desprecia el cambio de  $R_g$  y se utiliza un valor constante e igual al que se tenía antes de la inyección de vapor, durante todo el proceso.

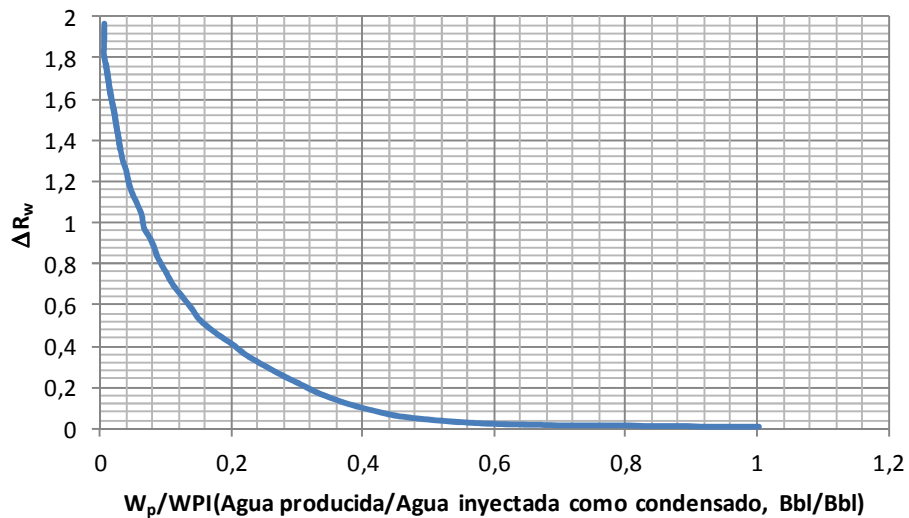
En un proceso normal la relación  $R_w$  o WOR es ascendente. Cuando se inyecta vapor y se inicia la producción, parte del vapor que se ha inyectado se condensa y hace que inmediatamente después que ha ocurrido la inyección se presente un aumento en el WOR y luego se estabilice por debajo del valor que tenía antes de la estimulación. Una evaluación optimista sería suponer que el WOR no cambia y su comportamiento se mantiene igual al que se tenía antes de implementar la inyección de vapor. Una opción pesimista es suponer que luego de la inyección solo se produce agua hasta que la producción llegue al valor del vapor inyectado como barriles de condensado. Una opción intermedia y mucho más aproximada, es suponer que luego de la inyección el WOR es el producto de la suma de dos variables, el WOR que había antes de la producción y un ligero aumento del mismo después de la inyección:

$$R_w = R_{wo} + \Delta R_w \quad (2.25)$$

Donde:

$\Delta R_w$  = Incremento del WOR después de la inyección. Este valor es función de la relación agua producida-agua inyectada como barriles de condensado y se lee de la figura once, la cual fue obtenida después de la observación del comportamiento de varios pozos sometidos a la inyección de vapor.

**Figura 11.** Incremento del WOR después de la inyección de vapor,  $\Delta R_w$



**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor

Para obtener los valores del incremento del WOR después de iniciado el período de producción ( $\Delta R_w$ ) dentro del software, fue necesario digitalizar la figura 11 y posteriormente generar una curva que reprodujera la tendencia mostrada:

$$\Delta R_w = 1.992e^{-6.783 \frac{W_p}{WIP}} \quad (2.26)$$

Donde  $W_p$  es el agua producida en barriles y  $WIP$  es el agua inyectada como barriles de condensado.

$R_{wo}$  es el WOR que se tenía antes de la estimulación. Para hallar esta variable se hace necesario generar una expresión matemática en función de la producción acumulada en frío,  $N_p$  Vs  $R_{wo}$  (WOR). Para la construcción de esta expresión dentro del software, se utilizó el método de los mínimos cuadrados de Newton para el tratamiento de la información ingresada por el usuario, que corresponde a una serie de parejas ordenadas de la forma  $(N_p, R_{wo})$ . El algoritmo implementado dentro del software para la aplicación del método de Newton, se encuentra documentado en el anexo C.

## 2.4 VISCOSIDAD DEL CRUDO

Ya se ha hablado ampliamente de la influencia que tiene sobre la producción de aceite, la reducción de la viscosidad, producto del aumento de temperatura por la inyección de vapor. Teniendo en cuenta que dentro del modelo varias ecuaciones relacionan el valor de la viscosidad durante el período de producción, se hace necesario hacer uso de una correlación para encontrar los valores de dicha variable. Una de las correlaciones más ampliamente utilizadas corresponde a la ecuación de Andrade:

$$\mu = Ae^{B/T} \quad (2.27)$$

Donde:

$\mu$  = Viscosidad, cP.

A y B = Constantes

$T_{avg}$  = Temperatura promedio del yacimiento en K o R.

Los valores de las constantes A y B pueden ser calculados si se conocen dos valores de  $\mu_o$  y T obtenidos en el laboratorio, una vez determinado el valor de las constantes, la viscosidad del aceite puede ser calculada a cualquier valor de temperatura.

## 2.5 ECUACIONES DE FLUJO

Las ecuaciones de flujo radial para estado pseudoestable proporcionan resultados aproximados, que permiten predecir la tasa de producción de crudo como respuesta a un proceso de inyección de vapor en yacimientos de crudos pesados. Estas ecuaciones no deben ser aplicadas cuando las arenas productoras contienen crudo tipo alquitrán o en yacimientos depletados, donde la mayor parte del volumen de producción por la estimulación, proviene de la arena petrolífera calentada en el momento, más que de la porción del yacimiento que está aún fría, es decir, que en estos casos no se puede hacer la aproximación de flujo en estado pseudoestable.

**2.5.1 Relación de índices de productividad.** Para el cálculo de esta variable se utilizó la correlación propuesta por Boberg en su artículo original. Para un momento dado la relación entre el índice de productividad en la condición estimulada  $J_h = q_{oh} / \Delta P$  y el índice de productividad antes de la estimulación,  $J_c$ , puede estimarse de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\bar{J} = \frac{J_h}{J_c} = \frac{1}{(\mu_{oh} / \mu_{oc})C_1 + C_2} \quad (2.28)$$

Donde:

$\mu_{oh}$  = viscosidad del aceite a la temperatura  $T_{avg}$ , cp

$\mu_{oc}$  = Viscosidad del aceite antes de la estimulación a  $T_r$ , cp

Los factores  $C_1$  y  $C_2$  tienen en cuenta el factor geométrico y el factor de daño del yacimiento y para un sistema radial, se pueden calcular de acuerdo a las ecuaciones mostradas en la tabla 3, las cuales tienen en cuenta el comportamiento de la presión estática del yacimiento.

**Tabla 3.** Cálculo de las constantes C1 y C2

<b>P<sub>e</sub> Constante</b>	
<b>C<sub>1</sub></b>	<b>C<sub>2</sub></b>
$C_1 = \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) / \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$	$C_2 = \ln\left(\frac{r_e}{r_h}\right) / \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$
<b>P<sub>e</sub> Declinando</b>	
$C_1 = \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) - 0.5\left(\frac{r_h}{r_e}\right)^2 / \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5$	$C_2 = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + 0.5\left(\frac{r_h}{r_e}\right)^2 - 0.5 / \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5$

**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor.

Donde  $r_w'$  es el radio efectivo del pozo, dado en pies, el cual relaciona el radio del pozo  $r_w$  y el factor de daño y se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$r_w' = r_w e^{-s} \quad (2.29)$$

**2.5.2 Índice de productividad en frío (J<sub>c</sub>).** La forma originalmente propuesta para encontrar el valor de J<sub>c</sub> dentro del modelo base, era a través de datos de producción en frío, específicamente era necesario conocer una curva de J<sub>c</sub> versus la producción acumulada. El modelo propone sustituir la forma de cálculo descrita por una ecuación, para ello utiliza el concepto de índice de productividad para el estado pseudoestable:

$$J_c = \frac{0.00708K_o h}{\mu_o B_o [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S]} \quad (2.30)$$

Donde:

J<sub>c</sub> = Índice de productividad en frío, Bbl/día-psi

K<sub>o</sub> = Permeabilidad efectiva del aceite, mD

h = Espesor neto productor del yacimiento, pie

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite, cP

$B_o$  = Factor volumétrico de formación del aceite, Bbl/STB

$r_e$  = Radio efectivo de drenaje, pie

$r_w$  = Radio del pozo, pie

$S$  = daño

Recordando que la permeabilidad efectiva del aceite puede ser expresada en términos de la permeabilidad relativa y la permeabilidad absoluta, la ecuación 2.30 puede ser reescrita,

$$J_c = \frac{0.00708k_{ro}Kh}{\mu_o B_o [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S]} \quad (2.31)$$

Donde  $k_{ro}$  y  $K$  son la permeabilidad relativa del aceite y la permeabilidad absoluta de la formación, respectivamente.

**2.5.3 Saturación de fluidos y permeabilidades relativas.** Tal como se mencionó al inicio de la sección, el modelo base no tenía en cuenta los cambios en saturaciones de fluidos y en permeabilidades relativas: éste asumía que las saturaciones de aceite y agua se mantenían constantes durante todo el proceso. El nuevo modelo sí tiene en cuenta estos efectos y para su cálculo, acopla la subrutina de saturaciones propuesta por el modelo de Gozde, Chhina y Best<sup>21</sup> y las correlaciones de Hirasaki<sup>22</sup> para el cálculo de las permeabilidades relativas. Para los primeros días de la etapa de producción, el cambio en las saturaciones de los fluidos del yacimiento está altamente influenciado, por la alta saturación de

---

<sup>21</sup> GOZDE, S.; CHHINA, H.S. y BEST, D.A. An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs. En: SPE California Regional Meeting (5-7, Abril: Bakersfield, California). California: SPE Journal, 1989. p. 1-17.

<sup>22</sup> HIRASAKI, George. Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Process. En: SPE Journal. Febrero, 1973. vol 15, no 1, p 39-49.

agua que rodea la zona cercana al pozo, producto de la condensación del vapor inyectado. La saturación de agua se calcula como sigue a continuación:

$$S_w = S_{wam} - (S_{wam} - S_{wc}) \frac{W_p}{WIP} \quad (2.32)$$

Donde:

$S_{wam}$  = Saturación de agua promedio

$S_{wc}$  = Saturación de agua connata

$W_p$  = Producción acumulada de agua, Bbl

$WIP$  = Agua inyectada como barriles de condensado, Bbl

Observaciones de campo han mostrado que incluso desde el primer día de producción se presenta flujo de aceite, debido a que hay cierta cantidad de aceite móvil cerca del pozo,  $\Delta S_{owell}$ . Para lograr que el modelo reprodujera este fenómeno, se asume que la saturación de aceite en la región cercana del pozo  $S_{owell}$ , tiene un valor un poco mayor al valor de la saturación residual de aceite,  $S_{orw}$ .

$$S_{owell} = S_{orw} + \Delta S_{owell} \quad (2.33)$$

Donde:

$S_{orw}$  = Saturación residual de aceite

$\Delta S_{owell}$  = Saturación de aceite móvil cerca a la cara del pozo

$$S_{wam} = 1 - S_{owell} \quad (2.34)$$

Las permeabilidades relativas son calculadas mediante las correlaciones de Hirasaki. Este modelo considera los valores de permeabilidad máximos al aceite y al agua. Estas curvas permiten cambiar los puntos finales de la curva, así como también su forma:

$$K_{ro} = K_{roiw} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{orw} - S_{wc}} \right]^{za} \quad (2.35)$$

$$K_{rw} = K_{rwro} \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{orw} - S_{wc}} \right]^{zb} \quad (2.36)$$

Donde:

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa del aceite

$K_{roiw}$  = Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua connata, end point

$S_{wc}$  = Saturación crítica de agua, end point

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa del agua

$K_{rwro}$  = Permeabilidad relativa del agua a la saturación residual de aceite, end point

$S_{orw}$  = Saturación residual de aceite al agua, end point

$za, zb$  = Exponentes de las curvas de permeabilidad

**2.5.3.1 Influencia del vapor sobre las permeabilidades relativas y los end points de saturación**<sup>23</sup>. Los end points de saturación, especialmente la saturación residual de aceite, son esenciales para la predicción del desarrollo de un proceso como la estimulación cíclica con vapor. Estos valores afectan en mayor medida, que cualquier otro parámetro, los cálculos de predicción en torno a la recuperación de fluidos.

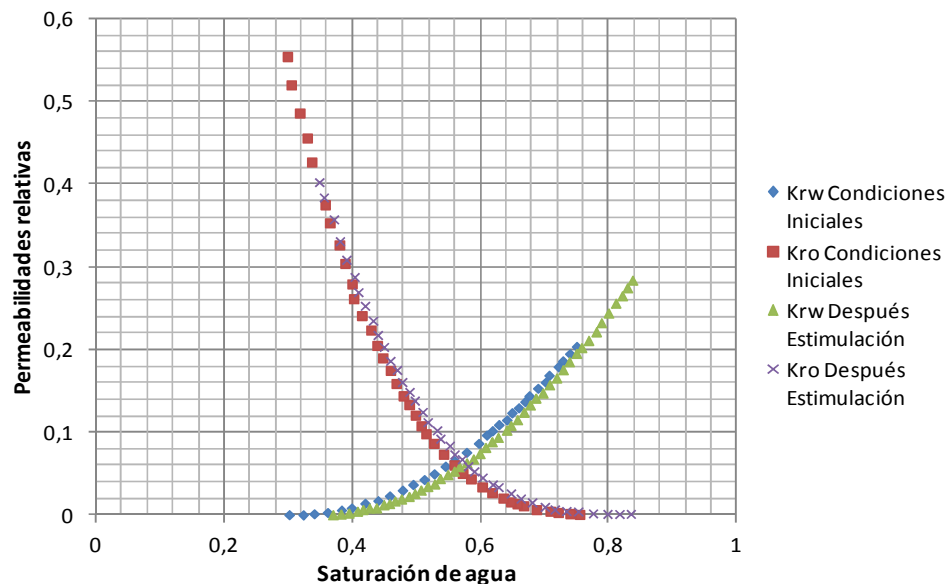
La dependencia de los end points de saturación y las permeabilidades relativas a la temperatura, es todavía un área no resuelta en su totalidad. Sin embargo está ampliamente documentado que luego de implementado un proceso de estimulación cíclica con vapor, debido al proceso de histéresis, los valores de éstos sufren alteraciones: la saturación residual y la permeabilidad relativa del aceite a la saturación crítica de agua disminuyen, mientras que la saturación

---

<sup>23</sup> HONG, K.C. Op. cit., p. 50-51.

irreducible y la permeabilidad relativa del agua a la saturación residual de aceite, aumentan, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

**Figura 12.** Efecto del vapor sobre las permeabilidades relativas



**Fuente:** MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Desarrollo y Ajuste de un Modelo Analítico de Estimulación con Vapor. Trabajo de grado Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2003. 87 p. Modificado por el autor

El modelo a través de la inclusión de expresiones que permiten recalcular los end points, intenta reproducir el fenómeno descrito. Las ecuaciones empleadas fueron publicadas en el año 1990 por el doctor Frizzell y son presentadas a continuación, éstas se encuentran en función de la temperatura del yacimiento, la gravedad API y la permeabilidad absoluta del agua<sup>24</sup>:

<sup>24</sup> FRIZELL, D.F. Analysis of 15 Years of Thermal Laboratory Data: Relative Permeability and Saturation Endpoint Correlations for Heavy Oils. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (23-26, Septiembre: New Orleans, Louisiana). New Orleans: SPE Journal, 1990. p. 1-9.

$$S_{or} = -0,6394API - 0,0619T + 0,00128K_w + 51,15 \quad (2.37)$$

$$S_{wc} = 0,8472API + 0,0925T - 0,00062K_w + 2,77 \quad (2.38)$$

$$\ln(K_o @ S_{wc}) = 0,08974API - 0,00313T + 0,9561\ln(K_w) - 0,0018(\%S_{wc}) - 0,4461 \quad (2.39)$$

$$\ln(K_w @ S_{or}) = 0,08927API + 0,0012T + 0,9565\ln(K_w) - 0,0255(\%S_{or}) - 2,905 \quad (2.40)$$

Estas ecuaciones solo aplican para:

$$7^\circ < API < 20^\circ$$

$$75^\circ F < T < 400^\circ F$$

Donde:

API = Gravedad API

T = Representa la temperatura de yacimiento, °F

K<sub>w</sub> = Permeabilidad efectiva al agua, mD

Para comenzar los cálculos, los valores de los end points iniciales fueron calculados usando las expresiones antes descritas, teniendo en cuenta que el valor de temperatura utilizado corresponde al original del yacimiento. Al finalizar un ciclo de estimulación, tal como se dijo, estos valores deben ser recalculados, teniendo en cuenta que el valor de temperatura a utilizar corresponde al calculado en el paso final del ciclo anterior.

#### 2.5.4 Producciones instantáneas y acumuladas de aceite y agua.

a) Tasa de aceite: la expresión que permite calcular la producción instantánea de aceite es mostrada a continuación,

$$q_{oh} = \bar{J} J_c \Delta P \quad (2.41)$$

Sustituyendo en la anterior ecuación la expresión para el índice de productividad en frio, se tiene que:

$$q_{oh}^n = \frac{0.00708 k_{ro} Kh \bar{J} \Delta P}{\mu_{oh} B_o [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S]} \quad (2.42)$$

Donde:

$q_{oh}^n$  = Tasa de aceite durante la etapa de producción en el paso n, Bbl/día

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa del aceite

$K$  = Permeabilidad absoluta del yacimiento, mD

$h$  = Espesor neto productor del yacimiento, pies

$\bar{J}$  = Relación de índices de productividad, adimensional

$\mu_{oh}$  = Viscosidad caliente del aceite, cP

$B_o$  = Factor volumétrico del aceite, Bbl/STB

$r_e$  = Radio efectivo de drenaje, pie

$r_w$  = Radio del pozo, pie

$S$  = Daño

$\Delta P$  = Diferencial de presiones,  $\Delta P = P_e - P_{wf}$

$P_e$  = Presión estática, psi

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, psi

La presión estática del yacimiento es obtenida de una curva de  $P_e$  versus  $N_p$  antes de la estimulación. Nuevamente el usuario del modelo debe disponer de datos de producción en frío. Para el caso específico del software, el usuario debe ingresar una serie de parejas ordenadas de la forma ( $N_p$ ,  $P_e$ ) e internamente el programa generará una expresión que permitirá encontrar valores de la presión estática con cualquier valor de producción acumulada. Nuevamente el tratamiento que reciben estos datos para obtener una correlación entre los mismos, es a través de los mínimos cuadrados (Ver Anexo C).

El valor de la presión de fondo fluyendo después de iniciada la inyección de vapor y durante todo el período de producción es difícil de predecir, ya que depende de las condiciones particulares de cada pozo. De acuerdo a estudios realizados en

distintos pozos sometidos a la estimulación cíclica con vapor, se ha observado que luego de las etapas de inyección y remojo del primer ciclo, la  $P_{wf}$  alcanza un valor aproximadamente igual al 80% de la presión estática que existe antes de iniciarse la estimulación. Un período corto de tiempo después de haberse iniciado la producción lo más recomendable es llevar un programa óptimo de contrapresión, es decir, hacer la  $P_{wf}$  un poco mayor a la presión de saturación  $P_{wv}$  que existe a la temperatura del yacimiento. Es recomendable que este diferencial no sea menor a 50 psi evitando de esta forma problemas con la condensación del vapor.

Realizar el programa de contrapresión requiere de un control estricto de las condiciones de producción del pozo, por esta razón se recomienda ejecutarlo hasta que la presión de saturación  $P_{wv}$  tome valores inferiores a la presión de fondo fluyendo que se tenía antes de iniciada la estimulación; esta situación ocurre normalmente 30 días después de iniciada la producción y una vez que se presente en el pozo, puede dejarse a producción bajo las condiciones de  $P_{wf}$  que se tenían antes de la estimulación.

**b) Tasa de agua:** la expresión que permite calcular la producción instantánea de agua es mostrada a continuación,

$$q_w^n = q_{oh}^{n-1} R_w \quad (2.43)$$

Donde:

$q_w^n$  = Tasa de agua en el paso de tiempo actual, Bbl/día

$q_{oh}^{n-1}$  = Tasa de aceite en el paso anterior, Bbl/día

$R_w$  = WOR durante la estimulación

$n$  = Número del paso de tiempo.

**c) Las expresiones para calcular las producciones acumuladas de aceite y agua son mostradas a continuación:**

$$N_p^n = N_p^{n-1} + q_{oh}^n \Delta t \quad (2.44)$$

$$W_p^n = W_p^{n-1} + q_w^n \Delta t \quad (2.45)$$

Donde:

$N_p$  y  $W_p$  = Producciones acumuladas de aceite y agua respectivamente, Bbl

$\Delta t$  = Tamaño del paso de tiempo, días

$q_{oh}$  y  $q_w$  = Tasas instantáneas de producción de fluidos, Bbl/día

## 2.6 ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO PARA CICLOS POSTERIORES

En el cálculo del comportamiento de la producción para ciclos posteriores al primero, se debe tener en cuenta el calor residual dejado en el yacimiento durante los ciclos anteriores. La expresión utilizada para calcular esta energía corresponde a la misma propuesta por el modelo base.

$$H_{last} = \pi r_h^2 (\rho C)_r \bar{h} N_s (T_{avg} - T_r) \quad (2.46)$$

Donde:

$H_{last}$  = Calor remanente en el yacimiento de ciclos previos, BTU

$r_h$  = Radio calentando, pie

$(\rho C)_r$  = Capacidad volumétrica calorífica de la roca, BTU/pie<sup>3</sup>-°F

$\bar{h}$  = Espesor promedio de cada arena productora, pie

$N_s$  = Número de arenas

$T_{avg}$  = Temperatura promedio al final del ciclo, °F

$T_r$  = Temperatura del yacimiento, °F

Una forma de considerar esta energía y no despreciarla, es adicionarla a la inyectada durante el ciclo siguiente, mientras se asume que la inyección tiene lugar en un yacimiento que está a una temperatura original  $T_r$ . Esta energía

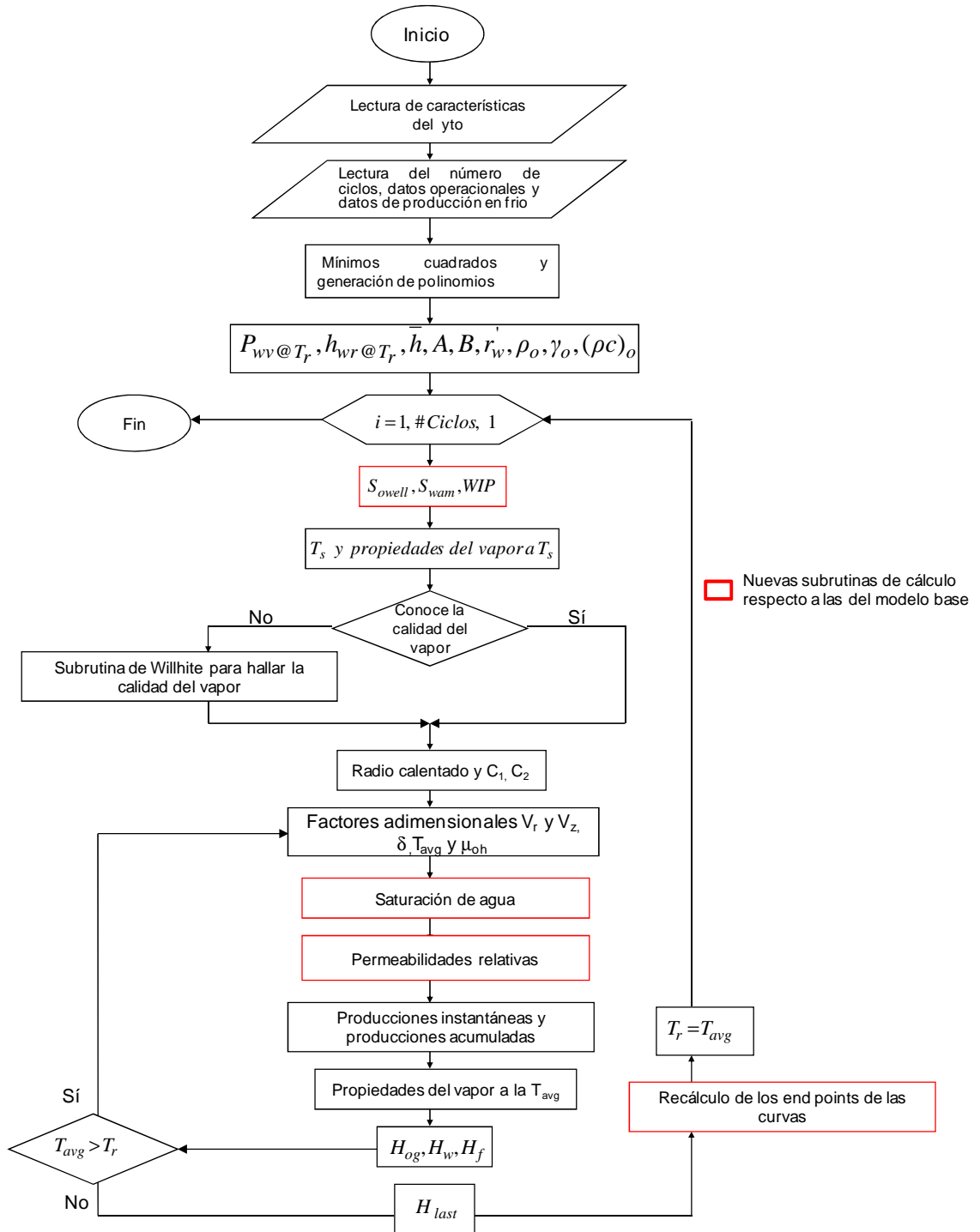
adicional trae consigo que en los nuevos ciclos se tenga un radio de calentamiento un poco más grande para el mismo tiempo y la misma tasa de inyección de vapor.

## 2.7 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO ANALÍTICO

El diagrama de flujo general que debe seguirse para la aplicación del modelo analítico es mostrado en la figura 13, la descripción de éste es mostrada a continuación:

- a) El primer paso en la aplicación del modelo lo constituye la lectura de datos correspondientes a: características del yacimiento (Tabla cuatro), número de ciclos, datos operacionales y los datos de producción en frío (Tabla cinco).
- b) Luego de leídos los datos necesarios de producción en frío, se llama a la subrutina de mínimos cuadrados para la generación de los polinomios  $N_p$  Vs  $R_{wo}$  y  $N_p$  Vs  $P_e$ .
- c) Posterior a la generación de los polinomios, se calculan ciertas variables que solo deben ser halladas una vez: el calor sensible y latente a la temperatura original del yacimiento, el espesor promedio de cada una de las arenas, las constantes A y B de la correlación de Andrade, el radio efectivo del pozo y la capacidad calorífica volumétrica del aceite, la gravedad específica y la densidad del crudo.
- d) Se ingresa a un ciclo **for**, el cual contabiliza el número total de ciclos de estimulación.
- e) En este punto se hallan los valores de saturación de agua promedio,  $S_{wam}$ , saturación de aceite en la región cercana al pozo,  $S_{owell}$ , y el agua inyectada como barriles de condensado, WIP.
- f) Cálculo de la temperatura de saturación del vapor y las propiedades del vapor a dicha temperatura.

Figura 13. Diagrama de flujo del modelo



Fuente: El Autor

**Tabla 4.** Datos necesarios para la aplicación del modelo analítico estratificado

<b>Datos necesarios para la aplicación del modelo</b>
<b>Propiedades del yacimiento</b>
Profundidad de la formación, pie
Espesor total de la formación, pie
Tamaño del espesor productor, pie
Número de arenas productoras
Temperatura original del yacimiento, °F
Temperatura del ambiente, °F
Presión estática del yacimiento, psia
Presión de fondo fluyendo, psia
Difusividad térmica de la formación, pie <sup>2</sup> /día
Daño de la formación
Conductividad térmica de la formación, BTU/día-pie-°F
Porosidad del yacimiento
Permeabilidad del yacimiento, mD
<b>Propiedades de los fluidos</b>
Delta Sowell
Viscosidad original del crudo, cP
Gravedad API
Solubilidad del gas, SCF/BBL
Factor volumétrico de formación del aceite, RB/STB
Calor específico del aceite, BTU/lb-°F
Permeabilidad efectiva al agua, md
Capacidad calorífica del gas, BTU/pie <sup>3</sup> -°F
Saturación de aceite, $S_0$
Saturación inicial de agua, $S_{wi}$
Saturación residual del aceite al agua, $S_{orw}$
Permeabilidad relativa del agua a $S_{orw}$ ( $K_{rwo}$ )
Permeabilidad relativa del aceite a $S_{wc}$ ( $K_{roiw}$ )
Saturación residual de agua, $S_{wr}$
<b>Datos para la correlación de Andrade</b>
Temperatura 1, °F
Viscosidad a la T1, cP
Temperatura 2, °F
Viscosidad a la T2, cP
<b>Datos de Diseño</b>
Radio del pozo, pie

**Tabla 4.** (Continuación)

<b>Datos necesarios para la aplicación del modelo</b>
<b>Datos de Diseño</b>
Radio efectivo de drenaje, pie
Radio externo de la tubería de producción, pie
Radio interno de la tubería de producción, pie
Radio externo de la tubería de revestimiento, pie
Radio interno de la tubería de revestimiento, pie
Calidad de vapor en la cabeza del pozo
Aislante
Espesor del aislante, pie
Radio del Aislante, pie
Conductividad del aislante, BTU/d-pie-°F
Emisividad del aislante
Emisividad del tubing
<b>Otros parámetros</b>
Exponente de la curva de permeabilidad del agua
Exponente de la curva de permeabilidad del aceite
Número de parejas ordenadas a leer
Número total de ciclos

**Fuente:** El Autor

**Tabla 5.** Datos operacionales y producción en frío necesarios para la aplicación del M.E.

<b>Características de los ciclos</b>
Masa de vapor inyectada, lb
Tiempo de inyección, días
Tiempo de remojo, días
Presión de inyección, psia
# de pasos de tiempo
<b>Datos de producción en frío</b>
Parejas ordenadas de ( $N_p$ , $R_{wo}$ )
Parejas ordenadas de ( $N_p$ , $P_e$ )

**Fuente:** El Autor

**g)** En este punto se ingresa a una estructura condicional *if*, en donde dicha condición hace referencia al conocimiento de la calidad del vapor en el fondo del

pozo: si se conoce su valor se avanza al siguiente punto, pero si por el contrario el valor de dicha propiedad es desconocido, se debe emplear la subrutina de Willhite para pérdidas de calor en el pozo, ampliamente documentada en la sección 1.2.2 del presente trabajo.

**h)** El radio de calentamiento y las constantes C1 y C2 de la relación de índices de productividad deben ser calculados.

**i)** Los factores que contabilizan las pérdidas por conducción, la temperatura del yacimiento y la viscosidad del crudo deben ser calculados con las ecuaciones pertinentes.

**j)** La saturación de agua y las permeabilidades relativas son halladas.

**k)** Las tasas instantáneas de producción de aceite y agua sólo hasta este punto pueden ser calculadas. Seguido se hallan las producciones acumuladas.

**l)** Las propiedades del vapor deben ser calculadas a la temperatura del yacimiento hallada en el paso i. La energía removida por la producción de agua y aceite, así como la energía removida por la producción integral de fluidos también debe ser calculada.

**m)** Luego de haber calculado todas las variables descritas, se ingresa a un ciclo **while** donde se impone una condición para continuar con los recálculos paso a paso: si la temperatura hallada en el punto (i) es mayor al valor de temperatura original del yacimiento ingresado como dato de entrada en la parte (a) para el caso del primer ciclo, se debe retornar al punto (i) y continuar con el proceso repetitivo, hasta que la condición inscrita no se cumpla. Cabe resaltar que la condición descrita no es el único indicativo de que los efectos de la estimulación ya no están presentes, también puede hacerse uso de la viscosidad y la tasa de aceite en frío.

**n)** Luego de que se hicieron todos los recálculos y la temperatura que calcula el modelo es igual o menor a la que se tenía antes de la implementación del ciclo en

cuestión, se asume que los efectos benéficos de la inyección de vapor cesaron y que un nuevo ciclo debe implementarse. En este punto el calor remanente del ciclo previo se calcula, los end points de las curvas de permeabilidades relativas son recalculados a través de las ecuaciones propuestas, empleando el último valor de temperatura calculado del ciclo anterior.

o) Se retorna al punto d y se repite de nuevo todo el proceso hasta que se avance en la totalidad de los ciclos, cuando suceda esto último, se da por finalizado el proceso.

## **2.8 VALIDACIÓN DEL MODELO**

A continuación se validará la eficacia del modelo propuesto a través de una aplicación de campo. Se intentará reproducir con éste el comportamiento de un pozo perteneciente al yacimiento Quiriquire, que fue estimulado térmicamente. La descripción del yacimiento, un ejemplo de cálculo para el primer paso de tiempo del primer ciclo de estimulación y los resultados finales contrastados con los reales del pozo, serán descritos en los siguientes párrafos.

**2.8.1 Campo Quiriquire<sup>25</sup>.** El campo Quiriquire está localizado en la parte este del estado de Monagas, alrededor de 35 km al norte de la capital, la ciudad de Maturín, en Venezuela. Estructuralmente, el yacimiento es un monoclinal levemente fallado. Los sedimentos de la formación productora consisten de arenas intercaladas con arcillas, que reducen el espesor del intervalo productor.

Durante cuatro años en la década de los sesenta (1960-1964), la corporación Creole Petroleum probó activamente el uso de vapor como método de estimulación en el campo. Lo anteriormente enunciado, se hizo como método de

---

<sup>25</sup> PAYNE, R.W. y ZAMBRANO, Gabaniel. Cyclic Steam Injection in the Quiriquire Field of Venezuela. En: Conference on Production Research and Engineering (3-4, Mayo: Tulsa, Oklahoma). Tulsa: SPE Journal, 1965. p. 1-10.

solución a una caída agresiva en la producción, sufrida en el período mencionado: ésta declinó de un máximo de 80000 BPD a un mínimo de 30000 BPD.

Los mejores resultados alcanzados con la estimulación, se presentaron en el pozo Q-594 y es precisamente con los datos de este pozo con los cuales se valida el modelo analítico. Después de la inyección de vapor, el pozo fue retornado a producción y produjo durante 443 días, para el primer ciclo de estimulación. De acuerdo a pruebas anteriores a la implementación de cíclica en el pozo, éstas arrojaron que la tasa de producción era de 143 BOPD. La tasa después de la estimulación alcanzó un pico máximo de 360 BOPD y luego cayó a valores cercanos a la producción en frío.

Luego de transcurridos los 443 días del primer ciclo, se decidió implementar un nuevo ciclo de estimulación en todos los pozos, pero inyectando una cantidad de vapor superior a la suministrada a la formación en el ciclo uno.

Como era de esperarse, la respuesta fue inmediata: las tasas aumentaron y para el pozo Q-594 se alcanzaron a producir durante 305 días, la cantidad aproximada de 47000 barriles.

**2.8.2 Ejemplo de cálculo para el primer paso de tiempo.** Tal como se dijo, en aras de validar la eficacia del modelo, éste fue corrido con información real de campo, para ello, se emplearon los datos del pozo Q-594 el cual fue estimulado térmicamente según lo expuesto en la sección anterior. Un ejemplo de los cálculos que realiza el modelo en la reproducción del comportamiento del pozo, es descrito detalladamente a continuación para el primer paso de tiempo del primer ciclo, los resultados completos de los dos ciclos a los cuales fue sometido el pozo, son detallados en las tablas 8 y 9; de igual forma dentro del ejemplo de cálculo cargado en la herramienta software construida, estos resultados pueden ser consultados. Una discusión de los resultados gráficos de las variables más relevantes del proceso es mostrado en la siguiente sección

a) Lectura de variables:

Tabla 6. Datos necesarios para la aplicación del M.E. del pozo Q-594 del yacimiento Quiriquire

<b>Datos del pozo Q-594</b>	
<b>Propiedades del yacimiento</b>	
Profundidad de la formación, pie	4050
Espesor total de la formación, pie	470
Tamaño del espesor productor, pie	183
Número de arenas productoras	16
Temperatura original del yacimiento, °F	120
Temperatura del ambiente, °F	80
Presión estática del yacimiento, psia	490
Presión de fondo fluyendo, psia	100
Difusividad térmica de la formación, pie <sup>2</sup> /día	0,631
Daño de la formación	5,1
Conductividad térmica de la formación, BTU/día-pie-°F	24
Porosidad del yacimiento	0,2
Permeabilidad del yacimiento, mD	100
<b>Propiedades de los fluidos</b>	
Delta Sowell	0,001
Viscosidad original del crudo, cP	133
Gravedad API	14,5
Solubilidad del gas, SCF/BBL	985
Factor volumétrico de formación del aceite, RB/STB	1,1
Calor específico del aceite, BTU/lb-°F	0,469
Permeabilidad efectiva al agua, md	30
Capacidad calorífica del gas, BTU/pie <sup>3</sup> -°F	0,02
Saturación de aceite, $S_o$	0,75
Saturación inicial de agua, $S_{wi}$	0,25
Saturación residual del aceite al agua, $S_{orw}$	0,3448
Permeabilidad relativa del agua a $S_{orw}$ ( $K_{rwo}$ )	0,02477
Permeabilidad relativa del aceite a $S_{wc}$ ( $K_{roiw}$ )	0,3982
Saturación residual de agua, $S_{wr}$	0,2613
<b>Datos para la correlación de Andrade</b>	
Temperatura 1, °F	120
Viscosidad a la $T_1$ , cP	133
Temperatura 2, °F	260
Viscosidad a la $T_2$ , cP	13,3

**Tabla 6.** (Continuación)

<b>Datos del pozo Q-594</b>	
<b>Datos de Diseño</b>	
Radio del pozo, pie	0,292
Radio efectivo de drenaje, pie	570
Radio externo de la tubería de producción, pie	0,1458
Radio interno de la tubería de producción, pie	0,1246
Radio externo de la tubería de revestimiento, pie	0,2917
Radio interno de la tubería de revestimiento, pie	0,2615
Calidad de vapor en la cabeza del pozo	0,9
Aislante	No
Espesor del aislante, pie	
Radio del Aislante, pie	
Conductividad del aislante, BTU/d-pie-°F	1,67E-03
Emisividad del aislante	0,3
Emisividad del tubing	0,9
<b>Otros parámetros</b>	
Exponente de la curva de permeabilidad relativa del agua	0,4
Exponente de la curva de permeabilidad relativa del aceite	0,3
Número total de ciclos	2

**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor

**Tabla 7.** Características operacionales de los ciclos de estimulación del pozo Q-594

<b>Características de los ciclos</b>	<b>Ciclo 1</b>	<b>Ciclo 2</b>
Masa de vapor inyectada, MM lb	18.13	19.2
Tiempo de inyección, días	44	49
Tiempo de remojo, días	2	6
Presión de inyección, psia	770	800
# de pasos de tiempo	19	16

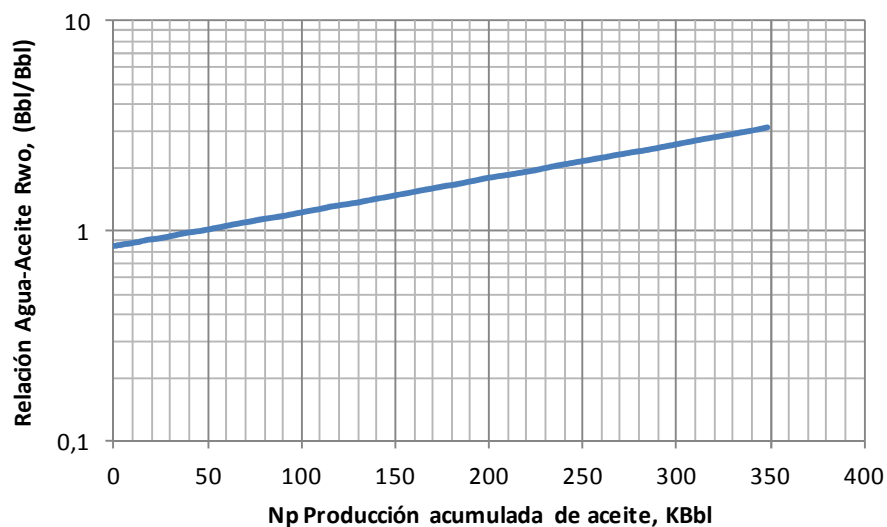
**Fuente:** PAYNE, R.W. y ZAMBRANO, Gabaniel. Cyclic Steam Injection in the Quiriquire Field of Venezuela. En: Conference on Production Research and Engineering (3-4, Mayo: Tulsa, Oklahoma). Tulsa: SPE Journal, 1965. p. 1-10. Modificado por el autor

Para encontrar los valores iniciales de los end points de las curvas de permeabilidades relativas, se emplearon las ecuaciones 2.37-2.40.

La tabla 7 muestra las características operacionales de los dos ciclos de estimulación a los cuales fue sometido el pozo Q-594. El número de pasos de tiempo es variable para cada ciclo de estimulación.

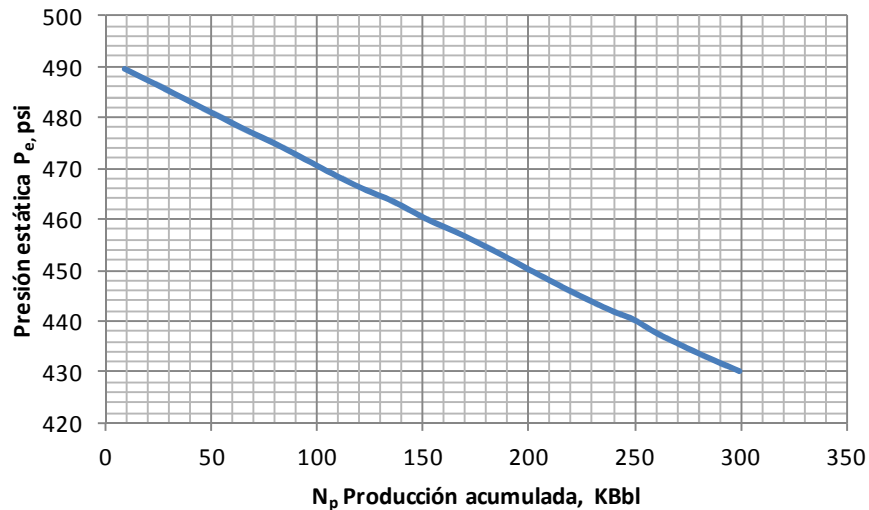
Los datos de producción en frío ( $N_p$ ,  $R_{wo}$ ) y ( $N_p$ ,  $P_e$ ), por comodidad no se reportan como datos sueltos, sino se presentan las tendencias (figuras 14 y 15). Por practicidad, la aplicación de la subrutina de los mínimos cuadrados para la generación de los respectivos polinomios, no se muestra. En cálculos posteriores donde se necesiten las variables involucradas, se acudirá a las gráficas. Cabe aclarar que dentro del software sí se ingresaron las parejas ordenadas de datos, esto mediante un archivo de texto.

**Figura 14.** WOR normal de producción del pozo Q-594



**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor

**Figura 15.** Presión estática del pozo Q-594



**Fuente:** BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623. Modificado por el autor.

Por defecto, el primer paso de tiempo para todos los ciclos es igual al período de remoyo.

**b) Cálculo de múltiples variables:** Presión y calor sensible a la temperatura del yacimiento, espesor promedio de las arenas, constantes A y B para la correlación de Andrade, radio efectivo del pozo, gravedad específica del crudo, densidad del crudo y capacidad calorífica del crudo. Todas estas variables se calculan una sola vez.

Para calcular la presión se utilizan las siguientes expresiones,

$$P_{wv} = \exp\left(\frac{-6870}{T_s + 376.6} + 14.36\right) \text{ para } 50 < T_s < 532$$

$$P_{wv} = (T_s / 115.1)^{4.444}, \text{ para } T_s \geq 532 @$$

$$P_{wv} = 1.69 \text{ psi @ } 120^\circ F .$$

Para el cálculo del calor sensible se emplean las correlaciones propuestas por el autor Farouq Alí,

$$h_w = 91 * P_{wp}^{0.2574} + 9.874 * 10^{-9} * P_{wv}^{2.8629} \quad 1000 < P_{wv} < 3000 \text{ psi}$$

$$h_w = 91 * P_{wv}^{0.2574} \quad 20 < P_{wv} < 1000 \text{ psi}$$

Como la presión de vapor a la temperatura del yacimiento es menor a 20 psi, fue necesario correlacionar los datos de las tablas de vapor. El polinomio resultante es de quinto grado, así que por simplicidad solo se coloca el valor obtenido con el mismo, (en la programación del software sí se empleó):

$$h_{wr} = 87.8 \text{ BTU / lb}$$

Espesor promedio de la arena productora;

$$\text{Relación Arena- arcilla} = 183 / (470 - 183) = 0.64$$

$$\bar{h} = 183 / 16 = 11.44 \text{ pies}$$

De los datos de entrada se tiene que,

$$\begin{aligned} T_1 &= 120^\circ F, & \mu_{o1} &= 133 \text{ cP} \\ T_2 &= 260^\circ F, & \mu_{o2} &= 13.3 \text{ cP} \end{aligned}$$

Con estos valores se obtienen las constantes A y B de la ecuación de Andrade,

$$B = (\ln(\mu_{o1}) - \ln(\mu_{o2})) \left( \frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right)^{-1}$$

$$B = (\ln(133) - \ln(13.3)) \left( \frac{1}{120 + 460} - \frac{1}{260 + 460} \right)^{-1} = 6868$$

$$A = \frac{\mu_{o1}}{\exp(B/T_1)}$$

$$A = \frac{133}{\exp(6868/(120 + 460))} = 9.572 * 10^{-4}$$

El radio efectivo del pozo:

$$r'_w = r_w e^{-s}$$

$$r'_w = 0.292 e^{-5.1} = 1.78 * 10^{-3} \text{ pies}$$

Se calcula la gravedad específica, la densidad y la capacidad calorífica del aceite,

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^\circ API + 131.5} = \frac{141.5}{14.5 + 131.5} = 0.969$$

$$\rho_o = \gamma_o \rho_w = 0.969 * 62.4 = 60.48 \text{ lb} / \text{pie}^3$$

$$(\rho C)_o = 60.48 * 0.469 = 28.36 \text{ BTU} / \text{pie}^3 \text{ } ^\circ F$$

**c) Saturación en la zona cercana al pozo:** La saturación en la región cercana del pozo, la saturación de agua promedio y los barriles de condensado son calculados

$$S_{owell} = S_{orw} + \Delta S_{owell}$$

$$S_{owell} = 0.3448 + 0.001 = 0.3458$$

$$S_{wam} = 1 - S_{owell} = 0.6542$$

$$WIP = M_s / 350 = 51800 \text{ Bbl}$$

**d) Propiedades del vapor a las condiciones de inyección y calidad del vapor en el fondo del pozo:** en este punto se calcula para el ciclo en cuestión, la

temperatura de saturación del vapor, el calor latente, el calor sensible y finalmente la calidad del vapor en la entrada de la formación.

En la sección 1.2.4 los valores para la temperatura y el calor latente del vapor, así como la calidad fueron hallados previamente,

$$T_s = 514 \qquad L_s = 689.5 \qquad x_i = 0.7$$

Utilizando nuevamente las correlaciones propuestas por Farouq Alí, se obtiene que el calor sensible del vapor es,

$$h_{ws} = 91 * P_{wv}^{0.2574} \quad 20 < P_{wv} < 1000 \text{psi}$$

$$h_{ws} = 91(770)^{0.2574} = 504 \text{ BTU / lb}$$

**e) Radio de la región calentada:**

Se calcula el tiempo adimensional,

$$\tau = \frac{4\alpha t_{inj}}{h^2} = \frac{4 * 0.631 * 44}{(11.44)^2} = 0.849$$

Para calcular  $erfc(\tau)^{0.5}$  es necesario hallar U:

$$U = \frac{1}{1 + 0.47047 * (\tau)^{0.5}} = 0.698$$

Recordando la ecuación 2.6 se calcula la función error

$$erfc(\tau^{0.5}) = \frac{0.3480242u - 0.0958798u^2 + 0.7478556u^3}{e^\tau} = 0.193$$

Ahora se calcula la función vapor,

$$\varepsilon_s = e^{0.849} * \operatorname{erfc}(\tau^{0.5}) + 2\left(\frac{\tau}{\pi}\right)^{0.5} - 1 = 0.49$$

Finalmente se calcula el radio calentado con la ecuación 2.2

$$r_h^2 = \frac{\bar{h} M_s (x_i L_s + h_{ws} - h_{wr}) \varepsilon_s}{4K_r \pi (T_s - T_r) t_{inj} N_s}$$

$$r_h^2 = \sqrt{\frac{11.44 * (18.13 * 10^6) * ((0.7) * (689.5) + 504 - 87.8) * 0.49}{4\pi * 24 * (514 - 120) * 44 * 16}} = 33 \text{ pies}$$

Evaluación de las constantes  $C_1$  y  $C_2$ , teniendo en cuenta que la presión estática declina.

Constantes  $C_1$  y  $C_2$ :

$$C_1 = \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) - 0.5\left(\frac{r_h}{r_e}\right)^2}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5}$$

$$C_2 = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + 0.5\left(\frac{r_h}{r_e}\right)^2 - 0.5}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5}$$

Reemplazando valores,

$$C_1 = \frac{\ln\left(\frac{34.8}{1.78 * 10^{-3}}\right) - 0.5\left(\frac{34.8}{570}\right)^2}{\ln\left(\frac{570}{1.78 * 10^{-3}}\right) - 0.5} = 0.8113$$

$$C_1 = \frac{\ln\left(\frac{570}{34.8}\right) + 0.5\left(\frac{34.8}{570}\right)^2 - 0.5}{\ln\left(\frac{570}{1.78 * 10^{-3}}\right) - 0.5} = 0.1887$$

**f) Historia de temperatura de la región calentada:** como se dijo al inicio, el primer paso de tiempo para cada ciclo de estimulación es por defecto igual al tiempo de remojo,  $(t-t_i) = 2$

$$\theta_r = \frac{\alpha(t-t_i)}{r_h^2} = \frac{0.631*2}{1089} = 1.15 * 10^{-3}$$

Utilizando la figura 9 se obtiene que  $\bar{V}_r = 0.98$ , también pudo utilizarse la correlación 2.14

Como el espesor total de la formación es mayor a 300 pies, se utiliza la figura 10 o la ecuación 2.18 para el cálculo de  $\bar{V}_z$ . Para ello, primero se debe calcular el valor de  $Z_e$ ,

$$Z_e = \left[ (M_s) \frac{\alpha(x_i L_s + h_{ws} - h_{wr})}{(\pi r_h^2 K_r (T_s - T_r) N_s)} - \bar{h} + \bar{h} \right] \frac{1}{2}$$

$$Z_e = \frac{18.13 * 10^6 * 0.631 * (0.69 * 689.5 + 504 - 87.8)}{2\pi * 1089 * 24 * 16 * (514 - 120)} = 9.85$$

$$I = \frac{\sum I_j}{N_s - 1} = \frac{470 - 183}{15} = 19.13$$

$$L = \frac{\bar{h} + I}{2} = \frac{11.44 + 19.13}{2} = 15.29$$

$$\frac{Z_e}{L} = \frac{9.85}{15.29} = 0.64$$

$$\theta_z = \frac{\alpha(t-t_i)}{L^2} = \frac{0.631*2}{15.29^2} = 5.4 * 10^{-3}$$

De la figura 10 con  $\theta_z$  y  $Z_e/L$  se obtiene el valor de  $\bar{V}_z = 0.936$ . Como el pozo no ha entrado en producción la energía removida por los fluidos es cero,  $\delta = 0$

Entonces la temperatura promedio de la región calentada es:

$$T_{avg} = T_r + (T_s - T_r)(\bar{v}_r \bar{v}_z (1 - \delta) - \delta)$$

$$T_{avg} = 120 + (514 - 120) * (0.98 * 0.936 * (1 - 0) - 0) = 482^\circ F$$

**g) Viscosidad del crudo:**

Se evalúa la viscosidad para  $T_{avg}=482^\circ F$  con la ecuación de Andrade:

$$\mu_o = Ae^{B/T}$$

$$\mu_o = 9.572 * 10^{-4} e^{6868/(482+460)} = 1.41 cP$$

**h) Saturación de agua y permeabilidades relativas:**

La saturación de agua es calculada como se muestra a continuación,

$$S_w = S_{wam} - (S_{wam} - S_{wi}) \frac{W_p}{WIP} = 0.6542$$

Las permeabilidades relativas se hallan como sigue:

$$K_{ro} = K_{roiw} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{orw} - S_{wc}} \right]^{za}$$

$$K_{ro} = 0.3982 \left[ \frac{1 - 0.6542 - 0.3448}{1 - 0.3448 - 0.2613} \right]^{0.3} = 0.064$$

$$K_{rw} = K_{rwro} \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{orw} - S_{wc}} \right]^{zb}$$

$$K_{rw} = 0.0247 \left[ \frac{0.6542 - 0.2613}{1 - 0.3448 - 0.2813} \right]^{0.4} = 0.02519$$

**i) Tasas instantáneas de producción y producciones acumuladas:** Se necesita calcular la relación de índices de productividad,

Relación de índices de productividad,

$$\bar{J} = \frac{1}{(\mu_{oh} / \mu_{oc})C_1 + C_2}$$

$$\bar{J} = \frac{1}{(1.41/133)0.8113+0.1887} = 5.068$$

Para  $N_p = 0$  se lee de la gráfica 15 que la presión estática del yacimiento es  $P_e = 490$ . Asumiendo que antes de iniciarse el período de producción la presión de fondo ( $P_{wf}$ ) ha alcanzado un valor aproximadamente igual al 80% de la presión del yacimiento ( $P_e$ ):

$$P_{wf} = 0.8P_e = 0.8 * 490 = 392 \text{ psi}$$

$$\Delta P = P_e - P_{wf} = 490 - 392 = 98 \text{ psi}$$

Finalmente la tasa de aceite es:

$$q_{oh} = \frac{0.00708k_{ro}Kh\bar{J}\Delta P}{\mu_{oh}B_o[\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S]}$$

$$q_{oh} = \frac{0.00708(0.064) * 100 * 183 * 5.068 * 98}{1.41 * 1.1 * [\ln(570 / 0.292) - 0.75 + 5.1]} = 222.64 \text{ Bbl / día}$$

La tasa de producción de agua en el primer paso de tiempo, igual al período de remojo, se asume que es igual a cero.

$$q_w = 0 \text{ Bbl / día}$$

$$N_p = 0 \text{ Bbl}$$

$$W_p = 0 \text{ Bbl}$$

**j) Propiedades del vapor a la temperatura promedio:** A continuación se calcula la presión, el calor sensible y el calor latente del vapor a la temperatura  $T_{avg}$ .

Presión de vapor ( $P_{wv}$ ),

$$P_{wv} = \exp\left(\frac{-6870}{T_s + 376.6} + 14.36\right)$$

$$P_{wv} = \exp\left(\frac{-6870}{482 + 376.6} + 14.36\right) = 574 \text{ psi}$$

Calor latente ( $L_a$ ),

$$L_a = 1328(P_{wv})^{-0.08774}$$

$$L_a = 1328(574)^{-0.08774} = 737 \text{ BTU / lb}$$

Calor sensible ( $h_{wa}$ ) ,

$$h_{wa} = 91(P_{wv})^{0.2574}$$

$$h_{wa} = 91(574)^{0.2574} = 467 \text{ BTU / Lb}$$

**k) Energía removida por los fluidos producidos:**

$H_{og}$  la energía removida por el gas y el aceite producidos,

$$H_{og} = (5.61(\rho C)_o + R_g \rho(C)_g)(T_{avg} - T_r)$$

$$H_{og} = (5.615 * 28.36 + 985 * 0.02)(482 - 120) = 64.65 \text{ KBTU / STB}$$

Para calcular  $H_w$  se debe tener en cuenta el vapor inyectado, debido a que este se condensa y aumenta el valor del  $R_w$  (WOR producido después de la inyección).

Para  $N_p = 0$  en la figura 14 se lee que  $R_{wo}=0.83$

Para  $W_p/WIP = 0$ , en la figura 11 se lee que  $\Delta R_w=2.0$

Por lo tanto la relación agua/aceite en la etapa de producción o WOR es,

$$R_w = R_{wo} + \Delta R_w = 0.83 + 2 = 2.83$$

Como la presión de vapor ( $P_{wv} = 574$ ) es mayor que la presión de fondo ( $P_{wf}=392$ ), entonces el agua producida proviene enteramente de la condensación del vapor,  $R_{wv} = R_w = 2.83$

$$R_{wv} = R_w = 2.83$$

La energía removida por el agua,

$$H_w = 5.61\rho_w(R_w(h_{wa} - h_{wr}) + R_{wv}L_a)$$

$$H_w = (5.615 * 62.4) * (2.83(467 - 87.8) + 2.83 * 737) = 1106 KBTU / STB$$

Finalmente se calcula la energía removida por los fluidos producidos,

$$H_f = q_{oh}(H_{og} + H_w)$$

$$H_f = 222.64 * (64.65 + 1106) = 260,63 MMBTU / D$$

Los resultados completos para los dos ciclos de estimulación son presentados en las tablas 8 y 9 mostradas a continuación.

**Tabla 8.** Cálculos completos generados por el modelo estratificado para el primer ciclo de estimulación del pozo Q-594

t-ti Días	N <sub>p</sub> Bbl	V <sub>r</sub>	V <sub>z</sub>	T <sub>avg</sub> °F	μ <sub>oh</sub> cP	J	J <sub>c</sub> Bbl/ d-psi	ΔP psi	q <sub>oh</sub> Bbl/d	W <sub>p</sub> Bbl	q <sub>w</sub> Bbl/d	R <sub>wo</sub>	ΔR <sub>w</sub>	R <sub>w</sub> Bbl/ Bbl	H <sub>og</sub> KBTU/ Bbl	H <sub>w</sub> KBTU/ Bbl	H <sub>f</sub> MBTU/ d
2	0	0,98	0,93	482	1,41	5,068	0,2521	98	222,64	0	0	0,83	2	2,83	64,65	1106,32	260,63
20	3043,72	0,925	0,8	397,33	2,89	4,75	0,227	209,51	225,9	2532,71	253,27	0,85	1,992	2,84	49,63	516,41	127,87
30	6303,13	0,897	0,76	348,9	4,66	4,52	0,346	316,69	495,28	7683,23	641,56	0,85	1,4287	2,28	40,96	320,99	179,27
40	12256,34	0,871	0,73	296,52	8,39	4,1	0,266	385,37	420,28	15607,71	1129,24	0,87	0,73	1,6	31,59	168,54	84,11
60	22436,06	0,824	0,7	243,92	16,54	3,41	0,166	420,99	238,31	25274,15	672,45	0,89	0,2586	1,15	22,18	82,42	24,93
80	28976,38	0,783	0,68	220,13	23,27	2,99	0,136	428,43	174,22	29992,69	274,06	0,92	0,0727	0,99	17,92	41,52	10,36
100	34234,9	0,747	0,67	206,08	28,79	2,72	0,116	431,23	136,06	33442,25	172,48	0,95	0,0392	0,99	15,41	42,68	7,9
120	38730,22	0,715	0,66	194,13	34,76	2,48	0,099	432,99	106,31	36136,24	134,7	0,97	0,0249	0,99	13,27	35,73	5,21
140	42630,54	0,687	0,65	184,24	40,84	2,27	0,086	434	84,73	38262,44	105,25	0,98	0,0175	1	11,5	32,87	3,76
160	46099,26	0,662	0,65	177,8	45,48	2,13	0,079	434,27	73,07	39973,99	84,73	1	0,0133	1,01	10,34	27,71	2,78
180	49334,78	0,64	0,65	172,33	49,92	2,02	0,073	434,37	64,05	41464,62	73,8	1,01	0,0106	1,02	9,37	26,86	2,32
200	52389,9	0,621	0,65	167,65	54,13	1,92	0,068	434,34	56,71	42796,86	65,33	1,03	0,0088	1,04	8,53	26,36	1,98
230	56716,95	0,596	0,65	161,54	60,27	1,79	0,062	434,46	48,22	44583,23	58,98	1,04	0,0073	1,05	7,43	25,31	1,58
260	60789,3	0,574	0,65	156,27	66,25	1,68	0,057	434,13	41,57	46131,09	50,63	1,06	0,0058	1,07	6,49	20,26	1,11
300	66003,2	0,55	0,65	150,65	73,4	1,57	0,052	433,84	35,42	47910,29	44,48	1,07	0,0047	1,07	5,49	18,52	0,85
330	69691,55	0,533	0,65	146,78	78,86	1,49	0,049	433,1	31,62	49068,52	37,9	1,09	0,0038	1,09	4,79	17,36	0,7
360	73265,9	0,518	0,65	143,4	84,03	1,42	0,046	432,6	28,26	50121,47	34,47	1,11	0,0032	1,11	4,19	16,22	0,58
390	76739,45	0,503	0,65	140,07	89,5	1,36	0,044	432,1	25,86	51079,48	31,37	1,13	0,0028	1,13	3,59	14,98	0,48
420	80141	0,489	0,65	137	94,93	1,3	0,041	431,6	23	51963,89	29,22	1,14	0,0025	1,14	3,04	13,53	0,38

Fuente: El Autor

**Tabla 9.** Cálculos completos generados por el modelo estratificado para el segundo ciclo de estimulación del pozo Q-594

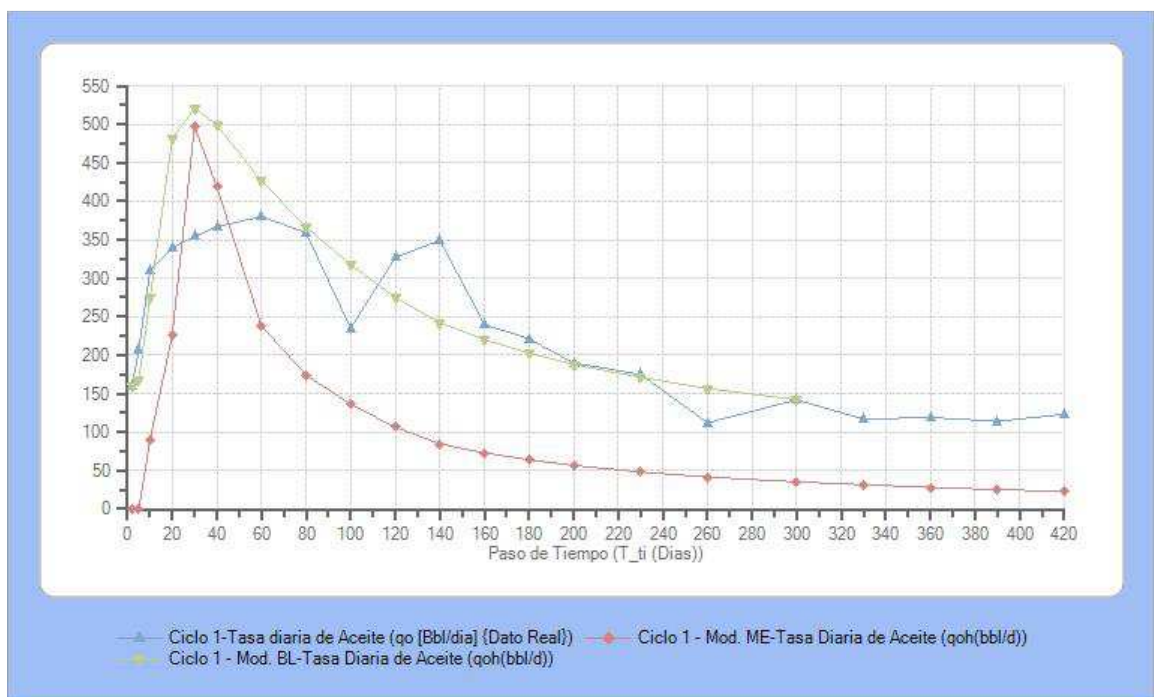
t-ti Días	N <sub>p</sub> Bbl	V <sub>r</sub>	V <sub>z</sub>	T <sub>avg</sub> °F	μ <sub>oh</sub> cP	J	J <sub>c</sub> Bbl/ d-psi	ΔP psi	q <sub>oh</sub> Bbl/d	W <sub>p</sub> Bbl	q <sub>w</sub> Bbl/d	R <sub>wo</sub>	ΔR <sub>w</sub>	R <sub>w</sub> Bbl/ Bbl	H <sub>og</sub> KBTU/ Bbl	H <sub>w</sub> KBTU/ Bbl	H <sub>f</sub> MBTU/ d
6	0	0,968	0,89	466,38	1,59	5,01	0	98	0	0	0	0,84	1,99	2,83	58,95	1125,1	0
20	389	0,929	0,81	418,16	2,39	4,89	0,26	146,72	186,54	1100,87	110,09	0,84	1,992	2,83	50,32	592,76	119,96
30	2254,4	0,903	0,77	374,32	3,6	4,72	0,331	266,97	417,09	5932,26	527,91	0,85	1,7393	2,59	42,47	417,89	192,01
40	6425,3	0,878	0,75	326,09	5,96	4,42	0,322	352,06	501,07	13481,59	1080,26	0,85	0,9575	1,81	33,84	236,24	135,33
60	16446,7	0,833	0,71	255,96	14,04	3,63	0,174	415,93	262,71	26008,34	906,94	0,87	0,3755	1,25	21,29	98,3	31,42
80	21700,9	0,794	0,69	231,63	19,67	3,23	0,151	425,49	207,52	31157,46	328,39	0,9	0,08	0,98	16,94	64,3	16,86
100	25851,3	0,758	0,68	216,07	24,72	2,94	0,127	429,89	160,51	35141,84	203,37	0,92	0,0423	0,96	14,15	41,91	9
120	29061,5	0,727	0,68	206,73	28,5	2,75	0,114	431,72	135,34	38223,63	154,09	0,93	0,0258	0,96	12,48	41,86	7,35
140	31768,3	0,7	0,67	196,71	33,35	2,54	0,1	433,51	110,11	40849,23	129,93	0,95	0,0176	0,97	10,69	39,9	5,57
160	33970,5	0,675	0,67	189,91	37,21	2,4	0,091	434,38	94,87	42985,36	106,81	0,96	0,0127	0,97	9,47	33,85	4,11
180	35867,9	0,653	0,67	184,21	40,86	2,28	0,085	435	84,3	44825,84	92,02	0,96	0,0098	0,97	8,45	32,23	3,43
200	37553,9	0,634	0,67	179,35	44,3	2,17	0,079	435,44	74,65	46478,12	81,77	0,97	0,0078	0,98	7,58	27,43	2,61
230	39793,4	0,609	0,67	173,16	49,21	2,04	0,072	436,04	64,05	48695,23	73,16	0,98	0,0064	0,99	6,47	26,45	2,11
260	41714,9	0,587	0,67	167,83	53,96	1,93	0,066	436,32	55,58	50597,52	63,41	0,99	0,0048	0,99	5,52	25,51	1,72
300	43938,1	0,562	0,67	161,84	59,95	1,8	0,061	436,66	47,95	52798,49	55,02	0,99	0,0038	0,99	4,45	24,39	1,38
350	46335,6	0,535	0,67	155,47	67,21	1,67	0,055	436,9	40,13	55195,99	47,47	1	0,0029	1	3,31	19	0,9

**Fuente:** El Autor

**2.8.3 Discusión de resultados.** Una discusión de los resultados de las principales variables calculadas dentro del modelo nuevo, es presentada en los siguientes párrafos. Dichos resultados son mostrados de forma gráfica y contrastados en su mayoría con los datos reales del pozo y los generados por el modelo base para los dos ciclos de estimulación a los cuales fue sometido. Las variables discutidas son: tasa instantánea de aceite y agua, producción acumulada de aceite y agua y finalmente las curvas de permeabilidades relativas del yacimiento, generadas por la herramienta. Para la interpretación de las gráficas se debe aclarar que las siglas BL y ME hacen referencia a modelo base y modelo estratificado, respectivamente.

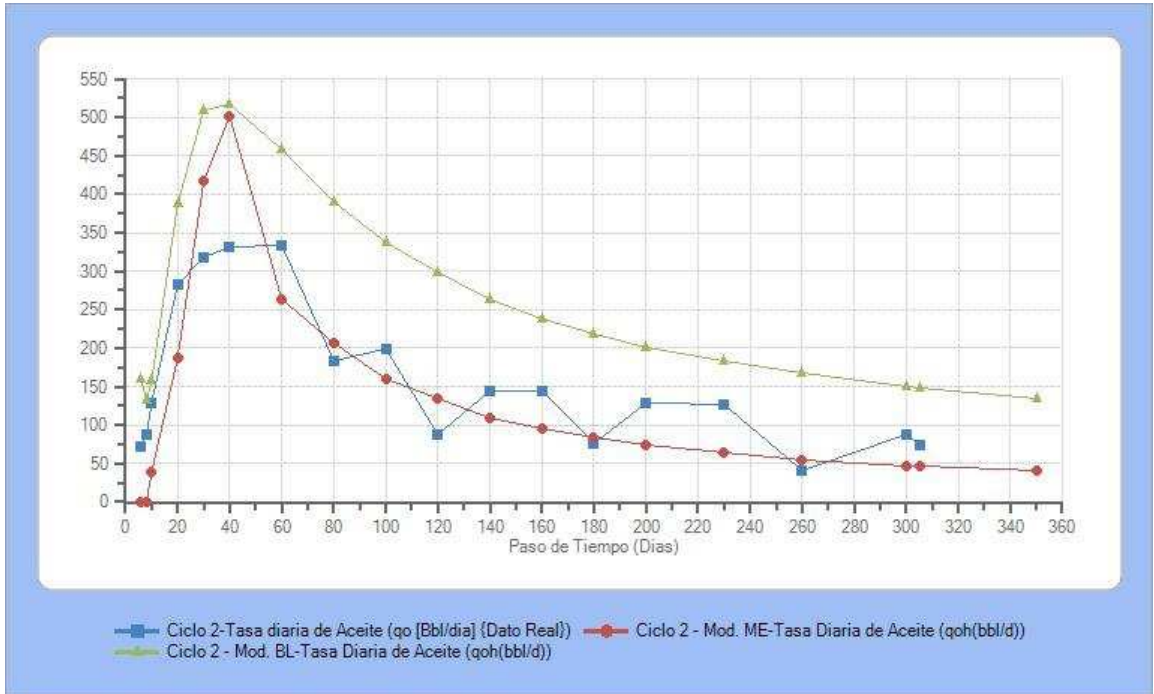
**2.8.3.1 Tasa instantánea de aceite.** Las figuras 16 y 17 representan las tasas instantáneas de aceite del pozo para los dos ciclos de estimulación: la real y las generadas por los modelos base y estratificado.

**Figura 16.** Tasa instantánea de aceite para el primer ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594



Fuente: El Autor

**Figura 17.** Tasa instantánea de aceite para el segundo ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594



Fuente: El Autor

Los datos más representativos de las curvas son mostrados en la tabla 10.

**Tabla 10.** Datos representativos de la tasa instantánea de aceite, real y calculada del pozo Q-594

	Tasa de aceite del pozo Q-594					
	Ciclo 1 Real	Ciclo 1 Modelo Estratificado	Ciclo 1 Modelo base	Ciclo 2 Real	Ciclo 2 Modelo Estratificado	Ciclo 2 Modelo base
<b>Días produciendo</b>	443	420	300	305	350	300
<b>Tasa máxima, Bbl/días</b>	380	495	521	334	501	515

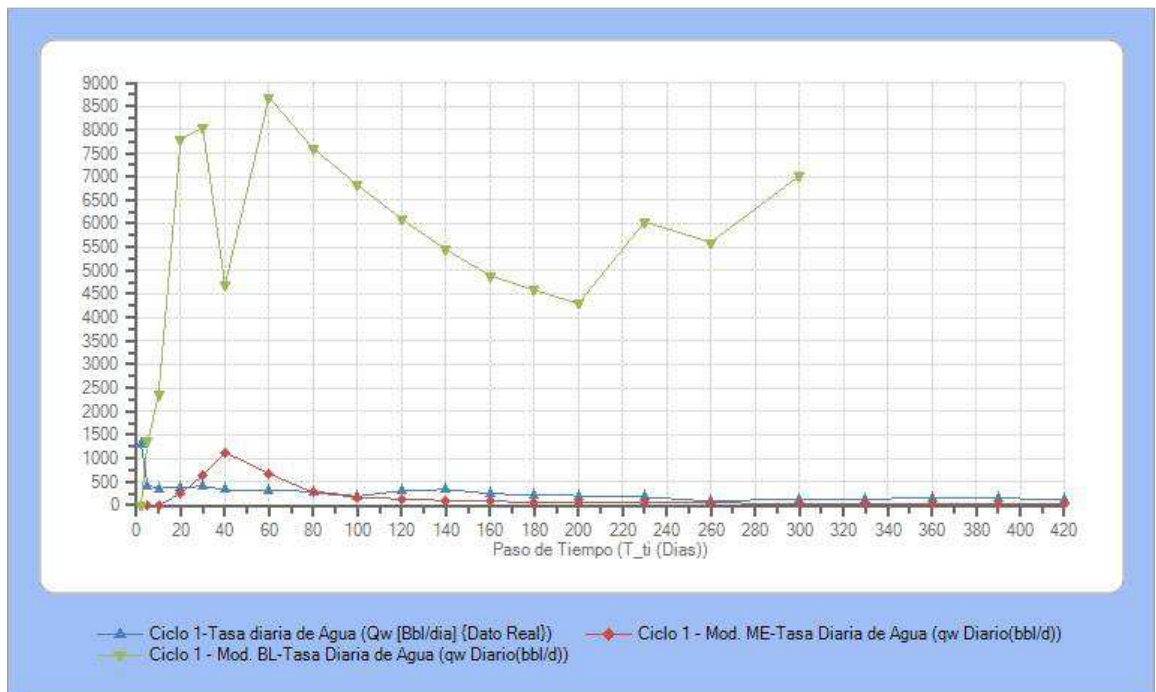
Fuente: El Autor

Los resultados permiten evidenciar que el mejor ajuste entre las tasas obtenido con el nuevo modelo (ME) se dio en el segundo ciclo de estimulación, sin embargo, para el caso del primer ciclo la tendencia generada por éste no se

desfasa del todo de la real. Vale la pena aclarar que incluso en la simulación numérica ajustar tasas es complejo

**2.8.3.2 Tasa instantánea de agua.** Las figuras 18 y 19 muestran los resultados en materia de producción instantánea de agua, para los dos ciclos de estimulación del pozo, contrastados con las tendencias reales y las generadas por el modelo base.

**Figura 18.** Tasa instantánea de agua para el primer ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594

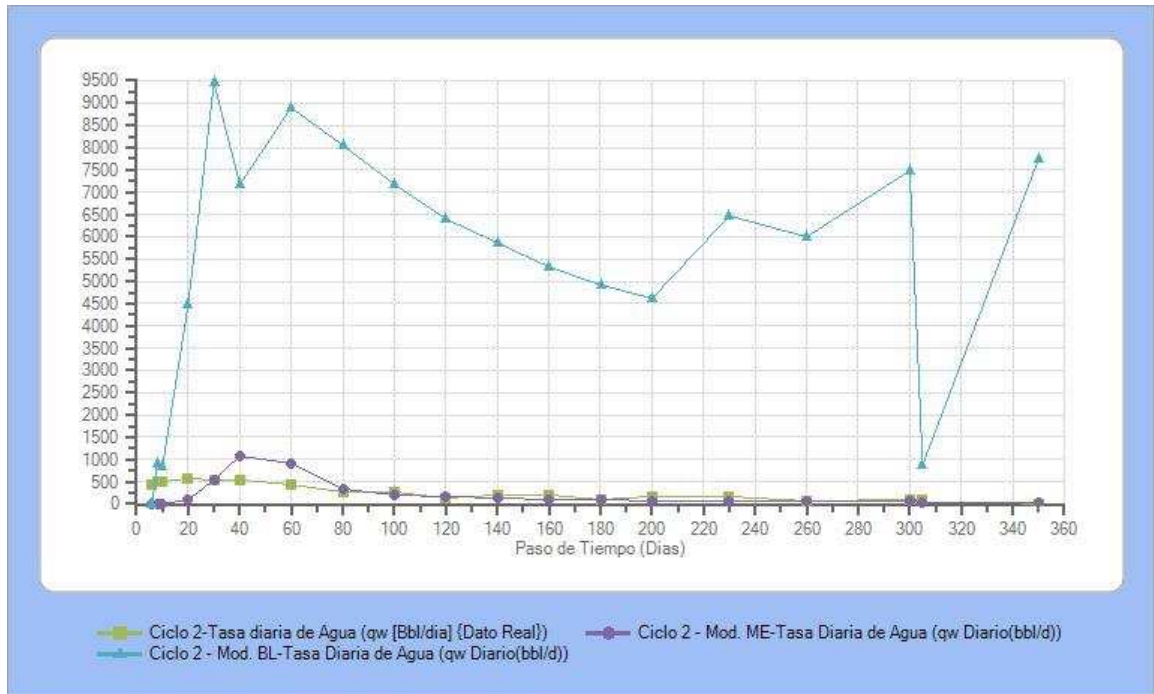


**Fuente:** El Autor

La gráfica 18 permite evidenciar que la forma de cálculo de la producción instantánea de agua propuesta por el modelo base, no es acertada, ya que los resultados muestran que éste predice una producción muchísimo mayor que la verdadera obtenida durante el proceso.

La gráfica 19 corrobora lo anteriormente descrito:

**Figura 19.** Tasa instantánea de agua para el segundo ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594

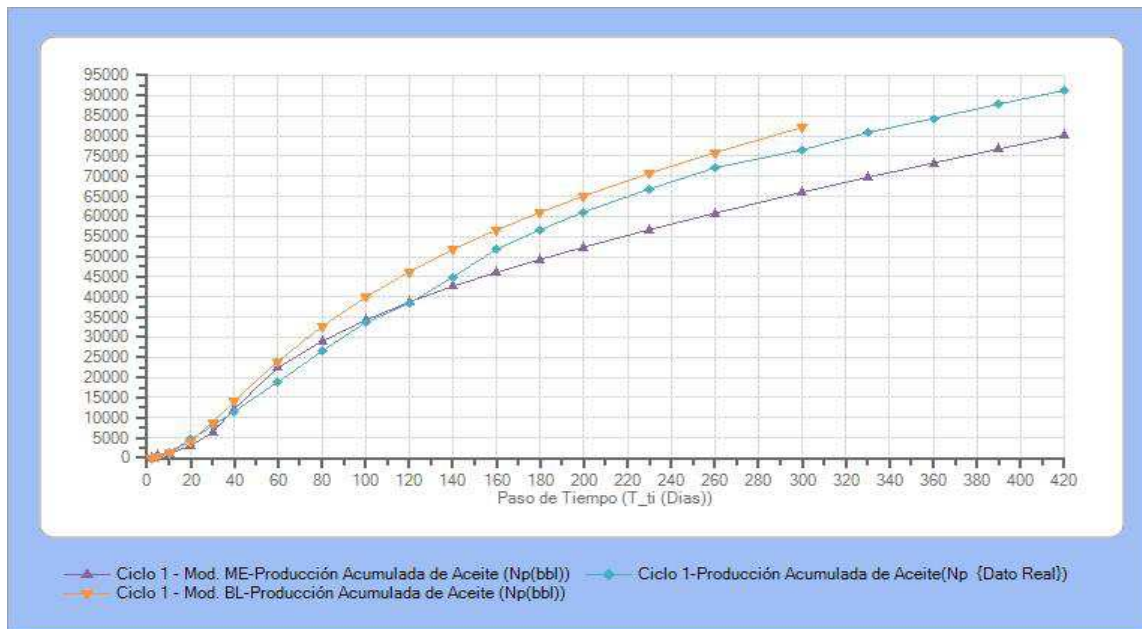


**Fuente:** El Autor

Estas gráficas evidencian que para los dos ciclos de estimulación los resultados alcanzados por el modelo estratificado son excelentes en comparación con los obtenidos por el modelo base. El ajuste logrado entre las curvas reales de producción y las generadas por el modelo es prácticamente perfecto, demostrando de esta forma, que las mejoras implementadas fueron exitosas. Aún cuando para los primeros días, en ambos ciclos, el ajuste logrado no es el mejor, con el trascurso de los mismos, las tendencias alcanzadas son muy semejantes a las reales.

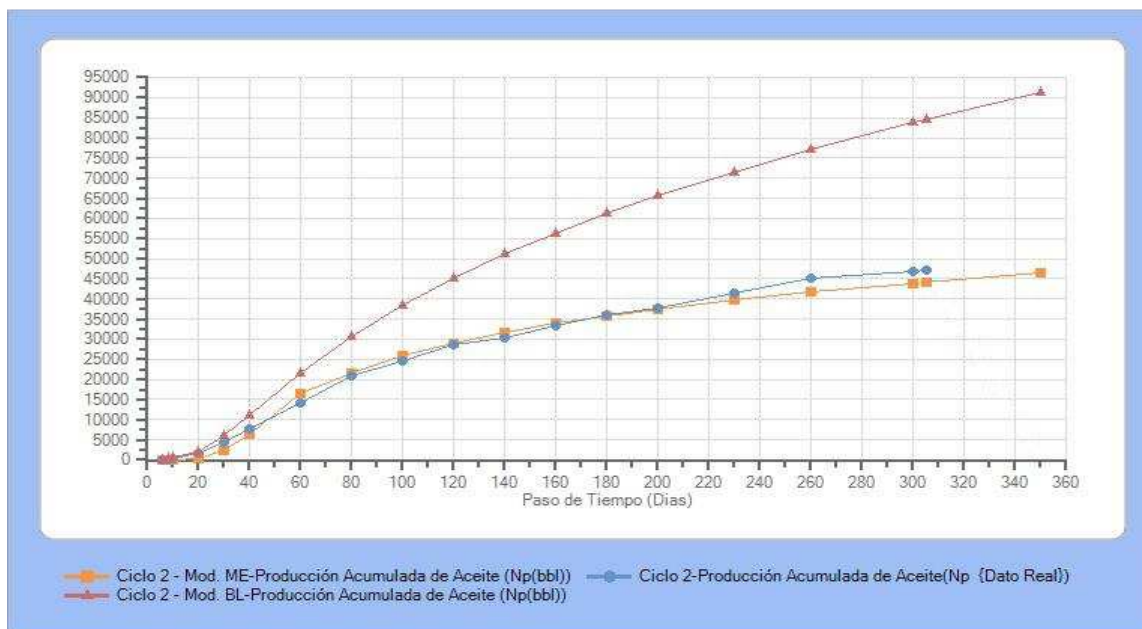
**2.8.3.3 Producción acumulada de aceite.** Los resultados en materia de producción acumulada de aceite para los dos ciclos de estimulación son graficados en las figuras 20 y 21.

**Figura 20.** Producción acumulada de aceite para el primer ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594



Fuente: El Autor

**Figura 21.** Producción acumulada de aceite para el segundo ciclo de estimulación, real y calculadas del pozo Q-594



Fuente: El Autor

Para los dos ciclos de estimulación se observa un excelente ajuste entre las tendencias reales del pozo y las generadas por el modelo analítico estratificado. A pesar que el modelo predice veinte días menos de producción para el primer ciclo y 45 días más para el segundo, los resultados finales son muy semejantes a los reales.

El contraste de las tendencias arrojadas por el modelo estratificado con las generadas por el modelo base, muestra que las mejoras planteadas a este último fueron las adecuadas. Claramente se evidencia que el nuevo modelo predice correctamente el comportamiento del pozo para ciclos posteriores al primero, corrigiendo de esta manera el comportamiento errado del modelo base.

La tabla 11 resume lo datos más importantes en materia de producción acumulada de aceite. Contrastando resultados puntuales entre las cifras calculadas por el modelo estratificado y las reales no se evidencian diferencias abismales entre valores.

**Tabla 11.** Datos representativos de la producción acumulada de aceite, real y calculadas del pozo Q-594

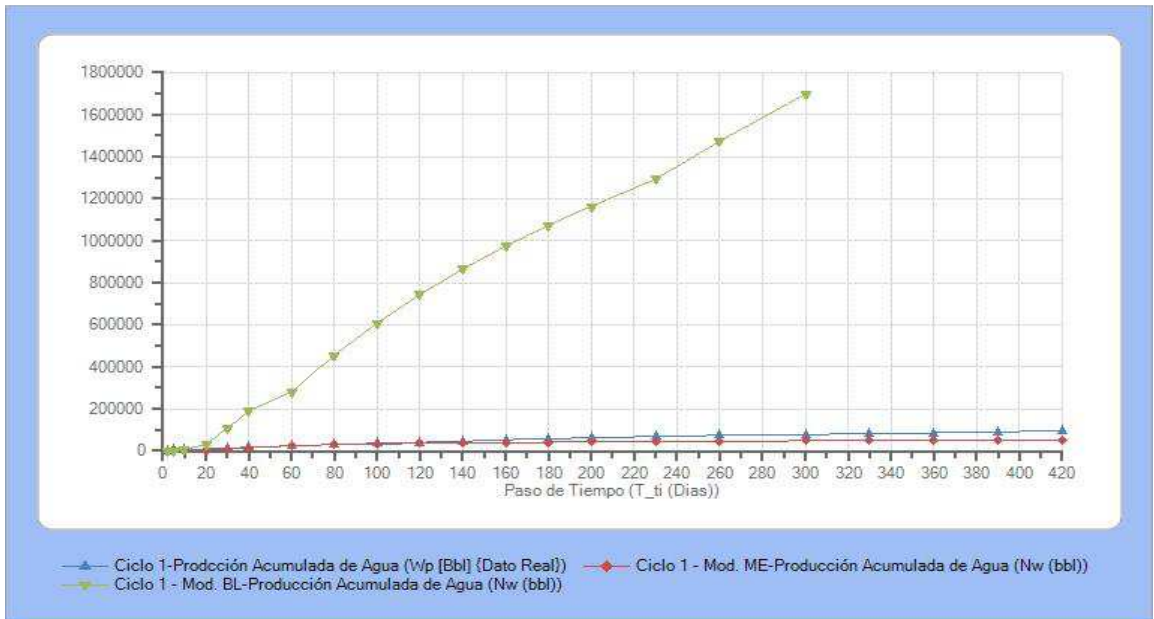
Producción acumulada de aceite del pozo Q-594						
	Ciclo 1 Real	Ciclo 1 Modelo Estratificado	Ciclo 1 Modelo Base	Ciclo 2 Real	Ciclo 2 Modelo Estratificado	Ciclo 2 Modelo Base
<b>Días produciendo</b>	443	420	300	305	350	300
<b>Np Bbl</b>	94134	80141	80010	47327	46335	80582

**Fuente:** El Autor

**2.8.3.4 Producción acumulada de agua.** Los resultados gráficos para la producción acumulada de agua, son mostrados en las figuras 22 y 23.

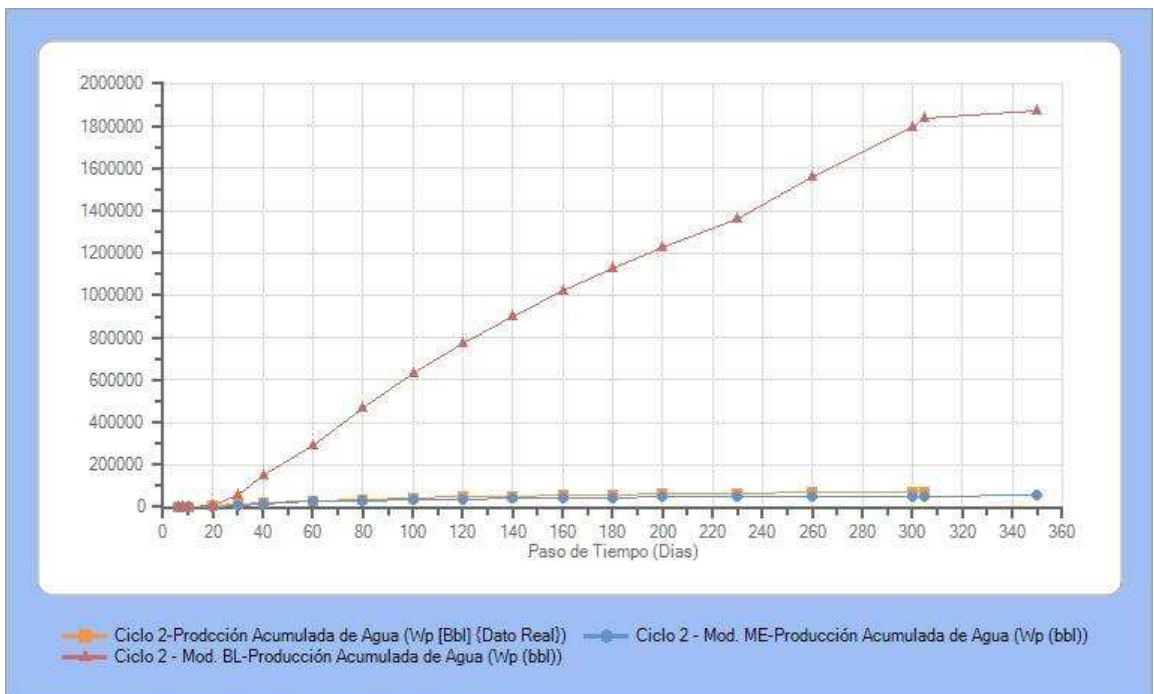
Tal como era de esperarse, las tendencias arrojadas por el modelo base se desfasan por completo de las reales, ya que éste no cuenta con una forma óptima de cálculo para la producción de agua del pozo.

**Figura 22.** Producción acumulada de agua para el primer ciclo, real y calculadas del pozo Q-594



Fuente: El Autor

**Figura 23.** Producción acumulada de agua para el segundo ciclo, real y calculadas del pozo Q-594

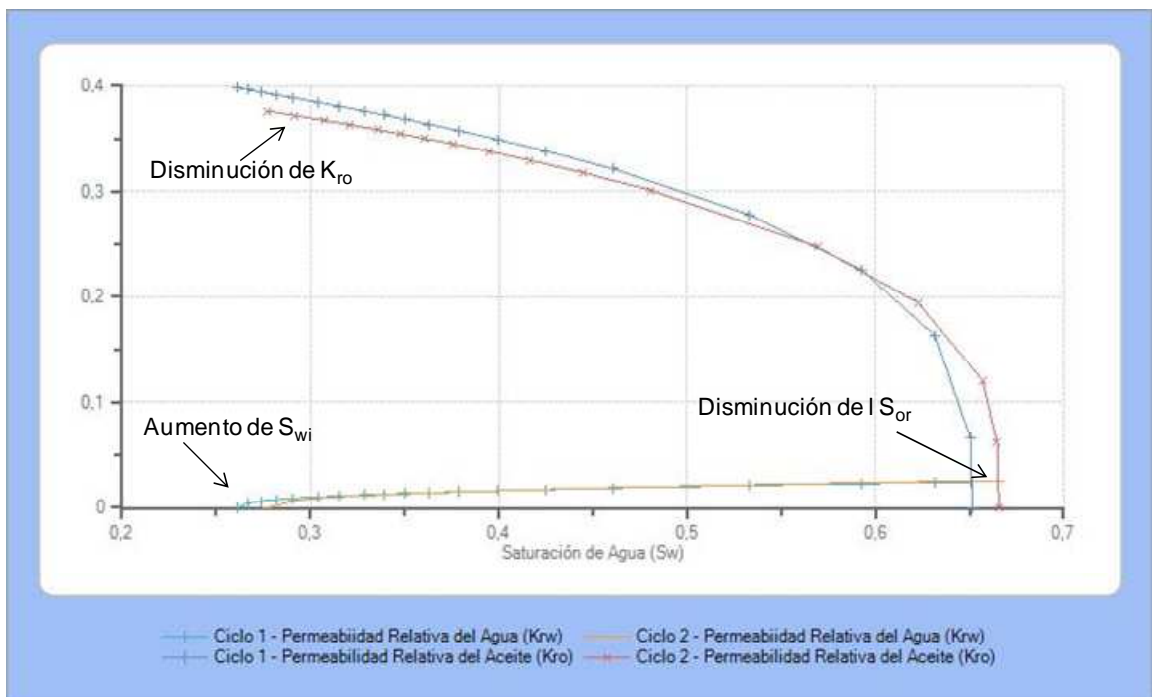


Fuente: El Autor

Se observa que a pesar de que no se logra un ajuste completamente perfecto entre las tendencias reales y las calculadas por el modelo estratificado para ambos ciclos de estimulación, la calidad de los resultados de este último resultan ser mucho mejores que los alcanzados con el modelo base.

**2.8.3.5 Permeabilidades relativas.** Las curvas de permeabilidades relativas generadas por el modelo analítico estratificado para el yacimiento en cuestión, son presentadas a continuación:

**Figura 24.** Curvas de permeabilidades relativas del pozo Q-594



**Fuente:** El Autor

En la figura 24 se evidencian los cambios que sufren los end points a medida que se suceden los ciclos, producto de la influencia de la temperatura. Conforme aumentan estos últimos, la saturación de agua se incrementa en la zona alterada por el vapor y la saturación de aceite residual disminuye, es decir, la saturación de agua máxima aumenta con los ciclos de inyección.

La tabla 12 permite observar las variaciones de los end points con el avance de la estimulación de vapor.

**Tabla 12.** End points para los dos ciclos de estimulación del pozo Q-594

<b>End points</b>	<b>Ciclo1</b>	<b>Ciclo2</b>
<b>K<sub>roiw</sub></b>	0,39	0,37
<b>K<sub>rwor</sub></b>	0,024	0,026
<b>S<sub>or</sub></b>	0,34	0,33
<b>S<sub>wc</sub></b>	0,26	0,27

**Fuente:** El Autor

Finalmente se puede discutir que la forma de las curvas se debe principalmente a los valores de los end points y el de los exponentes utilizados, recordando que éstos fueron hallados con el modelo de Frizell. Es muy probable que si implementa una nueva forma de calcular los end points iniciales y se varían los exponentes, la forma de las curvas mejore.

## CONCLUSIONES

- Se propuso un modelo analítico para predecir y representar de forma eficiente el proceso de inyección cíclica de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con algo de movilidad, cuyo principal mecanismo de producción sea la reducción de viscosidad, a través de cálculos de balance de masa y energía acoplados con pasos de tiempo.
- El nuevo modelo analítico permite representar el efecto térmico sobre los end points de las curvas de permeabilidades relativas, mediante el recálculo hacia el final de los ciclos, de la saturación residual de aceite y la saturación de agua inicial y los respectivos valores de permeabilidades relativas de los fluidos a las saturaciones mencionadas.
- Para validar el modelo propuesto, éste fue corrido con datos reales del campo Venezolano Quiriquire. Los resultados mostraron que el modelo está en capacidad de predecir y reproducir de forma eficiente el comportamiento de un yacimiento de las características ya descritas, que haya sido o vaya a ser sometido a la inyección de vapor de forma cíclica.
- Se construyó una herramienta computacional programada en lenguaje Visual Basic, la cual fue anexada como un modulo al software Steam creado al interior del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander, la cual permite hacer cálculos de predicción y reproducción en torno a procesos de inyección cíclica de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado, a través de la implementación de los modelos analíticos base y estratificado propuesto.

- Finalmente se puede concluir que el modelo nuevo trabaja en yacimientos estratificados de crudos moderadamente viscosos, no depletados, cuyo principal mecanismo de producción sea la reducción de viscosidad.

## RECOMENDACIONES

- En busca del mejoramiento del trabajo realizado, se debe continuar validando el modelo con diversos ejemplos de campo, de esta forma se podría ampliar o reducir el rango de aplicabilidad del mismo y a la vez permitiría encontrar falencias y fortalezas hasta ahora no evidenciadas.
- Se recomienda hacer un estudio de análisis de sensibilidad de las principales variables operacionales y del yacimiento que se tienen en cuenta dentro de los cálculos del modelo estratificado.
- De acuerdo a los resultados en materia de permeabilidades relativas, debería implementarse formas nuevas y distintas para el cálculo y recálculo de los end points de las curvas de permeabilidades para cada ciclo de estimulación
- En un intento por mejorar la calidad del modelo propuesto, para un ejemplo de campo específico, debería contrastarse los resultados obtenidos con un estudio de simulación numérica de yacimientos.
- Se recomienda que la herramienta de cálculo creada, sea mejorada en cuanto a edición de datos de entrada y datos de salida, interfaz gráfica, importe de datos desde otras aplicaciones, en conclusión el software debe crear más dinamismo entre el usuario y la herramienta.

## NOMENCLATURA

A	Constante de la correlación de Andrade
API	Gravedad API
B	Constante de la correlación de Andrade
$B_f$	Coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular, vol/vol/°F
$B_o$	Factor volumétrico de formación del aceite, Bbl/STB
$C_f$	Calor específico del fluido en el espacio anular, BTU/lb-°F
$C_g$	Calor específico del gas, BTU/lb-°F.
$C_w$	Calor específico del agua, BTU/lb-°F
$C_1$ - $C_2$	Factores que tienen en cuenta el factor geométrico y el factor de daño del yacimiento (modelo estratificado)
$dq_t$	Tasa de calor que llega a la tierra por unidad de longitud
erfc	Función complementaria de error
$E_{ae}$	Emisividad de la cara externa del aislante, BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F
$E_{pe}$	Emisividad de la cara externa de la tubería producción, BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F
$E_{ri}$	Emisividad de la cara interna del revestimiento, BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F
$F_f$	Factor de forma, igual a uno para superficies cilíndricas
f(t)	Función de conducción transitoria de calor para un sistema radial infinito
g	Constante de la gravedad = $4.17 \cdot 10^8$ pie/hr <sup>2</sup>
G.G	Gradiente geotérmico local, °F/pie
h	Espesor neto productor del yacimiento, pie
$h_c$	Coeficiente de convección natural en el espacio anular, BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F
$h_{cf}$	Coeficiente de convección forzada entre el fluido caliente y la pared interna de la tubería de producción, BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F
$h_i$	Espesor total de la formación i, pie
$h_j$	Espesor de la arena j, pie
$h_r$	Coeficiente de radiación en el espacio anular, BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F

$h_{vh}$	Entalpía del vapor húmedo, BTU/lb
$h_w$	Calor sensible del agua, BTU/lb
$h_{wa}$	Calor sensible del agua a $T_{avg}$ BTU/lb
$h_{wr}$	Calor sensible del agua a $T_r$ BTU/lb
$h_{ws}$	Calor sensible del agua a $T_s$ , BTU/lb
$\bar{h}$	Espesor promedio de cada arena productora, pie
$H_f$	Energía removida por los fluidos producidos (modelo estratificado), BTU/día
$H_{last}$	Calor remanente en el yacimiento de ciclos previos, BTU
$H_{loss}$	Pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes durante el período de inyección y de remojo, BTU
$H_{og}$	Energía removida por el aceite y el gas producido (modelo estratificado), BTU/Bbl <sub>aceite</sub>
$H_w$	Energía removida por el agua producida (Agua líquida más agua producto de la condensación del vapor inyectado) por STB de aceite (modelo estratificado), BTU/Bbl <sub>aceite</sub>
$J_c$	Índice de productividad en frío, Bbl/día-psi
$\bar{J}$	Relación de índices de productividad, adimensional
$K$	Permeabilidad absoluta del yacimiento, Darcy
$K_c$	Conductividad térmica del cemento, BTU/hr-pie-°F
$K_f$	Conductividad térmica del fluido en el espacio anular, BTU/hr-pie-°F
$K_i$	Conductividad térmica de la formación $i$ , BTU/hr-pie-°F
$K_o, K_w$	Permeabilidad efectiva del aceite y del agua respectivamente, Darcy
$K_p$	Conductividad térmica del acero, BTU/hr-pie-°F
$K_r$	Conductividad térmica del yacimiento, BTU/pie-día-°F
$K_{ro}$	Permeabilidad relativa del aceite
$K_{roiw}$	Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua connata
$K_{rw}$	Permeabilidad relativa del agua
$K_{rwro}$	Permeabilidad relativa del agua a la saturación residual de aceite
$K_t$	Conductividad térmica de la tierra, BTU/hr-pie-°F

$L_a$	Calor latente de vaporización a $T_{avg}$ , BTU/lb
$L_s$	Calor latente de vaporización a $T_s$ , BTU/lb
$L_v$	Calor latente de vaporización a $T_b$ , BTU/lb
$M_s$	Masa de vapor inyectada durante un ciclo, lb
$n$	Número de intervalos de tiempo
$N_P$	Producción acumulada de aceite, Bbl
$N_s$	Número de arenas productoras
$P_e$	Presión estática del yacimiento, psi
$P_r$	Presión original del yacimiento, psi
$P_s$	Presión de inyección del vapor, psia
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo, psi
$P_{wv}$	Presión del vapor de agua a $T_{avg}$
$PM$	Peso molecular, lb/mol
$q_{oh}^n$	Tasa de aceite durante la etapa de producción, Bbl/día
$q_w$	Tasa de agua, Bbl/día
$q_{oh}^{n-1}$	Tasa de aceite durante la etapa de producción en el paso anterior, Bbl/día
$q_w^n$	Tasa de agua en el paso actual de tiempo, Bbl/día
$Q_1$	Tasa de entrada de calor en la cabeza del pozo, BTU/hr
$Q_2$	Tasa de calor que llega al fondo del pozo, BTU/hr
$r_{ae}$	Radio exterior del aislante, pie
$r_{ce}$	Radio externo del cemento, pie
$r_e$	Radio efectivo de drenaje, pie
$r_h$	Radio de la zona calentada, pie
$r_{pe}$	Radio exterior de la tubería de producción, pie
$r_{pi}$	Radio interior de la tubería de producción, pie
$r_{re}$	Radio exterior del revestimiento, pie
$r_{ri}$	Radio interior del revestimiento, pie
$r_w$	Radio del pozo, pie
$r'_w$	Radio efectivo del pozo, pie

$R_g$	Relación gas-aceite producido, scf/Bbl a condiciones de tanque
$R_w$	WOR del proceso durante la estimulación para el modelo estratificado, Bbl/STB,
$R_{wo}$	WOR antes de la estimulación para el modelo estratificado
$R_{ww}$	Relación agua producida proveniente del vapor condensado/ barriles de aceite producido para el modelo estratificado, $Bbl_{\text{vapor de agua}}/Bbl_{\text{aceite}}$
$S$	Daño
$S_o$	Saturación de aceite
$S_{oi}$	Saturación inicial de aceite
$S_{ors}$	Saturación residual del aceite al vapor
$S_{orw}$	Saturación residual de aceite al agua
$S_{owell}$	Saturación inicial de aceite en la cara del pozo
$S_w$	Saturación de agua
$S_{wam}$	Saturación promedio de agua
$S_{wc}$	Saturación crítica de agua
$S_{wi}$	Saturación inicial de agua
$t$	Tiempo, días
$t_{inj}$	Tiempo de inyección, días
$t_{tot}$	Tiempo de inyección más tiempo de remojo, días
$t_{soak}$	Tiempo de remojo, días
$T_{ae}$	Temperatura de la cara externa del aislante, R
$T_{amb}$	Temperatura del ambiente, °F
$T_{avg}$	Temperatura promedio del yacimiento durante el período de producción, °F
$T_b$	Temperatura de ebullición, K
$T_{ce}$	Temperatura exterior del cemento, °F
$T_{pe}$	Temperatura de la cara interna de la tubería de producción
$T_{pi}$	Temperatura de la cara interna de la tubería de producción
$T_{prom}$	Temperatura promedio en el anular
$T_r$	Temperatura original del yacimiento, °F

$T_{re}$	Temperatura de la cara externa del revestimiento R
$T_{ri}$	Temperatura de la cara interna del revestimiento, R
$T_s$	Temperatura de saturación del vapor a la presión de inyección, °F
$T_t$	Temperatura de la tierra, °F
$U$	Coeficiente de transferencia de calor total en BTU/hr-pie <sup>2</sup> -°F
$\bar{v}_r$	Coeficiente unitario de pérdidas de calor por conducción en la dirección radial para el modelo estratificado, adimensional
$\bar{v}_z$	Coeficiente unitario de pérdidas de calor por conducción en la dirección vertical para el modelo estratificado, adimensional
$V$	Volumen específico en pie <sup>3</sup> /lb
WIP	Agua inyectada como barriles de condensado, Bbl
$W_p$	Producción acumulada de agua, Bbl
$X$	Calidad del vapor, fracción
$X_c$	Calidad del vapor en la cabeza del pozo, fracción
$X_i$	Calidad del vapor a la entrada de la formación, fracción
$Y$	Espesor hipotético, pies
$z_a, z_b$	Exponentes empíricos de las curvas de permeabilidades relativas del modelo de Hirasaki
$Z$	Profundidad del yacimiento medida desde la superficie hasta el tope de la formación productora, pies

### **Símbolos griegos**

$\alpha$	Difusividad térmica del yacimiento, pie <sup>2</sup> /hr
$\Delta h$	Diferencia entre el espesor de la formación y el espesor de la zona de vapor, ft
$\Delta P$	Diferencial de presiones, psi
$\Delta R_w$	Incremento del WOR después de la inyección
$\Delta S_{\text{owell}}$	Saturación de aceite móvil cerca a la cara del pozo

$\Delta t$	Tamaño del paso de tiempo, días
$\Delta Q$	Tasa de calor perdido entre la cabeza y el fondo del pozo, BTU/hr
$\delta$	Factor de corrección que tiene en cuenta la energía (calor) removida por los fluidos producidos (aceite, agua y gas), adimensional
$\epsilon_s$	Función vapor
$\phi$	Porosidad, fracción
$\gamma_o$	Gravedad específica del aceite
$\gamma_w$	Gravedad específica del agua = 1.0
$\mu_{oc}$	Viscosidad del aceite antes de la estimulación, cP
$\mu_{oh}$	Viscosidad del aceite caliente, cP
$\mu_w$	Viscosidad del agua, cP
$\mu_f$	Viscosidad del fluido en el espacio anular, lb/pie-hr = 2.42*cP
$\mu_g$	Viscosidad del gas, cP
$(\rho C)_o$	Capacidad calorífica volumétrica del aceite, BTU/pie <sup>3</sup> -°F
$(\rho C)_w$	Capacidad calorífica volumétrica del agua, BTU/pie <sup>3</sup> -°F
$(\rho C)_g$	Capacidad calorífica volumétrica del gas, BTU/pie <sup>3</sup> -°F
$(\rho C)_r$	Capacidad calorífica volumétrica del yacimiento, BTU/pie <sup>3</sup> -°F
$\rho_o$	Densidad del aceite, lb/pie <sup>3</sup>
$\rho_w$	Densidad del agua, lb/pie <sup>3</sup>
$\rho_f$	Densidad del fluido en el espacio anular, lb/pie <sup>3</sup>
$\tau$	Tiempo adimensional
$\theta_r$	Tiempo adimensional para hallar $\bar{V}_r$

### Superíndice

n	Condición al inicio del intervalo de tiempo
n-1	Condición al intervalo de tiempo inmediatamente anterior

## Subíndices

avg	Condición de temperatura promedio
h	Condición de la zona calentada
o	Fase aceite
r	Dirección radial
w	Fase agua
z	Dirección vertical

## BIBLIOGRAFÍA

BOBERG, T.C. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 1966. vol. 18, no. 12, p. 1613-1623

BOBERG, T.C. Thermal Methods of Oil Recovery. Canadá: John Wiley & Sons, 1988..

BOTÓN GARCÍA, Liliana y PACHECO GÓMEZ, Erika Andrea. Simulación Numérica de la Influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2007.

CHAPRA, Steven y CANALE, Raymond. Numerical Methods for Engineers. [s.l.]: The McGraw Hill, 2001.

CLOSSMANN, P.J.; RATLIFF, N.W. y TRUITT, N.E. A Steam Soak Model for Depletion Type Reservoirs. En: Journal of Petroleum Technology. Junio, 1970. vol. 22, no. 6, p. 757-770.

DAVIDSON, L.B.; MILLER, F.G. y MUELLER, T.D. A Mathematical Model of Reservoir Response During the Cyclic Injection of Steam. En: SPE Journal. Junio, 1967. vol. 7, no. 2, p.174-188.

DIETRICH, J.K. Relative Permeability During Cyclic Steam stimulation of Heavy Oil Reservoirs. En: Journal of Petroleum Technology. Octubre, 1981. vol. 33, no. 10, p. 1987-1989.

FAROUQ, ALI. Oil Recovery by Steam Injection. Bradford, Pensilvania: Producers Publishing Company, 1970

FAROUQ ALI, S.M., JONES, J.A., y MELDAU, R.F. Practical Heavy Oil Recovery. [s.l.]: [s.n.], 1997.

FAROUQ, Ali. Steam Injection Theories – A unified Approach. En: SPE California Regional Meeting (24-26, Marzo: San Francisco, California). California: SPE Journal, 1982. p. 1-12.

FINOL, A. Notas sobre Recuperación Térmica". Maracaibo: [s.l.], 1978

FRIZELL, D.F. Analysis of 15 Years of Thermal Laboratory Data: Relative Permeability and Saturation Endpoint Correlatios for Heavy Oils. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (23-26, Septiembre: New Orleans, Louisiana). New Orleans: SPE Journal, 1990. p. 1-9

GARCÍA, Yolet Andrea y ZAFRA, Tatiana Yiceth. Factibilidad de Implementar un Proceso de inyección Cíclica de Vapor en un Campo Colombiano Mediante Simulación Numérica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2010.

GÓMEZ PRADA, L.G. Recuperación mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor. Bucaramanga: [s.n.], 1989.

GONTIJO, J. E. y AZIZ, K. A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure Depleted Reservoirs. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (16-19, Septiembre: Houston, Texas). Houston: SPE Journal, 1984. p. 1-12.

GÓNZÁLEZ ROA, Deisy. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor Mediante Analogías. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2005

GOZDE, S.; CHHINA, H.S. y BEST, D.A. An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs. En: SPE California Regional Meeting (5-7, Abril: Bakersfield, California). California: SPE Journal, 1989. p. 1-17.

GREEN, Don y WILLHITE, Paul. "Enhanced Oil Recovery". Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998.

HAAN, H.J. y VAN LOOKEREN, J. Early Results of the First Large Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. En: Journal of Petroleum Technology. Enero, 1969. vol. 21, no. 1, p. 101-110.

HIRASAKI, George. Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Process. En: SPE Journal. Febrero, 1973. vol 15, no 1, p 39-49.

HONG, K.C. Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery. Oklahoma: PennWell Books, 1994.

JONES, Jeff. Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oil, Pressure Depleted, Gravity Drainage Reservoirs. En: SPE California Regional Meeting (13-15, Abril: Bakersfield, California). California: SPE Journal, 1977. p. 1-16.

KUO, C.H.; SHAIN, S.A. y PHOCAS, D.M. A Gravity Drainage Model for the Steam Soak Process. En: SPE Journal. Junio, 1970. vol 10, no. 2, p. 119-126.

MARTIN, John C. A Theoretical Analysis of Steam Stimulation. En: Journal of Petroleum Technology. Marzo, 1967. vol. 19, no. 3, p.411-418.

MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Desarrollo y Ajuste de un Modelo Analítico de Estimulación con Vapor. Trabajo de grado Magister en Ingeniería de

Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2003.

PACHECO, E.F. y FAROUQ ALI. Wellbore Heat Losses and Pressure Drop in Steam Injection. En: Journal of Petroleum Technology. Febrero 1972. vol 24, no 2, p 139-144.

PACHÓN, Juan Carlos y RUEDA, Mario Eduardo. Herramienta Software para Evaluar procesos de Inyección Cíclica de Vapor. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2002.

PAYNE, R.W. y ZAMBRANO, Gabaniel. Cyclic Steam Injection in the Quiriquire Field of Venezuela. En: Conference on Production Research and Engineering (3-4, Mayo: Tulsa, Oklahoma). Tulsa: SPE Journal, 1965.

RAMEY, H.J. Fundamentals of Thermal Oil Recovery. Dallas: The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965

RAMEY H.J. Jr. Wellbore Heat Transmission. En: Journal of Petroleum Technology. Abril, 1962. vol 14, no 4, p 427-435.

RAMOS GUERRA, Daniel Alejandro. Análisis de Sensibilidad de los Parámetros que Afectan el Proceso de Inyección Alternda de Vapor en Pozos Horizontales Considerando un Ciclo de Inyección. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2003.

RODRIGUEZ, Edwin, *et al.* Numerical Simulation for Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field. En: CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2008. vol. 3, no. 4, p. 107-128.

SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook-Principles and Practices". Oklahoma: BDM Petroleum Technologies,1999.

SATTER, Abdus. Heat Losses During Flow of Steam Down a Wellbore. En: Journal of Petroleum Technology. Julio, 1965. vol. 17, no. 7, p. 845-851.

SEBA, R.D. y PERRY, G.E. A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs.En: Journal of Petroleum Technology. Enero, 1969. vol 21, no. 1, p. 87-94

SYLVESTER N.B. y CHEN H.L. An Improved Cyclic Steam Stimulation Model for Pressure Depleted Reservoirs. En: SPE California Regional Meeting (23-25, Marzo: Long Beach, California). California: SPE Journal, 1988.

VINSOME, P.K.W. y WESTERVELD, J. A Simple Method for Predicting Cap and Base Rock Heat Losses in Thermal Reservoir simulators. En: Journal of Canadian Petroleum Group. Julio-Septiembre, 1980. vol. 19, no. 3, p. 87-90.

WILLHITE, G.P. Over all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells. En: Journal of Petroleum Technology. Mayo, 1967. vol. 19, no. 5, 607 p

## **ANEXO A. REVISIÓN DE LOS PRINCIPALES MODELOS ANALÍTICOS PROPUESTOS POR LA LITERATURA, PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS SOMETIDOS AL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

Existen varias herramientas disponibles para la ingeniería, a la hora de predecir la respuesta de un yacimiento ante la implementación de un proceso térmico como la estimulación cíclica con vapor. Entre éstas se cuentan los simuladores térmicos, los modelos analíticos y correlaciones empíricas sencillas.

Para los simuladores y los modelos ha sido muy difícil ajustar la respuesta incremental de los fluidos producidos por el pozo estimulado, ya que existe una cantidad extensa de fenómenos y cambios instantáneos a los que es sometido un yacimiento durante la estimulación con vapor, tales como: cambios abruptos de presión, temperatura, esfuerzos en la matriz de la roca, saturación de fluidos, relación de movilidades, subsidencia en zonas cercanas a la cara del pozo, cambios inesperados en las direcciones de flujo, expansión de los fluidos y la roca, cambios en la mojabilidad y la tensión interfacial de la roca que traen como consecuencia variaciones en las curvas de permeabilidades relativas, entre otras.

- Simuladores térmicos: se piensa casi siempre que los simuladores numéricos permiten obtener las respuestas más acertadas en predicción, esto no siempre es correcto, ya que el grado de sofisticación de los modelos térmicos, los hace sumamente sensibles a los datos de entrada, tales como propiedades de la roca, propiedades de los fluidos y datos geológicos. Gran parte de este tipo de información es a menudo desconocida o simplemente no se ha ingresado dentro de los simuladores de forma completa, por lo que debe ser estimada de acuerdo a la experiencia de campo o por analogías con yacimientos similares, razón por la cual, el ajuste histórico de producción de pozos estimulados térmicamente, es complejo. Otra causa por la que el ajuste es difícil, radica en

el desconocimiento del mecanismo de producción imperante, el cual es característico en cada yacimiento.<sup>26</sup>

- Correlaciones empíricas: el uso de este tipo de métodos puede resultar extremadamente útil a la hora de correlacionar datos entre pozos o predecir comportamientos en pozos nuevos de un mismo yacimiento o de campos similares. Sin embargo, la aplicación de tales correlaciones en situaciones que difieren con las que originalmente fueron creadas, pueden llevar a grandes errores.
- Modelos analíticos: si bien es cierto que no existe un modelo analítico que trabaje en cualquier tipo de yacimiento, la incorporación continua de nuevas ecuaciones que tienen en cuenta la diversidad de fenómenos ocurridos a nivel de yacimiento y las variables más importantes que intervienen en este tipo de procesos, constituye a los modelos en una alternativa sencilla, práctica y fácil a la hora de predecir de forma preliminar comportamientos de pozos estimulados térmicamente.

A continuación, la tabla A.1 muestra los principales modelos analíticos propuestos por la literatura en el período comprendido, entre los años finales de las décadas de los sesenta y los ochenta. La tabla resume de manera práctica las principales características de los modelos relacionados y hace una breve descripción de sus aportes y funcionamiento.

---

<sup>26</sup> MUÑOZ NAVARRO. Op. Cit., p. 30-33.

**Tabla A1.** Principales modelos analíticos para la inyección cíclica de vapor

Modelo	Mecanismo de empuje	Geometría de la zona calentada	Temperatura promedio	Aportes
Boberg →(1966)	Presión	Cilíndrica-Espesores pequeños	Decreciente	.Derivó un método para predecir la historia de temperatura de un pozo estimulado térmicamente. Sin embargo, el método utilizado para predecir la producción de fluidos está limitado a yacimientos con aceites no tan pesados y con alta productividad primaria. El procedimiento de cálculo se hace por intervalos de tiempo, en donde se contabiliza el calor perdido por los fluidos producidos y el calor remanente de ciclos anteriores. Supone que existe producción de aceite antes de la estimulación.
Martin <sup>27</sup> →(1967)	Presión	Cilíndrica-Espesores constantes	Decreciente	Los efectos de la gravedad y la capilaridad sobre las arenas, así como los efectos de la producción de gas son despreciados. Los tiempos de inyección y remojo se asumen cortos, comparados con el de producción. La temperatura inicial se asume como uniforme, por lo que el método solo aplica para el primer ciclo de estimulación. La relación agua-aceite durante la producción es asumida constante.

<sup>27</sup> MARTIN, John C. A Theoretical Analysis of Steam Stimulation. En: Journal of Petroleum Technology. Marzo, 1967. vol. 19, no. 3, p.411-418.

**Tabla A1.** (Continuación)

Modelo	Mecanismo de empuje	Geometría de la zona calentada	Temperatura promedio	Aportes
Davidson <sup>28</sup> , Miller y Mueller→(1967)	Expansión del gas en una región anular localizada inicialmente en los límites entre la zona caliente y fría del yacimiento. Esta zona se forma y crece por la diferencia entre la rapidez y la declinación gradual de las tasas de flujo de la región caliente y las tasas de flujo asumidas como bajas y constantes de la región fría.	Cilíndrica	Decreciente	El modelo asume: antes de la inyección el yacimiento está bajo condiciones de estado estable, durante la estimulación el movimiento de fluidos se da en una sola dimensión, pero el flujo de calor lo hace en dos, los efectos capilares y gravitacionales son despreciados. El modelo solo aplica para un ciclo de estimulación.
Seba-Perry→(1969)	Drenaje gravitacional	Cilíndrica-Espesores grandes	Constante	La temperatura de la zona caliente es constante e igual a la temperatura de la inyección de vapor. El cálculo de la tasa de aceite es combinado: supone flujo de un yacimiento infinito en la zona calentada y flujo de un yacimiento con límite exterior en la zona fría.
Haan y Van Lookeren→(1969)	Compactación	Cilíndrica, espesores pequeños	Decreciente	Toma en cuenta los efectos de la presión durante la estimulación. La tasa de producción es calculada como una función de la producción acumulada. Este modelo considera que debido a la baja densidad del vapor, actúa como una fractura de alta permeabilidad en la parte superior de la arena. Solo aplica un ciclo.

<sup>28</sup> DAVIDSON, L.B.; MILLER, F.G. y MUELLER, T.D. A Mathematical Model of Reservoir Response During the Cyclic Injection of Steam. En: SPE Journal. Junio, 1967. vol. 7, no. 2, p.174-188.

**Tabla A1.** (Continuación)

Modelo	Mecanismo de empuje	Geometría de la zona calentada	Temperatura promedio	Aportes
Kuo, Shain y Phocas→(1970)	Drenaje gravitacional	Cilíndrica, espesores grandes	Decreciente	La temperatura de la zona calentada, el balance de calor inyectado y el calor cedido, se calculan mediante un procedimiento iterativo. El cálculo de las tasas de producción se hace mediante sistemas de ecuaciones simultáneas.
Clossman, Ratliff y Truitt <sup>29</sup> →(1970)	Empuje por gas en solución	Cilíndrica	Decreciente	El drenaje por gravedad es despreciado, aplica solo para un ciclo y puede ser usado con crudos pesados y livianos.
Jones→(1977)	Drenaje gravitacional	Cilíndrica-Espesores grandes	Decreciente	Modifica el modelo propuesto por Boberg y desarrolla uno para yacimientos depletados, que aplica para más de un ciclo. Las modificaciones incluyen el cálculo del calor remanente de ciclos previos y las pérdidas de calor en la cara del pozo durante la inyección. Asume que la saturación de agua varía linealmente entre los valores $1-S_{orw}$ y $S_{wi}$ durante el período de producción.
Gontijo y Azis→(1985)	Drenaje gravitacional	Cónica, espesores grandes	Decreciente	Tiene en cuenta las teorías de drenaje gravitacional asistido por vapor, desarrolladas por Butler, aplicándolas a la inyección cíclica con vapor en un pozo vertical.

<sup>29</sup> CLOSSMANN, P.J.; RATLIFF, N.W. y TRUITT, N.E. A Steam Soak Model for Depletion Type Reservoirs. En: Journal of Petroleum Technology. Junio, 1970. vol. 22, no. 6, p. 757-770.

**Tabla A1.** (Continuación)

Modelo	Mecanismo de empuje	Geometría de la zona calentada	Temperatura promedio	Aportes
Sylvester-Chen→(1988)	Drenaje gravitacional	Cilíndrica, espesores grandes	Decreciente	El modelo dentro de la expresión que evalúa el radio de calentamiento, incluye las pérdidas de calor durante la inyección y el calor remanente de ciclos previos. Solo requiere un parámetro ajustable, mejorando de esta forma el rango de aplicabilidad del modelo.
Gozde y Chhina→(1989)	Drenaje gravitacional	Cónica, espesores grandes	Decreciente	Este modelo se constituye en una modificación al propuesto por Gontijo. Evalúa pérdidas de calor en la etapa de remojo, calcula la energía remanente de ciclos anteriores y la tiene en cuenta en el cálculo del radio calentado. Únicamente requiere de dos parámetros ajustables y también aplica la teoría de SAGD. El submodelo de intrusión propuesto es dimensionalmente inconsistente.

**Fuente:** MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Desarrollo y Ajuste de un Modelo Analítico de Estimulación con Vapor. Trabajo de grado Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Petróleos, 2003. 17 p. Modificado por el autor

## ANEXO B. FUNCIÓN COMPLEMENTARIA DE ERROR

Tal como se indicó en párrafos previos, la función error es el resultado de resolver, mediante el desarrollo en serie, una integral exponencial. El resultado es equivalente al que se obtiene al resolver la función exponencial  $e^{(-x)}$ , que resulta de resolver la ecuación de difusión aplicada al flujo de fluidos a través de un medio poroso. Del tal forma que la función error o su complementaria se encuentran en tablas similares a las logarítmicas. Para facilitar los cálculos en problemas de inyección de vapor, se tienen tablas como la mostrada a continuación, tabla B.1, en la cual se pueden obtener de forma directa los grupos:

$$f(X_1) = e^{X^2} \operatorname{erfc}(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \quad f(X_2) = e^{X^2} \operatorname{erfc}(X)$$

**Tabla B1.** Valores de la función complementaria de error

X	f(X <sub>2</sub> )	f(X <sub>1</sub> )	X	f(X <sub>2</sub> )	f(X <sub>1</sub> )
0.00	1.00000	0.00000	0.50	0.61569	0.17988
.02	.97783	.00039	.52	.60588	.19324
.04	.95642	.00155	.54	.59574	.20507
.06	.93574	.00344	.56	.58618	.21807
.08	.91576	.00603	.58	.57687	.23133
0.10	0.89646	0.00929	0.60	0.56780	0.24483
.12	.87779	.01320	.62	.55898	.25858
.14	.85974	.01771	.64	.55039	.27256
.16	.84228	.02282	.66	.54203	.28676
.18	.82538	.02849	.68	.53387	.30117
0.20	0.80902	0.03470	0.70	0.52593	0.31580
.22	.79318	.04142	.72	.51819	.33062
.24	.77784	.04865	.74	.51064	.34564
.26	.76297	.05635	.76	.50328	.36085
.28	.74857	.06451	.78	.49610	.37624
0.30	0.73460	0.07311	0.80	0.48910	0.39180
.32	.72106	.08214	.82	.48227	.40754
.34	.70792	.09157	.84	.47560	.42344
.36	.69517	.10139	.86	.46909	.43950
.38	.68280	.11158	.88	.46274	.45571
0.40	0.67079	0.12214	0.90	0.45653	.47207
.42	.65912	.13304	.92	.45047	.48858
.44	.64779	.14428	.94	.44456	.50523
.46	.63679	.15584	.96	.43876	.52201
.48	.62609	.16771	.98	.43311	-----

**Tabla B1.** (Continuación)

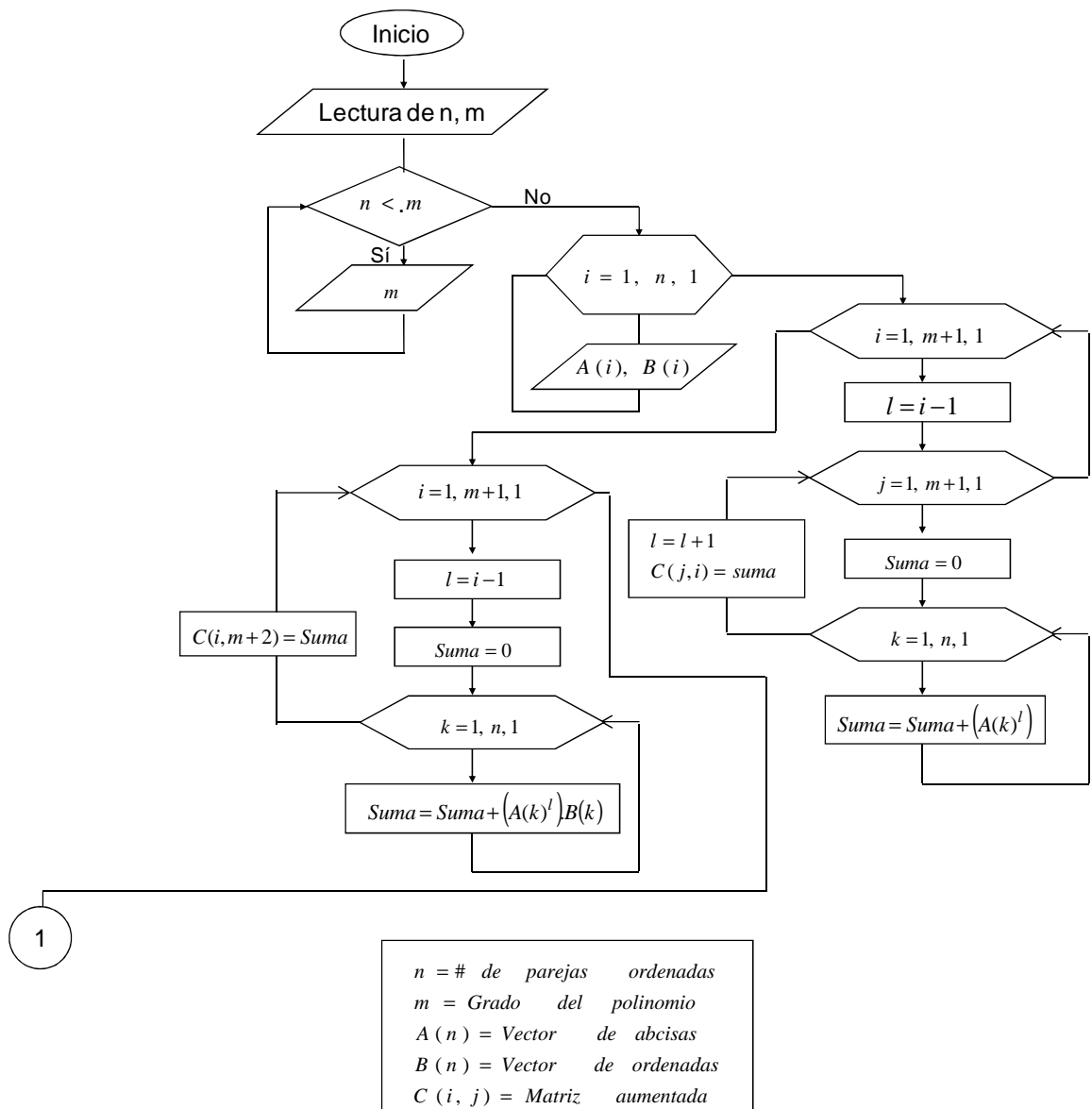
X	f(X <sub>2</sub> )	f(X <sub>1</sub> )	X	f(X <sub>2</sub> )	f(X <sub>1</sub> )
1.00	0.42758	0.55596	3.50	0.15529	3.10462
.05	.4143	.59910	.60	.15127	.21343
.10	.40173	.64295	.70	.14743	.32244
.15	.39983	.68746	.80	.14379	.43163
.20	.37854	.73259	.90	.14031	.54099
1.25	0.36782	0.77830	4.00	0.13700	3.65052
.30	.35764	.82454	.10	.13383	.76019
.35	.34796	.87127	.20	.13081	.87000
.40	.33874	.91847	.30	.12791	3.97994
.45	.32996	.96611	.40	.12514	4.09001
1.50	0.32159	1.01415	4.50	.0.12248	4.20019
.55	.31359	.06258	.60	.11994	.31048
.60	.30595	.11136	.70	.11749	.42087
.65	.29865	.16048	.80	.11514	.53136
.70	.29166	.20991	.90	.11288	.04194
1.75	0.28497	1.25964	5.00	0.11070	4.75200
.80	.27856	.30964	.20	.10659	4.97417
.85	.27241	.35991	.40	.10277	5.19602
.90	.26651	.41043	.60	.09921	.41814
.95	.26084	.46118	.80	.09558	.64049
2.00	0.25540	1.51215	6.00	0.09278	5.86305
.05	.25016	.56334	.20	.08986	6.08581
.10	.24512	.61472	.40	.08712	.30874
.15	.24027	.66628	.60	.08453	.53184
.20	.23559	.71803	.80	.08210	.75508
2.25	0.231091	1.76994	7.00	0.07980	6.97845
.30	.22674	.82201	.20	.07762	7.20195
.35	.22255	.87424	.40	.07556	.42557
.40	.21850	.92661	.60	.07361	.64929
.45	.21459	.97912	.80	.07175	7.87311
2.50	0.21081	2.03175	8.00	0.06999	8.09702
.60	.20361	.13740	.20	.06830	.32101
.70	.19687	.24350	.40	.06670	.54508
.80	.19055	.35001	.60	.06517	.76923
.90	.18460	.45690	.80	.06371	8.99344
3.00	0.17900	2.56414	9.00	0.06231	9.21772
.10	.17372	.67169	.20	.06097	.44206
.20	.16873	.77954	.40	.05969	.66645
.30	.16401	.88766	.60	.05846	9.89000
.40	.15954	.99602	.80	.05727	10.11539

**Fuente:** GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Bucaramanga: [s.n.], 1989. p. 156-157. Modificado por el autor.

## ANEXO C. TRATAMIENTO DE INFORMACIÓN POR MÍNIMOS CUADRADOS

El diagrama de flujo general del método de los mínimos cuadrados resuelto por Gauss con pivoteo, programado dentro del software es mostrado en la gráfica C1.

**Figura C1.** Subrutina para la aplicación del método de regresión por mínimos cuadrados, solucionado mediante el método de Gauss con pivoteo, a un sistema de datos.





## ANEXO D. MANUAL DEL USUARIO

### MANUAL DEL USUARIO

Antes de iniciar con la descripción del manual del usuario, debe aclararse que la herramienta software creada se constituye en un modulo anexado al software Steam, desarrollado al interior del grupo de Investigación de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander. Por ello se hace necesario hacer una pequeña introducción al Steam.

#### 1. INTRODUCCIÓN



El software Steam es una herramienta computacional desarrollada para evaluar procesos de inyección de vapor cíclica e inyección de vapor continua. La herramienta cuenta con tres módulos principales de trabajo: módulo de predicción, módulo de análisis económico y un módulo de riesgo e incertidumbre. La herramienta desarrollada dentro de la presente monografía fue anexada al modulo de predicción.

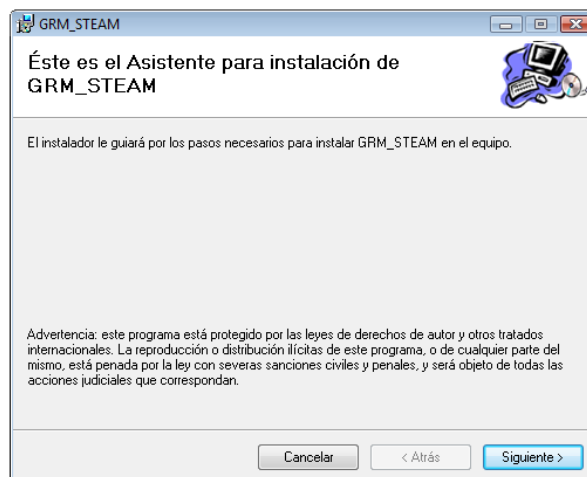
## 2. MANUAL DE INSTALACIÓN STEAM 1.0

### 2.1 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA

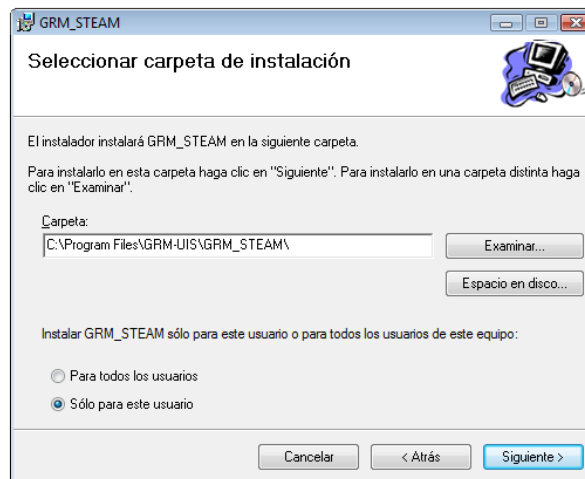
- Microsoft Installer 3.0.
- Microsoft .Net Framework 2.0.
- Windows XP, Windows vista
- Memoria de 256 MB o superior
- Procesador de 1 GHz o superior
- Espacio disponible en disco, 30 MB
- Unidad de CD.ROOM

### 2.2 MODO DE INSTALACIÓN DEL STEAM

Antes de instalar STEAM, previamente el sistema debe tener instalado Microsoft Installer 3.0 o superior y Microsoft. Net Framework 2.0. Luego de ésto, del CD de instalación se debe ejecutar el archivo setup.exe y de inmediato se iniciará el asistente como se muestra en la siguiente figura.



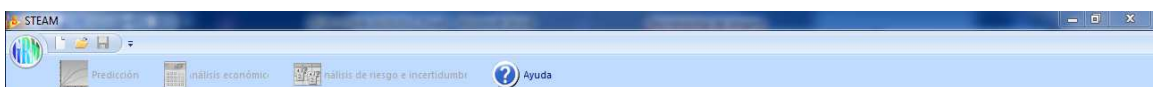
El asistente le permitirá cambiar la dirección de instalación y especificar si el programa estará disponible para otros usuarios, como se muestra en la figura siguiente.



Se puede ingresar a la aplicación por Inicio > Todos los programas > STEAM o a través del acceso directo que se crea en el escritorio.

### 3. MODULO DE PREDICCIÓN

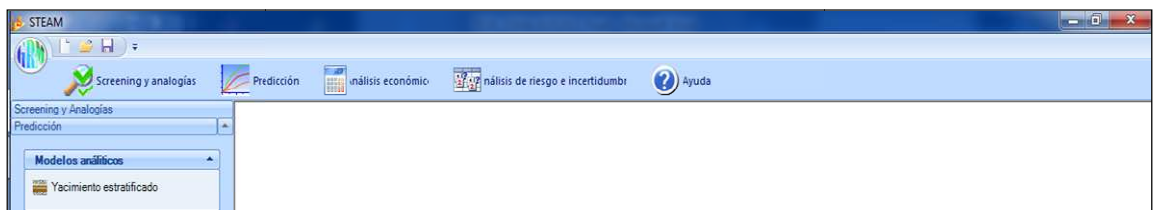
Una vez instalado el software, tal como se mencionó al inicio, éste cuenta con tres módulos principales, para acceder a cada uno de ellos se debe ir a la barra de menús e iniciar un nuevo proyecto



Cuando se inicie el nuevo proyecto, el software le preguntará al usuario sobre el tipo de proyecto: cíclica o continua, para el caso de la monografía, inyección cíclica es el escogido



Una vez creado el proyecto, los tres módulos quedan activados

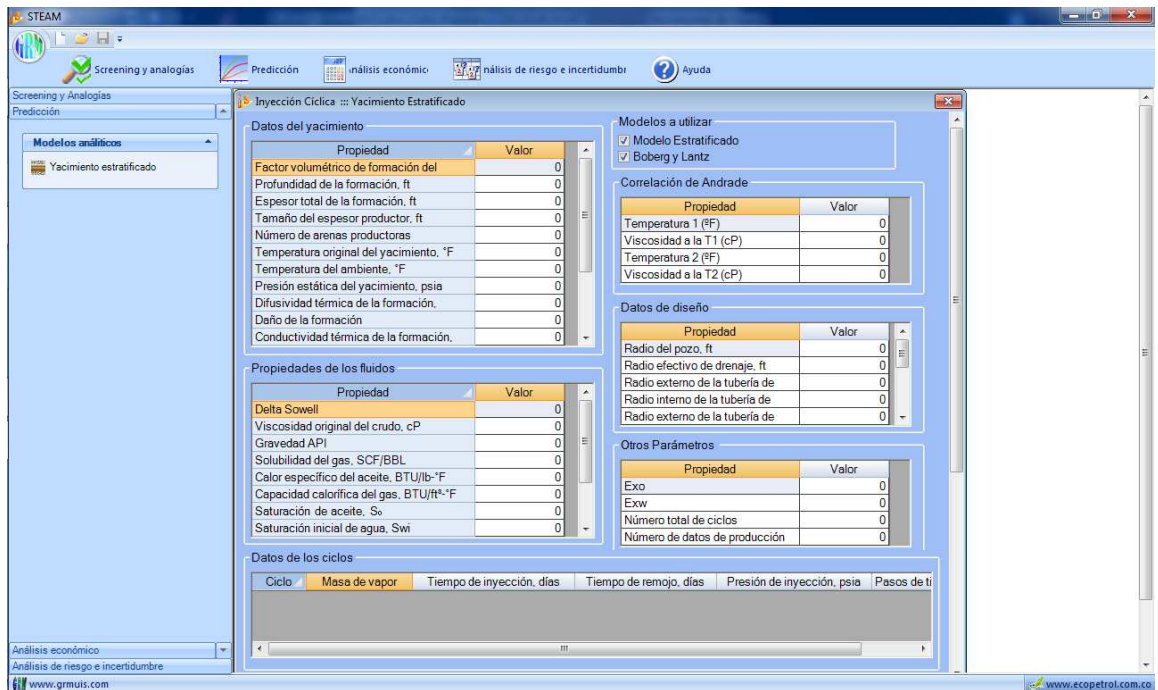



Para acceder al modelo planteado y al modelo base, se ingresa a predicción > yacimiento estratificado.

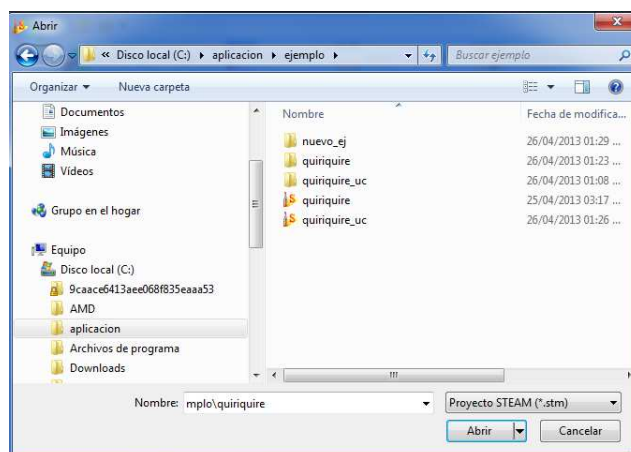


De esta forma un nuevo proyecto de tipo predicción para inyección cíclica de vapor en un yacimiento estratificado, puede ser iniciado.

Para acceder a los formularios de entrada con los cuales se ejecutan los modelos, simplemente se selecciona “Yacimiento estratificado” tal como se muestra en la siguiente figura, de esta forma se desplegarán listos para ser cargados con datos del yacimiento al cual se le quiere hacer la aplicación.



El usuario puede escoger si quiere ejecutar al unísono los modelos o cada uno por separado, activando las casillas de verificación dispuestas en la parte superior de los formularios de entrada. Si quisiera trabajar sobre un ejemplo ya existente, únicamente debe ubicarse en la barra principal y acceder a icono abrir  > dirigirse a la carpeta que contiene los archivos del programa Steam (Disco local (C:)) > ubicarse en la carpeta “Aplicación” > buscar y abrir el archivo en cuestión.



### 3.1 FORMULARIOS DE DATOS.

Existen siete formularios de datos de entrada que el usuario debe cargar con datos del yacimiento para la ejecución de los dos modelos. Cada uno de los datos necesarios ya fueron discutidos previamente en las tablas ocho y nueve del capítulo tres. La cifra decimal se marca con punto (.).

#### a) Datos del yacimiento

Propiedad	Valor
Profundidad de la formación, ft	4050
Espesor total de la formación, ft	470
Tamaño del espesor productor, ft	183
Número de arenas productoras	16
Temperatura original del yacimiento, °F	120
Temperatura del ambiente, °F	80
Presión estática del yacimiento, psia	490
Difusividad térmica de la formación,	0,631
Daño de la formación	5,1
Conductividad térmica de la formación,	24
Porosidad del yacimiento	0,2

#### b) Propiedades de los fluidos

Propiedad	Valor
Delta Sowell	0,001
Viscosidad original del crudo, cP	133
Gravedad API	14,5
Solubilidad del gas, SCF/BBL	985
Calor específico del aceite, BTU/lb-°F	0,469
Capacidad calorífica del gas, BTU/ft <sup>3</sup> -°F	0,02
Saturación de aceite, S <sub>o</sub>	0,65
Saturación inicial de agua, S <sub>wi</sub>	0,35

**c) Datos para la correlación de Andrade**

Propiedad	Valor
Temperatura 1 (°F)	120
Viscosidad a la T1 (cP)	133
Temperatura 2 (°F)	260
Viscosidad a la T2 (cP)	13.3

**d) Datos de diseño**

Propiedad	Valor
Radio externo de la tubería de	0,1458
Radio interno de la tubería de	0,1246
Radio externo de la tubería de	0,2917
Radio interno de la tubería de	0,2615
Calidad de vapor en la cabeza	0,9

**e) Otros parámetros**

Propiedad	Valor
Exo	0,3
Exw	0,4
Número total de ciclos	2
Número de datos de producción	5

**f) Datos operacionales para cada ciclo**

Ciclo	Masa de vapor	Tiempo de inyección, días	Tiempo de remojo, días	Presión de inyección, psia	Pasos de ti
1	18130000	44	2	770	
2	19200000	49	6	800	

Al ingresar el número total de pasos de tiempo el software genera el mismo número de filas en el siguiente formulario, en el cual se deben relacionar detalladamente cada uno de los mismos.

**g) Pasos de tiempo y datos reales de producción**

Pasos de tiempo		Datos Reales					
Paso	Días	qo [Bbl/día]	Np [Bbl]	T [°F]	qw [Bbl]	Wp [Bbl]	
1	6	71.43	71.43	0	260.5	448.75	0
2	8	87.69	142.86		270.22	507.8	897.49
3	10	129.01	318.25		289.75	497.53	1913.08
4	20	281.89	1608.3		291.3	586.99	6888.42
5	30	317.35	4494.85		273.26	551.51	12758.3
6	40	330.94	7592.21		253.24	546.98	18273.42
7	60	333.86	14210.99		248.52	426.17	29213.04
8	80	184.26	20888.18		208.5	282.64	37736.43
9	100	199.46	24573.28		188.07	277.58	43389.16
10	120	87.32	28562.5		148.06	146.42	48940.68
11	140	144.34	30308.92		164.89	202.31	51869.17
12	160	143.63	33195.78		144.47	198.03	55915.33
13	180	75.62	36068.36		143.65	111.12	59876.02

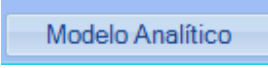
Modelo Analítico      Aceptar      Cancelar

Este formulario permite ingresar los pasos de tiempo para cada ciclo de estimulación, a su vez, dado el caso que el proyecto sea la reproducción de la respuesta de un yacimiento que haya sido sometido a la estimulación, permite ingresar datos del comportamiento real de producción mostrado durante la estimulación; estos datos posteriormente serán cargados a las gráficas de resultados y de esta forma se podrán comparar los resultados arrojados por los modelos con los reales del campo.

Para el anterior caso, donde existe una forma de comparar resultados con los reales, es obvio que los pasos de tiempo ingresados deben ser iguales a los tiempos sobre los cuales se reportan los datos del campo.

### 3.2 DATOS DE PRODUCCIÓN DE FRIO.

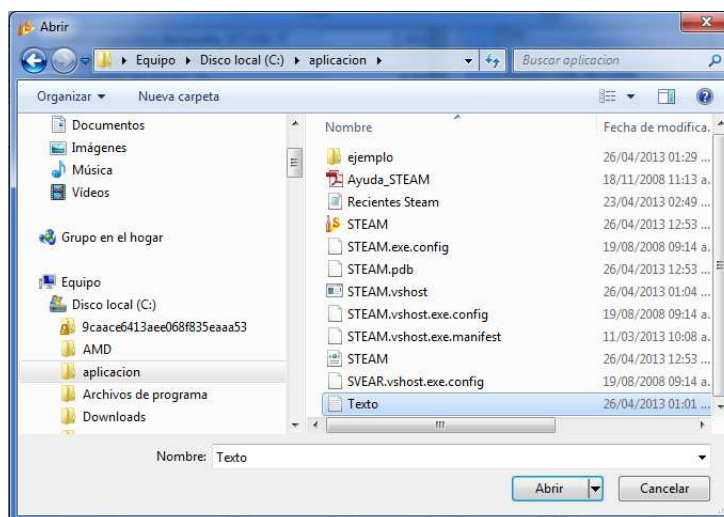
Los datos de producción en frío que el usuario debe cargar a la herramienta, se hace a través de un archivo de texto. Llenados cada uno de los anteriores formularios el usuario debe presionar el botón de la parte inferior baja, llamado,

“Modelo Analítico” 

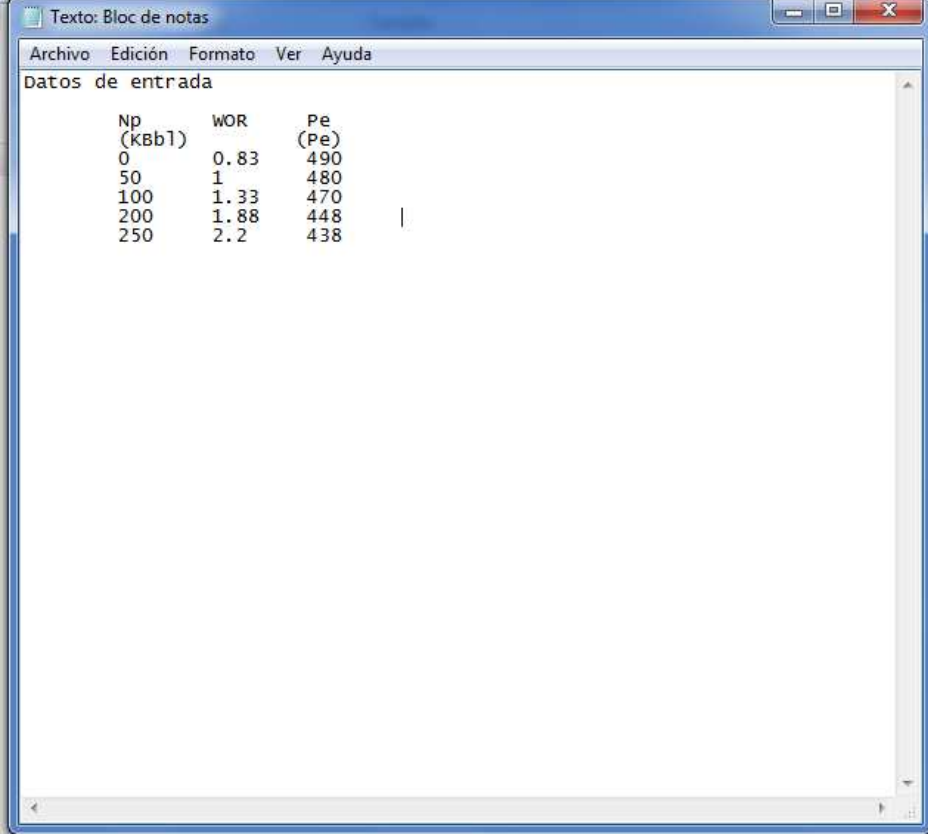
Esta acción le ordena al software que inicie la lectura de datos y de inmediato aparece una ventana, anunciándole al usuario que el archivo de datos de producción en frío debe ser cargado,



El usuario acepta el mensaje y a continuación debe buscar el directorio en donde se encuentra el archivo de texto.



La forma que tiene el archivo de texto es mostrada a continuación:



The image shows a screenshot of a text editor window titled "Texto: Bloc de notas". The window contains a table of input data under the heading "Datos de entrada". The table has three columns: "Np (kbb1)", "WOR", and "Pe (Pe)". The data rows are as follows:

Np (kbb1)	WOR	Pe (Pe)
0	0.83	490
50	1	480
100	1.33	470
200	1.88	448
250	2.2	438

### 3.3 RESULTADOS.

Los resultados para cada uno de los ciclos de acuerdo al o los modelos seleccionados en la parte inicial son mostrados de forma numérica y de forma gráfica:

**a) Forma numérica:** cada una de las variables involucradas dentro del proceso de cada modelo, son impresas al usuario mediante una tabla de resultados, ésta relaciona variables tales como, pasos de tiempo, temperatura, viscosidad, pérdidas de energía en la dirección radial y vertical, tasas instantáneas de aceite y agua, producciones acumuladas de fluidos, pérdidas de energía por remoción de fluidos, pérdidas de energía totales, relación agua y aceite durante la estimulación,

entre otras. Para cada modelo analítico se genera una tabla independiente y el usuario puede escoger cuál desea ver, activando o desactivando las casillas de verificación ubicadas en la parte superior de la ventana, tal como se muestra en la siguiente gráfica. El recálculo de los end points, para el caso del modelo estratificado, también es mostrado mediante una tabla, pero ésta es independiente de la tabla general en la que se relacionan la mayoría de las variables calculadas.

Método

Modelo Estratificado  Boberg y Lantz

Recálculos de los end-points

Ciclo	Sor	Swirr	Kro@Swirr	Krw@Sor	Radio Calentado (ft)
1	0,3344	0,2771	0,3765	0,026	33,0819
2	0,3229	0,2941	0,3543	0,0273	34,2611

Pasos de tiempo

Paso de Tiempo [días]	Prod. Acum. Aceite (Np) [Bbl]	Perd. Energía Radiales [Vr]	Perd. Energía Verticales [Vz]	Temperatura del Yacimiento [°F]	Viscosidad [cp]	Rel. Indices Productividad
2	0	0,98	0,936	481,44	1,41	4,1
5	507,42	0,97	0,9	463,99	1,62	4,1
10	1151,51	0,955	0,86	443,62	1,91	4,1
20	3046,32	0,925	0,8	397,29	2,89	4,1
30	6306,93	0,897	0,76	348,84	4,66	4,1
40	12276,04	0,871	0,73	296,36	8,41	4,1
60	22427,76	0,824	0,7	243,9	16,54	3,1
80	28968,08	0,783	0,68	220,11	23,27	2,1
100	34226,6	0,747	0,67	206,06	28,8	2,1
120	38721,92	0,715	0,66	194,1	34,77	2,1
140	42622,24	0,687	0,65	184,22	40,85	2,1

Graficar Aceptar

**b) Forma gráfica:** impresos los resultados, el usuario tiene la posibilidad de graficar el comportamiento de cualquier variable que haya sido calculada por cualquiera de los dos modelos; simplemente oprimiendo el botón graficar



Para escoger las tendencias que se quieren visualizar, para cada ciclo de estimulación, reales o calculadas por los modelos, la herramienta le permite al usuario escoger de dos paneles, cuál va a ser su variable independiente y quiénes son sus variables dependientes, a la par que le admite escoger los resultados de cada modelo analítico.

La forma del panel es la siguiente,

The screenshot shows a software interface with three main sections: Eje X, Eje Y, and Ciclo. Below these are model selection options and a 'Graficar' button.

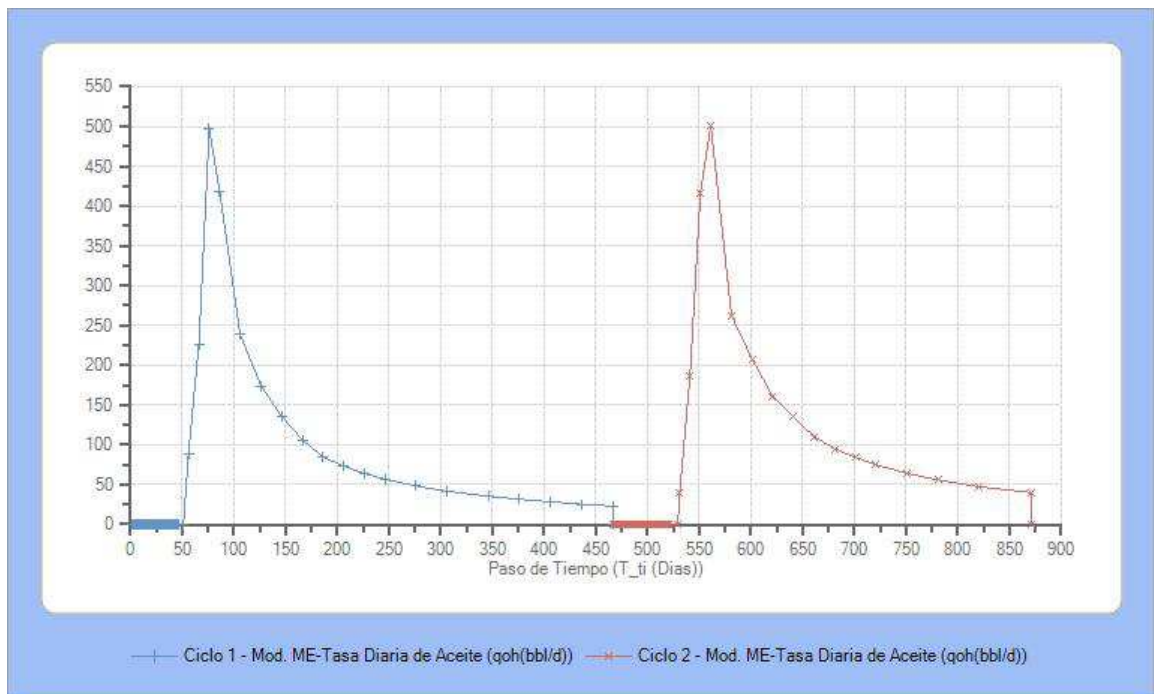
Eje X	Eje Y	Ciclo
Energía Removida Producción Total Fluidos(Hf(MB))	<input type="checkbox"/> Producción Acumulada de Aceite (Np(bbl))	<input checked="" type="checkbox"/> Ciclo 1
Índice de Productividad en Frío (Jc bbl/D-psi)	<input type="checkbox"/> Producción Acumulada de Aceite(Np {Dato Real})	<input checked="" type="checkbox"/> Ciclo 2
<b>Paso de Tiempo (T_ti (Dias))</b>	<input type="checkbox"/> Producción Acumulada de Agua (Nw (bbl))	
Pérdidas de Energía Radiales (Vr)	<input type="checkbox"/> Relación de Índices de Productividad (J)	
Pérdidas de Energía Verticales (Vz)	<input type="checkbox"/> Saturación de Agua (Sw)	
Pemeabilidad Relativa del Agua (Krw)	<input type="checkbox"/> Tasa diaria de Aceite (qo [Bbl/dia] {Dato Real})	
Pemeabilidad Relativa del Aceite (Kro)	<input checked="" type="checkbox"/> Tasa Diaria de Aceite (qoh(bbl/d))	
Presión de Fondo Fluyendo (Pwf(psi))		

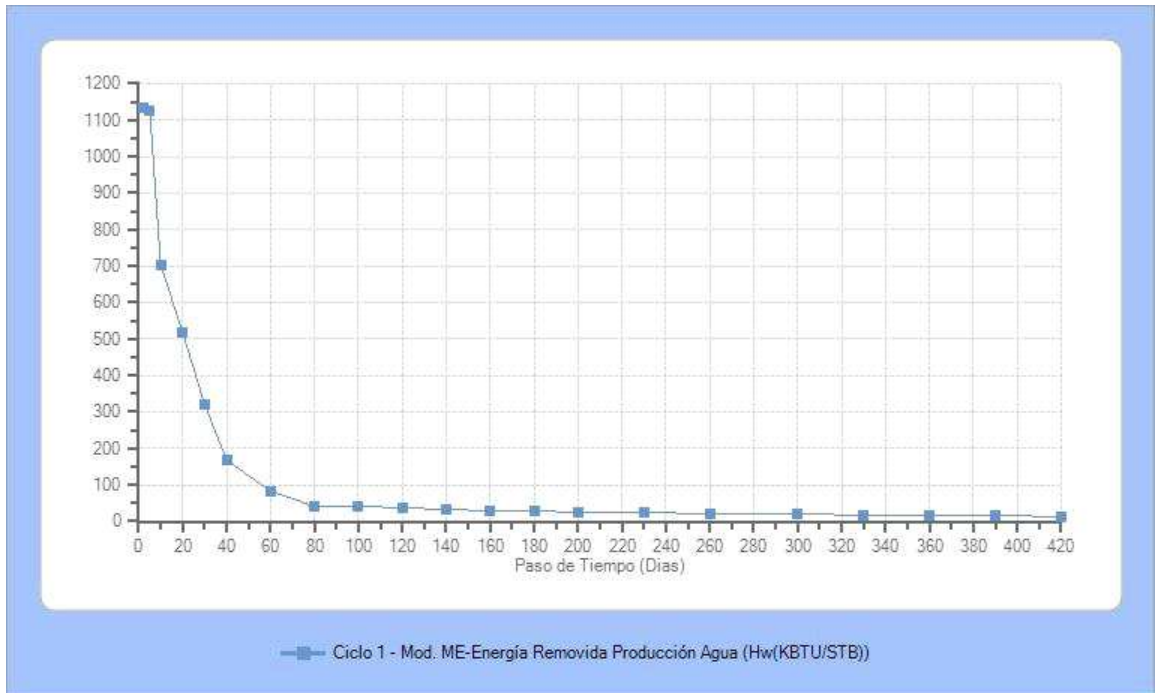
Modelos:  Modelo Estratificado  Boberg y Lantz

Superponer en el eje X  Superponer en el eje Y

**Graficar**

Escogidas las variables, el ciclo y el modelo analítico, se oprime el botón graficar y de inmediato se genera la gráfica tal como se muestra a continuación,

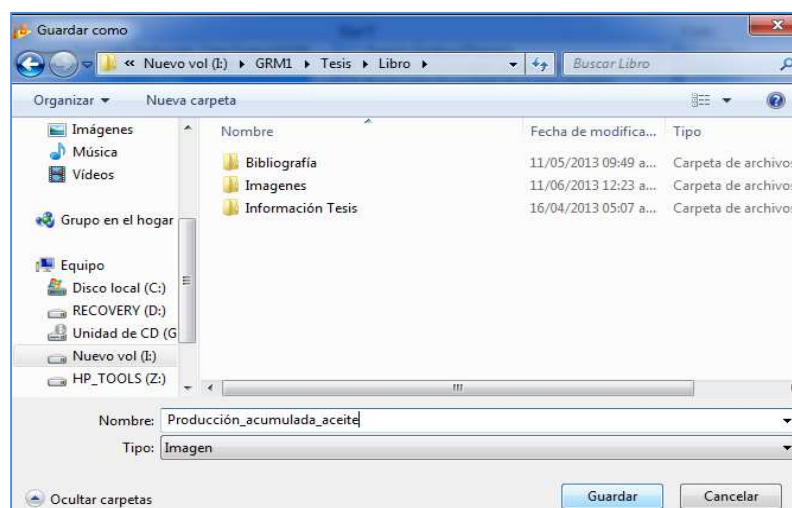





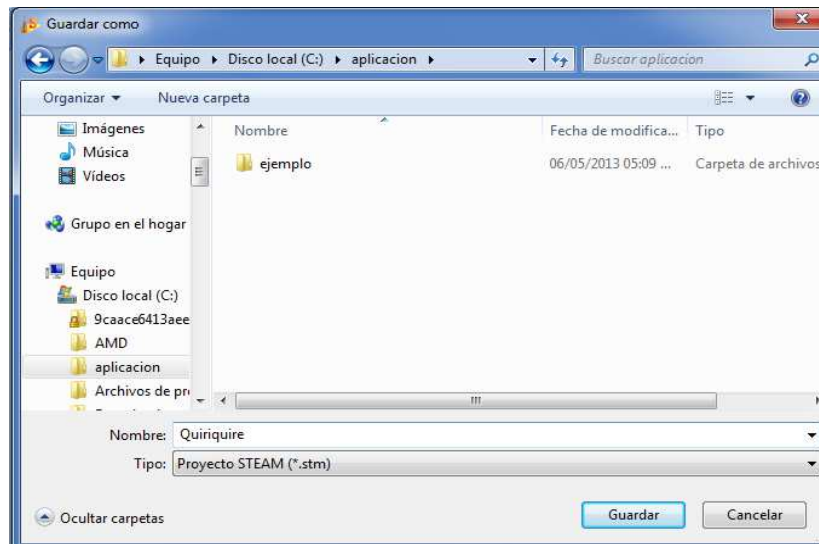
Para guardar la gráfica previamente generada, simplemente se oprime el botón,

**Guardar Gráfica**

ubicado en la parte inferior de la ventana y al instante el software le preguntará sobre la dirección y el nombre con el cual desea guardar el archivo,



Finalmente para guardar un proyecto, se accede a la barra de menús, específicamente al ícono . De inmediato el programa preguntará por la dirección y el nombre con el cual se guardará el archivo,



Asignada la dirección y el nombre del proyecto, se acepta y se da por terminado el proceso.