

**MODELADO DE LA TEMPERATURA DE FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN
DURANTE OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZO**

JOSÉ FERNANDO JUNIOR CARVAJALINO OLAVE

JESÚS ALBERTO RODRÍGUEZ MORA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2014

**MODELADO DE LA TEMPERATURA DE FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN
DURANTE OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZO**

JOSÉ FERNANDO JUNIOR CARVAJALINO OLAVE

JESÚS ALBERTO RODRÍGUEZ MORA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Directora:

**HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS.
Ingeniería de Hidrocarburos, M. Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

BUCARAMANGA

2014

DEDICATORIA

Este trabajo representa la culminación de mis estudios universitarios, quizás no tan largos ni tan difíciles como creía al empezarlos, y si eso es así es gracias a las personas que de una u otra forma me ayudaron en el camino, y a quienes se lo dedico con gratitud:

A mi familia, especialmente a mi mami, a quienes debo mi crianza, mi bienestar y mis primeros valores. Sin ellos es poco probable que estuviera en estas. También han sido para mí una motivación.

A mis compañeros de estudio, pues sin su impulsó y apoyo mutuo estaría yo saliendo de ciclo básico hasta ahora.

A quienes he escogido como amigos, por las experiencias compartidas, que ajenas a la carrera, ayudan a mantener la mente y el cuerpo sanos.

A directores de cine, escritores, músicos, y demás artistas que han logrado ser fuente de entretenimiento para distraerme de tantos cálculos.

A físicos, cosmólogos, biólogos y científicos en general, ya que gracias a su conocimiento compartido me han permitido recordar constantemente lo universal del universo y lo mucho que hay por aprender.

Junior

DEDICATORIA

A mi madre, Laida Amparo, a quien tanto amo, por su dedicación y esfuerzo en ver a su hijo como un profesional.

A mi padre, Jesús, compañero de risas y excelente consejero de la vida.

A mi hermana, Adriana, a quien le deseo lo mejor del mundo.

Al resto de mi familia, quienes siempre estuvieron pendientes en mi proceso de formación profesional y personal.

A mis compañeros de estudio, y más que compañeros de estudio han sido compañeros de diversión, de los cuales siempre tendré un buen recuerdo.

Jesús

AGRADECIMIENTOS

A nuestra directora, Helena Margarita Ribón, por su dedicación y apoyo en este proyecto, y por sus valiosos consejos para nuestra vida profesional. Siempre nos atendió con agrado, nunca una mala cara, asumió un total compromiso, realmente una madre adoptiva.

Al profesor Luis Felipe Carrillo, por sus aportes en nuestro crecimiento académico y como personas.

Al profesor German Gonzales, por su compromiso con la academia y sus consejos en la búsqueda de la excelencia.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y la Universidad Industrial de Santander, por formarnos como ingenieros de petróleo y como profesionales integrales para servir a la sociedad.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. REVISIÓN DE MODELOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	21
2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	29
2.1 MODELADO DE LA TEMPERATURA DE LA INYECCIÓN EN EL POZO	29
2.1.1 Algoritmo de pozo.....	33
2.2 MODELADO DE LA TEMPERATURA DE LA INYECCIÓN EN EL MEDIO POROSO	36
2.2.1 Algoritmo de inyección en yacimiento.....	40
2.3 MODELADO DE LA TEMPERATURA DEL REMOJO EN EL MEDIO POROSO	50
2.3.1 Algoritmo de remojo.....	52
3. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	57
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	57
3.2 RANGOS DE APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA	72
4. CASO DE APLICACIÓN	73
4.1 ANÁLISIS DE VARIABLES	75
4.2 PERFIL DE TEMPERATURA PARA VARIOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN	77
5. CONCLUSIONES	79
6. RECOMENDACIONES.....	81

CITAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
BIBLIOGRAFÍA.....	85
ANEXO	86

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Flujo de calor desde la formación hacia el fluido inyectado.	30
Figura 2. Diagrama de flujo para transferencia de calor en el pozo.	34
Figura 3. Diagrama de flujo para transferencia de calor en el yacimiento.	42
Figura 4. Dimensionamiento y llenado de los vectores que dependen del tiempo.	47
Figura 5. Dimensionamiento y llenado del vector que depende de la posición.	47
Figura 6. Dimensionamiento de las matrices para la temperatura de fluido y roca.	48
Figura 7. Llenado de las matrices.	48
Figura 8. Inicialización de las matrices.	49
Figura 9. Ejemplo de la asignación de la temperatura.	49
Figura 10. Cálculo de la temperatura del fluido.	50
Figura 11: Diagrama de flujo para transferencia de calor durante el remojo.	52
Figura 12. Dimensionamiento y llenado del vector para el tiempo de remojo.	55
Figura 13: Dimensionado de la matriz temperatura en tiempo y espacio.	55
Figura 14: Llenado de la primera fila de la matriz.	55
Figura 15: Representación gráfica del bucle que establece las condiciones de frontera.	56
Figura 16: Ilustración del primer cálculo de la temperatura del sistema.	56
Figura 17. Presentación de la herramienta con todos sus botones.	58
Figura 18. Botón “nuevo proyecto”	58
Figura 19. Botón “abrir proyecto”.	59
Figura 20. Botón “guardar proyecto”.	59
Figura 21. Botón “salir”.	59
Figura 22. Confirmación para salir y para guardar los datos al de cerrar la herramienta.	60

Figura 23. Botón “acerca de”	60
Figura 24. Botones de diferentes casos.....	61
Figura 25. Campo de solicitud de nombre para el nuevo caso.	61
Figura 26. Botón “Estado mecánico del pozo”	62
Figura 27. Pestaña “Estado mecánico del pozo”	62
Figura 28. Botón “Condiciones de inyección”	63
Figura 29. Pestaña “Condiciones de inyección”	63
Figura 30. Botón “Características de yacimiento”	64
Figura 31. Pestaña “Características de inyección”.....	64
Figura 32. Botón “módulo de fluidos”	65
Figura 33. Pestaña “módulo de fluidos”	65
Figura 34. Botón “Procesar”.....	66
Figura 35. Pestaña “Procesar”	66
Figura 36. Tolerancia en el cálculo del tiempo de equilibrio.	67
Figura 37. Boton “Resultados”	67
Figura 38. Página de resultados.	68
Figura 39. Botones de resultados numéricos para la roca y el fluido.....	68
Figura 40. Sección recortada de la tabla de resultados.	69
Figura 41. Botón graficar.	69
Figura 42. Gráfica de muestra (Temperatura Vs Tiempo).	70
Figura 43. Selección de tipo de gráfica.....	70
Figura 44. Gráfica de muestra (Temperatura de equilibrio).	71
Figura 45. Gráfica de muestra (Tiempo de equilibrio).....	71
Figura 46: Caso aplicado para un fluido acuoso.....	74
Figura 47. Sección de registro de temperatura de pozo.	75
Figura 48. Caso aplicado para un fluido orgánico.....	78
Figura 49. Esquemas operacionales para el fluido de tratamiento.	89

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1: Variables para caso colombiano.	73
Tabla 2: Efecto de las variables en la temperatura de entrada a la formación.	75
Tabla 3: Efecto de las variables en la temperatura y tiempo de equilibrio.	76
Tabla 4: Fuentes potenciales y mecanismos de daño a la formación, métodos de control y remediación que involucran el manejo de agua de inyección	88

NOMENCLATURA

Carácter	Significado	Unidades
T	Temperatura dentro de la tubería o del fluido de inyección	°F
X	Distancia longitudinal desde cabeza de pozo	ft
R	Radio externo de la tubería de inyección	in
D_{tbg}	Diámetro externo de la tubería de inyección	in
D_{rvto}	Diámetro interno del revestimiento	in
K_m	Conductividad térmica del material en anular	BTU/ft-hr-°F
V	Velocidad promedio del fluido en la tubería	ft/s
ρ_f	Densidad del fluido de inyección	Lb/ft ³
C_p	Capacidad calorífica del fluido en el anular	BTU/lb-°F
S	Espacio anular	in
A	Área interna de la tubería de inyección	in ²
G	Gradiente geotérmico	°F/ft
T_o	Temperatura ambiente	°F
T_{fi}	Temperatura del fluido de inyección en cabeza de pozo	°F
Q	Caudal de inyección del fluido de inyección	gpm
c_{ps}	Calor específico de la matriz de la roca	BTU/lb-°F
c_{pf}	Calor específico del fluido inyectado	BTU/lb-°F
hc	Coeficiente de convección térmica	BTU/hr-ft ² -°F
K	Permeabilidad del medio poroso	Milidarcy
k_f	Conductividad térmica del fluido inyectado	BTU/hr-ft-°F
k_s	Conductividad térmica de la matriz de la roca	BTU/hr-ft-°F
L	Profundidad del pozo	ft

t	Tiempo	hr
T_f	Temperatura del fluido inyectado	°F
T_i	Temperatura inicial del yacimiento	°F
T_s	Temperatura de la matriz de la roca	°F
T^*	Temperatura adimensional	
t^*	Tiempo adimensional	
u	Velocidad de filtración en dirección x	ft/s
u^*	Velocidad adimensional	
x^*	Distancia adimensional	
Φ	Porosidad de la roca	Fracción
ρ_f	Densidad del fluido inyectado	lb/ft ³
ρ_s	Densidad de la matriz de la roca	lb/ft ³

RESUMEN

TITULO: MODELADO DE LA TEMPERATURA DE FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN DURANTE OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZO.*

AUTORES: JOSÉ FERNANDO JUNIOR CARVAJALINO OLAVE
JESÚS ALBERTO RODRÍGUEZ MORA**

PALABRAS CLAVE: MODELADO DE TEMPERATURA, MODELAMIENTO DE TEMPERATURA, ESTIMULACIÓN DE POZO, INTERVENCIÓN DE POZOS.

CONTENIDO: A medida que pasa el tiempo, los pozos de petróleo disminuyen sus tasas de producción a causa de la depleción del yacimiento. Una caída en la producción, mayor a la esperada, puede ser consecuencia de daño a la formación en la cara del pozo. Entre los principales mecanismos de daño está la reducción de la permeabilidad por escamas orgánicas e inorgánicas.

Existen distintos fluidos que sirven para la disolución de estas escamas, cuya eficiencia de remoción de daño se encuentra afectada por diversas condiciones. Uno de los principales factores que afecta esta eficiencia es la temperatura.

Lo que se modeló es la ganancia de calor de estos fluidos cuando son inyectados dentro del pozo y la formación, para conocer su temperatura durante la aplicación del tratamiento. Para esto se escogieron unos modelos de la literatura y se adaptaron a las condiciones de operaciones de intervención de pozo.

Se obtuvo una herramienta sencilla, que depende de variables comunes, la cual es capaz de determinar el perfil de temperatura de fluidos de estimulación, la cual puede ser de gran ayuda para un correcto diseño de este tipo de tratamientos, teniendo en cuenta su efectividad térmica.

Se ejecutó la herramienta para distintos tipos de fluidos de estimulación. Los resultados fueron validados con un registro de temperatura de pozo. Se realizó un análisis de las variables de entrada del modelo y su impacto en los resultados clave que calcula la herramienta software.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Helena Margarita Ribón Barrios.

ABSTRACT

TITLE: STIMULATION FLUID TEMPERATURE MODELLING WHILE WELL INTERVENTION OPERATIONS.*

AUTHORS: JOSÉ FERNANDO JUNIOR CARVAJALINO OLAVE
JESÚS ALBERTO RODRÍGUEZ MORA**

KEYWORDS: TEMPERATURE MODELLING, TEMPERATURE MODELING, WELL STIMULATION, WELL INTERVENTION.

CONTENT: As time passes, the oil wells decrease their fluid production due to reservoir depletion. A fall in fluid rate, higher than expected, may be caused by formation damage in the wellbore. Among the main damage mechanisms exists the reduction in permeability by organic and inorganic scales.

There are many fluids that are used for the dissolution of these scales, whose damage removal efficiency is affected by different conditions. One of the main factors affecting this efficiency is the temperature.

What was modeled is the gain of heat by these fluids when they are injected into the well and the formation, in order to know its temperature during the application of the treatment. To accomplish the scope of this work, a few models from the literature were chosen and adapted to the conditions of well intervention operations.

The result was a simple software tool, which depends of common variables, capable of determining the temperature profile of stimulation fluids, which can be helpful for a reliable design of this type of treatment, taking into account its thermal effectiveness.

The tool was tested for different types of stimulation fluids. The results were validated with a temperature well log. An analysis of the input variables of the model and its impact on the key results was made.

* Thesis Degree.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Helena Margarita Ribón Barrios.

INTRODUCCIÓN

La depositación de escamas orgánicas e inorgánicas ocasiona reducción en la permeabilidad absoluta, lo que constituye un mecanismo de daño a la formación, que genera una disminución en la productividad de los pozos. Una forma de hacer frente a este problema es el uso de tratamientos químicos, que remueven el daño al ser inyectados dentro de la formación, restaurando la capacidad de flujo dentro de la roca.

Cuando estos tratamientos se inyectan en pozo, experimentan una ganancia de temperatura a medida que avanzan en profundidad, debido al gradiente geotérmico, existiendo una transferencia de calor de las formaciones hacia el fluido.

La capacidad de remoción de dichos tratamientos varía con la temperatura, de ahí importancia de conocer la temperatura a la cual el fluido va a actuar en la formación. Este trabajo muestra una metodología y desarrollo de una herramienta que permite obtener el perfil de temperatura de los fluidos de estimulación a medida que transcurre el tiempo, desde superficie, hasta que finaliza el tiempo de remojo dentro del medio poroso.

Para esto se realizó una revisión bibliográfica de los modelos de transferencia de calor en el pozo y en la formación. Después de analizar las suposiciones y limitaciones de cada uno de los modelos encontrados, se escogieron aquellos cuyas condiciones eran más acordes al caso de estudio.

Basado en los modelos escogidos, y realizando las modificaciones pertinentes, se desarrolló, paso a paso, una metodología para el cálculo de la temperatura durante las operaciones de intervención de pozo; se definieron variables y se diseñó un algoritmo, representado en un diagrama de flujo.

Posteriormente, fue desarrollada una herramienta software programando el algoritmo diseñado, que permite obtener el perfil de temperatura de los fluidos inyectados durante trabajos de estimulación. Finalmente se ejecutó y validó la herramienta con los datos de un campo de la compañía Ecopetrol.

1. REVISIÓN DE MODELOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Con el objetivo de modelar el cambio de temperatura de los fluidos de tratamiento para remoción de daño, se realizó una revisión bibliográfica de los modelos de transferencia de calor en pozo y en la formación, en las bases de datos de One Petro, Science Direct y Petroleum Abstracts. En este capítulo se reseñaron los artículos más relevantes.

Marx *et al* (1959) [1], desarrollaron un método para estimar las tasas de invasión térmica, área calentada acumulada y límites económicos teóricos, durante la inyección continua de fluidos calientes a tasa constante en un yacimiento idealizado. Dentro de sus consideraciones está la solución de la ecuación diferencial que representa la tasa máxima de inyección práctica (H_0), a partir de una analogía con el crecimiento de una fractura limitada por superficies permeables. Otra de las consideraciones y por la cual se descarta este modelo es el hecho que aplica principalmente a procesos de inyección de vapor, en lugar de agua caliente o a fluidos que no condensan.

Squier *et al* (1962) [2], desarrollaron y solucionaron un sistema de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de la temperatura cuando se inyecta agua caliente en un pozo. El modelo analítico propuesto, describe el proceso de inyección de agua caliente desde superficie a pozo y tiene como variables dependientes el tiempo y la profundidad. Dicho proceso se emplea en operaciones de recobro térmico e implica tiempos de inyección relativamente largos; con base en esto, los autores realizaron algunas consideraciones para simplificar el modelo. Como los tiempos de inyección en operaciones de estimulación de pozos son relativamente cortos, estas consideraciones hacen que el modelo no sea válido para este estudio.

Ramey (1962) [3], presentó una solución aproximada al problema de transmisión de calor en la cara del pozo para inyección de fluidos fríos y calientes, que permite estimar la temperatura de los fluidos en el *tubing* y *casing* como función del tiempo y la profundidad. Esta solución tiene en cuenta el efecto de las resistencias térmicas en el *wellbore*, entre el fluido y la tierra. Los cálculos necesarios son simples. Un estudio de Haggort (2004), reseñado más adelante, indica que el modelo de Ramey tiene como limitante que a tiempos tempranos sobrestima el valor real de la temperatura.

Dysart (1967) [4], desarrolló un método para calcular la distribución de temperatura de fluidos de fracturamiento a diferentes tiempos y distancias dentro de una fractura. Para el modelo matemático asumió que el intercambio de calor entre los elementos de la formación en una dirección paralela al flujo del fluido en la fractura puede ignorarse. Además asumió que el coeficiente de transferencia de calor por convección en el fluido es muy grande comparado con las características de transmisión térmica de la roca. Como resultado, la temperatura de la interfase roca-formación de cada elemento del fluido es igual a la temperatura bruta del fluido en contacto con el elemento. Se ignoró la transferencia de calor que existe a la parte superior e inferior de la fractura.

Willhite (1967) [5], seleccionó métodos específicos para estimar el tamaño de cada componente de transferencia de calor en un pozo, durante la inyección de agua caliente y vapor, determinando así una metodología para calcular el coeficiente de transferencia de calor global (U), a partir de las variables del proceso. El valor de dicho coeficiente se asume como constante.

Avendano *et al* (1969) [6], propuso modelos matemáticos para predecir la posición del frente de la zona calentada durante la inyección de vapor en un yacimiento. Los resultados obtenidos fueron validados experimentalmente a escala de laboratorio, y se obtuvieron aproximaciones congruentes. Se mostró que las pérdidas de calor por los laterales pueden ser considerablemente altas en

formaciones de espesores grandes. Las ecuaciones solo modelan la temperatura en el frente, impidiendo obtener la temperatura punto a punto, lo cual no satisface el objetivo de este trabajo; además está enfocado a la inyección continua de vapor.

Zolotukhin (1979) [7], hizo una nueva aproximación a la definición del coeficiente global de transferencia de calor, considerando la gran utilidad de este coeficiente en la simplificación de problemas de intercambio de energía en el medio poroso. Propuso un coeficiente global de transferencia de calor en función del tiempo y de las propiedades térmicas de los estratos adyacentes. Una comparación de los datos obtenidos por medio de esta aproximación y datos experimentales mostraron una buena concordancia.

Crookston *et al* (1979) [8], presentaron un modelo para la simulación numérica de procesos de recobro térmicos. Enfocado principalmente a la simulación de combustión in-situ, pero el modelo se puede adaptar a procesos de inyección de agua caliente, inyección de vapor, e ignición espontánea. El modelo incluye los efectos de transferencia de calor por convección, conducción y vaporización-condensación, tanto agua como de hidrocarburos. El modelado calcula la distribución de temperatura con el tiempo, sin incluir la velocidad del fluido, además despreciaron la diferencia de temperatura entre el fluido y la roca.

Satman *et al* (1984) [9], propusieron un modelo de transferencia de calor en la formación, consideran el coeficiente global de transferencia de calor desarrollado por Zolotukhin (1979) y los mecanismos de transferencia de calor: conducción térmica y convección térmica entre el fluido y la matriz, la energía transferida por el flujo de fluido. Expresaron el perfil de temperatura como función de integrales que requiere un software complejo.

Platenkamp (1985) [10], desarrolló un modelo que emplea el método de diferencias finitas para calcular el perfil de temperaturas de formación, la cual pierde calor cuando se inyecta agua fría en el yacimiento, creando un banco que

se extiende dependiendo del espesor, porosidad de la formación, y de la tasa de inyección. La distribución de temperatura puede ser descrita por expresiones simples, incluso en el caso de yacimientos estratificados.

Meyer (1989) [11], presentó un modelo de transferencia de calor considerando los fenómenos de convección y conducción a lo largo de una fractura vertical. El modelo incluye un coeficiente de película finita, temperatura de la fractura la cual depende del tiempo para calcular el flujo instantáneo de calor, almacenamiento de energía en la fractura, ecuaciones unificadas de energía y propagación de la fractura. Este modelo se enfoca netamente al flujo de calor y temperatura dentro de una fractura, por lo que no puede ser tenido en cuenta para este estudio.

Rajiv Sagar (1991) [12], expuso dos métodos para predecir el perfil de temperatura en la producción de un fluido bifásico a lo largo del pozo. El primer modelo es derivado a partir de la ecuación de energía en estado estable, la cual considera los mecanismos de transferencia de calor encontrados en el *wellbore*. El segundo modelo es una versión simplificada. El modelo desarrollado por el autor está basado en la ecuación de Coulter-Bardon (1979) e incorpora los mecanismos de transferencia de calor propuestos por Ramey (1962) & Willhite (1967). En el desarrollo del modelo no consideró coeficientes de radiación y convección.

Belrute R.M. (1991) [13], desarrolló un simulador que predice los perfiles de temperatura durante periodos de circulación y periodos de cierre, contemplando la existencia de un *wellbore* complejo y varios fluidos dentro del *wellbore* a la vez. El simulador está diseñado para el flujo de lodos de perforación y cemento. Considera la presencia de diferentes tipos de formaciones, las cuales tienen diferentes propiedades térmicas que afectan de manera particular al fluido circulante.

Alves L.N.(1992) [14], presentó un modelo para la predicción de la temperatura fluyente, la cual es aplicable a tuberías de superficie, pozos de producción e inyección, flujos de una o dos fases, y también aplica para pozos verticales y

horizontales. En el desarrollo del modelo se consideró el flujo en estado estable.

Hagoort *et al* (2004) [15], analizaron el método clásico de Ramey (1962) para cálculos de temperatura en pozos de inyección y producción. Mostraron que este método tiene una aproximación a los resultados experimentales, excepto en tiempos transitorios tempranos, donde las temperaturas calculadas son considerablemente sobrestimadas. Para estimar la duración de este tiempo transitorio temprano, presentaron una correlación gráfica.

Guo *et al* (2004) [16], propusieron tres correlaciones de transferencia de calor para predecir las pérdidas de calor y los perfiles de temperatura en pozos con aislante térmico. Las demás resistencias térmicas no son consideradas, por no influir en el cambio de temperatura en comparación con el aislante. Aunque en el caso de este estudio no se use aislante, pueden ser utilizadas las propiedades del fluido en el anular por ser la segunda resistencia más significativa. Las tres soluciones consisten de una solución para estado estable y dos soluciones para flujo transiente. Dichas soluciones son aplicadas bajo diferentes condiciones de operación.

Yoshioka *et al* (2005) [17], presentaron un modelo para predecir el perfil de temperatura en un pozo horizontal durante la producción con flujo en estado estable. Para el modelo de temperatura del yacimiento es una correlación de balances de masa y energía en el flujo de fluidos en medio permeable en un yacimiento homogéneo y con forma cúbica; con un modelo de temperatura para *wellbore* utilizando una técnica multi-segmento. Los modelos incluyen los efectos Joule Thomson y la transferencia de calor debida a la conducción y convección. Además, analizaron los efectos de tasa de producción, de permeabilidad, y de tipo de fluido sobre los perfiles de temperatura. Sin embargo, no consideraron los efectos de los fluidos de formación y la velocidad del fluido de inyección.

Kocabas (2005) [18], desarrolló un modelo para determinar la temperatura, con el objetivo de estudiar los efectos de la inyección de agua fría en las propiedades

geomecánicas de las rocas. El modelo considera las pérdidas de calor de las capas adyacentes y la dispersión de calor transversal a través del yacimiento. En el desarrollo de las ecuaciones diferenciales que gobiernan la temperatura tuvo en cuenta la convección por el flujo del fluido en la formación. Asumió equilibrio térmico instantáneo entre el fluido y los granos. El equilibrio térmico instantáneo considerado produce una variación drástica en la temperatura, que lo aleja del comportamiento real.

Dawkrajai *et al* (2006) [19], proponen una condición específica que identifica las entradas de agua a partir del perfil de temperatura en un pozo horizontal. Empleó un modelo predictivo de temperatura con el fin de demostrar la magnitud del cambio de la temperatura en un pozo horizontal bajo diferentes escenarios de producción. En el desarrollo de su modelo no consideraron la diferencia de temperatura existente entre el fluido y la roca.

Jiang & Lu (2006) [20], estudiaron el comportamiento del flujo de agua y la transferencia de calor por convección en platos porosos sintéticos de bronce en una estructura cúbica simple. Determinaron numéricamente la permeabilidad, el coeficiente de inercia, el coeficiente de transferencia de calor local en la superficie del canal del plato, la transferencia de calor por convección entre las partículas sólidas y el fluido, y el coeficiente de transferencia de calor volumétrico, para transferencia de calor por convección en el medio poroso. También analizaron las distribuciones de temperatura en el medio poroso. En su estudio no se consideraron con mucha importancia los efectos de la velocidad de flujo.

Hossain *et al* (2009) [21], investigaron el patrón de propagación de la temperatura y su dependencia a varios parámetros durante operaciones de recobro térmico. Se encontró que la diferencia de temperaturas entre la matriz de la roca y el fluido es insignificante. Los resultados muestran que la velocidad del fluido de la formación y el tiempo tienen un gran impacto en el comportamiento del perfil de temperatura.

Tan X. *et al* (2011) [22], desarrollaron modelos matemáticos para simular el comportamiento de la temperatura a lo largo del *wellbore* en pozos horizontales y verticales, con el fin de monitorear y evaluar tratamientos ácidos en tiempo real por medio de la captura de una secuencia de perfiles de temperatura a diferentes tiempos y evaluar la respuesta a la inyección del ácido, en el desarrollo de sus ecuaciones asumen que hay equilibrio instantáneo entre la roca y el ácido lo cual discrepa con el objetivo de este estudio.

Se realizó la selección de modelos basándose en las condiciones de operaciones de intervención de pozo, principalmente el tiempo y el estado del fluido. En este tipo de operaciones se tienen tiempos relativamente cortos y fluidos en estado líquido, los cuales presentan aumento de temperatura debido al calor sensible ganado.

Para la obtención del perfil de temperatura durante la inyección desde cabeza hasta fondo de pozo, fue seleccionado el modelo de Guo *et al* (2004) [16]. El modelo describe pérdidas de calor en tuberías aisladas termicamente. Dado que en el caso de estudio, el flujo de calor se da desde la formación hacia el fluido, y la tubería no está aislada termicamente, se modificó el balance general de transferencia de calor y se consideró la salmuera en el anular como la resistencia a la transferencia de calor más significativa.

Para el cálculo de la temperatura en el medio poroso durante la inyección desde la cara del pozo hasta el radio de invasión, se seleccionó el modelo de Hossain *et al* (2009) [21] que permite obtener la temperatura del fluido inyectado y también la temperatura de la roca, en el tiempo y el espacio para operaciones de recobro térmico que utilizan un pozo inyector y uno productor. Se modificó el concepto de espaciamiento entre pozo productor – inyector por el radio de invasión del fluido de estimulación.

Finalmente, para el tiempo de remojo, cuando el fluido se encuentra en el medio poroso en estado de reposo, se calculó la temperatura utilizando el modelo de

Platenkamp (1985) [10], que está desarrollado para bancos de agua fría en el yacimiento.

2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se muestra el desarrollo de la metodología empleada, la cual describe, modifica y vincula los modelos seleccionados.

2.1 MODELADO DE LA TEMPERATURA DE LA INYECCIÓN EN EL POZO

Para el desarrollo del modelo se tuvieron en cuenta las siguientes suposiciones:

- 1) La transferencia de calor longitudinal debida a la conducción es ignorada.
- 2) La variación de temperatura en la tubería en dirección radial no tiene efectos significativos.
- 3) El calor inducido por la fricción no tiene efectos significativos.
- 4) La conductividad térmica de la tubería es mucho mayor que la conductividad del fluido en el anular, lo que significa que dicho fluido es la única resistencia significativa en la dirección radial.
- 5) La temperatura del medio externo es una función lineal de la distancia longitudinal.

Las variables involucradas en el desarrollo del modelo se encuentran en la Tabla de Nomenclatura.

Las ecuaciones modificadas a partir de las propuestas por Guo *et al* (2004), que modelan el incremento de la temperatura de un fluido inyectado desde cabeza hasta fondo de pozo son:

$$T = \frac{1}{\alpha^2} [-\beta - 12\alpha\beta X - \alpha\gamma + e^{\alpha(12X+C)}] \quad (1)$$

$$\alpha = \frac{-0,0326RK_m}{\rho_f C_p Q_s} \quad (2)$$

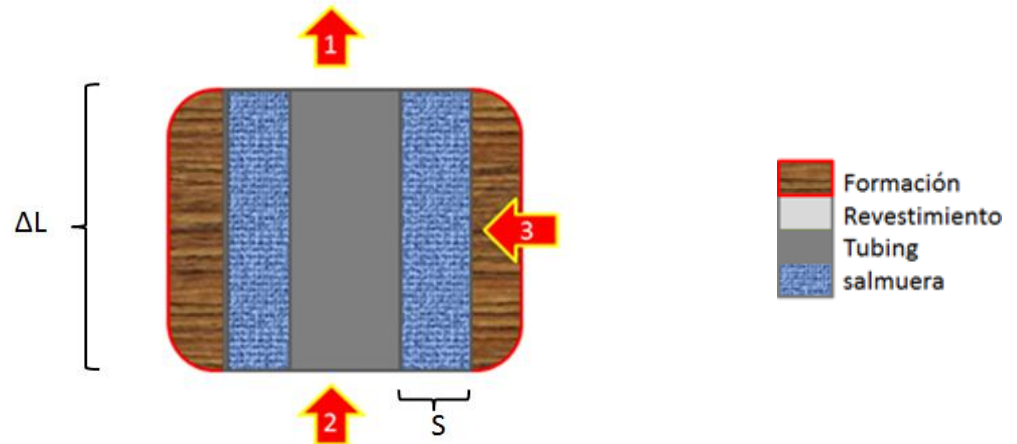
$$\beta = -0,08333\alpha G \cos(\theta) \quad (3)$$

$$\gamma = -\alpha T_o \quad (4)$$

$$C = \frac{\ln(\beta + \alpha^2 T_{fi} + \alpha \gamma)}{\alpha} \quad (5)$$

La Figura 1 representa el flujo de calor desde la formación, hacia el fluido de estimulación dentro de la tubería de inyección.

Figura 1. Flujo de calor desde la formación hacia el fluido inyectado.



Las flechas rojas indican el flujo de calor en una pequeña porción de fluido contenida en la tubería de inyección. Las ecuaciones que representan cada una de las entradas, salidas y acumulación de calor en la porción de fluido son:

$$q_1 = \rho_f C_p V A T_x \Delta t \quad (6)$$

$$q_2 = \rho_f C_p V A T_{x+\Delta x} \Delta t \quad (7)$$

$$q_3 = 2\pi R K \Delta X \frac{dT}{dr} \Delta t \quad (8)$$

$$q_{acumulado} = \rho_f C_p \Delta X \Delta T \quad (9)$$

El gradiente horizontal de temperatura está representado por:

$$\frac{dT}{dr} = \frac{(T_o + GX \cos \theta) - T}{s} \quad (10)$$

La ecuación que representa el balance de energía en el diferencial de fluido dentro de la tubería es la siguiente:

$$q_{acumulado} = q_2 + q_3 - q_1 \quad (11)$$

Reemplazando las ecuaciones (6), (7), (8) y (9) en la ecuación (11), se llega a:

$$\rho_f C_p \Delta X \Delta T = \rho_f C_p V A T_{X+\Delta X} \Delta t + 2\pi R K \Delta X \frac{dT}{dr} \Delta t - \rho_f C_p V A T_X \Delta t \quad (12)$$

Simplificando la ecuación (12), con el término $\rho C_p V A \Delta t$, se obtiene el siguiente arreglo:

$$-\frac{dT}{dX} + \frac{2\pi R K}{\rho_f C_p V A} \frac{dT}{dr} = \frac{1}{V} \frac{dT}{dt} \quad (13)$$

Incluyendo la ecuación (10) en la ecuación (13):

$$\frac{dT}{dX} + \frac{1}{V} \frac{dT}{dt} = \frac{2\pi R K}{\rho_f C_p V A} \left[\frac{(T_o + GX \cos \theta) - T}{s} \right] \quad (14)$$

De la ecuación (14) se pueden definir los siguientes parámetros:

$$a = \frac{-2\pi R K}{\rho_f C_p V A s} \quad (15)$$

$$b = -a G \cos(\theta) \quad (16)$$

$$c = -a T_o \quad (17)$$

Para flujo en estado estable se tiene que $\frac{dT}{dt} = 0$, reemplazando a la ecuación (14) se llega a:

$$\frac{dT}{dX} = \frac{aT}{V} + \frac{bX}{V} + \frac{c}{V} \quad (18)$$

En la ecuación (18) se pueden redefinir las constantes α , β y γ de la siguiente manera:

$$\alpha = \frac{a}{V} \quad (19)$$

$$\beta = \frac{b}{V} \quad (20)$$

$$\gamma = \frac{c}{V} \quad (21)$$

Reemplazando y reorganizando (18) se obtiene:

$$\frac{dT}{dX} = u = \alpha T + \beta X + \gamma \quad (22)$$

Donde 'u' cumple la función de hacer más sencillo el tratamiento matemático.

Despejando a T de la ecuación (22):

$$T = \frac{u - \beta X - \gamma}{\alpha} \quad (23)$$

Al diferenciar la ecuación (23) se obtiene como resultado:

$$\frac{dT}{dX} = \frac{1}{\alpha} \frac{du}{dX} - \frac{\beta}{\alpha} \quad (24)$$

De la ecuación (22) se tiene que $\frac{dT}{dX} = u$, al reemplazar en (24) se obtiene:

$$\frac{1}{\alpha} \frac{du}{dX} - \frac{\beta}{\alpha} - u = 0 \quad (25)$$

Reacomodando los términos de la ecuación (25), se genera lo siguiente:

$$dX = \frac{du}{\beta + u\alpha} \quad (26)$$

Al integrar la ecuación (26) e incluir la expresión correspondiente a u:

$$X + C = \frac{\ln(\beta + \alpha(\alpha T + \beta X + \gamma))}{\alpha} \quad (27)$$

Para obtener la ecuación que representa la constante de integración C, se utilizan las siguientes condiciones de frontera a (31):

$$T = T_{fi} \text{ @ } X = 0$$

$$C = \frac{\ln(\beta + \alpha^2 T_{fi} + \alpha \gamma)}{\alpha} \quad (28)$$

A partir de las ecuaciones (27) y (28) se determina la ecuación implícita que representa la temperatura que gana el fluido inyectado a medida que avanza verticalmente desde la cabeza hasta fondo de pozo:

$$T = \frac{1}{\alpha^2} [-\beta - \alpha \beta X - \alpha \gamma + e^{\alpha(X+C)}] \quad (29)$$

2.1.1 Algoritmo de pozo. En la Figura 2 se muestra el diagrama de flujo del modelo que describe la transferencia de calor en pozo. Al inicio del algoritmo se deben ingresar las variables de entrada, las cuales son: Diámetro externo de la tubería de inyección (D_{tbg}), diámetro interno del revestimiento (D_{rvto}), tasa de flujo (Q), densidad del fluido (ρ_f), capacidad calorífica del fluido (c_{pf}), gradiente geotérmico (G), temperatura del fluido a la entrada del pozo (T_{fi}), temperatura ambiente (T_o) y densidad de la salmuera en el anular ($\rho_{salmuera}$).

Posteriormente, se calcula la conductividad térmica del fluido que se encuentra en el espacio anular, la cual depende de la densidad de la salmuera. Luego se calcula la distancia anular que separa dichas tuberías. Seguido a esto, se calculan las constantes que permiten determinar la temperatura del fluido en función de la profundidad, estas constantes son: α , β , γ y C .

Luego se debe ingresar la profundidad (X) a la cual se va a analizar el fenómeno, junto con el número de intervalos en los que se dividirá esta profundidad para el análisis paso a paso.

En seguida se procede a declarar una matriz cuya función es almacenar los datos de temperatura contra profundidad, posteriormente se llena la matriz con un bucle el cual permitirá el almacenado de los datos calculados.

El número *dos* (2) encerrado en un círculo indica que el proceso necesario para calcular la temperatura en fondo de pozo ha concluido y se da inicio al diagrama de flujo correspondiente al modelo de yacimiento (Figura 3).

Figura 2. Diagrama de flujo para transferencia de calor en el pozo.

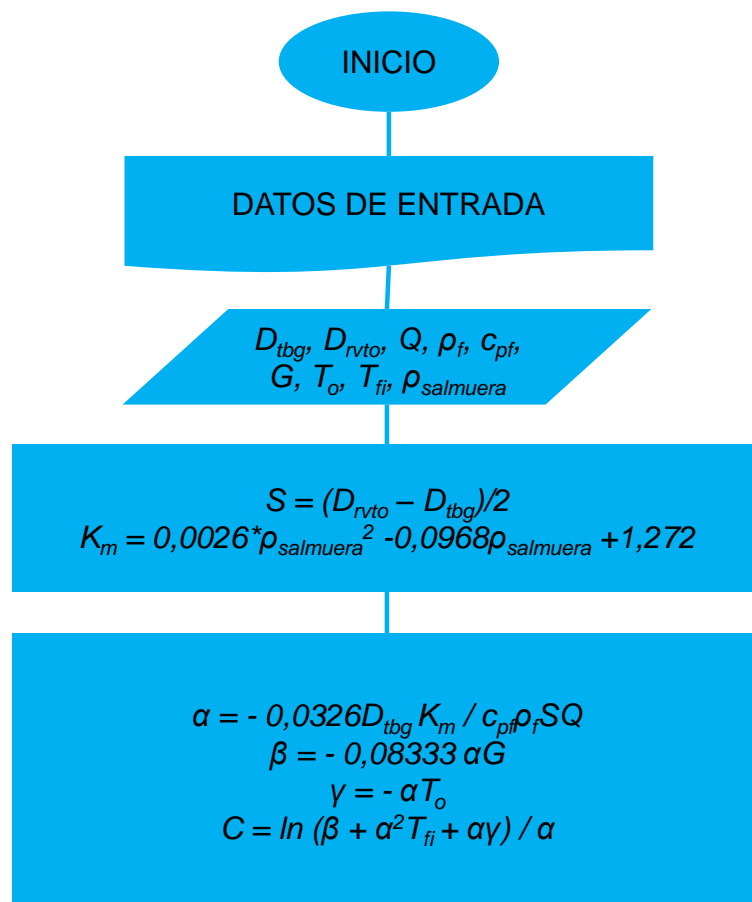
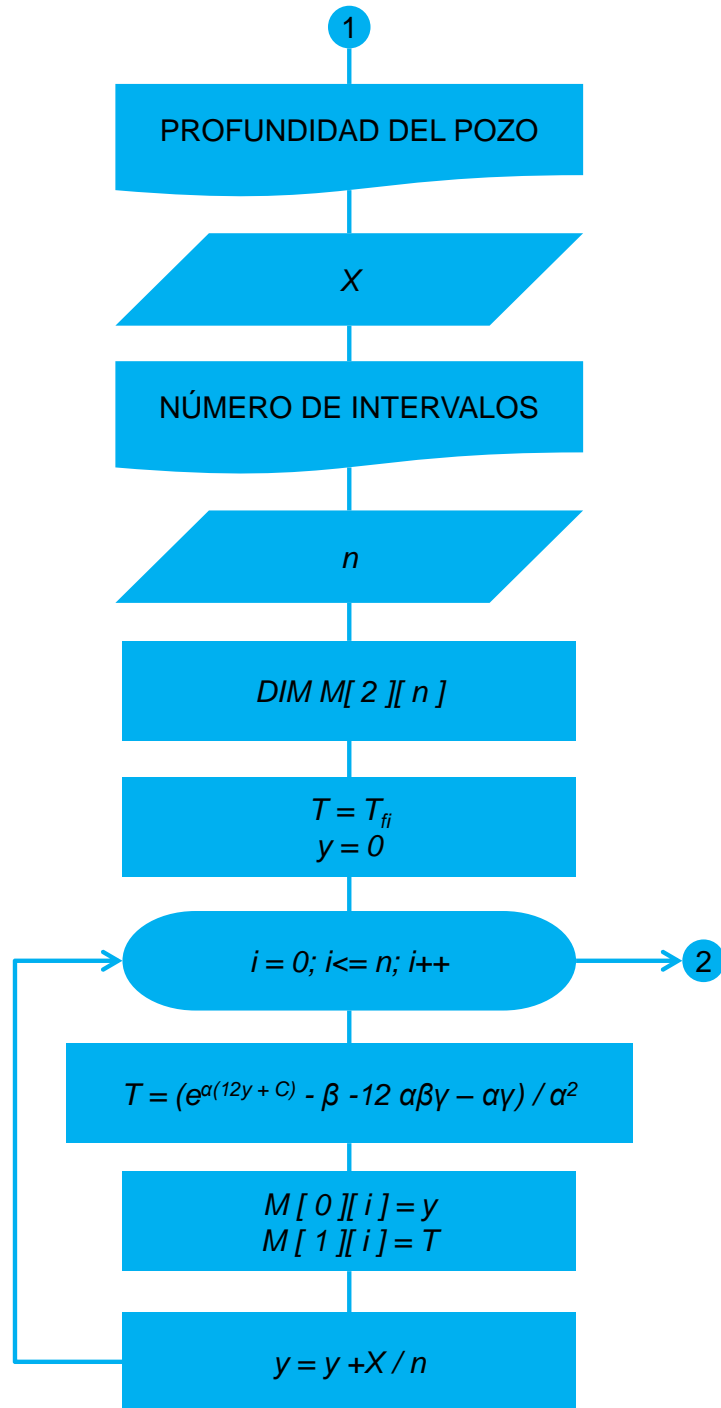


Figura 2. (Continuación). Diagrama de flujo para transferencia de calor en el pozo.



2.2 MODELADO DE LA TEMPERATURA DE LA INYECCIÓN EN EL MEDIO POROSO

Para el desarrollo del modelo se tuvieron en cuenta las siguientes suposiciones:

- 1) Se considera que el medio poroso es homogéneo y que posee área transversal uniforme a lo largo de un eje imaginario x .
- 2) El flujo de los fluidos está dominado por la ley de Darcy.
- 3) Partiendo de la primera suposición, se puede inferir que el gradiente de presión a lo largo del eje x puede variar linealmente.
- 4) La conductividad térmica del fluido y la roca no es función de la temperatura, se considera constante a través del medio poroso.

Las variables involucradas en el desarrollo del modelo se encuentran en la Tabla de nomenclatura

Para determinar la distribución de la temperatura en espacio y tiempo, la ecuación de balance de energía es la que rige tanto la roca como el fluido individualmente. Las ecuaciones diferenciales parciales tienen una forma similar debido a que el sistema ha sido promediado sobre volúmenes elementales representativos (VER). Se considera un sistema de coordenadas cartesianas donde el eje x se encuentra a lo largo de la formación. La forma general de las ecuaciones de balance de energía para las tres dimensiones son las siguientes:

$$\nabla(k_s \times \nabla T_s) = (1 - \Phi)(\rho c_p)_s \frac{dT_s}{dt} + h_c(T_s - T_f) \quad (30)$$

$$\nabla(k_f \times \nabla T_f) - (\rho c_p)_f (\nabla \bar{V}) T_f = \Phi(\rho c_p)_f \frac{dT_f}{dt} + h_c(T_f - T_s) \quad (31)$$

Donde T_s y T_f son las temperaturas de la roca y del fluido respectivamente. Las ecuaciones (30) y (31) representan el estado térmico de cada fase en el mismo volumen elemental representativo.

Para el desarrollo de las ecuaciones que rigen el fenómeno se hacen las siguientes suposiciones:

- 1) El medio poroso se considera homogéneo a lo largo del eje x, por lo tanto la presión ha de variar linealmente en dicha dirección
- 2) El flujo de fluidos dentro de la formación está dominado por la ley de Darcy.
- 3) La conductividad del fluido y de la roca no son función de la temperatura por lo cual permanecerán constantes.

De esta manera las ecuaciones para una dimensión pueden ser escritas de la siguiente forma.

$$k_s \frac{d^2 T_s}{dx^2} = (1 - \Phi) \rho_s c_{ps} \frac{dT_s}{dt} + h_c (T_s - T_f) \quad (32)$$

$$k_f \frac{d^2 T_f}{dx^2} - \rho_f c_{pf} u \frac{dT_f}{dx} = \Phi \rho_f c_{pf} \frac{dT_f}{dt} + h_c (T_f - T_s) \quad (33)$$

Con el fin de reescribir las ecuaciones (32) y (33) en forma adimensional, se han definido los siguientes parámetros adimensionales.

$$T^* = \frac{T - T_i}{T_s - T_i}, T_s^* = \frac{T_s - T_i}{T_s - T_i}, T_f^* = \frac{T_f - T_i}{T_s - T_i}, t^* = \frac{u_i t}{L}, x^* = \frac{x}{L}, p^* = \frac{p - p_i}{p_i}, u^* = \frac{u}{u_i} \quad (34)$$

Donde L es la distancia desde el pozo inyector hasta el radio invadido. Se definen las capacidades caloríficas de roca y fluido, respectivamente, $M_1 = (1 - \Phi) \rho_s c_{ps}$ y $M_2 = \Phi \rho_f c_{pf}$. Utilizando los componentes de (34), las formas adimensionales de las ecuaciones (32) y (33) resultan de la siguiente forma.

$$\frac{dT_s^*}{dt^*} - \frac{k_s}{M_1 L u_i} \frac{d^2 T_s^*}{dx^{*2}} + \frac{h_c L}{u_i M_1} (T_s^* - T_f^*) = 0 \quad (35)$$

$$\frac{dT_f^*}{dt^*} + \frac{u^*}{\phi} \frac{dT_f^*}{dx^*} - \frac{k_f}{M_2 u_i L} \frac{d^2 T_f^*}{dx^{*2}} + \frac{h_c L}{u_i M_2} (T_f^* - T_s^*) = 0 \quad (36)$$

Estas ecuaciones deben resolverse simultáneamente para encontrar la distribución de temperatura del fluido (T_f^*) y de la roca (T_s^*) en la formación, estas ecuaciones están sujetas a las siguientes condiciones.

Para la roca se tiene que:

$$T_s(x, 0) = T_i \quad (37)$$

En forma adimensional:

$$T_s^*(x, 0) = 1 \quad (38)$$

Para el fluido se tiene:

$$T_f(0, t) = T_f \text{ en cara de pozo} \quad (39)$$

En forma adimensional:

$$T_f^*(0, t) = T_f \text{ en cara de pozo} / T_i \quad (40)$$

La ley de Darcy puede ser escrita de manera adimensional, como sigue:

$$u^* = - \frac{p_i K}{u_i L \mu} \frac{dp^*}{dx^*} \quad (41)$$

La velocidad del fluido en la formación se puede escribir de la siguiente forma

$$u^* = at^* \quad (42)$$

El perfil de temperatura se obtiene al solucionar simultáneamente las ecuaciones (35) y (36) cuando la temperatura del fluido y la roca son diferentes. Las

temperaturas adimensionales respecto al tiempo y espacio adimensional se obtienen numéricamente con el método de diferencias finitas.

$$T_{si}^{*n+1} = a_1 T_{si}^{*n} + a_2 T_{s(i+1)}^{*n} + a_2 T_{s(i-1)}^{*n} + a_3 T_{fi}^{*n} \quad (43)$$

$$T_{sf}^{*n+1} = b_1 T_{fi}^{*n} + b_2 T_{f(i+1)}^{*n} + b_3 T_{f(i-1)}^{*n} + b_4 T_{si}^{*n} \quad (44)$$

Dónde:

$$a_1 = 1 - 2a_2 - a_3 \quad (45)$$

$$a_2 = -a_4 h \quad (46)$$

$$a_3 = a_5 \Delta t^* \quad (47)$$

$$a_4 = -k_s / M_1 L u_i \quad (48)$$

$$a_5 = h_c L / M_1 u_i. \quad (49)$$

$$b_1 = 1 + b_5 h - b_4 \quad (50)$$

$$b_2 = b_6 - b_5 h \quad (51)$$

$$b_3 = -b_6 - b_5 h \quad (52)$$

$$b_4 = b_8 \Delta t^* \quad (53)$$

$$b_5 = -k_f / M_2 L u_i \quad (54)$$

$$b_6 = b_7 \Delta x^* t^* h / 2 \quad (55)$$

$$b_7 = a / \Phi \quad (56)$$

$$b_8 = h_c L / M_2 u_i \quad (57)$$

$$h = \Delta t^* / (\Delta x^*)^2 \quad (58)$$

Simplificación de Presión inicial y de Permeabilidad.

Retomando la constante b7

$$b_7 = a/\Phi \quad (59)$$

Donde

$$a = u^*/t^* \quad (60)$$

$$u^* = 7,32465 * 10^{-8} \frac{-p_i K dp^*}{u_i L \mu dx^*} \quad (61)$$

$$t^* = \frac{3600 u_i t}{L} \quad (62)$$

$$\frac{dp^*}{dx^*} = \frac{-\Delta p_s}{p_i} \quad (63)$$

$$\Delta p_s = \frac{4,1183 Q B s \mu}{K H} \quad (64)$$

Al incorporar (61) y (62) en (60), se tiene que:

$$a = \frac{p_i K dp^*}{u_i^2 \mu t dx^*} \quad (65)$$

Reemplazando el término “ dp^*/dx^* ”, por (63) y (64), se obtiene lo siguiente:

$$a = \frac{Q B s}{u_i^2 t H \Phi} \quad (66)$$

En la ecuación (66), se observa que los términos de Presión inicial y permeabilidad desaparecen del modelo, lo cual significa que no tienen efecto alguno sobre la transferencia de calor en el caso de estudio.

2.2.1 Algoritmo de inyección en yacimiento. En la Figura 3 se muestra el diagrama de flujo que describe la transferencia de calor en el yacimiento. Al iniciar este proceso se deben ingresar los datos de entrada, los cuales corresponden a

información de yacimiento: espesor de formación (H), porosidad (Φ), factor de daño (s), densidad de la roca (ρ_s), capacidad calorífica de la roca (c_{ps}), temperatura inicial de la roca (T_{si}) y conductividad de la roca (k_s), adicionalmente se solicita datos adicionales como: factor volumétrico de formación (B), conductividad térmica del fluido inyectado (k_f) y viscosidad del fluido en yacimiento (μ).

Posteriormente, se ingresa el radio alterado (L) que corresponde a la zona dañada (objetivo del tratamiento de remoción), este valor será útil para determinar el tiempo de inyección. Seguido a esto se procede a realizar la asignación de los valores iniciales de temperatura de fluido y de roca, para esto se toma el último valor guardado en la matriz ($T_{fi} = M[1][n - 1]$), creada en el diagrama de flujo para el modelo de pozo (figura 2); Posteriormente se calcula la temperatura inicial para la roca con el gradiente geotérmico y la temperatura de superficie ($T_{si} = T_o + GL$).

A continuación se ingresa el número de pasos para tiempo y espacio (n_t, n_x), los cuáles serán de utilidad para dimensionar las matrices que permiten el cálculo y almacenamiento de los valores de temperatura de roca y fluido. Dependiendo de la base del fluido inyectado, se tomara un valor diferente de (hc), el cual a su vez depende de la viscosidad del fluido que se tiene en yacimiento. El siguiente paso consiste en calcular las siguientes variables: tiempo de inyección (t), capacidad calorífica de la tierra (M_1), área media logarítmica (A_{log}), velocidad del fluido en la formación (u_i), tiempo adimensional (t^*), paso para el tiempo (Δt^*), paso para el espacio (Δx^*), entre otras ($h, a_5, a_4, a_3, a_2, a_1$), con estas variables y las solicitadas al inicio se puede calcular el comportamiento de la temperatura para la roca. Debido a que uno de los fundamentos clave del modelo es calcular la temperatura del fluido y de la roca de manera simultánea, se deben calcular las siguientes variables: capacidad calorífica del fluido (M_2), caída de presión debida al daño (Δp_s), diferencial de presión adimensional (dp^*/dx^*), velocidad adimensional (u^*),

temperatura inicial del fluido adimensional (T_{fi}^*), temperatura de la roca inicial adimensional (T_{si}^*), entre otras (b_8, b_5, b_4, b_1), las variables mencionadas anteriormente permiten calcular la temperatura del fluido.

A continuación se procede a asignar y dimensionar los siguientes vectores: tiempo adimensional (tAD), posición adimensional (pAD), (a) y (b_7), se crean estos vectores debido a que dichos parámetros han de variar a medida que se calculan nuevos valores de temperatura en tiempo y espacio; para dimensionarlos se utilizan los pasos para tiempo y espacio (n_t, n_x); Los vectores (tAD), (b_7) y (a) al ser afectados directamente por el tiempo se encuentran dimensionados con el paso (n_t) y el vector (pAD) se encuentra dimensionado por el paso (n_x).

Figura 3. Diagrama de flujo para transferencia de calor en el yacimiento.

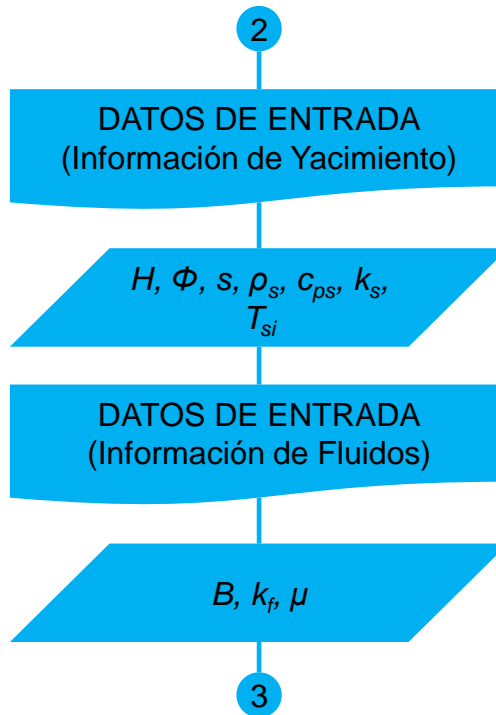


Figura 3 (Continuación). Diagrama de flujo para transferencia de calor en el yacimiento.

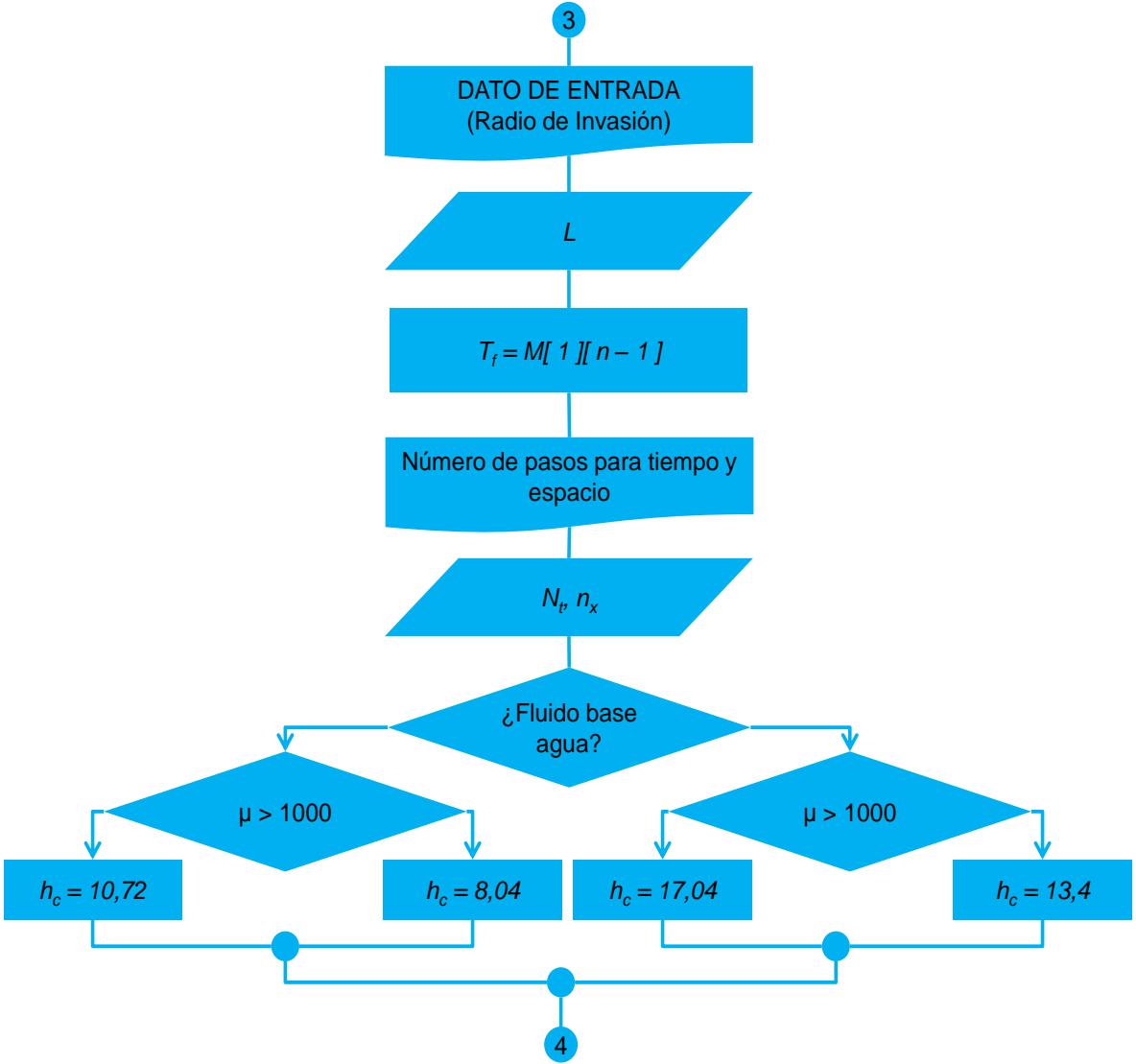


Figura 3 (Continuación). Diagrama de flujo para transferencia de calor en el yacimiento.

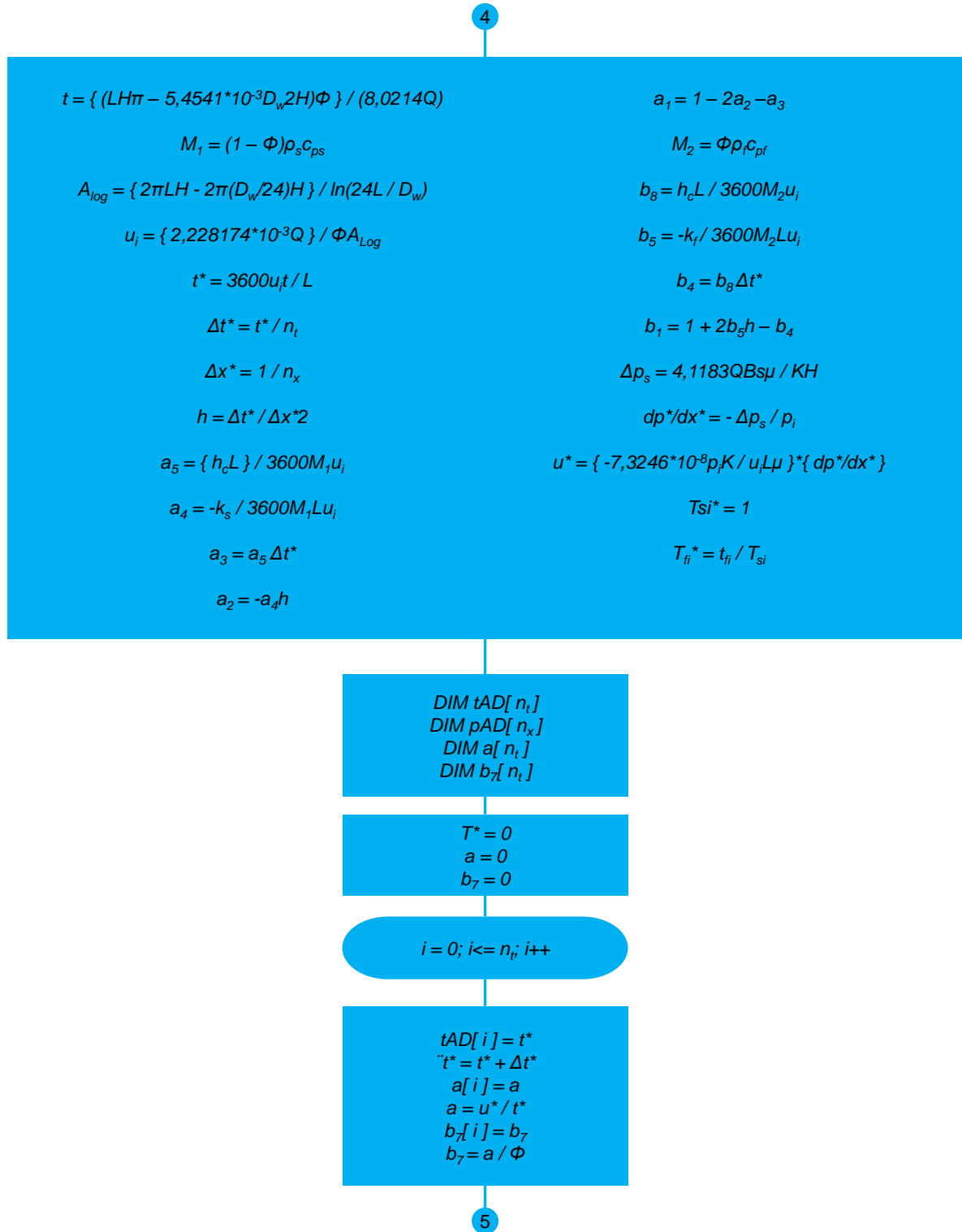


Figura 3 (Continuación). Diagrama de flujo para transferencia de calor en el yacimiento.

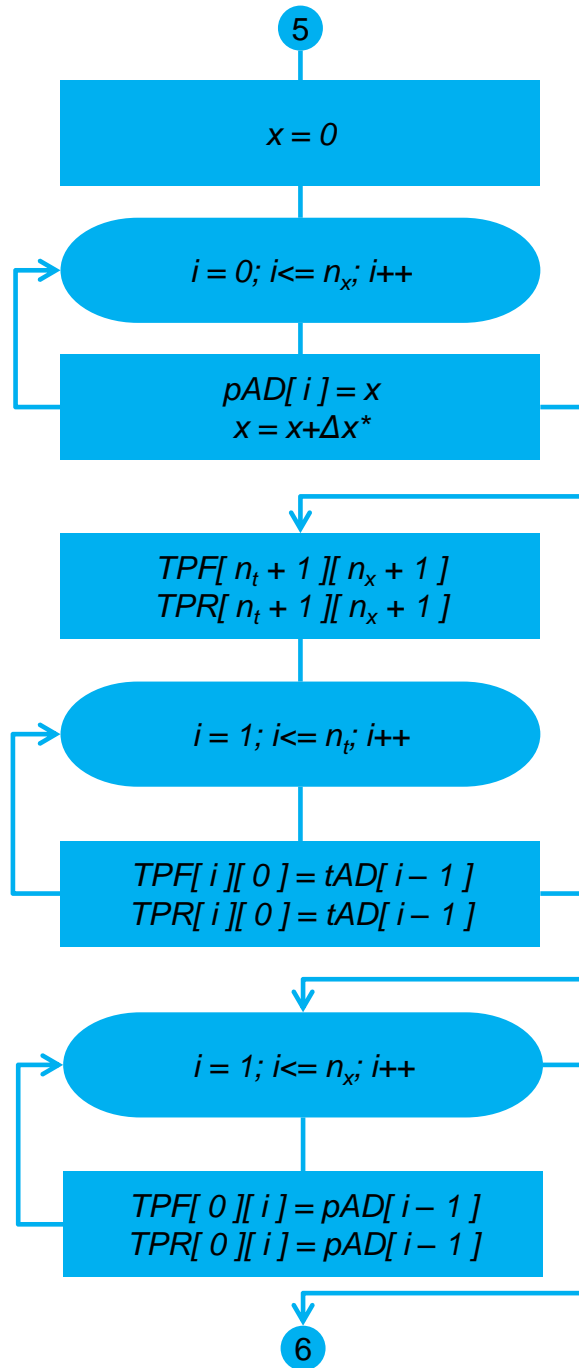
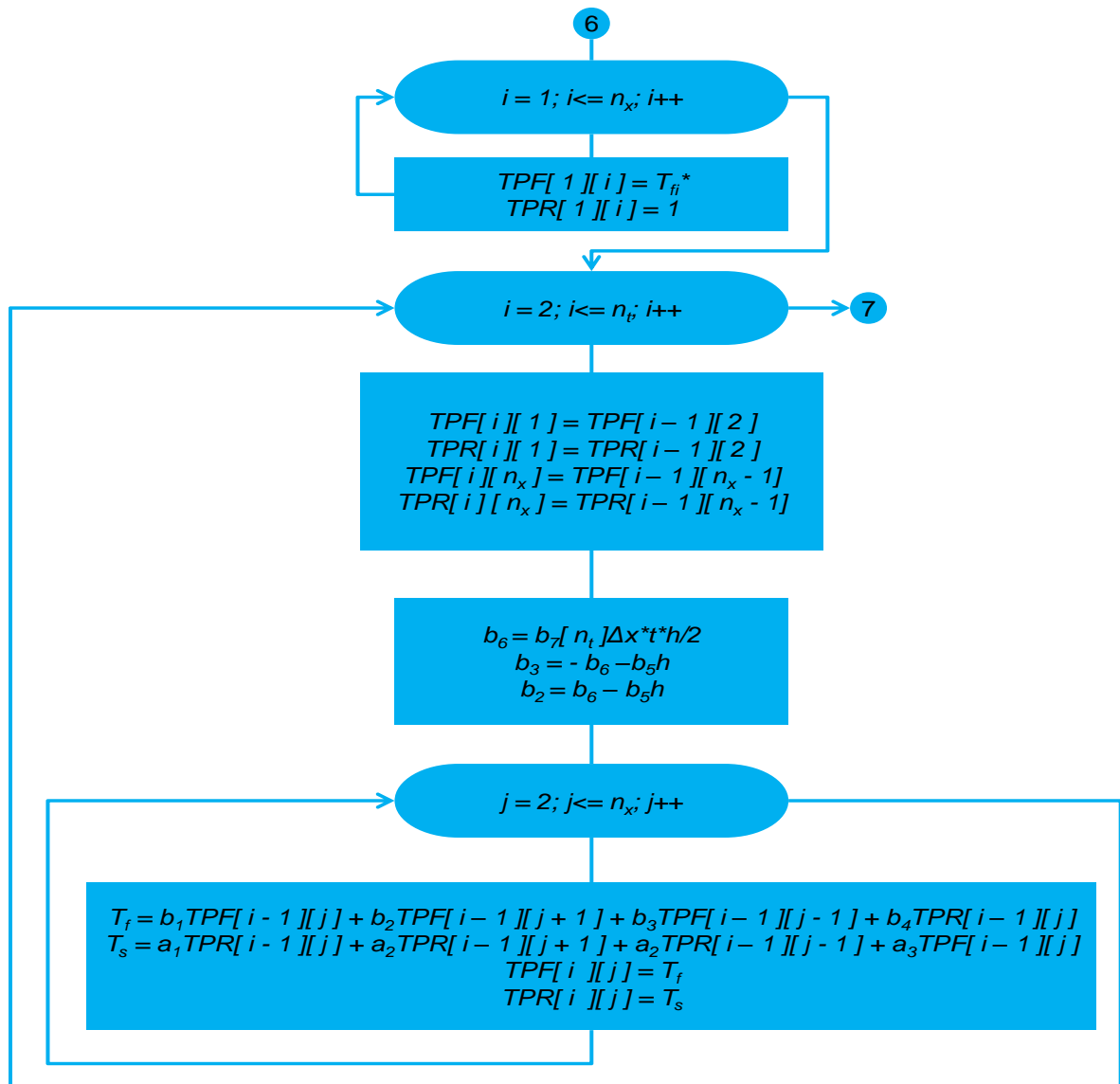


Figura 3 (Continuación). Diagrama de flujo para transferencia de calor en el yacimiento.



Seguidamente se procede a llenar los vectores que dependen de la variable tiempo, con ayuda de un bucle y llenando la primera posición de cada vector con el número cero, el llenado se detendrá cuando se llegue a la repetición del ciclo que coincida con el valor del paso (n_t). El dimensionamiento y llenado se resume a continuación en la Figura 4 y Figura 5.

Figura 4. Dimensionamiento y llenado de los vectores que dependen del tiempo.

	1	2	3	4	5	6	7	8	...	n_t
tAD	0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_6	t_7	t_{\dots}	$t_{(n_t-1)}$

	1	2	3	4	5	6	7	8	...	n_t
b_7	0	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_{\dots}	$b_{(n_t-1)}$

	1	2	3	4	5	6	7	8	...	n_t
A	0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_{\dots}	$a_{(n_t-1)}$

Figura 5. Dimensionamiento y llenado del vector que depende de la posición.

	1	2	3	4	5	6	7	8	...	n_x
pAD	0	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_{\dots}	$x_{(n_x-1)}$

Después de tener los vectores completos, se procede a dimensionar las matrices que permitirán almacenar los datos de temperatura correspondiente al fluido de estimulación en la matriz ($TPF[n_t + 1][n_x + 1]$) y a la temperatura de la roca en la matriz ($TPR[n_t + 1][n_x + 1]$), (ver figura 6)

Figura 6. Dimensionamiento de las matrices para la temperatura de fluido y roca.

TPF										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	...	n_x+1
2										
3										
...										
n_t+1										

TPR										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	...	n_x+1
2										
3										
...										
n_t+1										

Ahora se procede a realizar el llenado de las matrices, lo cual se realizara por etapas. La primera etapa consiste en llenar la primera fila de las dos matrices con los tiempos y posiciones adimensionales guardados en el vector tAD y pAD respectivamente, como se representa en la Figura 7.

Figura 7. Llenado de las matrices.

TPF											
-	0	1	2	3	4	5	6	7	...	n_x	
0											
1											
2											
...											
n_t											

TPR											
-	0	1	2	3	4	5	6	7	...	n_x	
0											
1											
2											
...											
n_t											

Nota: Llenado de las matrices con tiempos (azul) y posiciones (verde) adimensionales.

Continuando con el llenado de la matriz, se procede a incorporar los datos de inicialización para el modelo, que son las temperaturas de fluido y roca para el tiempo inicial, como se indica en la Figura 8.

Figura 8. Inicialización de las matrices.

TPF											
-	0	1	2	3	4	5	6	7	...	n_x	
0											
1											
2											
3											
...											
n_t											

TPR											
-	0	1	2	3	4	5	6	7	...	n_x	
0											
1											
2											
3											
...											
n_t											

Nota: Inicialización de las matrices con temperatura de fluido adimensional inicial (T_{fi}^*) y temperatura de roca adimensional inicial (T_{si}^*)

El siguiente bucle es uno de tipo anidado (uno dentro de otro) el primero hace referencia a la asignación de valores de temperatura para el siguiente intervalo de tiempo, y el interior se enfoca en el cálculo de los valores de temperatura para la fila 'i', como se representa en la Figura 9.

Figura 9. Ejemplo de la asignación de la temperatura.

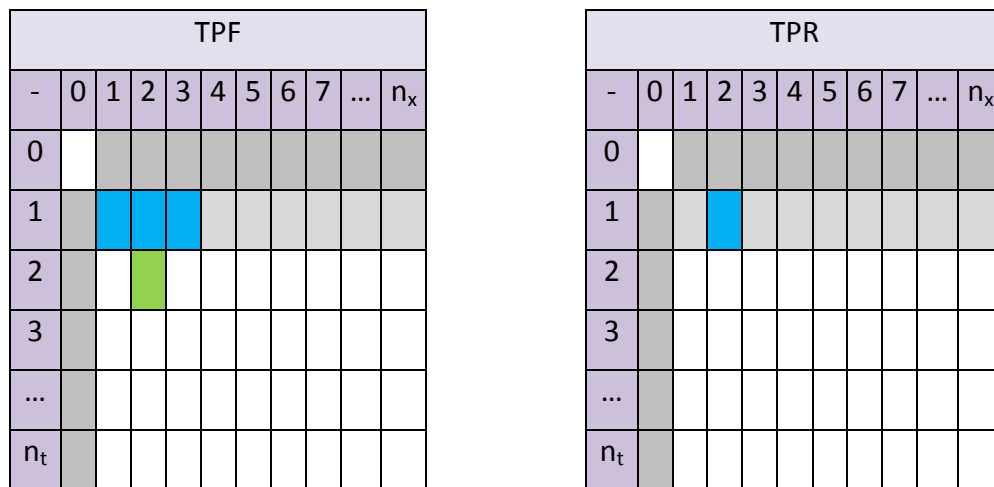
TPF											
-	0	1	2	3	4	5	6	7	...	n_x	
0											
1											
2											
3											
...											
n_t											

TPR											
-	0	1	2	3	4	5	6	7	...	n_x	
0											
1											
2											
3											
...											
n_t											

Después de asignadas las condiciones de frontera para la siguiente línea de tiempo (Figura 9), se calculan los parámetros restantes (b_6, b_3, b_2) que finalmente permitirán el cálculo de las temperaturas de fluido y roca, utilizando las ecuaciones que se encuentran dentro del bucle interior.

El color verde en la celda de la Figura 10 indica que se está calculando un valor de temperatura en dicha celda y las celdas que están en color azul hacen referencia a valores necesarios para realizar el cálculo, esto evidencia la dependencia de la temperatura del fluido respecto a la temperatura de la roca. Para calcular la temperatura de la roca se hace el mismo procedimiento.

Figura 10. Cálculo de la temperatura del fluido.



2.3 MODELADO DE LA TEMPERATURA DEL REMOJO EN EL MEDIO POROSO

Para el desarrollo del modelo se tuvieron en cuenta las siguientes suposiciones:

- 1) La presencia de aceite residual en la pierna de agua es ignorada y cada capa de yacimiento es homogénea.

2) El intercambio de calor por convección se da de manera instantánea.

3) Las rocas supra y subyacentes se consideran como fuentes de energía infinita a temperatura constante T_s .

Las variables involucradas en el desarrollo del modelo se encuentran en la Tabla de nomenclatura.

Para desarrollar la primera ecuación, se tiene en cuenta el balance de energía de la siguiente manera:

$$V\rho_w c_w \Phi (T_n^i - T_{n-1}^{i-1}) = V\rho_s c_s (1 - \Phi) (T_n^{i-1} - T_{n-1}^i) \quad (67)$$

Resolviendo para T_n^i , se tiene lo siguiente:

$$T_n^i = C1 T_{n-1}^{i-1} + C2 T_n^{i-1} \quad (68)$$

Las constantes C1 y C2 están representadas por las siguientes ecuaciones:

$$C1 = \frac{\rho_f c_f \Phi}{\rho_f c_f \Phi + \rho_s c_{ps} (1 - \Phi)} \quad (69)$$

$$C2 = 1 - C1 \quad (70)$$

Proceso de conducción vertical:

Debido a la diferencia de temperatura $T_s - T_n^i$ una cantidad de calor 'q' es transferida desde las capas supra y subyacente en un tiempo Δt del timestep 'i' a través del área de contacto 'A':

$$q = 2k_s A \frac{T_s - T_n^i}{H/2} \Delta t \quad (71)$$

La cantidad de calor ‘q’ que conduce a un incremento de temperatura en el bloque ‘n’ es:

$$\Delta T_n^i(ver) = \frac{q}{V(\rho_f c_f \Phi + \rho_s c_{ps}(1-\Phi))} = \frac{4k_s A(T_s - T_n^i)}{VH(\rho_f c_f \Phi + \rho_s c_{ps}(1-\Phi))} \Delta t \quad (72)$$

2.3.1 Algoritmo de remojo. La Figura 11 muestra el diagrama de flujo que describe la transferencia de calor durante el tiempo de remojo. Este algoritmo inicia una vez culmina el proceso de inyección (Algoritmo de Hossain Modificado) y utiliza los siguientes datos: espesor de formación, porosidad, densidad de la roca, capacidad calorífica de la roca, conductividad térmica de la roca, densidad del fluido inyectado, capacidad calorífica del fluido inyectado y temperatura de la formación. El ingreso de la información mencionada anteriormente se omite debido a su previo ingreso en el modelo de Hossain modificado, posteriormente se solicita el tiempo de remojo (*tRem*), que es el tiempo durante el cual se deja en contacto el fluido con la formación, una vez culmina la inyección.

Figura 11: Diagrama de flujo para transferencia de calor durante el remojo.

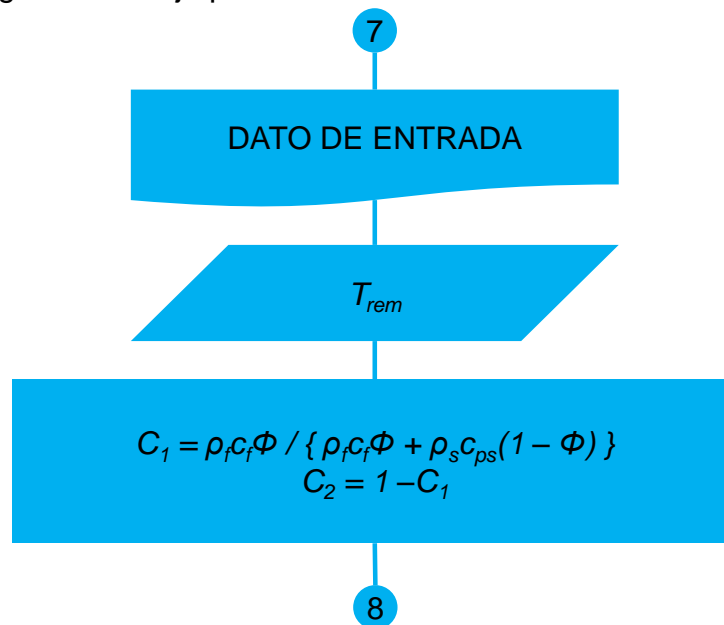


Figura 11 (Continuación): Diagrama de flujo para transferencia de calor durante el remojo

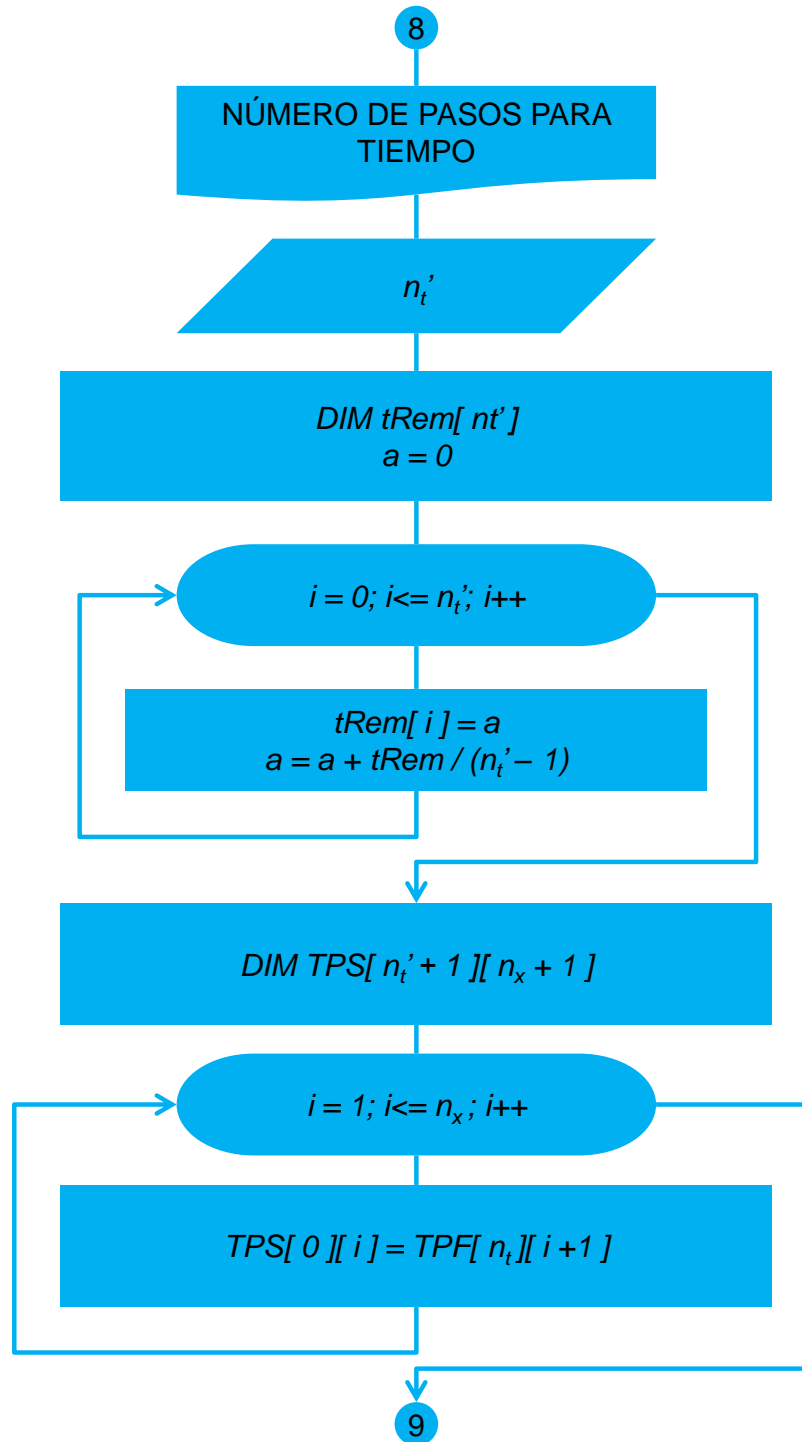
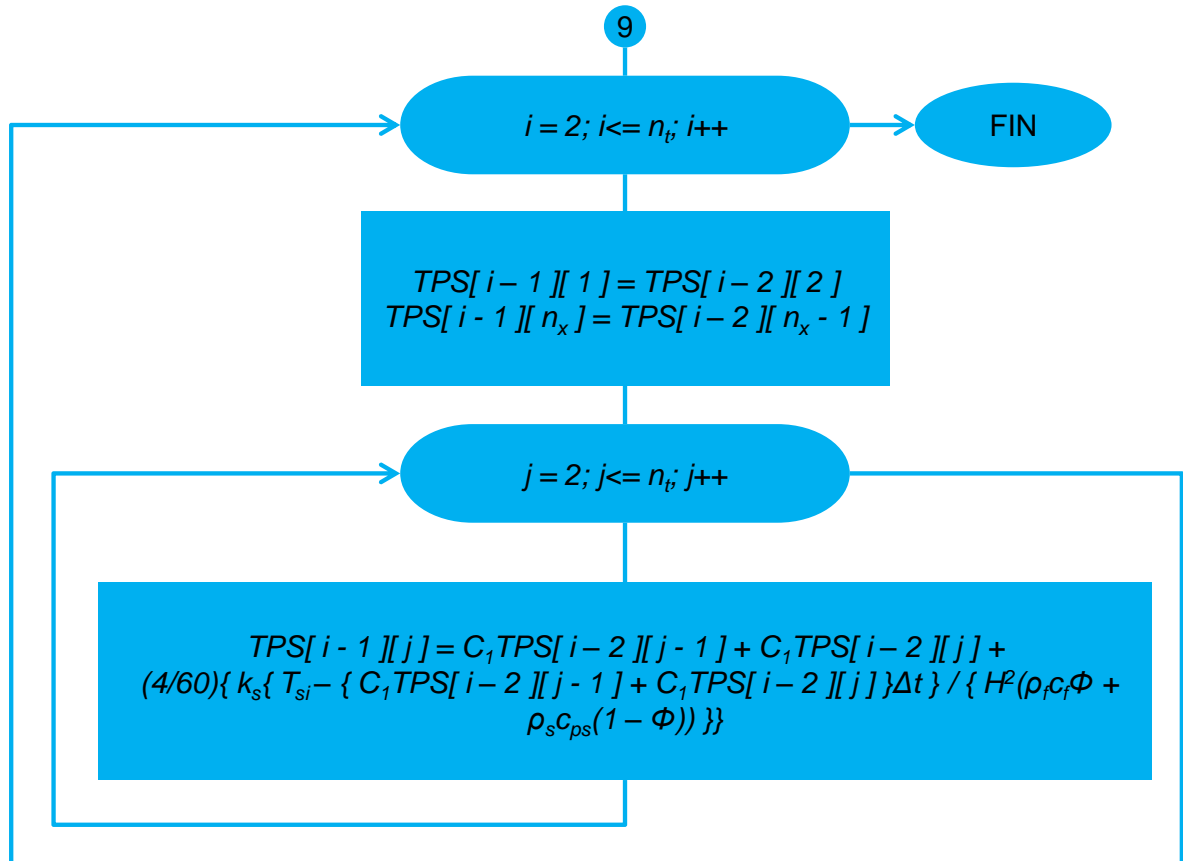


Figura 11 (Continuación): Diagrama de flujo para transferencia de calor durante el remojo



El primer cálculo corresponde al de las constantes $C1$ y $C2$, las cuales permitirán calcular las temperaturas del sistema a medida que avanza el tiempo; después de calculadas las constantes se solicita el número de pasos para el tiempo, con este dato se dimensionará un vector que permitirá almacenar los datos de tiempo y la matriz que almacenará todo el conjunto de datos (temperatura, tiempo y posición).

Después de llenado el vector de tiempo de remojo (Figura 12), se procede a dimensionar la matriz en donde se calculan y almacenan los datos procesados (Figura 13), seguidamente se llena la primera fila de la matriz con los datos del

tiempo final de inyección, los cuales se importan del modelo de Hossain Modificado con la matriz (Figura 14).

Figura 12. Dimensionamiento y llenado del vector para el tiempo de remojo.

	1	2	3	4	5	6	7	8	...	n'_t
tRem	0	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_6	t_7	$t_{...}$	$t_{(n'_t-1)}$

Figura 13: Dimensionado de la matriz temperatura en tiempo y espacio.

TPS										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	...	n_x+1
2										
...										
n'_t+1										

Figura 14: Llenado de la primera fila de la matriz.

TPF										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	...	n_x+1
2										
...										
n'_t+1										

Nota: Llenado de la primera fila de la matriz con los datos de la última fila de la matriz del modelo de Hossain modificado, el color verde representa la predicción final de temperatura del modelo de inyección y marca el inicio del modelo para tiempos posteriores a la inyección.

Seguidamente se procede a hacer el cálculo casilla por casilla, tanto para tiempo como para posición con el último bucle que es de tipo anidado, este procedimiento es muy similar al propuesto para el modelo de Hossain modificado. (Figura 15 y 16)

Figura 15: Representación gráfica del bucle que establece las condiciones de frontera.

TPF										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	...	n_x+1
2										
3										
...										
n'_t+1										

Figura 16: Ilustración del primer cálculo de la temperatura del sistema.

TPF										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	...	n_x+1
2										
3										
...										
n'_t+1										

Nota: En verde se muestra el valor que está siendo calculado y en azul se muestra los valores de los que depende.

3. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

El algoritmo diseñado se programó inicialmente en Excel, con el fin de observar el comportamiento de cada uno de los modelos. Se determinó que la variable clave del modelo de pozo (Guo modificado) es la temperatura del fluido en el *wellbore*, que a su vez es un dato de entrada del modelo de formación (Hossain modificado) con el cual se obtiene la temperatura de equilibrio entre la formación y el fluido inyectado, que constituye un dato de entrada para el modelo de remojo (Plankentamp modificado). Al analizar este último modelo se evidenció que la temperatura de fluido no aumenta considerablemente durante el tiempo de remojo.

Teniendo en cuenta lo anterior, se programó la herramienta con el lenguaje C# (*C Sharp*), utilizando Microsoft Visual Studio para ofrecer una interfaz de fácil acceso y manipulación para el usuario.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

La Figura 17 muestra la ventana principal que se abre al ejecutar la herramienta. En las siguientes páginas se hace una breve descripción de las funciones básicas de la herramienta, funciones tales como: “nuevo proyecto”, “abrir proyecto”, “guardar proyecto”, “salir”, “acerca de” y los botones de modelos.

BOTÓN “NUEVO PROYECTO”

Con este botón se pueden crear diversos proyectos (Ver Figura 18).

Figura 17. Presentación de la herramienta con todos sus botones.

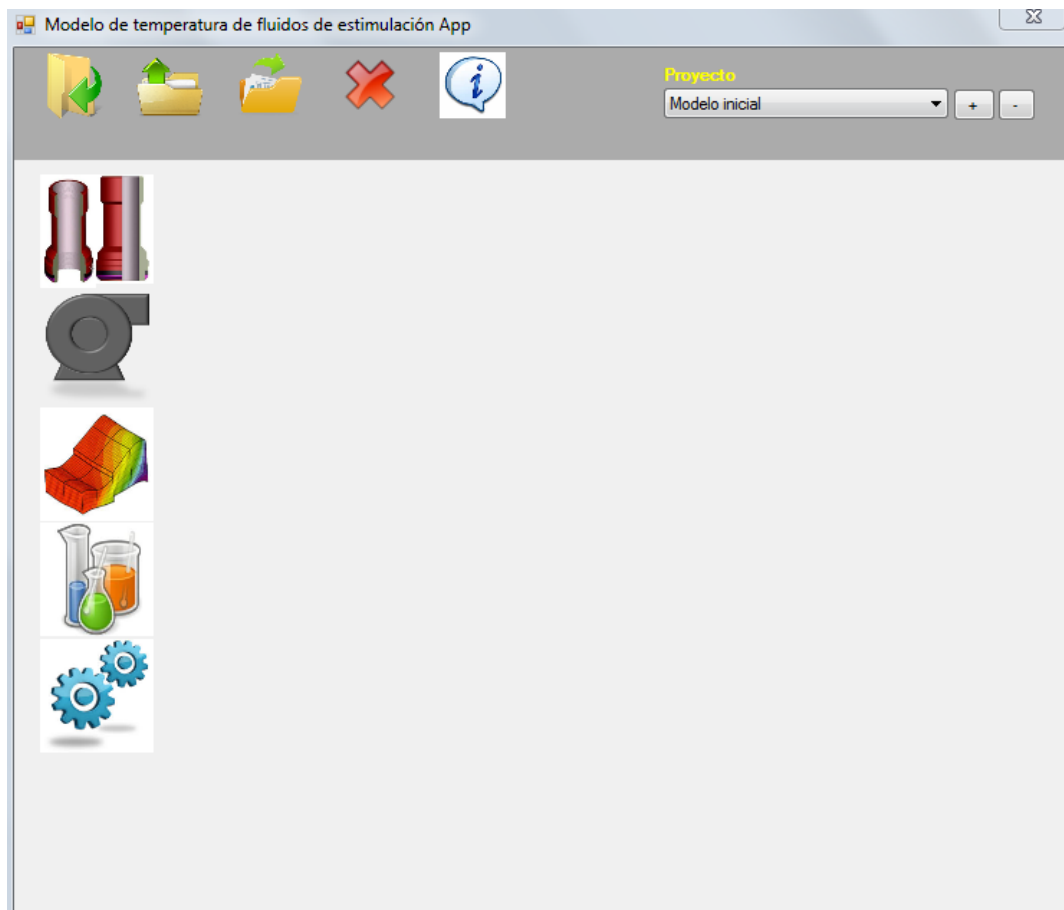


Figura 18. Botón “nuevo proyecto”.



BOTÓN “ABRIR PROYECTO”

Con este botón se puede llamar cualquiera de los proyectos ya elaborados (Ver Figura 19).

Figura 19. Botón “abrir proyecto”.



BOTÓN “GUARDAR PROYECTO”

Como su nombre lo indica, este botón tiene como función guardar cualquier proyecto que se desee (Ver Figura 20).

Figura 20. Botón “guardar proyecto”.



BOTÓN “SALIR”

Botón empleado para cerrar la herramienta, si se presiona arrojará un mensaje de confirmación (Ver Figura 21 y 22).

BOTÓN “ACERCA DE”

Con este botón se obtiene información de los autores y año de elaboración de la herramienta (Ver Figura 23).

Figura 21. Botón “salir”.



Figura 22. Confirmación para salir y para guardar los datos al de cerrar la herramienta.

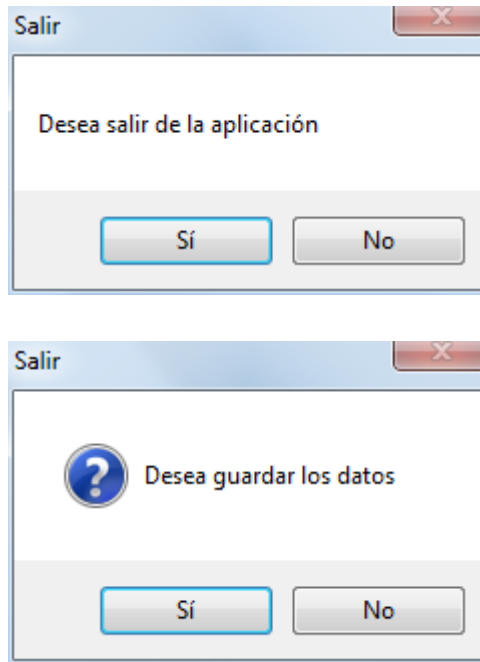


Figura 23. Botón “acerca de”



BOTONES “MODELOS”

En esta sección es donde se puede acceder a cada uno de los casos trabajados y guardados por el usuario, presionando el botón (+) se pueden incluir más casos, (al ejecutar esta acción el programa automáticamente solicitará un nombre para el nuevo caso), y presionando el botón (-) se elimina el caso seleccionado (Ver Figura 24 y 25).

Figura 24. Botones de diferentes casos.

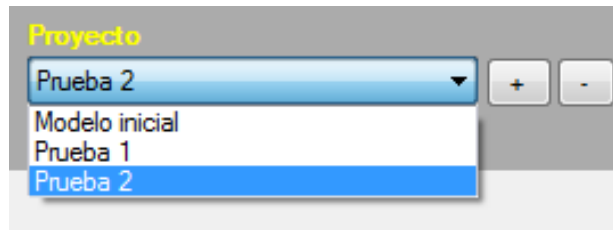
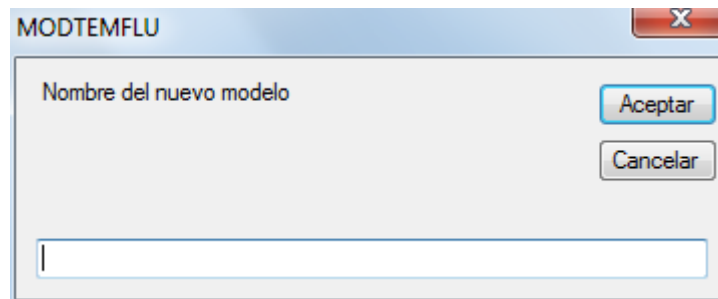


Figura 25. Campo de solicitud de nombre para el nuevo caso.



FUNCIONES PRINCIPALES DE LA HERRAMIENTA

A continuación se presenta una breve descripción de las funciones principales de la herramienta.

BOTÓN “ESTADO MECÁNICO DEL POZO”

En esta pestaña se solicita el diámetro de la tubería de inyección, el diámetro de revestimiento y la profundidad (Ver Figura 26 y 27).

Figura 26. Botón “Estado mecánico del pozo”.

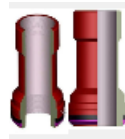
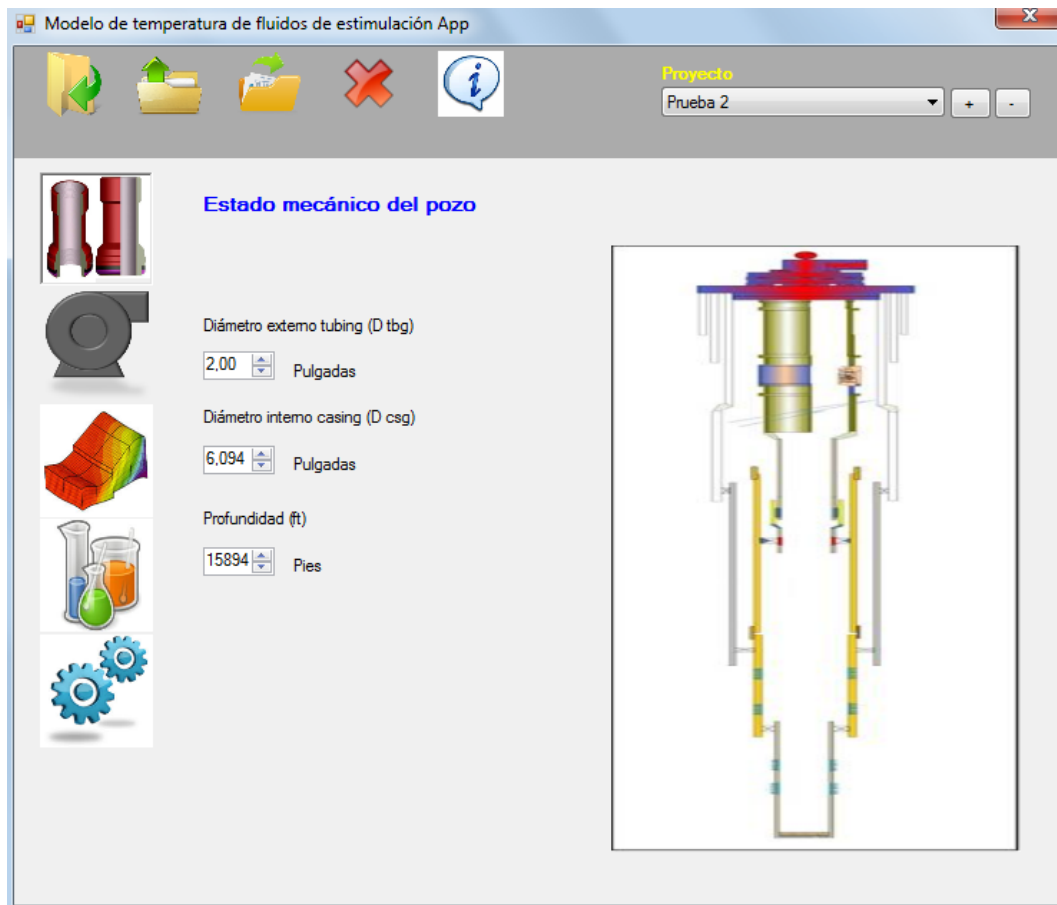


Figura 27. Pestaña “Estado mecánico del pozo”.



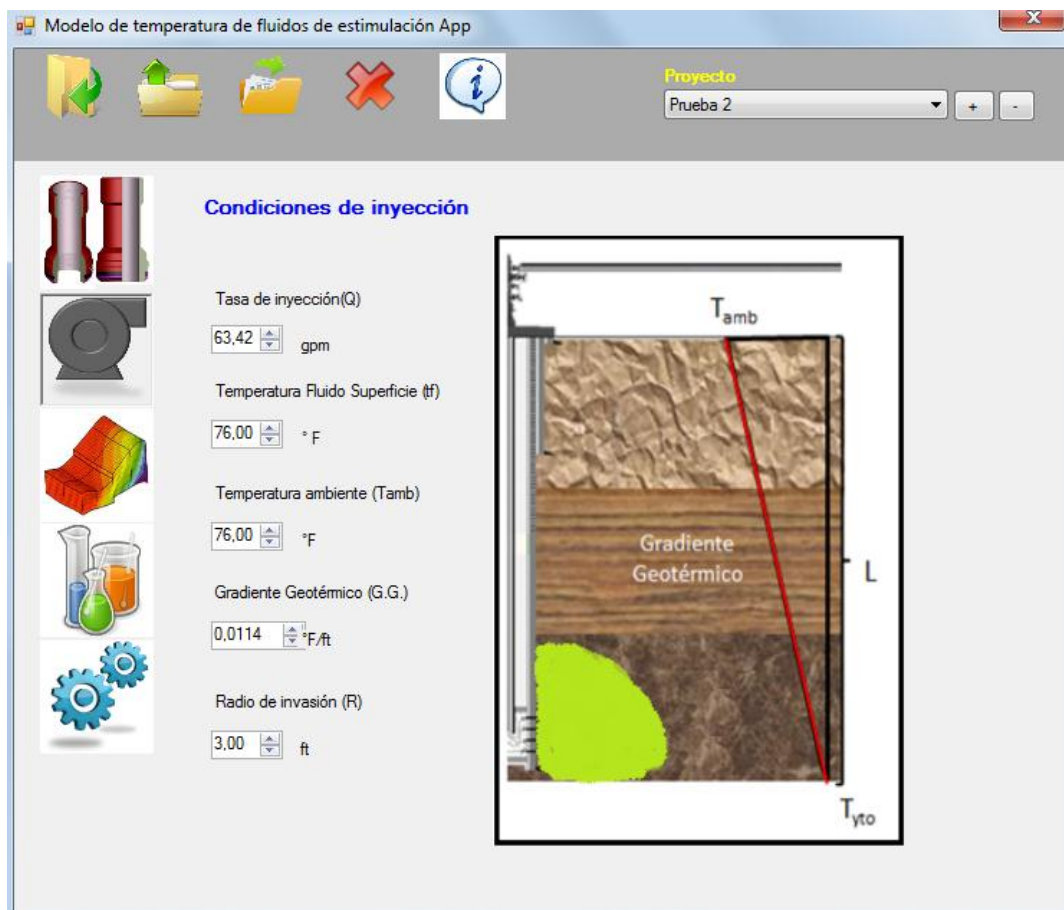
BOTÓN “CONDICIONES DE INYECCIÓN”

En esta ventana se adicionan las condiciones a las cuales el fluido va a ser inyectado: Tasa de inyección, Temperatura del fluido en superficie, temperatura ambiente, Gradiente geotérmico y radio de invasión (Ver Figura 28 y 29).

Figura 28. Botón “Condiciones de inyección”



Figura 29. Pestaña “Condiciones de inyección”.



BOTÓN “CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTO”

En esta ventana se ingresan las propiedades del yacimiento: Densidad de la roca, Capacidad calorífica de la roca, Espesor de la formación, Conductividad térmica de la roca, Factor daño (*Skin*) (Ver Figura 30 y 31).

Figura 30. Botón “Características de yacimiento”.

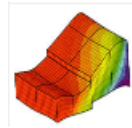


Figura 31. Pestaña “Características de inyección”.

Modelo de temperatura de fluidos de estimulación App

Proyecto: Prueba 2

Características de yacimiento

Densidad de la roca: 167,00 lb/pc

Capacidad calorífica de la roca: 0,10 BTU/lb °F

Porosidad: 0,05 Fracción

Espesor de la formación cañoneado: 250,00 Ft

Conductividad térmica de la roca: 1,50 BTU/hrft °F

Factor de daño (*Skin*): 25,00

Diagrama geológico: Pozo, Gas, Petróleo, Roca sello, Roca almacén, Agua.

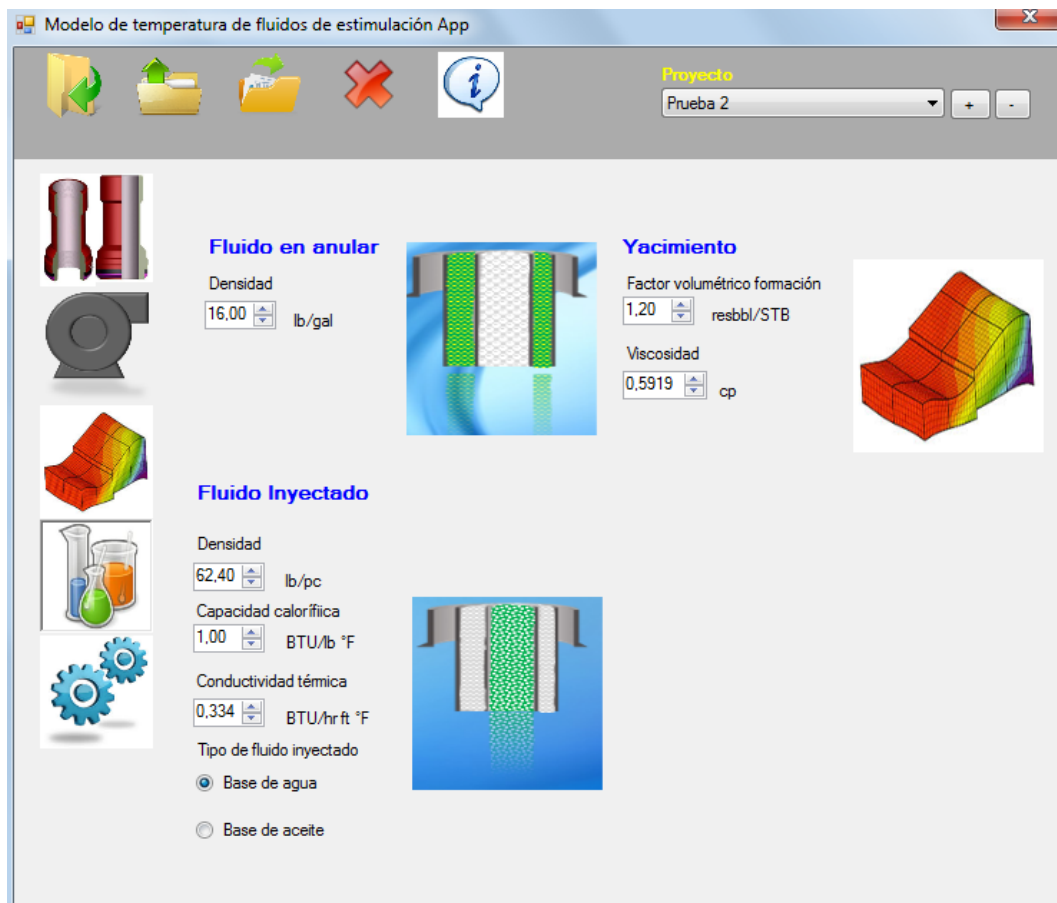
MODULO DE FLUIDOS

En esta ventana se incluyen las propiedades físicas y térmicas de los fluidos que intervienen en todo el proceso: fluido en anular, fluido inyectado y fluido de yacimiento. (Ver Figura 32 y 33).

Figura 32. Botón “módulo de fluidos”.



Figura 33. Pestaña “módulo de fluidos”.



BOTÓN “PROCESAR”

En esta ventana se ejecutan los datos ingresados. Se solicita ingresar un valor de “tolerancia para la determinación de las condiciones de equilibrio” que es la diferencia de temperatura máxima permisible entre la temperatura del fluido inyectado y la temperatura de la formación (Ver Figura 34, 35 y 36).

Figura 34. Botón “Procesar”.



Figura 35. Pestaña “Procesar”.

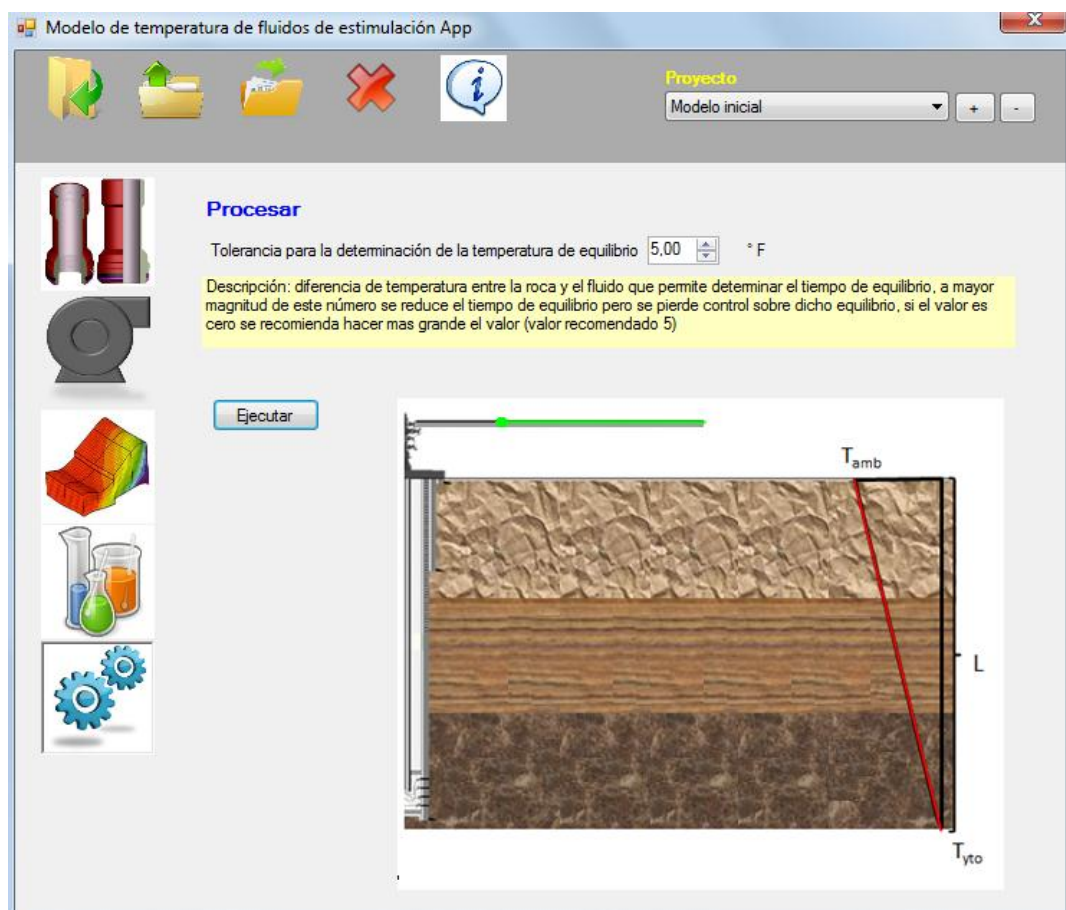
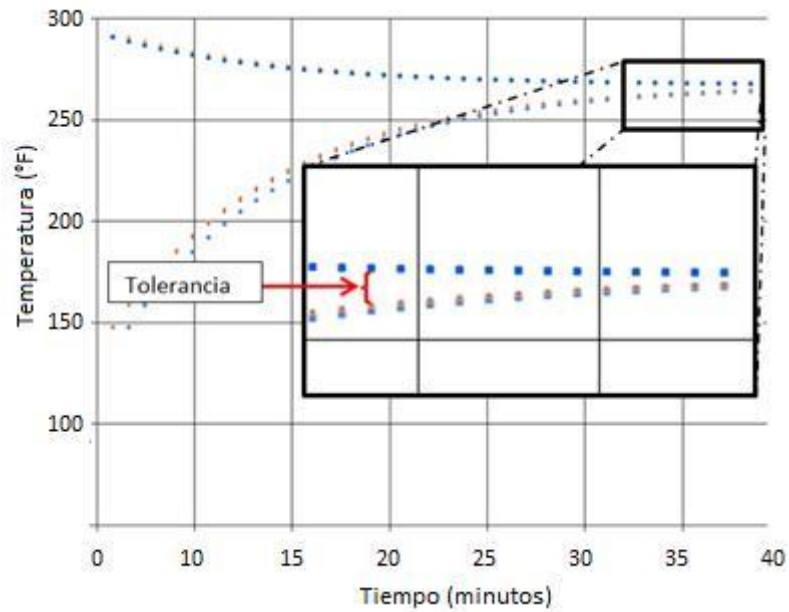


Figura 36. Tolerancia en el cálculo del tiempo de equilibrio.



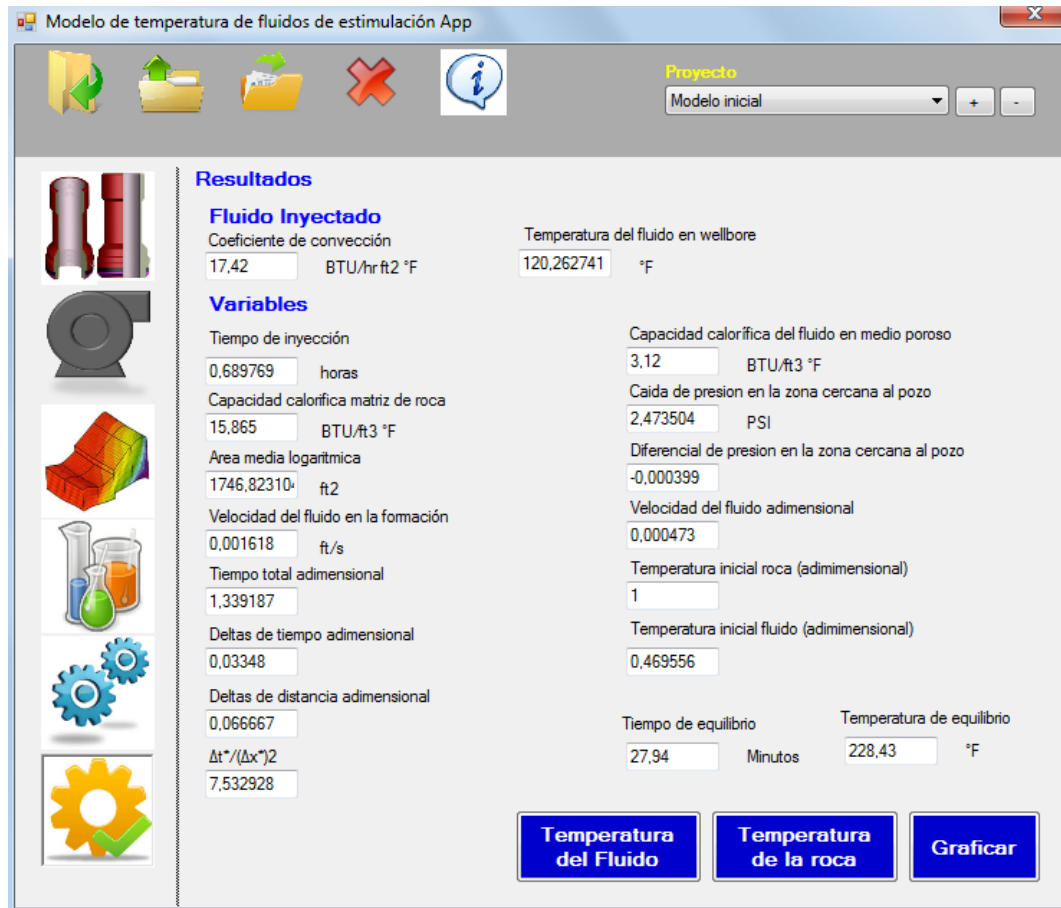
BOTON “RESULTADOS”

En esta sección se presenta un resumen de todos los cálculos realizados, de estos se pueden destacar los mas importantes, tales como: tiempo de inyección en horas y tiempo de equilibrio en minutos. Además se incluye la opción de visualizar una tabla completa con los resultados de temperatura paso a paso para roca y fluido, adicional a esto se incluye un módulo de gráficas donde se puede visualizar el comportamiento de la temperatura tanto de roca como fluido en función de las variables de interés (Ver Figura 37 y 38).

Figura 37. Boton “Resultados”.



Figura 38. Página de resultados.



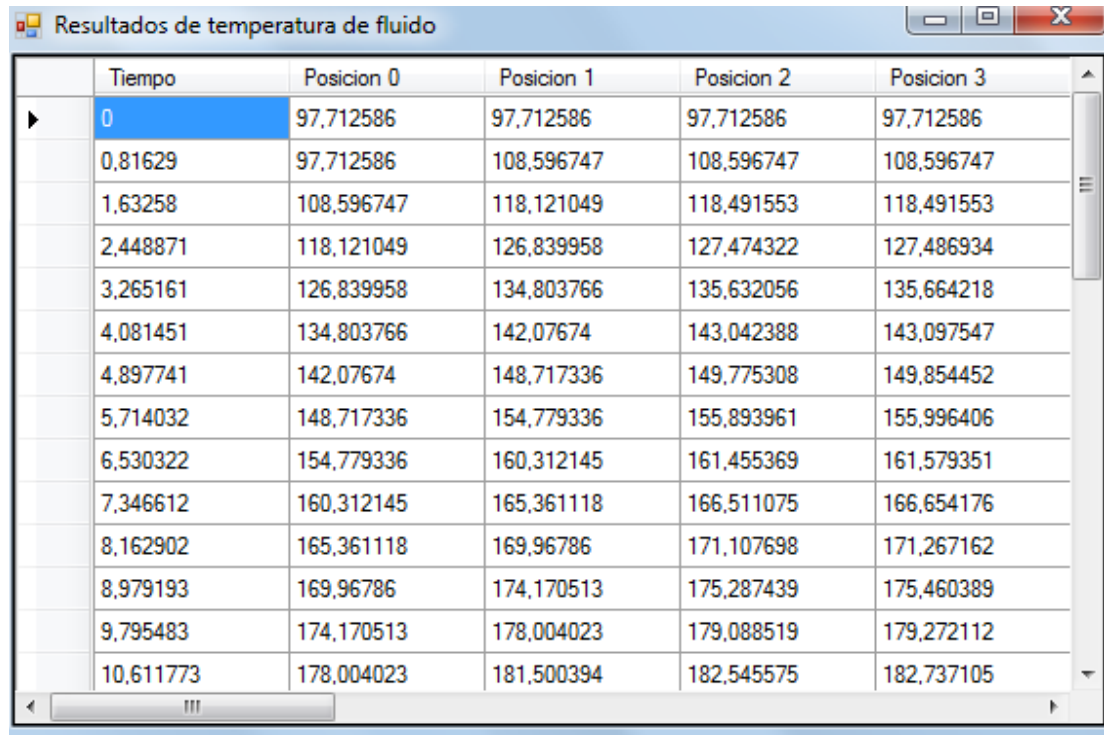
SECCIÓN DE RESULTADOS NUMERICOS

En este bloque se pueden ver los resultados numéricos de temperatura en función del tiempo y distancia a modo de tabla (Ver Figura 39 y 40).

Figura 39. Botones de resultados numéricos para la roca y el fluido.



Figura 40. Sección recortada de la tabla de resultados.



	Tiempo	Posicion 0	Posicion 1	Posicion 2	Posicion 3
▶	0	97,712586	97,712586	97,712586	97,712586
	0,81629	97,712586	108,596747	108,596747	108,596747
	1,63258	108,596747	118,121049	118,491553	118,491553
	2,448871	118,121049	126,839958	127,474322	127,486934
	3,265161	126,839958	134,803766	135,632056	135,664218
	4,081451	134,803766	142,07674	143,042388	143,097547
	4,897741	142,07674	148,717336	149,775308	149,854452
	5,714032	148,717336	154,779336	155,893961	155,996406
	6,530322	154,779336	160,312145	161,455369	161,579351
	7,346612	160,312145	165,361118	166,511075	166,654176
	8,162902	165,361118	169,96786	171,107698	171,267162
	8,979193	169,96786	174,170513	175,287439	175,460389
	9,795483	174,170513	178,004023	179,088519	179,272112
	10,611773	178,004023	181,500394	182,545575	182,737105

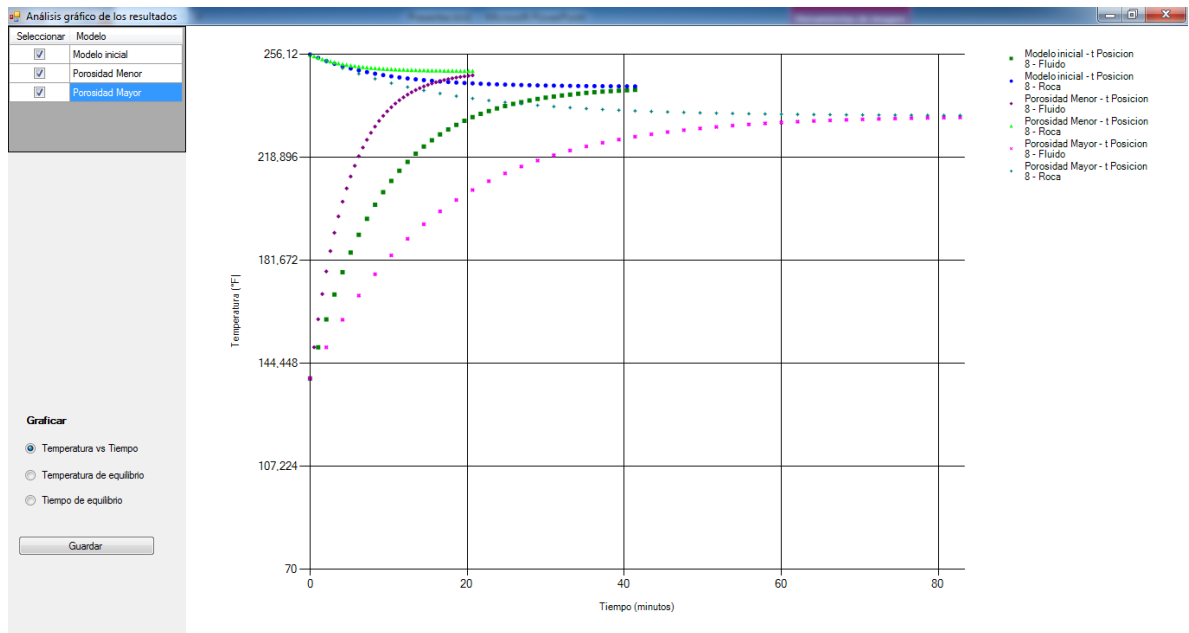
SECCIÓN DE GRÁFICA.

Es aquí donde se puede observar graficamente la tendencia al aumento de temperatura por parte del fluido inyectado y a la disminución de temperatura por parte de la roca, hasta alcanzar el equilibrio (Ver Figura 41 y 42).

Figura 41. Botón graficar.



Figura 42. Gráfica de muestra (Temperatura Vs Tiempo).



La herramienta también permite hacer graficas comparativas de los valores de temperatura y tiempo de equilibrio para diferentes casos (Ver Figura 43, 44 y 45).

Figura 43. Selección de tipo de gráfica.

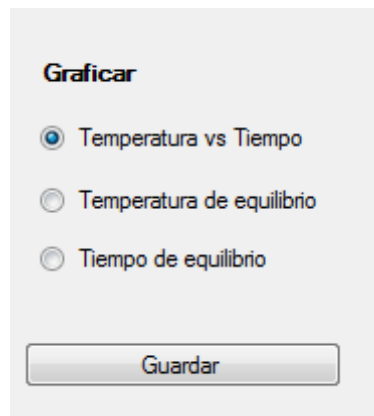


Figura 44. Gráfica de muestra (Temperatura de equilibrio).

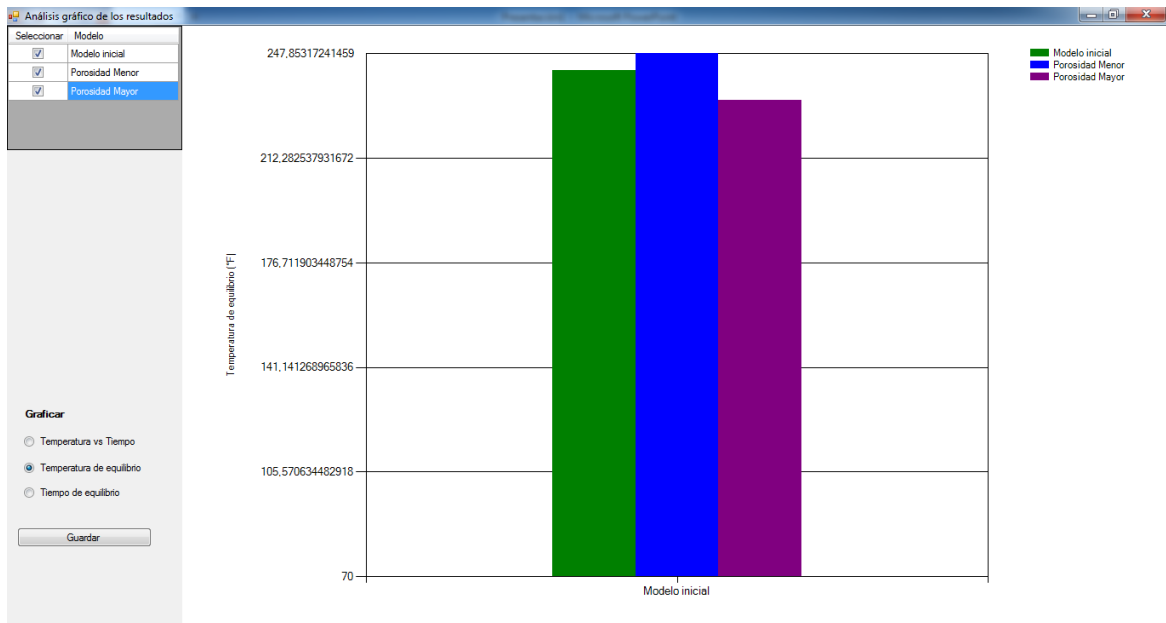
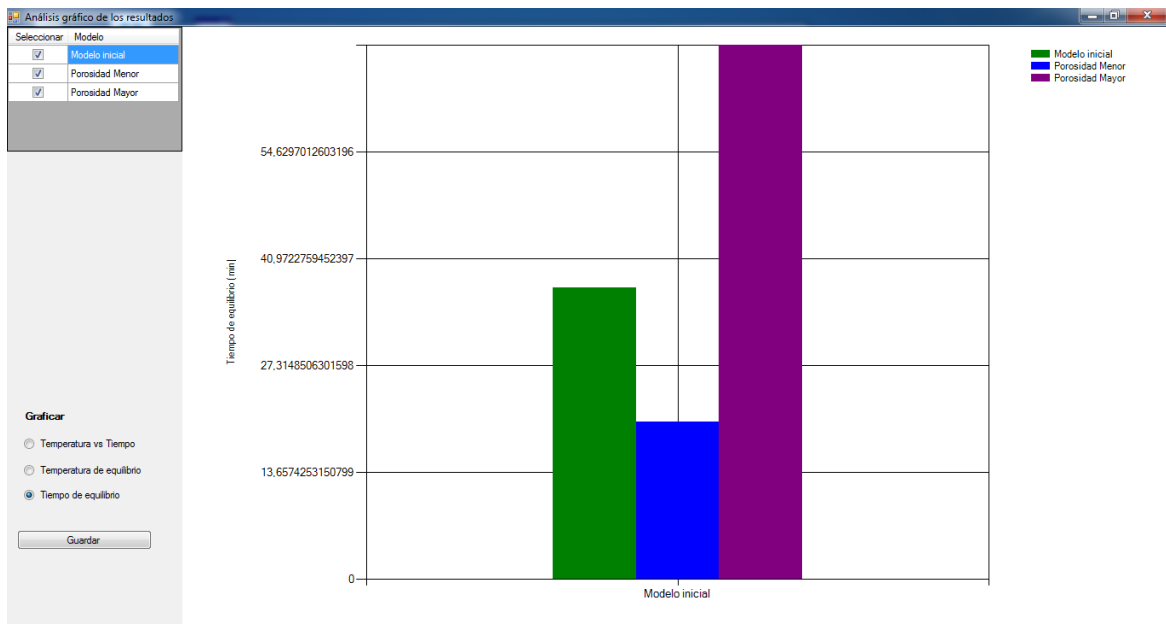


Figura 45. Gráfica de muestra (Tiempo de equilibrio).



3.2 RANGOS DE APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Al ejecutar la herramienta se realizó un análisis de variables a partir del cual se recomienda no emplear la herramienta para radios de invasión iguales o mayores a 8 pies bajo las siguientes combinaciones de variables:

- Para porosidades muy altas, de 35%, el espesor máximo de cañoneo es 135 ft.
- Para porosidades altas, de 25%, el espesor máximo de cañoneo es 210 ft.
- Para porosidades intermedias, de 15%, el espesor máximo de cañoneo es 350 ft.
- Para porosidades bajas, de 5%, el espesor máximo de cañoneo es 630 ft.

Estos rangos fueron determinados mediante la ejecución de la herramienta para distintas combinaciones de variables.

4. CASO DE APLICACIÓN

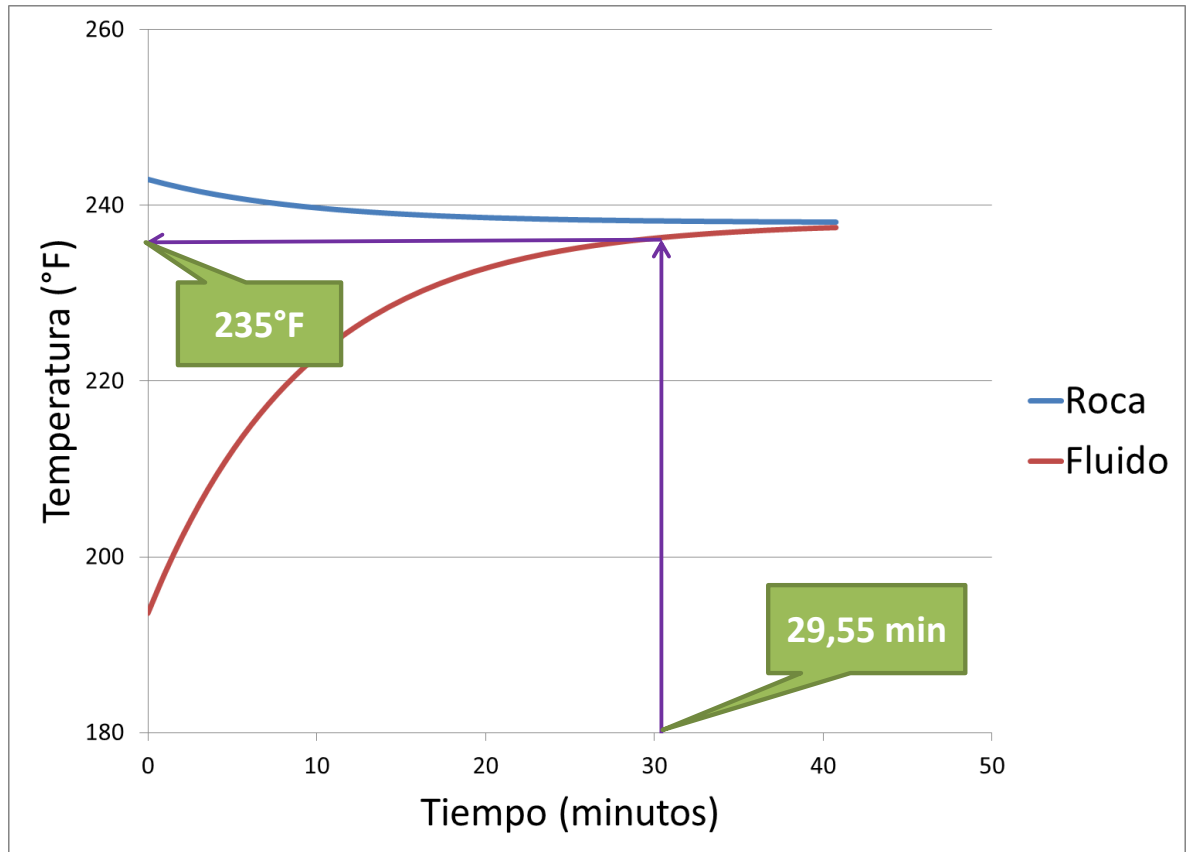
Se ejecutó la herramienta para un caso de una estimulación matricial con tratamiento principal base agua para la remoción de daño a la formación en un pozo de un campo colombiano. La Tabla 1 corresponde a las variables de entrada solicitadas por la herramienta.

Tabla 1: Variables para caso colombiano.

Diámetro del tubing:	7	in
Diámetro interno del revestimiento:	10,75	in
Profundidad de la formación	14646	ft
Tasa de inyección:	63,42	GPM
Temperatura del fluido en superficie:	76	°F
Temperatura ambiente:	76	°F
Gradiente geotérmico:	0,0114	°F/ft
Radio de invasión del tratamiento:	3	ft
Densidad de la roca del yacimiento:	137	lb/ft ³
Capacidad calorífica roca del yacimiento:	0,217	BTU/lb-°F
Porosidad de la roca del yacimiento:	0,05	
Espesor de formación cañoneado:	250	ft
Conductividad térmica de la roca:	1,5	BTU/hr-ft-°F
Factor daño:	25	
Densidad del fluido en el anular:	9	ppg
Factor volumétrico del fluido en el yacimiento:	1,2	rBbl/STB
Viscosidad fluido en el yacimiento:	0,5919	cP
Densidad del fluido inyectado:	62,4	Lb/ft ³
Capacidad calorífica del fluido inyectado:	1	BTU/lb-°F
Conductividad térmica del fluido inyectado:	0,334	BTU/hr-ft-°F

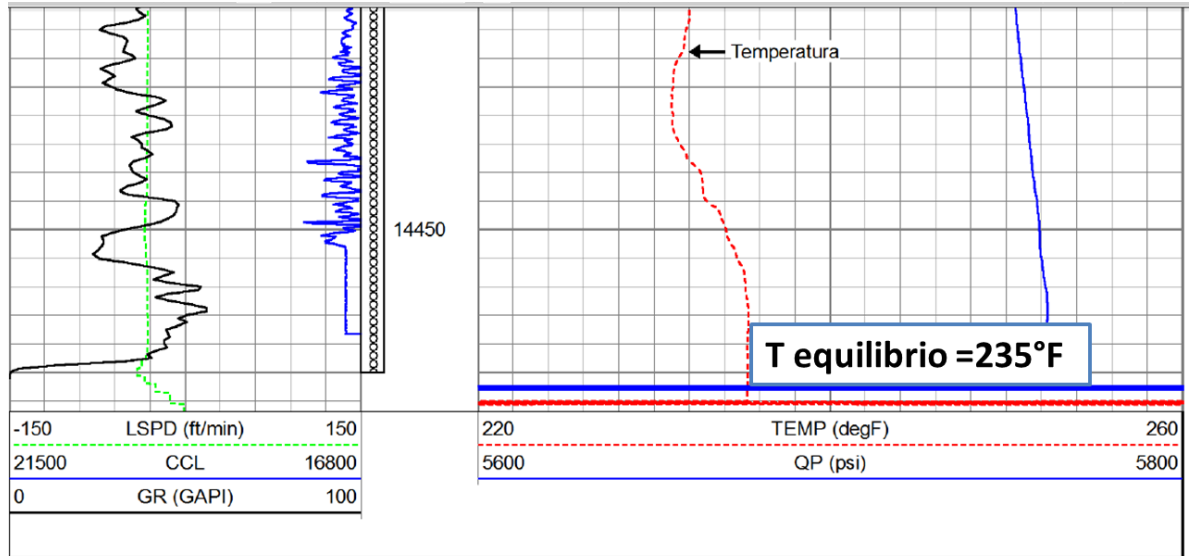
La herramienta calculó el perfil de temperatura que se observa en la Figura 46.

Figura 46: Caso aplicado para un fluido acuoso.



La temperatura de equilibrio es de 235,38°F y se alcanza en un tiempo de 30 minutos. Al comparar los resultados con el registro de temperatura tomado en el campo (236°F, ver figura 47) se encuentra una diferencia de 0,62°F.

Figura 47. Sección de registro de temperatura de pozo.



4.1 ANÁLISIS DE VARIABLES

Considerando la temperatura del fluido a la entrada del *wellbore* como el dato clave resultado del modelo de pozo (Guo modificado), en la Tabla 2 se muestra la relación, ya sea directa (D) o inversa (I) de diferentes variables.

Tabla 2: Efecto de las variables en la temperatura de entrada a la formación.

PARÁMETRO	Diámetro Tubing	Tasa de flujo	Gradiente Geotérmico	Temp. Ambiente	Temp. Fluido superficie	Diámetro casing	Densidad Salmuera
Efecto sobre la temperatura del fluido en el wellbore	D	I	D	D	D	I	I

En cuanto al modelo de yacimiento (Hossain modificado), los datos de mayor interés al usuario son la Temperatura de equilibrio y el tiempo de equilibrio. En la Tabla 3 se presenta un resumen del comportamiento de dichos datos, variando diversos parámetros.

Tabla 3: Efecto de las variables en la temperatura y tiempo de equilibrio.

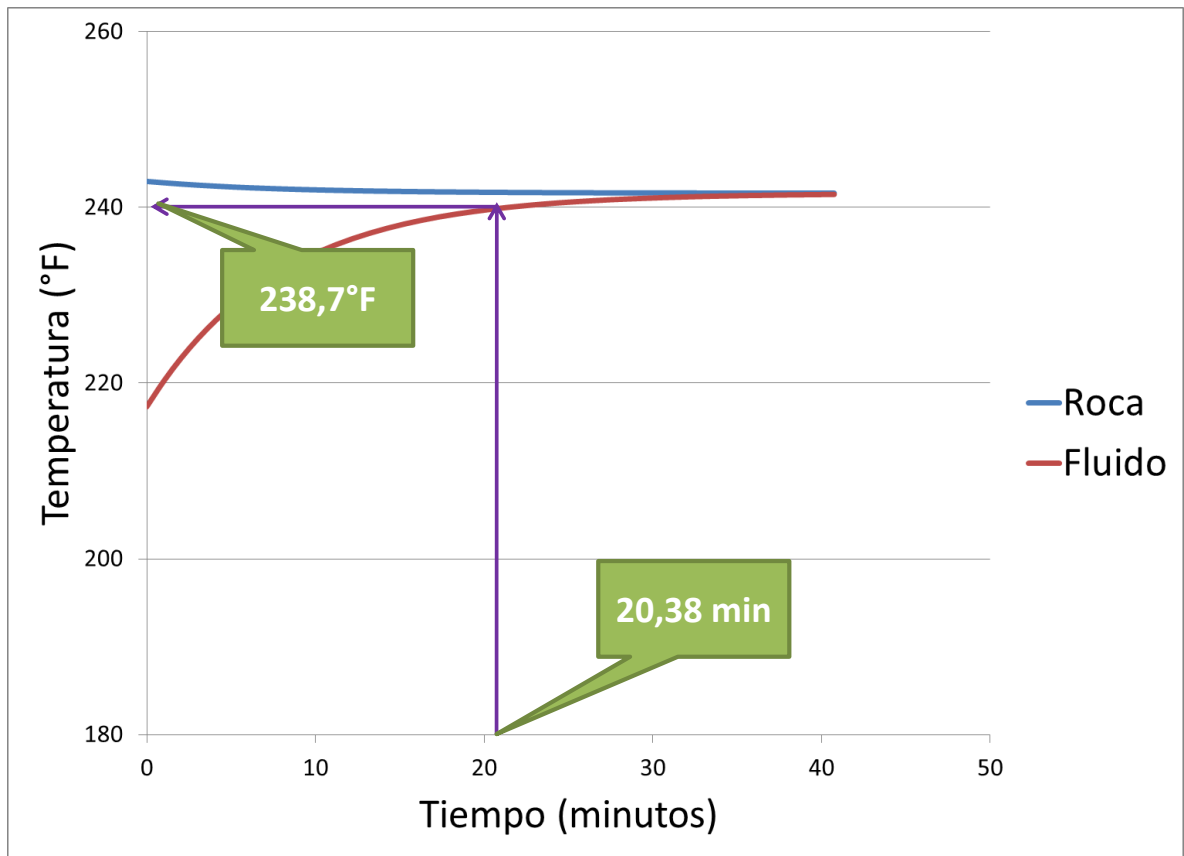
PARÁMETRO	CAMBIO	EFFECTO SOBRE LA TEMPERATURA DE EQUILIBRIO	EFFECTO SOBRE EL TIEMPO DE EQUILIBRIO
Temperatura del fluido de estimulación en el <i>wellbore</i>	Aumento	Aumento	Reducción
Porosidad	Aumento	Reducción	Aumento
Espesor formación	Aumento	Nulo	Reducción
Radio de invasión	Aumento	Nulo	Reducción
Tasa de Inyección	Aumento	Reducción	Reducción
Viscosidad	Aumento	Nulo	Nulo
Skin	Reducción	Nulo	Nulo
Factor volumétrico de Formación	Reducción	Nulo	Nulo
Densidad de la roca	Aumento	Nulo	Nulo
Capacidad calorífica de la roca	Aumento	Aumento	Aumento
Capacidad calorífica del fluido inyectado	Aumento	Reducción	Reducción

4.2 PERFIL DE TEMPERATURA PARA VARIOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN

Los fluidos de estimulación se pueden dividir en 2 grandes grupos, en función de la base del fluido: los acuosos y los orgánicos. Dentro de cada grupo, los fluidos de estimulación presentan una gran similitud en el valor de las propiedades las cuales son datos de entrada para la herramienta: fluido base (que modifica el coeficiente de convección), conductividad térmica, capacidad calorífica y densidad, propiedades que difieren considerablemente de un grupo a otro. Dentro de cada grupo varían principalmente propiedades químicas que no están involucradas en el cálculo de la temperatura, es por esto que los perfiles de temperatura dentro de un mismo grupo van a ser iguales.

En el Figura 46 del caso de aplicación, se observa el perfil de temperatura para un fluido acuoso, asignando como variables de entrada las contenidas en la Tabla 1. En la Figura 48 se muestra un perfil del mismo caso de aplicación, con la excepción de que la base del fluido es oleosa (base aceite). El cambio de las propiedades térmicas anteriormente nombradas resulta en un aumento de la temperatura de equilibrio, la cual cambio de 235°F (Fluido base agua), a 238,7 °F (Fluido base aceite) y disminución del tiempo de inyección, cambiando de 29,55 minutos (Fluido base agua), a 20,38 minutos (Fluido base aceite).

Figura 48. Caso aplicado para un fluido orgánico.



5. CONCLUSIONES

- ✓ La mayoría de los modelos que analizan la transferencia de calor en operaciones de pozo se refieren al fenómeno de transferencia de calor latente a temperatura constante, enfocados en el recobro mejorado por métodos térmicos (Capítulo 1. Revisión de modelos de transferencia de calor)

- ✓ De los modelos analizados y referenciados en la revisión bibliográfica, el más adecuado para el cálculo de la temperatura en el pozo, tras hacer una serie de consideraciones y modificaciones, es el de Guo et al (2004). (Capítulo 1. Revisión de modelos de transferencia de calor)

- ✓ De los modelos analizados y referenciados en la revisión bibliográfica, el más adecuado para el cálculo de la temperatura durante la inyección en el yacimiento, tras hacer una serie de consideraciones modificaciones, es el de Hossain et al(2009). (Capítulo 1. Revisión de modelos de transferencia de calor)

- ✓ De los modelos analizados y referenciados en la revisión bibliográfica, el más adecuado el cálculo de la temperatura en el yacimiento durante el remojo, tras hacer una serie de consideraciones y modificaciones, es el de Platenkamp (1985). (Capítulo 1. Revisión de modelos de transferencia de calor).

- ✓ La presión inicial y la Permeabilidad no tienen efecto sobre la temperatura y el tiempo de equilibrio, por lo tanto fueron eliminadas del modelo de yacimiento como variables de entrada (Sección 2.2 Modelado de la temperatura de la inyección en el medio poroso)

- ✓ La temperatura de entrada del fluido al *wellbore* (Modelo de pozo) presenta una relación directa con el diámetro del *tubing*, el gradiente geotérmico, la temperatura ambiente y la temperatura de inyección. Por el contrario, la temperatura con la que el fluido llega al *wellbore* presenta una relación inversa con el diámetro del *casing*, la tasa de inyección y la densidad de la salmuera en el anular (Sección 4.1 Análisis de variables).

- ✓ El espesor de la formación, el radio de invasión, la viscosidad, el factor *skin*, el factor volumétrico de formación y la densidad de la roca no tienen un efecto significativo sobre la temperatura de equilibrio. Por otra parte, se observó una relación directa de dicha temperatura de equilibrio con la temperatura del fluido en el *wellbore* y la capacidad calorífica de la roca, y una relación inversa con la porosidad del yacimiento y la tasa de inyección del fluido (Sección 4.1 Análisis de variables).

- ✓ La viscosidad, el factor *skin*, el factor volumétrico de formación y la densidad de la roca no tienen un efecto significativo sobre el tiempo de equilibrio. Adicionalmente, presenta una relación directa con la porosidad del yacimiento y la capacidad calorífica de la roca, y una relación inversa con la temperatura del fluido en el *wellbore*, el espesor de la formación, el radio de invasión, la tasa de inyección y la capacidad calorífica del fluido inyectado (Sección 4.1 Análisis de variables).

6. RECOMENDACIONES

- ✓ Tener en cuenta todo el tren de fluidos que se inyectan en operaciones de intervención de pozo, ya que estos pueden influir en el cambio de temperatura del fluido principal.

- ✓ Validar la herramienta con información de otros campos, para comprobar su rango de aplicación.

- ✓ Validar con datos experimentales el calentamiento del fluido inyectado durante el remojo, y que tanto tarda en llegar a la temperatura de yacimiento nuevamente.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MARX. J.W. and LANGENHEIM. R.H. Reservoir Heating by Hot Fluid Injection. En: Petroleum Transactions, AIME, Volume 216, 1959, p.312-315.
- [2] SQUIER, D.P.; SMITH, D.D. and DOUGHERTY, E.L. Calculated Temperature Behavior of Hot-Water Injection Wells. En: Journal of Petroleum Technology, Volume 14, Number 4, Abril, 1962, p.436-440.
- [3] RAMEY junior, H.J. *Wellbore* Heat Transmission. En: Journal of Petroleum Technology, Volume 14, Number 4, Abril, 1962, p.427-435.
- [4] DYSART, G.R. and WHITSITT, N.F. Fluid Temperature in Fractures. En: Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Octubre, 1967. Paper.
- [5] WILLHITE, G.P. Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells. En: Journal of Petroleum Technology, Volume 19, Number 5, Mayo, 1967, p.607-615.
- [6] AVENDANO, Horacio; MAGNANI, Charles F. and FAROUQ, S.M. Formation Heating and Oil Recovery by Steam Injection into Linear Porous Media. En: SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, Colorado, Mayo, 1969. Paper.
- [7] ZOLOTUKHIN, A.B. Analytical Definition Of The Overall Heat Transfer Coefficient. En: SPE California Regional Meeting, Ventura, California, Abril, 1979. Paper.
- [8] CROOKSTON, R.B.; CULHAM, W.E. and CHEN, W.H. A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes. En: SPE Journal, Volume 19, Number 1, Febrero, 1979, p.37-58.
- [9] SATMAN, Abdurrahman; ZOLOTUKHIN, Anatoly and SOLIMAN, Mohamed. Application of the Time-Dependent Overall Heat-Transfer Coefficient Concept to

Heat-Transfer Problems in Porous Media. En: SPE Journal, Volume 24, Number 1, Febrero, 1984, p.107-112.

[10] PLATENKAMP, R.J. Temperature Distribution Around Water Injectors: Effects on Injection Performance. En: Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, Marzo, 1985, p.513-523.

[11] MEYER, Bruce R. Heat Transfer in Hydraulic Fracturing. En: SPE Production Engineering, Volume 4, Number 4, Noviembre, 1989, p.423-429.

[12] SAGAR, Rajiv; DOTY, D.R. and SCHMIDT, Zelimar. Predicting Temperature Profiles in a Flowing Well. En: SPE Production Engineering, Volume 6, Number 4, Noviembre, 1991, p. 441-448.

[13] BELRUTE, R.M. A Circulating and Shut-in Well-Temperature-Profile Simulator. En: Journal of Petroleum Technology, Volume 43, Number 9, Septiembre, 1991, p. 1140-1146.

[14] ALVES, I.N.; ALHANATI, F.J.S. and SHOHAM, Ovadia. A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in *Wellbores* and Pipelines. En: SPE Production Engineering, Volume 7, Number 4, Noviembre, 1992, p.363-367.

[15] HAGOORT, Jacques. Ramey's *Wellbore* Heat Transmission Revisited. En: SPE Journal, Volume 9, Number 4, Diciembre, 2004, p.465-474.

[16] GUO, Boyun; DUAN, Shengkai and GHALAMBOR, Ali. A Simple Model for Predicting Heat Loss and Temperature Profiles in Thermal Injection Lines and *Wellbores* With Insulations. En: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting, Bakersfield, California, Marzo, 2004. Paper.

- [17] YOSHIOKA, K, *et al.* A Comprehensive Model of Temperature Behavior in a Horizontal Well. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Octubre, 2005. Paper.
- [18] KOCABAS, I. An Analytical Model of Temperature and Stress Fields During Cold-Water Injection Into an Oil Reservoir. En: SPE Production & Operations, Volume 21, Number 2, Mayo, 2006, p.282-292.
- [19] DAWKRAJAI, P, *et al.* Detection of Water or Gas Entries in Horizontal Wells From Temperature Profiles. En: SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, Abril, 2006. Paper.
- [20] JIANG, Pei-Xue and LU, Xiao-Chen. Numerical simulation of fluid flow and convection heat transfer in sintered porous plate channels. En: International Journal of Heat and Mass Transfer 49 , 2006, p.1685–1695.
- [21] HOSSAIN, M.E.; MOUSAVIZADEGAN, S.H. and ISLAM, M.R. Variation of Rock and Fluid Temperature During Thermal Operation in Porous Media. En: Petroleum Science and Technology, Volume 27, Issue 6, Marzo, 2009, p.597-611.
- [22] TAN, X, *et al.* Measurement of Acid Placement with Temperature Profiles. En: SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands, Junio, 2011. Paper.
- [23] CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Segunda edición. Gulf Professional Publishing, USA, 2007. 1136 p.

BIBLIOGRAFÍA

CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Segunda edición. Gulf Professional Publishing, USA, 2007. 1136 p.

GUO, Boyun; DUAN, Shengkai and GHALAMBOR, Ali. A Simple Model for Predicting Heat Loss and Temperature Profiles in Thermal Injection Lines and *Wellbores* With Insulations. En: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting, Bakersfield, California, Marzo, 2004. Paper.

HOSSAIN, M.E.; MOUSAVIZADEGAN, S.H. and ISLAM, M.R. Variation of Rock and Fluid Temperature During Thermal Operation in Porous Media. En: Petroleum Science and Technology, Volume 27, Issue 6, Marzo, 2009, p.597-611.

PERRY, Robert. Manual del Ingeniero Químico. Sexta Edición. Editorial McGraw Hill, México, 1994. 2577 p.

PLATENKAMP, R.J. Temperature Distribution Around Water Injectors: Effects on Injection Performance. En: Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, Marzo, 1985, p.513-523.

ANEXO

SOBRE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO

De acuerdo a Faruk Civan (2007) [23], el tipo y locación del daño debe ser determinado para seleccionar los fluidos de tratamiento adecuados; adicionalmente, se debe evitar maximizar el daño en el proceso. El daño puede ser formado por emulsiones, cambios de mojabilidad, bloqueos de agua, escamas, depósitos orgánicos (parafinas y asfáltenos), depósitos mezclados, arcilla y depósitos bacterianos. En muchos casos, el tipo o los tipos de daños no pueden ser exactamente identificados con 100% de certeza.

La selección de los fluidos de tratamiento depende de las aplicaciones específicas y su propósito. El volumen de fluido son usualmente determinados a partir de pruebas de laboratorio y modelos matemáticos. Los fluidos de tratamiento deben contener varios aditivos para diferentes propósitos. Thomas *et al* (1998) explica el problema de los aditivos de la siguiente manera:

A pesar de que la selección del fluido apropiado es crítica para el éxito del tratamiento, el tratamiento puede fallar si los aditivos adecuados no son empleados. El mejor fluido de tratamiento está diseñado para remover el daño efectivamente sin efectos colaterales.

Los aditivos son empleados para prevenir el exceso de corrosión, sludging (formación de lodo) y emulsiones, proveer una distribución uniforme del fluido, mejorar la limpieza y prevenir la precipitación del productos de las reacciones químicas. Adicionalmente, los aditivos son empleados en pre-flujos y pos-flujos para estabilizar las arcillas, dispersas parafinas y asfáltenos e inhibir depositación de escamas orgánicas e inorgánicas. La selección depende principalmente del tipo de pozo, condiciones de fondo de pozo, estado mecánico del pozo y la técnica de

ubicación. Dispersores de flujo son esenciales para obtener una distribución uniforme en un pozo horizontal.

El volumen de cada aditivo depende del problema en específico. Por ejemplo, los surfactantes son comúnmente empleados desde 0.2-0.5% para reducir la tensión interfacial y superficial y mejorar el mojado por agua. Como regla, la mínima cantidad de aditivo debe ser empleada. Normalmente, la concentración recomendada se determina en laboratorio y está basado en pruebas experimentales. (Ver tabla 4)

MÉTODOS DE APLICACIÓN DE FLUIDOS DE TRATAMIENTO

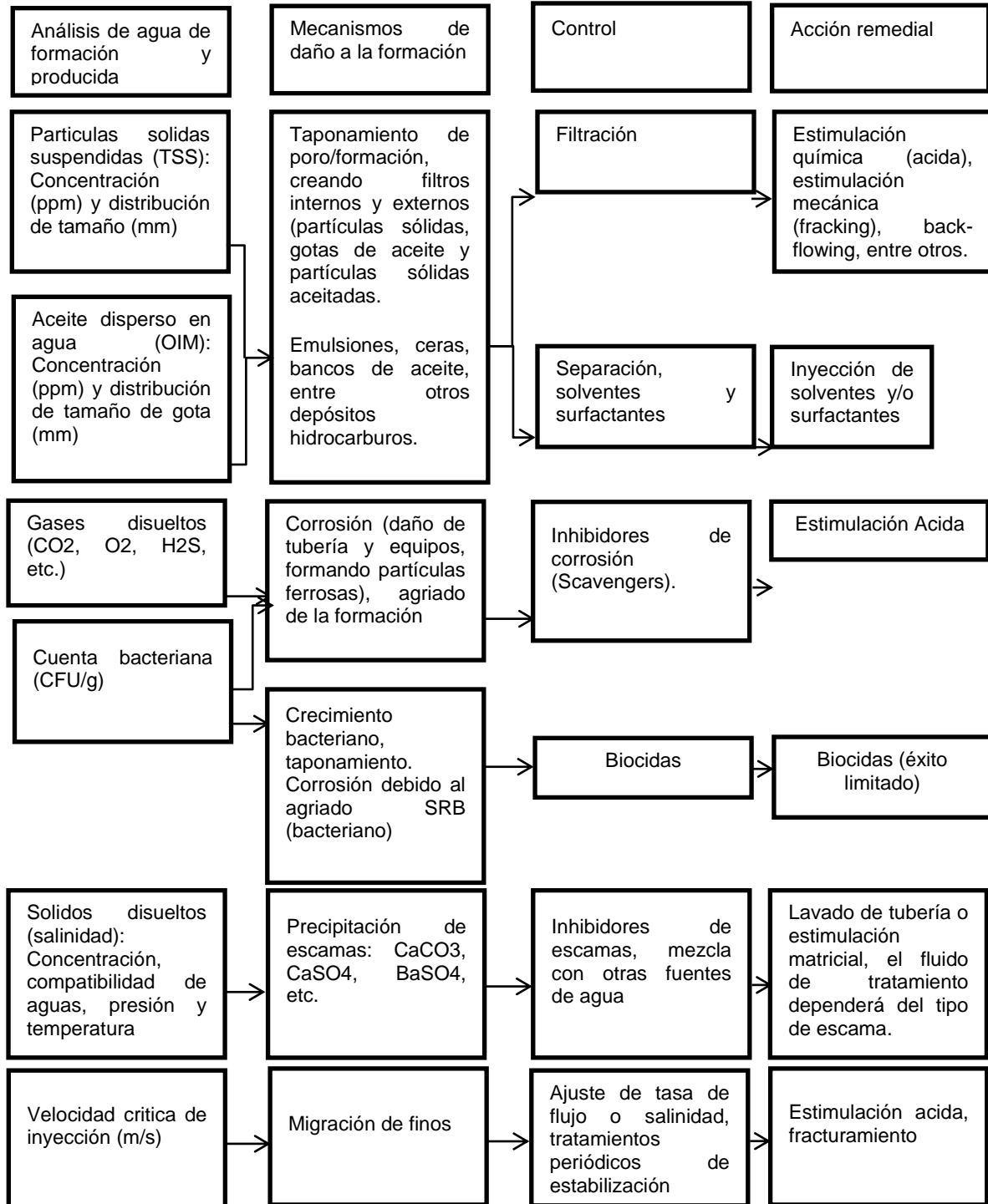
Civan (2007) propuso el siguiente enunciado “la única forma de acceder a un yacimiento petrolífero es a través de los pozos”. Esencialmente, el tratamiento con fluidos de los pozos puede ser logrado por medio de tres métodos: (1) Circulación de fluido (Figura 49.A); (2) inyección continua o intermitente a través de *coiled tubing* dentro del fluido producido (Figura 49.B); y (3) por *Bull-Heading* (Figura 49.C) por medio de la inyección directa de solvente dentro de la formación para empujar el fluido producido dentro de la zona cercana a la cara del pozo.

Las líneas rojas representan el flujo de calor y las líneas azules el flujo de fluidos de la siguiente forma:

Líneas rojas: (a) pérdida de calor del sistema al yacimiento, (b) ganancia de energía térmica al fluido de estimulación y (c) pérdida de energía térmica por parte del fluido producido.

Líneas azules: (1) fluido de estimulación, (2) fluido de producción mezclado con el fluido de estimulación y (3) fluido de producción.

Tabla 4: Fuentes potenciales y mecanismos de daño a la formación, métodos de control y remediación que involucran el manejo de agua de inyección.



Nota: Fuente: CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Segunda edición. Gulf Professional Publishing, USA, 2007.

Figura 49. Esquemas operacionales para el fluido de tratamiento.

