

18
201



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PERFILES DE TEMPERATURA
EN POZOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

PEDRO LUGO GARCIA
DAVID MANZANO ANGELES



MEXICO, D. F.

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

268736



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-041

**SRS. PEDRO LUGO GARCIA
DAVID MANZANO ANGELES**
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Horacio Zúñiga Puente y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERFILES DE TEMPERATURA EN POZOS

RESUMEN

INTRODUCCION

- I REVISION DE LA LITERATURA**
 - II DESARROLLO DE LA METODOLOGIA**
 - III DESARROLLO DEL SIMULADOR**
 - IV EJEMPLOS DE APLICACION**
 - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**
REFERENCIAS
APENDICE

Ruego usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria a 27 de octubre de 1998

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

"PERFILES DE TEMPERATURA EN POZOS"

INTEGRANTES:

LUGO GARCÍA PEDRO
MANZANO ÁNGELES DAVID

SINODALES:

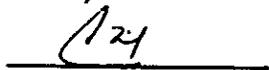
Presidente: M.I. Néstor Martínez Romero



Vocal: Ing. Horacio Zúñiga Puente



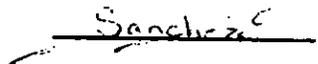
Secretario: Ing. Carlos Javier Lira Sil



1^{er} Suplente: M.I. Maximino Meza Meza



2^{do} Suplente: Ing. Eva Sánchez Olea



I N D I C E

RESUMEN	i
AGRADECIMIENTOS	ii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. REVISIÓN DE LA LITERATURA	4
CAPÍTULO 2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	26
2.1 PERFILES DE TEMPERATURA EN POZOS	28
2.2 TRANSFERENCIA DE CALOR	29
2.3 FUNCIÓN TIEMPO ADIMENSIONAL	30
2.4 COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA TOTAL DE CALOR	34
2.5 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO	38
2.5.1 Pozos Productores de Gas	39
2.5.2 Pozos Productores con Flujo Multifásico	42
2.5.3 Pozos Inyectores	50
2.5.4 Pozos con Bombeo Neumático Continuo	55
CAPÍTULO 3. DESARROLLO DEL SIMULADOR	67
3.1 DIAGRAMA DE BLOQUES	68
3.2 MANUAL DEL USUARIO	78
3.2.1 Instalación del Programa	78
3.2.2 Ejecución del Simulador TEMP	79

CAPÍTULO 4. EJEMPLOS DE APLICACIÓN	92
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
5.1 CONCLUSIONES	102
5.2 RECOMENDACIONES	104
NOMENCLATURA	106
REFERENCIAS	112
APÉNDICE A Derivación de las ecuaciones para predecir la temperatura de los fluidos producidos e inyectados en un pozo con sistema de bombeo neumático continuo	115

RESUMEN

(146 palabras)

Esta tesis presenta seis métodos diferentes para determinar la temperatura de los fluidos en el pozo (inyección, producción y con sistema de bombeo neumático continuo), con el fin de proporcionar al ingeniero petrolero las herramientas que le permitan predecir con mayor exactitud los perfiles de temperatura, necesarios para las diversas operaciones en campo.

Los métodos presentados, en su mayoría fueron modificados con el fin de ampliar su rango de aplicación, facilitar su uso en campo y en ciertos casos mejorar la precisión de los resultados.

Se desarrolló un simulador denominado TEMP, que contiene la metodología desarrollada. Proporciona los resultados en forma tabulada de la temperatura de los fluidos vs. profundidad del pozo.

Se presentan ejemplos de aplicación para ilustrar en forma detallada el procedimiento de cálculo de algunos métodos. Además, se comparan los resultados calculados con los datos reales medidos en campo.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a:

Al **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)** por permitirnos realizar la tesis en sus instalaciones.

Al personal de línea de optimización de la explotación de pozos de la subdirección de exploración y producción, especialmente a:

Q. F. B. Alicia Muñoz Herrera, por su apoyo durante nuestra estancia en ésta institución.

M. I. Javier Escobar Castillo por brindarnos desinteresadamente su tiempo para dirigir esta tesis

Ing. Carlos Javier Lira Sil por su atención, paciencia y dedicación hacia nosotros.

Nuestro reconocimiento y gratitud al Ing. Horacio Zúñiga Puente quien como nuestro asesor de tesis nos apoyó en todo momento.

A todos nuestros profesores

A todos aquellos que se escapan a la memoria y que no obstante nos apoyaron, agradecemos sinceramente su colaboración.

David Manzano Ángeles

A mi mamá: Maria Del Refugio Angeles

A mi papá: Juan Manzano

Por todo el amor y cariño que han puesto en mi, apoyándome en cada instante de mi vida y por sus incontables sacrificios por darme una profesión.

A mis hermanos:

por apoyarme en todo momento, por ser mis amigos y por brindarme su apoyo moral y económico.

A mis profesores de la carrera de ingeniería petrolera.

A mi querida Facultad y a la Universidad Nacional Autónoma de México.

A mis compañeros y amigos, por su convivencia y su amistad, especialmente a:

Manuel Mauro Rodríguez Domínguez.

J. Gerardo Alva Arroyo.

Espinosa González Alfonso.

Los hermanos Peña Chaparro.

Eduardo Mena Beltrán.

Rogelio Hernández.

Sergio Juárez Araiza.

Ismael Díaz Hernandez.

y tantos otros que me es difícil recordar.

PEDRO LUGO GARCÍA.

Agradezco a Dios la oportunidad de vivir para alcanzar las metas que me he trazado, compartiendo con grandes personas la satisfacción del esfuerzo diario.

A mis padres:

Pedro Lugo Néstor
Martha García Torres

Por brindarme su apoyo y consejo,
por mostrarme el valor del trabajo y del estudio,
por ser mis amigos y ayudarme a culminar mis estudios.
Sin su sacrificio y amor no hubiera conseguido este objetivo.

A mis hermanos

Yolanda, David y Rubén

Por apoyarme en todo momento, por saber compartir penas y alegrías.

A todos mis familiares

Que siempre confiaron en mí

A mi Universidad y Facultad de Ingeniería

Por haberme dado la oportunidad de estudiar en sus aulas.

A mis amigos

De quienes aprendí el verdadero significado de la amistad. Especialmente a:

Leonel de Jesús Rodríguez.
Eduardo Mena Beltrán.
Alfonso Espinosa González.
José Luis y Juan Carlos Peña Chaparro.
Bernardo García Urquiza.
Ernesto Lecuona Vera.
Y a tantos amigos que es imposible nombrarlos a todos

INTRODUCCIÓN

En el pasado, la necesidad de conocer con precisión el perfil de temperatura de los fluidos del pozo no era un punto muy importante a considerar dentro de la industria petrolera y generalmente se tomaba como una variación lineal con respecto a la profundidad. Sin embargo esto ha cambiado y actualmente es necesario calcular el perfil con la mayor exactitud posible, con el fin de reducir costos innecesarios, asociados a un mal diseño de los sistemas de perforación, terminación y producción.

Para obtener la distribución de temperatura en los pozos, lo ideal sería tomar registros de temperatura en cada uno de ellos, pero, estos registros son costosos, además se corre el riesgo de que la herramienta se atore y se produzca un pescado, y sea necesario sacar de operación al pozo.

Se presentan algunos casos que permiten apreciar la importancia que tiene el conocer la temperatura de los fluidos en los pozos.

En pozos petroleros con problemas de parafinas, el control de la transferencia de calor es esencial para evitar la depositación de éstas en las tuberías. Este control se puede llevar a cabo por medio de una predicción de la temperatura de los fluidos, de tal forma que se detecten las zonas de depositación y se apliquen las medidas preventivas, eliminando así posibles intervenciones a los pozos.

Durante la etapa de terminación de un pozo es necesario predecir los cambios que sufrirán las tuberías en su longitud por efectos de la temperatura al someterlas a futuros procesos de inyección o producción. Estos cambios pueden llegar a representar entre el 80 y 90% del cambio total.

Durante un fracturamiento de la formación, se debe conocer el perfil de temperatura del fluido con el fin de estimar correctamente la cantidad de aditivos que se agregarán al fluido fracturante. Además facilitará la selección de los fluidos fracturantes a utilizar, de tal manera que estos lleguen a la formación productora con las características reológicas requeridas por el diseño. En el caso de un fracturamiento ácido la temperatura nos permite estimar el ritmo de reacción.

Una de las aplicaciones más importantes que tiene un perfil de temperatura, es el cálculo de los gradientes de presión de los fluidos fluyendo por las tuberías de producción y espacio anular, utilizando métodos de flujo multifásico.

Todos los métodos de flujo multifásico, requieren del conocimiento de las propiedades PVT de los fluidos, las cuales dependen de la temperatura a la que se encuentran. En ocasiones no se logra ajustar un método de flujo multifásico a datos reales medidos en campo, debido principalmente a que no se emplean datos precisos de temperatura.

En una operación con el sistema artificial de producción por Bombeo Neumático (gas-lift), el gas se inyecta a través del espacio anular y penetra a la tubería de producción (T.P.) por medio de válvulas espaciadas a cierta profundidad. El gas inyectado aligera la columna de aceite en T.P., provocando que éste fluya a la superficie. El volumen de gas inyectado, necesario para obtener la producción deseada, depende de la presión y temperatura a la profundidad de inyección.

Dado que el diseño de una instalación de Bombeo neumático continuo, (B.N.C), está íntimamente ligado al gradiente de presión fluyendo en la tubería de producción, si éste, por errores en la temperatura no es el correcto, se tendrá un diseño erróneo.

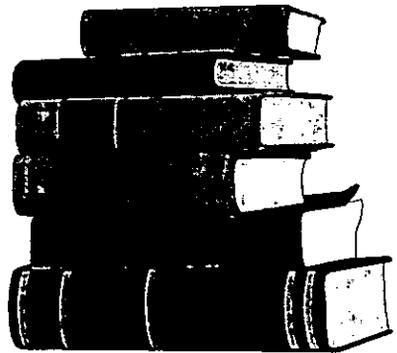
Por otra parte cuando el sistema de B.N.C., emplea válvulas cargadas con nitrógeno, éstas se ven afectadas por la temperatura de los fluidos del pozo. Si en el diseño no se empleó la temperatura correcta de operación de las válvulas, es probable que la instalación no opere adecuadamente.

Los aspectos de transferencia de calor entre la formación y los fluidos del pozo han sido estudiados por diversos autores que han propuesto métodos para obtener el perfil de temperatura de los fluidos en pozos. La mayoría de éstos se basan en un balance de energía bajo diferentes condiciones a las que se encuentra operando el pozo. En esta tesis se presentan seis métodos propuestos por diversos autores, que han sido modificados con el fin de ampliar su rango de aplicación y facilitar su uso.

Además se desarrolló un simulador en un ambiente gráfico, que permite aplicar los seis métodos estudiados.

CAPÍTULO 1

REVISIÓN DE LA LITERATURA



REVISIÓN DE LA LITERATURA

Ramey⁽¹⁾ propuso en 1962 un método para determinar los perfiles de temperatura en pozos que se encuentran bajo un proceso de inyección de fluidos en una sola fase ya sea líquido o gas, fríos o calientes. Además proporciona una solución al problema de transferencia de calor que existe entre los fluidos y las formaciones adyacentes al pozo.

La transferencia de calor entre las formaciones y los fluidos del pozo, se generan debido a la existencia de una diferencia de temperaturas entre ambas. El sentido de flujo del calor puede ser desde el pozo hacia la formación o viceversa. Esto depende de la temperatura a las que se encuentren, es decir, si el fluido tiene una mayor temperatura, entonces el flujo de calor tendrá un sentido hacia la formación. Pero si la formación tiene una mayor temperatura, el sentido de flujo será hacia el pozo.

Ramey aplicó un balance de energía a un elemento diferencial de tubería, dz , dentro del pozo, como se muestra en la Fig. 1.1. Para obtener una solución aproximada al problema de transferencia de calor, hizo las siguientes suposiciones.

- El fluido de inyección es un líquido o gas y sin cambio de fase dentro del sistema.
- El flujo de calor en el interior del pozo se transfiere en un régimen permanente, mientras que en la formación se conduce en régimen transitorio y en forma radial.
- La transmisión de calor dentro del pozo es más rápida en comparación con la que se presenta en la formación.
- Las propiedades físicas y térmicas de los fluidos de inyección y de la formación, permanecen constantes.
- El espacio anular se encuentra lleno de fluido de control.

- El pozo se encuentra ademado con Tubería de Revestimiento desde la superficie, hasta el extremo superior del intervalo de inyección.

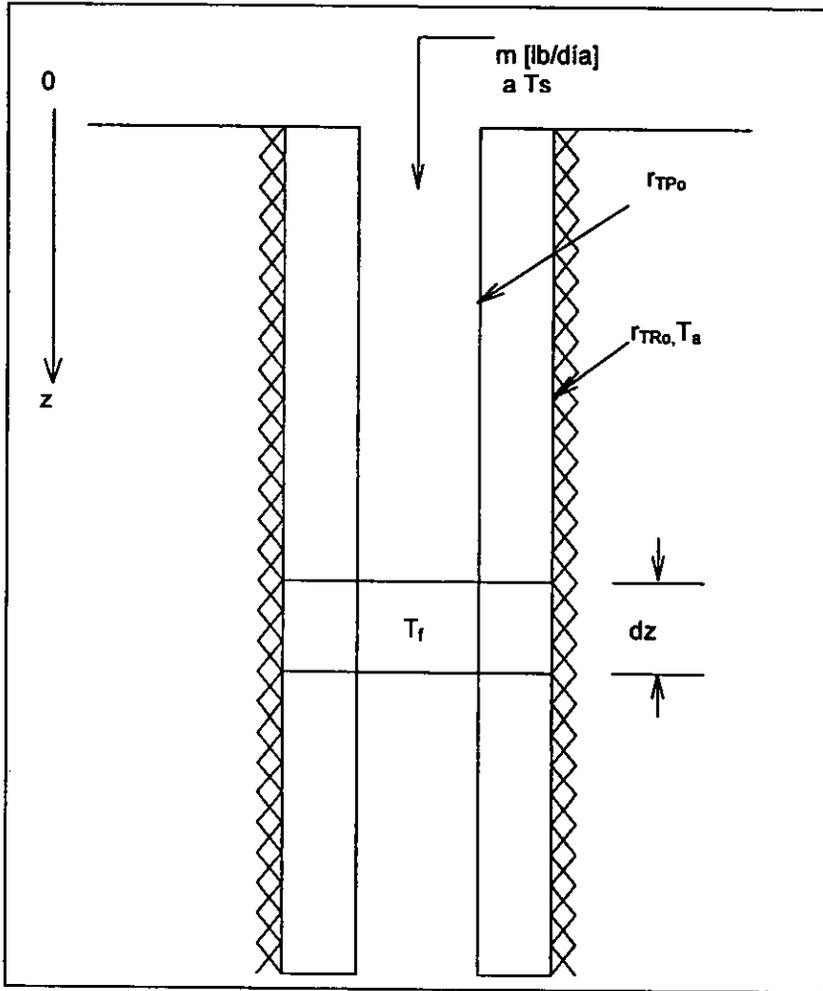


Fig. 1.1. Diagrama esquemático de un pozo de inyección.

Con base en lo anterior, Ramey obtuvo dos expresiones algebraicas, que permiten calcular en forma aproximada los perfiles de temperatura en pozos durante un proceso de inyección, en donde la transmisión de calor parte del pozo hacia la formación, tanto para gases como para líquidos

Para líquidos**

$$T(z,t) = g_T z + T_w - g_T A + (T_f + g_T A - T_w) e^{-z/A} \quad (1.1)$$

Para gases

$$T(z,t) = g_T z + T_w - A \left(g_T + \frac{1}{778 C p_g} \right) + \left[T_f - T_w + A \left(g_T + \frac{1}{778 C p_g} \right) \right] e^{-z/A} \quad (1.2)$$

Las ecuaciones 1.1 y 1.2 permiten estimar la temperatura del agua y gas inyectado respectivamente en función de la profundidad y el tiempo.

Donde, A, es la distancia de relajación y se define como el radio de influencia que tiene el fenómeno de transferencia de calor dentro de la formación, ocasionado por la inyección o producción de fluidos en el pozo. Se representa matemáticamente de la siguiente forma:

$$A = \frac{\dot{m} C p_f [k_e - r_{TP} U f(t)]}{2\pi r_{TP} U k_e} \quad (1.3)$$

El método de Ramey proporciona resultados satisfactorios, siempre y cuando los tiempos de inyección sean mayores a una semana. Para tiempos menores, el método no es aplicable.

Ramey propone la siguiente ecuación para calcular la función de tiempo adimensional, $f(t)$:

$$f(t) = -\ln \frac{r_{TRo}}{2 \cdot \sqrt{0.04t}} - 0.290 \quad (1.4)$$

Para calcular el coeficiente de transferencia total de calor, U , es necesario determinar las conductividades térmicas de las tuberías, los coeficientes de transferencia de calor por convección, radiación y conducción de los fluidos. También es necesario calcular el número de Reynolds y el número de Prandtl.

En 1964 Satter⁽²⁾ realizó un estudio para determinar los perfiles de temperatura en pozos con inyección de vapor saturado. Obtuvo una ecuación para calcular el perfil de temperatura y dos correlaciones, una de las cuales estima la calidad del vapor en función de la profundidad y el tiempo, y la otra es una gráfica que proporciona las pérdidas de calor del fluido para un caso particular.

En su estudio considera dos casos:

1. Inyección de vapor sobrecalentado con el propósito de:
 - Disminuir la temperatura hasta obtener vapor bajo saturado.
 - Disminuir la temperatura hasta lograr la condensación completa.
2. Inyección de vapor saturado o bajo saturado a fin de:
 - Disminuir la temperatura hasta condensar completamente.

Satter modificó la ecuación 1.1, presentada por Ramey para determinar el perfil de temperatura en pozos de inyección de gas, con el fin de aplicarla a pozos de inyección de vapor, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- El fluido es un gas perfecto en una sola fase.
- El gasto de inyección y la temperatura en la cabeza del pozo son constantes.
- Las propiedades físicas y térmicas de la formación y del vapor son constantes.
- El flujo de calor en el pozo se transfiere a condiciones de régimen permanente, mientras que en la formación se transmite como flujo radial transitorio.
- Los cambios en la energía cinética y las pérdidas por fricción del vapor son despreciables.

La ecuación a la que llegó Satter para determinar el perfil de temperaturas en un pozo de inyección de vapor es:

$$T[z, t] = g_i z + T_{*} - g_i C - CD + e^{\Delta z / C} \{T[(z - \Delta z), t] - T_{*} - g_i(z - \Delta z) + g_i C + CD\} \quad (1.5)$$

Donde:

$$C = \frac{\dot{m}_v C_{p_f} [k_e + r_{TP} U f(t)]}{2\pi r_{TP} U k_e} \quad (1.6)$$

$$D = \frac{g}{778 g_e C_{p_f}} \quad (1.7)$$

La función tiempo adimensional $f(t)$, se determina tal y como lo hace Ramey en su método. Para calcular el coeficiente de transferencia total del calor, U , considera los mecanismos de transferencia de calor por convección entre el fluido inyectado, la superficie de la T.P y la pared de la T.P, así como, por radiación entre la T.P y la T.R, obteniendo la siguiente expresión:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_f} + \frac{(r_{TPo} - r_{TPi})}{k_T} + \frac{1}{h_c - h_r} \quad (1.8)$$

El desarrollo de la correlación para calcular la calidad del vapor en un intervalo, Δz , considera:

- El vapor se inyecta a gasto, presión en la cabeza, temperatura y calidad de vapor constantes.
- Los cambios en la presión ocasionados por la columna hidrostática de vapor y las pérdidas por fricción son despreciables.
- La conductividad térmica y difusividad de la tierra son mínimas.

La correlación es la siguiente:

$$y(z, t) = y[(z - \Delta z), t] + \frac{g_T (\Delta z)^2}{2C'} + \frac{[C'D' + T_{\infty} + g_T(z - \Delta z) - T_{sv}] \Delta z}{C'} \quad (1.9)$$

Donde:

$$C' = \frac{\dot{m}_{vi} L_{vi} [k_e + r_{TPi} U f(t)]}{2\pi r_{TPi} U k_e} \quad (1.10)$$

$$D' = \frac{g}{778 g_c L_{vi}} \quad (1.11)$$

La gráfica para calcular las pérdidas de calor del vapor, Fig.1.2, proporciona resultados confiables si se cumple con las siguientes condiciones:

- Los valores de los parámetros de la Tabla 1.1 deben ser aproximadamente iguales a los del caso en estudio.

- El vapor se inyecta a través de la tubería de producción y el espacio anular se encuentra aislado por medio de un empacador de fondo.
- El tiempo de inyección es de 1 año.

Los factores de mayor influencia en las pérdidas de calor son: tiempo y gasto de inyección, profundidad del pozo, presión y temperatura del vapor.

Este método proporciona en forma aproximada la calidad y la temperatura del vapor durante la inyección a cualquier profundidad del pozo. La confiabilidad de los resultados obtenidos por este método, debe validarse en campo.

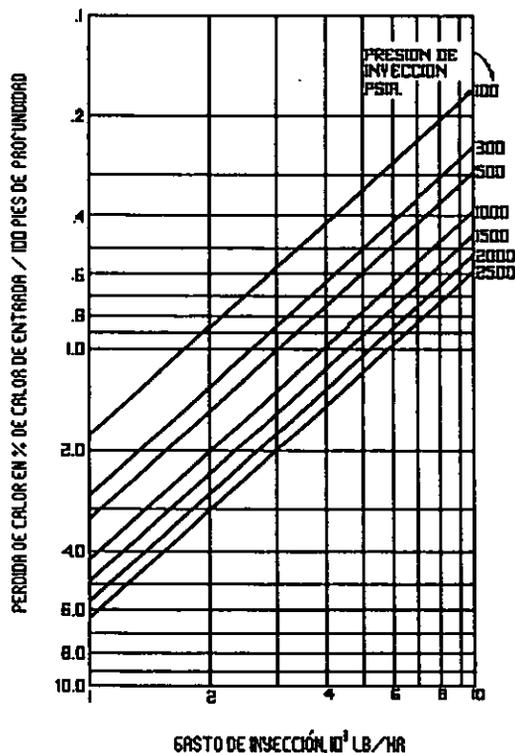


Fig. 1.2. Pérdida de calor como una función del gasto y la presión de inyección

Temperatura en superficie de la tierra.	7.5 °F
Gradiente geotérmico.	0.011 °F / pie
Conductividad térmica de la tierra.	1.0 Btu / hr-pie-°F
Difusividad térmica de la tierra.	0.046 pie ² / hr
Diámetro interior de la T.R.	5.989 pg.
Diámetro exterior de la T.R.	6.625 pg.
Diámetro interior de la T.P.	2.441 pg.

Tabla 1.1 Parámetros de ajuste para aplicar la FIG. 1.2

Shiu⁽³⁾ en 1976 aplicó la ecuación general de balance de energía al problema de transferencia de calor en régimen permanente entre el pozo y la formación, como resultado obtuvo una ecuación que calcula la temperatura a cualquier profundidad y tiempo en pozos productores con flujo multifásico, cuya expresión es la siguiente:

$$T = T_{\text{roc}} - g_T z + g_T A - g_T A e^{-\frac{z}{A}} \quad (1.12)$$

Donde la distancia de relajación, A, definida por Ramey se determina con una correlación empírica desarrollada a partir de la información de 370 registros de temperatura de pozos en diferentes campos petroleros en el mundo, obteniendo la siguiente ecuación:

$$A = e^{-5.065} \bar{m}_T^{0.4882} D_{TPi}^{-0.3476} \gamma_o^{0.2519} \gamma_g^{4.724} \rho_L^{2.913} P_{wh}^{0.2219} \quad (1.13)$$

El análisis de la distancia de relajación reveló que los parámetros más importantes en el cálculo de los perfiles de temperatura en pozos fluentes, son:

- El gasto másico.
- La densidad relativa del gas

- La presión en la cabeza del pozo.

La ecuación presentada para calcular el gradiente de temperatura en pozos productores con flujo multifásico, junto con la correlación empírica desarrollada para calcular, A , simplifica el cálculo del perfil de temperaturas, al grado de que se pueden programar fácilmente en una calculadora personal, proporcionando resultados aceptables.

Sagar⁽⁴⁾ en 1989 presentó dos métodos para calcular el perfil de temperaturas en pozos fluientes con flujo multifásico.

El primer modelo se desarrolló a partir de la ecuación general de balance de energía y los mecanismos de transferencia de calor entre los fluidos producidos y la formación. Considera que el fluido fluye bajo condiciones de régimen permanente sin realizar trabajo, y que la transferencia de calor entre los fluidos producidos y la formación se conduce en forma radial. Además, toma en cuenta el coeficiente Joule-Thompson, η , el calor específico, C_p , y la entalpía, h , obteniendo la siguiente ecuación:

$$\frac{dT_f}{dz} = -A \left[(T_f - T_e) + \frac{g \operatorname{sen} \theta}{g_c J C_{p_m} A} - \frac{\eta dP}{A dz} + \frac{\bar{v} d\bar{v}}{g_c J C_{p_m} A} \right] \quad (1.14)$$

Donde:

$$A = \frac{2\pi}{C_{p_m} \dot{m}_T} \left(\frac{r_{TP} U k_e}{k_e + f(t) r_{TP} U} \right) \quad (1.15)$$

Para resolver la ecuación 1.15, es necesario determinar el valor del

coeficiente de transferencia total de calor, U , y la función tiempo adimensional, $f(t)$.

Sagar simplificó la ecuación presentada por Willhite⁽⁵⁾ para determinar el coeficiente de transferencia total del calor, U , con las siguientes suposiciones:

- La resistencia al flujo de calor en la T.P y T.R es despreciable debido a que el acero tiene una alta conductividad térmica.
- Los coeficientes de transferencia de calor por radiación y convección son despreciables.

La ecuación que obtuvo es la siguiente.

$$U = \left[r_{TPI} \frac{\ln(r_{TRI} / r_{TPO})}{k_a} + r_{TPI} \frac{\ln(r_{wb} / r_{TRO})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (1.16)$$

La función $f(t)$, se puede calcular a partir de la correlación presentada por Ramey, la cual se aplica para tiempos de producción mayores a una semana, sin embargo, es recomendable utilizar la correlación propuesta por Hasan⁽⁶⁾ ya que además puede utilizarse para tiempos de producción menores a una semana.

La ecuación 1.14 requiere para su aplicación conocer:

- El coeficiente Joule-Thompson.
- La composición de los hidrocarburos.
- La energía cinética, y .
- El gradiente de presiones.

Estos parámetros son difíciles de obtener, razón por la cual, Sagar desarrolló un segundo modelo tomando como base el primero, para el cual agrupa los términos de energía cinética y coeficiente Joule-Thompson de la ec. 1.14 en

uno denominado, σ , esto por considerar que son demasiado pequeños comparados con los demás parámetros involucrados en la ecuación.

La expresión definida para σ es:

$$\sigma = -\eta \frac{dP}{dz} + \bar{v} d\bar{v} C_{p_m} \quad (1.17)$$

Para obtener la ecuación que determina la temperatura del fluido en una forma rápida y sencilla, sustituyó la ecuación 1.17 en la ec. 1.14, bajo las condiciones de frontera ($z=z_{in}$, $T_f=T_{fin}$ y $T_e=T_{ei}$) y considerando constantes los parámetros A , g_T , C_{p_m} σ y θ en un intervalo de tubería, llegando a:

$$T_f = T_e - \frac{g}{g_c} \frac{\text{sen } \theta}{J C_{p_m} A} + \frac{\sigma}{A} + \frac{g_T}{A} + e^{-A(z_k - z_m)} \left(T_{fin} - T_{ein} + \frac{g}{g_c} \frac{\text{sen } \theta}{J C_{p_m} A} - \frac{\sigma}{A} - \frac{g_T}{A} \right) \quad (1.18)$$

Para evitar utilizar la ec. 1.17, Sagar desarrolló una correlación a partir de una base de datos de 392 pozos, sin considerar la temperatura en la cabeza del pozo (ya que el acero es altamente conductor del calor y el cambio en la temperatura del equipo en superficie puede influenciar en forma considerable la temperatura en la cabeza del pozo), la profundidad la dividió en intervalos. En pozos de gas el intervalo es la profundidad total y en pozos con bombeo neumático, B.N, lo dividió en dos intervalos.

El resultado final fue una correlación que permite calcular σ en función de parámetros fáciles de medir o calcular.

$$\sigma = -2.978 * 10^{-3} + 1.006 * 10^{-6} * P_{wh} + 1.906 * 10^{-4} * \dot{m}_r - 1.047 * 10^{-6} * RGL + 3.229 * 10^{-5} * \text{°API} + 4.009 * 10^{-3} * \gamma_g - 0.3551 * g_T \quad (1.19)$$

Los resultados obtenidos al calcular la temperatura con el modelo simplificado son aproximados a los datos medidos en campo, ya que se obtuvieron errores promedio de 2.4 °F cuando el flujo másico es mayor a 5 lb / seg, y de 3.9 °F para cualquier otro caso.

Alves⁽⁷⁾ presentó en el año de 1990 una ecuación general para predecir la distribución de la temperatura en tuberías superficiales y pozos con ángulos de inclinación de 0° a 90° , ya sea de inyección o producción con flujo de fluidos en una o dos fases (gas - líquido).

Predecir la distribución de la temperatura en tuberías superficiales y en pozos productores, es difícil; para lograrlo, aplicó las leyes de conservación de masa, momento y balance de energía a un elemento diferencial. Con la solución simultánea de estas tres ecuaciones y la ecuación de entalpía en función del calor específico y el coeficiente Joule-Thompson, se obtuvo una ecuación general para predecir la temperatura.

$$T = [T_{in} - g_r z \text{sen } \theta] + (T_{fm} - T_{in}) e^{-z/A} + g_r \text{sen } \theta A (1 - e^{-z/A}) + \frac{dP}{\gamma_m C p_m dz} \phi A (1 - e^{-z/A}) \quad (1.20)$$

Donde:

$$\phi = \left[\frac{\gamma_m \eta \frac{dP}{dz} - \gamma_m g \text{sen } \theta - \gamma_m \bar{v} \frac{d\bar{v}}{dz}}{\frac{dP}{dz}} \right] \quad (1.21)$$

$$A = \frac{\dot{m}_r C p_m}{U \pi 2 r_{TPO}} \quad (1.22)$$

$$U = \frac{1}{r_{TPo}} \left(\frac{1}{U_0} + \frac{f(t)}{k_e} \right)^{-1} \quad (1.23)$$

Es importante mencionar que para resolver la ec. 1.20, se necesita determinar el calor específico de la mezcla producida, Cp_m , así como el coeficiente Joule-Thompson, η . Existen dos formas de obtenerlos, esto es, mediante los modelos de aceite composicional o negro y que se describen a continuación.

Modelos de aceite composicional, este modelo se utiliza cuando se conoce la composición del fluido producido. Consiste en generar por medio de un simulador de equilibrio de fases, una tabla de entalpías del fluido para cada punto de presión y temperatura, a partir de la cual pueden obtenerse los valores de η y Cp_m .

Modelos de aceite negro. Para el caso de flujo de fluidos en dos fases, se considera gas real y líquido incompresible. Alves desarrolló sus propias expresiones para determinar el valor de η y Cp_m .

$$Cp_m = \frac{\dot{m}_g Cp_g + \dot{m}_l Cp_l}{\dot{m}_T} \quad (1.23)$$

$$\eta = \frac{1}{Cp_m \gamma_m} \left\{ \lambda_g \left[-\frac{T}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p \right] + \lambda_l \right\} \quad (1.24)$$

Cabe mencionar, que estas ecuaciones se aplican cuando se conoce la composición del fluido producido.

A. R. Hasan⁽⁸⁾ desarrolló en 1993 un método para determinar el perfil de temperatura en pozos que tienen implantado el Bombeo Neumático. En la práctica se supone que existe un perfil de temperatura lineal en la corriente de gas

inyectado a través del espacio anular. Pero esto no siempre es cierto, ya que Hasan realizó un estudio de sensibilidad que muestra que la no linealidad del perfil de temperatura, depende de la profundidad del pozo, de la fracción en masa del gas inyectado, de los coeficientes de transferencia de calor y del gasto en ambas tuberías.

El modelo de Hasan⁽⁶⁾ calcula la temperatura a condiciones de flujo del gas en el espacio anular y también la temperatura a condiciones de flujo de los fluidos producidos (gas-aceite) a través de la tubería de producción. Esta predicción se puede realizar a cualquier tiempo de producción, sin importar el ángulo de desviación del pozo.

Este método al igual que otros, se basa en un balance de energía, el cual se realiza entre la cara de la formación y los fluidos de ambas tuberías (T.P. y T.R.). El gas que se inyecta a través del espacio anular, gana calor durante todo el trayecto.

El método supone que la transferencia de calor en la formación se comporta en régimen transitorio, y el flujo de calor en el pozo se transmite en un régimen permanente.

Hasan llegó a las siguientes ecuaciones para determinar:

Temperatura del gas en el espacio anular:

$$T_o = (1 - \lambda_1 B^1) \alpha e^{\lambda_1 z} + (1 - \lambda_2 B^1) \beta e^{\lambda_2 z} + g_r (B'' - B^1) + g_r z + T_w \quad (1.25)$$

Temperatura de los fluidos producidos en la tubería de producción:

$$T_i = \alpha e^{\lambda_1 z} + \beta e^{\lambda_2 z} + g_r z + B'' g_r + T_w \quad (1.26)$$

Donde:

$$A = \frac{Cp_{gs} \dot{m}_{gi}}{2\pi} \left[\frac{k_e + (r_{TRO} U_a f(t))}{r_{TRO} U_a k_e} \right] \quad (1.27)$$

$$B' = \frac{\dot{m}_r Cp_m}{2\pi r_i U_i} \quad B'' = B' + \frac{B'}{B} A - A \quad (1.28)$$

$$\alpha = \frac{T_{yoc} - T_{ze} - \beta e^{\lambda_1 z} - g_T z - B'' g_T}{e^{\lambda_1 z}} \quad (1.29)$$

$$\lambda_1 = -\frac{B''}{2AB'} + \frac{B''}{2AB'} \sqrt{1 + \frac{4AB'}{B''^2}} \quad (1.30)$$

$$\lambda_2 = -\frac{B''}{2AB'} - \frac{B''}{2AB'} \sqrt{1 + \frac{4AB'}{B''^2}} \quad (1.31)$$

Peter Erpelding⁽⁹⁾ desarrolló en 1994 un método que permite determinar los perfiles de temperatura en pozos fluyentes que producen en una sola fase (líquido o gas). Al igual que otros autores, Erpelding basó su estudio en un balance de energía aplicado a un elemento diferencial, dz, en la tubería de producción. Propone un método para el cálculo de la función tiempo adimensional, $f(t)$, (introducida por Ramey), basándose en mediciones de la temperatura de los fluidos en superficie a diferentes tiempos. Para lograr esto, desarrolló un modelo en diferencias finitas que pudiera simular la transferencia de calor que existía en los pozos.

Erpelding obtuvo dos ecuaciones para calcular los perfiles de temperatura en pozos productores:

Para líquido

$$T(z,t) = T_e + g_T A + [T_{yac} - (T_{se} + g_T z_D) - g_T A] e^{(z_i - z_D)/A} \quad (1.32)$$

Para gas

$$T(z,t) = T_e + A \left(g_T - \frac{g}{g_c J C p_g} \right) [T_{yac} - (T_{se} + g_T z_D) + A (g / g_c J C p_g - g_T)] e^{(z_i - z_D)/A} \quad (1.33)$$

Donde A se define como:

$$A = \frac{\dot{m} C_p f(t)}{2\pi U k_e} \quad (1.34)$$

Para desarrollar la correlación que permitiera determinar la transferencia de calor en la formación, $f(t)$, fue necesario identificar las variables que influyen en la variación de la temperatura. Estas variables son: gasto volumétrico, profundidad, tiempo, gradiente geotérmico, geometría del pozo, propiedades de los fluidos y propiedades térmicas de la formación.

Erpelding obtiene la siguiente expresión para determinar la función tiempo adimensional, $f(t)$

$$f(t) = a + b \log \left(\frac{\alpha t}{r_{TRO}^2} \right) \quad (1.35)$$

Los parámetros a y b se obtuvieron del análisis del modelo de diferencias finitas, con datos reales de 10 pozos, en los cuales se varió la velocidad de flujo, la

temperatura de superficie, el tipo de fluido empacador, y la geometría.

En la tabla 1.2 se presentan los resultados obtenidos

Porcentaje de la TR cementada	Fluido Empacador	a	b
20%	Base agua	0.2	1.25
50%	Base agua	0.5	1.25
100%	Base agua	0.7	1.25
50%	Diesel	2.8	1.25

Tabla 1.2. Parámetros de la función tiempo

Una vez determinados los parámetros, a y b, estos se utilizan para predecir la temperatura a cualquier tiempo y profundidad en los pozos productores, considerando cualquier tipo de fluido producido para diferentes diámetros de tubería, bajo la consideración del fluido empacador de la tabla 1.2. Por ejemplo si selecciona de la tabla 1.2, los parámetros a y b, para un pozo productor de agua o gas con diferentes diámetros de tubería, dichos parámetros se mantienen constantes, pero se debe especificar que el fluido empacador no debe ser cambiado, ya que afecta a la función, $f(t)$. Este concepto se ilustra en la Fig. 1.3.

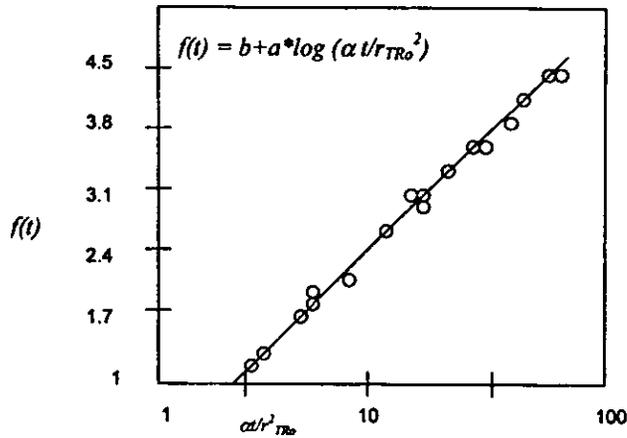


Fig. 1. 3. Función tiempo en un pozo en producción con diferentes gastos y diámetros de tubería.

Otra forma de obtener la función de tiempo adimensional, $f(t)$, es a través de mediciones de campo y con el siguiente procedimiento:

- Realizar tres mediciones de la temperatura de los fluidos en superficie con su respectivo tiempo de producción.
- Aplicando un método iterativo a las ecuaciones 1.32 a la 1.34 obtenga el valor de la función tiempo adimensional, $f(t)$, para cada una de las mediciones.
- Graficar en papel semilogarítmico $f(t)$ vs $\frac{\alpha t}{r_{TRo}^2}$ (vea la Fig. 1.3).
- Ajuste una línea recta a los tres puntos graficados.
- Obtenga la ordenada al origen y la pendiente de la recta. La ordenada corresponde al parámetro a, y la pendiente al parámetro b.

Una vez obtenidos los parámetros, a y b, estos se pueden utilizar para predecir con buenos resultados los perfiles de temperatura bajo procesos de inyección o producción en el pozo en particular, con diferentes combinaciones de tuberías de producción, fluidos (líquido o gas) y gastos.

Este método para determinar los perfiles de temperatura, no es recomendable para tiempos de producción o inyección menores a una semana y tampoco durante periodos de cierre del pozo

En el año de 1995 S. Pilo⁽¹⁰⁾ desarrolló un algoritmo para predecir los perfiles de presión y temperatura de un fluido compresible, a través de tubería flexible, en la que combina el proceso de transferencia de calor y el balance de energía, con las siguientes consideraciones

- Existe un proceso isotrópico.
- El fluido no realiza trabajo externo.
- La variación de la energía cinética es despreciable.
- La inyección del fluido compresible se realiza a través de tubería flexible.
- El espacio anular se encuentra aislado con empacador y lleno con un fluido adiabático.
- La mezcla de fluidos producidos (inyectado y producido) fluye a través del espacio anular, entre la T.P. y la tubería flexible. La fricción del gas en la tubería flexible es significativa.
- Se presenta flujo turbulento en la tubería flexible.

Aplicó la primera ley de la termodinámica en un intervalo de tubería con flujo de fluidos en régimen permanente, obteniendo una ecuación que permite calcular el gradiente de presión en una tubería de longitud, z, y con flujo isotérmico.

$$P_2 = P_1 e^{\frac{\psi_2}{2\bar{T}_{fm}}} - q_g \left(\frac{T_{fm} \bar{z} z}{\varphi_4} \right)^{1/2} \quad (1.36)$$

Donde:

$$\psi_4 = \frac{D_{Tf}}{\psi_3 \gamma_g} \quad y \quad \psi_5 = \psi_2 \gamma_g$$

$$\psi_3 = \frac{14.7^2 \psi_1}{60^2 R} \quad \psi_2 = \frac{-57.9g}{R} \quad \psi_1 = \frac{1852.8}{\pi^2}$$

Debido a que en la realidad el flujo de fluidos en la tubería no es isotérmico, el calor transferido por la corriente de gas es igual al incremento en la energía interna del mismo (transferencia por convección). Partiendo de lo anterior determinó las siguientes expresiones para determinar el perfil de temperaturas.

$$T_2 = T_1 (1 - \xi^{-1}) + \left(\frac{T_1}{\xi} \right) \quad (1.37)$$

Donde:

$$\xi = e^{\frac{4f(x_2-x_1)}{D_{Tf}}} \quad (1.38)$$

$$T_2 = T_f + \frac{\bar{v}_2^2}{2Cp_g} \quad (1.39)$$

T_1 y T_2 , son las temperaturas de entrada y salida del intervalo respectivamente

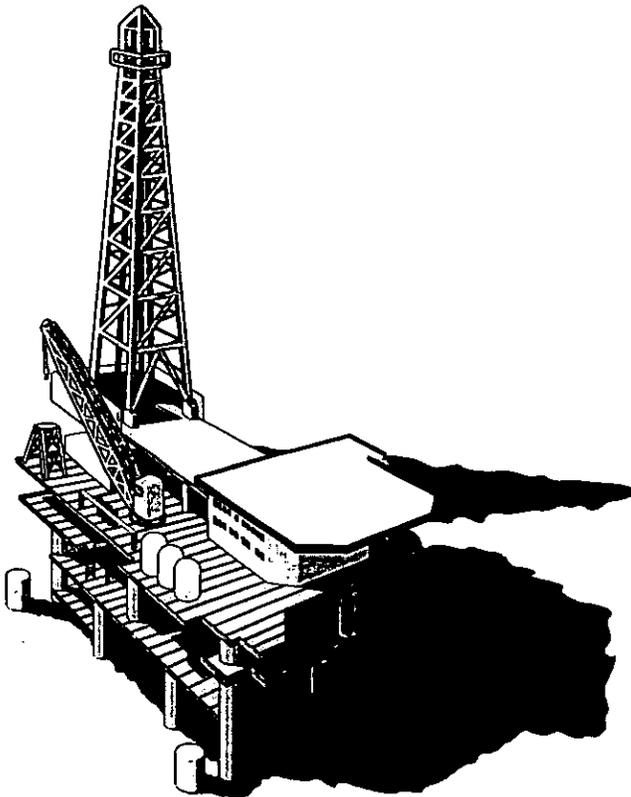
x_1 y x_2 , son las profundidades de entrada y salida del intervalo

respectivamente.

D_f , es el diámetro de la tubería flexible.

CAPÍTULO II

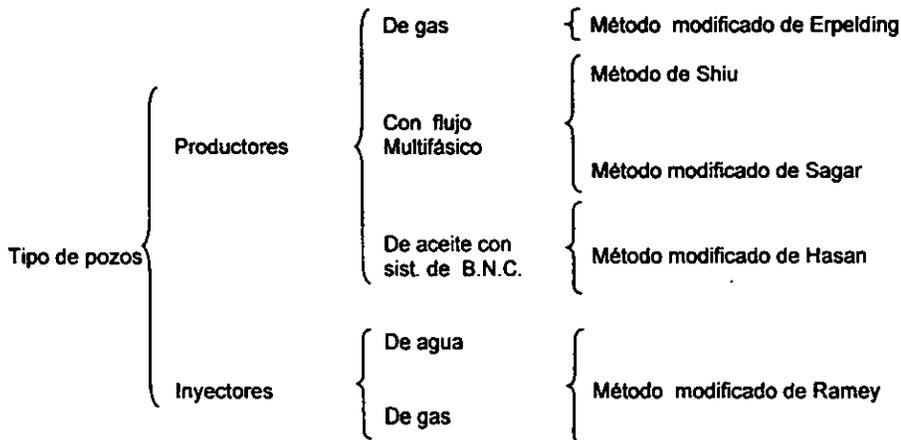
DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA



DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

El objetivo de este trabajo es elaborar un simulador que permita predecir el perfil de temperatura de los fluidos en el pozo, bajo diferentes condiciones de operación.

Para desarrollar el simulador, se han seleccionado varios métodos que abarcan los diferentes tipos de pozos que existen en la industria petrolera. Estos se muestran en la siguiente clasificación:



Todos los métodos originales exceptuando Shiu⁽³⁾ se han modificado con el fin de ampliar su rango de aplicación, mejorar los resultados calculados y facilitar su aplicación en campo.

Este capítulo presenta en primer lugar la metodología de cálculo de parámetros afines a todos los métodos propuestos (Función Tiempo Adimensional, $f(t)$ y el Coeficiente de Transferencia Total de Calor, U). Posteriormente se incluye la descripción de las modificaciones realizadas a cada uno de los métodos originales, así como el procedimiento de cálculo, limitaciones y ventajas de cada método.

2.1 PERFILES DE TEMPERATURA EN POZOS

En algunas ocasiones se supone que la temperatura de la tierra (ec. 2.1) es igual a la temperatura del fluido fluyente en el pozo. Esta suposición no es correcta, ya que se ha comprobado con registros de temperatura tomados en pozos de distintas regiones, que las temperaturas de estos son diferentes, como se observa en la Fig.

$$T_e = T_w + g_T z \quad (2.1)$$

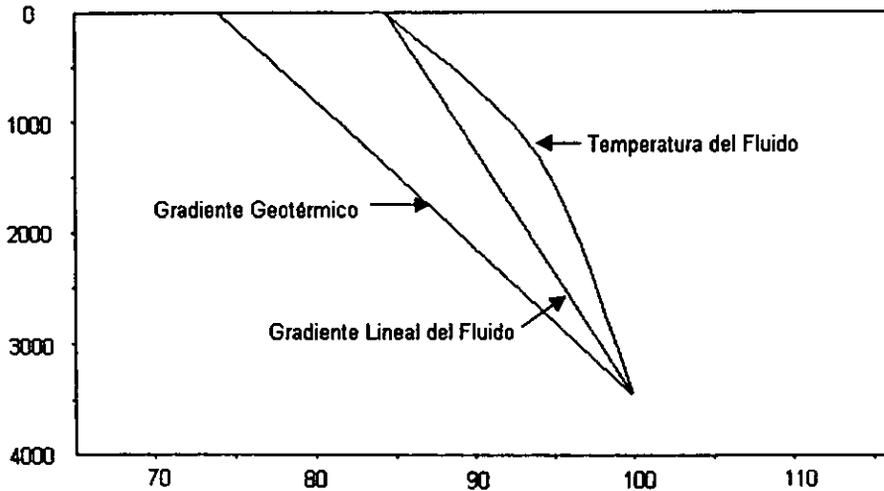


Fig. 2.1 Gradientes de Temperatura.

En la práctica es muy común establecer un perfil de temperatura lineal a partir de datos medidos en la cabeza y en el fondo del pozo a condiciones de flujo, sin embargo se ha comprobado que el perfil de temperaturas tiene un comportamiento no lineal con respecto a la profundidad, como se muestra en la Fig. 2.1.

2.2 TRANSFERENCIA DE CALOR

Durante las operaciones de inyección o producción de fluidos en los pozos, la temperatura de éstos interfiere con la de la formación, debido a la diferencia que existe entre ambas. Los fluidos en el pozo pierden calor cuando son productores y ganan calor en procesos de inyección.

Cabe mencionar que la temperatura de la formación no sólo cambia con la profundidad y la distancia radial a partir del eje axial del pozo, si no también con el tiempo de producción, la geometría del pozo y el tipo de fluido fluuyente. El fenómeno de transferencia de calor se muestra en la Fig.

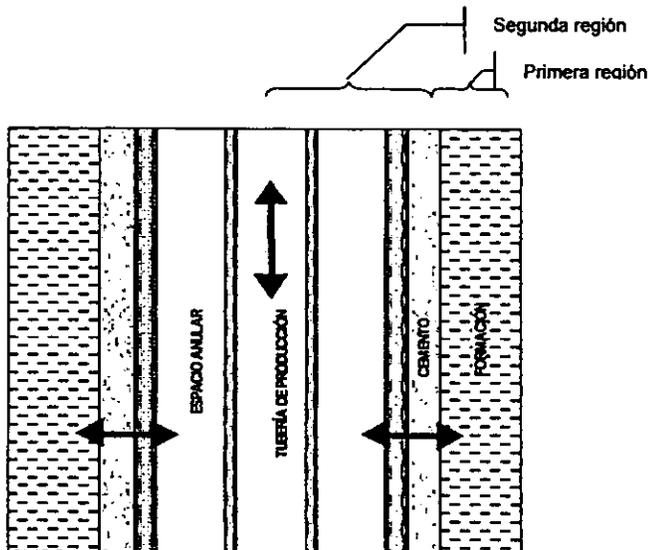


Fig. 2.2 Fenómeno de Transferencia de Calor.

Para estudiar el fenómeno de transferencia de calor que existe entre los fluidos y la formación, se consideran dos regiones en la dirección radial (ver Fig. 2.2). La primera región se extiende en la formación y únicamente se presenta transferencia de calor por conducción. La segunda región abarca del eje axial del pozo hasta la interfase pozo-formación, en donde los mecanismos de transferencia de calor son por conducción, convección y radiación.

2.3 FUNCIÓN TIEMPO ADIMENSIONAL $f(t)$

La transferencia de calor en la primera región se evalúa con la función tiempo adimensional, $f(t)$, que cuantifica el flujo de calor que se presenta a través de la formación con respecto a la profundidad del pozo.

En el fondo del pozo la temperatura de la formación es igual a la temperatura del fluido, por lo que no existe transferencia de calor entre ambos. Sin embargo conforme éste asciende en el pozo, la diferencia de temperaturas entre ellos se incrementa, provocando que exista un flujo de calor cada vez mayor conforme disminuye la profundidad.

A cualquier profundidad la temperatura de la formación varía no sólo con la distancia radial sino también con el tiempo de producción y las diversas resistencias al flujo de calor que hay entre los fluidos producidos y la formación que los rodea.

El estudio de la difusión del calor en un sólido (la formación) de tres dimensiones se puede tratar en una sola dimensión, si se supone que existe una simetría alrededor de la fuente de calor como lo es el pozo y además si se considera que el incremento de calor en la dirección vertical es despreciable.

Con base en lo anterior, Hasan propuso una ecuación que calcula la transferencia de calor dentro de la formación a cualquier profundidad:

$$\frac{\partial^2 T_e}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_e}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T_e}{\partial t} \quad (2.2)$$

La ecuación anterior es válida bajo las siguientes condiciones:

- ❖ Flujo turbulento en los fluidos inyectados o producidos.
- ❖ Régimen de flujo permanente en la formación.
- ❖ Flujo de calor constante para un intervalo de tiempo.
- ❖ Flujo de calor en forma radial.
- ❖ Formación infinita.

La ec. 2.2 es semejante a la ecuación presentada por Van Everdingen & Hurst⁽¹¹⁾ utilizada para el análisis de pruebas de presión. Para resolverla se establecieron las siguientes condiciones:

$$\lim_{t \rightarrow 0} T_e = T_{ei}(z) \quad \text{Inicial}$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} \frac{\partial T_e}{\partial r} = 0 \quad \text{frontera externa}$$

$$\frac{\partial q}{\partial z} = -\frac{2\pi r k_e}{m} \frac{\partial T_e}{\partial r} \Big|_{r=rwb} \quad \text{frontera interna}$$

La condición inicial establece que la temperatura de la formación al inicio de la explotación o inyección es constante a cualquier profundidad.

La condición de frontera externa supone una frontera en el infinito donde la temperatura de la formación permanece constante.

La condición de frontera interna establece que la transferencia de calor dentro de la formación es por conducción y en forma radial (Ley de Fourier).

Para hacer más general la solución de la ec. 2.2 se considera el principio de superposición en temperatura, el cual considera la variación de la temperatura en la fuente de calor con respecto al tiempo. Esto quiere decir que el flujo de calor no será constante. La solución a la ecuación 2.2 se conoce como función tiempo adimensional, $f(t)$, y está dada por las siguientes ecuaciones:

si $t_D \leq 1.5$

$$f(t) = 1.1281 \sqrt{t_D} (1 - 0.3 \sqrt{t_D}) \quad (2.3)$$

si $t_D > 1.5$

$$f(t) = [0.4063 + 0.5 \ln(t_D)] \left[1 + \frac{0.6}{t_D} \right] \quad (2.4)$$

Donde:

$$t_D = \frac{\alpha t}{r_{wb}^2} \quad (2.5)$$

$$\alpha = k_s / C_p \rho_s \quad (2.6)$$

Estas ecuaciones son válidas para cualquier tiempo de inyección y producción. Sin embargo, existe un método más riguroso presentado por el mismo autor, que involucra más variables que el anterior, con resultados más exactos que los obtenidos con las ecuaciones 2.3 y 2.4.

En la Tabla 2.1 se muestran los resultados de $f(t)$, que se obtienen con la solución aproximada y la solución rigurosa, y se observa excelente aproximación en los valores, excepto cuando $f(t)$ es igual a 1.5 y 2, ya que se tienen errores de 5.7% y 4.28% respectivamente.

Tiempo adimensional	Solución rigurosa	Solución aprox. (ecs. 2.3 ó 2.4)	Error promedio
1.0 E-10	0.000011	0.000011	0.0000
1.0 E-06	0.001128	0.001127	0.0886
1.0 E-05	0.003563	0.003563	0.0000
1.0 E-04	0.011234	0.011244	-0.8900
1.0 E-03	0.035191	0.035326	-0.3836
0.01	0.108102	0.109400	-1.2007
0.10	0.314235	0.322817	-2.7310
0.50	0.616859	0.628324	-1.8586
1.00	0.80214	0.789484	1.5777
1.50	0.926727	0.873784	5.7129
2.00	1.02222	0.978434	4.2834
5.00	1.362366	1.355958	0.4703
10.00	1.650755	1.65059	0.0099
100	2.72282	2.72442	-0.0587
1000	3.86046	3.8615	-0.0269
1 E+05	6.1612	6.1612	0.0000
1 E+06	7.3122	7.3122	0.0000

Tabla 2.1 Datos Comparativos de $f(t)$.

En el programa de cómputo desarrollado (TEMP), se utilizan las ecuaciones 2.3 y 2.4 para el cálculo de la función tiempo adimensional, $f(t)$. El procedimiento de cálculo utilizado en el programa de cómputo es el siguiente:

1. Se calcula el parámetro, tiempo adimensional, t_D , definido por Carslaw & Jaeger⁽¹²⁾ con las ecuaciones 2.5 y 2.6.

Debido a la dificultad que existe en la práctica para determinar las variables de la ecuación 2.6, se recomienda utilizar $\alpha = 0.04 \text{ pie}^2/\text{hr}$. Este valor se obtuvo analizando las difusividades térmicas promedio de la tierra en diferentes áreas geográficas, razón por la cual este valor se emplea en el simulador TEMP.

2. La función tiempo adimensional, $f(t)$, se determina mediante la ecuación 2.3 o 2.4 según sea el caso.

Es importante mencionar que el método de Shiu no utiliza este parámetro.

2.4 COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA TOTAL DE CALOR, U

La segunda región donde se requiere cuantificar la transferencia de calor es el pozo. En esta región el calor se transfiere de la interfase pozo-formación hacia los fluidos o viceversa, y en su trayectoria atraviesa por una serie de resistencias, tales como:

- ❖ Fluido en el espacio anular (entre la T.P. y la T.R.).
- ❖ Pared de la T.P.
- ❖ Pared de la T.R.
- ❖ Cemento.

La transferencia de calor se manifiesta como una pérdida o ganancia de calor en los fluidos del pozo y puede calcularse si conocemos el coeficiente de transferencia total de calor, U .

El flujo de calor a través de las paredes de las tuberías y el cemento, es por conducción ⁽¹³⁾, mientras que en el espacio anular se manifiestan tres formas diferentes de flujo de calor: radiación, convección libre y conducción. Willhite obtuvo una ecuación para determinar U (ec. 2.7), sumando todas las resistencias al flujo de calor dentro del pozo, tal y como se muestra en la Fig. 2.3:

$$U = \left[\frac{r_{TPo}}{r_{TPi} h_f} + \frac{r_{TPo} \ln \frac{r_{TPo}}{r_{TPi}}}{k_{TP}} + \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{TPo} \ln \frac{r_{TRo}}{r_{TRI}}}{k_{TR}} + \frac{r_{TPo} \ln \frac{r_{wb}}{r_{TRo}}}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (2.7)$$

El coeficiente de película del fluido dentro de la T.P., generalmente es alto cuando existe flujo turbulento (500-2000 Btu / hr-pie²-°F), y se considera infinito, por lo cual el primer término se elimina.

El tercer término de la ec. 2.7 representa la resistencia al flujo de calor ofrecida por el espacio anular. Si se considera que el efecto de transferencia de calor por radiación es despreciable, y que la transferencia de calor por convección natural es pequeña, entonces:

$$h_c = \frac{k_a}{r_{TPo} \ln(r_{TRI} / r_{TPo})}$$

Es importante mencionar que la resistencia al flujo de calor en las tuberías (T.P. y T.R.) es despreciable, debido a la alta conductividad térmica del acero y a los espesores relativamente delgados. Por lo anterior, el segundo y cuarto término se eliminan.

Con base en lo anterior, la ec. 2.7 se reduce a la ec. 2.8 ó 2.9.

Para pozo productor o inyector por tubería de producción.

$$U = \left[r_{TPo} \frac{\ln(r_{TRi} / r_{TPo})}{k_a} + r_{TPo} \frac{\ln(r_{wb} / r_{TRo})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (2.8)$$

Para pozo productor o inyector por tubería de revestimiento.

$$U = \left[r_{TRo} \frac{\ln(r_{wb} / r_{TRo})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (2.9)$$

Donde los valores típicos promedio de conductividad térmica k , en (Btu / hr-pie-°F), sugeridos por Ramey y Hasan⁽¹⁴⁾ aplicados en el simulador son: En el cemento, $k_{cem} = 4.021$ y en el espacio anular, k_a , depende del fluido empacador: 0.383 para salmuera, 0.021 para gas y 0.1042 para aceite.

Para el caso de pozos con sistema de bombeo neumático la forma de calcular el coeficiente de transferencia total de calor, U , se discutirá posteriormente.

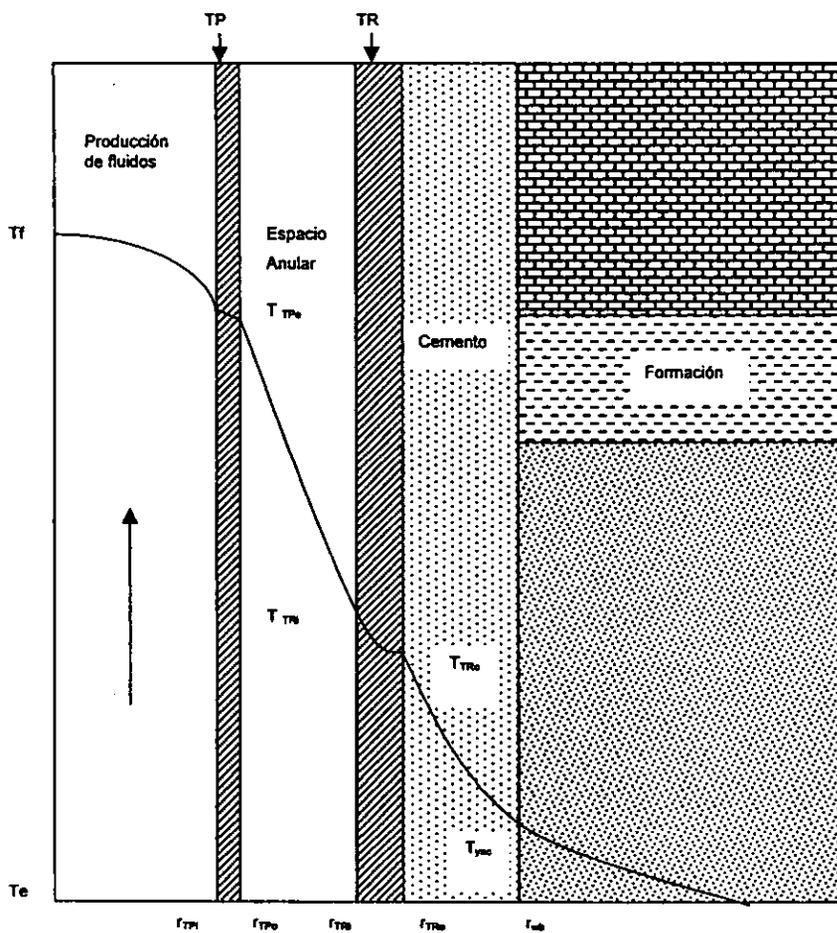


Fig. 2.3. Distribución de Temperatura Pozo-Formación

La metodología para calcular el coeficiente de Transferencia Total de Calor, U , en el Simulador TEMP, es la siguiente:

- 1) Si la producción o inyección se realiza por T.R., se desprecian los efectos de transferencia de calor en el espacio anular y U se calcula con la ec. 2.9.
- 2) Si la producción o inyección se realiza por T.P., entonces el coeficiente se calcula por medio de la ec. 2.8.
- 3) En el caso en que la producción o inyección se realice por T.P., se tiene que elegir el tipo de fluido empacador en el espacio anular (gas, aceite o salmuera).

2.5 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La clasificación de pozos productores utilizada en este trabajo, está dividida en tres grupos:

- ❖ De gas.
- ❖ Con flujo multifásico.
- ❖ De aceite con sistema de bombeo neumático continuo (B.N.C).

A continuación se presenta la metodología de cálculo, ventajas, desventajas, modificaciones realizadas a los métodos originales y rangos de aplicación. Es importante resaltar, que los métodos se han modificado con el fin de disminuir los datos necesarios para su aplicación y hacer más práctica y sencilla su utilización en campo. Esto no influye en forma negativa en los resultados calculados, incluso en algunos casos se mejoran en comparación con los resultados calculados con el procedimiento original.

2.5.1 Pozos Productores de Gas.

Los métodos de Ramey, y Erpelding, son los únicos encontrados en la literatura referente al tema, para calcular el perfil de temperatura de los fluidos en pozos productores de gas, de los cuales se eligió el método de Erpelding para modificarlo, con base en los siguientes criterios:

- ❖ La información es fácil de obtener en campo, y
- ❖ Los resultados obtenidos, son semejantes a la temperatura real medida a condiciones de flujo en el pozo.

La información requerida para aplicar el método es la siguiente: Gasto de gas, densidad relativa del gas, diámetro exterior de T.P, diámetro exterior de T.R , diámetro de agujero, profundidad total del pozo, presión del yacimiento, gradiente geotérmico y temperatura de la tierra en superficie. Esta información se puede obtener en el campo.

Un parámetro que utiliza el método de Erpelding, es el calor específico del gas, C_{p_g} , medido a condiciones de yacimiento. En algunas ocasiones este valor no se conoce, por lo tanto se propone la correlación desarrollada por Goldzberg & F. McKee⁽¹⁵⁾, la cual lo calcula en función de sus propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas.

Para determinar la función tiempo adimensional, $f(t)$, Erpelding utiliza un método gráfico que requiere como mínimo tres datos de temperatura de los fluidos en la cabeza del pozo, medidos a condiciones de flujo y diferentes tiempos de producción. No es recomendable seguir un método gráfico en un simulador, ya que siempre existen errores de lectura. Además, la magnitud del error se incrementa cuando el tiempo de producción es menor a una semana. Por lo tanto se propone utilizar un método analítico desarrollado por Hasan para su determinación que amplía el rango de aplicación a tiempos cortos de producción.

El autor considera el coeficiente de transferencia total de calor, U , infinito en su método gráfico para determinar $f(t)$. Lo cual no es recomendable, ya que no considera la geometría del pozo, ni las propiedades de los fluidos en el espacio anular. Por lo tanto se sugiere calcular U en forma independiente utilizando el procedimiento de Sagar antes descrito.

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo del método modificado de Erpelding para pozos productores de gas.

1. Calcular $f(t)$ utilizando el procedimiento de Hasan (pg. 31-32).
2. Calcular el gasto másico del gas.

$$\dot{m}_g = \rho_g q_g$$

3. Determinar el calor específico del gas con temperatura y presión absolutas, utilizando el procedimiento propuesto por Goldzberg & McKee.

- a) Calcular las propiedades pseudocríticas del gas.

$$P_{PC} = 708.75 - 57.5\gamma_g \qquad T_{PC} = 169 + 314\gamma_g$$

- b) Calcular las propiedades pseudoreducidas.

$$P_{PR} = \frac{P_{yoc}}{P_{PC}}$$

$$T_{PR} = \frac{T_{yoc}}{P_{PC}}$$

- c) Calcular el calor específico del gas @ c.y con la siguiente expresión.

$$Cp_g = Cp_g^o + \frac{2.53R(P_{yoc} - 14.7)}{P_{PC} * T_{PR}^3}$$

Donde:

El calor específico del gas Cp_g^o @ c.s. = 0.52 Btu / Lb-°F

La constante universal de los gases $R = 0.1238$. Btu / lb-°R

4. Calcular el coeficiente de transferencia total de calor, U , descrito en la pg. 36.
5. Determinar la distancia de relajación A .

$$A = \frac{\dot{m}_g Cp_g [k_e + r_{TPo} U f(t)]}{2\pi r_{TPo} U k_e}$$

Donde: $k_e = 1.4$ Btu /hr pie °F

6. Se divide la profundidad total en segmentos de igual magnitud y se aplica la ecuación (1.33) para cada segmento.

Limitaciones y Ventajas del Método Modificado de Erpelding

Es importante mencionar que el método modificado propuesto, presenta limitaciones y ventajas que se deben tomar en cuenta durante su aplicación.

Limitaciones:

- ❖ Establece un valor típico promedio de la conductividad térmica de la tierra y del espacio anular, k_e y k_a respectivamente.
- ❖ Aplicable únicamente en pozos verticales.
- ❖ No permite la predicción en periodos de cierre.
- ❖ No toma en cuenta los efectos de transferencia de calor por convección y radiación en el espacio anular.
- ❖ Aplicable a pozos con un diámetro constante de tubería. Esta limitación se puede solucionar, ejecutando el modelo para cada intervalo de tubería.

Ventajas.

- ❖ Es aplicable para cualquier tiempo de producción.
- ❖ Se requiere un mínimo de datos para su ejecución.
- ❖ No existe limitante en cuanto a la magnitud del gasto de gas.
- ❖ Se aplica a pozos productores a través de T.P o T.R.

2.5.2 Pozos Productores con Flujo Multifásico:

La mayoría de los pozos existentes en México son productores de hidrocarburos con flujo multifásico, razón por la cual son de gran importancia para nuestro estudio. Se ha decidido incluir dos métodos (uno de ellos modificado) con el propósito de proporcionar al usuario alternativas de predicción, ya que cada método se ajusta a diferentes características.

Método Modificado de Sagar.

Las razones principales por las cuales se eligió este método para ser introducido en el simulador, TEMP, es que toma en cuenta los efectos de la caída de temperatura en la fase gaseosa del fluido producido, ocasionado por el abatimiento de presión; cuantificado con el coeficiente Joule-Thompson. Se considera el cambio en la temperatura al variar la energía cinética. Estos dos factores se toman en cuenta en la correlación desarrollada por Sagar, denominada **factor de corrección sigma, σ** .

La correlación de sigma es de gran importancia cuando se tienen pozos productores con alta RGA, debido a la gran cantidad de gas presente en la mezcla de hidrocarburos. Los resultados que proporciona son buenos según observaciones del autor.

La información mínima requerida para la aplicación de este método modificado es la siguiente: gasto de aceite, gasto de agua, gasto de gas de la formación, gravedad específica del gas, gravedad específica del aceite, gravedad específica del agua, diámetro de la tubería de producción, diámetro de la tubería de revestimiento, diámetro del agujero, profundidad total del pozo, presión en la cabeza del pozo, gradiente geotérmico, temperatura en el fondo del pozo. Esta información se puede obtener en el campo.

Sagar desarrolló la mejor correlación hasta ahora publicada para determinar el coeficiente de transferencia total de calor, U . Supuso una conductividad térmica promedio del fluido en el espacio anular. Aunque no considera los efectos de la transferencia de calor por convección y radiación en el espacio anular, los resultados obtenidos demuestran que proporciona una buena aproximación.

Originalmente utiliza valores típicos promedio del calor específico del aceite y del agua @ c.y, Cp_o y Cp_w , respectivamente. Estos valores ocasionan errores en los resultados obtenidos, ya que se está generalizando y se obtienen resultados no satisfactorios, por lo que se propone incluir las correlaciones presentadas por Garaicochea.⁽¹⁶⁾

$$Cp_o = (0.388 + 0.00045T_{yac})/\gamma_o^{0.5} \quad (2.9)$$

$$Cp_w = 1.0504 - 6.05 \cdot 10^{-4} T_{yac} + 1.79 \cdot 10^{-6} T_{yac}^2 \quad (2.10)$$

Sagar utiliza la función tiempo adimensional, $f(t)$, desarrollada por Ramey (ec. 1.4), la cual está limitada para tiempos de producción mayores a una semana. Por esta razón se optó por modificar este parámetro, con el fin de adecuar el método para cualquier tiempo de producción. Se introducen las ecuaciones (2.3 ó 2.4) de Hasan para determinar este parámetro.

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo del método modificado de Sagar para pozos productores de aceite con flujo multifásico.

1. Dividir la profundidad total del pozo en intervalos de longitud donde todas las propiedades de los fluidos sean aproximadamente constantes.
2. Calcular los calores específicos del aceite y el agua, ec. 2.9 y 2.10.
3. Determinar el calor específico del líquido en la tubería en función de la fracción de aceite y los calores específicos anteriores.

$$Cp_L = \frac{q_o}{q_o + q_w} Cp_o + \left(1 - \frac{q_o}{q_o + q_w} \right) Cp_w$$

4. Determinar la función tiempo adimensional, $f(t)$, con el procedimiento descrito en las pgs. 31 y 32.
5. Calcular el gasto másico total del fluido, en función de las fracciones de gastos de cada fase.

$$\dot{m}_T = \frac{q_g \cdot \gamma_g}{1.1309 \cdot 10^6} + \frac{q_w \gamma_w + q_o \gamma_o}{246.6} \quad \text{lb}_m / \text{seg}$$

6. Determinar el coeficiente de transferencia total de calor, U , con el procedimiento descrito en la pg. 36.
7. Calcular la distancia de relajación con la ecuación propuesta

$$A = \frac{2\pi}{Cp_L \dot{m}_T} \left(\frac{r_{TPo} U k_e}{k_e + f(t) r_{TPo} U} \right)$$

8. Si el gasto másico total, \dot{m}_T , es menor a 5 lb/seg, el coeficiente de corrección, σ , se calcula con la siguiente expresión:

$$\sigma = -2.978 \cdot 10^{-3} + 1.006 \cdot 10^{-6} \cdot P_{wh} + 1.906 \cdot 10^{-4} \cdot \dot{m}_T - 1.047 \cdot 10^{-6} \cdot RGL + 3.229 \cdot 10^{-5} \cdot API + 4.009 \cdot 10^{-3} \cdot \gamma_g - 0.3551 \cdot g_T$$

Si el gasto másico total, $\dot{m}_T > 5$ lb/seg, entonces $\sigma = 0$

9. Determinar la temperatura para cada segmento del pozo mediante la siguiente ecuación.

$$T = T_e - \frac{g}{g_c} \frac{\text{sen } \theta}{Jc p_L A} + \frac{\sigma}{A} + \frac{g_T}{A} + e^{-\lambda(z_b - z_w)} \left(T_{fm} - T_{em} + \frac{g}{g_c} \frac{\text{sen } \theta}{Jc p_L A} - \frac{\sigma}{A} - \frac{g_T}{A} \right)$$

Limitaciones y Ventajas del Método Modificado de Sagar

Es importante mencionar que el método modificado propuesto, presenta limitaciones y ventajas que se deben considerar para su aplicación.

Limitaciones :

- ❖ Aplicable a pozos con un solo diámetro de tubería de producción. En caso de tener dos o más diámetros de tubería esta limitante se puede eliminar ejecutando el simulador para cada diámetro.
- ❖ Recomendable para pozos con ángulos constantes y menores a 75° con respecto a la vertical.
- ❖ Establece valores típicos de conductividad térmica de la tierra.
- ❖ No es aplicable a pozos de yacimientos con condensación retrograda.
- ❖ La precisión de la temperatura calculada disminuye conforme el fluido asciende a la superficie.
- ❖ Es aplicable bajo los rangos mostrados en la siguiente Tabla.

Variable	Mínimo	Máximo
Gasto de Aceite [Bl/día]	6	5835
Gasto de Agua [Bl/día]	0	1991
Gasto de Gas [M pie ³ /día]	6	5244
RGL [pie ³ /bl]	10	6100
Gasto Másico Total [lb _m /s]	0.4	24
Densidad API del Aceite	15	42.4
Densidad relativa del gas	0.62	1.43
Presión en la cabeza [psi]	50	1287
Grad. Geotérmico [°F/pie]	.006	0.021
Temperatura en el fondo [°F]	104	274
Profundidad [Pie]	3205	15780

Ventajas:

- ❖ Aplicable a pozos con sistema de bombeo neumático, siempre y cuando se ejecute el simulador en dos ocasiones, una en la parte superior del punto de inyección y otra abajo del punto de inyección.
- ❖ Puede usarse para cualquier tiempo de inyección.
- ❖ La predicción se puede hacer cuando hay producción por T.P. o T.R.
- ❖ Resultados más precisos en comparación con otros métodos.

Método de Shiu

La razón principal por la que se ha decidido incluir este método en el simulador TEMP, se debe a la sencillez con la que fue desarrollado. Los resultados obtenidos son aceptables.

La sencillez del método reside en el uso de una correlación para calcular la Distancia de Relajación, A , sin necesidad de evaluar primero la transferencia de calor entre la formación y el fluido producido.

La información requerida para su aplicación es la siguiente: gasto de aceite, gasto de agua, gasto de gas, densidad relativa del gas, densidad relativa del aceite, densidad relativa del agua, diámetro de la tubería de producción, profundidad, presión en la cabeza del pozo, gradiente geotérmico. Esta información se puede obtener en campo.

Se ha observado en estudios de sensibilidad que la densidad relativa del gas y el gradiente geotérmico, son los parámetros más sensibles de este método, por lo que pequeñas variaciones en sus valores reales puede traer como consecuencia predicciones erróneas del perfil de temperatura. Por esto se recomienda tener especial cuidado cuando se midan estas variables.

El procedimiento de cálculo del método es el siguiente:

- 1) Calcular el gasto másico del agua y el aceite como sigue.

$$\dot{m}_w = \rho_w * q_w \quad \dot{m}_o = \rho_o * q_o$$

- 2) Calcular el gasto másico del gas.

$$\dot{m}_g = \rho_g * q_g$$

- 3) Determinar el gasto másico total.

$$\dot{m}_T = \dot{m}_w + \dot{m}_g + \dot{m}_o$$

- 4) Calcular la densidad del líquido.

$$\rho_L = \frac{\rho_w q_w + \rho_o q_o}{q_w + q_o}$$

- 5) Determinar el valor de la distancia de relajación, A .

$$A = e^{-5.065 \dot{m}_T^{0.4882} D_{TPo}^{-0.3476} \gamma_o^{0.2519} \gamma_g^{4.724} \rho_L^{2.915} P_{wh}^{0.2219}}$$

- 6) Determinar la temperatura del fluido a cualquier profundidad con la siguiente ecuación.

$$T = T_{yac} - g_T z + g_T A - g_T A e^{-\frac{z}{A}}$$

Limitaciones y Ventajas del Método de Shiu

El método de Shiu presenta limitaciones y ventajas que deben tomarse en cuenta para su aplicación.

Limitaciones:

- ❖ Aplicable a tiempos largos de producción (mayores a una semana).
- ❖ Aplicable para aceites pesados (densidad del aceite menor a 20 °API).
- ❖ Se recomienda para gastos máxicos mayores a 10 lb_m/seg.
- ❖ Diámetros de T.P., mayores de 3 pg.

Ventajas:

- ❖ Proporciona una forma directa y económica para calcular el comportamiento de la temperatura en pozos fluyentes.
- ❖ Los cálculos se pueden realizar en computadoras o calculadoras programables.
- ❖ El método se puede incluir en los diseños de Bombeo Neumático.
- ❖ No presenta restricción en cuanto a la magnitud de la presión en la cabeza del pozo.

2.5.3 Pozos Inyectores.

Actualmente la industria petrolera Mexicana hace frente al reto de incrementar en forma sustancial la producción de hidrocarburos de los yacimientos ya existentes.

Para incrementar la producción, se pueden usar diversas técnicas: recuperación secundaria, mejorada o una estimulación. Las operaciones antes mencionadas, requieren de la inyección de un fluido al yacimiento a través del pozo. El fluido inyectado puede ser agua, gas, vapor, polímeros, etc.

El conocimiento de la temperatura en las operaciones de inyección de fluidos permite calcular, estimar y diseñar correctamente los aditivos y el agua, así como la calidad del vapor si se trata de inyección de vapor.

Pozos de Inyección de Agua y Gas

Existen varios métodos para determinar el perfil de temperatura en pozos de inyección. Entre los autores que desarrollaron modelos para predecir el perfil de temperatura en pozos de inyección de agua se encuentran Moss & White⁽¹⁷⁾, Squier⁽¹⁸⁾, Erpelding y Ramey, este último, también desarrolló uno para inyección de gas.

Satter presentó un método para establecer el perfil de temperatura en pozos de inyección de vapor, no se incluye en este trabajo la predicción de inyección de vapor en pozos.

Los métodos de Moss & White y Squier fueron publicados con anterioridad al presentado por Ramey en 1962. Los resultados que se obtienen con estos tres métodos son semejantes. Por otra parte Erpelding utiliza las mismas ecuaciones

presentadas por Ramey para determinar el perfil de temperatura, modificando solamente el procedimiento para determinar la función tiempo adimensional, $f(t)$.

Por lo anterior, se considera utilizar el método de Ramey para determinar el perfil de temperatura en pozos de inyección de agua y gas.

La información mínima requerida para aplicar cualquiera de estos dos métodos es la siguiente:

Del estado mecánico del pozo: diámetro exterior de T.P, diámetro exterior de T.R, diámetro del agujero, profundidad de la zapata.

Mediciones en campo: temperatura del terreno en superficie, temperatura del fluido inyectado en superficie (únicamente para pozos de agua), gasto de inyección del fluido.

Otros datos: gradiente geotérmico, tiempo de inyección, densidad relativa del gas (solo en el caso de inyección de gas).

Los métodos originales de Ramey presentan algunas limitaciones y desventajas, por lo que a continuación se presentan las modificaciones realizadas.

Ramey calcula la función tiempo adimensional utilizando la ecuación (1.4) cuando el tiempo de inyección es mayor a una semana. Si el tiempo de inyección es menor, es necesario leer el valor $f(t)$ de una gráfica ⁽¹⁾.

En un programa de cómputo no es recomendable utilizar métodos gráficos, ya que se pierde precisión en la lectura de datos. Por lo tanto se propone utilizar las ecuaciones 2.3 y 2.4 de Hasan que calculan, $f(t)$, para cualquier tiempo de producción en forma analítica. Además estas ecuaciones amplían el rango de aplicación del método para tiempos cortos de inyección.

En el método propuesto por Ramey no se muestra el procedimiento de cálculo utilizado para determinar el calor específico del agua y el gas. Se propone determinar estos parámetros utilizando la ecuación 2.10 y la correlación de Goldzberg & Mckee, respectivamente.

La ecuación presentada por Ramey para calcular el coeficiente de transferencia total de calor, U , considera todas las resistencias al flujo de calor que existen entre el fluido inyectado y la formación. Esto hace complicado su cálculo ya que es necesario determinar la conductividad térmica de la tubería, el número de Reynolds, número de Prandtl y otros parámetros que tal vez no sean fáciles de obtener. Para evitar esto, en lugar de utilizar esta ecuación se propone utilizar la desarrollada por Sagar la cual es más sencilla y brinda resultados semejantes.

Procedimiento de Cálculo del método Modificado de Ramey

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo del método modificado de Ramey para determinar el perfil de temperatura en pozos de inyección de agua o gas.

- 1) Calcular el coeficiente de transferencia total de calor, U , utilizando una de las dos ecuaciones siguientes

$$U = \left[r_{TPO} \frac{\ln(r_{TRI} / r_{TPO})}{k_a} + r_{TPO} \frac{\ln(r_{wb} / r_{TRO})}{k_{cem}} \right]^{-1}$$

$$U = \left[r_{TRO} \frac{\ln(r_{wb} / r_{TRO})}{k_{cem}} \right]^{-1}$$

- 2) Determinar la función tiempo adimensional, $f(t)$, con la ec. 2.3 o 2.4. mostradas a continuación

$$f(t) = 1.1281\sqrt{t_D} (1 - 0.3\sqrt{t_D})$$

$$f(t) = [0.4063 + 0.5 \ln(t_D)] \left[1 + \frac{0.6}{t_D} \right]$$

- 3) Calcular el gasto másico del agua o gas según sea el caso.

$$\dot{m}_w = \rho_w * q_w \quad \text{o} \quad \dot{m}_g = \rho_g * q_g$$

- 4) Determinar el calor específico del fluido inyectado a presión y temperatura de yacimiento.

Para inyección de gas:

- a) Calcular las propiedades pseudocríticas del gas.

$$P_{PC} = 708.75 - 57.5\gamma_g \qquad T_{PC} = 169 + 314\gamma_g$$

- b) Se calculan las propiedades pseudoreducidas.

$$P_{PR} = \frac{P_{yac}}{P_{PC}} \qquad T_{PR} = \frac{T_{yac}}{P_{PC}}$$

- d) Calcular el calor específico del gas, C_{p_g} @ c.y con la siguiente expresión.

$$Cp_g = Cp_g^o + \frac{2.53R(P_{yac} - 14.7)}{P_{PC} * T_{PR}^3}$$

Donde:

El calor específico del gas $Cp_g^o @ c.s. = 0.52 \text{ Btu} / \text{lb} \cdot ^\circ\text{F}$

La constante universal de los gases $R = 0.1238 \text{ Btu} / \text{lb} \cdot ^\circ\text{R}$

Para inyección de agua

$$Cp_w = 1.0504 - 6.05 * 10^{-4} T_{yac} + 1.79 * 10^{-6} T_{yac}^2$$

- 5) Calcular el valor de la distancia de relajación, A , utilizando la ecuación propuesta por Ramey.

$$A = \frac{\dot{m}_f Cp [k_e + r_{TPO} Uf(t)]}{2\pi r_{TPO} U k_e}$$

- 6) Dividir la profundidad en intervalos y aplicar la siguiente ecuación para determinar el perfil de temperaturas según sea el caso.

Para líquidos.

$$T(z,t) = g_T z + T_{se} - g_T A + (T_{sf} + g_T A - T_{se}) e^{-z/A}$$

Para gases

$$T(z,t) = g_T z + T_{se} - A \left(g_T + \frac{1}{778 Cp_{gl}} \right) + \left[T_{sf} - T_{se} + A \left(g_T + \frac{1}{778 Cp_{gl}} \right) \right] e^{-z/A}$$

Limitaciones y Ventajas del Método Modificado Ramey.

Es importante mencionar que este método presenta limitaciones y ventajas que el usuario debe conocer al aplicarlo.

Limitaciones:

- * No considera los efectos de la transferencia de calor por convección y radiación en el espacio anular, considera únicamente la conducción.
- * Desprecia la resistencia al flujo de calor en las tuberías.
- * Establece valores típicos de conductividad térmica de los materiales y los fluidos.
- * Sólo es aplicable a pozos verticales.

Ventajas:

- * Los cálculos son simples.
- * Aplicable a pozos con diferentes tipos de terminaciones.
- * Proporciona buenos resultados.

2.5.4 Perfiles de Temperatura en Pozos con Bombeo Neumático Continuo

De todos los sistemas artificiales existentes en la industria petrolera, el Bombeo Neumático Continuo, (B.N.C), es el más común e importante tanto en tierra como en mar⁽¹⁹⁾, esto debido principalmente a la capacidad del sistema para manejar un amplio rango de gastos y a la similitud para operarlo.

Para diseñar e implementar el sistema, es necesario determinar con la mayor precisión posible los gradientes de presión, mediante los métodos tradicionales de flujo multifásico, o haciendo uso de los modelos mecanísticos. En

ambos casos es indispensable emplear el gradiente de temperatura correcto, ya que de éste depende la precisión con que se determine el gradiente de presión.

Por otra parte, también es necesario conocer la temperatura a la que operarán las válvulas de bombeo neumático para que la calibración de éstas sea la correcta de acuerdo al diseño.

El efecto de la temperatura en las válvulas es importante para aquellas que tienen fuelles cargados con nitrógeno, ya que son sensibles a los cambios de temperatura.

Para determinar el perfil de temperatura tanto del fluido inyectado como del producido en pozos que operan con sistema de bombeo neumático continuo, se modificó el método de Hasan.

A continuación se describen las modificaciones realizadas al método de Hasan.

En pozos con B.N.C., es necesario dividir el coeficiente de transferencia total de calor en dos términos. El primero se determina entre el fluido inyectado y la formación, y el segundo entre el fluido inyectado y el fluido producido. Estos términos son llamados coeficiente de transferencia de calor anular, U_a , y coeficiente de transferencia de calor en la tubería de producción, U_i , respectivamente. Hasan considera constantes estos valores, $U_a=4$ y $U_i=10$. Se propone utilizar las ecuaciones 2.11 y 2.12 para calcularlos.

De un análisis realizado a la ecuación 1.6, se dedujo la expresión que evalúa el coeficiente de transferencia de calor en el espacio anular. La expresión propuesta es la siguiente:

$$U_a = \left[\frac{r_{TRI} \ln(r_{TRO} / r_{TRI})}{k_T} + \frac{r_{TRI} \ln(r_{wb} / r_{TRO})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (2.11)$$

En donde las conductividades térmicas de la tubería y el cemento son valores típicos promedio de 25⁽⁵⁾ y 4.02 Btu/hr-pie-°F respectivamente.

Para calcular el coeficiente de transferencia de calor en la tubería de producción, es necesario cuantificar el flujo de calor que existe entre los fluidos producidos y el espacio anular. La ecuación sugerida por Yula Tang⁽²⁰⁾ para calcular este término es la siguiente.

$$U_i = \left[\frac{1}{h_f} + \frac{r_{TPI} \ln(r_{TPO} / r_{TPI})}{k_T} \right]^{-1} \quad (2.12)$$

Donde:

h_f es el coeficiente de convección forzada.

El coeficiente de convección forzada entre los fluidos producidos y la pared de la tubería de producción es fácil de obtener para flujo de fluidos en una sola fase, pero es extremadamente complejo en flujo multifásico, razón por la cual generalmente los autores no lo consideran. En esta tesis se propone un procedimiento para obtener dicho parámetro.

Procedimiento de Cálculo para Determinar los Perfiles de Temperatura en Pozos con B.N.C.

El cálculo del perfil de temperatura en pozos con bombeo neumático continuo, consta de los siguientes pasos, y en el que se incluye el procedimiento para determinar el coeficiente de convección forzada (vease pasos 1 al 26).

- 1) Calcular el gasto másico del aceite, agua y gas producidos e inyectado, así como el gasto másico total.

$$\dot{m}_f = \gamma_f * q_f$$

$$\dot{m}_T = \dot{m}_{op} + \dot{m}_{og} + \dot{m}_w + \dot{m}_g$$

- 2) Determinar la conductividad térmica de la mezcla.

$$k_m = \frac{k_o \dot{m}_o + k_w \dot{m}_w + k_g \dot{m}_g}{\dot{m}_T}$$

Donde k_o , k_w , k_g son constantes.

- 3) Calcular el calor específico del agua y aceite con las ecuaciones 2.9 y 2.10.

- 4) Obtener el valor del calor específico del líquido.

$$Cp_L = \dot{m}_o Cp_o + \dot{m}_w Cp_w$$

- 5) Calcular la presión y temperatura pseudocríticas.

$$P_{PC} = 708.75 - 57.5\gamma_g$$

$$T_{PC} = 169 + 314\gamma_g$$

6) Calcular las propiedades pseudoreducidas.

$$P_{PR} = P_{yoc} / P_{PC}$$

$$T_{PR} = (T_{yoc} + 460) / T_{PC}$$

7) Determinar el calor específico del gas producido a condiciones de yacimiento.

$$Cp_m = Cp_g^0 + \frac{2.53R(P_{yoc} - 14.7)}{P_{PC} * T_{PR}^3}$$

Donde:

$$Cp_g^0 = 0.52 \text{ Btu/lb-}^\circ F$$

$$R = 0.1238 \text{ Btu/lb-}^\circ R$$

8) Establecer el valor del calor específico de la mezcla.

$$Cp_m = \frac{\dot{m}_g Cp_g + \dot{m}_L Cp_L}{\dot{m}_T}$$

9) Calcular la viscosidad del aceite con la correlación de Robinson.

$$\mu_o = a\mu_{om}^b$$

Donde:

$$a = 10.715 * (R_s + 100)^{0.515} \quad y \quad b = 5.44 * (R_s + 150)^{0.338}$$

$$\mu_{om} = 10^X - 1$$

$$X = (10^{(3.0324 - 0.02023 * API)}) * (T^{-1.163})$$

- 10) Se calcula la viscosidad del agua con la correlación de Dodson & Standing.

$$\mu_w = A + B/T$$

Donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\% \text{ NaCl}) - 0.000393 (\% \text{ NaCl})^2$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\% \text{ NaCl})^2$$

- 11) Calcular la viscosidad del gas @ yacimiento con la correlación de Lee.

$$\mu_g = K * 10^{-4} \exp^{(X(\rho_g/62.4)^Y)}$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_g)(T_{yoc} + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_g + (T_{yoc} + 460)}$$

$$Y = 2.4 - 0.2 * X \quad \text{y} \quad X = 3.5 + \frac{986}{T_{yoc} + 460} + 0.2897\gamma_g$$

- 12) Determinar las fracciones de aceite y agua en la tubería.

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad \text{y} \quad f_w = 1 - f_o$$

- 13) Calcular la viscosidad del líquido.

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w$$

- 14) Calcular el colgamiento sin resbalamiento.

$$\lambda = \frac{\dot{m}_o + \dot{m}_w}{\dot{m}_g + \dot{m}_o + \dot{m}_w}$$

15) Determinar la viscosidad de la mezcla.

$$\mu_m = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)$$

16) Obtener la relación gas-aceite disuelto R_s , y la densidad relativa del gas disuelto @ a condiciones de yacimiento por medio de un proceso iterativo, utilizando las correlaciones de Katz y Oistein.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^\circ API + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864^\circ API)$$

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^* \circ API^{0.989}}{T_{yoc}^a} \right)^{\frac{1}{0.816}}$$

Donde:

$$p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p$$

$$a = 0.130, \text{ para aceite volátil } \text{ y } a = 0.172, \text{ para aceite negro}$$

17) Determinar el factor de volumen del aceite, Bo , @ a condiciones de yacimiento por medio de la correlacion de Oistein.

$$Bo = 1 + 10^a$$

Donde:

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log Bo^* - 0.27683 \log^2 Bo^*$$

$$Bo^* = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 T_{yoc}$$

18) Calcular la densidad del aceite.

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.01362Rs\gamma_{pd}}{Bo}$$

19) Determinar la densidad del líquido.

$$\rho_L = \frac{q_o\rho_o + 62.4q_w}{q_o + q_w}$$

20) Obtener la densidad del gas @ condiciones de yacimiento.

$$\rho_g = \frac{2.7044p\gamma_g}{\bar{z}(T + 460)}$$

Donde:

$$\bar{z} = 1 + 0.0703 \left(\frac{P_{pr}}{T_{pr}} \right) \left(1 - \frac{1}{T_{pr}^2} \right)$$

21) Calcular la densidad de la mezcla.

$$\rho_m = \rho_L\lambda + \rho_g(1 - \lambda)$$

22) Determinar la velocidad de la mezcla en la tubería.

$$\bar{v}_m = \frac{\dot{m}_T}{\rho_m a}$$

Donde:

a es el área de la tubería de producción.

23) Obtener el Número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{D_p \bar{v}_m \rho_m}{29.032 \mu_m}$$

24) Calcular el Número de Prandtl.

$$N_{pr} = \frac{2.42 \mu_m C_{pm}}{k_m}$$

25) Determinar el Número de Nusselt.

$$N_{NU} = 0.027 N_{Re}^{0.8} N_{pr}^{1/3}$$

26) Calcular el coeficiente de Convección forzada entre las paredes de la T.P., y el fluido producido.

$$h_f = \frac{12 k_m N_{NU}}{D_i \pi}$$

27) Calcular el valor del coeficiente de transferencia de calor de la T.P.

$$U_i = \left[\frac{1}{h_f} + \frac{r_{TPI} \ln(r_{TPO} / r_{TPI})}{k_T} \right]^{-1}$$

28) Determinar el valor del coeficiente transferencia de calor en el espacio anular.

$$U_a = \left[\frac{r_{TRI} \ln(r_{TRO} / r_{TRI})}{k_T} + \frac{r_{TRI} \ln(r_{wb} / r_{TRO})}{k_{cem}} \right]^{-1}$$

29) Calcular la función tiempo adimensional con el procedimiento de Hasan, descrito en las pgs. 31 y 32.

30) Calcular la distancia de relajación A .

$$A = \frac{Cp_{gs} \dot{m}_{gl}}{2\pi} \left[\frac{k_e + r_{TRO} U_a f(t)}{r_{TRO} U_a k_e} \right]$$

31) Calcular los valores $B', B'', \alpha, \beta, \lambda_1, \lambda_2$ que intervienen en el modelo utilizando las ecuaciones 1.27 a la 1.31.

32) Determinar la temperatura del gas inyectado en el espacio anular, así como el de los fluidos producidos a cualquier profundidad con las siguientes ecuaciones:

$$T_o = (1 - \lambda_1 B') \alpha e^{\lambda_1 z} + (1 - \lambda_2 B') \beta e^{\lambda_2 z} + g_T (B'' - B') + g_T z + T_w$$

$$T_i = \alpha e^{\lambda_1 z} + \beta e^{\lambda_2 z} + g_T z + B'' g_T + T_w$$

Aplicación del Método Modificado de Hasan al Bombeo Neumático Continuo

Para realizar un buen diseño de un sistema de Bombeo Neumático Continuo, es necesario determinar la temperatura de la válvula de B.N. a la profundidad de colocación. El método modificado de Hasan proporciona dos temperaturas a una misma profundidad: en el espacio anular y en la tubería de producción, las cuales influyen en la temperatura de la válvula.

Faustinelli⁽²¹⁾ realizó un estudio acerca del efecto que tiene la temperatura de los fluidos de la T.P., y del espacio anular sobre el domo de la válvula de B.N.C., cargada con nitrógeno e instaladas en mandriles de bolsillo. Obtuvo la siguiente expresión que relaciona estas dos temperaturas.

$$T_{DOMO} = 0.3T_i + 0.7T_o$$

Una vez conocida la temperatura del domo, se puede calibrar con mayor exactitud la presión de apertura de la válvula en el taller.

Limitaciones y Ventajas del Método Modificado de Hasan para B.N.C.

Al igual que con los métodos anteriores, este también presenta limitaciones y ventajas que se enuncian a continuación.

Limitaciones:

- ❖ Considera que la inyección del gas en la tubería de producción se realiza en el fondo del pozo.
- ❖ Supone flujo de calor en régimen transitorio en la formación y flujo en régimen estacionario en el pozo.
- ❖ Desprecia el gradiente de presión y la energía cinética.
- ❖ Considera valores típicos de conductividades térmicas.

- ❖ Para calcular la viscosidad y densidad de la mezcla utiliza el colgamiento, sin considerar el resbalamiento.
- ❖ El cálculo de la viscosidad del agua, μ_w , utiliza un porcentaje de cloruro de sodio, NaCl, de 18, y se aplica bajo los siguientes rangos.

60°F < Tyac < 400°F y Pyac < 10000 Psi.

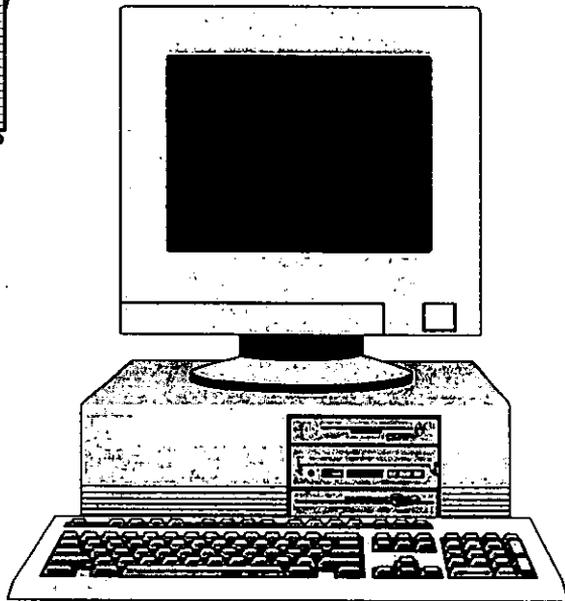
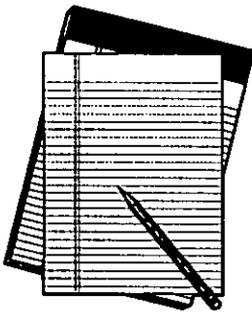
- ❖ Aplicable a pozos con un solo diámetro de tubería de producción.

Ventajas:

- ❖ Permite calcular el perfil de temperatura de los fluidos inyectados y producidos en forma simultánea.
- ❖ Aplicable a pozos verticales y desviados.
- ❖ Puede aplicarse para cualquier tiempo de inyección.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL SIMULADOR



3.1 DIAGRAMA DE BLOQUES

Los métodos expuestos en el desarrollo de la metodología fueron programados para procesarse en una computadora personal incluso algunos pueden programarse en una calculadora de bolsillo, presentándose a continuación los diagramas de bloques correspondientes.

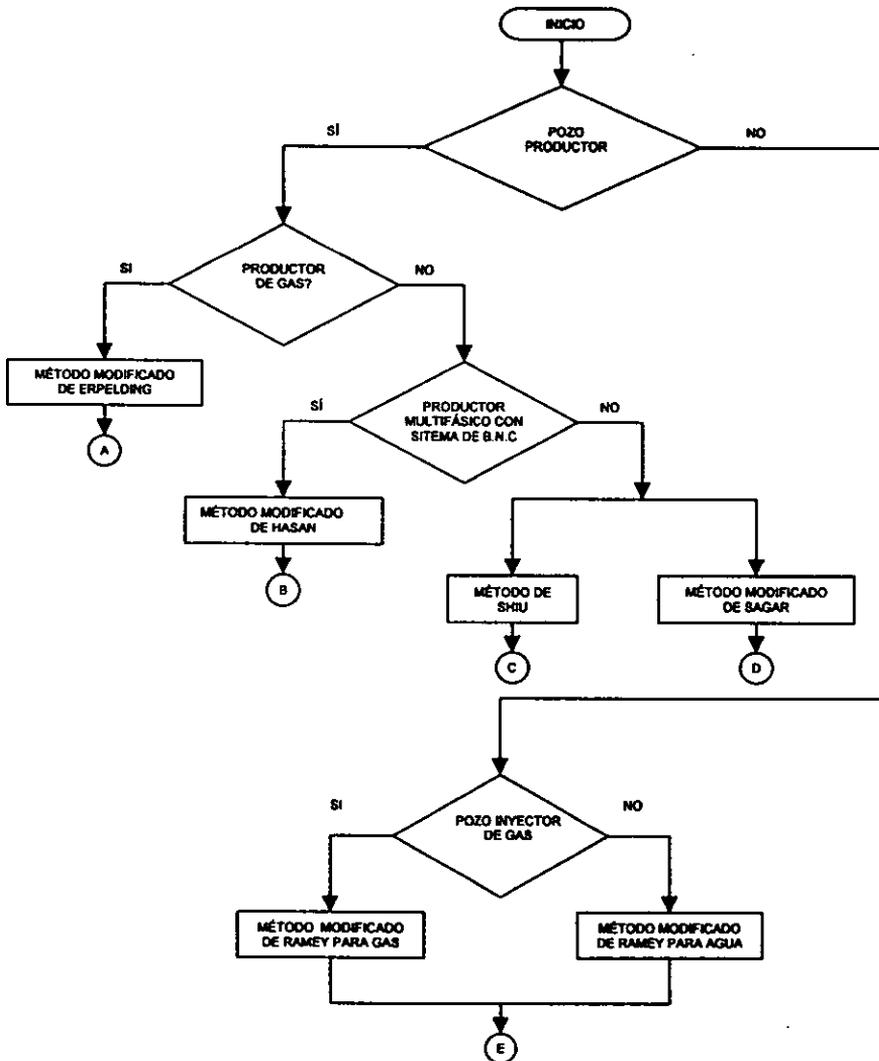


Diagrama de flujo del método modificado de Erpelding

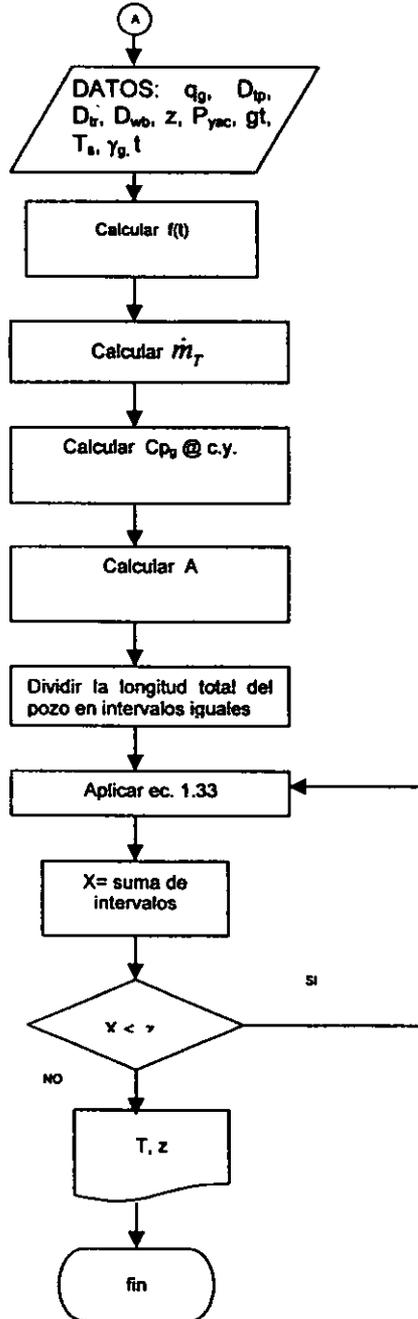
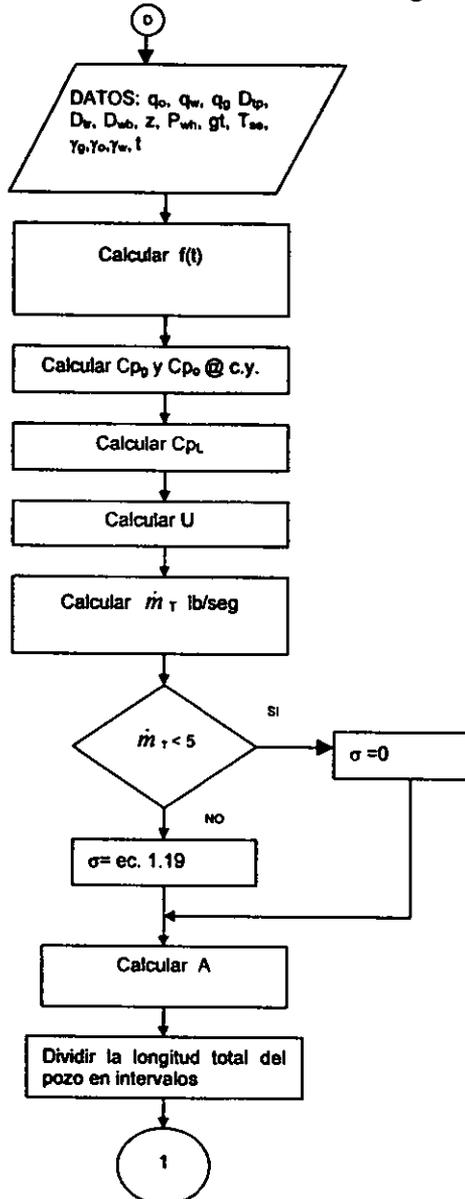


Diagrama de flujo del método modificado de Sagar



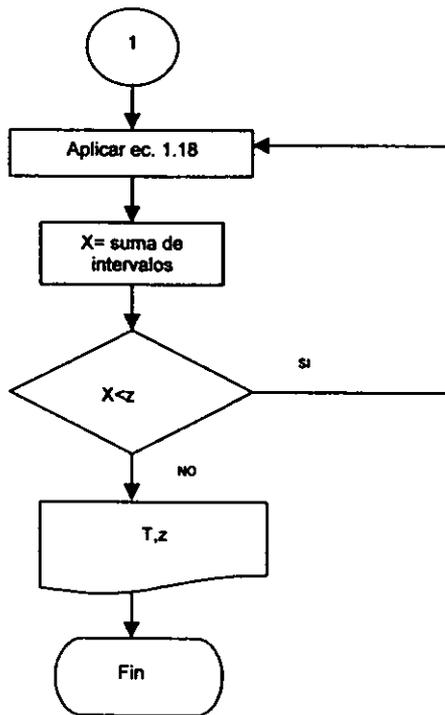
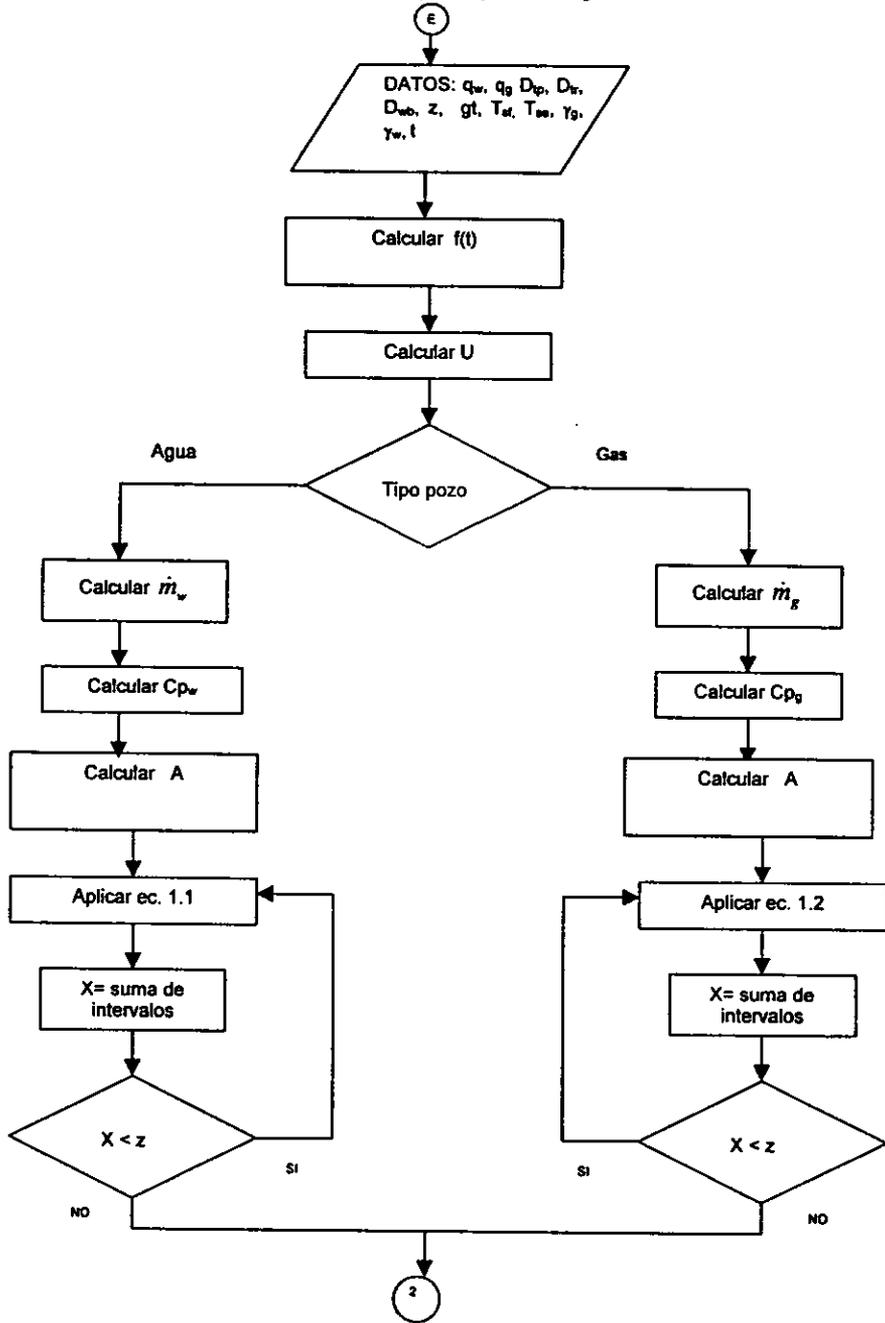


Diagrama de flujo para pozos inyectoros



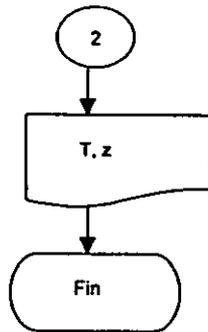


Diagrama de flujo del método de Shiu

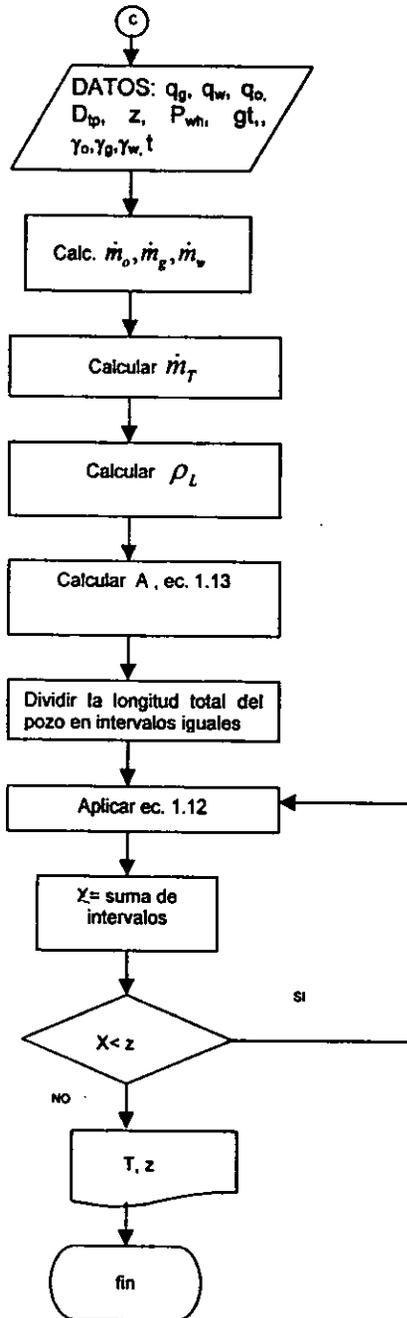
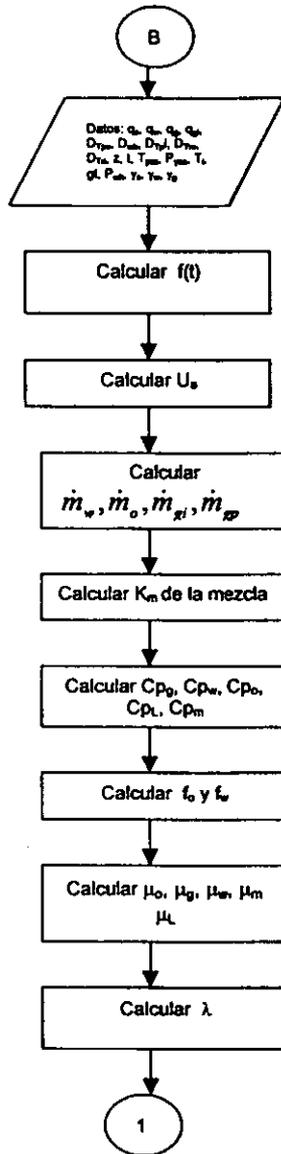
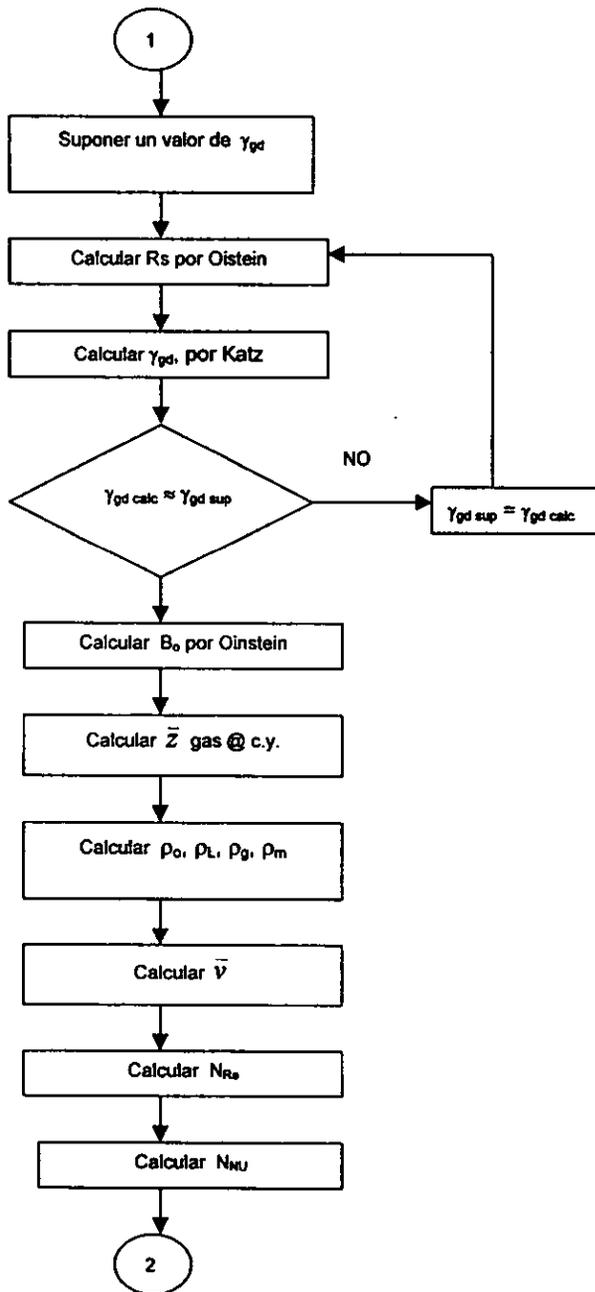
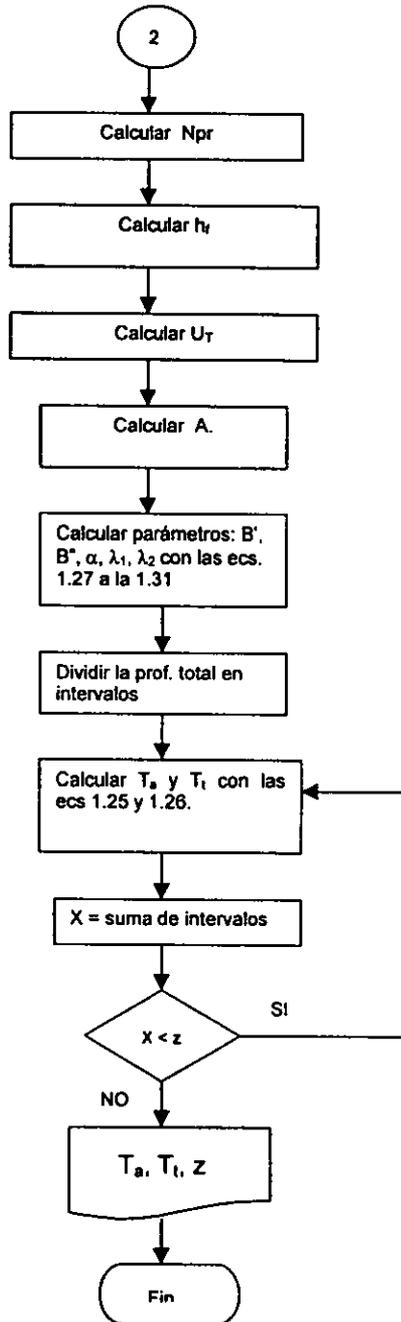


Diagrama de flujo del método modificado de Hasan



DESARROLLO DEL SIMULADOR





3.2 MANUAL DEL USUARIO DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO TEMP

El programa de cómputo TEMP, contiene los modelos de temperatura presentados en esta tesis. Este programa fue desarrollado en el lenguaje de programación Visual Basic⁽²²⁻²³⁾, versión 5.0 y para su correcta ejecución se requiere de las siguientes características de hardware y software:

- ❖ Microsoft Windows 95 o posterior.
- ❖ Microprocesador 80486 o superior.
- ❖ Pantalla de resolución 600x800 pixeles o superior compatible con Microsoft Windows.
- ❖ 8 Megabytes de memoria RAM (Random Access Memory).
- ❖ 2 Megabytes de espacio libre en el disco duro.

3.2.1 Instalación Del Programa

El programa de cómputo TEMP, consta de dos disquetes para su instalación. Para instalar el programa realice los siguientes pasos.

- ❖ Ejecute el administrador de archivos de Windows.
- ❖ Inserte el disco de instalación etiquetado con el número uno en la unidad A.
- ❖ Seleccione la unidad A.
- ❖ Seleccione y ejecute el archivo "Setup.Exe".
- ❖ Inserte el disco etiquetado con el número dos, cuando el programa de instalación lo solicite.
- ❖ El simulador se instalará automáticamente, creando un acceso directo en el menú inicio de Windows, con el nombre TEMP.

3.2.2 Ejecución Del Simulador TEMP

Seleccione "Programas" del menú inicio y ejecute el acceso directo del simulador denominado TEMP. Se desplegará la pantalla de presentación (Fig. 3.1). Esta pantalla contiene dos opciones:

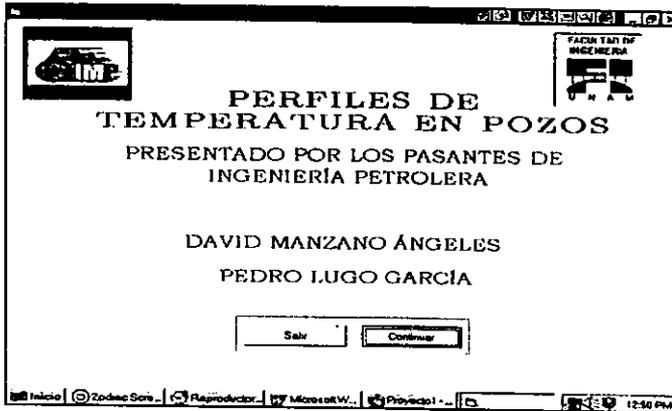


Fig. 3.1 Pantalla de Inicio.

- ❖ Botón "salir". Esta opción da por terminado el programa.
- ❖ Botón "Continuar". Si se elige la opción para continuar, se mostrará la Pantalla Principal de Trabajo (Fig. 3.2).

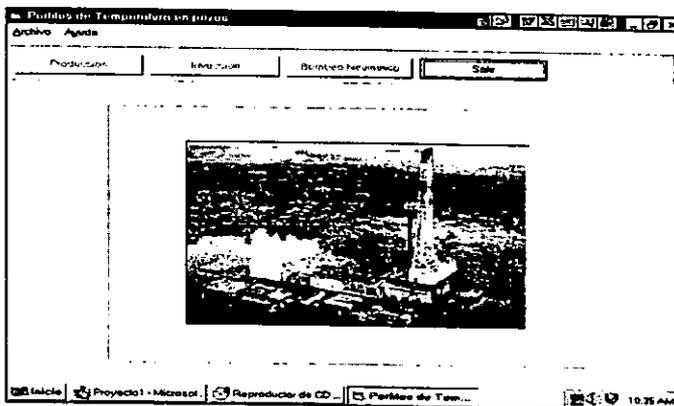


Fig. 3.2 Pantalla Principal de Trabajo.

Pantalla Principal.

La pantalla principal de trabajo contiene todas las opciones que el programa proporciona para predecir los perfiles de temperatura de los fluidos. Los elementos que contiene son los siguientes:

- ❖ Barra de menú con las opciones Archivo y Ayuda.
- ❖ Botones para seleccionar el tipo de pozo
 - 1). Pozos de Producción.
 - 2). Pozos de Inyección.
 - 3). Pozos que operan con sistema de Bombeo Neumático.
- ❖ Botón de salida para dar por terminado el programa.

Originalmente todos los botones de selección de tipo de pozo se encuentran inhabilitados, ya que no existe ningún archivo de trabajo en la memoria de la computadora.

Carga de Archivos de Datos.

Cuando se carga un archivo, los botones se activan automáticamente y el usuario está en la posibilidad de poder seleccionar alguna de las opciones.

El archivo de datos contiene toda la información de producción, estado mecánico, propiedades de los fluidos y otros datos del pozo necesarios para ejecutar el simulador. Existen dos formas de cargar un archivo de datos en memoria: Creando un archivo nuevo o abriendo uno ya existente. El archivo está escrito en formato de texto y tiene la extensión "txt".

A continuación se presentan los procedimientos a seguir para cargar un archivo de datos.

- ◆ Creación de un archivo. Para crear un archivo nuevo se deben seguir los siguientes pasos:

1. Seleccione con el mouse el menú de archivo. Este se desplegará y mostrará tres opciones: "Nuevo", "Abrir" y "Salir", (Fig. 3.3).

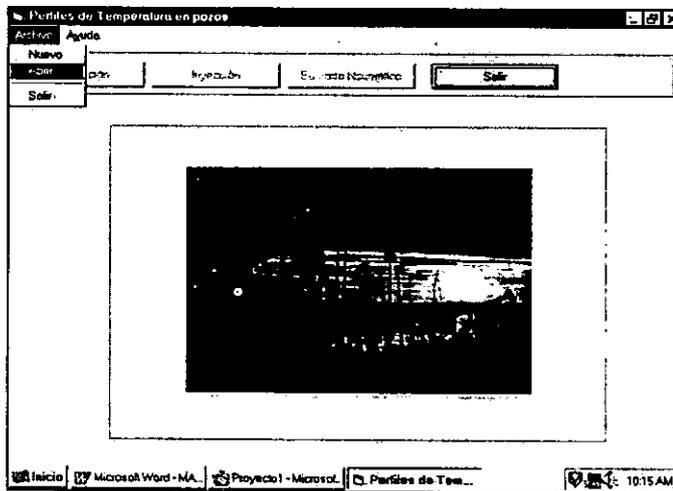


Fig. 3.3 Selección de menú para abrir o nuevo

2. Elija la opción "Nuevo". Observe que en ese momento se habilitan los botones de "Inyección", "Producción" y "Bombeo Neumático", lo que indica que se ha creado un nuevo Archivo. Aunque el archivo no tiene nombre inicialmente, este deberá asignarse cuando desee guardarlo.

- ◆ Abrir un archivo ya existente. El procedimiento es el siguiente:
 1. Seleccione con el mouse el menú de archivo, aparecerán tres opciones: "Nuevo", "Abrir", y "Salir", (Fig. 3.3)
 2. Selecciones la opción "Abrir". Aparecerá una ventana, (Fig. 3.4) que permite especificar la unidad y el directorio donde se encuentra el archivo deseado.

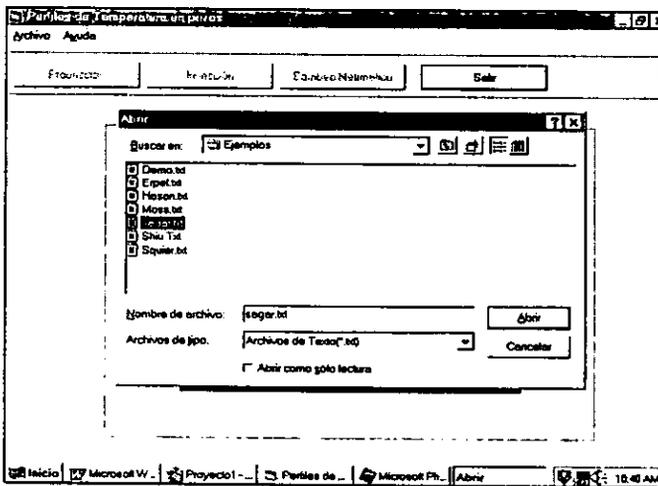


Fig. 3.4 Abrir un archivo

3. Seleccione el archivo, y haga click con el mouse en el botón "Abrir". Se habilitarán los botones "Inyección", "Producción" y "Bombeo Neumático". Los datos contenidos en el archivo se cargarán en memoria.

Una vez cargado el archivo en memoria, el usuario puede elegir las diferentes opciones. A continuación se presentan los pasos a seguir para algunos métodos.

Pozos Productores

En el simulador, se han dividido los pozos productores en tres categorías: pozos productores de gas, pozos productores con flujo multifásico y pozos productores con bombeo neumático continuo.

A continuación los pasos que se deben seguir al ejecutar el programa TEMP, cuando se desea predecir los perfiles de temperatura de pozos productores de gas

1. Seleccione el botón "Producción" con el mouse y haga click. Aparecerá un recuadro de selección (Fig. 3.5) con dos opciones: Flujo de Gas y Flujo Multifásico.

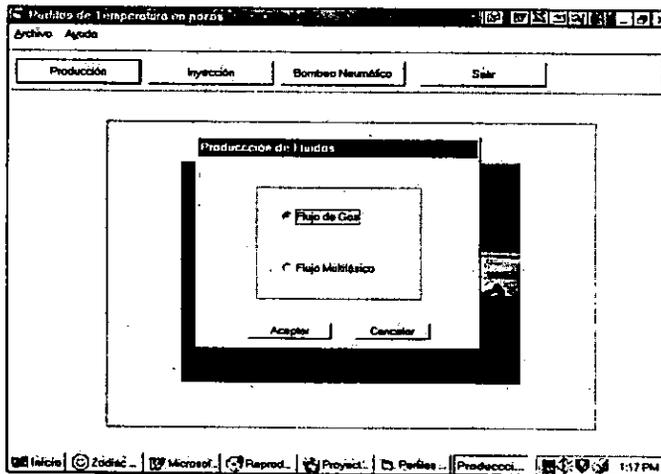


Fig. 3.5 Selección de tipo de pozo

2. Elija la opción "Flujo de Gas" y haga click en el botón "Aceptar". Aparecerá una pantalla de captura de datos (Fig.3.6). Estos datos son

los que requiere el método modificado de Erpelding para poder ejecutarse.

Fig. 3.6 Pantalla de Captura de Datos

3. Si se abrió un archivo de datos ya existente, los datos se cargarán automáticamente en la pantalla de captura. Si se desea modificar algún dato, se puede realizar sin ningún problema.
4. Si eligió un archivo nuevo, introduzca todos los datos en la Pantalla de Captura. En caso de no hacerlo, aparecerá un mensaje de advertencia y la ejecución del programa no continuará hasta que se introduzcan todos los datos.
5. En la parte inferior derecha de la pantalla de Captura de datos, aparecen dos ventanas de selección. La primera ventana, rotulada como "Fluido Empacador" selecciona el tipo de fluido que existe en el espacio anular (salmuera, aceite y gas). La segunda ventana está etiquetada como "Tipo de Producción" y elige si la producción se realiza a través de la tubería de producción o por la tubería de revestimiento.

Cuando selecciona producción por T.R., no se toma en cuenta el tipo de fluido en el espacio anular.

6. Una vez que se han introducido todos los datos en la pantalla de captura, seleccione y haga click en el botón "Aceptar".
7. Cuando se termina de ejecutar el método, se activa el botón "Tabular".
8. Haga click en el botón "Tabular". Se presentarán en pantalla los resultados del perfil de Temperatura vs. Profundidad, obtenidos en forma tabular, (Fig. 3.7).

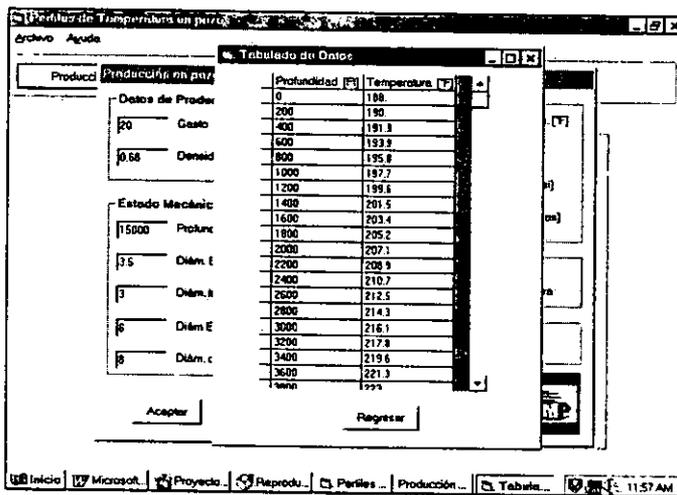


Fig. 3.7 Tabulado de Datos

9. En la pantalla de tabulación se encuentra un botón rotulado como "Regresar", que desactiva la pantalla de tabulación y presenta de nueva cuenta la pantalla de Captura de datos. Observe que el botón "Tabular"

se ha desactivado nuevamente. Si se desea modificar datos para volver a ejecutar el modelo, se puede realizar sin ningún problema.

10. Para guardar los datos de la pantalla de captura de datos, haga click en el botón "Guardar", ubicado en la misma pantalla. Se mostrará una pantalla de guardado, (Fig. 3.8), en la que debe especificar el nombre del archivo, así como la unidad, subdirectorio donde se guardará. Este archivo tendrá por omisión la extensión "txt".

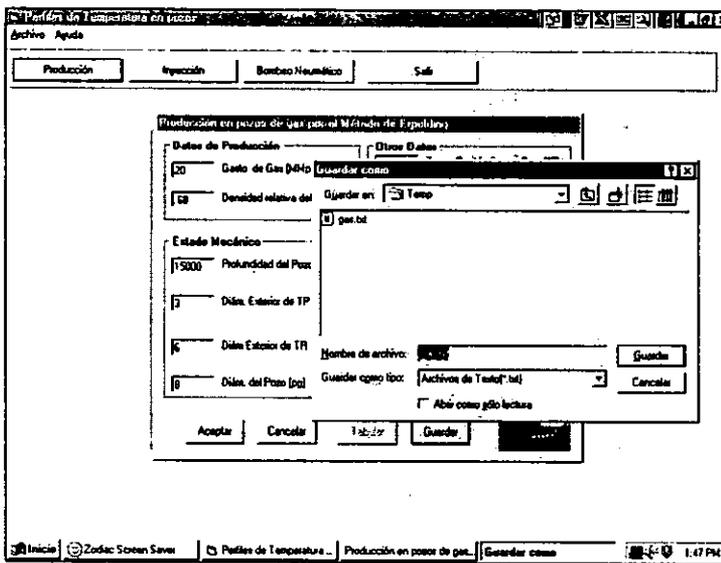


Fig. 3.8 Pantalla de resguardo de datos.

Para calcular el perfil de temperatura de los fluidos en **pozos productores con flujo multifásico**, el simulador proporciona dos métodos. Ambos tienen un procedimiento común, por lo que solamente se describirá una opción.

1. Cargue un archivo de datos en memoria, tal y como se describió en la pgs. 78-79.
2. Seleccione el botón "Producción" de la pantalla principal de trabajo con el mouse y haga click en el botón "Aceptar". Aparecerá un recuadro de selección (Fig. 3.5) con dos opciones: Flujo de Gas y Flujo Multifásico.
3. Elija la opción "Flujo Multifásico" y haga click en el botón "Aceptar". Aparecerá una pantalla de selección, con dos opciones diferentes para determinar el perfil de temperatura (Fig. 3.9).

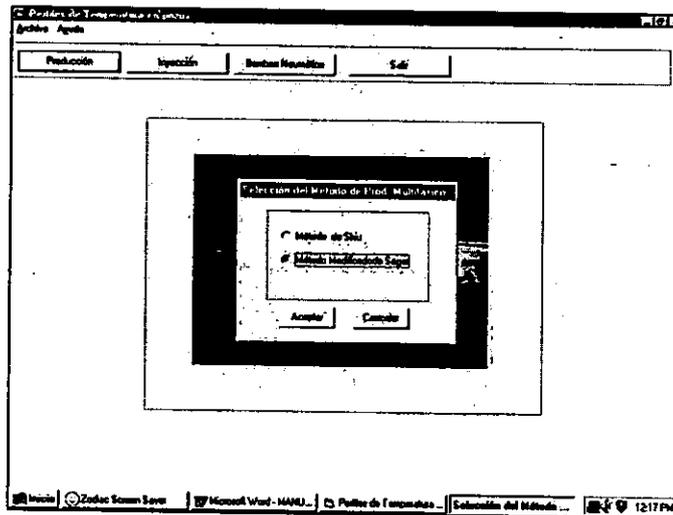


Fig. 3.9 Métodos de flujo multifásico

- Elija la opción "Método modificado de Sagar" y haga click en el botón "Aceptar". Aparecerá una pantalla de captura de datos (Fig. 3.10).

Fig. 3.10 Método modificado de Sagar

Repita los pasos del 5 al 10 del procedimiento descrito para pozos productores de gas, pgs. 81 a 83.

Pozos Inyectores.

Si desea calcular el perfil de temperatura de los fluidos (Agua o Gas) en pozos de inyección, siga los siguientes pasos. El procedimiento es el mismo para ambas opciones.

- Cargue el archivo de datos en memoria (vea pgs. 77 a 79).

2. Elija el botón "Inyección". Aparecerá un recuadro (Fig. 3.11), que permite seleccionar si la inyección es de agua o gas.

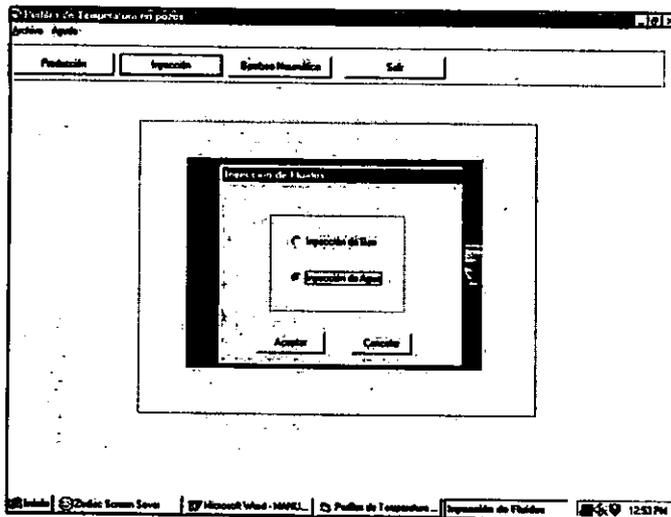


Fig. 3.11 Selección de pozo inyector

3. Seleccione cualquiera de las dos opciones y continúe los pasos del 5 al 10 del procedimiento de producción de gas mostrado en las pgs. 81 a 83.

Pozos Productores con Bombeo Neumático Continuo.

Para calcular el perfil de temperatura de los fluidos tanto producidos como inyectados, en que tienen implementado el sistema de B.N.C., siga los siguientes pasos.

1. Cargue un archivo de datos en memoria de acuerdo con una de las formas descritas en las pgs. 77 a 79.

2. Seleccione el botón "Bombeo Neumático" con el mouse y haga click. Aparecerá la pantalla de captura de datos del método modificado de Hasan, (Fig. 3.12).

The screenshot shows a software interface for data capture. The window title is "Pantalla de Temperatura en proceso". The main content area is titled "Método con los Parámetros Neumáticos Continuos". It is divided into several sections:

- Datos de Producción:**
 - Caño de Acetylo [BPD]
 - Caño de Agua [BPD]
 - Caño de Gas [BPD]
 - Densidad del ac. [APD]
 - Des. del gas acety. [cc/hr]
 - Des. del gas agua. [cc/hr]
 - Caño de gas agua. [BPD]
- Estado Simulación:**
 - Porosidad del pozo [P]
 - Diametro del pozo [m]
 - Tiempo de ignición [Días]
- Estado Monitoreo:**
 - Diametro est. de T.R. [m]
 - Diametro inicial de T.R. [m]
 - Diametro est. de T.R. [m]
 - Diametro inicial de T.R. [m]

At the bottom of the window, there are buttons for "Aceptar", "Cancelar", "Ayuda", and "Quitar". The taskbar at the bottom shows the time as 1:13 PM.

Fig. 3.12 Pantalla de captura de datos para B.N.

3. Si se abrió un archivo de datos ya existente, los datos se cargarán automáticamente en la pantalla de captura. Si se desea modificar algún dato, se puede realizar sin ningún problema.
4. Si eligió un archivo nuevo, introduzca todos los datos en la Pantalla de Captura. En caso de no hacerlo, aparecerá un mensaje de advertencia y la ejecución del programa no continuará hasta que se introduzcan todos los datos.
5. Una vez que se han introducido todos los datos en la pantalla de captura, seleccione y haga click en el botón "Aceptar". Esto ejecutará el método de predicción.

6. Cuando el método termina de ejecutarse, se activa el botón "Tabular".
7. Haga click en el botón "Tabular". Se presentarán en forma de tabla los resultados de profundidad vs. Temperatura de los fluidos en el espacio anular y en la tubería de producción (Fig. 3.13).

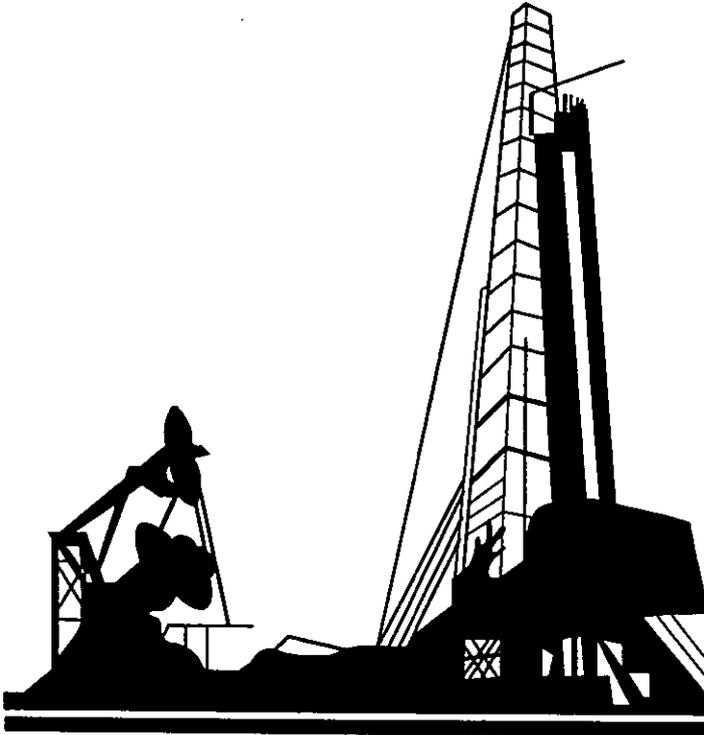
Profundidad (Ft)	Temp. Espacio Anul (T)	Temp. Tub. Prod (T)
0	80	138.7
200	116.2	138.1
400	118.8	140.5
600	122.4	142.6
800	124.9	145.1
1000	127.3	147.4
1200	129.6	149.6
1400	132.2	151.6
1600	134.6	154
1800	137	156.2
2000	138.4	158.3
2200	141.9	160.3
2400	144.1	162.6
2600	146.4	164.6
2800	148.7	166.7
3000	151	168.7
3200	153.3	170.6
3400	155.5	172.6
None	147.7	174.4

Fig. 3.13 Pantalla de salida de datos

8. En la pantalla de tabulación se encuentra un botón rotulado como "regresar", con el cual activa de nueva cuenta la pantalla de Captura de datos. Observe que el botón "Tabular" se ha desactivado nuevamente. Si desea modificar datos para volver a ejecutar el modelo, se puede realizar sin ningún problema.

CAPÍTULO IV

EJEMPLOS DE APLICACIÓN



EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

A continuación se presentan algunos ejemplos de aplicación, con el propósito de ilustrar al lector la utilización de los procedimientos de cálculo antes descritos, así como validar los resultados obtenidos con el simulador para los ejemplos presentados.

Ejemplo I: Determinar la temperatura en superficie del gas producido, aplicando el Método modificado de Erpelding, después de una semana de producción. Se cuenta con la siguiente información:

$$z = 15000 \text{ pies}$$

$$P_{yac} = 1130 \text{ Psi}$$

$$T_{yac} = 285 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$q_g = 20 \text{ MM PCD}$$

$$T_{se} = 60 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$g_T = 0.015 \text{ }^\circ\text{F/pie}$$

$$t = 7 \text{ dias}$$

$$D_{Tpo} = 3.5 \text{ pg}$$

$$D_{Tro} = 6 \text{ pg}$$

$$D_{wb} = 8 \text{ pg}$$

$$\gamma_g = 0.68$$

Solución:

1) Se calcula la función tiempo adimensional.

$$t_D = \frac{0.04 * 168}{(8/24)^2} = 60.48 \text{ Adim.}$$

Como $t_D > 1.5$ entonces:

$$f(168) = [0.4063 + 0.5 \ln(60.48)] * \left(1 + \frac{0.6}{60.48}\right) = 2.482 \text{ Adim.}$$

2) Calcular el gasto másico.

$$\dot{m}_g = 0.052 * (20 * 10^6) / 24 = 4333.33 \text{ lb / hr}$$

3) Determinar del calor específico del gas.

a) Propiedades pseudocríticas.

$$P_{PC} = 703.75 - 57.5(0.68) = 664.65 \text{ Psi}$$

$$T_{PC} = 169 + 314(0.68) = 382.52 \text{ °R}$$

b) Propiedades pseudoreducidas.

$$P_{PR} = 1130 / 664.65 = 1.7 \text{ Adim}$$

$$T_{PR} = (285 + 460) / 382.52 = 1.95 \text{ Adim}$$

c) Cálculo del calor específico del gas.

$$C_{p_g} = 0.52 + \frac{2.53 * 0.123 * 1130 * 382.5^3}{664 * 745^3} = 0.59 \text{ Btu / lb °F}$$

4) Cálculo de la distancia de relajación.

$$U = \left[0.146 \frac{\ln(0.25/0.146)}{0.3829} + 0.146 \frac{\ln(0.33/0.25)}{4.021} \right]^{-1} =$$

$$= 4.6361 \text{ Btu / pie}^2 \text{ °F hr}$$

$$A = \frac{43333 * 0.59 * [1.4 + (0.146 * 4.6361 * 2.482)]}{2 * \pi * 0.146 * 4.6361 * 1.4} = 13225 \text{ pie}$$

5) Calculando la temperatura en superficie.

$$T(168) = 60 + 13225 \left(0.015 - \frac{1}{778 * 0.59} \right) + e^{(0-15000)/13225 *}$$

$$\left[285 - 285 + 13225 \left(\frac{1}{778 * 0.59} - 0.015 \right) \right] = 175.02 \text{ °F}$$

El valor real medido de la temperatura es de 175 °F, lo cual demuestra la exactitud del método.

Ejemplo 2 : Se tiene un pozo productor de aceite en el oeste de Texas. Se desea predecir el perfil de temperatura de los fluidos del pozo por medio del **método modificado de Sagar**, cuando éste tenga un tiempo de producción de una semana. El pozo produce a través de la tubería de producción y el espacio anular se encuentra lleno con salmuera. Los datos necesarios se enlistan a continuación:

Datos

$$q_o = 59 \text{ bl/día}$$

$$z = 5355 \text{ pie.}$$

$$q_g = 41000 \text{ pie}^3/\text{día}$$

$$G_T = 0.006 \text{ }^\circ\text{F/pie.}$$

$$q_w = 542 \text{ bl/día}$$

$$T_{yac} = 108 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\gamma_g = 1.04$$

$$t = 7 \text{ días}$$

$$\gamma_w = 1.01$$

$$P_{wh} = 113 \text{ psi}$$

$$\gamma_o = 34.3 \text{ }^\circ\text{API}$$

$$T_{ze} = 75.87 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$D_{TPO} = 2.875 \text{ pg.}$$

$$D_{TRO} = 7 \text{ pg.}$$

$$D_{wb} = 9 \text{ pg.}$$

Solución:

1. Se calcula la densidad relativa del aceite.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{34.3 + 1315} = 0.8534$$

2. Se calcula el calor específico del aceite @ c.y.

$$C_{p_o} = \frac{0.388 + 0.00045 \times 108}{\sqrt{0.8534}} = 0.4726 \text{ Btu/lb-}^\circ\text{F}$$

3. Se calcula el calor específico del líquido.

$$C_{p_L} = \frac{59 \times 0.4726}{59 + 542} + \left(1 - \frac{59}{59 + 542}\right) \times 1 = 0.9553 \text{ Btu/lb-}^\circ\text{F}$$

4. Se calcula el coeficiente de transferencia total de calor.

$$U = \left[\frac{2.875 \times \ln(7/2.875)}{24 \times 0.383} + \frac{2.875 \times \ln(9/7)}{24 \times 4.021} \right] = 3.5 \text{ Btu/pie}^2 \cdot \text{°F} \cdot \text{hr}$$

5. Determinar la función tiempo adimensional.

$$t_D = \frac{0.04 \times 7 \times 24}{\left(\frac{9}{24}\right)^2} = 47.7$$

$$f(t) = [4.063 + 5 \times \ln(47.7)] \left[1 + \frac{0.6}{47.7} \right] = 2.37$$

6. Se calcula el gasto másico total de los fluidos.

$$\dot{m}_t = \left[\frac{41000 \times 1.04}{1.1309 \times 10^6} + \frac{542 \times 1.01 + 59 \times 0.8534 \ln(9/7)}{246.6 \times 4.021} \right]^{-1} = 2.4617 \text{ lb}_m/\text{seg}$$

7. Se calcula la distancia de relajación A.

$$A = \frac{2\pi}{0.9553 \times 2.4617 \times 3600} \left(\frac{(2.875/2) \times 3.5 \times 1.4}{1.4 + 2.37 \times (2.875/2) \times 3.5} \right)^{-1} = 1.823 \times 10^{-4} \text{ pie}^{-1}$$

8. Como el gasto másico total es menor que 5 lb_m/seg, entonces se calcula el factor de corrección.

$$\begin{aligned} \sigma &= -2.978 \times 10^{-3} + 1.006 \times 10^{-6} \times 113 + 1.906 \times 10^{-4} \times 2.4617 - \\ &- 1.047 \times 10^{-6} \times \left(\frac{41000}{542 + 59} \right) + 3.229 \times 10^{-5} \times 34.3 + 4.009 \times 10^{-3} \\ &\times 1.04 - 0.3551 \times 0.006 = 0.00068 \end{aligned}$$

9. Con los cálculos anteriores, se puede calcular la temperatura de los fluidos producidos a cualquier profundidad. Por ejemplo para 5000 pie., se tiene.

$$z_h = 5355 - 5000 = 355 \text{ altura desde el fondo del pozo.}$$

$$z_{in} = 0 \text{ altura desde el fondo del pozo a la entrada del intervalo.}$$

$$T_{ein} = 108 \text{ temperatura de la Tierra a la entrada del intervalo.}$$

$T_{fin} = 108$ temperatura del fluido a la entrada del intervalo.

$T_e = 108 - 355(0.006) = 105.87$ temperatura de la Tierra a la prof. de 5000 pie.

$$T_f(5000) = 105.87 - \frac{1}{778 \times 0.9553 \times 1.823 \times 10^{-4}} + \frac{0.0068}{1.823 \times 10^{-4}} + \frac{0.006}{1.823 \times 10^{-4}} + \left[108 - 108 + \frac{1}{778 \times 0.9553 \times 1.823 \times 10^{-4}} - \frac{0.0067}{1.823 \times 10^{-4}} - \frac{0.006}{1.823 \times 10^{-4}} \right] e^{-1.823 \times 10^{-4}(z_h - z_w)}$$

$$= 105.87 + 1.829 = 107.7^\circ F$$

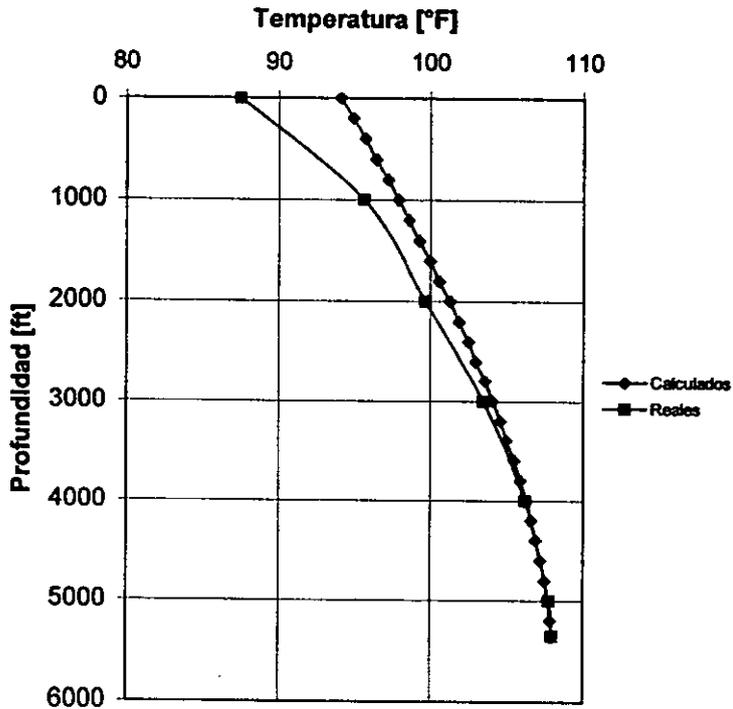
La temperatura real medida a esta profundidad es de $107.8^\circ F$. Esto demuestra la exactitud del método.

10. Se debe dividir la profundidad total del pozo en intervalos y aplicar el método. A continuación se muestra una tabla de temperatura del fluido calculado vs profundidad.

Prof. [pie]	Temp. [°F]
0	94.1
200	94.9
400	95.7
600	96.4
800	97.2
1000	97.9
1200	98.6
1400	99.3
1600	100
1800	100.6
2000	101.3
2200	101.9
2400	102.5
2600	103

Prof. [pie]	Temp. [°F]
2800	103.6
3000	104.1
3200	104.6
3400	105
3600	105.5
3800	105.9
4000	106.3
4200	106.6
4400	106.9
4600	107.2
4800	107.5
5000	107.7
5200	107.9
5355	108

La siguiente gráfica muestra la comparación de temperaturas reales y temperaturas calculadas por el método de Sagar.



Se observa que el error de la temperatura del fluido en la cabeza del pozo es aproximadamente de 6.5 °F (3.5 °C) con respecto al valor real medido.

Ejemplo 3: Calcular la temperatura del agua de inyección a la profundidad de 2000, 4000 y 6000 pies, cuando se haya inyectado durante 75 días. Se cuenta con la siguiente información de campo:

Gasto de inyección = 4790 bl/día

Temperatura del agua en superficie = 58.5 °F

Diámetro exterior de la T.R = 7 pg

Profundidad del pozo = 6605 pie

Temperatura de la tierra en superficie = 70 °F

Gradiente geotérmico = .0083 °F/pie

Solución :

Aplicando el método modificado de Ramey.

1. Se calcula el coeficiente de transferencia total de calor.

$$U = \left[0.2916 \frac{\ln(375/0.2916)}{4.021} \right]^{-1} = 54.8 \text{ Btu / hr-pie-}^\circ\text{F}$$

2. Determinar la función tiempo adimensional.

$$t_D = \frac{0.04 * 1800}{0.375^2} = 512$$

$$f(1800) = \left[0.4063 + 0.5 \ln(512) \right] \left[1 + \frac{0.6}{512} \right] = 3.53$$

3. Se calcula el gasto másico del agua.

$$\dot{m}_w = \frac{350 * 4790}{24} = 69854 \text{ lb / hr}$$

4. Calcular el calor específico del agua.

$$T_{rac} = 70 + 0.0083(6605) = 124.8 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$Cp_w = 1.0504 - 6.05E^{-4}(124.8) + 1.79E^{-6}(124)^2 = 1.003 \text{ Btu / lb }^\circ\text{F}$$

5. Determinar la distancia de relajación.

$$A = \frac{69854 * 1.003 [1.4 + (0.2916 * 54.8 * 3.53)]}{2 * \pi * 0.2916 * 54.8 * 1.4} = 28814 \text{ pie}$$

6. Se aplica la ecuación para determinar la temperatura del agua a los 2000, 4000 y 6000 pies

$$T_{(2000,1800)} = (0.0083 * 2000) + 70 - (0.0083 * 28814) + e^{-2000/28814} * (58.5 + (0.0083 * 28814) - 70) = 59.8 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$T_{(4000,1800)} = (0.0083 * 4000) + 70 - (0.0083 * 28814) + e^{-4000/28814} * (58.5 + (0.0083 * 28814) - 70) = 62.2 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$T_{(6000,1800)} = (0.0083 * 6000) + 70 - (0.0083 * 28814) + e^{-6000/28814} * (58.5 + (0.0083 * 28814) - 70) = 65.5 \text{ } ^\circ\text{F}$$

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES



5.1 CONCLUSIONES

1. En esta tesis se han presentado seis métodos modificados que predicen el perfil de temperatura de los fluidos en pozos petroleros que se encuentran bajo diferentes condiciones de operación. Todos están basados en un balance de energía aplicado a los fluidos del pozo en una diferencial de profundidad del pozo, dz y en los fenómenos de transferencia de calor en la formación y el pozo.

2. Las modificaciones que se realizaron a los métodos son, básicamente procesos alternativos para calcular parámetros involucrados en éstos. Estas modificaciones permitieron ampliar el rango de aplicación, hacer más sencillos los cálculos y facilitar la programación en una computadora personal e inclusive en una calculadora programable.

3. Todos los métodos modificados requieren de poca información que puede obtenerse o calcularse con facilidad. Aunado a las metodologías de cálculo expuestas, no deberá tener problema el lector al aplicarlos.

4. El método de Shiu es sencillo, y puede programarse en una calculadora de bolsillo. Su sencillez se debe a que simplifica considerablemente el cálculo de la distancia de relajación, A , poniéndola en función de parámetros que se pueden determinar rápidamente en campo, y no en función de U y $f(t)$ como lo hacen la mayoría de los autores.

5. El coeficiente de transferencia total de calor, U , utilizado en la mayoría de los métodos modificados presentados en este trabajo fue simplificado por Sagar a partir de la ecuación propuesta por Willhite. Esta simplificación consistió en desprestigiar la transferencia de calor por convección libre y radiación en el espacio anular, considerando únicamente la conducción.

6. Las ecuaciones utilizadas para determinar la función tiempo adimensional, $f(t)$ son expresiones generales que considera el cambio de

temperatura en la fuente de calor con respecto al tiempo y es aplicable para cualquier tiempo de producción.

7. Los resultados obtenidos por cada método modificado tienen una ligera variación con respecto a los calculados por los métodos originales. Será necesario comparar ambos (métodos modificados y métodos originales) con datos reales, con el propósito de comprobar su exactitud con respecto a datos medidos.

8. El método modificado de Hasan para B.N.C., considera que el fluido producido y el gas inyectado, tienen la misma velocidad ascendente, por lo que no existe resbalamiento entre ellos.

9. Ningún método presentado considera las pérdidas de energía por fricción de los fluidos en las paredes de las tuberías.

10. El método presentado para inyección de gas, se ha probado únicamente con aire y gas natural. No ha sido aplicado en pozos de inyección de nitrógeno.

5.2 RECOMENDACIONES

- El gradiente geotérmico de la Tierra, g_t , es un parámetro que influye de manera importante en los resultados que proporcionan los métodos presentados. Se recomienda medir su valor con el mayor cuidado posible, con el fin de evitar errores.
- En este trabajo se utilizan valores típicos promedio de las conductividades térmicas de los fluidos, los materiales y la Tierra. Se recomienda si es posible, utilizar valores medidos en el área.
- Todos los métodos propuestos son aplicables a pozos con diámetros de tubería constante en toda la longitud del pozo. Si existen cambios de diámetro en T.R o T.P., es recomendable ejecutar los métodos por intervalos, en los cuales los diámetros permanezcan sin variación.
- Generalmente se utiliza un valor promedio de la difusividad térmica de la Tierra, pero si conoce en forma confiable los valores de densidad, Calor específico y conductividad de la Tierra, es posible determinar la difusividad para el área geográfica en particular.
- El método modificado de Hasan, considera que el punto de inyección de gas, se localiza en el fondo del pozo; si éste es falso, debe calcular el gradiente de temperatura desde el fondo del pozo y hasta el punto de inyección por medio de un modelo de temperatura para flujo multifásico. A partir de este punto y hasta la superficie aplique el método modificado de Hasan.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En los métodos presentados se han utilizado correlaciones para calcular las propiedades de los fluidos. Si es posible medirlas u obtenerlas de una manera más confiable, sus resultados serán más confiables.

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
<i>A</i>	Distancia de relajación, (pie)
$^{\circ}API$	Densidad del aceite
<i>a</i>	Área, (pie ²)
<i>B_o</i>	Factor de volumen del aceite, (pie ³ _{gas} /pie ³ _{aceite})
<i>C_{pf}</i>	Calor específico del fluido, (Btu/lb-°F)
<i>C_{pe}</i>	Calor específico de la Tierra, (Btu/lb-°F)
<i>C_{p^o_g}</i>	Calor específico del gas @ c.s., (Btu/lb-°F)
<i>C_{pg}</i>	Calor específico del gas, (Btu/lb-°F)
<i>C_{pga}</i>	Calor específico del gas en el e.a. , (Btu/lb-°F)
<i>C_{pl}</i>	Calor específico del líquido, (Btu/lb-°F)
<i>C_{po}</i>	Calor específico de aceite, (Btu/lb-°F)
<i>C_{pm}</i>	Calor específico de la mezcla, (Btu/lb-°F)
<i>C_{pw}</i>	Calor específico del agua, (Btu/lb-°F)
<i>D_{TPi}</i>	Diámetro interior de la tubería de producción, (pg)
<i>D_{TPo}</i>	Diámetro exterior de la tubería de producción, (pg)
<i>D_{TRi}</i>	Diám. interior de la tubería de revestimiento, (pg)
<i>D_{TRo}</i>	Diám. exterior de la tubería de revestimiento, (pg)
<i>D_{wb}</i>	Diámetro del agujero del pozo, (pg)
<i>f</i>	Factor de fricción, (adim)
<i>f_o</i>	Flujo fraccional del aceite, (adim)
<i>f_w</i>	Flujo fraccional del agua, (adim)
<i>f(t)</i>	Función tiempo, (adim)
<i>g</i>	Gravedad, 32.2 (pie / seg ²)
<i>g_c</i>	Factor de conversión, 32.2 (pie-lb _m /seg ² -lb _f)
<i>g_T</i>	Gradiente geotérmico, (°F / pie)
<i>h</i>	Entalpía por unidad de masa, (Btu/lb _m)

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
h_c	Coefficiente de transferencia de calor por convección natural y conducción, (Btu / hr- pie ² -°F)
h_f	Coefficiente de convección forzada entre los fluidos producidos y la pared de la tubería, (Btu/°F-pie ² -hr)
h_r	Coefficiente de transferencia de calor por radiación ,(Btu / hr- pie ² -°F)
J	Equivalente mecánico de calor, 778 (pie-lb _r)/Btu
k	Conductividad térmica, (Btu / hr- pie- °F)
k_a	Conductividad térmica en el espacio anular (Btu / hr- pie-°F)
k_{cem}	Conductividad térmica del cemento, (Btu / hr- pie -°F)
k_c	Conductividad térmica de la formación, (Btu / hr- pie- °F)
k_g	Conductividad térmica del gas, (Btu / hr- pie -°F)
k_o	Conductividad térmica del aceite, (Btu / hr- pie- °F)
k_m	Conductividad térmica de la mezcla, (Btu / hr- pie- °F)
k_T	Conductividad térmica de la tubería, (Btu / hr -pie -°F)
k_{TP}	Conductividad térmica de la T.P., (Btu / hr -pie -°F)
k_{TR}	Conductividad térmica de la T.R., (Btu / hr -pie -°F)
k_w	Conductividad térmica del agua, (Btu / hr -pie -°F)
L	Profundidad total del pozo
L_{vi}	Calor latente del vapor de inyección, (Btu / lb)
M	Peso molecular, (lb-mol)
m	Masa, (lb _m)
\dot{m}_f	Gasto másico del fluido, (lb _m / hr)
\dot{m}_g	Gasto másico del gas producido, (lb _m / hr)
\dot{m}_{gi}	Gasto másico del gas inyectado, (lb _m / hr)

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
\dot{m}_L	Gasto másico del líquido, (lb _m / hr)
\dot{m}_o	Gasto másico del aceite, (lb _m / hr)
\dot{m}_{vi}	Gasto másico del vapor inyectado, (lb _m / hr)
\dot{m}_w	Gasto másico del agua, (lb _m / hr)
\dot{m}_T	Gasto másico total, (lb _m /hr)
N_{nu}	Número de Nulset
N_{Pr}	Número de Prandtl
N_{Re}	Número de Reynolds
P	Presión, (psi)
P_1	Presión de entrada del intervalo, (psi)
P_2	Presión de salida del intervalo, (psi)
P_{PC}	Presión pseudocrítica, (psi)
P_{PR}	Presión pseudoreducida, (adim)
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo, (psi)
P_{wh}	Presión en la cabeza del pozo, (psi)
P_{yac}	Presión del yacimiento, (psi)
Q	Calor, (Btu / lb _m)
q_g	gasto de gas, (pie ³ /día)
q_{gi}	gasto de gas inyectado, (pie ³ /día)
q_o	gasto de aceite, (BPD)
q_L	gasto del líquido, (BPD)
q_w	gasto de agua, (BPD)
\bar{q}	Flujo de calor, (Btu / hr)
R	Constante universal de los gases
R_c	Factor de recuperación, (adim)
RGL	Relación gas- líquido, (pie ³ /bl) @ c.s.
R_s	Relación de solubilidad del gas, (pie ³ _{gs} /bl _o) @ c.s.

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
r	Radio, (pie)
r_{TPi}	Radio interior de la tubería de producción, (pie)
r_{TPo}	Radio exterior de la tubería de producción, (pie)
r_{TRI}	Radio interior de la tubería de revestimiento, (pie)
r_{TRO}	Radio exterior de la tubería de revestimiento, (pie)
r_{wb}	Radio del pozo, (pie)
T	Temperatura, (°F)
T_a	Temperatura de los fluidos en el espacio anular, (°F)
T_{DOMO}	Temperatura del domo de una válvula de B.N. cargada con Nitrógeno (°F)
T_e	Temperatura de la Tierra, (°F)
T_{ein}	Temperatura de la Tierra a la prof. de entrada de un intervalo (°F)
T_f	Temperatura del fluido, (°F)
T_{fin}	Temperatura del fluido a la prof. de entrada de un intervalo del pozo (°F)
T_{sf}	Temperatura del fluido en superficie, (°F)
T_{se}	Temperatura de la tierra en superficie, (°F)
T_{sv}	Temperatura de saturación del vapor, (°F)
T_l	Temperatura del fluido en la T.P., (°F)
T_{PC}	Temperatura pseudocrítica, (°R)
T_{PR}	Temperatura pseudoreducida, (adim)
T_{yac}	Temperatura del yacimiento, (°F)
t	Tiempo, (hr)
t_D	tiempo adimensional $(\alpha t / r_{wb}^2)$
U	Coefficiente de transferencia total del calor, (Btu / hr- pie -°F)

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
U_a	Coefficiente de transferencia de calor en el espacio anular, (Btu/°F-pie ² -hr)
U_t	Coefficiente de transferencia de calor en la tubería, (Btu/°F-hr)
U_o	Coefficiente de transferencia de calor en el pozo, (Btu/°F-hr)
u	Energía interna, (Btu / lb _m)
V	Volumen, (pie ³)
v	Volumen específico, (pie ³ / lb _m)
\bar{v}	Velocidad, (pie / hr)
W	Trabajo, (pie lb _f / lb _m)
y	Calidad del vapor, (adim)
\bar{z}	Factor de compresibilidad del gas, (adim)
z	Profundidad, (pie)
z_D	Profundidad del intervalo productor, (pie)
z_i	Cualquier profundidad del pozo, (pie)
z_{in}	Altura desde el fondo de pozo a la entrada de un intervalo, (pie)
z_h	Altura desde el fondo del pozo, (pie)
Letras	Griegas
α	Difusividad térmica de la tierra, (pie ² / hr)
λ	Colgamiento del líquido sin resbalamiento, (adim)
γ_g	Densidad relativa del gas, (adim)
γ_{gd}	Densidad relativa del gas disuelto, (adim)
γ_{gi}	Densidad relativa del gas inyectado, (adim)
γ_{gl}	Densidad relativa del gas libre, (adim)
γ_o	Densidad relativa del aceite, (adim)

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
γ_m	Densidad relativa de la mezcla, (adim)
γ_w	Densidad relativa del agua, (adim)
μ_g	Viscosidad del gas, (cp)
μ_L	Viscosidad del líquido, (cp)
μ_m	Viscosidad de la mezcla, (cp)
μ_o	Viscosidad del aceite, (cp)
μ_{om}	Viscosidad del aceite muerto, (cp)
μ_w	Viscosidad del agua, (cp)
θ	Ángulo de inclinación, (grados)
ρ_e	Densidad de la Tierra, (lb _m / pie ³)
ρ_g	Densidad del gas, (lb _m / pie ³)
ρ_L	Densidad de líquido, (lb _m / pie ³)
ρ_m	Densidad de la mezcla, (lb _m / pie ³)
ρ_o	Densidad del aceite, (lb _m / pie ³)
ρ_w	Densidad del agua, (lb _m / pie ³)
η	Coefficiente Joule-Thompson
π	constante (3.1416)

1. Ramey, H.J.Jr., "Wellbore Heat Transmission", J. Pet. Tech, October 1962.
2. Satter, Abdus, "Heat Losses During Flow of Steam Down a Wellbore", J. Pet. Tech, November 1964.
3. Shiu, K.C., "An Empirical Method of Predicting Temperature in Flowing Wells", M.S Thesis, U. of Tulsa, 1976.
4. Sagar, R.K., Doty, D.R & Schmidt, Z., "Predicting Temperature Profiles in a Flowing Well", Presented at the Annual Technical Conference, San Antonio, Texas, October 1989.
5. Willhite G. Paul, "Over All Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection wells", J. Pet. Tech, May 1967.
6. Hasan, A.R. & Kabir, C.S., "Heat Transfer During Two-Phase Flow in Wellbores: Part 1 - Formation Temperature", SPE 22866, Presented at the Annual Technical Conference, Dallas, Texas, October 1991.
7. Alves, I.N., Alhanati, F.J.S. & Shoham, O., "A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbore and Pipelines", SPE 20632, Presented at the 65 Annual Technical Conference, New Orleans, September 1990.
8. Hasan, A.R. & Kabir, C.S., "Predicting Fluid Temperature Profiles in Gas-Lift Wells", SPE 26098, Presented at the Congress regional, Alaska, May 1993.
9. Erpelding, Peter & Miller, R.A., "Tubing Temperature Correlations for Injection and Production Based on Simulation and Field Experience", OTC 7537, Presented at the 26 Annual Technical Meeting, Houston Texas, May 1994.

10. Pilo, S., "An Algorithm to Predict Pressure and Temperature Profiles Through a Coiled Tubing", SPE 030792, Presented at the SPE Annual Technical Conference, Dallas, October 1995.
11. Van Everdingen, A.F. & Hurst W., "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", Trans., AIME, 1949.
12. Carslaw, H. S. & Jaeger, J. C., "Conduction of Heat in Solids", Oxford U. Press., Amen House, London, 1950.
13. Holman J.P., "Heat Transfer", Southern Methodist University, 1987
14. Hasan, A.R. & Kabir, C.S., "Heat Transfer During Two-Phase Flow in Wellbores: Part 2 - Wellbore Fluid Temperature", SPE 22948, Presented at the Annual Technical Conference, Dallas Texas, October 1991
15. Goldzberg V. & McKee F., "Real properties of Natural Gas Provide Base for Thermal Hydraulic Analysis of Gas Pipelines", Oil & Gas Journal, July 1984.
16. Garaicochea Petirena Francisco, "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, México, 1991.
17. Moss, J. T & White, P. D., "How to Calculate Temperature Profiles in a Water-Injection Well", Oil and Gas Journal, March 1959.
18. Squier, D.P. & Smith, D.D., "Calculated Temperature Behavior of Hot-Water Injection Well", SPE, Presented at the Annual Technical Conference, Dallas, October 1961.
19. Almeida Resende Alcino, "Continuous Gas Lift Performance Analysis", World Oil, September 1998.

20. Yula Tang, "Transient Dynamic Characteristics of Gas Lift Unloading", M. Sc. Thesis, The University of Tulsa, OK, 1998.
21. Faustinelli, Juan.G., "Temperature and Flow Performance Modeling of Gas-Lift Valves", M. Sc. Thesis, The University of Tulsa, OK, 1997.
22. Microsoft Corporation, "Visual Basic 5.0: Manual del Programador", Microsoft, Estados Unidos, 1997.
23. Microsoft Corporation, "Visual Basic 5.0: Guía de Herramientas Componentes", Microsoft, Estados Unidos, 1997.

A P É N D I C E

A

A continuación se presenta el desarrollo matemático, para obtener las ecuaciones que determinan el perfil de temperatura de los fluidos en el espacio anular y en la tubería de producción.

Aplicando un balance de energía sobre un elemento diferencial de tubería, dz, se establecen dos expresiones:

1. Una que considera la transferencia de calor de la formación al fluido en el espacio anular, y
2. Otra que toma en cuenta la transferencia de calor entre el fluido producido e inyectado.

Ecuación general de balance de energía:

$$\frac{dh}{dz} + \frac{\bar{v}d\bar{v}}{Jg_c dz} + \frac{g \text{ sen } \theta}{Jg_c dz} = \frac{dq}{dz} \quad \text{A-1}$$

Estableciendo las transferencias de calor entre los fluidos y la formación se tiene que:

La transferencia de calor del fluido en el espacio anular al cemento es:

$$\frac{dq_{a-cem}}{dz} = \frac{2\pi r_{ro} U_a}{\dot{m}_{gi}} (T_{cem} - T_a) \quad \text{A-2}$$

La transferencia de calor del cemento a la formación es:

$$\frac{dq_{cem-F}}{dz} = \frac{2\pi k_e}{\dot{m}_{gr} f(t)} (T_c - T_{cem}) \quad A-3$$

La transferencia de calor entre el fluido inyectado y el producido es:

$$\frac{dq_{TP-a}}{dz} = \frac{2\pi r_{TPo} U_i}{\dot{m}_T} (T_o - T_i) \quad A-4$$

Combinando las ec. A-2 y A-3 se obtiene una expresión para calcular la transferencia de calor del fluido en el espacio anular a la formación:

$$\frac{da_{a-F}}{dz} = \frac{2\pi}{\dot{m}_o} \left[\frac{r_{TR} U_o k_e}{k_e + r_{TR} U_o f(t)} \right] (T_c - T_o) \quad A-5$$

Combinando las ec. A-1, A-4 Y A-5 se tiene una expresión para determinar la transferencia de calor de los fluidos tanto inyectados como producidos a la formación:

$$\frac{dh_o}{dz} + \frac{\bar{v} d\bar{v}}{Jg_c dz} + \frac{g \text{ sen } \theta}{Jg_c dz} = \frac{2\pi}{\dot{m}_{gr}} \left[\frac{r_{TRo} U_o k_e}{k_e + r_{TRo} U_o f(t)} \right] (T_c - T_o) + \frac{2\pi r_{TPo} U_i}{\dot{m}_T} (T_o - T_i) \quad A-6$$

Expresando la entalpía en términos de gradientes de temperatura y presión:

$$\frac{dh}{dz} = \eta \frac{dP}{dz} + C_{p_{ga}} \frac{dT_o}{dz} \quad A-7$$

Sustituyendo A-7 en A-6 y simplificando:

$$C_{p_{ga}} \frac{dT_o}{dz} = \frac{C_{p_{ga}}}{A} (T_{ai} - T_o) + \frac{C_{p_{ga}}}{B} (T_i - T_o) \quad A-8$$

Donde:

$$A = \frac{Cp_{gs} \dot{m}_g}{2\pi} \left[\frac{k_e + r_{TRO} U_a f(t)}{k_e r_{TRO} U_a} \right] \quad \text{y} \quad B = \frac{\dot{m}_g Cp_{gs}}{2\pi r_{TP0} U_i}$$

Observe que la ecuación A-8 tiene dos incógnitas: la temperatura del gas en el espacio anular, T_a , y la temperatura del fluido en la tubería de producción, T_i .

Estableciendo un balance de energía sobre el fluido producido en la T.P., sobre el mismo elemento diferencial de tubería, dz , se obtiene una expresión que involucra la transferencia de calor del espacio anular a la T.P.

$$\frac{dh_i}{dz} + \frac{g \text{ sen } \theta}{Jg_c} + \frac{\bar{v} d\bar{v}}{Jg_c dz} = - \frac{dq_{TP-a} \dot{m}_g Cp_{gs}}{dz \dot{m}_g Cp_m} \quad \text{A-9}$$

Sustituyendo las ecuaciones A-4 y A-7 en A-9 y resolviendo para T_a , se tiene que:

$$T_a = T_i + B' \frac{dT_i}{dz} \quad \text{A-10}$$

Donde:

$$B' = \frac{\dot{m}_g Cp_m}{2\pi r_{TP0} U_i}$$

Resolviendo en forma simultánea las ecuaciones A-8 y A-10 y simplificando, se obtiene la siguiente ecuación diferencial:

$$AB' \frac{d^2 T_i}{dz^2} + B'' \frac{dT_i}{dz} - T_i + T_{*} + g_i z = 0 \quad \text{A-11}$$

Donde:

$$B'' = B'' + (B' / B * A) - A$$

La solución particular de la ecuación diferencial A-11 es la siguiente:

$$T_{TP} = B'' g_T + g_T z + T_{*} \quad \text{A-12}$$

Se introduce un operador diferencial a la ecuación A-11, para obtener un polinomio característico:

$$P(\lambda) = AB' \lambda^2 + B'' \lambda - 1 \quad \text{A-13}$$

Resolviendo el polinomio se obtienen las siguientes raíces:

$$\lambda_1 = \frac{-B'' + \sqrt{B''^2 + 4AB'}}{2AB'} \quad \text{y} \quad \lambda_2 = \frac{-B'' - \sqrt{B''^2 + 4AB'}}{2AB'}$$

La solución a la ecuación A-11 es la suma de la solución general más la particular:

$$T_i = \alpha e^{\lambda_1 z} + \beta e^{\lambda_2 z} + B'' g_T + g_T z + T_{*} \quad \text{A-14}$$

Esta última ecuación sirve para determinar la temperatura de los fluidos en la tubería de producción a cualquier profundidad del pozo.

Derivando la ec. A-14 con respecto a la profundidad:

$$\frac{dT_i}{dz} = \lambda_1 \alpha e^{\lambda_1 z} + \lambda_2 \beta e^{\lambda_2 z} + g_T \quad \text{A-15}$$

Sustituyendo A-14 y A-15 en A-10 se obtiene la ecuación para determinar la temperatura del fluido en el espacio anular.

$$T_a = \alpha e^{\lambda_1 z} (1 - B' \lambda_1) + \beta e^{\lambda_2 z} (1 - B' \lambda_2) + g_T (B'' - B') + g_T z + T_{ss} \quad \text{A-16}$$

Esta última ecuación se utiliza para calcular la temperatura de los fluidos inyectados en el espacio anular.

Para determinar el valor las constantes α y β involucradas en la ecuación anterior, se establecen dos condiciones de frontera: $T_a = T_{gt}$ cuando $z=0$ y $T_a = T_{tth}$ cuando $z=L$

Aplicando la condición de frontera cuando $z=0$ a la ec. A-16, se tiene que:

$$T_{gt} = \alpha (1 - B' \lambda_1) + \beta (1 - B' \lambda_2) + g_T (B'' - B') + T_{ss} \quad \text{A-17}$$

Aplicando la condición de frontera cuando $z=L$ a la ecuación A-14 se obtiene que:

$$T_{tth} = \alpha e^{\lambda_1 L} + \beta e^{\lambda_2 L} + B'' g_T + g_T L + T_{ss} \quad \text{A-18}$$

Despejando α de la ecuación A-18.

$$\alpha = (T_{tth} - \beta e^{\lambda_2 L} - B'' g_T - g_T L - T_{ss}) / e^{\lambda_1 L} \quad \text{A-19}$$

Sustituyendo la ecuación de α en la ec. A-17 y reorganizando se obtiene β .

$$\beta = \frac{(T_g - T_a)e^{\lambda_1 L} + (1 - \lambda_1 B') (g_T L + B'' g_T + T_a + T_{ob})}{e^{\lambda_1 L} (1 - \lambda_2 B') - e^{\lambda_2 L} (1 - \lambda_1 B')}$$

$$- \frac{g_T e^{\lambda_1 L} (B'' - B')}{e^{\lambda_1 L} (1 - \lambda_2 B') - e^{\lambda_2 L} (1 - \lambda_1 B')}$$

A-20