

24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

EJ



LA INYECCION DE VAPOR COMO METODO DE RECUPERACION SECUNDARIA

FALLA DE ORIGEN

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
JAIME TOVAR MARTINEZ



MEXICO. D. F.

1995

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



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.

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-034



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MEXICO

SR. JAIME TOVAR MARTINEZ  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Mario Becerra Zepeda, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

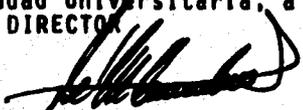
**LA INYECCION DE VAPOR COMO METODO DE RECUPERACION  
SECUNDARIA**

- I INTRODUCCION
- II CONCEPTOS BASICOS EN LA INYECCION DE VAPOR
- III LA INYECCION DE VAPOR
- IV ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE INYECCION
- CONCLUSIONES

Ruego a 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"  
Ciudad Universitaria, a 16 de abril de 1991  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS**  
Director de la Facultad de Ingeniería  
de la U. N. A. M.

Nos permitimos comunicar a usted, que hemos revisado la tesis titulada: "LA INYECCION DE VAPOR COMO METODO DE RECUPERACION SECUNDARIA" que presenta el pasante JAIME TOVAR MARTINEZ con número de cuenta 7941794-1, para obtener el título de INGENIERO PETROLERO, la cual fue dirigida por el ING. MARIO BECERRA ZEPEDA.

Consideramos que la tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el examen profesional correspondiente.

**C.D. UNIVERSITARIA, A 28 de SEPTIEMBRE DE 1995.**

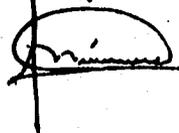
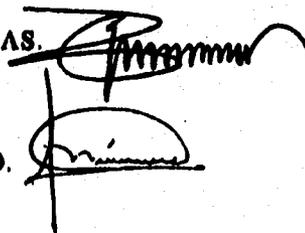
**Presidente: M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO.**

**Vocal: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA.**

**Secretario: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA.**

**1ER. SPTE.: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.**

**2DO. SPTE.: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO.**



## **DEDICATORIA**

**A MIS PADRES :**

**Jorge Tovar Rodríguez.**

**Felicitas Martínez de Tovar.**

**Un agradecimiento muy especial  
para los seres más queridos;  
gracias a su apoyo y esfuerzo  
he logrado alcanzar una de  
mis metas trazadas.  
Gracias.**

**A MIS HERMANOS :**

**Lourdes  
Gabriela  
Jorge  
Arturo  
Rafael  
Javier**

**A MIS PARIENTES  
Y AMIGOS.**

**Gracias por su apoyo moral y  
por toda la ayuda prestada.**

**Al Ing. Mario Becerra Zepeda.**

**Por su valiosa capacidad  
y por el apoyo brindado;  
hizo posible la realización  
de este trabajo.  
Gracias.**

**A la Universidad.**

**Por permitirme pertenecer a ella,  
y por contribuir a la realización  
de uno de mis objetivos.**

## **C O N T E N I D O**

### **"LA INYECCION DE VAPOR COMO METODO DE RECUPERACION SECUNDARIA"**

	<b>PAG.</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>I. CONCEPTOS BASICOS</b>	<b>3</b>
<b>II. LA INYECCION DE VAPOR</b>	<b>18</b>
<b>II.1 LA INYECCION DE VAPOR CICLICA.</b>	<b>18</b>
<b>II.2 LA INYECCION DE VAPOR CONTINUA.</b>	<b>19</b>
<b>II.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN UN DISEÑO         DE INYECCION DE VAPOR.</b>	<b>23</b>
<b>III. ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE INYECCION</b>	<b>26</b>
<b>III.1 ANALISIS DEL SISTEMA EN LA SUPERFICIE.</b>	<b>26</b>
<b>III.1.1 EL AGUA DE ALIMENTACION PARA LA INYECCION                 DE VAPOR.</b>	<b>26</b>
<b>III.1.2 OBTENCION DEL VAPOR PARA LA INYECCION.</b>	<b>30</b>
<b>III.1.3 PERDIDAS DE CALOR EN LA SUPERFICIE.</b>	<b>36</b>
<b>III.1.4 CAIDAS DE PRESION EN LA SUPERFICIE.</b>	<b>45</b>

<b>III.2 ANALISIS DEL SISTEMA EN EL YACIMIENTO.</b>	<b>50</b>
<b>III.2.1 PERDIDAS DE CALOR EN LA TUBERIA VERTICAL.</b>	<b>50</b>
<b>III.2.2 CAIDAS DE PRESION EN LA TUBERIA VERTICAL.</b>	<b>59</b>
<b>III.2.3 ACONDICIONAMIENTO DE POZOS.</b>	<b>65</b>
<b>III.3 ANALISIS DEL SISTEMA EN EL YACIMIENTO.</b>	<b>77</b>
<b>III.3.1 METODO DE J. W. MARX Y R. H. LANGENHEIM,</b> <b>(inyección continua).</b>	<b>77</b>
<b>III.3.2 METODO DE T. C. BOBERG Y R. B. LANTZ,</b> <b>(inyección cíclica).</b>	<b>94</b>
<b>III.3.3 METODO DE R. D. SEBA Y G. E. PERRY,</b> <b>(inyección cíclica).</b>	<b>116</b>
<b>III.3.4 METODO DE P. J. CLOSMANN, N. W. RATLIFF Y</b> <b>N. E. TRUITT, (inyección cíclica).</b>	<b>117</b>
<b>III.3.5 METODO DE JOHN C. MARTIN, (inyección cíclica).</b>	<b>118</b>
<b>IV. CONCLUSIONES</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>121</b>
<b>APENDICE</b>	<b>124</b>

## **INTRODUCCION**

En la actualidad, uno de los problemas que enfrenta la industria petrolera mundial, es la obtención de una cantidad cada vez mayor de hidrocarburos para cubrir los requerimientos energéticos.

El aceite y el gas se obtienen de la explotación de los yacimientos, la cual se divide principalmente en dos etapas. La primera de ellas consiste en la recuperación de los hidrocarburos con la energía propia del yacimiento, hasta un tiempo en el cual la extracción deja de ser rentable. La segunda etapa de la explotación tiene como objetivo obtener los hidrocarburos que no pueden ser producidos en la primera etapa, para lo cual, se utilizan los métodos de recuperación secundaria, como son la inyección de agua, la inyección de gas, etc., en los cuales se aplica energía externa del yacimiento.

Actualmente existen varios métodos de recuperación secundaria aplicables a los yacimientos petroleros; para la aplicación de alguno de ellos, se requiere de un estudio muy amplio del yacimiento en cuestión. La Inyección de Vapor es uno de los Métodos Térmicos de Recuperación de Aceite; consiste básicamente en inyectar vapor al yacimiento con la finalidad de reducir la viscosidad del aceite.

Este trabajo tiene como objetivo revisar los fundamentos del método de inyección de vapor. Al inicio se tratan algunos conceptos básicos acerca de las propiedades del vapor, de la formación y de sus fluidos, que son necesarios para la comprensión del tema. Se explica en qué consisten la inyección cíclica y la inyección continua de vapor, así como los factores que están involucrados en un diseño de inyección de vapor. Por otro lado se menciona la importancia de las características que debe tener el vapor para que un proyecto de inyección pueda ser exitoso, para lo cual se consideran los elementos que intervienen para generarlo y transportarlo desde la superficie hasta el yacimiento. Asimismo, se presenta a la inyección como un sistema que se divide en tres partes: la superficie, la tubería vertical y el yacimiento.

En cuanto a la generación del vapor, se tratan las características de la unidad generadora y el tratamiento del agua necesaria para su obtención. En lo que se refiere al transporte en la superficie y en la tubería vertical, se estudian las pérdidas de calor y las caídas de presión

que sufre el vapor, debido a que ambas afectan considerablemente a las propiedades requeridas del vapor mencionadas anteriormente.

Por otra parte, para estudiar el comportamiento de los yacimientos a los cuales se les aplica la inyección cíclica o la inyección continua, se presentan modelos matemáticos que han sido desarrollados por algunos autores, que permiten hacer una predicción de la respuesta del yacimiento mediante la combinación de los parámetros involucrados (presiones, temperaturas, gastos y tiempos de inyección, etc.) con objeto de establecer la condición óptima de explotación.

En el trabajo se muestra un apéndice que contiene el desarrollo simplificado de algunas ecuaciones utilizadas en los modelos matemáticos. Además, se presentan tablas de las propiedades del vapor que se utilizan para resolver los ejemplos propuestos.

# CAPITULO I

## CONCEPTOS BASICOS

Para tener una mejor comprensión acerca de la inyección de vapor a los yacimientos, es necesario conocer algunos conceptos que se refieren a las propiedades del vapor, de los fluidos de la formación y del medio poroso. Por otra parte, se explican los mecanismos de transferencia de calor que se presentan en este tipo de operaciones.

**Masa.** Es la cantidad de materia contenida en una sustancia.

**Peso.** Es la fuerza con la que un cuerpo es atraído hacia el centro de la Tierra.

**Densidad.** Es la relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que este ocupa.

$$\rho = \frac{m}{v}$$

**Densidad relativa.** Es un número adimensional que se define como la masa de un cuerpo, entre la masa de una sustancia de igual volumen que se toma como referencia. Los sólidos y líquidos se refieren al agua a 4 °C, mientras que los gases se refieren al aire.

$$\gamma = \frac{m_s}{m_w}$$

donde:

$m_s$ , masa de la sustancia  
 $m_w$ , masa del agua.

**Peso específico.** Es el peso de la unidad de volumen de una sustancia.

$$P_s = \frac{w}{v} = \frac{mg}{v}$$

donde:

$w$ , peso  
 $v$ , volumen  
 $m$ , masa  
 $g$ , aceleración gravitacional.

**Volumen específico.** Es el volumen de la unidad de masa de una sustancia.

$$V = \frac{v}{m}$$

**Calidad del Vapor.** Un concepto importante es la calidad de vapor ( $X$ ); ésta se define como la relación que existe entre la masa de vapor y la masa de la mezcla líquido - vapor :

$$X = \frac{M_v}{M_l + M_v}$$

donde:

$M_v$ , masa del vapor  
 $M_l$ , masa del líquido

Cuando el vapor se encuentra saturado, la masa del líquido es cero, y su calidad es de 1 ó 100%. Si la masa de vapor vale cero, la calidad es nula, entonces la sustancia se encuentra como líquido saturado. Debido a esto, la calidad de un vapor varía de 0 a 1 y es común expresarla en porcentaje. La calidad de un vapor es un factor que puede afectar el comportamiento de un yacimiento de diferentes maneras, dependiendo de las características del aceite y de la formación. Si un vapor tiene una calidad baja, significa que posee poco calor, y esto ocasiona que caliente pequeños volúmenes de formación y, como consecuencia se tendrá una menor respuesta del yacimiento.

**Humedad de un vapor.** Es la relación entre la masa del líquido y la masa de la mezcla líquido-vapor, esto es:

$$Y = \frac{M_l}{M_l + M_v}$$

La relación entre la calidad ( $X$ ) y la humedad ( $Y$ ) de un mismo vapor es:

$$X + Y = 1 \quad \text{o} \quad Y = 1 - X$$

**Porosidad.** La porosidad ( $\phi$ ) de una roca se define como el porcentaje de volumen poroso con respecto al volumen total de la misma.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

donde:

$V_p$ , volumen de poros del medio poroso  
 $V_t$ , volumen total del medio poroso.

Si en el volumen poroso de roca se toman en cuenta tanto los poros aislados como los comunicados entre sí, a  $\phi$  se le llama porosidad absoluta. La porosidad efectiva es la que se tiene considerando únicamente los poros comunicados. Es común que la porosidad se exprese en porcentaje, es decir  $V_p$  como porcentaje de  $V_t$ .

**Saturación.** La saturación de un fluido ( $S_f$ ) en un medio poroso, se define como el volumen de fluido ( $V_f$ ) medido a la presión y temperatura a la cual se encuentra el medio poroso, entre el volumen de poros ( $V_p$ ) que contiene a ese fluido, es decir :

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

donde  $f$  puede representar aceite, agua o gas.

Se llama saturación crítica al valor de  $S_j$  a partir del cual el fluido puede empezar moverse. La saturación se expresa generalmente en porcentaje.

**Permeabilidad.** Se llama permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella cuando se encuentra saturada al 100% del fluido.

Se define como permeabilidad efectiva a un fluido en particular, a la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. La permeabilidad relativa se define como sigue :

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

donde :

- $K_{ro}$  , permeabilidad relativa al aceite
- $K_{rg}$  , permeabilidad relativa al gas
- $K_{rw}$  , permeabilidad relativa al agua
- $K_o$  , permeabilidad efectiva al aceite
- $K_w$  , permeabilidad efectiva al agua
- $K_g$  , permeabilidad efectiva al gas
- $K$  , permeabilidad absoluta.

La permeabilidad se puede expresar en darcy :

$$1 \text{ darcy} = \frac{(1 \text{ cm}^2)(1 \text{ cp})}{(1 \text{ seg})(1 \text{ atm})}$$

**Viscosidad.** A la resistencia a la deformación de un fluido se le llama viscosidad. Esta tiene un doble origen: por un lado las moléculas se atraen entre si mediante las fuerzas de cohesión que dificultan un desplazamiento relativo de ellas, por otro lado, la agitación

térmica produce una transferencia de cantidad de movimiento entre las capas que se mueven con la misma velocidad; como resultado de este doble efecto la viscosidad depende de la presión y de la temperatura. En los líquidos las fuerzas de cohesión son preponderantes y disminuyen al aumentar la temperatura. En los gases la transferencia de cantidad de movimiento origina un aumento de viscosidad al elevarse la temperatura. Cuando se tiene una mezcla de gas y líquido, como es el caso de los hidrocarburos en un yacimiento, existirá una alta variación de la viscosidad al cambiar la presión y la temperatura simultánea o individualmente. La viscosidad se puede expresar en poise o cp.

$$1 \text{ Poise} = \frac{1 \text{ g}}{\text{cm seg}} \quad 1 \text{ cp} = 0.01 \text{ poise}$$

**Temperatura.** Las sustancias poseen ciertas propiedades relacionadas con este concepto llamado temperatura y que son susceptibles de ser medidas, como por ejemplo: volumen específico, calor específico, etc. La medición del valor de dichas propiedades permite la determinación indirecta del valor de la temperatura. Estas propiedades se afectan por la actividad molecular, por ejemplo, cuando se dice que un cuerpo está más caliente o más frío, se quiere indicar que tiene mayor o menor temperatura. Esto se debe a la actividad molecular de dicho cuerpo, que es mayor cuando se trata de una temperatura alta. Por lo tanto, se puede decir que la temperatura es una propiedad de un cuerpo relacionada con su actividad molecular. Es decir, lo que llamamos temperatura es en realidad, un número arbitrario que representa la actividad de los átomos.

**Presión.** - La presión en un fluido en reposo en un punto dado, es la misma en todas las direcciones y se define como la componente normal de fuerza por unidad de superficie, es decir :

$$P = \frac{F}{A}$$

donde :

$P$ , presión  
 $F$ , fuerza  
 $A$ , área

**Presión absoluta en un sistema.** Es el resultado de la suma del valor de la presión manométrica (relativa) más el valor de la presión barométrica (atmosférica).

**Presión barométrica.** Es el valor de la presión atmosférica medida en un barómetro (presión atmosférica)

**Presión manométrica.** Es el valor de la presión que registra un manómetro en un sistema (presión relativa).

**Presión de vapor.** Es la presión parcial generada por las moléculas de vapor cuando se tiene el fenómeno de vaporización dentro de un espacio cerrado.

**Termodinámica.** Es la parte de la Física que estudia la energía, sus transformaciones y las interacciones de ella, así como aquellas propiedades de las sustancias que guardan alguna relación con la energía.

**Estado.** Es la condición de cómo se encuentra una sustancia en un instante dado y queda determinada por todas sus propiedades termodinámicas, (presión, volumen específico, temperatura, etc.) es decir el "estado" de una sustancia es su condición física que depende de las propiedades que posee en un instante dado.

**Estado de equilibrio.** Para explicar este concepto se va a considerar primero un sistema compuesto de agua y su vapor. A temperatura constante existe una presión definida de vapor de agua sobre el líquido, que proviene de la fase líquida y representa una tendencia de éste a pasar a la fase de vapor. A su vez el vapor tiende a escapar de la fase de gas por condensación. Cuando se igualan estas tendencias de escape, se obtiene el equilibrio, es decir, la presión del vapor se hace constante a temperatura constante. Por lo tanto un estado de equilibrio se define como el punto en que la tendencia a escape de un constituyente es el mismo en todas las partes del sistema.

**Sustancia pura.** Es aquella sustancia que tiene la misma composición química en todos sus estados y fases.

**Fase.** Se llama fase a las diferentes formas que puede tener una sustancia debido a la cantidad de energía que posean las partículas que la conforman en un momento dado. Existen básicamente tres fases, cuyas diferencias principales consisten en: Sus fuerzas de cohesión intermolecular, estructura molecular, movimiento de las partículas y volumen que ocupan. Estas tres formas son :

**Sólido.** Sus fuerzas de cohesión son muy grandes y por ello su estructura molecular es normalmente de tipo cristalino; el movimiento de sus moléculas es de tipo vibratorio y se autocontiene (no necesita un recipiente para ocupar un lugar en el espacio).

**Líquido.** En esta fase las fuerzas de cohesión son menores que en el caso anterior, de tal manera que las partículas se mueven en forma más o menos libre, pero siempre ocupando las partes más bajas del recipiente que lo contenga. Sus distancias intermoleculares son constantes, aunque no así su posición.

**Gas o vapor.** Esta fase se caracteriza por tener fuerzas de cohesión intermolecular de tal manera que las partículas que constituyen a un sistema se mueven en forma libre totalmente, esto se debe fundamentalmente a que cada partícula tiene una gran energía que la obliga a tener grandes desplazamientos a altas velocidades. Por lo anterior, respecto al volumen, siempre ocupará todo el volumen del recipiente que lo contiene y las distancias intermoleculares son grandes y variables.

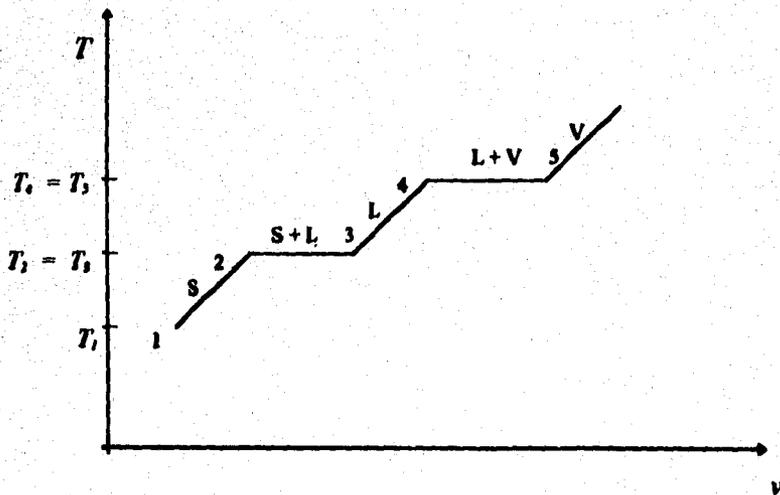
**Comportamiento de fases.** En la figura 1 se muestra el proceso de calentamiento de una sustancia originalmente en fase sólida, el experimento se realiza a presión constante y se grafica la relación entre temperatura ( $T$ ) y volumen específico ( $v$ ).

El sólido en el estado I, al suministrarle la energía se calienta y por lo tanto aumenta su temperatura y su volumen específico, esto ocurrirá mientras se siga suministrando energía hasta que la sustancia alcanza la temperatura de fusión ( $T_f$ ) correspondiente a la presión a la que se realiza el experimento, en este momento, como se observa en la figura 1 la

temperatura ya no aumenta, sino que permanece constante; no así el volumen específico el cual continúa aumentando, esto se debe a que la sustancia cuando alcanza la temperatura de fusión ( $T_f$ ) empieza a cambiar de fase de sólido a líquido (fusión), y mientras el cambio de fase no concluya la temperatura permanece constante, es decir, las temperaturas  $T_2$  y  $T_3$  son iguales. El punto 2, donde empieza el sólido a cambiar de fase se conoce como "sólido saturado" y el punto 3 como "líquido saturado". Si se continúa suministrando energía a la sustancia en el punto 3, donde ya toda la sustancia es líquido, volverán a incrementarse su temperatura y su volumen específico hasta alcanzar la temperatura de ebullición o de vaporización ( $T_v$ ). Al alcanzar dicha temperatura la sustancia vuelve a cambiar de fase, de líquido a vapor (vaporización), y durante todo el cambio de fase la temperatura ( $T_v$ ) permanece constante, es decir  $T_4 = T_5 = T_v$ . Al líquido en el punto 4 también se le llama "líquido saturado", la diferencia entre los puntos 3 y 4 en la figura (1) es que uno se encuentra saturado con respecto al sólido y el otro con respecto al vapor, además que  $T_4 > T_3$ , esto es porque siempre  $T_v > T_f$ . Al vapor en el punto 5 se llama "vapor saturado", si a este vapor se le sigue suministrando energía, su temperatura vuelve a incrementarse al igual que su volumen específico. Si la sustancia se encuentra a una temperatura mayor que la de vaporización, correspondiente a la presión existente, se dice que la sustancia se encuentra como "vapor sobrecalentado".

**Propiedad termodinámica.** Propiedad es cualquier característica del sistema que puede valuarse cuantitativamente, ya sea en forma directa o indirecta, por ejemplo: volumen, masa, temperatura y presión. Las propiedades dependen exclusivamente del "estado" o condición física del sistema, siendo independientes de la trayectoria por medio de la cual se haya alcanzado dicha condición, por lo tanto, se dice que las propiedades son "funciones de punto". Las propiedades termodinámicas son todas aquellas propiedades que ayudan de alguna manera a las transformaciones de energía, dentro de un mismo sistema o entre varios sistemas. Las propiedades termodinámicas se pueden clasificar como: propiedades intensivas y propiedades extensivas.

**Propiedades intensivas.** Son las propiedades que no dependen de la masa del sistema, por ejemplo: la temperatura, la presión, la densidad, el volumen específico, etc. En el caso de un sistema homogéneo, una propiedad intensiva tiene igual valor en todo el sistema.



**Fig. 1** Variación de la temperatura y el volumen específico de una sustancia por calentamiento a presión constante.

**Propiedades extensivas.** Estas si dependen de la masa del sistema, por ejemplo: el volumen, el peso, etc. Es decir el valor de una propiedad extensiva en todo el sistema es igual a la suma de los valores de las diferentes partes que la constituyen. Si el valor de una propiedad extensiva se divide entre la masa del sistema, la propiedad resultante se conoce como propiedad específica, por ejemplo el volumen específico (propiedad intensiva) que resulta de dividir el volumen entre la masa.

**Sistema termodinámico.** Es la posición limitada del espacio en la que se estudian las variaciones de energía y/o masa para el análisis de un problema.

**Proceso termodinámico.** Cuando una sustancia o sistema modifica una o más de sus propiedades la sustancia o sistema ha cambiado de estado, y cuando esto ocurre, se dice que se ha realizado un proceso termodinámico. Los resultados son independientes de los procesos que se utilicen para alcanzarlos, ya que como se mencionó anteriormente, las propiedades son funciones de punto, no dependen de la trayectoria. Esto implica que un sistema puede pasar de un estado A a otro estado B mediante una infinidad de procesos diferentes.

**Energía.** Es la habilidad o capacidad que tiene un sistema para efectuar cambios en sus propiedades. Un sistema físico puede llegar a poseer energía en varias formas, por ejemplo :

**Energía cinética.** Energía que posee un cuerpo en virtud de su movimiento.

**Energía potencial.** Energía que posee un cuerpo en virtud de su posición en un campo de fuerzas.

**Energía térmica.** Energía que posee un cuerpo en virtud de su temperatura.

**Energía interna.** Es debida a la energía cinética molecular y a las fuerzas entre las moléculas.

**Calor.** Es una interacción de energía en un sistema y sus alrededores, a través de aquellas porciones de los límites del sistema en que no hay transferencia de masa, como consecuencia de la diferencia de temperatura entre el sistema y sus alrededores. El calor generalmente se determina en cualquier sistema a través de los cambios de energía que origina éste dentro del sistema o en sus alrededores.

**Caloría.** Una caloría se define como la cantidad de calor que se requiere para aumentar la temperatura de un gramo de agua de 14.5 a 15.5 °C, es decir un grado en este punto específico de la escala. Tanto el gramo como el grado son cantidades muy pequeñas, por lo que la caloría también es pequeña. Una unidad mayor, la kilocaloría ( *Kcal* ), es la cantidad de calor que aumentará un grado centígrado la temperatura de un kilogramo de agua (específicamente el grado comprendido entre 14.5 y 15.5 °C ).

**BTU.** Es la cantidad de calor que se requiere para aumentar la temperatura 1 °F de 1cm<sup>3</sup> de agua.

**Calor latente de evaporación o entalpia de vaporización.** El calor latente de evaporación de un líquido, es el que se necesita para convertirlo en vapor, en su punto de ebullición. Su símbolo es  $\Delta H_{vap}$  y puede expresarse, ya sea como calor específico o molar de vaporación, tanto en calorías por gramo como en calorías por mol.

**Capacidad calorífica.** Si se considera una cantidad de calor muy pequeña  $dQ$  añadida a un sistema y se supone que como resultado de la absorción de calor, el aumento que se produce en la temperatura es  $dT$ . Entonces la cantidad de calor requerida para producir un ascenso de temperatura de un grado es:

$$C = \frac{dQ}{dT}$$

donde:

$C$ , capacidad calorífica del sistema (es una propiedad extensiva).

La capacidad calorífica de la unidad de cantidad de sustancia se llama calor específico y es una propiedad intensiva.

**Calor específico.** Es la cantidad de calor necesaria para hacer que la temperatura de la unidad de masa de la sustancia (por lo general 1 Kg o 1g) varíe 1 °C.

**Entalpia.** La entalpia o contenido calorifico de un sistema es una propiedad termodinámica extensiva de estado muy importante. Esta propiedad se define como:

$$H = U + PV \quad 1$$

donde:

- $H$ , entalpia total del sistema
- $U$ , energia interna del sistema debida a la energia cinética del movimiento molecular y las fuerzas entre la moléculas
- $P$ , presión del sistema
- $V$ , volumen del sistema.

Por otra parte, se dice que la entalpia representa la energia que posee un sistema en virtud de la temperatura absoluta bajo la que existe. El cambio de entalpia  $\Delta H$ , se puede expresar de la siguiente manera :

$$\Delta H = H_2 - H_1 \quad 2$$

donde:

- $H_2$ , entalpia del sistema en su estado final
- $H_1$ , entalpia del sistema en su estado inicial.

Al sustituir  $H_2$  y  $H_1$  por sus equivalentes de la ecuación 1, se obtiene para  $\Delta H$ ;

$$\begin{aligned} \Delta H &= (U_2 + P_2 V_2) - (U_1 + P_1 V_1) \\ &= (U_2 - U_1) + (P_2 V_2 - P_1 V_1) \\ &= \Delta U + (P_2 V_2 - P_1 V_1) \end{aligned} \quad 3$$

La ecuación 3 es la definición más general de  $\Delta H$ . Cuando la presión permanece constante durante el proceso, se tiene que :

$$\begin{aligned} \Delta H &= \Delta U + P(V_2 - V_1) \\ \Delta H &= \Delta U + P \Delta V \end{aligned} \quad 4$$

Es decir, el cambio de entalpía a presión constante es igual al incremento en energía interna más cualquier trabajo de presión-volumen realizado. De aquí que a presión constante  $\Delta H$  representa el calor absorbido en pasar del estado inicial al final cuando se efectúe trabajo debido a  $PV$ . Cuando las presiones inicial y final son diferentes, entonces se calcula  $\Delta H$  con la ecuación 3. Las unidades de la entalpía son las mismas que las de energía. Si dividimos entre la masa la ecuación 1 se tendrá :

$$h = u + Pv \quad 5$$

donde:

$h$ , entalpía específica por unidad de masa  
 $u$ , energía interna por unidad de masa  
 $v$ , volumen específico.

**Trabajo.** En Termodinámica trabajo se define como cualquier cantidad de energía que fluye através de la frontera de un sistema.

**Transmisión de calor.** Es la transmisión de energía de un sistema a otro, de una región a otra de un mismo sistema, como resultado de la diferencia de temperaturas existente entre ellas. A continuación se explican los mecanismos de transmisión de calor :

**Conducción.** Es el fenómeno que se presenta dentro de un medio, o entre medios diferentes que se encuentran en contacto físico directo, es decir, sólidos o fluidos que se comportan como sólidos. Esta transmisión se lleva a cabo por comunicación molecular directa, sin desplazamiento apreciable de las moléculas. Al aumentar la actividad molecular se incrementa la energía cinética, dando por resultado un aumento de la temperatura y de energía interna. Las moléculas con mayor energía, transmiten parte de ella a las moléculas adyacentes con menor temperatura, tratando de llegar a un equilibrio térmico.

**Conducción y movimiento de masa (convección).** En este tipo de mecanismo existe una combinación de conducción y almacenamiento de calor, además de movimiento de masa.

Este mecanismo se presenta entre una superficie sólida y un líquido o un gas. Por ejemplo, considerar el caso en que la superficie sólida está a mayor temperatura que el fluido. Primero, el calor fluye por conducción desde la superficie hacia las partículas adyacentes del fluido, incrementándose la temperatura y la energía interna de esas partículas. Estas aumentan su volumen específico, originando la existencia de una fuerza de flotación por la diferencia de densidades con las demás partículas del fluido. En estas condiciones, tales partículas se moverán hacia una región de menor temperatura, donde se mezclarán y transmitirán una parte de su energía a otras partículas. La energía se almacena en las partículas del fluido y se transmite por el movimiento de masa. Por lo tanto, esta forma de transmisión de calor, no depende únicamente de la diferencia de temperaturas.

**Radiación.** Este es un proceso en el cual el calor fluye desde un cuerpo de alta temperatura a un cuerpo de baja temperatura, cuando éstos están separados por un espacio, que inclusive puede ser el vacío. Todos los cuerpos emiten calor radiante en forma continua, la intensidad de la emisión depende de la temperatura y de las características de la superficie y se presenta en forma de "paquetes" o "cuantos" de energía. Cuando las ondas de energía encuentran algún otro objeto, su energía la absorbe éste, parcial o totalmente dependiendo de sus características. Por otra parte, la transmisión de calor se presenta siempre en forma combinada de estos tres mecanismos.

**Recuperación Secundaria.** Son las actividades que tienen como objetivo obtener una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo a éste una energía externa, cualquiera que sea el tipo de ésta.

Generalmente esta energía se aplica al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica. La energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Asimismo, la energía en forma calorífica se suministra al yacimiento cuando se le inyecta vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca. Esta energía se aplica básicamente con objeto de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste. Por lo tanto, desde el punto de vista de la aplicación de energía externa a la del yacimiento, sin importar el tiempo y los medios para aplicarla, la

**Recuperación Secundaria** consiste en la explotación de los yacimientos con recursos adicionales a los propios de los yacimientos.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria lo que se pretende es, bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos del yacimiento que no fluyeron o puedan fluir con la energía propia del yacimiento. Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o pozos productores; pero no siempre se logrará que éstos se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera, se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, neumático, hidráulico, y electrocentrífugo) para llevar los hidrocarburos a la superficie a través de los pozos productores.

## **CAPITULO II**

### **LA INYECCION DE VAPOR**

Actualmente existen yacimientos que contienen gran cantidad de aceite con elevada viscosidad y densidad que no fue posible recuperar en la explotación primaria. La inyección de vapor es uno de los métodos térmicos de recuperación de aceite que se ha aplicado con mayor éxito a éste tipo de yacimientos. Esta consiste básicamente en inyectar vapor con una alta temperatura al yacimiento, para disminuir la viscosidad y densidad del aceite, de tal forma que este pueda fluir hasta la superficie; aunque en algunas ocasiones, esto último no se consigue, por lo que se hace necesario aplicar algún sistema artificial de producción. La inyección de vapor se divide en dos tipos, la cíclica o estimulación con vapor y la inyección continua o sostenida.

#### **II.1. LA INYECCION DE VAPOR CICLICA.**

Debido a que con la alta temperatura del vapor de inyección se consigue eliminar el material asfáltico de la formación, la inyección cíclica está considerada más como una técnica de estimulación que un proceso de recuperación secundaria. Esta técnica se aplica por ciclos, donde cada uno de ellos se divide en tres etapas :

La primera consiste en inyectar vapor al pozo durante un periodo de tiempo que puede variar de una a varias semanas, dependiendo de las características del yacimiento.

La segunda etapa o etapa de humedecimiento consiste en cerrar el pozo para que el vapor, al condensarse, ceda su calor al aceite disminuyéndole su viscosidad. Este tiempo de cierre puede variar de uno a cinco días.

En la tercera etapa, el pozo se abre a producción durante un tiempo que puede ser de hasta seis meses.

Después de que se termina un ciclo, puede empezarse otro, pero esto va a depender de los resultados obtenidos en la producción del ciclo anterior. El número de ciclos que se aplica a los pozos también es variable, un máximo de tres ciclos puede proporcionar resultados satisfactorios, ya que al aplicarse más ciclos, el proceso puede ser ineficiente en cuanto a la recuperación de aceite.

Por otra parte, en la etapa de inyección, el gasto de vapor debe ser lo suficientemente elevado (generalmente de 5000 a 15000 bl/día) <sup>(11)</sup> para que le suministre al aceite el calor necesario en un tiempo corto y se tengan menores pérdidas de calor. Asimismo, puede considerarse que un rango óptimo de temperatura del vapor es 300 a 400 °F. <sup>(24)</sup>

Los yacimientos en los cuales se necesita inyectar vapor a presiones mayores de 70 kg/cm<sup>2</sup>, deben de manejarse a temperaturas mayores de 290 °C para evitar su condensación. Para el caso de yacimientos agotados, la temperatura y la presión del vapor puede ser de 137 °C y 3.5 Kg/cm<sup>2</sup> respectivamente. En cuanto al tiempo de cierre en la etapa de humedecimiento, algunos autores consideran que el pozo debe abrirse inmediatamente después de la inyección, para que la energía de presión del vapor sea aprovechada al máximo. Otros autores indican que es mejor tener el pozo cerrado un tiempo adecuado para que el vapor se condense y transfiera su calor al aceite. El primer criterio tiene la desventaja de que la mayor parte del calor inyectado se extrae otra vez cuando se producen grandes cantidades de vapor. Para yacimientos que están muy agotados, esta energía de presión del vapor puede ser más efectiva que el efecto de la reducción de la viscosidad del aceite. En los yacimientos con presiones relativamente altas, donde el aceite podrá fluir hacia el pozo, es conveniente aplicar el segundo criterio. Asimismo, existen varios casos de proyectos exitosos, en los cuales la presión del yacimiento fue del orden de 2.8 Kg/cm<sup>2</sup> <sup>(5)</sup>. Por otro lado, la cantidad de vapor de inyección, debe determinarse mediante la experiencia obtenida en otros yacimientos o utilizando modelos matemáticos que simulan el comportamiento futuro de los pozos, manejando varias cantidades de vapor para obtener la cantidad más adecuada mediante un análisis económico. En las figs. 2.1 y 2.2 se muestra el efecto de la cantidad de vapor inyectado sobre la recuperación de aceite. En la fig. 2.1 se observa a primera instancia que a medida que se incrementa la cantidad de vapor inyectado, aumenta el gasto de aceite. Sin embargo, esto no significa que a cantidades de vapor cada vez más grandes se obtengan mayores utilidades. En la fig. 2.2 se observa que existe una cantidad de vapor óptima que proporciona la producción máxima de aceite por unidad de volumen de vapor inyectado.

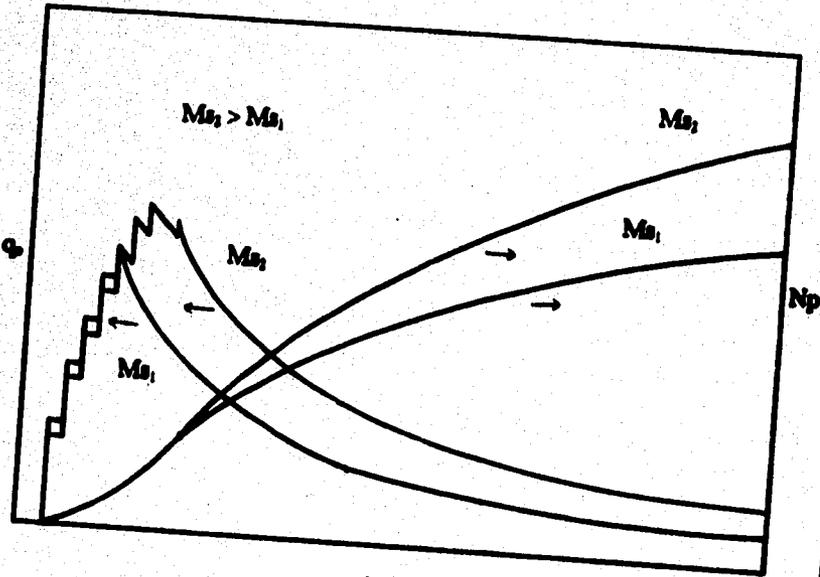
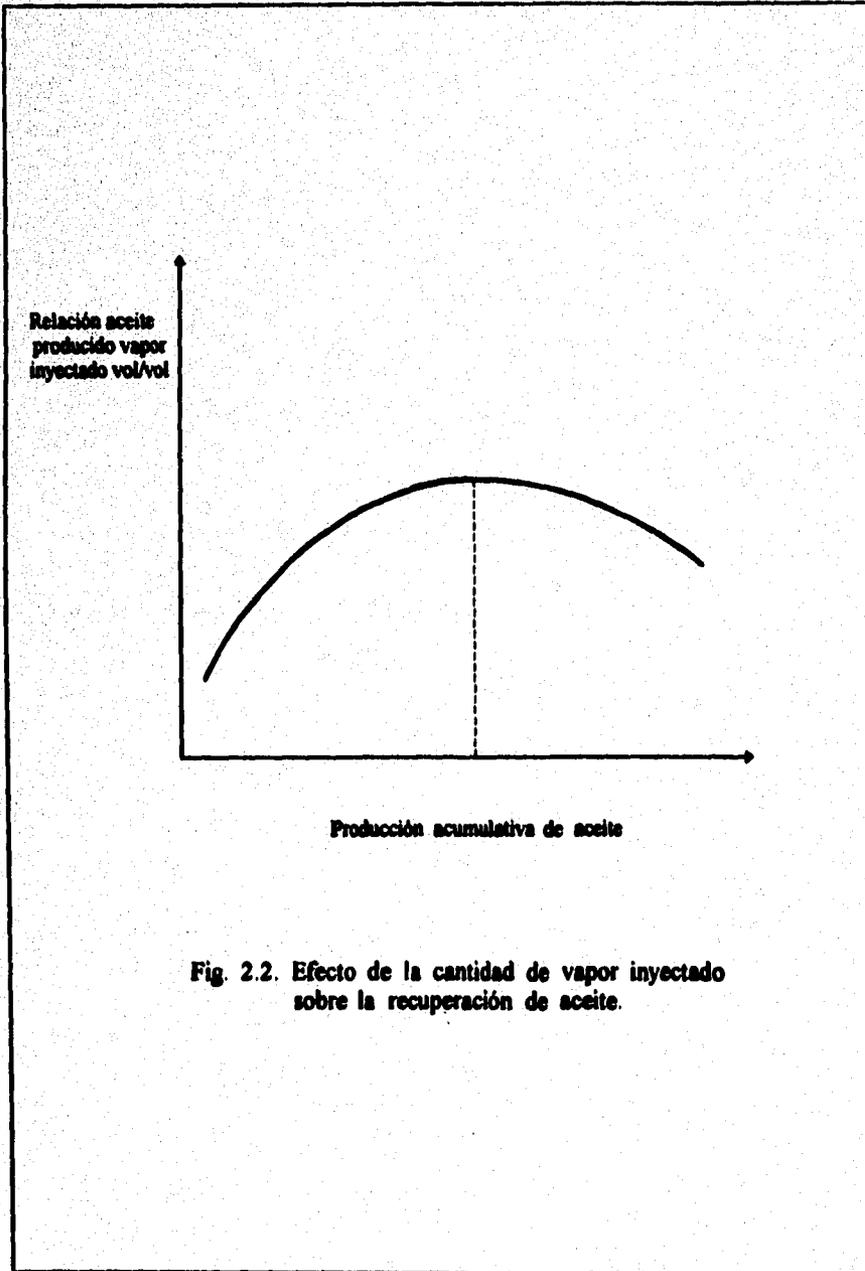


Fig. 2.1 Efecto de la cantidad de vapor inyectado sobre la recuperación de aceite.



**Fig. 2.2. Efecto de la cantidad de vapor inyectado sobre la recuperación de aceite.**

## II.2.- LA INYECCION DE VAPOR CONTINUA.

Este método consiste en inyectar vapor a alta temperatura (entre 150 y 260 °C) por uno o varios pozos y extraer el aceite por otros que son los productores. Este vapor que se inyecta ocasiona que se forme una zona de vapor saturado alrededor del pozo inyector; en esta parte del yacimiento, la temperatura se mantiene constante y disminuirá en forma gradual debido a la expansión y caída de presión que sufre el vapor. Esto ocasiona que a una cierta distancia del pozo, donde se tiene una temperatura del vapor menor a la inicial, se forme un banco de agua caliente.<sup>(24)</sup> En el modelo de J.W. Marx y R.H. Langenheim que se estudiará posteriormente, se considera que no se forma dicho banco.

Los factores que originan la recuperación por inyección continua son la destilación de las fracciones más ligeras del aceite y la disminución de la viscosidad del mismo, siendo la primera la que proporciona una recuperación mayor. Por otra parte, si el aceite del yacimiento es ligero y el vapor que se inyecta tiene una calidad baja, no se destilarán las fracciones más ligeras y por lo tanto la recuperación será también baja. Pero un vapor con baja calidad, posee elevada viscosidad que ocasiona a su vez un mejoramiento de la relación de movilidades, debido a esto, se compensa la baja recuperación obtenida por la destilación del aceite. Asimismo, si el aceite es pesado con alta viscosidad y si el vapor inyectado es de alta calidad se puede obtener una recuperación mayor. Por otro lado, la temperatura del vapor depende de la presión de inyección, y ésta a su vez está determinada por la unidad generadora de vapor (generador de vapor). Las unidades generadoras que se utilicen en los proyectos de inyección de vapor, ya sea cíclica o continua, deben producir vapor con una alta calidad para que la operación pueda ser exitosa. Por otra parte, factor más importante que determina si un proyecto de inyección continua es económicamente factible, es la cantidad de calor que se pierde a los estratos adyacentes a la formación productora. Asimismo, el límite económico del proceso se alcanza cuando el valor neto del aceite desplazado por unidad de tiempo, es igual al costo de generación de calor por unidad de tiempo. Además, el gasto de inyección de calor que puede mantenerse durante un proyecto, puede establecerse a partir de los resultados obtenidos de una prueba piloto de campo.

### **II.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN UN DISEÑO DE INYECCION DE VAPOR.**

Para seleccionar la inyección de vapor como método de recuperación secundaria se deben considerar los siguientes aspectos :

#### **1. Costo de un Pozo.**

En general, el costo de un pozo depende de su profundidad, debido a que los costos por cementación, perforación, calentamiento, equipo en la cabeza del pozo y de muchas otras actividades del pozo están relacionadas con la profundidad. Sin embargo, una gran ventaja de este método de recuperación en cuanto al costo del pozo, es que se puede utilizar un pozo ya perforado y terminado con los ajustes necesarios, siempre y cuando las condiciones lo permitan y en este caso la inversión adicional para la recuperación de hidrocarburos por inyección de vapor, puede ser mínima.

#### **2. Costo de la Inyección de Vapor.**

El costo de la generación de vapor depende de la profundidad del pozo, ya que a mayor profundidad, serán más altas las pérdidas de calor y más elevados los costos de operación. Las pérdidas de calor y de presión en el sistema de inyección se incrementan si las longitudes de la línea superficial y de la tubería vertical son grandes; ésto trae como resultado un aumento en los costos del proyecto. En un proyecto de inyección de vapor las tuberías de revestimiento, las juntas, el cemento y tuberías aisladas incrementan los costos de inyección, pero reducen las pérdidas de calor. Un sistema diseñado apropiadamente puede inyectar vapor a grandes profundidades.

### **3. Profundidad del Yacimiento.**

La profundidad del yacimiento debe ser tomada en cuenta cuando se diseña el proyecto de inyección de vapor, pues los costos de operación se incrementan con la profundidad. Si se conoce la profundidad, no se corre el riesgo de exceder la presión de trabajo del equipo y de las tuberías. La profundidad máxima del yacimiento debe de ser de 2900 a 3300 pies <sup>(24)</sup>. A grandes profundidades, el vapor de inyección se debe manejar a temperaturas y presiones altas que podrían causar fallas en las tuberías de producción y de revestimiento; además, si el yacimiento es somero, las pérdidas de calor hacia las paredes del pozo son menores.

### **4. Espesor de la Formación.**

Se recomienda que el espesor mínimo de la formación productora varíe de 10 a 15 metros <sup>(24)</sup>. Si el espesor es muy grande, se puede presentar la segregación gravitacional del vapor y como consecuencia que éste tienda a moverse através del tercio superior de la formación. Asimismo, para que se tenga un alto barrido vertical y una eficiente conducción del vapor hacia los pozos productores, el espesor debe tener una alta permeabilidad vertical y estar entre los 40 y 60 pies. Por otro lado, cuando se tienen intercalados estratos de lutita, la inyección debe realizarse por separado; primero se inyecta el estrato inferior y una vez que se termina la inyección se continúa de la misma forma con los estratos superiores. Por otra parte, si la formación es de espesor muy grande, y no existen estratos de lutita, la segregación del vapor puede ser muy grande, ocasionando con esto que la inyección sea deficiente.

### **5. Permeabilidad.**

El yacimiento debe tener una permeabilidad de entre 100 y 4000 md para que permita inyectar el vapor en un tiempo relativamente corto, lo cual reduce al mínimo las pérdidas de calor en todo el sistema de inyección y hacia los estratos adyacentes a la formación productora.

## **6. Saturación de Aceite.**

La cantidad de aceite en la formación debe ser del orden de 0.15 m<sup>3</sup> de aceite por cada m<sup>3</sup> de roca <sup>(24)</sup>. Es decir, los yacimientos con porosidades medias de 20 y 25% deben tener como mínimo una saturación de aceite de 75 y 60% respectivamente. Esto significa que un yacimiento con porosidad de 15% debería estar totalmente saturado de aceite para asegurar un éxito en la inyección de vapor.

## **7. Densidad del Aceite.**

Al igual que la viscosidad, el calor del vapor inyectado a un yacimiento disminuye la densidad (en g/cm<sup>3</sup>) del aceite, por lo tanto se facilita su recuperación. Debido a esto, la inyección de vapor es conveniente para yacimientos de aceite pesado. Sin embargo debe tomarse en cuenta que un aceite de alta densidad tiene un bajo precio en el mercado, por lo tanto es necesario considerar el aspecto económico. Por otra parte, el rango de densidad del aceite adecuado para la inyección de vapor es de 10 a 36 °API.

## **8. Viscosidad del Aceite.**

Como se mencionó anteriormente, la disminución de la viscosidad por calentamiento, es el principal efecto que interviene en la recuperación de aceite. Generalmente, se recomienda aplicar la inyección de vapor a yacimientos que tengan un aceite con viscosidad mayor a 200 cp; asimismo se ha determinado que los mejores resultados se obtienen con aceites cuya viscosidad es de alrededor de 4000 cp medidos a condiciones de yacimiento. Por otro lado, el incremento en la producción de aceite depende de los siguientes factores: El gasto del pozo, la viscosidad del aceite, la permeabilidad de la formación y la saturación de aceite residual. Por ejemplo, en un yacimiento con una producción promedio de 5 a 10 bl/día, con buena permeabilidad y saturación residual y además con un aceite cuya viscosidad esté entre 500 y 1000 cp, puede esperarse un incremento de la producción del 50 al 100%. Asimismo, la roca de un yacimiento puede ser muy permeable, pero si el aceite que contiene es muy viscoso, su producción será baja. En general, algunas características del yacimiento como son permeabilidad, viscosidad y saturación de aceite, deben ser las adecuadas para que un proyecto de inyección de vapor pueda tener éxito.

## **CAPITULO III**

### **ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE INYECCION**

Para tener una mejor comprensión de la inyección de vapor como un método de recuperación secundaria, es conveniente tener una visión general acerca de las partes que constituyen todo el sistema de inyección. Un sistema de inyección de vapor se puede dividir a su vez en tres sistemas :

- a) Sistema en la Superficie.
- b) Sistema en la Tubería Vertical.
- c) Sistema en el Yacimiento.

#### **III.1. ANALISIS DEL SISTEMA EN LA SUPERFICIE.**

Como se indicó anteriormente, dos de los factores que afectan el comportamiento de un yacimiento sujeto a la inyección de vapor son la cantidad de vapor inyectado y su calidad. Ambos dependen de la unidad que produce el vapor (el generador) pero el segundo se ve afectado además por las pérdidas de calor y de presión que ocurren tanto en la superficie como en la tubería vertical. Por lo tanto, se hace necesario un estudio de las partes que forman el sistema de inyección de vapor.

El sistema en la superficie consiste básicamente en una tubería que comunica al generador de vapor con la boca del pozo. El vapor de inyección se obtiene a partir de agua previamente tratada (agua de alimentación) para posteriormente ser transportado por una tubería hasta la boca del pozo.

##### **III.1.1. EL AGUA DE ALIMENTACION PARA LA GENERACION DE VAPOR.**

Debido a que el agua es el elemento principal para producir el vapor, es indispensable que ésta tenga ciertas características para poder utilizarse eficientemente, ya que el agua en su estado natural (agua cruda) no puede usarse directamente, es decir, debe ser tratada antes de que llegue al generador. Por ejemplo, un deficiente control de la

cantidad de algunos minerales disueltos en el agua, puede ocasionar la formación de incrustaciones de sales, originando a su vez, problemas tanto en la operación como económicos. Las impurezas que deben de removerse del agua, dependen de la fuente de suministro; así, los contaminantes de un agua que proviene de un pozo, son diferentes a los de un agua de un río o lago. El Ingeniero Petrolero debe de conocer cuales son las impurezas del agua de alimentación y las técnicas para su tratamiento. Por otra parte, para tener una buena calidad de agua de alimentación se requiere :

- 1 ) Conocer que tipos de impurezas se tienen presentes y los daños que pueden ocasionar en el sistema.
- 2 ) Determinar la forma más óptima de acondicionamiento en base a análisis químicos.

**Impurezas del agua.** Las impurezas del agua se pueden clasificar como:

- a ) *Sólidos en suspensión.* Son aquellos que están presentes en el agua por arrastre, como puede ser materia orgánica, arcilla o lodo.
- b ) *Sólidos disueltos.* El agua se presenta en la naturaleza como un ciclo; el sol la evapora formándose las nubes, posteriormente retorna a la Tierra en forma líquida en un estado de gran pureza, sin embargo al cruzar la atmósfera disuelve gases que existen en ella, llegando a la Tierra con gases disueltos; al pasar por la corteza terrestre se disuelven minerales con el agua siendo los más comunes :

Carbonato de calcio.  
Carbonato de magnesio.  
Cloruro de sodio.  
Fierro.  
Manganeso.  
Silice.  
Sulfato de calcio  
Sulfato de magnesio.  
Sulfato de sodio.

- c) **Gases disueltos.** Los gases disueltos en el agua que pueden afectar el sistema si no se les proporciona un tratamiento adecuado son principalmente :

**Óxígeno.**  
**Dióxido de carbono.**  
**Amoníaco.**

**Comportamiento de las impurezas del agua.** Los daños que pueden ocasionar las impurezas del agua se pueden agrupar de la siguiente forma :

- a) **Daños ocasionados por la corrosión.** Este tipo de daños pueden presentarse de la siguiente manera :

**Adelgazamiento del metal o corrosión general.** Es el resultado de una constante corrosión sobre un área grande del sistema ocasionando el adelgazamiento del metal, éste puede ir progresando de tal manera que la presión interna cause que el metal se inche y revienta.

**Picadura.** Este tipo de corrosión es ocasionada en un área pequeña del metal ocasionando un hueco profundo.

**Rompimiento.** Sólo afecta a ciertos materiales, en general las aleaciones son más susceptibles de que sufran este tipo de corrosión.

**Exfoliación.** Este tipo de corrosión está asociada con una reacción selectiva de sólo uno de los metales en una aleación, este tipo de corrosión ocurre en los calentadores del agua de alimentación.

**Fragilización.** Es un efecto de la corrosión que cambia las propiedades físicas del metal ocasionando que los metales pierdan su ductibilidad volviéndose frágiles y débiles. Este tipo de corrosión es más susceptible en los tubos de calderas.

**b) Daños ocasionados por los depósitos o incrustaciones.**

*Depósitos de productos de corrosión.* Este tipo de depósitos son acarreados por el agua de alimentación como sólidos suspendidos haciendo que se depositen en las zonas de transferencia de calor, lo que implica un recalentamiento en los tubos del generador de vapor.

*Depósitos de dureza.* El calcio y el magnesio pueden formar depósitos cuando el agua de alimentación no está tratada adecuadamente, ya que al someterse a elevadas temperaturas causa que los minerales se precipiten como incrustaciones en las paredes del recipiente que las contiene.

### **III.1.2 OBTENCION DEL VAPOR PARA LA INYECCION.**

#### **Generadores de vapor.**

Los factores importantes que intervienen en el éxito de un proyecto de inyección de vapor, es la selección y operación de los generadores de vapor. Estos consisten básicamente en recipientes en los cuales se le proporciona calor al agua de alimentación con una calidad y presión deseadas. Por otra parte, existen ciertas características que deben de tener los generadores para este tipo de operaciones <sup>(14)</sup> :

- a) Una eficiencia de hasta 90%.
- b) De tamaño compacto.
- c) Facilidad para ser transportado.
- d) Capaz de producir vapor a bajo costo.
- e) Los requerimientos de operación y mantenimiento deben ser mínimos.
- f) Seguridad durante su funcionamiento.
- g) Su instalación debe llevarse a cabo en un tiempo corto.

Actualmente existen varios tipos de generadores; pero los que se utilizan más en los proyectos de inyección de vapor a yacimientos son los del tipo de un paso<sup>(15)</sup>. Los combustibles que usan los generadores pueden ser gas natural y aceite crudo. Por otra parte, es importante que un generador no convierta toda el agua de alimentación en vapor, ya que como se mencionó anteriormente, se evita que los minerales disueltos en el agua se depositen y formen incrustaciones, además no se disminuye la eficiencia del generador.

#### **Capacidad de los Generadores de vapor.**

Existen tres formas para expresar la capacidad de un generador de vapor :

- a) En función de la producción de vapor en un tiempo dado; la unidad que se utiliza es lb/hr de vapor a partir de agua a una temperatura de 212 °F.

- b) En función de la cantidad de calor suministrado por el generador en un tiempo dado, la unidad utilizada es BTU/hr.
- c) En términos de la potencia, la unidad que se usa es el caballo de vapor caldera (BHP) que equivale a la cantidad de vapor saturado a partir de agua a 212 °F requerida para efectuar un trabajo de un caballo de vapor-hora (HP-hr). Esta cantidad de vapor es de 34.5 lb/hr que son considerando 970.3 BTU/lb como calor latente de vaporización del agua a 212 °F, 33475 BTU/hr.

Por otra parte, los generadores de vapor utilizados en los campos petroleros generalmente trabajan hasta una presión de operación de 2500 psi.

#### Eficiencia de los generadores de vapor.

La eficiencia de un generador se obtiene dividiendo el calor absorbido en el proceso entre el calor total liberado en la combustión :

$$E = \frac{Q_a}{Q_{tl}} \quad 3.1.1$$

donde :

$$Q_{tl} = q_c H_c \quad 3.1.2$$

$Q_{tl}$  , calor total liberado en la combustión, BTU/día

$q_c$  , consumo de combustible, pie<sup>3</sup>/día

$H_c$  , calor proporcionado por el combustible por unidad de volumen, BTU/pie<sup>3</sup>

$$Q_a = 5.615 \ q_{wn} \ \Delta H_g \left[ \frac{1}{V_{wn}} \right] \quad 3.1.3$$

donde :

- $Q_a$ , calor absorbido en el proceso, BTU/día
- $q_{wa}$ , gasto de agua de alimentación, b/día
- $\Delta H_g$ , entalpía obtenida por el vapor, BTU/lb
- $V_{wa}$ , volumen específico del agua de alimentación, pie<sup>3</sup>/lb

$$\Delta H_g = h_g - h_{wa} \quad 3.1.4$$

donde :

- $h_g$ , entalpía del vapor, BTU/lb
- $h_{wa}$ , entalpía del agua de alimentación, BTU/lb

$$h_g = h_f + X_g h_g \quad 3.1.5$$

- $h_f$ , entalpía del líquido saturado, BTU/lb
- $h_g$ , calor latente de vaporización, BTU/lb
- $X_g$ , calidad del vapor a la salida del generador, adim

$h_f$  y  $h_g$  se obtienen de la tabla I del apéndice para las condiciones del agua de alimentación.

A continuación se muestra un ejemplo de aplicación.

**Ejemplo.** - Se utilizó un generador de vapor para un proyecto de inyección. Calcular la calidad del vapor para las condiciones siguientes :

Gasto de agua de alimentación	600 b/día
Temperatura del agua de alimentación	80 °F
Volumen específico del agua de alimentación	0.01608 pie <sup>3</sup> /lb
Entalpía del agua de alimentación	48.02 BTU/lb
Consumo de combustible	270,000 pie <sup>3</sup> /día
Calor proporcionado por el combustible	920 BTU/pie <sup>3</sup>
Presión del vapor a la salida del generador	500 psia
Eficiencia del generador	85 %

Solución:

De la ec. 3.1.2

$$Q_{II} = 270,000 \text{ pie}^3/\text{día} \times 920 \text{ BTU}/\text{pie}^3$$

$$Q_{II} = 2.484 \times 10^8 \text{ BTU}/\text{día}$$

de la ec. 3.1.1 sustituimos el valor de  $Q_{II}$  y despejamos  $Q_a$ :

$$Q_a = 0.85 Q_{II}$$

$$Q_a = 0.85 (2.484 \times 10^8) = 2.1114 \times 10^8 \text{ BTU}/\text{día}$$

de la ec. 3.1.3 despejamos  $\Delta H_g$ :

$$\Delta H_g = \frac{Q_a V_{wa}}{5.615 q_{wa}}$$

$$\Delta H_g = \frac{(2.1114 \times 10^8)(0.01608)}{5.615 (600)} = 1007.8 \text{ BTU}/\text{lb}$$

de la tabla I con la presión a la salida del generador  $P_g = 500$  psia se tiene:

$$h_f = 449.5 \text{ BTU}/\text{lb} \quad ; \quad h_g = 755.1 \text{ BTU}/\text{lb}$$

de la ec. 3.1.5 se tiene:

$$h_g = 449.5 + 755.1 X_g$$

sustituyendo  $h_g$  de la ec. 3.15 en la 3.1.4 :

$$\Delta H_g = h_f + X_g h_{fg} - h_{wa} \quad 3.1.6$$

$$1007.8 = 449.5 + 755.1 X_g - 48.02$$

$$X_g = 0.803$$

Otra forma de obtener la calidad del vapor es utilizando el método de orificio<sup>(14)</sup>. El vapor húmedo que sale del generador pasa por un medidor de orificio en el que se registra la diferencia de presiones entre los dos lados de la placa. Por otra parte, se necesita conocer además, el gasto del agua de alimentación y la densidad del vapor seco. Con éstos datos, se utiliza la expresión siguiente para calcular la calidad del vapor que proporciona el generador<sup>(14)</sup>:

$$X_g^{0.5} = \frac{C (\rho_v^{0.5}) d}{\dot{q}_{wa}} \quad 3.1.7$$

donde :

- C, factor de orificio, adim
- $\rho_v$ , densidad del vapor seco, lb/ft<sup>3</sup>
- d, lectura en el medidor de orificio
- $\dot{q}_{wa}$ , gasto del agua de alimentación, gpm.

A continuación se presenta un ejemplo de aplicación de este método.

**Ejemplo.** Calcular la calidad del vapor dada la información siguiente :

Gasto de agua de alimentación	800 bl/día
Presión de descarga	680 psia
Lectura de medidor	6.2
Factor de orificio	2.788

**SOLUCION :**

$$Q_m = 800 \text{ bl/día} \times 42 \text{ gal/1 bl} \times 1 \text{ día/1440 min}$$

$$Q_m = 23.33 \text{ gpm}$$

para obtener el volumen específico del vapor a 680 psia, de la tabla I

$$V_g = 0.67581 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

$$\rho_v = 1/V_g = 1/0.67581 = 1.4797 \text{ lb/pie}^3$$

sustituyendo valores en la ec. 3.1.7:

$$X_g^{0.5} = \frac{2.788 (1.4797^{0.5}) (6.2)}{23.33}$$

$$X_g = 0.812$$

### III.1.3 PERDIDAS DE CALOR EN LA SUPERFICIE.

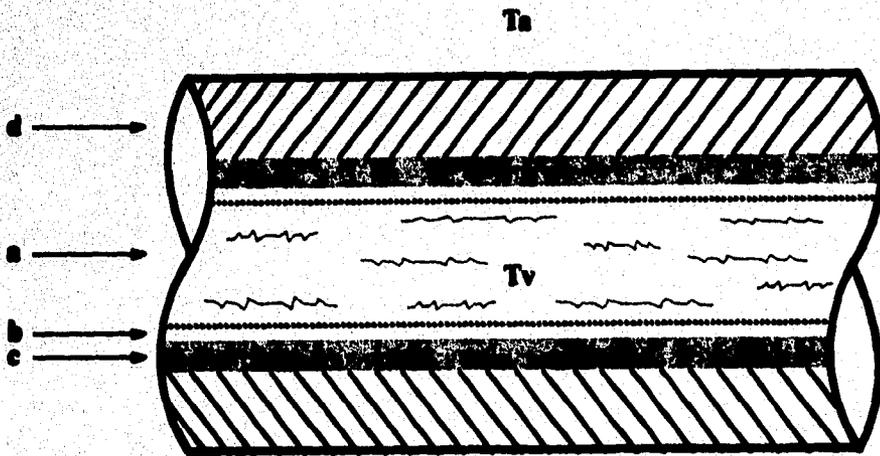
Las pérdidas de calor en esta parte del sistema, se tienen desde el generador hasta la boca del pozo, es decir en toda la tubería superficial. Estas pérdidas de calor dependen de los siguientes factores: Diámetro y longitud de la tubería, de los aislantes y de las temperaturas del vapor y del medio ambiente; y se van a presentar en los siguientes mecanismos de transferencia de calor: Conducción, convección y radiación. Por otro lado, para disminuir las pérdidas de calor en la tubería, ésta se cubre con un aislante ya que el flujo de calor en esta parte del sistema puede ser considerable. En la fig. 3.1 se muestra un corte longitudinal de una tubería a través de la cual fluye vapor y que se encuentra cubierta con un aislante. En la región marcada con la letra (a), se presenta una transferencia de calor por convección entre el vapor y una película de fluido estacionario, región (b), que está adherido a la pared interior de la tubería. Asimismo, existe flujo de calor por conducción entre la película, la tubería y el aislante, es decir, entre las regiones indicadas con las letras (b), (c) y (d). Además se presenta el mecanismo de transferencia de calor por convección y radiación entre el aislante y el medio ambiente que lo rodea. Las pérdidas de calor totales por unidad de tiempo, que se tienen desde el generador hasta la cabeza del pozo ( $Q_{ts}$ ), se pueden calcular con la ecuación siguiente <sup>(16)</sup>:

$$Q_{ts} = U_s A_{ts} \Delta T \quad 3.1.8$$

donde:

- $Q_{ts}$ , pérdidas de calor totales en la superficie, BTU/hr
- $U_s$ , coeficiente total de transferencia de calor en la superficie considerando el área exterior de la tubería, BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F
- $A_{ts}$ , área exterior de la tubería, pie<sup>2</sup>
- $\Delta T$ , diferencia de temperaturas entre la tubería y el medio ambiente, °F

Para determinar el coeficiente total de transferencia de calor, se calculan las diferentes resistencias al flujo de calor para las condiciones que se tienen en el sistema. En la tubería superficial se consideran cuatro resistencias al flujo de calor:



**Fig. 3.1 Representación esquemática de una tubería aislada conduciendo vapor.**

1. Resistencia de la película interior, por el flujo de vapor dentro de la tubería superficial, ( $R_p$ )
2. Resistencia térmica del acero de la tubería superficial, ( $R_{ts}$ ).
3. Resistencia en el aislante de la tubería superficial, ( $R_{as}$ )
4. Pérdidas de calor hacia la atmósfera, debidas a la convección y radiación, ( $Q_{cr}$ ).

$U_s$  se calcula con la expresión siguiente:

$$U_s = \frac{1}{R_p + R_{ts} + R_{as} + Q_{cr}} \quad 3.1.9$$

donde:

$$R_p = \frac{r_{et}}{r_p h_p} \quad 3.1.10$$

$$h_p = 0.023 \left[ \frac{K_1}{d_{iis}} \right] \left[ \frac{d_{iis} G_m}{\mu_w} \right]^{0.8} \left[ \frac{C_p \mu_w}{K_1} \right]^{0.4} \quad 3.1.11$$

$$G_m = 4.642 \frac{q_{iv}}{r_{iis}^2} \quad 3.1.12$$

$$R_{ts} = \frac{r_{et} \ln (r_{et} / r_{iis})}{K_{ts}} \quad 3.1.13$$

$$R_{22} = \frac{r_{et} \cdot \ln(r_{22}/r_{et})}{K_{22}} \quad 3.1.14$$

$$Q_{cr} = \frac{r_{et}}{r_{22} (h_c + h_r)} \quad 3.1.15$$

$$\mu_w = \frac{2.185}{0.04012 T_1 + 0.000005147 T_1^2 - 1} \quad 3.1.16$$

- $r_{is}$ , radio interior de la tubería superficial, pie
- $d_{is}$ , diámetro interior de la tubería superficial, pie
- $r_{et}$ , radio exterior de la tubería superficial, pie
- $r_p$ , radio de la película interior, pie
- $r_{22}$ , radio del aislante de la tubería superficial, pie
- $h_p$ , coefic. de transf. de calor de la película interior de la tubería superficial, BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F
- $q_{iv}$ , gasto de inyección de vapor, b/día
- $h_c$ , coefic. de transf. de calor de convección de la tubería sup., BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F
- $h_r$ , coefic. de transf. de calor de radiación de la tubería sup., BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F
- $K_{12}$ , conductividad térmica de la tubería superficial, BTU/hr-pie-°F
- $K_{22}$ , conductividad térmica del aislante de la tubería superficial, BTU/hr-pie-°F
- $K_1$ , conductividad térmica del líquido, BTU/hr-pie-°F
- $T_1$ , temperatura del agua, para  $T_1 < 620$  °F
- $Q_m$ , velocidad másica, lb/hr
- $\mu_w$ , viscosidad del agua, lb/hr pie
- $C_p$ , calor específico del vapor, BTU/lb °F

En muchas ocasiones, por cuestiones prácticas, la resistencia de la película interior puede despreciarse, debido a que el coeficiente de película es mucho mayor que la suma de los otros dos. Asimismo, las pérdidas de calor por convección y radiación dependen de la diferencia de temperaturas que existe entre el medio ambiente y el aislante. Por otro lado, los coeficientes de radiación y convección pueden obtenerse de tablas <sup>(9),(7)</sup>.

Ejemplo. Dada la información siguiente, calcular la calidad del vapor en la cabeza del pozo :

**DATOS :**

Gasto de inyección del vapor	600 b/día
Presión del vapor a la salida del generador	680 psia
Calidad del vapor en el generador	81.3%
Longitud de la tubería superficial	1000 pie
Conductividad térmica del aislante	0.03 BTU/hr-pie-°F
Conductividad térmica del vapor	0.346 BTU/hr-pie-°F
Conductividad térmica de la tubería	26 BTU/hr-pie-°F
Temperatura ambiente	80 °F
Temperatura del vapor a la salida del generador	500 °F
Coefficiente de transf. de calor de convección de la tubería	4.395 BTU/hr-pie²-°F
Coefficiente de transf. de calor de radiación de la tubería	1.005 BTU/hr-pie²-°F
Calor específico del vapor	1.19 BTU/lb-°F
Radio exterior de la tubería	0.1458 pie
Radio interior de la tubería	0.1278 pie
Radio del aislante	0.2706 pie

Se considera que el radio interior de la tubería ( $r_{ti}$ ) es igual al radio de la película, ( $r_p$ ).

**SOLUCION :**

1. Cálculo del coeficiente de transferencia de calor de la película interior de la tubería ( $h_p$ ) con la ec. 3.1.11

Cálculo de la velocidad máxica ( $G_m$ ) con la ec 3.1.12

$$G_m = 4.642 \frac{600}{(0.1278)^2} = 170,528 \text{ lb/hr - pie}^2$$

Cálculo de la viscosidad del agua  $\mu_w$  a la temperatura del vapor en la salida del generador  $T_g = 500^\circ\text{F}$  con la ec. 3.1.16

$$\mu_w = \frac{2.185}{0.04012 (500) + 0.000005147 (500)^2 - 1}$$

$$\mu_w = 0.107 \text{ (cp)} = 0.2588 \text{ lb/hr-pie}$$

$$h_p = 0.023 \left[ \frac{0.346}{0.2556} \right] \left[ \frac{0.2556 (170,528)}{0.2588} \right]^{0.8} \left[ \frac{1.19 (0.2588)}{0.346} \right]^{0.4}$$

$$h_p = 450.95 \text{ BTU/hr-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}$$

2. Cálculo de la resistencia de la película interior de la tubería ( $R_p$ ) con la ec. 3.1.10

$$R_p = \frac{0.1458}{0.1278 (450.95)} = 0.00253 \text{ pie}^2\text{-hr-}^\circ\text{F/BTU}$$

3. Cálculo de la resistencia térmica de la tubería ( $R_{t_2}$ ), con la ec 3.1.13

$$R_{t_2} = \frac{0.1458 \text{ Ln}(0.1458/0.1278)}{26} = 0.000738 \text{ pie}^2\text{-hr-}^\circ\text{F/BTU}$$

4. Cálculo de la resistencia térmica del aislante ( $R_{ins}$ ) con la ec 3.1.14

$$R_{ins} = \frac{0.1458 \ln (0.2706 / 0.1458)}{0.03} = 3.005 \text{ pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F} / \text{BTU}$$

5. Cálculo de las pérdidas de calor a la atmósfera ( $Q_{at}$ ) con la ec 3.1.15

$$Q_{at} = \frac{0.1458}{0.2706 (4.395 + 1.005)} = 0.09977 \text{ pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F} / \text{BTU}$$

6. Cálculo del coeficiente total de transferencia de calor ( $U_o$ ) con la ec 3.1.9

$$U_o = \frac{1}{0.00253 + 0.000738 + 3.005 + 0.09977}$$

$$U_o = 0.3217 \text{ BTU} / \text{hr} \cdot \text{pie}^2 \cdot ^\circ\text{F}$$

7. Cálculo de las pérdidas de calor totales ( $Q_{ts}$ ) con la ec. 3.1.8

$$Q_{ts} = 0.3217 (3.1416) (0.2916) (1000) (500 - 80)$$

$$Q_{ts} = 123,777 \text{ BTU} / \text{hr}$$

8. Cálculo del flujo de calor en la cabeza del pozo ( $Q_{th}$ ) éste será el calor absorbido ( $Q_a$ ) menos las pérdidas totales ( $Q_{ts}$ ).

entalpía del vapor en el generador a  $P_g = 680$  psia

de la tabla I se tiene:

$$h_f = 487.8 \text{ BTU/lb} \quad h_g = 714.5 \text{ BTU/lb}$$

$$V_{wg} = 0.02043 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

sustituyendo estos valores en la ec 3.1.5

$$h_g = 487.8 + 0.813(714.5) = 1068.69 \text{ BTU/lb}$$

de la ec. 3.1.3 se tiene:

$$Q_g = \frac{5.615(1068.69)(600)}{24(0.02043)} = 7,342,994 \text{ BTU/hr}$$

$$Q_{th} = 7,342,994 - 123,777 = 7,219,217 \text{ BTU/hr}$$

9. Cálculo de la entalpía del vapor seco  $\Delta H_g$  en la cabeza del pozo con la ec. 3.1.3

despejando  $\Delta H_g$  y sustituyendo valores se tiene:

$$\Delta H_g = \frac{24(7,219,217)(0.02043)}{5.615(600)} = 1050.67 \text{ BTU/lb}$$

10. Cálculo de la calidad del vapor en la cabeza del pozo ( $X_{th}$ )

despejando la calidad de 3.1.5 y sustituyendo valores se tiene :

$$X_{th} = \frac{1050.67 - 487.8}{714.5} = 0.787$$

### III.1.4 CAIDAS DE PRESION EN LA SUPERFICIE.

El cálculo de las caídas de presión que ocurren desde el generador hasta la cabeza del pozo en el sistema de inyección, es un factor importante que se debe considerar para poder tener un buen diseño.

Las caídas de presión se obtienen utilizando la siguiente ecuación <sup>(23)</sup>:

$$\Delta P_{fs} = \frac{3.365 \times 10^{-6} f L_s V_{wng} G^2}{d_{tis}^5} \quad 3.1.17$$

donde :

- $\Delta P_{fs}$ , caídas de presión en la tubería superficial, psia
- $f$ , factor de fricción, adim
- $G$ , gasto másico, lb / hr
- $V_{wng}$ , volumen específico del vapor húmedo en el generador, pie<sup>3</sup> / lb
- $d_{tis}$ , diámetro interior de la tubería superficial, pg
- $L_s$ , longitud de la tubería superficial, pie

El factor de fricción ( $f$ ) se puede obtener a partir de la ecuación siguiente, <sup>(6)</sup> la cual proporciona un valor bastante preciso, considerando que el tipo de flujo que se tiene en la tubería superficial es un flujo turbulento, es decir, para  $N_{re} > 3100$  :

$$f = \left[ 1.14 - 2 \text{Log} \left[ \frac{\epsilon}{d_{tis}} + \frac{21.25}{N_{re}^{0.9}} \right] \right]^{-2} \quad 3.1.18$$

Para tuberías comerciales, la rugosidad de la tubería ( $\epsilon$ ) varía de 0.0006 a 0.0008 pg., para tuberías de producción se puede utilizar un valor de 0.0006 y para tuberías superficiales de 0.0006 a 0.00075 pg. Con la ecuación siguiente se tiene una aproximación de la rugosidad relativa ( $\epsilon_r$ ) :

$$e_r = \frac{0.0018}{d_{tis}} \quad 3.1.19$$

El número de Reynolds (  $N_{re}$  ) depende de la viscosidad del vapor que fluye por la tubería, y se calcula con la ecuación siguiente :

$$N_{re} = \frac{6.317 G}{\mu_{ws} d_{tis}} \quad 3.1.20$$

donde :

$$\mu_{ws} = X_g \mu_s + (1 - X_g) \mu_w \quad 3.1.21$$

$\mu_{ws}$  , viscosidad del vapor húmedo, cp

$\mu_s$  , viscosidad del vapor seco, cp

$\mu_w$  , viscosidad del agua, cp.

para determinar la viscosidad del vapor seco se utiliza la ec. siguiente :

si  $P_g < 800$  psia y  $T_{vg} < 275$  °C

$$\mu_s = [ 88.02 + 0.32827 T_{vg} + 0.0002135 T_{vg}^2 - 0.0000440189 P_g^{0.9322} (1858 - 5.9 T_{vg}) ] 10^{-4} \quad 3.1.22$$

donde :

$T_{vg}$  , temperatura del vapor a la salida del generador, °C

El volumen específico de la ecuación 3.1.17 se puede obtener con la expresión :

$$V_{wg} = X_g V_{sg} + (1 - X_g) V_{wg} \quad 3.1.23$$

donde :

$V_{sg}$ , volumen específico del vapor seco, pie<sup>3</sup> / lb  
 $V_{wg}$ , volumen específico del líquido saturado, pie<sup>3</sup> / lb

Los valores  $V_{sg}$  y  $V_{wg}$  se pueden obtener de la tabla I o con las ecuaciones siguientes :

volumen específico del vapor seco

$$V_{sg} = 363.9 P_g^{-0.9508} \quad 3.1.24$$

volumen específico del líquido saturado

si  $10 \leq P_g \leq 150$  psia

$$V_{wg} = e^{(0.043 \ln P_g - 4.3168)} \quad 3.1.25$$

si  $150 \leq P_g \leq 1000$  psia

$$V_{wg} = e^{(0.057 \ln P_g - 4.3757)} \quad 3.1.26$$

si  $1000 \leq P_g \leq 3000$  psia

$$V_{wg} = e^{(0.118 \ln P_g - 4.6966)} \quad 3.1.27$$

**Ejemplo.** Para los siguientes datos, calcular la presión en la cabeza del pozo.

Calidad del vapor a la salida del generador	85%
Gasto másico	20,000 lb / hr
Presión de vapor a la salida del generador	720 psia
Diámetro interior de la tubería de inyección	3.068 pg
Longitud de la tubería de inyección	800 pie
Temperatura del vapor a la salida del generador	263 °C 506 °F
Rugosidad de la tubería de inyección	0.0006 adim

**SOLUCION :**

1. Cálculo de  $\mu_s$  con la ec. 3.1.22 ;  $\mu_w$  con 3.1.16 y  $\mu_{ws}$  con 3.1.21

$$\mu_s = [ 88.02 + 0.32827 (263) + 0.0002135 (263)^2 - 0.0000440189 (720)^{0.9188} [ 1858 - 5.9 (263) ] ] 10^{-4}$$

$$\mu_s = 0.0181 \text{ cp}$$

$$\mu_w = \frac{2.185}{0.04012 (506) + 0.000005147 (506)^2 - 1} = 0.106 \text{ cp}$$

$$\mu_{ws} = 0.85 (0.0181) + (1 - 0.85) 0.106 = 0.0313 \text{ cp}$$

2. Cálculo de  $N_{re}$  con la ec. 3.1.20

$$N_{re} = \frac{6.317 (20000)}{0.0313 (3.068)} = 1,315,653 \text{ adim.}$$

3. Obtener  $V_{wg}$  y  $V_{wy}$  de la tabla I con  $P_g = 720$  psia

$$V_{wy} = 0.02058 \text{ pie}^3/\text{lb} \quad ; \quad V_{wg} = 0.63639 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

4. Cálculo de  $V_{wng}$  con la ec. 3.1.23

$$V_{wng} = 0.85 (0.63639) + (1 - 0.85) (0.02058) = 0.544 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

5. Obtención de  $f$  con la ec. 3.1.18

$$f = \left[ 1.14 - 2 \text{ Log} \left[ \frac{0.0006}{3.068} + \frac{21.25}{1,315,653^{0.9}} \right] \right]^{-2}$$

$$f = 0.0145 \text{ adim.}$$

6. Cálculo de la caída de presión  $\Delta P_{fi}$  a partir de la ec. 3.1.17

$$\Delta P_{fi} = \frac{3.365 \times 10^{-6} (0.0145) (800) (0.544) (20,000)^2}{3.068^5}$$

$$\Delta P_{fi} = 31.2 \text{ psia}$$

7. Obtención de la presión en la cabeza del pozo, ( $P_{th}$ ), ésta se obtiene restando a la presión del vapor a la salida del generador, las caídas de presión por fricción:

$$P_{th} = P_g - \Delta P_{fi}$$

$$P_{th} = 720 - 31.2 = 689 \text{ psia}$$

### **III.2 ANALISIS DEL SISTEMA EN LA TUBERIA VERTICAL.**

Esta parte del sistema de inyección está constituida por la tubería de inyección que puede ser tubería de producción o tubería de revestimiento. El flujo de vapor desde la superficie hasta el fondo del pozo a través de la tubería de inyección, ocasiona pérdidas tanto de calor como de presión, provocando que el vapor se condense y a su vez disminuya su calidad. Un acondicionamiento adecuado del pozo inyector de vapor ayuda a minimizar estos efectos y además permite que existan menos problemas debidos a fallas mecánicas en el equipo subsuperficial por el manejo de vapor a altas presiones y temperaturas. Lo referente a acondicionamiento de pozos de inyección será tratado posteriormente en III.2.3.

#### **III.2.1 PERDIDAS DE CALOR EN LA TUBERIA VERTICAL.**

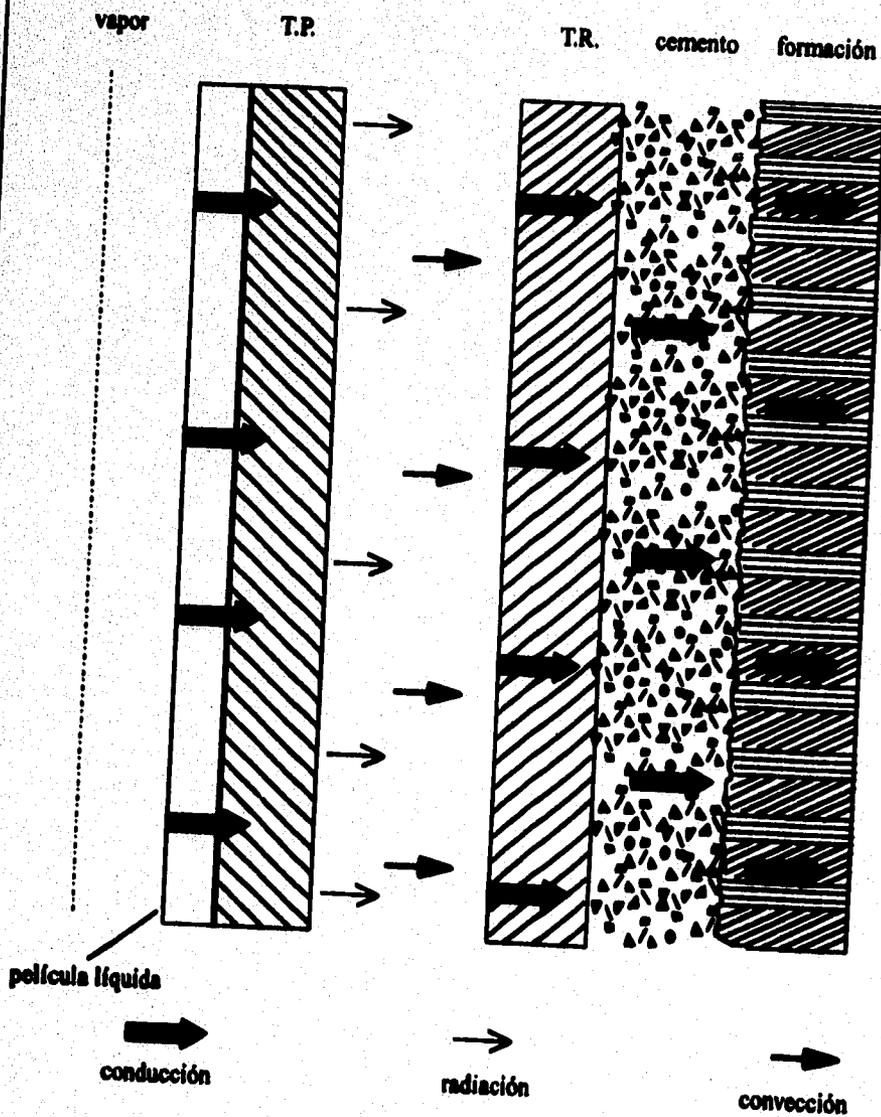
Las pérdidas de calor en esta parte del sistema, se deben al flujo de calor que existe hacia las paredes del pozo. Como se explicó anteriormente, el vapor que fluye desde la cabeza hasta el fondo del pozo perderá calor al condensarse. Este calor que pierde el vapor, fluye en dirección radial hacia la formación. Por otro lado, los factores que afectan estas pérdidas de calor, son semejantes a las correspondientes a tuberías superficiales; es decir: Diámetros de tuberías, profundidad, tipo de aislantes, tipo de cemento y temperaturas de la formación y del vapor. En la fig. 3.2 se muestran los mecanismos de transferencia de calor ya mencionados y la dirección del flujo de calor. Los mecanismos se presentan de la siguiente forma <sup>(17)</sup>:

- a) A través de la película interior del fluido estacionario adherido a la tubería de producción, (conducción).
- b) Entre las paredes interior y exterior de la tubería de producción, (conducción).
- c) En el espacio anular, (considerando que se tiene un gas como fluido aislante)

A través de las moléculas del gas, (conducción).

Por las corrientes del gas que van de la T.P. a la T.R., (convección natural).

Entre la T.P. y la T.R., (radiación).



**Fig. 3.2 Mecanismos de transferencia de calor en el pozo**

- d) Entre la superficie interior y exterior de la T.R., (conducción).
- e) Entre la pared exterior de la T.R., el cemento y la formación, (conducción).

Asimismo para calcular las pérdidas de calor en el pozo se utiliza la ecuación siguiente <sup>(10)</sup>:

$$Q_{tr} = \frac{2 \pi r_{to} U_v K_f}{K_f + r_{to} U_v f(t)} \left[ (T_{vh} - T_a) z - \frac{a z^2}{2} \right] \quad 3.2.1$$

donde:

$$f(t) = \text{Ln} \frac{2 (\alpha t)^{0.5}}{r_w} - 0.29 \quad 3.2.2$$

- $r_{to}$ , radio exterior de T.P., pie
- $r_w$ , radio del pozo, pie
- $\alpha$ , difusividad térmica de la formación,  $\text{pie}^2 / \text{hr}$
- $t$ , tiempo de inyección, días
- $U_v$ , coefic. total de transf. de calor en la tubería vertical,  $\text{BTU} / \text{hr} - \text{pie}^2 - ^\circ\text{F}$
- $K_f$ , conductividad térmica de la formación,  $\text{BTU} / \text{hr} - \text{pie}^2 - ^\circ\text{F}$
- $T_{vh}$ , temperatura del vapor en la cabeza del pozo,  $^\circ\text{F}$
- $T_a$ , temperatura ambiente,  $^\circ\text{F}$
- $z$ , profundidad del pozo, pie
- $a$ , gradiente geotérmico,  $^\circ\text{F} / \text{pie}$ .

Por otra parte, en el caso de que la T.P. tenga aislante, el coeficiente total de transferencia de calor ( $U_v$ ), se calculará considerando las resistencias al flujo de calor siguientes:

1. Resistencia de la película interior por el flujo de vapor en la T.P., ( $R_{pv}$ ).
2. Resistencia térmica del acero de la T.P., ( $R_{tp}$ )
3. Resistencia térmica del aislante de la T.P., ( $R_{av}$ )
4. Pérdidas de calor por convección y radiación en el espacio anular, ( $Q_{ca}$ ).
5. Resistencia térmica del acero de la T.R., ( $R_{tr}$ ).
6. Resistencia térmica del cemento, ( $R_{cem}$ ).

donde :

$$U_v = \frac{1}{R_{pv} + R_{tp} + R_{av} + Q_{cra} + R_{tr} + R_{com}} \quad 3.2.3$$

$$R_{pv} = \frac{r_{to}}{r_{ti} h_{pv}} \quad 3.2.4$$

$$R_{tp} = \frac{r_{to} \text{Ln} (r_{to} / r_{ti})}{K_{tp}} \quad 3.2.5$$

$$R_{av} = \frac{r_{to} \text{Ln} (r_{ci} / r_{to})}{K_{av}} \quad 3.2.6$$

$$Q_{cra} = \frac{r_{to}}{(h_{cv} + h_{rv}) r_{av}} \quad 3.2.7$$

$$R_{tr} = \frac{r_{to} \text{Ln} (r_{co} / r_{ci})}{K_{tr}} \quad 3.2.8$$

$$R_{com} = \frac{r_{to} \text{Ln} (r_w / r_{co})}{K_{com}} \quad 3.2.9$$

donde :

- $r_{ti}$  , Radio interior de T.P., pie
- $r_{av}$  , Radio del aislante de la tubería vertical, pie
- $r_{co}$  , Radio exterior de T.R., pie
- $r_{ci}$  , Radio interior de T.R., pie
- $h_{pv}$  , Coefic. de transf. de calor de la película interior de la T.P., BTU / hr-pie<sup>2</sup>-°F
- $h_{cv}$  , Coefic. de transf. de calor de convección en el espacio anular, BTU / hr - pie<sup>2</sup> -°F
- $h_{rv}$  , Coefic. de transf. de calor de radiación en el espacio anular, BTU / hr - pie<sup>2</sup> -°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
- $K_{av}$  , Conductividad térmica del aislante de la T.P., BTU / hr - pie - °F
- $K_{cem}$  , Conductividad térmica del cemento, BTU / hr - pie - °F.

A continuación se presenta un ejemplo donde se calculan las pérdidas de calor en la tubería vertical y la calidad del vapor en el fondo del pozo.

Se ha inyectado vapor a un pozo durante 30 días. El pozo se terminó con un diámetro de 9 5/8 pg y una T.R. de 7 5/8 pg de diámetro exterior (7 pg de diámetro interior) (N - 80 de 26 lb/pie). El vapor se inyectó a través de una T.P. sin aislante de 2 7/8 pg de diámetro exterior, (el interior es de 2.441 pg), (N - 80 de 6.4 lb/pie). El espacio anular entre la T.P. y la T.R. se encuentra ocupado por un gas a baja presión. El volumen de inyección fue de 850 bl / día a 700 psia con una calidad de 78.7 %. Otros datos son los siguientes :

- Radio del pozo, 0.401 pie
- Radio interior de la T.R., 0.2917 pie
- Radio exterior de la T.R., 0.3177 pie
- Radio interior de la T.P., 0.1017 pie
- Radio exterior de la T.P., 0.1198 pie
- Difusividad térmica de la formación, 0.04 pie<sup>2</sup> / hr
- Conductividad térmica del acero de la T.P. y T.R., 26 BTU / pie - hr - °F
- Conductividad térmica de la formación, 1.4 BTU / pie - hr °F
- Conductividad térmica del vapor, 0.346 BTU / pie - hr-°F
- Conductividad térmica del cemento, 0.51 BTU / pie - hr - °F
- Calor específico del vapor, 1.19 BTU / lb - °F
- Temperatura ambiente, 70 °F
- Temperatura del vapor en la cabeza del pozo, 503 °F
- Coefficiente de transferencia de calor de convección, 5.06 BTU / pie<sup>2</sup> - hr - °F
- Coefficiente de transferencia de calor de radiación, 4.49 BTU / pie<sup>2</sup> - hr - °F
- Gradiente geotérmico, 0.0157 °F / pie
- Profundidad del pozo, 1800 pie.

**SOLUCION :**

**Cálculo de  $f(t)$  con la ec. 3.2.2**

$$f(t) = \text{Ln} \frac{2 [(0.04)(30)(24)]^{0.5}}{0.401} - 0.29 = 2.997$$

**Cálculo de la resistencia de la película interior ( $R_{pv}$ ), con la ec. 3.2.4**

**Cálculo de la velocidad másica ( $G_m$ ) con la ec 3.1.12**

$$G_m = 4.642 \frac{850}{(0.1017)^2} = 381,489 \text{ lb/hr-pie}^2$$

**Cálculo de la viscosidad del del vapor con la ec 3.1.16**

$$\mu_w = \frac{2.185}{0.04012 (503) + 0.000005147 (503)^2 - 1}$$

$$\mu_w = 0.1066 \text{ (cp)} = 0.2578 \text{ lb/pie-hr}$$

$$h_{pv} = 0.023 \left[ \frac{0.346}{0.2034} \right] \left[ \frac{0.2034 (381,489)}{0.2578} \right]^{0.8} \left[ \frac{1.19 (0.2578)}{0.346} \right]^{0.4}$$

$$h_{pv} = 900.31 \text{ BTU/hr-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}$$

$$R_{pv} = \frac{0.1198}{0.1017 (900.31)} = 0.001308 \text{ pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F} / \text{BTU}$$

Cálculo de la resistencia térmica del acero de la T.P. ( $R_{tp}$ ), con la ec. 3.2.5

$$R_{tp} = \frac{0.1198 \text{ Ln} (0.1198 / 0.1017)}{26} = 0.00075 \text{ pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F}$$

Cálculo de las pérdidas de calor por convección y radiación en el espacio anular ( $Q_{cra}$ ) con la ec. 3.2.7

$$Q_{cra} = \frac{1}{5.06 + 4.49} = 0.10471 \text{ pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F} / \text{BTU}$$

Cálculo de la resistencia térmica del acero de la T.R. ( $R_{tr}$ ), con la ec. 3.2.8

$$R_{tr} = \frac{0.1198 \text{ Ln} (0.3177 / 0.2917)}{26} = 0.00039 \text{ pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F} / \text{BTU}$$

Cálculo de la resistencia térmica del cemento ( $R_{com}$ ), con la ec. 3.2.9

$$R_{com} = \frac{0.1198 \text{ Ln} (0.401 / 0.3177)}{0.51} = 0.05469 \text{ pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F} / \text{BTU}$$

Cálculo del coeficiente total de transferencia de calor ( $U_v$ ), con la ec. 3.2.3

$$U_v = \frac{1}{0.001308 + 0.00075 + 0.10471 + 0.00039 + 0.05469}$$

$$U_v = 6.178 \text{ BTU/pie}^2 \cdot \text{hr} \cdot ^\circ\text{F}$$

Cálculo de las pérdidas de calor en el pozo ( $Q_{tr}$ ), con la ec. 3.2.1

$$Q_{tr} = \frac{2 \pi (0.1198)(6.178)(1.4)}{1.4 + 0.1198(6.178)(2.997)} \left[ (503 - 70)(1800) - \frac{0.0157(1800)^2}{2} \right]$$

$$Q_{tr} = 1,356,680 \text{ BTU/hr}$$

Cálculo de la entalpía del vapor en la cara de la arena  $h_g$  (cara arena) con la ec. siguiente:

$$h_g(\text{cara arena}) = H_{fg}(\text{cabeza}) - H_{fg}(\text{fondo}) \quad 3.2.10$$

de la tabla I a 700 psia:

$$h_f = 491.6 \text{ BTU/lb}$$

$$h_g = 710.2 \text{ BTU/lb}$$

$$H_{fg}(\text{cabeza}) = 491.6 + 0.787(710.2) = 1050.2 \text{ BTU/lb}$$

$$H_{fg(\text{fondo})} = \frac{1,356,680 (24)}{850 (350)} = 109.44 \text{ BTU/lb}$$

$$H_{g(\text{cara})} = 1050.52 - 109.44 = 941.08 \text{ BTU/lb}$$

Cálculo de la calidad del vapor en el fondo ( $X_f$ ):

despejando la calidad del vapor de 3.1.5 y sustituyendo valores:

$$X_f = \frac{941.08 - 491.6}{710.2} = 0.633$$

### III.2.2. CAIDAS DE PRESION EN LA TUBERIA VERTICAL

Al igual que en las tuberías superficiales, el cálculo de las caídas de presión que se tienen desde la cabeza del pozo hasta el fondo, es un factor importante para el diseño de un proyecto de inyección de vapor. Estas pérdidas de presión que ocurren en la tubería vertical se pueden calcular con la ecuación siguiente<sup>(10)</sup>:

$$P_f = P_{th} + \frac{1.687 \times 10^{-12} (V_1 - V_2) G^2}{r_{tiv}^4} + 6.944 \times 10^{-3} \frac{z}{V_2} - \Delta P_{fv} \quad 3.2.11$$

donde :

- $P_f$ , presión del vapor en el fondo del pozo, psia
- $V_1$ , volumen específico de la mezcla en la cabeza del pozo, pie<sup>3</sup> / lb
- $V_2$ , volumen específico de la mezcla en el fondo del pozo, pie<sup>3</sup> / lb
- $r_{tiv}$ , radio interior de la tubería vertical, pie
- $\Delta P_{fv}$ , pérdida de presión debido a la fricción, psia

Las caídas de presión por fricción se calculan con la ecuación siguiente :

$$\Delta P_{fv} = 4.219 \times 10^{-13} \frac{G^2 V_t z f}{r_{tiv}^5} \quad 3.2.12$$

donde :

$$V_t = X_{th} V_{vth} + V_{wth} \quad 3.2.13$$

$$X_m = \frac{X_f + X_{th}}{2} \quad 3.2.14$$

- $V_t$  volumen específico total promedio, pie<sup>3</sup> / lb  
 $V_{vth}$  volumen específico de la fase de vapor en la cabeza del pozo, pie<sup>3</sup> / lb  
 $V_{wth}$  volumen específico de la fase líquida en la cabeza del pozo, pie<sup>3</sup> / lb  
 $X_{th}$  calidad del vapor en la cabeza del pozo, adim  
 $X_f$  calidad del vapor en el fondo del pozo, adim  
 $X_m$  calidad promedio del vapor, adim.

El factor de fricción se obtiene de la ec. 3.1.18. Para encontrar el valor del número de Reynolds es necesario obtener el colgamiento de la fase líquida y las viscosidades del vapor y del agua :

$$N_{re} = \left[ \frac{0.2632 G}{r_{liv}} \right] \left[ \frac{1}{\mu_{wa} H_w \mu_v (1 - H_w)} \right] \quad 3.2.15$$

$$H_w = \frac{(1 - X_m) V_{wth}}{V_t} \quad 3.2.16$$

$$G = \frac{350 q_{iv}}{24} \quad 3.2.17$$

donde :

$H_w$  , colgamiento de la fase líquida, adim

Las viscosidades del vapor seco y del agua de alimentación se calculan con las ecuaciones 3.1.22 y 3.1.16 respectivamente.

Para tener una mejor comprensión del método se presenta a continuación un ejemplo.

Se inyecta vapor a un pozo a un gasto de 800 bl/día a través de una T.P. de 2 7/8" (diámetro externo), N-80, de 6.4 lb/pie, el radio interior es de 0.1017 pie. La presión y la temperatura en la cabeza del pozo es de 780 psia y 520 °F (271 °C) respectivamente; la calidad del vapor es de 83% y en la cara de la arena 72% (a una profundidad de 2500 pies). Se desea conocer la presión en el fondo del pozo.

**SOLUCION :**

1. Cálculo de la calidad promedio con la ec. 3.2.14

$$X_m = \frac{0.83 + 0.72}{2} = 0.775$$

2. Cálculo de  $V_i$  en la cabeza del pozo, con la ec. 3.2.13

con  $P_{th} = 780$  psia y de la tabla I

$$V_{vth} = 0.58457 \text{ pie}^3/\text{lb} \quad ; \quad V_{wth} = 0.0208 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

$$V_i = 0.775 (0.58457) + 0.0208 = 0.4738 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

3. Obtención de la viscosidad del agua y del vapor con ecs. 3.1.16 y 3.1.22

$$\mu_w = \frac{2.185}{0.04012 (515) + 0.000005147 (515)^2 - 1}$$

$$\mu_w = 0.1039 \text{ cp}$$

$$\mu_v = [ 88.02 + 0.32827 (268) + 0.0002135 (268)^2 - 0.0000440189 (780)^{0.9388} [ 1858 - 5.9 (268) ] ] 10^{-4}$$

$$\mu_v = 0.0186 \text{ cp}$$

4. Cálculo del colgamiento de la fase líquida, con la ec. 3.2.16

$$H_w = \frac{(1 - 0.775) 0.0208}{0.4738} = 0.00987 \text{ adim}$$

5. Cálculo del gasto másico con la ec. 3.2.17

$$G = \frac{350 (800)}{24} = 11,667 \text{ lb/hr}$$

6. Cálculo de Nre con la ec. 3.2.15

$$Nre = \left[ \frac{0.2632 (11667)}{0.1017} \right] \left[ \frac{1}{0.1039^{0.00987} 0.0186^{(1-0.00987)}} \right]$$

$$Nre = 1,596,016 \text{ adim}$$

7. Cálculo del factor de fricción con la ec. 3.1.18

$$f = \left[ 1.14 - 2 \text{ Log} \left[ \frac{0.0006}{0.2034} + \frac{21.25}{1,596,016^{0.9}} \right] \right]^{-2}$$

$$f = 0.0261 \text{ adim}$$

8. Cálculo de las caídas de presión por fricción con la ec. 3.2.12

$$\Delta P_{fv} = 4.219 \times 10^{-13} \frac{(11667)^2 (0.4738) (2500) (0.0261)}{0.1017^5}$$

$$\Delta P_{fv} = 163.2 \text{ psia}$$

9. Cálculo de la presión en el fondo del pozo con la ec. 3.2.11

Para obtener  $V_2$  se requiere hacer una aproximación inicial de  $P_f$  ( $P_{fl}$ ). Se obtiene  $V_1$  para las condiciones en la cabeza del pozo con la ec. 3.1.23:

$$V_1 = 0.83 (0.58457) + (1 - 0.83) 0.0208 = 0.4887 \text{ pie}^3 / \text{lb}$$

haciendo:

$$P_o = 6.944 \times 10^{-3} \frac{z}{V_1}$$

$$P_o = 6.944 \times 10^{-3} \frac{2500}{0.4887}$$

$$P_o = 35.5 \text{ psia}$$

de la ec. 3.2.11:

$$P_{II} = 780 - 163.2 + 35.5 = 652.3 \text{ psia}$$

Para calcular  $V_{vth}$  y  $V_{wth}$  a 652.3 psia de 3.2.13 utilizamos las ecs. 3.1.24 y 3.1.26:

$$V_{vth} = 363.9 (652.3)^{-0.9588} = 0.7286 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

$$V_{wth} = e^{(0.057 \ln(652.3) - 4.2757)} = 0.0201 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

donde:

$$V_2 = 0.72(0.7286) + (1 - 0.72)(0.0201)$$

$$V_2 = 0.5302 \text{ pie}^3/\text{lb}$$

ahora de 3.2.11 se tiene:

$$P_I = 780 + \frac{1.687 \times 10^{-12} (0.4887 - 0.5302)(11667)^2}{(0.1017)^4} + \frac{6.944 \times 10^{-3} (2500)}{0.4887} - 163.2$$

$$P_I = 652 \text{ psia}$$

### III.2.3 ACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

Una operación importante que interviene en los proyectos de inyección de vapor es la que se refiere al acondicionamiento de los pozos. En el equipo subsuperficial de los pozos se presentan fallas cuando se inyecta vapor a elevadas temperaturas, las cuales son superiores a las que proporciona el gradiente geotérmico del subsuelo. Por esta razón, se hace necesario un análisis del comportamiento de las tuberías de revestimiento y producción, para determinar técnicas especiales de terminación y cementación de pozos y nuevos diseños de empacadores y cabezales. Durante una inyección de vapor, el equipo en la cabeza del pozo y las tuberías estarán sujetos a períodos de aumento y disminución de la temperatura ocasionando problemas como son <sup>(17)</sup>:

- a) Esfuerzos mecánicos considerables en las tuberías.
- b) Disminución de la resistencia de la cementación.
- c) Fallas en los empacadores y cabezales.

#### ESFUERZOS EN TUBERIAS.

Las fallas que ocurren en las tuberías, principalmente en las de revestimiento, son importantes no sólo porque son frecuentes, sino también por los elevados costos de su reparación. La magnitud de los esfuerzos mecánicos y las deformaciones que ocasionan en las tuberías, dependen de la libertad de movimiento lateral y longitudinal, o si se encuentran total o parcialmente sujetas. Se analizarán los casos de tubería libre, sujeta en ambos extremos y totalmente fija. En todos ellos se considera la temperatura del pozo a su terminación como la temperatura inicial y no se consideran los esfuerzos de tensión debidos al peso mismo de la tubería. Esto debido a que en general, la inyección de vapor se aplica a yacimientos poco profundos.

##### Tubería libre.

Se considera a una tubería que se encuentra colgada del cabezal y además puede moverse libremente como se muestra en la fig. 3.3. En estas condiciones, cuando se presenta un incremento de temperatura  $\Delta T$ , la tubería se alargará una longitud  $\Delta L$ ; la magnitud de este incremento unitario está dado por la ecuación siguiente :

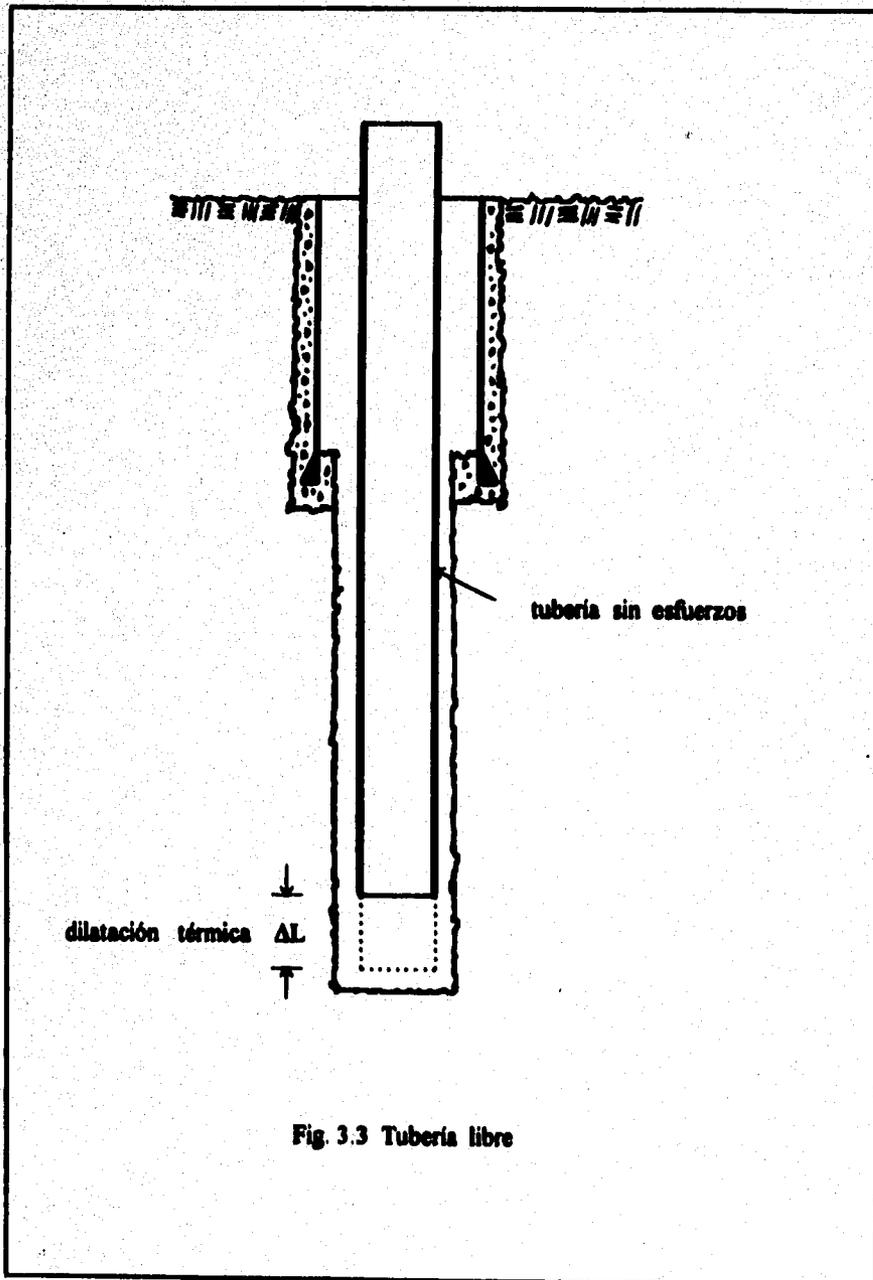


Fig. 3.3 Tubería libre

$$\Delta L = \beta \Delta T$$

3.2.17

El coeficiente de dilatación  $\beta$  tiene un valor de  $12 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$  para los grados de acero usuales. Por ejemplo, si una tubería de 100 m de longitud tiene un incremento de temperatura de  $100 ^\circ\text{C}$ , se alargará 12 cm. Este aumento longitudinal no depende del diámetro de la tubería. Por otra parte, si la temperatura no es mayor que el límite en el que comienzan a cambiar las propiedades del acero, la tubería podrá dilatarse y contraerse sin que se modifique su resistencia mecánica y a su vez no existirán esfuerzos de origen térmico.

#### Tubería sujeta en ambos extremos.

Para este caso, se considera que la tubería está sujeta en ambos extremos, y puede moverse lateralmente en el espacio anular, formado entre las paredes del pozo y la pared exterior de la tubería, como se muestra en la fig. 3.4. Debido a que la tubería no se moverá longitudinalmente al aumentar su temperatura, existirá un esfuerzo de compresión y de flexiones laterales. Estos dos esfuerzos ocasionan que el punto de cedencia de la tubería disminuya en las partes flexionadas. El esfuerzo de compresión por unidad de longitud y por unidad de área transversal está dado por :

$$F = E \Delta L$$

3.2.18

donde E es el módulo de elasticidad del material de las tuberías. Si se sustituye  $\Delta L$  de la ecuación (3.2.17) en la ec. (3.2.18) se tiene :

$$F = E \beta \Delta T$$

3.2.19

El coeficiente de dilatación lineal ( $\beta$ ), el módulo de elasticidad (E) y el límite elástico (F) varían con la temperatura. Por otra parte, si se considera constante a  $\beta$ , el aumento de temperatura  $\Delta T$  que puede soportar una tubería por debajo de su límite elástico dependerá de la relación F/E. Asimismo, esta relación se utilizó para calcular el valor de  $\Delta T_{\text{máx}}$  de la tabla A para cada grado de tubería en un rango de 21 a  $371 ^\circ\text{C}$ .

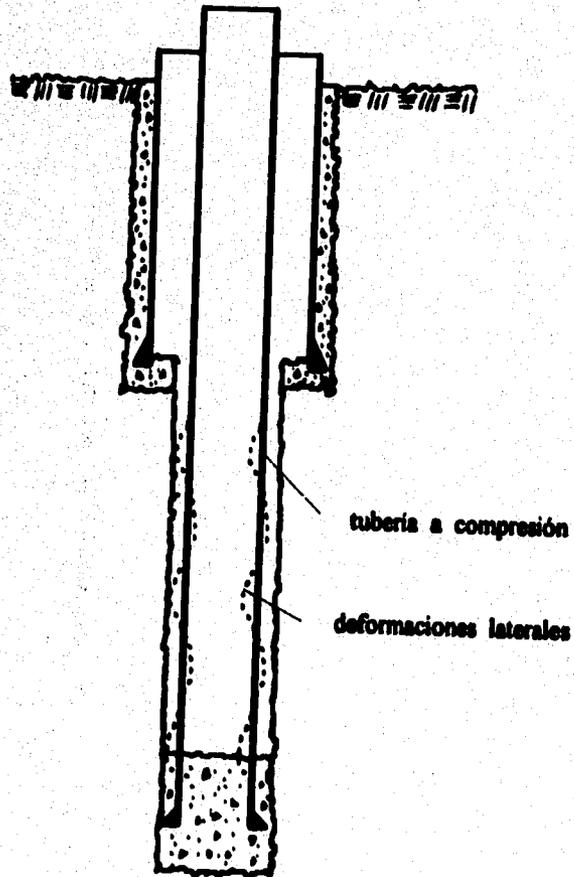


Fig. 3.4 Tubería sujeta en ambos extremos.

Se consideró que los límites de elasticidad a la tensión y a la compresión son iguales. Generalmente se utiliza el valor de  $\Delta T_{\text{máx}}$  multiplicado por un factor de seguridad de 0.8.

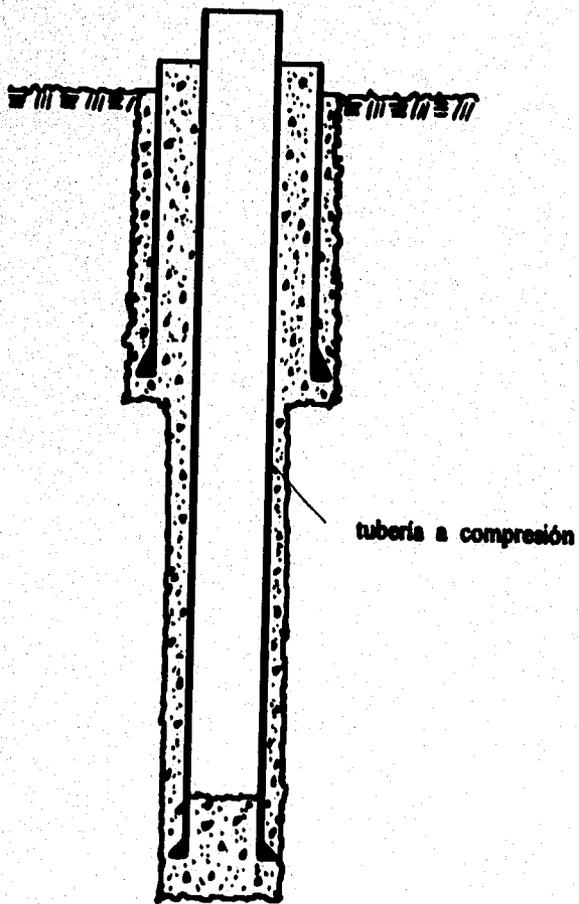
TABLA A

Grado	Temperatura (°C)	Límite elástico (Kg/mm <sup>2</sup> )	Módulo elástico (Kg/mm <sup>2</sup> )	$\Delta T_{\text{máx}}$ (°C)
J - 55	93.3	36.7	17900	170.8
N - 80	38.7	55.6	19500	237.6
P - 110	371.1	60.6	16900	298.8

Incrementos máximos de temperatura para tuberías de revestimiento totalmente sujetas.

#### Tubería totalmente fija.

Este estado que puede tener la tubería de revestimiento, determina que no puede tener algún tipo de movimiento, ya sea lateral o longitudinal, y se presenta cuando la tubería se encuentra cementada en toda su longitud, como se indica en la fig. 3.5. Bajo éstas condiciones, cualquier aumento de la temperatura ocasiona un esfuerzo de compresión, equivalente al que se tendría si se comprimiera la tubería en una longitud  $\Delta L$ , que sería igual a la elongación producida por el incremento  $\Delta T$  en una tubería libre. En este caso, la tubería de revestimiento trabajará siempre a compresión. Por otro lado, si el aumento de temperatura es menor que el mostrado en la tabla A para el grado correspondiente de la T.R., ésta se comporta elásticamente y recupera sus condiciones originales cuando la temperatura disminuye a su valor inicial, como se muestra en la trayectoria AB de la fig. 3.6. Asimismo, si el incremento de temperatura es mayor que el máximo permitido, entonces la tubería sufrirá deformaciones irreversibles (trayectorias BC y BCE). Cuando existe una disminución de la temperatura, el esfuerzo de compresión disminuye gradualmente pasando por el punto G, (donde no existen esfuerzos de compresión y tensión) hasta la temperatura inicial ( punto D ). La trayectoria GD indica que la tubería trabajará a tensión, ésta puede ser de una magnitud tal, que puede ocasionar una ruptura en la tubería (punto H), causada en las partes dañadas anteriormente durante la



**Fig. 3.5 Tubería totalmente fija.**

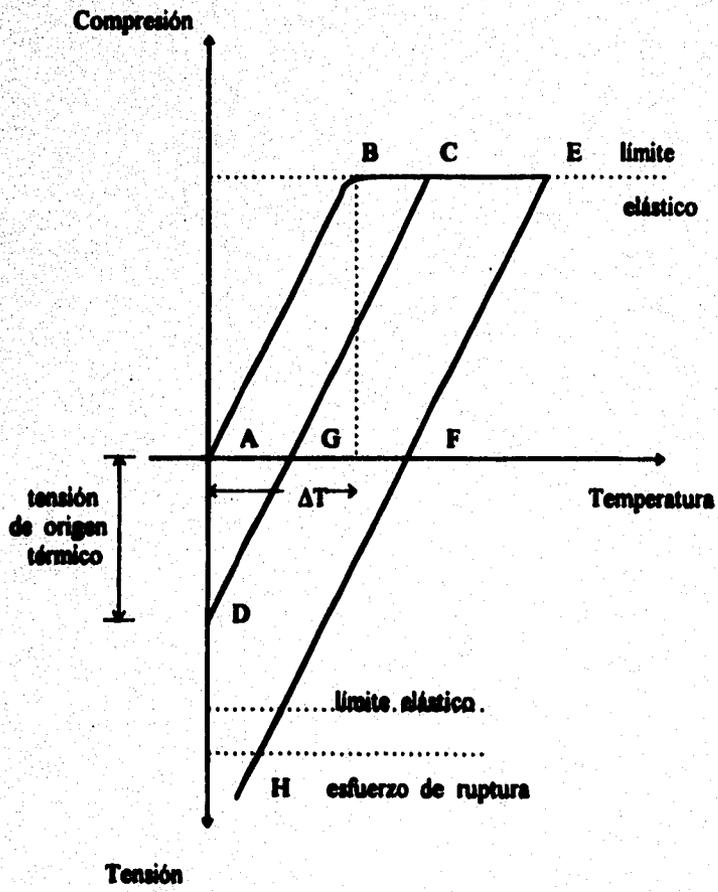


Fig. 3.6 Comportamiento de una tubería totalmente sujeta al cambiar la temperatura.

compresión. Por lo tanto, para evitar estos daños en las tuberías, es necesario que la temperatura de trabajo sea menor a la correspondiente en el punto de cedencia a la compresión.

En el caso de las tuberías de producción, no se pueden evitar las altas temperaturas, pero si se utilizan dispositivos adecuados, como se verá más adelante, se podrán evitar los esfuerzos y deformaciones de origen térmico.

Por lo que respecta a la T.R., el caso más común se presenta cuando está cementada sólo en un tramo en la parte inferior y sujeta a un cabezal en el extremo superior, fig.3.7, es decir se tiene una combinación de una tubería fija en sus extremos y una totalmente sujeta. En una situación como ésta, lo que se pretende en un diseño es proteger a la T.R. de altas temperaturas que ocasionan deformaciones debidas a la compresión en la parte cementada, además se deben de evitar los movimientos laterales.

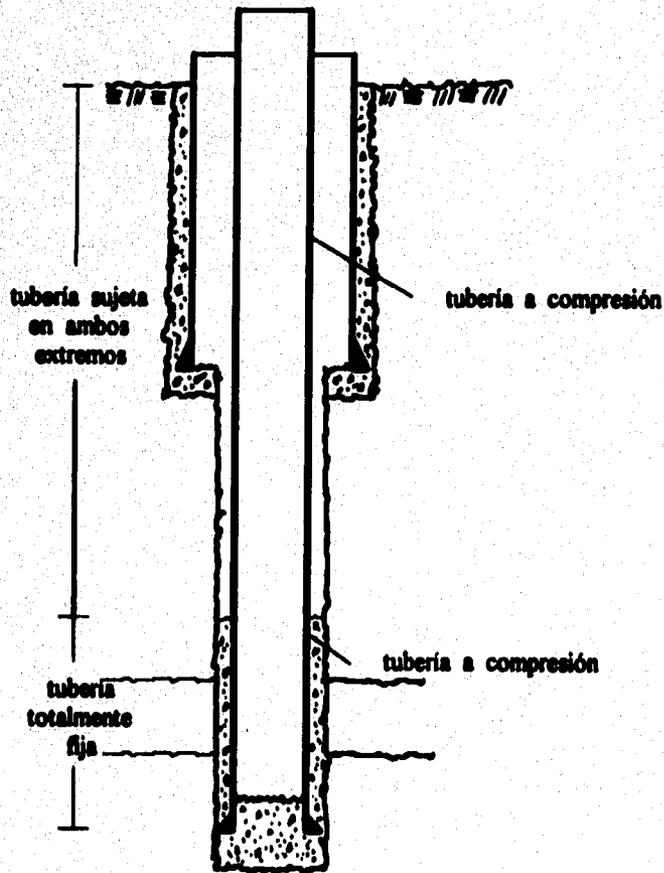
En cualquier caso, para hacer el diseño de la terminación de un pozo en un proyecto de inyección de vapor, es necesario conocer la temperatura máxima a la que va a estar sometida la tubería. Por otro lado, si se trata de un pozo ya existente, se deben tomar las medidas de seguridad más adecuadas.

#### **Inyección de vapor por la tubería de revestimiento.<sup>(18)</sup>**

Cuando se requieren inyectar a un pozo grandes volúmenes de vapor, se puede utilizar como tubería de inyección a la T.R.. En este caso, la temperatura de inyección del vapor debe ser controlada para evitar que la tubería trabaje en condiciones desfavorables. Asimismo, si una tubería está cementada sólo en un intervalo, la temperatura permisible es todavía menor, ya que es posible que se presenten deformaciones laterales. Por éstas razones y considerando que las pérdidas de calor hacia las formaciones son muy grandes, la inyección de vapor por la tubería de revestimiento no es muy frecuente.

#### **Inyección de vapor por la tubería de producción.<sup>(18)</sup>**

Utilizando una T.P. como tubería de inyección, se obtiene una disminución considerable en la temperatura de la T.R. y las pérdidas de calor hacia la formación son menores. Así, por ejemplo, en un pozo terminado con una T.R. J-55 de 29 lb/pie, 6 5/8" en la que se inyecta vapor con una temperatura de 545 °C por una T.P. de 2 7/8", con un empacador para aislar espacio anular ocupado por un gas a baja presión (espacio anular



**Fig. 3.7** Esfuerzos por temperatura en la tubería de revestimiento de un pozo con terminación convencional.

depressionado), la temperatura de la tubería de revestimiento, después de 16 días de inyección es de 355 °F, es decir 190 °F menos que si se inyectara por la tubería de revestimiento. Si se utiliza un empacador se evita que el vapor esté en contacto con la T.R.; sin embargo, algunas investigaciones han determinado que aún cuando se inyecta vapor por la T.P. sin empacador, no se obtiene una disminución en la temperatura de la T.R., pero se reducen un poco las pérdidas de calor a la formación. Por otro lado, debido que la tubería de producción queda anclada en un extremo al empacador, y en el otro al cabezal del pozo y considerando que la temperatura de trabajo es igual a la del vapor, es necesario que se utilicen juntas de expansión que compensen la dilatación de la T.P. y eviten esfuerzos de origen térmico.

Por otra parte, cuando se utiliza aceite o agua como fluido aislante en el espacio anular, en este último no existe flujo de calor por radiación, pero la convección y la conducción si se presentan, y actúan de tal manera que casi nulifican el efecto aislante de la tubería de producción y del empacador. Ciertos estudios muestran que los resultados obtenidos en estas condiciones, son semejantes a los que se presentan cuando el vapor se inyecta por la tubería de revestimiento.

Asimismo, un arreglo de "espacio anular depressionado" proporciona una protección adecuada para una T.R. J-55 de rosca y cople corto para temperaturas de inyección de 260 °C como máximo, por un periodo de 14 días en que aumenta rápidamente la temperatura en la T.R.; a partir de este tiempo el incremento es muy bajo, pero a temperaturas mayores a los 260 °C, este tipo de tubería empieza a tener deformaciones permanentes, inclusive cuando la temperatura es cercana a los 345 °C se presentan muchas fallas. Dadas las limitantes que se tienen con el arreglo "espacio anular depressionado" y la necesidad de inyectar vapor a través de pozos cada vez más profundos, se han desarrollado dispositivos para disminuir las altas temperaturas en la tubería de revestimiento, así como el flujo de calor que se pierde hacia las formaciones <sup>(18)</sup>. Los dispositivos que se pueden implementar son los siguientes :

- a) Recubrimiento de pintura de aluminio en la tubería de producción.
- b) Utilización de líquidos de baja conductividad térmica en el espacio anular entre las tuberías de producción y de revestimiento.

### **Recubrimiento de pintura de aluminio en la tubería de producción.**

El principal mecanismo de transferencia de calor en un arreglo de "espacio anular depresionado", entre la T.P. y la T.R. es la radiación. Algunos estudios han demostrado que el 75% del flujo de calor se presenta por radiación, el 20% por conducción y el 5% por convección. Si a la tubería de producción se le aplica un recubrimiento de pintura de aluminio, la emisividad de la tubería disminuye de tal forma que se reduce la temperatura hasta en 80 °C en la tubería de revestimiento. De esta manera, se ha comprobado experimentalmente que la tubería de producción con este tipo de recubrimiento, tiene una emisividad del 53% de la emisividad de la tubería con acabado normal. Dada la facilidad de la aplicación de la pintura, su relativa resistencia a desprenderse durante la introducción de la tubería al pozo, su bajo costo y la protección que proporciona, se ha utilizado en gran medida con resultados satisfactorios.

### **Líquidos de baja conductividad térmica en el espacio anular.**

En el espacio anular puede utilizarse un líquido para que no exista flujo de calor por radiación, y si además tiene una conductividad térmica baja, entonces la transferencia de calor por conducción será mínima. En estas condiciones, el mecanismo principal de transferencia de calor que se presenta es la convección, debido a que la movilidad de un líquido aumenta al disminuir su viscosidad. De esta forma, un líquido que tenga baja conductividad térmica y una alta viscosidad a elevadas temperaturas, proporciona una protección adecuada a la tubería de revestimiento.

### **Lechadas.**

Se han llevado a cabo pruebas de laboratorio que demuestran que las cementaciones con lechadas convencionales son inestables a temperaturas mayores de 120 °C. De esta manera, las lechadas para pozos de inyección de vapor, deben de mejorarse utilizando productos químicos que le proporcionen ciertas características principales como son :

- a) Alta resistencia a la compresión.
- b) Excelente adherencia con la tubería y la formación.
- c) Elevada conductividad térmica.
- d) Bajo costo.

Por otra parte, es importante mencionar que un proyecto de inyección de vapor, los pozos deben de contar con equipos especiales como cabezales, empaques, etc., que permitan manejar el vapor con eficiencia y seguridad a presiones y temperaturas elevadas <sup>(19)</sup>.

### **III.3 ANALISIS DEL SISTEMA EN EL YACIMIENTO.**

#### **Modelos Matemáticos Utilizados para Predecir el Comportamiento de los Yacimientos en los que se Aplica la Inyección de Vapor.**

En la actualidad existen diversos modelos matemáticos que estudian el comportamiento de los yacimientos que producen por inyección de vapor. Estos modelos se utilizan para calcular la respuesta del yacimiento para diferentes estrategias de inyección y producción, permitiendo al ingeniero determinar las condiciones óptimas para su explotación.

A continuación se mencionan algunos de estos modelos, de los cuales se estudiarán con mayor detalle los dos primeros :

- a) Modelo de J. W. Marx y R. H. Langenheim, ( inyección continua ).
- b) Modelo de T. C. Boberg y R. B. Lantz, ( inyección cíclica ).
- c) Modelo de R. D. Seba y G. E. Perry, ( inyección cíclica ).
- d) Modelo de P.J. Cloosmann, N. W. Ratliff y N.E. Truitt, ( inyección cíclica ).
- e) Modelo de John C. Martin, ( inyección cíclica ).

#### **III.3.1. MODELO DE J. W. MARX Y R. H. LANGENHEIM. <sup>(21)</sup>**

Como se explicó anteriormente, los gastos de calentamiento del yacimiento tienen gran influencia en el aspecto económico de un proyecto de inyección de vapor. Esta evaluación se realiza en base al tiempo que puede durar la inyección. Asimismo, las pérdidas de calor por conducción hacia la cima y la base del yacimiento, imponen un límite económico sobre la dimensión del área que puede ser invadida por el vapor desde cualquier punto de inyección para ciertas condiciones del yacimiento y para cualquier gasto de inyección de calor establecido.

El método de J.W. Marx y R.H. Langenheim es aplicable a la inyección continua de vapor, y mediante éste método se puede obtener la información siguiente :

- a) Gastos de invasión térmica.
- b) Área calentada acumulativa.
- c) Límites económicos teóricos para mantener la inyección de vapor a un gasto constante.
- d) Pérdidas de calor a través de la cima y de la base del yacimiento.

#### Descripción del método.

El método considera un sistema de flujo radial concéntrico en torno a un punto de inyección en el cual el perfil de la temperatura está idealizado, (curva discontinua de la fig. 3.3.8). En la misma figura con la curva continua, se muestra el perfil real de la temperatura en el yacimiento. Por otra parte, mediante un balance de calor, para el flujo de éste en el yacimiento, se obtiene un perfil de la temperatura más realista que el perfil ideal mostrado con la curva discontinua en la figura anterior. Este nuevo perfil se muestra en la fig. 3.3.9. Para este último caso el radio de invasión térmica será la distancia que existe del pozo inyector al punto medio del perfil de la temperatura. En cuanto a las condiciones iniciales del yacimiento, se considera que la cima y la base están a una temperatura original  $T_r$ , además los espesores de ambas son infinitos. Por otro lado, el método supone que durante la inyección del vapor a través del yacimiento, la temperatura del vapor  $T_v$  se mantiene constante.

Por otra parte, para poder obtener la ecuación que representa las pérdidas de calor hacia la cima y la base del yacimiento, se establece una variable  $y$ , que va a describir la variación longitudinal en la dirección vertical, entre el yacimiento y un punto cualquiera localizado en la cima. Asimismo, la ecuación diferencial que representa el flujo de calor a través de la cima del yacimiento y en la dirección vertical es la ecuación térmica unidimensional <sup>(11)</sup>:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \quad 3.3.1$$

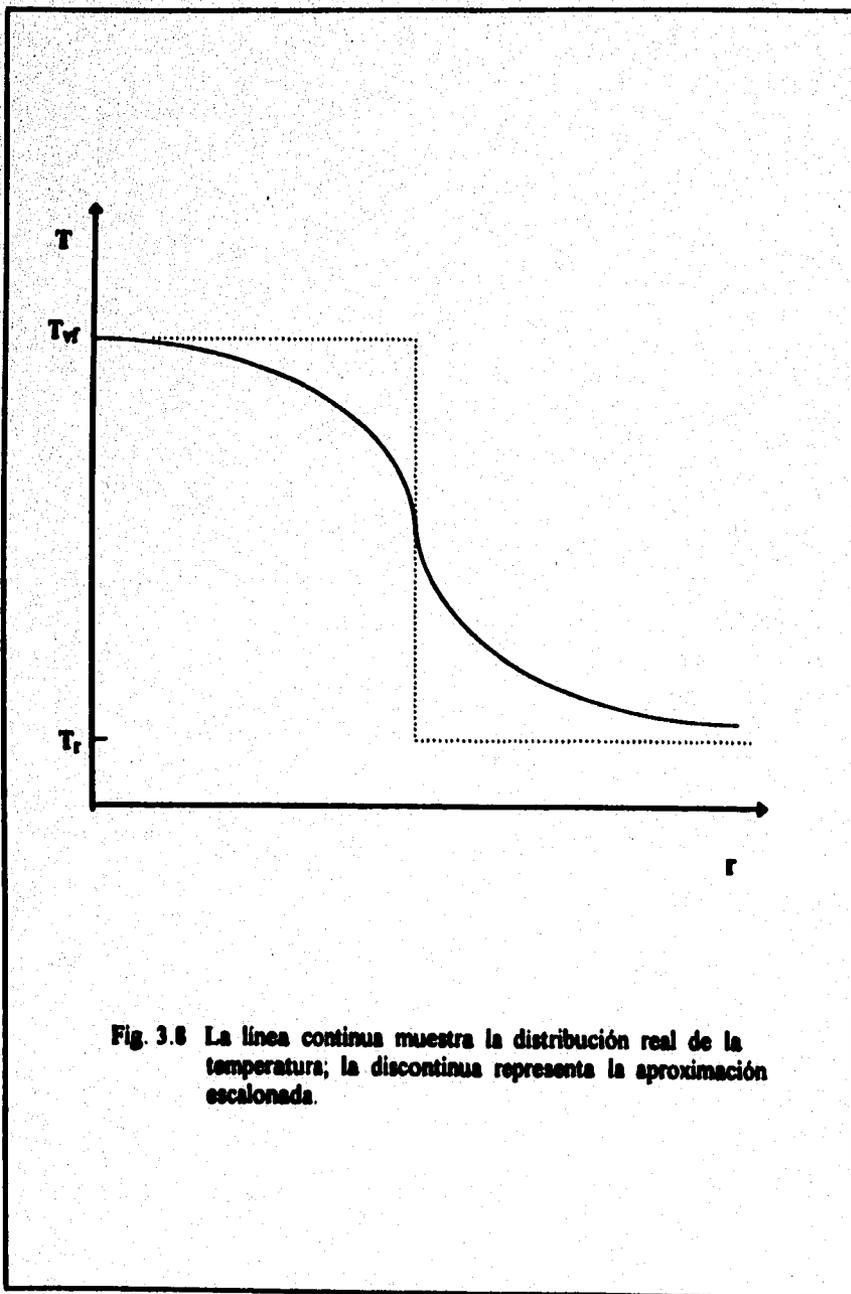
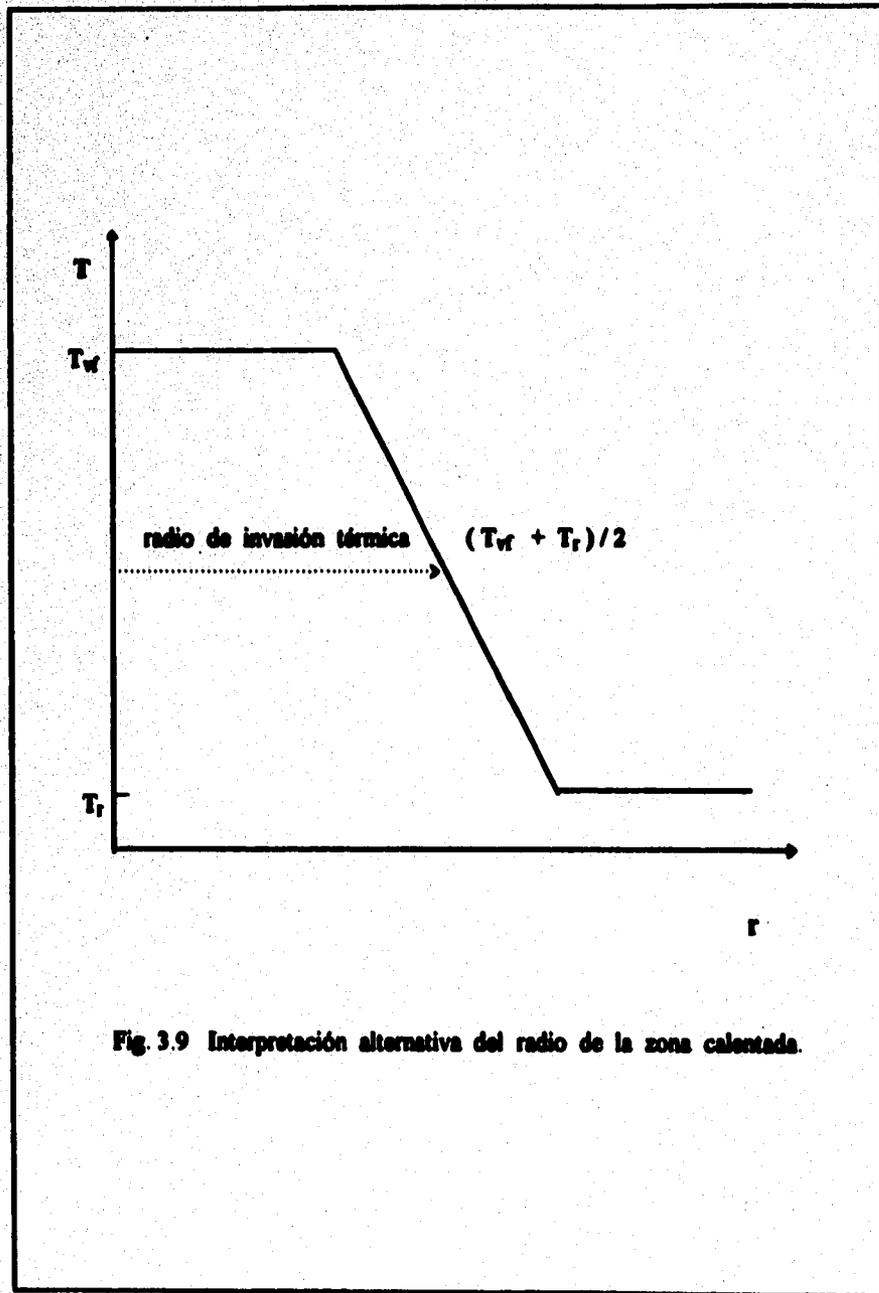


Fig. 3.8 La línea continua muestra la distribución real de la temperatura; la discontinua representa la aproximación escalonada.



**Fig. 3.9 Interpretación alternativa del radio de la zona calentada.**

Las condiciones iniciales y de frontera de esta ecuación son las siguientes :

$$- T(y,0) = T_r; \text{ cuando, } 0 < y < \infty$$

$$- T(0,t) = T_{vf}$$

donde:

$$\alpha = \frac{K_r}{\rho_r C_r} \quad 3.3.2$$

$\alpha$ , difusividad térmica de la cima del yacimiento,  $\text{pie}^2 / \text{hr}$   
 $\rho_r$ , densidad de la roca,  $\text{lb} / \text{pie}^3$   
 $C_r$ , calor específico de la roca,  $\text{Btu} / \text{lb} \cdot ^\circ\text{F}$

La solución de la ecuación 3.3.1 está dada por :

$$T(y,t) = T_{vf} - \frac{\Delta T}{2(\alpha t)^{0.5}} \text{erf}(x) \quad 3.3.3$$

Esta expresión proporciona la temperatura a cualquier punto  $y$  en la cima del yacimiento en cualquier tiempo  $t$  posterior a la inyección de vapor, donde :

$$x = \frac{y^2}{4\alpha t} \quad 3.3.4$$

$$\Delta T = T_{vf} - T_r \quad 3.3.5$$

$\text{erf}(x)$  es la función error de  $x$ , la cual se define como :

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{(\pi)^{0.5}} \int_0^x e^{-x^2} dx \quad 3.3.6$$

o bien utilizando la expresión 3.3.7 siguiente<sup>(2)</sup>:

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2x e^{-x^2}}{(\pi)^{0.5}} \left[ 1 + \frac{2x^2}{(1)(3)} + \frac{(2x^2)^2}{(1)(3)(5)} + \frac{(2x^2)^3}{(1)(3)(5)(7)} + \dots \right]$$

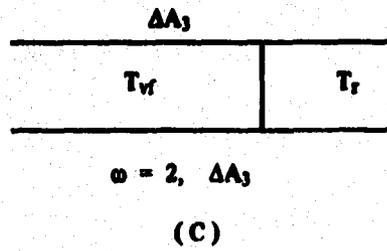
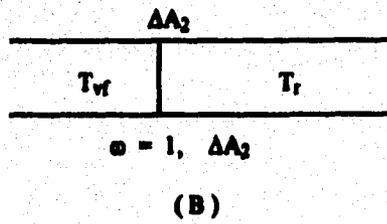
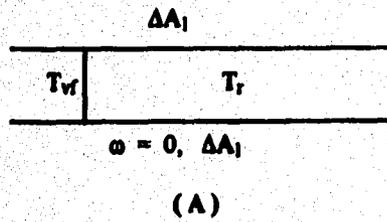
Por otro lado, el calor que es conducido en la dirección vertical  $H_v$ , está dado por la expresión siguiente:

$$H_v = \frac{K_r \Delta T}{(\pi \alpha t)^{0.5}} \quad 3.3.8$$

Debido a la inyección continua de vapor al yacimiento, el calor se propagará a través de éste y también hacia la cima y la base; éste calor se irá perdiendo y expandiendo con el tiempo. En la figura 3.3.10 se indican tres etapas de la propagación del calor suponiendo que no existen gradientes de temperatura en la formación en la dirección vertical; también se indican las áreas que va invadiendo la onda de calor conforme transcurre el tiempo.

Por otra parte, de la ecuación 3.3.8 la pérdida de calor hacia la cima en el tiempo de inyección  $t$  está dada por la expresión:

$$H_v = \frac{K_r \Delta T}{[\pi \alpha (t - 0)]^{0.5}} \Delta A_1$$



**Fig. 3.10** Propagación de la onda de calor a diferentes tiempos.

En el inciso B de la figura 3.3.10 se muestra que al tiempo  $\omega = 1$ , la onda de calor ocupa un área  $\Delta A_1$ , entonces al tiempo  $t$  la pérdida de calor total está dada por :

$$H_t = \frac{K_f \Delta T}{[\pi \alpha (t - 0)]^{0.5}} \Delta A_1 + \frac{K_f \Delta T}{[\pi \alpha (t - 1)]^{0.5}} (\Delta A_2 - \Delta A_1)$$

De la misma manera, la pérdida de calor total cuando la onda de calor cubre un área  $\Delta A_3$ , inciso C de la misma figura es :

$$H_t = \frac{K_f \Delta T}{[\pi \alpha (t - 0)]^{0.5}} \Delta A_1 + \frac{K_f \Delta T}{[\pi \alpha (t - 1)]^{0.5}} (\Delta A_2 - \Delta A_1) +$$

$$+ \frac{K_f \Delta T}{[\pi \alpha (t - 2)]^{0.5}} (\Delta A_3 - \Delta A_2)$$

Por lo tanto, la pérdida de calor total hacia la cima del yacimiento será :

$$\sum_{\omega=0}^t \frac{K_f \Delta T}{[\pi \alpha (t - \omega)]^{0.5}} (\Delta A_{\omega+1} - \Delta A_{\omega}) \quad ; \quad \Delta A_0 = 0$$

Ahora, puesto que en el límite :

$$\Delta A_{\omega+1} - \Delta A_{\omega} = \frac{dA_{\omega}}{d\omega} d\omega$$

de donde  $H_t$  puede expresarse como :

$$H_t = \int_0^t \frac{K_r \Delta T}{[\pi \alpha (t - t_n)]^{0.5}} \frac{dA_t}{dt} dt \quad 3.3.9$$

La ecuación 3.3.9, proporciona también la pérdida de calor total hacia la cima del yacimiento, y considerando que la base tiene la misma conductividad térmica, densidad y capacidad calorífica que la cima, entonces la pérdida de calor total a la cima y a la base es el doble que la expresada por la ecuación 3.3.9. Por su parte, el calor (U) utilizado en el calentamiento del yacimiento al tiempo t, está dado por la expresión :

$$U = M h \Delta T \frac{dA}{dt} \quad 3.3.10$$

$$M = (1 - \phi) \rho_r C_r + \phi S_w C_w + \phi S_o C_o \quad 3.3.11$$

donde :

- $M$ , capacidad calorífica volumétrica del yacimiento, Btu / pie<sup>3</sup> ·°F
- $h$ , espesor del yacimiento pie
- $\phi$ , porosidad de la formación, adim
- $\rho_w$ , densidad del agua de formación, lb / pie<sup>3</sup>
- $\rho_o$ , densidad del aceite, lb / pie<sup>3</sup>
- $S_w$ , saturación de agua inicial, adim
- $S_o$ , saturación de aceite inicial, adim
- $C_w$ , calor específico del agua, Btu / lb · °F
- $C_o$ , calor específico del aceite, Btu / lb · °F.

Por lo tanto, el gasto de inyección de calor constante ( $H_o$ ), está dado por la expresión siguiente :

$$H_0 = 2 \int_0^t \frac{K_f \Delta T}{[\pi \alpha (t - t_n)]^{0.5}} \frac{dA_1}{dt} dt + M h \Delta T \frac{dA}{dt} \quad 3.3.12$$

De esta ecuación, el primer término de la derecha representa el flujo de calor que se pierde a través de la cima y de la base, y el segundo término representa el flujo de calor útil dentro de la zona de interés. La solución de esta ecuación es la siguiente :

$$A(t) = \left[ \frac{H_0 M h \alpha}{4 K_f^2 \Delta T} \right] \left[ e^{-x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{0.5}} - 1 \right] \quad 3.3.13$$

donde :

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$$

$$x = \left[ \frac{2K_f}{M h \alpha^{0.5}} \right] (t)^{0.5} \quad 3.3.14$$

De la ecuación 3.3.13 se tiene que :

$$\frac{dA}{dt} = \left[ \frac{H_0}{M h \Delta T} \right] \left[ e^{-x^2} \operatorname{erfc}(x) \right] \quad 3.3.15$$

los valores de :

$$e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{0.5}} - 1 \quad \text{y} \quad e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)$$

se obtienen de la tabla II del apéndice, o bien pueden calcularse. Con estos valores y conocidos los términos involucrados en las ecuaciones 3.3.13 y 3.3.14 se pueden calcular  $A(t)$  y  $(dA/dt)$ . De la ecuación 3.3.15 se tiene que el gasto de desplazamiento de aceite del yacimiento está dado por la expresión :

$$V_o = 4.274 \left[ \frac{H_o \phi (S_o - S_{or})}{M \Delta T} \right] e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) \quad 3.3.16$$

Por otra parte, la condición necesaria para determinar el límite económico está dada por :

$$[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)]_L = 5.615 \times 10^{-6} \left[ \frac{S_h M \Delta T}{S_o \phi (S_o - S_{or})} \right] \quad 3.3.17$$

donde :

- $S_h$ , costo de la energía del vapor, dis / millón BTU
- $S_o$ , valor del aceite desplazado, dis / bl
- $S_{or}$ , saturación de aceite irreductible, adim.

El valor del límite recomendable de  $[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)]_L$  se calcula con la ecuación 3.3.17, asimismo, el valor de  $x$  correspondiente a esta condición limitante se obtiene utilizando la tabla II. Después de obtener los dos valores mencionados, se sustituyen en la ecuación 3.3.13 para determinar el valor del límite económico del área que es invadida por el vapor.

Por otra parte, la fracción del calor total inyectado que se pierde hacia la cima y base del yacimiento a un tiempo posterior al de inicio de la inyección, se obtiene con la siguiente expresión :

$$W_o = 1 - \frac{1}{t_d} \left[ e^{t_d} \operatorname{erfc}(t_d)^{0.5} + 2 (t_d / \pi)^{0.5} - 1 \right] \quad 3.3.18$$

donde :

$$t_d = \frac{4 \alpha t}{h^2} \quad 3.3.19$$

Con objeto de obtener una mejor comprensión del método de Marx y Langenheim a continuación se presenta un ejemplo hipotético de aplicación.

A un yacimiento (arena) se le inyectan 4000 lb / hr de vapor saturado de forma continua a través de un pozo, a una presión de 500 psia.

#### DATOS :

Porosidad de la formación	$\phi = 0.25$
Saturación de agua inicial	$S_w = 0.20$
Saturación de aceite inicial	$S_o = 0.60$
Saturación de aceite irreductible	$S_{wi} = 0.10$
Temperatura original del yacimiento	$T_r = 80 \text{ }^\circ\text{F}$
Temperatura del vapor a 500 psia	$T_{vf} = 470 \text{ }^\circ\text{F}$
Espesor promedio de la formación	$h = 20 \text{ pie}$
Costo de la energía del vapor	$\$h = 10 \text{ ds / millón BTU}$
Valor del aceite desplazado	$\$o = 20 \text{ ds / bl}$
Calor específico de la roca	$C_r = 0.21 \text{ BTU / lb- }^\circ\text{F}$
Calor específico del agua	$C_w = 1.0 \text{ BTU / lb- }^\circ\text{F}$
Calor específico del aceite	$C_o = 0.5 \text{ BTU / lb- }^\circ\text{F}$
Densidad de la roca	$\rho_r = 167 \text{ lb / pie}^3$
Densidad del agua	$\rho_w = 62.4 \text{ lb / pie}^3$
Densidad del aceite	$\rho_o = 50 \text{ lb / pie}^3$
Conductividad térmica de la formación	$K_f = 1.5 \text{ BTU / pie-hr- }^\circ\text{F}$
Difusividad térmica de la formación	$\alpha = 0.0428 \text{ pie}^2 / \text{hr}$
Energía calorífica del vapor disponible a 470 °F y 500 psia	$Q_s = 1,150 \text{ BTU / lb}$

Determinar :

- a) El área invadida en las primeras 1000 horas de inyección.
- b) El gasto de desplazamiento del aceite que se tendrá a este tiempo.
- c) El límite económico del área para mantener la inyección.
- d) El tiempo requerido para alcanzar el límite económico areal.
- e) La fracción de calor total que se pierde hacia la cima y base del yacimiento después de 1000 horas de inyección.

SOLUCION :

1. El gasto de inyección de calor constante ( $H_0$ ) se obtiene multiplicando el gasto constante de 4000 lb/hr por la energía calorífica de vapor disponible.

$$H_0 = 4000 \text{ lb/hr} \times 1150 \text{ BTU/lb} = 4.6 \times 10^6 \text{ BTU/hr}$$

2. Cálculo de  $\Delta T$  con la ecuación 3.3.5

$$\Delta T = 470 - 80 = 390 \text{ }^\circ\text{F}$$

3. Cálculo de la capacidad calorífica volumétrica del yacimiento ( $M$ ) con la ecuación 3.3.11

$$M = (1 - 0.25)(167)(0.21) + 0.25(0.20)(62.4) + 0.25(0.6)(50)(0.5)$$

$$M = 33.17 \text{ BTU/pie}^3 \text{ }^\circ\text{F}$$

4. Cálculo del término adimensional ( $x$ ) con la ec. 3.3.14

$$x = \left[ \frac{2(1.5)}{(33.17)(20)(0.0428)^{0.5}} \right] (t^{0.5})$$

$$x = 0.0218 (t^{0.5}) \quad ; \text{ cuando } t = 1000$$

$$x = 0.6894$$

5. Cálculo del término :

$$e^{-x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{0.5}} - 1$$

para obtenerlo primero utilizamos la ec. 3.3.7 para calcular  $\operatorname{erf}(x)$  :

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2(0.6894)e^{-(0.6894)^2}}{(\pi)^{0.5}} \left[ 1 + \frac{2(0.6894)^2}{(1)(3)} + \frac{(2(0.6894)^2)^2}{(1)(3)(5)} + \frac{(2(0.6894)^2)^3}{(1)(3)(5)(7)} \right]$$

$$\operatorname{erf}(x) = 0.6699$$

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - 0.6699 = 0.3301$$

donde :

$$e^{-x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{0.5}} - 1 = e^{-(0.6894)^2} (0.3301) + \frac{2(0.6894)}{(\pi)^{0.5}} - 1 = 0.3088$$

6. Para obtener el área invadida en las primeras 1000 horas de inyección, utilizamos la ecuación 3.3.13.

$$A(t) = \left[ \frac{4.6 \times 10^6 (33.17)(20)(0.0428)}{4(1.5)^2(390)} \right] (0.3088)$$

$$A(t) = 11490 \text{ pie}^2$$

7. El gasto de desplazamiento de aceite a 1000 horas lo obtenemos con la ecuación 3.3.16

$$V_o = 4.274 \left[ \frac{4.6 \times 10^6 (0.25)(0.6 - 0.1)}{33.17 (390)} \right] (0.5309)$$

$$V_o = 101 \text{ bl/día}$$

8. Para calcular el límite areal económico, es necesario obtener primero la condición de límite económico recomendable con la ecuación 3.3.17 y posteriormente, utilizando la tabla II se obtiene el valor de  $x$  correspondiente a ésta condición :

$$[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)]_L = 5.615 \times 10^{-4} \left[ \frac{10 (33.17) (390)}{20 (0.25) (0.6 - 0.1)} \right]$$

$$[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)]_L = 0.29054$$

Debido a que el valor de 0.29054 no aparece en la tabla II es necesario hacer una interpolación para el cálculo de  $x$ .

primeramente se considera que :

$$y = e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) \quad m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

donde :

$$y_2 = 0.29166 \quad , \quad y_1 = 0.28497 \quad , \quad x_2 = 1.7 \quad , \quad x_1 = 1.75$$

ahora si :

$$x_2 = \frac{y_2 - y_1}{m} + x_1$$

donde :

$$x_2 = ? \quad y_1 = 0.28497 \quad y_2 = 0.29054 \quad x_1 = 1.75$$

entonces :

$$x_2 = \frac{0.29054 - 0.28497}{-0.1338} + 1.75 = 1.7084$$

este valor de  $x_2$  es el valor de  $x_L$  que satisface la función :

$$[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)]_L = 0.29054$$

9. Con el valor de  $x_L$  , y utilizando la ecuación 3.3.13 se obtiene el límite areal económico para la inyección con las condiciones establecidas.

$$A(t)_L = \left[ \frac{4.6 \times 10^6 (33.17)(20)(0.0428)}{4(1.5)^2(390)} \right] \left[ 0.29054 + \frac{2(1.7084)}{(\pi)^{0.5}} - 1 \right]$$

$$A(t)_L = 45,336 \text{ pie}^2$$

10. Para obtener el tiempo requerido para alcanzar el límite económico areal, en la ec. 3.3.14 del paso 4, sustituimos el valor de  $x_L$  y despejamos  $t$ :

$$1.7084 = 0.0218 (t)^{0.5}$$

donde:

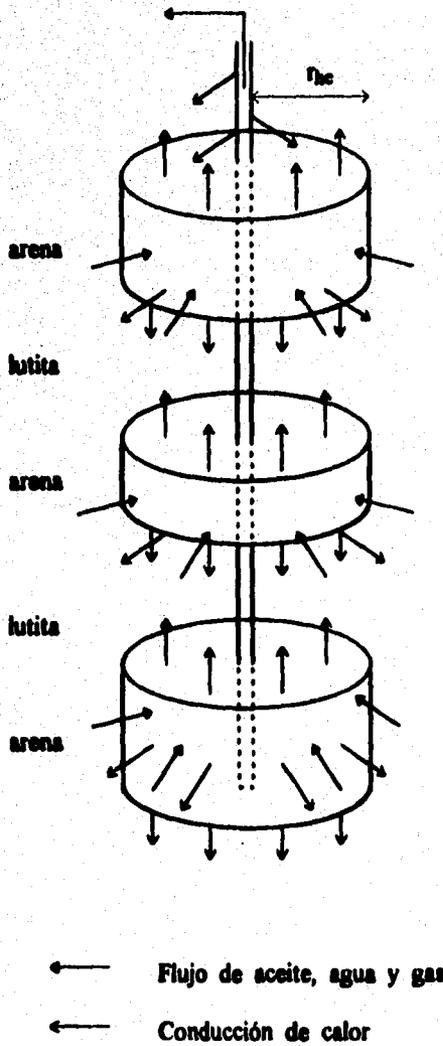
$$t = 6141 \text{ hr} = 256 \text{ día}$$

### III.3.2 METODO DE T. C. BOBERG Y R. B. LANTZ. <sup>(12)</sup>

En el capítulo II se explicó la importancia que tiene la reducción de la viscosidad del aceite del yacimiento en un proceso de inyección de vapor. El método de Boberg y Lantz se aplica a la inyección cíclica o estimulación con vapor y permite calcular el gasto de aceite de un pozo bajo estas condiciones. Este gasto va a depender de la viscosidad del aceite que es calentado a la temperatura que existe en el yacimiento después de que finaliza la inyección de vapor; es decir, el gasto es función del tiempo que transcurre después de que se efectúa la inyección. Por otro lado, con este método se puede determinar la cantidad de vapor óptima que proporciona una recuperación favorable; además puede aplicarse en el caso de que existan varios estratos productivos que estén separados por estratos improductivos. Para calcular el gasto de aceite, se utilizan ecuaciones para flujo radial y pueden calcularse gastos para ciclos de inyección posteriores. Estos cálculos que se realizan en el método, son muy simplificados en comparación con las condiciones reales del yacimiento. Sin embargo, una vez finalizado el primer ciclo del proceso, los cálculos para los ciclos siguientes producen mejores resultados. Por otra parte, la duración del efecto de calentamiento del aceite por el vapor, va a depender principalmente del tiempo que tarde en enfriarse la formación que ha sido inyectada, y para conocer este lapso, es necesario determinar el ritmo de la pérdida de calor de la formación de interés hacia los estratos improductivos. Para calcular este gasto de remoción de calor, se utilizan soluciones analíticas de transferencia de calor y conceptos relacionados al flujo de fluidos. En el apéndice se explica en forma simplificada el origen de algunas ecuaciones usadas en este método.

#### **Descripción del método.**

En resumen, el método supone que el vapor invade la formación de interés uniformemente y con dirección radial. Asimismo, para el caso que se tengan varios estratos productores, se considera que en todos ellos la invasión del vapor es uniforme y alcanza una misma distancia radial del pozo  $r_{he}$ . Por otro lado, para calcular este radio de calentamiento, se deben tomar en cuenta las pérdidas de calor que van de la formación productora a los estratos adyacentes impermeables ( $H_i$ ). Por otra parte, después de que termina la inyección, la formación de interés se enfriará en la zona limitada por el radio  $r_{he}$ , es decir donde  $r < r_{he}$ .



**Fig. 3.11 Representación esquemática de la transferencia de calor y flujo de fluidos en el yacimiento.**

Asimismo, la zona donde  $r > r_{he}$  que se encontraba fría antes de la inyección, comenzará a calentarse. Por otro lado, el efecto de calentamiento de la formación productora donde  $r > r_{he}$  tiene una influencia pequeña sobre el gasto de aceite, comparada con el efecto de enfriamiento en la zona donde  $r < r_{he}$ . Para calcular este gasto de aceite, el método supone que el perfil de la temperatura en el yacimiento es como el mostrado en la fig. 3.8. Para este caso, la temperatura promedio del vapor se tiene a distancias menores que el radio calentado, y la temperatura original del yacimiento a distancias mayores que éste. La temperatura promedio en la zona calentada por el vapor, se calcula como una función del tiempo por medio de un balance de energía después de que termina la inyección del vapor al pozo. Una vez que se conoce la temperatura promedio, se determina la viscosidad del aceite a ésta temperatura, posteriormente se calcula el gasto de producción de aceite por una aproximación de flujo radial en régimen estacionario.

#### Procedimiento a seguir en el Método de T.C. Beberg y R.B. Lantz.

##### Pérdidas de calor en el pozo.

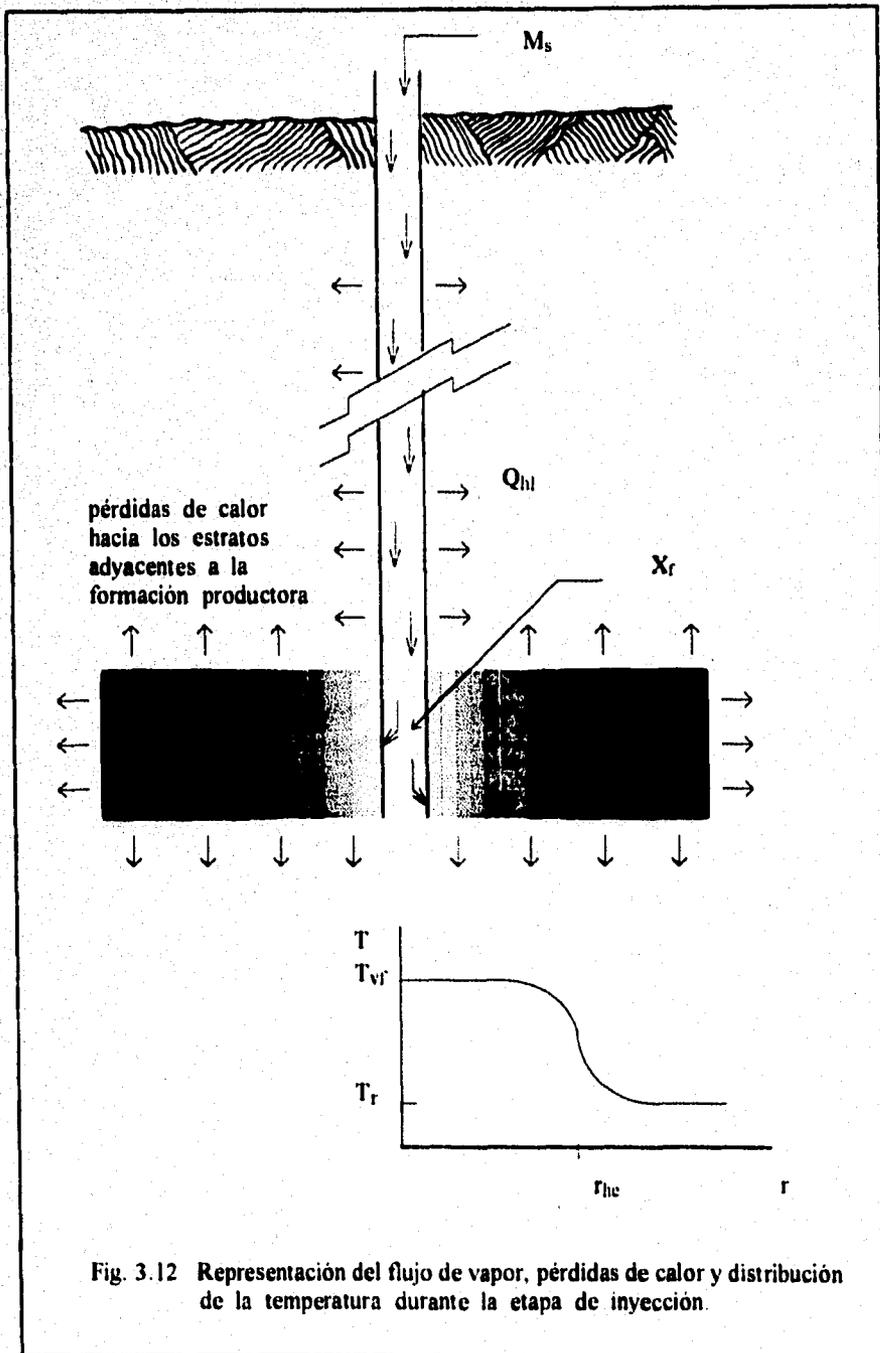
Para calcular el tamaño de la zona calentada por el vapor, es decir el radio  $r_{he}$ , se requieren conocer las pérdidas de calor que se tienen en el pozo durante la inyección. Para obtener estas pérdidas de calor, se utiliza una ecuación que considera constante la temperatura promedio del vapor inyectado y un gradiente geotérmico promedio inicial.

##### Cálculo de las pérdidas de calor (acumulativas) en el pozo, ( $Q_{hl}$ ) (verfig.3.3.12).

$$Q_{hl} = 2 \pi D K_f r_{co}^2 \left[ T_{vf} - T_r + \frac{a D}{2} \right] I / \alpha \quad 3.3.20$$

donde :

- D, profundidad de la formación productora, pie
- $T_{vf}$ , temperatura del vapor a la presión de inyección en la cara de la formación, °F
- $T_r$ , temperatura original del yacimiento, °F
- a, gradiente geotérmico, °F / pie
- $\alpha$ , difusividad térmica de los estratos adyacentes al yacimiento, pie<sup>2</sup> / día
- I, factor adimensional que es una función del tiempo adimensional,  $t_d$



**Fig. 3.12** Representación del flujo de vapor, pérdidas de calor y distribución de la temperatura durante la etapa de inyección.

donde I se obtiene con la expresión siguiente :

$$I = e^{(0.8165 L_n t_d + 0.04651)} \quad 3.3.21$$

donde :

$$t_d = \frac{\alpha t_i}{r_{co}^2} \quad 3.3.22$$

Para el caso en que la tubería de producción no tenga aislante, o cuando el vapor se encuentre en contacto directo con la pared de la T.R.,  $r_{co}$  será el radio interno de la T.R. Para T.P. con aislante,  $r_{co}$  puede ser considerado como el radio interno de la T.P.

**Cálculo de la calidad promedio del vapor ( $X_f$ ) en el fondo del pozo durante la inyección, ( ver fig. 3.3.12 ).**

Para el período completo de inyección se obtiene con la expresión siguiente :

$$X_f = X_{th} - \frac{Q_{hi}}{M_s h_{fg}} \quad 3.3.23$$

donde :

$M_s$ , masa total del vapor inyectado en un tiempo  $t_i$ , lb  
 $h_{fg}$ , entalpía específica de vaporización del agua a  $T_{avg}$ , BTU / lb

El vapor que invade la formación productora alrededor del pozo, se encuentra a una temperatura de condensación del vapor  $T_{vf}$ , que corresponde a la presión de inyección en la cara de la formación. Por otra parte, la caída de presión que ocurre en la formación se desprecia y se considera que se tendrá la  $T_{vf}$  hasta el radio de calentamiento  $r_{hc}$ , a partir del cual la temperatura disminuye gradualmente hasta la temperatura del yacimiento, esto se debe a un banco de agua caliente que se forma adelante del vapor con respecto a la dirección de flujo. Sin embargo, para fines de simplificación de los cálculos, no se considera esta variación gradual. Por otro lado, para el caso en que se tengan varios estratos, el método supone que el vapor invade a todos ellos de manera uniforme como si tuvieran el mismo espesor y con una misma cantidad de vapor.

**Cálculo del radio promedio calentado ( $r_{hc}$ ) utilizando el modelo de Marx y Langenheim (ver fig. 3.3.12).**

$$r_{hc}^2 = \frac{h_m N_s (X_f h_{fg} + h_{fs} - h_{fr}) \xi}{4 \pi K_f (T_{vf} - T_f)} \quad 3.3.24$$

donde:

- $N_s$ , número de estratos productores
- $h_{fs}$ , entalpia específica del agua líquida a  $T_{vf}$ , BTU/lb
- $h_{fr}$ , entalpia específica del agua líquida a  $T_f$ , BTU/lb
- $h_m$ , espesor promedio de los estratos de interés, pie

La función  $\xi$  es una función del tiempo adimensional  $\tau$  y se define como :

$$\xi = e^{\tau} \operatorname{erfc}(\tau)^{0.5} + \frac{2(\tau)^{0.5}}{(\pi)^{0.5}} - 1 \quad 3.3.25$$

La cual se calcula con la expresión siguiente, ésta es una aproximación matemática de la función error :

$$\xi = 0.3480242 U_m - 0.0958798 U_m^2 + 0.7478556 U_m^3 + 1.128 (\tau)^{0.5} - 1 \quad 3.3.26$$

donde :

$$U_m = \frac{1}{1 + 0.47047 (\tau)^{0.5}} \quad 3.3.27$$

$$\tau = \frac{4 K_r t_i}{h^2 M} \quad 3.3.28$$

La ecuación 3.3.28 considera que se tienen varios estratos de interés, además, los tiempos de inyección, son cortos y los estratos de lutita son lo suficientemente delgados para que no ocurra el calentamiento en el plano medio de ésta durante la etapa de inyección. Por otra parte la temperatura promedio  $T_{avg}$  de la región calentada ( o regiones en el caso de un yacimiento formado de varios estratos ) se calcula a partir de un balance de energía en la región  $r_w < r < r_{he}$ . Asimismo para cada periodo de tiempo  $\Delta t = t - t_i$  donde  $t \geq t_i$ , es decir para cualquier tiempo posterior a la inyección, la temperatura promedio del yacimiento  $T_{avg}$  se calcula de la siguiente manera :

$$T_{avg} = T_r + (T_{vf} - T_r) [ \bar{v}_r \bar{v}_z (1 - \delta) - \delta ] \quad 3.3.29$$

En la ecuación anterior,  $\delta$  es un término adimensional de corrección que involucra el calor que se pierde de la formación estimulada, debido a la producción de aceite, agua y gas fig. 3.13. Si el pozo produce a un bajo gasto, el término  $\delta$  puede despreciarse. Por otro lado,  $\bar{v}_r$  y  $\bar{v}_z$  son las soluciones unitarias promedio de los problemas de conducción en las direcciones radial y vertical respectivamente. Para el caso en que la producción sea de un solo estrato,  $\bar{v}_r$  y  $\bar{v}_z$  se calculan con las expresiones siguientes :

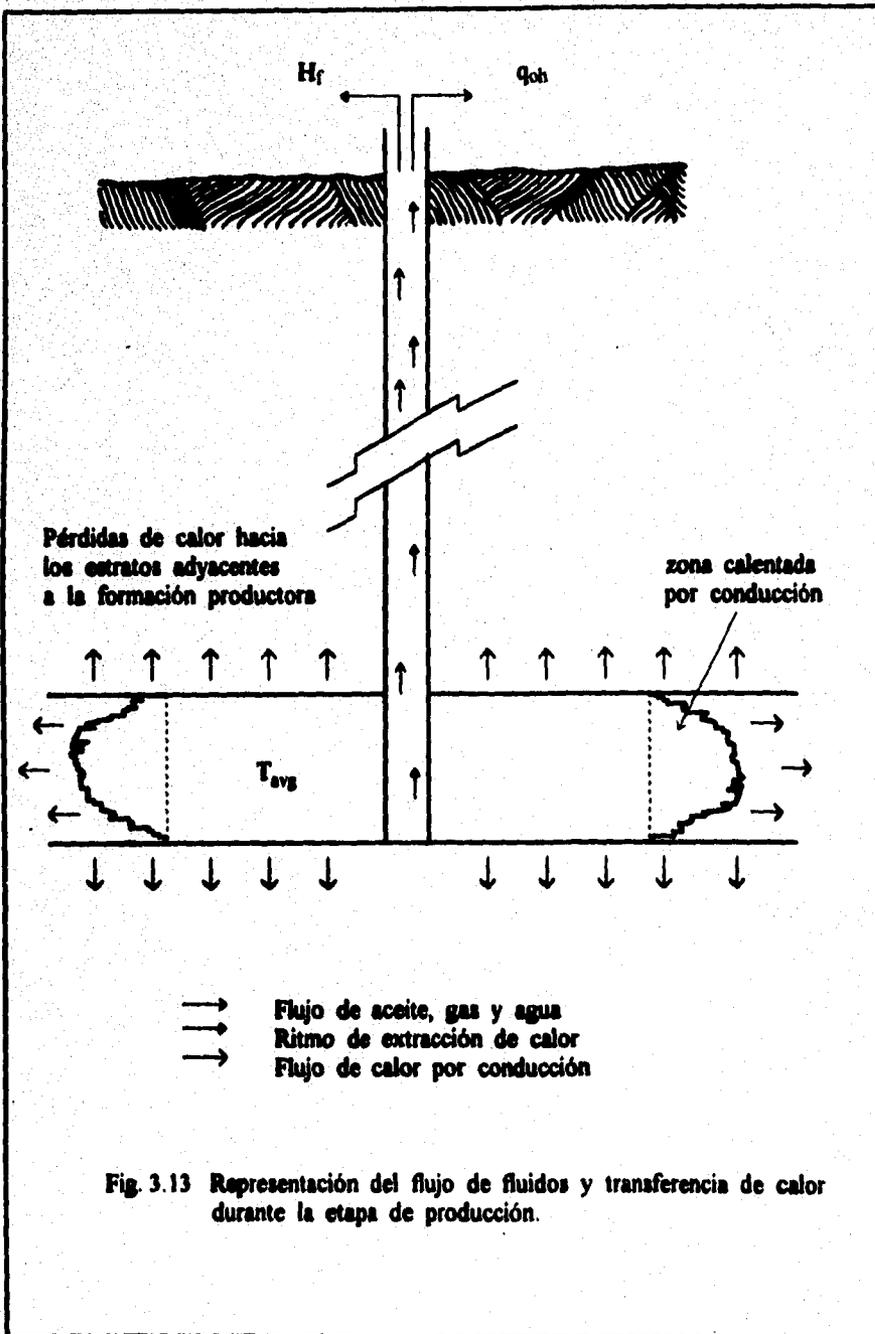


Fig. 3.13 Representación del flujo de fluidos y transferencia de calor durante la etapa de producción.

$$\bar{v}_r = 0.19 - 0.385 X_r + 0.14 X_r^2 + 0.075 X_r^3 \quad 3.3.30$$

$$\bar{v}_z = 0.48 - 0.3633 X_z + 0.015 X_z^2 + 0.03833 X_z^3 \quad 3.3.31$$

donde :

$$X_r = \text{Log} \frac{\alpha (t - t_i)}{r_{be}^2} \quad 3.3.32$$

$$X_z = \text{Log} \frac{4 \alpha (t - t_i)}{h_j^2} \quad 3.3.33$$

$h_j$  , Espesor de la arena incrementado de manera ficticia.

$h_j$  ,  $h_j + z$

$z$  , Espesor hipotético que se va a sumar a la  $h_j$  cuando se considere el calor que se pierde hacia el estrato improductivo durante la etapa de inyección, pie.

En el caso de que se tengan varios estratos, para obtener  $\bar{v}_r$ , se utiliza la ecuación 3.3.30, ya que este factor no depende del número de estratos productores. Por otra parte, para calcular  $\bar{v}_z$ , que si depende del número de estratos que se van a estimular, se obtiene con la ecuación A-11 del apéndice.

$$\delta = \frac{1}{2} \int_{t_i}^t \frac{H_r}{z \pi r_{be}^2 M (T_{vf} - T_r)} dx \quad 3.3.34$$

Esta ecuación puede resolverse por partes, ya que el calor removido  $H_r$  es función de la temperatura promedio  $T_{avg}$ . Por otra parte, cuando el valor calculado de  $\delta$  es cercano a uno, el valor de  $T_{avg}$  obtenido puede llegar a ser menor que  $T_r$ , lo que es físicamente imposible. Cuando se presenta este caso,  $T_{avg}$  debe considerarse igual a  $T_r$ . Asimismo, el gasto de calor removido con los fluidos producidos  $H_r$  (fig. 3.3.13) se obtiene con la ecuación siguiente :

$$H_f = q_{oh} (H_{og} + H_w) \quad 3.3.35$$

donde :

$$H_{og} = [ 5.615 (\rho C)_o + R_g C_g ] (T_{avg} - T_f) \quad 3.3.36$$

$$H_w = 5.615 \rho_w [ R_w (h_f - h_{fg}) + R_{wv} h_{fg} ] \quad 3.3.37$$

$$R_{wv} = 0.0001356 \rho_w \left[ \frac{P_{wv}}{P_{wf} - P_{wv}} \right] R_g \quad 3.3.38$$

donde :

$H_f$  , gasto removido con los fluidos producidos a un tiempo  $t$  de producción, BTU / día

$q_{oh}$  , gasto de aceite estimulado, bl / día

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

$R_g$  , relación total gas - aceite producida, bl<sub>g</sub> / bl<sub>o</sub>

$C_g$  , calor específico promedio del gas, BTU / pie - °F

$R_w$  , relación total agua - aceite producida, bl<sub>w</sub> / bl<sub>o</sub>

$R_{wv}$  , volumen de agua producido en estado de vapor por volumen de aceite, bl<sub>w</sub> @ 60 °F / bl<sub>o</sub> @ c.s

$P_{wv}$  , presión del vapor saturado a  $T_{avg}$  , psia

$P_{wf}$  , presión de fondo fluyendo, psia

**Cálculo del gasto de aceite ( $q_{oh}$ ) ( ver fig. 3.3.13 ).**

Para obtener el gasto de aceite bajo condiciones de estimulación, se utilizan las ecuaciones de flujo radial en régimen estacionario, las cuales se aplican en la obtención del gasto de aceite de yacimientos que producen en la etapa de explotación primaria. Primeramente es necesario determinar la viscosidad del aceite ( $\mu_{oh}$ ) en función de la temperatura. Una vez calculada la viscosidad, se determina  $J_e$ , que se define como el índice de productividad bajo condiciones de estimulación, entre el índice de productividad bajo condiciones sin estimular:

$$J_r = \frac{J_h}{J_c} = \frac{1}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} C_1 + C_2} \quad 3.3.39$$

donde :

- $J_h$  , índice de productividad bajo condiciones de estimulación, bl / día / psia
- $J_c$  , índice de productividad bajo condiciones normales (sin estimular)  
bl / día / psia
- $C_1$  y  $C_2$  , factores geométricos que dependen de las condiciones de variación de la presión estática del yacimiento.

En esta ecuación se considera que la inyección de vapor y el calentamiento de los fluidos en el yacimiento, tienen un efecto despreciable sobre la permeabilidad al aceite.

Para un cálculo inicial del gasto del pozo, cuando no existe alteración de la permeabilidad por la inyección de vapor, se utilizan los valores de  $C_1$  y  $C_2$  de la tabla III del apéndice. Por otro lado, en esta tabla, se presentan dos casos: El primero cuando la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) es constante; y el otro caso considera que si existe declinación de esta presión. Además en la tabla III se considera que :

$$r_w \ll r_c \quad \text{y} \quad r_d \ll r_c$$

donde :

- $r_d$  , radio de la región dañada, pie
- $r_w$  , radio efectivo del pozo, pie
- $r_c$  , radio de drene del pozo, pie.

El radio verdadero del pozo ( $r_{wx}$ ), está relacionado con el radio efectivo ( $r_w$ ) y el factor de daño mediante la siguiente expresión :

$$r_w = r_{wx} e^{-s} \quad 3.3.40$$

Para calcular el gasto de aceite del pozo bajo condiciones de estimulación ( $q_{oh}$ ), se requiere conocer el índice de productividad antes de que el pozo sea estimulado ( $J_c$ ), además de la presión estática ( $P_{ws}$ ) y la presión de fondo fluendo ( $P_{wf}$ ). La expresión utilizada es la siguiente :

$$q_{oh} = J_r J_c (P_{ws} - P_{wf}) \quad 3.3.41$$

$J_r$  se obtiene de la ecuación 3.3.39

$J_c$  se obtiene de una gráfica extrapolada de la historia del índice de productividad del pozo antes de la estimulación.

$P_{ws} - P_{wf}$  se obtiene para el periodo de producción correspondiente.

$P_{ws}$  se obtiene de la extrapolación de una gráfica de  $P_{ws}$  vs. producción acumulada de aceite ( anterior a la inyección ).

#### Influencia e importancia del factor de daño.

Como se mencionó anteriormente, los factores geométricos  $C_1$  y  $C_2$  involucran el efecto del daño en el pozo. El factor  $C_1$ , es el que tiene mayor influencia sobre la relación de viscosidades,  $\mu_{oh} / \mu_{oc}$ , es decir, sobre  $J_r$ . Asimismo, en algunos pozos la precipitación de material asfáltico origina que se tengan daños severos en el yacimiento, cuando se presenta esta situación, el calentamiento por la inyección de vapor ocasiona la remoción de estos depósitos. De éste modo el valor de  $s$  se modifica a un valor de  $s_r$  después de la estimulación, es decir  $r_{hs} > r_d$ , de esta forma se tendrán nuevos valores de  $C_1$  y  $C_2$  que se obtienen con las siguientes ecuaciones :

$$C_1 = \frac{s_r + \text{Ln} (r_{hs} / r_w)}{s + \text{Ln} (r_e / r_{wx})} \quad 3.3.42$$

$$C_2 = \frac{\text{Ln} (r_e / r_{hs})}{s + \text{Ln} (r_e / r_{wx})} \quad 3.3.43$$

Para calcular el daño (s), puede utilizarse la ecuación siguiente, donde la zona con daño tiene un radio  $r_d$ , y una permeabilidad  $K_d$  que es menor a la permeabilidad de la zona sin daño  $K$ .

$$s = \left[ \frac{K}{K_d} - 1 \right] \ln \frac{r_d}{r_{wx}} \quad 3.3.44$$

donde :

si  $K_d < K$  y  $r_d > r_{wx}$ , entonces el valor de s es positivo y relativamente grande.

#### Estimación del comportamiento para ciclos de estimulación posteriores.

Para determinar el comportamiento de los ciclos posteriores al primero, se requiere hacer una estimación de la cantidad de calor remanente en los estratos de interés. Este calor residual se obtiene con la expresión siguiente :

$$Q_r = \pi r_{lc}^2 M h N_g (T_{avg} - T_r) \quad 3.3.45$$

Este calor se va a adicionar al que se inyectó en el yacimiento en el ciclo anterior, considerando que se tiene la misma  $T_r$  original. De esta forma, los radios calentados serán mayores para los mismos tiempos y gastos de inyección de vapor. A su vez, al inicio de cada ciclo la lutita interestratificada, la cima y la base de la formación de interés, están a la temperatura original  $T_r$ .

### III.3.2.1 Método de T. C. Boberg y R. B. Lantz Modificado por Jones J. <sup>(11)</sup>

El método propuesto por Jones J., es un método simplificado que está basado en el de T.C. Boberg y R.B. Lantz visto anteriormente. A continuación se muestra el procedimiento de cálculo de este nuevo modelo con un ejemplo hipotético.

1. Cálculo de las pérdidas de calor acumuladas en el pozo  $Q_{hl}$  con la ec. 3.3.20
2. Cálculo de la calidad promedio del vapor en el fondo del pozo ( $X_f$ ):

$$X_f = X_{sh} - \frac{Q_{hl}}{350 \sum t_i Q_i h_{fg}} \quad 3.3.46$$

3. Cálculo del radio promedio calentado, ( $r_{hs}$ )

$$r_{hs}^2 = \frac{350 h_m^2 Q_i (X_f h_{fg} + h_{fs} - h_{fg}) \xi}{4 \pi K_f (T_{vf} - T_f) \sum h_i} \quad 3.3.47$$

donde:

$\xi$  y  $U_m$  obtienen con las expresiones 3.3.26 y 3.3.27 respectivamente

$$\tau = \frac{4 \alpha t_i}{(\sum h_i)^2} \quad 3.3.48$$

$\Sigma h_i$ , suma de los espesores de los estratos productores, pie

4. Cálculo de la temperatura promedio del yacimiento, ( $T_{avg}$ ) con la ec. 3.3.29

$$\bar{v}_r = 0.180304 - 0.41269 X + 0.18217 X^2 + 0.149516 X^3 + 0.024183 X^4 \quad 3.3.49$$

$$X = \text{Log} \left[ \frac{\alpha (t - t_i)}{r_{he}^2} \right] \quad 3.3.50$$

$$\bar{v}_z = 0.474884 - 0.56832 Y - 0.239719 Y^2 - 0.035737 Y^3 \quad 3.3.51$$

$$Y = \text{Log} \left[ \frac{4 \alpha (t - t_i)}{h_e^2} \right] \quad 3.3.52$$

$$h_e = \frac{350 Q_i t_i (X_r h_{ig} + h_{is} - h_{if})}{\pi r_{he}^2 M (T_{vf} - T_r)} \quad 3.3.53$$

$$\delta = \frac{H_f}{2 \pi \Sigma h_i r_{he}^2 M (T_{vf} - T_r)} \quad 3.3.54$$

$$H_f = 5.615 (Q_o \rho_o C_o + Q_w \rho_w C_w) (T_{avg} - T_r) \quad 3.3.55$$

donde :

$Q_o$ , producción de aceite, bl  
 $Q_w$ , producción de agua, bl

El cálculo de  $T_{avg}$  a  $t > t_i$  requiere del cálculo de  $Q_o$  y de  $Q_w$ . Suponiendo constantes la saturación de agua, la presión de fondo fluyendo, y la presión estática,  $Q_o$  y  $Q_w$  se calculan de la manera siguiente :

$$Q_o = \frac{7.08 K_o \Delta t \sum h_i (h_{st} - h_{se})}{\mu_o \text{Ln} (r_{he} / r_w)} \quad 3.3.56$$

$$Q_w = \frac{7.08 K_w \Delta t \sum h_i (h_{st} - h_{se})}{\mu_w \text{Ln} (r_{hw} / r_w)} \quad 3.3.57$$

donde :

$$r_w = r_{wx} e^{-s} \quad 3.3.58$$

$\mu_o$  y  $\mu_w$  se obtienen a  $T_{avg}$  con las ecs. siguientes :

$$\mu_o = A e^{[B / (T \cdot C)]} \quad 3.3.59$$

$$A = 0.037003 \quad B = 2409.8 \quad C = 100.195$$

$$\mu_w = 0.66 [T_{avg} / 100]^{-1.14} \quad 3.3.60$$

donde :

- $K_o$ , permeabilidad efectiva al aceite, darcy
- $K_w$ , permeabilidad efectiva al agua, darcy
- $\Delta t$ ,  $t - t_i$ ,  $t \geq t_i$ , día
- $h_{st}$ , nivel del fluido estático, pie
- $h_{dc}$ , nivel del fluido dinámico, pie
- $\mu_o$ , viscosidad del aceite, cp
- $\mu_w$ , viscosidad del agua, cp
- $r_w$ , radio del pozo, pie
- $s$ , factor de daño del pozo, adim.

Para el segundo ciclo de inyección, el calor remanente en el yacimiento al final del primer ciclo, está dado por la expresión :

$$Q_r = \pi r_{hs}^2 M \Sigma h_i (T_{avg} - T_r) \quad 3.3.61$$

donde :

$T_{avg}$  es la temperatura al término del primer ciclo.

A continuación se presenta un ejemplo de aplicación del método :

**DATOS:**

Profundidad del pozo	$D = 1500$ pie
Conductividad térmica de la formación	$K_f = 36$ BTU / pie - día - °F
Difusividad térmica de la formación	$\alpha = 1.0272$ pie <sup>2</sup> / día
Gradiente geotérmico	$a = 10$ °F / pie
Temperatura del yacimiento	$T_r = 100$ °F
Temperatura del vapor en la cara de la formación	$T_{vf} = 340$ °F
Presión del vapor en la cara de la formación	$P_s = 118$ psia
Presión del yacimiento	$P_f = 150$ psia
Radio int. de la tubería de inyec. (T.P. de 4" d.e.)	$r_{co} = 0.1448$ pie
Espesor promedio de la arena productora	$h_m = 60$ pie
Gasto de inyección de vapor	$Q_i = 20,000$ bl / día
Tiempo de inyección	$t_i = 30$ día.

**SOLUCION :**

1. Cálculo de las pérdidas de calor acumuladas en el pozo, ( $Q_H$ ) con la ec. (3.3.20)

tiempo adimensional  $t_d$ , con la ec. 3.3.22

$$t_d = \frac{1.0272 (30)}{(0.1448)^2} = 1469.73$$

factor adimensional I, ec. 3.3.21

$$I = e^{[0.8165 \ln(1469.73) + 0.04651]} = 403.87$$

$$Q_H = 2\pi(1500)(36)(0.1448)^2 \left[ 340 - 100 + \frac{10(1500)}{2} \right] 403.87 / 1.0272$$

$$Q_H = 2.164 \times 10^{10} \text{ BTU}$$

2. Cálculo de la calidad del vapor en el fondo del pozo, ( $X_f$ ), con la ec. 3.3.46

de la tabla I a  $T_{vf} = 340$  °F

$$h_{fg} = 878.8 \text{ BTU/lb}$$

$$X_f = 0.82 - \frac{2.164 \times 10^{10}}{350(20000)(30)(878.8)} = 0.702$$

3. Cálculo del radio promedio calentado, ( $r_{hs}$ ), con la ec. 3.3.47

de la tabla I:

$$\begin{aligned} \text{a } P_f &= 118 \text{ psia} & ; & & h_{fs} &= 311.3 \text{ BTU/lb} \\ \text{a } P_r &= 150 \text{ psia} & ; & & h_{rs} &= 330.6 \text{ BTU/lb} \end{aligned}$$

Cálculo del tiempo adimensional ( $\tau$ ), con la ec. 3.3.47

$$\tau = \frac{4 (36)(30)}{(60)^2} = 1.2$$

Cálculo de la función  $U_m$  con la ec. 3.3.27

$$U_m = \frac{1}{1 + 0.47047(1.2)^{0.5}} = 0.66$$

Cálculo de la función  $\xi$  con la ec. 3.3.26

$$\xi = 0.3480242(0.66) - 0.0958798(0.66)^2 + 0.7478556(0.66)^3 + 1.128(1.2)^{0.5} - 1$$

$$\xi = 0.6386$$

$$r_{hs}^2 = \frac{350(60)^2(20,000)[0.702(878.8) + 311.3 - 330.6]0.6386}{4\pi(36)(340 - 100)(30)(60)}$$

$$r_{hs} = 222 \text{ pies}$$

4. Cálculo de la temperatura promedio del yacimiento ( $T_{avg}$ ), con la ec. 3.3.29

Cálculo del espesor de las arenas ( $h_e$ ) con la ec. 3.3.53

$$h_e = \frac{350 (20,000) (30) [0.702 (878.8) + 311.3 - 330.6]}{\pi (222)^2 (33.17) (340 - 100)}$$

$$h_e = 102 \text{ pie}$$

Cálculo de X y Y con las ecs. 3.3.50 y 3.3.52 respectivamente:

$$X = \text{Log} \left[ \frac{1.0272 (20)}{(222)^2} \right] = -3.38$$

$$Y = \text{Log} \left[ \frac{4 (1.0272) (20)}{(102)^2} \right] = -2.102$$

$$\bar{v}_r = 0.180304 - 0.41269(-3.38) + 0.18217(-3.38)^2 + 0.149516(-3.38)^3 + 0.024183(-3.38)^4$$

$$\bar{v}_r = 1.0391$$

$$\bar{v}_r = 0.474884 - 0.56832(-2.102) - 0.239719(-2.102)^2 - 0.035737(-2.102)^3$$

$$\bar{v}_f = 0.9422$$

Cálculo de  $\mu_o$  y  $\mu_w$  a  $T_{vf} = 340$  °F con las ecs. 3.3.59 y 3.3.60

$$A = 0.037003 \quad B = 2409.8 \quad C = 100.195$$

$$\mu_o = 0.037003 e^{[2409.8 / (340 + 100.195)]} = 8.8 \text{ cp}$$

$$\mu_w = 0.66 [340 / 100]^{-1.14} = 0.1635 \text{ cp}$$

Cálculo de  $Q_o$  y  $Q_w$  con las ecs. 3.3.56 y 3.3.57

$$Q_o = \frac{7.08 (0.175)(20)(60)(100)}{(8.8) \text{Ln}(222/0.401)} = 2675 \text{ bl}$$

$$Q_w = \frac{7.08 (0.025)(20)(60)(100)}{0.1635 \text{Ln}(222/0.401)} = 20566 \text{ bl}$$

Cálculo del calor removido con los fluidos producidos ( $H_f$ ), con la ec. 3.3.55

$$H_f = 5.615 [2675(50)(0.5) + 20566(62.4)(1)](340 - 100)$$

$$H_f = 1.819 \times 10^9 \text{ BTU}$$

Cálculo del factor adimensional  $\delta$  con la ec. 3.3.54

$$\delta = \frac{1.819 \times 10^9}{2 \pi (60) (222)^2 (33.17) (340 - 100)} = 0.0123$$

donc :

$$T_{\text{avg}} = 100 + (340 - 100) [1.0391 (0.9422) (1 - 0.0123) - 0.0123]$$

$$T_{\text{avg}} = 329 \text{ } ^\circ\text{F}$$

### III.3.3 MODELO DE R. D. SEBA Y G. E. PERRY.<sup>(22)</sup>

Este modelo permite obtener el efecto de la segregación por gravedad en la etapa de producción después de que se efectúa la estimulación; además se obtiene la recuperación de aceite y se pueden predecir los gastos de producción, la recuperación final y los requerimientos de calor necesarios en la estimulación.

#### **Suposiciones del modelo.**

- 1) La formación horizontal está formada de uno o varios estratos homogéneos que no están interconectados, donde los fluidos son incompresibles. Este método estudia los estratos por separado.
- 2) La altura de la superficie libre en el pozo productor es nula para cualquier tiempo considerado, siendo esta altura la comprendida entre dos zonas; una superior con elevada saturación de gas y otra inferior con elevada saturación de líquido.
- 3) La posición de la superficie libre al inicio del período de contraflujo es la misma a la anterior a la inyección, es decir, no existe desplazamiento de los fluidos durante la inyección.
- 4) El calor de la zona calentada se pierde a través del calor contenido en los fluidos por conducción lineal a la cima y a la base, además, por conducción radial a la formación productiva más allá de la zona calentada.
- 5) El calor que se pierde por conducción a la cima y a la base de la formación productiva, más allá de la zona calentada, se despreja junto con el calor que regresa hacia la zona caliente (debido a la producción), a través del límite exterior de esta zona.
- 6) La formación productora que se encuentra afuera de la zona caliente es calentada a una temperatura uniforme por conducción desde la zona caliente.

### **III.3.4. MODELO DE N. J. CLOSMANN, N. W. RATLIFF Y N. E. TRUITT.<sup>(13)</sup>**

Este método considera el efecto del flujo horizontal del aceite para yacimientos estratificados con permeabilidades horizontales y espesores iguales, (la permeabilidad vertical se supone nula). Por otra parte, considera de manera aproximada el efecto del flujo transversal para yacimientos con permeabilidades tanto horizontal como vertical iguales.

#### **Suposiciones del modelo.**

- 1) El vapor inyectado fluye a través de una formación de espesor constante y a una temperatura uniforme dentro de ésta.
- 2) La pérdida de calor en la zona del vapor existirá únicamente por conducción vertical.
- 3) Se desprecia la segregación gravitacional en el yacimiento.
- 4) El radio exterior de la zona calentada, que es igual al radio de la zona de vapor, va a permanecer constante con el tiempo.
- 5) El aceite que se encuentra en las partes inferior y superior de la zona de vapor tienen viscosidad y temperatura constantes.

### **III.3.5. MODELO DE JOHN C. MARTIN.<sup>(20)</sup>**

Este modelo es aplicable en arenas individuales, además considera que el flujo de calor se presenta únicamente por el movimiento de los fluidos. Por otra parte, el método indica la influencia que tienen en el proceso algunos parámetros como son: La cantidad de vapor inyectada, la producción de agua, el espesor del yacimiento y el daño a la formación.

#### **Suposiciones del modelo.**

- 1) El vapor inyectado calienta sólo una pequeña parte del volumen de la formación.
- 2) La inyección de vapor ocasiona una variación simultánea de la temperatura, presión y saturaciones.
- 3) Los periodos de inyección son cortos comparados a los de producción.
- 4) La temperatura inicial está distribuida uniformemente en el yacimiento.
- 5) La relación agua-aceite es constante durante la producción.

## **CAPITULO IV**

### **CONCLUSIONES**

- IV.1** La forma como se presentó el estudio de la inyección de vapor como método de recuperación secundaria permite tener una visión general y adecuada acerca de los elementos que intervienen en ésta. Es decir, la inyección de vapor vista como un proceso, mostró como se relacionan sus partes para lograr el objetivo de un proceso de inyección.
- IV.2** Es importante hacer notar, que para la aplicación de la inyección cíclica o de la inyección continua, se consideran básicamente los mismos factores para poder realizar un diseño. Por otra parte, con ambas técnicas de inyección es posible aumentar la recuperación de aceite de los yacimientos
- IV.3** Actualmente, se han llevado a cabo más proyectos de inyección cíclica de vapor que de inyección continua; esto se debe principalmente a que la primera ha resultado ser la más rentable.
- IV.4** Debido a que existen diversos modelos matemáticos que estudian el comportamiento de los yacimientos que son sujetos a la inyección vapor, y que además cada uno de ellos es aplicable a yacimientos que tienen ciertas características, no es posible establecer que alguno de ellos pueda utilizarse para estudiar cualquier tipo de yacimiento. Por lo tanto, para aplicar alguno de éstos, primero deben conocerse cuales son las características del yacimiento en cuestión, para posteriormente elegir el modelo que se ajuste mejor a dichas condiciones.

**IV.5** La decisión final de llevar a cabo la inyección de vapor a un yacimiento, dependerá del aspecto económico, es decir, es necesario determinar si el proyecto es rentable.

**IV.6** Aún cuando los procedimientos de cálculo fueron simplificados con respecto a los casos reales, se obtuvieron resultados satisfactorios en base al objetivo del trabajo.

## BIBLIOGRAFIA

1. The Babcock and Wilcox Co.: "Steam Its Generation and Use". 37a. Ed., 1963.
2. Berlanga, J. M.: "Apuntes de Computación Aplicada a la Ingeniería Petrolera". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1987.
3. Castro, F. R. A., León V. R. y Rodríguez N. R.: "Apuntes de Mecánica de Fluidos". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1984.
4. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. y Yen, T. F.: "Enhanced Oil Recovery". Processes and Operations. Elsevier, 1989.
5. Farouq Ali, S. M.: "Basic Design of Thermal Recovery Projects". Department of Petroleum and Natural Gas Engineering, The Pennsylvania State University, 1968.
6. Garaicochea, P. F.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1985.
7. Kern, D. Q.: "Process Heat Transfer". Mc Graw Hill Book Co., 1950.
8. Larios, C. J. E., Ruiz de Esparza C. J. y Sánchez Aldana P. P.: "Apuntes de Termodinámica". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1982.
9. Perry, H. J.: "Chemical Engineers Handbook". Mc Graw Hill Book Co., 3a. Ed., Cap. 8, 1950.
10. Philip, D. W. y Jon T. M.: "Thermal Recovery Methods". Penn Well Books, 1983.
11. Van Poolen, H. K.: "Fundamentals of Enhanced Oil Recovery". Penn Well Publishing Co., 1980.

## REVISTAS

12. **Boberg, T. C. y Lantz, R. B.:** "Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well". *Journal of Petroleum Technology*, Diciembre de 1966.
13. **Closmann, P. J., Ratliff, N. W. y Truitt, N. E.:** "A Steam-Soak Model for Depletion-Type Reservoirs". *Journal of Petroleum Technology*, Junio de 1970. *Trans. AIME* 1970, 249.
14. **López, C. F. F.:** "Recuperación Térmica de Aceites Viscosos por Estimulación con Vapor". *Generación de Vapor. Primera parte. Ingeniería Petrolera*, págs. 516 a 521, Noviembre de 1973.
15. **López, C. F. F.:** "Recuperación Térmica de Aceites Viscosos por Estimulación con Vapor". *Generación de Vapor. Segunda parte. Ingeniería Petrolera*, págs. 31 a 38, Enero de 1974.
16. **López, C. F. F.:** "Recuperación Térmica de Aceites Viscosos por Estimulación con Vapor". *Generación de Vapor. Tercera parte. Ingeniería Petrolera*, págs. 74 a 81, Febrero de 1974.
17. **López, C. F. F.:** "Recuperación Térmica de Aceites Viscosos por Estimulación con Vapor". *Terminación y Acondicionamiento de Pozos. Primera parte. Ingeniería Petrolera*, 216 a 226, Mayo de 1974.
18. **López, C. F. F.:** "Recuperación Térmica de Aceites Viscosos por Estimulación con Vapor". *Terminación y Acondicionamiento de Pozos. Segunda parte. Ingeniería Petrolera*, págs. 268 a 272, Junio de 1974.
19. **López, C. F. F.:** "Recuperación Térmica de Aceites Viscosos por Estimulación con Vapor". *Terminación y Acondicionamiento de Pozos. Tercera parte. Ingeniería Petrolera*, págs. 425 a 430, Octubre de 1974.
20. **Martin, J. C.:** "A Theoretical Analysis of Steam Stimulation". *Journal of Petroleum Technology*, Marzo de 1967.

21. Marx, J. W. y Langenheim, R. H.: "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection". Trans. AIME 1959, Vol. 216.
22. Seba, R. D. y Perry, G. E.: "A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs". Journal of Petroleum Technology, Enero de 1969. Trans. AIME 1969, 246.
23. Terán de la G. B. y Noguero, T. D.: "Here's How to Find Pressure Drop in Steam Lines". Oil and Gas Journal, Mayo 17 de 1981.
24. Terán de la G., B. y Paredes, R. E.: "Inyección Cíclica de Vapor para Recuperación de Aceite Viscoso". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Julio de 1969.

## APENDICE

A continuación se presentan de manera simplificada los desarrollos de algunas ecuaciones utilizadas en el modelo de T.C. Boberg y R.B. Lantz que se refieren a las pérdidas de calor de la formación productora debidas a la producción de los fluidos.

**Pérdida de calor con los fluidos producidos que no es significativa.**

El modelo matemático que se utiliza para calcular el flujo de calor por conducción después de que finaliza la estimulación con vapor, considera que se tienen formaciones de diferente espesor y con un mismo radio. Por otro lado, después de la inyección la temperatura de la formación ( $T_{vf}$ ) es constante, y el flujo de calor, que es función del tiempo, se pierde hacia las lutitas interestratificadas (de espesor variable) y hacia la cima y la base. Asimismo, se considera que éstas últimas son infinitas y tienen propiedades térmicas idénticas a las de las formaciones de interés (fig. A-1). Cuando la conducción de calor en las direcciones radial y vertical es el único mecanismo de transferencia de calor, la temperatura dentro de cualquier punto del cilindro calentado inicialmente, puede expresarse como el producto :

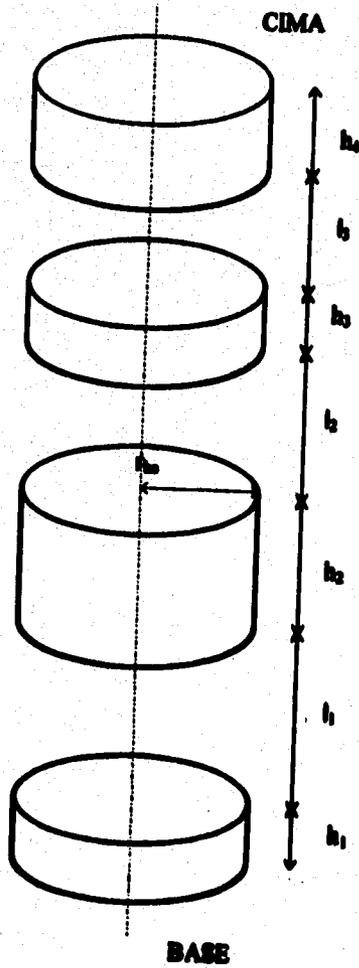
$$v = V v_r v_z \quad \text{A - 1}$$

donde :

$$V = T_{vf} - T_r$$

donde  $v_r$  y  $v_z$  son las soluciones unitarias de los componentes de los problemas de conducción en las direcciones  $r$  y  $z$  respectivamente. Asimismo, la temperatura promedio para las regiones calentadas puede obtenerse como :

$$\bar{v} = V \bar{v}_r \bar{v}_z \quad \text{A - 2}$$



**Fig. A-1** Aproximación geométrica de una secuencia múltiple arena - lutita.

La solución unitaria promedio para  $\bar{v}_r$ , se obtiene resolviendo la ecuación de conducción de calor en una dimensión en la dirección radial, dicha ecuación es la siguiente :

$$\frac{\alpha}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{\partial v_r}{\partial r} \right] = \frac{\partial v_r}{\partial t} \quad \text{A-3}$$

Para esta ecuación las condiciones iniciales y de frontera son las siguientes :

$$\begin{aligned} v_r &= 1 & \text{y} & \quad t = t_i & \text{para} & \quad 0 < r < r_{he} \\ v_r &= 0 & \text{y} & \quad t = t_i & \text{para} & \quad r > r_{he} \\ v_r &= 0 & \text{y} & \quad t \geq t_i & \text{para} & \quad r \rightarrow \infty \end{aligned} \quad \text{A-4}$$

Si las propiedades térmicas no varían con  $r$ , las soluciones de la temperatura  $v_r$  para  $r < r_{he}$  es :

$$v_r = \frac{4}{\pi^2} \int_0^\infty \frac{e^{-b^2 y^2}}{y^2} \frac{J_1(y) J_0(ry/r_{he}) dy}{[J_1(y) Y_0(y) - J_0(y) Y_1(y)]^2} \quad \text{A-5}$$

donde :

$$b^2 = \frac{\alpha(t-t_i)}{r_{he}^2}$$

$J_0$ , Función Bessel de orden cero de primer tipo.

$J_1$ , Función Bessel de primer orden y primer tipo.

$Y_0$ , Función Bessel de orden cero y segundo tipo.

$Y_1$ , Función Bessel de primer orden y segundo tipo.

La solución unitaria promedio  $\bar{v}_r$  de la región calentada está dada por la expresión siguiente:

$$\bar{v}_r = \frac{1}{r_{ho}} \int_0^{r_{ho}} v_r d(r^2) \quad A-6$$

esta integral puede evaluarse mediante la sumatoria siguiente :

$$\bar{v}_r = \frac{1}{b^2} \sum_{k=0}^{\infty} S_k \quad A-7$$

donde :

$$S_0 = \frac{1}{4}$$

$$S_{k+1} = \left[ \left( -\frac{1}{b^2} \right)^k \frac{k+1.5}{(2+k)(3+k)} \right] S_k$$

La solución unitaria promedio para  $\bar{v}_z$  se obtiene resolviendo la ecuación de conducción de calor en una dimensión en la dirección vertical :

$$\frac{\partial v_z}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 v_z}{\partial z^2} \quad A-8$$

la condición de frontera para esta ecuación es :

$$v_z = 0 \quad ; \quad t \geq t_i \quad ; \quad z \rightarrow \infty$$

y las condiciones iniciales son :

$$v_z(t_1) = \begin{cases} 0 & \text{para todo } z \text{ que se localiza fuera} \\ & \text{de las regiones de espesor } \bar{h}_j. \\ 1 & \text{para todo } z \text{ que se localiza en las} \\ & \text{regiones de espesor } \bar{h}_j. \end{cases}$$

La solución de la ecuación A-8, bajo las condiciones iniciales y de frontera es la siguiente :

$$v_z = \frac{1}{2(\pi \alpha t)^{0.5}} \int_{-\infty}^{\infty} u_z(t_1) \exp \left[ \frac{-(z-z')^2}{4 \alpha t} \right] dz' \quad \text{A-9}$$

Por otra parte, la temperatura promedio  $\bar{v}_z$  puede expresarse mediante la siguiente integral, la cual involucra los espesores de las formaciones productoras :

$$\bar{v}_z = \int \frac{v \, dz}{\sum_{i=0}^{N_0} \bar{h}_i} \quad \text{para toda } i \quad \text{A-10}$$

esta integral puede expresarse como :

$$\begin{aligned} \bar{v}_z = & \frac{1}{2 \sum_{m=0}^{N_0} \bar{h}_j} \sum_{m=1}^{N_0} \sum_{n=1}^{N_0} \left[ W_1 \operatorname{erf}(W_1/W^{0.5}) + W_2 \operatorname{erf}(W_2/W^{0.5}) - \right. \\ & \left. W_3 \operatorname{erf}(W_3/W^{0.5}) - W_4 \operatorname{erf}(W_4/W^{0.5}) + \right. \\ & \left. (W/\pi)^{0.5} \left[ \exp(-W_1^2/W) - \exp(-W_2^2/W) - \exp(-W_3^2/W) - \right. \right. \\ & \left. \left. - \exp(-W_4^2/W) \right] \right] \quad \text{A-11} \end{aligned}$$

donde :

$$W_1 = B_m + \bar{h}_m - B_n$$

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

$$W_2 = B_n + \bar{h}_n - B_m$$

$$B_1 = 0$$

$$W_3 = B_m - B_n$$

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

$$W_4 = B_n + \bar{h}_n - B_m - \bar{h}_m$$

$$\Gamma_j = t_j - y$$

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

$h_j$ , espesor de la arena  $j$

$B_j$ , constante

$t_j$ , espesor de la lutita  $j$

$$y = \left[ M_s (X_f h_{gs} + h_{gs} - h_{gr}) / \pi r_{hs}^2 M (T_{vf} - T_r) N_s \right] - h$$

**Pérdidas de calor debido a los fluidos producidos que deben considerarse.**

Si existe una cantidad significativa de calor que se pierde con los fluidos producidos, se deben hacer algunas consideraciones. Para explicar lo anterior, se realiza un balance de calor considerando la suma de los espesores ( $Z$ ) de las formaciones que fueron calentadas durante la inyección. Este balance de calor establece que el calor contenido en la región que fue calentada inicialmente, a cualquier tiempo, es igual al calor existente antes de la producción, menos el calor que es removido con los fluidos producidos y menos el que es conducido hacia la cima y la base de la formación. El balance de calor que explica lo mencionado anteriormente se expresa con la ecuación siguiente :

$$Z \pi r_{hs}^2 M \bar{v} = Z \pi r_{hs}^2 M V - \int_0^t H_f dx - H_s \quad A - 12$$

En esta expresión,  $H_x$  representa el calor que es conducido hacia afuera de la formación. Por otra parte, la evaluación aproximada de  $H_x$  se realiza con la ecuación siguiente:

$$H_x = Z \pi r_{lc}^2 M \bar{V} (1 - \bar{v}_r \bar{v}_z) \quad \text{A - 13}$$

$$\bar{V} = V - \frac{\frac{1}{2} \int_0^l H_r dx}{Z \pi r_{lc}^2 M} \quad \text{A - 14}$$

En la ecuación anterior,  $\bar{V}$  es un término en el que se considera el efecto de la reducción de la temperatura debido a la pérdida de calor, como resultado a su vez, de la producción de los fluidos de la formación. Cuando la conducción es el único mecanismo que ocasiona la disminución de la temperatura, se tiene que el calor que se pierde con los fluidos producidos es despreciable, es decir :

$$\int_0^l H_r dx \rightarrow 0$$

Por otra parte, combinando las ecuaciones A-12, A-13 y A-14 se obtiene la ecuación A-2. De igual forma, a partir de la definición de  $\delta$  en la ecuación 3.3.34, combinada con A-12, A-13 y A-14 se obtiene la ecuación 3.3.29. Asimismo, de la ecuación 3.3.29 y A-14 se tiene que :

$$\bar{V} = V (1 - \delta) \quad \text{A - 15}$$

Combinando la ecuación anterior con A-12 y A-13, se obtiene la siguiente expresión que es equivalente a la ecuación 3.3.29.

$$\bar{V} = V - 2V\delta - V(1 - \delta)(1 - \bar{v}_r \bar{v}_z) \quad \text{A - 16}$$

TABLA I PROPIEDADES DEL VAPOR

Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)	Entalpia del líquido (BTU/lb)	Calor latente de evaporación (BTU/lb)	Entalpia del vapor (BTU/lb)	Volumen específico (pie <sup>3</sup> /lb)	
					Agua	Vapor
14.697	212.00	100.17	970.3	1150.5	0.016719	26.799
15.0	213.03	101.21	969.7	1150.9	0.016726	26.200
16.0	216.32	104.52	967.6	1152.1	0.016769	24.750
17.0	219.64	107.66	965.6	1153.2	0.016771	23.305
18.0	222.61	106.66	963.7	1154.3	0.016793	22.168
19.0	225.24	103.52	961.0	1155.3	0.016816	21.076
20.0	227.96	106.27	960.1	1156.3	0.016816	20.007
21.0	230.57	106.90	958.4	1157.3	0.016854	19.100
22.0	233.07	201.44	956.7	1158.1	0.016873	18.373
23.0	235.69	203.00	955.1	1158.0	0.016891	17.624
24.0	237.82	206.24	953.6	1159.0	0.016909	16.936
25.0	240.87	200.52	952.1	1160.6	0.016927	16.301
26.0	242.75	210.7	950.6	1161.4	0.016944	15.7130
27.0	244.36	212.9	949.2	1162.1	0.016961	15.1684
28.0	246.61	216.9	947.9	1162.0	0.016977	14.6607
29.0	248.48	217.0	946.5	1163.5	0.016993	14.1869
30.0	250.34	210.9	945.2	1164.1	0.017009	13.7436
31.0	252.22	220.0	941.9	1164.0	0.017024	13.3200
32.0	254.05	222.7	942.7	1165.0	0.017039	12.9376
33.0	255.84	224.5	941.5	1166.0	0.017054	12.5900
34.0	257.50	226.3	940.3	1166.6	0.017069	12.2734
35.0	259.29	220.0	939.1	1167.1	0.017083	11.990
36.0	260.95	229.7	930.0	1167.7	0.017097	11.5860
37.0	262.50	231.4	936.9	1168.2	0.017111	11.2023
38.0	264.17	233.0	935.0	1168.0	0.017124	11.0136
39.0	265.72	234.6	934.7	1169.3	0.017138	10.7607
40.0	267.25	236.1	933.6	1169.0	0.017151	10.4965
41.0	268.74	237.7	933.6	1170.2	0.017164	10.2563
42.0	270.21	239.2	931.5	1170.7	0.017177	10.0272
43.0	271.65	240.6	930.5	1171.2	0.017190	9.8003
44.0	273.06	242.1	929.5	1171.6	0.017202	9.5991
45.0	274.44	243.5	928.6	1172.0	0.017214	9.3980
46.0	275.00	244.9	927.6	1172.5	0.017230	9.2070
47.0	277.14	246.2	924.6	1172.9	0.017238	9.0231
48.0	278.45	247.6	925.7	1173.3	0.017250	8.8365
49.0	279.74	248.9	924.0	1173.7	0.017262	8.6770

TABLA I PROPIEDADES DEL VAPOR (Continuación)

Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)	Entalpía del líquido (BTU/lb)	Calor latente de evaporación (BTU/lb)	Entalpía del vapor (BTU/lb)	Volumen específico (pie <sup>3</sup> /lb)	
					Agua	Vapor
50.0	201.02	250.2	923.0	1174.1	0.017274	6.5140
51.0	202.27	251.5	923.0	1174.5	0.017285	6.3571
52.0	203.50	252.0	922.1	1174.0	0.017296	6.2061
53.0	204.71	252.0	921.2	1175.2	0.017307	6.0646
54.0	205.90	255.2	920.4	1175.6	0.017319	7.9203
55.0	207.00	256.4	919.5	1175.9	0.017329	7.7850
56.0	208.24	257.6	918.7	1176.3	0.017340	7.6543
57.0	209.30	258.8	917.8	1176.6	0.017351	7.5200
58.0	210.50	259.9	917.0	1177.0	0.017362	7.4059
59.0	211.62	261.1	916.2	1177.3	0.017272	7.2879
60.0	202.71	262.2	915.4	1177.6	0.017383	7.1736
61.0	203.79	263.3	914.6	1177.9	0.017393	7.0630
62.0	204.86	264.4	913.8	1178.2	0.017403	6.9550
63.0	205.91	265.5	913.0	1178.6	0.017413	6.8511
64.0	206.95	266.6	912.3	1178.9	0.017423	6.7531
65.0	207.98	267.6	911.5	1179.1	0.017433	6.6533
66.0	209.99	268.7	910.8	1179.4	0.017443	6.5504
67.0	209.99	269.7	910.0	1179.7	0.017453	6.4662
68.0	300.99	270.7	909.3	1180.0	0.017463	6.3767
69.0	301.86	271.7	908.5	1180.3	0.017472	6.2896
70.0	302.83	272.7	907.0	1180.6	0.017482	6.2050
71.0	303.89	273.7	907.1	1180.9	0.017491	6.1226
72.0	304.83	274.7	906.4	1181.1	0.017501	6.0425
73.0	305.77	275.7	905.7	1181.4	0.017510	5.9645
74.0	306.69	276.6	905.0	1181.6		
75.0	307.61	277.6	904.3	1181.9	0.017520	5.9160
76.0	308.51	278.5	903.6	1182.1	0.017530	5.8423
77.0	309.41	279.4	902.9	1182.4	0.017547	5.6720
78.0	310.29	280.3	902.3	1182.6	0.017556	5.6034
79.0	311.17	281.3	901.6	1182.8	0.017565	5.5364
80.0	312.04	282.1	900.9	1183.1	0.017573	5.0711
81.0	312.90	283.0	900.3	1183.3	0.017582	5.0074
82.0	313.75	283.9	899.6	1183.5	0.017591	5.2451
83.0	314.60	284.8	899.0	1183.8	0.017600	5.2043
84.0	315.43	285.7	898.3	1184.0	0.017608	5.2249

TABLE I PROPIEDADES DEL VAPOR (Continuación)

Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)	Entalpía del líquido (BTU/lb)	Calor latente de evaporación (BTU/lb)	Entalpía del vapor (BTU/lb)	Volumen específico (pie <sup>3</sup> /lb)	
					Agua	Vapor
85.0	316.26	286.5	897.7	1184.2	0.017617	5.1669
86.0	317.00	287.4	897.0	1184.4	0.017625	5.1101
87.0	317.89	288.2	896.4	1184.6	0.017634	5.0546
88.0	318.69	289.0	895.8	1184.8	0.017642	5.0004
89.0	319.49	289.9	895.2	1185.0	0.017651	4.9473
90.0	320.28	290.7	894.6	1185.3	0.017659	4.8953
91.0	321.06	291.5	893.9	1185.5	0.017667	4.8445
92.0	321.84	292.3	893.3	1185.7	0.017675	4.7947
93.0	322.61	293.1	892.7	1185.9	0.017684	4.7459
94.0	323.37	293.9	892.1	1186.0	0.017692	4.6982
95.0	324.13	294.7	891.5	1186.2	0.017700	4.6514
96.0	324.88	295.5	891.0	1186.4	0.017708	4.6055
97.0	325.63	296.3	890.4	1186.6	0.017716	4.5606
98.0	326.36	297.0	889.8	1186.8	0.017724	4.5166
99.0	327.10	297.8	889.2	1187.0	0.017732	4.4734
100.0	327.82	298.5	888.6	1187.2	0.017740	4.4310
101.0	328.54	299.3	888.1	1187.3	0.01775	4.3895
102.0	329.27	300.0	887.5	1187.5	0.01776	4.3487
103.0	329.97	300.8	886.9	1187.7	0.01776	4.3087
104.0	330.67	301.5	886.4	1187.9	0.01777	4.2695
105.0	331.37	302.2	885.8	1188.0	0.01778	4.2309
106.0	332.06	303.0	885.2	1188.2	0.01779	4.1931
107.0	332.75	303.7	884.7	1188.4	0.01779	4.1560
108.0	333.44	304.4	884.1	1188.5	0.01780	4.1195
109.0	334.11	305.1	883.6	1188.7	0.01781	4.0837
110.0	334.79	305.8	883.1	1188.9	0.01782	4.0484
111.0	335.46	306.5	882.5	1189.0	0.01782	4.0138
112.0	336.12	307.2	882.0	1189.2	0.01783	3.9798
113.0	336.79	307.9	881.4	1189.3	0.01784	3.9464
114.0	337.43	308.6	880.9	1189.5	0.01785	3.9136
115.0	338.08	309.3	880.4	1189.6	0.01785	3.8813
116.0	338.73	309.9	879.9	1189.8	0.01786	3.8495
117.0	339.37	310.6	879.3	1189.9	0.01787	3.8183
118.0	340.01	311.3	878.8	1190.1	0.01787	3.7875
119.0	340.64	311.9	878.3	1190.2	0.01788	3.7573

TABLA I PROPIEDADES DEL VAPOR (Continuación)

Presión (lb/ps <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)	Entalpía del líquido (BTU/lb)	Calor latente de evaporación (BTU/lb)	Entalpía del vapor (BTU/lb)	Volumen específico (pie <sup>3</sup> /lb)	
					Agua	Vapor
120.0	341.27	312.6	877.0	1190.4	0.01789	3.7275
121.0	341.89	313.2	877.3	1190.5	0.01790	3.6983
122.0	342.51	313.9	876.6	1190.7	0.01790	3.6695
123.0	343.13	314.5	876.3	1190.8	0.01791	3.6411
124.0	343.74	315.2	875.0	1190.9	0.01792	3.6132
125.0	344.35	315.0	875.3	1191.1	0.01782	3.5857
126.0	344.95	316.4	874.0	1191.2	0.01793	3.5586
127.0	345.55	317.1	874.3	1191.3	0.01794	3.5320
128.0	346.15	317.7	873.0	1191.5	0.01794	3.5057
129.0	346.74	318.3	873.3	1191.6	0.01795	3.4799
130.0	347.33	319.0	872.0	1191.7	0.01796	3.4546
131.0	347.92	319.6	872.3	1191.9	0.01797	3.4293
132.0	348.50	320.2	871.0	1192.0	0.01797	3.4046
133.0	349.09	320.0	871.3	1192.1	0.01797	3.3802
134.0	349.65	321.4	870.0	1192.2	0.01798	3.3562
135.0	350.23	322.0	870.4	1192.4	0.01799	3.3325
136.0	350.79	322.6	869.9	1192.5	0.01800	3.3091
137.0	351.36	323.2	869.4	1192.6	0.01801	3.2861
138.0	351.92	323.8	868.9	1192.7	0.01801	3.2636
139.0	352.48	324.4	868.5	1192.8	0.01802	3.2411
140.0	353.04	325.0	868.0	1193.0	0.01803	3.2190
141.0	353.60	325.5	867.5	1193.1	0.01803	3.1972
142.0	354.14	326.1	867.1	1193.2	0.01804	3.1757
143.0	354.69	326.7	866.6	1193.3	0.01805	3.1546
144.0	355.23	327.3	866.2	1193.4	0.01805	3.1337
145.0	355.77	327.0	865.7	1193.5	0.01806	3.1130
146.0	356.31	328.0	865.2	1193.6	0.01806	3.0927
147.0	356.84	329.0	864.8	1193.8	0.01807	3.0726
148.0	357.38	329.5	864.3	1193.9	0.01808	3.0528
149.0	357.91	330.1	863.9	1194.0	0.01808	3.0332
150.0	358.43	330.6	863.4	1194.1	0.01809	3.0139
151.0	358.98	331.0	862.5	1194.3	0.01810	2.9949
152.0	359.51	332.0	861.6	1194.5	0.01812	2.9761
153.0	360.03	333.0	860.8	1194.7	0.01813	2.9575
154.0	360.55	333.0	859.9	1194.9	0.01814	2.9391

TABLA I PROPIEDADES DEL VAPOR (Continuación)

Presión (lb/ps <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)	Entalpía del líquido (BTU/lb)	Calor latente de evaporación (BTU/lb)	Entalpía del vapor (BTU/lb)	Volumen específico (pie <sup>3</sup> /lb)	
					Agua	Vapor
160.0	363.55	336.1	859.0	1195.1	0.01015	2.8336
162.0	364.54	337.1	858.2	1195.3	0.01017	2.8001
164.0	365.53	338.2	857.3	1195.5	0.01018	2.7674
166.0	366.50	339.2	856.5	1195.7	0.01019	2.7355
168.0	367.47	340.2	855.6	1195.8	0.01020	2.7043
170.0	368.42	341.2	854.8	1196.0	0.01021	2.6730
172.0	369.37	342.2	853.9	1196.2	0.01021	2.6400
174.0	370.31	343.2	853.1	1196.4	0.01024	2.6100
176.0	371.24	344.2	852.3	1196.5	0.01025	2.5864
178.0	372.16	345.2	851.5	1196.7	0.01026	2.5585
180.0	373.08	346.2	850.7	1196.9	0.01027	2.5312
182.0	373.99	347.2	849.9	1197.0	0.01028	2.5045
184.0	374.88	348.1	849.1	1197.2	0.01030	2.4783
186.0	375.77	349.1	848.3	1197.3	0.01031	2.4527
188.0	376.65	350.0	847.5	1197.5	0.01032	2.4276
190.0	377.53	350.9	846.7	1197.6	0.01033	2.4030
192.0	378.40	351.9	845.9	1197.8	0.01034	2.3790
194.0	379.26	352.8	845.1	1197.9	0.01035	2.3554
196.0	380.12	353.7	844.4	1198.1	0.01036	2.3322
198.0	380.96	354.6	843.6	1198.2	0.01038	2.3095
200.0	381.80	355.5	842.8	1198.3	0.01039	2.2872
205.0	383.08	357.7	840.9	1198.7	0.01041	2.2340
210.0	385.91	359.9	839.1	1199.0	0.01044	2.1821
215.0	387.91	362.1	837.2	1199.3	0.01047	2.1315
220.0	389.88	364.2	835.4	1199.6	0.01050	2.0829
225.0	391.00	366.2	833.6	1199.9	0.01052	2.0414
230.0	393.70	368.3	831.0	1200.3	0.01055	1.9984
235.0	395.56	370.3	828.3	1200.6	0.01057	1.95725
240.0	397.39	372.3	826.4	1200.6	0.01060	1.91769
245.0	399.19	374.2	824.6	1200.9	0.01063	1.87970
250.0	400.97	376.1	823.0	1201.1	0.01065	1.84317
255.0	402.72	378.0	821.3	1201.3	0.01068	1.80802
260.0	404.44	379.9	821.6	1201.5	0.01070	1.77410
265.0	406.13	381.7	820.0	1201.7	0.01073	1.74157
270.0	407.80	383.6	818.3	1201.9	0.01075	1.71013

TABLE I PROPIEDADES DEL VAPOR (Continuación)

Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)	Entalpía del líquido (BTU/lb)	Calor latente de evaporación (BTU/lb)	Entalpía del vapor (BTU/lb)	Volumen específico (pie <sup>3</sup> /lb)	
					Agua	Vapor
275.0	409.65	385.4	816.7	1202.1	0.01070	1.67970
280.0	411.07	387.1	815.1	1202.3	0.01060	1.65440
285.0	412.67	388.9	813.6	1202.4	0.01051	1.62210
290.0	414.25	390.6	812.0	1202.6	0.01045	1.59482
295.0	415.01	392.3	810.4	1202.7	0.01047	1.56835
300.0	417.35	394.0	808.9	1202.9	0.01049	1.54274
320.0	423.31	400.5	802.9	1203.4	0.01039	1.46801
340.0	429.99	406.0	797.0	1203.8	0.01030	1.36405
360.0	434.01	412.0	791.3	1204.1	0.01017	1.28910
380.0	439.61	419.6	785.8	1204.4	0.01025	1.22177
400.0	444.60	424.2	780.4	1204.6	0.01034	1.16095
420.0	449.40	429.6	775.2	1204.7	0.01042	1.10573
440.0	454.03	434.0	770.0	1204.8	0.01050	1.05535
460.0	458.58	439.0	765.0	1204.9	0.01059	1.00921
480.0	462.02	444.7	760.0	1204.9	0.01067	0.96677
500.0	467.81	449.5	755.1	1204.7	0.01075	0.92762
520.0	471.07	454.2	750.4	1204.5	0.01082	0.89137
540.0	475.01	458.7	745.7	1204.4	0.01090	0.85771
560.0	478.04	463.1	741.0	1204.2	0.01098	0.82637
580.0	482.57	467.5	736.5	1204.9	0.02006	0.79712
600.0	486.20	471.7	732.0	1203.7	0.02013	0.76975
620.0	489.74	475.0	727.5	1203.4	0.02021	0.74400
640.0	493.19	478.9	723.1	1203.0	0.02029	0.71995
660.0	496.57	483.9	718.8	1202.7	0.02036	0.69724
680.0	499.06	487.0	714.5	1202.3	0.02043	0.67581
700.0	503.08	491.6	710.2	1201.8	0.02050	0.65556
720.0	506.23	495.4	706.0	1201.4	0.02058	0.63639
740.0	509.32	499.1	701.9	1200.9	0.02065	0.61822
760.0	512.34	502.7	697.7	1200.4	0.02072	0.60097
780.0	515.30	506.3	693.6	1199.9	0.02080	0.58457
800.0	518.21	509.0	689.6	1199.4	0.02087	0.56896
820.0	521.06	513.3	685.5	1198.8	0.02094	0.55400
840.0	523.06	516.7	681.5	1198.2	0.02101	0.53980
860.0	526.60	519.1	677.4	1197.7	0.02109	0.52631
880.0	529.30	521.4	673.6	1197.0	0.02116	0.51333

TABLA I PROPIEDADES DEL VAPOR (Continuación)

Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Temperatura (° F)	Entalpía del líquido (BTU/lb)	Calor latente de evaporación (BTU/lb)	Entalpía del vapor (BTU/lb)	Volumen específico (pi <sup>3</sup> /lb)	
					Agua	Vapor
980.0	531.95	526.7	669.7	1196.4	0.02123	0.50091
920.0	534.96	530.0	665.0	1195.7	0.02130	0.48901
900.0	537.13	533.2	661.9	1195.1	0.02137	0.47759
900.0	539.65	536.3	658.0	1194.4	0.02145	0.46662
900.0	542.14	539.5	654.2	1193.7	0.02152	0.45609
1000.0	544.50	542.6	650.4	1192.9	0.02159	0.44596
1050.0	550.53	550.1	640.9	1191.0	0.02177	0.42224
1100.0	556.20	557.5	631.5	1189.1	0.02195	0.40058
1150.0	561.62	564.0	622.2	1187.0	0.02214	0.38073
1200.0	567.10	571.0	613.0	1184.0	0.02232	0.36245
1250.0	572.30	570.0	603.0	1182.6	0.02250	0.34556
1300.0	577.42	565.6	594.6	1180.2	0.02269	0.32991
1350.0	582.32	562.2	585.6	1177.0	0.02280	0.31536
1400.0	587.07	560.0	575.5	1175.3	0.02307	0.30170
1450.0	591.70	605.3	567.6	1172.9	0.02327	0.28909
1500.0	596.20	611.7	559.4	1170.1	0.02346	0.27719
1600.0	604.07	624.2	540.3	1164.5	0.02367	0.25545
1700.0	613.13	636.5	522.2	1158.6	0.02380	0.23607
1800.0	621.62	648.5	503.0	1152.3	0.02392	0.21861
1900.0	628.96	660.4	485.2	1145.6	0.02417	0.20270
2000.0	635.00	672.1	466.2	1138.3	0.02445	0.18811
2100.0	642.76	683.0	446.7	1130.5	0.02475	0.17461
2200.0	648.45	695.5	426.7	1122.2	0.02509	0.16272
2300.0	655.09	707.2	406.0	1113.2	0.02547	0.15133
2400.0	662.11	719.0	384.8	1103.7	0.02580	0.14076
2500.0	668.11	731.7	361.6	1093.3	0.02619	0.13068
2600.0	673.91	744.5	337.6	1082.0	0.02660	0.12110
2700.0	679.53	757.3	312.3	1069.7	0.02702	0.11194
2800.0	684.96	770.7	285.1	1055.0	0.02744	0.10305
2900.0	690.22	785.1	254.7	1039.0	0.02786	0.09420
3000.0	695.33	801.0	210.4	1020.3	0.02828	0.08500
3100.0	700.20	826.0	169.3	993.3	0.02861	0.07652
3200.0	705.00	875.5	56.1	931.6	0.04672	0.05663
3200.2	705.45	906.0	0.0	906.0	0.05070	0.05070

TABLE II

$x$	$e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)$	$e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{1/2}} - 1$
0.00	1.00000	0.00000
0.02	.97788	.00039
0.04	.95642	.00155
0.06	.93574	.00344
0.08	.91576	.00608
0.10	.89646	0.00939
0.12	.87779	.01320
0.14	.85974	.01771
0.16	.84228	.02282
0.18	.82538	.02849
0.20	.80902	0.03470
0.22	.79318	.04142
0.24	.77784	.04869
0.26	.76297	.05632
0.28	.74854	.06431
0.30	0.73460	0.07251
0.32	.72106	.08094
0.34	.70792	.08957
0.36	.69517	.10839
0.38	.68280	.11738
0.40	0.67079	0.12654
0.42	.65912	.13586
0.44	.64779	.14532
0.46	.63679	.15494
0.48	.62609	.16471
0.50	0.61569	0.17462
0.52	.60558	.18466
0.54	.59574	.19487
0.56	.58618	.20527
0.58	.57687	.21582
0.60	0.56780	0.22652
0.62	.55898	.23732
0.64	.55039	.24826
0.66	.54203	.25936
0.68	.53387	.27054
0.70	0.52593	0.28180
0.72	.51819	.29312
0.74	.51064	.30454
0.76	.50328	.31602
0.78	.49610	.32754
0.80	0.48910	0.33910
0.82	.48227	.35074
0.84	.47560	.36244
0.86	.46909	.37420
0.88	.46274	.38601

$x$	$e^{x^2} \operatorname{erfc}(x)$	$e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{1/2}} - 1$
-----	----------------------------------	---

0.00	0.45658	0.47207
0.02	.45047	.46859
0.04	.44455	.46528
0.06	.43876	.46201
0.08	.43311	.45872
1.00	0.42758	0.55596
.05	.41480	.59910
.10	.40179	.64598
.15	.38988	.69746
.20	.37854	.75259
1.25	.36752	0.77880
.30	.35754	.82454
.35	.34796	.87127
.40	.33874	.91847
.45	.32996	.96611
1.50	0.32159	1.01415
.55	.31259	.06255
.60	.30395	.11136
.65	.29565	.16045
.70	.28768	.20991
1.75	0.28497	1.25964
.80	.27858	.30964
.85	.27341	.35991
.90	.26851	.41049
.95	.26384	.46118
2.00	0.25840	1.51215
.05	.25014	.56254
.10	.24212	.61472
.15	.23427	.66628
.20	.22659	.71809
2.25	0.22109	1.76996
.30	.21674	.82201
.35	.21255	.87429
.40	.20850	.92661
.45	.20459	.97912

$x$	$e^x \operatorname{erfc}(x)$	$e^x \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{1/2}} - 1$
-----	------------------------------	---

2.50	0.21081	2.08178
.60	.20361	.18740
.70	.19687	.24280
.80	.19055	.28001
.90	.18460	.48690
3.00	.17900	2.56414
.10	.17372	.67169
.20	.16873	.77945
.30	.16401	.88768
.40	.15954	.99602
3.50	0.15529	3.10462
.60	.15127	.81248
.70	.14748	.82244
.80	.14379	.68163
.90	.14031	.54099
4.00	0.13700	3.63083
.10	.13388	.76019
.20	.13081	.87000
.30	.12791	.97994
.40	.12514	4.09001
4.50	0.12248	4.20019
.60	.11994	.81048
.70	.11749	.48087
.80	.11514	.58136
.90	.11288	.64194
5.00	0.11070	4.75260
.20	.10859	.97417
.40	.10277	5.19603
.60	.09921	.41814
.80	.09589	.64048
6.00	0.09278	5.86808
.20	.08986	6.08801
.40	.08712	.80874
.60	.08452	.52184
.80	.08210	.78808
7.00	0.07980	6.97843
.20	.07782	7.20193
.40	.07586	.48887
.60	.07361	.64929
.80	.07178	.87311

$x$	$e^{-x^2} \operatorname{erfc}(x)$	$e^{-x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{(\pi)^{1/2}} - 1$
-----	-----------------------------------	--

5.00	0.06999	5.09702
.20	.06920	.32101
.40	.06870	.54505
.60	.06817	.76922
.80	.06771	.99244
9.00	0.06221	9.21772
.20	.06097	.44206
.40	.05989	.66645
.60	.05846	.89090
.80	.05757	10.11539
10.00	.05614	10.23992

TABLA III

Valores de  $C_1$  y  $C_2$  utilizados en la ecuación 3.3.39 para el caso en que no exista alteración de la permeabilidad debido a la inyección de vapor.

SISTEMA	$C_1$	$C_2$
Radial y $P_{ws}$ constante	$\text{Ln}(r_{he}/r_w) / \text{Ln}(r_e/r_w)$	$\text{Ln}(r_{he}/r_w) / \text{Ln}(r_e/r_w)$
Radial y $P_{ws}$ declinando	$\text{Ln} \frac{r_{he}}{r_w} - \frac{r_{he}^2}{2r_e^2}$	$\text{Ln} \frac{r_e}{r_{he}} - \frac{1}{2} + \frac{r_{he}^2}{2r_e^2}$
	$\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}$	$\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}$