

01180
2ij.1

DINAMICA DE POZOS GEOTERMICOS

ARTURO PALACIO PEREZ

TESIS DOCTORAL

Presentada a la División de Estudios de

Posgrado de la

FACULTAD DE INGENIERIA

de la

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

como requisito para obtener

el grado de

DOCTOR EN INGENIERIA

MECANICA, TEORICA Y APLICADA

CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F., OCTUBRE DE 1987

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 está 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.

INDICE	
NOMENCLATURA	1
RESUMEN	1
1. INTRODUCCION	3
2. ANTECEDENTES	6
3. REPRESENTACION MATEMATICA	
Introducción	15
Ecuaciones básicas para flujo bifásico	16
Modelos de flujo bifásico	18
Desarrollo del modelo matemático	21
Determinación de patrones de flujo	29
Evaluación de la densidad del fluido y del gradiente de presión por fricción	31
Relaciones auxiliares	41
Método de solución	42
4. RESULTADOS DEL MODELO MATEMATICO	
Comparación con otros modelos	48
Estimación del punto de cambio de fase	54
Influencia de la variación de parámetros sobre el modelo	55
Comparación entre las diversas formas de caída de presión	79
Características de producción de pozos	81
Comentarios acerca de la forma de cálculo del programa	92
Efecto de la medición de parámetros en superficie sobre el cálculo de la presión en el fondo del pozo	94
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99
Referencias	105
Apéndices	113
Figuras	131

NOMENCLATURA

A	área seccional del conducto, m^2
A_c	gradiente de aceleración, adimensional
A_1	gradiente geotérmico, K/m
B_w	factor de variación de volumen del agua, adimensional
D	diámetro, m
e	energía interna, J/kg
f	factor de fricción, adimensional
F_z	fuerzas de cuerpo por unidad de masa en sentido z, N/kg
g	aceleración de la gravedad, m^2/s
G	gasto crítico, T/m^2-s
h	entalpía específica, J/kg
J	índice de producción, kg/s-bar
K	conductividad, W/m K
m	flujo másico, Kg/s
N_{lv}	número de velocidad de líquido, adimensional
N_{gv}	número de velocidad de gas, adimensional
N_p	número adimensional definido en la ec. (4.1)
P	presión, bar
p	perímetro, m
q	flujo volumétrico, m^3/s
\dot{q}	fuentes de calor, W/m^3
\dot{Q}	flujo de calor por unidad de longitud, W/m
r	coordenada radial, m
Re	número de Reynolds, adimensional
RN_p	límite de régimen de pistón, adimensional
RN_n	límite de régimen de neblina, adimensional
t	tiempo, s
T	temperatura, K

u	velocidad, m/s
u_b	velocidad de ascenso de las burbujas = $u_g - u_m$
u_g	velocidad de la fase gaseosa
u_l	velocidad de la fase líquida
u_m	velocidad superficial de la mezcla
u_s	velocidad de deslizamiento = $u_g - u_l$
u_{sg}	velocidad superficial de la fase gaseosa
u_{sl}	velocidad superficial de la fase líquida
U	coeficiente global de transferencia de calor, W/m^2K
We	número de Weber, adimensional
x	calidad, adimensional
z	coordenada vertical, m
α	difusividad, m^2/s
δ	densidad relativa, adimensional
ϵ	rugosidad absoluta, m
ψ	flujo de calor por unidad de área, W/m^2
$\dot{\phi}_e$	trabajo externo por unidad de tiempo y de volumen, W/m^3
σ	tensión superficial, N/m
ρ	densidad, Kg/m^3
τ_w	esfuerzo cortante de pared promedio, N/m^2
τ_f	gradiente de presión por fricción, N/m^3
η	fracción volumétrica, adimensional
γ	coeficiente adimensional definido en la ec. (3.45)
γ_w	gravedad específica, adimensional
Γ	coeficiente de distribución de líquido, adimensional
μ	viscosidad, Pa-s
θ	coordenada angular, radianes

Subíndices

amb	ambiente
b	burbuja
c	crítico
cem	cemento
f	formación
g	gas
l	líquido
m	mezcla
o	estancamiento
sat	saturación
sl	superficial del líquido
sg	superficial del gas
t	total
yac	yacimiento

RESUMEN

Con base en estudios previos y en el análisis de datos experimentales, en este trabajo se desarrolla un modelo numérico que simula el fenómeno de flujo vertical de una mezcla de líquido y vapor de agua considerando la transferencia de calor con los alrededores, el cual es original por su generalidad. Para determinar los perfiles de flujo se tomó en cuenta el concepto de deslizamiento entre las fases y la existencia de diversos patrones de flujo. La ecuación de conducción de calor que describe los perfiles de temperatura de la formación se resuelve para el caso de estado transitorio y bidimensional utilizando un método implícito en diferencias finitas. La solución del modelo da como resultado el cambio de presión y calidad de la mezcla, así como las pérdidas de calor hacia el medio y los perfiles de temperatura en la formación haciendo uso de un procedimiento secuencial y un método iterativo.

Los resultados obtenidos muestran un buen ajuste con los datos

experimentales tomados de pozos productores de vapor que representan todas las condiciones de operación de interés práctico.

Se estudian los efectos de los parámetros básicos sobre las condiciones de flujo dentro del pozo y se muestra una serie de aplicaciones dentro del campo de la geotermia, además del análisis de posibles errores en las mediciones de campo.

1. INTRODUCCION

Los problemas relacionados con flujo en dos fases encuentran aplicación en varias áreas; por ejemplo, en el estudio y diseño de condensadores, generadores de vapor, intercambiadores de calor y tendido de tuberías para procesos, operación y diseño de sistemas de producción de gas y petróleo, y aprovechamiento de energía a partir de campos geotérmicos, siendo este último el tópico tratado en esta tesis, concretándose en lo referente a la simulación de las características de flujo en los pozos. La eficiencia global de utilización de energía de un yacimiento geotérmico depende fundamentalmente de la eficiencia de explotación del mismo y de la eficiencia de los procesos y equipos de superficie utilizados.

Con objeto de explotar un yacimiento geotérmico en forma racional, es de primordial importancia la predicción precisa de los perfiles de flujo en los pozos bajo diversas condiciones de operación. Dicha importancia radica en el hecho de que en muchas

ocasiones la presencia de grandes flujos y temperaturas altas hacen difícil y a veces impráctico el monitoreo de los perfiles de presión y temperatura.

Solo un número limitado de yacimientos geotérmicos producen vapor seco o sobrecalentado, clasificándose como sistemas de vapor dominante; el resto de los yacimientos se clasifican como sistemas de agua dominante y producen en superficie una mezcla bifásica de líquido y vapor de agua. El cálculo de perfiles de flujo en este último tipo de pozos requiere entonces de la evaluación de los efectos de cambio de fase, de las variaciones en patrones de flujo, de la caída de presión en flujo bifásico y del intercambio de calor con la formación que rodea al pozo.

Todos estos efectos están estrictamente interrelacionados, ya que el cálculo de la caída de presión requiere del conocimiento de la calidad del vapor y del régimen de flujo en cada sección del pozo; el cambio de fase no se puede evaluar a menos que se conozcan la presión y entalpía del fluido y ésto a su vez requiere de la estimación de la transferencia de calor con la formación y de los gradientes de presión.

El problema básico de ingeniería se resume en lo siguiente: dados la geometría y características del conducto, las propiedades físicas de la formación y del fluido y las condiciones prevalecientes en un extremo, predecir los perfiles de flujo a través de todo el pozo. Las ecuaciones que rigen este fenómeno son las de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía, las cuales, aunadas a una serie de correlaciones

semiempíricas y expresiones que representan las variaciones de las propiedades físicas con ciertos parámetros, constituyen el modelo matemático desarrollado en este trabajo. Dicho modelo se ha validado con resultados experimentales obtenidos de pozos con configuraciones y condiciones de flujo que comprenden todos los patrones de flujo posibles.

Basándose en la validez de predicción, se presenta también una serie de aplicaciones que son de utilidad en el entendimiento y operación de sistemas geotérmicos.

Finalmente se enuncian una serie de conclusiones y recomendaciones relativas al estudio.

2. ANTECEDENTES

La aplicación de procesos involucrando el cambio de fase de una sustancia se remonta varios siglos atrás. Un ejemplo es el "cañón de vapor" de Arquímedes, de quien se reporta que mediante la expansión de vapor lograba lanzar bolas de acero a través de un tubo de cobre (ref 1). Las primeras turbinas de reacción que se concibieron alrededor del año 1600 se basaron en el principio de funcionamiento de la "eolípida" de Herón de Alejandría, quien la describió en el primer Siglo D.C. (ref 2).

Newcomen fue el precursor, en 1712, de las máquinas de vapor de tipo pistón, pero fue hasta 1756 que Leidenfrost escribió acerca del fenómeno de ebullición como un tópico serio de estudio (ref 3). Durante la revolución industrial el motor de vapor empezó a ser objeto de estudios más profundos, encontrando una serie de mejoras en 1769 gracias a James Watt, quien entre otras cosas inventó el condensador separado. Los aspectos científicos del flujo en dos fases se vieron limitados hasta que las leyes

termodinámicas fueron establecidas gracias a los estudios de Carnot, Joule, Clausius y Rankine a finales del siglo XVIII. A principios del siglo XX, Nusselt y Rayleigh contribuyeron grandemente con sus estudios sobre procesos de condensación en 1916 y 1917 respectivamente, y fue en 1930 cuando se empezó a generar una apreciable cantidad de literatura sobre distintos aspectos del flujo en dos fases (ref 4), comenzando a cobrar interés los estudios referentes al flujo en pozos petrolíferos (ref 5,6,7). El propósito de tales estudios era el diseño adecuado de equipo de superficie y la determinación de políticas de operación tanto de pozos productores como de recuperación mediante inyección de gas. Para ello los esfuerzos se enfocaron a la predicción de perfiles de presión a través del pozo, para lo cual Lockhart y Martinelli propusieron el uso de un parámetro obtenido al considerar condiciones isotérmicas (ref 8).

A partir de entonces se han llevado a cabo una gran cantidad de trabajos para el estudio de flujo bifásico en conductos verticales (refs 9-21). Las investigaciones se fueron extendiendo hacia el caso de vapor de agua cuando éste se utilizó como fluido de inyección en los campos de petróleo (refs 22-27). Entonces se requirió ya del conocimiento no sólo de los cambios de presión, sino de las variaciones de calidad y las pérdidas de calor hacia la formación. Estas mismas consideraciones son necesarias para el caso de producción de vapor a partir de yacimientos geotérmicos. Las diferencias básicas entre la inyección y producción de vapor son la dirección del flujo y la posible variación en la configuración del pozo.

Todos los trabajos publicados hasta la fecha para el estudio de

la caída de presión en conductos verticales, se pueden clasificar como sigue (ref 18):

- 1) Los que no consideran velocidad de deslizamiento entre las fases ni patrones de flujo.
- 2) Los que si consideran velocidad de deslizamiento entre las fases pero no patrones de flujo.
- 3) Los que consideran velocidad de deslizamiento y patrones de flujo.

Poettmann y Carpenter (ref 9) presentaron una ecuación para el cálculo de gradientes de presión basada en un balance de energía y en la ecuación de Fanning, para cuya validación utilizaron datos de 49 pozos. El factor de fricción utilizado se obtiene a partir de una relación empírica que toma en cuenta el producto del diámetro del pozo y el gasto másico por unidad de área. La mayoría de los estudios clasificados con el número 1 son una extensión del método de Poettmann y Carpenter.

Hagedorn y Brown (ref 17) tomaron en cuenta el efecto de deslizamiento entre fases, midiendo la "fracción volumétrica" del conducto que era realmente ocupada por la fase líquida, con la cual, considerando un modelo homogéneo, corrigieron la caída de presión por carga estática y calcularon la debida a fricción mediante el uso de un factor de fricción análogo al de flujo en una fase.

Después de haber realizado un análisis dimensional completo para

el flujo de una mezcla bifásica a través de un pozo, Ros (ref 20) determinó nueve números adimensionales, algunos de los cuales se relacionan con la fracción volumétrica y otros con la fricción en el conducto. De ahí seleccionó cuatro de esos números que mostraron ser realmente importantes en la práctica y estableció, junto con Duns (ref 21), mapas para determinar tres diferentes regiones de flujo de acuerdo con el contenido de gas en la mezcla. Dichos autores hacen énfasis en que la marcada diferencia en la naturaleza de los patrones de flujo causa que el comportamiento del fluido respecto a la caída de presión sea diferente de región a región. Duns y Ros (ref 21) utilizaron una ecuación derivada de un balance de cantidad de movimiento en lugar de un balance de energía.

La clasificación de los patrones de flujo difiere hasta la fecha de un autor a otro y, aún en los casos en que coinciden, las fronteras entre uno y otro pueden discrepar (refs 21, 28, 71). Algunas de las características de los patrones de flujo, de los cuales aparece un mapa en la fig 1, son (ref 28):

- a) Las fronteras entre un régimen y otro no están físicamente diferenciadas con exactitud, por lo cual su discretización es en cierta forma arbitraria.
- b) Dos cantidades muy importantes, la caída de presión y la fracción volumétrica, varían continuamente a través de las fronteras, de tal forma que su cálculo con diferentes correlaciones empíricas, una para cada régimen, es discontinua.

- c) Buscar mucha precisión en su determinación algunas veces no justifica la complicación que tiene lugar cuando se utiliza una técnica de cálculo muy general.

Por otro lado, el definir regímenes de flujo es útil, ya que su identificación provee un esquema de la distribución de las fases y ello permite hacer cálculos de orden de magnitud usando formas integrales de las ecuaciones de continuidad y cantidad de movimiento. Tales cálculos revelan para qué variables sería conveniente investigar el efecto y el comportamiento esperado bajo diversas variaciones.

Se puede utilizar casi cualquier grupo de propiedades del flujo bifásico para definir una frontera entre los regímenes. Cada definición que se use dará entonces a la frontera una localización que diferirá de otra que se haya obtenido usando otras propiedades. Esta es una de las razones más importantes por la cual no existe un mapa universal para la definición exacta de patrones de flujo en dos fases.

Una de las clasificaciones más generalmente aceptadas para flujo bifásico vertical es la siguiente (refs 12, 21, 28, 30, 31, 71) (fig 1).

FLUJO DE BURBUJA (Bubble flow). La fase gaseosa se mueve como burbujas aisladas aleatoriamente distribuidas dentro de un líquido casi continuo que ocupa casi toda la tubería. Las burbujas se mueven a diferentes velocidades dependiendo de su diámetro, también aleatorio. El líquido se mueve prácticamente a

velocidad uniforme, de tal forma que el efecto que tiene la fase gaseosa en el gradiente de presión es pequeño.

FLUJO DE PISTON (slug flow). En este régimen las burbujas de gas presentan una coalescencia que le permite formar burbujas estables de aproximadamente el mismo tamaño y forma, con casi el mismo diámetro de la tubería. Dichas burbujas están separadas por pistones de líquido que pueden o no contener burbujas más pequeñas. Se forma una película de líquido alrededor de las burbujas que puede moverse hacia abajo. La velocidad de las burbujas es mayor que la de los pistones de líquido (ref 28).

La variación en las velocidades de ambas fases influye tanto en las pérdidas por fricción como en la fracción volumétrica, la cual tendrá efecto en la densidad del fluido. Para flujos grandes el líquido puede penetrar en las burbujas de gas. Es por lo descrito anteriormente que ambas fases tienen efectos muy significativos en el gradiente de presión por fricción y por ello difícilmente podrá ser usada una sola correlación para predecir con exactitud los cambios de presión en todo el régimen. Hasta la fecha aparentemente ningún autor ha utilizado más de una expresión en el cálculo del gradiente de presión por fricción y en la fracción volumétrica dentro de este régimen (refs 31, 32).

FLUJO DE TRANSICION (Transition flow). En esta región existe un cambio de una fase líquida continua a una fase gaseosa continua. A medida que se incrementa la velocidad de la fase gaseosa, las burbujas se vuelven inestables, los pistones de líquido entre las burbujas desaparecen virtualmente y una cantidad significativa de

líquido se dispersa en el seno de la fase gaseosa, teniendo efectos significativos en las propiedades del flujo pero siendo la fase predominante la gaseosa. Algunos autores han tratado de extender más la clasificación de patrones de flujo, para lo cual en lugar de considerar el flujo de transición, incluyen dos patrones de flujo más denominados "Churn flow" y "Wispy flow" (ref 28) en los cuales la diferencia radica en la forma que se aglomera la fase líquida dentro del núcleo de gas.

FLUJO ANULAR O DE NEBLINA (Annular-Mist flow). La fase gaseosa es continua, mientras que la fase líquida forma una película en la pared y puede viajar también en forma de gotas dentro del núcleo de gas. Para determinar los límites entre los diversos patrones de flujo se han llevado a cabo muchos estudios (refs 21, 30, 71). Orkiszewsky (ref 12) propuso los límites a utilizar basándose en los trabajos de Griffith y Wallis (ref 28) para la frontera entre flujo de burbuja y pistón, y en Duns y Ros (ref 21) para los restantes patrones de flujo. Orkiszewsky seleccionó cinco de trece métodos para el cálculo de caídas de presión, encontrando que los más precisos eran el de Griffith y Wallis (ref 71) y el de Duns y Ros (ref 21), aunque ninguno probó ser preciso en todo el rango de aplicación. Ambos fallan para flujos altos, cuando por lo general se presenta flujo de transición y neblina.

Chierici, Ciucci y Sclocchi (ref 15) basaron su estudio en el trabajo de Orkiszewski (ref 12) y su aportación fue el desarrollo de una correlación a utilizar en el régimen de pistón en el cálculo del gradiente de presión por fricción. Aziz et al propusieron el mismo tipo de correlación (ref 19).

El primer estudio completo referente a pozos geotérmicos lo realizó Gould en su tesis doctoral, presentando sus resultados en la ref 33. Este autor utilizó las correlaciones de Orkiszewski, Azis et al, Hagedorn y Brown y Ros (refs 12, 17, 19, 20) y las acopló con ecuaciones de transferencia de calor, dentro de las cuales simuló la pérdida de calor hacia la formación mediante la fórmula de Ramey (ref 34), la cual es una solución aproximada de la ecuación de conducción en sentido radial para un cilindro infinitamente largo.

Sugiura (ref 22) elaboró un modelo en el cual reemplazó la aproximación de Ramey por la solución de la ecuación de conducción de calor en estado transitorio y en dos dimensiones. La aplicación de su modelo fue básicamente para inyección de vapor, ya que para el caso de producción de vapor sólo utilizó datos experimentales de un pozo.

Chierici, Giannone y Schloch (ref 35) utilizaron básicamente el mismo modelo desarrollado para pozos petrolíferos por Chierici et al (ref 15) y lo adaptaron para pozos geotérmicos. Este trabajo, al igual que el de Sugiura, tienen el inconveniente de no haber utilizado para su validación pozos con vapor de alta calidad (mayor al 50 por ciento), por lo cual en el régimen de neblina, la correlación propuesta falla. Dicha correlación es la desarrollada por Duns y Ros (ref 21), utilizada también por todos los demás autores hasta esa fecha (1981).

Ortiz (ref 36), implantó un programa de computadora para el cálculo de perfiles de flujo en pozos geotérmicos, mostrando su aplicación para diferentes casos. En el régimen de neblina

también utiliza la expresión de Duns y Ros (ref 21), por lo cual el ajuste de su modelo a pozos con vapor de alta calidad no es el deseable.

Desarrollando un modelo de fases separadas, Tachimori (ref 29) hizo dos aportaciones novedosas: primero estableció un nuevo criterio para la selección de patrones de flujo, considerando sólo tres, al prescindir del flujo de transición y estableciendo límites en función de la calidad y la fracción volumétrica del gas; segundo, empleó nuevas correlaciones para el cálculo del gradiente de fricción en el flujo de neblina. El único inconveniente de sus ecuaciones es que, para su ajuste, Tachimori utiliza un factor de corrección y que no puede ser determinado a priori, aunque él sugiere un valor aproximado de 0.7.

En términos generales, los trabajos aquí discutidos dan un amplio panorama de los estudios realizados hasta la fecha sobre flujo en dos fases en conductos verticales. Del análisis de dichos estudios se ha podido inferir que no existe hasta la fecha un modelo general capaz de predecir las condiciones de flujo en pozos con características diversas, tanto geométricas como de operación (refs 31, 32). Esta razón justifica el desarrollo de un nuevo modelo que, basado en experiencias de varios autores y modificado según observaciones surgidas del análisis de datos experimentales, se presenta y valida en los capítulos siguientes.

3. REPRESENTACION MATEMATICA

3.1 Introducción

El propósito fundamental de este trabajo es desarrollar un modelo matemático completo que simule el flujo vertical en dos fases a través de un conducto no adiabático, tomando rigurosamente en cuenta la transferencia de calor con los alrededores. Se pretende así modelar el flujo en pozos geotérmicos en forma realista. Con dicho modelo se desea evaluar los cambios de presión y calidad de la mezcla y los perfiles de temperatura en la formación a través del tiempo. Esto requiere del uso de las correlaciones más adecuadas, basadas en el reconocimiento de los diversos patrones de flujo y en la solución de la ecuación de difusión de calor.

Primeramente se describen las diversas formas en que se pueden presentar las ecuaciones generales de conservación para flujo bifásico, así como las características y limitaciones de los modelos existentes; después se identifica el conjunto de

ecuaciones a utilizar en el desarrollo del modelo matemático de este trabajo. Una vez elaborado dicho modelo, en el siguiente capítulo se demuestra su aplicación, primero comparándolo con datos experimentales y con modelos ya publicados, y en seguida determinando el efecto que tienen los parámetros básicos que lo conforman sobre los perfiles de flujo. Se concluye el trabajo asentando nuevos criterios para la determinación de los gradientes totales de presión.

3.2 Ecuaciones básicas para flujo bifásico.

Existen diversas maneras de formular las leyes básicas que describen el flujo en dos fases. A continuación se hace una breve descripción de la forma en que se pueden presentar matemáticamente dichas leyes, y a partir de un análisis de ellas se establece el modelo utilizado en este trabajo.

Cuando se trata de flujo en una fase, los balances locales que se realizan en un punto dado se expresan con ecuaciones diferenciales parciales, si el punto en cuestión no pertenece a una superficie de discontinuidad. De lo contrario dichos balances se formulan en términos de condiciones de salto que relacionan los valores de los parámetros de flujo en ambos lados de la superficie de discontinuidad (ref 37).

En flujo bifásico las interfases se pueden considerar como superficies de discontinuidad y, en consecuencia, las leyes de conservación para cada fase se expresan en términos de ecuaciones diferenciales parciales, mientras que para la interfase se

formulan en términos de condiciones de salto. Las ecuaciones instantáneas locales constituyen la base para casi todos los procedimientos seguidos al modelar flujo en dos fases. La deducción de dichas ecuaciones parte de un balance en forma integral para un volumen de control fijo conteniendo ambas fases.

Estas ecuaciones se transforman después mediante la regla de Leibniz y los Teoremas de Gauss con el objeto de obtener una suma de dos integrales de volumen y una integral de superficie (refs 38,39). Las dos integrales de volumen conducen a las ecuaciones locales instantáneas en forma diferencial parcial, mientras que la integral de superficie conduce a las condiciones de salto locales e instantáneas válidas sólo en la interfase. Las ecuaciones instantáneas locales pueden entonces escribirse para una sola de las fases y, si se realiza un promedio de dichas fases sobre la sección transversal de área ocupada por esa fase, se obtienen las llamadas ecuaciones instantáneas promediadas en el área. Dicho de otra forma, es equivalente a promediar cada ecuación de balance instantánea para la fase i , sobre la sección transversal ocupada por dicha fase i . Este procedimiento puede estudiarse con detalle en el trabajo de Vernier y Delhaye (ref 40), realizado con base en un estudio de Birkhoff (ref 41). Para su solución se suele discretizar estas ecuaciones sobre una red de tamaño finito, o integrarlas sobre una longitud finita. En ambos casos se llega finalmente a ecuaciones instantáneas promediadas en un volumen con un significado análogo al anterior. Al estar considerando para su estudio un punto dado en un flujo bifásico, cada fase pasa por este punto intermitentemente, teniendo asociada la variación de una función que puede

representar cualquier propiedad del flujo. Cuando se promedia el valor de dicha función sobre un intervalo de tiempo, se obtienen las ecuaciones locales promediadas en el tiempo (ref 42). Una forma más de presentar las ecuaciones de conservación, consiste en combinar las arriba mencionadas al promediar sobre un intervalo de tiempo las ecuaciones locales promediadas de área o viceversa. El nombre que se asigna a este tipo de ecuaciones es el de ecuaciones promedio compuestas (ref 38).

3.3 Modelos de flujo bifásico

Una vez formuladas las ecuaciones de conservación que rigen un flujo en dos fases, el modelado de un sistema sujeto a este tipo de flujo requiere adicionalmente la suposición de ciertas características propias del sistema. Algunas pueden ser geométricas (como por ejemplo suponer simetría del flujo, considerarlo plano, cilíndrico), otras características pueden referirse a las propiedades cinemáticas (que existe o no velocidad relativa local entre las fases), o bien propiedades termodinámicas (considerar condiciones de saturación para una o para las dos fases).

Existen dos tipos principales de modelos; aquellos que suponen que existe equilibrio entre las fases, y los que consideran el estado de no equilibrio. Estos últimos se utilizan cuando un flujo bifásico está sujeto a variaciones fuertes en espacio o tiempo, y se denominan modelos de dos-fluídos. Tales modelos se consideran los más consistentes por su naturaleza, pero a la vez son los más complicados debido a que para su solución se requiere

conocer siete leyes de interacción: tres para la transferencia de masa, cantidad de movimiento y energía en la interfase y cuatro para la transferencia de cantidad de movimiento y energía entre cada fase y la pared (ref 43).

Dentro de los modelos que suponen la existencia de equilibrio entre las fases, se encuentran los de "Perfiles de velocidad impuestos", que se resumen en cuatro tipos: el modelo unidimensional de una velocidad o modelo homogéneo; el bidimensional de una velocidad o modelo de Bankoff; el unidimensional, de dos velocidades o modelo de Wallis; y el bidimensional, de dos velocidades o modelo de Zuber y Findlay (refs 38, 39).

Una parte esencial de los modelos concernientes a flujo bifásico es sin lugar a dudas el cálculo de la caída de presión. La mayoría de los datos experimentales proveen sólo valores de la caída de presión total sin hacer, por tanto, distinción alguna de los diferentes mecanismos que tienen lugar en la pérdida de presión; éstos incluyen el efecto de la gravedad, el de la aceleración del flujo y los efectos viscosos que dan lugar a pérdidas de presión por fricción.

La determinación de cada uno de estos efectos varía según la configuración del flujo; por lo general se recurre a expresiones empíricas que permiten lograr el mejor ajuste posible con los datos experimentales. Aún cuando las ecuaciones constitutivas son insensibles a los patrones de flujo, éstos juegan un papel primordial en la solución matemática, pues de su

consideración dependen las correlaciones que se han de emplear como ecuaciones auxiliares y complementarias del modelo.

De los modelos mencionados anteriormente, el homogéneo es el más sencillo, ya que consiste en tratar al fluido como un flujo monofásico compresible cuyas propiedades físicas son una combinación de las propiedades de ambas fases, entre las cuales no hay deslizamiento, o sea que la velocidad del líquido es igual a la de la fase gaseosa (ref 45). Como tal, el homogéneo resulta un modelo poco exacto, ya que la consideración de un flujo sin deslizamiento predice valores de caída de presión que siempre son menores a los que ocurren en un flujo bifásico real (ref 44).

Una alternativa para mejorar sensiblemente los resultados que arroja un modelo homogéneo, es introducir el concepto de velocidad relativa entre las fases (velocidad de deslizamiento), lo cual constituye en esencia al modelo de Wallis (ref 38, &). Conociendo las velocidades de cada fase es posible calcular con mayor precisión los términos correspondientes a la caída de presión por fricción y aceleración, mientras que determinando la fracción volumétrica de las fases, es posible definir una relación para la densidad, diferente a la considerada en flujo homogéneo, que permite mejorar aún más las predicciones de los perfiles reales de presión. Sin embargo, dado que la fracción volumétrica se calcula con relaciones empíricas determinadas experimentalmente, no representa realmente la fracción de volumen ocupada por cada fase, sino un término empírico que toma en cuenta las pérdidas de energía diferentes a las de fricción y aceleración (ref 44). En otras palabras, dicha densidad

físicamente representa el valor necesario para obtener la diferencia entre un cambio de presión dado y el cambio debido a efectos de fricción y aceleración, lo cual representa el mismo concepto del llamado modelo homogéneo extendido.

Tomando en cuenta lo anterior, en este trabajo se integró un modelo con las características siguientes: utiliza las ecuaciones de conservación para un flujo bifásico homogéneo, considera el concepto de velocidad de deslizamiento entre las fases para el cálculo de los gradientes de presión por fricción y aceleración, e incluye la obtención de la fracción volumétrica para la evaluación de la densidad de la mezcla atendiendo al régimen de flujo existente.

A continuación se presentan las ecuaciones de conservación aplicables al flujo homogéneo, así como las correlaciones que permiten evaluar la densidad del flujo y el gradiente de fricción de acuerdo con el régimen de flujo existente.

3.4 Desarrollo del modelo matemático

3.4.1 Ecuaciones de conservación.

Las condiciones que se imponen al suponer flujo homogéneo son, como se mencionó anteriormente, que no hay deslizamiento y que el fluido se encuentra en condiciones de equilibrio. Dicha restricción de no deslizamiento se remueve posteriormente durante la determinación de los diversos patrones de flujo.

Matemáticamente se tiene:

$$u_l = u_g \equiv u_m \quad (3.1)$$

$$T_l = T_g \equiv T_{\text{sat}}(P) \quad (3.2)$$

siendo u la componente de velocidad a lo largo del eje de la tubería (cuya coordenada espacial estará representada por z) y $T_{\text{sat}}(P)$ la temperatura de saturación correspondiente a la presión p constante sobre una sección transversal.

Las ecuaciones de balance de masa, cantidad de movimiento y energía en su forma general se derivan de las ecuaciones de balance simplificadas para una mezcla (ref 38), simplemente tomando una densidad promedio tal que:

$$\rho_m = \rho_g \eta_g + \rho_l (1 - \eta_g) \quad (3.3)$$

siendo η_g la fracción volumétrica ocupada por la fase gaseosa en el conducto, y cuyo cálculo depende del régimen de flujo como se verá más adelante.

BALANCE DE MASA

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_m u_m)}{\partial z} = 0 \quad (3.4)$$

BALANCE DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO

$$\frac{\partial (\rho_m)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_m u_m^2)}{\partial z} = -\frac{\partial p}{\partial z} + \rho F_z - \frac{P}{A} \zeta_w \quad (3.5)$$

BALANCE DE ENERGIA

$$\frac{\partial (\rho_m e)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_m u_m \left(h_m + \frac{u_m^2}{2} + gz \right) \right) = -\frac{P}{A} \psi + \dot{Q}_e \quad (3.6)$$

Estas ecuaciones pueden simplificarse bajo la suposición de que la mezcla fluye en estado permanente, lo cual es válido para pozos en condiciones normales de operación (refs 12, 29, 33, 35, 46). Tomando esto en cuenta, se puede sustituir (3.4) en (3.5) para obtener

$$-\frac{dp}{dz} + \rho F_z - \frac{P}{A} \zeta_w = \rho_m u_m \frac{du_m}{dz} \quad (3.7)$$

La ecuación (3.7) ha sido presentada por numerosos autores (refs 12, 20, 22) y a partir de ella se pueden expresar cada uno de los términos en una forma tal que se simplifique su evaluación. La derivada parcial se puede escribir como total tomando en cuenta que sólo se consideran variaciones de las propiedades en sentido vertical.

El último término del miembro izquierdo representa la variación de presión por unidad de longitud debido a efectos de fricción. Para su evaluación se puede escribir en las formas de las ecuaciones de Chezy, Manning o Darcy-Weisbach, adoptándose en el trabajo esta última por su facilidad de uso en conductos cerrados (refs 47, 48, 49):

$$\tau_f = f \frac{\rho_m u_m^2}{2D} \quad (3.8)$$

donde f es el coeficiente de fricción. La evaluación de este término, que se detalla en la sección 3.6, varía según el régimen de flujo existente en el pozo, ya que el cálculo de la fracción volumétrica y por tanto de la densidad de la mezcla y de las velocidades de ambas fases, difiere de un régimen a otro.

El miembro del lado derecho de la ecuación (3.7) corresponde a la aceleración y es sólo significativo si la velocidad del flujo es muy alta. Este caso se presenta solamente en el régimen de flujo de neblina, o sea, cuando la masa de vapor es dominante (refs 9, 11, 21). Para facilitar su cálculo se suele aproximar, según Poettmann y Carpenter (ref 9), de la siguiente manera:

$$\rho_m u_m \frac{du_m}{dz} = - A_c \frac{dp}{dz} \quad (3.9)$$

donde A_c es el denominado gradiente de aceleración. La obtención de la ecuación (3.9) se detalla en el apéndice 1.

Considerando que la única fuerza de cuerpo (F_z) que actúa es la debida a la gravedad y sustituyendo (3.8) y (3.9) en (3.7) resulta:

$$-\frac{dp}{dz} = \frac{\rho_m g + \tau_f}{1 - A_c} \quad (3.10)$$

En la ecuación (3.10) el signo negativo significa que la presión disminuye en el sentido del flujo, orientado éste a lo largo del eje z.

Multiplicando a la ecuación correspondiente al balance de energía en estado permanente por el área seccional del tubo A, introduciendo en ella la ecuación de continuidad, denominando con Q al flujo de calor por unidad de longitud, despreciando el término correspondiente al trabajo realizado por fuerzas externas (por ej. de flechas) y considerando al eje z positivo hacia abajo, la ecuación de la energía resulta:

$$Q + m \frac{d}{dz} \left(h_m + \frac{u_m^2}{2} - gz \right) = 0 \quad (3.11)$$

Dado que esta ecuación afecta a la ecuación (3.10) en cuanto a la determinación de las propiedades de flujo de la mezcla, resulta conveniente expresarla en términos de variables comunes. Esto se puede llevar a cabo de la siguiente manera: la entalpía de una mezcla se puede calcular en función de su calidad y de las entalpías de saturación correspondientes a ambas fases mediante la expresión (refs 50, 51):

$$h_m = h_f + x h_{fg} \quad (3.12)$$

Aún cuando es recomendable el uso de tablas de vapor para la determinación de las propiedades sobre la línea de saturación, el uso de fórmulas aproximadas es conveniente por dos razones fundamentalmente: si se requiere hacer cálculos con valores intermedios que no aparecen en las tablas, y para poder evaluar la variación de una de las propiedades en función de otras. Debido a la forma en que se presenta la ecuación de la energía, además, debe disponerse de expresiones derivables de dichas propiedades. Por todo ello se decidió emplear ecuaciones en lugar de tablas. Se utilizaron las ecuaciones desarrolladas por Farouq Ali (ref 52) debido a su fácil manejo y muy aceptable precisión. Las entalpías de saturación como función de la presión, cuyo error observado es menor al uno por ciento respecto a las tablas de vapor (aunque en la referencia se cita una precisión mejor que 0.3%), para valores de presión entre 1 y 80 bar, se calcularon mediante las expresiones:

$$h_f = 422.1 p^{0.2574} \quad (3.13)$$

$$h_g = 2692.3 p^{0.01267} \quad (3.14)$$

Sustituyéndolas en la ecuación (3.12) y derivando con respecto a z la entalpía mediante la regla de la cadena, se obtiene una expresión del tipo:

$$\frac{d h_m}{dz} = C_1 \frac{dx}{dz} + C_2 x + C_3 \quad (3.15)$$

La variación de la energía cinética con respecto a z, al sustituir la ecuación de continuidad resulta:

$$u_m \frac{du_m}{dz} = \frac{\dot{m}^2}{\rho_m A^2} \frac{d(1/\rho_m)}{dz} \quad (3.16)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.15) a (3.16) en (3.11) la ecuación del balance de energía se puede escribir en su forma final como

$$C_4 \frac{dx}{dz} + C_5 x + C_6 = 0 \quad (3.17)$$

Este polinomio ya fue desarrollado previamente por Sugiura (ref 46) y tiene la ventaja de ser fácilmente expresable en diferencias finitas para su implantación en un modelo numérico. Los parámetros C_1 a C_6 , cuya obtención aparece en el apéndice I, resultan dependientes de la presión, la densidad de la mezcla, el flujo másico y el término correspondiente a la transferencia de calor entre el pozo y los alrededores.

3.4.2 Ecuación de transferencia de calor

La diferencia de temperatura existente entre el fluido que emerge por el pozo y el medio que lo rodea da lugar a un fenómeno

transitorio de transferencia de calor que se puede plantear de la siguiente manera.

El calor, que en la mayoría de los casos fluye del pozo hacia los alrededores, se transfiere por conducción a partir de la pared del conducto pasando por la camisa de cemento hasta la formación. Entonces resulta adecuado suponer a la formación como un cilindro de longitud igual a la del pozo, de extensión radial infinita y de radio interno igual al del pozo, el cual actúa como una fuente de calor de temperatura dependiente de la profundidad.

La ecuación general que gobierna la transferencia de calor con el medio es entonces la de conducción de calor, que en coordenadas cilíndricas se puede escribir como (ref 53):

$$\frac{\partial^2 T_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_f}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T_f}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 T_f}{\partial z^2} + \frac{q}{k} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T_f}{\partial t} \quad (3.18)$$

La variación de temperatura en sentido angular se desprecia dada la simetría del pozo y que la formación se considera como un medio homogéneo. El término de generación de calor estrictamente es cero, ya que el aporte de energía por parte del fluido representa una condición de frontera. Dicho flujo de calor es proporcional al producto de la diferencia de temperatura entre el fluido y el cemento y el área perpendicular a la dirección del flujo de calor. El factor de proporcionalidad es el denominado coeficiente global de transferencia de calor U , que representa la resistencia neta al flujo de calor por parte del fluido, el conducto y la camisa de cemento que rodea al pozo. Matemáticamente se puede expresar como (refs 23, 24, 30, 34):

$$Q = 2\pi r_{cem} U (T - T_{cem}) \quad (3.19)$$

donde T_{cem} es la temperatura en la intercara cemento-formación y r_{cem} es la coordenada radial correspondiente a esa posición. Con las simplificaciones anotadas, la ecuación (3.18) se reduce a:

$$\frac{\partial^2 T_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_f}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_f}{\partial z^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T_f}{\partial t} \quad (3.20)$$

para cuya solución se proponen las siguientes condiciones:

Condición inicial:

El perfil de temperatura inicial de la formación generalmente se desconoce debido a la dificultad de obtenerlo experimentalmente; por lo general resulta una buena aproximación suponerlo de tipo lineal considerando el gradiente de temperatura geotérmico (refs 12, 33, 46), el cual representa la variación lineal de temperatura del medio con la profundidad antes de ser perturbado, es decir

$$T_f = A_1 z + T_{amb} \quad \text{para } t = 0 \quad (3.21)$$

siendo A_1 el gradiente geotérmico.

Condiciones de frontera:

En $z = 0$, o sea en la superficie del terreno:

$$T_f = T_{amb} \quad (3.22)$$

En $z = z_{yac}$, o sea en el fondo del pozo, se considera la temperatura del yacimiento:

$$T_f = T_{yac} \quad (3.23)$$

En la intercara cemento formación, $r = r_{cem}$:

$$\dot{Q} = \left[2\pi r k_r \frac{\partial T_r}{\partial r} \right]_{r=r_{cem}} \quad (3.24)$$

Esta última ecuación numérica es igual a la (3.19). A una distancia lejana del pozo el flujo de calor es nulo, o sea, en el límite, cuando $r \rightarrow \infty$:

$$\frac{\partial T_r}{\partial r} = 0 \quad (3.25)$$

3.5 Determinación de patrones de flujo

Debido a que en la realidad pueden coexistir diferentes configuraciones de flujo en un mismo pozo, es necesario determinar la densidad de la mezcla y el gradiente de presión por fricción de acuerdo con el patrón de flujo existente.

El criterio de selección utilizado en este trabajo se basa en el presentado por Orkiszewski (ref 12) quien, apoyado en el estudio de Griffith y Wallis (ref 71), define la frontera entre el régimen de burbuja y el de pistón, y se apoya en el trabajo de Duns y Ros para definir las fronteras entre el régimen de pistón y el de transición, y éste último con el de neblina (ref 21). La tabla 1 muestra dicho criterio en función de los números adimensionales de velocidad global, de velocidad de la fase líquida y de velocidad de la fase gaseosa.

Tabla 1. Criterio de selección de patrones de flujo

FLUJO DE BURBUJA:

$$N_{lv} > q_g/q_t$$

FLUJO DE PISTON:

$$N_{lv} < q_g/q_t \text{ y } N_{gv} < RN_s$$

FLUJO DE TRANSICION:

$$RN_s < N_{gv} < RN_n$$

FLUJO DE NEBLINA:

$$N_{gv} > RN_n$$

donde:

$$N_{lv} = \frac{q_l}{A} \left(\frac{\rho_l}{g \sigma} \right)^{0.25}$$

$$N_{gv} = \frac{q_g}{A} \left(\frac{\rho_l}{g \sigma} \right)^{0.25}$$

$$N_{lv} = 1.071 - 7.15 g \frac{u_m^2}{D} \quad \text{con } N_{lv} > 0.13$$

$$RN_p = 50 + 36 N_{lv}$$

$$RN_n = 75 + 84 N_{lv}^{0.75}$$

3.6 Evaluación de la densidad del fluido y del gradiente de presión por fricción

3.6.1 Flujo en dos fases

Para calcular la densidad promedio de la mezcla se utiliza la ecuación (3.3) previa determinación de la fracción volumétrica, la cual se evalúa con diferentes correlaciones dependiendo del patrón de flujo.

a) Flujo de burbuja

La velocidad superficial es aquella que tendría una fase en el conducto si sólo dicha fase fluyera en toda la sección, o sea que para el gas está dada por:

$$u_{sg} = q_g/A \quad (3.26)$$

mientras que la velocidad real se calcula como:

$$u_g = q_g/A\eta_g \quad (3.27)$$

La fracción volumétrica se calcula con la expresión presentada por Griffith y Wallis (ref 29), para la cual, basándose en resultados experimentales, sugieren tomar un valor constante de la velocidad de deslizamiento u_s igual a 0.2439 m/s:

$$\eta_g = 0.5 \left(\left(1 + \frac{u_m}{u_s}\right) - \left(1 + \frac{u_m}{u_s}\right)^2 - 4 \frac{u_{sg}}{u_s} \right)^{1/2} \quad (3.28)$$

siendo u_m la velocidad total de la mezcla dada por:

$$u_m = q_t/A \quad (3.29)$$

La obtención de la ecuación (3.28) aparece en el apéndice II.

Para calcular el gradiente de presión por fricción se considera que dado el alto contenido de líquido en este régimen, las burbujas de la fase gaseosa no afectan las pérdidas por fricción, por lo cual en la ecuación (3.8) se sustituye la densidad y la velocidad real por las de la fase líquida:

$$\tau_f = f \frac{\rho_l u_l^2}{2D} \quad (3.30)$$

donde:

$$u_l = \frac{q_l}{A(1 - \eta_g)} \quad (3.31)$$

Para el cálculo del factor de fricción f se puede utilizar un diagrama de Moody o recurrir a cualquiera de las expresiones disponibles en la literatura. En este trabajo se escogió la ecuación propuesta por Swamee y Jain (ref 54) por ser de tipo explícito, diferir en uno por ciento con la ecuación de Colebrook (ref 47) y ser válida para valores de rugosidad relativa y número de Reynolds comunes en los pozos geotérmicos.

Dicha ecuación está dada por

$$f = 1.325 \left(L_n \left(\frac{\epsilon}{3.7D} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right)^{-2} \quad (3.32)$$

El valor de la rugosidad relativa se obtiene de acuerdo con el material del conducto y su diámetro, mientras que el número de Reynolds varía según el régimen de flujo. Para el flujo de burbuja, donde dominan las propiedades de la fase líquida, está

dado por:

$$Re_l = \rho_l \frac{u_l D}{\mu_l} \quad (3.33)$$

b) Flujo de pistón

En la región de flujo de pistón se recurre a dos diferentes correlaciones para calcular ρ_m y τ_f .

Al inicio del régimen de pistón, cuando todavía es grande la proporción líquido-vapor y las pérdidas por fricción parecen ser dominadas por la masa líquida, se utiliza la fórmula propuesta por AZIS, Govier y Fogarasí (ref 19), para el gradiente de presión por fricción:

$$\tau_f = (1 - \eta_g) f \frac{\rho_l u_m^2}{2D} \quad (3.34)$$

donde f se calcula utilizando la velocidad de la mezcla en la ecuación (3.33).

La expresión utilizada para calcular la fracción volumétrica (y cuya deducción se detalla en el apéndice II), resulta a partir de la definición de la velocidad de ascenso de las burbujas u_b :

$$\eta_g = \frac{u_{sg}}{u_m + u_b} = \frac{q_g}{q_r + Au_b} \quad (3.35)$$

con la cual se determina la densidad de la mezcla mediante la ecuación (3.3). Para determinar la velocidad de ascenso de las burbujas u_b , se adopta la expresión deducida por Nicklin, Wilkes y Davidson (ref 35), válida para números de Reynolds mayores de

8000 como es común en el régimen de pistón:

$$u_b = 0.36576 u_m + 0.10668 (gD)^{1/2} \quad (3.36)$$

Se seleccionaron estas ecuaciones porque, como se verá en detalle en la sección 4.2, predicen gradientes de presión relativamente altos, lo cual fue observado en los pozos analizados.

Al final del régimen, cuando la proporción líquido-vapor ha disminuído y los gradientes de presión son menores, se utilizan las expresiones desarrolladas por Orkiszewski (ref 12), con la modificación al coeficiente de distribución de líquido hecha por Ortiz (ref 36)

$$\tau_r = f \frac{u_m^2 \rho_l}{2D} \left(\frac{q_l + A u}{q_r + A u_b} + \Gamma \right) \quad (3.37)$$

$$\rho_m = \frac{m + \rho_l u_b A}{q_r + u_b A} + \Gamma \rho_l \quad (3.38)$$

donde (ref 12):

$$u_b = (0.166 + 2.66 (10^{-6}) R_e) (gD)^{1/2}, \text{ si } N_b \leq 3,000 \quad (3.39a)$$

$$u_b = (0.1066 + 2.66 (10^{-6}) R_e) (gD)^{1/2}, \text{ si } N_b \geq 8000 \quad (3.39b)$$

$$u_b = (0.1524 u_{bi} + 0.3048 (U_{bi}^2 + \frac{13.59 \mu_l}{D})^{1/2})$$

$$\text{si } 3000 < N_b < 8000 \quad (3.39c)$$

$$N_b = \rho_l \frac{u_b D}{\mu_l} \quad (3.40)$$

$$u_{bl} = (0.0765 + 2.66 (10^{-6}) R_e) (gD)^{1/2} \quad (3.41)$$

y además (ref 36):

$$\Gamma = -0.0198 u_m - 0.03048, \text{ si } u_m < 3.048 \text{ m/s} \quad (3.42a)$$

$$\Gamma = (0.0137 \log \mu_l) / D^{0.799} - 0.2161 - 0.04937 \log u_m - 0.27 \log D \quad \text{si } u_m \geq 3.048 \text{ m/s} \quad (3.42b)$$

Esta segunda expresión está limitada por:

$$\Gamma \geq - \frac{u_b A}{q_r + u_b A} (1 - \rho_m / \rho_l) \quad (3.42c)$$

La justificación respecto al uso de dos diferentes correlaciones para el cálculo tanto de τ_f como de ρ_m se discute ampliamente en la sección 4.2. El número de Reynolds utilizado para calcular el factor de fricción se calcula nuevamente empleando la velocidad media de la mezcla en la ecuación (3.33) (ref 71).

El régimen de flujo que sucede al de pistón es el de transición, y ya que para su cálculo se sigue la aproximación propuesta por Duns y Ros (ref 21), en la cual se incluyen los términos de densidad y gradiente de presión por fricción para el flujo de neblina, se presentarán primero las expresiones para este último régimen.

c) Flujo de Neblina

Para un pozo a través del cual una cantidad constante de fluido evoluciona desde la fase líquida hasta el régimen de neblina, las

caídas de presión en este último régimen son en general apreciablemente menores que en los otros patrones de flujo considerados, aún en pozos donde se tienen flujos de masa considerablemente altos. Dado que tanto la ecuación propuesta por Duns y Ros (ref 21) como la propuesta por Inoue y Aoki (ref 56) proporcionan caídas de presión muy grandes comparadas con los valores observados, se utilizaron las ecuaciones propuestas por Tachimori (ref 29):

$$\tau_l = f_l (1-\eta_g)^2 \rho_l u_l^2 / 2D \quad (3.43)$$

$$\tau_g = f_g \eta_g^2 \rho_g u_g^2 / 2D \quad (3.44)$$

$$\tau_f = \gamma \tau_g X + \tau_l (1-X) \quad (3.45)$$

Como se mencionó en el capítulo 2, resulta impráctico utilizar un factor de corrección para ajustar los valores predichos, pues se requiere conocer los perfiles experimentales a priori o comparar con pozos operando bajo condiciones semejantes al pozo en estudio. Debido a lo anterior y analizando los resultados obtenidos (ver sección 4.2), se logró modificar la ecuación (3.45) sustituyendo el factor γ por la calidad de la mezcla. De esta forma se cuenta con una expresión que es función sólo de las propiedades del flujo, que ha probado tener muy aceptable precisión sin necesidad de variar tentativamente un factor de ajuste exógeno (refs 31, 32). Dicha ecuación resulta:

$$\tau_f = X^2 \tau_g + (1 - X) \tau_l \quad (3.46)$$

Los correspondientes factores de fricción f_g y f_l se calculan con el número de Reynolds evaluado con las propiedades de la fase gaseosa y líquida respectivamente y con un valor de rugosidad relativa modificado según el número de Weber. Dichas expresiones

fueron desarrolladas por Duns y Ros (ref 21) bajo la consideración de que la fase líquida en este régimen contribuye a incrementar la rugosidad al formarse una película de líquido que cubre la pared del conducto. Esta película ofrece alta resistencia al flujo de gas y es la mayor causa del gradiente de presión. Las ondulaciones de dicha película resultan del arrastre del gas que la deforma en oposición a la tensión superficial.

Duns y Ros observaron que la viscosidad del líquido afectaba el valor numérico de la rugosidad, por lo que definieron un número adimensional que considerara dicho efecto y que a su vez se relacionara con el número de Weber, dando por resultado una expresión independiente de la rugosidad absoluta. El número de Weber queda definido por (ref 21):

$$We = g \frac{u_g^2 \epsilon}{\sigma} \quad (3.47)$$

mientras que el número adimensional previamente obtenido por Ros (ref 20), que incluye a la viscosidad, está dado por:

$$N_{\mu} = \frac{\mu^2 \rho_l}{\rho_l \sigma \epsilon} \quad (3.48)$$

Dichos autores establecen entonces los siguientes límites basándose en observaciones experimentales:

Si

$$N_{\mu} < 0.005:$$

$$\frac{\epsilon}{D} = 34 \frac{\sigma}{\rho_g u_g^2 D} \quad (3.49a)$$

$$N_{\mu} > 0.005:$$

$$\frac{\epsilon}{D} = 174.8 \frac{\sigma N_{\mu}^{0.302}}{\rho_g u_g^2 D} \quad (3.49b)$$

Quando ϵ/D es mayor que 0.05, f se obtiene de la siguiente relación empírica (ref 21):

$$f = (4 \log_{10} (0.27 \frac{\epsilon}{D}))^{-2} + 0.067 (\frac{\epsilon}{D})^{1.73} \quad (3.50)$$

Si ϵ/D no rebasa tal valor, se recurre a la ecuación (3.32).

Para la determinación de la densidad, el valor de la fracción volumétrica que se usa en la ecuación (3.3) es:

$$\eta_g = \frac{1}{1 + q_t/q_g} = \frac{q_g}{q_t} \quad (3.51)$$

Su derivación aparece en el apéndice II.

d) Flujo de transición

Como se mencionó anteriormente, para el régimen de transición se aplica el método propuesto por Duns y Ros (ref 21), que consiste simplemente en una interpolación lineal basada en los límites adimensionales entre flujo de pistón y transición (RN_p) y entre flujo de transición y neblina (RN_n), además del número adimensional de velocidad de la fase gaseosa N_{gv} como sigue:

$$\rho_m = (\rho_m)_p \frac{RN_n - N_{gv}}{RN_n - RN_p} + (\rho_m)_n \frac{N_{gv} - RN_p}{RN_n - RN_p} \quad (3.52)$$

$$\tau_f = (\tau_f)_p \frac{RN_n - N_{gv}}{RN_n - RN_p} + (\tau_f)_n \frac{N_{gv} - RN_p}{RN_n - RN_p} \quad (3.53)$$

Los valores de $(\rho_m)_p$ y $(\tau_f)_p$ utilizados en las ecuaciones (3.52) y (3.53) son los calculados con las ecuaciones (3.3) y (3.34) respectivamente. El gradiente de presión por fricción en flujo de transición resulta ser más exacto si el gasto volumétrico para el flujo de neblina se toma como (ref 12):

$$(q_g)_n = (RN_n) q_g / N_{gv} \quad (3.54)$$

con lo cual la densidad de la fase gaseosa resulta:

$$(\rho_g)_n = \rho_g q_g / (q_g)_n \quad (3.55)$$

3.6.2 Flujo en fase líquida

Tomando en consideración que en un gran número de casos reales el fluido que emerge del yacimiento se encuentra en fase líquida, es necesario establecer las ecuaciones aplicables al flujo monofásico, así como determinar la profundidad a la cual sufre cambio de fase brusco de líquido a vapor o "flasheo".

Para calcular la caída de presión se recurre nuevamente a la ecuación (3.10), reemplazando la densidad de la mezcla por la densidad de la fase líquida y cancelando el término referente al cambio de energía cinética. Esto último es válido considerando que el gradiente de aceleración es significativo sólo a altas velocidades, las cuales ocurren cuando la fase gaseosa es predominante, o sea en el flujo de neblina (refs 9,11), como se verificará en el siguiente capítulo.

Con las consideraciones indicadas, la ecuación (3.10) se convierte en:

$$\frac{dp}{dz} = \rho_l g + \tau_f \quad (3.56)$$

La evaluación del gradiente de presión por fricción se realiza con la ecuación (3.30), introduciendo el factor de fricción que se determina con el número de Reynolds definido con la ecuación (3.33). Durante el flujo (monofásico) del líquido, predomina la caída de presión debida a la carga hidrostática. Por consiguiente la evaluación de la densidad debe ser lo más precisa posible, para lo cual es recomendable tomar en cuenta el contenido de sales presente en el fluido, así como los cambios de densidad debido a variaciones de presión y temperatura.

Frick desarrolló una expresión de la forma (ref 57):

$$\rho_l = 1000 \frac{\gamma_w}{B_w} \quad (3.57)$$

donde B_w representa un factor de variación de volumen del agua dependiente de la presión y la temperatura, y γ_w es la densidad relativa del agua considerando el contenido de sales. La expresión para B_w es la siguiente:

$$B_w = 1.0 + 2.70 (10^{-4}) T_x + 2.2515 (10^{-6}) T_x^2 - 7.497 (10^{-6}) p \quad (3.58)$$

siendo T_x la diferencia de temperatura entre el fluido y la temperatura ambiente. La transferencia de calor a los alrededores se evalúa con la ecuación (3.19), considerando como T la

temperatura de la salmuera.

3.7 Relaciones auxiliares

Para lograr una correlación entre las propiedades físicas de la mezcla bifásica bajo ciertas condiciones de flujo, se requieren expresiones que permitan determinar las propiedades de cada una de las fases.

Expresando las ecuaciones obtenidas por Farouq Ali (ref 52) para la temperatura, densidad y viscosidad en el sistema internacional de unidades, se tiene:

Temperatura de saturación de la mezcla, como función de la presión:

$$T = 117.5 p^{0.225} + 255.37 \quad (3.59)$$

Densidad de cada una de las fases:

Líquido

$$\rho_l = (9.7924 (10^{-4}) + 9.82 (10^{-6}) p^{0.225} + 4.18 \times 10^{-5} p^{0.45})^{-1} \quad (3.60)$$

vapor

$$\rho_g = (1.73 p^{-0.9588})^{-1} \quad (3.61)$$

Viscosidad dinámica:

Líquido

$$\mu_l = 2.185 (10^{-3}) (0.28921 + 0.07281 T + 1.67 (10^{-3})T^2)^{-1} \quad (3.62)$$

vapor

$$\mu_g = 10^{-7} (88.019 + 0.03282 T + 2.135 (10^{-4}) T^2 + \rho_g (5.897 (10^{-3}) T - 1.8567)) \quad (3.63)$$

Gasto volumétrico:

líquido

$$q_l = \frac{\dot{m} (1 - X)}{\rho_l} \quad (3.64)$$

vapor

$$q_g = \frac{\dot{m} X}{\rho_g} \quad (3.65)$$

Aunando a estas ecuaciones las entalpías de ambas fases descritas en (3.13) y (3.14) se completan las relaciones necesarias para determinar las propiedades de la mezcla.

3.8 Método de solución

Los perfiles de flujo de la mezcla se obtienen al resolver las ecuaciones de cantidad de movimiento, energía, transferencia de calor entre el fluido y la formación, y difusión de calor en la formación, representadas por las ecuaciones (3.10), (3.17),

(3.19) y (3.20) respectivamente. Debido a que sus coeficientes son funciones de variables incógnitas, así como del tiempo y espacio, no existe solución cerrada. Como consecuencia de lo anterior, se recurrió a un proceso iterativo mediante una solución numérica utilizando diferencias finitas. Con el propósito de facilitar el seguimiento del método de solución, en la tabla 2 se listan nuevamente las expresiones utilizadas.

Dado que las ecuaciones no son lineales, tampoco es posible resolverlas simultáneamente, por lo cual es necesario utilizar un método secuencial en el cual se llevan a cabo las iteraciones para cada intervalo de altura o profundidad considerado.

El procedimiento computacional se puede resumir en la siguiente forma:

1. Se selecciona el incremento de altura por considerar en el pozo, y se suministran como datos la configuración del pozo (longitud y diámetros), las condiciones de flujo en el fondo o la boca del pozo y el perfil inicial de temperatura en la formación, si éste se encuentra disponible (si no se supone uno lineal, ecuación (3.23)).
2. Si el flujo no ha alcanzado condiciones de cambio de fase, se realiza el cálculo común para fluidos en una fase; si la mezcla se encuentra en dos fases, se supone una calidad promedio cercana al valor anterior.
3. Con la calidad supuesta, se calcula la caída de presión utilizando la ecuación (3.10) recursivamente. Durante esta

etapa se determina el régimen de flujo existente con las propiedades determinadas, para seleccionar las correlaciones correspondientes al gradiente de presión por fricción y la densidad de la mezcla, que se han de introducir en la ecuación (3.10). Una vez calculada la presión correspondiente a la profundidad considerada en 1, se procede a evaluar el intercambio de calor con la formación.

4. Para un intervalo de tiempo especificado, se determina la variación de temperatura en la formación a partir de la ecuación (3.20), para las condiciones de frontera y la condición inicial correspondientes.
5. Dado un valor del coeficiente global de transferencia de calor, se calculan las pérdidas de calor por unidad de longitud con la ecuación (3.19). El valor supuesto para U es objeto de una amplia discusión en el capítulo de resultados.
6. Se determina la calidad mediante la ecuación (3.17), y si el valor calculado concuerda con el valor supuesto dentro de un intervalo de tolerancia especificado, se continúan los cálculos tomando un nuevo incremento, hasta que la longitud total del pozo se haya alcanzado. De lo contrario se vuelve a iterar a partir del paso 2 con el valor de la calidad calculado.

El diagrama de flujo correspondiente al programa se muestra en la figura A.1. En el apéndice III aparece un listado completo del programa de computadora.

Tabla 2. Síntesis de las principales ecuaciones utilizadas en el método de solución

$$-\frac{dp}{dz} = \frac{\rho_m g + \tau_f}{1 - A_c} \quad (3.10)$$

$$C_4 \frac{dx}{dz} + C_5 x + C_6 = 0 \quad (3.17)$$

ρ_m , η_g y τ_f se evalúan de acuerdo al régimen de flujo existente.

$$\dot{Q} = 2\pi r_{cem} U (T - T_{cem}) \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial^2 T_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_f}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_f}{\partial z^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T_f}{\partial t} \quad (3.20)$$

$$T_f = A_1 z + T_{amb} \quad \text{para } t = 0 \quad (3.21)$$

Relaciones auxiliares

$$T = 117.5 p^{0.225} + 255.37 \quad (3.59)$$

$$\rho_l = (9.7924 (10^{-4}) + 9.82 (10^{-6}) p^{0.225} + 4.18 \times 10^{-5} p^{0.45})^{-1} \quad (3.60)$$

$$\rho_g = (1.73 p^{-0.9588})^{-1} \quad (3.61)$$

$$\mu_l = 2.185 (10^{-3}) (0.28921 + 0.07281 T + 1.67 (10^{-5}) T^2)^{-1} \quad (3.62)$$

$$\mu_g = 10^{-7} (88.019 + 0.03282 T + 2.135 (10^{-4}) T^2 + \rho_g (5.897 (10^{-3}) T - 1.8567)) \quad (3.63)$$

$$q_l = \dot{m} (1 - X) / \rho_l \quad (3.64)$$

$$q_g = (\dot{m} X) / \rho_g \quad (3.65)$$

$$A_c = \dot{m} q_g / (A^2 p) \quad (A.1.11)$$

4. RESULTADOS DEL MODELO MATEMATICO

4.1 *Introducción*

El modelo matemático que se presentó en las páginas anteriores fue implantado en un programa de cómputo para estimar las condiciones de operación de pozos geotérmicos bajo diversas políticas de operación. Los detalles del programa de cómputo se presentan en el apéndice III. Algunas soluciones particulares, que se describen adelante en detalle, fueron publicadas recientemente (refs 31, 32).

Al escribir esta sección se consideraron varias formas posibles de presentar los resultados del modelo. Se tuvo en mente, en todo momento, la necesidad de ilustrar la sensibilidad del proceso estudiado a los diversos parámetros y variables que lo definen, pues se ha establecido (Alonso Concheiro, 1985, comunicación personal) que uno de los más poderosos atractivos de un modelo, reside en que permita detectar la importancia relativa de esos parámetros y esas variables en el análisis y en la operación de

pozos geotérmicos. Sin embargo, la gran variedad de combinaciones posibles de los parámetros "de entrada" (dimensiones, características de la formación, condiciones termodinámicas en el fondo, regímenes de flujo, distribuciones de temperatura, etc) hace difícil la ilustración del potencial y limitaciones del modelo a través de la obtención de resultados (perfiles de temperatura, de calidad y de presión) si no se usan datos realistas para la solución. Por ese motivo se presentan, en esta sección, resultados del modelo que intentan a la vez ilustrar las características de las soluciones, las semejanzas entre éstas y las soluciones propuestas por otros autores, y la capacidad del enfoque aquí adoptado para reproducir resultados de mediciones en el campo. Este ejercicio permite, por lo tanto, establecer la confiabilidad del modelo aquí propuesto cuando se aplica a las condiciones de operación estudiadas.

Con el fin de establecer la validez del modelo aquí propuesto se comparan sus resultados con datos medidos en el campo. Se emplean mediciones de pozos geotérmicos de diversas regiones y se han seleccionado pozos con diferentes geometrías, condiciones termodinámicas del fondo y regímenes de flujo. De este modo se tiene una muestra amplia y representativa de los pozos geotérmicos.

Como se verá, la cercanía entre las cantidades calculadas y las medidas permite inferir la validez de los supuestos con que se estructura el modelo. Cabría discutir la precisión esperada de las mediciones de campo, y entonces intentar que el modelo predijera resultados dentro del margen de error esperado en la

medición; sin embargo, esta información no está disponible y este procedimiento se omite. En su lugar, al final se comentarán las discrepancias entre resultados medidos y calculados y posibles explicaciones de ellas.

Desafortunadamente, entre los casos presentados en la literatura, sólo un número muy limitado reporta los datos requeridos para el cálculo completo de los perfiles de presión. Aún más, muchos de los perfiles de presión experimentales parecen afectados por errores de medición y se carece de información acerca del perfil de temperatura original.

Tomando en cuenta lo anterior, se seleccionaron los datos de pozos cuya información parece ser confiable y suficiente.

4.2. *Comparación con otros modelos*

Como se mencionó anteriormente, la razón de formular un modelo matemático surgió de la discrepancia existente entre modelos previos y datos experimentales de pozos con características de flujo diferentes a aquellas para las cuales fueron validados. En los resultados que se analizan a continuación no se consideró el efecto que sobre las características de flujo tiene la variación temporal de temperatura en la formación. Esto último se presenta en la sección 4.4.2.

En las figuras 2, 3 y 4, se muestran los perfiles de presión de tres pozos operando bajo diferentes condiciones de flujo. Sin entrar en detalle por el momento, se puede observar que, mientras

en algunos casos se ajustan con aceptable exactitud los perfiles predichos por algunos de los modelos más relevantes reportados hasta la fecha, en otros casos dichos modelos fallan, probablemente por no haber sido probados en condiciones de flujo similares a las que aquí se presentan. Los modelos considerados con el fin de comparación son, cronológicamente, los presentados por Orkiszewski (1967), Sugiura (1978), Tachimori (1982) y Ortiz (1983). Algunos de ellos representan modificaciones a otros modelos tales como el desarrollado por Gould (1974), Chierici et al (1981) y otros autores, razón por la cual se consideran los más significativos de la literatura. Las discrepancias fundamentales entre los modelos mencionados, radica básicamente en el criterio de selección del régimen de flujo, las correlaciones utilizadas en el cálculo del gradiente de presión por fricción para los regímenes de pistón y neblina específicamente, y la consideración de la transferencia de calor entre el pozo y la formación. Este último punto, como se verá posteriormente, influye significativamente en la determinación de la calidad de la mezcla y, dependiendo del régimen de flujo, en los perfiles de presión. A continuación se describen detalladamente los pozos utilizados en este trabajo.

En la figura 2 se muestra la comparación entre los valores de presión determinados experimentalmente y los calculados utilizando los diversos modelos mencionados y el desarrollado en este trabajo. Los datos corresponden al pozo M-90 localizado en Cerro Prieto, México. El diámetro interno del pozo es constante e igual a 0.190 m, con una zona de producción localizada a 1,298.7 m de profundidad. La entalpía determinada en la boca del pozo fue

1,343.3 J/g al operar con un gasto másico de 162 Ton/h. La densidad relativa del agua se consideró igual a 1.02. Los patrones de flujo detectados con el modelo presente fueron el de burbuja y el de pistón a partir del fondo del pozo en donde se tiene líquido en condiciones de saturación. La mayor discrepancia usando el presente modelo, resultó a una profundidad de 700 m, donde el error relativo fue menor al 5 por ciento. Como puede observarse, los valores predichos utilizando el criterio de Sugiura se ajustan muy bien en la parte inferior del pozo, pero para profundidades menores a 1,000 m difieren notablemente de los medidos. Puede comprobarse que los errores inducidos en ese modelo se deben a las grandes caídas de presión estimadas.

Orkiszewski y Ortiz predicen valores ligeramente por encima del perfil de presión experimental, siendo más cercanos los resultados del último. Con el modelo de Tachimori también se logra buen ajuste a partir del fondo del pozo, pero posteriormente su criterio de selección de regímenes ubica al flujo dentro del régimen de neblina y eso provoca una sobrestimación hasta del 14 por ciento de los valores de presión.

Con el fin de justificar el uso de diferentes correlaciones dentro del régimen de pistón en este trabajo, se hace referencia a la fig 3. Dichos datos, tomados del trabajo de Sugiura (ref 46), corresponden a un caso especial en donde se cuenta con los valores medidos de presión y calidad, tanto en el fondo como en la boca del pozo. Se trata de un pozo de diámetro igual al anterior, con una zona de producción situada a sólo 440 m de profundidad y que maneja un gasto de 90.8 Ton/h. La presión y la

calidad en el fondo son 44.25 bar y 10.9 por ciento respectivamente, mientras que en la boca del pozo son 31.8 bar y 14.7 por ciento. Bajo estas condiciones de flujo, la mezcla se encuentra en régimen de pistón en toda la longitud del pozo. Con el modelo de Sugiura se obtiene muy buena aproximación, ya que predice valores de 32.3 bar y 14.9 por ciento de calidad, mientras que con las expresiones propuestas por Orkiszewski, Ortiz y Tachimori se sobrestiman los valores de presión a lo largo de todo el pozo, hasta en un 14.9, 15.5 y 17.1 por ciento respectivamente. Cabe aclarar que este pozo es el único que presenta Sugiura para la validación de su modelo en el caso de perfiles de presión en pozos geotérmicos. Aún cuando Tachimori utiliza la misma expresión que Sugiura para el cálculo de τ , durante el régimen de pistón, sus resultados discrepan totalmente debido a que, según su criterio de selección de patrones de flujo, dicha mezcla queda situada bajo el régimen de neblina. Con el modelo que se presenta en este trabajo se calcularon valores de 32.17 bar y 14.82 por ciento de calidad en la boca del pozo, los que representan errores de sólo 1.16 y 0.7 por ciento del valor experimental. Con base en datos de pozos que fluyen bajo el régimen de pistón (dentro de los cuales se cuentan los dos anteriores y los 12 casos que aparecen en la tabla 3), fue posible establecer el límite a partir del cual los perfiles de presión muestran un apreciable cambio de pendiente en sentido decreciente. Como se puede notar, el modelo utilizado por Sugiura predice adecuadamente los valores de presión al inicio del régimen, ésto es, cuando la proporción en masa de líquido-vapor es muy alta (mayor al 95 por ciento) y la caída de presión es dominada aún primordialmente por el cambio de carga hidrostática.

A partir de un punto en que dicha proporción empieza a disminuir, la caída de presión debida a efectos viscosos comienza a ser relevante por la alta velocidad de la fase gaseosa (ver sección 4.5), y en este caso, la expresión propuesta por Orkiszewski, con la modificación hecha por Ortiz, proporciona gradientes de presión menores, que se apegan mejor a los datos medidos.

Analizando los datos mencionados se logró especificar las condiciones a partir de las cuales se deben utilizar las respectivas expresiones consideradas en este modelo. Para ello se intentó, en primer lugar, encontrar un sólo parámetro tal como la fracción volumétrica o la calidad de la mezcla, que sirviera como límite entre una y otra tendencia. Dado que no fue posible establecerlo de esta manera, se definió un parámetro adimensional que depende de los números de velocidad de líquido y gas y de la fracción volumétrica como sigue:

$$N_p = \frac{N_{lv} + N_{gv}}{\eta_g} \quad (4.1)$$

El valor numérico encontrado como límite para el uso de las correlaciones, con base en la comparación con los datos medidos, fue $N_p = 50$ y se requiere adicionalmente que la calidad de la mezcla sea mayor o igual al 3 por ciento. Así, si $N_p \geq 50$ y $X \geq 0.03$ se utilizan las ecuaciones (3.37) y (3.38); de lo contrario se emplean las ecuaciones (3.34) y (3.35).

Con el fin de comparar los modelos considerados con datos experimentales obtenidos de un pozo que fluye bajo el régimen de neblina desde el fondo hasta la boca del mismo, en la figura 4 se presenta el perfil de presiones del pozo HGPA-1 localizado en

Hawaii (ref 29). Dicho pozo consta de dos secciones, una con diámetro de 0.221 m de la superficie hasta una profundidad de 762 m y la otra de 0.177 m de diámetro hasta el fondo del pozo localizado a 1,966 m. El flujo másico es de 44.9 Ton/h y las condiciones medidas en boca-pozo son 4.7 bar y 70.82 por ciento de calidad. Para este caso, las correlaciones propuestas por Orkiszewski, Ortiz y Sugiura, muestran tendencias bien distintas a la del fenómeno real. Esto se puede deber a que en sus trabajos no se consideraron situaciones en que la mezcla fluyera con velocidad y calidad altas.

La ecuación que utilizan los autores referidos para determinar τ_f , falla probablemente debido a que la velocidad del vapor durante este régimen es demasiado alta. Conviene aquí mencionar que Hiriart (ref 58) ha encontrado velocidades de hasta 126 m/s en Los Azufres, Michoacán. En el caso del pozo HGPA-1 se alcanzan valores hasta de 85 m/s, por lo cual las caídas de presión son dominadas por la fricción y el efecto de cambio de velocidad en el gradiente total. Es, por lo tanto, indispensable tomar en cuenta las variaciones de calidad y de la fracción volumétrica al calcular el gradiente de fricción. Estos efectos fueron tomados en cuenta por Tachimori, y de ahí que sus resultados, así como los predichos con el modelo presente al modificar su expresión en la forma ya mencionada, logran aproximarse a los datos experimentales de manera muy aceptable. La calidad calculada para la boca del pozo HGPA-1 resultó igual a 68.9 por ciento, lo que representa un error con respecto a la medición de tan solo -2.7 por ciento.

4.3 Estimación del punto de cambio de fase

A continuación se analizan dos pozos que presentan cambio de fase dentro del conducto. En la figura 5 se comparan los perfiles de presión experimentales y calculados del pozo "EAST MESA 6-1" localizado en el Imperial Valley, California (ref 33). El diámetro interno es uniforme e igual a 0.221 m, con una zona de producción estimada a una profundidad de 2,133 m. El gasto másico total es de 46.53 Ton/h y los registros de presión en el fondo y en la parte superior son 93 y 2.27 bar, respectivamente. La densidad relativa del agua se calculó en 1.02 atendiendo a los contenidos de sal. Los resultados muestran que del fondo del pozo hasta una profundidad de 1,222.2 m se tiene flujo solo en fase líquida. A partir de ese punto la mezcla fluye consecutivamente en régimen de burbuja, pistón y transición, alcanzando esta última condición aproximadamente a 550 m de la superficie. Como se puede apreciar, el ajuste del modelo con los datos medidos es satisfactorio.

Los datos de la figura 6 corresponden a otro pozo localizado en California. Se trata del "Roosevelt Hot-Springs 14-2", (ref 36) cuyo diámetro es 0.226 m, con una profundidad de 915 m y gasto másico de 99.06 Ton/h. El cambio de fase se registró a una profundidad de 805 m, después de lo cual la mezcla fluye en régimen de burbuja y pistón sucesivamente.

En las figuras 7 y 8 se presentan los perfiles de presión experimentales y calculados para dos pozos que se encuentran en condiciones de saturación en el fondo y evolucionan a régimen de

burbuja y pistón sucesivamente. Se trata de los pozos Krafla KJ-91 y M-91 de Cerro Prieto (ref 65). El primero consta de dos secciones, con un diámetro de 0.2224 m de la superficie hasta 1,053 m de profundidad y de 0.1785 m de diámetro de ese punto hasta el fondo localizado a 1,251 m. Los datos experimentales se registraron para un gasto de 25 Kg/s. El pozo m-91 consta también de dos secciones, con 0.1634 m de diámetro de la superficie hasta 1,942 m de profundidad y de 0.1027 m de ese punto hasta 2.293 m. El gasto másico es 34.2 Kg/s. En ambos casos el ajuste obtenido es satisfactorio.

En la tabla 3 se comparan los valores medidos y calculados bajo diferentes condiciones en pozos localizados en Broadlands, Nueva Zelanda (refs 33, 35).

De los resultados presentados se puede inferir que el modelo aquí propuesto predice con exactitud aceptable los perfiles de presión en pozos que tienen diferente geometría, y que fluyen bajo cualquiera de los posibles patrones de flujo en que se ha clasificado el flujo de una mezcla en dos fases a través de un conducto vertical.

4.4 *Influencia de la variación de parámetros sobre el modelo.*

Hasta el momento no se ha mencionado el efecto que tienen sobre las condiciones del flujo diversos parámetros, tales como la transferencia de calor a la formación, el contenido de sales en la mezcla, la variación del flujo másico total, las características termodinámicas en el yacimiento, la influencia

Tabla 3. Características de flujo de pozos localizados en Broadlans.

Prueba número	Flujo másico kg/s	Calidad en bocapozo (por ciento)	Presión en bocapozo MPa	Profundidad m	Presión medida en el fondo MPa	Presión calculada en el fondo MPa	Calidad calculada en el fondo (por ciento)	Porcentaje de diferencia	Régimen de flujo
11-1A	35.31	0.1500	2.72	549	3.77	3.61	0.214	- 4.24	P
11-1B	35.31	0.1500	2.72	732	4.22	4.25	0.223	+ 0.94	P
11-2	47.29	0.1877	2.43	732	4.06	4.57	0.2	+ 12.56	P
11-3A	15.13	0.0473	2.86	488	3.72	3.76	0.224	+ 2.07	P
11-3B	15.13	0.0473	2.86	732	4.52	4.31	0.3065	- 4.64	P
11-4	27.74	0.0900	3.13	610	4.32	4.08	0.2010	- 5.55	P
11-5	39.22	0.1100	2.75	610	4.17	3.92	0.1700	- 5.99	P
11-6	48.68	0.1150	2.51	610	4.08	3.95	0.1350	- 3.18	P
13-7	32.79	0.2852	1.18	1036	2.91	2.96	0.3540	+ 1.71	P,T,N
13-8	30.90	0.2425	1.58	1036	3.70	3.28	0.3550	- 11.35	P,T,N
13-R-A	31.02	0.2473	1.58	914	3.25	3.12	0.3330	- 4.00	P
13-R-B	31.02	0.2473	1.58	1036	3.68	3.29	0.3350	- 10.59	P

$$\text{Porcentaje} = \frac{\text{valor calculado} - \text{valor medido}}{\text{valor medido}}$$

del estrangulamiento temporal de un pozo y otros.

A continuación se tratará de analizar dichos efectos, así como las discrepancias que resultan de predecir los perfiles de flujo a partir de condiciones medidas en la boca del pozo y no del fondo del mismo.

4.4.1 Efecto del coeficiente de transferencia de calor

Analizando la ecuación (3.19), se puede afirmar que para condiciones de temperatura especificadas, tanto del fluido como de la formación, el parámetro que gobierna el intercambio de calor entre ambos es el coeficiente global de pérdidas U , el cual depende tanto de las características geométricas como de las del flujo. Cuando no se dispone del perfil de temperatura no perturbado de la formación, se considera que dicha temperatura varía linealmente con la profundidad de acuerdo con el gradiente geotérmico de la región. Dada la heterogeneidad del medio y la dependencia del coeficiente con la temperatura, estrictamente éste debería variar a lo largo del pozo. Sin embargo, dada la escasez de información confiable respecto a la variación de las propiedades del medio que rodea al pozo, resulta más simple y conveniente determinar el coeficiente global de pérdidas dándole un valor constante que permita ajustar los perfiles de flujo experimentales con los calculados. Esta es la práctica adoptada por varios autores (ver, por ejemplo, refs 33 y 35).

En ocasiones algunos autores suelen utilizar dos diferentes valores de U a lo largo del pozo con el fin de lograr un mejor

ajuste (ref 15). El intervalo comúnmente utilizado se encuentra entre cero y $85.2 \text{ W/m}^2\text{K}$ (0 a $15 \text{ BTU/hr ft}^2 \text{ F}$), llegando a existir casos en que se utilizan valores hasta de $170.4 \text{ W/m}^2\text{K}$ ($30 \text{ BTU/hr ft}^2 \text{ F}$) (ref 35) con el fin de reproducir algunos perfiles medidos.

En este trabajo se consideró un solo valor constante de U para cada pozo. Analizando el caso del pozo M-90 de Cerro Prieto, el perfil de presiones mostrado en la fig 2 resultó de asignar a U el valor de cero propuesto en la ref 59. Aún cuando la variación de U no afecta significativamente la presión de la mezcla como se aprecia en la fig 9, el resto de sus propiedades tales como volumen específico y entalpía, que se pueden calcular a partir de la calidad, si varían.

La fig 10 muestra los perfiles de calidad obtenidos al variar U entre cero y $56.8 \text{ W/m}^2\text{K}$ (mismos valores para la fig 9). Como se observa, la diferencia en calidad para los valores extremos de U llega a ser hasta del 43 por ciento. Con el valor máximo de U de $56.8 \text{ W/m}^2\text{K}$, se aprecia que existe un punto hasta el cual la calidad aumenta y después empieza a decrecer, lo cual significa que la expansión que sufre el vapor no es lo suficientemente grande como para permitir que la calidad continúe aumentando, sufriendo la mezcla condensación parcial debido a las pérdidas de calor hacia la formación. El valor supuesto para U , de cero, permite calcular una calidad de 13.85 por ciento en boca-pozo, con la cual la entalpía en esa parte del pozo resulta $1,332.8 \text{ J/g}$, o sea menos del uno por ciento menor que el valor medido, para el cual la calidad es de 14.96 por ciento. Suponer valores

más altos de U haría que el valor calculado de la entalpía se alejara aún más del medido, por lo que la suposición de ese valor constante da la reproducción más cercana de los datos experimentales.

Aún cuando el efecto de la transferencia de calor sobre los perfiles de presión parece despreciable cuando la calidad de la mezcla es baja, como se mencionó para el caso del pozo M-90 en que el régimen de flujo solo evoluciona de burbuja a pistón, dicho efecto ya es apreciable cuando el volumen específico de la mezcla es grande. Esto último se presenta en el régimen de transición y es dominante en el régimen de neblina. En la fig 11 se compara el perfil de presión ya mostrado previamente en la fig 5 para el pozo EAST MESA 6-1. La línea continua, que se ajusta con buena precisión a los datos experimentales, se obtuvo despreciando el efecto de la transferencia de calor, o sea dando a U el valor de cero. Como se dijo anteriormente, dicho flujo alcanza a situarse dentro del régimen de transición a 550 m de boca pozo, manteniéndose dentro de dicho régimen hasta la superficie. Para efecto de comparación, la curva formada con triángulos representa el perfil de presión obtenido asignando el valor de $56.8 \text{ W/m}^2\text{K}$ al coeficiente de transferencia U .

Como consecuencia de esto último, o sea por considerar que existen pérdidas de calor hacia la formación, el punto de "flasheo" se presenta más lejos del fondo del pozo, y esto causa que el régimen de transición no sólo aparezca antes que en el caso de la fig 4 (853 m de boca-pozo), sino que a 457 m de la superficie desaparece, dando lugar al flujo de neblina. Este

continúa evolucionando hasta la boca del pozo, en donde la presión resultante es 1.1 bar, o sea, aproximadamente 50 por ciento del valor medido. Esta discrepancia aumentaría si el intervalo recorrido por la mezcla bajo el régimen de neblina fuera mayor. Tal es el caso del pozo HGPA-1 presentado en la fig 4, para cuyo ajuste se despreciaron las pérdidas de calor, ya que con tal suposición, además de lograrse un excelente ajuste a los datos de presión medidos, la calidad calculada en boca-pozo resultó ser tan solo 2.7 por ciento menor a la medida.

Con objeto de ilustrar el efecto del coeficiente U en los perfiles de presión durante el régimen de neblina, en la fig 12 se muestran éstos para valores de U de cero, 28.4 y 56.8 W/m²K (0, 5 y 10 BTU/h ft² F). Al asignar el valor intermedio, la presión resultante en boca-pozo rebasa en 48.5 por ciento el valor medido, mientras que la calidad se subestima en un 18 por ciento, siendo aún menor que en el fondo del pozo. Lo anterior se explica como sigue: para dicho coeficiente de transferencia de calor, las pérdidas térmicas calculadas resultan tan elevadas que el vapor sufre condensación parcial, lo cual a su vez resulta en un aumento del contenido de líquido en la mezcla. La velocidad del flujo disminuye en ese caso, la caída de presión debida a fricción disminuye y, aún cuando la pérdida debida a la carga hidrostática aumenta, el efecto global se traduce en una pérdida de presión total menor (ver sección 4.5). La curva correspondiente al valor de U más alto, todavía hace más marcado tal efecto, ya que la presión es 80 por ciento mayor y la calidad 35 por ciento menor a los valores medidos.

Del análisis anterior se desprende la importancia de asignar un valor adecuado al coeficiente de transferencia de calor cuando se intente predecir las condiciones de flujo de una mezcla en un pozo geotérmico. Se puede inferir que la forma más recomendable de hacerlo es tratando de reproducir los resultados medidos en el pozo, ya que su determinación analítica resulta imprecisa debido a las causas ya explicadas con anterioridad. Sin embargo, hay que hacer notar que el valor de U no sólo debe ser tal que reproduzca solamente los perfiles de presión registrados, sino todas las propiedades de la mezcla, por ejemplo presión y calidad, las cuales son factibles de ser medidas en boca pozo y en algunos casos en el fondo. Esto obedece al hecho ya mostrado del pozo M-90 de Cerro Prieto, y lo mismo se puede demostrar con el pozo HGPA-1 de Hawaii, ya que si en este último se asigna a U un valor diferente, también se puede reproducir con bastante fidelidad el perfil de presiones siempre y cuando se asignen valores falsos al resto de las propiedades (por ejemplo una calidad 16 por ciento mayor que la real en la boca del pozo y 5 por ciento menor en el fondo del mismo).

4.4.2. *Variación temporal de temperatura en la formación*

Hata aquí se ha llevado a cabo el análisis del pozo y su interacción con el medio considerando condiciones en estado permanente, o sea, suponiendo que las condiciones de flujo de la mezcla y los perfiles de temperatura en la formación permanecen invariables. Esta hipótesis se puede suprimir al tomar en cuenta la variación tanto temporal como espacial de la temperatura de la roca, cuya composición se puede suponer homogénea por simplicidad

en caso de no haber información experimental suficiente. Tomando como condición inicial un perfil de temperatura lineal en la formación y manteniendo constante el coeficiente de transferencia de calor, se puede obtener la gráfica mostrada en la fig 13. Dicha gráfica, que muestra la variación de la calidad con la profundidad para el pozo M-90 de Cerro Prieto, es similar a la de la fig 10, con la diferencia de que ésta última tiene como parámetro de variación al coeficiente de transferencia de calor y en la fig 13 dicho parámetro es el tiempo, para $U = 56.8 \text{ W/m}^2\text{K}$. Como se puede observar, el incremento de la calidad de la mezcla es muy rápido al inicio, aumentando de 5.9 a 9.1 por ciento en las primeras 24 horas de cálculo; a 10.8 por ciento después de 5 días, y cerca de 13.5 por ciento cuando han transcurrido 100 días. El último perfil coincidiría con aquel para el cual ya no existe transferencia de calor, una vez alcanzado el equilibrio térmico. Se puede dar una equivalencia meramente ilustrativa entre el coeficiente de pérdidas y el tiempo; el resultado obtenido para 24 horas equivale a asignar un valor de $46.2 \text{ W/m}^2\text{K}$ ($8.5 \text{ BTU/h ft}^2 \text{ F}$) a U suponiendo la condición inicial lineal; para 10 días, el valor de U se reduciría aproximadamente a la mitad, o sea $23.29 \text{ W/m}^2\text{K}$, y para un tiempo infinito, para el cual físicamente la temperatura de la formación alcanzaría el valor de la temperatura del fluido, la transferencia de calor sería nula, lo cual representaría la condición de $U = 0$. Gráficamente esto se aprecia con la curva asintótica mostrada en la fig 14.

Un ejemplo de utilidad práctica de la consideración del transitorio en la formación se da cuando por alguna causa un pozo descargando con cierto gasto tiene que ser estrangulado durante

cierto tiempo. Para ilustrar lo anterior se presentan los datos de producción del pozo m-147 de Cerro Prieto presentados por Hiriart en la tabla 1 de la ref 58. Tomando como condición de operación normal la de gasto máximo igual a 547 T/h y asignando a U un valor de 68 W/m²K (12 BTU/h ft² F), se pueden obtener las condiciones de flujo correspondientes, suponiendo un perfil de temperatura lineal en la formación. La presión y calidad calculados en el fondo del pozo son 140 bar y 23 por ciento respectivamente. En la fig 15 se muestra con línea continua el perfil de calidades determinado. El valor calculado en la boca del pozo es de 42 por ciento, el cual coincide con el determinado a partir de los datos experimentales de presión y entalpía. Si el flujo se reduce hasta el mínimo registrado de 160 T/h, se mantiene durante 60 días y después se regresa a condiciones de operación normal, la calidad en la boca del pozo resulta 47 por ciento.

La razón por la cual la calidad se incrementa en 12 por ciento de su valor nominal después del estrangulamiento del pozo es que, durante el tiempo que el pozo fluye estrangulado, la presión y por tanto la temperatura del fluido son mayores que en condiciones de operación normal. Para este caso la temperatura de la mezcla llega a ser hasta 45°C mayor en la parte superior del pozo que antes de estrangularse. Ello provoca que la formación se caliente y por ende aumente su temperatura. Así, al regresar a condiciones de gasto máximo, la temperatura de la mezcla resulta menor que la de la formación, lo cual da lugar a que el fluido absorba calor de la roca e incremente así su energía y por tanto su calidad. El cambio en el perfil de presiones debido a esto se

muestra en la fig 16, pudiéndose observar que no es tan significativo como el de la calidad. La distribución de temperatura en la formación a lo largo del tiempo, para una profundidad dada, se muestra en la fig 17. Parece factible que el aumento en la calidad de la mezcla después del estrangulamiento, que para este caso parece ser relativamente pequeño, sea ya considerable en pozos cuya calidad sea muy alta (superior a 70 por ciento) antes de ser estrangulados, al grado de producir probablemente vapor seco al regresar a condiciones normales de operación. Este efecto ha sido detectado en el pozo #5 de Los Azufres, Michoacán (Gerardo Hiriart, 1985, comunicación personal). Hay que tener en mente que tales cambios en las condiciones de una mezcla dependen también grandemente de la cantidad de calor que el fluido pueda absorber del yacimiento cuando la roca se encuentre más caliente que el fluido al sufrir éste una depresión y disminución de su temperatura probablemente por flasheo.

4.4.3. *Efecto de la variación de Entalpía en el yacimiento*

Existen pozos que producen mezcla de muy baja calidad o aún agua fría durante los primeros días o semanas de funcionamiento después de que han sido perforados, y transcurrido ese tiempo empiezan a arrojar mezcla de mucho mayor calidad (ref 60). Este caso se presenta cuando la formación consiste de un medio muy poroso con fisuras, a través de las cuales el agua que acompaña a los lodos de perforación penetra reduciendo la temperatura de la roca circundante por abajo de su valor original. Es claro que el solo hecho de perforar un pozo puede alterar significativamente

el patrón térmico en la vecindad del mismo. Esto a su vez limita la confiabilidad de las mediciones de temperatura en el fondo del pozo, particularmente en los que producen agua-vapor, y por tanto dificulta la obtención de una entalpía que se ajuste al valor de descarga, aún cuando se esté abasteciendo de una fuente formada aparentemente por solo agua que rodee la parte baja no confinada del pozo (ref 61). Del valor que tenga dicha entalpía en el fondo del pozo dependen grandemente las condiciones de descarga, como se anota a continuación. Para ilustrar lo anterior, se ha seleccionado el pozo 14-2 de Hot Springs que, en condiciones normales de operación, presenta flujo en fase líquida a partir del fondo. De esta manera se puede simular la variación de entalpía manteniendo constante la presión en el fondo y cambiando la temperatura del fluido. La temperatura detectada en el fondo es de 260.5 °C, por lo cual el rango de valores asignados se consideró entre 230 °C como límite inferior y 277.2 °C como límite superior, siendo este último valor el correspondiente a la temperatura de saturación a la presión dato de 61.6 bar. Utilizando los datos anteriores el rango de entalpía resultante fluctúa entre 1,009 y 1,228 J/g.

Por lo que respecta a los perfiles de presión, en la fig 18 se puede observar que cualitativamente tienen la misma tendencia, mostrando un cambio de pendiente precisamente a la profundidad a la cual el fluido cambia de fase. Como es notorio, la presión en boca-pozo depende grandemente de la profundidad de flasheo y por ende de la entalpía en el fondo del pozo, resultando casi 3 veces mayor para el caso en que la entalpía del fondo corresponde a la de líquido saturado a 61.6 bar. Es decir, una disminución en la

temperatura del fluido de 47.2 °C, equivalente a un decremento de entalpía de aproximadamente 18 por ciento, redonda en una caída de presión de 34.27 a 11.7 bar, lo cual parece proveer una explicación válida al hecho de que un pozo pueda dejar de fluir o disminuir su producción marcadamente debido a una disminución en la entalpía de abastecimiento, causada probablemente, entre otros factores, por infiltraciones de agua fría. Una forma aproximada de tratar un pozo geotérmico, consiste en suponer que el flujo a través de él sufre un proceso isentálpico. En las figs 19 y 20 se muestran las variaciones de entalpía a lo largo del pozo, comparándose los perfiles obtenidos utilizando diferentes coeficientes de transferencia de calor. La primera de ellas corresponde nuevamente al pozo de Hot Springs, y los valores de U se encuentran entre cero y 85.2 W/m²K (15 BTU/hr ft² F). Para el caso en que las pérdidas de calor hacia la formación son nulas (línea continua), el cambio de entalpía resulta menor del 1 por ciento, mientras que cuando U toma el valor máximo considerado, la entalpía decrece hasta un 13 por ciento. Exactamente esta misma proporción se encuentra en el pozo M-90 de Cerro Prieto, donde las variaciones de entalpía fueron del 1 y 13.78 por ciento para los valores extremos de U. En la fig 19 se puede notar que los perfiles de entalpía son cualitativamente iguales a los anteriores, y aún el porcentaje de cambio cuando las pérdidas de calor se desprecian es menor del 2 por ciento; pero para el valor máximo de U de 56.8 W/m²K (10 BTU/h ft² F) la entalpía disminuye cerca del 30 por ciento. En el pozo de East mesa dicha disminución es aún más marcada y cercana al 40 por ciento. Las causas de tales discrepancias se pueden atribuir a las diferentes características y condiciones de flujo de los pozos analizados.

Por un lado, el M-90 de Cerro Prieto y el de Hot Springs tienen en común que operan con flujos relativamente altos y del mismo orden (162 y 148 Ton/h respectivamente) y el régimen de flujo predominante en ambos es el de pistón, mientras que, por otro lado, los pozos de East-Mesa y HGPA-1 tienen un flujo másico mucho menor, de casi la cuarta parte de los anteriores (46.5 y 44.9 Ton/h respectivamente) y las condiciones de la mezcla son tales que para el primero se presenta el régimen de transición y neblina al final y para el segundo todo el tiempo existe régimen de neblina. Esto viene a reafirmar la idea de que el coeficiente de transferencia de calor es importante cuando el contenido de vapor en la mezcla es alto, o sea, durante los regímenes de transición y neblina, y que su efecto empieza a disminuir cuando la cantidad de líquido es predominante, es decir, durante el flujo en fase líquida y los regímenes de burbuja y pistón. De este mismo análisis se desprende que el flujo másico es determinante en el efecto que la transferencia de calor con los alrededores tiene en las variaciones de las propiedades de la mezcla.

Por el momento se puede inferir que los pozos operando con gastos "pequeños" se ven más afectados por las pérdidas de calor. En esos casos, se aleja aún más del comportamiento real la suposición de flujo isoentálpico por parte de la mezcla. Para corroborar esta última aseveración se realizaron simulaciones disminuyendo el gasto de los pozos M-90 de Cerro Prieto y 14-2 de Hot Springs a una tercera parte y utilizando un coeficiente de pérdidas de $56.8 \text{ W/m}^2\text{K}$ ($10 \text{ BTU/h ft}^2 \text{ F}$). Los resultados coincidieron con los esperados, ya que al disminuir el gasto, el

porcentaje de decrecimiento de entalpía aumentó del 8.95 al 27.7% y del 8.78 al 25.77% respectivamente. Así mismo, en los pozos de East Mesa y HGPA-1 se aumentó el gasto observándose exactamente el comportamiento esperado.

En la sección 4.6.3 se presentan gráficas que muestran, para casos particulares, los límites para los cuales el gasto másico influye en las pérdidas de calor.

Como ya se mencionó anteriormente, la determinación del coeficiente U a partir de datos experimentales es muy conveniente sobre todo para intentar predecir los cambios de estado del fluido con el tiempo. Generalmente, al arrancar un pozo las condiciones de la mezcla son de menor calidad que después de cierto tiempo de estar fluyendo. Es precisamente al inicio cuando los valores del coeficiente U que permiten ajustar los datos teóricos con los experimentales toman valores cercanos a $56.8 \text{ W/m}^2\text{K}$ ($10 \text{ BTU/h ft}^2 \text{ F}$) o aún mayores, y después de varios días de operación se encuentra que desprestigiar las pérdidas de calor proveen el ajuste necesario para las nuevas condiciones de la mezcla (ref 23). Resulta por tanto más conveniente mantener constante el valor obtenido de U y considerar la variación temporal de los perfiles de temperatura en la formación, lo cual, como se vió en la fig 14, es numéricamente equivalente a ir disminuyendo el valor de U . Dado que pretender reproducir los perfiles de flujo variando tentativamente U es impráctico y además requiere de la determinación experimental de dichos perfiles para diferentes tiempos, el análisis temporal de la transferencia de calor con la formación conservando el valor

inicial de U constante permite evaluar los perfiles de flujo en estado transitorio. Un ejemplo de ello lo constituye la fig 21, en la cual se muestra el cambio de entalpía en boca-pozo a lo largo del tiempo para el pozo M-90 de Cerro Prieto, asignando a U un valor de $86.2 \text{ W/m}^2\text{K}$ ($15 \text{ BTU/h ft}^2 \text{ F}$). Como se puede observar, para este caso se pueden considerar condiciones de estado permanente después de 100 días, ya que a partir de ese tiempo el aumento de entalpía es menor del 2 por ciento para gasto másico y condiciones del yacimiento constantes.

De la misma forma que la presión disponible en boca-pozo aumenta con la entalpía en el fondo del yacimiento (fig 18), la entalpía de descarga también se incrementa. Utilizando los mismos valores de temperatura mostrados en la fig 18, se construyeron los perfiles de entalpía de la fig 22. La relación entre el aumento de entalpía en el yacimiento y en la boca del pozo resultó ser casi lineal, como se aprecia en la fig 23.

4.4.4 Efecto del contenido de sales

Las características físico-químicas de un fluido geotérmico dependen primordialmente del tipo y contenido de gases y sólidos disueltos en él. La mayor parte de los sistemas hidrotérmicos activos que se han estudiado hasta la fecha (ref 62), están constituidos por aguas oceánicas o meteóricas que han cambiado su composición durante los movimientos subterráneos, como respuesta a los cambios de temperatura, presión y tipo de roca. Los cambios de temperatura tienen mayor influencia en la solución y concentración de los silicatos disueltos, mientras que el cambio

de presión es un factor importante en el contenido de componentes volátiles que acompañan a la mezcla durante el cambio de fase. La variación en el tipo de roca tiene una fuerte repercusión en la salinidad total y particularmente en la concentración de cloros presentes en el fluido geotérmico. Mediante la recolección de varias muestras de fluido es posible determinar el contenido de sales disueltas en él y, a partir de ese dato, se puede también determinar la densidad relativa del líquido y por tanto de la mezcla, tomando como valor de referencia el de la densidad del agua a 20 °C y 1 bar. En los casos en que las muestras son tomadas del fondo del pozo, el resultado es más confiable que en los casos que solo se cuenta con muestreo superficial, pero aún así se tiene cierta imprecisión en los resultados, dado que puede existir precipitación, sobre todo de sílice, antes o después del muestreo.

Para mostrar el efecto que el contenido de sales tiene sobre los perfiles de presión en un pozo se consideran a continuación tres diferentes valores de densidad relativa: 1.0 (que corresponde al agua pura), 1.05 y 1.10, como valor máximo. Un valor común en pozos de agua dominante, como el M-90 de Cerro Prieto, es 1.02 (ref 59).

En las figuras 24 y 25 se presentan los perfiles de presión calculados para el M-90 y el 14-2, respectivamente. Como se puede apreciar, la mayor diferencia tiene lugar en boca-pozo, donde el porcentaje de variación de presión máximo fue del 5 por ciento para Hot Springs y aún menor para Cerro Prieto. En el caso de Hot Springs también se puede notar una diferencia en la profundidad

para el punto de flasheo, que como era de esperarse, tiene lugar más cerca del fondo a medida que la densidad relativa aumenta. Este efecto es aún más marcado para el pozo de East-Mesa, fig 26, para el cual la ebullición se presenta 83 metros más cerca del yacimiento cuando la densidad relativa toma el valor de 1.1; sin embargo, la presión en boca-pozo es solo 5.4 por ciento menor que en el caso en que δ vale 1. Esto se debe a que para esta última condición, el flujo en la descarga se encuentra en régimen de transición, mientras que para $\delta = 1.1$ el haber cambiado de fase prematuramente provoca que aproximadamente 100 m antes de la descarga el flujo alcance el régimen de neblina, en el cual, como se apuntó anteriormente, las caídas de presión son más pequeñas para un mismo gasto.

En pozos donde el contenido de líquido es bajo y que por tanto fluyen bajo el régimen de neblina todo el tiempo, como es el caso del HGPA-1, el efecto que tiene la variación de la densidad relativa sobre las condiciones de flujo resulta poco significativo, ya que la densidad de la mezcla es muy próxima a la de la fase gaseosa.

El análisis de los resultados anteriores puede llevar a la conclusión de que no es muy importante el contenido de sales en un pozo. Sin embargo, la presencia de dichas sales provoca que con el tiempo el área transversal de flujo se reduzca, debido a la deposición en las paredes del pozo (ref 63). Esto suele ocurrir sobre todo en pozos donde existe flasheo, siendo variable la longitud del intervalo de deposición, pero ocurriendo normalmente inmediatamente arriba de la zona de flasheo. Las

consecuencias de ello pueden manifestarse como una disminución en el gasto másico o en la presión disponible en boca-pozo. Esto último se puede apreciar en la fig 27, en donde se ha graficado la presión en boca-pozo como función del porcentaje de área incrustada para el pozo Hot Springs. El intervalo de deposición se supuso de 100 m a partir del punto de flasheo, y el gasto másico, así como las condiciones en yacimiento, se mantuvieron constantes con el fin de mantener el punto de flasheo a la misma profundidad.

Como se puede notar, para este caso la disminución del área efectiva de flujo provoca que la presión en boca-pozo se mantenga casi constante y aún aumente hasta cierto valor (esto se discutirá en la siguiente subsección), a partir del cual la disminución empieza a ser muy grande a medida que el porcentaje de área incrustada aumenta.

Esta tendencia es muy particular de este pozo, ya que, en general, la reducción de área trae consigo un decremento de presión cuando el gasto se mantiene constante. Tal es el caso del pozo # 4 de Svartsengi, en Islandia, analizado en la ref 36, el cual en condiciones de no deposición presenta el valor máximo de presión a la descarga y a partir de ahí cualquier disminución en el área de flujo causa también disminución en la presión.

4.4.5. Efecto del diámetro del pozo

Para ilustrar la influencia que tiene el cambio de diámetro de un pozo sobre las características de flujo en la descarga, se

consideran a continuación las variaciones de presión a lo largo de 3 pozos, considerando constantes las condiciones en el fondo y dando al diámetro los valores de .190 m (7 5/8"), .240 m (9 5/8") y .339 m (13 3/8") que corresponden a los comúnmente usados en geotermia.

Considerando primero el pozo M-90 de Cerro Prieto, cuyo diámetro nominal es el menor de los mencionados, se puede observar en la fig 28 que para el diámetro intermedio, o sea 9 5/8", la caída total de presión es menor que para 7 5/8", como era de suponerse debido a la disminución de velocidad; esta tendencia es la propia de flujo monofásico (ref 47). Sin embargo, al aumentar el diámetro a 13 3/8", este comportamiento ya no se dió, ya que la presión a la descarga volvió a disminuir a pesar de la disminución de velocidad de flujo. La causa de lo anterior se desprende del análisis de la evolución del flujo en ambos casos.

Con el diámetro intermedio, el fluído que inicialmente se encuentra como líquido saturado evoluciona primero a régimen de burbuja, cambiando a régimen de pistón a 50 m de profundidad. De ese punto a la superficie se mantiene dentro de dicho patrón de flujo, en el cual como se explicó anteriormente, la caída de presión aún dominada por el cambio de carga estática de la mezcla es menor que en el régimen de burbuja, en el cual dicho término es aún mayor debido al alto contenido de líquido.

Por otro lado, con el diámetro mayor, la baja velocidad de la mezcla sitúa al flujo en régimen de burbuja casi en toda la longitud del pozo, evolucionando a régimen de pistón cerca de

boca-pozo. Esto conduce a que la caída total de presión hasta la superficie sea mayor que en el caso anterior, a pesar de fluir a menor velocidad.

Se puede notar también en la misma figura que la presión a la descarga para este último caso, es muy cercana a la que se obtiene para el diámetro menor (.190 m), para el cual la caída total de presión ya no sólo es dominada por el cambio de carga estática, sino también por la caída por fricción debido a valores de velocidades de la mezcla ya considerables.

Para pozos con flujo monofásico en el fondo, el uso de diámetros grandes causa grandes caídas totales, ya que la baja velocidad en el fondo provoca que el punto de flasheo sea mucho más cercano a la superficie, por lo cual el intervalo de flujo en dos fases (donde la caída de presión se reduce), ya sea en régimen de burbuja o pistón, es muy corto. Dicho efecto se puede observar en la figura 29, para el pozo 14-2 de Roosevelt Hot-Springs, donde a medida que aumenta el diámetro disminuye la presión a la descarga. Sin embargo, para diámetros muy pequeños (menores a .152 m (6")), el incremento de velocidad de la mezcla es cada vez más marcado y las pérdidas por fricción llegan a igualar y aún superar las debidas a la carga estática. De lo anterior se desprende que existe entonces un diámetro óptimo para el cual, bajo condiciones establecidas de flujo, la presión en boca-pozo es máxima. Esto último se puede observar en la fig 30, donde aparece la presión en la descarga como función del diámetro interno para el caso del 14-2 de Roosevelt Hot Springs, en ausencia de transferencia de calor.

Un ejemplo más al respecto se muestra en la fig 31, donde los datos corresponden al pozo HGPA-1, al cual, para efectos de comparación, se le consideró de diámetro constante a lo largo de 1,220 m. El comportamiento del flujo resulta en este caso idéntico al que se tiene para flujo de líquidos, ya que a medida que se disminuye el diámetro la caída de presión total aumenta. Esto se debe a que durante el régimen de neblina (que es el caso de este pozo) las velocidades son altas y la mezcla se comporta como un fluido homogéneo cuyas pérdidas de presión son dominadas por los efectos viscosos y la aceleración, y no por la carga estática, ya que su densidad es baja.

Una última aclaración es pertinente respecto a los resultados obtenidos al variar el diámetro, y es que los valores del coeficiente de transferencia de calor se mantuvieron constantes en todos los casos. Se aclara ésto pues el comportamiento observado en las gráficas también depende del valor que toma U , lo cual es lógico si se toma en cuenta que de dicho valor puede depender el régimen de flujo existente. Para ilustrar lo anterior, basta comparar la fig 29 con la fig 31. En la primera se asignó a U un valor de $85.2 \text{ W/m}^2\text{K}$ ($15 \text{ BTU/h ft}^2 \text{ F}$), mientras que para la segunda se supuso U de 0. Como se observa, para los diámetros de $.240 \text{ m}$ ($9 \frac{5}{8}''$) y $.339 \text{ m}$ ($13 \frac{3}{8}''$) los valores de presión en la descarga son mayores en la fig 31, lo cual es consecuencia de la aparición anticipada del punto de flasheo y por tanto del régimen de neblina en el pozo. Esta misma causa provoca que para el caso en que se utiliza el menor diámetro, las velocidades alcanzadas cuando $U=0$ sean más altas que en la fig 29, incrementándose así las pérdidas por fricción y por ende la

caída total de presión.

4.4.6 Efecto de la rugosidad del pozo

La rugosidad de un pozo depende originalmente sólo del material del mismo; sin embargo, se ha comprobado que con el tiempo la rugosidad se incrementa debido a la incrustación de sólidos en la pared interna, los cuales han alcanzado en algunos casos un espesor de hasta dos pulgadas dentro de un pozo de 6 pulgadas (ref 33); existen pozos en los cuales la velocidad de deposición llega a ser de uno a dos mm por día, de tal forma que en una o dos semanas de ser operados continuamente, la producción se reduce grandemente o aún se detiene (ref 63).

Para estudiar tal efecto se parte de un valor inicial de la rugosidad de 9×10^{-5} m, común para pozos geotérmicos, y se varía hasta aumentarlo en un orden de magnitud. Se mantienen constantes las condiciones en el yacimiento y el gasto de operación.

Mientras que para el pozo 14-2 de Roosevelt Hot-Springs, el aumento de rugosidad a su máximo valor redonda en una reducción de presión en boca-pozo menor al 1 por ciento, para el M-90 de Cerro Prieto dicha reducción es cercana al 20 por ciento (fig 32). Tomando en cuenta que los gastos con que fluyen son casi iguales y que en ambos pozos el régimen de flujo dominante es el de pistón, resulta lógico pensar que los diferentes porcentajes de cambio de presión como consecuencia del aumento de rugosidad, se deben a que el pozo de cerro Prieto tiene menor diámetro. Con el objeto de comprobar lo anterior se repitieron los cálculos

intercambiando los diámetros de los pozos, y el resultado fue que para el M-90 de Cerro Prieto la presión se redujo 2.5 por ciento, mientras que para el 14-2 de Hot Springs la reducción de presión fue del catorce por ciento.

Para un pozo que fluye a altas velocidades, el efecto de la rugosidad es mucho más drástico. Tal es el caso del HGPA-1, el cual alcanza una velocidad de 71.62 m/s a 762 m de profundidad antes de experimentar un cambio de diámetro de 0.177 m a 0.221 m. Inmediatamente después de la expansión la velocidad se reduce a 45 m/s, pero en la descarga nuevamente aumenta hasta alcanzar 84.8 m/s.

Así, cuando el diámetro de descarga es relativamente grande, el incremento de rugosidad al doble del valor inicial causa un decremento de presión en boca-pozo del 74.9 por ciento, siendo muy marcada tal caída a medida que se acerca la mezcla a la descarga. Esto se puede observar en la fig 33.

Haciendo uso de los datos de este último pozo se puede analizar el efecto de la rugosidad en el gasto másico cuando las condiciones del yacimiento permanecen invariables y además se desea conservar la misma presión de descarga. Como era de suponerse, para que la caída total de presión se mantenga constante a pesar del aumento en resistencia al flujo causado por el incremento de rugosidad en el pozo, el gasto másico debe disminuir, tal como se muestra en la fig 34.

Es factible cambiar el eje de las abscisas por una escala de

tiempo, simplemente conociendo la velocidad de deposición de sólidos. Esto último es imposible de determinar con precisión, pero se puede al menos estimar dicha tendencia a partir de datos experimentales y extrapolar a tiempos posteriores a los datos recopilados.

Un ejemplo práctico de la influencia de la deposición de sólidos se muestra en la fig 35. Los datos corresponden a 3 pruebas realizadas en el pozo BR-11 de Nueva Zelanda (ref 33); los 3 perfiles de presión presentados fueron medidos en 3 fechas diferentes: Mayo de 1969 (curva inferior), Septiembre de 1969 (curva intermedia) y Diciembre de 1969 (curva superior). Como se puede observar, para el primer caso la caída de presión es uniforme, desde el fondo hasta la superficie. Para la segunda prueba, se detectó un cambio brusco de presión a partir del fondo hasta 360 m arriba de ese punto, o sea en el intervalo donde se encuentra el "liner". Terminada la prueba se procedió a limpiar el pozo, encontrándose en el liner deposición de sólidos de hasta .05 m (2") de espesor. Después de la limpieza se llevó a cabo la tercera prueba y no se presentó entonces el cambio brusco de presión. Tomando en cuenta las condiciones de las 3 pruebas, se llevó a cabo la simulación numérica, lográndose un buen ajuste aún para la segunda prueba al tomar en cuenta la deposición de sólidos, como se puede notar en la figura 35.

En el pozo No. 27 de Wairakei se presentó una situación similar al registrar los perfiles de temperatura. También se encontró deposición de sólidos en los primeros 110 m del pozo, lo cual era la causa del cambio brusco de temperatura detectado. En la fig 36

se puede notar que la predicción lograda con el modelo tomando en cuenta el cambio de diámetro en la parte inferior debido a la deposición de sólidos, es bastante satisfactoria.

4.5 Comparación entre las diversas formas de caída de presión

Para darse una mejor idea de qué tanto difieren entre sí la caída de presión por cambio de carga estática o por fricción en situaciones de flujo de una y dos fases, se analizan a continuación gráficas de presión como función del gasto másico, para tres diámetros comerciales. Se utilizan los datos del pozo 14-2 de Roosevelt Hot Springs, y se considera un índice de producción constante. Dicho índice J , que se analizará en detalle más adelante al discutir las características de producción de un pozo, se relaciona con la presión estática del yacimiento P_e , la presión en el fondo del pozo en condiciones de flujo P_w y el flujo másico \dot{m} , de la siguiente manera (ref 64):

$$\dot{m} = J (P_e - P_w) \quad (4.2)$$

El valor calculado de J es 3.337 Kg/s-bar.

La nomenclatura para las figuras 37, 38 y 39 es la misma: I representa la caída de presión en el yacimiento como consecuencia del cono de abatimiento; II y III es la caída de presión para la fase líquida debido a cambio de carga estática y fricción respectivamente; IV y V es la caída de presión para flujo en dos fases debido a cambio de carga estática y fricción respectivamente.

Analizando los 3 casos resulta lo siguiente: la caída de presión

en el yacimiento es sólo función del gasto, por tanto en todos los casos es la misma e independiente del diámetro. Por debajo del punto de flasheo, la caída de presión es totalmente dominada por el cambio de carga estática, y éste aumenta ligeramente para diámetros mayores. Por lo que respecta a la caída de presión por fricción (zona III), ésta es muy pequeña comparada con la anterior y disminuye con el aumento de diámetro.

En la región bifásica no se tiene una sola tendencia para todos los casos, como ya se había anotado previamente. Se puede observar que para un gasto dado, la caída de presión por fricción es mayor para diámetros menores y se incrementa notoriamente a medida que el gasto también aumenta; por su parte la pérdida de presión por cambio de carga estática aumenta con el diámetro y disminuye con el aumento de gasto.

Específicamente para este pozo se puede notar que para el diámetro menor la proporción con que contribuye cada uno de los 2 efectos a la pérdida total de presión varía según el gasto, siendo más grande la contribución de la fricción para gastos mayores y lo opuesto para gastos menores. La proporción es la misma para un gasto de 163.4 Ton/h (360,000 Ib/h).

La misma tendencia se sigue para los otros diámetros, pero la contribución a la pérdida total de presión siempre es mayor por parte del cambio de carga estática debido a la gran longitud recorrida por la mezcla y las relativamente bajas velocidades de la misma.

Analizando la presión a la descarga se observa que ésta es mayor para el diámetro menor hasta un cierto valor del gasto, después del cual lo anterior se invierte. Por último, se puede notar que la presión en boca-pozo aumenta con el gasto hasta un valor máximo, después del cual disminuye si se sigue incrementando el gasto. Para pozos con grandes cambios de velocidad, el efecto de la aceleración en la caída de presión puede llegar a ser del mismo orden que el producido por la fricción. El rango de valores de gasto para el cual lo anterior se presenta es más amplio para diámetros mayores y tiende a desaparecer a medida que se disminuye el diámetro.

4.6 Características de producción de pozos

Un modelo matemático adecuado para la simulación del flujo en un pozo geotérmico es útil para reproducir las condiciones termodinámicas de la mezcla durante su extracción bajo condiciones nominales de operación, así como para la obtención de parámetros a partir de los cuales se puedan plantear y analizar diferentes formas de operación del pozo. De esta manera resulta factible acotar los límites de funcionamiento de un pozo, tales como la máxima presión disponible a la descarga, el gasto másico máximo dadas las condiciones del yacimiento y del equipo de superficie, la disponibilidad de energía a medida que decae la presión en el yacimiento y la capacidad de producción del pozo, entre otros. El correcto análisis de este tipo de información debe conducir finalmente al establecimiento de políticas de operación adecuadas al campo geotérmico en estudio.

A continuación se describen algunos de los factores mencionados.

4.6.1 Curvas de producción

Este tipo de curvas muestra el efecto que tiene la variación del gasto másico sobre la presión en la descarga del pozo y se pueden construir determinando la capacidad de producción del mismo.

Dicha capacidad está representada por el anteriormente definido índice de producción J , que explícitamente se puede calcular de la ecuación (4.2):

$$J = \dot{m} / (P_e - P_w)$$

siendo entonces la razón del gasto que se produce con respecto al abatimiento de presión en el yacimiento. La determinación del abatimiento se puede realizar a partir de registros de presión y temperatura tomados en condiciones estáticas y dinámicas, llevándose a cabo las primeras después de un período en el cual la presión y temperatura en el pozo hayan alcanzado un equilibrio aproximado en el medio (ref 64). Utilizando los datos de Hot-Springs 14-2, para el cual $P_e = 74$ bar, con el valor calculado de J de 3.337 Kg/s-bar y dos valores supuestos de 1.828 Kg/s-bar y 0.9143 Kg/s-bar, se obtuvo la gráfica de la fig 40. En cada una de las curvas se mantuvo constante el índice de producción, se varió el gasto y se obtuvieron diferentes presiones de abatimiento, lo cual es válido mientras el fluido en el yacimiento se encuentre en estado líquido. Así, con el valor calculado de la presión en el fondo P_w , se determina la presión en boca-pozo mediante el modelo desarrollado, junto con las demás propiedades termodinámicas de la mezcla.

Para las tres curvas se puede notar el efecto ya detectado previamente, o sea que existe un gasto específico para el cual, dada la productividad del pozo, la presión de descarga es máxima. Asimismo, también se presenta la tendencia de la presión en boca-pozo a disminuir cuando el gasto aumenta a partir del gasto específico mencionado. Esta tendencia se acentúa más para el caso en que el índice de producción es menor, como se puede observar en dicha figura.

Vale la pena hacer notar que para la curva correspondiente al índice de producción máximo, la mezcla se mantuvo dentro del régimen de pistón para todo el intervalo de gastos estudiados, mientras que para las otras dos curvas aparecieron cambios de patrón de flujo a transición y neblina, presentándose éstos con menores gastos a medida que el índice de producción disminuye, lo cual resulta lógico.

4.6.2 Disponibilidad

Cuando las características físicas de un pozo se han fijado, el efecto de la cantidad de vapor producido en la superficie se puede determinar para cualquiera de los parámetros importantes del sistema. Se utiliza para fines prácticos una "función" de disponibilidad que depende de muchas variables y se define como sigue (ref 33): la disponibilidad de un pozo productor de vapor de agua está dada por el gasto másico total que fluirá para una geometría dada del pozo (diámetros, longitud) y condiciones fijas de presión en boca-pozo, así como presión y calidad en el fondo. En la fig 41 se muestran dos curvas de flujo másico contra

presión en el fondo del pozo para dos valores fijos de presión en la descarga. Los datos corresponden al pozo 14-2 de Hot-Springs. La curva de la izquierda corresponde a una presión de descarga de 20.7 bar y la de la derecha de 27.5 bar.

Como se puede observar, para un valor fijo de presión en el fondo y en boca-pozo, existen dos flujos másicos que satisfacen la caída total de presión en el pozo. La razón de esto es que la caída total de presión se calcula como la suma de las caídas de presión debidas al cambio de carga estática y a la fricción, ya que la debida a la aceleración en este caso es despreciable. Para un gasto constante, el gradiente estático irá disminuyendo y el de fricción aumentando a medida que la cantidad de la fase gaseosa fluyendo aumente. Así, la combinación de ambos gradientes se puede dar en forma tal que la suma sea la misma para dos gastos másicos diferentes.

En ambas curvas se presenta una caída de presión mínima debajo de la cual no puede existir flujo para la configuración del pozo utilizada.

Cuando se encuentran dos valores de gasto para una caída total de presión dada, por lo general el valor superior se presenta en el régimen de transición y neblina, mientras que el inferior ocurre en régimen de burbuja y pistón. Si un pozo funciona con el gasto inferior, en la mayoría de los casos se cancela por resultar antieconómico (ref 33). También se puede deducir de la figura que el intervalo de valores de gasto que satisfacen el requerimiento de presión de descarga constante al disminuir la presión en el

fondo, se reduce a medida que la presión en boca-pozo aumenta. Si se cambia el valor de la calidad en el fondo, la forma de la curva se conserva, desplazándose hacia arriba a medida que la calidad en el fondo disminuye. Para el caso de pozos con flujo de líquido en el fondo, se presenta la misma tendencia si la temperatura en el fondo disminuye.

4.6.3 *Presión máxima de descarga*

En general la información que se requiere de un pozo para evaluar su comportamiento incluye el gasto másico, la entalpía del fondo, el abatimiento de presión, las variaciones de temperatura en el fondo o la calidad, etc. Estos datos son necesarios no sólo para determinar el funcionamiento del sistema en lo que a generación de potencia se refiere, sino que son útiles para propósitos de comparación cuando se toman mediciones en intervalos dados de tiempo; ésto a su vez puede conducir a predicciones acerca del tiempo de vida del campo en explotación y a estimaciones de la capacidad volumétrica del yacimiento.

Para la determinación del cambio de temperatura y entalpía en el fondo de un pozo comúnmente se utilizan métodos geoquímicos, cuyos resultados dependen de muchos factores y por lo mismo tienden a ser imprecisos (ref 62). Un método sencillo de determinación de la entalpía de alimentación del pozo fue desarrollado por R. James (1970), en el cual el único parámetro a medir en el pozo es la presión máxima de descarga, y a partir de dicho valor se utiliza un método iterativo cuya descripción detallada aparece en la ref 61.

Cuando la descarga de un pozo se va reduciendo progresivamente mediante un proceso de estrangulamiento con la válvula en boca-pozo, la presión a la descarga aumenta hasta un punto en el cual cerrar más la válvula resulta en el ahogamiento del pozo. Este punto se conoce como presión máxima de descarga (PMD) y ocurre cuando la diferencia de presión entre el fondo y la parte superior del pozo equilibra el peso de la columna de fluido.

En otros trabajos (refs 66,67), Russell James desarrolló ecuaciones empíricas para determinar la PMD y el gasto para el cual sucede. Para validar dichas ecuaciones, ese autor presenta datos medidos del pozo Kawerau KA-30, cuyas características son: longitud 792.48 m, diámetro 0.2 m, temperatura en el fondo 279.25 °C, para la cual la entalpía de entrada al pozo resulta 1,235 kJ/kg. Bajo estas condiciones, el pozo fue estrangulado hasta lograr una presión máxima a la descarga de 38 bar abs. El gasto másico medido fue de 121 Ton/h. Los resultados obtenidos por James mediante sus correlaciones fueron: gasto 123.5 Ton/h, calidad en boca-pozo 9.5 por ciento y velocidad de descarga 6.55 m/s. Con el modelo presentado en este trabajo se obtuvo un gasto de 120.94 Ton/h, calidad de 8.32 por ciento y velocidad de la mezcla de 5.21 m/s, resultando como PMD el valor medido de 38 bar.

En la fig 42 se muestra gráficamente la obtención de la PMD para el pozo Roosevelt 14-2 de Hot Springs. Los valores de presión y gasto obtenido suponiendo que no haya transferencia de calor con el medio son 30 bar y 35.5 kg/s, respectivamente. Introduciendo en la ecuación de Russell James los valores reales de entalpía y

temperatura en el fondo, resulta una PMD de 32.2 bar y un gasto de 37.1 kg/s. Sin embargo, si se utilizan los valores de entalpía y temperatura que se obtienen también a partir de sus ecuaciones, la PMD aumenta a 42.26 bar y el gasto a 45.3 kg/s.

Para el pozo de Cerro Prieto M-90, con el presente modelo se predice una PMD de 47.8 bar y un gasto de 29.51 kg/s. Con datos reales de suministro de la mezcla, las ecuaciones de Russell James arrojan 50.1 bar y 31.47 kg/s; mientras que utilizando todas sus ecuaciones, los valores suben a 55 bar y 37.54 kg/s.

De lo anterior se puede concluir que, si se cuenta con datos medidos de las propiedades en el yacimiento, las ecuaciones de Russell James predicen los valores de PMD y gasto con una aproximación muy aceptable para condiciones de saturación a la entrada; pero si se utilizan sus expresiones para el cálculo de propiedades en el fondo, entonces sus resultados sobreestiman la PMD y el gasto en un 40 y 27.6 por ciento respectivamente, para el caso del pozo 14.2, y en 15 y 10 por ciento para Cerro Prieto. De los datos presentados por Russell James para el pozo Kawerau KA-30, se observa que el ajuste obtenido con este modelo a los valores experimentales es bastante satisfactorio.

En la ref 66 Russell James presenta una tabla en la cual supone diferentes condiciones de entrada de la mezcla, y calcula las PMD y gastos respectivos. En todos los casos el autor supone que el fluido se encuentra como líquido saturado al entrar al pozo. En las dos primeras columnas de la tabla 4 que se presenta a continuación, se reproducen los valores de PMD y gasto

encontrados por Russell James. La tercera columna muestra la diferencia en porcentaje al calcular el gasto con el presente modelo, suponiendo correcto el valor de la PMD. La cuarta columna muestra dicho porcentaje para el cálculo de PMD suponiendo que el dato correcto es el del gasto. La quinta y sexta columna representan la PMD y gasto calculados con el programa de cómputo, haciendo uso sólo de las condiciones de suministro, y comparándose porcentualmente con los valores propuestos por Russell James. Se puede concluir, al analizar la tercera y cuarta columnas que, en general, los resultados coinciden dentro de un margen aceptable si solo se desconoce un dato (salvo para los dos primeros valores de PMD, para los cuales no se encuentra un gasto que satisfaga tales condiciones). Sin embargo, de las dos últimas columnas se concluye que, aún cuando los valores de PMD son bastante parecidos entre sí, los valores de gasto predichos con el modelo resultan siempre menores en al menos un 15 por ciento, y rebasando el 30 por ciento para valores altos de PMD.

Sería conveniente contar con mayor cantidad de datos medidos en el campo para corroborar lo anteriormente dicho. En la fig 43 se presentan los resultados gráficos de PMD y gasto para el pozo HGPA-1 (11.3 bar y 7.9 kg/s respectivamente), para un coeficiente de pérdidas de calor U de cero. Los valores de PMD y gasto obtenidos con las ecuaciones de Russell James son totalmente discrepantes de los señalados antes; la razón es que las condiciones de la mezcla en el fondo de este pozo son ya muy lejanas al punto de líquido saturado, para lo cual, como se observa, sus ecuaciones ya no son recomendables. Este hecho ya ha sido corroborado prácticamente en pozos localizados en Broadlands

y Wairakei, Nueva Zelanda (Derek Freeston, 1987, comunicación personal).

Analizando conjuntamente las gráficas 42 y 43 se puede notar que los valores de PMD y gasto son sensibles al valor de U, sobre todo cuando el régimen de flujo es el de neblina (fig 43). Otro resultado interesante que se observa en estas gráficas es precisamente el hecho ya antes comentado respecto a que las pérdidas de calor influyen bastante cuando el pozo opera a bajos gastos, disminuyendo su efecto a medida que el gasto másico aumenta. Debido a que esto varía de pozo a pozo no se puede especificar un límite único por el momento, más no se descarta la posibilidad de encontrar algún tipo de correlación entre las características del flujo y el pozo que permitan establecerlo.

4.6.4 *Condiciones de flujo crítico*

Cuando un flujo moderado de un fluido compresible pasa a través de una tubería descargando a la atmósfera, la presión cae continuamente a lo largo de la tubería, pero más rápidamente cerca de la salida, donde la velocidad del fluido se incrementa hasta un valor máximo y la presión justo en la parte interior de la salida del conducto es la atmosférica. Sin embargo, si el flujo se incrementase progresivamente, la presión en la salida sería mayor que la atmosférica y el fluido al salir ya no se conservaría paralelo a las paredes de la tubería, sino que tomaría la forma de un paraboloide debido a la expansión repentina que tiene lugar al pasar de la alta presión en la salida de la tubería hacia la atmósfera. Cuando eso sucede el

límite máximo de velocidad que se alcanza es el de la velocidad del sonido en el fluido, y la única forma posible de lograr que pase un mayor flujo es que la densidad se incremente, para lo cual la presión de salida se debe incrementar. Estas condiciones se conocen como condiciones críticas. Mediante mediciones experimentales, Russell James desarrolló una ecuación empírica que correlaciona la entalpía de estancamiento del fluido con la presión y el gasto crítico de la siguiente manera (refs 68, 69, 70):

$$G = \frac{1839 P_c^{0.96}}{h_0^{1.102}} \quad (4.3)$$

donde G es el flujo en T/m²-s.

Posteriormente, basado en los estudios teóricos de Lapple (ref 67) llevó a cabo mediciones experimentales y desarrolló otra expresión empírica para obtener la presión crítica en función de la temperatura del yacimiento y del diámetro del pozo como sigue:

$$\left(\frac{T_{yac}}{2.2} \right)^{2.195} = \frac{P_c}{D^{0.602}} \quad (4.4)$$

Para el caso en que el fluido se encuentra comprimido, desarrolló cartas para obtener la presión crítica (ref 61) y con ella el gasto máximo.

Como ejemplo presenta los siguientes datos típicos de un pozo de Wairakei (ref 61): longitud 670.5 m; diámetro 0.1987 m; temperatura y presión en el yacimiento, 240 °C y 61 bar, respectivamente. De las cartas obtiene una presión crítica de

5.17 bar y de la ecuación (4.3) un gasto G tal que, multiplicado por el área del pozo, resulta $m = 128.633$ kg/s. Haciendo uso del presente modelo e introduciendo las condiciones del yacimiento y la geometría del pozo, los resultados obtenidos son 5.3 bar para la presión crítica y 124.4 kg/s para el gasto máximo, lo cual representa diferencias de 2.5 y -3.3 por ciento respecto a los resultados de Russell James.

Para el caso de un pozo de 800 m de longitud y 0.2 m de diámetro en que el fluido ingresa al pozo como líquido saturado, James toma la temperatura del yacimiento como 280.32°C .

Con la ecuación (4.4) obtiene una presión de 7.45 bar y con la ecuación (4.3) un gasto de 152.77 kg/s. Las diferencias con el modelo numérico son esta vez de 5.5 y -4.1 por ciento respectivamente.

Como caso práctico se presentan a continuación las condiciones del pozo M-90 de Cerro Prieto. Para la temperatura de entrada del yacimiento de 302°C (con las ecuaciones de James es 8°C mayor), según dicho autor la presión crítica es de 8.4 bar, con un gasto máximo de 121.6 Kg/s. Con el modelo propuesto la presión crítica resulta 15 por ciento mayor y el gasto máximo 12.1 por ciento menor.

Al igual que se mencionó en la sección anterior, sería recomendable comparar ambos métodos con un número significativo de valores experimentales.

4.7 Comentarios acerca de la forma de cálculo del programa

En todos los ejemplos de cálculo presentados en este trabajo, la obtención de los perfiles de presión y temperatura se ha llevado a cabo partiendo de los datos en el fondo del pozo. Es común disponer, con mayor facilidad y precisión, de datos medidos en la boca del pozo, pero el iniciar los cálculos a partir de ese punto puede conducir a resultados diferentes a los que se obtendrían si el cálculo se hiciera en la dirección normal del flujo en un pozo geotérmico, o sea, del fondo a la superficie. De lo anterior se desea resaltar lo siguiente: algunos autores (refs 35, 36), al intentar reproducir los perfiles experimentales, escogen en principio los datos disponibles del yacimiento, y si los resultados no son satisfactorios invierten el sentido del cálculo, procurando un mejor ajuste y justificando la decisión en términos de los posibles errores de medición en el fondo.

Analizando cada uno de los pozos utilizados en este trabajo se ha encontrado que al invertirse el sentido del cálculo no se alteran los resultados, siempre y cuando la mezcla no sufra cambio de régimen de flujo en toda la longitud del pozo. Como ejemplo de lo anterior se puede observar la fig 44, en donde la línea continua representa el cálculo del fondo hacia la superficie y los triángulos en el sentido inverso. Los asteriscos son los valores experimentales. Los datos corresponden al pozo HGP-A1, que opera bajo régimen de neblina desde el fondo hasta la descarga, no habiendo por tanto diferencia en el sentido del cálculo.

Sin embargo, cuando la mezcla pasa por dos o más regímenes de

flujo, el resultado ya no es el mismo. En la fig 45 se presenta el caso del pozo East Mesa 6-1. La línea continua, que se ajusta a los datos experimentales con buena precisión, resulta de iniciar el cálculo en el fondo donde existe líquido comprimido. La determinación del punto de flasheo resulta correcta y el cambio de régimen de flujo es adecuado. Iniciando los cálculos en boca-pozo (triángulos), se observa que al inicio el ajuste logrado es adecuado, pero la determinación del punto de flasheo es incorrecta (aproximadamente 130 m más abajo) resultando en una presión en el fondo 11 por ciento menor que la medida. En los pozos M-90 y 14-2 de Cerro Prieto y Hot Springs se observó diferencia al cambiar el patrón de flujo de pistón a burbuja.

Esto puede deberse, por una parte, a que los límites utilizados para separar los distintos patrones de flujo fueron obtenidos a partir de trabajos experimentales en los que se estudió la evolución de los patrones de flujo partiendo de líquido hacia mezcla de líquido y gas (refs 20, 21) (sentido ascendente) y, por otra parte, a que los gradientes de presión difieren en magnitud en uno y otro régimen, lo cual puede conducir a rebasar tales límites y situar al flujo en otra condición a una profundidad equivocada. Aún cuando ésto debiera tender a desaparecer realizando los cálculos para incrementos pequeños de distancia, el resultado es el mismo. Se seguirá investigando esta aparente incongruencia para tratar de establecer la causa de su existencia.

Por el momento, se sugiere que en los casos en que sólo se cuente con información en boca-pozo se realice el cálculo en forma

descendente para obtener los valores aproximados en el fondo y se modifiquen éstos hasta obtener las condiciones de superficie al realizar el cálculo en el sentido ascendente.

4.8 *Efecto de la medición de parámetros en superficie sobre el cálculo de la presión en el fondo del pozo*

El objetivo primordial de modelar un pozo geotérmico es predecir con razonable precisión la capacidad de producción de energía y la vida aproximada del yacimiento bajo diferentes condiciones de operación. Para ello se requiere de la obtención de datos asociados con la evolución del yacimiento debido a su explotación. Los datos de producción se miden comúnmente en boca-pozo, mientras que hay modelos de yacimientos que pueden estimar los cambios en las propiedades del fluido en el fondo del pozo. Mediante el uso del modelo presente se puede determinar el efecto que pueden tener posibles errores de medición en boca-pozo, en parámetros tales como presión, entalpía y gasto, por la estimación de presión en el fondo del pozo.

Para mostrar dicho efecto se varió en ± 20 por ciento el valor medido de gasto, presión y entalpía en tres pozos: M-90 de Cerro Prieto, 14-2 de Roosevelt Hot-Springs y HGPA-1 de Hawaii. Se escogieron estos tres ya que comprenden los casos más representativos: el primero se encuentra en condiciones de saturación en el fondo, el segundo presenta líquido en el fondo y dos fases en la superficie y el tercero vapor de alta calidad desde el fondo hasta la boca del pozo. También se incluyó en este análisis el efecto de la disminución del diámetro en porcentajes

aproximados del 25 y 50 por ciento. En la fig 46 se muestran los resultados obtenidos para el pozo M-90 de Cerro Prieto. El eje horizontal corresponde a la desviación en por ciento del valor medido de gasto, presión y entalpía en la superficie, mientras que el eje vertical corresponde al porcentaje de cambio de la presión en el fondo del pozo para cada uno de los parámetros considerados.

Como se puede observar, el efecto que tiene la variación del gasto en ± 20 por ciento en la presión del fondo del pozo M-90 no es significativo, ya que no rebasa el 5 por ciento del valor nominal. El cambio de presión en la superficie es más notorio sobre la presión del fondo, la cual varía proporcionalmente cerca de ± 15 por ciento para cada caso.

El aumento de entalpía en 20 por ciento reduce la presión en el fondo en casi 20 por ciento, mientras que una disminución de entalpía en 20 por ciento conduce a un aumento de presión en el fondo de 70 por ciento. En el primer caso el aumento de entalpía da lugar a un mayor contenido de vapor, lo cual implica la presencia de un fluido más ligero que requiere de menor presión en el fondo para emerger bajo tales condiciones. El segundo caso da lugar a una situación inversa, ya que la presencia de fluido más denso, debido a la disminución de entalpía, requiere de mucho mayor presión en el fondo para satisfacer las condiciones de superficie.

Por lo que al pozo 14-2 de Hot Springs toca, fig 47, la tendencia es similar a la del M-90 de Cerro Prieto, salvo que para este

caso el efecto de la presión en boca-pozo es mucho más marcado debido a que, al existir sólo líquido en la parte inferior del pozo, los gradientes de presión total son más grandes. En contraste con los dos pozos mencionados se puede analizar en la fig 48 el HGPA-1 de Hawaii. Para este caso la influencia del gasto másico es mucho más importante que la de la presión en boca-pozo, ya que la velocidad de la mezcla es el factor predominante en la caída de presión, debido a que el régimen de flujo existente es el de neblina. El efecto de la entalpía es tan marcado como en los otros dos pozos, pero en sentido inverso; o sea, que un aumento de entalpía en boca-pozo provoca también un incremento en la presión del fondo. Esto se debe a que la presencia de mayor cantidad de vapor da lugar a velocidades más altas, que incrementan significativamente las pérdidas de presión por fricción.

Para considerar el efecto del diámetro se muestra, en las figuras mencionadas, otro eje horizontal que expresa el porcentaje en el cual se redujo el diámetro. Hay que hacer notar que la simulación es lejana a la realidad al considerar una disminución uniforme del diámetro de todo el pozo. Bajo esta suposición, el efecto del diámetro en la presión del fondo es similar en los tres casos, siendo mucho más relevante en el HGPA-1 donde se supuso que ambos diámetros sufrían la misma reducción. Se utilizó una segunda escala vertical pues, como se puede apreciar, una reducción de diámetros de 50 por ciento da lugar a un aumento de presión mayor a 200 por ciento. Para el M-90 y el 14-2 los cambios de presión son parecidos, siendo mayores en el primero debido a que el diámetro nominal es menor y por tanto los efectos de inercia

mayores. De lo anterior se puede concluir que el efecto que tiene la variación en la medición de parámetros de superficie sobre el cálculo de la presión en el fondo, depende del tipo de flujo y configuración de cada pozo y que, por tanto, no puede generalizarse en la forma propuesta por Goyal et al (ref 59), ya que en su trabajo sólo consideraron pozos de Cerro Prieto con características similares, para las cuales, como se mostró, con este modelo se encuentran resultados muy semejantes a los presentados en dicho trabajo.

En términos generales se puede asentar que para la evaluación de la presión en el fondo del pozo, el orden de importancia en la reducción del margen de error en la medición de parámetros es, en sentido decreciente: el diámetro y la entalpía, para cualquier tipo de pozo; seguido del gasto y la presión en boca-pozo para pozos con alto contenido de vapor y en orden inverso para pozos con alto contenido de líquido.

Tabla 4. Comparación de resultados entre el modelo y las ecuaciones de Russell James

PMD bar	Gasto T/h	Porcentaje de gasto	Porcentaje de PMD	Porcentaje de gasto	Porcentaje de PMD
10	81.4	-	-8.3	-17.6	-8.1
20	100.2	-	-4.5	-16.8	-1.2
30	114.0	-8.3	0.8	-16.7	0.2
40	125.4	0.0	0.0	-17.2	1.4
50	135.4	6.2	1.2	-19.6	3.3
60	144.5	5.7	1.6	-22.5	4.5
70	153.5	5.4	2.0	-25.4	6.6
80	162.7	3.4	1.8	-26.1	8.4
90	172.5	0.9	0.2	-29.5	10.1
100	184.8	3.9	-3.5	-34.0	12.3

Valor del modelo - Valor R. James

Porcentaje = -----

Valor R. James

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se desarrolló un modelo numérico que, basado en las ecuaciones de conservación de masa, energía y cantidad de movimiento para flujo bifásico homogéneo, toma en cuenta el concepto de velocidad de deslizamiento, la presencia de diferentes patrones de flujo y la transferencia de calor, variable en el tiempo, entre el fluido y la formación. Se utilizan relaciones semiempíricas para el cálculo del gradiente de presión, lo que permite predecir las características de flujo de la mezcla de líquido y vapor de agua en un pozo geotérmico.

Se definió un parámetro adimensional que forma parte de un nuevo criterio para el cálculo de los perfiles de presión mediante el uso de dos diferentes correlaciones dentro de un mismo patrón de flujo. Asimismo, se modificó una expresión aplicable al flujo de neblina, que permite evaluar los cambios de presión debidos a fricción sin necesidad de introducir un coeficiente exógeno, y que probó ser válida al utilizarse en pozos que operan bajo dicho patrón de flujo.

Los resultados generados permiten confirmar la validez del modelo al ser comparados con datos experimentales obtenidos de diversos pozos, y simultáneamente han probado que la precisión lograda en las predicciones es la deseada.

Se ha demostrado que el modelo permite calcular con precisión adecuada los efectos que, sobre el comportamiento global del pozo, tienen las alteraciones de parámetros de operación (presión de salida, gasto, etc), geométricos (cambios de diámetro, incrustación, etc), de la formación y del yacimiento mismo (presión, entalpía, etc). Se puede afirmar que la generalidad del modelo es mayor que la de los modelos existentes a la fecha.

De esta manera se justifica la utilización del programa como una herramienta para analizar diversas políticas de operación de un pozo atendiendo tanto a las características del yacimiento y del equipo que conforma la instalación, como a las necesidades de la planta geotérmica en estudio.

A continuación se puntualizan los resultados más relevantes del estudio, algunos de los cuales ya han sido mencionados arriba.

1. El buen ajuste logrado entre los datos de campo y los resultados obtenidos con el modelo establecen la validez del mismo para pozos con diferentes configuraciones de flujo.

2. Para el cálculo de los gradientes de presión es esencial tomar en cuenta tanto los diversos patrones de flujo, como el deslizamiento que existe entre ambas fases y la fracción

volumétrica de las mismas. Se definió en este trabajo, a partir del análisis de dieciocho grupos de datos, un nuevo número adimensional que permite el uso de dos diferentes correlaciones para determinar el gradiente de presión por fricción en el régimen de pistón, de manera tal que se logra una mejor reproducción de los datos de presión experimentales.

3. Se modificó la expresión propuesta por Tachimori para el cálculo del gradiente de presión por fricción en flujo de neblina, sustituyendo el factor de ajuste exógeno por la calidad de la mezcla. Esta nueva correlación resultó ser precisa al aplicarse a pozos fluyendo en dicho régimen.

4. Se demostró la importancia de considerar la transferencia de calor entre el fluido y la formación; para ello se sugiere obtener el coeficiente de transferencia de calor U mediante el ajuste con los datos experimentales tomados, de ser posible, durante los primeros días de operación del pozo.

5. La determinación de los perfiles de temperatura en la formación es indispensable en la predicción de las condiciones de la mezcla, cuando existen cambios de operación en el proceso de producción de un pozo, como por ejemplo, durante la estrangulación del mismo (ver sección 4.4.2).

6. La caída de presión en el flujo aumenta con la pérdida de calor hacia los alrededores en pozos con alto contenido de líquido, mientras que lo inverso ocurre en pozos con alto contenido de vapor, lo cual tiene lugar en el régimen de neblina.

7. El modelo permite determinar con buena precisión el punto de cambio brusco de fase o "flasheo" en pozos que presentan flujo de líquido en la parte inferior y en dos fases en la superior, como se ilustra en la fig 5.

8. El efecto del contenido de sales en la mezcla es importante cuando existe alto contenido de líquido e influye en la determinación del punto de flasheo.

9. Las variaciones de presión y temperatura por causa de deposición de sólidos en las paredes del pozo, se pueden reproducir con precisión tomando en cuenta la reducción de área causada por dicha deposición. Esto se ejemplifica en las figs 35 y 36.

10. El aumento de rugosidad en las paredes es significativo en pozos que manejan flujos con alta velocidad, o sea mezclas con alto contenido de vapor, y en pozos con diámetro pequeño.

11. El efecto que tiene la transferencia de calor hacia los alrededores sobre las propiedades del flujo se reduce a medida que el gasto másico en el pozo es mayor. En la fig 43 se aprecia tal efecto.

12. La entalpía disponible en boca-pozo es función directa de la entalpía del fluido en el yacimiento (fig 23).

13. Se puede determinar un diámetro de pozo para el cual, bajo condiciones de entrada constantes, la caída total de presión es

mínima. De igual manera, para un diámetro dado, es posible calcular el gasto másico que da lugar a condiciones de máxima presión en boca-pozo (sección 4.4.5).

14. Se pueden construir con los resultados obtenidos del modelo, las curvas de producción y disponibilidad de un pozo geotérmico.

15. Dadas la geometría del pozo y las condiciones de suministro, es factible determinar correctamente condiciones límite de operación, tales como gasto crítico y presión máxima de descarga, para lo cual las ecuaciones de Russell James han mostrado no ser generales.

16. La pérdida de presión en flujos con alto contenido de líquido está dominada por el cambio de carga estática, mientras que en flujos con alto contenido de vapor predominan las debidas a fricción y aceleración (figs 37-39).

17. Para determinar la presión en el yacimiento a partir de mediciones realizadas en superficie, los parámetros a considerar en orden de importancia decreciente son : diámetro y entalpía, para cualquier tipo de flujo, seguidos del gasto y la presión para pozos con alto contenido de vapor y el inverso para pozos con alto contenido de líquido (figs 46-48).

18. Se recomienda investigar el efecto del contenido de gases no condensables en la mezcla.

19. Se recomienda evaluar las propiedades del fluido tomando en

cuenta el contenido de sales no solo en la evaluación de la densidad, sino de la entalpía y otras propiedades.

20. Se recomienda desarrollar una ecuación para el cálculo del gradiente de aceleración, que tome en cuenta la variación de temperatura del fluido y su alejamiento del comportamiento de gas ideal.

21. Se cuenta con una herramienta capaz de predecir las posibles causas de variación en el comportamiento del flujo, tales como infiltración de agua fría, o efectos debidos a reinyección del fluido.

REFERENCIAS

1. Bergles, A.E.: "Two-Phase Flow and Heat Transfer, 1956-1980", Two-Phase Flow and Heat Transfer in the Power and Process Industries, Hemisphere pub. corp., Cap 24, 1981.
2. De camp, L.S.: *The Ancient Engineers*. Doubleday and Company, Nueva York, 1963.
3. Bell, K.J.: "Introduction to Work of Leidenfrost", International Journal of Heat and Mass Transfer, 9, 1153-1154, 1966.
4. Gouse, S.W. Jr.: *An Index to the Two-Phase Gas-Liquid from Literature*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1966.
5. Versylus, J.: "Some Principles Governing the Choice of Length and Diameter of Tubing in Oil Wells", Trans. A.I.M.E., Pet. Dev. and Tech., 279-295, Octubre 1930.
6. Moore, T.V., Wilde, H.D.: "Experimental Measurement of Slippage in Flow Through Vertical Pipes", Trans. A.I.M.E., Pet. Dev. and and Tech., 296-319, Febrero 1931.
7. Moore, T.V., Schilthuis, R.J.: "Calculation of Pressure Drop in Flowing Wells", Trans. A.I.M.E., Pet. Dev. and Tech., 170-190, Octubre 1932.
8. Lockhart, R.N., Martinelli, R.C.: "Proposed Correlation of Data for Isothermal Two-Phase, Two-Component Flow in Pipes", Chemical Engineering Progress, Vol 45, No. 1, 39-48, Junio 1949.
9. Poettmann, F.H., Carpenter, P.G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings", Drill. Prod.

Practice, 257-317, 1952.

10. Rasin Tek, M.: "Multiphase Flow of Water, Oil and Natural Gas Through Vertical Flow Strings", J.P.T., 1029-1036, Octobre 1961.

11. Baxendell, P.B., Thomas, R.: "The Calculation of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells", J.P.T., 1023-1028, Octobre 1961.

12. Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", J.P.T., 829-838, Junio 1967.

13. Eaton, A., Andrews, E., Knowles, R.: "The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipes", J.P.T., 815-828, Junio 1967.

14. Cornish, R.E.: "The Vertical Multiphase Flow of Oil and Gas at High Rates", J.P.T., 825-831, Julio 1976.

15. Chierici, G.L., Ciucci, G.M., Sclocchi, G.: "Two-Phase Vertical Flow in Oil Wells. Prediction of Pressure Drop", J.P.T., 26, 927-936, Agosto 1974.

16. Gaither, D.D., Winkler, W., Kirkpatrick, C.: "Single and Two-Phase Flow in Small Vertical Conduits Including Annular Configurations", J.P.T., 309-320, Marzo 1963.

17. Hagedorn, A.R., Brown, H.E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", J.P.T., 475-484, Abril 1965.

18. Gould, T.L., Rasin Tek, M., Katz, D.F.: "Two-Phase Flow

Through Vertical, Inclined, or Curved Pipe", J.P.T., 26, 927-936, Agosto 1974.

19. AZIZ, K., Govier, G., Fogarasi, M.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", Journal of Canadian Petroleum, 34-48, Septiembre 1972.

20. Ross, N.C.J.: "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing", J.P.T., 1037-1049, Octubre 1961.

21. Duns, H. Jr., Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Proc. Sixth World Pet. Congress, Frankfurt, Section II, Paper 22-PD6, 451-465, Junio 1967.

22. Sugiura, T., Farouq ali, S.: "A Comprehensive Wellbore Steam-Water Flow Model for Steam Injection and Geothermal Applications", SPE 7966, Mayo 1979.

23. Willwhite, G.: "Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells", J.P.T., 607-615, Mayo 1967.

24. Pacheco, E., Farouq, Ali, S.: "Wellbore Heat Losses and Pressure Drop in Steam Injection", J.P.T., 24, 139-144, Febrero 1972.

25. Bleakley, W.: "Well-bore Heat Losses", Oil and Gas Journal, 162-163, Marzo 1965.

26. Leutwyler, K.: "Casing Temperature Studies in Steam Injection Wells", J.P.T., 1157-1162, Septiembre 1966.

27. Eickmeier, R., Ramey, J., Ersoy, D.: "Wellbore Temperatures and Heat Losses During Production or Injection Operations",

Journal of Canadian Petroleum, 115-121, Abril 1970.

28. Griffith, P.: "Flow Regimes Based Models, Two-Phase, Boiling and Condensation", A Special Summer Program at MIT, Julio-Agosto 1973.

29. Tachimori, M.: "A Numerical Simulation Model for Vertical Flow in Geothermal Wells", Proc. Eighth Workshop Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, Cal, 155-160, Diciembre 1982.

30. Dukler, A., Bornea, Y.: "Modelling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes", AIChE Journal, 345-354, Mayo 1980.

31. Palacio, A.: "A Computer Code for Determining the Flow Characteristics in a Geothermal Well", Numerical Methods in Thermal Problems, Vol IV, Parte 2, 922-933, Ed. Pineridge Press, Swansea, U.K., Julio 1985.

32. Palacio, A., Barral, J.F.: "Un Nuevo Criterio Para la Predicción de Perfiles de Presión en Pozos Geotérmicos", Memorias II Simposio Nacional de Ciencias Térmicas", México, 215-220, Agosto 1985.

33. Gould, T.J.: "Vertical Two-Phase Steam-Water Flow in Geothermal Wells", J.P.T., 833-842, Agosto 1974.

34. Ramey, H.J.: "Wellbore Heat Transmission", J.P.T., 427-435, Abril 1962.

35. Chierici, L., Giannone, G., Sclocchi, G." A Wellbore Model For Two-Phase Flow in Geothermal Reservoirs", SPE 10315, Mayo

1985.

36. Ortiz, R.J.: "Two-Phase Flow in Geothermal Wells: Development and Uses of a Computer Code", Tesis de Maestría, Stanford University, Junio 1983.

37. Truesdell, C.A., Toupin, R.A.: "The Classical Field Theories", *Encyclopedia of Physics*, Principles of Classical Mechanics and Field Theory, Springer-Verlag, 226-858.

38. Delhayé, J.M.: "Basic Equations for Two-Phase Flow Modeling", Two-Phase Flow and Heat Transfer in the Power and Process Industries, 40-97, H.P.C., 1981.

39. Bouré, J., Delhayé, J.: "General Equations and Two-Phase Flow Modeling", Handbook of Multiphase Systems, Cap 1, 36-87, H.P.C., 1982.

40. Vernier, P., Delhayé, J.: "General Two-Phase Flow Equations Applied to the Thermohydrodynamics of Boiling Water Nuclear Reactors", *Energie Primaire*, 4, 5-46, 1968.

41. Birkhoff, G.: "Averaged-Conservation Laws in Pipes", *J. of Math. Anal. and Applic.*, 8, 66-77, 1964.

42. Ishii, M., Zuber, N.: "Relative Motion and Interfacial Drag Coefficient in Dispersed Two-Phase Flow of Bubbles, drops, or particles", *AIChE*, 1978.

43. Bouré, J.: "Les Lois Constitutives des Modeles d'Écoulements Diphasiques Monodimensionnels, a Deux Fluides", Formes Envisageables, Restrictions Résultant d'Axiomes Fondamentaux, CEA-R-4915.

44. De Gance, A., Atherton, R.: "Vertical and Inclined-Flow Correlations ", Chemical Eng. Aspects of Two-Phase Flow, Parte 6, 87-94, Octubre 1970.
45. De Gance, A., Atherton, R.: "Horizontal-Flow Correlations", Chemical Eng. Aspects of Two-Phase Flow, Parte 4, 95-103, Julio 1970.
46. Sugiura, T.: "An Advanced Wellbore Model for Vertical Two-Phase Flow of Steam and Water", Tesis de Maestría, Pennsylvania State University, Noviembre 1978.
47. White, F.: *Fluid Mechanics*, Ed. Mc Graw-Hill, 1979.
48. Fox, R., Mc Donald, A.: *Introduction to Fluid Mechanics*, Wiley and Sons, 1978.
49. Maza, A., García, M.: *Hidrodinámica, Bases para Hidráulica Fluvial*, Series del Instituto de Ingeniería, No. D-20, Mayo 1984.
50. Reynolds, Perkins.: *Ingeniería Termodinámica*, Ed. Mc Graw Hill.
51. Rogers, Mayhew.: *Engineering Thermodynamics Work and Heat Transfer*, Longman.
52. Farouq Ali, S.: *Oil Recovery by Steam Injection*, Producers Publishing Co. Inc., Bradford, Pennsylvania, 1970.
53. Kreith, F.: *Principles of Heat Transfer*, International Textbook Co., 1973.
54. Swamee, P., Jain, A.: "Explicit Equations for Pipe-Flow Problems", J. Hydr. Div., Proc. ASCE, 657-664, Mayo 1976.

55. Nicklin, D., Wilkes, J., Davidson, J.: "Two-Phase Flow in Vertical Tubes", Trans. Inst. Chem. Eng., 40, 61-68, 1962.
56. Inoue, A., Aoki, N.: "Fundamental Study on Pressure Drop of Two-Phase Flow in a Tube", Trans. Japan Soc. Mech. Eng., Parte 2, 1966.
57. Frick, T.: *Petroleum Production Handbook*, SPE, Dallas, 1962.
58. Hiriart, G.: "Thermodynamic Considerations About the Well M-147 at Cerro Prieto", Geothermal Resources Council Trans., Vol 8, 207-210, Agosto 1984.
59. Goyal, K., Miller, C., Lippmann, J.: "Effect of Measured Wellhead Parameters and Well Scaling on the Computed Downhole Conditions in Cerro Prieto Wells", Sixth Workshop, Geothermal Reservoir Eng., 130-138, Diciembre 1980.
60. Donaldson, I., Grant, M.: "Heat Extraction from Geothermal Reservoirs", Geothermal Systems, Principles and Case Histories, Cap 5, 145-174, Wiley and Sons, 1984.
61. James, R.: "Factors Controlling Borehole Performance", Geothermics, Vol 2, 1502-1515, 1970.
62. Fournier, R.: "Application of Water Geochemistry to Geothermal Exploration and Reservoir Engineering", Geothermal Systems, Principles and Case Histories, Cap 4, 204-140, Wiley and Sons, 1981.
63. Ottlik, P., Gálfi, J. et al: "The Low Enthalpy Geothermal Resource of the Pannonian Basin, Hungary", Geothermal Systems, Principles and Case Histories, Cap 8, 221-244, Wiley and Sons,

1981.

64. Nakamura, H., Sumi, K.: "Exploration and Development at Takinoue, Japan", Geothermal Systems, Principles and Case Histories, Cap 9, 247-272, Wiley and Sons, 1981.

65. Ryley, I., Parker, G.: "Flowing Geothermal Wells: Cerro Prieto Well M-91 and Krafla Well KJ-9; Computer Analysis Compared with Experimental Data", International Conference on Geothermal Energy, Paper C4, 187-194, Florencia, Italia, Mayo 1982.

66. James, R.: "Significance of the Maximum Discharging Pressure of Geothermal Wells", Proceedings Sixth Workshop Geothermal Reservoir Engineering, 145-149, Diciembre 1980.

67. James, R.: "Estimating Maximum Discharge of Geothermal Wells", Proceedings Sixth Workshop Geothermal Reservoir Engineering, 139-144, Diciembre 1980.

68. James, R.: "Measurement of Steam Water Mixtures Discharging at the Speed of Sound to the Atmosphere", New Zealand Engineering, 437-441, Octubre 1966.

69. James, R.: "Metering of Steam Water Two-Phase Flow by Sharp-Edged Orifices", Proc. Inst. Mech. Eng., Vol 180, Parte 1, No. 23, 1966.

70. James, R.: "Steam Water Critical Flow Through Pipes", Proc. Instn. Mech. Eng., Vol 176, No. 26, 1962.

71. Griffith, P., Wallis, G.: "Two-Phase Slug Flow", Journal of Heat Transfer, 307-320, Agosto 1961.

72. Wallis, G.: *One-dimensional Two-phase Flow*, Ed. Mc Graw-Hill, 1969.

Apéndice I.

1.1 Obtención de los coeficientes de la ecuación de la energía

Derivando con respecto a z la ecuación (3.12) se tiene:

$$\frac{dh_m}{dz} = \frac{\partial h_m}{\partial X} \frac{dX}{dz} + \frac{\partial h_m}{\partial p} \frac{dp}{dz} \quad (I.1)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.12), (3.13) y (3.14) en (I.1), se obtiene la ecuación (3.15), en donde los coeficientes C_1 , C_2 y C_3 son:

$$C_1 = 2692.3 p^{0.01267} - 422.1 p^{0.2574} \quad (I.2)$$

$$C_2 = ((2692.3(0.01267)p^{-0.98733} - 422.1(0.2574)p^{-0.7426})dp/dz \quad (I.3)$$

$$C_3 = 422.1(0.2574) p^{-0.7426} dp/dz \quad (I.4)$$

Los coeficientes C_4 , C_5 y C_6 que aparecen en la ecuación de la energía (3.17) son entonces:

$$C_4 = m \dot{C}_1$$

$$C_5 = m \dot{C}_2$$

$$C_6 = \dot{Q} + m (C_3 + \frac{m^2}{\rho_m A^2} \cdot \frac{d(1/\rho_m)}{dz} - g) \quad (I.5)$$

$$(I.6)$$

$$(I.7)$$

1.2 Obtención del gradiente de aceleración A_c

Partiendo de la ecuación (3.16), el término referente a la aceleración de la mezcla es:

$$\rho_m u_m d(u_m) = m^2 / A^2 \cdot d(\rho_m^{-1}) \quad (I.8)$$

Expresando el gasto másico en términos del gasto volumétrico y considerando que sólo es relevante el término referente a la fase

gaseosa, la ecuación anterior se puede escribir como:

$$\frac{\dot{m}}{A^2} \rho q_g \left(-\frac{d\rho}{\rho^2} \right) = -\frac{\dot{m}}{A^2} q_g \frac{d\rho}{\rho} \quad (1.9)$$

Cabe hacer notar que el utilizar solamente las condiciones de la fase gaseosa, se justifica con el hecho de que el término que corresponde a la caída de presión por aceleración es casi nulo en cualquier régimen de flujo diferente al de neblina, en el que la mezcla se comporta como un gas homogéneo.

Introduciendo la ecuación de gas ideal y suponiendo que experimenta un proceso isotérmico (ref 9):

$$-\frac{\dot{m} q_g d\rho}{A^2 p} = -A_c dp \quad (1.10)$$

de donde finalmente el gradiente de aceleración resulta:

$$A_c = \frac{\dot{m} q_g}{A^2 p} \quad (1.11)$$

Apéndice II.

Deducción de las ecuaciones para el cálculo de la fracción volumétrica de la fase gaseosa.

A) Flujo de burbuja

Partiendo de la definición de la velocidad de deslizamiento entre las fases se tiene:

$$u_s = u_g - u_l = u_{sg}/\eta_g - u_{sl}/(1 - \eta_g) \quad (II.1)$$

Tomando en cuenta que la velocidad media es la suma de las velocidades superficiales de ambas fases, se puede sustituir el valor de u_{sl} en la ecuación anterior:

$$u_s = \frac{u_{sg} (1 - \eta_g) - (u_m - u_{sg}) \eta_g}{\eta_g (1 - \eta_g)} \quad (II.2)$$

Rearreglando la ecuación (II.2), se obtiene la siguiente ecuación de segundo grado:

$$\eta_g^2 - \eta_g (u_m/u_s + 1) + u_{sg}/u_s = 0 \quad (II.3)$$

cuya solución real resulta al tomar el signo menos del radical, debido a que físicamente η_g no puede ser mayor de la unidad. La expresión resultante corresponde a la ecuación (3.28), y su evaluación es muy simple ya que, como se mencionó en la sección 3.6.1, el valor de u_s es constante según los resultados obtenidos por Griffith y Wallis (ref 71).

B) Flujo de pistón

Dentro de este régimen de flujo, un parámetro característico es la velocidad de ascenso de las burbujas, que representa la

diferencia entre la velocidad real del gas y la velocidad media:

$$u_b = u_g - u_m = u_{sg} / \eta_g - u_m \quad (II.4)$$

Despejando la fracción volumétrica del gas y escribiendo las velocidades en términos de los gastos volumétricos, resulta directamente la ecuación (3.35) que a continuación se repite:

$$\eta_g = u_{sg} / (u_b + u_m) = q_g / (u_b A + q_t) \quad (II.5)$$

Mediante una relación apropiada que permita obtener u_b , tal como la deducida por Nicklin et al (ref 35) y que corresponde a la ecuación (3.36), se puede determinar la fracción volumétrica del gas.

c) Flujo de neblina

Para este caso se parte de los resultados obtenidos por Duns y Ros (ref 21), quienes considerando que en este régimen es válida la suposición de que el deslizamiento entre las fases es nulo, encuentran lo siguiente:

$$u_{sg} / \eta_g = u_{sl} / (1 - \eta_g) \quad (II.6)$$

Denotando con R el cociente entre la velocidad superficial del gas y la velocidad superficial del líquido, la ecuación anterior se puede escribir como:

$$\eta_g = R / (1 + R) = u_{sg} / (u_{sl} + u_{sg}) \quad (II.7)$$

de donde, expresando las velocidades en términos de los gastos volumétricos, resulta finalmente la ecuación (3.51):

$$\eta_g = q_g / q_t \quad (II.8)$$

APENDICE III

DESCRIPCION DEL PROGRAMA

El modelo desarrollado ha sido programado en el lenguaje FORTRAN-77, en una computadora PRIME-550 II. El programa consta de 313 líneas repartidas en 285 líneas para el programa principal y 28 para la rutina QUALTY, que resuelve la ecuación del balance de energía.

Una corrida típica empieza solicitando las características geométricas del pozo y las condiciones del fluido en cualquiera de los extremos del pozo; una vez recibidos estos datos procede a calcular las propiedades del fluido a partir de las condiciones supuestas para el intervalo de cálculo. Con ello calcula los números adimensionales necesarios para la determinación del régimen de flujo en el caso de dos fases; en el caso de una fase simplemente realiza los cálculos convencionales para flujo monofásico.

Dado que el cálculo de los regímenes es prácticamente idéntico desde el punto de vista computacional simplemente se describirá uno de ellos: PISTON.

En este régimen el programa calcula la densidad de la mezcla y su gradiente de fricción; para esto empieza calculando los valores de las variables intermedias utilizadas, tales como la fracción volumétrica y las velocidades asociadas a cada fase.

Existen varias variables "centinelas" que revisan que el cálculo siga los caminos adecuados y no se cometan errores; estos centinelas se explican claramente en el listado del programa.

Una vez calculados estos datos, se determina iterativamente la presión, a partir de la cual se puede calcular el intercambio de calor entre el fluido y la formación.

Inmediatamente después se llama a la rutina QUALTY para calcular la calidad mediante un proceso iterativo, el cual revisa que la calidad calculada se encuentre dentro de un intervalo arbitrariamente pequeño alrededor de la calidad supuesta.

El programa, finalmente, imprime una cierta cantidad de variables previamente seleccionadas por su interés físico y/o computacional, genera el archivo de disco con la calidad, la presión ó la entalpia que va a ser graficado posteriormente.

El programa tarda en correr alrededor de 7.412 segundos de CPU y 2.209 de entrada y salida (el tiempo de acceso al disco y/o a la terminal); estos tiempos son los promedios obtenidos de realizar muchas corridas y evidentemente los tiempos de cada corrida individual pueden cambiar debido principalmente a la cantidad de usuarios en la computadora en ese momento y a las condiciones del pozo que se esté calculando.

Source File: <F71264>JOSEFO>ARTURO>EAST/MESA/QPU.F77
Compiled on: 861106 at: 19:08 by: FORTRAN-77 Rev 18.3
Options: OPTIMIZE-3 XREF BIG INTS LOGS DYNM UPCASE ERRTTY

```
1      PROGRAM ROOSEVEL
2      REAL *4 JIE,NB,JC,JI,JIED,L,MUG,MUL,NLV,NGV,NV
3      LOGICAL C3TRA,C4MIST,BANDERA
4      COMMON /AQUALT/ JIE,K,DPDZ,DROMDZ,A,PI,JIED,G,GC,DELTAZ,W,D,JI,ROM
5      *QP,FLASHL,L,A1,U,TAIR
6      FG(JIED,R)=1.325/(ALOG(JIED/3.7+5.74/(R**0.9)))**2
7      HF(P)=422.1*(P/14.5)**0.2574 /* Entalpia de liquido saturado
8      HG(P)=2692.3*(P/14.5)**0.01267 /* Entalpia de vapor saturado seco
9      TV(P)=115.1*P**(0.225)
10     PV(T)=(T/115.1)**4.4444444
11     TC(AK)=A1*(AK)*ABS(DELTAZ)+TAIR
12     BANDERA=.FALSE.
13     C3TRA=.FALSE.
14     C4MIST=.FALSE.
15     PI=ACOS(-1.0)
16     ICERO=0
17     CV=1.0
18     ETAG=.85
19     TAUFL=0.
20     TAUF=0.
21     UMAX=35.
22     WRITE(*,*)'PLQSMH,U,DELTAZ,L'
23     READ(*,*)PLQSMH,U,DELTAZ,L
24     WRITE(*,*)'Dame T1,PVIEJA,Calidad,D,GASTO'
25     READ(*,*)T1,PVIEJA,X,D,W
26     TERAC=395
27     TAIR=60.
28     IF(TERAC.LE.L) WRITE(*,*)'Dame DNUEVO por favor'
29     IF(TERAC.LE.L) READ(*,*) DNUEVO
30     TVIEJA=T1
31     SIGMA=1.6079E-1
32     JI=3.E-4
33     PGORRO=PVIEJA
34     SG=1.0208
35     UB=130.
36     T=TV(PVIEJA)
37     JC=778.
38     DROMDZ=-5.5E-6
39     DPDZ=+0.19
40     ITERA=1
41     G=32.2 /* FT/SEG**2
42     GC=32.17 /* FT/SEG**2
43     OPEN(11,FILE='CORRIDA/16')
44     H=(HF(PLQSMH)+X*(HG(PLQSMH)-HF(PLQSMH)))
45     IF(DELTAZ.LE.0) THEN
46 C      WRITE(11,*)3.048*L,PVIEJA/14.5,ICERO
47 C      WRITE(11,*)3.048*L,X,ICERO
48 C      WRITE(11,*)3.048*L,H,ICERO
49     ELSE
50 C      WRITE(11,*)3.048*ITERA,PVIEJA/14.5,ICERO
51 C      WRITE(11,*)3.048*ITERA,X,ICERO
```

```

52 C      WRITE(11,*)3.048*ITERA,H,ICERO
53      ENDIF
54 1000   ROG=1./((363.9*PVIEJA**(-0.9588))
55      IF(ITERA.GE.TERAC) D=0.7400
56      A=PI*D*D/4.
57      JIED=JI/D
58      T=115.1*PVIEJA**(0.225)
59      IF(T.LT.T1) THEN
60          TGORRO=(T+TVIEJA)/2.
61          TVIEJA=T
62      ELSE
63          TGORRO=(T1+TVIEJA)/2.
64          TVIEJA=T1
65      ENDIF
66      TX=TGORRO-60.0
67 C      B1=1.-((5./9.)*(TSIGMA-32.))+273.15)/647.15
68 C      SIGMA=518.76E-3*(B1**1.256)*(1.-0.625*B1)
69      B=1.+1.2E-4*TX+1.E-6*TX*TX-3.33E-6*PGORRO
70      ROL=62.4*SG/B
71      MUG=1.E-04*(82.2516+T*(0.17815+6.59E-05*T))-ROG*(31.45-0.5253*T)
72      MUL=2.185/(T*(0.04012+5.154E-06*T))-1.)
73      QG=W*X/ROG
74      QL=W*(1.-X)/ROL
75      QT=QG+QL
76      UM=QT/A
77      UG=QG/A
78      USL=QL/A
79      NLV=(QL/A)*((ROL/(G*SIGMA))**0.25)
80      NGV=(QG/A)*((ROL/(G*SIGMA))**0.25)
81      NV=1.071-0.2218*(UM*UM)/(D)
82      IF(MOD(ITERA,10).EQ.0) THEN
83          ENDIF
84      IF(NV.LE.0.13) NV=0.13
85      RNS=50.+36.*NLV
86      RNM=75.+84.*NLV**0.75
87      RAT2=QG/QT
88      UMAX=(NLV+NGV)/ETAG
89 C*
90      IF(NV.GE.RAT2) GO TO 1
91      IF(NV.LT.RAT2 .AND. NGV.LT.RNS) GO TO 2 /* Bubble - Plug
92      IF(RNS.LE.NGV .AND. NGV.LE.RNM) GO TO 3 /* Slug - Froth
93      IF(RNM.LT.NGV) GO TO 4 /* Transition
94      IF(RNM.LT.NGV) GO TO 4 /* Mist
95 C*
96      WRITE(*,*)'ERROR.....NO ESTAMOS EN NINGUN REGIMEN.....!!!!'
97      GO TO 999
98 1 CONTINUE
99      WRITE(*,*)'Bubble'
100     12 US=0.80
101     CIAUX1=1.+UM/US
102     CIAUX2=CIAUX1*CIAUX1-4.*UG/US
103     IF(CIAUX2.GE.0.0) GO TO 10
104     WRITE(*,*)'AVISO.....!!!!'
105     WRITE(*,*)'CIAUX2 .LT. 0.0'
106     WRITE(*,*)'CIAUX2 = -CIAUX2'
107     CIAUX2=-CIAUX2

```

```

107 10 CONTINUE
108   C1AUX3=SQRT(C1AUX2)
109   C1AUX4=C1AUX1-C1AUX3
110   IF(C1AUX4.GE.0.0) GO TO 11
111   WRITE(*,*)'AVISO.....!!!!'
112   WRITE(*,*)'C1AUX4 .LT. 0.0'
113   WRITE(*,*)'C1AUX4 = -C1AUX4'
114   C1AUX4=-C1AUX4
115  11 CONTINUE
116   ETAG=(C1AUX4)/2.
117   ROM=ROG*ETAG+ROL*(1.-ETAG) /* (A)
118   UL=QL/(A*(1.-ETAG))
119   RLL=1488.*UL*D*ROL/MUL
120   F=FG(JIED,RLL)
121   TAUF=F*ROL*UL*UL/(2.*D*GC)
122   GO TO 5
123  2 CONTINUE
124   UB=1.2*UM+0.35*SQRT(G*D)
125   ETAG=QG/(QT+A*UB)
126   IF((UMAX.GE.50.0.AND.X.GE.0.03))GO TO 21
127   WRITE(*,*)'Slug (1)'
128   ROM=ROG*ETAG+ROL*(1.-ETAG) /* (A)
129   RLT=1488.*UM*D*ROL/MUL
130   F=FG(JIED,RLT)
131   TAUF=(1.-ETAG)*F*ROL*UM*UM/(2.*D*GC)
132   IF(C3TRA) GO TO 31
133   GO TO 5
134  21 RLT=1488.*UM*D*ROL/MUL
135   WRITE(*,*)'Slug (2)'
136   VB1=(0.546+8.74E-6*RLT)*SQRT(G*D)
137   VB2=(0.35+8.74E-6*RLT)*SQRT(G*D)
138   VBI=(0.251+8.74E-6*RLT)*SQRT(G*D)
139   VB3=0.5*(VBI)+SQRT(VBI*VBI+13.59*MUL/ROL*SQRT(D))
140   IF(NB.LE.3000.) UB=VB1
141   IF(NB.GT.3000. .AND. NB.LT.8000.) UB=VB3
142   IF(NB.GE.8000.) UB=VB2
143   GAMAM1=-0.065*UM-0.1
144  C GAMAM1=((0.013*ALOG10(MUL))/(D**1.38))-0.681+0.232*ALOG10(UM)-
145  C -0.428*ALOG10(D)
146   GAMAM2=(0.045*ALOG10(MUL)/(D**0.799)-0.709-.162*ALOG10(UM)-0.888*
147   *ALOG10(D))
148   GAM2LI=-UB*A/(QT+UB*A)*(1.-ROM/ROL)
149  C GAMAMA=AMAX1(GAMAM1,-0.065*UM) /* ESTO ES PARA ORKISZEWSKI
150   GAMAMA=GAMAM1
151   IF(UM.GT.10.) GAMAMA=AMAX1(GAMAM2,GAM2LI)
152   ROM=(W*ROL*UB*A)/(QT+UB*A)+GAMAMA*ROL
153   NB=1488.*D*UB*ROL/MUL
154   F=FG(JIED,RLT)
155   TAUF=F*UM*UM*ROL/(2.*G*D)*(QL+UB*A)/(QT+UB*A)+GAMAMA)
156   IF(C3TRA) GO TO 31
157   GO TO 5
158  3 CONTINUE
159   WRITE(*,*)'Transicion'
160   C3TRA=.TRUE.
161   QGS=RNS*A*(G*SIGMA/ROL)**0.25

```

```

62      QGM=RNM*A*(G*SIGMA/ROL)**0.25
63      ROGM=ROG*QG/QGM
64      C3AUX1=RNM-RNS
65      IF(C3AUX1.NE.0.) GO TO 30
66      WRITE(*,*)'ERROR.....!!!!!!'
67      WRITE(*,*)'C3AUX1 = 0.0'
68      WRITE(*,*)'TERMINADO.'
69      GO TO 999
70 30    C3AUX2=(RNM-NGV)/C3AUX1
71      C3AUX3=(NGV-RNS)/C3AUX1
72      C3AUX4=QG
73      GO TO 2
74 31    TAUFS=TAUF
75      ROMS=ROM
76      C3AUX6=ROG
77      ROG=ROGM
78      GO TO 4
79 32    ROMM=ROM
80      TAUFM=TAUF
81      ROM=ROMS*C3AUX2+ROMM*C3AUX3
82      TAUFL=TAUFS*C3AUX2+TAUFM*C3AUX3
83      QG=C3AUX4
84      ROG=C3AUX6
85      C3TRA=.FALSE.
86      GO TO 5
87 4     CONTINUE
88      ETAG=QG/QT
89      ROM=ROG*ETAG+ROL*(1.-ETAG)
90      WE=ROG*UG*UG*JI/SIGMA
91      C4MIST=.TRUE.
92      IF(C3TRA)C4MIST=.FALSE.
93      IF(WE.LE.0.005) GO TO 40
94      JIE=174.8*SIGMA*(WE**0.302)/(ROG*UG*UG*D)
95      GO TO 41
96 40    JIE=34.*SIGMA/(ROG*UG*UG*D)
97 41    IF(JIE.LE.0.05)GO TO 43
98      WRITE(*,*)'Mist (1)'
99      C4AUX1=JIE*0.27
00      IF(C4AUX1.GT.0.0 .AND. C4AUX1.NE.1.0) GO TO 42
01      WRITE(*,*)'ERROR.....!!!!!!'
02      WRITE(*,*)'C4AUX1 .LE. 0.0'
03      WRITE(*,*)' .OR. '
04      WRITE(*,*)'C4AUX1 .EQ. 1.0'
05      WRITE(*,*)'TERMINADO.'
06      GO TO 999
07 42    C4AUX2=ALOG10(C4AUX1)
08      F=1./(4.*C4AUX2*C4AUX2)+0.268*JIE**1.73
09      UL=QL/(A*(1.-ETAG))
10      TAUFL=F*ROL*UL*UL*(1.-ETAG)*(1.-ETAG)/(2.*D*GC)
11      TAUFL=ETAG*ETAG*X*X*F*ROG*UG*UG/(2.*D*GC)+TAUFL*(1.-X)
12      IF(C3TRA) GO TO 32
13      GO TO 5
14 43    CONTINUE
15      WRITE(*,*)'Mist (2)'
16      RLG=1488.*UG*D*ROG/MUG

```

/* (A)

```

7     JIE=AMAX1(JIED,JIE)
8     F=FG(JIE,RLG)
9     UL=QL/(A*(1.-ETAG))
0     TAUFL=F*ROL*UL*UL*(1.-ETAG)*(1.-ETAG)/(2.*D*GC)
1     TAUF=ETAG*ETAG*X*X*F*ROG*UG*UG/(2.*D*GC)+TAUFL*(1.-X)
2     IF(C3TRA) GO TO 32
3 5   CONTINUE
4     IF(ITERA.NE.1) DROMDZ=(( 1/ROM)-( 1/ROV))/DELTAZ
5     CFAUX1=ROM*(G/GC)+TAUF
6     AC=W*QG/(GC*A*A*144.*PVIEJA)
7     PNUEVA=PVIEJA+(DELTAZ/144.)*CFAUX1/(1.-AC)
8     IF(DELTAZ.LE.0) THEN
9         VTC=L*10./ABS(DELTAZ)-FLOAT(ITERA)
0     ELSE
1         VTC=FLOAT(ITERA)
2     ENDIF
3     AI=(TV(PLQSMH)-TAIR)/(L*10.)          /* EL 10 ES T1 ORI Y EL 20 ES TAIR
4     QPU= (2*PI*D/2.)*U*(T1-TC(VTC))/3600.
5     DPDZ=(PNUEVA-PVIEJA)/DELTAZ
6     T1=TVIEJA*(W*TAUF*ABS(DELTAZ)/(ROL*778.))+QPU*DELTAZ/(W*CV)
7     IF(T1.LT.T) THEN
8         TWRITE=T1
9         IF(DELTAZ.GT.0.0) TWRITE=T
0         IF(BANDERA) TWRITE=T1
1     ELSE
2         TWRITE=T
3     ENDIF
4     IF(DELTAZ.LE.0) THEN
5         C=L-ITERA
6     ELSE
7         C=ITERA
8     ENDIF
9     PRUP=PV(TWRITE)
0     H=(HF(PRUP)+X*(HG(PRUP)-HF(PRUP)))
1 C   IF(MOD(ITERA,10).EQ.0) WRITE(11,*)3.048*(C),PVIEJA/14.5,ICERO
2 CC  IF(MOD(ITERA,10).EQ.0) WRITE(11,*)3.048*(C),X,ICERO
3 CC  IF(MOD(ITERA,10).EQ.0) WRITE(11,*)3.048*(C),H,ICERO
4 C   IF(MOD(ITERA,10).EQ.0) WRITE(*,*)'ITERA,TAUF,TAUFL,QP,PNUEVA,T',
5 C   *'T1,X,ROM,ROG,QG,UG,QT,QL,DPDZ,DROMDZ,ROV,ROL,UM,ETAG,K,QPU,',
6 C   *'FLASHL,VTC,TC(VTC),SIGMA,F,H,PRUP'
7 CC  IF(MOD(ITERA,10).EQ.0)WRITE(*,*)ITERA,TAUF,TAUFL,QP,PNUEVA,T,T1,
8 C   *X,ROM,ROG,QG,UG,QT,QL,DPDZ,DROMDZ,ROV,ROL,UM,ETAG,K,QPU,FLASHL,
9 C   *VTC,TC(VTC),SIGMA,F,H,PRUP
0     IF((T1+0.5).LT.T.AND. X.LE.0.001)THEN
1         WRITE(*,*)'(T1+0.5 < T) & (X <= 0.001)',T1,T,X
2         FLASHL=FLOAT(ITERA)
3         BANDERA=.TRUE.
4         GO TO 44
5     ENDIF
6     CALL QUALTY(PNUEVA,X,*500)
7 44  ITERA=ITERA+1
8     IF(ITERA.GE.L) GO TO 50
9     PGORRO=(PNUEVA+PVIEJA)/2.
0     PVIEJA=PNUEVA
1     ROV=ROM

```



```

72      GO TO 1000
73 50  WRITE(*,*)'ITERA,TAUF,TAUFL,QP,PNUEVA,T',
74      *'T1,X,ROM,ROG,GG,UG,QT,QL,DPDZ,DROMDZ,ROV,ROL,UM,ETAG,K,QPU,',
75      *'FLASHL,VT ,T(VTC),SIGMA,F,H'
76      WRITE(*, *)ITERA,TAUF,TAUFL,QP,PNUEVA,T,T1,X,ROM,ROG,GG,UG,QT,QL
77      *,DPDZ,DROMDZ,ROV,ROL,UM,ETAG,K,QPU,FLASHL,VTC,TC(VTC),SIGMA,F,H
78 C50  WRITE(*,*)'PFINAL,D',PNUEVA/14.5,D*.3048,' O'
79 C   WRITE(11,*)3.048*(C),PNUEVA/14.5,ICERO
80 CC  WRITE(11,*)3.048*(C),X,ICERO
81 CC  WRITE(11,*)3.048*(C),H,ICERO
82      CLOSE(11)
83 999  CALL EXIT
84 500  GO TO 1000
85      END

```

EXTERNAL ENTRY POINTS

Entry Point	Program Unit	Line	Type
ROOSEVEL		1	ENTRY REF 1

Main Program ROOSEVEL on line 1

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
0	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 97 REF 90 97
000	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 107 REF 102 107
	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 54 REF 54 272 284
1	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 115 REF 110 115
2	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 99 REF 99
	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 123 REF 91 123 173
1	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 134 REF 126 134
	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 158 REF 92 158
0	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 170 REF 165 170
1	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 174 REF 132 156 174
2	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 179 REF 179 212 222
	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 187 REF 93 178 187
0	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 196 REF 193 196
1	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 197 REF 195 197
2	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 207 REF 200 207
3	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 214 REF 197 214
4	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 267 REF 264 267
	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 223 REF 122 133 157 186 213 223
0	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 273 REF 268 273
00	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 284 REF 266 284
99	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 283 REF 96 169 206 283
A	/AQUALT/	2H	000007	REAL*4 REF 4 56 76 77 78 79 80 118 125 148 152 155 161 162 209 219 226
A1	/AQUALT/	2H	000041	REAL*4 REF 4 11 233
ABS	INTRINSIC			REF 11 229 236
AC	DYNAMIC 2H		000306	REAL*4 REF 226 227
ACOS	INTRINSIC			REF 15
ALOG	INTRINSIC			REF 6
ALOG10	INTRINSIC			REF 146 207
AMAX1	INTRINSIC			REF 151 217
AQUALT		78C		COMMON BLOCK REF 4
B	DYNAMIC 2H		000152	REAL*4 REF 69 70
BANDERA	DYNAMIC 1H		000074	LOGICAL*2 REF 3 12 240 263
C	DYNAMIC 2H		000320	REAL*4 REF 245 247

C1AUX1	DYNAMIC 2H	000202	REAL*4	REF 100 101 109
C1AUX2	DYNAMIC 2H	000204	REAL*4	REF 101 102 106 108
C1AUX3	DYNAMIC 2H	000206	REAL*4	REF 108 109
C1AUX4	DYNAMIC 2H	000210	REAL*4	REF 109 110 114 116
C3AUX1	DYNAMIC 2H	000250	REAL*4	REF 164 165 170 171
C3AUX2	DYNAMIC 2H	000252	REAL*4	REF 170 181 182
C3AUX3	DYNAMIC 2H	000254	REAL*4	REF 171 181 182
C3AUX4	DYNAMIC 2H	000256	REAL*4	REF 172 183
C3AUX6	DYNAMIC 2H	000264	REAL*4	REF 176 184
C3TRA	DYNAMIC 1H	000072	LOGICAL*2	REF 3 13 132 156 160 185 192 212 222
C4AUX1	DYNAMIC 2H	000274	REAL*4	REF 199 200 207
C4AUX2	DYNAMIC 2H	000276	REAL*4	REF 207 208
C4MIST	DYNAMIC 1H	000073	LOGICAL*2	REF 3 14 191 192
CFAUX1	DYNAMIC 2H	000304	REAL*4	REF 225 227
CV	DYNAMIC 2H	000076	REAL*4	REF 17 236
D	/AQUALT/ 2H	000025	REAL*4	REF 4 25 55 56 57 81 119 121 124 129 131 134 136 137 138 139 146 153 155 194 196 210 211 216 220 221 234
DELTAZ	/AQUALT/ 2H	000021	REAL*4	REF 4 11 23 45 224 227 228 229 235 236 239 244
DNUEVO	DYNAMIC 2H	000122	REAL*4	REF 29
DPDZ	/AQUALT/ 2H	000003	REAL*4	REF 4 39 235 276
DROMDZ	/AQUALT/ 2H	000005	REAL*4	REF 4 38 224 276
ETAG	DYNAMIC 2H	000100	REAL*4	REF 18 88 116 117 118 125 128 131 188 189 209 210 211 219 220 221 276
EXIT	CONSTANT			SUBROUTINE REF 283
F	DYNAMIC 2H	000216	REAL*4	REF 120 121 130 131 154 155 208 210 211 218 220 221 276
FG	STMTN FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 6 120 130 154 218
FLASHL	/AQUALT/ 2H	000035	REAL*4	REF 4 262 276
FLOAT	INTRINSIC			REF 229 231 262
G	/AQUALT/ 2H	000015	REAL*4	REF 4 41 79 80 124 136 137 138 155 161 162 225
GAMZLI	DYNAMIC 2H	000236	REAL*4	REF 148 151
GAMAM1	DYNAMIC 2H	000232	REAL*4	REF 143 150
GAMAM2	DYNAMIC 2H	000234	REAL*4	REF 146 151
GAMAMA	DYNAMIC 2H	000240	REAL*4	REF 150 151 152 155
GC	/AQUALT/ 2H	000017	REAL*4	REF 4 42 121 131 210 211 220 221 225 226
H	DYNAMIC 2H	000142	REAL*4	REF 44 250 276
HF	STMTN FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 7 44 250
HG	STMTN FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 8 44 250
ICERO	DYNAMIC 1H	000075	INTEGER*2	REF 16
ITERA	DYNAMIC 1H	000140	INTEGER*2	REF 40 55 82 224 229 231 245 247 262 267 268 276
JC	DYNAMIC 2H	000056	REAL*4	REF 2 37
JI	/AQUALT/ 2H	000027	REAL*4	REF 2 4 32 57 190
JIE	/AQUALT/ 2H	000000	REAL*4	REF 2 4 194 196 197 199 208 217 218
JIED	/AQUALT/ 2H	000013	REAL*4	REF 2 4 6 57 120 130 154 217
K	/AQUALT/ 1H	000002	INTEGER*2	REF 4 276
L	/AQUALT/ 2H	000037	REAL*4	REF 2 4 23 28 29 229 233 245

		268	
MOD	INTRINSIC	REF 82	
MUG	DYNAMIC 2H	000060 REAL*4 REF 2 71 216	
MUL	DYNAMIC 2H	000062 REAL*4 REF 2 72 119 129 134 139 146 153	
NB	DYNAMIC 2H	000054 REAL*4 REF 2 140 141 142 153	
NGV	DYNAMIC 2H	000066 REAL*4 REF 2 80 88 91 92 93 170 171	
NLV	DYNAMIC 2H	000064 REAL*4 REF 2 79 85 86 88	
NV	DYNAMIC 2H	000070 REAL*4 REF 2 81 84 90 91	
PGORRO	DYNAMIC 2H	000130 REAL*4 REF 33 69 269	
PI	/AQUALT/ 2H	000011 REAL*4 REF 4 15 56 234	
PLQSMH	DYNAMIC 2H	000110 REAL*4 REF 23 44 233	
PNUEVA	DYNAMIC 2H	000310 REAL*4 REF 227 235 266 269 270 276	
PRUP	DYNAMIC 2H	000322 REAL*4 REF 249 250	
PV	STMT FUNC	REAL*4 FUNCTION REF 10 249	
PVIEJA	DYNAMIC 2H	000114 REAL*4 REF 25 33 36 54 58 226 227 235 269 270	
QG	DYNAMIC 2H	000156 REAL*4 REF 73 75 77 80 87 125 163 172 183 188 226 276	
QGM	DYNAMIC 2H	000244 REAL*4 REF 162 163	
QGS	DYNAMIC 2H	000242 REAL*4 REF 161	
QL	DYNAMIC 2H	000160 REAL*4 REF 74 75 78 79 118 155 209 219 276	
QP	/AQUALT/ 2H	000033 REAL*4 REF 4 276	
QPU	DYNAMIC 2H	000314 REAL*4 REF 234 236 276	
QT	DYNAMIC 2H	000162 REAL*4 REF 75 76 87 125 148 152 155 188 276	
QUALTY	CONSTANT	SUBROUTINE REF 266	
RAT2	DYNAMIC 2H	000176 REAL*4 REF 87 90 91	
RLG	DYNAMIC 2H	000300 REAL*4 REF 216 218	
RLL	DYNAMIC 2H	000214 REAL*4 REF 119 120	
RLT	DYNAMIC 2H	000220 REAL*4 REF 129 130 134 136 137 138 154	
RNM	DYNAMIC 2H	000174 REAL*4 REF 86 92 93 162 164 170	
RNS	DYNAMIC 2H	000172 REAL*4 REF 85 91 92 161 164 171	
ROG	DYNAMIC 2H	000144 REAL*4 REF 54 71 73 117 128 163 176 177 184 189 190 194 196 211 216 221 276	
ROGM	DYNAMIC 2H	000246 REAL*4 REF 163 177	
ROL	DYNAMIC 2H	000154 REAL*4 REF 70 74 79 80 117 119 121 128 129 131 134 139 148 152 153 155 161 162 189 210 220 236 276	
ROM	/AQUALT/ 2H	000031 REAL*4 REF 4 117 128 148 152 175 179 181 189 224 225 271 276	
ROMM	DYNAMIC 2H	000266 REAL*4 REF 179 181	
ROMS	DYNAMIC 2H	000262 REAL*4 REF 175 181	
ROV	DYNAMIC 2H	000302 REAL*4 REF 224 271 276	
SG	DYNAMIC 2H	000132 REAL*4 REF 34 70	
SIGMA	DYNAMIC 2H	000126 REAL*4 REF 31 79 80 161 162 190 194 196 276	
SQRT	INTRINSIC	REF 108 124 136 137 138 139	
T	DYNAMIC 2H	000136 REAL*4 REF 36 58 59 60 61 71 72 237 239 242 260 261 276	
T1	DYNAMIC 2H	000112 REAL*4 REF 25 30 59 63 64 234 236 237 238 240 260 261 276	
TAIR	/AQUALT/ 2H	000045 REAL*4 REF 4 11 27 233	

TAUF	DYNAMIC 2H	000104	REAL*4	REF 20 121 131 155 174 180 182 211 221 225 236 276
TAUFL	DYNAMIC 2H	000102	REAL*4	REF 19 210 211 220 221 276
TAUFM	DYNAMIC 2H	000270	REAL*4	REF 180 182
TAUFS	DYNAMIC 2H	000260	REAL*4	REF 174 182
TC	STMNT FUNC		REAL*4	FUNCTION REF 11 234 276
TERAC	DYNAMIC 2H	000120	REAL*4	REF 26 28 29 55
TGORRO	DYNAMIC 2H	000146	REAL*4	REF 60 63 66
TV	STMNT FUNC		REAL*4	FUNCTION REF 9 36 233
TVIEJA	DYNAMIC 2H	000124	REAL*4	REF 30 60 61 63 64 236
TWRITE	DYNAMIC 2H	000316	REAL*4	REF 238 239 240 242 249
TX	DYNAMIC 2H	000150	REAL*4	REF 66 69
U	/AQUALT/ 2H	000043	REAL*4	REF 4 23 234
UB	DYNAMIC 2H	000134	REAL*4	REF 35 124 125 140 141 142 148 152 153 155
UG	DYNAMIC 2H	000166	REAL*4	REF 77 101 190 194 196 211 216 221 276
UL	DYNAMIC 2H	000212	REAL*4	REF 118 119 121 209 210 219 220
UM	DYNAMIC 2H	000164	REAL*4	REF 76 81 100 124 129 131 134 143 146 151 155 276
UMAX	DYNAMIC 2H	000106	REAL*4	REF 21 88 126
US	DYNAMIC 2H	000200	REAL*4	REF 99 100 101
USL	DYNAMIC 2H	000170	REAL*4	REF 78
VB1	DYNAMIC 2H	000222	REAL*4	REF 136 140
VB2	DYNAMIC 2H	000224	REAL*4	REF 137 142
VB3	DYNAMIC 2H	000230	REAL*4	REF 139 141
VBI	DYNAMIC 2H	000226	REAL*4	REF 138 139
VTC	DYNAMIC 2H	000312	REAL*4	REF 229 231 234 276
W	/AQUALT/ 2H	000023	REAL*4	REF 4 25 73 74 152 226 236
WE	DYNAMIC 2H	000272	REAL*4	REF 190 193 194
X	DYNAMIC 2H	000116	REAL*4	REF 25 44 73 74 126 211 221 250 260 261 266 276

Statement Function FG on line 6

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
JIED	DUMMY ARG 2H		POS 1	REAL*4 REF 6
R	DUMMY ARG 2H		POS 2	REAL*4 REF 6

Statement Function HF on line 7

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
P	DUMMY ARG 2H		POS 1	REAL*4 REF 7

Statement Function HG on line 8

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
P	DUMMY ARG 2H		POS 1	REAL*4 REF 8

Statement Function TV on line 9

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
P	DUMMY ARG 2H		POS 1	REAL*4 REF 9

Statement Function PV on line 10

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
T	DUMMY ARG 2H		POS 1	REAL*4 REF 10

Statement Function TC on line 11

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
AK	DUMMY ARG 2H		POS 1	REAL*4 REF 11

```

SUBROUTINE QUALTY(P,X,*)
REAL *4 JIE,NB,JC,J1,JIED,L,MUG,MUL,NLV,NGV,NV
COMMON/AQUALT/JIE,K,DPDZ,DROMDZ,A,PI,JIED,G,GC,DZ,W,D,J1,ROM,QP,
-FLASHL,L,A1,U,TAIR
TC(AK)=A1*(AK)*ABS(DZ)+TAIR
TV(P)=115.1*P**(.0.225)
C7(P)=1119.*P**0.01267-91.*P**0.2574
C8(P)=(1119.*0.01267*P**(-0.98733)-91.*0.2574*P**(-0.7426))*DPDZ
C9(P)=-QP/W*(91.*0.2574*P**(-0.7426)*DPDZ+W*W*DROMDZ/(GC*JC*ROM**A*
*A)-G/(GC*JC))
K=K+1
JC=778.
IF(DZ.LE.0) VTC=((L-FLASHL)*10.)/ABS(DZ)-K
IF(DZ.GT.0) VTC=K
QP=(2*PI*D/2.)*U*(TV(P)-TC(VTC))/3600.
C XN=((C7(P)/(DZ))*X-C9(P))/((C7(P)/(DZ))+C8(P))
XN = X*(1.-DZ*C8(P)/C7(P)) - DZ*C9(P)/C7(P)
XP=(XN-X)/XN
IF(ABS(XP).LE.5.E-1) GO TO 50
WRITE(*, *)'QP,XN,XP,K',QP,XN,XP,K
K=K-1
X=XN
RETURN 1
50 CONTINUE
X=XN
RETURN
END

```

EXTERNAL ENTRY POINTS

Entry Point Program Unit Line Type
 QUALTY 287 SUBROUTINE REF 287

Subroutine QUALTY on line 287

Name	Storage	Size	Loc	Attributes
00	CONSTANT			EXECUTABLE LABEL LINE 310 REF 305 310
A	/AQUALT/ 2H		000007	REAL*4 REF 289 295
A1	/AQUALT/ 2H		000041	REAL*4 REF 289 291
ABS	INTRINSIC			REF 291 299 305
AQUALT		78C		COMMON BLOCK REF 289
07	STMNT FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 293 303
08	STMNT FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 294 303
09	STMNT FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 295 303
0	/AQUALT/ 2H		000025	REAL*4 REF 289 301
OPDZ	/AQUALT/ 2H		000003	REAL*4 REF 289 294 295
DROMDZ	/AQUALT/ 2H		000005	REAL*4 REF 289 295
DZ	/AQUALT/ 2H		000021	REAL*4 REF 289 291 299 300 303
FLASHL	/AQUALT/ 2H		000035	REAL*4 REF 289 299
B	/AQUALT/ 2H		000015	REAL*4 REF 289 295
GC	/AQUALT/ 2H		000017	REAL*4 REF 289 295
YC	DYNAMIC 2H		000074	REAL*4 REF 288 295 298
JI	/AQUALT/ 2H		000027	REAL*4 REF 288 289
JIE	/AQUALT/ 2H		000000	REAL*4 REF 288 289
JIED	/AQUALT/ 2H		000013	REAL*4 REF 288 289
K	/AQUALT/ 1H		000002	INTEGER*2 REF 289 297 299 300 306 307
L	/AQUALT/ 2H		000037	REAL*4 REF 288 289 299
MUG	DYNAMIC 2H		000076	REAL*4 REF 288
MUL	DYNAMIC 2H		000100	REAL*4 REF 288
NB	DYNAMIC 2H		000072	REAL*4 REF 288
NGV	DYNAMIC 2H		000104	REAL*4 REF 288
NLV	DYNAMIC 2H		000102	REAL*4 REF 288
NV	DYNAMIC 2H		000106	REAL*4 REF 288
P	DUMMY ARG 2H		POS 1	REAL*4 REF 287 292 293 294 295 301 303
PI	/AQUALT/ 2H		000011	REAL*4 REF 289 301
QP	/AQUALT/ 2H		000033	REAL*4 REF 289 295 301 306
ROM	/AQUALT/ 2H		000031	REAL*4 REF 289 295
TAIR	/AQUALT/ 2H		000045	REAL*4 REF 289 291
TC	STMNT FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 291 301
TV	STMNT FUNC			REAL*4 FUNCTION REF 292 301
U	/AQUALT/ 2H		000043	REAL*4 REF 289 301
VTC	DYNAMIC 2H		000110	REAL*4 REF 299 300 301
W	/AQUALT/ 2H		000023	REAL*4 REF 289 295
X	DUMMY ARG 2H		POS 2	REAL*4 REF 287 303 304 308 311
XN	DYNAMIC 2H		000112	REAL*4 REF 303 304 306 308 311
XP	DYNAMIC 2H		000114	REAL*4 REF 304 305 306

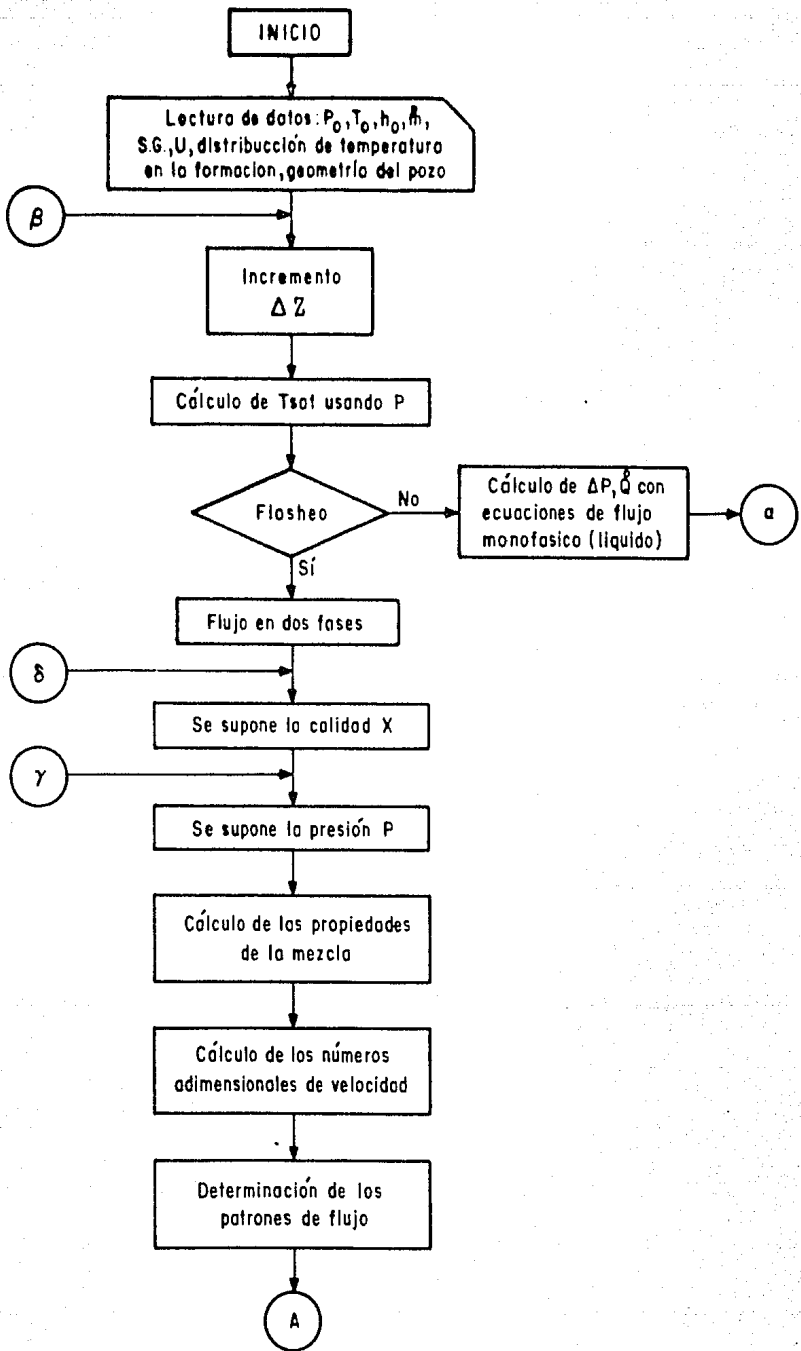
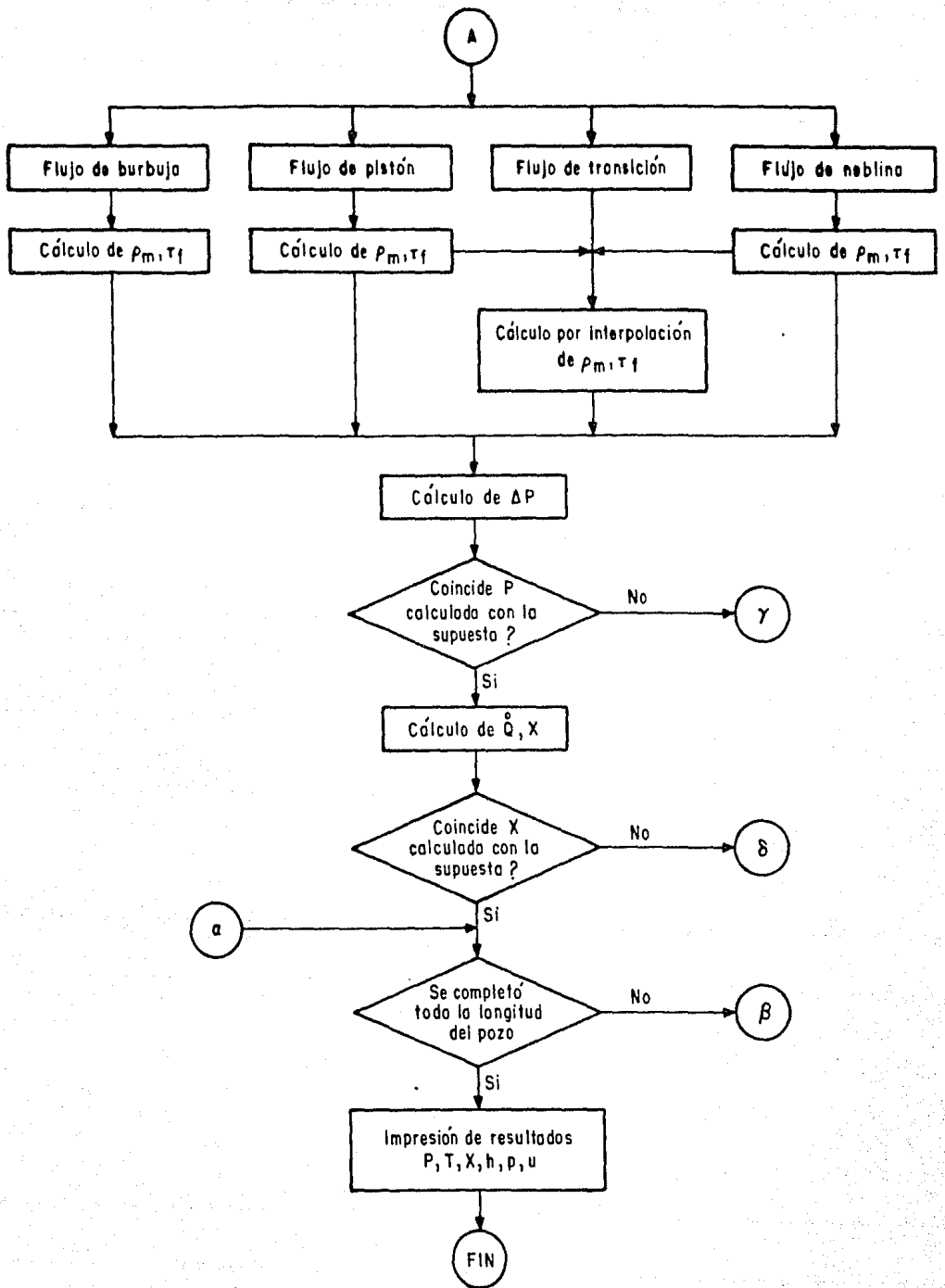


Fig A.1. Diagrama de flujo del programa de cómputo.



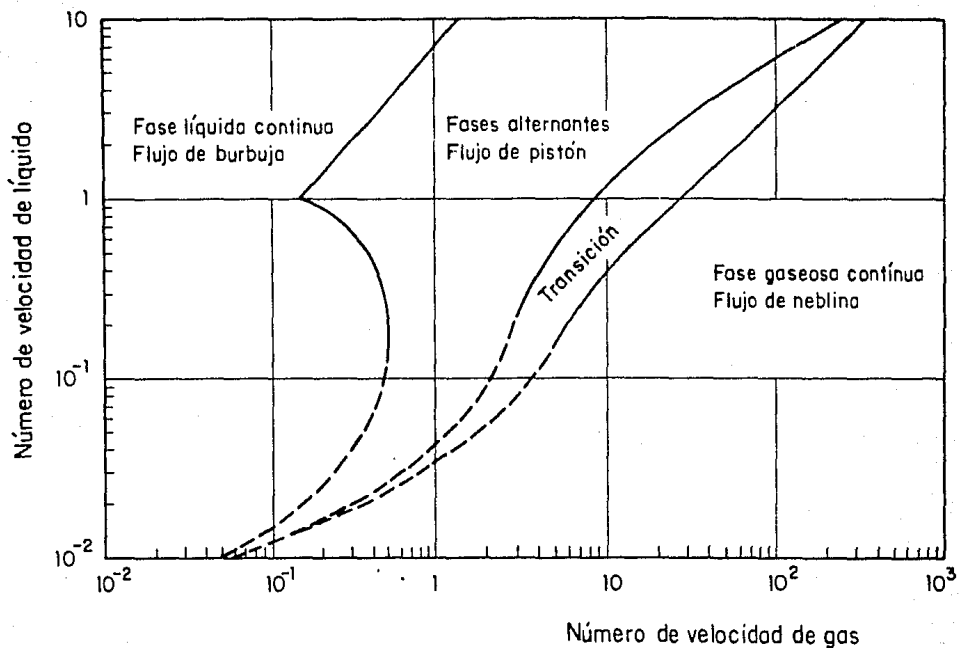
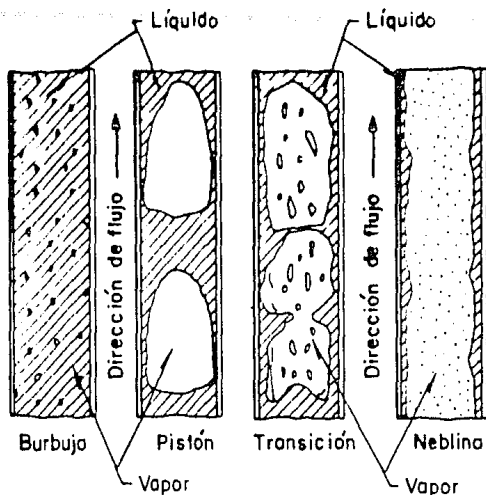


Fig 1. Configuración y mapa de patrones de flujo vertical en dos fases.

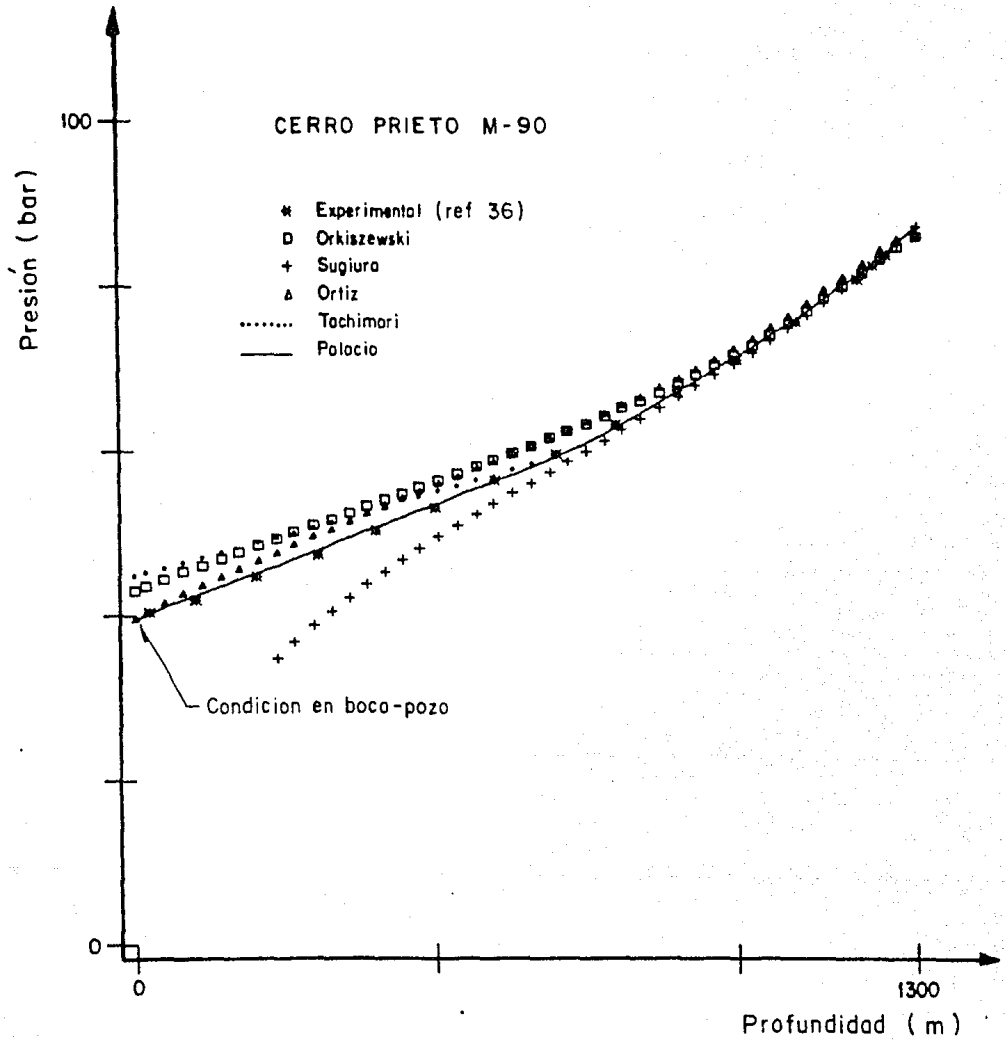


Fig 2. Perfiles de presión medido y calculados para el pozo M-90 de Cerro Prieto. La línea continua representa los resultados encontrados con el mo delo desarrollado en este trabajo.

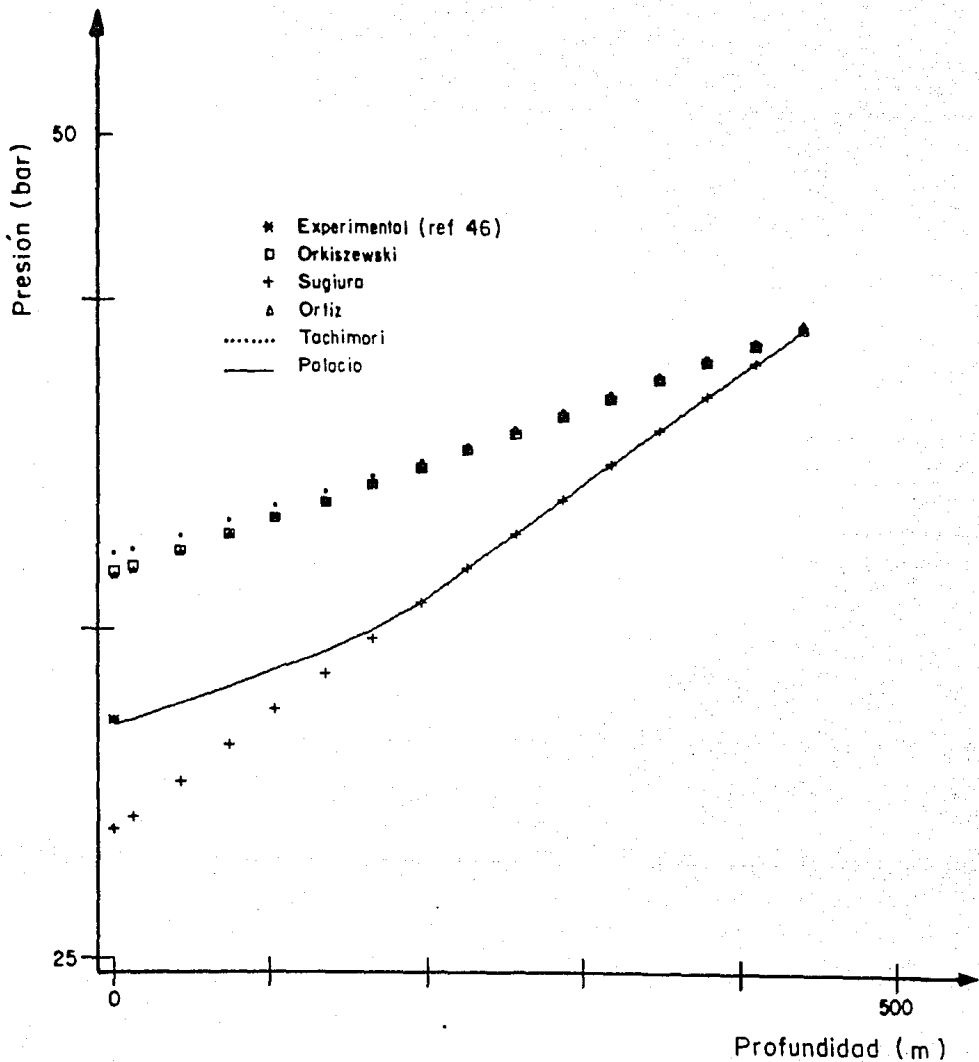


Fig 3. Perfiles de presión calculados para un pozo con calidad de 10.9 por ciento en el fondo.

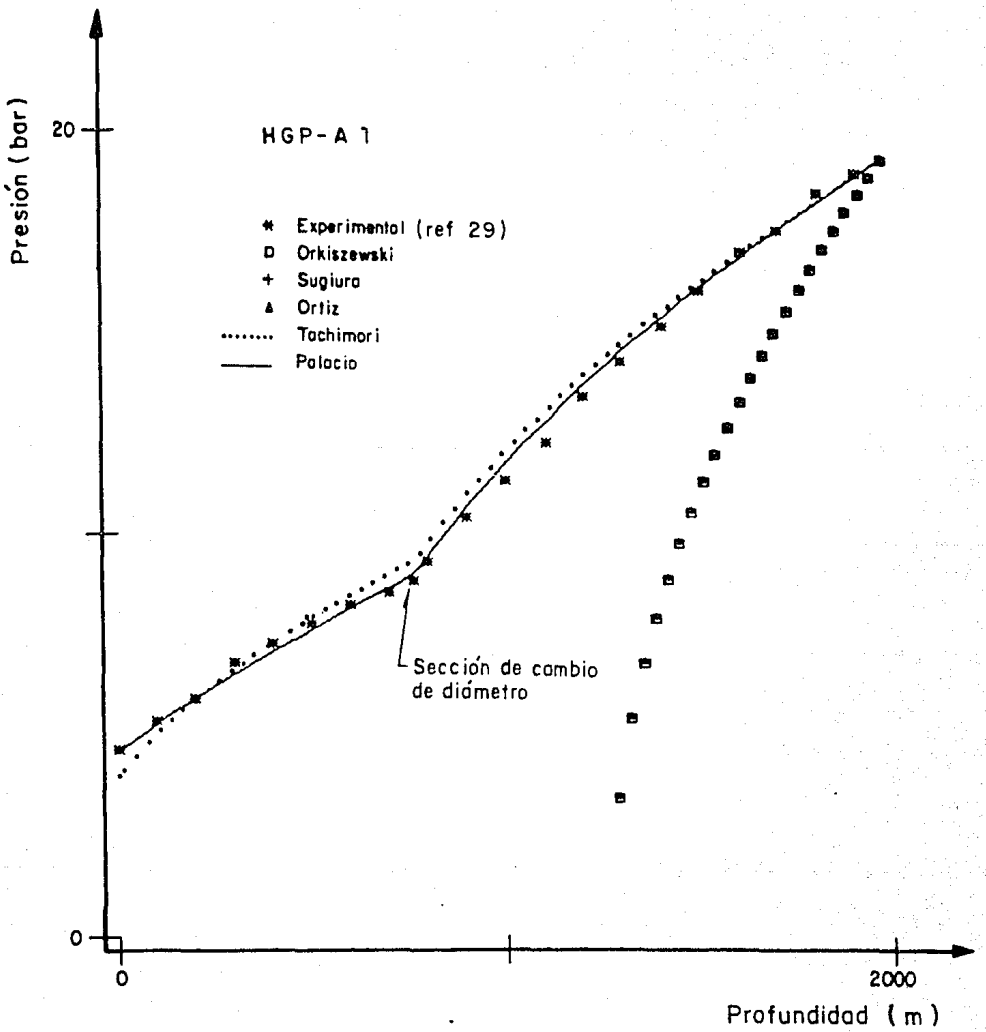


Fig 4. Perfiles de presión medido y calculados para el pozo HGPA-1. El cambio de pendiente se debe a la variación del diámetro.

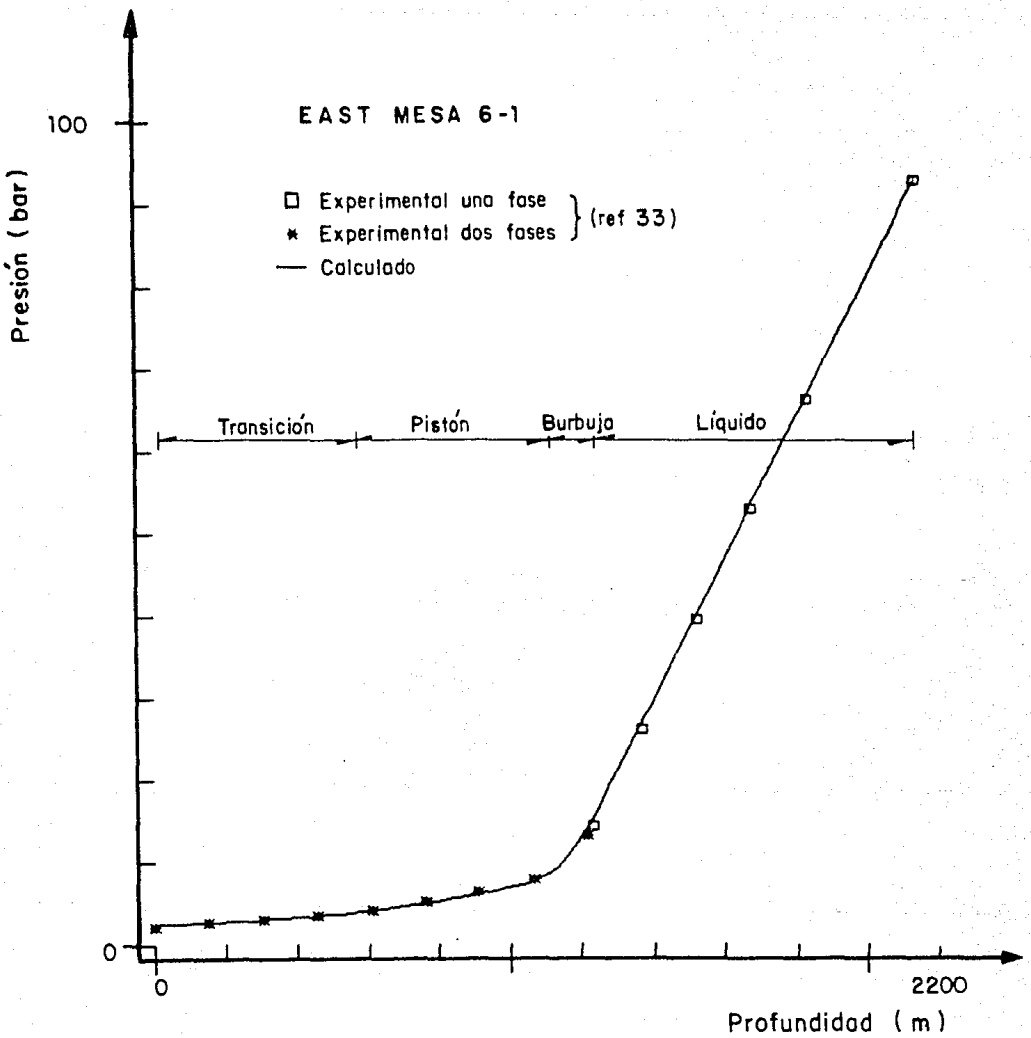


Fig 5. Perfiles de presión medido y calculado para el pozo East-Mesa 6-1. Se muestran los diversos patrones de flujo experimentados por la mezcla.

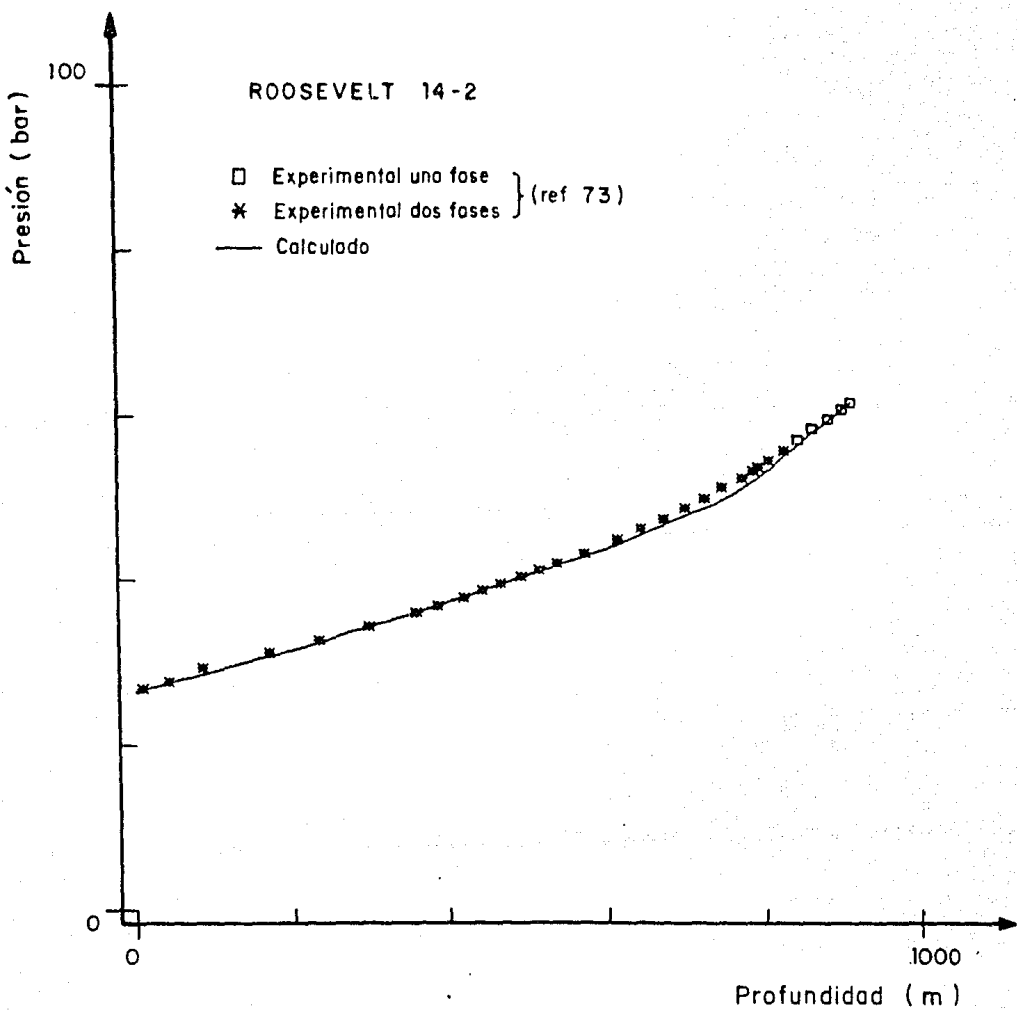


Fig 6. Perfiles de presión medio y calculado para el pozo Roosevelt Hot-Springs 14-2.

KRAFLA KJ - 9.1

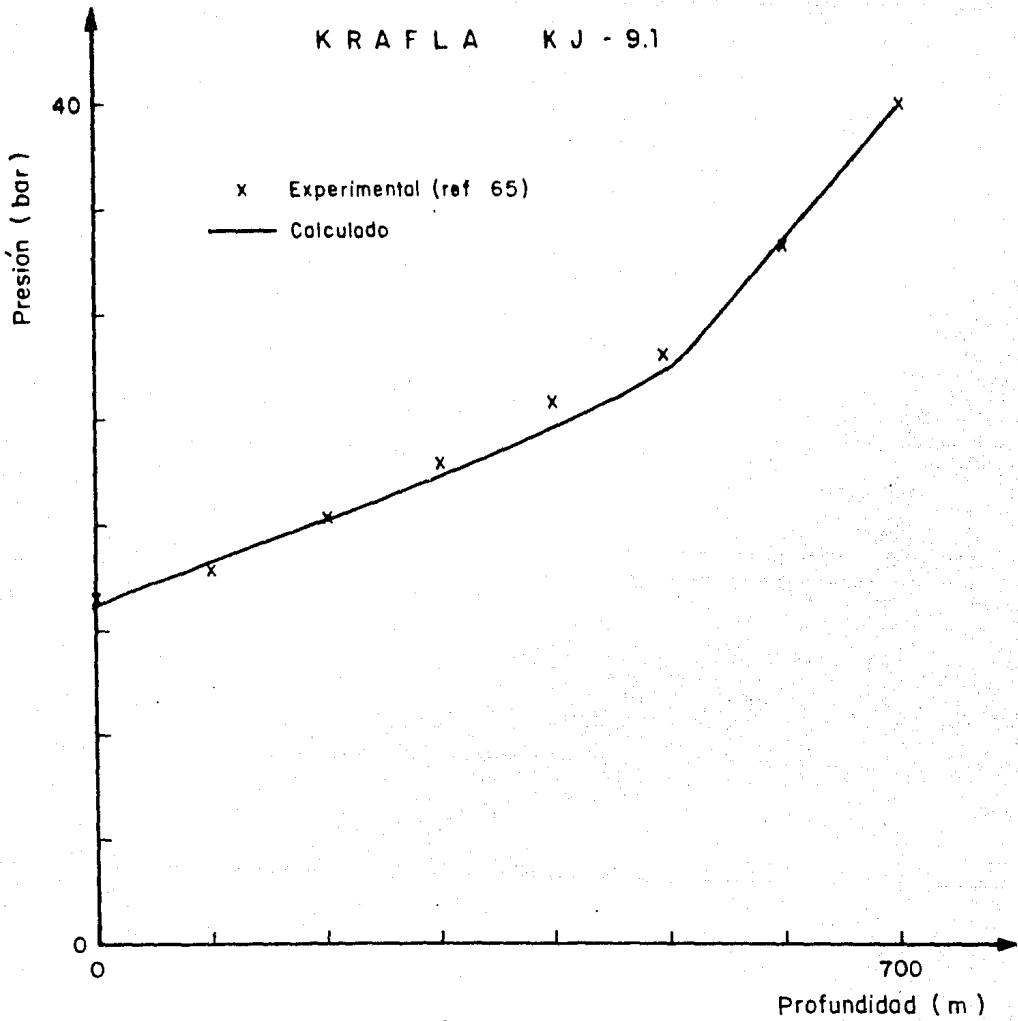


Fig 7. Perfiles de presión medido y calculado para el pozo Krafla KJ - 9.1.

CERRO PRIETO M-91

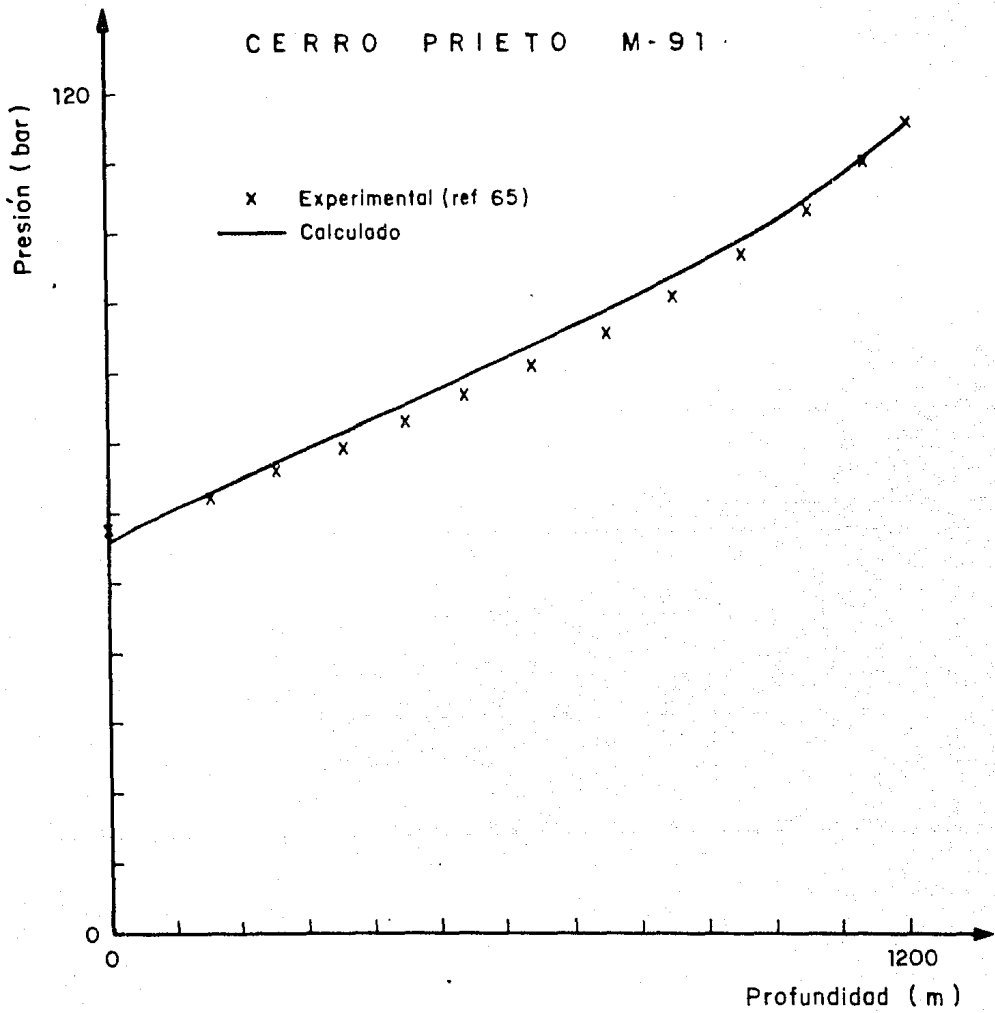


Fig 8. Perfiles de presión medido y calculado para el pozo M - 91.

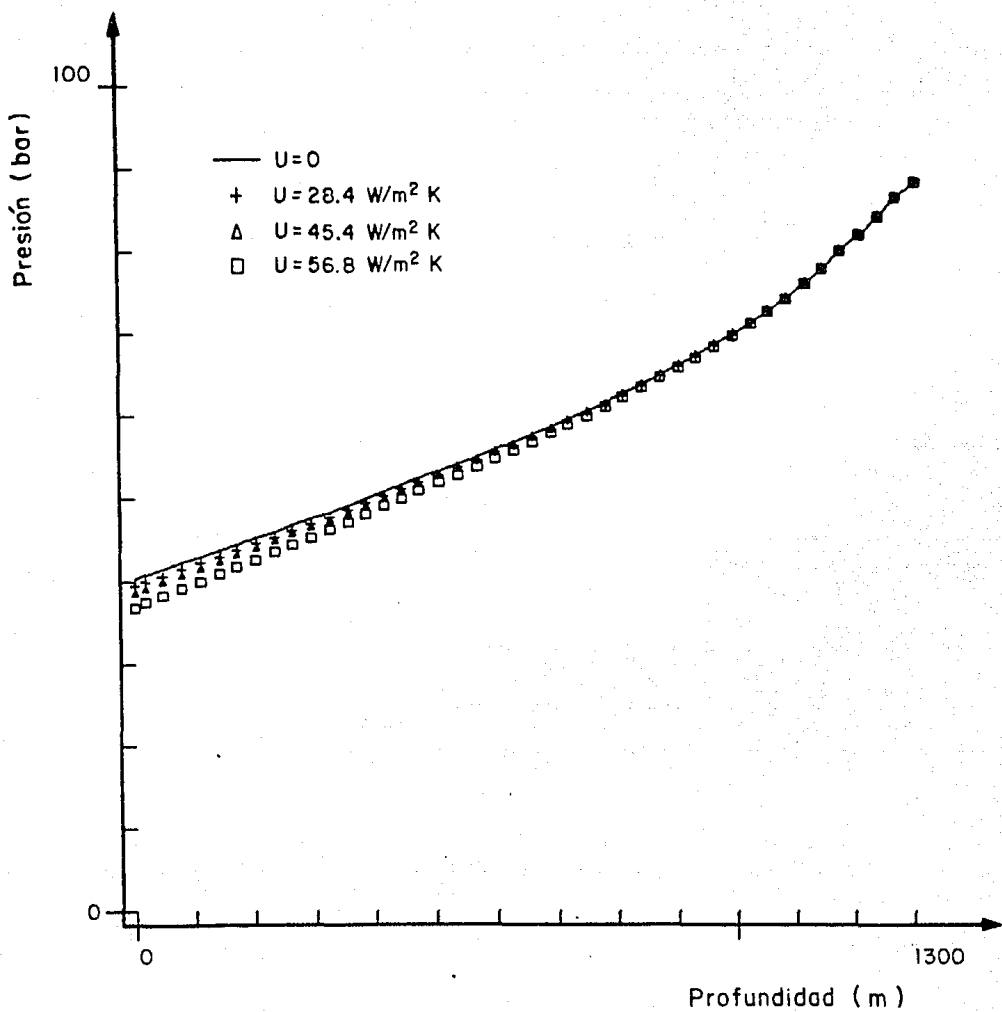


Fig 9. Efecto del coeficiente de transferencia de calor en los perfiles de presión. El valor de cero si mula condiciones adiabáticas.

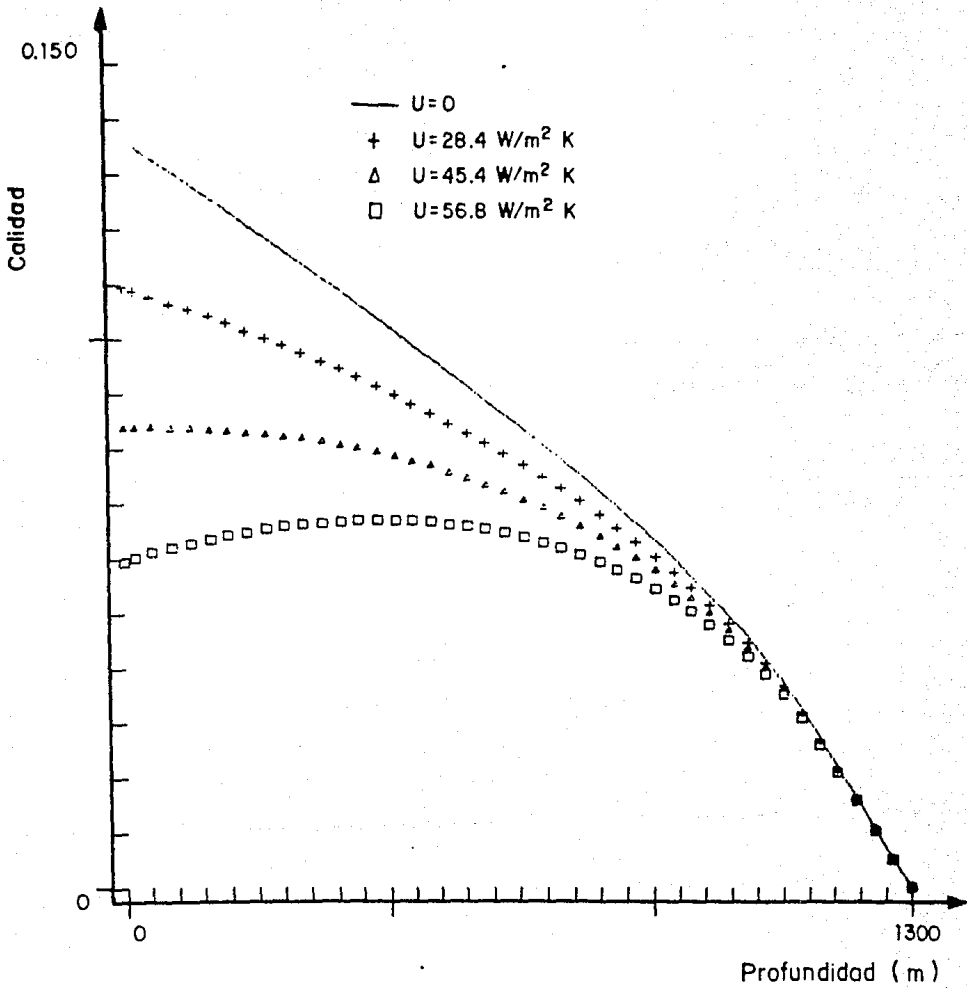


Fig 10. Variación de la calidad de acuerdo a las pérdidas de calor.

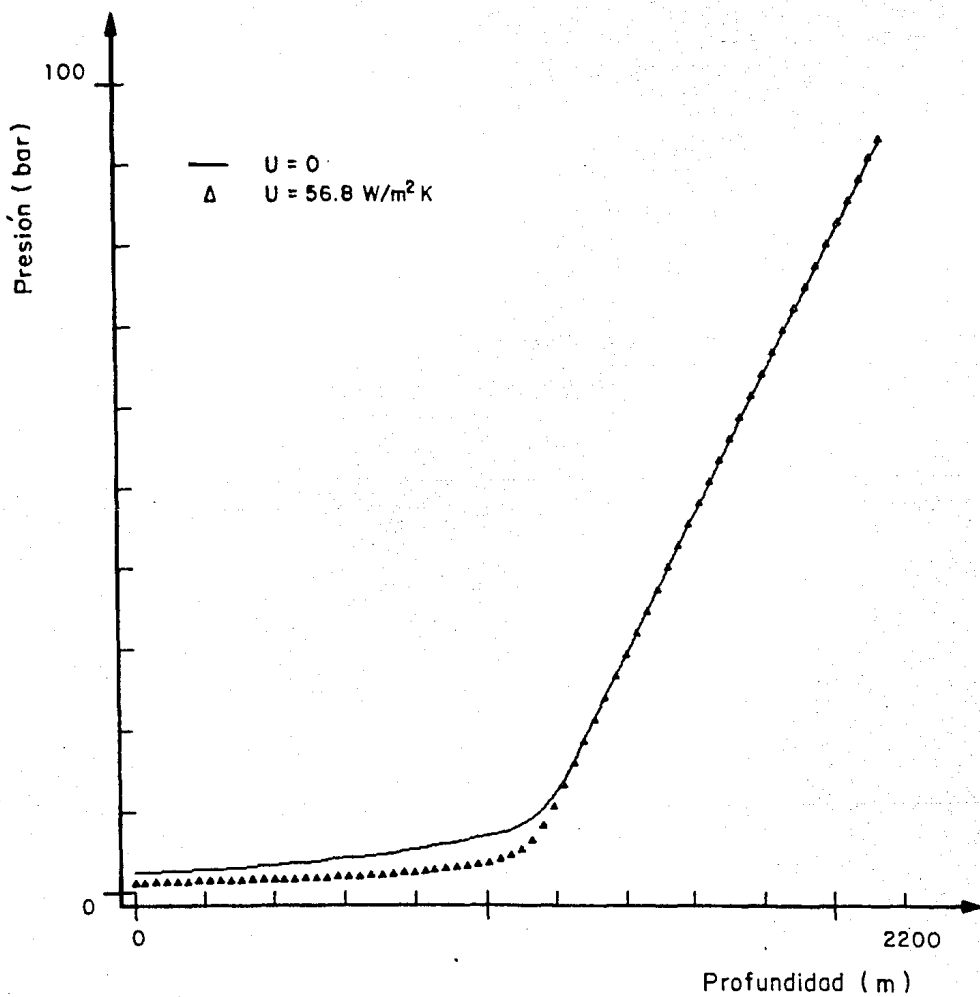


Fig 11. Efecto del coeficiente de transferencia de calor en los perfiles de presión de un pozo con cambio de fase. La línea continua se reproduce en la fig 5.

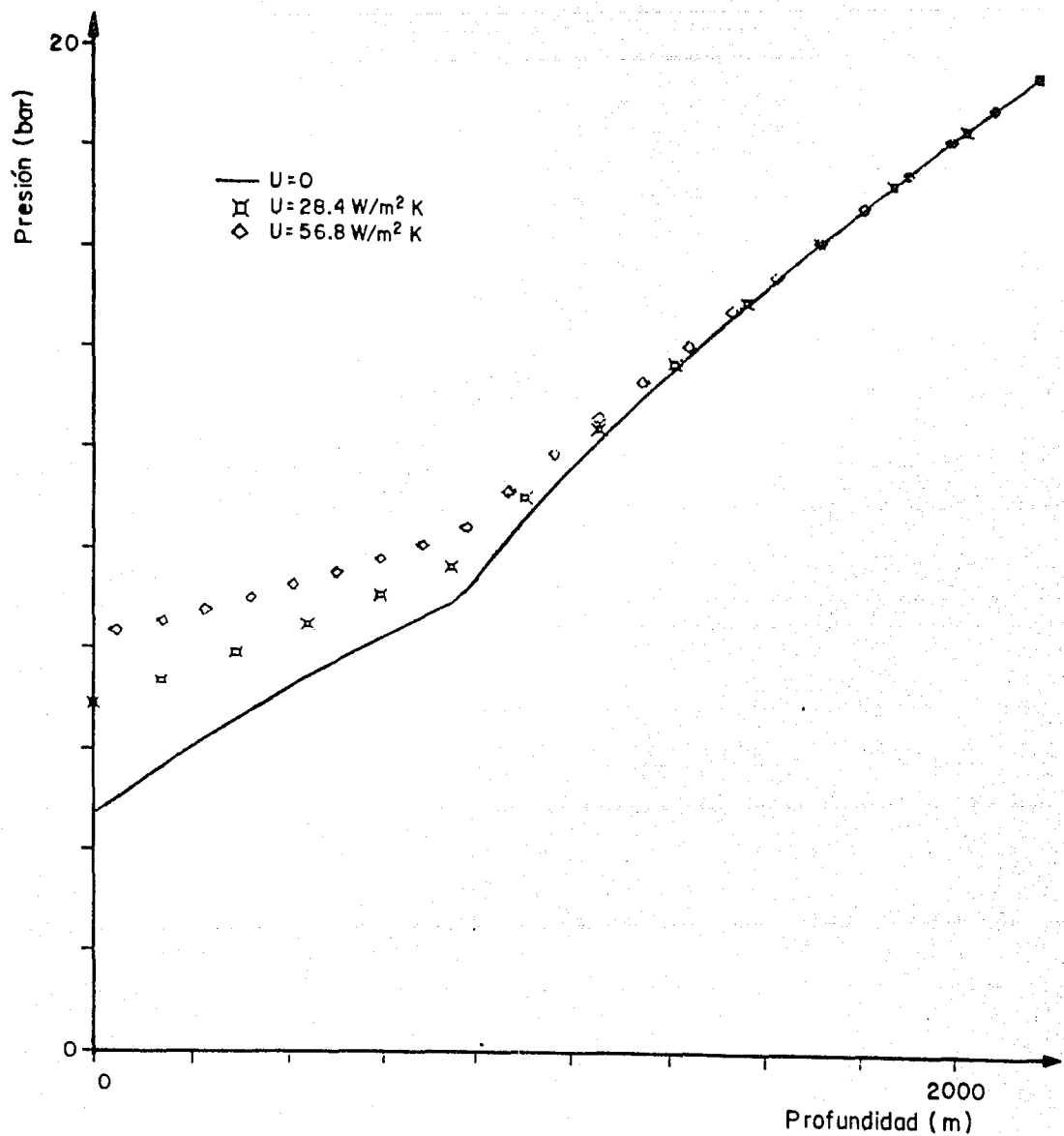


Fig 12. Perfiles de presión como función de la transferencia de calor en un pozo con régimen de neblina. La línea continua en la que se ajusta a los datos experimentales, como se muestra en la fig 4.

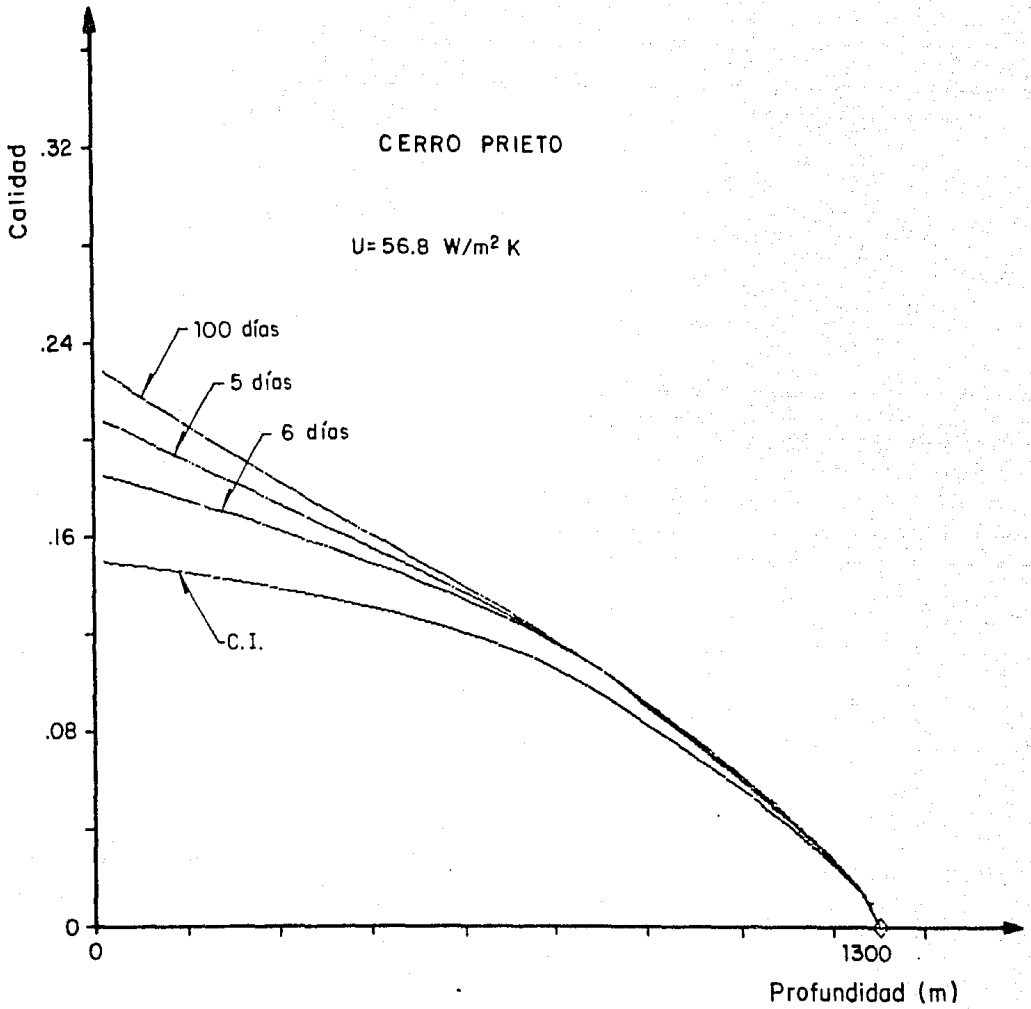


Fig 13. Variación temporal de la calidad en el pozo M-90. La curva superior representa el caso asintótico para el cual el flujo alcanza condiciones de estado permanente.

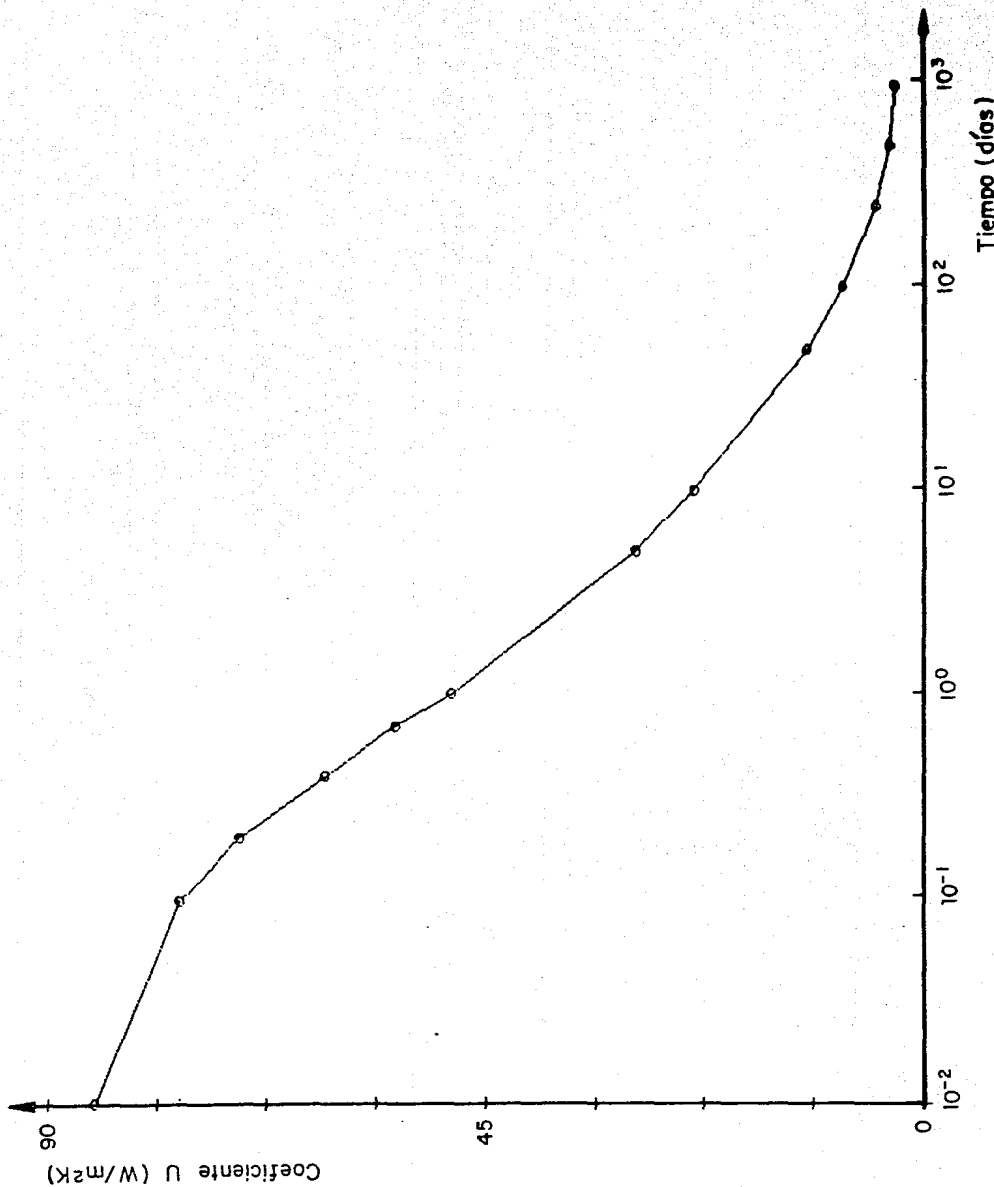


Fig 14. Disminución del coeficiente de transferencia de calor con el tiempo.

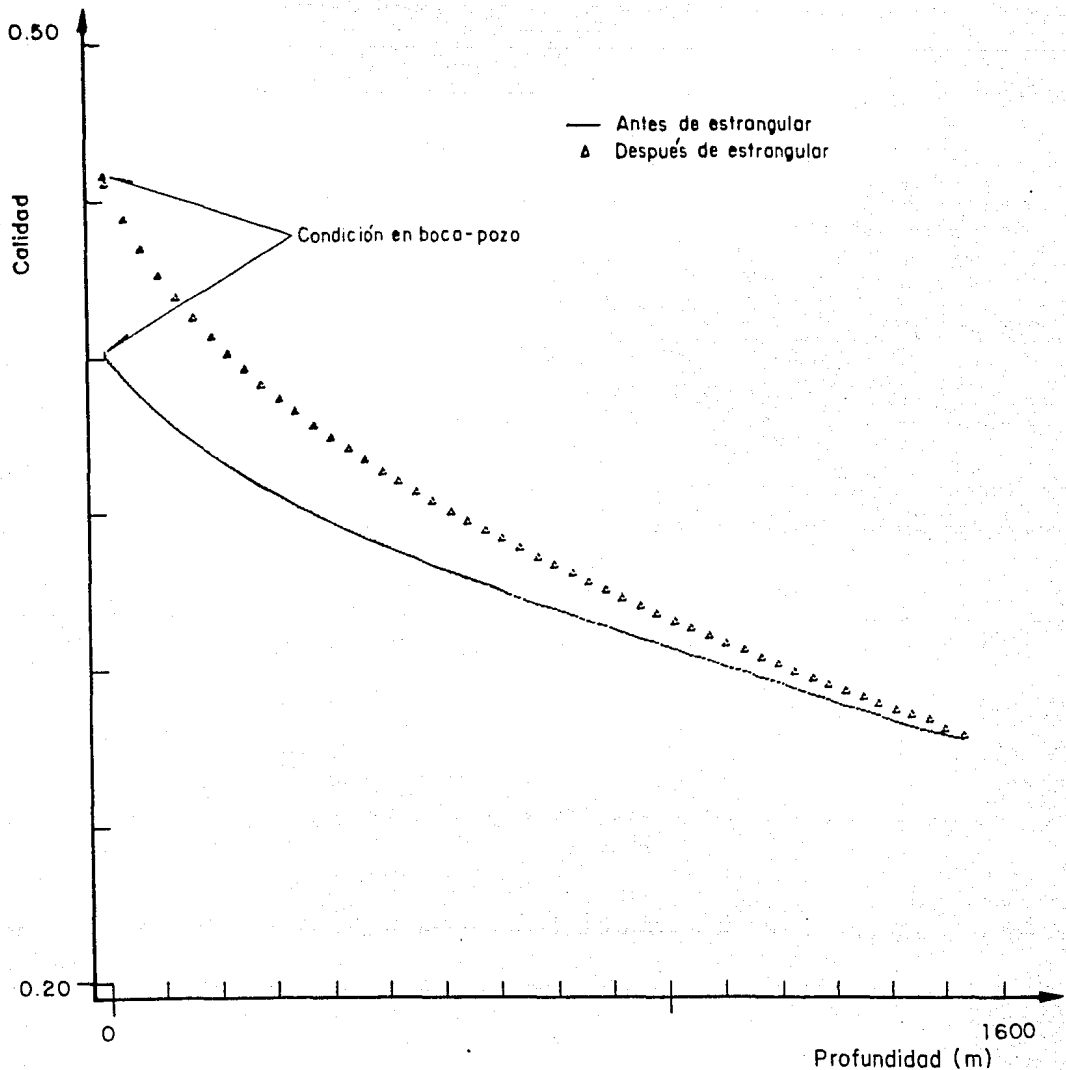


Fig 15. Cambio de calidad en un pozo debido a estrangulamiento. Se indican las condiciones en la boca del pozo.

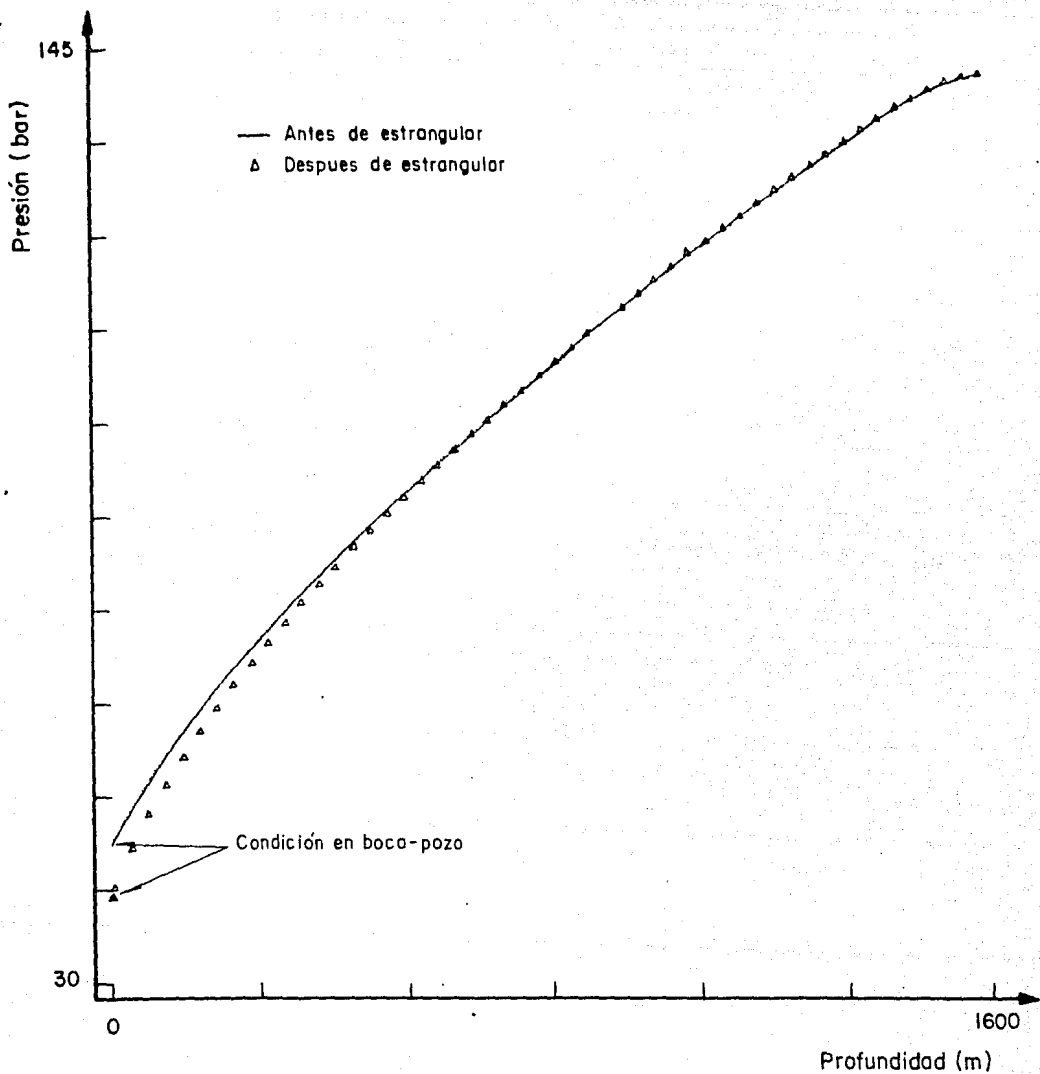


Fig 16. Efecto del estrangulamiento de un pozo sobre los perfiles de presión.

CERRO PRIETO M-147 PROF. = 763 M

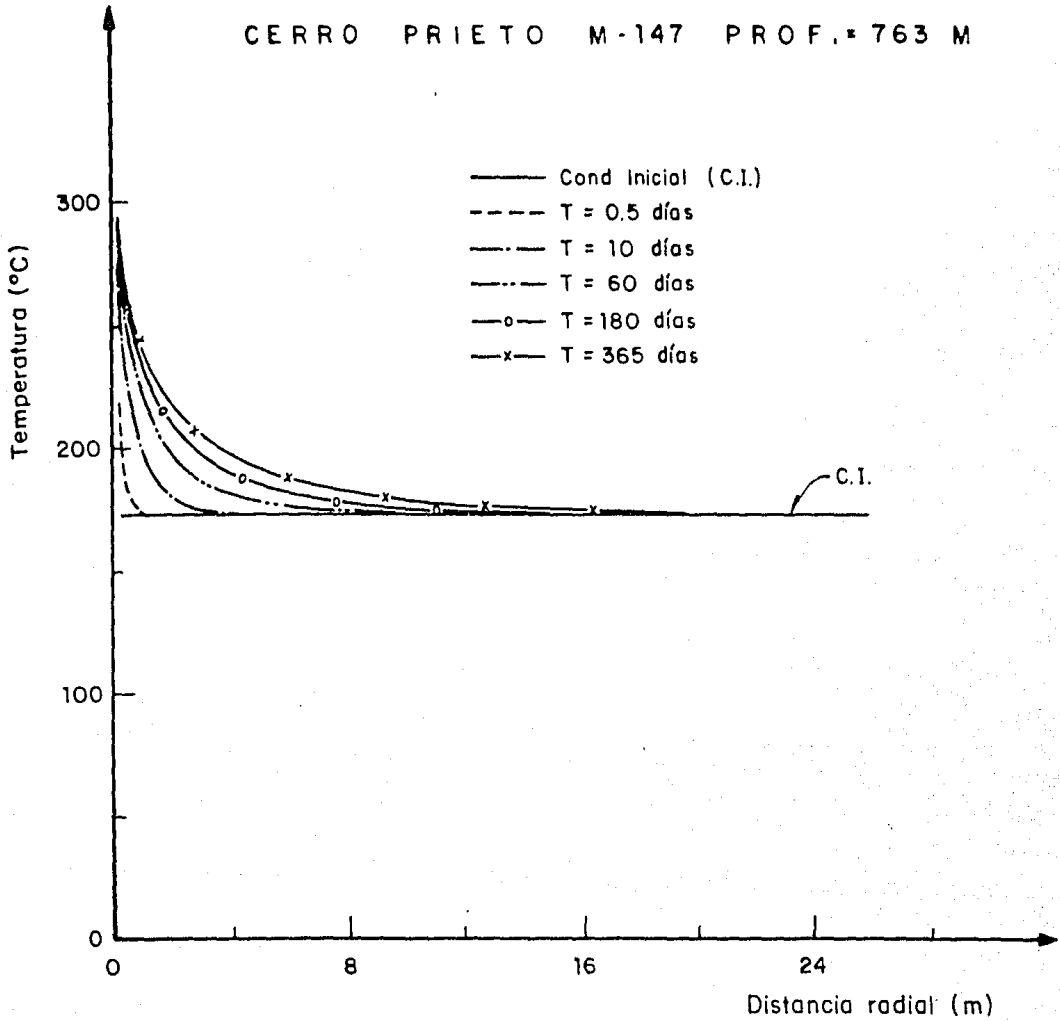


Fig 17. Variación temporal de la temperatura en la formación a una profundidad de 763 m.

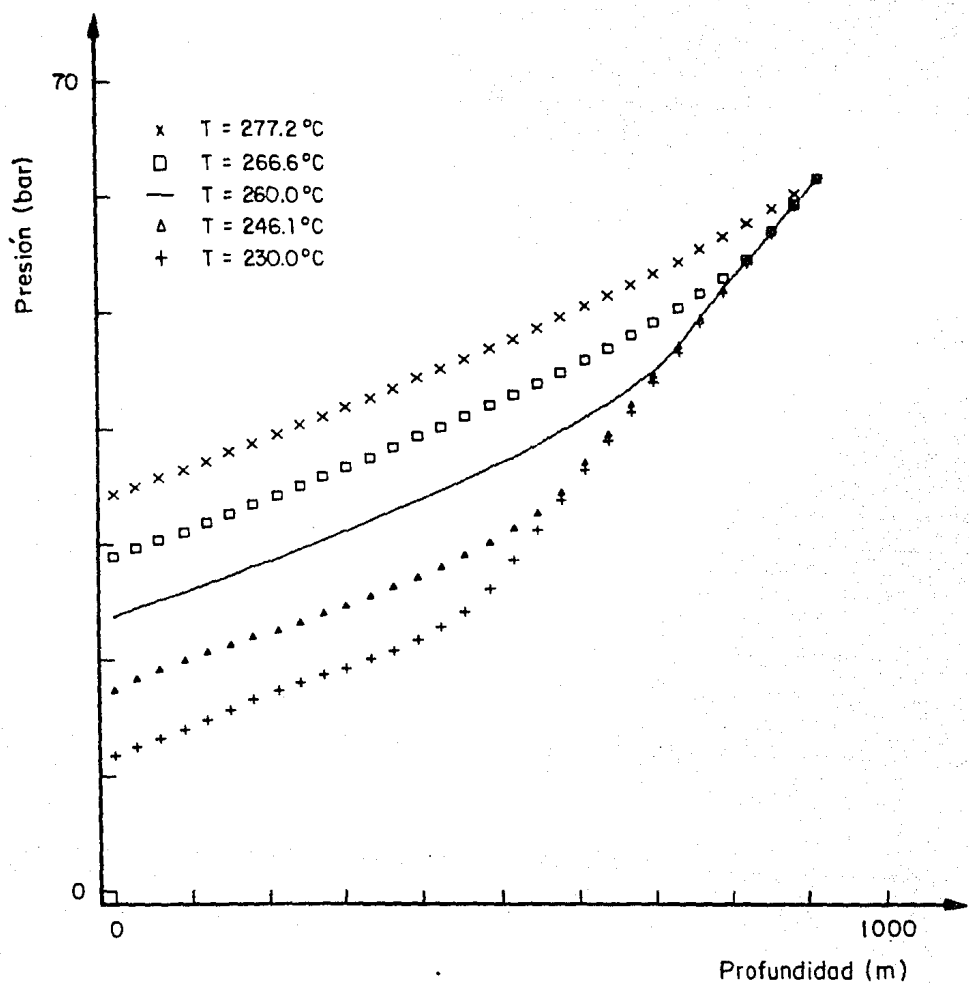


Fig 18. Perfiles de presión calculados para diferente entalpía en el fondo del pozo. La línea continua representa el mejor ajuste con los datos experimentales como se muestra en la fig. 6.

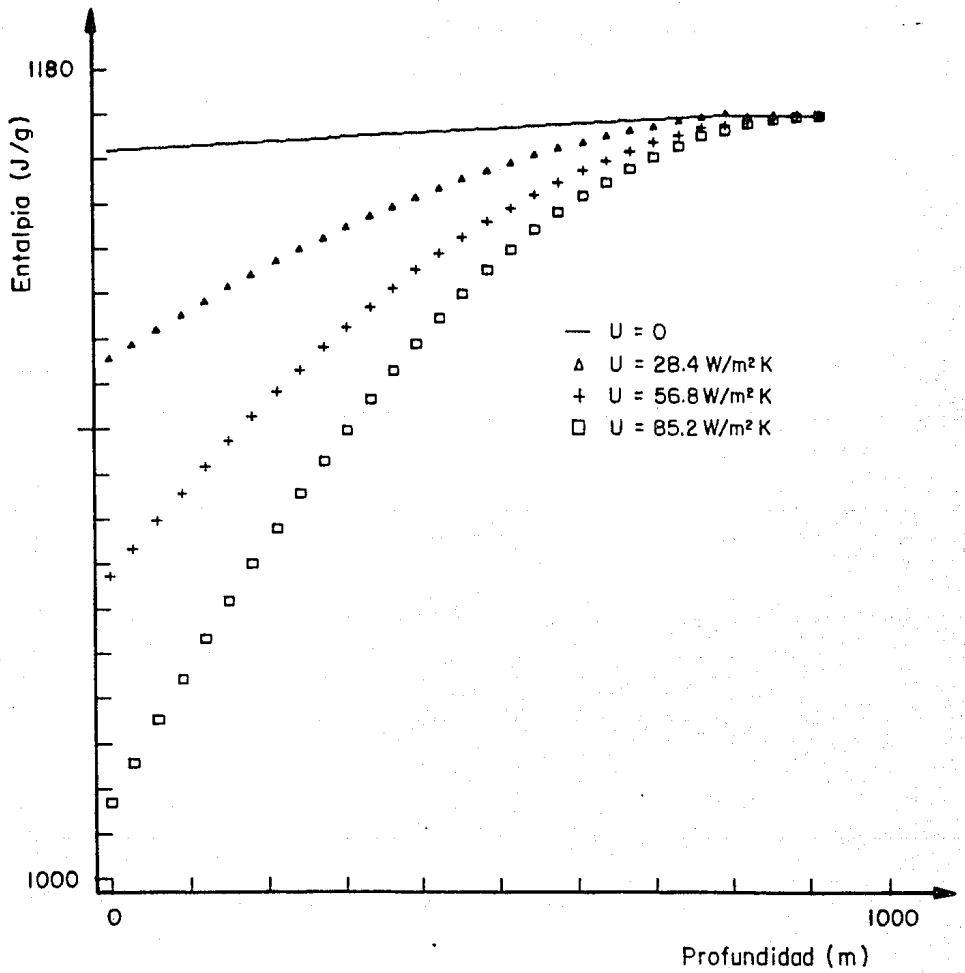


Fig 19. Variación de entalpía a lo largo del pozo Hot-Springs 14-2 en función de las pérdidas de calor.

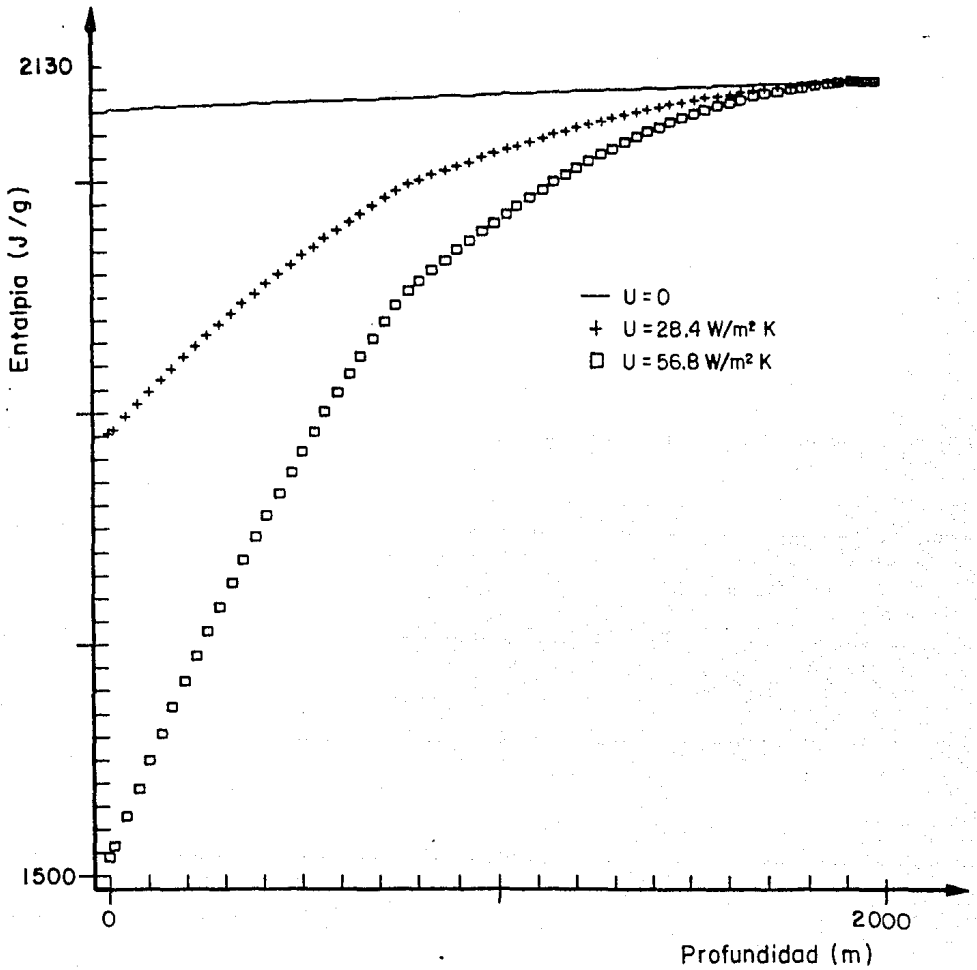


Fig 20. Variación de entalpía a lo largo del pozo HGPA-1 en función del coeficiente de transferencia de calor.

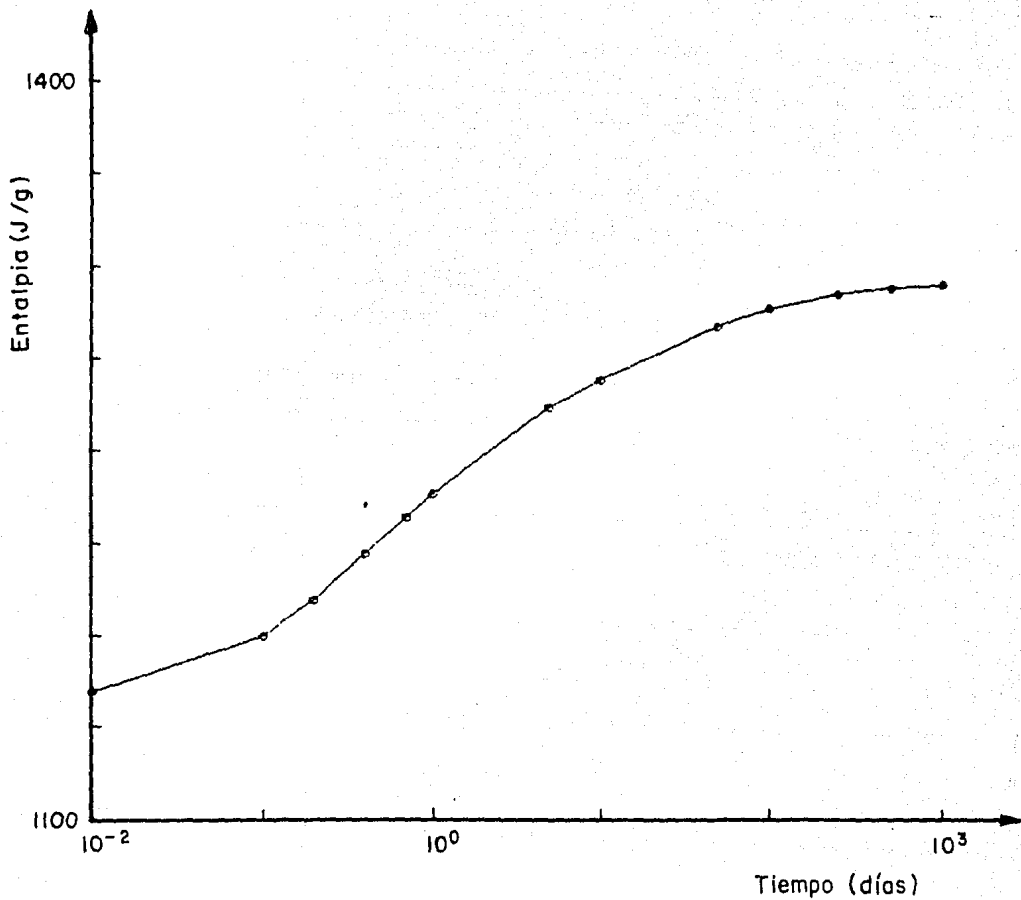


Fig 21. Incremento en la entalpía en boca-pozo como función del tiempo. El valor asignado al coeficiente de transferencia de calor es $86.2 \text{ W/m}^2 \text{ K}$.

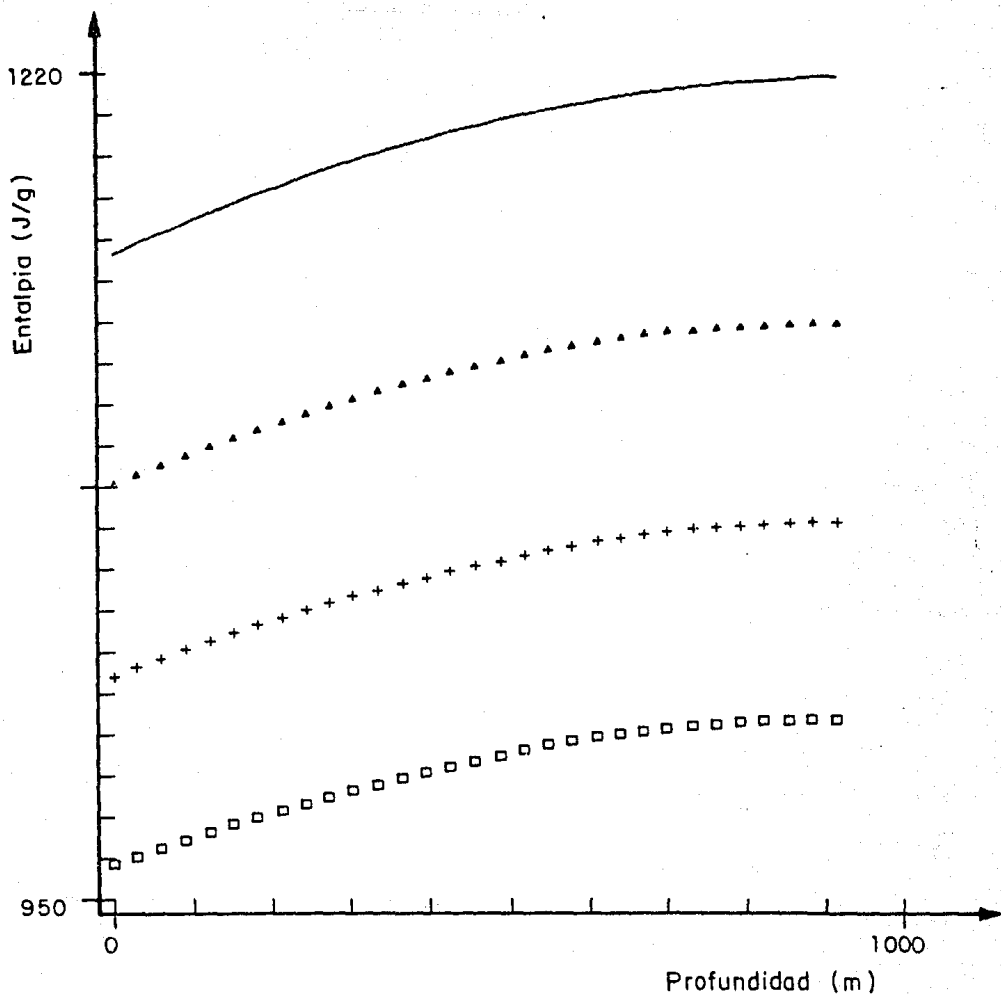


Fig 22. Perfiles de entalpía calculados a partir de diferentes valores de entalpía en el fondo suponiendo un valor de U constante.

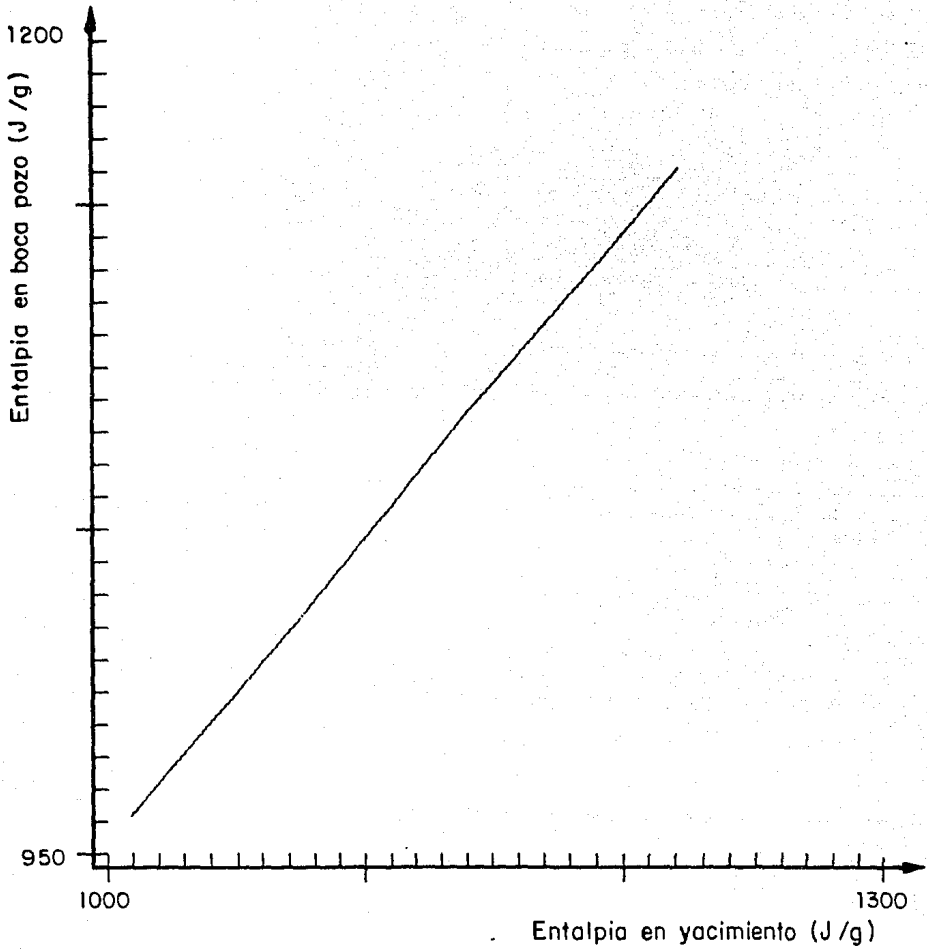


Fig 23. Relación existente entre las entalpías en boca-pozo y en el yacimiento para el pozo Hot-Springs 14-2.

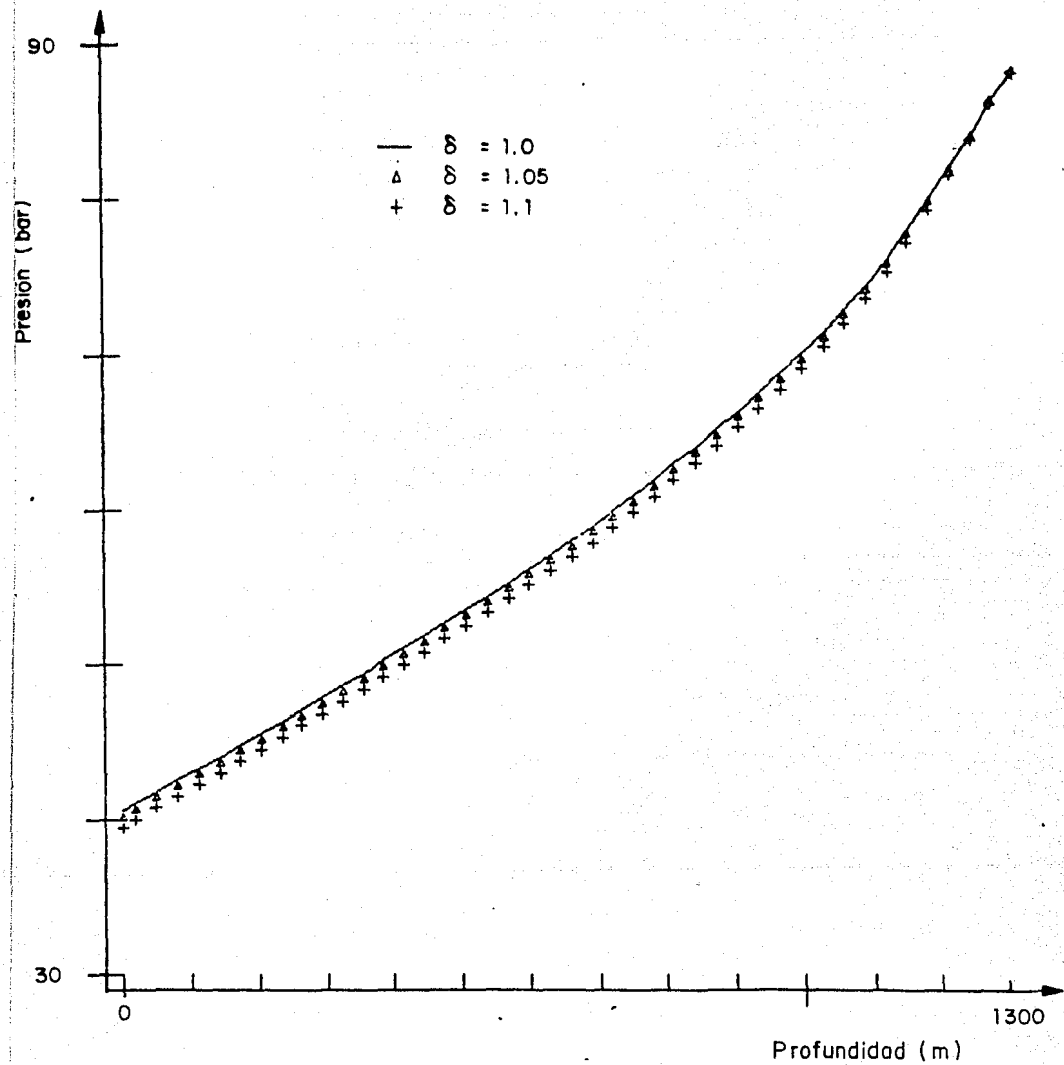


Fig 24. Perfiles de presión calculados para diferentes valores de densidad relativa en el pozo M-90.

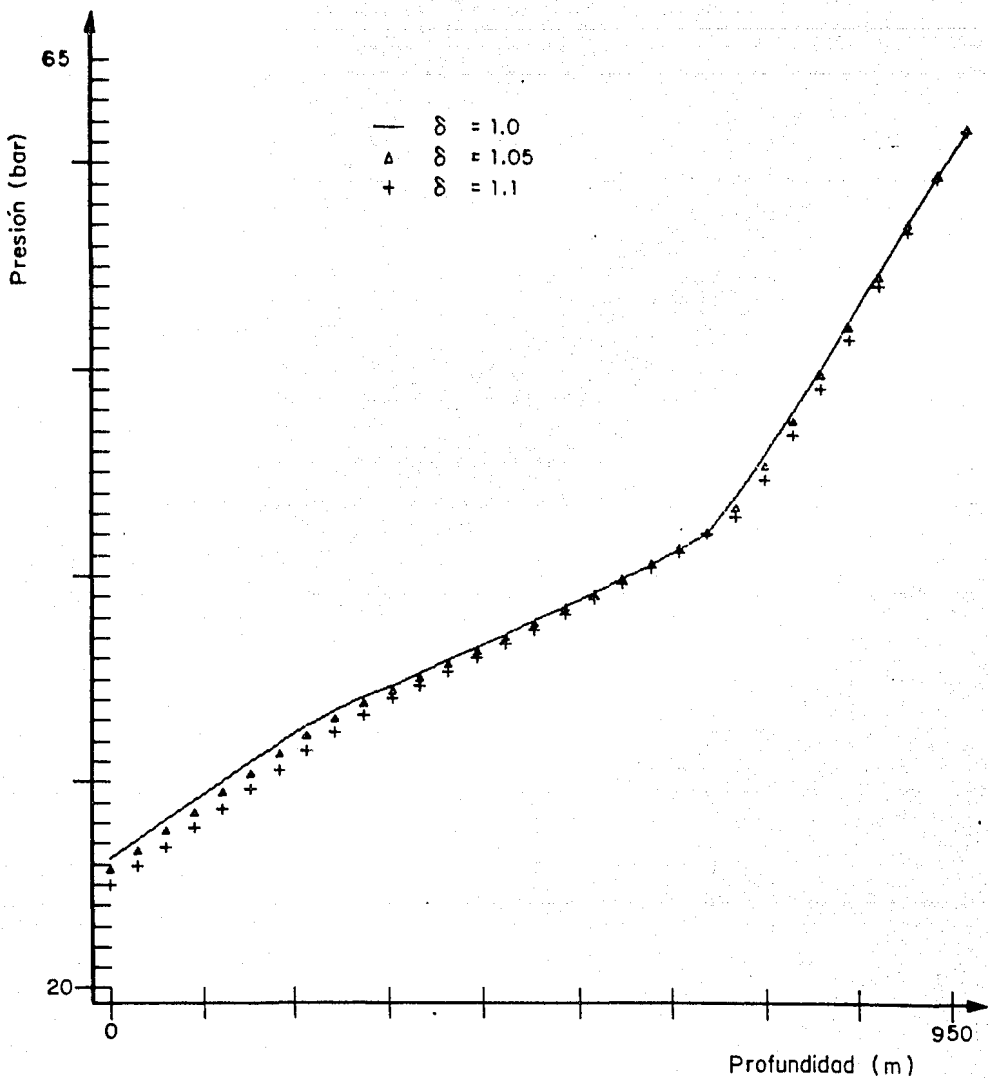


Fig 25. Perfiles de presión calculados para diferentes valores de densidad relativa en el pozo 14-2.

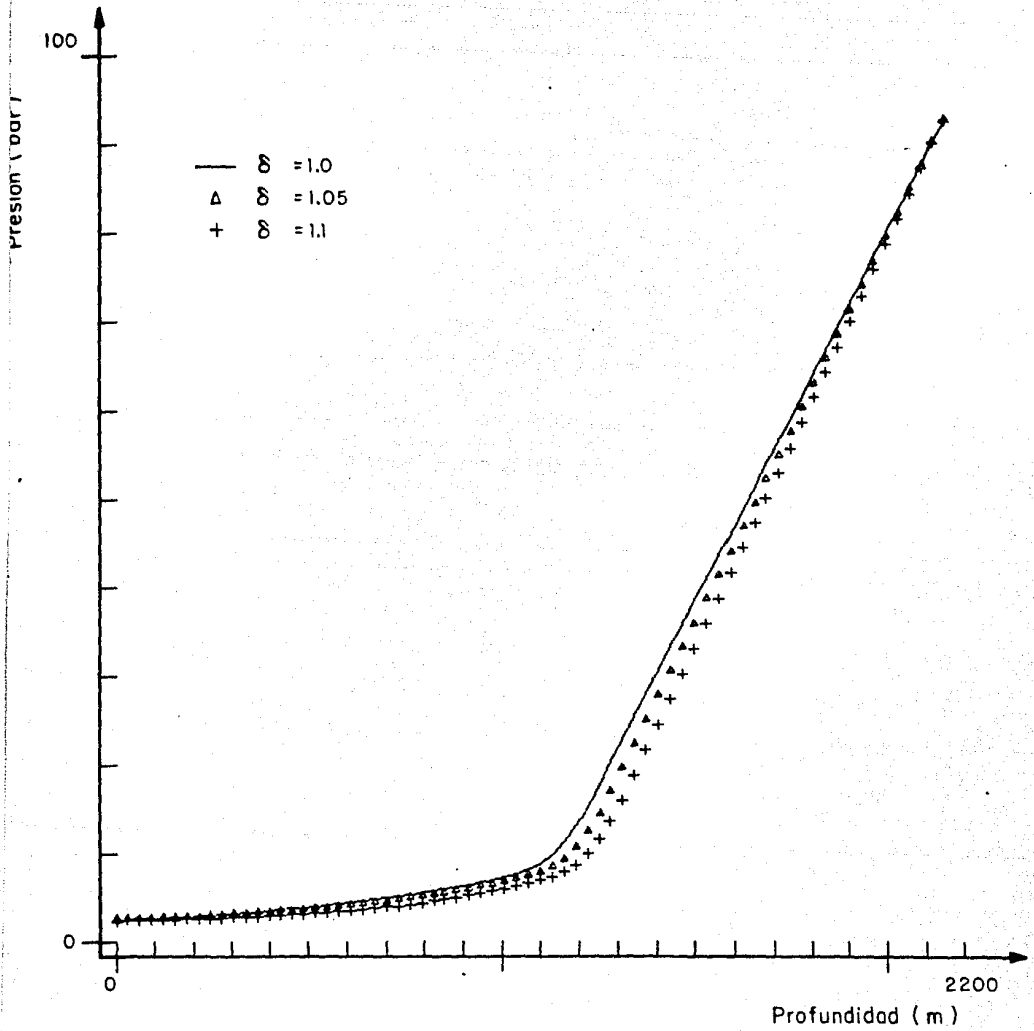


Fig 26. El efecto del contenido de sales es más marcado en pozos con flujo en una fase. Los datos corresponden al pozo East-Mesa.

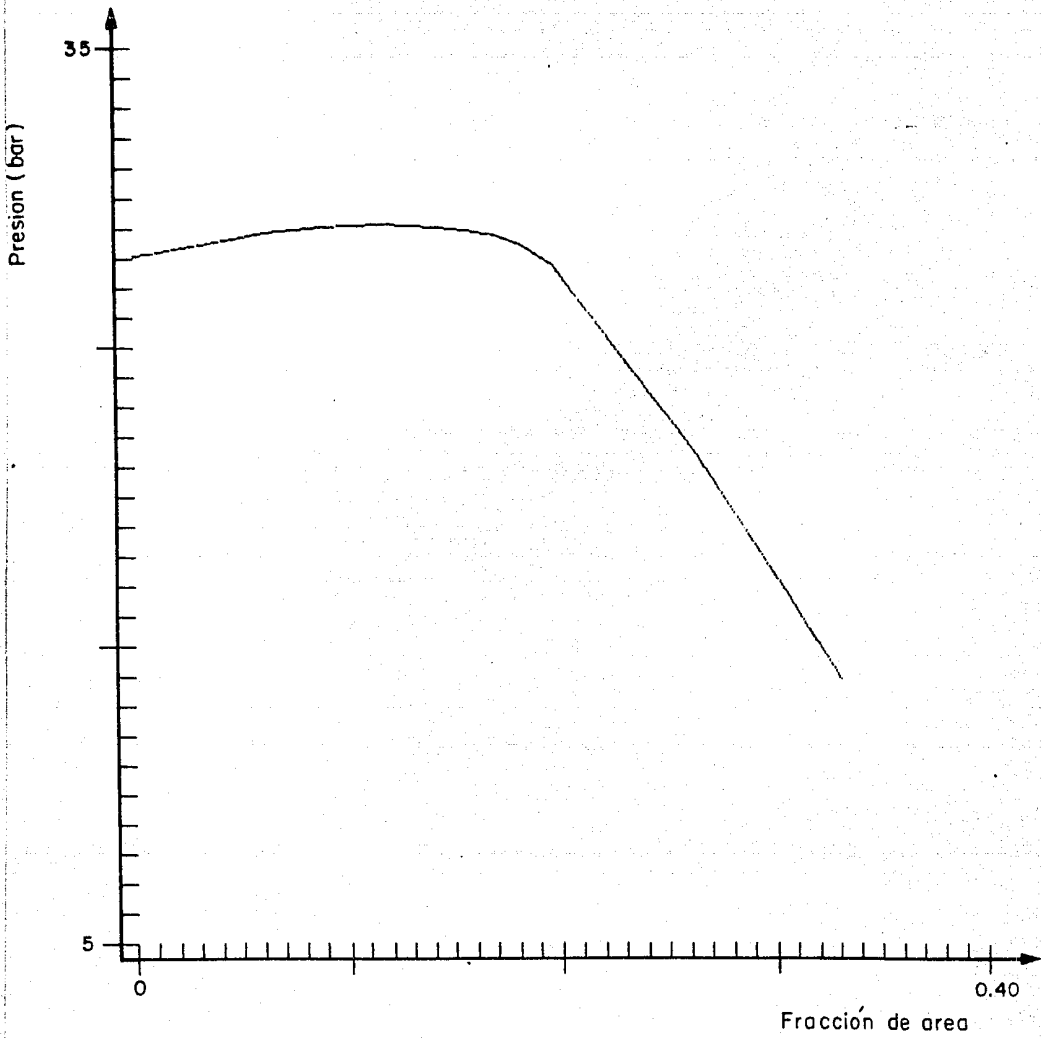


Fig 27. Presión a la descarga como función de la fracción de área incrustada.

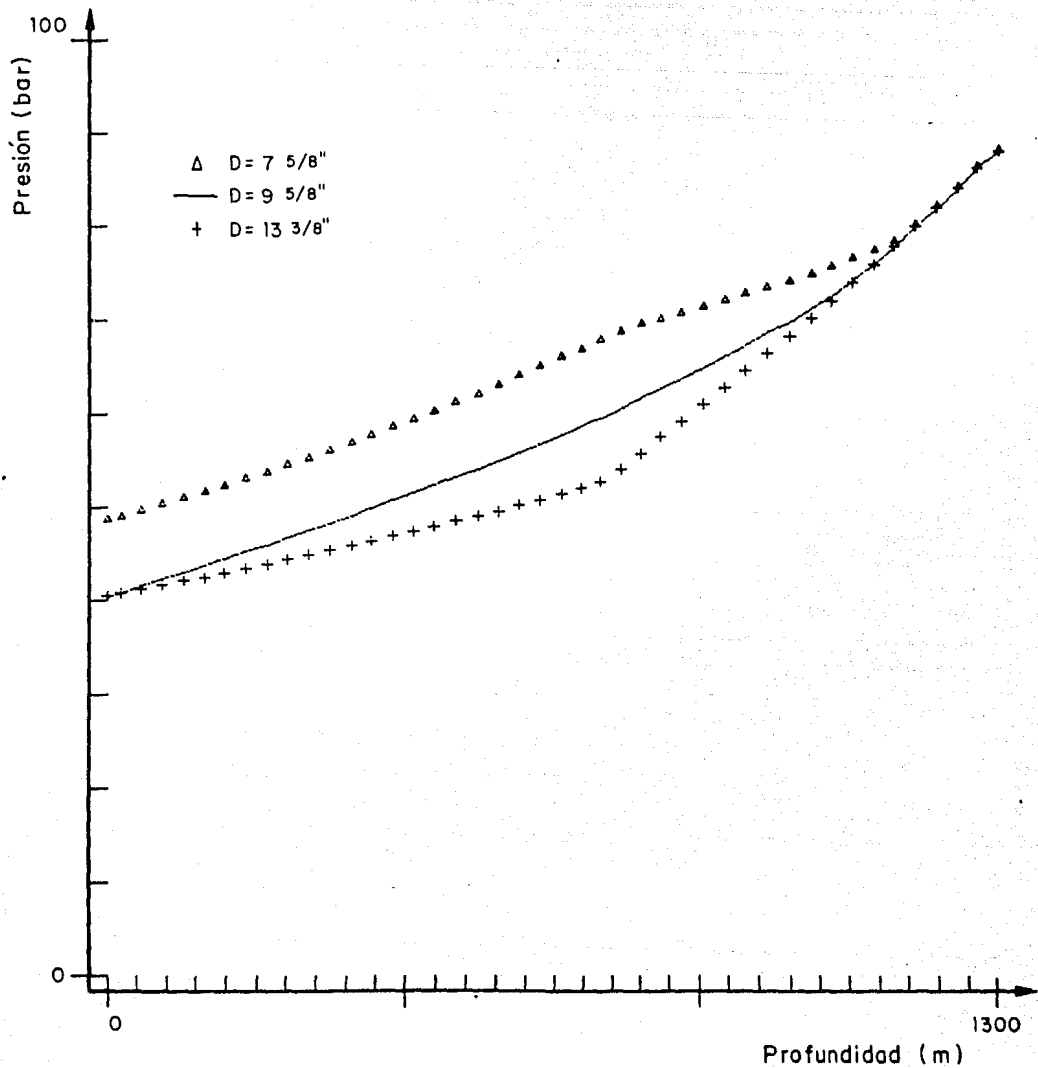


Fig 28. Perfiles de presión en el pozo M-90 suponiendo 3 diferentes diámetros del conducto. El diámetro menor corresponde al caso real.

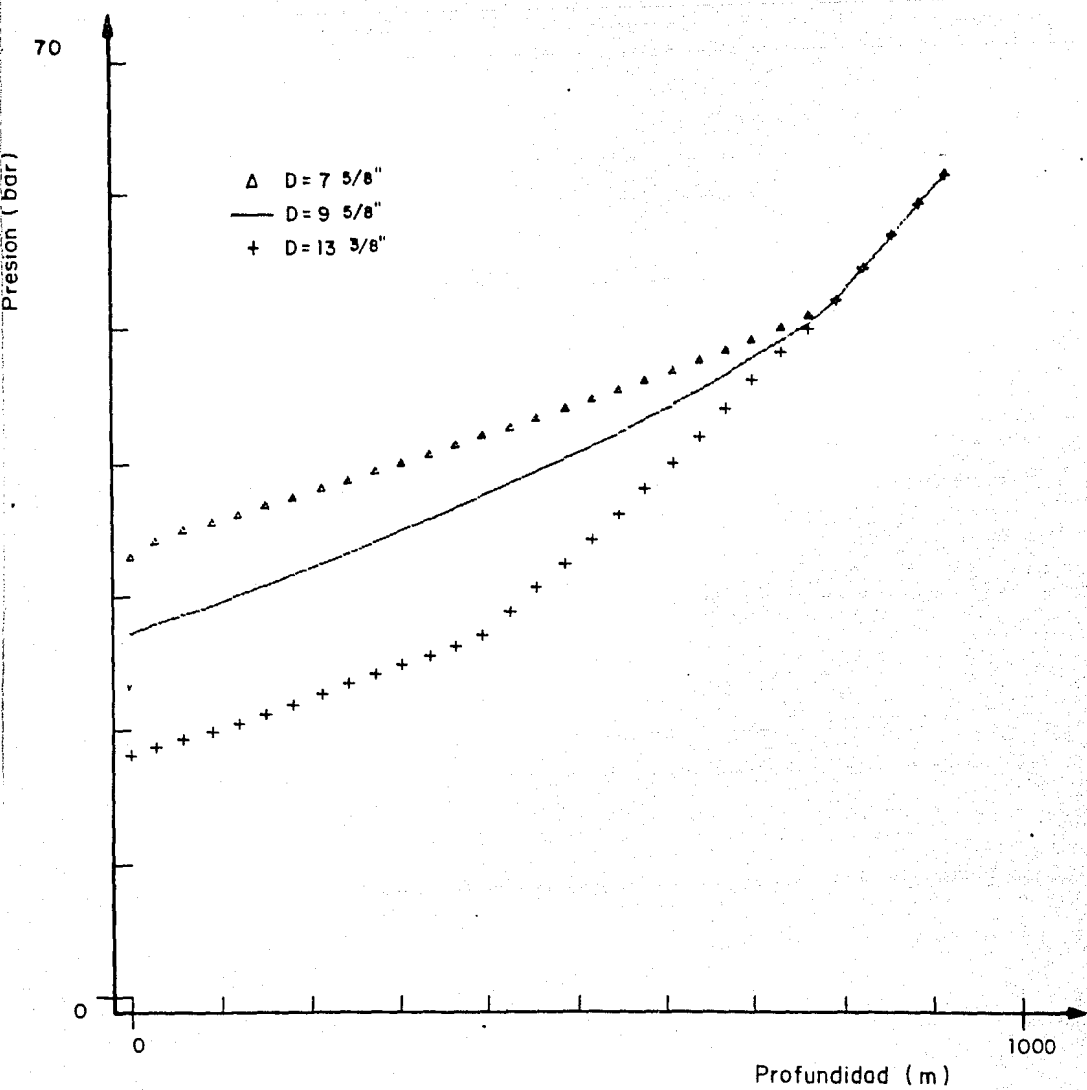


Fig 29. Perfiles de presión en el pozo 14-2 suponiendo 3 diferentes diámetros del conducto. El diámetro intermedio corresponde al caso real.

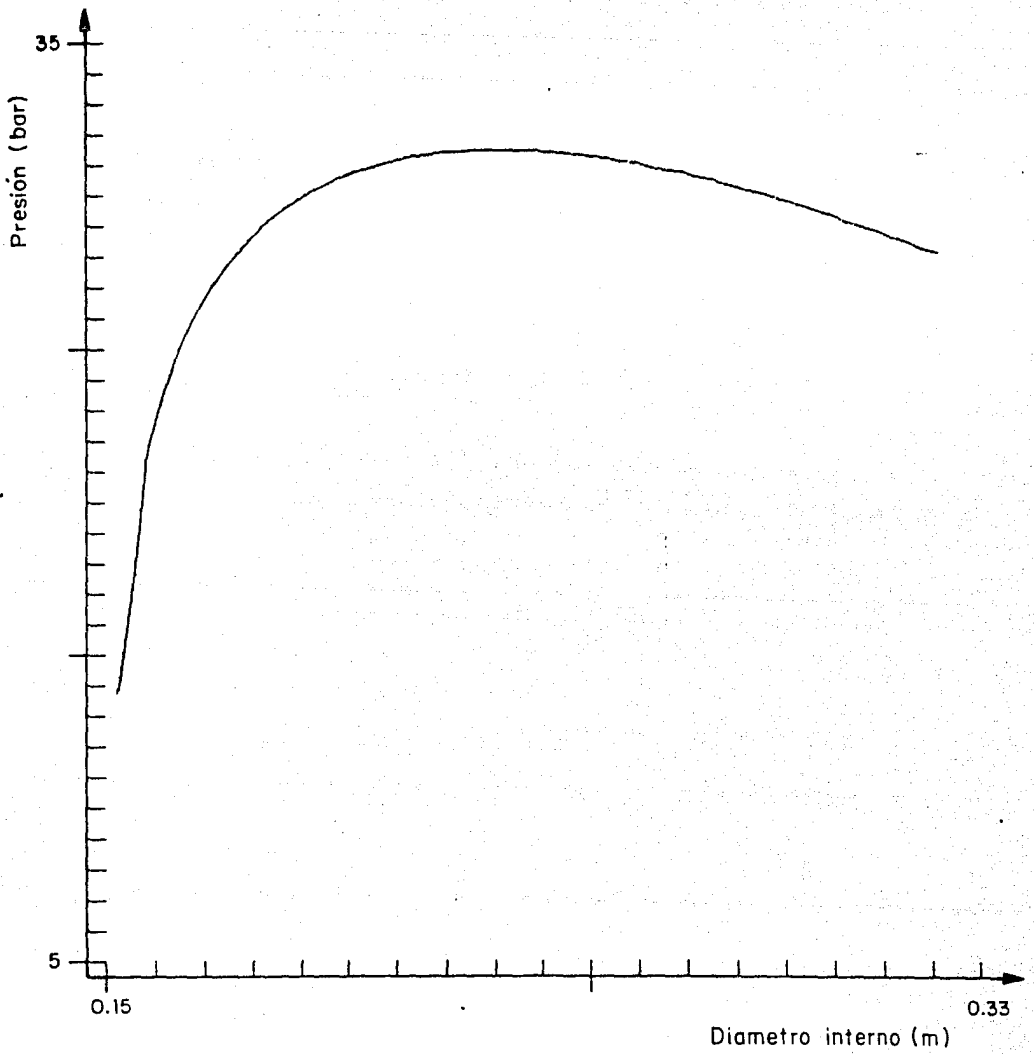


Fig 30. Presión en la descarga como función del diámetro del pozo. Se supuso una variación uniforme a lo largo de todo el pozo.

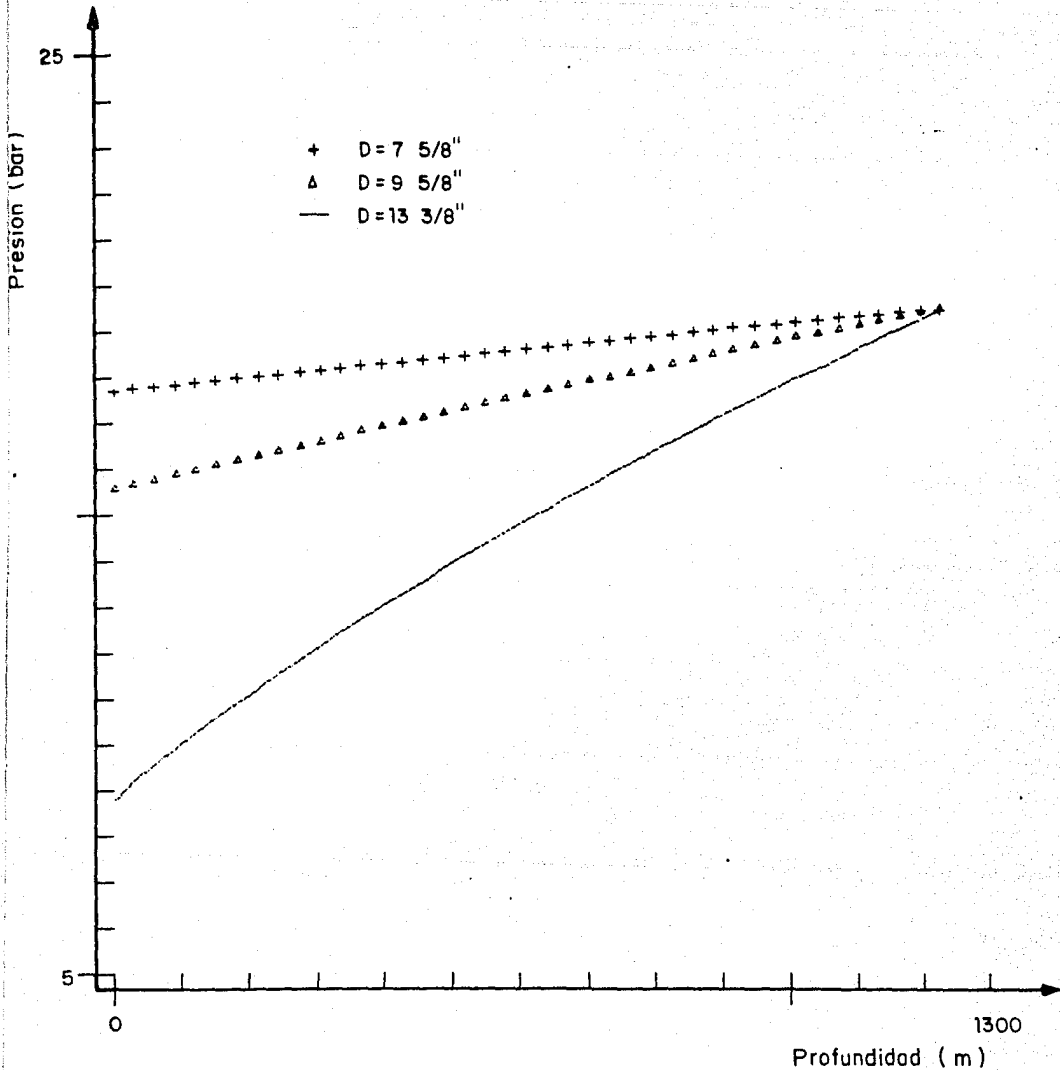


Fig 31. Perfiles de presión en el pozo HGPA-1 suponiendo 3 diferentes diámetros del conducto.

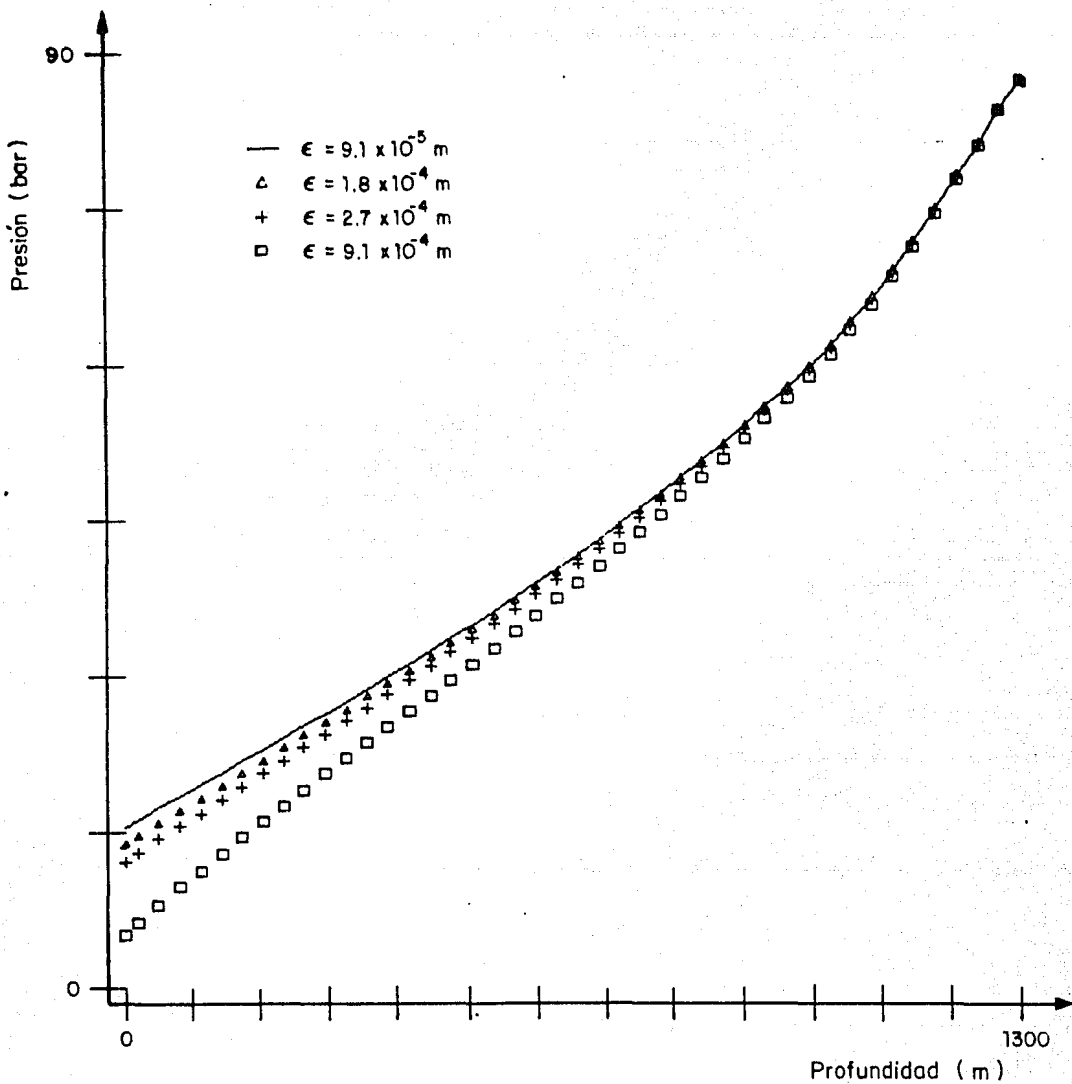


Fig 32. Efecto de la rugosidad en los perfiles de presión para el pozo M-90. La línea continua corresponde al valor utilizado en la simulación que se muestra en la fig 2.

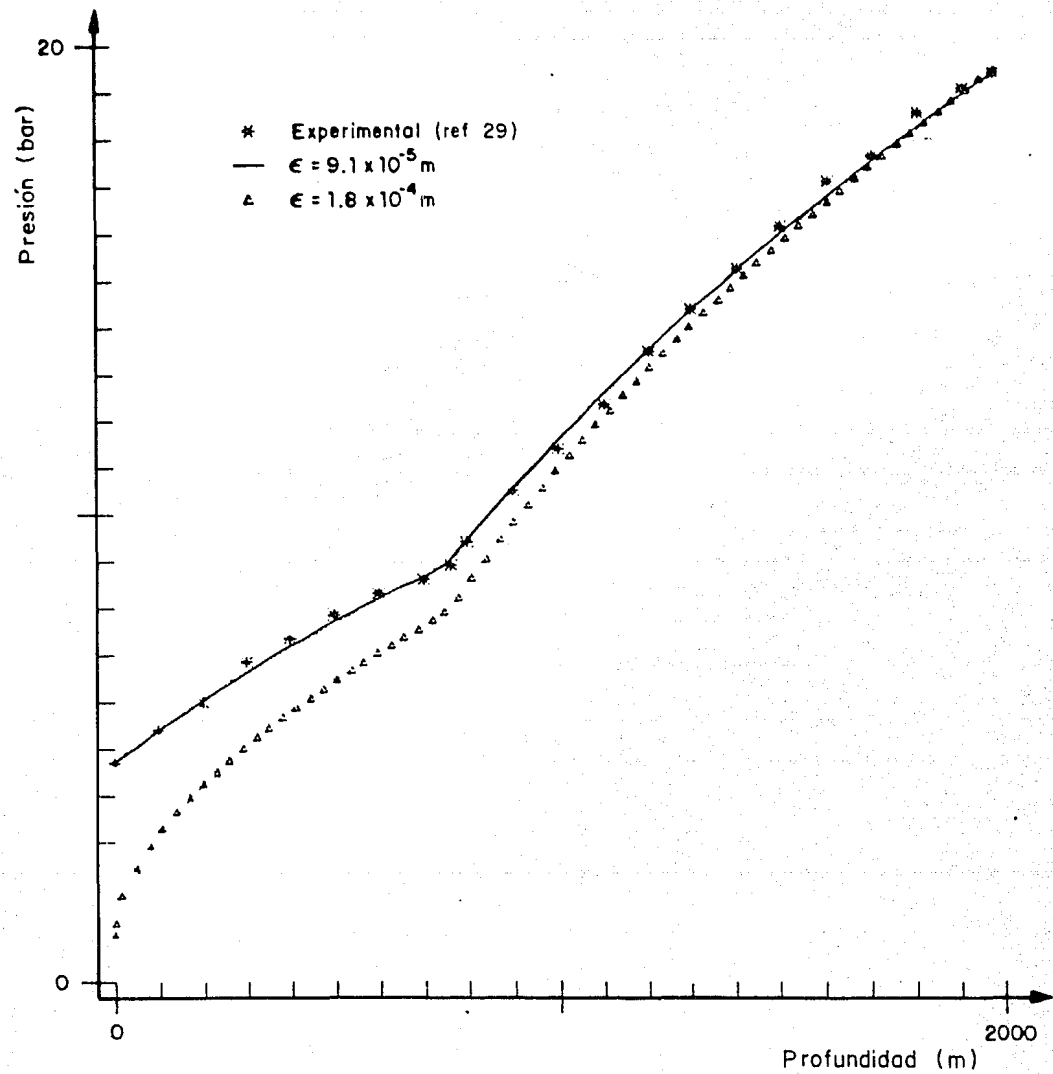


Fig 33. Efecto de la rugosidad en los perfiles de presión para el pozo HGPA-1.

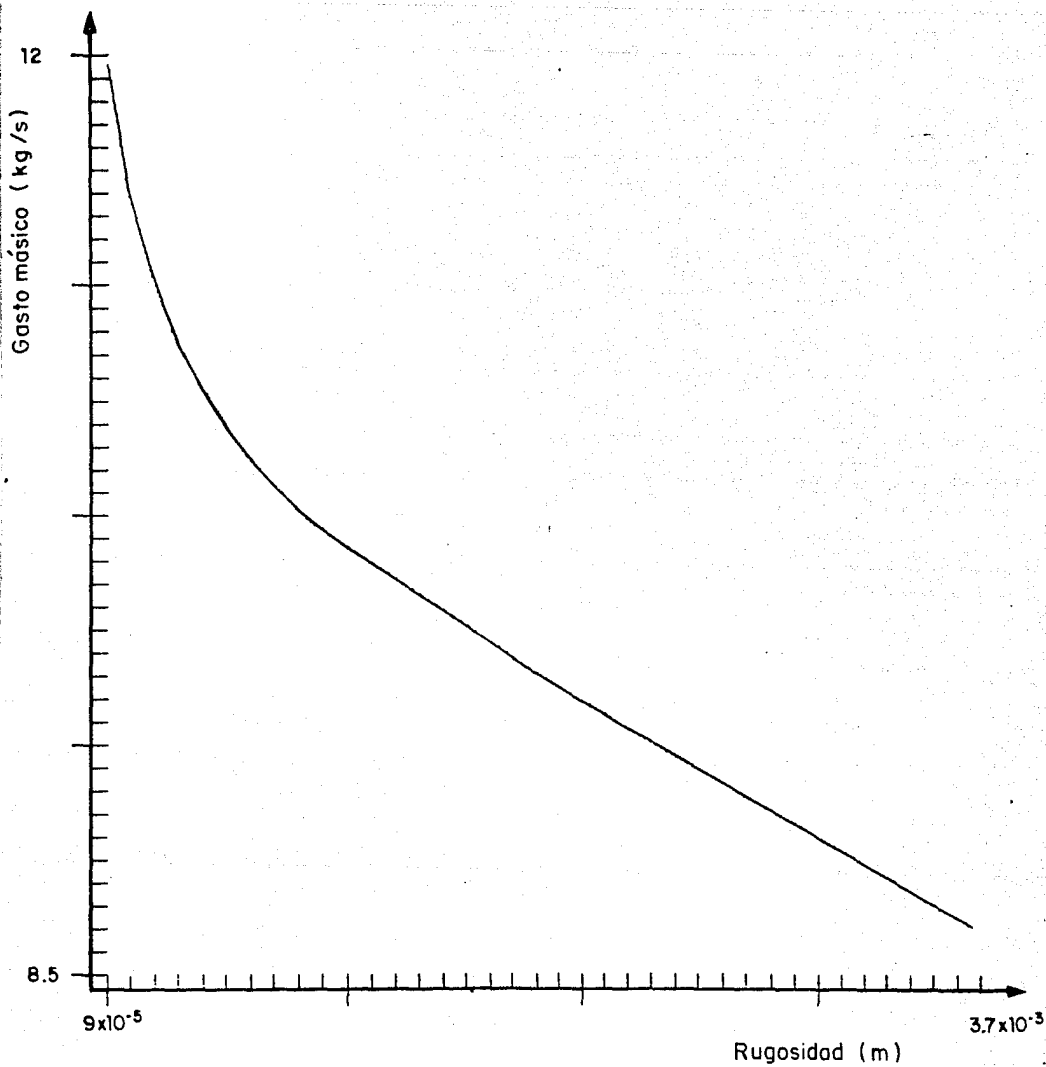


Fig 34. Variación del gasto como función de la rugosidad para condiciones constantes de presión en el fondo y en la boca del pozo. Los datos corresponden al pozo HGPA-1.

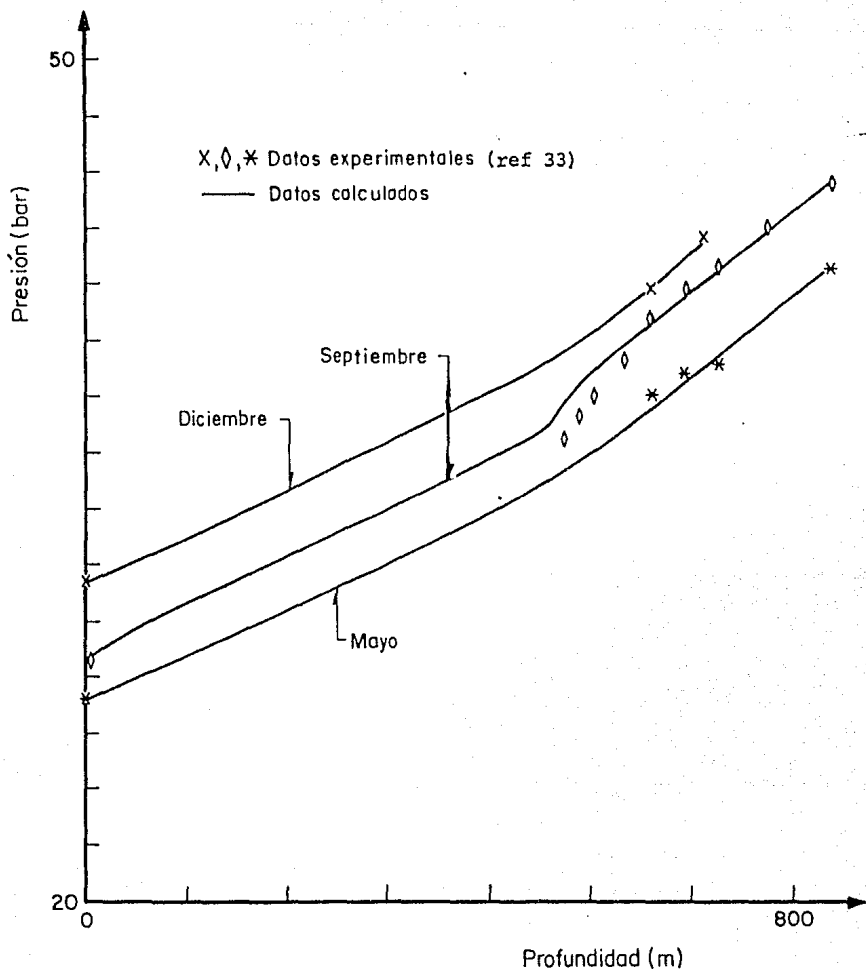


Fig 35. Efecto de la deposición de sólidos sobre las condiciones de presión en el pozo BR-11.

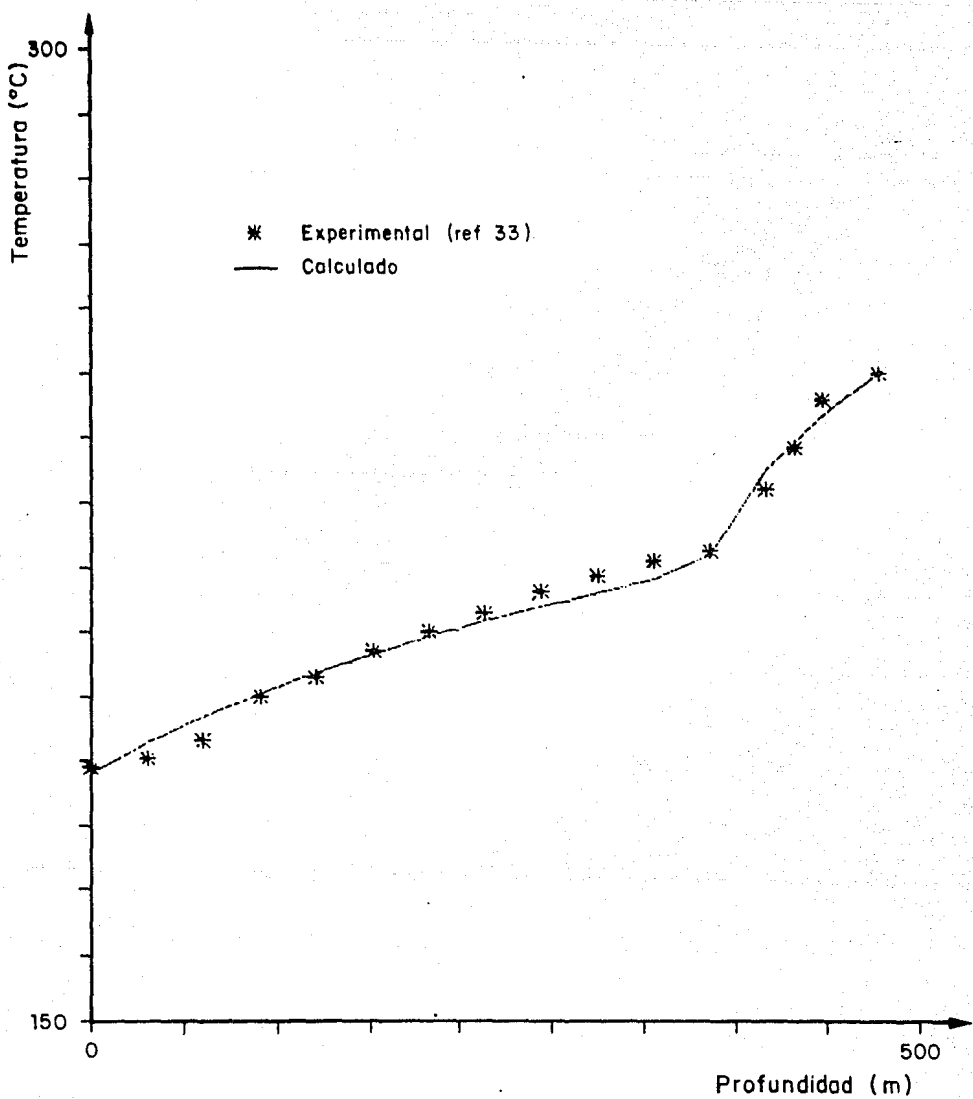


Fig 36. Perfiles de temperatura medido y calculado en el pozo Wairakei-27 tomando en cuenta la deposición de sólidos.

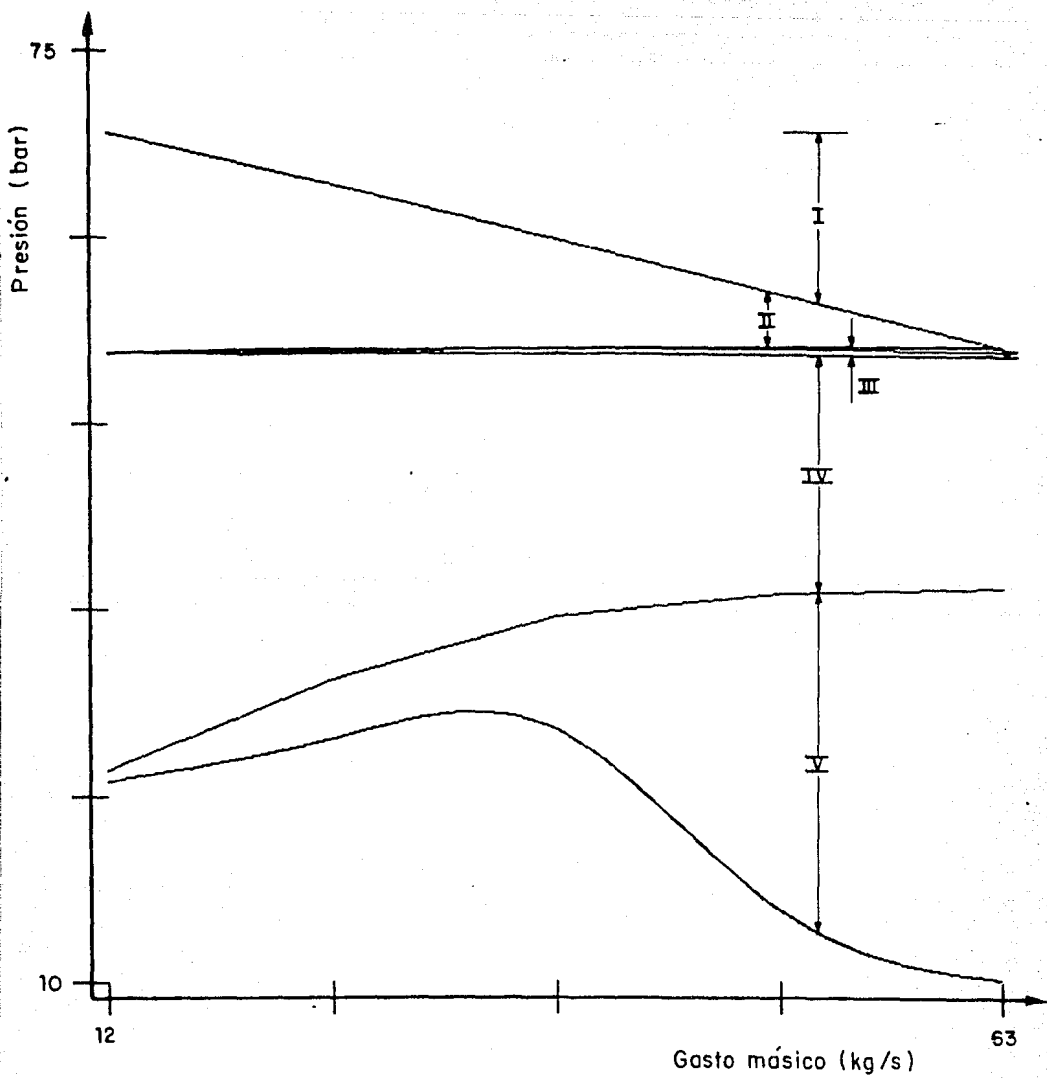


Fig 37. Curvas de presión en el pozo 14-2 para un diámetro de $7\frac{5}{8}$ ".

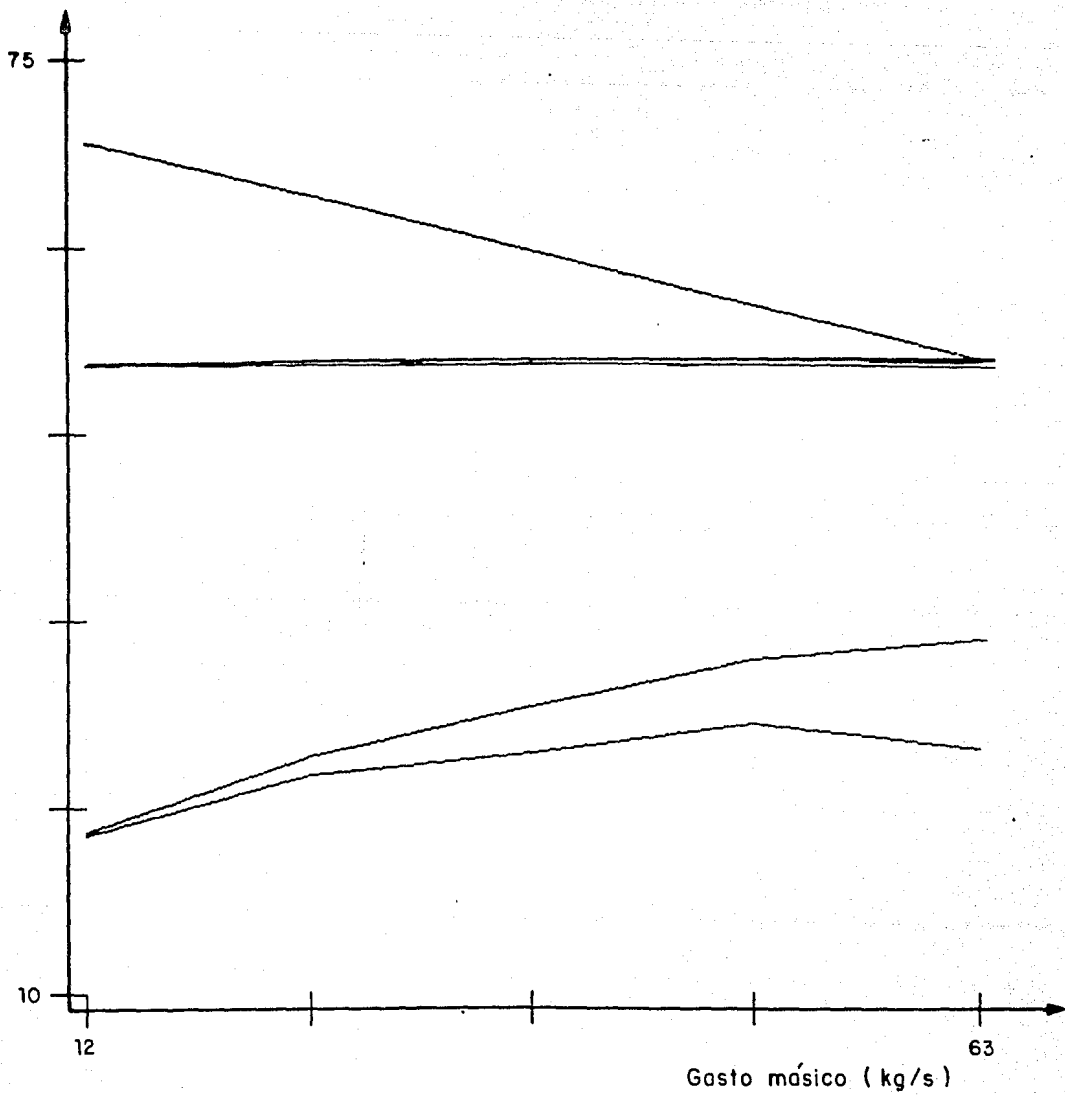


Fig 38. Curvas de presión en el pozo 14-2 para un diámetro de $9\frac{5}{8}$ ".

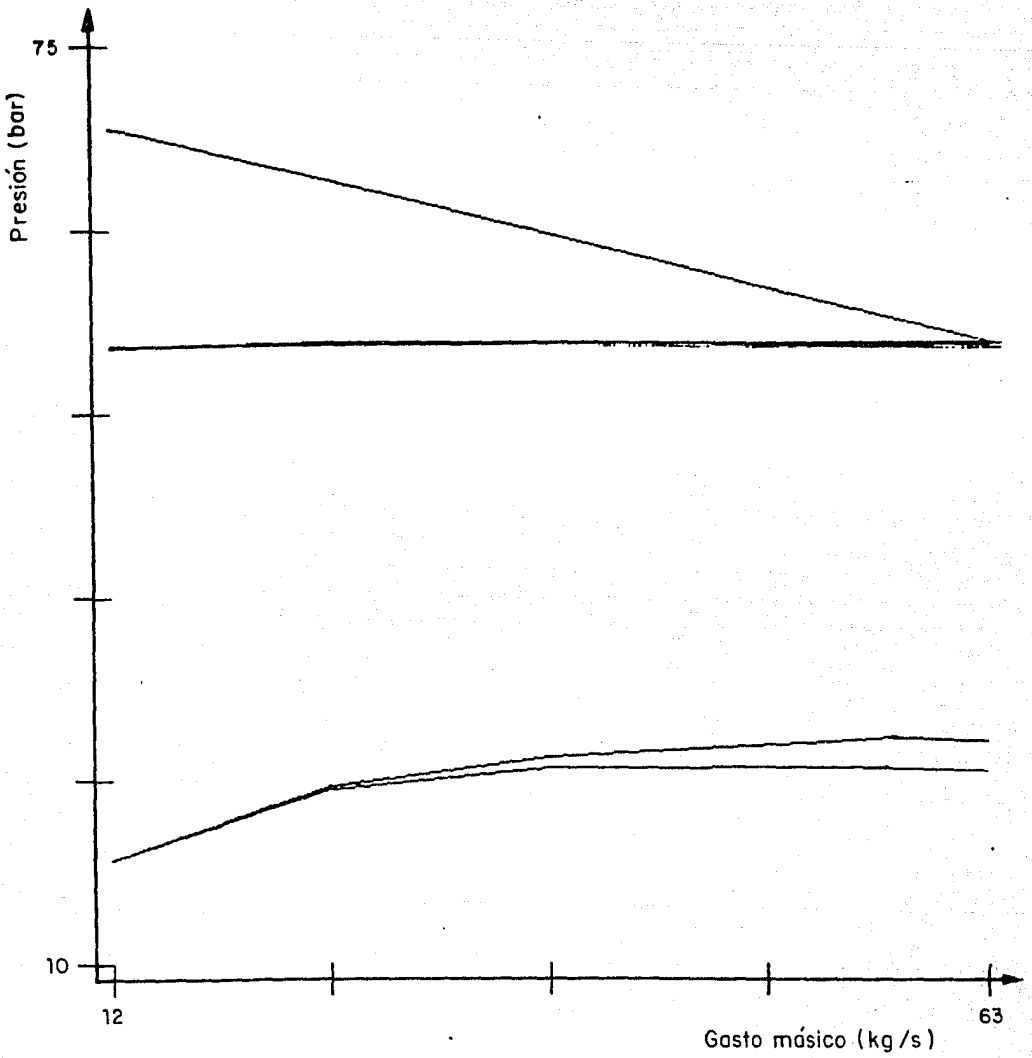


Fig 39. Curvas de Presión en el pozo 14-2 para un diámetro de $13^{3/8}$ ".

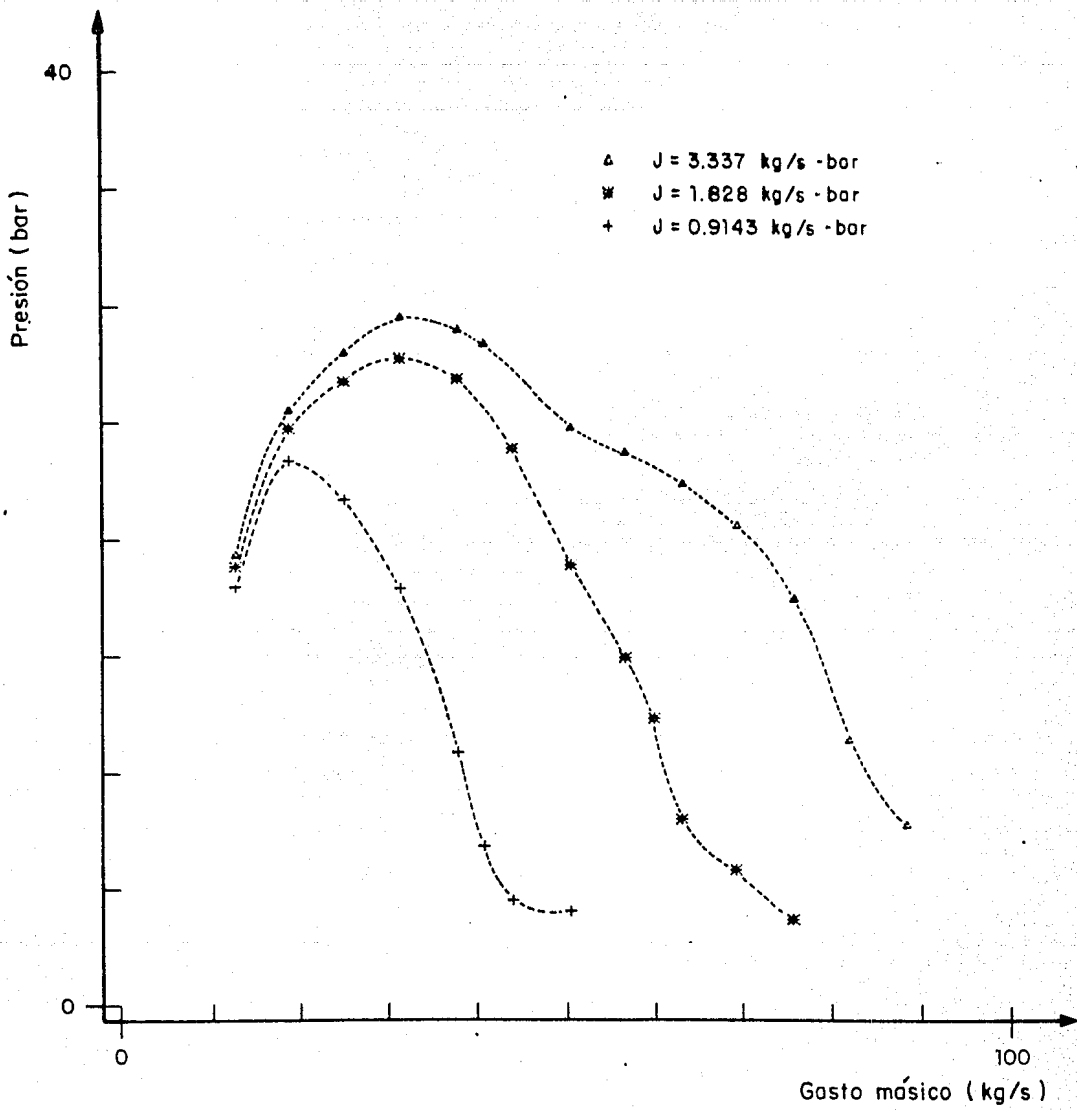


Fig 40. Curvas de producción para el pozo Hot-Springs 14-2 considerando 3 valores diferentes del índice de producción.

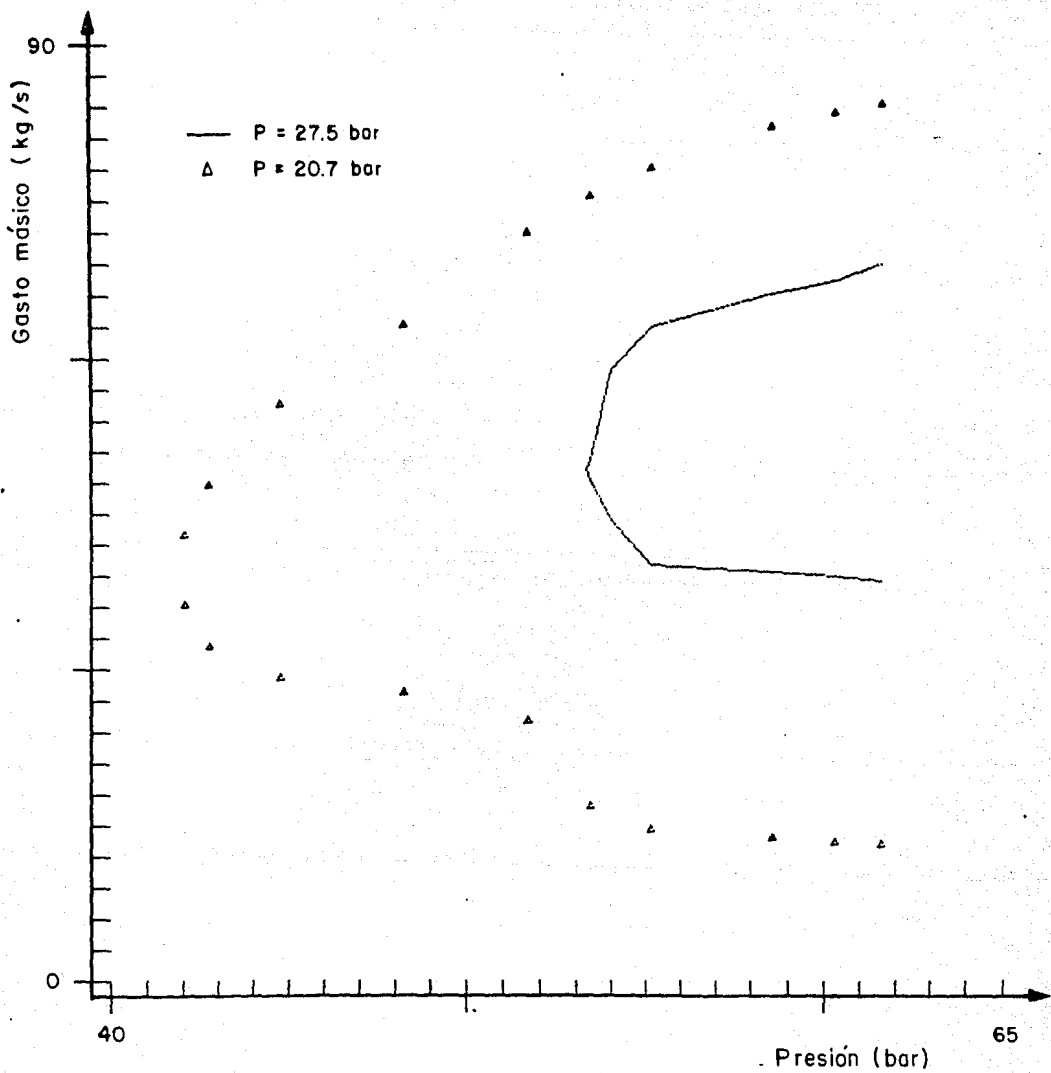


Fig 41. Curvas de disponibilidad para el pozo Hot-Springs 14-2 suponiendo 2 diferentes valores de presión en la descarga.

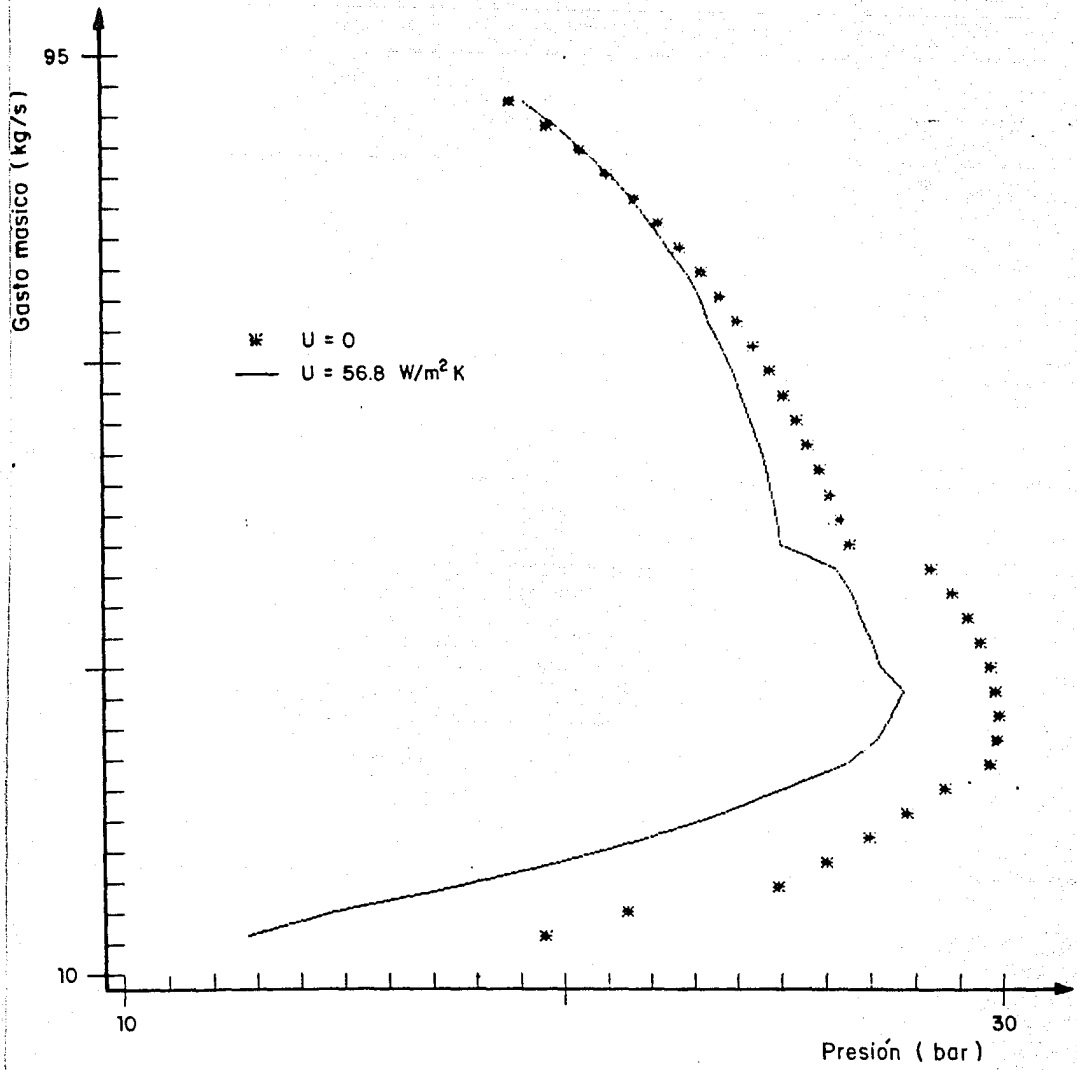


Fig 42. Presión en boca-pozo como función del gasto para el pozo Hot-Springs 14-2.

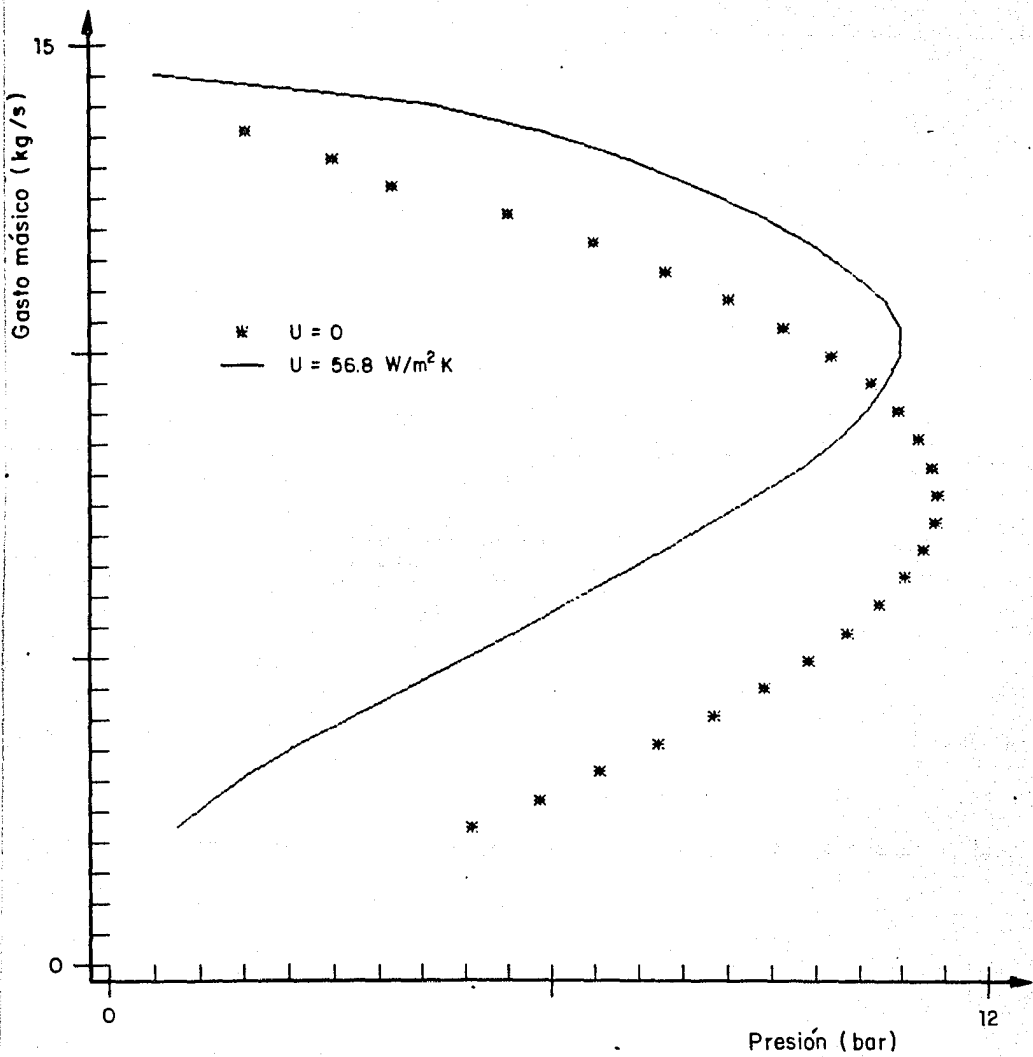


Fig 43. Presión en boca-pozo como función del gasto para el pozo HGPA-1. Se puede observar que a medida que aumenta el gasto el efecto de la transferencia de calor disminuye.

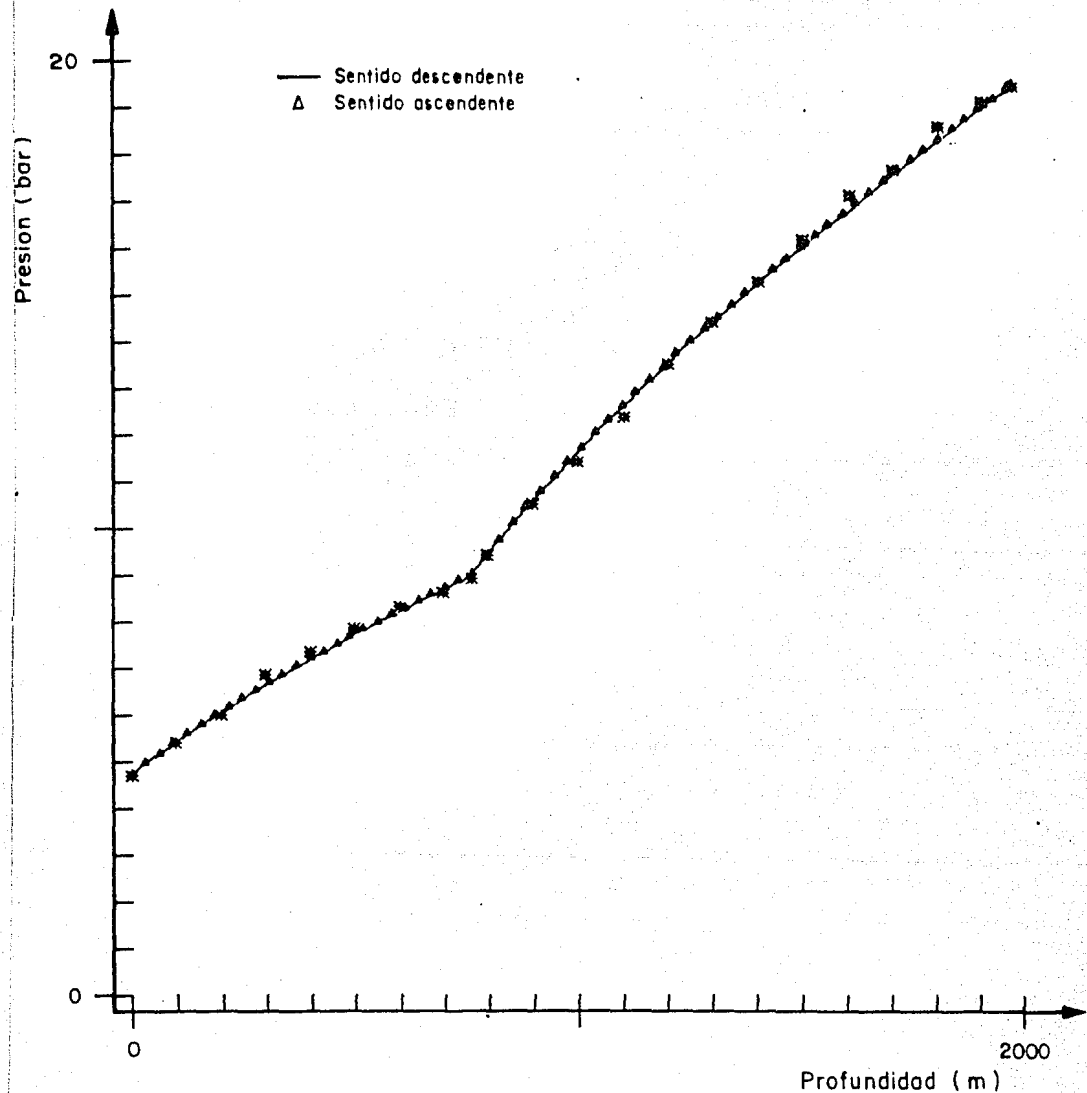


Fig 44. Efecto del sentido de cálculo en un pozo operando en un régimen de flujo.

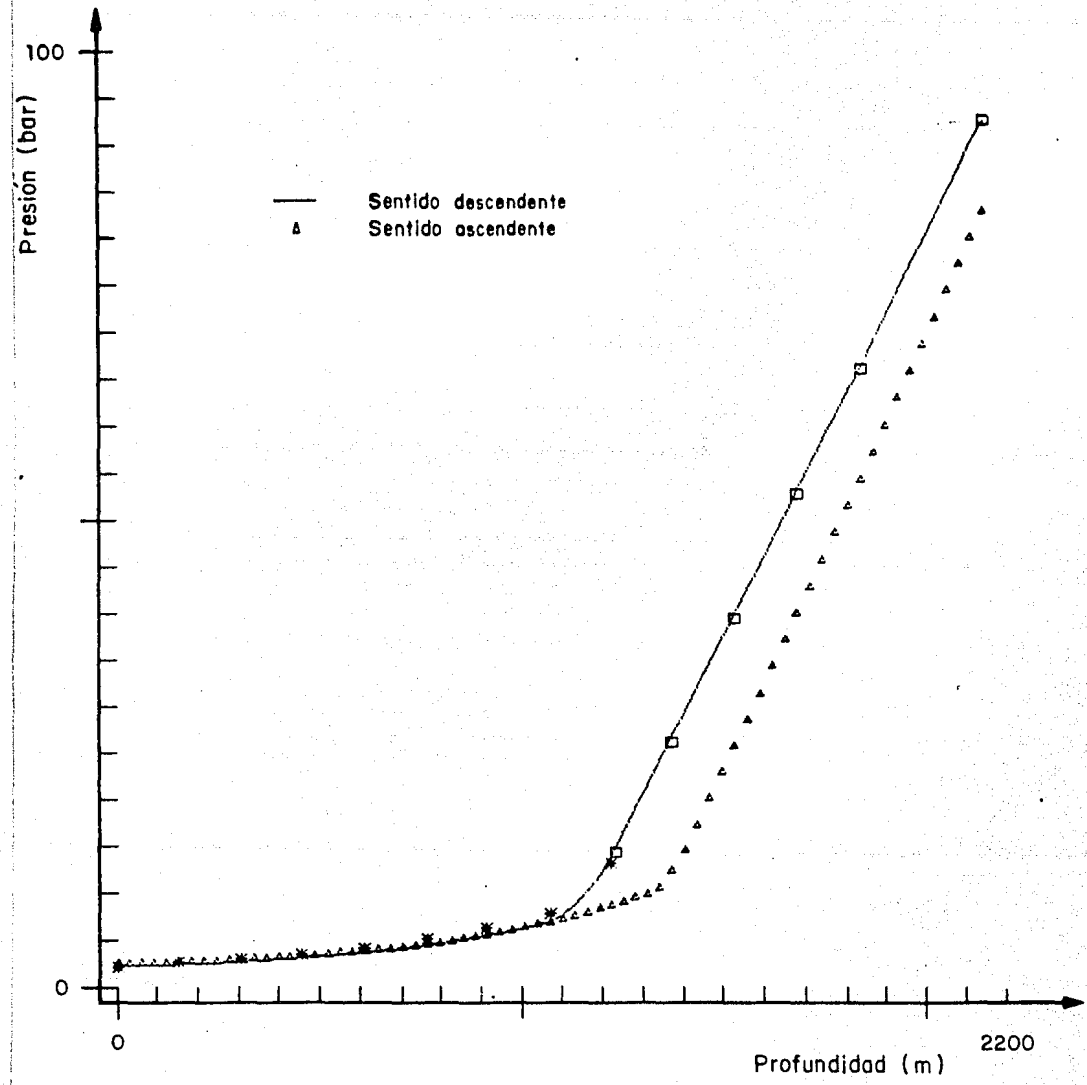


Fig 45. Efecto del sentido de cálculo en un pozo que experimenta cambios de patrón de flujo.

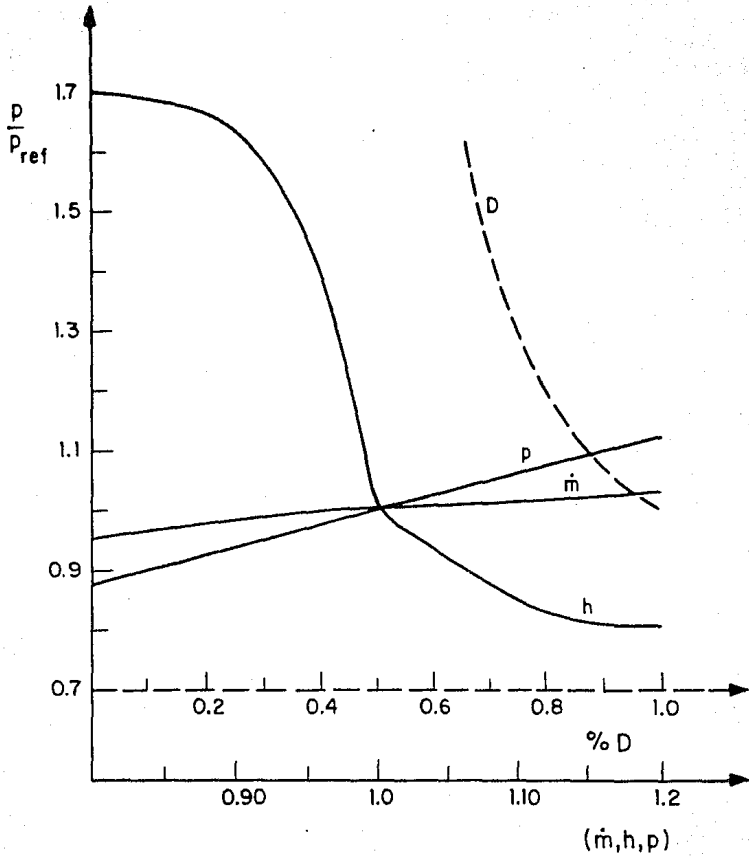


Fig 46. Influencia del error de medición de parámetros de superficie sobre el cálculo de la presión en el fondo del pozo M-90.

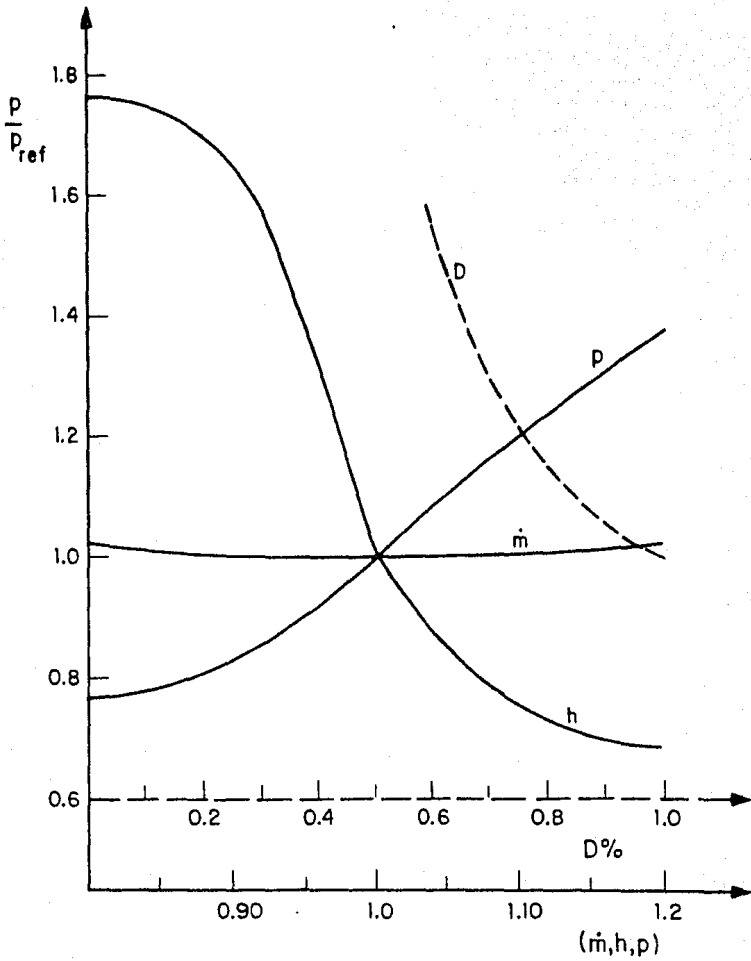


Fig 47. Influencia del error de medición de parámetros de superficie sobre el cálculo de la presión en el fondo del pozo 14-2.

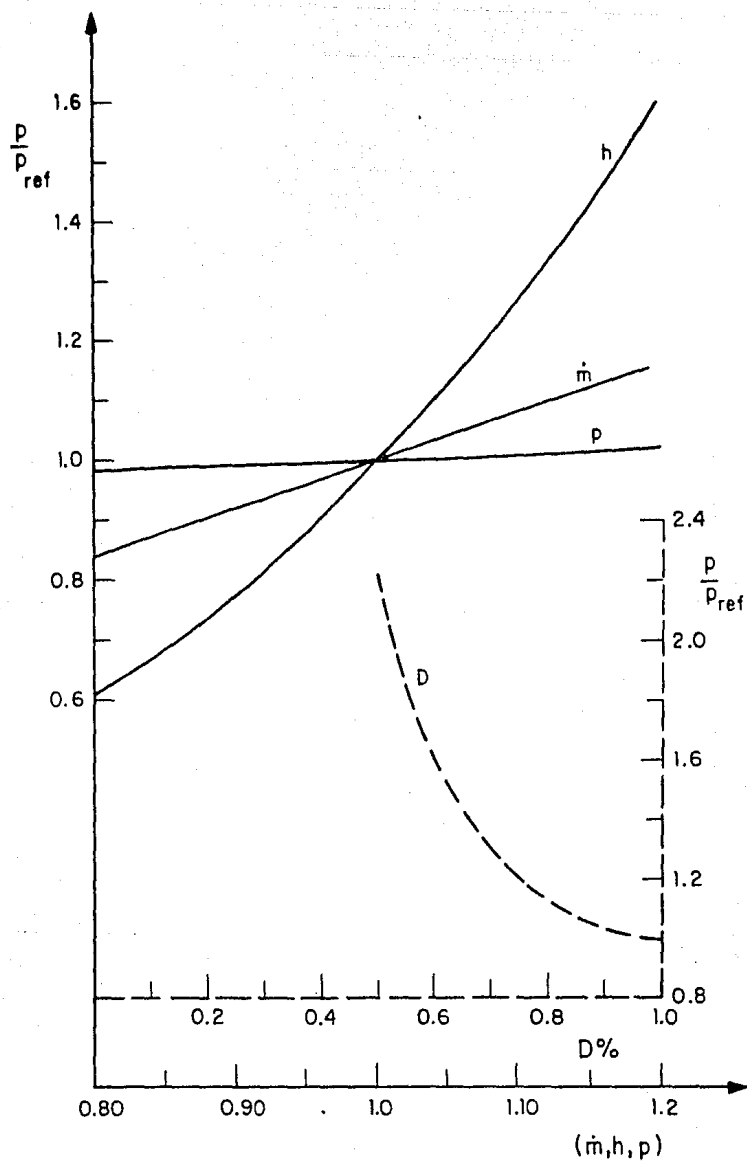


Fig 48. Influencia del error de medición de parámetros de superficie sobre el cálculo de la presión en el fondo del pozo HGPA-1.