

"SIMULADOR NUMERICO DE BROTES EN POZOS DE GAS DURANTE LA PERFORACION"

FILEMON RIOS CHAVEZ

T E S I S

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA

FACULTAD DE INGENIERIA

DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER

EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA

(PETROLERA)

CIUDAD UNIVERSITARIA

AGOSTO/1985.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



DEPFI

T. UNAM

1989

RIO

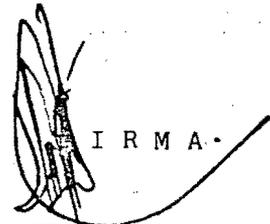
"SIMULADOR NUMERICO DE BROTES EN POZOS DE GAS DURANTE LA PERFORACION"

CREDITOS ASIGNADOS A LA TESIS: DIEZ 10

APROBADO POR EL JURADO:

PRESIDENTE: DR. GUILLERMO DOMINGUEZ VARGAS.
VOCAL: M. EN I. PEDRO J. CAUDILLO MARQUEZ.
SECRETARIO: M. EN I. FRANCISCO SANCHEZ ARREDONDO.
SUPLENTE: M. EN C. JUAN GILBERTO LEON LOYA.
SUPLENTE: DR. FERNANDO RODRIGUEZ DE LA GARZA.

I R M A .



P. Caudillo Marquez

F. Sanchez Arredondo

Juan Gilberto Leon Loya

Fernando Rodriguez de la Garza

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

"SIMULADOR NUMERICO DE BROTES EN POZOS DE GAS DURANTE LA PERFORACION"

DIRECTOR DE TESIS:

M. EN I. PEDRO JAVIER CAUDILLO MARQUEZ

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN INGENIERIA

PRESENTA

FILEMON RIOS CHAVEZ

MI SINCERO AGRADECIMIENTO
A LAS PERSONAS QUE DIRECTA O INDIRECTAMENTE
ME ALENTARON PARA REALIZAR ESTE TRABAJO

MI SINCERO RECONOCIMIENTO A LOS MIEMBROS DEL JURADO:

DR. GUILLERMO DOMINGUEZ VARGAS

M. EN I. PEDRO J. CAUDILLO MARQUEZ

M. EN I. FRANCISCO SANCHEZ ARREDÓNDO

M. EN C. JUAN GILBERTO LEON LOYA

DR. FERNANDO RODRIGUEZ DE LA GARZA

POR SU AYUDA Y OBSERVACIONES EN EL DESARROLLO DEL PRESENTE TRABAJO

C O N T E N I D O

	Página
RESUMEN	
INTRODUCCION	1
ANTECEDENTES	3
DESCRIPCION DEL SIMULADOR	4
ESQUEMA DE SOLUCION	5
MODELO DEL YACIMIENTO	8
TRANSFORMACIONES EMPLEADAS	8
ESQUEMA DE DIFERENCIAS FINITAS	10
MODELO DE LA SARTA DE PERFORACION	13
ECUACION DE CONTINUIDAD EN TUBERIAS VERTICALES	13
ECUACION DE CONSERVACION DE ENERGIA	14
FLUJO BIFASICO	14
ECUACION DE CONSERVACION DE ENERGIA EN FLUJO DE GAS	16
CONDICIONES DE DESCONTROL	20
VELOCIDAD DE ENTRADA DEL GAS AL POZO	21
DIAMETRO INICIAL DE LAS BURBUJAS	21
VELOCIDAD DE ASCENSO DE LAS BURBUJAS DE GAS	22
HIDRAULICA DE UN SISTEMA CONTAMINADO	23
COMPORTAMIENTO DURANTE UNA MANIFESTACION	25
FLUJO ABIERTO	27
POZOS DE ALIVIO	30
CONCLUSIONES	39
NOMENCLATURA	40
REFERENCIAS	42
LISTADO DE PROGRAMA	45

R E S U M E N

Se presenta un simulador de diferencias finitas que describe el comportamiento de un pozo que ha presentado una manifestación de gas durante la perforación. En el análisis se considera al yacimiento como un conjunto de celdas anulares alrededor del pozo, a los que se les aplica la ecuación de difusión de gases reales a través del medio poroso. El esquema de solución en él, es condicionado a interactuar simultáneamente con la teoría del flujo vertical de burbujas de gas a través del lodo de perforación. El espacio anular es dividido en un conjunto de celdas que considera cambios de temperatura y presión y variaciones en las propiedades del gas y el lodo, de tal forma que se satisfacen las ecuaciones de continuidad y conservación de energía en tuberías verticales. Analizándose el caso de flujo abierto de gas a la atmósfera como un caso particular.

Tanto en el medio poroso como en la tubería se consideran condiciones de flujo en régimen variable, es decir, dependientes del tiempo.

El simulador puede emplearse para analizar diferentes alternativas durante el brote y descontrol de un pozo de gas.

I N T R O D U C C I O N

La simulación numérica consiste en la representación del comportamiento de un sistema a partir de su comportamiento externo, es decir, mediante la información obtenida durante una manifestación de gas es posible realizar una interpretación de los fenómenos de flujo que ocurren internamente en un sistema -- formado por un yacimiento en conjunto con un pozo, cuando es sometido a diferentes condiciones de control.

En forma general se puede decir que los simuladores se pueden clasificar en dos grupos: Los modelos físicos y los modelos numéricos. Los físicos son aquellos procesos que se realizan a pequeña escala para posteriormente hacerlos extensivos a nivel industrial, como un ejemplo de estos modelos se tiene un laboratorio donde se realizan pruebas para posteriormente generalizarlo a nivel industrial. Los numéricos son aquellos que son basados en un conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento, considerando las propiedades variacionales en cada uno de sus puntos.

Con el advenimiento de las computadoras, se han desarrollado modelos para simular el comportamiento desde un juego de ajedrez hasta un proceso en una planta.

La importancia de emplear los modelos de simulación numérica consiste esencialmente en que por medio de varias corridas de computadora es posible analizar una amplia variedad de alternativas de operación contrariamente a lo que se tiene en la práctica donde únicamente la opción a realizar es una.

La observación del comportamiento del modelo bajo diferentes opciones, ayuda a la selección de las condiciones más favorables para la operación de un pozo. Entre las interrogantes que se plantean al hacer un estudio de simulación numérica de un brote se pueden mencionar las siguientes:

¿Cuál es la velocidad de ascenso de las burbujas de gas en un sistema de fluido de perforación contaminado con fluidos de formación con objeto de tomar las medidas necesarias para manejar las presiones y el gas producido?

¿Cuál es la zona del yacimiento influenciada por los efectos del des-

control a fin de localizar un pozo de alivio?

¿Cómo afecta la configuración de la sarta de perforación y del pozo -- las presiones y demás parámetros de control?

¿Cómo influye la posición de la sarta de perforación sobre el tiempo - de control?

¿Cuál es el gasto de gas que se puede manejar en diferentes patrones - de flujo durante el descontrol?

Las respuestas a estas preguntas pueden encontrarse si se hace un estudio de simulación numérica.

A N T E C E D E N T E S

Se ha observado en el transcurso de la perforación de pozos de gas, - que existe una disminución en la incidencia en los problemas causados por el -- descontrol de los pozos. A pesar de que se han publicado una gran cantidad de ar- tículos 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10 en la literatura especializada en la materia, se - puede decir que los modelos presentados en ellos no son representativos de las características del flujo que existe durante una manifestación de gas o control de brotes, debido a que representan al yacimiento como una fuente de gas -tan - que cerrado a presión- sin involucrar los factores que intervienen en el flujo de fluidos en el medio poroso. Esta suposición trae como consecuencia una inter- pretación incorrecta de los fenómenos de flujo. De acuerdo a antecedentes prác- ticos observados directamente durante la perforación de pozos en el D.F.N.E., - las manifestaciones o brotes se pueden controlar atendiendo unicamente a los an- tecedentes teóricos en la tubería sin tomar en cuenta al yacimiento, sin embar- go por los resultados se puede decir que este control es temporal debido a que existe restauración de presión por acomodamiento del gas en la vecindad del agu- jero de las porciones más alejadas del medio poroso.

La finalidad del presente trabajo es obtener la interrelación de los mecanismos de flujo de burbujas de gas en el lodo a través de la tubería repre- sentando el yacimiento en una forma más realista, por lo que este estudio es la integración de dos simuladores de diferencias finitas.

DESCRIPCION DEL SIMULADOR

El modelo empleado en este estudio es la integración de dos modelos con dicionados a interactuar simultáneamente, uno en el yacimiento y otro en el pozo ambos resueltos por métodos de diferencias finitas.

Las suposiciones más importantes en el simulador son las siguientes:

1. Flujo radial de gas real a través de un medio poroso homogéneo, iso térmico, isotrópico, indeformable, de espesor constante y limitado en su radio - externo, condicionado a interactuar simultáneamente en su lindero interno con -- los fenómenos de flujo correspondientes a la hidráulica del pozo.

2. Las propiedades del gas en el yacimiento se consideran estrictamen- te funciones de la presión, de tal forma que la ecuación del flujo en el medio - poroso es una ecuación diferencial parcial, no lineal.

3. Las propiedades del gas en el pozo se consideran variables dependien- tes de la presión y temperatura en cada uno de los bloques representativos.

El modelo empleado para simular el comportamiento del yacimiento, es - un modelo unidimensional representado por un conjunto de anillos concéntricos es- paciados logarítmicamente en N celdas en su dirección radial, en cada uno de -- ellos se tiene diferentes valores de presión así mismo diferentes propiedades - del gas empleándose un régimen de flujo variable, es decir, el comportamiento es una función estricta del tiempo.

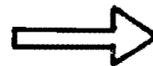
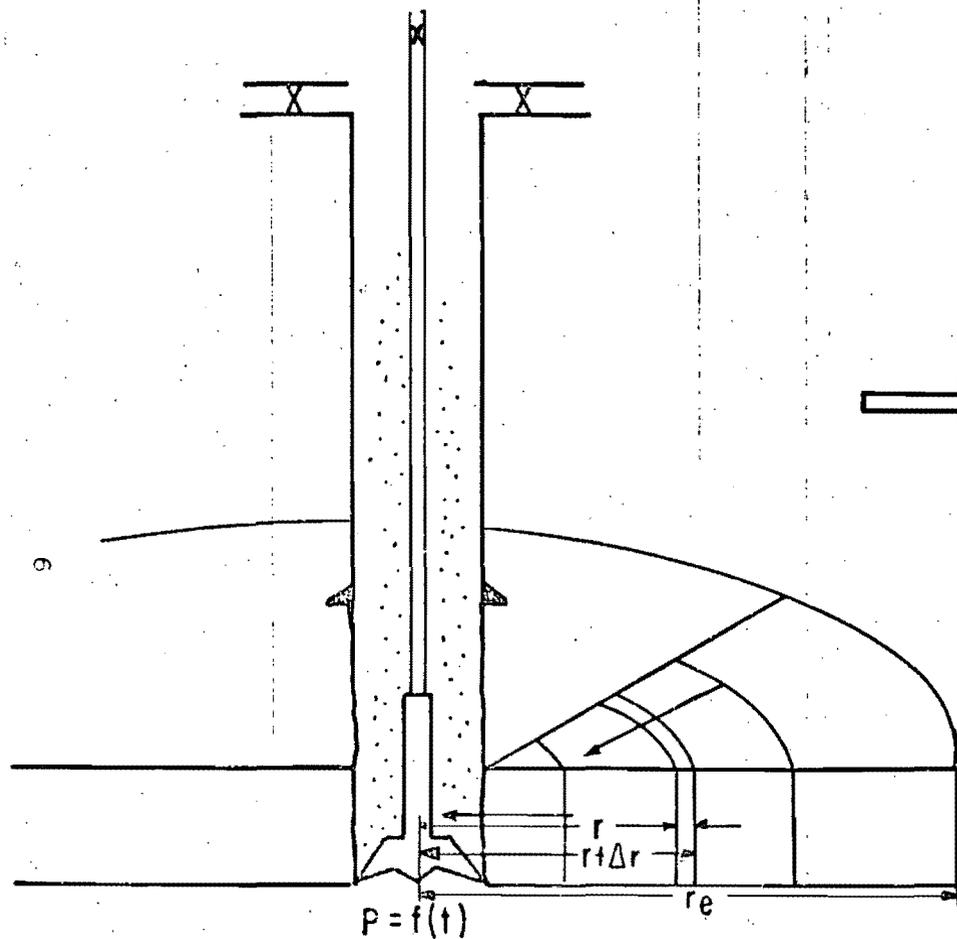
El comportamiento del pozo es simulado a través de un número M de cel- das a lo largo del mismo, cada una de ellas puede tener diferentes valores de -- presión, temperatura, viscosidad, densidad, diámetro de las burbujas y régimen - de flujo.

La interrelación del medio poroso con el pozo es llevada a cabo median- te las condiciones de frontera interna en la solución de la ecuación diferencial que describe el comportamiento en el yacimiento, cuyas condiciones de frontera -

externa se definen a partir de un nodo imagen, localizado en el radio externo. La solución del esquema global yacimiento-pozo se encuentra condicionado a los valores registrados en la superficie de cada una de las variables que intervienen en el control, las cuales dependen del tiempo. Estas variables son las contrapresiones, tanto en tubería de perforación como en tubería de revestimiento, densidad de entrada y de salida, y propiedades reológicas del fluido de control a la profundidad requerida, es simulada por medio de un punto fuente localizado en la celda del pozo correspondiente a la profundidad de la sarta de perforación. El período de observación es dividido en un número de etapas de tiempo en las cuales es posible conocer el comportamiento de cada una de las celdas. Un esquema representativo del problema y su solución se presenta en la Figura 1.

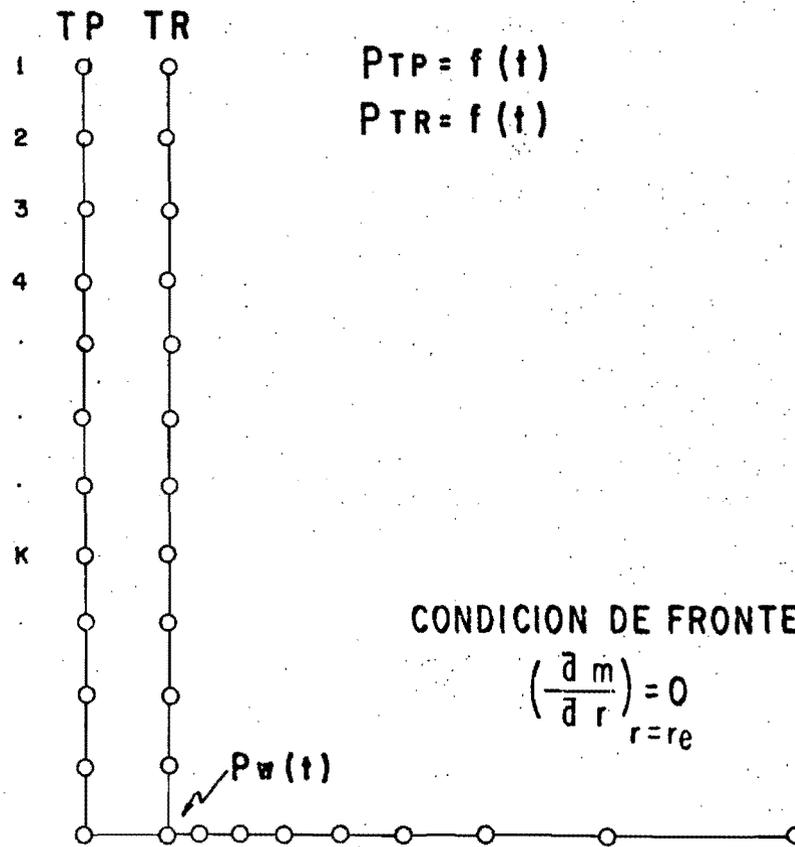
ESQUEMA DE SOLUCION

Debido a que los gastos de gas-líquido y las presiones deben balancearse en cada una de las celdas del sistema yacimiento-pozo, se seleccionó un procedimiento de cálculo que consiste en la determinación de las presiones en cada una de las celdas del pozo, tomando como información los valores de las presiones registradas en la tubería de perforación y revestimiento, empleando la ecuación de conservación de energía en forma descendente. Tanto en el espacio anular como dentro de la tubería de perforación. El procedimiento de cálculo toma en cuenta que el extremo inferior de la sarta de perforación puede localizarse a cualquier profundidad. Los valores de presión obtenidos frente a la formación, son entonces considerados como condiciones de frontera interna en la solución de la ecuación diferencial en el yacimiento, para obtener la distribución de presiones en las celdas del medio poroso. Mediante la evaluación de la derivada de la presión en la vecindad del pozo, se determina el gasto que aporta la formación, este volumen es transformado de acuerdo a la mecánica de flujo, en burbujas de gas que viajan a través del lodo, determinándose el diámetro representativo de las mismas, el gasto de gas y la disminución de la densidad en el lodo en cada una de las celdas del pozo. Este procedimiento se repite consecutivamente para cada uno de los niveles de tiempo, Figura 2.



$$\left(\frac{\partial m}{\partial r}\right)_{r=r_e} = 0$$

REPRESENTACION DEL FENOMENO



CONDICION DE FRONTERA
 $Q = 0$

MODELO DE DIFERENCIAS FINITAS

FIG. 1 REPRESENTACION DEL MODELO

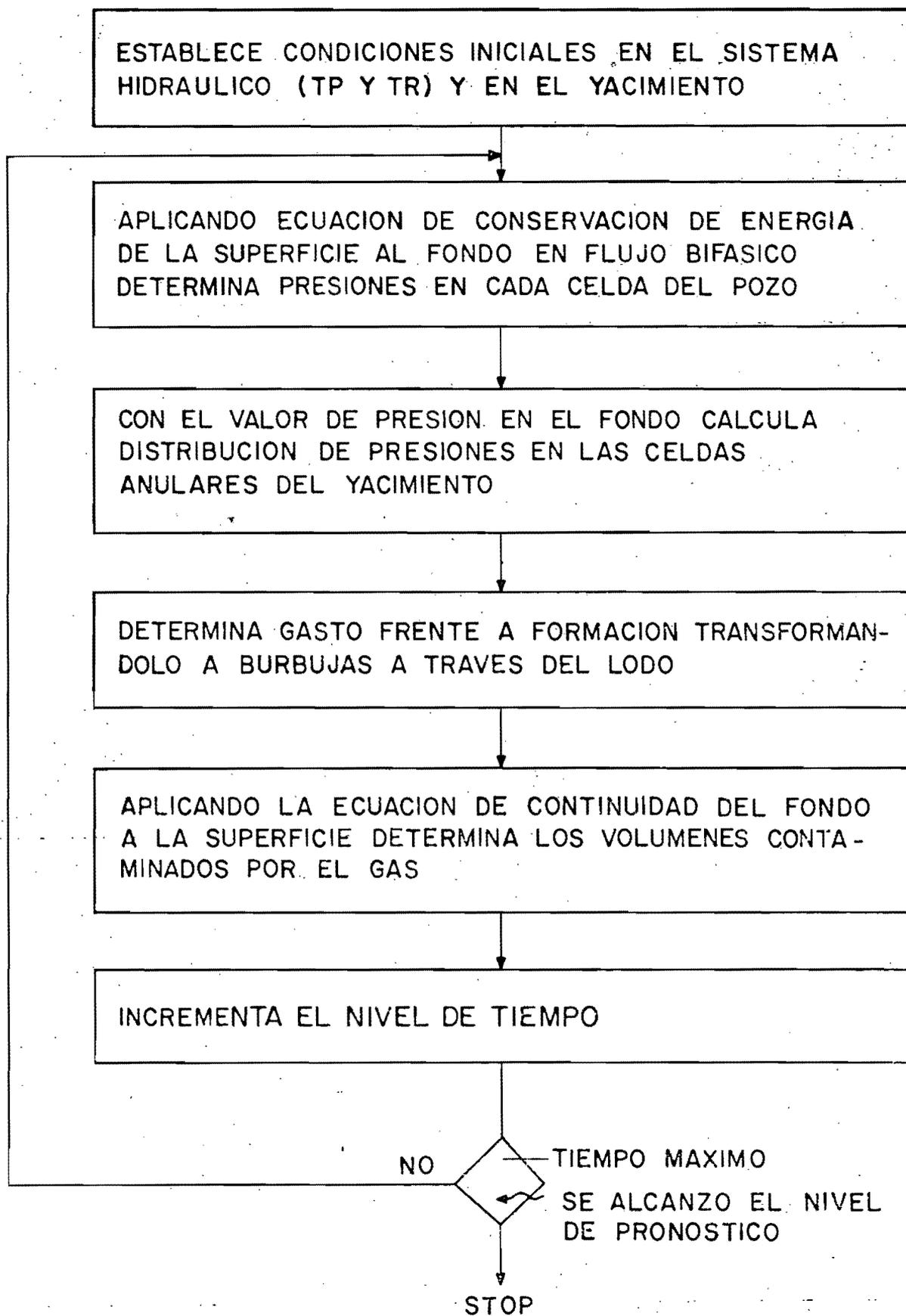


FIG.2 DIAGRAMA DE BLOQUES

MODELO DEL YACIMIENTO

En la totalidad de los artículos publicados ^{1,2,3,4,5,6,7,8,9,10} en la literatura especializada en la materia, se encontró, después de haberse revisado detalladamente que no consideran al yacimiento en su completa definición, es decir, todos ellos lo representan como un depósito a presión que responde instantáneamente al pozo, sin tomar en cuenta sus propiedades como medio poroso, ni su mecánica de flujo. Tomando esto en consideración, se decidió estudiar el comportamiento real del mismo mediante las ecuaciones que estrictamente describen el flujo de gas a través del medio poroso interrelacionados con la hidráulica del pozo durante el brote.

La ecuación que describe el comportamiento del yacimiento en cada una de las celdas es la siguiente:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K}{Z(P) \mu(P)} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \phi \right) \quad (1)$$

La expresión anterior es la combinación de la ecuación de continuidad, la Ley de Darcy y la ecuación general del estado gaseoso y movimiento de flujo de gas real a través de un medio poroso en flujo radial.

TRANSFORMACIONES EMPLEADAS

La ecuación diferencial del medio poroso no se resuelve para la presión en las celdas, sino es planteada en términos de pseudopresión. La ventaja de utilizar esta nueva variable, radica en agrupar las propiedades del gas como son el factor de supercompresibilidad, la viscosidad y la presión en ella para encontrar la solución a la ecuación diferencial y posteriormente transformar las pseudopresiones a presiones mediante el procedimiento propuesto por Al Hussainy y Ramey¹¹, donde $m(p)$, es la función pseudopresión de los gases reales definida como:

$$m(P) = 2 \int_{P_b}^P \frac{P dp}{\mu(P) Z(P)} \quad (2)$$

La transformación anterior nos permite trabajar la ecuación (1) de la siguiente forma:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(P)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu C_g}{K} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \quad (3)$$

La cual a su vez puede ser expresada así:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial m(P)}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial m(P)}{\partial t_D} \quad (4)$$

Mediante las siguientes transformaciones:

Tiempo Adimensional

$$t_D = \frac{K t}{\phi \mu C_g r_w^2} \quad (5)$$

Radio Adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (6)$$

Sin embargo la ecuación no. 4 se encuentra en coordenadas cilíndricas y tiene solución analítica si el gasto o la presión son constantes en el lindero interno. Como esta suposición no es válida en el análisis planteado, es conveniente transformarla a un pseudoespacio lineal quedando de la siguiente forma y pretender una solución numérica.

$$\frac{\partial^2 m(P)}{\partial X_D^2} = e^{2X_D} \frac{\partial m(P)}{\partial t_D} \quad (7)$$

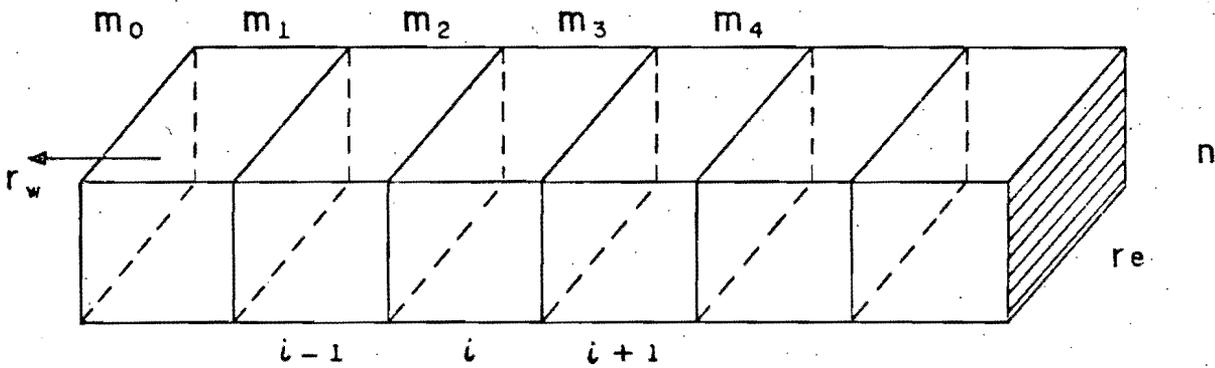
La ecuación 7 es la conversión de la ecuación diferencial de un sistema cilíndrico a un sistema lineal al aplicarle la siguiente transformación:

$$X_D = L_n r_D \quad (8)$$

ESQUEMA DE DIFERENCIAS FINITAS

La ecuación 7 puede resolverse por el método de diferencias finitas en cada una de las celdas resultando de la siguiente forma:

$$\frac{m_{i-1,n+1} - 2m_{i,n+1} + m_{i+1,n+1}}{(\Delta X_D)^2} = e_i^{2X_D} \frac{m_{i,n+1} - m_{i,n}}{\Delta t_D} \quad (9)$$



La solución simultánea de la ecuación 8 implica la solución de una matriz tridiagonal.

La matriz planteada tiene la siguiente forma:

MATRIZ DE COEFICIENTES

$$\begin{pmatrix} -(2 + \frac{e^{2xD_1}}{\lambda}), 1 \\ 1 - (2 + \frac{e^{2xD_2}}{\lambda}), 1 \\ 1 - (2 + \frac{e^{2xD_3}}{\lambda}), 1 \\ 1 - (2 + \frac{e^{2xD_4}}{\lambda}), 1 \\ 1 - (2 + \frac{e^{2xD_5}}{\lambda}), 1 \\ 1 - (2 + \frac{e^{2xD_6}}{\lambda}), 1 \\ 1 - (2 + \frac{e^{2xD_7}}{\lambda}), 1 \\ 1 - (2 + \frac{e^{2xD_i}}{\lambda}), 1 \\ \dots \\ 2 - (2 + \frac{e^{2xD_N}}{\lambda}) \end{pmatrix}$$

VECTOR DE INCOGNITAS

$$\begin{pmatrix} m_{1,n+1} \\ m_{2,n+2} \\ m_{3,n+3} \\ m_{4,n+4} \\ m_{5,n+5} \\ m_{6,n+6} \\ m_{7,n+7} \\ m_{i,n+1} \\ \dots \\ m_{N,n+1} \end{pmatrix}$$

VECTOR DE TERMINOS INDEPENDIENTES

$$\begin{pmatrix} -\frac{e^{2xD_1}}{\lambda} m_{1,n} - m_{0,n+1} \\ -\frac{e^{2xD_2}}{\lambda} m_{2,n} \\ -\frac{e^{2xD_3}}{\lambda} m_{3,n} \\ -\frac{e^{2xD_4}}{\lambda} m_{4,n} \\ -\frac{e^{2xD_5}}{\lambda} m_{5,n} \\ -\frac{e^{2xD_6}}{\lambda} m_{6,n} \\ -\frac{e^{2xD_7}}{\lambda} m_{7,n} \\ -\frac{e^{2xD_i}}{\lambda} m_{i,n} \\ \dots \\ -\frac{e^{2xD_N}}{\lambda} m_{N,n} \end{pmatrix}$$

X =

La cual corresponde a una matriz tridiagonal de la forma.

$$\begin{array}{ccccccc|c|c|c}
 B_1 & C & & & & & & X_1 & D_1 \\
 A & B_2 & C & & & & & X_2 & D_2 \\
 & A & B_3 & C & & & & X_3 & D_3 \\
 & & A & B_4 & C & & & X_4 & D_4 \\
 & & & A & B_5 & C & & X_5 & D_5 \\
 & & & & A & B_6 & C & \cdot & D_6 \\
 & & & & & A & B_7 & C & D_7 \\
 & & & & & & A & B_8 & C & D_8 \\
 & & & & & & & A & B_9 & C & D_9 \\
 & & & & & & & & A & B_{10} & C & D_{10} \\
 & & & & & & & & & A & B_{11} & C & D_{11} \\
 & & & & & & & & & & X_{11} & & D_{11}
 \end{array}$$

donde los elementos A y C son igual a 1, y X son las incógnitas. La solución de esta matriz se obtiene mediante el Algoritmo de Thomas¹², la que nos permite conocer la distribución de pseudopresiones en cada una de las celdas que representan el comportamiento en el medio poroso.

Las pseudopresiones en todos los puntos, son transformadas a presiones, para este fin se resuelve la ecuación 2 mediante un proceso de integración numérica con la regla del trapecio, a fin de obtener el arreglo presión pseudopresión mismo que es manejado por medio de polinomios cúbicos libremente apoyados.

Conocidas las presiones en el medio poroso se hace la evaluación del gasto que entra al pozo a partir del cálculo de la derivada de la presión en un

radio igual al radio del pozo.

$$Q_y = \frac{Kh (m_1(p) - m_o(p))}{1.4228 * T_y \cdot (\Delta X_D)} \quad (10)$$

Donde m_o es el valor de la pseudopresión frente a la formación productora y $m_1(p)$ es la pseudopresión en la celda 1.

MODELO DE LA SARTA DE PERFORACION

ECUACION DE CONTINUIDAD EN TUBERIAS VERTICALES

Los gastos que entran al pozo en cada uno de los niveles de tiempo -- son analizados en las tuberías del pozo por medio de la ecuación de continuidad que nos permite establecer un balance másico de gas. Este procedimiento se utiliza exclusivamente cuando el pozo se encuentra a condiciones de flujo abierto, es decir, unicamente en flujo de gas donde se han alcanzado parcialmente las -- condiciones de descontrol del pozo. El gasto bajo estas condiciones es analizado mediante la siguiente relación:

$$q_{k,n+1} = 0.2457 V_c \frac{((\frac{p}{z}))_{k,n+1} - (\frac{p}{z})_{k,n}}{\Delta t} + q_{k+1} \quad (11)$$

La ecuación 11 se aplica para cada una de las celdas, para calcular -- el gasto, el cual depende de dos términos, el primero es el cambio de volúmen -- del gas -expansión- al pasar de una presión de un nivel de tiempo N a una en -- N+1, el segundo es el gas procedente de la celda vecina. Es importante mencionar que a tiempos muy pequeños durante la manifestación es más importante el término de expansión que el que contempla el gas de la celda vecina. Este hecho se -- invierte a tiempos muy pronunciados durante la manifestación.

El balance másico del lodo es realizado en forma de régimen permanente debido a que es un fluido incompresible. La profundidad donde se encuentra -- localizada la sarta de perforación, es simulada mediante la incorporación de -- un término fuente correspondiente a la celda localizada a esa profundidad. Tanto

el gasto de gas como el gasto de líquido es calculado en forma ascendente.

ECUACION DE CONSERVACION DE ENERGIA

Los gastos tanto de líquido como gas obtenidos con la ecuación de continuidad, son tomados como base para la estimación de las caídas de presión a través de la tubería. Se analizan, atendiendo a su orden de presentación, dos fenómenos de transporte: En flujo bifásico de lodo y gas, y en el flujo de una sola fase llamándole en este caso flujo abierto.

FLUJO BIFASICO

Para el análisis de los fenómenos de flujo que ocurren en el pozo durante una manifestación se empleó el método de Hagedorn y Brown¹³. La ventaja de utilizar este procedimiento, radica en su relativa simplicidad en relación con otros procedimientos que lo hacen práctico para su aplicación en simuladores, donde es empleado para cada una de las celdas en los diferentes niveles de tiempo.

El método de solución consiste esencialmente en la determinación del gradiente de presión a partir de un balance de energía. El gradiente total de presión está integrado por el gradiente de densidad de fricción y el de aceleración. El gradiente de densidad es una composición de la mezcla dado por la siguiente relación:

$$\bar{\rho} = \rho_L HL + \rho_g Hg = \rho_L HL + \rho_g (1 - HL) \quad \text{--- (12)}$$

donde HL es el colgamiento de líquido, el cual se obtiene mediante tres correlaciones derivadas por Hagedorn y Brown en función de los siguientes grupos adimensionales.

$$\text{Número de Velocidad de Líquido: } N_{vL} = 1.938 V_{sL} \sqrt[4]{\rho_L / \tau}$$

$$\text{Número de Velocidad de Gas: } N_{vg} = 1.938 V_{sg} \sqrt[4]{\rho_L / \tau}$$

$$\text{Número del Diámetro: } N_D = 120.872 d \sqrt{\rho_L / \tau}$$

$$\text{Número de Viscosidad de Líquido: } N_L = 0.15726 \mu_L \sqrt[4]{1 / \rho_L \tau^3}$$

(13)

Estos números adimensionales son calculados a partir de las velocidades del gas y del lodo tomando también en consideración su densidad y su tensión interfacial, así como la viscosidad la cual es determinada como función de la densidad del mismo en este trabajo.

El coeficiente del número de viscosidad C_{nl} se determina en función del número de viscosidad del líquido N_L mediante una correlación gráfica, - la cual es manejada internamente por el programa de simulación con polinómios cúbicos libremente apoyados. Este mismo procedimiento se empleó para el factor de colgamiento en función N_{vl} , N_{vg} , C_{nl} y N_D al igual que el factor secundario de -

corrección y dependiente de N_{vg} , N_l y N_d . Las correlaciones empleadas se muestran gráficamente en las figuras 3, 4 y 5, las cuales tienen como función principal determinar el colgamiento H_1 .

Los efectos de fricción en el sistema en flujo bifásico se evalúan -- por medio del Número de Reynolds considerando el gasto másico, las viscosidades en las fases y el diámetro introduciendo el colgamiento H_1 .

$$NRE = 2.2 \times 10^{-2} \frac{W}{d \mu_{LHL} \mu_g (1-HL)} \quad (14)$$

El factor de fricción es obtenido mediante el Diagrama de Moody en -- función de la rugosidad relativa. Esta correlación es manejada internamente en el simulador mediante el Procedimiento de Colebrook¹³. El gradiente total de -- presión es estimado mediante la suma del gradiente de densidad y el gradiente -- por fricción para cada una de las celdas localizadas en el espacio anular. La -- determinación del perfil de presiones se calcula finalmente tomando como condi-- ción de frontera la contrapresión en el espacio anular:

$$\left(\frac{dp}{dh}\right) = \frac{1}{144} \left(\bar{p} + \frac{fw^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \bar{p}}\right) \quad (15)$$

ECUACION DE CONSERVACION DE ENERGIA EN FLUJO DE GAS

A tiempos largos, se presentan las condiciones de manifestación exclu-- siva de gas, en las cuales se pierde el control parcial del pozo, es decir, la columna hidrostática del lodo es contaminada de tal manera que el flujo es ex-- clusivamente de gas, teniéndose únicamente el control superficial por medio de la contrapresión en la cabeza a través de los estranguladores de flujo. Bajo es-- tas condiciones es necesario emplear un modelo de flujo vertical para gas. El -- concepto de conservación de energía es la base para cualquier estudio de este -- tipo, siendo la ecuación de R.V. Smith¹⁴ la que se emplea para este fin, resuel-- ta para cada una de las celdas en el espacio anular.

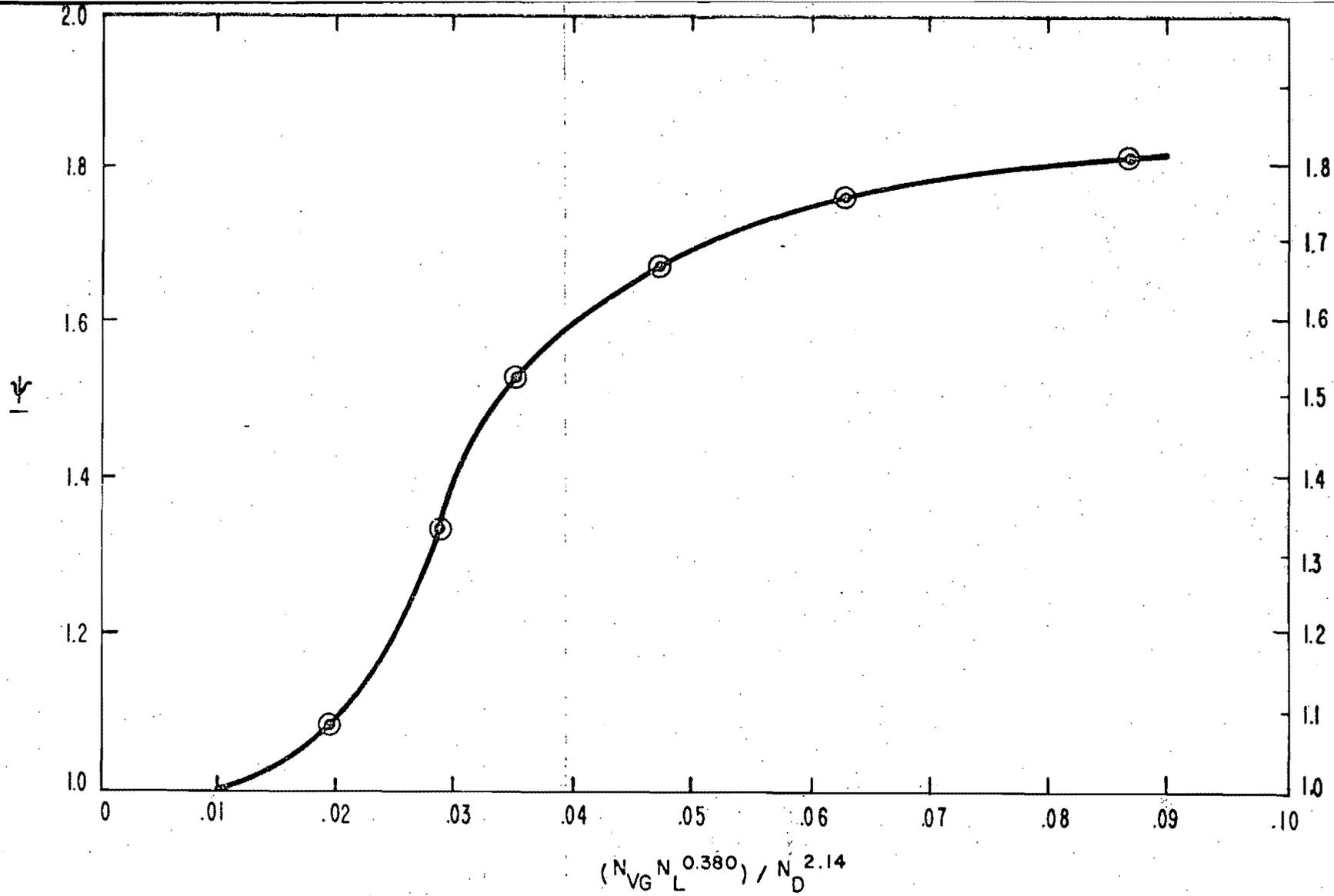


Fig. 3 - CORRELACION PARA EL FACTOR SECUNDARIO DE CORRECCION.

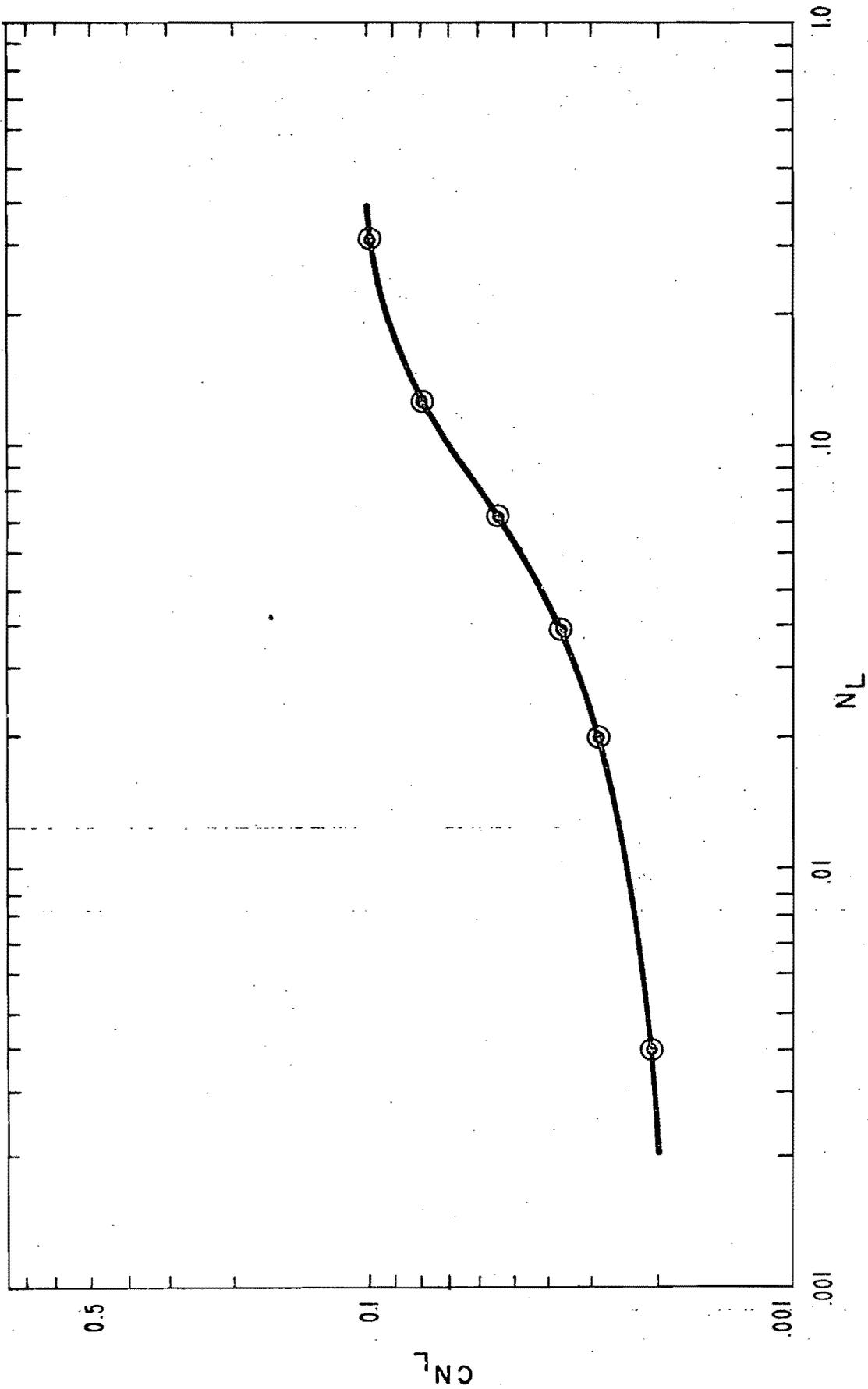


Fig. 4 - CORRELACION PARA EL COEFICIENTE DEL NUMERO DE VISCOSIDAD.

FACTOR DE COLGAMIENTO ψ

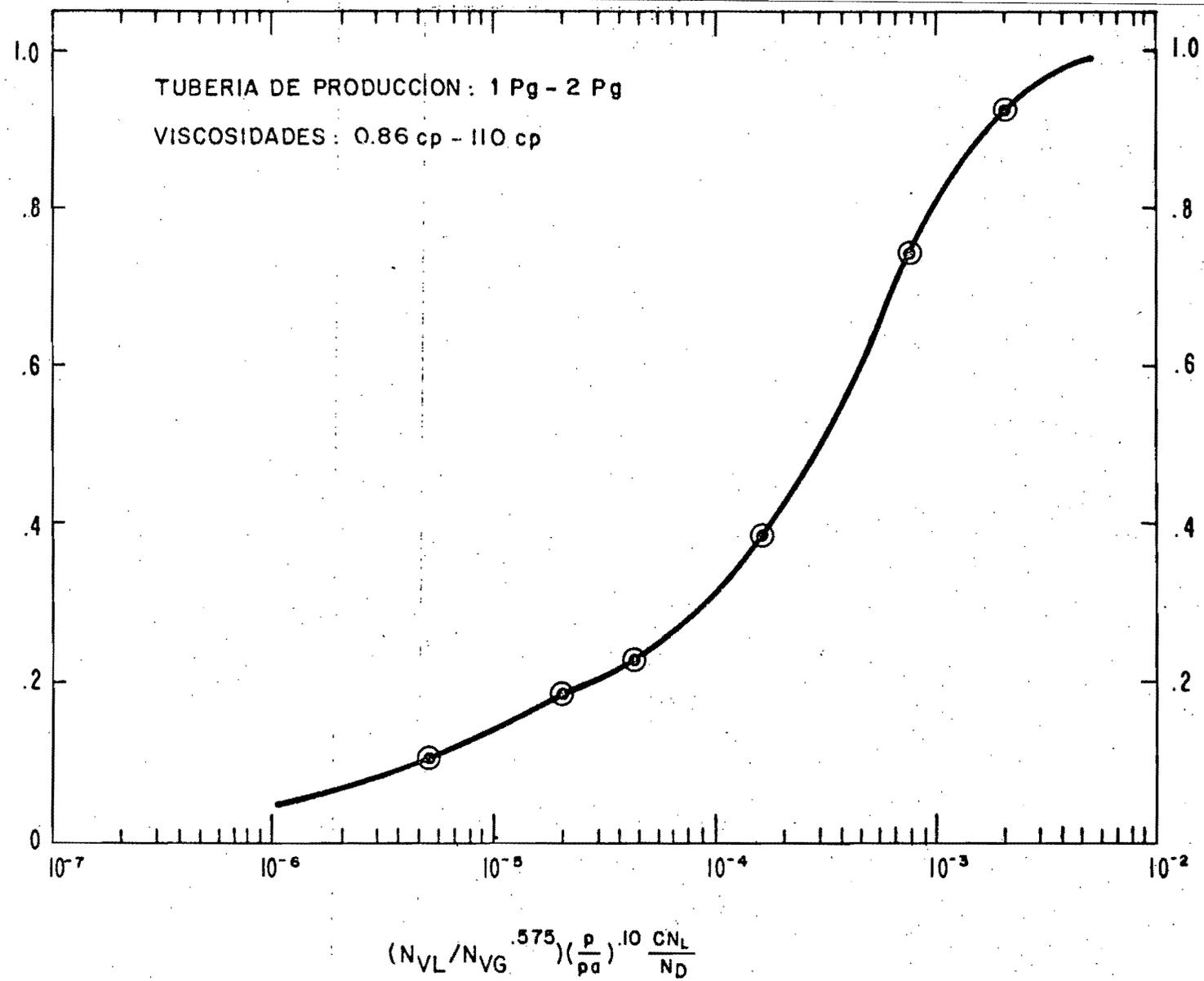


Fig. 5 - CORRELACION PARA EL FACTOR DE COLGAMIENTO.

$$q = 0.2 \times 10^6 \sqrt{\frac{D^5}{SG \cdot \bar{T} \cdot Z \cdot f L} (P_2^2 - e^s P_1^2) e^{\frac{s}{s-1}}} \quad (16)$$

siendo:

$$S = 0.0375 \frac{SG \cdot L}{\bar{T}_A \bar{Z}} \quad (17)$$

En las relaciones anteriores se usa la temperatura y el factor de desviación promedios, sin embargo cuando se resuelve para pequeños segmentos de tuberías, estas suposiciones son removidas al substituirse por sus valores puntuales en cada una de las celdas, quedando representadas en forma explícita para la presión en la siguiente manera:

$$P_{K, n+1} = \sqrt{\frac{SG \Delta L (e^s - 1) (q_k^2 T_k Z_k f_k)_{n+1}}{0.04 \times 10^{12} D_k^5 S} + e^s P_{K-1, n+1}} \quad (18)$$

El diámetro en la ecuación anterior es considerado como el diámetro equivalente por tratarse del espacio anular. Los valores de la presión son determinados en forma descendente tomando como valor frontera la contrapresión superficial en la tubería de perforación para cada uno de los niveles de tiempo. El factor de fricción, Número de Reynolds y propiedades del gas son evaluados para cada celda por los procedimientos ya discutidos en la sección anterior.

CONDICIONES DE DESCONTROL

Durante las manifestaciones de gas ocurridas durante la perforación, se presentan diferentes etapas de flujo que dependen del comportamiento del yacimiento y del pozo. Estas etapas varían desde el momento en que existe la pre-

sión diferencial entre la presión del yacimiento y la ejercida por la columna - del lodo frente al horizonte aportador, hasta las condiciones de flujo abierto donde la contrapresión frente a la formación es cercana a la atmosférica, siendo el caso extremo de un descontrol.

Las diferentes etapas son gobernadas por el mecanismo de flujo de burbujas de gas a través del lodo, desde su formación en el fondo hasta su comportamiento en la superficie.

VELOCIDAD DE ENTRADA DEL GAS AL POZO

En la ecuación 10 se determina el gasto de la formación al pozo. La velocidad microscópica de entrada se determina en función de su valor referido a condiciones medias de escurrimiento, por lo que es necesario tomar en consideración los siguientes factores: Factor de volúmen, Area de entrada de fluidos al pozo y la porosidad de la formación mediante la siguiente ecuación:

$$VGN = \frac{0.00005615 \cdot Q_y * \beta_g}{r_w + h * \phi} \quad (19)$$

La velocidad determinada mediante la ecuación 19 es considerada como la velocidad a través de una tobera cuyo diámetro es igual al diámetro de un poro del yacimiento.

DIAMETRO INICIAL DE LAS BURBUJAS

De acuerdo a la recopilación de los resultados experimentales publicados V. Casariego²¹. Un medio poroso puede ser representado por un haz de tubos - capilares a efecto de determinar el volúmen de burbujas liberadas de una tobera. Tomando en consideración lo anterior el diámetro inicial de las burbujas puede - ser determinado en función del diámetro de los poros y de la velocidad de entrada de gas del yacimiento al pozo. A pesar de que en forma experimental se han de - finido esencialmente dos tipos de burbujas: Burbujas Individuales y Burbujas Coalescentes, cuya región es determinada por el Número de Froude se considera en es

te trabajo unicamente la formación de burbujas individuales, dado que el comportamiento de formación de burbujas coalescentes presenta problemas en su esquema de solución, siendo este, motivo de investigación posterior. El diámetro inicial de las burbujas es determinado mediante un proceso iterativo empleando un proceso de sustitución en el cual se calcula el Número de Froude mediante la ecuación:

$$N_{frm} = \frac{VGN}{g d_{bi} + 0.33 V_{ls}^2} \quad (20)$$

Para posteriormente determinar el diámetro inicial de la burbuja mediante:

$$d_{bi} = 1.55 N_{frm}^{0.2} dN \quad (21)$$

VELOCIDAD DE ASCENSO DE LAS BURBUJAS DE GAS

De acuerdo a los antecedentes teóricos establecidos por G. Stokes¹⁵ referentes a la velocidad de aproximación de una esfera moviéndose en un medio viscoso, se aplicó esta teoría al flujo de burbujas de gas a través del lodo para hacer un análisis de los principales factores que intervienen durante el control de una manifestación. La velocidad de deslizamiento de la burbuja a través del lodo está dada por:

$$V_d = \frac{2}{9} \frac{r^2 g}{\mu_L} (\rho_L - \rho_g) \quad (22)$$

Al emplear esta relación en cada una de las celdas el diámetro de la burbuja es corregido por efectos en la variación de la presión y temperatura de flujo en su ascenso a la superficie con la siguiente relación:

$$D_{bK} = D_{bK+1} \sqrt[3]{B_{gK} / B_{gK+1}} \quad (23)$$

La velocidad efectiva de ascenso del gas en forma de burbujas es igual a la suma de las velocidades del lodo, más la de deslizamiento:

$$V_{bu} = V_d + V_L \quad \text{---} \quad (24)$$

HIDRAULICA DE UN SISTEMA CONTAMINADO

Una vez que se han presentado todos los elementos de juicio necesarios para la solución del problema de una manifestación o descontrol, es necesario -- puntualizar bajo qué condiciones se presentan cada una de las etapas durante el brote pudiéndose mencionar las siguientes:

- Inicio de la manifestación. Esta etapa está comprendida a partir del momento en que es provocado el flujo de la formación al pozo como resultado de la presión diferencial. A tiempos muy pequeños al inicio de esta etapa los cálculos hidráulicos son realizados en forma tradicional y a tiempos pequeños posteriores a esta son realizados bajo el criterio de un sistema en flujo bifásico. En estas condiciones la velocidad del gas del yacimiento resulta menor que la velocidad de ascenso de las burbujas, en otras palabras, existe la capacidad de control para poderlo manejar en un sistema de flujo bifásico por medio de condiciones de bombeo llamado control primario.
- En el momento en que la velocidad del gas es mayor que la velocidad de deslizamiento de las burbujas se pierde el control primario y se hace necesaria la aplicación de contrapresiones en la superficie para controlar la entrada del gas de la formación al pozo. Esta medida de control se orienta principalmente a reducir la presión diferencial entre el yacimiento y el pozo, independientemente de la capacidad de acarreo de las burbujas.
- Cuando la velocidad del gas calculada en fase gaseosa es mayor que la velocidad de las burbujas en el lodo, se presentan las condiciones de

flujo abierto por la pérdida de control en la superficie. Las medidas de control mediante bombeo y estranguladores superficiales, dado el -desequilibrio presentado, resultan insuficientes por la potencialidad manifestada por el yacimiento. Bajo estas condiciones de flujo, es -- conveniente investigar algunas de las propiedades del medio poroso me-- diante su comportamiento superficial, presentándose los siguientes ca-- sos: Si el yacimiento es de naturaleza lenticular geopresurizado el - control de este puede realizarse en forma definitiva después de haber-- se presentado las condiciones de flujo abierto en las cuales se hacen los preparativos para intentar el control primario y secundario. Si - el yacimiento es de baja permeabilidad combinado con alta presión, el control que se puede llevar a cabo puede ser de naturaleza aparente - debido a que durante las condiciones de flujo abierto, se depresiona únicamente el yacimiento en la vecindad del pozo alcanzándose el equi-- librio en forma momentánea, sin embargo, debido a la existencia de -- gradientes de presiones en el medio poroso, la presión de los puntos más alejados del yacimiento restablecen la presión original en las -- cercanías del agujero, rebasando la presión en que originalmente se - alcanzó el equilibrio entre el yacimiento y la columna hidrostática - del pozo.

- Si las instalaciones de control superficial se han dañado de tal for-- ma que es imposible efectuar el control primario y secundario, existe la opción de emplear técnicas especiales como son los pozos de alivio. En este caso es importante determinar el área de influencia del pozo descontrolado con la finalidad de proyectar la intercepción del pozo de alivio dentro de la región de disturbio. La cual puede ser determi-- nada a partir de la distribución de presiones por el simulador en el medio poroso.

COMPORTAMIENTO DURANTE UNA MANIFESTACION

Con la finalidad de investigar el comportamiento de un brote o descontrol, desde su etapa inicial -manifestación de gas-, hasta sus condiciones de flujo abierto, se llevaron a cabo varias corridas del simulador numérico, considerando en algunos casos cambios en las propiedades del yacimiento y en otras diferentes condiciones existentes en el pozo.

No obstante que la combinación existente entre las propiedades del yacimiento y las condiciones del agujero ofrecen un número ilimitado de situaciones que se pueden presentar durante un brote, se simularon únicamente aquellas que rutinariamente se observan en el campo, sin embargo el modelo permite el análisis de una amplia gama de posibilidades que se pueden simular en un caso específico.

La primera solución efectuada con el modelo se realizó considerando un yacimiento a una profundidad de 2,240 metros con un espesor de tres metros y 1.0 mD en su permeabilidad y un radio externo de 457 metros.

La información complementaria para el análisis se presenta en la Tabla No. 1.

En la Figura No. 6 se presentan graficamente los resultados de la simulación, donde se puede observar los perfiles de presión, tanto en el espacio annular como en el yacimiento, en este último los valores de la presión son reportados para diferentes distancias medidas a partir del eje del pozo.

Por los resultados obtenidos, se observa que durante el descontrol la presión original del yacimiento de 341.6 Kg/cm^2 es superior a la ejercida por la columna hidrostática del lodo que es del orden de 276 Kg/cm^2 . Como resultado de la presión diferencial existente entre el medio poroso y el pozo se genera el desequilibrio que motiva el flujo de gas.

El perfil de presiones al tiempo = 0, se muestra indicando que no existe cambio en la distribución de presión en el medio poroso. A partir de ese momento y para tiempos mayores que cero, se tienen los diferentes perfiles de pre-

TABLA N° 1

Profundidad del pozo	2 240.00 m.	(m)
Presión del yacimiento	341.60 Kg/cm ²	(Kg/cm ²)
Radio del pozo	4.25"	(cm)
Gradiente geotérmico	.023 °R / pie	(°K / m)
Gravedad específica del gas	0.601	—
Permeabilidad	1.00 mD	(mD)
Exesor del yacimiento	9.84 pies	(m)
Radio externo	457.00 m	(m)
Diámetro exterior de T.P.	4.50"	(cm)

El uso de unidades diferentes en este trabajo fué debido a la aplicación de unidades usadas en el campo.

sión, indicando el disturbio causado por el flujo de gas. Dado que la densidad de entrada, de acuerdo a la información mostrada en la Tabla 1, se fue incrementando hasta establecer nuevamente las condiciones de equilibrio entre el yacimiento y el pozo, la manifestación fue controlada en 14 horas debido a que la presión en el fondo es de 303 Kg/cm^2 y resultó a ese tiempo superior a la presión de fondo fluyendo del yacimiento 276.0 Kg/cm^2 , sin embargo el control a ese nivel de tiempo es aparente ya que la presión de la columna contaminada es menor aún que la presión estática del yacimiento 341.6 Kg/cm^2 , misma que puede ser recuperada en el fondo del pozo después de cierto tiempo.

El control puede lograrse en forma definitiva mediante dos procedimientos: el primero incrementando aún más la densidad del lodo hasta rebasar ligeramente la presión del yacimiento. Este procedimiento modifica la pendiente del perfil de presiones mostrado en la Figura No. 6, curva "A". El segundo procedimiento es llevado a cabo aplicando contrapresiones, curva "B". El perfil de presiones en este caso modifica la ordenada al origen permaneciendo la pendiente constante. La contrapresión necesaria para llevar a cabo el control resultó de 56 Kg/cm^2 en la superficie.

FLUJO ABIERTO

Las siguientes simulaciones se hicieron con el fin de observar el efecto de algunas características del yacimiento, como son el espesor, extensión y la permeabilidad sobre las condiciones de flujo presentadas cuando el pozo se encuentra descontrolado fluyendo a la atmósfera. Para simular lo anterior se consideró la misma información presentada anteriormente a diferencia de la profundidad de la sarta de perforación, misma que se simuló estar en la superficie durante el momento de descontrol.

La tercera, cuarta, quinta y sexta simulaciones se llevaron a cabo para investigar el efecto que presentan las dimensiones del yacimiento sobre los gastos obtenidos en superficie. En la Figura No. 8 se presentan los resultados de dichas simulaciones notándose el efecto que presenta una formación de naturaleza lenticular.

Las gráficas de producción obtenidas manifiestan una variación exponen

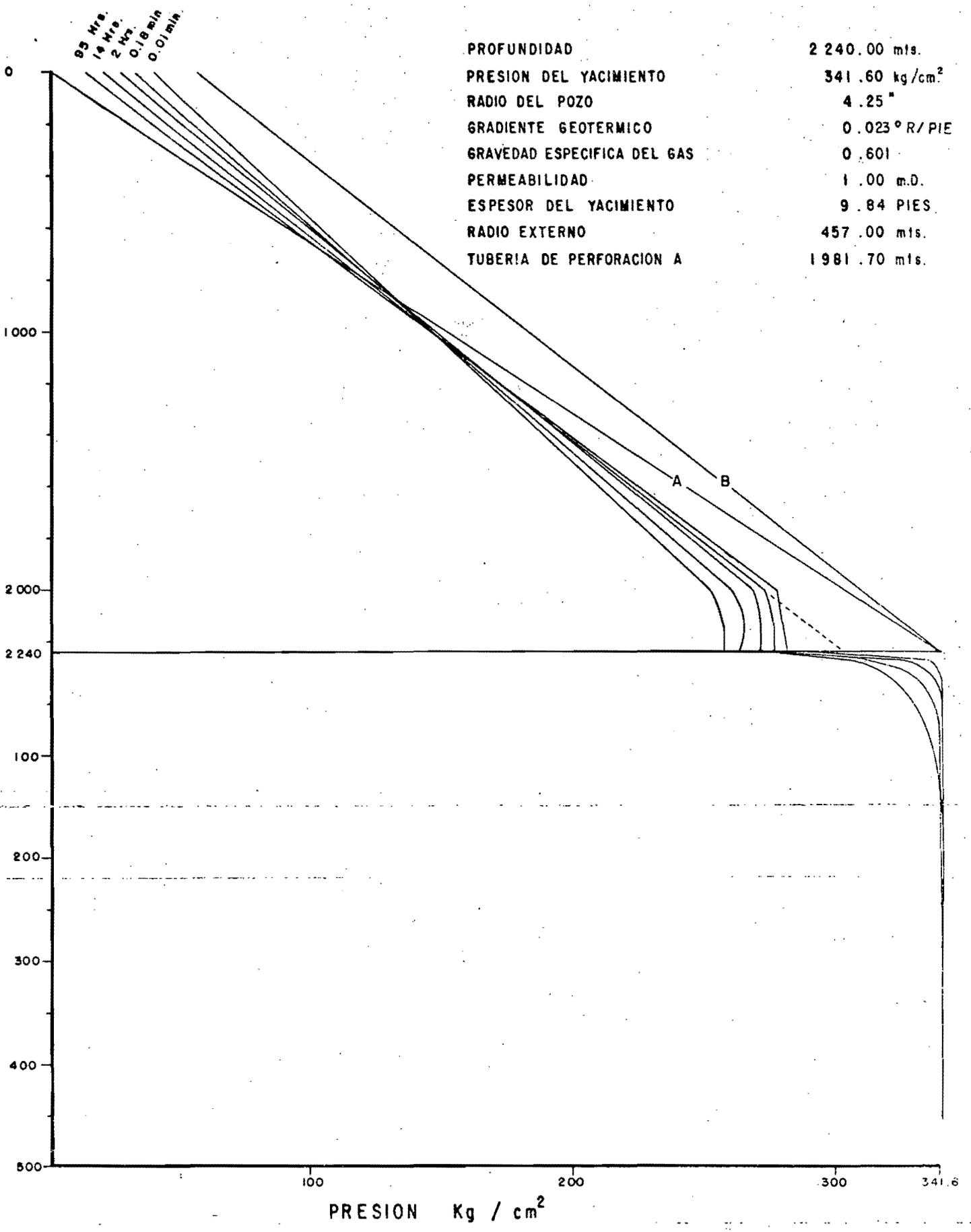


FIGURA N° 6

PROFUNDIDAD	- 2240 M
PRESION DEL YACIMIENTO	- 341.6 Kg/cm ²
RADIO DEL POZO	- 4.25"
GRADIENTE GEOTERMICO	- 0.023° R/PIE
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	- 0.601
PERMEABILIDAD	- 10.58 mD
ESESOR DEL YACIMIENTO	- 9.84 PIES
TUBERIA DE PERFORACION	- EN SUPERFICIE
RADIO DE DRENE	- VARIABLE

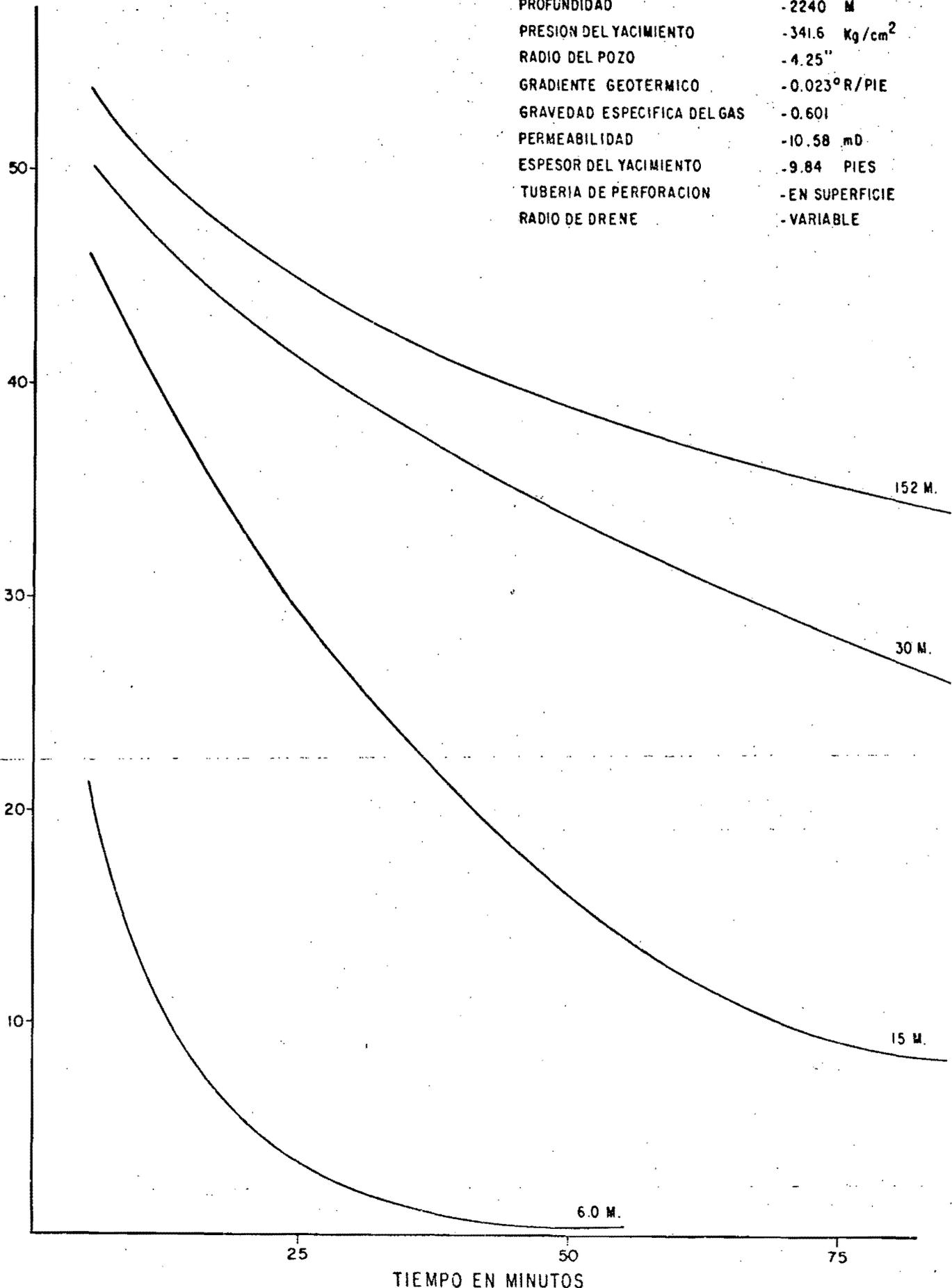


FIG. No. 8.- Diferentes tamaños de yacimientos

cial de la producción con respecto al tiempo.

La importancia de conocer este efecto, radica principalmente en conocer el tamaño del yacimiento en función de su comportamiento externo antes de proceder a tomar otras medidas tendientes al control del pozo como lo es la perforación de pozos de alivio. Las simulaciones fueron realizadas para diferentes radios externos variando desde 6 metros hasta 152 metros.

En la Figura No. 9 se muestran los perfiles de presión obtenidos en una de las cuatro simulaciones -radio externo 15.24 metros-. Por los resultados obtenidos, observamos que esta gráfica es completamente diferente si se compara con la obtenida en la Figura No. 6, donde el yacimiento no es depresionado en su radio externo, contrariamente al efecto observado en la Figura No. 9, donde la presión estática del yacimiento es abatida completamente, sin dar lugar a una restauración de la presión que condujera a un control aparente.

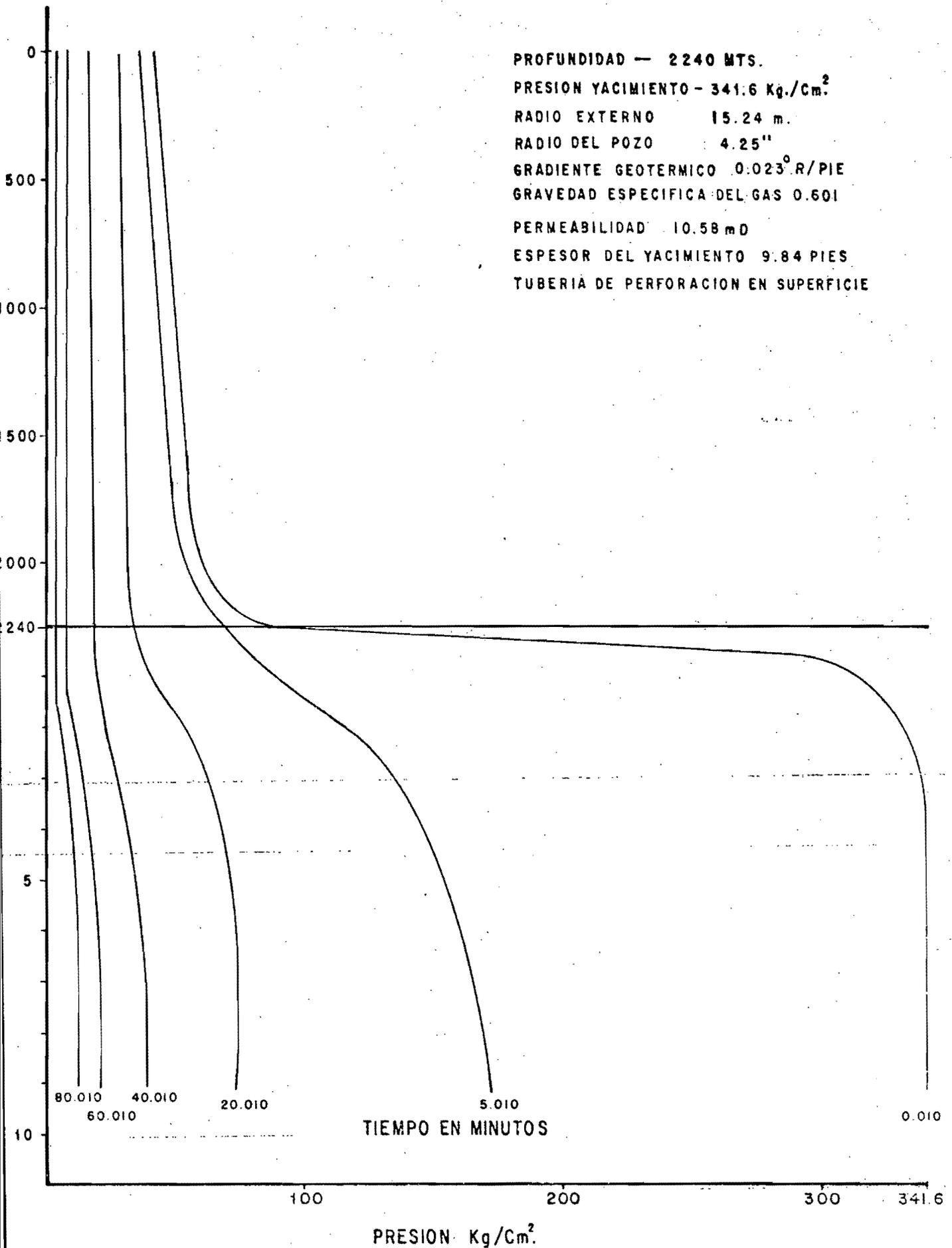
Otro punto que hace la diferencia entre estos dos comportamientos es el contraste existente entre los gradientes de presión en el agujero. En el de la Figura No. 6 se observa una variación mayor de la presión con respecto a la profundidad comparada con la de la Figura No. 9. Este hecho obedece a que en uno de los casos la columna es de lodo y en el otro es de gas, presentándose ambas a diferentes etapas durante el descontrol del pozo.

POZOS DE ALIVIO

Cuando se han establecido las condiciones de flujo abierto en todo el perfil de presiones en la tubería y se ha verificado la existencia de un yacimiento de gran extensión ya sea por el comportamiento externo previamente discutido, o bien por medio de otra información como lo es la continuidad geológica del mismo horizonte en otros pozos y a la vez se ha perdido el control primario y secundario mediante fluidos de control y contrapresiones, la única opción a considerarse en estos casos es la perforación de un pozo gemelo de alivio para bloquear el flujo de gas en el pozo descontrolado.

No obstante que se hace mención de estos procedimientos en la literatura

PROFUNDIDAD — 2240 MTS.
 PRESION YACIMIENTO — 341.6 Kg./Cm.²
 RADIO EXTERNO 15.24 m.
 RADIO DEL POZO 4.25"
 GRADIENTE GEOTERMICO 0.023° R/PIE
 GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS 0.601
 PERMEABILIDAD 10.58 mD
 ESPESOR DEL YACIMIENTO 9.84 PIES
 TUBERIA DE PERFORACION EN SUPERFICIE



PRESION Kg/Cm.²

31
 FIGURA No. 9

tura existente se puede decir que en ninguno de esos casos se hace una evaluación cuantitativa de los efectos causados por el disturbio del pozo descontrolado sobre el área de influencia en el yacimiento.

Se puede decir que una gran parte del éxito logrado en las operaciones de pozos de alivio se deben principalmente al grado de cercanía que se ha obtenido con respecto al pozo descontrolado, sin embargo, no siempre se tienen los elementos necesarios para garantizar la cercanía entre ambos, ya sea por la carencia de información en algunos casos y en otros, por el grado de dificultad en las operaciones en pozos direccionales, por lo que esta alternativa se maneja en términos de área de influencia más que puntualmente.

Dado que el simulador empleado en este estudio permite conocer el área de influencia causada por el disturbio, para los diferentes niveles de tiempo su aplicación constituye una herramienta cuantitativa para estimar los efectos en cualquier punto localizado en la vecindad del pozo descontrolado, en otras palabras, la distribución de presiones alrededor del disturbio permite conocer la continuidad hidráulica ente ambos puntos para efectos de su control.

La séptima corrida del modelo computacional se realizó considerando un yacimiento con buenas características de permeabilidad -10 mD- conjugados con un radio externo de 457 metros y las mismas características de las simulaciones anteriores. Por los resultados obtenidos se observa en la Figura No. 10 que existen caídas de presión del orden de 90 Kg/cm^2 mismas que se encuentran principalmente localizadas en el fondo del agujero, motivadas principalmente por los efectos de turbulencia causados por el efecto combinado del gasto de producción el cual es del orden de 30×10^6 pies cúbicos a condiciones atmosféricas. Dadas las buenas características de permeabilidad se observa una elevada velocidad de propagación del área de influencia del pozo, por ejemplo el disturbio a un tiempo de dos horas se ha propágado sensiblemente a una distancia de 125 metros, a 14 horas a 300 metros y finalmente para un tiempo de 95 horas se ha propágado hasta el radio externo con una caída de presión de 14.5 Kg/cm^2 de la presión original del yacimiento A ese mismo tiempo la caída de presión resulta de 36.5 Kg/cm^2 a 150 metros y de 75.5 Kg/cm^2 a distancia de 50 metros, este último valor representa el 30% de la caída de presión originada en

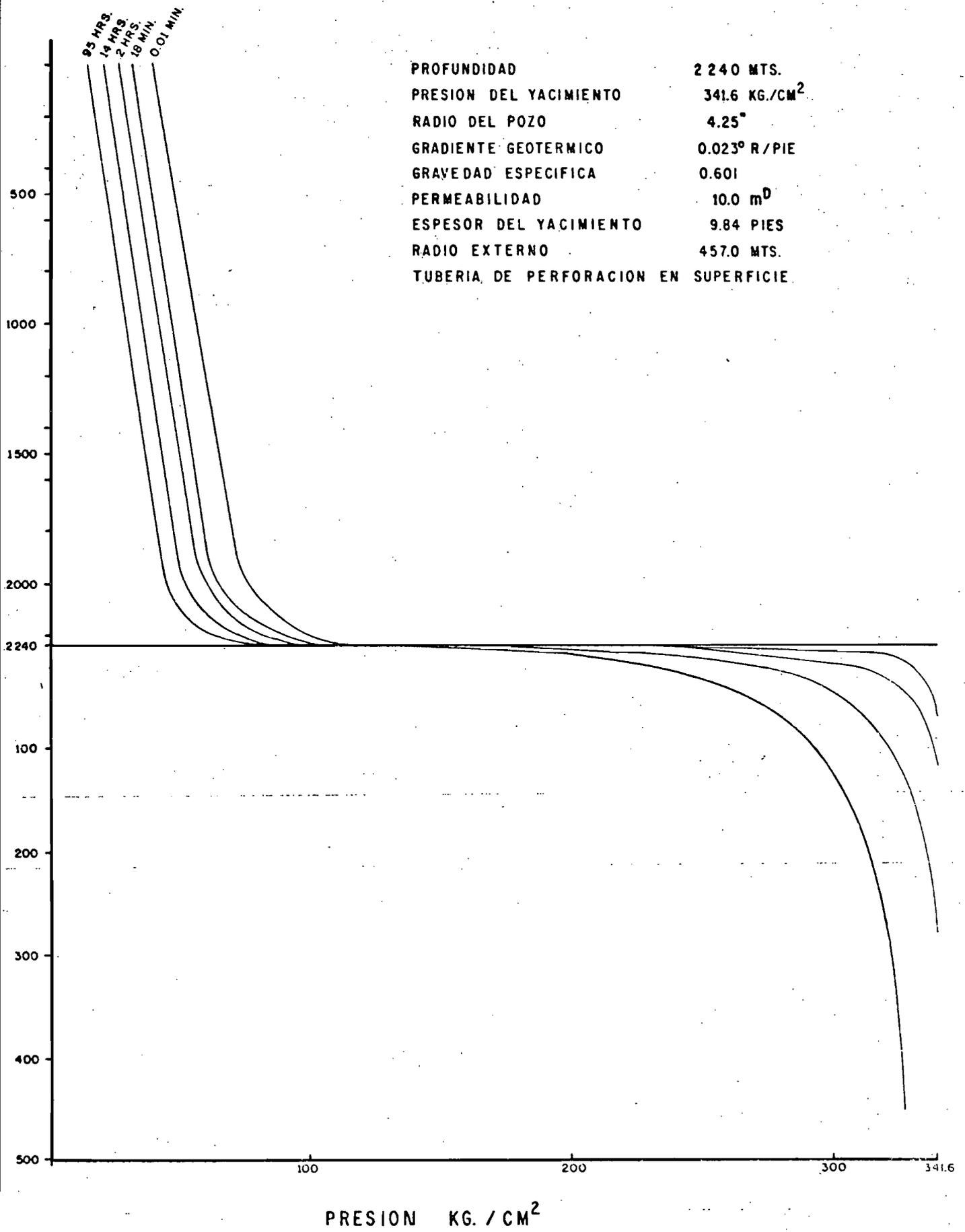


FIGURA N° 10

el pozo descontrolado. El 50% de la caída de presión total se encuentra localizado a una distancia de cinco metros, por lo que se puede concluir que para este caso específico el éxito de control mediante el pozo de alivio se encuentra en esa área y va disminuyendo en la medida en que se aleja del pozo.

La octava simulación se llevó a cabo disminuyendo la permeabilidad a 1 mD, donde se observa en la Figura No. 11 que para el mismo tiempo discutido anteriormente, es decir 95 horas el radio de propagación ha alcanzado una distancia de 250 metros y el 30% a una distancia de cinco metros, por lo que ambos casos -- ofrecen las mismas posibilidades de éxito, solo que en uno de ellos a una distancia de 50 metros, contrariamente en el otro caso no deberá de exceder de cinco metros.

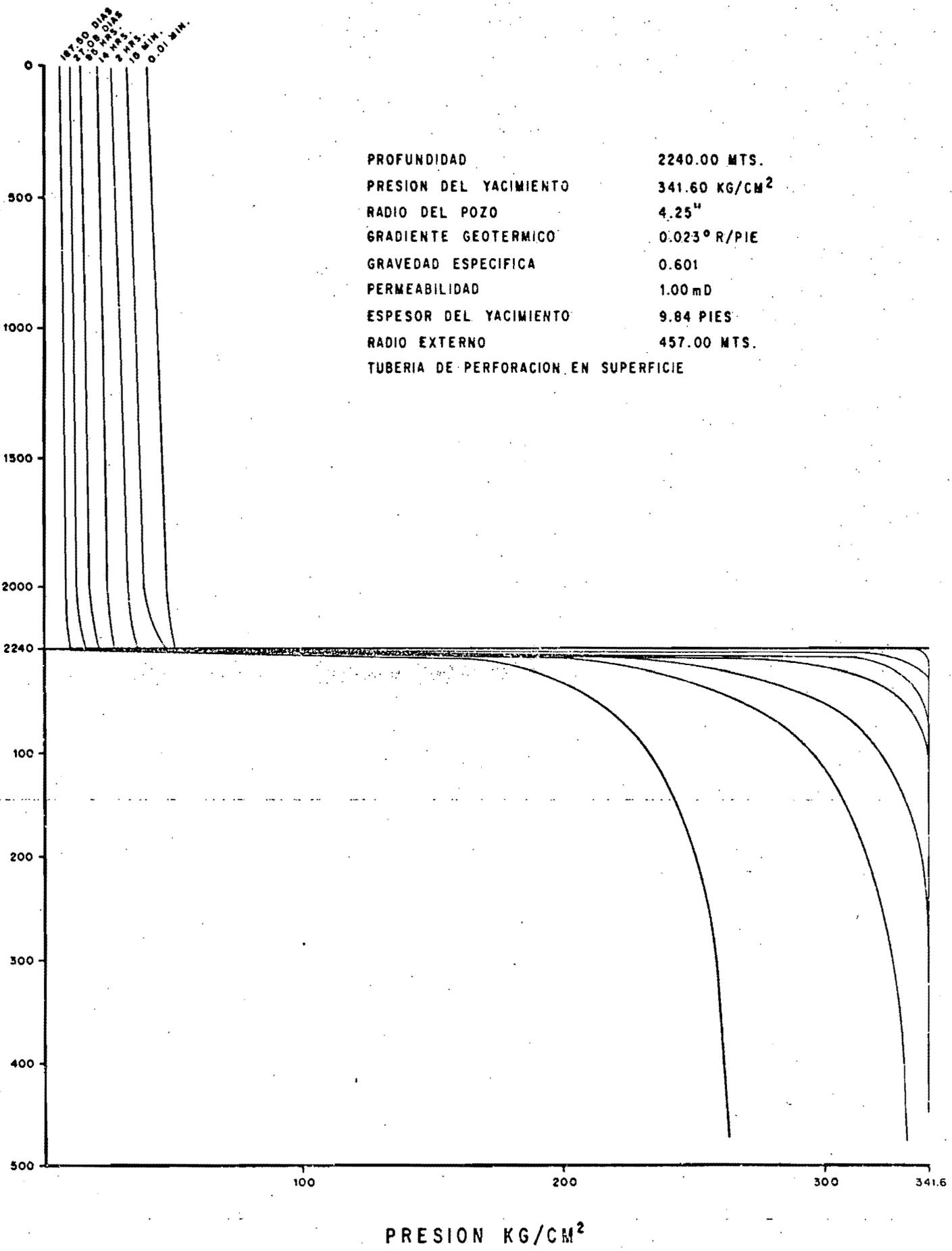
La novena simulación se llevó a efecto considerando una permeabilidad de 0.1 mD, Figura No. 12, por los resultados de los perfiles obtenidos, el área de incertidumbre se ve notablemente reducida por no existir continuidad hidráulica.

Finalmente se puede concluir que entre más baja sea la permeabilidad de la formación la opción de control mediante pozos de alivio no es recomendable.

La razón de esto es que el volumen de gas que aporta la formación al pozo disminuye rápidamente, y se debe a que la presión no se restablece con la suficiente rapidez en la vecindad del agujero.

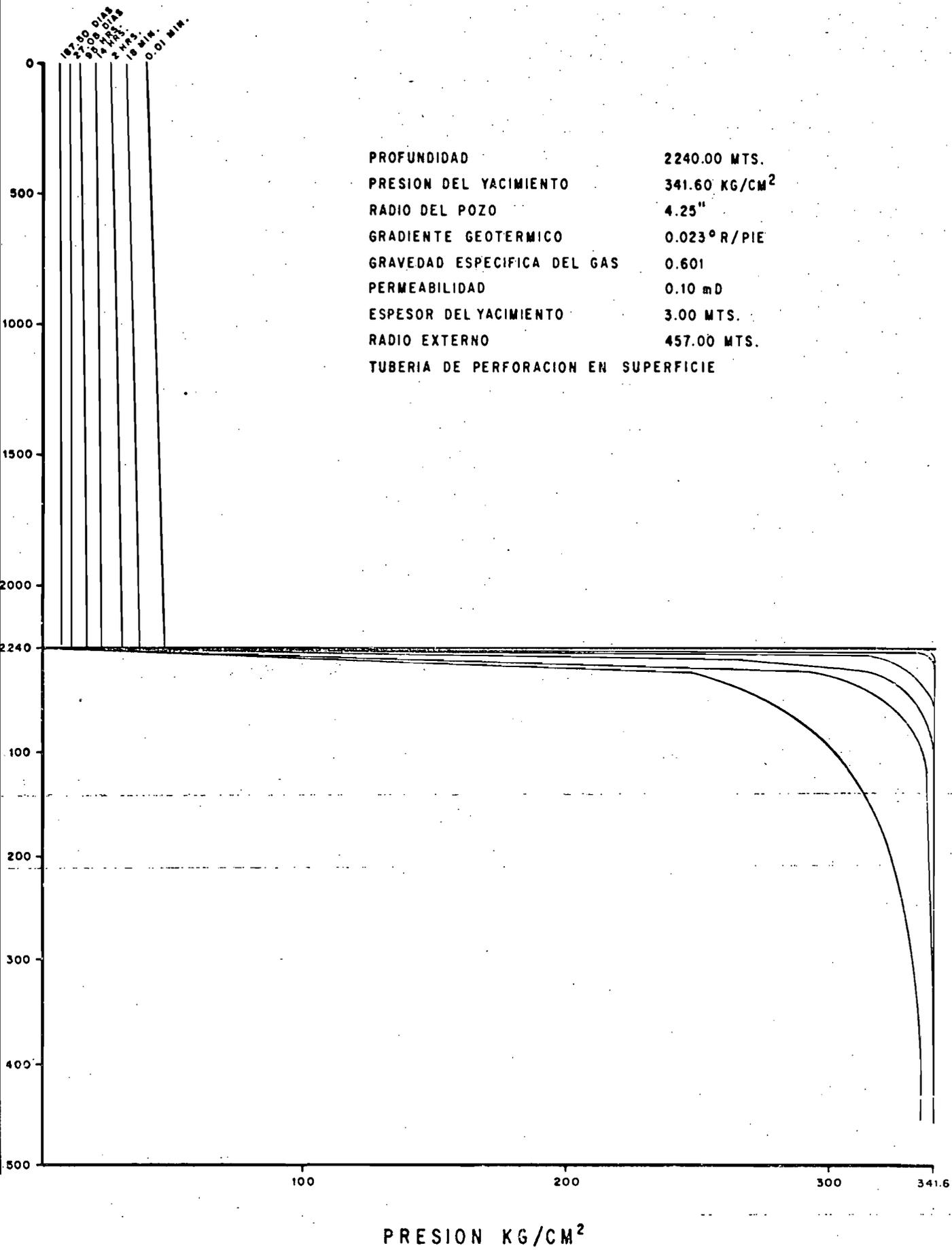
En la simulación que nos ocupa se obtuvieron los siguientes gastos de 4.54, 2.66, 1.56, 1.09 y 0.81 MMSCF/D en 0.1 y 18 minutos para los dos primeros y 2.0, 14.0 y 95 horas para los restantes.

Lo anterior reafirma la conclusión citada en líneas anteriores.



PROFUNDIDAD 2240.00 MTS.
 PRESION DEL YACIMIENTO 341.60 KG/CM²
 RADIO DEL POZO 4.25"
 GRADIENTE GEOTERMICO 0.023° R/PIE
 GRAVEDAD ESPECIFICA 0.601
 PERMEABILIDAD 1.00 mD
 ESPESOR DEL YACIMIENTO 9.84 PIES
 RADIO EXTERNO 457.00 MTS.
 TUBERIA DE PERFORACION EN SUPERFICIE

PRESION KG/CM²



PROFUNDIDAD 2240.00 MTS.
 PRESION DEL YACIMIENTO 341.60 KG/CM²
 RADIO DEL POZO 4.25"
 GRADIENTE GEOTERMICO 0.023° R/PIE
 GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS 0.601
 PERMEABILIDAD 0.10 mD
 ESPESOR DEL YACIMIENTO 3.00 MTS.
 RADIO EXTERNO 457.00 MTS.
 TUBERIA DE PERFORACION EN SUPERFICIE

PRESION KG/CM²

En la figura No. 7 se muestra el comportamiento de una manifestación de gas, cuando los gradientes de presión se encuentran en la zona de transición, es decir, no corresponden a los gradientes de fluidos de perforación -Lodo- propiamente dichos y por otro lado no son exclusivamente debidos a la columna de gas. En esta región las caídas de presión son causadas por el flujo simultáneo de dos fases gas y lodo. Los cambios de pendiente mostrados a una profundidad del orden de 1000 metros se deben al cambio de diámetro externo en el espacio anular, ya que la profundidad de la zapata está a 1190 metros. Las caídas de presión tienden a ser superiores con relación a la profundidad por el cambio de 8.681" a 8½".

A una profundidad de 2000 metros el cambio de la presión con la profundidad tiende a reducirse debido a que esta simulación, fue obtenida considerando la sarta a 1981.70 metros y un gasto de bombeo del orden de 70 galones por minuto, en la cual a profundidades mayores, el comportamiento tiende a ser de gas. En esta zona del agujero se presentan condiciones de flujo abierto, ya que no existen condiciones de bombeo mismo que por su capacidad de acarreo no se presenta como mecanismo de transporte de las burbujas.

El cambio observado en la velocidad de las burbujas se debe al cambio del área transversal de flujo en la sección correspondiente al agujero descubierto debido a que la velocidad de las burbujas tiene dos componentes:

El que le imprime el bombeo y el deslizamiento que para este caso es prácticamente despreciable.

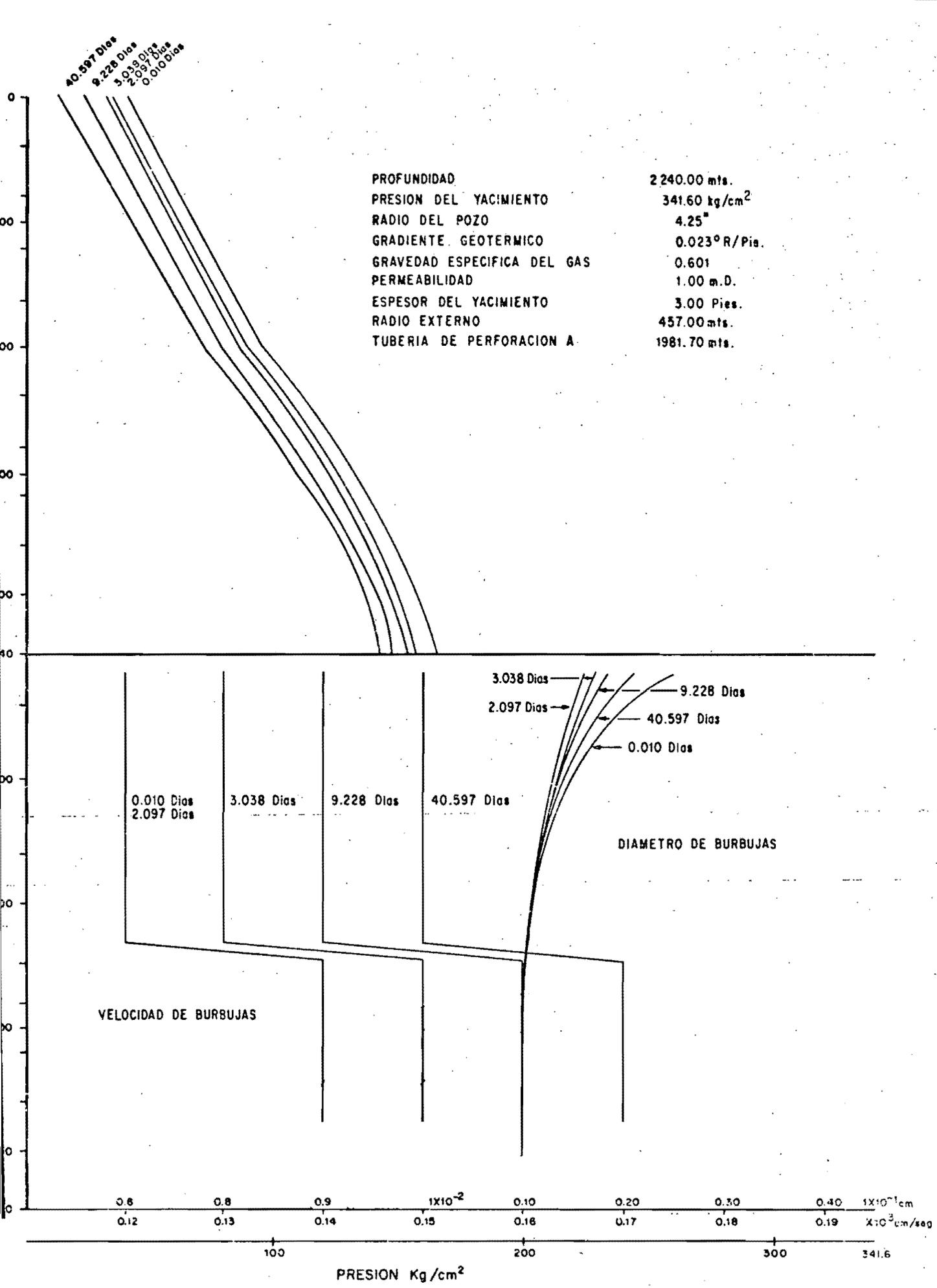


FIGURA N^o 7

CONCLUSIONES

1. El modelo empleado en este estudio es la integración de dos modelos condicionados a interactuar simultáneamente, uno en el yacimiento y otro en el pozo, que permitió representar en forma más real este sistema.
2. Dada su versatilidad, el simulador puede emplearse para analizar diferentes - alternativas durante el brote y descontrol de un pozo de gas tales como: perfil de presiones, contrapresiones, gastos de bombeo, variación en las densidades del fluido de perforación, variación en la geometría y ubicación de la -- sarta de perforación, variación en las propiedades del medio poroso, diámetro y velocidad de burbujas, etc.
3. El simulador es una herramienta que nos permite analizar en detalle el área - de influencia de un pozo descontrolado, proporcionando los elementos necesarios para seleccionar el punto óptimo para interceptar el pozo en cuestión.



DEPMI

NOMENCLATURA

- Cg Compresibilidad del gas l/psia.
Factor de fricción.
Espesor mts.
K Permeabilidad. mD.
n Pseudo presión de gases reales. psia²/cp.
M Peso molecular lb/lb-mol.
n Pseudo presión adimensional.
P Presión Kg/cm².
Q Gasto en el yacimiento. SCF/D.
Gasto en la tubería. SCF/D.
RE Número de Reynolds.
Radio mts.
Radio adimensional.
Radio del pozo Pg.
G Densidad relativa.
Temperatura °R.
Tiempo D.
Tiempo adimensional.
Velocidad cm/seg.
Gasto másico lb/D.
Distancia adimensional.
Factor de derivación.
Rugosidad relativa.
Densidad gr/cc.

Viscosidad cp.

Porosidad.

Subindices.

Nodo en el yacimiento.

Nodo en la tubería.

Nivel de tiempo.

Sin dimensiones.

REFERENCIAS

1. Adams Neal. Well Control Problems and Solutions.
The Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.
2. Adams Neal. Workover Well Control.
Penn Well Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.
3. Goins W.C. Jr. Blowout Prevention.
Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
4. Kendall Hal. How to Control Deep Critical Wells.
Petroleum Engineer, March 1977.
5. Kendall Hal. Friction Pressures, Fracture Gradients Critical Offshore Well -
Control Factors.
Ocean Engineering, February 1977.
6. Kendall Hal. Fundamentals of Pressure Control, Parts 1,2,3,4,5 and 6.
Petroleum Engineer, October, November and December 1977; January, February and
March 1978.
7. Bill Rehm. Pressure Control in Drilling.
Reprinted from the Oil and Gas Journal, 1976.
8. E. M. Blount, E. Soeiinah. Dynamic Kill Controlling.
Wild Wells a New Way, World Oil, October 1981.
9. Mathews, Jeffrey L. Burgoyne Adan T. Dr. Jr., How to Handle a Gas Kick Moving
Up a Shut-In Well.
World Oil, December 1983.
10. Flak Larry H., Goins W.C., Jr. New Relief Well Technology is Improving Blowout
Control.
World Oil, December 1983.

11. Al Hussainy R., Ramey H. J., Crawford P.B. "The Flow of Real Gases Through Porous Media".
SPE-1243 Annual Fall Meeting, Denver Colorado, October 3-6, 1965.
12. Faroug Ali. "Numerical Reservoir Simulation".
Copyright 1970 By S.M. Faroug Ali. Penn State University.
13. Sistemas de Programas para Propiedades de Gas.
Departamento de Ingeniería de Yacimientos D.F.N.E., Reynosa, Tamps.
14. Dempsey J. R., Patterson J. K., Coats H.K., Brill J.P.
"An Efficient Model for Evaluating Gas Filled Gathering System Design".
SPE 3161, Central Plains Regional Meeting, Amarillo, Tex. November 15-17, 1970.
15. Francis W. Sears, Mark W. Semmanky. "Física General".
Editorial Aguilar.
16. A.S. Odeh, L.G. Jones. "Two Rate Flow Test Variable Rate Case, Application to Gas Lift and Pumping Wells".
SEP-4420 48th., Annual Fall Meeting of AIME. Las Vegas, Nevada, September 30, October 3, 1973.
17. Riley G. Goldsmith. "Why Gas Cut Mud is not Always a Serious Problem".
World Oil, October 1972.
18. D.R. Tanguy, J.F., Kishel, D. Young, J. Kisling. "Development and Applications of a Downhole Tool to Detect Gas While Drilling".
SPE-4694, 48th., Annual Fall Meeting of AIME, Las Vegas, Nevada, September 30, October 3, 1973.
19. D.W. Rader, A.T. Burgoyne. "Factor Affecting Bubble Rise Velocity of Gas Kick"
SPE 4647, 48th. Annual Fall Meeting of AIME. Las Vegas, Nevada, September 30, October 3, 1973.
20. G.L. Stegemeier. C. S. Mathews "A study of Anomalous Pressure Build-Up Behaviour".
32nd. Annual Fall Meeting of SPE. Dallas, Texas, October 6-9, 1957.

21. Casariego Manuel Vicente. Tesis de Maestría de Ingeniería Petrolera en la Universidad del Estado de Louisiana, U.S.A.
22. Alton R. Hagedorn, Kermit E. Brown. "Esperimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continous Two Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits. Journal of Petroleum Technology, April 1965.
23. Brid R. B., Stewart, W.E., Light Foot E. N. Fenómenos de Transporte. Editorial Reverté 1980.

```

1 PROGRAM X1Y75F(INPUT,OUTPUT,TAPES=INPUT,TAPES=OUTPUT)
2 C PTR PRESION EN LA SUPERFICIE EN TR FLUYENDO
3 C PTP PRESION EN LA SUPERFICIE EN TP FLUYENDO
4 C TIM TIEMPO LIMITE PREDICCIÓN DIAS
5 C GG GRADIENTE GEOTERMICO GR/P
6 C PC PRESION CRITICA PSIA
7 C TC TEMPERATURA CRITICA GR
8 C EPSI RECIPROCO RUGOSIDAD RELATIVA ADIMENSIONAL 00000110
9 C SG DENSIDAD RELATIVA DEL GAS
10 C M NUMERO DE PUNTOS ARREGLO PSEUDOPRESION-PRESION
11 C NN NUMERO DE NODOS EN CADA YACIMIENTO
12 C IMP VARIABLE DE CONTROL IMP= 0 METODO SEMIIMPLICITO 00000151
13 C IMP= 1 METODO IMPLICITO 00000152
14 C PRD PROFUNDIDAD YACIMIENTO P
15 C PI PRESION INICIAL YACIMIENTO PSIA
16 C PER PERMEABILIDAD MD
17 C PHI POROSIDAD
18 C H ESPESOR P
19 C RW RADIO DEL POZO FRENTE AL YACIMIENTO P
20 C RE RADIO EXTERIOR P
21 C PL(I) PRESION EN ARREGLO SPLINE PSIA
22 C AML(I) PSEUDOPRESION EN ARREGLO SPLINE MMPSIA2/CP 00000240
23 C Q(X) GASTOS SCF/D
24 C PWTR(K) PRESION EN LOS NODOS DE TUBERIA REVESTIMIENTO PSIA
25 C AMD(J) PSEUDO PRESION ADIMENSIONAL J=NO. NODO YACIMIENTO
26 C VAR VARIABLE PARA CONTROLAR INCREMENTOS DE TIEMPO VAR=1. 00000271
27 DIMENSION OB(20),PTRS(20),PTPS(20),PL(10),AML(10),DEN(20),GSA(20)
28 1,BTN(10),CTN(10),DTN(10),BTI(10),CTI(10),DTI(10),BDF(10),CDF(10)
29 2,DDF(10),DF(10),VF(10)
30 DIMENSION AMD(24),AA(24),BA(24),DA(24),KD(24),
31 1ALFA(24),AMDC(24),W(24),G(24),AMDA(24),P(24)
32 DIMENSION Q(32),PWTR(32),PWTP(32),PWTRA(32),PWTRS(32),ZTRA(32)
33 1,ZWTR(32),ZWTRS(32),DITR(32),DETP(32),DITP(32),DSU(32),ROL(32)
34 2,XL(32),PRDF(32),T(32),VWTRA(32),SG(32),ROG(32),VEFA(32),
35 3V3UG(32),FFM(32),VWTR(32),VWTRS(32)
36 DATA DF /1.0,1.20,1.40,1.60,1.80,2.0,2.20,2.40,2.60,2.80/
37 DATA VF /8.5,12.,17.,25.,37.,49.,62.,75.,88.,101./
38 1 FFORMAT(15F5.0)
39 2 FFORMAT (15I5)
40 3 FFORMAT(10X,1YACIMIENTO,2X,12,5X,F12.1)
41 4 FFORMAT(10X,15.2F12.2,4E14.4)
42 5 FFORMAT(10X,15.6E15.6)
43 6 FFORMAT(14I,10X,1TIEMPO,1F8.3,2X,1DIAS,/,10X,1GASTO DE PRODUCCION
44 *SCF/D)
45 7 FFORMAT(10X,1COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA,/, 13X,1NODO,5X,1PRODT,
46 *5X,1PRESION,11X,1GASTO)
47 8 FFORMAT(10X,1COMPORTAMIENTO EN YACIMIENTOS,/, 13X,1NODO,5X,1PSEUD
48 *OPRESION ADIMENSIONAL)
49 9 FFORMAT (2J44)
50 READ(3,1)PTR,PTP,TIM,GG,EPSI,SG,VAR,TI
51 READ(3,2) NT, M, NN, IMP, LCPV
52 530 READ(3,9)TIT
53 READ(3,1)(OB(L),L=1,LCPV)
54 READ(3,1)(PTRS(L),L=1,LCPV)
55 READ(3,1)(PTPS(L),L=1,LCPV)
    
```

```

56 READ(3,1)(DEN(L),L=1,LCPV)
57 READ(3,1)(OSA(L),L=1,LCPV)
58 READ(3,1)(DITR(K),K=1,NT)
59 READ(3,1)(DETP(K),K=1,NT)
60 READ(3,1)(DITP(K),K=1,NT)
61 11 READ(3,1) PRO ,PI ,PER ,PHI ,H ,RW ,RE ,PROS
62 IF(PI.EQ.0.)GO TO 1000
63 PC=739.30434-192.91591*SG+68.90295*SG**2
64 TC=255.01895+75.90413*SG+135.09103*SG**2
65 TSL=13.0
66 RN=(PROS/PRO)*NT
67 NF=RN
68 DO 20 K=1,NT
69 IF(K.GE.NF) GO TO 25
70 KL(K)=1
71 GO TO 20
72 25 KL(K)=0
73 20 CONTINUE
74 Z=1.0
75 DEIN =PI/(M-1)
76 PL(1) =0.
77 AML(1) = 0.
78 DM = 0.0
79 ARG= 0.0
80 TE = GG * PRO +520.
81 DO 1012 J=2 ,M
82 PL(J) = (J-1)*DEIN
83 PEZ = PL(J)
84 Z= RK*(Z,PEZ,TE,PC,TC)
85 V= BES( PEZ,TE,SG, Z)
86 ARGA= ARG
87 ARG = 2.*PEZ/(Z+V)
88 DM = (ARGA +ARG)*DEIN/2. + DM
89 AML(J) = DM/10.**6
90 1012 CONTINUE
91 2100 FORMAT(2X,8E14.5)
92 CALL SPLINE(M,PL,AML,BTN,CTN,DTN)
93 CALL SPLINE(M,AML,PL,BTI,CTI,DTI)
94 CALL SPLINE(M,DF,VF,BDF,CDF,DDF)
95 C CALCULA MALLA PARA C/U DE LOS YACIMIENTOS
96 RDM=RE/RW
97 WRITE(5,99)
98 99 FORMAT(10X,'NOCCONVERGE')
99 XDM=ALOS(PDM)
100 DXD =XDM/NN
101 C GENERA COEFICIENTES *A* MATRIZ DE SOLUCION ALGORITMO DE THOMAS
102 DO 30 J=1,NN
103 IF(J-NN)40,50,50
104 40 AA(J)=1.0
105 GO TO 30
106 50 AA(J)=2.0
107 30 CONTINUE
108 C ESTABLECE CONDICIONES INICIALES YACIMIENTO
109 OPA =0.0
110 DO 60 J=1,NN
111 XJ(J) =DXJ*J
112 AMO(J) =1.0

```

00000551

00000580

00000750

00000770

```

113      ALFA(J) =1.0
114      SO AMDC(J) =1.0
115      S=PI
116      L=1
117      C INTERPOLACION POLINOMIO PSEUDOPRESION FUNCION PRESION
118      AMI =SEVAL(M,S,PL,AML,BTN,CTN,DTN)
119      C CALCULA POSICION DE LOS NODOS EN LA TUBERIA
120      DPRD=PRD/(NT-1)
121      PWTP(1)=PTP
122      PWTRA(1)=PTR
123      DO 70 K=2,NT
124      PROF(K)=DPRD*(K-1)
125      DES=DEN(L)
126      VISL=SEVAL(M,DES,DF,VF,BDF,CDF,DDF)
127      QBD=Q3(L)
128      DINT=DITP(K)
129      CALL HIDRA(QBD,DES,VISL,DINT,EPSI,DPRD,DP)
130      PWTP(K)=PWTP(K-1)+DP
131      DINT=DITR(K)-DETP(K)
132      DES=DSA(L)
133      CALL HIDRA(QBD,DES,VISL,DINT,EPSI,DPRD,DP)
134      PWTRA(K)=PWTRA(K-1)+DP
135      T(K)=520.+GG*PROF(K)
136      TE=T(K)
137      PE=PWTRA(K)
138      ZWTRA(K)=RK4(Z,PE,TE,PC,TC)
139      VWTRA(K)=BEE(PE,TE,SG,Z)
140      BG(K)=0.028269*T(K)*ZWTRA(K)/PWTRA(K)
141      ZWTR(K)=ZWTRA(K)
142      PWTR(K)=PWTRA(K)
143      PWTRS(K)=PWTRA(K)
144      ZWTRS(K)=ZWTRA(K)
145      70 CONTINUE
146      TIA=0.0
147      TI=0.01
148      C VISCOSIDAD Y COMPRESIBILIDAD INICIALES DEL YACIMIENTO
149      TDA =0.0
150      PY=PI
151      TE=T(NT)
152      Z= RK4(Z,PY,TE,PC,TC)
153      V=BEE(PY,TE,SG,Z)
154      VI =V
155      CGI=CGM(PY,TE,PC,TC,Z)
156      C MODELO DE FLUJO RADIAL DIFERENCIAS FINITAS
157      C DISTRIBUCION DE PSEUDOPRESION ADIMENSIONAL YACIMIENTO
158      480 TD =4.3909E-6* PER *TI/(PHI * VI * CGI * RW**2)
159      DO 71 K=1,NT
160      71 ROL(K)=DSA(L)
161      ALAM=(TD -TDA )/DXD **2
162      C PSEUDOPRESION ADIMENSIONAL EN EL LINDERO INTERNO
163      PF=PWTR(NT)
164      AMF=SEVAL(M,PF,PL,AML,BTN,CTN,DTN)
165      AMDF=AMF/AMI
166      C GENERA COEFICIENTES +B +Y +D+ MATRIZ DE SOLUCION ALGORITMO DE THOMAS
167      370 DO 220 J=1,NN
168      F=ALFA(J)*EXP(2.*XD(J))/ALAM
169      BA(J)=- (2.+F)

```

00001800

```

170      IF(J-1)230,230,240
171      230 DA(J)=-F*AMD(J)-AMDF
172      GO TO 220
173      240 DA(J)=-F*AMD(J)
174      220 CONTINUE
175      C APLICA ALGORITMO DE THOMAS
176      DO 250 J=1,NN
177      IF(J-1)260,260,270
178      260 W(J)=1./BA(J)
179      G(J)=DA(J)/BA(J)
180      GO TO 250
181      270 IF(J-NN)280,290,290
182      280 W(J)=1./(BA(J)-AA(J)*W(J-1))
183      290 G(J)=(DA(J)-AA(J)*G(J-1))/(BA(J)-AA(J)*W(J-1))
184      250 CONTINUE
185      C CALCULA PSEUDOPRESION ADIMENSIONAL EN CADA NODO
186      DO 300 K=1,NN
187      J=NN+1-K
188      AMDA(J)=AMDC(J)
189      IF(J-NN)310,320,320
190      320 AMDC(J)=G(J)
191      GO TO 300
192      310 AMDC(J) = G(J)-W(J)*AMDC(J+1)
193      300 CONTINUE
194      IF(IMP.FO.0) GO TO 340
195      C CRITERIO DE CONVERGENCIA PARA RECALCULAR COEFICIENTES MATRIZ
196      TOLER = 0.030
197      DO 330 J=1,NN
198      VAL=ABS(AMDC(J) - AMDA(J))
199      IF(VAL-TOLER)330,340,340
200      330 CONTINUE
201      GO TO 350
202      C RECALCULA VARIABLE DE DIFUSION ADIM. FUNCION DE PRESION
203      340 DO 350 J=1,NN
204      S = AMDC(J)*AMI
205      P(J) = SEVAL(M,S,AML,PL,BTI,CTI,DTI)
206      S=P(J)
207      TE=T(NT)
208      Z = RW(Z,S,TE,PC,TC)
209      V=BEE(S,TE,SG,Z)
210      CG=CG(S,TE,PC,TC,Z)
211      360 ALFA(J) = V*CG/(VI*CGI)
212      IF(IMP.JT.0) GO TO 370
213      350 OD=(AMDC(1) - AMDF)/DXD
214      C CALCULO DEL GASTO EN EL YACIMIENTO
215      QPA = QP
216      QPY = QD*PER *H*AMI*10.**5/(1.42288*T(NT))
217      C CALCULA GASTO CONDICIONES ESCURRIMIENTO DEL YACIMIENTO
218      BG(NT)=0.028269*ZWTR(NT)*T(NT)/PWTR(NT)
219      QGN=BG(NT)*OPY
220      C CALCULA VELOCIDAD MICROSCOPICA DE ENTRADA DEL GAS (CM/SEG)
221      VGN=0.0005615*QGN/(RW*H*PHI)
222      DN=0.0100
223      C CALCULA VELOCIDAD LODO FRENTE A LA FORMACION
224      VLS=7.90553*QB(L)*KL(NT)/(DITR(NT)-DETP(NT))
225      C DIAMETRO INICIAL DE LAS BURBUJAS
226      DBI=DN

```

00002271

00002280

00002470

00002550

00002531

```

227      DJ 211 <JY=1,30
228      ANFRM=VGN/(980.*DBI+0.33*VLS**2)
229      DBA=DBI
230      DBI=1.55*DN*ANFRM**0.2
231      DIF=ABS(DBI-DBA)
232      IF(DIF.LE.0.00001)GO TO 212
233      211 CONTINUE
234      WRITE(5,213)
235      213 FORMAT(10X,'NO CONVERGE DIAMETRO INICIAL')
236      212 DBU(NT)=DBI
237      QP =QPA+0.5*(QPY-QPA)
238      CALL SPLINE(M,PL,AML,BTN,CTN,DTN)
239      210 CONTINUE
240      C APLICA ECUACION DE CONTINUIDAD EN TUBERIA, GASTO EN C/U NODOS
241      DO 400 K1=2,NT
242      K=NT-K1+2
243      BG(K)=.028259*T(K)*ZWTR(K)/PWTR(K)
244      DBU(K)=DBU(NT)*SQRT(BG(K)/BG(NT))
245      C CALCULA DENSIDAD GAS
246      RDG(K)=0.043308*SG*PWTR(K)/(ZWTR(K)*T(K))
247      DINT=DITR(K)-DETP(K)
248      QE=0.
249      IF(K.EQ.NT)QE=QPY
250      QA=0.
251      IF(K.LT.NT)QA=Q(K+1)
252      Q(K)=QE+QA+.193*DINT**2*(PRF(K+1)-PRF(K))/(T(K)*(TI-TIA))
253      ***(PWTR(K)/ZWTR(K)-PWTR(K)/ZWTR(K))
254      QCE=Q(K)*Q3(K)
255      VEFA(K)=0.002122*QCE/DINT**2
256      VDEZ=217.7778*(ROL(K)-RDG(K))*(DBU(K)/2.)**2/VISL
257      VLS=7.90553*Q3(L)*KL(K)/DINT
258      VBUG(K)= VLS+VDEZ
259      400 CONTINUE
260      PWTR(L)=PTRS(L)
261      DO 500 K=2,NT
262      DIA=SQRT(DITR(K)**2-DETP(K)**2)
263      ED=1./EPSI
264      VELI= 7.90553*Q3(L)*KL(K)/DIA **2
265      VELI=VELI/30.48
266      VEGA=VBUG(K)/30.48
267      DENG=52.4*RG(K)
268      DENL=52.4*ROL(K)
269      GVIS=VWTRA(K)
270      PE=PWTR(K)
271      GL=471.25*VELI*DINT**2
272      GV=471.25*VEGA*DINT**2
273      OML=DENG*GV+DENL*GL
274      C CALCULA EL NUMERO DE REYNOLDS
275      REN=ABS(.0201*Q(K)*SG/(DINT*VWTRA(K)))
276      C CALCULA EL FACTOR DE FRICCION DE MOODY CORRELACION COLEBROOK
277      FF=MOODY(EPSI,REN)
278      C CONVIERTE EL FACTOR DE FANNING A MOODY
279      FF(K)= 4.*FF
280      C APLICA ECUACION DE CONSERVACION DE ENERGIA+ R.V. SMITH, PRESION C/U N.
281      IF(VEFA(K).GT.VBUG(K)) GO TO 520
282      CALL ARJN(DIA,VELI,VEGA,DENG,DENL,GVIS,VISL,PE,
283      LED,OML,TSL,GRAT)

```

```

234          PWTR(K)=PWTR(K-1)+GRAT*DPRO
235          GU TO 530
236          620 IF (K-2)+30,430,440
237          430 X=PRJF(K)
238          P1=PTRS(L)
239          GO TO 430
240          440 X=PROF(K)-PROF(K-1)
241          P1=PWTR(K-1)
242          450 PWTRA(K)=PWTR(K)
243          S=.0375*SG*X/(T(K)*ZWTR(K))
244          DINT=DITR(K)-DETP(K)
245          PWTR(K)=(D(K)**2*SG*T(K)*ZWTR(K) * FFM(K)*X*(EXP(S)-1.)/(1.04*
246          *DINT **5*S*10.**12)+P1**2*EXP(S))**.5
247          630 PWH=PWTR(K)
248          TE=T(K)
249          Z= RK4(Z,PWH,TE,PC,TC)
250          00003010
251          300 V=BEE(PWH,TE,SG,Z)
252          301 ZWTR(K)=Z
253          600 VWTR(K)=V
254          C CRITERIO DE CONVERGENCIA SISTEMA TUBERIA-YACIMIENTOS
255          304 TOLER = 30.0
256          00003030
257          305 DO 470 K=1,NNT
258          306 VAL=ABS(PWTR(K)-PWTRA(K))
259          307 IF (VAL-TOLER)470,480,480
260          470 CONTINUE
261          309 WRITE(5,9)TIT
262          310 WRITE(5,5)TI
263          311 TDA=TD
264          490 WRITE (5,3) QPY
265          313 WRITE(5,7)
266          314 DO 500 K=1,NT
267          315 WRITE(5,4)K,PROF(K),PWTR(K),D(K),DBU(K),VBUG(K),VDEZ
268          316 PWTRS(K)=PWTR(K)
269          317 ZWTRS(K)=ZWTR(K)
270          318 500 VWTRS(K)=VWTR(K)
271          319 WRITE(5,8)
272          320 DO 520 J=1,NN
273          321 520 WRITE (5,5) J, AMDC(J),P(J)
274          322 TDA=TD
275          323 DO 510 J=1,NN
276          324 510 AMD(J) = AMDC(J)
277          C INCREMENTA EL NIVEL DE TIEMPO
278          325 580 TIA=TI
279          326 L=L+1
280          327 TI=EXP(L/VAR)
281          00003260
282          329 IF (TI-TIM)430,480,530
283          330 1000 CALL EXIT
284          331 STOP
285          332 END

```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
AA	3007B			REAL	24	GG	4772B			REAL	
ALAM	5066B			REAL		GL	5136B			REAL	
ALFA	3147B			REAL	24	GPAT	5143B			REAL	
AMD	2757B			REAL	24	GV	5137B			REAL	
AMDA	3307B			REAL	24	GVIS	5135B			REAL	
AMDC	3177B			REAL	24	H	5013B			REAL	
AMDF	5071B			REAL		IMP	5002B			INTEGER	
AMF	5070B			REAL		J	5032B			INTEGER	
AMI	5046B			REAL		K	5005B			INTEGER	
AML	2517B			REAL	10	KL	4227B			INTEGER	32
ANFRM	5115B			REAL		KON	5113B			INTEGER	
ARG	5030B			REAL		KI	5120B			INTEGER	
ARGA	5036B			REAL		L	5005B			INTEGER	
BA	3037B			REAL	24	LCPV	5003B			INTEGER	
BDF	2675B			REAL	10	M	5000B			INTEGER	
BG	4427B			REAL	32	NF	5023B			INTEGER	
BTI	2637B			REAL	10	NN	5001B			INTEGER	
BTN	2601B			REAL	10	NNT	5147B		UND/*S*	INTEGER	
CDF	2707B			REAL	10	NT	4777B			INTEGER	
CG	5102B			REAL		P	3337B			REAL	24
CGI	5063B			REAL		PC	5017B			REAL	
CTI	2651B			REAL	10	PE	5055B			REAL	
CTN	2613B			REAL	10	PER	5011B			REAL	
DA	3067B			REAL	24	PEZ	5034B			REAL	
DJA	5115B			REAL		PF	5067B			REAL	
DBI	5112B			REAL		PHI	5012B			REAL	
DBU	4127B			REAL	32	PI	5010B			REAL	
DDF	2721B			REAL	10	PL	2305B			REAL	10
DEIN	5026B			REAL		PRO	5007B			REAL	
DEN	2531B			REAL	20	PROF	4257B			REAL	32
DENG	5133B			REAL		PROS	5015B			REAL	
DENL	5134B			REAL		PTP	4770B			REAL	
DES	5051B			REAL		PTPS	2461B			REAL	20
DETP	4027B			REAL	32	PTR	4767B			REAL	
DF	2733B			REAL	10	PTRS	2435B			REAL	20
DIA	5127B			REAL		PWH	5145B			REAL	
DIF	5117B			REAL		PWTP	3467B			REAL	32
DINT	5054B			REAL		PWTR	3427B			REAL	32
DITP	4067B			REAL	32	PWTRA	3927B			REAL	32
OITR	3767B			REAL	32	PWTRS	3567B			REAL	32
DM	5027B			REAL		PY	5051B			REAL	
DN	5110B			REAL		P1	5143B			REAL	
DP	5095B			REAL		Q	3357B			REAL	32
DPRO	5047B			REAL		QA	5123B			REAL	
DSA	2555B			REAL	20	QB	2411B			REAL	20
DTI	2663B			REAL	10	QBD	5003B			REAL	
DTN	2625B			REAL	10	OCE	5124B			REAL	
DXD	5041B			REAL		QD	5103B			REAL	
ED	5130B			REAL		QE	5122B			REAL	
EPSI	4773B			REAL		QGN	5105B			REAL	
F	5073B			REAL		QMI	5140B			REAL	
FF	5142B			REAL		QP	5104B			REAL	
FFM	4627B			REAL	32	QPA	5043B			REAL	
G	3257B			REAL	24	QPY	5105B			REAL	

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
RDM	50273			REAL		VAR	47758			REAL	
RE	50193			REAL		V3UG	45578			REAL	32
REN	51413			REAL		VDEZ	51258			REAL	
RN	50223			REAL		VEFA	45278			REAL	32
ROG	44673			REAL	32	VEGA	51328			REAL	
ROL	41673			REAL	32	VELI	51313			REAL	
RW	50143			REAL		VF	27458			REAL	10
S	50453			REAL		VGN	51073			REAL	
SG	47743			REAL		VI	50628			REAL	
T	43273			REAL	32	VISL	50928			REAL	
TC	50203			REAL		VLS	51113			REAL	
TD	50643			REAL		VWTR	46573			REAL	32
TDA	50693			REAL		VWTPA	43573			REAL	32
TE	50313			REAL		VWTRS	47273			REAL	32
TI	47753			REAL		W	32273			REAL	24
TIA	50573			REAL		X	51443			REAL	
TIM	47713			REAL		XD	31173			REAL	24
TIT	50043			REAL		XDM	50403			REAL	
TOLER	50763			REAL		Z	50253			REAL	
TSL	50213			REAL		ZWTR	36573			REAL	32
V	50353			REAL		ZWTRA	36273			REAL	32
VAL	51003			REAL		ZWTRS	37273			REAL	32

--PROCEDURES--(LD=A)

NAME	TYPE	ARGS	CLASS	NAME	TYPE	ARGS	CLASS
ABS	GENERIC	1	INTRINSIC	EXP	GENERIC	1	INTRINSIC
ALOG	REAL	1	INTRINSIC	HIDRA		7	SUBROUTINE
BEE	REAL	4	FUNCTION	RKV	REAL	5	FUNCTION
BODDY	REAL	2	FUNCTION	SEVAL	REAL	7	FUNCTION
BROWN		12	SUBROUTINE	SPLINE		6	SUBROUTINE
COM	REAL	5	FUNCTION	SQRT	GENERIC	1	INTRINSIC
EXIT		0	SUBROUTINE				

--STATEMENT LABELS--(LD=A)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF	LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF	LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
1	17013	FORMAT	38	99	17628	FORMAT	98	350	7758		213
2	17033	FORMAT	39	210	*NO REFS*		239	360	INACTIVE	DO-TERM	211
3	17053	FORMAT	40	211	INACTIVE	DO-TERM	233	370	5438		137
4	17123	FORMAT	41	212	10758		235	400	INACTIVE	DO-TERM	239
5	17163	FORMAT	42	213	17598	FORMAT	235	430	INACTIVE		287
6	17213	FORMAT	43	220	5758	DO-TERM	174	440	13503		290
7	17313	FORMAT	45	230	INACTIVE		171	450	13573		292
8	17433	FORMAT	47	240	5723		173	470	INACTIVE	DO-TERM	303
9	17553	FORMAT	49	250	5423	DO-TERM	184	480	5338		133
11	*NO REFS*		51	250	INACTIVE		178	490	*NO REFS*		312
20	1523	DO-TERM	73	270	6213		181	500	INACTIVE	DO-TERM	318
23	1503		72	280	INACTIVE		182	510	INACTIVE	DO-TERM	324
30	2773	DO-TERM	107	290	6323		183	520	INACTIVE	DO-TERM	321
40	INACTIVE		104	300	5753	DO-TERM	193	530	253		52
50	2743		106	310	5703		192	580	*NO REFS*		325
60	INACTIVE	DO-TERM	114	320	INACTIVE		190	600	INACTIVE	DO-TERM	302
70	INACTIVE	DO-TERM	145	330	INACTIVE	DO-TERM	200	620	13363		296
71	INACTIVE	DO-TERM	160	340	7313		203	630	14223		297

-LABEL-ADDRESS-----PROPERTIES-----DEF

-LABEL-ADDRESS-----PROPERTIES-----DEF

-LABEL-ADDRESS-----PROPERTIES-----DEF

1000 15173 330

1012 INACTIVE DD-TERM

90

2100 17578 FJRNAT 91

--ENTRY POINTS--(LD=A)

-NAME---ADDRESS--ARGS---

XIY75F 208 0

--I/O UNITS--(LD=A)

-NAME--- PROPERTIES-----

TAPE3 FMT/SEQ

TAPES FMT/SEQ

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 51548 = 2668

CM STORAGE USED 656003 = 27520

COMPILE TIME 3.437 SECONDS

```

1      FUNCTION RKW(ZRK,P,T,PPC,PTC)
2      C CALCULA EL FACTOR DE DESVIACION MEDIANTE LA ECUACION DE REDLICH KWONG
3      6 FORMAT(40X,'NO CONVERGE FACTOR DESVIACION')
4      A=(0.4278/PPC)**0.5*(PTC/T)**1.25
5      B=0.0367*PTC/(PPC*T)
6      DO 50 I=1,40
7      C EMPLEANDO EL METODO ITERATIVO DE NEWTON RAPHSON HASTA ETIQUETA 50
8      F=1.0/(1.0-B*P/ZRK)-A**2*P/(ZRK*(1.0+B*P/ZRK))-ZRK
9      RKW=ZRK
10     TOLER=0.001
11     IF(ABS(F).LE.TOLER)GO TO 60
12     DERFZ=4**2*P/(ZRK**2*(1.0+B*P/ZRK)**2)-B*P/(ZRK**2
13     *(1.0-B*P/ZRK)**2)-1.0
14     50 ZRK=ZRK-F/DERFZ
15     WRITE(5,6)
16     60 RETURN
17     END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=4)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
A	1218			REAL		PPC	4	DUMMY-ARG		REAL	
B	1228			REAL		PTC	5	DUMMY-ARG		REAL	
DERFZ	1278			REAL		RKW	1208			REAL	
F	1258			REAL		T	3	DUMMY-ARG		REAL	
I	1238			INTEGER		TOLER	1253			REAL	
P	2	DUMMY-ARG		REAL		ZRK	1	DUMMY-ARG		REAL	

--PROCEDURES--(LD=4)

NAME	TYPE	ARGS	CLASS
ABS	GENERIC	1	INTRINSIC

--STATEMENT LABELS--(LD=4)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
5	1058	FORMAT	3
50	INACTIVE	DO-TERM	14
60	738		16

--ENTRY POINTS--(LD=4)

NAME	ADDRESS	ARGS
RKW	68	5

--I/O UNITS--(LO=A)
--NAME-- PROPERTIES-----

TAPES FMT/SEQ

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 1323 = 9J
CM STORAGE USED 61600B = 29472
COMPILE TIME 0.262 SECONDS

```

1      FUNCTION BOODY(EPSI,RE)
2      C CALCULA EL FACTOR DE FRICCION MEDIANTE ECUACION DE COLEBROOK
3      7 FORMAT(10X,'NO CONVERGE BOODY')
4      L=1
5      FF=1./((4.*ALOG10(EPSI)+2.28)**2)
6      40 AF=4.*ALOG10(EPSI)+2.28-4.*ALOG10(1.+4.67*EPSI/(RE*FF**.5))-1.
7      */FF**.5
8      TOLER=0.001
9      IF(ABS(AF).LE.TOLER)GO TO 10
10     IF(L-40)20,20,30
11     20 APF=4.056362*EPSI/((1.+4.67*EPSI/(RE*FF**.5))*RE*FF**.5)+
12     *1./(2.*FF**1.5)
13     FF=FF-AF/APF
14     L=L+1
15     GO TO 40
16     30 WRITE(5,7)
17     10 BOODY=FF
18     RETURN
19     END
  
```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
AF	1448			REAL		FF	1438			REAL	
APF	1458			REAL		L	1428			INTEGER	
BOODY	1418			REAL		RE	2	DUMMY-ARG		REAL	
EPSI	1	DUMMY-ARG		REAL		TOLER	1458			REAL	

--PROCEDURES--(LD=A)

NAME	TYPE	ARGS	CLASS
ABS	GENERIC	1	INTRINSIC
ALOG10	REAL	1	INTRINSIC

--STATEMENT LABELS--(LD=A)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
7	1268	FORMAT	3
10	1078		17
20	INACTIVE		11
30	1098		16
40	208		6

--ENTRY POINTS--(LD=A)

NAME	ADDRESS	ARGS
BOODY	58	2

--I/O UNITS--(LO=A)
-NAME--- PROPERTIES-----

TAPES FMT/SEQ

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 1513 = 105
CM STORAGE USED 615008 = 23472
COMPILE TIME 0.258 SECONDS

```

1 SUBROUTINE HIDRA(OB,DEN,VISL,DINT,EPSI,DPRO,DP)
2 DENL=8.23*DEN
3 VEME=OB/(2.45*DINT**2)
4 REN=2970.*DENL*VEME/VISL
5 2 FORMAT(10Y,8E14.5)
6 FF=BOJJDY(EPSI,REN)
7 DP=FF*DENL*DPRO*VEME**2/(25.8*DINT)
8 OP=DP+0.433*DEN*DPRO
9 RETURN
10 END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
DEN	2		DUMMY-ARG	REAL		FF	658			REAL	
DENL	628			REAL		OB	1	DUMMY-ARG		REAL	
DINT	4		DUMMY-ARG	REAL		REN	648			REAL	
DP	7		DUMMY-ARG	REAL		VEME	638			REAL	
DPRO	6		DUMMY-ARG	REAL		VISL	3	DUMMY-ARG		REAL	
EPSI	5		DUMMY-ARG	REAL							

--PROCEDURES--(LD=A)

NAME	TYPE	ARGS	CLASS
BOJJDY	REAL	2	FUNCTION

--STATEMENT LABELS--(LD=A)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
2	528	FORMAT	5

--ENTRY POINTS--(LD=A)

NAME	ADDRESS	ARGS
HIDRA	58	7

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 708 = 56
 CM STORAGE USED 516908 = 25472
 COMPILE TIME 0.145 SECONDS

```

1      SUBROUTINE SPLINE(N,X,Y,B,C,D)
2      C CALCULA COEFICIENTES DE POLINOMIOS CUBICOS LIBREMENTE APOYADOS
3      DIMENSION X(10),Y(10),B(10),C(10),D(10)
4      NM1=N-1
5      NM2=N-2
6      D(1)=X(2)-X(1)
7      C(2)=(Y(2)-Y(1))/D(1)
8      DO 10 I=2,NM1
9          D(I)=X(I+1)-X(I)
10         B(I)=2.*(D(I-1)+D(I))
11         C(I+1)=(Y(I+1)-Y(I))/D(I)
12         C(I)=C(I+1)-C(1)
13     10 CONTINUE
14         C(1)=0.
15         C(N)=0.
16     DO 20 I=3,NM1
17         T=D(I-1)/B(I-1)
18         B(I)=B(I)-T*D(I-1)
19         C(I)=C(I)-T*C(I-1)
20     CONTINUE
21         C(NM1)=C(NM1)/B(NM1)
22     DO 30 I3=2,NM2
23         I=N-I3
24         C(I)=(C(I)-D(I)*C(I+1))/B(I)
25     30 CONTINUE
26         B(N)=(Y(N)-Y(NM1))/D(NM1)+D(NM1)*C(NM1)
27         D(N)=0.
28     DO 40 I=1,NM1
29         B(I)=(Y(I+1)-Y(I))/D(I)-D(I)*(C(I+1)+2.*C(I))
30         D(I)=(C(I+1)-C(I))/D(I)
31         C(I)=3.*C(I)
32     40 CONTINUE
33     RETURN
34     END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
B	4	DUMMY-ARG		REAL	10	NM1	2578			INTEGER	
C	5	DUMMY-ARG		REAL	10	NM2	2609			INTEGER	
D	6	DUMMY-ARG		REAL	10	T	2643			REAL	
I	261B			INTEGER		X	2	DUMMY-ARG		REAL	10
IB	265B			INTEGER		Y	3	DUMMY-ARG		REAL	10
N	1	DUMMY-ARG		INTEGER							

--STATEMENT LABELS--(LD=A)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
10	INACTIVE	DO-TERM	13
20	INACTIVE	DO-TERM	20
30	INACTIVE	DO-TERM	25
40	INACTIVE	DO-TERM	32

--ENTRY POINTS--(LJ=J)
--NAME--ADDRESS--ARGS--

SPLINE 58 6

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 2723 = 186
CM STORAGE USED 615008 = 25472
COMPILE TIME 0.459 SECONDS

```

1      FUNCTION SEVAL(H,U,X,Y,B,C,D)
2      C INTERPOLA CON POLINOMIOS CUBICOS LIBREMENTE APOYADOS
3      DIMENSION X(10),Y(10),B(10),C(10),D(10)
4      DATA K/1/
5      IF(K.GE.N)K=1
6      IF(U.GE.X(K).AND.U.LE.X(K+1)) GO TO 70
7      IF(U.GT.X(1)) GO TO 20
8      SEVAL=Y(1)+B(1)*(U-X(1))
9      RETURN
10     20 I=0
11        J=N+1
12     30 K=(I+J)/2
13        IF(U-X(K))4,50,60
14     40 J=K
15        GO TO 30
16     50 SEVAL=Y(K)
17        RETURN
18     60 I=K
19        IF(I.LT.J-1) GO TO 30
20     70 DX=U-X(K)
21        SEVAL=Y(K)+DX*(B(K)+DX*(C(K)+DX*D(K)))
22        RETURN
23     END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
B	5	DUMMY-ARG		REAL	10	X	110B			INTEGER	
C	6	DUMMY-ARG		REAL	10	N	1	DUMMY-ARG		INTEGER	
D	7	DUMMY-ARG		REAL	10	SEVAL	107B			REAL	
DX	113B			REAL		U	2	DUMMY-ARG		REAL	
I	111B			INTEGER		X	3	DUMMY-ARG		REAL	10
J	112B			INTEGER		Y	4	DUMMY-ARG		REAL	10

--STATEMENT LABELS--(LD=A)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF	LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
20	343		10	50	55B		15
30	418		12	60	62B		18
40	INACTIVE		14	70	67B		20

--ENTRY POINTS--(LD=A)

NAME	ADDRESS	ARGS
SEVAL	6B	7


```

1      FUNCTION BEE(P,T,SG,ZRK)
2      C CALCULA LA VISCOSIDAD DEL GAS CON LA CORRELACION DE LEE
3      AMW=28.97*SG
4      X=3.5+936.0/T+0.01*AMW
5      Y=2.4-0.2*X
6      AK=(9.4+0.02*AMW)*T**1.5/(209.0+19.0*AMW+T)
7      ROG=0.0433*SG*P/(ZRK*T)
8      VIS=AK*2.718281**(X*ROG**Y)/10000.0
9      BEE=VIS
10     RETURN
11     END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
AK	108B			REAL		T	2	DUMMY-ARG		REAL	
AMW	100B			REAL		VIS	105B			REAL	
BEE	77B			REAL		X	101B			REAL	
P	1	DUMMY-ARG		REAL		Y	102B			REAL	
ROG	104B			REAL		ZRK	4	DUMMY-ARG		REAL	
SG	3	DUMMY-ARG		REAL							

--ENTRY POINTS--(LD=A)

NAME	ADDRESS	ARGS
BEE	68	4

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 1103 = 72
 CM STORAGE USED 51600B = 25472
 COMPILE TIME 0.184 SECONDS

```

1      FUNCTION COM(P,T,PPC,PTC,ZRK)
2      C CALCULA LA COMPRESIBILIDAD MEDIANTE DERIVADA DE REDLICH KWONG
3      A=(.4273/PPC)**.5*(PTC/T)**1.25
4      B=0.0867*PTC/(PPC*T)
5      DZRKP=ZRK/(P+(1.0-(B*P/ZRK)**2)**2/((1.0+B*P/ZRK)**2
6      **B/ZRK**2-A**2*(1.0-B*P/ZRK)**2*((1.0+B*P/ZRK)/ZRK**2
7      *-B*P/(ZRK**3)))
8      CG=1.0/P-DZRKP/ZRK
9      COM=CG
10     RETURN
11     END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

--VARIABLE MAP--(LD=A)				--PROPERTIES-----TYPE-----SIZE				--NAME---ADDRESS--BLOCK-----PROPERTIES-----TYPE-----SIZE				
NAME	ADDRESS	BLOCK	SIZE	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
A	70B				REAL		P	1	DUMMY-ARG		REAL	
B	71B				REAL		PPC	3	DUMMY-ARG		REAL	
CG	73B				REAL		PTC	4	DUMMY-ARG		REAL	
COM	67B				REAL		T	2	DUMMY-ARG		REAL	
DZRKP	72B				REAL		ZRK	5	DUMMY-ARG		REAL	

--ENTRY POINTS--(L)=A

NAME	ADDRESS	ARGS
COM	6B	5

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 763 = 62
 CM STORAGE USED 615003 = 25472
 COMPILE TIME 0.201 SECONDS

```
1 SUBROUTINE BROWN(DIA,VSL,VSG,DENG,DENL,GVIS,VISL,P,  
2 IED,QLM,TSL,GRAT)  
3 C METODO DE HAGEDORN Y BROWN TUBERIAS VERTICALES  
4 REAL NL,NVL,NVG,NDI,NVI,NV2  
5 DIMENSION NL(5),CNL(5),BET(7),ALF(7),DEL(7),EPS(7),B1(5),C1(5),  
6 ID1(5),B2(7),C2(7),D2(7),B3(7),C3(7),D3(7)  
7 DATA NL/0.302,1.0,1.602,2.0,2.602/  
8 DATA CNL/0.302,0.381,0.58,0.845,1.0/  
9 DATA BET/.01,.02,.03,.04,.05,.07,.09/  
10 DATA ALF/1.0,1.09,1.395,1.6,1.695,1.78,1.91/  
11 DATA DEL/-5.0,-5.0,-4.0,-3.3,-3.0,-2.599,-2.301/  
12 DATA EPS/.05,0.15,0.32,0.6,0.82,0.94,1.0/  
13 PIE=DIA/12.  
14 IF(VSL.GT.0.)GO TO 10  
15 HL=0.  
16 GO TO 30  
17 10 IF(VSG.GT.0.)GO TO 20  
18 HL=1.0  
19 GO TO 30  
20 20 CALL SPLINE(5,NL,CNL,B1,C1,D1)  
21 CALL SPLINE(7,BET,ALF,B2,C2,D2)  
22 CALL SPLINE(7,DEL,EPS,B3,C3,D3)  
23 C  
24 NVL=1.939*VSL*(DENL/TSL)**0.25  
25 NVG=1.939*VSG*(DENL/TSL)**0.25  
26 NDI=10.0725*PIE*SQRT(DENL/TSL)  
27 NVI=0.15725*VISL*(1./(DENL*TSL**3))**.25  
28 NV2=ALOG10(NVI)+3.0  
29 C INTERPOLA EL COEFICIENTE DEL NUMERO DE VISCOSIDAD  
30 CN1=SEVAL(5,NV2,NL,CNL,B1,C1,D1)  
31 CN1=10.**((CN1-3.0)  
32 7 FORMAT(6X,10E10.4,/) )  
33 A= (NVG*NVI**.38)/(NDI**2.14)  
34 IF(A.LT.0.01) A=0.01  
35 C INTERPOLA EL FACTOR SECUNDARIO DE CORRECCION PARA LOS CAMBIOS  
36 C EN LOS PATRONES DE FLUJO AL VARIAR LA VELOCIDAD DEL GAS  
37 A1=SEVAL(7,A,BET,ALF,B2,C2,D2)  
38 B= (NVL/NVG**.575)*(P/14.7)**.1*(CN1/NDI)  
39 B=ALOG10(B)  
40 C INTERPOLA EL FACTOR DE COLGAMIENTO  
41 EPI=SEVAL(7,B,DEL,EPS,B3,C3,D3)  
42 IF(EPI.LT.0.) EPI=0.  
43 HL=A1*EPI  
44 IF(HL.GT.10.)HL=1.0  
45 30 VISS=VISL**HL*GVIS**(1.-HL)  
46 REYS=(2.2E-2*QLM)/(PIE*VISS)  
47 5 FORMAT(5X,F10.1,/) )  
48 CALL FRFACT(REYS,ED,FF)  
49 DPRD=DENL*HL+DENG*(1.-HL)  
50 DPER=(FF*QLM**2)/(2.9652E11*PIE**5*DPRO)  
51 C GRADIENTE TOTAL DE PRESION  
52 GRAT=(DPRD+DPER)/144.  
53 5 FORMAT(5X,F10.5,/) )  
54 RETURN  
55 END
```

--VARIABLE MAP--(LO=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
A	5208			REAL		ED	9		DUMMY-ARG	REAL	
ALF	3773			REAL	7	EPS	4153			REAL	7
A1	5213			REAL		EPI	5233			REAL	
B	5223			REAL		FF	5253			REAL	
BET	3703			REAL	7	GRAT	12		DUMMY-ARG	REAL	
B1	4243			REAL	5	GVIS	6		DUMMY-ARG	REAL	
B2	4433			REAL	7	HL	5153			REAL	
B3	4703			REAL	7	NDI	3603			REAL	
CNL	3633			REAL	5	NL	3213			REAL	5
CN1	5173			REAL		NVG	3573			REAL	
C1	4313			REAL	5	NVI	3513			REAL	
C2	4523			REAL	7	NVL	3553			REAL	
C3	4773			REAL	7	NV2	3623			REAL	
DEL	4053			REAL	7	P	8		DUMMY-ARG	REAL	
DENG	4		DUMMY-ARG	REAL		PIE	5153			REAL	
DENL	5		DUMMY-ARG	REAL		QLM	10		DUMMY-ARG	REAL	
DIA	1		DUMMY-ARG	REAL		REYS	5253			REAL	
DPFR	5303			REAL		TSL	11		DUMMY-ARG	REAL	
DPPO	5273			REAL		VISL	7		DUMMY-ARG	REAL	
D1	4363			REAL	5	VISS	5243			REAL	
D2	4613			REAL	7	VSG	3		DUMMY-ARG	REAL	
D3	5063			REAL	7	VSL	2		DUMMY-ARG	REAL	

--PROCEDURES--(LO=A)

NAME	TYPE	ARGS	CLASS
ALOG10	REAL	1	INTRINSIC
FRFACT		3	SUBROUTINE
SEVAL	REAL	7	FUNCTION
SPLINE		6	SUBROUTINE
SQRT	GENERIC	1	INTRINSIC

--STATEMENT LABELS--(LO=A)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF	LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
5	2553	FORMAT	53	10	203		17
6	2323	FORMAT	47	20	269		20
7	2473	FORMAT	32	30	1603		45

--ENTRY POINTS--(LO=A)

NAME	ADDRESS	ARGS
BROWN	53	12


```

1      SUBROUTINE FRFACT(REY,ED,FF)
2          C
3      IF(REY.GT.2000.)GO TO 1
4          C
5      FACTOR DE FRICCION EN FLUJO LAMINAR
6      FF=64./REY
7      GO TO 8
8      1 FGI=C.0056+0.5/REY**0.32
9      I=1
10     5 DEN=1.14-2.*ALOG10(ED+9.34/(REY*SQRT(FGI)))
11     FF=(1./DEN)**2
12     DIFF=ABS(FGI-FF)
13     IF(DIFF.LE.0.0001) GO TO 8
14     I=I+1
15     IF(I.LT.10) GO TO 5
16     FF=FGI
17     8 RETURN
18     END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=4)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
DEN	1008			REAL		FGI	758			REAL	
DIFF	1018			REAL		I	778			INTEGER	
ED	2	DUMMY-ARG		REAL		REY	1	DUMMY-ARG		REAL	
FF	3	DUMMY-ARG		REAL							

--PROCEDURES--(LD=4)

NAME	TYPE	ARGS	CLASS
ABS	GENERIC	1	INTRINSIC
ALOG10	REAL	1	INTRINSIC
SQRT	GENERIC	1	INTRINSIC

--STATEMENT LABELS--(LD=4)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
1	158		7
5	248		9
8	558		15

--ENTRY POINTS--(LD=4)

NAME	ADDRESS	ARGS
FRFACT	58	3

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 1048 = 60
CM STORAGE USED 61600B = 25472
COMPILE TIME 0.180 SECONDS

```

1      SUBROUTINE DISUE (DEN,DSA,T,Z,P,DL,GDEN)
2      DL=DL/3.28
3      PW = P/14.22
4      PWH = P/14.22
5      DO 10 I=1,30
6      PWA=PW
7      PW = .1*DEN*DL -.004569*(DEN/DSA-1.)*T*Z*ALOG10(PW/PWH)+PWH
8      DIF = ABS(PW-PWA)
9      IF(DIF.LE.0.01) GO TO 20
10     CONTINUE
11     WRITE(5,1)
12     1  FORMAT(10X,'NO CONVERGE DISUE')
13     20 GDEN= 14.22*(PWH-PW)/DL
14     RETURN
15     END
    
```

--VARIABLE MAP--(LD=A)

NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE	NAME	ADDRESS	BLOCK	PROPERTIES	TYPE	SIZE
DEN	1	DUMMY-ARG		REAL		P	5	DUMMY-ARG		REAL	
DIF	1228			REAL		PW	1158			REAL	
DL	6	DUMMY-ARG		REAL		PWA	1218			REAL	
DSA	2	DUMMY-ARG		REAL		PWH	1153			REAL	
GDEN	7	DUMMY-ARG		REAL		T	3	DUMMY-ARG		REAL	
I	1178			INTEGER		Z	4	DUMMY-ARG		REAL	

--PROCEDURES--(LD=A)

NAME	TYPE	ARGS	CLASS
ABS	GENERIC	1	INTRINSIC
ALOG10	REAL	1	INTRINSIC

--STATEMENT LABELS--(LD=A)

LABEL	ADDRESS	PROPERTIES	DEF
1	1018	FORMAT	12
10	INACTIVE	DO-TERM	10
20	628		13

--ENTRY POINTS--(LD=A)

NAME	ADDRESS	ARGS
DISUE	58	7

--I/O UNITS--(LJ=A)
--NAME-- PROPERTIES-----

TAPE5 FMT/500

--STATISTICS--

PROGRAM-UNIT LENGTH 1253 = 85
CM STORAGE USED 61608 = 25472
COMPILE TIME 0.205 SECONDS