



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EXPLOTACIÓN SIMULTANEA DE YACIMIENTOS DE GAS POR UNA
SOLA TUBERIA**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

PRESENTA:

MONTIEL HERNÁNDEZ, DAVID

ASESOR: SAMANIEGO VERDUZCO, FERNANDO

Ciudad Universitaria, México, D. F.

1977



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.

2406

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS SUPERIORES

DAVID MONTEL HERNANDEZ

EXPLORACION SIMULTANEA DE YACIMIENTOS DE GAS POR UNA SOLA
TUBERIA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA

PRESUPUESTO

DAVID MONTEL HERNANDEZ

MEXICO, D.F.

MAYO 1977

Con sincero reconocimiento al Sr. Dr. Fernando Samaniego Verduzco,
quien con sus atinadas observaciones y consejos hizo posible la --
elaboración de este trabajo.

Debo especial agradecimiento a los integrantes del H. Jurado de la prueba oral, quienes con sus valiosas indicaciones intervinieron en la presentación de este trabajo.

Presidente	Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Secretario	Dr. Heber Cinco Ley
Vocal	Dr. Jesús Rivera Rodríguez
1er. Suplente	Dr. José Luis Bashbush Bauza
2o. Suplente	M.I. Antonio Acuña Rosado

CONTENIDO

	Página
Resumen	1
Introducción	2
Descripción del Modelo	4
Método de Solución	6
Modelo de Flujo radial	7
Gasto en los yacimientos	11
Ecuación de continuidad en tuberías	12
Ecuación de Conservación de Energía	13
Análisis de resultados	15
Conclusiones	17
Nomenclatura	18
Referencias	20

FIGURAS

1. Descripción del modelo
2. Diagrama de bloques
3. Información necesaria
4. Comportamiento de gastos
5. Comportamiento de gastos
6. Comportamiento de producción

APENDICES

- A. Gasto de producción o inyección
- B. Ecuación de continuidad en tuberías
- C. Número de Reynolds.

R E S U M E N

Se analiza el comportamiento de explotación de varios yacimientos produciendo simultáneamente por el mismo pozo. El estudio se efectúa con un simulador de diferencias finitas, que resuelve la ecuación de difusión de gases reales en cada uno de los estratos, los cuales son condicionados a interactuar recíprocamente entre sí, mediante las ecuaciones de continuidad, y conservación de energía en tuberías verticales. Los yacimientos son considerados circulares, cerrados en el lindero externo, con condiciones de frontera variables en el lindero interno, y con propiedades diferentes; asimismo, las propiedades del gas, en cada uno de los puntos de la tubería, se consideran variables. Las soluciones de las ecuaciones diferenciales se efectúan por el método completamente implícito, y aplicando la transformación de pseudopresión de gases reales publicada por Al Hussainy y Ramey.

El modelo, yacimientos-tubería, permite determinar el gasto individual por yacimiento, e investigar bajo qué alternativas de explotación se presenta el fenómeno de inyección de gas de una formación a otra.

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

Los programas tradicionales de explotación, mediante terminaciones sencillas, dobles o a lo sumo triples, solo son apropiados si se tienen campos; con uno, dos o tres estratos productores respectivamente, sin embargo, cuando se explotan áreas con un número de yacimientos mayor que el número de terminaciones posibles por pozo, estos procedimientos de explotación resultan inadecuados, sobre todo cuando las formaciones son de baja permeabilidad, dado que es necesario esperar largos períodos de tiempo hasta alcanzar el agotamiento de las reservas, en los estratos inferiores, para reparar los pozos, e iniciar la explotación en los yacimientos superiores hasta alcanzar las condiciones de abandono de los campos.

La producción simultánea de varios yacimientos por una misma tubería, promete ser una buena alternativa de explotación encaminada a reducir los tiempos y aumentar la disponibilidad de los hidrocarburos. Actualmente, en la zona noreste de Petróleos Mexicanos se ha iniciado esta nueva política de explotación a raíz de la creciente demanda de gas en el norte de México.

Entre los problemas más difíciles asociados con este sistema de producción está la determinación de los gastos individuales por horizonte, los cuales son información necesaria para llevar un control de producciones y reservas, asimismo el análisis de los principales factores que intervienen en el fenómeno de inyección de gas de un yacimiento a otro.

Un gran número de modelos de diferencias finitas, se ha desarrollado en la literatura existente, la mayoría de estos estudios, se encuentran confinados al análisis de un solo yacimiento. Crichlow y Root¹ construyeron un modelo para investigar el efecto de las técnicas de terminación sobre la disponibilidad del gas. Russell y Truitt² desarrollaron un simulador para estudiar el efecto del fracturamiento sobre el comportamiento de la presión. Carter³ presentó un modelo para optimizar la explotación de yacimientos de gas. Dempsey y Col.⁴ desarrollaron una técnica de evaluación y diseño de sistemas de tuberías mediante la integración de los modelos del yacimiento, tubería de producción, y sistemas de recolección. Estudios publicados por Lefkowitz y Col.⁵, Raghavan y Col.⁶ describen el comportamiento de pozos produciendo de varias zonas, estos estudios, fueron encaminados a pruebas en pozos de aceite y los estratos son considerados a la misma profundidad.

La finalidad del presente estudio es analizar el comportamiento de varios yacimientos de gas, con diferencias considerables en la profundidad, e interactuando simultáneamente por el mismo pozo.

* Referencias y nomenclatura al final.

DESCRIPCION DEL MODELO

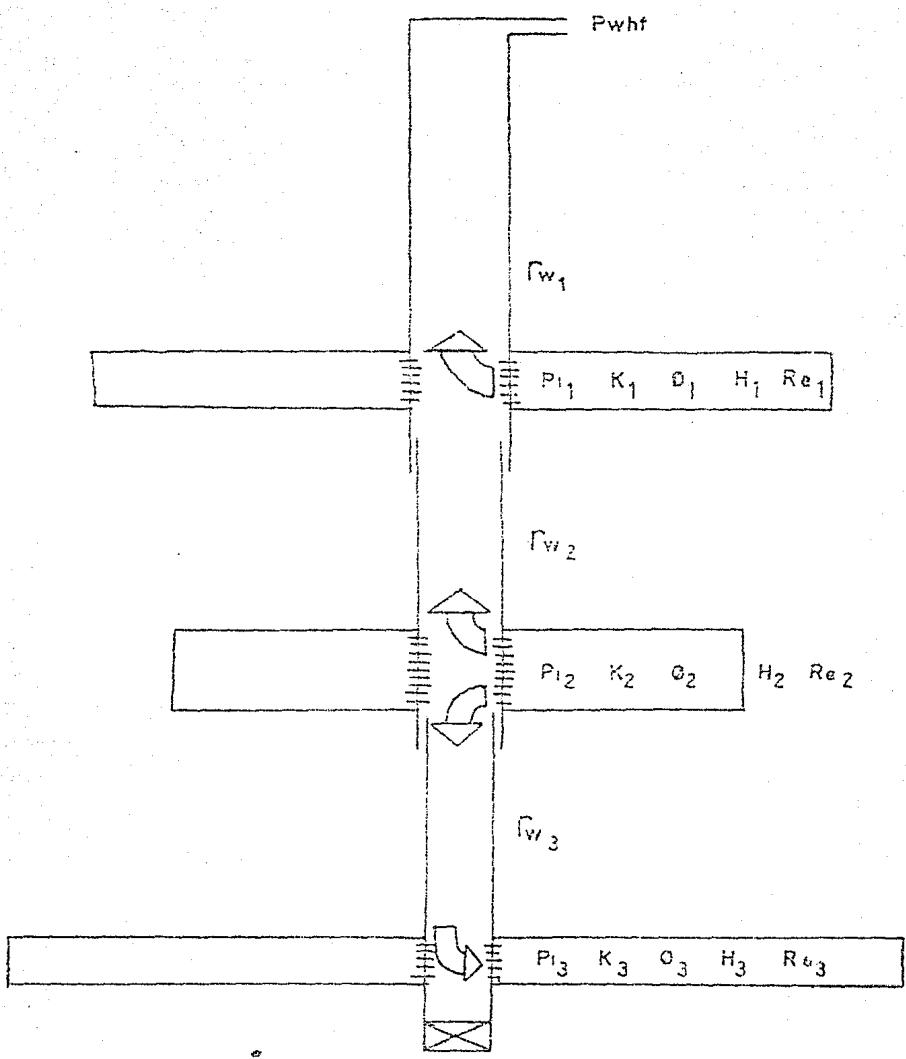
Las suposiciones, más importantes, implícitas en el modelo son las siguientes:

1. Flujo puramente radial de gases reales, de "m" medios y homogéneos, isotrópicos, indeformables, de espesor constante, cerrados, con propiedades diferentes entre sí, y, condicionadas a interactuar simultáneamente en el líquido interno por medio de la tubería.
2. Las propiedades del gas, en el medio poroso, se consideran variables dependientes de la presión.
3. Los yacimientos se encuentran conectados entre sí únicamente por la tubería, la cual se considera de especificaciones y dimensiones variables en cuanto a su diámetro, tubería de revestimiento telescópida.
4. Las propiedades del gas se consideran variables dependientes de la presión y temperatura en cada nodo de la tubería.
5. La interacción entre los yacimientos no es instantánea, es decir, se considera régimen transitorio en tuberías verticales.
6. La solución del sistema, yacimientos-tubería, se efectúa con condiciones de presión superficial constante, en el sistema de recolección.

7. Las propiedades del gas, son las mismas para cada uno de los yacimientos.

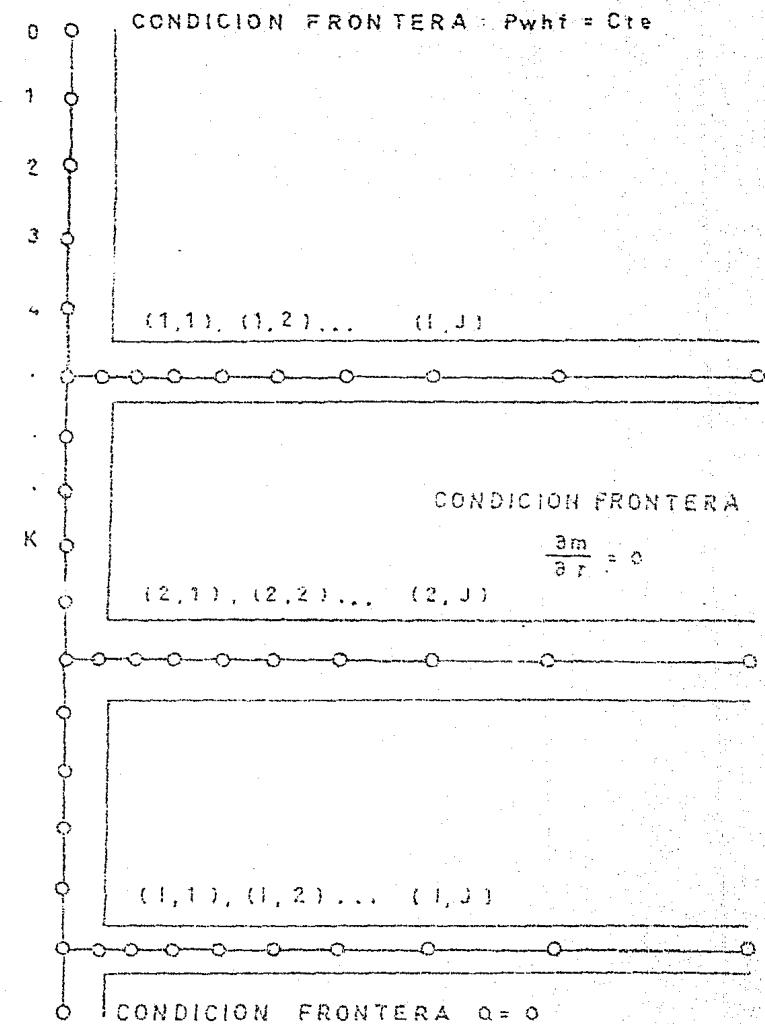
El simulador empleado en cada uno de los estratos, es un modelo unidimensional espaciado logarítmicamente en 32 celdas en su dirección radial, asimismo la tubería de producción fue subdividida verticalmente con espaciamientos no uniformes, es decir, se condicionó a tener el mismo número de nodos entre cada uno de los estratos. Un nodo fijo en el fondo fue necesario, para establecer las condiciones de cierre en su parte inferior. El número de nodos en la tubería es $5N + 1$, donde N representa el número de horizontes en explotación. La vida productiva es similarmente dividida en un número no uniforme de etapas de tiempo, los incrementos a condiciones transitorias son considerados más cortos, que a condiciones semiestacionarias de flujo. Un esquema representativo del problema y su solución, se presenta en la figura 1.

El simulador emplea información de un programa preliminar, el cual realiza el cálculo de la pseudopresión de gases reales - en función de la presión. El arreglo pseudopresión-presión, es manejado entonces en el modelo por una subrutina, la que ajusta polinomios cúbicos libremente apoyados y extrae coeficientes de las ecuaciones. Una función de subrutina transforma, mediante interpolación el espacio de presión a pseudopresión o bien efectúa la transformación inversa. Varias funciones de subrutina fueron elaboradas e integradas al simulador, estas calculan los siguientes:



DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Descripción del modelo



MODELO DE DIFERENCIAS FINITAS

FIGURA 1

tes términos; Factor de desviación, a partir de la ecuación de estado propuesta por Redlich Kwong,⁷ Compresibilidad del gas por medio de la derivada del factor de desviación con respecto a la presión. Viscosidad del gas, mediante la correlación de Lee⁸, y finalmente, el factor de fricción de Moody, mediante la correlación de Colebrook⁹. La primera y la última, de éstas, aplican procedimientos iterativos mediante el método de Newton Raphson.

METODO DE SOLUCION

Dado que los gastos de flujo y las presiones deberán balancearse en cada uno de los nodos del sistema, se seleccionó un procedimiento iterativo en cuanto a presiones en la tubería de tal forma que se cumplieran simultáneamente las ecuaciones de difusión en los yacimientos y las ecuaciones de continuidad y conservación de energía, en la tubería. El esquema de iteración global controla todos los procesos de solución dentro de cada una de las etapas de tiempo en la simulación, las presiones fluyendo así obtenidas frente a cada una de las formaciones, son aplicadas como condiciones de frontera en la solución del problema de flujo radial, dentro de cada uno de los yacimientos, la solución del esquema global, se encuentra condicionada a tener presión superficial constante, sin embargo, puede tratarse como una función del tiempo, si es que se desea simular el comportamiento del sistema bajo compresión. Tanto los gastos como las presiones son calculadas implícitamente sobre el nivel de tiempo, las viscosidad, factor de desviación del gas, número de Reynolds y el

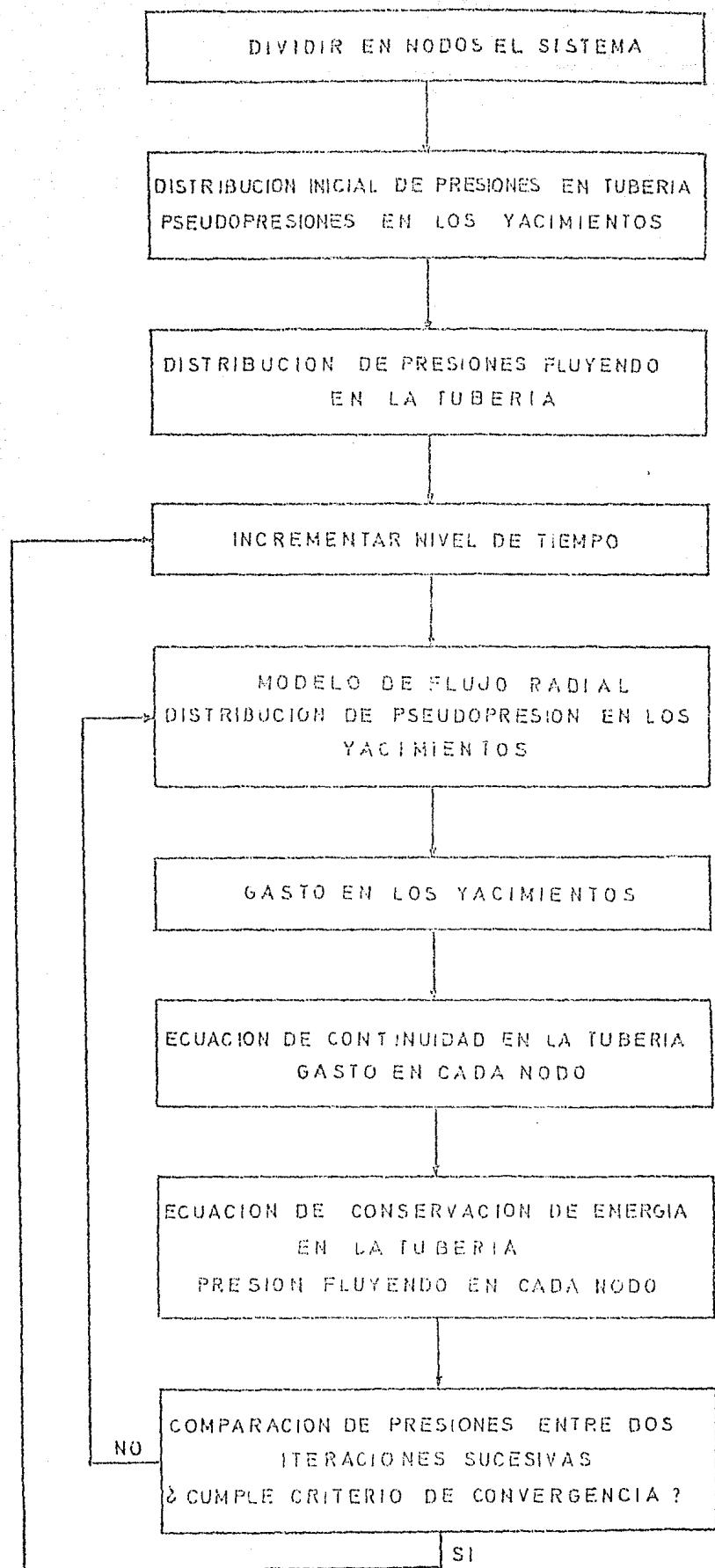
factor de fricción de Moody, son evaluados en cada uno de los nodos de la tubería, para cada iteración global, estos valores se consideran funciones de la presión y de la temperatura. El esquema de solución en cada uno de los estratos, comprende a su vez un proceso de iteración parcial, en el que se recalculan consecutivamente los coeficientes de la matriz solución de la ecuación de difusión. En cada uno de los nodos del yacimiento, los valores de pseudopresión adimensional son transformados a términos de presión, a fin de obtener la compresibilidad y viscosidad del gas para corregir la variable de difusión adimensional. De una a tres iteraciones globales se requieren para cada nivel de tiempo, las cuales comprenden a su vez una o dos iteraciones parciales en el medio poroso, para cada uno de los yacimientos. Un diagrama generalizado de bloques se presenta en la figura 2.

MODELO DE FLUJO RADIAL.

La importancia de emplear la transformación publicada por Al-Hussainy y Ramey¹⁰, es simplificar el problema de una ecuación diferencial no lineal a una casi lineal. Una extensión de los procedimientos de solución numérica conocidos, puede aplicarse sin las suposiciones tácitas de que los gradientes de presión en el sistema de flujo, son despreciables. La función pseudopresión de los gases reales, facilita la incorporación de las variables dependientes de la presión a un modelo matemático del flujo de gas. Los coeficientes de las derivadas espaciales, no contie-

Diagrama de bloques

FIGURA 2



nen términos que son función de las propiedades de los fluidos, la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas es transformada a la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu(p) C_s(p)}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (1)$$

Donde $m(p)$, es la función pseudopresión de los gases reales definida como:

$$m(p) = 2 \int_{P_{in}}^p \frac{P dP}{\mu(p) Z(p)} \quad (2)$$

La ecuación (1) puede ser transformada a:

$$\frac{\partial^2 m_D}{\partial X_D^2} = \alpha_D e^{2X_D} \frac{\partial m_D}{\partial t_D} \quad (3)$$

Mediante las siguientes transformaciones adimensionales:

Radio adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (4)$$

Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{k t}{\phi \mu(p_i) C_s(p_i) r_w^2} \quad (5)$$

Transformación de un sistema de solución radial, a un sistema lineal.

$$X_D = \ln r_D \quad (6)$$

Pseudopresión adimensional

$$m_D = \frac{m(p)}{m(p_i)} \quad (7)$$

Variable de difusión adimensional

$$\alpha_D = \frac{\mu(p) C_g(p)}{\mu(p_i) C_g(p_i)} \quad (8)$$

La ecuación (3) expresada en diferentes finitas en forma completamente implícita es:

$$\frac{m_{D,i,j-1,n+1} - 2m_{D,i,j,n+1} + m_{D,i,j+1,n+1}}{(\Delta X_D)^2} = (\alpha_D e^{2X_D})_{i,j,n+1} \frac{m_{D,i,j,n+1} - m_{D,i,j,n}}{\Delta t_D} \quad (9)$$

Donde

i - índice para el yacimiento

j - índice del espacio

n - índice del tiempo

Para cualquier nodo interno y para cualquier yacimiento, la ecuación resulta:

$$m_{D,i,j-1,n+1} - \left[2 + \left(\frac{\alpha_D}{\lambda} e^{2X_D} \right)_{i,j,n+1} \right] m_{D,i,j,n+1} + m_{D,i,j+1,n+1} = - \left(\frac{\alpha_D}{\lambda} e^{2X_D} \right)_{i,j,n+1} m_{D,i,j,n} \quad (10)$$

Donde:

$$\lambda = \frac{\Delta t_D}{(\Delta X_D)^2} \quad (11)$$

Si se establecen condiciones de presión variable en el lindero interno, la ecuación para el nodo 1 y para un yacimiento específico donde, $i = 1$, resulta:

$$- \left| 2 + \left(\frac{\alpha_D}{\lambda} e^{2x_D} \right)_{i,1,n+1} \right| m_{D,i,1,n+1} + m_{D,i,2,n+1} = \\ - \left(\frac{\alpha_D}{\lambda} e^{2x_D} \right)_{i,1,n+1} m_{D,i,1,n} - m_{D,i,0,n+1} \quad (12)$$

El valor de pseudopresión adimensional evaluada en el pozo, nodo $j = 0$, es condicionada al comportamiento de los gastos y presiones de los otros yacimientos, así como a la presión superficial de la tubería:

(13)

$$m_{D,i,0,n+1} = f(P_{wh}, m_{D,i,n+1}, \forall i \neq 1, i=1, \dots N, \forall j, j=1 \dots M)$$

Para el inicio de las iteraciones globales, a condiciones iniciales, la pseudopresión adimensional evaluada en el pozo, es únicamente una función de la presión superficial en la tubería.

$$m_{D,i,0,n+1} = f(P_{wh}) \quad (14)$$

La condición de cierre a un radio igual al radio exterior de los yacimientos, nodo $j = M$, se obtuvo estableciendo el valor de la derivada igual a cero.

$$2m_{D,i,M-1,n+1} - \left| 2 + \left(\frac{\alpha_D}{\lambda} e^{2x_D} \right)_{i,M,n+1} \right| m_{D,i,M,n+1} = \\ - \left(\frac{\alpha_D}{\lambda} e^{2x_D} \right)_{i,M,n+1} m_{D,i,M,n} \quad (15)$$

El sistema de ecuaciones resultante, se reduce a la solución de una matriz tridiagonal, el algoritmo de Thomas¹¹, es empleado entonces repetidamente para obtener la distribución de pseudopresiones, las cuales son transformadas a presiones con las que se evalua la viscosidad y compresibilidad del gas, mismas que intervienen en el cálculo de la variable de difusión adimensional, necesaria para recalcular los coeficientes de la matriz. El proceso es repetido hasta satisfacer el criterio de convergencia para cada uno de los yacimientos en una sola iteración global.

GASTO EN LOS YACIMIENTOS.

A partir de la distribución de pseudopresiones, es posible calcular el gasto en cada uno de los horizontes, mediante la evaluación de la derivada de pseudopresión adimensional con respecto a la transformación del espacio X_D . Las ecuaciones empleadas son las siguientes, y su desarrollo se muestra en el apéndice A.

$$Q_{CE} = \frac{Q_D k h m(p_i)}{1.42288 T} \quad (16)$$

Donde Q_D es el gasto adimensional dado por la derivada.

$$Q_D = \frac{\partial m_D}{\partial X_D} = \frac{m_{D,i,1,n} - m_{D,i,m,n}}{\Delta X_D} \quad (17)$$

EQUACION DE CONTINUIDAD EN TUBERIAS.

Una de las ventajas que se tiene al utilizar un esquema de solución numérica, es la de eliminar las suposiciones tácitas de considerar el sistema con propiedades y condiciones promedio.

La ecuación diferencial de continuidad¹², fue resuelta por el método de diferencias finitas para el cálculo del gasto en cada uno de los nodos de la tubería. El balance de gastos másicos en régimen transitorio, es decir, incluyendo la variación de la densidad con respecto al tiempo, considera el efecto no instantáneo de la interacción entre cada uno de los yacimientos. El modelo matemático, en su forma general, contempla además, el efecto de producción o inyección de gas, en diferentes puntos de la tubería mediante la incorporación de un término fuente o sumidero.

$$-\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} - \frac{w^*}{A\Delta L} = \frac{\partial e}{\partial t} \quad (18)$$

El signo negativo del segundo término, indica que cuando existe inyección, gasto positivo en la formación, el sistema integrado por los nodos de la tubería, pierde masa. Para gases reales, la ecuación 18 fue transformada a la siguiente expresión desarrollada en el apéndice B.

$$\frac{\partial q}{\partial L} + \frac{q^*}{\Delta L} = \frac{0.193 D_k^2}{T} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) \quad (19)$$

Al resolver la ecuación 19, por diferencias finitas en forma implícita para el gasto, se tomó ventaja de la condición de frontera inferior de cierre; los gastos entonces, son evaluados en forma regresiva.

$$q_{k,n+1} = \frac{0.193 D_k^2}{T_k} \frac{\Delta L}{\Delta t} \left| \left(\frac{P}{Z} \right)_{k,n+1} - \left(\frac{P}{Z} \right)_{k,n} \right| + q_{k,n+1}^* + q_{k+1,n+1} \quad (20)$$

La ecuación 20, es un balance de gastos en cada uno de los nodos de la tubería; el primer término es el cambio debido a expansión o compresión durante el intervalo de tiempo, el segundo término es el gasto introducido o perdido mediante producción o inyección de cada uno de los yacimientos -en los nodos intermedios entre dos estratos consecutivos este término es igual a cero-, en los nodos frente a cada uno de los estratos, igual al gasto de producción de los horizontes- finalmente el último término representa el gas procedente del nodo inferior.

ECUACION DE CONSERVACION DE ENERGIA.

El concepto de conservación de energía es usualmente la base de cualquier estudio de flujo vertical de fluidos a través de tuberías. La ecuación de R.V. Smith⁴, fue resuelta para pequeños segmentos de tubería, en los cuales las propiedades promedio fueron substituidas por las propiedades en cada uno de los nodos de la tubería. La ecuación para cada uno de los nodos, se presenta a continuación:

$$P_{k,n+1} = \left| \frac{SG \Delta L (e^s - 1) (q_k^2 T_k Z_k f_k)_{n+1} + e^s P_{k-1,n+1}^2}{0.04 \times 10^{12} D_k^5 s} \right|^{\frac{1}{2}} \quad (21)$$

Donde s esta definido por:

$$s = 0.0375 \frac{SG \Delta L}{(T_k Z_k)_{n+1}}$$

El factor de fricción es calculado mediante la correlación de Colebrook⁹, con el método iterativo de Newton-Raphson, en función del número de Reynolds y de la rugosidad relativa.

$$f_{k,n+1} = f(R_{E,k,n+1}, \epsilon) \quad (22)$$

El desarrollo de la ecuación para el cálculo del número de Reynolds se presenta en el apéndice C.

$$R_{E,k,n+1} = 0.0201 \frac{SG q_{k,n+1}}{D_k \mu_{k,n+1}} \quad (23)$$

Los valores de la presión fluyendo, en cada uno de los nodos, son determinados en forma progresiva, tomando ventaja de la condición de presión constante en la superficie. Debido a que el cálculo de las presiones se realiza repetidamente en un esquema de iteración global, hasta que su valor entre dos iteraciones sucesivas satisfacen el criterio de convergencia en todos los nodos, los valores de la viscosidad y factor de desviación, son correctamente evaluados, no obstante haber sido tomados de la iteración anterior, dado que en cada una de éstas se calculan consecutivamente como funciones de la presión.

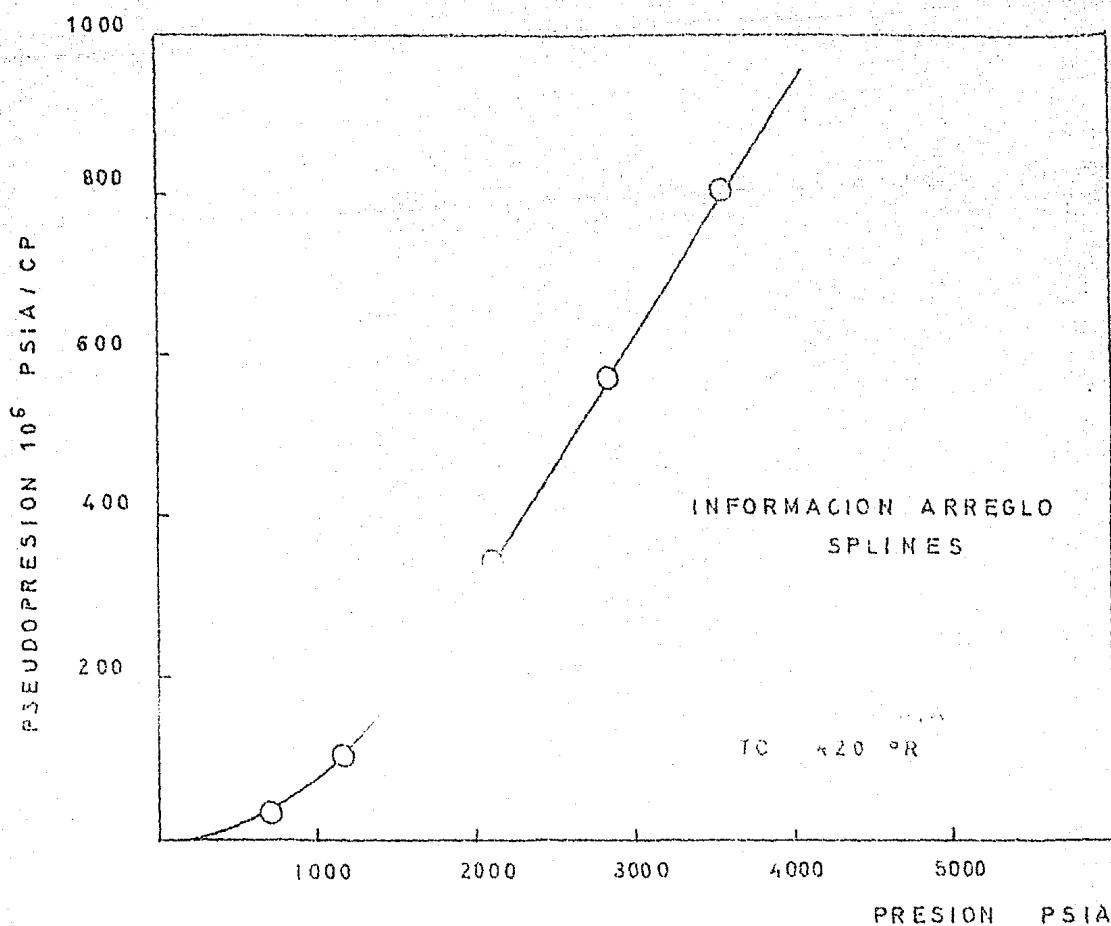
ANALISIS DE RESULTADOS.

Sé efectuaron varias corridas del modelo computacional con la finalidad de analizar el sistema cuando es sometido a diferentes alternativas de explotación. Se consideró un sistema integrado por tres yacimientos de propiedades diferentes y abiertos a producción mediante una tubería de revestimiento telescopiada, los datos son presentados en la figura 3, los valores del arreglo presión-pseudopresión, fueron obtenidos del programa preliminar. El listado del programa principal y del programa preliminar se presenta en el apéndice C.

En la primer corrida, se consideró que el sistema descarga a una línea de alta presión, (1500 psia), por los resultados obtenidos se observa que los efectos transitorios de flujo en la tubería sólo son de importancia para tiempos demasiados cortos, del orden de horas, este efecto es notado en la distribución de gastos presentada en la tabla I, para tiempos mayores un régimen de tipo permanente es alcanzado como se muestra en la distribución de gastos en la tubería, mostrada en la tabla II. La figura 4 muestra el comportamiento de los gastos individuales como fracción del gasto total, se observa que existe inyección del yacimiento 1 hacia el yacimiento 3, llegando a ser del 35%, el yacimiento 2 prácticamente permanece inactivo. Una etapa de proporción constante es alcanzada después de los efectos transitorios en la tubería. La segunda simulación fue llevada a cabo reduciendo a 1000 psia la presión superficial, los resultados se mues-

Informacion necesaria

FIGURA 3



INFORMACION GENERAL

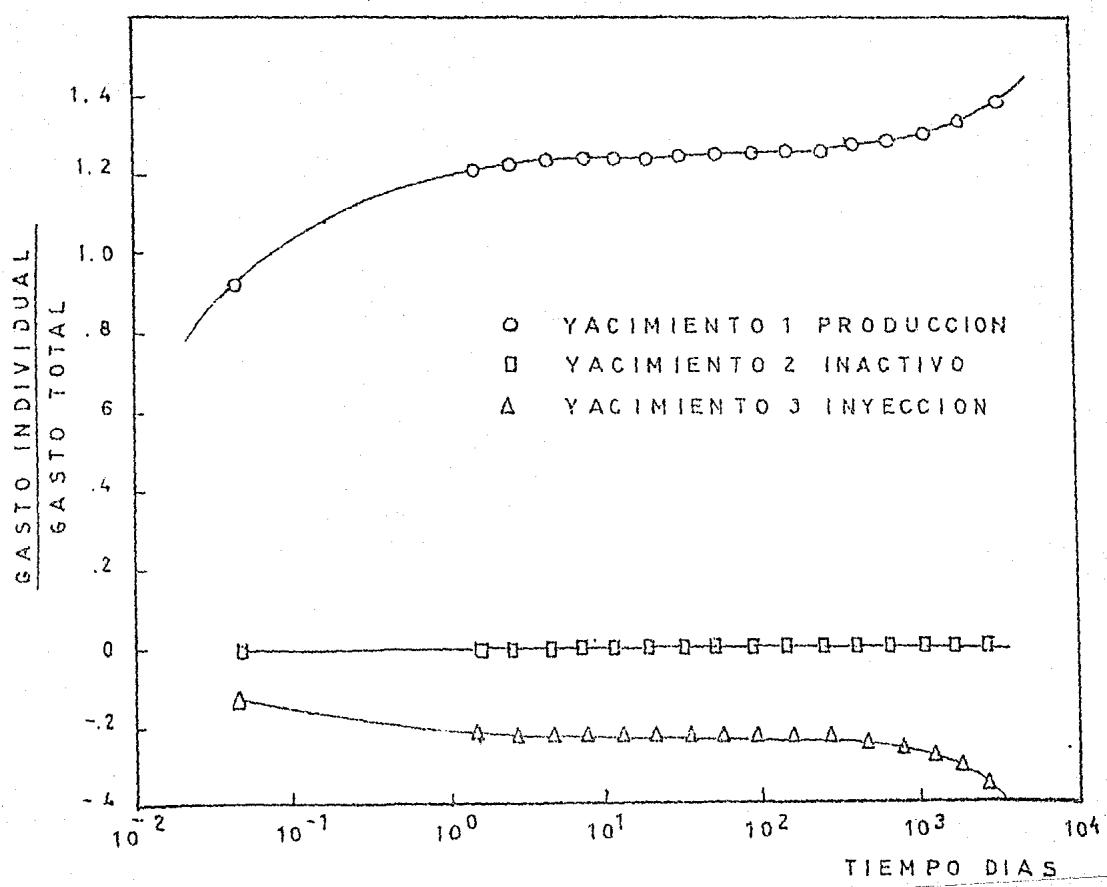
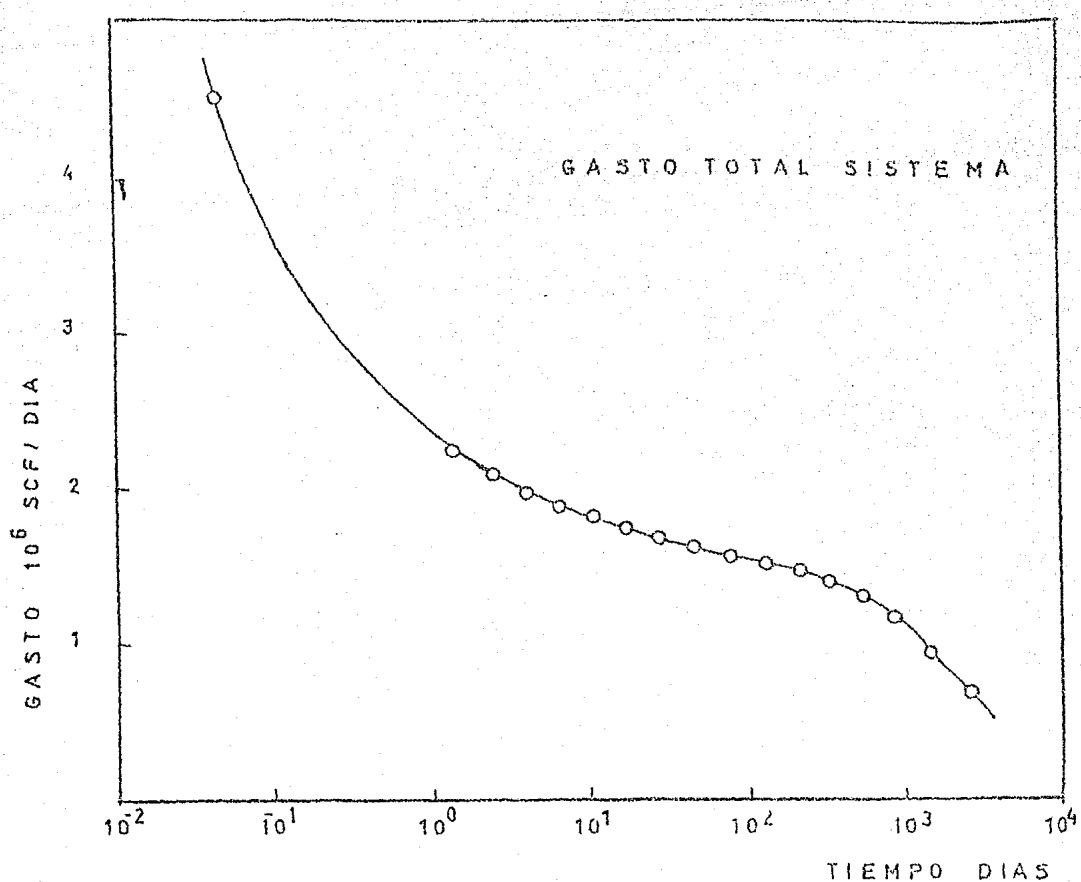
PRESION SUPERFICIAL FLUYENDO	1000 PSIA
PRESION SUPERFICIAL CERRADO	2400 PSIA
GRADIENTE GEOTERMICO	0.01646 °R/p
RUGOSIDAD RELATIVA	2500
NUMERO DE YACIMIENTOS	3
NUMERO PUNTOS ARREGLO SPLINES	6
NUMERO NODOS MODELO RADIAL	32

PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS

I	PRO P	PI Psia	PER md	PHI	RW P	RE P	H P
1	656	3000	1.0	.24	.5573	2000	30
2	8200	2000	0.1	.20	.3177	2624	30
3	8856	1500	0.5	.22	1667	1500	40

Comportamiento de gastos

FIGURA 4



tran gráficamente en la figura 5, en este caso, los tres yacimientos producen simultáneamente. La figura 6 muestra el comportamiento de producción para estas dos alternativas, por los resultados obtenidos se observa que al aumentar la presión superficial, la disponibilidad del gas se reduce por efecto de una menor caída de presión en el yacimiento -menor gasto- y por el efecto de la inyección de gas de un yacimiento a otro. La explotación simultánea de varios yacimientos por un mismo pozo, puede ser desventajosa bajo ciertas condiciones de presión superficial. Una tercer corrida se efectuó suponiendo que el yacimiento 3 se encontraba depresionado a 1000 psia, nuevamente se presentó la inversión de flujo del yacimiento 1 hacia el yacimiento 3, estos resultados se presentan en la tabla III.

La cuarta simulación se hizo considerando dos yacimientos vecinos de propiedades idénticas, con excepción de la permeabilidad, la cual fue considerada diez veces mayor en el yacimiento 1 que en el yacimiento 2, se observa que durante las condiciones transitorias en los mismos, estos producen simultáneamente en forma proporcional a su permeabilidad. La tabla IV muestra el comportamiento de explotación a tiempos cortos, tiempos mayores no fueron investigados.

El análisis de resultados en pozos abiertos a producción - por la tubería de revestimiento, muestra que los efectos de fricción son prácticamente despreciables cuando se explotan arenas de baja permeabilidad.

Comportamiento de gastos

FIGURA 5

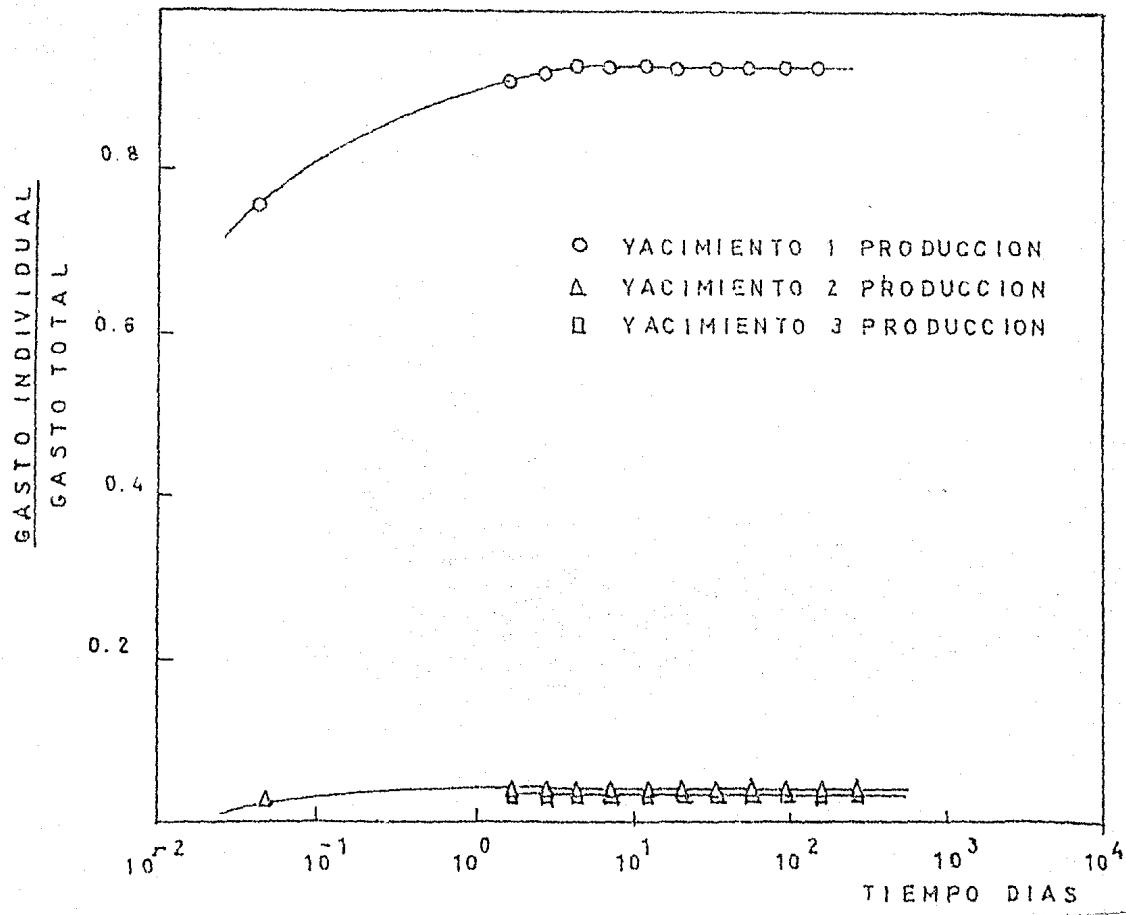
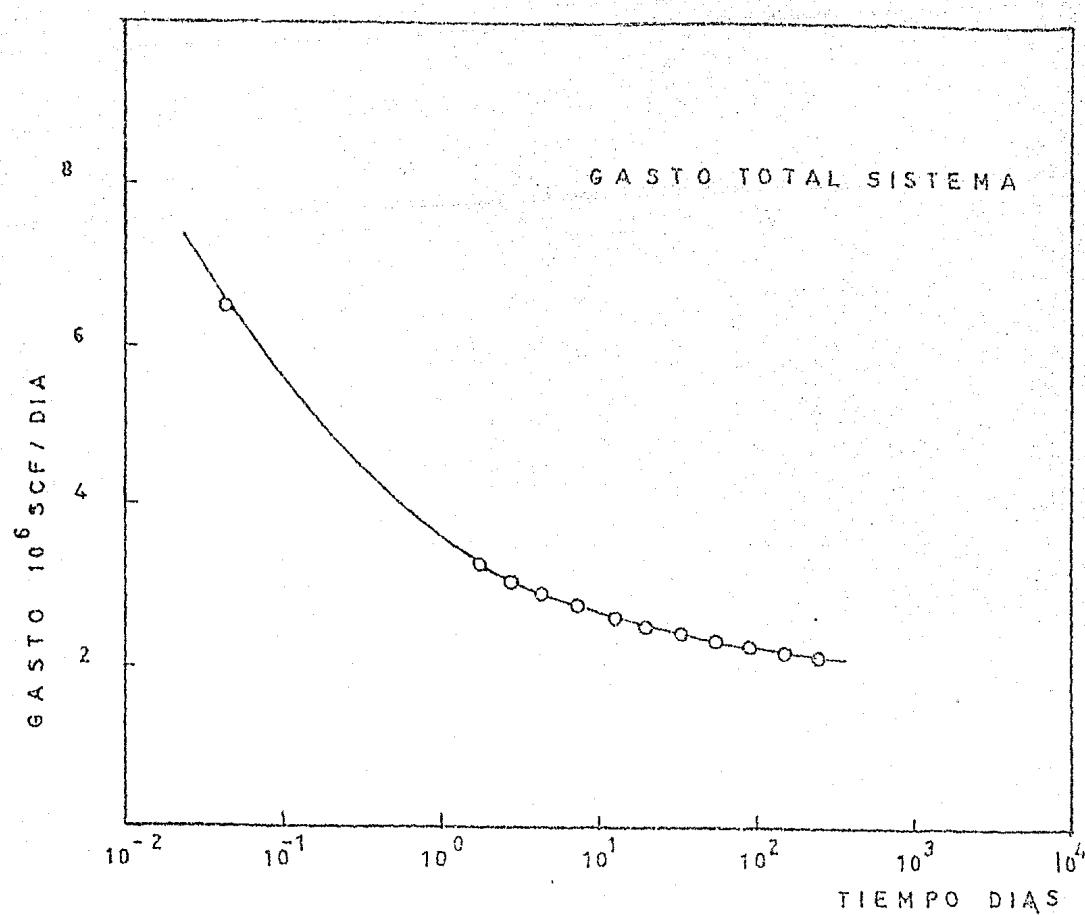
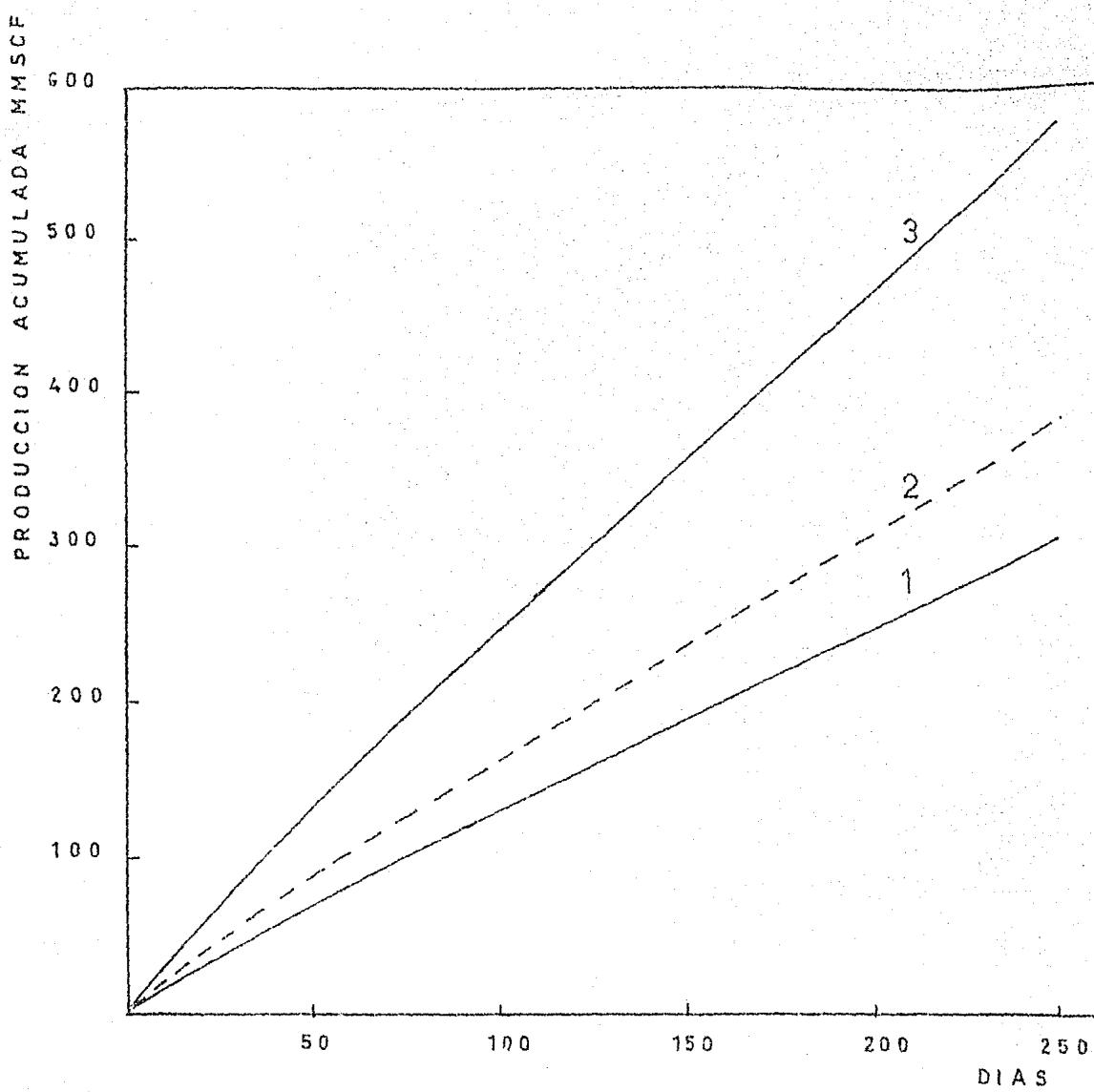


FIGURA 6

Comportamiento de producción



- | | | | |
|---|---------------------|-----------|---------------|
| 1 | PRESION SUPERFICIAL | 1500 PSIA | CON INYECCION |
| 2 | PRESION SUPERFICIAL | 1500 PSIA | SIN INYECCION |
| 3 | PRESION SUPERFICIAL | 1000 PSIA | |

CONCLUSIONES.

- 1.- Es posible describir el comportamiento individual de "N" yacimientos explotados simultáneamente por el mismo pozo.
- 2.- Mayor disponibilidad de hidrocarburos puede ser obtenida, mediante un sistema de explotación simultánea.
- 3.- La explotación simultánea de varios yacimientos por un mismo pozo, bajo ciertas condiciones de presión superficial, puede provocar la inyección de gas de un yacimiento a otro, reduciendo la disponibilidad del gas y aumentando los tiempos de explotación.
- 4.- La duración de los efectos transitorios en la tubería de producción, son del orden de horas.
- 5.- Es conveniente abrir los intervalos a explotación, por la tubería de revestimiento, debido a que los efectos de fricción son reducidos considerablemente.

NOMENCLATURA

C_g	Compresibilidad del gas. 1/psia
D	Diámetro del pozo. pg
f	Factor de fricción.
h	Espesor. p.
k	Permeabilidad. Md
L	Profundidad. p.
m	Pseudopresión de gases reales. psia ² /cp
M	Peso molecular. lb/lb-mol.
m	Pseudopresión adimensional
P	Presión. psia
P_i	Presión inicial. psia
P_{wh}	Presión superficial. psia
Q_{CE}	Gasto en el yacimiento. SCF/D
Q_0	Gasto adimensional
q	Gasto en tubería SCF/D
q^*	Gasto fuente en tubería SCF/D
Re	Número de Reynolds
r	Radio. p.
r_D	Radio adimensional
r_w	Radio del pozo. p.
SG	Densidad relativa
T	Temperatura °R
t	Tiempo D
t_D	Tiempo adimensional
v	Velocidad p/D

W	Gasto másico. lb/D
X_D	Distancia adimensional.
Z	Factor de desviación
α_D	Variable de difusión adimensional.
E	Rugosidad relativa
ρ	Densidad lb/p^3
μ	Viscosidad cp
ϕ	Porosidad

SUBINDICES

i	Número de yacimiento
j	Nodo en yacimiento
k	nodo en tubería
n	Nivel de tiempo
CE	Condiciones estandar
D	Sin dimensiones

REFERENCIAS.

1. Crichlow H.B., Root P.J. "The Use of an R-Z Model to Study the effect of completion technique on gas well deliverability" SPE 2809 Symposium on numerical simulation Dallas Tex Feb 5-6, 1970.
2. Russell D.G., Truitt N.E. "Transient Pressure Behavior in a vertically fractured Reservoir", Houston Tex, Oct. 11-14-1964.
3. Carter P.D. "Performance Predictions for Gas Reservoir Considering two-Dimensional Unsteady-State Flow", SPE 1310 Gas Technology Symposium, Shreveport, La, Nov. 11-12, 1965.
4. Dempsey J.R., Patterson J.K., Coats K.H., Brill J.P., "An Efficient Model for Evaluating Gas Field Gathering System Design", SPE 3161, Central Plains Regional Meeting, Amarillo, Tex. Nov. 15-17, 1970.
5. Lefkovits H.C., Hazebroek P., Allen E.E., Matthews C.S. "A Study of the Behavior of Bounded Reservoirs composed of Stratified Layers", 34 th Annual Fall Meeting of SPE Oct. 4-7 1959, Dallas Tex.
6. Raghavan R., Topaloglu H.N., Coob W.N., Ramey. H.J. "Well-Test Analysis for wells Producing from two Commingled Zones of Unequal Thickness", SPE 4559 48th Annual Fall Meeting, Las Vegas Nev., Sep. 30-Oct. 3, 1973.
7. Aguirre F. "Termodinámica del Equilibrio", Editorial Inter-Americana, México, D.F.

- 8.- Lee A. L., González M.H., Eakin B.E. "The Viscosity of Natural Gases". J. Pet Tech (Aug 1966) 997-1000 Trans AIME -- Vol 237.
9. Aziz K., "Calculation of Bottom - Hole Pressure in Gas --- Wells" SPE 1676 AIME, 1967.
10. Al Hussainy R., Ramey H.J., Crawford P.B. "The Flow of Real Gases Through Porous Media" SPE 1243 Annual Fall Meeting, Denver Colo, Oct. 3-6, 1965.
11. Farouq Ali, "Numerical Reservoir Simulation", Copyright 1970 by S.M. Farouq Ali. Penn State University.
12. Bird R.B., Stewart W.E., Lightfoot E.N., "Transport Phenomena", Editorial Reverte, S.A.

Gasto de producción o inyección

DE LA ECUACIÓN DE DARCY, EL GASTO A CONDICIONES ESTÁNDAR

$$Q_{CE} = - \frac{AK}{B_g \mu} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_w}$$

EL FACTOR DE VOLUMEN Y EL ÁREA ESTAN DADOS POR

$$B_g = \frac{P_{CE} T_Z}{P_{CE} T} \quad y \quad A = 2\pi h r_w$$

LUEGO ENTONCES

$$Q_{CE} = - \frac{\pi k h T_{CE} r_w}{P_{CE} T} \frac{2P}{\mu Z} \left(\frac{dP}{dr} \right)$$

DE LA DEFINICIÓN DE PSEUDOPRESIÓN DE LOS GASES REALES

$$m(p) = 2 \int \frac{P dP}{\mu(p) Z(p)}$$

EN FUNCION DE LA PSEUDOPRESIÓN EL GASTO ENTONCES

$$Q_{CE} = - \frac{\pi k h T_{CE} r_w}{P_{CE} T} \left(\frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_w}$$

CON LAS SIGUIENTES TRANSFORMACIONES ADIMENSIONALES

PSEUDOPRESIÓN ADIMENSIONAL

$$m_D = \frac{m(p)}{m(p_i)}$$

RADIO ADIMENSIONAL

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

TRANSFORMACION A UN SISTEMA LINEAL

$$X_D = \ln r_D$$

LA DERIVADA

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = m(p_i) \left(\frac{\partial m_D}{\partial r} \right)$$

APLICANDO LA REGLA DE LA CADENA

$$\left(\frac{\partial m_D}{\partial r} \right) = \left(\frac{\partial m_D}{\partial r_D} \right) \left(\frac{\partial r_D}{\partial r} \right)$$

$$\left(\frac{\partial m_D}{\partial r_D} \right) = \left(\frac{\partial m_D}{\partial X_D} \right) \left(\frac{\partial X_D}{\partial r_D} \right)$$

Y MEDIANTE LAS RELACIONES

$$\left(\frac{\partial r_D}{\partial r} \right) = \frac{1}{r_w} \quad y \quad \left(\frac{\partial X_D}{\partial r_D} \right) = \frac{1}{r_D}$$

SUSTITUYENDO EN LA DERIVADA

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{m(p_i)}{r_w r_D} \left(\frac{\partial m_D}{\partial X_D} \right)$$

EL GASTO EVALUADO EN EL POZO $r_D = 1$

$$Q_{CE} = - \frac{\pi k h T_{CE} m(p_i)}{P_{CE} T} \left(\frac{\partial m_D}{\partial X_D} \right)$$

DE LA DEFINICIÓN DE GASTO ADIMENSIONAL

$$Q_D = - \frac{Q_{CE} P_{CE} T}{\pi k h T_{CE} m(p_i)} = \frac{\partial m_D}{\partial X_D}$$

LAS CONDICIONES ESTÁNDAR

$$P_{CE} = 14.7 \text{ PSIA} \quad T_{CE} = 520^\circ \text{R}$$

FINALMENTE EN UNIDADES PRACTICAS

$$Q_{CE} = - \frac{Q_D k h m(p_i)}{1.42288 T}$$

Ecuación de continuidad en tuberías

LA ECUACION DIFERENCIAL DE CONTINUIDAD INCLUYENDO UN TERMINO FUENTE O SUMIDERO

$$-\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} - \frac{W^*}{A\Delta L} = \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

EL SEGUNDO TERMINO CORRESPONDE A LA MASA INTRODUCIDA O PERDIDA EN LA TUBERIA, POR PRODUCCION O INYECCION EN CADA YACIMIENTO.

LA VELOCIDAD ES EXPRESADA EN FUNCION DEL GASTO MASICO,

$$v = \frac{W}{\rho A} \cdot \frac{(lb/d)}{(lb/p^3)(p^2)}$$

EL GASTO MASICO, EN FUNCION DEL GASTO A CONDICIONES ESTANDAR Y DEL VOLUMEN MOLAR

$$W = \frac{q M}{V_M} \cdot \frac{(SCF/d)(lb/lb-mol)}{(SCF/lb-mol)}$$

Y LA DENSIDAD, DE LA ECUACION DE ESTADO

$$\rho = \frac{PM}{ZRT}$$

SUSTITUYENDO LAS RELACIONES ANTERIORES EN LA ECUACION DIFERENCIAL

$$-\frac{\partial W}{\partial L} - \frac{W^*}{\Delta L} = A \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

$$-\frac{\partial}{\partial L} \left(\frac{q M}{V_M} \right) - \frac{q^* M}{V_M \Delta L} = A \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{PM}{ZRT} \right)$$

EL VALOR DE LA CONSTANTE R

$$R = \frac{P_{CE} V_M}{T_{CE}}$$

ENTONCES

$$-\frac{M}{V_M} \frac{\partial q}{\partial L} - \frac{M}{V_M \Delta L} \frac{q^*}{\Delta L} - \frac{T_{CE} M A}{V_M P_{CE}} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{ZT} \right)$$

EL AREA

$$A = \frac{\pi D^2}{4 \times 144}$$

LUEGO

$$-\frac{\partial q}{\partial L} - \frac{q^*}{\Delta L} = \frac{\pi D^2 T_{CE}}{4 \times 144 P_{CE}} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{ZT} \right)$$

FINALMENTE EN UNIDADES PRACTICAS

$$-\frac{\partial q}{\partial L} - \frac{q^*}{\Delta L} = \frac{0.193 D^2}{T} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right)$$

Número de Reynolds

APENDICE C

EL NUMERO DE REYNOLDS

$$R_E = \frac{D v \rho}{\mu}$$

LA VELOCIDAD, PUEDE EXPRESARSE
EN FUNCION DEL GASTO MASICO

$$v = \frac{W}{A \rho}$$

EL AREA MEDIANTE

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

LUEGO ENTONCES

$$R_E = \frac{4 W}{\pi D \mu}$$

EL GASTO MASICO ES FUNCION DEL
GASTO A CONDICIONES ESTANDAR

$$W = \frac{q M}{V_M}$$

EL PESO MOLECULAR

$$M = 28.97 \text{ SG}$$

FINALMENTE EN UNIDADES PRACTICAS

$$R_E = 0.0201 \frac{SG q}{D \mu}$$

A P E N D I C E D
Listado del programa

IDENT X1Y33
 FILE 32>XIYF33,UNIT:READER
 FILE 52>XIYP32,UNIT:PRINTER
 SUMMARIZE ALL

C	PWHF	PRESION EN LA SUPERFICIE FLUYENDO PS IA
C	PWHS	PRESION EN LA SUPERFICIE CERRADA PSIA
C	TIML	TIEMPO LIMITE PREDICCION DIAS
C	GG	GRADIENTE GEOTERMICO GRSP
C	PC	PRESION CRITICA PSIA
C	TC	TEMPERATURA CRITICA GR
C	EPSI	RUGOSIDAD RELATIVA TUBERIA ??
C	SG	DENSIDAD RELATIVA DEL GAS
C	NY	NUMERO DE YACIMIENTOS
C	M	NUMERO DE PUNTOS ARREGLO PSEUDOPRESION-PRESION
C	NN	NUMERO DE NODOS EN CADA YACIMIENTO
C	PRO(I)	PROfundidad CDO YACIMIENTOS P
C	PI(I)	PRESION INICIAL CDO YACIMIENTOS PSIA
C	PER(I)	PERMEABILIDADES ND
C	PHI(I)	POROSIDADES
C	H(1)	ESPESORES P
C	RW(I)	RADIO EXTERIOR CDO YACIMIENTOS P
C	FE(I)	RADIO EXTERIOR P
C	PL(I)	PRESION EN ARREGLO SPLINE PSIA
C	AML(I)	PSEUDOPRESION EN ARREGLO SPLINE PSIAZCP
C	Q(K)	GASTOS SCF 20
C	PWF(K)	PRESION EN LOS KODOS DE TUBERIA PSIA
0001)	AMD(1,5)	PSEUDO PRESION ADIMENSIONAL I?NO.YAC. , J?NDO YAC. DIMENSION PRO(5),PI(5),PER(5),PHI(5),H(5),RW(5),RE(5),VI(5),CGI(5) *,C(5),AMC(5),DAC(5),TDC(5),GF(5)
0002)	AML(6)	DIMENSION AML(6),PL(6),B(6),C(6),D(6)
0003)	XDC(5,32)	DIMENSION XDC(5,32),AMD(5,32),ALFA(5,32),AMDC(5,32),F(5,32)
0004)	AAC(32)	DIMENSION AAC(32),BA(32),DA(32),W(32),G(32),AMCA(32)
0005)	PROF(25)	DIMENSION PROF(25),T(25),ZP(25),PWSC(25),ZWE(25),VWS(25),PKF(25), *ZWF(25),VNT(25),G(25),FFM(25),PWF(25),CI(25)
0006)	1	FORMAT(EE10.4)
0007)	2	FORMAT(ZE5)
0008)	3	FORMAT(10X,?YACIMENTO?,2X,I2,5X,F12.1)
0009)	4	FORMAT(10X,15,2F12.2,E16.6)
0010)	5	FORMAT(10X,15,SE16.6)
0011)	6	FORMAT(1H1,10X,?TIEMP(?,F8.3,2X,?DIAS?,?10X,?GASTO DE PREDICCION +SCF?)?)
0012)	7	FORMAT(10X,?COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA?,2,13X,?NODOS,6X,?PHOF?, *5X,?PRESION?,11X,?GASTO?)
0013)	8	FORMAT(10X,?COMPORTAMIENTO EN YACIMENTOS?,2,13X,?NODOS,5X,?PSEUD *PRESION ADIMENSIONAL?)
0014)	530	READ(3,1)PWHF,PWHS,TIM,GG,PC,TC,EPFI,SG
0015)	IF(PWHS)1000,1000,10	
0016)	10	READ(3,2)NY,M,NN
0017)		READ(3,1)(PRO(1),I?1, NY)
0018)		READ(3,1)(PI(1),I?1, NY)
0019)		READ(3,1)(PER(1),I?1, NY)
0020)		READ(3,1)(PHI(1),I?1, NY)
0021)		READ(3,1)(H(1),I?1, NY)
0022)		READ(3,1)(RW(1),I?1, NY)
0023)		READ(3,1)(RE(1),I?1, NY)
0024)		READ(3,1)(PL(1),I?1, M)

```

0025)      READ(3,1)AML(1),I?1,1)
C CALCULA COEFICIENTES POLINOMICOS INTERPOLACION
0026)      CALL SPLINE(M,PL,AML,AB,C,D)
C CALCULA MALLA PARA C21 DE LOS YACIMIENTOS
0027)      DC 20 I?1,NY
0028)      ROMTREC(I)?RWC(I)
0029)      XDMVALOG(ROM)
0030)      20 DXD(I)?XDH?NN
C GENERA COEFICIENTES PAZ MATEIZ DE SLECCION ALGORITMO DE THOMAS
0031)      DC 30 J?1,NN
0032)      IF(L=NN)4 C,50,50
0033)      40 AAC(J)?1.0
0034)      GC TO 30
0035)      50 AAC(J)?22.0
0036)      30 CCNTINUE
C ESTABLECE CONDICIONES INICIALES C10 YACIMIENTOS
0037)      DC 60 I?1,NY
0038)      DC 60 J?1,NN
0039)      XDC(I)?17DXD(I)*J
0040)      AMD(I,J)?1.0
0041)      ALFA(I,J)?1.0
0042)      60 AMDC(I,J)?1.0
0043)      DC 70 I?1,NY
0044)      S?P1(I)
C INTERPOLACION POLINOMIO PSEUDOPRESION FUNCION PRESION
0045)      AMI(I)?SEVAL(M,SP,PL,AML,P,C,D)
0046)      70 CCNTINUE
C CALCULA POSICION DE LOS NODOS EN LA TUBERIA
0047)      K?1
0048)      DC 60 I?1,NY
0049)      IF(I.LE.1)GE TO 90
0050)      A1?PRC(I-1)
0051)      GC TO 100
0052)      90 A1?C.C
0053)      100 B1?(PRC(I)-A1)?5.
0054)      DC 110 J?1,S
0055)      PROF(K)?A1+5.*B1
0056)      110 K?K+1
0057)      80 CCNTINUE
0058)      PROF(K)?A1+5.*B1
0059)      NNT?5*NY+1
C ESTABLECE CONDICIONES INICIALES EN LA TUBERIA
0060)      DC 1EC J?1,2
0061)      IF(C=1)130,150,140
0062)      130 PWHPWHS
0063)      GC TO 150
0064)      140 PWHPWHF
0065)      150 PWHN?PHH
0066)      DO 1EC K?1,NNT
0067)      1(K)?52C.+SG*PROF(K)
0068)      TE?T(K)
C CALCULA FACTOR DE DESVIACION ECUACION DE RECLICH-KWANG
0069)      Z?RKW(PWHN,TE,PC,TC)
C CALCULA VISCOSIDAD CORRELACION DE LEE
0070)      V?8EE(PWHN,TE,SG,Z)
0071)      ZP(K)?Z

```

```

(0073)      SUM220.0
(0074)      SUMT20.0
(0075)      0C 17C 121,NK
(0076)      SUM2?SUM2+ZPC(J)
(0077)      170 SUMT?SUMT+T(1)
(0078)      ZAV?SUM2?N
(0079)      1AV?SUMT?K
(0080)      PWKN?PWHN?E XPC(C,01875+SG*PRGF(K))((ZAV+AV))
(0081)      IF(J=1)130,130,190
(0082)      180 PWS(K)?PWHN
(0083)      ZWS(K)?ZPCK
(0084)      VWSCK)?V
(0085)      GO TO 160
(0086)      190 PWFK(K)?PWHN
(0087)      ZWF(K)?ZPCK
(0088)      VWF(K)?V
(0089)      160 CONTINUE
(0090)      1IA?0.0
(0091)      1190.042
(0092)      L20

```

C VISCOSIDAD Y COMPRESIBILIDAD INICIALES C?U YACIMIENTOS

```

(0093)      DC 20G 121,NY
(0094)      1DA(I)?0.0
(0095)      PY?PI(I)
(0096)      TE?T(5*1)
(0097)      22R KW(PY,TE,PC,TC)
(0098)      V2BEE(PY,TE,SG,Z)
(0099)      VI(I)?V
(0100)      CG?COM(PY,TE,PC,TC,Z)
(0101)      200 CGIC(I)?CG

```

C MODELO DE FLUJO RADIAL DIFERENCIAS FINITAS

C DISTRIBUCION DE PSEUDOPRESION ADIMENSIONAL C?U YACIMIENTOS

```

(0102)      460 0C 21C 121,NY
(0103)      1D(I)?1.06323*PER(I)*TI?PHI(I)*VI(I)*CGIC(I)*FW(I)**2
(0104)      ALAM?((DC(I)-TCAC(I))/DXD(I))**2

```

C PSEUDOPRESION ADIMENSIONAL EN EL LINDERO INTERNO

```

(0105)      PF?PWF(5*I)
(0106)      AMF?SEVALCH,PF,PL,APL,R,C,D)
(0107)      AMDF?AMF?AMIC(I)

```

C GENERA COEFICIENTES? Y ? Y ? MATRIZ DE SOLUCION ALGORITMO DE THOMAS

```

(0108)      370 0C 22C J?1,NN
(0109)      F?ALFA(I,J)*EXP(2.*XDC(I,J))?ALAM?
(0110)      BAC(J)?(2.*FF)
(0111)      IF(J=1)230,230,240
(0112)      230 DAC(J)?F*AMDC(I,J)+AMDF
(0113)      GO TO 220
(0114)      240 DAC(J)?F*AMDC(I,J)
(0115)      220 CONTINUE

```

C APLICA ALGORITMO DE THOMAS

```

(0116)      0C 25G J?1,NN
(0117)      IF(J=1)260,260,270
(0118)      260 W(J)?1.?BA(J)
(0119)      G(J)?DAC(J)?BA(J)
(0120)      GO TO 250
(0121)      270 IF(J>NN)280,290,290
(0122)      280 W(J)?1.?BA(J)+AA(J)*W(J-1))

```

```

) 123) 290 G(J)?(DA(J)-AAC(J)*G(J-1))?(BA(J)-AA(J)*W(J-1))
) 124) 250 CONTINUE
C CALCULA PSEUDO-PRESION ADIMENSIONAL EN CADA NODO
) 125) DC 300 K?1,NN
) 126) J?NN+1-K
) 127) AMDA(I)?AMD(I,J)
) 128) IF(J-NN)310,320,320
) 129) 320 AMD(I,J)?G(J)
) 130) GO TO 330
) 131) 310 AMD(I,J)?G(J)-W(J)*AMD(I,J+1)
) 132) 300 CONTINUE
C CRITERIO DE CONVERGENCIA PARA RECALCULAR COEFICIENTES MATRIZ
) 133) TOLER=0.001
) 134) DC 230 I?1,NN
) 135) VAL=ABS(AMD(I,J)-AMD(J))
) 136) IF(VAL>TOLER)330,340,340
) 137) 330 CONTINUE
) 138) GC TO 350
C RECALCULA VARIABLE DE DIFUSION ADIM. FUNCION DE PRESION
) 139) 340 CALL SPLINE(M,AML,PL,B,C,D)
) 140) DO 360 I?1,NN
) 141) S?AMD(I,J)*APIC(I)
) 142) P(I,J)?SEVAL(M,S,AML,PL,B,C,D)
) 143) S?P(I,J)
) 144) TE?T(5*I)
) 145) Z?RKWS,TE,PC,TC
) 146) V?BEEKS,TE,SG,Z
) 147) CG?COM(S,TE,PC,TC,Z)
) 148) 360 ALFA(I,J)?V*CG?V(I)*CG(I))
) 149) GC TO 370
) 150) 350 GD?AMD(I,I)-AMD(I)?DXD(I)
C CALCULO DEL GASTO EN CADA YACIMIENTO
) 151) QP(I)?QD*PER(I)*H(I)*AMIC(I)=10.*6*(1.42298*T(5*I))
) 152) CALL SPLINE(M,PL,AML,B,C,D)
) 153) 210 CONTINUE
C APLICA ECUACION DE CONTINUIDAD EN TUBERIA, GASTO EN C/U NODOS
) 154) KEN?NY+1
) 155) NP1?NN-1
) 156) KAN25
) 157) G(KNT)?C.0
) 158) DI(NNT)?6.*RW(NY)
) 159) FFM(NNT)? 0.0
) 160) DC 380 I?1,NP1
) 161) K?NP1=I+1
) 162) IF(KAN=5)390,400,400
) 163) 390 QE?C.C
) 164) KAN?KAN+1
) 165) GC TO 410
) 166) 400 K1?K?5
) 167) QE?QP(K1)
) 168) KAN?1
) 169) KEN?KEN-1
) 170) 410 DI(K)?6.*RW(KEN)
) 171) G(K)?QE+Q(K+1)+.193*DICK)**2*(PFCF(K+1)-PROF(K))?(TK)*(TI-TIA))
    **(PWFK(K)?ZHF(K)-PWS(K)?ZWS(K))

C CALCULA EL NUMERO DE REYNOLDS

```

```

0172)      REN?ABS(.02C1*0CK)*SG*(DIK)*VWF(K)))
0173)      C CALCULE EL FACTOR DE FRICCIÓN DE MOLOY CORRELACION COLEBRECK
0174)      FF?BODY(EPST,REN)
0175)      IF(IQ(K)>380,6.11,4.11
0176)      411 FF?FF
0177)      360 FFM(K)?FF
0178)      C APLICA ECUACION DE CONSERVACION DE ENERGIA? R.V. SMITH, PRESION C9U N.
0179)      DC 420 K?1,NAT
0180)      1F(K-1)430,430,440
0181)      430 X2P R0F(K)
0182)      P1?PHF
0183)      GC TO 450
0184)      440 X2P R0F(K)-P0F(K-1)
0185)      P1?PHF(K-1)
0186)      450 PHFACK(K)?PHFK(K)
0187)      S?.0375*SG*X?C T(K)*ZWF(K))
0188)      PHF(K)? (C0(K)+*2*SG*T(K)*ZWF(K)*FFM(K)*X*(EXP(S)-1.)*0.4*
0189)      *DI(K)**5*S*10.**12)+P1**2*EXP(S))**.5
0190)      PHF?PHFK(K)
0191)      TE?T(K)
0192)      Z?RKH(PWH,TE,PC,TC)
0193)      V?BEECPWH,TE,SG,Z)
0194)      ZWF(K)?Z
0195)      420 VWF(K)?V
0196)      C CRITERIO DE CONVERGENCIA SISTEMA TUBERIA-YACIMIENTOS
0197)      TOLER?1.
0198)      DC 470 K?1,NNT
0199)      VAL?ABS(PHF(K)-PHFACK))
0200)      IF(VAL-TOLER)>470,480,480
0201)      470 CONTINUE
0202)      WRITE(S,6)I1
0203)      DC 490 I?1,NY
0204)      TDA(I)?TO(I)
0205)      490 WRITE(S,3)I,GP(I)
0206)      WRITE(S,7)
0207)      DC 500 K?1,NNT
0208)      WRITE(S,4)K,P0F(K),PHF(K),0(K)
0209)      PWS(K)?PHF(K)
0210)      ZWS(K)?ZWF(K)
0211)      500 VWS(K)?VWF(K)
0212)      DO 510 I?1,NY
0213)      DC 510 J?1,NN
0214)      510 AM0(I,J)?AM0C(I,J)
0215)      WRITE(S,8)
0216)      DC 520 J?1,NN
0217)      520 WRITE(S,5)J,(AM0C(I,J),I?1,NY)
0218)      C INCREMENTA EL NIVEL DE TIEMPO
0219)      TIA?TI
0220)      L?L+1

```

```

0001)      SUBROUTINE SPLINE(N,X,Y,B,C,D)
0002)      C CALCULA COEFICIENTES DE PELÍCULAS CUBICOS LIBREMENTE APOYADOS
0003)      DIMENSION X(6),Y(6),B(6),C(6),D(6)
0004)      NM1?N-1
0005)      NM2?N-2
0006)      D(1)?X(2)-X(1)
0007)      C(2)?(Y(2)-Y(1))?B(1)
0008)      DO 10 I22,NM1
0009)      D(I)?X(I+1)-X(I)
0010)      BC(I)?2.*((C(I-1)+D(I))
0011)      C(I+1)?(Y(I+1)-Y(I))?D(I)
0012)      C(I)?C(I+1)-C(I)
10    CONTINUE
0013)      C(1)?0.
0014)      C(N)?0.
0015)      DC 20 I23,NM1
0016)      I?D(I-1)?B(I-1)
0017)      B(I)?B(I)-I*D(I-1)
0018)      C(I)?C(I)-I*C(I-1)
0019)      20 CONTINUE
0020)      C(NM1)?C(NM1)?B(NM1)
0021)      DO 30 I32,NM2
0022)      I?N-1B
0023)      C(I)?(C(I)-B(I)*C(I+1))?B(I)
0024)      B(N)?(Y(N)-Y(NM1))?D(NM1)+D(NM1)*C(NM1)
0025)      D(N)?C.
0026)      DE 40 I31,NM1
0027)      B(I)?(Y(I+1)-Y(I))?D(I)-D(I)*CC(I+1)+2.*C(I))
0028)      D(I)?(C(I+1)-C(I))?D(I)
0029)      C(I)?3.*C(I)
0030)      30 CONTINUE
0031)      40 CONTINUE
0032)      RETURN
0033)      END

```

3204?77 1:00 P.M. XFORTRAN COMPILER (75?140)
 RELEASE NUMBER: ASR 5.6 0 FLAGS 0 ERRORS
 LAPSEC TIME 17 SECS 34 CARDS AT 120 C.P.M.
 DMCR ? C DATA ? 96 TEMPORARIES ? 74
 ODE ? 5680 DIGITS

```

0001)      FUNCTION SEVAL(N,X,Y,B,C,D)
0002)      C INTERPOLA CON POLINOMIOS CUBICOS LIBREMENTE APOYADOS
0003)      DIMENSION X(6),Y(6),B(6),C(6),D(6)
0004)      DATA K?1?
0005)      IF(K.GE.NOK?1)
0006)      IF(L.GE.X(K)),AND,L.LE.X(K+1)) GO TO 70
0007)      IF(L.GT.X(1)) GO TO 20
0008)      SEVAL?Y(1)+B(1)*(U-X(1))
0009)      RETURN
0010)      20 I20
0011)      J?N+1
0012)      30 K?(I+J)?2
0013)      IF(L=X(K))40,50,60
0014)      40 J?K
0015)      GO TO 30
0016)      50 SEVAL?Y(K)
0017)      RETURN
0018)      60 I?K
0019)      IF(I.LT.J-1) GO TO 30
0020)      70 DX?U-X(K)
0021)      SEVAL?Y(K)+DX*(B(K)+DX*(C(K)+DX*D(K)))
0022)      RETURN
0023)      END

```

3104277 6:00 P.M. XFORTN COMPILER (751140)
 RELEASE NUMBER: ASR 5.6 0 FLAGS 0 ERRORS
 LAPSED TIME 11 SECS 23 CARES AT 125 C.P.M.
 OMMON ? 0 DATA ? 54 TEMP CARRIES ? 60
 OCE ? 1758 DIGITS

```

(0001)      FUNCTION BODDY(EPsi,RE)
C CALCULA EL FACTOR DE FRICTION MEDIANTE ECUACION DE COLEBROOK
(0002)      7 FORMAT(10X,*2NC CONVERGE BODDY*)
L?1
(0003)      FF?1.*4.*ALOG10(EPsi)+2.28)*12
(0004)      40 AF?4.*ALOG10(EPsi)+2.28*4.*ALOG10(1.+4.67*EPSI?*(RE+FF**.5))-1.
(0005)      *?FF**.5
(0006)      TOLER TO .001
(0007)      IF(A3 SCAF),LE, TOLER GE TO 10
(0008)      IF(L=40)20 TO 30
(0009)      20 APF?4.056362*EPSI?((1.+4.67*EPSI?*(RE+FF**.5))+RE*FF**1.5)+*
(0010)      *1.?((2.*FF**1.5))
(0011)      - FF?FF-AF?APF
L2L+1
(0012)      GC TO 40
(0013)      30 WRITE(5,7)
(0014)      10 BODDY?FF
(0015)      RETURN
(0016)      END
(0017)

```

3104277 E:01 P.M. XFORTRAN COMPILER (75.146)
 RELEASE NUMBER: ASR 5.6 0 FLAGS 0 ERRORS
 LAPSED TIME 38 SECS 19 CARDS AT 30 C.P.M.
 COMMN ? 0 DATA ? 246 TEMP CRARIES 116
 IOCE ? 1292 DIGITS

```

(0001)      FUNCTION RKW(P,T,PFC,FTC)
(0002)      C CALCULA EL FACTOR DE DESVIACION MEDIANTE LA ECUACION DE REDLICH KWONG
(0003)      5 FORMAT(40X,2ND CONVERGE FACTOR DESVIACION2)
(0004)      A2(C(.42787*PC)**0.5*(FTC*PT)**1.25
(0005)      B50.0 E67*PTC*(PPC+T)
(0006)      C EMPLEANDO EL METODO ITERATIVO DE NEWTON RAPHSON HASTA ETIQUETA 60
(0007)      ZRK=1.0
(0008)      DC 50 I11,40
(0009)      F21.0 ?(1.0-B*P?ZRK)**2=P?ZRK *(1.0+B*P?ZRK))-ZRK
(0010)      RKW?ZRK
(0011)      TOLER 50.001
(0012)      IF (AB SCF).LE .TOLER GO TO 60
(0013)      DERFZ?A**2=P?(ZRK**2*(1.0+B*P?ZRK)**2)-B*P?(ZRK**2
(0014)      * (1.0-B*P?ZRK)**2)=1.0
(0015)      50 ZRK?ZRK-F?DERFZ
(0016)      WRITE(S,6)
(0017)      60 RETURN
(0018)      END

```

3204277 6:01 P.M. XFOFTN COMPILER (752140)
 RELEASE NUMBER: ASR 5.6 0 FLAGS 0 ERRORS
 ELAPSED TIME 7 SECS 18 CARES AT 154 C.P.M.
 COMMON ? 0 DATA ? 258 TEMPORARIES ? 120
 CODE ? 1562 EIGITS

(0001) FUNCTION BEE (P,T,SG,AZRK)
C CALCULA LA VISCOSIDAD DEL GAS CON LA CORRELACION DE LEE
(0002) AMW=2E.97*SG
(0003) X=3.5+9E6.02TH0.01*AMW
(0004) Y=2E4-0.2*X
(0005) AK=(9.4+0.02*AMW)*T**1.57(209.0+19.0*AMW*T)
(0006) RCG=30.0433*SG*P?CZRK*T
(0007) VIS=AK*2.71E2E1**C(X*RCG+A(Y))
(0008) BEE?V IS
(0009) RETURN
(0010) END

3904277 6:02 P.M. XFORTN COMPILER (75 2140)
RELEASE NUMBER: ASR 5.6 0 FLAGS 0 ERRORS
ELAPSED TIME 23 SECS 11 CARDS AT 23 C.P.M.
COMMON ? 0 DATA ? 240 TEMPORARIES ? 88
CODE ? 752 DIGITS

```
0001)      FUNCTION COM(P,T,PPC,PTC,ZRK)
0002)      C CALCULA LA COMPRESIBILIDAD MEDIANTE DERIVADA DE REDLICF KWONG
0003)      A=0.42787PPC)^-0.5*(PTC/T)^-1.25
0004)      B=0.0867*PTC^2(PPC*T)
0005)      DZRKP=ZRK*(P+(1.0-(B+P*ZRK)^-2)^-2*(1.0+B*P*ZRK)^-2
0006)      **B*ZRK**2-A**2*(1.0-B*ZRK)^-2*((1.0+B*P*ZRK)^-2*ZRK**2
0007)      **B*P*(ZRK)**3))
0008)      CG=1.02P*DZRKP/ZRK
0009)      CCM=CG
0010)      RETURN
0011)      END
```

310477 6:02 P.M. XFORTRAN COMPILER (751140)
RELEASE NUMBER: ASE 5.6 0 FLAGS 0 ERRORS
ELAPSED TIME 57 SECS 11 CARDS AT 11 C.P.M.
COMMON ? 0 DATA ? 120 TEMPLARIES ? 132
CODE ? 1480 DIGITS

PROGRAM DM

73772 CPT=1

FIN 4.2+74297

76/08/

C PROGRAM DM (INPUT=OUTPUT, TAPEZ=INPUT, TAPE5=OUTPUT)

C ESTE PROGRAMA CALCULA FACTOR DE DESVIACION, VISCOSIDAD, COMPRESIBILIDAD
C Y PSEUDOPRESION DE GASES REALES

C NOMENCLATURA

C PI PRESTON LIMITE DE INTEGRACION PSTA

C PM PRESION BASE PARA INICIO DE INTEGRACION PSTA

C PPC PSEUDO PRESTON CRITICA PSTA

C T TEMPERATURA YACIMIENTO GRADOS RANKINE

C PTC PSEUDOTEMPERATURA CRITICA GRADOS RANKINE

C SG DENSIDAD RELATIVA

C R CONSTANTE DE LOS GASES 10.73

C N NUMERO DE INTERVALOS DE INTEGRACION ENTRE DOS

C NA CLAVE NA=0 CALCULA UNICAMENTE ZRK, VIS, CG, AMP

C OCE GASTO COND. ESTANDAR MSCE/DIA

C FCE PRESION COND. ESTANDAR PSTA

C TCE TEMPERATURA COND. ESTANDAR GRAD.R.

C PER PERMEABILIDAD PB

C PHI POROSIDAD

C ESP ESPESOR H.

C ZRK FACTOR DE DESVIACION

C VIS VISCOSIDAD CP

C CG COMPRESIBILIDAD 1/PST

C AMP PSEUDO PRESTON PST2/CP

C P PRESION PSTA

C AMPSD PSEUDOPRESION ADIMENSIONAL

C ALFA VARIACION DE DIFUSION ADIMENSIONAL

C GD GASTO ADIMENSIONAL

DIMENSION AMPI(25),VISI(25),CGI(25)

1 FORMAT(7F10.3,215)

2 FORMAT(1H1,20X,"NUMERO",5X,"PRESION",2X,"FACTOR DE",2X,"VISCOSIDA"
"D",5X,"COMPRESIBILIDAD",7X,"PSEUDOPRESION",7,41X,"DESVIACION")

3 FORMAT(7,24X,12,4X,F8.2,4X,F8.6,4X,F8.6,4X,1PE16.6,4X,1PE16.6)

4 FORMAT(1H1,20X,"NUMERO",7X,"PSEUDOPRESTON",4X,"VAH. DE DIFUSION",4
"X","GASTO",7,33X,"ADIMENSIONAL",5X,"ADIMENSIONAL",8X,"ADIMENSIONAL"
"X")

5 FORMAT(7,24X,12,3F20.6)

6 FORMAT(40X,"NC CONVERGE FACTOR DESVIACION")

200 READ(2,1)PI,PM,PPC,T,PTC,SG,R,N,NA

JF (NA,EC,0)GC TO 10

READ(2,1)OCE,FCE,TCE,PER,PHI,ESP

10 IF(T)>300,300,20

20 H=(PI-PM)/(2.0*N)

M=2*N+1

F3=0.0

AMP=0.0

L=1

WRITE(5,2)

C CALCULA EL FACTOR DE DESVIACION MEDIANTE LA ECUACION DE REDLICH KWONG

A=(0.4278/PPC)**0.5*(PTC/T)**1.25

B=0.0867*FCE/(PPC*T)

DO 120K=1,M

P=PM*(K-1)**F

IF (K-1)>30,30,40

C EMPLEANDO EL METODO ITERATIVO DE NEWTON RAPHSON HASTA ETIQUETA 60

30 ZRK=1.000

40 DO 150 I=1,40

F=1.0/(1.0+B*P/ZRK)-A**2*P/(ZRK*(1.0+B*P/ZRK))-ZRK

120 IF(F>0.0001)GO TO 150

150 ZRK=F

160 IF(ZRK>1.0)GO TO 120

170 IF(ZRK<0.0)GO TO 120

180 IF(ZRK>0.0001)GO TO 150

190 IF(ZRK<0.0001)GO TO 200

200 STOP

GRAP DF 73/72 OPT=1 FIN 4.2+74297 76/08
 TOLER=0.001
 IF (ARS(F),LE,TOLER) GO TO 60
 $DREFZ = A^{#2}P/(ZRK^{#2}) (1.0+B^{#2}P/ZRK)^{#2} - B^{#2}P/(ZRK^{#2})$
 $** (1.0-B^{#2}P/ZRK)^{#2}) + 1.0$
 50 ZRK=ZRK-FZDREFZ
 WRITE (5,6)
 GO TO 200
 C CALCULA LA VISCOSIDAD DEL GAS CON LA CORRELACION DE LEE
 60 AMW=29.97*SG
 $X=3.5+986.0/T+0.01*AMW$
 $Y=2.4+0.2*X$
 $AK=(9.4+0.02*AMW)^{#2}+1.5/(209.0+19.0*AMW+T)$
 $RG=0.0433*SG*B^{#2}/(ZRK+1)$
 $VIS=AK^{#2}.718281^{#6}(X^8RGG^6*Y)/10000.0$
 C INTEGRA NUMERICAMENTE MEDIANTE LA REGLA DE SIMPSON
 $FP=2.0*B^{#2}/(VIS*ZRK)$
 IF (L=1) GO TO 80+70
 70 F2=FP
 L=1
 GO TO 120
 80 F1=F3
 F3=FP
 IF (K=1) 90+90+100
 90 AMP=0.0
 GO TO 110
 100 DELAMP=H*(F1+4*F2+F3)/3.0
 C CALCULA LA COMPRENSIBILIDAD MEDIANTE DERIVADA DE REDLICH KWONG
 $AMP=AMP+DELAMP$
 110 DZRKP=ZRK/(B+(1.0-(B^{#2}P/ZRK)^{#2})^{#2}/((1.0+B^{#2}P/ZRK)^{#2})
 $*B/ZRK^{#2}+A^{#2}B^{#2}((1.0-B^{#2}P/ZRK)^{#2})^{#2}((1.0+B^{#2}P/ZRK)/ZRK^{#2}$
 $*B^{#2}P/(ZRK)^{#3}))$
 $CG=1.0/P+DZRKP/ZRK$
 $I=(K+1)/2$
 $AMP(I)=AMP$
 $VIS(I)=VIS$
 $CG(I)=CG$
 WRITE (5,3) I,P,ZRK,VIS,CG,AMP
 L=2
 120 CONTINUE
 IF (NA,FU,0) GO TO 120
 WRITE (5,4)
 NP1=N+1
 DO 140 J=1,NP1
 $AMPSD=PES*ESP*TCE*(AMP1(N+1)-AMP1(J))/(50333.2*QCE*PCENT)$
 $ALFA=VIST(I+1)*CG1(N+1)/(VIST(J)*CG1(J))$
 $QD=50333.2*QCE*PCEN*TZ(PER*ESP*TCE*AMP1(NP1))$
 140 WRITE (5,5) J,AMPSD,ALFA,QD
 GO TO 200
 300 CALL EXIT
 END

TIEMPO 0.042 DIAS
 GASTO DE PRODUCCION SCF 20
 YACIMIENTO 1 742035.75 +01
 YACIMIENTO 2 182027.33 +01
 YACIMIENTO 3 305093.43 +01
 COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA

NODO	PREC	PRESION	GASTO
1	1212.00	1051.17	3.601617E+07
2	2624.00	1105.67	0.572426E+07
3	5936.00	1146.86	0.5649228E+07
4	5248.00	1196.27	0.5180736E+07
5	6560.00	1242.37	0.493252E+07
6	6886.00	1283.74	0.255195E+05
7	7216.00	1264.53	0.485438E+05
8	7544.00	1276.22	0.629433E+05
9	7872.00	1287.43	0.6212416E+05
10	8200.00	1295.52	0.992572E+05
11	8331.20	1302.75	0.295451E+05
12	8462.40	1306.98	0.297419E+05
13	8593.60	1311.19	0.299348E+05
14	8724.80	1315.48	0.299348E+05
15	8856.00	1319.52	0.301274E+06
16	8987.20	1324.63	0.301660E+06

COMPORTAMIENTO EN YACIMIENTOS

NODO	PSUDOPRESION AL 4% EN SIGNAL
1	0.206237E+00
2	0.365263E+00
3	0.425320E+00
4	0.484167E+00
5	0.542311E+00
6	0.599483E+00
7	0.655332E+00
8	0.729376E+00
9	0.761063E+00
10	0.809456E+00
11	0.851641E+00
12	0.893176E+00
13	0.925593E+00
14	0.953326E+00
15	0.973128E+00
16	0.986372E+00
17	0.992411E+00
18	0.997927E+00
19	0.999412E+00
20	0.992185E+00
21	0.999344E+00
22	0.999928E+00
23	0.100001E+01
24	0.100001E+01
25	0.100001E+01
26	0.100001E+01
27	0.100001E+01
28	0.100001E+01
29	0.100001E+01
30	0.100001E+01
31	0.100001E+01
32	0.100001E+01

T A B L A I

TABLA II

TIEMPO = 14600. DIAS
 GASTO DE PRODUCCION SCSSP
 YACIMIENTO 1 10967178.1
 YACIMIENTO 2 1099820.9
 YACIMIENTO 3 1193229.9
 COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA

NODOS	PROF	PRESION	GASTO
1	1122.00	1049.47E+00	0.2977784E+07
2	2524.00	1297.55E+00	0.2877784E+07
3	3936.00	1144.38E+00	0.2977782E+07
4	5348.00	1191.81E+00	0.2977781E+07
5	6560.00	1236.15E+00	0.2977778E+07
6	6865.00	1247.42E+00	0.893998E+05
7	7216.00	1252.68E+00	0.894924E+05
8	7544.00	1263.67E+00	0.894923E+05
9	7872.00	1280.92E+00	0.8949251E+05
10	8200.00	1291.98E+00	0.8949262E+05
11	8361.20	1296.31E+00	0.1290228E+06
12	8462.40	1300.62E+00	0.1290228E+06
13	8593.60	1304.94E+00	0.1290228E+06
14	8724.00	1309.24E+00	0.1290228E+06
15	8855.00	1313.55E+00	0.1290228E+06
16	8987.20	1317.85E+00	0.400600E+00

COMPORTAMIENTO EN YACIMIENTOS

NODOS - 256000 PESION 3D dimensional

1	0.238075E+00	0.543947E+00	0.144643E+01
2	0.215522E+00	0.576519E+00	0.142065E+01
3	0.157127E+00	0.637967E+00	0.139691E+01
4	0.394643E+00	0.527618E+00	0.137317E+01
5	0.432163E+00	0.465015E+00	0.134943E+01
6	0.469691E+00	0.428556E+00	0.132552E+01
7	0.507181E+00	0.382979E+00	0.130195E+01
8	0.544657E+00	0.353414E+00	0.127322E+01
9	0.582191E+00	0.319515E+00	0.125457E+01
10	0.619652E+00	0.291236E+00	0.123080E+01
11	0.656660E+00	0.263211E+00	0.120716E+01
12	0.693725E+00	0.237619E+00	0.118359E+01
13	0.730463E+00	0.212922E+00	0.116191E+01
14	0.766530E+00	0.197728E+00	0.113707E+01
15	0.801883E+00	0.194726E+00	0.111443E+01
16	0.835936E+00	0.166569E+00	0.109250E+01
17	0.866833E+00	0.161314E+00	0.107192E+01
18	0.902127E+00	0.159245E+00	0.105315E+01
19	0.924874E+00	0.158602E+00	0.103567E+01
20	0.947847E+00	0.152647E+00	0.112325E+01
21	0.968433E+00	0.152647E+00	0.111312E+01
22	0.980387E+00	0.151992E+00	0.110333E+01
23	0.993773E+00	0.151992E+00	0.109258E+01
24	0.995210E+00	0.150932E+00	0.108182E+01
25	0.996353E+00	0.151800E+00	0.109013E+01
26	0.997541E+00	0.150300E+00	0.109003E+01
27	0.999203E+00	0.149000E+00	0.109002E+01
28	0.999988E+00	0.147900E+00	0.109001E+01
29	0.999931E+00	0.146000E+00	0.109001E+01
30	0.999911E+00	0.144600E+00	0.109001E+01
31	0.999902E+00	0.143600E+00	0.109001E+01
32	0.999902E+00	0.142600E+00	0.109001E+01

TIEMPO = 0.042 DIAS

GASTO DE PRODUCCION SCFD

YACIMIENTO 1 - 4993575.1

YACIMIENTO 2 - 189023.5

YACIMIENTO 3 - 305093.0

TABLA III

COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA

NOOD	PROF	PRESION	GASTO
1	1312.00	1051.10	0.601917E+07
2	2624.00	1100.67	0.572526E+07
3	3936.00	1148.96	0.544882E+07
4	5248.00	1196.15	0.518675E+07
5	6560.00	1242.37	0.493759E+07
6	6884.00	1253.71	0.255105E+05
7	7216.00	1264.99	0.443438E+05
8	7544.00	1276.22	0.629030E+05
9	7872.00	1287.40	0.812115E+05
10	8200.00	1298.52	0.992872E+05
11	8331.20	1302.75	0.295460E+06
12	8462.40	1306.98	0.297410E+06
13	8593.60	1311.19	0.299348E+06
14	8724.80	1315.40	0.301274E+06
15	8856.00	1319.59	0.303189E+06
16	8987.20	1324.00	0.000000E+00

COMPORTAMIENTO EN YACIMIENTOS

NOOD	PSEUDOPRESION ACIMENSIONAL		
1	0.306237E+00	0.571586E+00	0.144115E+01
2	0.365963E+00	0.623602E+00	0.140483E+01
3	0.425320E+00	0.674756E+00	0.136857E+01
4	0.484167E+00	0.724662E+00	0.133243E+01
5	0.542311E+00	0.772791E+00	0.129645E+01
6	0.599485E+00	0.816439E+00	0.126076E+01
7	0.655332E+00	0.860724E+00	0.122551E+01
8	0.709376E+00	0.898613E+00	0.119094E+01
9	0.761003E+00	0.931024E+00	0.115742E+01
10	0.809455E+00	0.957028E+00	0.112544E+01
11	0.853841E+00	0.976135E+00	0.109567E+01
12	0.893196E+00	0.988595E+00	0.106894E+01
13	0.926593E+00	0.995516E+00	0.104612E+01
14	0.952326E+00	0.998627E+00	0.102802E+01
15	0.973128E+00	0.999692E+00	0.101495E+01
16	0.986370E+00	0.999953E+00	0.100677E+01
17	0.994116E+00	0.999995E+00	0.100247E+01
18	0.997927E+00	0.100000E+01	0.100069E+01
19	0.999432E+00	0.100000E+01	0.100014E+01
20	0.999885E+00	0.100000E+01	0.100002E+01
21	0.9999284E+00	0.100000E+01	0.100000E+01
22	0.9999998E+00	0.100000E+01	0.100000E+01
23	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
24	0.1000009E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
25	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
26	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
27	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
28	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
29	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
30	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
31	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01
32	0.100000E+01	0.100000E+01	0.100000E+01

TIEMPO 7.369 DIAS

DASTO DEC PRD CUCUCCIO GCF 10

YACIMIENTO

YACIMENTE 2

TABLA IV

NURO	PREF	PRESTON	GASTO
1	1642.00	1123.64	126610E+07
2	3286.00	1237.48	126610E+07
3	4928.00	1311.42	126610E+07
4	6560.00	1413.55	126610E+07
5	8200.00	1520.52	126610E+07
6	8205.23	1520.23	132446E+06
7	8212.00	1520.51	132446E+06
8	8216.00	1520.75	132446E+06
9	8224.00	1521.42	132446E+06
10	8230.00	1521.24	132446E+06
11	8235.00	1521.42	132446E+06

COMPORTAMIENTO EN TECNOLOGÍA

NOOD	PSEUDOCHARGE LOCALISATION
1	0.469038E+00
2	0.492203E+00
3	0.515320E+00
4	0.538447E+00
5	0.561567E+00
6	0.584687E+00
7	0.607807E+00
8	0.630926E+00
9	0.654045E+00
10	0.677163E+00
11	0.700277E+00
12	0.723393E+00
13	0.746501E+00
14	0.769523E+00
15	0.792676E+00
16	0.815717E+00
17	0.838863E+00
18	0.861932E+00
19	0.884159E+00
20	0.906315E+00
21	0.927720E+00
22	0.947795E+00
23	0.966687E+00
24	0.986321E+00
25	0.995722E+00
26	0.996675E+00
27	0.997173E+00
28	0.997958E+00
29	0.999987E+00
30	0.999999E+00
31	0.100000E+01
32	0.100000E+01