

25
24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería



**APLICACION DE UN MODELO RADIAL-VERTICAL
PARA YACIMIENTOS DE GAS**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MARTIN A. MENDOZA SALAZAR



México, D. F.

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 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.

I N D I C E

	PAGINA
LISTA DE FIGURAS	1
LISTA DE TABLAS	3
CAPITULO I	
INTRODUCCION	4
CAPITULO II	
CONCEPTOS BASICOS DEL ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE GAS.	8
CAPITULO III	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	24
CAPITULO IV	
MODELO MATEMATICO	28
IV.1.- Ecuación de flujo	28
IV.2.- Condiciones iniciales	32
IV.3.- Condiciones de frontera	32
IV.4.- Información requerida.	34
IV.4.1.- Datos del yacimiento.	35
IV.4.1.1. Límite del yacimiento.	35
IV.4.1.2. Características petrofísicas.	35
IV.4.2.- Datos de los fluidos.	36
IV.4.2.1. Características del gas.	36
IV.4.2.2. Correlaciones empíricas.	37
IV.4.3.- Datos del pozo productor.	37
IV.4.3.1. Datos del estado mecánico del pozo.	38
IV.4.3.2. Datos de producción	38
IV.4.4.- Datos relacionados con el método de solución.	39

CAPITULO V

METODO DE SOLUCION.	40
V.1.- Modelo en Diferencias finitas	40
V.2.- Método de solución.	45
V.2.1. Método de direcciones alternan tes.	46
V.2.2. Método directo de solución.	50
V.3.- Programa de cómputo.	53

CAPITULO VI

DISCUSION DE RESULTADOS.	58
VI.1.- Discusión del ejemplo 1.	58
VI.2.- Discusión del ejemplo 2.	71

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	79
---	----

APENDICE A

DERIVACION DE LA ECUACION DE FLUJO DE UN GAS REAL EN UN MEDIO POROSO, UTILIZANDO EL CONCEP TO DE POTENCIAL DEL GAS.	82
---	----

APENDICE B

MODELO NUMERICO EN DIFERENCIAS FINITAS.	88
---	----

APENDICE C

LISTA DE SUBROUTINAS QUE CONTIENE EL PROGRAMA	96
---	----

APENDICE D

RESUMEN DE RESULTADOS DE LOS DOS EJEMPLOS.	103
--	-----

NOMENCLATURA	124
------------------------	-----

REFERENCIAS.	126
----------------------	-----

LISTA DE FIGURAS

	PAGINA
FIG. 1 Gráfica de Theis-Horner para una prueba de incremento de presión	10
FIG. 2 Aplicación del principio de superposición en la derivación de la ecuación de interpretación para pruebas de incremento.	21
FIG. 3 Representación esquemática de un yacimiento estratificado	27
FIG. 4 Yacimiento de Gas en un solo pozo, considerando un sistema radial-vertical	29
FIG. 5 Tipo de malla que se utilizará para resolver este problema	31
FIG. 6 Diagrama esquemático de la malla utilizada y la forma de numerarla.	47
FIG. 7 Matriz tri-diagonal que se genera al -- considerar la dirección r.	49
FIG. 8 Matriz tri-diagonal que se genera al -- considerar la dirección z.	51
FIG. 9 Matriz penta-diagonal que se genera al aplicar un método directo de solución.	52
FIG. 10 Eliminación de Gauss	54
FIG. 11 Diagrama esquemático del procedimiento de cómputo	55
FIG. 12 Representación de la malla radial-vertical para simular el comportamiento del pozo del ejemplo 1	59
FIG. 13 Comparación de los datos de presión registrados durante la prueba con los resultados del modelo numérico.	61

	PAGINA
FIG. 14 Prueba de incremento de presión grafica en función de la presión para el segundo período de cierre del ejemplo 1	62
FIG. 15 Variación del potencial de gas real - $m(p)$ contra presión para el ejemplo 1	63
FIG. 16 Prueba de incremento de presión grafica en función del potencial para el segundo período de cierre del ejemplo 1	64
FIG. 17 Análisis de las pruebas de presión - - efectuadas en un pozo de gas.	74
FIG. 18 Comparación para el segundo período de flujo del ejemplo 8.3 de Dake entre la curva de presión obtenida en el campo y la curva de presión calculada por el modelo radial - vertical.	75
FIG. B.1 Ma'la utilizada	90

LISTA DE TABLAS

	PAGINA	
TABLA 1	Unidades de las variables	81
TABLA 2	Propiedades del gas y del yacimiento	66
TABLA 3	Datos registrados durante la prueba de formación del ejemplo 1	67
TABLA 4	Resumen de resultados del ejemplo 1	69
TABLA 5	Variación de la presión con respecto al tiempo registrado durante la prueba.	72
TABLA 6	Propiedades del gas y del yacimiento	73
TABLA 7	Resumen de resultados del ejemplo 2	77

CAPITULO I.

INTRODUCCION.

A partir de la crisis energética de 1973, generada por el embargo petrolero, el precio del aceite y del gas ha sufrido modificaciones significativas. Esto ha llevado a considerar al gas como un energético de primera importancia, - ya sea que se obtenga como gas asociado con la producción - de aceite o como gas no asociado, o seco como comúnmente se conoce.

En México existen reservas considerables de este último tipo de gas, y en particular son importantes los campos de gas seco en el Norte del país. Para poder explotar en -- forma óptima estos campos y otros que existen en México, es necesario llevar a cabo estudios a nivel de pozo, para determinar las características de la formación, así como la - productividad de las mismas.

En la actualidad, dichos estudios a nivel de pozo, incluyen análisis de pruebas de presión de diferentes tipos y con objetivos variados, pero principalmente dirigidos a obtener una mejor caracterización del yacimiento. Estos análisis se llevan a cabo utilizando técnicas bien conocidas basadas en soluciones analíticas de ecuaciones diferenciales

en derivadas parciales, que representaban el flujo de fluidos en medios porosos. Sin embargo, otra forma de llevar a cabo estos análisis, es a través del uso de un modelo numérico que pueda "simular" lo que ocurre alrededor del pozo y por lo tanto sirva para caracterizar mejor al yacimiento y poderlo explotar en forma óptima.

El objetivo de este trabajo es precisamente presentar la aplicación de un modelo radial - vertical, en la interpretación de pruebas de presión en yacimientos de gas. Para ello se adaptó e instaló en la computadora de CECAFI, un simulador r-z para pozos de gas seco^{1*}, al cual se le hicieron algunas modificaciones para poder utilizarlo en los casos que se presentarán en esta Tesis.

El modelo que se presenta se puede utilizar para analizar pruebas de incremento de presión, de decremento y de gasto variable y el objetivo de utilizar este tipo de herramienta es mejorar la habilidad para caracterizar el comportamiento de yacimientos con un solo pozo. En el caso de yacimientos de gas, esto es particularmente importante para predecir la forma en que se puede producir los pozos, de manera que se cumpla con un programa de producción o de entrega de gas. También se puede analizar el efecto que tiene en la producción parámetros como los siguientes: Permeabilidad, daño de la formación, turbulencia, intervalo disparado y --

* Las referencias se encuentran al final del trabajo.

abierto a producción, características del gas, etc.

Este tipo de modelos son particularmente importantes para predecir el potencial de pozos de gas y analizar las pruebas de presión para caracterizar yacimientos de baja permeabilidad o estratificados, en los cuales las técnicas analíticas convencionales de interpretación no dan buenos resultados.

Como en todo estudio de simulación, las ventajas que se obtienen al usar un modelo son muy importantes, ya que se pueden cambiar muchas veces las condiciones de explotación de un determinado pozo y analizar su comportamiento, sin necesidad de afectar en la realidad al verdadero pozo. Esto es, con un modelo, se puede "producir" un pozo tantas veces como se quiera, hasta obtener los resultados que se buscan². Una vez conseguido esto, ya se pueden llevar los resultados a la práctica, realizando las operaciones necesarias en el pozo real. Sin embargo, los estudios de simulación también tienen sus desventajas, y probablemente la mayor es que se requiere de una gran cantidad de información para poder utilizar un modelo³. En muchas situaciones, esta información no se tiene disponible por diversas causas y -- por lo tanto un estudio de simulación carece de validez y -- en tal caso es más recomendable utilizar métodos más sencillos para analizar el comportamiento de los yacimientos. En

este trabajo se parte de la suposición de que se dispone de toda la información necesaria para utilizar el modelo que se presenta.

CAPITULO II.

CONCEPTOS BASICOS DEL ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION POZO DE GAS.

El objetivo principal en el análisis de pruebas de presión en pozos es el determinar en forma indirecta una o mas de las propiedades del yacimiento. Los datos de presión necesarios para el análisis se obtienen registrando la presión del pozo contra el tiempo después de que se produce un cambio en el gasto del pozo.

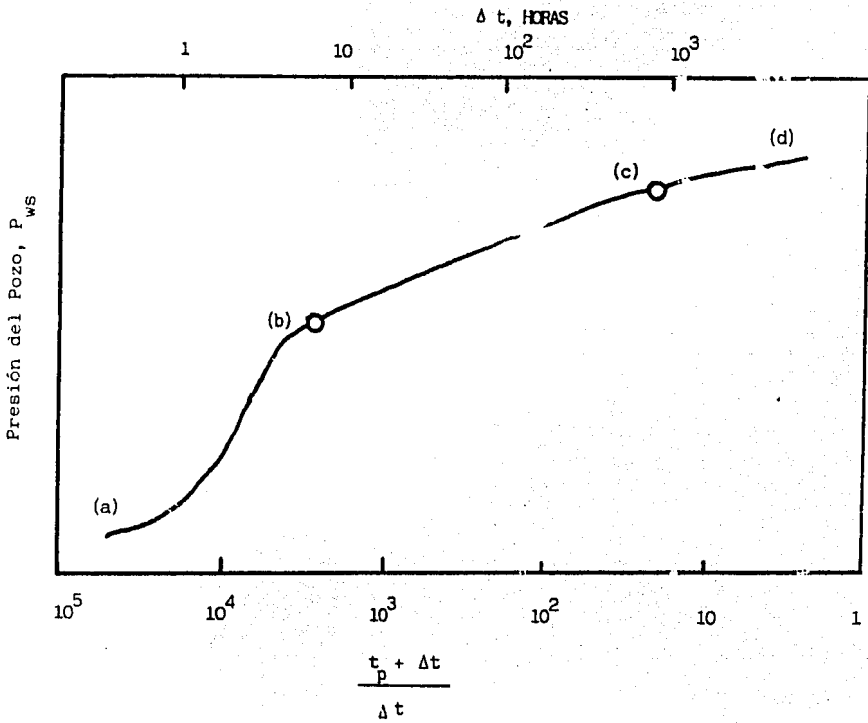
Para llevar a cabo el análisis de las presiones registradas es importante seleccionar u obtener una expresión matemática adecuada que pueda emplearse para interpretación y diseño de las pruebas. En la obtención de esta expresión matemática se tienen que emplear las leyes físicas adecuadas para el caso y resolverlas de acuerdo a las condiciones (de frontera) del problema en cuestión.

Para una caracterización correcta del yacimiento es importante que las propiedades de la formación, permeabilidad, porosidad y compresibilidad, se determinen a las condiciones reales de presión, temperatura y saturación de fluidos existentes en el yacimiento. El análisis de las presiones registradas en los pozos permite estimar estos parámetros a las condiciones reales del yacimiento. Además de estos pa

rámetros mencionados anteriormente, a través del análisis de presiones también se puede estimar la necesidad de estimulación del pozo, y si se lleva a cabo, determinar si fué satisfactoria; el grado de comunicación entre los pozos; -- presión promedio del yacimiento; límite del yacimiento; etc.

En el análisis convencional de las pruebas de presión se emplean los métodos semilogarítmicos de Miller - Dyes -- Hutchinson para pruebas de decremento de presión y los de Theis - Horner y Miller - Dyes - Hutchinson para pruebas de incremento de presión ^{4,5,6}. La base para el análisis en estos métodos es la pendiente de la porción recta de la curva de presión. En la práctica es común el tener dificultades para identificar la porción recta de la curva de presión. En los últimos años se han empleado los llamados métodos modernos de análisis de presiones. Estos consisten en un estudio conjunto de los datos de presión para tiempos cortos, o sea, datos registrados antes de que se inicie la porción -- recta de la curva semilogarítmica de presión y datos comprendidos en la porción recta de la curva de presión.

La figura (1) muestra en forma esquemática los resultados de una prueba de incremento, presentados por medio de una gráfica de Theis - Horner. Se muestran tres partes principales de la curva de incremento: 1) la parte a - b comprende datos de presión registrados antes del inicio de la



- (a) - (b) Efectos de almacenamiento y daño.
- (b) - (c) Porción recta de la curva de presión.
- (c) - (d) Efectos de frontera exterior y/o interferencia.

Fig. 1 Grafica de Theis - Horner para una prueba de incremento de presión.

porción recta de la curva de incremento de presión. Como se mencionó anteriormente, a estos datos se les llama datos de presión para tiempos cortos; 2) la parte b - c que es la -- porción recta de la curva de presión (incremento), base - de los métodos semilogarítmicos^{4,5,6,7}; 3) la parte c - d - que comprende datos de presión registrados para tiempos después de que el comportamiento de la presión del pozo ha empezado a sentir los efectos de la frontera exterior del yacimiento y/o efectos de interferencia de los pozos vecinos. Estas tres partes principales de la curva de Theis - Horner, también se tendrían en la gráfica semilogarítmica de Miller - Dyes - Hutchinson para pruebas de incremento de presión - donde se grafica la presión del pozo cerrado (P_{ws}) contra - el logaritmo del tiempo de cierre ($\log \Delta t$), o para la gráfi- ca semilogarítmica de Miller - Dyes - Hutchinson para prue- bas de decremento de presión en la que se grafica la presión del pozo fluyendo (P_{wf}) contra el logaritmo del tiempo de - flujo ($\log t$).

De acuerdo a los métodos convencionales de análisis de presiones, la duración de la prueba de presión (incremento o decremento) debe ser tal que se alcance la porción recta de la curva de presión, y además esta recta tenga una dura- ción apropiada, normalmente un mínimo de 10 veces el tiempo al cual inicia la porción recta Δt_{IPR} (punto b de la Fig. 1), o sea $10 \Delta t_{IPR}$. Con respecto a los datos de presión pa

ra tiempos cortos, éstos pueden analizarse correctamente si se toman en cuenta todos los factores que los afectan, entre ellos el factor de almacenamiento de fluidos en el pozo y el factor de daño. Para una discusión detallada del análisis de datos para tiempos cortos se recomienda consultar las referencias -- Ramey⁷ y Earlougher⁵.

Para el caso de flujo de gases, la forma de la ecuación fundamental que describe el flujo de gases ideales y reales a través de medios porosos es similar a la ecuación de difusión. Aronofsky y Jenkins⁸ resolvieron la ecuación que describe el flujo de gases ideales a través de medios porosos, concluyendo que para el caso de un yacimiento radial que -- tiene un pozo en el centro produciendo a gasto constante, -- la presión del pozo puede correlacionarse en función de un tiempo adimensional t_D basado en la compresibilidad evaluada a condiciones iniciales:

$$t_D = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t (p_i) r_w^2} \quad \text{-----} \quad (1)$$

Donde β es una constante de conversión de unidades -- (ver tabla 1). Para los gastos de producción comúnmente encontrados en el campo, esta correlación es ligeramente sensitiva al gasto del pozo, pero para fines prácticos es suficientemente buena. Estos autores compararon su correlación con los resultados de van Everdingen y Hurst⁹ para el flujo transitorio de líquidos a través de medios porosos, encon-

trando que los resultados para gases ideales y para líquidos eran prácticamente iguales. Basado en estos resultados, Tracy¹⁰ ha extendido los métodos de análisis de presiones para líquidos. Para el caso de gases ideales. Entonces, de los resultados de Aronofsky y Jenkins se puede escribir la expresión siguiente:

$$p_{Dg}(1, t_D) = p_D(1, t_D) \text{ ----- (2)}$$

donde $p_{Dg}(1, t_D)$ y $p_D(1, t_D)$ son las presiones adimensionales para el pozo, para gases y para líquidos respectivamente, expresadas por las ecuaciones siguientes:

$$p_{Dg}(1, t_D) = \frac{kh (p_i - p_{wf})}{141.2 q_g B_g \mu} \text{ ----- (3)}$$

$$p_D(1, t_D) = \frac{kh (p_i - p_{wf})}{141.2 q B \mu} \text{ ----- (4)}$$

donde el factor de volumen de gas B_g esta dato por la ecuación: (5)

$$B_g = Z \frac{T}{T_{ce}} \frac{P_{ce}}{P_p} \text{ ----- (5)}$$

$$P_p = \frac{P_i + P_{wf}}{2}$$

Para condiciones transitorias de presión $p_D(1, t_D)$ puede expresarse por medio de la solución de línea fuente:

$$P_{Dg}(1, t_D) = -\frac{1}{2} E_i\left(-\frac{1}{4t_p}\right) \text{-----} (6)$$

donde $-E_i(-x)$ es la integral exponencial⁴. Para tiempos t_a les en que la integral exponencial es válida y empleando la Ec. (3) para $P_{Dg}(1, t_D)$, esta expresión puede escribirse:

$$\frac{kh(P_i - P_{wf})}{q_g B_g \mu} = \frac{1}{2} (\ln t_D + \ln \frac{4\beta}{\gamma'}) + 2S \text{-----} (7)$$

donde S es el factor de daño, el cual representa la caída de presión adicional que experimentan los fluidos en su flujo de la formación hacia el pozo, causada por todas las posibles restricciones al flujo (por ejemplo, penetración parcial del pozo, flujo a través de disparos, etc.) y γ' es igual a 1.78.

Substituyendo en esta ecuación (7) la expresión para t_D dada por la Ec. (1), despejando P_{wf} se obtiene:

$$P_{wf} = P_i - 1.15 \frac{q_g B_g \mu}{kh} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_t (P_i) r_w^2} \right) + \log \left(\frac{4\beta}{\gamma'} \right) + 0.87S \right) \text{-----} (8)$$

si en esta expresión se substituye la expresión para B_g dada por la Ec. (5), se obtiene:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - 2.30 \frac{q_g \mu z T p_{ce}}{kh T_{ce}} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu (p_i) C_t (p_i) r_w^2} \right) + \right. \\ \left. + \log \left(\frac{4B}{\gamma'} \right) + 0.87S \right) \text{-----} \quad (9)$$

Empleando unidades del sistema inglés (tabla 1), esta expresión anterior puede escribirse:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - 5.792 \times 10^4 \left(\frac{q_{gce} \mu z T p_{ce}}{kh T_{ce}} \log \left(\frac{kt}{\phi \mu (p_i) C_t (p_i) r_w^2} \right) \right. \\ \left. - 3.2275 + 0.87S \right) \text{-----} \quad (10)$$

De las Ecs. (8) y (9) se observa que si se grafica p_{wf} contra $\log t$ o p_{wf}^2 contra $\log t$ se obtiene una curva de presión la cual se espera muestre una porción recta, esto es válido si el producto $B_g \mu$ y el producto μz son constantes para la Ec. (8) y para la Ec. (10) respectivamente. Para la mayoría de los gases naturales, a condiciones normales de temperatura del yacimiento, el producto μz es constante para presiones menores de 2500 p_{sia} y por el contrario, el producto $B_g \mu$ es aproximadamente constante para presiones mayores de 2500 p_{sia} . Entonces, es recomendable emplear la Ec. (9) para presiones menores de 2500 p_{sia} y la Ec. (8) para presiones mayores 2500 p_{sia} . Es conveniente tener presente que para el análisis de presiones empleando las Ecs. (8) y (9) se tienen que calcular valores de μz y de $B_g \mu$ a la presión promedio p_p dada por la --

Ec. (5).

De la Ec. (8) la pendiente m de la porción recta de la curva de presión (p_{wf} contra $\log t$) esta dada por la expresión siguiente:

$$m = \frac{2.89603 \times 10^4 q_g B \mu}{kh} \quad \text{-----} \quad (10.a)$$

De esta expresión se puede estimar la conductividad kh de la formación,

$$kh = \frac{2.89603 \times 10^4 q_g B \mu}{m} \quad \text{-----} \quad (11)$$

Una expresión para el factor de daño S puede obtenerse haciendo $t = 1$ hr en la Ec. (8).

$$S = 1.151 \left(\frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t (P_i) r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \text{---} (12)$$

En igual forma, para la Ec. (9) se tienen las expresiones para kh y S siguientes:

$$kh = \frac{5.792 \times 10^4 q_g \mu 2T p_{ce}}{m T_{ce}} \quad \text{-----} \quad (13)$$

$$S = 1.151 \left(\frac{P_i^2 - P_{1hr}^2}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t (P_i) r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \text{---} (14)$$

donde

$$m = \frac{5.792 \times 10^4 q_g \mu Z T p_{ce}}{kh T_{ce}} \quad (15)$$

El flujo de gases reales expresados en función del potencial de gas real $m(p)$ ¹¹ definido por la Ec. (16) describe en forma bastante exacta el flujo de gases a través de medios porosos,

$$m(p) = 2 \int_{p_m}^p \frac{\xi d\xi}{\mu(\xi) Z(\xi)} \quad (16)$$

donde p_m es una presión de referencia, frecuentemente igual a la presión atmosférica.

La descripción del problema de flujo de gases empleando la teoría de flujo de gases reales es más exacta que la obtenida en base a la teoría de flujo de gases ideales, debido a que no se desprecian los gradientes de presión al cuadrado y además toma en cuenta en forma rigurosa la variación con respecto a la presión del producto μZ . En forma similar a la discusión anterior relacionada con el flujo de gases ideales, Al - Hussainy y cols.¹¹ han concluido que el flujo transitorio de gases reales expresado en función del potencial de gas real adimensional $m_D(1, t_D)$ definido por la Ec. (17), puede correlacionarse en función de un tiempo adimensional similar al definido por la Ec. (1) en que el

producto μc_t se evalué a condiciones iniciales de presión, encontrándose para todos fines prácticos igualdad con respecto a las soluciones para el flujo de líquidos de van Everdingen y Hurst expresadas en función de la presión adimensional definida por la Ec. (4):

$$m_D(1, t_D) = \frac{khT_{ce}(m(p_i) - m(p_{wf}))}{\alpha_g \frac{q}{g} P_{ce} T} \quad (17)$$

En base a los resultados de estos autores, se puede escribir la expresión siguiente:

$$m_D(1, t_D) = p_D(1, t_D) \quad (18)$$

Similarmente el caso de flujo de gases ideales, para condiciones transitorias de presión $p_D(1, t_D)$ puede expresarse por medio de la solución de línea fuente:

$$m_D(1, t_D) = -\frac{1}{2} E_1\left(-\frac{1}{4t_D}\right) \quad (19)$$

Para tiempos tales que la aproximación semilogarítmica para la integral exponencial es válida y empleando la definición para $m_D(1, t_D)$, a partir de la Ec. (19) se puede obtener la expresión siguiente para el potencial $m(p_{wf})$:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - 1.151 \frac{q_g p_{ce} T}{kh T_{ce}} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu(p_i) C_t(p_i) r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87S \right) \quad (20)$$

Escribiendo esta expresión en unidades prácticas (tabla 1):

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - 5.792 \times 10^4 \frac{q_g p_{ce} T}{kh T_{ce}} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu(p_i) C_t(p_i) r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87S \right) \quad (21)$$

De esta expresión se observa que si se grafica $m(p_{wf})$ contra $\log t$ se obtiene una recta cuya pendiente m , en valor absoluto, es igual al coeficiente afectando al paréntesis.

$$m = 5.792 \times 10^4 \frac{q_g p_{ce} T}{kh T_{ce}} \quad (22)$$

De esta expresión se puede obtener la conductividad de la formación:

$$kh = 5.792 \times 10^4 \frac{q_g p_{ce} T}{m T_{ce}} \quad (23)$$

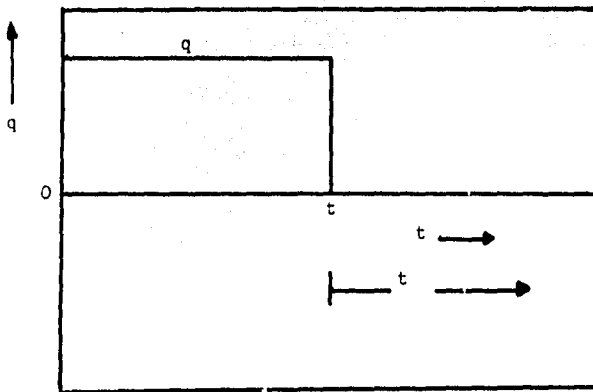
En forma similar al caso de flujo de gases ideales, de la Ec. (21) se puede obtener una expresión para el factor de daño:

$$S = 1.151 \left(\frac{m(p_1) - m(p_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu (p_1) C_t (p_1) r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \quad (24)$$

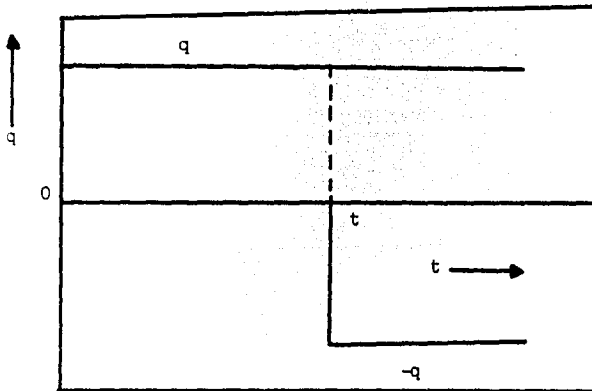
El análisis de los datos de presión empleando el potencial de gas real presenta ventajas importantes sobre los métodos de análisis para gases ideales. Empleando el potencial de gas real no se tiene el problema de escoger valores promedio para las propiedades del gas (μ y Z) y el análisis es válido para todo rango de presión.

El análisis de pruebas de incremento para el flujo de un líquido a través de la formación esta basado en el principio de superposición. El comportamiento del pozo se representa matemáticamente por medio de superposición en tiempo. Se supone que el pozo produce continuamente con un gasto q para todo tiempo $t + \Delta t$. Al tiempo de cierre del pozo t se supone que un segundo pozo localizado en la misma posición que el anterior empieza a inyectar fluidos con un gasto $-q$. Entonces, para tiempos mayores que t el gasto neto debido a los dos pozos es cero. Esta representación matemática para el comportamiento del pozo se ilustra en la Fig. 2.

Se ha comentado previamente que las soluciones para el problema de flujo transitorio de gases reales expresadas -



a)



b)

Fig. 2 Aplicación del principio de superposición en la derivación de la ecuación de interpretación para pruebas de incremento.

a) situación real

b) visualización matemática.

en función del potencial de gas real adimensional son para todos fines prácticos iguales a las soluciones para el flujo de líquidos expresados en función de la presión adimensional. Entonces, se puede decir que el potencial de gas real "linealiza" el problema de flujo de gases reales a través del medio poroso. Este término "linealiza" se emplea debido a que la ecuación que describe el flujo de gases reales a través de medios porosos es no lineal. Debido a estos resultados es de esperarse que el principio de superposición puede emplearse para el estudio de pruebas de incremento de presión. Al-Hussainy y colaboradores, Wattenbarger y Ramey¹² han discutido el uso del principio de superposición para este problema de flujo de gases reales, concluyendo que su empleo es en general aceptable. Entonces empleando este principio en la forma previamente comentada, se puede obtener una expresión para el potencial de gas real del pozo cerrado $m(p_{ws})$

$$m(p_{ws}) = m(p_i) - \frac{q_g p_{ce} T}{\alpha_g k h T_{ce}} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (25)$$

En unidades prácticas esta expresión puede escribirse:

$$m(p_{ws}) = m(p_i) - 5.792 \times 10^4 \frac{q_g p_{ce} T}{k h T_{ce}} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (26)$$

De esta expresión se concluye que si se grafica $m(p_{ws})$ contra $\log(t + \Delta t) / \Delta t$ se obtiene una línea recta cuya pendiente en valor absoluto es igual al coeficiente afectando al término logarítmico. (Ec. 22).

La conductividad de la formación puede estimarse a -- partir de esta pendiente empleando la Ec. (23).

En la obtención de una expresión para el factor de daño de la formación para pruebas de incremento de presión, es -- necesario disponer de información de la presión del pozo antes de llevar a cabo el cambio en el gasto y la presión del pozo para un tiempo corto después de que se cambió el gasto del pozo. Combinando la Ec. (21) y la Ec. (26), considerando tiempos Δt pequeños comparados con t , el cociente -- $(t + \Delta t)/t$ se puede aproximar como 1. Empleando unidades del sistema inglés, para el caso particular de $\Delta t = 1$ hora y -- $p_{ws} = p_{1hr}$ se obtiene:

$$S = 1.15 \lambda \frac{m(p_1 \text{ hora}) - m(p_{wf} (\Delta t = 0))}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu (p_i) C_t (p_i) r_w^2} \right) + 3.2275 \quad (27)$$

CAPITULO III

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los métodos convencionales de análisis de presión están basados en la suposición de que la formación productora es homogénea, de espesor constante, horizontal y en algunos casos isotrópica. Los procesos geológicos involucrados en la depositación y en la alteración subsecuente de una formación, todos actúan de una forma u otra para producir condiciones de heterogeneidad del yacimiento. Esto cambia el comportamiento de presión del pozo con respecto al caso convencional homogéneo, haciendo necesario el desarrollar técnicas específicas de interpretación para la situación del interés.

El tema del comportamiento de la presión en yacimientos heterogéneos ha recibido considerable atención en los últimos años. Con el advenimiento de las computadoras digitales se han desarrollado una gama de modelos matemáticos que permiten estudiar el comportamiento de presión de pozos terminados en yacimientos heterogéneos. Estos estudios comprenden investigaciones relacionadas con el comportamiento transitorio de presión de pozos localizados cerca de fallas, -- pozos en yacimientos naturalmente fracturados, pozos hidráulicamente fracturados, etc. En comparación con los yacimien

tos relativamente homogéneos, los estudios relacionados -- con yacimientos heterogéneos están basados en modelos matemáticos mucho más complejos, que requieren además una información detallada acerca de las características del yacimiento.

En resumen, se puede establecer que los métodos convencionales de análisis de presiones deben emplearse en forma cuidadosa en pozos en los cuales es difícil la interpretación de la prueba, como puede ser el caso en yacimientos de baja permeabilidad, en yacimientos estratificados con penetración parcial, así como en pozos hidráulicamente fracturados, etc.

Para un yacimiento estratificado, una planeación cuidadosa de pruebas de formación selectivas durante la perforación del pozo, en conjunto con el uso de un modelo para interpretar el comportamiento de la presión puede proporcionar una mejor visualización de la distribución de la permeabilidad en el yacimiento. La estratificación de la formación productora puede causar una respuesta no lineal de la presión en una gráfica convencional Theis - Horner de incremento. Para casos de extrema heterogeneidad, el modelo proporciona una capacidad más general para interpretar el comportamiento de la presión de un pozo en sistemas complicados. - En este trabajo se propone el uso de un modelo radial - ver-

tical ($r - z$) para la interpretación de prueba de presión-producción en pozos de gas terminados en yacimientos estratificados. En la fig. 3 se presenta un yacimiento estratificado productor de gas, del tipo cuyas pruebas de presión-producción pueden ser estudiadas por el modelo descrito en este estudio. Además, una vez que se han determinado las características de la formación productora a través de un ajuste adecuado de los datos de presión-producción registrados durante la prueba, el modelo permite predecir el comportamiento de la presión y la correspondiente variación del gasto para las condiciones de explotación del pozo.

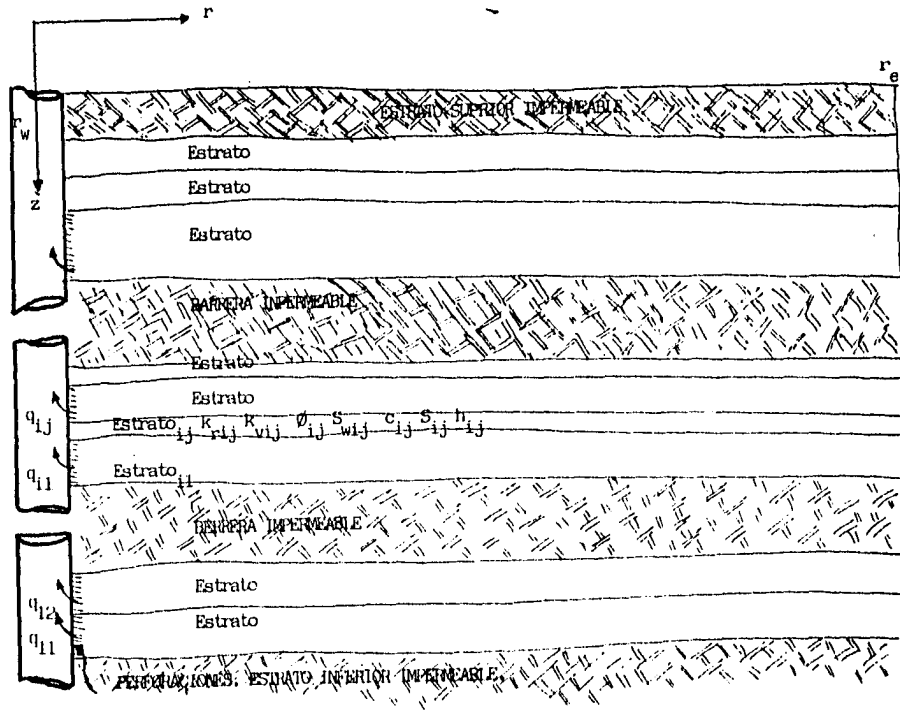


Fig. 3 Representación esquemática de un yacimiento estratificado.

CAPITULO IV

MODELO MATEMATICO

El modelo matemático que describe el flujo de un gas real a través de un medio poroso ha sido motivo de estudio por parte de varios investigadores desde hace mucho tiempo^{11,12,13,14,15}. En este capítulo se presentarán las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales que describen tal flujo de fluidos, así como las condiciones iniciales y de frontera que son necesarias para completar el modelo matemático. Se presenta también una discusión de los datos que son necesarios para poder utilizar un modelo de este tipo y en el siguiente capítulo se mostrará cuales son los métodos de solución que se utilizaron en esta tesis para resolver el modelo matemático.

IV.1. Ecuación de Flujo.

El problema que se requiere resolver es el de flujo de un gas real en coordenadas cilíndricas, considerando solamente dos dimensiones, como se observa en la figura 4. En esta figura se incluye el sistema que se requiere utilizar, que es radial-vertical en coordenadas $r - z$. De aquí mismo se puede hacer la primera simplificación a este problema y es que se puede considerar como simétrico con respecto a un eje imaginario que pase por el pozo, por lo cual se estaría re

Frontera Externa del Yacimiento.

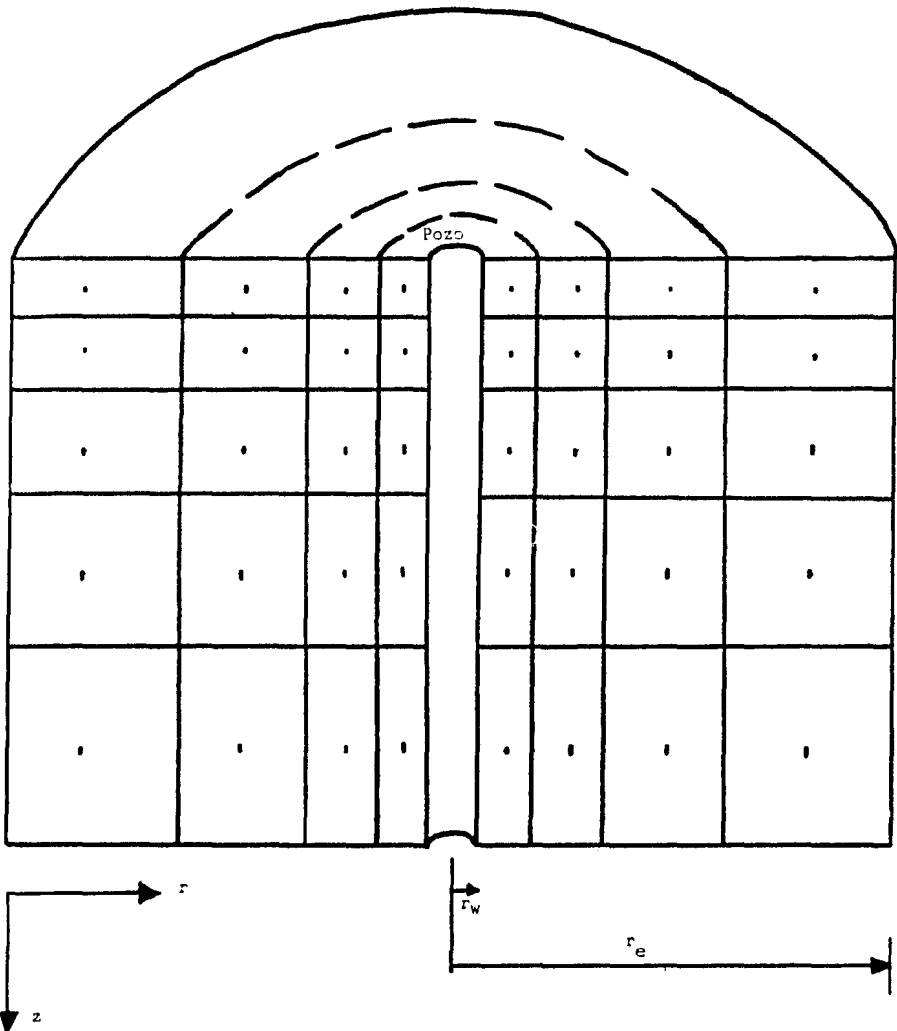


Fig. 4 Yacimiento de Gas con un solo pozo, considerando un sistema radial-vertical.

solviendo el mismo caso con solo considerar la mitad del yacimiento, como se muestra en la figura 5.

Para describir el modelo matemático de este problema, primero es necesario definir las suposiciones en las que estará basado. En esta tesis las suposiciones empleadas fueron las siguientes:

- a. El gas real se considera que es un solo componente.
- b. El flujo de fluidos se considera isotérmico.
- c. El flujo del gas real es laminar y por lo tanto es válido en la Ley de Darcy.
- d. La viscosidad del gas y el factor de supercompresibilidad z son funciones solamente de la presión.
- e. Se desprecian efectos gravitacionales.
- f. Se considera inmóvil el agua dentro del yacimiento, por lo tanto la única fase que fluye es la gaseosa.
- g. La porosidad no es función de la presión.
- h. Se consideran coordenadas $r - z$.

$$2 \frac{\partial}{\partial r^2} \left(1.127 \frac{k_r r}{2} \frac{\partial m}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(1.127 \frac{kz}{2} \frac{\partial m}{\partial z} \right) + \frac{14.7 T q (\text{scf}/\text{dft}/\text{ft}^3)}{5.615 \times 520} = \frac{\phi \mu C}{2 \times 5.615} \frac{\partial m}{\partial t} \quad (28)$$

La derivación de la expresión anterior se llevó a cabo en el apéndice A de este trabajo y el potencial del gas

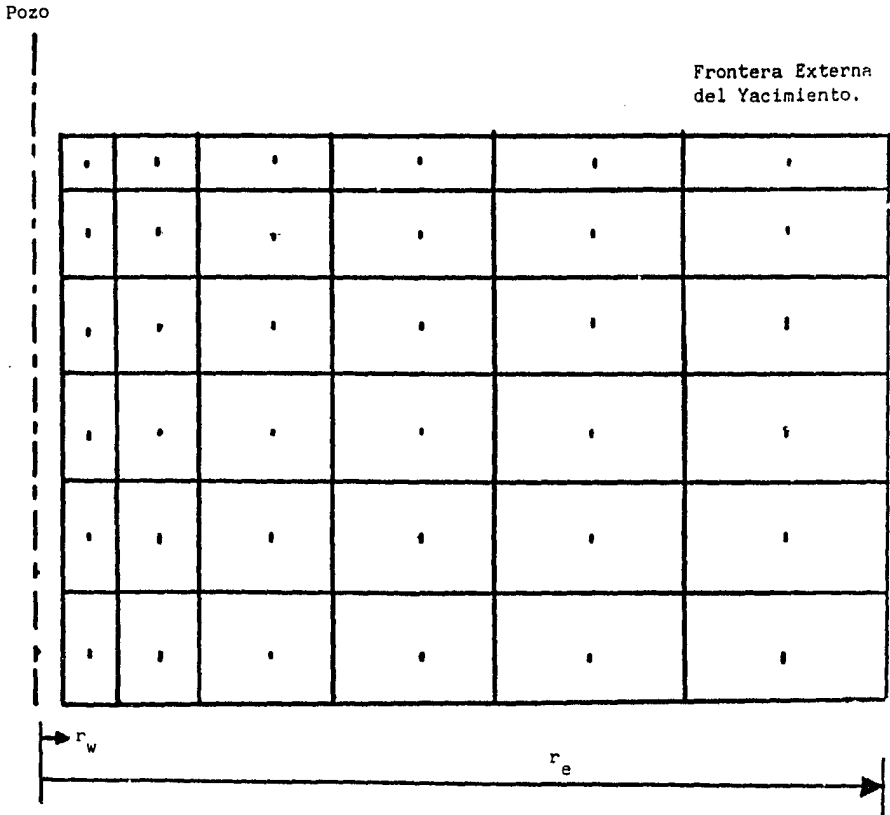


Fig. 5 Tipo de malla que se utilizará para resolver este problema.

"m" esta definido como¹¹:

$$m(p) = 2 \int_{p_m}^p \frac{\xi d\xi}{\mu(\xi) Z(\xi)} \text{-----} (29)$$

Para completar el modelo matemático es necesario definir condiciones iniciales y de frontera.

IV.2 Condiciones Iniciales

Para resolver este problema se considera que se conoce la distribución de presión en el yacimiento inicial, o sea:

$$p(r, z, 0) = \text{Conocido para toda } r \text{ y } z \text{-----} (30)$$

De esta forma se puede calcular la distribución de potencial del gas para el mismo, utilizando la ecuación (29):

$$m(p)(r, z, 0) = \text{Conocido para toda } r \text{ y } z \text{-----} (31)$$

IV.3. Condiciones de Frontera.

Para un problema de este tipo, representado por la ecuación (28), se deben de especificar cuatro condiciones de frontera. Dosde ellas en la dirección r y dos en la dirección z.

Para las aplicaciones que se presentan en este trabajo, se considera frontera cerrada en la parte externa del yacimiento y un gasto de producción en el pozo, el cual deberá darse como dato, así:

En la dirección r.

Para $r = r_w$ (pozo) $q_g = \text{Dato}$

$r = r_e$ (frontera externa) $q_g = 0$

$$\text{o } \frac{\partial p}{\partial r} = 0$$

para $t > 0$ ----- (32)

Para el caso de la dirección z se considera frontera cerrada tanto la cima como la base de la formación productora, así:

En la dirección z

Para $z = 0$ (Base) $q_{gz} = 0$

$$\text{o } \frac{\partial p}{\partial z} = 0$$

$z = L$ (Cima) $q_{gz} = 0$

$$\circ \quad \frac{\partial P}{\partial z} = 0$$

para $t > 0$ ----- (33)

Existen otros tipos de condiciones de frontera que se podrían utilizar en un modelo como este que se presenta, - pero las aplicaciones que se incluyen en esta tesis basadas en las condiciones de frontera ya mencionadas, que se consideran que son las que prevalecerían en un campo recién descubierto, al cual se le está tratando de calcular su potencial, así como de definir las condiciones alrededor del pozo productor, para empezar a caracterizar el yacimiento.

IV.4. Información Requerida.

Para poder resolver el modelo matemático que se presenta en este trabajo, es necesario contar con todos los datos e información que se requiere en las ecuaciones que se van a manejar. Asimismo dado que la ecuación de flujo (28) -- es no lineal, se necesitará resolverla haciendo uso de métodos numéricos, los cuales se presentarán en el siguiente -- capítulo, pero que, para ser utilizados, requieren también de ciertos datos, algunos de los cuales se comentarán en esta sección. Se requieren datos e información que puede ser agrupada en la siguiente forma:

- a. Relacionada con el yacimiento.
- b. Relacionada con los fluidos, en este caso, el gas.
- c. Relacionada con el pozo.
- d. Relacionada con el método numérico que se utiliza para resolver el modelo matemático.

IV.4.1. Datos del Yacimiento.

La siguiente es una relación de la información que se requiere conocer del yacimiento que se pretende estudiar, el cual cuenta con un solo pozo:

IV.4.1.1. Límite del Yacimiento.

Es necesario tener por lo menos una estimación en cuanto a la extensión del yacimiento (r_e). Se requiere también conocer el espesor de la formación productora (h), el cual puede obtenerse de los registros geofísicos que se hayan corrido en el pozo.

IV.4.1.2. Características Petrofísicas.

Se requiere la porosidad (ϕ), permeabilidad (k), temperatura del yacimiento (T), profundidad de la zona productora (H), etc.

En el caso de la permeabilidad, es bien conocido que varía en el yacimiento, así como que tiene diferentes valores para la dirección horizontal, como para la vertical. - Esto es desde luego, difícil de obtener al inicio de la vida productiva de un campo, por lo que se pueden iniciar los estudios de yacimientos considerándolas iguales. Así pues, la permeabilidad horizontal es igual a la permeabilidad vertical al iniciar todo estudio de simulación de yacimientos, a menos que se cuente con información que indique lo contrario.

IV.4.2. Datos de los Fluidos.

Con relación a los fluidos que van a considerarse en el modelo, parece muy sencillo, ya que se habla de un gas real, de un solo componente. Sin embargo, es necesario contar con gran cantidad de datos que sirvan para poder obtener las características del mismo a diferentes condiciones de operación. A continuación se menciona la información -- que se considera fundamental para utilizar el modelo que -- aquí se presenta:

IV.4.2.1. Características del gas.

Se requiere la densidad del gas y su composición en -- caso de que tenga porcentajes considerables de nitrógeno, -

dióxido de carbono y ácido sulfídrico. También se requiere la presión original a la que se encontraron los fluidos, - así como las siguientes características de los mismos: viscosidad, factor de volumen, compresibilidad, etc.

IV.4.2.2. Correlaciones Empíricas

Como algunos de estos datos son difíciles de obtener - al principio de la vida productiva de un campo, es práctica común el utilizar correlaciones de viscosidad, compresibilidad, etc., mientras se obtienen datos del yacimiento en estudio. Se recomienda que siempre que se puede se utilice información real del yacimiento, ya que el uso generalizado - de correlaciones puede dar como resultado el que se obtengan comportamientos muy diferentes al observado, si las correlaciones utilizadas no corresponden al que se está manejando en el campo, lo cual ocurre muchas veces en la práctica.

IV.4.3. Datos del Pozo Productor.

Los datos que se pueden obtener del pozo productor, representan la información más valiosa con que se puede contar al llevar a cabo un estudio de simulación de yacimientos. Tal información se puede agrupar como datos del estado mecánico del pozo y datos de producción.

IV.4.3.1. Datos del Estado Mecánico del Pozo.

Estos datos, como su nombre lo indica, tienen que ver exclusivamente con las condiciones mecánicas del pozo tales como:

- a. Profundidad Total.
- b. Tuberías de Revestimiento
- c. Aparejo de producción
- d. Intervalo disparado y abierto a producción
- e. Datos de reparación del pozo

IV.4.3.2. Datos de Producción.

Esta información es fundamental para llevar a cabo un estudio de simulación, ya que se requiere para ajustar el modelo a los datos observados en el campo. Sin una buena cantidad de esta información no hay forma de llevar a cabo por ejemplo, un ajuste de historia. Estos datos de producción pueden ser los siguientes:

- a. Gasto de producción de gas contra tiempo.
- b. Presión original del yacimiento.
- c. Pruebas de producción, incluyendo datos medidos de presión.
- d. Variación de la presión del yacimiento con respecto al tiempo.

e. Análisis de pruebas de presión para calibrar el modelo.

IV.4.4. Datos relacionados con el método de solución.

Este tipo de datos están relacionados directamente con el modelo numérico que se pretende utilizar. Básicamente -- tienen que ver con el tipo de malla que se vaya a usar, el número de celdas en la dirección r , en la dirección z , un - indicador que identifique si se utiliza ADIP o el Método Directo que se presenta en el siguiente capítulo, etc. En este grupo de datos también quedarán incluidos todos aquéllos relacionados con el programa de cómputo, como pueden ser indicadores de impresión cada cierto número de intervalos de tiempo, ajustes de historia, número de corridas a realizar, etc.

En general, este grupo de datos es mas fácil de defi-- nir que aquéllos relacionados con el yacimiento o con el modelo matemático, pero no por eso deja de ser menos importan te.

CAPITULO V.

METODO DE SOLUCION.

Para utilizar e interpretar resultados de un modelo matemático es necesario siempre poder obtener una solución -- del mismo, para una región determinada, tanto en espacio -- como en tiempo. En este trabajo, el modelo matemático que se obtuvo para el flujo de un gas real a través de un medio poroso, resulto ser, como en la mayoría de los casos de interés en yacimientos petroleros, una ecuación diferencial -- en derivadas parciales, no lineal. Este tipo de ecuaciones no tienen, normalmente, una solución analítica, por lo que es necesario recurrir a métodos numéricos. En este capítulo se presenta el esquema numérico utilizado, que fué el de diferencias finitas, así como el método de solución empleado para resolver el sistema de ecuaciones resultante, el cual da origen a una matriz dispersa cuya solución se obtiene, -- en esta tesis, a través del método de direcciones alternantes (ADIP) y de un método directo, haciendo uso de un -- algoritmo para matrices dispersas.

V.1. Modelo en diferencias Finitas.

Para transformar la ecuación diferencial en derivadas parciales que se obtuvo en el capítulo anterior, en una -- ecuación algebraica, se pueden emplear varios métodos. Sin

embargo, el método más utilizado en simulación de yacimientos es el de diferencias finitas ^{1,2,3}. Este método es el que se empleó en este trabajo y la transformación de la ecuación a una ecuación en diferencias finitas se presenta en el Apéndice B. Por lo tanto, la ecuación que representa nuestro modelo numérico, se puede escribir como:

$$\begin{aligned}
 & T_{r_{i+\frac{1}{2},j}}^{n+1} (m_{i+1,j}^{n+1} - m_{i,j}^{n+1}) - T_{r_{i-\frac{1}{2},j}}^{n+1} (m_{i,j}^{n+1} - m_{i-1,j}^{n+1}) \\
 & + T_{z_{i,j+\frac{1}{2}}}^{n+1} (m_{i,j+1}^{n+1} - m_{i,j}^{n+1}) - T_{z_{i,j-\frac{1}{2}}}^{n+1} (m_{i,j}^{n+1} - m_{i,j-1}^{n+1}) \\
 & + q_{i,j}^{n+1} \frac{ft^3}{dfa} = T_{i,j}^{n+\frac{1}{2}} (m_{i,j}^{n+1} - m_{i,j}^n) \text{-----} (34)
 \end{aligned}$$

Todos estos parámetros han sido definidos en el Apéndice B, así como las condiciones iniciales y de frontera consideradas.

De esta ecuación, se puede observar claramente que todos los términos " T ", menos uno, $T_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}$, están definidos explícitamente. Esto es, se puede calcular al inicio del intervalo del tiempo Δt . Con relación al término $T_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}$, esto no se puede calcular explícitamente, ya que si se recuerda esta definido como:

$$T_{i,j}^{n+\frac{1}{2}} = \frac{Vb_{i,j} \phi (\mu c)_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}}{2 \times 5.615 \Delta t}$$

De esta expresión se observa que $(\mu c)_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}$ no se conoce al inicio del intervalo de tiempo Δt , sino que se considera un valor promedio, tal que:

$$(\mu c)_{i,j}^{n+\frac{1}{2}} = \frac{(\mu c)_{i,j}^{n+1} + (\mu c)_{i,j}^n}{2} \quad \text{----- (35)}$$

Por lo anterior, se tendrá que proceder en forma iterativa, suponiendo primero un valor para $(\mu c)_{i,j}^{n+1}$, llevando a cabo todos los cálculos, hasta obtener un nuevo valor $(\mu c)_{i,j}^1$. Este valor correspondería entonces al obtenido en la iteración "1" y el proceso iterativo se terminaría cuando:

$$(\mu c)_{i,j}^{n+1} \approx (\mu c)_{i,j}^1$$

Sin embargo, lo anterior no es necesario si el intervalo de tiempo Δt es muy pequeño, de tal forma que:

$$(\mu c)_{i,j}^n \approx (\mu c)_{i,j}^{n+1}$$

lo cual evitaría el proceso iterativo descrito.

Por otro lado, de esta misma ecuación (34) se observa que el gasto de producción de gas $q_{i,j}^{n+1}$ en ft^3 cs/día es un dato y se conocerá para todas las localizaciones i,j y para todo el intervalo de tiempo que se vaya a simular. En el problema que se requiere resolver en esta tesis, solo existe una localización donde q es diferente de cero y esto es en el pozo, aunque la producción podría venir de varios estratos $q_{i,1}, q_{i,2}, q_{i,3}, \dots, q_{i,n}$.

Por lo anterior, las incógnicas en la ecuación (34) serán los términos $m_{i,j}^{n+1}$, por lo que se llegaría a la siguiente ecuación general:

$$\begin{aligned}
 & T_{r_{i-1},j} (m_{i-1,j}^{n+1}) + T_{r_{i+1},j} (m_{i+1,j}^{n+1}) \\
 & - (T_{r_{i+1},j} + T_{r_{i-1},j} + T_{i,j}^{n+1} + T_{z_{i,j+1}} + T_{z_{i,j-1}}) \\
 & (m_{i,j}^{n+1}) + T_{r_{i,j+1}} (m_{i,j+1}^{n+1}) + T_{z_{i,j-1}} (m_{i,j-1}^{n+1}) = - T_{i,j}^{n+1} \\
 & (m_{i,j}^n) - q_{i,j}^{n+1} \text{ ft}^3/\text{día} \text{ ----- (36)}
 \end{aligned}$$

Para simplificar el manejo de esta ecuación, se definirán los siguientes términos:

$$A_i = T_{r_{i-1}, j}$$

$$B_i = - (T_{r_{i+1}, j} + T_{r_{i-1}, j} + T_{i, j}^{n+1} + T_{z_{i, j+1}} + T_{z_{i, j-1}})$$

$$C_i = T_{r_{i+1}, j}$$

$$D_i = T_{r_{i, j-1}} \text{-----} (37)$$

$$E_i = T_{r_{i, j+1}}$$

$$LD_i = - T_{i, j}^{n+1}$$

$$GD = - q_{i, j}^{n+1} \text{ ft}^3/\text{día}$$

Por lo cual la ecuación (36) nos queda

$$\begin{aligned}
 & A_i (m_{i-1,j}^{n+1}) + B_i (m_{i,j}^{n+1}) + C_i (m_{i+1,j}^{n+1}) \\
 & D_i (m_{i,j-1}^{n+1}) + E_i (m_{i,j+1}^{n+1}) = LD_i (m_{i,j}^n) + \\
 & GD_i \text{ ----- (38)}
 \end{aligned}$$

Esta última ecuación representa nuestro modelo numérico en diferencias finitas, que debe incluir las condiciones apropiadas tanto iniciales como de frontera.

V.2. Método de Solución.

El método empleado en este trabajo consiste básicamente en dos alternativas de solución, que son las siguientes:

- a. Método de Direcciones Alternantes (ADIP)¹⁶
- b. Método Directo usando principalmente la Eliminación de Gauss.

Partiendo de la ecuación (38) y a través de un algoritmo apropiado se puede conocer la distribución del potencial del gas, $m_{i,j}$, para cualquier posición en espacio y tiempo. Sin embargo, por facilidad en la elaboración del programa de cómputo que resolvería el problema y para evitar el uso de un índice doble i,j , es común numerar cada una de las celdas de la malla con un solo índice y en forma consecutiva. Un ejemplo de esto se presenta en la Fig. 6, donde el número de celdas en la dirección x es 5 y el número de celdas en la dirección z es 6.

De esta forma, las celdas se numeran del 1 al 30 en lugar de llevar cuenta de un índice doble i,j .

Una vez hecho lo anterior, se puede proceder a la aplicación del método de solución que se quiera emplear.

V.2.1. Método de Direcciones Alternantes.

El objetivo, al aplicar este método, es reducir un problema de dos dimensiones en dos problemas de una dimensión, los cuales son resueltos eficazmente con la aplicación del

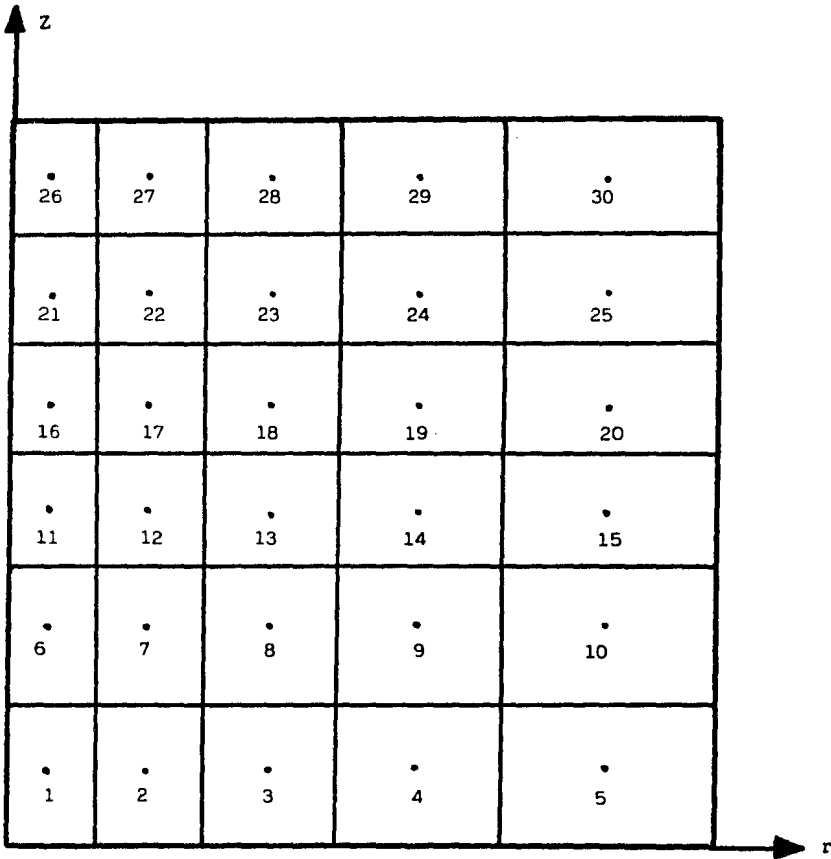


Fig. 6 Diagrama esquemático de la malla utilizada y la forma de numerarla

algoritmo de Thomas para matrices Tridiagonales^{1,2,3}.

Para el problema que se requiere resolver en esta tesis, este método se aplicaría de la siguiente manera:

En la dirección x (primer piso):

$$A_i (m_{i-1,j}^{n+k}) + B_i (m_{i,j}^{n+k}) + C_i (m_{i+1,j}^{n+k}) = LD_i (m_{i,j}^n) + GD_i - D_i (m_{i,j-1}^n) - E_i (m_{i,j+1}^n) \text{-----} (39)$$

Al resolver primero esta ecuación (39), las incógnitas se redujeron a tres, y por lo tanto el sistema de ecuaciones que se genera da lugar a una matriz tridiagonal como la que se presenta en la Fig. 7. Para este tipo de matrices el algoritmo de Thomas es muy eficiente y fácil de programar, por lo que las incógnitas $m_{i,j}^{n+k}$ se puede conocer rápidamente.

En la dirección z (segundo paso):

$$D_i (m_{i,j-1}^{n+1}) + B_i (m_{i,j}^{n+1}) + E_i (m_{i,j+1}^{n+1}) = LD_i (m_{i,j}^{n+k}) + GD_i - A_i (m_{i-1,j}^{n+k}) - C_i (m_{i+1,j}^{n+k}) \text{-----} (40)$$

En este segundo paso se resuelve la ecuación anterior,

que tiene nuevamente tres incógnitas, por lo que la matriz que se genera es similar a la que se presenta en la Figura 8. Una versión modificada del Algoritmo de Thomas es lo que se emplea para resolver este tipo de sistema de ecuaciones, en la cual las bandas o diagonales de la matriz no están -- juntas, sino que las separa un número de diagonales que con-- tienen solamente ceros.

Al terminar este segundo paso, se habrá encontrado el valor de las incógnitas que originalmente se deseaba cono--
 $n+1$
 cer $m_{i,j}$. El algoritmo es repetido para un nuevo intervalo de tiempo Δt y se prosigue con el mismo procedimiento -- hasta alcanzar el tiempo total de simulación deseado.

V.2.2 Método Directo de Solución.

En la aplicación de este método se utiliza nuevamente la ecuación (38) y la numeración de la malla presentada en la Figura 6. Al hacerlo, lo que se genera es un sistema de ecuaciones que da lugar a una matriz de cinco diagonales del tipo de lo que se presenta en la Figura 9.

La solución de este problema se obtiene en este trabajo a través de lo que se conoce como Eliminación de Gauss, que no es otra cosa que trabajar con la matriz ampliada --

$$\begin{bmatrix}
 & & & & 0 \\
 & & & & E_i \\
 & & 0 & & \\
 & & B_i & & \\
 & 0 & & & \\
 & & D_i & & \\
 0 & & & &
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 \\
 \\
 \\
 \\
 \\
 \\
 \\
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 LD_i(m_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}) + GD_i - \\
 A_i(m_{i-1,j}^{n+\frac{1}{2}}) + C_i(m_{i+1,j}^{n+\frac{1}{2}})
 \end{bmatrix}$$

Fig. 8 Matriz tri-diagonal que se genera al considerar la dirección z.

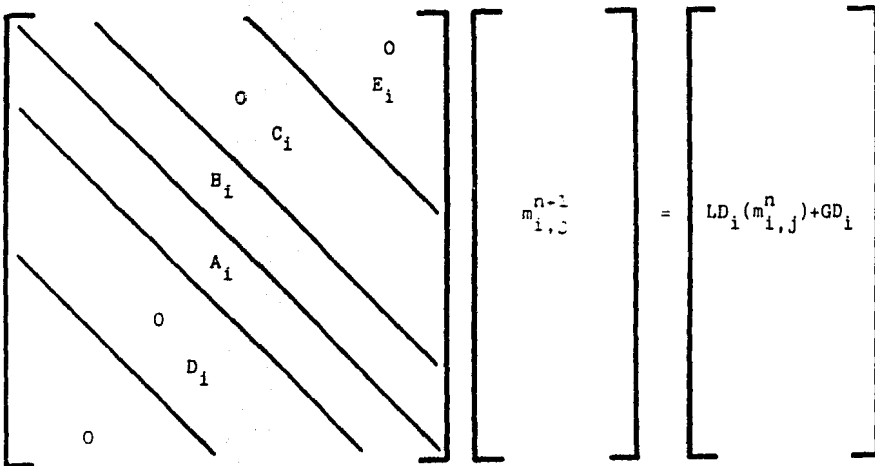


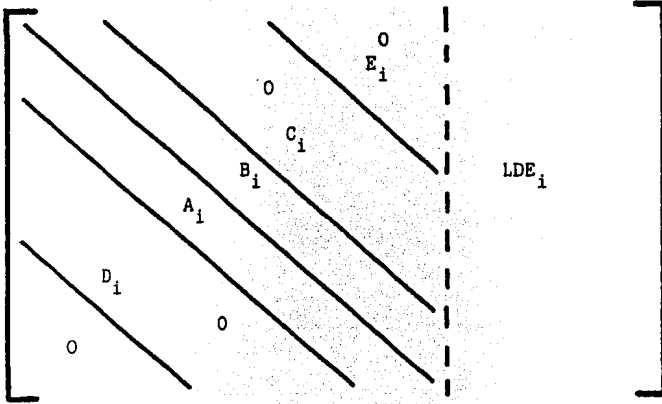
Fig. 9 Matriz penta-diagonal que se genera al aplicar un Método Directo de Solución.

hasta reducirla a una matriz tringular superior, cuya solución se obtiene a través de sustitución hacia atrás. La figura 10 muestra en forma esquemática la matriz amplaida, -- así como la matriz triangular que resuelve 'el problema para un determinado Δt . El algoritmo se repetiría obteniendo -- una nueva matriz ampliada para el siguiente Δt y procediendo en la misma forma, hasta obtener el tiempo total de simulación buscado.

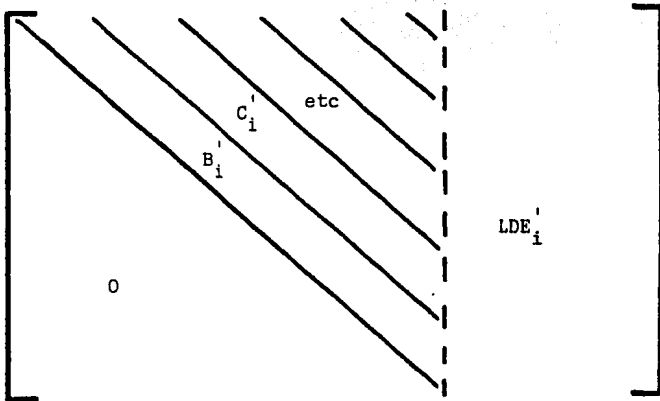
V.3. Programa de Cómputo.

El programa de cómputo utilizado en esta tésis es una versión modificada del presentado por Basbush, Domínguez y Samaniego¹. En este trabajo lo que se hizo fue corregirlo, modificarlo y adaptarlo para ser utilizado en el Centro del Cálculo de la Facultad de Ingeniería a través de la computadora VAX que allí existe.

Un diagrama esquemático del procedimiento de cómputo - es presentado en la Figura 11. El simulador en sí, consiste en un programa principal y veinte subrutinas escritas en -- lenguaje FORTRAN, las cuales desempeñan diferentes funciones, desde leer datos, hasta construir y resolver la matriz que resuelve el problema planteado. A este programa se le -- incluyeron opciones que a la fecha no han sido probadas ex -- tensivamente, pero que lo harán más general y de mayor apli



a. Matriz Ampliada, donde: $LDE_i = (m_{i,j}^n) + GD_i$



b. Matriz Triangular Superior que se resuelve por sustitución hacia atrás.

Fig. 10 Eliminación de Gauss.

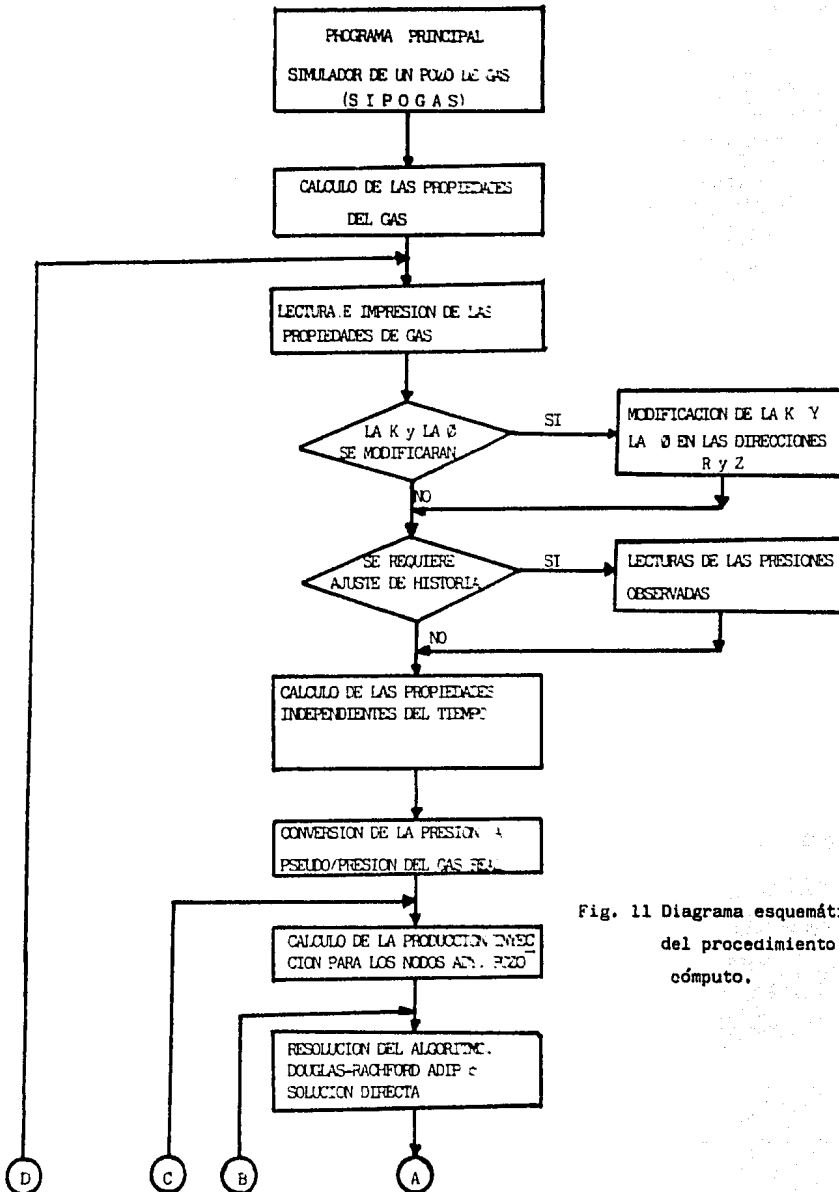
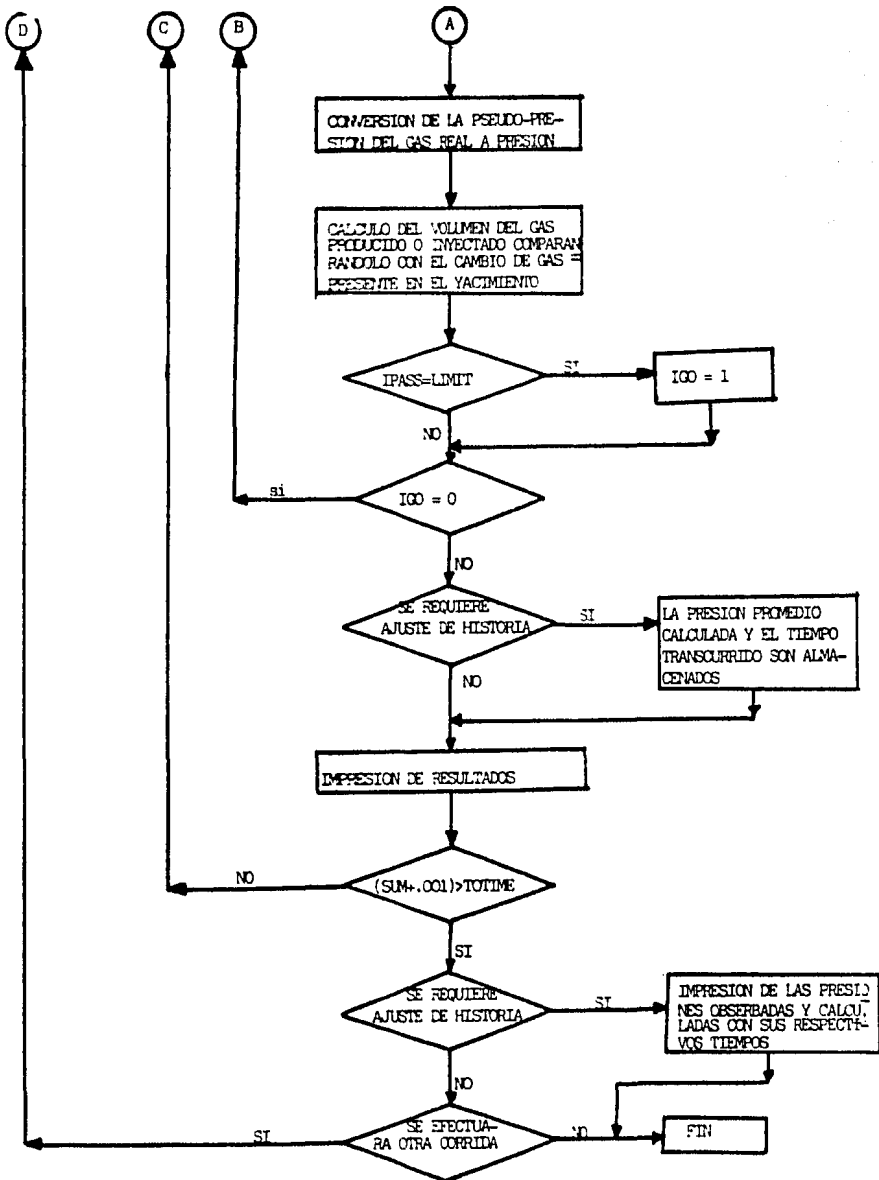


Fig. 11 Diagrama esquemático del procedimiento de cómputo.



cación a casos de campo. Un ejemplo de estas opciones es el poder considerar el efecto al almacenamiento, así como el flujo turbulento alrededor del pozo.

En el Apéndice C se presenta una lista de las subrutinas que contiene este programa de cómputo, así como una breve explicación de las funciones que desempeña cada una de ellas.

CAPITULO VI

DISCUSION DE RESULTADOS

VI.1. Discusión del ejemplo 1.

Se describen a continuación los resultados de un estudio cuyo objetivo fue analizar y verificar el análisis de una prueba de formación efectuada en un pozo de gas. La prueba se efectuó en un intervalo productor localizado entre 11798 a 11818 pies. Los registros tomados en el pozo muestran que el gas provenía de la zona de 11798 a 11834 pies. Se decidió simular esta sección de 36 pies que esta disparada en los 20 pies superiores, usando un modelo radial-vertical de gas, en el que se tienen 6 bloques verticales (Fig. 12), de los cuales los cuatro superiores de 5 pies cada uno corresponden al intervalo productor superior disparado y los dos restantes de 8 pies cada uno corresponden a la parte inferior no disparada. El radio exterior del área de drene del pozo se tomó en el modelo igual a 2500 pies, con el propósito de que para los tiempos involucrados en la prueba el comportamiento de la presión del pozo no estuviera afectado por esta frontera exterior. La malla del modelo en la dirección ^{radial} vertical tiene nueve bloques espaciados logarítmicamente a partir del radio del pozo

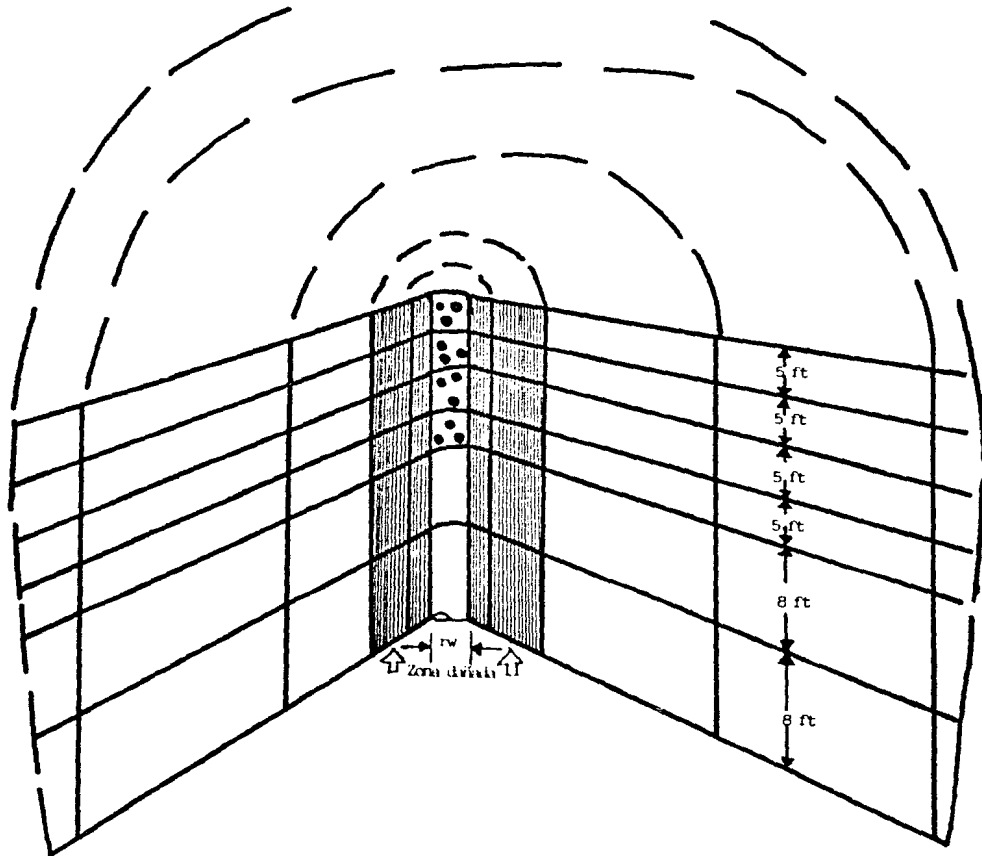


Fig.12 Representación de la malla radial - vertical para simular el comportamiento del pozo del ejemplo 1

zo de 3.5 pulgadas.

El pozo fue puesto a producción durante un período de 2.6333 horas con un gasto de 19.45 MMSCF/Día. El pozo fue cerrado entonces durante 7 horas, registrándose una presión de 4206.7 Psia, la cual se fue incrementando hasta estabilizarse aproximadamente a 4222.0 Psia. El pozo fue puesto a producción nuevamente con un gasto de 14.45 MMSCF/Día durante un período de flujo de 5.9333 horas, registrándose una presión de 2789.9 Psia a 2807.0 Psia (Figura 13).

La Fig. 14 presenta una gráfica de Theis - Horner en función de la presión para la segunda prueba de incremento, observándose un buen alineamiento de los tres últimos datos. Como es bien conocido, siempre las pruebas de presión en pozos de gas deben de analizarse en función del potencial de gas real $m(p)$. La Fig. 15 muestra la variación del potencial de gas real con respecto a la presión para el gas de este pozo. Finalmente, los datos de la prueba se convierten a potencial de gas real y se obtiene la gráfica de Theis - Horner de la Fig. 16.

Los resultados de esta prueba indican que el valor de la permeabilidad es de 100 md y la zona dañada alrededor -

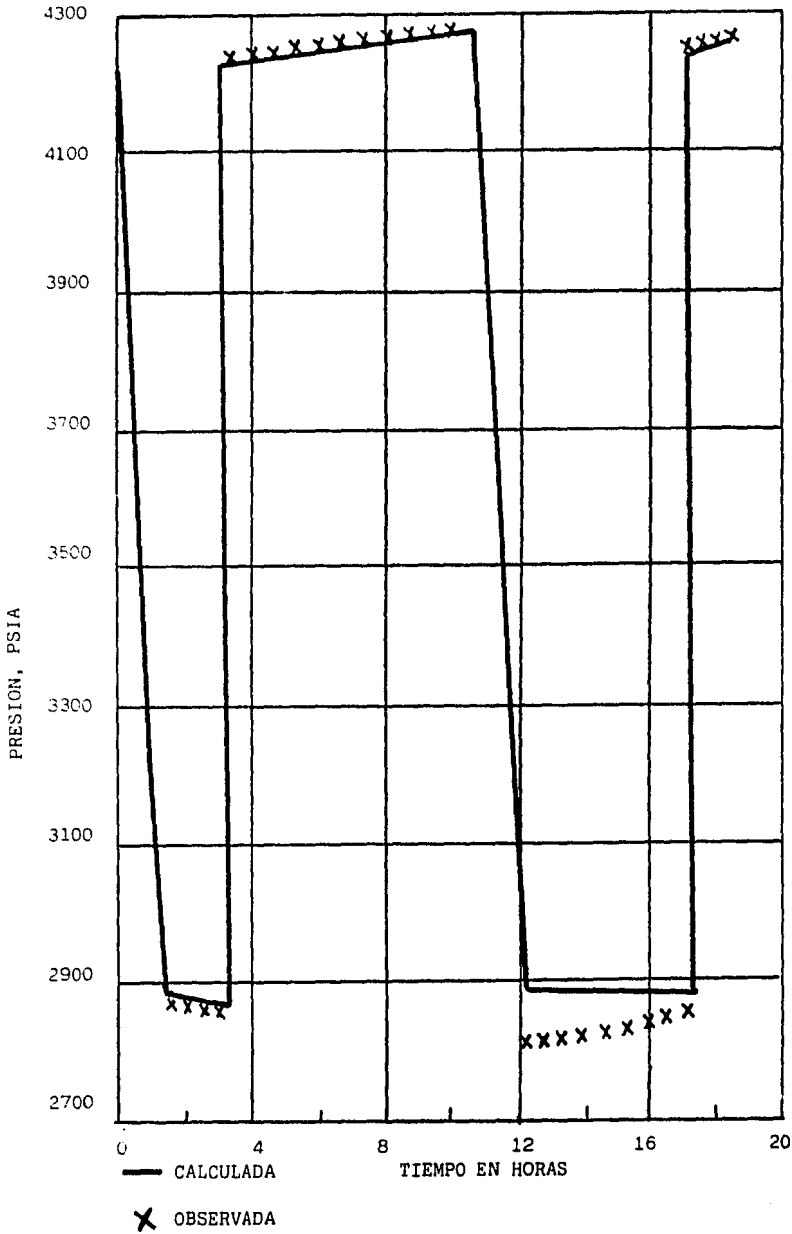


Fig. 13 Comparación de los datos de presión registrados durante la prueba con los resultados del modelo numérico para el ejemplo 1.

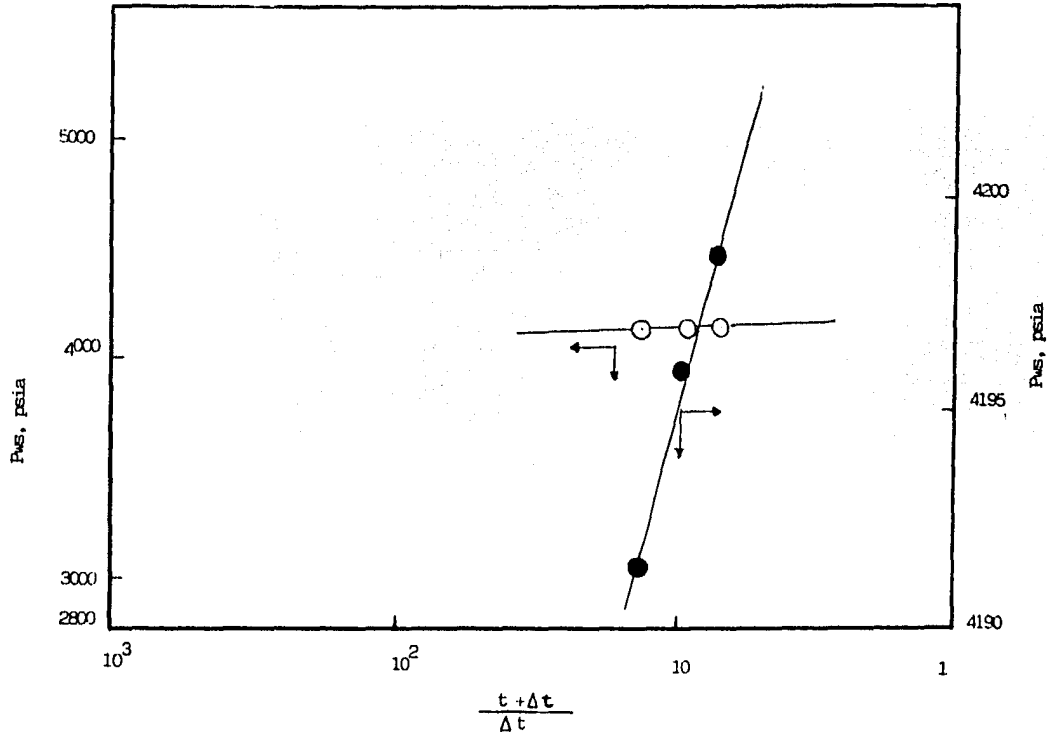


Fig. 14 Prueba de incremento de presión graficada en función de presión para el segundo período de cierre del ejemplo 1.

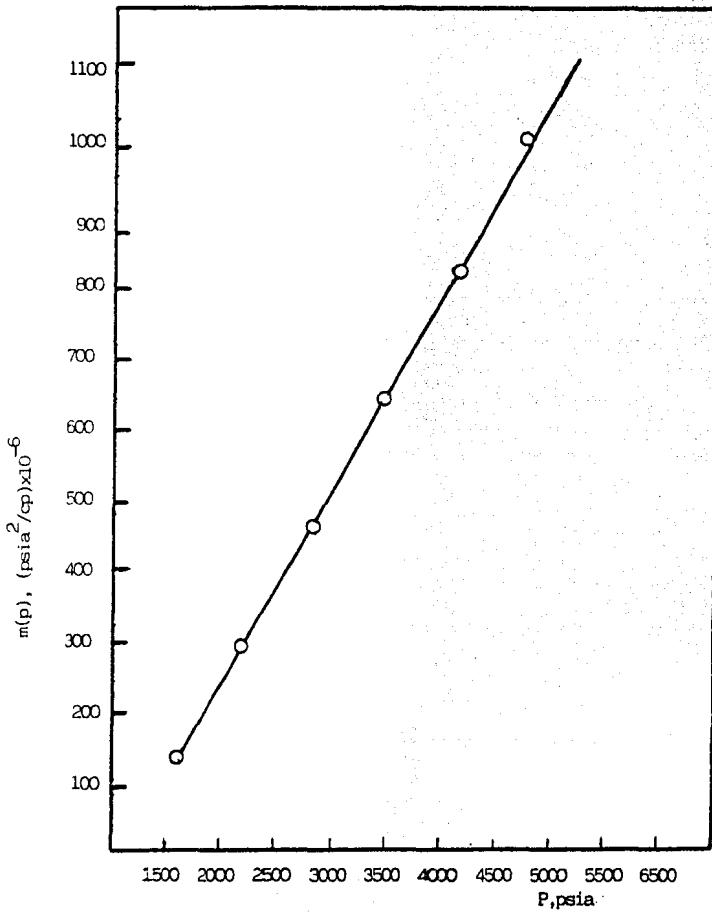


Fig. 15 Variación del potencial de gas real $m(p)$ contra presión para el Ejemplo 1.

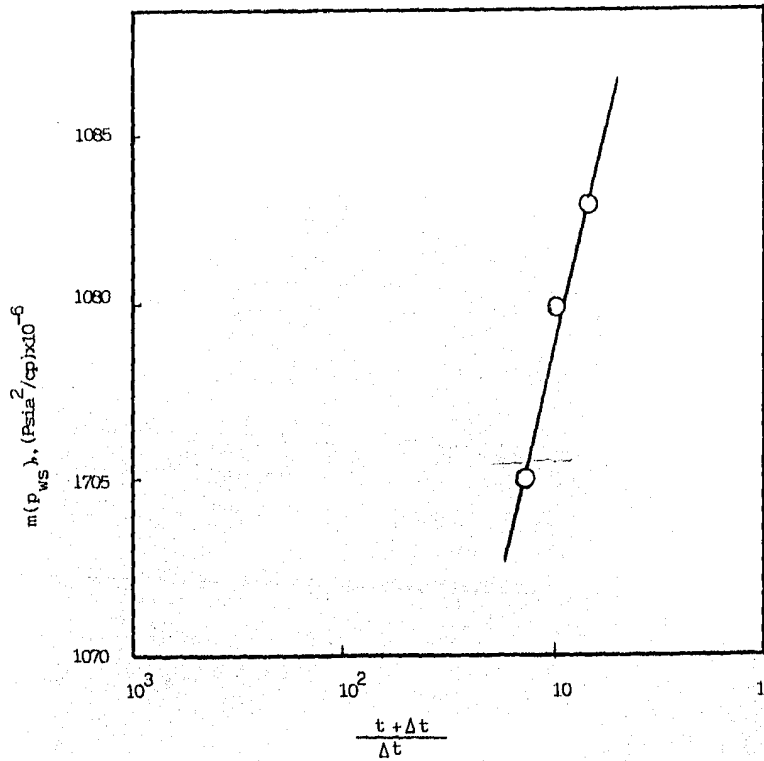


Fig.16 prueba de incremento de presión graficada en función del potencial para el segundo período de cierre del ejemplo 1

del pozo tenía un valor del factor de daño de $S = 53$. --
Usando estos valores como datos iniciales del modelo, se --
efectuaron una serie de corridas en la computadora con el
objeto de probar la aplicación del mismo para la determina--
ción de los parámetros de interés de la formación producto--
ra, como la conductividad k_h y el factor de daño S . Así --
mismo se deseaba verificar los resultados del análisis ini--
cial de esta prueba. La información del yacimiento y de --
los fluidos se presenta en la Tabla 2 y los datos registra--
dos de la prueba de formación se presentan en la Tabla 3.

Con los datos la información ya mencionados, se procedió a tratar de reproducir la historia de la prueba de formación, utilizando el modelo presentado en este trabajo. --
Inicialmente, como ya se comentó, se tomaron como datos --
los resultados obtenidos del análisis de la prueba de presión. A partir de ellos, se llevaron a cabo diez y siete --
corridas con el simulador, hasta que se consiguió ajustar la historia de la prueba de formación con el modelo. En la Figura 13 se muestra gráficamente la comparación de los datos de presión registrados en el pozo con los resultados --
obtenidos por el simulador. Como se puede ver el ajuste es muy bueno, consiguiéndose prácticamente reproducir la historia de la prueba de formación. Estos resultados del modelo que se presentan en la Figura 13, corresponden a la co-

T A B L A 2

PROPIEDADES DEL GAS Y DEL YACIMIENTO

Porosidad, fracción	0.11
Densidad relativa del gas, fracción	0.65
Temperatura del yacimiento, °F	183.0
Dimensión de malla	
Dirección r	9
Dirección z	6
Espesor del yacimiento, pies	36.0
Diámetro del pozo, pulgadas	7.0
Radio exterior, pies	2500.0
Permeabilidad de la formación, md	100.0
Permeabilidad de la zona dañada, md	2.0
Duración de la prueba, horas	17.6
Número de incrementos de tiempo empleados en la simulación	22
Presión inicial, Psia	4208.5

T A B L A 3

DATOS REGISTRADOS DURANTE LA PRUEBA DE FORMACION DEL EJEMPLO. 1

INCREMENTO DE TIEMPO (HORAS)	GASTO (MMSCF/DIA)	TIEMPO ACUMU- LATIVO (HORAS)	PRESION OBSERVADA (PSIA)
1.00	19.45	0.0	2804.5
1.00	19.45	1.0	-
0.6333	19.45	2.0	-
0.25	0.00	2.6333	-
0.75	0.00	2.8833	4206.7
1.00	0.00	3.6333	4210.3
1.00	0.00	4.6333	4214.8
1.00	0.00	5.6333	4218.4
1.00	0.00	6.6333	4219.3
1.00	0.00	7.6333	4220.2
1.00	0.00	8.6333	4220.2
0.9333	0.00	9.6333	4221.1
1.00	19.45	10.5666	4222.0
1.00	19.45	11.5666	2789.9
1.00	19.45	12.5666	2791.7
1.00	19.45	13.5666	2801.6
1.00	19.45	14.5666	2804.3
1.00	19.45	15.5666	2807.0
0.25	0.00	16.5666	2812.4
0.25	0.00	16.8166	4191.4
0.25	0.00	17.0666	4195.9
0.30	0.00	17.3166	4198.6
-	-	17.6166	4202.2

rrida número once que se hizo, y que fue el mejor ajuste - que se puede conseguir en las diez y siete corridas hechas. Información detallada, así como datos utilizados en esta - corrida, se muestran en el Apéndice D, asimismo, en la Ta- bla 4 se presenta un resumen de resultados de esta corrida No. 11.

Al inicio del proceso de simulación se imprimen los da- tos proporcionados al simulador, además de que se imprimen los coeficientes de los polinomios del potencial del gas, - presión, compresibilidad del gas, viscosidad del gas. Tam- bién se impreme las dimensiones de la malla, tiempo total de simulación, número de iteraciones, tolerancia para la - convergencia en ADIP, la tolerancia para el balance de ma- teria, número de periodos de producción, número de incre- mentos de tiempo y finalmente se tienen los indicadores me- diante los cuales se desarrolló el proceso de ajuste del - simulador.

Para poder ajustar el modelo a los datos observados en el campo, los valores tales como los de la porosidad y per- meabilidad fueron los que modificaron. Además como la for- mación productora estaba dañada, la permeabilidad en el mo- delo se altero mediante un factor de corrección. Los resul- tados proporcionados por el simulador son comparados con -

RESUMEN DE RESULTADOS DEL EJEMPLO 1

TIPO DE OBSERVACION	PRESION OBSERVADA	TIEMPO CALCULADO	PRESION CALCULADA	PQRS-PCALC	TOBS-TCALC	DIFERENCIA PRESION ABSOLUTA
2.88	4206.70	2.88	4188.68	18.02	0.00	18.02
3.63	4210.30	3.63	4199.43	10.87	0.00	10.87
4.63	4214.80	4.63	4202.84	11.96	0.00	11.96
5.63	4218.40	5.63	4204.42	13.98	0.00	13.98
6.63	4219.30	6.63	4205.30	14.00	0.00	14.00
7.63	4220.20	7.63	4205.85	14.35	0.00	14.35
8.63	4220.20	8.63	4206.23	13.97	0.00	13.97
9.63	4221.10	9.63	4206.52	14.58	0.00	14.58
10.57	4222.00	10.57	4206.74	15.26	0.00	15.26
11.57	2789.90	11.57	2855.78	-65.88	0.00	65.88
12.57	2791.70	12.57	2848.54	-56.84	0.00	56.84
13.57	2801.60	13.57	2845.23	-43.63	0.00	43.63
14.57	2804.30	14.57	2843.08	-38.78	0.00	38.78
15.57	2807.00	15.57	2841.48	-34.48	0.00	34.48
16.57	2812.40	16.57	2840.20	-27.80	0.00	27.80
16.82	4191.40	16.82	4182.31	9.09	0.00	9.09
17.07	4195.90	17.07	4190.38	5.52	0.00	5.52
17.32	4198.60	17.32	4193.25	5.35	0.00	5.35
17.62	4202.20	17.62	4195.36	6.84	0.00	6.84

SUMA DE ERROR = -113.647867

SUMA DE ERROR ABSOLUTO = 421.169207

los datos observados en el campo, los cuales sino están -- dentro de una tolerancia predefinida, nuevamente se tiene -- que modificar la permeabilidad.

Este proceso se efectuó hasta obtener resultados similares a los observados. Al obtener el ajuste de la historia, las presiones calculadas se imprimen junto con las observadas con sus tiempos de observación correspondientes. Estas presiones se comparan por pares mediante el valor absoluto y diferencias aritméticas y finalmente la suma de ambas diferencias se imprimen. La diferencia entre las presiones observadas y calculadas, puede ser originada probablemente a que el modelo no toma en cuenta el efecto de -- flujo turbulento así como el almacenamiento de fluidos.

En general, cada una de las corridas realizadas tomó -- muy poco tiempo de CPU, pero hay que tomar en cuenta que el tiempo simulado fue relativamente corto. Se calculó que para un problema, como el presentado en este ejemplo, el -- equipo de cómputo utilizado toma de 0.5 a 1 segundo de -- tiempo de CPU, por cada intervalo de tiempo calculado. En otras palabras, cada una de las diez y siete corridas realizadas tomó de 12 a 30 segundos de tiempo de CPU.

VI.2. DISCUSION DEL EJEMPLO 2.

Este ejemplo corresponde a los datos presentados por --
 Dake en su ejercicio 8.3, en el cual se tiene un período --
 inicial de flujo de tres horas con un gasto de $40 \text{ MM ft}^3/\text{D}$,
 cerrándose para una prueba de incremento de presión por un
 tiempo de 8 horas y finalmente un segundo período de flujo
 de tres horas con un gasto de $60 \text{ MM ft}^3/\text{D}$. La variación de
 la presión con respecto al tiempo registrado durante la prue
 ba y datos adicionales de los fluidos y del yacimiento se -
 muestran en la Tabla 5 y Tabla 6. La Fig. 17 presenta las -
 gráficas semilogarítmicas de presión para las dos pruebas -
 de decremento y la prueba de incremento de presión.

La Fig. 18 presenta las gráficas semilogarítmicas de la
 prueba de decremento, en función de la presión, para los da
 tos registrados durante el segundo período de flujo de la --
 prueba y los datos obtenidos por medio del simulador ra -
 dial-vertical; estos últimos son el resultado de una serie
 de simulaciones de la prueba empleando como valores inicia
 les de la permeabilidad de la formación y del factor de da
 ño los reportados por Dake. Se observa que las porciones --
 rectas de estas dos curvas de presión son ligeramente dife
 rentes y no fué posible el lograr un mejor ajuste debido a
 que la prueba presenta efectos de flujo de alta velocidad o
 turbulencia y el programa actualmente no lo toma en cuenta.

T A B L A 5

VARIACION DE LA PRESION CON RESPECTO AL TIEMPO REGISTRADO DURANTE LA PRUEBA.

INCREMENTO DE TIEMPO (HRS.)	GASTO MMSCF/DIA	TIEMPO ACUMULA TIVO (HRS.)	PRESION OBSERVADA (PSIA)
0.75	40.00	0.75	3602.0
0.25	40.00	1.00	3596.0
0.25	40.00	1.25	3591.0
0.25	40.00	1.50	3587.0
0.25	40.00	1.75	3583.0
0.25	40.00	2.00	3580.0
0.25	40.00	2.25	3577.0
0.25	40.00	2.50	3575.0
0.50	40.00	3.00	3570.0
0.50	0.00	3.50	4100.0
0.50	0.00	4.00	4255.0
0.50	0.00	4.50	4263.0
0.50	0.00	5.00	4267.0
0.50	0.00	5.50	4269.0
0.50	0.00	6.00	4271.0
0.50	0.00	6.50	4272.0
0.50	0.00	7.00	4274.0
1.00	0.00	8.00	4276.0
1.00	0.00	9.00	4277.0
1.0	0.00	10.00	4278.0
1.0	0.00	11.00	4279.0
0.75	60.00	11.75	3076.0
0.25	60.00	12.00	3066.0
0.25	60.00	12.25	3059.0
0.25	60.00	12.50	3053.0
0.25	60.00	12.75	3048.0
0.25	60.00	13.00	3043.0
0.25	60.00	13.25	3038.0
0.25	60.00	13.50	3036.0
0.50	60.00	14.00	3029.0

T A B L A 6

PROPIEDADES DEL GAS Y DEL YACIMIENTO.

Porosidad, fracción	0.15
Densidad relativa del gas, fracción	0.850
Temperatura del yacimiento, °F	200.0
Dimensión de la malla	
Dirección r	9
Dirección z	6
Espesor del yacimiento, pies	40.0
Diámetro del pozo, pulgadas	7.0
Radio exterior, pies	2500.00
Permeabilidad de la formación, md	53
Duración de la prueba, horas	14.0
Número de incrementos de tiempo empleados en la simulación	30
Preción inicial, Psia	3602.0

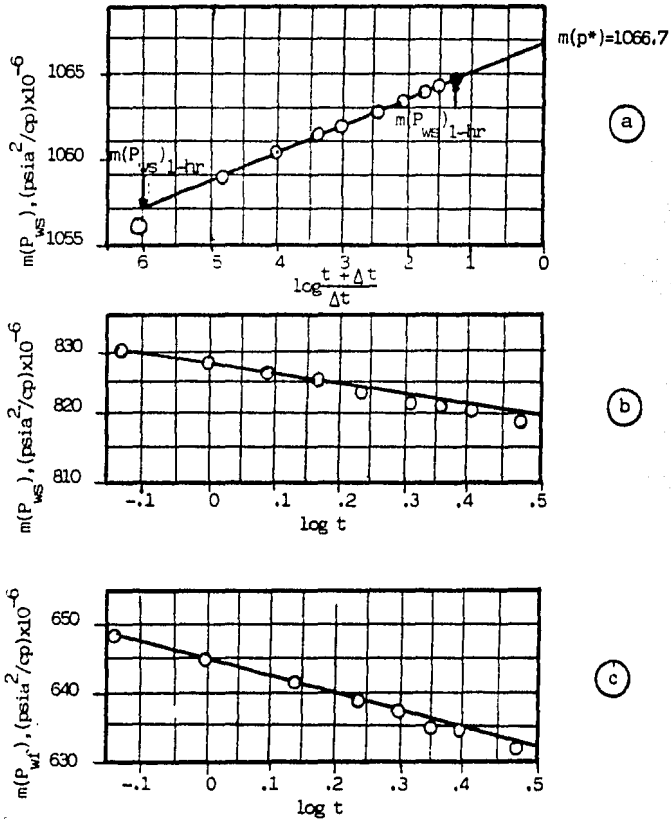


Fig. 17 Análisis de las pruebas de presión efectuadas en un pozo de gas, a) prueba de incremento; b) y c) son las gráficas para la primera y segunda pruebas de decremento.

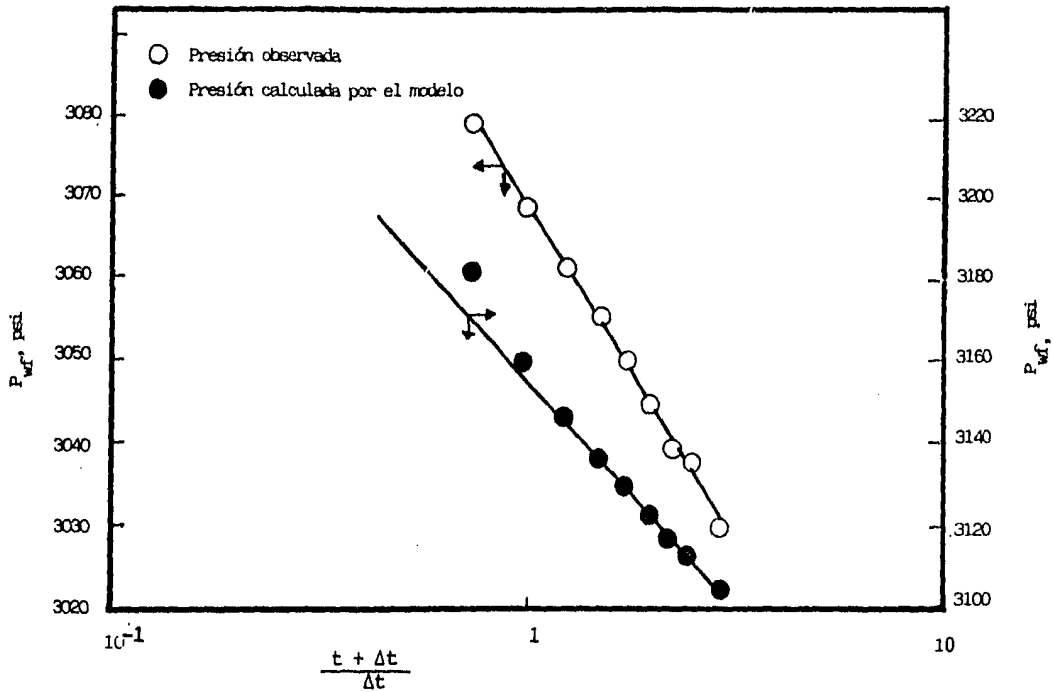


Fig 18 Comparación para el segundo período de flujo del ejemplo 8.3 de Dake entre la curva de presión obtenida en el campo y la curva de presión calculada por el modelo radial-vertical.

Como ha sido ampliamente discutido en la literatura, el -- flujo de alta velocidad da como resultado una caída de presión adicional, lo cual justifica esta diferencia entre los resultados (Tabla 7).

Como en el ejemplo anterior, aquí también fue necesario llevar a cabo varias corridas con el simulador para conseguir el mejor ajuste posible, que resultó ser el que se presenta en la Tabla 7. Las corridas realizadas fueron once, y la diferencia entre ellas consistió básicamente en que se utilizaron diferentes valores de permeabilidad tanto para la dirección z , como para la dirección r . Se encontró durante estas corridas, que los resultados eran más sensitivos a cambios en la permeabilidad en la dirección r , que a su correspondiente en z . Por lo anterior, el mejor ajuste se logró modificando solamente la permeabilidad en la dirección radial y manteniendo iguales ambas permeabilidades K_r y K_z .

En la Tabla 7 se puede ver que el ajuste, aunque es -- bueno, podría todavía mejorarse, pero esto no se pudo lograr con el este modelo, como se encuentra actualmente, ya que haría falta incluir la posibilidad de tener flujo turbulento, así como efecto de almacenamiento. Se considera que la razón principal para que el ajuste no sea mejor, es que el modelo no incluye efectos de turbulencia y esa es posiblemente la razón de las diferencias que se observan entre la pre

RESUMEN DE RESULTADOS DEL EJEMPLO 2

TIPO DE OBSERVACION	PRESION OBSERVADA	TIEMPO CALCULADO	PRESION CALCULADA	POBS-PCALC	TOBS-TCALC	DIFERENCIA PRESION ABSOLUTA
0.75	3602.00	0.75	3558.79	43.21	0.00	43.21
1.00	3596.00	1.00	3553.41	42.59	0.00	42.59
1.25	3591.00	1.25	3550.74	40.26	0.00	40.26
1.50	3587.00	1.50	3548.84	38.16	0.00	38.16
1.75	3583.00	1.75	3547.34	35.66	0.00	35.66
2.00	3580.00	2.00	3546.10	33.90	0.00	33.90
2.25	3577.00	2.25	3545.03	31.97	0.00	31.97
2.50	3573.00	2.50	3544.08	30.92	0.00	30.92
3.00	35.70	3.00	3542.49	27.51	0.00	27.51
3.50	4100.00	3.50	4213.47	-113.47	0.00	113.47
4.00	4255.00	4.00	4221.13	33.87	0.00	33.87
4.50	4263.00	4.50	4223.77	39.23	0.00	39.23
5.00	4267.00	5.00	4225.25	41.75	0.00	41.75
5.50	4269.00	5.50	4226.23	42.77	0.00	42.77
6.00	4271.00	6.00	4226.94	44.06	0.00	44.06
6.50	4272.00	6.50	4227.50	44.50	0.00	44.50
7.00	4274.00	7.00	4227.95	46.05	0.00	46.05
8.00	4276.00	8.00	4228.57	47.43	0.00	47.43
9.00	4277.00	9.00	4229.00	48.00	0.00	48.00
10.00	4278.00	10.00	4229.30	48.70	0.00	48.70
11.00	4279.00	11.00	4229.52	49.48	0.00	49.48
11.75	3076.00	11.75	3146.23	-70.23	0.00	70.23
12.00	3066.00	12.00	3135.59	-69.59	0.00	69.59
12.25	3059.00	12.25	3130.50	-71.50	0.00	71.50
12.50	3053.00	12.50	3126.95	-73.95	0.00	73.95
12.75	3048.00	12.75	3124.21	-76.21	0.00	76.21
13.00	3043.00	13.00	3121.96	-78.96	0.00	78.96
13.25	3038.00	13.25	3120.04	-82.04	0.00	82.04
13.50	3036.00	13.50	3118.35	-82.35	0.00	82.35
14.00	3029.00	14.00	3115.56	-86.56	0.00	86.56

SUMA DE ERROR = 5.163203

SUMA DE ERROR ABSOLUTO = 1614.870040

sión calculada y la presión observada.

En el Apéndice D se presentan resultados más detallados, de la corrida que se consideró como la que mejor reproducía la prueba de presión que se presenta en este segundo ejemplo.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

En base al material presentado en este trabajo, se pueden hacer las conclusiones siguientes:

1. Se describe un modelo numérico radial-vertical, $r - z$, para el flujo de un gas real hacia un pozo, el cual puede emplearse para interpretar pruebas de presión, decremento o incremento.
2. El modelo puede emplearse para predecir el potencial del pozo a largo plazo una vez que se ha ajustado e interpretado el comportamiento de presión registrado durante la prueba.
3. El uso de modelos como el presentado en esta tesis permite la correcta interpretación de pruebas de presión en pozos terminados en formaciones de características geológicas complejas, como puede ser el caso en que se presente zonificación vertical en cuanto a parámetros como la porosidad y la permeabilidad.
4. El modelo se encuentra, a la fecha de terminación de este trabajo, en proceso de incorporar nuevas opciones que -

permitan una mayor generalidad del mismo, como es el caso - de flujo a alta velocidad o turbulento.

5. Se presentan dos ejemplos de aplicación del modelo.- El primero corresponde a una prueba de formación en un pozo de gas en que se tienen dos períodos de flujo, pruebas de - decremento, seguidos por períodos de cierre, pruebas de in- cremento. El ajuste proporcionado por el modelo para los da - tos de campo se consideró muy bueno.

6. El segundo ejemplo comprende dos pruebas de decremen - to a gastos diferentes con una prueba de incremento interme - dia. Comparando los resultados para la segunda prueba, obte - nidos por medio del análisis convencional y los obtenidos - por medio del simulador, se observa una buena concordancia.

7. Con este trabajo se demuestra que el uso de simulado - res numéricos de yacimientos pueden ayudar a interpretar -- pruebas de presión en pozos de gas, permitiendo obtener una caracterización mas real del yacimiento en estudio.

8. Para utilizar este tipo de modelos es necesario con - tar con buena información, tanto en calidad como en canti - dad, ya que si no se tienen suficientes datos, sería prefe - rible utilizar métodos más sencillos de interpretación.

T A B L A 1

UNIDADES DE LAS VARIABLES

<u>VARIABLE</u>	<u>UNIDADES</u>
k	milidarcy
h	pies
r	pies
z	pies
z _w	pies
q _w	barriles/día
μ	centipoises
B	barriles @ cy/barriles @ cs
φ	fracción
c	(libra/pulgada ²) ⁻¹
t	horas
α o	141.2
α g	1424
	0.000264

APENDICE A

Derivación de la ecuación de flujo de un Gas Real en un medio poroso, utilizando el concepto de potencial del gas.

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho k}{\mu} \nabla p \right) + W_{vol} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (A-1)$$

De: la ley general de los gases:

$$PV = Zn RT$$

$$\frac{PV}{ZT} = nR$$

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2}$$

donde:

1 - Yac

2. Superficie

$$V = q \left(\frac{scf}{d} \right)$$

Si

$$T_2 = 520$$

$$Z_2 = 1$$

$$P_2 = 14.7$$

$$\frac{P_1 W_{vol}}{Z_1 T_1} = \frac{14.7 \cdot q \left(\frac{scf}{d} \right)}{520}$$

$$W_{vol} = \frac{14.7}{520} \cdot \frac{Z_1 T_1}{P_1} \cdot q \left(\frac{sct}{d} \right) \quad (A-3)$$

El número de moles de gas y su densidad pueden expresarse:

$$n = \frac{m}{M}; \quad \rho = \frac{m}{V}$$

De la ecuación A-2:

$$PV = Z \frac{m}{M} RT$$

$$P = \frac{ZRT}{M} \rho, \quad \frac{RT}{M} = \frac{P}{Z\rho}$$

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

Substituyendo las Ecuaciones A.3 y A.4 en la Ecuación A.1:

$$\nabla \cdot \left(\frac{PM}{ZRT} \frac{k}{\mu} \nabla P \right) + \frac{14.7}{520} \frac{ZT}{P} \alpha = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{PM}{ZRT} \right)$$

$$\nabla \cdot \left(\frac{PM}{ZRT} \frac{k}{\mu} \nabla P \right) + \frac{14.7}{520} \frac{ZT}{P} \alpha \frac{\rho}{\rho} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{PM}{ZRT} \right)$$

Mul. toda la ecuación por $\frac{RT}{M}$:

$$\nabla \cdot \left(\frac{P}{Z} \frac{k}{\mu} \nabla P \right) + \frac{14.7}{520} \frac{T\alpha}{\rho} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{P}{Z} \right) \quad (A-5)$$

Ahora, definiendo al potencial del gas como:

$$m(p) = Z \int_{P_m}^P \frac{\xi}{Z(\xi)} \frac{d\xi}{\mu(\xi)} \quad (A-6)$$

donde P_m es una presión de referencia:

Derivando esta Ecuación A-6:

$$\frac{\partial m}{\partial p} = \frac{2p}{Z(p)\mu(p)}$$

$$\frac{\partial m}{\partial r} = \frac{\partial m}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r}$$

(A-7)

$$\frac{\partial m}{\partial z} = \frac{\partial m}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial z}$$

y

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial m}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Considerando $\phi =$ constante, el lado derecho de la ecuación A-5 puede escribirse.

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) = \phi \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{P}{Z} \right) \frac{\partial P}{\partial t}$$

(A-8)

$$\frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{P}{Z} \right) = \frac{Z - P \frac{\partial Z}{\partial P}}{Z^2} = \frac{1}{Z} - \frac{P}{Z^2} \frac{\partial Z}{\partial P}$$

Por otro lado:

$$C = \frac{-1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)$$

$$V = \frac{Zn RT}{P}$$

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{Pn RT \frac{\partial Z}{\partial P} - Zn RT}{P^2} = \frac{1}{P} nRT \frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{ZnRT}{P^2}$$

$$C = - \frac{1}{\frac{Zn RT}{P}} \left(\frac{1}{P} nRT \frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{ZnRT}{P^2} \right)$$

$$C = - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} + \frac{1}{P}$$

(A-9)

$$C = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P}$$

Substituyendo esta expresión en la Ecuación A-8:

$$\frac{\partial}{\partial P} \left(\frac{P}{Z} \right) = \frac{P}{Z} \left(\frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \right) = \frac{PC}{Z}, \text{ donde } C = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P}$$

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) = \frac{\phi PC}{Z} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\phi PC}{Z} \mu \frac{\partial P}{\partial t} = \phi \mu C \frac{P}{Z} \frac{\partial P}{\partial t}$$

pero:

$$\frac{1}{Z} \frac{\partial m}{\partial P} = \frac{P}{Z\mu} \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) = \frac{\phi \mu C}{2} \frac{\partial m}{\partial t} \quad (\text{A-10})$$

Substituyendo las ecuaciones A.7 y A.9 en la ecuación A.5:

$$\sqrt{\left(\frac{k}{2} v_m \right) + \frac{14.7 Tq}{520p}} = \frac{\phi \mu C}{2} \frac{\partial m}{\partial t}$$

En unidades "prácticas" inglesas:

$$\sqrt{\left(\frac{1.127k}{2} v_m \right) + \frac{14.7 Tq (\text{scf/dia/ft}^3)}{5.615 \times 520}} = \frac{\phi \mu C}{2 \times 5.615} \frac{\partial m}{\partial t}$$

(A.11)

Ahora bien, en coordenadas cilíndricas r-Z, el lado izquierdo de la ecuación es igual a:

$$\nabla \cdot \left(\frac{1.127 k}{2} \nabla m \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(1.127 \frac{k_r r}{2} \frac{\partial m}{\partial r} \right) +$$

$$+ \frac{\partial}{\partial z} \left(1.127 \frac{k_z}{2} \frac{\partial m}{\partial z} \right)$$

Pero:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} = 2 \frac{\partial}{\partial r^2}$$

$$\nabla \cdot \left(1.127 \frac{k}{2} \nabla m \right) = 2 \frac{\partial}{\partial r^2} \left(1.127 \frac{k_r r}{2} \frac{\partial m}{\partial r} \right) +$$

$$+ \frac{\partial}{\partial z} \left(1.127 \frac{k_z}{2} \frac{\partial m}{\partial z} \right)$$

Por lo tanto la ecuación final nos queda:

$$2 \frac{\partial}{\partial r^2} \left(1.127 \frac{k_r r}{2} \frac{\partial m}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(1.127 \frac{k_z}{2} \frac{\partial m}{\partial z} \right) +$$

$$+ \frac{14.7 Tg \left(\frac{\text{scf/dfa/ft}^3} {5.615 \times 520} \right) = \frac{\phi \mu C}{2 \times 5.615} \frac{\partial m}{\partial t}$$

(A-12)

APENDICE B

Modelo Numérico en
Diferencias Finitas.

El modelo matemático de flujo de un gas real a través de un medio poroso, en coordenadas r - z , que se quiere utilizar está dado por la ecuación A.12:

$$2 \frac{\partial}{\partial r^2} \left(1.127 \frac{k_r r}{2} \frac{\partial m}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(1.127 \frac{k_z}{2} \frac{\partial m}{\partial z} \right) + \frac{14.7 T q \text{ (scf/día ft}^3\text{)}}{5.615 \times 520} = \frac{\phi \mu C}{2 \times 5.615} \frac{\partial m}{\partial t} \quad (B-1)$$

Condiciones Iniciales

$$m(p) (r, z, 0) = \text{Dato}$$

Condiciones de Frontera.

$$\begin{aligned} r = r_w & \quad q_g = \text{Dato} \\ r = r_e & \quad \frac{\partial m}{\partial r} = 0 \text{ para } t > 0 \\ z = 0 & \quad \frac{\partial m}{\partial z} = 0 \\ z = L & \quad \frac{\partial m}{\partial z} = 0 \text{ para } t > 0 \end{aligned}$$

Dado que este modelo está representado por una ecuación diferencial en derivadas parciales, no lineal, su solución se tratará de obtener a través de un modelo numérico, para lo cual el método que se aplicará es el tradicional de diferencias finitas.

El sistema de un pozo que se quiere utilizar puede ser re-

presentado por la figura B.1, en la cual se puede observar que la distribución de las celdas que se requieren para -- aplicar el método de diferencias finitas puede ser de va-- rios tipos. En este trabajo se considerará que las celdas en la dirección r pueden tener una distribución logarítmica de acuerdo a la siguiente expresión.

$$r_{\frac{i+1}{2}} = \frac{r_{i+1} - r_i}{\ln \left(\frac{r_{i+1}}{r_i} \right)}$$

De tal forma que la relación $\frac{r_{i+1}}{r_i}$ es constante para toda i y puede ser definida como:

$$\frac{r_{i+1}}{r_i} = \alpha$$

Donde:

$$\alpha = \left(\frac{r_s}{r_w} \right)^{\frac{1}{NR}}$$

NR - número de celdas en la dirección r .

En la dirección Z se considera el caso mas sencillo, y más real para esta dirección, de un número NZ de celdas de tamaño variable.

Con esta figura B.1 en mente, se aplica entonces el método de diferencias finitas como sigue:

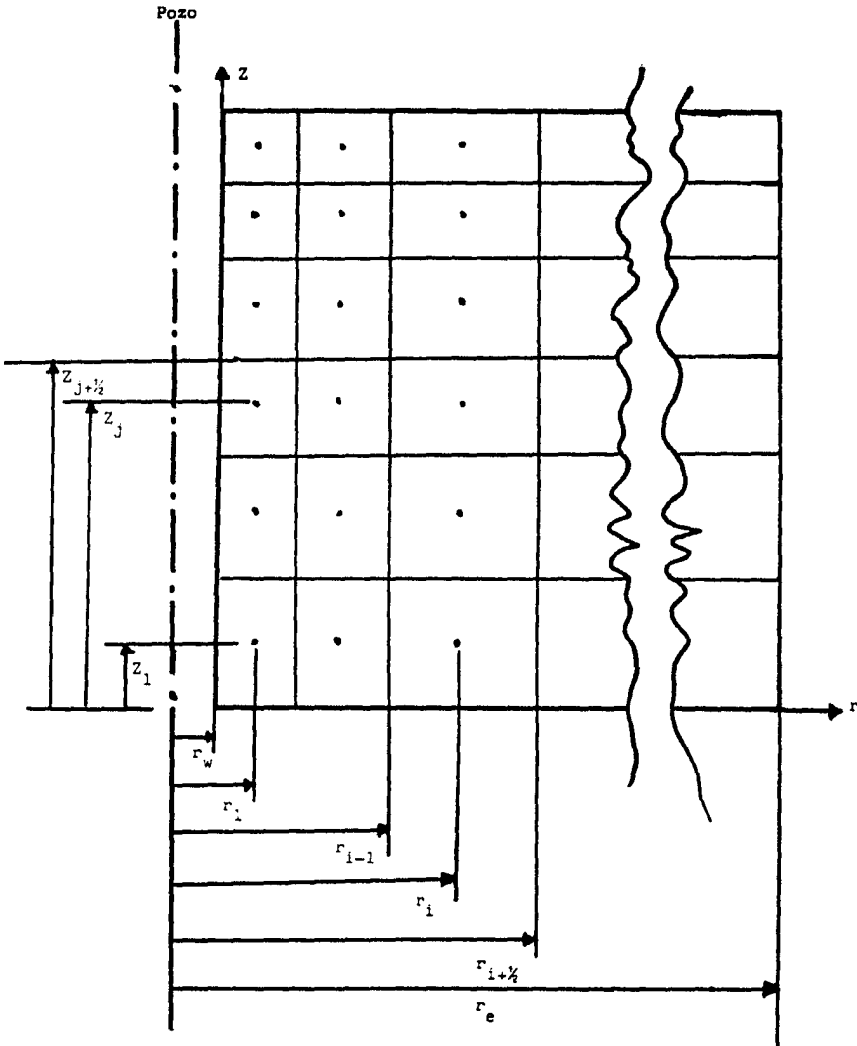


Fig. B.1 Malla utilizada.

$$2 \frac{\partial}{\partial r^2} (1.127 \frac{k_r r}{2} \frac{\partial m}{\partial r}) = \frac{2 \times 1.127}{r_{i+1}^2 - r_{i-1}^2} \left(\frac{k_r r}{2} \Big|_{i+\frac{1}{2}, j} \right. \\ \left. \frac{(m_{i+1, j} - m_{i, j})^{n+1}}{r_{i+1} - r_i} - \frac{k_r r}{2} \Big|_{i-\frac{1}{2}, j} \frac{(m_{i, j} - m_{i-1, j})^{n+1}}{r_i - r_{i-1}} \right) \quad (B-2)$$

Para el segundo término:

$$\frac{\partial}{\partial z} (1.127 \frac{kz}{2} \frac{\partial m}{\partial z}) = \frac{1.127}{\Delta z_j} \left(\frac{kz}{2 \Delta z} \Big|_{i, j+\frac{1}{2}} \right. \\ \left. (m_{i, j+1} - m_{i, j})^{n+1} - \frac{kz}{2 \Delta z} \Big|_{i, j-\frac{1}{2}} (m_{i, j} - m_{i, j-1})^{n+1} \right) \quad (B-3)$$

En diferencias finitas el lado derecho de la ecuación quedaría:

$$\frac{\phi \mu C}{2 \times 5.615} \frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\phi (\mu C)_{i, j}^{n+\frac{1}{2}}}{2 \times 5.615 \Delta t} (m_{i, j}^{n+1} - m_{i, j}^n) \quad (B-4)$$

Sustituyendo (B-2), (B-3) y (B-4) en (A-1), la ecuación --
queda:

$$\begin{aligned}
 & \frac{2 \times 1.127}{r_{i+\frac{1}{2}}^2 - r_{i-\frac{1}{2}}^2} \left(\frac{k_r r}{2} \right) \Big|_{i+\frac{1}{2}, j} \left(\frac{m_{i+1, j} - m_{i, j}}{r_{i+1} - r_i} \right)^{n+1} - \frac{k_r r}{2} \Big|_{i-\frac{1}{2}, j} \\
 & \left(\frac{m_{i, j} - m_{i-1, j}}{r_i - r_{i-1}} \right)^{n+1} + \frac{1.127}{\Delta Z_j} \left(\frac{k_z}{2 \Delta Z} \right) \Big|_{i, j+\frac{1}{2}} (m_{i, j+1} - m_{i, j})^{n+1} - \\
 & - \frac{k_z}{2 \Delta Z} \Big|_{i, j-\frac{1}{2}} (m_{i, j} - m_{i, j-1})^{n+1} + \frac{14.7 T}{5.615 \times 520} \\
 & q_{i, j} \text{scf/dfa/f+3} = \frac{\phi (\mu C)_{i, j}}{2 \times 5.615 \Delta t} \left(m_{i, j}^{n+1} - m_{i, j}^n \right)
 \end{aligned}$$

(B-5)

Recordando que el volumen de una celda i, j está dado por:

$$V_{b_{i, j}} = \left(r_{i+\frac{1}{2}}^2 - r_{i-\frac{1}{2}}^2 \right) \pi \Delta Z_j$$

y multiplicando la ecuación (B-5) por $V_{b_{i, j}} \lambda$.

$$\begin{aligned}
 & 2 \times 1.127 \pi \lambda \Delta Z_j \left(\frac{k_r r}{2} \right) \Big|_{i+\frac{1}{2}, j} \left(\frac{m_{i+1, j} - m_{i, j}}{r_{i+1} - r_i} \right)^{n+1} - \\
 & - \frac{k_r r}{2} \Big|_{i-\frac{1}{2}, j} \left(\frac{m_{i, j} - m_{i-1, j}}{r_i - r_{i-1}} \right)^{n+1} + 1.127 \left(r_{i+\frac{1}{2}}^2 - r_{i-\frac{1}{2}}^2 \right) \pi \lambda
 \end{aligned}$$

$$\left(\frac{kz}{2\Delta z} \right)_{i,j+\frac{1}{2}}^{n+1} (m_{i,j+1} - m_{i,j})^{n+1} - \left(\frac{kz}{2\Delta z} \right)_{i,j-\frac{1}{2}}^{n+1} (m_{i,j} - m_{i,j-1})^{n+1}$$

$$+ q_{i,jscf/día} = \frac{\lambda \phi(\mu C)_{j,j}^{n+\frac{1}{2}} v_{b_{i,j}}}{2 \times 5.615 \Delta t} (m_{i,j}^{n+1} - m_{i,j}^n)$$

(B-6)

Donde:

$$\lambda = \frac{5.615 \times 520}{14.7 T}$$

Definiendo:

$$T_{i,j}^{n+\frac{1}{2}} = \frac{\lambda v_{b_{i,j}} \phi(\mu C)_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}}{2 \times 5.615}$$

$$T_{r_{i+\frac{1}{2},j}} = \frac{1.127 \pi \lambda \Delta z_j \cdot r_{i+\frac{1}{2}} k_{r_{i+\frac{1}{2},j}}}{r_{i+\frac{1}{2}} - r_i}$$

$$T_{r_{i-\frac{1}{2},j}} = \frac{1.127 \pi \lambda \Delta z_j \cdot r_{i-\frac{1}{2}} k_{r_{i-\frac{1}{2},j}}}{r_i - r_{i-\frac{1}{2}}}$$

$$T_{z_{i,j+\frac{1}{2}}} = 1.127 (r_{i+\frac{1}{2}}^2 - r_{i-\frac{1}{2}}^2) \pi \lambda \left(\frac{kz}{2\Delta z} \right)_{i,j+\frac{1}{2}}$$

$$T_{z_{i,j-\frac{1}{2}}} = 1.127 (r_{i+\frac{1}{2}}^2 - r_{i-\frac{1}{2}}^2) \pi \lambda \left(\frac{kz}{2\Delta z} \right)_{i,j-\frac{1}{2}}$$

(B-7)

Sustituyendo estas definiciones en la ecuación B-6.

$$\begin{aligned}
 & T_{r_{i+\frac{1}{2},j}} (m_{i+1,j}^{n+1} - m_{i,j}^{n+1}) - \\
 & - T_{r_{i-\frac{1}{2},j}} (m_{i,j}^{n+1} - m_{i-1,j}^{n+1}) + \\
 & + T_{z_{i,j+\frac{1}{2}}} (m_{i,j+1}^{n+1} - m_{i,j}^{n+1}) - \\
 & - T_{z_{i,j-\frac{1}{2}}} (m_{i,j}^{n+1} - m_{i,j-1}^{n+1}) + q_{i,j} \text{ scf/día} = \\
 & = T_{i,j}^{n+\frac{1}{2}} (m_{i,j}^{n+1} - m_{i,j}^n)
 \end{aligned}
 \tag{B-8}$$

A P E N D I C E C

BREVE EXPLICACION DE LAS SUBROUTINAS QUE CONTIENE EL PROGRAMA

El modelo numérico consta de veinte subrutinas las --
 cuales estan controladas por el programa principal "Simula-
 dor de un Pozo de Gas" (SIPOGAS).

A continuación se explica brevemente que es lo que ha
 ce cada subrutina.

FLUIDS. Esta subrutina proporciona la gravedad del gas,
 temperatura del yacimiento, presiones anticipa-
 das, los coeficientes del polinomio de presión
 para la conversión a Pseudo-presión del gas - -
 real, los coeficientes del polinomio de Pseudo--
 -presión del gas real para la conversión a pre-
 sión, factor de volumen del gas como una función
 de la presión, la compresibilidad del gas como -
 una función de la presión y la viscosidad del --
 gas como una función de la presión.

VISCY. Esta subrutina calcula la viscosidad del gas to-
 mando en cuenta los porcentajes de: ácido sulfi-
 drico, bióxido de carbono y nitrógeno.

- ZANDC. Esta subrutina determina los factores de compresibilidad y las compresibilidades del gas natural. Además se toma en cuenta los factores de corrección para la presencia de ácido sulfídrico y bióxido de carbono.
- XLGR4 Esta subrutina provee a la subrutina VISCY los valores interpolados correspondientes a la Pseudo-presión crítica y Pseudo-temperatura crítica. Esto se efectúa mediante la interpolación de Langrage.
- PREPOT Esta subrutina convierte a la presión a Pseudo-presión del gas real.
- POTPRE Esta subrutina convierte la Pseudo-presión del gas real a presión.
- REGRES En esta subrutina, después de que las propiedades de los fluidos han sido calculadas. Los coeficientes de los polinomios de varias funciones son formados como son: coeficientes de polinomio de la viscosidad del gas, coeficientes del polinomio de la compresibilidad del gas, coeficientes del polinomio del factor de volumen del gas, los coeficientes del polinomio de la pre- - -

sión en función del potencial del gas y los coeficientes del polinomio del potencial del gas - en función de la presión. Esto se hace mediante un ajuste lineal.

DATAIN Esta subrutina lee e imprime todas las propiedades del yacimiento, condiciones iniciales, balances de materia requeridos, incrementos de -- tiempo.

READ. Esta subrutina mediante una serie de indicadores lee las propiedades las cuales pueden tener un valor constante a través del yacimiento o -- bien que pueden variar de un bloque a otro. - - Esas propiedades incluyen: Presión del gas, espaciamiento de la malla y la distribución de la permeabilidad en las direcciones r y z.

HIST. En esta subrutina se hace el ajuste de historia. Después de que el tiempo total transcurrido es - mayor que o igual al tiempo total especificado - de simulación. En esta subrutina se imprimen -- todas las presiones observadas y las calculadas con sus correspondientes tiempos de observación. El ajuste de pares de presiones son individual-

mente comparadas mediante el valor absoluto y - diferencias aritméticas. La suma de ambas diferencias son calculadas e impresas.

CHDATA. En esta subrutina se pueden modificar parámetros del yacimiento ya sea en regiones o en bloques -- individuales. Esos parámetros que pueden modificarse son: la porosidad y la distribución de la permeabilidad en las direcciones r y z.

CONST. Esta subrutina calcula las propiedades que no -- son función del tiempo; tales propiedades incluyen: localización radial de los nodos los cuales están espaciados logarítmicamente, los coeficientes de la transmisibilidad en las direcciones r y z, volumen poroso, los parámetros de iteración cuando se emplea el método de solución de ADIP.

RATES. Esta subrutina calcula los términos de produc- -- ción/inyección para los nodos adyacentes al pozo. Existen diversos esquemas de producción. En la -- primera opción se lee un gasto mínimo inicial, - durante la ejecución de un incremento de tiempo, el gasto es usado con la presión en la cabeza -- del pozo en la subrutina BOTHOL, la cual convier

te la presión de la cabeza del pozo a presión - de fondo fluyendo. Si el potencial del pozo es mayor que el gasto, la ejecución continua en la subrutina RATES. Si el potencial del pozo es me nor que el gasto, el gasto se reduce al poten-- cial del pozo. Si la presión de fondo fluyendo es mayor que en la cara de la arena obtenida de un valor promedio de la presión promedio de los nodos adyacentes al pozo, el gasto se reduce a 500000 scf/día.

En la segunda opción de producción se lee un -- gasto específico para todo incremento de tiempo.

La tercera opción permite al usuario especifi-- car un gasto para todo incremento de tiempo sin las limitaciones de la restricción de la productividad.

ADIP. Es la subrutina que resuelve el algoritmo. Existen dos métodos de solución: Método de Direcciones Alternantes (ADIP) y el método directo - usando principalmente la eliminación de Gauss. El algoritmo de Thomas se usa en esta solución. Si el algoritmo no converge para un número de -

iteraciones preescrito (MAXIT), se dará por terminado el ciclo.

- THOMAS. Esta subrutina resuelve el sistema tridiagonal.
- DIRECP. Esta subrutina convierte a la matriz cuadrada a una matriz triangular.
- INVERT. Esta subrutina calcula el vector de presiones.
- TURB. Esta subrutina calcula el factor de turbulencia. Se encuentra en etapa de prueba.
- MATBAL. Esta subrutina ejecuta los balances de materia, calculando el volumen de gas producido o inyectado para un incremento de tiempo, y comparando este volumen con el gas presente en el yacimiento. Este cambio, es determinado, calculando volumétricamente la cantidad del gas en el sistema - al inicio y al final de cada incremento de tiempo (por ejemplo, a los tiempos n y $n+1$) y restando esas dos cantidades. Si el cambio volumétrico esta dentro de una tolerancia predefinida - - - (TOLBM), la solución para este incremento de - 2 tiempo ha terminado. Si no, el algoritmo efectúa

otro ciclo.

OUTPUT. Esta subrutina imprime el tiempo transcurrido, el incremento de tiempo, la producción y el volumen de producción total de gas, la producción para cada intervalo disparado, la distribución de la presión para cada bloque, el número de ciclos para la solución, el número de ciclos acumulados, número de pasos de balance de materia requeridos para cada incremento de tiempo, gas total producido, gas total interno producido - - (cambio volumétrico), diferencia de la producción interna y externa, error permisible, porcentaje de error de la producción interna comparada con la producción externa, error permisible, porcentaje de error de la producción interna comparada con la producción externa, error acumulativo y la producción acumulativa.

APENDICE D

Resumen de resultados de
los dos ejemplos.

NOMBRE DEL PROGRAMA PRINCIPAL:

SIMULADOR DE UN POZO DE GAS

(SIPOGAS)

ESTE SIMULADOR SE HA CORRIDO

EN CECAFI POR:

MENDOZA SALAZAR MARTIN

BAJO LA DIRECCION DE LOS DRS.:

GUILLERMO DOMINGUEZ VARGAS

Y

FERNANDO SANABIEGO VERDUZCO

A CONTINUACION SE DA EL SIGNIFICADO DE CADA UNA DE LAS VARIABLES EMPLEADAS EN EL DESARROLLO DEL PROGRAMA, ASI COMO EL SIGNIFICADO DE LOS INDICADORES QUE SE EMPLEAN EN EL MISMO, SEGUN LA OPCION QUE A ESTE SE LE INDIQUE.

IE = DIMENSION DE MAXIMO TRABAJO EN LA DIRECCION RADIAL.
 KE = DIMENSION DE MAXIMO TRABAJO EN LA DIRECCION VERTICAL.
 TOTIME = TIEMPO TOTAL DE SIMULACION, DIAS.
 MAXIT = NUMERO MAXIMO DE ITERACIONES PERMITIDAS EN ADIP.
 TOLP = TOLERANCIA PARA LA CONVERGENCIA EN ADIP, UNIDADES DE LA PSEUDO-PRESION DEL GAS REAL.
 TOLMB = TOLERANCIA EN EL BALANCE DE MATERIA PARA EL GAS, SCF.
 NPP = NUMERO DE PERIODOS DE PRODUCCION.
 NDT = NUMERO DE INCREMENTOS DE TIEMPO.
 RCA = UNIDADES DE TIEMPO PARA LOS DATOS DE PRODUCCION, DIAS.

INDICADORES :

IPOR = DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD.
 IKR = DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD EN LA DIRECCION R.
 IKZ = DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD EN LA DIRECCION Z.
 IP = DISTRIBUCION DE LA PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO.

PARA CADA UNO DE LOS INDICADORES ANTERIORES SE TIENE:

= 0 SE LEERA UN VALOR ESPECIFICO PARA CADA BLOQUE.
 = 1 SE LEERA UN VALOR PROMEDIO DEL YACIMIENTO.

- IDZ** = VECTOR DE ESPACIAMIENTO EN LA DIRECCION Z.
 = 0 LOS ESPACIAMIENTOS EN LA DIRECCION Z NO SON UNIFORMES.
 = 1 LOS ESPACIAMIENTOS SON UNIFORMES.
- IR** = ESPACIAMIENTO EN LA DIRECCION R.
 = 0 ESPECIFICA UNA MALLA RADIAL Y LOCALIZACION DE NODOS.
 = 1 DADO UN RADIO DE POZO Y UN RADIO EXTERIOR, NODOS Y CONDICIONES DE FRONTERA LOS INTERVALOS SE DIVIDIRAN LOGARITMICAMENTE.
- ISOL** = TECNICA DE SOLUCION.

 = 0 SE EMPLEARA LA TECNICA DE DOUGLAS-RACHFORD ASIP.
 = 1 SE UTILIZA LA TECNICA ALTERNANTE DIAGONAL DIRECTA
- IT** = FACTOR DE TURBULENCIA.
 = 1 CONSIDERA EL FLUJO TURBULENTO.
 = 0 NO CONSIDERA FLUJO TURBULENTO.
- IQ** = 1 LA RUTINA DE PRODUCCION DIVIDIRA LA PRODUCCION DE GAS DE LOS BLOQUES ADYACENTES AL POZO DE ACUERDO AL PRODUCTO NH.

 = 2 LA RUTINA DE PRODUCCION REPARTIRA LA PRODUCCION DE GAS DE ACUERDO A LAS CAPAS, EN CANTIDADES IGUALES POR CAPAS.
- IPROD** = OPCIONES EN LA RUTINA DE PRODUCCION.
 = 3 LEE UNA HISTORIA DE PRODUCCION ESPECIFICA PARA CADA INCREMENTO DE TIEMPO.
 = 2 LEE UNA HISTORIA DE PRODUCCION PARA CADA INCREMENTO DE TIEMPO Y LOS COEFICIENTES PARA LA EC. DE PRODUCTIVIDAD.

 LA PRODUCCION ESTA GOBERNADA POR LA HISTORIA DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO.
 = 1 LEE EL GASTO INICIAL Y EL GASTO MINIMO ACEPTABLE, LOS COEFICIENTES DE PRODUCTIVIDAD, EL GASTO DECLINA COMO LO HACE EL POTENCIAL.
- ITIME** = INDICA LAS UNIDADES DEL VECTOR DE TIEMPO.
 = 0 EL VECTOR DE TIEMPO SE LEE EN DIAS.
 = 1 EL VECTOR DE TIEMPO SE LEE EN HORAS.
- NRUN** = PAQUETE DE CORRIDAS.
 = 1 SE EFECTUARAN CORRIDAS ADICIONALES.
 = 0 UNA CORRIDA O ULTIMO PAQUETE DE CORRIDAS.

- MPARCH = PARAMETRO DE MODIFICACION.
 = 1 LA PERMEABILIDAD Y LA POROSIDAD SE MODIFICARAN EN LA SUBROUTINA CDATA.
 = 0 NO HABRA MODIFICACIONES.
- MHIST = AJUSTE DE HISTORIA.
 = 1 AJUSTE DE HISTORIA DE LAS PRESIONES OBSERVADAS.
 = 0 NO SE REQUIERE EL AJUSTE DE HISTORIA.
- IPUNCH = ERRORES EN EL AJUSTE DE HISTORIA.
 = 1 SE CONSIDERAN LOS ERRORES EN EL AJUSTE DE HISTORIA.
 = 0 LA OPCION NO SE REQUIERE.
- LIMIT = NUMERO MAXIMO DE PASOS DE BALANCE DE MATERIA POR INCREMENTO DE TIEMPO.
 = NUMERO ENTERO POSITIVO, EL NO. MAXIMO DE PASOS DE BALANCE DE MATERIA PERMITIDOS POR INCREMENTO DE TIEMPO.

***** PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS *****

TEMPERATURA DEL YACIMIENTO, GRADOS FAHRENHEIT = 193.0
 DENSIDAD DEL GAS, G/CC
 LIMITE SUPERIOR DE LA PRESION PARA LAS PROPIEDADES
 DE LOS FLUIDOS EN CONSIDERACION, PSIA = 4500.0
 LIMITE INFERIOR DE LA PRESION PARA LAS PROPIEDADES
 DE LOS FLUIDOS EN CONSIDERACION = 2500.0
 PORCIENTO MOL - SULFURO DE HIDROGENO = 0.00
 PORCIENTO MOL - OXIDO DE CARBONO = 0.00
 PORCIENTO MOL - NITROGENO = 0.00
 PROFUNDIDAD, PIES = 11742.0
 PRESION DE SUPERFICIE, PSIA = 1350.0
 TEMPERATURA DE SUPERFICIE, GRADOS RANKINE = 510.0
 DIAMETRO DEL TUBO, PULGADAS = 3.5
 NUMERO DE SEGMENTOS PARA LA DETERMINACION DE BPPH = 3
 TEMPERATURA CRITICA, GRADOS RANKINE = 375.3
 PRESION CRITICA, PSIA = 669.7

FUNCION POTENCIAL DE LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE PRESION
 -0.306981D+09 0.270207D+06 0.149571D+02

PRESION EN FUNCION DE LOS COEFICIENTES DEL POTENCIAL
 0.111167D+04 0.313883D-05-0.283748D-15

COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS
 0.146537D-02-0.704795D-06 0.132472D-09-0.945742D-14

COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS
 0.897293D-02 0.343907D-05-0.299863D-10

COEFICIENTES DEL POLINOMIO BG
 -0.405548D+02 0.979489D-01-0.779790D-05 0.172310D-09

ESTUDIO DEL CAMPO X DE ESTADOS UNIDOS - MARTIN - 30/09/83, PO-
 ZO A, AJUSTE DE HISTORIA DE PRUEBA DE FORMACION.

IE = 9
 KE = 6
 TOTIME = 0,73
 MAXIT = 5
 TOLP = 0,10
 TOLMB = 2000,0
 NFP = 22

HDT = 22
 RCA = 1,0000

INDICADORES

IPCR = 1
 IKR = 1
 IKZ = 1
 IP = 1
 IDZ = 0
 IR = 1
 ISOL = 1
 IT = 0
 IQ = 1
 IPROD = 3
 ITIME = 1
 HRUN = 0

NPAFCH = 1
 NHIST = 1

IPUICH = 0
 LIMIT = 5

RESULTADOS DE INCREMENTO DE TIEMPO IMPRESOS CADA 1 INCREMENTOS DE TIEMPO

EFFECTOS DE ALMACENAMIENTO NO CONSIDERADOS

VECTOR DE INCREMENTOS DE TIEMPO -- HORAS

1,00000 1,00000 0,63330 0,25000 0,75000 1,00000 1,00000 1,00000 1,00000 1,00000
 1,00000 0,93330 1,00000 1,00000 1,00000 1,00000 1,00000 1,00000 1,00000 0,25000
 0,25000 0,30000

HISTORIA DE PRODUCCION+SCF/DIA

0,194500D+08 0,194500D+08 0,194500D+08 0,000000D+00 0,000000D+00 0,000000D+00
 0,000000D+00 0,000000D+00 0,000000D+00 0,000000D+00 0,000000D+00 0,300000D+00
 0,194500D+08 0,194500D+08 0,194500D+08 0,194500D+08 0,194500D+08 0,194500D+08
 0,000000D+00 0,000000D+00 0,000000D+00 0,000000D+00

INDICADOR DEL ARREGLO

-4	1	1	1	1	1	1	1	1
-3	1	1	1	1	1	1	1	1
-2	1	1	1	1	1	1	1	1
-1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1

DISTRIBUCION DE POROSIDAD

0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000
0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000
0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000
0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000
0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000
0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000	0.11000

DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD EN LA DIRECCION R

0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000

DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD EN LA DIRECCION Z

0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000

DISTRIBUCION DE LA PRESION ORIGINAL

4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500
4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500
4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500
4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500
4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500
4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500	4208.500

ESPACIAMIENTOS EN LA DIRECCION Z

8.000	8.000	5.000	5.000	5.000	5.000
-------	-------	-------	-------	-------	-------

NUMR	NPTS	IR	IZ	NBR	NBZ	FKR	FKZ	FP
1	0	1	1	2	6	0.02	0.02	1.00

DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ALTERADA EN LA DIRECCION R

0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000

DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD ALTERADA EN LA DIRECCION Z

0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000
0.002000	0.002000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000	0.100000

DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD ALTERADA

0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000
0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000
0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000
0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000
0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000
0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000	0.110000

LOCALIZACION DE LA MALLA EN LA DIRECCION RADIAL

0.292	0.799	2.184	5.974	16.338	44.682	122.205	334.225	914.091	2500.000
-------	-------	-------	-------	--------	--------	---------	---------	---------	----------

LOCALIZACION DE LOS MODOS EN LA DIRECCION RADIAL

0.504	1.377	3.766	10.301	28.173	77.051	210.731	576.341	1576.268
-------	-------	-------	--------	--------	--------	---------	---------	----------

DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO, PIES CUBICOS

0.9547D+00	0.7141D+01	0.5341D+02	0.3995D+03	0.2989D+04	0.2235D+05	0.1672D+06	0.1251D+07	0.9355D+07
0.9547D+00	0.7141D+01	0.5341D+02	0.3995D+03	0.2989D+04	0.2235D+05	0.1672D+06	0.1251D+07	0.9355D+07
0.9547D+00	0.7141D+01	0.5341D+02	0.3995D+03	0.2989D+04	0.2235D+05	0.1672D+06	0.1251D+07	0.9355D+07
0.9547D+00	0.7141D+01	0.5341D+02	0.3995D+03	0.2989D+04	0.2235D+05	0.1672D+06	0.1251D+07	0.9355D+07
0.1527D+01	0.1143D+02	0.8546D+02	0.6393D+03	0.4782D+04	0.3577D+05	0.2675D+06	0.2001D+07	0.1497D+08
0.1527D+01	0.1143D+02	0.8546D+02	0.6393D+03	0.4782D+04	0.3577D+05	0.2675D+06	0.2001D+07	0.1497D+08

VOLUMEN DE GAS ORIGINAL, SCF = 0.1919330D+11

VOLUMEN DEL PZO, PIES CUBICOS = 3145.

ESQUEMA DE LA ORDENACION DIAGONAL

34	10	40	16	46	22	51	26	54
5	35	11	41	17	47	23	52	27
30	6	36	12	42	18	48	24	53
2	31	7	37	13	43	19	49	25
28	3	32	8	38	14	44	20	50
1	29	4	33	9	39	15	45	21

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 1 INCREMENTOS DE TIEMPO
 ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HRS = 1.0000
 1.0000 HORAS HAN TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.1745000+08 SCF/DIA
 PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.8104170+06 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA TUBERIA VERTICAL

GNODE(4) = 0.4862500+07 SCF/DIA

GNODE(3) = 0.4862500+07 SCF/DIA

GNODE(2) = 0.4862500+07 SCF/DIA

GNODE(1) = 0.4862500+07 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS PRODUCCION = 0.8104170+06 SCF

DISTRIBUCION DE PRESION

0.285040E+04 0.404882E+04 0.413958E+04 0.411177E+04 0.417942E+04 0.418224E+04 0.420253E+04 0.420793E+04 0.420889E+04
 0.420516E+04 0.404998E+04 0.414071E+04 0.416271E+04 0.417787E+04 0.418224E+04 0.420253E+04 0.420793E+04 0.420889E+04
 0.420516E+04 0.405275E+04 0.414344E+04 0.416474E+04 0.417932E+04 0.418224E+04 0.420253E+04 0.420793E+04 0.420889E+04
 0.420516E+04 0.406002E+04 0.414939E+04 0.416798E+04 0.418303E+04 0.418224E+04 0.420253E+04 0.420793E+04 0.420889E+04
 0.416600E+04 0.416648E+04 0.416722E+04 0.417144E+04 0.418063E+04 0.418224E+04 0.420253E+04 0.420793E+04 0.420889E+04
 0.417293E+04 0.417297E+04 0.417299E+04 0.417437E+04 0.418150E+04 0.418224E+04 0.420253E+04 0.420793E+04 0.420889E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 5

ITERACIONES ACUMULATIVAS = 5

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

5 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERON EJECUTADOS

GAS TOTAL EXTERNO PRODUCCION = 0.8104170+06 SCF

GAS TOTAL INTERNO PRODUCCION = 0.1110510+06 SCF

PRODUCCION TOTAL EXTERNA PRODUCCION MENUS PRODUCCION

TOTAL INTERNA PRODUCCION = 0.3393659+06 SCF

EL ERROR PERMISIBLE = 0.2000000+04 SCF

EL PORCENTAJE DE ERROR PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO = 86.297065

LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = 0.2393659+06 SCF

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 10 INCREMENTOS DE TIEMPO
 ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HORAS = 1.0000
 8.6333 HORAS PARA TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0000000000 SCF/DIA
 PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0000000000 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA SUPERFICIE VERTICAL

QNODE(4) = 0.0000000000 SCF/DIA
 QNODE(3) = 0.0000000000 SCF/DIA
 QNODE(2) = 0.0000000000 SCF/DIA
 QNODE(1) = 0.0000000000 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS RECIBIDO = 0.0134770000 SCF

DISTRIBUCION DE PRESION

0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04
 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04
 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04
 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04
 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04 0.420623E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 1
 ITERACIONES ACUMULATIVAS = 10

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

1 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERON EJECUTADOS
 GAS TOTAL EXTERNO PRODUCCION = 0.0000000000 SCF
 GAS TOTAL INTERNO PRODUCCION = 0.0000000000 SCF
 PRODUCCION TOTAL EXTERNA PRODUCCION MENOS PRODUCCION
 TOTAL INTERNA PRODUCCION = 0.0000000000 SCF
 EL ERROR PERMISIBLE = 0.0000000000 SCF
 LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = 0.0000000000 SCF

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 20 INCREMENTOS DE TIEMPO
ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HRS = 0.2500
17.0666 HORAS HAN TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.000000D+00 SCF/DIA
PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.000000D+00 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA TUBERIA VERTICAL

QHODE(4) = 0.000000D+00 SCF/DIA

QHODE(3) = 0.000000D+00 SCF/DIA

QHODE(2) = 0.000000D+00 SCF/DIA

QHODE(1) = 0.000000D+00 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS PRODUCIDO = 0.699657D+07 SCF

DISTRIBUCION DE PRESION

0.419038E+04 0.419039E+04 0.419040E+04 0.419040E+04 0.419046E+04 0.419083E+04 0.419317E+04 0.420118E+04 0.420762E+04
0.419038E+04 0.419039E+04 0.419040E+04 0.419040E+04 0.419046E+04 0.419083E+04 0.419317E+04 0.420118E+04 0.420762E+04
0.419038E+04 0.419039E+04 0.419040E+04 0.419040E+04 0.419046E+04 0.419083E+04 0.419317E+04 0.420118E+04 0.420762E+04
0.419039E+04 0.419039E+04 0.419040E+04 0.419040E+04 0.419046E+04 0.419083E+04 0.419317E+04 0.420118E+04 0.420762E+04
0.419039E+04 0.419039E+04 0.419040E+04 0.419040E+04 0.419046E+04 0.419083E+04 0.419317E+04 0.420118E+04 0.420762E+04
0.419037E+04 0.419039E+04 0.419040E+04 0.419040E+04 0.419046E+04 0.419083E+04 0.419317E+04 0.420118E+04 0.420762E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 1
ITERACIONES ACUMULATIVAS = 56

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

1 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERON EJECUTADOS

GAS TOTAL EXTERNO PRODUCIDO = 0.000000D+00 SCF

GAS TOTAL INTERNO PRODUCIDO = -0.897362D+02 SCF

PRODUCCION TOTAL EXTERNA PRODUCIDA MENOS PRODUCCION

TOTAL INTERNA PRODUCIDA = 0.897362D+02 SCF

EL ERROR PERMISIBLE = 0.200000D+04 SCF

LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = 0.797479D+06 SCF

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 20 INCREMENTOS DE TIEMPO
 ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HRS = 0.1000
 17.6166 HORAS HAN TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0020000000 SCF/DIA
 PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0000000000 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA TUBERIA VERTICAL
 QHODE(4) = 0.0000000000 SCF/DIA
 QHODE(3) = 0.0000000000 SCF/DIA
 QHODE(2) = 0.0000000000 SCF/DIA
 QHODE(1) = 0.0000000000 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS PRODUCCION = 0.0000000000 SCF

DISTRIBUCION DE PRESION

0.419536E+04 0.419536E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04
 0.419536E+04 0.419536E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04
 0.419536E+04 0.419536E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04
 0.419536E+04 0.419536E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04
 0.419536E+04 0.419536E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04 0.419537E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 1
 ITERACIONES ACUMULATIVAS = 5F

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

1 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERON EJECUTADOS
 GAS TOTAL EXTERNO PRODUCCION = 0.0000000000 SCF
 GAS TOTAL INTERNO PRODUCCION = 0.0000000000 SCF
 PRODUCCION TOTAL EXTERNA PRODUCCION MENUS PRODUCCION
 TOTAL INTERNA PRODUCCION = 0.0000000000 SCF
 EL ERROR PERMISIBLE = 0.0000000000 SCF
 LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = 0.0000000000 SCF

EN LA SIGUIENTE TABLA SE PRESENTA EN FORMA SIMPLIFICADA UN RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

TIEMPO DE OBSERVACION	PRESION OBSERVADA	TIEMPO CALCULADO	PRESION CALCULADA	POBS-PCALC	TCBS-TCALC	DIFERENCIA PRESION ABSOLUTA
2.88	4206.70	2.88	4188.68	18.02	0.00	18.02
3.63	4210.30	3.63	4199.43	10.87	0.00	10.87
4.63	4214.80	4.63	4202.84	11.96	0.00	11.96
5.63	4218.40	5.63	4204.42	13.98	0.00	13.98
6.63	4219.30	6.63	4205.30	14.00	0.00	14.00
7.63	4220.20	7.63	4205.85	14.35	0.00	14.35
8.63	4220.20	8.63	4206.23	13.97	0.00	13.97
9.63	4221.10	9.63	4206.52	14.58	0.00	14.58
10.57	4222.00	10.57	4206.74	15.26	0.00	15.26
11.57	2789.90	11.57	2855.76	-65.88	0.00	-65.88
12.57	2791.70	12.57	2848.54	-56.84	0.00	-56.84
13.57	2801.60	13.57	2845.23	-43.63	0.00	-43.63
14.57	2804.30	14.57	2843.08	-38.78	0.00	-38.78
15.57	2807.00	15.57	2841.48	-34.48	0.00	-34.48
16.57	2812.40	16.57	2840.20	-27.80	0.00	-27.80
16.82	4191.40	16.82	4182.31	9.09	0.00	9.09
17.07	4195.90	17.07	4190.38	5.52	0.00	5.52
17.32	4198.60	17.32	4193.25	5.35	0.00	5.35
17.62	4202.20	17.62	4195.36	6.84	0.00	6.84

SUMA DE ERROR = -113.647867

SUMA DE ERROR ABSOLUTO = 421.169207

***** PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS *****

TEMPERATURA DEL YACIMIENTO, GRADOS FAHRENHEIT = 200.0
 DENSIDAD DEL GAS, LB/CC
 LIMITE SUPERIOR DE LA PRESION PARA LAS PROPIEDADES
 DE LOS FLUIDOS EN CONSIDERACION, PSIA = 4290.0
 LIMITE INFERIOR DE LA PRESION PARA LAS PROPIEDADES
 DE LOS FLUIDOS EN CONSIDERACION = 400.0
 PORCIENTO MOL - SULFURO DE HIDROGENO = 0.00
 PORCIENTO MOL - BIXIDO DE CARBONO = 0.00
 PORCIENTO MOL - NITROGENO = 0.00
 PROFUNDIDAD, PIES, = 11742.0
 PRESION DE SUPERFICIE, PSIA = 1350.0
 TEMPERATURA DE SUPERFICIE, GRADOS RANKINE = 510.0
 DIAMETRO DEL TUBO, PULGADAS = 3.5
 NUMERO DE SECCIONES PARA LA DETERMINACION DE BPH = 3
 TEMPERATURA CRITICA, GRADOS RANKINE = 437.4
 PRESION CRITICA, PSIA = 360.2

FUNCION POTENCIAL DE LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE PRESION
 -0.303784D+08 0.140750E+06 0.312933D+02

PRESION EN FUNCION DE LOS COEFICIENTES DEL POTENCIAL
 0.573934D+03 0.464471E-05 0.121207D-14

COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS
 0.314914D-02 -0.245278E-05 0.840491D-09 -0.912767D-13

COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS
 0.104438D-01 0.308752E-05 0.274750D-09

COEFICIENTES DEL POLINOMIO BG
 -0.559730E+01 0.627378E-01 0.815999D-05 -0.201728D-08

EJEMPLO 2.3 TOMAR DEL LIBRO DE DAKE PAGINAS 296-299
 MARTIN MENDOZA SALAZAR

IE = 2
 KE = 5
 TOTIME = 0.58
 MAXIT = 5
 TOLP = 0.10
 TOLMB = 2000.0
 NFP = 30
 NDT = 30
 RCA = 1.0000

INDICADORES

IFOR = 0
 IFR = 0
 IKZ = 0
 IF = 1
 JDZ = 0
 IR = 1
 ISOL = 1
 IT = 0
 IR = 1
 IFROD = 3
 ITIME = 1
 KSLN = 0
 NPARCH = 0
 NHIST = 1

IPUNCH = 0
 LIMIT = 5

RESULTADOS DE INCREMENTO DE TIEMPO IMPRESOS CADA 1 INCREMENTOS DE TIEMPO

EFFECTOS DE ALMACENAMIENTO NO CONSIDERADOS

VECTOR DE INCREMENTOS DE TIEMPO -- HORAS

0.75000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.50000 0.50000
 0.50000 0.50000 0.50000 0.50000 0.50000 0.50000 0.50000 0.50000 1.00000 1.00000 1.00000
 1.00000 0.75000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.25000 0.50000

HISTORIA DE PRODUCCION/SCF/DIA

0.400000D+08 0.400000D+08 0.400000D+08 0.400000D+08 0.400000D+08 0.400000D+08 0.400000D+08
 0.400000D+08 0.400000D+08 0.400000D+08 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00
 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00
 0.000000D+00 0.000000D+00 0.000000D+00 0.600000D+08 0.600000D+08 0.600000D+08 0.600000D+08
 0.600000D+08 0.600000D+08 0.600000D+08 0.600000D+08 0.600000D+08 0.600000D+08 0.600000D+08

INDICADOR DEL ARREGLO

-6	1	1	1	1	1	1	1	1
-5	1	1	1	1	1	1	1	1
-4	1	1	1	1	1	1	1	1
-3	1	1	1	1	1	1	1	1
-2	1	1	1	1	1	1	1	1
-1	1	1	1	1	1	1	1	1

DISTRIBUCION DE POROSIDAD

0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000
 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000
 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000
 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000
 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000 0.15000

DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD EN LA DIRECCION R

0.00800	0.00800	1.00000	0.10000	0.10000	0.10000	0.15000	0.15000	0.15000
0.00800	0.00800	1.00000	0.10000	0.10000	0.10000	0.15000	0.15000	0.15000
0.00800	0.00800	1.00000	0.10000	0.10000	0.10000	0.15000	0.15000	0.15000
0.00800	0.00800	1.00000	0.10000	0.10000	0.10000	0.15000	0.15000	0.15000
0.00800	0.00800	1.00000	0.10000	0.10000	0.10000	0.15000	0.15000	0.15000
0.00800	0.00800	1.00000	0.10000	0.10000	0.10000	0.15000	0.15000	0.15000

DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD EN LA DIRECCION Z

0.05500	0.05500	1.05500	0.02700	0.02700	0.02700	0.05000	0.05000	0.05000
0.05500	0.05500	1.05500	0.02700	0.02700	0.02700	0.05000	0.05000	0.05000
0.05500	0.05500	1.05500	0.02700	0.02700	0.02700	0.05000	0.05000	0.05000
0.05500	0.05500	1.05500	0.02700	0.02700	0.02700	0.05000	0.05000	0.05000
0.05500	0.05500	1.05500	0.02700	0.02700	0.02700	0.05000	0.05000	0.05000
0.05500	0.05500	1.05500	0.02700	0.02700	0.02700	0.05000	0.05000	0.05000

DISTRIBUCION DE LA PRESION ORIGINAL

4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000
4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000
4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000
4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000
4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000
4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000	4290.000

ESPACIAMIENTOS EN LA DIRECCION Z

10.000	10.000	5.000	5.000	5.000	5.000
--------	--------	-------	-------	-------	-------

LOCALIZACION DE LA PALLA EN LA DIRECCION RADIAL

0.300	0.318	0.331	0.382	0.505	0.522	123.311	336.238	916.840	2500.000
-------	-------	-------	-------	-------	-------	---------	---------	---------	----------

LOCALIZACION DE LOS ANOS EN LA DIRECCION RADIAL

0.516	1.408	3.840	10.470	28.549	77.846	212.267	578.800	1578.247
-------	-------	-------	--------	--------	--------	---------	---------	----------

DISTRIBUCION DEL VOLUMEN POROSO, PIES CUBICOS.

0.1365D+01	0.1015D+02	0.7544D+02	1.5609D+03	0.4170D+04	0.3101D+05	0.2306D+06	0.1714D+07	0.1275D+08
0.1365D+01	0.1015D+02	0.7544D+02	1.5609D+03	0.4170D+04	0.3101D+05	0.2306D+06	0.1714D+07	0.1275D+08
0.1365D+01	0.1015D+02	0.7544D+02	1.5609D+03	0.4170D+04	0.3101D+05	0.2306D+06	0.1714D+07	0.1275D+08
0.1365D+01	0.1015D+02	0.7544D+02	1.5609D+03	0.4170D+04	0.3101D+05	0.2306D+06	0.1714D+07	0.1275D+08
0.2729D+01	0.2029D+02	0.1509D+03	1.1122D+04	0.8341D+04	0.6202D+05	0.4611D+06	0.3428D+07	0.2549D+08
0.2729D+01	0.2029D+02	0.1509D+03	1.1122D+04	0.8341D+04	0.6202D+05	0.4611D+06	0.3428D+07	0.2549D+08

VOLUMEN DE GAS CRISTALINO SCF = 0.299771D+11

VOLUMEN DEL POZO PIES CUBICOS:= 3320.

ESQUEMA DE LA ORDENACION DIAGONAL

34	10	40	14	46	22	51	26	54
5	35	11	42	17	47	23	52	27
30	6	36	12	42	18	48	24	53
2	31	7	37	13	43	19	49	25
28	3	32	8	38	14	44	20	50
1	29	4	33	9	39	15	45	21

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 1 INCREMENTOS DE TIEMPO
 ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HRS = 0.7500
 0.7500 HORAS HAN TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.400000D+08 SCF/DIA
 PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.125000D+07 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA TUBERIA VERTICAL

DNODE(6) = 0.590000D+07 SCF/DIA
 DNODE(5) = 0.590000D+07 SCF/DIA
 DNODE(4) = 0.500000D+07 SCF/DIA
 DNODE(3) = 0.500000D+07 SCF/DIA
 DNODE(2) = 0.100000D+08 SCF/DIA
 DNODE(1) = 0.100000D+08 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS PRODUCIDO = 0.125000D+07 SCF

DISTRIBUCION DE PRESION

0.355079E+04 0.385554E+04 0.411849E+04 0.417168E+04 0.419056E+04 0.420881E+04 0.422213E+04 0.422974E+04 0.423191E+04
 0.355079E+04 0.385554E+04 0.411849E+04 0.417168E+04 0.419056E+04 0.420881E+04 0.422213E+04 0.422974E+04 0.423191E+04
 0.355079E+04 0.385554E+04 0.411849E+04 0.417168E+04 0.419056E+04 0.420881E+04 0.422213E+04 0.422974E+04 0.423191E+04
 0.355079E+04 0.385554E+04 0.411849E+04 0.417168E+04 0.419056E+04 0.420881E+04 0.422213E+04 0.422974E+04 0.423191E+04
 0.355079E+04 0.385554E+04 0.411849E+04 0.417168E+04 0.419056E+04 0.420881E+04 0.422213E+04 0.422974E+04 0.423191E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 5
 ITERACIONES ACUMULATIVAS = 5

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

5 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERON EJECUTADOS
 GAS TOTAL EXTERNO PRODUCIDO = 0.125000D+07 SCF
 GAS TOTAL INTERNO PRODUCIDO = 0.154583D+09 SCF
 PRODUCCION TOTAL EXTERNA FROMCIONA MENOS PRODUCCION
 TOTAL INTERNA PRODUCIDA = -0.153333D+09 SCF
 EL ERROR PERMISIBLE = 0.206000D+04 SCF
 EL PORCENTAJE DE ERROR PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO = *****
 LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = -0.153333D+09 SCF

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 10 INCREMENTOS DE TIEMPO
 ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HRS = 0.5000
 3.5000 HORAS HAN TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0000000+00 SCF/DIA
 PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0000000+00 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA TUBERIA VERTICAL

QHORE(6) = 0.0000000+00 SCF/DIA
 QHORE(5) = 0.0000000+00 SCF/DIA
 QHORE(4) = 0.0000000+00 SCF/DIA
 QHORE(3) = 0.0000000+00 SCF/DIA
 QHORE(2) = 0.0000000+00 SCF/DIA
 QHORE(1) = 0.0000000+00 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS PRODUCIDO = 0.5000000+07 SCF

DISTRIBUCION DE PRESION

0.421347E+04 0.421355E+04 0.421407E+04 0.421431E+04 0.421456E+04 0.421553E+04 0.421839E+04 0.422446E+04 0.423104E+04
 0.421347E+04 0.421355E+04 0.421407E+04 0.421431E+04 0.421456E+04 0.421553E+04 0.421839E+04 0.422446E+04 0.423104E+04
 0.421347E+04 0.421355E+04 0.421407E+04 0.421431E+04 0.421456E+04 0.421553E+04 0.421839E+04 0.422446E+04 0.423104E+04
 0.421347E+04 0.421355E+04 0.421407E+04 0.421431E+04 0.421456E+04 0.421553E+04 0.421839E+04 0.422446E+04 0.423104E+04
 0.421347E+04 0.421355E+04 0.421407E+04 0.421431E+04 0.421456E+04 0.421553E+04 0.421839E+04 0.422446E+04 0.423104E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 5
 ITERACIONES ACUMULATIVAS = 50

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

5 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERA EJECUTADOS
 GAS TOTAL EXTERNO PRODUCIDO = 0.0000000+00 SCF
 GAS TOTAL INTERNO PRODUCIDO = 0.4552020+05 SCF
 PRODUCCION TOTAL EXTERNA PRODUCIDA MENOS PRODUCCION
 TOTAL INTERNA PRODUCIDA = -0.4052020+05 SCF
 EL ERROR PERMISIBLE = 0.2000000+04 SCF
 LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = -0.1534730+09 SCF

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 20 INCREMENTOS DE TIEMPO
ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HRS = 1.0000
10.0000 HORAS HAN TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0000000100 SCF/DIA
PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.0000000100 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA TUBERIA VERTICAL

QHODE(6) = 0.0000000100 SCF/DIA

QHODE(5) = 0.0000000100 SCF/DIA

QHODE(4) = 0.0000000100 SCF/DIA

QHODE(3) = 0.0000000100 SCF/DIA

QHODE(2) = 0.0000000100 SCF/DIA

QHODE(1) = 0.0000000100 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS PRODUCCION = 0.5000000107 SCF

DISTRIBUCION DE PRESION

0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422931E+04 0.422932E+04 0.422943E+04 0.423011E+04
0.422931E+04 0.422932E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422931E+04 0.422932E+04 0.422943E+04 0.423011E+04
0.422932E+04 0.422933E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422931E+04 0.422932E+04 0.422943E+04 0.423011E+04
0.422933E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422931E+04 0.422932E+04 0.422943E+04 0.423011E+04
0.422934E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422931E+04 0.422932E+04 0.422943E+04 0.423011E+04
0.422935E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422930E+04 0.422931E+04 0.422932E+04 0.422943E+04 0.423011E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 1

ITERACIONES ACUMULATIVAS = 85

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

1 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERON EJECUTADOS

GAS TOTAL EXTERNO PRODUCCION = 0.0000000100 SCF

GAS TOTAL INTERNO PRODUCCION = 0.5255530103 SCF

PRODUCCION TOTAL EXTERNA PRODUCCION MENOS PRODUCCION

TOTAL INTERNA PRODUCCION = -0.5255530103 SCF

EL ERROR PERMISIBLE = 0.2000000104 SCF

LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = -0.1535250109 SCF

RESULTADOS DE LA SIMULACION DESPUES DE 30 INCREMENTOS DE TIEMPO
 ESTE INCREMENTO DE TIEMPO EN HRS = 0.5000
 14.0000 HCRAS HAN TRANSCURRIDO

PRODUCCION PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.6000000E+08 SCF/DIA
 PRODUCCION TOTAL PARA ESTE PERIODO DE TIEMPO = 0.1250000E+07 SCF

VARIACION DEL GASTO EN LA TUBERIA VERTICAL

GNODE(5) = 0.7500000E+07 SCF/DIA
 GNODE(5) = 0.7500000E+07 SCF/DIA
 GNODE(4) = 0.7500000E+07 SCF/DIA
 GNODE(3) = 0.7500000E+07 SCF/DIA
 GNODE(2) = 0.1500000E+08 SCF/DIA
 GNODE(1) = 0.1500000E+08 SCF/DIA

LA CANTIDAD TOTAL DE GAS PRODUCIDO = 0.1250000E+08 SCF

DISTRIBUCION DE PEFESION

0.311556E+04	0.361469E+04	0.403829E+04	0.412119E+04	0.415048E+04	0.417924E+04	0.420196E+04	0.421912E+04	0.422902E+04
0.311556E+04	0.361469E+04	0.403829E+04	0.412119E+04	0.415048E+04	0.417924E+04	0.420196E+04	0.421912E+04	0.422902E+04
0.311556E+04	0.361469E+04	0.403829E+04	0.412119E+04	0.415048E+04	0.417924E+04	0.420196E+04	0.421912E+04	0.422902E+04
0.311556E+04	0.361469E+04	0.403829E+04	0.412119E+04	0.415048E+04	0.417924E+04	0.420196E+04	0.421912E+04	0.422902E+04
0.311556E+04	0.361469E+04	0.403829E+04	0.412119E+04	0.415048E+04	0.417924E+04	0.420196E+04	0.421912E+04	0.422902E+04
0.311556E+04	0.361469E+04	0.403829E+04	0.412119E+04	0.415048E+04	0.417924E+04	0.420196E+04	0.421912E+04	0.422902E+04

NO. DE ITERACIONES PARA LA SOLUCION = 5
 ITERACIONES ACUMULATIVAS = 128

CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO

5 PASOS DE BALANCE DE MATERIA FUERON EJECUTADOS
 GAS TOTAL EXTERNO PRODUCIDO = 0.1250000E+07 SCF
 GAS TOTAL INTERNO PRODUCIDO = 0.1258738E+07 SCF
 PRODUCCION TOTAL EXTERNA PRODUCIDA MENOS PRODUCCION
 TOTAL INTERNA PRODUCIDA = -0.8725810E+04 SCF
 EL ERROR PERMISIBLE = 0.2000000E+04 SCF
 EL PORCENTAJE DE ERROR PARA ESTE INCREMENTO DE TIEMPO = -0.698065
 LA CANTIDAD DE ERROR ACUMULATIVO = -0.1535780E+09 SCF

EN LA SIGUIENTE TABLA SE PRESENTA EN FORMA SIMPLI -
FICADA UN RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

TIEMPO DE OBSERVACION	PRESION OBSERVADA	TIEMPO CALCULADO	PRESION CALCULADA	POBS-PCALC	- T OBS-TCALC	DIFERENCIA PRESION ABSOLUTA
0.75	3602.00	0.75	3558.79	43.21	0.00	43.21
1.00	3596.00	1.00	3553.41	42.59	0.00	42.59
1.25	3591.00	1.25	3550.74	40.26	0.00	40.26
1.50	3587.00	1.50	3546.84	38.16	0.00	38.16
1.75	3583.00	1.75	3547.34	35.66	0.00	35.66
2.00	3580.00	2.00	3546.10	33.90	0.00	33.90
2.25	3577.00	2.25	3545.03	31.97	0.00	31.97
2.50	3575.00	2.50	3544.08	30.92	0.00	30.92
3.00	3570.00	3.00	3542.49	27.51	0.00	27.51
3.50	4100.00	3.50	4213.47	-113.47	0.00	113.47
4.00	4255.00	4.00	4221.13	33.87	0.00	33.87
4.50	4263.00	4.50	4223.77	39.23	0.00	39.23
5.00	4257.00	5.00	4225.25	41.75	0.00	41.75
5.50	4269.00	5.50	4226.23	42.77	0.00	42.77
6.00	4271.00	6.00	4226.94	44.06	0.00	44.06
6.50	4272.00	6.50	4227.50	44.50	0.00	44.50
7.00	4274.00	7.00	4227.95	46.05	0.00	46.05
8.00	4276.00	8.00	4228.57	47.43	0.00	47.43
9.00	4277.00	9.00	4229.00	48.00	0.00	48.00
10.00	4278.00	10.00	4229.30	48.70	0.00	48.70
11.00	4279.00	11.00	4229.52	49.48	0.00	49.48
11.75	3076.00	11.75	3146.23	-70.23	0.00	70.23
12.00	3066.00	12.00	3135.59	-69.59	0.00	69.59
12.25	3059.00	12.25	3130.50	-71.50	0.00	71.50
12.50	3053.00	12.50	3126.95	-73.95	0.00	73.95
12.75	3048.00	12.75	3124.21	-76.21	0.00	76.21
13.00	3043.00	13.00	3121.96	-78.96	0.00	78.96
13.25	3038.00	13.25	3119.04	-82.04	0.00	82.04
13.50	3036.00	13.50	3118.35	-82.35	0.00	82.35
14.00	3029.00	14.00	3115.56	-86.56	0.00	86.56

SUMA DE ERROR = 5.163203

SUMA DE ERROR ABSOLUTO = 1614.670040

N O M E N C L A T U R A

- A - Area perpendicular al flujo ft^2
- $A_i, B_i, C_i, D_i, E_i, GD_i, LD_i$ - Coeficientes de la ecuación de flujo, definida en el texto.
- B_g - Factor de volumen del gas $\text{ft}^3 @ \text{cg}^4 / \text{ft}^3 @ \text{cg}^5$.
- C_g - Compresibilidad del gas Psi^{-1}
- C_t - Compresibilidad total Psi^{-1}
- $E_i(-x)$ - Integral exponencial
- i - Subíndice en la dirección r
- j - Subíndice en la dirección z
- K - Permeabilidad, $(\text{md})^{\text{m.d.c.}}$ Darcies
- Kh - Conductividad de la formación (md-ft)
- m - Pendiente de la porción recta de la curva de presión Psia/ciclo.
- $m(p)$ - Potencial del gas real - $\text{Psia}^2/\text{ciclo}$
- m_D - Potencial del gas real adimensional
- p - Presión, Psia
- p_D - Presión adimensional para el aceite
- p_{Dg} - Presión adimensional para el gas
- p_{ce} - Presión a condiciones estandar, Psia
- p_i - Presión inicial, Psia
- p_m - Presión de referencia, Psia
- p_p - Presión promedio, Psia
- p_{wf} - Presión de fondo fluyendo, Psia
- p_{ws} - Presión del pozo cerrado, Psia

- q_g - Gasto de gas, MMSCF/Día
- q_{gr} - Gasto de gas en la dirección r , MMSCF/Día
- q_{gz} - Gasto de gas en la dirección z , MMSCF/Día
- r - Coordenada radial
- S - Factor de daño
- T - Temperatura del yacimiento, °F
- T_{Ce} - Temperatura a condiciones estándar, °F
- T_r - Coeficiente de Transmisibilidad en la dirección r
- T_z - Coeficiente de Transmisibilidad en la dirección z
- T - Tiempo, días.
- T_D - Tiempo adimensional
- Δ_t - Incremento de tiempo, horas
- V_b - Volumen de roca, ft^3
- v - vector
- Z - Factor de compresibilidad del gas
- z - Coordenada vertical
- β - Constante de conversión de unidades
- μ_g - Viscosidad del gas, centipoise
- ϕ - Porosidad, fracción
- ∂ - Operador diferencial Parcial
- Δ - Operador discreto de incremento
- ∇ - Divergencia

R E F E R E N C I A S

1. Basbush, J.L.; Domínguez Vargas, G.C. y Samaniego V.F.; -- Simulador para pozos de Gas, de dos dimensiones r-z, Facultad de Ingeniería, 1982.
2. Ayala Gómez, L.A., Serrano Lozano, J.R. y Domínguez Vargas, G.C.: Simulación numérica de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, 1982.
3. Hernández García, M.A. y Domínguez Vargas, G.C.: Fundamentos de Simulación de Yacimientos Petroleros, Facultad de Ingeniería, 1984.
4. Matthews, C.S. and Russel, D.G.: Pressure Buildup and Flow Test in Wells, Monografía SPE No. 1, Dallas - - Tex. (1967).
5. Earlougher, R.C., Jr.: Advances in Well Test Analysis, Monografía SPE No. 5, Dallas, Tex. (1977).
6. Samaniego, V.F. y Pasmíño, U.J.: "Aspectos Prácticos del Análisis Moderno de Pruebas de Presión en Pozos", Presentado en el Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo, México, D.F., marzo 19-23 1978.
7. Ramey, H.J., Jr.: "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore - - Storage", JPT (Feb. 1965), 97-104.
8. Aronofsky, J.S. and Jenkins, R.: " A Simplified Analysis -- of Unsteady Radial Gas Flow", Trans., AIME (1954) 201, 149.
9. van Everdigen, A.F. and Hurst, W.: " The Application of - - the Laplace Transformation to Flow Problems in - Reservoirs", Trans. AIME (1949) 106, 305.
10. Tracy, G.W.: "Why Gas Wells Have Low Productivity", Oil and Gas Jour. (Agosto 6, 1954), 84.

11. Al-Hussainy, R., Ramey, H.J. Jr. and Crawford, P.B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media", J. -- Pet. Tech. (mayo, 1966), 624-636.
12. Wattenbarger, R.A. and Ramey, H.J. Jr.: "Gas Well Testing With Turbulence, Damage and Wellbore Storage", - J. Pet. Tech. (agosto, 1968) 877-887.
13. Firoozabadi, A. and Katz, D.L.: "An analysis of High Velocity Gas Flow Through Porous Media", SPE - 6827, 52nd Annual Fall Technical Conference and - - - Exhibition of the SPE of AIME, Denver, Co., - - Oct. 9-12 1977.
14. Crichlow, H.B. and Root, P.J.: "The Use of an r - z Model to Study the Effect of Completion Technique on Gas Well Deliverability", Soc of Pet. Eng. J. Oct. - 1973, p. 259-266.
15. Al-Hussainy, R. and Ramey, H.J.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", J. Pet. Tech, May, 1966, p. 637-642.
16. Peaceman, D.W. and Rachford, H.H.: "The Numerical Solution of Parabolic and Elliptic Differential Equations" Journal Soc. Indust. Appli. Math. (1955), 3, - p.28-41.

*Esta Tesis fué elaborada en su
totalidad en los Talleres de -
Impresos Moya, Rep. de Cuba -
No. 99, Despacho 23 y 24. -
México 1, D.F.*