

2499



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

**TEORIA Y ECUACIONES PARA OPTIMIZAR
LAS TERMINACIONES Y REPARACIONES
EN POZOS PRODUCTORES**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

GERARDO ELISEA SANCHEZ

México, D. F.

Septiembre de 1987.



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

Página

INTRODUCCION.

CAPITULOS.

I.-COMPORTAMIENTO DE FLUJOS	1
II.-COMPORTAMIENTO DE ENTRADA DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN EL YACIMIENTO HACIA EL INTERVALO PRODUCTOR	11
III.-COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION .	24
III.1.-Determinación del gradiente de presión, utili-- zando medidores de presión	24
III.2.-Determinación del gradiente de presión, utili-- zando correlaciones de flujo multifásico	27
III.2.1.-Conceptos y ecuaciones fundamentales	27
III.2.2.-Correlaciones de flujo multifásico vertical .	36
III.2.2.1.-Correlación de Poettmann y Carpenter	36
IV.-COMPORTAMIENTO DEL FLUJO ATRAVES DEL ESTRANGULADOR	50
V.-COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN LA TUBERIA DE DESCARGA	55
V.1.-Correlaciones de flujo multifásico horizontal ...	55
V.1.1.-Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettmann	55
V.1.2.-Correlación de Beggs y Brill	59
VI.-CARACTERISTICAS DE LOS INTERVALOS EXPUESTOS A PRODUC -- CION	62
VI.1.-Pruebas de presión en pozos de producción	74
VI.1.1.-Pruebas de decremento	74

VI.1.2.-Pruebas de incremento	83
VII.-FACTORES PARCIALES DE DAÑO DE LA FORMACION PRODUCTORA.	95
VII.1.-Factor de pseudodaño debido a desviación y penetración al pozo	96
VII.1.1.-Factor de pseudodaño debido a la penetración parcial del pozo	96
VII.1.2.-Factor de pseudodaño causado por la desviación del pozo en la formación productora ...	101
VII.2.-Factor de pseudodaño causado por disparos y -- restricciones al flujo	114
VII.2.1.-Factor de pseudodaño debido al flujo através de los disparos	117
VII.2.2.-Factor de pseudodaño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada	119
VII.3.-Factor de pseudodaño causado por flúidos de <u>in</u> vacación en las vecindades del pozo	130
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	136
APENDICE I.-GRAFICAS DE CURVAS DE GRADIENTE DE PRESION	139
APENDICE II.-PROGRAMAS DE COMPUTO DE LAS CORRELACIONES DE - FLUJO MULTIFASICO	147
APENDICE III.-PROGRAMA DE COMPUTO DE LOS FACTORES PARCIALES DE DAÑO	169
REFERENCIAS	185

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

En el presente trabajo se hace un análisis del comportamiento de flujo existente en un sistema de producción para pozos fluyentes, a partir del yacimiento, tubería de producción, estrangulador, tubería de descarga e intervalos expuestos a producción.

Se exponen métodos para la obtención de la presión de fondo fluyendo, así como los gradientes de presión existentes en la tubería de producción y de descarga a través de programas de cómputo.

El análisis sistemático de resultados permite, entre otras cosas, obtener el diámetro requerido de un estrangulador para un determinado gasto, así como el gasto óptimo en una tubería de producción.

En cuanto a los intervalos expuestos a producción, --- a través del análisis de pruebas de incremento y decremento de -- presión, se puede obtener su permeabilidad, el factor de daño to tal de la formación y la eficiencia de flujo.

Sobre el daño se hace un análisis más detallado y se -- determinan los factores parciales de daño de la formación producto ra a través de un programa de cómputo.

C A P I T U L O I

COMPORTAMIENTO DE FLUJOS.

Con el fin de analizar el comportamiento completo del flujo de un pozo fluyente, desde la formación hasta la superficie, es necesario definir cuatro diferentes etapas de flujo (Figura 1):

- 1.- Comportamiento de entrada de fluidos al pozo o comportamiento de flujo del yacimiento al pozo.
- 2.- Comportamiento del flujo en la tubería de producción.
- 3.- Comportamiento del flujo através del estrangulador.
- 4.- Comportamiento de flujo en la línea de descarga.

El análisis del sistema de producción se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos de sistema, a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos (Figura 2).

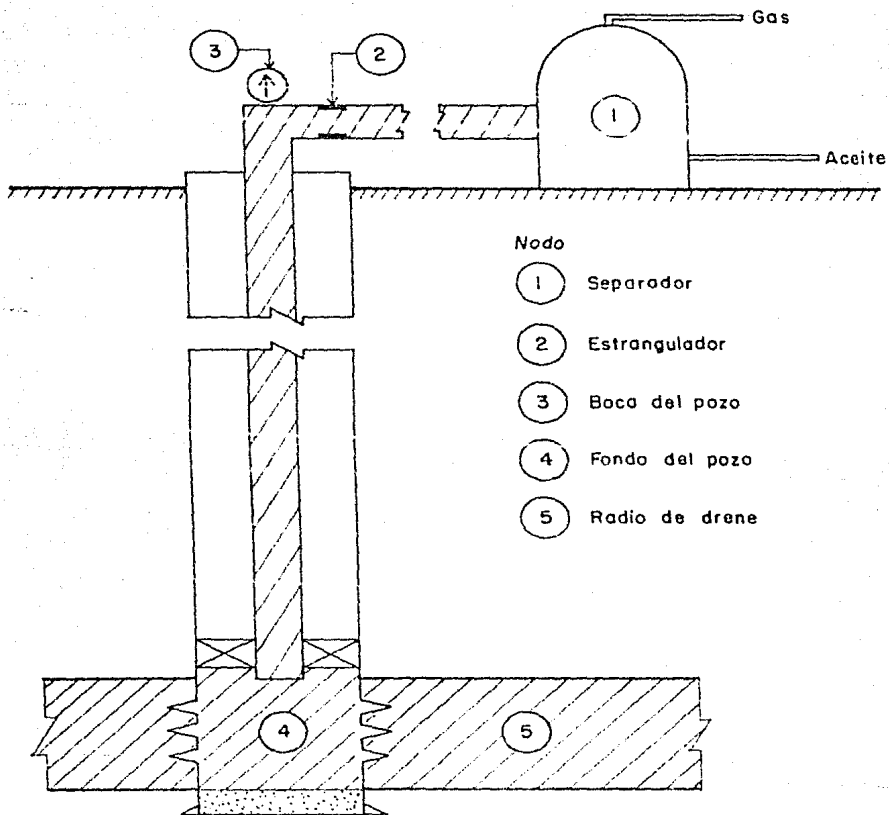


Fig.1 Sistema de flujo simplificado

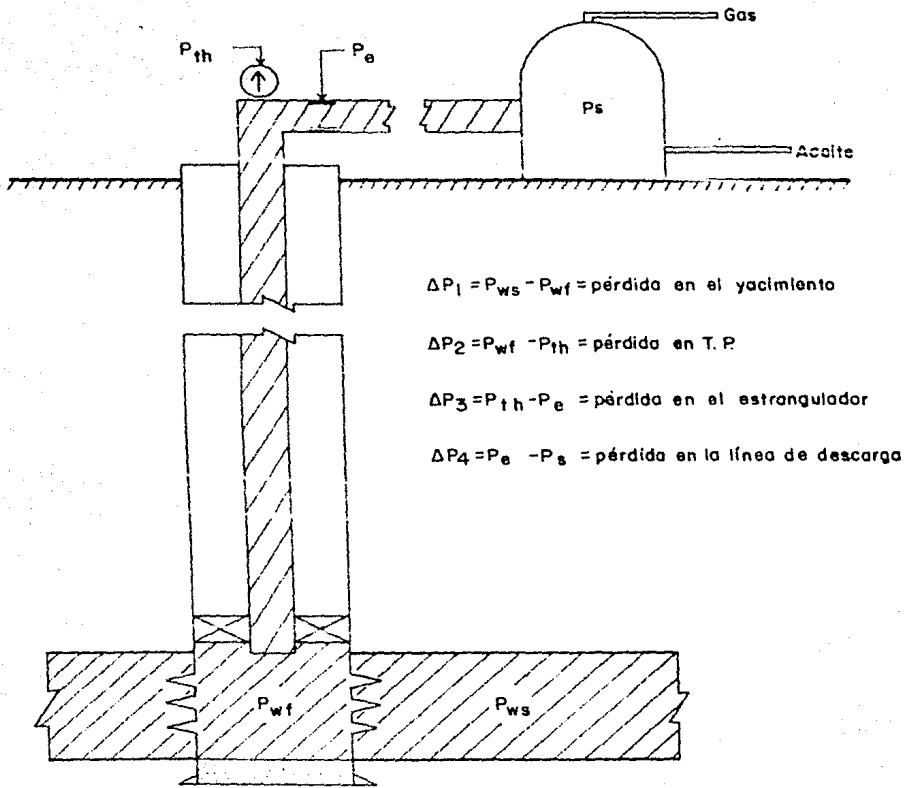


Fig. 2 Pérdidas de presión en los elementos del sistema de flujo

La aplicación de procedimientos de flujo multifásico a los elementos que constituyen un sistema de producción y que permiten determinar la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la tubería de producción, la línea de descarga o el estrangulador sobre el gasto, se denomina Análisis Nodal.

El objetivo principal del Análisis Nodal es determinar la capacidad de transporte de un sistema de producción, es decir, el gasto de fluidos que puede manejar un pozo a través del análisis de sus elementos, y así poder hacer un diseño optimizado de los sistemas de producción.

Por ejemplo un sistema simple es el mostrado en la figura 3. En éste, se requiere determinar la presión en el nodo y la capacidad de transporte.

Datos: $P_e, P_d, L_1, L_2, d_1, d_2$
Relación gas-aceite instantánea.-R
Densidad relativa del aceite.-Do
Densidad relativa del gas.-Dg
Temperatura media de flujo.- \bar{T}

Incógnitas: Presión en el nodo.- P_n
Capacidad de transporte.-qo

Solución:

1.- Suponer diferentes gastos y calcular P_n a partir de P_e para cada gasto supuesto.

2.- Graficar P_n contra los gastos supuestos - (Figura 4).

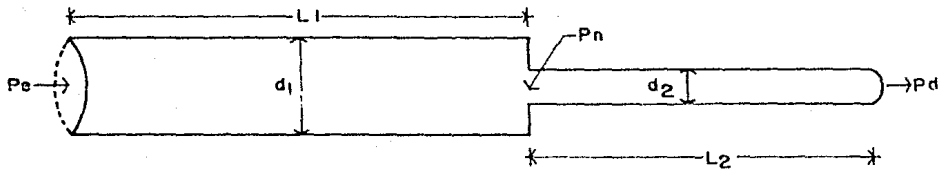


Fig.3 Sistema simple

Donde: P_e = Presión de entrada
 P_d = Presión de salida
 P_n = Presión en el nodo

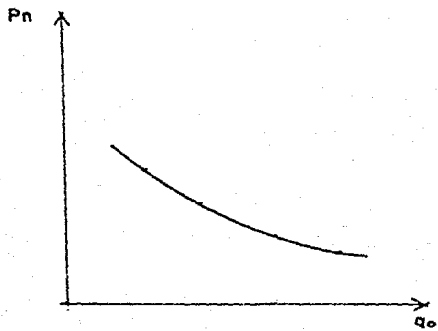


Figura 4.

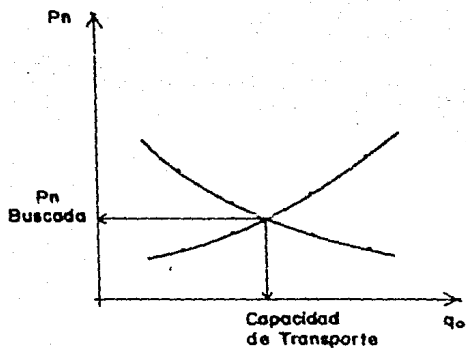


Figura 5.

3.- Para los mismos gastos supuestos calcular P_n a partir de P_d .

4.- Sobre la figura 4 graficar la P_n obtenida en el paso 3 para los mismos gastos supuestos (Figura 5).

La intersección de las dos curvas en la figura 5 es la solución a nuestro problema de donde se obtiene la presión en el nodo y el gasto que puede manejar este sistema simple.

ANÁLISIS NODAL APLICADO A UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

Considerando el sistema de producción de la figura 2, se desea determinar la capacidad de transporte de este sistema.

Datos: Presión de fondo estática.- P_{ws}
Presión de separación.- P_s
Diámetro de la tubería de producción.- d_{TP}
Diámetro de la línea de descarga.- d_{LD}
Longitud de la tubería de producción.- L_{TP}
Longitud de la línea de descarga.- L_{LD}
Relación gas-aceite instantánea.- R
Temperatura media de flujo en la TP.- \bar{T}_{TP}
Temperatura media de flujo en la LD.- \bar{T}_{LD}
Densidad relativa del aceite.- D_o
Densidad relativa del gas.- D_g

Considerando como nodo solución la cabeza del pozo tenemos el siguiente procedimiento:

1.- Suponer un gasto de aceite.

2.- Con la presión de fondo estática y el gasto supuesto, obtener la presión de fondo fluyendo (P_{wf}). Para determinar la P_{wf} es necesario usar una ecuación que represente el comportamiento de flujo en el yacimiento. Esta ecuación puede ser la del Índice de Productividad, la de Darcy, la de Vogel⁽¹⁾, u otra⁽²⁾.

3.- A partir de la P_{wf} obtenida se calcula, para el mismo gasto supuesto, la presión en la boca del pozo (P_{th}). Este cálculo se realiza aplicando el método de flujo multifásico seleccionado para determinar las pérdidas de presión en la TP. El valor de la presión obtenido, P_{th} , corresponde al flujo corriente arriba del estrangulador.

4.- A continuación la secuencia de cálculo se reanuda a partir de la presión de separación (P_s). Con la P_s obtenemos la presión en la boca del pozo corriente abajo del estrangulador (P_e) con el método de flujo multifásico seleccionado.

5.- Repetir el procedimiento suponiendo diferentes gastos.

6.- Graficar los valores de P_{th} y P_e obtenidos en los pasos 3 y 4 respectivamente contra los gastos supuestos, como se indica en la figura 6.

La capacidad de transporte máxima que puede manejar es te sistema de producción se obtiene de la intersección de las dos curvas.

La aplicación práctica de suponer la cabeza del pozo como nodo solución, es que facilita el análisis del efecto que

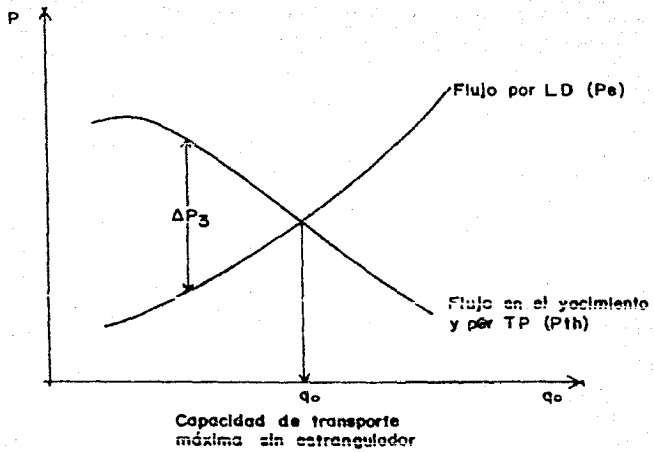


Figura 6.

tiene el cambio de la línea de descarga sobre el gasto.

Cuando se supone el fondo del pozo como nodo solución, se determina como varía el gasto cuando va disminuyendo la presión de fondo estática (P_{ws}).

CAPITULO II

COMPORTAMIENTO DE ENTRADA DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN EL YACIMIENTO HACIA EL INTERVALO PRODUCTOR.

El comportamiento de flujo en el yacimiento se puede representar por medio de una ecuación, ésta puede ser la del Índice de Productividad (J) de un pozo, el cual es el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión:

$$J = q / (P_{ws} - P_{wf}) \quad (\text{bls}/\text{dia}/\text{lb}/\text{pg}^2) \quad (2.1)$$

Siendo q la producción bruta del pozo (aceite y agua):

$$q = q_o + q_w \quad (2.2)$$

Para un flujo radial a partir de un yacimiento horizontal homogéneo, fase líquida y pequeña compresibilidad J se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$J = \frac{7.08 h}{\ln(r_e/r_w)} \left(\frac{k_o}{\beta_o \mu_o} + \frac{k_w}{\beta_w \mu_w} \right) \quad (\text{bls}/\text{dia}/\text{lb}/\text{pg}^2) \quad (2.3)$$

Donde: β_o .- Factor de volúmen del aceite (bl@cy/bl@cs)
 h.- Espesor neto productor (pies)
 k_o .- Permeabilidad efectiva al aceite (darcy)
 r_e .- Radio de drene del pozo (pies)
 r_w .- Radio del pozo (pies)
 μ_o .- Viscosidad del aceite (cp)

La ecuación (2.1) puede escribirse en tal forma que re presente una línea recta:

$$Pwf = Pws - (q/J) \quad (2.4)$$

Donde para un corto período de tiempo de explotación - J se considera constante, independiente de la producción y Pws, - también se considera constante.

$$\begin{aligned} \text{Cuando: } \quad q &= 0 & Pwf &= Pws \\ Pwf &= 0 & q_a &= JPws \end{aligned}$$

Lo anterior puede observarse en la figura 7, donde:

$$\tan \theta = \overline{OB/OA} = JPws/Pws = J$$

El valor de q en el punto B se llama "Potencial del Pozo", q_a = JPws y es el gasto máximo que la formación puede aportar al pozo y ocurre cuando Pwf = 0.

Cuando la presión de fondo fluyendo es menor a la presión de saturación (Pb), el índice de productividad no se comporta como una línea recta y entonces para un gasto determinado:

$$J = \tan \theta = -dq/dPws = IPR$$

Cuando en un pozo la Pwf es mayor a la Pb, se considera el índice de productividad constante, por lo tanto el comportamiento de afluencia es lineal.

Para evaluar la productividad de un pozo, Vogel propu-

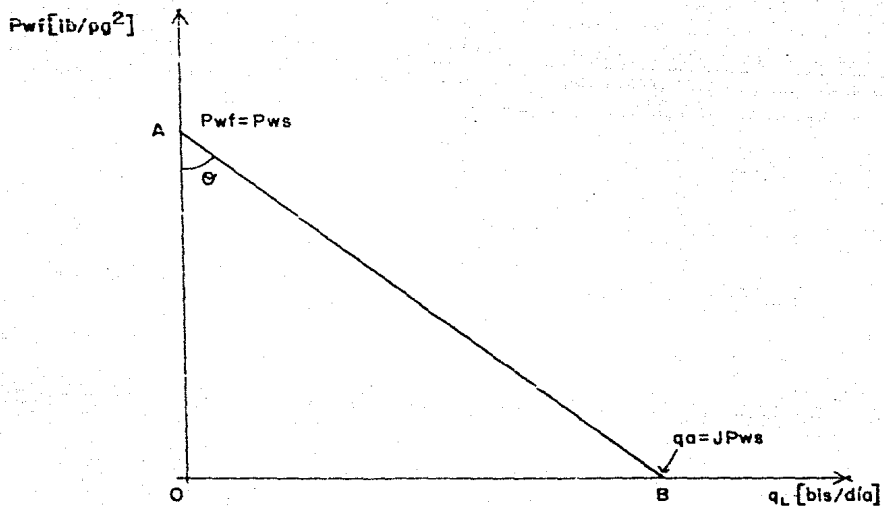


Fig. 7 Índice de Productividad Constante

so la siguiente ecuación empírica para relacionar el gasto de aceite (q_o) con la presión de fondo fluyendo (P_{wf}):

$$q_o/q_{o\max} = 1 - 0.2 (P_{wf}/P_{ws}) - 0.8(P_{wf}/P_{ws})^2 \quad (2.5)$$

Donde:

q_o .- Producción del pozo (bbl/día)

P_{wf} .- Presión de fondo fluyendo (lb/pg²)

P_{ws} .- Presión de fondo estática (lb/pg²)

$q_{o\max}$.- Producción máxima cuando $P_{wf} = 0$

Este modelo tiene las siguientes consideraciones:

Es para un yacimiento saturado ($P_b > P_{wf}$) con empuje de gas en solución, flujo bifásico, saturación de agua constante y además no se consideran efectos de gravedad (yacimiento circular y homogéneo).

Vogel consideró una eficiencia de flujo igual a uno (EF=1.0), es decir, el pozo no está dañado.

Para utilizar esta correlación se requiere una prueba de producción y ésta consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo para la presión de fondo estática.

Al comportamiento de flujo utilizándose la correlación de Vogel, se le conoce como curva de IPR.

Otra forma de expresar la ecuación (2.5) es en función de la presión de fondo fluyendo:

$$P_{wf} = P_{ws} \frac{(-0.1 + (0.81 - (0.8 q_o/q_{o_{max}}))^{0.5})}{0.8} \quad (2.6)$$

CONSTRUCCION DE LA CURVA DE IPR PARA UN POZO CUALQUIERA.

A partir del siguiente ejemplo se mostrará la aplicación del método de Vogel para determinar el comportamiento de flujo en el yacimiento (Curva de IPR).

Ejemplo 2.1.- Al realizar una prueba de producción se obtuvo la siguiente información:

$$P_{ws} = 2500 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$P_{wf} = 2000 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$q_o = 650 \text{ (bls/día)}$$

Se requiere construir la curva de IPR de este pozo.

Solución:

1.- Calcular $q_o/q_{o_{max}}$ con la ecuación (2.5):

$$q_o/q_{o_{max}} = 1 - 0.2(2000/2500) - 0.8(2000/2500)^2 = 0.328$$

2.- Obtener $q_{o_{max}}$:

$$q_{o_{max}} = q_o/0.328 = 650/0.328 = 1981.7 \text{ (bls/día)}$$

3.- Sustituir la P_{ws} y el $q_{o_{max}}$ obtenido, en la ecuación (2.6):

$$P_{wf} = 2500 \frac{(-0.1 + (0.81 - (0.8 q_o/1981.7))^{0.5})}{0.8}$$

- 4.- Suponer varios gastos de producción y obtener P_{wf} para cada gasto supuesto utilizando la ecuación del punto 3:

q_o	P_{wf}
0	2500
500	2124.5
650	2000
1200	1470.6
1600	953.4
1981.7	0

- 5.- Construir la curva de IPR utilizando los datos obtenidos en el paso 4. Graficando P_{wf} contra q_o se obtiene la figura 8.

Otra forma de obtener la curva de IPR de un pozo cualquiera, es utilizando la gráfica de la ecuación (2.5), la cual se conoce como curva adimensional de IPR (Figura 9).

También se requiere una prueba de producción del pozo (q_o , P_{wf} y P_{ws}). El procedimiento a seguir es el siguiente:

- 1.- Calcular P_{wf}/P_{ws} , con este valor entrar a la figura 9 y obtener su correspondiente $q_o/q_{o_{max}}$.
- 2.- Obtener $q_{o_{max}}$ con el q_o conocido.
- 3.- Suponer varios gastos de producción.
- 4.- Para cada gasto supuesto calcular q_o supuesto/ $q_{o_{max}}$, con estos valores entrar a la figura 9 y obtener sus correspondientes P_{wf}/P_{ws} .
- 5.- Como se conoce P_{ws} se despeja la P_{wf} para cada gasto supuesto.
- 6.- Se construye la curva de IPR graficando las P_{wf} obtenidas en el paso 5 contra los gastos supuestos.

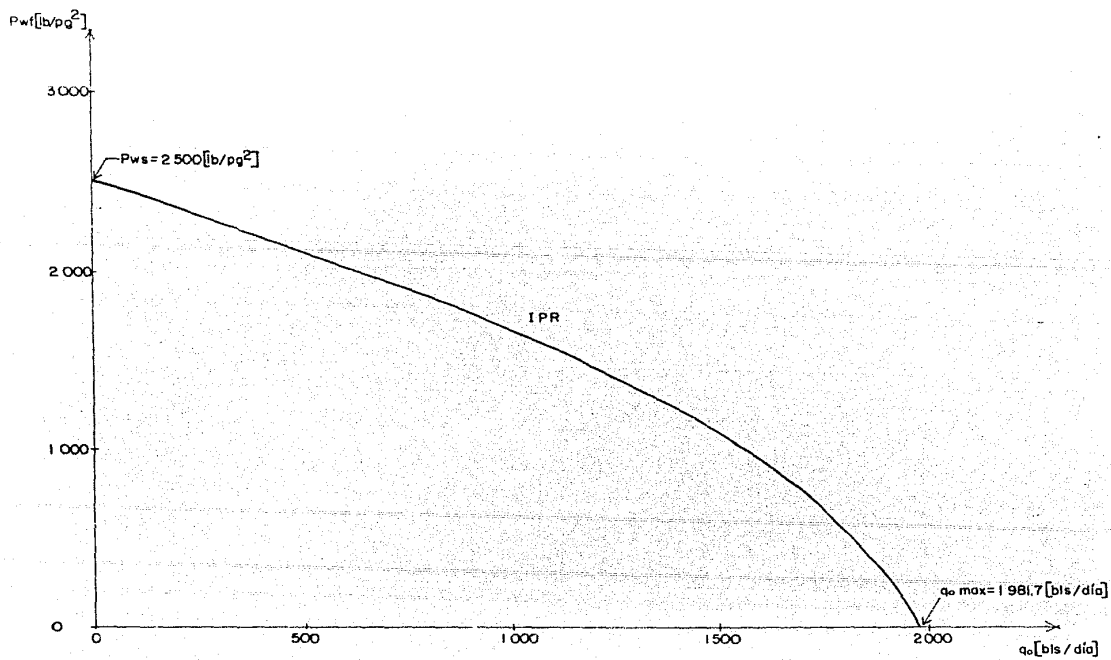


Fig. 8 Curva de IPR del pozo del ejemplo 2.1

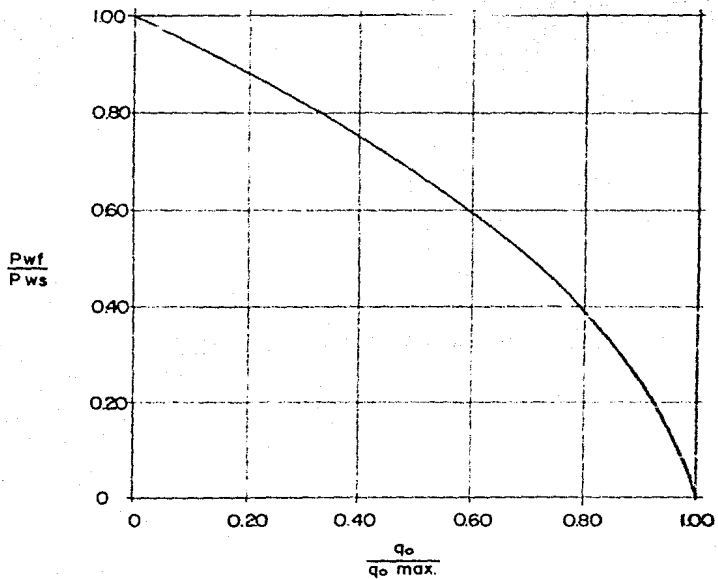


FIGURA 9. Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelto (Vogel).

Para aclarar el uso de la curva adimensional de IPR se resolverá el siguiente ejemplo.

Ejemplo 2.2.- De la prueba de producción de un pozo - se obtuvo la siguiente información:

$$P_{ws} = 3000 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$P_{wf} = 2200 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$q_o = 200 \text{ (bls/día)}$$

Determinar:

- a) El $q_{o\max}$
- b) El q_o para una $P_{wf} = 1500 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$

Solución:

$P_{wf}/P_{ws} = 2200/3000 = 0.73$ Con este valor entrar a la figura 9 y obtener $q_o/q_{o\max} = 0.435$

Por lo tanto:

$$a) \quad q_{o\max} = q_o / 0.435 = 200 / 0.435 \quad q_{o\max} = 460 \text{ (bls/día)}$$

Si $P_{wf} = 1500$ entonces:

$P_{wf}/P_{ws} = 1500/3000 = 0.5$ Con este valor entrar a la figura 9 y obtener $q_o/q_{o\max} = 0.7$

Por lo tanto:

$$b) \quad q_o = 0.7 q_{o\max} = 0.7 (460) \quad q_o = 322 \text{ (bls/día)}$$

CURVAS DE STANDING.

En su trabajo, Vogel no toma en cuenta que los pozos pudieran estar dañados, es decir, considera una eficiencia de flujo de 1.0. Standing⁽³⁾ complementa este trabajo y desarrolla una gráfica con curvas adimensionales de IPR para eficiencias de flujo diferentes de 1.0; considera pozos dañados y pozos estimulados (Figura 10).

En la figura 11 se presenta la distribución de presiones de fondo de un pozo dañado que produce con gas disuelto.

La eficiencia del flujo (EF) se define como:

$$EF = \frac{\text{Abatimiento de presión ideal}}{\text{Abatimiento de presión real}} = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde: $P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s$

Sustituyendo:

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.7)$$

Donde: ΔP_s .- Caída de presión debida al daño (lb/pg²).

El uso de las curvas de Standing se verá a partir del siguiente ejemplo:

Ejemplo 2.3.- Determinar el q_{Omax} (EF = 1.0) para un pozo del cual se tiene la siguiente información:

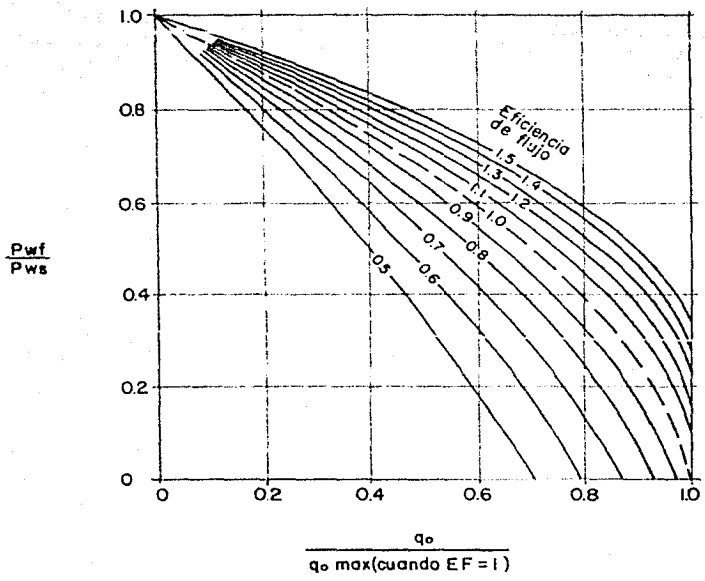


FIGURA 10. Curvas de IPR para pozos dañados y mejorados de un yacimiento con empuje de gas disuelto.

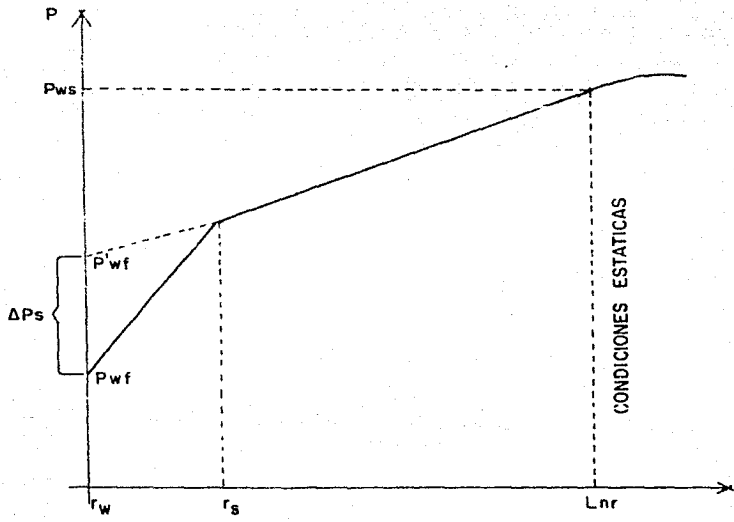


FIG. II Presiones de fondo en un pozo dañado

$$P_{ws} = 3000 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$P_{wf} = 2130 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$q_o = 130 \text{ (bls/dia)}$$

$$EF = 0.6$$

Solución:

- 1.- $P_{wf}/P_{ws} = 2130/3000 = 0.71$ Con este valor entrar a la figura 10 y buscar el valor de $q_o/q_{o_{max}}$ (EF = 1.0) en la curva de EF = 0.6

$$q_o(EF = 0.6)/q_{o_{max}}(EF = 1.0) = 0.282$$

Por lo tanto:

$$q_{o_{max}}(EF = 1.0) = q_o/0.282 = 130/0.282 = 461 \text{ (bls/dia)}$$

Para obtener $q_{o_{max}}$ para una EF = 0.6 se requiere suponer -- que $P_{wf} = 0$ y obtener el valor de $q_o/q_{o_{max}}$ (EF = 1.0) cuando ---- $P_{wf}/P_{ws} = 0$ en la curva de EF = 0.6

$$q_{o_{max}}(EF = 0.6)/q_{o_{max}}(EF = 1.0) = 0.79$$

Por lo tanto:

$$q_{o_{max}}(EF = 0.6) = q_{o_{max}}(EF = 1.0) (0.79) = 461 (0.79)$$

$$q_{o_{max}}(EF = 0.6) = 364.19 \text{ (bls/dia)}$$

Para construir la curva de IPR de este pozo dañado, se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente, pero tomando en cuenta el $q_{o_{max}}(EF = 0.6) = 364.19 \text{ (bls/dia)}$.

C A P I T U L O I I I

COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION.

Las mayores caídas de presión que se tienen en un sistema de producción, son precisamente en la tubería de producción, por lo tanto se hace indispensable su evaluación precisa a fin de optimizar el sistema.

Para determinar las caídas de presión en la tubería de producción es necesario conocer el gradiente de presión desde el intervalo productor a la superficie.

Hay dos formas de determinar el gradiente de presión en una tubería de producción:

- 1.- En forma directa, utilizando medidores de presión.
- 2.- Utilizando correlaciones de flujo multifásico.

III.1.- DETERMINACION DEL GRADIENTE DE PRESION, UTILIZANDO MEDIDORES DE PRESION⁽⁴⁾.

Tres tipos básicos de medidores de presión de fondo son utilizados:

- 1.- De cable de línea.
- 2.- De registro con instalaciones permanentes.
- 3.- De registro recuperable en la superficie.

Medidor de cable de línea.- Es el más usado en la industria petrolera; se introduce al fondo del pozo con un cable. El medidor consta de tres dispositivos: (1) Uno sensible a la presión, generalmente un tubo Bourdón; (2) un registrador de presión contra tiempo y (3) un reloj, el cual está diseñado para funcionar durante intervalos específicos de tiempo.

El Amerada RPG-3 es probablemente el más utilizado de los medidores con cable de línea. En la figura 12 se muestran esquemáticamente las partes más importantes de este dispositivo. El reloj está colocado en la parte superior del instrumento, conectado a una sección registradora, la cual contiene una gráfica metálica cubierta con una capa negra. El reloj está diseñado para mover la gráfica verticalmente hacia la sección del estilete, el cual está conectado a una flecha unida por un resorte al tubo Bourdón.

El medidor de presión es un tubo Bourdón enrollado -- helicoidalmente, de libre rotación en su parte superior. El tubo es llenado con aceite por los fabricantes, el cual es protegido del fluido en el pozo por un filtro; los fluidos entran al final de la parte baja del medidor y trasmite la presión al Bourdón, causando que éste se desenrosque y gire en su parte libre. El movimiento es registrado en función de tiempo por el estilete, marcando líneas muy finas en la capa negra de la placa metálica. Se tiene una escala de tiempo de 5 pulgadas -- de longitud; la escala de presión es de 2 pulgadas.

Muchos medidores tienen dispositivos para registrar la temperatura de fondo por medio de un termómetro de temperatura máxima.

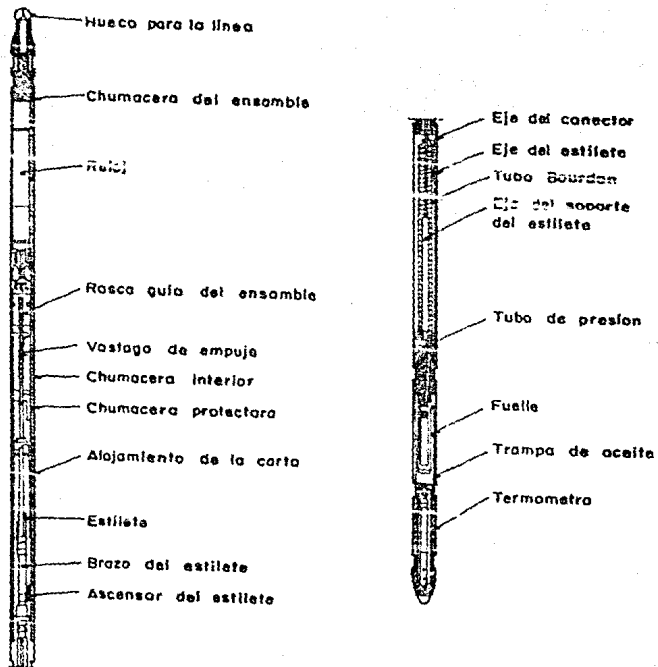


FIG. 12 Medidor de presión amerada RPG-3

Registro con instalaciones permanentes.- Es agregado generalmente a la sarta de la tubería de producción; estos instrumentos incluyen medios para medir presiones en el fondo del pozo y vías para transmitir las mediciones a la superficie.

Registro recuperable en la superficie.- En la mayor parte de estos registros, se utilizan tubos Bourdón, aunque hay medidores de alta precisión que utilizan un cristal de cuarzo sensible a la presión.

III.2.- DETERMINACION DEL GRADIENTE DE PRESION, UTILIZANDO CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO.

III.2.1.- Conceptos y ecuaciones fundamentales.

La capacidad de producción posible de obtener através de tuberías, está en función de parámetros como: longitud, diámetros de los aparejos de producción y su inclinación, regímenes de producción, propiedades físicas de los fluidos, condiciones de presión y temperatura, etc., con los que se determinan las pérdidas de presión de las mezclas de fluidos que circulan desde el fondo del pozo hasta la batería de separación.

Tres términos contribuyen principalmente a las pérdidas de presión, que en términos de caídas de presión por unidad de longitud (gradiente), son:

- Pérdida de presión por elevación. $(\Delta P / \Delta L)_e$
- Pérdida de presión por fricción. $(\Delta P / \Delta L)_f$
- Pérdida de presión por aceleración. $(\Delta P / \Delta L)_{ac}$

Por lo que la pérdida total de presión es:

$$(\Delta P / \Delta L)_T = (\Delta P / \Delta L)_e + (\Delta P / \Delta L)_f + (\Delta P / \Delta L)_{ac} \quad (3.1)$$

Patrones de flujo.- Al fluír dos fases simultáneamente, lo -- pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas --- constituye un patrón de flujo. La distribución relativa de -- una fase con respecto a otra, se conoce como patrón o tipo de flujo.

En el flujo vertical se han identificado patrones de flujo burbuja, tipo bache y tipo niebla, así como el correspondiente a la transición entre estos dos últimos tipos de flujo.

En la figura 13 se presenta una clasificación general de los patrones de flujo, observados durante el trabajo experimental realizado por Beggs (5).

Colgamiento (H_L).- Se define como la relación entre el volúmen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volúmen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente la velocidad con que fluye el gas es diferente a la velocidad con que fluye el líquido, existiendo un "resbalamiento" de una de las fases.

El término "resbalamiento" se usa para describir el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra.

Para calcular las pérdidas de presión por elevación - (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento (H_L) considerando el resbalamiento entre las fases.

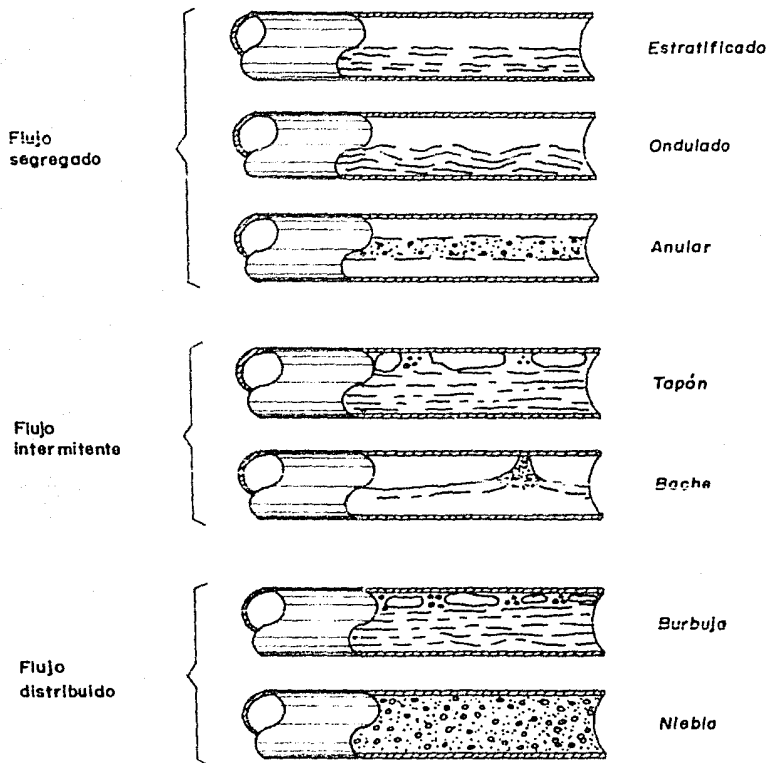


FIGURA 13 Patrones de flujo observados por Beggs en flujo horizontal

La correlación más general para obtener el colgamiento del líquido es la de Mukherjee y Brill⁽⁶⁾. La ecuación que establecieron es la siguiente:

$$H_L = \exp((c_1 + c_2 \operatorname{sen}\theta + c_3 \operatorname{sen}^2\theta + c_4 N_L^2) N_{gv}^{c_5}) \frac{1}{N_{Lv}^{c_6}} \quad (3.2)$$

Donde: H_L .- Colgamiento del líquido (adimensional).

$c_i, i=1,6$.- son los coeficientes dependientes del tipo de flujo (adimensionales).

θ .- Angulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal (grados).

N_L .- Número de la viscosidad del líquido (adim.).

Dado por:

$$N_L = 0.15726 \mu_L (1/\rho_L \sigma^3)^{0.25} \quad (3.3)$$

N_{gv} .- Número de la velocidad del gas (adim.).

Dado por:

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} (\rho_L/\sigma)^{0.25} \quad (3.4)$$

N_{Lv} .- Número de la velocidad del líquido (adim.).

Dado por:

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} (\rho_L/\sigma)^{0.25} \quad (3.5)$$

Las unidades utilizadas en los términos de estos números adimensionales son:

μ_L .- Viscosidad del líquido (cp).

ρ_L .- Densidad del líquido (lb/pie³).

σ .- Tensión superficial (dinas/cm).

V_{sg} .- Velocidad superficial del gas (pies/seg).

V_{sL} .- Velocidad superficial del líquido (pies/seg).

Los coeficientes de la ecuación (3.2) para flujo en direcciones ascendente y horizontal y todo tipo de patrón de flujo, así como para flujo en dirección descendente y patrón de flujo estratificado o cualquier otro, se muestran en la tabla A.

Se tendrá flujo descendente estratificado cuando:

$$N_{Lv} = 10(0.321 - 0.017N_{gv} - 4.267\text{sen}\theta - 2.972N_L \dots \dots - 0.033(\log N_{gv})^2 - 3.925 \text{sen}^2\theta) \quad (3.6)$$

Colgamiento sin resbalamiento (λ).- Se define en la misma forma que H_L ; pero se calcula a partir de las condiciones de flujo, presión y temperatura existentes, producción obtenida en la superficie y relación gas-aceite, esto es:

$$\lambda = 1 / (1 + \left(\frac{q_o(R - R_s)B_g}{5.615(q_oB_o + q_wB_w)} \right)) \quad (3.7)$$

Donde:

λ .- Colgamiento sin resbalamiento (adim.).

q_o .- Gasto de aceite (bls/día).

q_w .- Gasto de agua (bls/día).

R .- Relación gas-aceite (pies³/bl).

R_s .- Relación de solubilidad (pies³/bl).

TABLA A.- Coeficientes de la ecuación (3.2)

DIRECCION DEL FLUJO	TIPO DE FLUJO	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6
HORIZONTAL Y ASCENDENTE	TODOS	-0.38011	0.12988	-0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
	ESTRATIFICADO	-1.33028	4.80814	4.17158	56.26227	0.07995	0.50489
DESCENDENTE	CUALQUIER OTRO	-0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

B_o .- Factor de volúmen del aceite ($\text{pie}^3/\text{pie}^3$).

B_w .- Factor de volúmen del agua ($\text{pie}^3/\text{pie}^3$).

B_g .- Factor de volúmen del gas ($\text{pie}^3/\text{pie}^3$).

Velocidades superficiales.- Es la velocidad que tendría cualquiera de las dos fases si ocupara toda la tubería, y se definen con las expresiones siguientes:

$$v_{sL} = (0.01191(q_o B_o + q_w B_w)) / d^2 \quad (3.8)$$

$$v_{sg} = (0.002122 q_o (R - R_s) B_g) / d^2 \quad (3.9)$$

Donde:

v_{sL} .- Velocidad superficial del líquido (pies/seg).

v_{sg} .- Velocidad superficial del gas (pies/seg).

d .- Diámetro interno de la tubería (pg).

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento, H_L :

$$\rho_m = \rho_L^{H_L} + \rho_g^{(1 - H_L)} \quad (3.10)$$

Donde:

ρ_m .- Densidad de la mezcla (lb/pie^3).

ρ_L .- Densidad del líquido (lb/pie^3).

ρ_g .- Densidad del gas (lb/pie^3).

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre las fases (ρ_{ns}), esto es:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (3.11)$$

También puede obtenerse esta densidad a partir de la expresión siguiente:

$$\rho_{ns} = M/V_m \quad (3.12)$$

Donde:

M.- Masa de la mezcla a condiciones de escurrimiento - por barril de aceite producido @ cs y está dado -- por:

$$M = 350.5 \gamma'_{ro} + 0.0764 R \gamma'_g + 350.5 \gamma'_w \text{ WOR (lb}_m/\text{bl}_o \text{ @ cs)} \quad (3.13)$$

Donde:

γ'_{ro} .- Densidad relativa del aceite (adim.).

γ'_g .- Densidad relativa del gas (adim.).

γ'_w .- Densidad relativa del agua (adim.).

WOR.- Relación agua-aceite (bl_w/bl_o).

R.- Relación gas-aceite (pie³g @ cs/bl_o @ cs)

Y V_m .- Volúmen de la mezcla a condiciones de escurrimiento por barril de aceite producido @ cs y está dado por:

$$V_m = 5.615B_o + (R-R_s)B_g + 5.615B_w \text{ WOR (pie}^3\text{m/bl}_o \text{ @ cs)} \quad (3.14)$$

Sustituyendo (3.13) y (3.14) en (3.12) se obtiene:

$$\rho_{ns} = \frac{350.5 (\rho_{ro}^s + \rho_w^s WOR) + 0.0704 R \rho_g^s}{5.615 (B_o + B_w WOR) + (R - R_s) B_g} \quad (3.15)$$

Gasto de masa (W_m). - Se define con la siguiente expresión:

$$W_m = \text{lb}_m \text{ de líquido y gas/seg}$$

Puede obtenerse con cualquiera de las expresiones siguientes:

$$W_m = q_o M / 86400 \quad (3.16)$$

$$W_m = W_o + W_g + W_w \quad (3.17)$$

Donde W_o , W_g y W_w son los gastos másicos de aceite, gas y agua respectivamente y están dados por:

$$W_o = \rho_o q_o B_o / 15391 \quad (3.18)$$

$$W_w = \rho_w q_w B_w / 15391 \quad (3.19)$$

$$W_g = \rho_g q_o (R - R_s) B_g / 86400 \quad (3.20)$$

III.2.2.- CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO VERTICAL.

III.2.2.1.- Correlación de Poettmann y Carpenter⁽⁷⁾.

Poettmann y Carpenter publicaron un procedimiento analítico para determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico. Su ecuación principal la desarrollaron a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la tubería de producción. Esta ecuación es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left(\rho_{ns} + \frac{f_{tp} (q_o M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right) \quad (3.21)$$

Donde:

$\Delta P / \Delta h$.- Gradiente de presión (lb/pg²/pie).

ρ_{ns} .- Densidad de la mezcla sin resbalamiento entre las fases (lb/pie³).

f_{tp} .- Factor de fricción (adim.).

q_o .- Gasto de aceite (bls/día).

M.- Masa de la mezcla a condiciones de escurrimiento - por barril de aceite producido a cs (lb_m/bl_o@cs).

d.- Diámetro interior de la tubería (pg).

El factor de fricción fué determinado a partir de datos medidos de presiones de fondo, aplicando la ecuación (3.21) Los valores de f_{tp} así obtenidos se correlacionaron con el numerador del número de Reynolds, obteniéndose:

$$d v \rho_{ns} = 1.77 \times 10^{-4} q_o M / d \quad (3.22)$$

Donde: v .- Velocidad de la mezcla (pie/seg).

La correlación así obtenida fué extendida por Baxendel y Thomas⁽⁸⁾, para ser aplicable a pozos con altos gastos y flujo por el espacio anular.

f_{tp} se obtiene con la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = 5.415 \times 10^{-3} - 5.723 \times 10^{-4} a + 1.848 \times 10^{-4} a^2 + 3.5913 \times 10^{-6} a^3 \quad (3.23)$$

Donde:

$$a = d \times 10^6 / q_{oM} \quad (3.24)$$

En el apéndice II se presenta el procedimiento de cálculo de esta correlación, así como un programa de cómputo de la misma, con el cual se pueden calcular el gradiente de presión en la tubería de producción y la presión de fondo fluyendo a partir de la presión en la cabeza del pozo o en forma inversa, obtener P_{th} a partir de la P_{wf} .

Una aplicación importante de esta correlación concierne con el cálculo del gasto óptimo en una tubería de producción. A continuación se presenta esta aplicación.

El gasto óptimo se define como aquél para el cual la caída de presión en una tubería de producción es mínima. Para gastos mayores al óptimo la caída de presión aumenta por el efecto de la fricción; para gastos menores al óptimo el colgamiento del líquido origina el incremento en la caída de presión.

El gasto óptimo puede obtenerse aplicando la correlación de Poettmann-Carpenter-Baxendell-Thomas, de la forma siguiente:

Se sustituyen las ecuaciones (3.24) y (3.23) en (3.21) y se deriva con respecto a $q_{op}M$, igualando a cero esta derivada. Procediendo en esta forma se obtiene:

$$(q_{op} M)^3 - 5.2844 \times 10^4 d (q_{op} M)^2 - 3.3096029 \times 10^{14} d^3 = 0 \quad (3.25)$$

Donde: q_{op} .- Gasto óptimo (bls/día).

Resolviendo la ecuación (3.25) de tercer grado para $d = 1, 2, 3, 4$ y 6 pg se ve que su solución la constituyen valores que pertenecen a una recta, cuya ecuación es:

$$q_{op} M = 91970 d \quad (3.26)$$

Sustituyendo M , según la ecuación (3.13) y despejando q_{op} , se tiene:

$$q_{op} = 91970 d / (350.5 \beta_{ro} + 0.0764R \beta_g + 350.5 \beta_w \text{ WOR}) \quad (3.27)$$

La ecuación anterior proporciona un medio sencillo y útil para diagnosticar las condiciones de flujo en los pozos y para seleccionar las tuberías de producción.

Para mostrar la aplicación de la ecuación (3.27), se tiene el siguiente ejemplo:

Ejemplo 3.1.- Se desea diagnosticar las condiciones de flujo actuales y seleccionar la tubería de producción óptima para los pozos productores de un campo, de los que se ha obtenido la siguiente información:

Producción promedio de los pozos. $q_o = 250$ (bls/día)
Fluyendo por una TP con $d = 2.441$ (pg)

$$j'_{RO} = 0.8$$

$$j'_{g} = 0.75$$

$$R = 2000 \text{ (pie}^3/\text{bl)}$$

a) Diagnóstico.- Aplicando la ecuación (3.27):

$$q_{op} = (91970 \times 2.441) / \{(350.5 \times 0.8) + (0.0764 \times 2000 \times 0.75)\}$$

$$q_{op} = 568 \text{ (bls/día)}$$

Como el gasto real es mucho menor que el óptimo, se infiere que el flujo es ineficiente, debido a un colgamiento excesivo que incrementa el gradiente de presión.

b) Selección de la tubería de producción óptima.- La misma ecuación (3.27) puede emplearse para obtener el diámetro óptimo suponiendo un gasto de 250 (bls/día) (gasto real).

$$d = 250 \times \{(350.8 \times 0.8) + (0.0764 \times 2000 \times 0.75)\} / 91970$$

$$d = 1.073 \text{ (pg)}$$

Aunque el método es aproximado, permite en el caso -- analizado, concluir la conveniencia de usar tuberías de menor diámetro, a fin de prolongar la vida fluyente de los pozos.

Através de las correlaciones de flujo multifásico, algunos autores han desarrollado Curvas de Gradiente de Presión para flujo vertical que también se pueden utilizar para la determinación del gradiente de presión en la tubería de producción, a continuación se expone la utilización de estas curvas.

DETERMINACION DEL GRADIENTE DE PRESION EN LA TUBERIA DE PRODUCCION, UTILIZANDO CURVAS DE GRADIENTE DE PRESION.

El análisis del comportamiento del flujo vertical se puede hacer con el auxilio de las gráficas de gradientes de presión, desarrolladas por Gilbert y por Kernit Brown⁽⁹⁾.

Gilbert dá una solución empírica al problema del flujo bifásico vertical. Efectó mediciones de la caída de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas (Figura 14). Los parámetros que midió en un número grande de pozos fluyentes fueron:

- Presión en la cabeza del pozo.- P_{th} (lb/pg²).
- Producción bruta de líquidos.- q_L (bbl/día).
- Relación gas-líquido.- R (pie³/bbl).
- Diámetro de la tubería.- d_{TP} (pg).
- Profundidad de la tubería.- L_{TP} (pies).
- Presión de fondo fluyendo.- P_{wf} (lb/pg²).

Se considera que la P_{wf} depende únicamente de las otras cinco variables.

En la figura 14 las curvas a, b, c y d, corresponden a diferentes presiones en la cabeza del pozo (A, B, C y D). Cada una de estas curvas representa la distribución de presión a lo largo de la tubería de producción para un pozo con un gasto, una relación gas-líquido y un diámetro de tubería determinados.

Del punto B de la curva, Gilbert trazó una vertical hasta intersectar la curva a y sobreponiendo éstas, obtuvo que

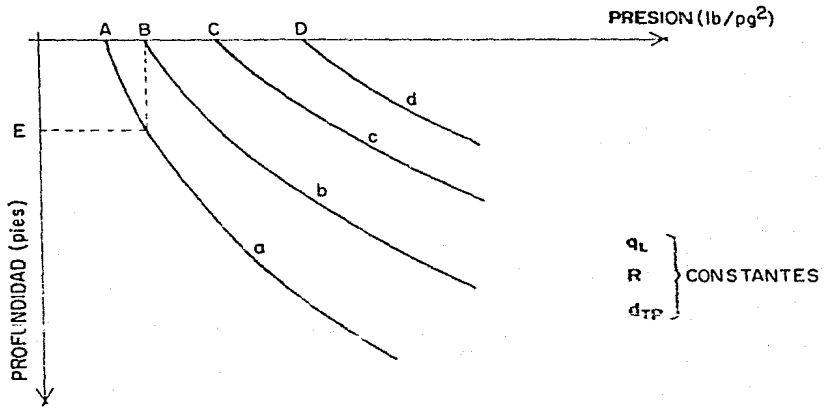


FIGURA 14 Curvas de distribución de Presiones en una Tubería Vertical

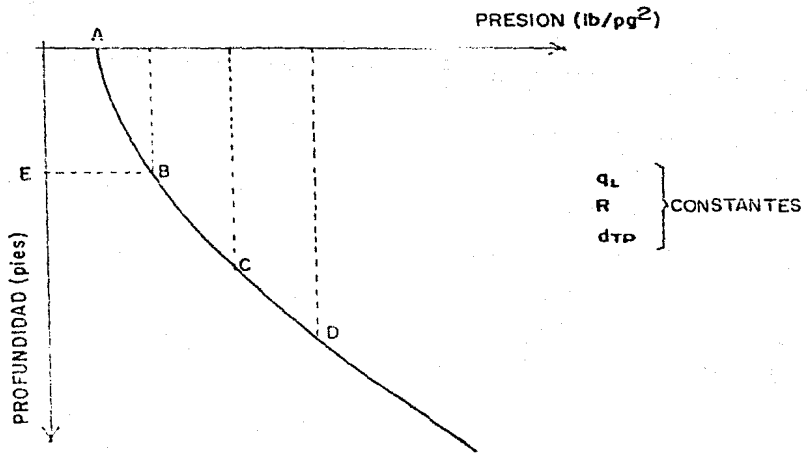


Figura 15 Curvo de distribución de presión en Flujo Bifásico

La curva b coincidía con una sección de la curva a. Hizo lo mismo con las otras curvas y concluyó que las curvas a, b, c y d, son realmente partes de una misma curva (Figura 15).

Las curvas de gradiente de presión se utilizan para determinar la presión de fondo fluyendo, a partir de la presión en la cabeza del pozo o en forma inversa, obtener P_{th} a partir de la P_{wf} . Una de sus aplicaciones más importantes es la determinación del gasto máximo que puede fluir por una tubería de producción.

Los parámetros que intervienen en una curva de gradiente de presión son:

- Profundidad de la tubería de producción.- L_{TP} (pie).
- Presión en la cabeza del pozo.- P_{th} (lb/pg^2) o ---
- Presión de fondo fluyendo.- P_{wf} (lb/pg^2).
- Relación gas-líquido.- R (pie^3/bl).
- Diámetro de la tubería.- d_{TP} (pg).
- Gasto de producción.- q_o (bls/día).
- Densidad relativa del aceite.- ρ_o ($^{\circ}API$).
- Densidad relativa del gas.- ρ_g (aire = 1).
- Temperatura promedio de flujo.- \bar{T} ($^{\circ}F$).

La utilización de las curvas de gradiente de presión puede mostrarse con el siguiente ejemplo:

Ejemplo 3.2.- Determinar la P_{wf} del pozo cuyas características son:

$$\begin{array}{ll}
 l_{pp} = 5000 \text{ (pies)} & ; \quad q_c = 800 \text{ (m}^3\text{/día)} \\
 P_{th} = 200 \text{ (lb/pg}^2\text{)} & ; \quad \mu_o = 35 \text{ (cP)} \\
 R = 300 \text{ (pie}^3\text{/bl)} & ; \quad \mu_g = 0.65 \\
 d_{TP} = 2 \text{ (pg)} & ; \quad \bar{T} = 140 \text{ (}^\circ\text{F)}
 \end{array}$$

Se localiza la gráfica que tenga las características de d_{TP} , q_c , μ_o , μ_g y \bar{T} del problema. (En el Apéndice I se encuentran gráficas de curvas de gradiente de presión).

Solución:

- 1.- Se entra verticalmente con el valor de P_{th} hasta intersectar la curva de la R de interés (ver Figura 16, Punto a).
- 2.- Se regresa horizontalmente hasta la línea pivote, Punto b (ordenada de presión cero).
- 3.- A partir de la intersección de la línea pivote, sumar la profundidad de la tubería, Punto c.
- 4.- Del Punto c se regresa horizontalmente a la curva de la R del problema, Punto d.
- 5.- Se sube verticalmente desde el Punto d hasta intersectar la línea de profundidad cero (abscisa) y ésta será la P_{wf} buscada, para este ejemplo $P_{wf} = 1300 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$.

Cuando se quiere obtener P_{th} a partir de la P_{wf} se aplica el mismo procedimiento, pero en el Punto c, se resta la profundidad de la tubería de producción.

Para determinar el gasto máximo que puede fluir por una tubería de producción, utilizando curvas de gradiente, --- existen dos métodos⁽¹⁰⁾:

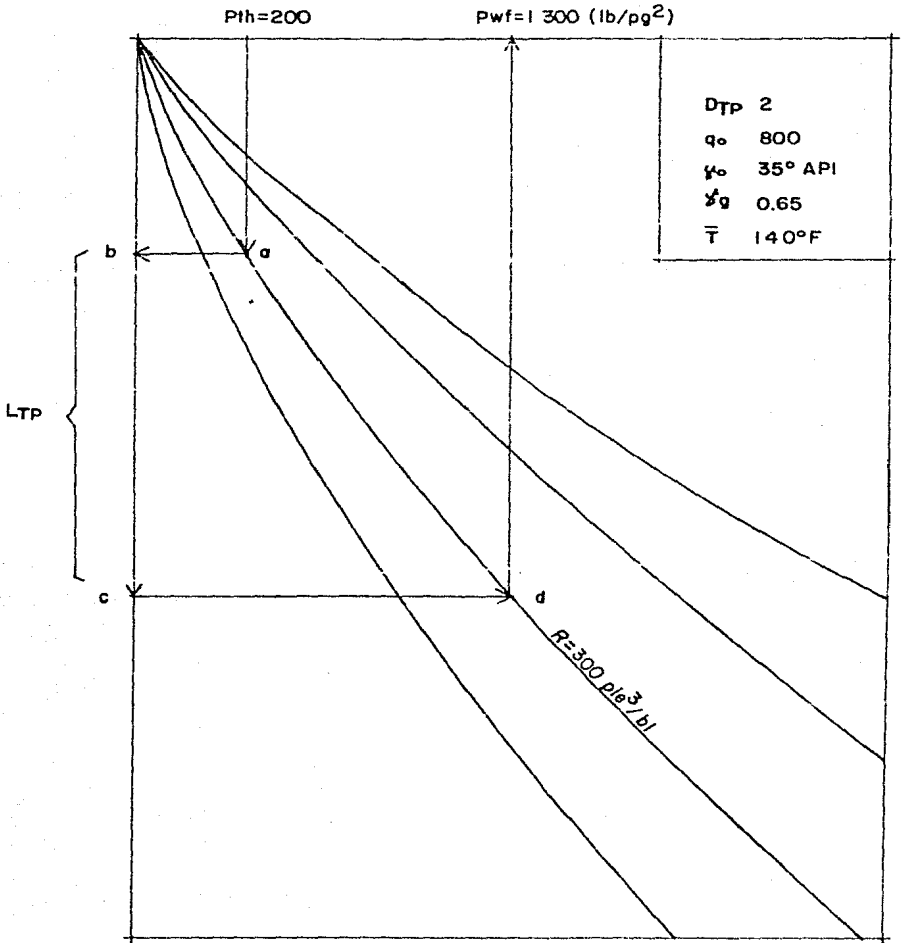


FIGURA 16. Curvas de Gradiente de Presión

Primer Método.- Consiste en calcular la presión de fondo fluyendo para distintos gastos, considerando constante la presión en la cabeza del pozo.

Segundo Método.- Se calcula la presión en la cabeza del pozo para distintos gastos y sus correspondientes presiones de fondo fluyendo.

La utilización de ambos métodos se aclarará con el siguiente ejemplo:

Ejemplo 3.3.- Calcular el gasto máximo que puede fluir por una tubería de producción de 2 (pg) de diámetro interior con las características que a continuación se tienen:

$$L_{TP} = 5000 \text{ (pies)}$$

$$q_o = 350 \text{ (bls/día)}$$

$$R = 300 \text{ (pie}^3\text{/bl)}$$

$$P_{th} = 120 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$P_{wf} = 1250 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$P_{ws} = 2000 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

Solución:

Primero se construye la curva de IPR del pozo, utilizando la ecuación de Vogel (2.5) o la curva adimensional de IPR (Figura 9):

$$P_{wf}/P_{ws} = 1250/2000 = 0.625$$

Se entra a la figura 9 con este valor y se obtiene:

$$q_o/q_{omax} = 0.565, \text{ por lo tanto } q_{omax} = q_o/0.565 = 350/0.565$$

$$q_{omax} = 620 \text{ (bls/dia)}$$

Con este gasto máximo y el procedimiento descrito anteriormente, se construye la curva de IPR del pozo. Ya construída la curva de IPR del pozo se pueden aplicar los dos métodos.

Primer método.- Utilizando las curvas de gradiente con gastos y diámetro de tubería conocidos, se determinan las P_{wf} correspondientes a la P_{th} (para este ejemplo $P_{th} = 120$ --- lb/pg^2); es decir, de cada gráfica se obtiene una P_{wf} para la misma P_{th} . Como cada gráfica es para un gasto específico, se obtienen los siguientes resultados:

q_o (bls/dia)	P_{wf} (lb/pg ²)
100	935
200	930
300	980
400	1000
500	1020
600	1050
800	1140

Para una $P_{th} = 120$ (lb/pg²).

Se sitúan estos puntos sobre la gráfica de IPR del pozo, previamente construída (Figura 17) y en la intersección de la curva de P_{wf} con la del IPR (Punto A), se determina el -

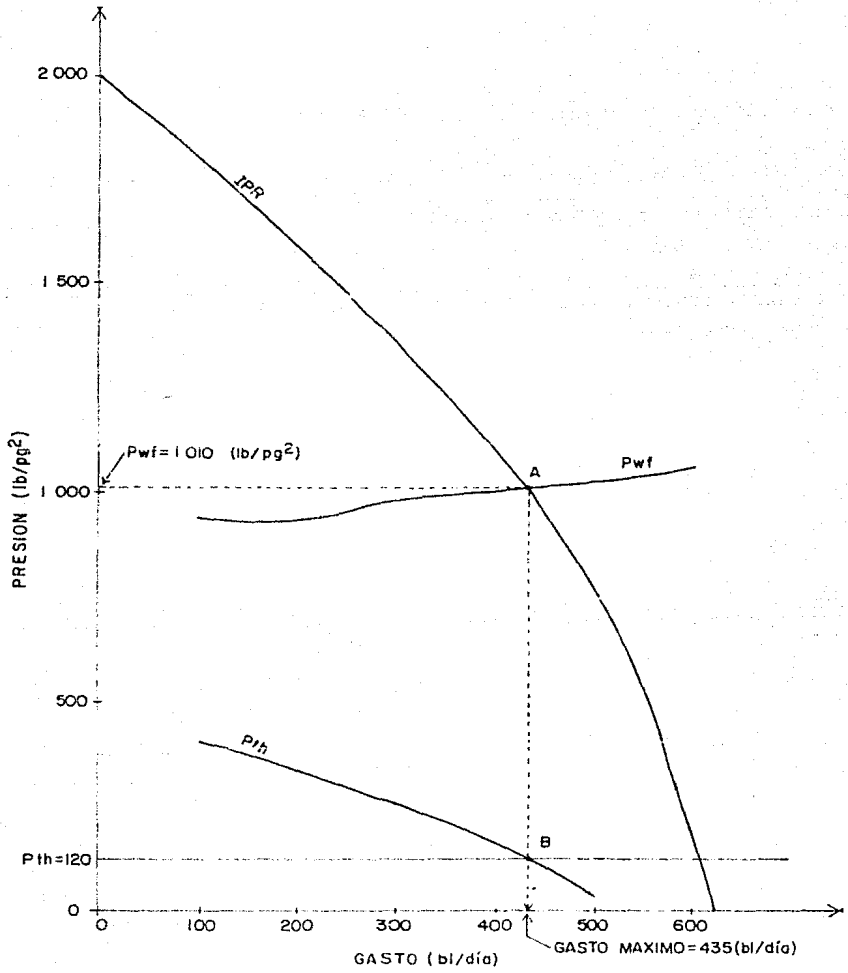


FIGURA 17. Comportamiento de flujo del ejemplo 3.3

gasto máximo que puede fluír hasta la superficie y la P_{wf} necesaria para vencer una contrapresión de 120 lb/pg² en la cabeza del pozo.

Resultados: $q_o = 435$ (bls/dia) ; $P_{wf} = 1010$ (lb/pg²).

Segundo método.- Para varios gastos que coincidan -- con las curvas de gradientes conocidas, se obtienen las P_{wf} correspondientes de la curva de IPR del pozo; con estas P_{wf} se entra a las gráficas de gradiente conocidas y se determinan -- las P_{th} .

Para este caso:

q_o (bls/dia)	P_{wf} (lb/pg ²)	P_{th} (lb/pg ²)
100	1800	400
200	1600	330
300	1370	250
400	1110	160
500	770	25

Se grafican los datos de la tabla anterior (q_o contra P_{th}), sobre la curva de IPR del pozo, obteniéndose la curva de P_{th} . Se traza una horizontal desde un valor de presión de 120 lb/pg² (P_{th} del pozo) y la intersección de esta horizontal con la curva de P_{th} (Punto B), determina el gasto máximo que puede fluír hasta la superficie, con una contrapresión de 120 lb/pg².

Los resultados obtenidos, son los mismos que se obtuvieron con la aplicación del primer método.

Aunque la utilización de las curvas de gradiente es práctica y sencilla, es necesario citar algunos de sus inconvenientes:

- Es difícil encontrar que las curvas de gradiente se ajusten a las condiciones reales del pozo, pues están elaboradas para determinados parámetros.

- No se pueden utilizar en tuberías inclinadas, ni en el espacio anular.

- No se pueden utilizar gradientes de temperatura.

- No existen curvas de gradiente de todos los métodos de flujo multifásico, sólo hay publicadas de Hagedorn y -- Brown, Duns y Ros y Beggs y Brill.

COMPORTAMIENTO DEL FLUJO ATRAVES DEL ESTRANGULADOR.

Quando se selecciona un estrangulador en un pozo flu yente, se hace de tal modo que la presión después del estrangulador (tubería de descarga) no afecte la presión en la cabeza del pozo y como consecuencia su comportamiento; esto se logra bajo condiciones de flujo supersónico, es decir, cuando la velocidad del fluido es mayor que la velocidad del sonido. Para lograr flujo supersónico se requiere que:

$$P_2/P_1 \leq 0.5283$$

Donde:

- P₁.- Presión antes del estrangulador (presión en la cabeza del pozo).
- P₂.- Presión después del estrangulador (presión en la línea de descarga).

A partir de datos de producción, Gilbert⁽¹¹⁾ desarrolló una expresión aplicable al flujo simultáneo gas-líquido -- a través de estranguladores.

Utilizando datos adicionales Baxendell⁽¹²⁾ actualizó la ecuación de Gilbert, modificando los coeficientes.

Ros⁽¹³⁾ orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite en las que el gas fué la fase continua. En su desarrollo llegó a una expresión similar a Gilbert pero con coeficientes diferentes.

Achong⁽¹²⁾ también revisó la ecuación de Gilbert y estableció una expresión que validó comparándola con más de cien pruebas de campo.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas, -- por los investigadores citados, para flujo supersónico, es la siguiente:

$$P_1 = A q_L R^B / d^C \quad (4.1)$$

Donde:

P_1 .- Presión antes del estrangulador (lb/pg²).

q_L .- Producción de líquidos (bls/día).

R .- Relación gas-líquido (pie³/bl).

d .- Diámetro del estrangulador (64 avos de pg).

A , B , C .- Constantes dependientes de la correlación utilizada (Tabla B).

La ecuación (4.1) puede expresarse en forma de línea recta que pasa por el origen:

$$P_1 = m q_L \quad (4.2)$$

Donde: m .- Pendiente de la recta dada por:

$$m = A R^B / d^C \quad (4.3)$$

Lo cual sólo se cumple cuando se tiene flujo supersónico, como d^C es inversamente proporcional a la pendiente de la recta, ésta se hace menor al aumentar el diámetro (Figura - 18).

TABLA B.- COEFICIENTES DE LA ECUACION (4.1).

CORRELACION	A	B	C
Gilbert	10.0	0.546	1.89
Ros	17.4	0.5	2.0
Baxendell	9.56	0.546	1.93
Achong	3.82	0.65	1.88

A partir del siguiente ejemplo se verá la aplicación de la ecuación (4.1).

Ejemplo 4.1.- Determinar el diámetro del estrangulador que se requiere para controlar la producción máxima de un pozo, cuya información es:

$$q_L = 480 \text{ (bls/día)}$$

$$P_1 = 120 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$R = 300 \text{ (pie}^3\text{/bl)}$$

Solución: Utilizando la correlación de Gilbert.

$$P_1 = 10 q_L R^{0.546} / d^{1.89}$$

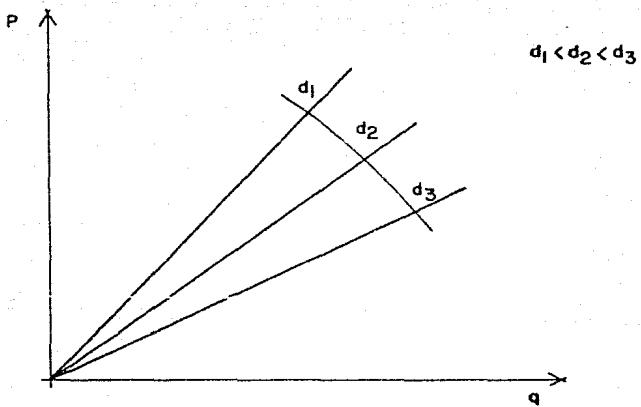


FIGURA 18. Variación de la pendiente de la línea recta con el diámetro del Estrangulador

Despejando el diámetro de la ecuación anterior, se tiene:

$$d = (10 q_L R^{0.546} / P_1)^{(1/1.89)}$$

$$d = (10 \times 480 \times 300^{0.546} / 120)^{(1/1.89)} = 38.8 \approx 39$$

Por lo tanto, el diámetro del estrangulador es:

$$d = 39/64 \text{ (pg)}$$

Con esta misma ecuación podemos determinar el gasto-máximo que puede manejar un estrangulador específico, para una presión en la cabeza del pozo y una relación gas-líquido dadas.

En la práctica, las condiciones de flujo varían notablemente de pozo a pozo, por lo tanto es recomendable probar todas las correlaciones y se seleccione la que más se acerque a los datos medidos de campo, para después ajustarla con un factor de corrección.

C A P I T U L O V

COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LA TUBERIA DE DESCARGA.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la ecuación (3.1) se reduce a:

$$(\Delta P / \Delta L)_T = (\Delta P / \Delta L)_f + (\Delta P / \Delta L)_{ac} \quad (5.1)$$

Por lo tanto, la caída de presión total depende exclusivamente de las pérdidas de presión por fricción y por aceleración.

Las caídas de presión en tuberías horizontales, se evalúan por medio de correlaciones de flujo multifásico horizontal.

V.1.- CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO HORIZONTAL.

V.1.1.- Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettmann⁽¹⁴⁾.

Las características principales de esta correlación son:

- a) Es independiente del patrón de flujo.
- b) No se consideran las pérdidas de presión por aceleración.
- c) La densidad y el gasto másico de la mezcla están definidos

por las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (5.2)$$

$$w_m = w_L + w_g \quad (5.3)$$

Donde:

ρ_{ns} .- Densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre fases (lb/pie³).

ρ_L .- Densidad del líquido (lb/pie³).

ρ_g .- Densidad del gas (lb/pie³).

λ .- Colgamiento sin resbalamiento (adim.).

w_m .- Gasto másico de la mezcla (lb/seg).

w_L .- Gasto másico del líquido (lb/seg).

w_g .- Gasto másico de gas (lb/seg).

d) El factor de fricción para dos fases (f_{tp}) se obtiene a partir de las ecuaciones siguientes:

$$\phi = (N_{REG})^a (N_{REL})^b \quad (5.4)$$

Donde:

ϕ .- Función del número de Reynolds (adim.).

N_{REG} .- Número de Reynolds del gas (adim.) dado por:

$$N_{REG} = 22737 w_g / d \mu_g \quad (5.5)$$

Donde:

W_g .- Gasto másico de gas (lb/seg).

d .- Diámetro interior de la tubería (pg).

μ_g .- Viscosidad del gas (cp).

Y N_{REL} .- Número de Reynolds del líquido (adim.) dado por:

$$N_{REL} = 22737 W_L / d \mu_L \quad (5.6)$$

Donde:

W_L .- Gasto másico de líquido (lb/seg).

d .- Diámetro interior de la tubería (pg).

μ_L .- Viscosidad del líquido (cp).

Y a y b .- Exponentes dados por:

$$a = \psi / (1 + \psi) \quad (5.7)$$

$$b = 1/\exp(0.1 \psi) \quad (5.8)$$

Donde:

$$\psi = w_g / w_L \quad (5.9)$$

El factor de fricción f_{tp} se obtiene empleando las ecuaciones siguientes:

$$\text{Para: } 0 \leq \phi \leq 500$$

$$\log f_{tp} = 1.225 \psi - 0.06561 \log \phi - 0.37 \quad (5.10)$$

Para: $\phi \geq 10,000$

$$\log f_{tp} = 0.49 Y - 0.12616 \log \phi - 1.702 \quad (5.11)$$

Para: $500 \leq \phi \leq 10,000$

$$\log f_{tp} = F_{500} - 0.6561 y + (1.1056 + 1.7723 \Delta F)y^2 \dots$$

$$\dots - (0.46214 + 0.90817 \Delta F)y^3 \quad (5.12)$$

Donde:

$$\Delta F = F_{10,000} - F_{500} \quad (5.13)$$

$$F_{10,000} = \log f_{tp} (Y , \phi = 10,000) \quad (5.14)$$

$$F_{500} = \log f_{tp} (Y , \phi = 500) \quad (5.15)$$

$$y = \log \phi - 2.699 \quad (5.16)$$

La ecuación (5.12) es un polinomio de interpolación entre los valores de f_{tp} para $\phi = 500$ y $\phi = 10,000$.

La ecuación para calcular las caídas de presión por fricción, expresada en gradiente es:

$$(\Delta P / \Delta L)_f = 174.158 f_{tp} w_m^2 / \rho_{ns} d^5 \quad (5.17)$$

V.1.2.- CORRELACION DE BEGGS Y BRILL⁽⁵⁾.

Esta correlación fué desarrollada a partir de datos de flujo obtenidos en tuberías de acrílico de 1 y 1.5 pulgadas y de 90 pies de longitud, los cuales se podían inclinar a cualquier ángulo. Los fluidos utilizados fueron aire y agua.

La siguiente ecuación se emplea para calcular el gradiante de presión.

$$\begin{aligned}
 (\Delta P / \Delta L)_T &= 43.539 f_{tp} W_m^2 / \rho_{ns} d^5 + \dots \\
 \dots &(7.2557 \rho_m W_m / \rho_{ns} p d^4 \rho_g) (\Delta P / \Delta L) \quad (5.18)
 \end{aligned}$$

Donde:

- $(\Delta P / \Delta L)_T$.- Pérdidas de presión totales (lb/pg²/pie).
- f_{tp} .- Factor de fricción para dos fases (adim.).
- W_m .- Gasto másico de la mezcla (lb/seg).
- W_g .- Gasto másico de gas (lb/seg).
- ρ_m .- Densidad de la mezcla (lb/pie³).
- ρ_{ns} .- Densidad de la mezcla sin considerar el resbala--
miento entre las fases (lb/pie³).
- ρ_g .- Densidad del gas (lb/pie³).
- p .- Presión media (lb/pg²).
- d .- Diámetro interior de la tubería (pg).

Definiendo:

$$E_K = 7.2557 \rho_m W_m W_g / \rho_{ns} p d^4 \rho_g \quad (5.19)$$

Donde: E_K .- Pérdidas de presión por aceleración (lb_f/pg^2).

Por lo tanto, la ecuación (5.18) se transforma a:

$$(\Delta P / \Delta L)_T = 43.539 f_{tp} W_m^2 / \rho_{ns} d^5 (1 - E_K) \quad (5.20)$$

El factor de fricción se calcula de:

$$f_{tp} = (f_{tp}/f_n) f_n \quad (5.21)$$

Donde: f_n .- Factor de fricción del diagrama de Moody para tuberías lisas y está dado por:

$$f_n = (2 \log (N_{RE}/(4.5223 \log N_{RE} - 3.8215)))^{-2} \quad (5.22)$$

Y N_{RE} .- Número de Reynolds (adim.) dado por:

$$N_{RE} = 124 d v_m \rho_{ns} / \mu_{ns} \quad (5.23)$$

Donde:

v_m .- Velocidad de la mezcla (pie/seg).

ρ_{ns} .- Densidad de la mezcla sin resbalamiento (lb/pie^3).

d .- Diámetro interior de la tubería (pg).

μ_{ns} .- Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento (cp).

Y está dada por:

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda) \quad (5.24)$$

Donde:

μ_L .- Viscosidad del líquido (cp).

μ_g .- Viscosidad del gas (cp).

λ .- Colgamiento sin resbalamiento (adim.).

El factor de fricción para dos fases normalizado --- (f_{tp}/f_n) se encontró ser función del colgamiento de líquido H_L y de λ y se puede calcular de:

$$(f_{tp}/f_n) = e^s \quad (5.25)$$

Donde:

$$s = \text{Ln } y / (-0.0523 + 3.182 \text{ Ln } y - 0.8725 (\text{Ln } y)^2 + 0.01853 (\text{Ln } y)^4) \quad (5.26)$$

Y y está dada por:

$$y = \lambda / H_L^2 \quad (5.27)$$

Siendo H_L el colgamiento del líquido y λ el colgamiento sin resbalamiento.

En el Apéndice II, se incluyen los procedimientos de cálculo de las correlaciones de Bertuzzi, Tek y Poettmann y la de Beggs y Brill, así como programas de cómputo de las mismas para calcular las caídas de presión en tuberías horizontales.

C A P I T U L O VI

CARACTERISTICAS DE LOS INTERVALOS EXPUESTOS A PRODUCCION.

Durante la perforación de la formación productora, así como al efectuar las diferentes operaciones de terminación de un pozo, las condiciones originales del yacimiento alrededor del agujero, se ven modificadas.

Los efectos de las modificaciones originales del yacimiento, son determinadas através del análisis de pruebas de presión, permitiendo estimar la eficiencia de las operaciones llevadas a cabo durante la perforación y terminación de un pozo y evaluar los factores que rigen la afluencia de los flúidos del yacimiento al pozo.

Para poder analizar eficazmente las pruebas de presión llevadas a cabo en un pozo, es necesario, conocer su historia de producción.

La historia de producción de un pozo incluye varias etapas, inicialmente es posible, en la mayoría de los casos, producir un pozo a gasto constante; bajo éstas condiciones, la presión de fondo fluyendo del pozo y la presión del yacimiento se abaten al transcurrir el tiempo.

Después de cierto tiempo de producción, el sistema comienza a ser afectado por las fronteras del yacimiento o por los límites del área de drene del yacimiento.

Y finalmente, el pozo alcanza condiciones "estabilizadas" de producción, hasta que ya no es posible continuar produciendo el pozo a gasto constante.

Los tres períodos de flujo antes descritos, reciben el nombre de Transitorio, Transitorio Tardío y Pseudoestacionario, respectivamente. Los dos primeros períodos pueden en algunos casos ser muy cortos comparados al último.

Las características del período Pseudoestacionario, dependen de la naturaleza de la frontera externa del yacimiento.

Así pues, en el caso de un yacimiento con frontera impermeable, la presión en el sistema se abate de acuerdo a -- una función lineal del tiempo, es decir, una gráfica de presión en cualquier punto contra tiempo, para este período, muestra una línea recta cuya pendiente es inversamente proporcional al volumen de drene del pozo.

En la figura 19 se presenta el comportamiento de la presión de los tres períodos o regímenes de flujo, descritos anteriormente, en escalas normales:

- A.- Período transitorio. Comportamiento de presión igual al de un yacimiento infinito (0 a t_1).
- B.- Período transitorio tardío (de t_1 a t_2).
- C.- Período pseudoestacionario. Se caracteriza por una variación lineal de la presión (a partir de t_2).

En la figura 19, la pendiente de la línea recta del período Pseudoestacionario, está dada por:

$$m^* = 0.23395 q B / \phi C_L h A \quad (6.1)$$

Donde:

- m^* .- Pendiente de la línea recta del período Pseudoestacionario.
- q .- Gasto de líquidos (bls/día).

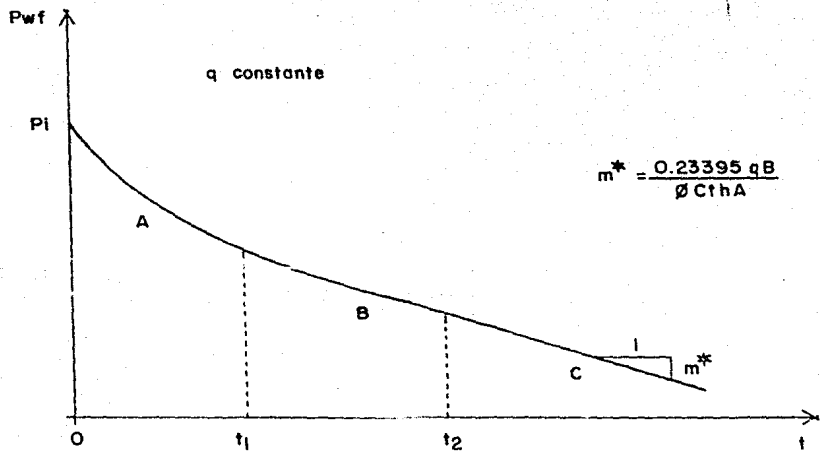


FIGURA 19. Períodos de Flujo

- B.- Factor de volúmen (bls @ cy/bls @ cs).
- ϕ .- Porosidad (adim.).
- C_t .- Compresibilidad total de la formación (lb/pg²)⁻¹
- h.- Espesor de la formación productora (pies).
- A.- Area de drene del pozo (pies²).

Dos de los factores más importantes en las presiones medidas en un pozo, son el daño a la formación y el almacenamiento del pozo.

Van Everdingen⁽¹⁵⁾ y Hurst⁽¹⁶⁾, introdujeron el concepto del factor de daño. Señalaron que las presiones medidas en un pozo, frecuentemente, no se ajustaban a las soluciones - ideales calculadas para el problema bajo consideración. Propusieron que la diferencia era una caída adicional de presión, causada por restricciones al flujo cercanas al pozo.

Este efecto es representado por un factor de daño S_t , el cual está relacionado con la caída de presión debida al daño, ΔP_s , dada por:

$$\Delta P_s = 141.2 q \mu B S_t / k h \quad (6.2)$$

Donde:

- ΔP_s .- Caída de presión debida al daño (lb/pg²).
- q.- Gasto de líquido (bls/día).
- μ .- Viscosidad del líquido (cp).
- B.- Factor de volúmen (bls @ cy/bls @ cs).

S_t .- Factor de daño total (adim.).

k.- Permeabilidad de la formación (md).

h.- Espesor de la formación (pies).

Un factor de daño positivo indica que la permeabilidad cercana a la pared del agujero ha sido reducida; un factor de daño negativo indica un incremento en la permeabilidad y finalmente un factor de daño cero indica que no hay cambio en la permeabilidad original del yacimiento.

Generalmente se considera que el gasto en la cabeza de un pozo es siempre igual al gasto de la formación hacia el pozo. En realidad, esto no ocurre así, debido a la capacidad de almacenamiento de fluidos en el pozo.

Cuando se abre un pozo a producción, el gasto en la superficie se debe a la expansión de los fluidos en el pozo, es decir, el flujo del yacimiento hacia el pozo es nulo; eventualmente el flujo en el yacimiento viene a ser importante, de tal manera que a tiempos largos, la producción en la superficie proviene casi totalmente de la formación (Figura 20).

Un fenómeno similar ocurre cuando el pozo se cierra en la superficie y el fluido continúa fluyendo de la formación hacia el pozo, originando lo que se conoce con el nombre de -- "Almacenamiento" o "Post-producción", eventualmente el flujo hacia el pozo viene a ser despreciable.

En la figura 20 se ve claramente que el gasto en la formación es igual al gasto en la superficie, sólo hasta que ha transcurrido un cierto tiempo (Punto A).

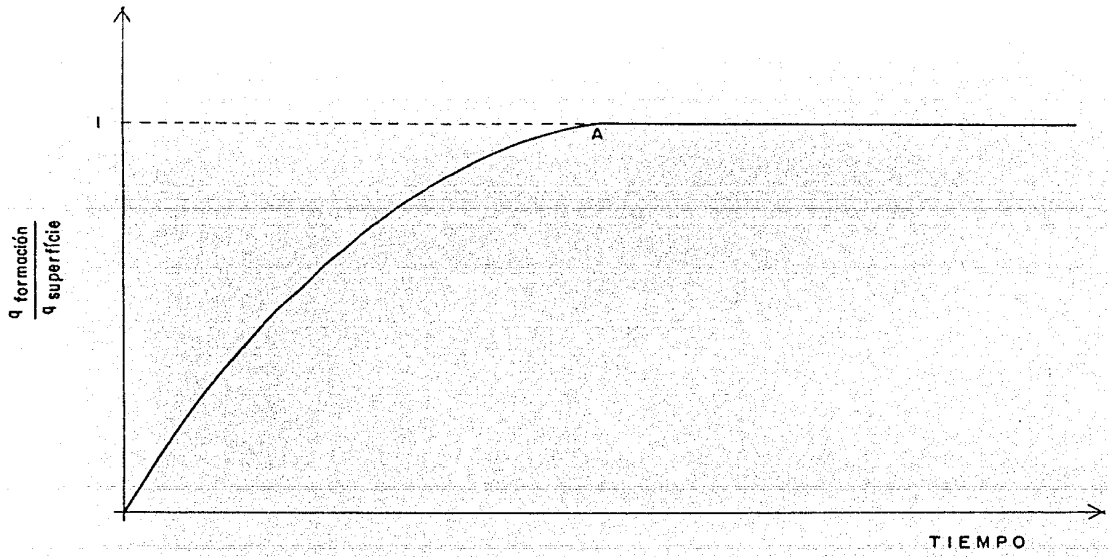


FIGURA 20. Variación del gasto de la formación

La duración del efecto de almacenamiento depende de la capacidad del pozo para aceptar o proveer fluidos. Una medida de ésta capacidad, la representa la constante de almacenamiento C , la cual se define como:

$$C = \Delta V / \Delta p \quad (6.3)$$

Donde:

C .- Constante de almacenamiento (bls/lb/pg²).

ΔV .- Cambio de volúmen de fluidos en el pozo (bls).

Δp .- Cambio de presión en el fondo del pozo (lb/pg²).

De la ecuación (6.3) se puede ver que C , representa el cambio de volúmen de fluidos en el pozo, debido al cambio de una unidad de presión en el fondo del pozo.

La constante C depende del tipo de almacenamiento -- que ocurra en el pozo. Existen dos maneras:

- 1) Compresibilidad del fluido.
- 2) Movimiento del nivel del líquido en la tubería de producción o en el espacio anular.

La constante C , puede obtenerse a partir de las expresiones siguientes:

$$C = V_w c \quad ; \quad \text{compresibilidad} \quad (6.4)$$

$$C = 4632 V_u / \rho g \quad ; \quad \text{movimiento del nivel} \quad (6.5)$$

Donde:

- C.- Constante de almacenamiento (bls/lb/pg²).
- V_w.- Volúmen del pozo (bls).
- V_u.- Volúmen del pozo por unidad de longitud (bls/pie).
- c.- Compresibilidad del fluido en el pozo (lb/pg²)⁻¹
- ρ.- Densidad del fluido en el pozo (lb/pie³).
- g.- Aceleración de la gravedad (32.2 pie/seg²).

Los efectos de almacenamiento son despreciables cuando:

$$t \geq 602.9 C(60 + 3.5 S_t) / (kh/\mu) \quad (6.6)$$

Donde:

- t.- Tiempo (hrs).
- C.- Constante de almacenamiento (pie³/lb/pg²).
- S_t.- Factor de daño total (adim.).
- k.- Permeabilidad (md).
- h.- Espesor de la formación (pies).
- μ.- Viscosidad del fluido (cp).

Ejemplo 6.1.- Calcular el tiempo en horas, requerido para que desaparezcan los efectos de almacenamiento en una --- prueba de decremento de presión; suponer que el pozo no está - dañado (S_t = 0) y que el almacenamiento del pozo es causado -- por un nivel de líquido variable. Considérese que fluye agua- en una formación de 200 pies de espesor y 50 md de permeabili- dad. El volúmen del pozo por unidad de longitud es de 0.049 - bls/pie.

Solución:

Utilizándo la ecuación (6.5), se tiene:

$$C = 4632 v_u / \rho g = 4632 \times 0.049 / 62.4 \times 32.2$$
$$C = 0.11296 \text{ (bls/lb/pg}^2\text{)}$$

En el cálculo del tiempo, C está en (pie³/lb/pg²) por lo tanto:

$$C = 0.11296 \text{ (bls/lb/pg}^2\text{)} (5.615 \text{ pie}^3\text{/bls)} = 0.634 \text{ (pie}^3\text{/lb/pg}^2\text{)}$$

De la ecuación (6.6) se tiene:

$$t = 602.9 \times 0.634(60) / (50 \times 200 / 1.0)$$
$$t = 2.293 \text{ (hrs)}$$

Por lo tanto se requieren 2.3 horas para que desaparezcan los efectos de almacenamiento en la prueba de decremento.

Para evaluar las variaciones de las condiciones originales del yacimiento, se utilizan las pruebas de presión, -- que consisten básicamente en generar y medir variaciones de -- presión en los pozos, su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, a partir del análisis de las citadas variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye daño a la formación, permeabilidad de la formación, porosidad, presión media, discontinuidades, etc.

PRUEBAS DE PRESION.

Las pruebas de presión se pueden clasificar en la --
forma siguiente:

- 1.- Pozos de producción:
 - a) Pruebas de decremento de presión.
 - b) Pruebas de incremento de presión.
- 2.- Pozos de inyección:
 - a) Pruebas de inyección.
 - b) Pruebas de decremento de presión.
- 3.- Pruebas de interferencia.
- 4.- Pruebas de formación.

Las pruebas de presión, generalmente, se analizan --
por medio de uno o más de los tres métodos siguientes:

- 1.- Método de Theis-Horner.
- 2.- Método de Miller-Dyes-Hutchinson.
- 3.- Método de Muskat.

Los dos primeros métodos son los más frecuentemente-
utilizados.

BASES DEL ANALISIS CON PRUEBAS DE PRESION.

Los principios físicos que permiten describir matemá-
ticamente el flujo de fluidos en un medio poroso son: Ley de -
conservación de la masa, Ley de Darcy o cualquier otra ecuación

de movimiento y una ecuación de estado. La ecuación de difu--
sión se obtiene de una combinación de estos principios. La --
ecuación de difusión se representa generalmente en coordenadas
cilíndricas, la cual es su forma más conocida:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6.7)$$

Donde:

- $\frac{\partial p}{\partial r}$.- Variación de la presión con respecto al radio.
- $\frac{\partial p}{\partial t}$.- Variación de la presión con respecto al tiempo.
- ϕ .- Porosidad de la formación.
- μ .- Viscosidad de los fluidos.
- c .- Compresibilidad de la formación.
- k .- Permeabilidad de la formación.

Para un yacimiento infinito, gasto constante en el -
pozo y presión inicial uniforme, la solución de la ecuación de
difusión es:

$$P(r,t) = P_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} E_i(-\phi \mu c r^2 / 4kt) \quad (6.8)$$

Donde:

- $P(r,t)$.- Presión a un radio y un tiempo determinados (atm).
- P_i .- Presión inicial (atm).
- q .- Gasto de fluidos (cm³/seg).

de movimiento y una ecuación de estado. La ecuación de difusión se obtiene de una combinación de estos principios. La ecuación de difusión se representa generalmente en coordenadas cilíndricas, la cual es su forma más conocida:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6.7)$$

Donde:

$\frac{\partial p}{\partial r}$.- Variación de la presión con respecto al radio.

$\frac{\partial p}{\partial t}$.- Variación de la presión con respecto al tiempo.

ϕ .- Porosidad de la formación.

μ .- Viscosidad de los fluidos.

c .- Compresibilidad de la formación.

k .- Permeabilidad de la formación.

Para un yacimiento infinito, gasto constante en el pozo y presión inicial uniforme, la solución de la ecuación de difusión es:

$$P(r,t) = P_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} E_i(-\phi \mu c r^2 / 4kt) \quad (6.8)$$

Donde:

$P(r,t)$.- Presión a un radio y un tiempo determinados (atm).

P_i .- Presión inicial (atm).

q .- Gasto de fluidos (cm³/seg).

μ .- Viscosidad del fluido (cp).

k.- Permeabilidad de la formación (darcy).

h.- Espesor de la formación productora (cm).

ϕ .- Porosidad de la formación (fracción).

c.- Compresibilidad de la formación (atm^{-1}).

r.- Radio medido desde el eje del pozo (cm).

t.- Tiempo (seg).

E_i .- Función integral exponencial (Hay tablas y gráfica de ésta función).

Si el argumento de $E_i < 0.0025$, la presión se puede aproximar con la siguiente ecuación:

$$P(r,t) = P_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} (\text{Ln}(\phi \mu c r^2 / 4kt) + 0.5772) \quad (6.9)$$

Las unidades de ésta ecuación son las mismas de la ecuación (6.8) y se conocen como unidades de Darcy.

VI.1.- PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE PRODUCCION.

VI.1.1.- Pruebas de Decremento.

Una prueba de decremento consiste en una serie de mediciones de la presión del fondo del pozo, para condiciones en que el gasto del pozo es constante. Si el gasto que produce el pozo no es constante, la prueba de presión, puede ser analizada por medio de métodos de gasto variable, como el de Odeh y Jones⁽¹⁷⁾.

La etapa ideal de efectuar una prueba de decremento es al inicio de la explotación. El análisis de una prueba de decremento permite estimar la capacidad de la formación, el factor de daño total, permeabilidad de la formación, posibles heterogeneidades, y en algunos casos el tamaño del yacimiento.

Generalmente antes de llevar a cabo una prueba de decremento, se cierra el pozo por un tiempo, para que se alcance equilibrio de la presión en la formación, es decir, que la presión se estabilice (Figura 21). En caso de que la presión del fondo del pozo no esté siendo registrada en forma continua, se instala un registrador de presión y se abre el pozo a producción, de preferencia con un gasto constante.

La duración de éstas pruebas de flujo, es variable, y depende del objetivo principal que se persiga; si se desea determinar el factor de daño total y capacidad de la formación, la duración de la prueba es relativamente corta, pero si el fin de la prueba es determinar las dimensiones del yacimiento, (Prueba de límite de yacimiento), se alargará la duración de la prueba.

Dado que éstas pruebas de presión empiezan generalmente bajo condiciones estáticas de presión en el yacimiento, pueden llevarse a cabo en pozos que han permanecido cerrados por un tiempo, por llevar a cabo trabajos de reacondicionamiento.

El análisis de las pruebas de decremento está basado en soluciones de la ecuación de difusión, que describe el flujo radial de un fluido de compresibilidad constante. Se supone que el medio poroso es isotrópico y homogéneo.

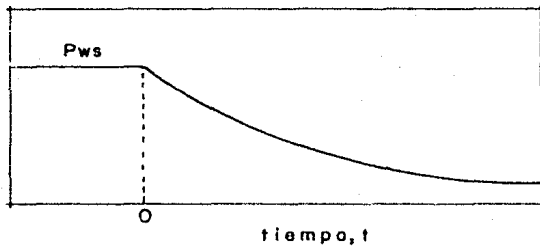
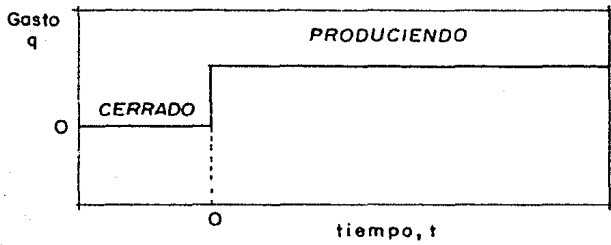


FIGURA 21. Gasto y respuesta de la presión en una prueba de decremento

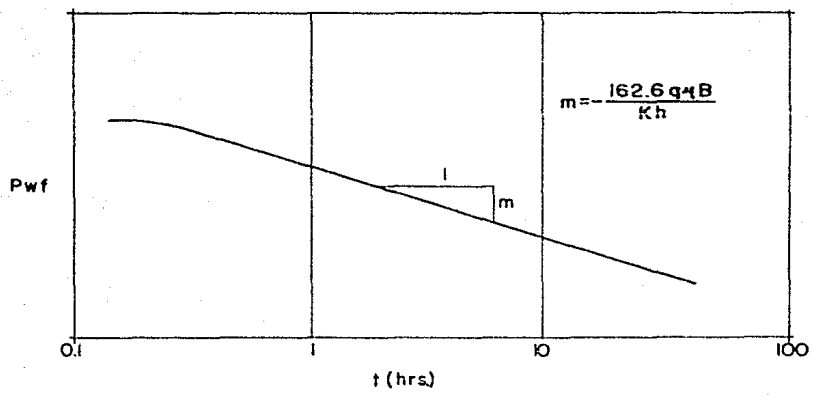


FIGURA 22. Datos de prueba de decremento de presión

La presión existente en el yacimiento antes de abrir el pozo es P_i . Al tiempo cero el pozo empieza a producir con un gasto constante.

Considerando que se puede usar aproximación logarítmica, con \log_{10} , unidades del sistema inglés e incluyendo el factor de daño total, la ecuación (6.9) se transforma a:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q \mu B}{kh} (\log(kt / \phi \mu c_t r_w^2) - 3.2275 + 0.87 S_t) \quad (6.10)$$

Donde:

- P_{wf} .- Presión de fondo fluyendo (lb/pg²).
- P_i .- Presión inicial (lb/pg²).
- q .- Gasto de líquido (bls/día).
- μ .- Viscosidad del líquido (cp).
- B .- Factor de volúmen (bls@cy/bls@cs).
- k .- Permeabilidad de la formación (md).
- h .- Espesor de la formación productora (pies).
- t .- Tiempo (horas).
- c_t .- Compresibilidad total del sistema (lb/pg²)⁻¹.
- r_w .- Radio del pozo (pies).
- ϕ .- Porosidad de la formación (adim.).
- S_t .- Factor de daño total (adim.).

En la ecuación (6.10), se observa que durante el período transitorio de una prueba de decremento, se debe obtener una línea recta, si se grafica la presión del fondo del pozo -

contra el logaritmo de base 10 del tiempo de flujo del pozo -- (Figura 22). De la pendiente de esta recta se puede obtener -- la capacidad de la formación:

$$kh = -162.6 q \mu B / m \quad (6.11)$$

Donde: m.- Pendiente de la línea recta.

De la ecuación (6.10), se puede obtener una expresi--- sión para el factor de daño total de la formación:

$$S_t = 1.151 \left(\frac{P_{1\text{hora}} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \quad (6.12)$$

Donde $P_{1\text{hora}}$ es la presión para $t = 1$ hora, leída en la por--- ción recta de la curva de decremento o de su extrapolación.

La permeabilidad de la formación se obtiene despeján--- dola de la ecuación (6.11), quedando:

$$k = -162.6 q \mu B / mh \quad (6.13)$$

Las unidades de las variables en las ecuaciones --- (6.11), (6.12) y (6.13) son las mismas de la ecuación (6.10).

Para tiempos cortos, se tienen desviaciones de los -- datos de presión de la porción recta de la curva de decremento. Estas desviaciones se deben a varios factores, entre ellos ca--- ben citar las variaciones en el gasto del pozo, durante el pe--- ríodo en que no se alcanzan condiciones de estabilización del--- gasto instantáneas; el efecto de almacenamiento de fluidos en--- el pozo; el efecto del daño a la formación; etcétera.

Ejemplo 6.2.- Una prueba de decremento de presión se llevó a cabo en un pozo, obteniéndose la siguiente información:

$$\begin{aligned}
 q &= 10,048 \text{ (bls/día)} \\
 h &= 328 \text{ (pies)} \\
 r_w &= 0.328 \text{ (pies)} \\
 \phi &= 0.15 \\
 \mu &= 0.7 \text{ (cp)} \\
 c_t &= 1.195 \times 10^{-5} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1} \\
 B &= 1.2 \text{ (bl@cy/bl@cs)} \\
 P_i &= 6390 \text{ (lb/pg}^2\text{)}
 \end{aligned}$$

t (horas)	P_{wf} (lb/pg ²)
0.0	6390.00
0.25	6262.20
0.5	6177.00
1.0	6106.00
2.0	6035.00
3.0	6008.02
4.0	6000.92
5.0	5993.82
6.0	5989.56
7.0	5985.30
8.0	5981.04
9.0	5978.20
10.0	5975.36
11.0	5972.52
12.0	5969.68
18.0	5958.32
24.0	5949.80
30.0	5944.12
36.0	5938.44
42.0	5934.18
48.0	5931.34
54.0	5927.08
60.0	5924.24
66.0	5921.40
72.0	5919.98

Determinar:

- a) La permeabilidad de la formación.
- b) El factor de daño total de la formación.

Solución:

La figura 23 representa la gráfica semilogarítmica - de P_{wf} contra el tiempo de flujo, se observa que varios datos - se salen de la porción de la línea recta, esto es debido a los efectos de almacenamiento, los cuales son despreciables des- - pués de $t = 2.5$ horas aproximadamente, el tiempo exacto se pue - de calcular con la ecuación (6.6).

La pendiente de una recta esta dada por:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad (6.14)$$

Donde:

m.- Pendiente de la recta.

y_1, y_2, x_1, x_2 .- Coordenadas de dos puntos cualesquie - ra de la recta.

Para obtener la pendiente de la recta de la figura - 23, se toman dos puntos cualesquiera: A ($\log 4, 6000$) y ----- B ($\log 50, 5930$):

$$m = \frac{5930 - 6000}{\log 50 - \log 4}$$

Por lo tanto: $m = -63.8$ (lb/pg²/ciclo).

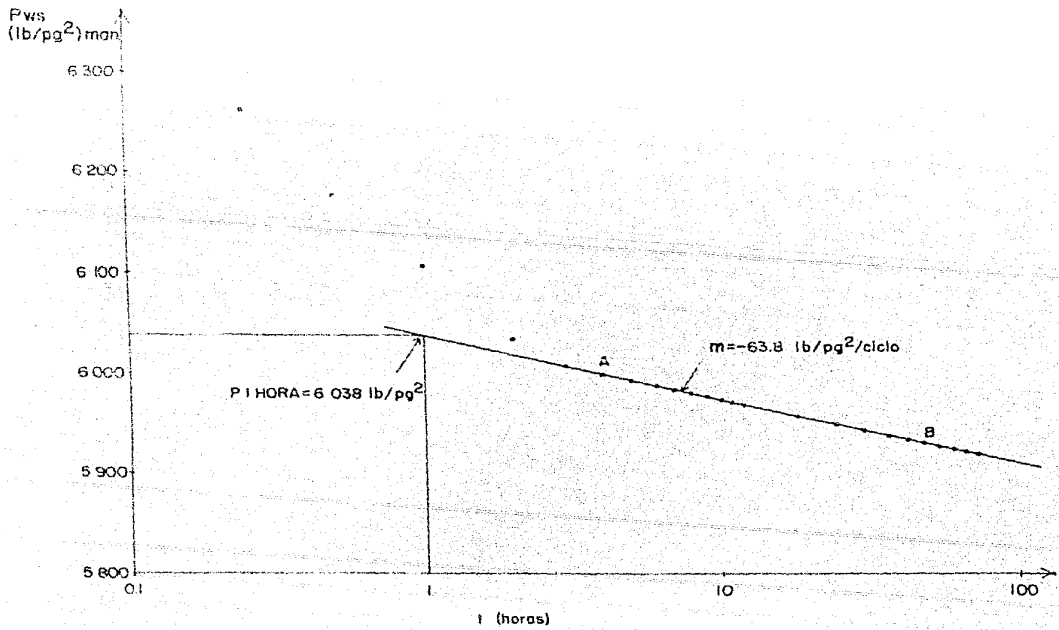


FIGURA 23. Aplicación del método semilogarítmico (Ejemplo 6.2)

La $P_{1\text{hora}}$ se lee directamente de la recta y ésta es:

$$P_{1\text{hora}} = 6038 \text{ (lb/pg}^2\text{)}.$$

a) La permeabilidad se calcula con la ecuación (6.13):

$$k = -(162.6 \times 10048 \times 0.7 \times 1.2) / (-63.8 \times 328)$$

$$\text{Por lo tanto: } k = 65.5 \text{ (md)}$$

b) El daño total se calcula con la ecuación (6.12):

$$S_t = 1.151 \left(\frac{6038-6390}{-63.8} - \log \left(\frac{65.5}{(0.15 \times 0.7 \times 1.195 \times 10^{-5} \times 0.328^2)} \right) + 3.2275 \right)$$

$$\text{Por lo tanto: } S_t = 0.06$$

Este valor indica que el daño total de la formación es casi nulo.

VI.1.2.- PRUEBAS DE INCREMENTO.

Una prueba de incremento consiste en realizar una serie de mediciones de la presión del fondo del pozo (p_{ws}), para tiempos Δt después de que se cerró el pozo.

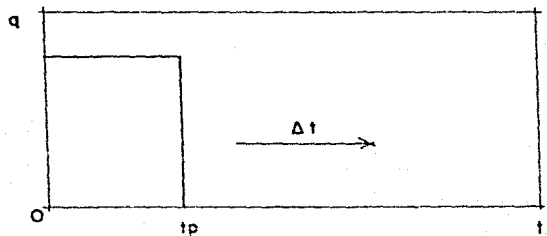
Para llevar a cabo una prueba de este tipo, es necesario, que el pozo produzca a gasto constante por un período de tiempo anterior al cierre (Figura 24). En caso de que el gasto que tenga el pozo antes del cierre, no sea constante, se puede emplear el método de Odeh y Nabor⁽¹⁸⁾.

Las pruebas de incremento tienen varios objetivos, entre ellos, por su importancia, caben citar la capacidad de flujo de la formación, la permeabilidad de la formación, el factor de daño total, la presión promedio del yacimiento, heterogeneidades del yacimiento, límites del yacimiento, etc..

El análisis de las pruebas de incremento, se basa en el Principio de Superposición. Se supone que el pozo produce continuamente con un gasto q para todo tiempo ($t + \Delta t$). En el tiempo t se supone que un segundo pozo localizado en la misma posición que el anterior, empieza a inyectar fluidos con un gasto $-q$, en consecuencia, para tiempos mayores que t , el gasto neto debido a los dos pozos es nulo.

Hay dos métodos que son los más comunmente empleados para el análisis de pruebas de incremento:

- 1.- Método de Theis-Horner⁽¹⁹⁾.
- 2.- Método de Miller, Dyes y Hutchinson⁽²⁰⁾.



t_p =tiempo produciendo

Δt =tiempo de cierre del pozo

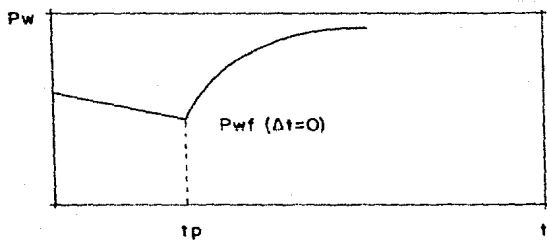


FIGURA 24. Gasto y respuesta de la presión en una prueba de incremento

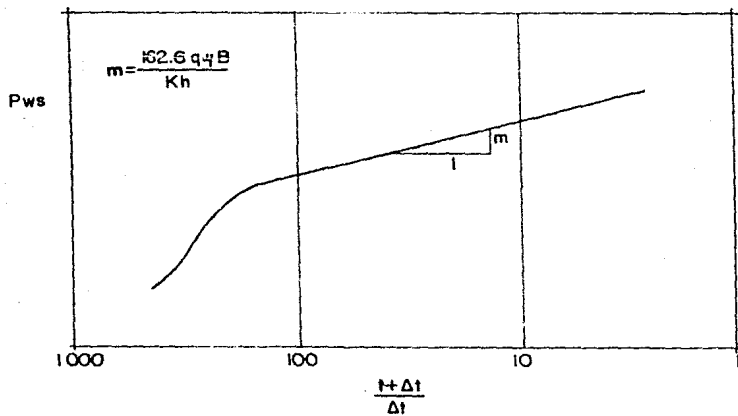


FIGURA 25. Gráfica de Horner para datos de una prueba de incremento de presión

METODO DE THEIS-HORNER.

Este método hace uso de la solución de la ecuación - de difusión, presentada anteriormente, (6.9).

De la ecuación (6.9) se puede obtener la caída de -- presión en el pozo, para un tiempo de producción t cualquiera:

$$P_i - P_{wf} = \frac{qA}{4\pi kh} (\ln(\phi A c_t r_w^2 / 4kt) + 0.5772) \quad (6.15)$$

Las unidades de ésta ecuación, son las mismas de la ecuación (6.8).

La caída de presión para tiempos después de que se - ha cerrado el pozo, puede obtenerse en la forma discutida ante riormente, haciendo uso del principio de superposición:

$$P_i - P_{ws} = (\text{Caída de presión al tiempo } t + \Delta t \text{ causada por el -- gasto } q) + (\text{Caída de presión al tiempo } \Delta t \text{ causada por el gasto } -q).$$

Esta ecuación puede escribirse empleando la ecuación (6.15), en la forma siguiente:

$$P_i - P_{ws} = \frac{qA}{4\pi kh} (\ln(\phi A c_t r_w^2 / 4k(t + \Delta t)) + 0.5772) + \dots$$

$$\dots \frac{qA}{4\pi kh} (\ln(\phi A c_t r_w^2 / 4k \Delta t) + 0.5772) \quad (6.16)$$

Donde Δt es el tiempo que ha permanecido cerrado el pozo.

Simplificando la ecuación (6.16) y expresándola en unidades del sistema inglés, con \log_{10} , se obtiene la siguiente expresión:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (6.17)$$

Donde:

P_{ws} .- Presión de fondo estática (lb/pg²).

P_i .- Presión inicial (lb/pg²).

q .- Gasto de líquido (bls/día).

μ .- Viscosidad del líquido (cp).

B .- Factor de volumen (bls @ cy/bls @ cs).

k .- Permeabilidad de la formación (md).

h .- Espesor de la formación productora (pies).

t .- Tiempo de producción a gasto constante antes del cierre (horas).

Δt .- Tiempo transcurrido a partir del cierre (horas).

Esta ecuación, que expresa la presión del pozo, P_{ws} , después del cierre, fué presentada por Horner en 1951, y es la ecuación básica para el análisis de presiones en el método de Theis-Horner.

De la ecuación (6.17) se puede concluir que si se grafica la presión registrada durante el período transitorio de flujo, en el pozo cerrado, P_{ws} , contra el logaritmo de $(t + \Delta t) / \Delta t$, se obtiene una línea recta (Figura 25).

El valor absoluto de la pendiente, m , es igual al coeficiente del logaritmo que interviene en la ecuación (6.17). Entonces la capacidad de la formación está dada por la siguiente ecuación:

$$kh = 162.6 q \mu B / m \quad (6.18)$$

De donde se obtiene la permeabilidad de la formación:

$$k = 162.6 q \mu B / mh \quad (6.19)$$

El factor de daño total del pozo, se obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$S_t = 1.151 \left(\frac{P_{1\text{hora}} - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log(k / \phi \mu c_t r_w^2) + 3.2275 \right) \quad (6.20)$$

Donde:

- S_t .- Factor de daño total del pozo (adim.).
- $P_{1\text{hora}}$.- Presión para $\Delta t=1$ hora leída sobre la recta ---- (lb/pg²).
- P_{wf} .- Presión de fondo para $\Delta t=0$ (lb/pg²).
- m .- Pendiente de la recta.
- k .- Permeabilidad de la formación (md).
- ϕ .- Porosidad de la formación (adim.).
- μ .- Viscosidad de los fluidos (cp).
- c_t .- Compresibilidad total del sistema (lb/pg²)⁻¹.
- r_w .- Radio del pozo (pies).

Como en el caso de las pruebas de decremento, discutidas anteriormente, para tiempos cortos y largos se tienen -- desviaciones de los datos de presión de la porción recta de la curva de incremento. Esto es debido al almacenamiento del pozo, el efecto del daño en la formación, etc..

METODO DE MILLER, DYES Y HUTCHINSON.

En este método el análisis de pruebas de incremento, está basado en la solución de la ecuación de difusión para yacimientos finitos.

Este método supone que el pozo ha alcanzado condiciones de flujo pseudoestacionarias antes del cierre.

Para efectuar el análisis de presiones, se grafica -- la presión del pozo cerrado, P_{ws} , contra el logaritmo de Δt -- (Figura 26).

La capacidad de la formación y el factor de daño total del pozo se obtienen empleando las mismas ecuaciones que -- en el método de Theis-Horner, es decir, las ecuaciones (6.18) -- y (6.20).

Ejemplo 6.3.- Un pozo que produce en un área de drenaje circular de radio $r_e = 2640$ pies, fué producido a un gasto de 4900 bls/día durante 310 horas antes de una prueba de incremento de presión. De la prueba se obtuvieron los siguientes -- datos:

$$q = 4900 \text{ (bls/día)}$$

$$t = 310 \text{ (horas)}$$

$$P_{wf} = 2761 \text{ (lb/pg}^2\text{) manométrica}$$

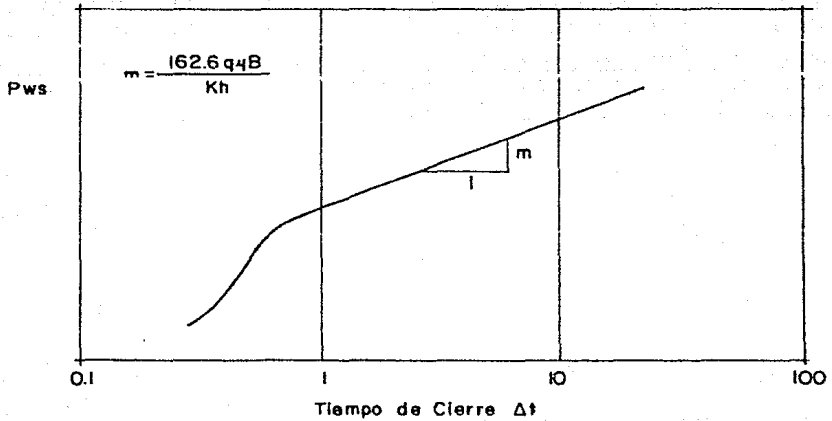


FIGURA 26. Gráfica de Miller, Dyes y Hutchinson para datos de pruebas de incremento de presión

$$\bar{p} = 3342 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$r_w = 0.354 \text{ (pies)}$$

$$h = 482 \text{ (pies)}$$

$$\phi = 0.09$$

$$\gamma = 0.2 \text{ cp}$$

$$c_t = 22.6 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$$

$$B = 1.55 \text{ (bls@cy / bl@cs)}$$

Datos de Presión.

Δt (horas)	$t + \Delta t$	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (lb/pg ²) _{man.}
0.0	-	-	2761
0.10	310.10	3101	3057
0.21	310.21	1447	3153
0.31	310.31	1001	3234
0.52	310.52	597	3249
0.63	310.63	493	3256
0.73	310.73	426	3260
0.84	310.84	370	3263
0.94	310.94	331	3266
1.05	311.05	296	3267
1.15	311.15	271	3268
1.36	311.36	229	3271
1.68	311.68	186	3274
1.99	311.99	157	3276
2.51	312.51	125	3280
3.04	313.04	103	3283
3.46	313.46	90.6	3286
4.08	314.08	77.0	3289
5.03	315.03	62.6	3293
5.97	315.97	52.9	3297
6.07	316.07	52.1	3297
7.01	317.01	45.2	3300
8.06	318.08	39.5	3303
9.00	319.00	35.4	3305
10.05	320.05	31.8	3306
13.09	323.09	24.7	3310
20.00	330.00	16.5	3317
37.54	347.54	9.3	3323

Calcular:

- a) La permeabilidad de la formación (k).
- b) El factor de daño total (S_D).
- c) La caída de presión debida al daño (ΔP_S).
- d) La eficiencia de flujo del pozo (EF).

Solución:

La figura 27 representa la gráfica semilogarítmica - de P_{ws} , contra $(t + \Delta t) / \Delta t$, se observa que sólo unos pocos datos se salen de la porción de la línea recta, por lo que se ve que los efectos del almacenamiento desaparecen antes de 1 - hora.

Tomando dos puntos cualesquiera de la recta, se obtiene la pendiente:

Punto A (log 700, 3250) y Punto B (log 100, 3285)

$$m = (3285 - 3250) / (\log 100 - \log 700) = -41.4$$

Por lo tanto, tomando el valor absoluto de la pendiente:

$$m = 41.4 \text{ (lb/pg}^2\text{/ciclo).}$$

- a) La permeabilidad se obtiene con la ecuación (6.19).

$$k = (162.6 \times 4900 \times 0.2 \times 1.55) / (41.4 \times 482) = 12.37$$

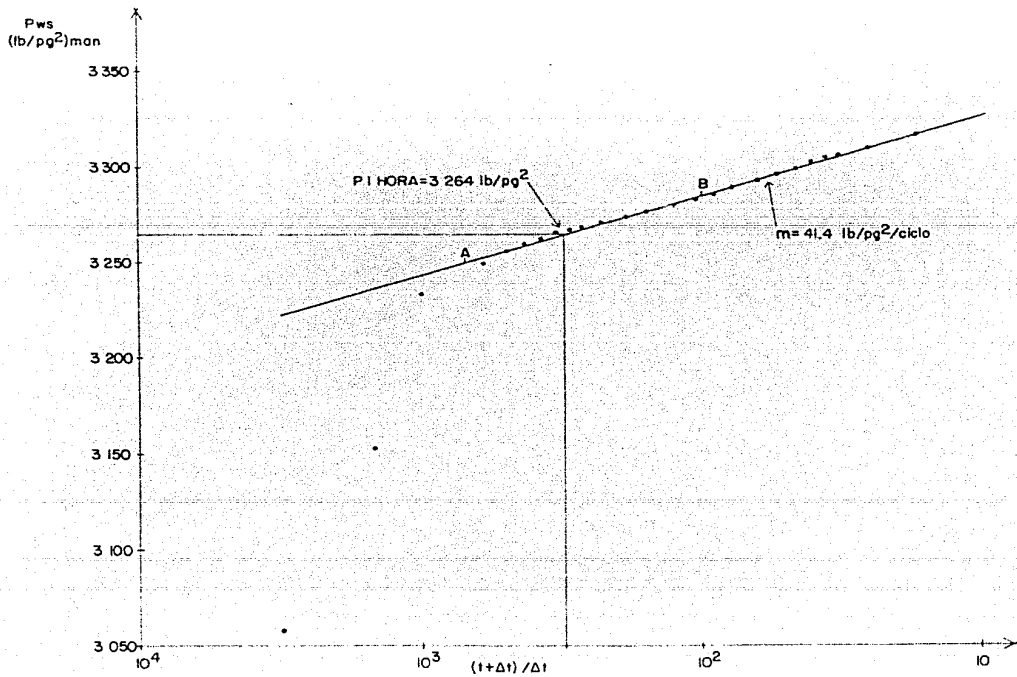


FIGURA 27. Aplicación del método de Theis-Horner (Ejemplo 6.3)

Por lo tanto:

$$k = 12.37 \text{ (md)}$$

La $P_{1\text{hora}}$, se lee directamente sobre la gráfica, y es la presión cuando $\Delta t=1$ hora, por lo tanto si $t=310$ horas, $(t + \Delta t)/\Delta t = 311$ horas, se entra a la figura 27 con este valor y donde se interseca la recta, será la $P_{1\text{hora}}$, ésta es:

$$P_{1\text{hora}} = 3264 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

b) El factor de daño total se calcula con la ecuación (6.20).

$$S_t = 1.151 \left(\frac{3264 - 2761}{41.4} - \log \left(\frac{12.37}{(0.09 \times 0.2 \times 22.6 \times 10^{-6})} \dots \right. \right. \\ \left. \left. \dots \times 0.354^2 \right) \right) + 3.2275$$

Por lo tanto:

$$S_t = + 8.05$$

c) La caída de presión debida al daño, se calcula con la ecuación (6.2).

$$\Delta P_s = (141.2 \times 4900 \times 0.2 \times 1.55 \times 8.05) / (12.37 \times 482)$$

Por lo tanto:

$$\Delta P_s = 289.6 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

d) La eficiencia de flujo, puede ser estimada con la ecuación (2.7), de la forma siguiente:

$$EF = \frac{\bar{P} - P_{wf} (\Delta t=0) - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf} (\Delta t=0)}$$

$$EF = (3342 - 2761 - 289.6) / (3342 - 2761)$$

Por lo tanto:

$$EF = 0.5$$

C A P I T U L O V I I

FACTORES PARCIALES DE DAÑO DE LA FORMACION PRODUCTORA.

El factor de daño total, S_t , que se evalúa através del análisis de las pruebas de incremento y decremento de presión, ha sido visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada. Sin embargo en los últimos años, este concepto ha sido extendido para incluir una variedad de efectos tales como, penetración parcial, desviación del pozo, perforaciones, etc.. Por esta razón el factor de daño total ha sido definido incluyendo todos estos efectos de la siguiente manera:

$$S_t = S_{\text{DESV+PEN}} + S_{\text{DISP}} + S_{\text{INV}} \quad (7.1)$$

Donde:

- S_t .- Factor de daño total (adim.).
- $S_{\text{DESV+PEN}}$.- Factor de pseudodaño, debido a desviación y penetración al pozo (adim.).
- S_{DISP} .- Factor de pseudodaño causado por disparos y restricciones al flujo (adim.).
- S_{INV} .- Factor de pseudodaño causado por flúidos de invasión en las vecindades del pozo (adim.).

A continuación se expone el procedimiento para evaluar cada factor de pseudodaño.

VII.1.- FACTOR DE PSEUDODAÑO DEBIDO A DESVIACION Y PENETRACION AL POZO.

Este factor de pseudodaño tiene dos componentes, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$S_{\text{DESV+PEN}} = S_{\text{DESV}} + S_{\text{PEN}} \quad (7.2)$$

Donde:

S_{DESV} .- Factor de pseudodaño debido a la desviación del pozo en la formación productora (adim.).

S_{PEN} .- Factor de pseudodaño debido al efecto de penetración parcial del pozo a la formación productora (adim.).

VII.1.1.- Factor de pseudodaño debido a la penetración parcial del pozo, S_{PEN} .

Este factor es producido por la convergencia del flujo hacia la penetración parcial en la zona productora, lo que ocasiona una caída adicional de presión, que origina el factor de pseudodaño.

Los efectos mencionados, fueron estudiados por algunos autores como F. Brons, V.E. Marting⁽²¹⁾ y A.S. Odeh⁽²²⁾.

El procedimiento de Odeh, es el más general, pues -- permite determinar directamente S_{PEN} , para cualquier lugar en que se coloquen los disparos en la zona productora.

Método de A.S. Odeh, para el cálculo de S_{PEN} .

El autor muestra una ecuación para determinar S_{PEN} - como función de dos parámetros que son, el espesor de la formación productora, h_e , y la longitud del intervalo disparado, h_p , para cualquier posición de h_p .

La ecuación es la siguiente:

$$S_{PEN} = 1.35 \left(\left(\frac{h_e}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left(\ln \left(h_e \sqrt{\frac{kh}{kv}} + 7 \right) - (0.49 + \dots \right. \right. \\ \left. \left. \dots 0.1 \ln \left(h_e \sqrt{\frac{kh}{kv}} \right) \right) \ln r_{wc} - 1.95 \right) \quad (7.3)$$

Donde:

S_{PEN} .- Factor de pseudodaño por penetración parcial del pozo (adim.).

h_e .- Espesor efectivo de la formación productora (pies).

h_p .- Longitud del intervalo disparado (pies).

kh/kv .- Relación de la permeabilidad horizontal entre la permeabilidad vertical (adim.).

r_{wc} .- Es el radio del pozo corregido y está dado por:

$$r_{wc} = r_w e^{0.2126 \left(\left(\frac{z_m}{h_e} \right) + 2.753 \right)} \quad (7.4)$$

Para $y > 0$; para $y = 0$, $r_{wc} = r_w$

Donde:

r_{wc} .- Radio del pozo corregido (pies).

r_w .- Radio real del pozo (pies).

Z_m .- Es la distancia entre la parte superior de la zona productiva y la mitad del intervalo disparado (pies). (Figura 28).

y .- Es la distancia entre la parte superior de la zona productora y la parte superior del intervalo disparado, h_p .

Procedimiento de cálculo para determinar S_{PEN} .

1.- Determinar los parámetros h_e , h_p , Z_m y kh/kv (Figura 28) y determinar el valor de y , utilizando el siguiente criterio:

Si $y > 0$ r_{wc} se calculará con la ecuación (7.4)

Si $y = 0$ $r_{wc} = r_w$

2.- Determinar S_{PEN} con la ecuación (7.3).

A partir del siguiente ejemplo, quedará más clara su determinación.

Ejemplo 7.1.- De acuerdo a los registros geofísicos, se tiene en espesor efectivo de 200 pies, entre una profundidad de 4000 a 4200 pies y el intervalo de la zona disparada, está a una profundidad de 4080 a 4120 pies (Figura 29). El radio del pozo es de 0.25 pies. Calcular S_{PEN} para este pozo.

Solución:

- En este caso kh/kv es igual a uno.

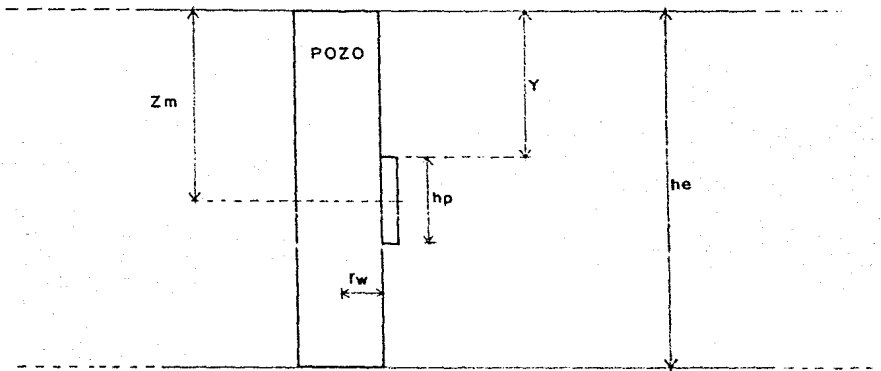


FIGURA 28. Parámetros del método de A. S. Odeh para la determinación de SPEN

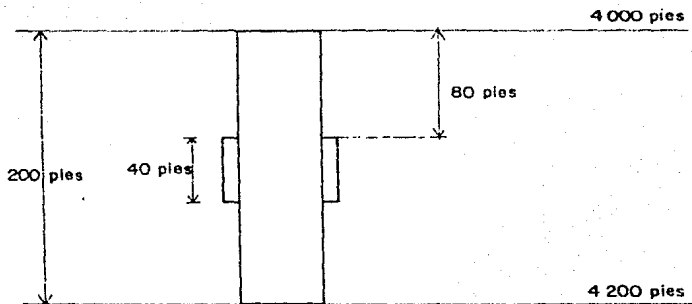


FIGURA 29. Datos del problema 7.1

- De acuerdo a la figura 29, se calculan los siguientes valores para los parámetros:

$$h_c = 200 \text{ (pies)}$$

$$h_p = 40 \text{ (pies)}$$

$$r_w = 0.25 \text{ (pies)}$$

$$y = 30 \text{ (pies)}$$

$$z_m = 100 \text{ (pies)}$$

Debido a que $y > 0$, se calcula r_{wc} con la ecuación (7.4):

$$r_{wc} = 0.25 e^{0.2126 ((100/200) + 2.753)}$$

Por lo tanto:

$$r_{wc} = 0.5 \text{ (pies)}$$

- Calcular S_{PEN} con la ecuación (7.3):

$$S_{PEN} = 1.35 \left(\left(\frac{200}{40} - 1 \right)^{0.825} (\ln 207 - (0.49 + \dots \dots 0.1 \ln 200) \ln 0.5 - 1.95) \right)$$

Por lo tanto:

$$S_{PEN} = 17.33$$

VII.1.2.- FACTOR DE PSEUDODAÑO CAUSADO POR LA DESVIACION DEL -
POZO EN LA FORMACION PRODUCTORA, $S_{DES\bar{V}}$.

Algunos autores (23), (24) han estudiado el efecto -- producido por los pozos desviados sobre la productividad de éstos, concluyen que la desviación de un pozo produce un efecto similar a una estimulación del mismo; éste comportamiento se explicó haciendo referencia al hecho de que en un pozo desviado, el área expuesta al flujo, resulta mayor que el área presentada por un pozo perpendicular a la formación.

Esto causa un efecto de pseudodaño negativo, debido a que la inclinación del pozo en el yacimiento, ayuda a incrementar la producción.

La terminación en un pozo desviado puede ser:

- Totalmente penetrante.
- Parcialmente penetrante.

En el primer caso, $S_{DES\bar{V}}$, es función únicamente del ángulo de inclinación del pozo, θ_w , del radio del pozo, r_w , y del espesor efectivo de la formación productora, h_e .

El cálculo de $S_{DES\bar{V}}$ para pozos totalmente penetrados se realiza de acuerdo a la siguiente ecuación⁽²⁵⁾:

$$S_{DES\bar{V}} = - (\theta_w/41)^{2.06} - (\theta_w/56)^{1.865} \log(h_e/100 r_w) \quad (7.5)$$

Donde:

$S_{DES\bar{V}}$ - Factor de pseudodaño debido a desviación del pozo (adim.).

θ_w .- Angulo de inclinación del pozo, con respecto a la vertical ($^{\circ}$).

h_e .- Espesor efectivo de la formación productora (pies)

r_w .- Radio del pozo (pies).

En la ecuación (7.5), se puede observar que para una mayor inclinación del pozo con respecto a la vertical, $S_{DES\bar{V}}$ es más negativo, y por consiguiente la productividad tiende a aumentar.

Ejemplo 7.2.- Se tiene un pozo totalmente penetrado en la zona productora y desviado con un ángulo de 32° con respecto a la vertical, el espesor efectivo de la formación productora es de 330 pies y el radio del pozo es de 0.25 pies.

Determinar el factor de pseudodaño debido a la desviación del pozo:

$$\theta_w = 32^{\circ}$$

$$h_e = 330 \text{ (pies)}$$

$$r_w = 0.25 \text{ (pies)}$$

Solución:

Utilizando la ecuación (7.5):

$$S_{DES\bar{V}} = - (32/41)^{2.06} - (32/56)^{1.865} \log(300/(100 \times 0.25))$$

Por lo tanto:

$$S_{DES\bar{V}} = - 0.99$$

Para el segundo caso, es decir, cuando tenemos un pozo desviado y parcialmente penetrante, actúan simultáneamente los dos factores de pseudodaño, S_{DESV} y S_{PEN} , por lo que se evalúa directamente $S_{\text{DESV+PEN}}$.

Los autores que estudiaron este caso, determinaron ambos factores como función de los siguientes parámetros:

- El espesor adimensional, $h_D = h_e/z_w$.
- La distancia del límite inferior del yacimiento a la mitad del intervalo abierto al flujo, z_w , (Figura 30).
- La elevación relativa del intervalo disparado ---
 $z_{wD} = z_w/h_e$.
- La longitud del intervalo disparado, h_p .
- La penetración del pozo, $h_p \cos \theta_w/h_e$.
- El ángulo de inclinación del pozo con respecto a la vertical, θ_w .

Los autores calcularon la solución para varios casos en los que se varían todos los parámetros geométricos del sistema.

Se encontró que si se grafica $S_{\text{DESV+PEN}}$ contra el logaritmo del espesor adimensional, $h_D = h_e/z_w$, se obtiene una línea recta y por esto consideraron únicamente dos valores de h_D ($h_D = 100$ y $h_D = 1000$).

Los resultados para éstos casos se muestran en las tablas I y II, de donde conociendo, θ_w , z_w/h_e , $h_p \cos \theta_w/h_e$ y h_D se puede obtener no sólo $S_{\text{DESV+PEN}}$, sino también el factor-

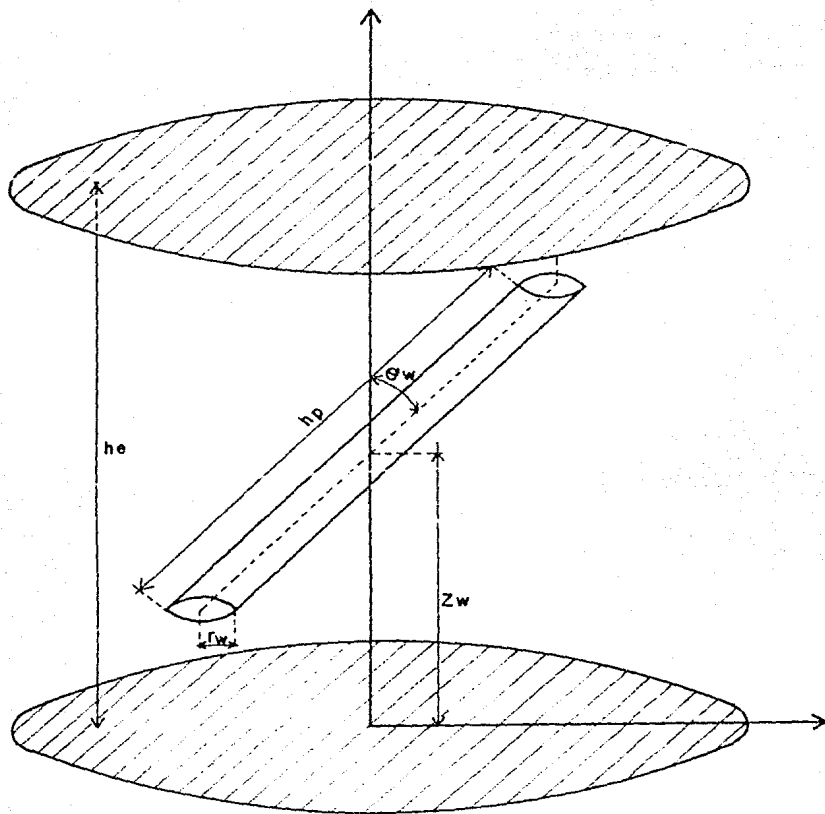


FIGURA 30. Parámetros que intervienen en la determinación de S DESV+PEN

TABLA I.- FACTORES DE PSEUDODAÑO POR PENETRACION Y DESVIACION AL POZO
 $h_D = 100$

θ_w	z_w/h_e	$h_p \cos \theta_w/h_e$	$S_{DES+PEN}$	S_{PEN}	S_{DESV}
0	0.95	0.1	20.810	20.810	0.0
15			20.385	20.810	-0.425
30			18.948	20.310	-1.861
45			16.510	20.810	-4.299
60			12.662	20.810	-8.147
75	0.8	0.1	6.735	20.810	-14.074
0			15.809	15.809	0.0
15			15.449	15.809	-0.360
30			14.185	15.809	-1.623
45			12.127	15.809	-3.682
60	8.944	15.809	-6.864		
75	0.6	0.1	4.214	15.809	-11.594
0			15.257	15.257	0.0
15			14.898	15.257	-0.359
30			13.636	15.257	-1.621
45			11.583	15.257	-3.674
60	8.415	15.257	-6.842		
75	0.5	0.1	3.739	15.257	-11.517
0			15.213	15.213	0.0
15			14.854	15.213	-0.359
30			13.592	15.213	-1.620
45			11.540	15.213	-3.673
60	8.372	15.213	-6.841		
75	0.875	0.25	3.699	15.213	-11.514
0			8.641	8.641	0.0
15			8.359	8.641	-0.282
30			7.487	8.641	-1.154
45			5.968	8.641	-2.673
60	3.717	8.641	-4.924		
75	0.75	0.25	0.464	8.641	-8.177
0			7.002	7.002	0.0
15			6.750	7.002	-0.251
30			5.969	7.002	-1.032
45			4.613	7.002	-2.388
60	2.629	7.002	-4.372		
75	0.6	0.25	-0.203	7.002	-7.206
0			6.658	6.658	0.0
15			6.403	6.658	-0.249
30			5.633	6.658	-1.024
45			4.290	6.658	-2.447
60	2.337	6.658	-4.320		
75			-0.418	6.658	-7.076

CONTINUACION

TABLA I.- CONTINUACION.

θ_w^o	z_w/h_e	h_p	$\cos \theta_w/h_e$	$S_{DES\bar{V}+PEN}$	S_{PEN}	$S_{DES\bar{V}}$
0	0.5		0.25	6.611	6.611	0.0
15				6.361	6.611	-0.249
30				5.587	6.611	-1.023
45				4.245	6.611	-1.365
60				2.295	6.611	-4.315
75				-0.451	6.611	-7.062
0	0.75		0.5	3.067	3.067	0.0
15				2.870	3.067	-0.189
30				2.308	3.067	-0.759
45				1.338	3.067	-1.729
60				-0.082	3.067	-3.150
75				-2.119	3.067	-5.187
0	0.6		0.5	2.430	2.430	0.0
15				2.254	2.430	-0.176
30				1.730	2.430	-0.700
45				0.838	2.430	-1.592
60				-0.466	2.430	-2.897
75				-2.341	2.430	-4.772
0	0.5		0.5	2.369	2.369	0.0
15				2.149	2.369	-0.175
30				1.672	2.369	-0.697
45				0.785	2.369	-1.584
60				-0.509	2.369	-2.879
75				-2.368	2.369	-4.738
0	0.625		0.75	0.924	0.924	0.0
15				0.778	0.924	-0.145
30				0.337	0.924	-0.587
45				-0.411	0.924	-1.336
60				-1.507	0.924	-2.432
75				-3.099	0.924	-4.024
0	0.5		0.75	0.694	0.694	0.0
15				0.554	0.694	-0.139
30				0.134	0.694	-0.560
45				-0.581	0.694	-1.275
60				-1.632	0.694	-2.326
75				-3.170	0.694	-3.864
0	0.5		1.0	0.0	0.0	0.0
15				-0.128	0.0	-0.128
30				-0.517	0.0	-0.517
45				-1.178	0.0	-1.178
60				-2.149	0.0	-2.149
75				-3.577	0.0	-3.577

TABLA II.- FACTORES DE PSEUDODAÑO POR PENETRACION Y DESVIACION
AL POZO $h_D = 1000$

θ_w^o	z_w/h_e	h_p	$\cos \theta_w/h_e$	$S_{DESVPEN}$	S_{PEN}	S_{DESVA}
0	0.95	0.1		41.521	41.521	0.0
15				40.343	41.521	-1.178
30				36.798	41.521	-4.722
45				30.844	41.521	-10.677
60				22.334	41.521	-19.187
75				10.755	41.521	-30.766
0	0.8	0.1		35.840	35.840	0.0
15				34.744	35.840	-1.095
30				31.457	35.840	-4.382
45				25.973	35.840	-9.867
60				18.241	35.840	-17.599
75				8.003	35.840	-27.837
0	0.6	0.1		35.290	35.290	0.0
15				35.195	35.290	-1.095
30				30.910	35.290	-4.380
45				25.430	35.290	-9.860
60				17.710	35.290	-17.580
75				7.522	35.290	-27.768
0	0.5	0.1		35.246	35.246	0.0
15				34.151	35.246	-1.095
30				30.866	35.246	-4.380
45				25.386	35.246	-9.860
60				17.667	35.246	-17.570
75				7.481	35.246	-27.765
0	0.875	0.25		15.733	15.733	0.0
15				15.136	15.733	-0.597
30				13.344	15.733	-2.389
45				10.366	15.733	-5.367
60				6.183	15.733	-9.550
75				0.632	15.733	-15.101
0	0.75	0.25		14.040	14.040	0.0
15				13.471	14.040	-0.569
30				11.770	14.040	-2.270
45				8.959	14.040	-5.081
60				5.047	14.040	-8.993
75				-0.069	14.040	-14.109
0	0.6	0.25		13.701	13.701	0.0
15				13.133	13.701	-0.568
30				11.437	13.701	-2.264
45				8.638	13.701	-5.063
60				4.753	13.701	-8.948
75				-0.288	13.701	-13.989

CONTINUACION

TABLA II.- CONTINUACION.

θ_w^o	z_w/h_e	$h_p \cos \theta_w/h_e$	$S_{DES\dot{V}+PEN}$	S_{PEN}	$S_{DES\dot{V}}$
0	0.5	0.25	13.655	13.655	0.0
15			13.087	13.655	-0.568
30			13.391	13.655	-2.264
45			8.593	13.655	-5.062
60			4.711	13.655	-8.944
75	-0.321	13.655	-13.270		
0	0.75	0.5	5.467	5.467	0.0
15			5.119	5.467	-0.348
30			4.080	5.467	-1.387
45			2.363	5.467	-3.104
60			-0.031	5.467	-5.498
75	-3.203	5.467	-8.670		
0	0.6	0.5	4.837	4.837	0.0
15			4.502	4.837	-0.335
30			3.503	4.837	-1.334
45			1.858	4.837	-2.979
60			-0.424	4.837	-5.261
75	-3.431	4.837	-8.268		
0	0.5	0.5	4.777	4.777	0.0
15			4.443	4.777	-0.334
30			3.446	4.777	-1.331
45			1.800	4.777	-2.971
60			-0.467	4.777	-5.244
75	-3.458	4.777	-8.235		
0	0.625	0.75	1.735	1.735	0.0
15			1.483	1.735	-0.252
30			0.731	1.735	-1.004
45			-0.512	1.735	-2.247
60			-2.253	1.735	-3.988
75	-4.595	1.735	-6.330		
0	0.5	0.75	1.508	1.508	0.0
15			1.262	1.508	-0.246
30			0.528	1.508	-0.980
45			-0.683	1.508	-2.191
60			-2.380	1.508	-3.888
75	-4.665	1.508	-6.173		
0	0.5	1.0	0.0	0.0	0.0
15			-0.206	0.0	-0.206
30			-0.824	0.0	-0.824
45			-1.850	0.0	-1.850
60			-3.298	0.0	-3.298
75	-5.282	0.0	-5.282		

de pseudodaño por penetración, S_{PEN} , y el factor de pseudodaño por desviación, S_{DESV} .

Para calcular $S_{DESV+PEN}$ para valores de h_D diferentes a 100 y 1000, se grafica $S_{DESV+PEN}$ contra el logaritmo de h_D , trazando una línea recta a través de dos puntos conocidos, $h_D = 100$ y $h_D = 1000$, como se indica en la figura 31.

Otro método para determinar $S_{DESV+PEN}$ lo proporciona la siguiente ecuación:

$$S_{DESV+PEN}(h_D) = S_{DESV+PEN}(h_D = 100) + \dots$$

$$\dots (S_{DESV+PEN}(h_D = 1000) - S_{DESV+PEN}(h_D = 100)) \log(h_D/100)$$

(7.6)

Es importante mencionar que el factor de pseudodaño por desviación, S_{DESV} , es siempre negativo, y el factor de pseudodaño por penetración, S_{PEN} , es positivo. Tomando en cuenta este hecho se puede demostrar que el factor de pseudodaño $S_{DESV+PEN}$ puede ser negativo o positivo.

Para valores de θ_w que no se incluyen en las tablas, el factor de pseudodaño $S_{DESV+PEN}$ puede obtenerse por medio de interpolación.

A partir del siguiente ejemplo, se verán las dos formas de evaluar el factor de pseudodaño por penetración y desviación al pozo.

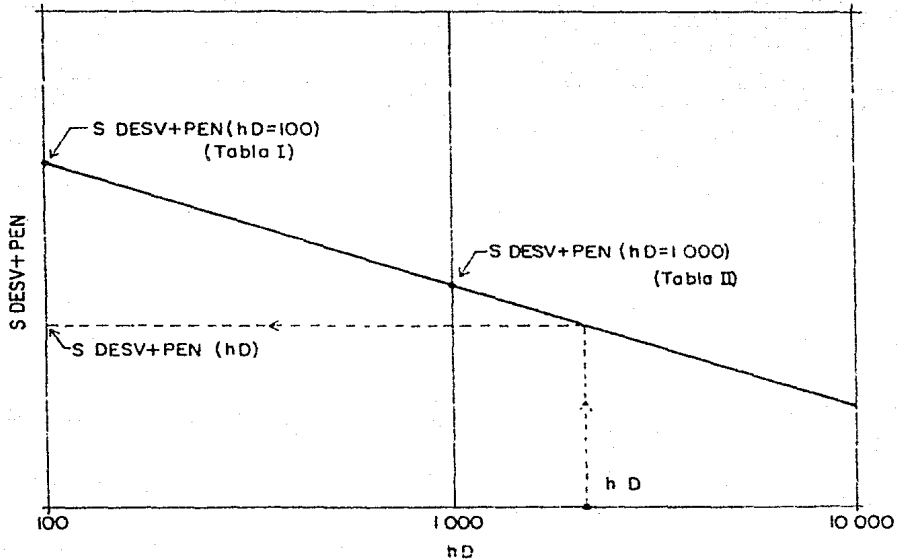


FIGURA 31. Determinación del factor de pseudodaño de Penetración y Desviación a partir de los datos de las tablas I y II

Ejemplo 7.3.- Un pozo desviado con un radio, $r_w=0.10$ metros, produce de una formación cuyo intervalo productor no - está completamente disparado. El espesor productor, h_e , tiene una longitud de 225 metros, la longitud del intervalo disparado, h_p , es de 79.5 metros y tiene un ángulo de inclinación con respecto a la vertical, $\theta_w=45^\circ$.

Calcular el factor de pseudodaño por penetración y - desviación al pozo, $S_{DES+PEN}$.

Solución:

$$\text{Penetración} = 79.5 \cos 45^\circ / 225 = 0.2498$$

Por lo tanto:

$$\text{Penetración} \approx 0.25$$

Elevación relativa del intervalo disparado, $Z_{wD}=Z_w/h_e$:

De la figura 30 se deduce que:

$$Z_w = h_e - h_p \cos \theta_w / 2$$

Por lo tanto:

$$Z_{wD} = (h_e - h_p \cos \theta_w / 2) / h_e$$

Sustituyendo datos:

$$Z_{wD} = (225 - 79.5 \cos 45^\circ / 2) / 225 = 0.875$$

Conociendo, θ_w , z_w/h_c y h_p con θ_w/h_e se entra a las tablas I y II y se obtiene $S_{DES+PEN}$ para $h_D=100$ y $h_D=1000$:

$$S_{DES+PEN}(h_D=100) = 5.968$$

$$S_{DES+PEN}(h_D=1000) = 10.366$$

El espesor adimensional $h_D=h_e/r_w$ es:

$$h_D = 225/0.1 = 2250$$

Graficando los datos de $S_{DES+PEN}$ contra h_D en papel semilogarítmico (Figura 32), se puede determinar $S_{DES+PEN}$ para $h_D=2250$:

$$S_{DES+PEN}(h_D=2250) = 11.9$$

La otra forma de obtener $S_{DES+PEN}$ para $h_D=2250$ es - a través de la ecuación (7.6):

$$S_{DES+PEN}(h_D=2250) = 5.968 + (10.366 - 5.968)\log(2250/100)$$

Por lo tanto:

$$S_{DES+PEN}(h_D=2250) = 11.91$$

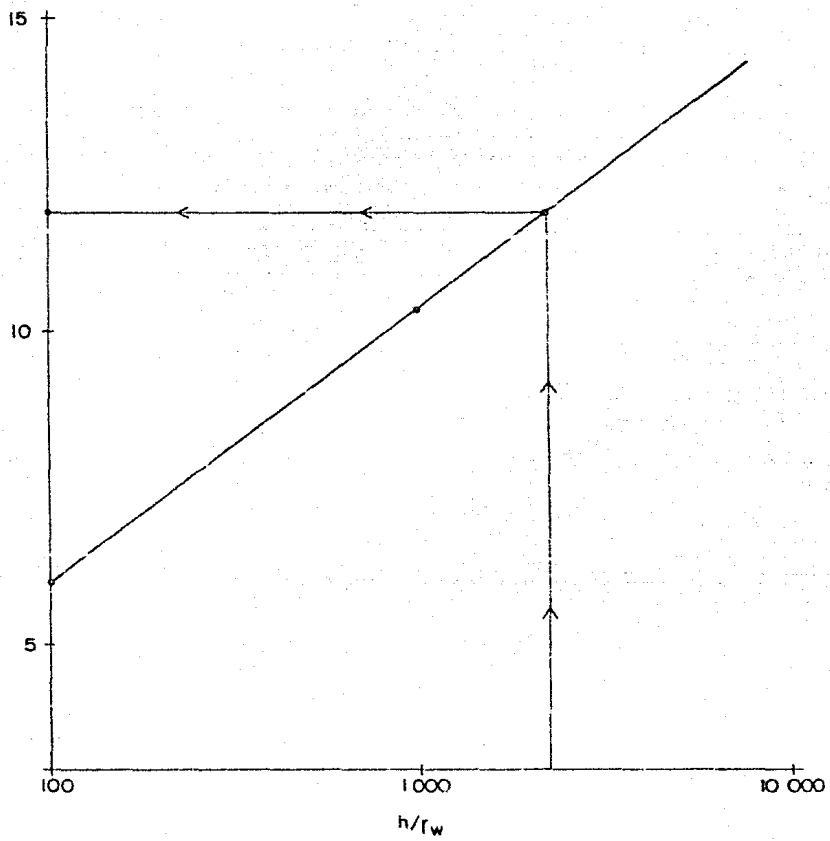


FIGURA 32. Determinación del factor de pseudodaño de Penetración y Desviación ($h_D = 2\ 250$, Penetración=0.25, $Z_{WD} = 0.875$, $\theta_w = 45^\circ$)

VII.2.- FACTOR DE PSEUDODAÑO CAUSADO POR DISPAROS Y RESTRICCIONES AL FLUJO.

Disparar es la más importante de todas las operaciones en la terminación de los pozos con tuberías de revestimiento. Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona, es esencial obtener una comunicación adecuada, entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes.

Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son:

1) Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.

2) Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), particularmente cuando se corren las pistolas através de la tubería de producción.

3) La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

Para disparar se utilizan principalmente, las pistolas de bala y las pistolas de chorro.

Las pistolas de bala de 3 1/2 pg de diámetro o mayores, se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg², para formaciones con mayor resistencia a la compresión, se utilizan las pistolas a chorro.

La penetración alcanzada con las pistolas a chorro - es mayor que la que proporcionan las pistolas con bala, salvo para formaciones con resistencia a la compresión inferior a -- 2000 lb/pg², en la que las pistolas con bala proporcionan una mayor penetración.

Como los valores típicos de resistencia a la compresión en formaciones productoras es mayor a 6000 lb/pg², las -- pistolas de chorro se utilizan en más del 90 % de las operaciones de disparos.

Hay tres tipos de pistolas de chorro:

- Las recuperables.
- Las semi-recuperables.
- Las desintegrables.

Las recuperables, son con mucho, las mejores de las tres, como las cargas están dentro de un cilindro no dejan residuos que taponen la formación, no deforman la tubería de revestimiento, se pueden posicionar de una manera precisa, lo -- cual es muy importante, porque así se tiene un buen control -- del claro.

Estudios hechos con varias pistolas, demuestran que con un claro de 1/2 a 3/4 de pulgada se tiene un diámetro de -- entrada del disparo y una penetración aún mayor, que si estuviera la pistola pegada a la T.R..

Las pistolas recuperables resisten altas presiones y temperaturas, que no alteran su buen funcionamiento. Además -

éstas pistolas se pueden volver a usar. Su único inconveniente es el precio, pero es importante no escatimar en este tipo de operaciones, que es una de las más importantes, sino es que la más importante en la vida de un pozo, pues la buena comunicación entre la formación y el pozo y por consiguiente una buena eficiencia de flujo, dependen de la calidad de los disparos.

Las semi-recuperables son buenas, pero sólo se recomienda usarlas cuando no se disponga de recuperables. Estas se recuperan en la superficie, pero no son reusables.

Las desintegrables, no se recomiendan en ningún caso, pues dejan muchos residuos que pueden taponar los disparos, dañan la T.R., dejando fisuras en ella, no se pueden posicionar y fallan regularmente cuando están expuestas a altas presiones y temperaturas.

Es conveniente mencionar algunas recomendaciones adicionales sobre los disparos.

Se ha demostrado que a mayor diámetro de la pistola, se tienen penetraciones mayores, por eso hay que seleccionar la pistola de mayor diámetro posible. Hay que seleccionar la pistola de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura en el pozo.

Es conveniente disparar siempre en condiciones de de balanceo, es decir, que la presión de la formación sea mayor a la presión que genera la columna de fluido dentro del pozo, para que al disparar, el flujo sea de la formación hacia el pozo y así evitar que se taponen los disparos con posibles residuos, para ésto es recomendable utilizar fluidos de control de baja-

densidad dentro del pozo y no lodo que pueda dañar la formación.

Estudios realizados, demuestran que cuatro perforaciones por pie (13 por metro) dan una excelente eficiencia de flujo, pero el Ingeniero de Campo tendrá el criterio suficiente para decidir si se requiere una mayor densidad de disparos, dependiendo del tipo de formación.

El factor de pseudodaño por disparos y restricciones al flujo, S_{DISP} , es inducido al efectuarse los disparos y se consideran dos componentes de este factor:

$$S_{DISP} = S_{p1} + S_{p2} \quad (7.7)$$

Donde:

S_{DISP} .- Factor de pseudodaño causado por disparos y restricciones al flujo (adim.).

S_{p1} .- Factor de pseudodaño debido al flujo através de los disparos (adim.).

S_{p2} .- Factor de pseudodaño debido a la convergencia del fluido, hacia los disparos, en la zona disparada (adim.).

VII.2.1.- Factor de pseudodaño debido al flujo através de los disparos, S_{p1} .

Cuando el flujo proveniente de la formación, pasa através de los disparos, ocasiona una caída de presión que dependerá de la densidad de las perforaciones hechas por los dis

paros, ésto para un determinado gasto, viscosidad del fluido, etcétera, a mayor número de éstas, se tendrá una menor caída de presión, originada por el flujo de fluidos através de las perforaciones. Por consiguiente, se tendrá una mayor eficiencia de flujo, cuando se tenga una mayor densidad de disparos.

La ecuación que define el factor S_{p1} , se obtiene mediante la igualación de la ecuación general de Van Everdingen, que involucra el factor de daño y de la ecuación de la caída de presión del flujo de un líquido através de un estrangulador.

Dicha ecuación en función de S_{p1} y en unidades prácticas es la siguiente:

$$S_{p1} = 4.185 \times 10^{-9} \frac{q_o \rho_o K h_e}{A_o^2 \mu_o B_o N} \quad (7.8)$$

Donde:

- S_{p1} .- Factor de pseudodaño debido al flujo através de los disparos (adim.).
- q_o .- Gasto de aceite @ c.s. (bls/día).
- ρ_o .- Densidad del fluido (lb/pie³).
- k .- Permeabilidad de la formación (md).
- h_e .- Espesor efectivo de la formación productora (pies)
- A_o .- Area del orificio (pg²).
- μ_o .- Viscosidad del aceite (cp).
- B_o .- Factor de volúmen del aceite (bl @ cy/blécs).
- N .- Número de perforaciones abiertas.

S_{p1} se va a considerar sólo cuando se tenga una baja densidad de disparos (menos de cuatro perforaciones por pie). En los casos en que la zona productora no esté revestida S_{p1} es igual a cero.

VII.2.2.- Factor de pseudodaño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada, S_{p2} .

Cuando el flujo de fluidos de la formación converge hacia las perforaciones, cerca de la zona disparada, el patrón del flujo radial que traía pierde su característica, es decir, que existe un cambio de dirección del flujo de fluidos al dirigirse hacia las perforaciones⁽²⁶⁾ (Figura 33).

Este cambio de dirección ocasiona una caída de presión adicional a la producida por la condición exclusivamente radial; la diferencia entre éstas dos caídas de presión, definen el factor de pseudodaño S_{p2} .

La convergencia del flujo de fluidos hacia los disparos es función del arreglo, espaciamiento, penetración y diámetro de los disparos.

El cálculo de S_{p2} , requiere del conocimiento de la profundidad de la penetración de los disparos y como ésta es difícil de medirse directamente, se mide por medios indirectos.

Thompson⁽²⁷⁾ encontró que la profundidad de los disparos, depende tanto de la pistola con que efectúan, como de la resistencia a la compresión de la roca, y relacionó los resultados de las pruebas API-RP-43 con la resistencia a la compresión de la formación, dando como resultado dos ecuaciones, una para pistolas de chorro y otra para pistolas de bala de --

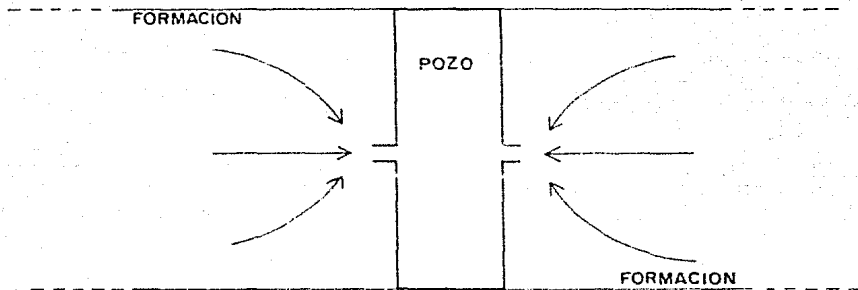


FIGURA 33. Cambio de dirección del flujo de fluidos al acercarse a los disparos

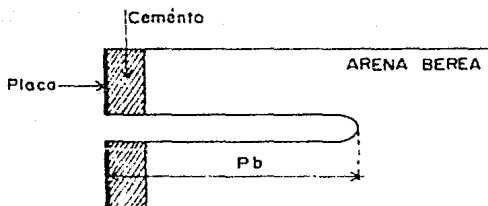


FIGURA 34. Prueba API-RP-43 que se realiza para diferentes pistolas

media pulgada. (En la Tabla VI, se presentan resultados de -- las pruebas API-RP-43, para diferentes pistolas recuperables).

Dichas ecuaciones son las siguientes:

Pistola de chorro:

$$P_e = P_b \times 10^{3.7 \times 10^{-5}} (C_b - C_1) \quad (7.9)$$

Pistola de bala de 1/2 pg:

$$P_e = P_b (C_b/C_1)^{1.15} \quad (7.10)$$

Dónde:

P_e .- Penetración de los disparos en la roca de interés (pg).

P_b .- Penetración del disparo en el probador normal. API (Contenido en la arena berea) (pg).

C_b .- Resistencia a la compresión de la arena berea y es igual a 6500 (lb/pg²).

C_1 .- Resistencia a la compresión de la roca de interés (lb/pg²).

P_b es un dato proporcionado por las pruebas API-RP--43. (Tabla VI). La P_b es medida desde el inicio de la placa de acero hasta el final del agujero (Figura 34) y varía para cada pistola.

En la Tabla III, se presentan los rangos de resistencia a la compresión de algunas rocas.

TABLA III.- RESISTENCIA A LA COMPRESION DE ALGUNAS ROCAS.

TIPO DE ROCA	RESISTENCIA A LA COMPRESION C_1 (lb/pg ²)
Margas	355 - 710
Calizas suaves	1420 - 2840
Arenizas poco consolidadas	4260 - 5680
Arenizas consolidadas	8250 - 9940
Arenizas muy consolidadas	14200
Calizas duras y muy duras	21300 - 28400

El método más general para la determinación de S_{p2} es el de Hong⁽²⁸⁾.

Este autor realizó estudios utilizando modelos que describen el flujo tridimensional hacia los disparos, en una zona con daño o sin él, manejando arreglos de disparos variados. Los nomogramas presentados por este autor relacionan el factor de pseudodaño S_{p2} , con un grupo de cinco parámetros, tanto del pozo como del yacimiento; estos parámetros son los siguientes:

- Espaciamiento entre disparos, h_r , (pg) (Tabla IV).
- Diámetro del pozo d_w , (pg).
- Relación de permeabilidades verticales a horizontales (kv/kh).

PATRON N ^o .	PATRON SIMPLE		h _r p _g	θ Grados	PATRON ESCALONADO EQUIVALENTE
	VISTA SUPERIOR	VISTA FRONTAL			
1-12			12	0	
2-12			12	180	
3-12			12	120	
4-12			12	90	
1-6			6	0	
2-6			6	180	
3-6			6	120	
4-6			6	90	
1-3			3	0	
2-3			3	180	
3-3			3	120	
4-3			3	90	

TABLA IV. Patrones de perforaciones,
y sus correspondientes parámetros
h_r y θ. (Hong).

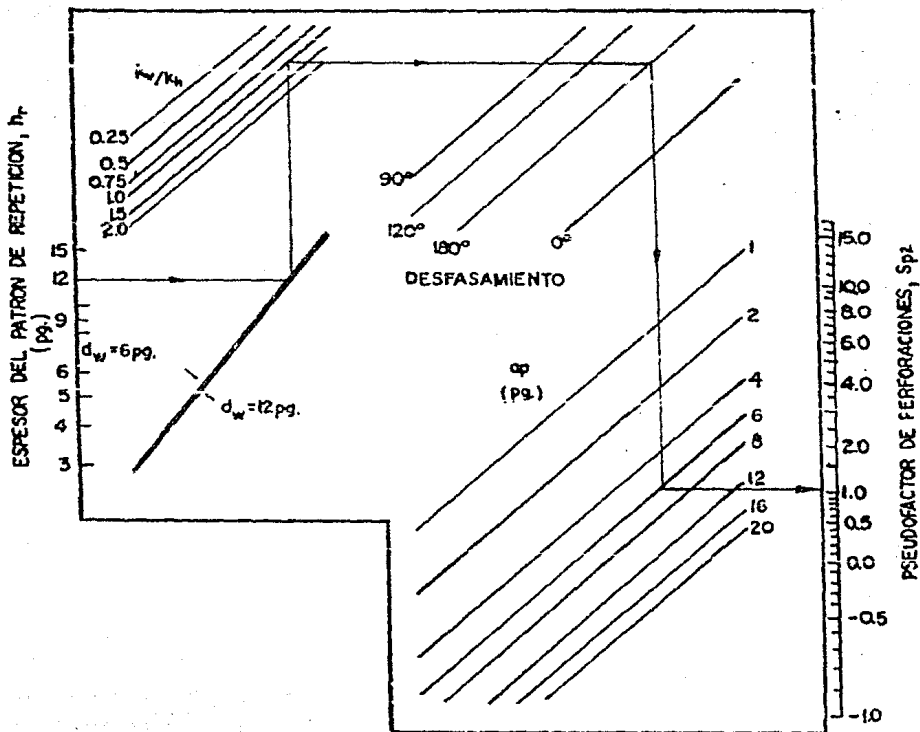


Fig. 35 Nomograma para determinar Sp_z (Hong)
(Patrones simples, perforaciones de $\frac{1}{2}$ pg.)

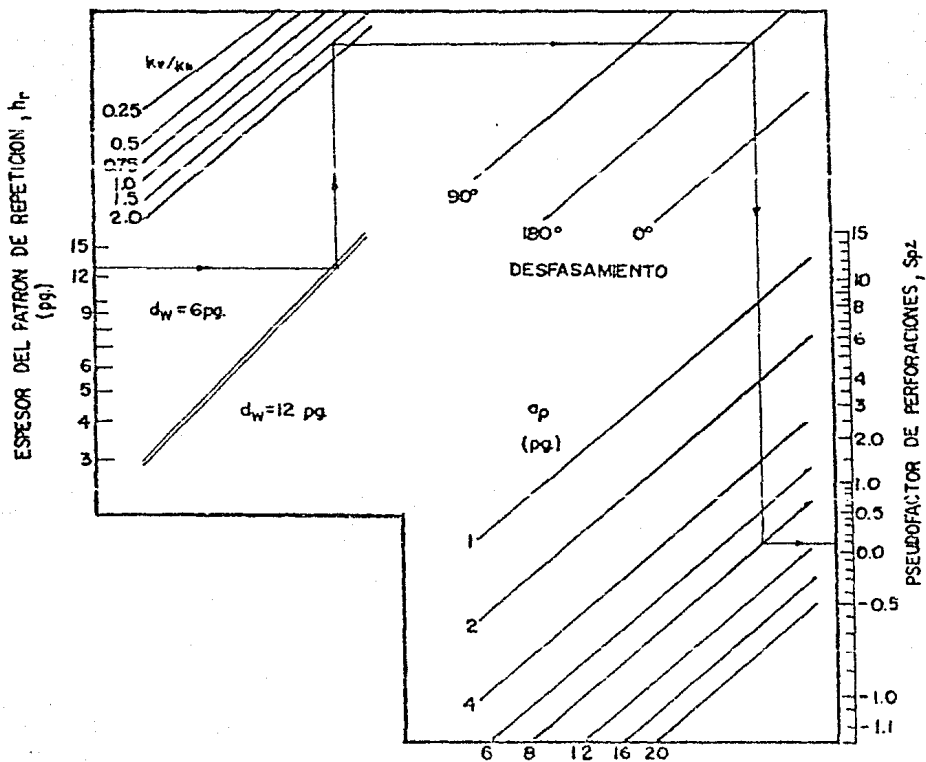


Fig. 36 Nomograma para determinar Sp_z (Hong)
(Patrones escalonados, perforaciones de $\frac{1}{2}$ pg.)

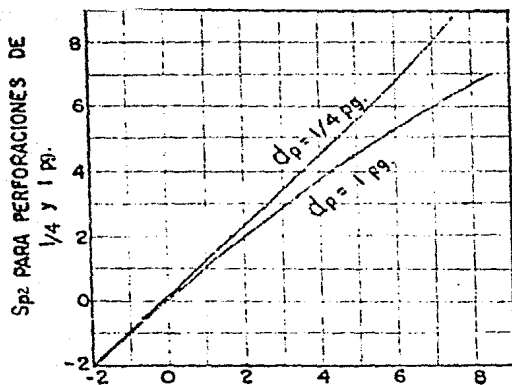


Fig. 37 Sp_2 para diámetros de perforaciones de $1/4$ y 1 pg. (Hong).

- Angulo de desfaseamiento entre perforaciones, θ , - (grados).
- Profundidad de penetración de los disparos, a_p , - (pg).

Los parámetros h_r y θ , tienen varios diseños mostrados en la Tabla IV.

Los nomogramas presentados en la figura 35 (para --- cuando se tenga un diseño simple) y la figura 36 (para cuando se tenga un diseño escalonado) están hechos para cuando el diámetro de las perforaciones sean de media pulgada, sin embargo se pueden utilizar para diámetros de un cuarto y una pulgada, por medio de la figura 37.

La determinación de S_{p2} , utilizándo las figuras 35 y 36, se realiza de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Estimar el diámetro del pozo, d_w , la relación de permeabilidades (kv/kh) y la penetración del disparo en la formación, a_p .

La penetración a_p es medida, desde donde termina la capa de cemento, hasta la máxima profundidad del disparo; para determinar a_p se utilizan las ecuaciones (7.9) y (7.10), y al valor obtenido se le resta el espesor de la tubería y el cemento, el espesor de la pared T.R.-cemento, puede calcularse del diámetro de la barrena o leerse de la Tabla V.

- Determinar el espaciamiento entre disparos, h_r , y el ángulo de desfaseamiento entre perforaciones, θ , para el patrón de perforación existente utilizándo la tabla IV.

- Seleccionar la figura 35 o la figura 36, para diseño de perforaciones simple o escalonado.

- Iniciando del lado izquierdo de las figuras y siguiendo la secuencia indicada, se unen los valores de los parámetros estimados anteriormente, y se determina S_{p2} .

- Ajustar, de ser necesario, el valor de S_{p2} cuando se trate de diámetros de perforación diferentes de 1/2 pulgada, utilizándose para éste fin la figura 37.

T A B L A V.

Diámetro de la Tubería de Revestimiento (pg)	Diámetro de la Ba- rrera (pg)	Espesor normal de la pared -- Tr-Cemento(pg)
10 3/4	15	2.6
10 3/4	13 3/4	2.0
9 5/8	12 1/2	1.8
7	9 7/8	1.7
7 5/8	9 7/8	1.5
7	9	1.3
5	7	1.1

TABLA VI.- PISTOLAS DE CHORRO RECUPERABLES.

DIAMETRO (pg)	NOMBRE	NUMERO	API RP-43 dp(pg)	Pb(pg)
5	XL	JRC C50028	0.82	4.74
	BH	JRC C5028	0.67	12.10
4	ShoGun DP	OOT HSC 5000-324	0.50	17.83
	XL	JRC C40028	0.92	4.72
	BH	JRC C4028	0.71	7.14
	SDJ	JRC C10041	0.47	11.06
	SSB	JRC C3136	0.25	9.76
	SSB	JRC C4036	0.45	12.69
	SSB III	JRC 4000236	0.44	13.36
	DP	SCS 2402	0.50	12.23
	DP II	HJG 4000	0.43	12.09
	HSC DP	OOT HSC 4000-317	0.42	15.05
3 5/8	SDJ Plus	JRC C36041	0.44	8.15
	SSB	JRC C3636	0.34	10.60
3 1/8	BH	JRC C31028	0.61	5.60
	SDJ Plus	JRC C31041	0.41	6.18
	DP	SCS 2312	0.39	9.00
	DP II	HJG 3000	0.39	9.50
	HSC DP	OOT HSC 3125-306	0.28	12.02

Donde dp es el diámetro de la perforación del disparo y Pb es la penetración del disparo en arena berea, estas pistolas se utilizan para un rango de temperatura de 325°F y una presión de operación de 20000 lb/pg², y proporcionan una densidad de 4 disparos por pie.

La teoría desarrollada para el factor de pseudodaño por disparos, considera que todo el espesor efectivo de la formación que aporta fluidos, se encuentra disparado; cuando esto sucede, es decir, cuando los pozos están perforados parcialmente, los factores S_{p1} y S_{p2} , deben afectarse por la relación de abertura de la formación ⁽²⁶⁾, h_e/h_p , o sea:

$$S_{DISP} = (S_{p1} + S_{p2}) h_e/h_p \quad (7.11)$$

Donde:

h_e .- Espesor efectivo de la formación productora (pies)

h_p .- Longitud del intervalo disparado (pies).

VII.3.- FACTOR DE PSEUDODAÑO CAUSADO POR FLUIDOS DE INVASION - EN LAS VECINDADES DEL POZO.

Generalmente al ser perforada la formación productora y realizar las diferentes operaciones de terminación, las condiciones originales del yacimiento se ven alteradas por la invasión de sólidos y fluidos que invaden la vecindad del agujero. Lo anterior obliga a considerar una zona de restricción a la afluencia de los fluidos contenidos en el yacimiento hacia el pozo productor, ocasionando una caída de presión adicional, la cual es representada por el factor de pseudodaño, S_{INV} .

Considerando flujo radial y terminación sin tubería de revestimiento, se dedujo el factor de pseudodaño, S_{INV} , utilizando la ecuación de Darcy para fluidos incompresibles y la ecuación general de Van Everdingen, obteniéndose la siguiente ecuación ⁽²⁹⁾:

$$S_{INV} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln(r_s/r_w) \quad (7.12)$$

Donde:

S_{INV} .- Factor de pseudodaño por fluídos de invasión ----
(adim.).

k .- Permeabilidad de la formación (md).

k_s .- Permeabilidad de la zona dañada (md).

r_s .- Radio de la zona dañada (pies).

r_w .- Radio del pozo (pies).

En la ecuación (7.12) se observa que si $k = k_s$ ó ---
 $r_s = r_w$, el factor de pseudodaño $S_{INV} = \text{cero}$.

Cuando S_{INV} sea positivo, la permeabilidad en la zona cercana al pozo es menor que la permeabilidad del resto de la formación.

Cuando S_{INV} sea negativo, la permeabilidad de la zona cercana al pozo es mayor que la correspondiente al resto de la formación.

En los casos en los que el pozo estuviera revestido y disparado, se afectará el factor de pseudodaño S_{INV} existente.

Hong (28), realizó nomogramas utilizando modelos matemáticos que determinan S_{INV} , para cuando la penetración de los disparos esté dentro de la zona dañada ($a_p < r_s$), nomograma de la figura 38, y cuando la penetración rebaza la zona dañada

($a_p > r_s$), nomograma de la figura 39.

Los parámetros necesarios para el uso de estos nomogramas son:

- Espaciamiento entre los disparos, h_r (pg).
- Diámetro del pozo, d_w , (pg).
- Angulo de desfaseamiento entre disparos, θ , (grados).
- Penetración del disparo, a_p , (pg).
- Relación de la permeabilidad de la zona dañada a la permeabilidad horizontal de la zona no dañada - (k_s/k_h).
- Radio de la zona dañada, r_s , (pg) (Sólo en el nomograma de la figura 39).

Se sabe que la permeabilidad en la zona dañada, k_s , y el radio de daño, r_s , involucrados en la determinación del factor de pseudodaño S_{INV} , son difíciles de obtener cuando no se ha llevado a cabo una estimulación. Por lo mismo se recomienda que si no se tienen los parámetros k_s y r_s , se obtenga el valor de S_{INV} a partir de la ecuación general de daño, es decir, a partir de la ecuación (7.1):

$$S_t = S_{DESV+PEN} + S_{DISP} + S_{INV}$$

Despejando S_{INV} :

$$S_{INV} = S_t - S_{DESV+PEN} - S_{DISP} \quad (7.13)$$

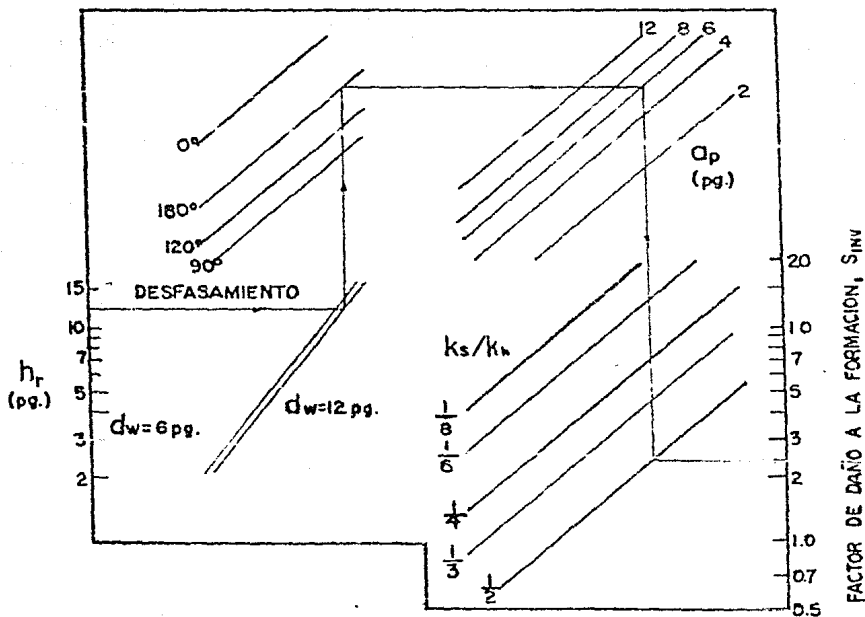


Fig. 38 Nomograma para determinar S_{INV} cuando la perforación terminada antes ó en r_s , (Hong).

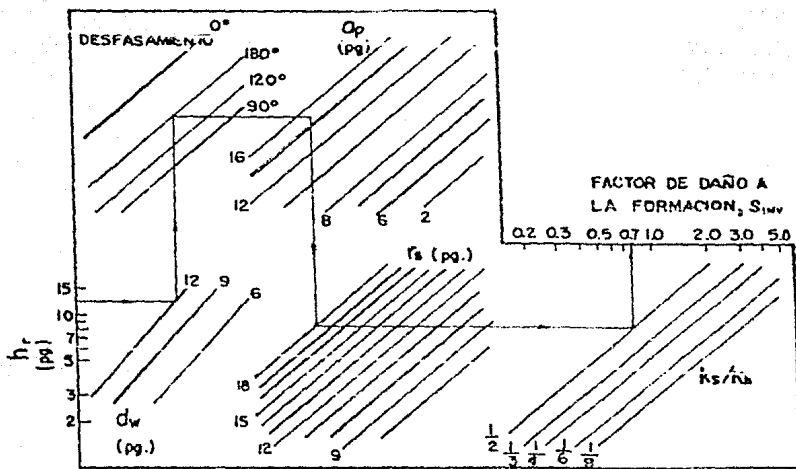


Fig. 39 Nomograma para obtener S_{mv} cuando la perforación penetra más allá de r_s . (Hong).

Si el espesor efectivo de la formación no está completamente disparado, el factor S_{INV} hay que afectarlo por la relación de abertura de la formación, quedando finalmente:

$$S_{INV} = (h_p/h_e) (S_t - S_{DESV+PEN} - S_{DISP}) \quad (7.14)$$

Donde:

h_e .- Espesor efectivo de la formación productora (pies)

h_p .- Longitud del intervalo disparado (pies).

Si se evalúan los factores del segundo miembro de la ecuación (7.14) el valor del factor de pseudodaño por fluidos de invasión queda determinado.

En el apéndice III se encuentra un programa de cómputo que calcula los factores parciales de daño de la formación-productora.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el presente trabajo se pretende que el Ingeniero - de campo, pueda determinar las condiciones de flujo de un pozo - fluyente, a fin de optimizar dicho sistema en donde sea necesaa-rio, y hacer lo más eficiente posible la producción de los pozos.

En el Capítulo I, se da un enfoque general del Sistema de Producción de un pozo fluyente, desde el yacimiento, hasta la batería de separación y cómo determinar la capacidad de transporte de dicho sistema, a través del análisis de sus elementos.

En los Capítulos subsecuentes, se dan las herramientas necesarias para evaluar las caídas de presión en cada elemento - del sistema y así poder determinar la capacidad de transporte -- del sistema, a través del análisis nodal.

Dichas herramientas, son ecuaciones y correlaciones de flujo multifásico, es importante mencionar que las condiciones - de flujo de un pozo a otro, varían notablemente, por lo tanto; - para saber qué correlación es la más indicada en el cálculo de - las caídas de presión, en un elemento del sistema, hay que con--tar con datos reales de campo, es decir, tener mediciones de presión de un pozo.

Con los datos de presión medidos, se procede a verifi--car qué correlación es la que más se acerca a los datos medidos, es decir, el Ingeniero debe probar todas las correlaciones que - tenga disponibles y escoger la que coincida más con los datos -- reales, para después, por medio de un factor de corrección, ajustarla. Ninguna correlación va a dar resultados exactamente igu

les a los reales, pues varían algunos factores, pero con el ajuste el error se reduce notablemente.

En el presente trabajo se presentan algunas correlaciones de flujo multifásico, pero hay publicadas otras correlaciones, por lo que es recomendable que el Ingeniero disponga de correlaciones publicadas por otros autores y pruebe las cuando sea necesario. La misma recomendación se hace cuando se determina el diámetro de un estrangulador, hay que hacer mediciones en los pozos y probar las correlaciones disponibles, para después ajustar la correlación más viable.

Con los dos últimos Capítulos, se pretende que el Ingeniero pueda determinar en qué condiciones se encuentra el intervalo productor, es decir, cuál es su permeabilidad, cuál es la eficiencia de flujo, qué tan dañada está la formación y a qué se debe ese daño.

Es de suma importancia para el Ingeniero, saber determinar el daño de la formación y los componentes de este daño, para poder planear las estimulaciones que va a requerir un pozo de terminado.

Si el Ingeniero sólo conoce el daño total de la formación no puede actuar de manera eficiente, pues desconoce a qué se debe ese daño, por ejemplo puede planear erróneamente un fracturamiento, que es muy costoso, en donde sólo se requeriría disparar unos pocos metros para mejorar notablemente la eficiencia de flujo y por consiguiente la producción del pozo.

El presente trabajo le sirve al Ingeniero de campo, para conocer las condiciones de flujo de un pozo fluyente, y poder mejorarlas, cambiando aparejos de tubería, etcétera, en caso de-

ser necesario.

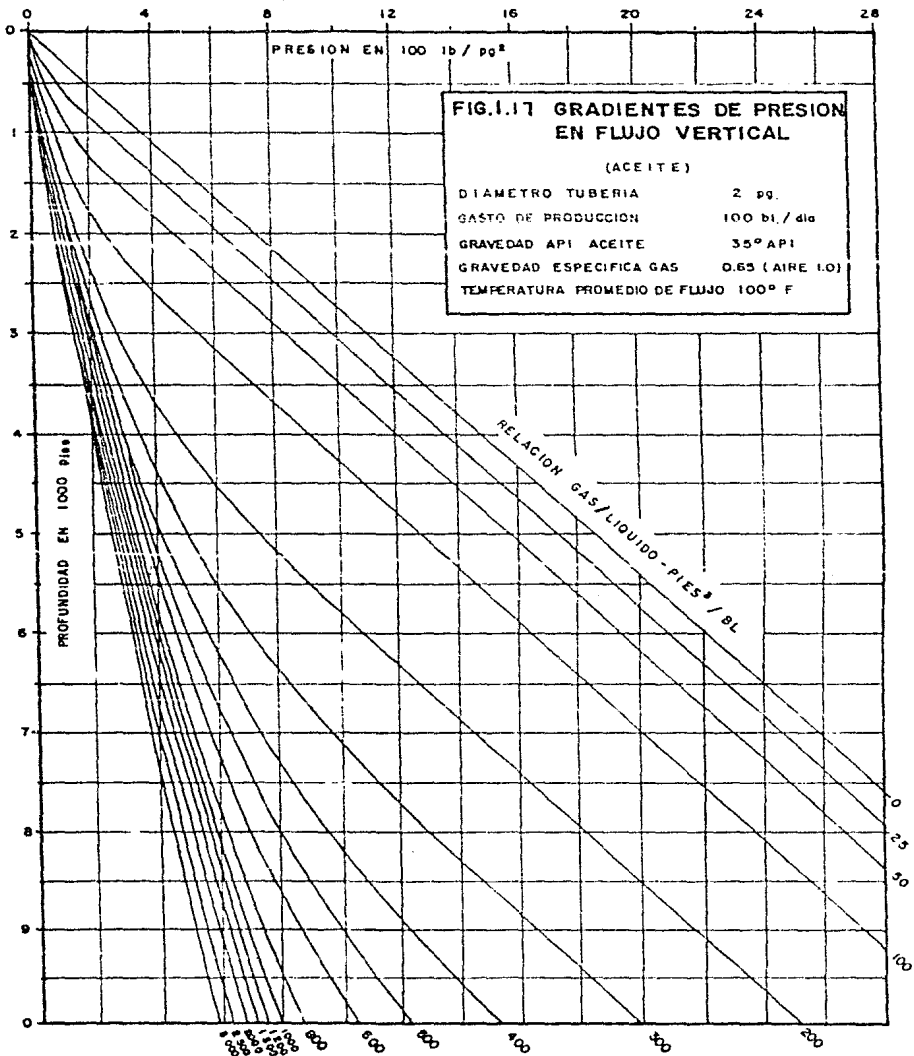
También puede determinar las condiciones de los intervalos productores y así poder planear de una manera más eficiente las terminaciones y reparaciones en un pozo productor.

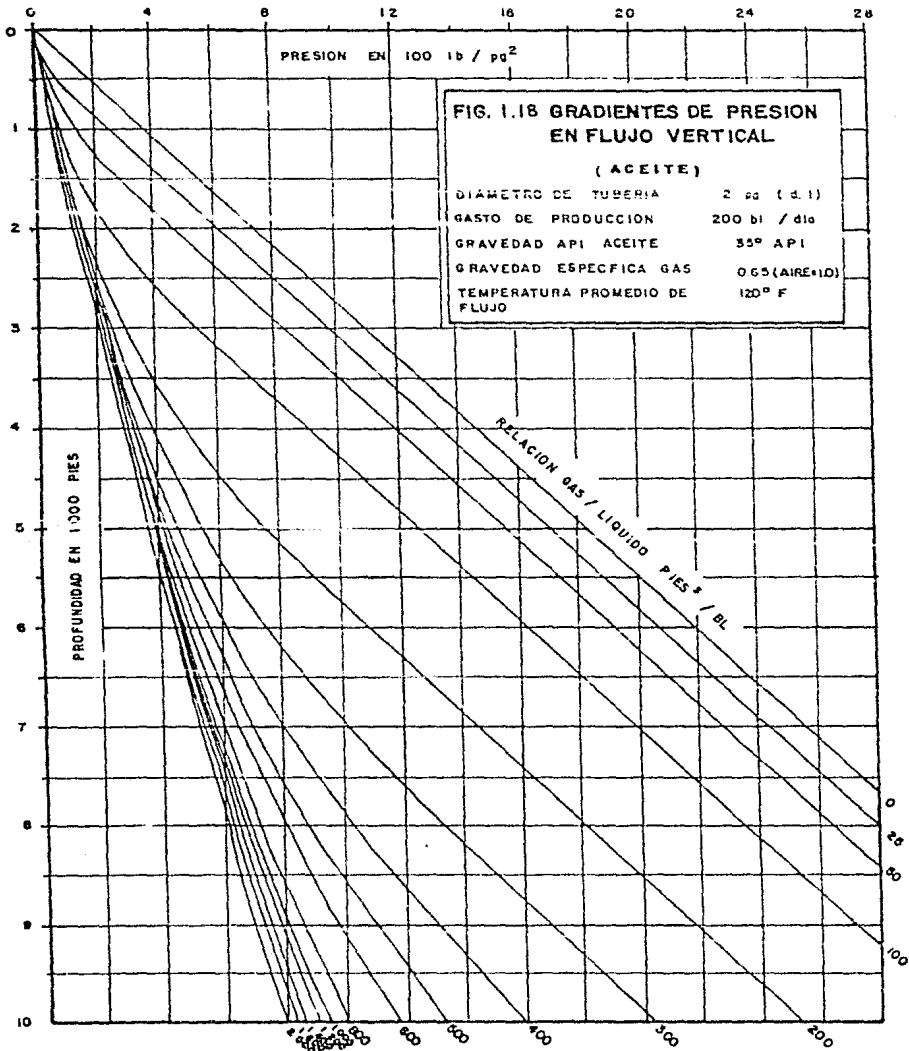
A P E N D I C E I

En este apéndice se incluyen a manera de ejemplo, -- siete gráficas de curvas de gradiente de presión en flujo vertical (Figuras 1.17 a 1.23).

Estas gráficas son para un diámetro interior de tubería de producción de dos pulgadas, una densidad del aceite de 35° API, una densidad relativa del gas de 0.65, una temperatura promedio de flujo de 100°F a 140°F y son para 100, 200, 300, 400, 600, 800 y 1000 bls/día, respectivamente.

En la literatura se encuentran publicadas una variedad muy amplia de gráficas de curvas de gradiente para flujo vertical y horizontal, que manejan diámetros variados de tubería y diferentes gastos.





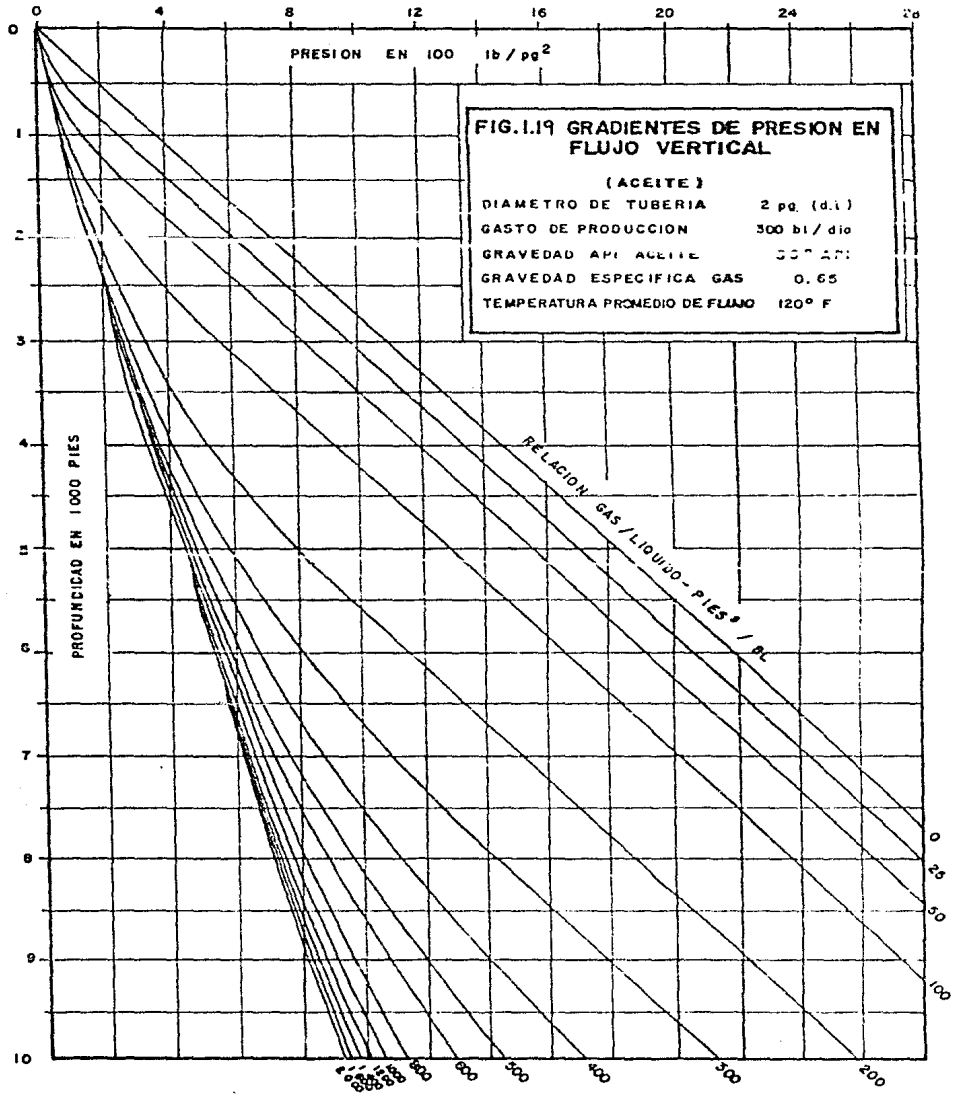
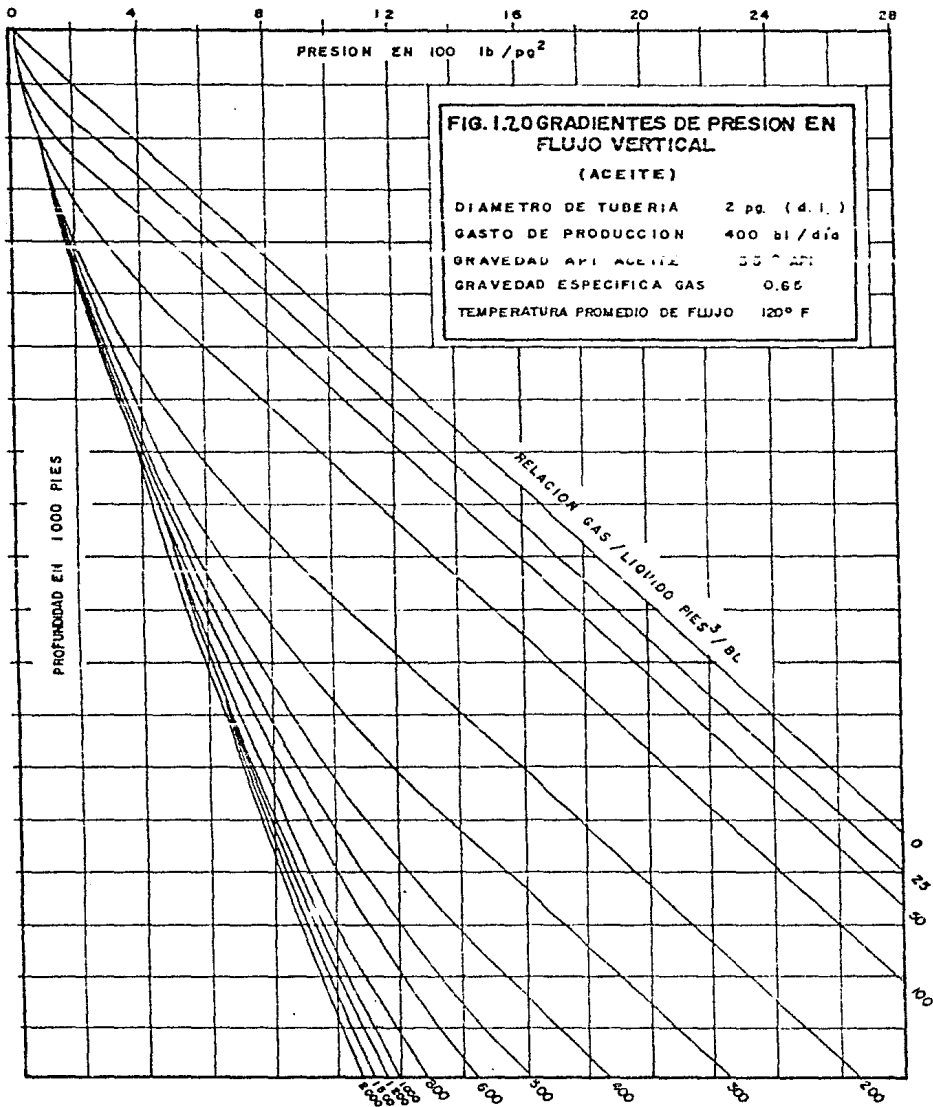


FIG. 1.19 GRADIENTES DE PRESION EN FLUJO VERTICAL
 (ACEITE)
 DIAMETRO DE TUBERIA 2 pg. (d.i.)
 GASTO DE PRODUCCION 300 bl/dio
 GRAVEDAD API ACEITE 50° API
 GRAVEDAD ESPECIFICA GAS 0.65
 TEMPERATURA PROMEDIO DE FLUIDO 120° F

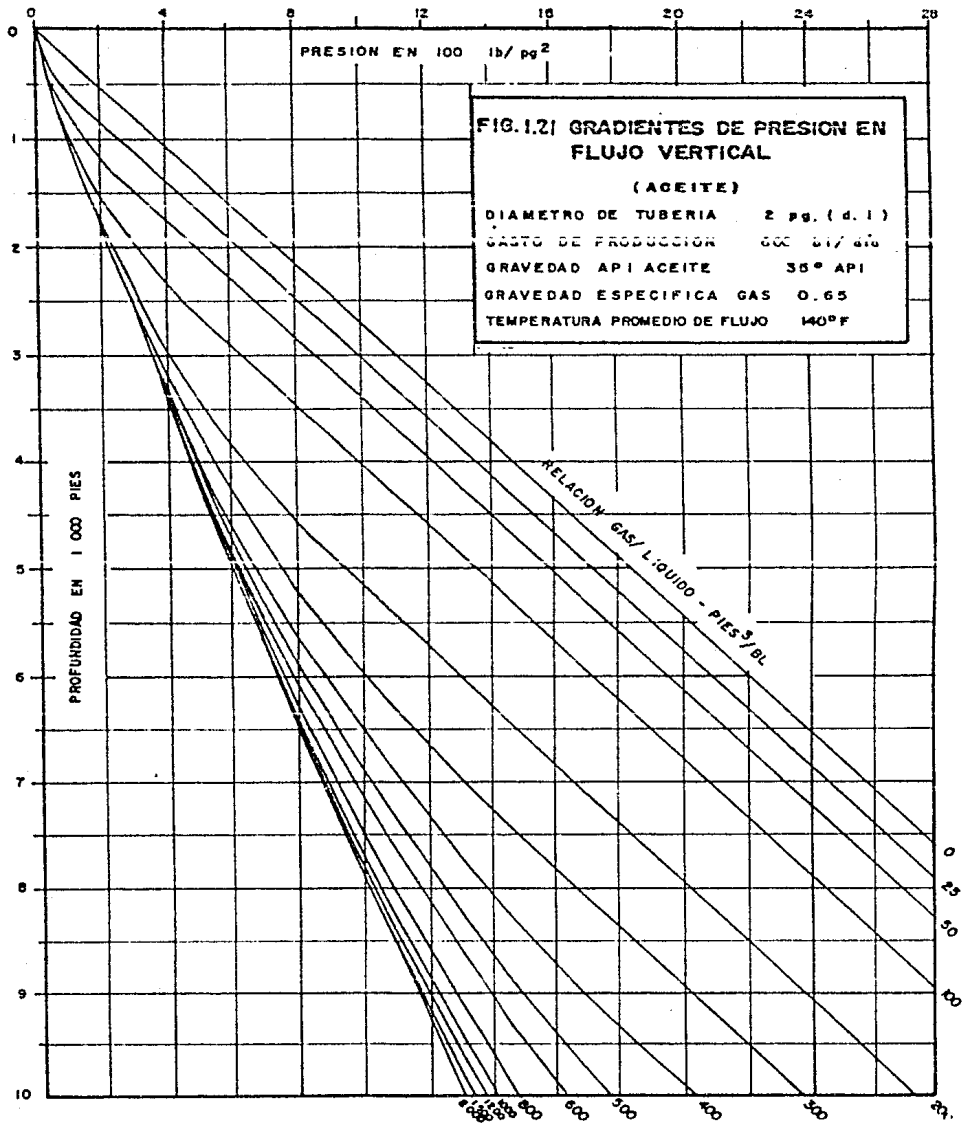
RELACION GAS / LIQUIDO - PIES³ / BL

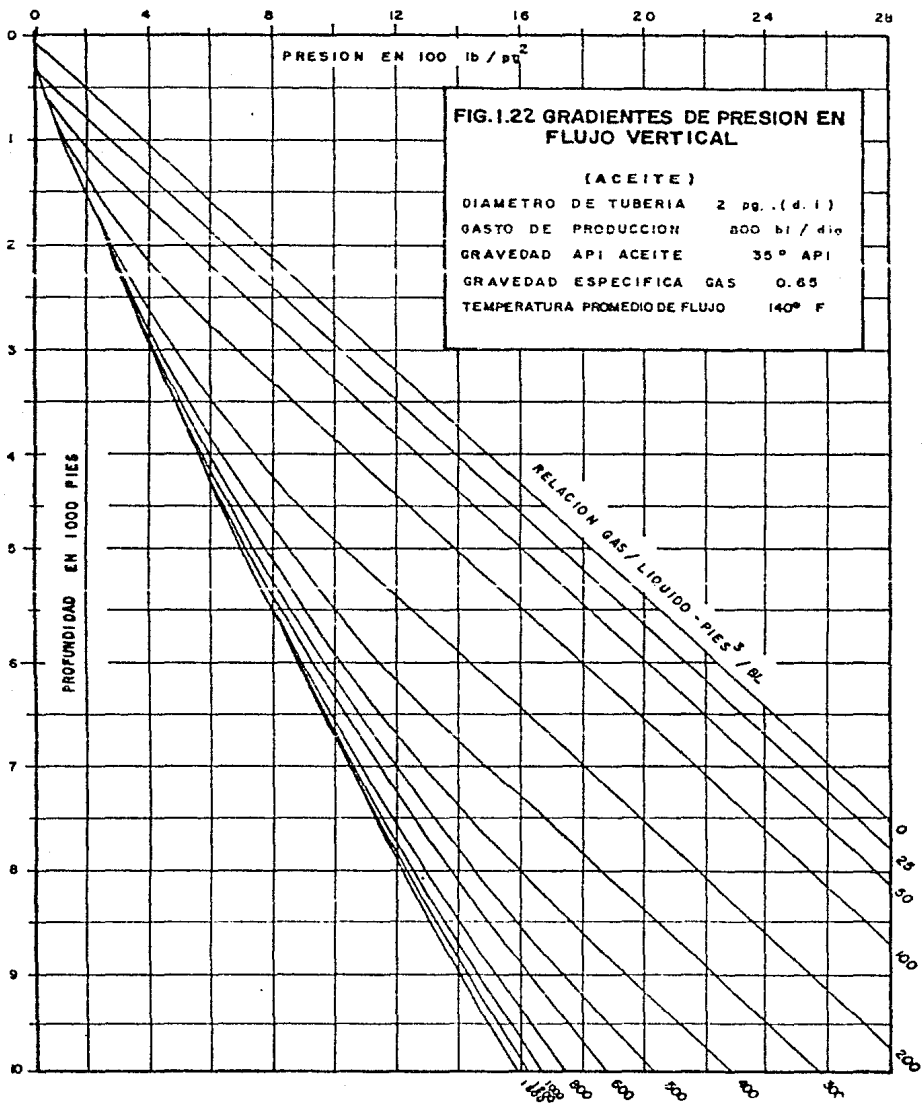
0.25 0.50 1.00 2.00 3.00 4.00 5.00



200 300 400 500 600 800 1000 1500 2000

0 25 50 100



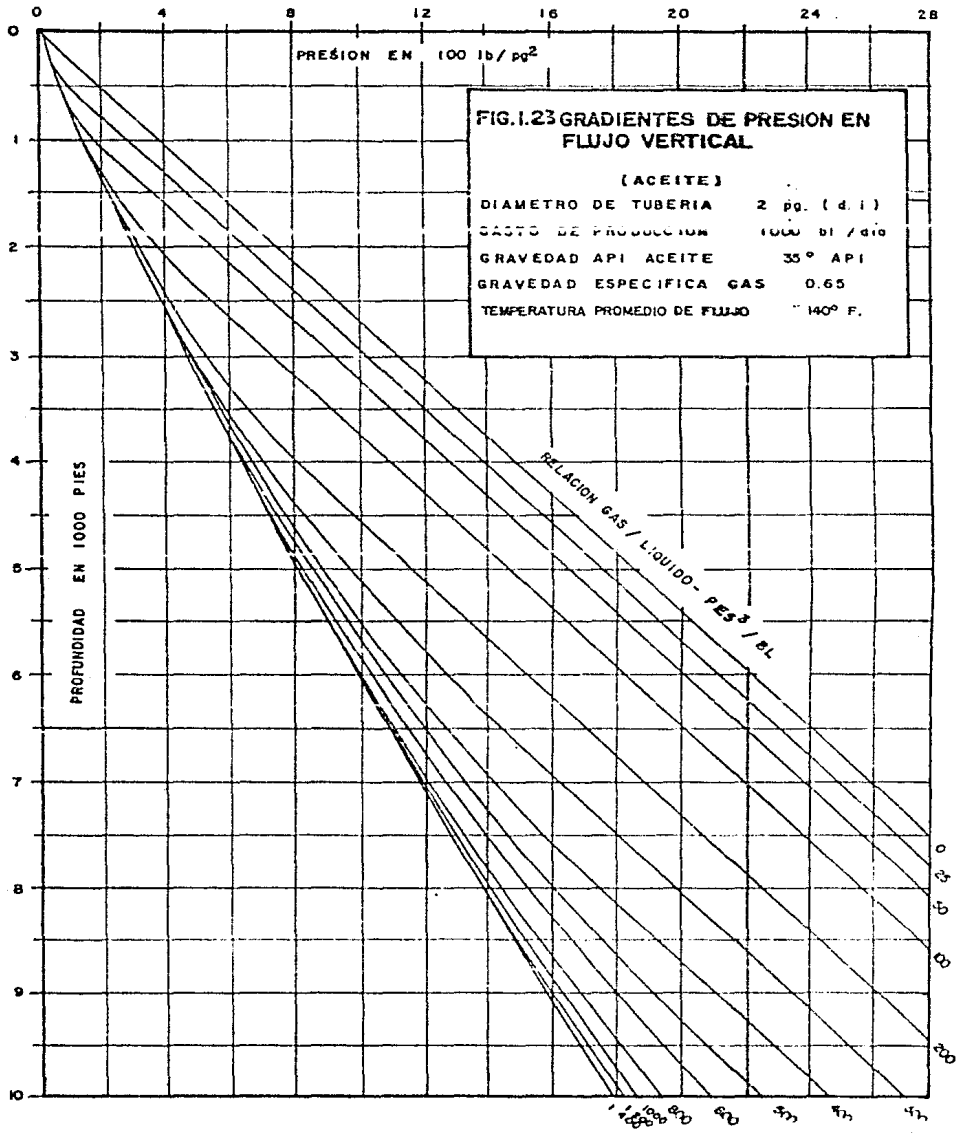


PRESIÓN EN 100 lb/pq²

FIG.1.23 GRADIENTES DE PRESION EN FLUJO VERTICAL
(ACEITE)
DIAMETRO DE TUBERIA 2 pg. (d.i.)
COSTO DE PRODUCCION 1000 \$/dia
GRAVEDAD API ACEITE 35° API
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS 0.65
TEMPERATURA PROMEDIO DE FLUJO 140° F.

PROFUNDIDAD EN 1000 PIES

RELACION GAS / LIQUIDO - PES / BL



A P E N D I C E I I

P R O G R A M A S D E C O M P U T O

Los tres programas incluidos en este apéndice son para calcular las caídas de presión en tuberías verticales y horizontales, através de correlaciones de flujo multifásico.

Estos programas están elaborados en lenguaje BASIC, y son conversacionales, es decir, los datos que requieren para su corrida los pide al usuario, estos datos son:

- Presión media \bar{P} (lb/pg²)
- La delta de presión ΔP (lb/pg²)
- Temperatura media \bar{T} (°F)
- Densidad relativa del aceite δ'_o (adim.)
- Densidad relativa del gas δ'_g (adim.)
- Relación Gas-Aceite Instantánea R (pies³/bl)
- Longitud de la tubería L (pies)
- Diámetro de la tubería d (pg)
- Gasto de Aceite q_o (bls/día @ cs)

Los programas incluyen las siguientes correlaciones, para el cálculo de las propiedades de los fluidos:

Para la obtención de la relación gas disuelto-aceite, R_s , y el factor de volumen del aceite, B_o , se emplearon las correlaciones de M. B. Standing⁽³⁰⁾, la de Vázquez⁽³¹⁾ y la de -

Einstein⁽³²⁾, pudiéndose escoger entre la que más se ajuste a los datos reales de campo.

Para la obtención de las propiedades del áceite saturado se utilizaron las correlaciones siguientes:

Densidad del aceite, ρ_o , referencia 33.

Viscosidad del aceite, μ_o , referencia 34.

Tensión superficial, σ_o , referencia 35.

Para las propiedades del aceite bajo saturado (ρ_o , μ_o , B_o), se utilizan las correlaciones de la referencia 31.

Para la determinación de las propiedades del gas natural, se utilizan las siguientes correlaciones:

Factor de volúmen del gas, B_g , y densidad del gas, ρ_g , referencia 36.

La viscosidad del gas, μ_g , se obtuvo de la correlación de Lee⁽³⁷⁾.

El factor de compresibilidad del gas, Z , se obtuvo con la correlación de la referencia 38.

Los resultados obtenidos en los programas incluyen lo siguiente:

Para cada ΔP de presión dada, el programa calcula el gradiente de presión y la longitud de tubería que corresponde a este gradiente; esto se va a repetir hasta completar la longitud total de la tubería y el resultado final es la presión que se tiene en el extremo de la tubería, si es tubería de pro

ducción, podemos obtener la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , a partir de P_{th} , o viceversa. Si es una tubería de descarga, obtendremos la presión de descarga de dicha tubería o la de entrada, según lo requerido.

Para los programas es conveniente usar incrementos de presión, ΔP , menores que el 10% de la presión media.

Los procedimientos de cálculo que utiliza cada programa, se exponen a continuación:

Tubería de Producción.

Correlación de Poettman-Carpenter-Baxendell-Thomas:

Procedimiento de Cálculo:

1.- A partir de una presión, P , (Condiciones en la cabeza o en el fondo del pozo), fijar un incremento de presión, ΔP , y obtener:

$$P_2 = P + \Delta P \quad \bar{P} = P + \Delta P/2$$

2.- Calcular para las condiciones medias del intervalo, \bar{P} y \bar{T} (Esta temperatura es generalmente estimada), los valores del factor de compresibilidad, Z , el factor de volumen del aceite, B_o , y el del gas, B_g , y la relación gas-disuelto-aceite, R_s .

3.- Calcular la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento, ρ_{ns} , a, \bar{P} con la ecuación (3.15).

4.- Determinar el valor de $dV \rho_{ns}$ con la ecuación (3.22) y obtener el factor de fricción para dos fases, f_{tp} , --

con las ecuaciones (3.23) y (3.24).

5.- Aplicando la ecuación (3.21), cuantificar el -- gradiente de presión, $\Delta P/\Delta h$, y obtener Δh a partir de éste.

6.- Repetir el procedimiento hasta completar la pro fundidad total del pozo.

Tubería de Descarga.

I. Correlación de Bertuzzi-Tek-Poettman.

Procedimiento de Cálculo:

1.- Se inicia con una presión, P_1 , a la entrada de la tubería. A este punto le corresponde una longitud de tubería, $L = 0$.

2.- Suponer una caída de presión, ΔP , y calcular \bar{P} y P_2 :

$$\bar{P} = P_1 - (\Delta P/2) \quad P_2 = P_1 - \Delta P$$

3.- Determinar las propiedades de los fluidos, a -- las condiciones medias de escurrimiento, \bar{P} y \bar{T} :

Relación gas disuelto-aceite, R_s

Factor de volúmen del aceite, B_o

Factor de volúmen del gas, B_g

Factor de compresibilidad, Z

Tensión superficial, σ_o

Viscosidad del aceite, μ_o

Viscosidad del gas, μ_g

Densidad del aceite, ρ_o y

Densidad del gas, ρ_g

4.- Obtener el gasto másico, W_m , con la ecuación -- (3.16), o con las ecuaciones (3.17), (3.18), (3.19) y (3.20).

Calcular el colgamiento sin resbalamiento, λ , con la ecuación (3.7).

5.- Determinar el factor de fricción para dos fases f_{tp} :

a) Calcule el número de Reynolds del gas, N_{REG} , y del líquido, N_{REL} , con las ecuaciones (5.5) y (5.6).

b) Calcule los coeficientes a y b con las ecuaciones (5.7), (5.8) y (5.9).

c) Determine la función del número de Reynolds, ϕ , de la ecuación (5.4) y con éste obtenga el factor de fricción para dos fases, f_{tp} , con las ecuaciones (5.10) a (5.16).

6.- Obtenga la densidad de la mezcla, sin considerar el resbalamiento, ρ_{ns} , con la ecuación (5.2).

7.- Aplique la ecuación (5.17) para calcular el gradiente de presión, $(\Delta P / \Delta L)_f$, y con éste obtenga la ΔL correspondiente al incremento de presión supuesto.

8.- Repetir el procedimiento hasta completar la longitud total de la tubería.

II. Correlación de Beggs y Brill.

Procedimiento de Cálculo:

Incluye los tres pasos iniciales de la correlación - de Bertuzzi-Tek-Poettmann.

4.- Calcule las velocidades superficiales del gas, V_{sg} , y del líquido, V_{SL} , con las ecuaciones (3.8) y (3.9) y -- los gastos máxicos del gas, W_g , y del líquido, con las ecuaciones (3.18) y (3.20). Calcule también el colgamiento sin resbalamiento, λ , con la ecuación (3.7).

5.- Calcule el colgamiento, H_L , con la ecuación --- (3.2) y la densidad de la mezcla, ρ_m , con la ecuación (3.10).

6.- Determine el valor de las pérdidas de presión - por aceleración, E_k , con la ecuación (5.19). Si se consideran despreciables éstas pérdidas de presión, haga $E_k = 0$.

7.- Calcule el factor de fricción para tuberías lisas, f_n , aplicando las ecuaciones (5.22), (5.23) y (5.24). Calcule también el factor de fricción para dos fases normalizado, (f_{tp}/f_n) , con las ecuaciones (5.25), (5.26) y (5.27).

8.- Determine el factor de fricción para dos fases, f_{tp} , con la ecuación (5.21).

9.- Obtener el gradiente de presión $(\Delta P / \Delta L)_T$, - aplicando la ecuación (5.20) y con éste obtenga la ΔL correspondiente al incremento de presión, ΔP , supuesto.

10.- Repetir el procedimiento, hasta completar la - longitud total de la tubería.

Los listados de los tres programas se encuentran a - continuación, incluyendo cada programa, un ejemplo ilustrativo.

```

10 REM *****
11 REM **
12 REM ** UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO **
13 REM ** FACULTAD DE INGENIERIA **
14 REM ** **
15 REM ** PROGRAMAS QUE CALCULA LAS CAIDAS DE PRESION **
16 REM ** EN TUBERIAS VERTICALES UTILIZANDO LA **
17 REM ** COMPLICACION DE DORTTMANN Y GARDWELL. **
18 REM ** **
19 REM ** ELABORADO: ELISBA SANCHEZ GONZALEZ **
20 REM ** **
21 REM *****
22
23 PRINT "PROGRAMA DE CÁLCULO DE LA PRESIÓN EN LA CARGA DEL POZO"
24
25 INPUT "VALOR DE DELTA P (IN/PG2)"; DP
26 INPUT "TEMPERATURA MEDIA (GRAD.F)"; TM
27 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (AGUA=1)"; DRD
28 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1)"; DRG
29 INPUT "RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA (PIES3/RL)"; R
30 INPUT "DIAMETRO DE LA TUBERIA VERTICAL (PIES)"; DT
31 INPUT "LONG. DE LA TUBERIA VERTICAL (PIES)"; L
32 INPUT "COSTO DE ACEITE (DOLAR/C.S.)"; C
33 INPUT "PRESION MEDIA (LR/PG2)"; PM
34 INPUT "VALOR DE DELTA P (LR/PG2)"; DP2
35 INPUT "TEMPERATURA MEDIA (GRAD.F)"; TM2
36 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (AGUA=1)"; DRD2
37 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1)"; DRG2
38 INPUT "RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA (PIES3/RL)"; R2
39 INPUT "DIAMETRO DE LA TUBERIA VERTICAL (PIES)"; DT2
40 INPUT "LONG. DE LA TUBERIA VERTICAL (PIES)"; L2
41 INPUT "COSTO DE ACEITE (DOLAR/C.S.)"; C2
42 IF R<=0.1 THEN TF2=0.13 ELSE TF2=0.172
43 INPUT "INDICE DE REFRACCION DEL GAS (N)"; N
44 INPUT "SEAS CALCULAR LA PRESION DE FONDO FLUYENDO SI 0 NO"; IAS
45 IF IAS="SI" THEN
46 PRINT "CALCULO DE LA PRESION EN LA CARGA DEL POZO"
47 PRINT "GRABANTE (LR/PG2)"; P
48 PRINT "PRESION (LR/PG2)"; P2
49 PRINT "LONGITUD (PIES)"; L
50 PRINT "COSTO"; C
51 PRINT "PRESION DE FONDO FLUYENDO"
52 PRINT "GRABANTE (LR/PG2)"; P2
53 PRINT "PRESION (LR/PG2)"; P2
54 PRINT "LONGITUD (PIES)"; L2
55 PRINT "COSTO"; C2
56 WEND
57 WEND
58
59 REM *****
60 REM ** CALCULO DEL FACTOR DE EFICACION PARA ONS FASES **
61 REM ** **
62 REM ** **
63 REM ** **
64 REM ** **
65 REM ** **
66 REM ** **
67 REM ** **
68 REM ** **
69 REM ** **
70 REM ** **
71 REM ** **
72 REM ** **
73 REM ** **
74 REM ** **
75 REM ** **
76 REM ** **
77 REM ** **
78 REM ** **
79 REM ** **
80 REM ** **
81 REM ** **
82 REM ** **
83 REM ** **
84 REM ** **
85 REM ** **
86 REM ** **
87 REM ** **
88 REM ** **
89 REM ** **
90 REM ** **
91 REM ** **
92 REM ** **
93 REM ** **
94 REM ** **
95 REM ** **
96 REM ** **
97 REM ** **
98 REM ** **
99 REM ** **
100 REM ** **

```



```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```

240 IF K<=5 THEN T=FN 754
250 L=1.1-0L
252 IF L<0 THEN T=6
254 PRINT DPDL 27 1
256 L1=L*P1=P2*GOTO 100
258 T=1+PL
260 IF L<0 THEN T=772
262 PRINT DPDL 27 1
264 L1=L*P1=P2*GOTO 176
266 PRINT DPDL 27 1 NPL=ARS(L)*P2=P2+PL*DPDL
268 PRINT*PRINT*PRINT*LA PRESION EN LA CABEZA DEL POZO ES=*P2*(LG/PG2)*
270 GOTO 776
272 PRINT DPDL 27 1 NPL=L*P2=P2-RL*DPDL
274 PRINT*PRINT*PRINT*LA PRESION DE FONDO FLUYENDO ES=*P2*(LG/PG2)*
276 INPUT*PRINT*PRINT*CALCULOS*IC\$
278 IF IC\$="1" THEN 137
280 GOTO 1650
282 REM PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
284 DD=141.5/DRD=131.5
286 DGD=0.74+0.07*DD*10^(-K)=(0.6874-3.5864*DD)*R
288 P=PW
290 IF DGD<0 THEN T=320
292 DGD=0
294 P1=1R*(R/DRD)^{0.8}*(10^(-0.00091*T))/(10^(-0.0125*DD))
296 IF P>P1 THEN T=430
298 REM YACIMIENTOS SATURADOS
299 GOTO 460
300 P=PR
302 REM YACIMIENTOS BAJOSATURADO
304 IF M=2 THEN T=530
306 IF M=3 THEN T=752
308
310 REM COPRIFLACION DE STANDING
312 RS=DC*(P+10^(-0.0125*DD))/(P+10^(-0.00091*T))*(1/0.83)
314 P=RS*(DGD/DD)^{0.5+1.25*T}
316 DD=0.977+0.000147*P^{1.175}
318 GOTO 765
320
322 REM COPRIFLACION DE VAZQUEZ
324 INPUT*PRINT*DEF GAS A COND. DE SEP.=IGP
326 INPUT*PRINT*DEF SEPARACION REAL(LG/PG2)*IPS
328 INPUT*PRINT*DEF TEMPERATURA DE SEP. (FAL(CRAB,F)*ITS
330 DGD=IGP*(1+0.02410^(-0.00091*T))*LGC*(LG/114.7)^{0.5}
332 IF DD<=30 THEN T=430
334 C1=0.017*AC2=1.1*7*AC3=23.931
336 GOTO 660
338 C1=0.036*AC2=1.093*AC3=25.724
340 RS=(1+P*AC2)²*(1+AC3)²*(DD/(T+460))^{0.5}
342 IF DD<=30 THEN T=770
344 C1=0.07*AC2=1.1*5*AC3=1.337E-4
346 GOTO 750
348 C1=0.067*AC2=1.751*5*AC3=-1.811E-8
350 HQ=1+C1*RS*AC2*(T-60)*(DD/DGS)+C3*RS*(T-60)*(DD/DGS)
352 GOTO 765

```

752 RFW CDRPPLACTION DR OINSTEIN
753 V=1000000
754 LPIE=-2.57164+2.35772*V-0.70398R+V^2+0.09R479*V^3
755 X=1000LPI
756 R=SQRT((X*NO*0.980)/TE)/((1/2)*R16)
757 R01=0.5*(DC/RO1)^0.526+0.968*E
758 VOL=-6.58511+2.91379*LOG10(RO1)-0.27683*(LOG10(RO1))^2
759 M0=10^-20
760 RD=VO+1
761 DCD1=0.25+0.02*DD+10^*(-h)*(0.0074-3.5864*DD)*RS
762 IF DCD1>0 THEN TFW 1070
763 DDF=(R*DD-0.5*DCD1)/(P-RS)
764 P=0.01*DCD1/DF
765 IF A#="S" THEN TFW 920
766 TPC=107+310.67*DDCF
767 DDC=700.4-5*DDCF
768 GOTO 840
769 TPC=230+710*DDCF
770 PPC=740-100*DDCF
771 PRR=P/DDCF
772 TPR=(T+460)/TPC
773 DR=0.27*PPR/(25+TPR)
774 A=0.31506*V^2-1.0487*V+0.6781*V^4+0.5153
775 A=0.6173*V^6-0.1048*V^4+0.68157*V^8+0.58346
776 Z1=(A+1-2*TPR*V)/(TPR*V)*DR*(A+4+5*TPR*V)*DR^2
777 Z2=(A+4+5*TPR*V)/TPR
778 Z3=(A+4+5*TPR*V)/(1+AR*DR^2)*((EXP(-AR*DR^2))^1)
779 ZC=Z1+Z2+Z3
780 IF A*(ZC-V*S)<=0.001 THEN TFW 1070
781 ZS=ZC
782 GOTO 870
783 DDF=(0.25*DD+0.01362*RS*DCD1)/RO
784 Z=1.0324-0.02023*DD
785 Y=10^-Z
786 Z=1-1.163
787 U0=10^Y-1
788 R=7.44*(45-150)*(-0.338)
789 A=10.714*(45-100)*(-0.515)
790 U0Z=U0*R
791 TF DR>PM THEN 1330
792 P=PM
793 RFW YACTWIFWFO RAJUSATURADO
794 R1=1533.42+5.217*V^2+0.222=11.00V^5+17.61V^6+100000
795 COR=(A1+42*DD+43*E+44*DC+45*DD)/(A6*P)
796 COE=(1+12*DD+13*E+14*DC+15*DD)/(A6*P)
797 DFC=DC*E*(COE*(P-DR))
798 C1=7-AC*E=1.97V^6=-11.51V^6C=-0.0000999
799 M=(180*V^2)*X/(C1+C4*P)
800 U0=(0.0001)*M
801 RO=RO/(EXP(DFC*(P-DR)))
802 IF DR>PM THEN 1350
803 TFW DR<0.01*E+0.207*DD)*EXP(-0.0007*P)
804 RC=0.02425*E*(T+400)/P
805 DFC=0.704*DD*DFC*(ZC*(T+400))
806 A1=(4.4+0.07*V^2)*X/(C1+C4*P)
807 A2=200+550.44*DD*(T+400)

```

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100

```
1  
2  
3  
4  
5  
6  
7 1340 K=K1/K2  
8 400 S=1.5*9R0/(T+400)+0.2897*RGF  
9 10 VE=7.4+0.2784  
10 420 UG=K*104*(-1)*EXP(Y*(DFUG/A2.42A)*Y)  
11 422 RFW FIN DF LA SUBROUTINA  
12 424 RTURN  
13 1650 END  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60  
61  
62  
63
```

D A T O S

10 PRESTION MEDIA(LR/PG2) 960
 11 EL VALOR DE DEBITA P(LR/PG2) 50
 12 TEMPRATURA MEDIA (GRAD.F) 157
 13 DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE(CUAM1) .85
 14 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS(ATRFE1.0) .65
 15 REFLACION GAS-ACEITE INSTANTANEA(PIES3/RL) 1122
 16 LONG. DE LA TURBINA VERTICAL(PIES) 5000
 17 DIAMETRO DE LA TURBINA VERTICAL(PG) 1.995
 18 GASTO DE ACEITE(L/DIA A C.S.) 1000

22 CALCULO DE LA PRESTION DE FORDO FLUYENDO

GRADIENTE(LR/PG2/PIE)	PRESTION(LR/PG2)	LONGITUD(PIES)
175293	1010	285.237
170036	1060	564.511
163664	1110	836.792
156879	1160	1102.22
149725	1210	1360.97
142155	1260	1613.3
134349	1310	1850.42
126199	1360	2099.59
117763	1410	2344.04
109054	1460	2583.03
100125	1510	2786.79
91054	1560	3005.56
81831	1610	3214.57
72437	1660	3429.04
62876	1710	3644.17
53173	1760	3835.17
43476	1810	4032.22
33574	1860	4229.52
23431	1910	4415.22
13146	1960	4601.48
27015	2010	4784.27
16274	2060	4964.32
	2110	5141.10

24 LA PRESTION DE FORDO FLUYENDO ES= 2070.04 (LR/PG2)


```

1
2
3
4
5
6
7 196 REM CALCULO DEL FACTOR DE FRICCION PARA DOS FASES
8 198 NWF=(27737*W)/(DLSUC)
9 200 NWF=(27737*W)/(DLSUC)
10 202 U1=W/C/40
11 204 ASU1/(1+U1)NRE1/W/PC(0.2*U1)
12 206 F11=(DLSUC*W/PC/PC)*4
13 208 F12=(DLSUC*W/PC/PC)*4
14 210 F1=F11*F12
15 212 IF F1<500 THEN 220
16 214 IF F1<10000 THEN 224
17 216 LFTP=0.49*U1-0.12616*LOG10(F1)-1.702
18 218 GOTO 234
19 220 LFTP=1.225*U1-0.06561*LOG10(F1)-0.37
20 222 GOTO 234
21 224 F11=500/LFTP1=1.225*U1-0.06561*LOG10(F11)-0.37
22 226 F12=10000/LFTP2=0.49*U1-0.12616*LOG10(F12)-1.702
23 228 F1=LFTP2*F11*ND=F1*F5
24 230 Y=RC10(F1)*2.439
25 232 LFTP=K-0.6541*Y+(1.1056+1.7723*DF)*(Y-2)-(0.46214+0.90817*DF)*Y**3
26 234 FTP=16*LFTP
27 236 DBDL=(174.148*FTP**2)/(RWS*DL0**5)
28 238 DL=DD/DBDL
29 240 IF AS="SI" THEN 258
30 250 L=1+DD
31 252 IF L<0 THEN 266
32 254 PRINT DBDL, D2, L
33 256 L=L*AP1*P2*GOTO 166
34 258 L=1+DL
35 260 IF L<0 THEN 272
36 262 PRINT DBDL, D2, L
37 264 L=L*AP1*P2*GOTO 176
38 266 PRINT DBDL, D2, L, AP1=AS(1)*W2=PP*W/DBDL
39 268 PRINT DBDL, D2, L, AP1=AS(1)*W2=PP*W/DBDL
40 270 GOTO 276
41 272 PRINT DBDL, D2, L, AP1=L-1, W2=PP*W/DBDL
42 274 PRINT DBDL, D2, L, AP1=L-1, W2=PP*W/DBDL
43 276 INPUT "DESEAS OTROS CALCULOS?" CS
44 278 IF CS="SI" THEN 112
45 280 GOTO 160
46
47 282 REM PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
48 284 DD=141.8/(R-131.5)
49 286 DCD=0.75*(0.2*DD+10**(-4))*(0.0874-3.5864*DD)*R
50 288 P=PP
51 290 IF DC>DCG THEN 320
52 292 DC=DD
53 300 P=1+(1/DC-1)*0.54*(10**(-6.000+1*DT))/(10**(-0.0125*DD))
54 310 IF DC>D2 THEN 320
55 420 REM YACI*FUELO*SAHUBO
56 430 GOTO 320
57 440 P=PR
58 450 REM YACI*FUELO*SAHUBO
59 460 IF W2 THEN 540
60 462 IF W2 THEN 540

```

```

1
2
3
4
5
6
7
8 480 RFM CORRELATION OF STAINING
9 490 RS=DC*(P*10*(0.012540311)*L*H*W*(0.0091*F))*(1/0.83)
10 500 P=RS*(DC/700)*W*(1-2*E*F)
11 510 ROAD=0.172*0.000137*F*1.175
12 520 GOTO 765
13
14 530 RFM CORRELATION OF #AZURE/
15 540 INPUT*DEFN,PSL,DEF,GS 3 COND. OF 3FP,*10GP
16 550 INPUT*PWF,STOV,DE,SEPARATION,REAL,(IR/PQ2)*IPS
17 560 INPUT*TW,DFE,AF,HA,DE,SEP,REAL,(GRAD,PI)*ITS
18 570 DGS=NGP*(1+5.912*10**+400*TS*LOG(PS/114.7))
19 580 IF DO<=10 THEN 630
20 590 C1=0.017*AC2=1.187*AC3=73.931
21 620 GOTO 660
22 630 C1=0.038*AC2=1.093*AC3=75.724
23 640 RSC=1.808*AC2=0.741*AC3=(100/(T+460)))
24 670 IF DO<=10 THEN 720
25 680 C1=4.67E-4*AC2=1.11E-5*AC3=1.317E-9
26 710 GOTO 750
27 720 C1=1.667E-4*AC2=1.751E-5*AC3=1.121E-8
28 750 BO=1+C1*RS+AC2*(T-60)*(DC/DGS)+C3*RS*(T-60)*(DO/DGS)
29 761 GOTO 765
30
31 770 RFM CORRELATION OF DISTIFIN
32 783 VE=LOG(10*P)
33 784 LPI=-2.573*H+2.34777*V-0.70398*V*7+0.09847*V**3
34 785 X=10**LPI
35 786 RS=DC*(X*(C*0.989)/(T)**(1/0.916))
36 787 BO1=RS*(DC/DRO)*0.526+0.968*F
37 788 VOL=6.58511*2.91379*BO1*DC*(BO1-0.27683*(LOG10(BO1)))**2
38 790 V=1*VOL
39 792 H=EV041
40 795 DGD1=0.2548*0.7500*10**(-H)*(0.6274-3.5864*H0)*#8
41 797 IF P#2#P THEN 1070
42 798 DGF=(R*DC-RS*(GD1)/(R-45))
43 799 RE=CALCULATED THEN #20
44 800 IF RE<5# THEN #20
45 800 TPC=167*314.67*HGF
46 800 PPC=702.5-59*HGF
47 810 GOTO 840
48 820 TPC=238*210*HGF
49 830 PPC=740-110*HGF
50 840 PDP=P/PPC
51 850 TPR=(T+460)/TPC
52 860 ZS=0.7
53 870 DR=0.27*PPR/(ZS*TPR)
54 880 A1=0.31506*ZS=-1.0467*A3=-0.5783*A4=0.5353
55 890 A5=0.6123*A6=-0.10499*Z7=0.54197*A8=0.56846
56 900 Z1=(A1+A2/TPR+A3/(TPR**3))*P+(A4+A5/TPR)*OR**2
57 1000 Z2=(A5+A6*OR**5)/PPR
58 1010 Z3=(A7*OR**2/(TPR**3))*(1+A8*OR**2)*(EXP(-A8*OR**2))+1
59 1020 ZC=Z1+Z2*Z3
60 1040 IF ABS(ZC-Z5)<=0.001 THEN 1070
61 1050 Z5=0
62 1060 GOTO 870
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

```

```
3
4
5
6
7 1070 DFN=(62.4*880+0.01162*PS*80D1)/80
8 1080 Z=1.074-0.02071*80
9 1090 Y=10^Z
10 1100 X=YST*(-1.163)
11 1110 H0=10^X-1
12 1120 H=C.44*(55+150)^(-1-0.334)
13 1125 A=10.715*(85+100)^(-0.515)
14 1130 J0=8*H0*H
15 1140 T=8*J0*H*T*H 1340
16 1145 P=H
17 1150 P=H*Y*(T*H0*H+H0S*TH*P*H)
18 1200 A1=-1.633*A2=4.4*A3=17.2*A4=-1.150*A5=12.61*A6=100000
19 1210 C04=(A1+A2*88+A3*T+A4*80C+A5*80)/(.26*PB)
20 1220 C05=(A1+A2*88+A3*T+A4*80C+A5*80)/(.46*PB)
21 1230 DFN=DFN*EXP(C04*(P-PH))
22 1240 C1=2.6\C2=1.187\C3=-11.513\C4=-0.000888
23 1250 M=C1*P+C2*EXP(C3+C4*P)
24 1260 H0=H0*(D/P*H)^M
25 1270 H0=H0/(EXP(C0*(P-PH)))
26 1280 IF P=0 THEN GOTO 1650
27 1330 TFH0=(42.4-0.047*H0-0.7*7*80)*EXP(-0.0007*P)
28 1350 R0=0.0287*70*(T+4*80)^P
29 1360 DFC=7.704*80*80C/(Z*8*(T+4*80))
30 1370 F1=(7.704*80*80C*F18*(T+4*80)^1.5)
31 1380 R2=500*550.4*80C*(T+4*80)
32 1390 C=K1/8
33 1400 X=1.5*80*(T+4*80)+0.7897*80C
34 1410 Y=2.4-0.284
35 1420 UG=X*10^(-4)*EXP(X*(DFN/62.478)*Y)
36 1422 P=U*DF1A*SUBSTITUTE
37 1424 RETURN
38 1650 END
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
```


1
2
3
4
5
6
7
8

9 PPFSTON MEDIA(LB/PC2) 1275
 10 EL VALOR DE DEFITA P(LB/PC2) 50
 11 TEMPERATURA MEDIA(GRAU.F) 40
 12 DENSIDAD RELATIVA DEL ACETIF(ACUA=1) 1.8
 13 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS(LR/PC1.0) 7
 14 RELACION GAS-ACETIF INSTANTANEA(P/FS3/BL) 2000
 15 LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA(PTES) 3000
 16 DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA(PC) 4
 17 GASTO DE ACETIF(MULTA A C.S.) 5000
 18
 19
 20

21 CALCULO DE LA PRESION DE DESCARGA

22	23	24	25
GRADIENTE(LB/PC2/PTES)	PRESION(LB/PC2)	LONGITUD(PTES)	
26 .7142857F-01	1125	699.988	
27 .663024F-01	1175	1454.11	
28 .624464F-01	1125	2174.09	
29 .073042	1075	2858.62	
30 .771657F-01	1025	3500.58	
31 .819144F-01	975	4116.97	
32 .874085F-01	925	4649	
33 .930027F-01	875	5222.05	

34 LA PRESION DE DESCARGA FS= 895.678 (LB/PC2)

35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70

1
2
3
4
5
6

```
10 RFX *****  
20 RFX **  
30 RFX ** UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO **  
40 RFX ** FACULTAD DE INGENIERIA **  
50 RFX **  
60 RFX ** PROGRAMA QUE CALCULA LAS CAIDAS DE PRESION **  
70 RFX ** EN TUBERIAS HORIZONTALES UTILIZANDO LA **  
80 RFX ** CURVACION DE REKUTZLI-TEK-SOFTMAN **  
90 RFX **  
100 RFX ** FLANORO: ELISEA SANCHEZ GERARDO **  
110 RFX **  
120 RFX **  
130 RFX *****  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60  
61  
62  
63  
64  
65  
66  
67  
68  
69  
70  
71  
72  
73  
74  
75  
76  
77  
78  
79  
80  
81  
82  
83  
84  
85  
86  
87  
88  
89  
90  
91  
92  
93  
94  
95  
96  
97  
98  
99  
100  
101  
102  
103  
104  
105  
106  
107  
108  
109  
110  
111  
112  
113  
114  
115  
116  
117  
118  
119  
120  
121  
122  
123  
124  
125  
126  
127  
128  
129  
130  
131  
132  
133  
134  
135  
136  
137  
138  
139  
140  
141  
142  
143  
144  
145  
146  
147  
148  
149  
150  
151  
152  
153  
154  
155  
156  
157  
158  
159  
160  
161  
162  
163  
164  
165  
166  
167  
168  
169  
170  
171  
172  
173  
174  
175  
176  
177  
178  
179  
180  
181  
182  
183  
184  
185  
186  
187  
188  
189  
190  
191  
192  
193  
194  
195  
196  
197  
198  
199  
200  
201  
202  
203  
204  
205  
206  
207  
208  
209  
210  
211  
212  
213  
214  
215  
216  
217  
218  
219  
220  
221  
222  
223  
224  
225  
226  
227  
228  
229  
230  
231  
232  
233  
234  
235  
236  
237  
238  
239  
240  
241  
242  
243  
244  
245  
246  
247  
248  
249  
250  
251  
252  
253  
254  
255  
256  
257  
258  
259  
260  
261  
262  
263  
264  
265  
266  
267  
268  
269  
270  
271  
272  
273  
274  
275  
276  
277  
278  
279  
280  
281  
282  
283  
284  
285  
286  
287  
288  
289  
290  
291  
292  
293  
294  
295  
296  
297  
298  
299  
300  
301  
302  
303  
304  
305  
306  
307  
308  
309  
310  
311  
312  
313  
314  
315  
316  
317  
318  
319  
320  
321  
322  
323  
324  
325  
326  
327  
328  
329  
330  
331  
332  
333  
334  
335  
336  
337  
338  
339  
340  
341  
342  
343  
344  
345  
346  
347  
348  
349  
350  
351  
352  
353  
354  
355  
356  
357  
358  
359  
360  
361  
362  
363  
364  
365  
366  
367  
368  
369  
370  
371  
372  
373  
374  
375  
376  
377  
378  
379  
380  
381  
382  
383  
384  
385  
386  
387  
388  
389  
390  
391  
392  
393  
394  
395  
396  
397  
398  
399  
400  
401  
402  
403  
404  
405  
406  
407  
408  
409  
410  
411  
412  
413  
414  
415  
416  
417  
418  
419  
420  
421  
422  
423  
424  
425  
426  
427  
428  
429  
430  
431  
432  
433  
434  
435  
436  
437  
438  
439  
440  
441  
442  
443  
444  
445  
446  
447  
448  
449  
450  
451  
452  
453  
454  
455  
456  
457  
458  
459  
460  
461  
462  
463  
464  
465  
466  
467  
468  
469  
470  
471  
472  
473  
474  
475  
476  
477  
478  
479  
480  
481  
482  
483  
484  
485  
486  
487  
488  
489  
490  
491  
492  
493  
494  
495  
496  
497  
498  
499  
500  
501  
502  
503  
504  
505  
506  
507  
508  
509  
510  
511  
512  
513  
514  
515  
516  
517  
518  
519  
520  
521  
522  
523  
524  
525  
526  
527  
528  
529  
530  
531  
532  
533  
534  
535  
536  
537  
538  
539  
540  
541  
542  
543  
544  
545  
546  
547  
548  
549  
550  
551  
552  
553  
554  
555  
556  
557  
558  
559  
560  
561  
562  
563  
564  
565  
566  
567  
568  
569  
570  
571  
572  
573  
574  
575  
576  
577  
578  
579  
580  
581  
582  
583  
584  
585  
586  
587  
588  
589  
590  
591  
592  
593  
594  
595  
596  
597  
598  
599  
600  
601  
602  
603  
604  
605  
606  
607  
608  
609  
610  
611  
612  
613  
614  
615  
616  
617  
618  
619  
620  
621  
622  
623  
624  
625  
626  
627  
628  
629  
630  
631  
632  
633  
634  
635  
636  
637  
638  
639  
640  
641  
642  
643  
644  
645  
646  
647  
648  
649  
650  
651  
652  
653  
654  
655  
656  
657  
658  
659  
660  
661  
662  
663  
664  
665  
666  
667  
668  
669  
670  
671  
672  
673  
674  
675  
676  
677  
678  
679  
680  
681  
682  
683  
684  
685  
686  
687  
688  
689  
690  
691  
692  
693  
694  
695  
696  
697  
698  
699  
700  
701  
702  
703  
704  
705  
706  
707  
708  
709  
710  
711  
712  
713  
714  
715  
716  
717  
718  
719  
720  
721  
722  
723  
724  
725  
726  
727  
728  
729  
730  
731  
732  
733  
734  
735  
736  
737  
738  
739  
740  
741  
742  
743  
744  
745  
746  
747  
748  
749  
750  
751  
752  
753  
754  
755  
756  
757  
758  
759  
760  
761  
762  
763  
764  
765  
766  
767  
768  
769  
770  
771  
772  
773  
774  
775  
776  
777  
778  
779  
780  
781  
782  
783  
784  
785  
786  
787  
788  
789  
790  
791  
792  
793  
794  
795  
796  
797  
798  
799  
800  
801  
802  
803  
804  
805  
806  
807  
808  
809  
810  
811  
812  
813  
814  
815  
816  
817  
818  
819  
820  
821  
822  
823  
824  
825  
826  
827  
828  
829  
830  
831  
832  
833  
834  
835  
836  
837  
838  
839  
840  
841  
842  
843  
844  
845  
846  
847  
848  
849  
850  
851  
852  
853  
854  
855  
856  
857  
858  
859  
860  
861  
862  
863  
864  
865  
866  
867  
868  
869  
870  
871  
872  
873  
874  
875  
876  
877  
878  
879  
880  
881  
882  
883  
884  
885  
886  
887  
888  
889  
890  
891  
892  
893  
894  
895  
896  
897  
898  
899  
900  
901  
902  
903  
904  
905  
906  
907  
908  
909  
910  
911  
912  
913  
914  
915  
916  
917  
918  
919  
920  
921  
922  
923  
924  
925  
926  
927  
928  
929  
930  
931  
932  
933  
934  
935  
936  
937  
938  
939  
940  
941  
942  
943  
944  
945  
946  
947  
948  
949  
950  
951  
952  
953  
954  
955  
956  
957  
958  
959  
960  
961  
962  
963  
964  
965  
966  
967  
968  
969  
970  
971  
972  
973  
974  
975  
976  
977  
978  
979  
980  
981  
982  
983  
984  
985  
986  
987  
988  
989  
990  
991  
992  
993  
994  
995  
996  
997  
998  
999  
1000
```

```

1
2
3
4
5
6
7
8 106 RFM CALCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN PARA DOS FASES
9 198 NI=1.9728*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
10 200 NI=1.938*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
11 202 NGV=1.938*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
12 204 CI=1.38011*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
13 206 RHO=(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))
14 208 RM=DFN4*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
15 210 EK=7.2847*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
16 212 VELA=(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
17 214 S=LN(Y/(1.0523*(1.1821*LN(Y-.8725*LN(Y^2+.01853*LN(Y^4))))
18 216 PTF=EXP(S)
19 218 UNS=UNH*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
20 220 NHF=174*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
21 222 FPN=(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
22 224 T=EXP(FPN)
23 226 DDI=11.819*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
24 228 DL=DP/BDL
25 230 IF GE=51 THEN 258
26 250 L=LI-DL
27 252 IF L<0 THEN 268
28 254 PRINT DDI,DP,LI
29 256 LI=L*PI=DP*(L/DT)
30 258 L=LI+DL
31 260 IF L<0 THEN 272
32 262 PRINT DDI,DP,LI
33 264 LI=L*PI=DP*(L/DT)
34 266 PRINT DDI,DP,LI,LI=ARS(L)*DP=P2-RI*DDI
35 268 PRINT DDI,DP,LI,LI=ARS(L)*DP=P2-RI*DDI
36 270 GOTO 276
37 272 PRINT DDI,DP,LI,LI=1-L*DP=P2+RL*DDI
38 274 PRINT DDI,DP,LI,LI=1-L*DP=P2+RL*DDI
39 276 INPUT PROMPT "LA PRECISION DE DESCARGA ES=":P2:"(LR/PG2)"
40 278 IF CE=51 THEN 132
41 280 GOTO 1450
42
43
44 282 RFM CORRECCIONES DE LOS FLUIDOS
45 284 DG=141.5/(1.0-131.5
46 286 DGD=0.75+0.02*(10*(-A))*(0.6474-3.5864*DG)*R
47 288 P=DP
48 290 IF DG=>0.01 THEN 320
49 292 DG=DGD
50 320 PR=1.8*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
51 410 IF PU>0.01 THEN 440
52 420 RFM YACINTA ENTO SATURADO
53 430 GOTO 440
54 440 P=PR
55 450 RFM YACINTA ENTO SATURADO
56 460 IF M=2 THEN 510
57 462 IF M=3 THEN 752
58
59 480 RFM CORRECCION DE STANDING
60 490 RS=DG*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
61 500 P=PS*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
62 510 HDE=0.972*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25*(1+(1/(DEPR*(TRDD)^3)))^25
63 520 GOTO 765
64

```

```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```

2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62

```
1140 IF P=0 THEN GOTO 1130
1145 P=0
1150 R=1/2*(1+sqrt(1-4*P))
1200 A1=1/2*(1+sqrt(1-4*P))
1210 C0=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1220 C1=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1230 C2=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1240 C3=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1250 C4=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1260 C5=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1270 C6=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1280 C7=(1+sqrt(1-4*P))/(1+sqrt(1-4*P))
1330 T=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1340 U=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1350 V=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1370 W=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1380 X=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1390 Y=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1400 Z=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1410 A=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1420 B=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1430 C=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1440 D=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1450 E=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1460 F=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1470 G=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1480 H=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1490 I=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1500 J=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1510 K=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1520 L=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1530 M=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1540 N=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1550 O=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1560 P=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1570 Q=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1580 R=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1590 S=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1600 T=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1610 U=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1620 V=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1630 W=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1640 X=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1650 Y=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
1660 Z=0.001*(1+sqrt(1-4*P))
```

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62

DATA

13 PRESSION MEDIA (LB/PG2) 1275
 14 EL VALOR DE DELTA P (LB/PG2) 50
 15 TEMPERATURA MEDIA (GRAD. F) 80
 16 DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (AGUA=1) .8
 17 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIR=1.0) .7
 18 RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA (PIES/RL) 2000
 19 LONG. DE LA LINEA DE DESCARGA (PIES) 5000
 20 DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA (PG) 4
 21 GASTO DE ACEITE (GAL/DIA A C.S.) 5000

CALCULO DE LA PRESSION DE DESCARGA

GRADIENTE (LB/PG2/PIE)	PRESSION (LB/PG2)	LONGITUD (PIES)
.226541E-01	1275	2207.1
.216912E-01	1175	4512.18
.227311E-01	1125	6911.33

LA PRESSION DE DESCARGA ES= 1163.91 (LB/PG2)

A P E N D I C E III

PROGRAMA DE COMPUTO QUE CALCULA LOS FACTORES PARCIALES DE DAÑO

El programa incluido en este apéndice calcula los -- factores parciales de daño de la formación productora.

Esta elaborado en lenguaje FORTRAN, y es conversaci_ onal, los datos que requiere para su corrida son los siguientes:

Datos geométricos del pozo:

- Espesor efectivo productor, h_c (pies)
- Longitud del intervalo disparado, h_p (pies)
- Radio del pozo, r_w (pg)
- Angulo de inclinación del pozo, θ_w (grados)
- Número de perforaciones por pie
- Espaciamiento entre disparos, h_r (pg)
- Angulo de espaciamiento entre disparos, θ (grados)
- Diámetro de la perforación del disparo, d_p (pg)
- Penetración del disparo en arena berea, P_b (pg)
- Espesor de la pared TR-Cemento (pg)

Datos de la formación y los fluidos:

- Gasto de aceite del pozo, q_o (bls/día)
- Densidad del aceite, ρ_o (lb/pie³)
- Viscosidad del aceite, μ_o (cp)

- Factor de volúmen del aceite, B_o (bls@ cy/bls@ cs)
- Resistencia a la compresión de la formación, C_1 - (lb/pg²)
- Permeabilidad de la formación, k_f (md)
- Relación de permeabilidades, k_h/k_v (adim.)
- Factor de daño total de la formación, S_t (adim.)

Algunos de los datos tienen rangos específicos dentro del programa, dichos datos son:

- θ_w varía de 0° a 75°
- h_r varía de 3 a 15 pulgadas
- θ varía de 0° a 180°
- d_p varía de 0.25 a 1.0 pulgadas

Para la obtención de algunos datos, para calcular el factor parcial de daño por disparos ver las Tablas III, IV, V y VI.

Los resultados arrojados por el programa incluyen lo siguiente:

- El factor parcial de daño por desviación y penetración al pozo, $S_{DESV+PEN}$.
- El factor parcial de daño debido al flujo através de los disparos, S_{p1} .
- El factor parcial de daño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada, S_{p2} .

- El factor parcial de daño por disparos y restricciones al flujo, S_{DISP} .
- El factor parcial de daño por flúidos de invasión, S_{INV} .

El listado del programa se encuentra a continuación, e incluye tres ejemplos ilustrativos.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
 FACULTAD DE INGENIERIA
 PROGRAMA QUE CALCULA LOS FACTORES PARCIALES DE
 DANO DE LA FORMACION PRODUCTORA
 ELABORADO: ELISFA SANCHEZ GERARDO

DATOS GENERALES

```

5  WRITE(6,8)
6  FORMAT(1X,'DAME EL ESPESOR EFECTIVO PRODUCTOR,HE(PIES)')
7  READ(5,8)HE
8  WRITE(6,10)
9  FORMAT(1X,'DAME LA LONGITUD DEL INTERVALO DISPARADO,HP(PIES)')
10 READ(5,8)HP
11 WRITE(6,15)
12 FORMAT(1X,'DAME EL RADIO DEL POZO,RW(PG)')
13 READ(5,8)RW
14 WRITE(6,20)
15 FORMAT(1X,'DAME EL ANGULO DE INCLINACION DEL POZO,OW(GRADOS)')
16 READ(5,8)OW
17 WRITE(6,25)
18 FORMAT(1X,'DAME EL NUMERO DE PERFORACIONES POR PIF(VFR TABLA IV)')
19 READ(5,8)PIF
20 WRITE(6,30)
21 FORMAT(1X,'DAME EL ESPACIAMIENTO ENTRE DISPAROS,HR(PG)')
22 READ(5,8)HR
23 * (VFR TABLA IV)
24 READ(5,8)HR
25 WRITE(6,35)
26 FORMAT(1X,'DAME EL ANGULO DE DESFASAMIENTO ENTRE DISPAROS(GRADOS)')
27 * (VFR TABLA IV)
28 READ(5,8)HR
29 WRITE(6,40)
30 FORMAT(1X,'DAME EL DIAMETRO DE LA PERFORACION DEL
31 * DISPARO (D) (VFR TABLA VI)')
32 READ(5,8)D
33 WRITE(6,45)
34 FORMAT(1X,'DAME LA PENETRACION DEL DISPARO EN ARENA BREA (PG)')
35 * (PRUEBA ADI-20-43 VFR TABLA VI)
36 READ(5,8)DPR
37 WRITE(6,50)
38 FORMAT(1X,'DAME EL ESPESOR DE LA PARED TR-CEM.(PG)(VFR TABLA V)')
39 READ(5,8)TRCF
40 WRITE(6,55)
41 FORMAT(1X,'DAME EL GASTO DE ACEFITE DEL POZO,CO(RLS/DIA)')
42 READ(5,8)CO
43 WRITE(6,60)
44 FORMAT(1X,'DAME LA DENSIDAD DEL ACEFITE,DD(LB/PIE3)')
45 READ(5,8)DD
46 WRITE(6,65)
47 FORMAT(1X,'DAME LA VISCOSIDAD DEL ACEFITE,VO(CP)')
48 READ(5,8)VO
  
```

```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```



```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```

```

* XSP1 (AD1#1) = 'F10.5//10X.
* XSP2 (AD1#2) = 'F10.3//10X.
* XSP3 (AD1#3) = 'F10.3//10X.
* FACTOR PARTIAL OF DAMN FOR FLUIDS OF INVASION SINV, //10X.
* SINV (AD1#4) = 'F10.3)

```

```

1300 WRITE(6,1300) ;
      READ(5,1)K
      IF(K.FO.1) GOTO 5
      END

```

```

SUBROUTINE DECOEN(TPTAW,Z=0,PRFTP,NO,SUBSP)
DIMENSION TPTAW(4),ST100(31),ST100(4),S2TETA(4),
* Z=PT(4),Z=PT(4),PT(4),S1TP(2),S2TP(2)
DATA TPTAW(1)/17,100.0/
IF(TETA=7(1),CT,-50.0) GO TO 10

```

```

TPTAW(1)=0.0
TPTAW(2)=15.0
TPTAW(3)=30.0
TPTAW(4)=45.0
TETA(1)=0.0
TETA(2)=75.0
ST100(1)=20.810
ST100(2)=20.385
ST100(3)=12.028
ST100(4)=16.510
ST100(5)=12.662
ST100(6)=9.735
ST100(7)=15.800
ST100(8)=15.490
ST100(9)=14.185
ST100(10)=13.827
ST100(11)=8.844
ST100(12)=4.714
ST100(13)=15.787
ST100(14)=14.098
ST100(15)=13.336
ST100(16)=11.583
ST100(17)=4.115
ST100(18)=2.730
ST100(19)=1.311
ST100(20)=14.053
ST100(21)=13.502
ST100(22)=11.540
ST100(23)=4.172
ST100(24)=2.690
ST100(25)=1.311
ST100(26)=2.350
ST100(27)=2.487
ST100(28)=2.068
ST100(29)=3.717
ST100(30)=2.468

```

2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72

ST100(31)=7.002
ST100(32)=24.756
ST100(33)=55.969
ST100(34)=24.613
ST100(35)=22.620
ST100(36)=-0.203
ST100(37)=56.659
ST100(38)=28.403
ST100(39)=56.613
ST100(40)=24.290
ST100(41)=22.337
ST100(42)=0.418
ST100(43)=56.611
ST100(44)=26.361
ST100(45)=55.687
ST100(46)=24.265
ST100(47)=27.295
ST100(48)=0.451
ST100(49)=1.067
ST100(50)=2.272
ST100(51)=22.309
ST100(52)=1.134
ST100(53)=0.082
ST100(54)=-2.119
ST100(55)=22.435
ST100(56)=27.254
ST100(57)=1.730
ST100(58)=0.828
ST100(59)=-0.466
ST100(60)=-2.341
ST100(61)=22.749
ST100(62)=22.139
ST100(63)=1.672
ST100(64)=0.785
ST100(65)=-0.509
ST100(66)=-2.168
ST100(67)=0.244
ST100(68)=20.775
ST100(69)=0.337
ST100(70)=-1.431
ST100(71)=-1.507
ST100(72)=-0.000
ST100(73)=0.694
ST100(74)=0.553
ST100(75)=0.134
ST100(76)=-0.581
ST100(77)=-1.632
ST100(78)=-0.171
ST100(79)=0.0
ST100(80)=-0.172
ST100(81)=-0.417
ST100(82)=-1.174
ST100(83)=-0.139
ST100(84)=-1.477
ST100(85)=21.521
ST100(86)=24.431
ST100(87)=31.708

2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63

ST1000(41)=10.444
ST1000(42)=10.444
ST1000(43)=10.765
ST1000(44)=10.765
ST1000(45)=10.764
ST1000(46)=10.457
ST1000(47)=10.073
ST1000(48)=10.774
ST1000(49)=10.003
ST1000(50)=10.000
ST1000(51)=10.648
ST1000(52)=10.010
ST1000(53)=10.430
ST1000(54)=10.775
ST1000(55)=10.572
ST1000(56)=10.724
ST1000(57)=10.151
ST1000(58)=10.406
ST1000(59)=10.385
ST1000(60)=10.667
ST1000(61)=10.401
ST1000(62)=10.713
ST1000(63)=10.136
ST1000(64)=10.344
ST1000(65)=10.366
ST1000(66)=10.184
ST1000(67)=10.072
ST1000(68)=10.040
ST1000(69)=10.471
ST1000(70)=10.770
ST1000(71)=10.959
ST1000(72)=10.047
ST1000(73)=10.069
ST1000(74)=10.705
ST1000(75)=10.113
ST1000(76)=10.337
ST1000(77)=10.000
ST1000(78)=10.753
ST1000(79)=10.788
ST1000(80)=10.000
ST1000(81)=10.087
ST1000(82)=10.341
ST1000(83)=10.000
ST1000(84)=10.711
ST1000(85)=10.721
ST1000(86)=10.110
ST1000(87)=10.000
ST1000(88)=10.363
ST1000(89)=10.031
ST1000(90)=10.000
ST1000(91)=10.437
ST1000(92)=10.402
ST1000(93)=10.000
ST1000(94)=10.456
ST1000(95)=10.424
ST1000(96)=10.431


```

3
4
5
6
7 ST1000(61)=2.777
8 ST1000(62)=2.243
9 ST1000(63)=1.446
10 ST1000(64)=1.508
11 ST1000(65)=0.467
12 ST1000(66)=1.449
13 ST1000(67)=1.735
14 ST1000(68)=1.481
15 ST1000(69)=0.412
16 ST1000(70)=0.412
17 ST1000(71)=-2.253
18 ST1000(72)=-1.546
19 ST1000(73)=1.504
20 ST1000(74)=1.262
21 ST1000(75)=0.529
22 ST1000(76)=-0.443
23 ST1000(77)=-2.380
24 ST1000(78)=-4.705
25 ST1000(79)=0.0
26 ST1000(80)=-0.206
27 ST1000(81)=0.524
28 ST1000(82)=-1.850
29 ST1000(83)=-3.248
30 ST1000(84)=-5.262
31 10 IF(PFNETP.GT.0.1) GO TO 30
32 K=1
33 DO 20 I=1,4
34 IF(I.HF.1)K=K+6
35 S2*PTA(I)=RNT*(PT=ST1000(K).6.PTAW.0)
36 20 S2*PTA(I)=RNT*(PT=ST1000(K).6.PTAW.0)
37 ZWDT(1)=0.05
38 ZWDT(2)=0.05
39 ZWDT(3)=0.60
40 ZWDT(4)=0.50
41 S1000=1/4*(ZWDT.S1PTA.4.ZWD.1)
42 S1000=1/4*(ZWDT.S2PTA.4.ZWD.1)
43 GO TO 300
44 30 IF((PFNETP=0.1)*)*(0.25-PFNETP).LT.0.0) GO TO 40
45 ZWDT(1)=0.05
46 ZWDT(2)=0.05
47 ZWDT(3)=0.60
48 ZWDT(4)=0.50
49 ZWDT(1)=0.474
50 ZWDT(2)=0.75
51 ZWDT(3)=0.60
52 ZWDT(4)=0.50
53 K=1
54 IPI=5
55 IPI=5
56 PT(1)=0.1
57 PT(2)=0.24
58 GO TO 40
59 40 IF((PFNETP=0.25)*)*(0.5-PFNETP).LT.0.0) GO TO 50
60 ZWDT(1)=0.474
61 ZWDT(2)=0.75
62 ZWDT(3)=0.60

```

```

2
3
4
5
6 Z=DT(1)=0.50
7 Z=DT(1)=0.50
8 Z=DT(1)=0.50
9 Z=DT(2)=0.60
10 Z=DT(3)=0.50
11 K=75
12 ICL=4
13 ICL=1
14 PT(1)=0.75
15 PT(2)=0.50
16 GO TO 60
17 IF (PENETR=0.5)*(0.75-PENETR).LT.0.0) GO TO 60
18 Z=DT(1)=0.75
19 Z=DT(2)=0.60
20 Z=DT(3)=0.50
21 Z=DT(1)=0.625
22 Z=DT(2)=0.50
23 K=44
24 ICL=1
25 ICL=2
26 PT(1)=0.5
27 PT(2)=0.75
28 GO TO 99
29 IF (PENETR=0.75)*(1.0-PENETR).LT.0.0) GO TO 70
30 Z=DT(1)=0.625
31 Z=DT(2)=0.50
32 Z=DT(3)=0.50
33 K=87
34 ICL=2
35 ICL=2
36 PT(1)=0.75
37 PT(2)=1.00
38 GO TO 99
39 IF (PENETR=1.0) PPHIP EQ LLAMADA PENETRACION>1.0
40 RETURN
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500

```

```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```

```

FUNCTION AINT(X,V,N,XX,ISX)
DIMENSION Y(N),Y(L)
IF(X.LF.1) GO TO 6
NH=1
NH2=N
IF(X.EQ.1) GO TO 7
NH2=NH2-NH1
NINTV=NH2/2+NH1
IF(NH2.FQ.1) GO TO 5
IF(X.LT.X(NINTV)) GO TO 2
NH1=NINTV
GO TO 1
NH2=NINTV
GO TO 1
5
NINTV=(NINTV1+(NINTV+1)-Y(NINTV))*
*(X-Y(NINTV1))/(X(NINTV+1)-X(NINTV))
RETURN
6
PRINT *, 'ERRO EN SUBROTINA DE INTERPOLACION.'
PRINT *, 'REVISE SUS DATOS.N=',N
RETURN
7
NH2=NH2-NH1
NINTV=NH2/2+NH1
IF(NH2.FQ.1) GO TO 5
IF(X.GT.Y(NINTV)) GO TO 8
NH1=NINTV
GO TO 7
8
NH2=NINTV
GO TO 7
END

```

DATOS GEOMÉTRICOS DEL POZO

15	ESPESOR EFECTIVO PRODUCTOR, H _E (PIES)	=	1000.00
16	LONGITUD DEL INTERVALO DISPARADO, H _I (PIES)	=	350.00
17	RAÍO DEL POZO, R _W (PI)	=	0.00
18	ÁNGULO DE INCLINACIÓN DEL POZO (GRADOS)	=	-5.0
19	NÚMERO DE PERFORACIONES POR PIE	=	4.0
20	PERMEABILIDAD ENTRE DISPAROS, H _E (MD)	=	6.0
21	ÁNGULO DE DIVERGENCIA ENTRE DISPAROS (GRADOS)	=	120.0
22	DIÁMETRO DE LA PERFORACIÓN DEL DISPARO (PI)	=	0.45
23	PERFORACIÓN DEL DISPARO EN ARENA FINEA (PI)	=	4.80
24	ESPESOR DE LA CAPA DE CEMENTO (PI)	=	1.20

DATOS DE LA FORMACIÓN Y FLUIDOS

25	GASTO DE ACEITE DEL POZO, Q ₀ (BLS/DIA)	=	2000.00
26	DESIDERIO DEL ACEITE (L/MPIR)	=	35.80
27	VISCOSIDAD DEL ACEITE (CP)	=	0.80
28	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE, B ₀ (ML/BL)	=	1.50
29	RESIST. A LA COMPRESIÓN DE LA FORMACIÓN (LR/PG2)	=	9000.0
30	PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN, K _F (MD)	=	12.80
31	RELACION DE FLUIDOS A LA R _{0.1M}	=	1.00
32	FACTOR DE DAÑO TOTAL DE LA FORMACIÓN, S _T (ADM)	=	8.50

RESULTADOS

FACTOR PARCIAL DE DAÑO POR DESVIACION Y PENETRACION AL POZO

SDPSV+PPN (ADM) = 18.30

FACTOR PARCIAL DE DAÑO POR DISPAROS, SDISP

SP1 (ADM) = 0.06734
 SP2 (ADM) = 0.300
 SDISP (ADM) = 1.107

FACTOR PARCIAL DE DAÑO POR FLUIDOS DE INVASTION, SINV

SINV (ADM) = -3.817

DATOS GEOMETRICOS DEL POZO

ESPESOR EFECTIVO PRODUCTOR, H _E (PIES)	==	69.00
LONGITUD DEL INTERVALO DISPARADOR (PIES)	==	25.00
RATIO DEL POZO, R _A (PC)	=====	4.50
ANGULO DE INCLINACION DEL POZO (GRADOS)	=====	0.0
NUMERO DE PERFORACIONES POR PIS	=====	1.0
ESPACIAMIENTO ENTRE DISPAROS, H _E (PC)	=====	17.0
ANGULO DE DESFASAMIENTO ENTRE DISPAROS (GRADOS)	=====	90.0
DIAMETRO DE LA PERFORACION DEL DISPARO (PC)	=====	0.50
DESPLAZAMIENTO DEL DISPARO EN AREA, A _{DP} (PC)	=====	0.50
ESPESOR DE LA PARED TR-CEMENTO (PC)	=====	1.30

DATOS DE LA FORMACION Y FLUIDOS

GASTO DE ACEITE DEL POZO, Q _O (BLS/DIA)	==	250.00
DENSIDAD DEL ACEITE (LB/PIE ³)	=====	35.45
VISCOSIDAD DEL ACEITE (CP)	=====	0.80
FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE, R _O (ML/RL)	=====	1.130
RESIST. A LA COMPRESION DE LA FORMACION (LR/PC ²)	=====	12000.0
PERMEABILIDAD DE LA FORMACION, K _F (MD)	=====	7.61
RELACION DE PERMEABILIDADES K _H /K _V (ADIM)	=====	1.00
FACTOR DE DANO TOTAL DE LA FORMACION, S _T (ADIM)	=====	6.68

RESULTADOS

FACTOR PARCIAL DE DANO POR DESVIACION Y PENETRACION AL POZO
 S_{DEV+PEN} (ADIM) = 7.05

FACTOR PARCIAL DE DANO POR DISPAROS, S_{DISP}

S _{D1}	(ADIM)	=	0.00565
S _{D2}	(ADIM)	=	0.553
S _{DISP}	(ADIM)	=	1.543

FACTOR PARCIAL DE DANO POR FLUIDOS DE INVASION, S_{INV}
 S_{INV} (ADIM) = -0.694

DATOS GEOMETRICOS DEL POZO

PROFUNDIDAD EFECTIVA PRODUCTORA, HP (PIES) = 934.80
 LONGITUD DEL INTERVALO DISPARADO, HP (PIES) = 177.92
 RAYO DEL POZO, P (PC) = 3.28
 ANGULO DE INCLINACION DEL POZO (GRADOS) = 0.0
 NUMERO DE PERFORACIONES POR PIE = 4.0
 ESPACIAMIENTO ENTRE DISPAROS, HP (PC) = 12.0
 ANGULO DE DESFASAMIENTO ENTRE DISPAROS (GRADOS) = 90.0
 DIAMETRO DE LA PERFORACION DEL DISPARO (PC) = 0.45
 PENETRACION DEL DISPARO EN ARENA SECA (PC) = 6.50
 ESPESOR DE LA PARED DE CEMENTO (PC) = 1.10

DATOS DE LA FORMACION Y FLUIDOS

GASTO DE ACEITE DEL POZO, Q (BLS/DIA) = 5000.00
 DENSIDAD DEL ACEITE (LR/PI³) = 37.40
 VISCOSIDAD DEL ACEITE (CP) = 0.33
 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE, BO (RL/RL) = 1.785
 RESISTENCIA A LA COMPRESION DE LA FORMACION (LR/PG2) = 14000.0
 PERMEABILIDAD DE LA FORMACION, KE (MD) = 41.40
 RELACION DE PERMEABILIDADES PH/V (ADIM) = 1.00
 FACTOR DE DAÑO TOTAL DE LA FORMACION, ST (ADIM) = 16.19

RESULTADOS

FACTOR PARCIAL DE DAÑO POR DESVIACION Y PENETRACION AL POZO:

SDFSV+PFH (ADIM) = 34.17

FACTOR PARCIAL DE DAÑO POR DISPAROS, NDISE

SDI (ADIM) = 3.97788
 SDP (ADIM) = 0.784
 SDISE (ADIM) = 142.15

FACTOR PARCIAL DE DAÑO POR FLUIDOS DE INVASION, SINV

SINV (ADIM) = 66.947

111 117 122 131 141 151 161 171 181 191 201 211 221 231 241 251 261

R E F E R E N C I A S

- 1.- Vogel, J.V. "Inflow Performance Relationship for Solution -Gas Drive Wells". J.P.T. January 1968.
- 2.- Fetkovich, M.J. "Isocronal Testing of Oil Wells". S.P.E. 4529 48 th Fall Meeting of IME, 1973.
- 3.- Standing, M.B. "Inflow Performance-Relationship for Damaget Well Producing by Solution-Gas Drive". J.P.T. November 1970.
- 4.- Earlougher, R., C., Jr. "Advances in Well test Analysis". SPE of AIME Monograph, 1977.
- 5.- Beggs, H.D. y Brill, J.P. "A Study of Two Phase Flow in - Inclined Pipes". Trans. AIME, 1973.
- 6.- Mukherjee, H. y Brill, J. "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow". J.P.T. Mayo 1983.
- 7.- Poettmann, F.H. y Carpenter P.G. "The Multiphase Flow of- Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with --- Application to the Design of Gas Lift Installations". Drill, and Prod. Prac., API, 1952.
- 8.- Baxendell, P.B. y Thomas, R. "The Calculation of Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells". J.P.T. octubre -- 1961.
- 9.- Brown, K.E., et al. "The Technology of Artificial Lift - Methods". Penn Well Books, 1977, Volumen 1.
- 10.- Nind, T.W.E. " Principles of Oil Well Production". Mc Graw Hill Inc. 1964.

- 11.- Gilbert, W.E. "Flowing and Gas Lift Well Performance". API Drill. and Prod. Prac. 1954.
- 12.- Beggs, H.D. y Brill, J.P. "Two-Phase Flow in Pipes". Tulsa University, 1975.
- 13.- Ros, N.C. "An Analysis of Critical Simultaneous Gas-Liquid Flow Through a Restriction and its Application to -- Flowmetering". Appl. Sciences Res., Sec. A., 1960.
- 14.- Bertuzzi, A.F., Tek, M.R. y Poettmann, F.H. "Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Horizontal Pipe". Trans. AIME, 1956.
- 15.- Van Everdingen, A.F. "The Skin Effect and its Influence - on the Productive Capacity of a Well". Trans. AIME, 1953, 171-176.
- 16.- Hurst, W. "Establishment of the Skin Effect and its Impediment to Fluid Flow Into a Well Bore". Pet. Eng., octubre 1953. B.6-B.16.
- 17.- Odeh, A.S. y Jones, L.G. "Pressure Drawdown Analysis, Variable Rate Case". J.P.T. Agosto, 1965.
- 18.- Odeh, A.S. y Nabor, G.W. "The Effect of Production History on Determination of Formacion Characteristics from --- Flow test". J.P.T. Octubre, 1966.
- 19.- Horner, D.R. "Pressure Build-Up in Wells". Memorias del tercer Congreso Mundial del Petróleo, 1951.
- 20.- Miller, C.C., Dyes, A.B. y Hutchinson, C.A. Jr. "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-Up Characteristics". Trans. AIME, - 1950, 189.

- 21.- Brous, F. and Marting, V.E. "The Effect of Restricted --- Fluid Entry on Well Productivity". J.P.T. Febrero 1982.
- 22.- Odeh, A.S. "An Ecuation for Calculating Skin Factor Dueto Restricted Entry". J.P.T. June 1980, 964-965.
- 23.- Roemershauser, A.E. y Hawkins, M.F. Jr. "The Effect of -- Slant Hole, Drain Hole and Lateral Hole Drilling on Well- Productivity". J.P.T. Febrero 1955.
- 24.- Cinco Ley, H., Ramey, H.J. JR. y Miller, P.G. "Pseudoskin Factors for a Partially-Penetrating Directionally Drilled Well". Artículo presentado en la L Convención Anual del- SPE del AIME, Dallas, Texas, Sep. 28-Oct. 1, 1975.
- 25.- Cinco Ley, H. "Apuntes de Evaluación de la Producción". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1982.
- 26.- Silva López, P. y Poblano Ordoñez, R. "Análisis del Efec- to de los Disparos sobre la Productividad de los Pozos". Subdirección de Tecnología de Explotación I.M.P., 1978.
- 27.- Thompson, G.D. "Effect of Formation Compresive Strength - on Perforator Performance". API Drill. and Prod. Prac. - 1962, 191.
- 28.- Hong, K. C. "Productivity of Perforated Completions in For- mations with o without Damage". J.P.T. Agosto 1975.
- 29.- Rodríguez Nieto, R. "Apuntes de Evaluación de la Produc- ción". Facultad de Ingeniería U.N.A.M., Sep. 1982.
- 30.- Standing, M.B."A Presure-Volume-Temperature Correlation - for Mixtures of California Oil and Gases". Drill. and -- Prod. Prac. API, 1947, 275-286.

- 31.- Vázquez, M. y Beggs, H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J.P.T. Junio, 1980.
- 32.- Oinstein Glaso "Generalized-Pressure-Volume-Temperature - Correlations" J.P.T. Mayo, 1980.
- 33.- Garaicochea, Fco. "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos" Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. Diciembre, 1985.
- 34.- Beggs, H.D. y Robinson, J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems". J.P.T. Septiembre. 1975.
- 35.- Baker, O. "Designing Pipelines for Simultaneous Flow of - Oil and Gas". Pipeline Engineer, Febrero 1960.
- 36.- Kats, D.L. "Prediction of the Shrinkage of Crude Oils". Drill. and Prod. Prac. API, 1942.
- 37.- Lee, A.L., et al "The Viscosity of Natural Gases". Trans. AIME, 1966, 197.
- 38.- Benedict, M., et al "An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and their Mixtures". J. Chem. Phys. Vol. 8, 1940.