



2436  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

---

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE TUBERIAS DE  
PRODUCCION

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

GREGORIO RAMIREZ DIAZ

MEXICO, D. F.

1984



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## CONTENIDO

Cap. I.- INTRODUCCION .....	I-1
Cap. II.- CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES.	
II.1 INTRODUCCION .....	II-1
II.2 TIPOS DE CORRELACIONES .....	II-2
II.3 INFLUENCIA DE DIVERSAS VARIABLES EN LOS PERFILES DE PRESION .....	II-4
II.4 DISCUSION DE LAS CORRELACIONES .....	II-8
II.4.1 EFECTOS DE VISCOSIDAD .....	II-9
II.4.2 EFECTOS DEL COLGAMIENTO .....	II-10
II.5 COMENTARIOS .....	II-12
Cap. III.- VARIACION DE LA TEMPERATURA EN POZOS PRODUCTORES.	
III.1 INTRODUCCION .....	III-1
III.2 ECUACIONES .....	III-2
III.3 EFECTO JOULE-THOMPSON .....	III-3
Cap. IV.- METODO DE ORKISZEWSKI	
IV.1 BASES .....	IV-1
IV.2 PROGRAMA DE COMPUTO	
IV.2.1 INTRODUCCION .....	IV-2
IV.2.2 PSEUDOCODIGO .....	IV-3
IV.2.3 EJEMPLOS .....	IV-5
Cap. V.- DISEÑO DE TUBERIAS DE PRODUCCION	
V.1 INTRODUCCION .....	V-1
V.2 PROGRAMA DE COMPUTO	
V.2.1 BASES .....	V-1
V.2.2 EJEMPLO	
V.2.2.2 ANALISIS DE RESULTADOS .....	V-2
V.3 DIAMETRO OPTIMO .....	V-8
V.4 "MUERTE DEL POZO" .....	V-10

CONCLUSIONES  
NOMENCLATURA  
REFERENCIAS  
APENDICE A  
APENDICE B  
APENDICE C

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

Al transportar hidrocarburos se tienen pérdidas de presión. En el trayecto yacimiento-baterías de separación (que se puede dividir en yacimiento-tubería de producción-línea de descarga), la zona en la que se tienen mayores pérdidas de presión es en la tubería de producción (1) (\*).

De ahí la necesidad de contar con ecuaciones (ya sea obtenidas analítica o empíricamente), para saber cómo se va perdiendo esa presión a lo largo de la tubería y poder hacer un diseño óptimo de las tuberías, escogiendo aquellas que permitan la mayor producción con una mayor vida fluente del pozo. Todo esto con base en un estudio económico.

Otro tipo de energía que también pierden los fluidos es la calorífica, ésta al disiparse origina el aumento de su viscosidad y densidad; y, a veces, como consecuencia indirecta, la cristalización de parafinas que se depositan en las tuberías, dificultando aún más el transporte de los fluidos.

La importancia de seleccionar las tuberías que permitan producir los fluidos, resalta cuando el pozo está "moribundo" y esas tuberías

---

(\*). Referencias al final.

permitirán mantenerlo con vida fluyente mayor tiempo. Cuando el pozo produce con gastos altos, lo que interesa es utilizar tuberías con la mayor área de flujo posible; esto es, con el mayor diámetro factible, para reducir las pérdidas por fricción; pero a veces, al aumentar el diámetro no sólo no se aumenta la producción, sino que el pozo "muere".

## CAPITULO II

### CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES

#### II.1 INTRODUCCION.

Las aplicaciones de la determinación de los perfiles de presión, en la tubería de producción, son:

1. Seleccionar las tuberías de producción.
2. Proyectar aparejos de producción artificial.
3. Obtener  $P_{wf}$  (\*) sin necesidad de intervenir al pozo.

Como en la tubería de producción se tienen pérdidas de presión que van del 57 al 82 % de la total disponible en el yacimiento (1), es necesario analizar un número grande de posibilidades de solución para escoger la tubería óptima. Esto se hace utilizando modelos matemáticos o ecuaciones obtenidas empíricamente, a las que se les da el nombre de correlaciones.

---

(\*) Nomenclatura al final.

## II.2 TIPOS DE CORRELACIONES.

Existen muchas correlaciones para predecir las caídas de presión, en tuberías verticales con flujo multifásico, pero todas ellas se pueden agrupar en tres tipos generales, que son:

### Tipo I:

1. No se considera resbalamiento entre las dos fases.
2. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura.
3. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción, correlacionado empíricamente.
4. No se distinguen patrones de flujo.

Dentro de éste tipo de correlaciones se encuentran los métodos de Poettmann y Carpenter (2), Fancher y Brown (3) y Baxendell y Thomas (4).

### Tipo II:

1. Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases.
2. En el cálculo de la densidad de la mezcla se utiliza el concepto de colgamiento.
3. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del gas y líquido combinadas.
4. No se distinguen regímenes de flujo.

A este tipo corresponde el método de Hagedorn y Brown (5).

### Tipo III

1. Se considera el resbalamiento entre las fases.
2. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento.
3. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua.



4. Se distinguen diferentes patrones de flujo.

Las principales correlaciones que caen dentro de este tipo son: Duns y Ros (1), Orkiszewski (6), Beggs y Brill (7), Chierici (8), Gould y Tek (9), Aziz (10).

### II.3 INFLUENCIA DE DIVERSAS VARIABLES

#### EN LOS PERFILES DE PRESION.

En las figuras II.a, II.b, II.c, se muestran como son afectados los perfiles de presión al variar las siguientes condiciones: el diámetro de la tubería de producción, la relación gas líquido, la densidad del aceite producido, la viscosidad del aceite, y la tensión superficial.

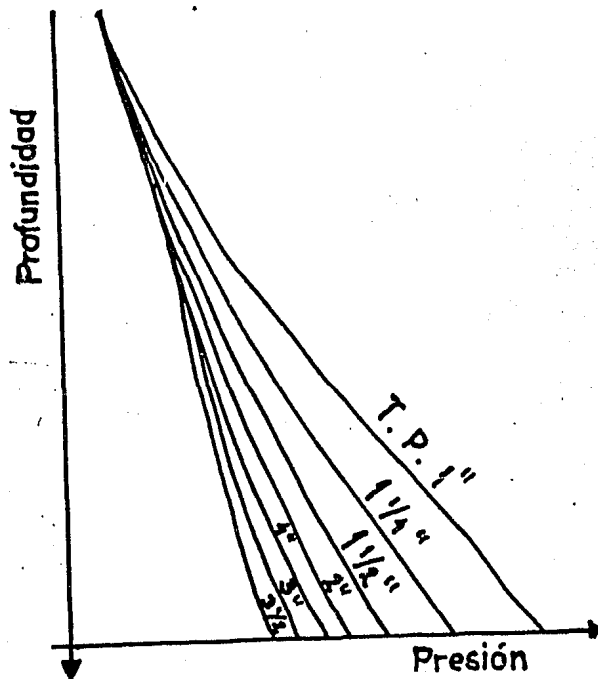
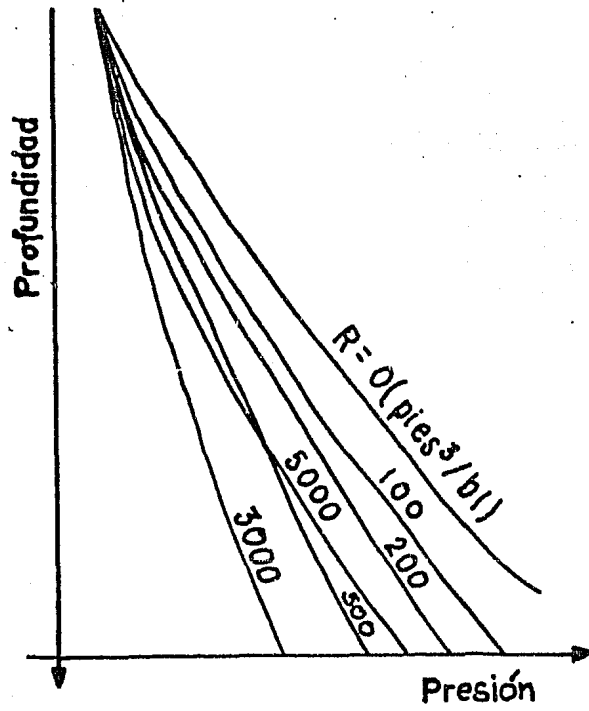


Fig. II.8 INFLUENCIA DE LA REL. GAS-LIQUIDO Y DEL DIAMETRO SOBRE LOS GRADIENTES DE PRESION.

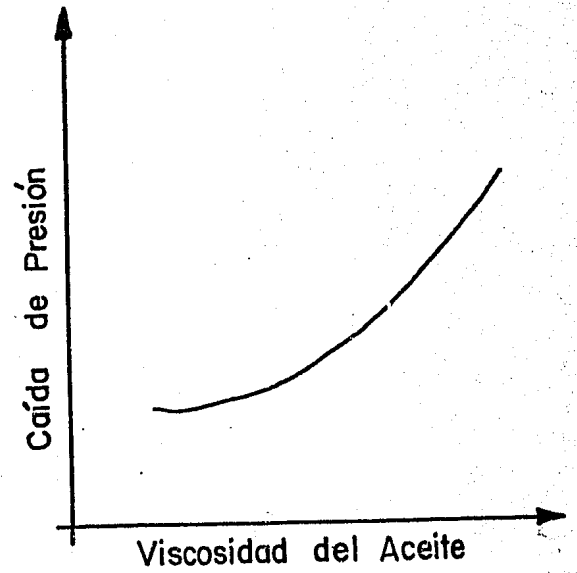
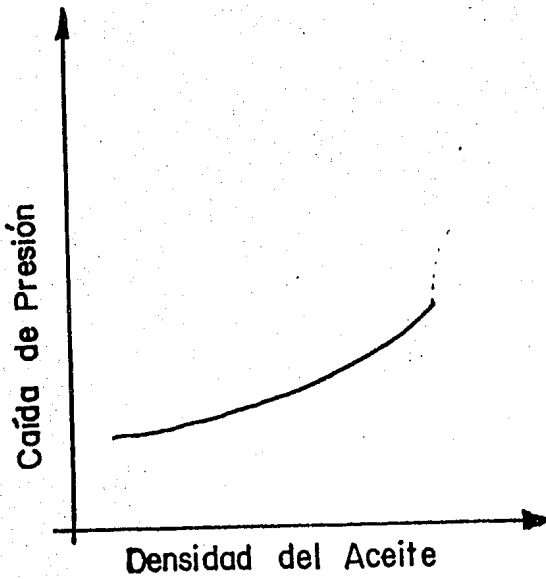
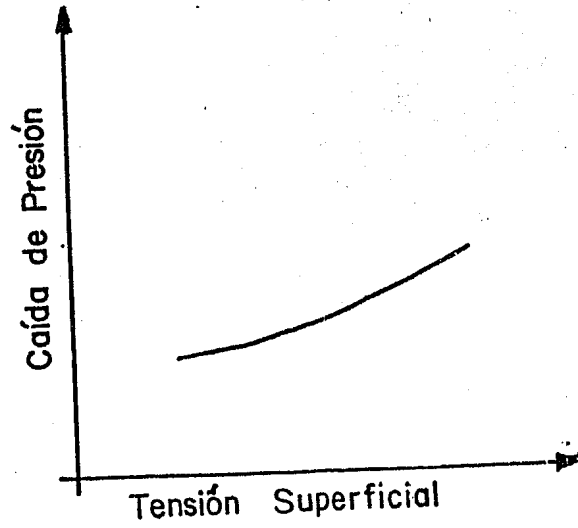


Fig. II.b INFLUENCIA DE LA TENSION SUPERFICIAL,  
LA DENSIDAD DEL ACEITE Y LA VISCOSIDAD EN LOS  
PERFILES DE PRESION.

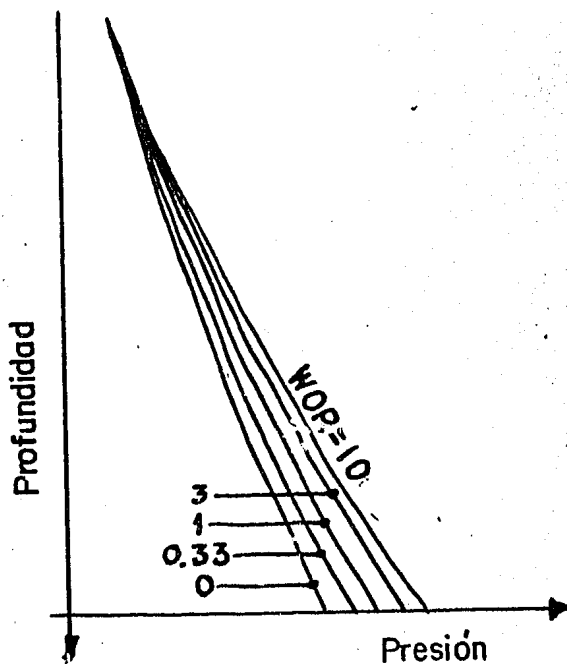
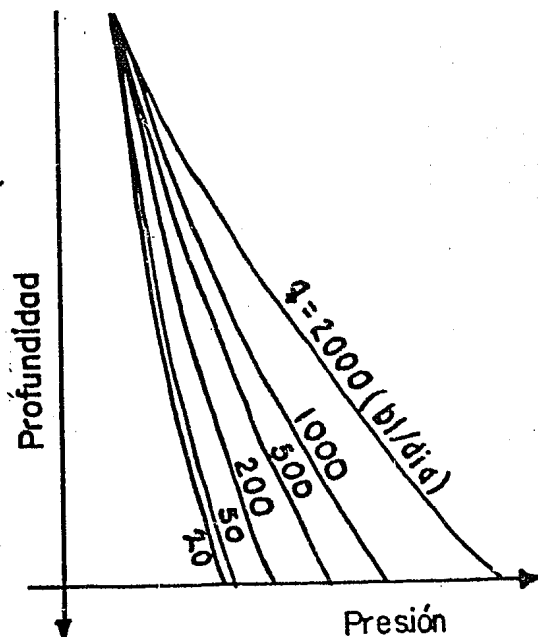


Fig. II.c INFLUENCIA DEL RITMO DE PRODUCCION Y LA RELACION AGUA-ACEITE SOBRE LOS GRADIENTES DE PRESION.

## II.4 DISCUSION DE LAS CORRELACIONES.

Existen dos situaciones donde las correlaciones de flujo multifásico dan resultados muy dudosos:

1. Para hidrocarburos pesados, donde la viscosidad es excesiva.
2. Para bajos gastos, en los cuales predominan los efectos de colapso.

Kermit Brown (11) muestra estos dos efectos en cuatro correlaciones:

1. Hagedorn y Brown.
2. Duns y Ros.
3. Orkiszewski.
4. Bessis y Brill.

#### II.4.1 EFECTOS DE VISCOSIDAD.

Con estos efectos se observa que para todas las correlaciones la caída de presión se incrementa al aumentar la viscosidad, y que para un rango de viscosidades de 5 a 10 cp, se originan cambios rápidos en las caídas de presión.

La correlación más sensible a la variación de la viscosidad es la de Hagedorn y Brown, la menos sensible es la de Orkiszewski. Las correlaciones de Bees y Brill y de Duns y Ros, dan resultados muy semejantes para valores de viscosidad mayores de 100 cp, e intermedios entre las dos correlaciones anteriores.

#### II.4.2 EFECTOS DEL COLGAMIENTO

Otra situación donde las correlaciones tienden a diferir considerablemente, es en el caso de las condiciones de flujo en las que el colgamiento es excesivo. La experiencia de campo ha demostrado que en muchos casos la producción de aceite puede incrementarse al cambiar la tubería por otra de diámetro mas pequeño. (12)

Este efecto de reducir el diámetro para mejorar la producción se puede entender más fácilmente imaginando un tanque cilíndrico, el cual burbujas en su parte central. Al ir reduciendo el diámetro, va a llegar un momento en el que las burbujas "empujan" hacia arriba parte del líquido, ayudando así a transportarlo hacia la parte superior.

Cuando existen bajas velocidades de los fluidos en la tubería de producción, se origina un incremento en el colgamiento de los líquidos y mayores pérdidas de presión.

La velocidad de flujo se incrementa al reducir el diámetro de la tubería y con ello se reducen tanto el colgamiento como las pérdidas de presión.

Una falacia de las correlaciones de flujo multifásico actuales está en su predicción del colgamiento. Para las cuatro correlaciones estudiadas se observa la reducción de la presión esperada a partir de un punto, donde al aumentar los gastos, también se incrementa la presión de fondo fluyendo (por efectos de la fricción); para gastos menores, la presión de fondo fluyendo también aumenta (ahora por efectos del colgamiento). Al gasto correspondiente a este punto se le llama gasto límite. (11)

Al comparar los resultados obtenidos con diferentes correlaciones se encontraron pocas similitudes y muchas diferencias. Las diferencias son:

1. Para un diámetro de tubería, el gasto límite es diferente para cada una de las correlaciones. Esto es, una correlación indica que el gasto límite para un diámetro es uno y otra correlación indica que para el mismo diámetro el gasto límite es otro.
2. La correlación de Orkiszewski y la de Gilbert (13) muestran que la presión de fondo fluyendo, para el gasto límite, decrece con la reducción del diámetro. Esto concuerda con la experiencia de campo. Todas las demás correlaciones muestran la tendencia



opuesta. (Figs. II.d y II.e)

3. Las correlaciones de Hasedorn y Brown y la de Beggs y Brill, muestran un rápido incremento de la presión de fondo fluyendo a partir del gasto límite. Las correlaciones de Orkiszewski y la de Duns y Ros muestran un aumento mas gradual.

Aparentemente los gastos predichos para los efectos de colgamiento son demasiado bajos para la correlación de Hasedorn y Brown y posiblemente demasiado altos para la de Duns y Ros.

## II.5 COMENTARIOS

Aún no existe (y quien sabe si llegue a desarrollarse) una correlación aplicable a todo tipo de condiciones; o sea, una correlación universal aplicable a todo tipo de aceites (ligeros y pesados), para gastos bajos y altos, para altas o bajas relaciones gas-aceite, etc.. Aunque actualmente se cuenta con tres tipos generales de correlaciones, no se puede asegurar que las correlaciones Tipo III sean superiores a las Tipo II y muy superiores a las tipo I. En algunos casos se ha demostrado que los mejores resultados se obtienen con correlaciones del Tipo I (14).

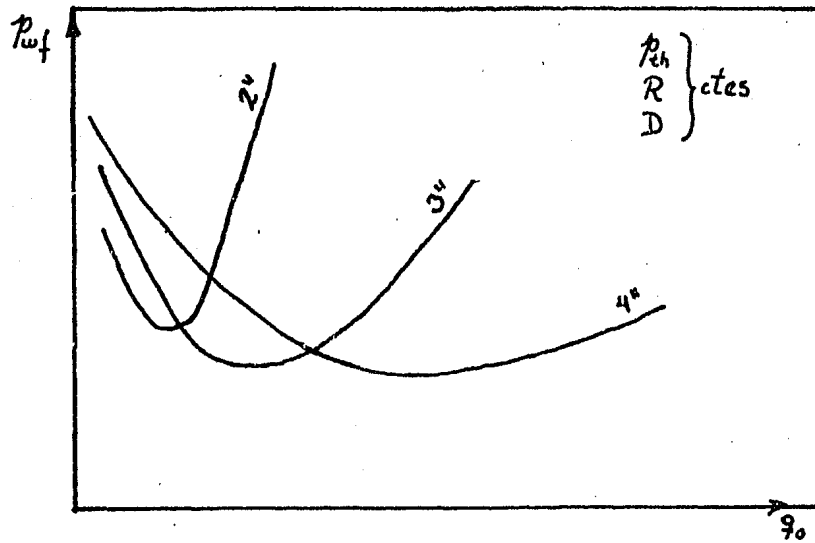


Fig. II.d TENDENCIA MOSTRADA POR OTRAS CORRELACIONES,  
ENTRE LA PRESION DE FONDO Y LOS GASTOS LIMITES PARA  
TUBERIAS DE PRODUCCION DE DIFERENTES DIAMETROS.

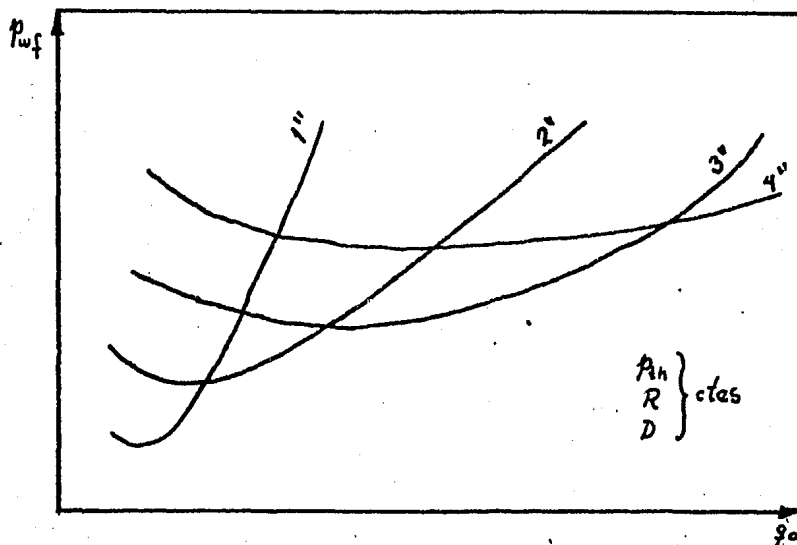


Fig. II.e TENDENCIA MOSTRADA POR LA CORRELACION DE  
ORKISZEWSKI, ENTRE LA PRESION DE FONDO Y LOS GASTOS  
LIMITES PARA TUBERIAS DE PRODUCCION DE DIFERENTES  
DIAMETROS.

En el trabajo de J.H.Español (15), se muestra un estudio estadístico de resultados obtenidos en cuarenta y cuatro pozos, comparándolos con los calculados con las correlaciones de Hagedorn y Brown, Orkiszewski, y la de Duns y Ros. Las profundidades de los pozos variaron desde 3800 pies hasta más de 10000 pies; los gastos de aceite de 44 a 280 bl/día. En las conclusiones del trabajo se indica, que la correlación que resultó superior por su aproximación fue la de Orkiszewski, con respecto a la de Duns y Ros, en todos los patrones de flujo y con respecto a la de Hagedorn y Brown también en todos, excépto en la zona de flujo niebla y transición.

Así, se encuentran trabajos en los que se obtienen mejores resultados con una correlación y pésimos resultados con otra. Lo mejor es desarrollar un programa de cómputo que contenga correlaciones de los tres tipos, verificar cuál es la que se aproxima mejor a los datos obtenidos en el campo y ajustarla. Cuando dos correlaciones den buenos resultados, lo mejor es ajustar la más sencilla, por ser más manejable y rápida.

## CAPITULO III

### VARIACION DE LA TEMPERATURA EN POZOS PRODUCTORES

#### III.1 INTRODUCCION.

Cuando se habla de un volumen de aceite, siempre se especifica a que condiciones de presión y temperatura esté medido; por ejemplo se puede hacer mención de un volumen de aceite medido a condiciones de yacimiento, a condiciones de escurrimiento o a condiciones estándar.

En el capítulo II se indicaron los métodos que se utilizan para conocer la variación de la presión en tuberías verticales; pero también es importante conocer la variación de la temperatura, para determinar con mayor exactitud las propiedades de los fluidos a lo largo de la tubería de producción, y así calcular mejor las caídas de presión en ella, principalmente en pozos productores de aceite volátil o de gas y condensado, ya que las propiedades de éstos fluidos son muy sensibles a los cambios de temperatura. Otra aplicación del cálculo de los perfiles de temperatura, es la determinación del cambio de longitud, en una tubería de producción, al efectuar un tratamiento de estimulación o al producir un pozo con gases altos.

III.2 ECUACIONES.

El procedimiento propuesto por Romero Juárez (16) permite determinar en forma precisa y sencilla la variación de la temperatura a lo largo de un pozo.

En este método se utiliza la ecuación propuesta por Ramey (17).

$$T(z,t) = G_e z + T_{es} - G_e A + (T_{fs} + G_e A - T_{es}) \exp(-z/A) \dots \dots \dots (3.1)$$

La que para un pozo productor, se transforma en:

$$T(z,t) = T_{bh} + G_e \{ A [1 - \exp(-z/A)] - z \} \dots \dots \dots (3.2)$$

Donde:

$$A = \{ Q_o * M * C_f * [33.6 + 1.896 * dt_i * f(t) / (d_{ci} - d_{te})] \} / \{ 400.27 * dt_i / (d_{ci} - d_{te}) \} \dots \dots \dots (3.3)$$

La función de tiempo f(t) para tiempos menores a 400 días es:

$$f(t) = 10^X \dots \dots \dots (3.4)$$

$$X = 0.31333 * Y - 0.06 * Y^2 + 0.0066666 * Y^3 \dots \dots \dots (3.5)$$

$$Y = \text{Log}(552*t/dce^2) \dots\dots\dots (3.6)$$

El valor de M se puede calcular con:

$$M = 350.5*DenRo + 0.0764*R*DenG + 350.5*DenRw*WOR \dots\dots\dots (3.7)$$

La ecuación (3.3) incluye algunas simplificaciones, como el empleo de valores típicos de algunas propiedades de las tuberías y sus fluidos, como son: (\*)

Conductividad térmica del acero de 600 Btu/día-pie-°F

Conductividad térmica de la tierra 33.6 Btu/día-pie-°F

El espacio anular contiene aceite de conductividad térmica de 1.896 Btu/día-pie-°F.

### III.3 EFECTO JOULE-THOMPSON.

Este efecto se presenta sólo cuando la presión es menor que la de

-----

(\*) El símbolo de "°" se utilizará para indicar el símbolo de grados.

saturación. Cuando el gas se libera en cantidades apreciables, su efecto se debe considerar en la caída de temperatura. El abatimiento en la temperatura, debido a la liberación y expansión del gas, puede calcularse con:(18)

$$\text{Caída de temp.} = k'(Z - Z_b) \dots \dots \dots (3.8)$$

Donde:

k' es la constante de abatimiento de la temperatura por el efecto Joule-Thompson, °F/pie.

Z<sub>b</sub> es la longitud a la que se tiene la presión de saturación del aceite, en pies.

Para considerar el efecto descrito en los cálculos, basta agregar la ecuación (3.8) en la ecuación (3.2).

El valor de k', para pozos productores de aceite en Arabia, con una relación gas aceite de 540 pies<sup>3</sup>/bl, resultó de 0.0015 °F/pie; sin embargo para altas relaciones gas aceite puede ser mayor dicho valor.

## CAPITULO IV

### METODO DE ORKISZEWSKI

#### IV.1 BASES.

El método está basado en el trabajo de Griffith y Wallis (19). Se compararon los valores predichos por éste método con 148 mediciones de caídas de presión, obteniéndose una precisión del orden de 10%. El autor manifiesta que la diferencia en velocidad y la geometría de las dos fases afectan fuertemente la caída de presión. Estos factores son la base para evaluar el flujo bifásico según el patrón de flujo. Los regímenes considerados son:

1. Flujo burbuja.
2. Flujo bache.
3. Flujo de transición (bache-niebla).
4. Flujo niebla anular.

Para desarrollar y evaluar su modelo, Orkiszewski analizó trece métodos publicados y los aplicó para predecir caídas de presión a pozos con condiciones muy diferentes a las supuestas en su derivación.



Orkiszewski observó que los mejores resultados se obtenían con los métodos de Griffth y Wallis y Duns y Ros, por lo que son las correlaciones que tomó como base para desarrollar su método; combinándolas para los diferentes patrones de flujo, de la manera siguiente:

Correlación	Patrón de Flujo
Griffth y Wallis	Burbuja
Griffth y Wallis	Bache (Término de densidad)
Orkiszewski	Bache (Término de fricción)
Duns y Ros	Transición
Duns y Ros	Niebla anular

## IV.2 PROGRAMA DE COMPUTO.

### IV.2.1 INTRODUCCION.

Este programa, se desarrolló en lenguaje BASIC (Ver Apéndice A), y puede ser utilizado como subrutina de programas mas completos, ya que en él se utilizan como datos algunas propiedades de los fluidos transportados; pero éstas cambian al variar la presión, por lo que se debe emplear un proceso iterativo.

Para los patrones de flujo determinados, se evalúan dos gradientes de presión: uno debido a la densidad y otro debido a la fricción. La suma de los dos es el gradiente de presión total (excepto en el flujo niebla, en el que también se considera el gradiente de presión por aceleración).

El factor de fricción se calcula con la ecuación de Colebrook y White y su pseudocódigo está en el Apéndice B.

#### IV.2.2 PSEUDOCODIGO.

Normalmente cuando se presenta un programa de cómputo, también se muestra su 'diagrama de flujo'. Con el desarrollo de las técnicas estructuradas (la más joven es el Análisis Estructurado) (20), se creó el pseudocódigo, que es superior al diagrama de flujo, y cuyas características se describen en el Apéndice B.

El pseudocódigo del programa se muestra en la página siguiente.

(\*)

-----  
(\* La nomenclatura usada en el pseudocódigo es la misma que la del Apéndice A.

S Lee datos: DIAM, Q1, Qs, Dens1, Denss, ViscL, ViscG, E y Tens.

S Se calculan los parámetros: Vss, Vsl, Vm, ED y Lb

SI  $Lb > Vss/Vm$  ENTONCES:

Flujo Niebla.

DE LO CONTRARIO:

S Calcular: Nvs, Nvl, Ls, Lm.

SI  $Ls > Nvs$  ENTONCES:

Fujo Bache.

DE LO CONTRARIO:

SI  $Lm < Nvs$  ENTONCES:

Flujo Niebla.

DE LO CONTRARIO:

Flujo Transición.

FIN DE BIFURCACION.

FIN DE BIFURCACION.

FIN DE BIFURCACION.

S Mostrar en la pantalla el gradiente de presión  
calculado y el patrón de flujo correspondiente.

### IV.2.3 EJEMPLOS.

Programa para calcular gradientes de presion  
en 2 fases por el metodo de  
Orkiszewski

" Diametro en pies" 0.5  
" Gasto de gas en Miles de pies<sup>3</sup>/dia" 1.0  
" Gasto de liquido en bl/dia" 2000  
" densidad del liquido en lb/pie<sup>3</sup>" 60  
" densidad del gas en lb/pie<sup>3</sup>" 2.5  
" Viscosidad del liquido en cp" 10  
" Viscosidad del gas en cp" 0.02  
" rugosidad en pies" .0003

Flujo BURBUJA

$DP/DZ = .40113 \text{ lb/ps}^2/\text{pie}$

Programa para calcular gradientes de presion  
en 2 fases por el metodo de  
Orkiszewski

" Diametro en pies" 0.5  
" Gasto de gas en Miles de pies<sup>3</sup>/dia" 20.  
" Gasto de liquido en bl/dia" 2000  
" densidad del liquido en lb/pie<sup>3</sup>" 60  
" densidad del gas en lb/pie<sup>3</sup>" 2.5  
" Viscosidad del liquido en cp" 10  
" Viscosidad del gas en cp" 0.02  
" rugosidad en pies" .0003  
"Tension superficial en dinas/cm" 30  
"Fase continua (Aceite/Agua)?? (0/1)" 0

Flujo BACHE

$DP/DZ = .23678 \text{ lb/ps}^2/\text{pie}$

Programa para calcular gradientes de presion  
en 2 fases por el metodo de  
Orkiszewski

" Diametro en pies" 0.5  
" Gasto de gas en Miles de pies<sup>3</sup>/dia" 500  
" Gasto de liquido en bl/dia" 100  
" densidad del liquido en lb/pie<sup>3</sup>" 60  
" densidad del gas en lb/pie<sup>3</sup>" 2.5  
" Viscosidad del liquido en cP" 10  
" Viscosidad del gas en cP" 0.02  
" rugosidad en pies" .0003  
"Tension superficial en dinas/cm" 30  
"Fase continua (Aceite/Agua)?? (0/1)" 0  
"Pwh = ? en lb/ps<sup>2</sup>" 1000

**Flujo TRANSICION (Bache-Niebla)**

**DP/DZ = .021594 lb/ps<sup>2</sup>/pie**

Programa para calcular gradientes de presion  
en 2 fases por el metodo de  
Orkiszewski

" Diametro en pies" 0.5  
" Gasto de gas en Miles de pies<sup>3</sup>/dia" 900  
" Gasto de liquido en bl/dia" 100  
" densidad del liquido en lb/pie<sup>3</sup>" 60  
" densidad del gas en lb/pie<sup>3</sup>" 2.5  
" Viscosidad del liquido en cp" 10  
" Viscosidad del gas en cp" 0.02  
" rugosidad en pies" .0003  
"Tension superficial en dinas/cm" 30  
"Pwh = ? en lb/ps<sup>2</sup>"1000

Flujo NIEBLA

DP/DZ = .673706E-01 lb/ps<sup>2</sup>/pie

## CAPITULO V

### DISEÑO DE TUBERIAS DE PRODUCCION

#### V.1 INTRODUCCION.

En los métodos para calcular los gradientes de presión a lo largo de la tubería de producción, se utilizan ecuaciones que manejan muchas variables y parámetros; además contienen factores que se calculan con métodos iterativos. De lo anterior se desprende la conveniencia de aplicar los métodos de cálculo aludidos mediante el empleo de computadoras.

#### V.2 PROGRAMA DE COMPUTO.

##### V.2.1 BASES.

Se desarrolló un programa de cómputo en el cual se utilizan: a) La correlación de Orkiszewski para calcular la variación de la presión; b) Las ecuaciones del capítulo III para obtener la variación de la temperatura; c) Las propiedades del aceite, del agua y del gas se determinan con las ecuaciones expuestas en la referencia (21).



Este programa esta en lenguaje Fortran 77 y fue probado en la computadora Vax 11/780 del Centro de Cálculo de la Facultad de Ingeniería (CECAFI).

### V.2.2 EJEMPLO.

El programa se probó para un pozo con las siguientes características: la densidad del aceite de 35 °API; la densidad relativa del gas producido de 0.65; una profundidad de 9500 pies; con una  $R = 500$  pies<sup>3</sup>/bl,  $T_{bh} = 200$ ,  $P_{th} = 150$  lb/ps<sup>2</sup>; un gradiente geotérmico de .019 °F/pie;  $d_{ce} = 9.626$  ps;  $d_{ci} = 8.535$  ps; para diferentes gastos y diámetros de tubería de producción. Los resultados se muestran en la Fig. V.a .

#### V.2.2.1 ANALISIS DE RESULTADOS.

En esta gráfica (V.a) se observa que el gradiente de temperatura disminuye al incrementar el gasto para un mismo diámetro de tubería. Esto se debe a que para gastos altos, los fluidos tienen menos tiempo para enfriarse.

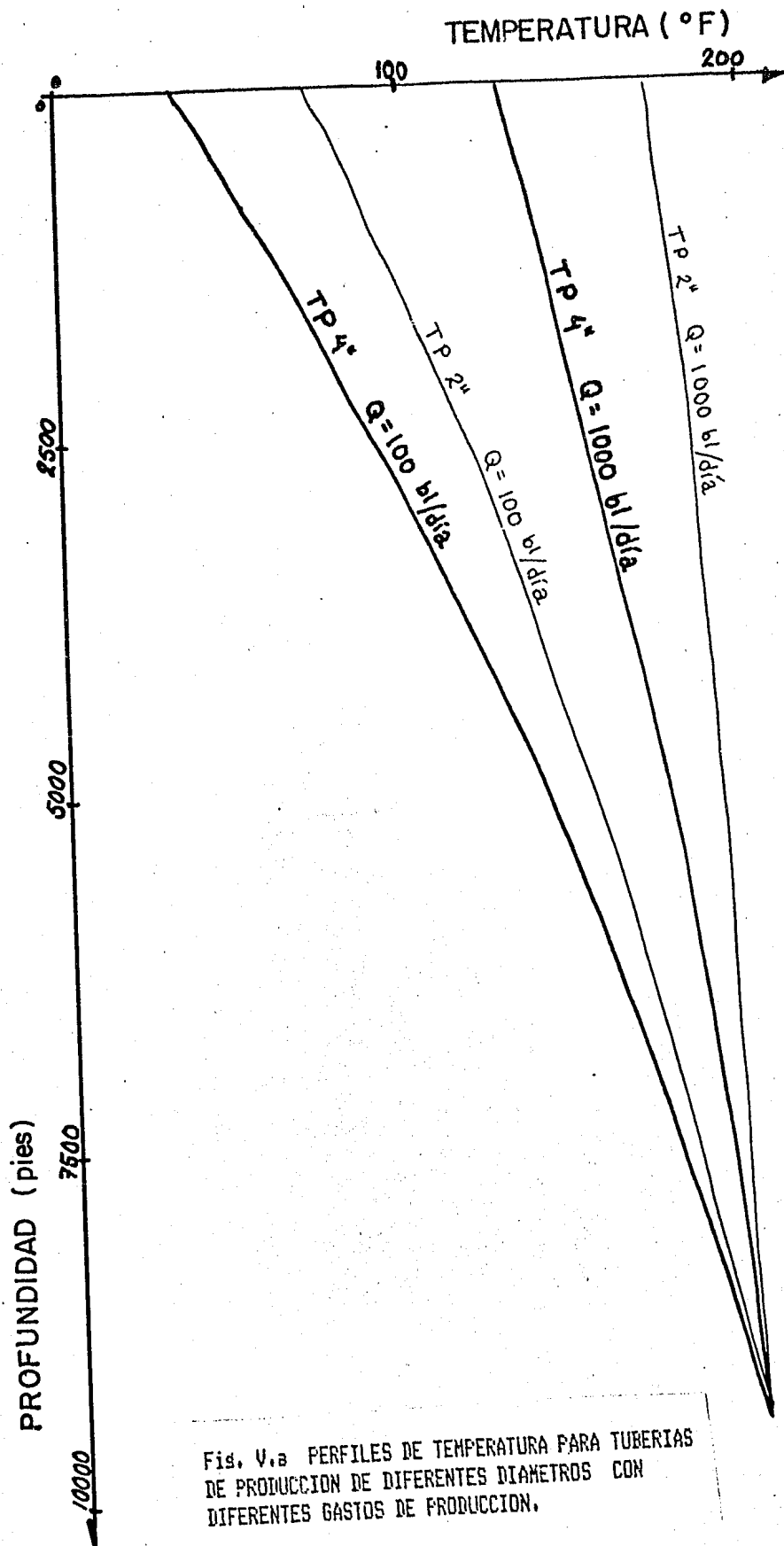


Fig. V.a PERFILES DE TEMPERATURA PARA TUBERIAS DE PRODUCCION DE DIFERENTES DIAMETROS CON DIFERENTES GASTOS DE PRODUCCION.

También se observa que el gradiente de temperatura aumenta, al cambiar el diámetro de la tubería de producción por otro más grande, para un mismo gasto. Esto se origina porque con una tubería de mayor diámetro se reduce el espesor del espacio anular y, por lo tanto, se disminuye el ancho de la capa de líquido que envuelve a la tubería de producción. Dicha capa funciona como un aislante térmico y al reducir su espesor disminuye su efecto aislante.

Las curvas que se muestran en la Fig. V.2 son para un tiempo de producción de 30 días. Al calcular la misma familia de curvas para un tiempo de producción de 300 días, se obtuvieron prácticamente las mismas curvas, lo que indica que el ritmo de transferencia de calor se ha estabilizado.

Esto indica que la temperatura de los fluidos producidos se estabiliza rápidamente y que los factores que más influyen en la variación de la temperatura son el gasto de producción y el diámetro de la tubería de producción.

Se puede observar además, que para unas condiciones de flujo ( $Q_1, d_1$ ) se tiene un gradiente de temperatura, y para otras condiciones ( $Q_2, d_2$ ) otro, por lo tanto, no se puede hablar de una temperatura media de flujo igual para ambas condiciones (que es lo que normalmente se hace).

Una determinación sencilla de éste gradiente, sin tener un error considerable, sería calcular un gradiente de temperatura lineal de la siguiente forma:

1. A partir de la temperatura de fondo, evaluar la temperatura en la boca del pozo con las ecuaciones del capítulo III.

2. Obtener la diferencia de temperaturas:

$T_{bh}$  - temperatura en la boca del pozo

3. Calcular el gradiente de temperatura:

diferencia de temperaturas / profundidad del pozo

Como se maneja en el programa es:

Para un tramo de tubería se calcula la temperatura en sus puntos superior e inferior, las dos a partir de la temperatura de fondo; y la media aritmética es la temperatura promedio en ese tramo; y así sucesivamente para toda la tubería.

Otros resultados que se obtienen con el programa (para el mismo pozo) se muestran en la Fig. V.b.

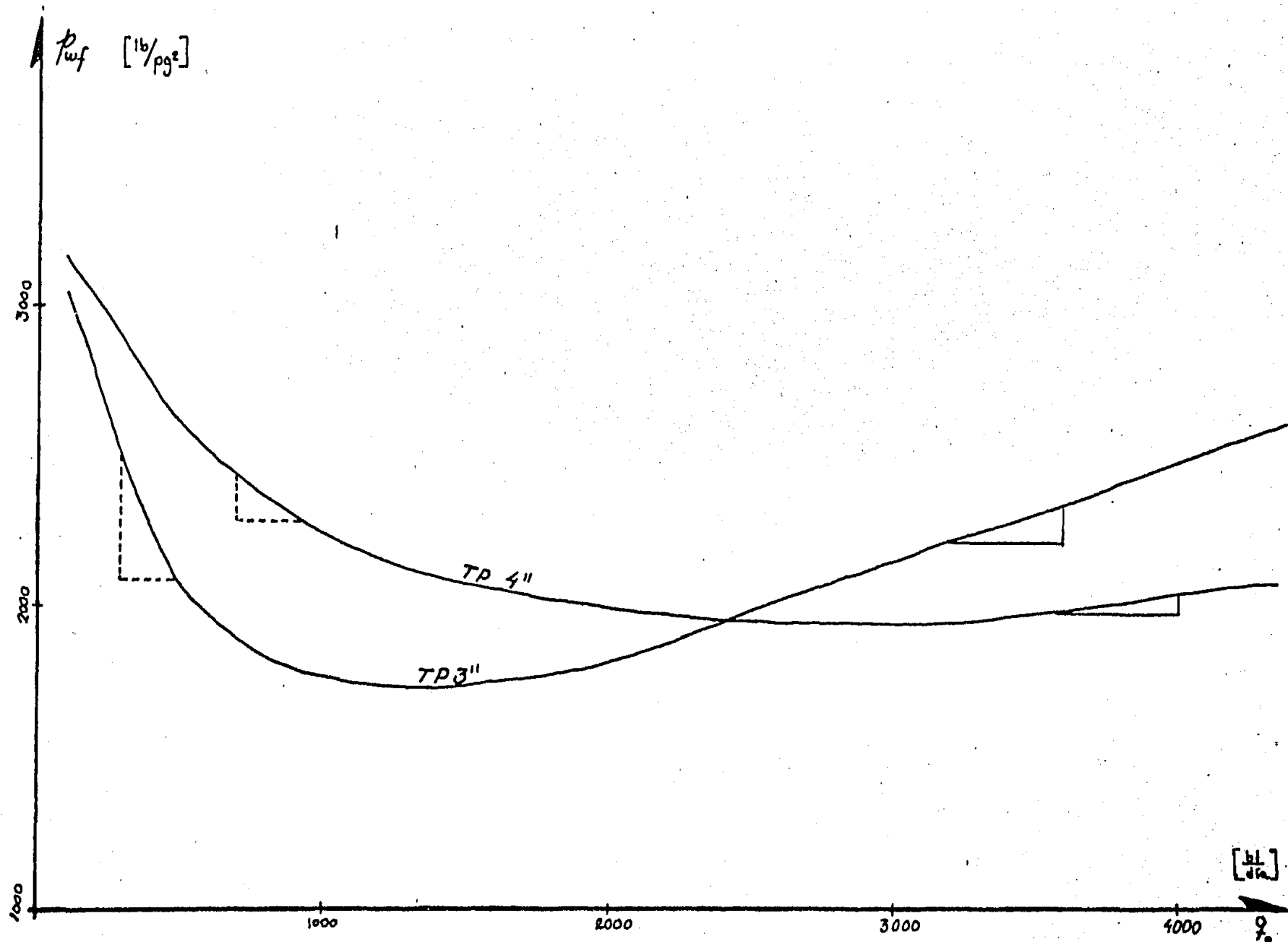


Fig. V.b VARIACION DE LA PRESION DE FONDO PARA DIFERENTES DIAMETROS DE TUBERIA DE PRODUCCION DONDE SE MUESTRAN LOS EFECTOS DEL COLGAMIENTO Y DE LA FRICCION.

En la cual se puede observar el comportamiento de la presión de fondo fluyendo con respecto del gasto, para diferentes diámetros.

Se puede apreciar el gasto límite que se describe en el capítulo II, y se comprueba que el gasto y presión límite disminuyen al disminuir el diámetro.

Se puede verificar que para gastos mas grandes que el gasto límite la presión aumenta, el grado de aumento de esta presión disminuye al aumentar el diámetro; esto se debe a que para gastos mayores que el límite, las caídas de presión se generan principalmente por la fricción. Como la fricción disminuye al aumentar el diámetro, se tendrán menos caídas de presión mientras más grande sea el diámetro.

Además se puede observar que para gastos menores que el límite, la presión de fondo también aumenta, ahora por los efectos del colgamiento. El grado de aumento de la presión de fondo es mayor al disminuir el diámetro; pero lo anterior no va de acuerdo con lo que indica la experiencia de campo (recordar el ejemplo del tanque que burbujas); una explicación de ésta "falla" es que las condiciones de flujo en esta zona son inestables y por lo tanto las correlaciones dan resultados erróneos.

Tomando valores de la gráfica V.b se observa que, por ejemplo, para un gasto de 3000 bl/día es necesaria una  $P_{wf} = 2160$  lb/ps<sup>2</sup> con una tubería de 3 ps y una  $P_{wf} = 1950$  lb/ps<sup>2</sup> con una tubería de 4 ps, requiriéndose menor presión de fondo con una tubería de 4 ps.; sin embargo para un gasto de 2000 bl/día se requiere una  $P_{wf} = 1830$  lb/ps<sup>2</sup> con una tubería de 3 ps. , y una  $P_{wf} = 2000$  lb/ps<sup>2</sup> con una tubería de 4 ps.

### V.3 DIAMETRO OPTIMO.

Con una gráfica como la V.b que se muestra en la V.c con la curva correspondiente a 2 ps incluida, se puede seleccionar (diseñar) de acuerdo con el gasto programado la tubería de producción.

El criterio para escoger el diámetro de la tubería es: para el gasto deseado, utilizar la tubería que requiera la menor presión de fondo posible. En la gráfica se observa que para ese pozo con gastos mayores de 2440 bl/día conviene la tubería de 4 ps, para gastos entre 900 y 2440 bl/día la de 3 ps. y para menores de 900 bl/día la de 2 ps. estas líneas se encuentra resaltadas en la Fig V.c.

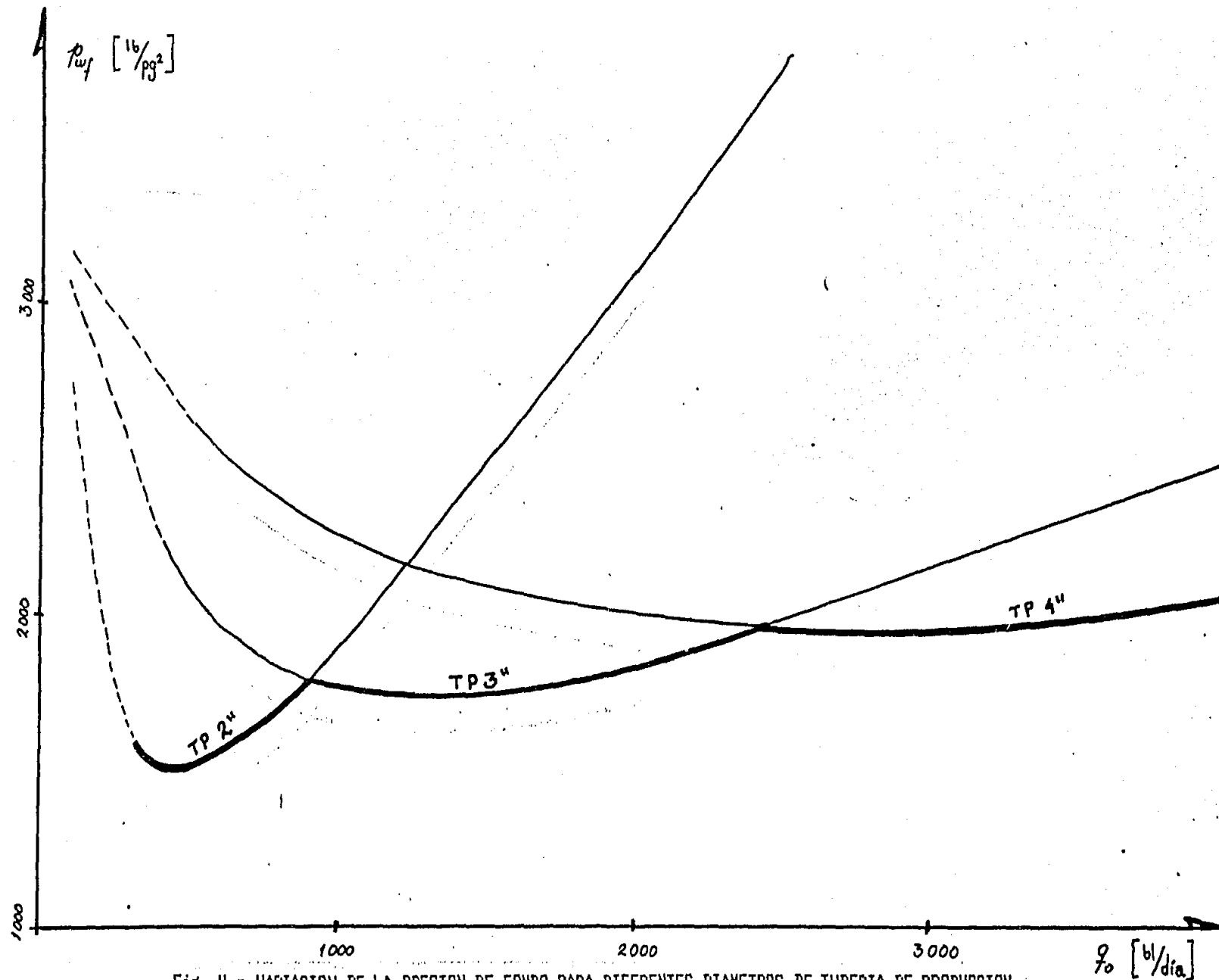


Fig. V.c. VARIACION DE LA PRESION DE FONDO PARA DIFERENTES DIAMETROS DE TUBERIA DE PRODUCCION. DONDE SE REMARCAN LAS LINEAS DE LAS TUBERIAS QUE REQUIEREN MENOR PRESION DE FONDO PARA LOS DIFERENTES GASTOS DE PRODUCCION.



#### V.4 "MUERTE DEL POZO".

Si a la gráfica V.c se le anexan unas familias de curvas del índice de productividad (ver Fig. V.d), se puede obtener la presión estática a la que dejará de fluir el pozo.

Para el pozo de la gráfica V.d se observa que con una presión estática de 2840 lb/ps<sup>2</sup>, si se tuviera una tubería de 2 ps., la Pwf sería de 2000 lb/ps<sup>2</sup>; sin embargo, si se aumenta el diámetro a 3 ps., la Pwf que se tendría sería de 1800 lb/ps<sup>2</sup>, y el assto aumentará a 1260 bl/día; pero, si se cambiara a un diámetro de 4 ps., el pozo no fluiría.

Si el diámetro de tubería que se tuviera fuera de 2 ps., cuando la Pws disminuya de 1850 lb/ps<sup>2</sup>, el pozo dejará de fluir.

De lo expuesto se infiere la conveniencia de elaborar gráficas como las mostradas en éste capítulo, con la finalidad de predecir el comportamiento de los pozos y seleccionar las tuberías de producción.

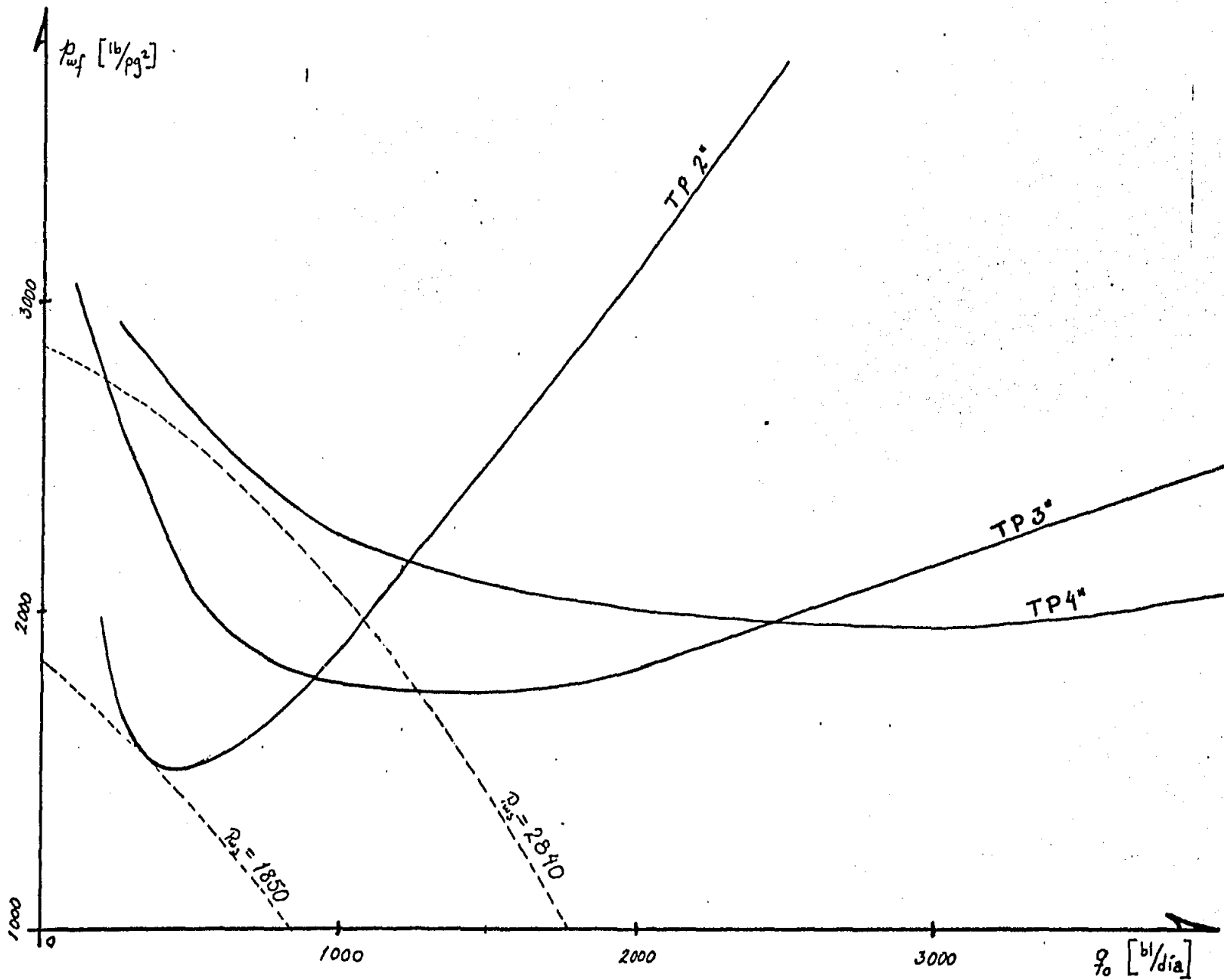


Fig. V.d VARIACION DE LA PRESION DE FONDO PARA DIFERENTES DIAMETROS DE TUBERIA DE PRODUCCION CON DOS CURVAS DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA DIFERENTES PRESIONES ESTATICAS.

## CONCLUSIONES

No siempre se aumenta el gasto de producción de un pozo al aumentar el diámetro de la tubería de producción; a veces, al aumentar el diámetro se disminuye el gasto, o incluso dejará de fluir ("muere" el pozo). Lo anterior lo ha demostrado la experiencia de campo, pero, de las correlaciones existentes, sólo con las de Orkiszewski y Gilbert se obtiene éste comportamiento.

Ante la imposibilidad de que se llegue a desarrollar una correlación universal, lo que se debe hacer es un programa de cómputo que incluya al mayor número de correlaciones de los tres tipos, y comparar sus resultados con los obtenidos en el campo, para determinar cual(es) correlación(es) es/son con la(s) que se obtiene(n) resultados más aproximados; para finalmente ajustarla(s) y poder hacer un estudio de diferentes diseños de tubería y escoger el óptimo.

También es conveniente saber cuáles fueron las condiciones en las que se desarrollaron las correlaciones y utilizar aquellas cuyas condiciones sean semejantes a las del pozo en estudio.

Otra conclusión importante es la referente a la temperatura media de flujo. Es erróneo suponer una temperatura media de flujo para diferentes condiciones, principalmente si existen notables diferencias en los diámetros de la tubería de producción y/o del gasto de producción, ya que estos dos factores influyen definitivamente en la variación de la temperatura.

Es recomendable la construcción de gráficas como las del capítulo V para conocer el comportamiento de los pozos con diferentes condiciones de flujo y seleccionar (diseñar) las tuberías de producción óptimas.

Es importante que cuando se desarrolle un programa de cómputo se utilicen las figuras lógicas de la programación estructurada, ya que permite tener programas modulares que facilitan su renovación y/o corrección.

NOMENCLATURA (\*)

A	Función expresada por la ecuación (3.3)	pies
Cf	calor específico del fluido	Btu/lbm-°F
dce	diámetro externo de la T.R.	ps
dci	diámetro interno de la T.R.	ps
DenRo	densidad relativa del aceite	
DenG	densidad relativa del gas	
DenRw	densidad relativa del agua	
dte	diámetro externo de la T.P.	ps
dti	diámetro interno de la T.P.	ps
f(t)	función del tiempo de la conductividad del calor	
Ge	gradiente geotérmico	°F/pie
M	masa asociada a un barril de aceite	lbm/blo @c.s.
Pwf	Presión de fondo fluyendo	lb/ps <sup>2</sup>
Tbh	temperatura en el fondo del pozo	°F
Tes	temperatura del terreno en la superficie	°F
Tfs	temperatura del fluido en la superficie	°F
X	expresión definida por la ecuación (3.5)	
Y	expresión definida por la ecuación (3.6)	
Z	distancia a la cual se desea conocer la temperatura	pies

-----  
 (\*) En el apéndice A se complementa la nomenclatura empleada en este trabajo.

## REFERENCIAS

1. Duns H. Ros N.C.J.: "Vertical flow of gas and Liquid Misure in Wells", Poc. 6th Word Petroleum Congress 1963.
2. 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.
3. Fancker F.H. y Brown K.E.: "Petroleum of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubins", SPE Journal marzo 1963.
4. Baxendell P.B. y Thomas R.: "The Calculation of Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells", JPT oct 1961.
5. Hagedorn A.R. y Brown K.E.: "Experimental Study of Pressure Gradients occurring During Continuous two-phase Flow in small Diameter Vertical Conduits", JPT abril 1965.
6. Orkiszewski J.: "Predicting two-phase Pressure Drops in Vertical Pipes", JPT Junio 1967.
7. Besss H.D. y Brill J.P.: "An Experimental Study of two-phase Flow of Air-Water mixtures" Pt. 1, Canadian Journal of Chemical Journal of Chemical Enfinnering (1957) Vol 35Pas., 58.
8. Chierici G.L. Ciucci G.M. y Sclocchi G. : "Two-phase flow in oil wells, Prediction of Pressure Drop" SPE 4316 Second Annual European meetings, abril 2-3 1973.
9. Gould T.L. Tek M.R. y Katz D.L.: "Two-phase flow through Vertical, Inclined or Curve Pipe" JPT agosto 1974.
10. Aziz K. Govier G.W. y Fogarasi M.: "Pressure Drop in Wells Produccin Oil and Gas", Journal of Canadian Pet.Tech. Julio-septiembre 1972.
11. Kermit Brown y Col. "The technology of Artifitial Lift Methods" Vol. 2a. Cap.I. Petroleum Publishing Co.
12. Nind, T.E.W.: "Principles of Oil Well Production", Mc Graw-Hill Book Company. 1964, Pas. 146.
13. Gilbert, W.E.: "Flowing and Gas Lift Well Performance", API Drill. Prod. Practice.
14. Cornish R.E.: "The Vertical Multiphase Flow of Oil and Gas at High rates" SPE-AIME JULIO 1976.

15. Espanol J.H. y Col.: "A comparison of existing Multiphase Flow Methods for the calculation of Pressure Drop in Vertical Wells" 44th Annual Fall Meeting of SPE of AIME 2553 28-oct 1969.
16. Romero Juarez A.: "A Simplified Method for calculating temperature Changes in Deep Wells" JPT Junio 1979.
17. Ramey H.J. Jr.: "Wellbore Heat transmission" trans AIME 225 1962.
18. Yocum, B. T.: "Two phase Flow in Well Flowlines", Trans. AIME 1962. 225
19. Griffith F. y Wallis G.B.: "Two phase Slus Flow", Journal of Heat Transfer, Trans. ASME, agosto 1961.
20. Cris Gane y Trish Serson "Structured System Analisis tools and Techniques", Prentice Hall 1979.
21. Garaicochea Petrierena F.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos" Facultad de Ingenieria U.N.A.M.

APENDICE A

```

001000RK: PRINT *      Programa para calcular gradientes de presion *
00150   PRINT *          en 2 fases por el metodo de
00200   PRINT *          Orkiszewski*
00300   PRINT *          "
00400   PRINT *          "
00500   PRINT *          "
00600   REM * Variable   Descripcion                               Unidades
00601
00602   REM * Aproximacion Variable auxiliar en el calculo de FFC*
00603   REM * AuxHs       Variable definida en las lineas 8900,9500,*
00604   REM *              12200,12700 y 1300*
00605   REM * Const      Auxiliar en el calculo de Nvl y Nvs*
00606   REM * DensG       Densidad relativa del gas*
00607   REM * DensL      Densidad del liquido                       API*
00608   REM * Dens       Gradiente de presion por densidad         lb/ps2/pie*
00609   REM * DIAM       Diametro                                   pies*
00610   REM * E          Rugosidad de la tuberia                    pies*
00611   REM * ED        Rugosidad relativa*
00612   REM * FFC       Factor de friccion calculado*
00613   REM * FFs      Factor de friccion supuesto*
00614   REM * H1       Colsamiento*
00615   REM *          "
00616   REM * Lb        Limite del Patron de Flujo Burbuja *
00617   REM * Lm       Limite de patrones de Flujo *
00618   REM *          definido en la linea 4600*
00619   REM * Ls       Limite de patrones de flujo*
00620   REM *          definido en la linea 4500*
00621   REM * Nre       Numero de Reynolds*
00622   REM * NreL     Numero de Reynolds del liquido*
00623   REM * Nreb     Numero de Reynolds de la burbuja*
00624   REM * Nvs     Numero de la velocidad del gas               pies/seg*
00625   REM * Nvl     Numero de la velocidad del liquido          pies/seg*
00626   REM * Ql       Gasto de liquido                             bl/dia*
00627   REM * Qg       Gasto de gas                                 Miles de pies3/dia*
00628   REM * Subtemporal Variable auxiliar en calculos intermedios*
00629   REM * Temporal  Variable auxiliar en calculos intermedios*
00630   REM * Tens      Tension superficial                         dinas/cm*
00631   REM * Vb       Velocidad de la burbuja                     pies/seg*
00632   REM * Vbs     Velocidad de la burbuja supuesta*
00633   REM * ViscG    Viscosidad del gas                           CP*
00634   REM * ViscL    Viscosidad del liquido                       CP*
00635   REM * Vsg     Velocidad superficial del gas                 pies/seg*
00636   REM * Vsl     Velocidad superficial del liquido            pies/seg*
00637   REM * Vm      Velocidad de la mezcla                       pies/seg*
00700   INPUT *          Diametro en pies*;DIAM
00800   Area = DIAM2/4*3.1416*86400
00900   INPUT * Gasto de gas en Miles de pies3/dia*;Qg
01000   Vsg = Qg/Area * 1000

```



```

01100 INPUT ' Gasto de liquido          en bl/dia';Q1
01200 Vsl = Q1 * 5.615/Area
01300 Vm = Vsl + Vsg
01400 INPUT '  densidad del liquido en lb/pe3';DenL
01500 INPUT '  densidad del gas   en lb/pe3';DenG
01600 Lb = 1.071 - (.2218*Vm2/DIAM)
01700 INPUT '  Viscosidad del liquido en cp';ViscL
01800 INPUT '  Viscosidad del gas   en cp';ViscG
01900 INPUT '  rugosidad en pies';E
02000 ED = E/DIAM
02100 IF (0.13 <= LB) THEN GO TO A03
02200 Lb = 0.13
02300
02400
02500A03: IF ( Lb > (Vsg/Vm) ) THEN GO TO A01 ELSE GO TO A02
02600
02700A01: Temporal = (1+(Vm/0.8))
02750 Subtemporal = ( (Temporal2) - (4*Vsg/0.8) )0.5
02800 H1 = 1- ( (Temporal-Subtemporal)/2)
02900 Dens = ( (DenL*H1) + (DenG*(1-H1))) /144
03000 Nre = DenL*DIAM*Vsl/H1/ViscL/6.72E-4
03100 GO SUB FRIC
03200
03300 DFDZ2 = ((FFc*DenL/64.4/DIAM)*(Vsl/H1)2)/144 + Dens
03400 PRINT ' '
03450 PRINT ' '
03500 PRINT ' Flujo BURBUJA '
03700 PRINT ' DP/DZ =';DFDZ2;' lb/ps2/pe'
03750 PRINT ' '
03800 GO TO FIN
03900
04000A02: INPUT 'Tension superficial en      dinas/cm';Tens
04100
04200 Const = (DenL/Tens)0.25*1.938
04300 Nvs = Vsg * Const
04400 Nvl = Vsl * Const
04500 Ls = 36*Nvl + 50
04600 Lm = (84* (Nvl0.75)) + 75
04700
04800 IF (Nvs > Ls) THEN GO TO A04
04900
05000A50: NreL = DIAM * Vm * DenL/ViscL/6.72E-4*8.74E-6
05100 Vbs = (DIAM*32.2)0.5/2
05200 Vb = Vbs
05300
05400A06: Nreb = Vb * DIAM * DenL/ViscL/6.72E-4
05500
05600 IF ( 3000>= Nreb) THEN GO TO A07
05700 IF ( 8000<= Nreb) THEN GO TO A08
05800
05900 Fps = (0.251 + NreL)*Vbs*2

```

```

05950      Temporal = 13.59*ViscL/DenL/(DIAM0.5)
06000      Vbc = ( (Fps2 + TEMPORAL)0.5 +Fps      )/2
06100
06200      IF (0.001 > (ABS(Vbc-Vb)) ) THEN GO TO A10
06300
06400      Vb = Vbc
06500      GO TO A06
06600
06700A07:  Vbc = (NreL+0.546)*Bvs*2
06800
06900      IF ( 0.001 > (ABS(Vbc-Vb))) THEN GO TO A10
07000
07100      Vb = Vbc
07200      GO TO A06
07300
07400A08:  Vbc = (NreL + 0.35)*Bvs*2
07500
07600      IF ( 0.001 > (ABS(Vbc-Vb))) THEN GO TO A10
07700
07800      Vb = Vbc
07900      GO TO A06
08000
08100
08200A10:  INPUT "Fase continua (Aceite/Agua)?? (0/1)";Aceite
08300
08400
08500      IF (Aceite <> 0.0) THEN GO TO A12
08600      IF (10 < Vm )      THEN GO TO A09
08700
08800      AuxHs = 0.113*LOG10(DIAM) + 0.167*LOG10(Vm)
08900      AuxHs = AuxHs + (0.0127*LOG10(1+ViscL)/(DIAM1.415) ) - 0.284
09000
09100
09200
09300A05:  IF ((-15.3846*AuxHs) <= Vm) THEN GO TO A11
09400
09500      AuxHs = -.065*Vm
09600      GO TO A11
09700
09800A14:  Temporal = (Vs1+Vbc) + (DenG/DenL*Vss)
09850      Temporal = Temporal / (Vm+Vbc)
09870      Temporal = (AuxHs + Temporal - 1)*Vbc
09900      AuxHc = Temporal / (Vbc+Vm)
10000      IF (AuxHs <= AuxHc) THEN GO TO A13
10100      PRINT "      "
10200      GO TO A11
10300
10400
10500A13:  AuxHs = AuxHc
10600
10700A11:  Temporal = ((Vs1+Vbc)*DenL) + (DenG*Vss)

```

```

10750 Temporal = ( Temporal/(Vm+Vbc)) + (DenL*AuxHs)
10770 Dens      = Temporal / 144
10800 Nre      = DenL*DIAM*Vm/ViscL/6.72E-4
10900
11000 GO SUB FRIC
11100
11200 DFDZ3=Dens + ( (FFc/DIAM/64.4/144*Vm2*DenL)*(AuxHc + ((Vsl+Vb)/(Vm+Vb))))
11300
11400 IF Ls > Nvs THEN GO TO A46
11500 IF Lm > Nvs THEN GO TO A42
11600A46: PRINT " "
11650 PRINT " "
11700 PRINT " Flujo BACHE"
11850 PRINT " DP/DZ =" ;DFDZ3;" lb/ps2/pie"
11870 PRINT " "
11900 GO TO FIN
12000A09:AuxHs = 0.0274*LOG10(ViscL+1)/ (DIAM1.371)
12100 AuxHs = AuxHs + 0.161 + 0.569*LOG10(DIAM)
12200
AuxHs=AuxHs-(LOG10(Vm)*((0.01*LOG10(ViscL+1)/(DIAM1.571))+0.397+0.63*LOG10(DIAM)))
12300 GO TO A14
12400
12500A12: IF (10 > Vm) THEN GO TO A15
12600
12700 AuxHs =
(0.045*LOG10(ViscL)/(DIAM0.799))-0.709-0.162*LOG10(Vm)-0.888*LOG10(DIAM)
12800 GO TO A14
12900
13000A15: AuxHs =
(0.013*LOG10(ViscL)/(DIAM1.380))-0.681-0.232*LOG10(Vm)-0.428*LOG10(DIAM)
13100 GO TO A05
13200
13300A04: IF (Nvs>Lm) THEN GO TO A41 ELSE GO TO A50
13400
13500A41: INPUT "Pwh = ?" en lb/ps2";P
13600
13700 P = P*144
13800 DenM = ((Vsl*DenL) + (Vss*DenG))/Vm
13900 Nre = DIAM*Vss/ViscG*DenG/6.72E-4
14000 NweNvisc = (Vss*ViscL/Tens)2*DenG/DenL*2.05E-4
14100
14200 IF (5E-3 <= NweNvisc) THEN GO TO A60
14300
14400 Nwe = 340
14500 GO TO A61
14600
14700
14800A60: Nwe = 10(LOG10(NweNvisc)*0.2865 + 3.1906)
14900
15000A61: ED = Nwe*Tens/DenG/Vss2/DIAM/454
15100

```

```

15200 GO SUB FRIC
15300
15400 DPDZ2 = (FFc*DenG*Vsg2/64.4/DIAM) + DenM
15500 DPDZ4 = -DPDZ2/144/ ( (DenM*Vm*Vsg/32.2/P) -1)
15600
15700 IF Lm > Nvs THEN GO TO A43
15750 PRINT "      "
15800 PRINT "      "
15900 PRINT " Flujo NIEBLA"
16000 PRINT " DP/DZ =";DPDZ4;" lb/ps2/pe"
16200 PRINT "      "
16250 GO TO FIN
16300A42: DenG = DenG/Lm*Nvs
16400 GO TO A41
16500
16600A43: A = (Lm-Nvs) / (Lm-Ls)
16700 B = 1 - A
16800
16900 DPDZ5 = (B*DPDZ3) + (A*DPDZ4)
17000 PRINT "      "
17050 PRINT "      "
17100 PRINT " Flujo TRANSICION (Bache-Niebla)"
17200 PRINT " DP/DZ =";DPDZ5;" lb/ps2/pe"
17270 PRINT "      "
17300 GO TO FIN
17400
17500 FRIC:IF ( Nre < 2300 ) THEN GO TO A30
17600
17700 IF ( (Nre < 3100) ) THEN GO TO A32
17800
17900 Tolerrancia = 1
18000 FFs = 0.006
18100 Iteraciones = 0
18200
18300 A33: FFc=(-2*( LOG10( (ED/3.715)+(2.514/(FFs.5*Nre))) ))(-2)
18400 Aproximacion = ( ABS(FFc-FFs) )
18500 Iteraciones= Iteraciones + 1
18600 FFs = FFc
18700 IF ( (Aproximacion > 0.0001) AND (Iteraciones < 15) ) THEN GO TO A33
18800 GO TO A31
18900
18950 A30: FFc = 64/Nre
19000 GO TO A31
19100
19200 A32: FFc = 0.5675*(Nre(-.3192))
19300 GO TO A31
19400
19500 A31:RETURN
19600 FIN: END

```

## APENDICE B

### PSEUDOCODIGO

Es una técnica que se utiliza en el diseño de sistemas estructurados. Consiste en utilizar un lenguaje cotidiano para hacer una descripción sencilla de los procesos de cálculo, de decisión o de manejo de información, con el fin de hacerlos entendibles y facilitar su posterior codificación en algún lenguaje específico de alto nivel. El pseudocódigo tiene las siguientes características:

1. Es totalmente independiente de los lenguajes de programación.
2. Incluye las estructuras lógicas de la programación estructurada; por lo que se programa estructuradamente.
3. Ahorra tiempo; con él se evita el dibujo de diagramas de flujo.
4. Entendible; porque se usa un lenguaje claro y cotidiano.
5. General; porque se emplea a cualquier nivel y cualquier lenguaje.

6. Muestra la lógica gráficamente; por el uso de sangría o escalonamiento (corrimiento del margen izquierdo a la derecha para describir a los niveles más internos).
7. Modificable por su estructura.
8. Simplifica la codificación en los lenguajes de programación.
9. Facilita la localización de rutinas que se repiten.
10. Puede ser mecanografiado.
11. Utiliza el desarrollo descendente.

### **Desarrollo Descendente**

Tradicionalmente los procesos se desarrollan de abajo hacia arriba, es decir: primero se desarrollan y codifican los procesos del más bajo nivel de un programa, se prueban y se dejan listos para su posterior integración en un sólo paquete. Esto tiene los siguientes inconvenientes:

1. La necesidad de hacer pruebas mediante el empleo de lógicas externas ficticias.
2. Al integrar los módulos se encuentra que no se acoplan algunos, y se tienen que reconstruir y probar nuevamente.

El desarrollo descendente organiza al sistema como la estructura de un árbol de módulos, donde el módulo inicial es el que tiene el nivel más alto de control lógico y por lo tanto se encarga de las decisiones dentro del sistema, y de pasar el control a sus módulos de menor jerarquía; este proceso se repite en todos los niveles durante todas las funciones del sistema.

Con el desarrollo descendente se tiene un sistema en el cual los módulos y segmentos más críticos son los más probados, porque sus datos los generan módulos de más alto nivel.

Las tres figuras lógicas básicas de la programación estructurada son:

- a).- Secuencia.
- b).- Bifurcación.
- c).- Proceso repetitivo "Mientras".

A las cuales se le pueden agregar otras dos figuras complementarias:

d).- Proceso repetitivo "Hasta",

e).- Multidirección, según el caso.

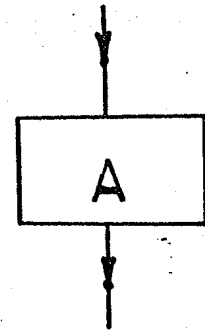
Estas últimas se pueden formar combinando y/o concatenando (anidando) a las tres figuras lógicas básicas. La equivalencia entre las figuras y el pseudocódigo son:



# PSEUDOCODIGO

a).-Secuencia

S [Proceso A]



b).- Bifurcación

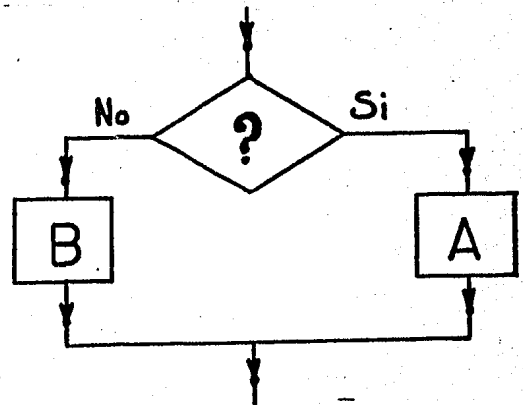
SI < Presunta > ENTONCES:

[ Proceso A. ]

DE LO CONTRARIO:

[ Proceso B. ]

FIN DE BIFURCACION.

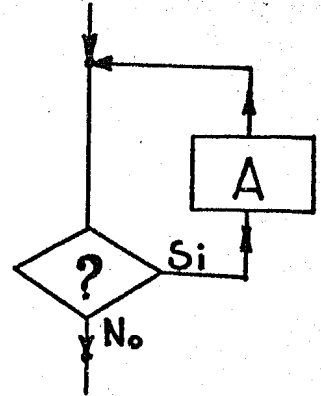


c).- Proceso Repetitivo "Mientras",

EJECUTA MIENTRAS < Presunta >

[ Proceso A. ]

FIN DE REPETICIONES.

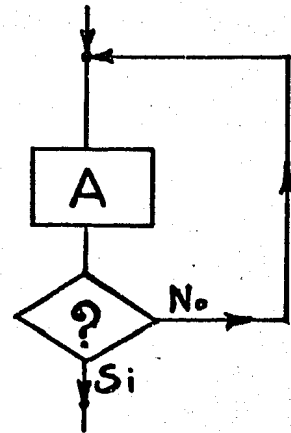


d).- Proceso Repetitivo "Hasta"

EJECUTA:

[ Proceso A. ]

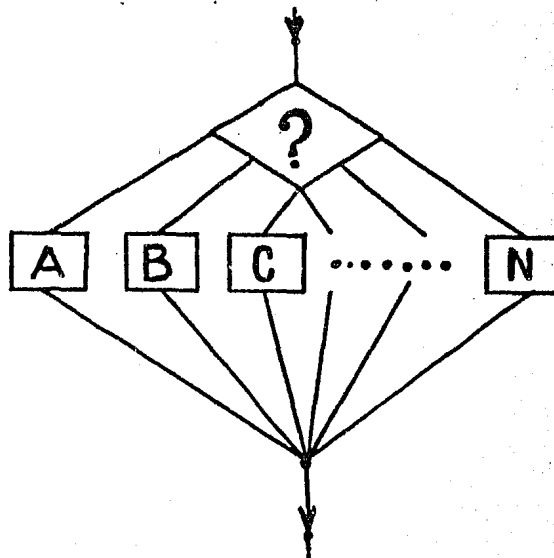
HASTA QUE < Presunta A >



e).- Multidirección según el caso.

SEGUN EL CASO DE < Pregunta A >

[ Proceso A. ]  
 [ Proceso B. ]  
 [ Proceso C. ]  
 [ .... ]  
 [ Proceso N. ]

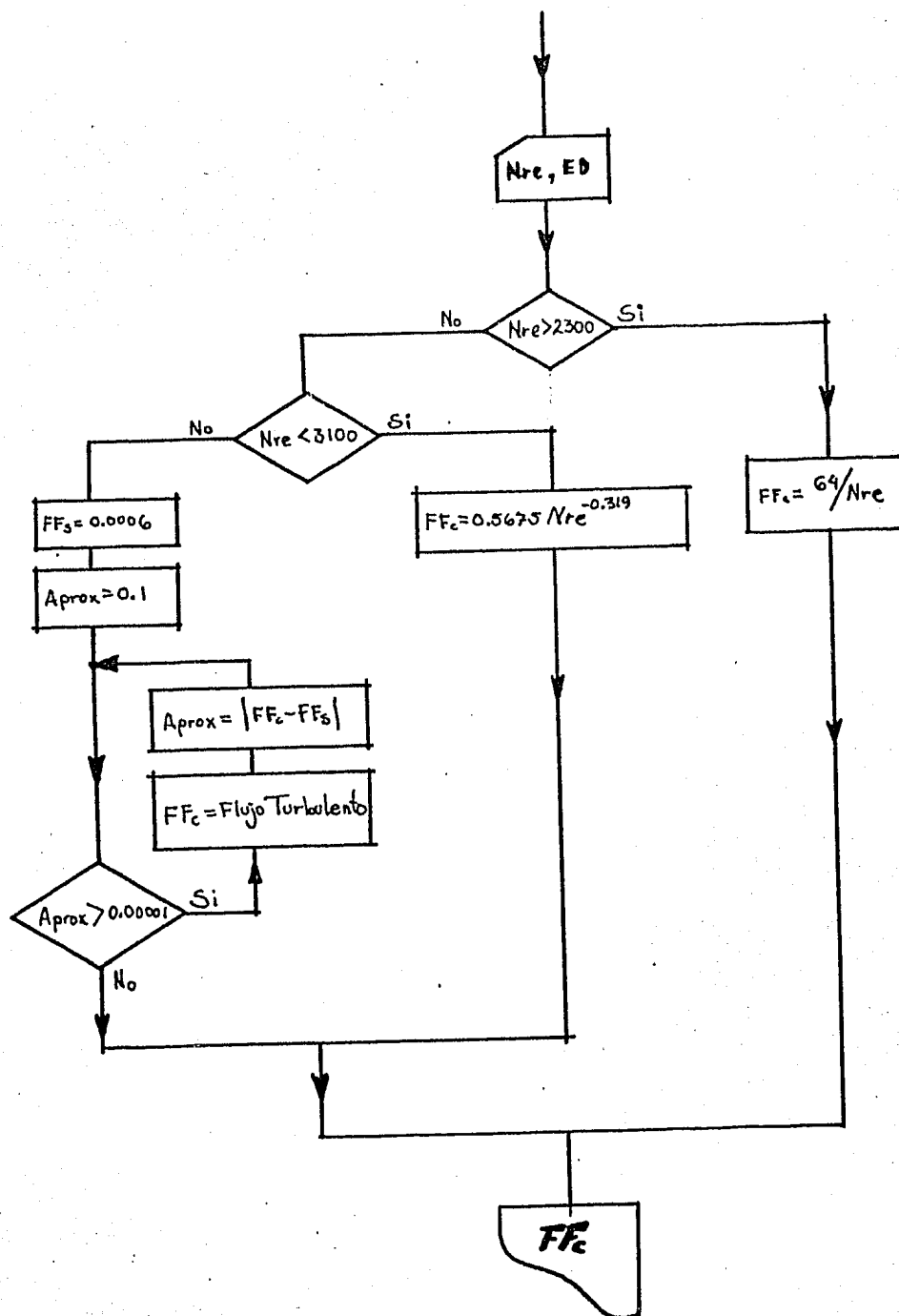


FIN DE MULTIDIRECCION.

Hay que hacer notar que las figuras lógicas son estructuradas porque sólo tienen una entrada y una salida todas ellas, de manera que son módulos que se pueden aumentar, modificar o incluso quitar en cualquier momento, sin afectar el flujo; a diferencia de los diagramas de flujo no estructurados, que se hacen sacando "flechas" de un proceso dirigiéndolas a cualquier punto del programa (arriba, abajo o en medio), haciendo muy difícil y a veces imposible su posterior modificación.

Se observa que el pseudocódigo es simple, ya que sólo cuenta con cinco figuras lógicas, pero a su vez es rígido, ya que no permite otro tipo de figuras que no sean esas, (que después de todo no se necesitan).

Las figuras lógicas se concatenan y anidan entre sí para formar un programa completo. Un ejemplo de anidamientos de figuras lógicas y su pseudocódigo equivalente es:



## PSEUDOCODIGO:

S Entren los datos: Nre, ED (\*)

SI < (Nre > 2300) > ENTONCES:

$$FFc = 64/Nre$$

DE LO CONTRARIO:

SI < (Nre < 3100) > > ENTONCES:

$$FFc = 0.5675*(Nre^{-.3192})$$

DE LO CONTRARIO:

S Suponer un factor de fricción: FFs = 0.0006

S Inicializar la Aproximacion: Aproximacion = 0.1

EJECUTA MIENTRAS < Aproximacion > 0.00001 >

$$S \text{ } FFc = (-2(\text{Log}(ED/3.715) + (2.524/(FFs^{.5}) + Nre))))^{-2}$$

$$S \text{ } \text{Aproximacion} = \text{ABS}(FFs - FFc)$$

FIN DE REPETICIONES.

FIN DE BIFURCACION.

FIN DE BIFURCACION.

S Nostrar el Factor de Friccion Calculado.

---

(\*) La nomenclatura es la del Apendice A.

APENDICE C

```

*****
*****
***
***          PROGRAMA PARA CALULAR GRADIENTES DE PRESION          ***
***          Y DE TEMPERATURA                                     ***
***
***          POR EL METODO DE ORKISZEWSKI Y POR EL DE           ***
***          ROMERO JUAREZ RESPECTIVAMENTE                     ***
***
*****
*****

```

VARIABLES	DESCRIPCION	UNIDADES
ACGR	GRADIENTE DE PRESION POR ACELERACION	lb/ps <sup>2</sup> /pie
ANGULO	ANGULO DE INCLINACION DEL FOZO	grados
APROXIMACION	LA APROXIMACION EN CALCULOS ITERATIVOS	
AUX,..	VARIABLES AUXILIARES EN CALCULOS PARCIALES	
Cf	CALOR ESPECIFICO DE LOS FLUIDOS	Btu/lbm-°F
Bo	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE	
Bw	FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA	
Bg	FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS	
DEN_GAS	DENSIDAD RELATIVA DEL GAS	
DEN_ACEITE	DENSIDAD DEL ACEITE	°API
DENSIDAD_o	DENSIDAD DEL ACEITE	gr/cm <sup>3</sup>
DENSIDAD_w	DENSIDAD DEL AGUA	gr/cm <sup>3</sup>
DENSIDAD_g	DENSIDAD DEL GAS	gr/cm <sup>3</sup>
Delta_longitud	INCREMENTO EN LA LONGITUD DE TUBERIA A ANALIZAR	Pies
DELTA_TEMP	INCREMENTO EN LA TEMPERATURA PARA SIGUIENTE TRAMO	°F
dce	DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.R.	ps
dci	DIAMETRO INTERIOR DE LA T.R.	ps
dte	DIAMETRO EXTERIOR DE LA T.P.	ps
dce	DIAMETRO INTERIOR DE LA T.P.	ps
ED	RUGOSIDAD RELATIVA	
ELGR	GRADIENTE DE PRESION POR ELEVACION	lb/ps <sup>2</sup> /pie
FRGR	GRADIENTE DE PRESION PRO FRICCION	lb/ps <sup>2</sup> /pie
GRADIENTE_GEOT	GRADIENTE GEOTERMICO	°F/pie
H1	COLGAMIENTO	
INCREMENTOS	INCREMENTO EN EL GASTO	bl
IREG	REGIMEN DE FLUJO	
L	LONGITUD DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION	Pies
Lc	LONGITUD DE LAS TUBERIAS DE REBESTIMIENTO	Pies
LONGITUD_ACUMULADA	LONGITUD DE LA TUBERIA YA ANALIZADA	Pies
LONGITUD_TOTOAL	LONGITUD TOTAL DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION	Pies
NaCl	% DE SALINIDAD DEL AGUA PRODUCIDA	%
No_de_Tp	NUMERO DE TUBERIAS DE PRODUCCION	
No_de_TR	NUMERO DE TUBERIAS DE REBESTIMIENTO	
P	PRESION PROMEDIO PARA EL TRAMO DE TUBERIA	lb/ps <sup>2</sup>
P1	PRESION EN LA PARTE SUPERIOR DEL TRAMO	lb/ps <sup>2</sup>
P2	PRESION EN LA PARTE INFERIOR DEL TRAMO	lb/ps <sup>2</sup>
Pb	PRESION DE BURBUJEO	lb/ps <sup>2</sup>

Ps	PRESION ESTATICA DEL YACIMIENTO	lb/ps2
Fth	PRESION EN LA BOCA DEL POZO	lb/ps2
Qo_max	GASTO DE ACEITE MAXIMO	bl/dia
Qo_min	GASTO DE ACEITE MINIMO	bl/dia
R	RELACION GAS-ACEITE	pies3/bl
Rs	RELACION GAS DISUELTO ACEITE	pies3/bl
R1	RASTREO POR GRADIENTES CALCULADOS EN CADA TRAMO	(SI/NO)
R2	RASTREO POR ITERACION EN CALCULOS ITERATICOS DEL	
	GRADIENTE DE PRESION POR METODO DE ORKISZEWSKI	(SI/NO)
RUGOSIDAD	RUGOSIDAD DE LA TUBERIA DE PRODUCCION	PG
SECTOR	TRAMO DE TUBERIA A CALCULAR SUS GRADIENTES	pies
T	TEMPERATURA PROMEDIO EN EL TRAMO DE TUBERIA	°F
Tiempo	TIEMPO DE PRODUCCION DEL POZO	dias
Tipo_de_aceite	(SATURADO / BAJOSATURADO)	(1/2)
Tipo_de_agua	(SATURADA / BAJOSATURADA)	(1/2)
To	TENSION SUPERFICIAL GAS-ACEITE	dinas/cm
Tw	TENSION SUPERFICIAL GAS-AGUA	dinas/cm
Tws	TEMPERATURA EN EL FONDO DEL POZO	°F
VISCOSIDAD_g	VISCOSIDAD DEL GAS	CP
VISCOSIDAD_o	VISCOSIDAD DEL ACEITE	CP
VISCOSIDAD_w	VISCOSIDAD DEL AGUA	CP
WOR	RELACION AGUA-ACEITE	bl/bl

DIMENSION L(4),LTR(3),RUGOSIDAD(4),dti(4),dte(4),dci(3),dce(3)  
 real\*4 NaCl,

1 LONGITUD\_TOTAL,

2 LONGITUD\_ACUMULADA

CHARACTER\*2 R1,R2

open (unit=10,file='d.dat',status='old')

read(10,\*)ans

TYPE \*,'

ANGULO =',ANG

read(10,\*) ,No\_de\_tp

TYPE \*,'

f de tp's=',No\_de\_tp

DO N=1,No\_de\_tp

read(10,\*) ,dti(N)

TYPE \*,'

diametro interior=',dti(n)

read(10,\*) ,dte(N)

TYPE \*,'

diametro exterior=',dte(n)

read(10,\*) ,RUGOSIDAD(N)

TYPE \*,'

rusosidad =',rusosidad(n)

read(10,\*) ,L(N)

TYPE \*,'

lonsitud =',l(n)

ENDDO

read(10,\*) ,Pth

TYPE \*,'

Fth = ',Pth

read(10,\*) ,DEN\_ACEITE

TYPE \*,'

API = ',den\_aceite

read(10,\*) ,DEN\_GAS

TYPE \*,'

RELATIVA DEL GAS= ',den\_gas

read(10,\*) ,Pb

TYPE \*,'

Pb= ',Pb

read(10,\*) ,R

```

TYPE *,'                                R =',R
read(10,*) ,WOR
TYPE *,'                                WOR =',WOR
read(10,*) ,Cf
TYPE *,'                                Cf =',CF
read(10,*) ,GRADIENTE_GEOT
GRADIENTE GEOTERMICO =',GRADIENTE_GEOT
TYPE *,'
read(10,*) ,Ps
TYPE *,'                                Ps =',PS
read(10,*) ,Tws
TYPE *,'                                Tws =',TWS
read(10,*) ,No_de_tr
TYPE *,'                                f de TR's =',No_de_tr
DO N=1,No_de_tr
  read(10,*) ,dci(N)
  TYPE *,'                                dci =',dci(n)
  read(10,*) ,dce(N)
  TYPE *,'                                dce =',dce(n)
  read(10,*) ,LTR(N)
  TYPE *,'                                longitud =',ltr(n)
ENDDO
read(10,*) ,NaCl
TYPE *,'                                %NaCl =',NaCl
read(10,*) ,Qo_min
TYPE *,'                                Qo minimo =',Qo_min
read(10,*) ,Qo_max
TYPE *,'                                Qo maximo =',Qo_max
read(10,*) ,incrementos
TYPE *,'                                incremento =',incrementos
read(10,*) tiempo
TYPE *,'                                tiempo =',tiempo
read(10,*) delta_longitud
TYPE *,'                                delta_longitud =',delta_longitud
read(10,*) r1
TYPE *,'                                rastreo por iteracion=',r1
read(10,*) r2
TYPE *,'                                rastreo por iteracion=',r2
dti_prom=0.0
dte_prom=0.0
LONGITUD_TOTAL=0.0
DO N=1,No_de_TP
  dti_prom= dti(N)*L(N)+ dti_prom
  dte_prom= dte(N)*L(N)+ dte_prom
  LONGITUD_TOTAL=L(N) + LONGITUD_TOTAL
ENDDO
dci_prom=0.0
dce_prom=0.0
DO N=1,No_de_TR
  dci_prom=dci(n)*LTR(N)+dci_prom
  dce_prom=dce(n)*LTR(N)+dce_prom
ENDDO

```



```

dte_prom = dte_prom/LONGITUD_TOTAL
dti_prom = dti_prom/LONGITUD_TOTAL
dci_prom = dci_prom/LONGITUD_TOTAL
dce_prom = dce_prom/LONGITUD_TOTAL
DO Qo= Qo_min , Qo_max , incrementos
  Qw = Qo*WOR
I=1
SECTOR=L(1)
LONGITUD_ACUMULADA = 0.0
P1=Pth
ED=RUGOSIDAD(I)/dti(I)
Tipo_de_aceite= 1.0
CALL TEMPERATURAS (LONGITUD_TOTAL,Qo,tiempo,DEN_ACEITE,
1          DEN_GAS,R,GRADIENTE_GEOT,dti_prom,dte_prom,
2          dci_prom,dce_prom,Cf, DELTA_TEMP)
Tth = Tws + DELTA_TEMP
T1 = Tth
DO WHILE (LONGITUD_ACUMULADA .LT. LONGITUD_TOTAL)
  LONGITUD_ACUMULADA = DELTA_LONGITUD + LONGITUD_ACUMULADA
  IF (LONGITUD_ACUMULADA .GT. SECTOR) THEN
    LONGITUD_ACUMULADA= SECTOR
  ENDIF
  CALL TEMPERATURAS (LONGITUD_TOTAL,LONGITUD_ACUMULADA, Qo,
1          tiempo,DEN_ACEITE,DEN_GAS,R,
1          GRADIENTE_GEOT,dti_prom,dte_prom,dci_prom,
2          dce_prom,Cf,DELTA_TEMP)
  T = (T1 + (Tws+DELTA_TEMP)) / 2.0
  T1 = Tws + DELTA_TEMP
  P2_S = P1 + 60.0
  P = P1 + 30.0
  APROXIMACION= 10.
  DO WHILE (APROXIMACION .GT. 1.)
    IF (P .LT. Pb) THEN
      Tipo_de_aceite = 1.      !saturado
      Tipo_de_agua = 1.
    else
      Tipo_de_aceite = 2.      !bajosaturado
      Tipo_de_agua = 2.
    ENDIF
    CALL PROP_FLUIDOS(Tipo_de_aceite,Tipo_de_agua,P,T,DEN_ACEITE,
1          DEN_GAS,Pb,NaCl,Rs,
2          Bo,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD_o,To,
3          Bw,DENSIDAD_w,VISCOSIDAD_w,Tw,
4          Bs,DENSIDAD_s,VISCOSIDAD_s)
    CALL ORKIS (ANG,dti(I)/12.,ED,P+14.696,Pb,Bo,Bw,
1          Bs,Qo,Qw,R,Rs,WOR,To,
1          Tw,DENSIDAD_o,DENSIDAD_w,DENSIDAD_s,
2          VISCOSIDAD_o,VISCOSIDAD_w,VISCOSIDAD_s,
3          HL,FRGR,ELGR,ACCGR,DPDL,IREG)
  P2 = P1 - (DPDL*DELTA_LONGITUD)
  P = (P2+P1) / 2.0

```

```

      APROXIMACION = ABS (P2-P2_S)
      P2_S = P2
      IF (R1.EQ.'SI') THEN      !Rastreo para cada iteracion
        TYPE *, 'TOL=', APROXIMACION, 'FLUJO=', IREG
      ENDIF
    ENDDO
  IF ( (R2.EQ.'SI') ,AND. (N.EQ.5))THEN      !Rastreo por longitud
    TYPE *, 'L=', LONGITUD_ACUMULADA, 'T=', T1, 'P=', P2, 'FLUJO', IREG
    N = 0
  ELSE
    N = N + 1
  ENDIF
  P1= P2
  IF (LONGITUD_ACUMULADA ,EQ. LONGITUD_TOTAL) THEN
    Pwf = P2
    P1 = Pth
  ELSE
    IF (LONGITUD_ACUMULADA.EQ.SECTOR) THEN
      I = I + 1
      ED=RUGOSIDAD(I)/dti(I)
      SECTOR = SECTOR + L(I)
    ENDIF
  ENDIF
ENDDO
TYPE *, 'Qo = ', Qo, '      Fwf = ', Fwf
ENDDO
end
SUBROUTINE ORKIS (ANG,DIAM,ED,P,Pb,Bo,Bw,Bs,Qo,Qw,R,Rs,WOR,
1      To,Tw, DENSIDAD_o, DENSIDAD_w, DENSIDAD_s,
2      VISCOSIDAD_o,VISCOSIDAD_w,VISCOSIDAD_s,
3      HL,FRGR,ELGR,ACGR,DPDL,IREG)
C Esta subrutina calcula el gradiente de presion en lb/ps2
C utilizando la correlacion de Orkiszewski.
C
C Los regimenes de flujo se dan con en la variable IREG, y son:
C IREG = 1 Flujo de liquido.
C IREG = 2 Flujo de gas.
C      Flujo Multifasico
C IREG = 3 Tipo Burbuja.
C IREG = 4 Tipo Bache.
C IREG = 5 Tipo Niebla.
C IREG = 6 Transicion.
DIMENSION REBS(5),RELS(3),C2S(5,3)
C Damos los datos necesarios en los arreglos para la interpolacion
C de C2 y obtener la velocidad de la burbuja en el flujo Bache.
DATA REBS/
1 3000. , 4000. , 5000. , 6000. , 8000. /
DATA RELS/
1 0.0 , 2900. , 6000. /
DATA C2S/
1 1. ,1. ,1. ,1. ,1. ,

```

```

2 1.5 ,1.24 ,1.15 ,1.115 ,1.08,
3 1.71 ,1.5 ,1.3 ,1.23 ,1.165/
CALL PARAM_ORKIS (P,Fb,Bs,Qo,Bo,Qw,Bw,DIAM*12.,R,Rs,WOR,
1 To,Tw,DENSIDAD_o,DENSIDAD_w,
2 VISCOSIDAD_o,VISCOSIDAD_w,
3 VM,HLNS,DENSIDAD_1,VISCOSIDAD_1,T1,XNLV,XNGV,FW)
C Convertir el angulo de inclinacion de grados a radianes
A=ANG*3.1416/180.
C Calculo de las velocidades superficiales.
VSL = VM * HLNS
VSG = VM - VSL
C Calculo de los Numeros de Reynolds para el gas y el liquido.
REYNL=1488.*DENSIDAD_1*VM*DIAM/VISCOSIDAD_1
REYNG=1488.*DENSIDAD_g*VSG*DIAM/VISCOSIDAD_g
ITRAN=1
C Revision para una sola fase:
IF (HLNS ,GT. 0.99999) GO TO 20
IF (HLNS ,LT. 0.00001) GO TO 21
C Determinacion del regimen de flujo
XLS= 50.+36.*XNLV
XLM= 75.+84*(XNLV**0.75)
HGNS=VSG/VM
XLB=1.071-0.2218*VM**2/DIAM
IF (XLB ,LT. 0.13) XLB=0.13
IF (HGNS,LT, XLB ) GO TO 1
IF (XNGV,LT, XLS ) GO TO 2
IF (XNGV,GT, XLM ) GO TO 13
ITRAN=2
GO TO 2
* !!!!!!!! Regimen de flujo tipo burbuja !!!!!!!!
1 IREG =3
VS=0.8
HL=1.-.5*(1.+VM/VS-SQRT((1.+VM/VS)**2.-4.*VSG/VS))
IF (HL,LT,HLNS) HL=HLNS
DENS=DENSIDAD_1*HL+DENSIDAD_g*(1.-HL)
REYNB=1488.*DENSIDAD_1*(VSL/HL)*DIAM/VISCOSIDAD_1
CALL FRFACT (REYNB,ED,FF)
C Calculo de los gradientes por elevacion,friccion y aceleracion
C para Regimen de flujo Tipo burbuja
ELGR=DENS*SIN(A)/144.
FRGR=FF*DENSIDAD_1*(VSL/HL)**2/(2.*32.2*DIAM*144.)
EKK=0.
GO TO 22
C !!!!!!!! Regimen de flujo tipo bache !!!!!!!!
2 IREG=4
KSIG=0
C Determinacion de cual de la fase liquida es continua
IC=0
IF (FW.GE.0.75) IC=2
IB=1
IF (VM.GT.10.) IB=2

```

```

II=IB+IC
C   Calculo del coeficiente de distribucion del liquido
XX1=.01*ALOG10(VISCOSIDAD_1+1.)/DIAM**1.571
XX=-ALOG10(VM)*(XX1+.397+.63*ALOG10(DIAM))
GO TO (3,4,5,6),II
3   XX2=.0127*ALOG10(VISCOSIDAD_1+1.)/DIAM**1.415
SIG=XX2-.284+.167*ALOG10(VM)+.113*ALOG10(DIAM)
GO TO 7
4   XX3=.0274*ALOG10(VISCOSIDAD_1+1.)/DIAM**1.371
SIG=XX3+.161          +.569*ALOG10(DIAM)+XX
GO TO 7
5   XX4=.013*ALOG10(VISCOSIDAD_1)/DIAM**1.38
SIG=XX4-.681+.232*ALOG10(VM)-.428*ALOG10(DIAM)
GO TO 7
6   XX5=.045*ALOG10(VISCOSIDAD_1)/DIAM**1.799
SIG=XX5-.709-.162*ALOG10(VM)-.888*ALOG10(DIAM)
7   CONTINUE
IF (VM.LT.10..AND.SIG.LT.-.065*VM) SIG=-.065*VM
C   Ensaye y error para el calculo de la velocidad de la burbuja 'VB'
VBG=.5*SQR(32.2*DIAM)
I=0
8   REYNB=1488.*DENSIDAD_1*VBG*DIAM/VISCOSIDAD_1
I=I+1
IF (I.GT.10) GO TO 11
XX=SQR(32.2*DIAM)
IF (REYNL.GT.6000.) GO TO 9
C   Calculo de VB por interpolacion entre curvas
C2=FLAGR2(REBS,RELS,C2S,5,3,2,2,REYNB,REYNL) !!!!!!!!!!!!!!!
VB=.35*C2*XX
GO TO 10
C   Calculo de VB utilizando la ecuacion
9   TX=(.251+8.74E-06*REYNL)*XX
VB=(TX+SQR(TX**2+(13.59*VISCOSIDAD_1)/(DENSIDAD_1*SQR(DIAM))))/2.
IF (REYNB.LE.3000.) VB=(.546+8.74E-06*REYNL)*XX
IF (REYNB.GE.8000.) VB=(.35+8.74E-06*REYNL)*XX
10  IF (ABS(VB-VBG).LT.,001) GO TO 11
VBG=VB
GO TO 8
11  CONTINUE
C   Calculo de la densidad de la mezcla para flujo bache
DENS=(DENSIDAD_1*(VSL+VB)+DENSIDAD_2*VSG)/(VM+VB)+DENSIDAD_1*SIG
IF (VM.LE.10.) GO TO 12
XX=-VB*(1.0-DENS/DENSIDAD_1)/(VM+VB)
IF (SIG.GE.XX) GO TO 12
IF (KSIG.EQ.1) GO TO 12
SIG=XX
KSIG=1
GO TO 11
12  CONTINUE
C   Calculo del colgamiento del liquido equivalente !!!!!!!!!!!!!!!
HL=(DENS-DENSIDAD_2)/(DENSIDAD_1-DENSIDAD_2)

```

```

C   Calculo de los terminos de gradientes de friccion, elevacion y
C   aceleracion para flujo bache.
ELGR=DENS*SIN(A)/144.
CALL FRFACT (REYNL,ED,FF)
FRGR=(FF*DENSIDAD_1*VM**2/(2.*32.2*DIAM*144.))*((VSL+VB)/(VM+VB)+SIG)
EKK=0.
IF (ITRAN.GT.1) GO TO 18
GO TO 22
C   !!!!!!!!!!!!! Resimen de flujo Niebla !!!!!!!!!!!!!
13  IREG=5
C   Ensaye y error para calcular VSG por ED
VSGP=VSG
EDG=ED
IF (ED,EQ.0.) EDG=1.E-5
14  REYG=1498.*DENSIDAD_g*VSGP*DIAM/VISCOSIDAD_g
XWEB=454.*DENSIDAD_g*VSGP**2*(EDG*DIAM)/T1
XVIS=.0002048*VISCOSIDAD_1**2/(DENSIDAD_1*T1*(EDG*DIAM))
PR=XWEB*XVIS
EDC=.0749*T1/(DENSIDAD_g*VSGP**2*DIAM)
IF (PR.GT..005) EDC=.3713*T1*PR**3.02/(DENSIDAD_g*VSGP**2*DIAM)
VSGP=VSG/(1.-EDC)**2
IF (ABS(EDC-EDG).LT.1.E-7) GO TO 15
EDG=EDC
GO TO 14
C   Calculo del gradiente de friccion para flujo en Mezcla
15  IF (EDC.LT..05) GO TO 16
FF=(1./(4.*ALOG10(.27*EDC))**2+.067*EDC**1.73)*4.
GO TO 17
16  CALL FRFACT (REYG,EDC,FF)
17  FRGR=FF*DENSIDAD_g*VSGP**2/(2.*32.2*DIAM*144.)
C   Calculo de los gradientes por elevacion y aceleracion para flujo mezcla
DENS=DENSIDAD_1*HLNS+DENSIDAD_g*(1.-HLNS)
ELGR=DENS*SIN(A)/144.
EKK=DENS*VM*VSGP/(32.2*F*144.)
IF (EKK.GT..95) GO TO 23
C   Revision de la zona de transicion
IF (ITRAN.GT.1)GO TO 19
GO TO 22
C   !!!!!!! Resime de flujo en Transicion
18  FRGRS=FRGR
ELGRS=ELGR
GO TO 13
19  FRGRM=FRGR
ELGRM=ELGR*XNGV/XLM
DPDLM=-(FRGRM+ELGRM)/(1.-EKK)
ACCGRM=-EKK*DPDLM
C   Determinacion los factores del peso de la region de transicion
XS=(XLM-XNGV)/(XLM-XLS)
XM=1.-XS
C   Calculo de los gradientes de friccion,elevacion,aceleracion
C   y el total.

```

```

FRGR=XS*FRGRS+XM*FRGRM
ELGR=XS*ELGRS+XM*ELGRM
ACCGR=XM*ACCGRM
DPDL=-(FRGR+ELGR+ACCGR)
IREG=6
RETURN
C
20  !!!!!!!!!!!! FASE LIQUIDA !!!!!!!!!!!!!!!!
    IREG=1
    REYNL=1488.*DENSIAD_1*VSL*DIAM/VISCOSIDAD_1
    CALL FRFACT(REYNL,ED,FF)
    FRGR=FF*DENSIAD_1*VSL**2/(2.+32.2*DIAM*144.)
    ELGR=DENSIAD_1*SIN(A)/144.
    HL=HLNS
    EKK=0.
    GO TO 22
C
21  !!!!!!!!!!!!!!!! FASE GASEOSA !!!!!!!!!!!!!!!!
    IREG=2
    REYNG=1488.*DENSIAD_2*VSG*DIAM/VISCOSIDAD_2
    CALL FRFACT (REYNG,ED,FF)
    FRGR=FF*DENSIAD_2*VSG**2/(2.*32.2*DIAM*144.)
    ELGR=DENSIAD_2*SIN(A)/144.
    HL=HLNS
    EKK=DENSIAD_2*VSG**2/(32.2*P*144.)
C
c   Calculo del gradiente por aceleracion y el gradiente total de
22  presion para flujo de Burbuja y para flujo de una sola fase
    DPDL=-(FRGR+ELGR)/(1.-EKK)
    ACCGR=-EKK*DPDL
    RETURN
23  TYPE *, '*****'
    TYPE *, 'Se aproxima al flujo critico, detencion de los calculos'
    TYPE *, '*****'
    STOP
    END
    SUBROUTINE FRFACT(NRE,ED,F)
    REAL*4 NRE
    IF (NRE.LT.2300.0) THEN
        F=64.0/NRE
    ELSE IF ((NRE.GT.2300.0),AND.(NRE.LT.3100.0)) THEN
        F=0.5675*(NRE*-0.3192)
    ELSE
        APROXIMACION=0.1
        FANING_S=0.006
        ITERACIONES=0
        DO WHILE ( (APROXIMACION.GT.0.000001) .AND. (ITERACIONES.LT.50) )
            F= (-2.0*
1             (ALOG10
2             ((ED/3.715) + (2.514/(SQRT(FANING_S)*NRE)))
3             ))*(-2.0)
            APROXIMACION= ABS(FANING_S-F)
            FANING_S=F
            ITERACIONES=ITERACIONES+1

```

```

      ENDDO
    ENDIF
  RETURN
END
FUNCTION FLAGR2(V,H,F,NV,NH,IV,IH,VARG,HARG)
C   FLAGR2 es una funcion para ejecutar doble interpolacion
c   llama a FLAGR para cada interpolacion.
c   V es la columna (arreglo vertical)
c   H es el renglon (arreglo horizontal)
c   f es la matriz de valores de la funcion
c   NV y NH son las dimensiones de los arreglos vertical y horizontal
c   IV e IH son las dimensiones arreglos V y H
c   VARG y HARG son argumentos para los cuales los valores de la
c   funcion interpolada son deseados
  DIMENSION V(2),H(2),F(2),X(50),Y(50)
  DO 20 J=1,NV
    DO 10 I=1,NV
      K =I+(J-1)*NV
10     X(I)=F(K)
20     Y(J)=FLAGR(V,X,VARG,IV,NV)
  FLAGR2=FLAGR(H,Y,HARG,IH,NH)
  RETURN
END
FUNCTION FLAGR(X,Y,XARG,IDEG,NPTS)
C   FLAGR usa la formula de Lagrange para evaluar la interpolacion
c   polinomial de grado ideg para el argumento XARG usando los valores
c   datos X(MIN),...,X(MAX) y Y(MIN),...,Y(MAX) en donde MIN=MAX-IDEG.
c   Los X(I) valores no son necesariamente de igual espaciado y
c   pueden estar en orden ascendente o descendente.
c   X arreglo de puntos de la variable independiente
c   Y arreglo de puntos de la variable dependiente
c   XARG argumento para el cual un valor interpolado es deseado
c   IDEG grado de la interpolacion polinomial (1 es lineal,
c   2 es cuadratica, etc.)
c   NPTS numero de puntos dato en X y Y
  DIMENSION X(1),Y(1)
  N=IABS(NPTS)
  N1=IDEG+1
  L=1
  IF(X(2).GT,X(1)) GO TO 1
  L=2
C   examinar para estar seguros que xarg esta dentro del rango de
c   valores X(1) para propósitos de interpolacion. Si no esta, hacer
c   FLAGR igual al apropiado valor extremo (X(1) o Y(N)) y regresar
1   GO TO(2,3),L
2   IF(XARG.LE,X(1))GO TO 4
   IF(XARG.GE,X(N))GO TO 5
   GO TO 6
3   IF(XARG.GE,X(1))GO TO 4
   IF(XARG.LE,X(N))GO TO 5
   GO TO 6

```

```

4   FLAGR=Y(1)
   RETURN
5   FLAGR=Y(N)
   RETURN
C   Determinar el valor Max
6   GO TO(10,20),L
c   Los datos son en orden de incremento de valores de X
10  DO 11 MAX=N1,N
   IF (XARG.LT.X(MAX))GO TO 12
11  CONTINUE
C   Los datos son en orden de decremento de valores de X
20  DO 21 MAX=N1,N
   IF(XARG.GT.X(MAX))GO TO 12
21  CONTINUE
C   Calculo del valor de factor
12  MIN=MAX-IDEG
   FACTOR=1,
   DO 7 I=MIN,MAX
   IF(XARG.NE.X(I))GO TO 7
   FLAGR=Y(I)
   RETURN
7   FACTOR=FACTOR*(XARG-X(I))
C   Evaluacion de la interpolacion polinomial
   YEST=0,
   DO 9 I=MIN,MAX
   TERM=Y(I)*FACTOR/(XARG-X(I))
   DO 8 J=MIN,MAX
   IF (I.NE.J)TERM=TERM/(X(I)-X(J))
8   CONTINUE
9   YEST=YEST+TERM
   FLAGR=YEST
   RETURN
END
SUBROUTINE PARAM_ORKIS (P,Pb,Bs,Qo,Bo,Qw,Bw,DIAM,R,Rs,WOR,
1   To,Tw,DENSIDAD_o,DENSIDAD_w,
2   VISCOSIDAD_o,VISCOSIDAD_w,
3   VM,HLNS,DENSIDAD_1,VISCOSIDAD_1,T1,XNLV,XNGV,FW)
VSL =0.0119*(Qo*Bo + Qw*Bw)/DIAM**2.
VSG =0.002122*Qo*(R-Rs)*Bs/ DIAM**2.
VM = VSL + VSG
HLNS= VSL/VM
FW = 1./ (1.+ (Bo/WOR))
Fo = 1. - Fw
DENSIDAD_1 = DENSIDAD_o*Fo + DENSIDAD_w*Fw
VISCOSIDAD_1 = VISCOSIDAD_o*Fo + VISCOSIDAD_w*Fw
IF (P.GT.Pb) THEN
   TL = 1.0E-5
ELSE
   T1 = To*Fo + Tw*Fw
ENDIF
AUX = 1.938*(DENSIDAD_1/T1)**0.25

```



```

XNLV= AUX*VSL
XNGV= AUX*VSG
RETURN
END
SUBROUTINE PROP_FLUIDOS(Tipo_de_aceite,Tipo_de_agua,P,T,
1          DEN_ACEITE, DEN_GAS, Pb, NaCl,
2          Rs,Bo,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD_o, To,
3          Bw,DENSIDAD_w, VISCOSIDAD_w, Tw,
4          Bg,DENSIDAD_g, VISCOSIDAD_g)
REAL*4      NaCl

CALL PROP_ACEITE (Tipo_de_aceite,
1          P,          !Presion [lbs/ps2]
2          T,          !Temperatura [Fahrenheit]
3          DEN_ACEITE,
4          DEN_GAS,
5          Pb,
6          Rs,Bo,Co,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD_o,To)
CALL PROP_Agua(      Tipo_de_agua,
1          P,          !Presion [lbs/ps2]
2          T,          !Temperatura [Fahrenheit]
4          NaCl,
5          Pb,
6          DENSIDAD_w,Rsw,Bw,Cw,VISCOSIDAD_w,Tw)
CALL PROP_GAS(      'HUMEDO',
1          P,Pb,       !Presion [lbs/ps2]
2          T,          !Temperatura [Fahrenheit]
3          DEN_GAS,    !Relative
5          Z,DENSIDAD_g,Bg,VISCOSIDAD_g)
RETURN
END
SUBROUTINE PROP_ACEITE (Tipo_de_aceite,
1          P,          !Presion [lbs/ps2]
2          T,          !Temperatura [Fahrenheit]
3          DEN_ACEITE,
4          DEN_GAS,
5          Pb,
6          Rs,Bo,Co,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD,TENSION_SUPERFICIAL)
IF (Tipo_de_aceite ,EQ,2,0) then

CALL PROP_ACEITE_BAJOSATURADO(
1          P,          !Presion [lbs/ps2]
2          T,          !Temperatura [Fahrenheit]
3          DEN_ACEITE,
4          DEN_GAS,
5          Pb,
6          Rs,Bo,Co,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD,TENSION_SUPERFICIAL)
ELSE
CALL PROP_ACEITE_SATURADO (
1          P,          !Presion [lbs/ps2]
2          T,          !Temperatura [Fahrenheit]

```

```

3          DEN_ACEITE,
4          DEN_GAS,
5  Rs,Bo,Co,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD,TENSION_SUPERFICIAL)
ENDIF
RETURN
END
SUBROUTINE PROP_ACEITE_SATURADO (
1          P,          !Presion    [lbs/ps_2]
2          T,          !Temperatura [Farenheit]
3          DEN_ACEITE,
4          DEN_GAS,
5  Rs,Bo,Co,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD,TENSION_SUPERFICIAL)
PARAMETER C1=-2.57364,C2=2.35772,C3=-0.703988,C4=0.098479,
1          A1=-6.58511,A2=2.91329,A3=-0.27683,
2          K1=-1433.0, K2=5.0,    K3=17.2,    K4=-1180.0,
3          K5=12.61,   K6=1E5
RELATIVA(A)= 141.5 / (131.5 + A)
AUX=10.0**(C1 + C2*ALOG10(P) + C3*ALOG10(P)**2 +C4*ALOG10(P)**3)
Rs=DEN_GAS * (AUX *(DEN_ACEITE**0.989)/(T**0.13) )**(1/0.816)
AUX=Rs * (( DEN_GAS / RELATIVA(DEN_ACEITE))**0.526) + 0.968*T
Bo= 10.0** (A1 + A2*ALOG10(AUX) + A3*ALOG10(AUX)**2) + 1
AUX=(K1+K2*Rs +K3*T+K4*DEN_GAS_S +K5*DEN_ACEITE)/K6
Co=AUX/P
DENSIDAD_o= (62.4*RELATIVA(DEN_ACEITE) + 0.01362*Rs*DEN_GAS) / Bo
A=10.715*(Rs+100)**-0.515
B= 5.440*(Rs+150)**-0.338
Z=3.0324-0.02023*DEN_ACEITE
Y=10.0**Z
X=Y*(T**-1.163)
VISCOSIDAD_ACEITE_MUERTO= (10.0**X) -1
VISCOSIDAD=A*VISCOSIDAD_ACEITE_MUERTO**B
TENSION_SUPERFICIAL=(42.4-0.047*T - 0.267*DEN_ACEITE)*EXP(-0.0007*P)
RETURN
END
SUBROUTINE PROP_ACEITE_BAJOSATURADO(
1          P,          !Presion    [lbs/ps_2]
2          T,          !Temperatura [Farenheit]
3          DEN_ACEITE,
4          DEN_GAS,
5          Pb,
6  Rs,Bo,Co,DENSIDAD_o,VISCOSIDAD,TENSION_SUPERFICIAL)
PARAMETER C1=2.6,C2=1.187,C3=-11.513,C4=-8.98E-5,
1          A1=-1433.0,A2=5.0,A3=17.2,A4=-1180.0,A5=12.61,A6=1E5
CALL PROP_ACEITE_SATURADO(
1          Pb,          !Presion    [lbs/ps_2]
2          T,          !Temperatura [Farenheit]
3          DEN_ACEITE,
4          DEN_GAS,
5  Rs,Bo,Cob,DENSIDAD_BURBUJEO,VISCOSIDAD_BURBUJEO,
6  TENSION_SUPERFICIAL)
DENSIDAD_o=DENSIDAD_BURBUJEO*EXP(Cob*(P-Pb))

```

```

TEMPORAL=(A1+A2*Rs +A3*T+A4*DEN_GAS_S +A5*DEN_LACEITE)/A6
Co=TEMPORAL/P
M=C1*(P**C2)*EXP(C3+C4*P)
VISCOSIDAD=VISCOSIDAD_BURBUJEO*(P/Pb)**M
RETURN
END
SUBROUTINE PROP_Agua ( tipo_de_agua,
1           P,      !Presion [lbs/ps_2]
2           T,      !Temperatura [Fahrenheit]
4           NaCl,
5           Pb,
6   DENSIDAD_w,Rsw,Bw,Cw,VISCOSIDAD,Tension_agua_gas)
real*4 NaCl
IF (TIPO_DE_AGUA .EQ. 1.0) THEN
CALL PROP_Agua_saturada(
1           P,      !Presion [lbs/ps_2]
2           T,      !Temperatura [Fahrenheit]
4           NaCl,
5   DENSIDAD_w,Rsw,Bw,Cw,VISCOSIDAD,Tension_agua_gas)
ELSE
CALL PROP_Agua_bajosaturada(
1           P,      !Presion [lbs/ps_2]
2           T,      !Temperatura [Fahrenheit]
3           NaCl,

```

\_TTB0:,OPERADOR 15:02:03,71

A LAS 15400 HRS. SE CAMBIA EL DISCO,,, Pb,

```

5   DENSIDAD_w,Rsw,Bw,Cw,VISCOSIDAD,Tension_agua_gas)

```

```

ENDIF

```

```

return

```

```

end

```

```

SUBROUTINE PROP_Agua_saturada(

```

```

1           P,      !Presion [lbs/ps_2]

```

```

2           T,      !Temperatura [Fahrenheit]

```

```

4           NaCl,

```

```

5   DENSIDAD_w,Rsw,Bw,Cw,VISCOSIDAD,Tension_agua_gas)

```

```

real*4 NaCl

```

```

PARAMETER A1=1.0,A2=1.2E-4,A3=1.0E-6,A4=-3.33E-6,

```

```

1   C1=3.69051,C2=0.08746,C3=0.01129,C4=-0.00647

```

```

Bw = A1 + A2 *(T-60.) + A3*(T-60.) + A4*P

```

```

DENSIDAD_w= 62.43/Bw

```

```

A = -0.04518 + 0.009313 * NaCl - 0.000393 *(NaCl**2.0)

```

```

B = 70.634 + 0.09576 * (NaCl**2.)

```

```

VISCOSIDAD = A + (B/T)

```

```

TENSION_1 = 52.5 - 0.006 * P

```

```

TENSION_2 = 76. * EXP(-0.00025*P)

```

```

TENSION_AGUA_GAS = ( ((280,-T)/206.) * (TENSION_2-TENSION_1) )

```

```

1   + TENSION_1

```

```

AUX1 = 1 - EXP(-P/2276.)

```

```

AUX2 = ( ( (5./9.)*(T-32) ) - 90.) / 10.0

```

```

S = AUX1 * (C1 + C2*AUX2 + C3*(AUX2**2) + C4*(AUX2**3))

```

```

Rsw = 5.6146 * S

```

```

A= 3.8546 - 0.000134 * P

```

```

B= -0.01052 + (4.77E-7*F)
C= (3.9267E-5) - (8.8E-10 * F)
FACTOR = 1 + (8.9E-3 * Rsw)
Cw = (A + B*T + (C*T**2.)) * FACTOR * (1.E-6)
return
END
SUBROUTINE PROP_Agua_bajosaturada(
1           P,           !Presion    [lbs/ps2]
2           T,           !Temperatura [Fahrenheit]
3           NaCl,
4           Pb,
5   DENSIDAD_w,Rsw,Bw,Cw,VISCOSIDAD,Tension_agua_sas)
REAL*4 NaCl
CALL PROP_Agua_saturada(
1           Pb,           !Presion    [lbs/ps2]
2           T,           !Temperatura [Fahrenheit]
4           NaCl,
5   DENSIDAD_b,Rsw,Bwb,Cwb,VISCOSIDAD,Tension_agua_sas)
factor = EXP( -Cwb*(P-Pb) )
Bw = Bwb * FACTOR
DENSIDAD = densidad_b * FACTOR
RETURN
END
SUBROUTINE PROP_GAS(      Tipo_de_sas,
1           P,Pb,        !Presion    [lbs/ps2]
2           T,           !Temperatura [Fahrenheit]
3           DEN_GAS,     !Relativa
5   Z,DENSIDAD_g,Bg,VISCOSIDAD)
CHARACTER*10 Tipo_de_sas
INTEGER CONTADOR
PARAMETER A1=0.31506,A2=-1.0467,A3=-0.5783,A4=0.5353,
1   A5=-0.6123,A6=-0.1048,A7=0.68157,A8=0.68446
GRAMOS(A)=A/62.428
IF (P,LT,Pb) THEN
  IF ((Tipo_de_sas.EQ. 'SECO') .OR. (Tipo_de_sas.EQ. 'seco')) THEN
    Tpc=167. + 316.67*den_sas
    Ppc=702.5 + 50. *den_sas
  ELSE
    Tpc=238 + 210*DEN_GAS      !Para gases humedos
    Ppc=740 - 100*den_sas     !Para gases humedos
  ENDIF
  Tpr=(T+460)/Tpc
  Ppr=(P+14.696)/Ppc
  ZK=0.8                      !Valor inicial de z
  APROXIMACION=1.0
  CONTADOR=0
  DO WHILE ((APROXIMACION .GT. 0.0001) .AND. (CONTADOR.LT.30))
    DEN_REL=(0.27*Ppr)/(ZK*Tpr)
    Z= (A1+ (A2/Tpr) + (A3/Tpr**3)) * DEN_REL +
1     ( A4+(A5/Tpr) ) * DEN_REL**2 +
2     (A5*A6*DEN_REL**5) /Tpr + (

```

```

3      ((A7*DEN_REL**2)/Tpr**3) *
4      (1+A8*DEN_REL**2) * EXP(-A8*DEN_REL**2)
5      ) + 1.0
      APROXIMACION=ABS(Z-ZK)
      CONTADOR=CONTADOR+1
      ZK=Z
      ENDDO
      Bs=( 0.02825*Z*(T+460) ) / P
      DENSIDAD_s=0.0764*DEN_GAS/Bs
      X=3.5 + 986./(T+460.) + 0.2897*DEN_GAS
      Y=2.4 - 0.2*X
      K=( (9.4+0.5794*DEN_GAS) * (T+460.)**1.5) /
1      (209.+550.4*DEN_GAS+(T+460.))
      VISCOSIDAD=K*(1,E-4)*EXP(X*(GRAMOS(DENSIDAD_s)**Y)
ELSE
      Bs=0.0003
      viscosidad=0.1
      z=1.0
      densidad_s=5.74
endif
RETURN
END
SUBROUTINE TEMPERATURAS(LONGITUD,Qo,TIEMPO,DEN_ACEITE,DEN_GAS,
1      R,GRADIENTE_GEOT,dti,dte,dci,dce,Cf,DTDL)
REAL*4 LONGITUD,M
RELATIVA(A)= 141.5/(131.5+A)
Y=ALOG10(552.*TIEMPO/dce**2.)
X=0.31333*Y-0.06*(Y**2.)+0.006666*(Y**3.0)
F_t=10.0**X
M=350.5*(RELATIVA(DEN_ACEITE))+(0.0764*R*DEN_GAS)
AUX1=dti/(dci-dte)
AUX2=Qo*M*Cf*(33.6+1.896*F_t*AUX1)
A= AUX2/(400.27*AUX1)
DTDL= GRADIENTE_GEOT *(A*(1-EXP(-LONGITUD/A)) -lonsitud)
RETURN
END

```