

2ej. 17



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería



**“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE
FLUJO DEL POZO UECH-21 DE LA
ZONA MARINA DE CAMPECHE.”**

T E S I S

para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a :

JOSUE LOPEZ GUTIERREZ



México, D. F.

1988



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.

TEMA DE TESIS

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL POZO UECH - 21 DE LA ZONA MARINA DE CAMPECHE.

- I.- INTRODUCCION.
- II.- DESCRIPCION DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO POR MEDIO DEL -
ANALISIS NODAL.
- III.- INFORMACION NECESARIA PARA REALIZAR EL ANALISIS DE COM-
PORTAMIENTO DE FLUJO.
- IV.- INFORMACION QUE SE OBTIENE DEL ANALISIS DEL COMPORTAMI-
ENTO DE FLUJO POR MEDIO DEL ANALISIS NODAL.
- V.- APLICACION DEL ANALISIS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO PARA
EL POZO UECH - 21 DE LA ZONA MARINA DE CAMPECHE.
 - V.1.- CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL POZO UECH - 21
 - V.2.- HISTORIA DEL POZO UECH - 21
 - V.2.1.- ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES.
 - V.2.2.- TIPO DE FORMACIONES PERFORADAS.
 - V.2.3.- ESTADO MECANICO DEL POZO.
 - V.2.4.- APAREJO DE PRODUCCION.
 - V.2.5.- PROGRAMA DE COMPUTO.
 - V.3.- APLICACION DEL ANALISIS Y RESULTADOS OBTENIDOS.
 - .- CONCLUSIONES.
 - .- NOMENCLATURA.
 - .- REFERENCIAS.

1.- INTRODUCCION

Este análisis de comportamiento de flujo por medio del enfoque nodal, presenta un análisis aplicado para el sistema completo - del pozo ; desde el limite exterior del yacimiento a la pared del pozo, a través de las perforaciones, de la sección de terminación a la entrada de la tubería y hasta la cabeza del pozo incluyendo cualquier restricción de seguridad, estrangulador de superficie y línea de flujo al separador.

En este análisis en el cual se interrelacionan la diversas pérdidas de presión y en particular la capacidad del pozo para producir fluidos, la cual sera relacionado con la selección del sistema de líneas para tomar estos fluidos y para que la vida productiva del pozo sea la mas eficiente.

Con el fin de analizar el comportamiento de flujo desde el yacimiento hasta la superficie, es necesario definir 4 distintas etapas de flujo.

- 1.- Comportamiento de flujo del pozo (I P R).
- 2.- Comportamiento de flujo vertical
- 3.- Comportamiento de flujo a través del estrangulador.
- 4.- Comportamiento de flujo en la línea de descarga.

En la Figura (1.a) se ilustra el comportamiento de flujo de un pozo fluyente.

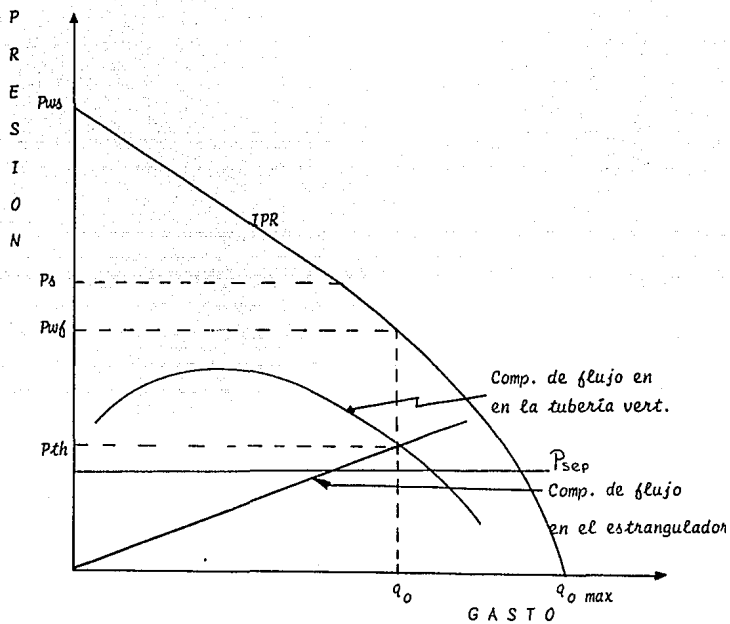


Figura (1.a) Diagrama de presión contra gasto.

En la Figura (1.b) se muestran los diversos comportamientos de flujo que ocurren desde el yacimiento hasta la superficie.

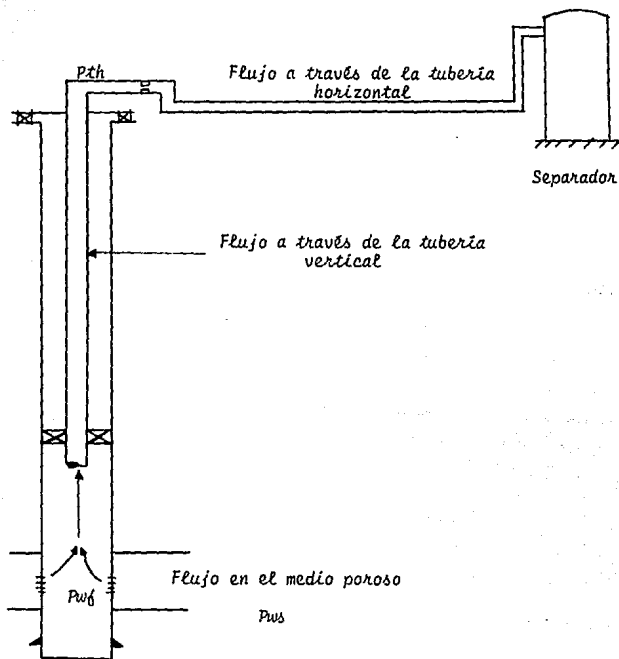


Figura (1.b)

Las configuraciones de flujo del pozo pueden variar desde un sistema muy simple hasta un sistema complejo.

1.1.- COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO

Es el comportamiento que existe desde el yacimiento hasta la vecindad del pozo.

P_{wf} ; Presión de fondo fluyendo, es la presión de fondo de un pozo en producción.

P_{ws} ; Presión de fondo estática, es la presión de fondo cuando el pozo se encuentra cerrado.

Abatimiento de presión ; Es la diferencia de presión estática y la presión de fondo fluyendo.

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

Indice de productividad (IP o J) de un pozo ; es el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Siendo q la producción bruta del pozo $q = q_o + q_w$

CASOS:

- 1).- Cuando P_{wf} es mayor que la P_s entonces $J = \text{Cte.}$
- 2).- Cuando P_{wf} es menor o igual que P_s entonces $J = \text{Variable}$
 - a.- Si E.F. = 1.0 (Pozo sin daño) evaluamos J con Vogel.

b.- Si $E.F \geq 1.0$ (pozo estimulado) evaluamos J con Standing.

c.- Si $E.F \leq 1.0$ (pozo con daño) evaluamos J con Standing.

Donde E.F es la eficiencia de flujo.

$$E.F = \frac{\text{ABATIMIENTO DE PRESION IDEAL}}{\text{ABATIMIENTO DE PRESION REAL}}$$

Potencial del pozo ($q_o \text{ max}$), es el gasto maximo que la formación puede aportar al pozo.

CASO 1

Cuando P_{wf} es mayor que la presión de saturación, el yacimiento se considera bajo-saturado y el potencial del pozo lo obtenemos cuando $P_{wf} = 0$

Entonces; $q_o \text{ max} = J \times P_{us}$

Este tipo de comportamiento se ilustra en la Figura (1.c).

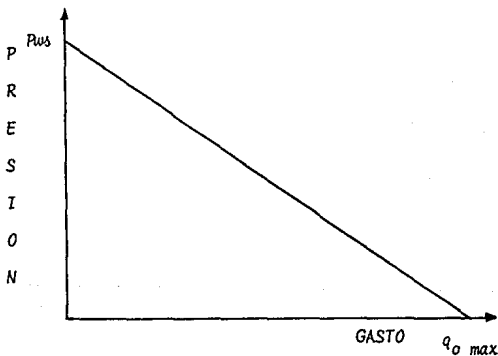


Figura (1.c)

CASO 2

Quando P_{wf} es menor o igual a la presión de saturación, el yacimiento se considera saturado.

a.- Si $E.F = 1.0$ (pozo sin daño), para evaluar el comportamiento de flujo del yacimiento utilizamos la ecuación de Vogel o la gráfica de Vogel, Figura (1.d)

Ecuación de Vogel :

$$\frac{q_o}{q_o \text{ max}} = 1.0 - 0.2(P_{wf}/P_{ws}) - 0.8(P_{wf}/P_{ws})^2$$

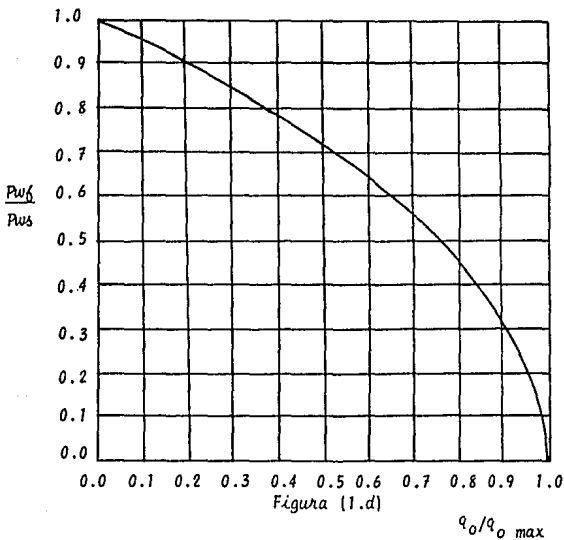


Figura (1.d)

b.- Si $E.F = 1.0$ (pozo dañado o estimulado), entonces evaluamos el comportamiento del yacimiento utilizando la ecuación de Standing o las curvas de Standing, Figura (1.e).

Ecuación de Standing:

$$\frac{q_0}{q_0 \text{ max}} = F.E(1 - Pwf/Pws)(1.8 - 0.8(EF)(1 - Pwf/Pws))$$

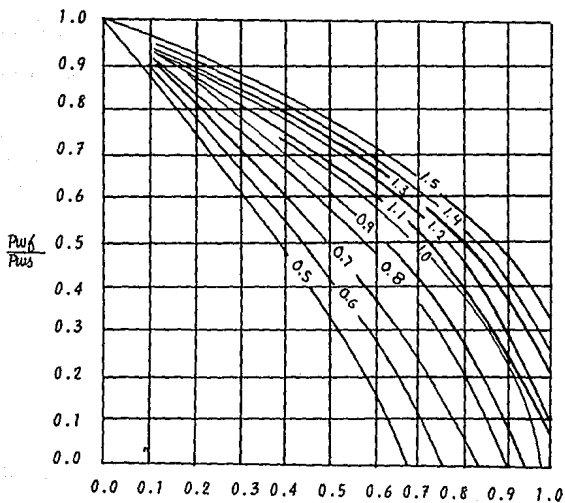


Figura (1.e)

$$\frac{q_0}{q_0 \text{ max}}$$

1.2.- COMPORTAMIENTO DE FLUJO VERTICAL

En el pto. anterior se vio que para una presión de fondo flu - yendo dado que la formación aporta un gasto determinado. Ahora se analizará si esta presión de fondo es suficiente para que la pro - ducción de la formación fluya a través de una tubería hasta la su - perficie o hasta una batería de separación.

La Figura (1.6) muestra una curva de capacidad de transporte - de flujo multifásico en tubería, que colocada sobre la curva de - IPR determinará el gasto que se producira con ese diámetro de tu - bería. Se asume el caso más simple que es la de tomar la presión - en la cabeza cte., esta curva es fácilmente construida asumiendo caudales de flujo y determinando la correspondiente presión flu - yente de fondo para un tamaño de tubería, RGA, presión de cabeza y propiedades de fluidos dados.

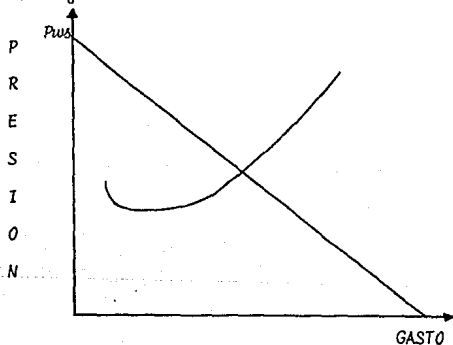


Figura (1.6)

Cual quier correlación de flujo multifásico vertical puede ser usada, para este caso se utilizan las correlaciones de Poettmann y Carpenter y Beggs y Brill (Capítulo V.2.5).

1.3.- COMPORTAMIENTO DE FLUJO ATRAVES DEL ESTRANGULADOR

Cuando se utiliza un estrangulador en un pozo fluyente, se hace de tal modo que la presión despues del estrangulador (en la línea de escurrimiento) no afecte la presión en la cabeza del pozo y - como consecuencia su comportamiento de flujo, esto se logra bajo las condiciones de flujo supersónico, es decir, cuando la velocidad del fluido es mayor que la velocidad del sonido, para lograr esta condición se requiere que:

$$\frac{P_2}{P_1} \leq 0.5283$$

Donde:

P_1 ; Presión antes del estrangulador (presión en la cabeza del pozo).

P_2 ; Presión despues del estrangulador (presión en la línea de escurrimiento).

El comportamiento de flujo a través de un estrangulador cuando el flujo es supersónico se determina con la sig. ecuación.

$$P_{th} = \frac{CR^A q}{S^B}$$

Donde:

P_{th} ; Presión en la cabeza del pozo lb/pg²

R ; Relación gas - aceite pie³/bl

q ; Producción bruta (acite + agua) bl/día

S ; Diámetro del estrangulador 64 avos. de pg

Coefficientes:

A, B, C ; Ctes. que dependen de las correlaciones y que toman los valores siguientes:

CORRELACION	A	B	C
Gilbert	10.0	0.546	1.89
Ros	17.4	0.500	2.00
Baxendell	9.5	0.546	1.98
Achong	3.8	0.650	1.89

La ecuación puede expresarse en forma de línea recta que pasa por el origen.

$$P_{th} = m q$$

Donde :

$$m = \frac{C R^A q}{S^B}$$

Esto se cumple solo cuando se tiene flujo supersónico.

En la Figura (1.g) se muestra el comportamiento de flujo del estrangulador que al intersectar la línea de comportamiento de flujo vertical se obtiene el gasto correspondiente a ese diámetro -

de estrangulador con su correspondiente presión en la cabeza.

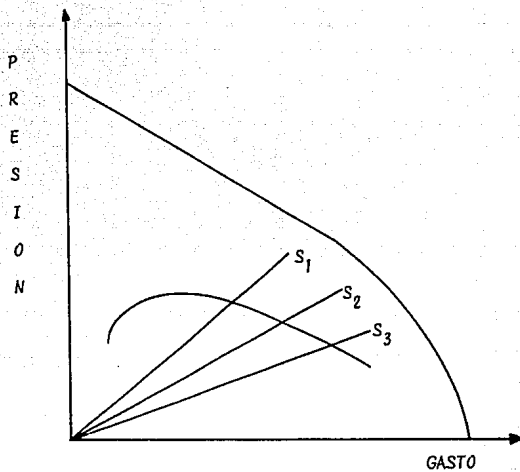


Figura (1.g)

Donde;

$$S_1 \leq S_2 \leq S_3$$

II.- DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO POR MEDIO DEL ANÁLISIS NODAL

La combinación del comportamiento de la capacidad de producción (IPR), el comportamiento de flujo multifásico (vertical o direccional) y del comportamiento en superficie deberá considerarse en la determinación del comportamiento de un pozo de flujo natural o artificial.

El efecto de varios cambios de un componente del sistema tiene un efecto sobre el sistema completo, lo cual influirá directamente sobre la producción del pozo.

El análisis mostrará si la producción del pozo está o no limitada por la capacidad del yacimiento de aportar fluidos o por la selección del sistema de líneas de producción. La selección de varios parámetros tales como; la presión de separación o el tamaño de la línea de flujo están relacionados con el aspecto económico.

En otros casos, el cambio de la línea de flujo puede permitir el diseño del separador, puede reducirse la presión en la cabeza y aumentar la producción.

Puede ser que las líneas de transporte vertical y horizontal no estén apropiadamente dimensionadas, una tubería de diámetro pequeño puede retardar la producción así como una tubería de diámetro muy grande, por lo tanto se seleccionará el diámetro en el

cual se originen las menores caídas de presión. También los caudales de flujo pueden ser ineficientes para un determinado tamaño - de tubería y pueden existir condiciones de flujo indeseables.

El sistema de yacimiento - separador consta de varios elementos que son:

- 1.- Yacimiento
- 2.- Tubería vertical o inclinada
- 3.- Tubería horizontal o de descarga

Para resolver el problema del sistema de producción total los nodos son colocados para segmentar la porción definida del sistema.

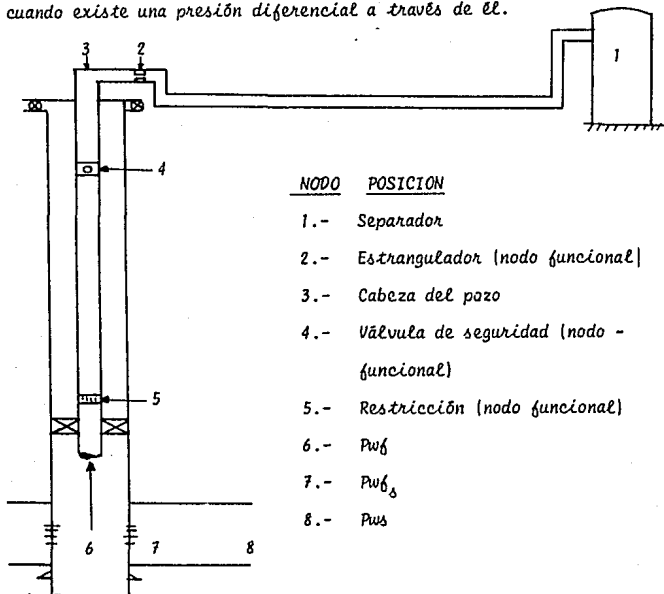
NODO : Punto de unión o de convergencia

NODOS DEL SISTEMA :

- 1.- Separador (P_{sep})
- 2.- Estrangulador (P_e)
- 3.- Cabeza del pozo (P_{th})
- 4.- Válvula de seguridad
- 5.- Restricción
- 6.- Radio del pozo (P_{wf})
- 7.- Zona disparada (P_{wf_d})
- 8.- Radio de drene (P_{ws})

En la Figura (2.a) nos muestra los lugares de los varios nodos

y sus posiciones, el nodo está clasificado como un nodo funcional cuando existe una presión diferencial a través de él.



<u>NODO</u>	<u>POSICION</u>
1.-	Separador
2.-	Estrangulador (nodo funcional)
3.-	Cabeza del pozo
4.-	Válvula de seguridad (nodo - funcional)
5.-	Restricción (nodo funcional)
6.-	$P_w f$
7.-	$P_w f_s$
8.-	$P_w s$

Figura (2.a)

Ha de notarse que en el sistema hay dos presiones que no son funciones del gasto, ellas son $P_w s$ en el nodo 8 y P_{sep} en el nodo 1, por esta razón una solución de ensaye y error para el problema del sistema total debe iniciarse en el nodo 1 (P_{sep}) o en el nodo 8 ($P_w s$) o ambos si es que un nodo intermedio es seleccionado como

nodo solución.

En la Figura (2.b) se muestran las diversas pérdidas de presión que pueden ocurrir desde el yacimiento hasta el separador, comenzando desde el yacimiento las caídas de presión son:

$\Delta P_1 = P_{ws} - P_{wf\delta}$; pérdida de presión en el medio poroso.

$\Delta P_2 = P_{wf\delta} - P_{wf}$; pérdida de presión a través de la terminación

$\Delta P_3 = P_{ar} - P_{dr}$; pérdida de presión en la restricción

$\Delta P_4 = P_{avs} - P_{dvs}$; pérdida de presión en la válvula de seguridad

$\Delta P_5 = P_{th} - P_e$; pérdida de presión a través del estrangulador

$\Delta P_6 = P_e - P_{sep}$; pérdida de presión en la línea de flujo horizontal

$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{th}$; pérdida de presión total en la tubería la cual incluye ΔP_3 y ΔP_4

$\Delta P_8 = P_{th} - P_{sep}$; pérdida de presión en la línea de flujo superficial incluyendo estrangulador de superficie

DONDE :

P_{ws} ; Presión de fondo estática

$P_{wf\delta}$; Presión de fondo fluyendo con daño

P_{wf} ; Presión de fondo fluyendo

P_{ar} ; Presión antes de la restricción

P_{dr} ; Presión despues de la restricción

P_{avs} ; Presión antes de la válvula de seguridad

P_{dvs} ; Presión despues de la válvula de seguridad

P_{th} ; Presión en la cabeza del pozo

P_{sep} ; Presión de separación

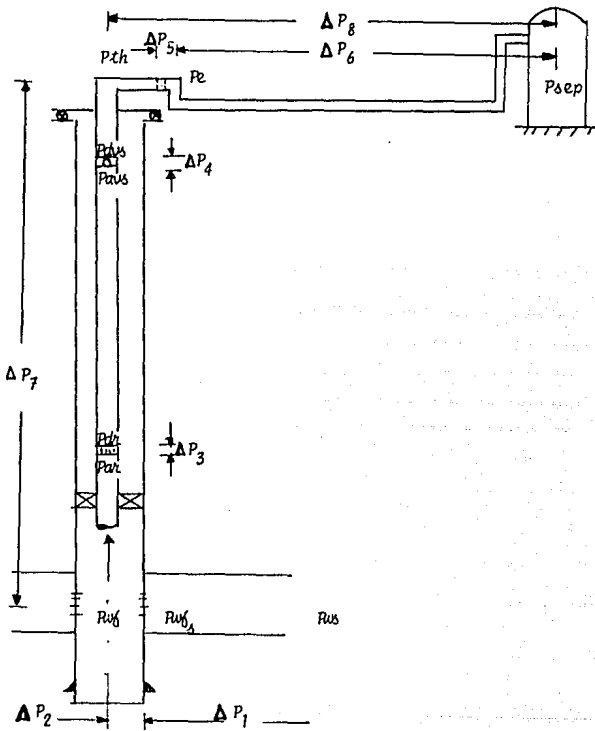


Figura (2.b)

Para poder explicar el procedimiento a seguir en el análisis nodal, lo haremos mediante un ejemplo:

$$P_{sep} = 100 \text{ lb/pg}^2$$

Línea de flujo = 2" y 3000 pies de longitud

$$WOR = 0$$

Profundidad = 5000 pies al nivel medio de los disparos

$$RGA = 400 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

$$P_{ws} = 2200 \text{ lb/pg}^2$$

$$J = 1.0 \text{ bl/día}/\text{lb/pg}^2$$

$$\phi_{tp} = 23/8"$$

Teniendo como nodo solución & encontrar el caudal de flujo posible.

PROCEDIMIENTO

- 1.- Para diferentes gastos de 200,400,600,800,1000,1500 bl/día
- 2.- Para cada gasto supuesto y comenzando con la $P_{sep} = 100 \text{ lb/pg}^2$, añadir todas las pérdidas de presión hasta alcanzar P_{ws} en el nodo & de la Figura (2.b), se nota que estas pérdidas son :

$$\Delta P_{3-1} + \Delta P_{6-3} + \Delta P_{8-6}$$

O sea;

Pérdida en la línea de superficie + Pérdida en TP + Pérdida en el medio poroso. Estas diversas pérdidas para los -

gastos asumidos estan anotados en la tabla 1.

q	FLUJO HORIZONTAL MULTIFASICO			FLUJO VERTICAL MULTIFASICO		I P R	PERDIDA TOTAL	
	P _{sep}	P ₃	ΔP ₃₋₁	P ₆	ΔP ₆₋₃	P ₈	ΔP ₈₋₆	ΔP ₈₋₁
200	100	115	15	750	635	950	200	850
400	100	140	40	880	740	1290	400	1180
600	100	180	80	1030	850	1630	600	1530
800	100	230	130	1220	990	2020	800	1920
1000	100	275	175	1370	1095	2370	1000	2270
1500	100	420	1320	1840	1420	3340	1500	3240

q ; bl/día
P ; lb/pg²

Tabla 1

- 3.- Graficar la presión creada (P_8) Vs Gasto supuesto Figura (2.c). Esta representa el comportamiento del sistema desde el separador hasta P_{ws} .
- 4.- Graficar P_{ws} al valor dado de 2200 lb/pg² en la Figura (2.c).
- 5.- La intersección de la línea de presión de yacimiento y la línea del sistema da la predicción del gasto (900 bl/día).

Como se puede observar en el ejemplo, este nuevo sistema (NO-DAL) que ha sido presentado para evaluar efectivamente un sistema completo de producción. Todos los componentes en el pozo, comenzando de la presión estática (P_{ws}) y terminando en el separador son considerados.

Varias posiciones y/o componentes han sido seleccionados como -
 Nodo y las pérdidas de presión han convergido en ese pto. desde-
 ambas direcciones. Los Nodos pueden ser seleccionados efectivamen-
 te para mostrar mejor el efecto de la capacidad del yacimiento -
 para aportar fluidos.

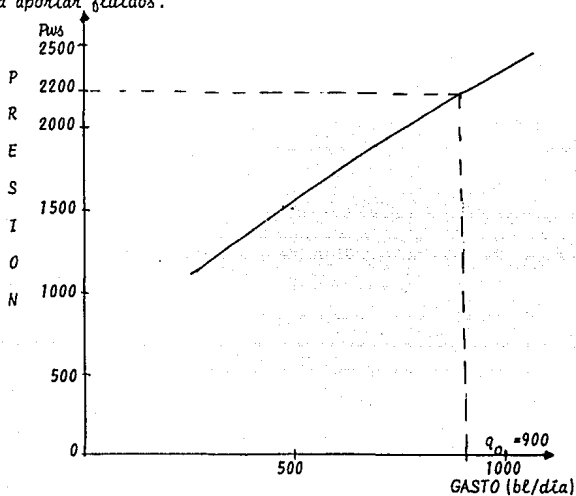


Figura (2.c)

En conclusión un medio efectivo de analizar un pozo existente, -
 haciendo recomendaciones para obtener una mejor producción del po-
 zo, planearlo apropiadamente para un pozo nuevo, y esto puede ser
 realizado mediante el análisis Nodal, este procedimiento ofrece -
 un medio de optimizar más económicamente los pozos productores.

III.- INFORMACION NECESARIA PARA EL ANALISIS DE COMPORTAMIENTO - DE FLUJO.

Para poder realizar este análisis de comportamiento de flujo - necesitamos una información que sera imprescindible omitir de ella. Esta información la obtendremos mediante pruebas de producción.

- a.- Presión de fondo fluyendo (P_{wf})
- b.- Presión de fondo estática (P_{ws})
- c.- Presión de saturación (P_s)
- d.- Presión de separación (P_{sep})
- e.- Factor de daño (S)
- f.- Caída de presión devida al daño (ΔP_s)

Tambien se requerira de otra información para realizar este - análisis nodal.

- 1.- Densidad del aceite (γ_o)
- 2.- Densidad del gas (γ_g)
- 3.- Reacción gas - liquido (R)
- 4.- Longitud de la tubería de producción
- 5.- Longitud de tubería de descarga
- 6.- Si es pozo vertical o direccional
- 7.- Intervalo disparado
- 8.- Temperatura de superficie y de yacimiento

La Figura (3.a) muestra la forma de como cae la presión alrededor del pozo cuando este se encuentra en producción, alejándose del pozo se tiene la presión de la formación (P_{ws}) y cerca del pozo la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) necesaria para obtener la producción esperada (q).

El perfil de presiones muestra dos zonas principales, la próxima al pozo (AB) donde se tiene una caída de presión debida al daño.

La otra zona se interna indefinidamente en el yacimiento (BC) y nos representa la fricción entre el fluido y la roca, y se encuentra completamente controlada por la permeabilidad (k), la viscosidad (μ) y la producción aportada por el pozo.

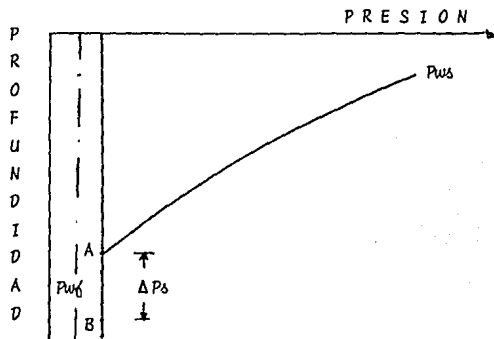


Figura (3.a)

INFORMACION NECESARIA

a.- Presión de fondo fluyendo (P_{wf})

Esta es la presión que se tiene en el fondo del pozo cuando el pozo está fluyendo.

Para conocer esta presión es mediante una prueba de producción de decremento; esta prueba tiene la ventaja de que no se cierra el pozo y podemos evaluar el daño y la permeabilidad, esto se hace para un gasto constante.

La secuencia a seguir es;

- Meter un calibrador de tubería, para ver que no existan restricciones que impidan el paso del registrador de presión (Amerada).
- Introducir el registrador (Amerada), a la profundidad indicada (un poco arriba de la zona de disparos).
- Colocar un estrangulador y medir la presión de fondo fluyendo.
- Medir el gasto de aceite, volumen de gas y volumen de aceite (en el separador).
- Tomar el tiempo fluyendo del pozo con sus respectivas presiones de fondo fluyendo.
- En la Figura (3.b) se muestra un perfil de presiones fluyentes.

Se puede observar que a medida que aumenta la profundidad aumenta la presión hasta tener la presión de fondo fluyendo.

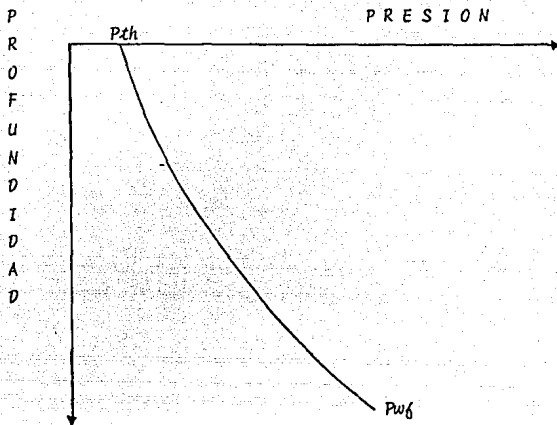


Figura (3.b)

b.- Presión de fondo estática (P_{ws}).

Es la presión que se tiene en el fondo del pozo cuando el pozo se encuentra cerrado.

Para conocer físicamente esta presión se realizará mediante un registro de presión estática, esto tiene la desventaja de que se tiene que cerrar el pozo.

La secuencia a seguir es:

- Meter un calibrador para detectar si existe una restricción en la tubería que impida el paso de la herramienta.
- Meter un registrador de presión (Amerada) con línea de acero hasta la profundidad indicada (un poco arriba de la zona de disparos).
- Cerrar el pozo (el tiempo necesario para que se estableci-

se la presión) y tomar lectura.

- Sacar la amerada , tomar los valores de presión estática - con sus respectivas profundidades.
- Gráficar esos valores, Figura (3.c).

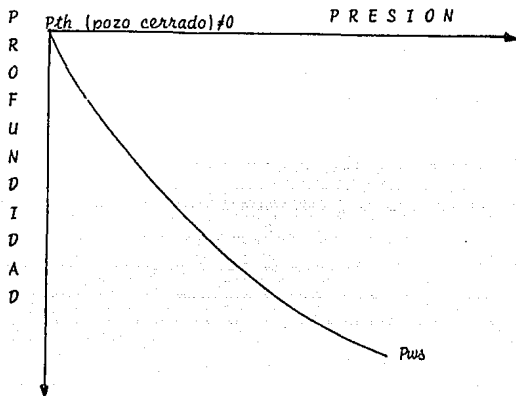


Figura (3.c)

c.- Presión de saturación (P_s).

La presión de saturación; es la presión en la cual se obtiene la primera burbuja de gas.

Para poder conocer esta presión, se realizará mediante un análisis P V T (en laboratorio) o mediante correlaciones (STANDING, OISTEIN).

Esta información se necesitara para ver si el yacimiento es saturado o bajo-saturado.

Una forma de evaluarla es mediante un análisis PVT y se realiza en el laboratorio y se realiza de la manera siguiente:

- Tener una muestra representativa de los hidrocarburos de un yacimiento, colocar el aceite en una celda a una temperatura y a la presión inicial de yacimiento (mantener la temperatura cte.), aumentar lentamente el volumen de la celda. Al hacerlo la presión declina rápidamente y en el momento que aparece la primera burbuja de gas, entonces esa es la presión de saturación.

d.- Presión de separación (Psep).

Es la presión que se tiene en el separador para separar la fase gaseosa de la fase líquida, y esta presión por lo regular será la presión en la cabeza del pozo menos la caída de presión en la línea de descarga, esta presión será la óptima para obtener la máxima eficiencia del separador.

e.- Factor de daño (S).

si $S > 0$ Pozo dañado

si $S < 0$ Pozo estimulado

si $S = 0$ Pozo sin daño

Para evaluar el factor de daño lo haremos con una prueba de incremento, pero también se puede evaluar con una prueba de decremento.

PRUEBA DE INCREMENTO

Estas pruebas presentan la desventaja de que se tiene que cerrar

el pozo.

Para evaluar el daño lo haremos por el método de HORNER, para esto conoceremos el tiempo de cierre y la presión (Pws) correspondiente a cada tiempo y se realizaran los calculos siguientes.

ΔT (Horas)	PRESION	$\frac{T_p + \Delta T}{\Delta T}$
ΔT_1	P_1	
ΔT_2	P_2	
ΔT_3	P_3	
-	-	
-	-	
ΔT_n	P_n	

Donde: $T_p = \frac{24 N_p (bl)}{q (bl/día)}$

T_p ; es el tiempo de producción (hrs.)

En el caso de una prueba de recuperación de la presión, después de un cierre instantaneo, para su análisis se utiliza el método HORNER para encontrar los parametros del yacimiento.

La Figura (3.d) muestra un grafica de HORNER para encontrar los parametros del yacimiento apartir de la pendiente (m), de la parte lineal se obtiene el producto kh (permeabilidad por el espesor de la capa, llamado también capacidad de flujo de la formación), extrapolarlo este tramo recto se obtiene la P_i -

que en el caso de un tiempo de producción corto (T_p) representa la presión de la formación.

Finalmente usando la presión a una hora (P_1 hora) siempre sobre el tramo recto es posible obtener el daño (S) y la caída de presión debida al daño (ΔP_s), que en el caso de encontrarse una falla que selle la formación próxima al pozo se observaría un quiebre en el tramo recto, esta segunda pendiente sería igual a dos veces la primera (2m).

En una gráfica semilog graficaremos los valores de presión - contra $\frac{T_p + \Delta T}{\Delta T}$ tal como se muestra en la Figura (3.d).

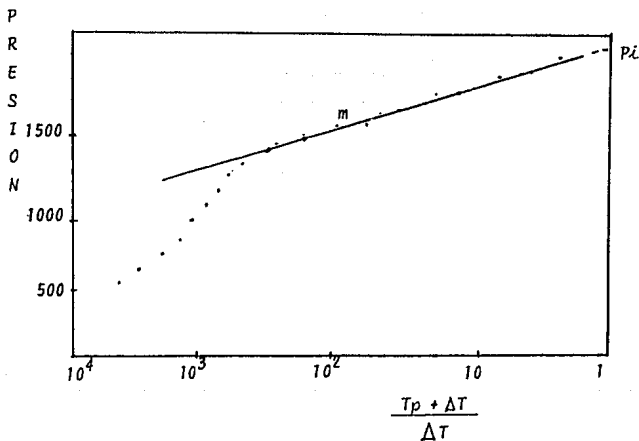


Figura (3.d)

Donde la pendiente m es ;

$$m = \frac{162.6 q (bl/día) \times B_o (bl/bl) \times \mu (cp)}{k (md) \times h (pies)} = (lb/pg^2)/ciclo$$

Despejando la permeabilidad ;

$$k = \frac{162.6 q \times B_o \mu}{m \times h} = (md)$$

Para evaluar el daño ;

$$S = 1.151 \left(\frac{P_1 hr - P_{wf}}{-m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) \right)$$

Donde:

ϕ = Porosidad (fracción)

μ = Viscosidad (cp)

r_w = Radio del pozo (pies)

C_t = Compresibilidad total (1/lb/pg²)

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

$P_1 hr$ = Presión que se tiene al tiempo de cierre de una hora (lb/pg²)

m = Pendiente (lb/pg²)/ciclo

f).- Caida de presión debida al daño (ΔP_s)

Como se establecio en la Figura (3.a), que la producción del pozo se encontrara influenciada por el daño que tenga este, de tal manera que el Ingeniero pondra a producir el pozo como si la presión de fondo fluyendo fuera P_{wf}' en lugar de P_{wf} .

Donde:

$$\Delta P_s = P_{wf}' - P_{wf}$$

Y esto sera la presión para vencer el daño, uno de los objetivos de las pruebas de presión es determinar esta caída de presión (ΔP_s), para evaluar posteriormente si es conveniente o no una estimulación.

Entonces:

$$P_s = \frac{141.1 q \{bl/día\} \times \mu \{cp\}}{K \times h \{pies\}} \times S$$

Tambien se requerirá de una información adicional para realizar este análisis y que sera muy importante para calcular las presiones.

- Densidad del aceite γ_o ($^\circ$ API)
- Densidad relativa del gas producido (γ_g)
- Relación gas - liquido (m^3/m^3)
- Longitud de tubería de producción
- Longitud de tubería de descarga
- Si es pozo vertical o direccional
- Diámetro de tubería de producción
- Diámetro de tubería de descarga
- Intervalo productor
- Temperatura de yacimiento y de superficie

IV.- INFORMACION A OBTENER DEL ANALISIS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO POR MEDIO DEL ANALISIS NODAL.

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

Este análisis nodal nos permite determinar la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la tubería de producción y de la línea de descarga o del estrangulador.

La distribución de presiones en el sistema depende de el ritmo de producción exepthuando la presión estática del pozo (P_{ws}) y la presión de separación (P_{sep}).

El efecto de la presión del separador es muy significativa para pozos de alta productividad o sea que la P_{wf} es lo suficientemente alta para que produzca el pozo, que para pozos de baja productividad o sea que tienen un sistema artificial de producción. Por ejemplo; cuando un sistema de bombeo neumático es acondicionado en el pozo y donde el incremento de producción es debido al decremento de la presión del separador, esto puede ser comparado económicamente a la potencia del compresor.

Un incremento de diámetro en la línea de flujo puede representar un incremento en la producción, especialmente en pozos de

alta productividad, al mismo tiempo deberá considerarse que en una línea de flujo con diámetro muy grande puede disminuir la producción, debido al incremento de caída de presión por resbalamiento del líquido.

Un incremento de diámetros de tubería puede afectar considerablemente la producción del pozo, ya que debido al diámetro de tubería se tendrán mayores o menores caídas de presión y de acuerdo a esto se seleccionara el diámetro de tubería que ocasione las menores pérdidas de presión.

Una producción significativa adicional se puede alcanzar en pozos de alta productividad después de incrementar el diámetro de tubería y que el mecanismo de dos fases sea toda vía eficiente (o sea que la RGA se baja), y sucedera todo lo contrario en pozos de baja productividad, ya que cuando el área de flujo aumenta las velocidades del fluido disminuyen creando excesivo resbalamiento lo cual causa condiciones de flujo muy inestable y ineficientes (flujo por cabeceo).

Se puede realizar un análisis de sensibilidad del sistema para así obtener las mejores condiciones de producción del pozo.

Se seleccionara un diámetro de tubería de producción apropiada a la naturaleza de la curva de I.P.R. deberá considerarse bajo las condiciones actuales del pozo, y en el cual se tenga la producción óptima y las menores caídas de presión por fricción y por colgamiento.

En muchos casos es impracticable y muy costoso cambiar el diámetro de la línea de producción, y para obtener un gasto y una presión requerida en la cabeza del pozo, se hará uso de los estranguladores de superficie.

PARA CALCULAR EL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE UN POZO

PASOS :

- 1.- Suponer un gasto de aceite.
- 2.- Con la presión estática (P_{ws}) y el gasto supuesto obtener la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), para hacer esta determinación es necesario usar una ecuación que represente el comportamiento de flujo del Yacimiento (ver capítulo I).
- 3.- Apartir de la Presión de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenida y con el mismo gasto supuesto obtener la presión en la boca del pozo (P_{th}), este calculo se realiza aplicando el método seleccionado para determinar las pérdidas de presión en la T.P, el valor de presión obtenida (P_{th}) corresponde al flujo corriente arriba del estrangulador, para realizar este cálculo es necesario estimar previamente la relación gas - aceite producida (utilizar correlaciones de flujo multifásico).
- 4.- A continuación la secuencia de cálculos se reanuda apartir de la presión de separación para obtener la presión en la boca del pozo corriente abajo del estrangulador (P_e) necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga.

5.- Repetir el procedimiento suponiendo diferentes gastos.

6.- Graficar los valores de las presiones obtenidas (P_{wf} , P_{th} , P_e) contra los gastos supuestos, tal como se indica en la Figura - 4.a. En la Figura 4.a nos representa la variación de la presión en los nodos y la caída de presión en los elementos del sistema.

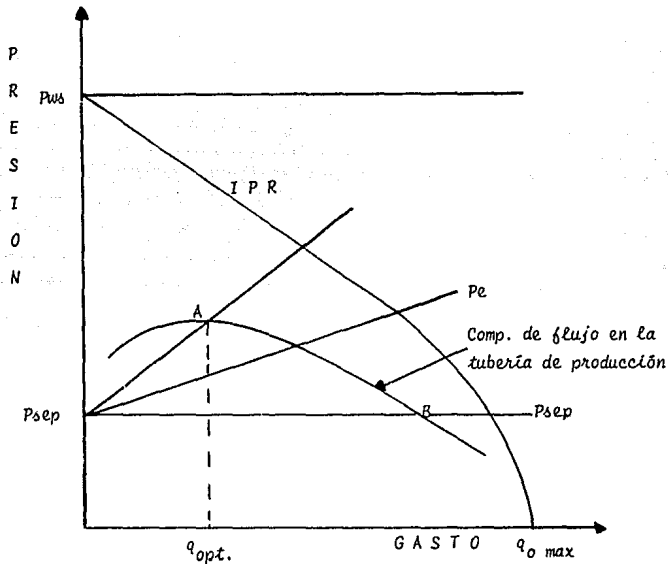


Figura 4.a

Se observa en la Figura 4.a que el gasto máximo que puede obtenerse corresponde al del flujo sin estrangulador (punto B), se puede apreciar que al ir estrangulando el pozo el gasto disminuye sin embargo la presión en la boca del pozo decrece a partir del punto A, en el punto se tiene el gasto óptimo en el cual se tienen las menores caídas de presión.

EFFECTO DE CAMBIO DEL DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR.

En la Figura 4.b en el punto B se tiene el gasto máximo que puede obtenerse con ese diámetro de tubería y sin estrangulador, si se desea obtener un gasto inferior a este y con la presión en la cabeza del pozo deseada se hará usando estranguladores en la boca del pozo, la selección del estrangulador se realizara según ecuaciones presentadas en el capítulo I.

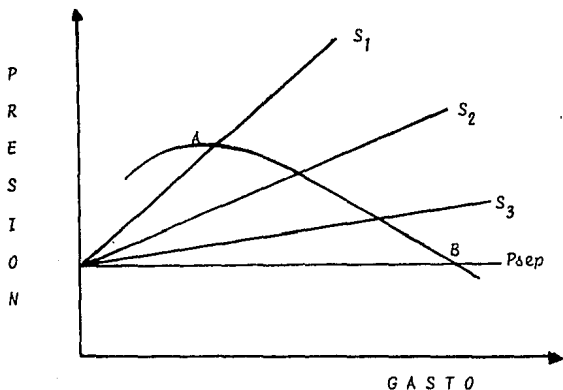


Figura 4.b

También se puede observar que cuando se reduce el diámetro del estrangulador aumenta la presión en la boca del pozo y a su vez disminuye el gasto, hasta alcanzar un valor máximo en el punto A, si se hicieran estrangulamientos adicionales al estrangulador de diámetro S_3 se reduciría la presión en la cabeza del pozo y se reduciría el gasto al aumentar la pérdida de presión por la tubería de producción.

Cuando se hace el manejo inapropiado de diámetro de estranguladores se puede ocasionar que el pozo deje de fluir, esto es cuando se colocan estranguladores adicionales al diámetro S_3 , esto origina un colgamiento de líquido lo que provoca un decremento en la velocidad de flujo y a su vez provoca un flujo inestable.

PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES

PROCEDIMIENTO:

- 1.- Suponer un gasto de aceite.
- 2.- Con la presión en la cabeza del pozo y el gasto supuesto obtener la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), para hacer estos calculos es necesario usar una ecuación que represente el comportamiento de flujo vertical, utilizar correlaciones de flujo multifásico (Poettmann y Carpenter, Beggs y Brill, etc.). Para realizar el calculo del comportamiento de flujo vertical se realizará con un diámetro de tubería de producción (d_1).

3.- Repetir el procedimiento suponiendo diferentes gastos.

4.- Graficar los valores de presión contra. gastos, Figura 4.c.

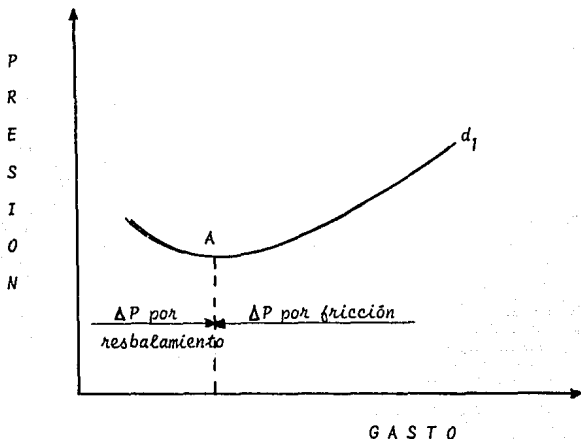


Figura 4.c

En la Figura 4.c se puede determinar el gasto óptimo (pto. A) con ese diámetro de tubería d_1 en el cual se obtienen las menores caídas de presión.

A la derecha del punto A tendremos las caídas de presión debidas a la fricción y a la izquierda del punto A se tendrán las caídas de presión por resbalamiento.

Ahora con otros valores de diámetro de tubería de producción -

repetir el procedimiento anterior, y graficar los diversos comportamientos de tubería de producción, Figura 4.d

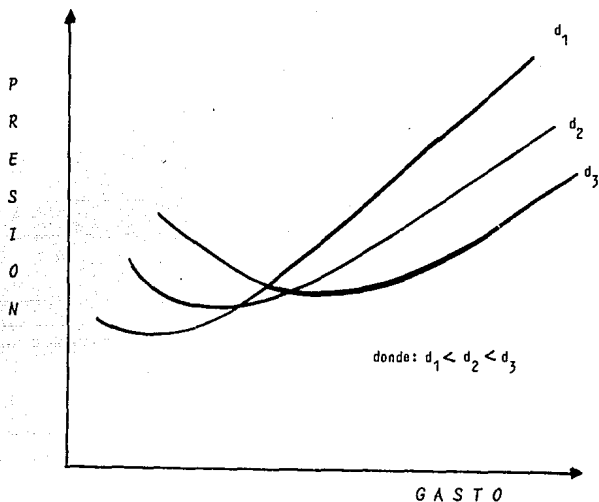


Figura 4.d

La figura 4.d presenta la sensibilidad al diámetro interno de la tubería, cada curva se realizó para el diámetro indicado y para varios valores de gasto, de tal manera que representa para la presión en la cabeza del pozo cual será la presión de fondo fluendo para diferentes gastos.

De este modo puede determinarse, para cada etapa de la vida - fluyente de un pozo , cuales son las tuberías necesarias para su explotación optima.

Al analizar el efecto del cambio de las tuberías sobre el gasto máximo obtenible, al realizar un análisis de gastos contra diámetros de tubería de producción, Figura 4.e , en el punto A de la - figura se va a obtener el diámetro optimo de la tubería de pro - ducción.

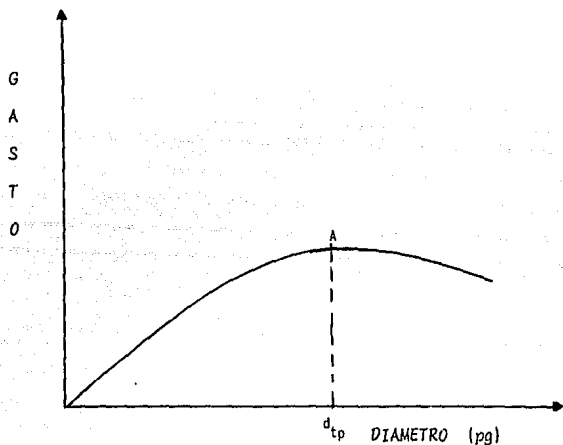


Figura 4.e

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LA LINEA DE DESCARGA.

Se analizará el cambio de la línea de descarga sobre el gasto, basado en un análisis económico en el que se comparen los cambios de diámetro de la tubería de producción. Este análisis se hará utilizando correlaciones de flujo multifásico para tuberías de la línea de descarga.

PROCEDIMIENTO:

- 1.- Suponer un gasto de aceite.
- 2.- Con la presión en el separador y el gasto supuesto obtener la presión en la cabeza del pozo, para esto utilizar correlaciones de flujo multifásico para la línea de descarga (para un diámetro de tubería seleccionado).
- 3.- Repetir el procedimiento para otros gastos.
- 4.- Graficar los valores de presiones contra gastos, Figura 4.6.

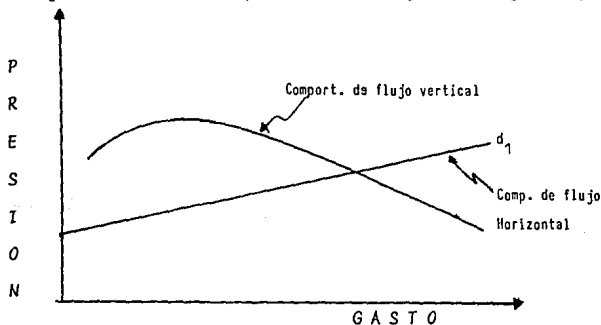


Figura 4.6

En la Figura 4.f en la intersección de las dos curvas se tendrá el gasto que puede transportar esa tubería para ese diámetro seleccionado.

Realizar el mismo procedimiento pero con otros valores de diámetros de tubería de descarga y graficar los diversos comportamientos de la tubería de producción. Figura 4.g.

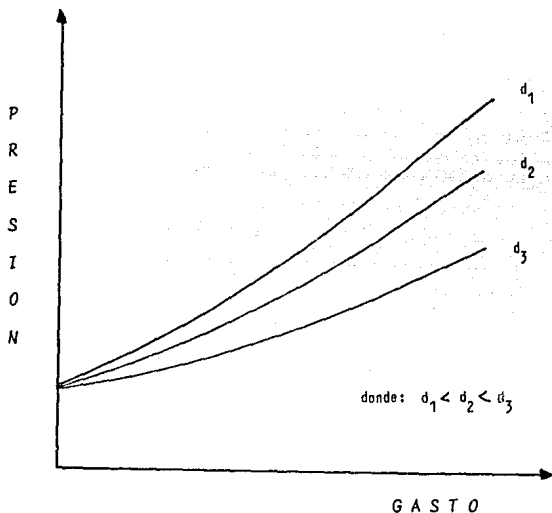


Figura 4.g

Al analizar el efecto del cambio de diámetro de la tubería sobre el gasto obtenible, en la Figura 4.h se muestra la variación del gasto al usar líneas de descarga de diferentes diámetros, en

La Figura 4.h se puede observar que el gasto de aceite alcanza un valor máximo en el punto A, a partir del cual el empleo de tubería de descarga de mayor diámetro es innecesario, esto se debe a que los elementos del sistema (yacimiento, tubería de producción y estrangulador) limitan la producción.

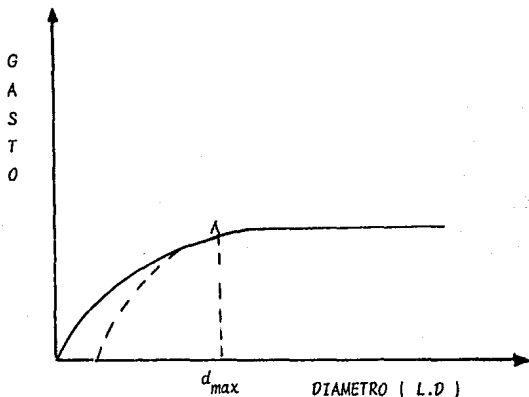


Figura 4.h

Un buen análisis del sistema puede mejorar grandemente la eficiencia de flujo en el pozo, esta técnica puede diagnosticar los resultados que se pueden obtener de estimular el pozo y disminuir ciertas pérdidas en el sistema y mejorar la producción reduciendo los gastos.

Es evidente que el anticipar desde el principio las restricciones al flujo para diseñar el sistema en forma apropiada, también es obvio que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de aplicación debe basarse en un análisis económico en el cual se comparen los incrementos en la producción al efectuar algún cambio, y con esto la inversión adicional que es necesario realizar.

V.- APLICACION DEL ANALISIS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO PARA EL POZO
UECH - 21 DE LA ZONA MARINA DE CAMPECHE.

V.1.- CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL CAMPO UECH

El área marina de Campeche representa una de las cuatro zonas principales con las que cuenta México para el desarrollo de sus recursos petroleros, cuyas estructuras se detectaron por métodos geofísicos, principalmente por sismología, se tienen localizados un gran número de estructuras, seis de las cuales han resultado ser yacimientos importantes de crudo.

1.- AKAL	PRODUCTOR
2.- ABKATUN	PRODUCTOR
3.- POL	PRODUCTOR
4.- KU	PRODUCTOR
5.- CHUC	PRODUCTOR
6.- IXTOC	PRODUCTOR
7.- CAAN	EXPLORATORIO
8.- KI	EXPLORATORIO
9.- UECH	EXPLORATORIO

La Sonda de Campeche es parte de un borde de plataforma Cretácica que se extiende 700 km² aproximadamente, paralelo a las costas del Golfo de México y de las cuales se encuentran las estructuras anteriores, cuya producción proviene de las Brechas Calcá -

reas dolomíticas del Eoceno Inferior, Paleoceno, Cretácico Superior, medio e inferior y del Jurásico Superior, de características petrologicas semejantes a las del área productora de Chiapas Tabasco situada a 180 Km al Suroeste Figura 5.a.

El campo Uech se encuentra ubicado en el flanco Sur - Oeste de la estructura Abkatun que corresponde a un anticlinal asimétrico limitado por dos fallas de tipo inverso que corren en la misma dirección que la orientación de la estructura NW - SE respectivamente como lo muestra el plano estructural Figura 5.b

Otras características son las siguientes;

$$\beta = 5 \%$$

$$h = 25 \text{ Mts.}$$

$$P_{ws} = 720 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_s = 350 \text{ Kg/cm}^2$$

$$f_0 = 0.89$$

$$T_y = 110 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$RGA = 140 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\text{Prof del pozo} = 5286 \text{ m.b.n.m}$$

Estos datos son los resultados de los estudios hechos en el campo Uech.

V.2.- HISTORIA DEL POZO

V.2.1.- ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

El pozo Uech - 21 de la plataforma Maya se encuentra ubicado a-

887.14 m al N 33º 50 45.2" W del pozo Uech - 1 cuyas coordenadas del conductor No 3 son las siguientes (pozo vertical).

X = 551 175

Y = 2 112 488

Se encuentra ubicado en el flanco Sur - Este de la estructura - Uech limitada por dos fallas de tipo inverso que corren en la misma dirección que la orientación de la estructura NW - SE.

El objetivo de la Perforación del pozo Uech -21 es la de encontrar producción comercial de hidrocarburos en las rocas carbonatadas de Jurásico Superior Kimmeridgiano, productor en el pozo exploratorio Uech - 1

Se inició la perforación el 6 de Abril de 1986 dándose por terminado el 19 de Agosto de 1987 como productor de aceite y gas.

V.2.2.- DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES PERFORADAS

Como este campo es exploratorio el pozo Uech - 21 se perforo - vertical, debido a esto las coordenadas del conductor y del yacimiento son las mismas.

A continuación se presenta la columna geológica así como sus profundidades verticales.

FORMACION	PROFUNDIDAD (m)
M.S	1180
M.M	3553

M.I	3665
O.I	3785
E.S	3845
E.M	3905
E.I	3955
P.S	4220
P.I	4287
K.S	4314
K.M	4390
K.I	4450
J.S.T	4615
J.S.K	4887

Las profundidades anteriores estan referidas a la base de la mesa rotatoria, además se tienen los datos siguientes:

Elevación de la mesa rotatoria sobre el nivel del mar = 50 m.

Elevación de la mesa rotatoria sobre el fondo marino = 77 m

Tirante de agua = 27 m.

V.2.3.- ESTADO MECANICO DEL POZO

I.- Empacador 7" FB-1 83-40 BAKER 3540.4 - 3558.6

II.- Empacador 7" FB-1 83-40 BAKER 3558.6 - 3544.3

(empacador dañado)

III.- Intervalo productor 4990 - 5015 m.

IV.- Tápón mecánico 4 1/2" Baker a 5103 m.

V.- Intervalo disparado (5140-5160) m. sin manifestar.

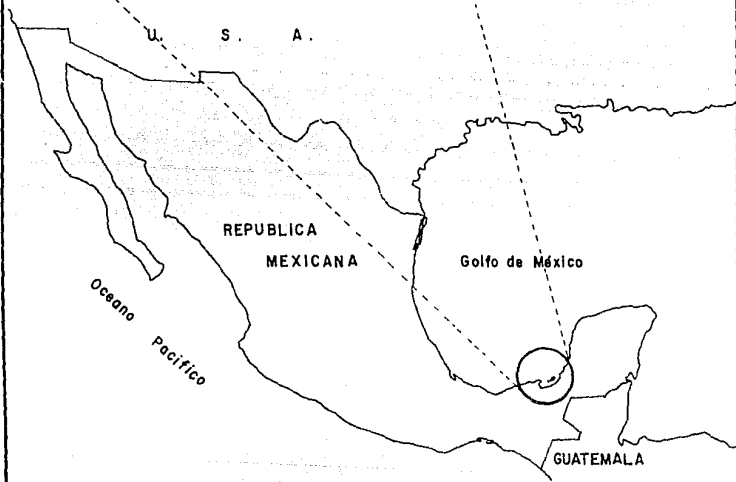
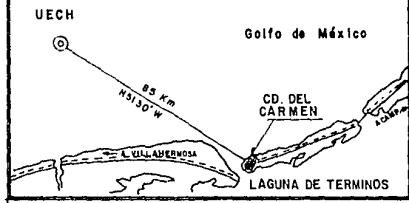
VI.- Tápón TBT 5184 - 5195 m.

VII.- Intervalo disparado (5235-5260) m. sin manifestar.

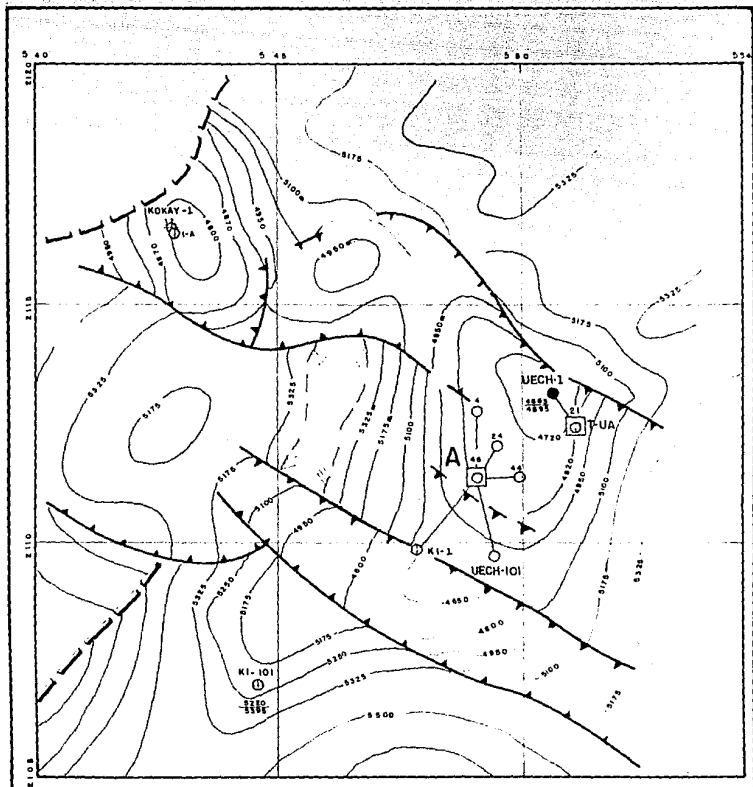
V.2.4.- APAREJO DE PRODUCCION

1.- E.M.R	0	-	10.65
2.- Bola colgadora EPN 3 1/2" x 7 1/16 HDCS X 8 hrr			10.89
3.- Doble piñon 3 1/2" HDCS			11.05
4.- 15 Tramos de T.P C-75, 10.3 lb/pie HDCS			151.29
5.- Válvula de tormenta 3 1/2" OTIS (10M) HDCS			153.26
6.- 163 Tramos de T.P 3 1/2" C-75, 10.3 lb/pie HDCS			1657.28
7.- 217 Tramos de T.P 3 1/2" C-75, 9.3 lb/pie HDCS			3528.72
8.- Camisa deslizable Camco 3 1/2" HDCS			3530.47
9.- 1 Tramo de T.P 3 1/2" C-75, 9.3 lb/pie HDCS			3539.69
10.- Tope localizador 3 1/2" HDCS x Piñon Acme Baker			3539.48
11.- 4 Unidades de Sellos Multi "V" Baker			3541.04
12.- Extensión pulida Acme			3544.01
13.- 4 Unidades de Sellos Multi "V" Acme Baker			3545.12
14.- Niple guía 3 1/2" Acme			3545.28

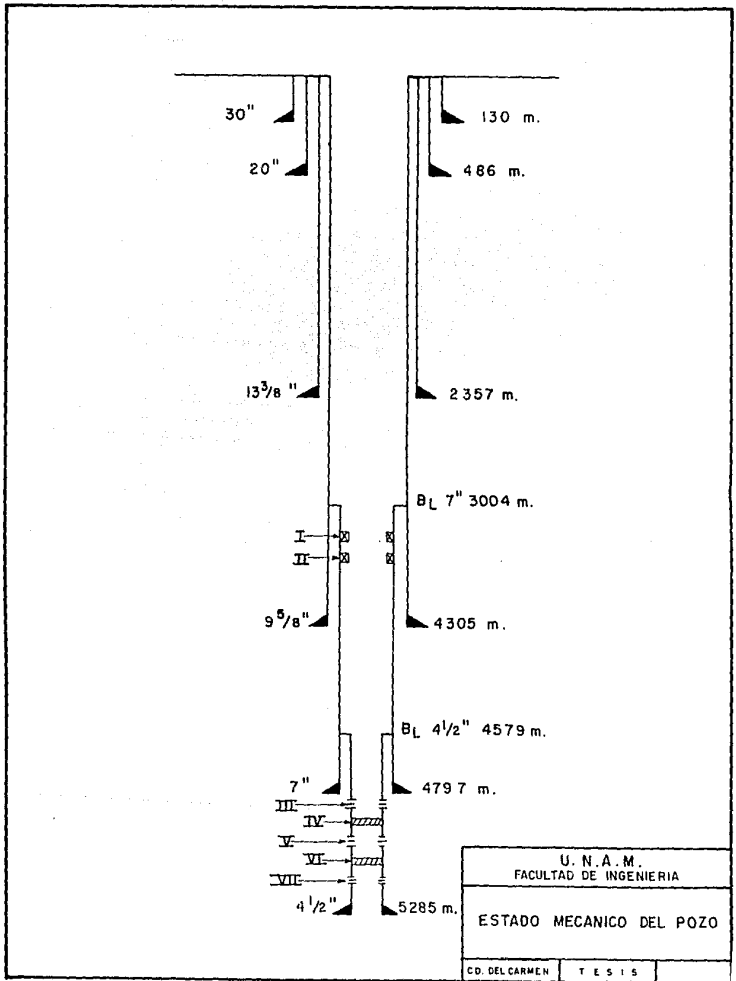
LOCALIZACION

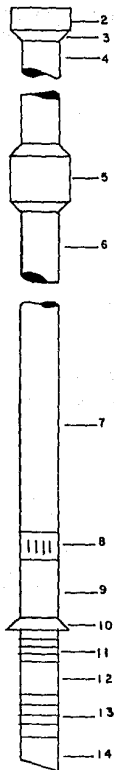


U. N. A. M. FACULTAD DE INGENIERIA		
<u>LOCALIZACION</u>		
CD DEL CARMEN	T E S I S	



U. N. A. M.	
FACULTAD DE INGENIERIA	
CONFIGURACION ESTRUCTURAL	
JURASICO SUPERIOR KIMMER	
CAMPO UECH	
AREA MARINA	
CD DEL CARMEN	T E S I S Fig. 5.6



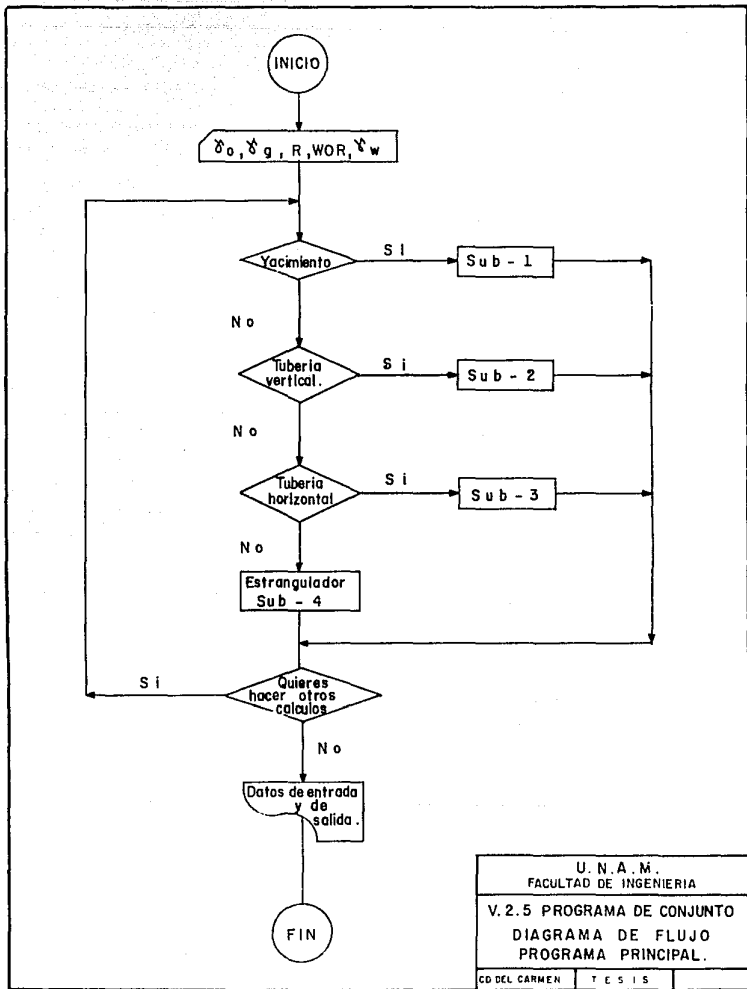


U.N.A.M.
FACULTAD DE INGENIERIA

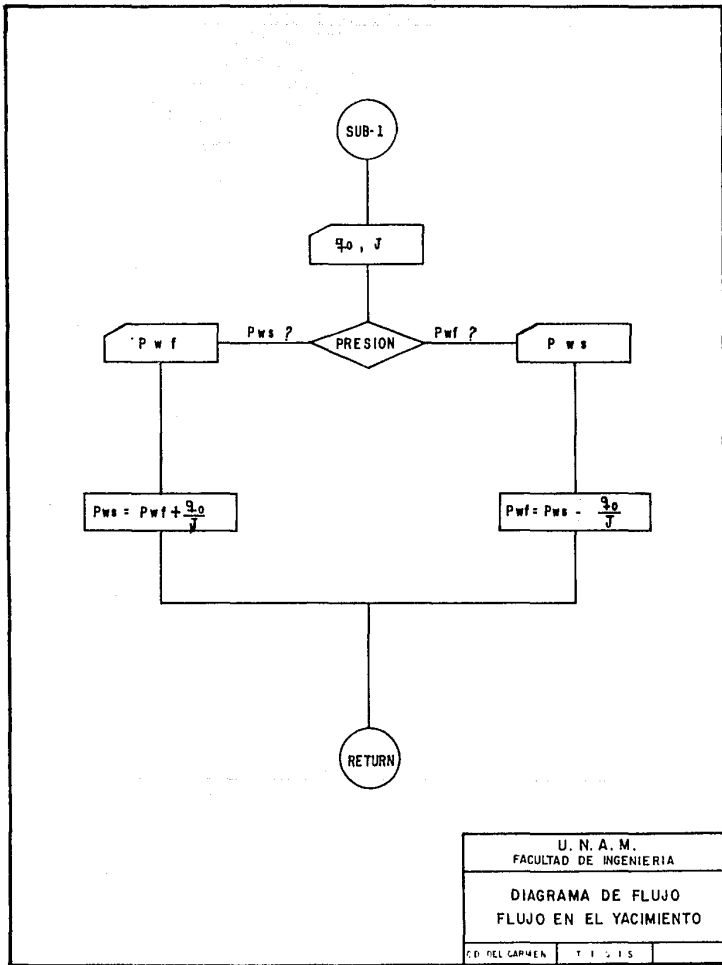
APAREJO DE PRODUCCION

CD. DEL CARMEN CAN

TESIS



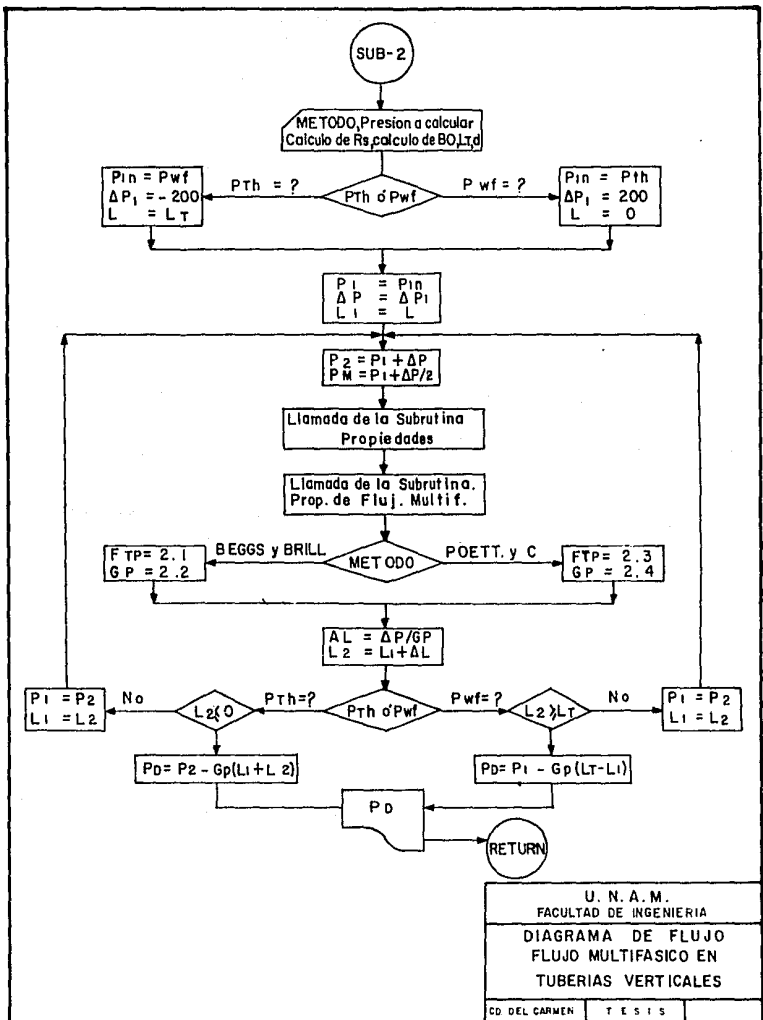
U. N. A. M.		
FACULTAD DE INGENIERIA		
V. 2.5 PROGRAMA DE CONJUNTO		
DIAGRAMA DE FLUJO		
PROGRAMA PRINCIPAL.		
CD DEL CARMEN	T E S I S	



U. N. A. M.
 FACULTAD DE INGENIERIA

DIAGRAMA DE FLUJO
FLUJO EN EL YACIMIENTO

CD. DEL CARMEN	T I S I S	
----------------	-----------	--



FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES

ECUACIONES UTILIZADAS EN LA SUBROUTINA No 2

DETERMINACION DEL FACTOR DE FRICCIÓN (BEGGS Y BRILL)

$$Y = \lambda / H_L^2$$

$$S = \ln(Y) / (-0.0523 + 3.182 \ln(Y) - 0.8727 \ln(Y)^2 + 0.01853 \ln(Y)^4)$$

$$F_{tp} / F_n = Q^S$$

$$\mu_{ns} = \mu_o + \mu_g(1 - \lambda)$$

$$N_{re} = \frac{124 d V_m \rho_{ns}}{\mu_{ns}}$$

$$F_n = (2 \log \left(\frac{N_{re}}{4.5223 \rho_o N_{re} - 3.8215} \right))^{-2}$$

$$F_{tp} = (F_{tp} / F_n) \times F_n$$

El gradiente de presión se obtiene:

$$G_p = \frac{1}{144} \left(\rho_m + \frac{F_{tp} \rho_{ns} V_m^2}{5.362 d} \right) \left(1 - \frac{m \Delta \rho \rho_m}{g_c \rho} \right)$$

DETERMINACION DEL FACTOR DE FRICCIÓN (POETTMANN Y CARPENTER)

$$a = \frac{d \times 10^6}{q_o M}$$

$$F_{tp} = 5.415 \times 10^{-3} - 5.723 \times 10^{-4} a + 1.848 \times 10^{-4} a^2 + 3.5843 \times 10^{-6} a^3$$

El gradiente de presión es:

$$G_p = \frac{1}{144} \left(\rho_{ns} + \frac{F_{tp} (q_o M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right)$$

NOTA . Ver nomenclatura

SUB-3

Correlacion, presion a Calcul.
Calculo de Rs, Bo, Lf, d.

$P_{in} = P_d$
 $\Delta P_1 = 200$
 $L_1 = L_t$

Pe = ?

Pe ó Pd

Pd = ?

$P_{in} = P_e$
 $\Delta P_1 = 200$
 $L_1 = 0$

$P_1 = P_{in}$
 $\Delta P = \Delta P_1$
 $L_1 = L$

$P_2 = P_1 - \Delta P$
 $P_M = P_1 - \Delta P/2$

Llamada de la Subrutina.
Propiedades

Llamada de la Subrutina,
Prop. de Flujo multifasico.

FTP
GP

Eaton, A.

METODO

B. Teck, P

FTP
GP

Beggs y Brill.

FTP
GP

$\Delta L = \Delta P / GP$
 $L_2 = L_1 + \Delta L$

$P_1 = P_2$
 $L_1 = L_2$

No

$L_2 \leq 0$

Pe = ?

Pe ó Pd

Pd = ?

$L_2 \geq L_t$

No

$P_1 = P_2$
 $L_1 = L_2$

Si

$P_D = P_2 + GP(L_1 + L_2)$

Si

$P_D = P_1 - GP(L_t - L_1)$

P_D

U. N. A. M.
FACULTAD DE INGENIERIA

DIAGRAMA DE FLUJO
FLUJO MULTIFASICO EN
TUBERIAS HORIZONTALIZ

CD. DEL CARMEN T E S I S

FLUJO EN TUBERIAS HORIZONTALES

ECUACIONES UTILIZADAS EN LA SUBROUTINA No 3

DETERMINACION DEL FACTOR DE FRICCION

a).- Correlaciones de Bertuzzi, Tech y Poettman)

$$\phi = \left(22737 \frac{W_o}{d \mu_o} \right)^b \left(22737 \frac{W_g}{d \mu_g} \right)^a$$

$$a = \Psi / (1 + \Psi)$$

$$b = 1 / \text{EXP}(0.1 \Psi)$$

$$\Psi = W_g / W_o$$

Si $0 \leq \phi \leq 500$

$$F_{\phi} = 10^{(1.225 \Psi - 0.06561 \log \phi - 0.37)}$$

Si $\phi \geq 10000$

$$F_{\phi} = 10^{(0.49 \Psi - 0.12616 \log \phi - 1.702)}$$

Si $500 < \phi < 10000$

$$y = \log \phi - 2.699$$

$$F_{500} = 1.225 \Psi - 0.06561 \log \phi - 0.37$$

$$F_{10000} = 0.49 \Psi - 0.12616 \log \phi - 1.702$$

$$\Delta F = F_{10000} - F_{500}$$

$$F_{\phi} = F_{500} - 0.6561 y + (1.1056 + 1.7723 \Delta F) y^2 - (0.46214 + 0.90817) y^3$$

b).- Correlaciones de Eaton, Andrews, Knowles y Brown

$$X = \frac{22737 (W_g W_m)}{\mu_g d^{2.25}}^{0.5}$$

Si $X \leq 60000$

$$y = 6677820 X^{-1.64941}$$

Si $60000 < X \leq 819194 - 39981 d + 2838.8 d^2 - 73.26 d^3$

$$S = \log d$$

$$r = \log (x/10000)$$

$$t = \text{antilog} \{ 2.37354 - 2.10458 r + 0.5757 r^3 - 0.14189 r^4 \\ + S(0.46 - 0.93739 r + 0.45966 r^3 - 0.15975 r^4) \\ + S(0.451 - 0.36293 r - 0.19949 r^3 + 0.12835 r^4) \}$$

$$y = t / 100$$

$$\text{Si } X \quad 81914 - 39981.7 d + 2838.8 d^2 - 73.26 d^3$$

$$y = (21.525 - 1.5934 d + 0.02278 d^2 + 0.00131 d^3) X^{-0.49}$$

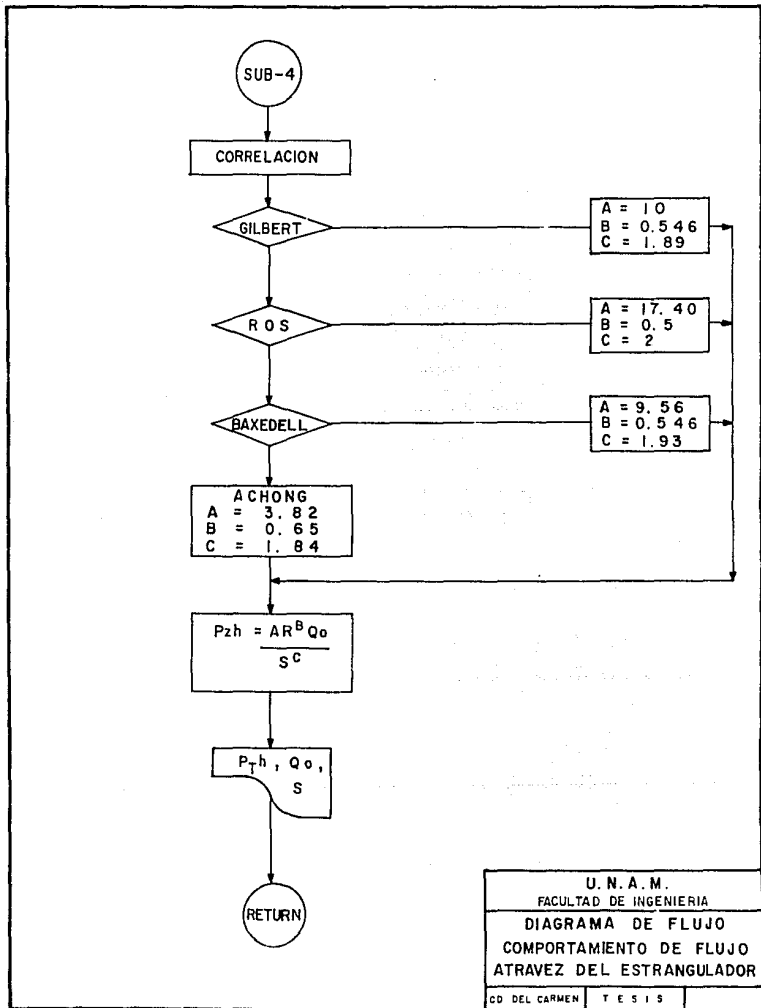
Calculo del factor de fricción

$$F_{tp} = \frac{y}{(W_o / W_m)} 0.1$$

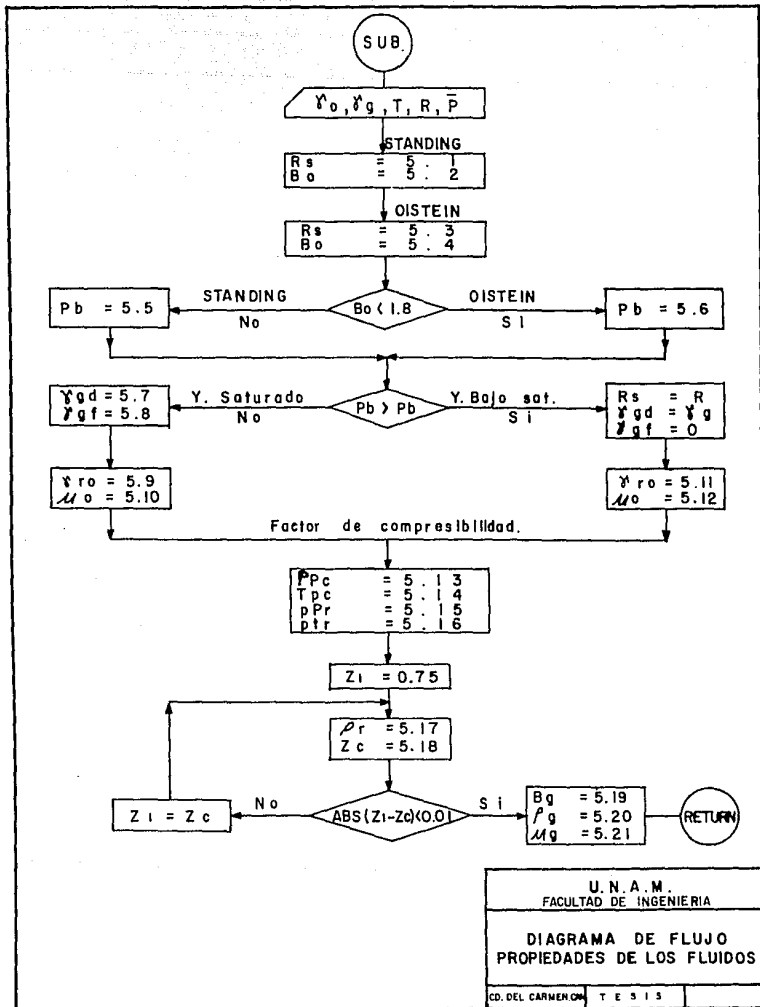
c).- Correlación de Beggs y Brill

Para calcular el factor de fricción es semejante al visto en el de flujo multifásico en tuberías verticales.

NOTA: Ver Nomenclatura



U. N. A. M.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 DIAGRAMA DE FLUJO
 COMPORTAMIENTO DE FLUJO
 ATRAVEZ DEL ESTRANGULADOR
 CD DEL CARMEN T E S I S



SUBROUTINA PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

DETERMINACION DE B_o , R_s

a).- STANDING

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{p \cdot 10^{0.0125 \gamma_o}}{18 \times 10^{0.00091 (T)}} \right)^{1/.83} \dots\dots\dots 5.1$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (F)^{1.175} \dots\dots\dots 5.2$$

$$F = R_s (\gamma_g / \gamma_o)^{0.5} + 1.25 (T)$$

b).- OISTEIN

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{p^* \gamma_o^{0.989}}{T \cdot 0.130} \right)^{1/0.81} \dots\dots\dots 5.3$$

$$P^* = -2.57364 + 2.35772 \log(P) - 0.703989 (P)^2 + 0.098479 \log(P)^3$$

$$B_o = 1 + 10^{-6.58511 + 2.91329 \log(B_o^*) - 0.27683 \log(B_o^*)^2} \dots\dots\dots 5.4$$

$$B_o^* = R_s (\gamma_g / \gamma_{ro})^{0.526} + 0.968 (T)$$

CALCULO DE LA PRESION DE SATURACION

a).- STANDING

$$P_b = 18 \left(\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right) \frac{10^{0.00091 (T)}}{10^{0.0125 \gamma_o}} \right) \dots\dots\dots 5.5$$

b).- OISTEIN

$$P = 10^{1.7669 + 1.7447 \log(P^*) - 0.30218 \log(P^*)} \dots 5.6$$

$$P^* = \left(\frac{R}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.130}}{\gamma_o^{0.989}}$$

Determinación de la densidad del gas disuelto

$$\Delta_{gd} = 0.25 + 0.02 \Delta_o + 10^{-6} \times (0.6874 - 3.5864 \Delta_o) R_s \dots 5.7$$

Calculo de la densidad relativa del gas libre

$$\Delta_{gf} = (R \Delta_g - R_s \Delta_{gd}) / (R - R_s) \dots \dots \dots 5.8$$

Determinación de la viscosidad del aceite saturado

$$\mu_o = a \mu_{om}^b \dots \dots \dots 5.10$$

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338}$$

$$\mu_{om} = 10^x - 1$$

$$x = y T^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 \Delta_o$$

Determinación de la viscosidad del aceite bajo - saturado

$$\mu_o = a \mu_{om}^b \dots \dots \dots 5.12$$

Mismo procedimiento que el anterior pero ahora $R_s = R$

Determinación del factor de compresibilidad

$$P_{pc} = 740 - 100 \Delta_{gf} \dots \dots \dots 5.13$$

$$T_{tc} = 238 - 210 \Delta_{gf} \dots \dots \dots 5.14$$

$$P_{pr} = P / P_{pc} \dots \dots \dots 5.15$$

$$T_{pr} = T / T_{pc} \dots \dots \dots 5.16$$

$$P_r = 0.27 P_{pr} / 2 T_{pr} \dots \dots \dots 5.17$$

$$Z_c = (A_1 + A_2/T_{pr} + A_3/T_{pr}^3) P_r + (A_4 + A_5/T_{pr}) P_r^2 + (A_6 A_7 P_r^5 / T_{pr} + A_7 P_r^2 / T_{pr}^3) (1 + A_8 P_r^2) \times (\text{EXP}[-A_8 P_r^2]) + 1 \dots \dots \dots 5.18$$

donde :

$$A_1 = 0.31506$$

$$A_5 = -0.6123$$

$$A_2 = -1.0467$$

$$A_6 = -0.10489$$

$$A_3 = -0.5783$$

$$A_7 = 0.68446$$

$$A_4 = 0.5353$$

$$A_8 = 0.68446$$

Determinación del factor de volumen del gas

$$B_g = 0.02825 Z_c (T + 460) / P \quad \dots\dots 5.19$$

Determinación de la densidad del gas

$$\rho_g = 0.0764 \Delta_{g6}^y / B_g \quad \dots\dots\dots 5.20$$

Determinación de la viscosidad del gas

$$\mu_g = K (10^{-4}) \text{EXP}(X (\rho_g / 62.428)^y) \quad \dots\dots\dots 5.21$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \Delta_{g6}^y)(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \Delta_{g6}^y + (T + 460)}$$

$$X = 3.5 + 986 / (T + 460) + 0.2897 \Delta_{g6}^y$$

$$y = 2.4 - 0.2 X$$

NOTA: Ver nomenclatura

Para determinar la presión de saturación, la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite se utilizaron las ecuaciones propuestas por el Ing. Flores Avila F. debido a que sus ecuaciones fueron ajustadas con datos de la Sonda de Campeche, - estas ecuaciones son :

Presión de saturación

$$P_b = 24.94228 \left(\frac{R}{\Delta g} \right)^{0.39593} \left(\frac{10^{0.0300874} \Delta_o}{10^{0.0003708} (T)} \right)$$

La relación de solubilidad se obtiene con :

$$R_s = \Delta_o \left(\frac{P \cdot 10^{0.0003708} (T)}{24.94228 \times 10^{0.0300874} \Delta_o} \right) + \left(\frac{\bar{P}}{P_b} - \frac{P^2}{P_b^2} \right)$$

Para determinar el factor de Volumen

$$Bo^* = \log [5.6146 R_s (\Delta_o / \Delta_g)^{0.526} + 1.7424 T + 30.976]$$

$$Bo = 1.0252 [1 + 10^{-6.58511 + 2.91329 Bo^* - 0.27683 Bo^{*2}}]$$

NOTA: Para esta ecuaciones

R ($m^3 g / m^3 o$) : Relación gas aceite producida

T ($^{\circ} C$) : Temperatura

P_b (Kg/cm^2) ; Presión de saturación

R_s ($m^3 g/m^3 o$) ; Relación de solubilidad

\bar{P} (Kg/cm^2) ; Presión media

Bo ($\frac{m^3 o @ c.y}{m^3 o @ c.s}$) ; Factor de volumen del aceite

SUB

$$\lambda = 5.22$$

$$P_{ns} = 5.23$$

$$W_g = 5.29$$

$$W_o = 5.25$$

$$W_m = W_g + W_o$$

$$M = 5.26$$

$$V_{so} = 5.27$$

$$V_{sg} = 5.28$$

$$HL = 5.29$$

$$P_m = 5.30$$

$$V_m = 5.31$$

RETURN

U. N. A. M.
FACULTAD DE INGENIERIA

DIAGRAMA DE FLUJO
PROPIEDADES DEL FLUJO
MULTIFASICO

CD DEL CARMEN T E S I S

PROPIEDADES DEL FLUJO MULTIFASICO

Determinación del colgamiento sin resbalamiento

$$\lambda = 1 / (1 + ((R - R_s) B_g Q_o / (5.615 (Q_o B_o + Q_w B_w)))) \quad \dots 5.22$$

Determinación de la densidad sin considerar el efecto de resbalamiento.

$$\rho_{ns} = \rho_o \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad \dots 5.23$$

Determinación del gasto masico

$$W_o = \rho_o Q_o B_o / 15391 \quad \dots 5.24$$

$$W_g = \rho_g Q_o (R - R_s) B_g / 86400 \quad \dots 5.25$$

Determinación de la masa de la mezcla

$$M = 350 (\delta_{ro} + WOR \delta_w) + 0.0764 R \delta_g \quad \dots 5.26$$

Determinación de las velocidades superficiales

$$V_{so} = 0.01191 (Q_o B_o + Q_w B_w) / d^2 \quad \dots 5.27$$

$$V_{sg} = 0.002122 Q_o (R - R_s) B_g / d^2 \quad \dots 5.28$$

Determinación del colgamiento

$$N_L = 0.15726 \left(\frac{1}{\rho_o} \right)^{0.25}$$

$$N_{LV} = 1.938 V_{so} \left(\frac{\rho_o}{\sigma} \right)^{0.25}$$

$$N_{GV} = 1.938 V_{sg} \left(\frac{\rho_o}{\sigma} \right)^{0.25}$$

$$H_L = \text{EXP} \left((C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2) \left(\frac{N_{GV}^{C_5}}{N_{LV}^{C_6}} \right) \right)$$

..... 5.29

Determinación de la densidad real de la Mezcla

$$\rho_M = \rho_o H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad \dots 5.30$$

Determinación del volumen de la mezcla

$$V_m = 5.615 B_o + (R - R_s) B_g + 5.615 B_w \text{ WOR} \quad \dots\dots 5.31$$

NOTA: Ver nomenclatura

PROGRAMA DE COMPUTO

```

1 DIM LS(20),D(20)
4 COLOR 4,1,1
10 LPRINT "
20 LPRINT "
27 REM
100 REM ANALISIS NODAL (TESIS)
105 INPUT "DENSIDAD DEL ACEITE (API)";DENO
110 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1)";DENG
120 INPUT "RELACION GAS ACEITE (M^3/M^3)";R1
130 INPUT "RELACION AGUA ACEITE (M^3/M^3)";WOR
140 INPUT "FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA";BW
141 LPRINT:LPRINT "DENSIDAD DEL ACEITE ( API) =",DENO
142 LPRINT:LPRINT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1) =",DENG
143 LPRINT:LPRINT "RELACION AGUA ACEITE (M^3/M^3) =",WOR
144 LPRINT:LPRINT "FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA (M^3/M^3) =",BW
145 LPRINT :LPRINT
150 PRINT "          M E N U          ":PRINT
160 PRINT "          1.-YACIMIENTO          ":PRINT
170 PRINT "          2.-TUBERIA VERTICAL      ":PRINT
180 PRINT "          3.-ESTRANGULADOR         ":PRINT
190 PRINT "          4.-LINEA DE DESCARGA     ":PRINT
195 PRINT "          5.-SALIDA                ":PRINT
210 INPUT "TECLEAR EL NUMERO DE OPCION SELECCIONADA ";JN
220 IF N <> 1 AND N <> 2 AND N <> 3 AND N <> 4 AND N <> 5 THEN 225
222 GOTO 230
225 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
227 GOTO 150
230 IF N = 1 THEN 397
240 IF N = 2 THEN 998
250 IF N = 3 THEN 3000
260 IF N = 4 THEN 2000
265 IF N = 5 THEN 5000
270 REM
397 PRINT : INPUT "INDICE DE PRODUCTIVIDAD (BL/DIA/kg/cm^2)";J
398 LPRINT " F L U J O   E N   E L   Y A C I M I E N T O "
399 LPRINT "-----"
410 LPRINT:LPRINT " INDICE DE PRODUCTIVIDAD";"J";"(bl/dia/kg/cm^2)";LPRINT
411 PRINT :PRINT "          PRESIONES A CALCULAR          "
415 PRINT :PRINT "          1.- PRESION DE FONDO ESTATICA (Pws) "
420 PRINT :PRINT "          2.- PRESION DE FONDO FLUYENDO (Pwf) "
430 PRINT :INPUT "TECLEAR LA OPCION SELECCIONADA ";JN
431 IF N <> 1 AND N <> 2 THEN 435
432 GOTO 460
435 PRINT "DATO MAL TECLEADO"
437 GOTO 410
460 LPRINT "          Qo          ", "          Pwf          ", "          Pws          "
465 LPRINT "          (bl/dia)", "          (kg/cm^2)          ", "          (kg/cm^2)          "
470 IF N = 1 THEN 485
475 INPUT "PRESION DE FONDO ESTATICA (kg/cm^2)";PWS
480 GOTO 486
485 INPUT "PRESION DE FONDO FLUYENDO (kg/cm^2)";PWF
486 INPUT "GASTO DE ACEITE (bl/dia) ";QO
505 IF N = 2 THEN 520
510 PWS=PWF+QO/J
515 GOTO 525

```

```
520 PWF=PWS-QQ/J
525 L$="#####. #,#####,#####. #,####, #####. #"
530 LPRINT USING L$;QO,PWF,PWS ;LPRINT
531 INPUT "¿ITERES SUPONER OTRO GASTO (SI/NO)";S$
540 IF S$ = "SI" THEN 486
550 GOTO 150
```



```

998 REM SUBROUTINA DE LA TUBERIA DE PRODUCCION
1000 LPRINT "          FLUJO POR TUBERIA DE T. P."
1010 LPRINT "          -----"
1020 PRINT :PRINT "          M E N U          "
1030 PRINT :PRINT "  1.- POETTMAHNN Y CARPENTER  "
1040 PRINT :PRINT "  2.- BEGGS Y BRILL          "
1050 INPUT "TECLEAR OPCION ";N
1055 IF N <> 1 AND N <> 2 THEN 1060
1056 GOTO 1066
1060 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
1061 GOTO 1000
1066 INPUT "ANGULO DEL POZO ";ANGULO
1067 INPUT "TEMPERATURA DE YACIMIENTO ( C ) ";T5
1071 PRINT:PRINT "          M E N U          "
1072 PRINT:PRINT "          PRESION A CALCULAR  "
1073 PRINT:PRINT "  1.-PRESION DE FONDO FLUYENDO "
1074 PRINT:PRINT "  2.-PRESION EN LA CABEZA DEL POZO"
1075 INPUT "TECLEAR OPCION ";K
1076 IF K <> 1 AND K <> 2 THEN 1078
1077 GOTO 1080
1078 PRINT " DATO MAL PROPORCIONADO "
1079 GOTO 1071
1080 PRINT:PRINT "          M E N U          ":PRINT "          PARAMETROS A VARIAR "
1081 PRINT:PRINT "  1.-LONGITUD,DIAMETO DE TUBERIA (pg) "
1082 PRINT:PRINT "  2.- GASTO DE ACEITE          "
1083 INPUT "TECLEAR OPCION ";I
1084 IF I <> 1 AND I <> 2 THEN 1100
1085 GOTO 1115
1100 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
1110 GOTO 1080
1115 PRINT:PRINT "  C A L C U L O  D E  R S  "
1120 PRINT:PRINT "          S T A N D I N G  "
1130 PRINT:PRINT "          O I S T E I N  "
1140 INPUT "TECLEAR LA OPCION ";RS#
1145 IF RS# <> "STANDING" AND RS# <> "OISTEIN" THEN 1150
1146 GOTO 1160
1150 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
1155 GOTO 1115
1160 PRINT:PRINT "  C A L C U L O  D E  B O  "
1162 PRINT:PRINT "          S T A N D I N G  "
1164 PRINT:PRINT "          O I S T E I N  "
1165 INPUT "TECLEAR OPCION ";BO#
1166 IF BO# <> "STANDING" AND BO# <> "OISTEIN" THEN 1170
1168 GOTO 1172
1170 PRINT "DATO MAL TECLEADO"
1171 GOTO 1160
1172 LPRINT:LPRINT "CALCULO DE R S :";RS#:LPRINT
1173 LPRINT "CALCULO DE B O :";BO#:LPRINT
1174 LPRINT "TEMPERATURA DE YACIMIENTO ( C ) :";T5:LPRINT
1176 IF N = 1 THEN 1178
1177 IF N = 2 THEN 1180
1178 LPRINT "CORRELACION DE POETTMAHNN Y CARPENTER";LPRINT
1179 GOTO 1161
1180 LPRINT "CORRELACION DE BEGGS Y BRILL ";LPRINT

```

```

1161 IF K = 1 THEN 1185
1182 LPRINT "LA PRESION A CALCULAR ES : PTH ":LPRINT
1183 INPUT "PRESION DE FONDO FLUYENDO (kg/cm^2) ";PIN1 : PIN=PIN1*14.2
1184 GOTO 1187
1185 LPRINT "LA PRESION A CALCULAR ES : Pwf ":LPRINT
1186 INPUT "PRESION EN LA CABEZA DEL POZO (kg/cm^2) ";PIN1 : PIN=PIN1*14.2
1187 INPUT "CUANTOS ARREGLOS DE LONGITUD,DIAMETRO SON I";F
1188 FOR I=1 TO F
1189 INPUT "VALOR DE LONGITUD(M), DIAMETRO (pg) ";L5(I),D(I):NEXT I
1190 LPRINT:LPRINT " PROFUNDIDAD (M) ", "DIAMETRO (pg) "
1191 FOR I=1 TO F
1192 LPRINT:LPRINT " ";L5(I-1); "-" ;L5(I),D(I)
1193 NEXT I
1198 LPRINT " GO ", " R ", "PRES DATO", " PRES. CALC."
1199 LPRINT " (b1/dia) ", " (m3/m^3)", " (kg/cm^2) ", " (kg/cm^2) "
1201 V=F
1202 INPUT "GASTO DE ACEITE (b1/dia) ";QO
1203 PINIC=PIN
1207 FOR J=1 TO V
1208 IF K = 1 THEN 1215
1209 V2=V-J
1210 V1=V-(J-1)
1211 LT=3.28*(L5(V1)-L5(V2)) :PRINT "LT =",LT
1212 L=LT
1213 AP1=-300
1214 GOTO 1227
1215 LT=(L5(J)-L5(J-1))*3.28 :PRINT "LT=",LT
1216 AP1=300
1217 L=0
1227 P1=PINIC
1228 L1=L
1230 AP=AP1
1240 P2=P1+AP
1250 FM=P1+AP/2
1260 P=FM
1262 R=R1*35.315/6.29
1265 T=1.8*T5+32
1266 IF P > 0 THEN 1270
1267 LPRINT:LPRINT "A ESAS CONDICIONES EL POZO NO FLUYE (ESTA MUERTO)"
1268 GOTO 1520
1270 GOSUB 4000
1271 GOSUB 4655
1275 IF N = 2 THEN 1310
1280 REM P O E T T M A N N Y C A R P E N T E R
1282 A=(D(J)*1000000!)/(QO*H)
1285 FTP=(.005415)-(0.0005723)*A+(0.0001848)*(A^2)+(3.5843E-06)*(A^3)
1289 A9=297900!
1290 GP1=FTP*((QO*H)^2)/(A9*DENNS*(D(J))^5)
1300 GF=.0069445*(DENNS+GP1)
1305 GOTO 1360
1310 Y=LANDA/(HL^2)
1330 S=LOG(Y)/(-.0523+3.1824*LOG(Y)-.8725*(LOG(Y))^2+.01853*(LOG(Y))^4)
1335 FTP1=EXP(S)
1340 VISNS=VISD*LANDA+VIS6*(1-LANDA)
1345 HRE=124*(D(J)*VM*DENNS/VISNS

```

```

1347 NRE1=LOG(NRE)/2.3026
1349 A=4.5223#NRE1-3.8215
1350 B=NRE/A
1360 C=(2#LOG(B)/2.3026)^(2)
1365 FTP=FTP1#C
1370 GP=.0069445*(DENH+FTP#DENNS*VM^2/(5.362#D(J)))
1380 AL=AP/GP
1385 L2=L1+AL
1390 IF K = 2 THEN 1440
1395 IF L2 >= LT THEN 1430
1400 L1=L2
1410 P1=P2
1420 GOTO 1240
1430 PD=P1-GP*(LT-L1)
1435 GOTO 1481
1440 IF L2 <= 0 THEN 1480
1450 L1=L2
1460 P1=P2
1470 GOTO 1240
1480 PD=P2-GP*(L1+L2)
1481 PINIC=PD
1482 PRINT "PD=",PD
1483 NEXT J
1484 PD1=PD/14.2
1490 L$="#####.#,###,#####.##,###,#####.##,#,#####.####"
1495 LPRINT USING L$;QD,R1,PIN1,PD1
1496 IF I = 1 THEN 1500
1497 INPUT "QUIERES SUPCNER OTRO GASTO (SI/NO)";S$
1498 IF S$ = "SI" THEN 1202
1499 GOTO 1520
1500 INPUT "QUIEREE SUPONER OTROS VALORES LONGITUD,DIAMETRO (SI/NO)";S$
1501 IF S$ = "SI" THEN 1187
1520 GOTO 150

```

```

2000 REM SUBROUTINA DE TUBERIA DE DESCARGA
2010 LPRINT "   F L U J O   P O R   T U B E R I A S   H O R I Z O N T A L E Z
2015 IF K <> 1 AND K <> 2 THEN 2025
2020 PRINT:PRINT "           M E N U           "
2025 PRINT:PRINT "   1.-BERTUZZI,TECK Y POETTANN   "
2030 PRINT:PRINT "   2.-EATON,ANDREWS,KNOWLES Y BROWN   "
2035 PRINT:PRINT "   3.-DEGGS Y BRILL           "
2040 INPUT "TECLEAR OPCION ";N
2045 IF N <> 1 AND N <> 2 AND N <> 3 THEN 2055
2050 GOTO 2065
2055 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
2060 GOTO 2020
2065 INPUT "ANGULO DE TUBERIA ";ANGULO
2070 INPUT "TEMPERATURA ( C )";T5
2080 PRINT:PRINT "           M E N U           "
2085 PRINT:PRINT "   PRESION A CALCULAR           "
2090 PRINT:PRINT "   1.-PRESION EN LA BOCA DEL POZO "
2095 PRINT:PRINT "   2.-PRESION DE DESCARGA       "
2100 INPUT "TECLEAR OPCION ";K
2105 IF K <> 1 AND K <> 2 THEN 2115
2110 GOTO 2125
2115 PRINT "DATO MAL TECLEADO"
2120 GOTO 2080
2125 PRINT:PRINT "           M E N U           "
2130 PRINT:PRINT "   PARAMETROS A VARIAR           "
2135 PRINT:PRINT "   1.-LONGITUD,DIAMETRO DE TUBERIA "
2140 PRINT:PRINT "   2.-GASTO DE ACEITE           "
2145 INPUT "TECLEAR OPCION ";I
2150 IF I <> 1 AND I <> 2 THEN 2160
2155 GOTO 2170
2160 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
2165 GOTO 2125
2170 PRINT:PRINT "   C A L C U L O   D E   R S   "
2175 PRINT:PRINT "           S T A N D I N G       "
2180 PRINT:PRINT "           O I S T E I N       "
2185 INPUT "TECLEAR OPCION ";RS%
2190 IF RS% <> "STANDING" AND RS% <> "OISTEIN" THEN 2200
2195 GOTO 2210
2200 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
2205 GOTO 2170
2210 PRINT:PRINT "   C A L C U L O   D E   B O   "
2215 PRINT:PRINT "           S T A N D I N G       "
2220 PRINT:PRINT "           O I S T E I N       "
2225 INPUT "TECLEAR OPCION ";BO%
2230 IF BO% <> "STANDING" AND BO% <> "OISTEIN" THEN 2240
2235 GOTO 2250
2240 PRINT "DATO MAL TECLEADO"
2245 GOTO 2210
2250 LPRINT:LPRINT "CALCULO DE RS : ",RS%
2255 LPRINT:LPRINT "CALCULO DE BO : ",BO%
2260 LPRINT:LPRINT "TEMPERATURA ( C ) : ",T5
2270 IF N = 1 THEN 2285
2275 IF N = 2 THEN 2290
2280 IF N = 3 THEN 2295

```

```

2285 LPRINT:LPRINT "CORRELACION DE EATON,ANDREWS,KNOWLES Y BROWN"
2286 GOTO 2300
2290 LPRINT:LPRINT "CORRELACION DE BERTUZZI,TECK Y POETTMANN"
2291 GOTO 2300
2295 LPRINT:LPRINT "CORRELACION DE BEGGS Y BRILL"
2300 IF K = 1 THEN 2315
2305 LPRINT:LPRINT "PRESION A CALCULAR ES :PRESION EN LA DESCARGA"
2310 INPUT "PRESION EN LA BOCA DEL POZO (kg/cm^2) ";PIN1 :PIN=PIN1*14.2
2312 GOTO 2325
2315 LPRINT:LPRINT "PRESION A CALCULAR ES : Pth"
2320 INPUT "PRESION DE DESCARGA (kg/cm^2) ";PIN1 :PIN=PIN1*14.2
2325 INPUT "CUANTOS ARREGLOS DE LONGITUD,DIAMETRO TIENES ";F
2326 FOR I=1 TO F
2327 INPUT "VALOR DE LONGITUD (m),DIAMETRO (pg) ";L5(I),D(I)
2328 NEXT I
2329 LPRINT:LPRINT "          PROFUNDIDAD (M) ", "DIAMETRO (pg) "
2330 FOR I=1 TO F
2331 LPRINT:LPRINT "          ";L5(I-1); "-" ;L5(I),D(I)
2332 NEXT I
2333 LPRINT "          OO          " R          "PRES DATO"," PRES. CALC."
2334 LPRINT " (b1/dia) ", " (m^3/m^3) ", "(kg/cm^2)", " (kg/cm^2) "
2335 V=F
2336 INPUT "GASTO DE ACEITE (b1/dia) ";QD
2337 PINIC=PIN
2340 FOR J=1 TO V
2350 IF K = 1 THEN 2375
2355 LT=3.28*(L5(J)-L5(J-1))
2360 L=O
2365 AP1=50
2370 GOTO 2390
2375 LT=(L5(V-(J-1))-L5(V-J))*3.28
2380 L=LT
2385 AP1=-50
2390 P1=PINIC
2395 L1=L
2400 AP=AP1
2405 P2=P1-AP
2410 PM=P1-AP/2
2415 P=PM
2420 R=R1*35.315/6.29
2425 T=1.8*T5+32
2426 IF P > 0 THEN 2430
2427 LPRINT:LPRINT "A ESAS CONDICIONES NO EXISTE FLUJO "
2428 GOTO 2835
2430 GOSUB 4000
2435 GOSUB 4655
2440 IF N = 1 THEN 2455
2445 IF N = 2 THEN 2575
2450 IF N = 3 THEN 2670
2455 REM BERTUZZI,TECK Y POETTMANN
2457 OMEGA=WG/WO
2460 A=OMEGA/(1+OMEGA)
2465 B=1/EXP(.1*OMEGA)
2470 A1=(22737*WG/(D(J)*VISG))^A

```

```

2475 A2=(22737*WD/(D(J)*VISO))^B
2480 FI=A1*A2
2485 IF FI > 0 AND FI <= 500 THEN 2500
2490 IF FI > 500 AND FI <= 10000 THEN 2515
2495 IF FI > 10000 THEN 2560
2500 FTP1=1.225*OMEGA-.06561*LOG(FI)/2.3026-.37
2505 FTP=10^FTP1
2510 GOTO 2567
2515 F500=1.225*OMEGA-.06561*LOG(FI)/2.3016-.37
2520 F10000=.49*OMEGA-.12616*LOG(FI)/2.3026-1.702
2535 AF=F10000-F500
2540 Y=LOG(FI)/2.3026-2.699
2545 C=F500-.6561*Y+(1.1056+1.7723*AF)*(Y^2)-(.46214+.90817*AF)*(Y^3)
2550 FTP=10^C
2555 GOTO 2567
2560 FTP1=.49*OMEGA-.12616*LOG(FI)/2.3026-1.702
2565 FTP=10^FTP1
2567 GP=174.158*FTP*(WM^2)/(DENNS*(D(J)^5))
2570 GOTO 2725
2575 REN EATON,ANDREWS,KNOWLES Y BROWN
2576 X=(22737*(WG*WM)^.5)/(VISG*(D(J)^2.25))
2580 DI=819194-39981.7*D(J)+2838.8*(D(J)^2)-75.26*(D(J)^3)
2585 IF X <= 60000! THEN 2600
2590 IF X > 60000! AND X <= DI THEN 2610
2595 IF X > DI THEN 2655
2600 Y=6677920!*X^(-1.64941)
2605 GOTO 2660
2610 ER=LOG(X/10000)/2.3026
2615 S=LOG(D(J))/2.3026
2620 T1=2.37354-2.10458*ER+.5757*(ER^3)-.14189*(ER^4)
2625 T2=S*(.46-.93739*ER+.45966*(ER^3)-.15975*(ER^4))
2630 T3=(S^2)*(1.451-.36293*ER-.19949*(ER^3)+.1283*(ER^4))
2635 T4=T1+T2+T3
2640 T6=10^T4
2645 Y=T6/100
2650 GOTO 2660
2655 Y=(21.525-1.5934*D(J)+.02278*(D(J)^2)+.00131*(D(J)^3))*(X^-.49)
2660 FTP=Y/((WD/WM)^.1)
2662 GP=43.539*FTP*(WM^2)/(DENNS*(D(J)^5))
2665 GOTO 2725
2666 REN BEGGS Y BRILL
2670 Y=LANDA/(HL^2)
2675 S=LOG(Y)/(-.0523+3.182*LOG(Y)-.8725*(LOG(Y)^2)+.01853*(LOG(Y)^4))
2680 FTP1=EXP(S)
2685 VISNS=VISO*LANDA+VISG*(1-LANDA)
2690 NRE=124*(J)*VM*DENNS/VISNS
2695 NRE1=LOG(NRE)/2.3026
2700 A=4.5223*NRE1-3.8215
2705 B=NRE/A
2710 L=(2*LOG(B)/2.3026)^(-2)
2715 FTP=FTP1*L
2720 GP=43.539*FTP*(WM^2)/(DENNS*(D(J)^5))
2725 AL=AP/GP
2730 L2=L1+AL

```

```

2735 IF K = 2 THEN 2770
2740 IF L2 <= 0 THEN 2760
2745 L1=L2
2750 F1=P2
2755 GOTO 2405
2760 PD=P1-GP*(LT-L1)
2765 GOTO 2791
2770 IF L2 >= LT THEN 2790
2775 L1=L2
2780 F1=P2
2785 GOTO 2405
2790 PD=P1-GP*(LT-L1)
2791 PINIC=PD
2792 NEXT J
2793 PD1=PD/14.2
2795 L$="#####.#,###,#####.##,###,#####.##,#,#####.####"
2800 LPRINT USING L$;QD,R1,PINI,PD1
2805 IF I = 1 THEN 2825
2810 INPUT "QUIERES SUPONER OTRO GASTO (SI/NO) ";S$
2815 IF S$ = "SI" THEN 2336
2820 GOTO 150
2825 INPUT "QUIERES SUPONER OTROS VALORES DE LONGITUD,DIAMETRO (SI/NO) ";S$
2830 IF S$ = "SI" THEN 2325
2835 GOTO 150

```

```

3000 REM SUBROUTINA FLUJO ATRAVEZ DEL ESTRANGULADOR
3005 LPRINT:LPRINT " COMPORTAMIENTO DE FLUJO ATRAVEZ DEL ESTRANGULADOR"
3010 LPRINT:LPRINT " -----"
3015 PRINT:PRINT " M E N U "
3020 PRINT:PRINT " 1.- GILBERT "
3025 PRINT:PRINT " 2.- ROS "
3030 PRINT:PRINT " 3.- BAXENDELL "
3035 PRINT:PRINT " 4.- ACHONG "
3040 INPUT "TECLEAR OPCION ";N
3045 IF N <> 1 AND N <> 2 AND N <> 3 AND N <> 4 THEN 3055
3050 GOTO 3061
3055 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
3060 GOTO 3015
3061 LPRINT:LPRINT " DO "," R "," S "," Pth "
3062 LPRINT " (b1/dia)," (m^3/m^3)," (64 avos de pg)," (kg/cm^2) "
3065 PRINT:PRINT " N E N U "
3070 PRINT:PRINT " PARAMETROS A CALCULAR "
3075 PRINT:PRINT " 1.-GASTO DE ACEITE "
3080 PRINT:PRINT " 2.-DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR"
3085 PRINT:PRINT " 3.-PRESION EN LA CABEZA DEL POZO"
3090 INPUT "TECLEAR OPCION ";K
3095 IF N <> 1 AND N <> 2 AND N <> 3 THEN 3105
3100 GOTO 3115
3105 PRINT "DATO MAL TECLEADO "
3110 GOTO 3065
3115 IF K = 1 THEN 3130
3120 IF K = 2 THEN 3150
3125 IF K = 3 THEN 3170
3130 INPUT "PRESION EN LA CABEZA DEL POZO (kg/cm^2) ";PTH1:PTH=PTH1*14.2
3140 INPUT "DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR (64 avos de pg) ";S
3145 GOTO 3185
3150 INPUT "PRESION EN LA CABEZA DEL POZO (km/cm^2) ";PTH1:PTH=PTH1*14.2
3160 INPUT "GASTO DE ACEITE (b1/dia) ";QD
3165 GOTO 3185
3170 INPUT "GASTO DE ACEITE (b1/dia) ";QD
3180 INPUT "DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR (64 avos de pg) ";S
3185 IF N = 1 THEN 3205
3190 IF N = 2 THEN 3215
3195 IF N = 3 THEN 3225
3200 IF N = 4 THEN 3235
3205 A=10 : B=.546 : C=1.87
3210 GOTO 3240
3215 A=17.4 : B=.5 : C=2
3220 GOTO 3240
3225 A=9.560001 : B=.546 : C=1.93
3230 GOTO 3240
3235 A=3.82 : B=.65 : C=1.88
3240 R=R1*35.315/6.29
3245 IF K = 1 THEN 3260
3250 IF K = 2 THEN 3270
3255 IF K = 3 THEN 3280
3260 QD=PTH*(S^C)/(A*(R^B))
3265 GOTO 3285
3270 S=(A*QD*(R^B)/PTH)^(1/C)

```



```
3275 GOTO 3285
3280 PTH=(A+QD*(R^D))/(S^C) : PTH1=PTH/14.2
3285 L$="#####.#,###,#####.###,##,#####.,#####.###"
3290 LPRINT USING L$;QD,R1,S,PTH1
3295 INPUT "QUIERES SUPONER OTROS VALORES (SI/NO)";S$
3300 IF S$ = "SI" THEN 3065
3310 GOTO 150
```

```

4000 REM SUBROUTINA DE PROPIEDADES
4050 IF RS#="DSTEIN" THEN 4062
4051 A1=10^(,0125*DENO)
4052 A2=10^(,00091*T)
4057 RS=DENG*(P*A1/(18*A2))^1.205
4061 GOTO 4080
4062 F6=LOG(P)/2.3026
4065 P7=-2.57364+2.35772*P6-.70398*P6^2+.098479*P6^3
4067 P8=10^P7
4068 A1=P8*DENO^.989
4069 A2=A1/(T^.13)
4070 RS=DENG*(A2^1.225)
4080 IF BO#="STANDING" THEN 4110
4085 DENO1=141.5/(131.5+DENO)
4090 B1=RS*(DENG/DENO1)^.526+.968*T
4092 B2=LOG(B1)/2.3026
4095 D1=-6.5811+2.91329*B2-.27683*B2^2
4100 BO=10^D1+1
4105 GOTO 4120
4110 F=RS*(DENG/DENO)^.5+1.25*T
4115 BO=-.972+.000147*(F^1.175)
4120 REM CALCULO DE LA PRESION DE SATURACION
4125 IF BO > 1.8 THEN 4146
4130 PB1=((R/DENG)^.816)*((T^.13)/(DENO^.989))
4132 PB3=LOG(PB1)/2.3026
4135 PB2=1.7669+1.7447*PB3-.30218*PB3^2
4140 PB=10^PB2
4145 GOTO 4170
4146 A1=10^(,00091*T)
4147 A2=10^(,0125*DENO)
4148 A3=(RS/DENG)^.83
4150 PB=18*(A3*A1/A2)
4160 REM PREGUNTA DE COMO ES LA PRESION CON RESPECTO A AL PSAT
4170 IF P <= PB THEN 4350
4175 REM YACIMIENTO BAJO-SATURADO
4177 DENG=DENG
4180 RS=R
4190 DENG=F=0
4200 A1=-1433 :A2=5 :A3=17.2 :A4=-1180 :A5=12.61
4201 A6=1000000!
4210 CO=(A1+A2*RS+A3*T+A4*DENG+A5*DENO)/(A6*P)
4220 DENO1=141.5/(131.5+DENO)
4230 DENO2=(62.4*DENO1+.01362*RS*DENG)/BU
4240 DENO2=DENO2*EXP(CO*(P-PB))
4245 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD
4250 Z=3.0324-.02023*DENO
4260 Y=10^Z
4270 X=Y*T^(-1.163)
4280 VISM=10^X-1
4290 B=5.44*(RS+150)^(-.328)
4300 A=10.715*(RS+100)^(-0.515)
4310 VISO=R*A*VISM*B
4320 C1=2.6 :C2=1.187 :C3=-11.513 :C4=-.0000878
4325 MA=C1*P^C2*(EXP(C3+C4*P))

```

```

4340 VISO=VISOB*(P/PB)^MA
4345 GOTO 4470
4350 REM YACIMIENTO SATURADO
4360 DENG0=.25+.02*DENO+( (.6874-3.5864*DENO)*.000001)*RS
4365 IF R (<= RS THEN 4375
4370 DENGf=(R*DENG-RS*DENG0)/(R-RS)
4372 GOTO 4380
4375 DENGf=0
4380 DENO1=141.5/(131.5+DENO)
4390 DENO2=(62.4*DENO1+.01362*RS*DENG)/BO
4400 Z=3.0324-.02023*DENO
4410 Y=10^Z
4420 X=Y*T^(-1.163)
4430 VISM=10^X-1
4440 B=5.44*(RS+150)^(-.388)
4450 A=10.715*(RS+100)^(-.515)
4460 VISO=A*VISM^B
4470 REM CALCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD
4480 TPC=238+210*DENGf
4490 PPC=740-100*DENGf
4500 TPR=(T+460)/TPC
4510 PPR=(P+14.7)/PPC
4520 A1=.31506 ; A2=-1.0467 ; A3=-.5783 ; A4=.5353 ; A5=-.6123
4530 A6=-.10489 ; A7=.68157 ; A8=.68446
4540 ZF=.75
4550 DENR=.27*PPR/(ZF*TPR)
4560 ZC=1+(A1+A2/TPR+A3/TPR^3)*DENR+(A4+A5/TPR)*DENR^2+A7*DENR^2/TPR^3
4570 IF ABS(ZF-ZC) <= .01 THEN 4600
4580 ZF=ZC
4590 GOTO 4550
4600 BG=.02825*ZC*(T+460)/P
4610 DENGAS=2.7044*P*DENGf/(ZC*(T+460))
4620 REM VISCOSIDAD DEL GAS
4625 X=3.5+986/(T+460)+.2897*DENGf
4630 Y=2.4-.2*X
4635 K1=(9.39999+.5794*DENGf)*(1+460)^1.5)
4636 K2=209+550.4*DENGf+(T+460)
4637 IF DENGAS <= 0 THEN 4645
4638 C=(DENGAS/52.4)^Y
4640 G1=X*K1
4645 G=K1/K2
4650 VISO=.0001*G*EXP(G1)
4651 RETURN
4655 REM PROPIEDADES DEL FLUJO MULTIFASICO
4660 LANDA=1/(1+(R-RS)*BG*OO/(5.615*(OO*BO+OW*BW)))
4666 QW=WOR*OO
4670 DENNS=DENO2*LANDA+DENGAS*(1-LANDA)
4681 WG=(R-RS)*BG*OO+DENGAS/B6400!
4690 WO=OO*BO+DENO2/15391
4700 WM=WO+WG
4710 M=.50*(DENO1+WOR*DENR)+.0764*RS*DENG
4720 VSD=.01191*(OO*BO+OW*BW)/(D(J)^2)
4730 VSG=.002122*OO*(R-RS)*BG/(D(J)^2)
4740 TENI=30

```

```

4750 NL=.15726*VISO*(1/(DENO2+TENI^3))^-.25
4760 MLV=1.938*VSO*(DENO2/TENI)^-.25
4780 NGV=1.938*VSG*(DENO2/TENI)^-.25
4790 C1=-.38011 ;C2=.12988 ;C3=-.11979 ;C4=2.34323
4795 C5=.47569 ;C6=.28866
4800 TETA=ANGULO*3.1416/180
4810 HL=EXP((C1+C2*SIN(TETA)+C3*SIN(TETA)^2+C4*NL^2)*NGV^C5/(NLV^C6))
4820 DENM=DENO2*HL+DENGAS*(1-HL)
4830 VM=5.61*BD+(R-R5)*BG+5.615*BW*WDR
4850 RETURN
5000 END

```

SELECCION DEL METODO

Para realizar un estudio adecuado sobre el comportamiento de los pozos fluyentes es esencial la selección del método de flujo multifásico en tuberías de producción, y de las correlaciones utilizadas para el cálculo de las propiedades de los fluidos.

Para el cálculo de las propiedades de los fluidos se utilizaron las correlaciones ajustadas a la zona marina desarrolladas por el Ing. Fernando Flores Avila (ver pag. 64).

Las correlaciones utilizadas para el uso de estranguladores en superficie que fueron ajustadas por el IMP para la aplicación en la zona marina son utilizadas en este análisis nodal y la ecuación es :

$$Q_o = 58.936 (P_{th})^{0.521} (S)^{0.811} (API)^{0.186} (RGA)^{-0.399}$$

donde :

$$Q_o = \text{bl/día}$$

$$P_{th} = \text{Kg/cm}^2$$

$$S = 64 \text{ avos}$$

$$R = \text{m}^3/\text{m}^3$$

La selección de la correlación apropiada para el flujo multifásico en tubería de producción fue realizada mediante un ejemplo de análisis nodal realizado por la compañía Flopetrol Johnston -

del pozo CHUC - 31 de la zona marina.

Los datos del pozo son los siguientes:

$$J = 170 \text{ bl/kg/cm}^2$$

$$P_{ws} = 342 \text{ kg/cm}^2$$

$$P_{wf} = 332 \text{ Kg/cm}^2$$

$$K = 813 \text{ md}$$

$$f_o = 0.861$$

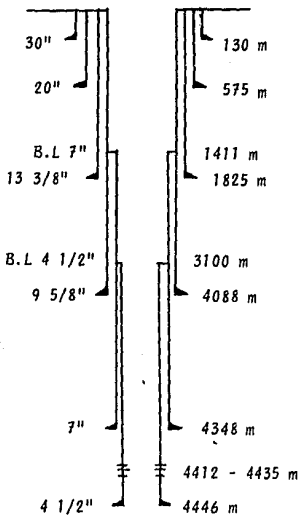
$$\text{API} = 32.2$$

$$h = 34 \text{ m}$$

$$P_s = 175 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{RGA} = 160 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

El estado mecánico del pozo es el siguiente:



En la gráfica que a continuación se presenta se muestra el comportamiento de flujo de la tubería de producción de diámetro externo 4 1/2" (di = 3.958") , como se puede observar en la figura la curva que mas se aproxima a la realizada por la compañía FLOPETROL - JOHNSTON es la correlación de Poettmann y Carpenter.

Con la $P_{th} = 83 \text{ Kg/cm}^2$ y con un una distribución de diámetros - que a continuación se presentan :

PROFUNDIDAD (m)	DIAMETRO
0 - 148.0	3.958"
148.0 - 1385.0	6.184"
1835.0 - 1407.0	3.958"
1407.0 - 3100.0	6.184"
3100.0 - 4438.0	3.958"

Con esa presión en la cabeza del pozo y utilizando las correlaciones de flujo multifásico se obtuvo la siguiente presión de fondo flu-yendo y estas se comparan con los datos obtenidos de las pruebas - de presión.

Pruebas de Presión	$P_{th} = 83 \text{ Kg/cm}^2$	$P_{wf} = 332 \text{ Kg/cm}^2$
Poettmann y Carpenter	$P_{th} = 83 \text{ Kg/cm}^2$	$P_{wf} = 322 \text{ Kg/cm}^2$
Beggs and Brill	$P_{th} = 83 \text{ Kg/cm}^2$	$P_{wf} = 280 \text{ Kg/cm}^2$

Los valores calculados con las correlaciones pueden corregirse para que concuerden con los obtenidos en la prueba de presión , -

para ésto se uso el procedimiento siguiente, aplicado a presiones:

DONDE:

P_{wfc} = Presión de fondo fluyendo obtenido por correlación.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo obtenido mediante prueba de presión.

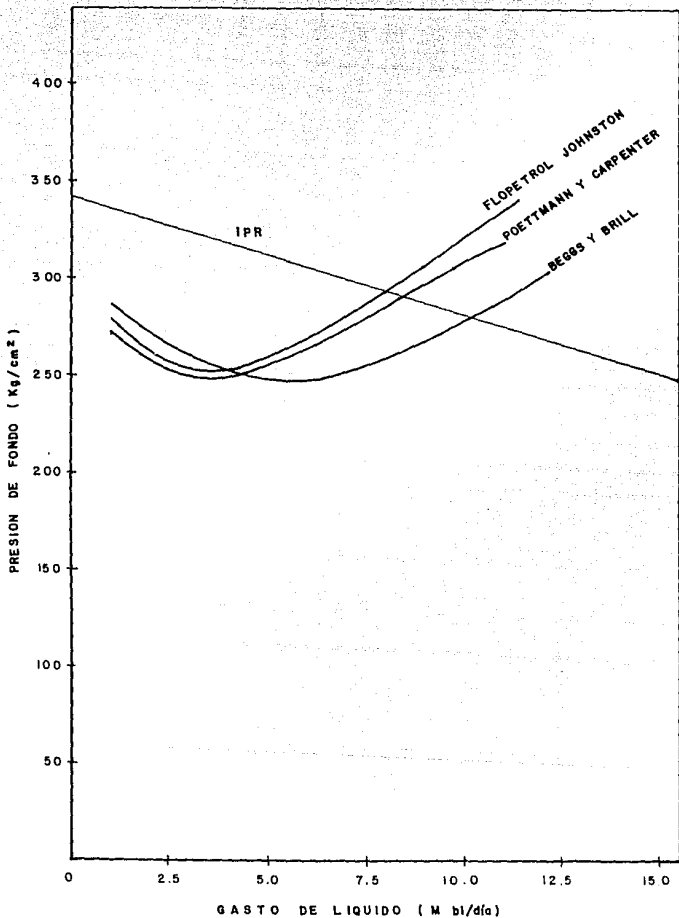
P_{wfr} = Presión de fondo fluyendo corregida

F_c = Factor de corrección

$$F_c = \frac{P_{wf}}{P_{wfc}}$$

$$P_{wfr} = F_c \times P_{wfc}$$

dTp = 4 1/2"
Pip = 63 Kg/cm²



V.3.- APLICACION DEL ANALISIS Y RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se presenta el análisis realizado mediante el programa de computo, en base a los datos reales del pozo (Mediante la correlación de Poettmann y Carpenter y utilizando correlaciones ajustadas al distrito de Cd del Carmen Camp. para las propiedades de los fluidos y uso de estranguladores.).

La Figura (1) presenta la curva de IPR de los datos de prueba tomados a 5075 m, a las condiciones que se tenía durante la prueba, es decir considerando el daño de la formación y los 25 mts. disparados, en la misma figura se tiene la curva de comportamiento de flujo de la tubería vertical, en la intersección de ambas curvas se obtiene el gasto máximo que se obtiene para esa tubería de producción ($d = 3 \frac{1}{2}''$) y el gasto es $Q = 10000$ bl/día. En el punto A de la misma figura se tiene el gasto óptimo $Q = 3000$ bl/día y este será el gasto en el cual se obtengan las menores caídas de presión.

En la Figura (2) se obtiene la misma curva de comportamiento del yacimiento (IPR) y la curva de comportamiento de flujo de la tubería vertical ($d = 4 \frac{1}{2}''$), en la intersección de las dos curvas tendremos el gasto máximo para este diámetro de tubería, entonces $Q = 11000$ bl/día y en el punto B obtendremos el gasto óptimo para esta tubería $Q = 4000$ bl/día.

Los métodos de flujo multifásico muestran que el gasto óptimo decrece al disminuir el diámetro de tubería y que la presión de fondo correspondiente al gasto óptimo decrece al disminuir el diámetro de la T.P., de acuerdo a esto para un gasto existiera un diámetro de T.P. con el que se manifiesten las mínimas caídas de presión.

Entonces el criterio para la selección del diámetro de tuberías; para el gasto deseado utilizar el diámetro de tubería que proporciona la menor caída de presión de fondo posible, es decir con la que se obtiene la mínima caída de presión.

En la Figura (3) se presentan los resultados de un estudio de comportamiento de un sistema de flujo vertical considerando diferentes diámetros de T.P. La parte más oscura de las curvas indica la secuencia óptima de selección del diámetro de la tubería de producción, se observa que la secuencia de la selección del diámetro de la tubería es de diámetros mayores a menores conforme se va abatiendo la energía del yacimiento.

En las figuras (4,5,6), presenta las curvas de comportamiento de flujo de la tubería vertical para una $P_{wf} = 680 \text{ kg/cm}^2$ y para diferentes diámetros de tubería de producción, para obtener un gasto inferior al gasto máximo se utilizan estranguladores en la boca del pozo. El tamaño de estrangulador se puede calcular mediante las ecuaciones presentadas en este capítulo.

En las figuras se aprecia que al ir reduciendo el diámetro de los estranguladores, disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo (P_{th}) hasta alcanzar un valor máximo en el punto A, estrangulamientos adicionales provocarán una reducción en la presión de la boca del pozo, al aumentar las pérdidas de presión por la tubería de producción.

La elaboración de figuras como la anterior nos permite anticipar el efecto del cambio de un estrangulador sobre el gasto y la presión en la superficie. El manejo inapropiado de los estranguladores puede ocasionar la muerte del pozo. Por ejemplo cuando se hace un estrangulamiento adicional al punto A originará un incremento en la carga hidrostática, lo que provocará una reducción en la velocidad de flujo, el resultado de esto es un flujo inestable (cabeceo) que generalmente conduce a la muerte del pozo.

ANÁLISIS NODAL

DENSIDAD DEL ACEITE (API) = 27
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1) = .7
 RELACION AGUA ACEITE (M³/M³) = 0
 FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA (M³/M³) = 1

FLUJO EN EL YACIMIENTO

INDICE DE PRODUCTIVIDAD; 225 (b1/dia/kg/cm²)

Do (B1/dia)	Pwf (kg/cm ²)	Pws (kg/cm ²)
1000.0,	715.6,	720.0
2000.0,	711.1,	720.0
3000.0,	706.7,	720.0
4000.0,	702.2,	720.0
5000.0,	697.8,	720.0
6000.0,	693.3,	720.0
7000.0,	688.9,	720.0
8000.0,	684.4,	720.0
9000.0,	680.0,	720.0
10000.0,	675.6,	720.0
15000.0,	653.3,	720.0
20000.0,	631.1,	720.0
25000.0,	608.9,	720.0
30000.0,	586.7,	720.0
35000.0,	564.4,	720.0

ANALISIS NODAL

DENSIDAD DEL ACEITE (API) = 27
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1) = .7
 RELACION AGUA ACEITE (M³/M³) = 0
 FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA (M³/M³) = 1

FLUJO POR TUBERIA DE T. P.

CALCULO DE R S : AJUSTADA
 CALCULO DE B D : AJUSTADA
 TEMPERATURA DE YACIMIENTO (C) : 110
 CORRELACION DE P O E T T M A N N Y C A R P E N T E R
 LA PRESION A CALCULAR ES : Pwf

PROFUNDIDAD (M)	DIAMETRO (pg)		
0 - 3545	2.992		
3545 -- 4579	6.004		
4579 -- 5075	5.826		
QD (Bl/dia)	R (m ³ /m ³)	PRES DATO (kg/cm ²)	PRES. CALC. (kg/cm ²)
500.0,	140.00,	180.00,	588.2957
1000.0,	140.00,	180.00,	588.4355
2000.0,	140.00,	180.00,	586.6141
3000.0,	140.00,	180.00,	624.9900
4000.0,	140.00,	180.00,	619.0973
5000.0,	140.00,	180.00,	611.2435
6000.0,	140.00,	180.00,	643.7233
7000.0,	140.00,	180.00,	631.9651
8000.0,	140.00,	180.00,	660.5455
9000.0,	140.00,	180.00,	687.1777
10000.0,	140.00,	180.00,	669.5730
11000.0,	140.00,	180.00,	692.3093
12000.0,	140.00,	180.00,	713.0973
13000.0,	140.00,	180.00,	731.9368
14000.0,	140.00,	180.00,	748.8275
15000.0,	140.00,	180.00,	806.0587
16000.0,	140.00,	180.00,	819.0493

FLUJO POR TUBERIA DE T. P.

CALCULO DE R S : AJUSTADA
 CALCULO DE B D : AJUSTADA
 TEMPERATURA DE YACIMIENTO (C) : 110
 CORRELACION DE P O E T T M A N N Y C A R P E N T E R
 LA PRESION A CALCULAR ES : Pwf

PROFUNDIDAD (M)	DIAMETRO (pg)		
0 - 3545	3.826		
3545 - 4579	6.004		
4579 - 5075	3.826		
QD	R	PRES DATO	PRES. CALC.
(B1/dia)	(m ³ /m ³)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)
500.0,	140.00,	180.00,	589.6635
1000.0,	140.00,	180.00,	589.8930
2000.0,	140.00,	180.00,	589.4503
3000.0,	140.00,	180.00,	588.2780
4000.0,	140.00,	180.00,	586.4473
5000.0,	140.00,	180.00,	626.2565
6000.0,	140.00,	180.00,	623.1440
7000.0,	140.00,	180.00,	619.3920
8000.0,	140.00,	180.00,	615.0036
9000.0,	140.00,	180.00,	609.9793
10000.0,	140.00,	180.00,	604.3192
11000.0,	140.00,	180.00,	640.3103
12000.0,	140.00,	180.00,	633.3798
13000.0,	140.00,	180.00,	625.8141
14000.0,	140.00,	180.00,	659.8998
15000.0,	140.00,	180.00,	651.0638
16000.0,	140.00,	180.00,	641.5929

DENSIDAD DEL AGENTE (G/CM³) = 1.2
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRP=1) = 1.0
 RELACION AGUA AGENTE (M³/M³) = 0
 FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA (M³/M³) = 1

FLUJO POR TUBERIA DE T. P.

CALCULO PERDAS : AJUSTADA
 CALCULO DE B O : AJUSTADA
 TEMPERATURA DE YACIMIENTO (C) : 110

CORRELACION DE POCKETTMANN Y CARPENTER

LA PRESION A CALCULAR ES : Pwf

PROFUNDIDAD (M)	DIAMETRO (pq)		
0 - 3545	4.95		
3545 - 4579	6.004		
4579 - 5075	5.828		
QD	R	PRES DATO	PRES. CALC.
(B1/dia)	(m ³ /m ³)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)
500.0,	140.00,	180.00,	590.7750
1000.0,	140.00,	180.00,	590.5615
2000.0,	140.00,	180.00,	590.4634
3000.0,	140.00,	180.00,	590.0589
4000.0,	140.00,	180.00,	589.3563
5000.0,	140.00,	180.00,	589.4851
6000.0,	140.00,	180.00,	587.7285
7000.0,	140.00,	180.00,	585.9281
8000.0,	140.00,	180.00,	584.2544
9000.0,	140.00,	180.00,	604.5873
10000.0,	140.00,	180.00,	612.0340
11000.0,	140.00,	180.00,	609.1823
12000.0,	140.00,	180.00,	617.5681
13000.0,	140.00,	180.00,	614.7115
14000.0,	140.00,	180.00,	611.8107
15000.0,	140.00,	180.00,	608.2720
16000.0,	140.00,	180.00,	604.9807

FLUJO POR TUBERIA DE T. P.

CALCULO DE R S : AJUSTADA
 CALCULO DE B O : AJUSTADA
 TEMPERATURA DE YACIMIENTO (C) : 110
 CORRELACION DE P O E T T M A N N Y C A R P E N T E R
 LA PRESION A CALCULAR ES : Pth

PROFUNDIDAD (M)		DIAMETRO (pg)	
0 - 3545		2.992	
3545 - 4579		6.004	
4579 - 5075		3.826	
OO	R	PRES DATO	FRES. CALC.
(Bl/dia)	(m ³ /m ³)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)
500.0,	140.00,	680.00,	168.0470
1000.0,	140.00,	680.00,	168.4806
2000.0,	140.00,	680.00,	167.2101
3000.0,	140.00,	680.00,	164.1019
4000.0,	140.00,	680.00,	159.3082
5000.0,	140.00,	680.00,	174.7031
6000.0,	140.00,	680.00,	165.8019
7000.0,	140.00,	680.00,	158.3438
8000.0,	140.00,	680.00,	149.4965
9000.0,	140.00,	680.00,	160.3458
10000.0,	140.00,	680.00,	148.7344
11000.0,	140.00,	680.00,	149.4650
12000.0,	140.00,	680.00,	139.7361
13000.0,	140.00,	680.00,	122.6767
14000.0,	140.00,	680.00,	115.3497
15000.0,	140.00,	680.00,	114.2823
16000.0,	140.00,	680.00,	88.9694

FLUJO POR TUBERIA DE T. P.

CALCULO DE R S : AJUSTADA

CALCULO DE B O : AJUSTADA

TEMPERATURA DE YACIMIENTO (C) : 110

CORRELACION DE P O E T T M A N N Y C A R P E N T E R

LA PRESION A CALCULAR ES : Pth

PROFUNDIDAD (M)		DIAMETRO (pg)	
0 - 3545		3.826	
3545 - 4579		6.004	
4579 - 5075		3.826	
QO	R	PRES DATO	PRES. CALC.
(Bl/dia)	(m ³ /m ³)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)
500.0,	140.00,	680.00,	168.4298
1000.0,	140.00,	680.00,	168.8886
2000.0,	140.00,	680.00,	168.0039
3000.0,	140.00,	680.00,	165.6623
4000.0,	140.00,	680.00,	162.0051
5000.0,	140.00,	680.00,	178.8992
6000.0,	140.00,	680.00,	175.0400
7000.0,	140.00,	680.00,	170.2539
8000.0,	140.00,	680.00,	164.4695
9000.0,	140.00,	680.00,	157.6045
10000.0,	140.00,	680.00,	164.6780
11000.0,	140.00,	680.00,	154.7323
12000.0,	140.00,	680.00,	143.3398
13000.0,	140.00,	680.00,	130.3873
14000.0,	140.00,	680.00,	136.9799
15000.0,	140.00,	680.00,	120.6044
16000.0,	140.00,	680.00,	102.0876

ANÁLISIS NODAL

DENSIDAD DEL ACEITE (API) = 27
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1) = .7
 RELACION AGUA ACEITE (M³/M³) = 0
 FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA (M³/M³) = 1

FLUJO POR TUBERÍA DE T. P.

CALCULO DE R S : AJUSTADA
 CALCULO DE B O : AJUSTADA
 TEMPERATURA DE YACIMIENTO (C) : 110
 CORRELACION DE P O F T T M A N N Y C A R P E N T E R
 LA PRESION A CALCULAR ES : Pth

PROFUNDIDAD (M)	DIAMETRO (pg)		
0 - 3545	4.95		
3545 - 4579	6.004		
4579 - 5075	3.826		
QD (Bl/dia)	R (m ³ /m ³)	PRES DATO (kg/cm ²)	PRES. CALC. (kg/cm ²)
500.0,	140.00,	680.00,	168.6290
1000.0,	140.00,	680.00,	167.0756
2000.0,	140.00,	680.00,	168.2876
3000.0,	140.00,	680.00,	166.1607
4000.0,	140.00,	680.00,	162.8304
5000.0,	140.00,	680.00,	160.1605
6000.0,	140.00,	680.00,	176.8362
7000.0,	140.00,	680.00,	172.6647
8000.0,	140.00,	680.00,	167.6306
9000.0,	140.00,	680.00,	161.5913
10000.0,	140.00,	680.00,	154.4742
11000.0,	140.00,	680.00,	146.1809
12000.0,	140.00,	680.00,	136.6072
13000.0,	140.00,	680.00,	145.9161
14000.0,	140.00,	680.00,	134.6341
15000.0,	140.00,	680.00,	171.6247
16000.0,	140.00,	680.00,	114.9262

FIGURA 1

PTP = 180 Kg/cm²

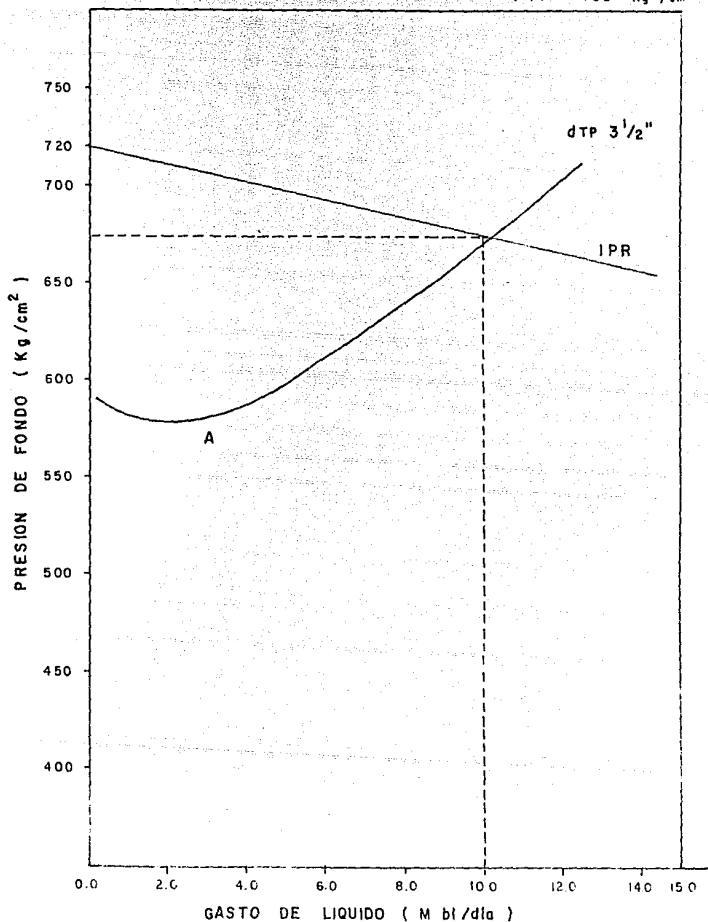


FIGURA 2

PTP 180 Kg/cm²

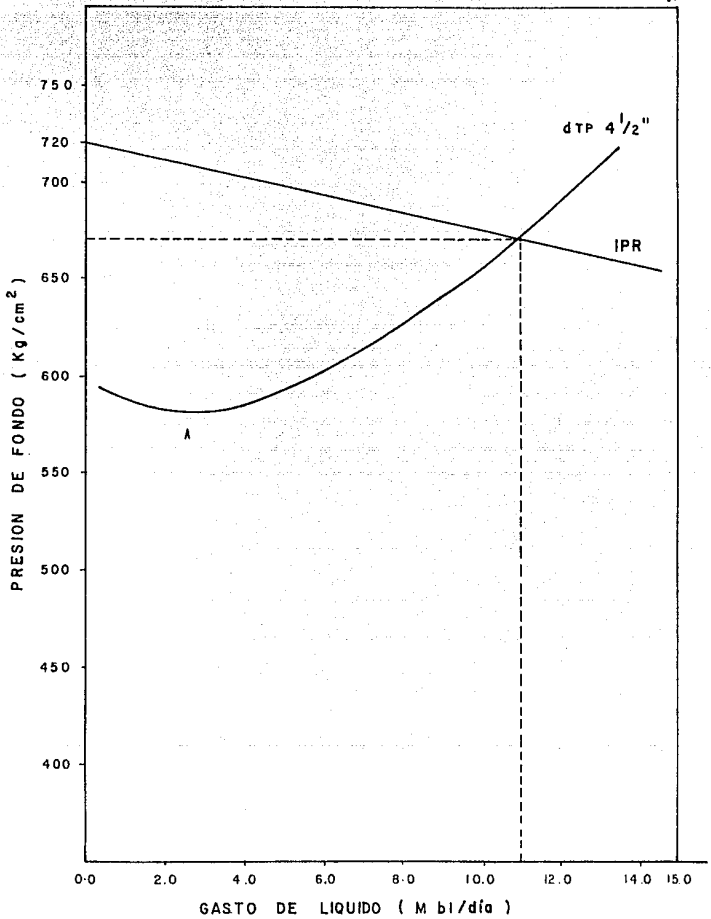


FIGURA 3
PTP = 180 Kg/cm²

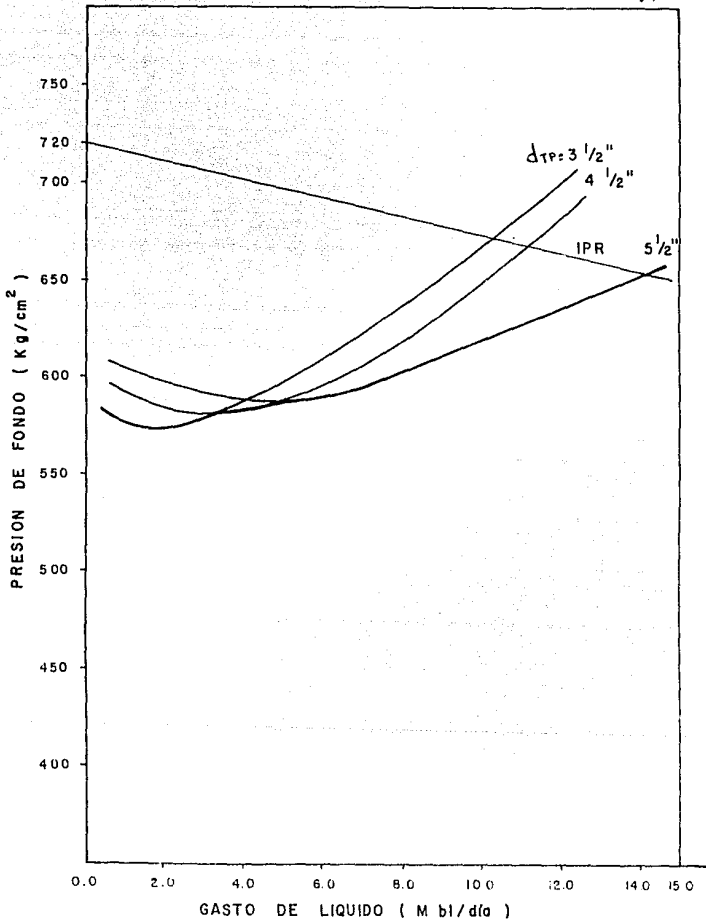


FIGURA 4
 $P_{wf} = 680 \text{ Kg/cm}^2$

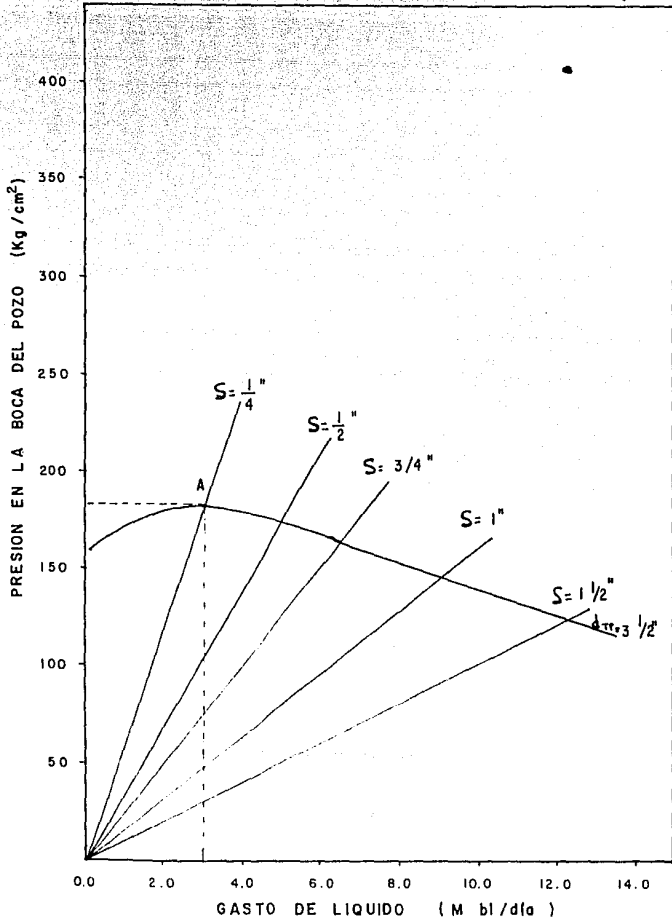


FIGURA 5
 $P_{wf} = 680 \text{ Kg/cm}^2$

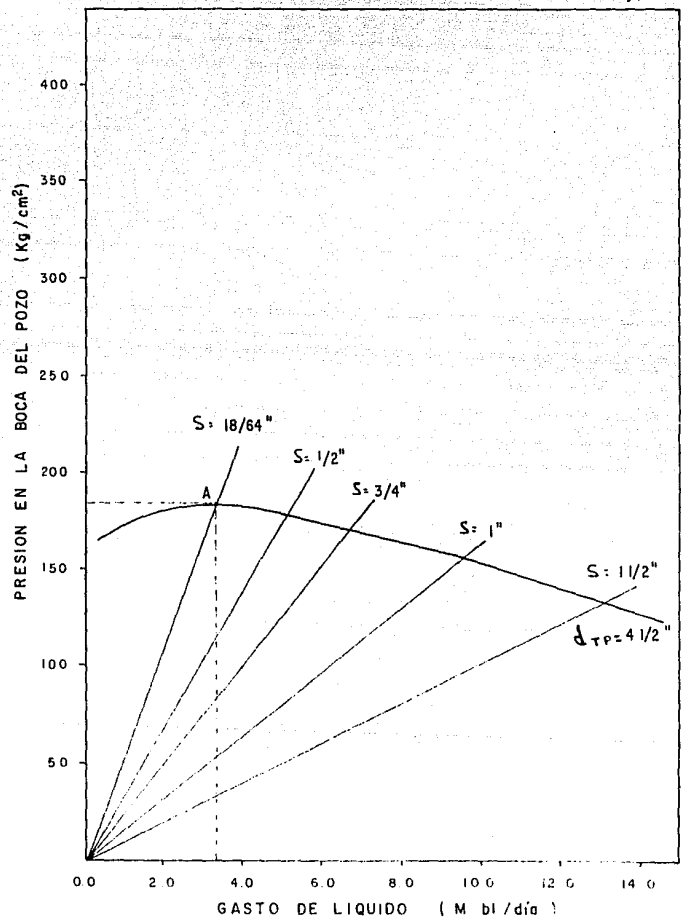
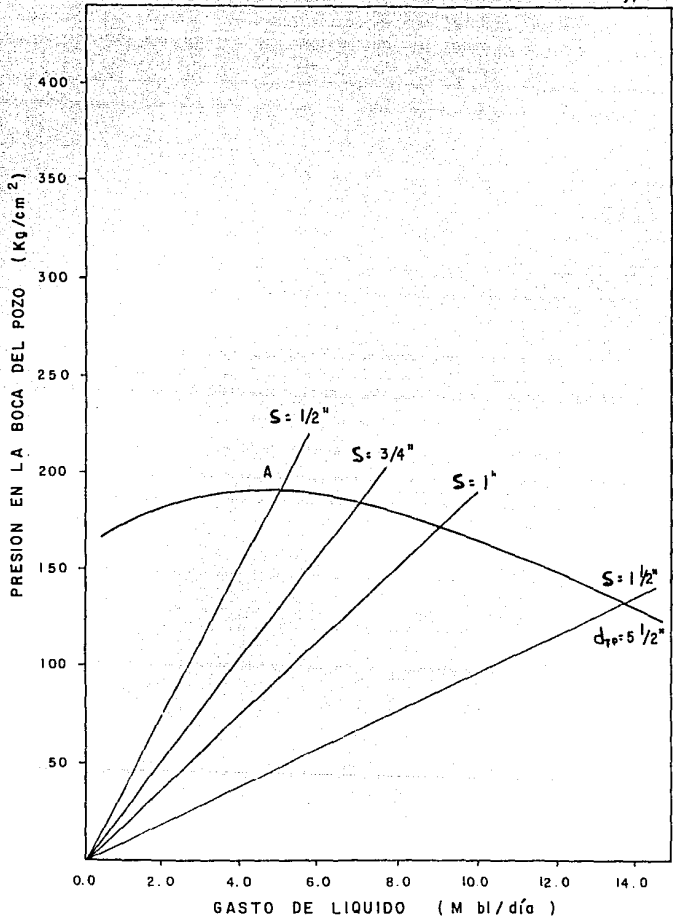


FIGURA 6
Pwf = 680 Kg/cm²



CONCLUSIONES

Como se puede apreciar, un método efectivo de analizar el comportamiento productivo de un pozo, puede efectuarse con el sistema de análisis nodal, el cual proporciona un panorama general de los puntos críticos (nodos) del sistema de flujo, lo que permite realizar un análisis de sensibilidad y así seleccionar el diseño óptimo, que se refleja en la máxima producción con el mínimo costo posible.

Se muestra un procedimiento de analizar un pozo con el auxilio de correlaciones de flujo multifásico (programas de cómputo). Las gráficas deben analizarse para determinar el parámetro dominante del pozo, si los objetivos son aumentar o reducir la producción - entonces los sistemas gráficos nos indican que debe hacerse para realizar dicho objetivo.

Un análisis nodal detallado de un pozo o grupo de pozos pueden mejorar ampliamente la explotación de un yacimiento o campo productor, por que se puede identificar en que punto existen las mayores caídas de presión y las alternativas para disminuir sus efectos.

Es evidente la conveniencia de prever desde el principio las restricciones al flujo y poder diseñar el sistema de producción en forma apropiada. La selección de las modificaciones a un sistema

ma y el orden de su aplicación deber basarse en un análisis económico en el que se comparen los incrementos en la producción al efectuar algún cambio, que sea justificada con la inversión adicional que sea necesario realizar.

Del estudio realizado al pozo UECH - 2I se recomienda utilizar un diámetro de tubería de producción de 3 1/2" y que con esa tubería se manejan gastos de 2000-10500 bl/día, y la vida fluyente de este pozo se puede prolongar en forma sustancial.

El uso de estranguladores deberá ser mayor a 1/2" ya que estranguladores menores a este diámetro provocarán flujo inestable.

NOMENCLATURA

Bo	; Factor de volumen del aceite (bl o @ c.esc/bl o @ c.s)
Bg	; Factor de volumen del gas (pies ³ g @ c.esc/pies ³ g @ c.s)
d	; Diámetro de tubería (pg)
dc	; Diámetro del estrangulador (64 avos. de pg)
f _{tp}	; Factor de fricción (adimensional)
HL	; Colgamiento con resbalamiento (adimensional)
J	; Índice de productividad (bl/día/lb/pg ²)
Ln	; Logaritmo natural
Log	; Logaritmo decimal
Lt	; Longitud de tubería (pies)
M	; Masa asociada a un barril de aceite (lbm/bl o @ c.s)
N _L	; Número de la viscosidad del líquido (adimensional)
N _{gv}	; Número de la velocidad del gas (adimensional)
N _{LV}	; Número de la velocidad del líquido (adimensional)
N _{Re}	; Número de Reynolds (adimensional)
P	; Presión (lb/pg ²)
P _s	; Presión de separación (lb/pg ²)
P _{pc}	; Presión pseudocrítica (lb/pg ²)
P _{pr}	; Presión pseudoreducida (adimensional)
P _{th}	; Presión en la cabeza del pozo (lb/pg ²)
P _{wf}	; Presión de fondo fluyendo (lb/pg ²)
P _{ws}	; Presión de fondo estática (lb/pg ²)
q _o	; Gasto de aceite (bl/día)
q _w	; Gasto de agua (bl/día)

R	; Relación gas - aceite ($\text{pies}^3 \text{ g/bl o}$)
Rs	; Relación de solubilidad ($\text{pies}^3 \text{ g/bl o}$)
S	; Factor de daño (adimensional)
T	; Temperatura ($^{\circ}\text{F}$)
Tpc	; Temperatura pseudocrítica ($^{\circ}\text{F}$)
Tpr	; Temperatura pseudoreducida (adimensional)
Vm	; Velocidad de la mezcla (pies/seg)
V _L	; Velocidad real del líquido (pies/seg)
V _g	; Velocidad real del gas (pies/seg)
V	; Volumen específico (pies^3/lbm)
Vm	; Volumen de la mezcla ($\text{pies}^3 \text{ o a c.s/bl o a c.s}$)
W _g	; Gasto másico del gas (lbm/seg)
W _o	; Gasto másico de aceite (lbm/seg)
Zc	; Factor de compresibilidad calculado (adimensional)
G _p	; Gradiente de presión ($\text{lb/pg}^2/\text{pies}$)
γ_g	; Densidad relativa del gas (aire=1)
γ_w	; Densidad relativa del agua
γ_o	; Densidad del aceite ($^{\circ}\text{API}$)
γ_{gd}	; Densidad relativa del gas disuelto (aire=1)
γ_{g6}	; Densidad relativa del gas libre (aire=1)
γ_{ro}	; Densidad relativa del aceite producido
Ψ	; Relación de gastos masicos (W_g/W_L)
θ	; Angulo de la tubería (grados)
ρ_g	; Densidad del gas (lb/pie^3)
ρ_o	; Densidad del aceite (lb/pie^3)

- ρ_m ; Densidad de la mezcla (lb/pie³)
 ρ_{ns} ; Densidad de la mezcla sin resbalamiento (lb/pie³)
 λ : Colgamiento sin resbalamiento (adimensional)
 μ_o ; Viscosidad del aceite (cp)
 μ_g ; Viscosidad del gas (cp)
 μ_m ; Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento (cp)
c.esc. ; Condiciones de escurrimiento
c.s. ; Condiciones superficiales

REFERENCIAS

- 1.- *Apuntes de Transporte de Hidrocarburos*
Facultad de Ingeniería U.N.A.M
Ing. Francisco Garaicochea P.
- 2.- *Apuntes de Producción de Pozos I*
Facultad de Ingeniería U.N.A.M
M.I. José Angel Gomez Cabrera
- 3.- *Apuntes de Evaluación de la Producción*
Facultad de Ingeniería U.N.A.M
Ing. Antonio Valderrabano H.
- 4.- *Análisis Nodal*
IMP - PEMEX
- 5.- *Revista de Ingeniería Petrolera AIPM*
Vol XXVII No 6, Junio de 1987
Estudio teorico de procemiento para
prolongar la vida fluyente de los-
pozos.
Ing Francisco Garaicochea P.
- 6.- *Tesis Profesional de Licenciatura*
Facultad de Ingeniería U.N.A.M
Fernando Flores Avila