



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**SIMULADOR DEL FLUJO EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE  
HIDROCARBUROS EN CAMPOS PETROLEROS**

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA**

PRESENTA:

**CHÁVEZ TORREZ, JOSÉ LUIS**

ASESOR: SÁNCHEZ ARREDONDO, FRANCISCO

MÉXICO, DISTRITO FEDERAL

1991



## **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.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

MI MAS SINCERO AGRADECIMIENTO :

A LAS AUTORIDADES DE PETROLEOS MEXICANOS,

AL M. I. FRANCISCO SANCHEZ ARREDONDO,

A MI ESPOSA,

A MI FAMILIA,

AL PROFESORADO DE LA DEPFI,

A MIS COMPAÑEROS,

POR EL APOYO, CONFIANZA Y PACIENCIA QUE ME BRINDARON, SIN LO CUAL ESTE TRABAJO NO HABRIA SIDO POSIBLE.

TEJIS CON  
FALLA DE CREER

"SIMULADOR DEL FLUJO EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS EN  
CAMPOS PETROLEROS "

-RESUMEN.

-INTRODUCCION.

-NOMENCLATURA.

1. - GENERALIDADES.

2. - ANALISIS NODAL EN SISTEMAS DE PRODUCCION.

3. - MODELO PROPUESTO.

4. - APLICACION A UN CASO REAL.

5. - RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

-REFERENCIAS.

## SIMULADOR DEL FLUJO EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS PETROLEROS.

### RESUMEN

En su forma clásica, el análisis nodal hace una consideración del sistema de flujo desde la formación hasta la instalación de separación, tomando en cuenta la interdependencia de cada uno de los componentes( T.P. , estrangulador , L.D. , presión de separación ) , para cuantificar la capacidad total del sistema en base a la capacidad individual de cada uno de los componentes. El presente trabajo propone la representación, mediante un modelo numérico en un programa de cómputo, del flujo de fluidos en un sistema de recolección de hidrocarburos en un campo petrolero, utilizando conjuntamente las correlaciones de flujo multifásico mas conocidas en el medio y la teoría de análisis nodal.

Se parte de un sistema de recolección existente, cuyas características principales (presiones, temperaturas, gastos) se tienen correctamente evaluadas y a partir de estas condiciones iniciales, se pueden simular la mayoría de los cambios que se efectúan en el sistema (modificaciones de : diámetros de T.P.'s , diámetros de L.D.'s , diámetros de estranguladores, porcentajes de agua , relaciones gas/líquido , presión de fondo estática) tanto en forma general como para algún o algunos pozos en particular , permitiendo cuantificar los resultados de los cambios deseados antes de llevarlos a cabo en forma física .

La simulación realiza el análisis del sistema en forma integral, de forma tal que se toma en cuenta la interdependencia de presiones y gastos, tanto entre los diferentes pozos del sistema como entre los diferentes componentes del sistema individual de cada pozo , centrandó el análisis nodal en el estrangulador de cada pozo .

Debido a la naturaleza iterativa de las correlaciones de flujo multifásico no se hace posible una solución analítica y por tanto se recurre a una técnica de aproximaciones sucesivas que , en el presente trabajo , proporciona buenos resultados .

## INTRODUCCION

Para satisfacer los requerimientos energéticos del país, será necesaria la inversión de gran cantidad de recursos financieros en sistemas e instalaciones de producción de hidrocarburos .

Con objeto de minimizar las inversiones ( aspecto económico ), al mismo tiempo que se busca el nivel óptimo de recuperación de hidrocarburos (aspecto técnico ) se debe hacer uso de los mejores recursos que la tecnología actual nos pone a disposición .

Uno de estos recursos son los sistemas de cómputo actuales, los cuales en combinación con las correlaciones de flujo de fluidos en diferentes medios (tuberías, restricciones, medios porosos) que se han desarrollado durante la historia de la ingeniería petrolera hasta esta época nos pueden facilitar la representación de los sistemas físicos mediante modelos numéricos a un costo muy bajo , permitiendo de esta manera cuantificar el comportamiento de diversas alternativas , evaluar las ventajas y desventajas de diferentes combinaciones de equipo e instalaciones en relación al costo de su implementación y tener información de los resultados de modificaciones por realizar en instalaciones existentes, con objeto de respaldar la toma de decisiones en base a las posibilidades del sistema ,dentro de los límites físicos que sea necesario respetar .

En la industria petrolera, en lo particular en la rama de producción, desde hace muchos años se han desarrollado correlaciones que, con un mayor o menor grado de empirismo , tratan de representar numéricamente el comportamiento del flujo de fluidos en los diferentes medios donde circulan los hidrocarburos, para de esta manera poder predecir el comportamiento de un sistema de flujo en las diferentes condiciones que se pueden presentar en el ambiente físico .

En los inicios de tales actividades, se centraba la atención en cada uno de los componentes de un sistema físico en forma individual, de manera que se hacía un análisis por separado de las propiedades o del comportamiento de cada componente .

De esta manera , se desarrollaron diversas correlaciones para el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo ( Vogel , Standing , Harrison etc. ) , para el flujo en tuberías horizontales (Eaton , Dukler, Beggs-Brill etc.) , para el flujo en tuberías verticales y/o inclinadas (Orkiszewsky, Beggs-Brill , Aziz etc.) , para el flujo a través de restricciones (Gilbert , Ashford etc.) .

Se tenía el inconveniente en muchos de los casos (correlaciones de flujo multifásico en tuberías), de que era necesario realizar una enorme cantidad de cálculos para obtener los resultados y esto las hacía imprácticas para el ambiente de trabajo diario de una industria en la que a menudo es necesario tomar decisiones con un mínimo de tiempo para analizar diversas opciones , como es la industria petrolera .

Además del problema planteado en el párrafo anterior, sólo en los últimos tiempos y como resultado del desarrollo de la tecnología moderna de computación , se empezó a hacer un análisis de los sistemas de producción de hidrocarburos en forma integral .

Como se había mencionado anteriormente , en los primeros tiempos de las correlaciones de flujo se cuantificaban las capacidades por separado para la formación, para la tubería de producción , para el estrangulador y para la línea de descarga, dando como resultado que el sistema físico en la mayoría de los casos tenía una capacidad diferente de la capacidad que se había calculado para cada uno de los componentes, capacidades individuales que además eran diferentes entre sí .

Con la aparición de sistemas de cómputo de gran capacidad, tanto en velocidad como en cantidad de datos a manejar ,se hizo práctico el empleo de las correlaciones mas laboriosas y se vió la posibilidad de hacer el análisis de los sistemas de flujo en forma integral, conjuntando las diferentes correlaciones que existían para las partes que componían un sistema completo de un pozo , desde la formación hasta la batería de separación .



Diferentes investigadores en la rama de Producción de la Ingeniería Petrolera han publicado trabajos en relación a este tema ,que se empezó a conocer como análisis nodal y en el cual se cuantifica la capacidad productiva de un pozo mediante un análisis integral del sistema de producción , centrandó dicho análisis en el componente que se desee o en el que se tenga interés por modificar .

Debido a que en la mayoría de los diversos campos de la Zona Sureste de Petróleos Mexicanos los sistemas de recolección de hidrocarburos no están conformados con líneas individuales de descarga desde el pozo hasta la batería de separación , se mantiene una interrelación entre los varios pozos que concurren a un cabezal colector para despues de este cabezal unir sus flujos en una sola línea general hacia la batería de separación.

En el presente trabajo, mediante aplicaciones sucesivas del análisis nodal a cada pozo de un sistema de recolección y efectuando aproximaciones sucesivas , se realiza el equivalente a un análisis nodal de todo un sistema de recolección de varios pozos , permitiendo de esta manera cuantificar el efecto de las modificaciones de cualesquier componente en la totalidad del sistema y de la misma manera la capacidad total del sistema .

## NOMENCLATURA

API	Densidad del aceite, grados A.P.I.
Bg	Factor de volumen del gas, $\text{pie}^3/\text{pie}^3$ .
Bo	Factor de volumen del aceite, $\text{pie}^3/\text{pie}^3$ .
B.N.	Bombeo neumático.
D.I.	Diámetro interior, pulgadas.
D.N.	Diámetro nominal, pulgadas.
E.F.	Eficiencia de flujo, fracción.
F.M.H.	Flujo multifásico horizontal.
F.M.V.	Flujo multifásico vertical.
h	Espesor de la formación, pie.
I.P.R.	Relación de comportamiento de afluencia.
Jo	Parámetro en la ec. de Fetkovich.
Joi	Parámetro en la ec. de Fetkovich, a condiciones iniciales.
k	Permeabilidad absoluta, md.
m	Masa de líquido por unidad de masa de mezcla.
Mo	Peso molecular del aceite.
P	Presión, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>1</sub>	Presión corriente arriba, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>2</sub>	Presión corriente abajo, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>e</sub>	Presión después del estrangulador, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>b</sub>	Presión de burbujeo, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>f</sub>	Factor de presión en la correlación de Dranchuk.
P <sub>pc</sub>	Presión pseudocrítica, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>pr</sub>	Presión pseudoreducida, fracción.
P <sub>s</sub>	Presión de separación, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>wh</sub>	Presión en cabeza del pozo, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
P <sub>wf</sub>	Presión de fondo fluyendo, $\text{lb}/\text{pg}^2$ .

Pwf'	Presión de fondo fluyendo sin daño. lb/pg <sup>2</sup>
Pwfi	Presión de fondo fluyendo inicial, lb/pg <sup>2</sup> .
Pws	Presión de fondo estática, lb/pg <sup>2</sup> .
Pwsi	Presión de fondo estática inicial, lb/pg <sup>2</sup> .
q	Gasto, bl/d.
qb	Gasto correspondiente a la Pb, bl/d.
ql	Gasto de líquido, bl/d.
qoi	Gasto inicial, bl/d.
qomax	Gasto máximo del pozo, bl/d.
r	Relación gas libre aceite a condiciones de flujo.
r <sub>e</sub>	Radio de drenaje, pie.
r <sub>w</sub>	Radio del pozo, pie.
RGA	Relación gas aceite, pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> .
RGL	Relación gas líquido, pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> .
Rs	Relación gas disuelto aceite, pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> .
S	Factor de daño, adimensional.
T	Temperatura, grados F.
Ts	Temperatura de separación, grados F.
IPC	Temperatura pseudocrítica, grados R.
IPR	Temperatura pseudoreducida, fracción.
T.P.	Tubería de producción.
V <sub>1</sub>	Volumen específico de líquido, pie <sup>3</sup> /lb.
WOR	Relación agua aceite, pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> .
Z	Factor de compresibilidad del gas.
α	Factor de conversión de unidades.
γ <sub>o</sub>	Densidad relativa del aceite (agua=1).
γ <sub>g</sub>	Densidad relativa del gas (aire=1).
γ <sub>g</sub>	Densidad relativa del gas disuelto.

$\gamma_g$  Densidad relativa del gas a la presión de separación.  
 $\gamma_{g-100}$  Densidad relativa del gas, normalizada a 100 lb/pg<sup>2</sup>.  
 $\gamma_{gl}$  Densidad relativa del gas libre.  
 $\gamma_{gp}$  Densidad relativa del gas producido.  
 $\mu$  Viscosidad, cp.  
 $\mu_o$  Viscosidad del aceite, cp.  
 $\mu_{om}$  Viscosidad del aceite muerto, cp.  
 $\mu_g$  Viscosidad del gas, cp.  
 $\phi$  Diámetro, pulgadas.  
 $\rho_o$  Densidad del aceite, lb/pie<sup>3</sup>.  
 $\rho_{pr}$  Densidad del aceite a condiciones pseudoreducidas.  
 $\rho_g$  Densidad del gas.

## CAPITULO 1

### GENERALIDADES

## GENERALIDADES

Con objeto de representar el comportamiento del flujo de fluidos en un sistema de producción , se debe utilizar la información básica mas confiable que se pueda tener al alcance.

La información básica que se requiere , incluye lo siguiente : la curva de comportamiento de flujo al pozo , las propiedades de los fluidos producidos , el comportamiento del flujo a través de estranguladores y el comportamiento del flujo a través de tuberías , tanto verticales como superficiales .

La obtención de la información básica en forma de datos medidos en campo y/o en laboratorio , aunque es lo mas deseable , muy rara vez es posible , debido a muchas y muy diferentes causas , pero que a fin de cuentas se pueden encerrar en una sola, que es el costo .

Para obtener una curva de comportamiento de flujo al pozo , se requiere efectuar una prueba de producción , midiendo la presión de fondo fluyendo para diferentes valores de gastos de producción del pozo. Lo anterior puede parecer muy sencillo , pero en la práctica conlleva considerables gastos que se pueden considerar irregulares , los que repetidos en cada pozo y periódicamente llegarían a significar una cantidad muy importante en el renglón de gastos de cualquier empresa dedicada a la explotación de los hidrocarburos .

Una situación similar se presenta para la evaluación de todos y cada uno de los demás elementos de información básica , por lo que en la mayoría de los casos en la práctica se hace uso de correlaciones que con un mayor o menor grado de confiabilidad representan los comportamientos y propiedades de los fluidos en las diferentes etapas de los sistemas de producción .

Del planteamiento anterior, se desprende que en ningún caso se debe desdeñar la información medida , real , pero que en ausencia de esta hay que utilizar las correlaciones que , entre las existentes , se apeguen mejor a los tipos de fluidos y sistemas que se estén analizando .

En este capítulo y solo a manera de referencia , se hace una breve exposición de las correlaciones que se consideraron durante el desarrollo del simulador presentado , así como de las causas por las que se seleccionaron para su aplicación .

### CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO AL POZO

Esta curva determina la capacidad del yacimiento para aportar fluidos y está en función de las características de la formación y de los fluidos producidos, así como de las alteraciones al flujo en las vecindades del agujero.

Desde que se definió su concepto y se evaluó su importancia, diversos autores han presentado métodos para evaluarla a partir de correlaciones.

#### -METODO DE VOGEL<sup>1</sup>

En base al análisis de las curvas de comportamiento de flujo obtenidas por medición directa en pozos fluyendo con una presión menor que la presión de saturación, en yacimientos de empuje por gas disuelto, Vogel observó que dichas curvas, con algunas excepciones, tenían una forma similar al graficarse como curvas adimensionales, por lo que propuso una curva de referencia ( Fig 1.1 ), la cual se puede expresar en forma analítica como :

$$(q_0/q_{0_{\max}}) = 1 - 0.2 ( P_{wf} / P_{ws} ) - 0.8 ( P_{wf} / P_{ws} )^2$$

que también se emplea en la siguiente forma :

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} ( - 1 + ( 81 - 80 ( q_0 / q_{0_{\max}} ) )^{0.5} )$$

en estas ecuaciones, las variables son :

$q_0$  : Gasto de aceite a  $P_{wf}$

$P_{wf}$  : Presión de fondo fluyendo

$P_{ws}$  : Presión de fondo estática

$q_{0_{\max}}$  : Gasto máximo de aceite ( con caída de presión de 100 % )

Finalmente, hay que hacer notar que las desviaciones más importantes se observan cuando se producen aceites muy viscosos, cuando la producción se tiene a una  $P_{wf} > P_b$  y cuando se tiene la presencia de daño a la formación.



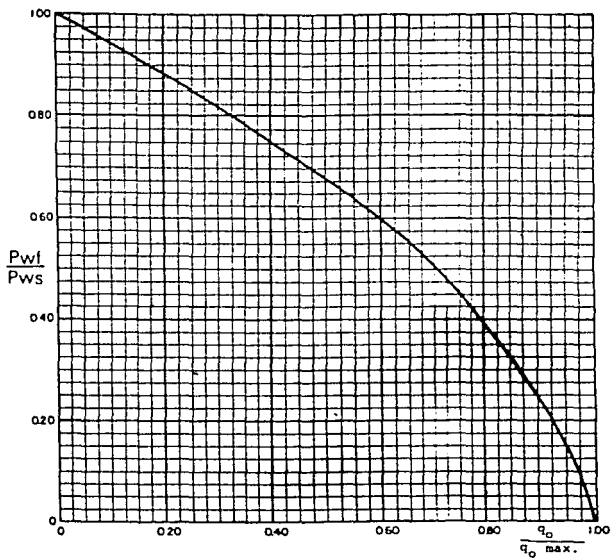


FIG. 1.1 Curva de referencia de Vogel .

## -METODO DE STANDING<sup>2</sup>

Como resultado del análisis del trabajo desarrollado por Vogel , se observó que las mayores desviaciones de comportamiento respecto a la curva de referencia se tenían en el caso de daño a la formación .

En 1970 , Standing presentó un trabajo en el cual se obtiene , a partir de la gráfica original de comportamiento de flujo de Vogel , una serie de curvas de referencia para valores de eficiencia de flujo que van desde 0.5 hasta 1.5 ( Fig 1.2 ) .

Debido a la presencia de una zona de daño en la vecindad del agujero , se observa una caída de presión adicional a la que se tendría sin la presencia del daño .

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

$\Delta P_s$  : caída de presión debida al daño .

$P_{wf}'$  : presión de fondo fluyendo , sin daño .

$P_{wf}$  : presión de fondo fluyendo , real .

Standing propone el manejo de la eficiencia de flujo como una relación de caídas de presión :

$$E.F. = \frac{\Delta P_{IDEAL}}{\Delta P_{REAL}}$$

$$\text{o bien , } E.F. = ( P_{ws} - P_{wf}' ) / ( P_{ws} - P_{wf} )$$

$$\text{y como } P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s$$

$$\text{entonces , } E.F. = ( P_{ws} - P_{wf} + \Delta P_s ) / ( P_{ws} - P_{wf} )$$

en donde la  $\Delta P_s$  se puede calcular como  $\Delta P_s = ( \alpha q B_o \mu S ) / ( k h )$

siendo  $\alpha$  : constante de conversión de unidades .

$q$  : gasto medido .

$B_o$  : factor de volumen del aceite .

$\mu$  : viscosidad del aceite .

$S$  : factor de daño .

$k$  : permeabilidad de la formación .

$h$  : espesor de la formación .

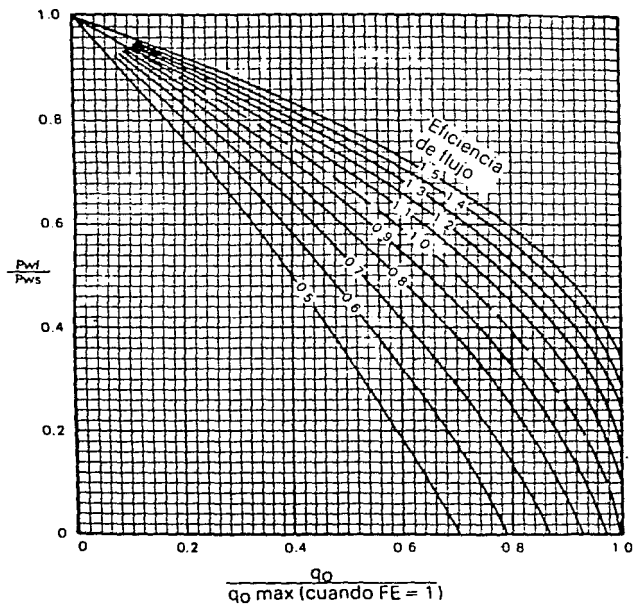


FIG. 1.2 Curvas propuestas por Standing.

También se puede calcular la eficiencia de flujo como

$$E.F. = [ \ln ( 0.47 r_e / r_w ) ] / [ \ln ( 0.47 r_e / r_w ) + S ]$$

en caso de que se suponga flujo radial con el pozo en el centro de una área de drenaje circular .

En cualquier caso , se requiere obtener para su aplicación , el valor del factor de daño , S , mediante el análisis de una prueba de presión .

Se observa además , que al utilizar el método de Standing con valores de Pwf bajos y valores altos de E.F. , se presentan problemas de consistencia , que otros autores posteriormente<sup>3,4</sup> han tratado de subsanar .

#### -EXTENSIONES AL TRABAJO DE STANDING .

Harrison<sup>3</sup>.

Para obtener la curva de comportamiento de flujo con el método de Standing , sin recurrir a la gráfica , se emplea la siguiente forma de la ecuación de E.F. :

$$Pwf' = Pws - ( Pws - Pwf ) E.F. \quad \text{y posteriormente ,}$$

$$( q_0 / q_{0_{\max} \text{ EF}=1} ) = 1 - 0.2 ( Pwf' / Pws ) - 0.8 ( Pwf' / Pws )^2$$

pero al tener un valor bajo de Pwf , con un valor alto de E.F. , se obtiene una Pwf' negativa y se llega a un comportamiento incorrecto .

Harrison propuso que para evitar este problema se utilice una ecuación que admita valores positivos y negativos de Pwf' :

$$( q_0 / q_{0_{\max} \text{ EF}=1} ) = 1.2 - 0.2 \exp ( 1.792 Pwf' / Pws )$$

y a partir de esta ecuación , Harrison presentó unas curvas adimensionales para un rango de eficiencias de flujo desde 1.0 hasta 2.5 ( Fig 1.3 ) .

Se debe hacer notar que se ha observado que el método de Harrison proporciona gastos menores que los obtenidos con la ecuación de Vogel.

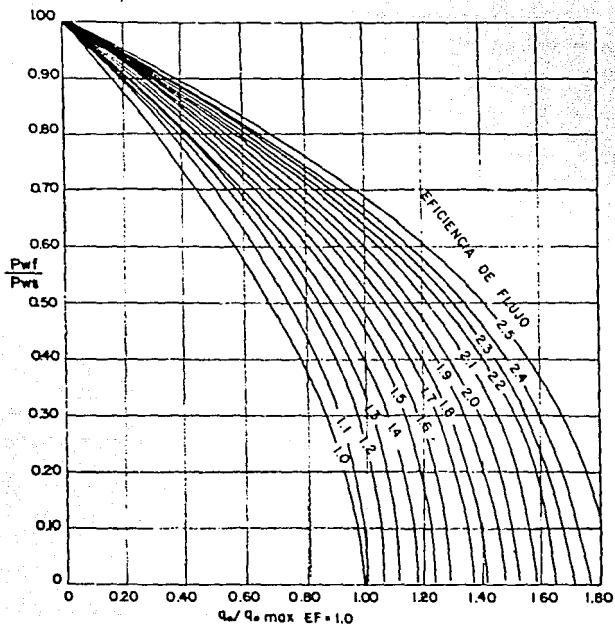


FIG. 1.3 Curvas propuestas por Harrison .

-Fetkovich<sup>4</sup> .

Fetkovich propone para los valores negativos de  $Pwf'$  , el empleo de la ecuación siguiente :

$$q_0 = J_o' ( Pws^2 - Pwf'^2 )^n$$

para la cual los valores de  $J_o'$  y  $n$  se obtienen al presentar en una grafica logarítmica los valores de  $q_0$  contra  $( Pws^2 - Pwf'^2 )$  obtenidos con la ecuación de Vogel hasta antes de  $Pwf'$  negativa .

En la gráfica obtenida ,  $J_o'$  es la intersección sobre el eje de  $q_0$  y el valor de  $n$  es la inversa de la pendiente .

Con  $n$  y  $J_o'$  , se calculan los valores para  $Pwf'$  negativa , de modo que se complementa la curva de comportamiento de flujo .

## COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN ESTRANGULADORES

Existe una gran cantidad de correlaciones empíricas para determinar el gasto que pasa a través de un orificio , la mayoría de ellas basadas en el concepto de flujo sónico y de aplicación limitada por los rangos y condiciones para las que fueron desarrolladas .

En esta parte sólo se presentan las correlaciones que por su mayor rango de aplicabilidad se consideran más importantes y las cuales se probaron para su posible uso en el simulador objeto de esta tesis .

-GILBERT<sup>5</sup> , BAXENDELL<sup>6</sup> , ROS<sup>7</sup> , ACHONG<sup>8</sup> .

Aquí se agrupan las correlaciones de estos autores , debido a que las ecuaciones que presentan tienen una forma general similar , en donde sólo varían los valores de tres constantes .

La forma general es :

$$P_1 = ( A q_L RGL^B ) / \phi^C \quad \text{en donde ,}$$

$P_1$  : Presión corriente arriba del estrangulador .

RGL : Relación gas líquido .

$\phi$  : Diámetro de estrangulador .

$q_L$  : Gasto de líquido .

A , B y C son las constantes que dependen de la correlación y son respectivamente :

CORRELACION	A	B	C
Gilbert	10.0	0.546	1.890
Baxendell	9.56	0.546	1.930
Ros	17.4	0.5	2.0
Achong	3.82	0.65	1.88

Gilbert fue prácticamente el primero que presentó este tipo de correlación y la desarrolló a partir de datos de producción del campo Ten Section .

-POETTMAN Y BECK<sup>9</sup> .

Estos autores presentaron un modelo basado en un desarrollo similar al presentado por Ros , comprobando luego la precisión de sus resultados al compararlos con datos medidos.

Establecen una relación de presiones de 0.55 como límite del flujo sónico y su ecuación es la siguiente :

$$q_o = \left[ \frac{1.549 \phi^2}{9273.6 P_1} \right] / \left[ \frac{73.856 \rho_o + \gamma_g RGA}{V_1 (1 + 0.5 m)} \right]^{0.5} \\ \left[ \frac{0.4513 (r + 0.766)^{0.5}}{r + 0.5663} \right]$$

$$r = \left[ \frac{0.00504 T_1 Z_1 (RGA - Rs_1)}{P_1 Bo_1} \right]$$

$$m = 1 / \left[ 1 + r \left( \frac{\rho_g}{\rho_o} \right) \right]$$

$$V_1 = m / \rho_o$$

m : masa de líquido por unidad de masa de mezcla .

r : relación gas libre-aceite a condiciones de flujo .

V<sub>1</sub> : volumen específico de líquido .

El subíndice 1 se refiere a condiciones corriente arriba del estrangulador .

-ASHFORD<sup>10</sup> .

Estableciendo una relación de presiones de 0.544 para flujo sónico y un valor constante para la relación de calores específicos de 1.04 , así como una serie de suposiciones para un desarrollo en base a un balance de energía , Ashford presentó la siguiente correlación :

$$A = \gamma_o + 0.000217 \gamma_g Rs + WOR \gamma_w$$

$$B = Z_1 ( T + 459.67 ) ( RGA - Rs )$$



$$q_o = \frac{1.53 \phi^2 P_1^2 [ ( B + 151 P_1 ) A ]^{0.5}}{( B + 111 P_1 ) A} ( B_o + WOR )^{0.5}$$

La correlación se evaluó al comparar los resultados con datos medidos en pozos con diámetros de estrangulador de 16/64'' a 40/64'' .

-ASHFORD-PIERCE<sup>11</sup> .

Extendiendo el trabajo de Ros sobre el tema , estos autores presentaron una correlación aplicable a la región de flujo subcrítico, la cual evaluaron con pruebas de campo diseñadas con este fin .

De lo anterior , observaron ciertas desviaciones que podían ser corregidas mediante el empleo de coeficientes de descarga de valores específicos para cada diámetro de estrangulador empleado , valores que se presentan a continuación :

$\phi$ (1/64'' )	Coefficiente de descarga
14	1.1510
16	1.0564
20	0.9760

La correlación propuesta es la siguiente :

$$X = P_2 / P_1$$

$$A = 0.00504 [ k / ( k - 1 ) ] ( T_1 + 459.67 ) Z_1 ( RGA - Rs ) ( 1 - X^{(k-1)/k} ) + P_1 ( 1 - X )$$

$$B = 62.4 \gamma_o + 0.01353 \gamma_g RGA + 67 WOR$$

$$C = 62.4 \gamma_o + 0.01353 \gamma_g Rs + 67 WOR$$

$$D = 1 + 0.00504 ( T_1 + 459.67 ) ( Z_1 / P_1 ) ( RGA - Rs ) X^{-1/k}$$

$$\alpha = ( B_o + WOR )^{-0.5}$$

$$\beta = [ A / ( B^2 / C ) ]^{0.5} / D$$

$$q_o = 1.970576 C \phi^2 \alpha \beta$$

## COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES

Como se mencionó al principio , se hicieron pruebas con las correlaciones de uso más generalizado en la industria , ya que se busca en todo momento mantener una gran facilidad de uso de este simulador como herramienta de empleo práctico en la industria .

No se pretende presentar a detalle ninguno de los métodos revisados , sino solamente hacer un comentario de las características generales de cada uno de ellos .

-POETTMANN-CARPENTER<sup>12</sup> .

Presentaron su trabajo en 1952 y se puede considerar el inicio del progreso en este campo . Se trata de un desarrollo semiempírico a partir de la ecuación general de energía y datos de pozos , tanto fluyentes como de bombeo neumático .

No se intentó evaluar el colgamiento del líquido y las pérdidas de energía se agruparon en general en un solo factor del tipo del de Fanning .

Aunque en lo general los resultados que proporciona esta correlación no son tan buenos como los de algunos trabajos posteriores , en la práctica se ha observado que hay casos particulares en los cuales da muy buenos resultados , mejores que los otros métodos .

Debido a lo anterior y a su amplia disponibilidad en programas de cómputo , se incluyó entre los métodos revisados para su posible inclusión en el simulador .

-FANCHER-BROWN<sup>13</sup> .

A partir de mediciones en un pozo de pruebas con tubería de producción de diámetro de  $2 \frac{3}{8}$  " ( 1.995' D.I. ) , se intentó correlacionar los resultados usando los mismos parámetros que Poettmann y Carpenter, pero se observó que hacía falta considerar otro parámetro de correlación .

Finalmente , se incluyó la relación gas líquido como un parámetro de correlación y en base a esto presentaron su método que , así , se puede considerar una extensión del trabajo original de Poettmann y Carpenter .

Debido al buen comportamiento que tiene esta correlación en tuberías de producción de 2 3/8'' , es necesario considerarla siempre que se desee trabajar en esta área con tubería del diámetro mencionado , aunque su empleo en otros diámetros no sea muy recomendable .

#### -HAGEDORN-BROWN<sup>14</sup> .

Estos autores buscaron inicialmente representar en una correlación del tipo de la de Poettmann y Carpenter , el efecto de la viscosidad del aceite , a partir de mediciones en tubería de 1 1/4'' .

Posteriormente , utilizando información de diferentes diámetros de tubería , presentaron una correlación generalizada con la cual pretenden incluir cualquier valor práctico de gasto , un amplio rango de relaciones gas-líquido , todos los diámetros de uso común en la industria y el efecto de las propiedades de los fluidos .

Esta correlación incluye el cálculo del colgamiento del líquido , aunque inicialmente no consideró el concepto de regiones de flujo ( bache , niebla , etc.) que otros autores han utilizado con buenos resultados .

Con objeto de corregir algunas fallas que se le encontraron , en la versión final de esta correlación se incluyeron modificaciones sugeridas por Brill<sup>15</sup> y por el mismo Hagedorn . Estas modificaciones són

- 1) Calcular la densidad de la mezcla con y sin colgamiento y utilizar el valor que resulte mayor .
- 2) Determinar si el flujo está en régimen de burbuja y en caso afirmativo utilizar la correlación de Griffith<sup>16</sup> .

**-DUNS-ROS<sup>17</sup> .**

Esta correlación está basada en un trabajo de laboratorio con modificaciones y ajustes usando datos de campo .

Se hace uso de un mapa de regiones de flujo definido por las propiedades de los fluidos , diámetro de tubería y gastos de gas y líquido ( Fig. 1.4 ) .

Se calcula un gradiente de presión total como suma de tres componentes ; gradiente estático , gradiente de fricción y gradiente de aceleración .

Se definieron tres tipos de patrones de flujo y para cada uno de estos patrones se tienen correlaciones para el cálculo de resbalamiento y fricción .

En general es una de las mejores correlaciones para cálculo en todos los rangos de gastos y en la mayoría de los casos proporciona valores con buen rango de aproximación .

**-ORKISZEWSKI<sup>18</sup> .**

A partir de un estudio de los métodos desarrollados hasta entonces , Orkiszewski presentó un método basado en la mejor combinación que encontró para cubrir todos los rangos de gastos y propiedades de fluidos presentes en un banco de datos compuesto por información medida en campo .

Del analisis mencionado se desprendió un método basado en las correlaciones de Griffith-Wallis<sup>19</sup> y de Duns-Ros<sup>17</sup> , haciendo algunas extensiones en lo personal para cubrir mejor todos los rangos observados en los datos medidos .

Finalmente , la correlación presentada utiliza los conceptos de mapa de regiones de flujo y cálculo de pérdidas de presión - que en general incluyen fricción y colgamiento - dependientes de la región o patrón de flujo .

En la práctica , esta quizá es la correlación de mayor empleo y difusión .

NUMERO DE  
VEL DEL  
FLUIDO }  $N$   
 $10^4$

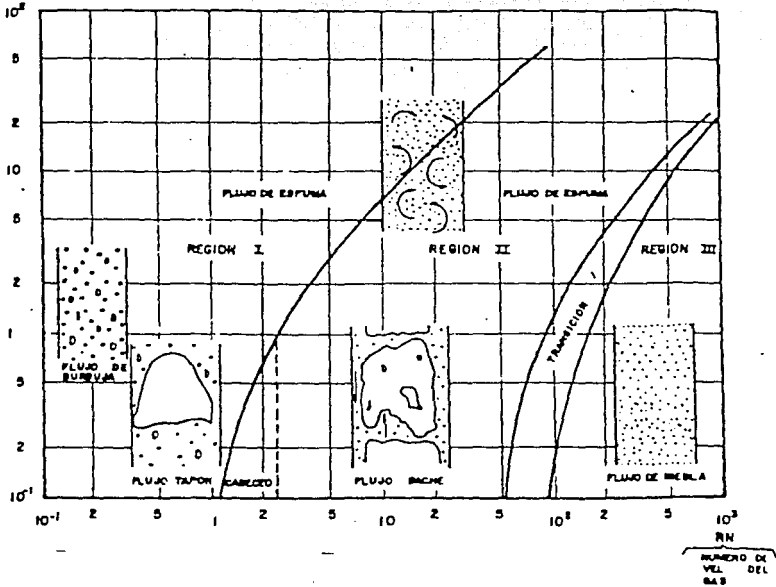


FIG. 1.4 Patrones de flujo propuestos por Duns-Ros

-BEGGS-BRILL<sup>20</sup> .

Este es un método desarrollado a partir de mediciones en laboratorio , más sin embargo es de los más completos , ya que se puede utilizar con buen grado de confiabilidad en tuberías a cualquier ángulo de inclinación , no solo vertical , además de tener buen comportamiento en la mayoría de condiciones prácticas de gastos y propiedades de fluidos .

Se utiliza el concepto de patrones de flujo y el cálculo del colgamiento de líquido dependiente del patrón de flujo existente .

Para tubería inclinada , el colgamiento del líquido se calcula como una corrección del que se presentaría en tubería horizontal .

Como se menciona , se ha observado que proporciona buenos resultados a pesar de que las condiciones en que se desarrolló en laboratorio -tubería de 90 pies de longitud y como fluidos aire y agua - son completamente diferentes de las condiciones prácticas en la industria petrolera y además es muy conveniente por su versatilidad para el manejo de tuberías inclinadas y aún para cálculos de flujo multifásico en tuberías horizontales .

## COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS HORIZONTALES

Existe una gran cantidad de trabajos sobre el tema , pero en el desarrollo de esta tesis se limitó la revisión de correlaciones a solo cuatro de ellas , al observar que los resultados que proporcionaban eran bastante aproximados a los datos medidos .

### -LOCKHART-MARTINELLI<sup>21</sup> .

El método se derivó de experimentos de laboratorio con tubería de pequeño diámetro y bajos gastos de gas y líquido , condiciones que son a la vez las que mejor representa .

No se utiliza mapa de patrón de flujo pero usa un concepto en alguna forma similar , pues propone cuatro tipos de mecanismo de flujo .

Esta correlación , aun siendo de las más antiguas desarrolladas en esta área , se continúa utilizando , ya que en determinados casos proporciona muy buenos resultados , además de ser relativamente sencilla su implementación en programas de cómputo .

### -DUKLER<sup>22,23</sup> .

Partiendo del análisis de un gran banco de datos con información tanto de tubería corta en laboratorio como de tubería larga en campo , haciendo una selección de los datos mas confiables y utilizando el concepto de análisis de similaridad , se desarrolló una correlación aplicable a un amplio rango de condiciones .

En esta correlación se emplea el valor del colgamiento con resbalamiento para el cálculo de la densidad de la mezcla en dos fases , obteniendo dicho colgamiento mediante un proceso iterativo en el que interviene el colgamiento sin resbalamiento y la densidad y número de Reynolds de la mezcla .

En la práctica , el procedimiento original para el cálculo de caída de presión se modifica para calcular valores de incrementos de longitud pequeños y de esta manera obtener mayor precisión en los cálculos .

**-EATON<sup>24</sup> .**

Este método se desarrolló a partir de un extenso trabajo experimental en tubería relativamente larga ( 1700 pies de longitud ) de 2 y 4 pulgadas de diámetro , manejando rangos de variables mucho más grandes que lo que se había publicado hasta entonces ( Por ejemplo , gastos de líquido de 50 a 5500 Bl/D , presión media del sistema de 70 a 950 lb/pg<sup>2</sup> ) aunque el número total de pruebas no fue tan grande como en otros trabajos publicados anteriormente .

Se presentaron correlaciones para colgamiento de líquido y para lo que se llamó 'factor de pérdida de energía' en el cual se incluye el efecto de las variables que determinaban el factor de fricción manejado por otros autores , además de otras variables que no se habían considerado antes .

En general , esta correlación parece estar diseñada a propósito para su empleo en programas de cómputo y produce resultados bastante aproximados a los medidos .

**-BEGGS-BRILL<sup>20</sup> .**

Como se explicó en la sección referente a correlaciones para flujo en tuberías verticales , estos autores presentaron un trabajo aplicable a tubería con cualquier ángulo de inclinación , por lo que para el caso de tubería horizontal tan solo se debe considerar un ángulo de cero grados y proceder de acuerdo al método general .



## CORRELACIONES PARA LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En este caso , como se hizo en general en todo el desarrollo de esta tesis , se probaron las correlaciones de uso más frecuente en la industria .

-FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE , Bo .

---STANDING<sup>25</sup> .

Se presenta en forma de nomogramas o bien representada por las siguientes ecuaciones<sup>26</sup> :

$$Bo = 0.972 + 0.000147 F^{1.175}$$

$$F = Rs \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T$$

en donde , Rs : Relación gas disuelto-aceite .

$\gamma_g$  : Gravedad específica del gas .

$\gamma_o$  : Gravedad específica del aceite .

T : Temperatura .

---VAZQUEZ-BEGGS<sup>27</sup> .

Se pretendió obtener una mejor correlación haciendo , entre otras cosas , una agrupación de los aceites de acuerdo a su densidad , de modo tal que se presenta una correlación para aceites de mas de 30 grados API y otra para mas pesados o de menos grados API . Además , se normalizó la densidad del gas a 100 lb/pg<sup>2</sup> man. .

$$\gamma_{g-100} = \gamma_{gs} \left[ 1 + 0.5912 \cdot 10^{-4} \text{ API } T_s \text{ Log} \left( P_s / 114.7 \right) \right]$$

Para API <= 30 ;  $Bo = 1 + 4.677 \cdot 10^{-4} Rs +$

$$1.751 \cdot 10^{-5} ( T - 60 ) \left( \text{API} / \gamma_{g-100} \right) -$$

$$1.811 \cdot 10^{-8} Rs ( T - 60 ) \left( \text{API} / \gamma_{g-100} \right)$$

Para API > 30 ;  $Bo = 1 + 4.67 \cdot 10^{-4} Rs +$   
 $1.1 \cdot 10^{-5} ( T - 60 ) ( API / \gamma_{g-100} ) +$   
 $1.337 \cdot 10^{-9} Rs ( T - 60 ) ( API / \gamma_{g-100} )$

---DPPD<sup>28</sup> .

Mediante técnicas de regresión robusta aplicadas a datos de aceites del sureste mexicano , se obtuvo una correlación con forma similar a la de Vazquez-Beggs .

Para API <= 30 ;  $Bo = 1.070425 + 2.840953 \cdot 10^{-4} Rs +$   
 $1.146464 \cdot 10^{-5} ( T - 60 ) ( API / \gamma_g ) +$   
 $3.143555 \cdot 10^{-8} Rs ( T - 60 ) ( API / \gamma_g )$

Para API > 30 ;  $Bo = 0.8491411 + 7.909266 \cdot 10^{-4} Rs +$   
 $3.631844 \cdot 10^{-5} ( T - 60 ) ( API / \gamma_g ) -$   
 $2.920069 \cdot 10^{-8} Rs ( T - 60 ) ( API / \gamma_g )$

-RELACION GAS DISUELTO-ACEITE , Rs .

---LASATER<sup>29</sup> .

Desarrollada a partir de datos de campo , se presenta en forma gráfica o bien mediante ajuste con las siguientes ecuaciones :

$$Rs = ( 132755 \gamma_o y_g ) / [ Mo ( 1 - y_g ) ]$$

$$y_g = 1.698995 \cdot 10^{-2} + 0.3345174 P_f - 5.914237 \cdot 10^{-2} P_f^2 +$$

$$4.195416 \cdot 10^{-3} P_f^3$$

$$P_f = P \gamma_g / ( T + 459.67 )$$

$$M_o = 646.383 - 9.716554 API - 6.912677 \cdot 10^{-2} API^2 + 1.377761 \cdot 10^{-3} API^3$$

---STANDING<sup>25</sup> .

Se presenta como el despeje de Rs en una correlación usada inicialmente para el cálculo de la presión de burbujeo :

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( P / 18 \right) \left( 10^{0.0125 \text{ API}} / 10^{0.00091 T} \right) \right]^{1/0.83}$$

---VAZQUEZ-BEGGS<sup>27</sup> .

Con las mismas consideraciones que para su correlación de Bo , presentaron para Rs las siguientes ecuaciones :

Para API  $\leq$  30 ,

$$R_s = 0.0362 \gamma_{g-100} P^{1.0937} \exp \left( 25.724 \text{ API} / ( T + 459.67 ) \right)$$

Para API  $>$  30 ,

$$R_s = 0.0178 \gamma_{g-100} P^{1.187} \exp \left( 23.931 \text{ API} / ( T + 459.67 ) \right)$$

---DPPD<sup>28</sup> .

También con las mismas consideraciones que para su correlación de Bo , ahora para Rs :

Para API  $\leq$  30 ,

$$R_s = \left( \gamma_g P^{0.8420683} / 0.99267 \right) 10^{0.458519 \text{ (API)/( T + 460 )}}$$

Para API  $>$  30 ,

$$R_s = \left( \gamma_g P^{0.9125830} / 1.28490 \right) 10^{0.1803549 \text{ (API)/( T + 460 )}}$$

-VISCOSIDAD DEL ACEITE .

---BEGGS-ROBINSON<sup>30</sup> .

Se presentan las siguientes ecuaciones :

$$\mu_o = A \left( \mu_{om} \right)^B$$

$$A = 10.715 \left( R_s + 100 \right)^{-0.515}$$

$$B = 5.44 \left( R_s + 150 \right)^{-0.338}$$

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

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

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 \text{ API}$$

En estas,  $\mu_{om}$  es la viscosidad del aceite muerto .

---BEAL-CHEW-CONALLY<sup>31,32</sup> .

Utilizando la correlación de Beal para la viscosidad del aceite como función de la gravedad API ;

$$\mu_{om} = 29420 / ( \text{API} - 11 )^{2.71}$$

y posteriormente con la correlación presentada por Chew y Conally ,

$$\mu_o = A ( \mu_{om} )^B$$

obteniendo los valores de A y B de una tabla de datos formada con lecturas de la gráfica presentada por Chew y Conally .

---DPPD<sup>28</sup> .

Presentaron una correlación para  $P > P_b$  y otra para  $P \leq P_b$  .

Para  $P > P_b$  ,

$$\mu_o = \mu_{ob} ( P / P_b )^M$$

$$M = 10^{-1.369888} + 0.1633554 \cdot 10^{-3} P + 0.1450113 \cdot 10^{-3} \text{ Log } ( P )$$

Para  $P < P_b$  se agrupan los aceites por su densidad , con una forma de ecuación para todos los casos , pero variando constantes .

La ecuación general es ,  $\mu_o = A ( \mu_{om} )^B$ , donde las constantes A y B son , de acuerdo a la densidad del aceite :

Para API  $\leq 30$  ,

$$A = 12.711 ( R_s + 100 )^{-0.501}$$

$$B = 2.1197 ( R_s + 150 )^{-0.1797}$$

Para API  $> 30$  ,

$$A = 12.07 ( R_s + 100 )^{-0.52}$$

$$B = 1.4455 ( R_s + 150 )^{-0.141}$$

La viscosidad del aceite muerto se calcula con la siguiente ecuación :

$$\mu_{om} = 10^{[1.82023 \text{ API} - ((1.82023 \text{ API})^2 - 4 (-0.1032101 \cdot 10^3) \\ (0.5108707 \text{ API}^2 - 0.3684178 \cdot 10^2 \text{ API} + \\ 0.7896846 \cdot 10^3 - T) )^{0.5} / (2 (-0.1032101 \cdot 10^3)) ]}$$

-OTRAS CORRELACIONES .

Para el cálculo de otras propiedades , se utilizó directamente alguna correlación que ha probado dar buenos resultados . Aquí se mencionan las que se considera que tienen mayor influencia en los resultados finales .

---DENSIDAD RELATIVA DEL GAS<sup>33</sup> .

La densidad relativa del gas disuelto se calcula con :

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \gamma_o + 10^6 ( 0.6874 - 3.5864 \gamma_o ) R_s$$

considerando además que ,  $\gamma_{gd} \geq \gamma_p$

La densidad relativa del gas libre se calcula con :

$$\gamma_{gl} = ( R \gamma_p - R_s \gamma_{gd} ) / ( R - R_s )$$

considerando que  $\gamma_{gl} \leq \gamma_{gp}$  y que  $\gamma_{gl} \geq 0.56$  .

-FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS ,  $Z^{34}$  .

Se utiliza la correlación presentada por Dranchuk :

$$T_{pc} = 170.491 + 307.344 \gamma_g$$

$$P_{pc} = 709.604 - 58.718 \gamma_g$$

$$T_{pr} = ( T + 459.67 ) / T_{pc}$$

$$P_{pr} = P / P_{pc}$$

$$\rho_{pr} = ( 0.27 P_{pr} ) / ( Z T_{pr} )$$

$$Z = 1 + ( A_1 + A_2 / T_{pr} + A_3 / T_{pr}^3 ) \rho_{pr} + ( A_4 + A_5 / T_{pr} ) \rho_{pr}^2 + ( A_5 A_6 \rho_{pr}^5 ) / T_{pr} + ( A_7 \rho_{pr}^2 / T_{pr}^3 ) ( 1 + A_8 \rho_{pr}^2 ) \exp ( - A_8 \rho_{pr}^2 )$$

$$A_1 = 0.31506237 \quad A_2 = -1.0467099 \quad A_3 = -0.57832729$$

$$A_4 = 0.53530771 \quad A_5 = 0.61232032 \quad A_6 = -0.10488813$$

$$A_7 = 0.68157001 \quad A_8 = 0.68446549$$

El cálculo se realiza mediante un procedimiento iterativo , a partir de una suposición inicial de Z .

-VISCOSIDAD DEL GAS<sup>35</sup> .

Se utiliza la correlación de Lee :

$$\mu_g = k ( 10^{-4} ) \exp [ ( x ) ( \rho_g / 62.428 )^y ]$$

$$k = ( 9.4 + 0.5794 \gamma_g ) ( T + 459.67 )^{1.5} / [ 209 + 550.4 \gamma_g + ( T + 459.67 ) ]$$

$$x = 3.5 + 986 / ( T + 459.67 ) + 0.2897 \gamma_g$$

$$y = 2.4 - 0.2 x$$

-FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS , Bg .

Se calcula despues de obtener el factor de compresibilidad del gas , Z , y se obtiene a partir de la ecuación de los gases reales .

$$B_g = 0.02825 Z ( T + 460 ) / P$$

## CAPITULO 2

### ANALISIS NODAL EN SISTEMAS DE PRODUCCION

## ANALISIS NODAL EN SISTEMAS DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

De acuerdo con el planteamiento original , el propósito del análisis nodal es combinar las características de los diferentes componentes de un pozo , sea de aceite o de gas , con objeto de simular y optimizar condiciones de operación o recomendar cambios en sus componentes .

Bajo dicho enfoque , el análisis del sistema se aplica al sistema completo de un pozo , desde el límite exterior del yacimiento hacia la pared del pozo , a través de los disparos y área de terminación hacia el extremo inferior de la T.P. , recorriendo la T.P. e incluyendo las posibles restricciones y válvulas de seguridad en el interior del pozo , el estrangulador en la superficie, la línea de descarga y el separador .

El sistema de producción de un pozo puede variar en grado de complejidad , desde un sistema sencillo que sólo consiste de tres secciones - 1) flujo en medio poroso , 2) flujo ascendente en tubería vertical y/o inclinada y 3) flujo superficial en tubería horizontal y/o inclinada - , hasta un sistema complejo en el cual se consideren separadamente las caídas de presión para cada restricción al flujo que se encuentre en el trayecto de los hidrocarburos hasta su separación ( Por ejemplo , terminación , estrangulador de fondo , válvulas de seguridad , estrangulador de superficie , etc. ) . Se sabe que la capacidad del pozo para producir fluidos está relacionada con la capacidad de las tuberías para manejar esos fluidos . Con objeto de resolver los problemas del sistema de producción en forma integral , se ubican nodos en los puntos que separan partes del sistema regidos por diferentes ecuaciones o correlaciones . No se debe confundir el análisis nodal empleado en este trabajo , que se basa en la teoría presentada por K. E. Brown<sup>36</sup> y se puede emplear para el estudio de sistemas con flujo multifásico , con la teoría posterior de nodos y conectores que se orienta mas bien a sistemas con flujo monofásico .



El análisis nodal que aquí se emplea , se basa inicial y esencialmente en la revisión minuciosa de la representación gráfica de las curvas de comportamiento del sistema , esto es , la curva del comportamiento de cada componente del sistema , como son ; yacimiento , tubería vertical , estrangulador y tubería horizontal , integrados todos en una misma gráfica , de una manera similar a la que se observa en la Fig . 2.0 .

En esta figura se observa el gasto máximo , correspondiente al flujo sin estrangulador ( punto B ) . También se aprecia que al estrangular el pozo , el gasto disminuye . Sin embargo la presión en la boca decrece en lugar de seguir aumentando , a partir del punto 'A' , en el que se obtiene el gasto óptimo .

Este decremento en la presión de cabeza de pozo se debe a las pérdidas de presión adicionales en la T.P. por el colgamiento del líquido .

Es evidente que la elaboración de figuras como la anterior permite anticipar el efecto del cambio de algún componente del sistema , sobre el gasto y la presión en los diferentes puntos de interés .

El procedimiento general para la elaboración de estas gráficas es el siguiente :

---Suponer varios valores de gastos

---Calcular el comportamiento de los componentes del sistema , mediante el empleo de correlaciones apropiadas , partiendo de los extremos del sistema de flujo , hasta coincidir en un nodo seleccionado a voluntad .

---Graficar los valores de las presiones obtenidas (  $P_{wf}$  ,  $P_{wh}$  ,  $P_e$  ) contra los gastos .

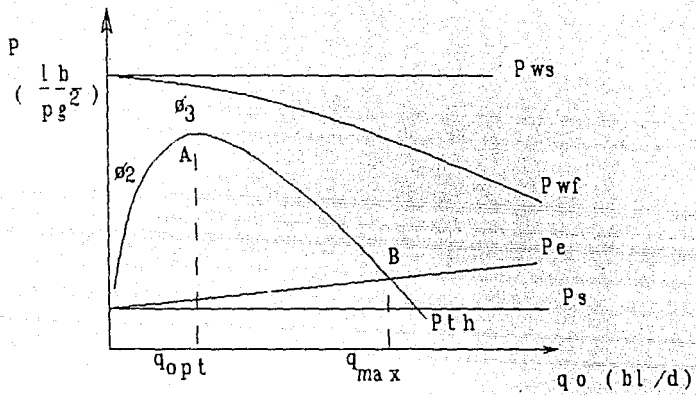


Fig. 2.0 Comportamiento de un pozo fluyente

Cuando en un nodo existe una caída de presión y además existe alguna función física o matemática que pueda representar su comportamiento de gasto o presión , ese nodo se puede calificar de funcional y ubicar la solución del sistema de flujo en él .

La distribución de presiones en el sistema depende del ritmo de gasto de producción , exceptuando por lo general la presión estática del pozo y la presión de separación , razón por la cual normalmente se selecciona como nodo inicial cualquiera de estos puntos o bien los dos si se quiere situar la solución en un nodo intermedio entre ellos .

Una vez que se selecciona el nodo solución , se determina la distribución de presiones en los nodos calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos , las cuales se van sumando o restando a partir del nodo inicial , de acuerdo con el sentido de flujo , hasta alcanzar el nodo solución .

La selección del nodo solución depende de cual componente se desea aislar para su evaluación , por lo que , mediante este método , se pueden evaluar los efectos de diversas combinaciones de componentes del sistema como T.P.'s , estranguladores , etc .

Para un sistema de producción sencillo , el nodo solución comunmente se ubica en el fondo del pozo , en la cabeza del pozo o en un nodo funcional ( estrangulador , válvula de seguridad , etc. ) .

Sin embargo , en la práctica se tienen numerosos casos en los cuales no se presenta este tipo sencillo de sistema de producción , sino que se complica al no existir una línea de descarga directamente desde el pozo hasta la estación de separación .

En la Zona Sureste de Petróleos Mexicanos , se tiene muy difundido un sistema de producción que en alguna forma se asemeja a los sistemas utilizados en campos marinos , en los cuales se concentra el flujo de un cierto numero de pozos en un cabezal recolector , para posteriormente enviar el flujo de todos esos pozos unido en un solo oleoducto hasta la instalación de separación .

En un sistema de producción de este tipo , el análisis nodal no se puede o no se debe efectuar en la forma común , ya que existe una interacción entre los diferentes pozos al concurrir al cabezal recolector , de forma que cualquier modificación en un pozo , en mayor o menor grado afecta las condiciones de operación de los demás pozos y existe una etapa en la que esta situación afecta a todo el sistema integrado por los pozos que concurren al mismo cabezal .

En la práctica , cuando se efectúa alguna modificación en un pozo integrante de un sistema de producción de este tipo , se acostumbra tomar la presión 'estabilizada' del pozo hasta el día siguiente de cuando se hace el cambio , pero esto se hace principalmente pensando en la estabilización de las condiciones internas del pozo .

En realidad , como se mencionó anteriormente , se modifican también las condiciones exteriores , por lo que una evaluación de las condiciones del sistema estabilizado debería incluir una evaluación de todos y cada uno de los pozos integrantes del sistema .

En determinadas condiciones , cuando se trabaja en los límites de capacidad del sistema , se ha observado que el abrir un pozo mas a producción no incrementa la producción total del sistema y como consecuencia de la interacción mencionada se modifica la distribución de presiones y gastos en todos los puntos del sistema .

El propósito del presente trabajo es proporcionar una herramienta para efectuar el análisis de ese tipo de sistemas , por medio de un programa de cómputo .

Debido a que el programa de cómputo se basa en el enfoque del análisis nodal , a continuación se presentan los procedimientos de solución que se emplean mas a menudo para un sistema sencillo de un solo pozo .

## SOLUCION EN EL FONDO DEL POZO

Esta es probablemente la ubicación más empleada del nodo solución , en el centro del pozo al nivel medio de los disparos .

Considerando el sistema más sencillo , sin estranguladores ni válvulas de seguridad , para obtener el gasto del sistema ubicados en este punto se divide dicho sistema en dos partes , una es la capacidad del yacimiento en el pozo y la otra es todo el sistema de tuberías , ya que en este sistema simplificado se tienen solo las caídas de presión en el medio poroso y en las tuberías ( T.P. y línea de descarga ) . El procedimiento que se emplea para calcular el gasto del sistema es el siguiente :

1.- Se supone una serie de gastos para el pozo , de acuerdo a los datos de que se disponga de la capacidad de la formación , de manera que , utilizando alguna correlación , se calculen las presiones de fondo fluyendo correspondientes para dichos gastos .

Por ejemplo , se puede utilizar la ecuación del índice de productividad constante para valores de presión de fondo mayores que la presión de burbuja y la ecuación de Vogel<sup>1</sup> para valores de presión de fondo menores .

Con lo anterior , se obtiene una tabla de valores para construir la curva de comportamiento de flujo al pozo , I.P.R. , que también se puede interpretar como de presiones de entrada al nodo solución ( Fig.2.1 ) .

2.- Se supone una serie de gastos , en un rango similar al utilizado en el punto 1 , para calcular con estos gastos y las características de la línea de descarga , la presión que se requeriría en la cabeza del pozo para desplazar esos gastos hasta el separador , de acuerdo a la correlación de flujo multifásico en tubería horizontal que se tenga identificada como más apropiada para el caso .

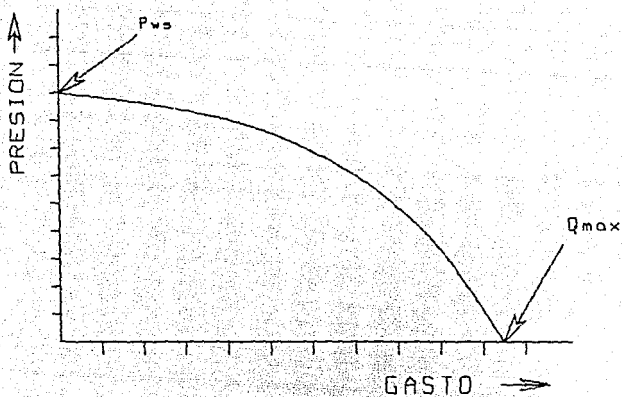


FIG. 2.1 Curva de comportamiento de afluencia al pozo .

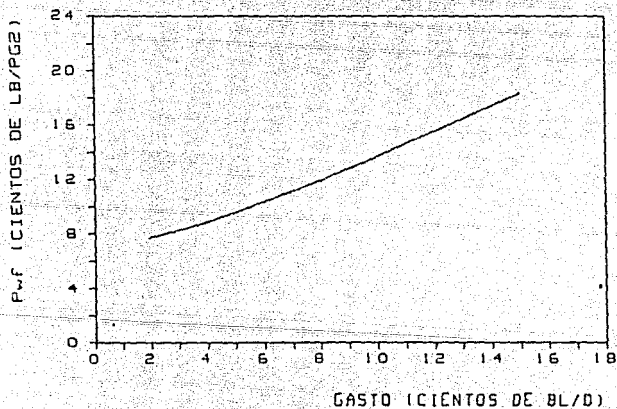


FIG. 2.2 Curva de comportamiento de Pwf , para el sistema de tuberías de la instalación

3.- Con los gastos supuestos en el punto anterior y sus correspondientes presiones calculadas en la cabeza del pozo , se calculan las presiones de fondo fluyendo que se requieren en cada caso para desplazar esos gastos desde el nivel medio de los disparos hasta la cabeza del pozo , con esas presiones en cabeza . Todo lo anterior , en base a la correlación de flujo multifásico en tubería vertical más apropiada de que se disponga .

Esto a la vez , nos proporciona una tabla de valores de presión de fondo fluyendo contra gastos , o sea la curva de presiones de entrada a la T.P. que se puede ver como de presiones a la salida del nodo solución ( Fig. 2.2 ) .

4.- Se trazan en una misma gráfica las curvas resultantes del punto 1 y del 3 y la intersección de estas curvas nos señala el gasto posible para el sistema analizado ( Fig. 2.3 ) .

Este es el gasto que producirá este pozo , como resultado de la combinación presente de capacidad de la formación y capacidad del sistema de flujo de las tuberías.

Dicho gasto solo puede ser cambiado al modificar alguna de las capacidades que intervienen , esto es , cambiando la T.P. , la línea de descarga , la presión de separación , o modificando la curva de comportamiento de afluencia por medio de algún tratamiento de estimulación .

El tratamiento anterior es básicamente el mismo para el caso en que se produzca un pozo a través de 2 T.P's paralelas o bien concéntricas , que descargan a una sola L.D. .

En este caso , a partir de la presión de separación ó de la presión en la cabeza del pozo se calcula , Independientemente para cada T.P. la curva de presiones de entrada a la T.P. contra gasto y posteriormente se suman las capacidades de las 2 tuberías para valores iguales de presión , de modo que se obtiene una sola curva con la capacidad combinada de las 2 T.P's ( Fig. 2.4 ) .

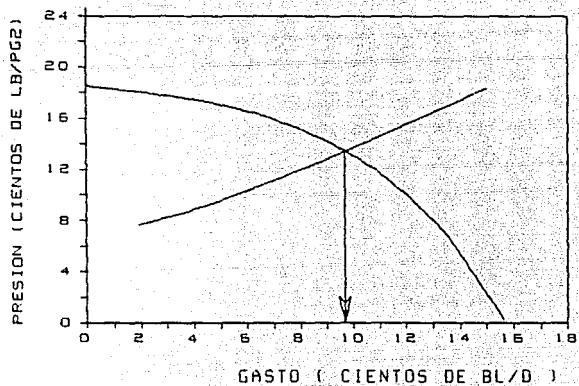


FIG. 2.3 Obtención del gasto posible del sistema .

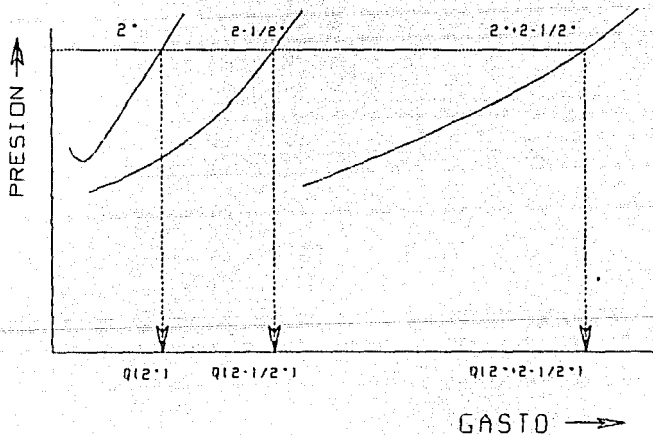


FIG. 2.4 Obtención del comportamiento a través de dos I.P. combinadas .



Esta curva combinada se grafica con la curva de comportamiento de afluencia de la formación para obtener la capacidad del sistema en la misma forma que en el procedimiento anterior ( Fig. 2.3 ) .

La razón de seleccionar el fondo del pozo como nodo solución , es el aislar la capacidad de la formación , para poder analizar el comportamiento del sistema al variar la curva de comportamiento de afluencia .

Esto se hace si se puede anticipar el comportamiento de flujo por ejemplo en 1 o 2 años y no se planea modificar ninguna otra parte del sistema ( tuberías , presión de separación ) en ese periodo . En este caso , si se tiene información acerca de la presión de fondo estática que se tendrá dentro de uno o dos años , se trazan sus respectivas curvas de comportamiento de afluencia a partir de dichas presiones de fondo estáticas , las cuales en combinación con la curva de presiones de entrada a la T.P. nos indican rápidamente los gastos que se pueden esperar del sistema en ese tiempo ( Fig. 2.5 ) .

Además , si se puede predecir el cambio de la R.G.A. con este abatimiento de la presión estática , se puede trazar una nueva curva de presiones de entrada a la T.P. en base a dicho cambio .

Otro caso en que es útil esta selección del nodo solución es en el caso en que se desea ilustrar la diferencia en gastos que se obtendría al estimular un pozo dañado .

Al efectuar una estimulación , el factor de eficiencia de flujo se modifica y por lo tanto , la curva de comportamiento de afluencia (Fig.2.6), lo cual en forma gráfica proporciona información inmediata acerca de la variación del gasto .

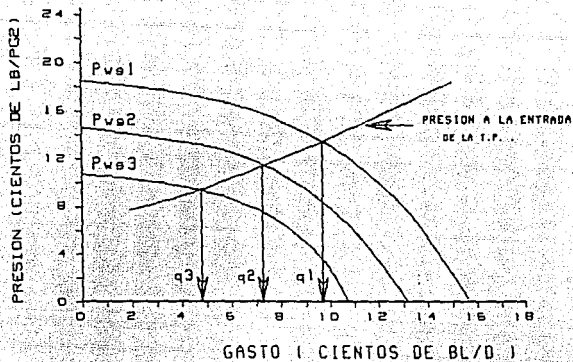


FIG. 2.5 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PARA DIFERENTES VALORES DE PRESION DE FONDO ESTATICA .

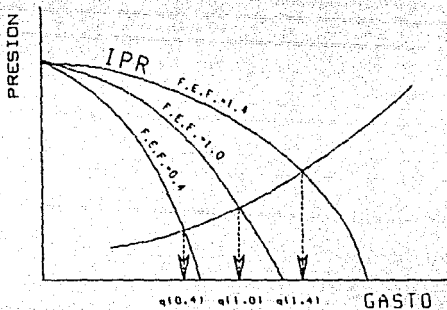


FIG. 2.6 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA AL MODIFICAR EL FACTOR DE EFICIENCIA DE FLUJO.

## SOLUCION EN LA CABEZA DEL POZO

Esta es otra de las ubicaciones más comunes del nodo solución , en la cabeza del pozo , o sea en el árbol de válvulas .

Con objeto de calcular el gasto del sistema , éste se divide nuevamente en dos partes ; la primera comprende al separador y la línea de descarga mientras que la segunda está formada por el yacimiento y la tubería de producción .

El procedimiento se inicia en ambos extremos del sistema . Por un lado , se parte de la presión de separación y se calcula la presión que se requiere en la cabeza del pozo para desplazar determinados gastos a través de la línea de descarga hasta el separador . Por el otro extremo , se parte de la presión de fondo estática y se calcula la presión que se obtendría en la cabeza del pozo para valores supuestos de gasto al recorrer el camino a través del yacimiento y la tubería de producción hasta la cabeza del pozo .

El procedimiento detallado para calcular el gasto del sistema es el siguiente :

1.- Se suponen varios gastos , de acuerdo a las características que se conozcan del yacimiento .

2.- Para cada uno de los gastos supuestos , se calcula la presión que se requiere en la cabeza del pozo para desplazarlos a través de la línea de descarga , hasta el separador que se mantiene a una presión constante . Esto se calcula con la correlación de F.M.H. que se haya identificado como más apropiada para el sistema analizado .

Los valores así obtenidos , se pueden graficar como curva de presiones de salida del nodo solución ( Fig. 2.7 ) .

3.- Con los mismos gastos supuestos en el paso anterior e iniciando con la presión de fondo estática , se calcula la presión de fondo fluyendo correspondiente a cada gasto , usando alguna correlación de comportamiento de afluencia .

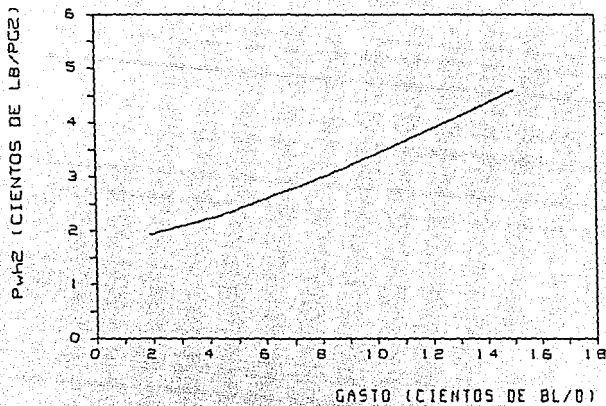


FIG. 2.7 CURVA DE PRESIONES A LA SALIDA DEL NODO SOLUCION .

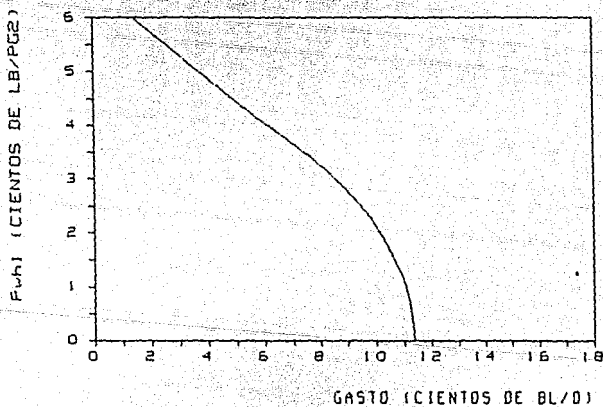


FIG. 2.8 CURVA DE PRESIONES A LA ENTRADA DEL NODO SOLUCION .

4.- A partir de la presión de fondo fluyendo , para cada gasto del punto anterior , se calcula la presión en cabeza con la que se llegaría en cada caso para dichos gastos . Esto a su vez , se calcula con la correlación de F.M.V. de mejor comportamiento en el sistema analizado .

Con los valores obtenidos se puede trazar la curva de presiones de entrada al nodo solución ( Fig. 2.8 ) .

5.- Se trazan en una misma gráfica las curvas de presiones en cabeza obtenidas en los pasos 2 y 4 . En la intersección de las dos curvas se observa el gasto del sistema ( Fig. 2.9 ) .

En la práctica , la selección del nodo solución en la cabeza del pozo se debe al interés en aislar la línea de descarga para su análisis .

Por ejemplo , para maximizar el gasto del sistema en base a modificación en la línea de descarga , se recalcula el paso 2 del procedimiento para diversos diámetros de tubería y se procede a calcular en cada caso la relación costo-beneficio de acuerdo al gasto para cada una de las opciones manejadas ( Fig. 2.9 ) .

Otro caso en que se emplea este nodo solución es cuando se desean analizar combinaciones de diámetros de líneas de descarga y de tuberías de producción . En este caso , se calculan varias opciones repitiendo los puntos 2 y 4 con los diámetros de tuberías deseados en cada caso , para posteriormente trazar las curvas obtenidas en una sola gráfica ( Fig. 2.10 ) , la cual proporciona información inmediata del comportamiento de cada combinación .

Por otra parte , para resolver este tipo de sistema cuando se tienen líneas de descarga paralelas , se calcula independientemente la presión en cabeza a partir de la presión de separación para un rango de gastos , para cada una de las tuberías en paralelo . A continuación

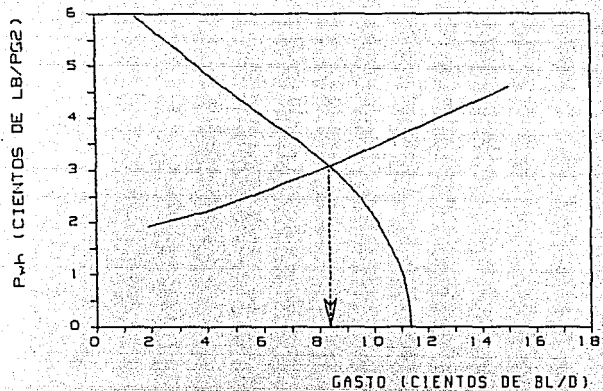


FIG. 2.9 OBTENCION DEL GASTO DEL SISTEMA .

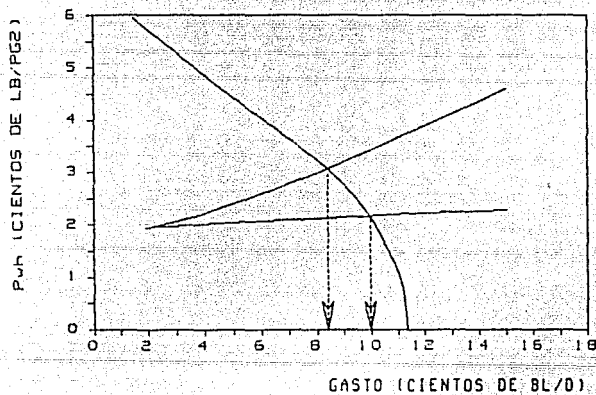


FIG. 2.9-a COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA CON DOS OPCIONES DE L.D. DIFERENTES .

se suman las capacidades de gasto de las tuberías para varios valores de presión en cabeza , de modo que se obtiene al final una curva de la capacidad total combinada de las tuberías en paralelo ( Fig. 2.11 ) .

Esta curva de capacidad total de líneas de descarga es la que se utiliza para intersecarla con la de presiones a la entrada del nodo solución y encontrar el gasto del sistema .

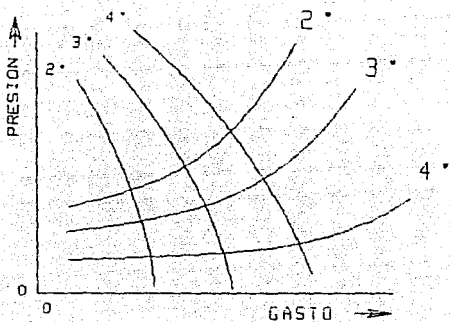


FIG. 2.10 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PARA VARIAS COMBINACIONES DE T.P. Y L.D.

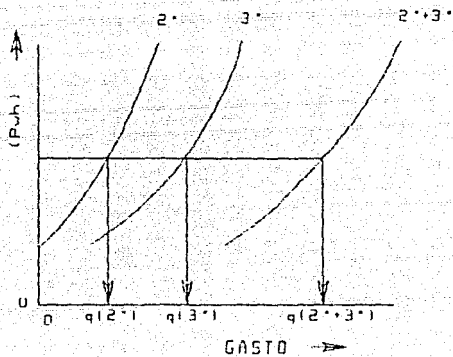


FIG. 2.11 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA CON DOS L.D. PARALELAS.



## SOLUCION EN EL ESTRANGULADOR EN CABEZA DE POZO

Como se mencionó en los inicios de este capítulo , un estrangulador se puede calificar como nodo funcional debido a que existe una caída de presión a través del nodo y su comportamiento presión-gasto se puede representar por medio de una función física o matemática .

Para obtener el gasto del sistema en este caso , se hace uso de la caída de presión disponible en la cabeza del pozo .

El procedimiento para la solución en el estrangulador en la cabeza del pozo es como sigue :

1.- Se calcula , para un rango de gastos supuestos , la presión en cabeza tanto a la entrada como a la salida del nodo , en la forma que se vió en "SOLUCION EN LA CABEZA DEL POZO" ( Fig. 2.12 ) .

2.- Se grafican las curvas del paso anterior y se anotan las caídas de presión que se observan para diferentes valores de gastos ( Fig. 2.12 ) .

3.- Se grafican los valores que se anotaron de caídas de presión , contra los correspondientes valores de gastos ( Fig. 2.13 ) .

4.- Suponiendo diferentes valores de gastos , se calcula la presión corriente arriba del estrangulador , usando la correlación de flujo a través de estranguladores más apropiada para el sistema .

El cálculo se efectúa para varios valores de diámetro de estrangulador.

Se calculan las caídas de presión a través del estrangulador , considerando que la presión que se tiene corriente abajo de este es la que se calculó como 'PRESION A LA SALIDA DEL NODO' en el paso 1 .

En cada caso , al efectuar los cálculos para diferentes valores de gastos , se debe revisar la relación de presiones antes y después del estrangulador con objeto de utilizar una correlación de flujo a través de estranguladores apropiada , puesto que en el caso de flujo subcrítico la única correlación que se puede recomendar es la de Ashford-Pierce<sup>11</sup> .

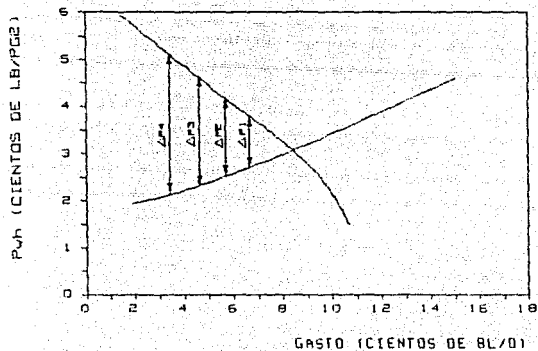


FIG. 2.12 CAIDAS DE PRESION EN LA CABEZA DEL POZO

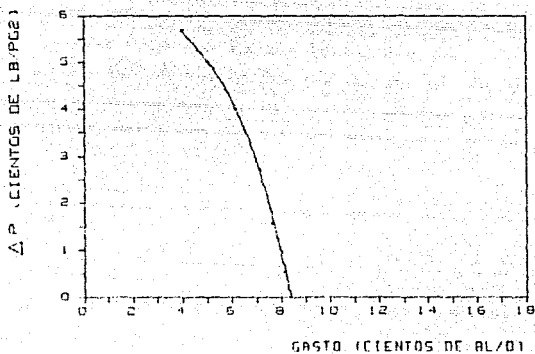


FIG. 2.13 CAIDAS DE PRESION CONTRA GASTOS

Esto en varios casos nos puede conducir a un procedimiento iterativo , donde inicialmente se supone flujo crítico y al revisar la relación de presiones calculada , se puede concluir que se tiene flujo subcrítico, requiriéndose en tal caso al cálculo de la presión corriente arriba del estrangulador con la correlación de Ashford-Pierce .

El criterio para identificar el flujo crítico lo proporciona en cada caso el autor de la correlación que se utilice , siendo en la mayoría de los casos una relación de presiones en el estrangulador de aproximadamente 0.5 .

5.- Con los valores obtenidos en el paso anterior , se grafican las caídas de presión para cada estrangulador , contra los gastos respectivos ( Fig. 2.14 ) .

6.- Se trazan , en una misma gráfica , las curvas obtenidas en los pasos 3 y 5 . Los puntos en que se intersecta la curva de caídas de presión del sistema ( Paso 3 ) , con las curvas de comportamiento de estranguladores ( Paso 5 ) , indican los gastos posibles del sistema analizado con cada uno de los estranguladores supuestos ( Fig.2.15 ) .

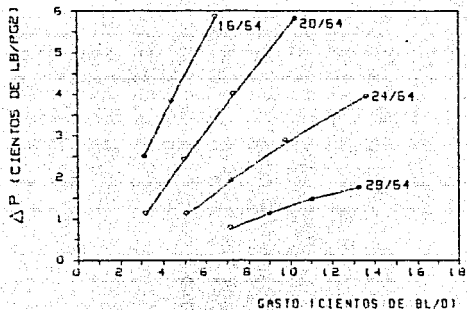


FIG. 2.14 CAIDAS DE PRESION CONTRA GASTOS PARA DIFERENTES ESTRANGULADORES .

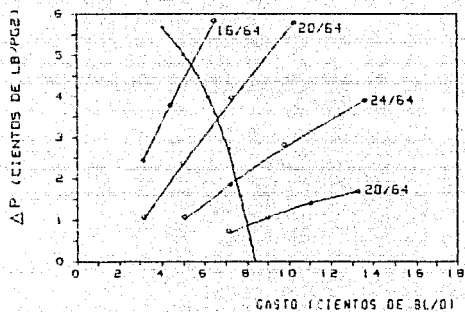


FIG. 2.15 GASTOS POSIBLES DEL SISTEMA PARA LOS DIFERENTES ESTRANGULADORES ANALIZADOS .

## OPTIMIZACION DE UN SISTEMA DE PRODUCCION MARINO

Se plantea un caso hipotético que se considera representativo de las condiciones que se presentan en un sistema marino.

En un sistema de este tipo , se agrupan un cierto número de pozos , normalmente entre 10 y 15 , los cuales tienen sus líneas de descarga individuales , conectadas a un mismo cabezal colector común ( Fig. 2.16 ) .

La producción que se reúne en este cabezal colector se envía a través de una sola línea de descarga común , la cual va desde este cabezal a través del lecho oceánico hasta la instalación de separación .

Debido a que la instalación de separación está normalmente ubicada en una plataforma , se tiene un tramo de la línea de descarga común en forma vertical , tramo que se conoce como tubería elevadora o 'riser' y que va desde el fondo del mar en la base de la plataforma hasta la superficie , donde se encuentra el equipo de separación .

Con objeto de analizar este tipo de sistemas , es necesario iniciar con el análisis de cada uno de los componentes en forma individual y después combinarlos para poder predecir los gastos totales de un grupo de pozos .

El problema se complica más cuando se desea poner a producir los pozos mediante bombeo neumático , que es uno de los sistemas artificiales más recomendables para instalaciones de producción en áreas marinas . Para efectuar la optimización del sistema , se realizan cálculos para diferentes características de los componentes , dentro de los rangos físicamente permisibles . Por ejemplo , se prueban diferentes valores de presión de separación , de diámetros de tubería elevadora , de línea de descarga común , de líneas de descarga individuales y de tuberías de producción .

Partiendo de los pozos individualmente y variando la presión en la cabeza , se puede tener una buena idea del gasto total que se puede obtener en el cabezal colector.

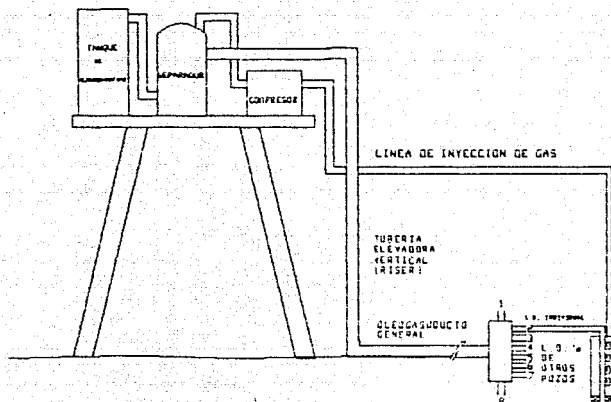


FIG. 2.16 DIAGRAMA DE UN SISTEMA DE PRODUCCION MARINO .

Se deben preparar gráficas , para cada pozo , de presión contra gasto en las cuales se presente la curva de comportamiento de afluencia junto con las curvas de presiones de entrada a la tubería de producción en base a una cierta presión en la cabeza , para varios valores de RGL ( Fig. 2.17 ). En la intersección de la curva de comportamiento de afluencia con las curvas de presiones de entrada a la T.P. se tienen los gastos posibles del sistema individual del pozo para las condiciones fijadas .

Para cada pozo , con cierta presión en cabeza , se tienen valores máximos de gasto para cada curva de comportamiento de afluencia . Estos valores máximos se van anotando , para cada valor de presión en cabeza y con ellos se hace una gráfica de sensibilidad ( Fig. 2.18 ) que indica la variación del gasto máximo para cualquier valor de presión en cabeza , para las curvas de comportamiento de afluencia que se hayan considerado .

A partir de lo anterior , haciendo una estimación de la presión promedio en cabeza , se puede estimar a la vez el gasto total en el cabezal colector .

Por ejemplo , se considera un pozo promedio , se elige la presión en cabeza y la curva de comportamiento de afluencia y se obtiene un cierto gasto . Este gasto se multiplica por el número de pozos en el colector y se obtiene un gasto total que con un cierto porcentaje de variación da un rango de gastos que se puede utilizar para evaluar las caídas de presión en la tubería elevadora y la línea de descarga común . También se pueden evaluar las caídas de presión de la cabeza del pozo al cabezal colector con los gastos supuestos para cada pozo . Esta solución inicial sólo da aproximaciones e ideas de los rangos de diámetro de tubería que hay que considerar . Las soluciones exactas se dan más adelante .

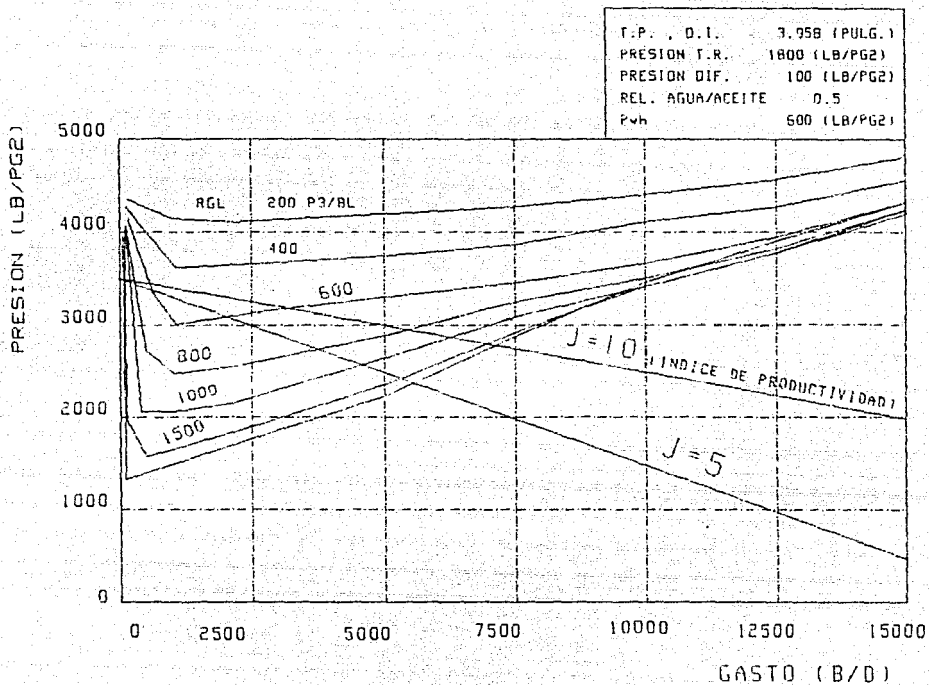


FIG. 2.17 COMPORTAMIENTO DE POZO CON B.N.



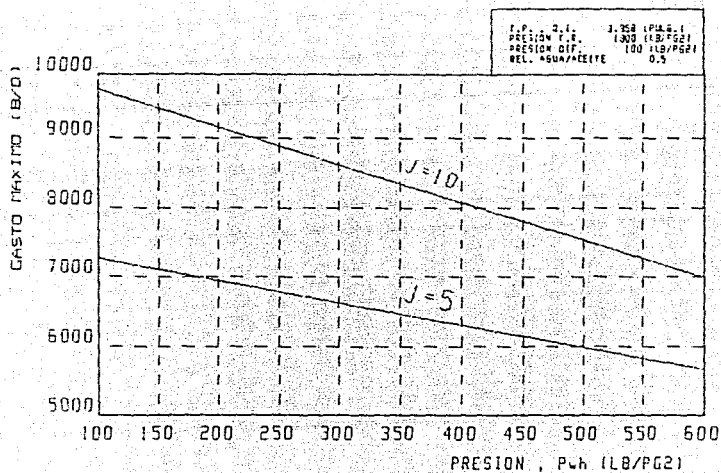


FIG. 2.18 EFECTO DE LA PWH.

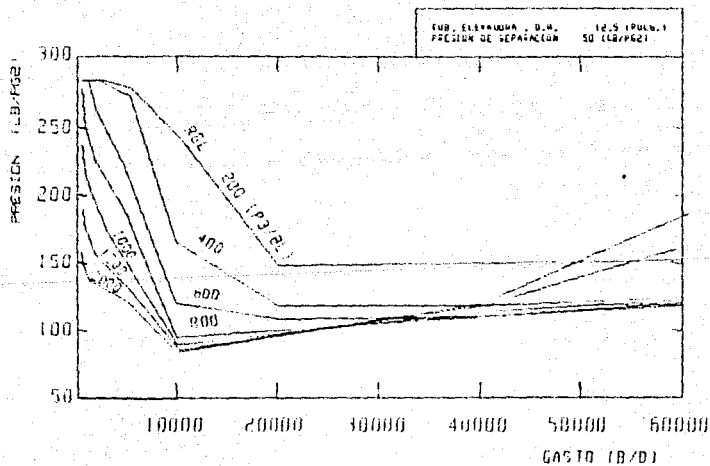


FIG. 2.19 PRESIÓN EN LA BASE DE LA TUBERÍA ELEVADORA

La tubería elevadora se puede tratar como un componente individual del sistema , por lo que se deben preparar gráficas que muestren el comportamiento de la presión en la base con el gasto manejado , para cada presión de separación considerada ( Fig. 2.19 ). Además , en esta gráfica se debe considerar la variación de la RGL , con objeto de poder analizar el efecto de una mayor o menor inyección de gas de B.N. , por lo que se tiene una curva para cada valor de RGL que se desee manejar . Con estas gráficas , se conoce el rango de valores en que se moverá la presión en la base de la tubería elevadora .

La línea de descarga común se maneja también como un componente individual , suponiendo valores de presión a la salida de acuerdo al rango indicado por los cálculos de la etapa anterior , de la tubería elevadora .

En este caso , se trazan gráficas del comportamiento de la presión en la línea de descarga común para diversos valores de presión a la salida y diámetros de tubería , considerando además a la RGL como otro parámetro ( Fig. 2.20 ). Con esto , obtendremos el valor de la presión en el cabezal para ciertas condiciones que escojamos , como gasto , RGL , diámetro .

Con diversos valores de presión en el cabezal , se pueden evaluar las líneas de descarga individuales , preparando gráficas del comportamiento de la presión en las tuberías horizontales para las condiciones que se deseen evaluar de diámetro , longitud , RGL , etc . Con base en lo anterior , se obtiene una buena idea del comportamiento de cada uno de los componentes con los gastos esperados , por lo que ya se puede proceder al análisis integral del sistema para calcular el gasto total y también el volumen de gas de inyección óptimo para el sistema de bombeo neumático .

Mediante el análisis de las gráficas preparadas , se pueden notar detalles importantes , o bien los puntos del sistema que se pueden volver críticos , debido a que están cerca o en el límite de capacidad con los gastos supuestos , por lo que habría que considerar opciones de ampliación de capacidad en dichos puntos .

Una forma de resolver este sistema es ubicando el nodo solución en el cabezal colector , procedimiento que se presenta a continuación , aunque no el único .

Se hace la suposición de que no se tiene restricción en el volumen de gas para inyectar en bombeo neumático.

1.- Se suponen varios valores de gasto total de líquido .

2.- Se suponen varios valores de RGL .

3.- Iniciando con la presión de separación , calcular el comportamiento de la presión a través de la tubería elevadora y la línea de descarga común hasta llegar a la presión del cabezal colector para cada gasto supuesto y cada RGL supuesta , como se había planteado anteriormente ( Fig. 2.21 ) .

4.- Se construyen curvas de comportamiento de B.N. ( gasto contra gas inyectado ) para cada pozo , con la presión en el cabezal como parámetro ( Fig. 2.22 ) .

5.- Se selecciona el gasto máximo y el correspondiente gasto de inyección de gas para cada presión del cabezal y para cada pozo . Esto representa el máximo gasto posible para cada pozo y para cada presión del cabezal , suponiendo que la presión del cabezal coincide con la presión necesaria en el cabezal para desplazar el gasto total de gas y líquido del cabezal al separador .

6.- Se suman los gastos de producción y de gas de inyección de cada uno de los pozos , para cada valor igual de presión en el cabezal . Se calcula la RGL total en base al gasto total , el gas de inyección y el gas disuelto , haciendo una tabla con estos datos .

7.- Se inicia a disminuir la cantidad total de gas inyectado al sistema . Este paso se puede efectuar iniciando desde el gas total inyectado necesario para maximizar el gasto de producción total . Se reduce ese volumen total de gas inyectado en un 5 % o en un 10 % . No olvidar que se desea el máximo gasto de aceite , por tanto , se deben

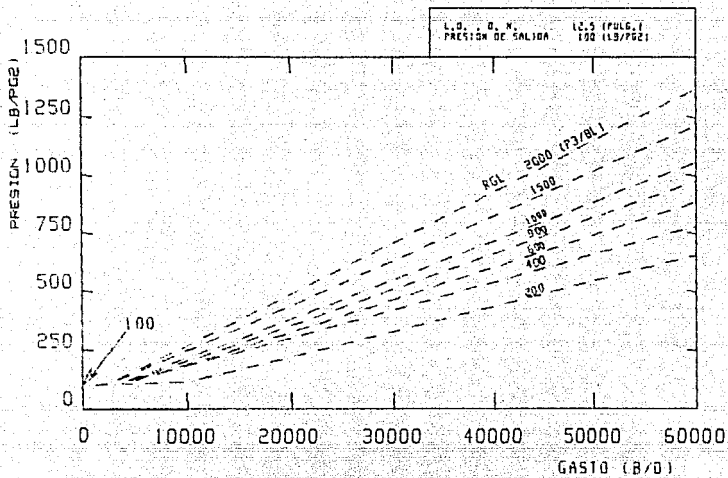


FIG. 2.20 PRESION EN LA ENTRADA DEL OLEGASODUCTO .

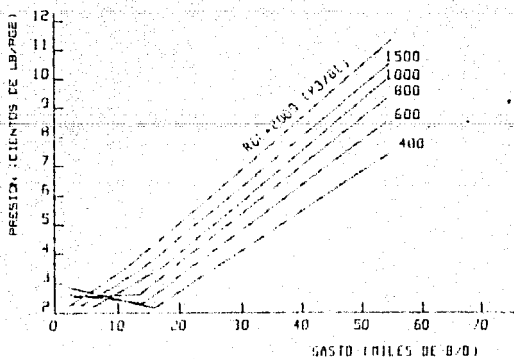


FIG. 2.21 PRESION EN EL CABEZAL CONTRA GASTOS .

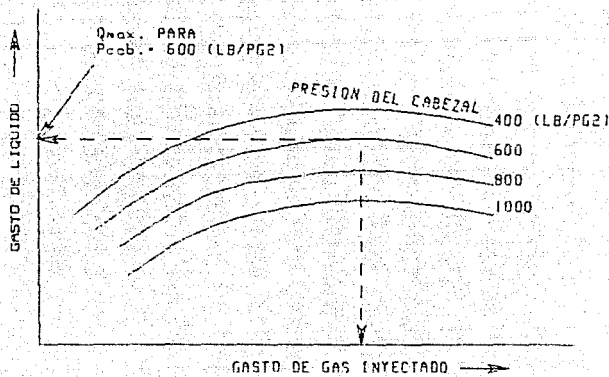


FIG. 2.22 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE B.N.

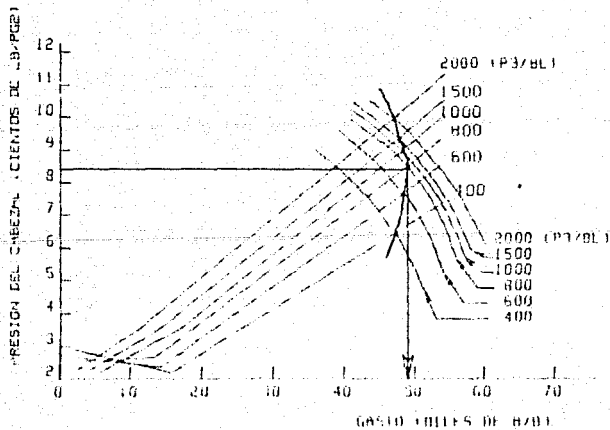


FIG. 2.23 SOLUCION EN EL CABEZAL.

utilizar las curvas de comportamiento de B.N. y revisar la relación de  $\Delta q_o / \Delta q_{g_{iny}}$  para cada pozo y para cada total de gas de inyección repartido . Algunas cosas obvias ocurren con este tratamiento . Los mejores pozos pueden conservar su gas de inyección para maximizar su gasto , en tanto que los pozos más débiles pueden tener una mayor reducción en su gas de inyección . Finalmente , se maximiza el gasto total para el volumen de gas inyectado supuesto .

8.- Se repite el paso anterior , haciendo reducciones adicionales del total de gas inyectado hasta aproximadamente 50 % del gas total necesario para la máxima producción del campo .

9.- Se determinan los gastos totales para cada caso , o sea para cada presión del cabezal , para cada gas total supuesto y cada RGL total .

10.- Se grafican todos los puntos en la misma gráfica que se obtuvo en el punto 3 , con lo cual se obtienen una serie de intersecciones para valores iguales de RGL , de las que se selecciona el gasto máximo , junto con la RGL óptima y la correspondiente presión en el cabezal ( Fig. 2.23 ) .

## CAPITULO 3

### MODELO PROPUESTO

## MODELO PROPUESTO

Como se ha visto , el análisis nodal aplicado de una manera sistemática a todo un sistema de producción , compuesto por varios pozos que concurren a un cabezal colector y unen sus flujos en una sola línea de descarga hasta el separador , permite hacer la evaluación de la capacidad total del sistema en forma integral .

El tipo de sistema descrito , que es muy utilizado en campos marinos , se asemeja mucho a un sistema que se emplea con gran frecuencia en los campos terrestres de la Zona Sureste de Petróleos Mexicanos .

En los campos terrestres mencionados , se reduce en algo el análisis al no existir la tubería elevadora , por estar ubicado el equipo de separación prácticamente a la misma altura que las líneas de descarga .

El sistema consiste básicamente de lo siguiente :

**POZOS :** Aproximadamente de 4 a 12 pozos concurren a un cabezal , con una profundidad promedio de alrededor de 5000 metros , con tubería de producción en la mayoría de los casos de 3.5 pulgadas de diámetro y ocasionalmente de 2 7/8 y 2 3/8 de pulgada .

Aceite ligero , de una densidad de aproximadamente 0.825 g/cm<sup>3</sup> .

Poca o ninguna producción de agua .

RGA alta , de alrededor de 1700 pie<sup>3</sup>/Bl .

La mayoría de pozos verticales , en pocos casos desviados .

Terminados en tubería corta de diámetro de 5 pulgadas .

No se tiene estrangulador de fondo ni válvula de seguridad en el interior del pozo , se tiene estrangulador en la cabeza del pozo , en el arbol de válvulas .

**LINEAS DE DESCARGA INDIVIDUALES :** Con una longitud variable , en promedio de 0.5 a 5.0 Km , de diámetros entre 4 y 10 pulgadas , siendo la mayoría de 8 y 10 pulgadas . Horizontales en una gran mayoría de los casos .



LINEA DE DESCARGA COMUN : De longitud variable , en promedio de 2.0 a 15.0 Km , de diámetros entre 10 y 24 pulgadas , siendo la mayoría de 12 y 16 pulgadas . También son horizontales en la mayoría de los casos .

SEPARADOR : Normalmente a una presión constante , con suficiente capacidad de manejo de fluidos . La presión de la primera etapa se fija de acuerdo a la presión de los pozos y el destino del gas en su siguiente etapa ( Compresión o tratamiento en planta petroquímica ) . Dicha presión de separación varía entre aproximadamente  $3 \text{ Kg/cm}^2$  y  $85 \text{ Kg/cm}^2$  .

En resumen , los fluidos recorren un camino que va desde el yacimiento hacia el centro del pozo a la profundidad de los disparos , a través de medio poroso , luego se observa un flujo ascendente en tubería vertical en la T.P. , pasa a través de una restricción en el estrangulador de superficie , recorre una tubería horizontal en la línea de descarga individual , se une con otros fluidos en el cabezal colector y despues recorre , ya con los otros fluidos , una tubería horizontal en la línea de descarga comun , hasta finalmente llegar al separador a una cierta presión que se mantiene constante .

El recorrido anterior se repite en todos y cada uno de los pozos , por lo que el análisis de los componentes individuales del sistema , para diferentes rangos de condiciones , como se plantea en la optimización de un sistema marino , es una labor que para efectos prácticos , se debe realizar con el auxilio de sistemas de cómputo , ya que de otra manera conlleva demasiado tiempo y tabajo rutinario , prestándose a errores y ausencia de utilidad práctica , pues las condiciones del sistema se modifican constantemente .

Sin embargo , como se menciona desde los inicios de este trabajo , en la actualidad se dispone de las diversas herramientas ( Correlaciones,

equipos de cómputo ) que permiten efectuar el análisis en una forma práctica que puede ser de gran utilidad .

Para el análisis de los sistemas de producción empleados en la Zona Sureste de Petróleos Mexicanos y similares en cualquier otra zona , este trabajo propone un programa de cómputo que efectúa automáticamente los cálculos necesarios , de manera tal que en cuestión de minutos se cuantifican las características del sistema tales como la distribución de presiones y gastos finales al efectuar modificaciones en cualquier componente del mismo .

A continuación se detalla el procedimiento empleado en el programa .

Debido a las condiciones en que se encuentra actualmente el estudio de la teoría de flujo multifásico en tuberías , sólo se dispone de correlaciones semi-empíricas para calcular el comportamiento de la presión y el gasto en dicho tipo de flujo .

Además , dichas correlaciones requieren que las condiciones de un extremo a otro de la tubería no se modifiquen mucho , con objeto de que las condiciones promedio sean representativas a lo largo de la tubería analizada y de la misma manera las propiedades de los fluidos. Considerando dicha situación , para el cálculo de las caídas de presión en una tubería larga , se procede a subdividir esta en tramos más pequeños en los cuales se cumpla la restricción de que se tengan cambios mínimos en las propiedades de los fluidos , de modo que en realidad se utiliza un procedimiento iterativo .

Por ese motivo , no es posible hacer un planteamiento analítico , en el caso de flujo multifásico en tuberías , del comportamiento de una red .

Para soslayar dicho problema , una opción que se presenta es la de llevar a cabo un procedimiento de ensaye y error , en el cual se parte de ciertas condiciones conocidas del sistema estable , se plantean las modificaciones deseadas y se calculan las alteraciones que sufre el sistema mediante calculos iterativos de :

*efecto de la modificación del/los componente/s en el sistema <-->*  
*efecto de la modificación del sistema en el/los componentes*  
repetiendo este ciclo hasta que las modificaciones queden dentro de un determinado rango de tolerancia .

En detalle , el procedimiento es el siguiente :

A.-Se define un cierto conjunto de condiciones iniciales , que incluye datos de características del sistema de flujo , datos de propiedades de los fluidos y datos de presiones y gastos en cada pozo .

B.-Se calculan las caídas de presión en cada uno de los componentes del sistema , mediante las correlaciones que se elijan como mas apropiadas y en base a los valores de gastos que se tengan como datos iniciales.

C.-Se comparan los valores de caídas de presión calculados en el paso anterior con los valores que se tengan como datos de las condiciones iniciales .

D.-Se calcula la desviación que se obtiene al comparar las caidas de presión en los componentes calculadas mediante correlaciones , de las caídas de presión medidas .

E.-Se plantean las modificaciones que se desean efectuar en el sistema , ya sea para uno o varios pozos o de la línea de descarga común .Se calcula el gasto de cada pozo modificado mediante análisis nodal centrado en el estrangulador del pozo , considerando constante la presión del cabezal .

F.-Con la suma de gastos de los pozos , se calcula la presión en el cabezal colector a partir de la presión de separación .

G.-A partir de la presión del cabezal colector , considerándose ésta como fija , se calcula la capacidad y características del sistema individual de cada pozo , mediante un análisis nodal de cada uno de dichos sistemas , centrándose en el estrangulador en la cabeza del pozo , suponiendo varios gastos y haciendo el cálculo de la capacidad del sistema como se describe en el capítulo anterior en 'SOLUCION EN EL ESTRANGULADOR' . Se calcula la suma de los gastos de los pozos y se designa como suma inicial .

H.-Con el gasto total del sistema obtenido en el paso anterior , se calcula la presión en el cabezal colector , a partir de la presión de separación .

I.-Considerando constante la presión en el cabezal , se recalcula la capacidad y características del sistema individual de cada pozo , mediante análisis nodal de cada uno de dichos sistemas , centrándose en el estrangulador de cada pozo . Se calcula la suma de los gastos de los pozos y se designa como suma final .

J.-Se revisa si el gasto total del sistema representado por suma final varía dentro de un cierto margen de tolerancia respecto al gasto anterior del sistema , representado por suma inicial . Si la variación es menor que la tolerancia , se considera estabilizado el sistema y se presentan los resultados finales , la distribución de gastos y presiones del sistema .

Si la variación es mayor que la tolerancia se hace que suma final sea ahora suma inicial y se repite el procedimiento desde el paso H .

## PROGRAMA DE COMPUTO

Una vez que se definió el procedimiento para la solución del sistema en forma integral , se pasó a la implementación de dicho procedimiento en forma de programa de cómputo para su ejecución automática .

Considerando que la información requerida para la ejecución del programa es muy amplia , se hizo necesario elaborar todo un módulo de captura de datos , de manera que la información se agrupara por cada pozo y quedara grabada en un archivo electrónico , a fin de que las siguientes ocasiones que se corriera el programa , la información se leyera de ese archivo en forma automática .

Sin embargo , se considera que la información requerida existe almacenada en alguna forma en los archivos de Petróleos Mexicanos , por lo que la entrada de datos , siendo una de las partes más laboriosas para el empleo del programa , en alguna forma se podría facilitar , disminuyendo a la vez la posibilidad de introducir datos erróneos , haciendo que la lectura se efectuara también electrónicamente mediante programa , de las bases de datos existentes en Petróleos Mexicanos .

Los datos para cada pozo se agrupan en : Datos de producción de fluidos ( incluye propiedades generales de los fluidos como  $\gamma_g$  ,  $\gamma_o$  , RGA , porcentaje de agua ,etc. , así como gasto de líquido y gas ) , datos de estado mecánico del pozo y datos de la línea de descarga individual .

Despues de obtener la información de cada pozo , se introduce la información de la línea de descarga común y se calculan las propiedades generales promedio de la mezcla de fluidos que se forma a partir del cabezal colector .Las propiedades generales promedio se calculan simplemente como un promedio de las propiedades de mayor efecto en los cálculos ( porcentaje de agua , RGA , densidad de gas y aceite ) , ponderado con los gastos que aportan los pozos .

Con el paso anterior , se complementa la información que se utiliza en el programa , quedando pendiente ya solamente lo referente a modificaciones del sistema .

En el caso particular de este trabajo , se realizó primeramente una etapa de selección de correlaciones para los casos que se deseaba probar de datos de campo .

De esta manera , antes que nada se hizo una búsqueda de información de campo en el Distrito Comcalcalco de Petróleos Mexicanos , que incluyó los datos mencionados para cada pozo de los casos seleccionados .

Posteriormente , con los datos adquiridos , se hicieron corridas de programas de las diferentes correlaciones que se mencionan en el Capítulo 1 , a fin de seleccionar de entre ellas , las que más se apegaban a los datos reales medidos .

Esta etapa , en algunos casos , no se haría necesaria , ya que posteriormente se averiguó que existen ocasiones en que ese proceso lo llevan a cabo , aunque con otros fines específicos , ingenieros del area de Yacimientos , de modo que en esos casos ya se tiene la información de las correlaciones de mejor desempeño .

De cualquier manera , una vez seleccionadas las mejores correlaciones para un caso específico , se implementaron estas en una forma compatible con el resto del simulador .

Por otra parte , se averiguó que uno de los cambios más frecuentes en el sistema , de entre los posibles , es la modificación del diámetro de estrangulador , razon por la cual se consideró conveniente implementar un procedimiento de análisis nodal para el sistema de producción de un pozo individual , centrando el nodo solución en el estrangulador . Este procedimiento a su vez está formado en base a las correlaciones que ya habían sido seleccionadas , para cada uno de los componentes del sistema ( yacimiento , tuberías , estranguladores ) .

En general , para dicho procedimiento se empleó el planteamiento presentado en el capítulo anterior en 'SOLUCION EN EL ESTRANGULADOR EN CABEZA DEL POZO' , suponiendo valores de gasto en relación al gasto medido en las condiciones iniciales y suponiendo que el extremo de salida de la línea de descarga es el punto final del sistema , punto que además se mantiene a una presión constante .

Como se recordará , en el procedimiento empleado se localiza el gasto del sistema en donde la caída de presión calculada en el estrangulador es igual a la caída de presión disponible en el sistema , al calcular independientemente la presión antes y después del estrangulador .

Para efectos del programa , la intersección de las dos curvas se localiza mediante interpolación lineal entre los puntos antes y después de la intersección . En la práctica , se comprobó que esta solución es suficientemente buena para los fines deseados y se compara favorablemente con la intersección por el método gráfico .

Finalmente , cuando este programa de análisis nodal encuentra el gasto del pozo , termina presentando los valores supuestos de gastos , así como los calculados para la solución del sistema , además de dar el gasto final y las presiones tanto de fondo fluyendo como antes y después del estrangulador .

Después de terminar la implementación del procedimiento mencionado de análisis nodal en forma de programa independiente , se probó repetidamente para pozos individuales y finalmente se preparó en forma de módulo para poder ser utilizado repetidamente en el simulador , objetivo final de este trabajo .

Otra sección que se preparó es la referente a los factores de corrección o ajuste , empleados para que los resultados que proporcionan las diferentes correlaciones seleccionadas , se apeguen a los valores reales , medidos en campo . Estos factores se calculan en base a los datos de entrada , de condiciones del sistema estable antes de efectuar modificaciones .

Empleando los valores de gastos medidos y propiedades generales de los fluidos , se busca reproducir el comportamiento de presiones en el sistema , utilizando las correlaciones seleccionadas , para posteriormente calcular los factores de ajuste en cada uno de los componentes .



El ajuste que se obtiene en esta sección está basado en la forma general de comportamiento que se ha observado en diversos estudios que se han presentado de comparación de correlaciones , en los cuales se nota que por lo general una determinada correlación , en la mayoría de los casos , predice valores de caída de presión sistemáticamente mayores o sistemáticamente menores , manteniendo , salvo algunas excepciones , dicho comportamiento .

## AJUSTE Y VALIDACION DEL PROGRAMA

Sin duda alguna , uno de los detalles que inducen al mayor o menor empleo de un programa de cómputo , es su confiabilidad en cuanto al logro de resultados comparables favorablemente con valores obtenidos en forma manual , ya sea en forma parcial o bien total , pero cuya veracidad ha sido plenamente comprobada .

Para la validación del simulador objeto de este trabajo , se procedió de manera ascendente en sentido de integración , efectuando primeramente la revisión de cada una de las correlaciones más elementales , como son las de propiedades de los fluidos , para posteriormente efectuar pruebas de las correlaciones más laboriosas , en las cuales las primeras pasan a ser sólo componentes , de manera que en cada paso hacia adelante se había dejado plenamente comprobado todo lo anterior , puesto que ello es a la vez el respaldo de las siguientes etapas .

La validación de cada una de las correlaciones de propiedades de los fluidos se efectuó mediante la comparación de los resultados proporcionados en cada caso por la implementación de la correlación, contra valores presentados en alguna publicación técnica revisada cuando fué posible esto último .

En lo particular , se buscó respetar las formas originales presentadas por los autores de las correlaciones , aun cuando en algun caso se dispusiera de información medida en laboratorio del comportamiento de alguna propiedad como  $R_s$  o  $\mu_o$  .

El motivo de esta decisión es que en la versión final del simulador , se buscó presentar un requerimiento de información de entrada al programa , en términos más apegados a una situación de trabajo real , en la cual se sabe que la mayoría de los pozos productores de hidrocarburos carecen de la información medida de propiedades PVT .

De esta manera , para efectos de trabajo del simulador , las correlaciones de propiedades de los fluidos se eligen de acuerdo al comportamiento que presenten como parámetros de ajuste en las correlaciones de las cuales forman parte , sean estas de flujo multifásico en tuberías , flujo en estranguladores , etc .

Esto significa que aunque se presentara el caso de que se dispusiera de la información medida de alguna propiedad , por ejemplo  $R_s$  , y que la correlación que mejor representa esa propiedad para el pozo analizado fuera por ejemplo la de Lasater , no necesariamente se seleccionaría Lasater , ya que si las correlaciones de flujo multifásico en tuberías funcionan mejor para ese pozo específico con otra , por ejemplo la de Vazquez-Beggs , se elegiría esta última .

De lo anterior , se desprende que el proceso de selección de correlaciones conlleva en sí mismo un buen monto de labor , para probar en un sólo pozo las diversas combinaciones de correlaciones de propiedades con las diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías .

Sin embargo , dicho proceso se facilita algo al existir , ya disponibles en Petróleos Mexicanos , programas de cómputo que efectúan dicha combinación de correlaciones de propiedades con varias correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales , en forma automática , herramienta que se empleó en una parte de la selección de correlaciones del presente trabajo .

Para la representación en forma numérica de las curvas presentadas por los autores de las correlaciones en cada caso , se recurrió a alguna de las siguientes alternativas , luego de compararlas entre sí :

- a) Ajuste de la curva por métodos de regresión .
- b) Empleo de expresiones de ajuste existentes .
- c) Empleo de una tabla de valores leídos de la gráfica original , para su utilización en interpolación lineal o polinomial .

En cualquiera de los tres casos , se obtuvo una buena precisión , rapidez y facilidad de uso , comparables muy favorablemente con la lectura de la gráfica en forma manual .

Las correlaciones que representan el comportamiento presión-gasto de los diversos componentes del sistema , se emplean también en su forma original , sin hacerles ninguna modificación de constantes o coeficientes , sino tan sólo eligiendo la que proporcione resultados más cercanos a los valores medidos en campo , considerando también la disponibilidad en forma real de los parámetros que intervienen en cada correlación , de modo que el empleo de alguna de ellas no se vea suspendido en una etapa posterior , una vez integrado el simulador , por la ausencia de algun parámetro indispensable al cual no se tenga acceso .

Para comprobar el funcionamiento de los programas individuales de comportamiento de flujo multifásico en tuberías , implementados en forma de 'métodos' , como una combinación determinada de correlaciones de propiedades físicas de los fluidos con una correlación de caída de presión en flujo multifásico en tuberías , se hicieron corridas de los posibles métodos a emplear en el simulador y se compararon los resultados con los que proporcionan los programas ya disponibles en Petróleos Mexicanos , para los mismos métodos y con los mismos datos de entrada para el programa .

Se observó en todos los casos una buena concordancia entre los cálculos de los programas probados y los de los programas existentes en Petróleos Mexicanos , lo cual se consideró como una indicación de que la programación se estaba efectuando de manera correcta .

Las diferencias que se llegaron a observar , fueron muy pequeñas y se considera que se pueden deber tan sólo a diferencia de ajustes de las correlaciones de propiedades físicas de los fluidos y a técnicas de programación .

Una vez ensamblado el simulador completo , con una cierta combinación de correlaciones seleccionadas , de acuerdo a su comportamiento en un determinado campo petrolero , para su prueba se procedió a efectuar corridas , con los datos del campo elegido , tratando de simular diferentes condiciones de campo , a partir de las condiciones iniciales medidas , de las cuales se tenía información .

Durante las diversas corridas que se efectuaron , simulando cambios de tipo práctico , como cambios de estrangulador , variación del porcentaje de agua , cambio de algún diámetro de tubería , se observó que el módulo de análisis nodal proporcionaba información interesante acerca de la situación en que se encontraba el sistema , aun antes de efectuar los cambios deseados , ya que en el caso particular del campo elegido para pruebas , se podía notar una situación cercana a la crítica , es decir que el sistema no soportaría cambios fuertes , por ejemplo de ampliación de estrangulador , pues algunos pozos dejarían de fluir .

Cuando se continuó adelante con el tipo de situación planteada , el programa llegaba a puntos en lo cuales los gastos supuestos en el módulo de análisis nodal no podían ser manejados por alguna parte del sistema , caso que se observó con mayor frecuencia en la tubería de producción , donde la presión de fondo fluyendo no era suficiente para desplazar los fluidos hasta la superficie , de modo que el programa se detenía y planteaba la situación , para que el usuario tomara alguna decisión al respecto antes de continuar adelante .

En realidad , en el caso mencionado , se hace necesario considerar otro cambio diferente al que origina la suspensión de la corrida , anotando la dificultad que se presenta al intentar ese cambio .

En general , el funcionamiento del simulador ya integrado se puede considerar que proporciona resultados suficientemente satisfactorios respecto a los datos medidos y a las modificaciones posibles que se plantearon durante esta etapa de pruebas .

## CAPITULO 4

### APLICACION A UN CASO REAL

## APLICACION A UN CASO REAL

Una vez que se consiguió la integración del simulador en su totalidad y que se efectuaron las pruebas de su funcionamiento normal , se procedió a aplicarlo en algún caso práctico.

Considerando que durante la etapa de pruebas se había recolectado una buena cantidad de información de 3 campos petroleros del Distrito Comcalco de Petróleos Mexicanos y además que la recolección de esa información , así como su revisión , había consumido una considerable cantidad de tiempo y trabajo , se hacía obvia la elección de alguno de dichos campos para llevar a cabo la aplicación del simulador , aunque de manera general era posible seleccionar cualquier otro campo petrolero cuyo sistema de recolección de hidrocarburos presentara las características de las cuales se originó el modelo objetivo de este trabajo , características que como se ha mencionado son muy frecuentes en campos de la Zona Sureste de Petróleos Mexicanos .

De entre los tres campos de que se había obtenido información , el campo Cárdenas se presentaba como el de datos más confiables , aun considerando ciertas deficiencias en la información , de modo que se eligió una parte de dicho campo para la aplicación del simulador .

El motivo de elegir tan solo una parte se debe a que en el campo Cárdenas el sistema de recolección de hidrocarburos planteado en este trabajo se presenta en más de una ocasión , es decir que en el campo , a mayor o menor distancia de la instalación de separación , se localizan varios cabezales colectores , a los cuales concurren un numero variable de líneas de descarga de pozos .

Así pues , se eligió un pequeño subsistema , integrado por cuatro pozos productores de aceite y gas , cuyas líneas de descarga individuales concurren a un cabezal colector ubicado a aproximadamente 1300 metros de la instalación de recolección y separación .

A continuación se presenta una breve descripción del subsistema de recolección seleccionado , así como un diagrama esquemático del mismo:

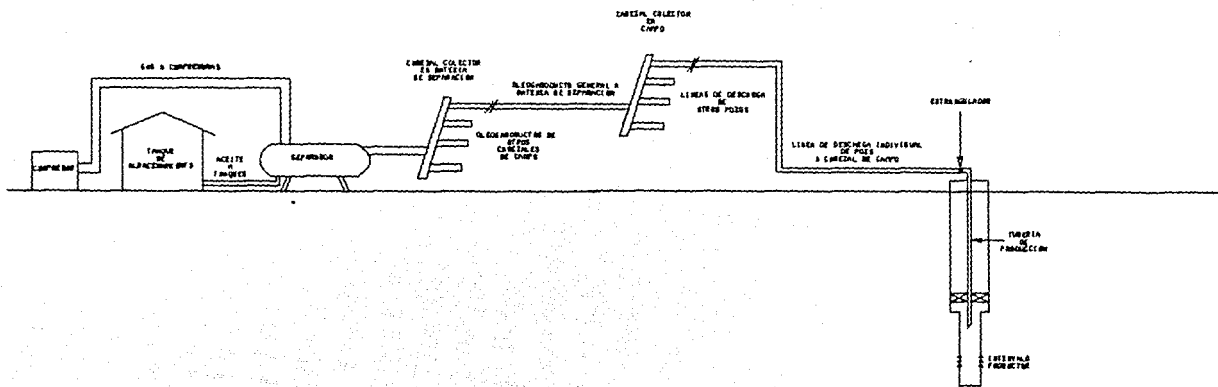


FIGURA 4.1



CAMPO : CARDENAS .

UBICACION : DISTRITO COMALCALCO , COMALCALCO , TAB.

POZOS DEL SISTEMA : CUATRO POZOS , CUYOS NUMEROS SON 109 , 119 , 129 Y 318 .

INSTALACION DE SEPARACION : BATERIA CARDENAS NORTE .

PRESION DE SEPARACION : B.P. , APROXIMADAMENTE 7.0 Kg/cm<sup>2</sup> .

DATOS GENERALES :

DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE : 0.83

DENSIDAD RELATIVA DEL GAS : 0.98

PORCENTAJE DE AGUA : DE CERO A 1.5 % .

RELACION GAS LIQUIDO : APROXIMADAMENTE 300 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

OLEOGASODUCTO GENERAL : 1300 m de longitud , 12 pulgadas D.E.

PRESION EN CABEZAL COLECTOR DE CAMPO : 12 Kg/cm<sup>2</sup>

PRESION EN CABEZAL DE BATERIA : 9 Kg/cm<sup>2</sup>

DATOS DE LOS POZOS

CARDENAS # 109

P.I. : 5769 m

T.R. : 5 '' D.N. a 5800 m

T.P. : 3.5 '' D.N. A 3104 m

INTERVALO PRODUCTOR : DE 5508 m A 5545 m

LINEA DE DESCARGA INDIVIDUAL : 8 '' D.N. , 1500 m LONG.

GASTO DE PRODUCCION : 534 m<sup>3</sup>/D (MAR-90)

DIAMETRO DE ESTRANGULADOR : 7/8 '' (MAR-90)

CARDENAS # 119

P.I. : 5690 m  
T.R. : 5 '' D.N. a 6079 m  
T.P. : 3.5 '' D.N. a 1192 m  
2.875 '' D.N. a 3182 m  
2.375 '' D.N. a 5348 m  
INTERVALO PRODUCTOR : DE 5515 m A 5560 m  
LINEA DE DESCARGA INDIVIDUAL : 8 '' D.N. , 2100 m LONG.  
GASTO DE PRODUCCION : 193 m<sup>3</sup>/D (MAR-90)  
DIAMETRO DE ESTRANGULADOR : 1/2 '' (MAR-90)

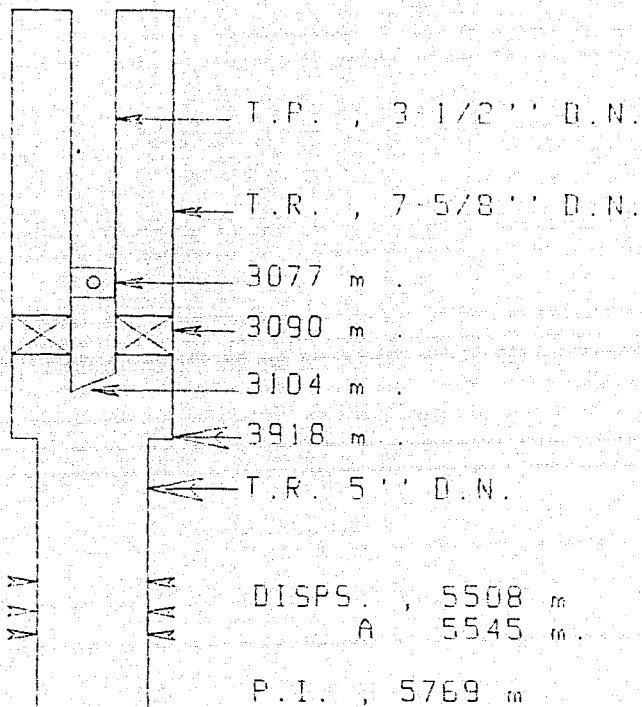
CARDENAS # 129

P.I. : 5647 m  
T.R. : 5 '' D.N. a 5800 m  
T.P. : 3.5 '' D.N. a 3504 m  
INTERVALO PRODUCTOR : DE 5593 m A 5647 m  
LINEA DE DESCARGA INDIVIDUAL : 8 '' D.N. , 2000 m LONG.  
GASTO DE PRODUCCION : 552 m<sup>3</sup>/D (MAR-90)  
DIAMETRO DE ESTRANGULADOR : 1 '' (MAR-90)

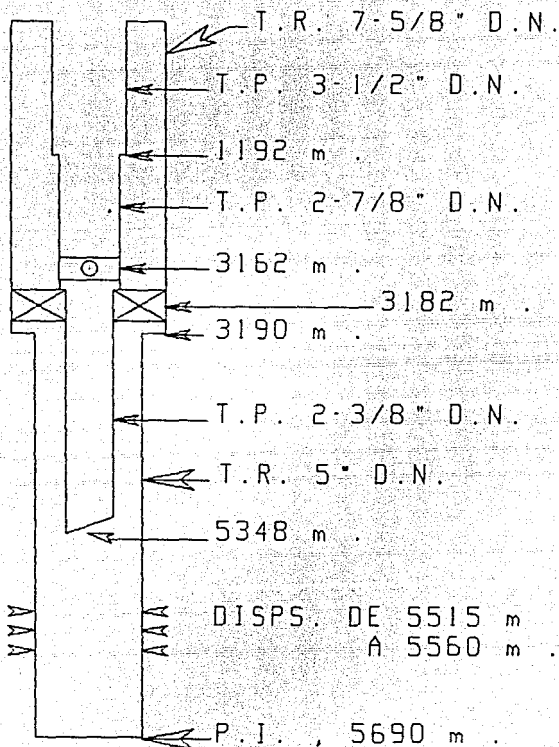
CARDENAS # 318

P.I. : 5678 m  
T.R. : 5 '' D.N. a 5710 m  
T.P. : 3.5 '' D.N. a 4317 m  
INTERVALO PRODUCTOR : DE 5577 m A 5630 m  
LINEA DE DESCARGA INDIVIDUAL : 8 '' D.N. , 1000 m LONG.  
GASTO DE PRODUCCION : 386 m<sup>3</sup>/D (MAR-90)  
DIAMETRO DE ESTRANGULADOR : 3/4 '' (MAR-90)

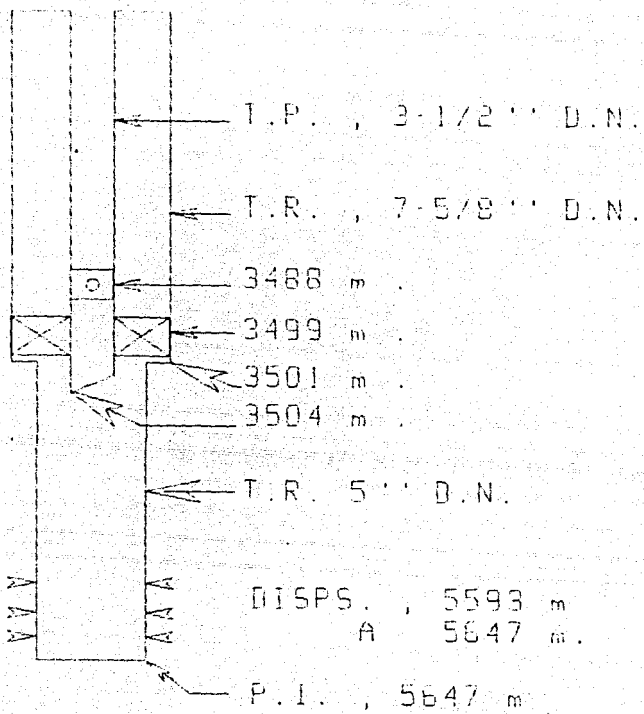
ESTADO MECANICO , POZO CARDENAS # 109



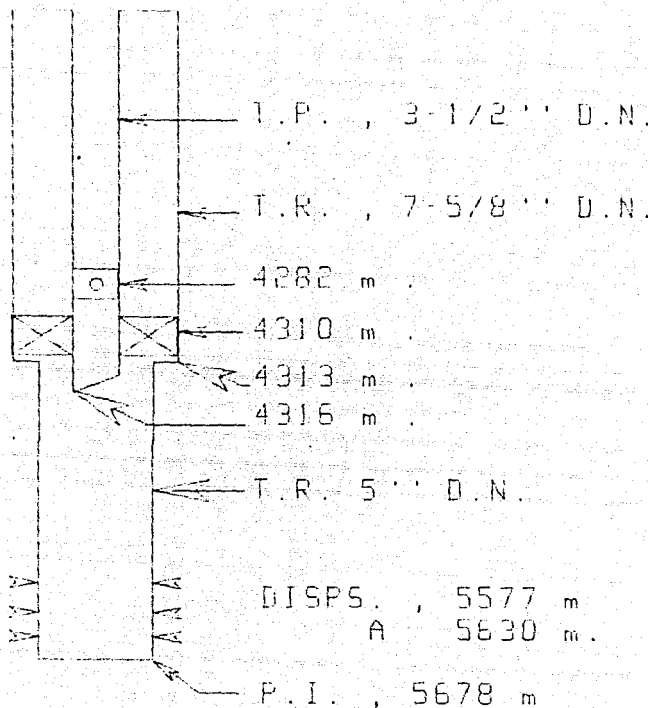
# ESTADO MECANICO , POZO CARDENAS # 119



# ESTADO MECANICO , POZO CARDENAS # 129



ESTADO MECANICO , POZO CARDENAS # 318



En el sistema presentado , se aplicó el proceso de selección de correlaciones tal como se explicó en capítulos anteriores y se definieron las siguientes correlaciones como las que tenían un mejor comportamiento en conjunto :

Relación de solubilidad ,  $R_s$  : Correlación de Standing<sup>25</sup> .

Factor de volumen del aceite ,  $B_o$  : Correlación de Standing<sup>25</sup> .

Viscosidad del aceite : Correlación de Beggs-Robinson<sup>30</sup> .

Comportamiento de afluencia : Correlación de Vogel<sup>1</sup> .

Flujo en estranguladores : Correlación de Gilbert<sup>5</sup> .

Caída de presión en tubería vertical : Correlación de Duns-Ros<sup>17</sup> .

Caída de presión en tubería horizontal : Correlación de Beggs-Brill<sup>20</sup> .

Es conveniente hacer notar aquí que aún cuando se disponía de la posibilidad de efectuar cálculos de caídas de presión en líneas inclinadas , por medio de la correlación de Beggs-Brill<sup>20</sup> , no se hizo necesario debido a que el perfil del terreno es prácticamente horizontal en el sistema de recolección analizado y los pozos se pueden considerar verticales en su totalidad .

Con las correlaciones seleccionadas se integró el simulador y se corrió para las condiciones iniciales del sistema , funcionando en forma normal , efectuando el cálculo de factores de corrección en la forma ya definida , para cada una de las correlaciones empleadas , en base a la comparación de los valores proporcionados por las correlaciones contra los valores medidos , proporcionados como datos de entrada .

Se obtienen factores de corrección o ajuste para cada componente del sistema : caída de presión en la tubería de producción , presión a la entrada del estrangulador , caída de presión en la línea de descarga individual de cada pozo al cabezal colector y caída de presión en la línea de descarga común del cabezal colector a la batería de separación .

En todos los pozos del sistema analizado , para las condiciones de gastos presentes , se observó que el valor de la presión a la entrada del estrangulador era más de dos veces el valor observado a la salida , por lo que no fué necesario hacer consideraciones de flujo subcrítico .

A continuación se despliega la información básica de cada uno de los pozos del sistema , con objeto de seleccionar el o los candidatos a modificaciones , que pueden ser : diámetro de estrangulador , relación gas aceite , porcentaje de agua , presión de fondo estática , estado mecánico del pozo y diámetro de la línea de descarga individual .

Se plantean estos posibles cambios debido a que se consideran los más factibles de manera práctica y de este modo se pueden introducir dichas modificaciones en el modelo numérico , el cual a su vez nos recalcula y proporciona las presiones y gastos del sistema como resultado de los cambios planteados .

Independientemente de los componentes de cada pozo , se puede posteriormente modificar el diámetro de la línea de descarga común que va del cabezal colector del campo al cabezal de batería , en caso de que se deseara analizar el efecto de modificar este componente .

En el caso presente , se seleccionó una modificación de la presión de fondo estática , con objeto de revisar la confiabilidad del programa al simular las condiciones que se tendrían en el sistema al presentarse una disminución de dicha Pws , revisión factible al disponer de los datos tanto de producción como del yacimiento de un cierto tiempo atrás , así como de los más recientes que se pudieron obtener .

De tal manera , se introdujeron modificaciones en cada uno de los cuatro pozos , al proporcionar como condiciones iniciales las de Marzo de 1990 y como modificación la Pws de Diciembre de 1990 , solicitando que el programa proporcionara cuales serían las demás condiciones del sistema ( presiones y gastos en cada punto de mayor interés ) en esta última fecha , como resultado de dicha modificación .



Al efectuar las primeras corridas se observó la necesidad de utilizar algún método para el cálculo de las curvas de comportamiento de afluencia (I.P.R.) futuras , por lo que se recurrió al método propuesto por Fetkovich<sup>4</sup> , según el cual :

$$Q_0 = J_{01} ( P_{ws} / P_{w1} ) ( P_{ws}^2 - P_{wf}^2 )$$

$$J_{01} = q_{01} / ( P_{w1}^2 - P_{wf}^2 )$$

En la segunda ecuación , los valores de gasto y presiones se refieren a las condiciones a partir de las cuales se parte para el cálculo de las curvas de I.P.R. futuras .

Para el caso del presente trabajo , en la primera ecuación se despejó la  $P_{wf}$  para valores supuestos de  $q_0$  y la  $J_{01}$  se calcula con las condiciones iniciales que se proporcionan como dato , antes de llevar a cabo las modificaciones deseadas .

Una vez que se introdujo este método en el programa , ya se obtuvieron resultados bastante satisfactorios , ya que el programa proporcionó valores de presiones y gastos , como resultado de la disminución de la  $P_{ws}$  , que se apegaban de manera notable a los medidos , con excepción del pozo Cardenas 119 .

Es de hacerse notar el comportamiento irregular de dicho pozo , para el cual no se obtuvieron resultados satisfactorios , ya que al parecer éste tiene algun problema especial de daño a la formación que lo hizo dejar de fluir totalmente en Septiembre de 1990 y no se restableció su flujo sino hasta Febrero de 1991 con un gasto aún menor del que predecía el programa para Diciembre de 1990 .

Durante la ejecución del programa , al introducir los cambios deseados en los pozos , el programa efectúa un análisis nodal de cada pozo modificado en forma individual , como si no se tuviera ningun efecto o interrelación con los otros componentes del sistema , considerando como fin del sistema de cada pozo el cabezal colector de campo , mantenido en esta etapa del programa a presión constante .

Este análisis proporciona una primera aproximación del efecto de las modificaciones en cada pozo , así como las condiciones posteriores a dichas modificaciones ( gasto , presión de fondo fluuyendo , presión en cabeza antes y después del estrangulador y presión en el cabezal colector de campo ) .

Este análisis se efectúa al terminar de introducir las modificaciones en cada uno de los pozos que integran el sistema .

Este primer análisis nodal ( que es el análisis nodal básico que se aplica a un sistema de un solo pozo y en el presente trabajo se emplea como una subrutina que se usa repetidamente en los pozos del sistema ) , dependiendo de los valores de gastos que se deseen suponer , los cuales se fijan a voluntad , nos proporciona los datos necesarios de presiones contra gastos para efectuar el trazo de las curvas de comportamiento de presión en la cabeza del pozo , antes y después del estrangulador , con base en las correlaciones elegidas ( Figura 4.2 ) .

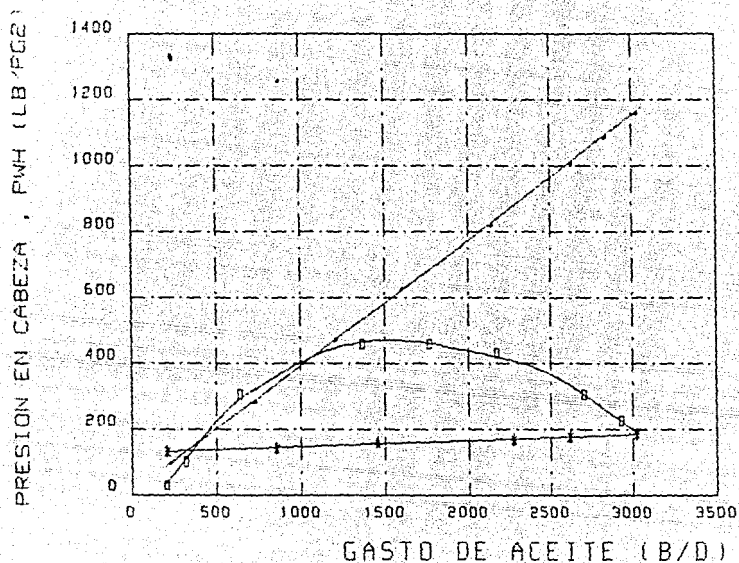
También se obtienen las caídas de presión en el estrangulador , en dos diferentes formas ; la primera ( DELTAP1) como la diferencia de la presión en la cabeza , PWH1 , ( calculada a partir de la Pwf con la correlación de flujo multifásico vertical) menos la presión despues del estrangulador , PWH2 , ( calculada a partir de la presión del cabezal colector con la correlación de flujo multifásico horizontal ) y la segunda (DELTAP2) como la diferencia de la presión en la cabeza , PWH1A , ( calculada con las características de producción , con la correlación de flujo en estranguladores ) menos la presión despues del estrangulador , PWH2 , ( calculada de la manera mencionada anteriormente ) .

Estos datos de caídas de presión ( DELTAP1 y DELTAP2 ) , en conjunto con los valores de gastos , se pueden graficar como se observa en la figura 4.3 .

En esta ultima gráfica , se identifica la capacidad de producción del sistema como la intersección de la curva DELTAP1-Q con la curva DELTAP2-Q y se explica como el punto en el cual la capacidad del sistema ( conjunto de tuberías ) , coincide con la capacidad del sistema para un cierto diámetro de estrangulador seleccionado .

# ANALISIS NODAL

## PRESION EN CABEZA



□ PWHI DE FRY

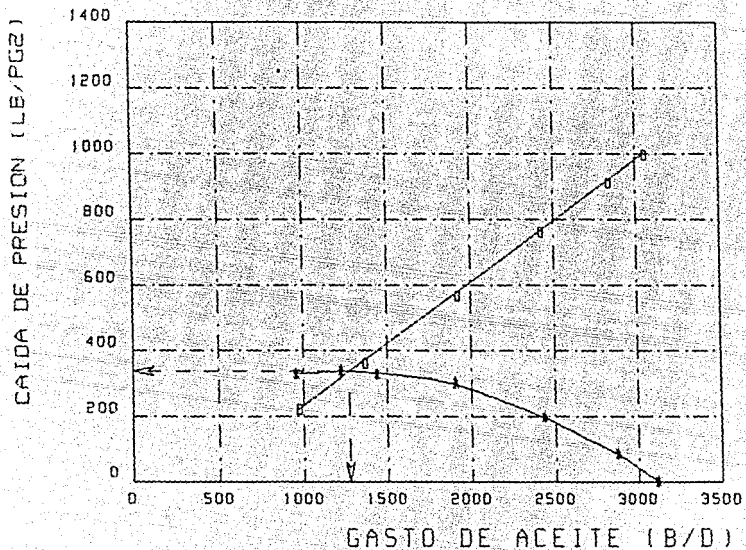
• PWHI DE ESTR.

▲ PWHI DE L.D.

FIG. 4.2

# ANALISIS NODAL

## CAIDAS DE PRESION EN EL ESTRANGULADOR



■ DELTAP1 (FMV-L.D.)

▲ DELTAP2 (ESTR.-L.D.)

FIG. 4.3

En el caso manejado del campo Cárdenas , este análisis se efectuó con base en la disminución de la Pws para cada pozo , haciendo como se indicó , la suposición de que el resto del sistema no se alterado durante esta primera etapa de la ejecución del programa .

En cada caso , de las posibles modificaciones a los pozos solo se eligió la Pws , ya que en el campo no se efectuaron modificaciones ni de tuberías ni de estranguladores , así como tampoco varió notablemente la RGA ni el porcentaje de agua en el periodo de Marzo-90 a Diciembre-90 .

Al terminar de introducir la modificación al cuarto pozo del sistema , se calculó su análisis nodal correspondiente y aquí terminó la primera etapa de la simulación , teniendo como ya se mencionó , una primera aproximación de las condiciones del sistema , tanto en gastos como en presiones en los diferentes puntos de interés ( Figura 4.4 ) .

Aquí hay que hacer notar que la simulación del flujo se puede considerar que se efectúa en dos etapas ,( aunque durante la ejecución del programa esto pase inadvertido para el usuario ) pues los resultados que se tienen al final de esta primera etapa , aunque pueden estar muy cercanos a los resultados finales del programa , no consideran aún la interrelación de los pozos integrantes del sistema , cuestión que se maneja en la segunda etapa , mediante cálculos iterativos .

A continuación se presentó la opción de modificar el oleogasoducto general que va del cabezal colector de campo a la batería de separación , opción que se consideró conveniente incluir , para el caso en que se desee analizar el efecto de un cambio de diámetro de esta tubería . En el presente caso , no se modificó este componente .

Enseguida , se inició la segunda etapa de la simulación , en la cual se calcula en forma cíclica , de manera similar a la presentada en el capítulo 3 ;

*presion del cabezal de campo con base en la suma de gastos de los pozos para luego recalcular*

*gastos de los pozos con base en la presion modificada del cabezal de campo*

RESULTADO DEL ANALISIS NODAL DEL POZO CARD# 109

GASTO	PWFC	PWH1	PWH1A	PWH2	DELTAP1	DELTAP2
B/D	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2
2687.1	4154.3	686.8	580.2	170.6	516.2	409.5
3358.9	4114.9	687.6	725.2	170.6	517.0	554.6
QCAL= 3183.75 PWH1CAL= 687.4116 PWH2CAL= 170.64 PWFCAL= 4125.187						

FIN DE RUTINA NODAL

DESEAS HACER OTRO CAMBIO, (SI O NO) : ?

RESULTADO DEL ANALISIS NODAL DEL POZO CARD# 119

GASTO	PWFC	PWH1	PWH1A	PWH2	DELTAP1	DELTAP2
B/D	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2
971.2	4130.7	760.6	648.4	170.6	589.9	477.8
1214.0	4085.0	768.5	810.5	170.6	597.8	639.9
QCAL= 1147.72 PWH1CAL= 766.3035 PWH2CAL= 170.64 PWFCAL= 4097.509						

FIN DE RUTINA NODAL

DESEAS HACER OTRO CAMBIO, (SI O NO) : ?

RESULTADO DEL ANALISIS NODAL DEL POZO CARD# 129

GASTO	PWFC	PWH1	PWH1A	PWH2	DELTAP1	DELTAP2
B/D	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2
2777.7	4118.9	608.3	511.9	170.6	437.6	341.3
3472.1	4070.0	605.1	639.9	170.6	434.5	469.3
QCAL= 3287.92 PWH1CAL= 605.9595 PWH2CAL= 170.64 PWFCAL= 4083.051						

FIN DE RUTINA NODAL

DESEAS HACER OTRO CAMBIO, (SI O NO) : ?

RESULTADO DEL ANALISIS NODAL DEL POZO CARD# 318

GASTO	PWFC	PWH1	PWH1A	PWH2	DELTAP1	DELTAP2
B/D	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2
1942.4	4201.7	765.3	648.4	170.6	594.7	477.8
2427.9	4174.6	772.3	810.5	170.6	601.7	639.9
QCAL= 2308.299 PWH1CAL= 770.5993 PWH2CAL= 170.64 PWFCAL= 4181.265						

FIN DE RUTINA NODAL

DESEAS HACER OTRO CAMBIO, (SI O NO) : ?

FIG. 4.4

de manera tal que el programa da por terminados los cálculos cuando la variación entre dos ciclos sucesivos es menor que una cierta tolerancia que se fija de antemano , respecto a los gastos calculados , por considerar en este caso de mayor interés los valores de gastos .

Finalmente, el programa presenta en forma de tabla un resumen de las condiciones del sistema , una vez estabilizado con las modificaciones efectuadas ( Figura 4.5 ) .

En esta tabla se puede observar un ligero incremento en los gastos de cada pozo , respecto a la primera aproximación que había hecho el programa en cada caso , así como una disminución en la presión corriente abajo del estrangulador . Esto es comprensible si se considera que en cada caso , para la segunda etapa del simulador se tenía un gasto menor y por lo tanto en conjunto una menor contrapresión en el sistema , lo cual origina ese leve incremento de gastos .

Por otro lado , al analizar los resultados del programa respecto a los datos de campo ( Tabla IV-1 ) se nota que con excepción del pozo Cárdenas 119 , el cual presentó un problema severo de daño , los resultados son bastante aproximados , considerando que en su obtención se utilizan diferentes correlaciones que en sí mismas conllevan un cierto grado de aproximación y ya combinadas , los resultados necesariamente reflejan los efectos de la inexactitud propia de las correlaciones empíricas o semiempíricas .

Considerando lo anterior , hay que resaltar la importancia de una meticulosa selección de las correlaciones .

Otro aspecto que llama la atención en los resultados del programa es que no se observa caída de presión en la línea de descarga individual de los pozos , además de que la caída de presión de la batería al cabezal colector de campo es muy pequeña , lo cual nos indica que las líneas de descarga , tanto las individuales como la general , tienen un diámetro bastante grande en relación a la distancia que transportan los fluidos.

RESULTADO DEL ANALISIS NODAL DEL POZO CARD# 318

GASTO	PWFC	PWH1	PWH1A	PWH2	DELTAP1	DELTAP2
B/D	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2
1846.6	4207.1	762.8	616.5	166.9	595.9	449.6
2308.3	4181.3	771.3	770.6	166.9	604.4	603.7
2770.0	4155.3	773.3	924.7	166.9	606.4	757.8

QCAL= 2310.498 PWH1CAL= 771.3334 PWH2CAL= 166.8889 PWFCAL= 4181.14  
FIN DE Rutina NODAL

FINAL DE PROGRAMA , DENTRO DE TOLERANCIA  
TECLEAR ENTER PARA CONTINUAR

POZO	RESULTADOS DEL PROGRAMA :					
	GASTO	PWH1	PWH2	PCABCAL	PBAT	
	B/D	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2	LB/PG2
CARD # 109	3186.9	688.1	166.9	166.9	128.0	128.0
CARD # 119	1149.2	767.3	166.9	166.9	128.0	128.0
CARD # 129	3291.4	606.6	166.9	166.9	128.0	128.0
CARD # 318	2310.5	771.3	166.9	166.9	128.0	128.0

Press any key to continue

FIG. 4.5

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA



TABLA IV-1

FECHA	POZO	GASTO M3/D	PWS KG/CM2	OBSERVACION
DIC-89	CARDENAS # 109	554	313	
	CARDENAS # 119	201	313	
	CARDENAS # 129	578	313	
	CARDENAS # 318	399	313	
MAR-90	CARDENAS # 109	534	310	
	CARDENAS # 119	193	310	
	CARDENAS # 129	552	310	
	CARDENAS # 318	386	310	
DIC-90	CARDENAS # 109	490	303.2	
	CARDENAS # 119	---	303.2	
	CARDENAS # 119	103	303.2	** MED. FEB-91
	CARDENAS # 129	483	303.2	
	CARDENAS # 318	361	303.2	

\*\*\*\*\* VALORES CALCULADOS \*\*\*\*\*

FECHA	POZO	GASTO M3/D	(GASTO CALC.)/(GASTO MED.)
DIC-90	CARDENAS # 109	506.7	1.034
	CARDENAS # 119	182.7	1.774
	CARDENAS # 129	523.3	1.083
	CARDENAS # 318	367.3	1.017

En la práctica , en el campo se observa que efectivamente , la caída de presión es casi indistinguible en la mayoría de las líneas superficiales del sistema analizado , debido a la precisión de los instrumentos que se emplean para dicho propósito , y a los valores de diámetros y longitudes para los gastos manejados .

Respecto a lo anterior , tal vez habría que anotar que el presente trabajo tendría una mayor utilidad en sistemas en los cuales las caídas de presión en las líneas superficiales fueran más notables respecto a las caídas de presión totales del sistema , sin embargo aún a pesar de esta observación , es apreciable la obtención de buenos resultados de predicción en un sistema como el aquí analizado.

## CAPITULO 5

### RESULTADOS Y CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

Se ha implementado un programa de cómputo que permite simular el comportamiento de un sistema de producción típico en campos fluyentes de la Zona Sureste de Petróleos Mexicanos , respecto a posibles modificaciones en los diversos componentes que lo integran .

Durante las etapas de pruebas , tanto del programa en si mismo como en la aplicación a casos específicos , en forma parcial y en forma integral , los resultados que se observan nos indican un comportamiento correcto del programa y una representación adecuada de las propiedades del sistema , mediante la combinación de correlaciones específicas elegidas para cada caso .

Con base en las pruebas efectuadas y en los resultados obtenidos , se considera que la aplicación de este programa , como una herramienta de uso práctico en la rama de producción de la Ingeniería Petrolera , hace factible la obtención de una gran cantidad de Información acerca de la capacidad de un sistema de recolección de hidrocarburos en forma integral , de su comportamiento respecto a modificaciones y del comportamiento de cada uno de sus componentes .

El análisis de la información proporcionada por el programa puede realizarse desde muy diversos puntos de vista , de acuerdo a los objetivos que se persigan , desde una simple predicción del comportamiento de un sistema para una sola modificación ya planeada , hasta un estudio comparativo de diferentes opciones para la toma de decisiones en el caso de un desarrollo integral de un campo o un sistema que forme parte de un campo , con fines económicos .

Particularizando , se podría calcular la variación esperada de gasto del sistema al ampliar o disminuir estranguladores en uno o varios pozos , así como el comportamiento de las presiones , en caso de que éstas estuvieran cerca de los límites de operación .

Adicionalmente, cuando se deseara cambiar el aparejo de un pozo , se podría simular el comportamiento que tendría no solo el pozo al que se le efectuaría el cambio sino todo el sistema , para diferentes combinaciones de tuberías , a fin de elegir la mejor opción .

Para el desarrollo de todo un campo , se puede simular el comportamiento del sistema , para diferentes combinaciones de aparejos y líneas superficiales , también con objeto de elegir la combinación de componentes que proporcionen la mejor relación costo/beneficio .

El procedimiento de cálculo empleado , aunque dista de hacer uso de herramientas matemáticas elevadas , se puede considerar como una aportación inicial , de acuerdo a las posibilidades de que se dispone en el campo del desarrollo de correlaciones de flujo multifásico , en el intento por hacer compatibles en alguna forma las correlaciones existentes con la simulación mediante computadora de sistemas integrales de flujo en los campos petroleros .

El programa ataca el problema de un cierto tipo de sistemas en lo particular , por lo que aun cuando se consideran los mayores componentes de tales sistemas , es un programa susceptible de ampliación y mejora con objeto de tratar opciones que se presentan en otros sistemas de recolección de hidrocarburos ( Por ejemplo sistemas marinos o con operación de sistemas artificiales de producción , etc. ) De cualquier forma y en especial en este caso debido al amplio campo que se tiene todavía por investigar para el logro de un marco teórico completo de los sistemas de flujo multifásico , es indudable que conforme se tengan avances en las ramas técnicas que intervienen , la simulación mediante computadora se convertirá en una herramienta de uso práctico , con cada vez mayor difusión y mayor apego a los sistemas reales .

Como en cualquier trabajo de este tipo , es no solo recomendable sino también necesario el continuar haciendo empleo del simulador en sistemas de recolección existentes , con objeto de definir los límites entre los cuales su utilización es más acertada .

El programa fue elaborado para su utilización en una microcomputadora o como genéricamente se les conoce , PC , debido a la facilidad de utilización de dicho recurso en la actualidad , tanto en su desarrollo como en su aplicación .

En lo referente al tiempo de ejecución del programa , en las máquinas de que se dispone en la DEPTI de la UNAM , en la sección de Ingeniería Petrolera , para el desarrollo de trabajos de posgrado , el programa tuvo una duración en su ejecución , dependiendo del tipo de máquina que se utilizara , como se indica a continuación :

TIPO DE MAQUINA	PROCESADOR	TIEMPO DE EJECUCION (APROX.)
XT	8088	4.0 HORAS
AT	80286	1.5 HORAS

Habría que hacer notar que las máquinas utilizadas no tienen nada de especial ya que son del tipo que se encuentra en prácticamente cualquier oficina , pues se sabe que en la actualidad en muchas oficinas se cuenta con máquinas que se pueden considerar de una o inclusive dos generaciones más adelantadas (procesador 80386 y 80486) , que reducen el tiempo de ejecución de los programas hasta a una cuarta parte del tiempo empleado por las AT , o a menos aun si se emplea coprocesador matemático .

Este tiempo , aunque en la actualidad se pudiera considerar mucho , es bien sabido que se va a ir reduciendo en un futuro próximo con la difusión de máquinas más potentes . No se descarta tampoco el desarrollo de nuevos y mejores modelos de flujo multifásico .

## REFERENCIAS

- 1.-VOGEL, J.V., "INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP FOR SOLUTION GAS DRIVE WFLLS", JPT, JANUARY, 1968, 83-93.
- 2.-STANDING, M. B., "INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS FOR DAMAGED WELLS PRODUCING BY SOLUTION GAS DRIVE", JPT, NOVEMBER, 1970, 1399-1400.
- 3.-BROWN, K. E., "TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS", PENN WELL BOOKS, VOL. 4, 1988.
- 4.-PETKOVICH, M. J., "THE ISOCHRONAL TESTING OF OIL WELLS", SPE PAPER No. 4529, 48TH ANNUAL FALL MEETING OF SPE OF AIME, LAS VEGAS, NEVADA, SEP 30-OCT 3, 1973.
- 5.-GILBERT, W. E., "FLOWING AND GAS LIFT WELL PERFORMANCE", DRILLING AND PRODUCTION PRACTICES, 1954, API, 143.
- 6.-BAXENDALL, P. B., "THE CALCULATION OF PRESSURE GRADIENTS IN HIGH RATE FLOWING WELLS", JPT, (OCTOBER 1961) 13, 129.
- 7.-ROS, N. G. J., "SIMULTANEOUS FLOW OF GAS AND LIQUID AS ENCOUNTERED IN WELL TUBING", JPT, OCT.1961, 1037.
- 8.-ACHONG, I. B., "REVISED BEAN AND PERFORMANCE FORMULA FOR LAKE MARACAIBO WELLS", PUB. BY UNIVERSIDAD DE ZULIA, MARACAIBO VENEZUELA.
- 9.-POEITMAN, F. H., BECK, R. L., "NEW CHARTS DEVELOPED TO PREDICT GAS LIQUID FLOW THROUGH CHOKES", WORLD OIL, MARCH 1963.
- 10.-ASHFORD, F. E., "AN EVALUATION OF CRITICAL MULTIPHASE FLOW PERFORMANCE THROUGH WELLHEAD CHOKES", JPT, 1974.
- 11.-ASHFORD, F.E., PIERCE, P. E., "THE DETERMINATION OF MULTIPHASE PRESSURE DROPS AND FLOW CAPACITIES IN DOWN-HOLE SAFETY VALVES (STORM CHOKES)", SPE 5161, SPE-AIME 49TH ANNULA FALL MEETING, 1974.
- 12.-POEITMAN, F. H., CARPENTER, P. G., "THE MULTIPHASE FLOW OF GAS OIL AND WATER THROUGH VERTICAL FLOW STRINGS WITH APPLICATION TO THE DESIGN OF GAS LIFT INSTALLATIONS", DRILLING AND PRODUCTION PRACTICES, (1952), 257.
- 13.-FANCHER, G.H., BROWN, K.E., "PREDICTION OF PRESSURE GRADIENTS FOR MULTIPHASE FLOW IN TUBING", SPE JOURNAL, MARCH 1963, 3, 59.

- 14.-HAGEDORN, A. R., BROWN, K. E., "EXPERIMENTAL STUDY OF PRESSURE GRADIENTS OCCURRING DURING CONTINUOUS TWO PHASE FLOW IN SMALL DIAMETER VERTICAL CONDUITS". JPT, APRIL 1965, 475.
- 15.-BRILL, J. P., PERSONAL COMMUNICATIONS, 1967.
- 16.-GRIFFITH, P., "TWO PHASE FLOW IN PIPES", SPECIAL SUMMER PROGRAM, M.I.T., 1967.
- 17.-DUNS, H. J., ROS, N. C., "VERTICAL FLOW OF GAS AND LIQUID MIXTURES IN WIRES", 6TH WORLD PET. CONG., FRANKFURT, GERMANY.
- 18.-ORKISZEWSKI, J., "PREDICTING TWO PHASE PRESSURE DROPS IN VERTICAL PIPES", JPT, JUNE 1967.
- 19.-GRIFFITH, P., WALLIS, G. B., "TWO PHASE SLUG FLOW", ASME JOUR. OF HEAT TRANSFER, AUGUST 1961, 307.
- 20.-BEGGS, H. D., BRILL, J. P., "A STUDY OF TWO PHASE FLOW IN INCLINED PIPES", JPT, MAY 1973, 607.
- 21.-LOCKHART, R. W., MARTINELLI, R. C., "PROPOSED CORRELATION OF DATA FOR ISOTHERMAL TWO PHASE, TWO COMPONENT FLOW IN PIPES", CHEMICAL ENGR. PROGRESS, VOL. 45, N-1, JAN 1949, 39-48.
- 22.-DUKLER, A. E., WICKS, CLEVELAND, R. G., "FRICTIONAL PRESSURE DROP IN TWO PHASE FLOW: A COMPARISON OF EXISTING CORRELATIONS FOR PRESSURE LOSS AND HOLDUP. AN APPROACH THROUGH SIMILARITY ANALYSIS", A.I.C.H.E. JOURNAL, JAN-1964, 38-51.
- 23.-DUKLER, A. E., "GAS LIQUID FLOW IN PIPELINES", A.G.A., A.P.I., VOL-1, "RESEARCH RESULTS", MAY-1969.
- 24.-EATON, B. A., ANDREWS, D. E., KNOWLES, C. E., SILBERBERG, I. H., BROWN, K. E., "THE PREDICTION OF FLOW PATTERNS, LIQUID HOLDUP AND PRESSURE LOSSES OCCURRING DURING CONTINUOUS TWO PHASE FLOW IN HORIZONTAL PIPELINES", TRANS. AIME (1966).
- 25.-STANDING, M. B., "VOLUMETRIC AND PHASE BEHAVIOR OF FIELD HYDROCARBON SYSTEMS". REINHOLD PUB. CO., NEW YORK, (1952).
- 26.-FRICK, T. C., "PETROLEUM PRODUCTION HANDBOOK", VOL. II, NEW YORK, MC. GRAW HILL BOOK CO., 1962.
- 27.-VAZQUEZ, M. E., "CORRELATIONS FOR FLUID PHYSICAL PROPERTY PREDICTION" M.S. THESIS, TULSA UNIVERSITY.



- 28.-DIAZ, PEREZ, PEREZ, DEL CID, "CORRELACIONES PARA CALCULO DE PROPIEDADES PVT DE ACELITES DEL SURESTE DE MEXICO", TESIS PROFESIONAL, I.P.N., MEXICO-1988.
- 29.-IASATER, J. A., "BUBBLE POINT PRESSURE CORRELATIONS", TRANS. A.I.M.E., (1958), 179.
- 30.-BEGGS, H. D., ROBINSON, J. R., "ESTIMATING THE VISCOSITY OF CRUDE OIL SYSTEMS", JPT FORUM, JPT, SEPT-1975, 1140-1141.
- 31.-BEAL, C., "THE VISCOSITY OF AIR, WATER, NATURAL GAS, CRUDE OIL AND ITS ASSOCIATED GASES AT OIL FIELD TEMPERATURES AND PRESSURES", TRANS. A.I.M.E., VOL 765, (1964), 94.
- 32.-CHEW, J., CONALLY, C. A., "A VISCOSITY CORRELATION FOR GAS SATURATED CRUDE OILS", TRANS. A.I.M.E., (1959), 23.
- 33.-KATZ, D. L., "PREDICTION OF THE SHRINKAGE OF CRUDE OILS", DRILLING AND PRODUCTION PRACTICE, A.P.I., 1942.
- 34.-DRANCHUK, P. M., PURVIS, R. A., ROBINSON, D. B., "COMPUTER CALCULATIONS OF GAS COMPRESSIBILITY FACTORS USING THE STANDING AND KATZ CORRELATIONS", INSTITUTE OF PETROLEUM TECHNICAL SERIES, NO. I.P. 74-008, 1974, 1-13.
- 35.-LEE, A. L. et al, "THE VISCOSITY OF NATURAL GASES", TRANS. A.I.M.E., (1966), 197.
- 36.-BROWN, K. E., "THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS", PETROLEUM PUB. CO., 1977.