



01174  
121

División de Estudios de Posgrado

Facultad de Ingeniería

Desarrollo de un Simulador para la Evaluación  
y Diagnóstico de las Condiciones de Operación  
de Pozos Fluientes

*Miguel Angel Hernández García*

**T E S I S**

Presentada a la División de Estudios de Posgrado de la  
Facultad de Ingeniería  
de la

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Como requisito para obtener el grado de :

**MAESTRO EN INGENIERIA**

**PETROLERA**

Ciudad Universitaria

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Mayo de 1990



## **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

## INDICE

	pag.
PROLOGO.....	1
INTRODUCCION.....	2
CAPITULO I	
CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO.....	3
1.1. Introducción.....	3
1.2. Ecuación de Flujo.....	3
1.3. El Índice de conductividad y la curva de comportamiento de flujo.....	4
1.4. Estimación del Índice de productividad por tipo de información liberada.....	4
1.5. Método de Van der Horst.....	4
1.5.1. Estimación de la relación relativa de los unidos a base del método de Van der Horst.....	4
1.6. Curvas de comportamiento del flujo generalizadas.....	4
1.7. Método de Standing.....	4
1.7.1. Aplicación en el campo del método de Standing.....	4
1.8. Determinación de la curva de comportamiento de flujo a partir de tres más de los unidos por periodo.....	4
1.8.1. Método de Fetkoff.....	4
1.8.2. Método de Jones, Blount y Hawkins.....	4
CAPITULO II	
FLUJO MULTIFASICO A TRAVES DEL ESTRANGULADOR Y DE LA TUBERIA DE PRODUCCION.....	5
2.1. Introducción.....	5
2.2. Propiedades de los fluidos.....	5
2.2.1. Propiedades del aceite saturado.....	5
2.2.1.1. Correlación de $\rho_{oil}$ Laube.....	5
2.2.1.2. Correlación de $\rho_{oil}$ Sigurdson.....	5
2.2.1.3. Correlación de $\rho_{oil}$ y densidad.....	5
2.2.1.4. Correlación de $\rho_{oil}$ de Griston.....	5
2.2.1.5. Correlación de $\rho_{oil}$ de Hernández y Helander.....	5
2.2.1.6. Densidad del aceite saturado.....	5
2.2.1.7. Viscosidad del aceite saturado.....	5
2.2.1.8. Tensión superficial del aceite saturado.....	5
2.2.2. Propiedades del aceite no saturado.....	5
2.2.2.1. Composición del aceite no saturado.....	5
2.2.2.2. Viscosidad del aceite no saturado.....	5
2.2.2.3. Factores de ajuste del aceite no saturado.....	5
2.2.3. Propiedades del gas natural.....	5
2.2.3.1. Densidad relativa del gas.....	5

2.2.3.2.	Factor de compresibilidad del gas.....	45
2.2.3.3.	Factor de volumen del gas.....	46
2.2.3.4.	Densidad del gas.....	46
2.2.3.5.	Viscosidad del gas.....	46
2.2.4.	Propiedades del agua saturada.....	47
2.2.4.1.	Factor de volumen del agua saturada.....	47
2.2.4.2.	Densidad del agua saturada.....	47
2.2.4.3.	Viscosidad del agua saturada.....	47
2.2.4.4.	Tensión superficial agua-gas.....	48
2.2.4.5.	Solubilidad del gas en el agua.....	48
2.2.5.	Propiedades del agua bajosaturada.....	48
2.2.5.1.	Compresibilidad del agua bajosaturada.....	48
2.2.5.2.	Factor de volumen del agua bajosaturada.....	49
2.2.5.3.	Densidad del agua bajosaturada.....	49
2.3.	Comportamiento de flujo a través de estranguladores... ..	49
2.3.1.	Correlaciones de Gilbert, Rosendell, Ros, Achong... ..	50
2.3.2.	Correlación de Frothmann y Seal.....	51
2.3.3.	Ecuación de Ashford.....	52
2.3.4.	Modelo de Ashford y Proctor.....	53
2.4.	Comportamiento de flujo a través de la tubería de producción.....	55
2.4.1.	Conceptos y ecuaciones fundamentales.....	55
2.4.1.1.	Patrones de flujo.....	55
2.4.1.2.	Colgamiento (H)... ..	56
2.4.1.3.	Colgamiento sin resbalamiento ( $\lambda$ ).....	56
2.4.1.4.	Velocidades superficiales.....	57
2.4.1.5.	Velocidades reales.....	57
2.4.1.6.	Densidad de la mezcla de fluidos.....	57
2.4.1.7.	Gasto de masa ( $G_m$ ).....	59
2.4.1.8.	Viscosidad de la mezcla.....	59
2.4.1.9.	Tensión superficial de la mezcla de líquidos (CL).....	60
2.4.1.10.	Números adimensionales.....	60
2.4.1.11.	Factor de fricción (f).....	61
2.4.2.	Método de Frothmann y Carpenter.....	62
2.4.2.1.	Procedimiento de cálculo.....	62
2.4.3.	Método de Orkiszewski.....	63
2.4.3.1.	Tipo de flujo burbuja.....	64
2.4.3.1.1.	Gradiente de densidad.....	64
2.4.3.1.2.	Gradiente de fricción.....	65
2.4.3.1.3.	Gradiente por aceleración.....	65
2.4.3.2.	Tipo de flujo hacha.....	65
2.4.3.2.1.	Gradiente de densidad.....	66
2.4.3.2.2.	Gradiente de fricción.....	69
2.4.3.2.3.	Gradiente por aceleración.....	70
2.4.3.3.	Tipo de flujo niebla.....	70
2.4.3.3.1.	Gradiente por densidad.....	70
2.4.3.3.2.	Gradiente por fricción.....	71
2.4.3.3.3.	Gradiente por aceleración.....	72
2.4.3.4.	Tipo de flujo transición.....	73
2.4.3.4.1.	Gradiente por densidad.....	73
2.4.3.4.2.	Gradiente por fricción.....	73
2.4.4.	Método de Aziz, Boyer y Fogarasi.....	75
2.4.4.1.	Tipo de flujo burbuja.....	77
2.4.4.1.1.	Gradiente por densidad.....	77

2.4.4.1.2. Gradiente por estrangulación.....	71
2.4.4.1.3. Gradiente por aceleración.....	71
2.4.4.2. Tipo de flujo bajo estrangulación.....	73
2.4.4.2.1. Gradiente por estrangulación.....	73
2.4.4.2.2. Gradiente por aceleración.....	75
2.4.4.2.3. Gradiente por aceleración.....	75
2.4.4.3. Tipo de flujo estrangulación.....	75
2.4.4.4. Tipo de flujo móviles.....	81
2.5. Cálculo del perfil de temperaturas en el pozo.....	81
2.5.1. Método de B. de Lap-Chena.....	82

**CAPITULO III**

<b>DETERMINACION DE LAS CONDICIONES DE OPERACION DE LOS POZOS A PARTIR DE CAMBIOS DE ESTRANGULADORES. METODO GRAFICO.....</b>	<b>84</b>
3.1. Introducción.....	85
3.2. La curva de comportamiento de flujo para el estrangulador y para la tubería de producción.....	85
3.2.1. La curva de comportamiento de flujo a través de estrangulador.....	86
3.2.2. Curva de comportamiento de flujo a través de la tubería de producción.....	87
3.2.3. Construcción de comportamiento de flujo a través del estrangulador y de la tubería de producción.....	90
3.3. Estimación de la curva de comportamiento de flujo a partir de cambios de estranguladores en la superficie. Método gráfico.....	93
3.4. Interpolación de la curva de comportamiento de flujo. Extracción de la eficiencia de flujo del pozo.....	97
3.5. Ventajas y limitaciones del método.....	101

**CAPITULO IV**

<b>PROGRAMA DE COMPUTO.....</b>	<b>105</b>
4.1. Introducción.....	107
4.2. Características y descripción del programa. Entrada y salida de información. Headline principal.....	107
4.3. Curva de comportamiento de flujo.....	110
4.3.1. Curva de comportamiento de flujo (CFR).....	115
4.4. Pérdida de carga.....	124
4.4.1. Pérdida de carga del pozo.....	124
4.4.2. Pérdida del fluido a través del estrangulador.....	125
4.5. Otros parámetros (Fos, F <sub>g</sub> , F <sub>sc</sub> ).....	133

**CAPITULO V**

<b>APLICACION DEL MODELO CON DATOS DE CAMPO.....</b>	<b>139</b>
5.1. Introducción.....	140
5.2. Análisis FVI de laboratorio.....	140
5.2.1. Cálculo de la presión de saturación.....	141
5.2.2. Análisis de la relación del volumen de fluido y del factor de volumen del aceite saturado.....	142

5.3. Pruebas de producción.....	152
5.3.1. Cálculo de la temperatura en el fondo del pozo....	152
5.3.2. Cálculo del gasto de producción a través del estrangulador.....	154
5.3.3. Cálculo de la presión de fondo fluyendo.....	159
5.3.4. Estimación de la presión estática.....	164
5.3.5. Ecuaciones de flujo y diagnóstico de las condiciones en el fondo de los pozos.....	165
 CAPITULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	168
NOMENCLATURA.....	172
REFERENCIAS.....	176
 APENDICE A	
PRUEBAS DE PRODUCCION E INFORMACION COMPLEMENTARIA.....	180

## PROLOGO

La información que se obtiene de una prueba de producción es esencial para evaluar diferentes aspectos del comportamiento de los pozos fluentes. Lo ideal, es efectuar una de estas pruebas para cada pozo; sin embargo, éstas sólo se realizan para un número limitado de casos; aún cuando las referidas pruebas, pueden consistir únicamente de un registro de presión de fondo fluyendo para un gasto de producción determinado. Esta falta de mediciones, impide hacer una evaluación acertada de las condiciones en que operan una cantidad considerable de pozos; tanto de campos que producen un volumen de crudo relativamente bajo, como de campos cuya importancia, por su capacidad productiva, es mayor; por ejemplo, aquéllos que pertenecen a las zonas Sureste y Marina.

Tomando como base lo expuesto anteriormente, se decidió elaborar el presente trabajo, que consiste básicamente en el desarrollo de un modelo para microcomputadoras PC. Una de las ventajas de cálculo de este modelo, sirve precisamente para simular, a partir de mediciones tomadas en la boca del pozo, los resultados de una prueba de producción completa.

Existen programas de cómputo que calculan las presiones de fondo fluyendo de los pozos por medio de los diferentes métodos de flujo multifásico que para el efecto se han publicado; incluso, las curvas de gradiente se pueden obtener con el mismo propósito. Sin embargo, la obtención de la presión de fondo fluyendo de un pozo, es solamente una parte del procedimiento de cálculo que sigue el simulador que aquí se presenta; ya que éste, además de que estima la presión estática para la determinación de la curva de comportamiento de flujo correspondiente, proporciona una interpretación básica de los resultados obtenidos; es decir, un primer diagnóstico sobre las condiciones de daño y de turbulencia en el fondo del agujero. Además, en un momento dado y para lograr mejores resultados, es factible ajustar las propiedades de los fluidos ( $R_s$  y/o  $B_o$ ) y obtener un coeficiente de descarga para la mejor correlación en el cálculo del gasto de producción a través del estrangulador.

Así pues, el objetivo de la tesis es proporcionar, por medio del modelo referido, una herramienta de cálculo y de diagnóstico que se espera resulte de utilidad al ingeniero de producción en el campo y en el gabinete. El hecho de haber incluido un capítulo con teoría sobre curvas de comportamiento de flujo, y otro con teoría sobre flujo multifásico, tanto para estranguladores como para tuberías verticales, no ha sido con la intención de repetir lo que tanto se ha escrito al respecto, sino con el fin de proporcionar las bases en las que se apoya el simulador desarrollado. En realidad, en este material no se ha incluido otra cosa que no sean las correlaciones, las ecuaciones y los métodos que utiliza dicho simulador para hacer sus cálculos.

Aunque las características y la aplicación del modelo se discuten

en su oportunidad, hay que advertir que éste no debe ser considerado un programa de cómputo completamente terminado. Así como hay partes que todavía se pueden mejorar, cabe la posibilidad de extender su aplicación a otros productores de gas.

Quiero expresar mi agradecimiento al Ing. Mario A. Márquez Cruz, quien realizó ajustes a algunas ecuaciones que constituyen el uso de las gráficas originales para ciertos parámetros de correlación; al M.I. Faustino Fuentes Nucamendi, por proporcionar el material bibliográfico para el uso del lenguaje de programación Quick Basic; y al Ing. José F. Hernández García, por haber facilitado su computadora para el sector desarrollo de este trabajo.

Hago extensivo mi reconocimiento a todos y cada uno de mis profesores, especialmente a mi director de tesis M.I. José A. Gómez Cabrera, por su atinado intervención, tanto en la selección del tema como en la orientación que me brindó durante el desarrollo del mismo.

Finalmente, agradezco a la Gerencia Subgerencia de Producción de Petróleos Mexicanos el haberme brindado la oportunidad de lograr una de mis mayores aspiraciones profesionales; y principalmente a los ingenieros: Benito Acuña Toledo, Luis A. Cabrera Rujón y Jesús R. Bañuelos Domínguez, por el apoyo que siempre me brindaron y por la confianza que en todo momento depositaron en mí.

## INTRODUCCION

Una de las principales funciones que debe desempeñar el ingeniero de producción en la práctica, es la de vigilar que los pozos que están a su cargo operen de manera satisfactoria. Para cumplir con lo anterior, no tan solo se requiere de la experiencia de campo, sino también de una gama de conocimientos teóricos sobre el comportamiento de estos fluyentes.

Para determinar las condiciones de operación de un pozo, y emitir un diagnóstico al respecto, es preciso contar con información cual es el comportamiento de presión en cada una de las partes que integran el sistema de flujo. Básicamente, este sistema de flujo está constituido por el interés productivo; la tubería de producción; el estancamiento y la línea superficial o de descarga. Para la realización del presente trabajo, no se consideró el comportamiento de flujo en la línea superficial, no porque su estudio tiene menor importancia que la de los otros elementos que han sido citados, sino porque en dicho comportamiento influyen otros factores que pueden considerarse ajenos al pozo; y por tanto, queda fuera de los parámetros que aquí se persiguen.

Para determinar las características productivas de un pozo, se requiere de la construcción y del análisis de su curva de comportamiento de flujo. Este tipo de curvas, a las que Gilbert denominó *IPR (Inflow Performance Relationship)*<sup>1</sup>, no son otra cosa que gráficas que muestran la relación que existe entre los gastos de producción del pozo y las presiones de fondo fluyendo necesarias para obtener esos gastos; relación que, dicho sea de paso, no permanece constante, pues a medida que la extracción de los hidrocarburos avanza, las condiciones en el yacimiento, y en el mismo pozo, cambian, y por consiguiente, la curva de comportamiento de flujo también.

Determinar la curva de comportamiento de flujo de cada uno de los pozos que constituyen un campo petrolero en diferentes momentos de su vida fluyente es muy importante. Al inicio, son la base para el diseño de las instalaciones superficiales que se requieren para una óptima explotación; en cualquier etapa intermedia de la vida fluyente, se usan para establecer cuáles son las condiciones que prevalecen en el fondo del pozo; finalmente, cuando el tiempo de explotación se va agotando, la curva *IPR*, en combinación con la curva de comportamiento de flujo para la tubería de producción, indica la proximidad de la muerte del pozo, a las condiciones mecánicas y de operación a las que este se encuentra sometido, y como consecuencia, determinan el momento oportuno en el que deben

\* Referencias y nomenclatura al final de la tesis.

modificarse sus condiciones de explotación: ya sea para que continúe abertando mediante su flujo natural, o bien, para que lo haga por medio de algún sistema artificial de producción.

Obtener la curva de comportamiento de flujo de un pozo es teóricamente simple. Existen varios métodos para hacerlo. La aplicación de cada uno de estos métodos depende principalmente de la información que se tenga y de las características mismas del intervalo productor. El procedimiento más sencillo, y también el más utilizado, es el propuesto por J. V. Vogel. Para aplicar este procedimiento, basta con tener la presión estática del pozo y el resultado de una prueba de producción. Sin embargo, el método de Vogel, bajo ciertas condiciones, proporciona errores considerables.

Una mejor determinación de la curva de comportamiento de flujo de los pozos se logra cuando se realiza la medición de la presión de fondo fluendo para diferentes diámetros de estrangulador. Mientras más registros se tomen de la presión de fondo fluendo, y de sus correspondientes gastos de producción, mayor seguridad se tendrá de que la curva que resulte sea representativa de las condiciones que en ese momento están presentes en el fondo del pozo. Los procedimientos que se pueden aplicar cuando se tiene este tipo de información son el de Fetlovich<sup>10</sup> y el de Jones, Blount y Blace<sup>7</sup>. Estos métodos, además de proporcionar la ecuación que describe el comportamiento de flujo en el fondo, dan una idea de las condiciones de daño del pozo.

No se necesita decir que son muy pocos los pozos a los que se les practican pruebas de producción para diferentes diámetros de estrangulador; ni tampoco que algunos se registraron hace ya tanto tiempo, que el empleo de esa información daría consecuentemente una curva de comportamiento de flujo poco representativa de las condiciones actuales de esos pozos. Mas bien, se debe comentar que frecuentemente no es posible aplicar siquiera un método tan simple como el propuesto por Vogel. Hay pozos, para los cuales no se tiene el dato de la presión estática; otros, en los que no tan fácilmente se pueden tomar registros de presión de fondo fluendo; y finalmente algunos más, cuya producción se desconoce, ya que no es factible alinearlos periódicamente a algún separador de medición. Con esa carencia de información, no es extraño que en la práctica la obtención de las curvas de comportamiento de flujo se complique y, como consecuencia lógica, se pierda el control de las condiciones en que operan bastantes pozos; de tal forma que quizá algunos de ellos se encuentren produciendo por abajo de su capacidad real.

Aprovechando que en la mayoría de los distritos petroleros se han instalado computadores personales PC, y considerando la necesidad de tener una herramienta por medio de la cual se puedan realizar menores estudios de los pozos en el campo, se desarrolló un programa de cómputo que pretende simular la información que se obtiene de una prueba de producción a partir de mediciones de presión en la cabeza del pozo para diferentes estranguladores. Aunque mediante este programa es posible hacer una estimación del IPR de pozos cuya información es limitada, su mayor aplicación se

tiene cuando se cuenta con datos medidos, por medio de los cuales se pueda realizar un ajuste previo de las correlaciones que contiene. Un registro periódico de la presión en la cabeza del pozo para diferentes estranguladores, y la aplicación del modelo, permitirán establecer cuándo una baja de producción se debe a la declinación natural del intervalo productor; y cuándo, es promovida por la presencia de un cambio en la formación. Además, teniendo las curvas de comportamiento de flujo para la tubería de producción y para el estrangulador debidamente ajustadas para cada pozo (lo cual es factible también realizar por medio del modelo), será posible conocer de antemano qué efecto tendrá sobre la producción, la presión en la superficie y la presión en el fondo del pozo, cualquier cambio de orificio que se efectúe.

Siempre que se haga uso de un modelo es importante conocer y entender las bases a partir de las cuales ha sido desarrollado, pues de lo contrario se corre el riesgo de mal emplearlo. Los capítulos uno, dos y tres de la tesis, tienen por objeto proporcionar esas bases; el cuadro y el cinco, se refieren al manejo en sí del programa y a la aplicación que se le dió.

En el capítulo primero se presentan los métodos más importantes que hay para la obtención de las curvas de comportamiento de flujo de los pozos de aceite. En él se explica paso a paso, cuál debe ser la secuencia para aplicar cada uno de estos procedimientos. Como algo novedoso, se incluye un desarrollo que lleva, a partir de la ecuación de Vogel, a una expresión que permite estimar la presión estática de pozos de aceite no dañados.

La teoría del flujo estabilizado, tanto para el estrangulador como para la tubería de producción, se discute en el segundo capítulo. Dada la amplitud del tema, solamente se incluye el estudio de las correlaciones y métodos con que cuenta el modelo para hacer sus cálculos; no obstante, se ha procurado que la explicación de este material sea la más clara posible. Las unidades en que se expresan las ecuaciones que aparecen en este capítulo, son las mismas que se dan en la nomenclatura, a menos que en el texto se indique lo contrario.

En el capítulo tres, se muestra lo que puede ser considerada como la parte central del presente trabajo: un método gráfico que permite estimar la curva de comportamiento de flujo de los pozos a partir de cambios de estranguladores en la superficie. Mediante este método, dependiendo de la forma de la curva que resulte, es factible detectar cuándo un pozo está produciendo por abajo de lo que, en otras circunstancias, pudiera aportar. Es importante indicar, que gran parte del material de este capítulo fue tomado del artículo *Well Performance Graph Simplifies Field Calculations*, que se publicó en la revista *World Oil* en mayo de 1967.<sup>20</sup>

Se pensó conveniente elaborar un programa de cómputo que sustituyera al procedimiento gráfico. El resultado final es el modelo *EDCOPA (evaluación y diagnóstico de las condiciones de operación de los pozos de aceite)*, el cual, en una de sus opciones de cálculo, cumple con ese objetivo. Las características de este

modelo y su manejo, se explican detalladamente en el capítulo cuatro.

Con el propósito de hacer una evaluación del simulador, se utilizó la información de doce pozos de los campos Jujo, Tecminoacan, Sen, Bellota, Gaucho y Yaqual. Estos campos pertenecen al Área de Humanguillo de los Distritos Villahermosa y Comalcalco de la Zona Sureste. Los resultados obtenidos se discuten en el capítulo cinco. En el apéndice A, en la parte final de la tesis, se incluyen los estados mecánicos de los pozos considerados y los datos que se emplearon para correr las diversas opciones del programa.

Finalmente, en el capítulo seis se dan una serie de conclusiones y de recomendaciones que es importante tomar en cuenta para obtener mejores resultados al aplicar el modelo.

## CAPITULO 1

# CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO

## 1.1. Introducción.

La obtención de las curvas de comportamiento de flujo de los pozos es de gran importancia puesto que determinan la capacidad que tiene el yacimiento para aportar fluidos.

La curva de comportamiento de flujo indicará la manera en que responde la formación a un abatimiento de presión en el pozo. Esta respuesta estará en función: de las características físicas del intervalo productor, de las propiedades de los fluidos producidos y de las alteraciones al flujo presentes en las vecindades del agujero; por consiguiente, la forma de la curva de comportamiento de flujo puede variar considerablemente de pozo a pozo, e incluso, para el mismo pozo en diferentes momentos de su vida productiva.

Se puede suponer que para presiones mayores a la de saturación, esto es: para flujo de líquido, la relación que hay entre la caída de presión y el costo de producción es lineal. A esta relación se le conoce con el nombre de *índice de productividad del pozo*: concepto introducido originalmente por Muskat en 1942.

Cuando en la formación se ha alcanzado la presión de burbujeo, el concepto de índice de productividad carece de sentido, y su empleo para determinar la capacidad de flujo de un pozo proporciona errores considerables.

En 1954, W.E. Gilbert<sup>1</sup> aplicó el término de *curva de comportamiento de flujo*, para indicar que la relación entre la caída de presión y el costo de producción presenta una determinada curvatura cuando fluyen simultáneamente en el yacimiento aceite y gas.

Una vez que se planteó el concepto de curvas de comportamiento de flujo, y fue evaluada su importancia, algunos investigadores se han dado a la tarea de presentar métodos para poder determinarlas.

En este capítulo se proporciona la teoría que permite obtener las curvas de comportamiento de flujo de los pozos de aceite. No se ha pretendido de ninguna manera abarcar todo lo relacionado con el tema, ni tampoco se profundiza en los desarrollos matemáticos y de correlación que cada autor sigue para establecer sus respectivos métodos; mas bien, se ha procurado explicar los procedimientos de la manera más sencilla posible, haciendo énfasis en sus limitaciones y en ciertos aspectos que deberán tomarse en cuenta al aplicarse en la práctica.

Los procedimientos que se presentan van, desde el tradicional método de Vogel<sup>2</sup>, para cuando se tiene un solo registro de la presión de fondo fluendo, hasta el método de Jones, Blount y Glaze<sup>3</sup>, que requiere de una prueba de producción a diferentes gastos para poder ser aplicado; y que además de proporcionar la curva de comportamiento de flujo, permite evaluar las condiciones de daño y el efecto de turbulencia en el fondo del pozo.

## 1.2. Ecuación de flujo.

Antes de pasar a explicar los métodos que se pueden emplear para la obtención de las curvas de comportamiento de flujo de los pozos, será conveniente recordar la ecuación básica de la que parten.

La descripción del flujo de fluidos del yacimiento al pozo la proporciona la ley de Darcy. La forma más general de ésta, aplicable tanto a pozos de gas como a pozos de aceite, está dada por la siguiente expresión:

$$q = \frac{(\text{constante}) Fh}{\mu \ln(r_o/r_w)} \int_{Pwf}^{P_o} f(P) dP \quad 1.2.1.$$

Donde:

F, permeabilidad absoluta.

h, espesor del intervalo productor.

$\mu$ , viscosidad.

$r_o$ , radio de drené.

$r_w$ , radio del pozo.

$P_o$ , presión en la frontera externa.

$Pwf$ , presión de fondo fluyendo en la cara de la formación.

$f(P)$ , alguna función de la presión.

q, gasto.

A partir de la Eq. 1.2.1., se puede llegar a la ecuación que describe las condiciones de flujo que se desean. Así por ejemplo: la expresión que representa el flujo radial estacionario de un líquido homogéneo de poca compresibilidad, a través de un yacimiento horizontal y uniforme es:

$$q_o = \frac{0.00708 P_o h (P_o - Pwf)}{\mu_o B_o [\ln(r_o/r_w) - 0.75 + S + Dq]} \quad 1.2.2.$$

Donde:

$K_o$ , permeabilidad efectiva al aceite, md.

h, espesor neto del intervalo productor, pie.

$\bar{P}$ , presión media del yacimiento, lb/pg<sup>2</sup> abs.

$Pwf$ , presión de fondo fluyendo del pozo a la profundidad media del intervalo disparado, lb/pg<sup>2</sup> abs.

$q_o$ , gasto de aceite, b/día a c.s.

$r_o$ , radio de drené, pie.

$r_w$ , radio del pozo, pie.

S, factor de daño total.

Dq, término de turbulencia de flujo.

$\mu_o$ , viscosidad a la presión promedio  $(P_o + Pwf)/2$ , cp.

$B_o$ , factor de volumen del aceite a la presión promedio.

El término de turbulencia de flujo ( $D_0$ ), generalmente se desprecia para pozos que tienen baja permeabilidad y que producen poco gasto. Una manera de determinar el efecto que tiene este término, es obteniéndolo para el gasto máximo de producción: esto es, para  $Fwf=0$ . Dependiendo del valor que resulte, se decide si debe o no considerarse. En el sistema 1.8.2. de este capítulo, se puede ver el procedimiento que proponen Jones, Blount y Glaze para determinar el factor de turbulencia de flujo de los pozos.

### 1.3. El índice de productividad y la curva de comportamiento de flujo.

La presión de fondo de un pozo produciendo se conoce con el nombre de *presión de fondo fluyendo* ( $Fwf$ ); y a la diferencia entre la presión de fondo estática ( $Fws$ ) y la presión de fondo fluyendo, se le llama *abatimiento de presión* ( $\Delta p$ ).

$$\Delta p = Fws - Fwf \quad 1.3.1.$$

Al evaluar la productividad de un pozo de aceite, es común suponer que el flujo hacia el mismo es directamente proporcional al abatimiento de presión que se genera. A la constante de proporcionalidad se le denomina: *índice de productividad del pozo* ( $J$ ).

$$q = J ( Fws - Fwf ) \quad 1.3.2.$$

Despejando:

$$J = q / ( Fws - Fwf ) \quad 1.3.3.$$

La Ec. 1.3.3. indica que el índice de productividad de un pozo es igual al gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión.

Si el valor de  $J$  se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede observar de la Ec. 1.3.2. que la relación entre  $q$  y  $\Delta p$  es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente  $J$ . (Fig. 1.3.1.).

Despejando la presión de fondo fluyendo de la Ec. 1.3.2.:

$$Fwf = Fws - ( q / J ) \quad 1.3.4.$$

En un momento particular de la vida del yacimiento  $Fws$  tiene un

valor determinado, por lo que si  $J$  es constante, al graficar  $P_{wr}$  contra  $d$  se tiene una línea recta con pendiente igual al inverso de  $J$ . (Fig. 1.3.2.). El ángulo  $\theta$  que forma esta línea con el eje de la presión es tal que:

$$\tan \theta = (OB / OA) = J \quad 1.3.5.$$

En la medida en que aumente el ángulo  $\theta$ , el índice de productividad del pozo será mayor. El valor de  $d$  en el punto B, es decir  $J P_{ws}$ , se llama *potencial del pozo*. Debe advertirse que la Fig. 1.3.2. se refiere al comportamiento de la formación, es decir a la reacción de la formación a un abatimiento de presión en el pozo; de tal forma que, al referirse al potencial del pozo, se está hablando en realidad del potencial de la formación; esto es, el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta, como puede observarse en la gráfica, cuando la  $P_{wr}$  es cero, es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. Sin embargo, sólo un porcentaje del potencial del pozo llegará hasta los tanques superficiales, debido a que el gasto máximo que puede tenerse en la superficie está limitado por el estado mecánico del pozo, y por la contrapresión que se tenga en superficie. (Fig. 1.3.3.).

Al observar la Ec. 1.3.2. y compararse con la Ec. 1.2.2., se puede determinar que:

$$J = \frac{0.007082 Foh}{\mu_o B_o [ \ln(r_e/r_w) - 0.75 + S + Dd ]} \quad 1.3.6.$$

Según la Ec. 1.3.6., el índice de productividad está en función de las características del intervalo productor ( $h, n, r_e$ ), de las propiedades de los fluidos producidos ( $\mu_o, B_o$ ) y de las alteraciones al flujo presentes en las vecindades del agujero ( $S, Dd$ ). Es por eso que las curvas de comportamiento de flujo de los pozos pueden ser muy diferentes. (Fig. 1.3.4.).

Considerar que el índice de productividad es constante, es suponer que cada uno de los términos de la Ec. 1.3.6. no sufren variación alguna. Esto es válido para el espesor del intervalo productor ( $h$ ) y para la relación ( $r_e/r_w$ ); los demás términos, en mayor o menor grado, verán alterados sus valores conforme avance la extracción de los hidrocarburos.

Si se realiza un análisis de sensibilidad con cada uno de los parámetros de la Ec. 1.3.6., se podrá observar que el producto  $Foh$  es el que más pesa; esto es, ciertas variaciones de ese término modifican significativamente el valor de  $J$ . Los demás parámetros, dentro de un rango de variación razonable y sin considerar el daño a la formación ( $S$ ), alteran poco el resultado.

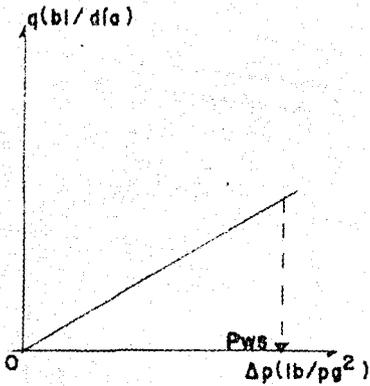


FIG. 1.3.1. Gasto de producción  
contra el abatimiento  
de presión.

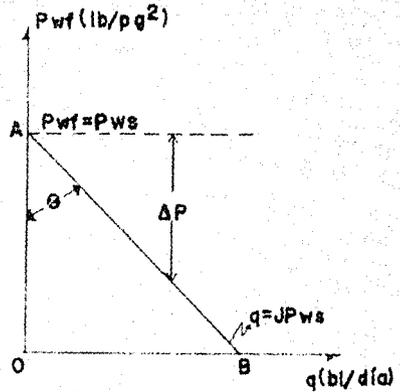


FIG. 1.3.2. Representación gráfica  
del índice de producti-  
vidad.

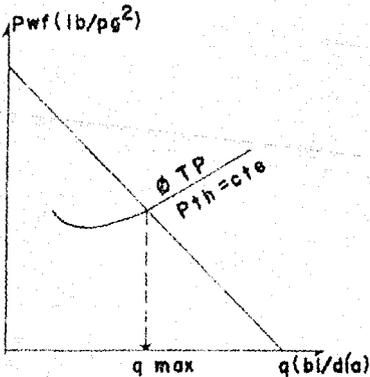


FIG. 1.3.3. Gasto máximo en  
superficie.

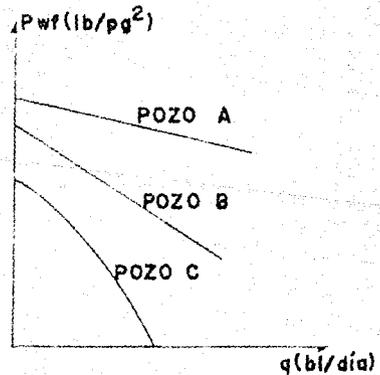


FIG. 1.3.4. Curvas de comporta-  
miento de flujo para  
diferentes pozos.

Tomando en cuenta que el espesor del intervalo productor no cambia, se puede decir que en la medida en que sea modificada la permeabilidad efectiva al aceite de la formación ( $k_o$ ), el índice de productividad del poro verá afectado su valor. Esto explica porqué un índice de productividad constante sólo puede concebirse cuando la presión del vaciamento es mayor a la presión de saturación. Una vez que se ha alcanzado ésta, y se inicia la liberación del gas, empezará a aumentar la permeabilidad relativa al gas, que está en función de la saturación del mismo, y como consecuencia, la permeabilidad relativa al aceite verá reducido su valor. ( $k_{ro}$ , 1.3.5.). Si se incrementa el gasto, la caída de presión es mayor, el efecto anterior se acentúa y disminuye el índice de productividad; pues, como ya se indicó, su valor depende en gran medida de la permeabilidad efectiva al aceite.

Como consecuencia del fenómeno anterior, en lugar de tener una línea recta como se indicó en la Fig. 1.3.2., se tendrá una curva como la mostrada en la Fig. 1.3.6.. Gilbert propuso métodos para analizar pozos que pudieran tener esta curvatura al graficar la presión de fondo fluyendo contra el gasto de producción, y llamó a esta gráfica: *la curva de comportamiento de flujo del pozo (IPR)*. Bajo tales condiciones, no se puede decir que el pozo tenga un sólo valor de índice de productividad, debido que la pendiente cambia continuamente con la variación del abatimiento de presión. En este caso, el índice de productividad será definido como la relación que existe entre una variación del gasto de producción con su abatimiento de presión correspondiente; es decir:

$$J = IPR = \tan \theta = - (dq / dP_{wf}) \quad 1.3.7.$$

La dirección de la curvatura de AB, como se muestra en la Fig. 1.3.6., indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa; por ello, el signo negativo de la Ec. 1.3.7..

No obstante lo antes comentado, y que quedó expresado en la Ec. 1.3.7., la curva de comportamiento de flujo y el índice de productividad, tal como lo planteó Muskat, no son equivalentes, el primero, es un término que relaciona la presión de fondo fluyendo con el gasto de producción del pozo; el segundo es la primera diferencial de la curva de comportamiento de flujo en el caso especial en que ésta sea una línea recta; es decir, en el punto en que la curva se une con la línea recta ( $P_{wf}=P_b$ ), (Fig. 1.3.7.).

#### 1.4. Estimación del índice de productividad a partir de información limitada.

Si la permeabilidad efectiva al aceite está en darcys: la Ec. 1.3.6. es:

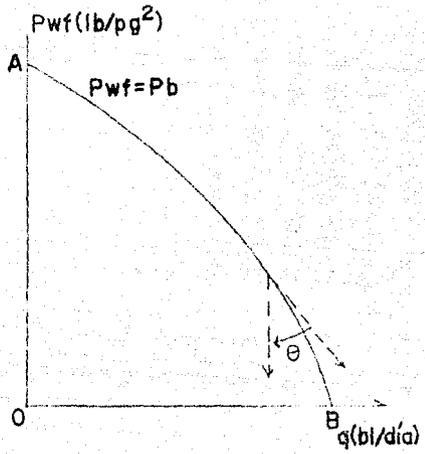
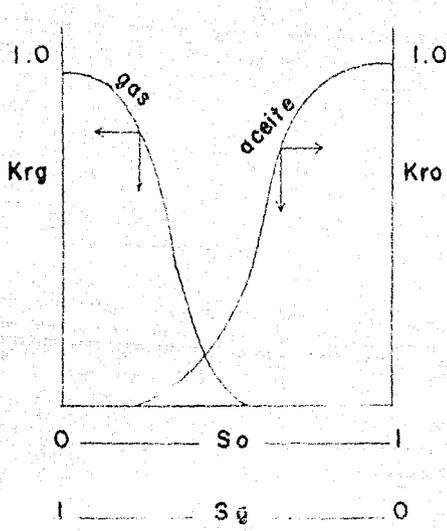


FIG. I.3.6. Curva IPR

FIG. I.3.5. Curvas de permeabilidad relativa en un sistema gas - aceite

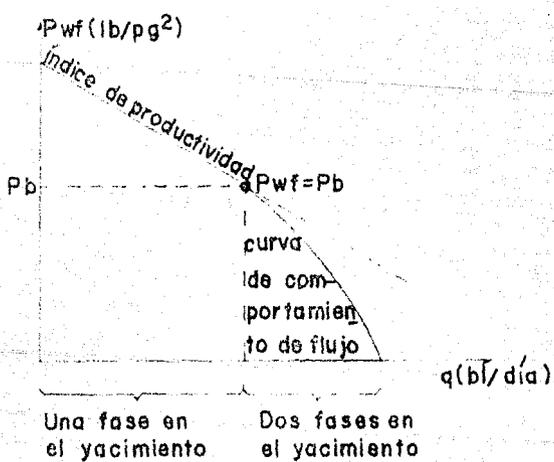


FIG. I.3.7. Diferencia entre el IP y el IPR.

$$J = \frac{7.082 K_o h}{\mu_o B_o [ \ln(r_o/r_w) - 0.75 + S + D_o ]} \quad 1.4.1.$$

Suponiendo que:  $\ln(r_o/r_w) - 0.75 + S + D_o = 7.082$ ; entonces:

$$J = (K_o h) / (\mu_o B_o) \quad 1.4.2.$$

De tal manera que, a partir de la Ec. 1.4.2., se puede hacer una estimación del índice de productividad cuando se conoce  $K_o$ ,  $h$ ,  $\mu_o$  y  $B_o$ . Asimismo, para tener cierta idea de la capacidad productora de los pozos, puede considerarse la siguiente clasificación en función del producto  $Kh$  de la formación:

Si  $Kh = 0 - 100$  md-pie. Pozo regular.  
 $Kh = 100 - 1000$  md-pie. Pozo bueno.  
 $Kh = 1000 - 5000$  md-pie. Pozo excelente.

### 1.5. Método de Vogel.<sup>3</sup>

Como resultado de trabajar con un programa de cómputo cuya base era la aproximación de Wellier<sup>2b</sup>, y después de simular una amplia variedad de condiciones, J.V. Vogel presentó en 1968 una solución al problema de la determinación de curvas de comportamiento de flujo para pozos de aceite que producen por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado y que fluyen por abajo de su presión de saturación.

Vogel observó que todos los casos analizados, con algunas excepciones, tenían una forma similar al graficarse como curvas de comportamiento de flujo adimensionales, y propuso una curva de referencia, (Fig. 1.5.1.). Para hacer uso de esta figura, se requiere tener el dato de la presión estática del pozo y el resultado de una prueba de producción.

La Fig. 1.5.1. puede expresarse analíticamente de la siguiente manera:

$$(q_o/q_o \text{ max}) = 1 - 0.2 (P_{wf} / P_{ws}) - 0.8 (P_{wf} / P_{ws})^2 \quad 1.5.1.$$

Donde:

$P_{ws}$ , presión estática del pozo, lb/pa<sup>2</sup>.

$q_o$ , gasto de producción correspondiente a la  $P_{wf}$ , bl/día.

$q_o \text{ max}$ , gasto máximo o potencial del pozo, bl/día.

El procedimiento para construir la curva de comportamiento de flujo de un pozo por medio del método de Vogel es el siguiente:

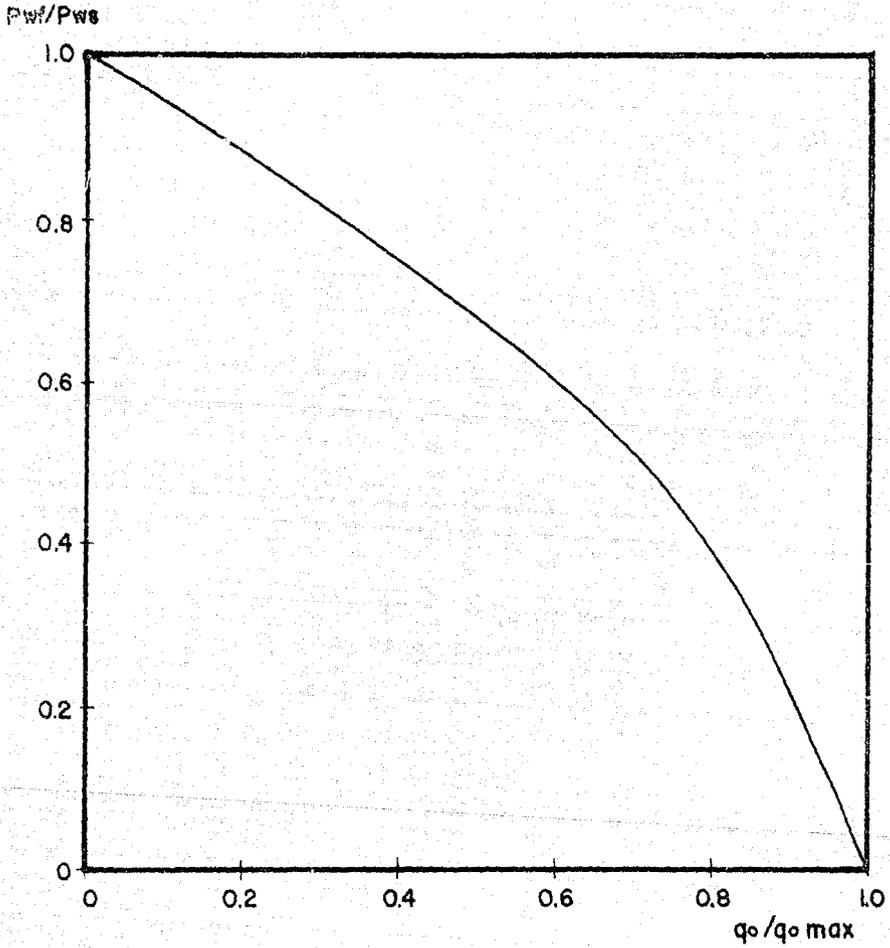


FIG. I.5.1. Curva de J.V. Vogel

- a) Se evalúa la relación  $(P_{wf}/P_{ws})$  con los datos de la prueba.
- b) Se determina el cociente  $(q_o/q_o \text{ max})$ .

b.1. Con la figura:

Entrar con el valor  $(P_{wf}/P_{ws})$  en la ordenada hasta cortar la curva y leer en las abscisas el correspondiente valor de  $(q_o/q_o \text{ max})$ .

b.2. Con la ecuación:

Sustituir directamente el valor de  $(P_{wf}/P_{ws})$ .

- c) Se determina el gasto máximo del pozo  $(q_o \text{ max})$ .

Con el dato del gasto correspondiente a la presión de fondo fluyendo de la prueba, aplicar la siguiente relación:

$$q_o \text{ max} = q_o / (q_o/q_o \text{ max}) \quad 1.5.2.$$

- d) Una vez que se ha obtenido el  $q_o \text{ max}$ , que es un solo valor para el pozo, se suponen presiones de fondo fluyendo y se determinan, con la ecuación o con la gráfica, los gastos de producción que les corresponden. Al graficar la información de  $P_{wf}$  vs  $q$  se obtiene la curva de comportamiento de flujo del pozo.

De la Ec. 1.5.1., se puede determinar que:

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[ -1 + \sqrt{81 - 20 (q_o/q_o \text{ max})} \right] \quad 1.5.3.$$

De tal forma que para construir la curva de comportamiento de flujo, también se pueden suponer gastos de producción y calcular las presiones de fondo fluyendo con la Ec. 1.5.3. Es lógico que el rango de valores que deberá tomarse para obtener la curva de comportamiento de flujo completa será, según sea el caso, de cero a la presión estática o de cero al gasto máximo.

Es importante hacer notar que las desviaciones que encontró Vogel al establecer su método se debieron a los siguientes casos:

- a) Pozos que producían aceites muy viscosos.
- b) Pozos que producían por arriba de su presión de saturación.
- c) Pozos que presentaban daño a la formación.

De los tres casos, el de los pozos con daño fue el que proporcionó

mayores diferencias. De ahí que la curva de comportamiento de flujo que se determina con este método, pueda ser considerada como una *curva de comportamiento de flujo ideal*.

En la práctica, tal vez por su sencillez, el método de Vogel es el procedimiento más utilizado para obtener las curvas de comportamiento de flujo de los pozos; sin embargo, lo antes mencionado, junto con las suposiciones en que se basa su desarrollo, determinarán hasta que punto puede aplicarse. Dichas suposiciones son las siguientes:

1. El yacimiento es circular y totalmente limitado, con un pozo penetrándolo completamente en el centro.
2. El medio poroso es uniforme e isotrópico, con una saturación de agua constante.
3. Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
4. No se considera la compresibilidad de la formación; ni la del agua de formación.
5. La composición y el equilibrio entre fases, son constantes para aceite y para gas.
6. Existe la misma presión en la fase de aceite y en la de gas.
7. Hay una condición de estado semiestacionario en el cual el ritmo de saturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado.

Vogel hizo algunas observaciones de su método que es importante también tomar en cuenta:

1. El error máximo que se tiene con el uso de la curva ocurrirá cuando las pruebas de los pozos se realicen a gastos de producción bajos y abatimientos de presión pequeños. Se establece un error máximo no mayor al 10%.
2. Este procedimiento podría considerarse incorrecto cuando existe otro tipo de empuje diferente al de gas disuelto. Sin embargo se ha utilizado con otros mecanismos de empuje e incluso empujes combinados, con buenos resultados.
3. Como la curva de referencia es para flujo de dos fases (aceite y gas), podría considerarse no válida cuando tres fases (aceite, gas y agua) están fluyendo. Contrario a ello se ha notado una buena aproximación para flujo de tres fases.
4. Es necesario realizar comparaciones adicionales con datos de campo, para validar el método.

### 1.5.1. Estimación de la presión estática de los pozos a partir del método de Vogel.

No es raro en la práctica encontrarse con pozos a los que no se les mide la presión estática. La razón principal por lo que no se hace, es porque la determinación de este parámetro implica el cierre del pozo, y como consecuencia, un determinado volumen de producción diferida. Se justifiquen o no las razones, el dato de la presión estática siempre será necesario para evaluar diferentes aspectos de la óptima explotación de los pozos.

Una alternativa de solución para este problema es efectuar la medición de la presión de fondo fluyendo para dos gastos de producción del pozo, y con esta información hacer uso de una expresión obtenida a partir de la ecuación de Vogel. El desarrollo para llegar a dicha expresión, es el siguiente:

De la Ec. 1.5.1., para ambas pruebas:

$$(q_{o1}/q_{o\max}) = 1 - 0.2 (P_{wf1}/P_{ws}) - 0.8 (P_{wf1}/P_{ws})^2 \quad 1.5.1.1.$$

$$(q_{o2}/q_{o\max}) = 1 - 0.2 (P_{wf2}/P_{ws}) - 0.8 (P_{wf2}/P_{ws})^2 \quad 1.5.1.2.$$

Donde  $P_{wf1}$  y  $P_{wf2}$ , son las presiones de fondo fluyendo obtenidas para los gastos  $q_{o1}$  y  $q_{o2}$  respectivamente.

Las Ecs. 1.5.1.1. y 1.5.1.2., pueden escribirse de la siguiente manera:

$$(1/q_{o\max}) = (1/q_{o1}) [1 - 0.2 (P_{wf1}/P_{ws}) - 0.8 (P_{wf1}/P_{ws})^2] \quad 1.5.1.3.$$

$$(1/q_{o\max}) = (1/q_{o2}) [1 - 0.2 (P_{wf2}/P_{ws}) - 0.8 (P_{wf2}/P_{ws})^2] \quad 1.5.1.4.$$

Como el gasto máximo o potencial del pozo es sólo uno, las Ecs. 1.5.1.3. y 1.5.1.4. pueden igualarse; y desarrollando términos en ambos lados de la igualdad:

$$(1/q_{o1}) - 0.2 (P_{wf1}/q_{o1}) (1/P_{ws}) - (0.8 P_{wf1}^2 / q_{o1}) (1/P_{ws})^2 = (1/q_{o2}) - 0.2 (P_{wf2}/q_{o2}) (1/P_{ws}) - (0.8 P_{wf2}^2 / q_{o2}) (1/P_{ws})^2 \quad 1.5.1.5.$$

Agrupando términos e igualando con cero, se tiene finalmente:

$$\begin{aligned} & [ 0.8 ( Pwf_1^2 / q_{o1} ) - 0.8 ( Pwf_2^2 / q_{o2} ) ] ( 1 / Pws )^2 \\ & + [ 0.2 ( Pwf_1 / q_{o1} ) - 0.2 ( Pwf_2 / q_{o2} ) ] ( 1 / Pws ) \\ & + [ ( 1 / q_{o2} ) - ( 1 / q_{o1} ) ] = 0 \end{aligned} \quad 1.5.1.6.$$

La expresión anterior es una ecuación de segundo grado de la forma:  $Ax^2 + Bx + C = 0$ , cuya incógnita es el inverso de la presión estática. Como se sabe, las raíces de la Ec. 1.5.1.6. pueden fácilmente obtenerse con la ecuación:

$$x = [ - B \pm \sqrt{B^2 - 4 AC} ] / ( 2 A ) \quad 1.5.1.7.$$

Donde:

$$A = 0.8 [ ( Pwf_1^2 / q_{o1} ) - ( Pwf_2^2 / q_{o2} ) ] \quad 1.5.1.8.$$

$$B = 0.2 [ ( Pwf_1 / q_{o1} ) - ( Pwf_2 / q_{o2} ) ] \quad 1.5.1.9.$$

$$C = [ ( 1 / q_{o2} ) - ( 1 / q_{o1} ) ] \quad 1.5.1.10.$$

$$x = 1 / Pws \quad 1.5.1.11.$$

Como es lógico suponer, la raíz negativa que resulte al resolver la Ec. 1.5.1.6. carecerá de significado físico. La raíz positiva por lo tanto, deberá considerarse como el inverso de la presión estática del pozo.

La aplicación de esta metodología está sujeta a todas las restricciones que se dieron para el método de Vogel y sólo se recomienda su uso en los casos en los que no pueda medirse la presión estática del pozo.

## 1.6. Curvas de comportamiento de flujo generalizadas.

En el inciso 1.3. de este capítulo se indicó, que para presiones mayores a la de saturación, el comportamiento de flujo e índice de productividad del pozo es una línea recta dada por la Ec. 1.3.2.. También se mencionó que para presiones menores a la de burbujeo, el comportamiento de flujo presenta una curvatura; y que este

comportamiento puede determinarse por medio del método de Vogel visto en el subtema 1.5..

Si se combina la expresión del índice de productividad con la ecuación de Vogel, y se efectúa un desarrollo matemático considerando la suposición lógica de que la derivada de la función de la curva de comportamiento de flujo con respecto a la presión ( $dq/dP$ ) es continua en el punto de burbuja, se puede llegar a las expresiones que permiten obtener lo que se denomina *la curva de comportamiento de flujo generalizada del pozo*; es decir, una curva en la que quedan representados los comportamientos por arriba y por abajo de la presión de saturación.

Patton y Goland<sup>5</sup> presentaron en 1980 un desarrollo matemático para la obtención de este tipo de gráficas; sin embargo Kermit Brown<sup>6</sup>, dice no saber a ciencia cierta de donde proviene originalmente esta idea y reparte el crédito entre Eichmeier y Neeley. De cualquier forma, independientemente de donde haya surgido la idea original, a continuación se presenta el procedimiento propuesto.

Partiendo de la Ec. 1.5.1 del método de Vogel:

$$q_o = q_o \max [ 1 - 0.2 (P_{wf}/P_{ws}) - 0.8 (P_{wf}/P_{ws})^2 ] \quad 1.6.1.$$

Diferenciando con respecto a  $P_{wf}$ :

$$- (dq_o/dP_{wf}) = q_o \max [ (0.2/P_{ws}) + (1.6 P_{wf}/P_{ws}^2) ] \quad 1.6.2.$$

Tomando la pendiente  $J$  para  $P_{wf} = P_b$ :

$$J = ( 1.8 q_o \max / P_b ) \quad 1.6.3.$$

O bien:

$$(q_{o \max}^{\text{Vogel}}) = ( J P_b / 1.8 ) \quad 1.6.4.$$

De la expresión anterior, y con ayuda de la Fig. 1.6.1., se pueden determinar las ecuaciones que permiten obtener las curvas de comportamiento de flujo generalizadas de los pozos. Dichas ecuaciones son:

$$q_b = J ( P_{ws} - P_b ) \quad 1.6.5.$$

$$q_o \max = q_b + ( J P_b / 1.8 ) \quad 1.6.6.$$

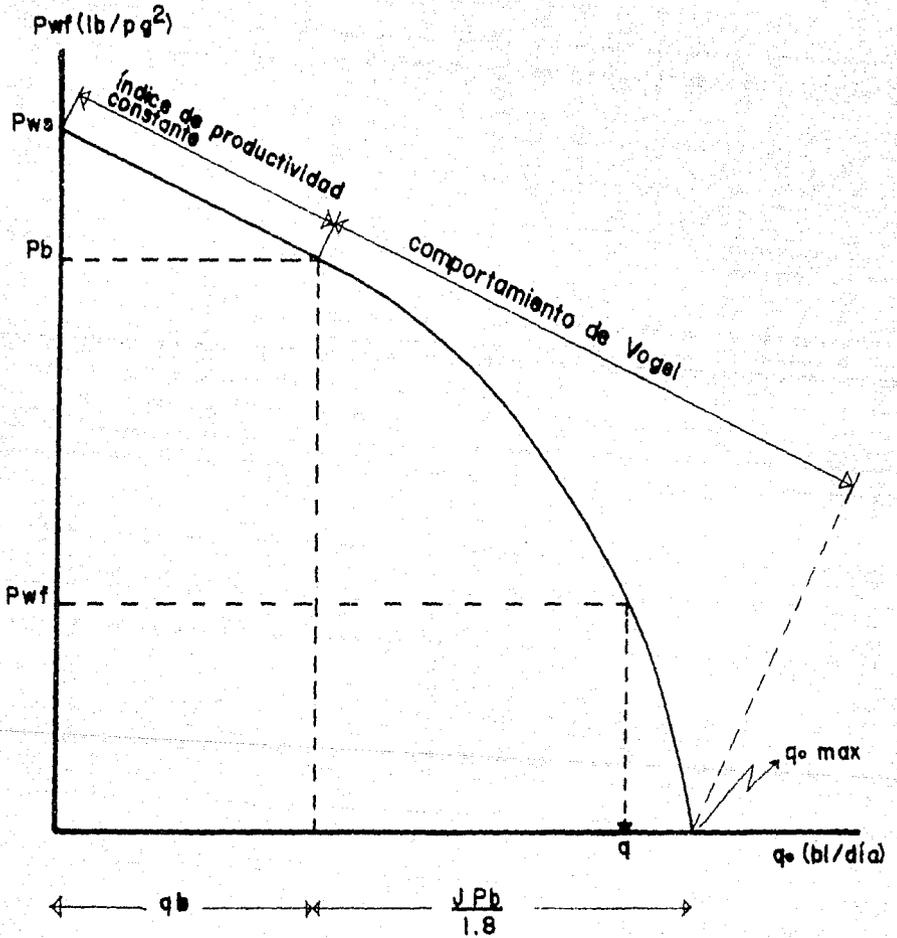


FIG. 1.6.1 Curva de comportamiento de flujo generalizada.

$$q = q_b + (q_o \text{ max} - q_b) [ 1 - 0.2 (P_{wf}/P_b) - 0.8 (P_{wf}/P_b)^2 ] \quad 1.6.7.$$

Donde:

$P_b$ , presión de burbujeo del aceite, lb/qa<sup>2</sup>.

$q_b$ , gasto correspondiente a la  $P_{wf} = P_b$ , bl/día.

$J$ , índice de productividad del pozo, bl/día/lb/qa<sup>2</sup>.

$P_{wf}$ , presión de fondo fluendo, lb/qa<sup>2</sup>.

$P_{ws}$ , presión estática del pozo, lb/qa<sup>2</sup>.

$q_o \text{ max}$ , gasto máximo del pozo, bl/día.

Combinando las Ecs. 1.6.5., 1.6.6. y 1.6.7. se determina el valor de  $J$ :

$$J = q / \{ P_{ws} - P_b + ( P_b / 1.8 ) [ 1 - 0.2 ( P_{wf} / P_b ) - 0.8 ( P_{wf} / P_b )^2 ] \} \quad 1.6.8.$$

La secuencia de cálculo que se deberá seguir, dependiendo de la presión a la que se tome el registro, es la siguiente:

a) Si el registro de presión de fondo fluendo se toma por arriba de la presión de saturación ( $P_{wf} > P_b$ ).

a.1. Calcular  $J$  con la definición de índice de productividad, (Ec. 1.3.3.).

$$J = q \text{ prueba} / ( P_{ws} - P_{wf} \text{ prueba} ) \quad 1.3.3.$$

a.2. Calcular  $q_b$  con la Ec. 1.6.5..

a.3. Determinar el gasto máximo del pozo con la Ec. 1.6.6..

a.4. Suponer valores de presión de fondo fluendo menores a la  $P_b$  y obtener los gastos de producción correspondientes con la Ec. 1.6.7..

b) Si el registro de presión de fondo fluendo se toma por abajo de la presión de saturación ( $P_{wf} < P_b$ ).

b.1. Calcular el índice de productividad del pozo con la Ec. 1.6.8..

b.2. Repetir los pasos a.2., a.3 y a.4 del inciso anterior.

Como se habrá observado, además del dato de la presión estática del pozo y de la prueba de producción, se deberá conocer la presión de burbujeo del aceite producido. Si no se cuenta con ese dato, se puede hacer uso de alguna correlación para estimarlo, sin olvidar claro esta, que esto va involucra un cierto error al obtener la curva.

### 1.7. Método de Standing.<sup>4</sup>

M.B. Standing presentó en 1970 una extensión al método de Vogel para poder determinar la curva de comportamiento de flujo de pozos dañados y mejorados. Su trabajo consistió en obtener, a partir de la gráfica original de comportamiento de flujo adimensional, una serie de curvas de referencia para valores de eficiencia de flujo que van de 0.5 a 1.5. Estas curvas se muestran en la Fig. 1.7.1.

Cuando los fluidos de control que se emplean en la perforación de los pozos, o durante alguna intervención de los mismos, penetran en la formación productora, modifican invariablemente las características físicas de las vecindades del pozo. (Fig. 1.7.2.). Esta alteración, que se traduce en una disminución en la permeabilidad, es lo que se conoce con el nombre de daño de la formación.

La presencia de una zona dañada en las cercanías de la pared del agujero origina que, además de la caída de presión natural que se tiene de la formación al fondo del pozo, se genere un abatimiento de presión adicional, tal como se indica en la Fig. 1.7.3.; de tal manera que si el pozo puede entregar un gasto de producción  $q$  con una presión de fondo fluyendo  $P_{wf}'$  si no está dañado, requerirá de una presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$ , para entregar el mismo gasto, cuando el pozo estuviera dañado. Esto es:

$$\Delta P_s = P_{wf}' - P_{wf} \quad 1.7.1.$$

Donde:

$\Delta P_s$ , caída de presión adicional debida al daño, lb/pc<sup>2</sup>.  
 $P_{wf}'$ , presión de fondo fluyendo sin daño o ideal, lb/pc<sup>2</sup>.  
 $P_{wf}$ , presión de fondo fluyendo con daño o real, lb/pc<sup>2</sup>. (es la que se obtiene con el registro).

Aunque estrictamente la eficiencia de flujo de un pozo debe ser considerada como una relación de gastos (gasto de producción real entre gasto de producción ideal), Standing sugiere que se maneje como una relación de abatimientos de presión: esto es:

$$EF = \frac{\text{abatimiento de presión ideal}}{\text{abatimiento de presión real}} \quad 1.7.2.$$

O bien:

$$EF = (P_{ws} - P_{wf}') / (P_{ws} - P_{wf}) \quad 1.7.3.$$

Despejando la  $P_{wf}'$  de la Ec. 1.7.1.

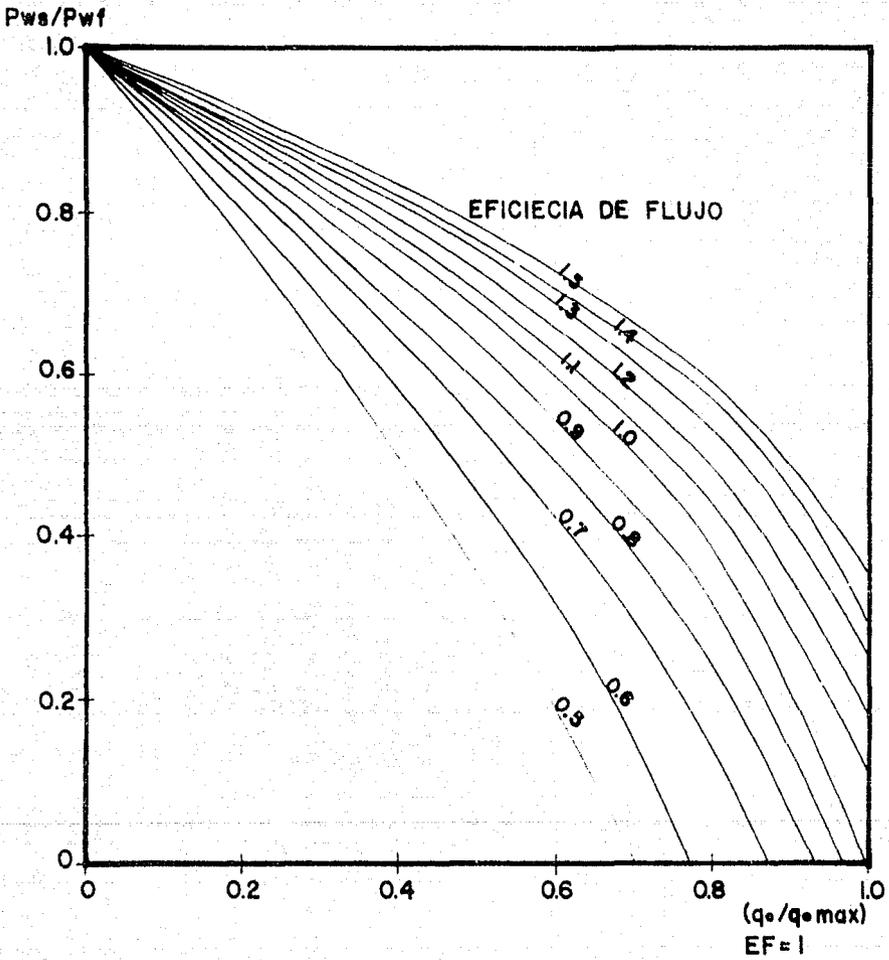


FIG. 1.71. Curvas de M.B. Standing



FIG. 1.7.2. Efecto de daño a la formación.

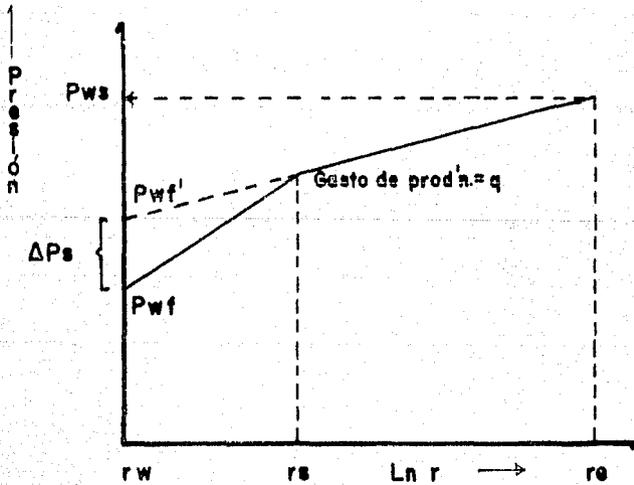


FIG. 1.7.3. Presiones de fondo en un pozo dañado.

$$P_{wf'} = P_{wf} + \Delta P_e \quad 1.7.4.$$

Sustituyendo la Ec. 1.7.4. en la Ec. 1.7.3.:

$$EF = ( P_{ws} - P_{wf} + \Delta P_e ) / ( P_{ws} - P_{wf} ) \quad 1.7.5.$$

De tal forma que si se determina la caída de presión por el efecto de la zona dañada ( $\Delta P_e$ ), se puede obtener la eficiencia de flujo del pozo (EF); y posteriormente, mediante el método de Standing, su curva de comportamiento de flujo correspondiente.

La caída de presión por la presencia de una zona dañada, y el mismo factor de eficiencia de flujo, se calculan conociendo el factor de daño del pozo (S), como se muestra a continuación.

Partiendo de la ecuación de flujo radial, (Ec. 1.2.2.), para pozo con daño y pozo sin daño; aplicando la definición de eficiencia de flujo, como una relación de gastos; y considerando que el pozo se encuentra en el centro de una Área de drene circular; se llega a la siguiente expresión:

$$EF = [ \ln (0.47 r_e / r_w) ] / [ \ln (0.47 r_e / r_w) + S ] \quad 1.7.6.$$

Donde:

- $r_e$ , radio de drene del pozo, pie.
- $r_w$ , radio del pozo, pie.
- S, factor de daño.

Por otra parte, la  $\Delta P_e$  para flujo radial se puede obtener, según Van Everdingen<sup>39</sup> como:

$$\Delta P_e = ( \alpha q B_o \mu S ) / ( K h ) \quad 1.7.7.$$

Donde:

- $\alpha$ , factor de conversión de unidades, 141.2 para el sistema inglés.
- q, gasto de producción antes del cierre del pozo.
- $B_o$ , factor de volumen del aceite.
- $\mu$ , viscosidad del aceite.
- K, permeabilidad de la formación.
- h, espesor de la formación.

Como se podrá observar, se han dado dos maneras para determinar la eficiencia de flujo del pozo. La primera, es calcular la  $\Delta P_e$  con la Ec. 1.7.7. y sustituir ese valor en la Ec. 1.7.5.; la segunda, es aplicar la Ec. 1.7.6., Sin embargo tanto la Ec. 1.7.6., como la Ec. 1.7.7., requieren el valor del factor de daño.

La única forma de determinar este factor de daño, y por

consecuente la eficiencia de flujo del pozo, es por medio de la interpretación de la información obtenida de una prueba de presión. Dar una explicación de los métodos que existen para hacerlo, queda fuera de los propósitos de este trabajo. Sin embargo, si así se desea, se puede consultar la literatura. (12),(13),(14),(15).

A continuación, se da la secuencia de cálculo para determinar la curva de comportamiento de flujo de pozos dañados y mejorados aplicando el método de Standing. La información que se requiere para ello es: la presión estática, una prueba de producción y la eficiencia de flujo del pozo.

a) Evaluar la relación  $(Pwf/Pws)$ , con los datos de la prueba de producción.

b) Determinar la relación  $(q_0 / q_0 \max_{EF=1})$ .

Entrar a la Fig. 1.7.1, con el valor  $(Pwf/Pws)$  en la ordenada hasta cortar la curva para la eficiencia de flujo que se desea. Leer en las abscisas el correspondiente valor de  $q_0 / q_0 \max_{EF=1}$ .

c) Obtener el  $q_0 \max_{EF=1}$ .

Con el gasto de producción de la prueba, aplicar la siguiente relación:

$$q_0 \max_{EF=1} = q_0 / (q_0 / q_0 \max_{EF=1}) \quad 1.7.8.$$

Este será el gasto máximo para una eficiencia de flujo igual a uno, esto es: *el gasto máximo de Vogel*.

d) Suponer diferentes valores de la presión de fondo fluyente, repetir los pasos a) y b) y determinar los gastos de producción correspondientes con la siguiente expresión:

$$q_0 = (q_0 \max_{EF=1}) (q_0 / q_0 \max_{EF=1}) \quad 1.7.9.$$

e) Graficar la relación  $Pwf$  vs.  $q_0$ .

El gasto máximo de producción, para la eficiencia de flujo que se está utilizando, se obtiene cuando se emplea el valor de  $Pwf=0$ ; esto es:  $Pwf/Pws = 0$  en la ordenada de la gráfica de Standing.

Otra forma de obtener la curva de comportamiento de flujo con este método, sin tener que recurrir a la gráfica, es la siguiente:

Despejando la  $Pwf'$  de la Ec. 1.7.3.:

$$Pwf' = Pws - (Pws - Pwf) EF \quad 1.7.10.$$

Sustituyendo la  $Pwf'$  en la ecuación de Vogel: Ec. 1.5.1.1:

$$(q_o/q_o \max_{EF=1}) = 1 - 0.2 (Pwf'/Pws) - 0.8 (Pwf'/Pws)^2 \quad 1.7.11.$$

- Con los datos de la prueba calcular  $Pwf'$  con la Ec. 1.7.10., y determinar  $q_o \max$  con la Ec. 1.7.11..
- Suponer valores de  $Pwf$ . Calcular  $Pwf'$  con la Ec. 1.7.10. y evaluar el  $q_o$  que le corresponde con la Ec. 1.7.11.; para ello, emplear el  $q_o \max$  obtenido en el inciso a). No hay que olvidar que este  $q_o \max$  es un solo valor e indica cual es el potencial del pozo para una eficiencia de flujo igual a uno. Si se desea el gasto máximo para una determinada eficiencia de flujo, sustituir  $Pwf=0$  en la Ec. 1.7.10..

### 1.7.1. Restricción en el empleo del método de Standing.

Al utilizar la Fig. 1.7.1. de Standing o la expresión de Vogel, tal como se presenta en la Ec. 1.7.11., se tienen problemas para valores de presión de fondo fluyendo bajos y eficiencias de flujo altas. Por ejemplo: para los siguientes datos:

$$Pws = 2000 \text{ lb/pg}^2 ; \quad Pwf = 500 \text{ lb/pg}^2 ; \quad EF = 2$$

Por medio de la Ec. 1.7.10.:

$$Pwf' = 2000 - (2000 - 500) 2 = -1000 \text{ lb/pg}^2$$

Al sustituir este valor negativo en la Ec. 1.7.11. se obtendrá un gasto más pequeño comparado con los valores positivos de  $Pwf'$ ; tal como se muestra en la Fig. 1.7.1.1.

Con el objeto de no incurrir en ese error, Harrison<sup>8</sup> sugirió una ecuación que admite tanto valores positivos como negativos de  $Pwf'$ .

$$(q_o/q_o \max_{EF=1}) = 1.2 - 0.2 \exp(-1.792 Pwf' / Pws) \quad 1.7.1.1.$$

Asimismo, en la Fig. 1.7.1.2. se pueden observar las curvas adimensionales que Harrison obtuvo a partir de la Ec. 1.7.1.1. para un rango de eficiencias de flujo que van desde la unidad hasta 2.5. Sin embargo, hay que comentar que se ha observado que el método de Harrison proporciona valores de gastos menores a los que se obtienen mediante la ecuación de Vogel, (Ec. 1.7.11.).

Otra alternativa de solución, cuando el valor de  $Pwf'$  se hace

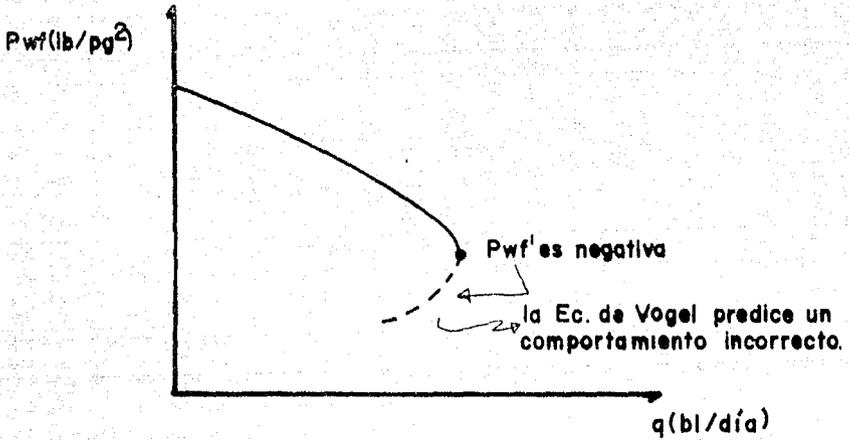


FIG. I.7.1.1. Errores que se tienen al extrapolar el método de Standing.

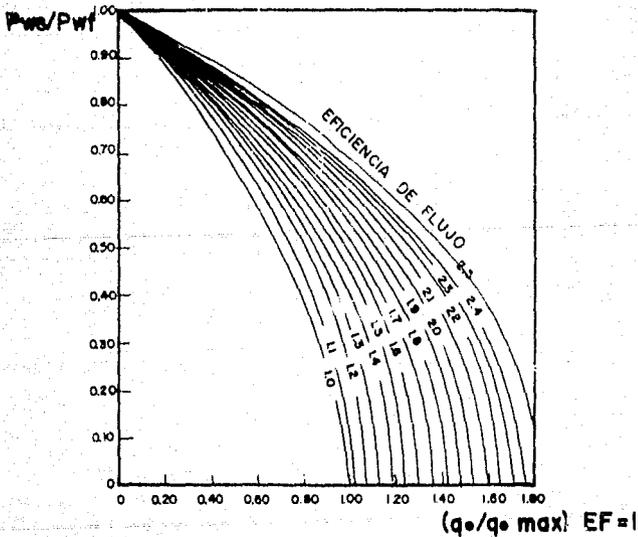


FIG. I.7.1.2. Extensión de Harrison al trabajo de Standing.

negativo, sería empleando la expresión propuesta por Fetkovich<sup>16</sup>:

$$q_o = J_o' ( P_{ws}^2 - P_{wf}^2 )^n \quad 1.7.1.2.$$

Como se podrá observar, al graficar  $q_o$  v.s  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$  en papel doble logarítmico, la Ec. 1.7.1.2. es una línea recta.  $J_o'$  será la intersección sobre el eje de las  $q_o$  donde  $P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = 1$  y  $n=1/\text{pendiente}$ . Los puntos a graficar, serán los valores obtenidos con la ecuación de Vogel antes de que se presentaran los valores negativos de  $P_{wf}'$ . (Fig. 1.7.1.3.). Habiendo determinado gráficamente  $n$  y  $J_o'$ , se suponen los valores de  $P_{wf}$  para los que resultó negativa la  $P_{wf}'$  y se obtienen los gastos de producción con la Ec. 1.7.1.2.. De esta forma se termina de construir la curva de comportamiento de flujo del pozo. (Fig. 1.7.1.4.).

Recientemente, Lamach y Radhavan<sup>11</sup> publicaron un artículo en el que indican que la inconsistencia del método de Standing es el resultado de una mala definición de la eficiencia de flujo. Según estos autores, dicho parámetro debe plantearse, tal como lo sugiere la ecuación de Vogel, por medio de una expresión cuadrática; y no como una relación lineal. Así entonces, la ecuación de eficiencia de flujo que proponen para evitar valores negativos de la  $P_{wf}'$ , es la siguiente:

$$EF = \frac{(1 + 0.8 P_{wf}'/P_{ws}) (1 - P_{wf}'/P_{ws})}{(1 + 0.8 P_{wf}/P_{ws}) (1 - P_{wf}/P_{ws})} \quad 1.7.1.3.$$

## 1.8. Determinación de la curva de comportamiento de flujo cuando se tienen más de dos pruebas de producción.

Como se comentó al inicio de este estudio: mientras más registros se tomen de la presión de fondo fluyendo para diferentes gastos, más representativa será la curva de comportamiento de flujo que se obtenga. A continuación se proporcionan dos métodos para determinar las curvas de comportamiento de flujo cuando se cuenta con más de dos pruebas de producción para el pozo. Es importante aclarar que al decir: *más de dos pruebas del pozo*, se hace referencia a pruebas tomadas en una determinada etapa productiva; es decir, una *prueba de gastos múltiples*, como se le denomina en la práctica; no se refiere a pruebas tomadas en diferentes momentos de la vida del pozo.

### 1.8.1. Método de Fetkovich.<sup>16</sup>

En 1975, a partir de pruebas isocronales, M.J. Fetkovich obtuvo una expresión que permite determinar la curva de comportamiento de flujo de los pozos. Originalmente, su trabajo fue dirigido

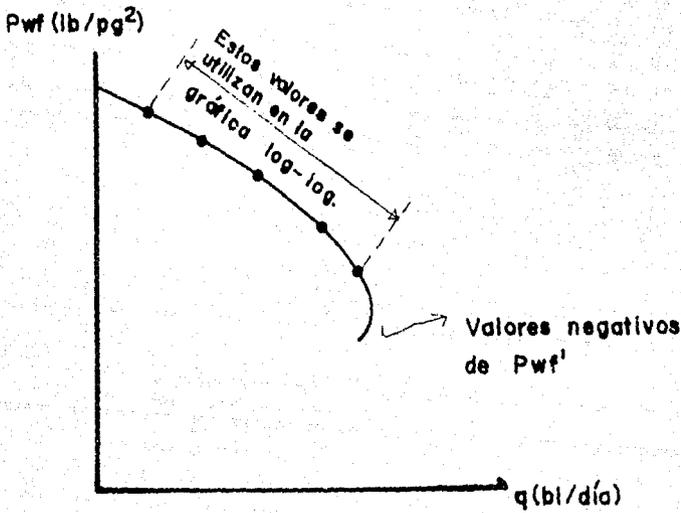


FIG. 1.7.1.3. Puntos a considerar para la construcción de la gráfica log-log

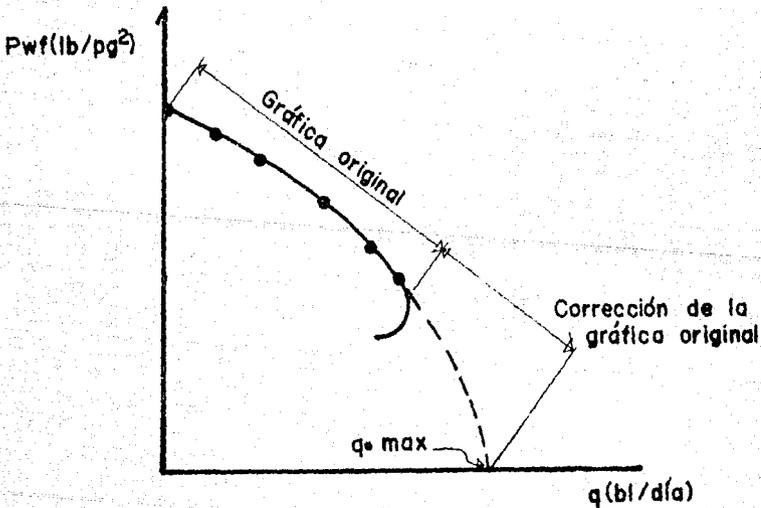


FIG. 1.7.1.4. Corrección de la FIG. 1.7.1.3.

Para pozos de gas; posteriormente, se dio cuenta que también podía ser aplicado, con buenos resultados, en pozos de aceite. La expresión final a la que llegó para pozos de aceite fue presentada de manera informal en el inciso 1.7.1.1. como una alternativa de solución cuando el uso del método de Standing presenta problemas. dicha expresión es la siguiente:

$$q_o = J_o' (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1.8.1.1.)$$

Donde:

$P_{ws}$ , presión estática del pozo, lb/oo<sup>2</sup>.

$P_{wf}$ , presión de fondo fluyente, lb/oo<sup>2</sup>.

$q_o$ , gasto de producción, b/día.

$J_o'$  y  $n$ , factores que deberán determinarse para cada pozo, b/día/(lb/oo<sup>2</sup>)<sup>2n</sup>.

Como se comentó anteriormente, si se elabora una gráfica de  $q_o$  v.s.  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$  en papel doble logarítmico, la ec. 1.8.1.1. representa una línea recta, cuya pendiente es  $1/n$  y  $J_o'$  es la intersección sobre el eje de las  $q$  (abscisa), donde  $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$  (ordenada) es igual a la unidad, (Fig. 1.8.1.1.).

Fetkovich determinó, después de probar con alrededor de cuarenta pozos de aceite que presentaban un amplio rango de condiciones, que el valor del exponente  $n$  variaba entre 0.668 y 1.0. Cuando  $n=1$ , los resultados que se obtienen con la ec. 1.8.1.1. se acercan a los que se determinan con la ecuación de Vogel, (Fig. 1.8.1.2.). De tal manera que  $n$  podría ser considerado como un indicador del daño del pozo.

La ec. 1.8.1.1. representa el comportamiento de flujo por abajo de la presión de burbuteo. La expresión de Fetkovich, para determinar la curva de comportamiento de flujo generalizada del pozo, es la siguiente:

$$q_o = J_o (P_{ws} - P_b) + J_o' (P_b^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1.8.1.2.)$$

Donde:

$P_b$ , presión de saturación, lb/oo<sup>2</sup>.

$J_o$ , índice de productividad del pozo, b/lb/oo<sup>2</sup>.

El procedimiento para determinar la curva de comportamiento de flujo de los pozos con el método de Fetkovich, cuando se tienen más de dos registros de presión de fondo fluyente y la presión estática del pozo, es el siguiente:

- Construir una gráfica en papel doble logarítmico, teniendo como ordenada  $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$  y como abscisa  $q_o$ .
- Trazar una línea recta a través de los puntos graficados, y

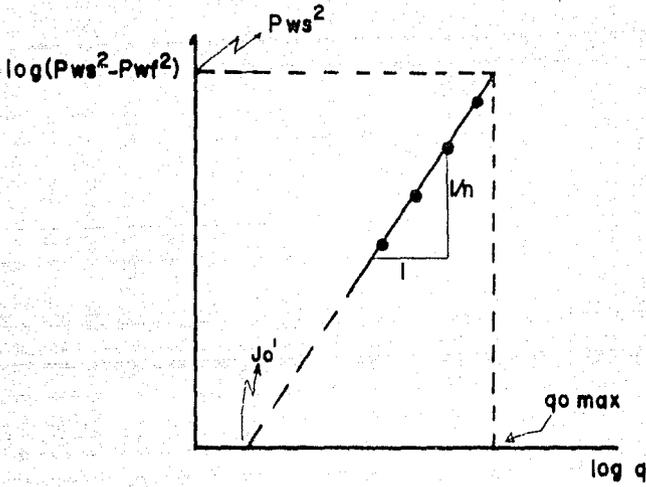


FIG. 1.8.1.1. Gráfica log-log propuesta por Fetkovich.

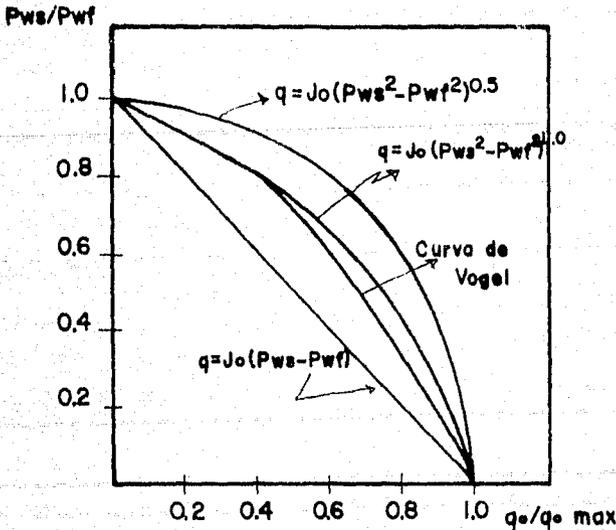


FIG. 1.8.1.2. Comparación de curvas de comportamiento realizada por Fetkovich

profundar hasta el eje de las  $q$ . La intersección con este eje, esto es donde  $Fws = Fwr = 1$ , corresponde al valor de  $J_0$ .

- Tomando dos puntos sobre la recta, determinar la pendiente. El inverso de esta, será el valor de  $n$ .
- Con los valores de  $n$  y de  $J_0$  obtenidos en a), sustituir presiones de fondo riendo  $w$ , mediante la Eq. 1.8.2.1, determinar los gastos de producción correspondientes. El potencial del pozo se tendrá cuando  $Fwr = 1$ .
- Obtener la curva de comportamiento de flujo del pozo y graficar  $Fwr$  vs  $q$ .

### 1.8.2. Método de Jones, Blount y Glaze.<sup>7</sup>

Jones, Blount y Glaze, partiendo de la ecuación de Forchheimer<sup>10</sup> establecieron en 1970 una metodología que aparte de proporcionar la curva de comportamiento de flujo del pozo, permite analizar las condiciones de daño y turbulencia del mismo. Su trabajo se realizaron tanto para pozos de gas como para pozos de aceite. El desarrollo que siguieron para estos últimos, es el que se muestra a continuación.

La ecuación de Forchheimer para flujo radial es:

$$\frac{dq}{dr} = \frac{\alpha h_0 \mu}{1.127 \times 10^{-3} k h} + \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta \sigma^2 h_0^2 \rho}{h^2} \quad (1.8.2.1)$$

$$\text{El Área (A), es: } A = 2 \pi r h \quad (1.8.2.2)$$

Integrando la Ec. 1.8.2.1:

$$P_2 - P_1 = \frac{\alpha h_0 \mu}{1.127 \times 10^{-3} (2 \pi k h)} \ln(r_2/r_1) + \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta \sigma^2 h_0^2 \rho}{4 \pi^2 h^2} \left[ \frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} \right] \quad (1.8.2.3)$$

Donde:

$p_2$ , presión en la frontera externa, de radio  $r_2$ .

$p_1$ , presión en la frontera interna, de radio  $r_1$ .

Si se hace  $p_2 = P_{ws}$ ;  $r_2 = r_o$ ;  $p_1 = P_{wf}$ ; y  $r_1 = r_w$ . Considerando además flujo pseudoestacionario y el efecto del factor de daño de la formación:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q B_o \mu}{1.127 \times 10^{-9} (2 \pi K h)} [ \ln (0.472 r_o / r_w) + S ]$$

$$+ \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta q^2 B_o^2 \rho}{4 \pi^2 h^2} \quad (1.8.2.4)$$

Si no todo el intervalo productor está disparado  $h \neq h_p$ . La Ec. 1.8.2.4. puede escribirse de la siguiente manera:

$$P_{ws} - P_{wf} = \left[ \frac{\mu B_o [ \ln (r_o / r_w) - 0.75 + S ]}{7.08 \times 10^{-9} K h} \right] q$$

$$+ \left[ \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta \mu^2 \rho}{4 \pi^2 h_p^2 r_w} \right] q^2 \quad 1.8.2.5.$$

Donde:

$h_p$ , intervalo disparado, pie.

$r_w$ , radio del pozo, pie.

$B_o$ , factor de volumen del aceite.

$r_o$ , radio de drenaje del pozo, pie.

$\mu$ , viscosidad del aceite, cp.

$\rho$ , densidad del fluido, lbm/pie<sup>3</sup>.

$K$ , permeabilidad de la formación, md.

$h$ , espesor de la formación, pie.

$S$ , factor de daño de la formación.

$\beta$ , coeficiente por flujo turbulento.

El coeficiente por flujo turbulento se calcula con la siguiente ecuación:

$$\beta = (2.93 \times 10^{10}) / (K)^{1.201} \quad 1.8.2.6.$$

Donde:  $K$ , permeabilidad, md.

La Ec. 1.8.2.5. puede escribirse de la siguiente manera:

$$(P_{ws} - P_{wf}) / q = C + D u \quad (1.8.2.7)$$

Donde:

$$C = \frac{\mu_o B_o [ \ln (r_{eio}/r) + 0.75 + S ]}{7.08 \times 10^{-9} k h} \quad (1.8.2.8)$$

$$D = (9.08 \times 10^{-19} \beta B_o^2 \rho) / (4 \pi^2 h p^2 r v) \quad (1.8.2.9)$$

A la Ec. 1.8.2.9. se le denomina *término de turbulencia*, que como puede observarse, está en función principalmente de la permeabilidad y del intervalo disparado. Generalmente este término se desprecia para pozos de aceite, aunque puede tener cierto efecto si el pozo es de alta productividad. El análisis que se presentará más adelante permitirá saber hasta qué punto puede despreciarse este término.

Si se tuviera toda la información requerida, se podrían aplicar las Ecs. 1.8.2.8. y 1.8.2.9. para obtener los valores de  $C$  y de  $D$  respectivamente.

Otra forma de determinar esos parámetros es a partir de un registro de presión de fondo fluyendo para diferentes gastos de producción, ya que como se puede observar de la Ec. 1.8.2.7. si con los datos de la prueba se prepara una gráfica  $(P_{wf} - P_{ws}) / q$  vs  $q$ ; se tendrá una línea recta con pendiente  $D$  y ordenada al origen  $C$ . (Fig. 1.8.2.1.).

El procedimiento completo para determinar gráficamente estos factores es el siguiente:

- 1) Con los datos de la prueba calcular  $(P_{ws} - P_{wf}) / q$ .
- 2) Preparar una gráfica, con ordenada  $(P_{ws} - P_{wf}) / q$  y abscisa  $q$ .
- 3) Graficar los puntos y trazar la mejor línea recta a través de ellos.
- 4) Prolongar la línea recta hasta el eje de las ordenadas. El valor que sea leído será el correspondiente de  $C$ .
- 5) Tomar dos puntos de la recta y determinar su pendiente, eso será el valor de  $D$ .

$$D = [ ( \Delta p / q_0 )_1 - ( \Delta p / q_0 )_2 ] / [ q_{01} - q_{02} ] \quad (1.8.2.10)$$

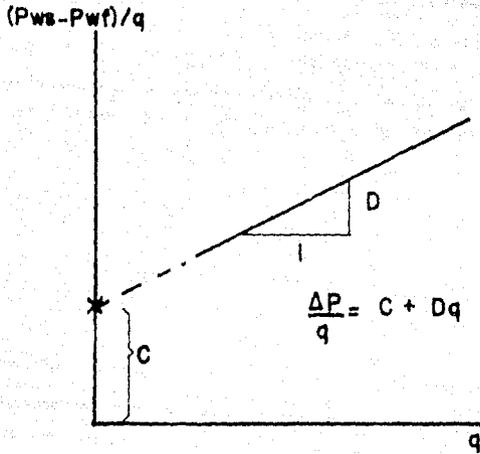


FIG. 1.8.2.1. Gráfica propuesta por Jones, Blount y Glaze.

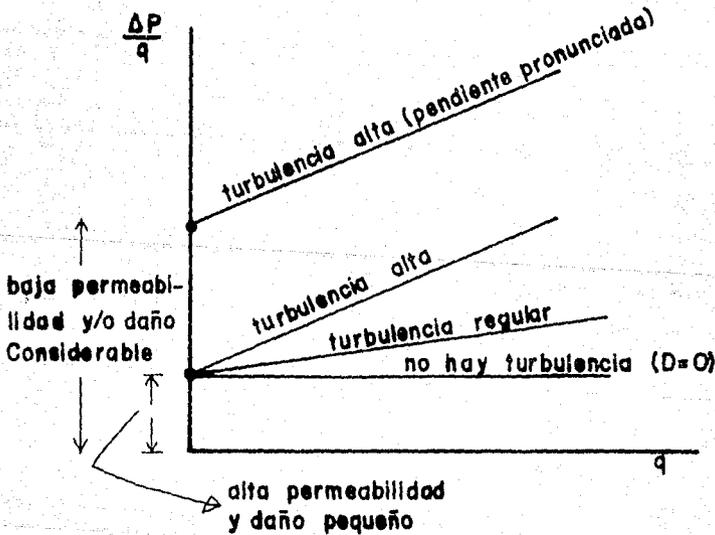


FIG. 1.8.2.2 Interpretación de la gráfica de Jones, Blount y Glaze.

Es importante que los puntos correspondan a la línea recta y no a los datos que se graficaron.

Una vez que se han determinado los valores de  $C$  y de  $D$ , se puede obtener la curva de comportamiento de flujo del pozo suponiendo gastos de producción y obteniendo, con la Ec. 1.8.2.7, las correspondientes presiones de fondo fluyendo. Los gastos de producción que se utilicen, deberán estar por abajo del valor del gasto de producción máximo. Dicho gasto puede determinarse sustituyendo  $Pwf=0$  en la Ec. 1.8.2.7, y resolviendo la expresión de segundo grado que resulte.

Como se comentó al principio de este subtema, la interpretación de los resultados obtenidos con este procedimiento, permite analizar las condiciones de daño y turbulencia del pozo, de tal manera que pueden sugerirse los trabajos necesarios para incrementar su productividad. Así entonces, los parámetros a considerar para analizar las condiciones del pozo son los siguientes:

- 1) El valor de  $C$  obtenido a partir de la gráfica, indicará las condiciones de daño de la formación.
- 2) El valor de  $D$  obtenido a partir de la gráfica, indicará el grado de turbulencia en el sistema yacimiento pozo.
- 3) La relación  $C'/C$ , también es un buen indicador de las pérdidas de presión causadas por un flujo no-Darciano. El valor de  $C'$  se determina con la siguiente expresión:

$$C' = C + Dq_{max} \quad (1.8.2.11)$$

Como ya se había comentado, el gasto máximo se obtiene al sustituir  $Pwf=0$  en la Ec. 1.8.2.7 y resolver la ecuación cuadrática que resulte, esto es:

Sustituyendo  $Pwf=0$ , en la Ec. 1.8.2.7.

$$Pws / q_{max} = C + Dq_{max} \quad (1.8.2.12)$$

Despejando:

$$Pws = C q_{max} + Dq_{max}^2 \quad (1.8.2.13)$$

Igualando con cero:

$$Dq_{max}^2 + Cq_{max} - Pws = 0 \quad (1.8.2.14)$$

La Ec. 1.8.2.14, es de la forma:

$$A q_{\max}^2 + B q_{\max} + C = 0 \quad 1.8.2.15.$$

Que puede resolverse, como se sabe, con la siguiente expresión:

$$q_{\max} = \left[ -B \pm \sqrt{B^2 - 4AC} \right] / (2A) \quad 1.8.2.16.$$

O bien por ensayo y error.

En la Fig. 1.8.2.2., aparecen algunas de las posibles conclusiones a las que se puede llegar por medio de la gráfica de Jones, Blount y Glaze. K.H. Brown sugiere, para el análisis de los resultados, considerar los siguientes criterios de evaluación:

1. Si el valor de  $t$  es bajo, menor de 0.05, el pozo no está dañado. El daño se incrementa al hacerlo el valor de  $t$ .
2. Si la relación  $C'/C$  es pequeña, menor de 2, no existe prácticamente turbulencia en las vecindades del pozo.
3. Si los valores de  $C$  y  $C'/C$  son bajos, el pozo tiene una buena terminación.
4. Si el valor de  $C$  es bajo y la relación  $C'/C$  alta, no es necesario estimular el pozo ya que la baja productividad se debe a una insuficiente densidad de disparos. En ese caso, se recomienda redisparar el intervalo productivo.
5. Si el valor de  $t$  es alto y la relación  $C'/C$  es baja, se recomienda efectuar una estimulación en el pozo.

Como se ha podido observar, este puede ser un método bastante útil para diagnosticar las condiciones en el fondo del pozo, así como para indicar la causa de una posible baja en la productividad del mismo; sin embargo, no debe perderse de vista que fue establecido a partir de una ecuación para flujo de líquido y que con la presencia de dos fases en el yacimiento posiblemente se obtengan resultados erróneos. Una recomendación que se hace, mientras no se tengan resultados de campo que indiquen lo contrario, es que los registros que se utilicen para aplicar este procedimiento sean tomados por arriba de la presión de burbujeo.

## CAPITULO 2

# FLUJO MULTIFASICO A TRAVES DEL ESTRANGULADOR Y DE LA TUBERIA DE PRODUCCION

## 2.1. Introducción.

Antes de presentar el método gráfico que se usará para establecer las condiciones de operación de los pozos a partir de la presencia de estranguladores en la superficie, será conveniente revisar algunos aspectos de la teoría del flujo multifásico, tanto para estratificadores como para tuberías verticales. Cabe advertir que el estudio de este tema, para las partes del sistema de flujo que se mencionan, además de completo es muy extenso, de tal manera que resultaría imposible abarcarlo en unas cuantas páginas. No obstante que han sido publicadas diversas correlaciones para estimar los gastos de producción fluyendo a través de restricciones, así como una gran cantidad de métodos para evaluar las caídas de presión a lo largo de la tubería de producción, en este capítulo sólo se verán las correlaciones más importantes para estranguladores y tres métodos para tuberías verticales que han probado dar buenos resultados en la práctica. Dichas correlaciones y métodos, forman parte del programa de cómputo que será presentado posteriormente.

Cabe recordar que, con el objeto de no incurrir en repeticiones, las unidades en que se expresan las ecuaciones son las mismas que aparecen en la nomenclatura, a menos que en el texto se indique lo contrario.

## 2.2. Propiedades de los fluidos.

Para poder determinar el comportamiento de flujo multifásico en cualquier elemento del sistema (véase éste: tubería de producción, línea de descarga o estrangulador) es necesario estimar las propiedades de los fluidos, a diferentes condiciones de presión y de temperatura, por medio de correlaciones.

En vista de que en este capítulo se verán algunos aspectos del comportamiento de mezcla ascendente a través del estrangulador y de la tubería de producción, será conveniente presentar las expresiones más utilizadas para el cálculo de las propiedades de los fluidos.

Es importante recordar que el uso de correlaciones sólo proporciona una cierta aproximación a los valores reales de las propiedades mencionadas y que dicha aproximación será mejor en la medida en que las características de los fluidos producidos sean similares a aquéllas a partir de las cuales los autores establecieron sus respectivas correlaciones. Por la medida de lo posible, será recomendable llevar al cabo un ajuste previo de las correlaciones, por medio de mediciones tomadas en el laboratorio de las propiedades citadas.

## 2.2.1. Propiedades del aceite saturado.

### 2.2.1.1. Correlación de J.A. Lasater.<sup>91</sup>

Este autor presentó en 1938 una correlación para la presión de burbuqueo a partir de información de aceites de Lanada, Estados Unidos y Sudamérica. El estudio se basó en 150 mediciones experimentales de separación instantánea a temperaturas de 39 a 100 °F y presiones de separación de 15 a 605 lb/po<sup>2</sup> abs.

El error promedio que obtuvo Lasater entre los valores medidos y calculados de la presión de burbuqueo fue de 3.8 %.

Aunque la correlación se publicó en forma gráfica, puede representarse con las expresiones siguientes:

$$P_b = P_f (1 + 459.67 / T) \quad 2.2.1.1.1.$$

$$P_f = 0.24074 / \rho - 4.149467 \times 10^{-3} \gamma_g + 6.660857 \gamma_g^2 + 2.47269 \gamma_g^3 \quad 2.2.1.1.2.$$

$$\gamma_g = R_s / [R_s + (132755 \rho_o / M_o)] \quad 2.2.1.1.3.$$

$$M_o = 646.383 - 9.716554 \rho P_1 - 6.912677 \times 10^{-2} \rho P_1^2 + 1.377761 \times 10^{-3} \rho P_1^3 \quad 2.2.1.1.4.$$

La relación gas disuelto/aceite se determina de la siguiente manera:

$$R_s = (132755 \rho_o \gamma_g) / [M_o (1 - \gamma_g)] \quad 2.2.1.1.5.$$

$$\rho_o = 1.698995 \times 10^{-2} + 0.3295174 P_f - 5.919637 \rho \times 10^{-2} P_f^2 + 4.195416 \times 10^{-3} P_f^3 \quad 2.2.1.1.6.$$

$$P_f = P \gamma_g / (1 + 459.67 / T) \quad 2.2.1.1.7.$$

$M_o$  se calcula con la ec. 2.2.1.1.4..

Lasater define los términos  $\gamma_g$  y  $M_o$  como la fracción molar del gas y el peso molecular efectivo del aceite residual

respectivamente.

### 2.2.1.2. Correlación de M.B. Standing.<sup>32</sup>

En 1947, M.B. Standing desarrolló una correlación para calcular la presión de burbuqueo y el factor de volumen del aceite saturado. Para hacerlo simulo, con 22 muestras de crudo proveniente de los campos de California, una separación instantánea en dos etapas a 100 °F. La primera de ellas se realizó a una presión de 250 a 450 lb/ou<sup>2</sup> abs.; la segunda, a la presión atmosférica.

Esta correlación es quizá la más utilizada en la industria petrolera, no obstante que se ha determinado su poca precisión al aplicarse a aceites ligeros.

Los errores promedio que obtuvo Standing entre los valores medidos y calculados de la presión de saturación y el factor de volumen del aceite fueron de 4.8 % y 1.17 % respectivamente.

La expresión a la que llegó este autor para el cálculo de la presión de burbuqueo es la siguiente:

$$P_b = 18 \left[ (R_s/\gamma_g)^{0.83} (10^{0.00091 T} / 10^{0.0125 API}) \right] \quad 2.2.1.2.1.$$

Despejando de la ec. 2.2.1.2.1. se tendrá la expresión que permite calcular la relación gas disuelto-aceite:

$$R_s = \gamma_g \left[ (P_b/18) (10^{0.0125 API} / 10^{0.00091 T}) \right]^{1/0.83} \quad 2.2.1.2.2.$$

M.B. Standing correlacionó el factor de volumen del aceite con la relación gas disuelto-aceite, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad relativa del aceite, de la siguiente forma:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad 2.2.1.2.3.$$

$$F = R_s \left( \gamma_g / \gamma_o \right)^{0.5} + 1.25 \quad 2.2.1.2.4.$$

### 2.2.1.3. Correlación de Vazquez y Beggs.<sup>33</sup>

A partir de más de 6000 datos de  $R_s$ ,  $B_o$  y  $\mu_o$  a varias presiones y temperaturas, Vazquez y Beggs establecieron en 1976, correlaciones que permiten determinar la relación gas disuelto-aceite y el factor de volumen del aceite saturado.

Como la densidad relativa del gas es un parámetro de correlación importante, estos autores decidieron emplear un valor normalizado de dicha densidad a una presión de separación de 100 lb/qa manométrica. Por lo tanto, el número másico para aplicar esta correlación consistió en obtener el valor de la densidad relativa del gas a esa presión. Para hacerlo, se propone la siguiente ecuación:

$$Y_{gp} = Y_{gp} [1 + 5.912 \times 10^{-5} (P_s - 100) \ln(100/P_s)] \quad \text{E.2.1.3.1.}$$

Donde:

$Y_{gp}$ , densidad relativa del gas resultante de una separación a 100 lb/qa manométrica.

$Y_{gp}$ , densidad relativa del gas obtenida a las condiciones de separación  $P_s$  y  $T_s$ .

$P_s$ , presión a la que se tomó la muestra de gas, lb/qa<sup>2</sup> abs.

$T_s$ , temperatura a la que se tomó la muestra de gas, °F.

Los errores promedio obtenidos para las correlaciones de relación gas disuelto/acete y factor de volumen del acetate, fueron de 0.7 % y 4.7 % respectivamente.

La correlación para determinar la relación de solubilidad del gas en el acetate se afinó dividiendo los datos en dos grupos, de acuerdo con la densidad del acetate. Se llegó a las siguientes expresiones:

Para  $^{\circ}\text{API} \leq 30$

$$R_s = 0.0368 Y_{gp} P^{1.0937} \exp [25.729 \text{ API} / (1 + 459.67 T)] \quad \text{E.2.1.3.2.}$$

Para  $^{\circ}\text{API} > 30$

$$R_s = 0.0178 Y_{gp} P^{1.707} \exp [23.231 \text{ API} / (1 + 459.67 T)] \quad \text{E.2.1.3.3.}$$

De la misma manera, según la densidad del acetate, las ecuaciones que se determinaron para el cálculo del factor de volumen fueron:

Para  $^{\circ}\text{API} \leq 30$

$$B_o = 1 + 4.677 \times 10^{-4} R_s + 1.751 \times 10^{-5} (1 - 60) (R_s / Y_{gp})$$

$$= 1.811 \times 10^{-8} R_s (f - 60) (API / \gamma_g) \quad 2.2.1.3.3.$$

Para  $API > 30$

$$R_0 = 1 + 4.67 \times 10^{-4} R_s + 1.1 \times 10^{-5} (f - 60) (API / \gamma_g) \\ + 1.337 \times 10^{-9} R_s (f - 60) (API / \gamma_g) \quad 2.2.1.3.4.$$

#### 2.2.1.4. Correlación de Oistein Glaso.<sup>34</sup>

En 1980, Oistein Glaso presentó sus correlaciones para el cálculo de la presión de burbujeo, el factor de volumen del aceite saturado y la viscosidad del aceite residual. Para el efecto, utilizó muestras de crudo producido en el mar del Norte, donde predominan los aceites de tipo volátil.

Los errores promedio que este autor encontró al aplicar sus correlaciones fueron de 1.23 % para la presión de burbujeo y de 0.43 % para el factor de volumen.

La presión de burbujeo se determina de la siguiente manera:

$$100 P_b = 1.7667 + 1.7997 (100 R_0)^{0.30218} \\ (100 P_b)^{0.2} \quad 2.2.1.4.1.$$

$$P_b^* = (R_s / \gamma_g)^{0.816} (f - 60)^{0.13} (API)^{0.080} \quad 2.2.1.4.2.$$

A partir de las expresiones anteriores se llega a las ecuaciones para calcular la relación de solubilidad del gas en el aceite.

$$R_s = \gamma_g \left[ (P_b^* API)^{0.080} / (f - 60)^{0.13} \right]^{1.2255} \quad 2.2.1.4.3.$$

$$100 P_b^* = 2.6869 - (14.1811 - 3.3073 (100 P_b^*)^{0.5}) \quad 2.2.1.4.4.$$

Finalmente, el factor de volumen del aceite saturado se obtiene de la siguiente forma:

$$100 (R_0 - 1) = 5.30511 + 2.51367 (100 R_0)^{0.2} \\ (100 R_0)^{0.2} \quad 2.2.1.4.5.$$

$$R_{o'} = R_{e'} \left( \gamma_g / \gamma_o \right)^{0.526} + 0.968 \quad (2.2.1.4.5)$$

### 2.2.1.5. Correlación de Santamaría, Hernández y Nolasco.<sup>18</sup>

Recientemente se publicó un trabajo en el que estos autores aplican las correlaciones presentadas con anterioridad a 150 análisis PVI correspondientes a treinta campos del Área Cretácica Chiapas-Tabasco y proponen nuevas correlaciones que permiten obtener con mayor aproximación, según sus conclusiones, las propiedades de los fluidos producidos de esa zona petrolífera.

Las expresiones a las que llegaron fueron las siguientes:

a) Cálculo de la presión de saturación.

$$\text{Si } \rho_{API} < 31.1$$

$$\log P_b = 2.80308 - 0.01554 \gamma_g - 0.00692 \rho_{PI} \\ - 0.00047 \rho + 0.38325 \log R_{GA} \quad (2.2.1.5.1)$$

$$\text{Si } \rho_{API} \geq 31.1$$

$$\log P_b = 2.98328 - 0.19346 \gamma_g - 0.00575 \rho_{PI} \\ - 0.00052 \rho + 0.3591 \log R_{GA} \quad (2.2.1.5.2)$$

Donde  $\gamma_g$ , es la densidad relativa del gas producido a total.

b) Determinación de la relación gas-dissuelto a corte.

$$\text{Si } \rho_{API} < 31.1$$

$$\log R_s = 1.588525 + 0.00017 \rho + 0.019042 \rho_{PI} \\ + 0.00073 \rho - 0.17842 \log \gamma_{gd} \quad (2.2.1.5.3)$$

$$\text{Si } \rho_{API} \geq 31.1$$

$$\log R_s = -1.85707 + 1.26813 \log \rho + 0.00509 \rho_{PI} \\ + 0.00033 \rho + 0.41306 \gamma_{gd} \quad (2.2.1.5.4)$$

Donde  $\gamma_{gd}$ , es la densidad relativa del gas disuelto.

Para la obtención del factor de volumen del aceite se determinó que la correlación de Standing satisface los requerimientos de precisión de dicha propiedad, por lo que los autores no buscaron que no era necesario proponer una nueva correlación.

Además de las correlaciones para las propiedades antes mencionadas, se propusieron expresiones para el cálculo de la compresibilidad del aceite base saturado y de la densidad relativa del gas disuelto; éstas, serán presentadas posteriormente.

### 2.2.1.6. Densidad del aceite saturado.<sup>19</sup>

Una ecuación ampliamente difundida para el cálculo del aceite saturado es la siguiente:

$$\rho_o = ( 62.4 \gamma_o + 0.01362 R_s \gamma_{gd} ) / B_o \quad 2.2.1.6.1.$$

### 2.2.1.7. Viscosidad del aceite saturado.

Beqqs y Robinson<sup>25</sup>, propusieron la siguiente correlación para determinar la viscosidad del aceite saturado:

$$\mu_o = a \mu_{om}^b \quad 2.2.1.7.1.$$

$$a = 10.715 ( R_s + 100 )^{-0.515} \quad 2.2.1.7.2.$$

$$b = 5.44 ( R_s + 150 )^{-0.398} \quad 2.2.1.7.3.$$

$$\mu_{om} = 10^x - 1 \quad 2.2.1.7.4.$$

$$x = \nu T^{-1.169} \quad 2.2.1.7.5.$$

$$\nu = 10^z \quad 2.2.1.7.6.$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 API \quad 2.2.1.7.7.$$

Donde  $\mu_{om}$ , es la viscosidad del aceite muerto a T, cp.

### 2.2.1.8. Tensión superficial del aceite saturado.<sup>17</sup>

Esta propiedad se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\sigma_o = (42.4 - 0.097 P) - 0.257 \text{ API} \exp (-0.0007 P) \quad 2.2.1.8.1.$$

## 2.2.2. Propiedades del aceite bajosaturado.

### 2.2.2.1. Compresibilidad del aceite bajosaturado.

Vázquez y Beqos<sup>98</sup> propusieron la siguiente correlación para el cálculo de esta propiedad:

$$C_o = ( - 1439 + 5 R_s + 17.2 P ) - 1180 \gamma_{ga} + 12.61 \text{ API} ) / ( P \times 10^5 ) \quad 2.2.2.1.1.$$

Donde  $\gamma_{ga}$ , se obtiene por medio de la Ec. 2.2.1.3.1..

Santamaría, Hernández y Nojaero<sup>18</sup>; recomiendan la siguiente ecuación para los campos del Área Cretácica Chiapas Tabasco.

$$C_o = 10^{-5} ( - 1.2275 - 0.95796 \gamma_g + 0.01691 \text{ API} + 0.00691 P + 6.37746 \text{ RGA} / P ) \quad 2.2.2.1.2.$$

### 2.2.2.2. Densidad del aceite bajosaturado.<sup>19</sup>

Esta propiedad se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp [ C_{ob} ( P - P_b ) ] \quad 2.2.2.2.1.$$

Donde:

$\rho_{ob}$ , densidad del aceite a la  $P_b$ , atmósfera.<sup>9</sup>  
 $C_{ob}$ , compresibilidad del aceite a la  $P_b$ , (atm/da)<sup>2</sup> / da<sup>4</sup>

### 2.2.2.3. Viscosidad del aceite bajosaturado.

M.E. Vázquez<sup>36</sup>, orientó su investigación al cálculo de la viscosidad de aceites bajosaturados; su planteamiento es como sigue:

$$\mu_b = \mu_{ob} ( P / P_b )^m \quad 2.2.2.3.1.$$

$$m = 2.6 P^{1.187} \exp \{ - 11.513 - 0.98 \times 10^{-5} P \} \quad 2.2.2.3.2.$$

Donde  $\mu_{ob}$ , es la viscosidad del aceite a  $P_b$ , cp.

#### 2.2.2.4. Factor de volumen del aceite bajosaturado.<sup>19</sup>

Para esta propiedad, se tiene la siguiente ecuación:

$$B_o = B_{ob} / \exp [ C_{ob} ( P - P_b ) ] \quad 2.2.2.4.1.$$

Donde  $B_{ob}$ , es el factor de volumen a la  $P_b$ .

### 2.2.3. Propiedades del gas natural.<sup>20</sup>

#### 2.2.3.1. Densidad relativa del gas.

Generalmente se utiliza sólo el valor de la densidad relativa del gas producido (que se proporciona como dato) en los cálculos de las propiedades de los fluidos. Sin embargo, es conveniente distinguir la densidad relativa del gas libre ( $\gamma_g$ ) y la densidad relativa del gas disuelto ( $\gamma_{gd}$ ) de la densidad relativa del gas producido o total ( $\gamma_g$ ).

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \text{ API }_G ( 0.6879 - 4.5869 \text{ API }_L ) / R_s \times 10^{-6} \quad 2.2.3.1.1.$$

Para el cálculo de la densidad relativa del gas libre se puede hacer uso de la siguiente ecuación:

$$\gamma_g = ( RGA \gamma_g + R_s \gamma_{gd} ) / ( RGA + R_s ) \quad 2.2.3.1.2.$$

Para hidrocarburos del Área Ciénagas (Tabaco; Santamaría; Hernández y Nolasco)<sup>18</sup> existen la aplicación de las siguientes expresiones para la obtención de la densidad relativa del gas disuelto:

Si  $^{\circ}\text{API} < 31.1$

$$\gamma_{gd} = 2.29551 - 0.423481 \log P + 0.11101 \log \text{API} \\ + 0.03419 \log T + 2.12060 \log \gamma_g \quad 2.2.3.1.3.$$

Si  $^{\circ}\text{API} \geq 31.1$

$$\gamma_{gd} = 3.26343 - 0.39292 \log P - 0.32541 \log \text{API} \\ - 0.12097 \log T + 2.77765 \log \gamma_g \quad 2.2.3.1.4.$$

### 2.2.3.2. Factor de compresibilidad del gas.

Una correlación que ha probado dar una buena aproximación a la gráfica original de Katz para el cálculo del factor de compresibilidad del gas es la de Dranchuck y colaboradores<sup>30</sup>; la cual se presenta a continuación:

$$I_{pc} = 170.491 + 307.394 \gamma_g \quad 2.2.3.2.1.$$

$$P_{pc} = 709.604 - 58.718 \gamma_g \quad 2.2.3.2.2.$$

$$I_{pr} = (1 + 459.67 \gamma_g) / I_{pc} \quad 2.2.3.2.3.$$

$$P_{pr} = P / P_{pc} \quad 2.2.3.2.4.$$

$$\rho_{pr} = (0.27 P_{pr}) / (Z I_{pr}) \quad 2.2.3.2.5.$$

$$Z = 1 + (A_1 + A_2 / I_{pr} + A_3 / I_{pr}^3) \rho_{pr} + (A_4 + A_5 / I_{pr}) \\ \rho_{pr}^2 + (A_6 A_5 \rho_{pr}^3) / I_{pr} + (A_7 \rho_{pr}^2 / I_{pr}^3) \\ (1 + A_8 \rho_{pr}^2) \rho_{pr} + A_9 \rho_{pr}^2 \quad 2.2.3.2.6.$$

Donde:

$$A_1 = 0.31506237 \quad A_4 = 0.53530771 \quad A_7 = 0.68157001$$

$$A_2 = -1.0467095 \quad A_5 = -0.51232032 \quad A_8 = 0.58445549$$

$$A_3 = -0.578327e9 \quad A_6 = -0.10966813$$

El procedimiento es iterativo. Se supone un valor de  $Z$  y se obtiene  $\rho_{pr}$  con la Ec. 2.2.3.2.5. Se calcula  $Z$  con la Ec. 2.2.3.2.6, y se compara con el supuesto. Si no coinciden estos valores, se supone para la siguiente iteración el valor de  $Z$  calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001).

### 2.2.3.3. Factor de volumen del gas.<sup>40</sup>

A partir de la ecuación de los gases reales, se llega a la siguiente expresión para la determinación del factor de volumen del gas:

$$B_0 = [ 0.02825 Z ( 1 + 459.67 ) ] / P \quad 2.2.3.3.1.$$

### 2.2.3.4. Densidad del gas.<sup>41</sup>

La densidad del gas se calcula de la siguiente forma:

$$\rho_g = ( 0.0764 \gamma_g ) / B_0 \quad 2.2.3.4.1.$$

O bien, sustituyendo la Ec. 2.2.3.3.1. en la Ec. 2.2.3.4.1.:

$$\rho_g = [ 2.7044 P \gamma_g ] / [ Z ( 1 + 459.67 ) ] \quad 2.2.3.4.2.$$

### 2.2.3.5. Viscosidad del gas.<sup>40</sup>

Esta propiedad se puede obtener mediante la correlación de Lee, que está representada por la siguiente serie de ecuaciones:

$$\mu_g = K ( 10^{-4} ) \exp [ ( X ) ( \rho_g / 62.428 )^Y ] \quad 2.2.3.5.1.$$

$$K = \{ ( 9.4 + 0.5794 \gamma_g ) ( 1 + 459.67 )^{1.5} / [ 209 + 550.4 \gamma_g + ( 1 + 459.67 ) ] \} \quad 2.2.3.5.2.$$

$$X = 3.5 + 986 / ( 1 + 459.67 ) + 0.2897 \gamma_g \quad 2.2.3.5.3.$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X \quad 2.2.3.5.4.$$

## 2.2.4. Propiedades del agua saturada.

### 2.2.4.1. Factor de volumen del agua saturada.<sup>12</sup>

El factor de volumen del agua saturada se puede calcular con la siguiente expresión:

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4} (T - 60) + 1.0 \times 10^{-6} (T - 60)^2 - 3.33 \times 10^{-6} P \quad 2.2.4.1.1.$$

### 2.2.4.2. Densidad del agua saturada.<sup>10</sup>

Esta propiedad se determina de la siguiente manera:

$$\rho_w = 62.43 / B_w \quad 2.2.4.2.1.$$

### 2.2.4.3. Viscosidad del agua saturada.<sup>13</sup>

La viscosidad del agua saturada es función del porcentaje de cloruro de sodio que contiene ( % NaCl ) y se puede estimar con la siguiente ecuación.

$$\mu_w = A + B / T \quad 2.2.4.3.1.$$

$$A = -0.0951B + 0.00931B ( \% \text{ NaCl} ) - 0.000893 ( \% \text{ NaCl} )^2 \quad 2.2.4.3.2.$$

$$B = 70.634 + 0.09576 ( \% \text{ NaCl} )^2 \quad 2.2.4.3.3.$$

El rango de valores que se establece para el uso de esta correlación es el siguiente:

$$60 \text{ } ^\circ\text{F} \leq T \leq 400 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$P \leq 10000 \text{ lb/ft}^2$$

$$\% \text{ NaCl} \leq 26 \%$$

#### 2.2.4.4. Tensión superficial agua-gas.<sup>40</sup>

La tensión superficial agua-gas se calcula con las siguientes expresiones:

$$\sigma_{v1} = 52.5 - 0.006 P \quad 2.2.4.4.1.$$

$$\sigma_{v2} = 76 \exp ( - 0.00025 P ) \quad 2.2.4.4.2.$$

$$\sigma_v = [ ( 280 - P ) / 206 ] [ \sigma_{v2} - \sigma_{v1} ] + \sigma_{v1} \quad 2.2.4.4.3.$$

Donde:

$\sigma_{v1}$ , tensión superficial agua-gas a 280 °F, dinas/cm.

$\sigma_{v2}$ , tensión superficial agua-gas a 74 °F, dinas/cm.

$\sigma_v$ , tensión superficial agua-gas a P y V, dinas/cm.

#### 2.2.4.5. Solubilidad del gas en el agua.<sup>42</sup>

La solubilidad del gas en el agua se determina de la siguiente forma:

$$P' = 1 - \exp ( - P / 2276 ) \quad 2.2.4.5.1.$$

$$I^* = ( 5 / 9 ) ( T - 32 ) \quad 2.2.4.5.2.$$

$$T' = ( I^* - 90 ) / 10 \quad 2.2.4.5.3.$$

$$S = P' ( 3.69051 + 0.08746 I' + 0.01129 I'^2 - 0.00647 I'^3 ) \quad 2.2.4.5.4.$$

$$R_{sw} = 5.6146 S \quad 2.2.4.5.5.$$

### 2.2.5. Propiedades del agua bajosaturada.

#### 2.2.5.1. Compresibilidad del agua bajosaturada.<sup>42</sup>

Esta propiedad se puede obtener de la manera siguiente:

$$C_w = (A + B P + C P^2) 10^{-6} f^* \quad 2.2.5.1.1.$$

$$A = 3.8546 - 0.000134 P \quad 2.2.5.1.2.$$

$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} P \quad 2.2.5.1.3.$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} P \quad 2.2.5.1.4.$$

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw} \quad 2.2.5.1.5.$$

El rango de valores establecido para el empleo de esta correlación es el siguiente:

$$1000 \text{ lb/pq}^2 \text{ abs.} < P < 6000 \text{ lb/pq}^2 \text{ abs.}$$

$$80^\circ \text{ F} < T < 250^\circ \text{ F}$$

$$0 \text{ pie}^3/\text{bl} < R_{sw} < 25 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

### 2.2.5.2. Factor de volumen del agua bajosaturada.<sup>10</sup>

El factor de volumen del agua bajosaturada está dado por la siguiente expresión:

$$B_w = B_{wb} \exp [ - C_{wb} ( P - P_b ) ] \quad 2.2.5.2.1.$$

### 2.2.5.3. Densidad del agua bajosaturada.<sup>10</sup>

La densidad del agua bajosaturada se determina con la siguiente ecuación:

$$\rho_w = \rho_{wb} \exp [ - C_{wb} ( P - P_b ) ] \quad 2.2.5.3.1.$$

## 2.3. Comportamiento de flujo a través de estranguladores.

Con el objeto de poder determinar el gasto de producción que pasa a través de un orificio, se han publicado una buena cantidad de correlaciones empíricas basadas principalmente en el concepto de flujo crítico. Estas correlaciones proporcionan aproximaciones aceptables de los gastos que predicen cuando se aplican en el rango y bajo las condiciones de operación para las que fueron desarrolladas; fuera de esos límites, los resultados que se

obtienen no son del todo satisfactorios. Lo anterior explica porque la predicción del comportamiento de flujo de mezclas gas-liquido en restricciones no es un problema que pueda considerarse resuelto.

Debido a que no se cuenta con una ecuación que pueda utilizarse con éxito en todos los casos, se deberá seleccionar alguna de las correlaciones existentes cuando así se requiera, sin embargo, para lograr mejores resultados, siempre que se tengan mediciones, será recomendable obtener un factor de ajuste o coeficiente de descarga para la correlación que haya proporcionado una mayor aproximación a los gastos reales de producción después de haber efectuado el análisis comparativo correspondiente.

Se ha escrito bastante sobre la importancia de mantener un buen manejo de los estranguladores que se colocan en los cabezales de los pozos, así como sobre las posibles consecuencias que pueden derivarse de una mala selección de los diámetros de los mismos. Esta parte de la tesis, sólo se limita a presentar las correlaciones más importantes que sobre el tema han aparecido en la literatura especializada.

Es conveniente indicar que aunque estos dispositivos pueden colocarse en el fondo del pozo, en este trabajo sólo se hace referencia a los estranguladores superficiales.

### 2.3.1. Correlaciones de Gilbert, Baxendell, Ros, Achong. (143,44)

A partir de datos de producción tomados del campo Ten Section, W.E. Gilbert desarrolló una expresión aplicable al flujo simultáneo gas-liquido a través de estranguladores. En su trabajo, describe en forma detallada el papel que desempeña el estrangulador en un pozo y analiza cual es el efecto sobre la producción de cambios bruscos en el diámetro del mismo.

Tomando como base la relación entre las presiones antes y después de una restricción para flujo sonico de una fase, este autor recomendó, para tener flujo crítico, una relación de 0.588 o menor entre la presión promedio en el sistema de recolección (después del estrangulador) y la presión en la boca del pozo (antes del estrangulador).

Gilbert hace notar que la correlación es muy sensible a los cambios en el diámetro del orificio. Así, para un orificio de 1/128 pul., las variaciones en los gastos calculados son del orden del 5 al 20 %. Asimismo, menciona que para relaciones gas-aceite bajas (100 pie<sup>3</sup>/bl) se requiere efectuar las mediciones correctamente, de lo contrario los resultados divergen bastante de lo real.

A pesar de que esta correlación es muy simple y que, fue prácticamente la primera que apareció, ha probado ser de las que dan mejores resultados al aplicarse en el campo.

Utilizando datos adicionales, Baxendell actualizó la ecuación de

Gilbert, modificando los coeficientes.

Ros, quien sentó las bases teóricas del mecanismo de flujo crítico multifásico a través de estranguladores, orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite, en las que el gas fue la fase continua. En su desarrollo, en el que supone una expansión politrópica del gas, llega a una expresión similar a la de Gilbert; pero con coeficientes diferentes. Su correlación la comparó con datos de campo, encontrando resultados razonables. En su caso recomienda, para tener flujo crítico, una relación de 0.544 o menor entre las presiones después y antes del estrangulador.

Finalmente, Achong también revisó la ecuación de Gilbert y estableció una expresión que valió comparando sus resultados con datos obtenidos de campos del Lago Maracaibo en Venezuela.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por los investigadores citados es:

$$P_1 = (A q_L RGL^B) / (\phi_{oct}^C) \quad 2.3.1.1.$$

Donde:

$P_1$ , presión corriente arriba, lb/po<sup>2</sup>.

$\phi_{oct}$ , diámetro del estrangulador, 1/64" po.

A, B y C son constantes que dependen de la correlación y que toman los valores siguientes:

Correlación	A	B	C
Gilbert	10.00	0.546	1.890
Baxendell	9.56	0.546	1.930
Ros	17.40	0.500	2.000
Achong	3.82	0.650	1.880

### 2.3.2. Correlación de Poettmann y Beck.<sup>45</sup>

Este modelo se estableció a partir del trabajo presentado por Ros. La precisión de los resultados obtenidos se comprobó comparándolos con 108 datos medidos. El método se basó en un análisis teórico del flujo simultáneo gas-liquido a velocidad sónica a través de orificios. Se emplearon las correlaciones de Borden y Kzasa<sup>46</sup> para determinar las propiedades de los fluidos y no se consideró producción de agua.

Para que exista flujo crítico, se supuso que la presión corriente

abajo debe ser al menos de 0.55 de la presión en la boca del pozo. Bajo estas condiciones, el gasto en el estrangulador es sólo función de la presión corriente arriba y de la relación gas-aceite a condiciones de flujo.

La ecuación de Poettmann y Beck, es la siguiente:

$$q_o = \left\{ \left[ 1.549 \phi_{\text{sat}}^2 \right] / \left[ 13.856 p_o + \gamma_g \text{RGA} \right] \right. \\ \left. \left[ 9273.6 F_1 \right] / \left[ V_1 (1 + 0.5 m) \right] \right\}^{1/2} \\ \left\{ \left[ 0.4513 (r + 0.766) \right]^{1/2} / \left[ r + 0.5663 \right] \right\} \quad 2.3.2.1.$$

$$r = \left[ 0.00504 (1 - Z_1) (\text{RGA} - \text{Rsl}) \right] / \left[ F_1 \text{Bot} \right] \quad 2.3.2.2.$$

$$m = 1 / \left[ 1 + r (\gamma_g / \rho_o) \right] \quad 2.3.2.3.$$

$$V_1 = m / \rho_o \quad 2.3.2.4.$$

Donde:

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 del líquido, pie<sup>3</sup> de líquido/lbm de mezcla.

(Z)<sub>1</sub>, condiciones corriente arriba del estrangulador.

### 2.3.3. Ecuación de Ashford.<sup>47</sup>

A partir de un balance de energía y considerando que el fluido se expande politrópicamente al pasar por el estrangulador, Ashford derivó una ecuación que describe el flujo multifásico a través de un orificio bajo condiciones sónicas.

Para compensar la ecuación por las suposiciones incluidas en su desarrollo, se introdujo en ella un coeficiente de descarga. Sin embargo, al evaluar su correlación comparando los resultados que proporcionaba con los datos medidos de catorce pozos con diámetros de estrangulador de 16 a 40/64 pul., se encontró que el coeficiente de descarga resultaba muy cercano a la unidad.

Para establecer su ecuación, este autor supuso una relación de calores específicos (k) igual a 1.04 y una relación de presiones, para obtener flujo sónico en el orificio, de 0.544.

La expresión propuesta por Ashford es la siguiente:

$$A = \gamma_o + 0.000217 \gamma_g \text{RGA} + \text{WOR} \gamma_w \quad 2.3.3.1.$$

$$B = 21 ( 1 + 49.67 ) ( RGA - R5 ) \quad 2.3.3.2.$$

$$C = \{ 1.53 \phi_{\text{orl}}^2 P_1 [ ( H + 151 P_1 ) A ]^{0.5} \} / \{ ( R_0 + WDR )^{0.5} ( R + 111 P_1 ) A \} \quad 2.3.3.3.$$

Donde.

( )<sub>1</sub>, condiciones corriente arriba del estrangulador.

$\phi_{\text{orl}}$ , diámetro del estrangulador. 1/64 pq.

#### 2.3.4. Modelo de Ashford y Pierce.<sup>40</sup>

Al continuar con el estudio iniciado por Kos, estos autores establecieron una ecuación aplicable a la región de flujo subcrítico que puede emplearse con un alto grado de confianza para estimar el comportamiento de flujo multifásico a través de estranguladores. La validez del modelo se verificó con pruebas de campo diseñadas específicamente. De estas pruebas se obtuvieron valores del coeficiente de descarga en función del diámetro del orificio. Dichos resultados se muestran a continuación:

<u>Diámetro del orificio (1/64 pq.)</u>	<u>Coefficiente de descarga</u>
14	1.1510
16	1.0564
20	0.9760

La ecuación obtenida por Ashford y Pierce es la siguiente:

$$X = P_2 / P_1 \quad 2.3.4.1.$$

$$A = 0.00504 [ K / ( K - 1 ) ] ( 11 + 459.67 ) 21 ( RGA - R5 ) ( 1 - X^{(K-1)/K} ) + P_1 ( 1 - X ) \quad 2.3.4.2.$$

$$B = 62.4 \gamma_0 + 0.01353 \gamma_g RGA + 67 WDR \quad 2.3.4.3.$$

$$C = 62.4 \gamma_0 + 0.01353 \gamma_g R5 + 67 WDR \quad 2.3.4.4.$$

$$D = 1 + 0.00504 ( 11 + 459.67 ) ( 21 / P_1 ) ( RGA - R5 ) X^{-1/K} \quad 2.3.4.5.$$

$$\beta = [ A / ( B^2 / C ) ]^{0.5} / D \quad 2.3.4.6.$$

$$\alpha = ( \beta_0 + WPR )^{-0.5} \quad 2.3.4.7.$$

$$q_0 = 1.470576 C \phi_{sat}^2 \alpha \beta \quad 2.3.4.8.$$

Donde:

( )1, condiciones corriente arriba del estrangulador.

( )2, condiciones corriente abajo del estrangulador.

La relación de calores específicos ( $\gamma = C_p / C_v$ ) se puede determinar, en función de la densidad relativa del gas  $\gamma$  y de la temperatura, con la siguiente ecuación:

$$K = b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + b_3 x^3 + b_4 x^4 \quad 2.3.4.9.$$

Donde:

$$a = ( \gamma_0 - 0.707 ) / 0.1 \quad 2.3.4.10.$$

$$y = ( 1 - 150 a ) / 100 \quad 2.3.4.11.$$

$$b_0 = 1.245873 - 0.027249 y - 0.017932 y^2 + 0.002958 y^3 + 0.013327 y^4 \quad 2.3.4.12.$$

$$b_1 = -0.027336 + 0.001333 y - 0.016528 y^2 - 0.003649 y^3 + 0.016351 y^4 \quad 2.3.4.13.$$

$$b_2 = 0.002486 - 0.009422 y + 0.031731 y^2 + 0.010033 y^3 - 0.022249 y^4 \quad 2.3.4.14.$$

$$b_3 = -0.002334 - 0.007254 y + 0.026417 y^2 + 0.009771 y^3 - 0.025808 y^4 \quad 2.3.4.15.$$

$$b_4 = 0.000717 + 0.002581 y - 0.018646 y^2 - 0.0061 y^3 + 0.018661 y^4 \quad 2.3.4.16.$$

## 2.4. Comportamiento de flujo a través de la tubería de producción.

Con el propósito de poder evaluar las caídas de presión que se generan en la tubería de producción durante el recorrido que hacen los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, se han desarrollado un buen número de métodos. Dichos métodos pueden clasificarse, dependiendo de sus características, en tres tipos diferentes:

**TIPO I.** No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo están incluidos los métodos de Poettmann y Carpenter; Banchev y Brown; y Bakendell y Thomas.

**TIPO II.** Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y del líquido. No se distinguen regímenes de flujo. El método de Hagedorn y Brown cae dentro de este tipo de correlaciones.

**TIPO III.** Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades de los fluidos en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de esta clasificación son: Duns y Ros; Orkiszewski; Aziz, Govier y Fogarasi; Beqgs y Brill; Chierici; y Gould y Iek.

A continuación, después de revisar algunos conceptos importantes del comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales, se presentan los métodos de Poettmann y Carpenter<sup>50</sup>; Orkiszewski<sup>51</sup>; y Aziz, Govier, y Fogarasi.

### 2.4.1. Conceptos y ecuaciones fundamentales.<sup>19</sup>

#### 2.4.1.1. Patrones de flujo.

Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas constituye un patrón de flujo. La distribución relativa de una fase con respecto a la otra, se conoce como *patrón o tipo de flujo*.

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

### 2.4.1.2. Colgamiento (H<sub>L</sub>).

Se define como la relación entre el volumen de fluido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyan simultáneamente en la tubería; generalmente la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que lo hace el líquido, existiendo un *resbalamiento* de una de las fases.

El término *resbalamiento* se emplea para describir el fenómeno natural del flujo a menor velocidad de una de las dos fases. Las causas del resbalamiento son diversas. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia en compresibilidades entre el gas y el líquido hacen que el gas en expansión tienda a mayor velocidad que el líquido. El resbalamiento también es promovido por la segregación gravitacional. Las fuerzas gravitacionales originan que el líquido se mueva a mayor velocidad que el gas, cuando el flujo es descendente; pero ocurre lo contrario en el flujo ascendente.

Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática) es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases. Bien parte de los buenos resultados que pueda proporcionar un método de flujo multifásico para tuberías verticales, radican en la manera en como se haga la evaluación de este parámetro.

### 2.4.1.3. Colgamiento sin resbalamiento (λ).

Otro concepto utilizado con frecuencia en los cálculos de gradientes de presión para fluido gas-aceite, es el *colgamiento sin resbalamiento*. Se define de la misma forma que H<sub>L</sub>; pero se determina a partir de las condiciones de flujo (presión y temperatura) existentes, considerando las producciones obtenidas en la superficie (gasto y relación gas-aceite producido). Esto es:

$$\lambda = qL' / (qL' + qg) \quad 2.4.1.3.1.$$

O bien:

$$\left( 1 / \lambda \right) = 1 + \left[ q_g (R_{Bg} + R_s) / q \right] / \left[ 5.615 (q_g R_o + q_v R_o) \right] \quad 2.4.1.3.2.$$

Donde q' es el gasto a condiciones de escurrimiento.

#### 2.4.1.4. Velocidades superficiales.

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería. Se determinan con las siguientes expresiones:

$$V_{SL} = (q_L' / A_p) = [0.01191 (q_o B_o + q_v B_w)] / d^2 \quad 2.4.1.4.1.$$

$$V_{SG} = (q_g' / A_p) = [0.002102 q_o (R_{GS} - R_S) B_G] / d^2 \quad 2.4.1.4.2.$$

$$V_m = (q_L' + q_g') / A_p = V_{SL} + V_{SG} \quad 2.4.1.4.3.$$

Donde:

$V_{SL}$ , velocidad superficial del líquido, pie/seg.

$V_{SG}$ , velocidad superficial del gas, pie/seg.

$A_p$ , Área de la sección transversal de la tubería.

$d$ , diámetro de la tubería, pu.

$V_m$ , velocidad superficial de la mezcla, pie/seg.

De las ecuaciones anteriores se puede observar que:

$$\lambda = V_{SL} / V_m \quad 2.4.1.4.4.$$

#### 2.4.1.5. Velocidades reales.

Aplicando el concepto de colgamiento, se pueden obtener las velocidades reales de cada fase:

$$V_L = q_L' / A_L = q_L' / (A_p (1 - H_L)) = V_{SL} / (1 - H_L) \quad 2.4.1.5.1.$$

$$V_G = q_g' / A_g = q_g' / (A_p (1 - H_L)) = V_{SG} / (1 - H_L) \quad 2.4.1.5.2.$$

Donde:

$V_L$ , velocidad real del líquido, pie/seg.

$V_G$ , velocidad real del gas, pie/seg.

$A_L$ , Área de la tubería ocupada por líquido.

$A_g$ , Área de la tubería ocupada por gas.

#### 2.4.1.6. Densidad de la mezcla de fluidos.

La densidad real de la mezcla de fluidos ( $\rho_m$ ) se obtiene a partir del colgamiento de la mezcla, (equivalente):

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad 2.4.1.6.1.$$

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre las fases, esto es:

$$\rho_{ms} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad 2.4.1.6.2.$$

También se puede obtener esta densidad a partir de la expresión siguiente:

$$\rho_{ms} = M / V_m \quad 2.4.1.6.3.$$

Donde:

M, masa de la mezcla a c. esc. por barril de aceite producido a c. s., lbm/bo c.s..

V<sub>m</sub>, volumen de la mezcla a c. esc. por barril de aceite producido a c. s., pie<sup>3</sup>m a.c. esc./bo. a c.s..

Los valores de M y V<sub>m</sub> se determinan como sigue:

$$M = M_o + M_g + M_v \quad 2.4.1.6.4.$$

$$M_o = 350.5 \gamma_o \quad 2.4.1.6.5.$$

$$M_g = 0.0764 \gamma_g RGA \quad 2.4.1.6.6.$$

$$M_w = 350.5 \gamma_w WDR \quad 2.4.1.6.7.$$

$$V_m = V_{m_o} + V_{m_g} + V_{m_v} \quad 2.4.1.6.8.$$

$$V_{m_o} = 5.615 B_o \quad 2.4.1.6.9.$$

$$V_{m_g} = (RGA - R_s) B_o \quad 2.4.1.6.10.$$

$$V_{m_v} = 5.615 WDR B_w \quad 2.4.1.6.11.$$

Sustituyendo las Ecs. 2.4.1.6.4. y 2.4.1.6.8. en la Ec. 2.4.1.6.3. se tiene finalmente:

$$\rho_{ms} = [ 350.5 (\gamma_o + \gamma_w WDR) + 0.0764 RGA \gamma_g ] /$$

$$[ 5.615 ( B_o + W_o \text{GOR} ) - ( RGA + R_s ) B_o ] \quad 2.4.1.6.12.$$

#### 2.4.1.7. Gasto de masa (Wm).

El gasto de masa se define por la siguiente expresión:

$$W_m = \text{lbm de líquido y gas / seg.} \quad 2.4.1.7.1.$$

Puede obtenerse de la siguiente forma:

$$W_m = W_o + W_w + W_g \quad 2.4.1.7.2.$$

$$W_o = \rho_o q_o B_o / 15391 \quad 2.4.1.7.3.$$

$$W_w = \rho_w q_w B_w / 15391 \quad 2.4.1.7.4.$$

$$W_g = \rho_g q_o ( RGA + R_s ) B_g / 84600 \quad 2.4.1.7.5.$$

O también con:

$$W_m = ( q_o M ) / 84600 \quad 2.4.1.7.6.$$

Donde M se obtiene con la Ec. 2.4.1.6.4..

#### 2.4.1.8. Viscosidad de la mezcla.

Dependiendo del método para el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales que se aplique, se pueden usar las ecuaciones siguientes para determinar la viscosidad de la mezcla de los fluidos:

$$\mu_m = \mu_L \lambda_L + \mu_g ( 1 - \lambda_L ) \quad 2.4.1.8.1.$$

$$\mu_m = \mu_L^{\lambda_L} \mu_g^{(1-\lambda_L)} \quad 2.4.1.8.2.$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad 2.4.1.8.3.$$

$$f_o = B_o / ( B_o + \text{GOR} B_w ) \quad 2.4.1.8.4.$$

$$f_v = f_o + f_a$$

2.4.1.8.5.

Donde:

$\mu_{ov}$ , viscosidad de la mezcla sin resbalamiento, cp.

$f_o$ , relación aceite-líquido.

$f_v$ , relación agua-líquido.

Si el líquido existe enulsión, se sugiere determinar la viscosidad del líquido de la siguiente manera:

$$\mu_L = \mu_o^{f_o} \mu_v^{f_v}$$

2.4.1.8.6.

#### 2.4.1.9. Tensión superficial de la mezcla de líquidos ( $\sigma_L$ ).

Esta propiedad, se obtiene con la siguiente expresión:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_v f_v$$

2.4.1.9.1.

#### 2.4.1.10. Números adimensionales.

Las siguientes expresiones adimensionales se emplean con frecuencia en los procedimientos para calcular caídas de presión para flujo multifásico en tuberías verticales.

a) Número de la viscosidad del líquido (NL).

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

2.4.1.10.1.

b) Número de la velocidad del líquido (NLV).

$$NLV = 1.938 V_{SL} (\rho_L / \sigma)^{0.25}$$

2.4.1.10.2.

c) Número de la velocidad del gas (NLVg).

$$NLVg = 1.938 V_{Sg} (\rho_L / \sigma)^{0.25}$$

2.4.1.10.3.

d) Número de Reynolds (NRe).

$$NRe = 124 \rho V d / \mu$$

2.4.1.10.4.

#### 2.4.1.11. Factor de fricción (f).

En algunos métodos de flujo multifásico, el cálculo de las caídas de presión por fricción para ciertos patrones de flujo se hace a partir del valor del factor de fricción para una sola fase que se obtiene con el diagrama de Moody. Dicho factor, que está en función de la rugosidad de la tubería ( $\epsilon$ ), cuando el flujo es turbulento, y del número de Reynolds (NRe), se puede determinar según el régimen de flujo con las siguientes expresiones:

##### a) Para flujo laminar.

Este tipo de flujo se da cuando  $NRe < 2300$ . En este caso el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds.

$$f = 64 / NRe \quad 2.4.1.11.1.$$

##### b) Para flujo crítico.

Se dice que el flujo es crítico cuando  $2300 < NRe < 3100$ . El factor de fricción se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = 0.5675 NRe^{-0.3102} \quad 2.4.1.11.2.$$

##### c) Para flujo turbulento.

El flujo es turbulento si  $NRe > 3100$ . La siguiente ecuación, propuesta por Colebrook y White<sup>10</sup>, permite obtener un valor confiable del factor de fricción.

$$f = \left[ -2 \log \left( \epsilon / 3.715 d + 2.514 / r^{0.5} NRe \right) \right]^{-2} \quad 2.4.1.11.3.$$

Se observa que en este caso, el cálculo de  $f$  requiere de un proceso iterativo. Para este tipo de flujo, la siguiente ecuación permite también estimar un valor de  $f$  bastante aproximado:

$$f = \left[ 1.14 - 2 \log \left( \epsilon / d + 21.25 / NRe^{0.9} \right) \right]^{-2} \quad 2.4.1.11.4.$$

Como se indicó, el valor del factor de fricción para flujo turbulento es función también de la rugosidad. Para tuberías comerciales  $\epsilon$  varía de 0.0006 a 0.0008 pg. Para tuberías de producción comúnmente se emplea un valor de  $\epsilon = 0.0006$  pg., y

para líneas superficiales de 0.0006 a 0.00075 in.

#### 2.4.2. Método de Poettmann y Carpenter.<sup>50</sup>

Poettmann y Carpenter publicaron en 1952 un procedimiento analítico para determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico. Su ecuación la desarrollaron a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la tubería de producción. Esta ecuación es:

$$\left( \Delta p / \Delta h \right) = \left( 1 / 144 \right) \left\{ \rho_m + \left[ f_{fp} \left( \rho_m M \right)^2 \right] / \left[ 2.979 \times 10^5 \rho_m d^5 \right] \right\} \quad 2.4.2.1.$$

Donde:

M, masa de la mezcla lbm/bbl c.s..

f<sub>fp</sub>, factor de fricción para el método.

(Δp/Δh), gradiente de presión, lb/pu'pie.

El factor de fricción (f<sub>fp</sub>) se determinó a partir de mediciones de la presión de fondo en 49 pozos fluventes y de bombeo neumático y aplicando la ecuación 2.4.2.1. Los valores de f<sub>fp</sub> así obtenidos se correlacionaron con el numerador del número de Reynolds (dV ρ<sub>m</sub>), que expresado en unidades prácticas queda:

$$dV \rho_m = 1.77 \times 10^{-4} \rho_m M / d \quad 2.4.2.2.$$

Aunque la correlación para el factor de fricción se presentó en forma gráfica, se puede hacer uso de la siguiente ecuación:

$$f_{fp} = 5.415 \times 10^{-9} - 5.723 \times 10^{-4} a + 1.848 \times 10^{-4} a^2 + 3.5843 \times 10^{-6} a^3 \quad 2.4.2.3.$$

$$a = \left( d \times 10^6 \right) / \left( \rho_m M \right) \quad 2.4.2.4.$$

#### 2.4.2.1. Procedimiento de cálculo.

El procedimiento a seguir para el cálculo de la caída de presión con el método de Poettmann y Carpenter es el siguiente:

a) Calcular M con la Ec. 2.4.2.1.6.4.

b) Calcular a con la Ec. 2.4.2.4.

- c) Determinar  $f_{tp}$  con la ec. 2.4.2.3.
- d) Obtener  $\rho_m$  a las condiciones medias de presión y de temperatura con la ec. 2.4.1.6.12.
- e) Calcular  $(\Delta p/\Delta h)$  con la ec. 2.4.2.1.

### 2.4.3. Método de Orkiszewski.<sup>51</sup>

Para desarrollar su modelo, Orkiszewski analizó tres métodos publicados de flujo multifásico vertical. De los resultados obtenidos decidió tomar como base los trabajos de Griffith y Wallis<sup>52</sup> y el de Duns y Ros.<sup>53</sup>

Este autor manifiesta que la diferencia en velocidad y la geometría de las dos fases afectan en gran medida a la caída de presión y que estos factores son la base para calcular el flujo bifásico según el patrón de flujo.

Para probar la confiabilidad del método, los resultados que proporcionaba se compararon con 143 mediciones de caídas de presión. La desviación obtenida fue del orden del 10 %.

La expresión propuesta por Orkiszewski, derivada a partir de la ecuación de balance de energía, es la siguiente:

$$(\Delta p/\Delta h) = [\bar{\rho} + \tau_f] \cdot [1 - (8.4 \times 10^{-5} \text{ Wm}^2/\text{kg}) / (d^4 F)] \quad 2.4.3.1.$$

Donde:

$\bar{\rho}$ , gradiente por densidad, lb/pq<sup>2</sup>/pie.

$\tau_f$ , gradiente por fricción, lb/pq<sup>2</sup>/pie.

$(\Delta p/\Delta h)$ , gradiente de presión total, lb/pq<sup>2</sup>/pie.

Los términos que aparecen en la ecuación 2.4.3.1, se determinan de acuerdo con el tipo de flujo que prevalezca, de la siguiente manera:

<u>Patrón de flujo</u>	<u>Método</u>
Burbuja	Griffith y Wallis
Bache (término de densidad)	Griffith y Wallis
Bache (término de fricción)	Orkiszewski
Transición	Duns y Ros
Niebla anular	Duns y Ros

### 2.4.3.1. Tipo de flujo burbuja.

Este régimen de flujo se caracteriza por la presencia de pequeñas burbujas de gas dispersas en una fase continua de aceite. Se da cuando:

$$V_{sg} / V_m < L_b$$

$$\text{Donde : } L_b = 1.071 - ( 2.6616 V_m^2 / d ) \quad 2.4.3.1.1.$$

$$\text{Pero : } L_b \geq 0.13$$

#### 2.4.3.1.1. Gradiente de densidad.

El primer paso será determinar el colgamiento del líquido de la siguiente manera:

$$HL = 1 - 0.5 \left\{ 1 + q_t / V_b A - \left[ \left( 1 + q_t / V_b A \right)^2 - 4 q_g / V_b A \right]^{1/2} \right\} \quad 2.4.3.1.1.1.$$

Donde:

$q_t$ , gasto total ( $q_L + q_g$ ), pie<sup>3</sup>/seg a c. esc.

$A$ , área de la sección transversal de la tubería, pie<sup>2</sup>.

$q_g$ , gasto de gas, pie<sup>3</sup>/seg.

La Ec. 2.4.3.1.1.1., se puede expresar en función de las velocidades superficiales como sigue:

$$HL = 1 - 0.5 \left\{ 1 + V_m / V_b - \left[ \left( 1 + V_m / V_b \right)^2 - 4 V_{sg} / V_b \right]^{1/2} \right\} \quad 2.4.3.1.1.2.$$

Donde  $V_b$  es la velocidad de elevación de la burbuja, pie/seg. Griffith determinó que para este régimen de flujo se obtenía una buena aproximación con un valor de  $V_b = 0.8$  pie/seg; de tal manera que la ecuación anterior se convierte en:

$$HL = 1 - 0.5 \left\{ 1 + V_m / 0.8 - \left[ \left( 1 + V_m / 0.8 \right)^2 - 4 V_{sg} / 0.8 \right]^{1/2} \right\} \quad 2.4.3.1.1.3.$$

Conociendo el colgamiento, el gradiente por densidad

(lb/pt<sup>2</sup>/pie), se obtiene con:

$$\bar{p} = [ a / 144 a_c ] [ \rho L HL ( \rho g ( 1 - HL ) ) ] \quad 2.4.3.1.1.9.$$

Donde:

$a$ , aceleración de la gravedad, pie/seg<sup>2</sup>.

$a_c$ , factor de conversión de la Eq. Lev de Newton, lb<sub>m</sub>/pie / lb<sub>f</sub>/seg<sup>2</sup>.

#### 2.4.3.1.2. Gradiente de fricción.

El gradiente de fricción se determina con la ecuación de Darcy Weisbach.<sup>17</sup>

$$\tau_f = ( f \rho L VL^2 ) / ( 772.176 d ) \quad 2.4.3.1.2.1.$$

Donde:

$\tau_f$ , gradiente de fricción, lb/pt<sup>2</sup>/pie.

$VL$ , velocidad real del líquido, pie/seg.

El factor de fricción se obtiene con las Ecs. 2.4.1.11.1. a 2.4.1.11.4., para un número de Reynolds de:

$$NRe = 124 \rho L d VL / \mu \quad 2.4.3.1.2.2.$$

#### 2.4.3.1.3. Gradiente por aceleración.

El término de aceleración se considera despreciable en este tipo de flujo.

#### 2.4.3.2. Tipo de flujo bache.

Es el patrón de flujo más complejo y a la vez el más importante puesto que se ha encontrado en más del 95 % de los pozos estudiados tanto fluyentes como de bombeo neumático. Se presenta dentro de los siguientes límites:

$$V_{sd} / V_m > 1.8 \quad ; \quad N_{dV} < 1.5$$

$$L_s = 50 + 36 N_{dV} \quad 2.4.3.2.1.$$

La se determina con la Ec. 2.4.3.1.1.

#### 2.4.3.2.1. Gradiente de densidad.

Se obtiene de acuerdo con el procedimiento delineado por Griffith y Wallis.<sup>42</sup>

$$\bar{\rho} = \left[ \frac{1}{144} \right] \left\{ \left[ (Wt + \mu V_b A) / (qt + V_b A) \right] + \delta \rho_L \right\} \quad 2.4.3.2.1.1.$$

Donde:

Wt, gasto de masa, lbm/seg.

qt, gasto total (ql + qg), pie<sup>3</sup>/seg a c. esc.

A, área de la sección transversal de la tubería, pie<sup>2</sup>.

La Ec. 2.4.3.2.1.1. se puede expresar también en función de las velocidades de la siguiente forma:

$$\bar{\rho} = \left[ \frac{1}{144} \right] \left\{ \left[ \rho_L (V_{SL} + V_b) + V_{SG} \rho_g \right] / [V_m + V_b] + \delta \rho_L \right\} \quad 2.4.3.2.1.2.$$

Donde:

Vb, velocidad de elevación de la burbuja, pie/seg.

δ, coeficiente de distribución del líquido.

Los términos que intervienen en la Ec. 2.4.3.2.1.2. se evalúan de la manera siguiente:

$$V_b = C_1 C_2 (2.6812 d)^{1.2} \quad 2.4.3.2.1.3.$$

Puesto que los coeficientes C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub> de la Ec. 2.4.3.2.1.3. se calculan en función de V<sub>b</sub> es necesario aplicar el siguiente procedimiento iterativo:

a) Suponer V<sub>b</sub>. Se recomienda emplear un valor de 1.75 pie/seg para iniciar los cálculos.

b) Determinar el número de Reynolds de burbuja (NRe<sub>b</sub>) y el número de Reynolds del líquido (NRe<sub>L</sub>).

$$NRe_b = 124 V_b d \rho_L / \mu \quad 2.4.3.2.1.4.$$

$$NRe_L = 124 V_m d \rho_L / \mu \quad 2.4.3.2.1.5.$$

c) Si  $NReL \leq 6000$ , determinar  $C1$  y  $C2$  con las ecuaciones siguientes:

$$C1 = 0.345627 + 0.012032 NRb' - 0.016907 (NRb')^2 + 0.000304 (NRb')^3 + 0.004795 (NRb')^4 + 0.000923 (NRb')^5 - 0.001752 (NRb')^6 + 0.000085 (NRb')^7 + 0.000108 (NRb')^8 \quad 2.4.3.2.1.6.$$

Donde:  $NRb' = (NReb - 25) / 10 \quad 2.4.3.2.1.7.$

$$C2 = b0 + b1 NRL' + b2 (NRL')^2 + b3 (NRL')^3 + b4 (NRL')^4 + b5 (NRL')^5 + b6 (NRL')^6 \quad 2.4.3.2.1.8.$$

Donde:

$$b0 = 1.068588 - 0.02681 NRb' + 0.014767 (NRb')^2 - 0.0071 (NRb')^3 + 0.001371 (NRb')^4 \quad 2.4.3.2.1.9.$$

$$b1 = 0.04453 - 0.027264 NRb' - 0.00007 (NRb')^2 - 0.00213 (NRb')^3 + 0.00168 (NRb')^4 \quad 2.4.3.2.1.10.$$

$$b2 = 0.006543 + 0.035128 NRb' + 0.026795 (NRb')^2 - 0.002203 (NRb')^3 - 0.004476 (NRb')^4 \quad 2.4.3.2.1.11.$$

$$b3 = 0.002485 + 0.014735 NRb' + 0.01135 (NRb')^2 - 0.001344 (NRb')^3 - 0.001681 (NRb')^4 \quad 2.4.3.2.1.12.$$

$$b4 = -0.007023 - 0.041348 NRb' - 0.05211 (NRb')^2 + 0.0038 (NRb')^3 + 0.00425 (NRb')^4 \quad 2.4.3.2.1.13.$$

$$b5 = -0.000608 - 0.003605 NRb' - 0.002779 (NRb')^2 + 0.000329 (NRb')^3 + 0.000411 (NRb')^4 \quad 2.4.3.2.1.14.$$

$$b6 = 0.002004 + 0.011886 NRb' + 0.009164 (NRb')^2 - 0.001084 (NRb')^3 - 0.001256 (NRb')^4 \quad 2.4.3.2.1.15.$$

$$NRL' = ( NReL - 1500 ) / 1000 \quad 2.4.3.2.1.16.$$

$$NRb' = ( NReb - 5200 ) / 1000 \quad 2.4.3.2.1.17.$$

En caso de que  $NReL > 6000$ ,  $V_b$  se calcula, dependiendo del valor de  $NReb$ , con las siguientes expresiones:

Si  $NReb \leq 3000$

$$V_b = (0.546 + 8.74 \times 10^{-6} NReL) (2.6812 d)^{0.5} \quad 2.4.3.2.1.18.$$

Si  $NReb \geq 8000$

$$V_b = (0.35 + 8.74 \times 10^{-6} NReL) (2.6812 d)^{0.5} \quad 2.4.3.2.1.19.$$

Si  $3000 < NReb < 8000$

$$\alpha = (0.251 + 8.74 \times 10^{-6} NReL) (2.6812 d)^{0.5} \quad 2.4.3.2.1.20.$$

$$V_b = 0.5 \{ \alpha + [ \alpha^2 + (47.08 \mu L) / \rho L d^{1/2} ]^{0.5} \} \quad 2.4.3.2.1.21.$$

d) Con  $C_1$  y  $C_2$  evaluar  $V_b$  mediante la Ec. 2.4.3.2.1.3.; si este valor coincide con el supuesto en (a), continuar los cálculos; en caso contrario tomar como nuevo valor de  $V_b$  el obtenido en (c) y repetir el procedimiento a partir de (b).

El coeficiente de distribución del líquido (6) se obtiene como se indica a continuación:

<u>Fase continua</u>	<u><math>V_m</math></u>	<u>aplica ecuación</u>
Agua	$< 10$	2.4.3.3.22.
Agua	$> 10$	2.4.3.3.23.
Aceite	$< 10$	2.4.3.3.24.
Aceite	$> 10$	2.4.3.3.25.

Como criterio se recomienda considerar fase continua aceite para valores de  $f_o \geq 0.75$  y para  $f_o < 0.75$  fase continua agua.

$$\delta = [ ( 0.013 \log \mu L ) / ( d / 12 )^{1.30} ] - 0.681 \\ + 0.232 \log V_m - 0.923 \log ( d / 12 ) \quad 2.4.3.2.1.22.$$

$$\delta = [ ( 0.045 \log \mu L ) / ( d / 12 )^{0.700} ] - 0.709 \\ - 0.162 \log V_m - 0.928 \log ( d / 12 ) \quad 2.4.3.2.1.23.$$

$$\delta = \{ [ 0.0127 \log ( \mu L + 1 ) ] / ( d / 12 )^{1.415} \} \\ - 0.284 + 0.167 \log V_m + 0.113 \log ( d / 12 ) \quad 2.4.3.2.1.24.$$

$$\delta = \{ [ 0.0274 \log ( \mu L + 1 ) ] / ( d / 12 )^{1.371} \} + 0.161 \\ + 0.569 \log ( d / 12 ) - \log V_m \{ [ 0.01 \log ( \mu L + 1 ) / \\ ( d / 12 )^{1.571} ] + 0.397 + 0.63 \log ( d / 12 ) \} \quad 2.4.3.2.1.25.$$

Sin embargo,  $\delta$  está restringida a los siguientes límites:

Si  $V_m < 10$

$$\delta \geq - 0.065 V_m \quad 2.4.3.2.1.26.$$

Si  $V_m \geq 10$

$$\delta \geq - [ V_b / ( V_m + V_b ) ] [ 1 - ( \bar{\rho} / \rho_L ) ] \quad 2.4.3.2.1.27.$$

Estas restricciones eliminan las discontinuidades de presión entre los regímenes de flujo.

En vista de que la Ec. 2.4.3.2.1.27. está en función de  $\bar{\rho}$ , y según la Ec. 2.4.3.2.1.2. se requiere  $\delta$  para evaluar  $\bar{\rho}$ , será necesario calcular  $\delta$  con las Ecs. 2.4.3.2.1.22. a 2.4.3.2.1.25., determinar  $\bar{\rho}$  y luego verificar si  $\delta$  satisface las Ecs. 2.4.3.2.1.26. o 2.4.3.2.1.27.. De no cumplirse, tomar como  $\delta$  el obtenido con las Ecs. 2.4.3.2.1.26. o 2.4.3.2.1.27. y calcular  $\bar{\rho}$  con el nuevo valor de  $\delta$ .

#### 2.4.3.2.2. Gradiente de fricción.

El término de fricción se obtiene con la ecuación:

$$\tau_f = \left\{ \left[ f \rho_L V_m^2 / 2 \alpha_{12} (d / 12) \right] \left[ (dL + V_b A) \right] \right. \\ \left. / (dL + V_b A) + \delta \right\} \quad 2.4.3.2.2.1.$$

O bien, en unidades prácticas y en función de las velocidades superficiales:

$$\tau_f = \left[ (f \rho_L V_m^2) / (772.176 d) \right] \left[ (V_{SL} + V_b) \right] \\ / (V_m + V_b) + \delta \quad 2.4.3.2.2.2.$$

f se obtiene con las Ecs. 2.4.1.11.1. a 2.4.1.11.4. para:

$$NR_{eL} = 124 \rho_L d V_m / \mu \quad 2.4.3.2.2.3.$$

Se puede observar que la Ec. 2.4.3.2.2.2. es la expresión de Darcy Weisbach para el factor de fricción de Moody, modificada por el término que aparece en el paréntesis rectangular de la derecha.

#### 2.4.3.2.3. Gradiente por aceleración.

El término de aceleración se considera despreciable en este patrón de flujo.

#### 2.4.3.3. Tipo de flujo niebla.

Como se comentó, para este tipo de flujo, Dukiszewski sugirió emplear el método propuesto por Duns y Ros. Según este autor, esta región queda definida cuando:

$$Ngv > 75 + 84 NLv^{0.75}$$

##### 2.4.3.3.1. Gradiente por densidad.

En este caso, no existe resbalamiento entre las fases de gas y líquido.

$$HL = V_{SL} / V_m \quad 2.4.3.3.1.1.$$

$$\dot{p} = \left[ \frac{d}{144 d_c} \right] \left[ \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \right] \quad 2.4.3.3.1.2.$$

#### 2.4.3.3.2. Gradiente por fricción.

La fase de gas es continua y la fricción se origina por el arrastre entre el gas y las paredes del tubo, de tal forma que:

$$\tau_f = (f_v \rho_g V_{sg}^2) / (772.176 d) \quad 2.4.3.3.2.1.$$

El factor de fricción ( $f_v$ ) se determina según el valor de rugosidad que se obtenga. Dicha rugosidad ( $\xi$ ) se relaciona con el número de Weber ( $Nw$ ) de la siguiente manera:

$$Nw = 454 \rho_g V_{sg}^2 \xi / \sigma \quad 2.4.3.3.2.2.$$

El problema consiste entonces en determinar el número de Weber. Se ha encontrado que la viscosidad del líquido ( $\mu_L$ ) afecta su magnitud. Para tomar en cuenta este efecto, deberá ponerse  $Nw$  en función de  $\mu_L$ . Una forma de hacerlo, es a través del siguiente grupo dimensional:

$$Nu = (2.0502 \times 10^{-4} \mu_L^2) / (\rho_L \sigma \xi) \quad 2.4.3.3.2.3.$$

Multiplicando las Ecs. 2.4.3.3.2.2. y 2.4.3.3.2.3. se tiene:

$$Nw Nu = \left[ (0.0929 \rho_g) / \rho_L \right] \left[ (V_{sg} \mu_L) / \sigma_L \right]^2 \quad 2.4.3.3.2.4.$$

Duns y Ros proporcionan una gráfica en la que  $Nw$  está en función de  $Nw Nu$ . Las ecuaciones siguientes pueden sustituir el empleo de dicha gráfica:

Si  $Nw Nu < 0.0045$ :

$$Nw = 34.2 \quad 2.4.3.3.2.5.$$

Si  $Nw Nu \geq 0.0045$ :

$$Nw = 10 \exp \left[ 0.2817 \log (Nw Nu) + 2.2174 \right] \quad 2.4.3.3.2.6.$$

De tal manera que despejando de la Ec. 2.4.3.3.2.7.

$$\xi = Nw \sigma / 454 \rho g Vsg^2 \quad 2.4.3.3.2.7.$$

El paso siguiente es determinar el factor de fricción.

Cuando  $\xi > 0.05$  (  $d / 12$  ).

$$fv = [4 \log(3.24 \xi / d)]^{-2} + 4.9324 (\xi / d)^{1.79} \quad 2.4.3.3.2.8.$$

Como un refinamiento, es conveniente corregir la  $Vsg$  por la reducción del diámetro del tubo debido a la rugosidad. Dicha corrección se hace a partir de la siguiente expresión:

$$Vsg = ( Vsg d^2 ) / ( d - \epsilon )^2 \quad 2.4.3.3.2.9.$$

En caso de que sea corregida la  $Vsg$ , será necesario recalcular  $\xi$  y  $fv$  con las Ecs. 2.4.3.3.2.7. y 2.4.3.3.2.8. respectivamente.

Cuando  $\xi / d < 0.05$  (  $d / 12$  ), el factor de fricción ( $fv$ ) se puede determinar directamente con las Ecs. 2.4.1.11.1. a 2.4.1.11.4., en función de  $NReg$ ; esto es:

$$NReg = 124 \rho g Vsg d / \mu g \quad 2.4.3.3.2.8.$$

### 2.4.3.3.3. Gradiente por aceleración.

Para este patrón de flujo, si se considera el término por aceleración. Dicho término está expresado por la siguiente ecuación:

$$Ek = ( \rho ns Vm Vsg ) / ( 4633.056 \bar{P} ) \quad 2.4.3.3.3.1.$$

Donde  $\bar{P}$ , es la presión media del intervalo considerado,  $lb/pg^2$ .

Así entonces, tomando en cuenta el efecto de aceleración, el gradiente de presión total para flujo niebla queda expresado de la siguiente manera:

$$\left( \frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{TOT} = \left( \rho + \tau_f \right) / \left( 1 - E_k \right) \quad 2.4.3.3.3.2.$$

Donde  $\left( \frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{TOT}$  es el gradiente de presión total, lb/pa<sup>2</sup>/pie.

#### 2.4.3.4. Tipo de flujo transición.

Para este caso, Oniszewski adoptó el método de interpolación propuesto por Duns y Ros, que consiste en calcular el gradiente de presión por densidad y el gradiente de presión por fricción en las fronteras para flujo bache y para flujo niebla y ponderar linealmente cada término respecto al valor obtenido del número de la velocidad del gas (Nqv), Ecu. (2.4.3.4.1.). La zona de transición está definida por:

$$L_m > N_{qv} > L_s$$

$$L_m = 75 + 84 NLV^{0.75} \quad 2.4.3.4.1.$$

$$L_s = 50 + 36 NLV \quad 2.4.3.4.2.$$

La ponderación aludida, se efectúa de la manera siguiente:

$$A = \left( L_m - N_{qv} \right) / \left( L_m - L_s \right) \quad 2.4.3.4.3.$$

$$B = \left( N_{qv} - L_s \right) / \left( L_m - L_s \right) \quad 2.4.3.4.4.$$

##### 2.4.3.4.1. Gradiente por densidad.

Se calcula en esta forma:

$$\bar{p} = \left( q / q_c \right) \left( A \bar{p}_{BACHE} + B \bar{p}_{NIEBLA} \right) \quad 2.4.3.4.1.1.$$

##### 2.4.3.4.2. Gradiente por fricción.

Únicamente en esta región, se supone que la mayor parte de las caídas de presión por fricción se deben al flujo de gas dentro de la tubería.

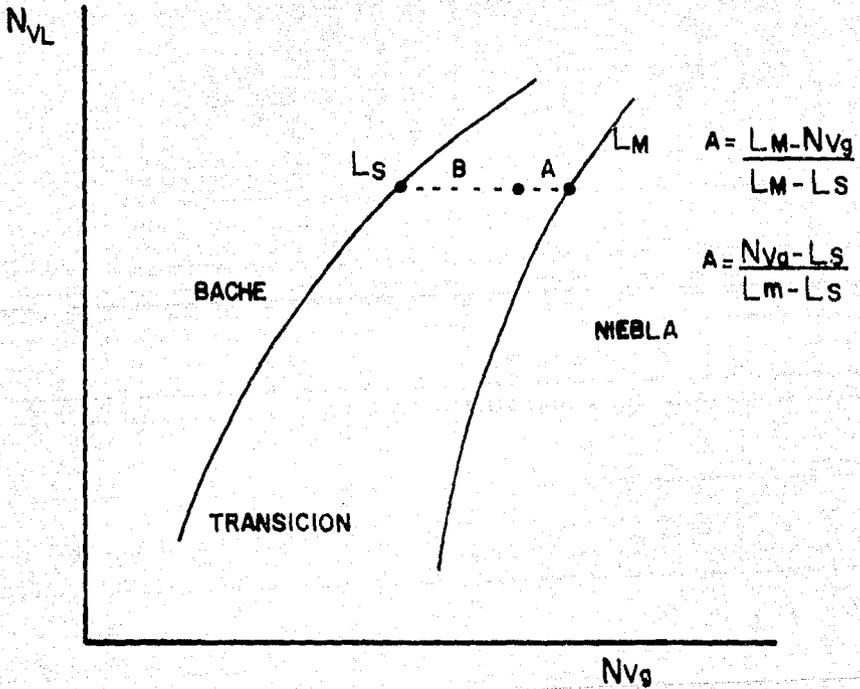


FIG. 2.4.3.4.1. Interpolación propuesta por Orkiszewski<sup>51</sup> para la zona de transición.

$$\tau_f = (r \rho_g V_{sq}^2) / (772.176 d) \quad 2.4.3.4.2.1.$$

f se obtiene con las Ecs. 2.4.1.11.1. a 2.4.1.11.4. para:

$$NRe = 124 \rho_g V_{sq} d / \mu_g \quad 2.4.3.4.2.2.$$

En este caso, la rugosidad relativa  $\zeta/d$  se determina a través de una función del número de Weber según los lineamientos establecidos por Duns y Ros que señalan que  $\zeta/d$  sólo será significativo cuando su valor este comprendido entre 0.001 y 0.5. Entre estos límites, la rugosidad relativa se calcula con las expresiones siguientes:

Si  $Nu Nw < 0.005$

$$\zeta / d = (0.8988 \sigma) / (\rho_g V_{sq}^2 d) \quad 2.4.3.4.2.3.$$

Si  $Nu Nw > 0.005$

$$\zeta / d = 0.462 \sigma (Nu Nw)^{0.307} / (\rho_g V_{sq}^2 d) \quad 2.4.3.4.2.4.$$

Para el cálculo de  $Nu Nw$  se hace uso de la Ec. 2.4.3.3.2.4..

#### 2.4.4. Método de Aziz, Govier y Fogarasi.<sup>54</sup>

Este método se basa en el mapa de patrones de flujo desarrollado previamente por Govier y colaboradores<sup>55</sup>. Fig. (2.4.4.1.). Para establecerlo, se siguió un enfoque similar al propuesto por Drkiszewski. Los autores presentan nuevos procedimientos para la predicción de los regímenes de flujo burbuja y bache. A diferencia de otros métodos que se apoyan en patrones de flujo, el mapa de Govier está correlacionado con números adimensionales que aunque son función de las velocidades superficiales del gas y del líquido, no corresponden a  $Nqv$  y  $Nlv$ . Dichos números son los siguientes:

$$N_x = 2.44 V_{sq} \rho_g^{1/3} (p_L / \sigma)^{1/4} \quad 2.4.4.1.$$

$$N_y = 1.0364 V_{sl} (p_L / \sigma)^{1/4} \quad 2.4.4.2.$$

$$N_1 = 0.51 (100 N_y)^{0.172} \quad 2.4.4.3.$$

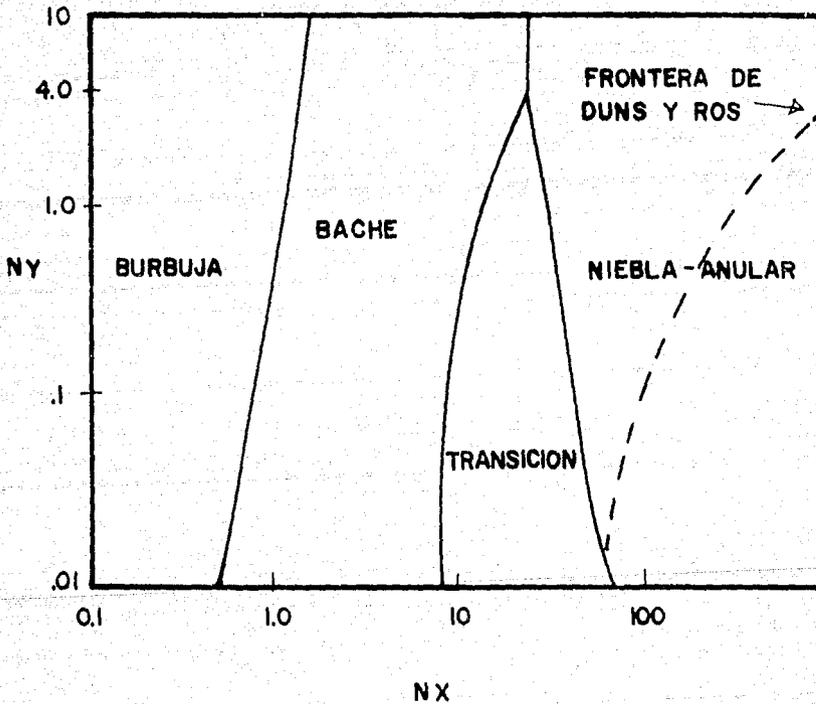


FIG. 2.4.4.1. Patrones de flujo establecidos por Govier<sup>55</sup>

$$N_2 = 8.6 + 9.8 N_1 \quad 2.4.4.4.$$

$$N_3 = 70 (100 N_1)^{-0.152} \quad 2.4.4.5.$$

#### 2.4.4.1. Tipo de flujo burbuja.

Este régimen de flujo existirá cuando:  $N_2 < N_1$

##### 2.4.4.1.1. Gradiente por densidad.

El colgamiento se calcula de la siguiente manera:

$$HL = 1 - V_{sg} / V_{br} \quad 2.4.4.1.1.1.$$

$$V_{br} = 1.2 V_m + V_{bs} \quad 2.4.4.1.1.2.$$

$$V_{bs} = 1.41 [g \sigma (\rho_L - \rho_g) / \rho_L^2]^{1/4} \quad 2.4.4.1.1.3.$$

Donde:

$V_{br}$ , velocidad de elevación de las burbujas en una corriente fluyendo.

$V_{bs}$ , velocidad de elevación de las burbujas en un líquido sin movimiento.

$g$ , aceleración de la gravedad, 32.174 pie/seg<sup>2</sup>.

Una vez que se obtiene HL, el gradiente por densidad se determina como sigue:

$$\bar{\rho} = [g / 144 g_c] [HL \rho_L + (1 - HL) \rho_g] \quad 2.4.4.1.1.4.$$

##### 2.4.4.1.2. Gradiente por fricción.

Considerando que en este régimen de flujo sólo la fase líquida se encuentra en contacto con la tubería:

$$\tau_f = (f \rho_m V_m^2) / (772.176 d) \quad 2.4.4.1.2.1.$$

$f$  se obtiene con las Ecs. 2.4.1.11.1. a 2.4.1.11.4.; en función del número de Reynolds

$$NRe = 124 \rho_L V_m d / \mu_L$$

2.4.4.1.2.E.

#### 2.4.4.1.3. Gradiente por aceleración.

El efecto por aceleración se considera despreciable en el tipo de flujo burbuja.

#### 2.4.4.2. Tipo de flujo bache.

Este patrón de flujo, que se caracteriza por baches alternados de gas y de líquido, se manifiesta cuando:

$$Ni < Nx < Nz \text{ para } Ny < 4 \quad ; \quad y \quad Ni < Nx < 26.5 \text{ para } Ny \geq 4$$

##### 2.4.4.2.1. Gradiente por densidad.

$$HL = 1 - V_{sg} / V_{br} \quad 2.4.4.2.1.1.$$

$$V_{br} = 1.2 V_m + V_{bs} \quad 2.4.4.2.1.2.$$

$$V_{bs} = 1.63743 C [ d ( \rho_L - \rho_g ) / \rho_L ]^{0.5} \quad 2.4.4.2.1.3.$$

$$C = 0.345 \{ 1 - \exp ( - 0.029 N_V ) \} \\ \{ 1 - \exp [ ( 3.37 - NE ) / m ] \} \quad 2.4.4.2.1.4.$$

$$N_V = 203.0403 [ d^3 \rho_L ( \rho_L - \rho_g ) ]^{0.5} / \mu_L \quad 2.4.4.2.1.5.$$

$$NE = 101.4374 d^2 ( \rho_L - \rho_g ) / \sigma \quad 2.4.4.2.1.6.$$

Donde:

C, coeficiente de proporcionalidad de Wallis para el cálculo de la velocidad de elevación de las burbujas de acuerdo al modelo de Taylor.

$N_V$ , número de la viscosidad.

$NE$ , número de Eotvos.

$m$  se evalúa, de acuerdo al número de la viscosidad de la siguiente forma:

$N_v$	$m$
$> 250$	10.00
$18 < N_v < 250$	$69 N_v^{-0.35}$
$< 18$	25.00

Una vez calculado HL, el gradiente de presión por densidad se determina de la manera siguiente:

$$\bar{p} = [ \alpha / 144 \rho_c ] [ HL \rho_L + ( 1 - HL ) \rho_g ] \quad 2.4.4.2.1.7.$$

#### 2.4.4.2.2. Gradiente por fricción.

Esta componente se estima suponiendo que el efecto principal de fricción se debe al bache de líquido y que este puede estimarse con métodos para una sola fase.

$$\tau_f = ( f \rho_L HL V_m^2 ) / ( 772.176 d ) \quad 2.4.4.2.2.1.$$

f se obtiene a partir de las Ecs. 2.4.1.11.1. a 2.4.1.11.4. para:

$$NRe = 124 \rho_L V_m d / \mu_L \quad 2.4.4.2.2.2.$$

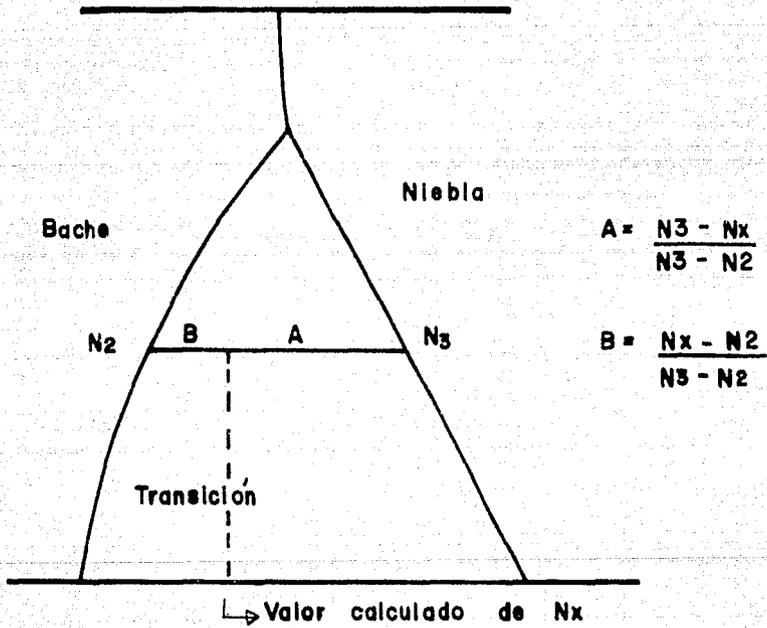
#### 2.4.4.2.3. Gradiente por aceleración.

En este régimen de flujo, el efecto de aceleración se considera despreciable.

#### 2.4.4.3. Tipo de flujo transición.

Para este patrón de flujo se adopta un procedimiento de interpolación lineal similar al propuesto por Duns y Ros. Dicho procedimiento consiste en calcular los gradientes de presión en las fronteras para flujo de bache y para flujo de niebla y realizar una ponderación en función de  $N_x$ . (Fig. 2.4.4.3.1.). La zona de transición está definida por:

$$N_2 < N_x < N_3 \quad \text{para} \quad N_y < 4$$



**FIG. 2.4.4.3.1 Interpolación propuesta por Aziz para la zona de transición.**<sup>54</sup>

Cuando  $N_y > 4$  no existe flujo de transición y se pasa directamente de flujo bache a flujo niebla.

Cuando  $N_x$  queda comprendida entre  $N_2$  y  $N_3$ , la interpolación se efectúa de la manera siguiente:

$$(\Delta p / \Delta L)_{\text{TRANS}} = A (\Delta p / \Delta L)_{\text{BACHE}} + B (\Delta p / \Delta L)_{\text{NIEBLA}} \quad 2.4.4.3.1.$$

Donde:

$$A = (N_3 - N_x) / (N_3 - N_2) \quad 2.4.4.3.2.$$

$$B = (N_x - N_2) / (N_3 - N_2) \quad 2.4.4.3.3.$$

#### 2.4.4.4. Tipo de flujo niebla.

El flujo cae dentro de esta región cuando:

$$N_x > N_3 \quad \text{para} \quad N_y < 4 \quad ; \quad \text{y} \quad N_x > 26.5 \quad \text{para} \quad N_y > 4$$

Los gradientes de presión para este patrón de flujo se determinan de acuerdo con el método de Duns y Ros, presentado en el subtema 2.4.3.3..

## 2.5. Cálculo del perfil de temperaturas en el pozo.<sup>22</sup>

La determinación del perfil de temperaturas es de gran importancia en el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales. Se ha comentado que las propiedades de los fluidos que se evalúan dependen tanto de la presión como de la temperatura. Esto significa que en la medida que se haga una buena estimación de la variación de la temperatura en el pozo, las propiedades de los fluidos podrán obtenerse de manera más aproximada; y por consiguiente, las caídas de presión también.

Es práctica común suponer que la variación de la temperatura en el pozo con respecto a la profundidad es lineal. Sin embargo, se ha comprobado que esta suposición, aunque puede ser válida, es errónea, pues el gradiente de temperatura presenta en realidad una cierta curvatura.

Existen algunos métodos para calcular el perfil de temperaturas en pozos productores de aceite. Desafortunadamente, la mayoría de ellos precisan de información que en la práctica no se obtiene con facilidad; lo que hace que su aplicación se dificulte.

Dos métodos que utilizan información accesible son el de Karpovich y el de Shiu. A continuación se presenta el segundo de ellos, ya que el primero está limitado en cuanto a gastos de producción y diámetros de tubería, además de que al parecer, el gradiente de temperatura que proporciona es lineal.

### 2.5.1. Método de Shiu Kuo-Cheng.<sup>76</sup>

Este autor obtuvo una expresión para calcular la temperatura en la boca de un pozo productor tomando como base los conceptos que H.J. Ramey Jr.<sup>57</sup> plantea en su trabajo referente a la transmisión de calor en un pozo de inyección.

Con su ecuación, Shiu muestra que la temperatura es una función no lineal de la profundidad y de un parámetro  $A$  correlacionado empíricamente a partir de un análisis de regresión múltiple aplicado a 264 pruebas de pozos del Área del Golfo de México, de Alaska y del Lago Maracaibo en Venezuela. Para ello supone que la temperatura de fondo y el gradiente geotérmico permanecen constantes.

La ecuación propuesta por Shiu Kuo-Cheng es la siguiente:

$$T_{bh} = T_{vs} - qt Z + qt A \left[ 1 - \exp(-Z/A) \right] \quad 2.5.1.1.$$

$$A = e^{-5.005 W_m^{0.4882} d^{-0.3475} API^{0.2519} \gamma_g^{4.724}}$$

$$\rho_{c.s.} = \frac{2.915}{P_{th}^{0.2219}} \quad 2.5.1.2.$$

Donde:

$T_{bh}$ , temperatura en la boca del pozo, °F.

$T_{vs}$ , temperatura en el fondo del pozo, °F.

$qt$ , gradiente geotérmico, °F/pie.

$Z$ , profundidad medida hacia arriba; es decir, a partir del fondo del pozo, pie.

El gasto de masa ( $W_m$ ) se calcula a partir de la Ec. 2.4.1.7.6., mientras que la densidad del líquido a c.s., se puede obtener de la siguiente manera:

$$\rho_{c.s.} = \left[ 62.4 (q_v \gamma_v + q_o \gamma_o) \right] / [q_o + q_v] \quad 2.5.1.3.$$

Como se puede observar, el único dato que en un momento dado puede no estar disponible es el del gradiente geotérmico del pozo ( $qt$ ). Esto hace que su valor pueda ser considerado como un parámetro de ajuste. Según Mc. Lary y Cole,<sup>58</sup> este gradiente varía entre 0.01 y 0.0167 °F/pie. Youcum<sup>59</sup> menciona que en Arabia se

tiene un gradiente geotérmico promedio de  $0.0193 \text{ } ^\circ\text{F}/\text{pie}$ . Finalmente, Guyod<sup>60</sup> da un valor de  $0.0157 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{m}$  para la costa del Golfo de México, en los Estados Unidos.

### CAPITULO 3

## DETERMINACION DE LAS CONDICIONES DE OPERACION DE LOS POZOS A PARTIR DE CAMBIOS DE ESTRANGULADORES. METODO GRAFICO.

### 3.1. Introducción.

Con base en lo expuesto en el capítulo primero, se puede decir que la obtención de las curvas de comportamiento de flujo de los pozos no presenta mayor dificultad desde el punto de vista teórico. Indudablemente será cuestión, dependiendo de que método se aplique, de seguir ciertos pasos que precisan de cálculos muy simples y gráficos, los resultados. Sin embargo, es conveniente indicar que ya en la práctica, la tarea de determinar las curvas de comportamiento de flujo de los pozos puede complicarse considerablemente.

Para poder utilizar cualquiera de los procedimientos que fueron estudiados se deberá disponer de cierta información; sin ésta, prácticamente no se puede hacer nada para conocer la capacidad productiva de los pozos. Desafortunadamente no son pocos los casos para los que, en mayor o menor grado, se tiene escasez de registros de presión de fondo y de mediciones de gastos de producción, de tal manera que incluso habrá ocasiones en las que no se pueda aplicar siquiera un método tan sencillo como puede ser el propuesto por Vogel. Bajo tales circunstancias, es evidente la necesidad de contar con una metodología que permita, en cierta forma, resolver este problema.

Se ha comentado que uno de los propósitos del presente trabajo es proporcionar un procedimiento para poder estimar la curva de comportamiento de flujo de pozos cuya información es limitada, de tal manera que en este capítulo se presentará un método gráfico que permite realizar lo anterior.

Es conveniente indicar sin embargo, que el procedimiento que se verá a continuación está encaminado principalmente hacia otro objetivo y que para alcanzarlo será necesario contar con la mayor información posible, tanto de los fluidos y gastos producidos, como de mediciones de presión en el fondo.

En términos generales, lo que se pretende es establecer un procedimiento que permita, además de determinar las condiciones de operación de los pozos, vigilar la variación de la curva de comportamiento de flujo de los mismos, e indicar si dicha variación corresponde a una declinación natural del intervalo productor o si se debe a una baja en la eficiencia de flujo.

El método propuesto consiste en efectuar la medición de la presión en la cabeza del pozo para diferentes diámetros de estrangulador y aplicar la teoría de flujo multifásica a través de restricciones y de tuberías verticales vistas en el capítulo anterior.

### 3.2. La curva de comportamiento de flujo para el estrangulador y para la tubería de producción.

Hasta este momento, y a lo largo de lo que resta del presente trabajo, siempre que se menciona el término: *curva de*

**comportamiento de flujo**, se está haciendo referencia a la curva que describe el comportamiento de flujo del yacimiento al fondo del agujero; es decir, a la curva de comportamiento de flujo del pozo o de la formación. Sin embargo cabe indicar que este término, puede utilizarse para definir a la gráfica que describe el comportamiento de cualquier otra parte del sistema de flujo, como puede ser el estrangulador o la tubería de producción. En esos casos, para no crear confusiones, se agregará a dicho término el nombre de la parte del sistema de flujo que corresponda.

### 3.2.1. La curva de comportamiento de flujo a través de estranguladores.

La ecuación de flujo multifásico a través de estranguladores, independientemente de cual sea la correlación que se utilice, puede expresarse de la siguiente manera:

$$q = f ( \phi_{est}, P_{th} ) \quad 3.2.1.1.$$

Esto es: el gasto de producción que pasa por el orificio está en función, entre otras cosas, del diámetro del estrangulador ( $\phi_{est}$ ) y de la presión en la cabeza del pozo ( $P_{th}$ ).

Las curvas que describen este comportamiento quedan representadas en la Fig. 3.2.1.1., en donde  $P_{th1} < P_{th2} < P_{th3}$ .

### 3.2.2. Curva de comportamiento de flujo a través de la tubería de producción.

De la misma forma: la ecuación de flujo multifásico a través de la tubería de producción, independientemente de cual sea el método que se aplique, se puede expresar en los siguientes términos:

$$q = f ( P_{wf}, P_{th} ) \quad 3.2.2.1.$$

Es decir, el gasto que circula por la tubería de producción está en función, entre otros parámetros, de la presión de fondo fluyendo y de la presión en la boca del pozo.

Las curvas que describen este comportamiento están representadas por la Fig. 3.2.2.1., en donde  $P_{th1} > P_{th2} > P_{th3}$ .

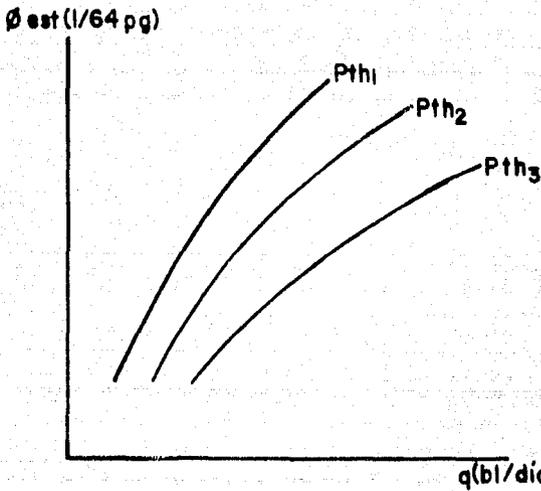


FIG. 3.2.1.1. Curvas de comportamiento de flujo a través de estranguladores.

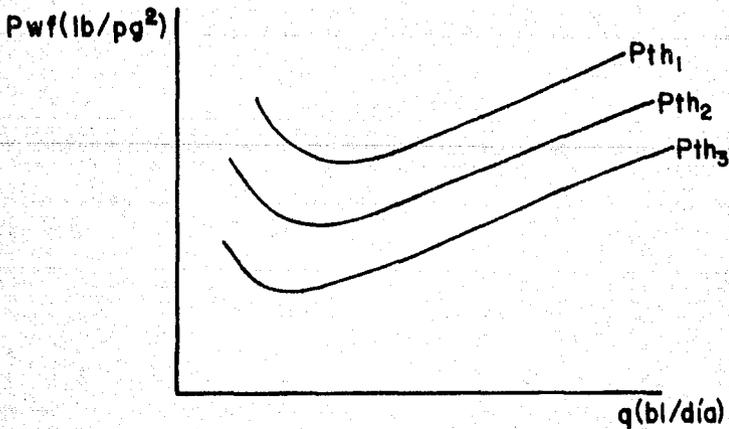


FIG. 3.2.2.1. Curvas de comportamiento de flujo a través de la tubería de producción.

### 3.2.3. Combinación del comportamiento de flujo a través del estrangulador y de la tubería de producción.

Las curvas que se presentaron con anterioridad pueden combinarse para generar una sola curva que muestre el comportamiento de ambas. El procedimiento es el siguiente:

- Empleando la misma escala de gasto, obtener por separado las curvas de comportamiento de flujo para estrangulador y tubería de producción. Para hacerlo, aplicar cualquiera de las correlaciones para orificios y para tuberías verticales vistas en el capítulo anterior.
- Sobreponer una gráfica debajo de la otra, tal como se indica en la Fig. 3.2.3.1..
- Trazar una línea horizontal a partir del diámetro del estrangulador considerado (en este caso 24/64 po.). Esta línea intersectará las curvas de  $P_{th}$  en los puntos A, B y C; determinando así los gastos de producción correspondientes. (Fig. 3.2.3.2.).
- Trazar tres líneas verticales a través de los puntos A, B, y C. Estas líneas intersectarán las curvas de  $P_{th}$  en A', B' y C', como se muestra en la Fig. 3.2.3.3..
- Unir los puntos A', B' y C' con una línea; esta línea representa el comportamiento de flujo combinado entre la tubería de producción y el estrangulador de 24/64 po., (Fig. 3.2.3.4.).

Siquiendo el mismo procedimiento, se pueden determinar las curvas de comportamiento de flujo combinadas para otros diámetros de estrangulador, (Fig. 3.2.3.5.).

Si se cree conveniente, se puede considerar flujo subcrítico a través del orificio. En tal caso, la curva de comportamiento combinada entre la tubería de producción y el estrangulador sería como la mostrada en la Fig. 3.2.3.e..

### 3.3. Estimación de la curva de comportamiento de flujo a partir de cambios de estranguladores en la superficie. Método gráfico.

Una vez que han sido presentadas las gráficas de comportamiento de flujo para la tubería de producción y para el estrangulador, será más fácil entender la secuencia para determinar la curva de comportamiento de flujo de los pozos sin tener que recurrir a la toma de registros de presión en el fondo.

Una medición que en la práctica puede realizarse sin ninguna dificultad es la de la presión en la boca del pozo antes y después del estrangulador, de tal manera que si se efectúan cambios de

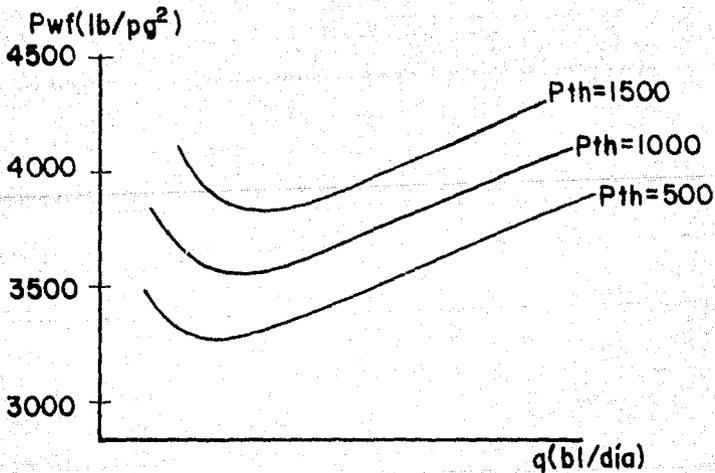
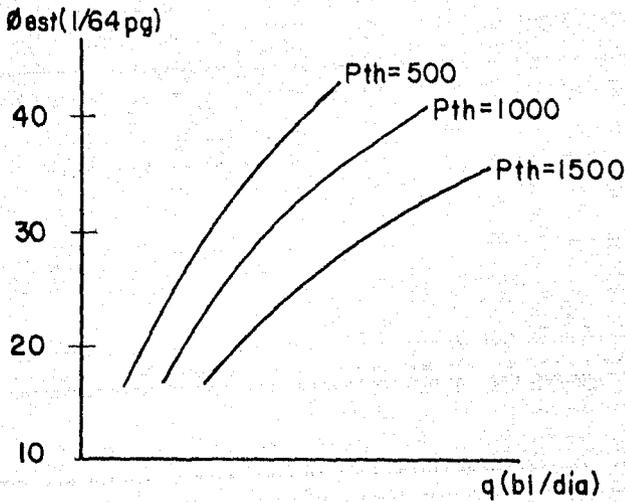


FIG. 3.2.3.1. Preparación de las curvas de comportamiento de flujo para estrangulador y tubería de producción para la obtención de una sola curva.

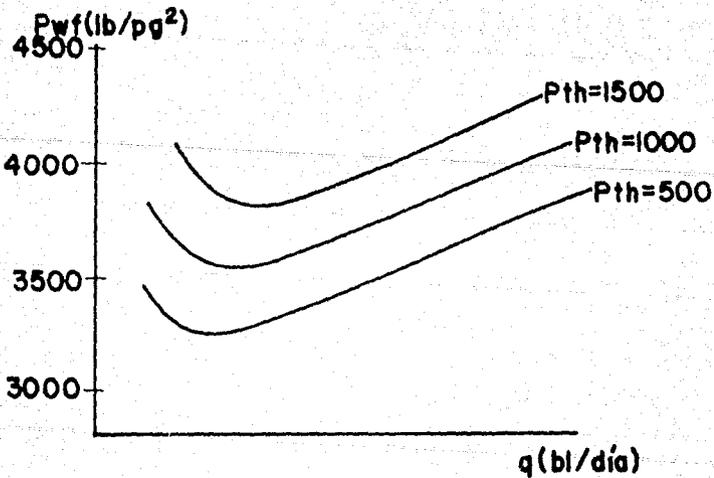
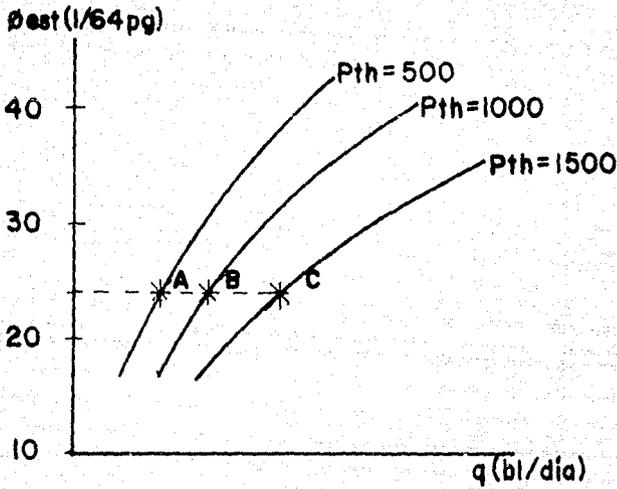


FIG. 3.2.3.2. Obtención de los puntos A, B y C para el diámetro de estrangulador de 24/64pg.

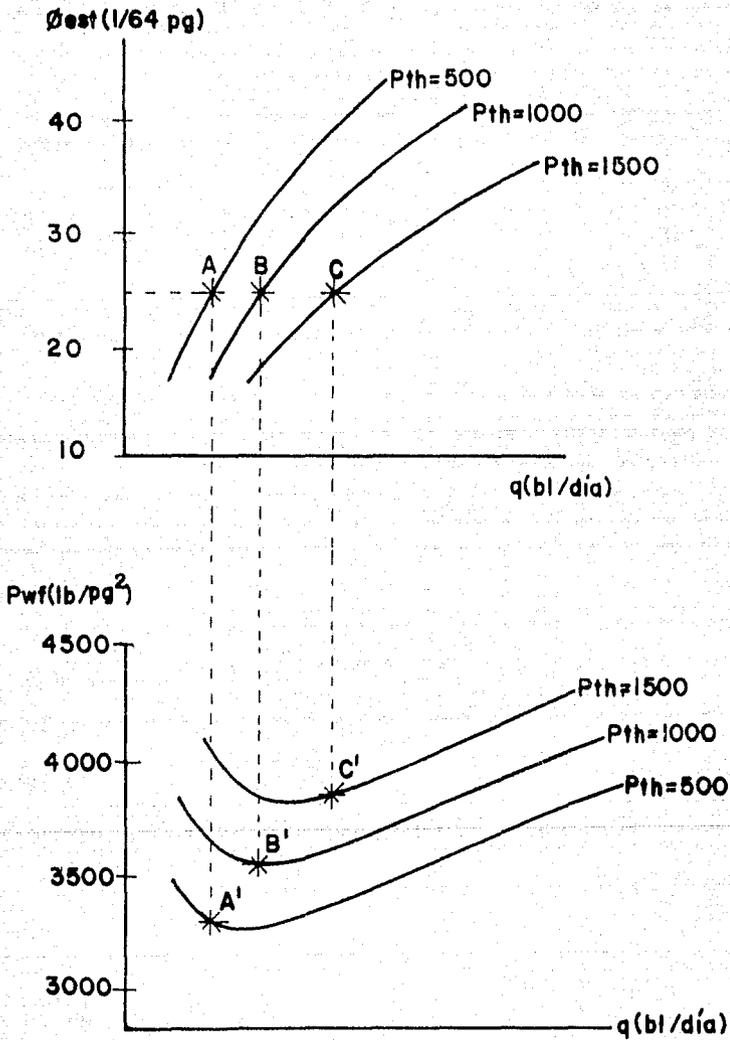


FIG. 3.2.3.3. Obtención de los puntos A', B', C' para el diámetro de estrangulador de 24/64 pg.

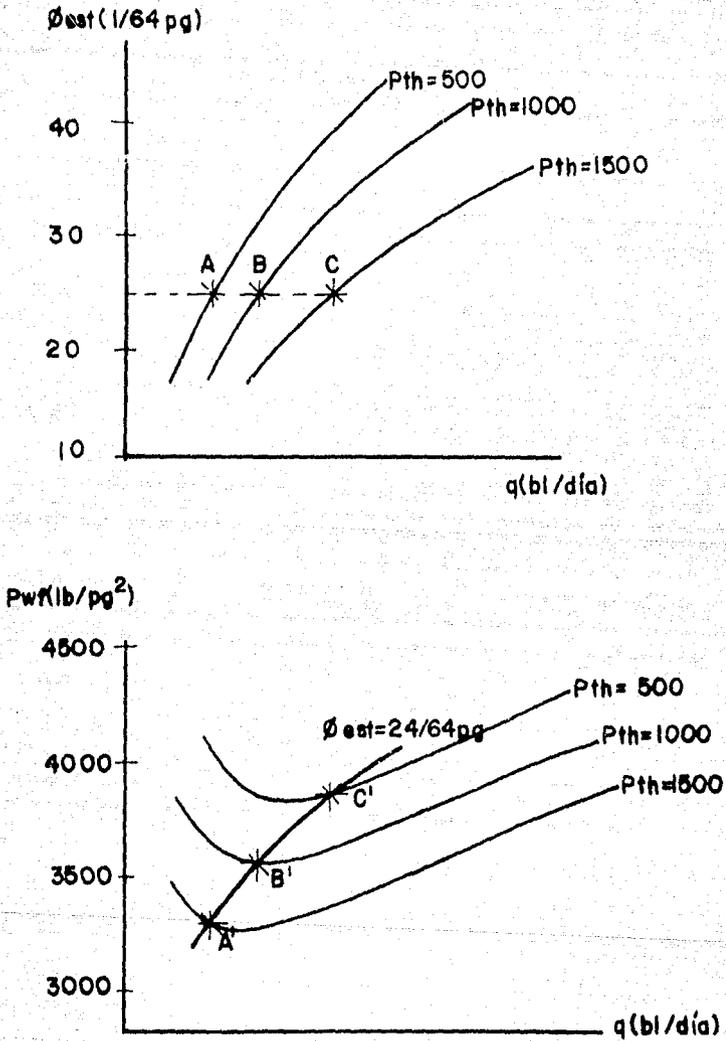


FIG.3.2.3.4. Comportamiento de flujo combinado entre la tubería de producción y el estrangulador de 24/64 pg.

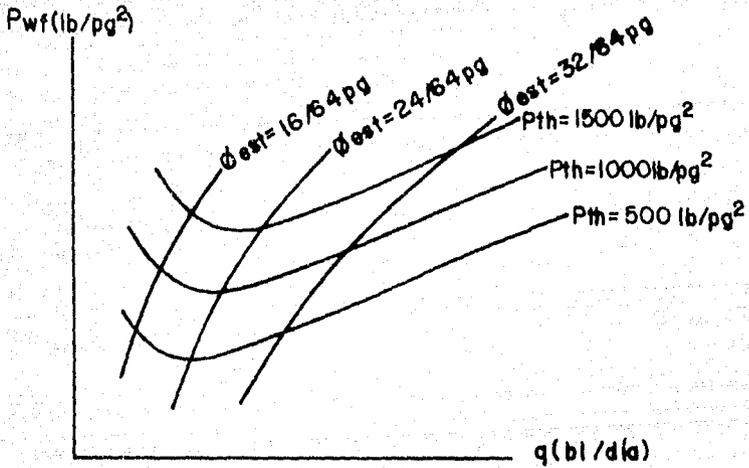


FIG. 3.2.3.5. Comportamiento de flujo combinado entre la tubería de producción y diferentes diámetros de estrangulador.

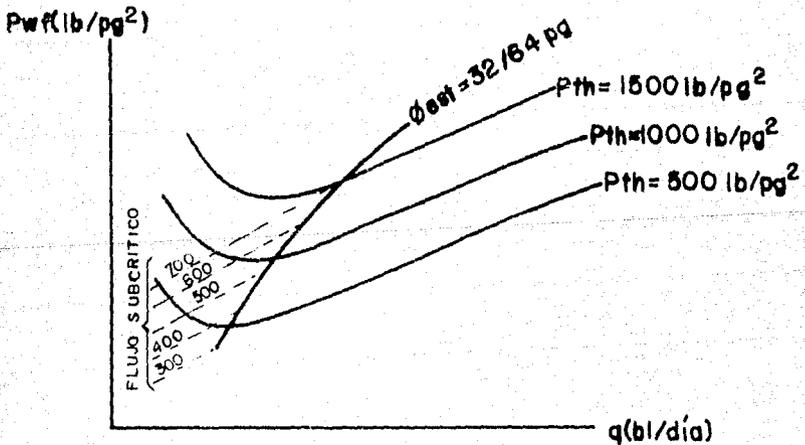


FIG.3.2.3.6 Curva de comportamiento de flujo combinada para  $\phi_{est} = 32/64$  considerando flujo subcrítico.

estranjador, dando el tiempo necesario para que establecido el flujo entre cada cambio, se podrá tener un registro de la presión en la cabeza del pozo para cada uno de los diámetros de orificio que se hayan utilizado. A partir de esa información será posible hacer una estimación de la curva de comportamiento de flujo del pozo. El procedimiento que se quiere seguir, utilizando al explicarlo valores numéricos para una mejor comprensión, es el siguiente:

- a) Efectuar la medición de la presión en la boca del pozo para diferentes estranjadores. Es importante que el pozo haya estabilizado su presión antes de proceder a la colocación del siguiente orificio. Se tendrá una tabla como la mostrada a continuación:

TABLA 3.3.1.

$\phi$ est. (pg)	Pth (lb/pg <sup>2</sup> )
16 / 64	800
24 / 64	680
32 / 64	530
40 / 64	330

- b) Seleccionar un método de flujo multifásico para tuberías verticales y una correlación para estranjadores. Determinar, de acuerdo con los diámetros de orificio manejados y el rango de presiones medidas en la cabeza del pozo, la curva de comportamiento de flujo combinada estranjador-tubería de producción, de acuerdo con la secuencia explicada con anterioridad, (Fig. 3.3.1.).
- c) Localizar en esa gráfica los puntos de la tabla de mediciones, (Tabla 3.3.1.); es decir, el diámetro del estranjador y su correspondiente valor medido de Pth. (puntos 1, 2, 3 y 4 en la Fig. 3.3.2.). Leer los valores de gastos y de presiones de fondo fluyendo para esos puntos. La tabla siguiente muestra los resultados:

TABLA 3.3.2.

$\phi$ est. (pg)	q (bl/dia)	Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )
16 / 64	325	3610
24 / 64	585	3150
32 / 64	820	2470
40 / 64	960	2010

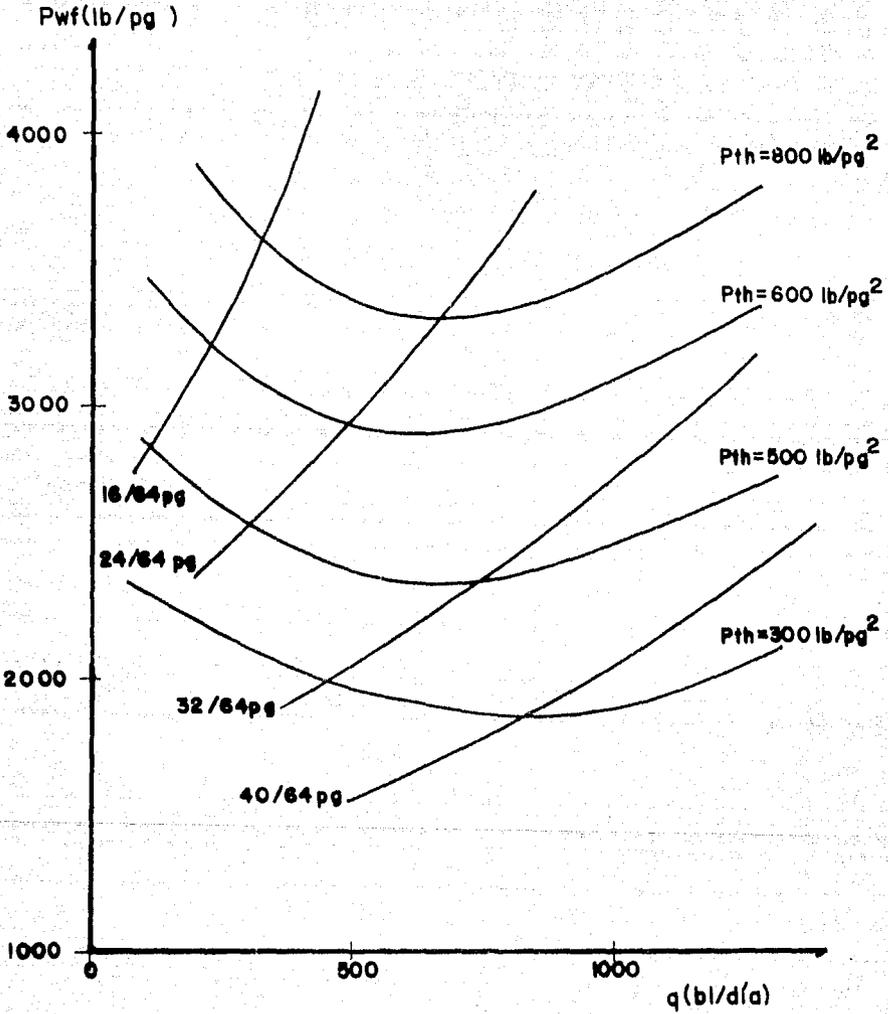


FIG. 3.3.1. Curvas de comportamiento de flujo combinadas.

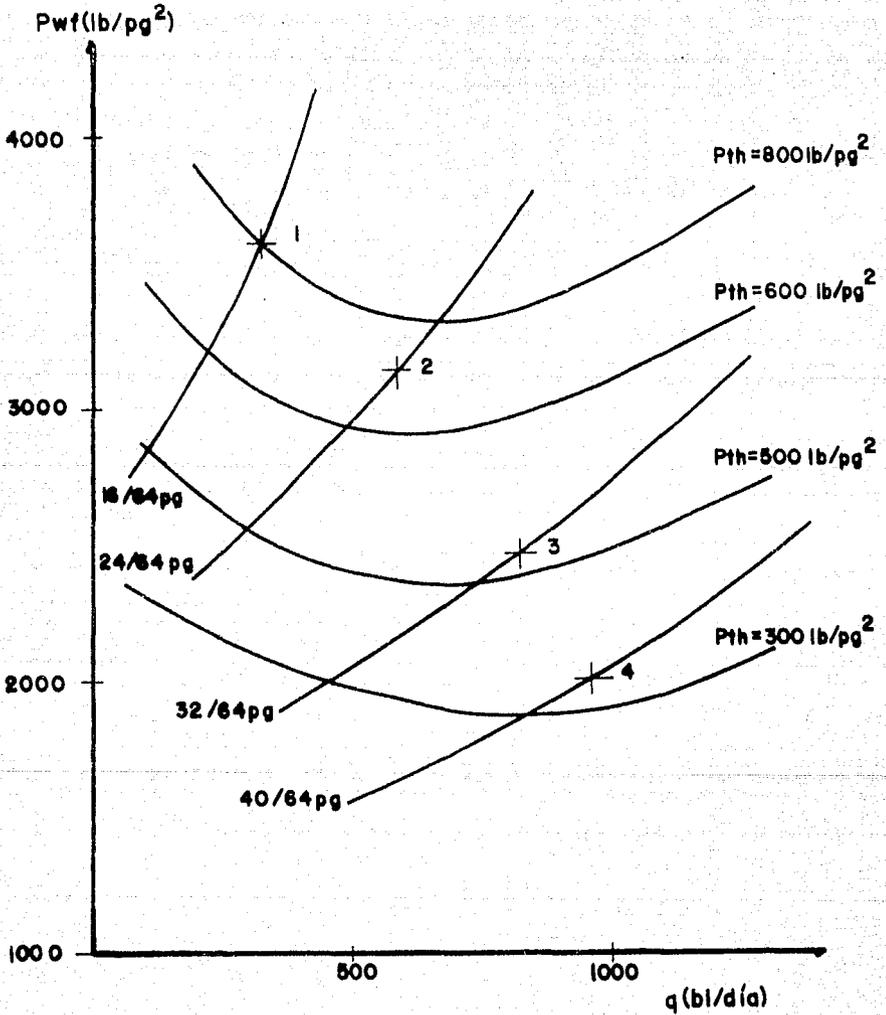


FIG. 3.3.2. Localización de los puntos registrados en la prueba.

Al unir con una línea los puntos 1, 2, 3 y 4, localizados en el paso anterior, se obtiene la curva de comportamiento de fluido representativa del pozo. (Fig. 3.3.3.). Extrapolando además esa línea hasta el eje de las ordenadas, se puede estimar un valor aproximado de la presión estática. ( $P_{we} = 4025 \text{ lb/pg}^2$ ). Dicho valor también podría estimarse si se toman los datos y las presiones de fondo fluyendo para los dos primeros estranguladores de la tabla 3.3.2. y se aplica el procedimiento descrito en el subtema 1.5.1. de este trabajo. ( $P_{we} = 4121 \text{ lb/pg}^2$ ).

Una vez estimada la presión estática, se puede recurrir al método de Fetkovich o al de Jones, Blount y Glaze para determinar el potencial del pozo y la ecuación que describe el comportamiento de flujo en el fondo del mismo. Para el ejemplo, considerando que la presión estática del pozo es la obtenida gráficamente, se tendría lo siguiente:

a) Con el método de Fetkovich:

$$q = 0.002068 (4025^2 - P_{wf}^2)^{0.8}$$

$$q_{\max} = 1212 \text{ bl/día.}$$

b) Con el método de Jones, Blount y Glaze:

$$(4025 - P_{wf}) / q = 0.8007 + 0.001325 q$$

$$q_{\max} = 1467 \text{ bl/día.}$$

Contrario a lo que pudiera pensarse, el potencial del pozo, y la misma curva de comportamiento de flujo, no cambia de manera significativa si se utiliza para la presión estática el valor de  $4121 \text{ lb/pg}^2$  calculado a partir del método de Vogel. En ese caso se tendría lo siguiente:

a) Con el método de Fetkovich:

$$q = 0.00337 (4121^2 - P_{wf}^2)^{0.808}$$

$$q_{\max} = 1244 \text{ bl/día.}$$

b) Con el método de Jones, Blount y Glaze:

$$(4121 - P_{wf}) / q = 1.175 + 0.00102 q.$$

$$q_{\max} = 1515 \text{ bl/día.}$$

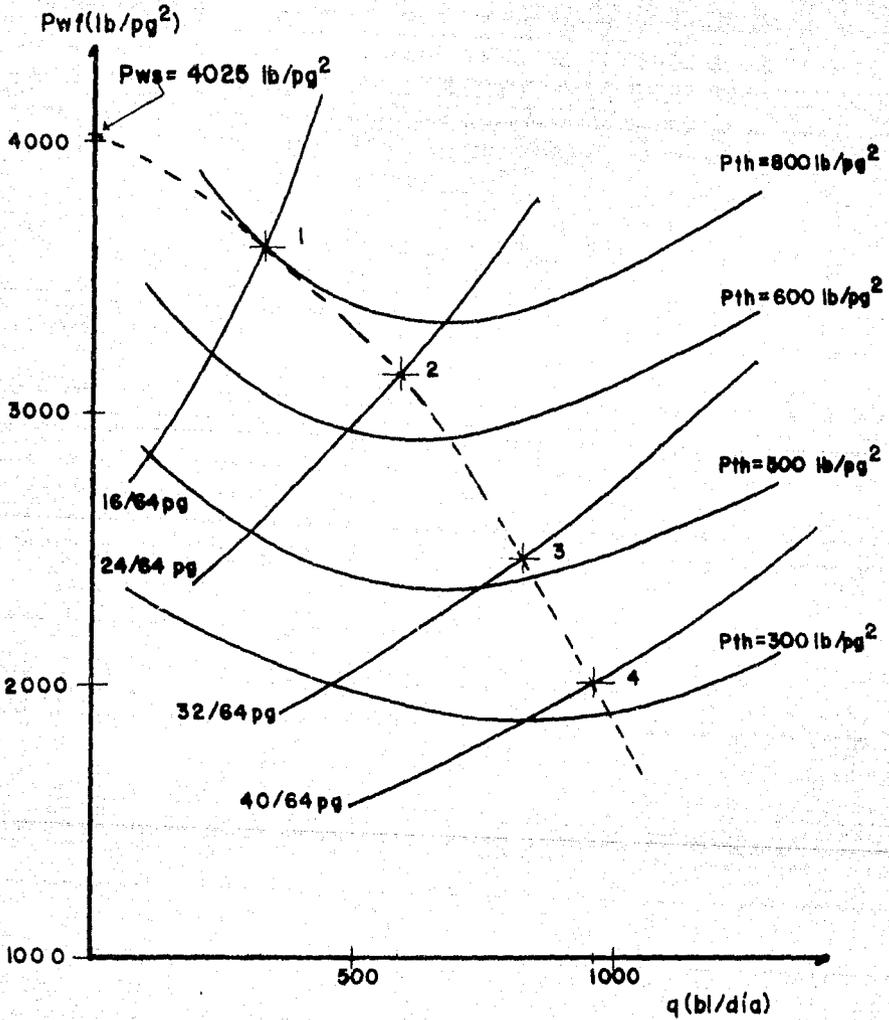


FIG. 3.3.3. Obtención de la curva de comportamiento de flujo del pozo.

Lo anterior podría indicar que aunque no se acierte plenamente en la estimación del valor de la presión estática del pozo, la aproximación que pueda obtenerse de ésta, a partir del procedimiento establecido, es válida para los fines que se persiguen.

En el ejemplo anterior se ha considerado que la presión del intervalo productor es menor a la presión de saturación, de tal manera que si el yacimiento es bajosaturado se deberá localizar en la gráfica el punto que le corresponde a la presión de burbujeo y proceder de acuerdo con lo establecido en el capítulo primero con relación a la curva de comportamiento de flujo generalizada. En caso de que no se tenga el dato de la presión de saturación del aceite, se puede hacer uso de las correlaciones presentadas en el subtema 2.2.1. del capítulo anterior con el objeto de obtener una estimación de dicho parámetro.

### 3.4. Interpretación de la curva de comportamiento de flujo. Estimación de la eficiencia de flujo del pozo.

Como se ha venido comentando reiteradamente, la curva de comportamiento de flujo de los pozos cambia conforme avanza la explotación de los mismos. Existe una forma de saber, sin tener que recurrir para ello a los registros de presión en el fondo, si ese cambio es producido por un daño en la formación o es debido a la declinación natural del intervalo productor. Para el efecto, es necesario hacer uso de las curvas de comportamiento de flujo para estranguladores y tubería de producción vistas con anterioridad.

Suponiendo que se tiene la curva de comportamiento de flujo inicial de un pozo y que la producción cuando fue trazada ésta era de 1100 bl/día; la presión en la cabeza se mantenía en 700 lb/pg<sup>2</sup> con un estrangulador de 32/64 pg. Actualmente el pozo produce 600 bl/día con una presión en la boca, para el mismo diámetro de orificio, de 400 lb/pg<sup>2</sup>. Si no se ha modificado la sarta de producción y la relación gas-aceite producido se ha mantenido prácticamente constante; si además no se tienen indicios de que algún problema mecánico o de depositación este actuando en el pozo; a qué se podría atribuir esa baja de producción?

Este problema es muy frecuente en el campo y en muchas ocasiones se presenta en un período de tiempo corto, de tal manera que si se da como un hecho que el pozo ha venido a menos y que lo único que queda por hacer, para mantenerlo fluyendo conforme siga declinando su presión, es cambiarlo de etapa de separación, lo más seguro es que lo estemos condenando de antemano, pues quizá lo que requiere el pozo, es de algún tratamiento que le permita volver a producir como lo venía haciendo antes.

En la Fig. 3.4.1. se tiene la gráfica que muestra el comportamiento de flujo combinado para estrangulador y tubería de producción. Los puntos 1 y 2, indican las condiciones iniciales y actuales respectivamente.

Para graficar la curva de comportamiento de flujo que pasa por el punto 2, será necesario efectuar cambios de estranguladores y registrar las presiones que se tengan en la cabeza del pozo. Posteriormente, se deberán localizar esos puntos en la curva de comportamiento de flujo combinada estrangulador tubería de producción y unirse con una línea, tal como ya fue explicado con anterioridad.

Las líneas b, c y d, de la Fig. 3.4.2., indican si el pozo está dañado, agotado o ambos casos. Para una mayor claridad, en la gráfica se han considerado curvas de comportamiento de flujo lineales, a partir de las cuales se pueden hacer las siguientes observaciones:

- a) La línea b, la cual cruza la Pws inicial, indica daño en la formación.
- b) La línea c cruza una Pws menor ( $Pws = 3190 \text{ lb/ps}^2$ ), pero ésta es paralela a la curva de comportamiento de flujo inicial (línea a), indicando con ello un agotamiento del intervalo productor.
- c) La línea d no cruza el punto de Pws inicial y tampoco es paralela a la línea a. De hecho, su pendiente es mayor, lo que se traduce en una disminución en el índice de productividad. Resulta evidente que la línea d representa la curva de comportamiento de flujo de un pozo dañado y agotado.

Una vez determinada la curva de comportamiento de flujo que pasa por el punto 2, es decir, la curva de comportamiento de flujo actual del pozo, será posible, dependiendo de cómo haya variado ésta con respecto a la curva de comportamiento de flujo inicial, determinar si en realidad la disminución de la producción se debe al agotamiento natural del intervalo, o bien, ésta ha sido generada por la presencia de un daño en la formación.

Es evidente que para poder hacer el diagnóstico de la posible causa que ha dado lugar al abatimiento de producción, será necesario tener una curva de referencia. En este caso, dicha curva de referencia ha sido la curva de comportamiento de flujo inicial del pozo.

En el ejemplo del subtema 3.3., la curva de comportamiento de flujo que se obtuvo muestra la relación que existe entre los gastos de producción y las presiones que se requieren en el fondo del pozo para tener esos gastos; sin embargo, la curva por sí sola no dice nada acerca de las condiciones de daño del pozo, a no ser por el valor de los parámetros  $n$  y  $C$  obtenidos a partir de los métodos de Fetkovich y de Jones, Blount y Graze, que como ya se había comentado, pueden ser un indicativo al respecto.

Como se recordará, en el capítulo primero se dijo que la curva de comportamiento de flujo que se obtiene mediante la aplicación del método de Vogel podía considerarse como una curva de comportamiento de flujo ideal; es decir, una curva de comportamiento con una

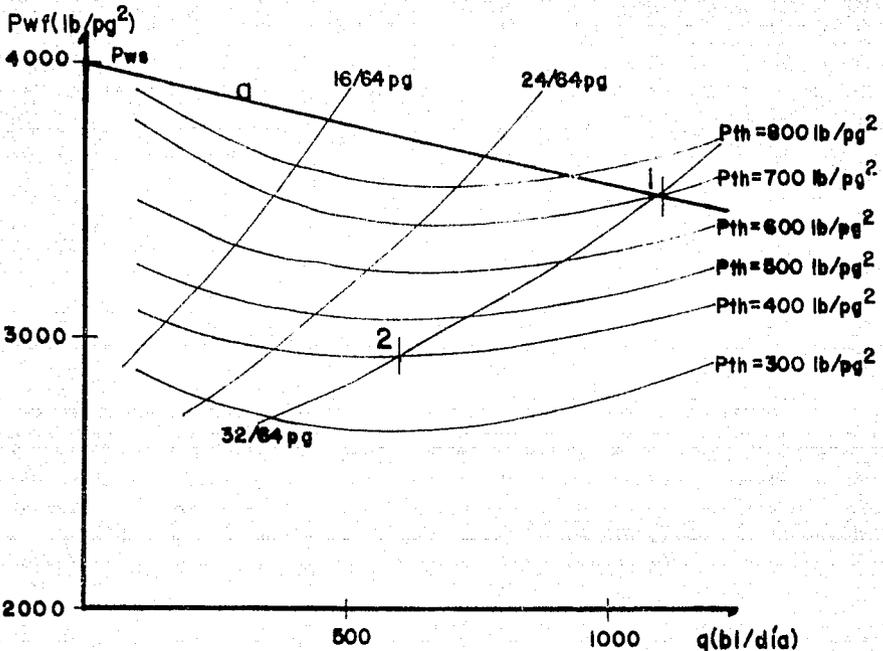


FIG. 3.4.1. Condiciones iniciales y actuales del pozo.

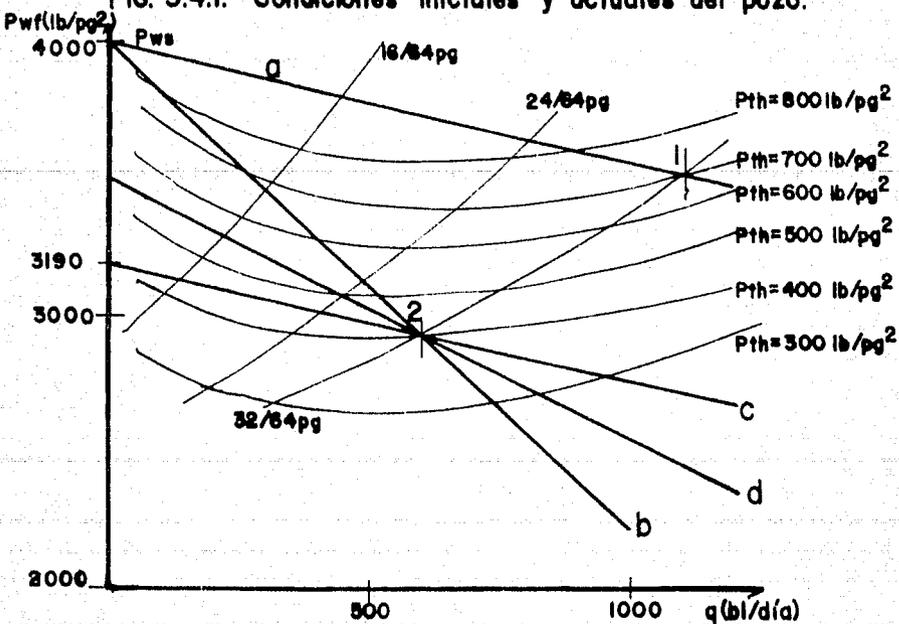


FIG. 3.4.2. Diagnóstico de las condiciones actuales del pozo.

eficiencia de flujo igual a la unidad. Apoyados en lo anterior, si de la curva de comportamiento de flujo combinada estrangulador-tubería de producción se toma el punto que se localiza más a la izquierda, o sea el correspondiente al estrangulador de 16/64 pg, y se aplica el método de Vogel, será posible trazar una curva de referencia que permita tener una idea del daño que prevalece en el fondo del pozo. Lógicamente, en la medida en que la separación de las curvas a partir del *punto pivote* sea mayor, el daño que presenta el pozo se verá acentuado. Para el ejemplo del subtema 3.3., se tendría lo siguiente:

Para el punto pivote ( $\phi_{sat} = 16/64$  pg):  $P_{wf} = 3610$  lb/pg<sup>2</sup> y  $q_0 = 325$  bl/día. La  $P_{ws} = 4025$  lb/pg<sup>2</sup>, por lo que a partir del método de Vogel,  $q_{omax} = 1825.25$  bl/día.

TABLA 3.4.1.

<u>q<sub>0</sub> (bl/día)</u>	<u>P<sub>wf</sub> (lb/pg<sup>2</sup>)</u>	<u>P<sub>wf</sub>Vogel (lb/pg<sup>2</sup>)</u>
325	3610	3610
585	3150	3241
820	2470	2882
960	2010	2645

La Fig. 3.4.3. muestra la variación entre ambas curvas. Como se puede observar dicha variación no es de consideración, lo que indica que el pozo prácticamente no presenta daño a la formación. Esto concuerda con los valores de  $n$  y de  $C$  que ya se habían obtenido previamente con los métodos de Fetkovich y de Jones, Blount y Glaze respectivamente.

A partir de los resultados de la Tabla 3.4.1. hay la posibilidad de estimar, para cada par de valores, una eficiencia de flujo mediante la aplicación de las Ecs. 1.7.3. o 1.7.1.3. presentadas en el capítulo primero. Lógicamente, las presiones de fondo fluyendo reales ( $P_{wf}$ ) son las determinadas previamente con la curva de comportamiento de flujo combinada estrangulador-tubería de producción, mientras que las presiones de fondo fluyendo ideales ( $P_{wf}^i$ ) son las obtenidas con el método de Vogel (Columnas 2 y 3 de la Tabla 3.4.1. respectivamente). Para este ejemplo, el valor promedio obtenido de la eficiencia de flujo fue de 0.83.

Es muy importante que este valor de eficiencia de flujo sea tomado con la debida reserva puesto que depende directamente de la presión estática del pozo y del gasto máximo obtenido a partir de la ecuación de Vogel; y hay que recordar que ambos parámetros se han determinado en forma aproximada.

Para tener una idea de lo anterior, si se toma el valor de la  $P_{ws}=4121$  lb/pg<sup>2</sup>. (que también se ha venido manejando para el problema) y se selecciona el mismo *punto pivote*, es decir el

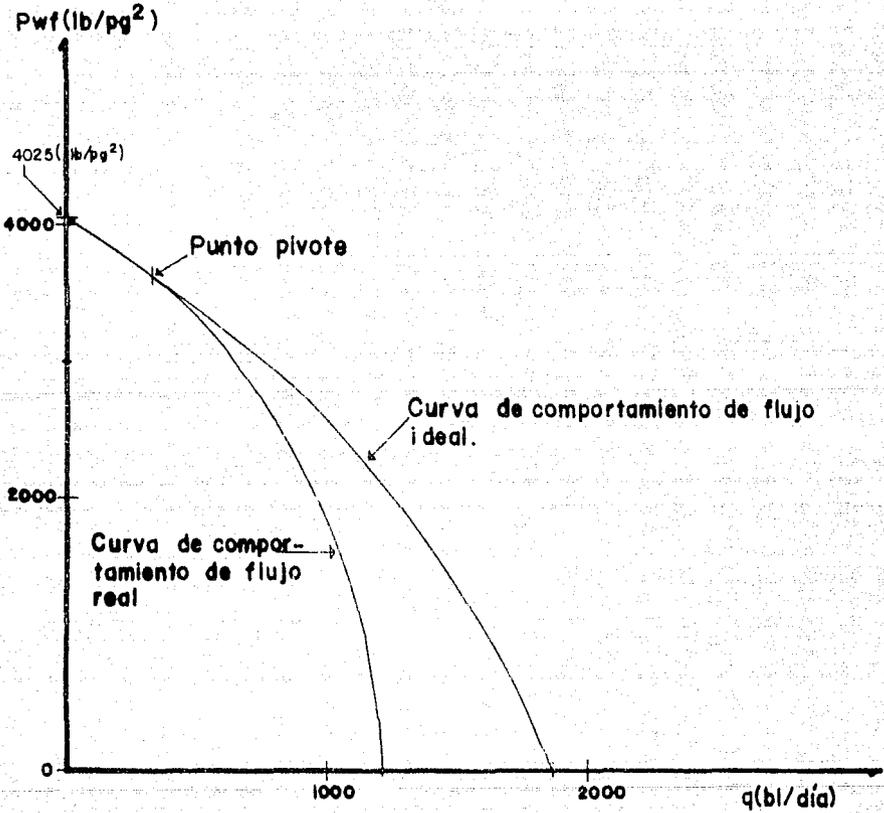


FIG. 3.4.3. Comparación entre las curvas de comportamiento de flujo obtenidas con los métodos de Fetkovich y de Vogel.

correspondiente al diámetro de estrangulador de 32/64 pg., el potencial del pozo calculado con el método de Vogel será diferente al que se había obtenido previamente (no  $max = 1541$  bl/día) y como consecuencia la eficiencia de flujo promedio del pozo también ( $EF=0.9$ ). Si esta diferencia en la eficiencia de flujo se toma numéricamente se tendrá una variación de 7 %, lo que puede resultar de consideración; sin embargo, si se toma de acuerdo a lo que este valor representa, se tendrá un pozo prácticamente sin daño, que es lo que se ha venido manejando para el ejemplo.

### 3.5. Ventajas y limitaciones del método.

El procedimiento que ha sido planteado anteriormente puede encontrar bastante aplicación en el campo, pues resulta ser un método sencillo y práctico encaminado a resolver un problema que se presenta con frecuencia.

Determinar las curvas de comportamiento de flujo de los pozos es de gran importancia y en ocasiones éstas no se obtienen por falta de información. Sin embargo, mediante la metodología que ha sido presentada se podrá hacer una estimación de dichas curvas. Todo lo que se requerirá para ello es cambiar los diámetros del estrangulador y medir las presiones en la cabeza del pozo. Esto significa que para conocer la capacidad productiva de un intervalo, con un grado de aproximación aceptable, no se necesitará forzosamente tomar registros de presión en el fondo; aunque esto, es definitivamente lo más recomendable siempre.

Es indudable que el método propuesto puede proporcionar resultados erróneos. No hay que olvidar que dichos resultados dependen básicamente de las curvas de comportamiento de flujo combinadas estrangulador-tubería de producción que se hayan obtenido, las cuales se determinan a partir de correlaciones.

El empleo de correlaciones involucra por sí mismo una fuente potencial de error. Esto deberá siempre tenerse presente para aplicar el criterio cuando se utilice el método y se analicen los resultados obtenidos. La teoría sobre flujo multifásico vista en el capítulo dos, así como la relacionada con las curvas de comportamiento de flujo, estudiada en el capítulo primero, serán de utilidad para normar este criterio.

De acuerdo con lo anterior, este procedimiento se podrá utilizar con mayor confianza si se cuenta con información del pozo, a partir de la cual se pueda efectuar un ajuste de las correlaciones utilizadas. Esta información comprende:

- Gastos de producción por diferentes diámetros de orificio. Permitirá realizar el ajuste de la correlación de flujo multifásico a través de estranguladores.
- Análisis PVI de laboratorio. Para efectuar el ajuste de las propiedades de los fluidos.

- c) Mediciones de gradientes de presión y de temperatura en el pozo.  
Para seleccionar los métodos de flujo multifásico y de temperatura en tuberías verticales que deberán aplicarse.

Si además de la información anterior se tienen los resultados de una prueba de incremento de presión, junto con mediciones de la presión de fondo fluyendo para diferentes gastos, se podrá tener la verdadera curva de comportamiento de flujo ideal del pozo.

El hecho de que las correlaciones que se vayan a utilizar sean previamente ajustadas permitirá hacer de este método un medio para conocer las condiciones de operación de los pozos; preocupación principal del ingeniero de producción.

Resulta evidente que si se cuenta con la curva de comportamiento de flujo combinada estrangulador-tubería de producción, ajustada con información medida para cada pozo, será posible conocer de antemano que efecto tendrá sobre la producción, la presión en la superficie y la presión de fondo fluyendo cualquier cambio de estrangulador que se efectúe. Además, se podrá hacer un análisis para determinar cual es el diámetro de orificio que permite mantener un buen control sobre la producción y la presión, evitando la operación del pozo en condiciones inadecuadas.

Finalmente, si periódicamente se lleva al cabo la medición de la presión en la cabeza del pozo para diferentes estranguladores, podrá vigilarse la variación que va teniendo la curva de comportamiento de flujo de los pozos, de tal manera que se podrá detectar a tiempo cualquier baja en la eficiencia de flujo y no esperar a que ésta se manifieste cuando el pozo haya dejado de fluir.

## CAPITULO 4

### PROGRAMA DE COMPUTO

#### 4.1. Introducción.

Efectuar los cálculos que se requieren para determinar las curvas de comportamiento de cada uno de los elementos que componen el sistema de flujo de un pozo, es una tarea bastante laboriosa. Esta tarea se complica aún más, ya que de la amplia variedad de correlaciones publicadas, tanto para las propiedades de los fluidos y el estrangulador como para tuberías verticales, no existe una sola que pueda aplicarse de manera general. Esto obliga a tener que probar con varias correlaciones antes de decidir cuáles se deberán utilizar en un caso particular. Bajo tales circunstancias, resulta evidente la necesidad de contar con un programa de cómputo que, además de tener diferentes alternativas de cálculo, permita evaluar en forma rápida y confiable las condiciones de operación de los pozos fluyentes.

En los últimos años, con el advenimiento de las llamadas micros, el uso de la computadora en las diferentes áreas se ha incrementado notablemente; de tal forma que hoy en día, ésta puede ser considerada como una herramienta de trabajo indispensable y de uso cotidiano. Afortunadamente, los paquetes de cómputo y lenguajes de programación son cada vez más accesibles y poderosos, lo que facilita considerablemente el desarrollo de cualquier aplicación.

Tomando como base la teoría expuesta en los capítulos anteriores, y con el propósito de proporcionar al ingeniero de producción un medio para que realice en el campo mejores estudios de los pozos, se desarrolló, en lenguaje *Quick Basic* para computadoras PC, el programa de cómputo *EDCOPA (Evaluación y diagnóstico de las condiciones de operación de los pozos de aceite)*. Dicho programa, como se verá a lo largo del presente capítulo, no sólo contiene el método gráfico con relación a la obtención de las curvas de comportamiento de flujo de los pozos a partir de cambios de estranguladores en superficie que se discutió con anterioridad, sino que presenta algunas otras opciones que pueden ser útiles cuando se cuenta con información medida de los pozos.

Cabe señalar, que aunque el modelo puede ser considerado como un programa de cómputo completo, es susceptible de ampliarse, e incluso, de mejorarse; de tal manera que si fuera necesario hacerle alguna modificación, ésta se podría realizar con relativa facilidad, puesto que para su desarrollo se han seguido las normas de la programación estructurada.

#### 4.2. Características y estructura del programa. Entrada y salida de información. Menú principal.

*EDCOPA* es un programa de cómputo estructurado; desarrollado en lenguaje *Quick Basic* (Versión 4.5); disponible para computadoras personales PC. Se puede ejecutar con cualquiera de las versiones del sistema operativo (*MS-DOS*) existentes en el mercado. Está constituido por un programa principal y cinco módulos, cada uno de

los cuales contiene un número determinado de funciones y subrutinas, (procedimientos). (Fig. 4.2.1.). El significado del nombre de cada módulo y su contenido es el siguiente:

- 1) **CURCOM** (*Curvas de comportamiento*). Contiene once funciones y cuatro subrutinas relacionadas con los métodos para la obtención del comportamiento de flujo del vaciamiento al fondo del pozo.
- 2) **ESTRAN** (*Estranguladores*). Está constituido por cinco funciones para el cálculo del gasto de producción a través de orificios.
- 3) **MEFLUM** (*Métodos de flujo multifásico*). Contiene, en catorce subrutinas y una función, la teoría relacionada con el flujo multifásico a través de tuberías verticales estudiada en el capítulo dos.
- 4) **MENUS** (*Menús*). Está provisto de veintidos subrutinas; algunas de éstas se encargan de la presentación de pantallas; otras son más completas y efectúan procedimientos que se derivan de las opciones seleccionadas en algunos menús. Estas últimas sirven de apoyo al programa principal y utilizan incluso funciones y subrutinas de otros módulos.
- 5) **PROPFLU** (*Propiedades de los fluidos*). Está constituido por seis subrutinas y nueve funciones que contienen las correlaciones para el cálculo de las propiedades de los fluidos vistas en el capítulo dos.

Dadas las facilidades que el lenguaje Quick Basic ofrece, **EDCOPA** se ha diseñado en forma totalmente conversacional, por medio de **MENUS**; de tal manera que su manejo se hace sencillo y práctico. Sólo bastará con pulsar el número de la opción que se desea para pasar al siguiente menú, o bien, para que comience la captura de datos correspondiente. En caso de que accidentalmente se de un número de opción no contemplado en el menú, la máquina mandará el mensaje *opción inexistente*; y estará lista para recibir el número correcto.

Es importante comentar que aunque las ecuaciones que se presentan en la tesis están en unidades del sistema inglés, la entrada de datos y salida de resultados, tanto en tablas como en gráficas, se hace en unidades prácticas de campo. De cualquier manera el programa indicará claramente en que unidades se deberá de introducir la información y en cuáles otras está proporcionando los resultados.

A diferencia de otras versiones de Basic, el Quick Basic tiene compilador; de tal forma que una vez que un programa ha sido terminado y probado, es factible convertirlo en ejecutable. Esto significa que podrá correrse desde el sistema operativo de la máquina sin necesidad de cargarlo a Quick Basic. En este caso, estando el programa localizado en alguna de las unidades de disco de la micro, sólo bastará con teclear la palabra **EDCOPA** para poder hacer uso del modelo.

Lo primero que aparecerá será lo que se ha denominado el **Menú**

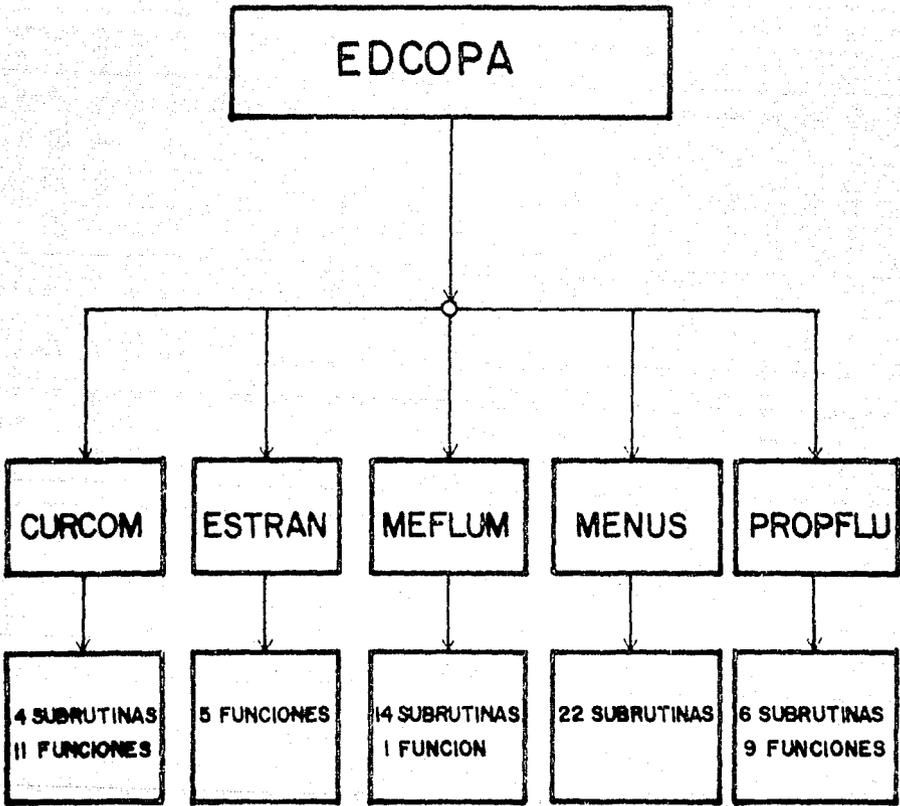


FIG. 4.2.1. Estructura del programa de cómputo  
EDCOPA

*Principal*, cuyas opciones son las siguientes:

1. *Curvas de comportamiento de flujo.*
2. *Ajuste de correlaciones.*
3. *Otros parámetros. (Pws, Pb, Tws).*
4. *Salir del sistema.*

Las tres primeras opciones generan otros menús. (Fig. 4.2.2.). A partir de estos nuevos menús, y de los subsiguientes, siempre será posible regresar al *Menú Principal*. La opción *Salir del sistema* permite abandonar el programa y situarse en el sistema operativo de la máquina.

#### 4.3. Curvas de comportamiento de flujo.

Se puede decir que en ésta, la primera opción del *Menú Principal*, queda comprendida toda la teoría que sobre curvas de comportamiento de flujo se presentó en los capítulos anteriores. Las alternativas que surgen al seleccionar dicha opción, son las siguientes:

1. *Curva de comportamiento de flujo (IPR).*
2. *Curva de comportamiento de flujo en estrangulador.*
3. *Curva de comportamiento de flujo en tubería de producción.*
4. *Curva de comportamiento de flujo combinada.*
5. *Regresar a menú principal.*

A continuación se explica la manera en que funciona el programa para las opciones 2, 3 y 4 de este menú: la opción *Curva de comportamiento de flujo (IPR)* por el contrario, será tratada en el subtema siguiente, debido a que genera un nuevo menú, y como consecuencia otras posibilidades de cálculo.

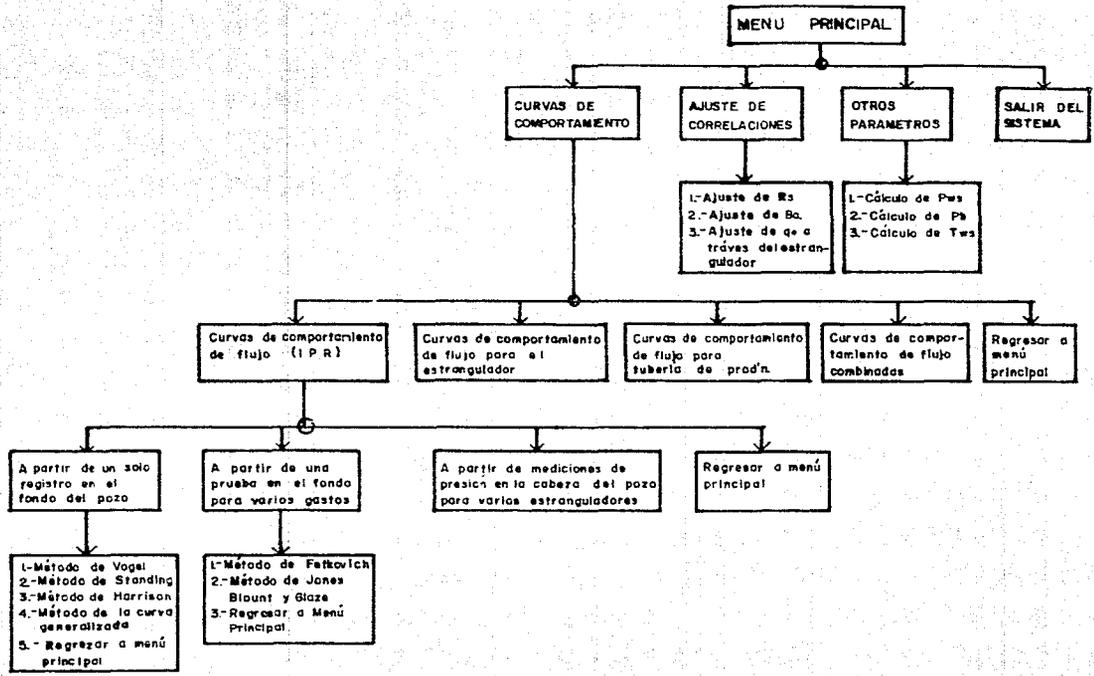
Al escoger la opción *Curva de comportamiento de flujo en estrangulador*, el modelo pedirá el número de grupo al que pertenece la correlación que se quiere utilizar. Los grupos están formados de la siguiente manera:

Grupo 1 : Gilbert; Ros; Baxendell; Achong.

Grupo 2 : Poettmann y Beck; Ashford; Ashford y Pierce.

El hecho de haber dividido a las correlaciones en dos grupos se debe a que de esta manera *EDCOPA* identifica cuales son los datos que deberá solicitar. Para las correlaciones del grupo 1, bastará con introducir la relación gas-aceite producido, el coeficiente de descarga y la presión en la cabeza del pozo con la cual se desea obtener la curva. Para las correlaciones del grupo 2, además de la

FIG. 4.2.2. Menú Principal del modelo EDCOPA y opciones que se derivan.



información anterior, se deberá proporcionar: las densidades relativas (aceite, gas y agua); la relación agua-aceite; la temperatura en la boca del pozo; la presión y la temperatura a la que se tomó la muestra de gas; las correlaciones que deberá usar el programa para el cálculo de la relación gas disuelto-aceite y del factor de volumen del aceite saturado; y la presión después del estrangulador si la ecuación que se piensa aplicar es la de Ashford y Pierce. Con relación al cálculo de  $R_s$  y de  $B_o$ , se puede seleccionar cualquiera de las correlaciones presentadas en el capítulo dos de este trabajo; es decir: Lasater, Standing, Vázquez, Glaso o Santamaría, para obtener  $R_s$ ; y Standing, Vázquez o Glaso, para determinar  $B_o$ . El dato de la presión y temperatura a la que fue tomada la muestra de gas sólo será necesario si para el cálculo de  $R_s$  y/o  $B_o$  se utiliza la correlación de Vázquez. Finalmente, en caso de que no se cuente con un valor de coeficiente de descarga para el pozo, se deberá proporcionar la unidad; tal como lo indica el propio programa.

Una vez finalizada la captura de datos, el modelo presenta la curva de comportamiento de flujo a través del estrangulador para la presión en la cabeza del pozo que se le indicó. Los diámetros de orificio que el programa emplea para trazar la curva van de 8 a 104/64 pg. cada 8/64 pg.. Los resultados tabulados diámetro de estrangulador-gasto de producción aparecen junto a la gráfica. (Fig. 4.3.1.).

**EDCOPA** preguntará si se desea la curva para otra presión en la cabeza del pozo, considerando los datos previamente suministrados. Si se responde que sí, pedirá el nuevo valor de presión y proporcionará los resultados correspondientes. Esto se puede repetir tantas veces como curvas de comportamiento de flujo para estrangulador se quieran determinar. Si la respuesta ha sido negativa, el control volverá a colocarse en el menú de *Curvas de comportamiento de flujo*.

Con relación a las otras dos opciones de este menú, la captura de información es similar. Los datos en común pueden clasificarse de la siguiente manera:

- a) Estado mecánico del pozo. Lo constituyen la profundidad del intervalo productor y el diámetro, rugosidad y longitud de la(s) tubería(s) de producción. (EDCOPA permite manejar hasta cinco diámetros diferentes).
- b) Propiedades de los fluidos. Aquí quedan comprendidas: la temperatura en la boca del pozo; la relación gas-aceite producido; la relación agua-aceite; las densidades relativas del aceite, del gas y del agua; la presión y la temperatura a la que se tomó la muestra de gas; el gradiente geotérmico del pozo; y la presión de burbujeo del aceite.
- c) Correlaciones y factores de ajuste para  $R_s$  y para  $B_o$ . El modelo puede aplicar cualquiera de las siguientes correlaciones:

C.1. Para el cálculo de la compresibilidad del aceite ( $C_o$ ):

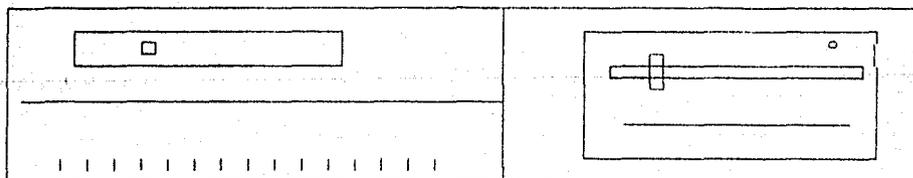
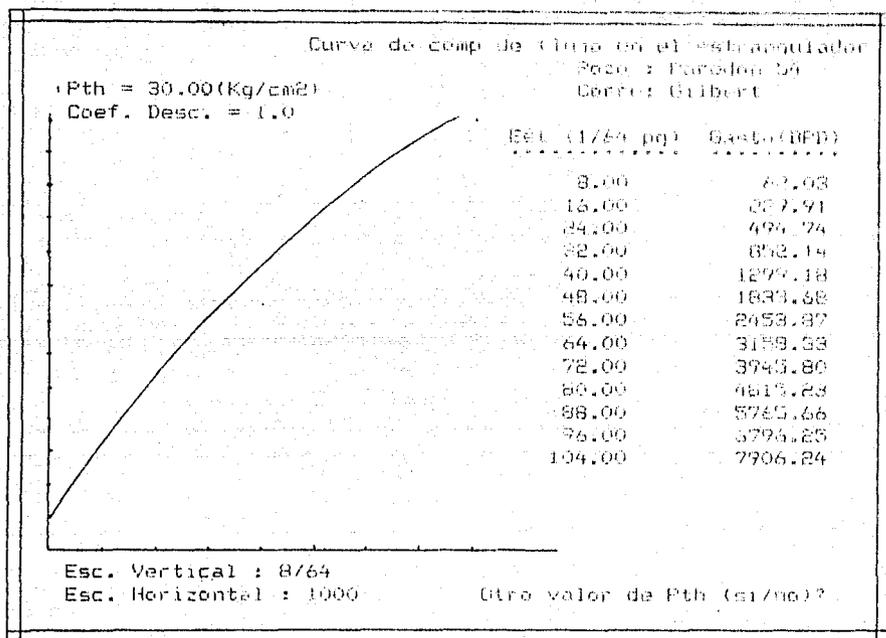


FIG. 4.3.1. PANTALLA CON LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DEL ESTRANGULADOR.

Vázquez: Santamaría.

- C.2. Para estimar la densidad relativa del gas disuelto ( $\gamma_g$ ): Katz: Santamaría.
- C.3. Para determinar la relación gas disuelto-aceite ( $R_s$ ): Lasater; Standing; Vázquez; Glaso: Santamaría.
- C.4. Para obtener el factor de volumen del aceite saturado ( $B_o$ ): Standing; Vázquez; Glaso.
- C.5. Métodos de flujo multifásico para el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales: Orkiszewski; Aziz, Govier y Fogarasi; Foettmann y Carpenter.

Con respecto a los factores de ajuste ( $a_0, a_1$ ) que el programa solicita para  $R_s$  y para  $B_o$ : éstos se pueden obtener mediante la segunda opción del *Menú Principal*, según se explica en el subtema 4.4.1 del presente capítulo. En caso de que dichos factores no puedan ser determinados, *EDCOPA* indica que valores proporcionar para tener un factor de ajuste total igual a la unidad.

Siempre que se utiliza un método de flujo multifásico para el cálculo de caídas de presión en tuberías, es necesario establecer el incremento de longitud ( $\Delta L$ ) que deberá considerarse para los cálculos. Aunque este incremento se puede fijar dentro del mismo programa, se pensó conveniente manejarlo como dato. Esto permite determinar en un momento dado un  $\Delta L$  óptimo: es decir, el mayor  $\Delta L$  para el cual el resultado final (el valor de la  $P_{wf}$ ) permanece estable. No hay que olvidar que a menor  $\Delta L$  mayor exactitud, pero también mayor número de cálculos. Un  $\Delta L$  de cien pies proporciona resultados aceptables.

Volviendo con el menú de *Curvas de comportamiento de flujo*, si lo que se desea es obtener la correspondiente a la tubería de producción, se requerirá, además de la información antes mencionada, la presión en la cabeza del pozo ( $P_{th}$ ): un gasto máximo ( $Q_{max}$ ): un gasto mínimo ( $Q_{min}$ ): y los incrementos de gasto a considerar ( $\Delta Q$ ). Esto significa que el modelo proporcionará la presión de fondo fluyendo del pozo para gastos que van desde un mínimo hasta un máximo según un incremento de gasto. Por ejemplo: si  $Q_{max}=10000$  bl/día;  $Q_{min}=1000$  bl/día; y  $\Delta Q=2000$  bl/día; *EDCOPA* calculará la  $P_{wf}$  para 1000, 3000, 5000, 7000 y 9000 bl/día y trazará la curva de comportamiento de flujo correspondiente. Junto a la gráfica, se tendrán los pares tabulados  $P_{wf}$  v.s  $q$  para el valor de  $P_{th}$  que se ha proporcionado como dato. (Fig. 4.3.2.). De la misma forma que para la curva de comportamiento de flujo en el estrangulador, se preguntará si se desea obtener una nueva curva para otra presión en la cabeza del pozo y se procederá de acuerdo con lo que ya se explicó.

Es importante indicar que aunque es posible utilizar hasta 20 gastos para trazar la curva, se recomienda emplear un número moderado de ellos ya que el tiempo que tarda la máquina en efectuar los cálculos se incrementa considerablemente con el número de



gastos que se manejan.

Finalmente, si se escoge la opción de *Curva de comportamiento de flujo combinada*; además de la información ya mencionada del estado mecánico del pozo, de las propiedades de los fluidos y de las correlaciones y factores de ajuste, EDCOPA pedirá el diámetro del orificio y las presiones en la cabeza del pozo que se van a utilizar (máximo 5 valores). Si la correlación seleccionada para flujo a través de restricciones es la de Ashford y Pierce, también se pedirán las presiones después del estrangulador. Terminada la captura de datos, se tendrá la curva de comportamiento de flujo combinada para el diámetro de orificio considerado. Junto a la gráfica, se presentará una tabla con los valores de *gasto, presión de fondo fluyendo y presión en la cabeza del pozo*, (Fig. 4.3.3.). Si se desea, como en las opciones anteriores, se pueden obtener otras curvas para diámetros diferentes de estrangulador.

Cabe indicar que en estas opciones en las que se requiere calcular la caída de presión en la tubería de producción, el programa presenta, a medida que va realizando los cálculos, una tabla con la *profundidad, la presión, el gradiente de presión, la temperatura y el tipo de flujo* que va determinando. Si el método que se utiliza es el de Poettmann y Carpenter, la columna de tipo de flujo aparecerá vacía; a menos que se haya alcanzado una presión mayor a la de burbujeo, en cuyo caso se tendrá un tipo de flujo *líquido*. Esto permite observar como se comportan los gradientes de presión y de temperatura en el pozo y compararlos cuando se tengan mediciones de los mismos.

#### 4.3.1. Curva de comportamiento de flujo (IPR).

Como se comentó, a diferencia de las otras opciones del menú de *Curvas de comportamiento de flujo* que solicitan inmediatamente la captura de datos correspondiente, esta opción genera un nuevo menú con las siguientes posibilidades de elección:

- 1) *A partir de un solo registro en el fondo.*
- 2) *A partir de una prueba en el fondo para varios gastos.*
- 3) *A partir de mediciones de presión en la cabeza del pozo para varios estranguladores.*
- 4) *Regresar a menú principal.*

Para la primera de estas opciones, se puede escoger entre el método de Vogel, el método de Standing, el método de Harrison o el método de la curva generalizada. Independientemente de cual sea el procedimiento que se elija, EDCOPA solicitará la presión estática del pozo y el resultado de una prueba de producción. Si se utiliza Standing o Harrison, deberá también proporcionarse la eficiencia de flujo; y si se trata del método de la curva generalizada, se pedirá el valor de la presión de burbujeo. Finalizada la captura de datos, el modelo proporciona la curva de

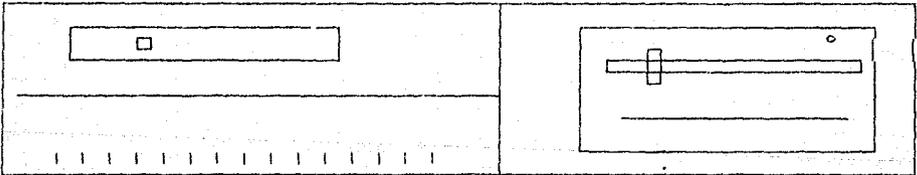
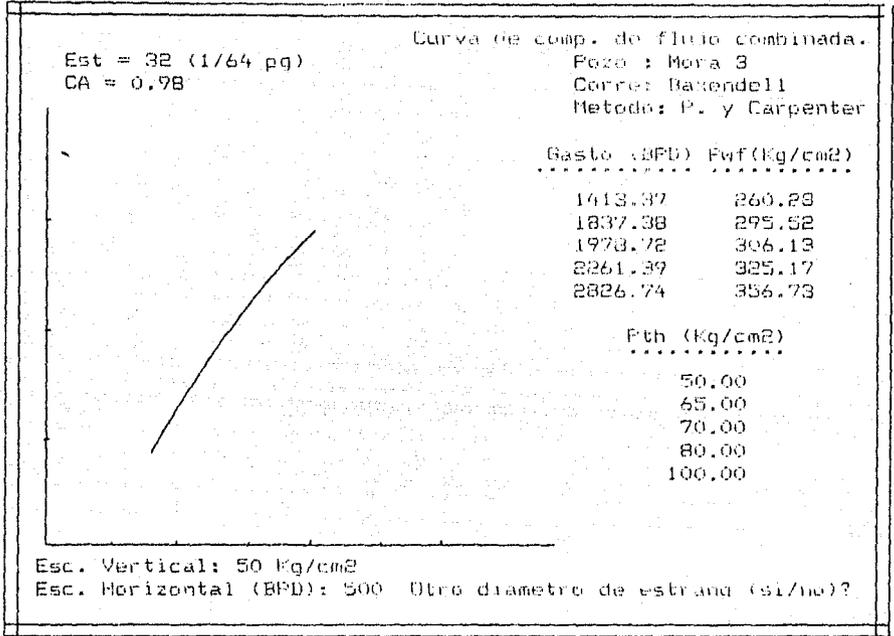


FIG. 4.3.3. PANTALLA CON LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO COMBINADA (TP-ESTRANGULADOR).

comportamiento de flujo (tabulada y graficada) y el potencial del pozo. Si se trata del método de la curva generalizada, también se obtiene el índice de productividad (para la parte recta) y el gasto de producción para la presión de burbuja ( $q_b$ ) a partir del cual se inicia la forma cóncava de la gráfica. (Fig. 4.3.1.1.).

Para la segunda opción de este menú, se puede hacer uso del método de Fetkovich o del método de Jones, Blount y Glaze. La captura de información para ambos casos es igual. Primero, se proporciona la presión estática del pozo y el número de mediciones de presión de que consta la prueba (máximo 8); posteriormente, el programa pide los pares de valores *presión de fondo fluyendo-gasto de producción*, tantas veces como se le haya indicado. El modelo proporciona entonces la curva de comportamiento de flujo y el potencial del pozo: así como los parámetros característicos de la ecuación de flujo correspondiente. Cabe indicar que para obtener la pendiente y la ordenada de la recta que se requiere determinar para este par de procedimientos, EDCOPA recurre al método de *mínimos cuadrados*.

Es factible que al aplicar el método de Jones, Blount y Glaze, alguno de los puntos genere una pendiente negativa de la recta. En ese caso, el programa elimina ese punto y no lo toma en cuenta al obtener la ecuación del comportamiento de flujo en el fondo del pozo. Esto lo hará saber con una nota abajo de la gráfica que dice: *no se consideraron todos los puntos*. (Fig. 4.3.1.2.).

Con el propósito de verificar la validez de la prueba, el modelo proporcionará una tabla comparativa. En ella se tendrán las diferencias entre las presiones de fondo fluyendo introducidas como dato (de la prueba de producción) y las presiones de fondo fluyendo calculadas mediante la ecuación de flujo determinada previamente. Si las diferencias son cercanas a cero, significa que la ecuación obtenida predice con buena aproximación el comportamiento de flujo en el fondo del pozo; de lo contrario, se puede pensar en un valor mal tomado de la prueba; esto se verifica sacando alternativamente puntos, corriendo el programa y observando los resultados. Si las diferencias se mantienen, lo más seguro es que el método no sea aplicable al caso que se está estudiando.

Finalmente, EDCOPA proporciona una pantalla mas que podría llamarse de *diagnóstico*. Para el método de Jones, Blount y Glaze, se dan los criterios de evaluación que K.E. Brown propone a partir de los parámetros  $C$  y  $C'/C$ , así como los valores de dichos parámetros determinados para la prueba. Para el método de Fetkovich se realiza una comparación entre éste y el método de Vogel, tomando para aplicar este último el valor de la presión de fondo fluyendo para el menor gasto de producción obtenido en la prueba, y presentando gráficamente la diferencia entre ambas curvas. Además, se estima una eficiencia de flujo promedio del pozo, (Fig.4.3.1.3.).

La tercera opción de este menú. *A partir de mediciones de presión en la cabeza del pozo para varios estranguladores*, no es otra

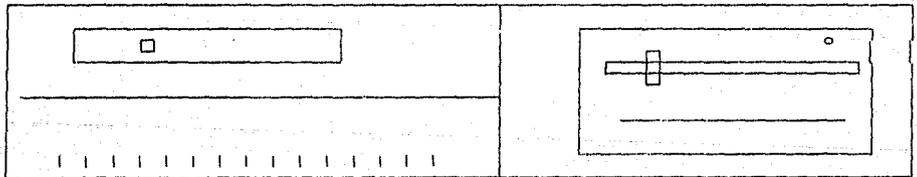
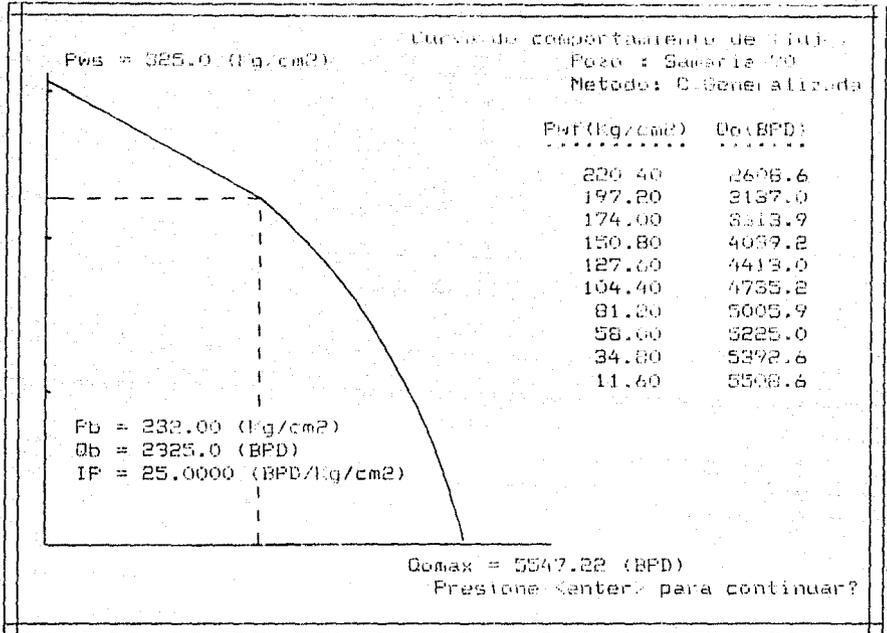


FIG. 4.3.11. PANTALLA CON LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO GENERALIZADA.

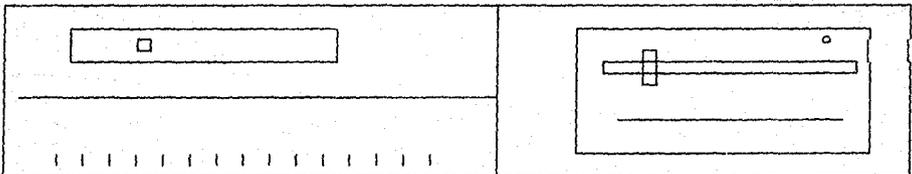
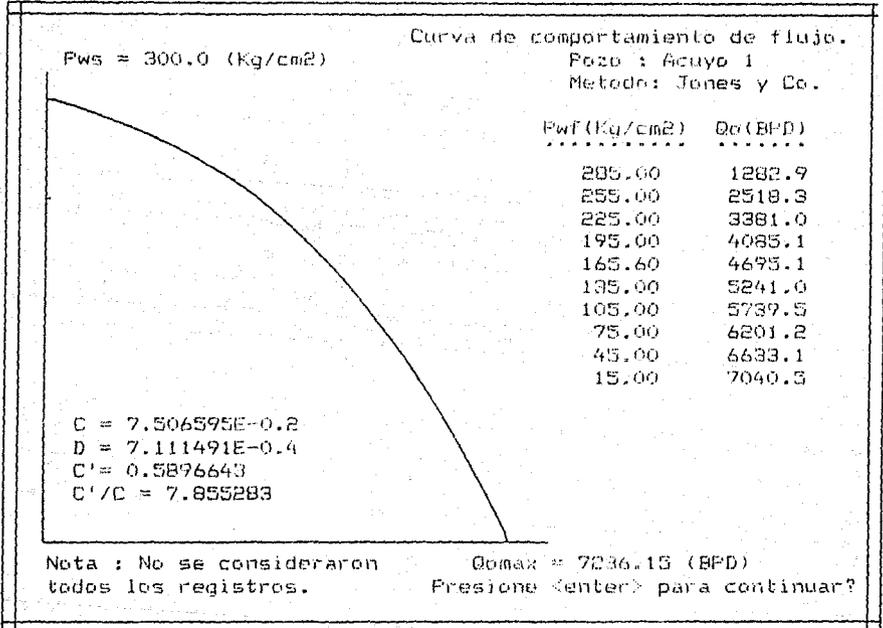


FIG. 4.3.12. PANTALLA CON LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO PARA EL METODO DE JONES, BLOUNT Y GLAZE.

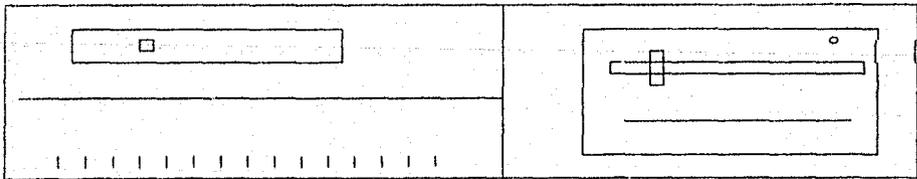
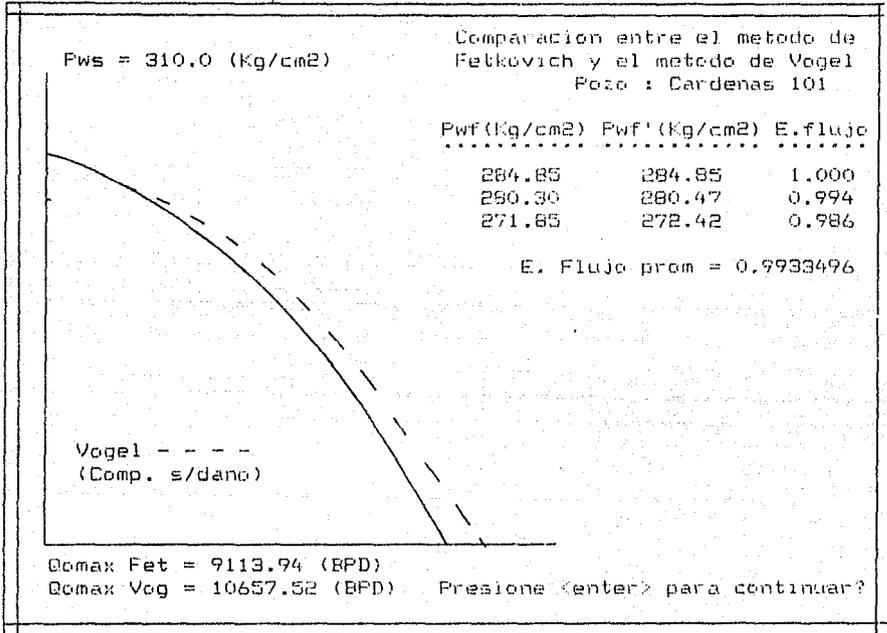


FIG. 4.313. PANTALLA CON LA COMPARACION ENTRE EL METODO DE FETKOVICH Y EL METODO DE VOGEL.

cosa que la aplicación del procedimiento gráfico estudiado en el subtema 3.3. del capítulo tercero, el cual debe ser considerado como parte fundamental del presente trabajo.

Al seleccionar esta opción, *EDCOPA* solicita el número de orificios diferentes utilizados para la prueba (máximo 6) y pregunta si los gastos de producción se darán como dato o serán determinados con alguna de las correlaciones para el cálculo de gastos a través de restricciones con que cuenta. A continuación, pedirá el diámetro del orificio, la presión en la cabeza del pozo (antes del estrangulador), la relación gas-aceite producido, y la presión después del orificio tantas veces como cambios de estrangulador se hayan realizado. Es importante que esta información se proporcione *de menor a mayor diámetro de orificio*, tal como lo indica el propio programa. Posteriormente se solicitará el estado mecánico del pozo, las propiedades de los fluidos y las correlaciones y factores de ajuste que se deberán utilizar para los cálculos. Finalmente, se pedirá la presión estática del pozo; si no se conoce y se desea que el modelo la estime, se deberá introducir un cero.

*EDCOPA* calculará las presiones de fondo fluyendo para cada diámetro de estrangulador y presentará los resultados como se muestran en la Fig. 4.3.1.4.. Para estimar la presión estática del pozo hay dos posibilidades; ya sea que los valores de  $P_{wf}$  estén arriba o abajo de la presión de burbuja. Para el primer caso, el modelo utiliza el método de *mínimos cuadrados* para determinar la pendiente de la recta y extrapolar hasta intersectar el eje de las ordenadas. Dicha intersección corresponde al valor de  $P_{ws}$ . Para el segundo caso, se toman las presiones de fondo fluyendo para los dos primeros estranguladores (los de menor diámetro) y se aplica el procedimiento descrito en el subtema 1.5.1. de este trabajo.

Una vez calculada la presión estática, *EDCOPA* proporciona la curva de comportamiento de flujo del pozo y su diagnóstico. Si los valores de  $P_{wf}$  caen arriba de la presión de burbujeo, se utiliza el método de la curva generalizada y el método de Jones, Blount y Glaze. Si por el contrario, los valores de  $P_{wf}$  son menores a la  $P_b$ , se aplica el método de Fetkovich y el mismo procedimiento de Jones, Blount y Glaze. La razón de hacer uso de este método tanto para cuando el vaciamento es saturado como para cuando es bajosaturado se debe a que la literatura no especifica nada al respecto, aunque su desarrollo, a partir de una ecuación para flujo de líquido, parece indicar que es para pruebas tomadas arriba de la presión de burbujeo. La tabla que presenta el modelo, con las diferencias entre las presiones de fondo fluyendo determinadas con el método de flujo multifásico y las obtenidas con la ecuación de flujo, indicará de cualquier manera la calidad de la prueba o la no aplicabilidad del método. Finalmente, el diagnóstico es el mismo que se realiza para la opción *A partir de una prueba en el fondo para varios gastos* que se explicó con anterioridad.

Cabe la posibilidad de que todos los valores de presión de fondo

Manejo de estranguladores en superficie  
Presentación de resultados parciales

Pozo: Agave 32  
Metodo: Aziz, Govier y F.  
Cerre: Gilbert

Pb(Kg/cm<sup>2</sup>) = 250  
Pws(Kg/cm<sup>2</sup>) = 0  
CA = 1

<u>Est(1/64pg)</u>	<u>Pth(Kg/cm<sup>2</sup>)</u>	<u>Qo (BFD)</u>	<u>Pwi(Kg/cm<sup>2</sup>)</u>
16	143.00	970.21	500.38
24	138.00	2014.75	496.83
32	130.00	3269.03	491.56
40	118.00	4523.25	489.20

Puntos mayores a Pb = 4  
Se procedera a hacer el diagnostico.

Presione <enter> para continuar?

o

+

---

| | | | | | | | | | | | | | | |

FIG. 4.3.14. PANTALLA CON RESULTADOS PARCIALES PARA LA OPCION DEL MANEJO DE ESTRANGULADORES EN SUPERFICIE.

fluyendo calculados, a excepción de uno (el correspondiente al diámetro de estrangulador mayor), estén por arriba de la presión de burbujeo. En tal caso, *EDCOPA* considerará que ese punto forma parte de la línea recta, e indicará la inconveniencia de manejar en el pozo ese diámetro de orificio o mayores.

Es importante tomar en cuenta la relevancia que tiene la presión de burbujeo en esta parte del programa ya que el diagnóstico se hace dependiendo si los puntos de  $P_{wf}$  caen arriba o abajo de ese valor. Una presión de saturación mal medida o mal estimada daría resultados poco confiables, con el consiguiente fracaso de la prueba realizada.

#### 4.4. Ajuste de correlaciones.

La segunda opción del menú principal: *Ajuste de correlaciones*, es de bastante utilidad cuando se tiene información medida, tanto de las propiedades de los fluidos (análisis PVT) como de los gastos de producción de los pozos. Las posibles alternativas que se generan mediante dicha opción son:

- 1) *Ajuste de la relación de solubilidad ( $R_s$ ).*
- 2) *Ajuste del factor de volumen del aceite ( $B_o$ ).*
- 3) *Ajuste del gasto a través del estrangulador.*
- 4) *Regresar a menú principal.*

El procedimiento que emplea *EDCOPA* para el ajuste de la relación de solubilidad del gas en el aceite y del factor de volumen del aceite es similar. La tercera opción: *Ajuste del gasto a través del estrangulador*, mas que un ajuste, es la obtención de un coeficiente de descarga para el pozo.

##### 4.4.1. Ajuste de la $R_s$ y del $B_o$ .

Al escoger alguna de estas opciones, el modelo pedirá: las densidades relativas del aceite y del gas; la temperatura a la que se realizó el análisis PVT; la presión y la temperatura a la que se tomó la muestra de gas; y el número de mediciones que se tienen del parámetro. Si lo que se va a ajustar es la relación gas disuelto-aceite, se pedirán los pares de valores *presión- $R_s$*  determinados en el laboratorio; si se trata del factor de volumen del aceite, se deberá proporcionar *la presión, la  $R_s$  ajustada y el  $B_o$  medido*. Es posible incurrir en algún error en esta parte de la captura de datos por lo que el programa permite hacer correcciones si fuera necesario.

*EDCOPA* calcula, para los valores de presión considerados, la  $R_s$  y el  $B_o$  (según sea el caso) con cada una de las correlaciones con que para el efecto cuenta. Entre correlación y correlación

presenta resultados parciales como los que se muestran en las Figs. 4.4.1.1. y 4.4.1.2.. Posteriormente, hace un resumen. (Figs. 4.4.1.3. y 4.4.1.4.), y selecciona, con base en el menor valor de desviación estándar ( $\sigma$ ) la mejor correlación para el caso en estudio. Dicha correlación, será la que utilice para efectuar el ajuste. Con relación a éste, si se grafican los puntos *factor de ajuste* ( $C$ ) v.s *presión* ( $P$ ) de la tabla de resultados para la mejor correlación, se puede pasar una línea recta a través de esos puntos, tal como se indica en la Fig. 4.4.1.5.. La pendiente y la ordenada de dicha recta son tales que se obtiene una ecuación de la forma:

$$C = a_0 + a_1 P \quad 4.4.1.1.$$

Es decir, se tendría un factor de ajuste en función de la presión.

EDCOPA efectúa el procedimiento anterior valiéndose del método de *mínimos cuadrados* y proporciona, junto con el error promedio y la desviación estándar, los resultados ajustados para la correlación previamente seleccionada, (Figs. 4.4.1.6. y 4.4.1.7.). Finalmente presenta una pantalla con comentarios sobre el ajuste y los valores de  $a_1$  (pendiente) y  $a_0$  (ordenada) obtenidos para el pozo. Dichos valores son los mismos que solicita el programa en otras de sus opciones y que se manejan con el nombre de *factores de ajuste*.

Aunque lógicamente ajustar una ecuación de mayor grado daría una mejor aproximación, se consideró suficiente el hecho de hacerlo por medio de una línea recta. Esto no significa que se garanticen excelentes resultados para todos los casos, pero si mejores que los que proporciona por si sola cualquiera de las correlaciones.

EDCOPA sólo contempla el ajuste de  $R_s$  y de  $H_0$  por ser determinantes en el cálculo de caídas de presión para flujo multifásico en tuberías verticales; sin embargo, en ocasiones será necesario ajustar otras propiedades de los fluidos para obtener mejores resultados.

#### 4.4.2. Ajuste del gasto a través del estrangulador.

Esta opción del menú de *Ajuste de correlaciones* proporciona, más que un ajuste, un coeficiente de descarga para el pozo; éste, es un valor tal que al multiplicarse por el gasto de producción calculado proporciona el gasto de producción medido; es decir:

$$CA = \text{gasto de producción medido} / \text{gasto de producción calculado.}$$

EDCOPA prequitará por el grupo de correlaciones que se piensa analizar. Estos grupos son los mismos que para el efecto fueron

Ajuste de la Relacion de solubilidad  
del gas en el aceite (Rs)

Resultados correlacion Santamaria

Presion	Rs medida	Rs calculada	Coefficiente	Error (%)
252.200	195.767	189.100	1.0353	- 3.41
250.000	187.142	186.467	1.0036	- 0.36
240.000	173.985	178.273	0.9759	2.46
225.000	154.148	166.045	0.9283	7.72
200.000	127.719	145.860	0.8756	14.20
150.000	87.043	106.315	0.8187	22.14
100.000	54.817	68.157	0.8043	24.34
50.000	25.217	32.026	0.7874	27.00
25.000	11.524	15.214	0.7575	32.02

Presione enter para continuar?

---

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

FIG. 4.4.11. PANTALLA CON RESULTADOS PARCIALES DURANTE EL AJUSTE DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE.

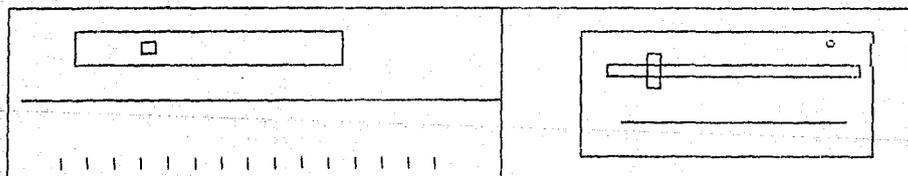
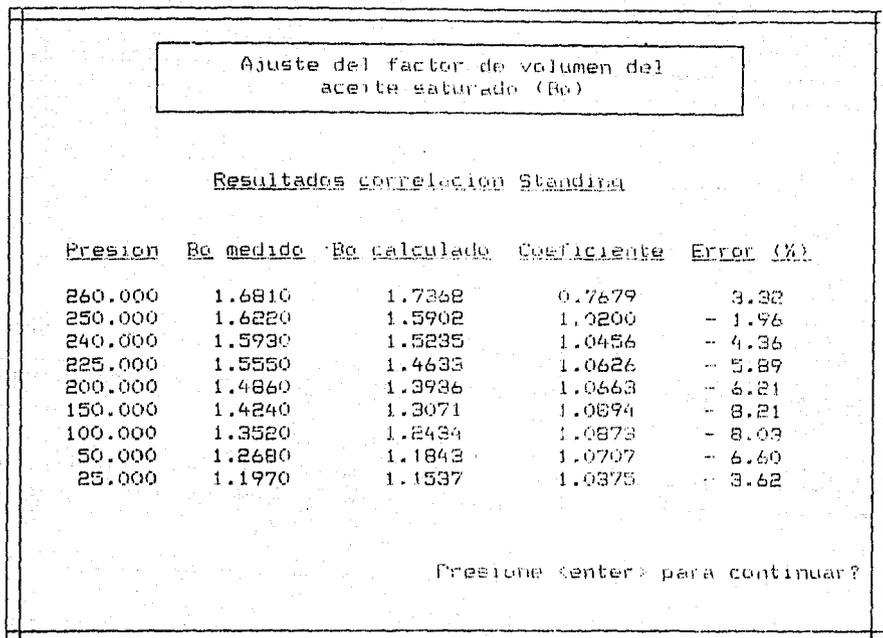


FIG. 4.4.12. PANTALLA CON RESULTADOS PARCIALES DURANTE EL AJUSTE DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO.

Ajuste de la relacion de solubilidad  
del gas en el aceite (Rs)

Dens. aceite = .8375

Pres. muestra(Kg/cm<sup>2</sup>) = 0

Dens. gas = .7322

temp. muestra(°C) = 20

Temp. Lab.(°C) = 150

Resumen de resultados

<u>Correlacion</u>	<u>C promedio</u>	<u>% Error promedio</u>	<u>Desv. Est.</u>
Lasater	1.2404	-18.55	8.88
Standing	1.3411	-25.19	4.56
Vazquez	1.6271	-38.30	4.08
O. Glaso	0.9152	11.57	18.37
Sentamaria	0.8874	14.01	12.92

MEJOR CORRELACION : Vazquez

Se procedera a hacer el ajuste

Presione <enter> para continuar?

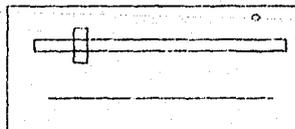
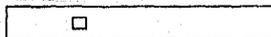


FIG. 4.4.13. PANTALLA CON LA SELECCION DE LA MEJOR CORRELACION PARA EL CALCULO DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE.

Ajuste del factor de volumen del  
aceite saturado (Bo)

Dens. aceite = .78  
Dens. gas = .7  
Temp. Lab.(oC) = 154

Pres. muestra(Kg/cm2) = 0  
Temp. muestra(oC) = 20

Resumen de resultados

<u>Correlacion</u>	<u>C promedio</u>	<u>% Error promedio</u>	<u>Desv. Stand.</u>
Standing	1.0500	- 4.62	3.60
Vazquez	0.9810	2.02	2.59
D. Glaso	1.0930	- 8.41	3.62

MEJOR CORRELACION : Vazquez  
Se procedera a hacer el ajuste

Presione <enter> para continuar?

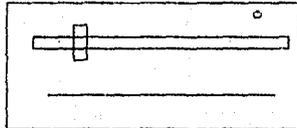


FIG. 4.4.14. PANTALLA CON LA SELECCION DE LA MEJOR CORRELACION PARA EL CALCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO.

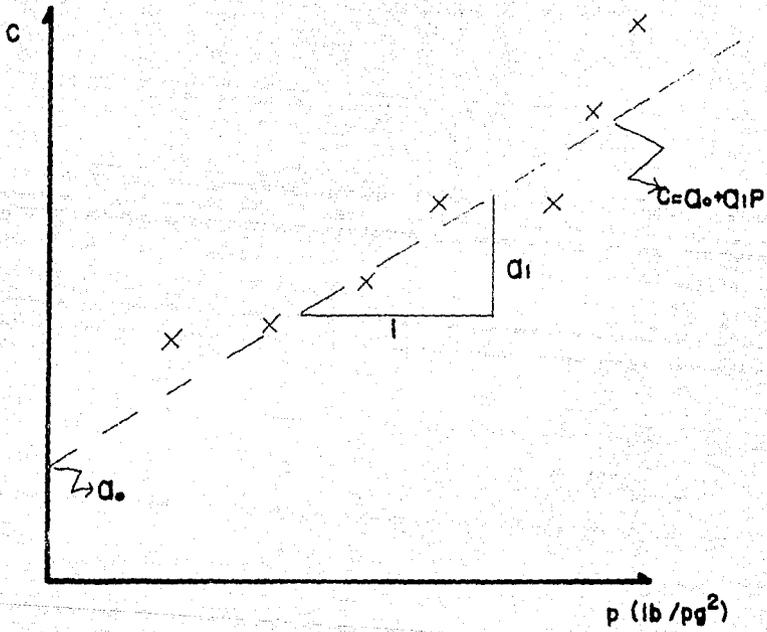


FIG. 4.4.1.5. Ajuste propuesto para la  $R_s$  y el  $B_o$ .

Ajuste de la Relacion de solubilidad  
del gas en el aceite (Rs)

Resultados del ajuste

Presion	Rs medida	Rs ajustada	Coefficiente	Error (%)
252.200	195.767	183.989	1.0640	- 6.02
250.000	187.142	180.957	1.0342	- 3.31
240.000	173.985	171.579	1.0140	- 1.38
225.000	154.148	157.793	0.9769	2.37
200.000	127.719	135.579	0.9420	6.15
150.000	87.043	74.104	0.9250	9.11
100.000	54.817	56.871	0.9689	3.75
50.000	25.217	24.607	1.0248	- 2.42
25.000	11.524	10.916	1.0557	- 5.28

Coefficiente promedio = 1.008918  
 Error promedio (%) = 6.847273  
 Desviacion estandar = 29.2096

Presione <enter> para continuar?

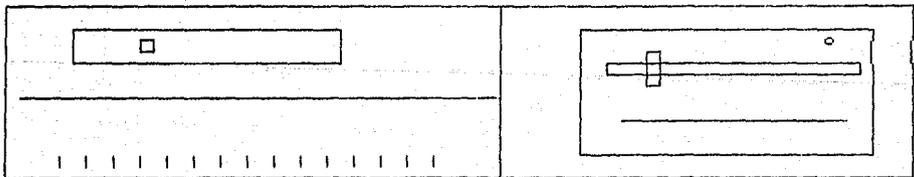


FIG. 4.4.16. PANTALLA CON LOS RESULTADOS AJUSTADOS CON LA CORRELACION SELECCIONADA PARA EL CALCULO DE LA RELACION DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE.

Ajuste del factor de volumen del  
aceite saturado (80)

Resultados del ajuste

Presion	Bo medido	Bo ajustado	Coefficiente	Error (%)
260.000	1.7500	1.7372	1.0073	- 0.73
250.000	1.6100	1.5970	1.0069	- 0.69
240.000	1.5300	1.5353	0.9956	0.35
225.000	1.4800	1.4678	1.0128	- 1.20
200.000	1.4000	1.4000	0.9981	0.14
150.000	1.2500	1.2685	0.9550	4.71
100.000	1.2300	1.2311	0.9943	0.50
50.000	1.1900	1.1751	1.0113	- 1.17
25.000	1.1600	1.1427	1.0156	- 1.50

Coefficiente promedio = 1.0098016

Error promedio (%) = 2.070829E-02

Desviacion estandar = 1.8799775

Presion (enter) para continuar?

The figure shows a terminal window with a data table and a control panel. The data table is as follows:

Presion	Bo medido	Bo ajustado	Coefficiente	Error (%)
260.000	1.7500	1.7372	1.0073	- 0.73
250.000	1.6100	1.5970	1.0069	- 0.69
240.000	1.5300	1.5353	0.9956	0.35
225.000	1.4800	1.4678	1.0128	- 1.20
200.000	1.4000	1.4000	0.9981	0.14
150.000	1.2500	1.2685	0.9550	4.71
100.000	1.2300	1.2311	0.9943	0.50
50.000	1.1900	1.1751	1.0113	- 1.17
25.000	1.1600	1.1427	1.0156	- 1.50

Below the table, the following statistics are displayed:

- Coefficiente promedio = 1.0098016
- Error promedio (%) = 2.070829E-02
- Desviacion estandar = 1.8799775

The control panel at the bottom of the terminal window contains:

- A small square button on the left.
- A horizontal slider bar on the right with a vertical marker.
- A row of 12 vertical tick marks at the bottom.

FIG. 4.4.17. PANTALLA CON LOS RESULTADOS AJUSTADOS CON LA CORRELACION SELECCIONADA PARA EL CALCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO.

presentados en la opción: *Curvas de comportamiento de flujo a través de estranguladores*. Finalizada la captura de datos, el modelo proporcionará una tabla con los valores calculados con cada una de las correlaciones, según el grupo que se haya elegido, (Fig. 4.4.2.1.). Posteriormente, presentará un resumen indicando que correlación ha resultado mejor, (Fig. 4.4.2.2.). Finalmente, se tendrán los resultados ajustados y el coeficiente de descarga promedio del pozo, (Fig. 4.4.2.3.).

Cabe indicar que el comportamiento de flujo a través del estrangulador es muy difícil de reproducir por lo que no será extraño que se obtengan resultados poco satisfactorios al usar esta opción del programa. Esto se ve favorecido porque los estranguladores que se colocan en los pozos son generalmente de diámetro mucho mayor a los que se han utilizado para el desarrollo de las diferentes correlaciones, lo que trae consigo la presencia de flujo no crítico a través del orificio.

#### 4.5. Otros parámetros (Pws, Pb, Tws).

Esta opción del menú principal proporciona las siguientes posibilidades de elección:

- 1) *Presión estática del pozo (Pws).*
- 2) *Presión de burbujeo del aceite (Pb).*
- 3) *Temperatura de fondo del pozo (Tws).*

Es decir, mediante esta opción es posible estimar tres parámetros que se solicitan en otras partes del programa y que no siempre se está en posibilidades de medir.

El cálculo de la presión estática del pozo se realiza mediante el procedimiento descrito en el subtema 1.5.1. del primer capítulo. Dos registros de presión de fondo fluyendo y sus gastos de producción correspondientes son los datos que solicita el modelo al hacer uso de esta primera opción. Si además de la información anterior se conoce la presión estática del pozo, se puede verificar la validez del procedimiento que para el efecto ha sido propuesto.

Si no se tiene el dato medido de la presión de burbujeo del aceite, la segunda opción de este menú permite hacer una estimación de dicho parámetro. La información que se requiere para ello es: las densidades relativas del aceite y del gas; la relación gas-aceite producido; y la temperatura del yacimiento. Una vez proporcionados los datos, EDCOPA presenta una tabla con los valores de Pb estimados con las correlaciones de Lasater, Standing, O. Glaso y Santamaría, (Fig. 4.5.1.). En caso de tener el dato de la presión de saturación, esta opción permite hacer una evaluación de las correlaciones antes mencionadas.

Finalmente, el cálculo de la temperatura de fondo del pozo se hace

Ajuste del gasto de producción de  
aceite a través del estrangulador

Resultados correlacion : Gilbert

<u>Est(1/64pg)</u>	<u>Qlmedido(BPD)</u>	<u>Qlcalculado(BPD)</u>	<u>Coef.Desc.</u>	<u>Error%</u>
24.00	1500.00	910.87	1.6468	-39.28
32.00	2000.00	1257.92	1.5907	-37.13
64.00	2800.00	1857.28	1.5076	-33.67

Presione <enter> para continuar?

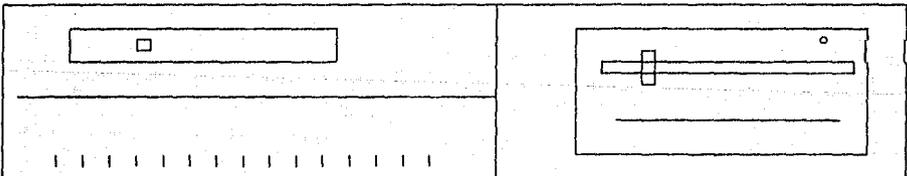


FIG. 4.4.2.1 PANTALLA CON RESULTADOS PARCIALES DURANTE EL AJUSTE DEL GASTO DE PRODUCCION A TRAVES DEL ESTRANGULADOR.

Ajuste del gasto de producción de  
aceite a través del estrangulador

Resumen de resultados

Correlacion	Cá promedio	% Error promedio	Desv. Stand.
Gilbert	1.592	-36.67	4.83
N.C.J. Ros	1.310	-23.46	4.98
Baxendell	1.371	-26.50	3.04
Achong	1.244	-19.59	1.90

MEJOR CORRELACION : Achong  
Se procederá a hacer el ajuste.

Presione enter para continuar?

---

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

|

FIG. 4.4.2.2. PANTALLA CON LA SELECCION DE LA MEJOR CORRELACION PARA EL CALCULO DEL GASTO DE PRODUCCION A TRAVES DEL ESTRANGULADOR.

Ajuste del gasto de producción de  
aceite a través del estrangulador

RESULTADOS DEL AJUSTE

<u>Est(1/64pg)</u>	<u>Qmedido(BPD)</u>	<u>Qcalculado(BPD)</u>	<u>DIF(BPD)</u>	<u>Error%</u>
24.00	1500.00	1487.72	12.28	-0.82
32.00	2000.00	1963.11	36.89	1.84
64.00	2800.00	2877.84	-77.84	2.76

Coef. descarga = 1.24409  
Error prom % = 3.886984E-02  
Desv. Estand = 2.428518

Presione <enter> para continuar?

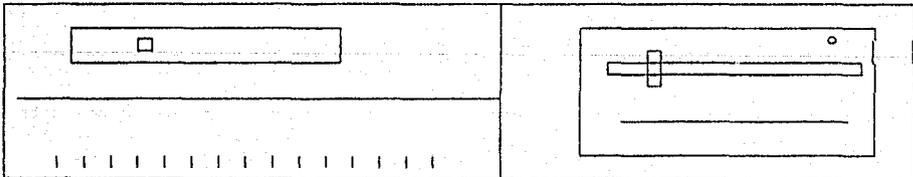


FIG. 4.4.2.3. PANTALLA CON LOS RESULTADOS AJUSTADOS CON LA CORRELACION SELECCIONADA PARA EL CALCULO DEL GASTO DE PRODUCCION A TRAVES DEL ESTRANGULADOR.

Estimacion de la presion de saturacion  
del aceite

Resultados

<u>Correlacion</u>	<u>Pb(Kg/cm<sup>2</sup>)</u>
J.A. Lasater	245.32
M.B. Standing	232.56
Distein Glaso	186.06
N. Santamaria	212.53

Presione <enter> para continuar?

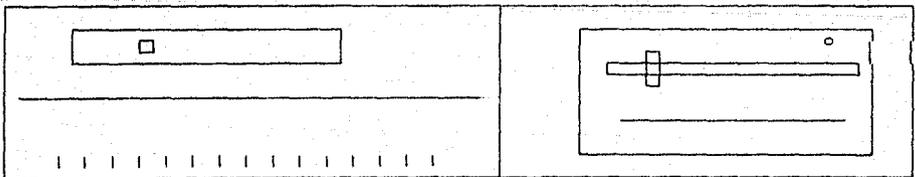


FIG. 4.5.1. PANTALLA CON LA ESTIMACION DE LA PRESION DE BURBUJEO.

aplicando el método de Shiu Fuo-Cheng, estudiado en el subtema 2.5.1. del segundo capítulo. La temperatura en la boca del pozo; la profundidad del pozo; el diámetro de la tubería de producción; el gasto de aceite; la relación agua-aceite; las densidades relativas del aceite, del gas y del agua ( si  $WOR > 0$  ); y el gradiente geotérmico del pozo, es la información que pide el modelo antes de estimar un primer valor de este parámetro. **EDCOPA** pregunta si se desea utilizar otro gradiente geotérmico para el pozo. Si se contesta de manera afirmativa se solicita el nuevo gradiente geotérmico y se calcula, para este nuevo valor y para toda la información antes proporcionada, la temperatura de fondo del pozo correspondiente. Lo anterior se puede repetir tantas veces como se quiera. Al contestar en forma negativa, el control vuelve al menú de *Otros parámetros* (*Pws, Pb, Tws*). La razón de poder probar con diferentes gradientes geotérmicos es porque habrá ocasiones en las que se tenga incertidumbre sobre su valor exacto (no es un dato muy común) y sea necesario analizar la sensibilidad del resultado a ese valor. Por otra parte, en caso de tener información medida, puede servir como un parámetro de ajuste para estimar de manera más aproximada el gradiente de temperatura en el pozo.

## CAPITULO 5

### APLICACION DEL MODELO CON DATOS DE CAMPO

### 5.1. Introducción.

Con el propósito de hacer algunas aplicaciones del modelo con datos reales de campo, se recopiló información de pozos fluventes del área de Huimanguillo en los Distritos Villahermosa y Comalcalco de la Zona Sureste. Esta información está constituida por cinco análisis PVT de laboratorio y por once pruebas de producción realizadas con diferentes diámetros de estranquador. Los datos que se tomaron de los análisis PVT, los detalles de las pruebas de producción y los estados mecánicos e información complementaria de los pozos analizados se proporcionan en el apéndice A al final de la tesis.

Debido a que la teoría de flujo multifásico en la que se basa el simulador analítico desarrollado está dirigida a pozos productores de aceite negro, lo ideal hubiera sido tener datos de pozos con tales características para correr el programa. Desafortunadamente, con excepción de una prueba de producción para el pozo Gaucho 1, la única información completa y confiable a la que se tuvo acceso, y que será motivo de discusión en el presente capítulo, proviene de pozos que producen aceites de tipo ligero.

Es importante indicar que hacer una evaluación apropiada del modelo sólo será posible mediante el uso continuo de éste y después de probar con una buena cantidad y variedad de casos. Unas cuantas pruebas, y principalmente con hidrocarburos cuyo comportamiento en el pozo es muy difícil de predecir, no serán suficientes para emitir un juicio definitivo. Esto no significa que los resultados así obtenidos no puedan ser aprovechados. Tomándolos con la debida reserva, darán una idea de la utilidad y aplicabilidad del programa y proporcionarán las bases para posibles modificaciones y futuras ampliaciones del mismo.

### 5.2. Análisis PVT de laboratorio.

De los análisis PVT de laboratorio se tomaron los datos de la relación gas disuelto-aceite y del factor de volumen del aceite para presiones menores que la presión de burbujeo. El objetivo era evaluar las diferentes correlaciones con que cuenta el programa y comprobar la validez del procedimiento que para el ajuste de esos parámetros se propuso en el subtema 4.4.1. del capítulo anterior. El dato de la presión de saturación también se utilizó para hacer uso de la opción correspondiente del modelo y comparar las estimaciones que con éste se pueden realizar de dicha propiedad.

Los análisis PVT considerados pertenecen a los pozos: Sen 1, Sen 3, Comcapa 1-A, Jujo 42 y Tecominoacan 101-B. Todos ellos son pozos cuyos aceites están clasificados como de tipo volátil. A continuación se hace un resumen de los resultados obtenidos.

### 5.2.1. Cálculo de la presión de saturación.

No resultó una sorpresa que las estimaciones de la presión de burbujeo obtenidas con las diversas correlaciones con que EDCOPA cuenta hayan presentado diferencias considerables al compararse con las mediciones que de ese parámetro se hicieron en el laboratorio. (Tabla 5.2.1.1.). Sin embargo, en cuatro de los cinco casos estudiados la correlación de Santamaría, Hernández y Nelasco proporcionó las menores diferencias, teniendo una muy buena aproximación para el pozo Tecominoacan 101-B. (Tabla 5.2.1.2.).

TABLA 5.2.11.

#### ESTIMACION DE LA PRESION DE SATURACION.

Pozo	Pb medida (Kg/cm <sup>2</sup> abs)	Pb calculada (Kg/cm <sup>2</sup> abs)			
		Lasater	Standing	O Glaso	Santamaría
Sen 1	356.0	427.52	626.30	440.79	336.28
Sen 3	359.0	472.75	741.54	489.17	346.69
Jujo 42	261.0	279.77	305.09	231.76	237.16
Tec101B	254.2	335.70	351.00	266.72	256.01
Com 1-A	375.0	459.35	642.56	440.66	333.87

TABLA 5.2.12.

#### RESUMEN CON LA MEJOR CORRELACION PARA EL CALCULO DE LA PRESION DE SATURACION.

Pozo	Pb medida (Kg/cm <sup>2</sup> abs)	Mejor correlación	Pb calculada (Kg/cm <sup>2</sup> abs)
Sen 1	356.0	Santamaría	336.28
Sen 3	359.0	Santamaría	346.69
Jujo 42	261.0	Lasater	279.77
Teco 101-B	254.2	Santamaría	256.01
Comoapa 1A	375.0	Santamaría	333.87

Hay que hacer notar que al estimar la presión de saturación de este tipo de aceites resulta contraproducente aplicar una correlación como la de M. B. Standing. Dicha correlación proporcionó desviaciones notables, llegando incluso a duplicar el valor real de la presión de burbuja en tres de los cinco casos analizados.

### 5.2.2. Ajuste de la relación gas disuelto-aceite y del factor de volumen del aceite saturado.

No se puede decir que los resultados obtenidos en esta parte del trabajo hayan sido del todo malos, sin embargo sólo en dos de los cinco casos estudiados EDCOPA consiguió ajustes aceptables de la relación de solubilidad del gas en el aceite y del factor de volumen del aceite saturado. En los otros tres casos, prácticamente se asumió con las mismas desviaciones que utilizando la correlación seleccionada sin ajuste.

La Tabla 5.2.2.1 indica cuáles fueron las correlaciones que mejor funcionaron para cada pozo, tanto para el cálculo de la relación gas disuelto-aceite como para la obtención del factor de volumen del aceite saturado. La correlación de Vázquez fue bastante consistente, siendo sólo superada por poco a merced por la correlación de O. Glaso en el cálculo del factor de volumen del aceite saturado para las muestras de los pozos Sen 1, Jujo 4E y Tecomaná 10-B.

TABLA 5.2.1.

RESUMEN CON LA MEJOR CORRELACION PARA EL CALCULO DE Rs Y DE Bo.

Pozo	Cálculo de Rs	Cálculo de Bo
Sen 1	Vázquez	O. Glaso
Sen 3	Vázquez	Vázquez
Jujo 4E	Vázquez	O. Glaso
Teco 10-B	Vázquez	O. Glaso
Comoapa 1A	Vázquez	Vázquez

Se pudo apreciar que la correlación de Vázquez proporciona mejores resultados cuando se introduce como dato la densidad relativa del gas producido o total, en vez de la densidad relativa del gas libre a ciertas condiciones de presión y de temperatura.

Al evaluar la relación gas disuelto-aceite, las correlaciones de Santamaría, Hernández y Belasco y la de O. Glaso dieron las mejores desviaciones.

Al estimar el factor de volumen del aceite saturado los resultados obtenidos con las tres correlaciones fueron similares. Esto no significa que estas correlaciones sean apropiadas para este tipo de aceites ya que las desviaciones que se presentaban son de consideración.

Las Tablas 5.2.2.2., 5.2.2.3. y 5.2.2.4. contienen los valores de la relación de solubilidad del gas en el aceite y del factor de volumen del aceite saturado para los pozos Jujo 42, Tecominocan 101-B y Comcapa 1-A antes y después del ajuste de la correlación que menor desviación proporcionó. Como se puede apreciar en dichas tablas, los valores de la relación gas disuelto-aceite y del factor de volumen del aceite saturado para los dos primeros pozos mejoran una vez que se ha llevado al cabo el ajuste correspondiente. Para el pozo Comcapa 1-A sólo los valores de  $R_s$  mejoraron, ya que los de  $R_o$  permanecieron prácticamente con las mismas desviaciones.

Es importante comentar que fue lo que sucedió con los pozos del campo Sen. El hecho de no haber conseguido ningún ajuste satisfactorio, se debe al alto grado de volatilidad que presentan las muestras extraídas de estos pozos; característica que se menciona en sus respectivos análisis PVT.

Las Tablas 5.2.2.5. y 5.2.2.6. contienen los supuestos ajustes que *EDCOPA* efectuó para los pozos Sen 3 y Sen 1. Como se puede observar, los valores no muestran ninguna mejoría. Es más, para el pozo Sen 1 se tienen valores absurdos de factor de volumen del aceite para presiones menores a los 60  $\text{kg}/\text{cm}^2$ ; razón de sobra para comprender que el ajuste que se ha efectuado no tiene ningún sentido.

La Fig. 5.2.2.1. presenta las gráficas de  $C$  (factor de ajuste) v.  $s$   $P$  (presión en  $\text{lb}/\text{pg}^2$ ) para la  $R_s$  y el  $R_o$  de estos pozos. Se aprecia que los puntos no pueden representarse mediante una línea recta como se había propuesto en el subtema 4.4.1 del capítulo anterior. Esto explica porque *EDCOPA* no fue capaz de realizar los ajustes esperados.

En la gráfica de ajuste para la relación gas disuelto-aceite del pozo Sen 3, (Fig. 5.2.2.1.A.), se observa como es que el punto que corresponde a la presión de burbuja se dispara, originando con ello que la línea recta al tratar de pasar por todos los puntos se separe de los demás. Al probar un nuevo ajuste sin considerar la presión de burbuja, los valores de  $R_s$  así determinados mejoran notablemente. (Tabla 5.2.2.7.). Esto hace ver que lo indicado en este caso es un ajuste por rangos de presión; es decir, un ajuste mediante dos líneas rectas. Para los otros casos tal vez se pudiera hacer algo similar de acuerdo a la forma que presenta cada gráfica, (Fig. 5.2.2.2.).

Los resultados obtenidos a partir de los cinco análisis PVT considerados obligan a pensar en hacerle ciertas adaptaciones al modelo con el objeto de lograr mejores ajustes cuando se trate de aceite muy ligeros. Si antes que se efectuó el ajuste *EDCOPA* mostrara la gráfica de  $C$  v.  $s$   $P$  correspondiente, habría la posibilidad de escoger entre un ajuste de línea recta (que es el que actualmente realiza el programa) o un ajuste por rangos de presión (dos o tres líneas rectas) o bien un ajuste con una ecuación de mayor grado cuando el problema así lo amerite. Una alternativa todavía mejor, sería introducir una rutina que

TABLA 5.2.2.

AJUSTE DE LA RELACION GAS-DISUELTO ACEITE Y DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO PARA EL POZO JUJO 42.

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
260.0	200.844	137.355	159.386
250.0	155.524	131.132	150.330
240.0	134.392	124.955	141.501
225.0	115.010	115.779	128.681
200.0	92.102	100.741	108.444
150.0	62.838	71.744	72.212
100.0	40.588	44.517	41.694
50.0	19.200	19.790	17.151
25.0	7.828	8.901	7.403

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Bo medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
260.0	1.921	1.5920	1.7500
250.0	1.705	1.5614	1.7116
240.0	1.604	1.5316	1.6740
225.0	1.559	1.4884	1.6191
200.0	1.475	1.4205	1.5317
150.0	1.348	1.3011	1.3733
100.0	1.250	1.2044	1.2377
50.0	1.147	1.1317	1.1260
25.0	1.094	1.1048	1.0796

TABLA 5.2.2.3.

AJUSTE DE LA RELACION GAS-DISUELTO ACEITE Y DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO PARA EL POZO TECOMINOACAN 101-B.

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
253.2	195.767	109.095	183.989
250.0	187.198	107.467	180.957
240.0	173.985	102.404	171.579
225.0	154.148	94.885	157.294
200.0	127.719	82.560	135.579
150.0	87.043	58.757	54.104
100.0	54.817	36.483	56.871
50.0	25.217	16.219	24.607
25.0	11.524	7.295	10.916

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Bo medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
253.2	1.800	1.6002	1.7589
250.0	1.770	1.5990	1.7483
240.0	1.745	1.5705	1.7153
225.0	1.639	1.5257	1.6658
200.0	1.534	1.4615	1.5688
150.0	1.430	1.3375	1.4422
100.0	1.322	1.2279	1.3123
50.0	1.217	1.1425	1.2026
25.0	1.155	1.1081	1.1570

TABLA 5.2.2.4.

AJUSTE DE LA RELACION GAS-DISUELTO ACEITE Y DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO PARA EL POZO COMOAPA 1-A.

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
374.0	355.246	156.475	310.667
350.0	289.070	144.661	288.598
300.0	230.561	120.542	242.888
250.0	181.607	97.164	197.721
200.0	142.155	74.645	153.388
150.0	101.314	53.160	110.299
100.0	72.347	32.986	69.099
50.0	33.958	14.664	31.011

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Bo medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
374.0	2.132	1.9773	1.9792
350.0	1.872	1.9174	1.9133
300.0	1.705	1.7934	1.7753
250.0	1.587	1.6708	1.6377
200.0	1.496	1.5506	1.5022
150.0	1.406	1.4336	1.3716
100.0	1.364	1.3218	1.2497
50.0	1.239	1.2185	1.1433

TABLA 5.2.25.

AJUSTE DE LA RELACION GAS-DISUELTO ACEITE Y DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO PARA EL POZO SEN 3.

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
358.0	583.653	174.848	401.528
310.0	222.867	164.928	312.022
260.0	170.119	138.465	230.904
200.0	120.964	97.008	149.536
150.0	67.562	69.712	94.734
100.0	52.093	43.256	51.485
75.0	40.699	30.868	34.135
50.0	23.058	19.230	17.643
25.0	8.675	9.649	8.106

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Bo medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
358.0	3.312	2.2675	2.5982
310.0	1.710	1.0225	2.2727
260.0	1.622	1.0005	1.9625
200.0	1.524	1.5778	1.6360
150.0	1.436	1.4278	1.6067
100.0	1.354	1.3095	1.2191
75.0	1.302	1.2620	1.1410
50.0	1.257	1.2223	1.0731
25.0	1.180	1.1708	1.0151

TABLA 5.2.2.6.

AJUSTE DE LA RELACION GAS-DISUELTO ACEITE Y DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE SATURADO PARA EL POZO SEN 1.

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
355.0	498.393	300.436	250.912
350.0	328.478	197.117	248.815
300.0	140.624	154.254	224.656
250.0	98.021	132.398	195.051
200.0	80.003	101.714	160.575
150.0	76.939	72.437	121.997
100.0	66.014	44.947	89.440
75.0	57.250	32.074	59.093
40.0	33.991	15.424	29.556
25.0	23.993	8.937	17.506
Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Bo medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
355.0	2.809	1.8605	2.2577
350.0	2.500	1.8538	2.2416
300.0	1.671	1.7757	2.0728
250.0	1.476	1.6795	1.8856
200.0	1.377	1.5671	1.6822
150.0	1.320	1.4412	1.4657
100.0	1.261	1.3090	1.2420
75.0	1.222	1.2429	1.1304
40.0	1.141	1.1539	0.9797
25.0	1.100	1.1226	0.9191

TABLA 5.2.27.

AJUSTE DE LA RELACION GAS-DISUELTO ACEITE  
 PARA EL POZO SEN 3 SIN CONSIDERAR LA Pb.

Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs medido (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs calculado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs ajustado (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
310.0	222.867	164.328	220.691
260.0	170.119	133.465	174.615
200.0	120.964	97.888	123.995
150.0	86.562	69.712	85.888
100.0	52.093	43.256	51.793
75.0	40.699	30.868	36.424
50.0	23.058	19.230	22.358
25.0	8.695	8.649	9.906

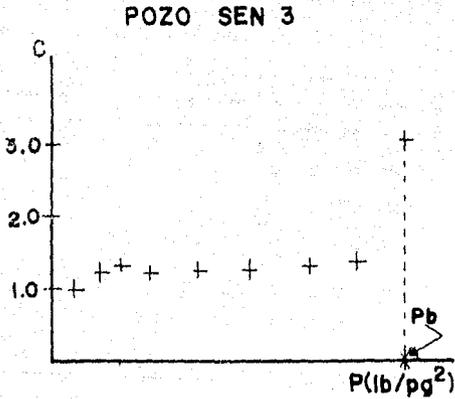


FIG. A Gráfica para Rs

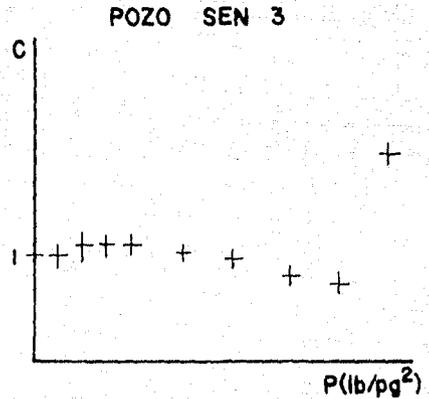


FIG. B Gráfica para Bo.

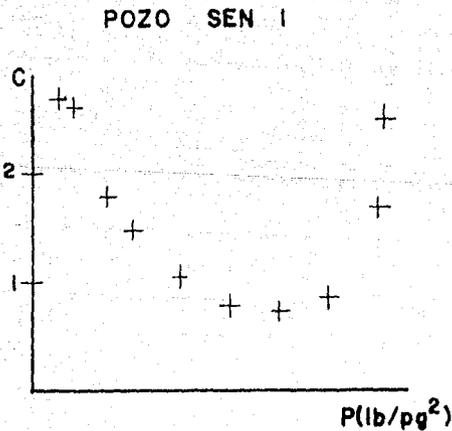


FIG. C Gráfica para Rs

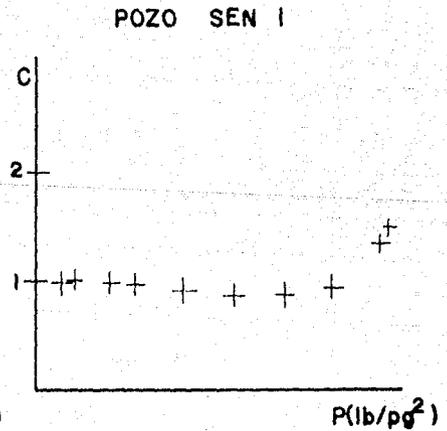


FIG. D Gráfica para Bo.

FIG. 5.2.2.1. Gráficas de C Vs. P para la Rs y el Bo de los pozos SEN 3 y SEN 1

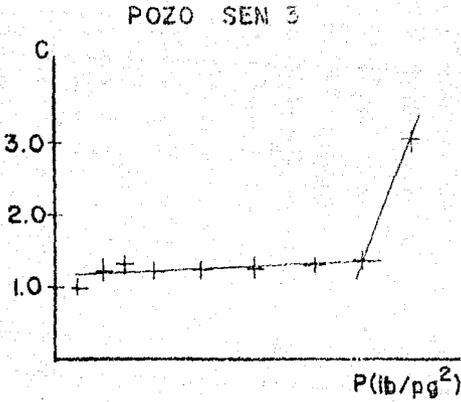


FIG.A Gráfica para  $R_s$

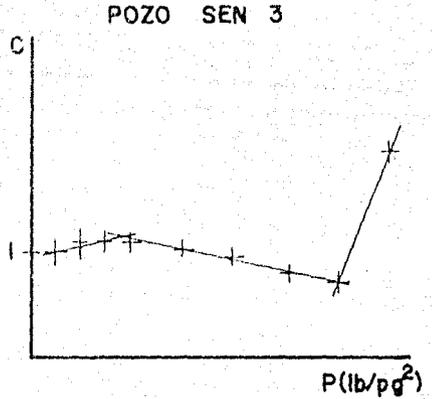


FIG. B Gráfica para  $B_o$ .

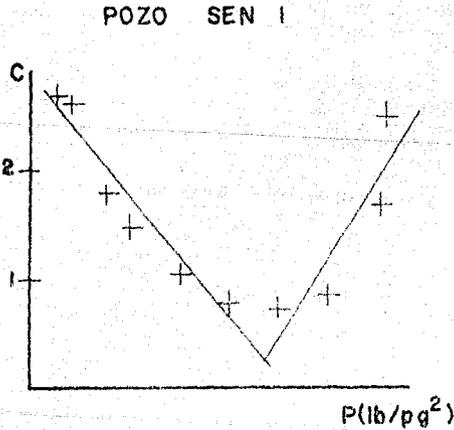


FIG.C Gráfica para  $R_s$

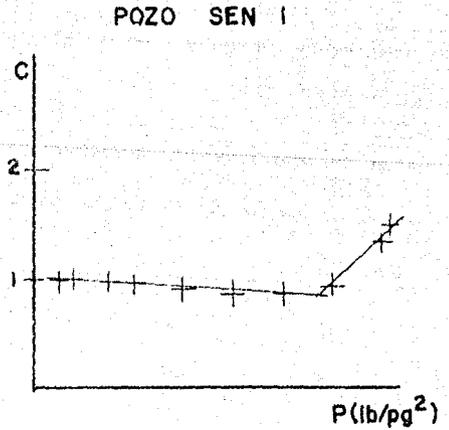


FIG. D Gráfica para  $B_o$ .

FIG. 5.2.2.2. Posibles ajustes de  $R_s$  y  $B_o$  para los pozos SEN 1 y SEN 3.

permita obtener la ecuación de la relación de solubilidad del gas en el aceite y del factor de volumen del aceite en función de la presión, lo que equivaldría a proporcionar prácticamente las mediciones que de esas propiedades se hicieran en el laboratorio.

### 5.3. Pruebas de producción.

Se consideraron los resultados de once pruebas de producción para utilizar algunas de las opciones de cálculo con que cuenta el modelo. Los pozos para los que se consiguió esta información son los siguientes: Sen 1, Sen 3, Yaqual 1, Bellota 83, Gaucho 1, Jujo 45, Jujo 34, Jujo 32, Jujo 14-D, Jujo 5 y Tecominoacan 109.

Los objetivos que con ello se trataban de alcanzar eran:

- 1) Determinar la confiabilidad del método de Shiu Kuo-Cheng para el cálculo de la temperatura en el fondo del pozo.
- 2) Hacer una evaluación de las diversas correlaciones con que el modelo cuenta para estimar el gasto de producción que fluye a través del estrangulador.
- 3) Calcular las presiones de fondo fluyendo de los pozos con cada uno de los métodos de flujo multifásico que para el efecto contiene *EDCOPA* y observar las desviaciones que presentan.
- 4) Determinar la confiabilidad del procedimiento propuesto en el subtema 1.5.1 del capítulo primero para el cálculo de la presión estática de los pozos.
- 5) Obtener las ecuaciones que describen el comportamiento de flujo en el fondo para cada uno de los pozos estudiados y efectuar el diagnóstico de flujo correspondiente.

Lo anterior servirá también para determinar la confiabilidad del procedimiento que se propuso en el subtema 3.3. del capítulo tres para obtener la curva de comportamiento de flujo de los pozos a partir de cambios de estranguladores en superficie.

A continuación se proporciona un resumen de los resultados obtenidos.

#### 5.3.1. Cálculo de la temperatura en el fondo del pozo.

La información que se tenía de las pruebas de producción permitió hacer una evaluación del método de Shiu Kuo-Cheng para el cálculo de la temperatura en el fondo del pozo. Debido a que no se contaba con el dato del gradiente geotérmico para ninguno de los casos considerados, este valor se maneja como un factor de ajuste. Así entonces, lo primero que se hizo fue determinar aquellos valores de gradiente geotérmico que junto con la demás

información que se requiere para la aplicación de este procedimiento proporcionaban la temperatura de fondo fluyendo medida en cada pozo. La tabla 5.3.11. muestra los resultados obtenidos.

TABLA 5.3.11.  
GRADIENTES GEOTÉRMICOS ESTIMADOS PARA CADA POZO.

Pozo	Gradiente geotérmico ( °F / pie )
Sen 1	0.0090 *
Sen 3	0.0110 *
Yaguaj 1	0.0183
Bellota 13	0.0161
Gaúcho 1	0.0540 *
Jujo 45	0.0096
Jujo 34	0.0080
Jujo 32	0.0083
Jujo 14-B	0.0135
Jujo 5	0.0181
Escudomocán 129	0.0075

\* valores promedio

Como se aprecia en la tabla 5.3.11., el gradiente geotérmico que se determinó para el pozo Gaúcho 1 es bastante elevado; para todos los demás pozos se puede considerar que los valores obtenidos están dentro del rango que aparece en la literatura. Sin embargo, no deberá perderse de vista que esos no son los gradientes geotérmicos reales (aunque pudieran coincidir) sino valores tales que aplicados al método de Slichter proporcionan la temperatura de fondo fluyendo medida en cada pozo.

De las cinco pruebas de producción realizadas, las correspondientes a los pozos Sen 1, Sen 3 y Gaúcho 1 contaban con la medición de la temperatura en el fondo del pozo para diferentes orificios. En los demás pozos, aunque también se utilizaron varios estranguladores, sólo una medición de ese parámetro fue registrada.

El hecho de que los tres pozos arriba citados contaran con más de una medición de la temperatura en el fondo sirvió para comprobar que los valores de gradiente geotérmico previamente obtenidos eran más que aceptables. No obstante que las condiciones para

cada prueba ( $\phi$ , Fth, Tbh, RGA, etc) varían en forma significativa, la aproximación que se logra en el cálculo de la temperatura de fondo para cada uno de estos pozos es bastante buena. (Tabla 5.3.1.2.).

TABLA 5.3.1.2.

## TEMPERATURAS EN EL FONDO DEL POZO MEDIDAS Y ESTIMADAS.

Pozo	No. prueba	Tws medida (°C)	Tws calculada (°C)
Sen 1	1	153.50	153.20
	2	153.40	153.44
	3	153.30	161.48
Sen 3	1	155.00	148.55
	2	152.00	153.61
	3	152.00.	154.77
Gaucho 1	1	83.80	82.83
	2	82.70	81.99
	3	83.60	87.31

Se realizaron corridas adicionales del programa con la información que se tenía de las pruebas para los pozos que contaban con una sola medición de la temperatura de fondo. Utilizando los únicos valores medidos de temperatura en el fondo y en la superficie, se pudo observar que los gradientes geotérmicos de cada pozo prácticamente se mantenían constantes e iguales a los ya obtenidos, no obstante que el *gasto de producción, la relación gas-aceite y la presión en la cabeza del pozo* para cada prueba eran diferentes.

Cabe indicar finalmente que los gradientes geotérmicos que aparecen en la Tabla 5.3.1.1. fueron los que posteriormente se utilizaron como dato al hacer la evaluación de los métodos de flujo multifásico para tuberías verticales.

### 5.3.2. Cálculo del gasto de producción a través del estrangulador.

Se hicieron las corridas necesarias para observar el funcionamiento de las diferentes correlaciones con que *EDCOPA* cuenta para el cálculo del gasto de producción a través de estranguladores. Tal como lo exige el propio programa, estas

corridas se realizaron en dos grupos de acuerdo con la información que se maneja. Para las ecuaciones del grupo 2 (Poettmann y Beck; Ashford; Ashford y Pierce) se utilizó la correlación de Vázquez para el cálculo de la relación gas disuelto-aceite y del factor de volumen del aceite saturado. Además, como no se tenía el dato de la presión después del estrangulador para ninguna de las pruebas, su valor se supuso como la mitad de la presión en la cabeza del pozo que se midió. Lógicamente, esto va a limitar en cierta forma los resultados que pudieran obtenerse con la ecuación de Ashford y Pierce.

Las correlaciones del grupo 1 (Gilbert; Ros; Baxendell; Achond) obtuvieron siempre resultados similares. Las mayores diferencias se presentaron con el pozo Yaqual 1 y con los pozos del campo Jujo. El hecho de no tener el dato de la presión después del estrangulador impidió determinar si esos pozos cumplían con la condición de flujo crítico.

En la tabla 5.3.2.1, se indica cuáles fueron las correlaciones que mejor funcionaron para cada una de las pruebas realizadas y se proporcionan los coeficientes de descarga (CA) que EDCOPA determinó. Se apreció que los resultados alcanzaban una cierta mejoría al aplicar dichos coeficientes de descarga; sin embargo, las diferencias para algunos casos eran todavía de tomarse en cuenta, (Tabla 5.3.2.2.).

TABLA 5.3.2.1.

MEJOR CORRELACION PARA EL CALCULO DEL GASTO DE PRODUCCION A TRAVES DEL ESTRANGULADOR Y COEFICIENTES DE DESCARGA OBTENIDOS.

Pozo	Mejor correlación	Coef. descarga (CA)
Gaucho 1	Baxendell	1.008
Bellota 83	N.C.J. Ros	0.887
Yaqual 1	Gilbert	0.811
Sen 3	Baxendell	0.725
Sen 1	Baxendell	0.752
Tecminoacan 109	Gilbert	0.949
Jujo 5	Gilbert	0.955
Jujo 45	Baxendell	0.733
Jujo 34	Gilbert	0.875
Jujo 32	Gilbert	0.721
Jujo 14-D	Gilbert	0.850

TABLA 5.3.2.2.

GASTOS DE PRODUCCION MEDIDOS Y CALCULADOS CON LA MEJOR  
CORRELACION PARA ESTRANGULADOR.

Pozo	Prueba	q calculado (bl/día)	q medido (bl/día)	q ajustado (bl/día)
Gaucho 1	1	1021	1050	1026
	2	902	944	909
	3	674	637	679
Bellota 83	1	3273	2835	2902
	2	2361	2162	2093
	3	1422	1320	1300
	4	662	572	587
Yagual 1	1	7961	5862	6460
	2	4803	5054	3962
	3	2522	1787	2047
Sen 3	1	7320	5930	5701
	2	7064	5275	5123
	3	5641	4077	4072
	4	4183	3170	3034
	5	2143	1500	1554
	6	537	300	391
Sen 1	1	3046	6160	3054
	2	6493	5030	4885
	3	4014	3200	3020
	4	1937	1510	1457
	5	465	300	350
Teco 109	1	2282	2123	2166
	2	3302	3295	3173
	3	4323	4025	4102
Jujo 5	1	1967	1104	1878
	2	1277	1447	1219
	3	802	733	766

TABLA 5.3.2.

GASTOS DE PRODUCCION MEDIDOS Y CALCULADOS CON LA MEJOR  
CORRELACION PARA ESTRANGULADOR (CONTINUACION).

Pozo	Prueba	q calculado (bl/día)	q medido (bl/día)	q ajustado (bl/día)
Jujo 45	1	1284	1067	897
	2	1289	900	945
	3	370	233	271
Jujo 34	1	3900	3426	3414
	2	4549	3063	3581
	3	1716	1842	1502
Jujo 32	1	6651	3415	4795
	2	5996	3770	4323
	3	2511	2545	1810
Jujo 14-D	1	923	486	735
	2	714	739	607
	3	214	197	182

con relación a las correlaciones del grupo 2, la ecuación de Ashford y Pierce fue la que menores desviaciones proporcionó en todas y cada una de las pruebas realizadas. Sin embargo, los resultados obtenidos con esta correlación no fueron consistentes, pues mientras que con algunos pozos se tuvieron aproximaciones aceptables, con otros, principalmente con los pozos del campo Jujo, las diferencias fueron notables, a tal grado que EDCOPA determinó coeficientes de descarga del orden de 0.6 a 0.7. Como una muestra de la poca consistencia que demostró la ecuación de Ashford y Pierce están los resultados de la tabla 5.3.2.3.

TABLA 5.3.2.3.

INCONSISTENCIA DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON  
LA CORRELACION DE ASHFORD Y PIERCE.

Pozo	Prueba	q calculado (CA=1) (bl/día)	q medido (bl/día)
Bellota 89	1	2984	2835
	2	2145	2162
	3	1322	1320
	4	566	572
Sen 3	1	5563	5930
	2	4920	5275
	3	3933	4479
	4	3137	3190
	5	1464	1580
	6	339	300
Jujo 32	1	8859	3415
	2	7902	3770
	3	3227	2563

De las tres correlaciones de este grupo, la ecuación de Fuettmann y Beck fue la que tuvo mayores desviaciones. Se observó que tal correlación calcula gastos de producción muy superiores a los medidos. La ecuación de Ashford se mantuvo más cerca, en cuanto a resultados, a la correlación de Ashford y Pierce.

Después de analizar los resultados obtenidos con ambos grupos de correlaciones, se pudo determinar la conveniencia de emplear ecuaciones simplificadas como la de Gilbert o Bakendell en vez de correlaciones más elaboradas que precisan del cálculo de ciertas propiedades del aceite y del gas a la entrada del orificio.

El hecho de que las mayores diferencias para ambos grupos de correlaciones se dieran con los pozos del campo Jujo, pudiera tener alguna o varias de las siguientes explicaciones:

- a) Que las pruebas para estos pozos se hayan realizado en presencia de flujo no crítico.
- b) Que las mediciones efectuadas no sean del todo confiables.
- c) Que el área de flujo en el estrangulador estuviera en cierta forma modificada, ya que estos pozos presentan problemas de asfaltenos.
- d) Que ninguna de las correlaciones es aplicable para estos pozos.

### 5.3.3. Cálculo de la presión de fondo fluyendo.

Se realizaron más de 300 corridas con el propósito de evaluar los tres métodos de flujo multifásico que contiene *EDCOPA* para el cálculo de las caídas de presión en tuberías verticales. El objetivo, además de determinar cuál era el método que mejores resultados proporcionaba al estimar las presiones de fondo fluyendo de los pozos, era también establecer cuál era el efecto que sobre ese valor tenía el uso de diferentes correlaciones para el cálculo de la relación gas disuelto-aceite y del factor de volumen del aceite saturado. Los resultados obtenidos demostraron que, al menos para este tipo de aceites, el valor estimado de la presión de fondo fluyendo presenta variaciones considerables si se utilizan diferentes correlaciones para el cálculo de las propiedades de los fluidos, no obstante que se aplique el mismo método de flujo multifásico.

Antes de comentar a qué conclusiones se llegó en esta parte del trabajo es importante hacer algunos comentarios sobre la información que se manejó y las correlaciones que se aplicaron al efectuar las corridas con el programa de cómputo.

Para determinar la relación gas disuelto-aceite y el factor de volumen del aceite saturado se utilizaron para cada pozo las correlaciones de Standing, Vázquez y G. Glaso; para el cálculo de la compresibilidad del aceite se recurrió a la correlación de Vázquez; y para obtener la densidad relativa del gas libre se aplicó la correlación de Katz. Las correlaciones de Santamaría y la de Lasater no se tomaron en cuenta en esta etapa de prueba.

Debido a que no se contaba con el dato de la presión de burbujeo para todos los pozos, el primer problema consistió en determinar qué valor para ese parámetro manejar. Finalmente se hizo lo siguiente:

- a) Para los pozos del campo Jujo se aplicó el valor medido que se tenía de la presión de saturación para el pozo Jujo 42; es

decir,  $P_b = 261 \text{ kg/cm}^2$ .

- b) Para el pozo Tecominoacán 107, se maneja el dato que se tenía del pozo Tecominoacán 101-R; esto es:  $P_b = 254.2 \text{ kg/cm}^2$ .
- c) Para el pozo Gaucho 1 se tomó el valor de  $P_b = 200 \text{ kg/cm}^2$ , de acuerdo con las estimaciones que ya se habían realizado en el campo.
- d) Para los pozos Bellota 83 y Yaquel 1, se aplicó la correlación de Santamaría, Hernández y Molacco. Los valores así determinados fueron respectivamente  $284 \text{ kg/cm}^2$  y  $205 \text{ kg/cm}^2$ .

Como ya se había indicado, los valores de gradiente geotérmico que el modelo pide como dato se tomaron de la tabla S.3.1.1. Esto garantizaba que los perfiles de temperatura de cada uno de los pozos serían muy similares a los medidos.

De acuerdo con lo que establece la literatura, se utilizó un valor de rugosidad para todas las tuberías de producción de  $0.00065 \text{ pg}$ .

Finalmente, para efectos de cálculo se consideraron incrementos de longitud constantes e iguales para todas las corridas; ese valor fue de 25 mts.

En términos generales se puede decir que para los tres métodos la correlación de Vázquez para el cálculo de la relación gas disuelto-aceite y para la determinación del factor de volumen del aceite saturado acercó más los valores calculados de presión de fondo fluyendo a los valores medidos. La correlación de O. Glaso, por el contrario, produjo mayores desviaciones.

No obstante que las características de los pozos que producen los pozos estudiados habían sugerido que no se obtendrían resultados aceptables, se lograron aproximaciones muy buenas llegando incluso a reproducir las pruebas de los pozos Sen 3, Gaucho 1, Bellota 83 y Juro 82. Los métodos de Postmann y Carpenter y el de Griszewski fueron los que mejores resultados proporcionaron. Para los pozos del campo Juro se tuvieron las mayores diferencias. El método de Griszewski sin alcanzar resultados del todo buenos, se mantuvo menos alejado de los valores medidos que para estos pozos fueron registrados.

La Tabla S.3.3.1. es un resumen con las mejores aproximaciones que se consiguieron para cada uno de los pozos estudiados. En ella se indica el método de flujo multifásico que se utilizó y la correlación que para el cálculo de las propiedades de los fluidos se manejó. Es conveniente hacer una serie de observaciones a partir de dicha tabla.

En la columna *Método F. M.*, para los pozos Sen 1 y Sen 3, aparece la palabra *todos*. Esto se debe a que el modelo no utilizó en realidad ninguno de los métodos de flujo multifásico para calcular la presión de fondo fluyendo ya que estos pozos tienen

TABLA 5.3.1.

## PRESIONES DE FONDO FLUYENDO MEDIDAS Y CALCULADAS.

Pozo	Prueba	Pwf medida (Kg/cm <sup>2</sup> )	Pwf calculada (Kg/cm <sup>2</sup> )	Método F.M.	Correlación
Sen 3	1	705.00	709.77	Todos	factores de ajuste
	2	733.00	733.50		
	3	743.00	740.20		
Sen 1	1	794.00	797.72	Todos	factores de ajuste
	2	796.00	795.12		
	3	796.00	777.10		
Yagual 1	1	604.00	649.56	Orlitzewski	Standing
Gaucho 1	1	157.60	151.21	Poethmann y	Vázquez
	2	181.20	184.54		
	3	219.90	212.22	Carpenter	
Gaucho 1	1	157.60	154.42	Poethmann	B. Glaso
	2	181.20	186.14	y	
	3	219.90	210.97	Carpenter	
Bello 83	1	370.00	367.14	Poethmann y	Vázquez
	2	376.00	376.72		
	3	382.00	382.79	Carpenter	
	4	385.00	377.77		
Jujo 45	1	269.00	266.00	Poethmann y	factores de ajuste
	2	273.00	275.19		
	3	320.00	313.22		
Jujo 34	1	270.00	300.41	Orlitzewski	factores de ajuste
	2	286.00	319.44		
	3	343.00	354.73		
Jujo 32	1	390.00	331.38	Orlitzewski	factores de ajuste
	2	325.00	325.34		
	3	365.00	364.94		

TABLA 5.3.3.1.

## PRESIONES DE FONDO FLUYENDO MEDIDAS Y CALCULADAS (CONTINUACION).

Pozo	Prueba	Pwf medida (Kg/cm <sup>2</sup> )	Pwf calculada (Kg/cm <sup>2</sup> )	Método F.M.	Correlación
Jujo 14-D	1	243.00	333.05	Orkiszewski	factores de ajuste
	2	237.00	236.50		
	3	244.00	332.52		
Jujo 5	1	248.00	266.81	Orkiszewski	factores de ajuste
	2	230.00	212.83		
	3	253.00	235.44		
Terc 109	1	470.00	475.70	Poettmann	Vázquez
	2	477.00	450.43	y	
	3	476.00	440.26	Carpenter	

la característica de tener en la cabeza una presión muy superior a la de saturación, lo que significa que a lo largo de toda la tubería de producción se tiene flujo de una sola fase. EDCOPA calcula entonces la caída de presión utilizando ecuaciones para flujo de líquido. Es conveniente indicar que en estos casos el cálculo de la presión en el fondo del pozo se hace muy sensible a los valores estimados de las propiedades de los fluidos en el punto de burbuja. Prueba de ello es que al hacer uso de la correlación de Standing se obtuvieron valores de  $P_{wf}$  muy cercanos a los medidos; mientras que con la correlación de Vázquez y con la de O. Glaso las diferencias fueron de 20 a 50  $Kg/cm^2$ .

En la última columna de la Tabla 5.3.3.1. que dice: *Correlación*, para los pozos del campo Sen y para la mayoría de los del campo Jujo aparece el letrero: *factores de ajuste*. Esto se debe a que para algunos pozos se efectuaron corridas adicionales usando las correlaciones con los factores de ajuste que se determinaron en el subtema 5.2.2. del presente capítulo. Se pensó que de esa manera se podrían mejorar los resultados, lo cual fue cierto en casi todos los casos. Lógicamente, para los pozos del campo Jujo y para el pozo Iecominocan 109 no se trataba de sus verdaderos factores de ajuste, sino de los factores de ajuste de un pozo del mismo campo.

La razón de que en la tabla 5.3.3.1. el pozo Gaucho 1 aparezca repetido se debe a que para el método de Foettmann y Carpenter se lograron buenos resultados al aplicar tanto la correlación de Vázquez como la correlación de O. Glaso. En realidad, este fue el único pozo para el cual las diferencias que se obtuvieron con los tres métodos de flujo multifásico y con las tres correlaciones para el cálculo de las propiedades de los fluidos no fueron tan exageradas. Esto tiene una explicación lógica: el pozo Gaucho 1 es un pozo productor de aceite negro.

Es importante comentar que la Tabla 5.3.3.1. contiene el método de flujo multifásico y la correlación para el cálculo de las propiedades de los fluidos que *mejores resultados proporcionaron para la prueba de producción completa*; es decir, la combinación que mostró mayor consistencia en las diferentes pruebas de cada pozo. Algunas otras combinaciones lograron resultados muy buenos, pero aislados; por ejemplo: Orbiszewski - Glaso, para la segunda prueba del pozo Iecominocan 109 ( $P_{wf}=476.13 \text{ Kg/cm}^2$ ); Aziz - Vázquez, para la primera prueba de ese mismo pozo ( $P_{wf}=480.49 \text{ Kg/cm}^2$ ); Foettmann - Vázquez, para la tercera prueba del pozo Jujo 45 ( $P_{wf}=320.85 \text{ Kg/cm}^2$ ); y Foettmann - Standing, para la segunda prueba del pozo Gaucho 1 ( $P_{wf}=180.77 \text{ Kg/cm}^2$ ). Como regla general, la combinación que daba la mejor aproximación en una de las pruebas de algún pozo lograba mantenerla en las demás.

Con base en los resultados obtenidos a partir de la información de las once pruebas de producción consideradas, se pudo establecer que el método de Foettmann y Carpenter, a pesar de su sencillez y de haber sido uno de los primeros métodos de flujo multifásico que para la determinación de caídas de presión en tuberías verticales se publicaron, supera en ocasiones a métodos

más sofisticados que consideran colgamiento y patrones de flujo en sus cálculos.

La Tabla 5.3.3.2. es un ejemplo de las diferencias que se pueden presentar al estimar la presión de fondo fluyendo por el simple hecho de utilizar diferentes correlaciones para el cálculo de las propiedades de los fluidos. Los datos corresponden al pozo Jujo 32 y el método que se utilizó es el de Orkiszewski. Es increíble como un método que da tan buenos resultados al combinarse con las correlaciones ajustadas pueda dar resultados tan diferentes, y tan malos, al aplicar las correlaciones de O. Glaso sin ajuste.

**TABLA 5.3.3.2.**

**PRESION DE FONDO FLUYENDO CALCULADA PARA EL POZO JUJO 32  
CON EL METODO DE ORKISZEWSKI Y DIFERENTES CORRELACIONES  
PARA EL CALCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.**

Prueba	Pwf medida (Kg/cm <sup>2</sup> )	Ajuste	Pwf calculada (Kg/cm <sup>2</sup> )		
			Vázquez	Standing	O. Glaso
1	330.00	331.38	338.60	354.29	373.41
2	325.00	325.34	332.09	347.03	366.14
3	365.00	364.44	375.37	390.80	408.93

Las diferencias tan marcadas que se tuvieron al estimar las presiones de fondo fluyendo de los pozos del campo Jujo pueden tener su explicación en la presencia de asfaltenos en algunas partes de la tubería de producción.

#### 5.3.4. Estimación de la presión estática.

El objetivo en esta parte del trabajo era evaluar el procedimiento que para el cálculo de la presión estática de los pozos se propuso en el subtema 1.3.1. del capítulo primero. Como se recordará, dicho procedimiento se planteó a partir del método de Vogel. Esto hacía suponer que sólo se podía utilizar con pozos que tuvieran una presión estática inferior a la presión de burbujeo. Debido a que ninguno de los casos en estudio ha alcanzado aún la etapa de saturación, se decidió probar esta opción del modelo para observar que tan grande era el error en que se incurría al no tomar en cuenta esa consideración.

Se hicieron las corridas del programa de cómputo con todas las posibles combinaciones para cada pozo. Se observó con gran sorpresa que se obtenían resultados muy buenos siempre que se utilizaban los datos de gasto y de presión de fondo fluyendo para los dos estranguladores de menor diámetro que se manejaron en la

prueba. A medida que la diferencia entre los diámetros de orificio se hacia mayor, el error aumentaba; sin embargo sólo para el pozo Gaucho 1 estas desviaciones fueron considerables. La Tabla 5.3.4.1. muestra las mejores aproximaciones que se alcanzaron.

TABLA 5.3.4.1

PRESIONES ESTATICAS MEDIDAS Y CALCULADAS PARA CADA POZO.

Pozo	Pws medida (kg/cm <sup>2</sup> )	Pws calculada (kg/cm <sup>2</sup> )
Sen 3	744.00	745.33
Sen 1	797.00	797.00
Gaucho 1	282.80	286.24
Bellota B3	387.00	387.28

La razón de que en la Tabla 5.3.4.1. sólo aparezcan cuatro pozos es por que no se contaba con el dato de la presión estática para todos los casos. En el pozo Yaqual 1, aunque si se registró la presión estática, solamente se hizo una medición de presión de fondo fluyendo, lo que impidió la aplicación del método.

5.3.5. Ecuaciones de flujo y diagnóstico de las condiciones en el fondo de los pozos.

A continuación se enlistan los resultados que proporcionó EDCOPA al hacer uso de la opción de *Curvas de comportamiento de flujo (CIPR)* para cada uno de los pozos cuya información lo permitió. Lógicamente, el método que se aplicó en todos los casos para obtener la ecuación que describe el comportamiento de flujo del yacimiento al fondo del pozo fue el de Jones, Blount y Glaze. No hay que olvidar que las unidades de presión de las ecuaciones son lb/pg<sup>2</sup>.

POZO SEN 3.

$$\text{Ec. flujo: } (Pws - Pwf) / q = 3.261881 \times 10^{-2} + 4.387829 \times 10^{-5} q$$

$$q_{o \text{ max}} = 15162 \text{ bl/día.}$$

Este pozo no presenta daño a la formación, sin embargo el valor tan alto de la relación C'/C que se determinó (C'/C = 21.4)

indica una severa restricción al flujo producto de una baja densidad de disparos.

#### POZO SEN 1.

$$\text{Ec. flujo: } (P_{ws} - P_{wf}) / q = 0.421955 \times 10^{-3} + 1.391134 \times 10^{-6} q$$

$$q_{o \text{ max}} = 87293 \text{ bl/día.}$$

Aunque no tan graves como los del pozo Sen 3 (  $C'/C = 15.42$  ), este pozo también tiene problemas de flujo considerables por una insuficiente densidad de disparos.

#### POZO GAUCHO 1.

$$\text{Ec. flujo: } (P_{ws} - P_{wf}) / q = 0.9672029 + 6.551981 \times 10^{-4} q$$

$$q_{o \text{ max}} = 1847 \text{ bl/día.}$$

Este pozo presenta un cierto daño a la formación (  $C' = 2.18$  ) y algunos problemas por baja densidad de disparos (  $C'/C = 2.25$  ). Como los puntos de la gráfica de Jones, Blount y Glaze no se alinearon debidamente, la ecuación obtenida no es completamente representativa. La posible explicación a lo anterior está, de acuerdo con el valor de presión de burbujeo que se estimó, en que probablemente el comportamiento de flujo en el fondo del pozo durante la prueba cambió de una fase líquida a dos fases (aceite y gas). En tal caso, será recomendable mantener al pozo operando con el estrangulador de 24/64 pp.; pues ampliar el diámetro del orificio tendría consecuencias negativas en su producción.

#### POZO BELLOTA 83.

$$\text{Ec. flujo: } (P_{ws} - P_{wf}) / q = 3.705611 \times 10^{-2} + 1.640784 \times 10^{-5} q$$

$$q_{o \text{ max}} = 17221 \text{ bl/día.}$$

El pozo no tiene problemas por daño a la formación (  $C' = 0.32$  ) sin embargo presenta una insuficiente densidad de disparos (  $C'/C = 8.63$  ).

Se probó también para cada uno de los pozos anteriores la ecuación de Fetkovich con el fin de establecer cual era el error que se tenía por usar esta ecuación en pruebas tomadas arriba de la presión de saturación. Contrario a lo que pudiera esperarse, las ecuaciones que se determinaron con este método representaron

perfectamente el comportamiento de flujo en el fondo de los pozos. Los valores de  $n$  que se obtuvieron con la ecuación de Fetkovich corroboraron el diagnóstico previamente hecho con el método de Jones Blount Y Glaze.

## CAPITULO 6

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La falta de información que en ocasiones existe en el campo, hace pensar que el modelo que se ha desarrollado puede encontrar bastante aplicación; sin embargo, su empleo no deberá sustituir a la toma de registros de presión en el fondo. En la medida de lo posible, se recomienda efectuar una prueba de producción completa para cada pozo.

El modelo, solamente se debe utilizar en pozos que producen aceite negro. La aplicación de éste, no se recomienda para pozos productores de aceite ligero o de gas y condensado, a menos que se tengan datos medidos para su ajuste.

Es importante que para simular una prueba de producción, con la opción correspondiente del programa de cómputo, las mediciones de presión y de temperatura en la cabeza del pozo se tomen con mucho cuidado y esperando a que el flujo se estabilice en cada cambio de estrangulador. Se recomienda que un ingeniero sea el que dirija la prueba.

El número de estranguladores que se deben usar en la prueba se determinará de acuerdo a un análisis previo, y dependerá de las características productivas del pozo. Sin embargo, no se recomienda ampliar demasiado el diámetro del orificio cuando los gastos de producción no vayan a ser medidos. Lo anterior, se debe a que las correlaciones de flujo multifásico para restricciones muestran poca precisión al aumentar el diámetro del estrangulador.

Es indudable que el programa de cómputo que se ha presentado puede proporcionar resultados erróneos, ya que se apoya básicamente en el uso de correlaciones. Para utilizar este programa con mayor confianza, será necesario disponer de información medida, por medio de la cual se realice un ajuste previo de dichas correlaciones. Además, el estudio de la teoría que se proporciona en los primeros dos capítulos de la tesis, servirá para conocer las limitaciones del modelo, reduciéndose así, la posibilidad de que éste sea mal empleado.

Si se tienen los resultados de una prueba de producción, se recomienda reproducir ésta por medio del programa. Una vez hecho lo anterior, se puede determinar la curva de comportamiento de flujo combinada estrangulador-tubería de producción para el pozo. Dicha curva, permitirá conocer de antemano que efecto tendrá sobre la producción, la presión en la superficie y la presión de fondo fluyendo cualquier cambio de estrangulador que se efectúe. También se podrá hacer un análisis para determinar cual es el diámetro de orificio que permite mantener un buen control sobre la producción y la presión, evitando la operación del pozo en condiciones inadecuadas; así como, evaluar el efecto que sobre el gasto de aceite tendría un posible cambio en el diámetro del aparejo de producción.

Un registro periódico de la presión en la cabeza del pozo para diferentes estranguladores y la aplicación del modelo, permitirán establecer cuando una baja de producción se debe a la declinación natural del intervalo productor; y cuando, es promovida por la

presencia de un daño en la formación. Lo anterior, ayudará a detectar a tiempo cualquier baja en la eficiencia de flujo que se presente y no esperar a que ésta se manifieste cuando el pozo haya dejado de fluir.

Aunque el modelo puede ser considerado un programa de cómputo complejo, es susceptible de ampliarse; e incluso, de mejorarse. Resultaría interesante extender su aplicación a pozos productores de gas.

Una evaluación correcta del simulador, solamente se podrá hacer después de que éste se pruebe con una buena cantidad y variedad de casos.

Con base en los resultados que se obtuvieron al utilizar el modelo con datos reales de campo, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

Fue posible reproducir con el modelo cuatro de las once pruebas de producción, no obstante que los pozos analizados son de aceite ligero.

El procedimiento que se propuso para ajustar la relación de solubilidad del gas en el aceite y el factor de volumen del aceite saturado no es confiable cuando se utiliza para aceites de tipo ligero. Será recomendable mejorar en este sentido la opción correspondiente del programa.

Para el cálculo de la presión de burbujeo del aceite, la correlación de Santamaría, Hernández y Nolasco proporcionó las menores desviaciones.

En términos generales, la correlación de Vázquez demostró ser la más estable para el cálculo de la relación de solubilidad del gas en el aceite y para la obtención del factor de volumen del aceite saturado.

El método de Shiu Hui-Cheng, para el cálculo de la temperatura en el fondo del pozo, resultó ser un procedimiento confiable; además de sencillo.

Es conveniente, para estimar el gasto de producción a través del estrangulador, emplear ecuaciones simplificadas como la de Gilbert o Baxendell en vez de correlaciones más elaboradas que precisan del cálculo de ciertas propiedades del aceite y del gas a la entrada del orificio.

El método de Poettmann y Carpenter, a pesar de su sencillez y de haber sido uno de los primeros métodos de flujo multifásico que para la determinación de caídas de presión en tuberías verticales se publicaron, supera en ocasiones a métodos más sofisticados que consideran colgamiento y patrones de flujo en sus cálculos.

A partir del procedimiento propuesto para el cálculo de la presión estática, es factible determinar un valor aproximado de dicho

parámetro. Para el efecto, se recomienda emplear los valores de presión de fondo fluyendo y gastos de producción obtenidos para los estranguladores de menor diámetro utilizados en la prueba.

El hecho de que no se hayan logrado buenos resultados con las pruebas de los pozos del campo Jujo, puede tener alguna relación con el problema de depositación de asfaltenos que se presenta en dichos pozos.

Las ecuaciones obtenidas para cada uno de los casos estudiados, exceptuando la del Gaucho 1, representan perfectamente el comportamiento de flujo en el fondo. Sin embargo, es importante indicar que dicho comportamiento queda representado por una curva IPR; y no, como era de esperarse por tratarse de pozos que producen arriba de su presión de saturación, por una línea recta.

Con relación al diagnóstico efectuado para algunos de los pozos analizados, éste debe ser considerado solamente como un indicativo al respecto. Para poder detectar con mayor precisión una posible restricción al flujo, y estar en condiciones de sugerir una determinada solución al problema, es necesario estudiar más a fondo sobre el particular, recabando información adicional sobre la terminación del pozo y su relación con las características de la formación productora.

Finalmente, es importante aclarar que al decir *una baja densidad de disparos*, se puede tratar también de una penetración parcial o de alguna otra restricción en el flujo que provoque turbulencia en el fondo del pozo. Tal es el caso de los pozos Sen 1 y Sen 3 que están terminados en agujero descubierto.

## NOMENCLATURA

A	área, $\text{pie}^2$
n	parámetro de correlación para el método de Blunt
A <sub>g</sub>	área de la tubería ocupada por gas, $\text{pie}^2$
A <sub>L</sub>	área de la tubería ocupada por líquido, $\text{pie}^2$
A <sub>p</sub>	área de la sección transversal de la tubería, $\text{pie}^2$
API	densidad del aceite, $^\circ\text{API}$
B	factor de volumen, $\text{pie}^3/\text{pie}^3$
C	compresibilidad, $(\text{lb}/\text{pie}^2)^{-1}$
C	coeficiente de proporcionalidad de Blaine
C	parámetro de la ecuación de Jones, Blount y Glaze
CA	coeficiente de descargas del pozo
C <sub>1</sub>	parámetro del método de Ginzburg
C <sub>2</sub>	parámetro del método de Ginzburg
C'	parámetro de la ecuación de Jones, Blount y Glaze
d	diámetro de la tubería, $\text{pe}$
D	parámetro de la ecuación de Jones, Blount y Glaze
D <sub>0</sub>	Léman de turbulencia de fluidos
EF	eficiencia de flujo
Ek	término de aceleración
f	factor de fricción
f <sub>o</sub>	relación aceite-fluido
f <sub>w</sub>	relación agua-fluido
f <sub>tp</sub>	factor de fricción para el método de Poettmann y Carpenter
f <sub>w</sub>	factor de fricción para el método de Aziz, Goyder y Fegaras
g	aceleración de la gravedad, $\text{pie}/\text{seg}^2$
g <sub>c</sub>	factor de conversión de $\text{lb} \cdot \text{ft}/\text{lb}^2$ Ley de Newton, $\text{lbm}/\text{pie}^2$
h	espesor del intervalo productor, $\text{pie}$
h <sub>p</sub>	espesor del intervalo empinado, $\text{pie}$
HL	colchamento
J	índice de productividad del pozo, $\text{bl}/\text{día}/\text{lb}/\text{pie}^2$
J <sub>o</sub>	parámetro de la ecuación de Fetkovich

$k$	permeabilidad absoluta, md
$K$	relación de calores específicos
$m$	masa de líquido por unidad de masa de mezcla
$M$	masa de la mezcla, lbm/lb oleo
$M_o$	peso molecular efectivo del aceite residual
$n$	parámetro de la ecuación de Fetkovich
$N_E$	número de Eotvos
$N_L$	número de la viscosidad del líquido
$N_{qv}$	número de la velocidad del gas
$N_{Lv}$	número de la velocidad del líquido
$N_{RE}$	número de Reynolds
$N_w$	número de Weber
$P$	presión, lb/pg <sup>2</sup>
$P_{wf}$	presión de fondo fluyente, lb/pg <sup>2</sup>
$P_{wf}^*$	presión de fondo fluyente con daño o ideal, lb/pg <sup>2</sup>
$P_{th}$	presión en la cabeza del pozo, lb/pg <sup>2</sup>
$P_b$	presión de burbujas, lb/pg <sup>2</sup>
$P_s$	presión a la que se tomó la muestra de gas, lb/pg <sup>2</sup>
$P_{ps}$	presión estándar del pozo, lb/pg <sup>2</sup>
$P_{wf}^*$	presión de fondo fluyente en la cara de la formación, lb/pg <sup>2</sup>
$P_e$	presión en la frontera externa, lb/pg <sup>2</sup>
$P_{pc}$	presión pseudocrítica, lb/pg <sup>2</sup> abs
$P_{pr}$	presión pseudoreductiva
$q$	gasto, bbl/día
$q_{omax}$	gasto máximo o potencial del pozo, bbl/día
$q_T$	gasto total, pie <sup>3</sup> /seg a c. esc.
$q_b$	gasto correspondiente a la $b$ , bbl/día
$q_g$	gasto de gas, pie <sup>3</sup> /día
$q'$	gasto a condiciones de escape estándar, bbl/día
$r$	relación gas-líquido aceite a c. esc.
$r_e$	radio de drené, pie
$r_w$	radio del pozo, pie
$R_s$	relación gas disuelto/aceite, pie <sup>3</sup> /bl
$R_{sw}$	solubilidad del gas en el agua, pie <sup>3</sup> /bl
$RGA$	relación gas-aceite producida, pie <sup>3</sup> /bl
$RGL$	relación gas-líquido producido, pie <sup>3</sup> /bl
$S$	factor de daño total

T	temperatura, °F
T <sub>bh</sub>	temperatura en la boca del pozo, °F
T <sub>ve</sub>	temperatura en el fondo del pozo, °F
T <sub>s</sub>	temperatura a la que se tomó la muestra de gas, °F
T <sub>pc</sub>	temperatura pseudocrítica, °R
T <sub>pr</sub>	temperatura pseudoreducida
V	volumen específico del líquido, pie <sup>3</sup> /lbm
V <sub>m</sub>	velocidad superficial de la mezcla, pie/seg
V <sub>m</sub>	volumen de la mezcla a c. esc. por barril de aceite producido a c.s., pie <sup>3</sup> a c. esc. o a c. l.
V <sub>SL</sub>	velocidad superficial del líquido, pie/seg
V <sub>sg</sub>	velocidad superficial del gas, pie/seg
V <sub>L</sub>	velocidad real del líquido, pie/seg
V <sub>g</sub>	velocidad real del gas, pie/seg
V <sub>b</sub>	velocidad de elevación de la burbuja, pie/seg
V <sub>br</sub>	velocidad de elevación de las burbujas en una corriente fluyendo, pie/seg
V <sub>bs</sub>	velocidad de elevación de las burbujas en un líquido sin movimiento, pie/seg
W <sub>m</sub>	gasto de masa, lbm/seg
W <sub>o</sub>	gasto másico de aceite, lbm/seg
W <sub>w</sub>	gasto másico de agua, lbm/seg
W <sub>g</sub>	gasto másico de gas, lbm/seg
W <sub>t</sub>	gasto de masa, lbm/seg
Y <sub>g</sub>	fracción molar del gas
Z	factor de compresibilidad del gas
Z	profundidad media hacia arriba, pie
Δp	caída de presión, lb/pg <sup>2</sup>
Δp <sub>c</sub>	caída de presión adicional debida al daño, lb/pg <sup>2</sup>
Δp/Δh	gradiente de presión, lb/pg <sup>2</sup> /pie
β	coeficiente de turbulencia
ρ	gradiente de presión por densidad, lb/pg <sup>2</sup> /pie
rf	gradiente de presión por fricción, lb/pg <sup>2</sup> /pie
γ <sub>g</sub>	densidad relativa del gas producido o total
γ <sub>gl</sub>	densidad relativa del gas libre
γ <sub>gd</sub>	densidad relativa del gas disuelto
γ <sub>gs</sub>	densidad relativa del gas resultante de una separación a

	100 lb/pg <sup>2</sup> manométrica
$\gamma_g$	densidad relativa del gas obtenido a las condiciones de separación $P_s$ y $T_s$
$\gamma_o$	densidad relativa del aceite
$\gamma_w$	densidad relativa del agua
$e$	rugosidad de la tubería, pg
$\delta$	coeficiente de distribución del líquido
$\mu$	viscosidad, cp
$\rho$	densidad, lbm/pie <sup>3</sup>
$\sigma$	tensión superficial, dinas/cm
$\xi$	rugosidad de la tubería para el método de Aziz, pg

#### SUBINDICES

b	burbujeo
c. esc.	condiciones de escurrimiento
c.s.	condiciones atmosféricas
g	gas
l	líquido
m	masa
m	mezcla
ns	sin resbalamiento
o	aceite
s	separación
w	agua

## REFERENCIAS

1. Gilbert, W.E.: *Flowing and Gas-lift Well Practice*, API Drilling and Production Practice, 1954. Pág. 143.
2. Muskat, M. and Evinger, H.H. : *Calculation of Theoretical Productivity Factor*, Trans. AIME, 1942. Pág. 126-136.
3. Vogel, J.V.: *Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells*, J. Pet. Tech., January 1968. Pág. 83-93.
4. Standing, M.B.: *Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive*, J. Pet. Tech., November 1970. Pág. 1399-1400.
5. Patton, L.D. and Goland, M. : *Generalized IPR Curves for Predicting Well Behavior*, Petroleum Engineer International, September 1980. Pág. 92.
6. Nind, T.E.W.: *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*, Editorial Limusa 1<sup>a</sup> Edición, 1987.
7. Jones, L.G.; Blount, E.M.; and Glaze, O.H.: *Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence*, Trans. AIME, 1976. Paper Number SPE 6133.
8. Brown, K.E. et al.: *Technology of Artificial Lift Methods*, Penn Well Books, 1988. Volumen 4.
9. Brown, K.E. et al.: *The Technology of Artificial Lift Methods*, Penn Well Books, 1977. Volumen 1.
10. Tafolla, H. A. : *Producción de Pozos Petroleros*, Tesis Profesional, Fac. de Ingeniería UNAM, 1987.
11. Camacho, V. R. G. and Raghavan, R. : *Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Reservoirs*, J. Pet. Tech., May 1989. Pág. 541-550.
12. Earlougher, R.C. Jr.: *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Series, Volume 5, SPE of AIME, Dallas, 1967.
13. Matthews, C.S. and Russell, D.G.: *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Series, Volume 1, SPE of AIME, Dallas, 1967.
14. Rodríguez, N.R.: *Evaluación de la Producción*, Apuntes de la Fac. de Ingeniería UNAM, 1982.
15. Cinco, L.H.: *Notas del Curso Análisis de Pruebas de Presión*, DEPFI, UNAM, 1989.

16. Fetkovich, M.J.: *The Isochronal Testing of Oil Wells*, SPE Paper No. 4529, 48th Annual Fall Mtd. of SPE of AIME, Las Vegas, Nevada, Sep. 30 - Oct. 3, 1973.
17. Acuña, R.A.; Garaicochea, P.F.; Limón, H.T.: *Flujo Multifásico en Tuberías*, Publicación No. 808M/287, Subdirección de Explot'n Div. de Prod'n, IMP, 1980.
18. Santamaría, G.N.E; Hernández, P.M.A.; Nolasco M.J.E.: *Nuevas Correlaciones Para Determinar Algunas Propiedades Físicas de los Hidrocarburos Producidos de los Campos Petroleros del Area Cretácica Chiapas-Tabasco*, Ingeniería Petrolera, Noviembre 1988. Pág. 39-57.
19. Garaicochea, P.F.: *Apuntes de Transporte de Hidrocarburos*, Depto. de Explotación del Petroleo, Fac. de Ingeniería UNAM, Noviembre de 1983.
20. De Ghetto, G. : *Well Performance Graph Simplifies Field Calculations*, Word Oil, May 1987. Pág. 57-60.
21. Ramirez, D.G. : *Diseño de Tuberías de Producción*, Tesis Profesional, Fac. de Ingeniería UNAM, Mayo de 1984.
22. González, C.A.: *Estudio del perfil de Temperaturas con Flujo Multifásico*, Proyecto D-3209, Subdirección de Explot'n, Div. de Producción, IMP, 1984.
23. Ochoa, C. G. : *Procedimiento Automático Para Seleccionar Estranguladores en Cabezales de Pozos de Aceite*, Tesis Profesional, Fac. de Ingeniería UNAM, 1983.
24. Vázquez, C.M.A.: *Análisis Automatizado para Ajuste de Familias de Curvas*, Tesis Profesional, Fac. de Ingeniería UNAM, 1989.
25. Sanchez, A.F.: *Apuntes del Curso Flujo Multifásico en Tuberías*, DEFFI, UNAM, 1989.
26. Luthé, R.; Olivera, A.; Schutz, F.: *Métodos Numéricos*, Editorial Limusa, Sexta reimpression, 1986.
27. Microsoft Quick Basic. *Programming in Basic*, Printed in the United States of America.
28. Microsoft Quick Basic. *Learning to Use Microsoft Quick Basic*, Printes in the Unites States of America.
29. Weller, W.T.: *Reservoir Performance During Two-Phase Flow*, J. Pet. Tech., Feb. 1966. Pág. 240-246.
30. Forchheimer, Ph.: *Zeits V. Deutsch, Ing.*(1901) 45.1782.
31. Lasater, J.A.: *Bubble Point Pressure Correlation*, Trans. AIME, 1958. Pág. 379.

32. Standing, M.B.: *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases*, Drill and Prod. Prac., API, 1974. Pag. 275.
33. Vazquez, M. and Beggs, M.D.: *Correlations for Fluid Physical Property Prediction*, J. Pet. Tech., June 1980.
34. Glaso, O.: *Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations* J. Pet. Tech., May 1980.
35. Beggs, H.D. and Robinson, J.R.: *Estimating The Viscosity of Crude Oil Systems*, J. Pet. Tech., September 1975. Pag. 1140.
36. Vazquez, M. E.: *Correlations for Fluid Physical Property Prediction*, M.S. Thesis, Tulsa University.
37. Baker, O.: *Designing Pipelines for Simultaneous Flow of Oil and Gas*, Pipeline Engineer, Feb. 1960.
38. Katz, D.L.: *Prediction of the Shrinkage of Crude Oils*, Drilling and Prod. Prac., API, 1942.
39. Dranchuck, P.M.; Purvis, R.A.; and Robinson, D.B.: *Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlations*, Institute of Petroleum Technical Series, No. IP 74-008, 1974. Pag. 1-13.
40. Lee, A.L., et. al.: *The Viscosity of Natural Gases*, Trans. AIME, 1966. Pag. 997.
41. Standing, M.B. and Katz, D.C.: *density of Natural Gases*, Trans. AIME, 1942. Pag. 140.
42. Dudson, C.R. and Standing, M.B.: *Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural-Gas-Water Mixtures*, Drill and Prod. Prac., API, 1944. Pag. 173-179.
43. Ros, N.C.J.: *An Analysis of Critical Simultaneous Gas-Liquid Flow Through a Restriction and its Application to Flowmetering*, Applied Scientific Research A., Vol. 9, 1960.
44. Beggs, H.D. and Brill, J.F.: *Two-Phase Flow in Pipes*, Tulsa University, 1975.
45. Foettmann, F.H. and Beck, R.L.: *New Charts Developed to Predict Gas-liquid Flow Trough Chokes*, World Oil, March 1963.
46. Borden, C. Jr. and Rzasa, M.J.: *Correlation of Bottom Hole Sample Data*, Trans. AIME, 1950. Pag. 189-345.
47. Ashford, F.E.: *An Evaluation of Critical Multiphase Flow Performance Through Wellhead Chokes*, J. Pet. Tech., 1974.
48. Ashford, F.E. and Pierce, P.E.: *The Determination of Multiphase Pressure Drops and Flow Capacities in Down-Hole Safety Valves*

- (Storm Chokes), SPE 5161, SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, 1974.
49. Colebrook, C.F.: *J. Ins't Civil Engrs. (Londres)*, 1938. Pag. 11-133.
  50. Foettmann, F.H. and Carpenter, F.G.: *The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas Lift Installations*, Drill and Prod. Prac. API, 1952.
  51. Orkiszewski, J.: *Predicting Two - Phase Pressure Drops in Vertical Pipes*, J. Pet. Tech., June 1967.
  52. Griffith, P. and Wallis, G.B.: *Two Phase Slug Flow*, Journal of heat Transfer, Trans. ASME, August 1961.
  53. Duns, H. and Ros, N.C.J.: *Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells*, Proc. 6th. World Petroleum Congress, 1963.
  54. Aziz, K.; Govier, G.W.; and Fogarasi, M.: *Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas*, Journal of Canadian Pet. Tech., July-September 1972.
  55. Govier, G.W.; Radford, B.A.; and Dunn, J.S.C.: *The Upward Vertical Flow of Air Water Mixtures*, Pt. 1, Canadian Journal of Chemical Engineering, 1957, Vol. 35, Pag. 58.
  56. Shiu Kuo-Cheng: *An Empirical Method of Predicting Temperatures in Flowing Wells*, The University of Tulsa, Fluid Flow Projects, 1976.
  57. Ramey, H.J. Jr.: *Wellbore Heat Transmission*, J. Pet. Tech., April 1962.
  58. Mc. Cray Cole: *Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros* Ed. CECSA, 1978.
  59. Yocum, B.T.: *Two-Phase Flow in Well Flowlines*, The Petroleum Engineer, Part. 1, November 1939.
  60. Guyod, H.: *Temperature Well Logging*, The oil weekly, Oct. 21 y 28, Nov. 4 y 11, Dec. 2, 9 y 16. 1976. Reimpreso por la Halliburton Oil Well Cementing Company, Duncan Okla. EUA.
  61. Benitez, R.G.: *Programas de cómputo para estranguladores*, Congreso de la AIFM, Mayo 1981.
  62. Flopetrol-Johnston Schlumberger: *Material del Curso Análisis de Pruebas de Producción*, México D.F., Junio 1986.
  63. Van Everdingen, A.F.: *The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well*, Trans. AIME, Volume 198, 1953.

## APENDICE A

### PRUEBAS DE PRODUCCION E INFORMACION COMPLEMENTARIA

## POZO BELLOTA 83

Fecha prueba: 6 Julio 1987.

$\phi_{est}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/dia)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
40	118.0	-	2035	386	370.0	-
32	130.0	-	2162	381	376.0	-
24	138.0	-	1320	368	382.0	-
16	143.0	-	572	402	385.0	-
0	145.0	-	-	-	387.0	-

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 5300 m

 $\gamma_o = 0.796$  $\gamma_g = 0.788$ 

Tws = 148.7 °C (máxima de fondo)

Tbh = 82.1 °C (máxima de cabeza)

WOR = 0.0

Ps = 0 Kg/cm<sup>2</sup> man.

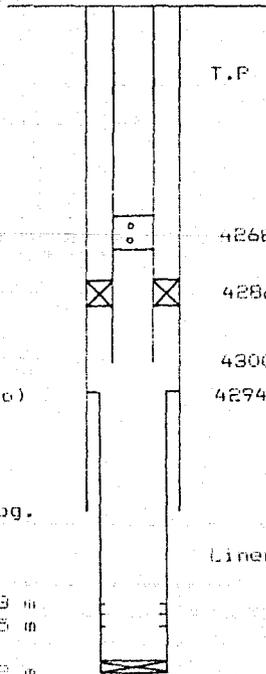
Ts = 20 °C

 $g_L = 0.0101$  °F/pie (estimado)Pb = 284 Kg/cm<sup>2</sup> (estimada)

5073 m T.R. 7 5/8 pg.

disparos 5335 m  
5365 m

Prof. interior 5412 m



T.F. 3 1/2 pg.

4266 m Lamina

4286 m Empacador

4300 m Extremo T.F.

4294 m Boca Liner

Liner 5 pg.

## POZO SEN 3

Fecha prueba: 19 Noviembre 1967.

$\phi_{\text{est}}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/día)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
48	220.0	130	5930	495	-	-
40	287.0	131	5275	503	-	-
32	356.0	130	4479	497	-	-
24	439.0	115	3190	435	705.0	155
16	509.0	113	1500	440	733.0	152
8	532.0	97	300	475	743.0	152
0	534.0	-	-	-	744.0	146

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 3900 m

 $\gamma_o = 0.8189$  $\gamma_g = 0.7939$ 

WOR = 0.0

Ps = 0 Kg/cm<sup>2</sup> man.

Ts = 20 °C

 $g_t = 0.011$  °F/pie (estimado)Pb = 359 Kg/cm<sup>2</sup> (medida)

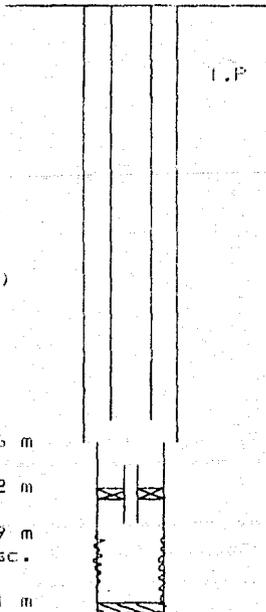
T.P. = 748 pg.

Extremo T.P. 4406 m

Empacador 4702 m

4759 m  
agujero desc.

Prof. total 4801 m



## POZO SEN 1

Fecha prueba: 6 Diciembre 1987.

$\phi_{est}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/dia)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
40	348.0	130	6150	570	-	-
32	411.0	128	5090	500	-	-
24	478.0	119	3200	560	794.0	153.5
16	517.5	111	1510	557	796.0	153.4
8	524.8	102	300	620	796.8	153.3
0	526.1	68	-	-	797.0	144.0

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 4900 m

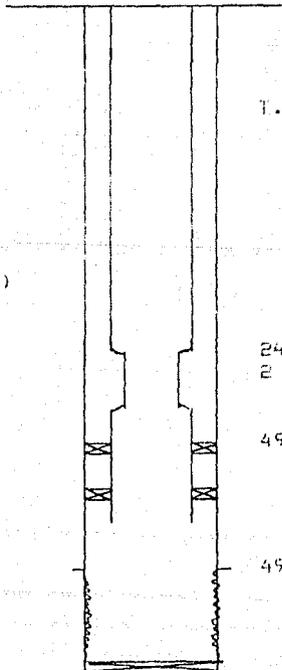
 $\gamma_o = 0.825$  $\gamma_g = 0.8262$ 

WOR = 0.0

 $P_s = 0 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$  $T_s = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  $g_L = 0.009 \text{ }^\circ\text{F/pie (estimado)}$  $P_b = 356 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (medida)}$ 4937.2 m Comb.  
3 1/2 - 2 7/8 pg.4944 m Empacador y  
extremo zapata guía

Agujero descubierta

5039 m Prof. total



T.P. 3 1/2 pg.

2445.4 m Comb.  
2 7/8 - 3 1/2 pg.

4938 m Empacador

4969 m

## POZO GAUCHO 1

Fecha prueba: 18 Diciembre 1987.

$\phi_{\text{est}}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	q <sub>o</sub> (bl/día)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
40	21.80	31.70	1050	139	137.6	83.80
32	29.90	31.60	944	137	181.2	82.70
24	41.40	31.90	639	149	219.4	83.60
0	77.70	26.60	-	-	282.8	81.60

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 2700 m

 $\gamma_o = 0.910$  $\gamma_g = 1.14$ 

WOR = 0.0

Ps = 0 Kg/cm<sup>2</sup> man.

Ts = 20 °C

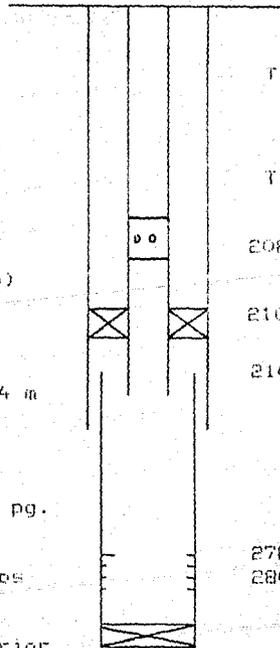
 $q_L = 0.054$  °F/pie (estimado)Ph = 200 Kg/cm<sup>2</sup> (estimada)

Extremo T.P. 2114 m

Liner 5 pg.

Disparos

3285 m Prof. interior



## POZO YAGUAL 1

Fecha prueba: 23 Agosto 1987.

$\phi_{est}$ (1 /64 pg)	Pth (Kg /cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/día)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg /cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
64	78.0	92.00	4862	127	-	-
32	187.0	94.00	5054	140	604.0	146
16	351.0	83.00	1989	135	-	-
0	603.0	41.00	-	-	944.0	133

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 4775 m

 $\gamma_o = 0.823$  $\gamma_g = 0.926$ 

WOR = 0.0

 $P_b = 0 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$  $T_s = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  $g_t = 0.0183 \text{ }^\circ\text{F/pie (estimado)}$  $P_b = 205 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (estimada)}$ 

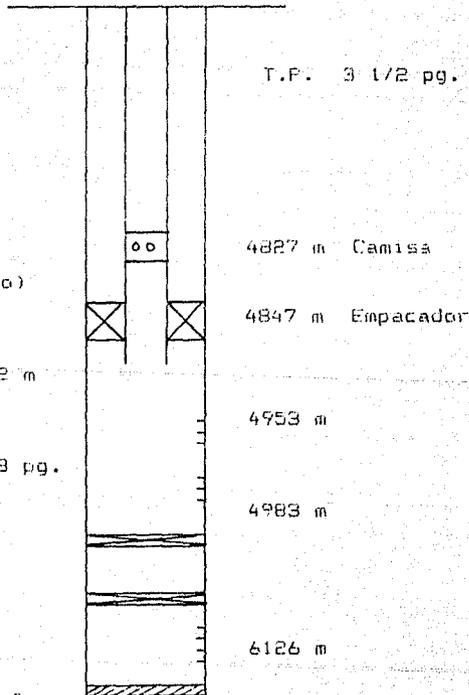
Extremo T.P. 4862 m

T.R. 7 5/8 pg.

Tapón

Tapón

Prof. interior 6552 m



## POZO JUJO 45

Fecha prueba: 30 Agosto 1987.

$\phi_{\text{est}}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/día)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
32	43.00	71.50	1067	154	269.0	151.2
32	45.00		900	152	278.0	-
16	53.00		233	160	320.0	-

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 5300 m

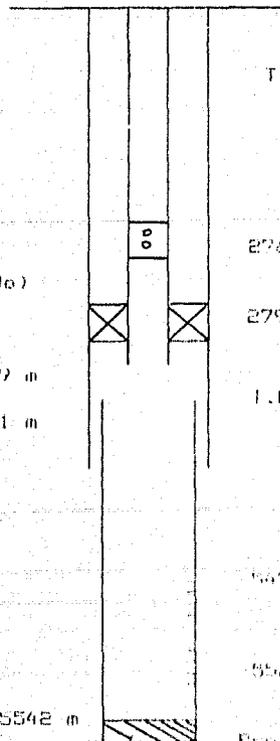
 $\gamma_o = 0.833$  $\gamma_g = 0.795$ 

WOR = 0.0

 $P_s = 0 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$  $T_s = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  $g_t = 0.0096 \text{ }^\circ\text{F/pie (estimado)}$  $P_b = 261 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (estimada)}$ 

Extremo T.P. = 2799 m

Boca Liner = 2811 m



T.P. 3 1/2 pg.

2767 m Camisa

2790 m Empacador

I.R. 2 5/8 pg.

5525 m

Disparos

5524 m

Prof. Interior 5542 m

Prof. Total 5560 m

## POZO JUJO 34

Fecha prueba: 26 Agosto 1987.

$\phi_{est}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/dia)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
64	42.00	89.10	3426	151	270.0	141.8
64	47.00	-	3063	140	286.0	-
32	67.00	-	1843	145	343.0	-

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 5500 m

 $\gamma_o = 0.811$  $\gamma_g = 0.86$ 

WOR = 0.0

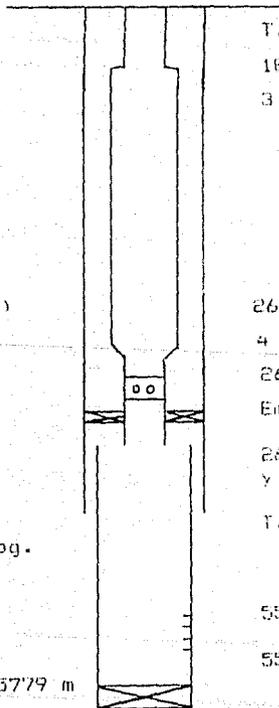
Ps = 0 Kg/cm<sup>2</sup> man.

Ts = 20 °C

 $g_t = 0.008$  °F/pie (estimado)Pb = 261 Kg/cm<sup>2</sup> (estimada)

Liner 5 pg.

Prof. Interior 5779 m



T.P. 3 1/2 pg.

18.85 m Comb.

3 1/2 - 4 1/2 pg.

2625 m Comb.

4 1/2 - 3 1/2 pg.

2633 m Camisa

Empacador

2653 m Extremo T.P.

y Boca de Liner

T.R. 7 5/8 pg.

5550 m

Disparos

5590 m

## POZO JUJO 32

Fecha pruebas: 28 Agosto 1987.

$\phi_{est}$ (1 /64 pg)	Pth (Kg /cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/día)	KGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg /cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
64	66.00	92.80	3415	130	330.0	139.7
64	60.00	-	3770	192	325.0	-
32	90.00	-	2563	124	365.0	-

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

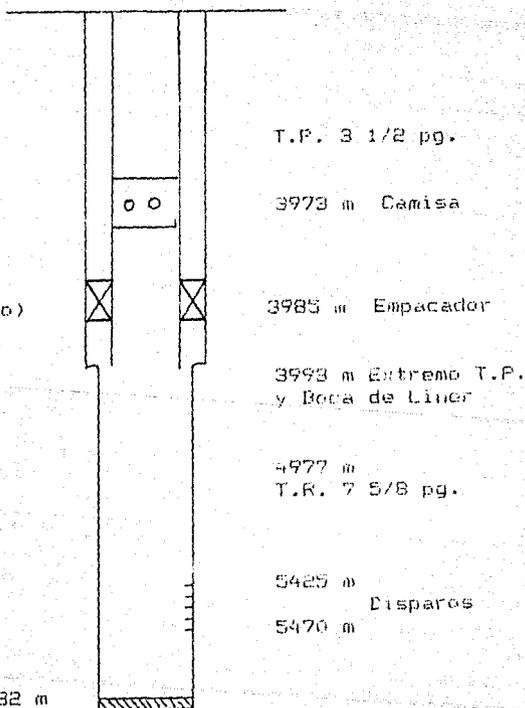
Prof. herramienta = 4800 m.

 $\gamma_o = 0.82$  $\gamma_g = 0.81$ 

WOR = 0.0

Ps = 0 Kg/cm<sup>2</sup> man.

Ts = 20 °C

 $g_t = 0.0083$  °F/pie (estimado)Pb = 261 Kg/cm<sup>2</sup> (estimada)

## POZO JUJO 14-D

Fecha prueba: 24 Agosto 1987.

$\phi_{est}$ (1/64 pg)	Pth (Kg/cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/día)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg/cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
32	31.00	43.80	486.00	110	243.0	150.9
32	30.70	-	769.00	173	237.0	-
16	34.00	-	197.00	172	244.0	-

## Estado Mecánico

## Datos complementarios:

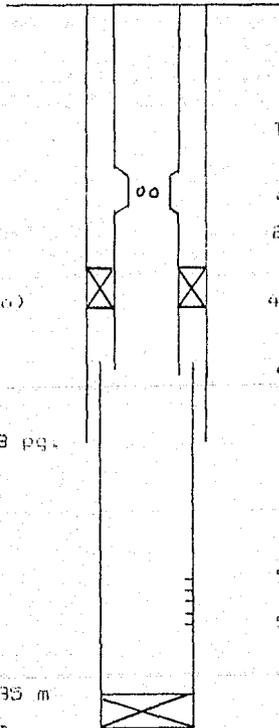
Prof. herramienta = 5200 m

 $\gamma_o = 0.823$  $\gamma_g = 0.86$ 

WOR = 0.0

Ps = 0 Kg/cm<sup>2</sup> man.

Ts = 20 °C

 $g_l = 0.0133$  °F/pie (estimado)Pb = 261 Kg/cm<sup>2</sup> (estimada)

T.P. 3 1/2 pg.

4128 m Camisa  
2 7/8 pg.

4145 m Empacador

4153 m Extremo f.P.

4884 m T.R. 7 5/8 pg.

5605 m

Disparos

5648 m

Prof. Interior 5785 m

Prof. Total 5800 m

## POZO JUJO 5

Fecha prueba: 21 Agosto 1987.

$\phi_{est}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/día)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg / cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
48	35.00	58.80	1104	140	248.0	153.5
48	27.70	-	1447	192	230.0	-
32	37.00	-	938	197	253.0	-

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 5900 m

 $\gamma_o = 0.819$  $\gamma_g = 0.88$ 

WDR = 0.0

Ps = 0 Kg/cm<sup>2</sup> man.

Ts = 20 °C

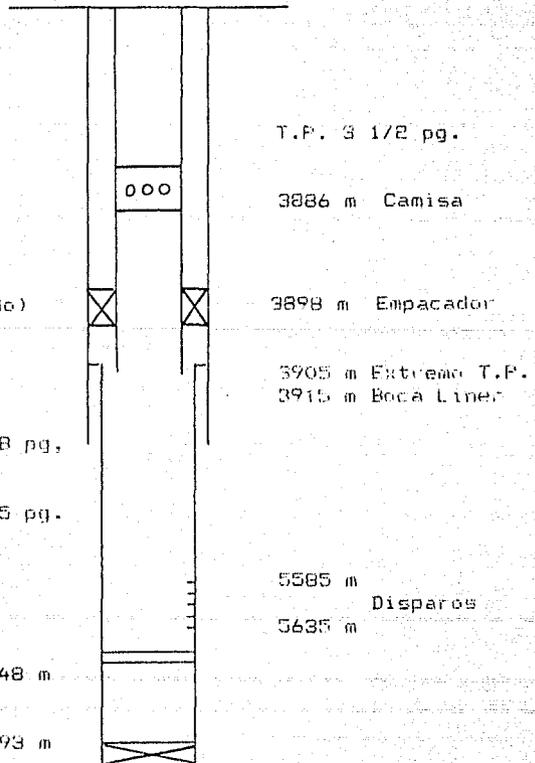
 $g_t = 0.0131$  °F/pie (estimado)Pb = 261 Kg/cm<sup>2</sup> (estimada)

5170 m T.R. 7 5/8 pg,

Liner 5 pg.

Tapón de cemento 5648 m

Prof. Interior 5693 m



T.P. 3 1/2 pg.

3886 m Camisa

3898 m Empacador

3905 m Extremo T.P.

3915 m Boca Liner

5585 m

Disparos

5635 m

## POZO TECOMINOACAN 109

Fecha prueba: 12 Julio 1987.

$\phi_{est}$ (1 / 64 pg)	Pth (Kg /cm <sup>2</sup> )	Tbh (°C)	qo (bl/día)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pwf (Kg /cm <sup>2</sup> )	Tws (°C)
24	147.0	91.00	2123	134	478.0	139.0
32	128.0	-	3295	140	477.0	-
40	109.0	-	4025	141	476.0	-

## Estado Mecánico

Datos complementarios:

Prof. herramienta = 5026 m

 $\gamma_o = 0.825$  $\gamma_g = 0.785$ 

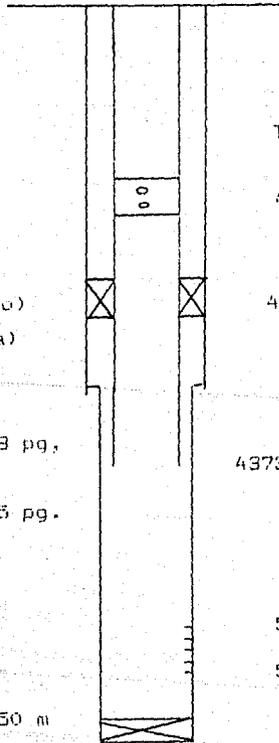
WDR = 0.0

 $P_s = 0 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$  $T_s = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  $g_l = 0.0075 \text{ }^\circ\text{F/pie (estimado)}$  $P_b = 254.2 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (estimada)}$ 

T.R. 7 5/8 pg.

Liner 5 pg.

Prof. Interior 5150 m



T.P. 3 1/2 pg.

4338 m Camisa

4357 m Empacador

4373 m Extremo T.P.

5115 m

Disparos

5137 m

## POZO TECOMINOACAN 101-B

P ( Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
253.20	195.767	1.800
250.00	187.142	1.770
240.00	173.985	1.705
225.00	154.148	1.639
200.00	127.719	1.554
150.00	87.043	1.430
100.00	54.817	1.322
50.00	25.217	1.217
25.00	11.524	1.135
0.00	0.000	1.117

$$T = 150.0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$P_b = 253.2 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\gamma_o = 0.8375$$

$$\gamma_g = 0.7322$$

## POZO JUJO 42

P ( Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
260.00	200.844	1.921
250.00	155.524	1.705
240.00	134.392	1.604
225.00	115.010	1.539
200.00	92.102	1.475
150.00	62.838	1.348
100.00	40.588	1.250
50.00	19.200	1.147
25.00	7.828	1.094
0.00	0.000	1.065

$$T = 154.0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$P_b = 260.0 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\gamma_o = 0.8358$$

$$\gamma_g = 0.8950$$

## POZO SEN 1

P ( Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
355.00	498.393	2.809
350.00	328.478	2.500
300.00	140.624	1.671
250.00	98.021	1.476
200.00	80.003	1.377
150.00	76.939	1.320
100.00	66.014	1.261
75.00	57.250	1.222
40.00	39.991	1.141
25.00	23.993	1.100
0.00	0.000	1.000

$$T = 144.0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\gamma_o = 0.8250$$

$$P_b = 355.0 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\gamma_g = 0.8262$$

## POZO SEN 3

P ( Kg/cm <sup>2</sup> )	Rs ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
358.00	583.655	3.312
310.00	222.867	1.711
260.00	170.119	1.622
200.00	120.964	1.524
150.00	86.562	1.436
100.00	52.093	1.354
75.00	40.699	1.302
50.00	23.058	1.257
25.00	8.695	1.180
0.00	0.000	1.121

$$T = 155.0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\gamma_o = 0.8189$$

$$P_b = 358.0 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\gamma_g = 0.7939$$

## POZO COMOAPA 1-A

$P$ ( $\text{Kg/cm}^2$ )	$R_s$ ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )	$B_o$ ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )
374.00	355.246	2.132
350.00	289.070	1.872
300.00	230.561	1.703
250.00	181.607	1.587
200.00	142.155	1.496
150.00	101.314	1.406
100.00	72.347	1.364
50.00	33.958	1.239
0.00	0.000	1.015

$$T = 150.0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\gamma_o = 0.6595$$

$$P_b = 374.0 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\gamma_g = 0.7450$$