



11
Lej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION
DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE QUE FLUYE
SIMULTANEAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR
Y LA TUBERIA DE PRODUCCION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

MIGUEL FRANCO MARTINEZ

ASESOR: ING. FRANCISCO GARAICOHEA PETRIRENA



1996

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. MIGUEL FRANCO MARTINEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Francisco Garaicochea Petreña, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero petrolero:

ANÁLISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE QUE FLUYE SIMULTANEAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR Y LA TUBERIA DE PRODUCCION

- INTRODUCCION
- I ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE
 - II ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE QUE FLUYE SIMULTANEAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR Y LA TUBERIA DE PRODUCCION
 - III DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE COMPUTO UTILIZADO PARA EL ANALISIS
 - IV EJEMPLO DE APLICACION
 - V CONCLUSIONES
- REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Coordinación de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 25 de enero de 1990
EL DIRECTOR

DANIEL RESENDIZ NUÑEZ

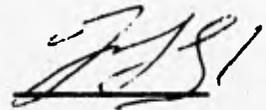
DRN'RJPYS'gtg

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

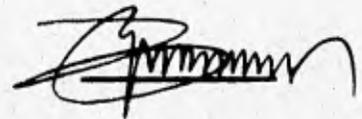
En atención al oficio en que se nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del pasante MIGUEL FRANCO MARTINEZ registrado con número de cuenta 8235849-9 en la carrera de INGENIERO PETROLERO, nos permitimos manifestar la aceptación del trabajo titulado: "ANALISIS INTEGRAL DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE QUE FLUYE SIMULTANEAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR Y LA TUBERIA DE PRODUCCION", mismo que fue desarrollado por el citado alumno y dirigido por el ING. FRANCISCO GARAICOCHEA PETRIRENA.

Quedamos enterados de que formaremos parte del jurado de su Examen Profesional, en la fecha y hora que se nos comunicará posteriormente.

Presidente: ING. FRANCISCO GARAICOCHEA PETRIRENA.



Vocal: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.



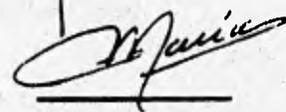
Secretario: M. I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO.



1er. Spte.: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO.



2do. Spte.: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA.



Cd. Universitaria, D. F., a 6 de febrero de 1996.

A MIS PADRES

Margarita y Miguel por haberme dado la vida. Por su amor, sus consejos y el apoyo que siempre me han brindado y porque gracias a su confianza he podido alcanzar una de mis más grandes metas.

A MI ESPOSA

Zita por su ayuda y motivación para la realización de este trabajo. Por su interés tan grande en mi desarrollo y por el amor que día a día me brinda.

A MIS HIJOS

Alejandro y Paulina, el regalo más grande que Dios me ha dado.

A MIS HERMANOS

Angélica
María de los Angeles
José Manuel
Isaura y
Patricia

por su cariño y apoyo con el que siempre he contado.

AL ING. FRANCISCO GARAICOCHA PETRIRENA

Por permitirme participar en el desarrollo de este trabajo, por la asesoría otorgada y sobre todo por su paciencia con nosotros.

A JUAN FELIPE DE JESUS DIAZ JIMENEZ

Por el compañerismo brindado durante la realización de este trabajo.

A MIS MAESTROS Y COMPAÑEROS DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

A MIS AMIGOS

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

A LA FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE QUE FLUYE SIMULTANEAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR Y LA TUBERIA DE PRODUCCION

Contenido	Página.
I ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION DE UN POZO.	
I.1	Clasificación de los Hidrocarburos Producidos. I.2
I.1.1	Por sus Características Físicas. I.2
I.1.2	Por la Composición de la Mezcla de Hidrocarburos. I.4
I.1.3	Por su Localización en un Diagrama de Fases. I.4
I.1.3.1	Construcción y Significado de un Diagrama de Fases. I.4
I.1.3.2	Efecto de las Condiciones de Presión y Temperatura Iniciales Sobre el Comportamiento de las Fases para la misma Mezcla de Hidrocarburos. I.5
I.2	Propiedades PVT de los Fluidos Producidos. I.7
I.2.1	Determinación de las Propiedades PVT de los Fluidos Mediante Correlaciones. I.7
I.2.2	Propiedades del Aceite Saturado. I.8
I.2.2.1	Correlaciones para la Obtención de B_0 y R_s . I.8
I.2.2.1.1	Correlación de M.B. Standing. I.8
I.2.2.1.2	Correlación de Vázquez. I.9
I.2.2.1.3	Correlación de Oistein. I.10
I.2.2.1.4	Correlación de J.A. Lasater. I.11
I.2.2.2	Densidad del Aceite Saturado. I.12
I.2.2.3	Viscosidad del Aceite Saturado. I.12
I.2.2.4	Tensión Superficial del Aceite Saturado. I.13
I.2.3	Propiedades del Aceite Bajo Saturado. I.13
I.2.3.1	Presión de Saturación del Aceite. I.13
I.2.3.1.1	Correlación de M. B. Standing. I.13
I.2.3.1.2	Correlación de Vázquez. I.13
I.2.3.1.3	Correlación de Oistein. I.14
I.2.3.1.4	Correlación de Lasater. I.14
I.2.3.2	Compresibilidad del Aceite Bajo Saturado. I.14
I.2.3.3	Densidad del Aceite Bajo Saturado. I.15
I.2.3.4	Viscosidad del Aceite Bajo Saturado. I.15
I.2.3.5	Factor de Volumen del Aceite Bajo Saturado. I.15
I.2.4	Propiedades del Gas Natural. I.15
I.2.4.1	Densidad Relativa del Gas. I.15
I.2.4.1.1	Factor de Corrección del Gas Disuelto. I.16
I.2.4.2	Factor de Volumen del Gas Libre. I.17
I.2.4.3	Densidad del Gas Libre. I.17
I.2.4.4	Factor de Compresibilidad del Gas (Z). I.17
I.2.4.5	Viscosidad del Gas. I.18
I.2.5	Propiedades del Agua Saturada. I.19
I.2.5.1	Factor de Volumen del Agua Saturada. I.19
I.2.5.2	Densidad del Agua Saturada. I.19
I.2.5.3	Viscosidad del Agua Saturada. I.19
I.2.5.4	Tensión Superficial Agua-Gas. I.20
I.2.5.5	Solubilidad del Gas en el Agua. I.20
I.2.6	Propiedades del Agua Bajo Saturada. I.21

I.2.6.1	Compresibilidad del Agua Bajo Saturada	I.21
I.2.6.2	Factor de Volumen del Agua Bajo Saturada	I.22
I.2.6.3	Densidad del Agua Bajo Saturada	I.22
I.2.6.4	Viscosidad del Agua Bajo Saturada	I.22
I.3	Flujo Multifásico en Tuberías.	I.23
I.3.1	Conceptos y Ecuaciones Fundamentales.	I.23
I.3.1.1	Colgamiento (H_L).	I.23
I.3.1.2	Resbalamiento.	I.25
I.3.1.3	Colgamiento sin Resbalamiento.	I.25
I.3.1.4	Velocidades Superficiales.	I.25
I.3.1.5	Velocidades Reales.	I.26
I.3.1.6	Densidad de la Mezcla de Fluidos.	I.26
I.3.1.7	Gasto de Masa.	I.27
I.3.1.8	Viscosidad de la Mezcla.	I.28
I.3.1.9	Tensión Superficial de la Mezcla de Líquidos.	I.28
I.3.1.10	Densidad de la Mezcla de Líquidos.	I.28
I.3.2	Patrones de Flujo.	I.29
I.3.2.1	Patrones de Flujo en Tuberías Verticales.	I.29
I.3.2.2	Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales.	I.31
I.4	Fundamentos de Flujo a Través de Tuberías.	I.33
I.4.1	Ecuación General de Energía.	I.33
I.4.2	Pérdidas de Presión por Fricción.	I.35
I.4.2.1	Factor de Fricción.	I.36
I.4.2.2	Diagrama de Moody.	I.37
I.4.3	Flujo de Fluidos por Tuberías.	I.39
I.4.4	Eficiencia de Flujo en las Tuberías.	I.39
I.5	Análisis Nodal.	I.41
I.5.1	Comportamiento de Flujo en el Yacimiento.	I.46
I.5.1.1	Flujo Radial del Líquido.	I.46
I.5.1.2	Índice de Productividad - Abatimiento de Presión.	I.47
I.5.1.3	Método de Jones, Blount y Glaze.	I.49
I.5.1.4	Método de Vogel.	I.52
I.5.1.5	Método de Standing - Harrison.	I.55
I.5.1.6	Curva Generalizada de IPR.	I.59
I.5.1.7	Método de Richardson - Shaw.	I.61
I.5.2	Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.	I.68
I.5.2.1	Método de Orkiszewski.	I.74
I.5.2.2	Método de Beggs y Brill.	I.84
I.5.3	Comportamiento de Flujo a Través de Estranguladores.	I.87
I.5.3.1	Correlaciones De Gilbert, Ros, Baxendell, Achong.	I.89
I.5.3.2	Correlación de Poettmann y Beck.	I.91
I.5.3.3	Correlación de Ashford.	I.92
I.5.3.4	Correlación de Ashford y Pierce.	I.93
I.5.3.5	Correlación de Omaña.	I.95
I.5.3.6	Correlación de Pilehvari.	I.97
I.5.4	Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.	I.99
I.5.4.1	Método de Bertuzzi - Tek - Poettmann.	I.102
I.5.4.2	Método de Beggs y Brill.	I.106
I.5.5	Cálculo de la Distribución de la Temperatura en Tuberías.	I.112
I.5.5.1	Perfil de Temperatura en Tuberías de Producción.	I.112

I.5.5.2	Perfil de Temperatura en Líneas de Descarga.	I.114
I.5.6	Estructura de la Solución General del Análisis Integral.	I.115
I.5.6.1	La Cabeza del Pozo como Nodo de Solución.	I.117

**II ANALISIS INTEGRAL DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE QUE FLUYE
SIMULTANEAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR Y LA TUBERIA DE
PRODUCCION.**

II.1	Tipo de Terminaciones en los Pozos Petroleros.	II.2
II.1.1	Terminación Sencilla en Agujero Descubierto con Tubería de Producción Franca.	II.3
II.1.2	Terminación Sencilla en Agujero Descubierto con Tubería de Producción, Empacador y Accesorios.	II.3
II.1.3	Terminación Sencilla en Agujero Ademado y Tubería de Producción Franca.	II.4
II.1.4	Terminación Sencilla en Agujero Ademado, con Tubería de Producción, Empacador y Accesorios.	II.4
II.1.5	Terminación Sencilla Selectiva con dos Empacadores y Tubería de Revestimiento Cementada.	II.5
II.1.6	Terminación Doble con dos Tuberías de Producción y dos Empacadores.	II.5
II.1.7	Terminación Doble Selectiva con dos Tuberías de Producción, un Empacador Doble, más de un Empacador Sencillo y Accesorios.	II.6
II.2	Principales Arreglos de Estranguladores Utilizados en la Industria para el Flujo Simultáneo.	II.7
II.3	Procedimiento de Cálculo del Análisis Integral de un Sistema Integral de Producción de un Pozo Productor de Aceite que Produce por el Espacio Anular y la Tubería de Producción Utilizando un sólo Estrangulador Colocado en la Línea de Descarga.	II.8
II.4	Procedimiento del Cálculo de las Caídas de Presión en el Flujo Multifásico Vertical Simultáneo.	II.11
II.4.1	Flujo en Conductos Anulares.	II.12
II.4.2	Distribución del Gasto en el Flujo Simultáneo.	II.14
II.4.3	Análisis de Sensibilidad del Flujo Simultáneo con Respecto al Diámetro Equivalente.	II.17
II.5	Solución Numérica del Cálculo de las Caídas de Presión en el Flujo Multifásico Vertical Simultáneo.	II.23
II.5.1	Interpolación por Medio de la Intersección de dos Líneas Rectas.	II.24
II.5.2	Interpolación por Medio de la Intersección de dos Curvas.	II.26
II.5.2.1	Características de los Métodos Numéricos Iterativos.	II.32
II.5.2.2	Método de Bisección.	II.32
II.5.2.3	Método de Aproximaciones Sucesivas.	II.33
II.5.2.4	Método Newton - Raphson.	II.34
II.5.3	Solución Numérica de la Intersección de dos Polinomios de Tercer Grado.	II.38

III DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE COMPUTO UTILIZADO.

III.1	Convenciones Utilizadas en éste Capitulo.	III.3
III.2	Requerimientos de Hardware.	III.3
III.3	Instalación De FLUSIM-DFG.	III.4
III.3.1	Proceso de Instalación Manual en Caso de Problemas.	III.7
III.3.2	Descripción de los Archivos de los Discos Originales de FLUSIM-DFG.	III.8
III.3.3	Descripción de los Archivos que Quedan Instalados en el Directorio de Trabajo de FLUSIM-DFG.	III.9
III.4	Ambiente Integrado de Trabajo.	III.12
III.4.1	Teclas Activas.	III.14
III.4.1.1	Equivalencia del Teclado Convencional y Teclado en Español.	III.15
III.4.1.2	Teclas de Acceso Directo.	III.15
III.4.2	Uso del Mouse.	III.16
III.4.3	Manejo de Menús.	III.18
III.4.4	Manejo de Ayudas.	III.18
III.4.5	Ventanas de Edición de Datos.	III.20
III.4.6	Edición de Datos del Estado Mecánico y de la Línea de Descarga.	III.21
III.4.6.1	Procedimiento para la Captura de Datos de las Tuberías.	III.22
III.4.6.2	Procedimiento para la Edición de Datos de las Tuberías.	III.24
III.4.7	Cajas de Dialogo.	III.25
III.4.8	Manejo de Archivos.	III.26
III.4.8.1	Hacer un Nuevo Archivo de Datos.	III.27
III.4.8.2	Modificar un Archivo.	III.28
III.4.9	Configuración.	III.28
III.4.9.1	Configuración de las Características de Funcionamiento de FLUSIM-DFG.	III.29
III.4.9.1.1	Tipo de Monitor.	III.29
III.4.9.1.2	Tipo de Impresora.	III.30
III.4.9.1.3	Sonido.	III.30
III.4.9.2	Configuración de las Salidas de Resultados.	III.31
III.4.10	Introducciones.	III.33
III.4.11	Reportes.	III.33
III.4.12	Otras Facilidades.	III.34
III.4.12.1	Ejecutar Comando de Dos.	III.34
III.4.12.2	Salida Temporal al Sistema.	III.35
III.4.13	Esquema General del Programa.	III.36
III.4.13.1	Esquema General de los Menús.	III.36
III.4.13.1.1	Archivo.	III.37
III.4.13.1.2	Cálculos.	III.37
III.4.13.1.3	Configuración.	III.38
III.4.13.1.4	Introducción.	III.38
III.4.13.1.5	Opciones a Modificar.	III.39
III.4.13.2	Esquema General de las Lecturas de	

	los Datos.	III.39
III.4.13.2.1	Flujo en el Yacimiento.	III.39
III.4.13.2.2	Flujo Multifásico Vertical.	III.40
III.4.13.2.3	Flujo a Través de los Estranguladores.	III.40
III.4.13.2.4	Flujo Multifásico Horizontal.	III.41
III.4.13.2.5	Análisis Integral.	III.41
III.4.13.2.6	Esquemas Adicionales de las Lecturas.	III.42
III.4.13.2.6.1	Datos Generales.	III.42
III.4.13.2.6.2	Correlaciones de Flujo Multifásico.	III.42
III.4.13.2.6.2.1	Vertical y Horizontal.	III.42
III.4.13.2.6.2.2	Estranguladores, Método de la Línea Recta.	III.43
III.4.13.2.6.3	Opciones de Cálculo en el Flujo por los Estranguladores.	III.43
III.4.13.2.6.4	Datos de las Tuberías.	III.44
III.4.13.2.6.5	Datos Principales de las Correlaciones de Flujo a Través de los Estranguladores.	III.44
III.4.13.2.6.5.1	Ashford.	III.44
III.4.13.2.6.5.2	Ashford-Pierce.	III.45
III.4.13.2.6.5.3	En Forma de Línea Recta.	III.45
III.4.13.2.6.5.4	Omaña y Otros.	III.46
III.4.13.2.6.5.5	Poettmann-Beck.	III.46
III.4.13.2.6.6	Consideraciones.	III.47
III.4.13.2.6.6.1	Flujo Vertical.	III.47
III.4.13.2.6.6.2	Flujo por los Estranguladores.	III.47
III.4.13.2.6.6.3	Flujo Horizontal.	III.48
III.4.13.2.6.6.4	Análisis Integral.	III.48
III.4.13.2.6.6.5	Generales Flujo Vertical y Horizontal.	III.49
III.4.13.2.6.7	Propiedades de los Fluidos.	III.49
III.4.13.2.6.7.1	Flujo Vertical y Horizontal.	III.49
III.4.13.2.6.7.2	Flujo por los Estranguladores.	III.50
III.4.13.2.6.7.3	Análisis Integral.	III.50
III.4.13.2.6.8	Datos del Aceite y Gas.	III.51
III.4.13.2.6.8.1	Flujo Vertical y Horizontal.	III.51
III.4.13.2.6.8.2	Análisis Integral.	III.51
III.4.13.3	Esquemas de los Resultados Obtenidos.	III.52
III.4.13.3.1	Flujo en el Yacimiento.	III.52
III.4.13.3.2	Flujo Multifásico Vertical, Horizontal y el Análisis Integral.	III.52
III.4.13.3.3	Flujo por los Estranguladores.	III.53
III.4.13.4	Diccionario de Datos y Rangos.	III.53

IV EJEMPLOS DE APLICACION.

IV.1	Flujo en el Yacimiento.	IV.2
IV.1.1	Método de Vogel.	IV.2
IV.1.2	Método de Standing-Harrison.	IV.5
IV.1.3	Método de Jones, Blount y Glaze.	IV.9
IV.1.4	Curva Generalizada de IPR.	IV.14
IV.1.5	Método de Richardson-Shaw.	IV.22
IV.2	Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.	IV.46
IV.1.1	Método de Orkiszewski.	IV.46

IV.1.2 Método de Beggs y Brill.	IV.75
IV.3 Comportamiento de Flujo a Través de Estranguladores.	IV.88
IV.3.1 Correlaciones de Gilbert, Ros, Baxendell, Achong, Pilehvari.	IV.88
IV.3.2 Correlación de Poettmann y Beck.	IV.94
IV.3.3 Correlación de Ashford.	IV.102
IV.3.4 Correlación de Ashford y Pierce.	IV.108
IV.3.5 Correlación de Omaña.	IV.118
IV.4 Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.	IV.126
IV.4.1 Método de Bertuzzi-Tek-Poettmann.	IV.126
IV.4.2 Método de Beggs y Brill.	IV.133
IV.5 Análisis Integral.	IV.141

V CONCLUSIONES.

V.1 Recomendaciones Generales para el Uso del Programa FLUSIM-DPG.	V.5
V.2 Comportamiento de Flujo en el Yacimiento.	V.6
V.2.1 Método de Jones, Blount Y Glaze.	V.6
V.2.2 Método de Vogel.	V.7
V.2.3 Método de Standing - Harrison.	V.7
V.2.4 Curva Generalizada de IPR.	V.8
V.2.5 Método de Richardson - Shaw.	V.8
V.3 Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.	V.9
V.3.1 Método de Orkiszewski.	V.9
V.3.2 Método de Beggs y Brill.	V.9
V.4 Comportamiento de Flujo a Través de Estranguladores.	V.10
V.4.1 Método de Gilbert, Ros, Baxendell, Achong, Pilehvari.	V.10
V.4.2 Método de Poettmann y Beck.	V.10
V.4.3 Método de Ashford.	V.11
V.4.4 Método de Ashford y Pierce.	V.11
V.4.5 Método de Omaña.	V.11
V.5 Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.	V.11
V.5.1 Método de Bertuzzi - Tek - Poettmann.	V.12
V.5.2 Método de Beggs y Brill.	V.12
V.6 Análisis Integral.	V.12

REFERENCIAS

Referencias.1

APENDICE A	A.1
APENDICE B	B.1
APENDICE C	C.1
APENDICE D	D.1
APENDICE E	E.1
APENDICE F	F.1
APENDICE G	G.1

INTRODUCCION

La creciente demanda de energéticos en el mundo, ha dado como resultado la urgente necesidad de incrementar el número y tipos de fuentes de energía. En la actualidad la mayor fuente de energéticos son los hidrocarburos. Debido a que en nuestro país la exploración de nuevos yacimientos es cada vez menor, para el ingeniero petrolero se hace cada vez más indispensable el actualizarse en las nuevas técnicas de explotación, para el óptimo aprovechamiento de los ya existentes.

Actualmente en México los pozos productores de aceite, que aún fluyen por medio de la energía propia del yacimiento, tienen instalados un sistema de producción con una sola sarta de tuberías de producción y están terminados con un empacador. El presente trabajo pretende que se utilice en la industria petrolera, como una herramienta para el diseño, el análisis y la factibilidad de producir tanto por la tubería de producción como por el espacio existente entre ésta y la tubería de revestimiento, para mejorar la capacidad de producción de los pozos.

Para llevar a cabo el análisis se estudian las pérdidas de presión en:

- a) El yacimiento.
- b) El espacio anular y la tubería de producción.
- c) Los estranguladores superficiales.
- d) La línea de descarga.

Un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación y más aún, al disparar el intervalo productor. Lo anterior ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones, introduciendo en este trabajo el método de Standing (Ref. 1.23), para simular este efecto en el análisis integral.

Con este trabajo es posible simular el análisis integral para obtener:

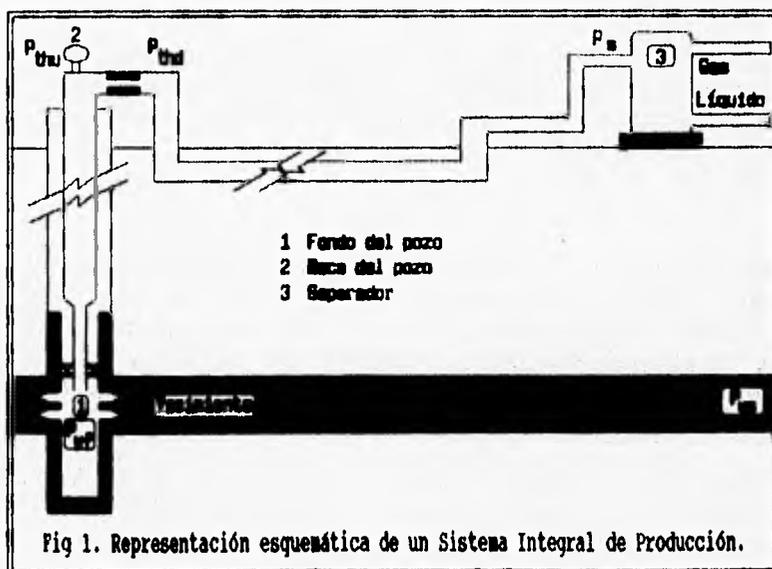
- a) La sarta de producción que debe utilizarse.
- b) El diámetro del estrangulador superficial.
- c) El incremento de producción que se obtendrá al producir un pozo en forma simultánea.

I ANALISIS INTEGRAL DEL SISTEMA DE PRODUCCION DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE.

En años recientes se ha consolidado el uso de las microcomputadoras personales (PC's) como un medio eficaz para realizar un sinnúmero de tareas que reducen el trabajo de las personas que las ocupan, ya sea para el manejo de información, o bien para efectuar todo tipo de cálculos. En este aspecto, los ingenieros de campo o analistas en el terreno de la ingeniería petrolera, elaboran y desarrollan una gran cantidad de cálculos al diseñar operaciones, al realizar análisis de pozos, o al determinar la magnitud de las variables de interés que, permitan mejorar, por ejemplo, la producción de un pozo.

Dado que la PC se ha convertido en una herramienta de gran utilidad, surge ahora la necesidad de incorporar "software" específico que permita a los ingenieros implantar técnicas y/o metodologías.

Al realizar el análisis del comportamiento de flujo de fluidos de un pozo productor de aceite, que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción, desde el yacimiento hasta las baterías de separación, se requiere de la aplicación de una gran cantidad de métodos que en su mayoría son complejos y utilizan un volumen considerable de cálculos. Este es el motivo por el cual se desarrolló el presente trabajo, en un ambiente de PC, y como una respuesta a las necesidades de la industria petrolera para analizar el comportamiento de flujo de un pozo, en las citadas condiciones.



En el presente trabajo se utilizan métodos para calcular el flujo en el yacimiento (IPR), técnicas y correlaciones para flujo en tuberías, tanto vertical como horizontal y métodos para la determinación de estranguladores. Es decir, se tienen todos los ingredientes para conducir un análisis integral del sistema de producción, desde el ya-

cimiento hasta la batería de separación.

Antes de describir el funcionamiento del programa de cómputo

correspondiente, será necesario presentar algunos conceptos básicos, así como la teoría utilizada en los modelos y correlaciones empleadas.

I.1 Clasificación de los Hidrocarburos Producidos.

El siguiente paso al descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos, es el tratar de ubicar los fluidos que contiene dentro de una clasificación preestablecida y confiable. En general, existen tres formas de clasificar los fluidos producidos por un yacimiento, los cuales se describen a continuación.

- 1) Por sus características físicas, tales como: color, densidad relativa, relación de solubilidad, etc.
- 2) Por la composición de la mezcla de hidrocarburos.
- 3) Por su localización en un diagrama de fases.

A continuación se revisan cada una de estas clasificaciones.

I.1.1 Por sus Características Físicas.

Tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tiene producción de: aceite negro, aceite ligero (volátil), gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

Las características de los fluidos producidos que comúnmente se usan para delimitar su clasificación son:

a) Aceite negro

Se considera que un pozo es productor de aceite negro, cuando aporta un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.80 y una relación gas-aceite instantánea menor de 200 m^3/m^3 .

b) Aceite volátil

En términos generales, el contenido de componentes ligeros en un aceite se incrementa con la temperatura y ésta, a su vez, con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie exhiben fuertes encogimientos.

En la explotación de un aceite volátil se produce generalmente un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.80 y con una relación gas-aceite instantánea entre 200 y 1,500 m^3/m^3 .

Capítulo I.2

c) Gas y condensado

Se obtiene un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y con relaciones gas-aceite instantáneas que varían de 1,500 a 12,000 m³g/m³o.

d) Gas húmedo

Se recupera un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.74 y con relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 m³g/m³o.

e) Gas seco

Se produce un líquido ligero, transparente (si lo hay) y con relaciones gas-aceite mayores de 20,000 m³g/m³o.

TABLA 1.1. CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS.				
Componente	Aceite Negro	Aceite Volátil	Gas y Condensado	Gas Seco
C1	45.62*	64.17	86.82	92.26
C2	3.17	8.03	4.07	3.67
C3	2.10	5.19	2.32	2.18
C4	1.50	3.86	1.67	1.15
C5	1.08	2.35	0.81	0.39
C6	1.45	1.21	0.57	0.14
C7+	45.08	15.19	3.74	0.21
Peso mol. de C7+	231	178	145	110
Rel. gas-ac. (m ³ /m ³)	110	408	3,420	21,700
Densidad relativa	0.862	0.765	0.735	0.757
Color del líquido	Negro verdusco	Anaranjado obscuro	Café ligero	Transparente

* Por ciento Molar.

I.1.2 Por la Composición de la Mezcla de Hidrocarburos.

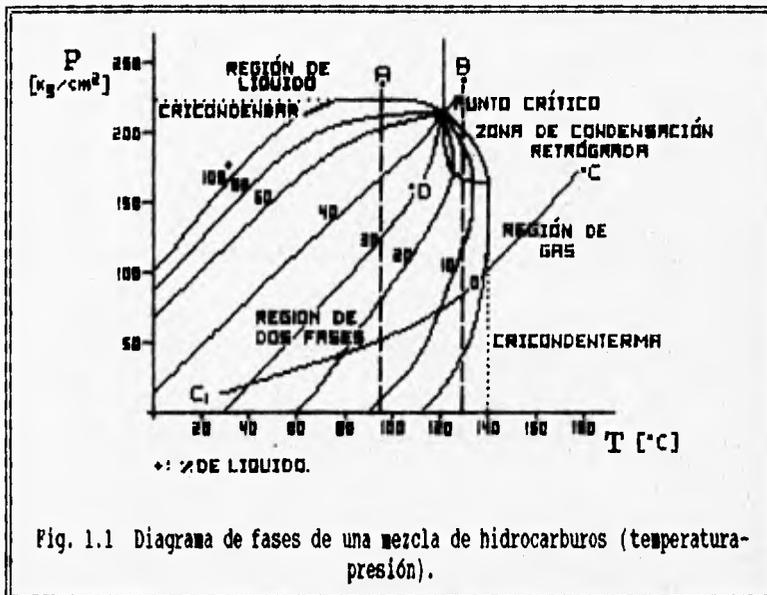
La clasificación anterior no es precisa, ya que con la única base de la relación gas-aceite instantánea y el color del líquido recuperado, no siempre se puede definir el tipo de producción obtenido

En la Tabla 1.1 se presentan los resultados del análisis composicional efectuado en fluidos típicos representativos de cuatro de los tipos de producción descritos anteriormente.

I.1.3 Por su Localización en un Diagrama de Fases.

Se ha visto que se obtiene una clasificación más apropiada de los yacimientos, cuando se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión a que se encuentra dentro del yacimiento.

I.1.3.1 Construcción y Significado de un Diagrama de Fases.



Considérese que se tiene una muestra representativa de los hidrocarburos producidos por un pozo, colocada en una celda a una temperatura de 87 °C y a una presión inicial de 240 kg/cm². Se mantendrá la temperatura constante, aumentando lentamente el volumen de la celda. Al hacerlo, la presión declina rápidamente. En el momento en que

aparece la primera burbuja de gas se observa una presión de 220 kg/cm². A esta presión se le llama presión de saturación o de burbujeo. Si se continúa aumentando el volumen, se notará que la presión sigue declinando, pero a un ritmo bastante menor, debido a la presencia de la fase gaseosa en la celda. A partir de la presión de burbujeo se observa que al declinar la presión disminuye el porcentaje de líquido en la celda. Esta expansión se continúa hasta el momento en que solamente queda una gota de líquido en la celda, esta presión corresponde a la presión de rocío o de condensación.

Si la secuencia anterior se repite para diferentes isoterms y se sitúan los resultados en una gráfica temperatura-presión, se obtendrá un diagrama de fases como el mostrado en la Fig. 1.1.

Los hidrocarburos y los yacimientos pueden clasificarse por la localización de su presión y temperatura iniciales, con respecto a la región de dos fases, en un diagrama temperatura-presión. Se ha establecido esta clasificación porque cada mezcla de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, el cual depende, únicamente, de su composición, y ésta difiere de yacimiento a yacimiento.

I.1.3.2 Efecto de las Condiciones de Presión y Temperatura Iniciales Sobre el Comportamiento de las Fases para la Misma Mezcla de Hidrocarburos.

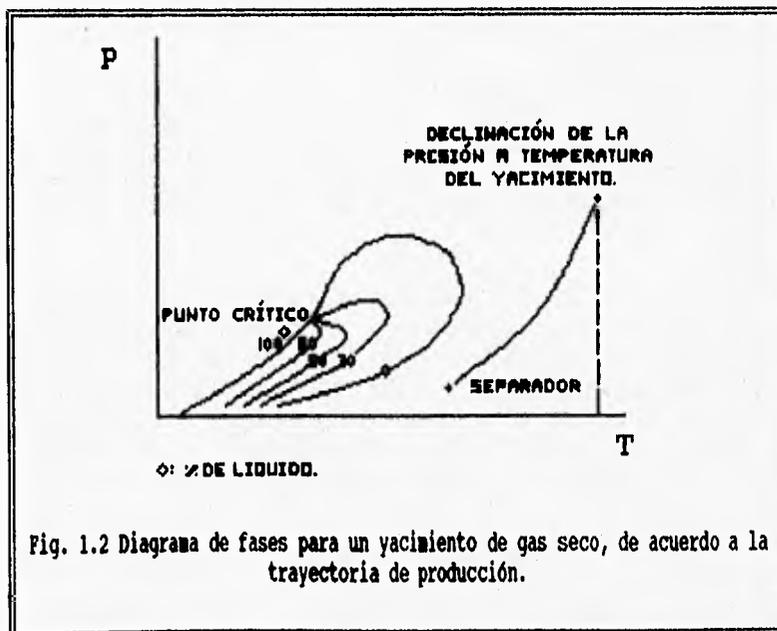
Considérese que los hidrocarburos están almacenados en un yacimiento con una temperatura y presión iniciales de $93\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 230 kg/cm^2 respectivamente, determinado por el punto A. En estas condiciones los fluidos estarán en una fase denominada líquida, ya que la temperatura a que se presentan es menor que la crítica. Además, debido a las condiciones de la acumulación, se tendrá un aceite bajo saturado, ya que la presión inicial sobrepasa a la de saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar este yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión, que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo a 220 kg/cm^2 , punto en el cual se inicia la liberación del gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbujas. Esta liberación del gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas, hasta que se abandone el yacimiento. En este tipo de yacimientos al alcanzarse la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

Considérese que la misma mezcla de hidrocarburos se encuentra en un yacimiento con una temperatura y presión iniciales de $125\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 245 kg/cm^2 respectivamente, determinado por el punto B. Los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede a la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío a 160 kg/cm^2 . En este momento se iniciará la condensación del líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas-aceite producido. Aquellos yacimientos cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma se denominan yacimientos de gas y condensado.

Considerando la expansión isotérmica que se obtendría de una muestra tomada a las condiciones iniciales del yacimiento B, desde

la presión de rocío hasta la de 155 kg/cm², se observa que aumenta la fase líquida. A este fenómeno se le denomina condensación retrógrada¹. Posteriormente, al seguir bajando la presión, el líquido disminuye hasta desaparecer totalmente al alcanzarse una presión de 30 kg/cm². Este proceso de condensación y vaporización isotérmica ocurre en algunos yacimientos, aunque no en esta misma forma, ya que, al iniciarse la condensación, varía la composición de la mezcla y su diagrama de fases.

Consideremos, ahora, un yacimiento con una temperatura y presión iniciales de 180 °C y 175 kg/cm² respectivamente, determinado por el punto C. Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase (gaseosa), la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón, a diferencia de los tipos de yacimientos antes mencionados, la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos estarán en la región de dos fases, en virtud de la declinación de la presión y temperatura en la tubería de producción, como se muestra en la trayectoria C - C₁. En la superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado. A este tipo de yacimientos, cuya producción contiene un porcentaje considerable de licuables, se les denomina yacimientos de gas húmedo.



A yacimientos con características similares, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases, se les denomina yacimientos de gas seco. Una representación esquemática de un diagrama de fases de este tipo se presenta en la Fig. 1.2.

Considérese un yacimiento con una temperatura y presión iniciales de 110 °C y 160 kg/cm²

respectivamente, punto D (Fig. 1.1). En este yacimiento se

¹ El término retrógrada se usa debido a que generalmente ocurre vaporización durante los procesos en que existen expansiones isotérmicas.

presentarán las dos fases, consistentes en una capa o casquete de gas y una zona de aceite saturado. A este tipo de yacimientos, cuya región de dos fases contiene al punto representativo, se les llama *yacimientos de aceite con casquete de gas*.

1.2 Propiedades PVT de los Fluidos Producidos.

Existen diversos procedimientos experimentales para determinar en el laboratorio algunas propiedades PVT, entre las que destacan: la solubilidad del gas en el aceite, el factor de volumen, la viscosidad, la densidad y la tensión superficial. Sin embargo, como los análisis PVT son costosos, se han desarrollado varias correlaciones empíricas que permiten obtener indirectamente las propiedades de interés.

1.2.1 Determinación de las Propiedades PVT de los Fluidos Mediante Correlaciones.

El primer problema que surge en relación con la determinación de las propiedades de los fluidos, es la carencia de análisis PVT apropiados de laboratorio. El análisis con que generalmente se cuenta es una *separación diferencial*, realizada a la temperatura del yacimiento, bajo condiciones de equilibrio; sin embargo, al pasar los fluidos a través de la tubería de producción y fluir por la línea de descarga, su temperatura disminuye y el gas liberado no es el que correspondería a condiciones de equilibrio, lo que acarrea un margen de error. Para conocer a diferentes presiones y temperaturas las propiedades de los fluidos, se utilizan generalmente *correlaciones*; en este trabajo se presentan algunas, y al usarlas debe considerarse que se obtendrán valores aproximados de las propiedades mencionadas, lo que en sí acarrea otro margen de error.

Las correlaciones se obtienen en el laboratorio en forma similar a la construcción de un diagrama de fases. Con la ayuda de equipo especializado y bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, las propiedades de los fluidos se miden físicamente. Los resultados obtenidos se tabulan y posteriormente se grafican en diferentes sistemas (normal, semilogarítmico o logarítmico). Por último, por medio de ajustes a las curvas graficadas, se determina una ecuación general, la cual representa la variación de dicha propiedad para diferentes condiciones de presión y temperatura. Algunas propiedades son el resultado del ajuste de más de una variable, este es el caso del ajuste de la relación de solubilidad propuesta por Lasater, la cual es el resultado del ajuste previo de la fracción molar del gas y del peso molecular del aceite en el tanque de almacenamiento.

Hasta hace pocos años las propiedades PVT de los fluidos eran leídas de las gráficas originales obtenidas por los investigadores.

res². Con la ayuda de métodos numéricos y de las computadoras, se han podido ajustar estas gráficas a ecuaciones generales.

I.2.2 Propiedades del Aceite Saturado.

I.2.2.1 Correlaciones para la Obtención de B_o y R_s .

Se presentan a continuación las correlaciones utilizadas con más frecuencia para el cálculo del factor de volumen del aceite y de la relación de solubilidad. Cabe hacer la aclaración de que Lasater (Ref.1.4), sólo obtuvo una correlación para el cálculo de R_s .

I.2.2.1.1 Correlación de M.B. Standing. (Ref. 1.1)

Esta correlación establece las relaciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite, en función de la relación gas disuelto-aceite, la densidad relativa del gas disuelto, la densidad del aceite producido, la presión y la temperatura. Esta correlación se estableció para aceites y gases producidos en California y para otros sistemas de crudo de bajo encogimiento, simulando una separación instantánea en dos etapas a 100 °F. La primera se realizó a una presión de 250 a 450 lb/pg² abs, y la segunda a presión atmosférica.

Debe entenderse que la densidad del aceite producido en el tanque de almacenamiento dependerá de las condiciones de separación (etapas, presiones y temperaturas). Mientras más etapas de separación sean, el aceite será más ligero (mayor densidad API).

La presión del aceite saturado se correlacionó de la siguiente forma:

$$P = 18 \left[\left[\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right]^{0.83} \frac{10^{0.00091 T}}{10^{0.0125 \text{ } ^\circ\text{API}}} \right] \quad 1.1$$

Por lo que, despejando la relación gas disuelto-aceite (R_s) de la Ec. 1.1 se tiene:

$$R_s = \gamma_{gd} \left[\frac{P}{18} \frac{10^{0.0125 \text{ } ^\circ\text{API}}}{10^{0.00091 T}} \right]^{1/0.83} \quad 1.2$$

² Un ejemplo de este caso lo podemos observar en el trabajo realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo "Flujo Multifásico en Tuberías", publicación No. 76 EM/204, Subdirección de Explotación, 1977.

El factor de volumen del aceite se correlacionó con la relación gas disuelto-aceite, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite. La expresión obtenida es la siguiente:

$$B_0 = 0.9759 + 0.000147 F^{1.2} \quad 1.3$$

donde:

$$F = R_s \left[\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_L} \right]^{0.5} + 1.25 T \quad 1.4$$

1.2.2.1.2 Correlación de Vázquez (Ref. 1.2)

Para establecer esta correlación se usaron más de 6000 datos de la relación de solubilidad, el factor de volumen del aceite y la viscosidad del aceite, a varias presiones y temperaturas. Como el valor de la densidad relativa del gas es un parámetro de correlación importante, se usó un valor de dicha densidad relativa normalizado a una presión de separación de 100 lb/pg² manométrica. Por lo tanto, el primer paso para usar estas correlaciones consiste en obtener el valor de la densidad relativa del gas a dicha presión. Para esto se propone la Ec. 1.5:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{API } T_s \log \left[\frac{P_s}{114.7} \right] \right] \quad 1.5$$

La correlación para determinar la relación de solubilidad se afinó dividiendo los datos en dos grupos, de acuerdo con la densidad del aceite, obteniéndose la Ec. 1.6:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left[C_3 \left[\frac{^\circ\text{API}}{T + 460} \right] \right] \quad 1.6$$

Los valores de los coeficientes son:

Coefficientes	^o API ≤ 30	^o API > 30
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.7240	23.9310

La expresión que obtuvo para determinar el factor de volumen del aceite es:

Los valores de los coeficientes son:

Coeficientes	$^{\circ}\text{API} \leq 30$	$^{\circ}\text{API} > 30$
C ₁	4.677×10^{-4}	4.670×10^{-4}
C ₂	1.751×10^{-5}	1.100×10^{-5}
C ₃	-1.811×10^{-8}	1.337×10^{-9}

1.2.2.1.3 Correlación de Oistein. (Ref. 1.3)

Esta correlación se estableció utilizando muestras de aceite producido en el Mar del Norte, donde predominan los aceites de tipo volátil.

Los valores de la relación de solubilidad y del factor de volumen del aceite se obtienen mediante los pasos siguientes:

1. Calcular P^* con:

$$\log P^* = -2.57364 + 2.35772 \log P - 0.703988 (\log P)^2 + 0.098479 (\log P)^3 \quad 1.8$$

2. Calcular la relación de solubilidad con:

$$R_s = \gamma_{gd} \left[\frac{p^* \text{ } ^{\circ}\text{API}^{0.989}}{T^a} \right]^{\frac{1}{0.816}} \quad 1.9$$

donde:

Valor de a	Tipo de Aceite
0.130	Volátil
0.172	Negro

Para lograr un mejor ajuste, se puede variar el valor del exponente a.

3. Calcular B_o^* con:

$$B_o^* = R_s \left[\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right]^{0.526} + 0.968 T \quad 1.10$$

4. Determinar el factor de volumen del aceite con:

$$\log (B_o - 1) = - 6.58511 + 2.91329 \log B_o^* - 0.27683 (\log B_o^*)^2 \quad 1.11$$

I.2.2.1.4 Correlación de J.A. Lasater. (Ref. 1.4)

Esta correlación se basa en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbujeo de 137 sistemas independientes, producidos en Canadá, en el Centro y Oeste de los Estados Unidos y el Sur de América. El error promedio en la representación algebraica es del 3.8% y el máximo error encontrado es de 14.7%.

Las siguientes ecuaciones corresponden a la correlación de Lasater para un aceite saturado:

$$P = \frac{P_f (T + 460)}{\gamma_{gd}} \quad 1.12$$

donde P_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual fue relacionado con la fracción molar del gas (y_g), a cuya curva resultante le fue ajustada la Ec. 1.13:

$$P_f = 504.3 \times 10^{-2} y_g^3 + 310.526 \times 10^{-2} y_g^2 + 136.226 \times 10^{-2} y_g + 119.118 \times 10^{-3} \quad 1.13$$

La fracción molar del gas se calcula con la siguiente expresión:

$$y_g = \frac{\frac{R_g}{379.3}}{\frac{R_g}{379.3} + \frac{350 \gamma_o}{M_o}} \quad 1.14$$

El peso molecular del aceite en el tanque de almacenamiento (M_o) se correlacionó con la densidad del aceite ($^{\circ}API$) en el tanque de almacenamiento, como lo muestran las siguientes ecuaciones:

si $15 \leq ^{\circ}API < 40$

$$M_o = \frac{63.506 - ^{\circ}API}{0.0996} \quad 1.15$$

si $40 \leq ^{\circ}API \leq 55$

$$M_o = \left[\frac{1048.33}{^{\circ}API} \right]^{1.6736} \quad 1.16$$

La expresión para determinar la relación de solubilidad se obtuvo a partir de la Ec. 1.14, quedando como:

$$R_s = 132755 \frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g) M_o} \quad 1.17$$

La fracción molar del gas en función de P_f , se determina con:

$$y_g = 419.545 \times 10^{-5} P_f^3 - 591.428 \times 10^{-4} P_f^2 + 334.519 \times 10^{-3} P_f + 169.879 \times 10^{-4} \quad 1.18$$

I.2.2.2 Densidad del Aceite Saturado.

Katz (Ref. 1.5) propuso un método para determinar la densidad del aceite, a condiciones de presión y temperatura, a partir de la relación de solubilidad, el factor de volumen del aceite, la densidad relativa del aceite y la densidad relativa del gas disuelto.

La densidad del aceite saturado se obtiene mediante la Ec. 1.19:

$$\rho_o = \frac{62.428 \gamma_o + 0.01362 \gamma_{gd} R_s}{B_o} \quad 1.19$$

I.2.2.3 Viscosidad del Aceite Saturado.

La correlación que se usa con más frecuencia para obtener la viscosidad del aceite saturado, es la establecida por Beggs y Robinson (Ref. 1.6). El procedimiento comprende la determinación previa de la viscosidad del aceite muerto (μ_{om}) a la temperatura de interés, así como de la relación de solubilidad.

El valor de la viscosidad del aceite muerto para diferentes temperaturas puede obtenerse mediante la Ec. 1.20:

$$\mu_{om} = 10^X - 1 \quad 1.20$$

donde:

$$X = Y T^{-1.163} \quad 1.21$$

$$Y = 10^Z \quad 1.22$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \text{ } ^\circ\text{API} \quad 1.23$$

A partir de este valor se determina el correspondiente al aceite saturado de gas a temperatura y presión deseada (en función de la relación de solubilidad).

$$\mu_o = a \mu_{om}^b \quad 1.24$$

Los valores de a y b se obtienen con:

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.516} \quad 1.25$$

$$b = 5.440 (R_s + 150)^{-0.338} \quad 1.26$$

I.2.2.4 Tensión Superficial del Aceite Saturado.

Esta correlación fue establecida empíricamente por Baker (Ref.1.7).

La tensión superficial del aceite saturado, se determina con la siguiente expresión:

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047 T - 0.267 \text{ } ^\circ\text{API}) \exp(-0.0007 P) \quad 1.27$$

I.2.3 Propiedades del Aceite Bajo Saturado.

I.2.3.1 Presión de Saturación del Aceite.

El primer paso para obtener las propiedades del aceite es la determinación de la presión de saturación del aceite.

Las expresiones a aplicar para obtener la presión de saturación del aceite, se obtienen de las ecuaciones previamente establecidas en este capítulo.

I.2.3.1.1 Correlación de M. B. Standing. (Ref. 1.1).

Cuando el aceite es de bajo encogimiento, esta presión puede obtenerse con la Ec. 1.28:

$$p_b = 18 \left[\left[\frac{R}{\gamma_{gp}} \right]^{0.83} \frac{10^{0.00091 T}}{10^{0.0125 \text{ } ^\circ\text{API}}} \right] \quad 1.28$$

I.2.3.1.2 Correlación de Vázquez. (Ref. 1.2).

Esta correlación es de tipo general.

$$p_b = \left[\frac{R}{\gamma_{gs} C_1 \exp \left[C_3 \left[\frac{\text{ } ^\circ\text{API}}{T + 460} \right] \right]} \right]^{\frac{1}{C_2}} \quad 1.29$$

Los valores de los coeficientes son:

Coeficientes	°API ≤ 30	°API > 30
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.7240	23.9310

I.2.3.1.3 *Correlación de Oistein.* (Ref. 1.3).

Para aceites volátiles es conveniente usar la Ec. 1.30:

$$\log P_b = 1.7669 + 1.7447 \log P_b^* - 0.30218 (\log P_b^*)^2 \quad 1.30$$

donde:

$$P_b^* = \left[\frac{R}{\gamma_{gp}} \right]^{0.816} \left[\frac{T^a}{API^{0.989}} \right] \quad 1.31$$

donde:

Valor de a	Tipo de aceite
0.130	volátil
0.172	negro

I.2.3.1.4 *Correlación de Lasater.* (Ref. 1.4).

$$p_b = \frac{P_f (T + 460)}{\gamma_{gp}} \quad 1.32$$

$$P_f = 504.3 \times 10^{-2} y_g^3 + 310.526 \times 10^{-2} y_g^2 + 136.226 \times 10^{-2} y_g + 119.118 \times 10^{-3} \quad 1.33$$

I.2.3.2 *Compresibilidad del Aceite Bajo Saturado.* (Ref. 1.3)

Con la Ec. 1.34 se determina la compresibilidad del aceite bajo saturado:

$$C_o = \frac{a_1 + a_2 R_S + a_3 T + a_4 \gamma_{gp} + a_5 \text{°API}}{a_6 P} \quad 1.34$$

donde:

a ₁ = -1433	a ₄ = -1180
a ₂ = 5	a ₅ = 12.61
a ₃ = 17.2	a ₆ = 10 ⁵

I.2.3.3 Densidad del Aceite Bajo Saturado.

El procedimiento comprende la determinación previa de la densidad del aceite a p_b .

El valor de la densidad del aceite bajo saturado se obtiene mediante la Ec. 1.35:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp^{(C_o (P - P_b))} \quad 1.35$$

La densidad del aceite a las condiciones de saturación se deberá calcular con: $R_s = R$ y $B_o = B_{ob}$.

I.2.3.4 Viscosidad del Aceite Bajo Saturado. (Ref. 1.3)

Mediante las siguientes ecuaciones se determina la viscosidad del aceite bajo saturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left[\frac{P}{P_b} \right]^m \quad 1.36$$

$$m = C_1 P^{C_2} \exp^{(C_3 + C_4 P)} \quad 1.37$$

donde:

$C_1 = 2.6$	$C_3 = -11.513$
$C_2 = 1.187$	$C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$

I.2.3.5 Factor de Volumen del Aceite Bajo Saturado. (Ref. 1.3)

Para el aceite bajo saturado se tiene la Ec. 1.38:

$$B_o = \frac{B_{ob}}{\exp^{(C_o (P - P_b))}} \quad 1.38$$

I.2.4 Propiedades del Gas Natural.

I.2.4.1 Densidad Relativa del Gas.

En los cálculos de las propiedades de los fluidos se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas, por lo que es conveniente distinguirlas.

La densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido.

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz (Ref. 1.5):

$$\gamma_{gd} = (0.25 + 0.02 \text{ } ^\circ\text{API} + 10^{-6} (0.6874 - 3.5864 \text{ } ^\circ\text{API}) R_s) F_{cgd} \quad 1.39$$

El gas que se libera en primer lugar al reducirse la presión es principalmente el metano, cuya densidad relativa es 0.55. Al declinar aún más la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular, aumentando tanto la densidad relativa del gas disuelto como la del gas libre. Por tanto:

$$\gamma_{gd} \geq \gamma_{gf} \geq 0.55$$

El valor de la densidad relativa del gas libre se obtiene con:

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_{gp} - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s} \quad 1.40$$

El numerador de la Ec. 1.40 debe ser positivo, dado que la relación gas-aceite (R) es mayor o igual a la relación de solubilidad (R_s).

1.2.4.1.1 Factor de Corrección del Gas Disuelto.

Considerando una separación óptima de gas, en las instalaciones superficiales de separación, se puede afirmar que la densidad relativa del gas disuelto para una presión mayor o igual que a la de saturación, es igual a la densidad relativa del gas producido ya que todo el gas disuelto es el producido. Por lo tanto, al efectuar el cálculo de la densidad relativa del gas disuelto, aplicando la ecuación de Katz (Ec. 1.39) y haciendo la consideración de que la relación de solubilidad es igual a la relación gas-aceite ($R_s = R$) y $P \geq P_b$, deberemos obtener un valor aproximado al de la densidad relativa del gas producido. Generalmente esto no ocurre, debido a que la correlación para obtener esta propiedad acarrea un margen de error; por lo cual, debe obtenerse un factor de corrección del gas disuelto, definido como:

$$F_{cgd} = \frac{\gamma_{gp}}{\gamma_{gd}} \quad 1.41$$

El procedimiento consiste en obtener un valor inicial de la densidad relativa del gas disuelto calculado con la Ec. 1.39, y se compara con el valor de la densidad relativa del gas producido. Si no coinciden estos valores se obtiene el valor del factor de co-

corrección del gas disuelto con la Ec. 1.41. El valor obtenido de la densidad del gas disuelto así corregido se utiliza en cálculos posteriores.

I.2.4.2 Factor de Volumen del Gas Libre. (Ref. 1.5)

De la ecuación de los gases reales se obtiene:

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T + 460)}{P} \quad 1.42$$

I.2.4.3 Densidad del Gas Libre. (Ref. 1.5)

Esta densidad está dada por la siguiente expresión:

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g} \quad 1.43$$

y sustituyendo el valor de B_g , se tiene:

$$\rho_g = \frac{2.7044 P \gamma_{gf}}{Z (T + 460)} \quad 1.44$$

I.2.4.4 Factor de Compresibilidad del Gas (Z). (Ref. 1.8)

Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas. Las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases de los separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas proporciones de metano y etano. Las curvas correspondientes a los "condensados" pertenecen a gases que contienen cantidades relativamente grandes de los componentes intermedios (C_2-C_6). Standing (Ref. 1.12), sugiere el uso de las curvas de "condensados" en los cálculos que involucren gases en equilibrio con el aceite y el uso de las curvas correspondientes al gas para gases superficiales.

Las ecuaciones para gases superficiales (aceites de bajo encogimiento) son:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gf} \quad 1.45$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gf} \quad 1.46$$

Las ecuaciones para gases húmedos (condensados) (aceites volátiles/gas y condensado) son:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gf} \quad 1.47$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gf} \quad 1.48$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z, usando como datos:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad 1.49$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad 1.50$$

$$\rho_r = \frac{0.27 P_{pr}}{Z T_{pr}} \quad 1.51$$

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right] \rho_r^2 + \frac{[A_5 A_6 \rho_r^5]}{T_{pr}} + \left[\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right] [1 + A_8 \rho_r^2] \exp(-A_8 \rho_r^2) \quad 1.52$$

donde:

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.61230$
$A_2 = -1.04670$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.57830$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.53530$	$A_8 = 0.68446$

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z y sustituirlo en la Ec. 1.51. Se calcula Z con la Ec. 1.52 y se compara con el valor 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. Existen además de este método de sustitución directa, otros métodos que pueden obtener de manera más rápida el valor de Z, siendo estos: el método de bisección, el método de la secante, el método de Newton Raphson, etc.

I.2.4.5 Viscosidad del Gas.

Se obtiene con la correlación de Lee (Ref. 1.9), la cual se resume en el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp \left[X \left[\frac{\rho_g}{62.428} \right]^Y \right] \quad 1.53$$

donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_{gf}) (T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_{gf} + (T + 460)} \quad 1.54$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897 \gamma_{gf} \quad 1.55$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X \quad 1.56$$

1.2.5 Propiedades del Agua Saturada.

1.2.5.1 Factor de Volumen del Agua Saturada

El factor de volumen del agua saturada se puede estimar con aproximación aceptable, mediante la correlación de Dodson y Standing (Ref. 1.10):

$$B_w = 1 + 1.2 \times 10^{-4} (T - 60) + 1 \times 10^{-6} (T - 60)^2 - 3.33 \times 10^{-6} P \quad 1.57$$

1.2.5.2 Densidad del Agua Saturada.

La densidad del agua saturada se estima considerando despreciable el efecto del gas disuelto, mediante la expresión siguiente:

$$\rho_w = \frac{62.428}{B_w} \quad 1.58$$

1.2.5.3 Viscosidad del Agua Saturada.

La viscosidad del agua saturada es función del porcentaje de NaCl que contenga y se calcula mediante la correlación presentada por Matthews y Russell (Ref. 1.11), la cual está dada por:

$$\mu_w = A + \frac{B}{T} \quad 1.59$$

donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\%NaCl) - 0.000393 (\%NaCl)^2 \quad 1.60$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\%NaCl)^2 \quad 1.61$$

Si las presiones son elevadas (mayores a 2000 lb/pg² abs), es necesario corregir el valor de la viscosidad por efecto de la presión. Este factor se obtiene con la expresión:

$$f_c = f(P, T) = 1 + 3.5 \times 10^{-12} P^2 (T - 40) \quad 1.62$$

Esta correlación puede aplicarse para el siguiente rango de valores:

$60 \text{ }^\circ\text{F} \leq T \leq 400 \text{ }^\circ\text{F}$ $p \leq 10\,000 \text{ lb/pg}^2$ salinidad %NaCl $\leq 26\%$

I.2.5.4 Tensión Superficial Agua-Gas.

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

$$\sigma_w = \left[\frac{(280 - T)}{206} (\sigma_{w2} - \sigma_{w1}) + \sigma_{w1} \right] \quad 1.63$$

$$\sigma_{w1} = 52.5 - 0.006 P \quad 1.64$$

$$\sigma_{w2} = 76 \exp(-0.00025 P) \quad 1.65$$

I.2.5.5 Solubilidad del Gas en el Agua. (Ref. 1.10)

La solubilidad del gas en el agua (R_{sw}), se calcula de la siguiente manera:

$$p' = 1 - \exp\left[\frac{-p}{2276}\right] \quad 1.66$$

$$T^* = \left[\frac{5}{9}\right] (T - 32) \quad 1.67$$

$$T' = \frac{T^* - 90}{10} \quad 1.68$$

$$S = p' (A + BT' + CT'^2 + DT'^3) \quad 1.69$$

donde:

$A = 3.69051$	$B = 0.08746$
$C = 0.01129$	$D = -0.00647$

$$R_{sw} = 5.6146 S \quad 1.70$$

El valor de R_{sw} así obtenido, debe corregirse para considerar el efecto de la salinidad del agua. El factor de corrección es:

$$F_{ca} = 1 + (0.0001736 T - 0.07703) \%NaCl \quad 1.71$$

I.2.6 Propiedades del Agua Bajo Saturada.

Se considera que las presiones de saturación del aceite y del agua son iguales.

I.2.6.1 Compresibilidad del Agua Bajo Saturada

Dodson y Standing (Ref. 1.10) determinaron, a partir de estudios experimentales, los efectos de la presión, temperatura y composición sobre la compresibilidad del agua de los yacimientos. La compresibilidad del agua bajo saturada se ve afectada por la presencia de gas en solución, ésta puede determinarse de la siguiente manera:

$$C_w = (A + B T + C T^2) 10^{-6} f^* \quad 1.72$$

donde:

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw} \quad 1.73$$

$$A = 3.8546 - 0.000134 P \quad 1.74$$

$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} P \quad 1.75$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} P \quad 1.76$$

El rango de aplicación de esta corrección es:

$1\ 000\ \text{lb/pg}^2\ \text{abs} < p < 6\ 000\ \text{lb/pg}^2\ \text{abs}$
$80\ \text{F} < T < 250\ \text{F}$
$0\ \text{pie}^3/\text{bl} < R_{sw} < 25\ \text{pie}^3/\text{bl}$

I.2.6.2 Factor de Volumen del Agua Bajo Saturada

El factor de volumen del agua bajo saturada esta dado por la siguiente expresión:

$$B_w = B_{wb} \exp \left[-C_w \left[P - P_b \right] \right] \quad 1.77$$

I.2.6.3 Densidad del Agua Bajo Saturada

La densidad del agua bajo saturada se determina con la Ec. 1.78:

$$\rho_w = \rho_{wb} \exp \left[C_w \left[P - P_b \right] \right] \quad 1.78$$

I.2.6.4 Viscosidad del Agua Bajo Saturada

Este parámetro se obtiene con la Ec 1.79:

$$\mu_w = \mu_{wb} \left[\frac{P}{P_b} \right]^m \quad 1.79$$

donde:

$$m = C_1 P^{C_2} \exp^{(C_3 + C_4 P)} \quad 1.80$$

$C_1 = 2.6$	$C_3 = -11.513$
$C_2 = 1.187$	$C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$

$$\mu_{wb} = A + \frac{B}{T} \quad 1.81$$

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\%NaCl) - 0.000393 (\%NaCl)^2 \quad 1.82$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\%NaCl)^2 \quad 1.83$$

Si las presiones son elevadas (mayores a 2000 lb/pg²), es necesario corregir el valor de la viscosidad por efecto de la presión. Este factor se obtiene con la expresión:

$$f_c = 1 + 3.5 \times 10^{-12} P_b^2 (T - 40) \quad 1.84$$

I.3 Flujo Multifásico en Tuberías.

I.3.1 Conceptos y Ecuaciones Fundamentales.

I.3.1.1 Colgamiento (H_L).

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo y el volumen de la sección aludida. Esta relación, depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de la tubería}}{\text{Volumen del segmento de la tubería}} \quad 1.85$$

Considérese una sección de tubería de volumen unitario. En esta sección se tienen aceite y gas viajando a la misma velocidad v . Si se considera que en esta sección de tubería los efectos de compresibilidad son despreciables, entonces la fracción del volumen que está ocupada por el líquido es:

$$\frac{A_L L}{A_p L} = \frac{A_L}{A_p} \quad 1.86$$

Cuando la velocidad es la misma en las dos fases se tiene:

$$q_L = v A_L \quad 1.87$$

y

$$q_L + q_g = v A_p \quad 1.88$$

Combinando estas expresiones con la Ec. 1.86 se obtiene:

$$\lambda = \frac{A_L}{A_p} = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad 1.89$$

A esta relación se le conoce como *colgamiento sin resbalamiento* y como se observa se puede calcular directamente si se conocen los gastos a las condiciones de flujo. Sin embargo, cuando dos fases fluyen simultáneamente, en general, el gas viaja más rápidamente que el líquido causando que el volumen de la tubería ocupado por líquido se incremente. A este fenómeno se le conoce como *resbalamiento de las fases*, y a la fracción de volumen ocupada por el líquido bajo estas condiciones se le conoce como *colgamiento (H_L)*.

El rango de valores posibles que tiene el colgamiento es:

$$0 \leq H_L \leq 1.0$$

En los valores extremos se tiene la presencia del flujo de una sola fase, es decir:

Si $H_L = 0$: Se tiene flujo de fase ligera (gas).

Si $H_L = 1$: Se tiene flujo de la fase pesada (líquido).

Es evidente que el colgamiento no se puede determinar directamente a partir de los gastos de entrada. Para su determinación, se han desarrollado varias correlaciones empíricas. La correlación más general es la de Mukherjee y Brill (Ref. 1.13), obtenida a partir de más de 1500 mediciones para flujo con ángulos de inclinación de 0 a $+90^\circ$ y -90° .

La ecuación establecida por Mukherjee y Brill, es:

$$H_L = \exp \left[\left[C_1 + C_2 \operatorname{sen} \theta + C_3 \operatorname{sen}^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2 \right] \left[\frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right] \right] \quad 1.90$$

donde:

$$N_{L\mu} = 0.15726 \mu_L \left[\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3} \right]^{0.25} \quad 1.91$$

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \left[\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right]^{0.25} \quad 1.92$$

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left[\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right]^{0.25} \quad 1.93$$

Los coeficientes de la Ec. 1.90 para flujo ascendente u horizontal, descendente y estratificado descendente, se muestran en la Tabla 1.2

Se tendrá flujo descendente estratificado cuando:

$$N_{Lv} \leq 10 \left[0.321 - 0.017 N_{gv} - 4.267 \operatorname{sen} \theta - 2.972 N_{L\mu} - 0.033 \left[\log N_{gv} \right]^2 - 3.925 \operatorname{sen}^2 \theta \right]$$

Tabla 1.2. Coeficientes de la ecuación de colgamiento propuesta por Mukherjee y Brill

Dirección del flujo	Tipo de flujo	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Horizontal o Ascendente.	Todos	-0.3801	0.1298	-0.1197	2.3432	0.47569	0.2886
	Estratificado	-1.3302	4.8081	4.1715	56.2622	0.07995	0.5048
Descendente.	Otro	-0.5166	0.7898	0.5516	15.5192	0.37177	0.3939

I.3.1.2 Resbalamiento.

Es el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son diversas. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje 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.

I.3.1.3 Colgamiento sin Resbalamiento.

Se define en la misma forma que el colgamiento (H_L), pero se calcula a partir de las condiciones de flujo (P y T) existentes, considerando las producciones obtenidas en la superficie (q_o y R), esto es:

$$\lambda = \frac{q_L'}{q_L' + q_g'} = \frac{1}{1 + \frac{q_o (R - R_g) B_g}{5.615 (q_o B_o + q_w B_w)}} \quad 1.94$$

I.3.1.4 Velocidades Superficiales.

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

$$v_{sL} = \frac{q_L'}{A_p} \quad 1.95$$

$$v_{sL} = \frac{0.01191 [q_o B_o + q_w B_w]}{d^2} \quad 1.96$$

$$v_{sg} = \frac{q_g'}{A_p} \quad 1.97$$

$$v_{sg} = \frac{0.002122 q_o (R - R_S) B_g}{d^2} \quad 1.98$$

$$v_m = \frac{q_L' + q_g'}{A_p} = v_{sL} + v_{sg} \quad 1.99$$

De estas ecuaciones se observa que:

$$\lambda = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad 1.100$$

Cuando se produce por espacio anular, el área transversal al flujo es $(\pi/4)(d_{ci}^2 - d_{te}^2)$, por lo que las Ecs. 1.96 y 1.98 quedan:

$$v_{sL} = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_w)}{d_{ci}^2 - d_{te}^2} \quad 1.101$$

$$v_{sg} = \frac{0.002122 q_o (R - R_S) B_g}{d_{ci}^2 - d_{te}^2} \quad 1.102$$

1.3.1.5 Velocidades Reales.

Aplicando el concepto de colgamiento, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$v_L = \frac{q_L'}{A_L} = \frac{q_L'}{A_p H_L} = \frac{v_{sL}}{H_L} \quad 1.103$$

$$v_g = \frac{q_g'}{A_g} = \frac{q_g'}{A_p (1 - H_L)} = \frac{v_{sg}}{1 - H_L} \quad 1.104$$

1.3.1.6 Densidad de la Mezcla de Fluidos.

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento (H_L) con:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad 1.105$$

$$v_{sg} = \frac{q_g'}{A_p} \quad 1.97$$

$$v_{sg} = \frac{0.002122 q_o (R - R_S) B_g}{d^2} \quad 1.98$$

$$v_m = \frac{q_L' + q_g'}{A_p} = v_{sL} + v_{sg} \quad 1.99$$

De estas ecuaciones se observa que:

$$\lambda = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad 1.100$$

Cuando se produce por espacio anular, el área transversal al flujo es $(\pi/4)(d_{ci}^2 - d_{te}^2)$, por lo que las Ecs. 1.96 y 1.98 quedan:

$$v_{sL} = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_w)}{d_{ci}^2 - d_{te}^2} \quad 1.101$$

$$v_{sg} = \frac{0.002122 q_o (R - R_S) B_g}{d_{ci}^2 - d_{te}^2} \quad 1.102$$

I.3.1.5 Velocidades Reales.

Aplicando el concepto de colgamiento, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$v_L = \frac{q_L'}{A_L} = \frac{q_L'}{A_p H_L} = \frac{v_{sL}}{H_L} \quad 1.103$$

$$v_g = \frac{q_g'}{A_g} = \frac{q_g'}{A_p (1 - H_L)} = \frac{v_{sg}}{1 - H_L} \quad 1.104$$

I.3.1.6 Densidad de la Mezcla de Fluidos.

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento (H_L) con:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad 1.105$$

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

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad 1.106$$

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

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} \quad 1.107$$

donde:

$$M = M_o + M_g + M_w \quad 1.108$$

$$M_o = 305.5 \gamma_o \quad 1.109$$

$$M_g = 0.0764 \gamma_g R \quad 1.110$$

$$M_w = 350.5 \gamma_w WOR \quad 1.111$$

por lo tanto: $M = 350.5 \gamma_o + 0.0764 \gamma_g R + 350.5 \gamma_w WOR \quad 1.112$

$$V_{mo} = 5.615 B_o \quad 1.113$$

$$V_{mg} = (R - R_S) B_g \quad 1.114$$

$$V_{mw} = 5.615 B_w WOR \quad 1.115$$

por lo tanto:

$$V_m = 5.615 B_o + (R - R_S) B_g + 5.615 B_w WOR \quad 1.116$$

luego:

$$\rho_{ns} = \frac{305.5 (\gamma_o + \gamma_w WOR) + 0.0764 \gamma_g R}{5.615 (B_o + B_w WOR) + (R - R_S) B_g} \quad 1.117$$

1.3.1.7 Gasto de Masa.

Se define por la siguiente expresión:

$$w_m = \frac{\text{masa líquido y gas}}{\text{tiempo}} \quad 1.118$$

y puede obtenerse con cualquiera de las ecuaciones siguientes:

$$w_m = \frac{q_o M}{86400} \quad 1.119$$

$$w_m = w_o + w_w + w_g \quad 1.120$$

donde:

$$w_o = \frac{\rho_o q_o B_o}{15388} \quad 1.121$$

$$w_w = \frac{\rho_w q_w B_w}{15388} \quad 1.122$$

$$w_g = \frac{\rho_g q_o (R - R_S) B_g}{86400} \quad 1.123$$

I.3.1.8 Viscosidad de la Mezcla.

Dependiendo del método que se aplique, se usan las siguientes ecuaciones para obtener la viscosidad de la mezcla de fluidos:

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda) \quad 1.124$$

$$\mu_m = \mu_L^{H_L} \mu_g^{(1 - H_L)} \quad 1.125$$

donde:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad 1.126$$

y

$$f_o = \frac{B_o}{B_o + WOR B_w} \quad 1.127$$

$$f_w = 1 - f_o \quad 1.128$$

I.3.1.9 Tensión Superficial de la Mezcla de Líquidos.

Se obtiene con la siguiente expresión:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad 1.129$$

I.3.1.10 Densidad de la Mezcla de Líquidos.

Se calcula con:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad 1.130$$

1.3.2 Patrones de Flujo.

Al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas constituye un patrón de flujo. Se conoce como patrón o tipo de flujo a la distribución relativa de una fase con respecto a la otra.

Orkiszewski (Ref. 1.14), realizó una descripción bastante clara de lo que considera los cuatro patrones de flujo principales para el flujo multifásico en tuberías verticales, siendo estos: burbuja, bache, transición y niebla. Ros (Ref. 1.15), realizó una identificación de los regímenes de flujo en función de las velocidades del gas y del líquido, considerando dos regímenes o patrones de flujo adicionales a los anteriormente mencionados, el flujo tapón y el flujo espuma; sin embargo, en la mayoría de las correlaciones establecidas estos no se consideran.

1.3.2.1 Patrones de Flujo en Tuberías Verticales.

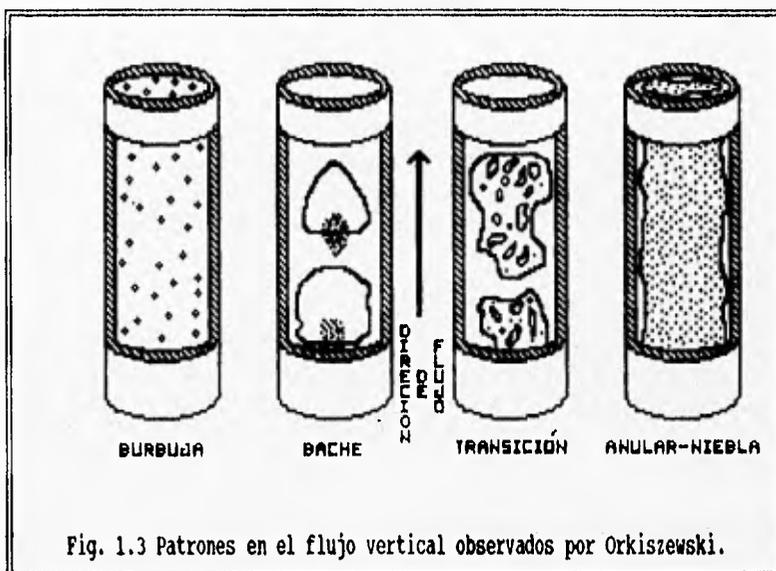


Fig. 1.3 Patrones en el flujo vertical observados por Orkiszewski.

a) Flujo tipo burbuja

La tubería se encuentra casi completamente llena de líquido y la fase de gas libre es pequeña. El gas está presente en forma de pequeñas burbujas, distribuidas aleatoriamente y cuyos diámetros varían también arbitrariamente. Las burbujas se mueven a diferentes velocidades,

dependiendo de sus diámetros respectivos. El líquido se mueve con una velocidad casi uniforme y excepto por su densidad, la fase de gas tiene un efecto pequeño sobre el gradiente de presión. Este flujo se tiene para gastos bajos de gas.

b) Flujo tipo tapón

A gastos mayores de gas, pero gastos bajos de líquido, se encuentra que conforme aumenta el gasto de gas, el número y tamaño de las burbujas se incrementa, formándose tapones de gas en forma de bala.

c) *Flujo tipo bache*

En este régimen la fase de gas es más pronunciada. Aunque la fase líquida permanece constante, las burbujas de gas coalescen y forman burbujas estables de aproximadamente el mismo tamaño y forma, cuyo diámetro es casi el de la tubería. La velocidad de la burbuja es tan grande como la del líquido y puede ser predicha en relación a la velocidad del bache de líquido. Hay una película de líquido alrededor de las burbujas de gas. La velocidad del líquido no es constante, mientras que el bache de líquido siempre se mueve hacia arriba en la dirección del flujo volumétrico, el líquido en la película puede moverse hacia arriba, pero a una velocidad más baja, o puede moverse hacia abajo. Estas variaciones en las velocidades del líquido resulta no solamente en variaciones en las pérdidas de presión por fricción, sino también en una variación en el colgamiento del líquido, lo cual influye en la densidad fluyente de la mezcla. Para velocidades altas de flujo, el líquido puede entonces entrar en las burbujas de gas. Tanto la fase de gas como la del líquido tienen un efecto significativo sobre el gradiente de presión.

d) *Flujo de transición*

El cambio de la fase líquida a la fase de gas como la fase continua ocurre en esta región. El bache de líquido entre las burbujas virtualmente desaparece, y una cantidad significativa de líquido se introduce a la fase de gas. Aunque los efectos del líquido son significativos, los de la fase de gas son más predominantes.

e) *Flujo tipo niebla*

La fase de gas es la continua. El volumen de líquido se encuentra dentro y es acarreado con la fase de gas. Una película de líquido moja las paredes de la tubería, pero los efectos son secundarios. La fase de gas es el factor que controla los gradientes de presión.

Ros observó las siguientes condiciones de flujo:

1. Para $v_{sg} > 50$ pie/seg y $v_{sL} < 1.25$ pie/seg, el flujo cambia de tapón a niebla.
2. Cuando la v_{sL} alcanza valores superiores a 5.25 pie/seg ya no es fácil distinguir entre los diferentes patrones de flujo.
3. Para valores bajos de v_{sg} y v_{sL} se presenta el fenómeno conocido como cabeceo, en el que el flujo varía cíclicamente en pocos segundos. El flujo es inestable y los gradientes de presión son muy variables y difíciles de predecir.

1.3.2.2 PATRONES DE FLUJO EN TUBERIAS HORIZONTALES

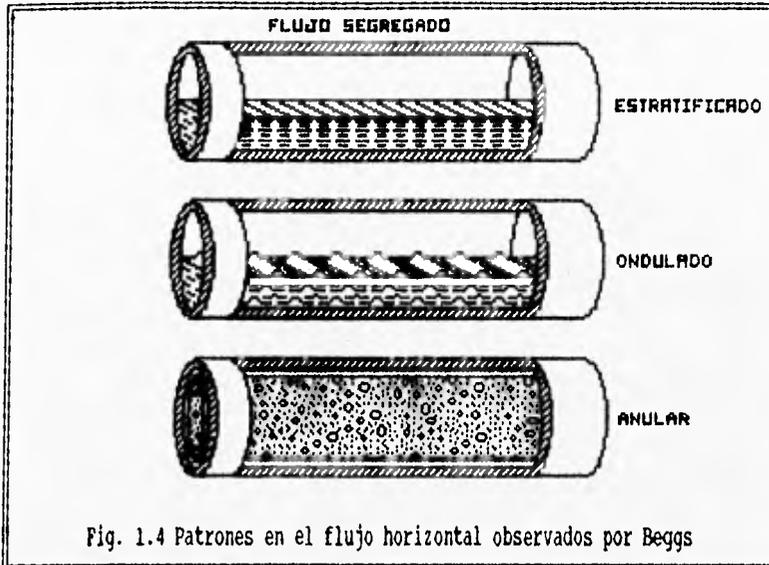


Fig. 1.4 Patrones en el flujo horizontal observados por Beggs

procedimientos experimentales, cada investigador podrá encontrar soluciones que resulten adecuadas para las condiciones establecidas en el laboratorio. Algunas veces, en la resolución de problemas de campo, podían encontrarse que los métodos más sencillos, en los que no se hace consideración de los patrones de flujo, resultan los más adecuados. A continuación se hace una descripción de los patrones de flujo que se presentan en el flujo horizontal:

Existe una amplia controversia en cuanto a la definición de las fronteras de los diferentes patrones de flujo, la que resulta comprensible dado que para el establecimiento de métodos de predicción de flujo multifásico existen diferentes aspectos que no se logran resolver de una manera satisfactoria y, dependiendo grandemente de los

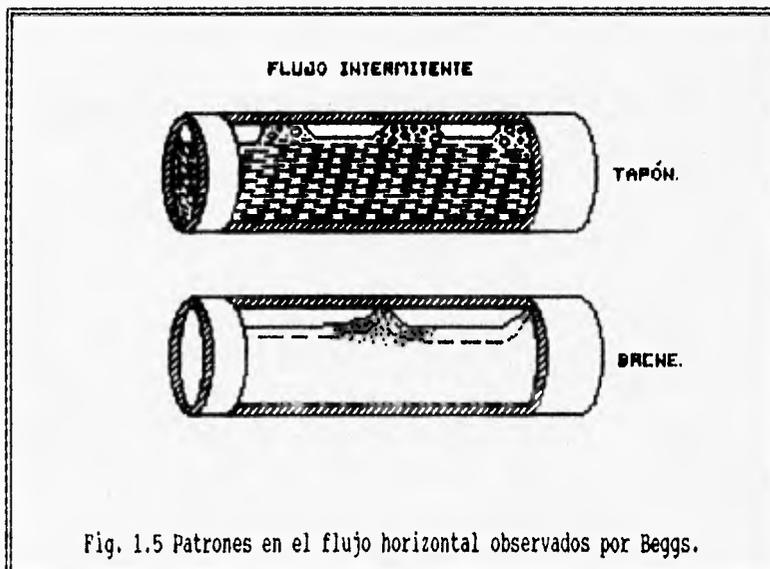


Fig. 1.5 Patrones en el flujo horizontal observados por Beggs.

a) Flujo burbuja

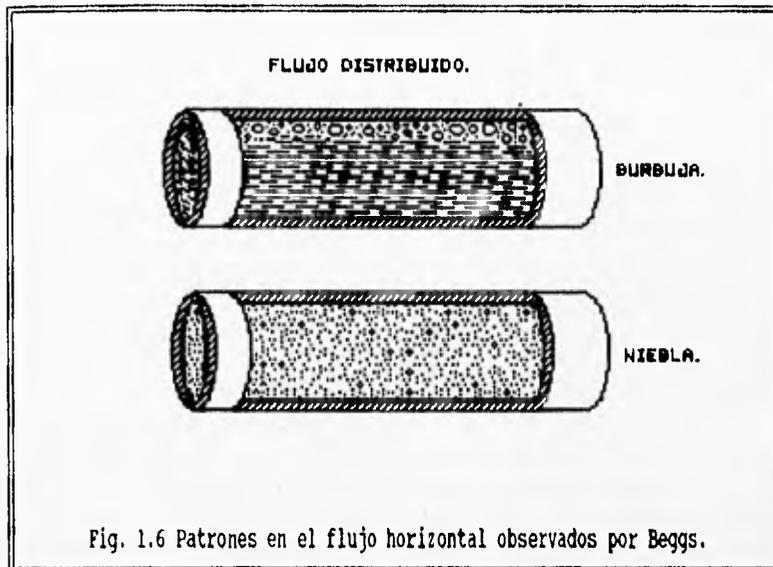
En este tipo de flujo las burbujas se desplazan por la parte superior de la tubería a la misma velocidad que el líquido.

b) Flujo tapón

Flujo en el cual se alternan tapones de líquido y de gas en la parte superior de la tubería.

c) **Flujo estratificado**

El líquido fluye por el fondo de la tubería y el gas se desplaza sobre la interfase gas-líquido.



d) **Flujo ondulado**

Es similar al estratificado, pero el gas se mueve a mayor velocidad que el aceite y la interfase está formada por ondas que se desplazan en la dirección de flujo.

e) **Flujo bache**

Impulsadas por la mayor velocidad del gas las ondas se elevan periódicamente, hasta

tocar la parte superior de la tubería, formando espuma.

f) **Flujo anular**

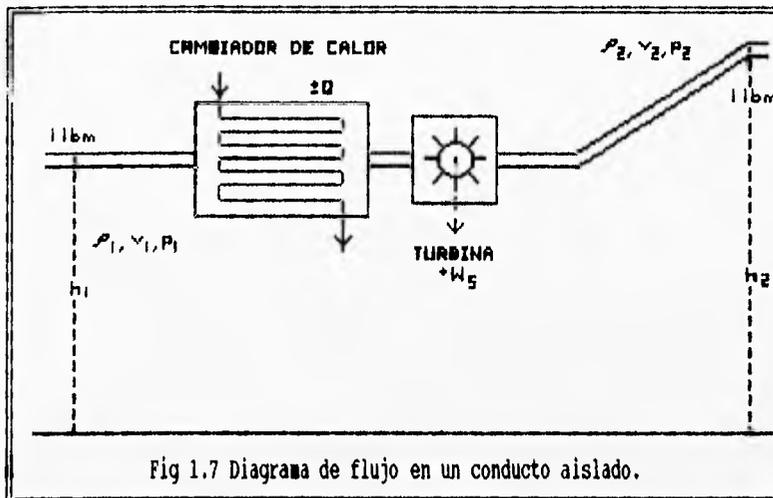
El líquido forma una película alrededor del interior de la tubería y el gas fluye a alta velocidad en su parte central.

g) **Flujo niebla**

La mayor parte de líquido fluye disperso en forma de niebla.

1.4 Fundamentos de Flujo a Través de Tuberías.

1.4.1 Ecuación General de Energía.



La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema, Fig. 1.7.

De acuerdo con la ley de conserva-

ción de la energía:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad 1.131$$

Las pérdidas de energía por fricción corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

Energía de expansión (E_e)

La energía de expansión está dada por:

$$E_e = p V \quad 1.132$$

Energía potencial (E_p)

La energía potencial está dada por:

$$E_p = \frac{q}{g_c} h \quad 1.133$$

Energía cinética (E_c)

La energía cinética está dada por:

$$E_c = \frac{v^2}{2 g_c} \quad 1.134$$

Al sustituir las energías correspondientes a las posiciones 1

y 2 en la ecuación de balance de energía (Ec. 1.131), se obtiene:

$$p_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2 g_c} + \Delta W_f + \Delta W_S = p_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2 g_c} \quad 1.135$$

$$V \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2 g_c} + \Delta W_f + \Delta W_S = 0 \quad 1.136$$

Multiplicando esta última ecuación por:

$$\frac{\rho}{\Delta L}$$

y considerando despreciable las pérdidas de energía por trabajo externo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} + \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2 g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad 1.137$$

Considerando positiva la caída de presión en la dirección de flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2 g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad 1.138$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir de la manera siguiente:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_T = \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_e + \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{ac} + \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_f \quad 1.139$$

donde:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_T : \textit{Gradiente de presión total}$$

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_e : \textit{Gradiente de presión debido a la elevación}$$

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{ac} : \textit{Gradiente de presión debido a la aceleración}$$

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_f : \textit{Gradiente de presión debido a la fricción}$$

1.4.2 Pérdidas de Presión por Fricción.

Las pérdidas de presión por fricción, en conductos circulares de diámetro constante, ha sido determinada experimentalmente por varios investigadores. Los resultados de esta experimentación, utilizando tuberías de diversos materiales, constituyen la base de las fórmulas que actualmente se usan.

Ecuación de Darcy

Darcy, Weisbach y otros, en 1857 dedujeron experimentalmente la Ec. 1.140:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad 1.140$$

Una ecuación similar fue establecida posteriormente por Fanning, quien obtuvo valores de f cuatro veces mayores que los de Darcy. Esta diferencia se debe al uso del radio hidráulico en lugar del diámetro de la tubería al formular su correlación.

Ecuación de Fanning

La ecuación establecida por Fanning es:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c R_h} \quad 1.141$$

donde:

$$R_h = \text{Radio hidráulico} = \frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}} \quad 1.142$$

$$R_h = \frac{\left[\frac{\pi d^2}{4} \right]}{\pi d} = \frac{d}{4} \quad 1.143$$

luego:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_f = \frac{2 f \rho v^2}{g_c d} \quad 1.144$$

1.4.2.1 Factor de Fricción.

El valor del factor de fricción (f) es función de la rugosidad de la tubería (ξ) y el número de Reynolds (N_{Re}), esto es:

$$f = f(\xi, N_{Re})$$

Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías, a este parámetro se le conoce como número de Reynolds.

El número de Reynolds (adimensional) se define, en unidades consistentes como:

$$N_{Re} = \frac{d v \rho}{\mu} \quad 1.145$$

Para calcular el valor de f , es necesario determinar el régimen de flujo. En conductos, los fluidos se mueven de acuerdo a cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: laminar o turbulento.

Flujo laminar

Ocurre cuando las partículas de fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje del conducto. El flujo laminar se presenta cuando $N_{Re} < 2300$.

Flujo turbulento

A velocidades mayores, las partículas se mueven de una manera caótica, formando vórtices y remolinos; en este caso el flujo es turbulento. El flujo turbulento se presenta cuando $N_{Re} \geq 3100$.

Para flujo laminar de una sola fase, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad 1.146$$

Para flujo turbulento $N_{Re} \geq 3100$, el factor de fricción está dado por la Ec. 1.147, establecida por Colebrook y White:

$$f = \left[-2 \log \left[\frac{\xi}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right] \right]^{-2} \quad 1.147$$

Se observa que para calcular f , en este caso, se requiere un proceso iterativo.

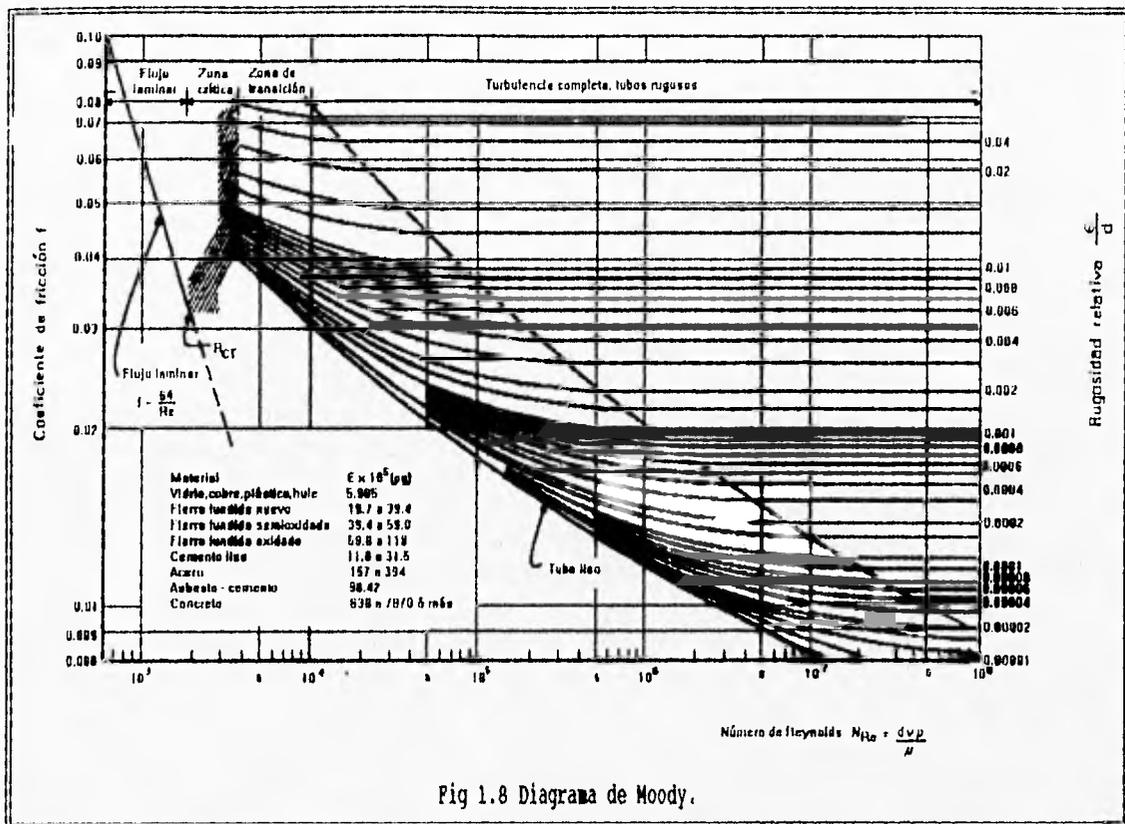


Fig 1.8 Diagrama de Moody.

I.4.2.2 Diagrama de Moody.

Basándose en la Ec. 1.147, Moody preparó un diagrama para determinar el factor de fricción para tuberías de rugosidad comercial.

Descripción del diagrama de Moody (Fig. 1.8)

- Para $N_{Re} < 2300$ (flujo laminar) f depende exclusivamente del número de Reynolds.
- A partir de $N_{Re} = 3100$, se inicia la zona de transición. Dentro de ésta, f depende tanto de N_{Re} como de la rugosidad relativa, definida esta como:

$$\text{Rugosidad relativa} = \frac{\epsilon}{d}$$

- La zona francamente turbulenta se inicia a diferentes valores de N_{Re} , dependiendo del valor de la rugosidad relativa. En esta zona f es independiente de N_{Re} y varía únicamente con la rugosi-

dad relativa. El valor f puede obtenerse, para flujo turbulento con:

$$f = \left[-2 \log \left[\frac{\xi}{3.715 d} \right] \right]^{-2} \quad 1.148$$

d) Cuando el flujo es crítico ($2300 < N_{Re} < 3100$) el factor de fricción se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = 0.5675 N_{Re}^{-0.3192} \quad 1.149$$

Rango de valores de la rugosidad

Para tuberías comerciales la rugosidad varía de 0.0006 a 0.0008 μg . Para tuberías de producción comúnmente se emplea un valor de 0.0006 y para tuberías superficiales de 0.0006 a 0.00075 μg .

La Ec. 1.150 permite obtener un valor de f bastante aproximado, cuando el régimen de flujo es turbulento ($N_{Re} \geq 3100$)

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left[\frac{\xi}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right] \right]^{-2} \quad 1.150$$

1.4.3 Flujo de Fluidos por Tuberías.

Ecuación general en unidades prácticas

La ecuación que expresa el gradiente de presión total es:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_T = \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_e + \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{ac} + \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_f \quad 1.151$$

Considerando que la caída de presión por aceleración es despreciable, la ecuación general puede escribirse en la forma siguiente:

$$\Delta p_T = \Delta p_e + \Delta p_f \quad 1.152$$

La caída de presión por elevación es:

$$\Delta p_e = 0.433 \gamma_{rL} \Delta h \quad 1.153$$

La pérdida de presión por fricción en unidades prácticas es:

$$\Delta p_f = 0.06056 \frac{f \gamma_{rL} q^2 L}{d^5} \quad 1.154$$

Por lo que la ecuación del gradiente de presión total queda:

$$\Delta p_T = 0.443 \gamma_{rL} \Delta h + 0.06056 \frac{f \gamma_{rL} q^2 L}{d^5} \quad 1.155$$

Número de Reynolds

El número de Reynolds en unidades prácticas es:

$$N_{Re} = 92.2 \frac{q \gamma_{rL}}{d \mu} \quad 1.156$$

1.4.4 Eficiencia de Flujo en las Tuberías.

Es obvio que la rugosidad de las tuberías dependerá del proceso empleado en su fabricación, su grado y tamaño. Aún las tuberías nuevas y con mayor razón las almacenadas, mostrarán valores aleatorios en su rugosidad. Los efectos de la corrosión, erosión e incrustamientos, que ocurren en las tuberías en operación, también afectan las condiciones de flujo. Por lo anterior los gastos calculados mediante las correlaciones raramente concuerdan con los medidos. Para compensar esta imprecisión, generalmente se introduce

en los cálculos un factor de eficiencia E.

Factor de eficiencia (E)

Se define como la fracción (o porcentaje) del gasto total calculado al manejado realmente en la tubería. Cuando se carece de datos de campo, la selección de E se basa en la experiencia; sin embargo, un valor de 0.90 es apropiado para los cálculos en el diseño de tuberías.

Para calcular el gasto real de una línea, su gasto teórico se multiplica por el factor E. Para corregir las pérdidas de presión calculadas, éstas se dividen por la raíz cuadrada de E. Este procedimiento tiene el mismo efecto que cambiar el factor de fricción por un nuevo valor f/E^2 .

Por lo tanto, la Ec. 1.155 queda expresada como:

$$\Delta p_T = 0.443 \gamma_{rL} \Delta h + 0.06056 \frac{f \gamma_{rL} q^2 L}{E^2 d^5} \quad 1.157$$

I 5 Análisis Nodal.

El análisis nodal de un sistema de producción permite determinar el comportamiento actual de un pozo productor de hidrocarburos. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia del flujo.

El procedimiento de análisis de sistemas (también conocido como análisis nodal) es un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que tienen instalado bombeo neumático, debido a las necesidades, cada vez mayores, de energía y los incentivos derivados del precio del crudo.

La evaluación del sistema de producción, por medio del análisis nodal, puede dar solución a problemas complejos que incluyen caídas de presión a través de:

- Estranguladores superficiales.
- Estranguladores subsuperficiales.
- Válvulas de seguridad.
- Empacamientos de grava.

Para el adecuado establecimiento del comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar, de manera simultánea, los diversos componentes que constituyen al sistema de producción. Cada componente: es una parte integrante; por tanto, cualquier factor que influencie su comportamiento, influenciará también al resto del sistema. Estos componentes son:

- a) El Yacimiento (Comportamiento de flujo del yacimiento al pozo).
- b) El Sistema Subsuperficial (Comportamiento de flujo vertical).
- c) El Sistema Superficial (Comportamiento de flujo horizontal).

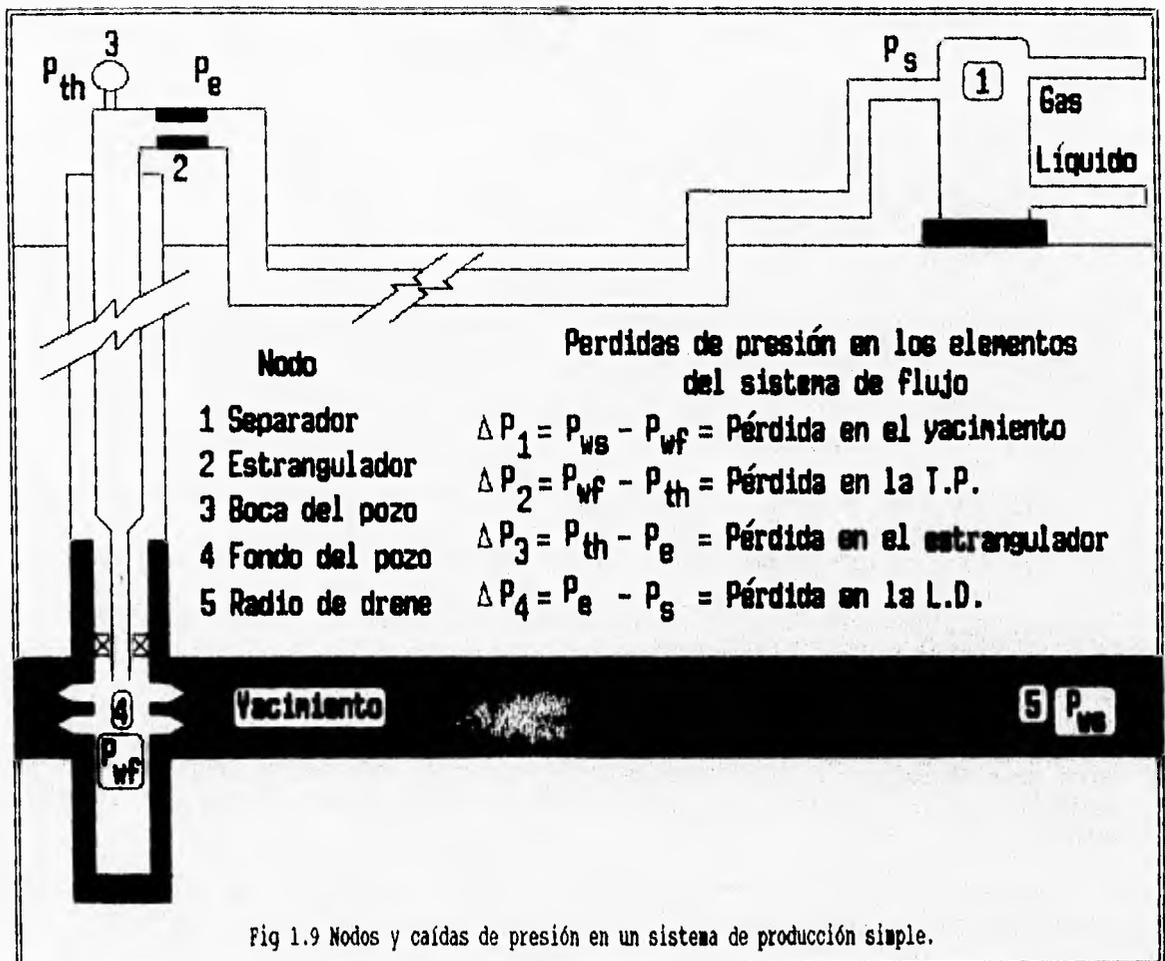
Cada componente se encuentra interconectado con el resto en forma única, por lo que se tendrán que considerar los diversos medios que existen en el campo para dar una adecuada continuidad al sistema y así, lograr el control sobre cada parte que lo constituye.

Fonseca (Ref. 1.17), sugiere la siguiente clasificación de cada uno de los componentes del sistema integral de producción:

1. Entre el yacimiento y la cabeza del pozo, se tiene el equipo subsuperficial, el cual está constituido por:
 - Tuberías de revestimiento.
 - Tuberías de producción.
 - Empacadores.

- Estranguladores de fondo.
- Válvulas.
- Niples de asiento.
- Dispositivos de seguridad, etc.

Todo este equipo y la manera en que se encuentre instalado dentro del pozo, constituye lo que se denomina el estado mecánico del pozo. En su diseño existen muy diversas opciones de selección, pero la instalación final deberá ser tal que permita una adecuada comunicación entre el yacimiento y la superficie, además de un control efectivo de la producción, incluyendo la posibilidad de efectuar trabajos especiales y posibles operaciones de reparación o estimulación.

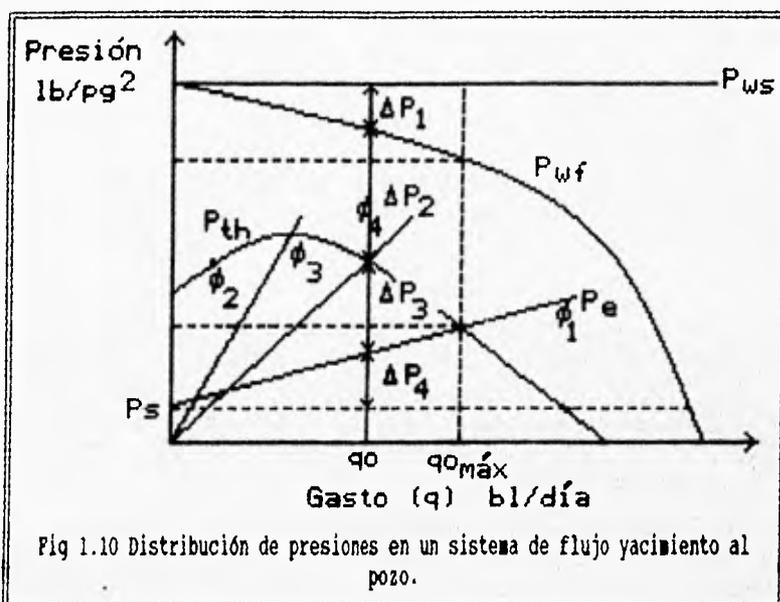


- Entre la cabeza del pozo y la línea de descarga se tiene el equipo superficial para el control del pozo, quedando comprendidos los dispositivos de seguridad y aquellos que permiten realizar operaciones que influyen en forma directa en el

comportamiento del pozo fluyente. Como componente principal de este equipo se tiene el estrangulador superficial el cual se utiliza para controlar el gasto, la presión en la superficie (T.P. y/o T.R.) y la presión en el fondo del pozo.

3. Como parte final se tiene el equipo que permite la separación de las diversas fases (gas, aceite y agua).

Para los propósitos del presente análisis, es necesario considerar el comportamiento de flujo hasta los separadores, dado que es la última posible restricción que puede influenciar el comportamiento fluyente del pozo.



Las pérdidas de presión en el sistema integral de producción se ilustra en la Fig. 1.10, siendo éstas:

1. Δp_1 - flujo a través del medio poroso (comportamiento de flujo del yacimiento al pozo), Δp_1 variará de 10% a 50% de la pérdida de presión total.
2. Δp_2 - flujo multifásico desde el fondo del pozo hasta la superficie. Δp_2 variará de 30% y 80% de la pérdida de presión total.
3. Δp_3 - flujo multifásico a través de los estranguladores. Δp_3 variará dependiendo del diámetro del estrangulador.
4. Δp_4 - flujo multifásico desde la cabeza del pozo hasta los tanques de almacenamiento (comportamiento de flujo superfi-

Después de los separadores se tendrán sólo problemas de flujo monofásico, los cuales tiene una solución más simple.

La trayectoria de flujo multifásico de aceite y gas desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento o el separador se ilustra en la Fig. 1.9.

La distribución de las pérdidas

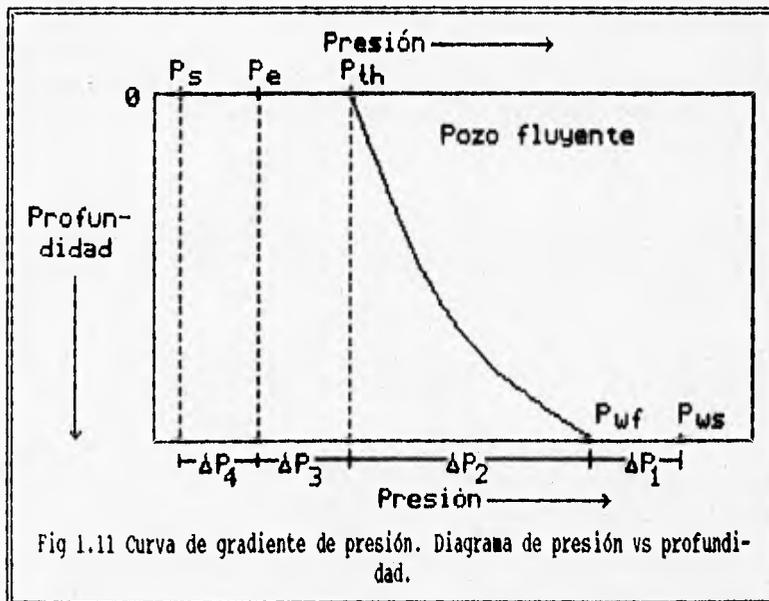
cial), Δp_4 variará de 5% a 30% de la pérdida de presión total.

Las etapas 2, 3 y 4 requieren su propia correlación de flujo multifásico para determinar Δp_2 , Δp_3 y Δp_4 .

Primeramente, para diferentes gastos de producción, se determina la curva de comportamiento de flujo en el yacimiento, partiendo de la P_{ws} y obteniendo la P_{wf} . Posteriormente, partiendo de la P_{wf} se calcula la P_{th} y se grafican estos valores obteniéndose la curva de comportamiento de flujo vertical. A continuación la secuencia de cálculo se reanuda a partir de la presión de separación, para obtener la presión en la boca del pozo, corriente abajo del estrangulador (P_e), necesaria para transportar los gastos supuestos a través de la línea de descarga. Para realizar los cálculos se requiere utilizar un método de flujo multifásico horizontal. Los valores de P_e obtenidos se grafican contra los gastos, obteniéndose el comportamiento de flujo horizontal.

En la Fig. 1.10, se muestra que cuando $P_{th}=P_e$, se tiene el gasto máximo, correspondiente al flujo sin estrangulador. Los gastos inferiores se pueden obtener usando estranguladores de diferente tamaño. El diámetro del estrangulador se puede calcular mediante las ecuaciones presentadas en la sección 1.6.3 de este capítulo.

En la Fig. 1.10, se aprecia también que al ir reduciendo el diámetro del estrangulador, disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo (P_{th}), hasta alcanzar ésta un valor máximo indicado en el punto ϕ_3 . Estrangulamientos adicionales provocarán una reducción en la presión de la boca al aumentar las pérdidas de presión por la tubería de producción.



Es evidente que la elaboración de figuras como la anterior permite anticipar el efecto del cambio de un estrangulador sobre el gasto y la presión en la superficie. El manejo inapropiado de los estranguladores puede ocasionar la "muerte del pozo". Por ejemplo, un estrangulamiento adicional al obtenido con el orificio correspondiente a ϕ_3 (cambio de ϕ_3 a ϕ_2)

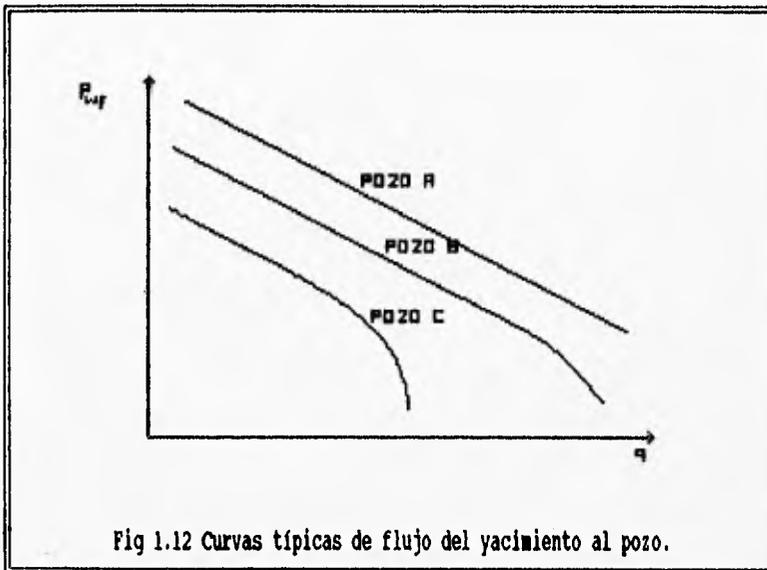
originaría un incremento en el colgamiento de líquido y por lo tanto, el aumento en la carga hidrostática, lo que provocaría una reducción adicional en la velocidad del flujo. El resultado de esta secuencia, es la precipitación del flujo a un estado inestable (cabeceo) que generalmente conduce a la suspensión de dicho flujo.

Existen muy diferentes formas en las cuales los resultados de las correlaciones y el efecto del cambio en los parámetros se puede presentar. Una de ellas es la anteriormente descrita, otra forma es la mostrada en el diagrama de presión y profundidad de la Fig. 1.11. En este diagrama se observan igualmente Δp_1 (pérdidas en el medio poroso), Δp_2 (pérdidas en el flujo vertical), Δp_3 (pérdidas en el estrangulador) y Δp_4 (pérdidas en el flujo horizontal).

I.5.1 Comportamiento de Flujo en el Yacimiento.

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo, representa la capacidad que éste tiene para aportar fluidos. Una gráfica típica de este comportamiento se presenta en la Fig. 1.12, donde se observa que las formas de las curvas pueden ser muy diferentes. La capacidad para aportar fluidos depende del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y variables tales como la presión, permeabilidad, etc.

La gráfica del pozo A es una línea recta, esto sucede solamente para presiones de fondo fluyendo arriba de la presión de burbujeo; la pendiente de esta recta es constante, por lo que se tiene un índice de productividad lineal al cual se le denomina IP y es representado por el inverso de la pendiente de la línea recta.



Sin embargo, cuando existe una curvatura la pendiente varía conforme varía el abatimiento de presión, como se observa en las curvas de los pozos B y C de la Fig. 1.12.

Cuando se considera un comportamiento no lineal, se denomina IPR. El IPR y el IP no son equivalentes, el IPR es un término que relaciona la

presión de fondo fluyendo y el gasto; y el IP es la primera diferencial del IPR, en el caso especial cuando el IPR es una línea recta; es decir, la curvatura se aproxima a una línea recta, ($P_{wf} > P_b$).

I.5.1.1 Flujo Radial del Líquido.

Supóngase que un pozo está produciendo líquido a un gasto q (condiciones superficiales, donde qB_0 son condiciones de yacimiento), de un yacimiento:

- Horizontal.
- Homogéneo.
- Con un espesor neto h .
- Con extensión areal infinita.
- Las condiciones de flujo no cambian con el tiempo (Flujo en estado estacionario).
- El líquido producido tiene una compresibilidad baja y constante.

Para tales circunstancias es posible obtener una ecuación que relacione la presión de la formación, en un punto en particular, a una distancia a partir del pozo, con el gasto de producción.

Considerando un radio del pozo, r_w y que la presión en la cara de la formación sea P_{wf} . Si la viscosidad del líquido es μ_o , de donde, la presión p en la formación a un radio r , medido desde el centro del pozo, es aproximadamente:

$$P_{@r} = P_{wf} + \frac{q B_o \mu_o}{0.007082 K_o h} \ln \left[\frac{r}{r_w} \right] \quad 1.158$$

Si se hace r igual al valor de r_e , la ecuación proporciona el valor de P_{ws} ; entonces es claro que la ecuación proporciona una aproximación razonablemente buena para la distribución de presiones para valores de r menores que r_e . El valor de r_e es llamado radio de drene del pozo, evidentemente no tiene un significado físico para un pozo en un yacimiento infinito.

1.5.1.2 Índice de Productividad - Abatimiento de Presión.

La presión de fondo de un pozo en producción se conoce con el nombre de **presión de fondo fluyendo** (P_{wf}) y a la diferencia entre la **presión de fondo estática** (P_{ws}) y P_{wf} se le llama **abatimiento de presión**.

$$\text{Abatimiento de presión} = P_{ws} - P_{wf}$$

Al evaluar la productividad de un pozo de aceite bajosaturado, el flujo hacia el pozo, es directamente proporcional a la diferencia de presiones entre el yacimiento y el fondo del pozo. A la constante de proporcionalidad se le denomina **Índice de productividad** (J), por lo tanto:

$$q = J (P_{ws} - P_{wf}) \quad 1.159$$

o sea:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 1.160$$

A menos que se indique lo contrario, el índice de productividad está basado en la producción bruta de líquido, (agua y aceite):

$$q = q_o + q_w \quad 1.161$$

El índice de productividad específico, J_s , es la relación entre la producción en bruto con el abatimiento de presión y relacionado además con el espesor neto del yacimiento.

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h (P_{ws} - P_{wf})} \quad 1.162$$

Ahora bien, empleando la ecuación de Darcy, para un yacimiento homogéneo, horizontal, uniforme, con una producción bruta de líquido de una compresibilidad pequeña, se tiene:

$$J = \frac{7.08 \times 10^{-3} h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad 1.163$$

$$J_s = \frac{7.08 \times 10^{-3}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad 1.164$$

donde: k_o y k_w en [darcy].

Un valor más aproximado del índice de productividad se puede obtener mediante la Ec. 1.165, sugerida por Odeh (Ref. 1.18):

$$J = \frac{7.08 \times 10^{-3} h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S + Dq} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad 1.165$$

donde: k_o y k_w en [md].

S : Es el factor total de daño a la formación, el cual se puede determinar mediante pruebas de presión en los pozos.

Dq : Es el término por flujo turbulento. Este generalmente se desprecia cuando se está produciendo en formaciones de baja permeabilidad, donde por lo general, se tienen bajas producciones. Un buen procedimiento para observar la influencia de este término, es comprobar su valor al gasto máximo de producción, $P_{wf} = 0$; si éste es pequeño puede entonces despreciarse.

Para la estimación del índice de productividad, cuando la información es limitada puede emplearse la siguiente expresión:

$$J \approx \frac{1 \times 10^{-3} k_o h}{\mu_o B_o} \quad 1.166$$

la cual se puede deducir mediante la ecuación de la ley de Darcy para flujo radial estacionario, suponiendo que:

$$\ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S = 7.08 \quad 1.167$$

Por otra parte, Lewis, Horner y Stekoll (Ref. 1.19) encontraron que el índice de productividad puede ser relacionado por medio de la siguiente ecuación:

$$J = 5.9 \times 10^{-4} \frac{k_o h}{\mu_o B_o} \quad 1.168$$

1.5.1.3 Método de Jones, Blount y Glaze.

Jones, Blount y Glaze (Ref. 1.20), encontraron que la ecuación sugerida por Odeh (1.165) puede expresarse en la siguiente forma para tomar en cuenta el término de flujo turbulento:

$$P_{ws} - P_{wf} = Cq + Dq^2 \quad 1.169$$

Dividiendo ambos miembros de la ecuación entre el gasto se tiene:

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{q} = C + Dq \quad 1.170$$

donde:

$$C = \frac{\mu_o B_o (\ln(0.472 r_c/r_w) + S)}{1.127 \times 10^{-3} (2\pi kh)} \quad 1.171$$

El valor de D puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$D = \frac{9.08 \times 10^{-13} B_o^2 \beta \rho_o J}{4\pi^2 (hp^2) r_w} \quad 1.172$$

El valor del coeficiente de velocidad de flujo turbulento (β), se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k_o^{1.201}} \quad 1.173$$

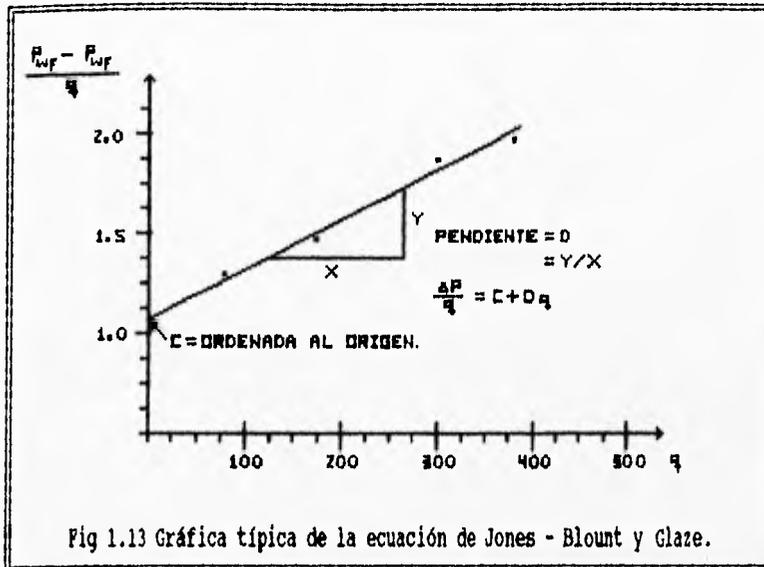


Fig 1.13 Gráfica típica de la ecuación de Jones - Blount y Glaze.

elaboración de una gráfica como la mostrada en la Fig. 1.13, necesitándose para ello la realización de una prueba de producción. El procedimiento para la elaboración de esta gráfica es el siguiente:

1. A partir de los datos obtenidos de una prueba de producción (de 3 a 4 gastos), calcular $(P_{ws} - P_{wf}) / q$.
2. Graficar los valores anteriores contra q usando escalas normales.
3. Dibujar la mejor recta que se ajuste a los puntos trazados.
4. Obtener los valores de C (ordenada al origen) y el de la pendiente D , usando dos puntos sobre la línea trazada.

Los valores de C y D así calculados, junto con el valor de C' que se obtiene con la Ec. 1.174, permiten establecer el diagnóstico de las condiciones de flujo en el yacimiento.

$$C' = C + Dq_{m\acute{a}x} \quad 1.174$$

donde el valor de $q_{m\acute{a}x}$ se obtiene con la ecuación (1.175), haciendo $P_{wf} = 0$.

$$q_{m\acute{a}x} = \frac{-C + \sqrt{C^2 + 4 D P_{ws}}}{2 D} \quad 1.175$$

El diagnóstico se establece de acuerdo a los siguientes criterios:

-
- a) Si el valor de C es bajo (menor de 0.05), la formación no está dañada. El grado del daño aumenta al aumentar el valor de C .
 - b) Si el valor de C'/C es pequeño (menor a 2) la turbulencia es poca o nula.
 - c) Si los valores de C y C'/C son bajos, la terminación del pozo es satisfactoria.
 - d) Si el valor de C es bajo y el valor de C'/C es alto, la baja productividad es ocasionada por insuficiencia del área disponible al flujo en los disparos y se deberá recomendar la ampliación del intervalo disparado o su reperforación con mayor densidad de disparos.
 - e) Si el valor de C es alto y el de C'/C es bajo se recomendará un tratamiento de estimulación.

I.5.1.4 Método de Vogel.

J. V. Vogel (Ref. 1.21), presentó en 1968 una solución al problema de la determinación de la curva de comportamiento de flujo al pozo, para un yacimiento con empuje por gas disuelto (fluyendo por abajo de su presión de saturación). Vogel utilizó un programa de cómputo que fue desarrollado tomando como base la aproximación de Weller (Ref. 1.22) para yacimientos con empuje por gas disuelto y que a su vez involucra las siguientes suposiciones:

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

Vogel evaluó curvas de IPR, para pozos productores de varios yacimientos ficticios con empuje por gas disuelto, cubriendo un amplio rango de condiciones. Hizo variar las condiciones PVT del aceite, así como diferentes permeabilidades relativas del yacimiento. También analizó el efecto del espaciamento entre pozos, fracturamientos y restricciones de flujo por daño en la formación. Investigó además los efectos de parámetros tales como la porosidad, espesor neto de la formación, saturación de agua y permeabilidad absoluta. Se hicieron cálculos para yacimientos inicialmente por encima del punto de burbujeo, pero únicamente para asegurarse que esas condiciones iniciales no causarían un cambio significativo en el comportamiento por abajo de este punto.

Vogel demostró que conforme declina la presión de un yacimiento, la productividad de un pozo decrece; en primer término por la depresión que sufre el yacimiento, y además, porque al irse incrementando la saturación de gas, se origina una mayor resistencia al flujo de aceite. Esto ocasiona una reducción progresiva de las curvas de IPR.

Para el trazo de las curvas de IPR, como curvas de IPR adimensionales, la presión para cada punto en la curva está dividida por la presión de cierre máxima o presión estática del pozo y el gasto de producción correspondiente se divide por el gasto máximo de producción; es decir, el gasto que se tendría con un 100% de abatimiento de presión. Vogel encontró que los cálculos para 21 yacimientos con diferentes condiciones, mostraban curvas de IPR con una forma generalizada similar. Una excepción fue un pozo con daño, en donde la curva de IPR se aproximaba a una línea recta. Para crudos más viscosos encontró desviaciones significativas; sin embargo, la curvatura fue aparente.

Como resultado final del trabajo logró la construcción de una curva de referencia, que es todo lo que se necesita para construir una curva de IPR a partir de una prueba de flujo en un pozo. Esta curva puede ser considerada como una solución general de ecuaciones de flujo en un yacimiento con empuje por gas disuelto, con las constantes de la solución particular para cada yacimiento y a la presión de fondo fluyendo por debajo de la presión de saturación. La ecuación de la curva es:

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right]^2 \quad 1.176$$

La relación para la ecuación de flujo del yacimiento al pozo en forma de línea recta es:

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \quad 1.177$$

Para comprobar la utilidad de la curva de referencia, Fig. 1.14 y por lo tanto de la Ec. 1.176, se compararon los resultados obtenidos con ésta y los calculados con la computadora. La curva permitió calcular de una manera más precisa el comportamiento de flujo para los primeros períodos de agotamiento del yacimiento que para períodos posteriores; de esta forma, el porcentaje de error es menor para gastos altos. El error máximo que se encuentra en el uso de la curva ocurrirá cuando las pruebas en los pozos se realicen a gastos de producción bajos y abatimientos de presión pequeños; se establece un error máximo no mayor del 10%.

Vogel, hizo también las siguientes observaciones:

1. El procedimiento podría ser considerado incorrecto cuando existe otro tipo de empuje diferente al de gas disuelto. Sin embargo, se ha utilizado para otro tipo de mecanismos de empujes e incluso empujes combinados con buenos resultados.
2. Dado que la curva de referencia es para flujo de dos fases

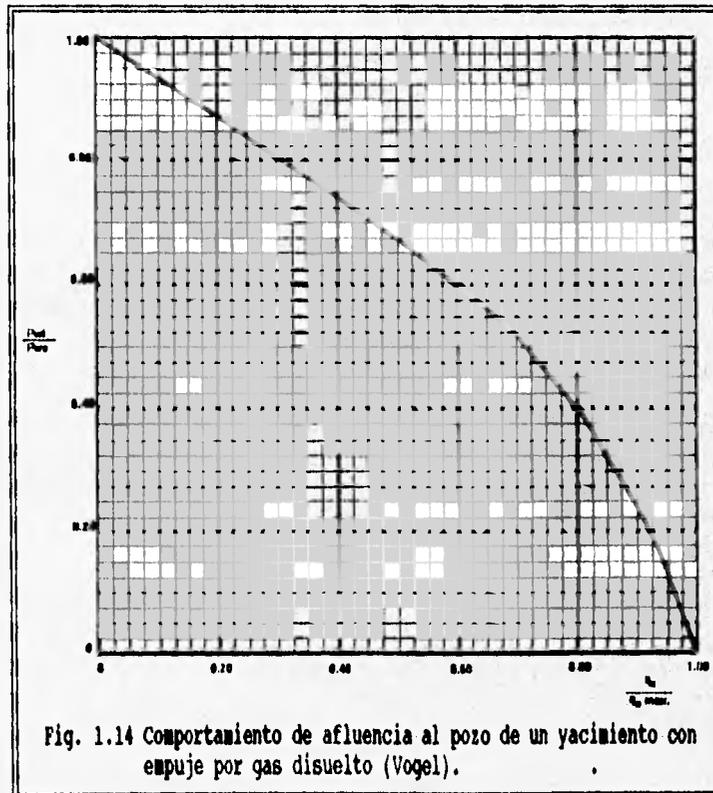
(aceite y gas), podría entonces ser considerada no válida cuando se tenga el flujo de tres fases (aceite, gas y agua). Sin embargo, se ha notado su buena precisión para este último caso.

- Las conclusiones están basadas en la solución por computadora, involucrándose algunas suposiciones de simplificación. Por lo tanto, es necesario realizar comparaciones adicionales con datos de campo para validar el método.

La aplicación del método es muy simple; todo lo que se necesita es una prueba de producción para la obtención de la P_{wf} contra q_o así como la presión estática del yacimiento. De la relación P_{wf}/P_{ws} (ordenada) se puede obtener un valor de $q_o/q_{omáx}$. Una vez que $q_{omáx}$ se ha determinado, es posible obtener el valor de q_o para cualquier P_{wf} , en este momento es posible la construcción de una curva de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo.

Despejando P_{wf} de la Ec. 1.176, en forma directa, y conociendo P_{ws} , q_o y $q_{omáx}$, la ecuación queda de la siguiente forma:

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left[\frac{q_o}{q_{omáx}} \right]} \right] \quad 1.178$$



I.5.1.5 Método de Standing - Harrison.

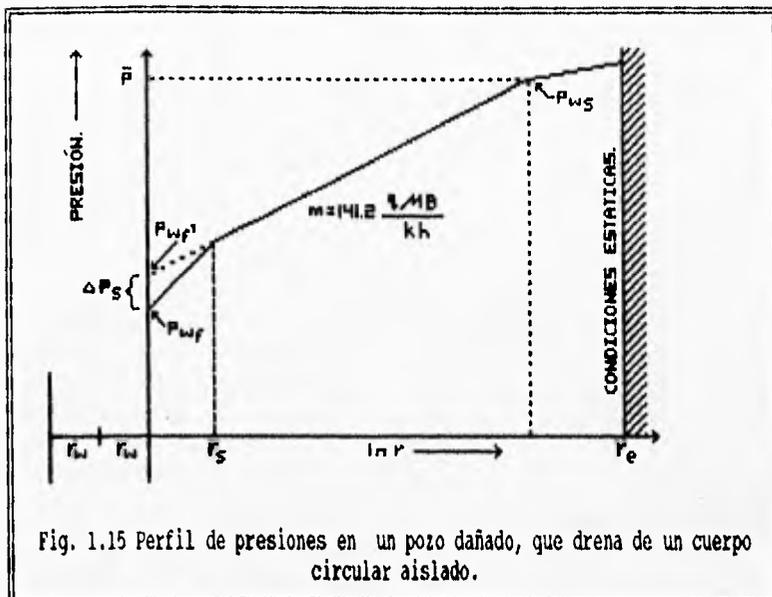


Fig. 1.15 Perfil de presiones en un pozo dañado, que drena de un cuerpo circular aislado.

En su trabajo, Vogel no toma en cuenta que los pozos pudieran estar dañados o estimulados; es decir se considera una eficiencia de flujo de uno. Standing (Ref. 1.23) complementa este trabajo y desarrolla una gráfica con curvas de IPR para eficiencias de flujo diferentes de la unidad.

En la Fig. 1.15 se presenta la distribución de las presiones de fondo en un pozo dañado que produce con gas disuelto.

El factor de eficiencia de flujo (EF), se define como:

$$EF = \frac{\text{Abatimiento de presión ideal}}{\text{Abatimiento de presión real}} = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 1.179$$

donde:

$$P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_i \quad 1.180$$

Sustituyendo la ecuación 1.180 en la ecuación 1.179:

$$EF = \frac{P_{ws} - (P_{wf} + \Delta P_i)}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 1.181$$

Siendo esta relación igual a la caída de presión normal a través del sistema y la caída de presión total.

Para pozos que drenan un volumen cilíndrico:

$$EF = \frac{\ln \left[\frac{0.47 r_e}{r_w} \right]}{\ln \left[\frac{0.47 r_e}{r_w} \right] + S} \quad 1.182$$

Como se nota en la Fig. 1.15, un pozo no dañado podría fluir a un gasto q para una presión de fondo fluyendo P_{wf}' , mientras el pozo dañado debería de fluir a una presión menor para producir el mismo gasto.

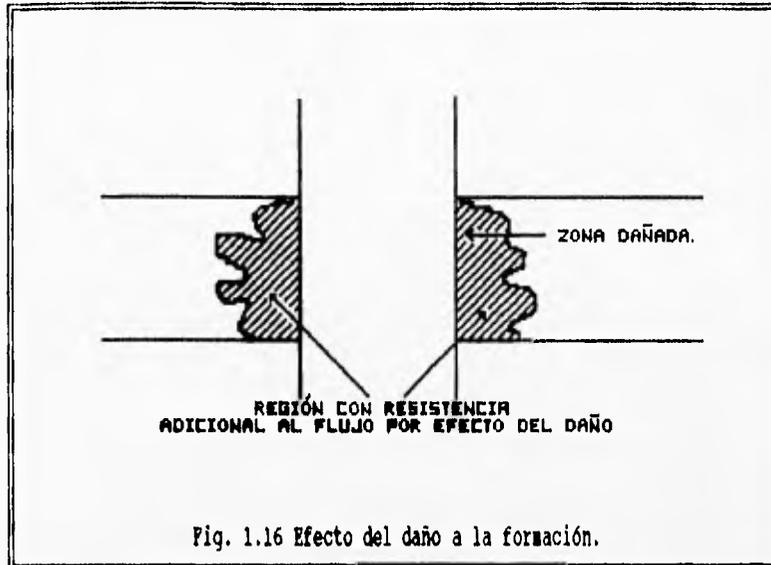


Fig. 1.16 Efecto del daño a la formación.

La ΔP_s es la diferencia entre P_{wf}' y P_{wf} . La Fig. 1.16, muestra la región que representa una resistencia adicional al flujo en las vecindades del pozo. Pueden ser muchos los factores que controlan o causan esta resistencia adicional, incluyendo la invasión de la zona por el filtrado del lodo o por los fluidos de control,

hinchamiento de las arcillas y otros. Esta figura puede también representar una región de permeabilidad mejorada, después de un tratamiento de estimulación.

La determinación de la caída de presión, ΔP_s , se realiza primeramente con la determinación del factor de daño S , a partir de pruebas de incremento y decremento de presión. ΔP_s fue definido por Van Everdingen (Ref. 1.24), como:

$$\Delta P_s = \frac{q \mu}{2 \pi k h} S \quad 1.183$$

o bien, en unidades de campo:

$$\Delta P_s = \left[\frac{141.2 q \mu B}{k h} \right] S \quad 1.184$$

donde : $-5 < S < \infty$

k : Se obtiene de la pendiente de la gráfica semilog de Horner, (Ref. 1.25)

S : Factor de daño total, se obtiene de la ecuación estándar para pruebas de incremento de presión propuesta por Horner siendo ésta:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k_o}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.2275 \right] \quad 1.185$$

m : pendiente de la porción recta de la curva de incremento de presión de Horner, y se define por medio de la siguiente ecuación.

$$m = \frac{162.5 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \quad 1.186$$

Esta ecuación, para determinar el valor del daño, es aplicable para Δt pequeños, donde:

$$\frac{t + \Delta t}{\Delta t} > 1 \quad \text{y} \quad P_{ws} = P_{1hr}$$

Es importante hacer notar que:

$S > 0$ indica daño.
 $S = 0$ indica que no existe daño en la formación.
 $S < 0$ indica mejoramiento o estimulación, los valores de -3 a -5 son comunes para pozos fracturados.

Una vez determinado ΔP_s , será posible entonces obtenerse el valor de la eficiencia de flujo utilizando la ecuación 1.181.

Standing (Ref. 1.23) construyó una curva generalizada en donde se presentan curvas de IPR para eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5. Al utilizar esta gráfica se puede obtener:

1. El gasto máximo posible para un pozo dañado.
2. El gasto máximo posible, si el daño es removido y $EF = 1$.
3. El gasto máximo posible si el pozo es estimulado.
4. La determinación del gasto posible para cualquier presión de fondo fluyendo, para diferentes valores de EF .
5. La construcción de las curvas de IPR para mostrar el comportamiento del gasto contra la presión de fondo fluyendo, para pozos dañados, estimulados o sin daño ($EF=1$).

Restricción en el uso del método de Standing.

Como se indicó en la Ec. 1.180, P_{wf}' es la presión de fondo fluyendo para $EF=1$, despejando de la Ec. 1.179, el valor de P_{wf}' ,

se tiene:

$$P_{wf}' = P_{ws} - EF(P_{ws} - P_{wf}) \quad 1.187$$

de donde, utilizando la ecuación de Vogel directamente:

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x_{EF=1}}} = 1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}'}{P_{ws}} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}'}{P_{ws}} \right]^2 \quad 1.188$$

Al calcular valores de P_{wf}' con la Ec. 1.187 se presentan problemas para valores de presión de fondo fluyendo bajos y EF altos, pudiéndose obtener valores negativos, lo cual ocasiona problemas al sustituir P_{wf}' en la Ec. 1.188, ya que proporcionará un gasto más pequeño comparado con los valores positivos de P_{wf}' .

Una solución más adecuada se puede obtener cambiando la forma de la ecuación. Se sugieren dos posibilidades:

1. La siguiente ecuación, sugerida por Harrison (Ref 1.26), puede utilizarse en lugar de la ecuación de Vogel y emplearse tanto para valores positivos como negativos de P_{wf}' . Sin embargo se ha encontrado que los gastos predichos con esta ecuación son menores en comparación con los determinados con la ecuación de Vogel.

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \exp \left[\frac{1.792 P_{wf}'}{P_{ws}} \right] \quad 1.189$$

2. También se puede utilizar una ecuación de la siguiente forma:

$$q_o = J_o' (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad 1.190$$

Esta ecuación es una línea recta en un papel log-log. Para utilizarla se emplea la ecuación de Vogel hasta que los valores negativos de P_{wf}' principian. Estos valores se grafican en un papel log-log. El valor de J_o' se obtiene en la intersección de la recta sobre el eje de los gastos, donde $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ es igual a uno y n es el inverso de la pendiente de la recta graficada. Después de determinar los valores de n y J_o' se usa la Ec. 1.190 para completar la gráfica de IPR.

Harrison construyó una gráfica generalizada, que es la extensión de la aplicación de la ecuación 1.190. Esta gráfica deberá utilizarse cuando el valor de EF esté fuera de la gráfica original de Standing y proporcionará resultados más precisos que con el empleo de la ecuación 1.190.

I.5.1.6 Curva Generalizada de IPR.

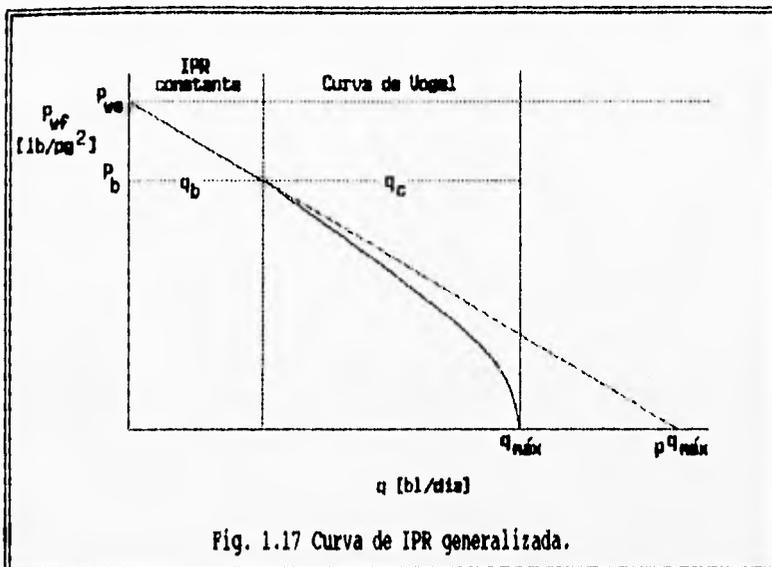


Fig. 1.17 Curva de IPR generalizada.

Patton y Golland (Ref. 1.27) emplearon una línea recta cuando la presión de fondo excede a la presión de saturación, y una curva cuadrática (Vogel) para la presión de fondo por abajo del punto de burbujeo.

Para yacimientos en donde la presión estática excede a la de saturación, la línea recta y la curva

cuadrática se combinan; en este caso, se mantiene la continuidad en la ordenada y en la pendiente en el punto de saturación; esto es, se supone que no existe un cambio repentino en el gasto de flujo o en el índice de productividad cuando la presión de fondo fluyendo atraviesa el punto correspondiente a la presión de saturación.

Para predecir el comportamiento de un pozo utilizando las ecuaciones propuestas por Patton y Golland:

- Determinar la relación entre P_{ws} , P_{wf} y P_b .
- Si $P_{ws} > P_{wf} > P_b$ obtener J , q_b , q_c y $q_{máx}$ en este orden, con las siguientes ecuaciones:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 1.191$$

$$q_b = J(P_{ws} - P_b) \quad 1.192$$

$$q_c = \frac{q_b}{1.8 \left[\frac{P_{ws}}{P_b} - 1 \right]} \quad 1.193$$

$$q_{máx} = q_b + q_c \quad 1.194$$

- Si $P_{ws} > P_b > P_{wf}$ obtener q_c , q_b , y $q_{máx}$ con:

$$q_c = \frac{q}{1.8 \left[\frac{P_{ws}}{P_b} \right] - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{P_b} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{P_b} \right]^2 - 0.8} \quad 1.195$$

$$q_b = 1.8 \left[\frac{P_{ws}}{P_b} - 1 \right] q_c \quad 1.196$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + q_c \quad 1.197$$

Si se desea obtener el comportamiento arriba de la presión de saturación, obtener el índice de productividad con la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q_b}{P_{ws} - P_b} \quad 1.198$$

Para la construcción de la curva de IPR ($P_{wf} < P_b$), se calcula para diferentes gastos la P_{wf} con la ecuación:

$$P_{wf} = P_b \left[-\frac{1}{8} + \sqrt{\frac{1}{64} + 1.25 \left(\frac{q_{m\acute{a}x} - q}{q_{m\acute{a}x} - q_b} \right)} \right] \quad 1.199$$

En la Fig 1.17, el pseudo gasto máximo, es el gasto obtenido por extrapolación de la curva de IP cuando la $P_{wf}=0$. Esto implica que el yacimiento se comporta siempre como bajosaturado, el pseudo gasto máximo se obtiene con la siguiente ecuación:

$$p_{q_{m\acute{a}x}} = JP_{ws} \quad 1.200$$

I.5.1.7 Método de Richardson - Shaw.

Richardson - Shaw (Ref. 1.28) presenta una extensión al trabajo presentado por Patton y Goland para yacimientos en donde la presión estática excede a la de saturación, combinando la línea recta y la curva cuadrática, basándose en condiciones geométricas para hasta tres pruebas de producción, pudiéndose obtener:

- La presión estática.
- La presión de saturación
- El gasto de flujo a la presión de saturación.
- El factor de la curva cuadrática de Vogel.

dependiendo del número de pruebas de producción, Tabla 1.3. Richardson analiza la curva de IPR en dos partes: en la línea recta que representa el comportamiento del yacimiento en la etapa de bajosaturación y la curva cuadrática que representa el comportamiento del yacimiento en la etapa de saturación.

Las ecuaciones propuestas por el autor son:

a) Para la línea recta:

$$q = \frac{q_b (P_{ws} - P_{wf})}{(P_{ws} - P_b)} \quad 1.201$$

en este caso $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$

b) Para la curva cuadrática.:

$$q = q_b + q_c \left[1 - V \left[\frac{P_{wf}}{P_b} \right] - (1-V) \left[\frac{P_{wf}}{P_b} \right]^2 \right] \quad 1.202$$

en este caso $0 \leq P_{wf} \leq P_b$.

El factor de Vogel (V) representa las restricciones consideradas por Vogel y discutidas en el punto 1.6.1.4. Siendo para yacimientos con empuje por gas disuelto igual a 0.2. Para cualquier otra condición diferente a las anteriores, el factor de Vogel variará de cero a uno.

Haciendo que las pendientes de ambas curvas coincidan en el punto de burbujeo puede determinarse la diferencia entre el gasto de flujo máximo y el gasto de flujo en el punto de burbujeo:

$$q_c = \frac{P_b q_b}{(P_{ws} - P_b)(2 - V)} \quad 1.203$$

Consecuentemente, el gasto de flujo (q) se puede evaluar para cualquier presión de fondo fluyendo (P_{wf}) usando las Ecs. 1.201 a la 1.203.

Tabla 1.3 Datos requeridos y resultados generados para el método de Richardson.

Número de pruebas de producción			
DATOS:	1	2	3
Presión de saturación	X	X	X
Factor de Vogel	X	X	-
Presión estática	X	-	-
Presión de fondo fluyendo 1	X	X	X
Gasto de aceite 1	X	X	X
Presión de fondo fluyendo 2	-	X	X
Gasto de aceite 2	-	X	X
Presión de fondo fluyendo 3	-	-	X
Gasto de aceite 3	-	-	X
RESULTADOS			
Presión estática	-	X	X
Gasto de aceite máximo	X	X	X
Gasto de aceite a P_b	X	X	X
Gasto de aceite c	X	X	X
Índice de productividad	X	X	X
Factor de Vogel	-	-	X

El trabajo se divide en tres casos:

Caso 1

Se tiene una prueba de producción con los siguientes datos:

- a) La presión de fondo fluyendo.
- b) El gasto a la presión de fondo fluyendo medida.
- c) La presión de saturación.
- d) La presión estática.
- e) El factor de Vogel.

Caso 2

Se tienen los datos de dos pruebas distintas de producción

- a) La presión de fondo fluyendo de cada prueba.
- b) El gasto a la presión de fondo fluyendo medida de cada prueba.

- c) La presión de saturación.
- d) El factor de Vogel.

Caso 3

Se tienen los datos de tres pruebas distintas de producción

- a) La presión de fondo fluyendo de cada prueba.
- b) El gasto a la presión de fondo fluyendo medida de cada prueba.
- c) La presión de saturación.

El procedimiento de cálculo para la obtención de la curva de IPR es la siguiente:

Caso 1:

Obtener $q_{m\acute{a}x}$, q_b , q_c y J con:

$$q_{m\acute{a}x} = \frac{q}{1 - V \left[\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right]^2} \quad 1.204$$

$$q_b = q_{m\acute{a}x} \left[1 - V \left[\frac{P_b}{P_{ws}} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_b}{P_{ws}} \right]^2 \right] \quad 1.205$$

$$q_c = q_{m\acute{a}x} - q_b \quad 1.206$$

$$J = \frac{q_b}{P_{ws} - P_b} \quad 1.207$$

Caso 2:

Se pueden presentar tres posibilidades:

- a) Dos puntos arriba de P_b .

Calcular J , P_{ws} , q_b , q_c y $q_{m\acute{a}x}$ con:

$$J = \frac{(q_2 - q_1)}{(P_{wf1} - P_{wf2})} \quad 1.208$$

$$P_{ws} = P_{wf1} + \frac{q_1}{J} \quad 1.209$$

$$q_b = q_1 + J(P_{wf1} - P_b) \quad 1.210$$

$$q_c = \frac{P_b q_b}{(P_{ws} - P_b)(2 - V)} \quad 1.211$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + q_c \quad 1.212$$

b) Dos puntos abajo de P_b .

Calcular q_c , J , q_b , P_{ws} Y $q_{m\acute{a}x}$ con:

$$q_c = \frac{(q_2 - q_1)}{(R_2 - R_1)} \quad 1.213$$

$$R_1 = 1 - V \left[\frac{P_{wf1}}{P_b} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{wf1}}{P_b} \right]^2 \quad 1.214$$

$$R_2 = 1 - V \left[\frac{P_{wf2}}{P_b} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{wf2}}{P_b} \right]^2 \quad 1.215$$

$$J = (2 - V) \left[\frac{q_c}{P_b} \right] \quad 1.216$$

$$q_b = q_2 - R_2 q_c \quad 1.217$$

$$P_{ws} = P_b + \frac{q_b}{J} \quad 1.218$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_c + q_b \quad 1.219$$

c) Un punto arriba y un punto abajo de P_b .

Calcular q_c , q_b , J , P_{ws} Y $q_{m\acute{a}x}$ con:

$$R_1 = (2 - V) \frac{(P_{wf1} - P_b)}{P_b} \quad 1.220$$

$$R_2 = 1 - V \left[\frac{P_{wf2}}{P_b} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{wf2}}{P_b} \right]^2 \quad 1.221$$

$$q_c = \frac{(q_2 - q_1)}{(R_1 + R_2)} \quad 1.222$$

$$q_b = q_2 - R_2 q_c \quad 1.223$$

$$J = \frac{(q_b - q_1)}{(P_{wf1} - P_b)} \quad 1.224$$

$$P_{ws} = P_{wf1} + \frac{q_1}{J} \quad 1.225$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + q_c \quad 1.226$$

Caso 3:

Se pueden presentar 3 posibilidades:

a) Dos puntos arriba y un punto abajo de P_b .

Calcular J , P_{ws} , q_b , V , q_c , y $q_{m\acute{a}x}$ con:

$$J = \frac{(q_2 - q_1)}{(P_{wf1} - P_{wf2})} \quad 1.227$$

$$P_{ws} = P_{wf1} + \frac{q_1}{J} \quad 1.228$$

$$q_b = q_1 + J(P_{wf1} - P_b) \quad 1.229$$

$$V = \frac{2(q_3 - q_b) - JP_b \left[1 - \left(\frac{P_{wf3}}{P_b} \right)^2 \right]}{(q_3 - q_b) - JP_b \left[\frac{P_{wf3}}{P_b} - \left(\frac{P_{wf3}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad 1.230$$

$$q_c = \frac{P_b q_b}{(P_{ws} - P_b)(2 - V)} \quad 1.231$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + q_c \quad 1.232$$

b) Tres puntos abajo de P_b .

Calcular V , q_c , J , P_{ws} y $q_{m\acute{a}x}$ con:

$$A = q_3 - q_2 (P_{wf1}^2 - P_{wf2}^2) - (q_2 - q_1) (P_{wf2}^2 - P_{wf3}^2) \quad 1.233$$

$$B = P_b [(q_2 - q_1) (P_{wf2} - P_{wf3}) - (q_3 - q_2) (P_{wf1} - P_{wf2})] \quad 1.234$$

$$V = \frac{A}{A + B} \quad 1.235$$

Nota : Se debe verificarse que $\Lambda \geq 0$.

$$R_1 = 1 - V \left[\frac{P_{w/1}}{P_b} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{w/1}}{P_b} \right]^2 \quad 1.236$$

$$R_2 = 1 - V \left[\frac{P_{w/2}}{P_b} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{w/2}}{P_b} \right]^2 \quad 1.237$$

$$q_c = \frac{(q_2 - q_1)}{R_2 - R_1} \quad 1.238$$

$$J = (2 - V) \frac{q_c}{P_b} \quad 1.239$$

$$q_b = q_2 - R_2 q_c \quad 1.240$$

$$P_{ws} = P_b + \frac{q_b}{J} \quad 1.241$$

$$q_{\text{máx}} = q_b + q_c \quad 1.242$$

c) Dos puntos abajo y un punto arriba de P_b .

Calcular q_c , q_b , J , P_{ws} y $q_{\text{máx}}$ con:

$$R_1 = (2 - V) \left[\frac{P_{w/1} - P_b}{P_b} \right] \quad 1.243$$

$$R_2 = 1 - V \left[\frac{P_{w/2}}{P_b} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{w/2}}{P_b} \right]^2 \quad 1.244$$

$$R_3 = 1 - V \left[\frac{P_{w/3}}{P_b} \right] - (1 - V) \left[\frac{P_{w/3}}{P_b} \right]^2 \quad 1.245$$

$$q_c = \frac{(q_3 - q_2)}{(R_3 - R_2)} \quad 1.246$$

$$J_1 = (2 - V) \frac{q_c}{P_b} \quad 1.247$$

$$q_b = q_3 - R_3 q_c \quad 1.248$$

$$P_{ws1} = P_b + \frac{q_b}{J_1} \quad 1.249$$

$$J_2 = \frac{(q_b - q_1)}{(P_{wf1} - P_b)} \quad 1.250$$

$$P_{ws2} = P_{wf1} + \frac{q_1}{J_2} \quad 1.251$$

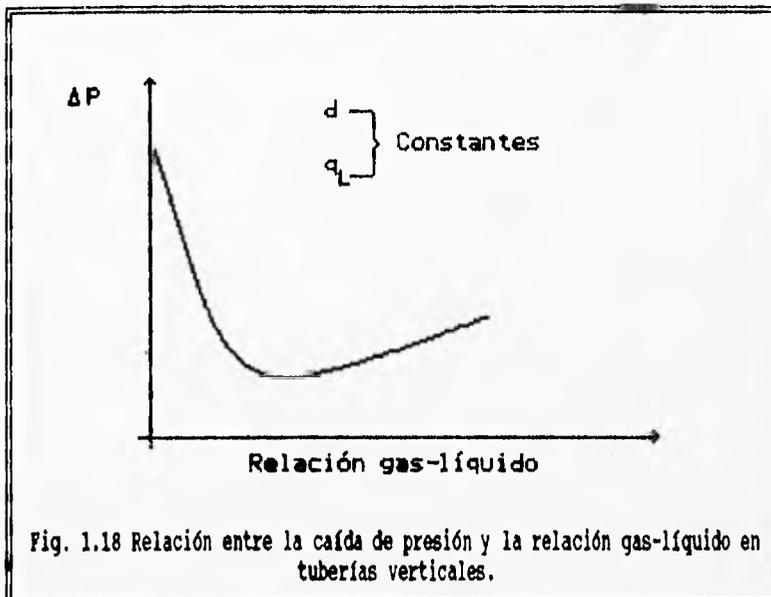
$$J = \frac{(J_1 + J_2)}{2} \quad 1.252$$

$$P_{ws} = \frac{(P_{ws1} + P_{ws2})}{2} \quad 1.253$$

$$q_{máx} = q_b + q_c \quad 1.254$$

1.5.2 Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.

El flujo multifásico en tuberías se define como el movimiento conjunto de gas y líquido a través de las mismas. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea o fluir conjuntamente como fases separadas, generando de esta forma los diferentes patrones o tipos de flujo, que son las diferentes configuraciones que forman el líquido y el gas en su movimiento a través de las tuberías. La distribución de una fase con respecto a otra es muy importante para hacer una distinción entre los diversos patrones de flujo. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos, normalmente aceite y agua, existiendo en tal forma la posibilidad de que los dos líquidos se encuentren emulsificados.



La existencia del flujo multifásico y sus problemas asociados se conocen desde 1797. Numerosas correlaciones y ecuaciones se han presentado en la literatura técnica, tanto para intentar predecir el comportamiento del flujo multifásico vertical como horizontal. Sin embargo las contribuciones más significativas se han realizado desde 1945, presentándose

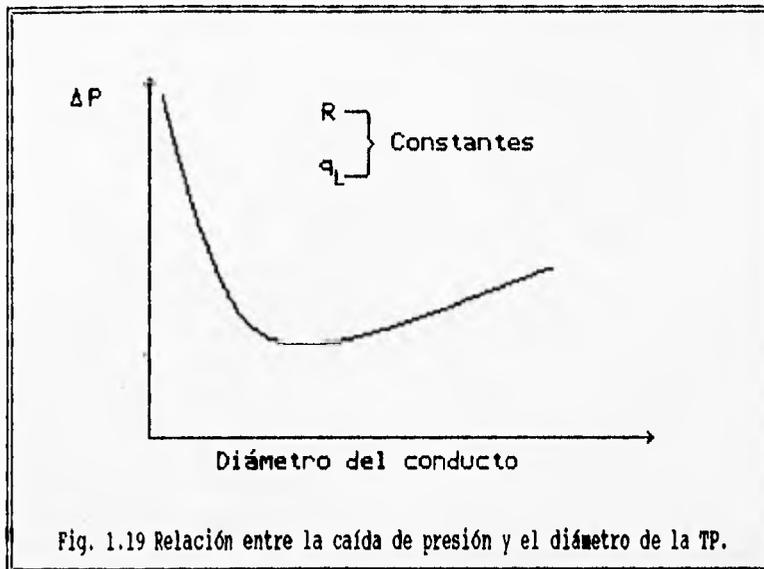
trabajos para flujo multifásico vertical, horizontal, inclinado y direccional.

Es evidente la importancia de la evaluación de las caídas de presión en la tubería vertical, ya que la mayor proporción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores se consume en dicha tubería.

Dada la magnitud de las pérdidas de presión en las tuberías de producción se hace indispensable su evaluación precisa, a fin de optimizar el sistema de producción de los pozos.

El problema general de la predicción de los gradientes de presión que se tienen en un sistema de flujo multifásico es complejo, debido principalmente al gran número de variables involucradas, entre las que se encuentran:

- La coexistencia de numerosos patrones de flujo con una amplia diferencia en cuanto a mecanismos y geometría
- El uso de correlaciones para el cálculo de la temperatura, las propiedades de los fluidos, el colgamiento, el factor de fricción etc.
- La confiabilidad en la toma de datos, tales como la densidad del aceite, la densidad relativa del gas producido, la relación gas-aceite, la relación agua-aceite, etc.
- La presencia de aceite supersaturado en el aparejo de producción.



Una solución al problema se realiza mediante aproximaciones, normalmente utilizando la dinámica de fluidos clásica basada en las formulaciones y soluciones de las ecuaciones de Navier-Stokes (Ref.29). La presencia y efectos de las fuerzas de tensión interfacial sobre el sistema de flujo multifásico complica algo más las

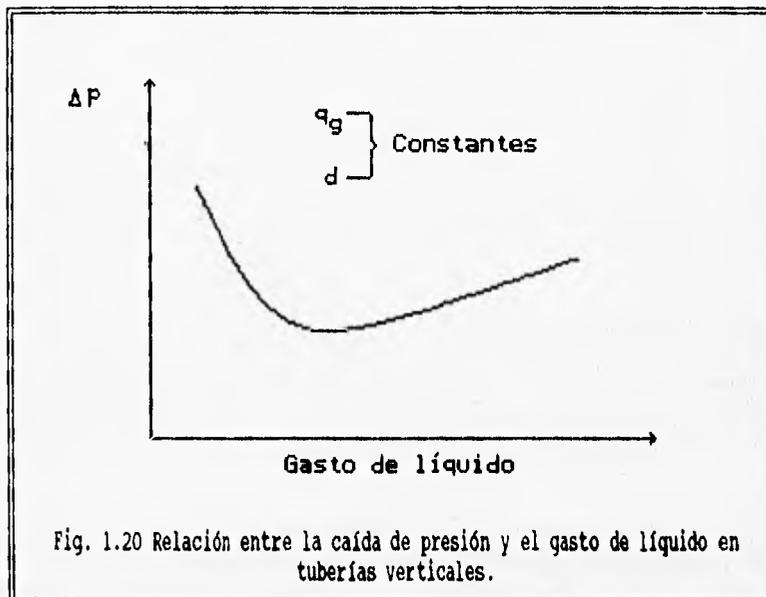
aproximaciones teóricas. Por estas razones, muchos investigadores han adoptado métodos de aproximaciones semiempíricos o puramente empíricos, en un intento de obtener soluciones ingenieriles prácticas a los problemas.

Se ha observado, cuando fluyen simultáneamente aceite y gas a través de una tubería vertical, que a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir, hasta alcanzar un mínimo. A continuación los aumentos en la cantidad de gas provocan incrementos en las pérdidas de presión, Fig. 1.18. Este fenómeno se explica de la manera siguiente:

- Para volúmenes pequeños de gas prevalece la carga de líquido, misma que va reduciéndose al aumentar dicho gas, ya que la densidad de la mezcla gas-líquido continuamente disminuye.

- b) Después de que el volumen de gas alcanza cierta proporción, las pérdidas por fricción debidas al flujo del propio gas aumentan notablemente, compensando y sobrepasando la disminución de la carga hidrostática. El efecto resultante es el aumento de las caídas de presión.

Asimismo, manteniendo los gastos de líquido y gas y variando el diámetro del conducto, se ha observado un comportamiento similar al descrito; conforme se aumenta el diámetro, primero disminuyen las pérdidas de presión hasta un mínimo, y luego aumentan indefinidamente Fig. 1.19. En este caso el mecanismo que prevalece después del mínimo es el resbalamiento entre las fases; esto es, que el gas viaje a una velocidad mayor que la del líquido, lo que implica un retraso de éste respecto al gas, resultando en mayor carga hidrostática. Para diámetros grandes de tuberías, la velocidad del líquido es baja y el retraso entre las fases es notable. Al disminuir el diámetro aumenta la velocidad del líquido; y aunque la del gas también aumenta, lo hace en menor proporción por su compresibilidad, el resultado es una reducción en la carga hidrostática.



El efecto del resbalamiento se visualiza más fácilmente observando lo que ocurre en un tanque cilíndrico lleno de líquido, al que se le está burbujeando gas en el fondo. Evidentemente las burbujas de gas se segregarán del líquido liberándose en la superficie. Supóngase ahora que se va reduciendo el diámetro del tanque. Se alcanzará un diámetro en que el gas ya no resbale y empiece a arrastrar parte del líquido existente.

Por otra parte si se mantiene fijo el gasto de gas en un conducto vertical y se varía el volumen de líquido se tendrá por efecto del resbalamiento el siguiente comportamiento:

- a) Para bajos gastos de líquido el resbalamiento será grande y la diferencia de presiones entre dos puntos del conducto, se deberá principalmente a la carga de líquido.

-
- b) Al aumentar el gasto de líquido tenderá a disminuir el resbalamiento, lo que se traducirá en la disminución en la carga de líquido y una reducción en las pérdidas de presión.
- c) Para gastos grandes de líquido las pérdidas por fricción compensarán la reducción de la carga hidrostática, incrementándose las caídas de presión.

Los tres casos anteriores se ilustran en la Fig. 1.20.

Debido al resbalamiento no es posible calcular la relación gas-líquido a condiciones de flujo a partir de las condiciones de entrada a la tubería. Dicha relación se obtiene a través de correlaciones, que han sido desarrolladas experimentalmente en base a la distribución de las fases en la corriente. Por lo general, de las correlaciones citadas donde se determina el valor del colgamiento y, de éste, fácilmente pueden obtenerse los volúmenes de gas y líquido en el flujo.

Basándose en los conceptos teóricos, los métodos publicados se pueden dividir en tres grandes categorías, las cuales son:

Categoría 1

- No se considera el resbalamiento entre las fases.
- Se realizan los cálculos de densidad de las fases y densidad de la mezcla sin considerar el colgamiento.
- La densidad subsuperficial de los fluidos es igual a la superficial corregida por presión y temperatura.
- Las pérdidas de presión por fricción se determinan en función del factor de fricción empíricamente correlacionado.
- No se hace distinción entre los diferentes patrones de flujo.
- Dentro de esta categoría se encuentran los métodos desarrollados por:

Poettmann - Carpenter	(Ref. 1.30)
Baxendell - Thomas	(Ref. 1.31)
Brown	(Ref. 1.32)
Yocum	(Ref. 1.33)
Tek	(Ref. 1.34)

Categoría 2

- Se considera el resbalamiento entre las fases.
- Se considera el colgamiento para el cálculo de la densidad de la mezcla.
- El colgamiento del líquido se correlaciona, ya sea separadamente o en combinación con las pérdidas de presión por fricción.
- Las pérdidas de presión por fricción se basan en las propiedades composicionales del líquido y del gas.
- No se hace distinción entre los diferentes patrones de flujo.
- Dentro de esta categoría se encuentran los métodos desarrollados por:

Baker - Keep (Ref. 1.35)
Hughmark - Pressburg (Ref. 1.36)

Categoría 3

- Se considera el resbalamiento entre las fases.
- Se calculan los términos de densidad considerando el colgamiento del líquido.
- El colgamiento se determina a partir del concepto de resbalamiento.
- Las pérdidas de presión por fricción se determinan a partir de las propiedades de la fase continua.
- Se consideran diferentes patrones de flujo.
- Dentro de esta categoría se encuentran los métodos desarrollados por:

Hagerdorn - Brown (Ref. 1.37)
Duns - Ros (Ref. 1.38)
Griffith - Wallis (Ref. 1.39)
Beggs - Brill (Ref. 1.40)
Gould - Tek (Ref. 1.41)
Orkiszewski (Ref. 1.15)
Chierici (Ref. 1.42)
Aziz (Ref. 1.43)

El flujo multifásico vertical se encuentra en todas las sartas

de tuberías utilizadas en la producción de aceite. Es necesario entonces, encontrar un método de predicción de las caídas de presión para este tipo de flujo, para así tener un perfil de presiones que permitirá:

1. El diseño óptimo de las sartas de producción y líneas de descarga.
2. En el bombeo neumático, proveer de un medio para la determinación del gasto óptimo de producción de gas, la presión y profundidad óptima de inyección.
3. Proyectar aparejos para los métodos artificiales de producción (neumático, mecánico o eléctrico).
4. Obtener una P_{wf} sin necesidad de intervenciones en los pozos.

Otras ramas de interés se tienen en los procesos químicos de refinación y en la ingeniería nuclear, donde se aplica en los problemas de remoción del vapor generado en los reactores nucleares.

Como se mencionó anteriormente, el gradiente de presión total, es decir, la razón de variación de la presión con respecto a una unidad de longitud, para el flujo multifásico vertical, es la suma de tres factores principales:

- El gradiente de presión debido a la elevación.
- El gradiente de presión debido a la fricción.
- El gradiente de presión debido a la aceleración.

esto es:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{g}{g_c} \rho + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dh} \quad 1.255$$

En todos los métodos de flujo multifásico vertical los efectos de las reacciones químicas entre las fases se desprecian; sin embargo se incluyen las propiedades PVT de las fases, tales como la viscosidad, la tensión interfacial, la densidad, etc.

I.5.2.1 Método de Orkiszewski.

El método de Orkiszewski (Ref. 1.15), es el resultado del análisis y comparación de algunos métodos publicados para determinar si, a través de alguno de ellos, se podían calcular las caídas de presión, para un amplio rango de condiciones prevalecientes en los pozos utilizados en las pruebas. Estos métodos se clasificaron en base a similitudes en los conceptos teóricos. Algunos se seleccionaron para cada una de las categorías descritas en la sección 1.6.2, en donde se establecieron los siguientes parámetros principales de clasificación:

1. Si el colgamiento del líquido es o no considerado en los cálculos de la densidad.
2. Cómo se manejan las pérdidas de presión por fricción.
3. Si se hace consideración o no de los patrones de flujo.

Orkiszewski obtuvo el colgamiento del líquido a partir de la observación física del fenómeno. El gradiente de presión lo relacionó con la distribución geométrica de las fases gaseosa y líquida. También pudo diferenciar cuatro patrones de flujo, y estableció una correlación relacionando el resbalamiento y el factor de fricción para cada uno de ellos. Estos patrones de flujo son: burbuja, bache, transición y niebla.

Desarrollo de la correlación

Se hizo el análisis de cinco métodos seleccionados, realizándose una comparación de los resultados mediante el grado de desviación de las caídas de presión calculadas con las medidas en los pozos. Con ello se determinó que habían dos métodos que resultaban ser los más aproximados para las condiciones manejadas. Estos son:

- El de Duns - Ros y (Ref. 1.38)
- El de Griffith - Wallis (Ref. 1.39)

Los cuales fueron programados en una computadora y posteriormente probados para condiciones prevalecientes en 148 pozos. Se demostró que ningún método proporciona una precisión adecuada para todo el rango de condiciones manejadas. Aunque se encontró que el método de Griffith - Wallis era bastante útil para bajos gastos, por lo que este método resultó el mejor en la búsqueda de una correlación general mejorada, aunque los valores encontrados tenían un error mayor (21.9%) en comparación al método de Duns - Ros (2.4%). Además, la parte principal del método era el cálculo del resbalamiento a partir de la observación física del fenómeno, en cambio las caídas de presión por fricción se habían despreciado, siendo así un camino para mejorar la correlación.

Por otra parte, la correlación de Duns - Ros presenta una

serie compleja de ecuaciones y parámetros interrelacionados, lo que dificultaba grandemente establecer una relación con lo que físicamente ocurre en la tubería.

Orkiszewski mejoró el trabajo de Griffith - Wallis para que fuera útil en el manejo de gastos altos. En la modificación del método se desarrolló el parámetro δ , que se denomina coeficiente de distribución del líquido, el cual considera los siguientes fenómenos físicos:

1. El líquido está distribuido en tres espacios: el bache, la película alrededor de la burbuja de gas y dentro de la misma como gotas atrapadas. Un cambio en su distribución cambiará las pérdidas netas por fricción.
2. Las pérdidas de presión por fricción están constituidas esencialmente por dos componentes, una corresponde al bache del líquido y la otra a la película del mismo.
3. La velocidad de elevación de la burbuja se aproxima a cero conforme el flujo tiende al tipo burbuja.

Este parámetro resulta particularmente útil para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción y la densidad de la mezcla fluyendo.

Para el establecimiento de las fronteras de los cuatro patrones de flujo considerados, se relacionaron los métodos de la siguiente forma:

Método	Patrón de flujo
Griffith - Wallis	Burbuja
Griffith - Wallis	Bache (Término de densidad)
Orkiszewski	Bache (Término de fricción)
Duns - Ros	Transición (bache-niebla)
Duns - Ros	Niebla

Las caídas de presión dentro de una tubería vertical se obtienen por medio de un balance de energía, el cual es la base para todos los cálculos. Este balance puede escribirse como:

$$- dp = \tau_f dh + \left[\frac{g\rho}{g_c} \right] dh + \left[\frac{\rho v}{g_c} \right] dv \quad 1.256$$

Para la aplicación de esta ecuación se requiere que:

1. Para el flujo a través de una sarta de producción no exista una gran variación de las propiedades de los fluidos en cualquier incremento de longitud.

2. El régimen de flujo, la densidad media y τ_f deberán calcularse para cualquier incremento de longitud.
3. Cada incremento de longitud deberá evaluarse por un proceso iterativo. Además tanto la densidad media como τ_f dependen del régimen de flujo y los tres términos de la Ec. 1.256, son función de la presión y la temperatura.

El término correspondiente a la energía cinética es solamente significativo para el patrón de flujo niebla. En este régimen $v_L \ll v_g$, y el término puede expresarse en su manera más simple como:

$$\left[\frac{\rho v}{g_c} \right] dv = - \frac{w_m v_{sg}}{g_c A_t p} dp \quad 1.257$$

De donde sustituyendo la Ec 1.257 en la Ec 1.256 y reagrupando los términos, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\frac{\tau_f + \bar{p}}{1 - \frac{w_m v_{sg}}{4637 A_t p}} \right] \quad 1.258$$

Si no se considera el término de energía cinética, el gradiente de presión total se obtiene de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} (\tau_f + \bar{p}) \quad 1.259$$

Donde las variables que intervienen en el cálculo del gradiente de presión se determinan en función del régimen de flujo que prevalezca, de acuerdo a las condiciones de escurrimiento existentes.

Régimen burbuja

Se presenta cuando: $(v_{sg} / v_m) < L_B$

donde:

$$L_B = 1.071 - \left[\frac{2.6616 v_m^2}{d} \right] \quad 1.260$$

y

$$L_B \geq 0.13$$

El gradiente por elevación se obtiene de la siguiente manera

$$H_L = 1 - \frac{C_1 - C_2}{2} \quad 1.261$$

$$C_1 = 1 + 1.25 v_m \quad 1.262$$

$$C_2 = (C_1^2 - 5 v_{sg})^{0.5} \quad 1.263$$

Una vez conocido el colgamiento, el gradiente por densidad se obtiene con la ecuación:

$$\bar{\rho} = \frac{1}{144} (\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)) \quad 1.264$$

El gradiente por fricción se determina con la Ec 1.265, utilizando un proceso iterativo para el cálculo del factor de fricción.

$$\tau_f = \frac{1}{144} \left[\frac{12 f \rho_L v_L^2}{64.4 d} \right] \quad 1.265$$

Régimen Bache

Este régimen es el más importante, ya que se encontró en la mayoría de los pozos fluyentes o con bombeo neumático estudiados.

Se presenta si:

$$y \quad (v_{sg} / v_m) > L_B$$

$$\text{donde:} \quad N_{gv} < L_S$$

$$L_S = 50 + 36 N_{Lv} \quad 1.266$$

El gradiente por elevación se obtiene con:

$$\bar{\rho} = \frac{1}{144} \left[\frac{C_3}{v_m + v_b} + \rho_L \delta \right] \quad 1.267$$

$$C_3 = \rho_L (v_{sL} + v_b) + \rho_g v_{sg} \quad 1.268$$

El coeficiente de distribución del líquido (δ) se obtiene de la siguiente manera:

Fase continua	v_m	Usar ecuación
Agua $f_0 \leq 25\%$	< 10	1.269
	> 10	1.270
Aceite $f_0 > 25\%$	< 10	1.271
	> 10	1.272

$$\delta = \left[0.013 \frac{\log \mu_L}{\left(\frac{d}{12}\right)^{1.380}} \right] - 0.681 + 0.232 \log v_m - 0.428 \log \left[\frac{d}{12} \right] \quad 1.269$$

$$\delta = \left[0.0451 \frac{\log \mu_L}{\left(\frac{d}{12}\right)^{0.799}} \right] - 0.709 + 0.162 \log v_m - 0.888 \log \left[\frac{d}{12} \right] \quad 1.270$$

$$\delta = \left[0.0127 \frac{\log [\mu_L + 1]}{\left(\frac{d}{12}\right)^{1.45}} \right] - 0.284 + 0.167 \log v_m + 0.113 \log \left[\frac{d}{12} \right] \quad 1.271$$

$$\delta = \left[0.0274 \frac{\log (\mu_L + 1)}{\left(\frac{d}{12}\right)^{1.371}} \right] + 0.161 + 0.569 \log \left[\frac{d}{12} \right] - \log v_m \left[0.01 \frac{\log (\mu_L + 1)}{\left(\frac{d}{12}\right)^{1.571}} + 0.397 + 0.631 \log \left[\frac{d}{12} \right] \right] \quad 1.272$$

El valor de δ está sujeto a los siguientes límites:

- Si $v_m < 10$

$$\delta \geq -0.065 v_m \quad 1.273$$

- Si $v_m > 10$

$$\delta \geq -\frac{v_b}{v_m + v_b} \left[1 - \frac{\rho_m}{\rho_L} \right] \quad 1.274$$

El valor de la velocidad de la burbuja (v_b) se determina por ensaye y error de la siguiente forma:

Calcular el número de Reynolds de la burbuja y el número de Reynolds del líquido:

$$N_{Reb} = \frac{v_b d \rho_L}{8.064 \times 10^{-3} \mu_L} \quad 1.275$$

$$N_{ReL} = \frac{v_m d \rho_L}{8.064 \times 10^{-3} \mu_L} \quad 1.276$$

El valor de v_b se calcula con las siguientes ecuaciones:

si $N_{ReL} > 6000$:

• $N_{Reb} < 3000$

$$v_{bc} = [8.74 \times 10^{-6} N_{ReL} + 0.546] v_{bs} \quad 1.277$$

• $3000 \leq N_{Reb} \leq 8000$

$$v_{bc} = 0.5 \left[[\alpha^2 + k_v]^{\frac{1}{2}} + \alpha \right] \quad 1.278$$

$$\alpha = [8.74 \times 10^{-6} N_{ReL} + 0.251] v_{bs} \quad 1.279$$

$$k_v = \frac{13.59 \mu_L}{\rho_L \left[\frac{d}{12} \right]^{\frac{1}{2}}} \quad 1.280$$

• $N_{Reb} > 8000$

$$v_{bc} = [8.74 \times 10^{-6} N_{ReL} + 0.350] v_{bs} \quad 1.281$$

si $N_{ReL} \leq 6000$:

• $N_{Reb} \leq 32.5$

$$V_{bc} = C_1 C_2 v_{bs} \quad 1.282$$

$$C_2 = 1.36 + C_5 + C_6 C_3 + C_7 C_3^2 \quad 1.283$$

$$C_0 = 0.0413 - 0.0112204 C_4 + 0.012 C_4^2 - 0.0011 C_4^3 - 0.001118 C_4^4 \quad 1.284$$

$$C_5 = -0.220623 - 0.03408 C_4 + 9.55 \times 10^{-3} C_4^2 - 8.283001 \times 10^{-3} C_4^3 + 0.002645 C_4^4 \quad 1.285$$

$$C_4 = \frac{N_{Reb} - 5500}{1000} \quad 1.286$$

$$C_3 = \frac{N_{ReL} - 3000}{1000} \quad 1.287$$

$$C_1 = 0.013805 + 0.4246 C_8 - 0.1753 C_8^2 + 0.02363 C_8^3 \quad 1.288$$

$$C_8 = \frac{N_{Reb}}{10} \quad 1.289$$

$$C_7 = -0.001161 - 0.000046 C_4 + 0.002954 C_4^2 + 0.00055 C_4^3 - 0.000667 C_4^4 \quad 1.290$$

$$\cdot N_{Reb} > 32.5$$

$$C_1 = 0.351 \quad 1.291$$

C_2 se calcula con las ecuaciones utilizadas para el caso de $N_{Reb} \leq 32.5$.

Como el proceso es iterativo, es conveniente suponer un valor de v_{bs} igual a:

$$v_{bs} = 1.75 \quad 1.292$$

o bien:

$$v_{bs} = \left[\frac{g d}{12} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 1.293$$

Al realizar los cálculos se determina un valor de v_{bc} , si éste coincide con el valor supuesto se continua con el procedimiento; en caso contrario, se toma como nuevo valor de v_{bs} el valor de v_{bc} obtenido y se repiten los cálculos.

El término del gradiente de presión por fricción se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\tau_f = \frac{f v_m^2 \rho_L}{772.8 d} \left[\delta + \frac{v_{oL} + v_b}{v_m + v_b} \right] \quad 1.294$$

En la que el factor de fricción se obtiene mediante un proceso iterativo, para un número de Reynolds calculado de la siguiente forma:

$$N_{Re} = \frac{124 \rho_L d v_m}{\mu_L} \quad 1.295$$

Régimen de transición

Para este caso se consideró el método sugerido por Duns-Ros, el cual consiste en calcular los gradientes por fricción y por elevación en las fronteras para flujo bache y flujo niebla, y después ponderar linealmente cada término con respecto al valor de N_{gv} .

La zona de transición está definida en los siguientes límites:

Donde: $L_m > N_{gv} > L_s$

$$L_m = 84 N_{Lv}^{0.75} + 75 \quad 1.296$$

La ponderación se realiza de la manera siguiente:

$$A = \frac{L_m - N_{gv}}{L_m - L_s} \quad 1.297$$

$$B = \frac{N_{gv} - L_s}{L_m - L_s} \quad 1.298$$

El término del gradiente de presión por elevación se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\tilde{\rho} = A \tilde{\rho}_{BACHE} + B \tilde{\rho}_{NIEBLA} \quad 1.299$$

El término del gradiente de presión por la fricción se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\tau_f = A \tau_{fBACHE} + B \tau_{fNIEBLA} \quad 1.300$$

Régimen niebla

Para el cálculo del gradiente de presión en este régimen se aplica el método de Duns - Ros. La región para el régimen niebla está definida para:

$$N_{gv} > L_m$$

Dentro de este régimen, el líquido va en suspensión dentro de la corriente de gas y prácticamente no existe diferencia de velocidad entre las dos fases. El gradiente de presión por elevación se obtiene con:

$$\tilde{\rho} = \frac{\rho_L v_{sL}}{v_m} + \frac{\rho_g v_{sL}}{v_m} \quad 1.301$$

En la 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.

El gradiente de presión por fricción se obtiene con:

$$\tau_f = \frac{f \rho_g v_g^2}{5.38667 d} \quad 1.302$$

El factor de fricción se obtiene mediante un proceso iterativo, para un número de Reynolds calculado de la siguiente forma:

$$N_{Re} = \frac{124 \rho_g d v_{sg}}{\mu_g} \quad 1.303$$

Para este caso, la rugosidad relativa según lo marcan Duns-Ros, habrá de calcularse como una función del número de Weber ($N_\mu N_w$) y su valor sólo será significativo cuando esté comprendido entre 10^{-3} y 0.5. En estos límites la rugosidad relativa se calcula con las ecuaciones siguientes:

sea:

$$N_\mu N_w = 0.093 \left[\frac{v_{sg} \mu_L}{\sigma_L} \right]^2 \frac{\rho_g}{\rho_L} \quad 1.304$$

si: $N_\mu N_w \leq 0.005$

$$\xi = 0.8988 \frac{\sigma_L}{\rho_g v_{sg}^2 d} \quad 1.305$$

si: $N_\mu N_w > 0.005$

$$\xi = 4.4556 \frac{\sigma_L (N_\mu N_w)^{0.302}}{\rho_g v_{sg}^2 d} \quad 1.306$$

Finalmente el gradiente de presión total se calcula con:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta h} \right]_T = \frac{1}{144} \left[\frac{\tau_f + \tilde{p}}{1 - \frac{w_m v_{sg}}{4637 \rho A_t}} \right] \quad 1.307$$

Procedimiento de cálculo

1. A partir de p y h conocidas (sean condiciones en la cabeza o el fondo del pozo), suponer una Δp y obtener \bar{p} y p_2 .
 $\bar{p} = p_1 \pm (\Delta p/2)$ y $p_2 = p_1 \pm \Delta p$
2. Determinar las propiedades de los fluidos a las condiciones medias de escurrimiento.
3. Calcular para las condiciones medias las densidades del líquido y del gas, las velocidades superficial del líquido, superficial del gas y de la mezcla de fluidos, así como las viscosidades del líquido y del gas. De igual forma calcular los números adimensionales de la velocidad del gas y del líquido.

-
4. Calcular L_B , L_S y L_m .
 5. Determinar el régimen de flujo (burbuja, bache, transición, niebla).
 6. Calcular el gradiente por densidad y el gradiente por fricción de acuerdo al régimen de flujo en que se encuentre el intervalo.
 7. Aplicando la ecuación correspondiente determinar el valor del gradiente de presión total ($\Delta p/\Delta h$) y con éste la Δh correspondiente a la Δp supuesta.
 8. Reemplazar h_2 por $h_1 + \Delta h$; si este valor es menor que la longitud total, igualar p_1 con p_2 y regresar al paso 1. Si h_2 es mayor que la longitud total, se termina el cálculo, y se obtiene la presión final por interpolación.

I.5.2.2 Método de Beggs y Brill.

En los últimos años se ha realizado una investigación intensiva sobre el flujo multifásico en tuberías; pero la mayor parte de ésta se ha concentrado en el estudio del flujo vertical y horizontal, lográndose algunas correlaciones bastante buenas para la predicción de las caídas de presión y el colgamiento del líquido en cualquiera de los dos tipos de flujo mencionados. Estas correlaciones no muestran buenos resultados cuando se utilizan en flujo inclinado. El número de pozos direccionales se ha incrementado grandemente; en perforación marina, varios de ellos se perforan desde una misma plataforma por razones económicas y, por lo tanto, son comunes las desviaciones de 35° a 45° de la vertical.

Beggs y Brill (Ref. 1.40), realizaron investigaciones enfocadas al estudio del flujo de gas y líquido en tuberías inclinadas, para determinar el efecto del ángulo de inclinación sobre el colgamiento y las caídas de presión. Desarrollaron correlaciones para determinar el colgamiento del líquido y el factor de fricción, que permiten hacer la predicción de los gradientes de presión para flujo bifásico en tuberías colocadas en cualquier ángulo de inclinación.

No obstante que el método fue desarrollado dentro de rangos limitados, en trabajos posteriores se ha comprobado que permite predecir con bastante aproximación las caídas de presión en tuberías verticales con flujo simultáneo de aceite, gas y agua.

Los datos para el desarrollo del método se tomaron a partir de pruebas realizadas en tubos de acrílico transparente de 90 pies de longitud. Se diseñó y construyó un aparato experimental que permitió la medición de gastos, gradientes de presión, ángulos de inclinación y el colgamiento del líquido durante las pruebas. Los fluidos utilizados fueron aire y agua. Las mediciones se realizaron para los siguientes parámetros y rangos de variación:

1. Gasto de gas: 0 a 300 [Mpie³/día].
2. Gasto de líquido: 0 a 1030 [bl/día].
3. Presión media del sistema: 35 a 95 [lb/pg² abs].
4. Diámetro de la tubería: 1 y 1.5 [pg].
5. Colgamiento del líquido: 0 a 0.87 [adim].
6. Gradiente de presión: 0 a 0.8 [lb/pg² abs/pie].
7. Ángulo de inclinación: -90 a +90 [°].
8. Patrones de flujo.

La ecuación general, establecida para el cálculo del gradiente de presión total es:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g}{g_c} \sin \theta \rho_m + \frac{f_{tp} \rho_m v_m^2}{5.362 d}}{1 - \frac{v_m v_{sg} \rho_m}{g_c P}} \right] \quad 1.308$$

Cuando $H_L \rightarrow 1$, se reduce a la ecuación para la fase líquida.

Cuando $H_L \rightarrow 0$, se reduce a la ecuación para la fase gaseosa.

Cuando $\theta = 0$, se reduce a la ecuación para flujo horizontal.

Cuando $\theta = \pm 90^\circ$, se reduce a la ecuación para flujo vertical. Para este caso la ecuación anterior es:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g}{g_c} \rho_m + \frac{f_{tp} \rho_{ns} v_m^2}{5.362 d}}{1 - \frac{v_m v_{ag} \rho_m}{g_c p}} \right] \quad 1.309$$

En esta ecuación se identifican los gradientes por densidad y por fricción, así como el término de aceleración, es decir:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{\left[\frac{dp}{dh} \right]_c + \left[\frac{dp}{dh} \right]_f}{1 - E_k} \quad 1.310$$

El factor de fricción se calcula como:

$$f_{tp} = \left[\frac{f_{tp}}{f_n} \right] f_n \quad 1.311$$

Donde la división entre f_n , que es el factor de fricción obtenido sin considerar el resbalamiento, a partir del diagrama de Moody para tuberías lisas, permite normalizar el factor de fricción para las dos fases, f_{tp} .

El factor de fricción f_n , se obtiene con la siguiente ecuación:

$$f_n = \left[2 \log \left[\frac{N_{Re}}{4.5223 \log N_{Re} - 3.8215} \right] \right]^{-2} \quad 1.312$$

donde:

$$N_{Re} = \frac{124 d v_m \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \quad 1.313$$

El factor de fricción para dos fases normalizado f_{tp} , es función del colgamiento del líquido (H_L) y del colgamiento del líquido sin resbalamiento, y se puede calcular con:

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = \exp^S \quad 1.314$$

donde:

$$S = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln y - 0.8725 (\ln y)^2 + 0.01853 (\ln y)^4} \quad 1.315$$

$$y = \frac{\lambda}{H_L^2} \quad 1.316$$

Con la restricción de que en el intervalo $1 < y < 1.2$, la función S deberá calcularse con la ecuación:

$$S = \ln(2.2y - 1.2) \quad 1.317$$

Procedimiento de cálculo

1. A partir de una p y h conocidas (condiciones en la cabeza o en el fondo del pozo) fijar una Δp y obtener p_2 y \bar{p} .

$$\bar{p} = p_1 \pm (\Delta p/2) \quad \text{y} \quad p_2 = p_1 \pm \Delta p$$

2. Determinar las propiedades de los fluidos a las condiciones medias de escurrimiento.
3. Calcular para las condiciones medias la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento.
4. Obtener el valor del colgamiento del líquido sin resbalamiento, v_{sg} , v_{sL} , v_m y determinar el patrón de flujo.
5. Determinar el valor del colgamiento H_L .
6. Calcular la densidad de la mezcla.
7. Determinar μ_{ns} y N_{Re} .
8. Calcular f_n y f_{tp} .
9. Obtener el término de aceleración E_k .
10. Calcular el gradiente de presión total y el valor de Δh .
11. Repetir el procedimiento hasta completar la longitud total del pozo.

1.5.3 Comportamiento de Flujo a Través de Estranguladores.

Para la adecuada interpretación del comportamiento de un pozo fluyente, se hace necesario tener un buen conocimiento del efecto que sobre éste tiene la colocación de estranguladores superficiales. Prácticamente todos los pozos fluyentes utilizan algún tipo de restricción lográndose, por este medio, regular el gasto de producción. Muy pocos pozos se encuentran produciendo sin ningún tipo de restricción, encontrándose por tanto, produciendo al gasto máximo que sus condiciones le permiten. El hecho de regular la presión en la cabeza del pozo puede requerirse por alguna de las siguientes razones:

1. Mantener la suficiente contrapresión para prevenir la entrada de arena.
2. Protección del equipo superficial.
3. Prevenir la digitación o la conificación de agua y/o gas.
4. Permitir que el yacimiento produzca a un gasto adecuado para incrementar la recuperación final.

Desafortunadamente, no se ha obtenido una solución satisfactoria a los problemas de flujo multifásico a través de estranguladores. La mayoría de las correlaciones obtenidas son solamente útiles para el caso de flujo crítico; esto es, cuando la presión corriente abajo es menor que la mitad de la presión corriente arriba del estrangulador.

$$2(\text{Presión corriente abajo}) < \text{Presión corriente arriba}$$

Es muy importante también que las correlaciones se cumplan para los casos extremos, sea flujo sólo de gas o sólo de líquido. Las correlaciones obtenidas experimentalmente, se ajustan a los rangos manejados por el investigador, pero en la mayoría de los casos se tiene desconocimiento de su precisión fuera de estos límites.

Existen algunas controversias, ya que fluye una mezcla de gas y líquido a través del estrangulador y no una sola fase. Gilbert (Ref. 1.44), sugirió utilizar su correlación para valores de:

$$\text{Presión corriente abajo} \leq 0.7 (\text{Presión corriente arriba})$$

Las soluciones analíticas son dudosas, y muchos investigadores ofrecen correlaciones empíricas basadas en datos de campo y laboratorio.

Cuando el diámetro del estrangulador disminuye, la presión de fondo fluyendo se incrementa en virtud de la reducción del flujo, pero para gastos pequeños ocurre el resbalamiento de gas, reduciendo la eficiencia de flujo hasta tal punto que el efecto del incremento de la presión de fondo fluyendo es superado por la pérdida de presión en la tubería vertical, causando finalmente un de-

cremento en la presión en la cabeza del pozo.

La mayoría de las correlaciones de flujo multifásico a través de estranguladores son únicamente válidas para el caso de flujo crítico.

El flujo crítico de un fluido se define como el flujo de éste a una velocidad equivalente a la velocidad de propagación de una onda de sonido a través del fluido mismo. Es decir, que cuando existe flujo crítico, la velocidad relativa del fluido en cualquier punto (v_f) deberá de ser equivalente a la velocidad de propagación de la onda sónica (v_p) para el punto dado, esto es:

$$v_f/v_p = \text{Número mach} = 1$$

Para gases el flujo crítico se presenta aproximadamente cuando la relación entre la presión corriente abajo y la presión corriente arriba es aproximadamente 0.528. Para un estrangulador colocado en la cabeza de un pozo, si:

$$\frac{P_e}{P_{th}} > 0.528 \quad \text{se tiene flujo subcrítico.}$$

$$\frac{P_e}{P_{th}} < 0.528 \quad \text{se tiene flujo crítico.}$$

Los estranguladores que se instalan en la boca del pozo para controlar la producción, están basados en el principio del flujo crítico. Si existe flujo sónico a través del estrangulador la presión corriente arriba es independiente de la presión que prevalezca en el sistema de recolección (línea de descarga, separadores, bombeo y tanques de almacenamiento). Se infiere que el control de la producción se logrará cuando las fluctuaciones de presión en el sistema de recolección no se reflejen en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Esta situación prevalecerá usando un estrangulador que permita obtener la producción deseada bajo condiciones de flujo sónico.

Las aproximaciones utilizadas por muchos investigadores pueden ser clasificadas como sigue:

1. Correlaciones empíricas a partir de datos de laboratorio y campo.
2. Correlaciones empíricas que utilizaron análisis dimensionales para seleccionar un grupo de las variables más importantes.
3. Aproximaciones teóricas, aplicando análisis matemático a un modelo físico, con desarrollo de ecuaciones.

I.5.3.1 Correlaciones De Gilbert, Ros, Baxendell, Achong.

Utilizando datos de producción de algunos pozos del área de California, Gilbert (Ref. 1.44), obtuvo una fórmula que puede ser considerada como una guía para la determinación del diámetro del estrangulador, usando para ello un procedimiento de ensaye y error. En el desarrollo de la fórmula, se supone que la velocidad real de la mezcla a través del estrangulador excede la velocidad del sonido. Sin embargo, la presión corriente abajo en la línea de descarga no tiene efecto sobre la presión corriente arriba, la velocidad sónica del fluido se sabe que se alcanza cuando la presión corriente arriba es mayor que el doble de la presión corriente abajo.

Por otra parte, Gilbert notó que su fórmula era buena cuando la presión corriente abajo era menor que 0.7 de la presión corriente arriba.

Achong (Ref. 1.45), desarrolló una correlación muy similar a la de Gilbert, utilizando en ello datos de pozos del lago Maracaibo. En la derivación de su correlación, principió con una fórmula para predecir las pérdidas de presión a través de un estrangulador, en una forma tan simple como:

$$P_{th} = \frac{C q R}{A} \quad 1.318$$

donde:

- A : Area transversal del estrangulador.
- C : Constante, cuyo valor depende de q, R, p y A

Una fórmula más general y con menos error es:

$$P_{th} = \frac{C q R^n}{A^m} \quad 1.319$$

Los coeficientes n y m deberán determinarse a partir de datos de campo, y en ellos considerarse la influencia de la temperatura, la densidad relativa del gas, etc.

Ros (Ref. 1.46), orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite, en las que el gas fue la fase continua; en su desarrollo llegó a una expresión similar a la propuesta por Gilbert, pero con coeficientes diferentes. Aparentemente la expresión se comprobó con datos de campo.

Utilizando datos adicionales Baxendell (Ref. 1.47), actualizó la ecuación de Gilbert, modificando también los coeficientes.

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

$$P_{th} = \frac{x q_1 R^y}{d_c^z}$$

1.320

donde x , y , z son constantes que dependen de la correlación y que toman los valores siguientes:

Correlación	Constantes		
	x	y	z
Gilbert	10.000	0.546	1.890
Ros	17.400	0.500	2.000
Baxendell	9.560	0.546	1.930
Achong	3.820	0.650	1.880
Pilehvari ⁴	46.666	0.313	2.111

⁴ Discutida más adelante.

1.5.3.2 Correlación de Poettmann y Beck.

Valiéndose del análisis de una ecuación de balance de energía, Ros desarrolló una correlación para determinar el flujo crítico de aceite y gas a través de una restricción. Basándose en este trabajo, Poettmann y Beck (Ref. 1.48) realizaron un análisis teórico del flujo simultáneo de gas-líquido a velocidad sónica a través de orificios y una correlación para el comportamiento PVT de los fluidos. No se consideró producción de agua.

Para que exista flujo crítico se supone 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 establecida por Poettmann - Beck es:

$$q_L = \frac{1.549 d_c^2}{13.153 \rho_m} \sqrt{\frac{9273.6 p_1}{V_1 (1 + 0.5 m)}} \left[\frac{0.4513 \sqrt{r + 0.766}}{r + 0.5663} \right] \quad 1.321$$

donde:

$$r = \frac{0.00504 (T_1 + 460) Z_1 (R - R_s)}{p_1 B_o} \quad 1.322$$

$$m = \frac{1}{1 + r \left[\frac{\rho_g}{\rho_L} \right]} \quad 1.323$$

$$V_1 = \frac{m}{\rho_L} \quad 1.324$$

$$\rho_L @ c.s = 62.428 \gamma_o f_o + 62.428 f_w \quad 1.325$$

$$\rho_m = 5.615 \rho_L @ c.s + 0.0765 \gamma_g R \quad 1.326$$

T_1, P_1, Z_1 : Condiciones corriente arriba.

1.5.3.3 Correlación de Ashford.

A partir de un balance de energía y considerando que el fluido se expande politrópicamente al pasar por el estrangulador, Ashford (Ref. 1.49) derivó una ecuación que describe el flujo multifásico, bajo condiciones sónicas, a través de un orificio.

Para compensar la ecuación por las suposiciones incluidas en su desarrollo se introdujo en ella un coeficiente de descarga. Sin embargo al evaluarla, comparando sus resultados con datos medidos en 14 pozos, se encontró que el coeficiente de descarga resultaba muy cercano a la unidad.

En su derivación Ashford supuso una relación de calores específicos $k = 1.04$ y una relación de presiones, para obtener flujo sónico en el orificio, de 0.544.

La ecuación propuesta por Ashford es:

$$q_o = \frac{1.53 d_c^2 p_1 \left[(T_1 + 460) Z_1 (R - R_s) + 151 P_1 \right] C_1^{0.5}}{\left[B_o + WOR \right]^{0.5} \left[(T_1 + 460) Z_1 (R - R_s) + 111 P_1 \right] C_1} \quad 1.327$$

donde:

$$C_1 = \tau_o + 0.000217 \tau_g R_s + WOR \tau_w \quad 1.328$$

I.5.3.4 Correlación de Ashford y Pierce.

F.E. Ashford y P.E. Pierce (Ref. 1.50), desarrollaron un modelo matemático que relaciona la capacidad de flujo de gas-líquido con la caída de presión en válvulas de seguridad subsuperficiales, tanto para flujo crítico como subcrítico. Al continuar con el estudio de esta teoría ha surgido un modelo que interpreta en forma dinámica el comportamiento del orificio y se puede utilizar con un alto grado de confianza para estimar las caídas de presión para flujo multifásico a través de estranguladores. Este modelo presenta las siguientes características:

1. Considera la expansión adiabática del gas fluyendo simultáneamente con aceite y agua a través de la restricción, mediante la relación de expansión politrópica.
2. Considera no solo el gas libre, sino también el gas en solución que fluye simultáneamente con el aceite en la fase líquida.
3. Incorpora una expresión mejorada para el cálculo del gasto del líquido por libra de masa de fluido.
4. Predice la relación de presiones críticas bajo las condiciones de operación establecidas
5. Estima las caídas de presión debidas a la restricción del flujo para gastos de aceite, gas y agua, conociendo las propiedades físicas del fluido.

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 son:

Diámetro del orificio (pg)	Coefficiente de descarga
14/16	1.1510
18/16	0.9720
20/16	0.9760
22/16	0.9500
24/16	0.9400
26/16	0.9120

La ecuación obtenida por los autores es:

$$q_o = 1.97058 C d_c^2 \alpha \beta \tag{1.329}$$

$$\alpha = [B_o + WOR]^{-0.5} \tag{1.330}$$

$$\beta = \frac{\left[\frac{0.00504 C_1 (T_1 + 460) Z_1 (R - R_s) \left[1 - X^{\frac{1}{\sigma}} \right] + P_1 (1 - X)}{\frac{C_2^2}{C_3}} \right]^{0.5}}{1 + 0.00504 \frac{(T_1 + 460) Z_1}{P_1} (R - R_s) X^{\left[\frac{-1}{k} \right]}} \tag{1.331}$$

$$C_1 = \frac{k}{k-1} \quad 1.332$$

$$C_2 = 62.428 \tau_o + 0.01353 \tau_g R + 67 \text{ WOR} \quad 1.333$$

$$C_3 = 62.428 \tau_o + 0.01353 \tau_g R_g + 67 \text{ WOR} \quad 1.334$$

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad 1.335$$

$$X = \frac{p_2}{p_1} \quad 1.336$$

Si la relación de presiones ($X=P_2/P_1$) se desconoce, se puede obtener mediante un método iterativo. Un método numérico adecuado para calcular este valor es el de Newton-Raphson también llamado método de las tangentes. La ecuación para determinar la relación de presiones es:

$$X_{n+1} = X_n - \frac{F(X_n)}{F'(X_{cn})} \quad 1.337$$

$$F(X_n) = \left[\frac{Q}{V^{0.5}} \right] - 1 \quad 1.338$$

$$F'(X_{cn}) = \frac{(P-Q)(R+S)}{V} \quad 1.339$$

$$P = 0.5 \left[1 + R(P,T) X^{\left[-\frac{1}{k} \right]} \right]^2 X^e \left[\frac{R(P,T)}{k} \right] \left[\left[\frac{R(P,T)}{b} \right] (-bX^{b-1}) - 1 \right] \quad 1.340$$

$$Q = \left[\frac{R(P,T)}{k} \right] \left[\left[\frac{R(P,T)}{b} \right] (1 - X^b) - X + 1 \right] \quad 1.341$$

$$R = 0.5 \left[1 + R(P,T) X^{\left[-\frac{1}{k} \right]} \right]^2 e X^{e-1} \quad 1.342$$

$$S = X^e \left[1 + R(P,T) X^{\left[-\frac{1}{k} \right]} \right] \left[\left[-\frac{R(P,T)}{k} \right] X^{-e} \right] \quad 1.343$$

$$V = \left[0.5 \left[1 + R(P,T) X^{\left[-\frac{1}{k} \right]} \right]^2 X^e \right]^2 \quad 1.344$$

$$b = \frac{k-1}{k} \quad 1.345$$

$$e = \frac{k+1}{k} \quad 1.346$$

$$R(P,T) = \frac{P @ c.s (T_1 + 460) Z_1}{P_1 T @ c.s} \frac{R - R_s}{5.615} = \frac{0.00504 (T_1 + 460) Z_1 (R - R_s)}{P_1} \quad 1.347$$

I.5.3.5 Correlación de Omaña.

Omaña (Ref. 1.51) desarrolló una correlación para flujo crítico a través de estranguladores, relacionando el gasto, la presión corriente arriba del estrangulador, la relación gas-líquido, la densidad de los líquidos y el tamaño del orificio. La correlación se obtuvo a partir de datos experimentales, utilizando como fluidos de prueba agua y gas natural. Aunque los resultados obtenidos utilizando la correlación se ajustan adecuadamente con los datos medidos experimentalmente, la correlación se ve restringida en su utilidad debido a las siguientes razones:

1. Limitada a estranguladores con diámetros comprendidos entre 4/64 y 16/64 de pg.
2. Gasto máximo de 800 bl/día.
3. Presiones de 100 a 400 lb/pg².
4. Se utilizó agua en lugar de aceite en los procedimientos experimentales.

Las condiciones de flujo crítico se fijaron para una relación de presiones igual o menor de 0.546 y una relación gas-líquido mayor de uno.

Cabe mencionar también que la experimentación se efectuó con el estrangulador en posición vertical, pero la correlación muestra una gran utilidad para diseñar estranguladores en la boca del pozo así como estranguladores de fondo.

La ecuación establecida, mediante un análisis de regresión lineal múltiple, es:

$$q_L = \frac{N_q}{1.84 \left[\frac{\rho_L}{\sigma_o} \right]^{1.25}} \quad 1.348$$

donde:

$$N_q = 0.263 N^{-3.49} N_p^{3.19} Q^{0.657} N_d^{1.8} \quad 1.349$$

$$N = \frac{\rho_g}{\rho_L} \quad 1.350$$

$$N_p = \frac{0.0174 P_1}{\left[\frac{\rho_L}{\sigma_o} \right]^{0.5}} \quad 1.351$$

$$Q = \frac{1}{1 + \frac{(R \cdot R_s) B_g}{5.615 B_o}}$$
 1.352

$$N_d = 0.1574 d_c \left[\frac{\rho_L}{\sigma_o} \right]^{0.5}$$
 1.353

La secuencia de cálculos para aplicar la correlación de Omaña puede sintetizarse en los pasos siguientes:

1. Calcular la densidad del gas, la densidad del líquido y σ_o a la presión y temperatura existentes antes del estrangulador.
2. Evaluar N , N_p , Q y N_d a las condiciones prevaletientes corriente arriba del estrangulador.
3. Obtener N_q y q_L .

Antes de usar la ecuación para el cálculo de q_L , es conveniente comprobar su validez y ajustarla para las condiciones de flujo observadas en un campo. El ajuste se efectúa introduciendo una constante o coeficiente de descarga del orificio (C) definido por:

$C = \text{gasto medido/gasto calculado.}$

I.5.3.6 Correlación de Pilehvari.

Basándose en doscientos puntos tomados en la frontera de flujo crítico, para diferentes condiciones de operación, utilizando como fluidos de prueba agua y aceite, Alí A. Pilehvari (Ref. 1.52) obtuvo una variación a la teoría de flujo crítico multifásico a través de estranguladores. Como resultado del estudio experimental se lograron dos nuevas correlaciones, una para estimar la caída de presión en la frontera entre el flujo crítico y el flujo subcrítico y otra para predecir el gasto de líquido producido en la frontera de flujo crítico cuando fluyen simultáneamente líquido y gas. Para la obtención de los datos necesarios para el desarrollo de las correlaciones se obtuvieron un amplio rango en el gasto de gas, gasto de líquido, presión corriente arriba y regímenes de flujo en dos fases, con tamaños de estrangulador de 16, 20, 24, 28 y 32/64 de pulgada.

En el desarrollo teórico de la primera correlación se utilizó la ecuación modificada de Bernoulli para fluidos incompresibles, donde se supone que la fase líquida y gaseosa viajan como un fluido único. La fricción, la expansión y las pérdidas por transferencias de calor se consideran despreciables; las propiedades físicas de los fluidos se calculan a la temperatura y presión corriente arriba del estrangulador.

La caída de presión para el flujo bifásico se puede calcular de la siguiente manera:

$$\Delta P = \frac{\rho_{ns} v_m^2}{2 g_c c_d^2} \quad 1.354$$

Para el cálculo del coeficiente de descarga c_d , deberá de emplearse el siguiente procedimiento:

1. Obtener el número de Reynolds para dos fases.

$$N_{Re} = \frac{1.9375 \rho_{ns} v_m d_c}{\mu_{ns}} \quad 1.355$$

2. Determinar el valor de la relación gas-líquido in situ, definida como la relación volumétrica del gas y el líquido a condiciones corriente arriba del estrangulador, ésta es equivalente a la relación de velocidades superficiales del gas y del líquido.

$$R_{in situ} = \frac{v_{sg}}{v_{sL}} \quad 1.356$$

3. Se calcula el factor de expansión (Y), con el cual se consideran los efectos de compresibilidad del fluido.

$$Y = 1.0 - \frac{1}{k} [0.41 + 0.35 \beta^4] \frac{\Delta P}{P_1} \quad 1.357$$

donde:

$$\beta = \frac{d_c}{64 d_t} \quad 1.358$$

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad 1.359$$

4.- Finalmente se obtiene el valor de c_d

$$c_d = 0.0861 Y (R_{in situ})^{-0.062} (N_{Re})^{0.171} \quad 1.360$$

El cálculo de la caída de presión requiere de un procedimiento iterativo debido a la dependencia de Y sobre Δp , inicialmente se deberá suponer una caída de presión Δp_i y calcularse Y ; los valores de $R_{in situ}$ y de N_{Re} se evalúan a condiciones corriente arriba. Una vez determinado el valor de c_d , se procede a calcular el valor de Δp_c con la Ec. (1.354). A continuación, la caída de presión calculada deberá compararse con la supuesta, si la diferencia es mayor que la tolerancia fijada, la Δp_c pasará a ser la supuesta, repitiéndose el proceso hasta que la diferencia sea menor o igual a la tolerancia.

La ecuación que predice el comportamiento de flujo crítico cuando la relación gas-líquido es menor o igual a 1000 [pie³/bl], establecida por Pilehvari y ajustada al modelo usado por Gilbert, es la siguiente:

$$P_{th} = \frac{46.666 q_1 R^{0.313}}{d_c^{2.111}} \quad 1.361$$

I.5.4 Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.

Los mecanismos y características de los sistemas en los que existe flujo multifásico horizontal han sido de gran interés para la industria desde hace muchos años. En numerosas instalaciones, tales como líneas de conducción superficiales, reactores químicos e intercambiadores de calor, existe flujo de más de una sola fase. En las operaciones de producción de crudo es necesario, en algunos casos, considerar el transporte de aceite y gas a través de una tubería común, desde los campos productores hasta las plantas de tratamiento y separación. La tendencia de centralizar las baterías de separación, para recibir la producción de varios campos productores, ha tenido como resultado la existencia de líneas de recolección en las que fluye más de una fase. El incremento en la capacidad de producción de algunos pozos, debido a la utilización de nuevas técnicas, ha creado la necesidad de revisar y rediseñar las líneas de conducción superficiales para así tener un manejo adecuado del incremento de la producción.

La predicción de las pérdidas de presión en tuberías horizontales, en las que existe flujo multifásico, es de gran utilidad para resolver tres problemas operacionales principales en la producción de crudo:

1. En la producción de campos, en zonas marinas, dimensionar las líneas de conducción de la mezcla de aceite y gas.
2. Dimensionar las líneas de conducción superficiales desde el cabezal hasta la batería de separación.
3. Con las pérdidas de presión predichas para la línea de conducción existente y dependiendo de las condiciones deseadas (presión de separación o presión en la cabeza del pozo), determinar el gasto que el pozo debe producir.

Los factores básicos involucrados en el flujo multifásico horizontal a través de tuberías son esencialmente los mismos que afectan el flujo vertical.

En el flujo horizontal, las pérdidas de presión totales son la suma de los cambios en la energía cinética y aquellos debidos a la fricción, dado que los cambios por elevación son iguales a cero. Es decir:

Gradiente total = Gradiente por fricción + Gradiente por aceleración.

$$\left[\frac{dP}{dL} \right]_T = \left[\frac{dP}{dL} \right]_f + \left[\frac{dP}{dL} \right]_{ac} \quad 1.362$$

O sea:

$$\left[\frac{dP}{dL} \right]_T = \frac{f \rho_m v_m^2}{2 g_c \left[\frac{d}{12} \right]} + \frac{\rho_m v_m dv_m}{g_c dL} \quad 1.363$$

o en forma de incrementos:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_T = \frac{f \rho_m v_m^2}{2 g_c \left[\frac{d}{12} \right]} + \frac{\rho_m \Delta v_m^2}{2 g_c L} \quad 1.364$$

o bien:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_T = \frac{\frac{f \rho_m v_m^2}{2 g_c \left[\frac{d}{12} \right]}}{1 - \frac{\rho_m \Delta v_m^2}{2 g_c \Delta P}} = \frac{\frac{f \rho_m v_m^2}{2 g_c \left[\frac{d}{12} \right]}}{1 - E_k} \quad 1.365$$

Donde:

$$E_k = \frac{\rho_m \Delta v_m^2}{2 g_c \Delta P} \quad 1.366$$

En el cálculo de la caída de presión en tuberías horizontales generalmente se considera flujo isotérmico, para el cual las propiedades de los fluidos dependen exclusivamente de la presión. En este caso la predicción de la caída de presión consiste en suponer una Δp y aplicar la Ec. 1.364, para determinar el incremento de longitud, ΔL , correspondiente a la Δp supuesta. El procedimiento se repite hasta alcanzar la longitud total. Naturalmente que la exactitud de los cálculos aumenta al reducir el incremento de presión supuesto; pero también aumenta la cantidad de trabajo requerida, para el cálculo. Por esta razón se debe establecer una relación entre estos dos factores, teniendo en mente que el incremento de presión debe ser pequeño a presiones bajas, en las que la velocidad varía más rápidamente con la presión, no así a presiones altas en las que la variación es menor. Una regla establecida es usar incrementos de presión menores que el 10% del valor de la presión media.

Cuando no se considera flujo isotérmico, el cálculo del gradiente de presión implica un proceso iterativo, ya que la temperatura es función de la distancia. Entonces, además de suponer una Δp , se tiene que suponer una ΔL y de ahí determinar la temperatura media de flujo.

Estructura de la Solución General

A continuación se presenta el procedimiento de cálculo general para el caso de flujo isotérmico. Los pasos 5 a 7 dependen del método que se esté aplicando para el cálculo del perfil de presión.

1. Se inicia con la presión p_1 a la entrada de la tubería. A este punto le corresponde una $L = 0$.
2. Suponer una caída de presión Δp y calcular \bar{p} y p_2 .

$$p_2 = p_1 \pm \Delta p \quad \text{y} \quad \bar{p} = P_1 \pm (\Delta p/2)$$

3. Determinar las propiedades de los fluidos a las condiciones medias de escurrimiento.
4. Calcular las velocidades superficiales y los gastos de masa de los fluidos. Calcular también el colgamiento sin resbalamiento.
5. Determinar el colgamiento $H_L(0)$ y la densidad de la mezcla.
6. Si las pérdidas de presión por aceleración no se consideran despreciables, determinar su valor.
7. Obtener el valor del factor de fricción de dos fases.
8. Aplicando la ecuación correspondiente determinar el valor del gradiente de presión ($\Delta p/\Delta L$) y con este la ΔL correspondiente a la Δp supuesta.
9. Reemplazar L por $L + \Delta L$; si este valor es menor que la longitud total, hacer $p_1 = p_2$ y regresar al paso (2). Si L es igual o mayor que la longitud total, se termina el cálculo, obteniéndose la presión final por interpolación si es necesario.

Como se indicó este procedimiento se aplica cuando el flujo es isotérmico. Cuando esta condición no es válida, se tienen que incluir los siguientes pasos:

- 2'. Suponer un incremento de longitud ΔL correspondiente a la ΔP supuesta y obtener la temperatura media en el incremento.
- 8'. Si la ΔL calculada (ΔL_C) es igual o difiere de la ΔL supuesta (ΔL_S) en un valor menor que una tolerancia, continuar con el paso (9). Si no, hacer $\Delta L_S = \Delta L_C$, determinar la temperatura media en el intervalo y regresar al paso (3).

I.5.4.1 Método de Bertuzzi - Tek - Poettmann.

Por medio de la utilización de mediciones en laboratorio, Bertuzzi, Tek y Poettmann (Ref. 1.53), lograron desarrollar un método para la predicción de las caídas de presión para flujo bifásico en tuberías horizontales, las características principales del procedimiento son:

1. Es relativamente simple en su aplicación.
2. No se hace consideración de los patrones de flujo.
3. No se consideran las pérdidas de presión por aceleración.

Desarrollo de la correlación.

El propósito del estudio tuvo dos objetivos principales:

- a) La utilización del factor f para dos fases al que se denominó función de disipación de energía.
- b) Se eliminó la necesidad del establecimiento de los patrones de flujo para la predicción de las caídas de presión. Dado que las mismas variables fundamentales que determinan los patrones determinan también las caídas de presión.

El factor f para las dos fases se definió y correlacionó con el flujo másico de gas y de líquido, el número de Reynolds del líquido, y el número de Reynolds del gas. Al expresar el factor f en términos del número de Reynolds se involucran implícitamente las fuerzas de inercia y las viscosas, pero en el flujo bifásico juegan un papel importante también las fuerzas interfaciales y gravitacionales. Por tanto se intentó correlacionar, el factor f por medio de números adimensionales en los que se involucran estas cuatro fuerzas, teniendo poco éxito con ello, considerando entonces las suposiciones tomadas por Lockhart-Martinelli (Ref. 1.54), se lograron resultados aceptables para propósitos de cálculo.

Para la obtención del factor de fricción de dos fases se deberá de emplear el siguiente procedimiento:

1. Obtener el número de Reynolds del gas y del líquido.

$$N_{ReL} = 22737 \frac{w_L}{d \mu_L} \quad 1.367$$

$$N_{ReG} = 22737 \frac{w_g}{d \mu_g} \quad 1.368$$

2. Calcular la función del número de Reynolds ϕ

$$\phi = N_{Re\phi}^a N_{ReL}^b \quad 1.369$$

donde:

$$a = \frac{\Psi}{1 + \Psi} \quad 1.370$$

$$b = \frac{1}{\exp(0.1 \Psi)} \quad 1.371$$

$$\Psi = \frac{w_g}{w_L} \quad 1.372$$

3. Obtener el valor de f_{tp} empleando las siguientes ecuaciones:

para: $0 \leq \phi \leq 500$

$$\log f_{tp} = 1.225 \Psi - 0.06561 \log \phi - 0.37 \quad 1.373$$

para: $\phi \geq 10,000$

$$\log f_{tp} = 0.49 \Psi - 0.12616 \log \phi - 1.702 \quad 1.374$$

para: $500 < \phi < 10,000$

$$\log f_{tp} = F_{500} - 0.6561 y + (1.1056 + 1.7723 \Delta F) y^2 - (0.46214 + 0.90817 \Delta F) y^3 \quad 1.375$$

donde:

$$\Delta F = F_{10000} - F_{500} \quad 1.376$$

$$F_{10000} = \log f_{tp} (\Psi, \phi = 10000) \quad 1.377$$

$$F_{500} = \log f_{tp} (\Psi, \phi = 500) \quad 1.378$$

$$y = \log \phi - 2.699 \quad 1.379$$

Considerando la ecuación básica de conservación de energía para cualquier sistema en el que exista flujo de fluidos se tiene:

$$\int_{p_2}^{p_1} V dp + \Delta \left[\frac{v^2}{2 g_c} \right] + \Delta h + w_f + w_s = 0 \quad 1.380$$

Para una tubería horizontal la diferencia de elevación Δh es cero, este término de disipación de energía puede por tanto eliminarse. Considerando también que los cambios de energía por trabajo

externo, W_s , y energía cinética pueden ser despreciados, la ecuación se reduce a:

$$\int_{P_2}^{P_1} V dP + w_f = 0 \quad 1.381$$

Escribiendo esta última ecuación en forma diferencial se tiene:

$$\frac{dP}{\rho} + dw_f = 0 \quad 1.382$$

Donde w_f es el término que expresa los cambios de energía debidos a la fricción. Para flujo monofásico el factor de fricción es:

$$f = \frac{2 g_c w_f \left[\frac{d}{12} \right]}{4 v^2 L} \quad 1.383$$

Combinando las ecuaciones 1.369 y 1.370:

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{4 f v^2 dL}{2 g_c \left[\frac{d}{12} \right]} = 0 \quad 1.384$$

Dado que $W/A = \rho v$, el gradiente puede escribirse como:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{2 f \left[\frac{w}{A} \right]^2}{g_c \left[\frac{d}{12} \right] \rho} \quad 1.385$$

Considerando análogo el factor de fricción para flujo monofásico con el factor de fricción para dos fases, entonces:

de donde: $f = f_{tp}$, $W = W_m$

$$\frac{dP}{dL} = \frac{2 f_{tp} \left[\frac{w_m}{A} \right]^2}{g_c \left[\frac{d}{12} \right] \rho} \quad 1.386$$

Escribiendo ésta en unidades prácticas:

$$\left[\frac{dP}{dL} \right]_f = \frac{174.1409 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5} \quad 1.387$$

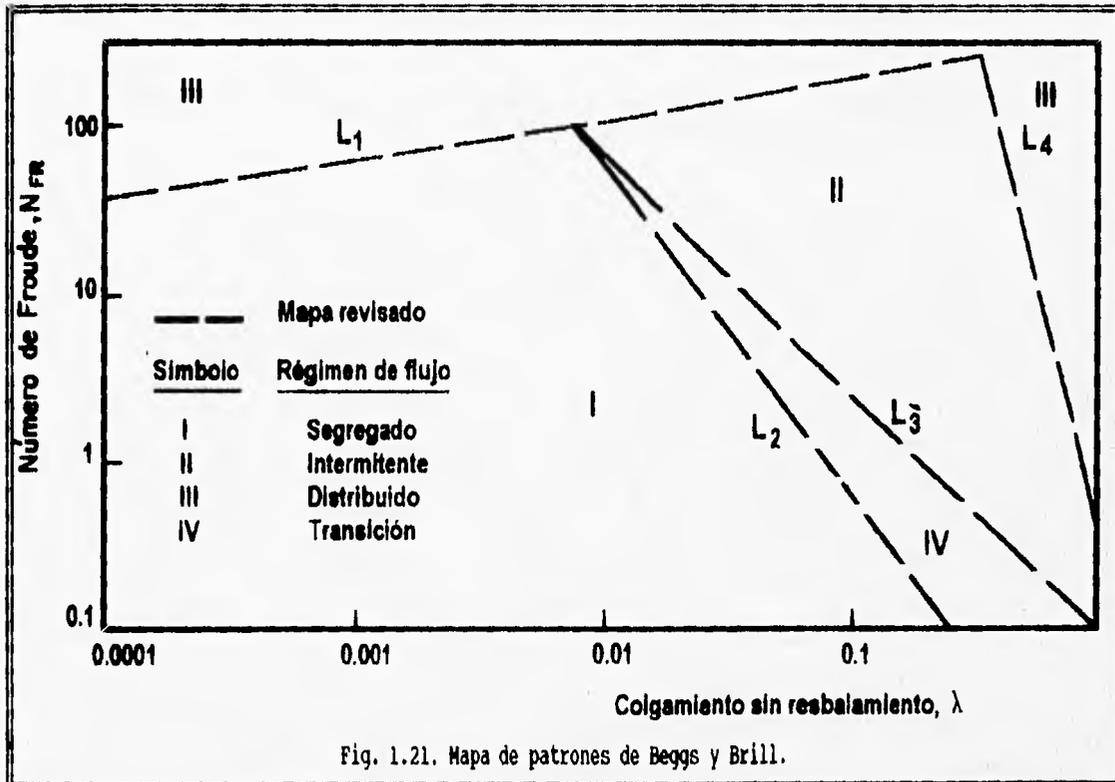
Procedimiento de cálculo

Del procedimiento general descrito anteriormente se tiene que los pasos del 4 al 7 para calcular las caídas de presión con este método consisten en:

4. Obtener el valor de w_m y el colgamiento sin resbalamiento.
5. Determinar el factor de fricción f_{tp} para dos fases.
6. Calcular el valor de densidad de la mezcla sin resbalamiento.
7. Calcular el gradiente de presión y con este obtener la ΔL correspondiente a la Δp supuesta.

I.5.4.2 Método de Beggs y Brill.

Beggs y Brill llevaron a cabo investigaciones sobre flujo bifásico, realizando una variación en el ángulo de inclinación de las tuberías utilizadas en las pruebas. Como resultado de los experimentos se logró desarrollar una ecuación generalizada que puede ser utilizada para el cálculo del gradiente de presión en tuberías en las que existe flujo multifásico, pudiendo presentar éstas, cualquier ángulo de inclinación, siendo por tanto útil también para tuberías horizontales. Valiéndose del número de Froude y de λ , se estableció una clasificación de los diferentes patrones de flujo horizontal, éstos pudieron ser observados en forma directa a través de las tuberías de acrílico de las pruebas. Con los datos tomados se construyó un mapa de patrones que se muestra en la Fig. 1.21.



La determinación del tipo de patrón se puede hacer mediante el mapa o usando el siguiente procedimiento:

1. Determinar el valor del número de Froude y el de las constantes L_1 , L_2 , L_3 y L_4 .

$$N_{FR} = 7735 \frac{w_m^2}{\rho_{n,s}^2 d^5} \quad 1.388$$

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302} \quad 1.389$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4624} \quad 1.390$$

$$L_3 = 0.1 \lambda^{-1.4516} \quad 1.391$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738} \quad 1.392$$

2. Determinar el tipo de patrón de flujo.

Tabla 1.4 Clasificación de patrones de flujo.

Patrón de flujo	Condiciones
Segregado	$\lambda \leq 0.01$ y $N_{FR} < L_3$ ó
Transición	$\lambda \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda \leq 0.40$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$ ó
Distribuido	$\lambda \geq 0.40$ y $N_{FR} \geq L_4$ ó

Cuando el patrón de flujo es de transición, el colgamiento del líquido debe calcularse utilizando las ecuaciones para régimen segregado e intermitente mediante los siguientes factores de ponderación:

$$H_L(\text{transición}) = A [H_L(\text{segregado})] + B [H_L(\text{intermitente})] \quad 1.393$$

donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad 1.394$$

$$B = 1 - A \quad 1.395$$

Se emplean las mismas ecuaciones para calcular el colgamiento del líquido para todos los patrones de flujo. Únicamente los coeficientes y exponentes difieren dependiendo del patrón.

El colgamiento se calcula como:

$$H_L(\phi) = H_L(0) \Psi \quad 1.396$$

donde $H_L(0)$ es el colgamiento que existiría para las mismas condiciones de flujo en una tubería horizontal. Este se calcula como:

$$H_L(0) = \frac{a \lambda^b}{N_{FR}^c} \quad 1.397$$

donde a, b y c se determinan dependiendo del patrón de flujo. Estos datos se encuentran en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5 Constantes de los patrones de flujo

Patrón de flujo	a	b	c
Segregado	0.980	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

El valor calculado de $H_L(0)$ está restringido a:

$$H_L(0) \geq \lambda_L \quad 1.398$$

El factor de corrección del valor del colgamiento por el efecto de la inclinación de la tubería es:

$$\Psi = 1 + C(\text{sen}(1.8\phi) - 0.333 \text{sen}^3(1.8\phi)) \quad 1.399$$

donde ϕ es el ángulo de la tubería con respecto a la horizontal y

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(\alpha \lambda_L^c N_{LV}^f N_{FR}^g) \quad 1.400$$

Si $C < 0$ se considera que $C = 0$

Tabla 1.6 Constantes de la ecuación para el cálculo de C.

Patrón de flujo	a	e	f	g
Segregado ascendente	0.011	-3.7680	3.5390	-1.6140
Intermitente ascendente	2.960	0.3050	-0.4473	0.0978
Distribuido ascendente	s/corrección	C=0	C=1	$H_L = f(\phi)$
Todos los patrones descendentes	4.700	-0.3692	0.1244	-0.5056

Uno de los problemas que encontraron Beggs y Brill es la existencia de una discontinuidad en la curva de (H_L vs λ) cuando se tienen valores pequeños del número de Froude al utilizar diferentes ecuaciones para el cálculo del gradiente de presión para los diferentes patrones de flujo. Aunque el colgamiento disminuye grandemente conforme el patrón de flujo cambia de segregado a intermitente, este cambio no es tan rápido como se indica en las ecuaciones. Esta situación hizo eliminar una zona de transición entre los diferentes patrones de flujo. Considerando además la presencia de discontinuidades, al utilizar ecuaciones para cada patrón se obtuvo una sola ecuación generalizada para el cálculo de los gradientes de presión que puede ser utilizada para todos los patrones de flujo y para cualquier ángulo de inclinación de las tuberías.

La ecuación general establecida es:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g_c}{g} \operatorname{sen} \phi \rho_m + \frac{f_{tp} w_m v_m}{2 g_c \left[\frac{d}{12} \right] A}}{1 - \frac{v_m v_{sg} \rho_m}{g_c P}} \right] \quad 1.401$$

o bien:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g_c}{g} \operatorname{sen} \phi \rho_m + \frac{f_{tp} \rho_m v_m^2}{2 g_c \left[\frac{d}{12} \right]}}{1 - \frac{v_m v_{sg} \rho_m}{g_c P}} \right] \quad 1.402$$

En esta ecuación se identifican los gradientes por densidad y por fricción, así como el término de aceleración, o sea:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\left[\frac{dP}{dL} \right]_e + \left[\frac{dP}{dL} \right]_f}{1 - E_K} \quad 1.403$$

ϕ : Angulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal y en la dirección de flujo.

Si $\phi = 0$, se tiene la ecuación de flujo horizontal.

Por lo que:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\left[\frac{dP}{dL} \right]_f}{1 - E_K} \quad 1.404$$

$$\left[\frac{dP}{dL} \right]_f = \frac{f_{tp} w_m v_m}{144 (2g_c) \left[\frac{d}{12} \right] A} \quad 1.405$$

$$\left[\frac{dP}{dL} \right]_f = \frac{f_{tp} w_m v_m}{24 g_c d A} \quad 1.406$$

pero:

$$A = 0.00545 d^2 \quad 1.407$$

$$v_m = \frac{w_m}{\rho_{ns} A} \quad 1.408$$

$$\left[\frac{dP}{dL} \right]_f = \frac{f_{tp} w_m^2}{24 g_c d^5 (0.00545)^2} \quad 1.409$$

$$\left[\frac{dP}{dL} \right]_f = \frac{43.534 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5} \quad 1.410$$

En cuanto al término de aceleración, E_k :

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_m}{144 g_c P} \quad 1.411$$

pero:

$$v_{sg} = \frac{w_g}{A \rho_{ns}} \quad 1.412$$

$$v_m = \frac{w_m}{A \rho_{ns}} \quad 1.413$$

por lo que:

$$E_k = \frac{\rho_m w_m w_g}{144 A^2 \rho_{ns} \rho_g g_c P} \quad 1.414$$

$$E_k = \frac{\rho_m w_m w_g}{144 (0.00545)^2 d^4 \rho_{ns} \rho_g g_c P (144)} \quad 1.415$$

$$E_k = \frac{7.2557 \rho_m w_m w_g}{d^4 \rho_{ns} \rho_g P} \quad 1.416$$

La ecuación para determinar el gradiente de presión en el flujo horizontal es entonces:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{43.539 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5 (1 - E_k)} \quad 1.417$$

o bien:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{12.929 \times 10^{-4} f_{tp} v_m^2 \rho_{ns}}{d (1 - E_k)} \quad 1.418$$

Procedimiento de cálculo

Después de los primeros 4 pasos de la estructura general, se procede a:

5. Calcular el colgamiento y la densidad de la mezcla.
6. Determinar el valor de E_k . Si se consideran despreciables las pérdidas de presión por aceleración hacer $E_k = 0$.
7. Determinar f_{tp} (Vertical).
8. Obtener $(\Delta p/\Delta L)$ y con este valor la ΔL correspondiente a la Δp supuesta.

1.5.5 Cálculo de la Distribución de la Temperatura en Tuberías.

En este punto se presenta un conjunto de ecuaciones para calcular el perfil de la temperatura, en forma exponencial, para tuberías tanto de producción como de descarga.

La temperatura es un parámetro importante, ya que las propiedades de los fluidos dependen de ella y, por consiguiente, las caídas de presión en las tuberías. Generalmente, la variación de la temperatura se supone; sin embargo, en muchos casos es conveniente calcularla, a fin de asegurar resultados más precisos.

Las pérdidas de calor en una tubería son proporcionales al gasto másico de la mezcla y por lo tanto, cambian cuando existe un cambio en el gasto de producción.

1.5.5.1 Perfil de Temperatura en Tuberías de Producción.

Ramey (Ref. 1.55) obtuvo una ecuación para el cálculo de la temperatura en un pozo, como una función de la profundidad (h). Esta ecuación se define como:

$$T_h = T_1 - g_e \left[h - A \left(1 - \text{EXP} \left[\frac{-h}{A} \right] \right) \right] \quad 1.419$$

donde:

$$A = \frac{w_m C_p}{\pi d U} \quad 1.420$$

Cuando la ecuación es escrita en esta forma, se considera que las temperaturas del fluido y del medio ambiente son iguales en la entrada de la tubería; esto es cierto para pozos fluyentes donde T_1 es la temperatura del yacimiento. También incluye la suposición de que la pérdida de calor es independiente del tiempo. Esta suposición limita la aplicación de la Ec. 1.419, a pozos que producen durante tiempos cortos.

Cuando se produce con flujo multifásico, las variables de la Ec. 1.420 son muy difíciles de determinar, especialmente el coeficiente de transferencia de calor, U ; en vista de esto, Shiu y Beggs (Ref. 1.56) desarrollaron un método empírico para estimar A , basados en los perfiles de temperatura medidos en 270 pozos. Usando las temperaturas medidas (T_h) a diferentes profundidades h , se calculó un valor de A con la Ec. 1.419, para cada prueba. La Ec. 1.421 fue adecuada para estimar A en función de datos, usualmente conocidos:

$$A = C_1 w_m^{C_2} \rho_L^{C_3} d^{C_4} (\text{API})^{C_5} \gamma_g^{C_6} \quad 1.421$$

donde:

$C_1 = 0.0149$	$C_4 = 0.2904$
$C_2 = 0.5253$	$C_5 = 0.2608$
$C_3 = 2.9303$	$C_6 = 4.4146$

La Ec. 1.421 es solamente aplicable para pozos de aceite; sin embargo, ésta ha dado buenos resultados cuando se aplica a pozos de gas (sin producción de aceite), usando los valores de 62.428 y 50 para la densidad del líquido y la densidad del aceite respectivamente.

I.5.5.2 Perfil de Temperatura en Líneas de Descarga.

Para calcular el perfil de temperatura en la línea de descarga, se asume que la temperatura del medio ambiente es constante. La Ec. 1.419 se modifica para considerar esto:

$$T_L = T_s + (T_1 - T_s) \text{EXP}^{\left[\frac{-L}{A}\right]} \quad 1.422$$

donde T_s es la temperatura del medio ambiente.

Para flujo de gases se debe incluir el efecto de Joule-Thompson, pero dado que este efecto depende de la presión se requiere de un método iterativo, empleando la Ec. 1.423

$$T_L = T_s + \mu A \left[\frac{dP}{dL} \right] + \left(T_1 - T_s - \mu A \left[\frac{dP}{dL} \right] \right) \text{EXP}^{\left[\frac{-L}{A}\right]} \quad 1.423$$

Considerando que los datos necesarios para calcular el coeficiente de transferencia de calor (U) muy pocas veces están disponibles, una aproximación simplificada para estimar la temperatura fluyente en Tuberías de producción o líneas de descarga se puede usar si, al menos, se dispone de un conjunto de mediciones de temperaturas de entrada y salida y un gasto de flujo. Esta aproximación, se puede usar para pozos de aceite y de gas. El procedimiento es el siguiente:

1. Usando las temperaturas y los gastos medidos resolver la Ec. 1.421. La ecuación 1.406 se aplica para tuberías de producción y la 1.422 para líneas de descarga.

2. Considerando todas las variables de la ecuación A, excepto el gasto másico, como constantes resolver:

$$A = \frac{w_m C_p}{\pi d U} = C w_m \quad 1.424$$

o

$$C = \frac{A}{w_m} \quad 1.425$$

3. Usar el valor de C para estimar un valor de A para otros gastos de flujo.

I.5.6 Estructura de la Solución General del Análisis Integral.

El conocimiento amplio del sistema de producción de un pozo, proporciona los medios para su adecuado manejo y control, dando la pauta para posibles operaciones de mejoramiento que tienen por objeto la optimización del sistema.

La utilización del análisis del sistema (análisis nodal) tanto para pozos fluyentes, como para aquellos que tienen instalado un método artificial de producción (siendo el análisis nodal más ampliamente utilizado en el bombeo neumático), no es de ninguna manera una técnica reciente, varios investigadores se han valido de este tipo de enfoque como el medio más adecuado de estudio del comportamiento de los pozos fluyentes. A últimas fechas, simplemente se ha dado a esta técnica una nueva orientación, proporcionándose un procedimiento sistemático de aplicación.

El empleo del concepto nodal permite evaluar el efecto de cada uno de los componentes sobre la capacidad de flujo del sistema, pudiéndose por tanto determinar aquella posible restricción que limita el funcionamiento del resto de los componentes, y como consecuencia, del total del sistema.

El análisis nodal da respuesta, en forma sencilla, a problemas complejos, tales como aquellos en los que se desea estudiar el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

En el análisis nodal, se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- Flujo a través del medio poroso.
- Flujo a través de la tubería vertical (T.P.)
- Flujo a través de la tubería horizontal (L.D.)

Para predecir el comportamiento del sistema, se obtiene la caída de presión en cada componente.

El procedimiento, para la obtención de las caídas de presión, comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Entonces, variando los gastos y empleando un método que se considere adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión se adicionan o sustraen al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta que se alcanza el nodo de solución (incógnita).

Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se suponen prácticamente constantes, siendo estas la presión en el separador (P_S), y la presión estática del pozo (P_{WS}). Por tanto, los cálculos pueden principiar con la presión de separación o con la presión del yacimiento

o ambos, para así determinar la presión en el nodo de solución intermedio entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran como los cambios en cualquiera de los parámetros afectan su comportamiento.

El resultado neto de la aplicación del análisis nodal en los pozos, por tanto, es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de capacidad de producción son función de los principales puntos clave siguientes:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y de la línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y final.
- Porcentaje de agua producida.
- Relación gas-líquido.
- Longitud de las tuberías.
- Temperatura.
- Características de los fluidos manejados.
- Topografía del terreno, en el caso de la línea de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

En el análisis se consideran los principales componentes de un pozo, principiando en el yacimiento y finalizando con el separador. Se incluye entonces:

- El flujo a través del medio poroso.
- El flujo a través de la sarta de producción y/o por el espacio anular, considerando el flujo a través de una posible restricción, así como también la válvula de seguridad.
- El flujo a través de la línea de descarga e inclusive el manejo de estranguladores.

Como se mencionó, se seleccionan varios puntos clave como posibles nodos de solución, las pérdidas de presión se manejan de manera adecuada desde el (los) nodo(s) inicial(es) para converger al punto de estudio. La selección del nodo o nodos iniciales depende principalmente del componente del sistema que se desea evaluar. Pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones y, como resultado final, se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto de importancia mayúscula, además de la razón técnica, es la justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

I.5.6.1 La Cabeza del Pozo como Nodo de Solución.

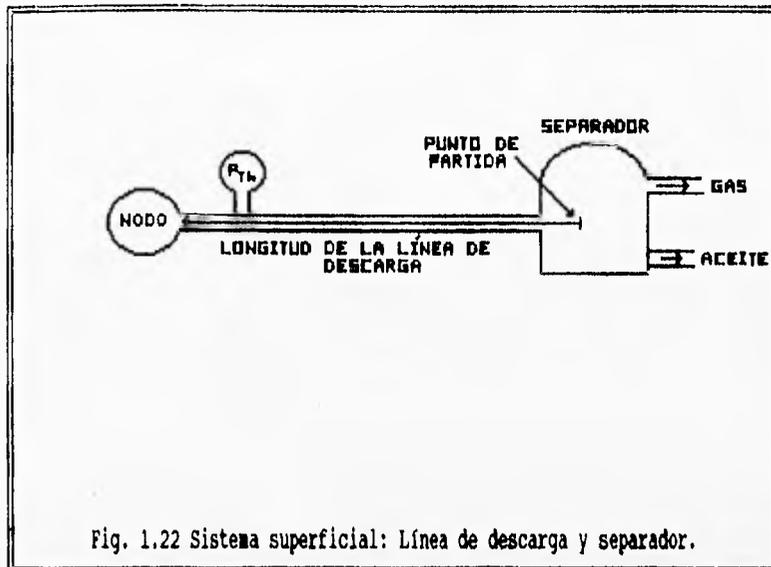


Fig. 1.22 Sistema superficial: Línea de descarga y separador.

El sistema en forma completa se divide en dos componentes, para así resolver el problema utilizando el gasto de producción.

El primer componente considerado es el separador y la línea de descarga Fig. 1.22. Aquí se principia con la presión de separación y se calcula la presión

en la cabeza del pozo P_{th} , necesaria para mover un gasto supuesto a través de la línea de descarga.

El segundo componente considerado es el yacimiento y la sarta de producción Fig. 1.23: en éste, se principia con la presión estática del pozo; se supone un gasto para obtener la presión de fondo fluyendo utilizando un método adecuado de flujo del yacimiento al pozo, y utilizando esta presión se continua con el flujo a través de la sarta de producción para determinar la presión en la cabeza del pozo P_{th} , necesaria para producir el gasto supuesto.

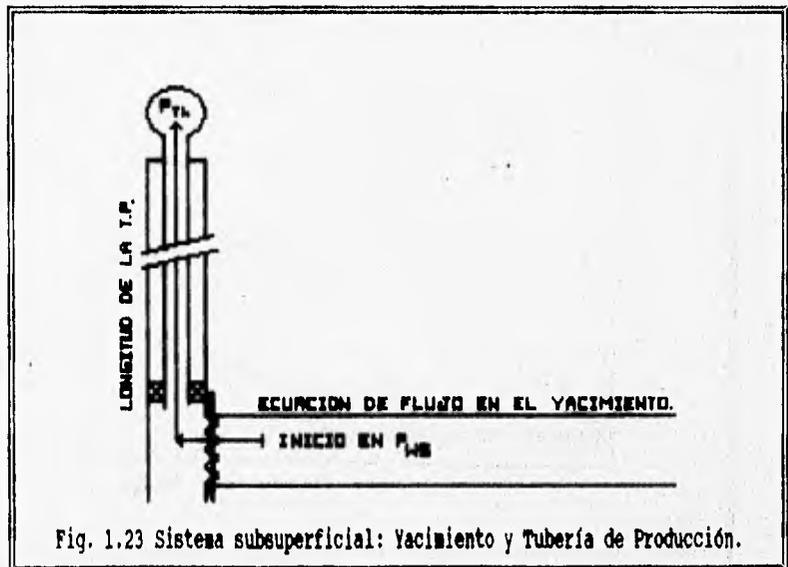


Fig. 1.23 Sistema subsuperficial: Yacimiento y Tubería de Producción.

Procedimiento para la cabeza del pozo como nodo de solución.

1. Se suponen gastos de producción.
2. A partir de la presión de separación se calcula la presión en la cabeza requerida para mover los fluidos a través de la línea de descarga.
3. Para los gastos supuestos y principiando con la presión estática del yacimiento se calcula la presión de fondo flu-yendo correspondiente. Con estos valores, se determinan las presiones en la cabeza; se deberá emplear un método de flujo multifásico vertical adecuado. Debe notarse que es-tas presiones en la cabeza controlan el gasto de produc-ción.
4. Se grafican las presiones en la cabeza obtenidas en el paso 2 y las calculadas en el paso 3 contra los gastos su-puestos (Figs. 1.24 y 1,25). La intersección de estas dos curvas indica el gasto máximo de producción posible para el sistema, así como también la presión en la cabeza del pozo.

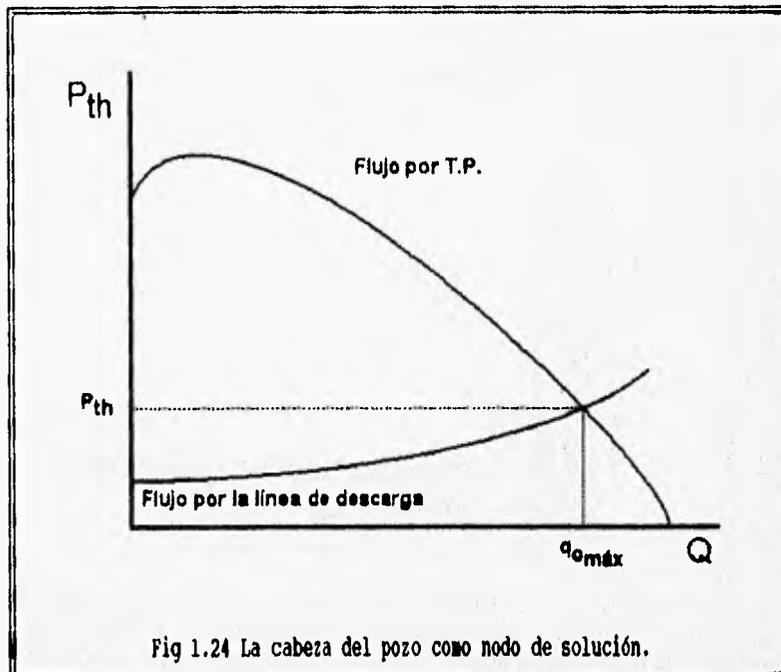


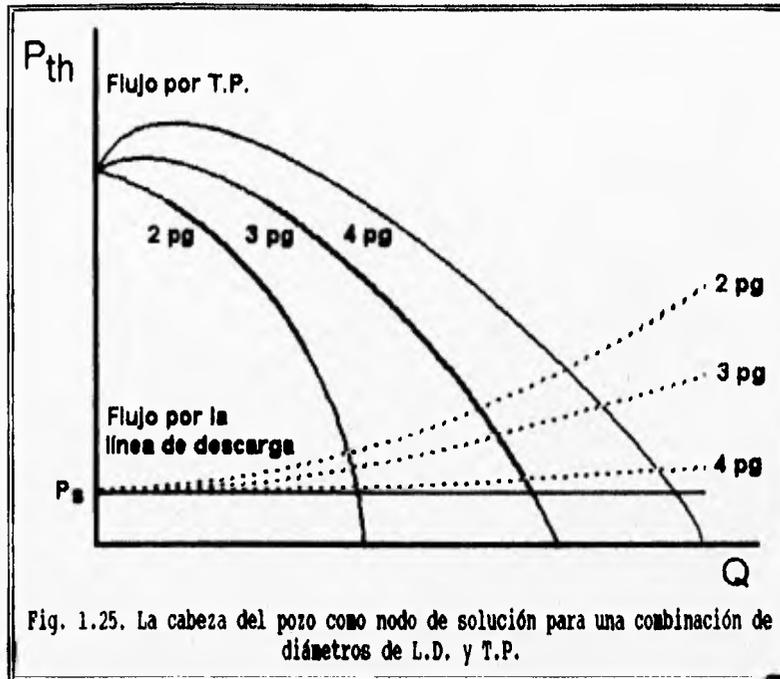
Fig 1.24 La cabeza del pozo como nodo de solución.

Al considerar la cabeza del pozo como nodo de solución, se aísla la línea de descarga, siendo entonces fácil determinar los efectos en los cambios de su diámetro.

En la Fig. 1.25. se indica esquemáticamente la influencia del cambio del diámetro de la línea de descarga. Se puede notar que la curva para la línea de cuatro pulgadas es prácticamente horizontal para todo

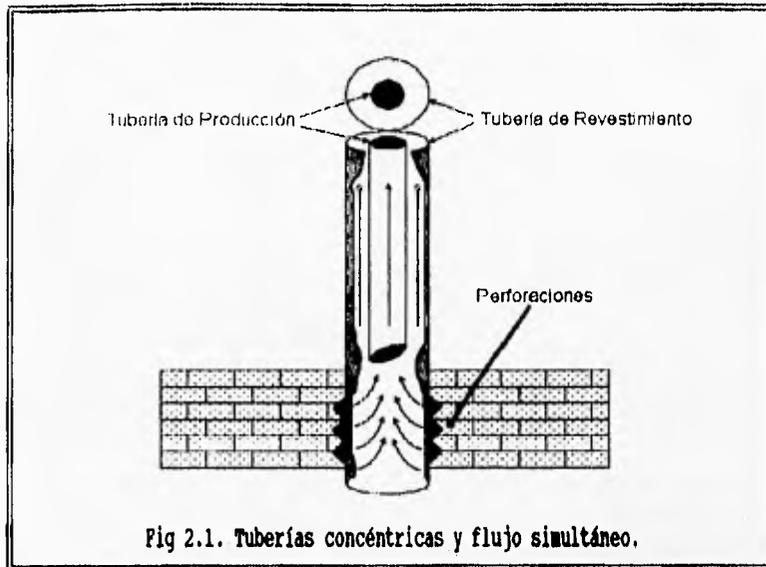
el rango de gastos, indicando que las caídas de presión por fricción no son grandes en esta línea, para cuando los gastos son altos. No hay entonces necesidad de evaluar una tubería de un

diámetro mayor dado que la tubería de cuatro pulgadas es lo suficientemente grande para maximizar el gasto.



La Fig. 1.25, es una gráfica en la cual se evalúan algunos diámetros de líneas de descarga y de tuberías de producción. Las intersecciones indican los gastos posibles para una variedad de combinaciones de diámetros de líneas de descarga y de tuberías de producción.

II ANALISIS INTEGRAL DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE QUE FLUYE SIMULTANEAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR Y LA TUBERIA DE PRODUCCION



El flujo simultáneo de los fluidos producidos se puede definir como: El movimiento de los hidrocarburos por la tubería de producción y por el espacio existente entre ésta y la tubería de revestimiento. En la Fig. 2.1 se muestra la distribución del flujo simultáneo en dos tuberías concéntricas. En este tipo de flujo se presentan los problemas de:

- Elegir el tipo de terminación del pozo.
- Elegir la distribución de los estranguladores superficiales.

La terminación de un pozo petrolero se define como: El conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie mediante la perforación de la tubería de revestimiento de explotación.

Una operación sumamente importante, para realizar una terminación exitosa, es la cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación. Esta tubería permite aislar la formación productora, para evitar la invasión de fluidos no deseables (agua y/o gas) hacia el pozo, provenientes de zonas vecinas, que puedan contaminar los hidrocarburos producidos y por lo tanto reducir su recuperación final. En terminaciones defectuosas o mal diseñadas, hechas en formaciones productoras con presencia de una zona inferior de agua o con un casquete de gas, se presentará la entrada de esos fluidos debido a la diferencia de presiones existente entre el yacimiento y el fondo del pozo. Esto puede restringir la producción, ya que si se tiene entrada de agua se generará una contrapresión por efectos de la columna hidrostática, o si se tiene entrada de gas, la energía del yacimiento disminuirá.

A continuación se describirán los principales tipos de terminaciones empleadas en los pozos petroleros.

II.1 Tipo de Terminaciones en los Pozos Petroleros.

La Terminación de un pozo petrolero, complementa la perforación y es tan importante como ésta. Por medio de la terminación de un pozo se pueden extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie.

La terminación de un pozo petrolero se lleva a cabo después que se ha cementado la tubería de revestimiento de explotación o bien se realiza en agujero descubierto.

La terminación se planea elaborando un programa que indica la secuencia de trabajos que se realizarán. En el se incluye el estado mecánico del pozo, así como los accesorios que se utilizarán.

En la industria petrolera para cualquier terminación se tendrán tres tipos de pozos:

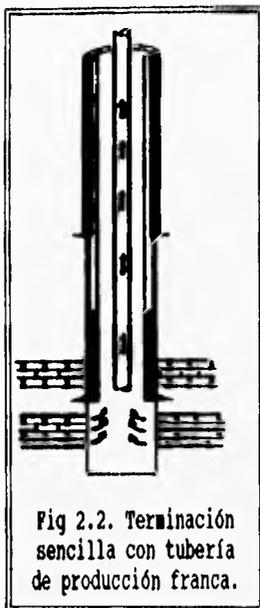
- a) Pozos en agujero descubierto.
- b) Pozos en agujero ademado.
- c) Pozos en agujero reducido revestido. (T.R. corta).

En cada tipo de pozo se pueden efectuar las terminaciones mostradas en la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Tipo de terminaciones en los pozos.

Pozo	Tipo de terminación	Características
Terminación en agujero descubierto	Sencilla	Con tubería de producción franca.
		Con tubería de producción, un empacador y accesorios.
Terminación en agujero ademado	Sencilla	Con tubería de producción franca.
		Con tubería de producción, un empacador y accesorios.
	Sencilla selectiva	Con tubería de producción, dos empacadores y accesorios.
	Doble	Con dos tuberías de producción, dos empacadores y accesorios.
Doble selectiva	Con dos tuberías de producción, más de dos empacadores y accesorios.	

II.1.1 Terminación Sencilla en Agujero Descubierto con Tubería de Producción Franca.



La terminación sencilla con tubería de producción franca en un pozo que tiene su formación productora en agujero descubierto, se muestra en la Fig. 2.2.

Este tipo de terminación puede realizarse cuando:

- La formación productora no sea deleznable.
- La formación productora no tenga contacto gas-aceite o aceite-agua, es decir que su producción sea sólo de la zona de aceite.

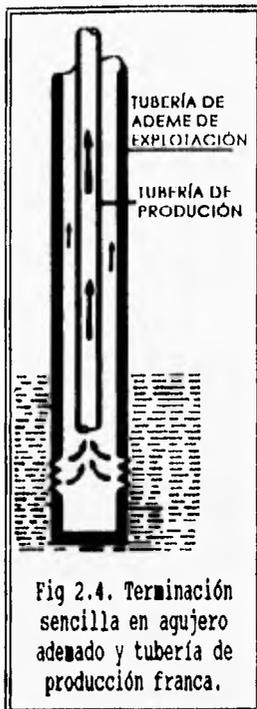
II.1.2 Terminación Sencilla en Agujero Descubierto con Tubería de Producción, Empacador y Accesorios.

Este tipo de terminación en un pozo con formación productora sin recubrir con tubería de ademe, se puede efectuar con empacador sencillo recuperable o permanente, todo dependerá de la profundidad a la cual será instalado, así como las presiones que se esperan del yacimiento durante su explotación o bien por las operaciones que se deseen efectuar después de la terminación (acidificaciones o tratamientos de limpieza, etc.), Fig. 2.3.

En este tipo de aparejos la tubería de producción lleva como accesorios una válvula de circulación y un niple de asiento.



II.1.3 Terminación Sencilla en Agujero Ademado y Tubería de Producción Franca.



Este tipo de terminación es igual a la terminación con tubería de producción franca en agujero descubierto, sólo que aquí se tiene que disparar la tubería de revestimiento para poner en comunicación el yacimiento con el interior del pozo. Fig. 2.4.

II.1.4 Terminación Sencilla en Agujero Ademado, con Tubería de Producción, Empacador y Accesorios.

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contactos gas-aceite o aceite-agua, ya que mediante la cementación de la tubería de revestimiento se puede seleccionar el intervalo para la terminación. Como en el caso de la terminación sencilla en agujero descubierto con tubería de producción, empacador y accesorios, el tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen en el yacimiento, así como el tipo de hidrocarburo (aceite o gas). Fig. 2.5.



II.1.5 *Terminación Sencilla Selectiva con dos Empacadores y Tubería de Revestimiento Cementada.*

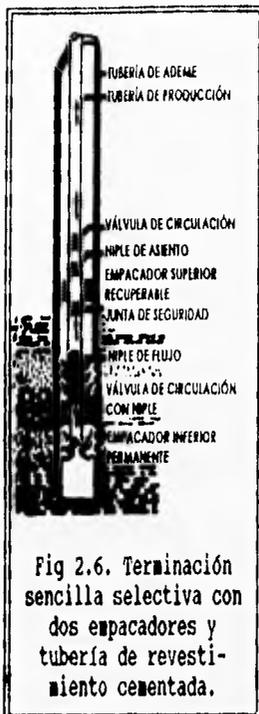


Fig 2.6. Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y tubería de revestimiento cementada.

Este tipo de terminación debe efectuarse cuando se tiene más de un yacimiento por explotar, cubiertos por tubería de ademe cementada. Se usan dos empacadores, el inferior permanente y el superior recuperable, así como accesorios entre ambos empacadores y sobre el empacador superior. Fig. 2.6.

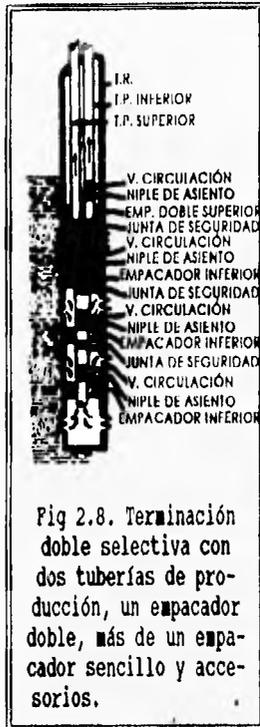
II.1.6 *Terminación Doble con dos Tuberías de Producción y dos Empacadores.*

Este tipo de terminación es recomendable cuando se tienen más de dos yacimientos productores con características diferentes (ya sea por tipo de hidrocarburos o presiones) y se desea explotarlos al mismo tiempo, Fig. 2.7.



Fig 2.7. Terminación doble con dos tuberías de producción y dos empacadores.

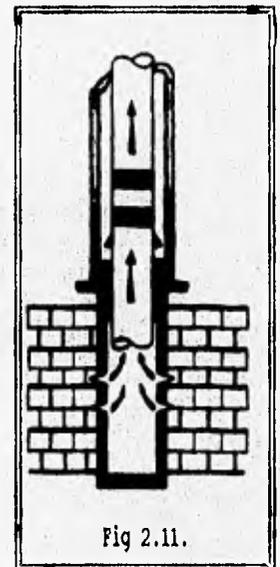
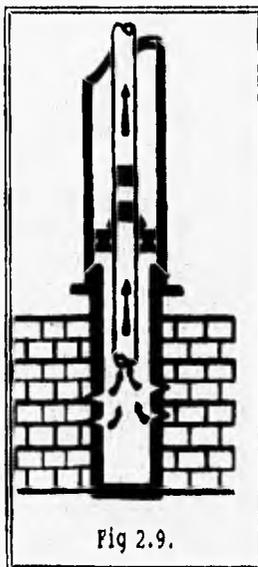
II.1.7 Terminación Doble Selectiva con dos Tuberías de Producción, un Empacador Doble, más de un Empacador Sencillo y Accesorios.



Esta terminación es de las más complejas, sin embargo, es conveniente cuando se dispone de varios yacimientos en la misma estructura, ya que se pueden ir explotando individualmente utilizando equipo de línea para abrir, cerrar y obturar el acceso correspondiente. Fig. 2.8.

Existen otros tipos de terminaciones que pueden efectuarse en los pozos petroleros, estos son:

- Terminación sencilla con el empacador colocado en la tubería de ademe larga, Fig. 2.9
- Terminación sencilla con el empacador colocado en la tubería de ademe corta, Fig. 2.10
- Terminación sencilla con "Receptáculo Pulido" instalado en la tubería de ademe corta, Fig. 2.11



II.2 Principales Arreglos de Estranguladores Utilizados en la Industria para el Flujo Simultáneo.

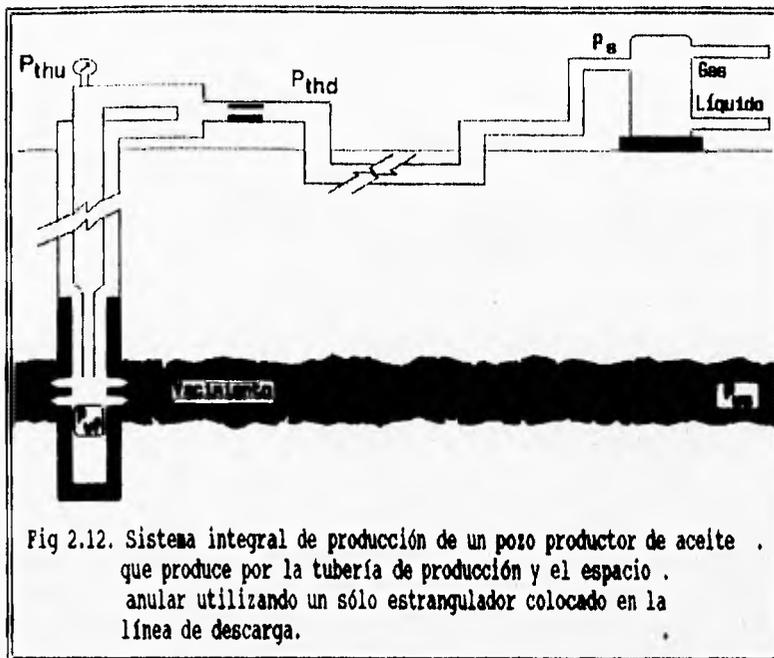


Fig 2.12. Sistema integral de producción de un pozo productor de aceite que produce por la tubería de producción y el espacio anular utilizando un sólo estrangulador colocado en la línea de descarga.

Se pueden distinguir dos tipos de arreglos para realizar la distribución de los estranguladores superficiales en la producción en forma simultánea de hidrocarburos.

Estos arreglos son:

A) Se coloca un sólo estrangulador en la línea de descarga. Esta configuración se muestra en la Fig. 2.12.

B) Se colocan dos estranguladores (generalmente de diferente diámetro) antes de la línea de descarga para mantener una presión en la salida (corriente abajo) igual (Fig. 2.14), para que el gasto aportado tanto por la tubería de producción como el aportado por el espacio anular pueda entrar a la línea de descarga. El método para solucionar éste caso por medio del análisis nodal, se muestra en la Fig. 2.13.

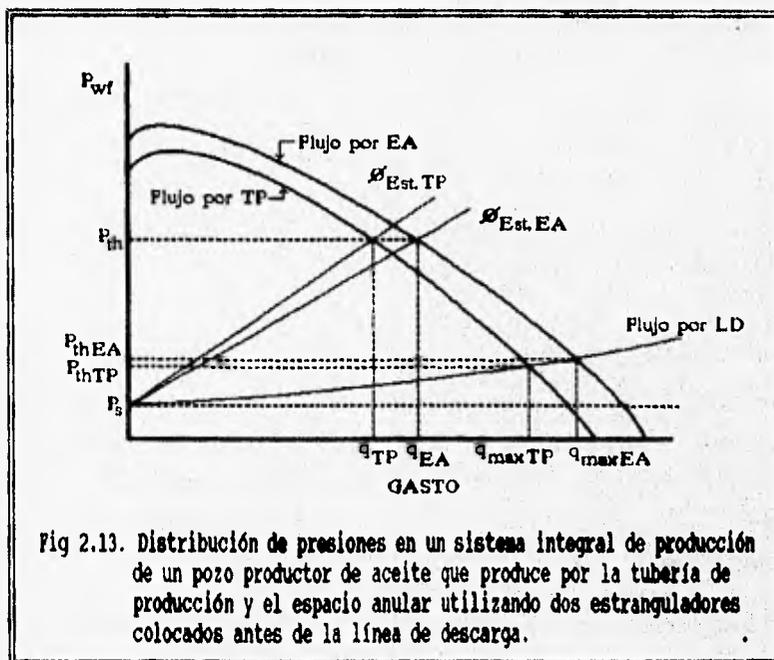
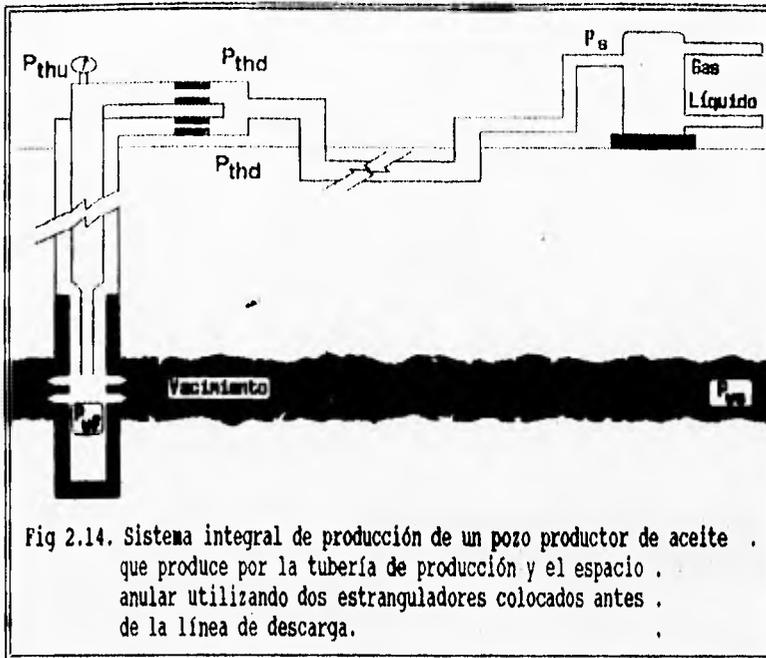


Fig 2.13. Distribución de presiones en un sistema integral de producción de un pozo productor de aceite que produce por la tubería de producción y el espacio anular utilizando dos estranguladores colocados antes de la línea de descarga.



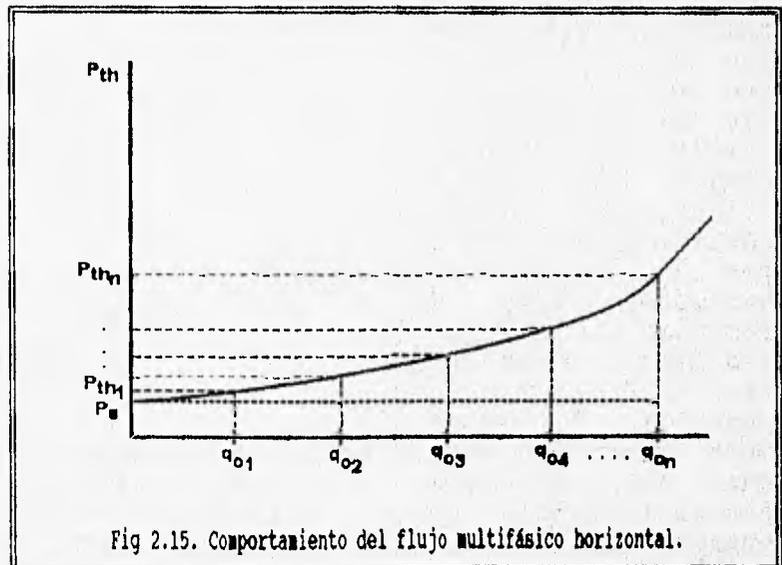
El presente trabajo se desarrolló para diseñar el caso (A) por medio del programa de cómputo FLUSIM-DFG, pero en él también es posible analizar en cada uno de los componentes del sistema de producción por separado el caso (B).

II.3 Procedimiento de Cálculo del Análisis Integral de un Sistema Integral de Producción de un Pozo Productor de Aceite que Produce por el Espacio Anular y la Tubería de Producción Utilizando un sólo Estrangulador Colocado en la Línea de Descarga.

En primer lugar, se toma como nodo de solución la presión en la cabeza del pozo, enseguida se procede a realizar el análisis integral siguiendo los siguientes pasos.

1) Se suponen diferentes gastos (q_{01} , q_{02} , q_{03} , q_{04} , ...).

2) Flujo multifásico horizontal: Para cada gasto se obtiene (calcula) la presión en la cabeza del pozo (P_{thH}), a partir de la presión de separación, aplicando la correlación (método) seleccionado para el flujo por la línea de descarga. Se obtiene una gráfica como la mostrada en la Fig. 2.15.



3) Flujo en el yacimiento: A partir de la presión de fondo estática, se obtiene la presión de fondo fluyendo, para el primer gasto supuesto q_{01} (IPR).

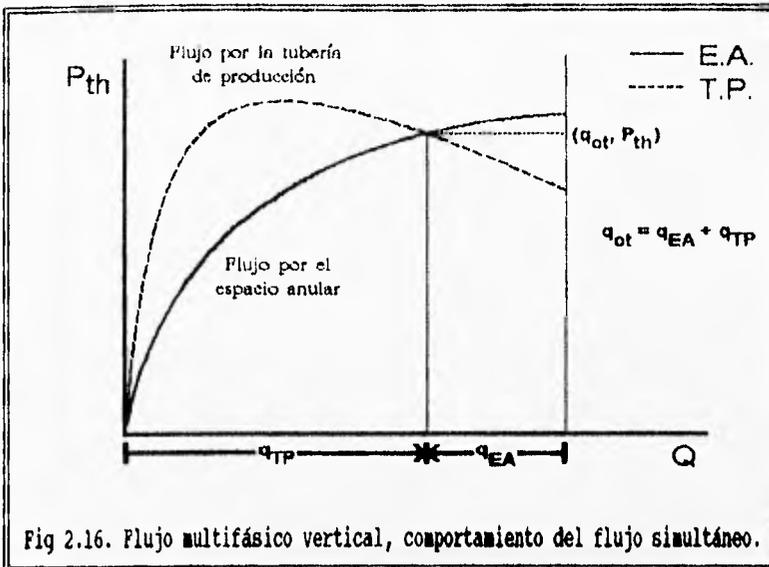


Fig 2.16. Flujo multifásico vertical, comportamiento del flujo simultáneo.

4) Flujo multifásico vertical: El gasto supuesto q_{01} se divide en dos ($q_{01} = q_{0TP} + q_{0EA}$). Tanto para el flujo por la tubería de producción como para el flujo por el espacio anular se obtiene la presión en la cabeza del pozo (P_{thvtp} y P_{thvea}).

5) Se repite el cálculo de la presión en la cabeza del pozo para diferentes combinaciones de $q_{0TP} + q_{0EA}$ hasta obtener la misma presión en la cabeza del pozo. Obteniéndose una gráfica como la mostrada en la Fig. 2.16.

6) Análisis Integral: Se procede en forma análoga para ($q_{02}, q_{03}, q_{04}, \dots, q_{0n}$), obteniéndose valores tabulados como los mostrados en la tabla 2.2 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 2.16. Al unir todos los puntos de intersección se obtiene la gráfica del comportamiento del flujo multifásico vertical para el flujo simultáneo Fig. 2.17.

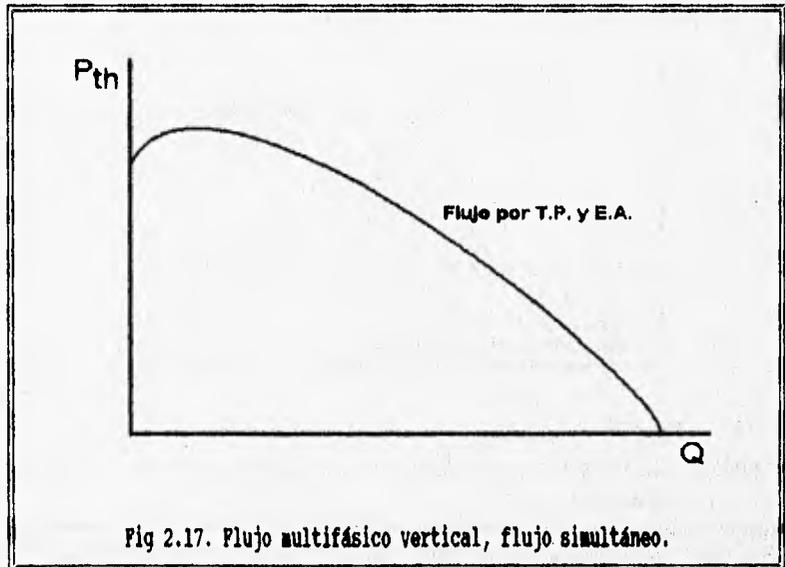


Fig 2.17. Flujo multifásico vertical, flujo simultáneo.

7) Sobreponiendo la gráfica de la Fig. 2.15. a la gráfica de la Fig. 2.17., se obtiene la solución (presión en la cabeza del pozo y el gasto de aceite), su representación gráfica se muestra en la Fig. 2.18.

Tabla 2.2 Valores tabulados del análisis integral.

Gasto supuesto	Flujo Multifásico Vertical				Flujo Multifásico Horizontal	
	Pérdida de presión en el yacimiento		P_{thVTP}	P_{thVEA}	P_{thH}	P_{sep}
	P_{ws}	P_{wf}				
q_{01}	P_{ws}	P_{wf1}	P_{thVTP1}	P_{thVEA1}	P_{thH1}	P_{sep}
q_{02}	P_{ws}	P_{wf2}	P_{thVTP2}	P_{thVEA2}	P_{thH2}	P_{sep}
q_{03}	P_{ws}	P_{wf3}	P_{thVTP3}	P_{thVEA3}	P_{thH3}	P_{sep}
q_{04}	P_{ws}	P_{wf4}	P_{thVTP4}	P_{thVEA4}	P_{thH4}	P_{sep}
.
.
q_{0n}	P_{ws}	P_{wfn}	P_{thVTPn}	P_{thVEAn}	P_{thHn}	P_{sep}

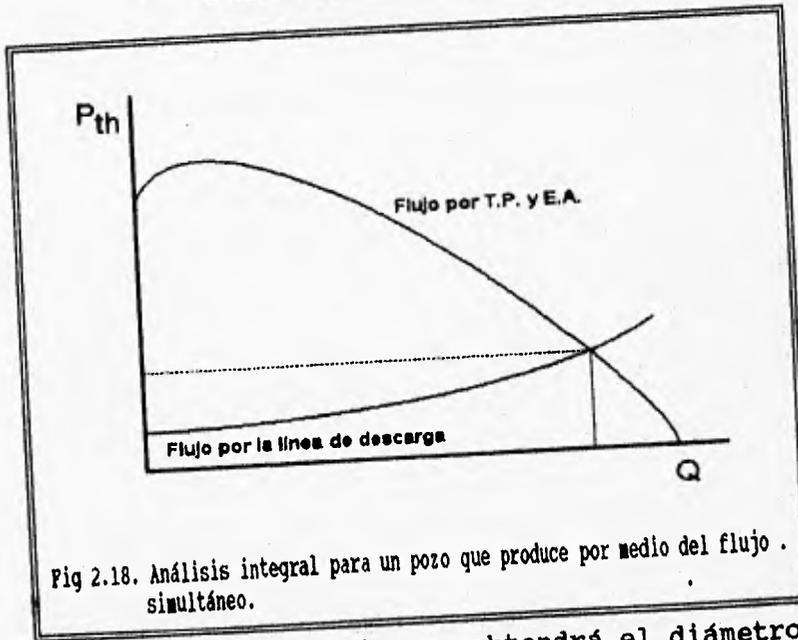


Fig 2.18. Análisis integral para un pozo que produce por medio del flujo simultáneo.

8) Flujo multifásico a través de los estranguladores: Si se desea cumplir con una cuota de producción o conservar la presión del yacimiento para prolongar la vida fluyente del pozo produciendo a una presión mayor al del gasto máximo, Fig. 2.19. Será necesario utilizar una correlación para el flujo por los estranguladores en donde con, proporcio-

nar el gasto a manejar se obtendrá el diámetro apropiado.

Como es de suponer, la parte más compleja de este procedimiento es la solución de los puntos 4 y 5, por lo que se desglosará enseguida.

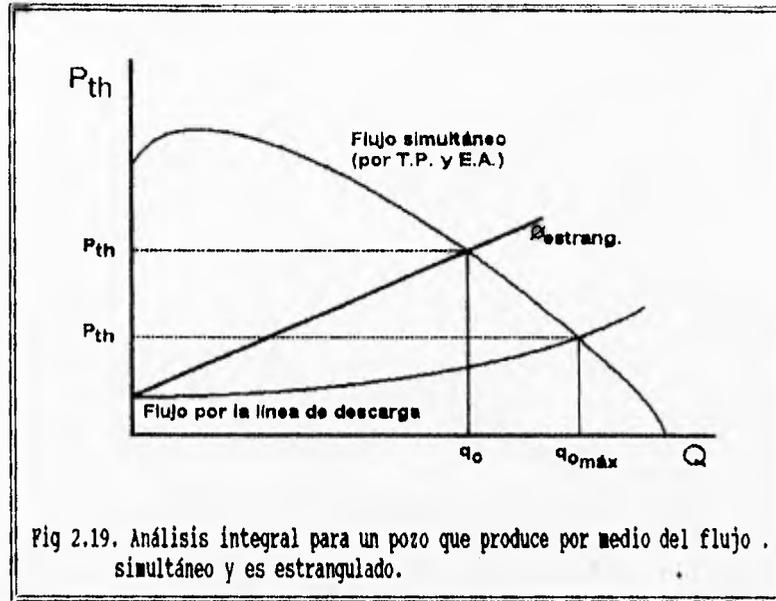


Fig 2.19. Análisis integral para un pozo que produce por medio del flujo simultáneo y es estrangulado.

II.4 Procedimiento del Cálculo de las Caídas de Presión en el Flujo Multifásico Vertical Simultáneo.

El objetivo principal es el encontrar el gasto de aceite que fluye por la tubería de producción y el espacio anular a los cuales las dos presiones en la cabeza del pozo, son iguales.

La ecuación general para el cálculo de las caídas de presión del fondo del pozo a la superficie es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_e + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_f + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{ac} \quad 2.1$$

Si consideramos la caída de presión en la tubería de producción:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{TP} = \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{e_{TP}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{f_{TP}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{ac_{TP}} \quad 2.2$$

Para las pérdidas presión en el espacio anular:

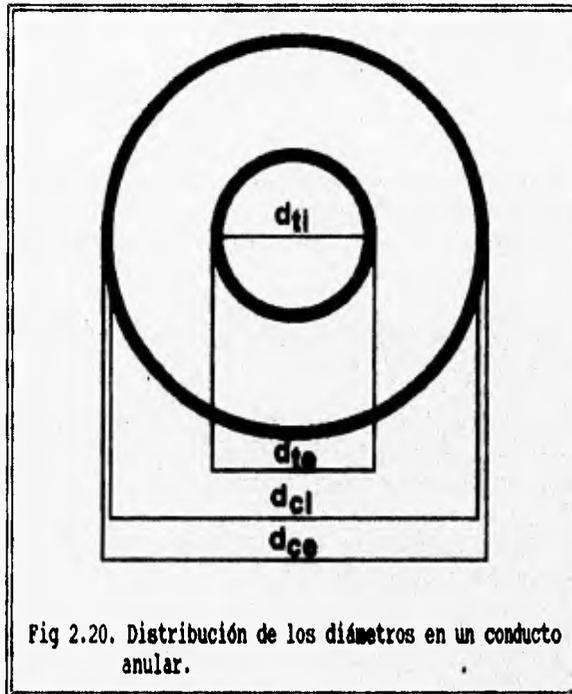
$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{EA} = \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{e_{EA}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{f_{EA}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{ac_{EA}} \quad 2.3$$

Igualando las dos ecuaciones:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{e_{TP}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{f_{TP}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{ac_{TP}} = \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{e_{EA}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{f_{TP}} + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_{ac_{EA}} \quad 2.4$$

Las ecuaciones son no lineales y dependen de la correlación empleada para su solución.

II.4.1 Flujo en Conductos Anulares.



Para aplicar las correlaciones de flujo multifásico vertical a los conductos anulares, basta sustituir el diámetro de la tubería por el diámetro hidráulico (d_h) y se considera el área anular (A_p) en lugar de la de la tubería.

$$d_h = \frac{4 \text{ área de la sección de tubería}}{\text{perímetro mojado}} \quad 2.5$$

para un conducto anular:

$$A_p = \frac{\pi (d_{ci}^2 - d_{te}^2)}{4} \quad 2.6$$

Para flujo por el espacio anular se ha considerado que el concepto de diámetro hidráulico es válido cuando:

$$d_h = \frac{\frac{4\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{te}^2)}{\pi (d_{ci} + d_{te})} = d_{ci} - d_{te} \quad 2.7$$

Cornish (Ref. 2.1) obtuvo resultados muy satisfactorios, al aplicar el método de Poettmann - Baxendell, usando como rugosidad absoluta el término siguiente.

$$\xi = \xi_{ci} \left[\frac{d_{ci}}{d_{ci} + d_{te}} \right] + \xi_{te} \left[\frac{d_{te}}{d_{ci} + d_{te}} \right] \quad 2.8$$

Por otra parte, cuando se produce por espacio anular, las propiedades de los fluidos producidos se ven afectadas únicamente en la definición de las velocidades superficiales del líquido y del gas, esto es:

Sustituyendo la Ec. 2.6 en la ecuaciones. 1.95 y 1.97:

$$v_{sl} = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_w)}{d_{ci}^2 - d_{te}^2} \quad 2.9$$

$$v_{sg} = \frac{0.002122 q_o (R - R_s) B_g}{d_{ci}^2 - d_{te}^2} \quad 2.10$$

II.4.2 Distribución del Gasto en el Flujo Simultáneo.

El gasto de aceite se distribuye entre el espacio anular y la tubería de producción de la siguiente forma:

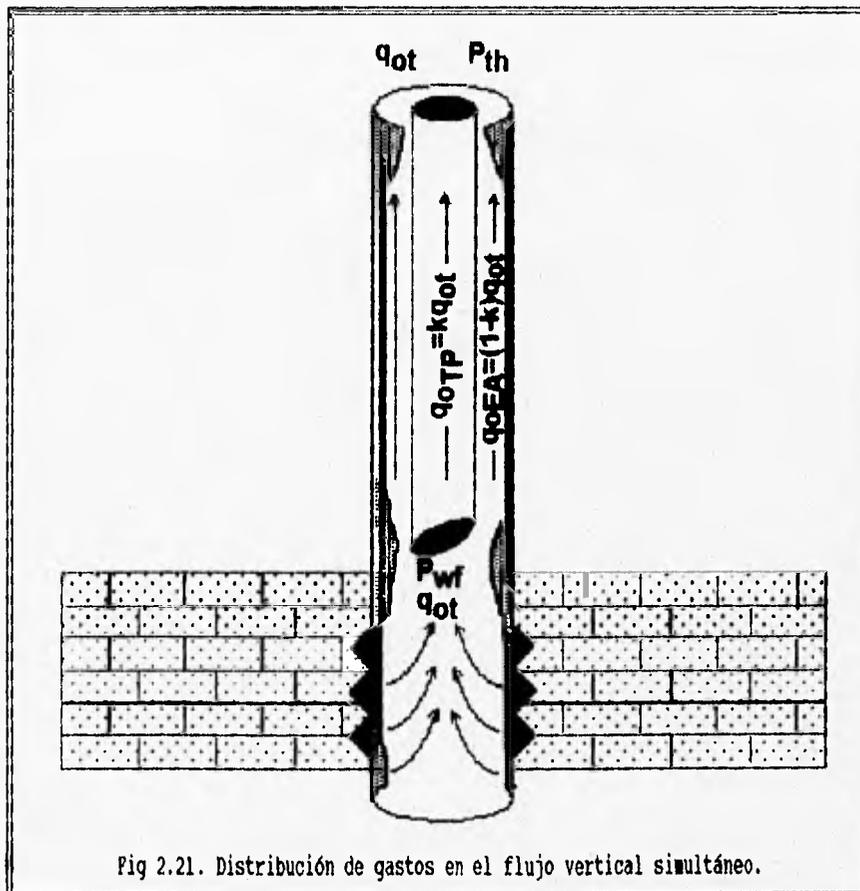
$$q_{oEA} = k q_{ot} \quad 2.11$$

$$q_{oTP} = (1-k) q_{ot} \quad 2.12$$

donde:

$$k = 0.0, 0.1, 0.2, \dots, 1.0 \quad 2.13$$

Cabe mencionar que no importa cual sea el valor de k , ya que siempre en la cabeza del pozo se tendrá el gasto total y un solo valor de presión en la cabeza del pozo, Fig. 2.21.



Debido a que k varía de cero a uno, las gráficas del comportamiento del flujo vertical por el espacio anular y la tubería de producción se realizan en sentido inverso, esto es, mientras que al flujo multifásico vertical por el espacio anular le corresponde un

valor del 100% del gasto total, el gasto para el flujo multifásico vertical por la tubería de producción es cero, así para un segundo cálculo le correspondería el 90% del gasto al flujo multifásico vertical por el espacio anular y el 10% del gasto al flujo multifásico vertical por la tubería de producción, Fig 2.22. De esta figura se pueden obtener tres puntos de interés:

- 1: Cuando $q_{oEA} = q_{ot}$.
- 2: Cuando $q_{oTP} = q_{ot}$.
- 3: Cuando $q_{ot} = q_{oEA} + q_{oTP}$ y $P_{thEA} = P_{thTP}$.

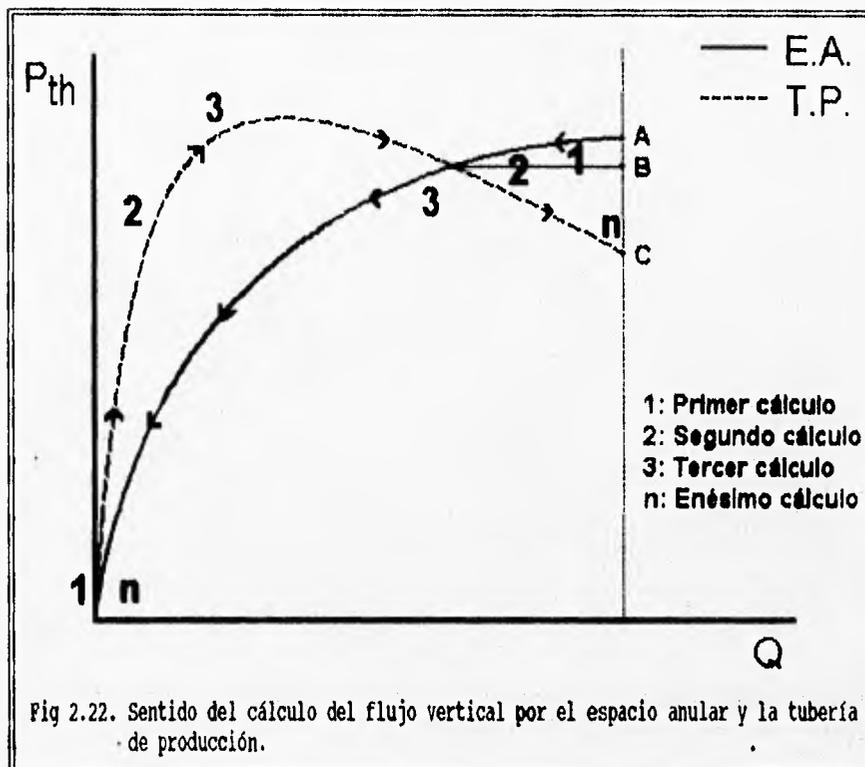


Fig 2.22. Sentido del cálculo del flujo vertical por el espacio anular y la tubería de producción.

La unión de estos tres puntos (A, B, C), para todos los gastos totales propuestos forman las tres gráficas del análisis integral que tiene un comportamiento similar al mostrado en la Fig. 2.23.

Como se puede observar el comportamiento de las presiones en la cabeza del pozo está dada por:

Sección A: Formada por gastos bajos. Predominan las caídas de presión debidas al colgamiento. El flujo multifásico vertical por la tubería de producción es el que tiene mayores valores de presiones en la cabeza del pozo. En el flujo multifásico vertical por el espacio

anular la presión en la cabeza del pozo disminuye debido al aumento del colgamiento ya que el diámetro hidráulico es mayor que el diámetro de la tubería de producción. Por último, en el caso del flujo simultáneo se tienen las menores presiones en la cabeza del pozo ya que el diámetro equivalente¹ es mayor que el diámetro hidráulico y que el diámetro interior de la tubería de producción.

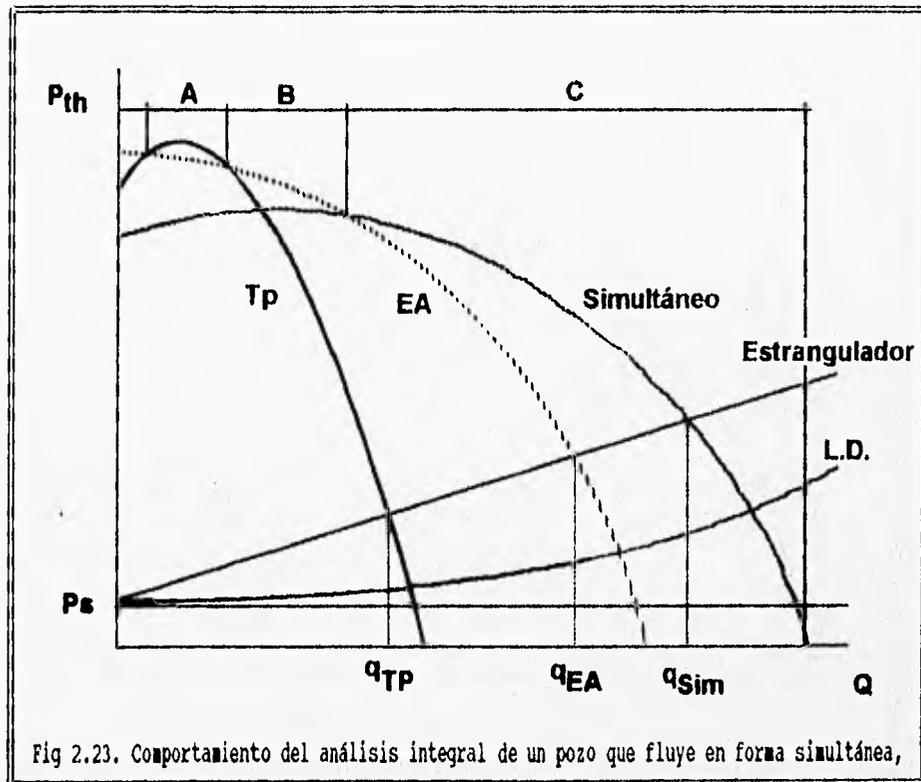


Fig 2.23. Comportamiento del análisis integral de un pozo que fluye en forma simultánea,

Sección B: Formada por gastos intermedios. Predominan las caídas de presión debidas a la fricción. En el flujo multifásico vertical para flujo simultáneo se tienen las mayores pérdidas de presión debidas al colgamiento. En el flujo multifásico vertical por el espacio anular las presiones en la cabeza del pozo son las mayores. En el flujo multifásico vertical por la tubería de producción, sus pérdidas de presión se deben a la fricción.

Sección C: Formada por gastos altos. En las caídas de presión predomina la fricción. En el flujo multifásico

¹ Es la unión entre el diámetro hidráulico y el diámetro interior de la tubería de producción.

vertical por la tubería de producción se tienen las menores presiones en la cabeza del pozo debido a que el diámetro interior de la tubería de producción es menor que el diámetro hidráulico y el diámetro equivalente. En el flujo multifásico vertical por el espacio anular las presiones en la cabeza del pozo son menores que en el caso del flujo simultáneo debido a que el diámetro hidráulico es menor al diámetro equivalente.

Este comportamiento permite predecir que el flujo simultáneo producirá mayores gastos únicamente en pozos que producen a gastos altos.

II.4.3 *Análisis de Sensibilidad del Flujo Simultáneo.*

Al realizar el diseño de un pozo que fluye en forma simultánea, se presenta el problema de seleccionar las dimensiones de la tubería de producción que proporcionen la mayor producción posible. En esta clase de diseños se presentan algunos casos especiales, tales como:

- a) El gasto producido por el espacio anular se mantiene constante cuando el área de flujo se mantiene constante, Tabla 4.61.
- b) Algunas tuberías de producción tienen un diámetro interior menor que otras tuberías con menor diámetro nominal, Tabla 2.3.

Un ejemplo de éste caso es el de la tubería con un diámetro nominal de 4 1/2 [pg], tiene un diámetro interior de 3.380 [pg], el cual es menor que una tubería con diámetro nominal de 4 [pg], el cual tiene un diámetro interior de 3.548 [pg].

El diseño de un pozo que fluye en forma simultánea tiene las siguientes consideraciones:

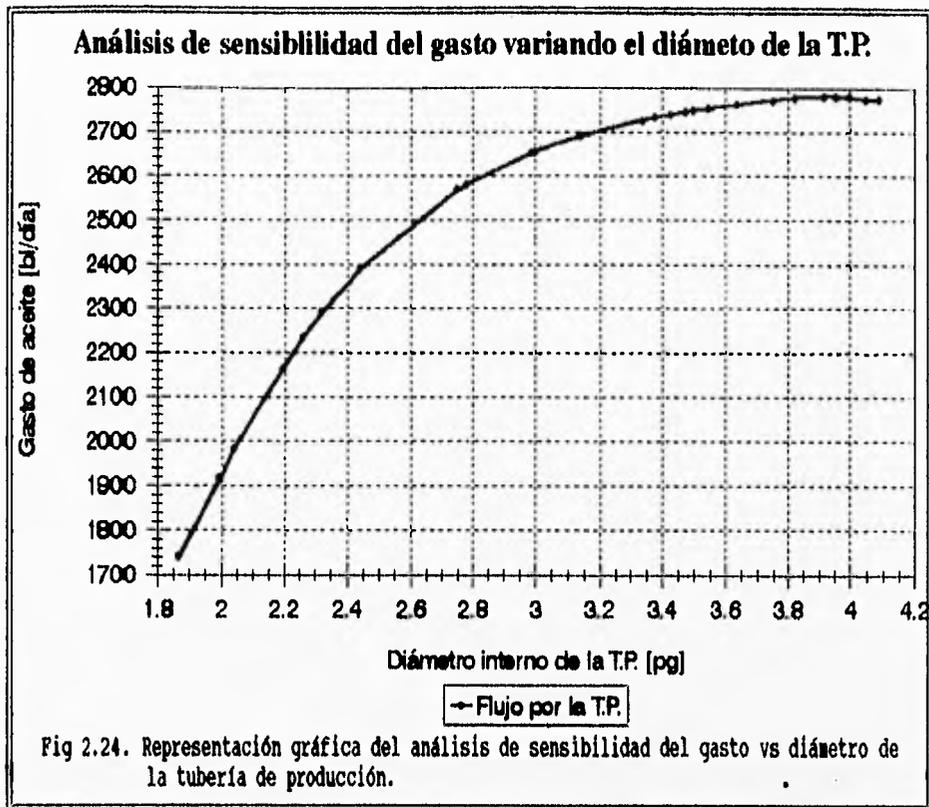
- a) El diámetro interior de la tubería de revestimiento se mantiene constante.
- b) Para tuberías de producción de diámetro nominal mayores de 1.5 [pg], el diámetro exterior de la tubería de producción es igual al valor de su diámetro nominal. Tabla 2.3.

A continuación se desglosa el análisis de sensibilidad del pozo Nasser 30². En éste pozo se tiene una tubería de revestimiento de 7 [pg] de diámetro nominal, con un diámetro interior de 6.276 [pg].

Tabla 2.3. Diámetros de las tuberías de producción con roscas Up Set (manejadas por PLUSIM-DFG).

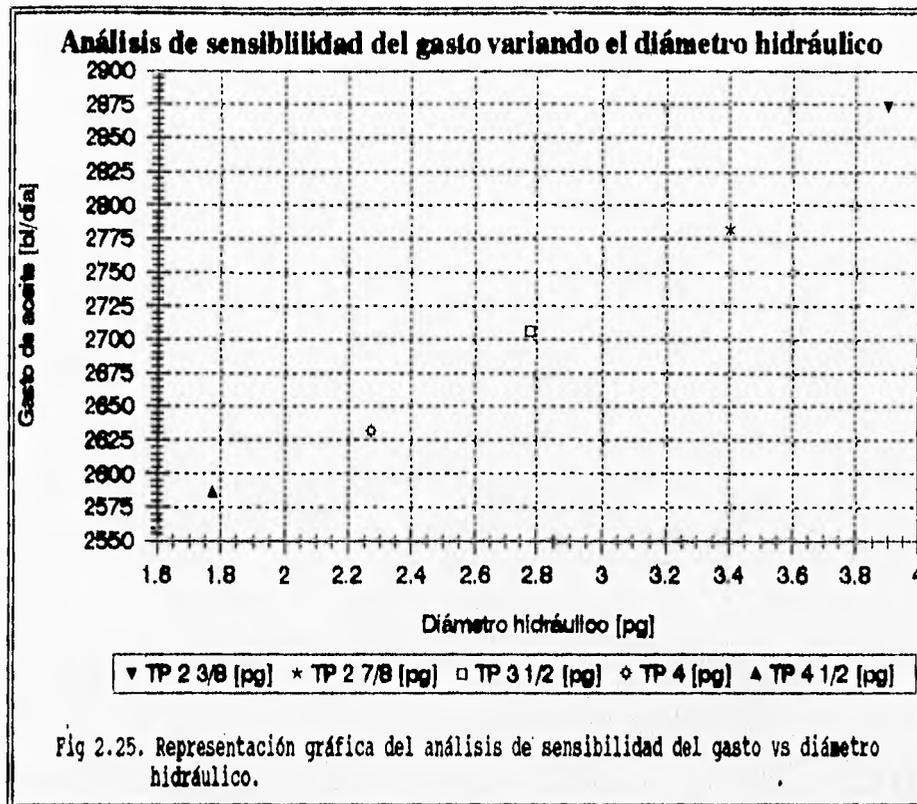
Diámetro Nominal T.P.[pg]	Diámetro Exterior T.P.[pg]	Diámetro Interior T.P.[pg]
3/4	1.050	0.824
1	1.316	1.049
1 1/4	1.660	1.380
1 1/2	1.900	1.610
2 3/8	2.375	1.867
2 3/8	2.375	1.995
2 3/8	2.375	2.041
2 7/8	2.875	2.195
2 7/8	2.875	2.259
2 7/8	2.875	2.323
2 7/8	2.875	2.441
3 1/2	3.500	2.750
3 1/2	3.500	2.992
4	4.000	2.780
4	4.000	3.000
4	4.000	3.140
4	4.000	3.340
4	4.000	3.428
4	4.000	3.476
4	4.000	3.548
4 1/2	4.500	3.380
4 1/2	4.500	3.500
4 1/2	4.500	3.640
4 1/2	4.500	3.754
4 1/2	4.500	3.826
4 1/2	4.500	3.920
4 1/2	4.500	3.958
4 1/2	4.500	4.000
4 1/2	4.500	4.052
4 1/2	4.500	4.090

² Ejemplo 26, página IV.171.



- a) En primer lugar se tiene el comportamiento típico del flujo multifásico vertical a través de la tubería de producción (Fig. 2.24), en donde, al aumentar el diámetro de la tubería de producción, las pérdidas de presión por fricción se reducen, aumentando el gasto, hasta obtener un máximo. A partir de este gasto máximo y al seguir aumentando el diámetro de la tubería de producción, el gasto disminuye, debido al resbalamiento entre las fases.
- b) En segundo lugar se tiene el comportamiento del flujo multifásico vertical a través del espacio anular (Fig. 2.25), en donde los cambios de diámetro están determinados por el diámetro hidráulico y éste por el cambio del diámetro exterior de la tubería de producción, Tabla 2.3. Como se puede observar en la Fig. 2.25, únicamente se tienen cinco gastos posibles, debido a que sólo se tienen cinco diámetros exteriores posibles, obteniéndose el mayor gasto con el mayor diámetro hidráulico.
- c) Por último se tiene el comportamiento del flujo multifásico vertical para flujo simultáneo (Fig. 2.26). Este caso tiene fuertes influencias tanto del comportamiento del flujo multifásico vertical a través de la tubería de producción (una curva creciente y luego decreciente), así como del flujo multifásico vertical a través del espacio anular (una curva influenciada por el diámetro exterior de la tubería de producción, ya que única-

mente se tienen cinco valores).

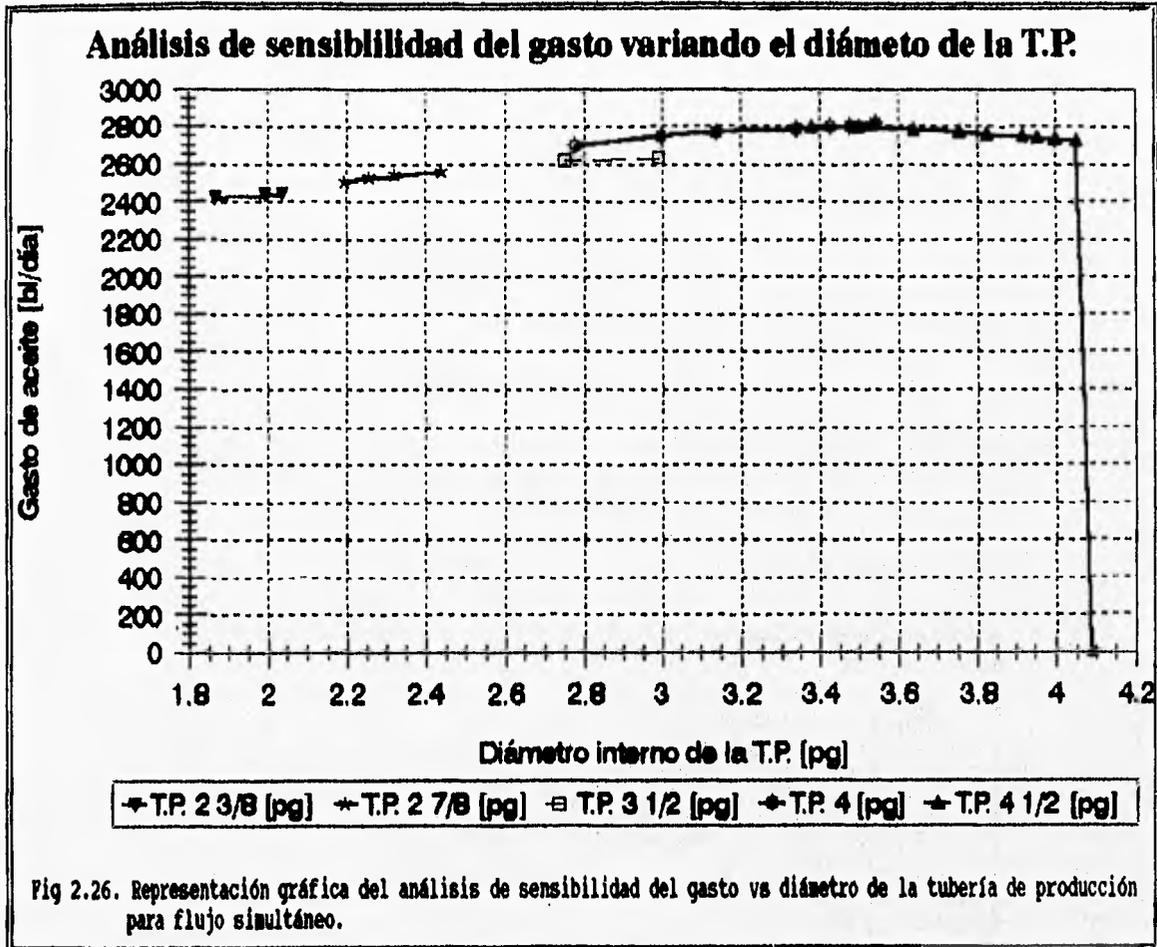


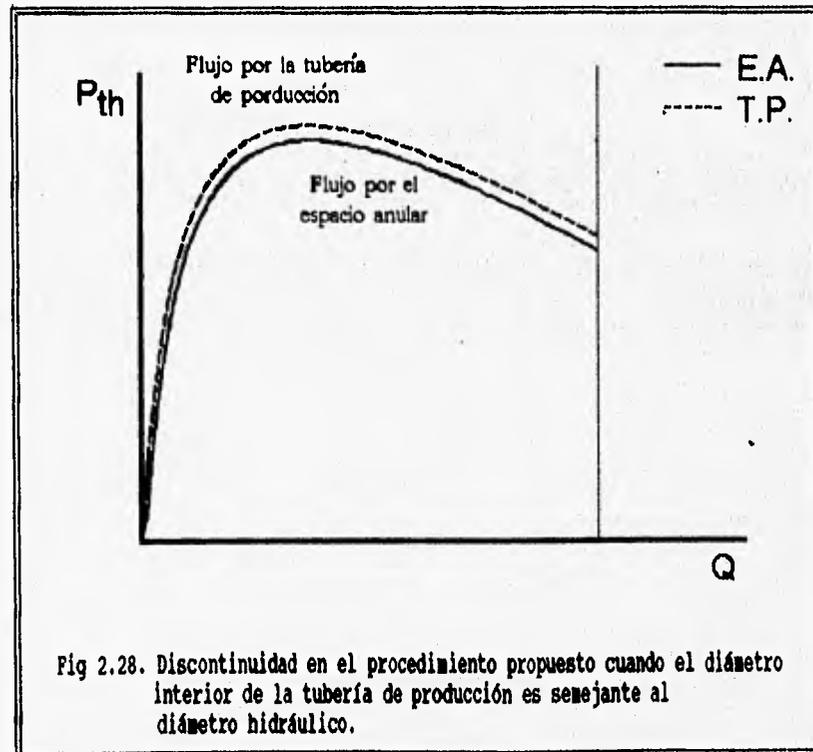
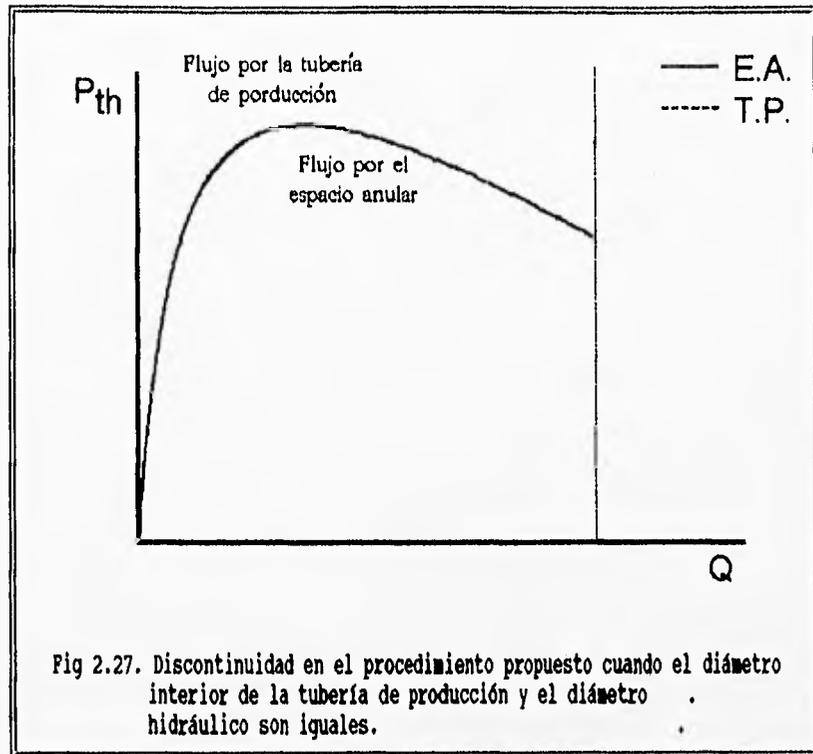
Cabe aclarar que el comportamiento del flujo simultáneo presenta una discontinuidad, determinada cuando el área de flujo de la tubería de producción es igual o semejante al área de flujo del espacio anular; esto es: las curvas del comportamiento del flujo multifásico vertical:

- Son iguales, cuando el área de flujo de la tubería de producción es igual al área de flujo del espacio anular, Fig. 2.27. Si se emplea el procedimiento propuesto en éste trabajo, la intersección entre las dos curvas tiene n soluciones.
- Son paralelas, cuando el área de flujo de la tubería de producción es semejante al área de flujo del espacio anular, Fig. 2.28. Si se emplea el procedimiento propuesto en éste trabajo, no existe intersección entre las dos curvas y la solución se indetermina.

En el caso del pozo Nasser 30, se presenta la indeterminación cuando se tiene una tubería de producción con diámetro nominal de

4 1/2 [pg], de 4.09 [pg] de diámetro interior, 1.776 [pg] de diámetro hidráulico y un área de flujo del espacio anular de 15.03 [pg²], el cual es muy semejante al área de flujo de la tubería de producción de 13.138 [pg²].





II.5 Solución Numérica del Cálculo de las Caidas de Presión en el Flujo Multifásico Vertical Simultáneo.

El problema principal en la solución del cálculo de las pérdidas de presión en el flujo simultáneo es el referente al encontrar la intersección entre la curva de capacidad de transporte del flujo multifásico vertical por la tubería de producción y la curva de capacidad de transporte del flujo multifásico vertical por el espacio anular, Fig. 2.16.

Para resolver este problema se sugiere el siguiente procedimiento:

- 1) Dividir el gasto total propuesto en n partes, hacer los cálculos de las pérdidas de presión para cada una de las divisiones y guardarlos en dos vectores diferentes, el primero para el flujo multifásico vertical a través de la tubería de producción y el segundo para el flujo multifásico vertical a través del espacio anular.
- 2) Invertir el vector donde se encuentran los valores de la presión en la cabeza del pozo para el flujo multifásico por la tubería de producción, y así ordenarlo en forma descendente.
- 3) Verificar cual de las dos curvas es la curva superior y cual es la curva inferior. La curva superior será la que tenga la mayor presión en la cabeza del pozo para el gasto total propuesto.
- 4) Realizar la búsqueda de la intersección, empezando por el gasto total propuesto. La intersección se encuentra cuando la presión en la cabeza del pozo, de la curva superior sea menor que la presión en la cabeza del pozo, de la curva inferior.
- 5) Una vez determinado el punto donde se encuentra la intersección, se procede a interpolar para obtener dicha intersección

La interpolación se puede realizar empleando:

- a) Dos líneas rectas.
 - b) Dos curvas.
- 6) En caso de no encontrar intersección, se asigna un valor de $14.7 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ a la presión en la cabeza del pozo y 1 [bl/día] al gasto de aceite.

El procedimiento propuesto para obtener la solución numérica a la intersección de las curvas de capacidad de transporte, tiene alguno de los siguientes inconvenientes:

- a) Si se asigna un número de divisiones muy grande, el tiempo de cómputo se eleva linealmente.
- b) Si el número de divisiones es muy pequeño el valor interpolado de la presión en la cabeza del pozo para un gasto determinado será poco preciso.

II.5.1 Interpolación por Medio de la Intersección de dos Líneas Rectas.

Si se desea interpolar por medio de dos líneas rectas para encontrar su intersección, es posible utilizar la ecuación de punto - pendiente de la recta de la siguiente manera.

Se realizan las siguientes suposiciones:

- a) Se tiene localizado el punto donde se encuentra la intersección.
- b) Las abscisas son iguales para las dos rectas, Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Valores donde se encuentra la intersección.

X	Y	Z
X ₁	Y ₁	Z ₁
X	Y	Z
X ₂	Y ₂	Z ₂

Para la primera recta:

$$Y = m(X - X_1) + Y_1 \quad 2.14$$

donde:

$$m = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} \quad 2.15$$

Para la segunda recta:

$$Z = M(X - X_1) + Z_1 \quad 2.16$$

donde:

$$M = \frac{Z_2 - Z_1}{X_2 - X_1} \quad 2.17$$

Igualando las rectas en el punto común:

$$m(X-X_1) + Y_1 = M(X-X_1) + Z_1 \quad 2.18$$

Despejando el valor de la abscisa en el punto común:

$$m(X-X_1) - M(X-X_1) = Z_1 - Y_1 \quad 2.19$$

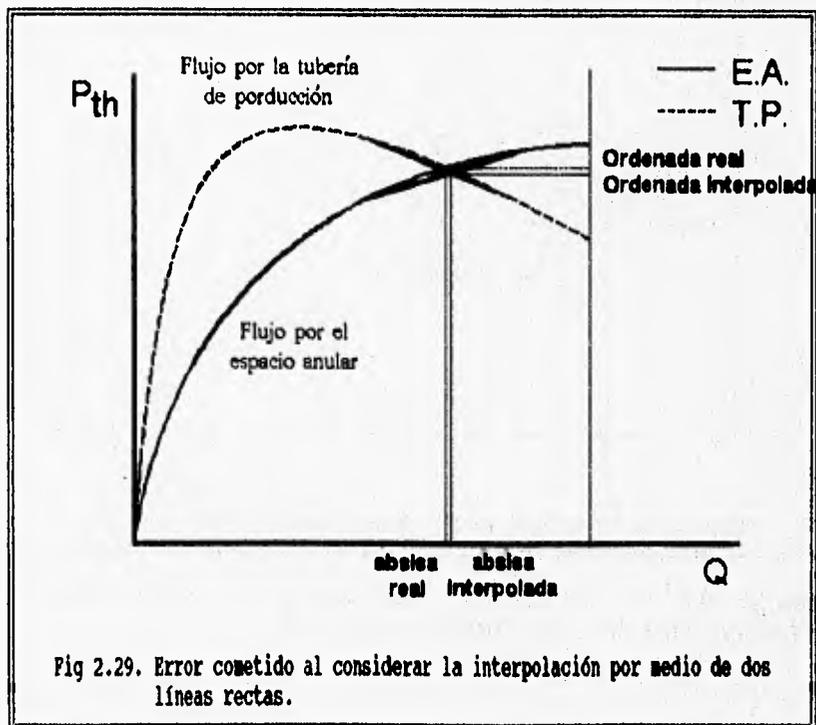
$$(X-X_1) - (m-M) = Z_1 - Y_1 \quad 2.20$$

$$(X-X_1) = \frac{Z_1 - Y_1}{m-M} \quad 2.21$$

$$X = \frac{Z_1 - Y_1}{m-M} + X_1 \quad 2.22$$

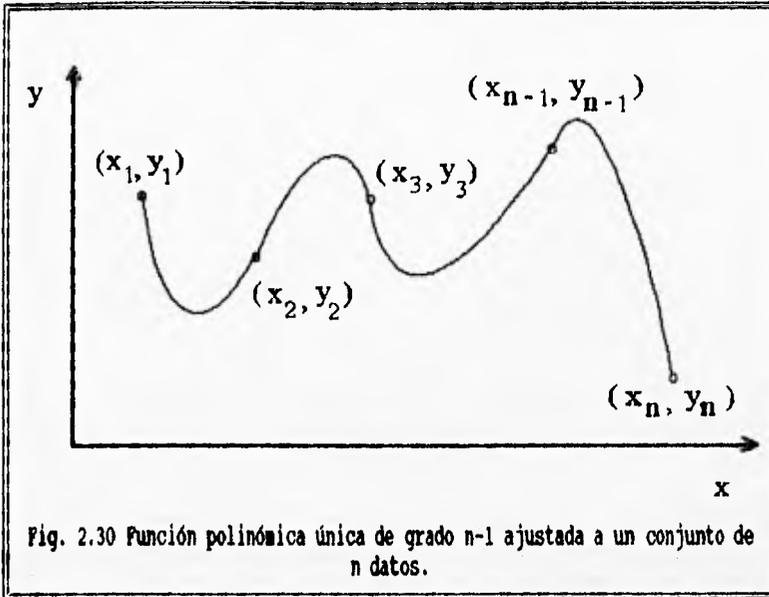
Por último, el valor de la ordenada se obtiene al sustituir el valor de la abscisa en cualquiera de las dos ecuaciones de las rectas Ec. 2.14 ó Ec. 2.16.

Este procedimiento tiene el inconveniente de que pierde precisión al considerar a dos curvas como dos líneas rectas y depende del número de divisiones en las que se divide el gasto total propuesto, Fig. 2.29.

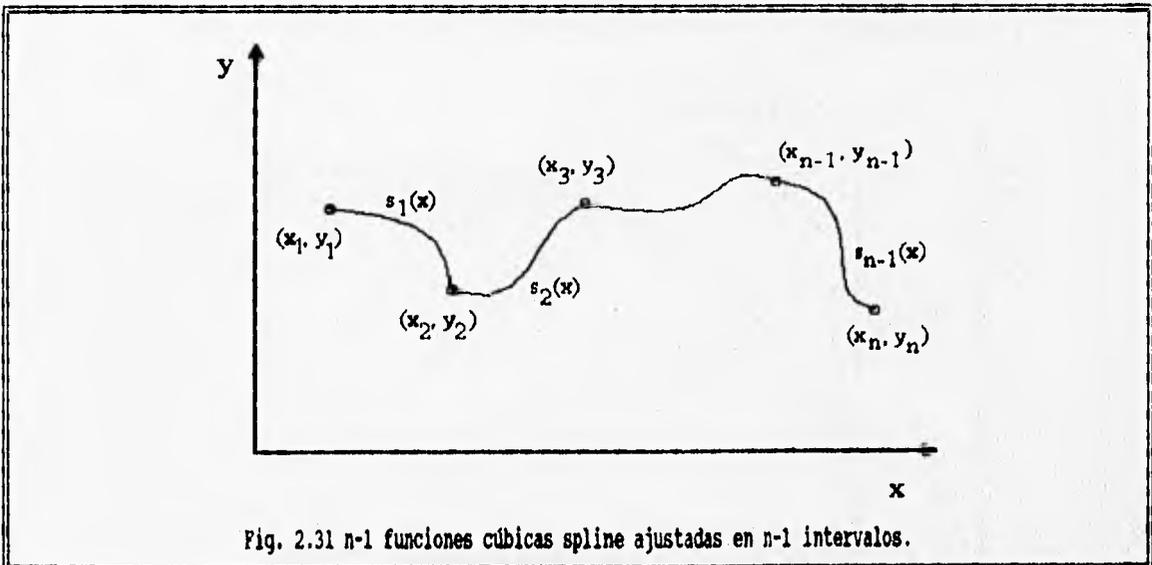


II.5.2 Interpolación por Medio de la Intersección de dos Curvas.

Si se desea interpolar por medio de dos curvas para encontrar su intersección, es posible utilizar las funciones cúbicas "Spline". las cuales se caracterizan por ser continuas y por tener primera y segunda derivadas continuas.



A diferencia de las técnicas de interpolación que emplean funciones polinómicas en las cuales a un conjunto de N datos se les ajusta un polinomio único de grado $N-1$, en el método de las funciones cúbicas "Spline" se ajustan $N-1$ polinomios de tercer grado, un polinomio por cada uno de los $N-1$ intervalos definidos. Esta idea se ilustra gráficamente en las figuras 2.30 y 2.31.



Gran parte de la teoría de los "Splines" se inició con el teorema de Holladay el cual se representa como:

Sean las abscisas:

$$a = x_0 < x_1 < \dots < x_n = b \quad 2.23$$

y las ordenadas:

$$\begin{aligned} \{y_i\} \\ i = 0, 1, 2, \dots, N \end{aligned} \quad 2.24$$

De todas las funciones $f(x)$ con segunda derivada continua en el intervalo $[a, b]$ tales que:

$$\begin{aligned} f(x_i) = y_i \\ i = 0, 1, 2, \dots, N \end{aligned} \quad 2.25$$

La función spline $s(x)$ con segunda derivada igual a cero en los extremos del intervalo:

$$s''(a) = s''(b) = 0 \quad 2.26$$

minimiza la integral:

$$\int_a^b (f''(x))^2 dx \quad 2.27$$

lo que prueba que:

$$0 \leq \int_a^b (f''(x) - s''(x))^2 dx \quad 2.28$$

$$0 \leq \int_a^b (f''(x))^2 dx - 2 \int_a^b (f''(x) - s''(x)) s''(x) dx - \int_a^b (s''(x))^2 dx \quad 2.29$$

$$0 \leq \int_a^b (f''(x))^2 dx - \int_a^b (s''(x))^2 dx + 2 \sum_{k=1}^{n-1} (f(x) - s(x)) s'''(x) \Big|_{x_k}^{x_{k+1}} - 2(f'(x) - s'(x)) s''(x) \Big|_a^b \quad 2.30$$

En el miembro del lado derecho de la ecuación 2.27, el tercer término desaparece debido a la condición de que:

$$\begin{aligned} f(x_i) = s(x_i) = y_i \\ i = 0, 1, 2, \dots, N \end{aligned} \quad 2.31$$

El cuarto término desaparece también según la condición de frontera:

$$s''(a) = s''(b) = 0 \quad 2.32$$

así:

$$\int_a^b (s''(x))^2 dx \leq \int_a^b (f''(x))^2 dx \quad 2.33$$

La función cúbica spline con condición:

$$s''(a) = s''(b) = 0 \quad 2.34$$

Llamada también spline natural, es la función que posee la menor curvatura de todas las funciones que pueden interpolar entre puntos dato y existe la integral:

$$\int_a^b (f''(x))^2 dx \leq \infty \quad 2.35$$

En este sentido la función cúbica spline es la función más suave que puede ajustarse a un conjunto de datos.

Con el objeto de entender mejor la construcción de estas funciones es conveniente contar el número de parámetros que intervienen. En los $N-1$ intervalos. Luego entonces existen $N-1$ secciones separadas de curvas cúbicas, cada una con cuatro parámetros, haciendo un total de $4N-4$ parámetros a determinar.

El hecho de que la función $s(x)$ sea continua y tenga primera y segunda derivadas continuas en cada uno de los $N-2$ nodos interiores x_i , introduce $3(N-2)$ condiciones en s . Luego, el hecho de que $s(x_i)$ sea igual a y_i en cada uno de los nodos impone N condiciones más en $s(x)$, haciendo un total de $4N-6$ condiciones. Para generar un sistema compatible es necesario contar entonces con dos condiciones más, mismas que pueden ser sugeridas por las condiciones de frontera:

$$s''(a) = s''(b) = 0 \quad 2.36$$

La construcción de una función spline es un proceso simple y numéricamente estable. Considerese el subintervalo (x_i, x_{i+1}) y sea:

$$h_i = x_{i+1} - x_i \quad 2.37$$

$$w = \frac{x - x_i}{h_i} \quad 2.38$$

$$\bar{w} = 1 - w \quad 2.39$$

Ya que x fluctúa sobre este subintervalo, w variará de 0 a 1 y \bar{w} de 1 a 0.

Representando la función spline en este subintervalo por medio de:

$$s(x) = w y_{i+1} + \bar{w} y_i + h_i^2 [(w^3 - w) \sigma_{i+1} + (\bar{w}^3 - \bar{w}) \sigma_i] \quad 2.40$$

Donde σ_i y σ_{i+1} son ciertas constantes por determinar. Los dos primeros términos en esta expresión representan una interpolación lineal, la cual, mientras que los términos entre paréntesis regulares representan una corrección cúbica, la cual proporcionará la suavidad en la solución. Nótese que el término corrector desaparece en los extremos del subintervalo, de tal manera que:

$$s(x_i) = y_i \quad 2.41$$

$$s(x_{i+1}) = y_{i+1} \quad 2.42$$

La función $s(x)$ interpola exactamente los datos, cualesquiera que sean los valores σ_i .

Diferenciando la función $s(x)$ tres veces y usando la regla de la cadena, así como el hecho de que:

$$w' = \frac{1}{h_i} \quad 2.43$$

$$\bar{w}' = -\frac{1}{h_i} \quad 2.44$$

tenemos que:

$$s'(x) = \frac{y_{i+1} - y_i}{h_i} + h_i \left[(3w^2 - 1)\sigma_{i+1} - (3\bar{w}^2 - 1)\sigma_i \right] \quad 2.45$$

$$s''(x) = 6w\sigma_{i+1} + 6\bar{w}\sigma_i \quad 2.46$$

$$s'''(x) = \frac{6(\sigma_{i+1} - \sigma_i)}{h_i} \quad 2.47$$

Nótese que $s''(x)$ es una función lineal la cual interpola entre los valores $6\sigma_i$ y $6\sigma_{i+1}$. Consecuentemente:

$$\sigma_i = \frac{s''(x)}{6} \quad 2.48$$

Esto explica el significado de σ_i , pero no determina su valor. Nótese también que $s'''(x)$ es constante en cada subintervalo y la cuarta derivada de $s(x)$ es igual a cero. Esto debe ser cierto, desde luego, ya que $s(x)$ es una función cúbica.

Evaluando $s'(x)$ en los puntos extremo del subintervalo tenemos:

$$s'(x_i) = @_i - h_i(\sigma_{i+1} + 2\sigma_i) \quad 2.49$$

$$s'(x_{i+1}) = @_i + h_i(2\sigma_{i+1} + \sigma_i) \quad 2.50$$

donde:

$$@_i = \frac{(y_{i+1} - y_i)}{h_i} \quad 2.51$$

En la expresión anterior resulta necesario definir s'_+ y s'_- , ya que la fórmula de $s(x)$ se cumple únicamente en el intervalo $[x_i, x_{i+1}]$ de tal forma que las derivadas en los puntos extremos no están bien definidas. Con el objeto de obtener la continuidad deseada en $s'(x)$ se imponen las condiciones siguientes en los puntos interiores

$$\begin{aligned} s'(x_i) &= s'_+(x_i) \\ i &= 2, \dots, N-1 \end{aligned} \quad 2.52$$

Aún cuando el valor de $s'_-(x_i)$ se calcule al considerar el subintervalo $[x_{i-1}, x_i]$ su fórmula se puede obtener al reemplazar i por $i-1$ en $s'_-(x_{i+1})$, lo cual conduce a:

$$@_{i-1} + h_{i-1}(2\sigma_i + \sigma_{i-1}) = @_i - h_i(\sigma_{i+1} + 2\sigma_i) \quad 2.53$$

o bien a:

$$\begin{aligned} h_{i-1}\sigma_{i-1} + 2(h_{i-1} + h_i)\sigma_i + h_i\sigma_{i+1} &= @_i - @_{i-1} \\ i &= 2, \dots, N-1 \end{aligned} \quad 2.54$$

La expresión anterior representa un sistema de $N-2$ ecuaciones lineales con N incógnitas:

$$\begin{aligned} \sigma_i \\ i = 1, 2, \dots, N \end{aligned} \quad 2.55$$

Bajo tales circunstancias, 2 condiciones adicionales deberán ser especificadas para poder obtener una solución única. Considerando un spline natural, el problema queda resuelto, ya que:

$$s''(x_1) = s''(x_n) = 0 \quad 2.56$$

Implicará que σ_1 y σ_n sean ambas idénticas a cero

Un spline con estas condiciones de frontera en las incógnitas $\sigma_2, \sigma_3, \dots, \sigma_n$, define el sistema de $N-2$ ecuaciones lineales con $N-2$ incógnitas siguiente:

$$\begin{bmatrix} 2(h_1+h_2) & h_2 & & & \\ h_2 & 2h_2+h_3 & h_3 & & \\ & \vdots & \vdots & \ddots & \\ & & h_{n-3} & 2(h_{n-3}+h_{n-2}) & h_{n-2} \\ & & & h_{n-2} & 2(h_{n-2}+h_{n-1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_2 \\ \vdots \\ \sigma_3 \\ \vdots \\ \sigma_{n-2} \\ \vdots \\ \sigma_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} @_2 - @_1 \\ \vdots \\ @_3 - @_2 \\ \vdots \\ @_{n-2} - @_{n-3} \\ \vdots \\ @_{n-1} - @_{n-2} \end{bmatrix} \quad 2.57$$

Este sistema puede resolverse fácilmente empleando el algoritmo de Thomas.

En ocasiones, resulta más conveniente calcular los coeficientes reales del spline cúbico:

$$\begin{aligned} & b_i, c_i, d_i \\ & i=1, 2, \dots, N-1 \end{aligned} \quad 2.58$$

Para cada intervalo $[x_i, x_{i+1}]$, siendo:

$$\begin{aligned} s(x) &= y_i + b_i(x-x_i) + c_i(x-x_i)^2 + d_i(x-x_i)^3 \\ & x_i \leq x \leq x_{i+1} \end{aligned} \quad 2.59$$

a partir de las fórmulas siguientes:

$$b_i = \frac{y_{i+1} - y_i}{h_i} - h_i(\sigma_{i+1} + 2\sigma_i) \quad 2.60$$

$$c_i = 3\sigma_i \quad 2.61$$

$$d_i = \frac{\sigma_{i+1} - \sigma_i}{h_i} \quad 2.62$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, N-1$$

De esta manera se simplifican manipulaciones en $s(x)$ tales como derivaciones e integraciones. Como comentario final podemos agregar que estos son precisamente los coeficientes que calculan la subrutina Spline.

Una vez ajustadas las dos curvas y localizada la intersección, es necesario emplear un método numérico iterativo para determinarla, Algunos de los métodos numéricos más conocidos son:

- a) Bisección.
- b) Aproximaciones sucesivas.
- c) Newton - Raphson, etc.

II.5.2.1 Características de los Métodos Numéricos Iterativos.

Los métodos numéricos iterativos para obtener la intersección entre dos funciones, son aquellos en los que a partir de una primera aproximación a la solución y mediante la aplicación de una fórmula de recurrencia⁴, se obtiene una mejor aproximación a la solución.

Es importante hacer notar que aunque reciban el nombre de métodos aproximados, cuando la solución converge es tan satisfactoria como la obtenida por métodos exactos, siendo la única limitación la exactitud proporcionada por el número de dígitos empleados durante el cálculo, o sea, el error por redondeo o truncamiento.

De todos los métodos de aproximaciones sucesivas existentes, se citan algunos de los cuales se ilustrarán las características anteriores.

II.5.2.2 Método de Bisección.

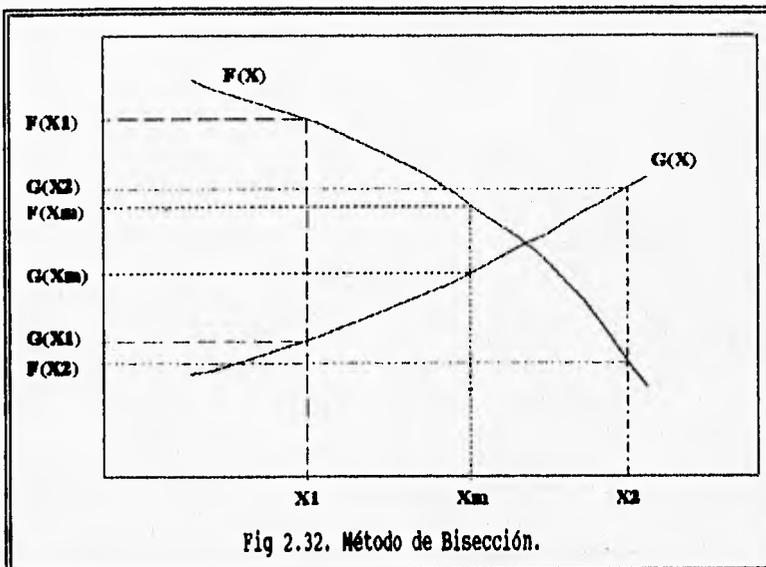


Fig 2.32. Método de Bisección.

Este método parte de un intervalo $[x_1, x_2]$ en el cual se encuentra la intersección entre las funciones $F(x)$ y $G(x)$, es decir que las pendientes de las funciones evaluadas en el punto x_1 y x_2 tienen signos contrarios.

El método consiste en evaluar las funciones $F(x)$ y $G(x)$, continuas y derivables, en el punto medio del intervalo

$[x_1, x_2]$, Fig. 2.32. Donde:

$$x_m = \frac{x_1 + x_2}{2} \quad 2.63$$

Si la diferencia de $F(x_m) - G(x_m)$ en valor absoluto es mayor que cero, se reducirá el intervalo de x_1 a x_m , ya que dentro de este nuevo intervalo se encuentra la intersección buscada. Al repetir este proceso hasta lograr que el intervalo sea más pequeño que una tolerancia prefijada, el último valor x_m será una buena aproximación de la intersección.

⁴ Consiste en una función que relaciona dos o más elementos de una sucesión particular de números.

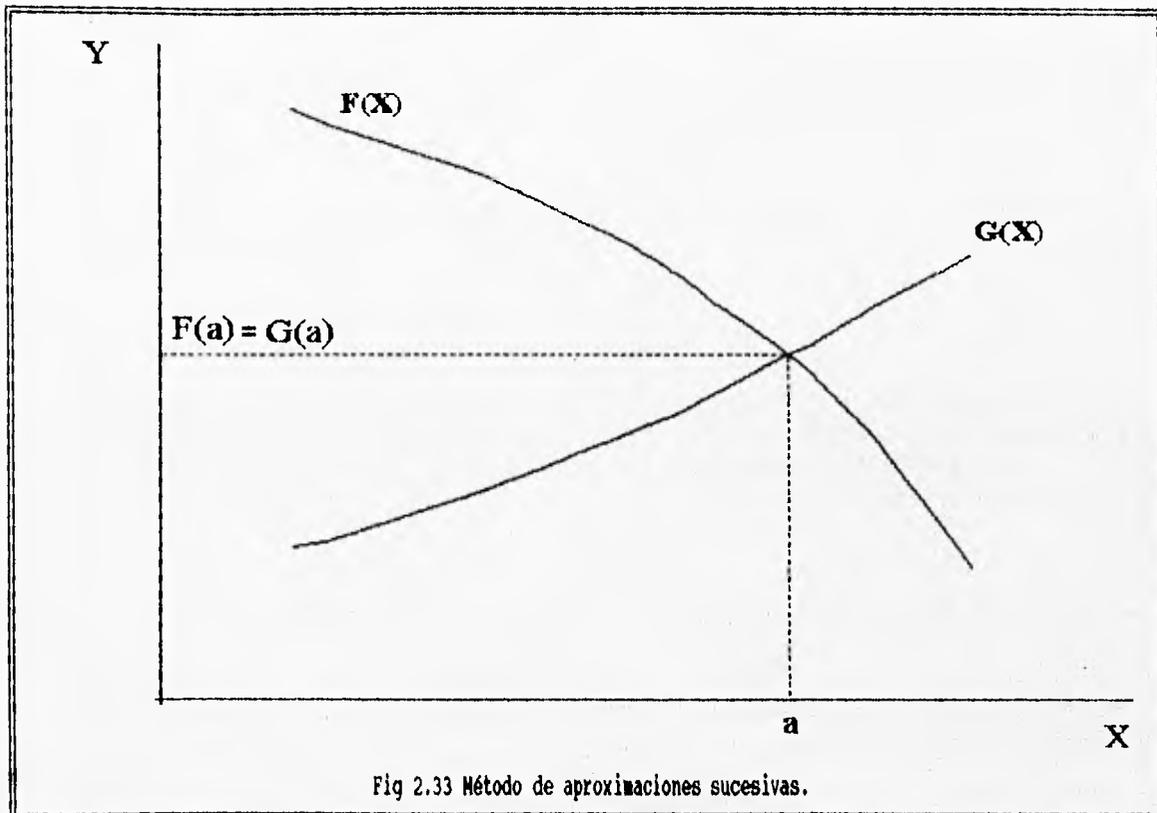
II.5.2.3 Método de Aproximaciones Sucesivas.

Sean dos funciones cualesquiera $F(x)$ y $G(x)$. La intersección entre estas dos funciones esta dada por la ecuación:

$$F(x) = G(x) \quad 2.64$$

Agrupando el segundo miembro de la ecuación con el primer miembro tenemos:

$$F(x) - G(x) = 0 \quad 2.65$$



Si $x = a$ es la intersección entre las dos funciones (Fig. 2.33) tenemos que:

$$F(a) - G(a) = 0 \quad 2.66$$

El método de aproximaciones sucesivas consiste en sustituir un valor inicial (x_0) aproximado a la intersección entre las dos funciones, en el primer miembro de la ecuación 2.62. Si el valor inicial proporcionado es la intersección, se deberá cumplir la ecuación 2.61, esto es:

$$F(x_0) - G(x_0) = 0 \quad 2.67$$

En realidad esto es difícil de que ocurra, ya que el valor inicial proporcionado x_0 es solamente un valor cercano a la intersección, entonces:

$$F(x_0) - G(x_0) \neq 0 \quad 2.68$$

o bien:

$$F(x_1) - G(x_1) = 0 \quad 2.69$$

Donde x_1 será la nueva aproximación a la intersección a, y está definida por la ecuación 2.12.

$$x_1 = x_0 + \Delta x \quad 2.70$$

Sustituyendo x_1 en el segundo miembro de la ecuación 2.12, se obtiene el siguiente valor:

$$x_2 = x_1 + \Delta x \quad 2.71$$

Procediendo reiteradamente en esta forma, la n -ésima aproximación es:

$$x_n = x_{n-1} + \Delta x \quad 2.72$$
$$n = 1, 2, 3, \dots$$

La diferencia en valor absoluto entre los valores proporcionados en dos iteraciones sucesivas será cada vez más pequeña a medida que n aumente, y con esto se tendrá un criterio para saber cuando termina la aplicación del método.

II.5.2.4 Método Newton - Raphson.

Partiendo de la ecuación de recurrencia del método de aproximaciones sucesivas:

$$x_n = G(x_{n-1}) \quad 2.73$$

$$n = 1, 2, 3, \dots$$

o bien:

$$x_{n+1} = G(x_n) \quad 2.74$$

$$n = 1, 2, 3, \dots$$

Ecuación que puede escribirse en la forma:

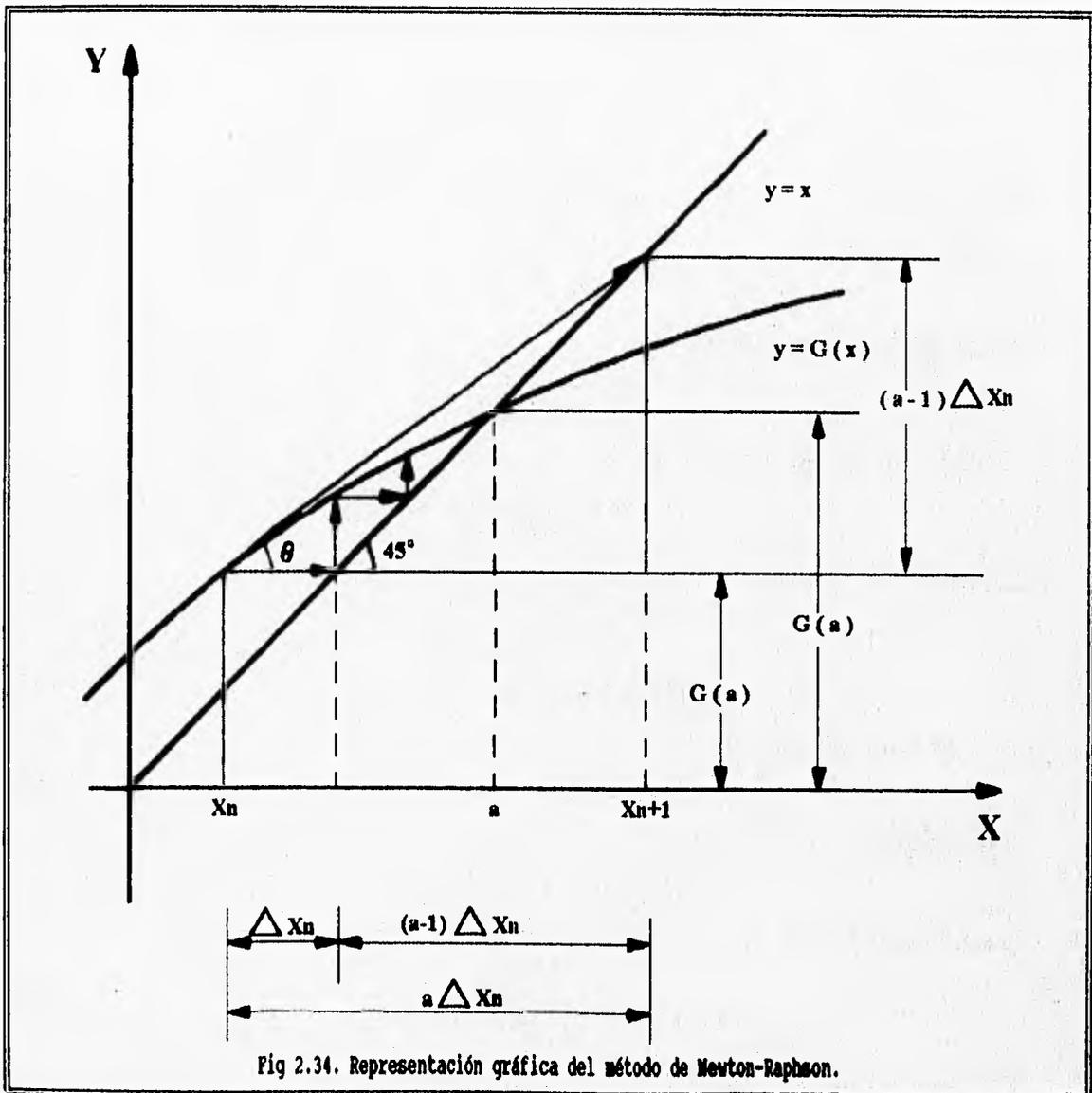
$$x_{n+1} = x_n + G(x_n) - x_n \quad 2.75$$

$$n = 1, 2, 3, \dots$$

Al sumar y restar x_n simultáneamente en el segundo miembro y si se representa $G(x_n) - x_n$ con Δx_n se obtiene:

$$x_{n+1} = x_n + \Delta x_n \quad 2.76$$

$$n = 1, 2, 3, \dots$$



El método de Newton-Raphson consiste en efectuar el incremento Δx_n en la Ec. 2.76 con un factor de peso α obteniéndose la siguiente ecuación de recurrencia:

$$\begin{aligned} x_{n+1} &= x_n + \alpha \Delta x_n & 2.77 \\ n &= 1, 2, 3, \dots \end{aligned}$$

El valor de α se determinará en forma tal, que en vez de dirigirse horizontalmente de la curva a la recta, se vaya por la tangente en el punto de coordenadas $(x_n, G(x_n))$ mostrada en la Fig. 2.34.

A partir de los datos que proporciona la Fig. 2.34, se puede conocer el valor de α . Efectuando el siguiente razonamiento se observa que:

$$\tan \theta = \frac{(\alpha - 1) \Delta x_n}{\alpha \Delta x_n} \quad 2.78$$

pero también:

$$\tan \theta = G'(x_n) \quad 2.79$$

por lo tanto:

$$G'(x_n) = \frac{\alpha - 1}{\alpha} \quad 2.80$$

despejando el valor de α :

$$\alpha = \frac{1}{1 - G'(x_n)} \quad 2.81$$

sustituyendo en la Ec. 2.77:

$$x_{n+1} = x_n + \frac{1}{1 - G'(x_n)} \Delta x_n \quad 2.82$$

pero:

$$\Delta x_n = G(x_n) - x_n \quad 2.83$$

y:

$$G(x_n) = F(x_n) + x_n \quad 2.84$$

con lo que se obtiene:

$$\Delta x_n = F(x_n) + x_n - x_n \quad 2.85$$

Derivando la Ec. 2.84:

$$G'(x_n) = F'(x_n) + 1 \quad 2.86$$

Sustituyendo la Ec. 2.85 y la Ec. 2.86 en la Ec. 2.82.

$$x_{n+1} = x_n + \frac{F(x_n)}{1 - [F'(x_n) + 1]} \quad 2.87$$

Finalmente, simplificando:

$$x_{n+1} = x_n + \frac{F(x_n)}{F'(x_n)} \quad 2.88$$

$$n = 1, 2, 3, \dots$$

Esta expresión es la ecuación de recurrencia del método de Newton - Raphson conocido también como método de las tangentes.

Como se puede observar la obtención de la derivada de la Ec. 2.88, se realiza por medio del ajuste hecho con la subrutina Spline.

La intersección se obtiene cuando $F(x_n)$ es igual para las dos curvas, por lo que, despejando $F(x_n)$ de la Ec. 2.87:

$$F(x_n) = (x_n - x_{n+1}) F'(x_n) \quad 2.89$$

$$G(x_n) = (x_n - x_{n+1}) G'(x_n) \quad 2.90$$

Iguando la Ec. 2.89 y la Ec. 2.90, en el punto común:

$$(x_n - x_{n+1}) F'(x_n) = (x_n - x_{n+1}) G'(x_n) \quad 2.91$$

$$F'(x_n) = G'(x_n) \quad 2.92$$

De la Ec. 2.92 se puede deducir que se obtiene la intersección cuando las derivadas de las dos curvas en un punto dado, son iguales, lo que simplifica los cálculos y por lo tanto disminuye el tiempo de cómputo.

Haciendo una prueba del tiempo en el cual se obtiene la intersección, para un gasto total propuesto, en el ejemplo del pozo Nasser 30, empleando:

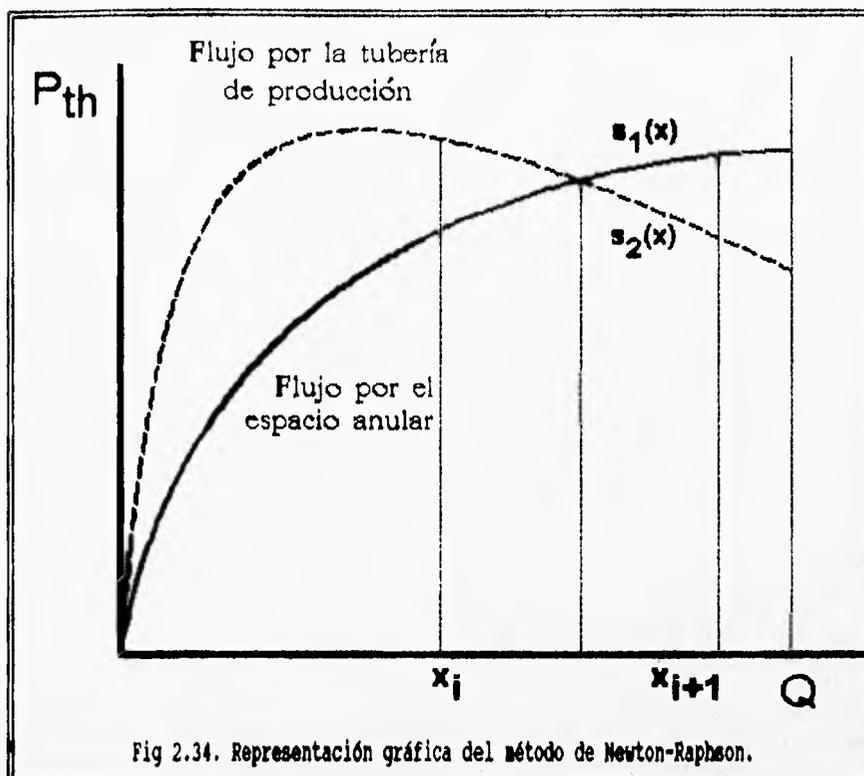
- a) Cincuenta divisiones.
- b) Los tres métodos numéricos iterativos.
- c) Una computadora XT-8088, que trabaja a 10 MHZ.

Se determinaron los siguientes tiempos:

- a) Bisección: 10 seg.
- b) Aproximaciones sucesivas: 13 seg.
- c) Newton - Raphson: 5 seg.

Por último se puede concluir que al emplear el ajuste por medio de la subrutina Spline y el método iterativo de Newton-Raphson, es posible disminuir de dos a dos y media veces el tiempo de cómputo empleado para la determinación de la intersección de las curvas de capacidad de transporte del flujo multifásico vertical por la tubería de producción y el flujo multifásico vertical por el espacio anular.

II.5.3 Solución Numérica de la Intersección de Dos Polinomios de Tercer Grado.



El último método estudiado en el presente trabajo, para obtener la intersección de las curvas de capacidad de transporte del flujo multifásico vertical a través del espacio anular y del flujo multifásico vertical a través de la tubería de producción, es por medio de un procedimiento analítico definido por los pasos:

- Verificar cual de las dos curvas es la curva superior y cual es la curva inferior. La curva superior será la que tenga la mayor presión en la cabeza del pozo para un gasto total determinado.
- Determinar el intervalo donde se encuentra la intersección de las dos curvas.
- Ajustarle a cada curva, un polinomio de tercer grado por medio de "Spline".
- Obtener la intersección igualando los dos polinomios de tercer grado.

Para resolver el punto d, se propone el siguiente procedimiento:

Empleando la ecuación del polinomio de tercer grado ajustado para el intervalo donde se encuentra la intersección $[x_i, x_{i+1}]$, Fig. 2.35:

Para la curva de capacidad de transporte del flujo multifásico vertical a través del espacio anular:

$$s_1(x) = y_i + b_i(x-x_i) + c_i(x-x_i)^2 + d_i(x-x_i)^3 \quad 2.93$$

Para la curva de capacidad de transporte del flujo multifásico vertical a través de la tubería de producción

$$s_2(x) = y_j + b_j(x-x_j) + c_j(x-x_j)^2 + d_j(x-x_j)^3 \quad 2.94$$

Igualando las dos ecuaciones:

$$y_i + b_i(x-x_i) + c_i(x-x_i)^2 + d_i(x-x_i)^3 = y_j + b_j(x-x_j) + c_j(x-x_j)^2 + d_j(x-x_j)^3 \quad 2.95$$

Agrupando términos:

$$(y_i - y_j) + (b_i - b_j)(x-x_i) + (c_i - c_j)(x-x_i)^2 + (d_i - d_j)(x-x_i)^3 = 0 \quad 2.96$$

Como se puede observar en la Ec. 2.96, la primera raíz de la ecuación de obtiene cuando los términos independientes son iguales ($y_i = y_j$), siendo la raíz $X_1 = 0$, por lo que:

$$(b_i - b_j)(x-x_i) + (c_i - c_j)(x-x_i)^2 + (d_i - d_j)(x-x_i)^3 = 0 \quad 2.97$$

Dividiendo ambos miembros de la E. 2.97 entre X:

$$(b_i - b_j) + (c_i - c_j)(x-x_i) + (d_i - d_j)(x-x_i)^2 = 0 \quad 2.98$$

La Ec. 2.98 es de segundo grado, por lo que su solución se obtiene con la ecuación general:

$$X_{2,3} = \frac{-(c_i - c_j) \pm \sqrt{(c_i - c_j)^2 - 4(d_i - d_j)(b_i - b_j)}}{2(d_i - d_j)} \quad 2.99$$

La intersección sera el valor que sea: real, positivo y que se encuentre en el intervalo $[x_i, x_{i+1}]$.

III DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE COMPUTO UTILIZADO.

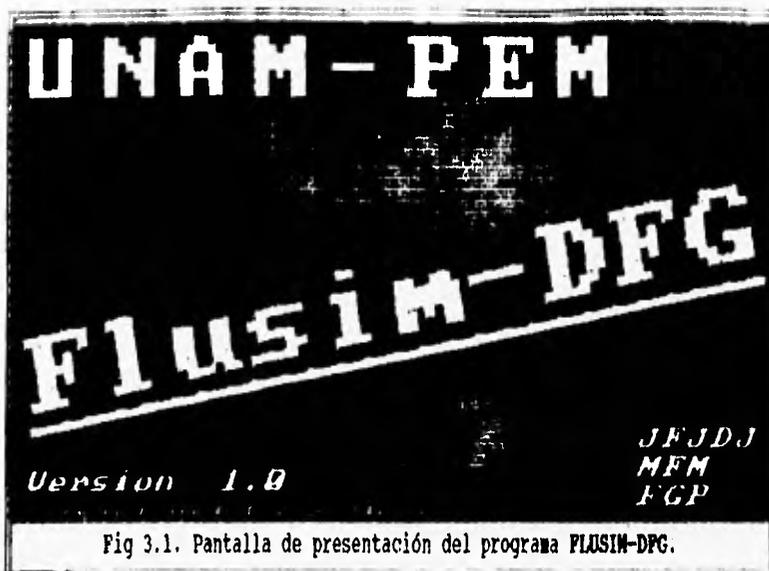


Fig 3.1. Pantalla de presentación del programa FLUSIM-DFG.

Al realizar el análisis del comportamiento de flujo de fluidos de un pozo, desde el yacimiento hasta las baterías de separación, se requiere de la aplicación de una gran cantidad de métodos que en su mayoría son complejos y utilizan un volumen considerable de cálculos. Por este motivo, se desarrolló FLUSIM-DFG para utilizarse en computadoras personales, y como una

respuesta a las necesidades del ingeniero para analizar el comportamiento de flujo de un pozo, Fig. 3.1 y Fig. 3.2.

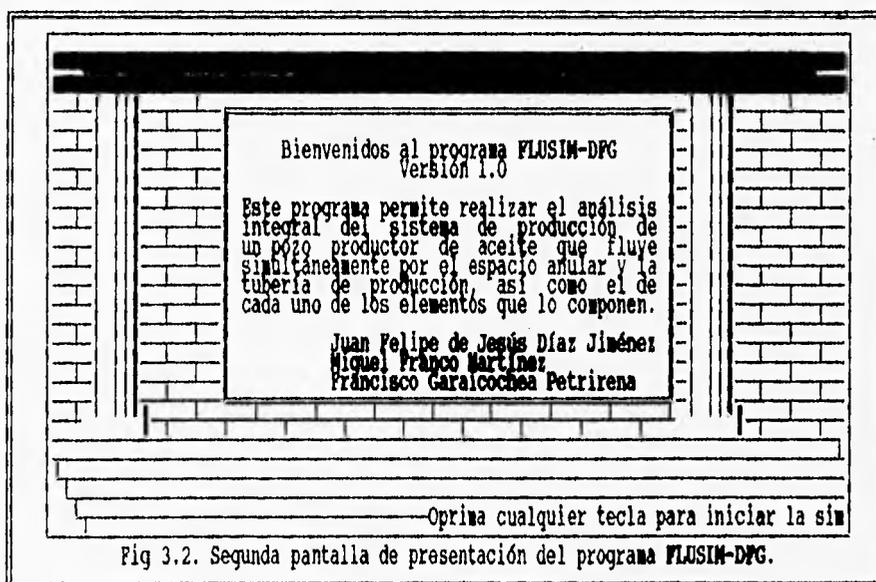


Fig 3.2. Segunda pantalla de presentación del programa FLUSIM-DFG.

FLUSIM-DFG cuenta con módulos separados para el cálculo del flujo en el yacimiento (IPR), correlaciones para flujo en tuberías, tanto vertical como horizontal y métodos para determinar las pérdidas de presión en los estranguladores superficiales.

FLUSIM-DFG en su parte integral, está diseñado para determinar únicamente el comportamiento de un pozo que se explote simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción.

Las principales características de **FLUSIM-DFG** son:

- Cuenta con la metodología convencional para determinar los gradientes de presión en flujo vertical y horizontal.
- Cuenta con cuatro correlaciones para la evaluación de los parámetros PVT.
- Utiliza seis métodos para definir el comportamiento de estranguladores en flujo crítico.
- Para cada componente del sistema de flujo (Pozo, línea de descarga, estrangulador, IPR) se puede determinar el mejor método que se ajuste a las condiciones reales.
- Permite el manejo de menús de tuberías de producción, revestimiento y de líneas de descarga.

III.1 Convenciones Utilizadas en éste Capitulo.

En la Tabla 3.1 se describen los elementos empleados en este capítulo para denotar alguna operación:

Tabla 3.1 Convenciones Utilizadas.

Elemento	Uso
<Tecla>	Denota el uso de una tecla.
[ELEMENTO DE MENU]	Denota el empleo de un elemento de un menú del programa.
↑↓←→	Se definen como las teclas de movimiento del cursor

III.2 Requerimientos de Hardware.

FLUSIM-DFG requiere que su computadora cuente con ciertas características físicas para poder operar correctamente; cabe aclarar que si su computadora no cubre todas éstas, quizá pueda ejecutar FLUSIM-DFG pero no al 100% de sus recursos.

Las características requeridas son:

- Memoria RAM mínima de 640 Kb. Se requieren de 570 Kb mínimos libres antes de cargar FLUSIM-DFG.
- Disco duro con 2 Mega Bytes de espacio libre para instalarlo, y 500 Kb mínimo para su operación.
- Sistema Operativo MS-DOS 3.x en adelante.
- El Puerto Paralelo LPT1 disponible para una impresora.
- Tarjeta de video CGA, HERCULES, EGA, EGA64, VGA, Super VGA, ATT, IBM Pc-3270, o IBM-8514/A con monitor análogo a color o monocromático.
- Procesador Intel o Motorola de las series 8088, 80286, 80386, 80486. Se recomienda el uso de un Co-Procesador matemático opcional para acelerar los cálculos.
- Impresora de alguno de los 144 modelos soportados por FLUSIM-DFG (Ver apéndice A), o uno compatible con cualquiera de estos.

III.3 Instalación De FLUSIM-DFG.

El USUARIO debe leer con cuidado esta sección antes de instalar **FLUSIM-DFG**. Toda instalación de software es relativamente sencilla, pero requiere seguir una secuencia predeterminada para realizarla exitosamente.



Fig. 3.3 Pantalla de presentación del programa de instalación de FLUSIM-DFG.

A continuación se describe el proceso a seguir para instalar **FLUSIM-DFG** en el disco duro de su computadora personal. El programa se entrega originalmente en cuatro discos de 5 $\frac{1}{4}$ de doble densidad (364 Kb).

En este caso, la secuencia de instalación es la siguiente:

- Colocar en la unidad de discos "A" ó "B" el disco etiquetado como "Programa 4 - Instalación".
- En el indicador (prompt) del sistema operativo escribir "INSTALAR" y presionar <Enter>.
- El programa *INSTALAR.EXE* desplegará un menú del cual, se debe escoger la opción:
[INSTALAR EL SISTEMA FLUSIM-DFG], Fig. 3.3.
- Enseguida se desplegará el segundo menú de la instalación, Fig. 3.4. De este menú, puede elegirse la instalación o no de las introducciones de **FLUSIM-DFG**. Las introducciones se refieren a las bases técnicas en las cuales se apoya el programa. Cabe aclarar que todos los programas realizados en la U.N.A.M., tienen estas introducciones. En caso de escoger la opción de instalar el programa con las introducciones (Ver Apéndice B), será necesario

que la unidad de disco duro cuente con 360 KB de espacio disponible adicional a los 2 MB necesarios para la instalación de FLUSIM-DFG.



Fig. 3.4 Segundo menú del programa de Instalación de FLUSIM-DFG.

- Posteriormente, se desplegará una ventana para confirmar la ubicación de la unidad de discos flexibles desde donde se instalará el programa FLUSIM-DFG, Fig. 3.5. Si la ruta desplegada esta correcta, debe presionarse <Enter>, en caso contrario, debe escribirse la unidad de discos así como la ruta de acceso y posteriormente, presionar <Enter>.

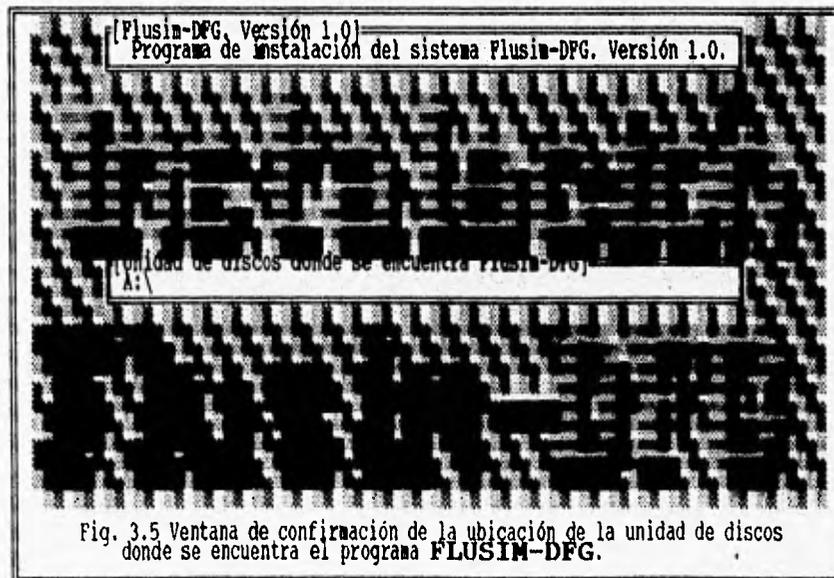


Fig. 3.5 Ventana de confirmación de la ubicación de la unidad de discos donde se encuentra el programa FLUSIM-DFG.



Fig. 3.6 Ventana de confirmación de la unidad de disco duro y directorio donde se quiere instalar FLUSIM-DFG.

- Una vez definida la unidad de discos en donde se encuentra el programa, se desplegará una ventana para verificar la unidad de disco duro y el directorio de trabajo donde se desea instalar a FLUSIM-DFG. Fig. 3.6. Si la ruta desplegada esta correcta, debe presionarse <Enter>, en caso contrario, debe escribirse la unidad de discos así como la ruta de acceso y posteriormente, presionar <Enter>.



Fig. 3.7. Pantalla del programa de instalación de FLUSIM-DFG, para pedir el cambio de discos flexibles.

- Una vez confirmado el directorio donde se desea instalar FLUSIM-DFG, se inicia su instalación, es

en este momento cuando el programa de instalación requiere el cambio de disco, debiéndose introducir el primer disco etiquetado como "Programa-1", Fig. 3.7.

- Una vez terminada la instalación del disco "Programa-1", el programa de instalación requiere adicionalmente que el usuario proporcione los siguientes discos para completar la instalación de **FLUSIM-DFG**: "Programa-2", "Programa-3" y "Programa-4 e Instalar".
- El programa **INSTALAR.EXE** solicitará el cambio de discos únicamente en caso necesario. (Sólo para los cuatro discos 5 $\frac{1}{4}$ (360 Kb) (**FLUSIM-DFG** se entrega originalmente en este formato de discos), o para los dos discos de 3 $\frac{1}{2}$ (720 Kb)).
- Al momento de la instalación, se incluye en el directorio de trabajo, algunos archivos de ejemplo que se proporcionan como demostración de **FLUSIM-DFG**.

III.3.1 Proceso de Instalación Manual en Caso de Problemas.

En caso de existir problemas en el programa de instalación, se recomienda:

- 1) Verificar si el programa de instalación creó el directorio de trabajo. Para ello, en el directorio raíz del disco duro, verificar los directorios existentes mediante:

```
C:\>DIR *. <←→>
```

En caso de que no exista el directorio de trabajo, hacerlo mediante:

```
C:\>MD FLUSIM <←→>
```

- 2) Cambiarse al directorio de trabajo mediante:

```
C:\>CD FLUSIM <←→>
```

- 3) Correr los programas compactados que se encuentran en los discos originales del programa, mediante el siguiente proceso

En el directorio de trabajo escribir:

```
C:\FLUSIM>A:PROG1 <←→>
```

Cambiar el disco por el marcado como "Programa-2" y descompactar el programa ejecutable, mediante un proceso similar al anterior:

```
C:\FLUSIM>A:PROG2 <←↓>
```

Cambiar el disco por el marcado como "Programa-3" y descompactar el programa ejecutable, mediante:

```
C:\FLUSIM>A:PROG3 <←↓>
```

Cambiar el disco por el marcado como "Programa-4 e Instalar" y descompactar el programa ejecutable de los módulos de cálculo, mediante:

```
C:\FLUSIM>A:PROG4 <←↓>
```

Descompactar el programa ejecutable de las bibliotecas de FLUSIM-DFG, mediante:

```
C:\FLUSIM>A:FSYS <←↓>
```

Por último, copiar el archivo de control de ayudas al directorio de trabajo de FLUSIM-DFG, mediante:

```
C:\FLUSIM>COPY A:AYUDA.COM <←↓>
```

- 4) En caso de desear instalar las introducciones se deberá crear el directorio y descompactar el archivo ejecutable correspondiente, mediante:

```
C:\FLUSIM>MD INTRO <←↓>
```

```
C:\FLUSIM>CD INTRO <←↓>
```

```
C:\FLUSIM\INTRO>A:INTRO <←↓>
```

III.3.2 Descripción de los Archivos de los Discos Originales de FLUSIM-DFG.

En la Tabla 3.2 se hace una breve descripción del contenido de los cuatro discos de 5 $\frac{1}{4}$ de doble densidad (364 Kb). FLUSIM-DFG se entrega originalmente en este formato.

Tabla 3.2. Descripción del contenido de los discos de FLUSIM-DFG.

Disco	Archivo	Descripción
Programa 1	PROG1 .EXE	Archivo comprimido que contiene los programas de trabajo.
Programa 2	PROG2 .EXE	Archivo comprimido que contiene los programas de trabajo.

Tabla 3.2. Descripción del contenido de los discos de **FLUSIM-DFG**. (cont.)

Disco	Archivo	Descripción
Programa 3	PROG3 .EXE	Archivo comprimido que contiene los programas de trabajo.
Programa 4 -Instalación	PROG4 .EXE	Archivo comprimido que contiene los programas de trabajo.
	FSYS .EXE	Archivo comprimido que contiene las bibliotecas de FLUSIM-DFG .
	INTRO .EXE	Archivo comprimido que contiene las introducciones de cada uno de los módulos de FLUSIM-DFG .
	INSTALAR.EXE	Programa para instalar los módulos FLUSIM-DFG .
	INSTALAR.AYD	Archivo comprimido que almacena los textos de la ayuda en línea del programa de instalación de FLUSIM-DFG .
	AYUDA .COM	Controla el despliegado de la ayuda en línea de FLUSIM-DFG y del programa de instalación.

III.3.3 Descripción de los Archivos que Quedan Instalados en el Directorio de Trabajo de **FLUSIM-DFG**.

Para el correcto funcionamiento de **FLUSIM-DFG** se requiere la presencia de ciertos archivos en el directorio donde se instaló el programa. Estos archivos se copian a la computadora al momento de la instalación. La Tabla 3.3 es una guía de los archivos que deben existir en el directorio de trabajo de **FLUSIM-DFG**; así mismo, se muestra la función de cada uno de estos.

Tabla 3.3. Archivos que se encuentran instalados en el directorio de trabajo de **FLUSIM-DFG**.

Archivo	Tipo	Función
AYUDA	Ejecutable	Despliega la ayuda en línea del ambiente integrado de trabajo de FLUSIM-DFG .
CATALOGO	Ejecutable	Reconstruir los catálogos de las tuberías utilizadas en FLUSIM-DFG .
EJEMPLO*.DFG	Binario	Almacenar los datos generales de los ejemplos de FLUSIM-DFG . Fueron realizados mediante el módulo LECTURA.EXE .
EJEMPLO*.PRD	Binario	Contener los datos de presión y producción de los ejemplos de FLUSIM-DFG . Fueron realizados mediante el módulo LECTURA.EXE .

Tabla 3.3. Archivos que se encuentran instalados en el directorio de trabajo de **FLUSIM-DFG**.(cont.).

Archivo	Tipo	Función
FS .LET	Binario	Almacena el mapa de bits de las letras de la primera pantalla de presentación en modo gráfico de FLUSIM-DFG .
EJEMPLO*.TUB	Binario	Almacenar los datos del estado mecánico y de la línea de descarga de los ejemplos de FLUSIM-DFG . Fueron rerealizados mediante el modulo LECTURA.EXE .
ESTRANG	Ejecutable	Calcular las pérdidas de presión en los estranguladores.
FS	Ejecutable	Permitir la entrada al ambiente integrado de trabajo de FLUSIM-DFG además de realizar las funciones internas y de integración con los demás módulos.
FS .AYD	Binario Compactado	Almacena los textos de la ayuda en línea de FLUSIM-DFG .
GRAFICAS	Ejecutable	Graficar los resultados obtenidos por FLUSIM-DFG .
HORIZONT	Ejecutable	Calcular las pérdidas de presión en la línea de descarga.
INTEGRAL	Ejecutable	Calcular las pérdidas de presión en un sistema integral de producción de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción.
LECTURA	Ejecutable	Capturar y editar los datos de cada componente del sistema integral de producción.
LOGO	Ejecutable	Despliega el nombre del programa. Si no se encuentra este en el directorio de trabajo, FLUSIM-DFG no podrá ser ejecutado.
VERTICAL	Ejecutable	Calcular las pérdidas de presión en la tubería de producción.
YACIMIEN	Ejecutable	Calcular las pérdidas de presión en el yacimiento.

Tabla 3.3. Archivos que se encuentran instalados en el directorio de trabajo de **FLUSIM-DFG**.(cont.).

Archivo	Tipo	Función
MOUSE	Ejecutable	Sirve como intérprete entre la parte mecánica del mouse y el procesador principal de la computadora. Este programa se proporciona en la compra del ratón (mouse) y trae su propio programa de instalación, por lo que si el mouse no lo reconoce será necesario reemplazarlo por el original.
* .CAT	Binario	Contienen los catálogos de las tuberías, incluyen el diámetro nominal, el diámetro exterior, el diámetro interior y el peso de las tuberías de producción, de las tuberías de revestimiento y de la línea de descarga.
* .CNF	Binario	Contienen la configuración de la salida de resultados de cada uno de los módulos de cálculo.
* .PNT	Binario	Contienen las pantallas para la presentación de FLUSIM-DFG .

En el subdirectorío **INTRO**, se tienen archivos binarios que contienen las introducciones de cada uno de los componentes del sistema integral de producción; si no se encontrara alguno de los archivos, no será posible desplegar las introducciones desde **FLUSIM-DFG**. Los archivos y su contenido se describen en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Archivos que se encuentran instalados en el directorío **INTRO** de **FLUSIM-DFG**.

Archivo	Contenido
CONVENIO.SCR	Página de justificación del desarrollo de este trabajo.
INTFME* .SCR	Introducción del flujo por el estrangulador superficial.
INTHOR* .SCR	Introducción del flujo multifásico horizontal.
INTVER* .SCR	Introducción del flujo multifásico vertical.
INTYAC* .SCR	Introducción del flujo del yacimiento al pozo.

Tabla 3.4. Archivos que se encuentran instalados en el directorio INTRO de FLUSIM-DPG. (cont.).

Archivo	Contenido
INTINT* .SCR	Introducción del flujo multifásico en el sistema integral de producción de un pozo productor de aceite que produce en forma simultánea por la tubería de producción y el espacio anular.

III.4 Ambiente Integrado de Trabajo.

El ambiente integrado de trabajo, es el medio por el cual el USUARIO tiene el control de las acciones a realizar dentro de FLUSIM-DPG. Se visualiza inmediatamente después de las pantallas de presentación. Los elementos con los que cuenta le ayudarán al USUARIO en su manejo y se describen enseguida:

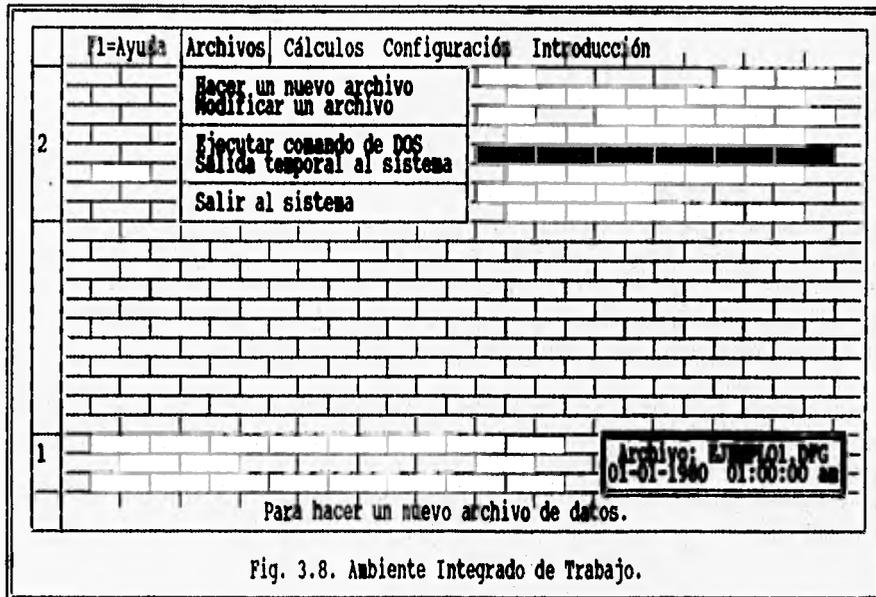
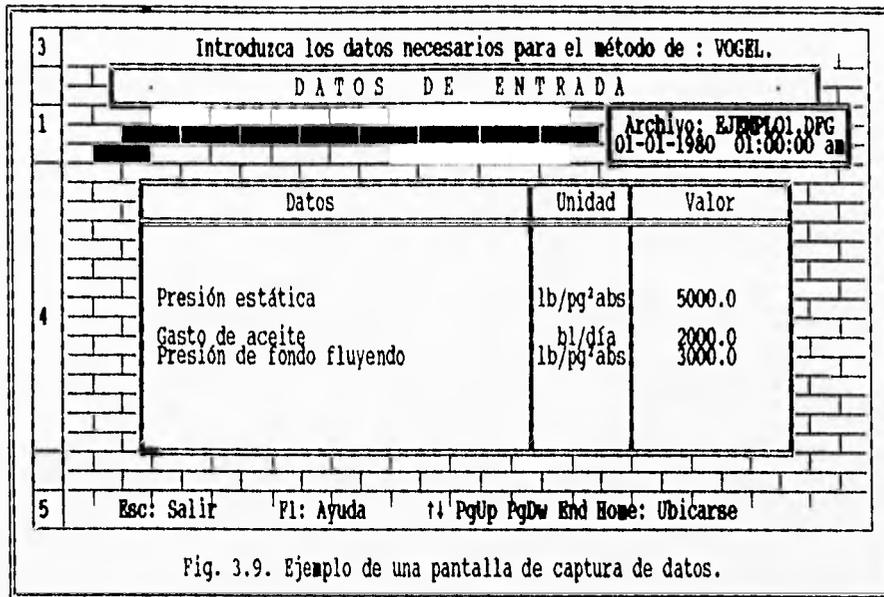


Fig. 3.8. Ambiente Integrado de Trabajo.

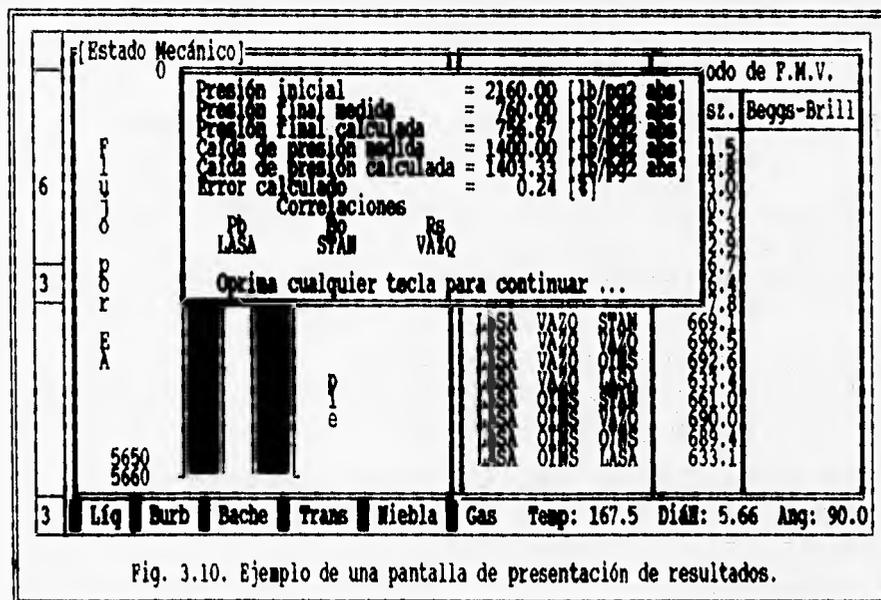
1) Ventana del Archivo de Trabajo.

Es el recuadro en el cual se despliega la información relativa a un archivo de trabajo (Nombre del archivo). Fig. 3.8 y Fig 3.9. Este elemento se muestra en las partes inferior y superior de las Figs. 3.8 y 3.9 respectivamente y su número de elemento se señala en las mismas en la barra colocada a la izquierda de la figura. Tal distribución dentro de las figuras, es similar para todos los elementos del ambiente integrado de trabajo.



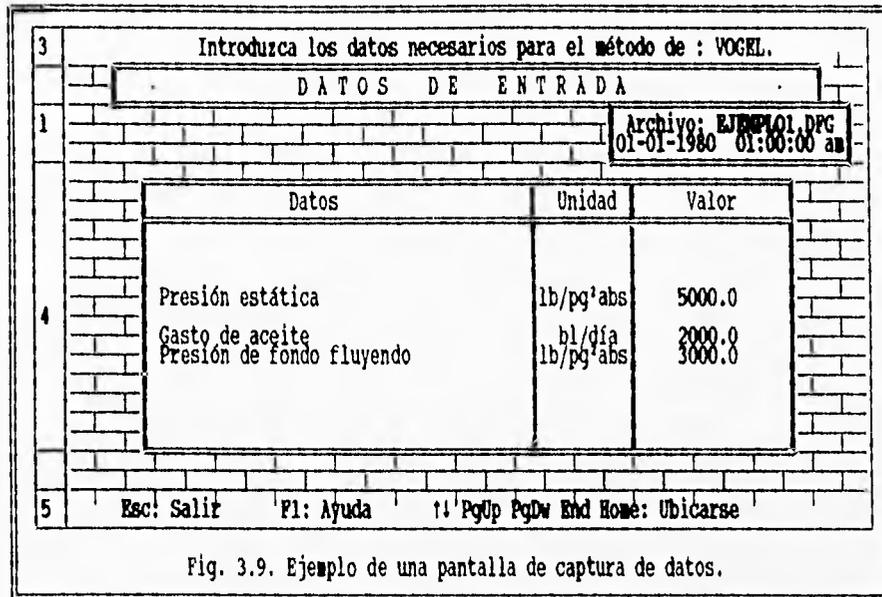
2) Menús.

Son los elementos fundamentales del ambiente integrado de trabajo, por medio de los cuales se eligen las opciones de trabajo. Fig. 3.8. (Consulte Manejo de Menús).



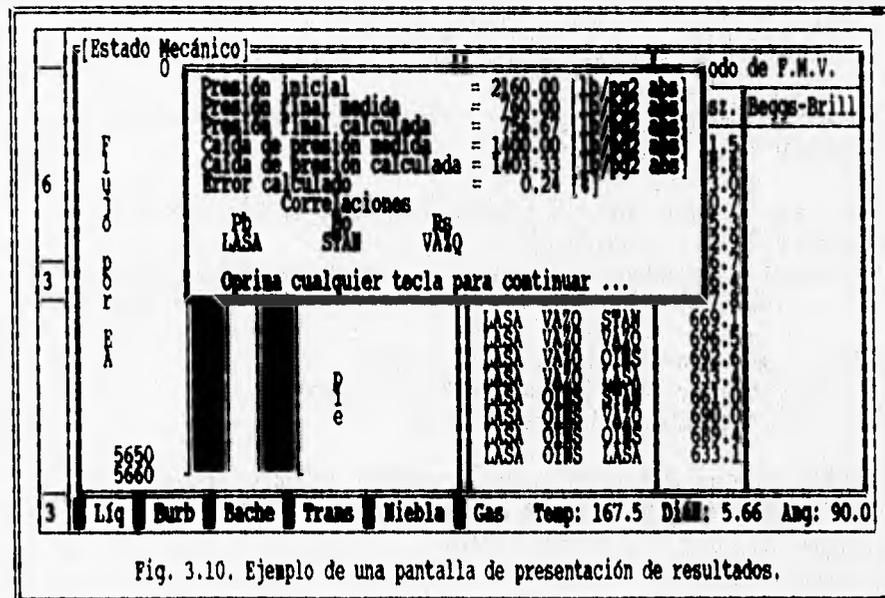
3) Líneas de Mensajes Generales.

Son aquellas que despliegan avisos de lo que se debe hacer en la ventana, o aquella que informan sobre condiciones de la(s)



2) Menús.

Son los elementos fundamentales del ambiente integrado de trabajo, por medio de los cuales se eligen las opciones de trabajo. Fig. 3.8. (Consulte Manejo de Menús).



3) Líneas de Mensajes Generales.

Son aquellas que despliegan avisos de lo que se debe hacer en la ventana, o aquella que informan sobre condiciones de la(s)

ventana(s) activa(s), Fig. 3.9.

4) Ventanas de Captura.

Son todos los recuadros donde se deben registrar o editar datos, Fig. 3.9.

5) Línea de Teclas Activas.

Es la línea donde se despliegan las teclas activas en un momento dado, Fig. 3.9.

6) Cajas de Mensajes.

Son aquellas ventanas que tienen como función desplegar información al USUARIO tales como resultados, rangos permitidos, etc., Fig. 3.10.

III.4.1 Teclas Activas.

La Tabla 3.5, muestra las teclas que se utilizan en FLUSIM-DFG y la función que desempeñan. Esta lista, puede servir como una guía de referencia rápida al USUARIO experto o como apoyo al USUARIO que se inicia a trabajar con FLUSIM-DFG.

Tabla 3.5. Teclas activas del programa FLUSIM-DFG.

Tecla	Descripción
F1.....	Muestra la ventana de ayuda con la explicación correspondiente a la opción desde donde se llamó.
←.....	Se cambia de renglón aceptando los datos en cualquier captura o selecciona la opción en la que se encuentre ubicada.
Esc.....	Cancela cualquier operación, cierra cualquier menú, acepta los datos capturados en las ventanas de captura de información y continúa la operación del programa.
Insert...	Permite insertar caracteres en la captura de datos.
Del.....	Borra los caracteres donde se encuentra ubicado el cursor.
BackSpce.	Borra los caracteres a la izquierda del cursor.
↑.....	Permite colocarse en la opción deseada en cualquier ventana del sistema.
End.....	En la ventana de ayuda se ubica en el final de la misma.
Home.....	Se ubica al inicio de la ventana de ayuda.
PgUp.....	Presenta la página de la ventana de ayuda anterior.
PgDn.....	Presenta la página de la ventana de ayuda siguiente.

Posteriormente la Tabla 3.6 enlista las equivalencias tanto de teclas como de símbolos usados en este trabajo, en FLUSIM-DFG y el subsistema de ayuda. La comparación se realiza entre un teclado con-

vencional en inglés y un teclado en español de algunas computadoras.

Finalmente, en la Tabla 3.7 se listan las denominadas teclas de acceso directo, las cuales son teclas a las que se tiene acceso desde cualquier menú y que realizan una función específica.

III.4.1.1 Equivalencia del Teclado Convencional y Teclado en Español.

Tanto en este capítulo como en el subsistema de ayudas, se emplean símbolos y nombres de teclas, para describir un proceso. Cabe aclarar que estos nombres y símbolos se emplean basándose en los nombres que tienen las teclas en un teclado convencional en inglés; por tal motivo, la Tabla 3.6 compara los nombres de las teclas empleadas en la documentación y en el programa, con los nombres que tienen en un teclado en español, para que los USUARIOS que cuenten con él, conozcan la notación correspondiente en su teclado.

Tabla 3.6. Equivalencias entre el teclado en Inglés y el teclado en Español.

NOMBRE DE LA TECLA EN UN TECLADO CONVENCIONAL.	NOMBRE DE LA TECLA EN UN TECLADO EN ESPAÑOL.
↵ Enter, Return	Enter, Intro, Return
End	Fin
Home	Inicio
Insert	Insert, Insertar
Del	Supr
PgUp	Re-Pág
PgDn	Av-Pág
BackSpace	←, BackSpace
Space	Barra Espaciadora
Tab	Tabul, Tabulador, ⇄.

III.4.1.2 Teclas de Acceso Directo.

La Tabla 3.7 engloba a un grupo de teclas cuya función asociada puede invocarse desde cualquier menú. Debido a que realizan una función específica, se les denomina: "De Acceso Directo".

Tabla 3.7. Teclas de acceso directo.

Tecla	Función que Realiza
F1	Despliega la ventana de ayuda correspondiente.
Esc	Cancela la acción, cierra el menú o ventana. En las ventanas de captura de información acepta los datos capturados y continúa la operación de FLUSIM-DFG.
↑↓⇄	Permiten posicionarse en la opción deseada.

III.4.2 Uso del Mouse.

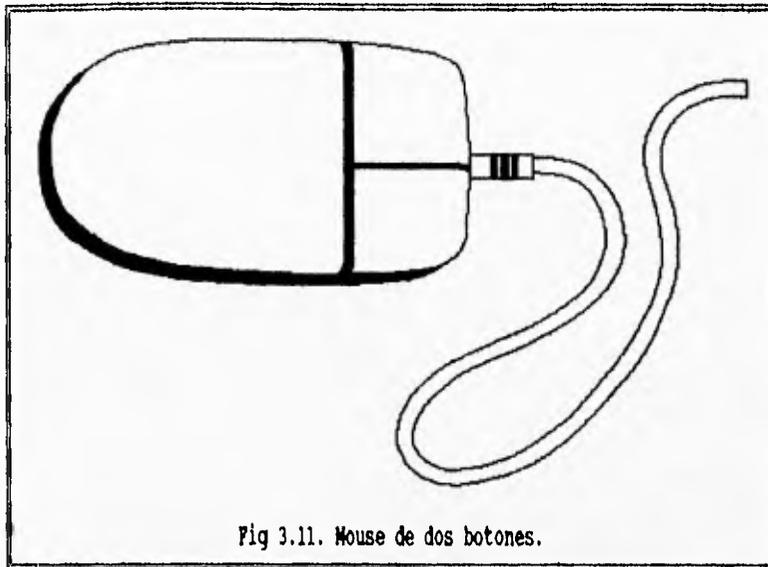


Fig 3.11. Mouse de dos botones.

El objetivo de la implementación del ratón (mouse), Fig. 3.11 es facilitar el uso de los menús en el programa.

Para poder utilizarlo, es necesario cargar un programa que sirva como intérprete entre la parte mecánica del mouse y el procesador principal de la computadora. Este programa, se proporciona en la compra del ratón y cuenta con su propio

programa de instalación.

El ratón sólo se puede utilizar para la selección de alguna opción en menús verticales, en el menú principal, en la ayuda y cuando se responde a preguntas de una sola tecla. En general, el oprimir el botón izquierdo es lo mismo que presionar la tecla <Enter>, mientras que el oprimir el botón derecho es equivalente a presionar la tecla <Esc> (en el ratón de tres botones, el botón central es equivalente a la tecla <Enter> y los laterales equivalen a la tecla <Esc>).

Para usar el ratón siga las siguientes instrucciones:

En el menú principal:

- Mueva el cursor del ratón a lo largo de la barra superior.
- Para seleccionar cualquiera de las opciones que se encuentran en ésta, oprima el botón izquierdo una vez que el cursor del mouse esté colocado sobre la opción deseada; en el ratón de tres botones, presione el botón central.
- Al aparecer el submenú, mueva el cursor del ratón hasta colocarlo en la letra brillante de la opción deseada.
- Oprima el botón izquierdo para seleccionar la opción.

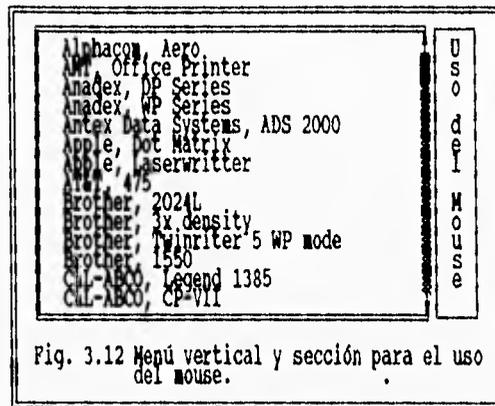


Fig. 3.12 Menú vertical y sección para el uso del mouse.

En los menús verticales, Fig. 3.12:

- Al aparecer el menú, mueva el cursor del ratón a la opción deseada y oprima el botón izquierdo para seleccionarla.
- El ubicarse sobre el lado derecho del recuadro que contiene las opciones del menú y presionar el botón izquierdo le permitirá:
 - a) Desplazarse al final o al inicio del menú donde se encuentra, requiriendo para ello ubicar el cursor del mouse en la parte final o inicial de la barra vertical colocada en el lado derecho del recuadro.
 - b) Desplazarse a la parte proporcional de la longitud del menú con respecto a la longitud de la barra colocada en el lado derecho del recuadro.

En la ayuda:

- Una vez que se despliega la ayuda, si se posiciona sobre el lado derecho del recuadro que la contiene, usted podrá:
 - a) Desplazarse página por página a través del texto completo de ayuda, requiriendo para ello colocar el cursor del ratón sobre la flecha superior o inferior ubicada en el lado derecho del recuadro y presionando <Enter>.
 - b) Desplazarse a la parte proporcional de la longitud del texto de ayuda con respecto a la longitud del lado derecho del recuadro, ubicándose sobre el recuadro y presionando <Enter>.
- Es posible recorrer las pantallas de ayuda (visualizando temas y subtemas), si se coloca en los títulos que se encuentran resaltados en video inverso y presionando <Enter> o haciendo doble click con el botón izquierdo del mouse.

III.4.3 Manejo de Menús.

Los menús son el elemento fundamental del ambiente integrado de trabajo. Por medio de éstos, el USUARIO puede navegar a través de **FLUSIM-DFG** e interactuar con el mismo. Por ello, es importante familiarizarse con su uso y operación. Los siguientes puntos describen paso a paso los movimientos a seguir para desplazarse a través de los menús:

- Al entrar en cualquier menú, el USUARIO visualiza una serie de opciones, pero una de ellas se encuentra enmarcada con un color distinto a las demás, esta opción es en la que el usuario se encuentra ubicado.
- Todas las opciones activan una acción; para colocarse en la opción de interés, utilice las teclas de movimiento del cursor <↑↓→> o el cursor del mouse.
- Para activar el elemento de menú deseado se deberá presionar <↵>.
- Para desactivar el menú actual sin ejecutar ninguna opción se deberá presionar <Esc>.
- Cabe mencionar que en ellos se podrán activar todas las teclas de acceso directo.

III.4.4 Manejo de Ayudas.

FLUSIM-DFG cuenta con un sistema de ayuda que despliega información relativa a un tema de interés. Este sistema de ayudas se activa mediante la tecla de acceso directo <F1>.

La ayuda consiste en una ventana, en la cual se despliegan textos con una explicación inicial sobre el tema de interés, Fig. 3.13. Si la explicación fuera más grande que la que se puede ver en la ventana, aparecerán en la parte inferior derecha los símbolos <PgDn>, <PgUp> o ambas <PgDn>/<PgUp> indicando que la ayuda contiene más información. Para consultar esta información bastará con presionar la tecla correspondiente.

Durante el despliegado de la información en la ventana de ayuda, se podrán presentar temas específicos relacionados con la información de interés. Estos temas podrán ser seleccionados para obtener más información sobre el tema consultado.

Para manejar la ventana de ayuda y consultar la información de los temas de interés se cuenta con las siguientes teclas:

- < ↑ ↓ + > Permiten colocarse en cada uno de los temas afines al tema consultado.
- < ← → > Despliega información adicional y relativa al tema examinado.
- < PgUp > Permite consultar el texto previamente examinado.
- < PgDn > Permite examinar el siguiente texto de la ayuda.
- < Alt-F1 > Con esta combinación de teclas, el USUARIO podrá regresar al tema anteriormente examinado.
- < Home > Despliega la primera ventana de ayuda.
- < End > Se coloca en la última ventana de ayuda.
- < Esc > Termina la consulta de la ayuda, regresando el control al menú donde fue invocada.
- < F1 > Llamada desde la ventana de ayuda, muestra el índice temático en donde se puede consultar algún tema específico.

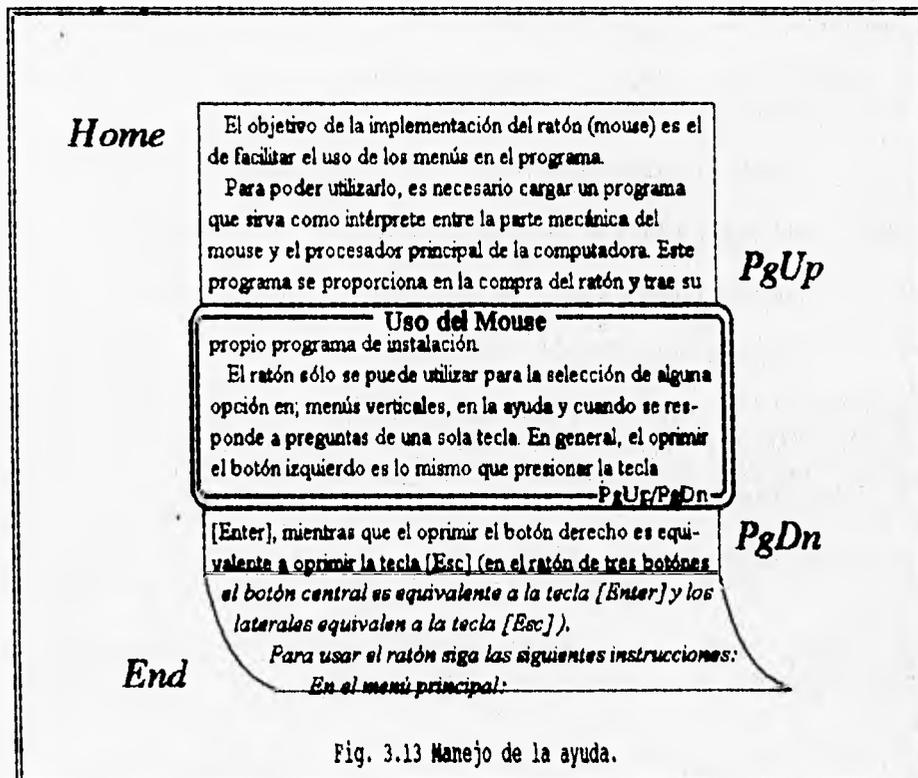


Fig. 3.13 Manejo de la ayuda.

III.4.5 Ventanas de Edición de Datos.

Otro elemento fundamental del ambiente integrado de trabajo son las ventanas de edición de datos Fig. 3.9. En ellas, el USUARIO deberá proporcionar toda la información que se requiera para efectuar los procesos de cálculo. En estas capturas, se asume que para efectuar determinado cálculo el USUARIO cuenta con la información mínima necesaria.

Todos los datos registrados se verifican por su tipo y por su límite de aplicación (ver Rangos). En el caso de que no pasen este filtro, se desplegará una ventana de mensajes refiriéndose a este problema.

La edición de datos se realiza a través de ventanas de captura. Estas ventanas pueden incluir de uno a varios datos interrelacionados, que están agrupados mediante los elementos de menú de un proceso en particular. Estos datos para su edición pueden ser manejados de la siguiente manera:

- Ubicarse mediante las teclas de movimiento del cursor en el dato a registrar o modificar.
- Proporcionar el valor del dato de interés y presionar <←→>.
- Para registrar o modificar el dato se podrán utilizar las siguientes teclas:

<+> Para ubicarse en el caracter deseado.

<BackSpce> Borra caracteres a la izquierda del cursor.

 Borra caracteres a la derecha del cursor.

<Ins> Sobre-escribe los caracteres.

- FLUSIM-DPG filtrará el valor registrado de acuerdo a los límites establecidos (Ver RANGOS). En adelante, se empleará la palabra "RANGO" para referirse a los límites mínimo y máximo de una variable.
- El proceso anterior se repite para cada uno de los datos, a ser registrados o modificados en la ventana de captura.
- Para aceptar los datos registrados o modificados y cerrar la ventana deberá presione la tecla <Esc>.

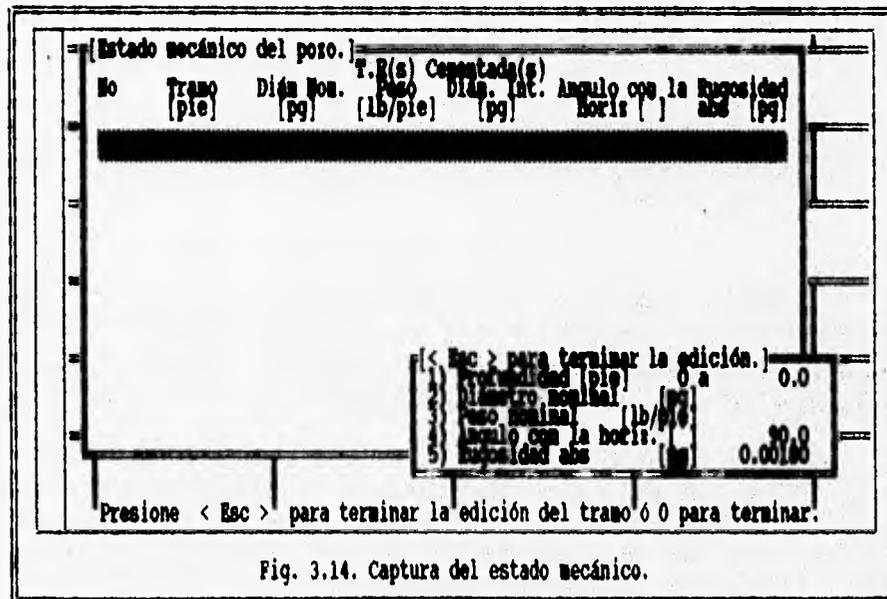
III.4.6 Edición de Datos del Estado Mecánico y de la Línea de Descarga.

Los procedimientos que a continuación se explican permiten entender los puntos más relevantes que se deberán de considerar para el registro y edición tanto del estado mecánico del pozo como para la línea de descarga.

Existen dos formas de para la introducción de los datos de las tuberías:

- a) La captura de Tuberías.
- b) La edición de Tuberías.

En cualquiera de las dos formas, se desplegarán dos ventanas, la ventana de resumen de las tuberías, ("Estado Mecánico del pozo" o "Línea de Descarga"), así como la ventana de captura de los datos de las tuberías (ventana más pequeña ubicada a la derecha de la pantalla), Fig. 3.14.



III.4.6.1 Procedimiento para la Captura de Datos de las Tuberías.

La captura de datos del estado mecánico y de la línea de descarga se realiza una sola vez. Estas tienen características particulares, mismas que a continuación se describen.

Tuberías de Producción		Diám Nom.	Peso Unitario	Ángulo Prom	Rugos. Abs. Prom
Sección 1		4 1/2"	12.75 lb/pie	90°	0.0068
Sección 2		7"	29 lb/pie	75°	0.0068
Sección 3		7"	26 lb/pie	73°	0.0068
Sección 4		6"	20 lb/pie	70°	0.0068
Sección 5		4 1/2"	10.23 lb/pie	68°	0.0068

Fig 3.15. Ejemplo de los datos de una tubería de producción.

- Cuando se capturan los estados mecánicos por primera vez la ventana que los presenta se encuentra vacía, Fig. 3.14.
- La captura se realiza por secciones de tubería. Para el estado mecánico del pozo la captura se realiza de la superficie al fondo del pozo, así mismo para la línea de descarga la captura se realiza de la cabeza del pozo al separador, Fig. 3.15. Los datos necesarios son los siguientes:
 - a) Profundidad de la sección de la tubería.

Es la longitud medida desde la superficie hasta la parte inferior de las secciones de la tubería, considerando que una misma sección es la unión de dos o más tubos con el mismo diámetro nominal y peso, Fig 3.15.

Los datos de las secciones de las tuberías, deben proporcionarse de la superficie al fondo del pozo. Debe tenerse en cuenta que sólo es posible capturar un máximo de 17 secciones.

b) Diámetro nominal de la sección de tuberías.

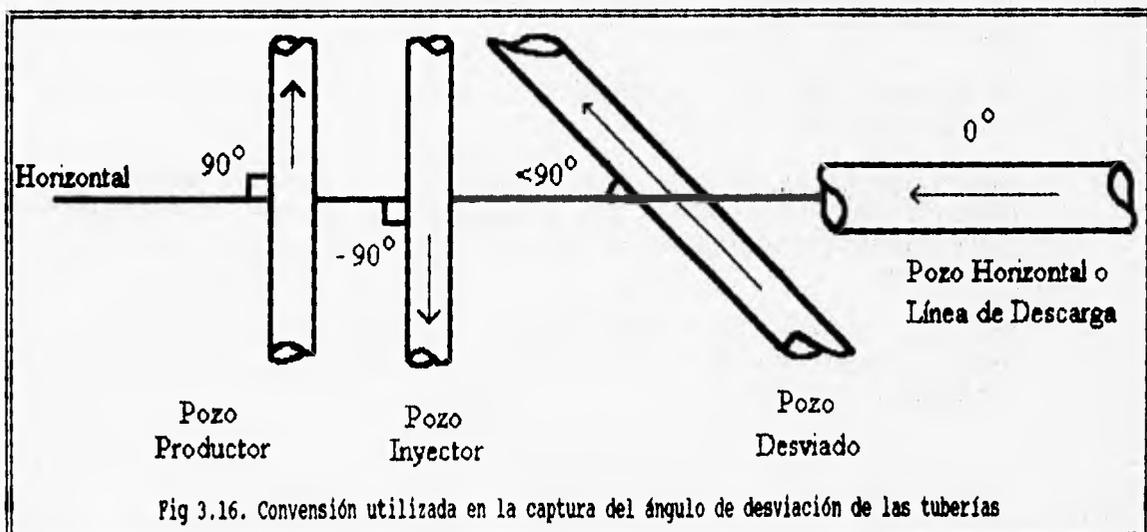
Es la dimensión que tienen las tuberías en su parte externa. Este diámetro depende de la calidad del acero con el que fue construido el tubo y en el caso de las tuberías de producción y de la línea de descarga no corresponde al diámetro exterior de la tubería. Esto es, una tubería de producción con diámetro nominal de 4 [pg] tiene un diámetro exterior de 4.5 [pg]. Las tuberías de revestimiento son las únicas que tienen un diámetro nominal igual al diámetro exterior. Se debe tomar en cuenta que el diámetro exterior de una tubería no cambia aún cuando ésta sea de diferentes pesos unitarios.

c) Peso unitario de la sección de tuberías.

El peso unitario en **FLUSIM-DFG** únicamente se considera para tuberías de producción con roscas "Up Set", las cuales son las que se utilizan con más frecuencia.

Es conveniente señalar que el grado de una tubería específica, depende de la composición del acero o el material con que está fabricado el tubo. Este valor afecta directamente el valor del diámetro interior de las tuberías de revestimiento y las tuberías de producción

d) Angulo de desviación promedio de la sección de tuberías.



Es el ángulo que forma una sección de tuberías con

respecto a la horizontal, medido en la dirección de flujo, Fig. 3.16.

Un ángulo de 90° indica el cálculo para un pozo vertical productor con flujo ascendente. Un ángulo de -90° indica el cálculo para un pozo vertical inyector.

e) Rugosidad absoluta promedio de la sección de tuberías.

Es una característica de la superficie expuesta al flujo, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en la construcción del tubo. Actualmente, se admite que la rugosidad puede expresarse por la altura media (ϵ) de dichos pliegues, al considerar las características de flujo.

- La captura del diámetro nominal y el peso unitario de las secciones de las tuberías se realiza por medio de menús.

III.4.6.2 Procedimiento para la Edición de Datos de las Tuberías.

Para editar los datos, éstos deben primero haber sido capturados. Posteriormente se deben activar en el caso del estado mecánico del pozo, los elementos de menú [MODIFICAR ARCHIVO] así como [FLUJO VERTICAL], además de [TUBERÍA DE REVESTIMIENTO] O [TUBERÍA DE PRODUCCIÓN] según sea el caso. El procedimiento de edición consiste de la siguiente secuencia de puntos:

- En la ventana del estado mecánico del pozo, se despliegan las características de las tuberías previamente registradas.
- La primera sección de tubería se encuentra iluminada de diferente color, Fig. 3.14.
- Para cambiarse a la sección de tubería deseada se deberá oprimir la tecla <Esc>. La tubería que se encuentra iluminada cambiará de posición en la ventana del estado mecánico del pozo.
- Una vez ubicado en la sección de interés se procede de la misma manera que en el caso de la captura de datos de las tuberías.

III.4.7 Cajas de Dialogo.

Una caja de diálogo es una ventana que presenta varias opciones a elegir. Un ejemplo de estas, es la relativa a la configuración del tipo de gráficas y la impresión de resultados, Fig. 3.17.

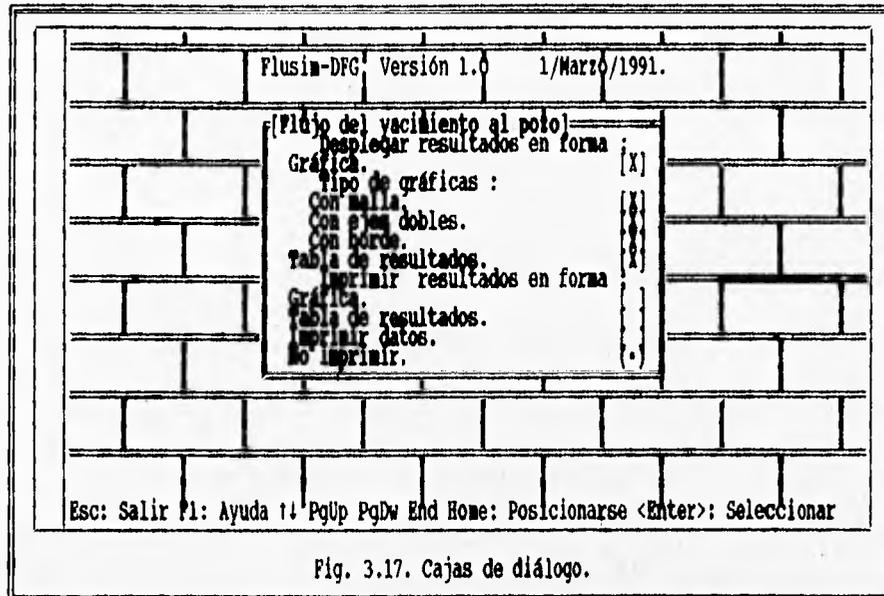


Fig. 3.17. Cajas de diálogo.

Las cajas de diálogo se refieren a todos aquellos grupos de opciones que son de selección múltiple, los cuales se denotan mediante la forma "[]". Esto significa que todas las opciones podrán ser habilitada o deshabilitada, utilizando para ello la tecla <Space>. La forma "[X]" denota que la opción está habilitada; y en caso contrario, se considera que está deshabilitada.

La forma "()" hace referencia a aquel grupo de opciones en las que únicamente se puede seleccionar una de ellas. La opción que se elige se muestra con "(.)".

Para elegir la opción se deberán utilizar las teclas de movimiento del cursor <↑> para colocarse en la opción deseada.

A continuación, se describen las teclas activas en todas las cajas de diálogos:

- < Tab > Permite colocarse en cada uno de los elementos de la caja de diálogo.
- < Esc > Considera todas las selecciones y datos editados y sale de la caja de diálogos.
- < F1 > Visualiza la ayuda correspondiente a la caja de diálogos, o al elemento en la que se está ubicado.

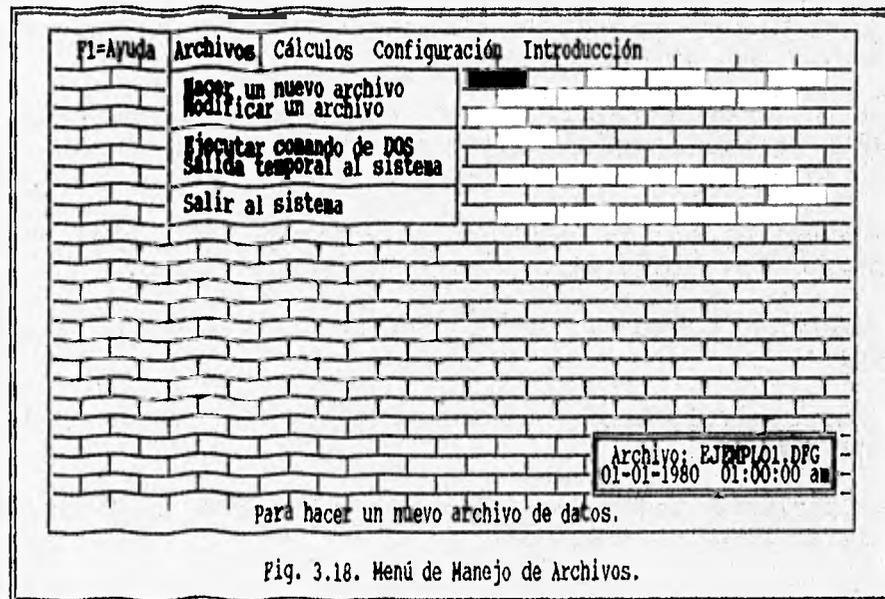
III.4.8 Manejo de Archivos.

FLUSIM-DFG cuenta con dos opciones para manejar los archivos de datos utilizados durante una sesión de trabajo. Las opciones disponibles SON: [HACER UN NUEVO ARCHIVO] Y [MODIFICAR UN ARCHIVO].

La información registrada en el ambiente integrado de trabajo se guarda en tres archivos con el mismo nombre pero diferente extensión, Tabla 3.8 , quedando estos en el directorio de **FLUSIM-DFG**.

Tabla 3.8. Archivos generados por **FLUSIM-DFG**.

Tipo de Archivos	Descripción:
*.DFG	Archivos binarios que contienen los datos generales utilizados en FLUSIM-DFG .
*.PRD	Archivos binarios que contienen los datos de presión y producción utilizados en los cálculos de FLUSIM-DFG .
*.TUB	Archivos binarios que contienen los datos del estado mecánico y la línea de descarga empleados en los cálculos de FLUSIM-DFG

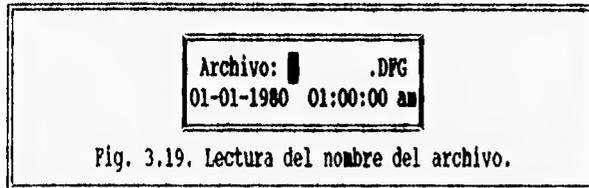


III.4.8.1 Hacer un Nuevo Archivo de Datos.

Esta opción graba los datos registrados y contenidos en memoria a tres archivos con el mismo nombre pero con diferente extensión, en el directorio de trabajo, Tabla 3.8.

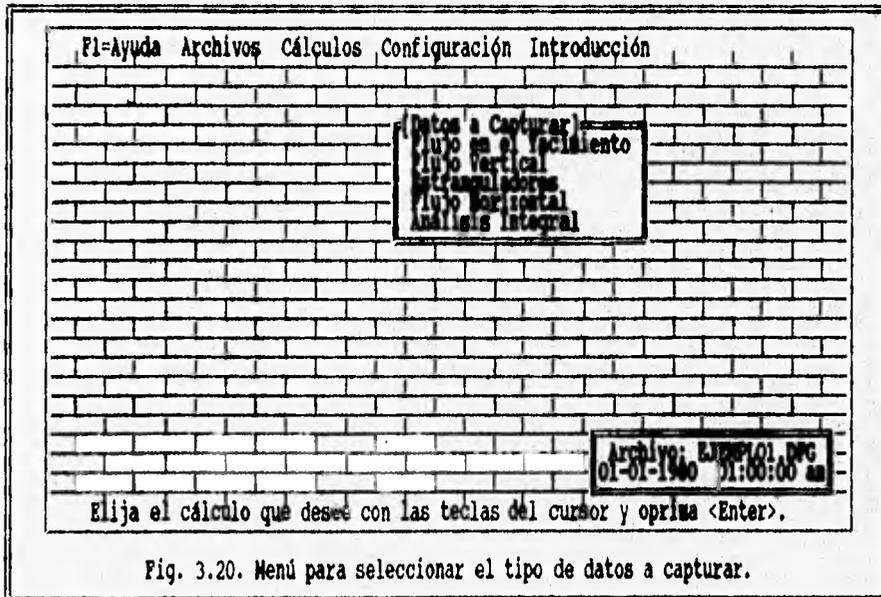
Para hacer un nuevo archivo de datos se debe acceder el menú principal del ambiente integrado de trabajo y de éste seleccionar el elemento de menú [Archivo] y de este submenú elegir el elemento de menú [Hacer un Nuevo Archivo], Fig 3.18.

Esta opción se debe utilizar cuando es la primera vez que se va a guardar la información.



Unicamente en esta opción se solicitará el nombre del archivo en la ventana del archivo de trabajo, Fig. 3.19

Una vez que se registró el nombre del archivo de datos, se despliega un menú para que a través de éste, se indique a que opción del programa corresponden los datos, Fig. 3.20.



III.4.8.2 Modificar un Archivo.

Esta opción se utiliza cuando ya se ha capturado y salvado previamente la información y únicamente se desean actualizar algunos datos.

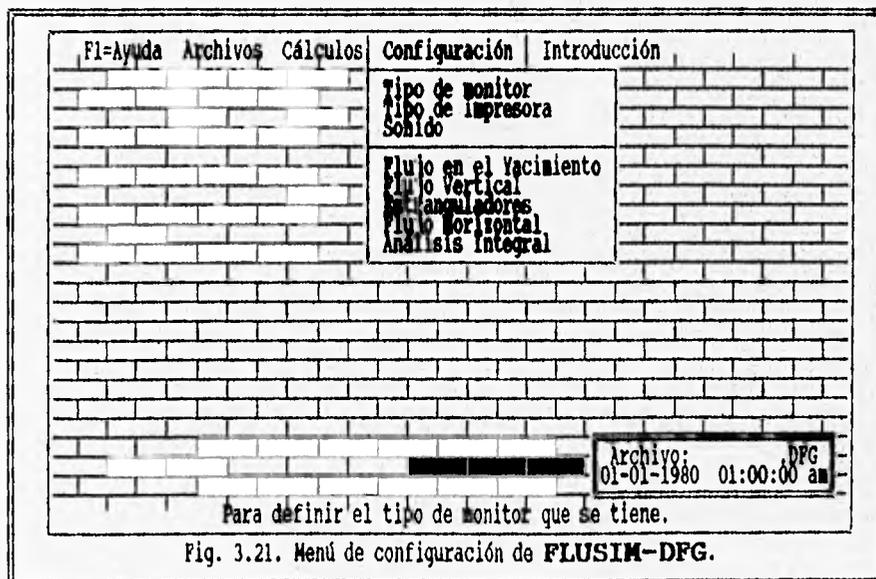
Para modificar un archivo de datos se debe acceder el menú principal del ambiente integrado de trabajo y de éste seleccionar el elemento de menú [ARCHIVO] y de este submenú elegir el elemento de menú [MODIFICAR UN ARCHIVO].

Al igual que en la opción de hacer un nuevo archivo de datos, se desplegará un menú para indicar a que opción del programa corresponderán los datos a modificar, Fig. 3.19.

III.4.9 Configuración.

FLUSIM-DFG cuenta con diferentes opciones para configurar tanto las características de su funcionamiento como la salida de los resultados obtenidos en cada una de las opciones de cálculo.

FLUSIM-DFG permite definir el tipo de monitor, la impresora que se desea utilizar, habilitar o deshabilitar los efectos de sonido, configurar la forma de despliegue y/o configurar las salidas de resultados. Para esto es necesario activar el elemento de menú [CONFIGURAR] una vez dentro del ambiente integrado de trabajo, Fig 3.21.



A Continuación se describen las opciones de configuración de **FLUSIM-DFG**.

III.4.9.1 Configuración de las Características de Funcionamiento de FLUSIM-DFG.

FLUSIM-DFG tiene asignado, al momento de instalarse, una configuración preestablecida "por omisión" de sus características de funcionamiento; no obstante, es posible cambiarlas para así adaptarlas al equipo con el que cuenta el USUARIO. De esta forma, es posible definir: el tipo de monitor; la impresora con la que se cuenta actualmente, para que los reportes generados sean de la mejor calidad posible; y por último la activación y desactivación de los efectos de sonido. El usuario puede modificar todas y cada una de estas opciones mediante el uso del elemento de menú [CONFIGURAR], Fig. 3.21. Las modificaciones realizadas a la configuración, se graban en los archivos [*CNF] los cuales contienen todas las opciones que el USUARIO definió.

III.4.9.1.1 Tipo de Monitor.

FLUSIM-DFG soporta once tipos diferentes de monitores y tarjetas gráficas, (ver Apéndice C). FLUSIM-DFG permite definir un tipo de monitor, Fig. 3.22, para:

- Ajustarse al monitor con que cuenta el usuario
- Proporcionar la mayor resolución en la impresión de las gráficas. Ya que el manejador de la impresión gráfica depende tanto de la resolución del monitor como de la impresora disponible.

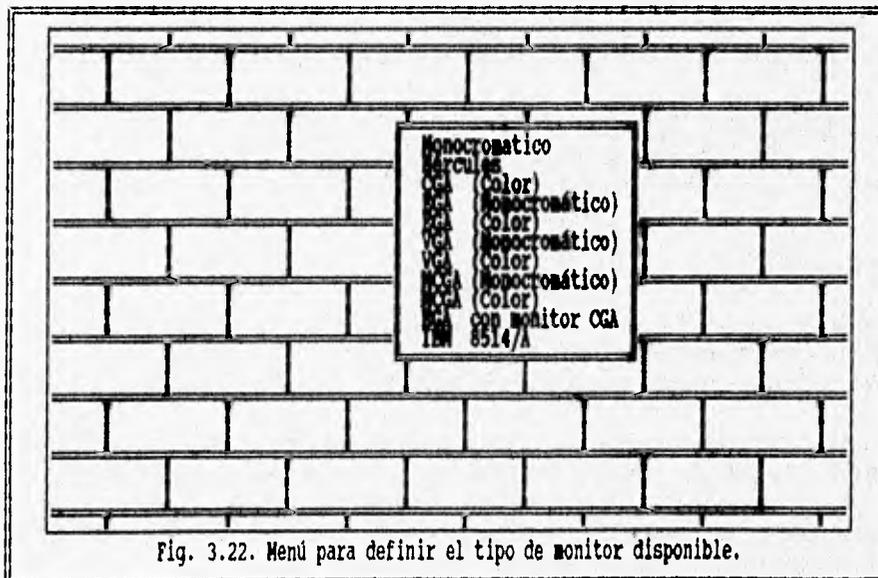


Fig. 3.22. Menú para definir el tipo de monitor disponible.

III.4.9.1.2 Tipo de Impresora.

FLUSIM-DFG cuenta con un respaldo de 144 impresoras diferentes (ver Apéndice A). Es necesario definir el tipo de impresora, para obtener mayor calidad en la impresión de los reportes, Fig. 3.23.

En caso de no encontrar su impresora en el menú, se recomienda consultar el manual de ésta y verificar con que otras impresoras es compatible, para así elegir una del menú.

Ahora bien, si los resultados obtenidos no son los deseados, se recomienda reconfigurar físicamente su impresora (se puede guiar por medio de su manual de usuario).

Por omisión, se encuentra configurada una impresora IBM Graphics Printer.

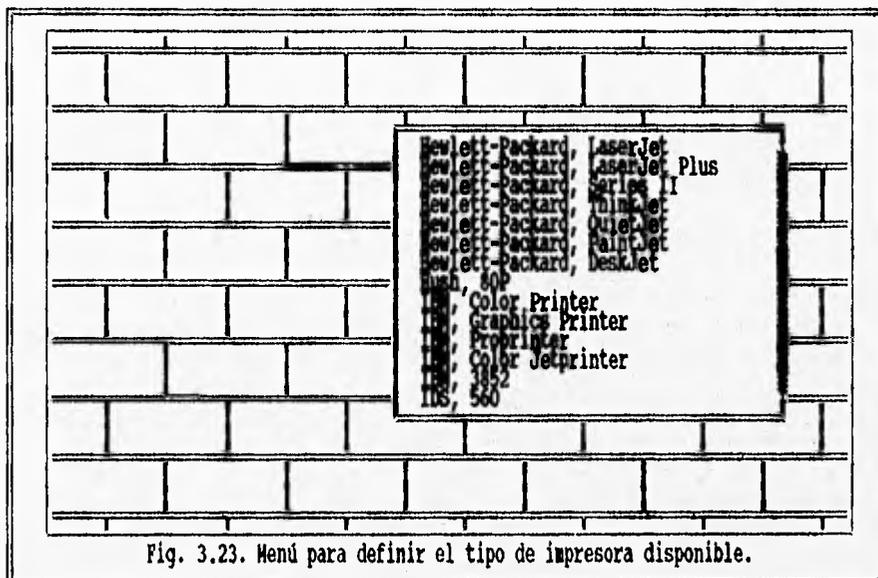


Fig. 3.23. Menú para definir el tipo de impresora disponible.

III.4.9.1.3 Sonido.

Esta opción permite activar o desactivar los efectos de sonido de FLUSIM-DFG. En caso de desactivarlo, sólo se escuchará un sonido cuando exista algún error en la captura de los datos, Fig. 3.21.

Para habilitar o deshabilitar el sonido se debe activar el elemento de menú [SONIDO] correspondiente al menú [CONFIGURACION] del ambiente integrado de trabajo. El sonido se encuentra activado si a continuación del letrero del elemento de menú [SONIDO] del menú [CONFIGURACION] se encuentra el caracter ". ", esto es:

- Sonido habilitado: Sonido .
- Sonido deshabilitado: Sonido

III.4.9.2 Configuración de las Salidas de Resultados.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, de cada una de las opciones de cálculo en FLUSIM-DFG, Fig. 3.24.

La salida de los resultados puede ser:

- La pantalla : Resultados (forma tabular y gráfica).
- La impresora : Datos y resultados (forma tabular y gráfica).

Si el USUARIO elige obtener los resultados en la impresora FLUSIM-DFG verificará que ésta se encuentre en línea, de lo contrario, no le permitirá salir de la caja de diálogo correspondiente a la opción seleccionada.

Si en la caja de diálogo todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y se activarán la opciones por omisión; esto es: salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

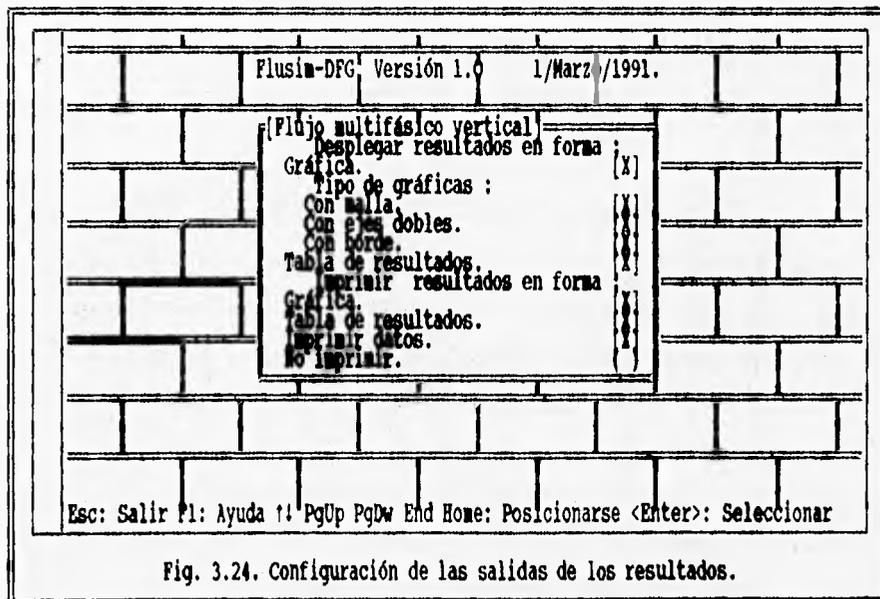
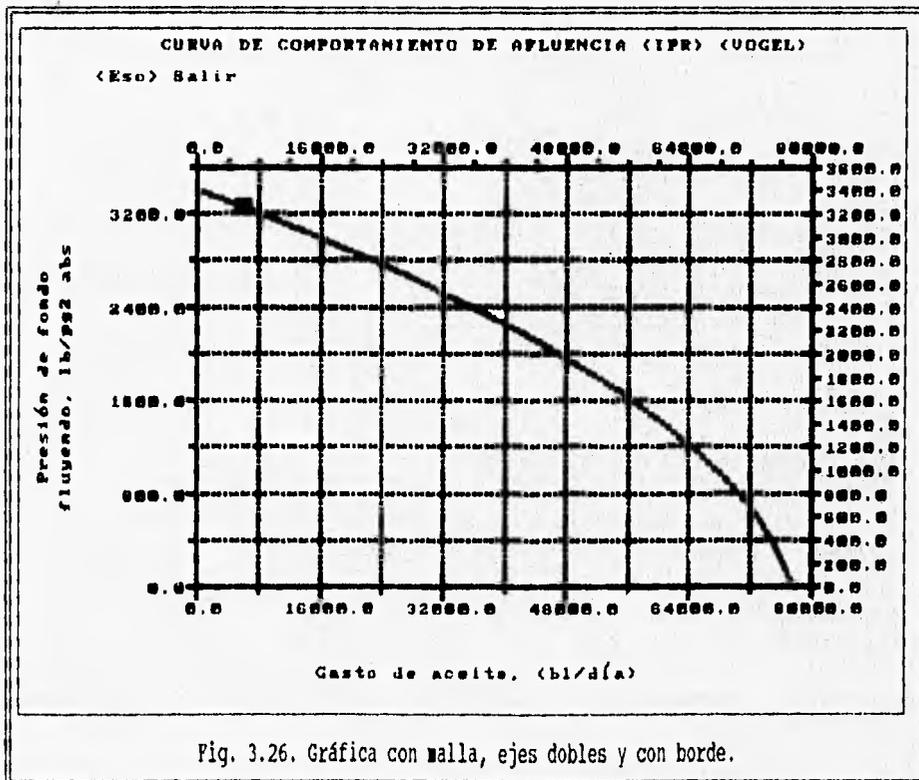
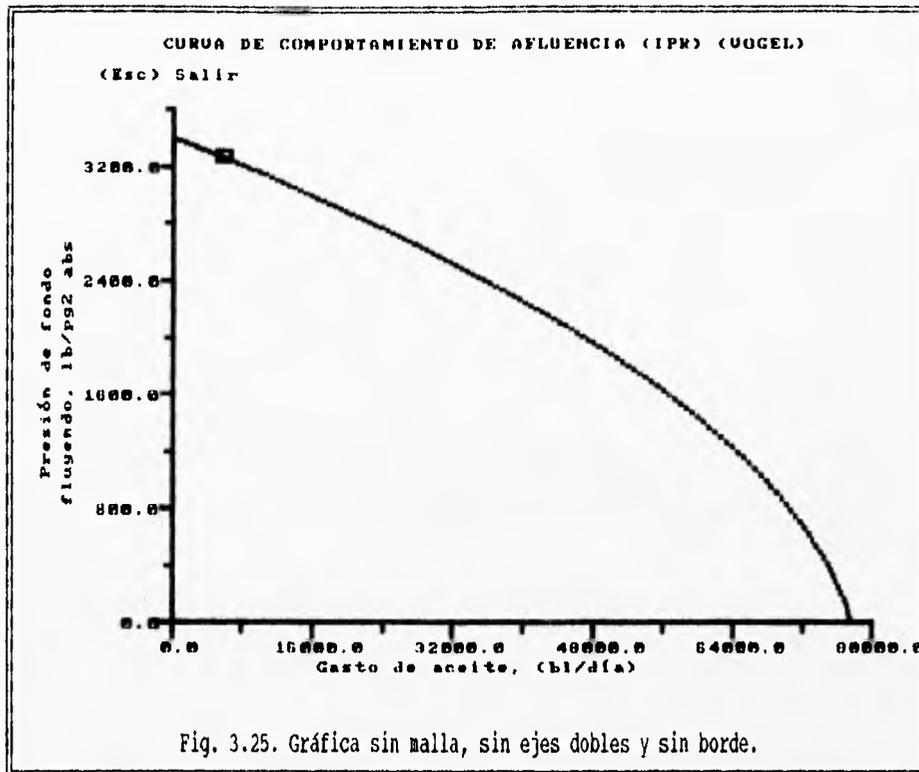


Fig. 3.24. Configuración de las salidas de los resultados.

Para ejemplificar la configuración de los resultados en forma gráfica, se presenta en la Fig. 3.25 una gráfica simple, (sin malla, sin ejes dobles y sin borde). Por otra parte, en la Fig. 3.26 se muestra una gráfica compuesta (con malla, ejes dobles y con borde).



III.4.10 Introducciones.

El objetivo de esta opción es proporcionar una breve explicación en línea de las bases teóricas de cada uno de los modelos empleados en **FLUSIM-DFG**, para cada uno de los elementos del sistema de producción. En el apéndice B se presentan éstas.

Para consultar las introducciones proporcionadas en **FLUSIM-DFG** se debe activar el elemento de menú [INTRODUCCIONES] al estar en el ambiente integrado de trabajo, Fig 3.27, y posteriormente seleccionar el tema de interés.

Si el USUARIO desea obtener mayor información acerca de algún tema en particular, se recomienda consultarlo en el primer capítulo de este trabajo. Adicionalmente, las introducciones cuentan con la referencia de cada uno de los modelos empleados.

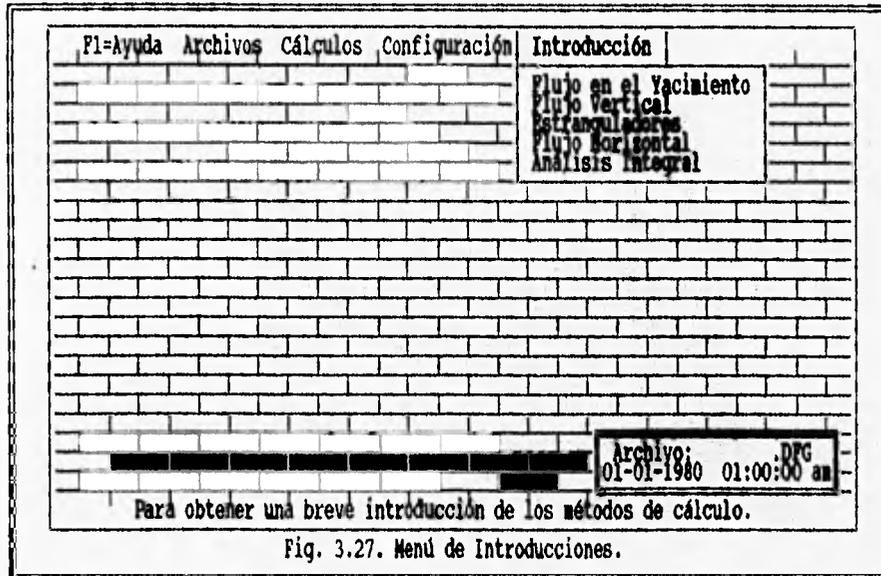


Fig. 3.27. Menú de Introducciones.

III.4.11 Reportes.

La reproducción de datos y resultados en la impresora se efectúa automáticamente al terminar de realizar los cálculos. Sin embargo, antes de realizar una "Impresión", se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Mediante cajas de diálogos, se seleccionan las opciones que se deseen imprimir: los datos, resultados y/o gráficas (ver configuración de las salidas de resultados).
- Se debe verificar el dispositivo de salida antes de proceder a imprimir.

III.4.12 Otras Facilidades.

FLUSIM-DFG cuenta con algunas otras facilidades que son comunes en otros programas que funcionan bajo el sistema operativo MS-DOS. Estas facilidades son el ejecutar algún comando del sistema operativo o el salir temporalmente del programa. Aunque éstas pueden ayudar mucho al USUARIO, tienen algunas limitaciones. A continuación se describen con detalle cada una de estas.

III.4.12.1 Ejecutar Comando de Dos.

Esta opción permite ejecutar comandos del sistema operativo, tales como: `dir`, `cd`, `chkdsk`, `copy`, `format`, etc., o incluso correr otras aplicaciones sin salir de **FLUSIM-DFG**, Fig. 3.28. Para esto se requiere que:

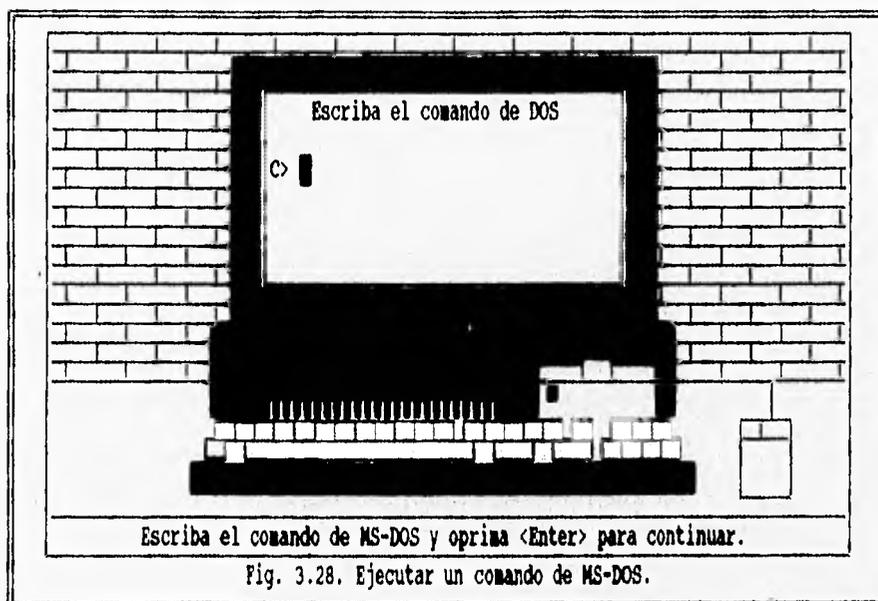


Fig. 3.28. Ejecutar un comando de MS-DOS.

- Los comandos y programas deben estar presentes en el directorio donde se encuentra instalado el programa, o en los directorios que estén definidos en el `PATH`¹.
- El programa a ejecutar tenga menos de 200 Kb.
- La memoria RAM total de la computadora sea al menos de 640 Kb.

Si no existe suficiente memoria RAM no podrá ejecutar el comando del sistema operativo o el programa deseado.

¹ Ruta de acceso a los directorios del disco, definido en el archivo `Autoexec.bat`.

En caso de no poder ejecutar esta opción, verifique que:

- Tenga instalada una versión de sistema operativo igual o mayor a la 3.0.
- Su disco duro tenga correctamente de definido el PATH, definido en el archivo AUTOEXEC.BAT que se encuentra en el directorio raíz de su disco duro.
- La forma de entrada a la computadora (arranque), se realizó a partir del disco duro.

En caso de no poder efectuar el comando de sistema operativo deseado, se recomienda utilizar las opción de la salida temporal al sistema operativo, siguiendo cualquiera de las secuencias:

- a) Seleccionar el elemento de menú [SALIDA TEMPORAL AL SISTEMA] del menú [ARCHIVO].
 - Ejecutar el comando deseado desde el sistema operativo.
 - Regresar a FLUSIM-DFG escribiendo desde el sistema operativo: EXIT.
- b) Salir al sistema operativo definitivamente, mediante el elemento de menú [SALIR AL SISTEMA] del menú [ARCHIVO].
 - Ejecutar el comando deseado.
 - Ejecutar nuevamente FLUSIM-DFG.

III.4.12.2 Salida Temporal al Sistema.

El objetivo de esta opción es proporcionar una salida temporal al sistema operativo MS-DOS, sin salir definitivamente del programa. Esta opción da acceso al sistema operativo y a todos sus comandos sin remover a FLUSIM-DFG de la memoria, permitiendo realizar diversas operaciones, incluso cargar otros programas.

Para regresar a FLUSIM-DFG escribir, desde el indicador (prompt) del sistema operativo, EXIT y presionar <Enter>.

Para ejecutar algún comando o programa se requiere que:

- Los comandos y programas estén presentes en el directorio donde se encuentra instalado el programa, o que los directorios que los contengan estén definidos en el PATH.
- El programa a ejecutar tenga menos de 200 Kb.
- La memoria RAM total de la computadora sea al menos de 640 Kb.

Si no existe suficiente memoria RAM no podrá ejecutarse el comando del sistema operativo o el programa deseado.

En caso de no poder ejecutar el comando o programa, verificar que:

- Tenga instalada una versión de sistema operativo igual o mayor a la 3.0.
- El disco duro tenga correctamente definido el PATH, definido en el archivo AUTOEXEC.BAT que se encuentra en el directorio raíz de su disco duro.
- La forma de entrada a la computadora, haya sido a partir del disco duro.

Si a pesar de estar en el sistema operativo MS-DOS no es posible efectuar el comando o programa deseado, se recomienda:

- Salir al sistema operativo definitivamente.
- Ejecutar el comando deseado.
- Ejecutar nuevamente FLUSIM-DFG.

III.4.13 Esquema General del Programa.

Con la finalidad de proporcionar un medio efectivo para comprender mejor como navegar a través de FLUSIM-DFG se presenta un esquema gráfico (diagramas de bloques) de su funcionamiento.

Cada bloque consta de una función, la cual puede estar formada por subfunciones las cuales se explican en otro diagrama similar de bloques. Todos los diagramas parten de una función principal y siguen una secuencia determinada.

El esquema está dividido en tres grandes grupos:

- a) Los menús (ambiente integrado de trabajo).
- b) Las lecturas de datos.
- c) Los resultados obtenidos.

III.4.13.1 Esquema General de los Menús.

En primer lugar se presentan los esquemas de los menús de ambiente integrado de trabajo de FLUSIM-DFG.

III.4.13.1.1 Archivo.

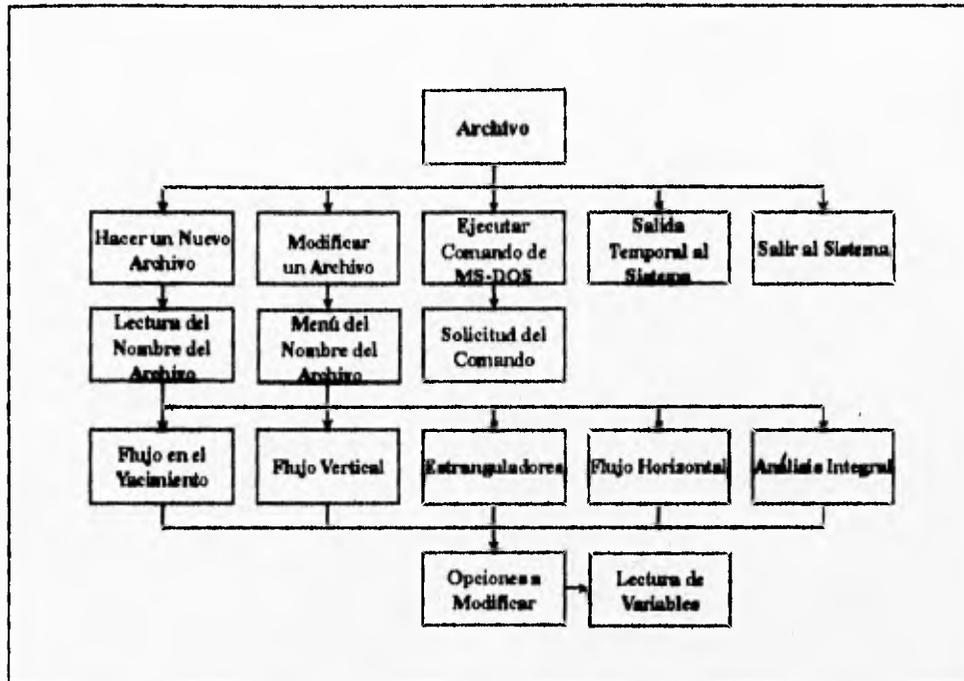


Fig. 3.29. Esquema del menú de archivo.

III.4.13.1.2 Cálculos.

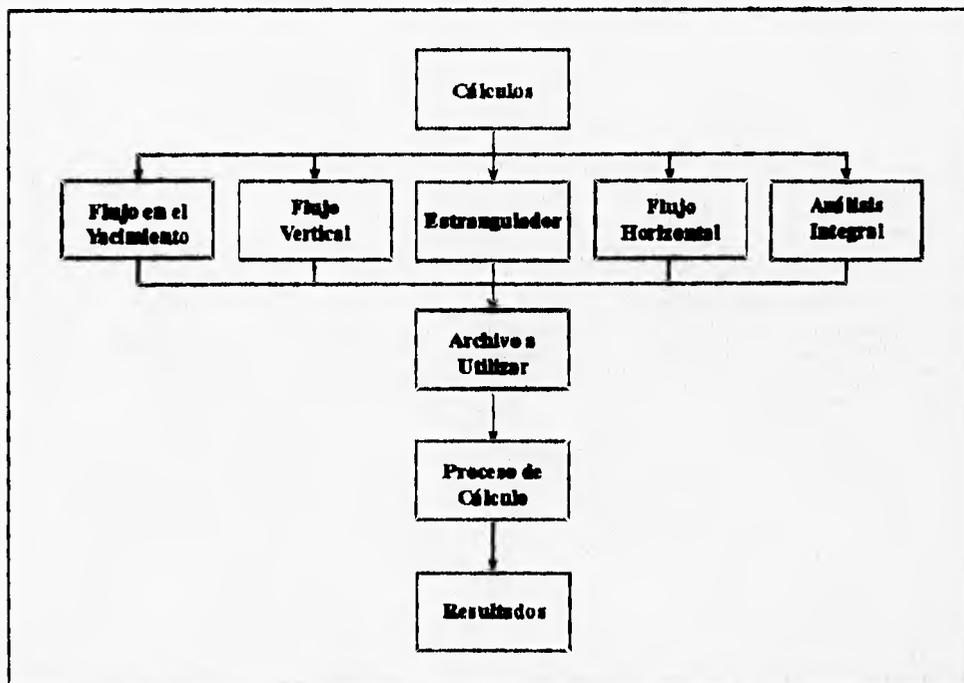


Fig. 3.30. Esquema del menú de cálculos.

III.4.13.1.3 Configuración.

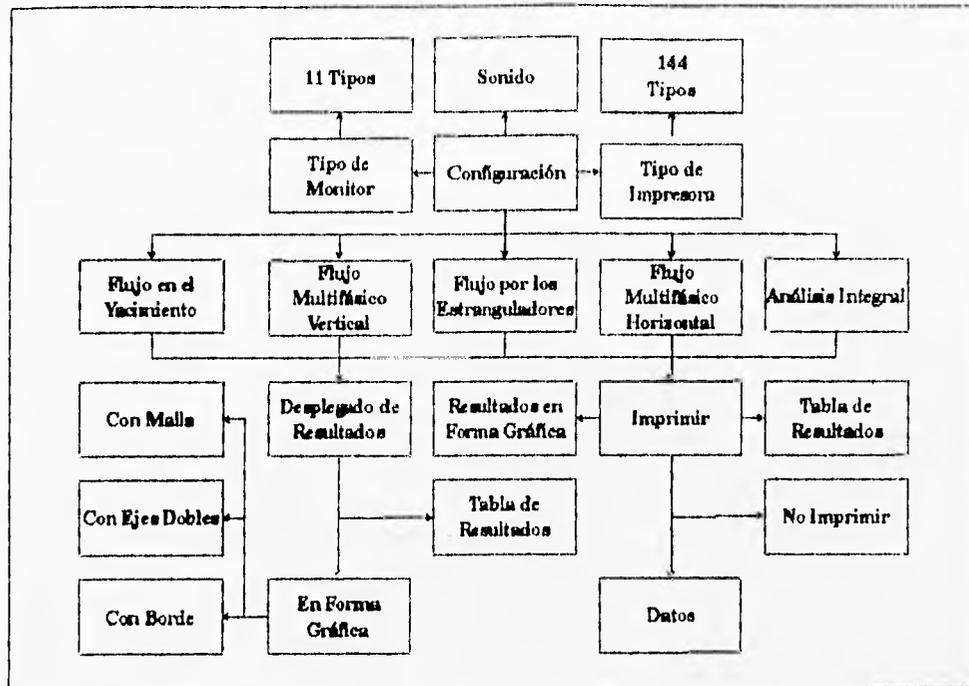


Fig. 3.31. Esquema del menú de configuración.

III.4.13.1.4 Introducción.

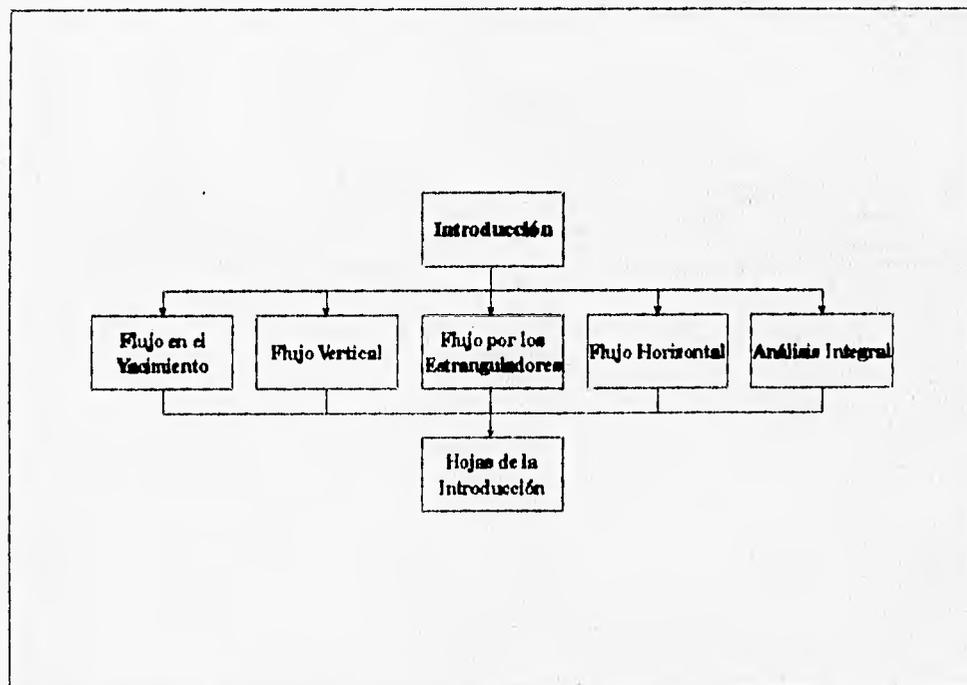


Fig. 3.32. Esquema del menú de introducciones.

III.4.13.1.5 Opciones a Modificar.

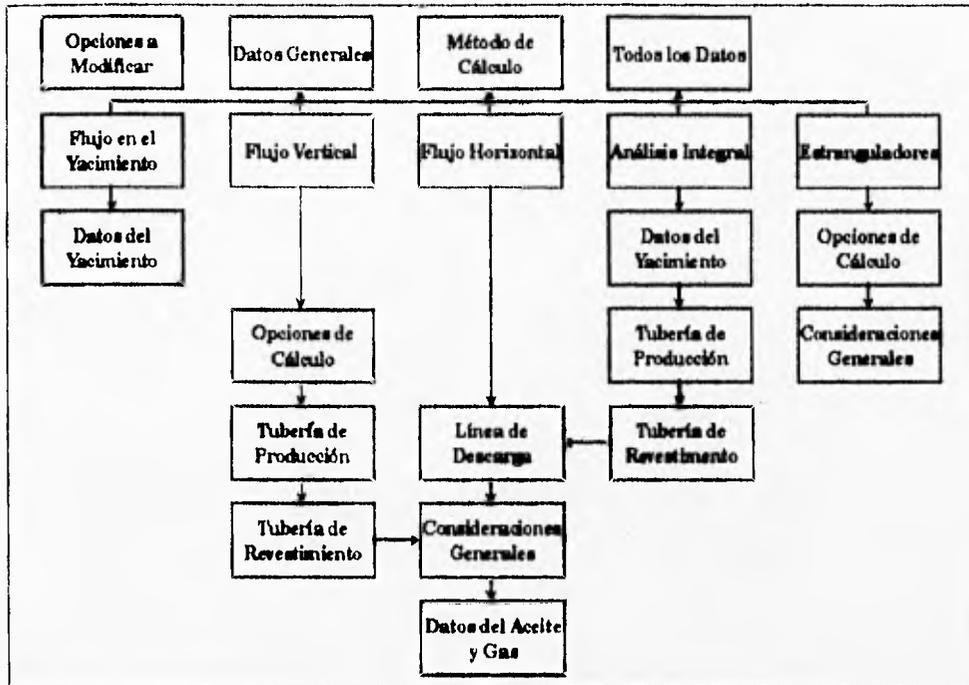


Fig. 3.33. Esquema del menú de las opciones a modificar.

III.4.13.2 Esquema General de las Lecturas de los Datos.

III.4.13.2.1 Flujo en el Yacimiento.

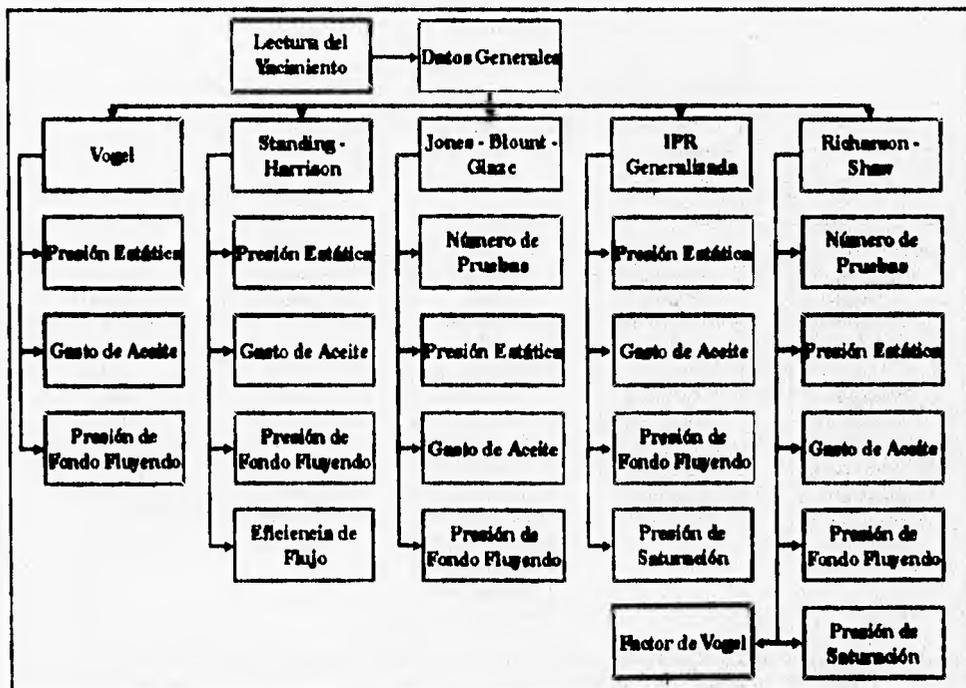


Fig. 3.34. Esquema de la lectura de los datos del flujo en el yacimiento.

III.4.13.2.2 Flujo Multifásico Vertical.

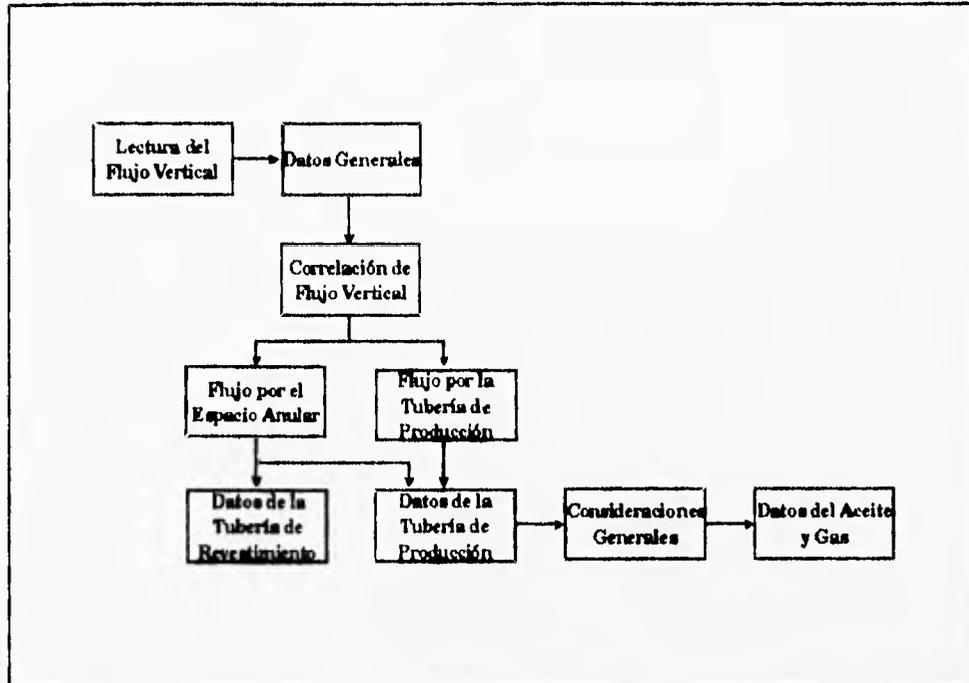


Fig. 3.35. Esquema de la lectura de los datos del flujo vertical.

III.4.13.2.3 Flujo a Través de los Estranguladores.

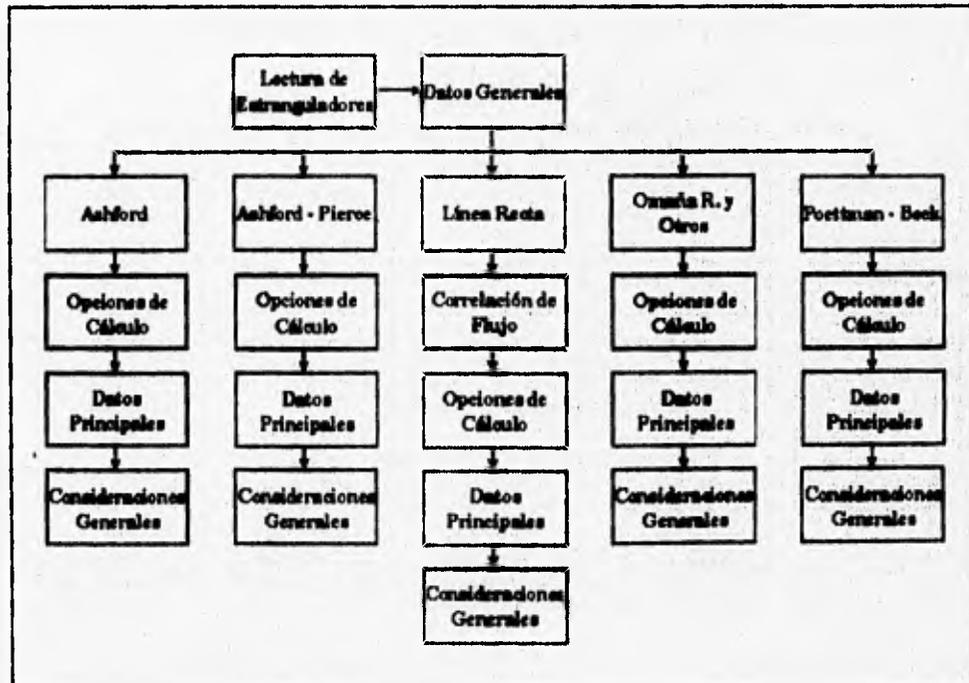


Fig. 3.36. Esquema de la lectura de los datos del flujo por los estranguladores.

III.4.13.2.4 Flujo Multifásico Horizontal.

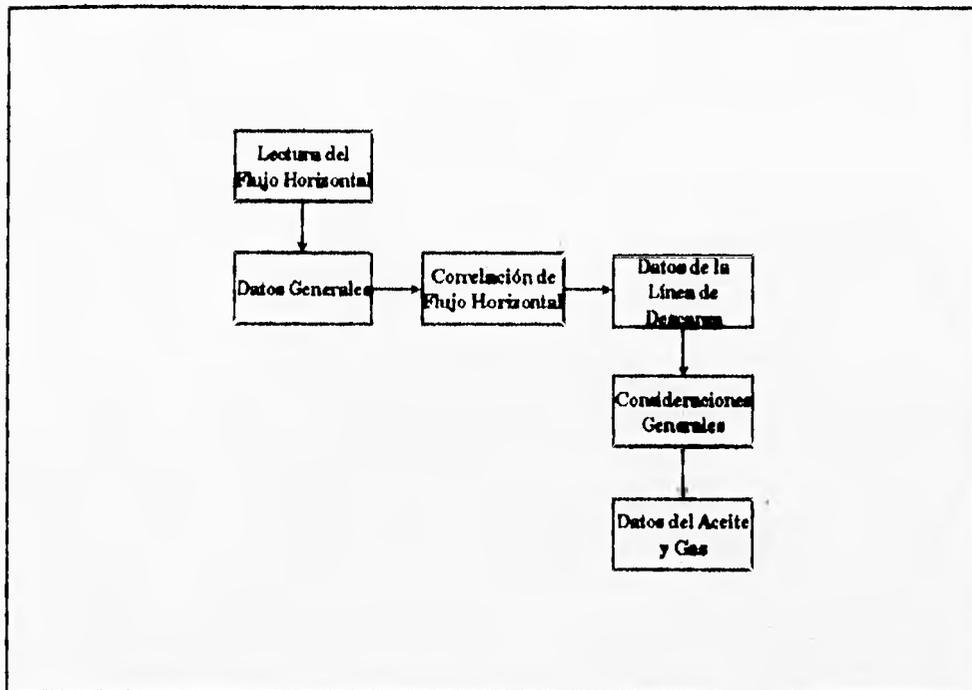


Fig. 3.37. Esquema de la lectura de los datos del flujo horizontal.

III.4.13.2.5 Análisis Integral.

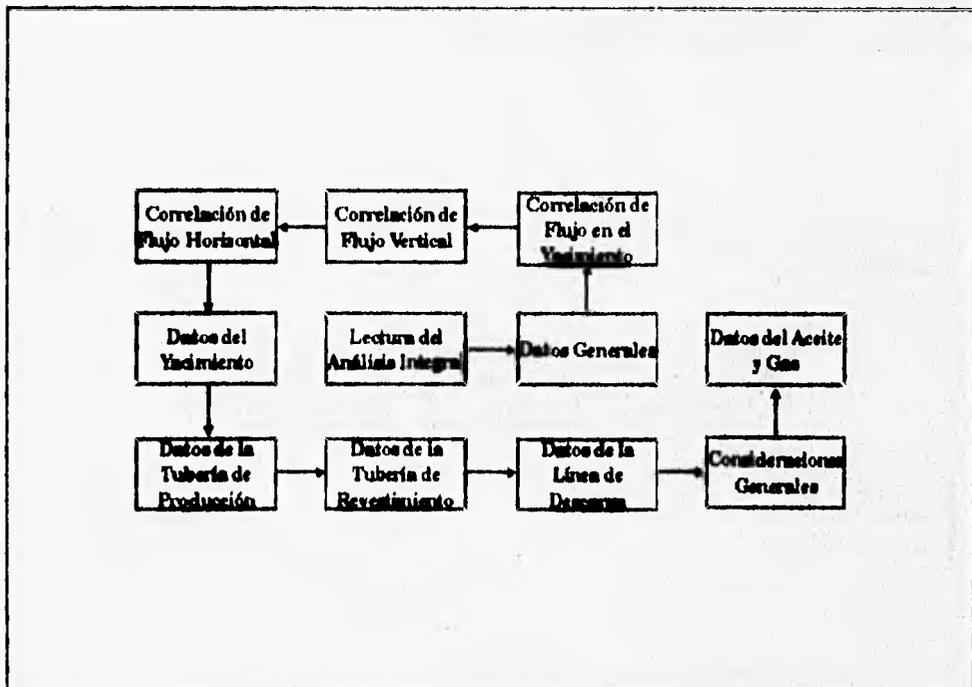


Fig. 3.38. Esquema de la lectura de los datos del análisis integral.

III.4.13.2.6 Esquemas Adicionales de las Lecturas.
III.4.13.2.6.1 Datos Generales.

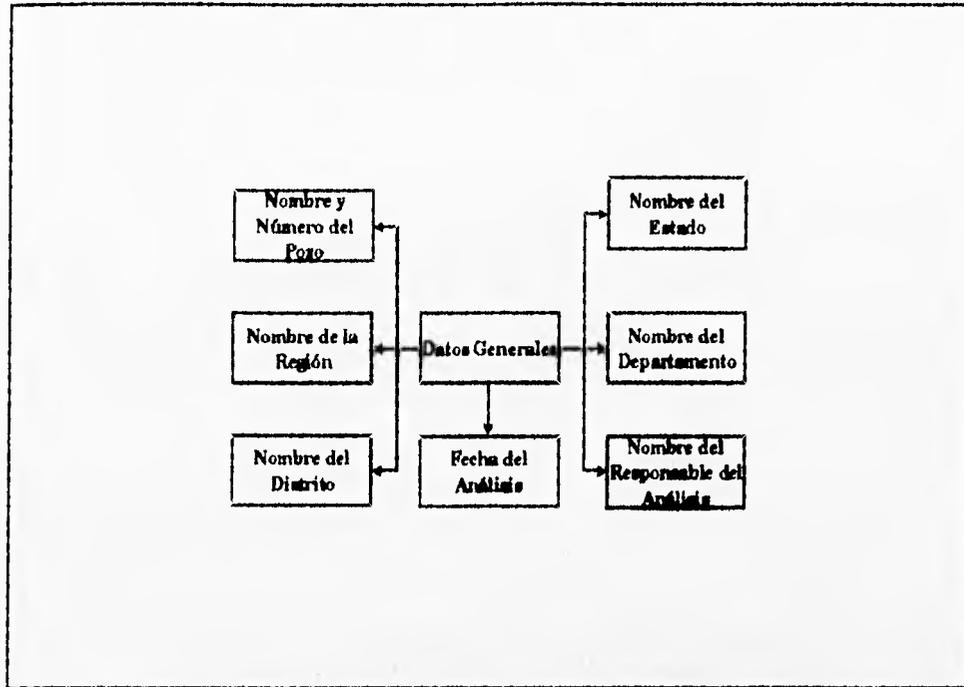


Fig. 3.39. Esquema de la lectura de los datos generales.

III.4.13.2.6.2 Correlaciones de Flujo Multifásico.
III.4.13.2.6.2.1 Vertical y Horizontal.

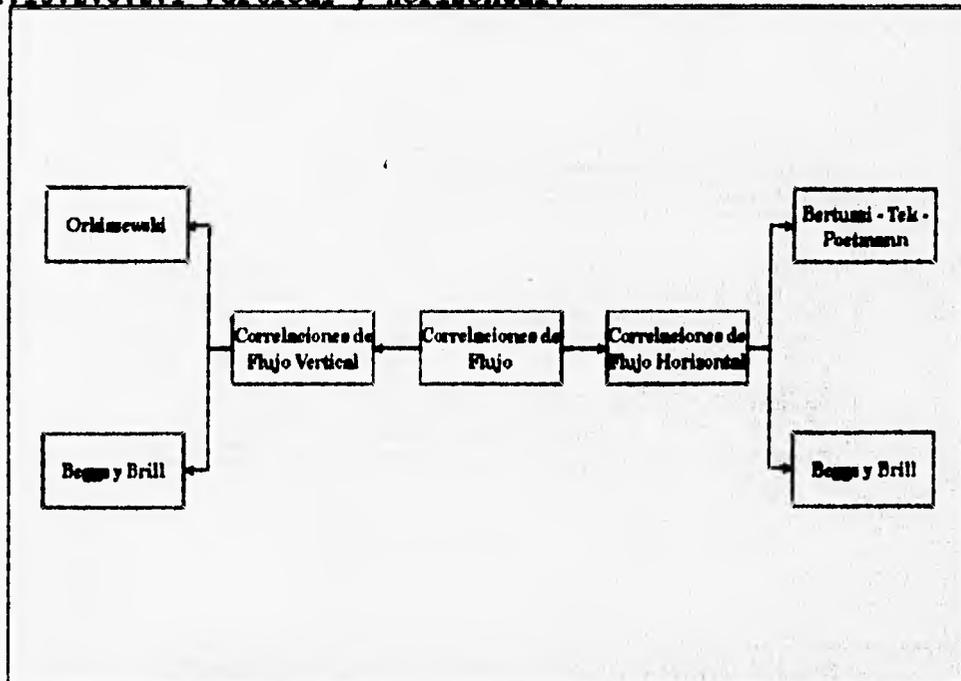


Fig. 3.40. Esquema de la lectura de las correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal.

III.4.13.2.6.2 Estranguladores, Método de la Línea Recta.

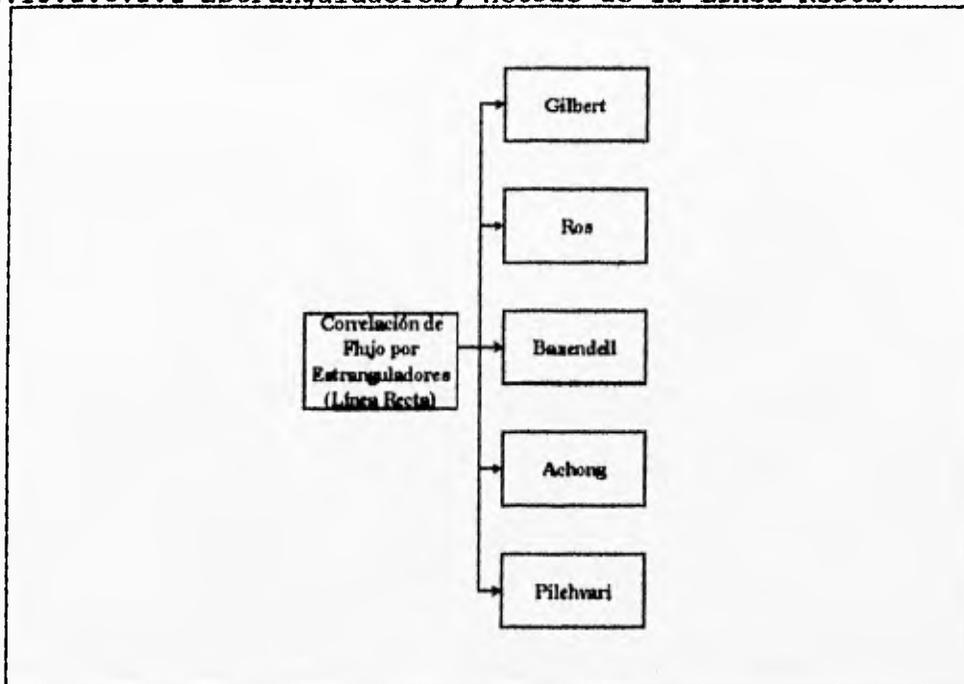


Fig. 3.41. Esquema de la lectura de las correlaciones de flujo multifásico por los estranguladores.

III.4.13.2.6.3 Opciones de Cálculo en el Flujo por los Estranguladores.

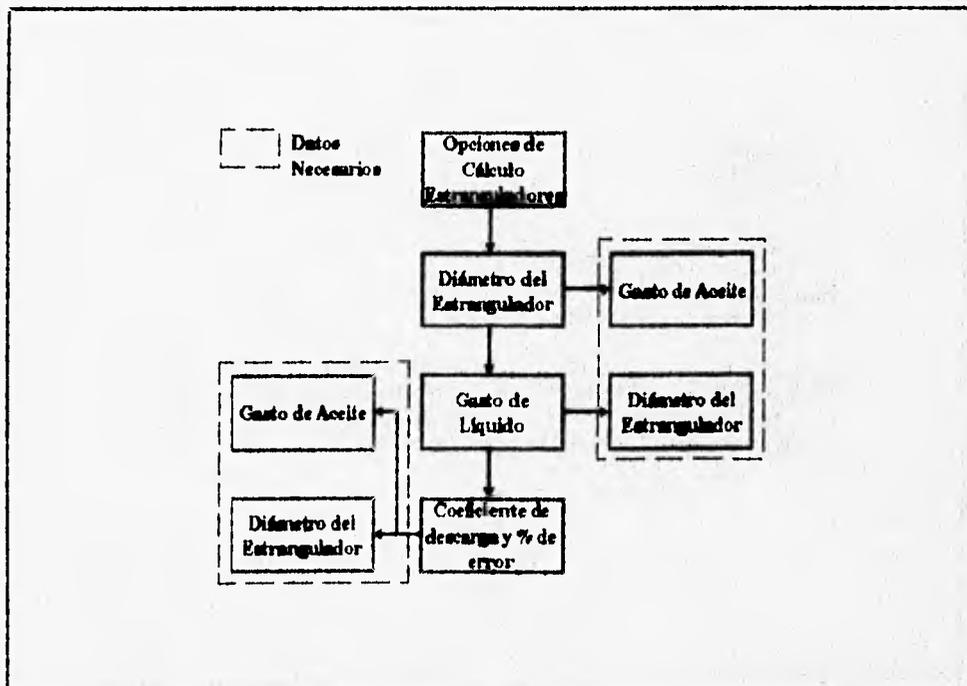


Fig. 3.42. Esquema de las opciones de cálculo en el flujo por los estranguladores.

III.4.13.2.6.4 Datos de las Tuberías.

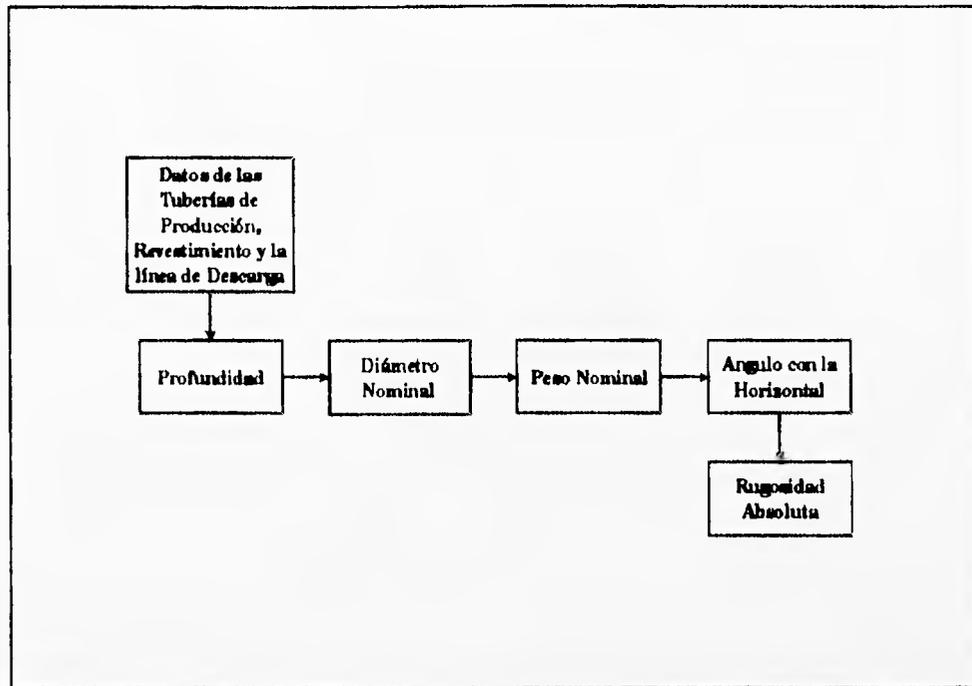


Fig. 3.43. Esquema de la lectura de los datos de las tuberías.

III.4.13.2.6.5 Datos Principales de las Correlaciones de Flujo a Través de los Estranguladores.

III.4.13.2.6.5.1 Ashford.

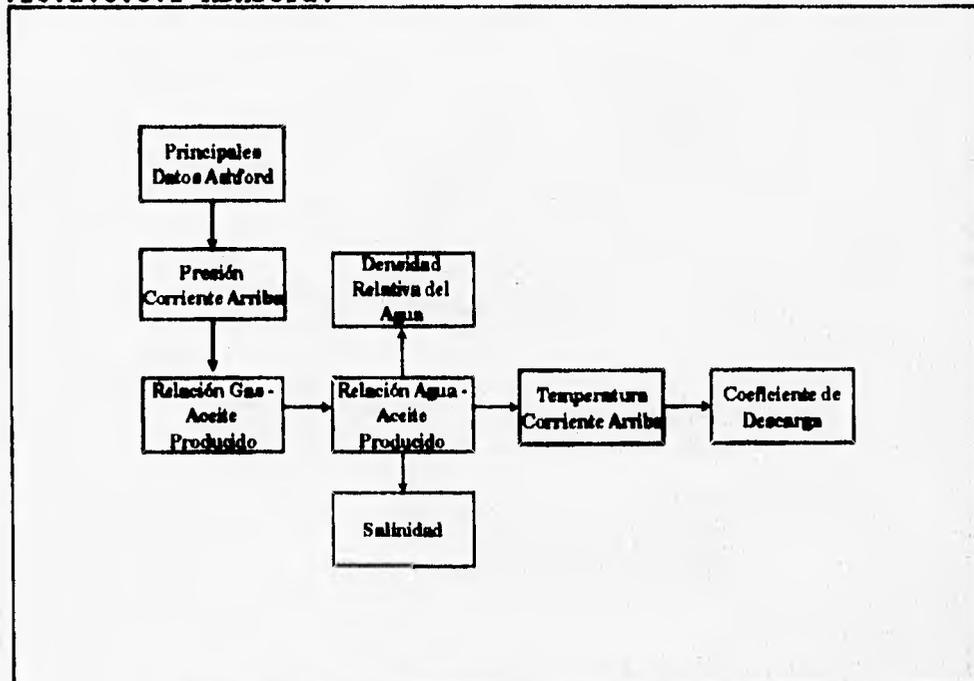


Fig. 3.44. Esquema de la lectura de los principales datos de la correlación de Ashford.

III.4.13.2.6.5.2 Ashford-Pierce.

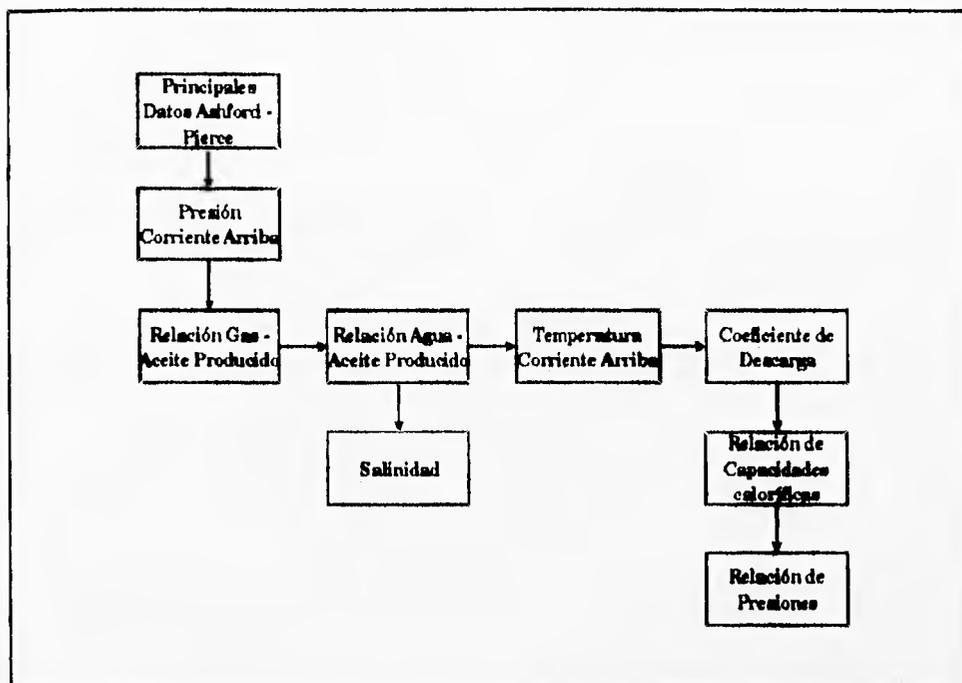


Fig. 3.45. Esquema de la lectura de los principales datos de la correlación de Ashford-Pierce.

III.4.13.2.6.5.3 En Forma de Línea Recta.

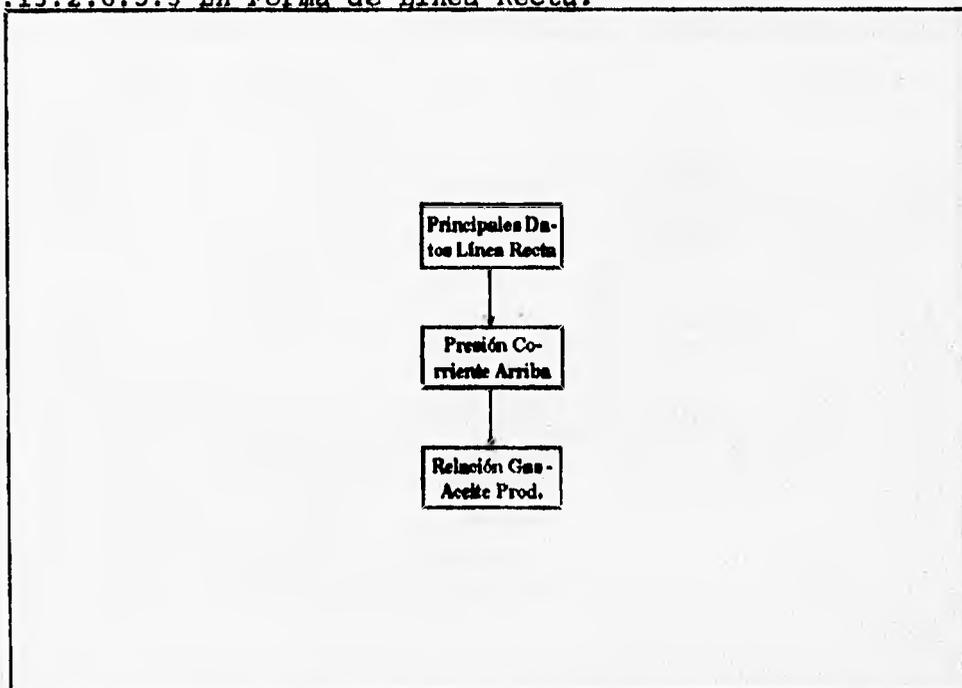


Fig. 3.46. Esquema de la lectura de los principales datos de las correlación de los estranguladores en forma de línea recta.

III.4.13.2.6.5.4 Omaña y Otros.

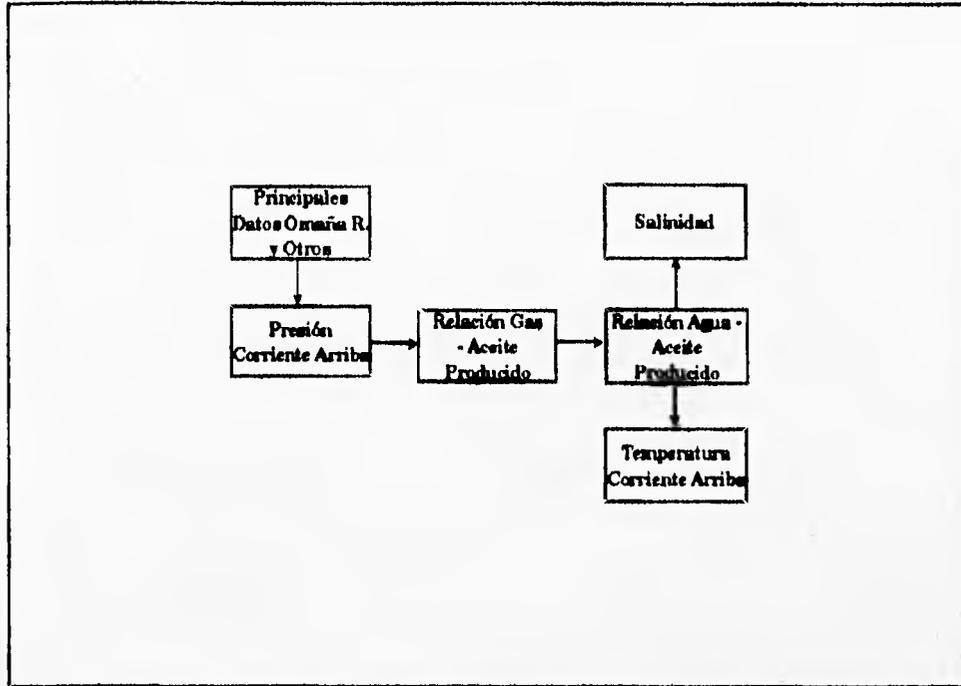


Fig. 3.47. Esquema de la lectura de los principales datos de la correlación de Omaña y otros.

III.4.13.2.6.5.5 Poettmann-Beck.

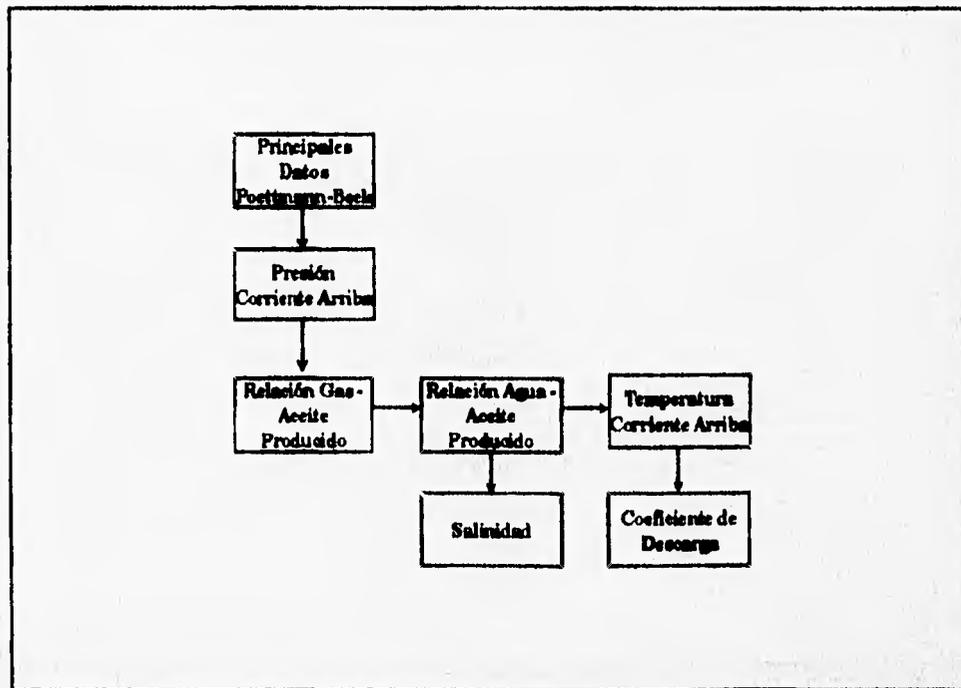


Fig. 3.48. Esquema de la lectura de los principales datos de la correlación de Poettmann-Beck.

III.4.13.2.6.6 Consideraciones.
 III.4.13.2.6.6.1 Flujo Vertical.

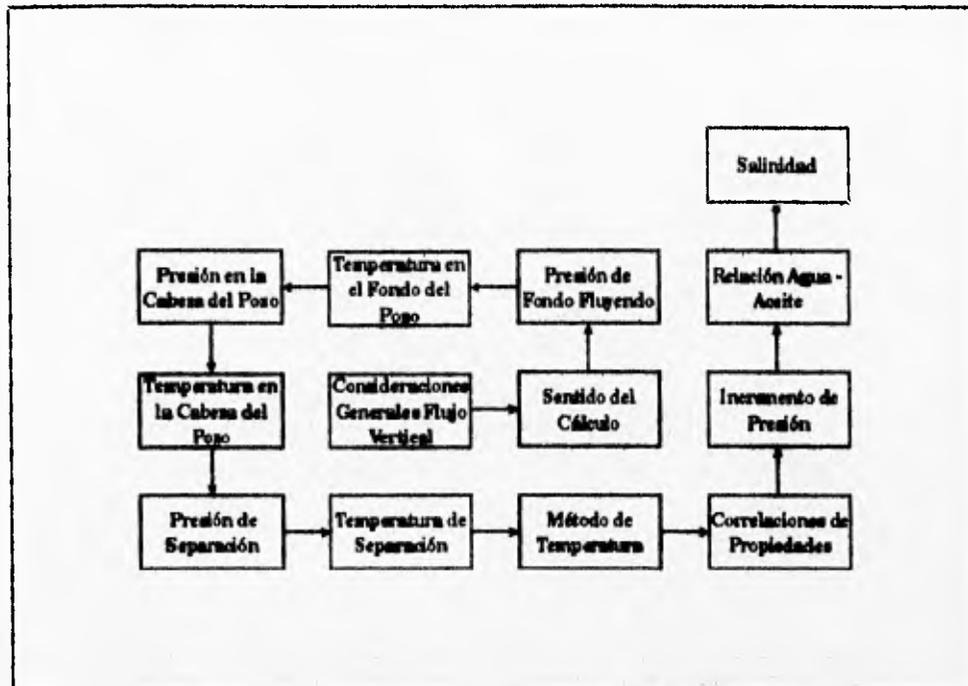


Fig. 3.49. Esquema de la lectura de las consideraciones del flujo vertical.

III.4.13.2.6.6.2 Flujo por los Estranguladores.

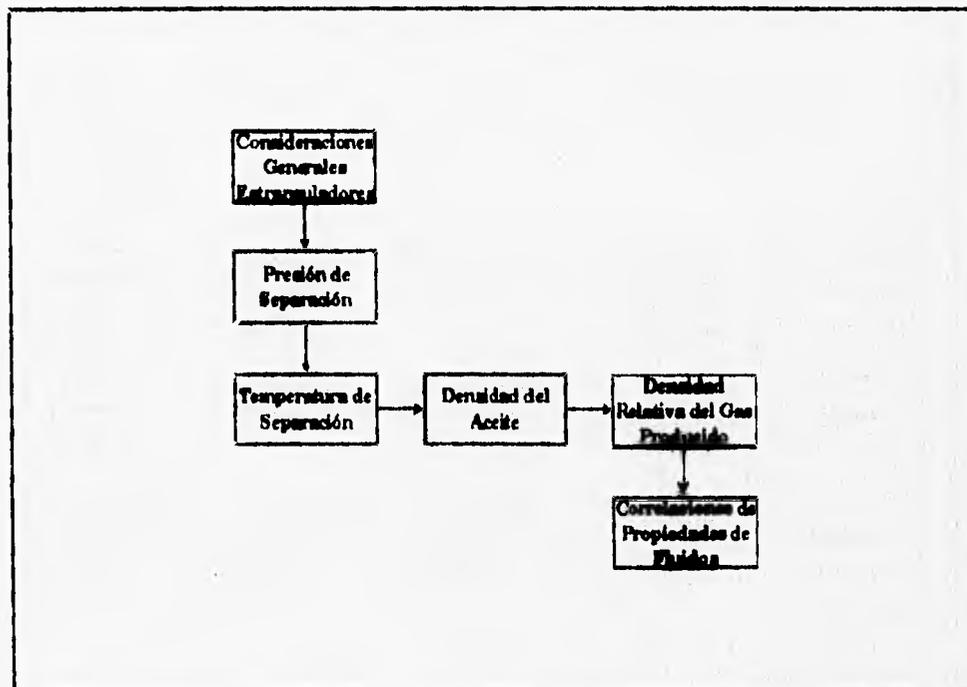


Fig. 3.50. Esquema de la lectura de las consideraciones del flujo por los estranguladores.

III.4.13.2.6.6.5 Generales Flujo Vertical y Horizontal.

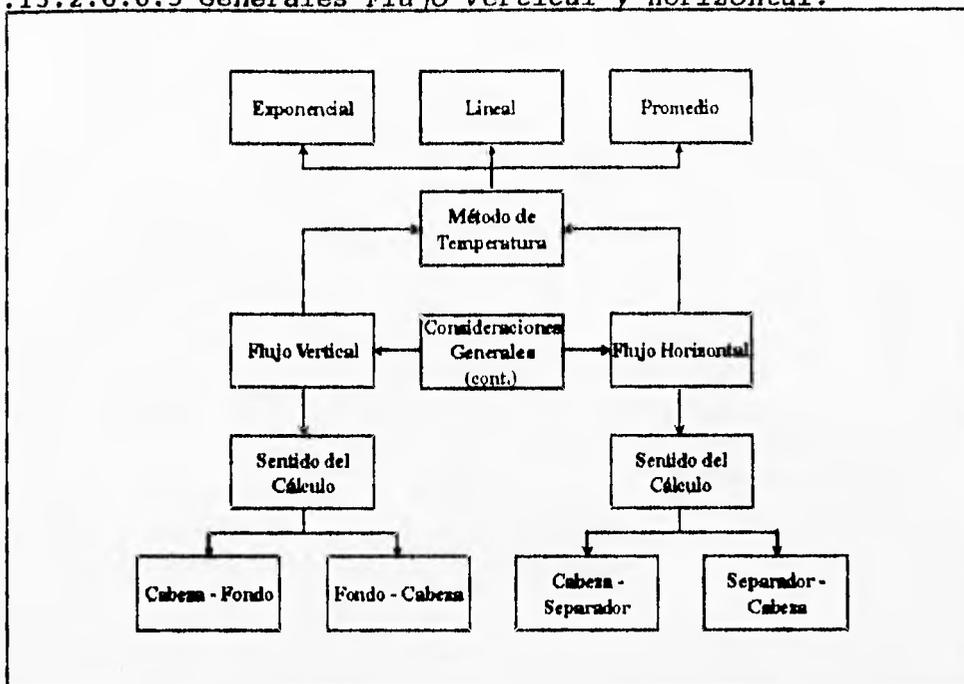


Fig. 3.53. Esquema de la lectura de las consideraciones generales flujo vertical y flujo horizontal.

III.4.13.2.6.7 Propiedades de los Fluidos.

III.4.13.2.6.7.1 Flujo Vertical y Horizontal.

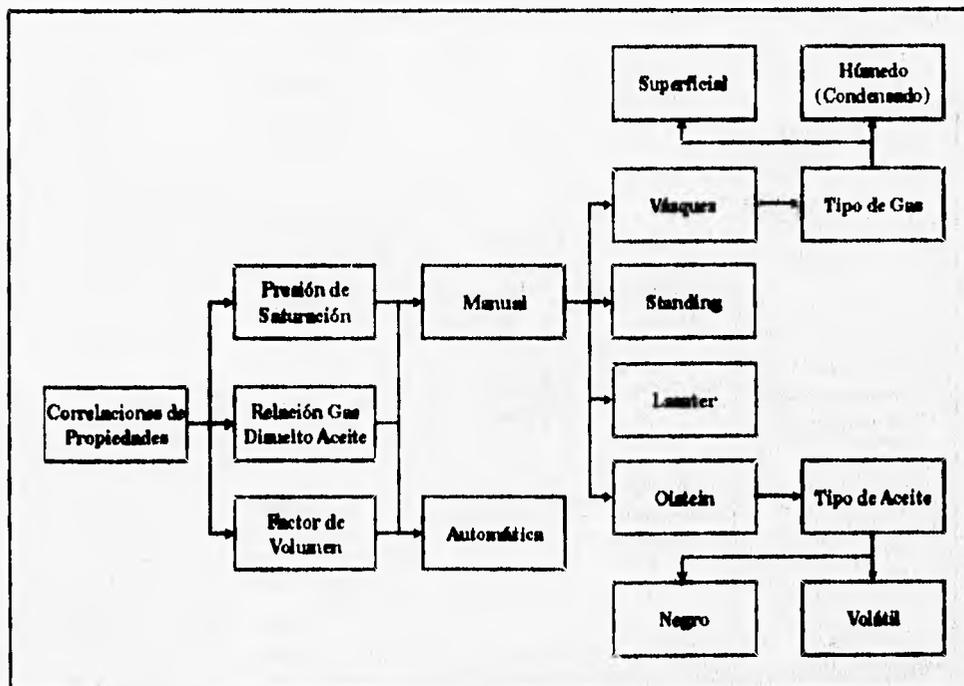


Fig. 3.54. Esquema de la lectura de las propiedades de los fluidos para flujo vertical y horizontal.

III.4.13.2.6.7.2 Flujo por los Estranguladores.

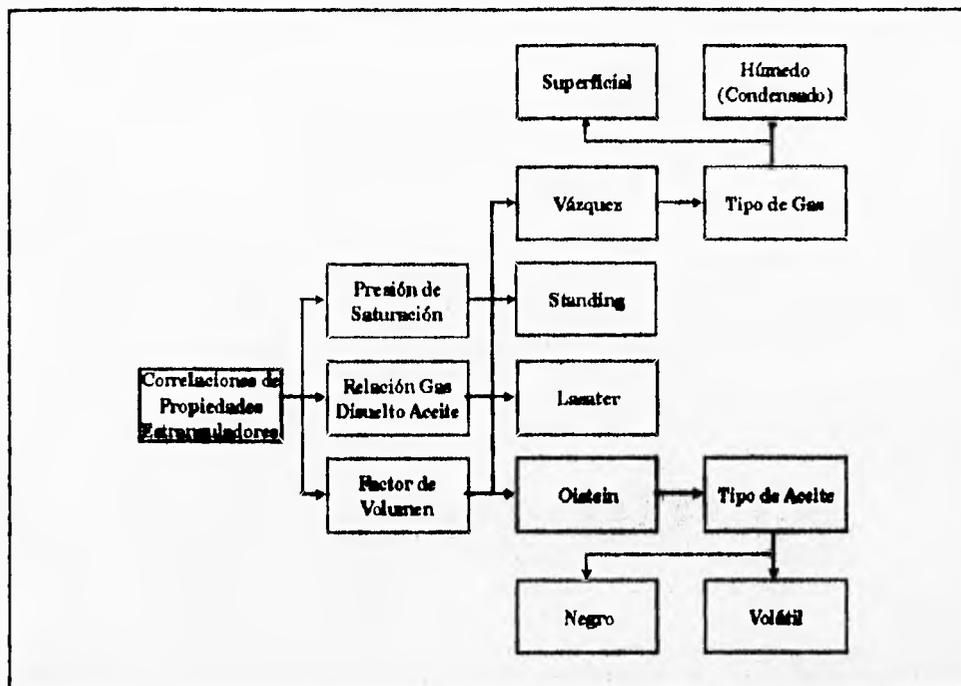


Fig. 3.55. Esquema de la lectura de las propiedades de los fluidos para flujo por los estranguladores.

III.4.13.2.6.7.3 Análisis Integral.

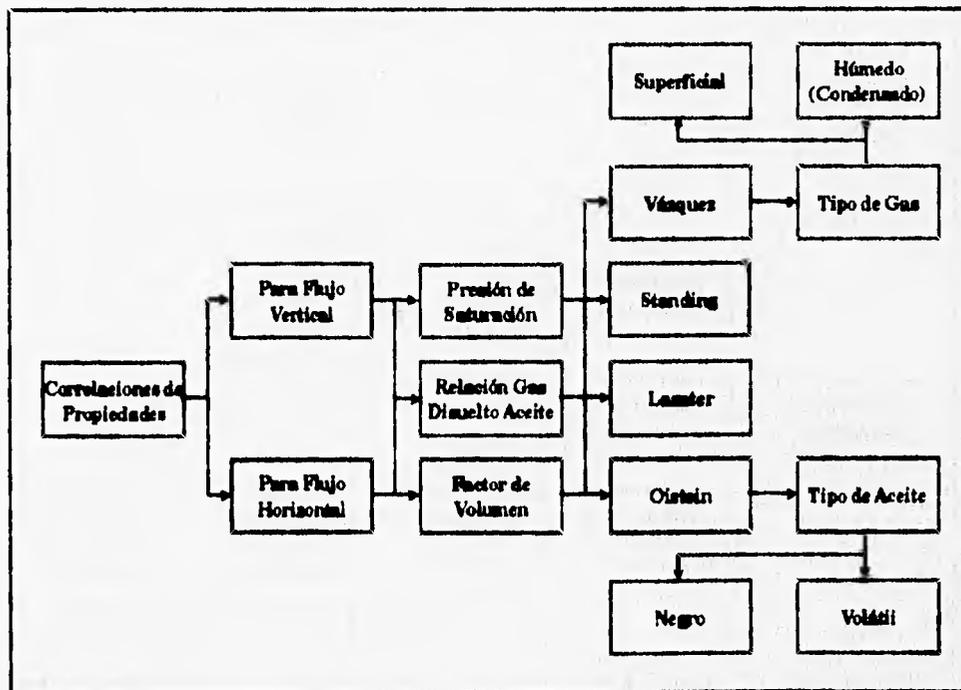


Fig. 3.56. Esquema de la lectura de las propiedades de los fluidos para el análisis integral.

III.4.13.2.6.8 Datos del Aceite y Gas.
III.4.13.2.6.8.1 Flujo Vertical y Horizontal.

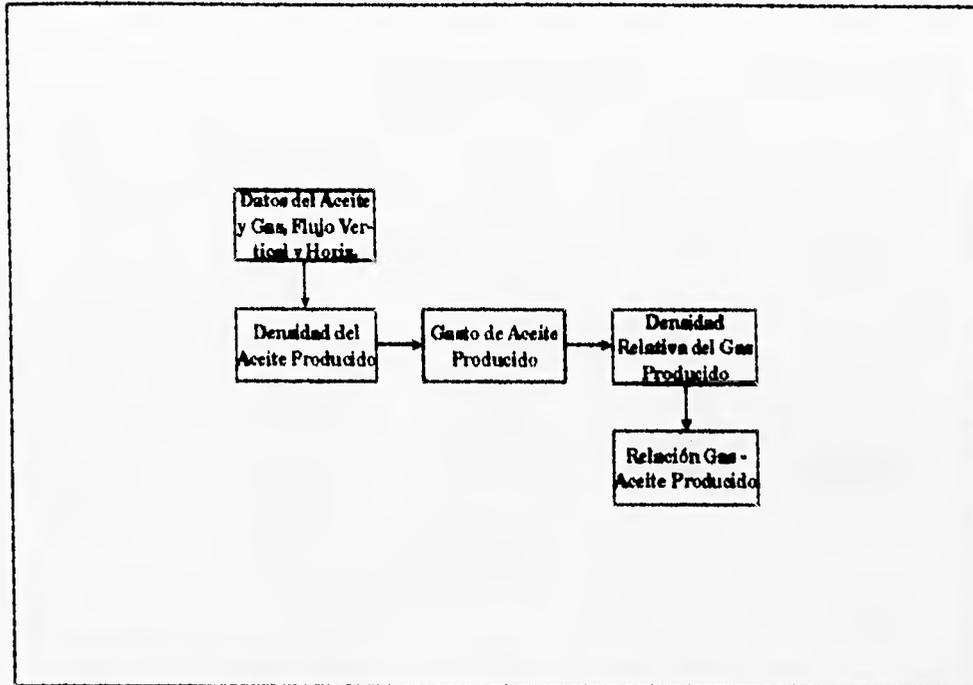


Fig. 3.57. Esquema de la lectura de los datos del aceite y gas para flujo vertical y horizontal.

III.4.13.2.6.8.2 Análisis Integral.

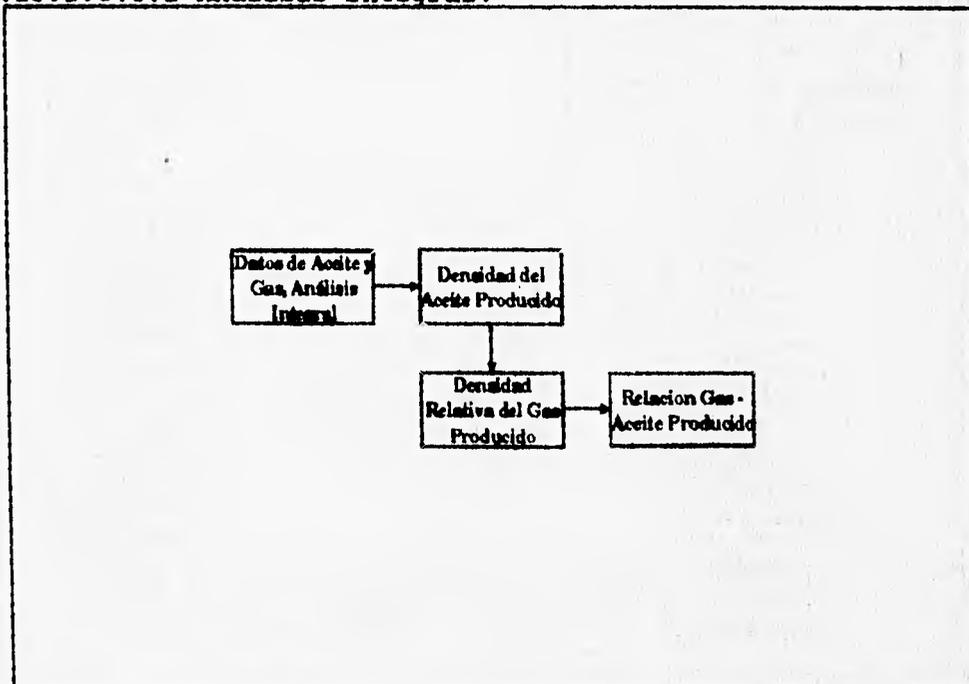


Fig. 3.58. Esquema de la lectura de los datos del aceite y gas para el análisis integral.

III.4.13.3 Esquemas de los Resultados Obtenidos.
 III.4.13.3.1 Flujo en el Yacimiento.

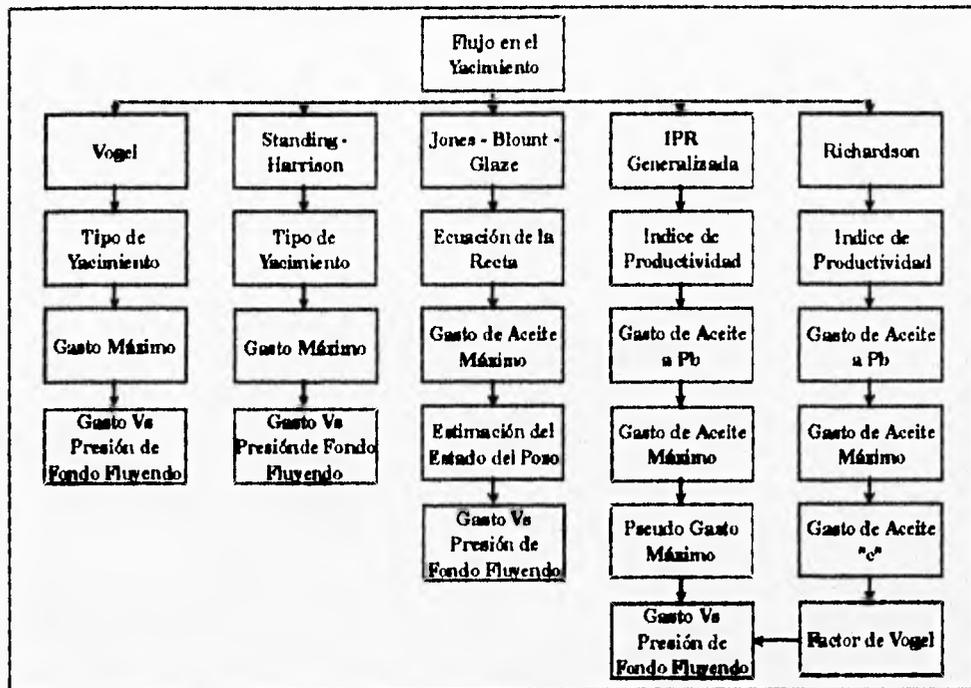


Fig. 3.59. Esquema de los resultados obtenidos en el flujo en el yacimiento.

III.4.13.3.2 Flujo Multifásico Vertical, Horizontal y el Análisis Integral.

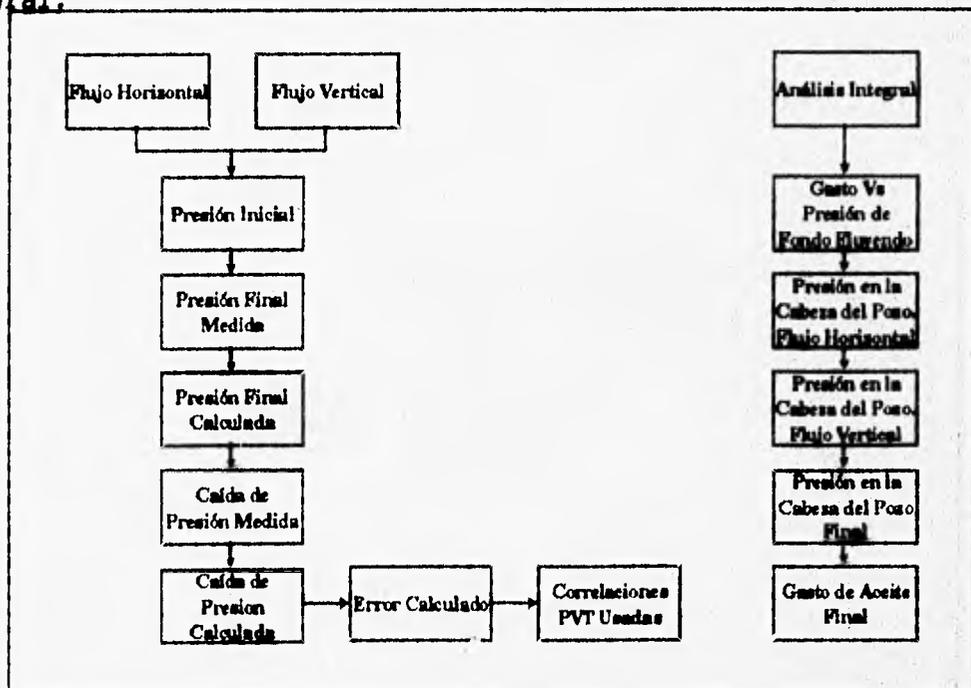


Fig. 3.60. Esquema de los resultados obtenidos en el flujo vertical, horizontal y el análisis integral.

III.4.13.3.3 Flujo por los Estranguladores.

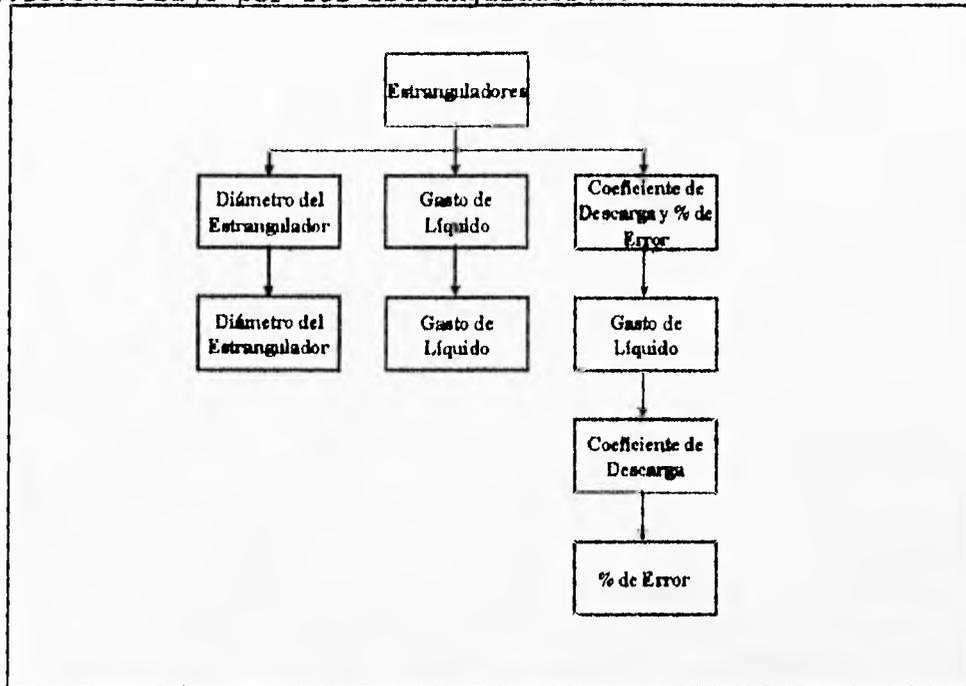


Fig. 3.61. Esquema de los resultados obtenidos en el flujo por los estranguladores.

III.4.13.4 Diccionario de Datos y Rangos.

El diccionario de datos de un programa de cómputo consta de un compendio de las variables utilizadas, sus posibles valores y la ubicación de los módulos en que se utilizan. El diccionario es útil en:

- La documentación del programa para su futuro mantenimiento.
- El diseño de las estructuras de datos del programa.

FLUSIM-DFG cuenta con la validación de los datos proporcionados, por lo que no será posible realizar ningún proceso de cálculo si los valores de las variables no se encuentran dentro de un intervalo previamente definido (rango), Tabla 3.9.

En la versión 1.0 de **FLUSIM-DFG**, el **USUARIO** no podrá cambiar los rangos de verificación de las variables ni el sistema de unidades utilizado (sistema inglés).

En **FLUSIM-DFG** la relación de capacidades caloríficas ($K=C_p/C_v$) y la relación de presiones (R_p =Presión corriente arriba/Presión corriente abajo), si su valor es cero (no se proporcionan), se calculan internamente. Se diseñó de esta manera para que fuera posible proporcionar valores obtenidos por medios experimentales o por valores calculados previamente.

Tabla 3.9 Diccionario de datos de las variables utilizadas.

Nombre de la Variable	Unidades	Mínimo	Máximo	Uso
Angulo de los Tramos de Tr y Tp	[ft]	1.00	90.00	FV, AI
Angulo de la Línea de Descarga	[ft]	0.00	90.00	FH, AI
Coefficiente de Descarga	[adim]	0.60	1.40	FE
Densidad del Aceite Producido	[API]	8.00	45.00	FV, FE, FH, AI
Densidad Relativa del Gas Producido	[adim]	1.00	1.20	FV, FE, FH, AI
Densidad Relativa del Agua Producida	[adim]	0.55	1.20	FE
Diámetro del Estrangulador	[64 avos pg]	12.00	832.00	FE
Diámetro Exterior de la Tp	[pg]	1.05	9.63	FV, AI
Diámetro Interior de la Tp	[pg]	0.82	9.06	FV, AI
Diámetro Interior de la Tr	[pg]	3.83	19.12	FV, AI
Diámetro Interior de la Línea de Desc.	[pg]	2.90	15.78	FH, AI
Eficiencia de Flujo	[adim]	0.50	2.50	FV, AI
Factor de Vogel	[adim]	0.10	0.90	FV, AI
Gasto de Aceite	[bl/dia]	100.00	50000.00	FV, FV, FE, FH
Incremento de Presión	[lb/pg ² abs]	1.00	9000.00	FV, FH
Longitud de los Tramos de Tr y Tp	[ft]	90.00	22000.00	FV, AI
Longitud de la Línea de Descarga	[ft]	90.00	99000.00	FH, AI
Número de Pruebas (Jones)	[adim]	2.00	4.00	FV, AI
Número de Pruebas (Richarson)	[adim]	1.00	3.00	FV, AI
Número de Tramos de Tubería	[adim]	16.00	1.00	FV, FH, AI
Presión Corriente Arriba	[lb/pg ² abs]	2000.00	150.00	FE
Presión en la Cabeza del Pozo	[lb/pg ² abs]	5000.00	30.00	FV, FH
Presión de Fondo Estática	[lb/pg ² abs]	7000.00	500.00	FV, AI
Presión de Fondo Fluyendo ²	[lb/pg ² abs]	6985.00	485.00	FV, FV, AI
Presión de Saturación	[lb/pg ² abs]	7000.00	500.00	FV, AI
Presión de Separación	[lb/pg ² abs]	1200.00	30.00	FV, FE, FH, AI
Relación Agua-Aceite	[bl _w /bl _o]	10.00	0.00	FV, FE, FH, AI
Relación de Capacidades Caloríficas ³	[adim]	0.00	1.40	FE
Relación de Presiones ³	[adim]	0.00	1.00	FE
Relación Gas-Aceite	[pie ³ /bl]	30.00	7000.00	FV, FE, FH, AI
Rugosidad de las Tuberías	[pg]	0.00001	0.05	FV, FH, AI
Salinidad del Agua Producida	[ppm]	300000.00	10000.00	FV, FE, FH, AI
Temperatura Corriente Arriba	[°f]	80.00	200.00	FE
Temperatura en el Fondo del Pozo	[°f]	70.00	300.00	FV, AI
Temperatura en la Cabeza del Pozo	[°f]	60.00	200.00	FV, FE, FH, AI
Temperatura de Separación	[°f]	70.00	170.00	FV, FE, FH, AI

FV : Flujo en el Yacimiento.

FH : Flujo Horizontal.

FV : Flujo Vertical.

AI : Análisis Integral.

FE : Flujo por los Estranguladores.

² Obtenida a partir de la presión de fondo estática absoluta, menos 14.7 lb/pg².

³ Si el valor no es proporcionado (es igual a cero), PLUSIM-DPG lo calculará.

IV EJEMPLOS DE APLICACION.

Un paso importante en el desarrollo de un programa de cómputo es el realizar una prueba de escritorio para verificar su correcto funcionamiento. Con el fin de validar los resultados obtenidos por medio de **FLUSIM-DFG**, se investigaron algunos ejemplos para cada una de las correlaciones empleadas.

Los ejemplos fueron tomados de diferentes fuentes, y en sus referencias particulares se indica tanto los lugares donde se obtuvieron, como las páginas donde se encuentran.

Los resultados de los ejemplos se respetaron, no importando los errores de redondeo o de precisión en la lectura de algunas gráficas.

Para cada ejemplo, se obtuvieron los resultados empleando **FLUSIM-DFG**. En este trabajo se muestran los resultados obtenidos en forma tabular y en forma gráfica. Las gráficas se obtuvieron configurándolas con: Marco, malla y ejes dobles. Cabe aclarar que en las gráficas de **FLUSIM-DFG** no es posible desplegar las leyendas de cada una de las curvas. En este trabajo las leyendas se agregaron a las gráficas de forma manual, por medio de un programa de manejo de imágenes por computadora.

En el caso particular de los ejemplos del flujo por los estranguladores superficiales, se realizaron análisis de sensibilidad con respecto a las correlaciones, para obtener: la presión de saturación, la relación gas aceite y el factor de volumen del aceite.

Por último, los resultados obtenidos en la bibliografía se compararon paso a paso con los calculados con **FLUSIM-DFG**.

IV.1 Flujo en el Yacimiento.

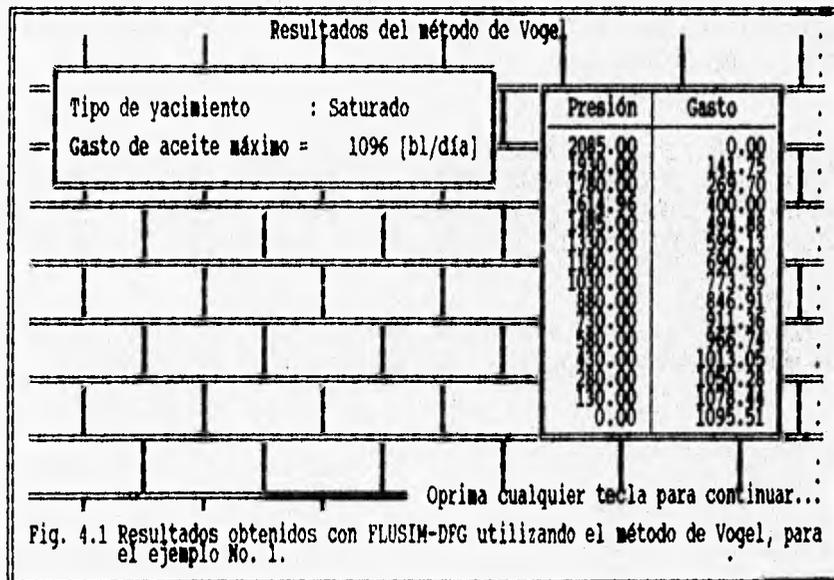
IV.1.1 Método de Vogel.

Ejemplo 1 (Ref 4.1).

Un pozo produce en un yacimiento el cual tiene una presión de fondo estática de 2085 [lb/pg²abs]. El gasto obtenido de una prueba de producción estabilizada resultó de 282 [bl/día] y la presión de fondo fluyendo, medida en forma simultánea, fue de 1765 [lb/pg²abs]. De datos PVT se sabe que la presión de saturación es de 2100 [lb/pg²abs]. Con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Vogel calcular:

- 1) El gasto de producción cuando la presión de fondo fluyendo es igual a cero (gasto máximo).
- 2) El gasto de producción cuando la presión de fondo fluyendo es de 1485 [lb/pg²abs].
- 3) La presión de fondo fluyendo necesaria para producir un gasto de 400 [bl/día].
- 4) Construir la curva de IPR.

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación 1.176, despejando q_{omax} y sustituyendo valores:

$$q_{o\text{m}áx} = \frac{282}{\left[1 - 0.2 \left(\frac{1765}{2085} \right) - 0.8 \left(\frac{1765}{2085} \right)^2 \right]}$$

$$q_{o\text{máx}} = 1097 \text{ [bl/día]}$$

- 2) Utilizando la ecuación 1.176, despejando q_o y sustituyendo valores:

$$q_o = 1097 \left[1 - 0.2 \left(\frac{1485}{2085} \right) - 0.8 \left(\frac{1485}{2085} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 496 \text{ [bl/día]}$$

- 3) Utilizando la ecuación 1.178 y sustituyendo valores:

$$P_{wf} = 0.125(2085) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left[\frac{400}{1097} \right]} \right]$$

$$P_{wf} = 1618 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

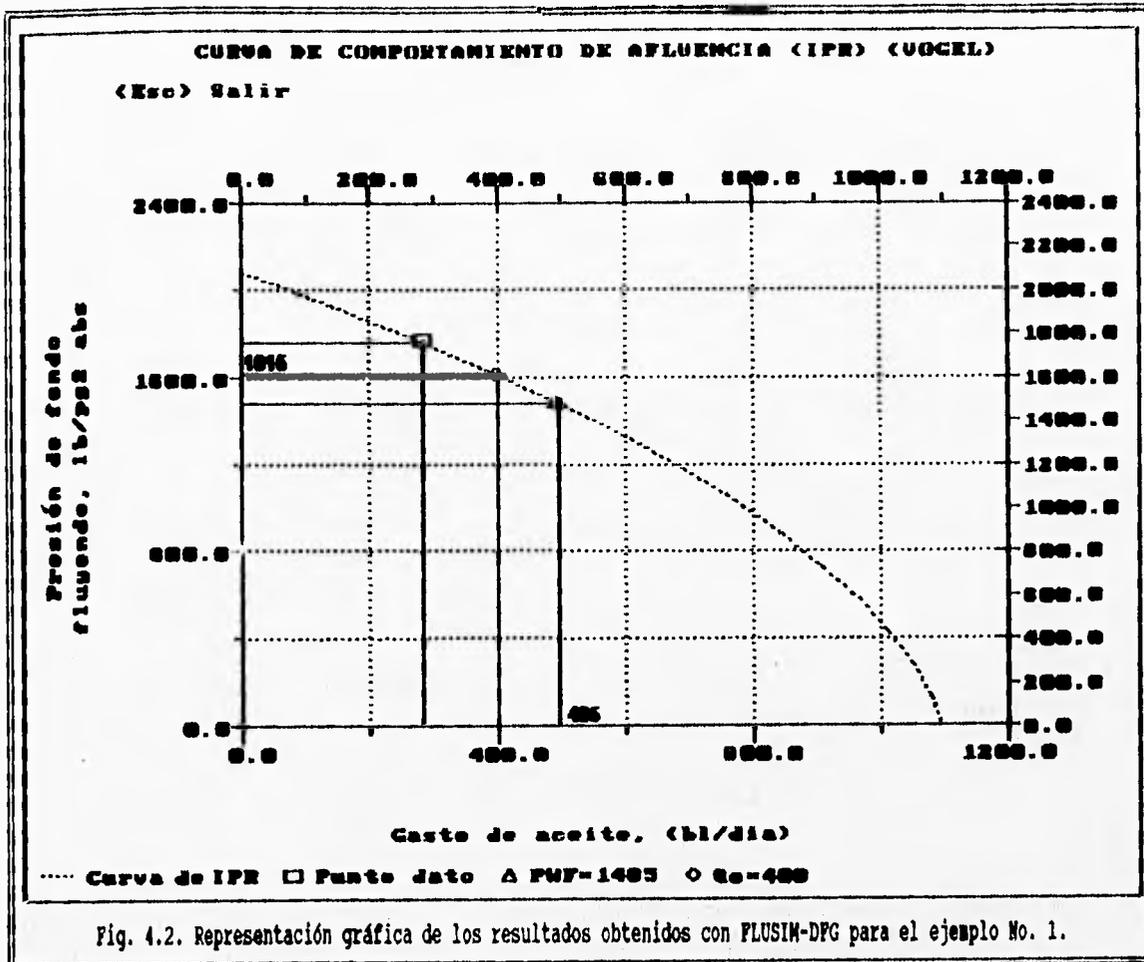
- 4) Utilizando la ecuación 1.178 para construir la curva de IPR y sustituyendo valores:

$$P_{wf} = 0.125(2085) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left[\frac{q_o}{1097} \right]} \right]$$

- 5) Los resultados obtenidos con **FLUSIM-DFG** se muestran en la Fig. 4.1 y su representación gráfica en la Fig. 4.2; mientras que en la tabla 4.1 se muestra la comparación entre los datos obtenidos por medio de **FLUSIM-DFG** y a partir de la ecuación de Vogel.

Tabla 4.1. Comparación entre los resultados obtenidos con la ecuación de Vogel y con **FLUSIM-DFG**.

	Ecuación de Vogel	Con FLUSIM-DFG
$q_{o\text{máx}}$ [bl/día]	1097.00	1096.00
q_o [bl/día]	496.00	494.88
P_{wf} [lb/pg ² abs]	1618.00	1614.96



IV.1.2 Método de Standing-Harrison.

Ejemplo 2 (Ref 4.2).

Usando los siguientes datos de un pozo, construir las curvas de IPR para las eficiencias de flujo de 0.7, 1.0 y 1.3. Las condiciones actuales son:

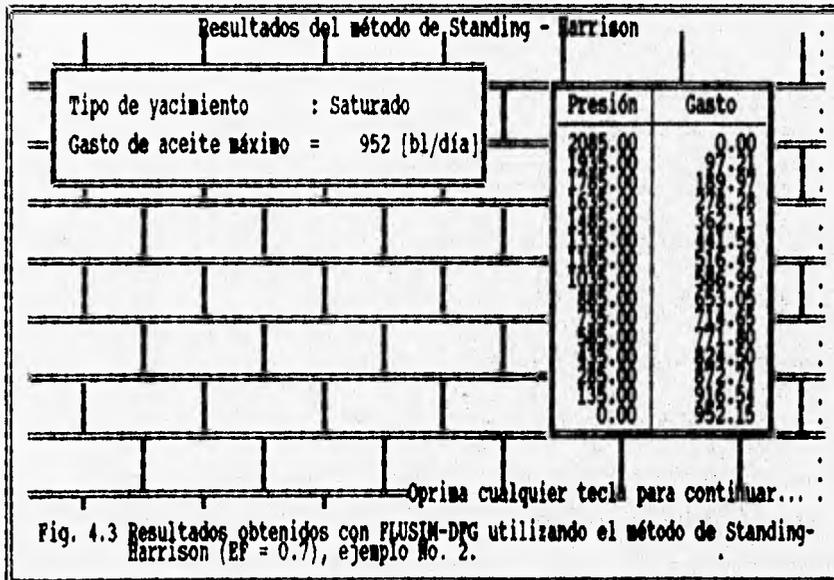
$$\begin{aligned} EF &= 0.7 \\ P_{ws} &= 2085 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]} \\ P_D &= 2100 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]} \end{aligned}$$

De la prueba de producción para EF = 0.7, se sabe que:

$$\begin{aligned} q_o &= 202 \text{ [bl/día]} \text{ y} \\ P_{wf} &= 1765 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]} \end{aligned}$$

- 1) Obtener el gasto de aceite máximo.
- 2) Determinar la ecuación para obtener el gasto de aceite para cualquier eficiencia de flujo.
- 3) Calcular el gasto de aceite máximo para EF = 1.3.
- 4) Construir las curvas de IPR para EF = 0.7, EF = 1 y EF = 1.3.

Solución:



- 1) Combinando las ecuaciones 1.187 y 1.188:

$$\frac{q_o}{q_{o_{m\acute{a}x}_{EF=1}}} = 1 - 0.2 \left[1 - EF + EF \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right] - 0.8 \left[1 - EF + EF \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right]^2$$

Simplificado:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}_{EF=1}} = 1.8 EF \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 EF^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

Con esta ecuación general se construirán las tres curvas de IPR. Despejando $q_{o\text{máx}}_{EF=1}$ Y sustituyendo valores:

$$q_{o\text{máx}}_{EF=1} = \frac{202}{1.8(0.7) \left(1 - \frac{1765}{2085} \right) - 0.8(0.7)^2 \left(1 - \frac{1765}{2085} \right)^2}$$

$$q_{o\text{máx}}_{EF=1} = 1100 \text{ [bl/día]}$$

- 2) Finalmente la ecuación para obtener las tres curvas de este ejemplo es:

$$q_o = 1100 \left[1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{2085} \right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{2085} \right)^2 \right]$$

Resultados del método de Standing - Harrison		
Tipo de yacimiento	: Saturado	
Gasto de aceite máximo	= 1100 [bl/día]	
	Presión	Gasto
	2085.00	0.00
	1987.00	137.89
	1892.00	266.62
	1800.00	386.27
	1710.00	496.81
	1622.00	598.25
	1535.00	690.59
	1450.00	773.73
	1365.00	847.90
	1285.00	912.61
	1205.00	968.40
	1130.00	1015.79
	1055.00	1054.28
	985.00	1083.48
	915.00	1099.78
	845.00	
	775.00	
	705.00	
	635.00	
	565.00	
	495.00	
	425.00	
	355.00	
	285.00	
	215.00	
	145.00	
	75.00	
	0.00	

Oprima cualquier tecla para continuar...

Fig. 4.4 Resultados obtenidos con FLUSIM-DPG utilizando el método de Standing-Harrison (EF = 1.0), ejemplo No. 2.

- 3) Existe un error propio del método en la obtención del gasto máximo para eficiencias de flujo mayores a uno, por lo cual, una buena aproximación entre la relación de $q_{o\text{máx}}_{EF=1}$ Y $q_{o\text{máx}}_{EF>1}$ está dada por la ecuación:

$$q_{o\text{máx}}_{EF>1} = q_{o\text{máx}}_{EF=1.0} (0.624 + 0.376 EF)$$

Con lo cual:

$$q_{o\text{máx}}_{EF>1} = 1100 (0.624 + 0.376 (1.3))$$

$$q_{o\text{máx}}_{EF=1.3} = 1224 \text{ [bl/día]}$$

- 4) Los resultados obtenidos al emplear la ecuación general se muestran en la tabla 4.2 y la comparación de los resultados obtenidos con **FLUSIM-DFG** y la ecuación de Standing se muestra en la tabla 4.3.

Tabla 4.2 Resultados obtenidos al aplicar la ecuación general.

P _{wf} lb/pg ² abs	q _o [bl/día]		
	EF = 0.7	EF = 1.0	EF = 1.3
2085	0	0	0
1800	181	254	324
1765	202	283	360
1600	300	413	518
1300	461	621	758
1000	604	792	937
700	730	927	1054
300	871	1050	--
0	955	1100	1224

Tabla 4.3. Comparación entre los resultados obtenidos con la ecuación de Standing y con **FLUSIM-DFG**.

	Ecuación de Standing	Con FLUSIM-DFG
q _{omáx} EF=0.7 [bl/día]	955	952
q _{omáx} EF=1.0 [bl/día]	1100	1100
q _{omáx} EF=1.3 [bl/día]	1224	1244

Para poder introducir los datos a **FLUSIM-DFG** es necesario proporcionarle un valor de presión de fondo fluyendo y un valor de gasto. Por este motivo se emplearon los gastos obtenidos con el dato de presión de fondo fluyendo de 1765 lb/pg²abs, para las eficiencias de flujo de 1.0 y 1.3, es decir:

$$q_{oEF=1.0} = 283.16 \text{ [bl/día]}$$

$$q_{oEF=1.3} = 360.02 \text{ [bl/día]}$$

Los resultados obtenidos con **FLUSIM-DFG** se muestran en las figuras 4.3, 4.4 y 4.5 y su representación gráfica en la Fig. 4.6.

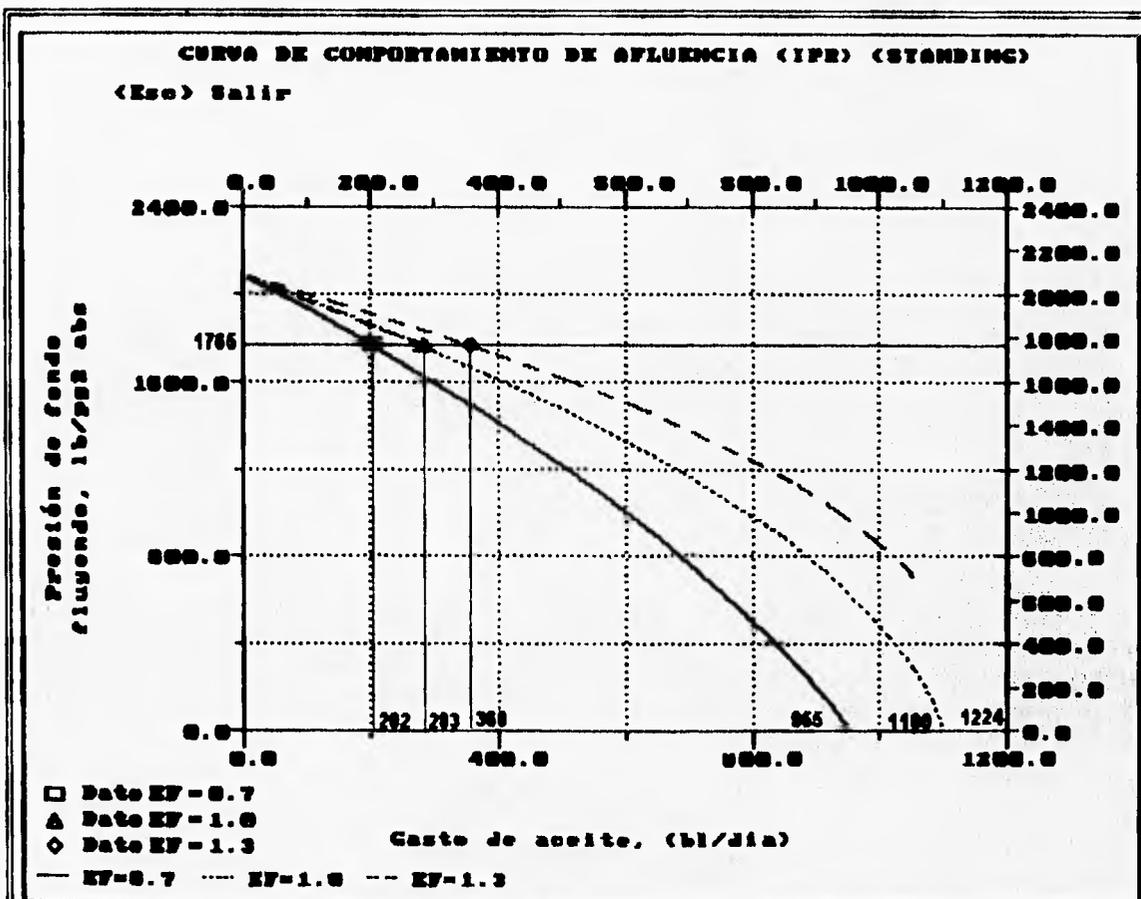
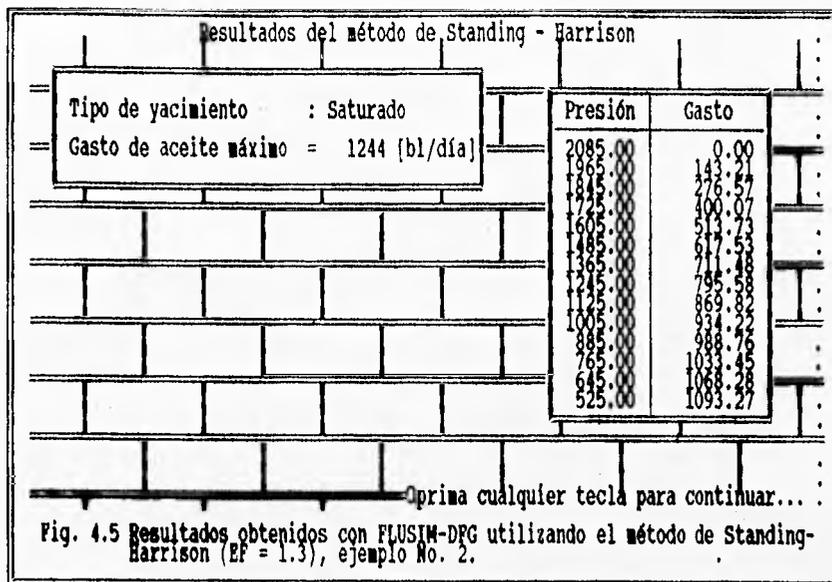


Fig. 4.6. Representación gráfica de los resultados obtenidos con FLUSIM-DPG para el ejemplo No. 2.

IV.1.3 Método de Jones, Blount y Glaze.

Ejemplo 3 (Ref 4.3).

En un pozo se realizó una prueba de producción a gasto variable, los resultados de la prueba se muestran en la tabla 4.4. Al medir la presión estática del yacimiento se obtuvo un valor de 3600 [lb/pg²abs]. Con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Jones, Blount y Glaze calcular:

- 1) El valor de C y D (ordenada al origen y pendiente) de la ecuación de la línea recta.
- 2) El gasto máximo.
- 3) El estado del pozo.
- 4) Construir la curva de IPR para flujo turbulento.

Tabla 4.4 Resultados obtenidos de una prueba de producción a gasto variable.

P_{wf} [lb/pg ² abs]	q_o [bl/día]
3170	263
2897	383
2440	497
2150	640

Solución:

- 1) Calculando los puntos de la recta del método de Jones se obtiene la tabla 4.5.

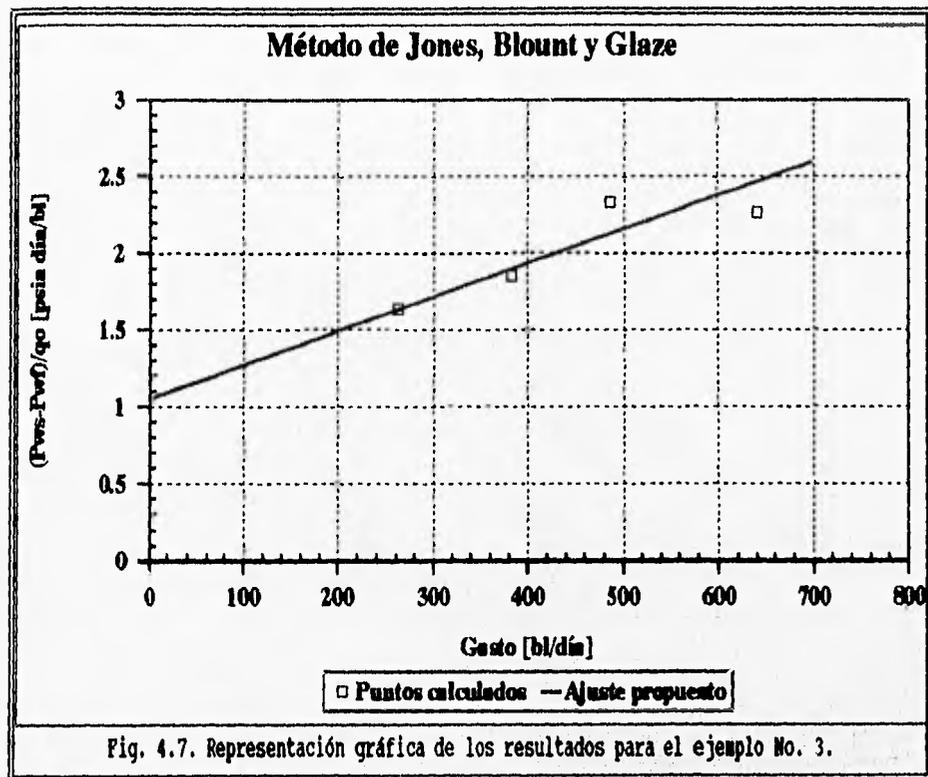
Tabla 4.5 Puntos de la recta del método de Jones.

P_{wf} [lb/pg ² abs]	q_o [bl/día]	$\frac{P_{ws}-P_{wf}}{q_o}$ [lb/pg ² abs día/bl]
3170	263	1.635
2897	383	1.850
2440	497	2.334
2150	640	2.266

Al realizar el ajuste a una línea recta de los puntos calculados, (en la referencia se leen de la gráfica los valores de C y D, Fig 4.7.), se tiene:

$$C = 1.05 \left[\frac{\text{lb/pg}^2\text{abs}}{\text{bl/día}} \right]$$

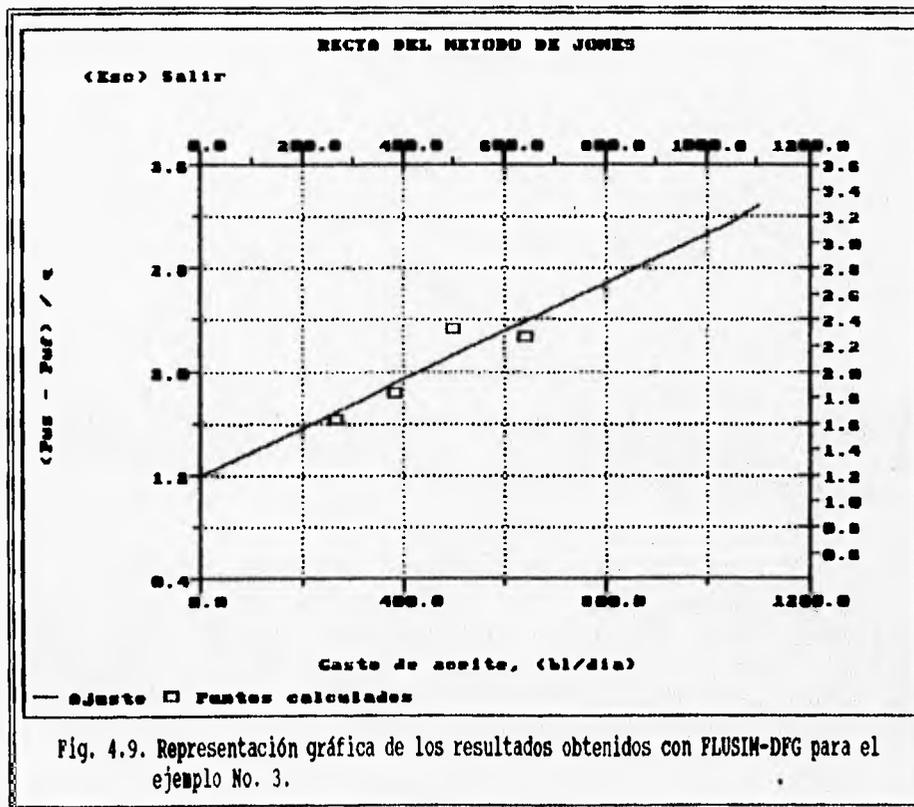
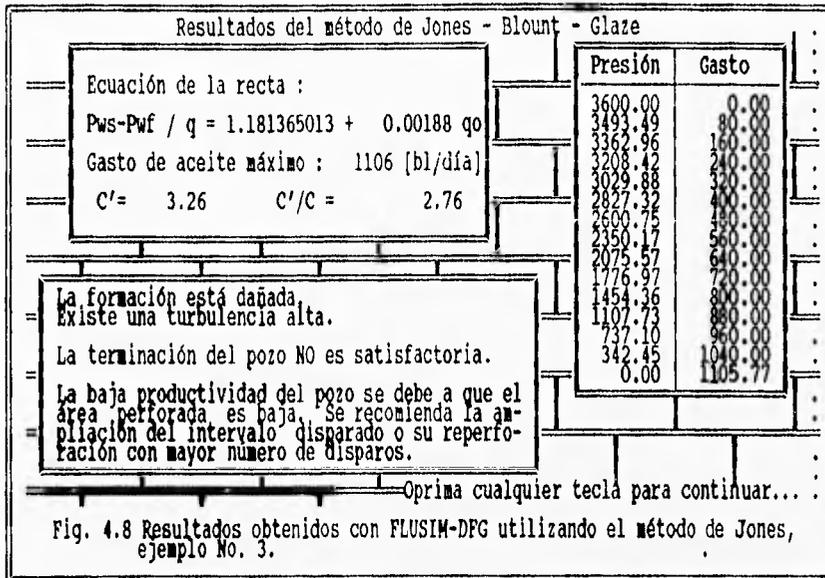
$$D = 2.2 \times 10^{-3} \left[\frac{\text{lb/pg}^2 \text{abs}}{(\text{bl/día})^2} \right]$$



Los resultados obtenidos utilizando **FLUSIM-DFG** se muestran en la Fig. 4.8.

$$C = 1.18 \left[\frac{\text{lb/pg}^2 \text{abs}}{\text{bl/día}} \right]$$

$$D = 1.87 \times 10^{-3} \left[\frac{\text{lb/pg}^2 \text{abs}}{(\text{bl/día})^2} \right]$$



2) Utilizando la ecuación 1.175 y sustituyendo valores el gasto máximo con los datos del ejemplo es:

$$q_{o_{m\acute{a}x}} = \frac{-1.05 + [1.05^2 + 4(2.2 \times 10^{-3})(3600 - 0)]^{0.5}}{2(2.2 \times 10^{-3})}$$

$$q_{o_{m\acute{a}x}} = 1063 \text{ [bl/dí a]}$$

El gasto máximo obtenido por **FLUSIM-DFG**, Fig 4.8, es:

$$q_{o_{m\acute{a}x}} = 1106 \text{ [bl/dí a]}$$

3) De los criterios descritos en el método de Jones:

- Como el valor de C es mayor a 0.05 (1.05 en el ejemplo y 1.18 en **FLUSIM-DFG**), la formación está dañada.

Empleando al ecuación 1.174 y sustituyendo valores:

$$C' = 1.05 + 2.2 \times 10^{-3} (1063)$$

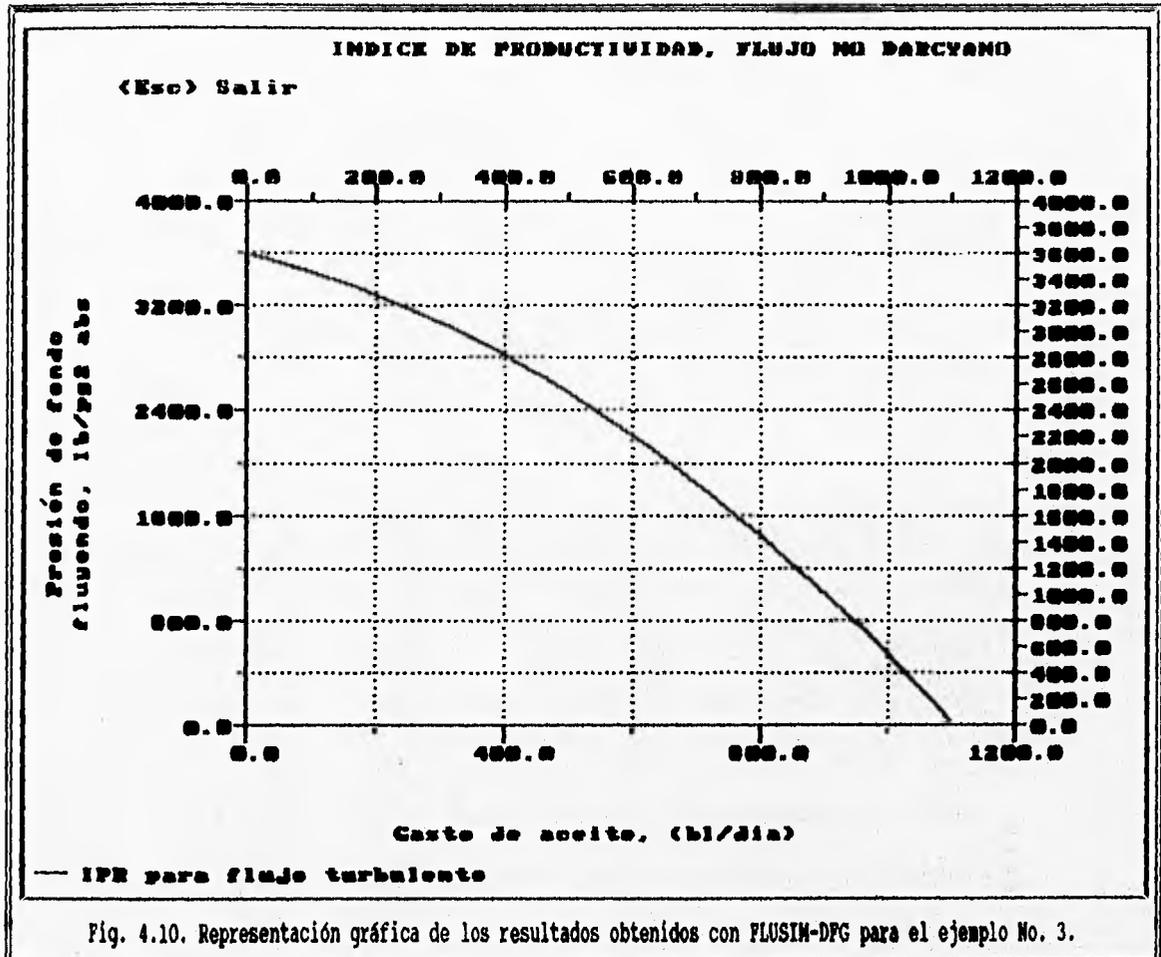
$$C' = 3.39 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{\text{bl/dí a}} \right]$$

$$\frac{C'}{C} = 3.23$$

- Debido a que el valor de C'/C es grande (mayor a 2, 3.23 en la referencia y 2.76 en **FLUSIM-DFG**). Existe una turbulencia alta en el pozo.
- Como los valores de C y C'/C son grandes (mayor a 0.05 y 2 respectivamente), la terminación del pozo no es satisfactoria. La baja productividad del pozo se debe a que el área perforada es baja, por lo tanto se recomienda la ampliación del intervalo disparado o su reperforación con mayor número de disparos.

- 4) Utilizando la ecuación 1.175 para valores de P_{wf} diferentes de cero:

$$q_o = \frac{-C + \sqrt{C^2 + 4 D (P_{ws} - P_{wf})}}{2 D}$$



Con FLUSIM-DPG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.8; su representación gráfica, se muestra en la Fig. 4.10.

IV.1.4 Curva Generalizada de IPR.

Ejemplo 4 (Ref 4.4).

Los siguientes datos pertenecen a un yacimiento bajosaturado:

Presión de fondo estática : 4000 [lb/pg²abs]
 Presión de Saturación : 2000 [lb/pg²abs]
 Factor de daño : 0

Los datos de la prueba de producción son:

Presión de fondo fluyendo : 3000 [lb/pg²abs]
 Gasto de aceite : 200 [bl/día]

Con **FLUSIM-DFG** y utilizando el método de la curva generalizada de IPR calcular:

- 1) El índice de productividad.
- 2) El gasto de producción a la presión de saturación.
- 3) El gasto máximo.
- 4) La curva de IPR.

Solución:

Resultados del método de IPR Generalizada. Método de Douglas-Patton		
	Presión	Gasto
Tipo de yacimiento : Bajosaturado	4000.00	0.00
Indice de productividad = 0.200 [bl/día/lb/pg ²]	3000.00	400.00
Gasto de aceite a P _b = 200 [bl/día]	2800.00	412.00
Gasto de aceite C = 225 [bl/día]	2600.00	424.00
Gasto de aceite máximo = 245 [bl/día]	2400.00	436.00
Pseudo gasto máximo = 800 [bl/día]	2200.00	448.00
	2000.00	460.00
	1800.00	472.00
	1600.00	484.00
	1400.00	496.00
	1200.00	508.00
	1000.00	520.00
	800.00	532.00
	600.00	544.00
	400.00	556.00
	200.00	568.00
	0.00	580.00
		622.22

Oprima cualquier tecla para continuar...

Fig. 4.11 Resultados obtenidos con FLUSIM-DFG utilizando el método de la curva generalizada de IPR, ejemplo No 4.

- 1) Empleando la ecuación 1.191 y sustituyendo valores:

$$J = \frac{200}{4000 - 3000}$$

$$J = 0.2 \left[\frac{bl/di \ a}{lb/pg^2 abs} \right]$$

Que es el mismo valor obtenido con FLUSIM-DFG, Fig. 4.11.

2) Utilizando la ecuación 1.192 y sustituyendo valores:

$$q_b = 0.2 (4000 - 2000) = 400 [bl/di \ a]$$

Que es el mismo valor obtenido con FLUSIM-DFG, Fig. 4.11.

3) Empleando la ecuación 1.194 y sustituyendo valores:

$$q_{o_{m\acute{a}x}} = 0.2 (4000 - 2000) + \frac{0.2 (4000 - 2000)}{1.8 \left[\frac{4000}{2000} - 1 \right]} = 622 [bl/di \ a]$$

4) La ecuación empleada en la referencia para el cálculo del gasto abajo de la presión de saturación es:

$$q_o = q_b + \frac{J p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_b} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$

por lo que el gasto de aceite para una presión de fondo fluyendo dada es:

$$q_o = 400 + \frac{0.2 (2000)}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{2000} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{2000} \right)^2 \right]$$

Con esta ecuación se obtiene la tabla 4.6, excepto los dos primeros valores que se obtienen con la ecuación de comportamiento lineal (despejando el gasto de aceite de la ecuación 1.191).

Tabla 4.6 Resultados con la ecuación de la bibliografía.

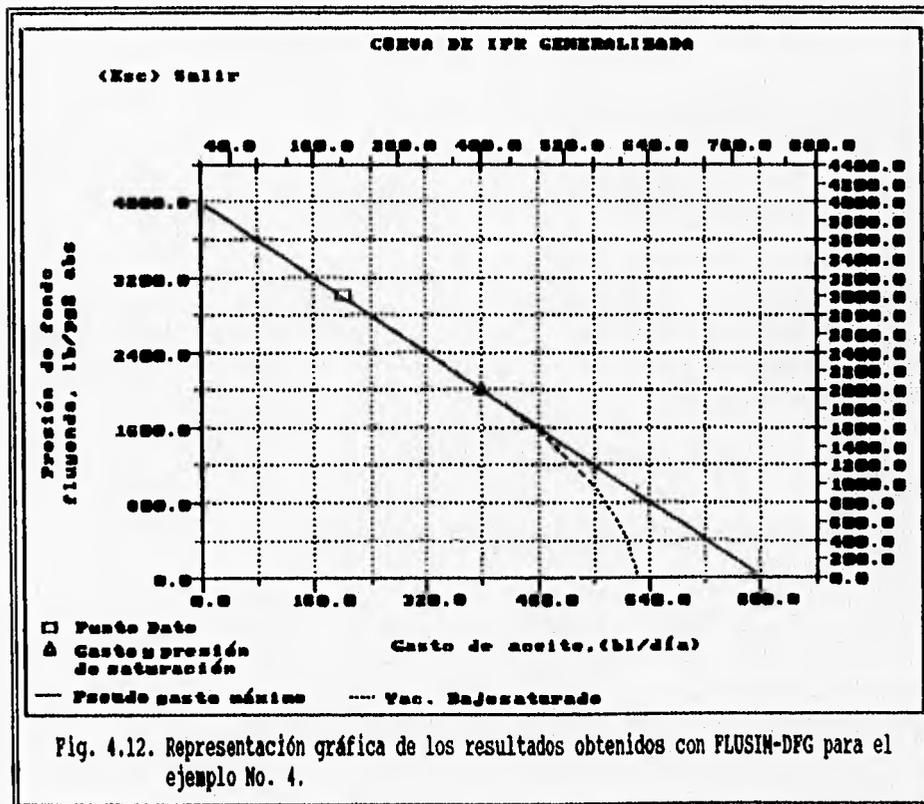
P_{wf} [lb/pg ² abs]	q_o [bl/día]
4000	0
3000	200
2000	400
1500	489
1000	556
500	600
0	622

Empleando la ecuación 1.199 y los mismos valores de gasto que los calculados con la ecuación de la bibliografía se obtiene la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Resultados con FLUSIM-DPG.

q_o [bl/día]	P_{wf} [lb/pg ² abs]
0	4000.0
200	3000.0
400	2000.0
489	1499.9
556	995.9
600	500.0
622	0.0

Con FLUSIM-DPG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostradas en la Fig. 4.11 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.12.



Ejemplo 5 (Ref 4.5).

Dos pozos en estudio tienen las mismas presiones; presión de fondo estática de 4000 lb/pg²abs y presión de saturación de 2000 lb/pg²abs. Las pruebas de producción hechas para cada pozo dieron:

Pozo 1 : $q_o = 200$ bl/día y $P_{wf} = 3000$ lb/pg²abs

Pozo 2 : $q_o = 200$ bl/día y $P_{wf} = 1000$ lb/pg²abs

Los pozos no se encuentran dañados y el yacimiento es de empuje por gas en solución. Con FLUSIM-DFG y utilizando el método de la curva generalizada de IPR se requiere:

- 1) Determinar el gasto máximo para cada pozo.
- 2) Construir la curva de IPR para cada pozo.

Solución:

Pozo 1:

Resultados del método de IPR Generalizada. Método de Douglas-Patton		
	Presión	Gasto
Tipo de yacimiento : Bajosaturado	4000.00	0.00
Indice de productividad = 0.200 [bl/día/lb/pg ²]	3000.00	400.00
Gasto de aceite a P_b = 400 bl/día	2500.00	412.00
Gasto de aceite q_c = 222 bl/día	1875.62	424.00
Gasto de aceite máximo = 622 bl/día	1812.16	436.00
Pseudo gasto máximo = 800 bl/día	1745.62	448.00
	1676.78	460.00
	1607.40	472.00
	1537.15	484.00
	1466.67	496.00
	1395.50	508.00
	1323.74	520.00
	1251.22	532.00
	1178.00	544.00
	1104.99	556.00
	1032.18	568.00
	959.58	580.00
	887.18	592.00
	814.98	604.00
	742.98	616.00
	671.18	622.22
	600.00	

Oprima cualquier tecla para continuar...

Fig. 4.13 Resultados obtenidos para el pozo No. 1, con FLUSIM-DFG utilizando el método de la curva generalizada de IPR, ejemplo No. 5.

- 1) En este caso se trata de un yacimiento bajosaturado.

$$P_{ws} > P_{wf} > P_b$$

Calculando J arriba de P_b con la ecuación 1.191 y sustituyendo los valores:

$$J = \frac{200}{4000 - 3000}$$

$$J = 0.2 \left[\frac{bl/día}{lb/pg^2abs} \right]$$

Calculando q_b con la ecuación 1.192 y sustituyendo valores:

$$q_b = 0.2 (4000 - 2000) = 400 [bl/día]$$

Calculando el pseudo gasto máximo con la ecuación 1.200 y sustituyendo valores:

$$p_{q_{máx}} = 0.2 (4000) = 800 [bl/día]$$

Calculando q_c con la ecuación 1.193 y sustituyendo valores:

$$q_c = \frac{400}{1.8 \left[\frac{4000}{2000} - 1 \right]} = 222 [bl/día]$$

Calculando el gasto máximo con la ecuación 1.194 y sustituyendo valores:

$$q_{máx} = 400 + 222 = 622 [bl/día]$$

- 2) Utilizando la ecuación de Vogel (1.176) para calcular algunos puntos abajo de la presión de saturación, despejando el gasto, sustituyendo la presión de saturación en lugar de la presión de fondo estática y por último sustituyendo el valor del gasto máximo se tiene:

$$q_o = 400 + 222 \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{2000} \right)^2 \right]$$

Utilizando valores de presión de fondo fluyendo menores que la presión de saturación se obtiene la tabla 4.8, excepto los dos primeros valores que se obtienen con la ecuación de comportamiento lineal (despejando el gasto de aceite de la ecuación 1.191).

Con FLUSIM-DPG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.13 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.15.

Tabla 4.8 Resultados reportados en la bibliografía.

P_{wf} [lb/pg ² abs]	q_o [bl/día]
2000	400.0
1500	488.8
1000	555.4
500	599.8
0	622.2

Pozo 2.



1) En este caso se trata de un yacimiento saturado

$$P_{ws} > P_b > P_{wf}$$

Calculando q_c con la ecuación 1.195 y sustituyendo valores:

$$q_c = \frac{200}{1.8 \left(\frac{4000}{2000} \right) - 0.2 \left(\frac{1000}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{1000}{2000} \right)^2 - 0.8}$$

$$q_c = 80 \text{ [bl/día]}$$

Calculando q_b con la ecuación 1.196 y sustituyendo valores:

$$q_b = 1.8 \left[\frac{4000}{2000} - 1 \right] 80$$

$$q_b = 144 \text{ [bl/día]}$$

Calculando el gasto máximo con la ecuación 1.197 y sustituyendo valores:

$$q_{m\acute{a}x} = 144 + 80$$

$$q_{m\acute{a}x} = 224 \text{ [bl/día]}$$

Calculando J , arriba de la presión de saturación con la ecuación 1.191 y sustituyendo valores:

$$J = \frac{144}{4000 - 2000}$$

$$J = 0.072 \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2 \text{abs}} \right]$$

- 2) Utilizando la ecuación de Vogel (1.176) para calcular algunos puntos abajo de la presión de saturación, despejando el gasto, sustituyendo la presión de saturación en lugar de la presión de fondo estática y por último sustituyendo el valor del gasto máximo se tiene:

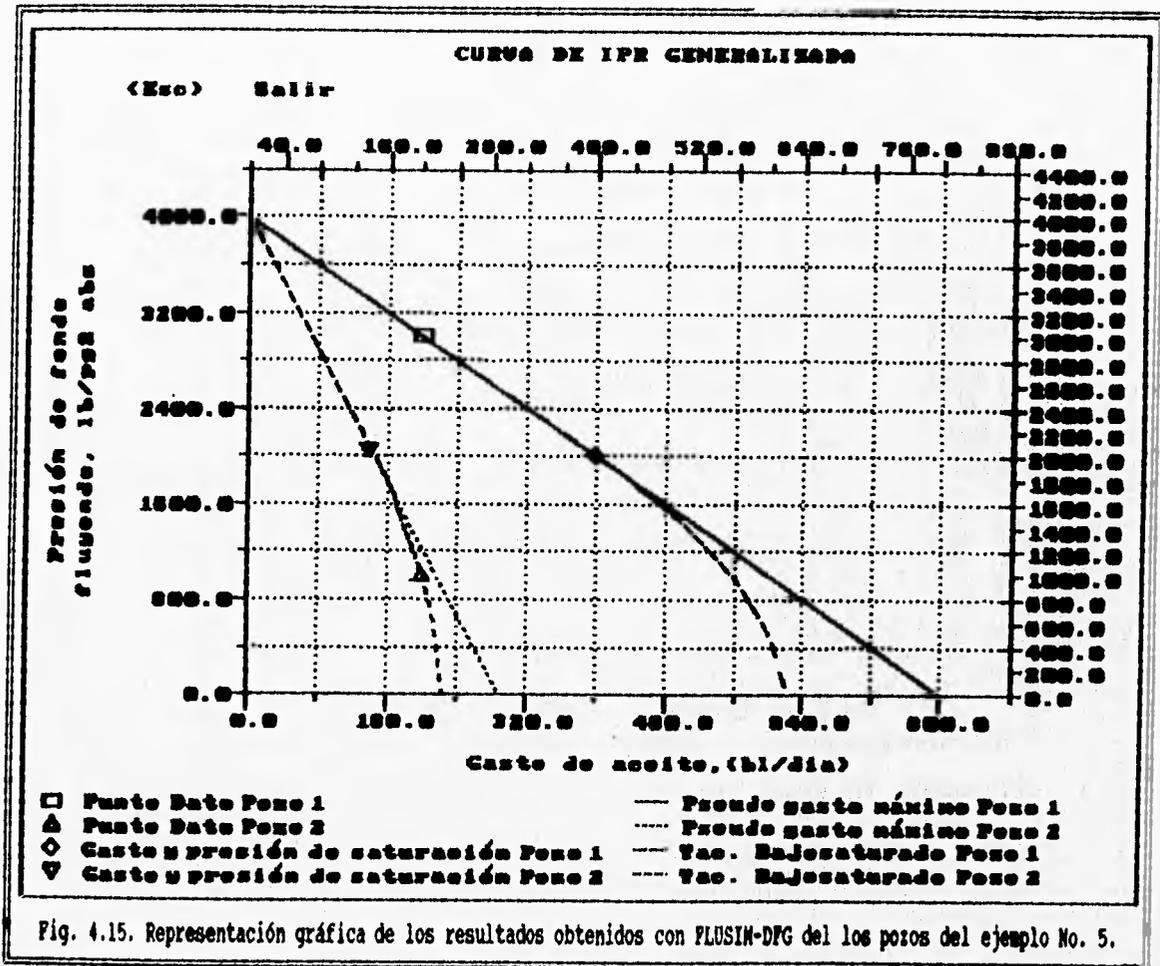
$$q_o = 144 + 80 \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{2000} \right)^2 \right]$$

Utilizando valores de presión de fondo fluyendo menores que la presión de saturación se obtiene la tabla 4.9, excepto los dos primeros valores que se obtienen con la ecuación de comportamiento lineal (despejando el gasto de aceite de la ecuación 1.191).

Con **FLUSIM-DFG** se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostradas en la Fig. 4.14 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.15.

Tabla 4.9 Resultados reportados en la bibliografía.

P_{wf} [lb/pg ² abs]	q_o [bl/día]
2000	144
1500	176
1000	200
500	216
0	224



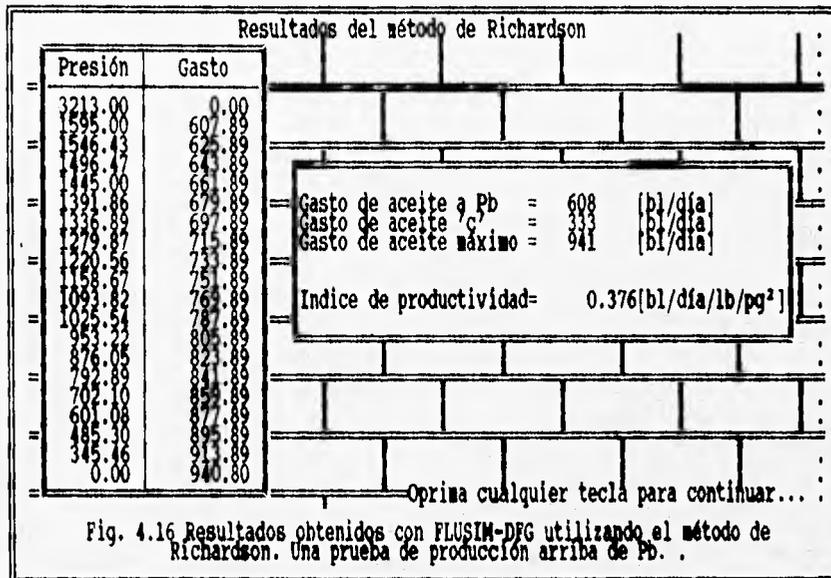
IV.1.5 Método de Richardson-Shaw.

Ejemplo 6 (Ref. 4.6).

Se tiene un pozo productor de aceite que tiene una presión de fondo estática de 3213 [lb/pg²abs]. El gasto obtenido de una prueba de producción fue de 467 [bl/día] y la presión de fondo fluyendo medida en forma simultánea fue de 1970 [lb/pg²abs]. De datos PVT se sabe que la presión de saturación es de 1595 [lb/pg²abs]. considerando un factor de Vogel de 0.2. Con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Determinar el índice de productividad.
- 2) Calcular el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 3) Obtener el gasto máximo de aceite.
- 4) Construir la curva de IPR.

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación 1.191 y sustituyendo valores:

$$J = \frac{467}{3213 - 1970} = 0.376 \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2\text{abs}} \right]$$

- 2) Empleando la ecuación 1.192 y sustituyendo valores:

$$q_b = 0.376(3213 - 1595) = 608 \text{ [bl/día]}$$

- 3) Empleando la ecuación 1.203 y sustituyendo valores:

$$q_c = \frac{1595(608)}{(3213 - 1595)(2 - 0.2)} = 332 \text{ [bl/día]}$$

Por último utilizado la ecuación 1.197 se obtiene el gasto máximo de aceite:

$$q_{o_{\text{máx}}} = 608 + 332 = 940 \text{ [bl/día]}$$

- 4) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática y sustituyendo valores:

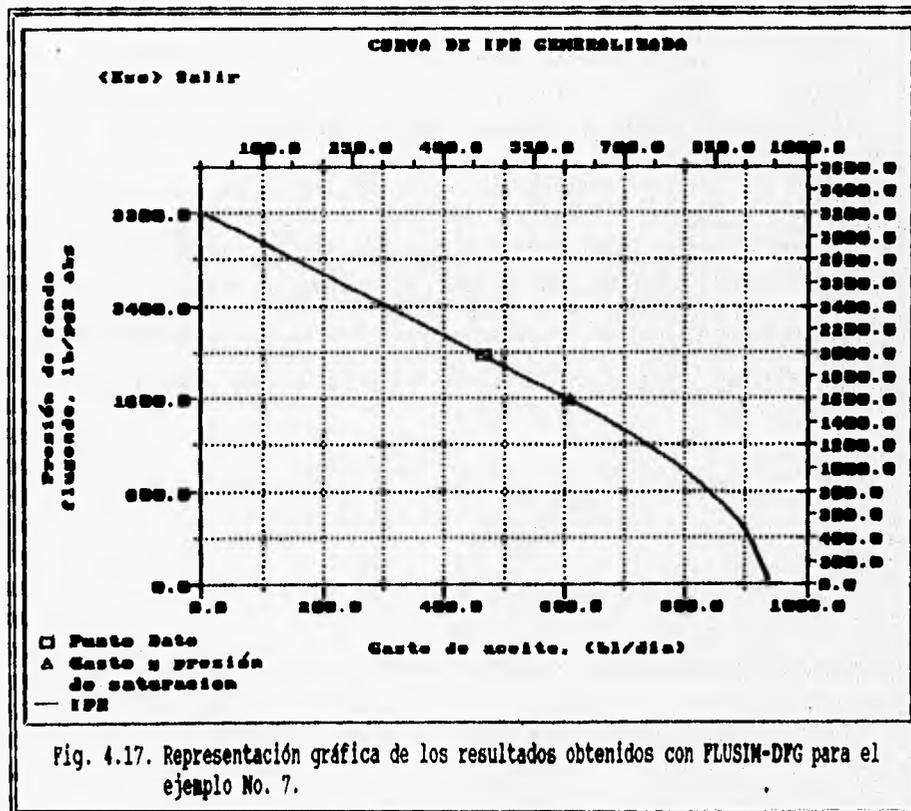
Para $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$.

$$q_o = \frac{608[3213 - P_{wf}]}{3213 - 1595}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$.

$$q_o = 608 + 332 \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{1595} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{P_{wf}}{1595} \right)^2 \right]$$

Con FLUSIM-DFG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.16 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.17.

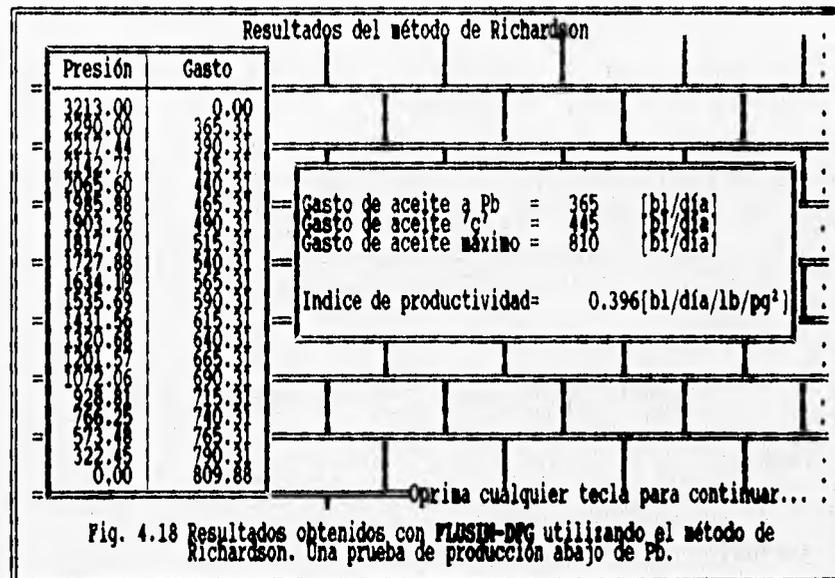


Ejemplo 7 (Ref. 4.6).

Se tiene un pozo productor de aceite que tiene una presión de fondo estática de 3213 [lb/pg²abs]. El gasto obtenido de una prueba de producción fue de 467 [bl/día] y la presión de fondo fluyendo medida en forma simultánea fue de 1970 [lb/pg²abs]. De datos PVT se sabe que la presión de saturación es de 2290 [lb/pg²abs]. Considerando un factor de Vogel de 0.2, con **FLUSIM-DFG** y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Obtener el gasto máximo de aceite.
- 2) Calcular el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 3) Determinar el índice de productividad.
- 4) Construir la curva de IPR.

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación 1.204 y sustituyendo valores:

$$q_{o\text{ máx}} = \frac{467}{1 - 0.2 \left(\frac{1970}{3213} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{1970}{3213} \right)^2}$$

$$q_{o\text{ máx}} = 810 \text{ [bl/día]}$$

- 2) Empleando la ecuación 1.205 y sustituyendo valores:

$$q_b = 810 \left[1 - 0.2 \left(\frac{2290}{3213} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{2290}{3213} \right)^2 \right]$$

$$q_b = 365 \text{ [bl/día]}$$

3) Empleando la ecuación 1.207 y sustituyendo valores:

$$J = \frac{365}{3213 - 2290}$$

$$J = 0.396 \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2 \text{abs}} \right]$$

4) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta de la IPR, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática de la IPR y sustituyendo valores:

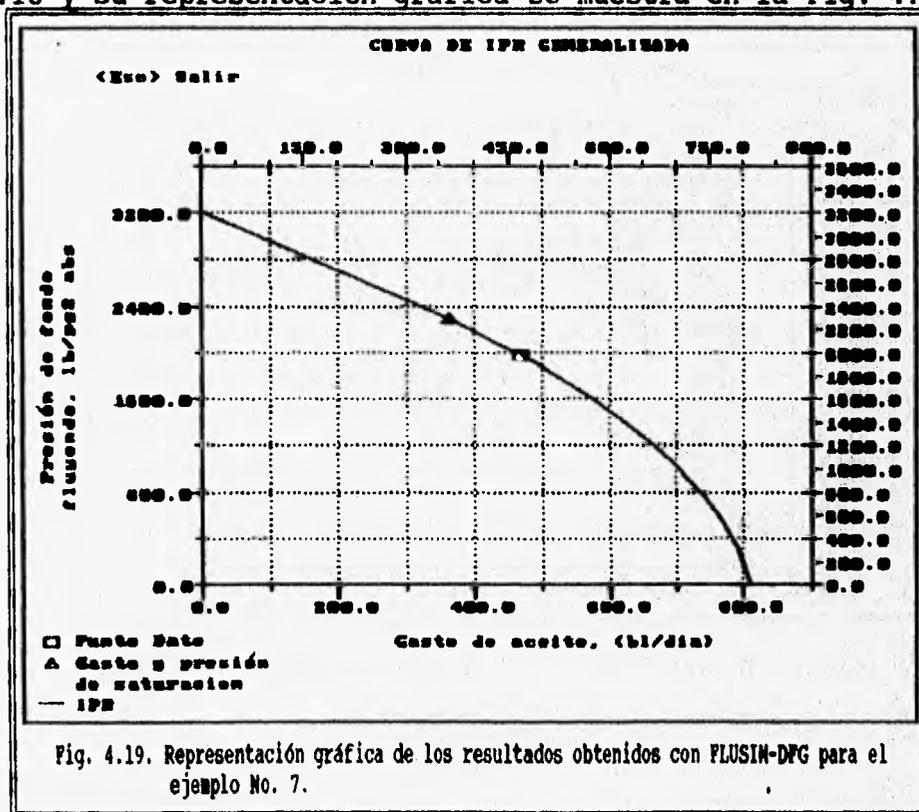
Para $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$.

$$q_o = \frac{365 [3213 - P_{wf}]}{3213 - 2290}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$.

$$q_o = 365 + (810 - 365) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{2290} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{P_{wf}}{2290} \right)^2 \right]$$

Con FLUSIM-DFG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.18 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.19.



Ejemplo 8 (Ref. 4.6).

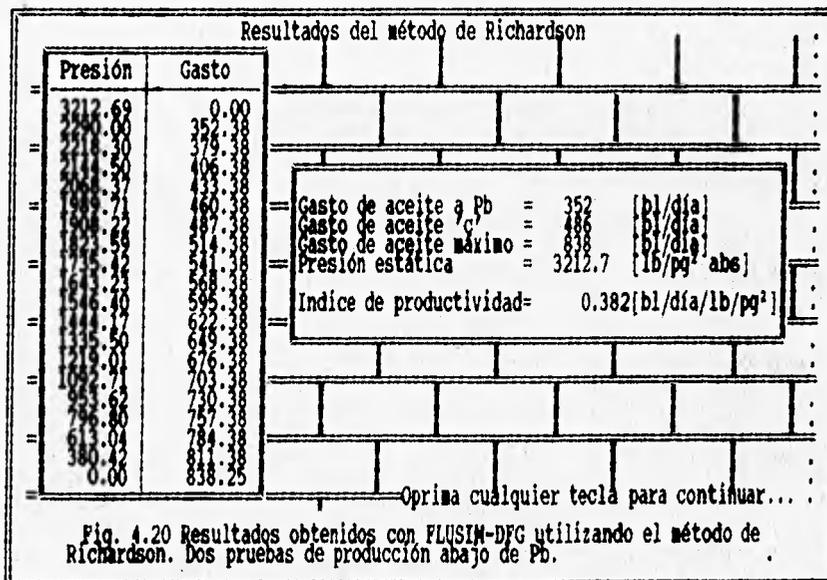
Un pozo productor de aceite cuenta con datos de gasto y presión de fondo fluyendo obtenidos a través de una prueba de producción a gasto variable, éstos se muestran en la tabla 4.10. Adicionalmente, de datos PVT, se sabe que la presión de saturación es de 2290 [lb/pg² abs]. Considerando un factor de Vogel de 0.2, con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Obtener el índice de productividad.
- 2) Calcular el gasto "c".
- 3) Determinar el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 4) Obtener el gasto de aceite máximo.
- 5) Calcular la presión de fondo estática.
- 6) Construir la curva de IPR.

Tabla 4.10. Resultados obtenidos de una prueba de producción a gasto variable.

Medición No.	q _o [bl/día]	P _{wf} [lb/pg ² abs]
1	467	1970
2	691	1152

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación 1.216 y sustituyendo valores:

$$J = (2 - 0.2) \left(\frac{486}{2290} \right)$$

$$J = 0.382 \left[\frac{bl/d\acute{a}}{lb/pg^2abs} \right]$$

2) Empleando las ecuaciones 1.213, 1.214, 1.215 y sustituyendo valores:

$$r_1 = 1 - 0.2 \left(\frac{1970}{2290} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{1970}{2290} \right)^2$$

$$r_1 = 0.236$$

$$r_2 = 1 - 0.2 \left(\frac{1152}{2290} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{1152}{2290} \right)^2$$

$$r_2 = 0.697$$

$$q_c = \frac{691 - 467}{0.697 - 0.236}$$

$$q_c = 486 \left[bl/d\acute{a} \right]$$

3) Empleando la ecuación 1.217 y sustituyendo valores:

$$q_b = 691 - 0.697(486)$$

$$q_b = 352 \left[bl/d\acute{a} \right]$$

4) Utilizando la ecuación 1.219 y sustituyendo valores:

$$q_{o\ m\acute{a}z} = 352 + 486$$

$$q_{o\ m\acute{a}z} = 838 \left[bl/d\acute{a} \right]$$

5) Empleando la ecuación 1.218 y sustituyendo valores:

$$P_{w_s} = 2290 + \frac{352}{0.382}$$

$$P_{w_s} = 3213 \left[lb/pg^2abs \right]$$

6) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática y sustituyendo valores:

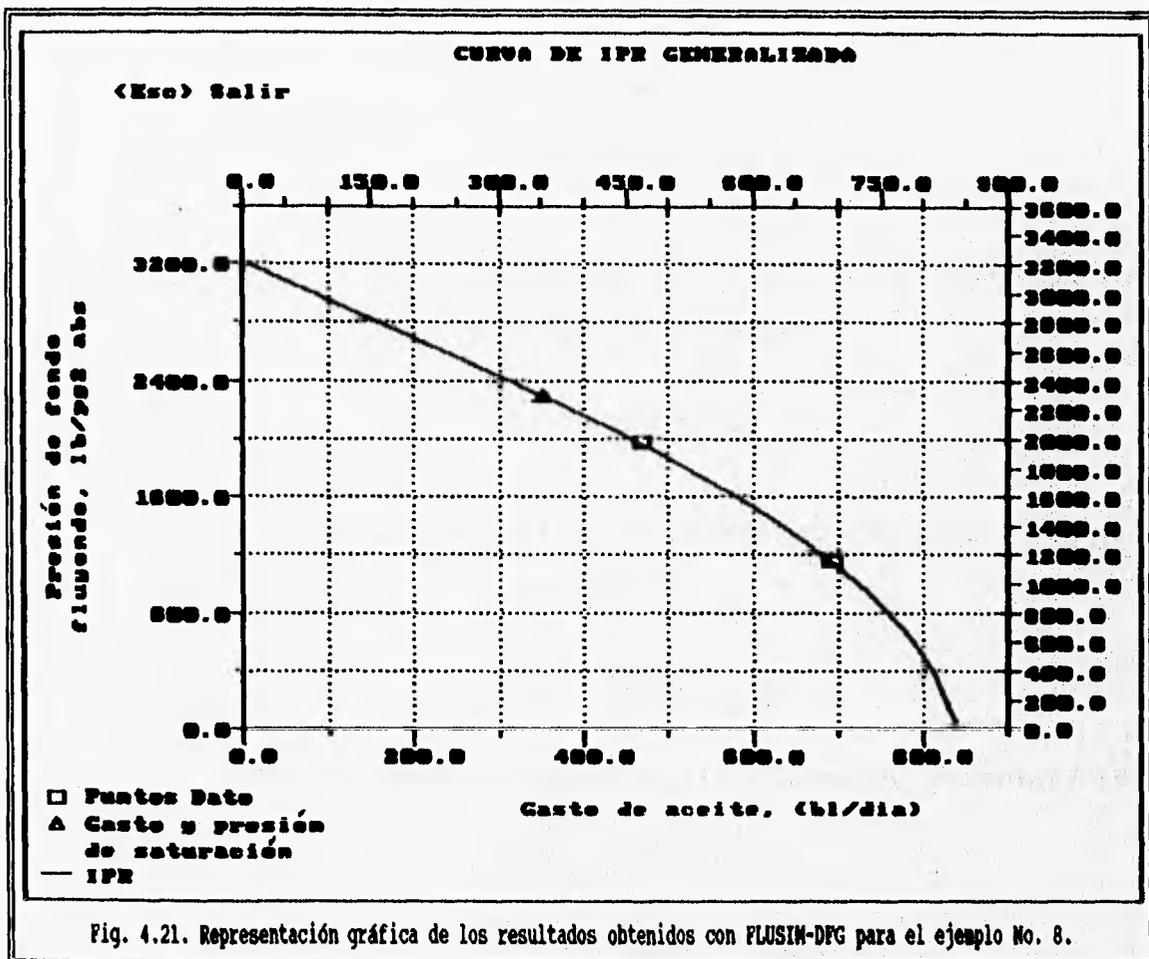
Para $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$.

$$q_o = \frac{352(3213 - P_{wf})}{3213 - 2290}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$.

$$q_o = 352 + 486 \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{2290} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{P_{wf}}{2290} \right)^2 \right]$$

Con FLUSIM-DPG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.20 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.21.



Ejemplo 9 (Ref. 4.6).

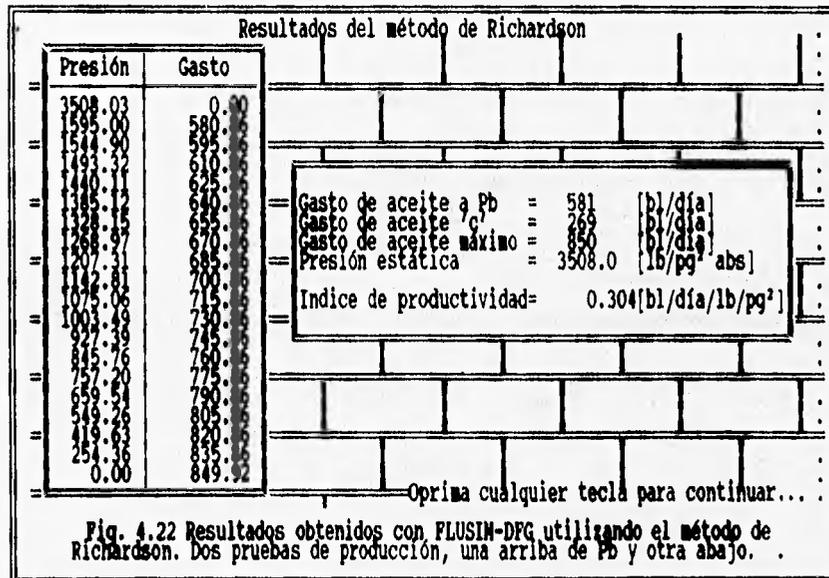
Un pozo productor de aceite cuenta con datos de gasto y presión de fondo fluyendo obtenidos a través de una prueba de producción a gasto variable, éstos se muestran en la tabla 4.11. Adicionalmente, de datos PVT, se sabe que la presión de saturación es de 1595 [lb/pg² abs]. Considerando un factor de Vogel de 0.2, con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Calcular el gasto "c".
- 2) Determinar el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 3) Obtener el índice de productividad.
- 4) Obtener el gasto de aceite máximo.
- 5) Calcular la presión de fondo estática.
- 6) Construir la curva de IPR.

Tabla 4.11. Resultados obtenidos de una prueba de producción a gasto variable.

Medición No.	q_o [bl/día]	P_{wf} [lb/pg ² abs]
1	467	1970
2	589	1568

Solución:



- 1) Utilizando las ecuaciones 1.220, 1.221, 1.222 y sustituyendo valores:

$$r_1 = (2 - 0.2) \left(\frac{1970 - 1595}{1595} \right)$$

$$r_1 = 0.423$$

$$r_2 = 1 - 0.2 \left(\frac{1568}{1595} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{1568}{1595} \right)^2$$

$$r_2 = 0.03$$

$$q_c = \frac{589 - 467}{0.423 + 0.03}$$

$$q_c = 269 \text{ [bl/día]}$$

2) Utilizando la ecuación 1.223 y sustituyendo valores:

$$q_b = 589 - 0.03(269)$$

$$q_b = 581 \text{ [bl/día]}$$

3) Utilizando la ecuación 1.224 y sustituyendo valores:

$$J = \frac{581 - 467}{1970 - 1595}$$

$$J = 0.304 \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2\text{abs}} \right]$$

4) Utilizando la ecuación 1.226 y sustituyendo valores:

$$q_{o_{\text{máx}}} = 581 + 269$$

$$q_{o_{\text{máx}}} = 850 \text{ [bl/día]}$$

5) Utilizando la ecuación 1.225 y sustituyendo valores:

$$P_{ws} = 1970 + \frac{467}{0.304}$$

$$P_{ws} = 3506 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

- 6) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática y sustituyendo valores:

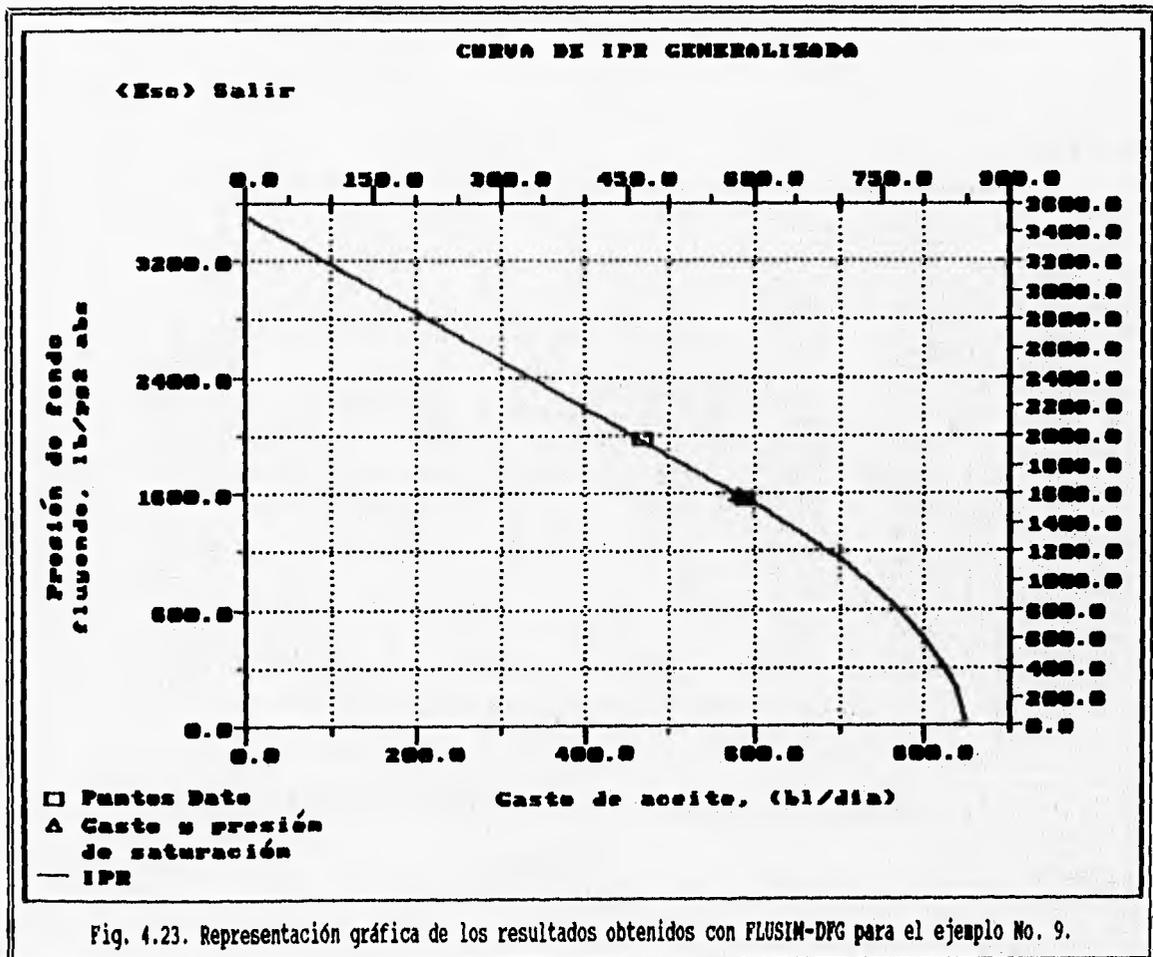
Para $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$.

$$q_o = \frac{581(3506 - P_{wf})}{3506 - 1595}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$.

$$q_o = 581 + 269 \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{1595} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{P_{wf}}{1595} \right)^2 \right]$$

Con FLUSIM-DFG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.22 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.23.



Ejemplo 10 (Ref. 4.6).

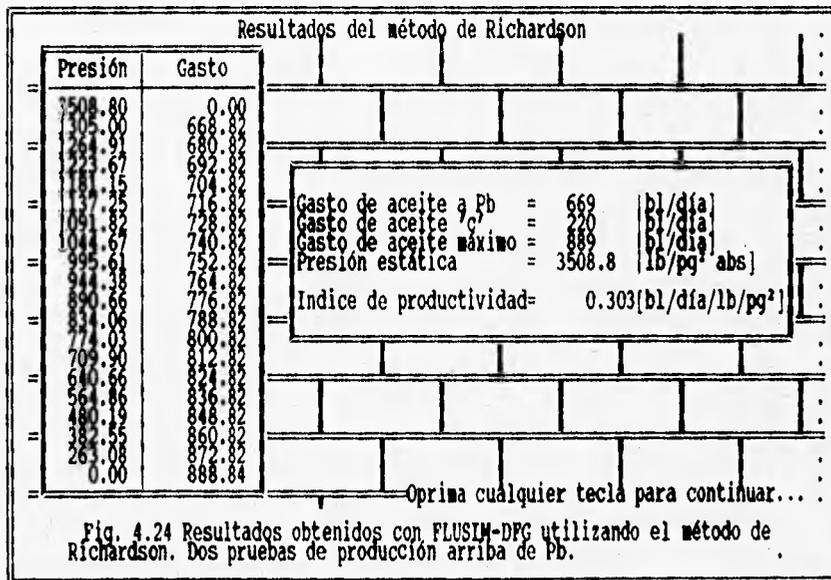
Un pozo productor de aceite cuenta con datos de gasto y presión de fondo fluyendo obtenidos a través de una prueba de producción a gasto variable, éstos se muestran en la tabla 4.12. Adicionalmente, de datos PVT, se sabe que la presión de saturación es de 1305 [lb/pg² abs]. Considerando un factor de Vogel de 0.2, con FLUSIM-DPG y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Obtener el índice de productividad.
- 2) Determinar el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 3) Calcular la presión de fondo estática.
- 4) Calcular el gasto "c".
- 5) Obtener el gasto de aceite máximo.
- 6) Construir la curva de IPR.

Tabla 4.12 Resultados obtenidos de una prueba de producción a gasto variable.

Medición No.	q _o [bl/día]	P _{wf} [lb/pg ² abs]
1	467	1970
2	589	1568

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación 1.208 y sustituyendo valores:

$$J = \frac{589 - 467}{1970 - 1568}$$

$$J = 0.303 \left[\frac{bl/día}{lb/pg^2 abs} \right]$$

2) Utilizando la ecuación 1.210 y sustituyendo valores:

$$q_b = 467 + 0.303(1970 - 1305)$$

$$q_b = 669 \text{ [bl/día]}$$

3) Utilizando la ecuación 1.209 y sustituyendo valores:

$$P_{ws} = 1970 + \frac{467}{0.303}$$

$$P_{ws} = 3509 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

4) Utilizando la ecuación 1.211 y sustituyendo valores:

$$q_c = \frac{1305(669)}{(3509 - 1305)(2 - 0.2)}$$

$$q_c = 220 \text{ [bl/día]}$$

5) Utilizando la ecuación 1.212 y sustituyendo valores:

$$q_{o_{máz}} = 669 + 220$$

$$q_{o_{máz}} = 889 \text{ [bl/día]}$$

6) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática y sustituyendo valores:

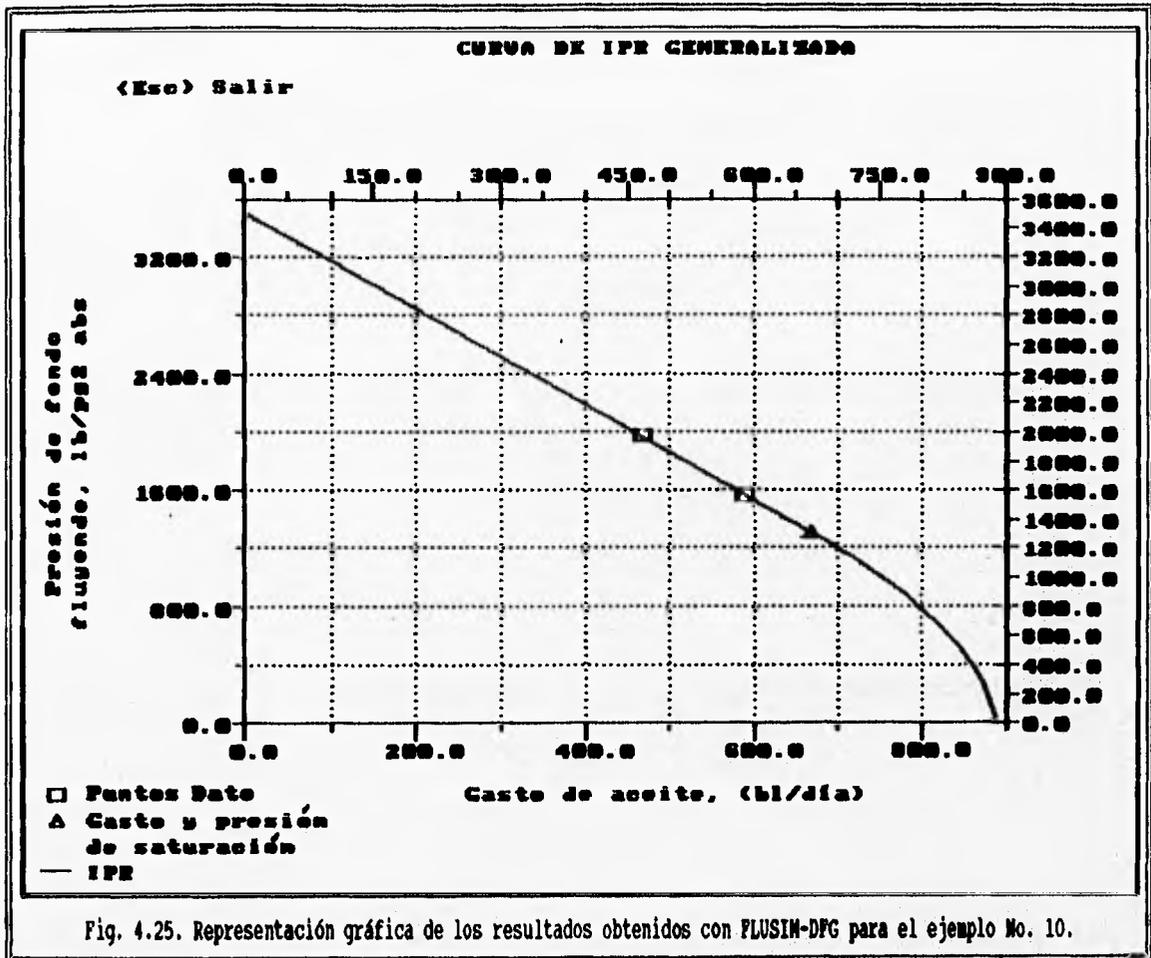
Para $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$.

$$q_o = \frac{669(3509 - P_{wf})}{3509 - 1305}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$.

$$q_o = 669 + 220 \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{1305} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{P_{wf}}{1305} \right)^2 \right]$$

Con FLUSIM-DPG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostradas en la Fig. 4.24 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.25.



Ejemplo 11 (Ref. 4.6).

Un pozo productor de aceite cuenta con datos de gasto y presión de fondo fluyendo obtenidos a través de una prueba de producción a gasto variable, éstos se muestran en la tabla 4.13. Adicionalmente, de datos PVT, se sabe que la presión de saturación es de 2290 [lb/pg² abs]. Con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Calcular el factor de Vogel.
- 2) Calcular el gasto "c".
- 3) Obtener el índice de productividad.
- 4) Determinar el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 5) Obtener el gasto de aceite máximo.
- 6) Calcular la presión de fondo estática.
- 7) Construir la curva de IPR.

Tabla 4.13 Resultados obtenidos de una prueba de producción a gasto variable.

Medición No.	q _o [bl/día]	P _{wf} [lb/pg ² abs]
1	467	1970
2	589	1568
3	691	1152

Solución:

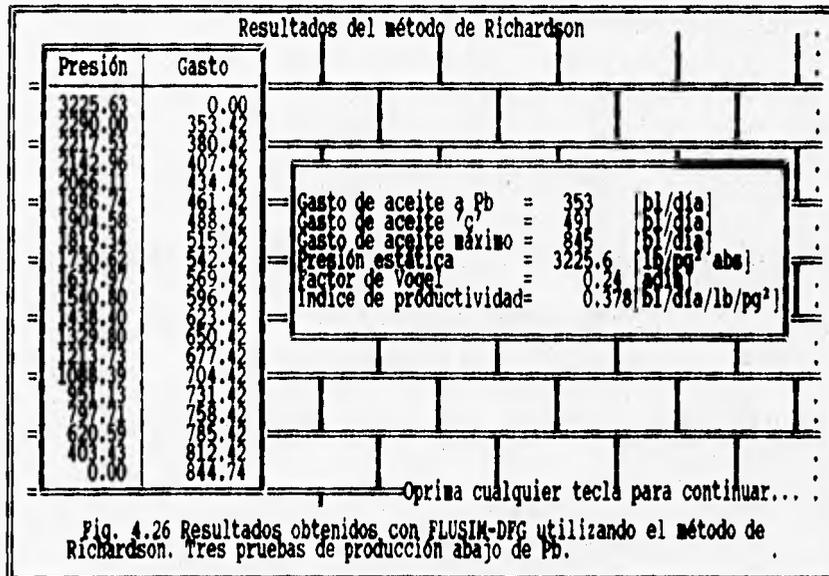


Fig. 4.26 Resultados obtenidos con FLUSIM-DFG utilizando el método de Richardson. Tres pruebas de producción abajo de P_b.

- 1) Utilizando las ecuaciones 1.233, 1.234, 1.235 y sustituyendo valores:

$$A = (691 - 589) (1970^2 - 1568^2) - (589 - 467) (1568^2 - 1152^2)$$

$$A = 7'026,712$$

$$B = 2290 [(589 - 467) (1568 - 1152) - (691 - 589) (1970 - 1568)]$$

$$B = 22'322,920$$

$$V = \frac{7'026,712}{7'026,712 + 22'322,920}$$

$$V = 0.239$$

- 2) Utilizando las ecuaciones 1.236, 1.237, 1.238 y sustituyendo valores:

$$r_1 = 1 - 0.239 \left(\frac{1970}{2290} \right) - (1 - 0.239) \left(\frac{1970}{2290} \right)^2$$

$$r_1 = 0.231$$

$$r_2 = 1 - 0.239 \left(\frac{1568}{2290} \right) - (1 - 0.239) \left(\frac{1568}{2290} \right)^2$$

$$r_2 = 0.479$$

$$q_c = \frac{589 - 467}{0.479 - 0.231}$$

$$q_c = 491 \left[\frac{bl}{día} \right]$$

- 3) Utilizando la ecuación 1.239 y sustituyendo valores:

$$J = (2 - 0.239) \left(\frac{491}{2290} \right)$$

$$J = 0.378 \left[\frac{bl/día}{lb/pg^2abs} \right]$$

- 4) Utilizando la ecuación 1.240 y sustituyendo valores:

$$q_b = 589 - 0.479(491)$$

$$q_b = 353 \left[\frac{bl}{día} \right]$$

- 5) Utilizando la ecuación 1.242 y sustituyendo valores:

$$q_{o\text{ máx}} = 353 + 491$$

$$q_{o\text{ máx}} = 845 \left[\frac{bl}{día} \right]$$

- 6) Utilizando la ecuación 1.241 y sustituyendo valores:

$$P_{ws} = 2290 + \left(\frac{353}{0.378} \right)$$

$$P_{ws} = 3226 [lb/pg^2 abs]$$

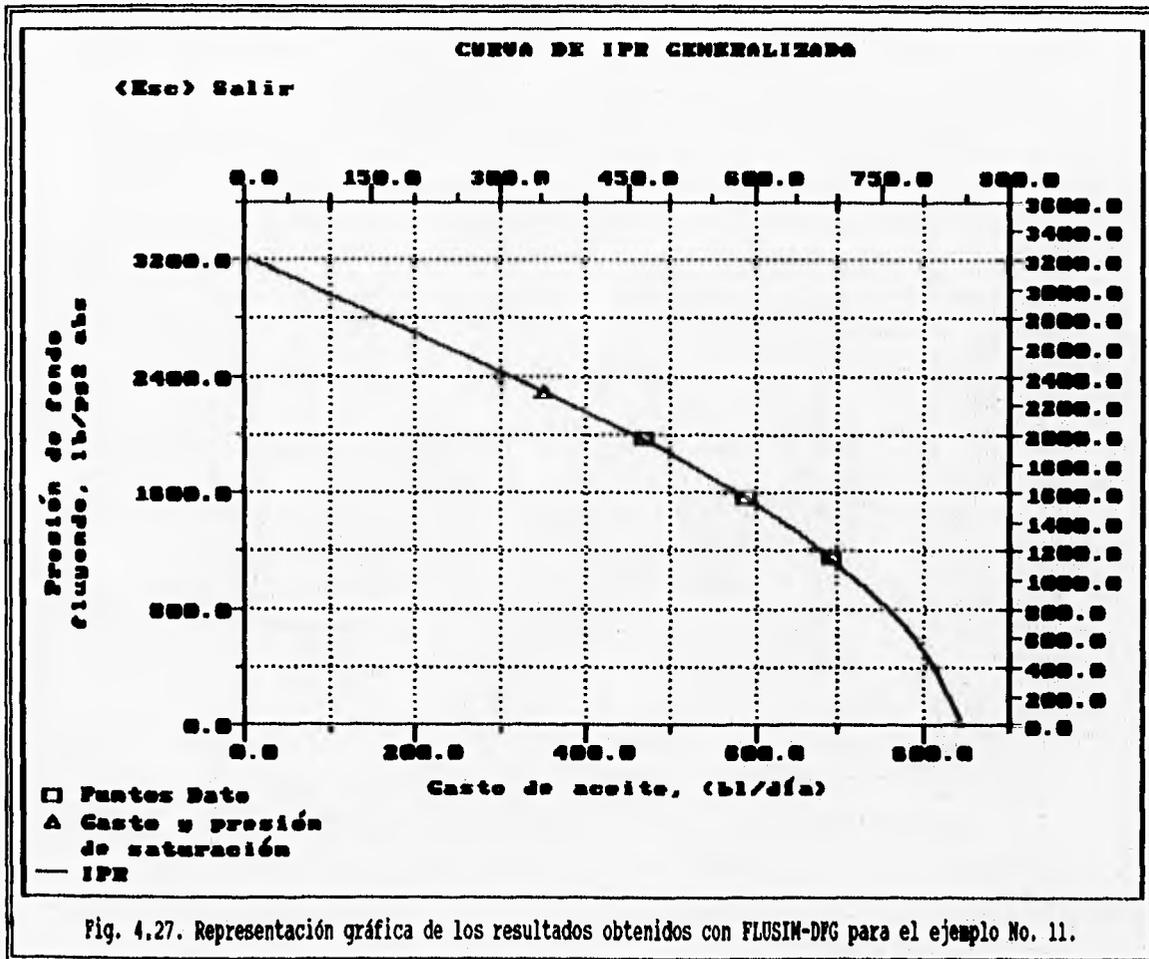
7) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática y sustituyendo valores:

$$\text{Para } P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}: \\ q_o = \frac{353 [3226 - P_{wf}]}{3226 - 2290}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$:

$$q_o = 353 + 491 \left[1 - 0.239 \left(\frac{P_{wf}}{2290} \right) - (1 - 0.239) \left(\frac{P_{wf}}{2290} \right)^2 \right]$$

Con FLUSIM-DFG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.26 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.27.



Ejemplo 12 (Ref. 4.6).

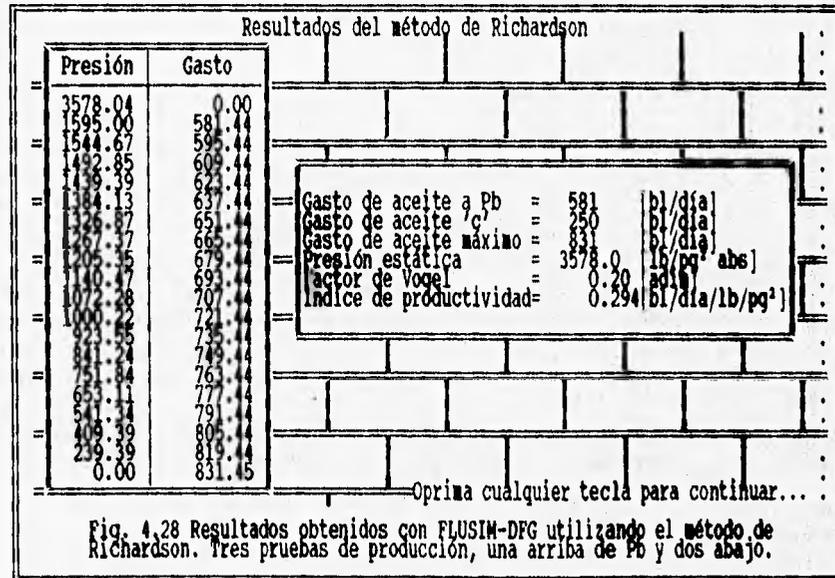
Un pozo productor de aceite cuenta con datos de gasto y presión de fondo fluyendo obtenidos a través de una prueba de producción a gasto variable, éstos se muestran en la tabla 4.14. Adicionalmente, de datos PVT, se sabe que la presión de saturación es de 1595 [lb/pg² abs]. Considerando un factor de Vogel de 0.2, con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Calcular el gasto "c".
- 2) Determinar el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 3) Obtener el índice de productividad.
- 4) Calcular la presión de fondo estática.
- 5) Obtener el gasto de aceite máximo.
- 6) Construir la curva de IPR.

Tabla 4.14 Resultados obtenidos de una prueba de producción a gasto variable.

Medición No.	q _o [bl/día]	P _{wf} [lb/pg ² abs]
1	467	1970
2	589	1568
3	691	1152

Solución:



- 1) Utilizando las ecuaciones 1.243, 1.244, 1.245, 1.246 y sustituyendo valores:

$$r_1 = (2 - 0.2) \left(\frac{1970 - 1595}{1595} \right)$$

$$r_1 = 0.425$$

$$r_2 = 1 - 0.2 \left(\frac{1568}{1595} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{1568}{1595} \right)^2$$

$$r_2 = 0.03$$

$$r_3 = 1 - 0.2 \left(\frac{1152}{1595} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{1152}{1595} \right)^2$$

$$r_3 = 0.438$$

$$q_c = \frac{691 - 589}{0.438 - 0.03}$$

$$q_c = 250 \text{ [bl/día]}$$

2) Utilizando la ecuación 1.248 y sustituyendo valores:

$$q_b = 691 - 0.438 (250)$$

$$q_b = 582 \text{ [bl/día]}$$

3) Utilizando las ecuaciones 1.247, 1.250, 1.252 y sustituyendo valores:

$$J_1 = (2 - 0.2) \left(\frac{250}{1595} \right)$$

$$J_1 = 0.282 \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2\text{abs}} \right]$$

$$J_2 = \frac{582 - 467}{1970 - 1595}$$

$$J_2 = 0.307 \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2\text{abs}} \right]$$

$$J = \frac{0.282 + 0.307}{2}$$

$$J = 0.295 \left[\frac{bl/día}{lb/pg^2abs} \right]$$

4) Utilizando las ecuaciones 1.249, 1.251, 1.253 y sustituyendo valores:

$$P_{ws_1} = 1595 + \left(\frac{582}{0.282} \right)$$

$$P_{ws_1} = 3659 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

$$P_{ws_2} = 1970 + \left(\frac{467}{0.307} \right)$$

$$P_{ws_2} = 3491 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

$$P_{ws} = \frac{3659 + 3491}{2}$$

$$P_{ws} = 3575 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

5) Utilizando la ecuación 1.248 y sustituyendo valores:

$$q_{o_{máx}} = 582 + 250$$

$$q_{o_{máx}} = 832 \text{ [bl/día]}$$

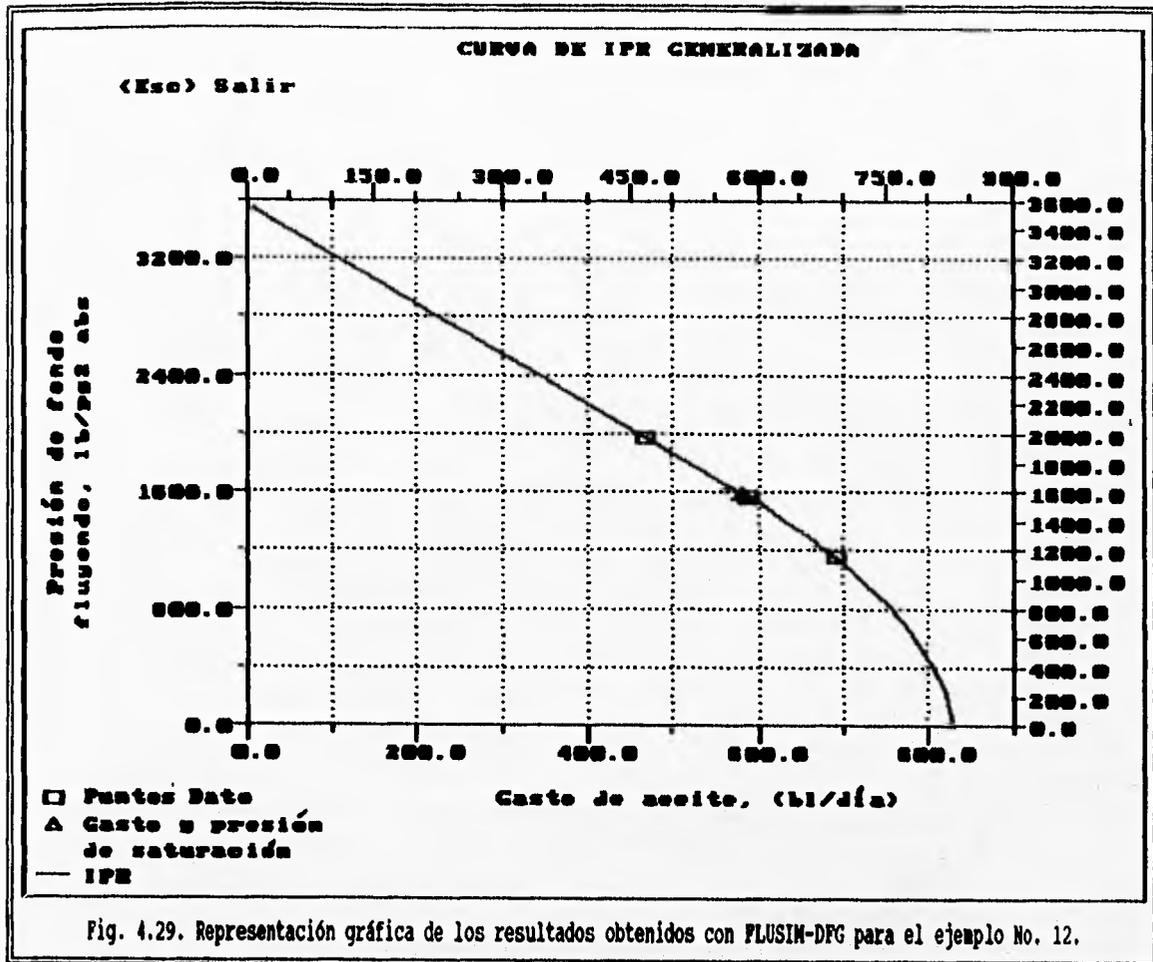
6) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática y sustituyendo valores:

Para $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$:

$$q_o = \frac{582(3575 - P_{wf})}{3575 - 1595}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$:

$$q_o = 582 + 250 \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{1595} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{P_{wf}}{1595} \right)^2 \right]$$



Con PLUSIM-DPG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostradas en la Fig. 4.28 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.29.

Ejemplo 13 (Ref. 4.6).

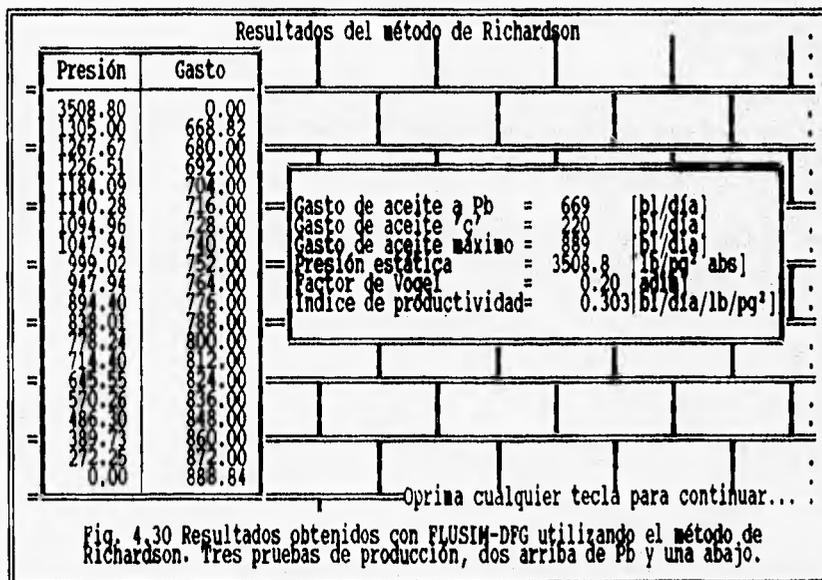
Un pozo productor de aceite cuenta con datos de gasto y presión de fondo fluyendo obtenidos a través de una prueba de producción a gasto variable, éstos se muestran en la tabla 4.15. Adicionalmente, de datos PVT, se sabe que la presión de saturación es de 1305 [lb/pg² abs]. Considerando un factor de Vogel de 0.2, con FLUSIM-DFG y utilizando el método de Richardson se requiere:

- 1) Obtener el índice de productividad.
- 2) Determinar el gasto de aceite a la presión de saturación.
- 3) Calcular la presión de fondo estática.
- 4) Obtener el factor de Vogel y compararlo con el propuesto.
- 5) Calcular el gasto "c".
- 6) Obtener el gasto de aceite máximo.
- 7) Construir la curva de IPR.

Tabla 4.15. Resultados obtenidos de una prueba de producción a gasto variable.

Medición No.	q _o [bl/día]	P _{wf} [lb/pg ² abs]
1	467	1970
2	589	1568
3	691	1152

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación 1.227 y sustituyendo valores:

$$J = \frac{589 - 467}{1970 - 1568}$$

$$J = 0.303 \left[\frac{bl/día}{lb/pg^2abs} \right]$$

2) Utilizando la ecuación 1.229 y sustituyendo valores:

$$q_b = 467 + 0.303 (1970 - 1305)$$

$$q_b = 669 \text{ [bl/día]}$$

3) Utilizando la ecuación 1.228 y sustituyendo valores:

$$P_{ws} = 1970 + \left[\frac{467}{0.303} \right]$$

$$P_{ws} = 3509 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

4) Utilizando la ecuación 1.230 y sustituyendo valores:

$$V = \frac{2(691 - 669) - 0.303(1305) \left[1 - \left(\frac{1152}{1305} \right)^2 \right]}{(691 - 669) - 0.303(1305) \left[\left(\frac{1152}{1305} \right) - \left(\frac{1152}{1305} \right)^2 \right]}$$

$$V = 2.267$$

Como el valor del factor de Vogel es mayor a uno, éste se considerará como 0.2

5) Utilizando la ecuación 1.231 y sustituyendo valores:

$$q_c = \frac{1305(669)}{(3509 - 1305)(2 - 0.2)}$$

$$q_c = 220 \text{ [bl/día]}$$

6) Utilizando la ecuación 1.232 y sustituyendo valores:

$$q_{o_{máx}} = 669 + 220$$

$$q_{o_{máx}} = 889 \text{ [bl/día]}$$

7) Utilizando la ecuación 1.201 para obtener puntos en la línea recta, así como la ecuación 1.202 para obtener puntos de la curva cuadrática y sustituyendo valores:

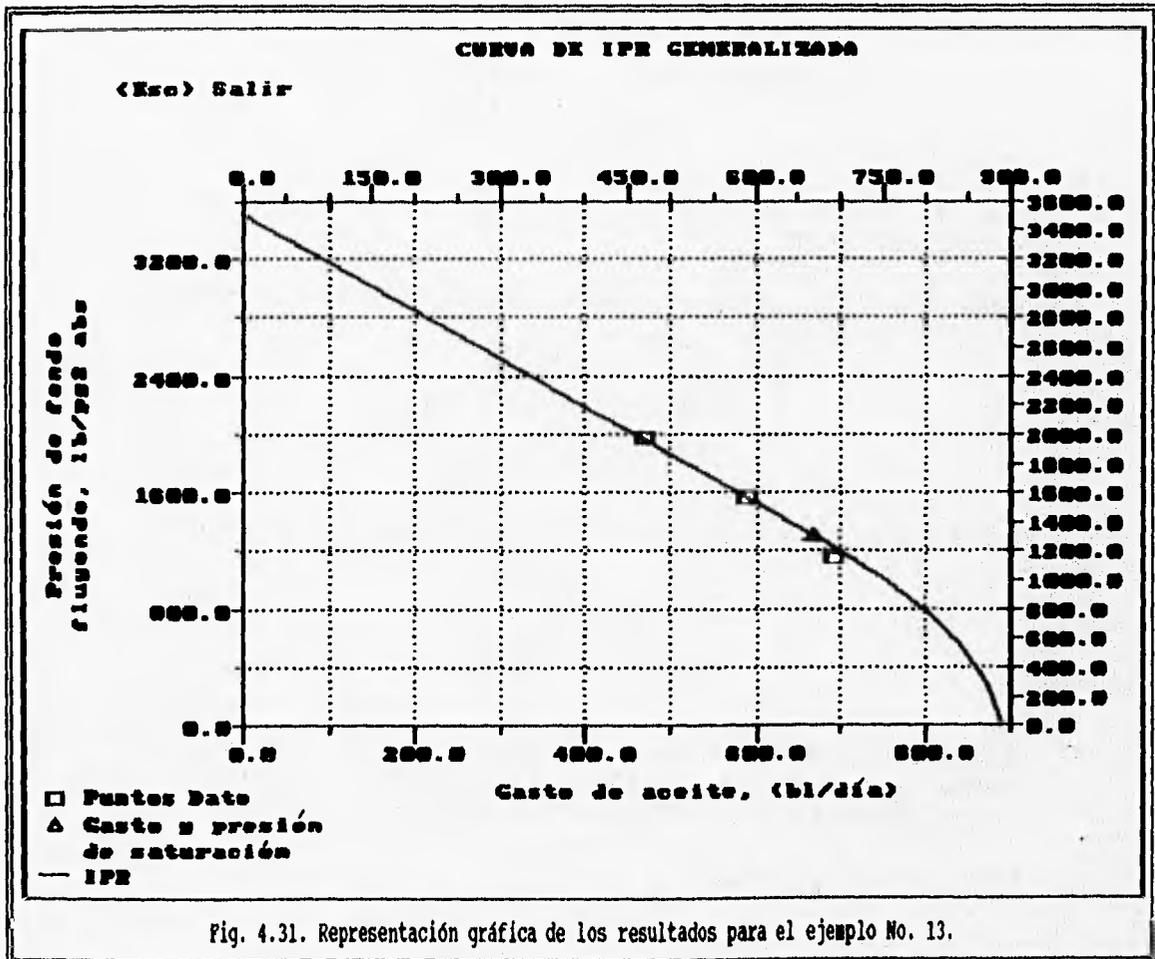
Para $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$:

$$q_o = \frac{669(3509 - P_{wf})}{3509 - 1305}$$

Para $0 \leq P_{wf} \leq P_b$:

$$q_o = 669 + 220 \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{1305} \right) - (1 - 0.2) \left(\frac{P_{wf}}{1305} \right)^2 \right]$$

Con FLUSIM-DFG se obtiene la tabla de P_{wf} vs q_o mostrada en la Fig. 4.30 y su representación gráfica se muestra en la Fig. 4.31. Como se puede apreciar en la Fig. 4.31, existe una pequeña desviación entre los valores calculados por el método y la tercera prueba de producción. Si se considerará un factor de Vogel de 1.0, la desviación se conservaría (Fig. 4.32), pero los valores de q_c y q_{omax} serían mayores. Se consideró en la programación de FLUSIM-DFG utilizar el factor de Vogel de 0.2 para evitar ser optimistas en el valor de q_{omax} .



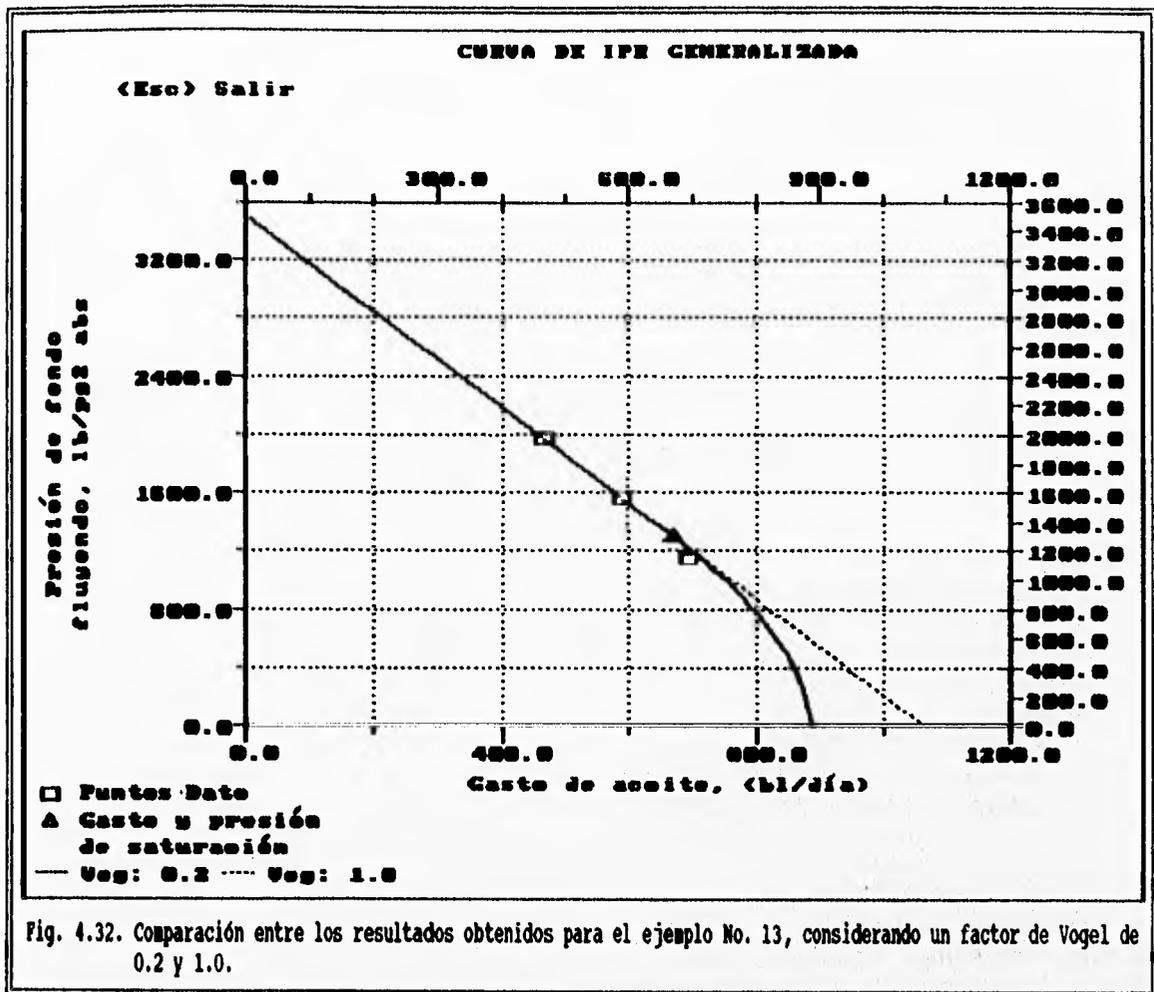


Fig. 4.32. Comparación entre los resultados obtenidos para el ejemplo No. 13, considerando un factor de Vogel de 0.2 y 1.0.

IV.2 Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.

IV.1.1 Método de Orkiszewski.

Ejemplo 14 (Ref. 4.7).

Ejemplo de la caída de presión en un sistema de 2 Fases.

En éste ejemplo se predecirá la caída de presión para el pozo de aceite pesado No. 22. Los datos de su estado mecánico y de sus fluidos se presentan en la tabla 4.16.

- 1) Obtener el incremento de profundidad para el primer incremento ($k=1$), utilizando la correlación de Orkiszewski.
- 2) Determinar la caída de presión total con FLUSIM-DFG.
- 3) Construir el gradiente de presión del pozo.

Tabla 4.16. Datos del pozo No. 22.

Tubería de Producción		
Profundidad	3890.0	[pie]
Diámetro exterior	3 1/2	[pg]
Peso	10.30	[lb/pie]
Diámetro interior	2.992	[pg]
Tubería de Revestimiento		
Profundidad	3924.0	[pie]
Diámetro exterior	4 1/2	[pg]
Datos del Aceite y Gas		
Gasto de aceite	1850.0	[bl/día]
Presión en la cabeza del pozo	670.0	[lb/pg ² abs]
Presión de fondo fluyendo	1470.0	[lb/pg ² abs]
Caída de la presión medida	800.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura en la cabeza del pozo	126.0	[°F]
Temperatura en el fondo	150.0	[°F]
Densidad del aceite producido	18.7	[°API]
Densidad relativa del gas	0.75	[adim]
Relación gas aceite	575.0	[pie ³ /bl]
Porcentaje de agua producida	0.0	
Método de temperatura	Lineal	
Correlación para B ₀	Standing	
Correlación para R _S	Lasater	

Solución:

- 1) A partir de la presión en la cabeza del pozo de 670 [lb/pg²abs], considerando un incremento de presión de 100

[lb/pg²abs] y suponiendo un incremento de longitud de 540 [pie], se calculan la presión promedio y la longitud promedio para el incremento (k=1).

$$\bar{P}_k = P_{k-1} + \frac{\Delta P}{2} = 670 + \frac{100}{2} = 720 \text{ [lb/pg}^2 \text{ abs]}$$

$$\bar{h}_k = h_{k-1} + \frac{\Delta h_k}{2} = 0 + \frac{540}{2} = 270 \text{ [pie]}$$

La temperatura promedio calculada en forma lineal se obtiene con:

$$\frac{\Delta T}{\Delta h} = \frac{T_h - T_{th}}{h}$$

$$T_{h_k} = T_{th} + \frac{\Delta T}{\Delta h} h_k$$

El gradiente de temperatura se obtiene a partir de la profundidad total:

$$\frac{\Delta T}{\Delta h} = \frac{150-126}{3890} = 0.0062 \left[\frac{^{\circ}F}{pie} \right]$$

Luego, la temperatura para el incremento (k=1)

$$T_{L_k} = 126 + (0.0062) (270) = 127.7 \text{ [} ^{\circ}F \text{]}$$

Con las condiciones obtenidas de presión y temperatura se calculan las propiedades de los fluidos. En la referencia se obtienen a partir de las gráficas que se encuentran en: "Frick, T. C. ; Petroleum Production Handbook - Vol. II, Reservoir Engineering, McGraw-Hill. New York (1962)", obteniéndose:

$$R_s = 115 \text{ [pie}^3 \text{/bl]}$$

$$B_o = 1.073 \text{ [bl/bl]}$$

$$\mu_o = 18 \text{ [cp]}$$

$$P_{pc} = 665 \text{ [lb/pg}^2 \text{]}$$

$$T_{pc} = 415 \text{ [} ^{\circ}R \text{]}$$

El factor de compresibilidad de los gases se obtienen a partir de las condiciones pseudorreducidas:

$$T_{pr} = \frac{\bar{T} + 460}{T_{pc}} = \frac{587.5}{415} = 1.42$$

$$P_{pr} = \frac{\bar{P}}{P_{pc}} = \frac{720}{665} = 1.08$$

con lo cual se obtiene:

$$Z = 0.875$$

Los gastos corregidos a las condiciones de escurrimiento, se calculan con:

$$q'_L = 6.49 \times 10^{-5} q_o B_o = 6.49 \times 10^{-5} (1850) (1.073) = 0.129 [\text{pie}^3/\text{seg}]$$

$$q'_g = 3.27 \times 10^{-7} z q_o (R - R_s) \frac{\bar{T} + 460}{\bar{P}} = 3.27 \times 10^{-7} (0.875) (1850) (575 - 115) \frac{587.5}{720}$$

$$q'_g = 0.199 [\text{pie}^3/\text{seg}]$$

$$q'_t = 0.128 + 0.199 = 0.328 [\text{pie}^3/\text{seg}]$$

Los gastos máscicos corregidos se determinan con:

$$w_L = q_o (4.05 \times 10^{-3} \gamma_o + 8.85 \times 10^{-7} \gamma_g R_s) = 1850 (4.05 \times 10^{-3} (0.942) + 8.85 \times 10^{-7} (0.75) (115))$$

$$w_L = 7.20 [\text{lb}/\text{seg}]$$

$$w_g = 8.8 \times 10^{-7} q_o \gamma_g (R - R_s) = 8.8 \times 10^{-7} (1850) (0.75) (575 - 115) = 0.565 [\text{lb}/\text{seg}]$$

$$w_m = 7.20 + 0.57 = 7.77 [\text{lb}/\text{seg}]$$

Las densidades de los fluidos se calculan con:

$$\rho_L = \frac{w_L}{q_L} = \frac{7.20}{0.129} = 55.8 [\text{lb}/\text{pie}^3]$$

$$\rho_g = \frac{w_g}{q_g} = \frac{0.565}{0.199} = 2.84 [\text{lb}/\text{pie}^3]$$

Enseguida se calculan las variables de prueba para compararlas contra los límites y determinar el régimen de flujo.

Variables de prueba:

$$v_t = \frac{q'_t}{A_p} = \frac{0.328}{0.0488} = 6.72 [\text{pie}/\text{seg}]$$

$$\frac{q_g'}{q_t'} = \frac{0.199}{0.328} = 0.607$$

$$N_{gv} = \frac{q_g \left[\sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g \sigma_L}} \right]}{A_p} = \frac{0.199 \left[\sqrt[4]{0.534 (55.8)} \right]}{0.0488} = 9.53$$

Límites:

$$L_B = 1.071 - \frac{0.2218 v_t^2}{d_h} = 1.071 - \frac{0.2218 (6.72)^2}{0.249} = -22$$

$$L_S = 50 + \frac{36 N_{gv} q_L}{q_g} = 50 + \frac{36 (9.53) (0.129)}{0.199} = 272$$

Como $q_o/q_t > L_B$ y $N_{gv} < L_S$, el régimen de flujo es el de bache, por lo que se utilizará las ecuaciones para este régimen de flujo para calcular la densidad media y el gradiente de presión por fricción.

Se determina el número de Reynolds del líquido, el número de Reynolds de la burbuja y la velocidad de la burbuja.

$$N_{ReL} = \frac{1488 \rho_L d_h v_t}{\mu_L} = \frac{1488 (55.8) (0.249) (6.72)}{18} = 7720$$

Como la correlación para calcular la velocidad de la burbuja es no lineal, es necesario aplicar un método iterativo para determinarla. Por lo tanto, se asume un valor inicial de $v_b = 1.75$ (valor recomendado por el autor para comenzar las iteraciones). El número de Reynolds de la burbuja se calcula con:

$$N_{Reb} = \frac{1488 \rho_L d_h v_b}{\mu_L} = \frac{1488 (55.8) (0.249) (1.75)}{18} = 2010$$

y la velocidad de la burbuja se obtiene con:

$$v_b = [0.546 + 8.74 \times 10^{-6} N_{Re}] \sqrt{g d_h} = [0.546 + 8.74 \times 10^{-6} (7720)] \sqrt{(32.2) (0.249)} = 1.74 \text{ [pie/seg]}$$

Se determina el coeficiente de distribución del líquido y el factor de fricción f .

$$\Gamma = \left[\frac{0.0127 \log(\mu_L + 1)}{d_h^{1.415}} \right] - 0.284 + 0.167 \log v_t + 0.113 \log d_h$$

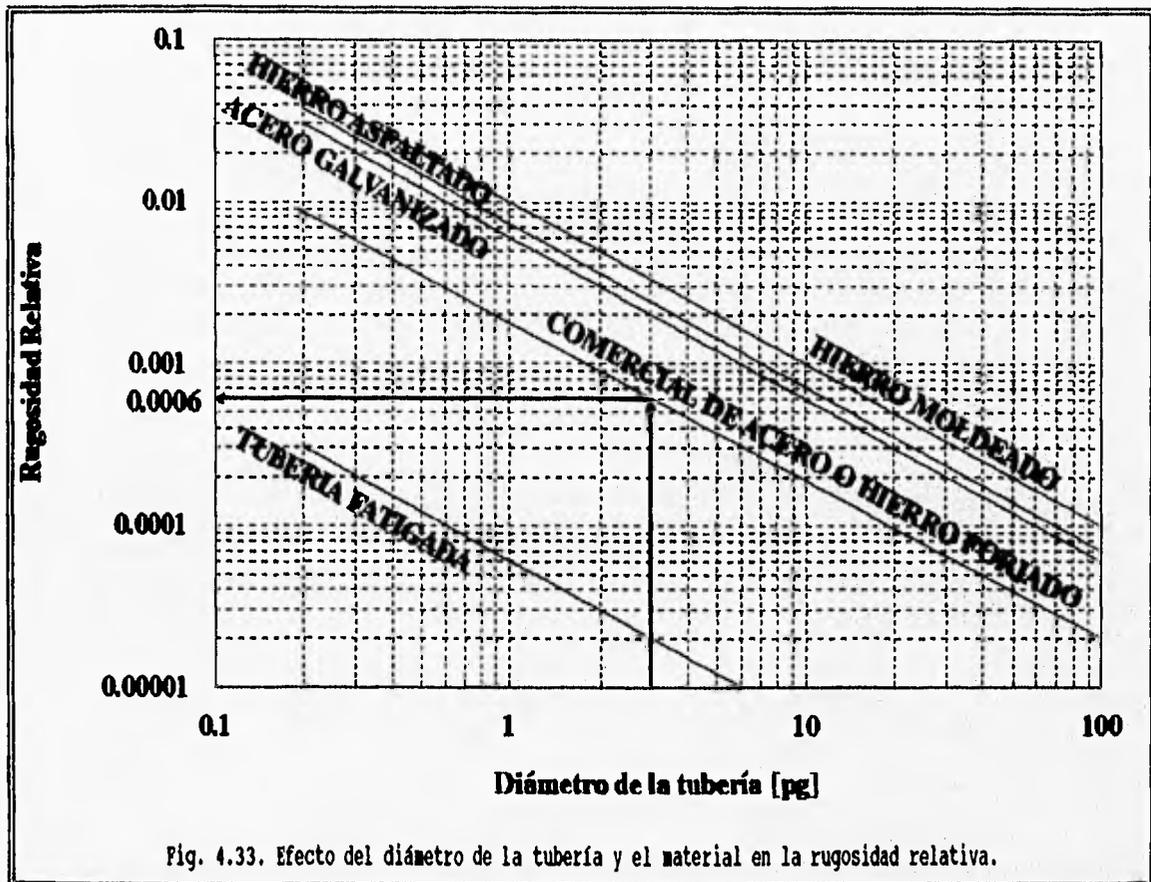
$$\Gamma = \left[\frac{0.0127 \log(18+1)}{(0.249)^{1.415}} \right] - 0.284 + 0.167 \log(6.72) + 0.113 \log(0.249) = -0.097$$

Se realiza la prueba del límite para el coeficiente de distribución del líquido.

$$-0.097 \geq -0.065 \quad (6.72)$$

$$-0.097 \geq -0.436$$

Por lo tanto $\Gamma = -0.097$



El valor de la rugosidad relativa es leída de la Fig. 4.33 con un valor de 0.0006. Con estos valores y el calculado para N_{Re} de 7720 se lee en la Fig. 1.8 un valor del factor de fricción de 0.034.

Tabla 4.17. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con FLUSIM-DPG.

Variable	Unidades	Referencia	FLUSIM-DPG
Relación gas disuelto aceite	Pie ³ /bl	115.0	129.8
Factor de volumen	bl/bl	1.073	1.1005
Viscosidad del aceite	cp	18.0	12.66
Presión pseudocrítica	lb/pg ²	665.0	665.0
Temperatura pseudocrítica	^o R	415.0	404.5
Presión pseudorreducida	adim	1.08	1.083
Temperatura pseudorreducida	adim	1.42	1.453
Factor de compresibilidad de los gases reales	adim	0.875	0.882
Gasto de líquido	pie ³ /seg	0.129	0.132
Gasto de gas	pie ³ /seg	0.199	0.194
Gasto total	pie ³ /seg	0.328	0.326
Gasto másico del líquido	lb/seg	7.20	7.23
Gasto másico del gas	lb/seg	0.57	0.546
Gasto másico total	lb/seg	7.77	7.776
Densidad del líquido	lb/pie ³	55.8	54.648
Densidad del gas	lb/pie ³	2.84	2.82
Velocidad real de la mezcla	pie/seg	6.72	6.679
Número de la velocidad del gas	adim	9.53	10.023
Límite de flujo tipo burbuja	adim	-22.0	-38.61
Límite de flujo tipo bache	adim	272.0	296.18
Número de Reynolds del líquido	adim	7720.0	10692.2
Número de Reynolds de la burbuja	adim	2010.0	2268.125
Velocidad de la burbuja	pie/seg	1.74	1.812
Coefficiente de distribución del líquido	adim	-0.097	-0.1115
Rugosidad relativa	adim	0.0006	0.0002
Factor de fricción	adim	0.034	0.0306
Densidad de la mezcla	lb/pie ³	24.9	24.32
Gradiente de presión por fricción	lb/pie ² /pie	2.26	1.96
Incremento de profundidad	pie	529.0	544.73
Error	%		2.97

Se evalúa la densidad media de la mezcla con:

$$\bar{\rho}_m = \frac{w_t + \rho_L v_b A_p}{q_t + v_b A_p} + \Gamma \rho_L = \frac{7.77 + 55.8(1.74)(0.0488)}{0.328 + 1.74(0.0488)} + (-0.097)(55.8) = 24.9 \text{ [lb/pie}^3 \text{]}$$

El gradiente de presión por fricción se calcula con:

$$\tau_f = \frac{f \rho_L v_t^2}{2g \cdot d_h} \left[\frac{q_L + v_b A_p}{q_t + v_b A_p} - \Gamma \right] = \frac{0.034(55.8)(6.72)^2}{64.4(0.249)} \left[\frac{0.129 + 1.74(0.0488)}{0.328 + 1.74(0.0488)} - 0.097 \right] = 2.26 \text{ [lb/pie}^2 \text{/pie]}$$

El incremento de profundidad se determina con:

$$\Delta L_1 = 144 \left[\frac{\Delta p_1 \left(1 - \frac{w_i q_o}{4637 A_p^2 \bar{p}} \right)}{\bar{p} + \tau_f} \right]_{k=1} = 144 \left[\frac{100 \left(1 - \frac{7.77(0.199)}{4637 (0.0488)^2 (720)} \right)}{24.9 + 2.3} \right]_{k=1} = 529 \text{ [pie]}$$

Se continúa el procedimiento hasta que la suma de los incrementos de profundidad sea igual a la profundidad total. El valor de la presión de fondo fluyendo obtenido en la referencia es de 1470 [lb/pg² abs].

La comparación entre los valores de las propiedades y las variables que intervienen en el cálculo del incremento de profundidad se muestran en la tabla 4.17.

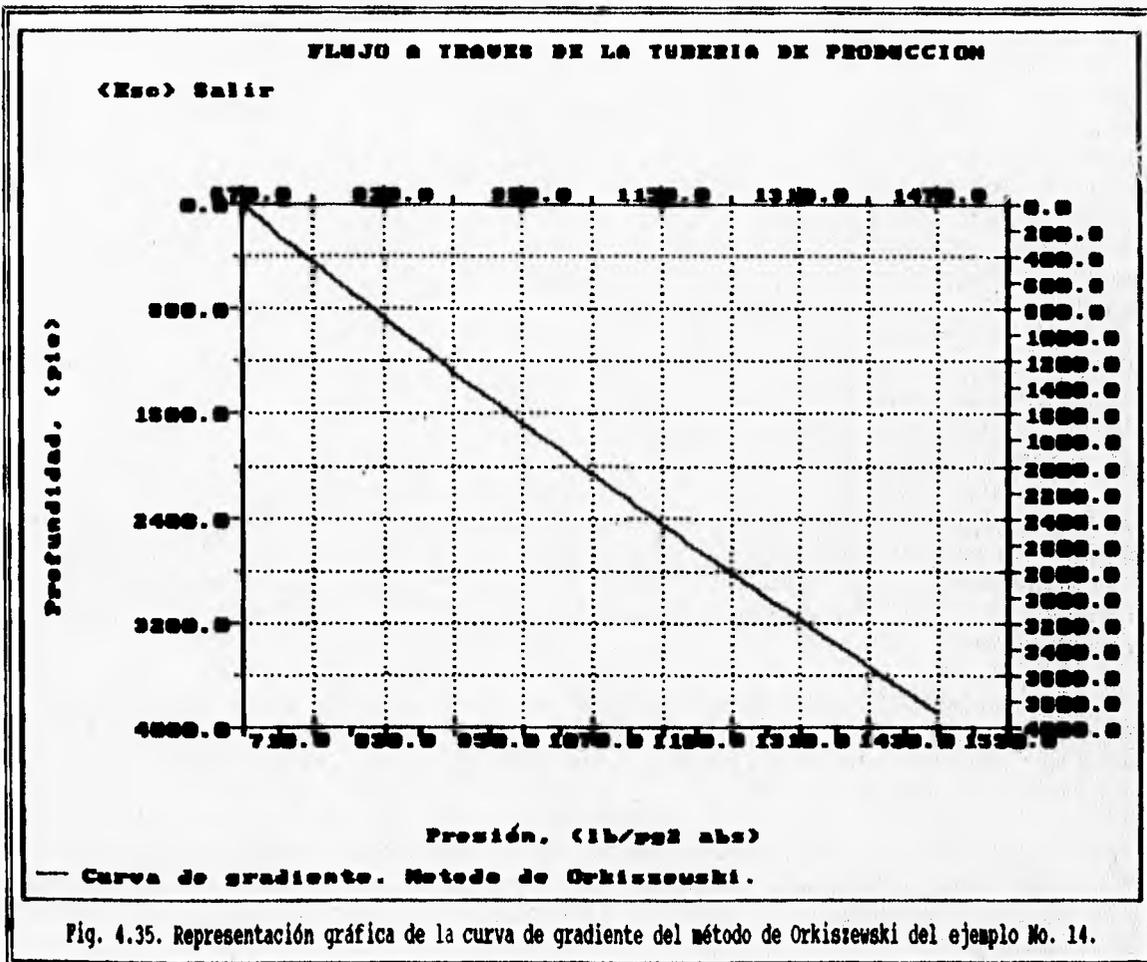
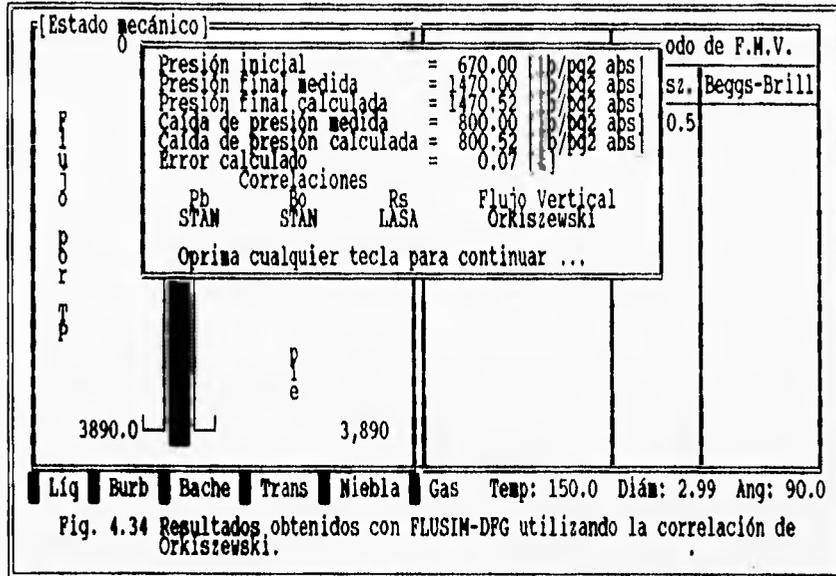
- 2) De la misma manera que en el primer punto se determinan los incrementos de profundidad para las siguientes interacciones (K=2, 3, 4, ..., n) obteniéndose la tabla 4.18. El valor final de la presión de fondo fluyendo obtenida en **FLUSIM-DPG** es de 800.52 lb/pg² abs obteniéndose un error entre el valor medio y el calculado de 0.07%

Los resultados obtenidos con **FLUSIM-DPG** se muestran en la Fig. 4.34.

Tabla 4.18. Incremento de profundidad para las iteraciones 1 a 9.

Iteración	Incremento de profundidad [pie]
1	544.73
2	1065.33
3	1567.04
4	2052.14
5	2522.84
6	2981.19
7	3428.82
8	3867.82
9	3890.00

- 3) La Curva de Gradientes de Presión obtenida con **FLUSIM-DPG** se muestra en la Fig. 4.35.



Ejemplo 15 (Ref. 4.8).

El campo Nasser se encuentra en Libia, aproximadamente a 110 millas al Sur de la Costa Mediterránea, sobre la orilla del desierto Libio (Fig. 4.36). El aceite se encuentra en un yacimiento de caliza altamente porosa, que tiene un espesor de 180 a 320 [pie], a una profundidad medida de 5400 a 5800 [pie]. La producción comercial del aceite del campo comenzó en agosto de 1961, y actualmente están en producción 130 pozos, de los cuales 119 producen mediante bombeo neumático.

La mayoría de los pozos se han terminado con tuberías de revestimiento de 9 5/8 ó 7 [pg], colocadas hasta la cima del intervalo productor y posteriormente terminados en agujero descubierto perforado a una distancia de 50 a 100 [pie] del contacto agua-aceite. Por lo general los pozos se estimularon mediante un lavado con ácido durante su terminación y produjeron por el espacio

anular entre la tubería de producción de 2 7/8 [pg] y la tubería de revestimiento. El campo tiene un empuje de agua extremadamente fuerte, el cual ha reemplazado más del 95% del volumen extraído del yacimiento.

La producción de agua comenzó en 1964 y para 1969 se alcanzó un valor de 250,000 [bl/día] comparado con un gasto de producción de aceite de 565,000 [bl/día]. Actualmente la producción de agua asciende a cerca de 79% de la producción total de los fluidos, que excede de 500,000 [bl/día]. La presión inicial del yacimiento fue de 2,457 [lb/pg²] a una profundidad de 5,200 [pie] sobre el nivel del mar. En 1969, después de que produjeron 1,040 [MMbl_o a c.s.] del yacimiento, la presión se había reducido a 2,271 [lb/pg²], únicamente 186 [lb/pg²].



Tabla 4.19 Propiedad de los fluidos y datos del yacimiento en el campo Nasser.

		Area Norte	Area Sur	Area Sureste
Area	[acres]	23762	13037	15233
Profundidad inicial del contacto agua aceite	[pie]	5339	5360	5360
Presión inicial del yacimiento*	[lb/pg ²]	2457	2457	2457
Temperatura inicial del yacimiento*	[°F]	170	170	170
Presión actual del yacimiento*	[lb/pg ²]	2275	2282	2285
Presión de saturación	[lb/pg ²]	2055	1410	1160
Densidad del aceite	[°API]	39	39	39
Relación de solubilidad	[pie ³ /bl]	683	465	245

La presión actual del yacimiento varía de 2254 [lb/pg²] en la parte norte del campo hasta 2306 [lb/pg²] en la parte sureste.

Tabla 4.20 Índice de productividad de los pozos del campo Nasser.

Índice de Productividad Total bl/día/lb/pg ²	Número de pozos
> 100	30
20 a 100	46
5 a 20	46
1 a 5	42
< 1	3
Total de pozos	167

El yacimiento produce aceite bajosaturado de una densidad de 39 [°API], con una relación gas-aceite que varía de 245 [pie³/bl] en el sureste del campo hasta 683 [pies³/bl] en la parte norte. La tabla 4.19 resume la información sobre las condiciones del yacimiento y las propiedades de los fluidos.

El índice de productividad total de líquido de los pozos en el campo varía de 1 a más de 500 [bl/día/lb/pg²] de abatimiento de presión en el yacimiento. La tabla 4.20 proporciona la distribución de los índices de productividad entre los pozos activos. En esta tabla puede observarse que más de la mitad de los pozos tienen índices de productividad de líquido total en el rango de 5 a 100 [bl/día/lb/pg²]. Se han notado pocos cambios en los índices de productividad de los pozos a través de la vida productora del campo, y una extrapolación en la línea recta del abatimiento de presión ha sido bastante precisa. El estado actual de los pozos en el campo se muestra en la tabla 4.21.

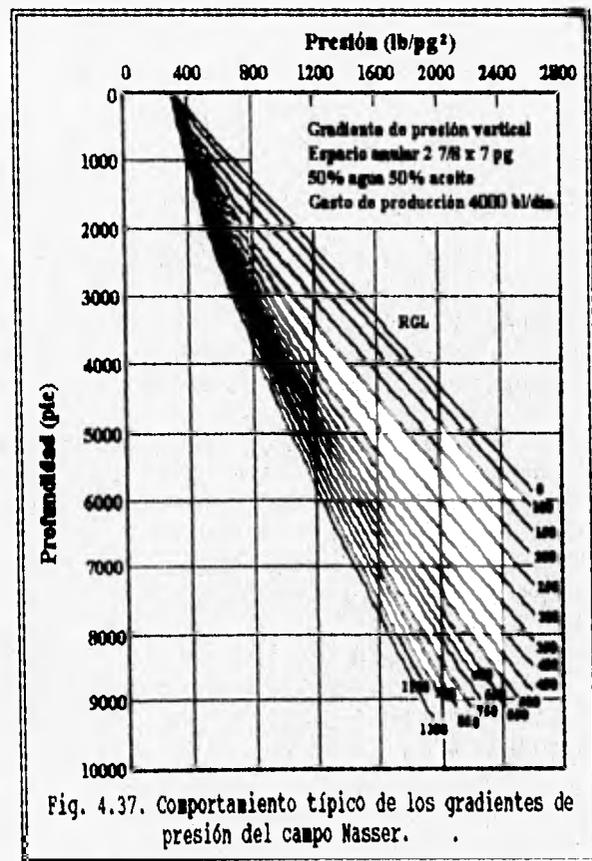
* Medida a 5200 pies bajo el nivel del mar.

Tabla 4.21 Estado de los pozos del campo Nasser (Enero 1, 1979).

Productores		130
Bombeo neumático		119
Flujo tubular		12
Flujo anular		107
Fluyentes		11
Producción total de aceite	[bl/día]	105000
Producción total de agua	[bl/día]	395000
Producción de aceite promedio por pozo	[bl/día]	800
Producción de fluido promedio por pozo	[bl/día]	3846
Producción de aceite promedio por pozo	[bl/día]	808
Relación gas inyectado aceite promedio	[pie ³ /bl]	220

Las curvas de gradiente de presión de flujo a través del espacio anular, similares a aquellas que se muestran en la Fig. 4.37, se desarrollaron modificando la correlación de Orkiszewski, para permitir calcular el comportamiento del flujo a través del espacio anular. Esta modificación, para flujo a través del espacio anular, se realizó utilizando el área del flujo del conducto y un diámetro efectivo calculado a partir del radio hidráulico.

La presión de fondo fluyendo calculada con la correlación de Orkiszewski, se comparó con la presión medida en los pozos con flujo anular, para verificar la exactitud de la correlación. La tabla 4.22 muestra un listado de la comparación de las presiones calculadas con las medidas en 1970. La desviación promedio de las presiones calculadas con las presiones medidas fue de 1.6%. Esta aproximación se consideró excelente y fue aún mejor que las que se habían obtenido con gasto más bajos y flujo por la tubería de producción. La similitud entre las presiones de fondo calculadas y las medidas ha continuado siendo buena a lo largo de la vida productora del campo, aún cuando el porcentaje de agua producido se ha incrementado significativamente. De hecho la exactitud de los cálculos de flujo multifásico y su uso en la predicción del comportamiento de los pozos ha jugado una parte importante, a través



de los años, en los esfuerzos hechos por mejorar la eficiencia del bombeo neumático en el campo.

Tabla 4.22. Comparación de las presiones de fondo fluyendo calculadas y medidas en el campo Nasser.

Pozo	TP y TR [pg]	Gasto líquido bl/día	Agua [%]	Presión medida en la cabeza [lb/pg ²]	Profundidad de medición [pie]	Presión de Fondo fluyendo medida [lb/pg ² man]	Presión de Fondo fluyendo calculada [lb/pg ² man]	Delta P [lb/pg ² man]	Diferencia [%]
1	2 7/8x9 5/8	23675	0.5	575	5440	2079	2250	+ 171	+ 7.6
5	2 7/8x9 5/8	13520	2.0	659	5600	1986	1970	- 16	- 0.8
12	2 7/8x9 5/8	10794	0	760	5650	2160	2150	- 10	- 0.5
13	2 7/8x9 5/8	18782	43	415	5670	2101	2100	+ 1	0.0
18	2 7/8x9 5/8	24283	0	583	5500	2178	2186	+ 10	+ 0.5
22	2 7/8x9 5/8	19843	60.0	437	5750	2225	2200	- 25	- 1.1
22-1	2 7/8x9 5/8	22882	43.0	535	5750	2236	2550	+ 14	+ 0.6
28	2 7/8x9 5/8	18600	60.0	335	5650	2215	2200	- 15	- 0.6
29	2 7/8x9 5/8	14579	72.5	220	5650	2200	2150	- 50	- 2.3
30	2 7/8x7	2638	0	782	5520	2218	2200	- 18	- 0.8
32	2 7/8x9 5/8	12984	49	474	5650	2111	2150	+ 39	+ 1.8
32-1	2 7/8x9 5/8	11088	6.3	700	5650	2149	2150	+ 1	0.0
33	2 7/8x9 5/8	26774	--	750	5650	2140	2200	+ 60	+ 2.8
33-1	2 7/8x9 5/8	27190	3.0	715	5650	2100	2180	+ 80	+ 3.8
33-2	2 7/8x9 5/8	12638	--	835	5650	2239	2250	- 39	- 1.8
40	2 7/8x9 5/8	4681	42.5	515	5700	2199	2160	+ 14	+ 0.6
							Desviación Promedio:	1.6%	

Tabla 4.23. Propiedades de los fluidos utilizadas en los cálculos de la correlación de Orkiszewski.

Densidad relativa del aceite	0.831	[adim]
Densidad relativa del agua	1.01	[adim]
Densidad relativa del gas	0.94	[adim]
Relación gas-aceite	677	[pie ³ /bl]

Utilizando los datos del campo Nasser, obtener las presiones de fondo fluyendo de los pozos del campo Nasser, por medio de FLUSIM-DPG y compararlos con los obtenidos en la referencia.

Solución:

En este trabajo se seleccionaron los pozos del campo Nasser debido a que éstos no pueden fluir por la tubería de producción de 2 7/8 [pg], ya que las caídas de presión por fricción son muy altas. Es por este motivo que en la práctica, los pozos fluyen por el espacio anular. En el artículo se propone instalar bombeo neumático continuo para poder producir los pozos por el espacio anular.

Los datos proporcionados en el artículo son por lo general consistentes con los pedidos en FLUSIM-DFG, el único que no se toma directamente es la relación agua aceite, debido a que en el artículo se proporciona el porcentaje de agua producida. Por éste motivo se transforma mediante:

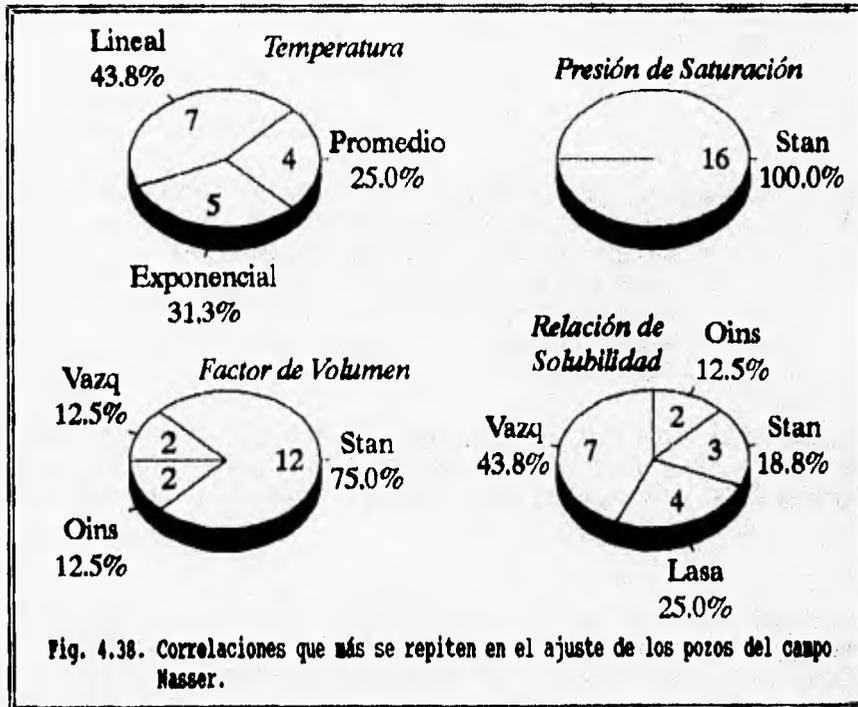
$$\%Agua = \left[\frac{q_w}{q_w + q_o} \right] 100 = \left[\frac{\frac{q_w}{q_o}}{\frac{q_w}{q_o} + 1} \right] 100 = \left[\frac{WOR}{WOR+1} \right] 100$$

Despejando la relación agua aceite:

$$WOR = \frac{\%Agua}{100 - \%Agua}$$

Por último, el gasto de agua se obtiene mediante:

$$q_w = \frac{q_L (\%Agua)}{100}$$



Cuando se realizaron los cálculos por medio de FLUSIM-DFG se observa que algunas combinaciones de correlaciones para el cálculo de las propiedades arrojan resultados muy parecidos entre si, cambiando únicamente por milésimas de [lb/pg²].

Tabla 4.24. Resultados obtenidos con FLUSIM-DPG.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	2 y 11	2 y 3
Po- zo	P _{wf} medida lb/pg ²	P _{wf} del art. lb/pg ²	T _{th} °F	T _{bh} °F	WOR bl/bl	Correlación Temperatura	Correlaciones*			Presión calculada lb/pg ²	Error %	Error art. %
							P _b	B ₀	R _g			
1	2079	2250	100	170	0.005	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Oins Oins Oins	Lasa Lasa Lasa	2044.45 1992.23 2011.02	-2.30 5.77 -4.52	7.6
5	1986	1970	100	170	0.020	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Stan Stan	Vazq Stan Stan	1992.23 1966.29 1997.47	0.47 -1.49 0.86	-0.8
12	2160	2150	100	170	0.0	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Stan Oins	Stan Lasa Vazq	2159.72 2155.42 2161.69	1.39 -0.33 0.12	-0.46
13	2101	2100	100	170	0.754	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Stan Vazq	Stan Lasa Vazq	2104.98 2099.50 2103.20	0.24 -0.09 0.13	-0.0
18	2178	2186	100	170	0.0	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Stan Stan	Oins Vazq Oins	2277.75 2167.94 2215.95	6.25 -0.63 2.38	0.37
22	2225	2200	100	170	1.5	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Vazq Vazq Vazq	Vazq Lasa Lasa	2217.57 2203.98 2148.23	-0.42 -1.18 -4.29	-1.1
22-1	2236	2250	100	170	0.754	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Stan Stan	Oins Oins Vazq	2297.70 2232.71 2250.41	3.63 -0.19 0.85	0.6
28	2215	2200	100	170	1.5	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Stan Vazq	Oins Lasa Lasa	2234.74 2208.82 2194.57	1.05 -0.33 -1.09	-0.6
29	2200	2150	100	170	2.636	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Oins Stan	Oins Oins Stan	2351.81 2175.35 2203.79	7.69 -1.24 0.19	-2.3
30	2218	2200	100	170	0.0	Exponencial Lineal Promedio	Stan Stan Stan	Stan Oins Stan	Vazq Vazq Lasa	2212.27 2208.79 2212.56	-0.40 -0.64 -0.38	-0.81

* Sólo se indican los mejores ajustes para cada caso.

Tabla 4.24. Resultados obtenidos con FLUSIM-DPG (cont.).

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	2 y 11	2 y 3
Po- zo	P _{wf} medida lb/pg ²	P _{wf} del art. lb/pg ²	T _{th} °F	T _{bh} °F	WOR bl/bl	Correlación Temperatura	Correlaciones			Presión calculada lb/pg ²	Error %	Error art. %
							P _b	B _o	R _s			
32	2111	2150	100	170	0.961	Exponencial	Stan	Stan	Oins	2209.89	6.04	1.8
						Lineal	Stan	Stan	Vazq	2144.61	2.05	
						Promedio	Stan	Stan	Vazq	2171.81	3.71	
32-1	2149	2150	100	170	0.067	Exponencial	Stan	Stan	Stan	2146.18	-0.19	0.0
						Lineal	Stan	Vazq	Stan	2152.02	0.21	
						Promedio	Stan	Stan	Lasa	2129.61	-1.34	
33	2140	2200	100	170	0.0	Exponencial	Stan	Stan	Oins	2245.01	7.55	2.8
						Lineal	Stan	Stan	Vazq	2139.33	-0.05	
						Promedio	Stan	Stan	Oins	2174.39	2.47	
33-1	2100	2180	100	170	0.031	Exponencial	Stan	Stan	Oins	2218.40	8.55	3.8
						Lineal	Stan	Stan	Oins	2098.58	-0.10	
						Promedio	Stan	Stan	Oins	2152.08	3.76	
33-2	2239	2250	100	170	0.0	Exponencial	Stan	Stan	Oins	2237.17	-0.13	-1.8
						Lineal	Stan	Stan	Stan	2231.41	-0.54	
						Promedio	Stan	Stan	Stan	2248.77	0.70	
40	2199	2160	100	170	0.739	Exponencial	Stan	Stan	Vazq	2244.31	2.69	0.6
						Lineal	Stan	Stan	Oins	2192.50	-0.39	
						Promedio	Stan	Stan	Vazq	2197.81	-0.07	
							Desviación Promedio:			0.502%	1.6%	

Los resultados obtenidos con FLUSIM-DPG se muestran en la tabla 4.24. En esta se muestra la comparación entre los resultados obtenidos por medio de FLUSIM-DPG y los resultados obtenidos en el artículo.

En general las correlaciones que resultan en el mejor ajuste a los datos medidos de la presión de fondo fluyendo son estables, o sea, casi no varían. En la Fig. 4.38, se muestra el porcentaje y el número de repeticiones de cada correlación. Como se puede observar la correlación de temperatura que más se repite es la lineal (10 de 16), la correlación para el cálculo de la presión de saturación fue la de Standing (16 de 16), para el factor de volumen fue Standing (12 de 16) y para la relación de solubilidad fue Vázquez (6 de 16).

Ejemplo 16 (Ref. 4.9).

Con los datos mostrados en la tabla 4.25, determinar el gradiente total de presión considerando despreciable el efecto por aceleración, empleando la correlación de Orkizsewski y FLUSIM-DPG:

Tabla 4.25. Datos del ejemplo 16.

Tubería de Producción.		
Diámetro interior	1.995	[pg]
Rugosidad	0.00015	[pie]
Datos del Aceite y Gas.		
Gasto de aceite	150.0	[m ³ /día]
Densidad relativa del aceite producido*	0.85	[adim]
Densidad relativa del gas	0.65	[adim]
Relación gas aceite	200.0	[m ³ /m ³]
Condiciones Medias.		
Presión media	67.5	[kg/cm ²]
Temperatura media	153.0	[°F]

Solución:

- 1) Obtener para las condiciones de presión y temperatura: el factor de compresibilidad del gas, la relación gas disuelto aceite, el factor de volumen del aceite, el factor de volumen del gas, la densidad del aceite a condiciones de flujo, la densidad del gas a condiciones de flujo, la viscosidad del líquido y la tensión superficial del líquido.

Convirtiendo los datos a unidades inglesas se tiene:

$$q_o = 943.5 \text{ [bl/día]}$$

$$R = 1122 \text{ [pie}^3\text{/bl]}$$

$$d = 0.1662 \text{ [pie]}$$

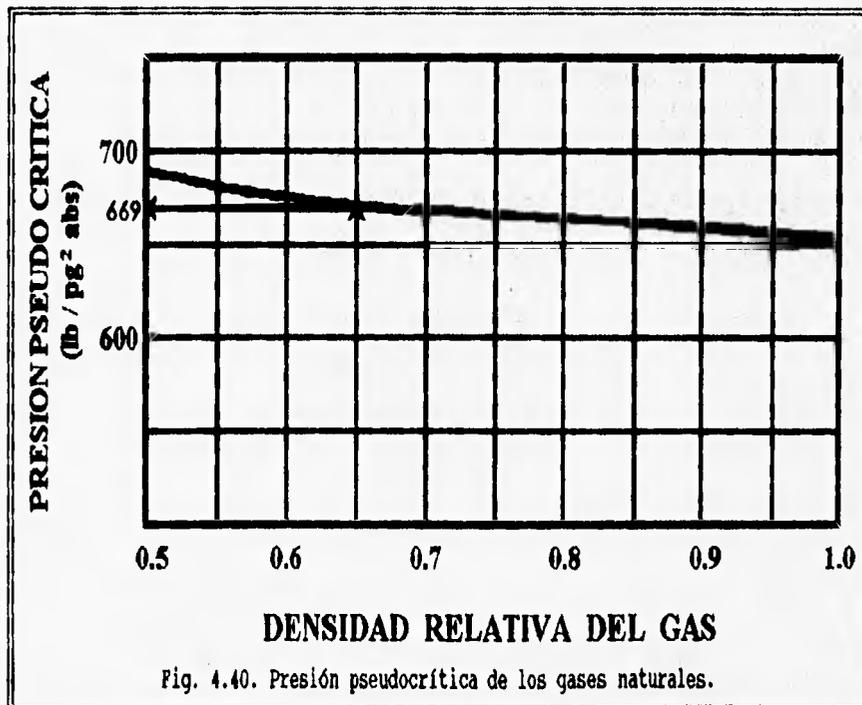
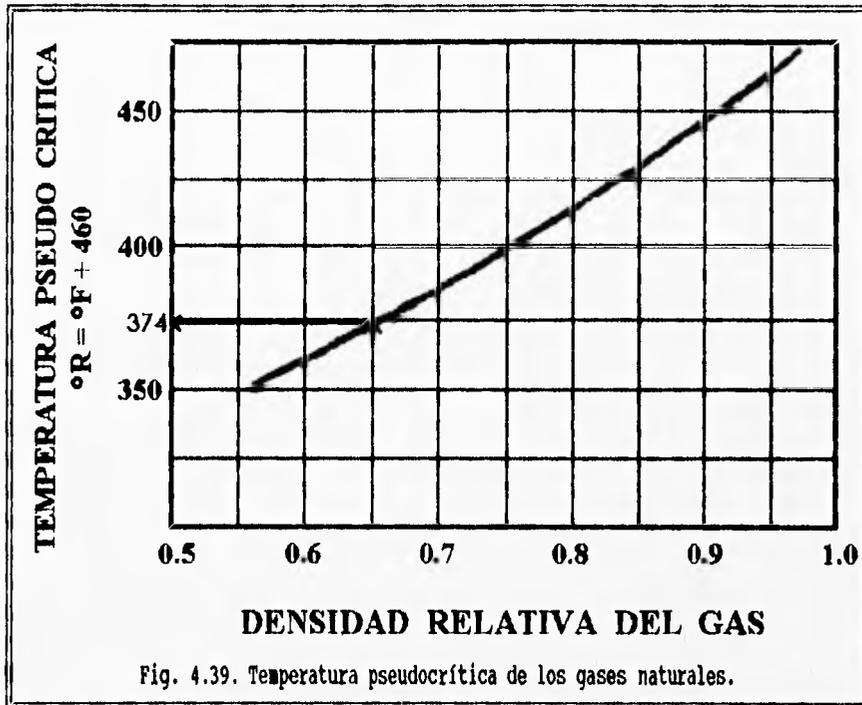
$$P = 974.5 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

$$T = 613 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

* A condiciones de Tanque

1.1) Factor de compresibilidad del gas.

Mediante las Figs. 4.39 y 4.40 se obtienen las condiciones pseudocríticas del gas, a partir de su densidad relativa.



$$T_{pc} = 374 [^{\circ}R]$$

$$P_{pc} = 669 [lb/pg^2]$$

Las condiciones pseudorreducidas se obtienen con:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{613}{374} = 1.64$$

$$P_{pr} = \frac{P+14.7}{P_{pc}} = \frac{973}{669} = 1.46$$

Por último, el factor compresibilidad del gas se obtiene a partir de la presión y temperatura pseudorreducidas, mediante la Fig. 4.41, obteniéndose:

$$z = 0.904$$

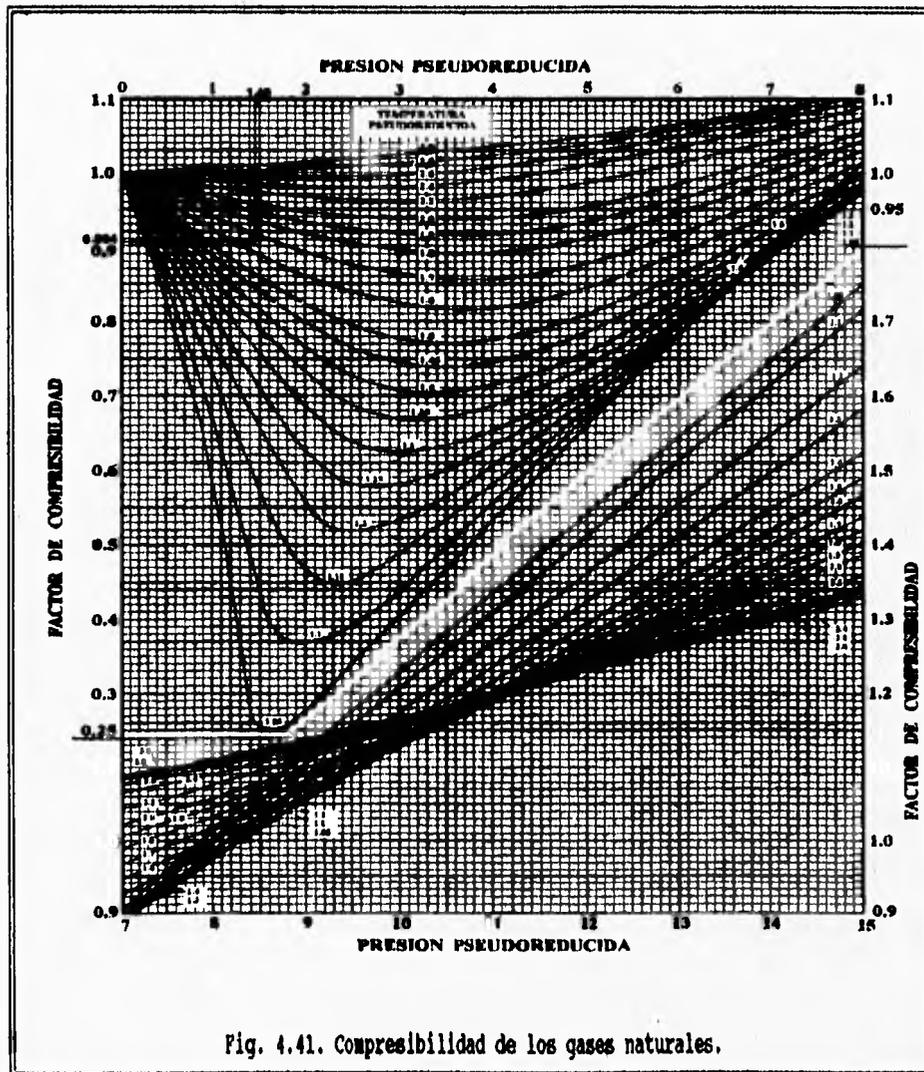
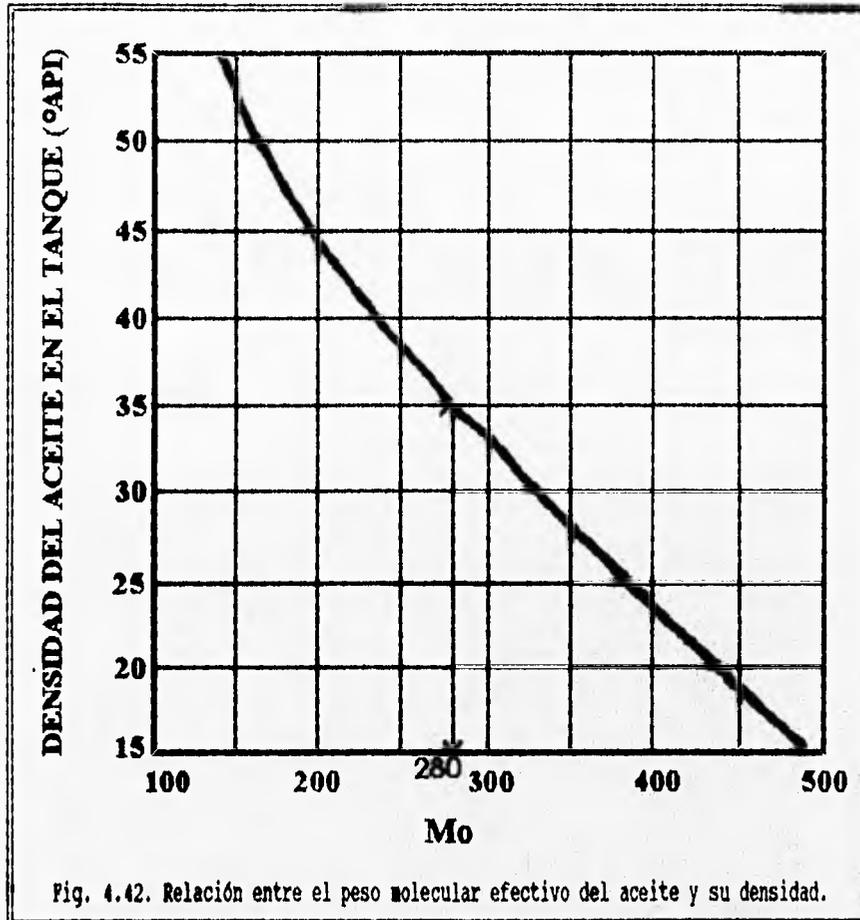


Fig. 4.41. Compresibilidad de los gases naturales.

1.2) Relación de solubilidad.

Para determinar la relación de solubilidad, se emplea la correlación de Lasater, mediante el siguiente procedimiento.



- a) Con la densidad del aceite ($^{\circ}\text{API}$) y mediante la Fig. 4.42, obtener el peso molecular efectivo del aceite a condiciones de almacenamiento, M_o .

Densidad en grados API del aceite a condiciones de tanque:

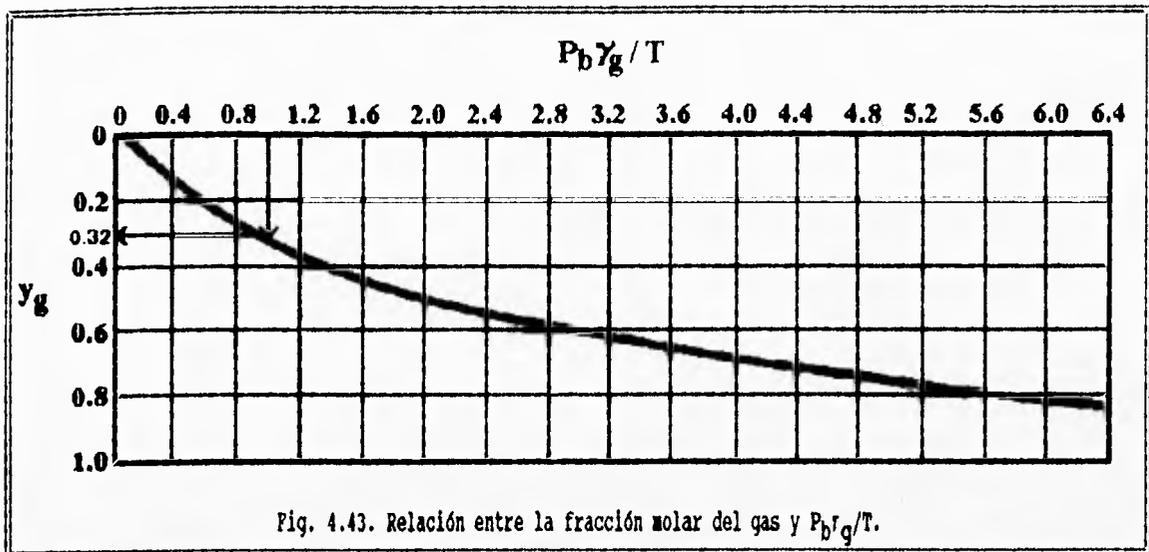
$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{0.85} - 131.5 = 34.97$$

Obteniéndose:

$$M_o = 280$$

- b) Calcular:

$$\frac{P_b \gamma_g}{T} = \frac{((67.5)(14.22) + 14.7)(0.65)}{153 + 460} = 1.033$$



c) Determinar la fracción molar del gas mediante la Fig. 4.43 a partir de la relación calculada en el inciso b, obteniéndose:

$$y_g = 0.32$$

d) Por último la relación de solubilidad se obtiene con:

$$R_s = \left[\frac{(350)(379.3)\gamma_o}{M_o} \right] \left[\frac{y_g}{1-y_g} \right] = \left[\frac{(350)(379.3)(0.85)}{280} \right] \left[\frac{0.32}{1-0.32} \right] = 189.65 [\text{pie}^3/\text{bl}]$$

1.3) Factor de volumen del aceite.

Para determinar el factor de volumen del aceite, se emplea la correlación de Standing.

$$F = R_s \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{0.5} + 1.25T = 189.65 \left[\frac{0.65}{0.85} \right]^{0.5} + 1.25(153) = 354$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} = 0.972 + (0.000147) (354)^{1.175} = 1.1185 [\text{bl}/\text{bl}]$$

1.4) Factor de volumen del gas.

$$B_g = \frac{0.0283 zT}{P} = \frac{0.0283 (0.904) (613)}{974.55} = 0.0161 \left[\frac{\text{pie}^3 @ c.e.}{\text{pie}^3 @ c.s.} \right]$$

1.5) Densidad del aceite a condiciones de flujo.

$$\rho_o = \frac{\gamma_o (62.4) + \frac{\gamma_g (0.0764) R_S}{5.614}}{B_o} = \frac{0.85 (62.4) + \frac{0.65 (0.0764) (189.6)}{5.614}}{1.1185} = 48.92 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

1.6) Densidad del gas a condiciones de flujo.

$$\rho_g = \frac{2.7 P \gamma_g}{z T} = \frac{2.7 (67.5) (14.22) + 14.7 (0.65)}{0.904 (153 + 460)} = 3.09 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

1.7) Viscosidad del líquido.

La correlación usada para obtener la viscosidad del aceite saturado es la establecida por Chew y Connally. El procedimiento comprende la determinación previa de la viscosidad del aceite muerto a la temperatura de interés y la relación de solubilidad.

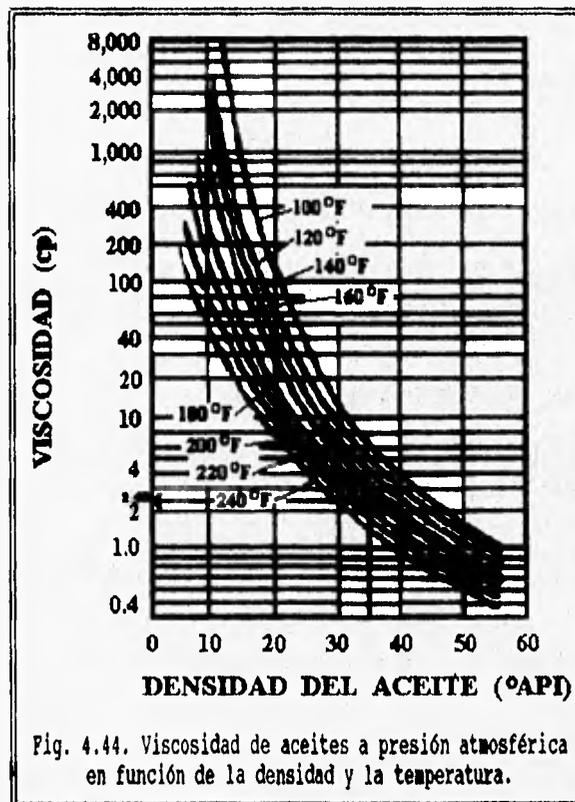


Fig. 4.44. Viscosidad de aceites a presión atmosférica en función de la densidad y la temperatura.

El valor de la viscosidad del aceite a presión atmosférica, μ_{om} , para una $T=153$ [°F] y una densidad de 35 [°API], de obtiene mediante la Fig. 4.44 (Beal), obteniéndose:

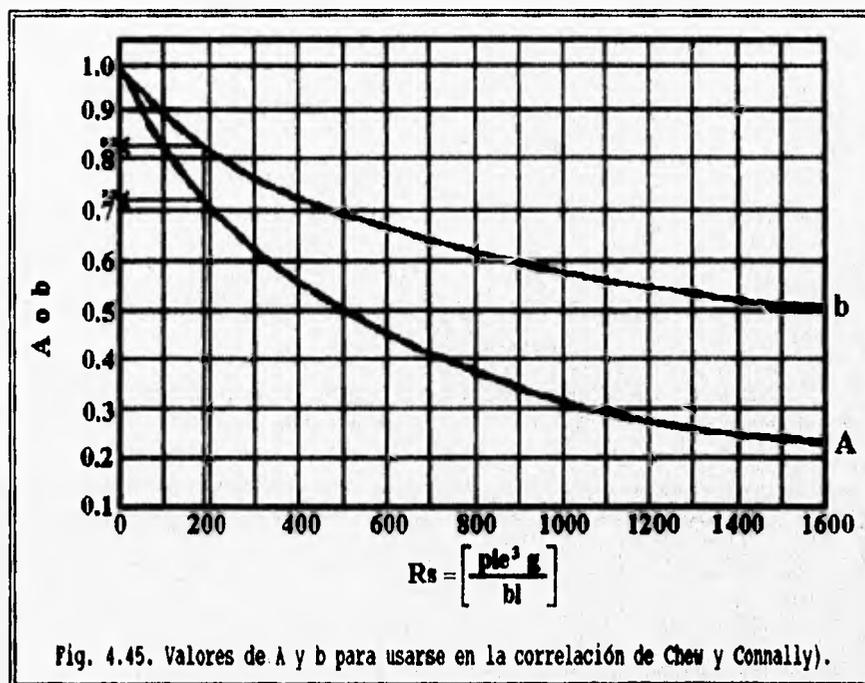
$$\mu_{om} = 2.45 \text{ [cp]}$$

Con la correlación de Chew y Connally (Fig 4.45), para $R_s=189.65 \text{ [pie}^3/\text{bl]}$, se tiene:

$$\mu_o = A \mu_{om}^b = 0.72 (2.45)^{0.82} = 1.5 \text{ [cp]}$$

y como no hay producción de agua:

$$\mu_L = 1.5 \text{ [cp]}$$



1.8) Tensión superficial del líquido.

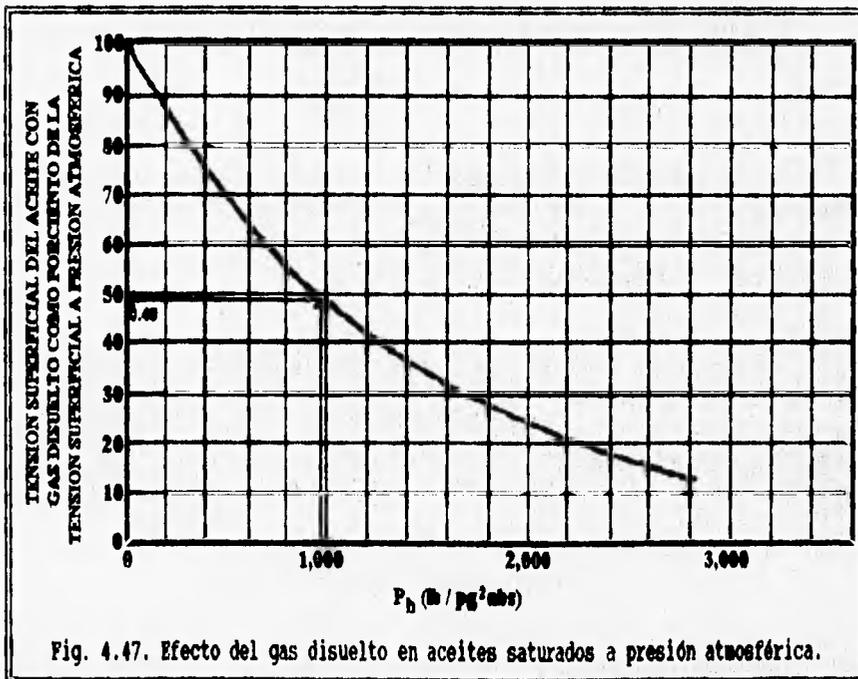
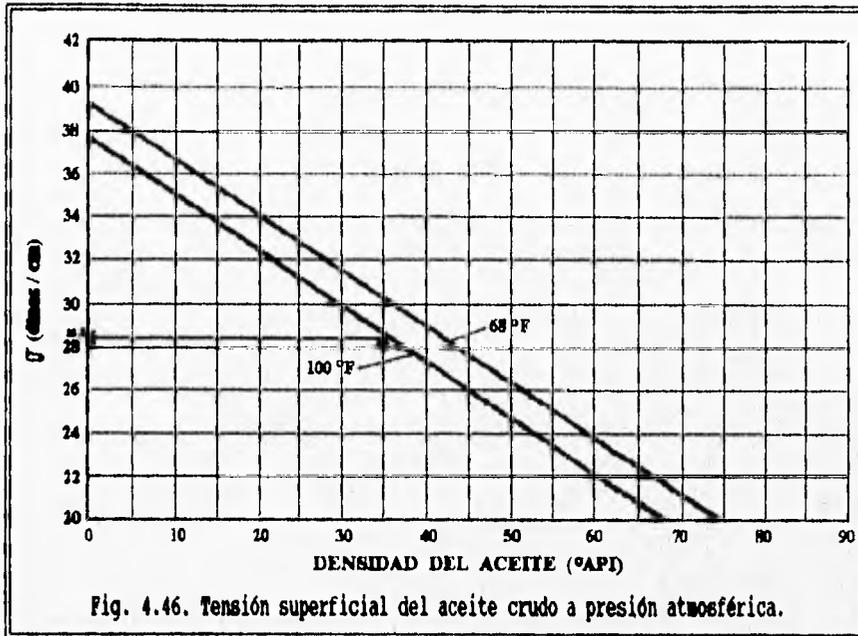
La correlación empleada para obtener la tensión superficial de la fase líquida fue establecida empíricamente por Baker y Sverdloff. La tensión superficial del aceite crudo a la presión atmosférica, se obtiene mediante la Fig. 4.46, a partir de la densidad del aceite de 35 [$^{\circ}$ API] y para la $T=153$ [$^{\circ}$ F].

$$\sigma_{om} = 28.5 \text{ [dinas/cm]}$$

La tensión superficial del aceite a la presión de $P=974.5$ [lb/pg^2], expresada como porcentaje de la correspondiente a

la presión atmosférica, se determina con la figura 4.47, obteniéndose un valor de 0.48, por lo que:

$$\sigma_L = 28.5 (0.48) = 13.7 \text{ [dinas/cm]}$$



2) Determinar para las condiciones de flujo la velocidad superficial del gas, la velocidad superficial del líquido, la velocidad superficial de la mezcla, la masa de la mezcla y el gasto másico de la mezcla.

2.1) Velocidad superficial del gas.

$$v_{sg} = \frac{q_o (R - R_S) B_g}{\pi \left(\frac{d^2}{4} \right)} = \frac{150 (200 - 33.8) (0.0161)}{3.1416 \left(\frac{\left[\frac{1.995}{12} \right]^2}{4} \right)} \left(\frac{35.31}{86400} \right) = 7.57 \text{ [pie/seg]}$$

2.2) Velocidad superficial del líquido.

$$v_{sL} = \frac{q_o B_o}{\pi \left[\frac{d^2}{4} \right]} = \frac{150 (1.1185)}{3.1416 \left[\frac{\left(\frac{1.995}{12} \right)^2}{4} \right]} \left(\frac{35.31}{86400} \right) = 3.16 \text{ [pie/seg]}$$

2.3) Velocidad superficial de la mezcla.

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} = 3.16 + 7.57 = 10.73 \text{ [pie/seg]}$$

2.4) Cálculo de la masa de la mezcla.

$$M = 5.61 \gamma_w \gamma_o + 0.0764 R \gamma_g = 5.61 (62.4) (0.85) + 0.0764 (200) (5.61) (0.65) = 353 \text{ [lb}_m \text{/bl]}$$

2.5) Cálculo del gasto másico de la mezcla.

$$w_m = q_o M = 150 (6.29) (353.27) = 333310.25 \text{ [lb}_m \text{/día]} = 3.86 \text{ [lb}_m \text{/seg]}$$

3) Determinación de los números adimensionales.

3.1) Número de la velocidad del líquido.

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} = 1.938 (3.16) \sqrt[4]{\frac{48.92}{13.7}} = 8.41$$

3.2) Número de la velocidad del gas.

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} = 1.938 (7.57) \sqrt[4]{\frac{48.92}{13.7}} = 20.2$$

3.3) Número del diámetro.

$$N_D = 120.872 d \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} = 120.872 (0.1662) \sqrt{\frac{48.92}{13.7}} = 37.9$$

3.4) Número de la viscosidad del líquido.

$$N_{L\mu} = 0.15726 \mu_L \sqrt[4]{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}} = 0.1572 (1.5) \sqrt[4]{\frac{1}{(48.92) (13.7)^3}} = 0.0125$$

4) Determinar a que régimen corresponde el flujo.

Límites	Tipo de flujo
$v_{sg}/v_m < L_B$	Burbuja
$v_{sg}/v_m \geq L_B, N_{vg} \leq L_S$	Bache
$L_m > N_{vg} > L_S$	Transición
$N_{vg} > L_m$	Niebla

4.1) Valores de L_B , L_S , L_m , (límites de burbuja, bache y niebla respectivamente).

$$L_B = 1.071 - \frac{0.2218 v_m^2}{d} = 1.071 - \frac{0.2218 (10.73)^2}{0.1662} = 1.071 - 153.65 = -152.58$$

pero L_B está restringida a ser ≥ 0.13 , luego:

$$L_B = 0.13$$

$$L_S = 50 + 36 N_{Lv} = 50 + 36 (8.41) = 353$$

$$L_m = 75 + 84 N_{Lv}^{0.75} = 75 + 84 (8.41)^{0.75} = 75 + 84 (5.13) = 506$$

4.2) Régimen de flujo.

$$\frac{v_{sg}}{v_m} = \frac{7.57}{10.73} = 0.705 > 0.13$$

$$\frac{v_{sg}}{v_m} > L_B$$

por lo tanto, no es régimen burbuja, dado que:

$$\frac{v_{sg}}{v_m} \geq L_B \text{ y } N_{vg} < L_b$$

el flujo se encuentra en régimen de bache.

5) Determinar la densidad de la mezcla.

$$\bar{\rho} = \frac{w_m + \rho_L v_b A_{ti}}{q_t + v_b A_{ti}} + \delta \rho_L$$

Es necesario cuantificar la velocidad de la burbuja y el coeficiente de distribución de líquido.

5.1) Cálculo de la velocidad de la burbuja.

5.1.1) Suponer $v_b = 1.75$ [pie/seg].

5.1.2) Calcular los números de Reynolds de la burbuja y líquido.

$$N_{Reb} = 1488 \frac{v_b d \rho_L}{\mu_L} = 1488 \frac{(1.75) (0.1662) (48.92)}{1.5} = 14115$$

$$N_{ReL} = 1488 \frac{v_m d \rho_L}{\mu_L} = 1488 \frac{(10.73) (0.1662) (48.92)}{1.5} = 86542$$

5.1.3) Puesto que $N_{Reb} > 8000$ y $N_{ReL} > 6000$.

$$v_b = (0.35 + 8.74 \times 10^{-6} N_{ReL}) \sqrt{gd} = (0.35 + 8.74 \times 10^{-6} (86542)) \sqrt{(32.2) (0.1662)}$$

$$v_b = (0.35 + 0.76) (2.313) = 2.57 [\text{pie/seg}]$$

5.1.4) Ya que el valor de la velocidad de la burbuja calculado resultó mayor al supuesto, se supone como nuevo valor 2.57, esto dará un número de Reynolds de la burbuja también mayor a 8000 y como el número de Reynolds del líquido no cambia, el nuevo valor de la velocidad de la burbuja es igual a 2.57.

5.2) Coeficiente de distribución del líquido.

Como la fase continua es aceite y la velocidad de la mezcla es mayor de 10 se aplica la siguiente ecuación:

$$\delta = \left[\frac{0.0274 \log(\mu_L + 1)}{d^{1.371}} \right] + 0.161 + 0.569 \log d + X$$

$$X = -\log v_m \left[\frac{0.01 \log(\mu_L + 1)}{d^{1.571}} + 0.397 + 0.63 \log d \right]$$

sustituyendo valores:

$$X = -\log 10.73 \left[\frac{0.01 \log(1.5+1)}{(0.1662)^{1.571}} + 0.397 + 0.63 \log 0.1662 \right]$$

$$X = -1.065 \left[\frac{0.01(0.4)}{0.06} + 0.397 + (0.63)(-0.775) \right] = -1.065[0.067 + 0.397 - 0.488] = 0.025$$

$$\delta = \frac{0.0274 \log(1.5+1)}{(0.1662)^{1.371}} + 0.161 + 0.569 \log(0.1662) + 0.025$$

$$\delta = \frac{0.0274(0.4)}{0.085} + 0.161 + 0.569(-0.775) + 0.025 = 0.129 + 0.161 - 0.441 + 0.025 = -0.126$$

pero para $v_m > 10$, el coeficiente de distribución del líquido esta restringido a:

$$\delta \geq -\frac{v_b A_{li}}{q_t + v_b A_{li}} \left(1 - \frac{\bar{p}}{\rho_L} \right)$$

o bien:

$$\delta \geq -\frac{v_b A_{li}}{v_m A_{li} + v_b A_{li}} \left(1 - \frac{\bar{p}}{\rho_L} \right)$$

por lo tanto:

$$\delta \geq -\frac{v_b}{v_m + v_b} \left(1 - \frac{\bar{p}}{\rho_L} \right)$$

en vista de que la densidad media no se conoce, se determinará con el valor obtenido para el coeficiente de distribución del líquido.

$$A_{li} = \frac{\pi}{4} (0.1662)^2 = 0.0217$$

$$\bar{p} = \frac{3.86 + (48.92)(2.57)(0.0217)}{(10.73)(0.0217) + (2.57)(0.0217)} + (-0.126)(48.92) = 22.83 - 6.16 = 16.67$$

$$\delta \geq -\frac{2.57}{10.73+2.57} \left(1 - \frac{16.67}{48.92} \right) = -0.193 (1-0.341)$$

$$\delta \geq -0.127$$

En vista de que $-0.126 > -0.127$, se toma:

$$\delta = -0.126$$

$$\bar{p} = 16.67$$

6) Calcular el gradiente de presión por fricción.

La ecuación para el cálculo del gradiente de presión por fricción, expresada en función de las velocidades superficiales queda:

$$\tau_f = \frac{f \rho_L v_m^2}{2g_c d} \left[\frac{q_L + v_b A_{ti}}{q_t + v_b A_{ti}} + \delta \right] = \frac{f \rho_L v_m^2}{2g_c d} \left[\frac{v_{sL} A_{ti} + v_b A_{ti}}{v_m A_{ti} + v_b A_{ti}} + \delta \right] = \frac{f \rho_L v_m^2}{2g_c d} \left[\frac{v_{sL} + v_b}{v_m + v_b} + \delta \right]$$

6.1) Factor de fricción.

Empleando un número de Reynolds del líquido de 86542 y con:

$$\frac{\xi}{d} = \frac{0.00015}{0.1662} = 0.0009$$

del diagrama de Moody (Fig. 1.8), se obtiene:

$$f = 0.022$$

6.2) Gradiente por fricción.

$$\tau_f = \frac{0.022 (48.92) (10.73)^2}{2 (32.2) (0.1662)} \left[\frac{3.16+2.57}{10.73+2.57} - 0.126 \right] = 11.576 (0.305) = 3.53 [lb/pg^2/pie]$$

7) Calcular el gradiente de presión total.

$$\tau_t = \frac{1}{144} [\tau_e + \tau_f] = \frac{1}{144} [16.67 + 3.53] = 0.140 [lb/pg^2/pie]$$

En la tabla 4.26 se muestra la comparación de los resultados obtenidos por medio de FLUSIM-DFG y los resultados obtenidos en la referencia.

Tabla 4.26. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con FLUSIM-DPG.

Variable	Unidades	Referencia	FLUSIM-DPG
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	374.0	372.84
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	669.0	670.0
Temperatura Pseudorreducida	[adim]	1.64	1.644
Presión Pseudorreducida	[adim]	1.46	1.454
Factor de Compresibilidad del Gas	[adim]	0.904	0.9026
Densidad del Aceite @ c. t.	[°API]	34.97	34.97
Peso Molecular Efectivo del Aceite @ c. a.	[adim]	280.0	269.805
Fracción Molar del Gas	[adim]	0.32	0.354
Relación de Solubilidad	[pie ³ /bl]	189.65	229.326
Factor de Volumen del Aceite	[bl/bl]	1.1185	1.166
Factor de Volumen del Gas	[pie ³ /pie ³]	0.0161	0.0160
Densidad del Aceite @ c. e.	[lb _m /pie ³]	48.92	47.25
Densidad del Gas @ c. e.	[lb _m /pie ³]	3.09	3.096
Viscosidad del Aceite	[cp]	1.5	1.225
Tensión Superficial del Aceite	[dinas/cm]	13.7	13.079
Velocidad Superficial del Gas	[pie/seg]	7.57	7.202
Velocidad Superficial del Líquido	[pie/seg]	3.16	3.292
Velocidad Superficial de la Mezcla	[pie/seg]	10.73	10.495
Masa de la Mezcla	[lb _m /bl]	353.0	353.644
Número de la Velocidad del Líquido	[adim]	8.41	8.796
Número de la Velocidad del Gas	[adim]	20.2	19.244
Número del Diámetro de la Tubería	[adim]	37.9	38.195
Número de la Viscosidad del Líquido	[adim]	0.0125	0.0107
Límite de Flujo Tipo Burbuja	[adim]	0.13	0.13
Límite de Flujo Tipo Bache	[adim]	353.0	366.65
Límite de Flujo Tipo Transición	[adim]	506.0	504.03
Número de Reynolds de la Burbuja	[adim]	14115.0	11034.56
Número de Reynolds del Líquido	[adim]	86542.0	100102.0
Velocidad de la Burbuja	[pie/seg]	2.57	2.834
Coficiente de Distribución del Líquido	[adim]	-0.126	-0.1345
Densidad de la Mezcla	[lb _m /pie ³]	16.67	17.037
Rugosidad Relativa	[adim]	0.0009	0.0009
Factor de Fricción	[adim]	0.022	0.0218
Gradiente de Presión por Fricción	[lb/pg ² /pie]	3.53	3.143
Gradiente de Presión por Total	[lb/pg ² /pie]	0.140	0.1422

IV.1.2 Método de Beggs y Brill.

Ejemplo 17 (Ref. 4.10).

Con los datos mostrados en la tabla 4.27, determinar el gradiente total de presión considerando despreciable el efecto por aceleración, empleando la correlación de Beggs y Brill y FLUSIM-DFG:

Tabla 4.27. Datos del ejemplo 17.

Tubería de Producción.		
Diámetro interior	1.995	[pg]
Rugosidad	0.00015	[pie]
Datos del Aceite y Gas.		
Gasto de aceite	150.0	[m ³ /día]
Densidad relativa del aceite producido*	0.85	[adim]
Densidad relativa del gas	0.65	[adim]
Relación gas aceite	200.0	[m ³ /m ³]
Condiciones Medias.		
Presión media	67.5	[kg/cm ²]
Temperatura media	153.0	[°F]

Solución:

- 1) Obtener para las condiciones de presión y temperatura: el factor de compresibilidad del gas, la relación gas disuelto aceite, el factor de volumen del aceite, el factor de volumen del gas, la densidad del aceite a condiciones de flujo, la densidad del gas a condiciones de flujo, la viscosidad del líquido, la viscosidad del gas y la tensión superficial del líquido.

Convirtiendo los datos a unidades inglesas se tiene:

$$q_o = 943.5 [bl/día]$$

$$R = 1122 [pie^3/bl]$$

$$d = 0.1662 [pie]$$

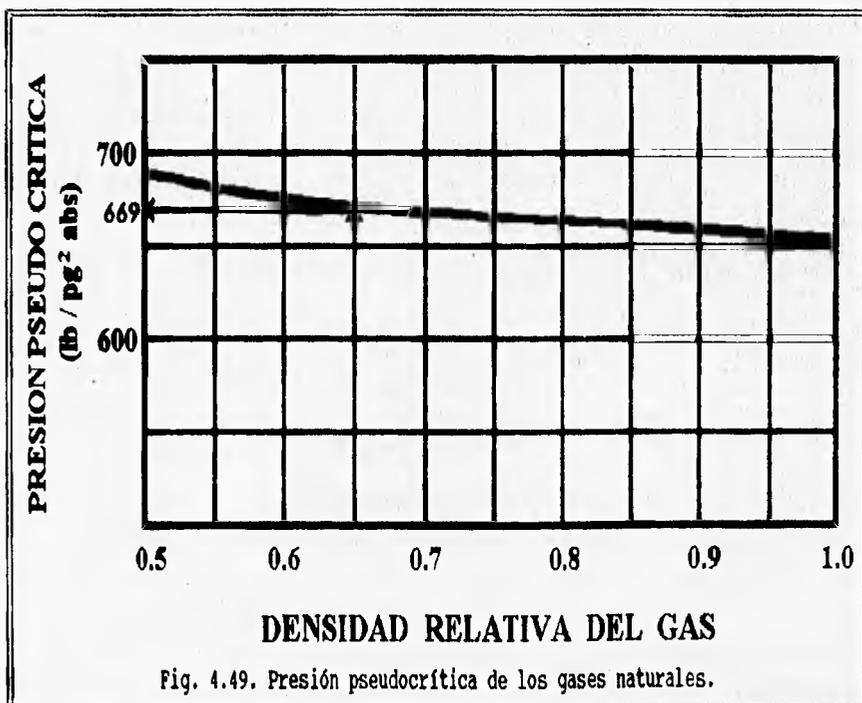
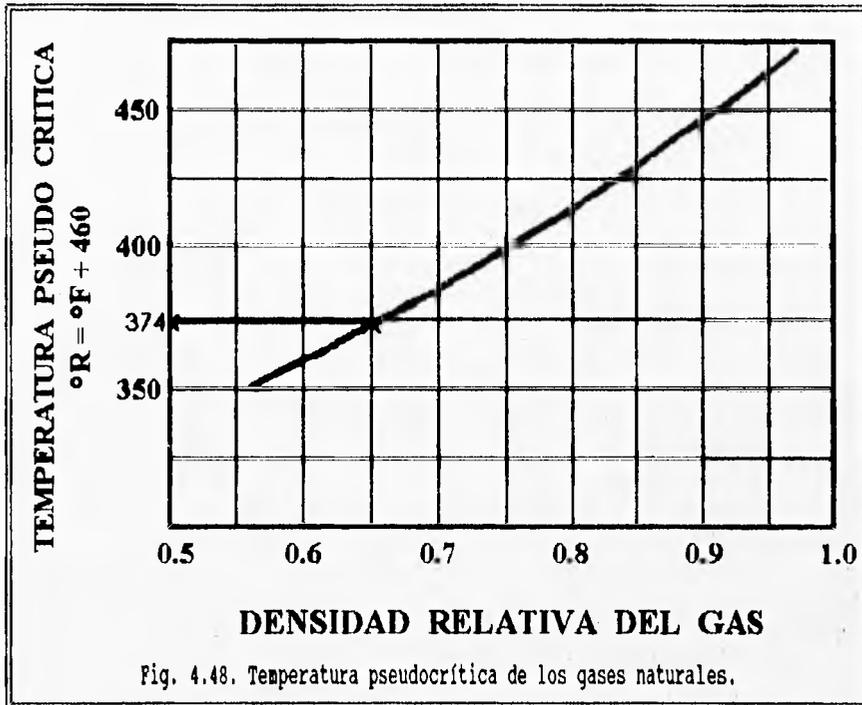
$$P = 974.5 [lb/pg^2 abs]$$

$$T = 613 [°R]$$

* A condiciones de Tanque

1.1) Factor de compresibilidad del gas.

Mediante las Figs. 4.48 y 4.49 se obtienen las condiciones pseudocríticas del gas, a partir de su densidad relativa.



$$T_{pc} = 374 \text{ (}^\circ\text{R)}$$

$$P_{pc} = 669 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

Las condiciones pseudorreducidas se obtienen con:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{613}{374} = 1.64$$

$$P_{pr} = \frac{P+14.7}{P_{pc}} = \frac{973}{669} = 1.46$$

Por último, el factor compresibilidad del gas se obtiene a partir de la presión y temperatura pseudorreducidas, mediante la Fig. 4.50, obteniéndose:

$$z = 0.904$$

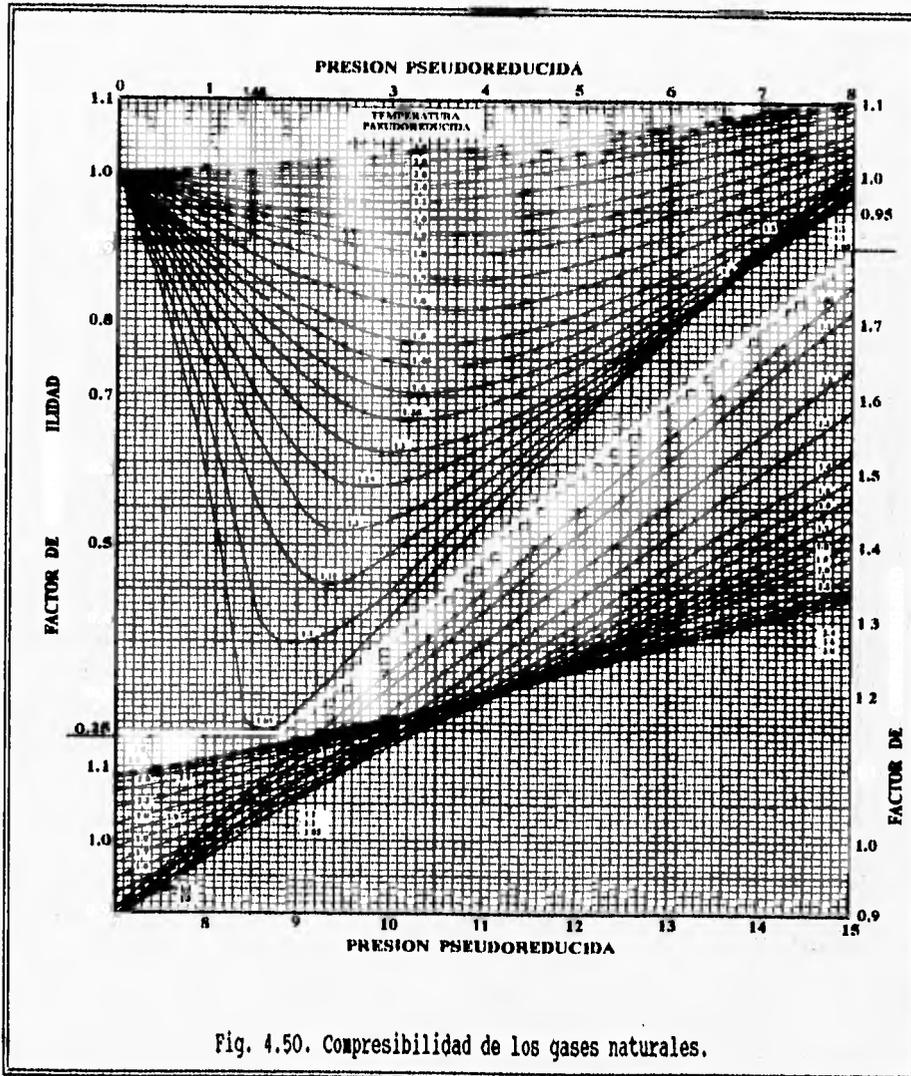


Fig. 4.50. Compresibilidad de los gases naturales.

1.2) Relación de solubilidad.

Para determinar la relación de solubilidad, se emplea la correlación de Lasater, mediante el siguiente procedimiento.

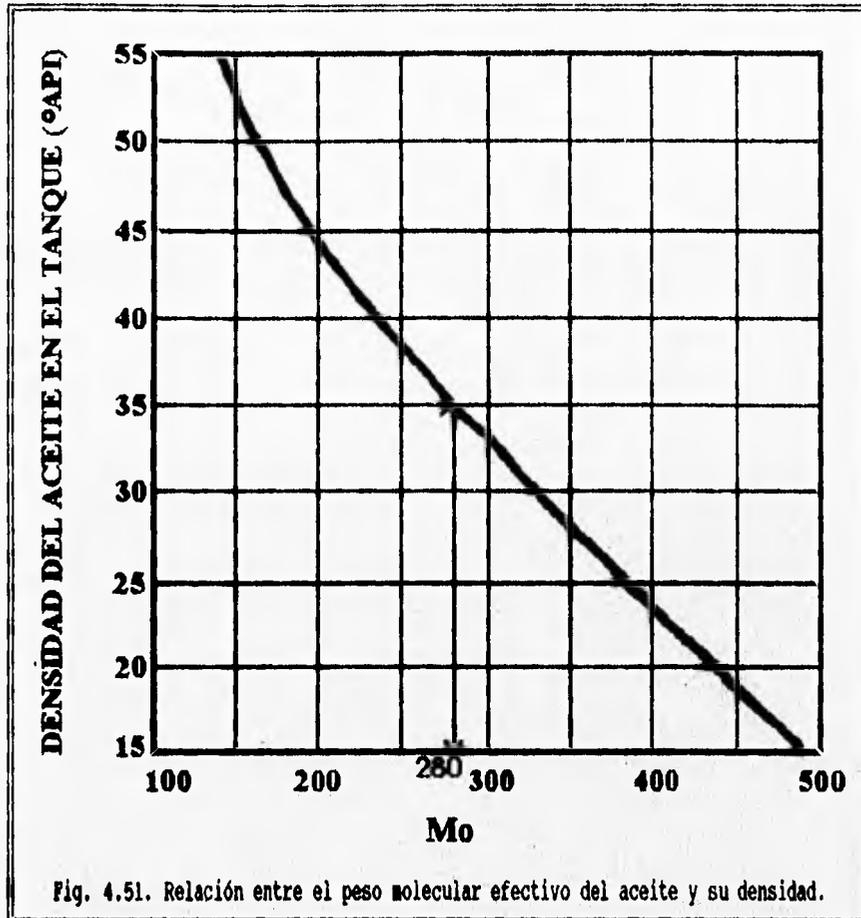


Fig. 4.51. Relación entre el peso molecular efectivo del aceite y su densidad.

- a) Con la densidad del aceite ($^{\circ}API$) y mediante la Fig. 4.51, obtener el peso molecular efectivo del aceite a condiciones de almacenamiento, M_o .

Densidad en grados API del aceite a condiciones de tanque:

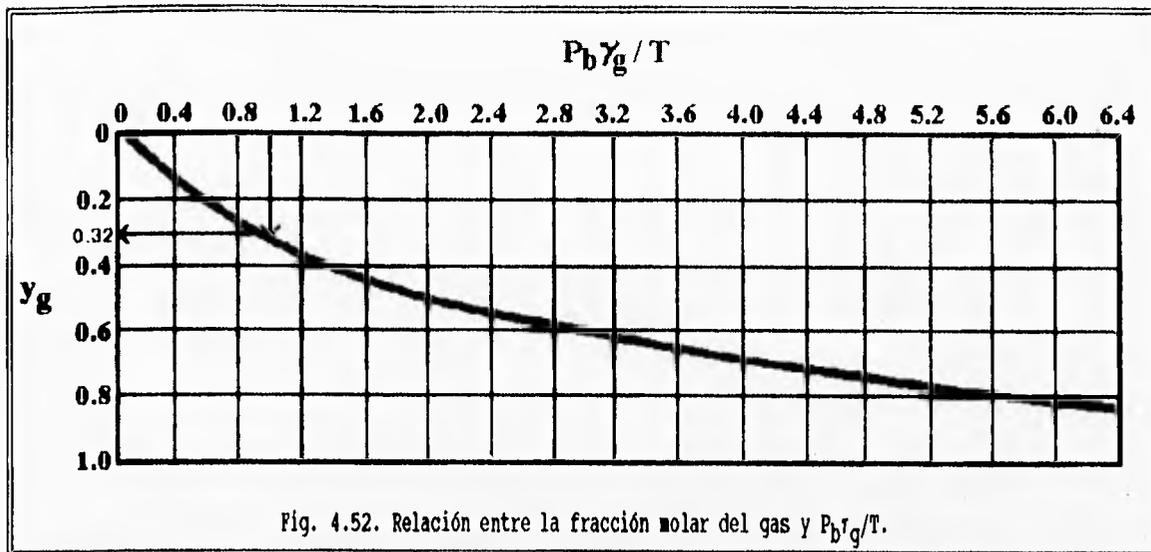
$$^{\circ}API = \frac{141.5}{0.85} - 131.5 = 34.97$$

Obteniéndose:

$$M_o = 280$$

- b) Calcular:

$$\frac{P_b \gamma_g}{T} = \frac{((67.5)(14.22) + 14.7)(0.65)}{153 + 460} = 1.033$$



- c) Determinar la fracción molar del gas mediante la Fig. 4.52 a partir de la relación calculada en el inciso b, obteniéndose:

$$y_g = 0.32$$

- d) Por último la relación de solubilidad se obtiene con:

$$R_S = \left[\frac{(350)(379.3)\gamma_o}{M_o} \right] \left[\frac{y_g}{1-y_g} \right] = \left[\frac{(350)(379.3)(0.85)}{280} \right] \left[\frac{0.32}{1-0.32} \right] = 189.65 [\text{pie}^3/\text{bl}]$$

1.3) Factor de volumen del aceite.

Para determinar el factor de volumen del aceite, se emplea la correlación de Standing.

$$F = R_S \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{0.5} + 1.25 T = 189.65 \left[\frac{0.65}{0.85} \right]^{0.5} + 1.25 (153) = 354$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} = 0.972 + (0.000147) (354)^{1.175} = 1.1185 [\text{bl}/\text{bl}]$$

1.4) Factor de volumen del gas.

$$B_g = \frac{0.0283 z T}{P} = \frac{0.0283 (0.904) (613)}{974.55} = 0.0161 \left[\frac{\text{pie}^3 @ c.e}{\text{pie}^3 @ c.s} \right]$$

1.5) Densidad del aceite a condiciones de flujo.

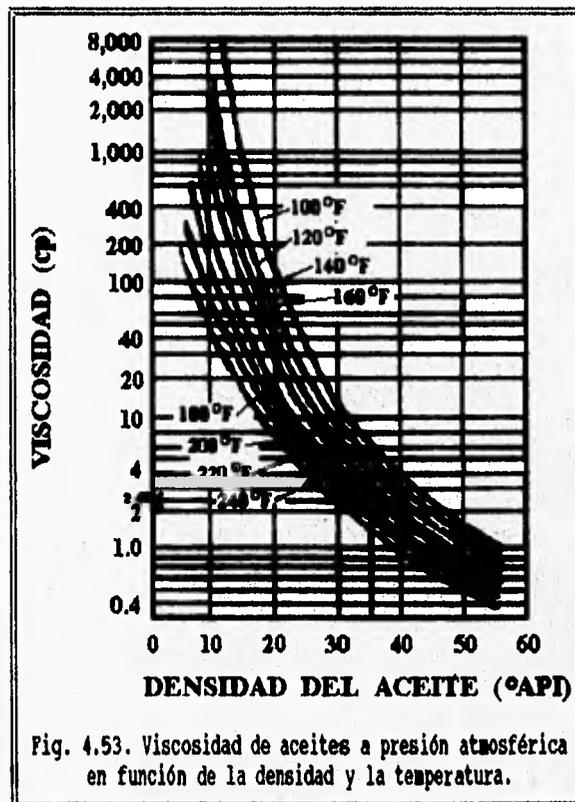
$$\rho_o = \frac{\gamma_o (62.4) + \frac{\gamma_g (0.0764) R_S}{5.614}}{Bo} = \frac{0.85 (62.4) + \frac{0.65 (0.0764) (189.6)}{5.614}}{1.1185} = 48.92 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

1.6) Densidad del gas a condiciones de flujo.

$$\rho_g = \frac{2.7 P \gamma_g}{z T} = \frac{2.7 ((67.5) (14.22) + 14.7) (0.65)}{0.904 (153 + 460)} = 3.09 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

1.7) Viscosidad del líquido.

La correlación usada para obtener la viscosidad del aceite saturado es la establecida por Chew y Connally. El procedimiento comprende la determinación previa de la viscosidad del aceite muerto a la temperatura de interés y la relación de solubilidad.



El valor de la viscosidad del aceite a presión atmosférica, μ_{om} , para una $T=153$ [$^{\circ}\text{F}$] y una densidad de 35 [$^{\circ}\text{API}$], de obtiene mediante la Fig. 4.53 (Beal), obteniéndose:

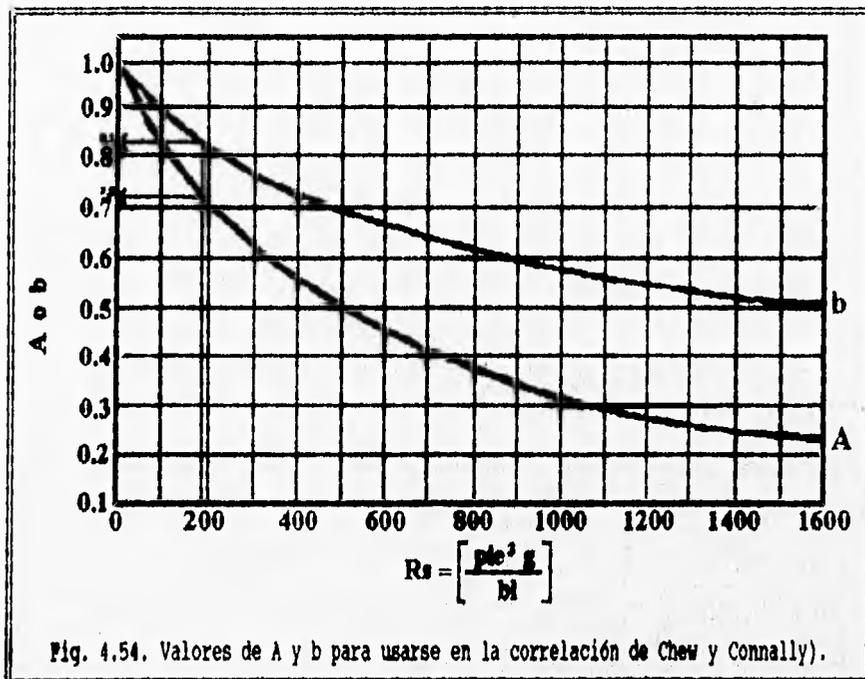
$$\mu_{om} = 2.45 \text{ [cp]}$$

Con la correlación de Chew y Connally (Fig 4.54), para $R_S=189.65 \text{ [pie}^3/\text{bl]}$, se tiene:

$$\mu_o = A \mu_{om}^b = 0.72 (2.45)^{0.82} = 1.5 \text{ [cp]}$$

y como no hay producción de agua:

$$\mu_L = 1.5 \text{ [cp]}$$



1.8) Tensión superficial del líquido.

La correlación empleada para obtener la tensión superficial de la fase líquida fue establecida empíricamente por Baker y Sverdloff. La tensión superficial del aceite crudo a la presión atmosférica, se obtiene mediante la Fig. 4.55, a partir de la densidad del aceite de 35 [$^{\circ}$ API] y para la $T=153 \text{ [}^{\circ}\text{F]}$.

$$\sigma_{om} = 28.5 \text{ [dinas/cm]}$$

La tensión superficial del aceite a la presión de $P=974.5 \text{ [lb/pg}^2]$, expresada como porcentaje de la correspondiente a

la presión atmosférica, se determina con la figura 4.56, obteniéndose un valor de 0.48, por lo que:

$$\sigma_L = 28.5 (0.48) = 13.7 \text{ [dinas/cm]}$$

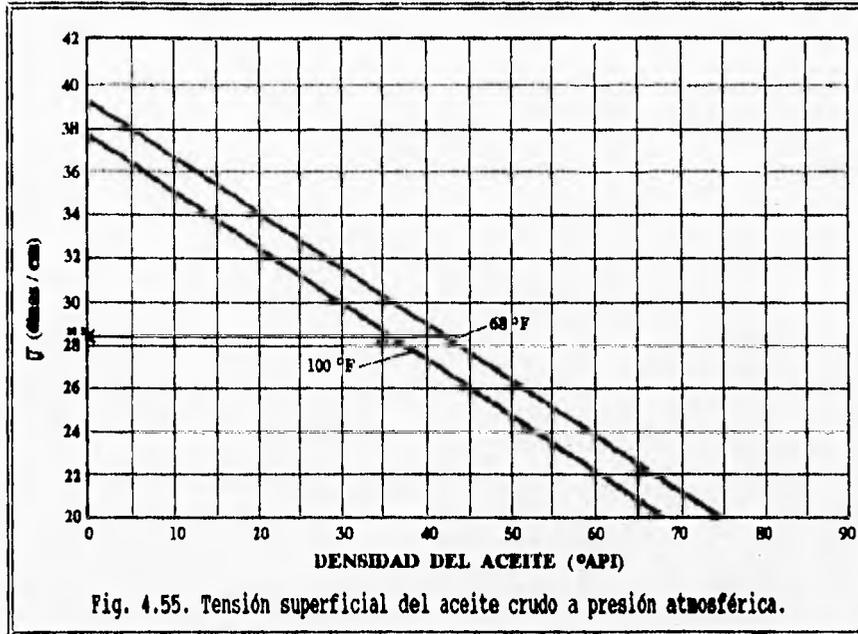


Fig. 4.55. Tensión superficial del aceite crudo a presión atmosférica.

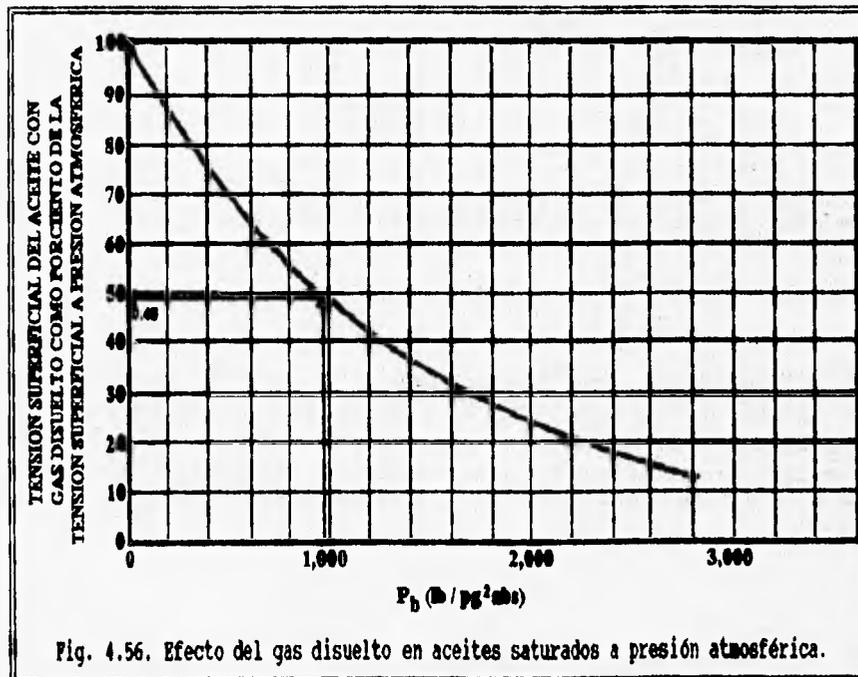


Fig. 4.56. Efecto del gas disuelto en aceites saturados a presión atmosférica.

1.9) Viscosidad del gas

Para determinar la viscosidad del gas se emplea la correlación de Lee.

$$M = 29 \gamma_g = 29 (0.65) = 18.9$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M) T^{1.5}}{209 + 19M + T} = \frac{(9.4 + 0.02(18.9)) (613)^{1.5}}{209 + 19(18.9) + 613} = 124.95$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M = 3.5 + \frac{986}{613} + 0.01 (18.9) = 5.229$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X = 2.4 - 0.2 (5.229) = 1.35$$

$$\rho_g \left(\frac{grm}{cm^3} \right) = \frac{\rho_g \left(\frac{lb_m}{pie^3} \right)}{62.4} = \frac{3.09 \left(\frac{lb_m}{pie^3} \right)}{62.4} = 0.0495$$

$$\mu_g = K(10^{-4}) e^{[X \rho_g^Y]} = 124.95 \times 10^{-4} e^{[5.229(0.0495)^{1.35}]} = 0.0132 [cp]$$

2) Determinar para las condiciones de flujo la velocidad superficial del gas, la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial de la mezcla.

2.1) Velocidad superficial del gas.

$$v_{sg} = \frac{q_o (R - R_S) B_g}{\pi \left(\frac{d^2}{4} \right)} = \frac{150 (200 - 33.8) (0.0161)}{3.1416 \left(\frac{\left[\frac{1.995}{12} \right]^2}{4} \right)} \left(\frac{35.31}{86400} \right) = 7.57 [pie/seg]$$

2.2) Velocidad superficial del líquido.

$$v_{sL} = \frac{q_o B_o}{\pi \left(\frac{d^2}{4} \right)} = \frac{150 (1.1185)}{3.1416 \left(\frac{\left[\frac{1.995}{12} \right]^2}{4} \right)} \left(\frac{35.31}{86400} \right) = 3.16 [pie/seg]$$

2.3) Velocidad superficial de la mezcla.

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} = 3.16 + 7.57 = 10.73 \text{ [pie/seg]}$$

3) Determinación del número adimensional de la velocidad del líquido.

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} = 1.938 (3.16) \sqrt[4]{\frac{48.92}{13.7}} = 8.41$$

4) Determinación del patrón de flujo.

4.1) Cálculo de los límites.

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{gd} = \frac{(10.73)^2}{32.2 (0.1662)} = \frac{115.3}{5.35} = 21.55$$

$$\lambda = \frac{v_{sL}}{v_m} = \frac{3.16}{10.73} = 0.29$$

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302} = 316 (0.69) = 218.04$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684} = 0.0009252 (21.23) = 0.0196$$

$$L_3 = 0.1 \lambda^{-1.4516} = 0.1 (6.031) = 0.603$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738} = 0.5 (4191.43) = 2095.72$$

obsérvese que L_4 no se requiere ya que:

$$\lambda < 0.4$$

4.2) Patrón de flujo.

El colgamiento sin resbalamiento del líquido se encuentra entre 0.01 y 0.4.

$$\lambda = 0.29$$

El número de Froude se encuentra entre $L_3=0.603$ y $L_1=218.04$.

$$N_{FR} = 21.55$$

Por lo tanto, si la tubería fuese horizontal el régimen de flujo resultaría intermitente.

5) Obtención de la densidad de la mezcla.

5.1) Cálculo del colgamiento.

Para el régimen intermitente: $a=0.845$, $b=0.5351$, $c=0.0173$, $d=2.96$, $e=0.305$, $f=-0.4473$ y $g=0.0978$.

$$H_L(0) = \frac{a\lambda^b}{N_{FR}^C} = \frac{0.845(0.29)^{0.5331}}{(21.55)^{0.0173}} = \frac{(0.845)(0.5169)}{1.0546} = 0.414$$

$$C = (1-\lambda) \ln \left(d\lambda^e N_{vL}^f N_{FR}^g \right) = (1-0.29) \ln \left[2.96(0.29)^{0.305} (8.41)^{-0.4473} (21.55)^{0.0978} \right]$$

$$C = 0.71 \ln [2.96(0.686)(0.386)(1.350)] = 0.71 \ln(1.058) = 0.71(0.0565) = 0.040$$

$$\Psi = 1 + 0.3C = 1 + 0.3(0.040) = 1.012$$

y el colgamiento H_L se obtiene con:

$$H_L = H_L(0) \Psi = 0.414(1.012) = 0.419$$

5.2) Cálculo de la densidad de la mezcla con resbalamiento.

$$\rho_m = H_L \rho_L + (1-H_L) \rho_g = 0.419(48.92) + 0.581(3.09) = 20.50 + 1.80 = 22.30 \text{ [lb/pie}^3\text{]}$$

5.3) Cálculo de la densidad de la mezcla sin resbalamiento.

$$\rho_{ns} = \lambda \rho_L + (1-\lambda) \rho_g = 0.29(48.92) + 0.71(3.09) = 14.18 + 2.19 = 16.37 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

6) Determinación del factor de fricción.

6.1) Obtención de la viscosidad de la mezcla sin resbalamiento.

$$\mu_{ns} = \lambda \mu_L + (1-\lambda) \mu_g = 0.29(1.5) + 0.71(0.0132) = 0.435 + 0.0094 = 0.444$$

6.2) Cálculo del factor de fricción sin resbalamiento.

$$N_{Re} = 1488 \frac{\rho_{ns} v_m d}{\mu_{ns}} = 1488 \frac{(16.37)(10.73)(0.1662)}{0.444} = 97836$$

$$f_n = \frac{1}{\left[2 \log \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 \log N_{Re} - 3.8215} \right) \right]^2} = \frac{1}{\left[2 \log \left(\frac{97836}{4.5223 \log(97836) - 3.8215} \right) \right]^2} = 0.018$$

6.3) Cálculo de la relación de factores de resbalamiento.

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(0)]^2} = \frac{0.29}{(0.414)^2} = \frac{0.29}{0.1715} = 1.69$$

$$S = \frac{0.523}{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.0183 [\ln(y)]^4}$$

$$S = \frac{0.523}{-0.0523 + 3.182 (0.523) - 0.8725 (0.275) + 0.0183 (0.0755)}$$

$$S = \frac{0.523}{-0.0523 + 1.665 - 0.240 + 0.00138} = 0.38$$

Por lo tanto:

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^S = e^{0.38} = 1.46$$

6.4) Cálculo del factor de fricción para las dos fases.

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) f_n = (1.46) (0.018) = 0.0263$$

7) Determinación del gradiente de presión por elevación.

$$\tau_e = \frac{g \rho_m}{144 g_c} = \frac{(32.2) (22.30)}{144 (32.2)} = 0.155 \text{ [lb/pg}^2/\text{pie]}$$

8) Determinación del gradiente de presión por fricción.

$$\tau_f = \frac{f_{tp} \rho_m v_m^2}{144 (2g_c d)} = \frac{(0.0263) (16.37) (10.73)^2}{144 (2) (32.2) (0.1662)} = 0.032 \text{ [lb/pg}^2/\text{pie]}$$

9) Determinación del gradiente de presión total.

$$\tau_t = \tau_e + \tau_f = 0.155 + 0.032 = 0.187 \text{ [lb/pg}^2/\text{pie]}$$

En la tabla 4.28 se muestra la comparación de los resultados obtenidos por medio de FLUSIM-DPG y los resultados obtenidos en la referencia.

Tabla 4.28. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con PLUSIM-DPG.

Variable	Unidades	Referencia	PLUSIM-DPG
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	374.0	372.84
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	669.0	670.0
Temperatura Pseudorreducida	[adim]	1.64	1.644
Presión Pseudorreducida	[adim]	1.46	1.454
Factor de Compresibilidad del Gas	[adim]	0.904	0.9026
Densidad del Aceite a Condiciones de Tanque	[°API]	34.97	34.97
Peso Molecular Efectivo del Aceite @ c. a.	[adim]	280.0	269.805
Fracción Molar del Gas	[adim]	0.32	0.354
Relación de Solubilidad	[pie ³ /bl]	189.65	229.326
Factor de Volumen del Aceite	[bl/bl]	1.1185	1.166
Factor de Volumen del Gas	[pie ³ /pie ³]	0.0161	0.0160
Densidad del Aceite @ c. e.	[lb _m /pie ³]	48.92	47.25
Densidad del Gas @ c. e.	[lb _m /pie ³]	3.09	3.096
Viscosidad del Aceite	[cp]	1.5	1.225
Viscosidad del Gas	[cp]	0.0132	0.0138
Tensión Superficial del Aceite	[dinas/cm]	13.7	13.079
Velocidad Superficial del Gas	[pie/seg]	7.57	7.202
Velocidad Superficial del Líquido	[pie/seg]	3.16	3.292
Velocidad Superficial de la Mezcla	[pie/seg]	10.73	10.495
Número de la Velocidad del Líquido	[adim]	8.41	8.796
Número de Froude	[adim]	21.55	20.574
Colgamiento sin resbalamiento	[adim]	0.29	0.3138
Límite Uno	[adim]	218.04	222.673
Límite Dos	[adim]	0.0196	0.0162
Límite Tres	[adim]	0.603	0.5369
Límite Cuatro	[adim]	2095.72	1232.277
Colgamiento para Tubería Horizontal	[adim]	0.414	0.4313
Coefficiente de Distribución del Líquido	[adim]	1.012	1.0113
Colgamiento	[adim]	0.419	0.4362
Densidad de la Mezcla con Resbalamiento	[lb _m /pie ³]	22.30	22.355
Densidad de la Mezcla sin Resbalamiento	[lb/pie ³]	16.37	16.951
Viscosidad de la Mezcla sin Resbalamiento	[cp]	0.444	0.3940
Número de Reynolds sin Resbalamiento	[adim]	97836.0	111691.4
Factor de Fricción sin Resbalamiento	[adim]	0.018	0.0216
Factor de Fricción para las Dos Fases	[adim]	0.0263	0.0315
Gradiente de Presión por Elevación	[lb/pg ² /pie]	0.155	0.1552
Gradiente de Presión por fricción	[lb/pg ² /pie]	0.032	0.0382
Gradiente de Presión Total	[lb/pg ² /pie]	0.187	0.1935

IV.3 Comportamiento de Flujo a Través de Estranguladores.

IV.3.1 Correlaciones de Gilbert, Ros, Baxendell, Achong, Pilehvari.

Ejemplo 18 (Ref. 4.11).

Utilizando las correlaciones de Gilbert, Ros, Baxendell, Achong y Pilehvari y los datos de la tabla 4.29:

- 1) Determinar el diámetro del estrangulador requerido para obtener un gasto de líquido de 400 [bl/día], si la presión en la cabeza del pozo es de 900 [psia] y la relación gas disuelto aceite es 600 [pie³/bl].
- 2) Comparar los resultados con los valores obtenidos con FLUSIM-DFG.

Solución:

- 1) Utilizando la ecuación 1.320 y despejando el diámetro del estrangulador:

$$d_c = \sqrt{\frac{z \sqrt{x q_L R^y}}{P t h}}$$

donde x , y , z son constantes que dependen de la correlación y toman los valores de la tabla 4.29.

Tabla 4.29. Constantes de las correlaciones de línea recta.

Correlación	Constantes		
	x	y	z
Gilbert	10.000	0.546	1.890
Ros	17.400	0.500	2.000
Baxendell	9.560	0.546	1.930
Achong	3.820	0.650	1.880
Pilehvari	46.666	0.313	2.111

a) Gilbert.

$$d_c = \sqrt{\frac{1.89 \sqrt{10(400)(600)^{0.546}}}{900}} = 13.97 \text{ [64 avos pg]}$$

b) Ros.

$$d_c = \sqrt[2]{\frac{17.4 (400) (600)^{0.5}}{900}} = 13.76 [64 \text{ avos pg}]$$

c) Baxendell.

$$d_c = \sqrt[1.93]{\frac{9.56 (400) (600)^{0.546}}{900}} = 12.92 [64 \text{ avos pg}]$$

d) Achong.

$$d_c = \sqrt[1.88]{\frac{3.82 (400) (600)^{0.65}}{900}} = 12.1 [64 \text{ avos pg}]$$

e) Pilehvari.

$$d_c = \sqrt[2.111]{\frac{46.66 (400) (600)^{0.313}}{900}} = 10.86 [64 \text{ avos pg}]$$

2) En la tabla 4.30 se muestra la comparación de los resultados obtenidos en la referencia y los valores obtenidos con **FLUSIM-DFG**.

Tabla 4.30. Comparación de los diámetros del estrangulador [64 avos pg].

Correlación	Referencia	Flusim-DFG
Gilbert	13.93	14
Ros	13.76	14
Baxendell	12.92	13
Achong	12.10	12
Pilehvari	10.86	11

Ejemplo 19 (Ref. 4.12).

Empleando las correlaciones de Gilbert, Ros, Baxendell, Achong y Pilehvari y conociendo que la presión en la cabeza del pozo es de 1663 [lb/pg² abs] y la relación gas-aceite de 620 [pie³/bl].

- 1) Determinar el diámetro del estrangulador requerido para obtener un gasto de líquido de 1800 [bl/día].
- 2) Obtener el gasto de líquido si se conoce que el diámetro del estrangulador es de 22 [64 avos pg].
- 3) Calcular el coeficiente de descarga y el % de error, considerando un gasto de líquido de 1800 [bl/día] y un diámetro del estrangulador es de 22 [64 avos pg].
- 4) Comparar los resultados con los valores obtenidos con FLUSIM-DFG.

Solución:

- 1) Utilizando la ecuación 1.320 y despejando el diámetro del estrangulador:

$$d_c = \sqrt{\frac{z x q_L R^y}{Pth}}$$

donde x, y, z son constantes que dependen de la correlación y toman los valores de la tabla 4.31.

Tabla 4.31. Constantes de las correlaciones de línea recta.

Correlación	Constantes		
	x	y	z
Gilbert	10.000	0.546	1.890
Ros	17.400	0.500	2.000
Baxendell	9.560	0.546	1.930
Achong	3.820	0.650	1.880
Pilehvari	46.666	0.313	2.111

a) Gilbert.

$$d_c = \sqrt{\frac{1.89 \cdot 10 \cdot (1800) \cdot (620)^{0.546}}{1663 - 14.7}} = 22.7 \text{ [64 avos pg]}$$

b) Ros.

$$d_c = \sqrt[2]{\frac{17.4 (1800) (620)^{0.5}}{1663-14.7}} = 21.65 [64 \text{ avos pg}]$$

c) Baxendell.

$$d_c = \sqrt[1.93]{\frac{9.56 (1800) (620)^{0.546}}{1663-14.7}} = 20.79 [64 \text{ avos pg}]$$

d) Achong.

$$d_c = \sqrt[1.88]{\frac{3.82 (1800) (620)^{0.65}}{1663-14.7}} = 19.74 [64 \text{ avos pg}]$$

e) Pilehvari.

$$d_c = \sqrt[2.111]{\frac{46.66 (1800) (620)^{0.313}}{1663-14.7}} = 16.7 [64 \text{ avos pg}]$$

2) Despejando el gasto de líquido de la ecuación 1.320:

$$q_L = \frac{d_c^2 P_{th}}{x R^y}$$

a) Gilbert.

$$q_L = \frac{(22)^{1.89} (1663-14.7)}{10 (620)^{0.546}} = 1696.6 [bl/día]$$

b) Ros.

$$q_L = \frac{(22)^2 (1663-14.7)}{17.4 (620)^{0.5}} = 1841.4 [bl/día]$$

c) Baxendell.

$$q_L = \frac{(22)^{1.93} (1663-14.7)}{9.56 (620)^{0.546}} = 2008.2 [bl/día]$$

d) Achong.

$$q_L = \frac{(22)^{1.88} (1663-14.7)}{3.82 (620)^{0.65}} = 2206.3 [bl/día]$$

e) Pilehvari.

$$q_L = \frac{(22)^{2.111} (1663-14.7)}{46.66 (620)^{0.313}} = 3220.1 [bl/día]$$

3) El coeficiente de descarga se define como:

$$C = \frac{q_{L,medido}}{q_{L,calculado}}$$

mientras que el porcentaje de error se define como:

$$\%Error = \left[\frac{q_{L,calculado} - q_{L,medido}}{q_{L,medido}} \right] 100$$

a) Gilbert.

$$C = \frac{1800}{1696.6} = 1.061$$

$$\%Error = \left[\frac{1696.6 - 1800}{1800} \right] 100 = -5.74$$

b) Ros.

$$C = \frac{1800}{1841.4} = 0.968$$

$$\%Error = \left[\frac{1841.4 - 1800}{1800} \right] 100 = 3.2$$

c) Baxendell.

$$C = \frac{1800}{2008.2} = 0.896$$

$$\%Error = \left[\frac{2008.2 - 1800}{1800} \right] 100 = 11.57$$

d) Achong.

$$C = \frac{1800}{2206.3} = 0.816$$

$$\%Error = \left[\frac{2206.3 - 1800}{1800} \right] 100 = 22.57$$

e) Pilehvari.

$$C = \frac{1800}{3220.1} = 0.559$$

$$\%Error = \left[\frac{3220.1 - 1800}{1800} \right] 100 = 78.89$$

- 4) En la tabla 4.32 se muestra la comparación de los resultados obtenidos en la referencia y los valores obtenidos en FLUSIM-DFG.

Tabla 4.32. Comparación de los diámetros del estrangulador [64 avos pg].

Variable	Correlación	Referencia	FLUSIM-DFG
Diámetro del Estrangulador [64 avos pg]	Gilbert	22.7	23
	Ros	21.65	22
	Baxendell	20.79	21
	Achong	19.74	20
	Pilehvari	16.70	17
Gasto de Líquido [bl/día]	Gilbert	1696.6	1697
	Ros	1841.4	1858
	Baxendell	2008.2	2008
	Achong	2206.3	2206
	Pilehvari	3220.1	3220
Coeficiente de Descarga [adim]	Gilbert	1.061	1.06
	Ros	0.968	0.97
	Baxendell	0.896	0.90
	Achong	0.816	0.82
	Pilehvari	0.559	0.56
% de Error	Gilbert	-5.74	-5.75
	Ros	3.2	3.21
	Baxendell	11.57	11.57
	Achong	22.57	22.57
	Pilehvari	78.89	78.90

IV.3.2 Correlación de Poettmann y Beck.

Ejemplo 20 (Ref. 4.12).

Empleando la correlación de Poettmann-Beck y los datos de la tabla 4.33.

- 1) Determinar el diámetro del estrangulador requerido para obtener un gasto de líquido de 1800 [bl/día].
- 2) Obtener el gasto de líquido si se conoce que el diámetro del estrangulador es de 22 [64 avos pg].
- 3) Calcular el coeficiente de descarga y el % de error.
- 4) Comparar los resultados con los valores obtenidos con PLUSIM-DFG.
- 5) Obtener el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido, el coeficiente de descarga y el % de error cambiando las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite y graficar las comparaciones.

Tabla 4.33. Datos del ejemplo 20.

Datos del Aceite y Gas.		
Densidad del aceite producido	30.0	[°API]
Densidad relativa del gas	0.7	[adim]
Relación gas aceite	620.0	[pie ³ /bl]
Relación agua aceite	0.0	[bl/bl]
Gasto de aceite	1800.0	[bl/día]
Datos del Estrangulador.		
Diámetro del estrangulador	22.0	[64 Avos pg]
Coefficiente de descarga	1.0	[adim]
Datos Corriente Arriba.		
Presión en la cabeza del pozo	1663.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura en la cabeza	128.0	[°F]
Condiciones de Separación.		
Presión de separación	120.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura de separación	80.0	[°F]

Solución:

- 1) Utilizando la ecuación 1.321 y despejando el diámetro del estrangulador:

$$d_c = \sqrt{\frac{13.153 q_L \rho_m}{1.549 C_1 C_2}}$$

donde:

$$C_1 = \sqrt{\frac{9273.6 P_1}{V_l (1+0.5m)}}$$

$$C_2 = \frac{0.4513 \sqrt{r+0.766}}{r+0.5663}$$

$$r = \frac{0.00504 (T_1 + 460) Z_1 (R - R_S)}{P_1 B_o}$$

$$m = \frac{1}{1 + r \left[\frac{\rho_g}{\rho_L} \right]}$$

$$V_l = \frac{m}{\rho_L}$$

T_1, P_1, Z_1, V_l : condiciones corriente arriba.

- 1.1) Cálculo de las propiedades de los fluidos.

- 1.1.1) Obtención de la densidad relativa del aceite:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 30} = 0.876$$

- 1.1.2) Determinación de la relación gas disuelto aceite, el factor de volumen del aceite y la presión de saturación:

Se emplea la correlación de Standing para calcular la relación gas disuelto aceite, el factor de volumen del aceite y la presión de saturación. Utilizando la ecuación 1.2 y sustituyendo datos:

$$R_S = 0.7 \left[\frac{1663 \left(10^{0.0125 [30]} \right)}{18 \left(10^{0.00091 [128]} \right)} \right]^{0.83} = 335 \text{ [pie}^3/\text{bl]}$$

Empleando la ecuación 1.4 y sustituyendo datos:

$$F = 335 \left[\frac{0.7}{0.876} \right]^{0.5} + 1.25(128) = 459$$

Sustituyendo el valor de F en la ecuación 1.3:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(459)^{1.175} = 1.169 [bl/bl]$$

utilizando la ecuación 1.1 para calcular la presión de saturación y sustituyendo datos:

$$P_b = 18 \left[\left(\frac{620}{0.7} \right)^{0.83} \left(\frac{10^{0.00091(128)}}{10^{0.0125(30)}} \right) \right] = 2773.4 [lb/pg^2]$$

como la presión de saturación es mayor que la presión corriente arriba, se calculan las propiedades del aceite saturado.

- 1.1.3) Obtención de la densidad del aceite saturado con la ecuación 1.19.

$$\rho_o = \frac{62.428(0.876) + 0.01362(0.7)(620)}{1.169} = 51.84 [lb_m/ptc^3]$$

- 1.1.4) Cálculo del factor de desviación de los gases reales.

Empleando las ecuaciones 1.47 y 1.48 para determinar las condiciones pseudocríticas:

$$T_{pc} = 167 + 316.67(0.7) = 388.669 [^{\circ}R]$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50(0.7) = 667.5 [lb/pg^2]$$

Las condiciones pseudorreducidas se obtienen con las ecuaciones 1.49 y 1.50.

$$T_{pr} = \frac{128 + 460}{388.669} = 1.513$$

$$P_{pr} = \frac{1663}{667.5} = 2.49$$

La densidad relativa del gas se obtiene con la ecuación 1.51.

$$\rho_r = \frac{0.27(2.49)}{Z(1.513)} = \frac{0.444}{Z}$$

Por último el factor de desviación de los gases reales se obtiene con la ecuación 1.52:

$$Z=1+\left[A_1+\frac{A_2}{1.513}+\frac{A_3}{(1.513)^3}\right]\rho_r+\left[A_4+\frac{A_5}{1.513}\right]\rho_r^2+\frac{A_6A_6\rho_r^5}{1.513}+\left[\frac{A_7\rho_r^2}{(1.513)^3}\right](1+A_8\rho_r^2)\exp(-A_8\rho_r^2)$$

donde:

Tabla 4.34. Constantes de la ecuación para determinar Z.

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.61230$
$A_2 = -1.04670$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.57830$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.53530$	$A_8 = 0.68446$

obteniéndose:

$$Z=1-0.5437\rho_r+0.1306\rho_r^2+0.0425\rho_r^5+(0.1968\rho_r^2)(1+0.68446\rho_r^2)\exp(-0.68446\rho_r^2)$$

Suponiendo un valor inicial de $Z=0.5$ y sustituyéndolo en la ecuación 1.51 se obtiene:

$$\rho_r = \frac{0.444}{0.5} = 0.888$$

Calculando Z con la ecuación 1.52:

$$Z=1-0.5437(0.888)+0.1306(0.888)^2+0.0425(0.888)^5 + \left[0.1968(0.888)^2\right] \left[1+0.68446(0.888)^2\right] \exp\left[-0.68446(0.888)^2\right] = 0.7829$$

como Z calculado es diferente de Z supuesto, se toma el nuevo valor de $Z=0.7829$ como el valor supuesto. Las siguientes iteraciones se muestran en la tabla 4.35.

Tabla 4.35. Determinación de Z.

Iteración	Z calculado	Z inicial - Z calculado
0	0.5	-----
1	0.7829	0.2829
2	0.7981	0.0152
3	0.7999	0.0018
4	0.80001	0.00011
5	0.8002	0.0001

por último, el valor de Z es 0.8.

1.1.5) Determinación de la densidad del gas:

Se utiliza la ecuación 1.44.

$$\rho_g = \frac{2.7044 (1663) (0.7)}{0.8 (128+460)} = 6.693 [\text{lb}_m/\text{pie}^3]$$

1.1.6) Cálculo de obtener la relación aceite líquido y la relación agua líquido.

Empleando las ecuaciones 1.127 y 1.128 para obtener la relación aceite líquido y la relación agua líquido y sustituyendo datos:

$$f_o = \frac{1.169}{1.169 + 0(0)} = 1$$

$$f_w = 1 - f_o = 1 - 1 = 0$$

1.1.7) Obtención de la densidad del líquido:

Utilizando la ecuación 1.130 y sustituyendo datos:

$$\rho_L = 51.84(1) + 0(0) = 51.84 [\text{lb}_m/\text{pie}^3]$$

1.2) Determinación de la densidad de la mezcla.

Se emplea la ecuación 1.324.

$$\rho_L @ c.s = 62.428 (0.876) (1) + 62.428 (0) = 54.69 [\text{lb}_m/\text{pie}^3]$$

$$\rho_m @ c.s = 5.615 (54.69) + 0.0765 (0.7) (620) = 340.29 [\text{lb}_m/\text{pie}^3]$$

1.3) Cálculo de r , m , V_l , C_1 , C_2 y el gasto de líquido.

$$r = \frac{0.00504 (120+460) (0.8) (620-335)}{1663 (1.169)} = 0.3326$$

$$m = \frac{1}{1 + (0.3326) \left[\frac{6.693}{51.84} \right]} = 0.9588$$

$$V_l = \frac{0.9588}{51.84} = 0.0185$$

$$C_1 = \sqrt{\frac{9273.6 (1663)}{(0.0185) (1 + 0.5 (0.9588))}} = 23737.9$$

$$C_2 = \frac{0.4513 \sqrt{0.3326 + 0.766}}{0.3326 + 0.5663} = 0.5262$$

$$q_L = q_o + q_w = 1800 + 0 = 1800$$

1.3) Determinación del diámetro del estrangulador.

$$d_c = \sqrt{\frac{1800 (13.153) (340.29)}{1.549 (23737.9) (0.5262)}} = 20.41 [64 \text{ avos } pg]$$

2) Empleando la ecuación 1.321 y sustituyendo datos:

$$q_L = \frac{1.549 d_c^2}{13.153 \rho_m} C_1 C_2 = \frac{1.549 (22)^2}{13.153 (340.29)} (23737.9) (0.5262) = 2092 [bl/día]$$

3) El coeficiente de descarga se define como:

$$C = \frac{q_{L \text{ medido}}}{q_{L \text{ calculado}}}$$

El porcentaje de error se define como:

$$\% \text{ Error} = \left[\frac{q_{L \text{ calculado}} - q_{L \text{ medido}}}{q_{L \text{ medido}}} \right] 100$$

por lo que:

$$C = \frac{1800}{2092} = 0.86$$

$$\% \text{ Error} = \left[\frac{2092 - 1800}{1800} \right] 100 = 16.22$$

- 4) En la tabla 4.36 se muestra la comparación de los resultados obtenidos en la referencia y los valores obtenidos en **FLUSIM-DFG**.

Tabla 4.36. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con **FLUSIM-DFG**.

Variable	Unidades	Referencia	FLUSIM-DFG
Densidad Relativa del Aceite	[adim]	0.876	0.8762
Relación Gas Disuelto Aceite	[pie/bl]	335.0	347.256
Factor de Volumen del Aceite	[bl/bl]	1.169	1.213
Presión de Saturación	[lb/pg ²]	2773.4	2773.36
Densidad del Aceite	[lb _m /pie ³]	51.84	47.938
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	388.67	378.168
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	667.5	669.158
Temperatura Pseudorreducida	[adim]	1.513	1.555
Presión Pseudorreducida	[adim]	2.49	2.485
Factor de Compresibilidad de los Gases	[adim]	0.8	0.8208
Densidad del Gas	[lb _m /pie ³]	6.693	6.214
Relación Aceite-Líquido	[adim]	1.0	1.0
Relación Agua-Líquido	[adim]	0.0	0.0
Densidad del Líquido	[lb _m /pie ³]	51.84	47.938
Densidad de la Mezcla	[lb _m /pie ³]	340.29	340.303
Relación Gas Libre Líquido	[pie ³ /pie ³]	0.3326	0.3289
Masa de Líquido por Unidad de Masa de la Mezcla	[lb _m]	0.9588	0.9591
Volumen Específico del Líquido	[pie ³ /lb _m]	0.0185	0.02
Diámetro del Estrangulador	[64 avos pg]	20.41	21.03
Gasto de Líquido	[bl/día]	2092.0	1970.05
Coefficiente de Descarga	[adim]	0.86	0.91
% de Error	[%]	16.22	9.45

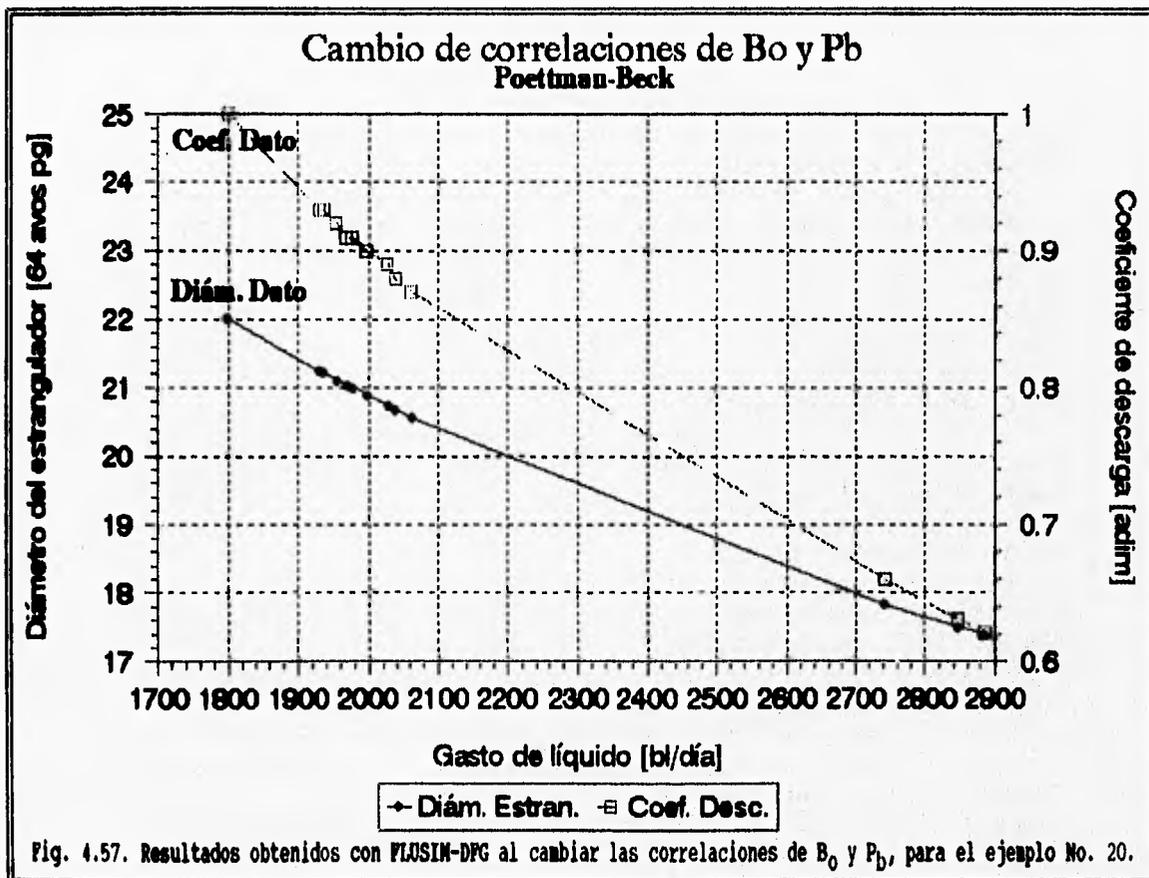
- 5) En la tabla 4.37 se muestran los resultados obtenidos con **FLUSIM-DFG** al cambiar las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite. En la Fig. 4.57 se muestra la comparación en forma gráfica.

Cabe mencionar que la presión de saturación únicamente se emplea para verificar que el aceite sea saturado, debido a que las correlaciones de flujo por los estranguladores superficiales fueron desarrolladas para este tipo de aceites, de lo contrario es necesario calcular la caída de presión por medio de una correlación para una sola fase. Para este ejemplo la única correlación que determina una presión de saturación menor que la presión corriente arriba es la de Oisten, obteniendo 1395 [lb/pg²].

Por último, la combinación de correlaciones que obtuvo el menor error en el cálculo del gasto de aceite, es la de Standing en el cálculo del factor de volumen del aceite Vázquez para el cálculo de la relación gas disuelto aceite.

Tabla 4.37. Resultados obtenidos con PLUSIM-DPG cuando se cambian las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite.

Correlaciones		Diam. Estrang.	Gasto de líquido	% Error	Coef. Desc.
B_0	R_s	[64 avos pg]	[bl/día]	[%]	[adim]
Stan	Stan	21.03	1970.05	9.45	0.91
Stan	Vazq	21.24	1930.81	7.27	0.93
Stan	Oist	17.82	2742.43	52.36	0.66
Stan	Lasa	20.72	2028.56	12.70	0.89
Vazq	Stan	20.99	1978.19	9.90	0.91
Vazq	Vazq	21.21	1936.72	7.60	0.93
Vazq	Oist	17.49	2847.80	58.21	0.63
Vazq	Lasa	20.67	2039.87	13.33	0.88
Oist	Stan	20.88	1998.91	11.05	0.90
Oist	Vazq	21.10	1956.41	8.69	0.92
Oist	Oist	17.38	2885.60	60.31	0.62
Oist	Lasa	20.55	2063.66	14.65	0.87



IV.3.3 Correlación de Ashford.

Ejemplo 21 (Ref. 4.12).

Empleando la correlación de Ashford y los datos de la tabla 4.38.

- 1) Determinar el diámetro del estrangulador requerido para obtener un gasto de líquido de 1800 [bl/día].
- 2) Obtener el gasto de líquido si se conoce que el diámetro del estrangulador es de 22 [64 avos pg].
- 3) Calcular el coeficiente de descarga y el % de error.
- 4) Comparar los resultados con los valores obtenidos con PLUSIM-DFG.
- 5) Obtener el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido, el coeficiente de descarga y el % de error cambiando las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite y graficar las comparaciones.

Tabla 4.38. Datos del ejemplo 21.

Datos del Aceite y Gas.		
Densidad del aceite producido	30.0	[°API]
Densidad relativa del gas	0.7	[adim]
Relación gas aceite	620.0	[pie ³ /bl]
Relación agua aceite	0.0	[bl/bl]
Gasto de aceite	1800.0	[bl/día]
Datos del Estrangulador.		
Diámetro del estrangulador	22.0	[64 Avos pg]
Coefficiente de descarga	1.0	[adim]
Datos Corriente Arriba.		
Presión en la cabeza del pozo	1663.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura en la cabeza	128.0	[°F]
Condiciones de Separación.		
Presión de separación	120.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura de separación	80.0	[°F]

Solución:

- 1) Utilizando la ecuación 1.325 y despejando el diámetro del estrangulador:

$$d_c = \sqrt{\frac{q_o C_2}{1.53 P_1 C_1}}$$

donde:

$$C_1 = \left[\left((T_1 + 460) Z_1 (R - R_S) + 151 P_1 \right) C_3 \right]^{0.5}$$

$$C_2 = [B_o + WOR]^{0.5} \left[(T_1 + 460) Z_1 (R - R_S) + 111 P_1 \right] C_3$$

$$C_3 = \gamma_o + 0.000217 \gamma_g R_S + WOR \gamma_w$$

T_1, P_1, Z_1 : condiciones corriente arriba.

- 1.1) Cálculo de las propiedades de los fluidos.

- 1.1.1) Obtención de la densidad relativa del aceite.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 30} = 0.876$$

- 1.1.2) Determinación de la relación gas disuelto aceite y el factor de volumen del aceite.

Se emplea la correlación de Standing para calcular la relación gas disuelto aceite, el factor de volumen del aceite y la presión de saturación:

utilizando la ecuación 1.2 y sustituyendo datos:

$$R_S = 0.7 \left[\frac{1663 \left(10^{0.0125(30)} \right)}{18 \left(10^{0.00091(128)} \right)} \right]^{\frac{1}{0.83}} = 335 \text{ [pie}^3/\text{bl]}$$

empleando la ecuación 1.4 y sustituyendo datos:

$$F = 335 \left[\frac{0.7}{0.876} \right]^{0.5} + 1.25(128) = 459$$

sustituyendo el valor de F en la ecuación 1.3:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(459)^{1.175} = 1.169 \text{ [bl/bl]}$$

1.1.3) Cálculo del factor de desviación de los gases reales:

Empleando las ecuaciones 1.47 y 1.48 para determinar las condiciones pseudocríticas.

$$T_{pc} = 167 + 316.67(0.7) = 388.669 [^{\circ}R]$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50(0.7) = 667.5 [lb/pg^2]$$

las condiciones pseudorreducidas se obtienen con las ecuaciones 1.49 y 1.50.

$$T_{pr} = \frac{128 + 460}{388.669} = 1.513$$

$$P_{pr} = \frac{1663}{667.5} = 2.49$$

La densidad relativa del gas se obtiene con la ecuación 1.51:

$$\rho_r = \frac{0.27(2.49)}{Z(1.513)} = \frac{0.444}{Z}$$

Por último el factor de desviación de los gases reales se obtiene con la ecuación 1.52:

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{1.513} + \frac{A_3}{(1.513)^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{1.513} \right] \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{1.513} + \left[\frac{A_7 \rho_r^2}{(1.513)^3} \right] (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

donde:

Tabla 4.39. Constantes de la ecuación para determinar Z.

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.61230$
$A_2 = -1.04670$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.57830$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.53530$	$A_8 = 0.68446$

obteniéndose:

$$Z = 1 - 0.5437 \rho_r + 0.1306 \rho_r^2 + 0.0425 \rho_r^5 + (0.1968 \rho_r^2) (1 + 0.68446 \rho_r^2) \exp(-0.68446 \rho_r^2)$$

Suponiendo un valor inicial de $Z=0.5$ y sustituyéndolo en la ecuación 1.51 se obtiene:

$$\rho_r = \frac{0.444}{0.5} = 0.888$$

Calculando Z con la ecuación 1.52:

$$Z = 1 - 0.5437(0.888) + 0.1306(0.888)^2 + 0.0425(0.888)^5 + (0.1968(0.888)^2) (1 + 0.68446(0.888)^2) \exp(-0.68446(0.888)^2) = 0.7829$$

Como Z calculado es diferente de Z supuesto, se toma el nuevo valor de $Z=0.7829$ como el valor supuesto. Las siguientes iteraciones se muestran en la tabla 4.40.

Tabla 4.40. Determinación de Z.

Iteración	Z calculado	Z inicial - Z calculado
0	0.5	-----
1	0.7829	0.2829
2	0.7981	0.0152
3	0.7999	0.0018
4	0.80001	0.00011
5	0.8002	0.0001

por último, el valor de Z es 0.8.

1.2) Cálculo de C_1 , C_2 , C_3 .

$$C_3 = 0.876 + 0.000217 (0.7) (335) + 0 (0) = 0.9269$$

$$C_2 = [1.169 + 0]^{0.5} [(128 + 460) (0.8) (620 - 335) + 111 (1663)] (0.9269)$$

$$C_2 = 1.0812 (318657) (0.9269) = 319346.66$$

$$C_1 = [(128 + 460) (0.8) (620 - 335) + 151 (1663)]^{0.5} = 620.63$$

1.3) Determinación del diámetro del estrangulador.

$$d_c = \sqrt{\frac{1800 (319346.66)}{1.53 (1663) (620.63)}} = 19.08 [64 \text{ avos } pg]$$

2) Empleando la ecuación 1.325 y sustituyendo datos:

$$q_L = \frac{1.53 d_c^2 P_1 C_1}{C_2} = \frac{1.53 (22)^2 (1663) (620.63)}{319346.66} = 2393.31 [bl/día]$$

3) El coeficiente de descarga se define como:

$$C = \frac{q_{L, \text{medido}}}{q_{L, \text{calculado}}}$$

El porcentaje de error se define como:

$$\%Error = \left[\frac{q_{L,calculado} - q_{L,medido}}{q_{L,medido}} \right] 100$$

por lo que:

$$C = \frac{1800}{2393.31} = 0.7521$$

$$\%Error = \left[\frac{2393.31 - 1800}{1800} \right] 100 = 32.96$$

- 4) En la tabla 4.41 se muestra la comparación de los resultados obtenidos en la referencia y los valores obtenidos en PLUSIM-DFG.

Tabla 4.41. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con PLUSIM-DFG.

Variable	Unidades	Referencia	PLUSIM-DFG
Densidad Relativa del Aceite	[adim]	0.876	0.8762
Relación gas Disuelto Aceite	[pie ³ /bl]	335.0	347.256
Factor de Volumen del Aceite	[bl/bl]	1.169	1.213
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	388.67	378.168
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	667.5	669.158
Temperatura Pseudorreducida	[adim]	1.513	1.555
Presión Pseudorreducida	[adim]	2.49	2.485
Factor de Compresibilidad de los Gases	[adim]	0.8	0.8202
Diámetro del Estrangulador	[64 avos pg]	19.08	20.03
Gasto del Líquido	[bl/día]	2393.31	2170.49
Coefficiente de Descarga	[adim]	0.7521	0.83
% Error	[%]	32.96	20.58

- 5) En la tabla 4.42 se muestran los resultados obtenidos con PLUSIM-DFG al cambiar las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite. En la Fig. 4.58 se muestra la comparación en forma gráfica.

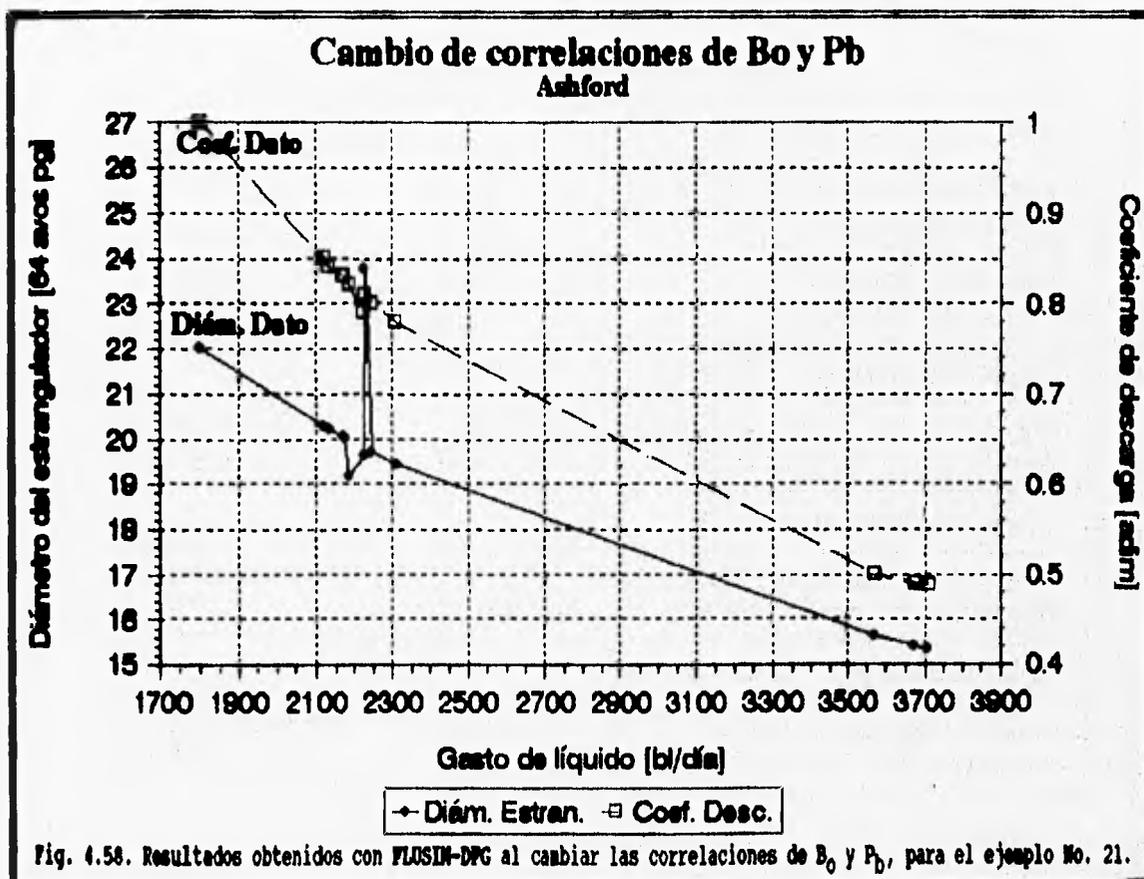
Cabe mencionar que la presión de saturación únicamente se emplea para verificar que el aceite sea saturado, debido a que las correlaciones de flujo por los estranguladores superficiales fueron desarrolladas para este tipo de aceites, de lo contrario es necesario calcular la caída de presión por medio de una correlación para una sola fase. Para este ejemplo la única correlación que determina una presión de saturación menor que la presión corriente arriba es la de Oisten, obteniendo 1395 [lb/pg²].

Por último, la combinación de correlaciones que obtuvo el menor error en el cálculo del gasto de aceite, es la de Standing en el cálculo del factor de volumen del aceite

Vázquez para el cálculo de la relación gas disuelto aceite.

Tabla 4.42. Resultados obtenidos con FLUSIM-DPG cuando se cambian las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite.

Correlaciones		Diam. Estrang.	Gasto de líquido	% Error	Coef. Desc.
B ₀	R _g	[64 avos pg]	[bl/día]	[%]	[adim]
Stan	Stan	20.03	2170.49	20.58	0.83
Stan	Vazq	20.27	2120.61	17.81	0.85
Stan	Oist	15.62	3572.36	98.46	0.50
Stan	Lasa	19.70	2245.87	24.77	0.80
Vazq	Stan	19.16	2186.43	21.47	0.82
Vazq	Vazq	20.21	2132.83	18.49	0.84
Vazq	Oist	15.40	3674.13	104.12	0.49
Vazq	Lasa	19.61	2266.45	25.91	0.79
Oist	Stan	19.78	2227.71	23.76	0.81
Oist	Vazq	20.02	2174.31	20.79	0.83
Oist	Oist	15.32	3709.94	106.11	0.49
Oist	Lasa	19.42	2310.49	28.36	0.78



IV.3.4 Correlación de Ashford y Pierce.

Ejemplo 22 (Ref. 4.12).

Empleando la correlación de Ashford - Pierce y los datos de la tabla 43.

- 1) Determinar el diámetro del estrangulador requerido para obtener un gasto de líquido de 1800 [bl/día].
- 2) Obtener el gasto de líquido si se conoce que el diámetro del estrangulador es de 22 [64 avos pg].
- 3) Calcular el coeficiente de descarga y el % de error.
- 4) Comparar los resultados con los valores obtenidos con FLUSIM-DPG.
- 5) Obtener el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido, el coeficiente de descarga y el % de error cambiando las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite y graficar las comparaciones.

Tabla 4.43. Datos del ejemplo 22.

Datos del Aceite y Gas.		
Densidad del aceite producido	30.0	[°API]
Densidad relativa del gas	0.7	[adim]
Relación gas aceite	620.0	[pie ³ /bl]
Relación agua aceite	0.0	[bl/bl]
Gasto de aceite	1800.0	[bl/día]
Datos del Estrangulador.		
Diámetro del estrangulador	22.0	[64 Avos pg]
Coefficiente de descarga	1.0	[adim]
Datos Corriente Arriba.		
Presión en la cabeza del pozo	1663.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura en la cabeza	128.0	[°F]
Condiciones de Separación.		
Presión de separación	120.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura de separación	80.0	[°F]

Solución:

- 1) Utilizando la ecuación 1.327 y despejando el diámetro del estrangulador:

$$d_c = \sqrt{\frac{q_o}{1.97058 C \alpha \beta}}$$

donde:

$$\alpha = [B_o + WOR]^{-0.5}$$

$$\beta = \frac{\left[\frac{0.00504 C_1 [T_1 + 460] Z_1 [R - R_S] \left[1 - X \left(\frac{1}{C_1} \right) \right] + P_1 [1 - X]}{\frac{C_2^2}{C_3}} \right]^{0.5}}{1 + 0.00504 \frac{[T_1 + 460] Z_1}{P_1} (R - R_S) X \left[\frac{-1}{K} \right]}$$

$$C_1 = \frac{K}{K - 1}$$

$$C_2 = 62.428 \gamma_o + 0.01353 \gamma_g R + 67 WOR$$

$$C_3 = 62.428 \gamma_o + 0.01353 \gamma_g R_S + 67 WOR$$

$$K = \frac{C_p}{C_v}$$

$$X = \frac{P_2}{P_1}$$

T_1, P_1, Z_1 : condiciones corriente arriba.

1.1) Cálculo de las propiedades de los fluidos.

1.1.1) Obtención de la densidad relativa del aceite:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 30} = 0.876$$

1.1.2) Determinación de R_s y B_o :

Se emplea la correlación de Standing para calcular la relación gas disuelto aceite, el factor de volumen del aceite y la presión de saturación:

Utilizando la ecuación 1.2 y sustituyendo datos:

$$R_s = 0.7 \left[\frac{1663 \left(10^{0.0125(30)} \right)}{18 \left(10^{0.00091(128)} \right)} \right]^{\frac{1}{0.83}} = 335 \text{ [pic}^3/\text{bl]}$$

Empleando la ecuación 1.4 y sustituyendo datos:

$$F = 335 \left[\frac{0.7}{0.876} \right]^{0.5} + 1.25(128) = 459$$

Sustituyendo el valor de F en la ecuación 1.3.

$$B_o = 0.972 + 0.000147(459)^{1.175} = 1.169 \text{ [bl/bl]}$$

1.1.3) Cálculo del factor de desviación de los gases reales.

Empleando las ecuaciones 1.47 y 1.48 para determinar las condiciones pseudocríticas:

$$T_{pc} = 167 + 316.67(0.7) = 388.669 [^{\circ}R]$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50(0.7) = 667.5 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Las condiciones pseudorreducidas se obtienen con las ecuaciones 1.49 y 1.50.

$$T_{pr} = \frac{128 + 460}{388.669} = 1.513$$

$$P_{pr} = \frac{1663}{667.5} = 2.49$$

la densidad relativa del gas se obtiene con la ecuación 1.51:

$$\rho_r = \frac{0.27(2.49)}{Z(1.513)} = \frac{0.444}{Z}$$

Por último el factor de desviación de los gases reales se obtiene con la ecuación 1.52:

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{1.513} + \frac{A_3}{(1.513)^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{1.513} \right] \rho_r^2 + \frac{A_6 A_6 \rho_r^3}{1.513} + \left[\frac{A_7 \rho_r^2}{(1.513)^3} \right] (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

donde:

Tabla 4.44. Constantes de la ecuación para determinar Z.

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.61230$
$A_2 = -1.04670$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.57830$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.53530$	$A_8 = 0.68446$

obteniéndose:

$$Z=1-0.5437\rho_r+0.1306\rho_r^2+0.0425\rho_r^5+(0.1968\rho_r^2)(1+0.68446\rho_r^2)\exp^{-0.68446\rho_r^2}$$

Suponiendo un valor inicial de $Z=0.5$ y sustituyendolo en la ecuación 1.51 se obtiene:

$$\rho_r = \frac{0.444}{0.5} = 0.888$$

Calculando Z con la ecuación 1.52:

$$Z=1-0.5437(0.888)+0.1306(0.888)^2+0.0425(0.888)^5 + \left[0.1968(0.888)^2\right] \left[1+0.68446(0.888)^2\right] \exp^{-0.68446(0.888)^2} = 0.7829$$

Como Z calculado es diferente a Z supuesto, se toma el nuevo valor de $Z=0.7829$ como el valor supuesto. Las siguientes iteraciones se muestran en la tabla 4.45.

Tabla 4.45. Determinación de Z .

Iteración	Z calculado	Z inicial - Z calculado
0	0.5	-----
1	0.7829	0.2829
2	0.7981	0.0152
3	0.7999	0.0018
4	0.80001	0.00011
5	0.8002	0.0001

por último, el valor de Z es 0.8.

1.2) Determinación de la relación de calores específicos.

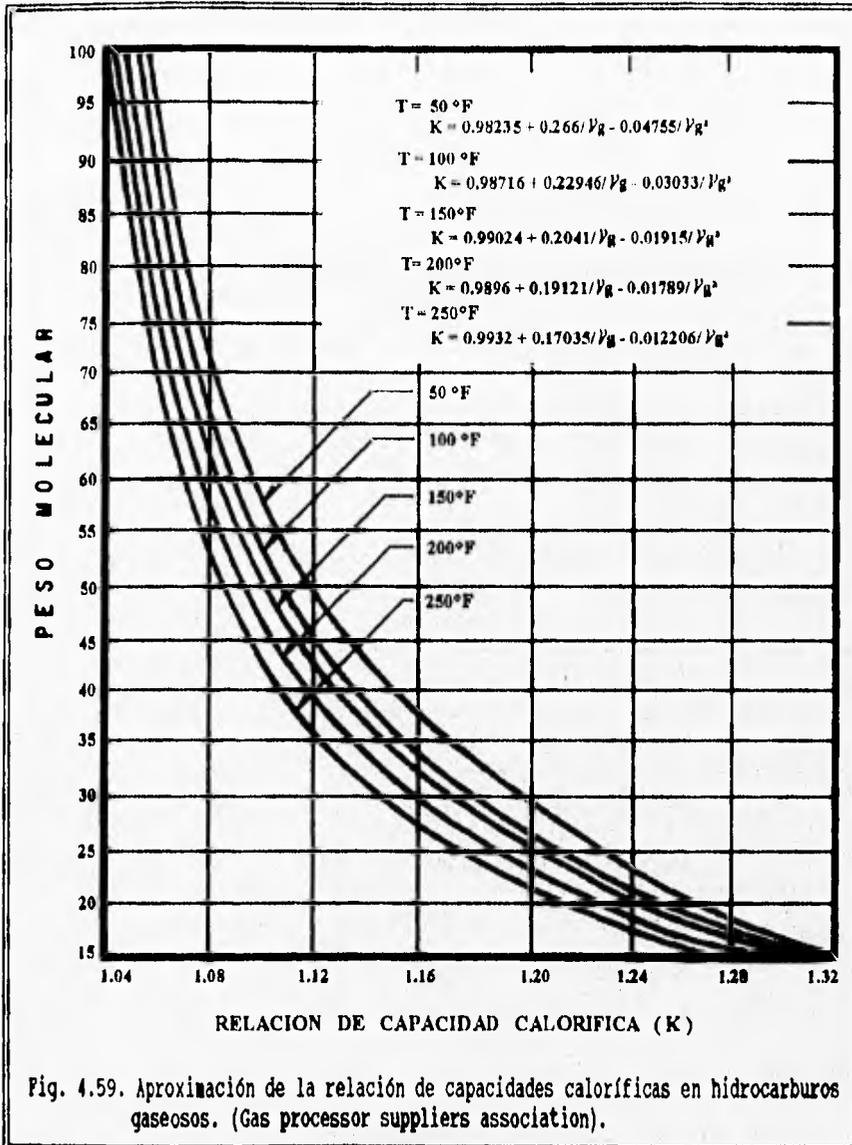
Para calcular la relación de calores específicos se emplea la Fig. 4.57 o las ecuaciones descritas en la misma. Empleando las ecuaciones:

Para $T = 100$ °F:

$$K = 0.98716 + \frac{0.2294}{0.7} - \frac{0.03033}{(0.7)^2} = 1.2531$$

Para $T = 150\text{ }^{\circ}\text{F}$:

$$K = 0.99024 + \frac{0.2041}{0.7} - \frac{0.01915}{(0.7)^2} = 1.2427$$



Interpolando se obtiene la tabla 4.46:

Tabla 4.46. Interpolación de K.

T [°F]	K [adim]
100	1.2531
128	?
150	1.2427

Luego:

$$K = \frac{1.2427 - 1.2531}{150 - 100} (128 - 100) + 1.2531 = 1.247$$

1.3) Obtención de la relación de presiones.

Aplicando el método iterativo de Newton-Raphson:

$$X_{n+1} = X_n - \frac{F(X_n)}{F'(X_{cn})}$$

$$F(X_n) = \frac{Q}{V^{0.5}} - 1$$

$$F'(X_{cn}) = \frac{(P-Q)(R+S)}{V}$$

donde:

$$P = 0.5 \left[1 + R(P,T) X^{\left[\frac{-1}{K} \right]} \right]^2 X^e \left[\frac{R(P,T)}{K} \right] \left[\left[\frac{R(P,T)}{b} \right] (-bX^{b-1}) - 1 \right]$$

$$Q = \left[\frac{R(P,T)}{K} \right] \left[\left[\frac{R(P,T)}{b} \right] (1 - X^b) - X + 1 \right]$$

$$R = 0.5 \left[1 + R(P,T) X^{\left[\frac{-1}{K} \right]} \right]^2 e X^{e-1}$$

$$S = X^e \left[1 + R(P,T) X^{\left[\frac{-1}{K} \right]} \right] \left[\left[-\frac{R(P,T)}{K} \right] X^{-e} \right]$$

$$V = \left[0.5 \left[1 + R(P,T) X^{\left[\frac{-1}{K} \right]} \right]^2 X^e \right]^2$$

$$b = \frac{K-1}{K}$$

$$e = \frac{K+1}{K}$$

$$R(P,T) = \frac{0.00504 (T_1 + 460) Z_1 (R - R_s)}{P_1}$$

Para comenzar el proceso iterativo es necesario proponer un valor inicial para X de 0.5. La relación de presiones críticas calculada (X_c) se compara con la relación de presiones crítica estimada (X_{est}). Si el valor absoluto de la calculada menos la estimada dividido por la estimada es mayor que una tolerancia dada, el proceso se repite usando la relación calculada como la siguiente relación de presiones crítica estimada, la convergencia se da cuando:

$$\left| \frac{X_c - X_{est}}{X_{est}} \right| \leq \text{tolerancia}$$

Luego:

$$R(P,T) = \frac{0.005404 (128 + 460) (0.8) (620 - 335)}{1663} = 0.436$$

$$e = \frac{1.247 + 1}{1.247} = 1.802$$

$$b = \frac{1.247 - 1}{1.247} = 0.198$$

$$Q = \left[\frac{0.436}{1.247} \right] \left[\left[\frac{0.436}{0.198} \right] (1 - 0.5^{0.198}) - 0.5 + 1 \right] = 0.274$$

$$P = 0.5 \left[1 + 0.436(0.5)^{\left[-\frac{1}{1.247} \right]} \right]^2 (0.5)^{1.802} \left[\frac{0.436}{1.247} \right] \left[\left[\frac{0.436}{0.198} \right] (-0.198(0.5)^{0.198-1}) - 1 \right]$$

$$R = 0.5 \left[1 + 0.436(0.5)^{\left[-\frac{1}{1.247} \right]} \right]^2 1.802 (0.5)^{1.802-1} = 1.601$$

$$S = (0.5)^{1.802} \left[1 + 0.436(0.5)^{\left[-\frac{1}{1.247} \right]} \right] \left[\left[-\frac{0.436}{1.247} \right] (0.5)^{1.802} \right] = -0.615$$

$$V = \left[0.5 \left[1 + 0.436(0.5)^{\left[-\frac{1}{1.247} \right]} \right]^2 (0.5)^{1.802} \right]^2 = 0.197$$

$$F(X_n) = \frac{0.274}{(0.197)^{0.5}} - 1 = -0.383$$

$$F'(X_n) = \frac{(-0.27 - 0.274) (1.614 + (-0.615))}{0.197} = -2.731$$

$$X_n = 0.5 - \frac{-0.383}{-2.731} = 0.359$$

Tabla 4.47. Determinación de la relación de presiones (X).

Iteración	X calculada	$\left \frac{(X_{est.} - X_{cal.})}{X_{est.}} \right $
0	0.5	-----
1	0.359	0.281
2	0.391	0.089
3	0.392	0.003
4	0.392	0.0008

Como $X_c = 0.359$ es diferente a $X_{est} = 0.5$, se toma como nuevo valor de $X_{est} = 0.359$. Las siguientes iteraciones se muestran en la tabla 4.47.

por último, el valor de X es 0.392.

1.4) Obtención de C_1 , C_2 , C_3 , α y β :

$$C_1 = \frac{1.247}{1.247 - 1} = 5.049$$

$$C_2 = 62.428 (0.876) + 0.01353 (0.7) (620) + 67 (0) = 60.559$$

$$C_3 = 62.428 (0.876) + 0.01353 (0.7) (335) + 67 (0) = 57.86$$

$$\beta = \frac{\left[\frac{0.00504(5.049)(128+460)(0.8)(620-335) \left[1 - (0.392)^{\left[\frac{1}{5.049} \right]} \right] + (1663)(1-0.392)}{(60.559)^2} \right]^{0.5}}{1 + 0.00504 \frac{(128+460)(0.8)}{1663} (620-335) (0.392)^{\left[\frac{-1}{1.247} \right]}} = 2.69$$

$$\alpha = [1.169 + 0]^{-0.5} = 0.925$$

1.5) Cálculo del diámetro del estrangulador:

$$d_c = \sqrt{\frac{1800}{1.97058(1)(0.925)(2.69)}} = 19.15 [64 \text{ avosp}]$$

2) Empleando la ecuación 1.325 y sustituyendo datos:

$$q_o = 1.97058(1)(22)^2(0.925)(2.69) = 2374 [bl/día]$$

3) El coeficiente de descarga se define como:

$$C = \frac{q_{L,medido}}{q_{L,calculado}}$$

El porcentaje de error se define como:

$$\% \text{ Error} = \left[\frac{q_{L,calculado} - q_{L,medido}}{q_{L,medido}} \right] 100$$

por lo que:

$$C = \frac{1800}{2374} = 0.758$$

$$\%Error = \left[\frac{2374 - 1800}{1800} \right] 100 = 31.89$$

- 4) En la tabla 4.48 se muestra la comparación de los resultados obtenidos en la referencia y los valores obtenidos en **FLUSIM-DPG**.

Tabla 4.48. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con **FLUSIM-DPG**.

Variable	Unidades	Referencia	FLUSIM-DPG
Densidad Relativa del Aceite	[adim]	0.876	0.8762
Relación Gas Disuelto Aceite	[pie ³ /bl]	335.0	347.256
Factor del Volumen del Aceite	[bl/bl]	1.169	1.213
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	388.67	378.168
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	667.5	669.158
Temperatura Pseudorreducida	[adim]	1.513	1.555
Presión Pseudorreducida	[adim]	2.49	2.485
Factor de Compresibilidad de los Gases	[adim]	0.8	0.8202
Relación de Capacidades Caloríficas	[adim]	1.247	1.243
Relación de Presiones	[adim]	0.392	0.385
Beta	[adim]	2.69	2.704
Alfa	[adim]	0.925	0.908
Diámetro del Estrangulador	[64 avos pg]	19.15	19.28
Gasto del Aceite	[bl/día]	2374.0	2342.073
Coefficiente de Descarga	[adim]	0.758	0.769
% de Error	{%}	31.89	30.12

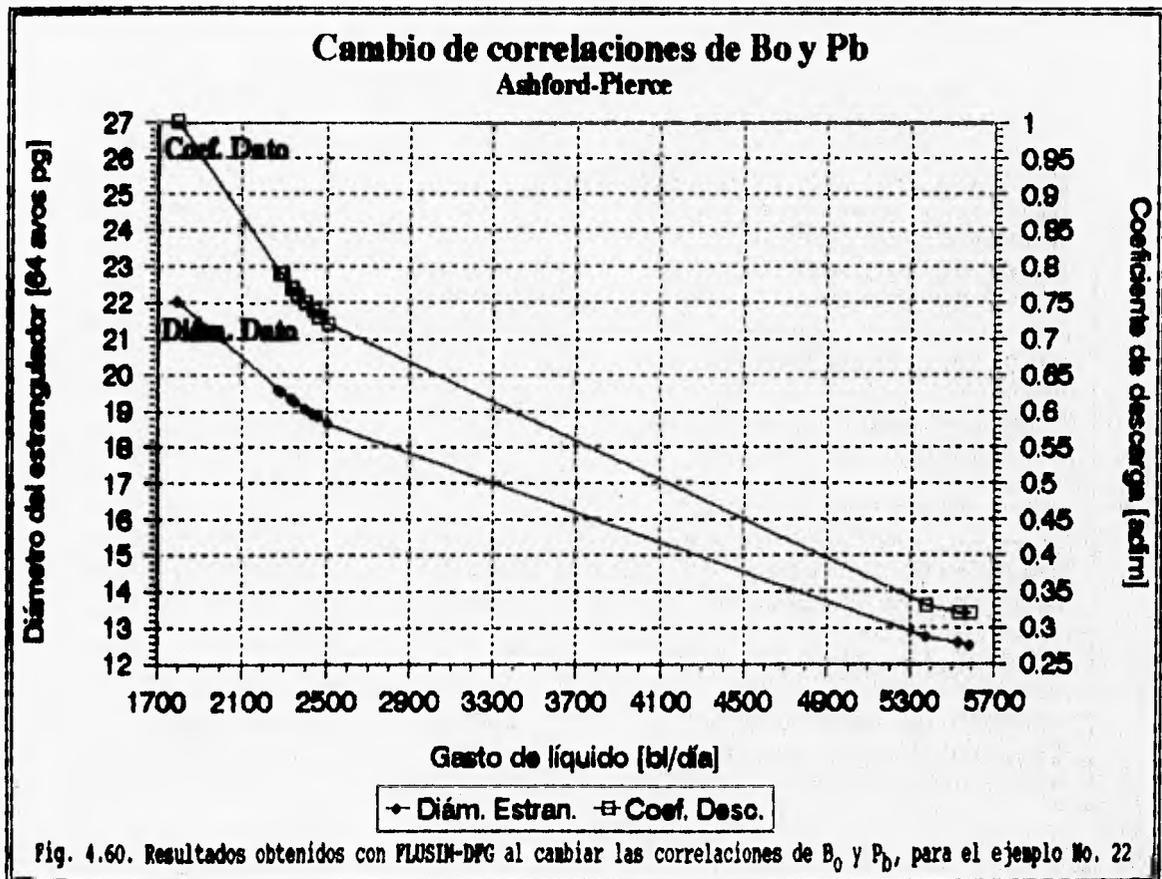
- 5) En la tabla 4.49 se muestran los resultados obtenidos con **FLUSIM-DPG** al cambiar las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite. En la Fig. 4.60 se muestra la comparación en forma gráfica.

Cabe mencionar que la presión de saturación únicamente se emplea para verificar que el aceite sea saturado, debido a que las correlaciones de flujo por los estranguladores superficiales fueron desarrolladas para este tipo de aceites, de lo contrario es necesario calcular la caída de presión por medio de una correlación para una sola fase. Para este ejemplo la única correlación que determina una presión de saturación menor que la presión corriente arriba es la de Oisten, obteniendo 1395 [lb/pg²].

Por último, la combinación de correlaciones que obtuvo el menor error en el cálculo del gasto de aceite, es la de Standing en el cálculo del factor de volumen del aceite Vázquez para el cálculo de la relación gas disuelto aceite.

Tabla 4.49 Resultados obtenidos con FLUSIM-DPG cuando se cambian las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite.

Correlaciones		Diam. Estrang.	Gasto de líquido	% Error	Coef. Desc.
B ₀	R _S	[64 avos pg]	[bl/día]	[%]	[adim]
Stan	Stan	19.29	2342.07	30.12	0.77
Stan	Vazq	19.55	2279.14	26.62	0.79
Stan	Oist	12.72	5387.31	199.30	0.33
Stan	Lasa	18.90	2440.19	35.57	0.74
Vazq	Stan	19.22	2359.27	31.07	0.76
Vazq	Vazq	19.50	2292.27	27.35	0.79
Vazq	Oist	12.54	5540.78	207.82	0.32
Vazq	Lasa	18.81	2462.54	36.81	0.73
Oist	Stan	19.04	2403.81	33.55	0.75
Oist	Vazq	19.31	2336.85	29.83	0.77
Oist	Oist	12.48	5594.78	210.82	0.32
Oist	Lasa	18.63	2510.40	39.47	0.72



IV.3.5 Correlación de Omaña.

Ejemplo 23 (Ref. 4.12).

Empleando la correlación de Omaña y los datos de la tabla 50.

- 1) Determinar el diámetro del estrangulador requerido para obtener un gasto de líquido de 1800 [bl/día].
- 2) Obtener el gasto de líquido si se conoce que el diámetro del estrangulador es de 22 [64 avos pg].
- 3) Calcular el coeficiente de descarga y el % de error.
- 4) Comparar los resultados con los valores obtenidos con FLUSIM-DFG.
- 5) Obtener el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido, el coeficiente de descarga y el % de error cambiando las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite y graficar las comparaciones.

Tabla 4.50. Datos del ejemplo 23.

Datos del Aceite y Gas.		
Densidad del aceite producido	30.0	[°API]
Densidad relativa del gas	0.7	[adim]
Relación gas aceite	620.0	[pie ³ /bl]
Relación agua aceite	0.0	[bl/bl]
Gasto de aceite	1800.0	[bl/día]
Datos del Estrangulador.		
Diámetro del estrangulador	22.0	[64 Avos pg]
Coefficiente de descarga	1.0	[adim]
Datos Corriente Arriba.		
Presión en la cabeza del pozo	1663.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura en la cabeza	128.0	[°F]
Condiciones de Separación.		
Presión de separación	120.0	[lb/pg ² abs]
Temperatura de separación	80.0	[°F]

Solución:

- 1) Utilizando la ecuación 1.335 y despejando el diámetro del estrangulador:

$$d_c = \frac{\left[\frac{q_L C_1}{C_2} \right]^{\frac{1}{1.8}}}{C_3}$$

donde:

$$C_1 = 1.84 \left[\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right]^{1.25}$$

$$C_2 = 0.263 N^{-3.49} N_p^{3.19} Q^{0.657}$$

$$C_3 = 0.1574 \left[\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right]^{0.5}$$

$$N = \frac{\rho_g}{\rho_L}$$

$$N_p = \frac{0.0174 P_1}{(\rho_L \sigma_L)^{0.5}}$$

$$Q = \frac{1}{1 + \frac{(R \cdot R_S) B_g}{5.615 B_0}}$$

P_1 : presión corriente arriba.

1.1) Cálculo de las propiedades de los fluidos.

1.1.1) Obtención de la densidad relativa del aceite.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 30} = 0.876$$

1.1.2) Determinación de R_S , B_0 y P_D .

Se emplea la correlación de Standing para calcular la relación gas disuelto aceite, el factor de volumen del aceite y la presión de saturación:

Utilizando la ecuación 1.2 y sustituyendo datos:

$$R_S = 0.7 \left[\frac{1663 \left(10^{0.0125(30)} \right)}{18 \left(10^{0.00091(128)} \right)} \right]^{\frac{1}{0.83}} = 335 \text{ [pie}^3/\text{bl]}$$

Empleando la ecuación 1.4 y sustituyendo datos:

$$F = 335 \left[\frac{0.7}{0.876} \right]^{0.5} + 1.25(128) = 459$$

sustituyendo el valor de F en la ecuación 1.3:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(459)^{1.175} = 1.169 \text{ [bl/bl]}$$

utilizando la ecuación 1.1 para calcular la presión de saturación y sustituyendo datos:

$$P_b = 18 \left[\left(\frac{620}{0.7} \right)^{0.83} \left(\frac{10^{0.00091(128)}}{10^{0.0125(30)}} \right) \right] = 2773.4 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

como la presión de saturación es mayor que la presión de corriente arriba, se calculan las propiedades del aceite saturado.

1.1.3) Obtención de la densidad del aceite saturado con la ecuación 1.19.

$$\rho_o = \frac{62.428(0.876) + 0.01362(0.7)(620)}{1.169} = 51.84 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

1.1.4) Obtención de la tensión superficial del aceite saturado con la ecuación 1.27.

$$\sigma_o = \left(42.4 - 0.047(128) - 0.267(30) \right) \exp^{-0.0007(1663)} = 8.858 \text{ [dinas/cm]}$$

1.1.5) Obtención del factor de volumen del gas con la ecuación 1.42.

$$B_g = \frac{0.02825(0.8)(128+460)}{1663} = 0.008$$

1.1.6) Cálculo del factor de desviación de los gases reales.

Empleando las ecuaciones 1.47 y 1.48 para determinar las condiciones pseudocríticas.

$$T_{pc} = 167 + 316.67(0.7) = 388.669 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50(0.7) = 667.5 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Las condiciones pseudorreducidas se obtienen con las ecuaciones 1.49 y 1.50.

$$T_{pr} = \frac{128 + 460}{388.669} = 1.513$$

$$P_{pr} = \frac{1663}{667.5} = 2.49$$

La densidad relativa del gas se obtiene con la ecuación 1.51.

$$\rho_r = \frac{0.27(2.49)}{Z(1.513)} = \frac{0.444}{Z}$$

Por último el factor de desviación de los gases reales se obtiene con la ecuación 1.52:

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{1.513} + \frac{A_3}{(1.513)^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{1.513} \right] \rho_r^2 + \frac{A_6 A_6 \rho_r^5}{1.513} + \left[\frac{A_7 \rho_r^2}{(1.513)^3} \right] (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

donde:

Tabla 4.51. Constantes de la ecuación para determinar Z.

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.61230$
$A_2 = -1.04670$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.57830$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.53530$	$A_8 = 0.68446$

obteniéndose:

$$Z = 1 - 0.5437\rho_r + 0.1306\rho_r^2 + 0.0425\rho_r^5 + (0.1968\rho_r^2) (1 + 0.68446\rho_r^2) \exp(-0.68446\rho_r^2)$$

Suponiendo un valor inicial de $Z=0.5$ y sustituyéndolo en la ecuación 1.51 se obtiene:

$$\rho_r = \frac{0.444}{0.5} = 0.888$$

Calculando Z con la ecuación 1.52:

$$Z = 1 - 0.5437(0.888) + 0.1306(0.888)^2 + 0.0425(0.888)^5 + (0.1968(0.888)^2) (1 + 0.68446(0.888)^2) \exp(-0.68446(0.888)^2) = 0.7829$$

como Z calculado es diferente a Z supuesto, se toma el nuevo valor de $Z=0.7829$ como el valor supuesto. Las siguientes iteraciones se muestran en la tabla 4.52.

Tabla 4.52. Determinación de Z.

Iteración	Z calculado	Z inicial - Z calculado
0	0.5	-----
1	0.7829	0.2829
2	0.7981	0.0152
3	0.7999	0.0018
4	0.80001	0.00011
5	0.8002	0.0001

por último, el valor de Z es 0.8.

1.1.7) Determinación de la densidad del gas.

Se utiliza la ecuación 1.44.

$$\rho_g = \frac{2.7044 (1663) (0.7)}{0.8 (128+460)} = 6.693 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

1.1.8) Cálculo de la relación aceite líquido y la relación agua líquido.

Empleando las ecuaciones 1.127 y 1.128 para obtener la relación aceite líquido y la relación agua líquido y sustituyendo datos:

$$f_o = \frac{1.169}{1.169 + 0(0)} = 1$$

$$f_w = 1 - f_o = 1 - 1 = 0$$

1.1.9) Obtención de la densidad del líquido.

Utilizando la ecuación 1.130 y sustituyendo datos:

$$\rho_L = 51.84(1) + 0(0) = 51.84 \text{ [lb}_m\text{/pie}^3\text{]}$$

1.1.10) Obtención de la tensión superficial del líquido.

Utilizando la ecuación 1.129 y sustituyendo datos:

$$\sigma_L = 8.858(1) + (0)(0) = 8.858 \text{ [dinas/cm]}$$

1.2) Cálculo de los números adimensionales.

$$Q = \frac{1}{1 + \frac{(620-335)(0.008)}{5.615(1.169)}} = 0.742$$

$$N_p = \frac{0.0174 (1663)}{[(51.84) (8.858)]^{0.5}} = 1.35$$

$$N = \frac{6.693}{51.84} = 0.129$$

1.3) Determinación de C_1 , C_2 , C_3 .

$$C_1 = 1.84 \left[\frac{51.84}{8.858} \right]^{1.25} = 16.749$$

$$C_2 = 0.263 (0.129)^{-3.49} (1.35)^{3.19} (0.742)^{0.657} = 715.51$$

$$C_3 = 0.1574 \left[\frac{51.84}{8.858} \right]^{0.5} = 0.381$$

1.4) Obtención del diámetro del estrangulador:

$$d_c = \frac{\left[\frac{1800 (16.749)}{715.51} \right]^{\frac{1}{1.8}}}{0.381} = 20.97 [64 \text{ avosp}]$$

2) Empleando la ecuación 1.335 y sustituyendo datos:

$$q_L = \frac{C_2 (C_3 d_c)^{1.8}}{C_1} = \frac{715.51 [(0.381) (22)]^{1.8}}{16.749} = 1961.8 [bl/día]$$

3) El coeficiente de descarga se define como:

$$C = \frac{q_{L_{medido}}}{q_{L_{calculado}}}$$

El porcentaje de error se define como:

$$\% \text{Error} = \left[\frac{q_{L_{calculado}} - q_{L_{medido}}}{q_{L_{medido}}} \right] 100$$

por lo que:

$$C = \frac{1800}{1961.8} = 0.918$$

$$\% \text{Error} = \left[\frac{1961.8 - 1800}{1800} \right] 100 = 8.99$$

4) En la tabla 4.53 se muestra la comparación de los resultados obtenidos en la referencia y los valores obtenidos en FLUSIM-DPG.

Tabla 4.53. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con FLUSIM-DPG.

Variable	Unidades	Referencia	FLUSIM-DPG
Densidad Relativa del Aceite	[adim]	0.876	0.8762
Relación de Solubilidad	[pie ³ /bl]	335.0	347.26
Factor del Volumen del Aceite	[bl/bl]	1.169	1.213
Presión de Saturación	[lb/pg ²]	2773.4	2773.36
Densidad del Aceite	[lb _m /pie ³]	51.84	47.94
Tensión Superficial del Aceite	[dinas/cm]	8.858	8.859
Factor de Volumen del Gas	[pie ³ /pie ³]	0.008	0.0082
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	388.67	378.17
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	667.5	669.16
Temperatura Pseudorreducida	[adim]	1.513	1.555
Presión Pseudorreducida	[adim]	2.49	2.485
Factor de Compresibilidad del Gas	[adim]	0.8	0.821
Densidad del Gas	[lb _m /pie ³]	6.693	6.214
Relación Aceite-Líquido @ c. e.	[adim]	1.0	1.0
Relación Agua-Líquido @ c.e.	[adim]	0.0	0.0
Densidad del Líquido	[lb _m /pie ³]	51.84	47.94
Tensión Superficial del Líquido	[dinas/cm]	8.858	8.859
Número adimensional de Producción	[adim]	0.742	0.7524
Número adim de la Relación de Densidades	[adim]	0.129	0.1296
Número adim de la Presión Corriente del Est.	[adim]	1.35	1.392
Diámetro del Estrangulador	[64 avos pg]	20.97	19.67
Gasto de Líquido	[bl/día]	1961.8	2202.67
Coefficiente de Descarga	[adim]	0.918	0.82
% de Error	[%]	8.99	22.37

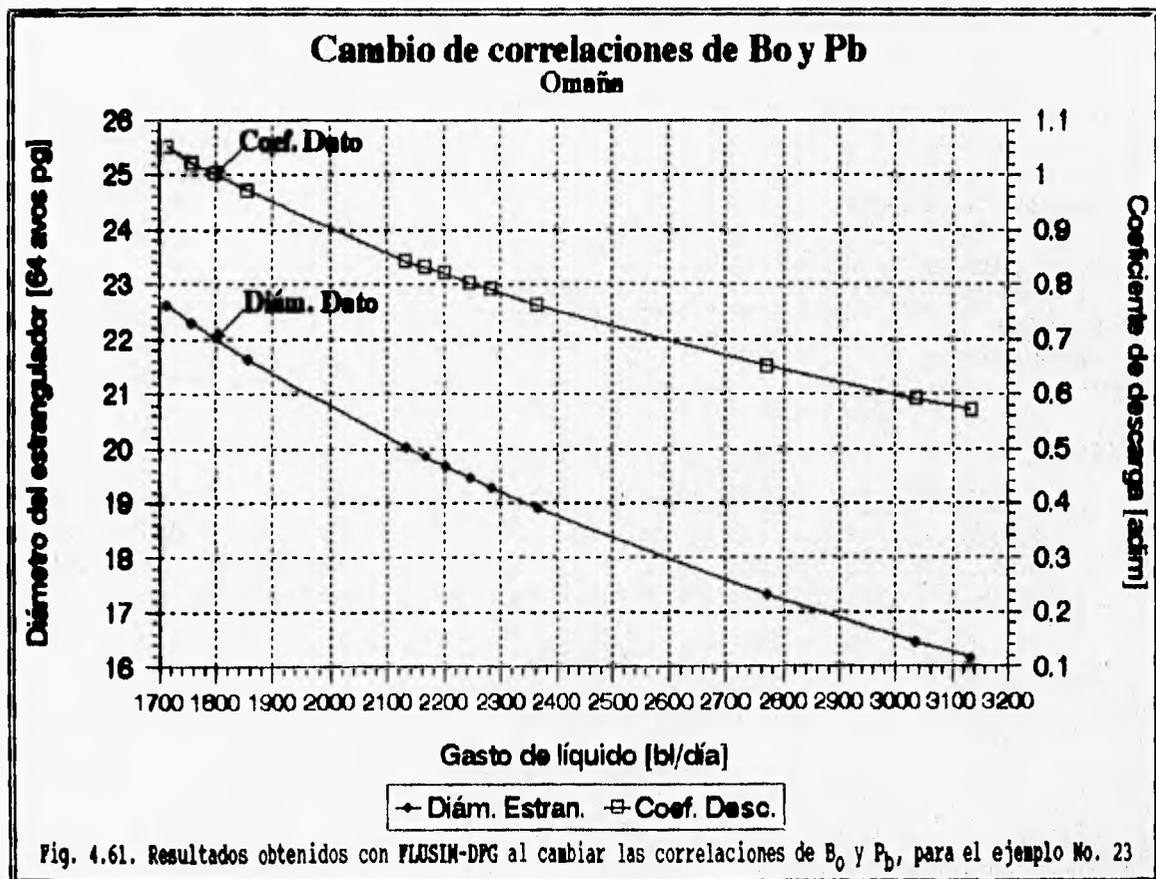
- 5) En la tabla 4.54 se muestran los resultados obtenidos con FLUSIM-DPG al cambiar las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite. En la Fig. 4.61 se muestra la comparación en forma gráfica.

Cabe mencionar que la presión de saturación únicamente se emplea para verificar que el aceite sea saturado, debido a que las correlaciones de flujo por los estranguladores superficiales fueron desarrolladas para este tipo de aceites, de lo contrario es necesario calcular la caída de presión por medio de una correlación para una sola fase. Para este ejemplo la única correlación que determina una presión de saturación menor que la presión corriente arriba es la de Oisten, obteniendo 1395 [lb/pg²].

Por último, la combinación de correlaciones que obtuvo el menor error en el cálculo del gasto de aceite, es Vázquez en el cálculo del factor de volumen del aceite y Lasater para el cálculo de la relación gas disuelto aceite.

Tabla 4.54 Resultados obtenidos con FLUSIM-DPG cuando se cambian las correlaciones para el cálculo de la presión de saturación, el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite.

Correlaciones		Diam. Estrang.	Gasto de líquido	% Error	Coef. Desc.
B_0	R_s	[64 avos pg]	[bl/día]	[%]	[adim]
Stan	Stan	19.67	2202.67	22.37	0.82
Stan	Vazq	20.01	2134.23	18.57	0.84
Stan	Oist	17.31	2771.25	53.96	0.65
Stan	Lasa	22.60	1714.90	-4.73	1.05
Vazq	Stan	19.45	2247.65	24.87	0.80
Vazq	Vazq	19.84	2167.97	20.44	0.83
Vazq	Oist	16.45	3037.40	68.74	0.59
Vazq	Lasa	22.28	1759.37	-2.26	1.02
Oist	Stan	18.90	2366.56	31.48	0.76
Oist	Vazq	19.27	2284.80	26.93	0.79
Oist	Oist	16.16	3135.35	74.19	0.57
Oist	Lasa	21.62	1856.74	3.15	0.97



IV.4 Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.

IV.4.1 Método de Bertuzzi-Tek-Poettmann.

Ejemplo 24 (Ref. 4.13).

Aplicando el método de Bertuzzi, Tek y Poettmann determinar el gradiente de presión para las condiciones mostradas en la tabla 4.55.

Tabla 4.55. Datos del ejemplo 24.

Línea de Descarga.		
Diámetro interior	6.0	[pg]
Datos del aceite y gas.		
Gasto de aceite	5,000.0	[bl/día]
Densidad del aceite producido*	0.8	[adim]
Densidad relativa del gas	0.7	[adim]
Relación gas aceite	2000.0	[pie ³ /bl]
Relación gas disuelto aceite	1000.5	[pie ³ /bl]
Viscosidad del aceite @ 80°F y Pcs	0.0102	[lb _m /pie-seg]
Factor de volumen del aceite	1.485	[pie ³ /bl]
Condiciones Medias.		
Presión media	1275.5	[lb/pg ²]
Temperatura media	80.0	[°F]
Condiciones Estándar (c.s.).		
Presión	14.7	[lb/pg ²]
Temperatura	68.0	[°F]

Solución:

- 1) Obtener para las condiciones de presión y temperatura: el factor de compresibilidad del gas, el factor de volumen del gas, la viscosidad del líquido y la viscosidad del gas. Convirtiendo los datos a unidades inglesas se tiene:

$$q_o = 5000 \text{ [bl/día]}$$

$$R = 2000 \text{ [pie}^3\text{/bl]}$$

$$d = 0.5 \text{ [pie]}$$

$$P = 1275.5 \text{ [lb/pg}^2\text{abs]}$$

* A condiciones de Tanque

$$T = 540 (^{\circ}R)$$

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{0.8} - 131.5 = 45.375$$

$$R_s = 1000.5 [pie^3/bl]$$

$$B_o = 1.485 [bl/bl]$$

$$\mu_{om} = 15.12 [cp]$$

1.1) Factor de compresibilidad del gas.

Mediante las Figs. 4.62 y 4.63 se obtienen las condiciones pseudocríticas del gas, a partir de su densidad relativa.

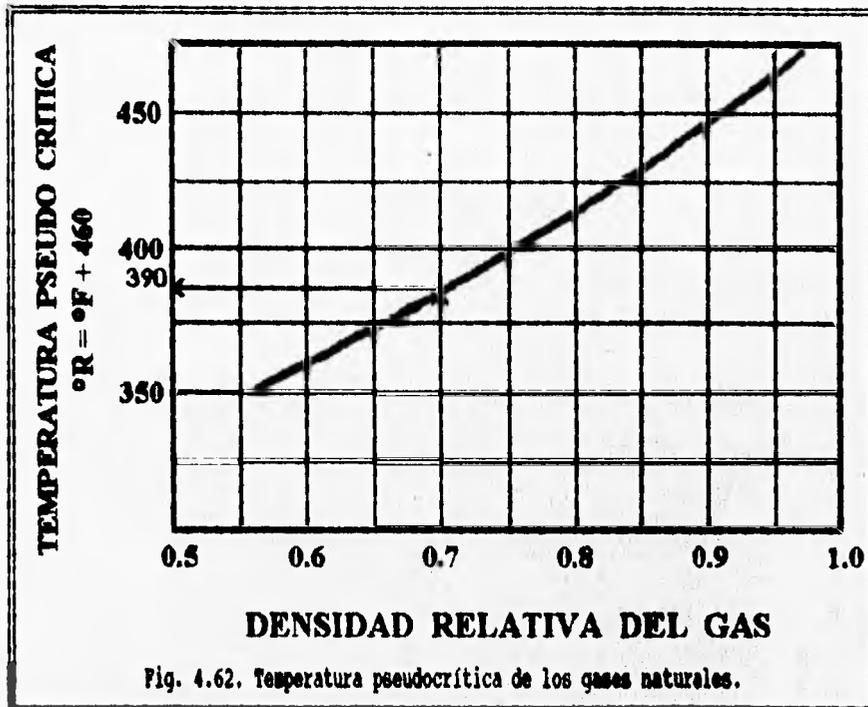


Fig. 4.62. Temperatura pseudocrítica de los gases naturales.

$$T_{pc} = 390 (^{\circ}R)$$

$$P_{pc} = 668 [lb/pg^2]$$

Las condiciones pseudorreducidas se obtienen con:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{540}{390} = 1.38$$

$$P_{pr} = \frac{\bar{P}}{P_{pc}} = \frac{1275.5}{668} = 1.91$$

Por último, empleando las condiciones pseudorreducidas y la Fig. 4.64 se obtiene el factor de compresibilidad de los gases:

$z=0.768$

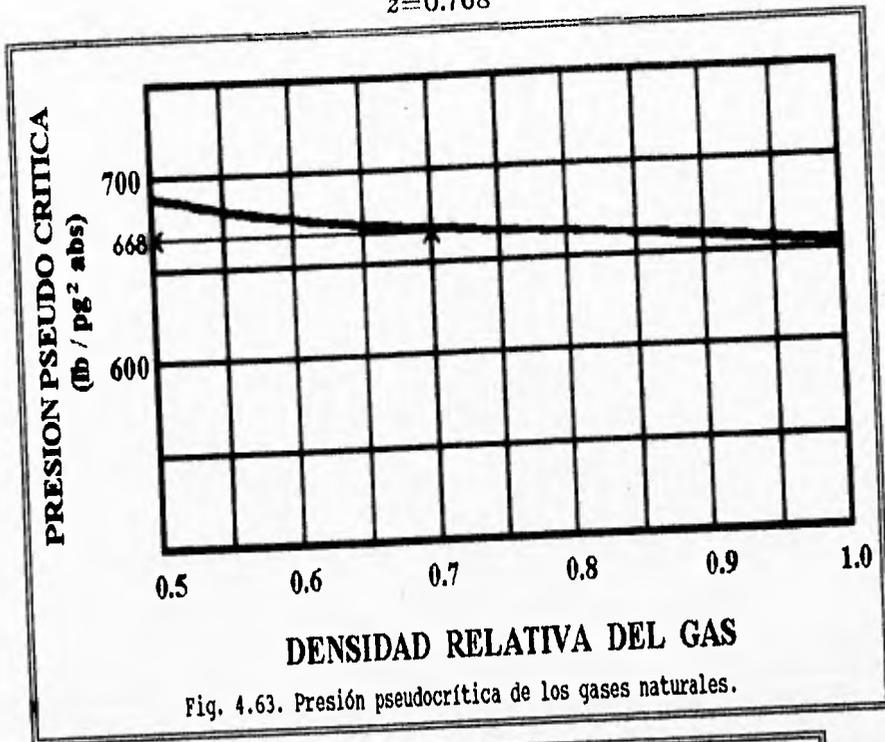


Fig. 4.63. Presión pseudocrítica de los gases naturales.

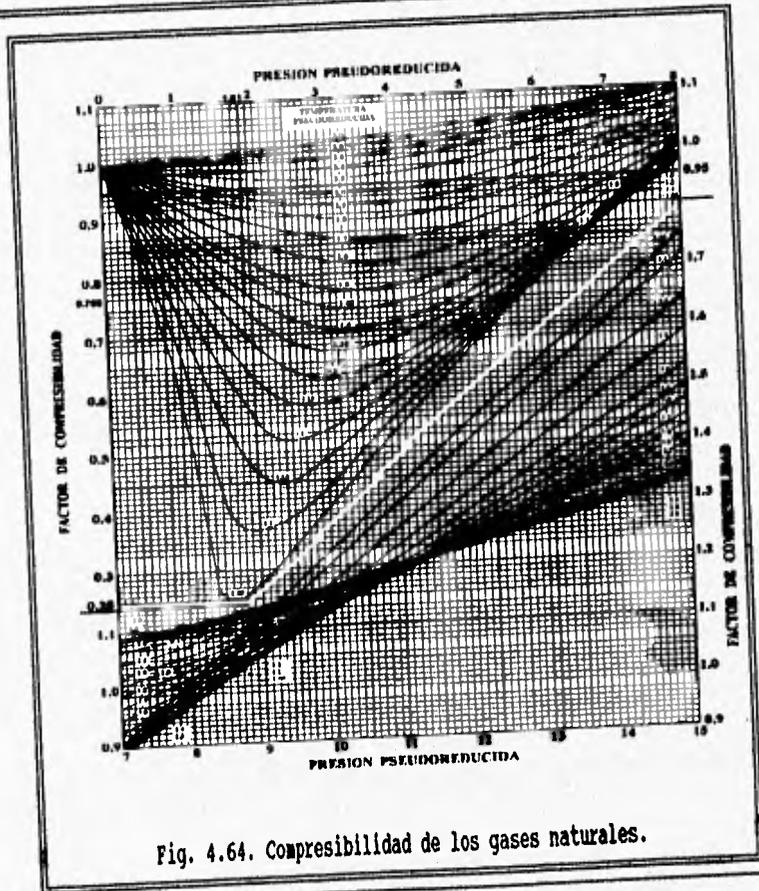
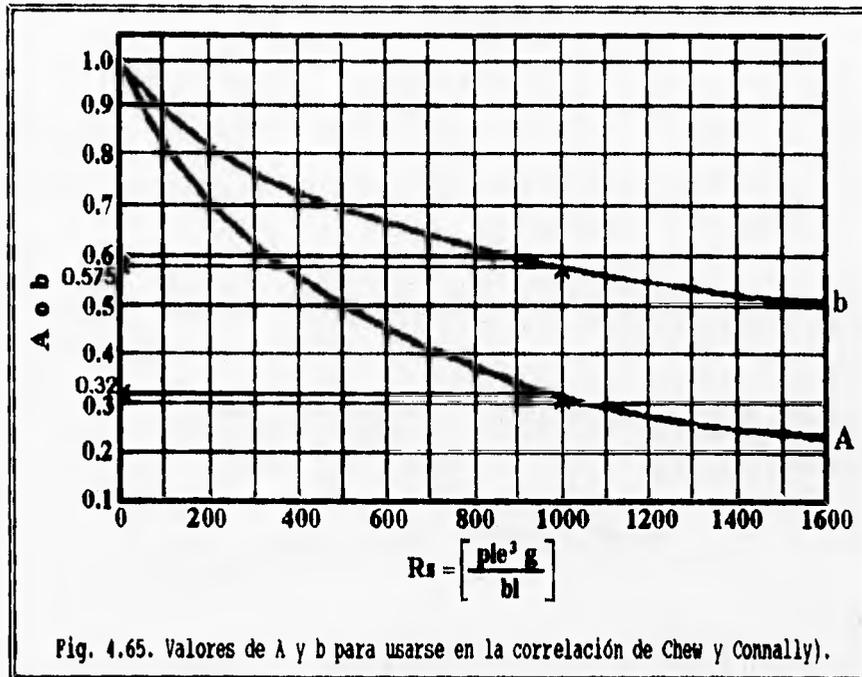


Fig. 4.64. Compresibilidad de los gases naturales.

1.2) Factor de volumen del gas.

$$B_g = \frac{P_{cs}(T+460)}{(\bar{P}+14.7)(T_{cs}+460)} = \frac{(14.7)(540)(0.768)}{(1275.5+14.7)(520)} = 0.008953 \left[\frac{\text{pie}^3 \text{ c.c.e}}{\text{pie}^3 \text{ c.c.s}} \right]$$

1.3) Viscosidad de la fase líquida.



La correlación usada para obtener la viscosidad del aceite saturado es la establecida por Chew y Connally. Por medio de la Fig. 4.65, para $R_S=1000.5$ [pie^3/bl] y $\mu_{om}=15.12$, se tiene:

$$\mu_o = A\mu_{om}^b = 0.32(15.12)^{0.575} = 1.527 \text{ [cp]}$$

y como no hay producción de agua:

$$\mu_L = 1.527 \text{ [cp]} = 0.00103 \text{ [lbm/pie-seg]}$$

1.4) Viscosidad del gas.

Para determinar la viscosidad del gas se emplea la correlación de Lee.

$$M = 29\gamma_g = 29(0.7) = 20.3$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M) T^{1.5}}{209 + 19M + T} = \frac{(9.4 + 0.02(20.3)) (540)^{1.5}}{209 + 19(20.3) + 540} = 108.44$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M = 3.5 + \frac{986}{540} + 0.01(20.3) = 5.529$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X = 2.4 - 0.2(5.529) = 1.35$$

$$\rho_g \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right) = \frac{\frac{2.7044 P \gamma_g}{z(T+460)}}{62.4} = \frac{\frac{2.7044(1275.5)(0.8)}{0.768(540)}}{62.4} = \frac{6.654 \left(\frac{lb_m}{pie^3} \right)}{62.4} = 0.1066$$

$$\mu_g = K(10^{-4}) e^{(X \rho_g^Y)} = 108.44 \times 10^{-4} e^{(5.529(0.1066)^{1.35})} = 0.0142 [cp] = 9.58 \times 10^{-6} [lbm/pie-seg]$$

2) Obtención de la densidad de los fluidos, los gastos a condiciones medias de escurrimiento y el colgamiento sin resbalamiento.

$$\rho_L = \frac{350.5 \gamma_o + 0.0764 R_s \gamma_g}{5.615 B_o} = \frac{350.5(0.8) + (0.0764)(1000.5)(0.7)}{5.615(1.485)} = 40.045 \left[\frac{lb_m}{pie^3} \right]$$

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_g}{B_g} = \frac{0.0764(0.7)}{0.0089} = 5.973 \left[\frac{lb_m}{pie^3} \right]$$

$$q'_L = \frac{5.615 q_L B_o}{86400} = \frac{5.615(5000)(1.485)}{86400} = 0.4825 \left[\frac{pie^3}{seg} \right]$$

$$q'_g = \frac{q_L (R - R_s) B_g}{86400} = \frac{5000(2000 - 1000.5)(0.008953)}{86400} = 0.518 \left[\frac{pie^3}{seg} \right]$$

$$w_L = \rho_L q'_L = 40.045(0.4825) = 19.322 \left[\frac{lb_m}{seg} \right]$$

$$w_g = \rho_g q'_g = 5.973(0.518) = 3.094 \left[\frac{lb_m}{seg} \right]$$

$$w_m = w_L + w_g = 19.323 + 3.093 = 22.416 \left[\frac{lb_m}{seg} \right]$$

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{0.4825}{0.4825 + 0.518} = 0.482$$

3) Cálculo del factor de fricción para las dos fases.

3.1) Determinación del número de Reynolds del gas y del líquido.

$$N_{ReL} = \frac{4w_L}{\pi d \mu_L} = \frac{4(19.322)}{3.1416(0.5)(0.00103)} = 47770$$

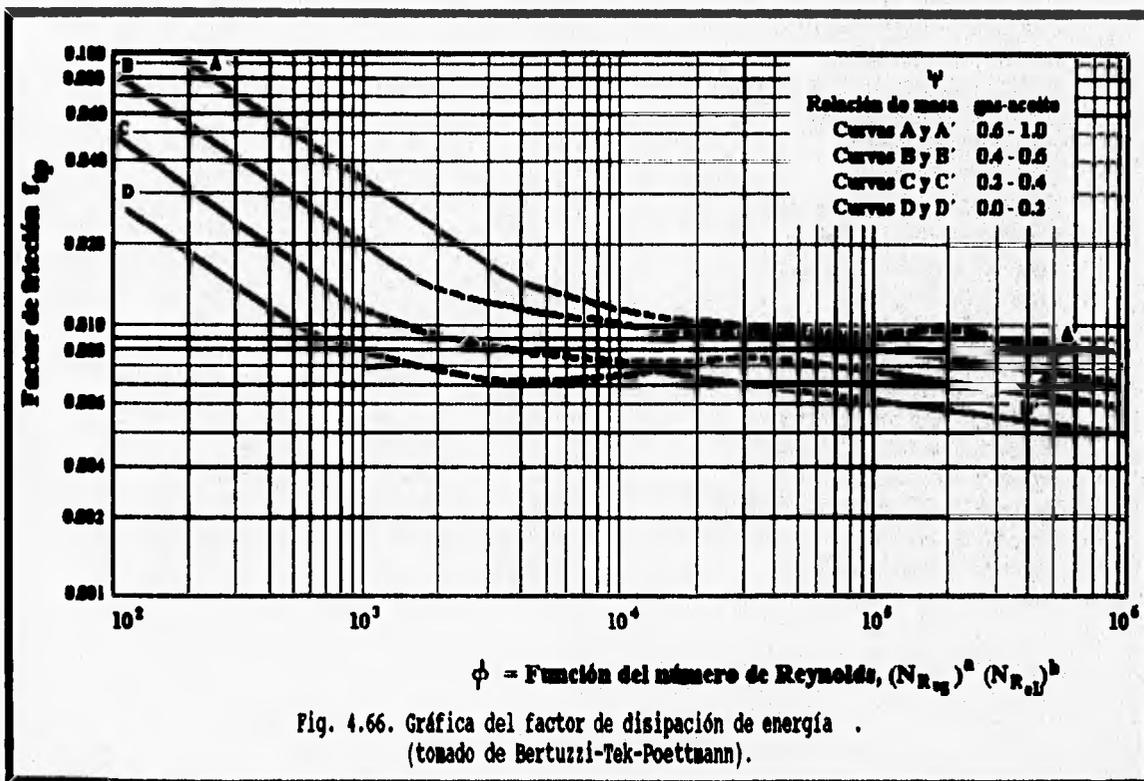
$$N_{ReG} = \frac{4w_g}{\pi d \mu_g} = \frac{4(3.094)}{3.1416(0.5)(9.5 \times 10^{-6})} = 829346$$

3.2) Cálculo de a y b.

$$K = \frac{w_g}{w_L} = \frac{3.094}{19.332} = 0.1601$$

$$a = \frac{K}{1+K} = \frac{0.1601}{1+0.1601} = 0.138$$

$$b = \frac{1}{e^{0.1K}} = \frac{1}{e^{0.01601}} = \frac{1}{1.01613} = 0.9841$$



3.3) Determinación del factor de fricción de las dos fases.

$$\phi = (N_{Reg})^a (N_{Rel})^b = (829346)^{0.138} (47770)^{0.9841} = 263962$$

El factor de fricción para las dos fases se puede obtener de la Fig. 4.66, o de la Ecuación 1.361

$$f_{tp} = 10^{(0.49K - 0.12616 \log \phi - 1.702)} = 10^{(0.49(0.1601) - 12919 \log (263962) - 1.702)} = 0.0049$$

4) Obtención del gradiente de presión.

$$\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) = 40.045 (0.482) + 5.973 (0.518) = 22.396$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = 0.0007 \frac{f_{tp} w_m^2}{\rho_m d^5} = \frac{0.0007 (0.0049) (22.416)^2}{22.396 (0.5)^5} = 0.00231 [\text{lb/pg}^2/\text{pie}]$$

Tabla 4.56. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con FLUSIM-DPG.

Variable	Unidades	Referencia	FLUSIM-DPG
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	390.0	388.669
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	698.0	667.5
Temperatura Pseudorreducida	[adin]	1.38	1.389
Presión Pseudorreducida	[adin]	1.91	1.911
Factor de Compresibilidad del Gas	[adin]	0.768	0.7655
Factor de Volumen del Gas	[pie ³ /pie ³]	0.009	0.0092
Viscosidad del Líquido	[cp]	1.527	0.6825
Viscosidad del Gas	[cp]	0.014	0.014
Densidad del Líquido a c. esc.	[lb _m /pie ³]	40.045	40.054
Densidad del Gas a c. esc.	[lb _m /pie ³]	5.973	5.841
Gasto del Líquido a c. esc.	[pie ³ /seg]	0.4825	0.4825
Gasto de Gas a c. esc.	[pie ³ /seg]	0.518	0.5321
Gasto Másico del Líquido	[lb _m /seg]	19.322	19.327
Gasto Másico del Gas	[lb _m /seg]	3.094	3.093
Gasto Másico de la Mezcla	[lb _m /seg]	22.416	22.42
Colgamiento sin Resbalamiento	[adin]	0.482	0.4768
Número de Reynolds del Líquido	[adin]	47770.0	107318.3
Número de Reynolds del Gas	[adin]	829346.0	835190.3
Factor de Fricción de las dos Fases	[adin]	0.0049	0.0045
Densidad de la Mezcla	[lb _m /pie ³]	22.396	22.153
Gradiente de Presión Total	[lb/pg ² /pie]	0.00231	0.00226

IV.4.2 Método de Beggs y Brill.

Ejemplo 25 (Ref. 4.14).

Calcular el incremento de longitud correspondiente a un incremento de presión de 50 [lb/pg²], aplicando la correlación de Beggs y Brill para las condiciones mostradas en la tabla 4.57.

Tabla 4.57. Datos del ejemplo 25.

Línea de Descarga.		
Diámetro interior	6.0	[pg]
Datos del aceite y gas.		
Gasto de aceite	5,000.0	[bl/día]
Densidad del aceite producido*	0.8	[adim]
Densidad relativa del gas	0.7	[adim]
Relación gas aceite	2000.0	[pie ³ /bl]
Relación gas disuelto aceite	1000.5	[pie ³ /bl]
Viscosidad del aceite @ 80°F y Pcs	0.0102	[lb _m /pie-seg]
Factor de volumen del aceite	1.485	[pie ³ /bl]
Condiciones Medias.		
Presión media	1275.5	[lb/pg ²]
Temperatura media	80.0	[°F]
Condiciones Estándar (c.s.).		
Presión	14.7	[lb/pg ²]
Temperatura	68.0	[°F]

Solución:

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

$$P_1 = 1300 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

- 2) Suponer una caída de presión y calcular la presión media y la presión 2.

$$\bar{P} = P_1 - \frac{\Delta P}{2} = 1300 - \frac{50}{2} = 1275 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_2 = P_1 + \Delta P = 1300 + 50 = 1350 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

* A condiciones de Tanque

- 3) Obtener para las condiciones de presión y temperatura: el factor de compresibilidad del gas, el factor de volumen del gas, la viscosidad del líquido y la viscosidad del gas. Convirtiendo los datos a unidades inglesas se tiene:

$$q_o = 5000 [bl/día]$$

$$R = 2000 [pie^3/bl]$$

$$d = 0.5 [pie]$$

$$P = 1275.5 [lb/pg^2abs]$$

$$T = 540 [^{\circ}R]$$

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{0.8} - 131.5 = 45.375$$

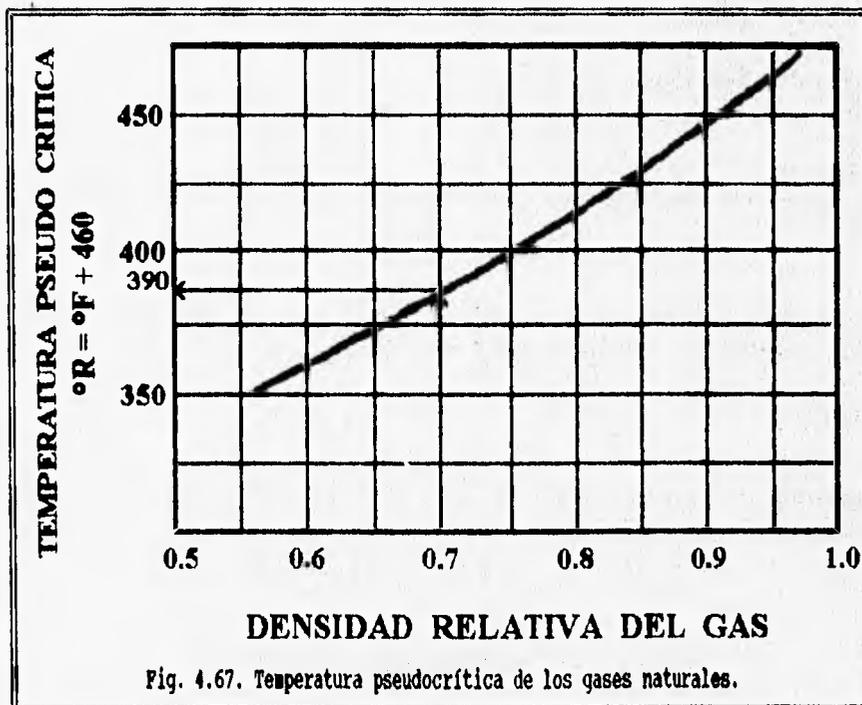
$$R_S = 1000.5 [pie^3/bl]$$

$$B_o = 1.485 [bl/bl]$$

$$\mu_{om} = 15.12 [cp]$$

3.1) Factor de compresibilidad del gas.

Mediante las Figs. 4.67 y 4.68 se obtienen las condiciones pseudocríticas del gas, a partir de su densidad relativa.



$$T_{pc} = 390 [^{\circ}R]$$

$$P_{pc} = 668 [lb/pg^2]$$

Las condiciones pseudorreducidas se obtienen con:

$$T_{pr} = \frac{\bar{T}}{T_{pc}} = \frac{540}{390} = 1.38$$

$$P_{pr} = \frac{\bar{P}}{P_{pc}} = \frac{1275.5}{668} = 1.91$$

Por último, empleando las condiciones pseudorreducidas y la Fig. 4.69 se obtiene el factor de compresibilidad de los gases:

$$z = 0.768$$

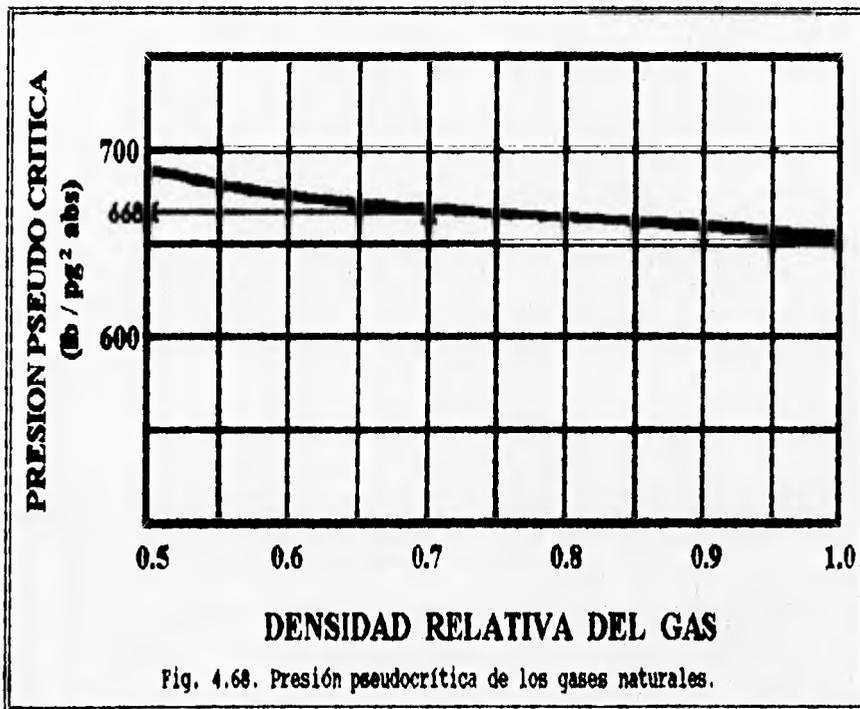


Fig. 4.68. Presión pseudocrítica de los gases naturales.

3.2) Factor de volumen del gas.

$$B_g = \frac{P_{cs} (T + 460)}{(\bar{P} + 14.7) (T_{cs} + 460)} = \frac{(14.7) (540) (0.768)}{(1275.5 + 14.7) (520)} = 0.008953 \left[\frac{pie^3 C.c.e}{pie^3 C.c.s} \right]$$

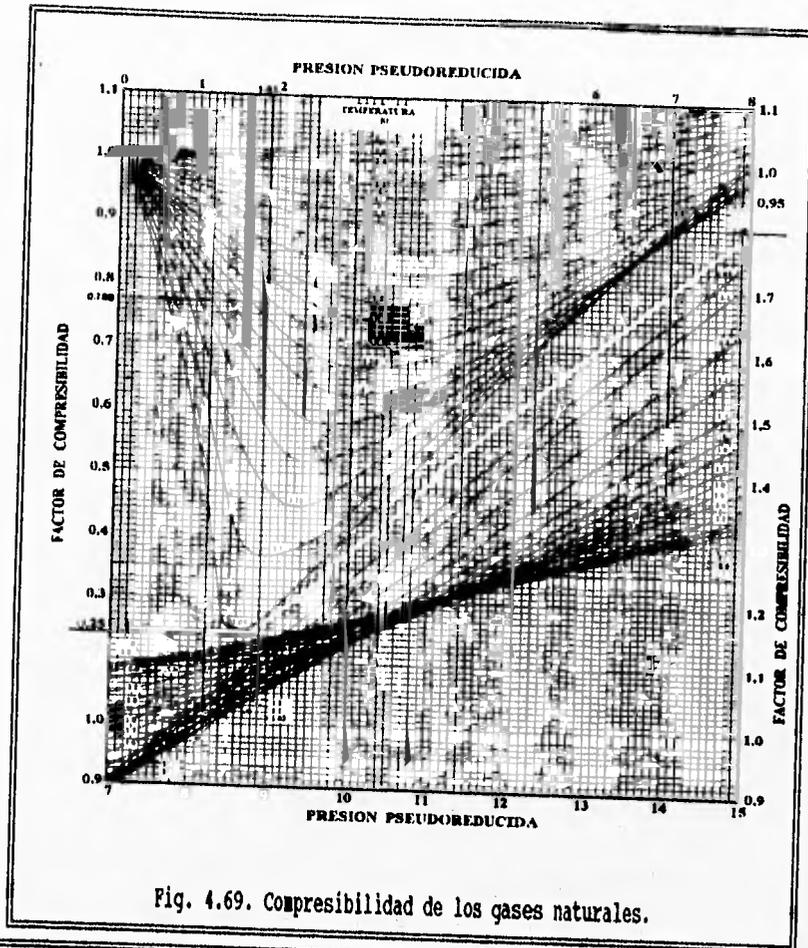


Fig. 4.69. Compresibilidad de los gases naturales.

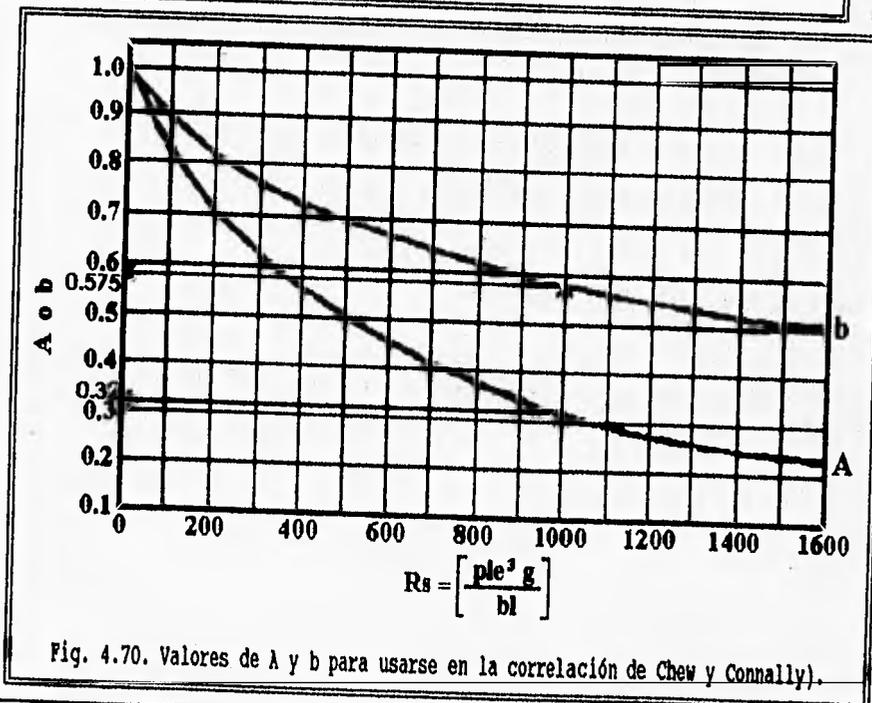


Fig. 4.70. Valores de A y b para usarse en la correlación de Chew y Connally).

3.3) Viscosidad de la fase líquida.

La correlación usada para obtener la viscosidad del aceite saturado es la establecida por Chew y Connally. Por medio de la Fig. 4.70, para $R_s=1000.5$ [pie³/bl] y $\mu_{om}=15.12$, se tiene:

$$\mu_o = A\mu_{om}^b = 0.32(15.12)^{0.575} = 1.527 \text{ [cp]}$$

y como no hay producción de agua:

$$\mu_L = 1.527 \text{ [cp]} = 0.00103 \text{ [lbm/pie-seg]}$$

3.4) Viscosidad del gas.

Para determinar la viscosidad del gas se emplea la correlación de Lee.

$$M = 29\gamma_g = 29(0.7) = 20.3$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M) T^{1.5}}{209 + 19M + T} = \frac{(9.4 + 0.02(20.3)) (540)^{1.5}}{209 + 19(20.3) + 540} = 108.44$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M = 3.5 + \frac{986}{540} + 0.01(20.3) = 5.529$$

$$Y = 2.4 - 0.2X = 2.4 - 0.2(5.529) = 1.35$$

$$\rho_g \left(\frac{\text{gr}_m}{\text{cm}^3} \right) = \frac{2.7044 P \gamma_g}{z(T+460)} = \frac{2.7044(1275.5)(0.8)}{0.768(540)} = \frac{6.654 \left(\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right)}{62.4} = 0.1066$$

$$\mu_g = K(10^{-4})e^{(X\rho_g^Y)} = 108.44 \times 10^{-4} e^{(5.529(0.1066)^{1.35})} = 0.0142 \text{ [cp]} = 9.58 \times 10^{-6} \text{ [lbm/pie-seg]}$$

4) Obtención de la densidad de los fluidos, los gastos a condiciones medias de escurrimiento y el colgamiento sin resbalamiento.

$$\rho_L = \frac{350.5\gamma_o + 0.0764R_s\gamma_g}{5.615B_o} = \frac{350.5(0.8) + (0.0764)(1000.5)(0.7)}{5.615(1.485)} = 40.045 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right]$$

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_g}{B_g} = \frac{0.0764(0.7)}{0.0089} = 5.973 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right]$$

$$q_L' = \frac{5.615q_L B_o}{86400} = \frac{5.615(5000)(1.485)}{86400} = 0.4825 \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}} \right]$$

$$q'_g = \frac{q_L (R - R_s) B_g}{86400} = \frac{5000 (2000 - 1000.5) (0.008953)}{86400} = 0.518 \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}} \right]$$

$$w_L = \rho_L q'_L = 40.045 (0.4825) = 19.322 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{seg}} \right]$$

$$w_g = \rho_g q'_g = 5.973 (0.518) = 3.094 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{seg}} \right]$$

$$w_m = w_L + w_g = 19.323 + 3.093 = 22.416 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{seg}} \right]$$

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{0.4825}{0.4825 + 0.518} = 0.482$$

5) Determinación del colgamiento H_L .

5.1) Calcular la densidad de la mezcla y el número de Froude y con estos determinar el patrón de flujo.

$$\rho_{ms} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) = (40.045) (0.482) + (5.973) (0.518) = 22.408 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right]$$

$$N_{FR} = 0.050387 \frac{w_m^2}{\rho_m^2 d^5} = \frac{(0.050387) (22.416)^2}{(22.408)^2 (0.5)^5} = 1.6135$$

5.2) De acuerdo al patrón de flujo calcular el colgamiento.

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302} = 316 (0.482)^{0.302} = 253.494$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684} = 0.0009252 (0.482)^{-2.4684} = 0.0056$$

$$L_3 = 0.1 \lambda^{-1.4516} = 0.1 (0.482)^{-1.4516} = 0.2885$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738} = 0.5 (0.482)^{-6.738} = 68.328$$

Como:

$$\lambda \geq 0.4$$

$$0.482 \geq 0.4$$

y:

$$L_3 < N_{FR} \leq L_4$$

$$0.288 < 1.6135 \leq 68.328$$

el régimen de flujo es intermitente.

$$H_L = 0.845 \frac{\lambda^{0.5351}}{N_{FR}^{0.0173}} = \frac{0.845 (0.482)^{0.5351}}{(1.6135)^{0.0173}} = 0.5672$$

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) = (40.045) (0.5672) + (5.973) (0.4328) = 25.3 \left[\frac{lb_m}{pie^3} \right]$$

6) Determinación las pérdidas de presión por aceleración (E_K), si se consideran despreciable, hacer $E_K=0$.

$$E_K = 0$$

7) Calcular el factor de fricción.

7.1) Obtener (f_{tp}/f_n) y f_n .

$$y = \frac{\lambda}{H_L^2} = \frac{0.482}{0.5672} = 1.4982$$

$$\ln y = 2.3026 \log y = (2.3026) (0.175570) = 0.40427$$

$$S = \frac{\ln y}{-0.523 + 3.182 \ln y - 0.8725 [\ln y]^2 + 0.01853 [\ln y]^4}$$

$$S = \frac{0.40427}{-0.523 + (3.182) (0.40427) - 0.8725 (0.40427)^2 + 0.01853 (0.40427)^4} = 0.3702$$

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^S = e^{0.372} = 1.4476$$

$$\mu_{no} = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda) = (0.00103) (0.482) + (9.5 \times 10^{-6}) (0.518) = 0.000502 \left[\frac{lb_m}{pie \cdot seg} \right]$$

$$N_{Re} = 1.27324 \frac{w_m}{d \mu_{no}} = \frac{(1.27324) (22.416)}{(0.5) (0.000502)} = 113709$$

$$f_n = \left[2 \log \left[\frac{N_{Re}}{4.5223 \log N_{Re} - 3.8215} \right] \right]^{-2} = 0.0175$$

7.2) Determinar f_{tp} .

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) f_n = (1.4476) (0.0175) = 0.02533$$

$E_K=0$, ya que las pérdidas de energía por aceleración se consideran despreciables.

- 8) Calcular el gradiente de presión y con este valor el incremento de longitud correspondiente a la caída de presión supuesta.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{0.000175 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5 (1-E_K)} = \frac{(0.000175) (0.02533) (22.416)^2}{(22.408) (0,5)^5 (1-0)} = 0.00318 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{\text{pie}} \right]$$

$$\Delta L = \frac{\Delta P}{\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]} = \frac{50}{0.00318} = 15,723.3 [\text{pie}]$$

Tabla 4.58. Comparación de resultados obtenidos en la referencia y los obtenidos con PLUSIM-DPG.

Variable	Unidades	Referencia	PLUSIM-DPG
Temperatura Pseudocrítica	[°R]	390.0	388.669
Presión Pseudocrítica	[lb/pg ²]	668.0	667.5
Temperatura Pseudoreducida	[adim]	1.38	1.386
Presión Pseudoreducida	[adim]	1.91	1.911
Factor de Compresibilidad del Gas	[adim]	0.768	0.7655
Factor de Volumen del Gas	[pie ³ /pie ³]	0.009	0.0092
Viscosidad del Líquido	[cp]	1.527	0.6825
Viscosidad del Gas	[cp]	0.014	0.014
Densidad del Líquido a c. esc.	[lb _m /pie ³]	40.045	40.054
Densidad del Gas a c.esc.	[lb _m /pie ³]	5.973	5.841
Gasto de Líquido a c. esc.	[pie ³ /seg]	0.4825	0.4825
Gasto de Gas a c. esc.	[pie ³ /seg]	0.518	0.5321
Gasto Másico del Líquido	[lb _m /seg]	19.322	19.327
Gasto Másico del Gas	[lb _m /seg]	3.094	3.093
Gasto Másico de la Mezcla	[lb _m /seg]	22.416	22.42
Colgamiento sin Resbalamiento	[adim]	0.482	0.4768
Densidad de la Mezcla sin Resbalamiento	[lb _m /pie ³]	22.408	22.153
Número de Proude	[adim]	1.6135	1.6496
Límite Uno	[adim]	253.494	252.658
Límite Dos	[adim]	0.0056	0.0058
Límite Tres	[adim]	2.2885	0.293
Límite Cuatro	[adim]	68.328	73.5528
Colgamiento	[adim]	0.5672	0.5636
Densidad de la Mezcla	[lb _m /pie ³]	25.3	25.123
Número de Reynolds	[adim]	113709.0	255291.3
Factor de Fricción	[adim]	0.0175	0.0211
Factor de Fricción para las dos Fases	[adim]	0.0253	0.0305
Gradiente de Presión Total	[lb/pg ² /pie]	0.00318	0.00388
Incremento de Longitud	[pie]	15723.3	12886.6

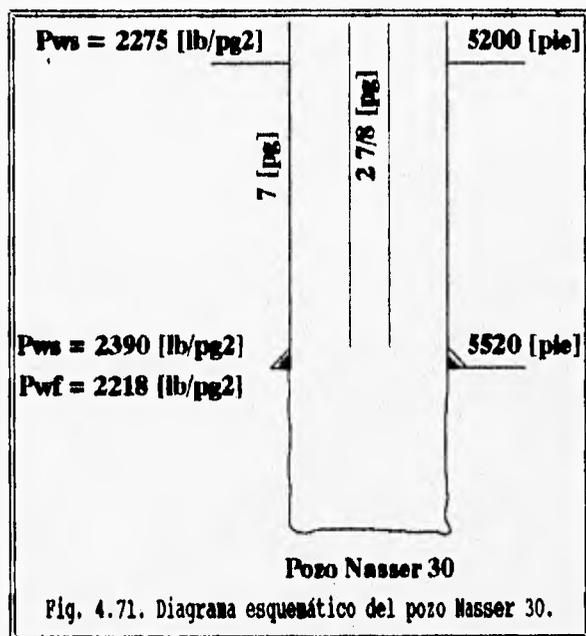
IV.5 *Análisis Integral.*

Ejemplo 26.

Empleando los datos del pozo Nasser 30, (ejemplo 15):

- 1) Obtener la presión estática a la profundidad de 5520 [pie].
- 2) Calcular la presión de saturación a las condiciones del yacimiento.
- 3) Empleando a FLUSIM-DFG, construir la IPR del yacimiento empleando el método de la IPR Generalizada.
- 4) Determinar el gasto de aceite si el pozo produce por el espacio anular, la Tubería de producción y en flujo simultáneo.
- 5) Realizar un análisis de sensibilidad cambiando el diámetro del la tubería de producción.

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación para corregir la presión a un plano de referencia:

$$P_{ws_{cip}} = P_{ws_{pr}} - [h_{pr} - h_{cip}] g_f$$

donde:

$$g_f = \frac{\gamma_f}{2.31}$$

Sustituyendo los datos:

$$P_{ws} = 2275 - [5200 - 5520] \left[\frac{0.831}{2.31} \right] = 2390 [lb/pg^2]$$

- 2) Debido a que en los ajustes de las correlaciones PVT en los pozos del campo Nasser, la correlación que mejor se ajustó al comportamiento de la presión de saturación fue la de Standing, se calcula la presión de saturación empleando los datos de la tabla 4.23:

$$P_b = 18 \left[\left(\frac{677}{0.94} \right)^{0.83} \frac{10^{0.00001(170)}}{10^{0.125(38.78)}} \right] = 1981 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

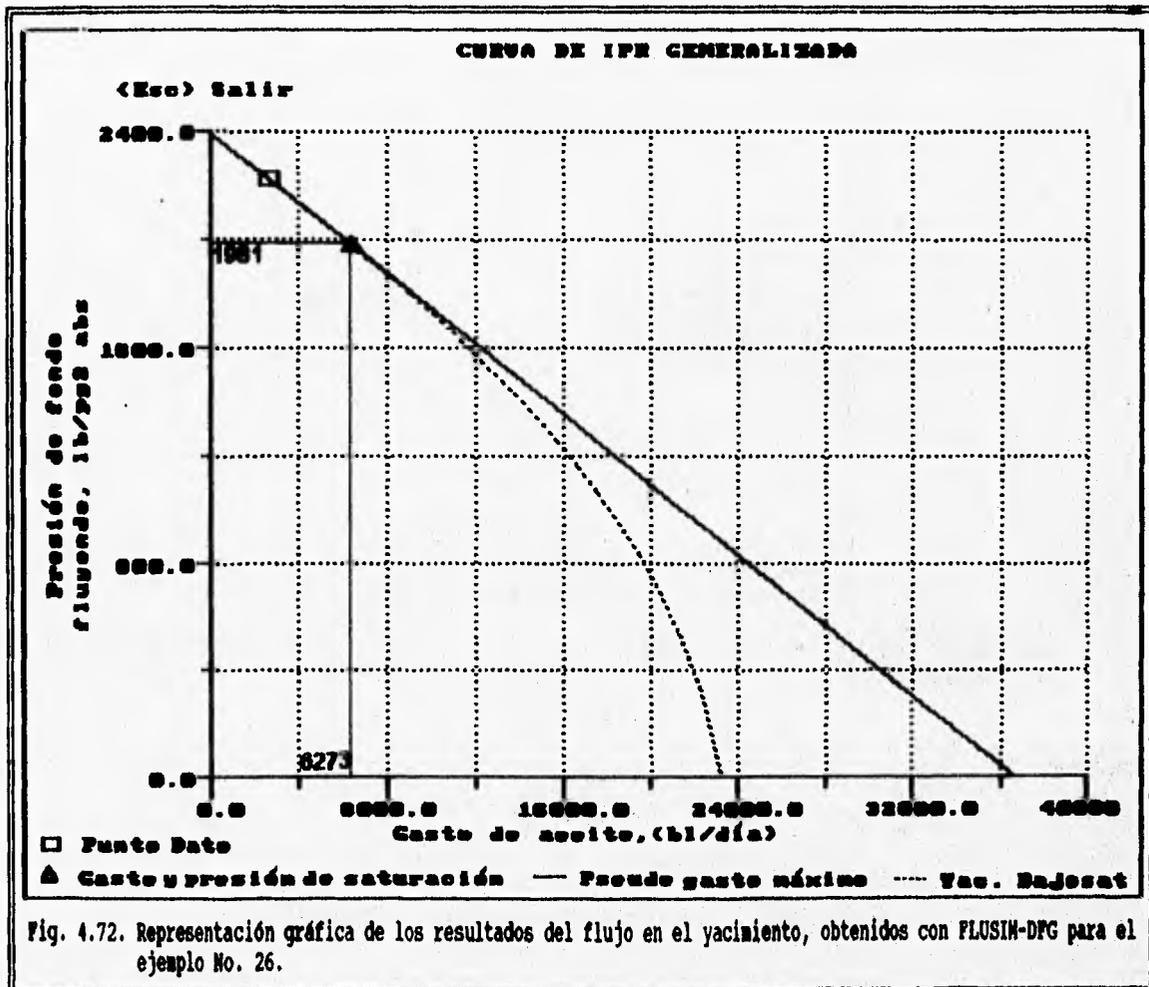
- 3) Los datos empleados para calcular la IPR son:

$$P_{ws} = 2390 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_b = 1981 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{wf} = 2218 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$q_o = 2638 \text{ [bl/día]}$$





Los resultados obtenidos en el cálculo del flujo por el yacimiento con FLUSIM-DFG se muestran en las figuras 4.72 y 4.73.

- 4) Para obtener el gasto de aceite que se produce por medio del flujo simultáneo, será necesario suponer algunos datos:

Debido a que la cabeza del pozo es el nodo de solución, es necesario suponer los datos de la línea de descarga. La condición que ésta debe cumplir, es que reproduzca los valores medidos tanto de el gasto de aceite (2638 [bl/día]) como la presión en la cabeza del pozo (782 [lb/pg²]), tabla 4.22.

- 4.1) Procedimiento para ajustar el gasto de aceite y la presión en la cabeza del pozo.

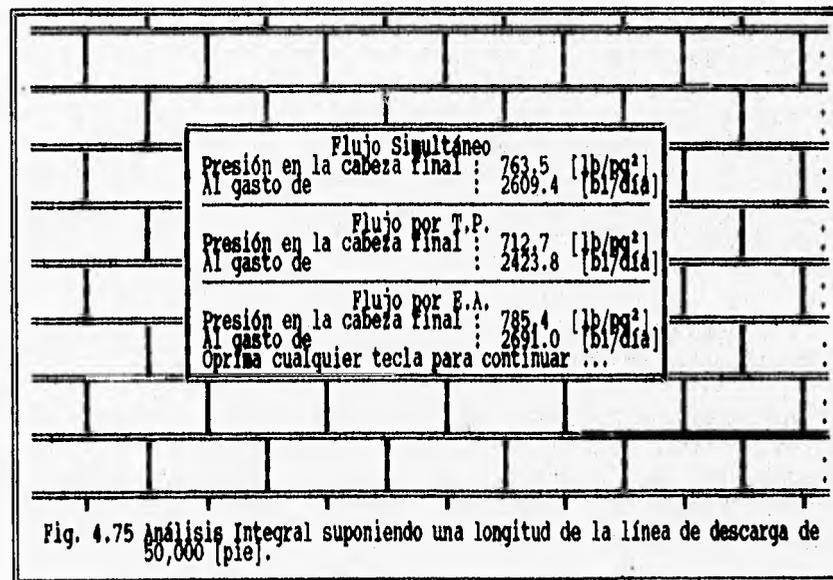
Es necesario suponer un diámetro y una longitud de la línea de descarga. Auxiliados de la opción del flujo horizontal y cambiando los valores tanto de la longitud, como el diámetro de la línea de descarga, hasta obtener una presión en la cabeza del pozo de 782 [lb/pg²], determinándose:

$$d_{LD_e} = 3 \frac{1}{2} [pg]$$

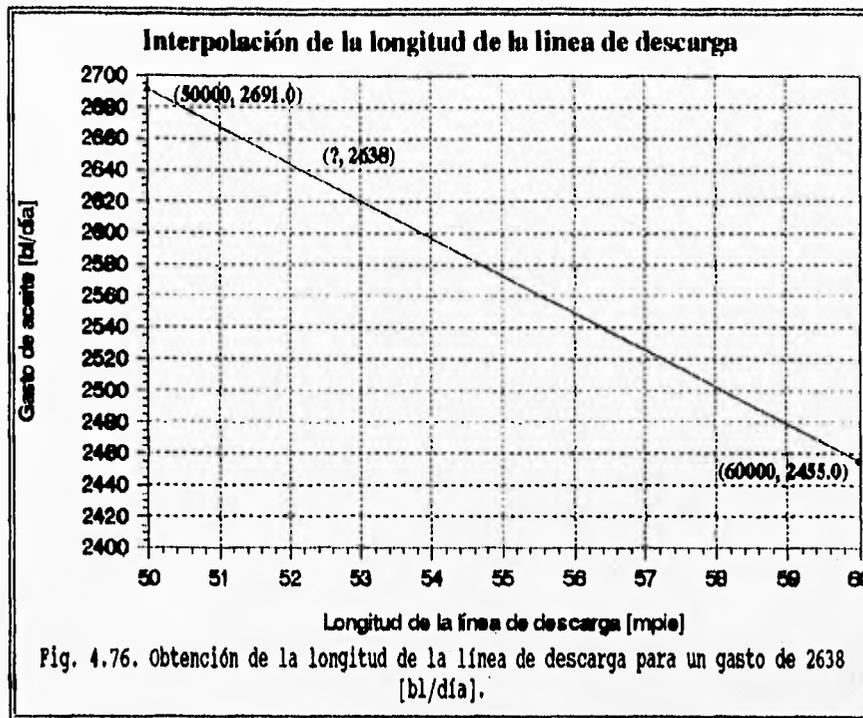
$$L_{LD} = 60,000 [pie]$$



El siguiente paso es el obtener el gasto de aceite para el flujo por el espacio anular, así como para la línea de descarga propuesta, Fig. 4.74.



Como el gasto calculado (2455 [bl/día]), para una longitud de la línea de descarga de 60,000 [pie] es menor que el gasto medido (2638 [bl/día]), se supone una longitud de la línea de descarga menor: 50,000 [pie], y se obtienen los nuevos valores de gasto de aceite y presión en la cabeza del pozo para flujo por el espacio anular, Fig. 4.75.



Una vez que se tienen dos valores de longitud de la línea de descarga y de gasto de aceite, se utiliza la ecuación de punto pendiente para una línea recta, para determinar el valor de la longitud de la línea de descarga que proporcione un gasto de aceite igual al medido (2638 [bl/día]), Fig. 4.76.

La interpolación se realiza de la siguiente manera.

La ecuación de punto pendiente de una línea recta se define como:

$$y - y_1 = m(x - x_1)$$

$$x - x_1 = \frac{y - y_1}{m}$$

$$x = \frac{y - y_1}{m} + x_1$$

donde:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Empleando los datos de la tabla 4.59:

$$m = \frac{2455.0 - 2691.0}{60000 - 50000} = -0.0236$$

$$x = \frac{2638 - 2691.0}{-0.0236} + 50000 = 52246 \text{ [pie]}$$

Tabla 4.59. Datos de la línea recta a extrapolar.

L.L.D [pie]	q ₀ [bl/día]
50000	2672.2
?	2638.0
60000	2479.4

Por último, con la longitud de 52246 [pie] se obtiene un gasto de 2631.3 [bl/día], con un error de:

$$\% \text{ Error} = \frac{2631.3 - 2638}{2638} 100 = -0.254 \%$$

Así mismo, para la presión en la cabeza del pozo se tiene un error de:

$$\% \text{ Error} = \frac{785.8 - 782}{782} 100 = 0.486 \%$$

Por lo que se da como bueno el valor de 52246 [pie].

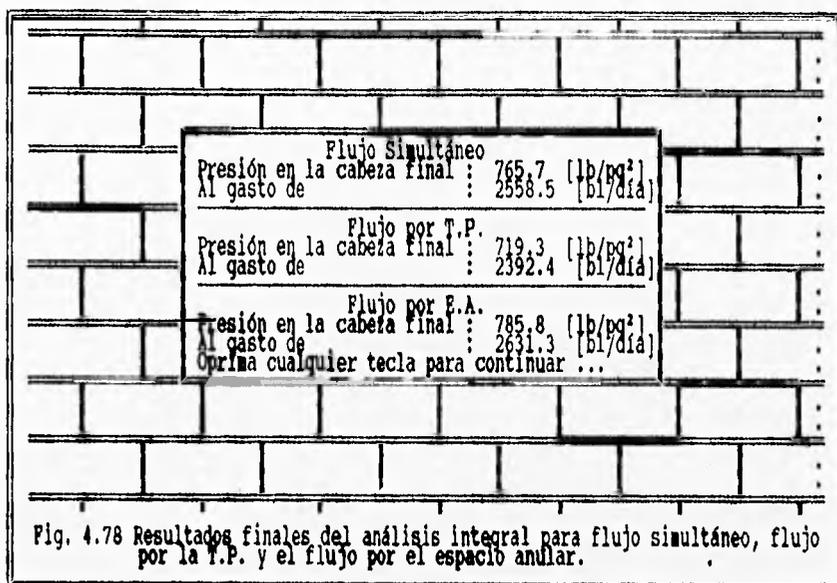
4.2) Determinación del gasto de aceite para el flujo simultáneo por medio del análisis integral.

Una vez ajustados el gasto de aceite y la presión en la cabeza del pozo, se obtiene el gasto de aceite para el flujo simultáneo, por medio del análisis integral, Figs. 4.77 y 4.78.

Gasto máximo : 23152 [bl/día]			
Gasto [bl/día]	Presión de fondo fluyendo [lb/pg ²]	Presión cabeza Horiz. [lb/pg ²]	Presión cabeza Vert. [lb/pg ²]
0	2390	100	-----
250	2374	129	769
500	2357	157	751
750	2341	186	731
1000	2325	215	713
1250	2308	244	696
1500	2292	273	680
1750	2276	302	664
2000	2260	331	648
2250	2243	360	632
2500	2227	389	616
2750	2211	418	600
3000	2194	447	584
3250	2178	476	568
3500	2162	505	552

Oprima cualquier tecla para continuar...

Fig. 4.77 Resultados del análisis integral para flujo simultáneo.



En las Figs. 4.79 a 4.92. se muestran las distribuciones de las presiones en la cabeza del pozo, tanto para flujo por la tubería de producción como para el flujo por el espacio anular, para un gasto total determinado.

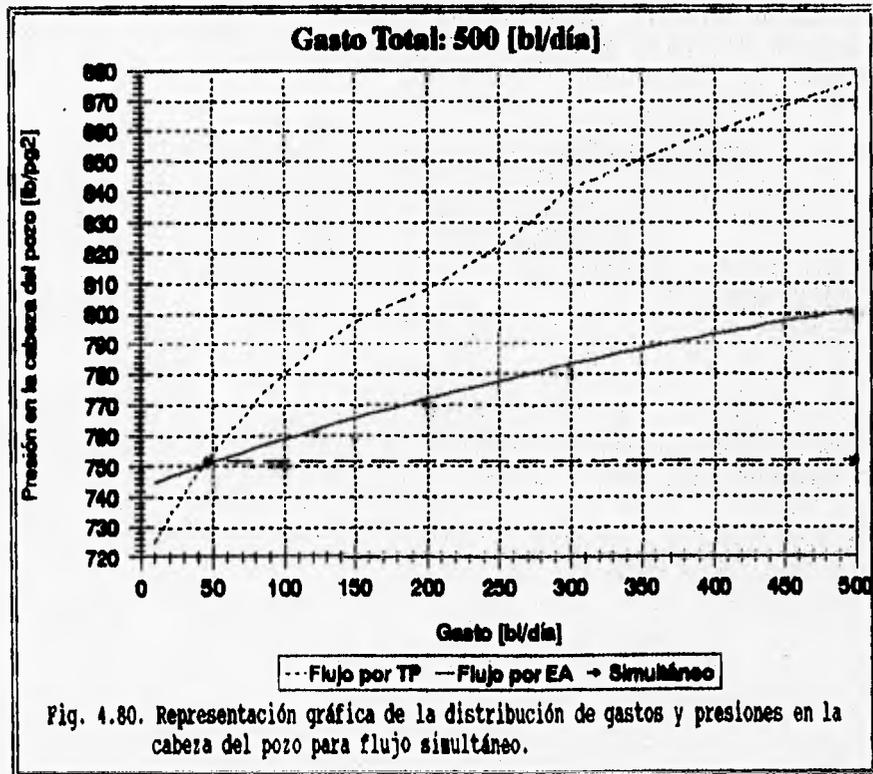
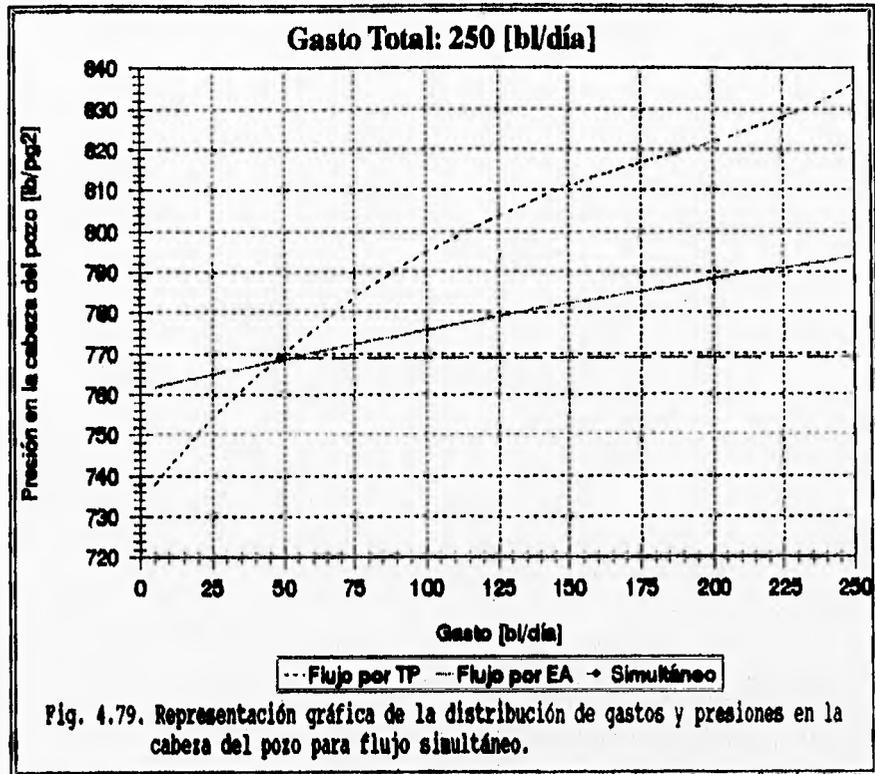
En resumen, los incrementos en el gasto de aceite, se muestran en la tabla 4.60, tomando como base el flujo por el espacio anular, el cual es el utilizado para la explotación actual de los pozos del campo Nasser.

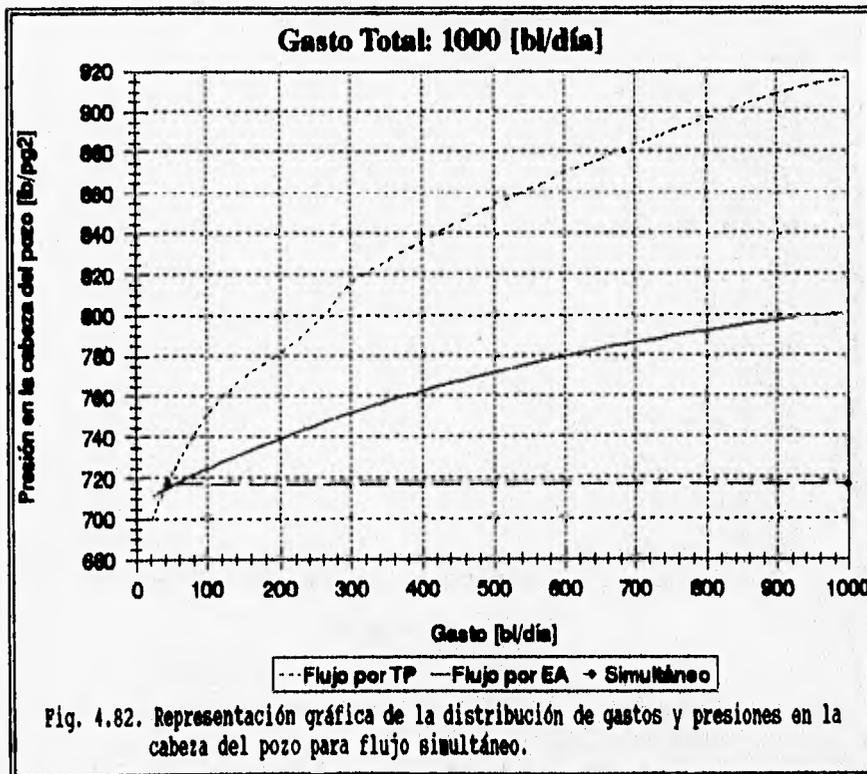
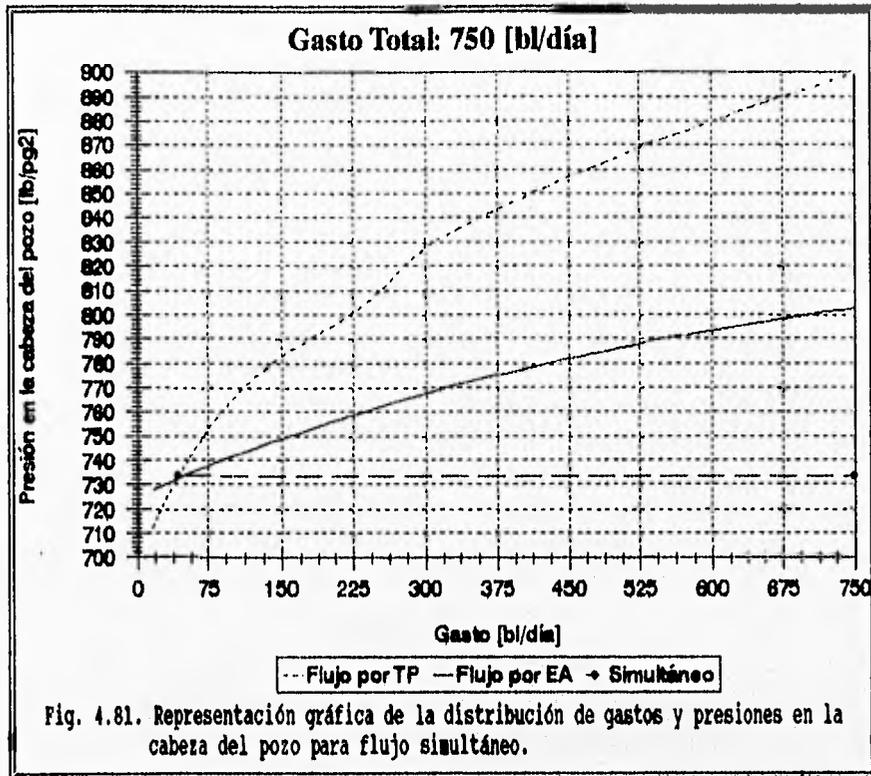
Tabla 4.60. Incrementos en el gasto de aceite al cambiar el flujo por la tubería de producción o por flujo simultáneo.

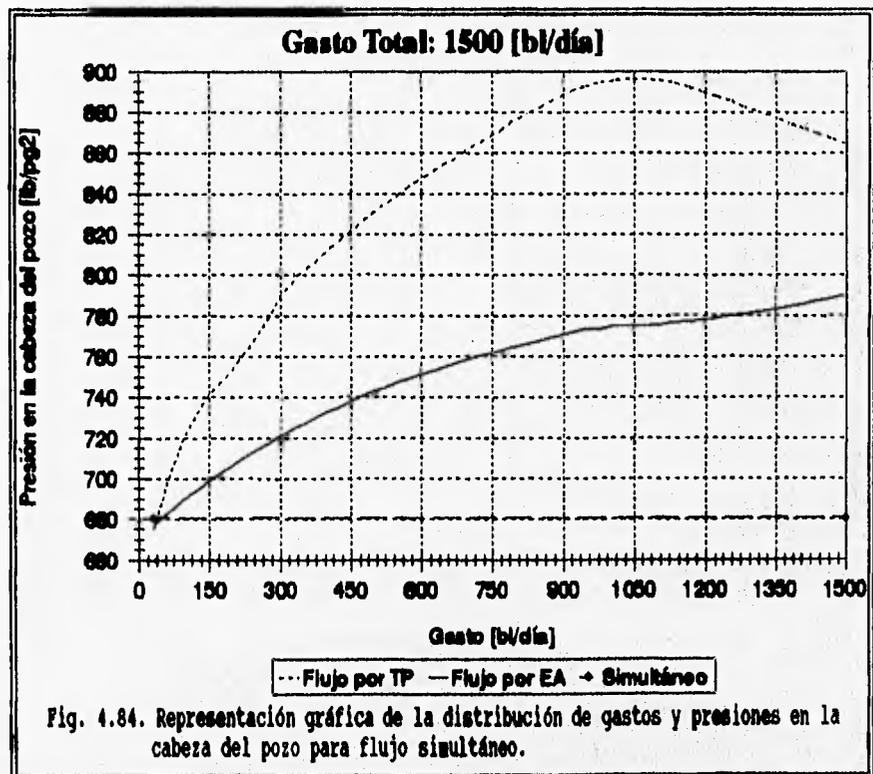
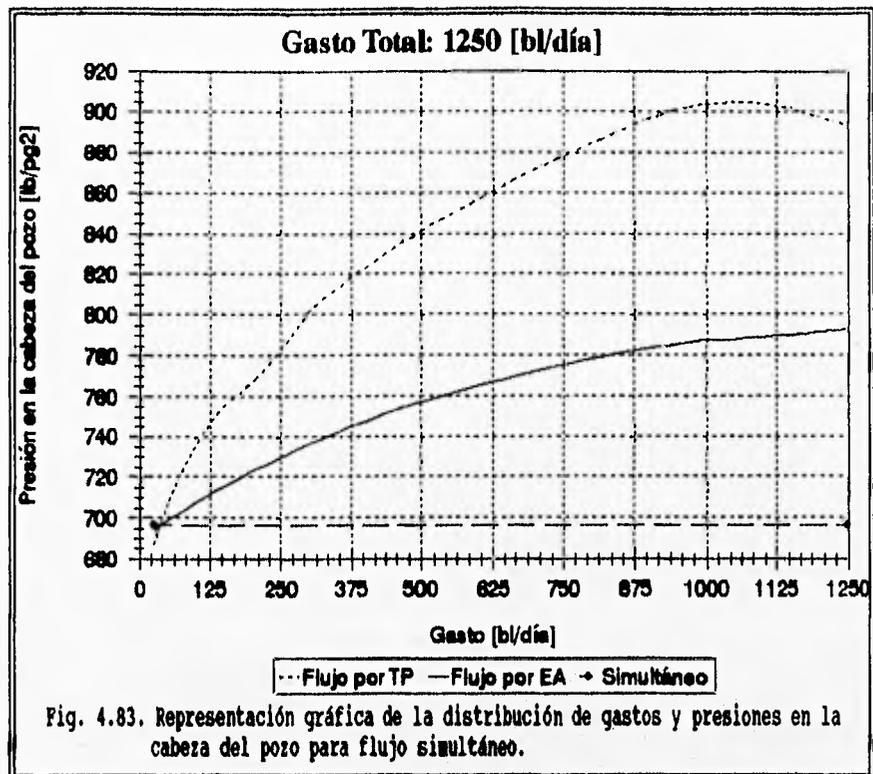
	Flujo por el espacio anular (opción base)	Flujo por la tubería de producción	Flujo simultáneo
Incremento en el gasto [bl/día]	0	-238.9	-72.8

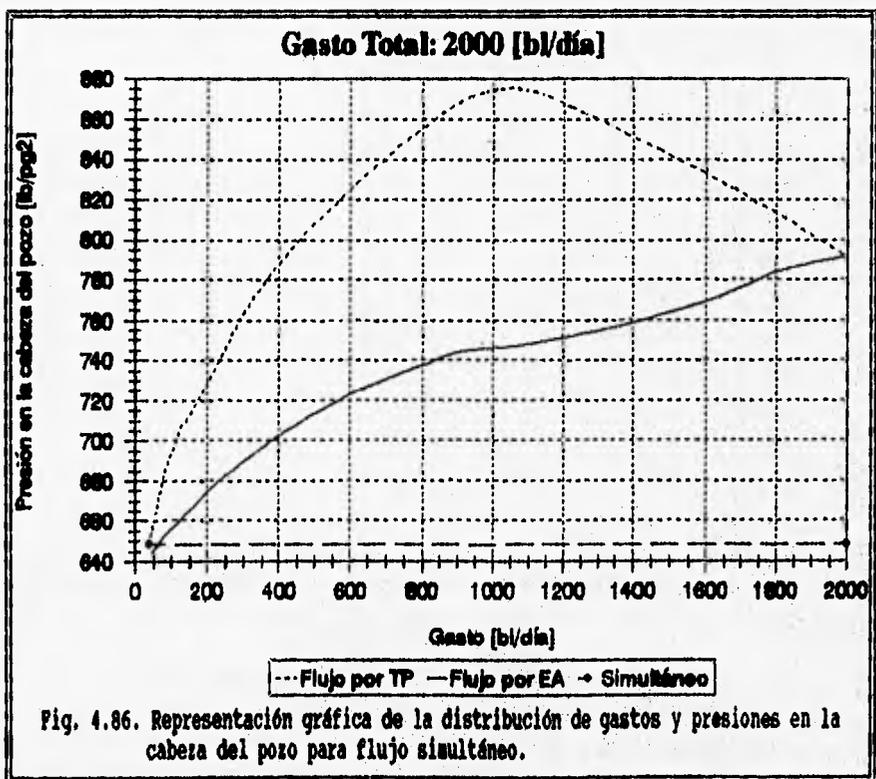
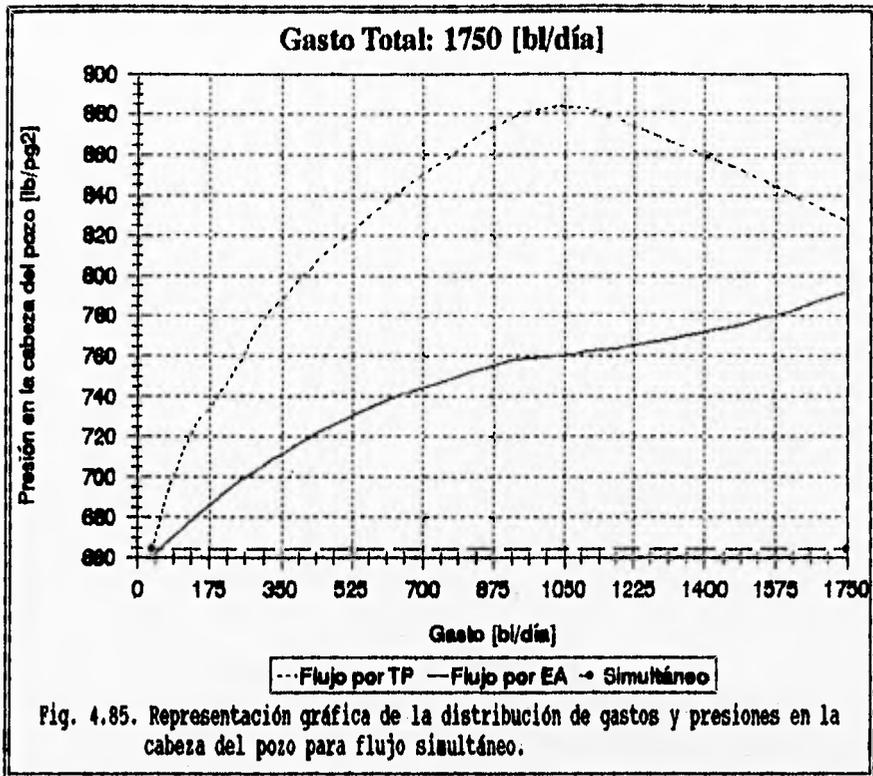
En las Fig. 4.93 se muestra la gráfica del análisis integral para el flujo por la tubería de producción, para el flujo por el espacio anular y para el flujo simultáneo.

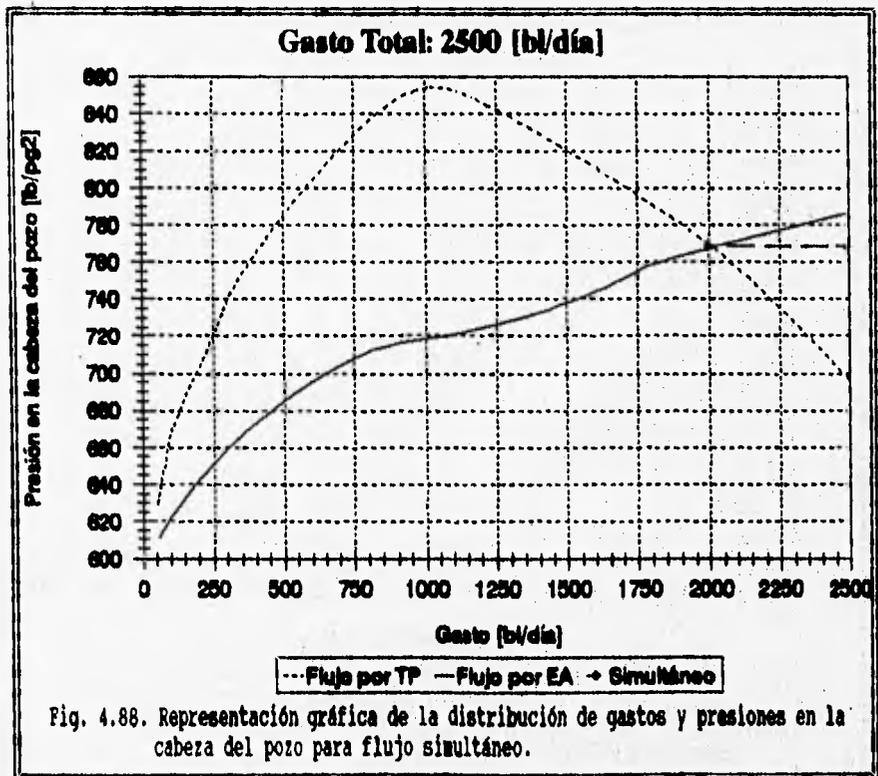
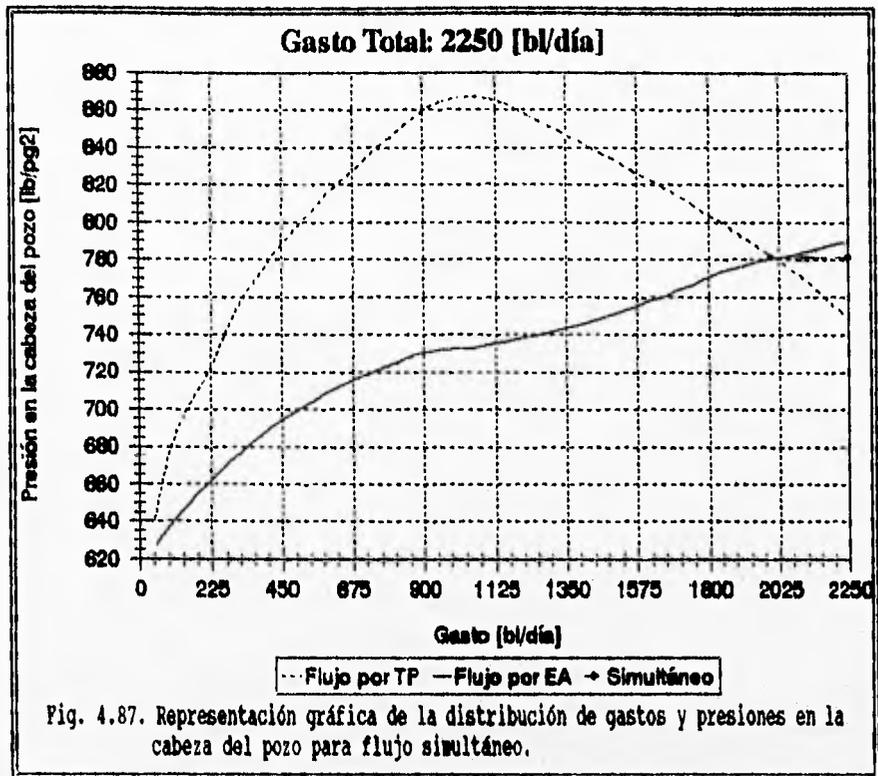
En la figura 4.94 se muestra la gráfica que conjunta a las Figs. 4.79 a 4.92.

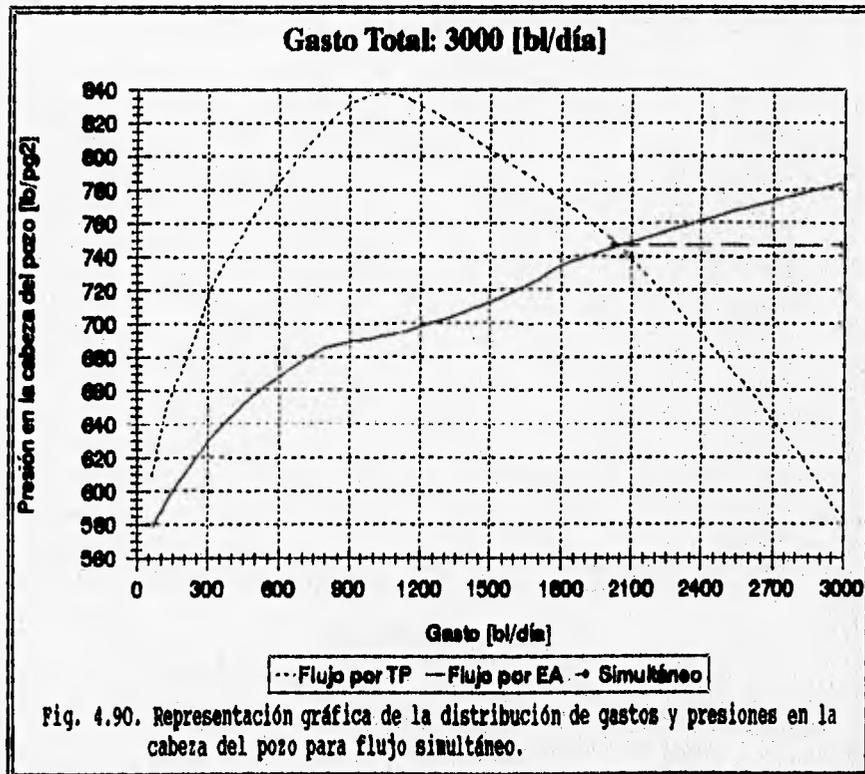
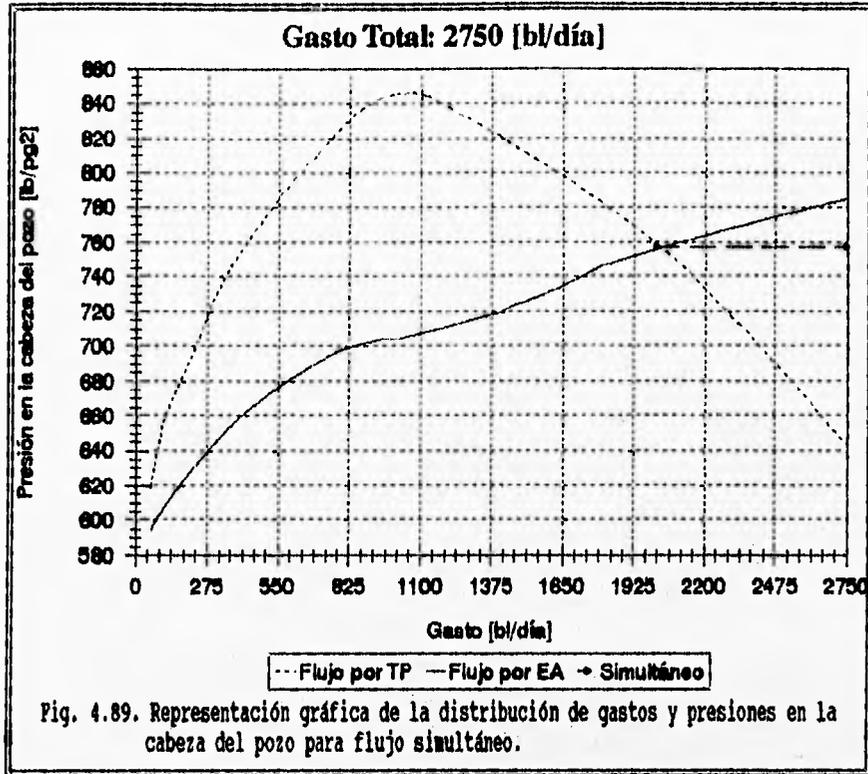


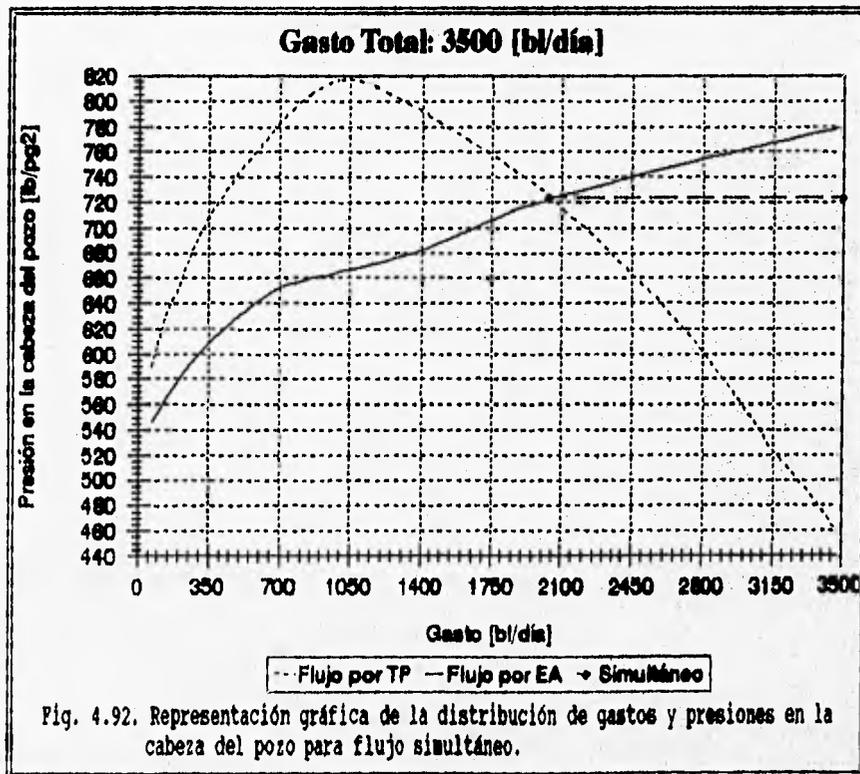
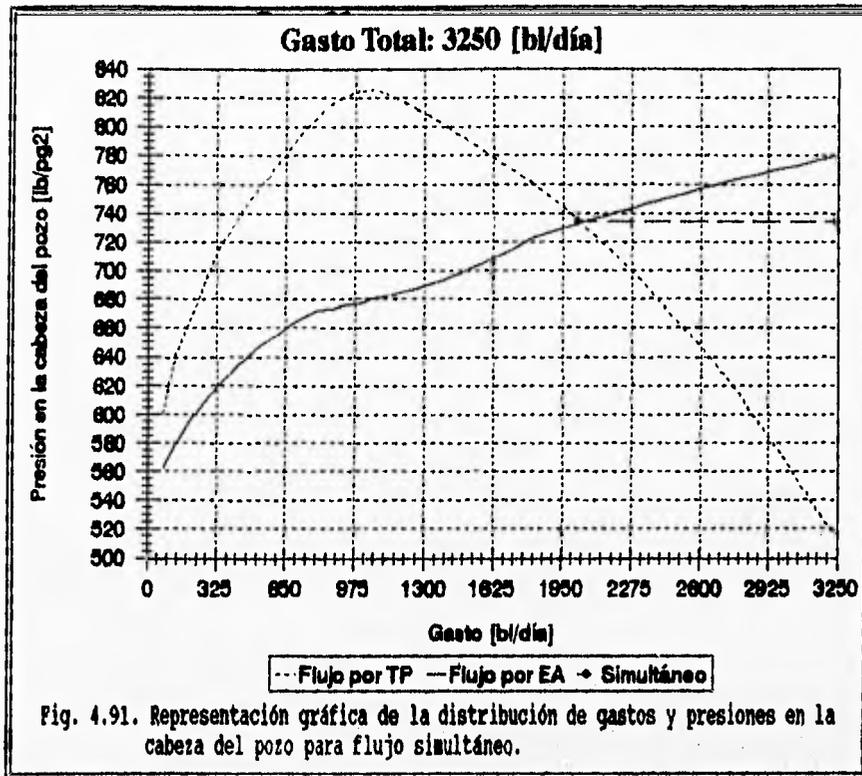


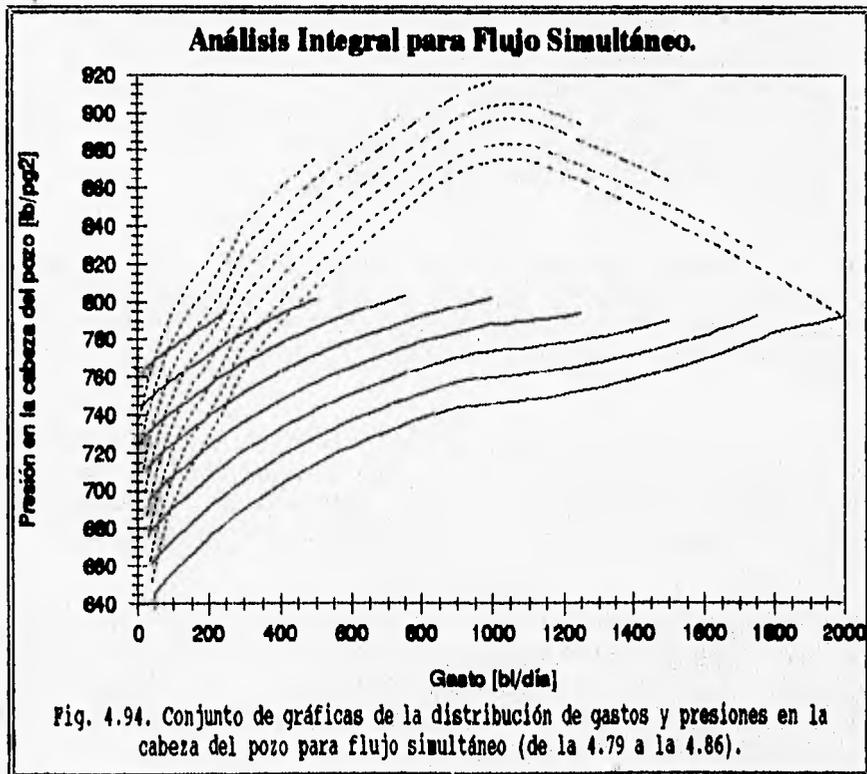
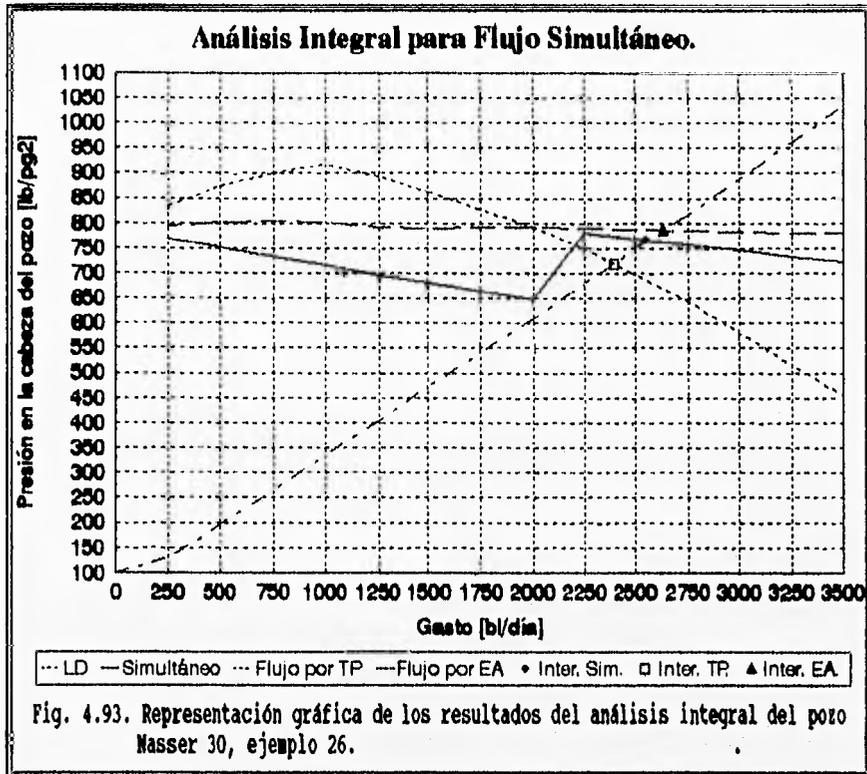


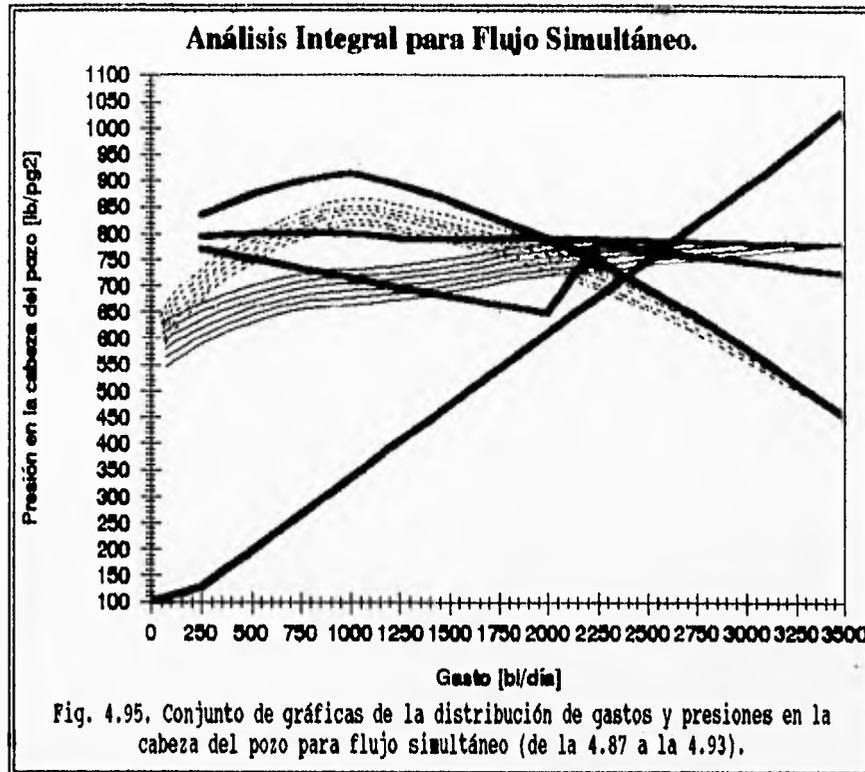












- 5) El análisis de sensibilidad se realiza cambiando únicamente el diámetro interior de la tubería de producción y comparando los gastos de aceite cuando se tiene flujo por el espacio anular, flujo por la tubería de producción y flujo simultáneo. Los resultados se muestran en la tabla 4.61 y su representación gráfica en la Fig. 4.96.

Como se puede observar en la tabla 4.61, el mayor gasto que es posible producir cuando se tiene flujo por el espacio anular es de 2873.5 [bl/día], se obtiene cuando el diámetro hidráulico es el máximo posible 3.901 [pg].

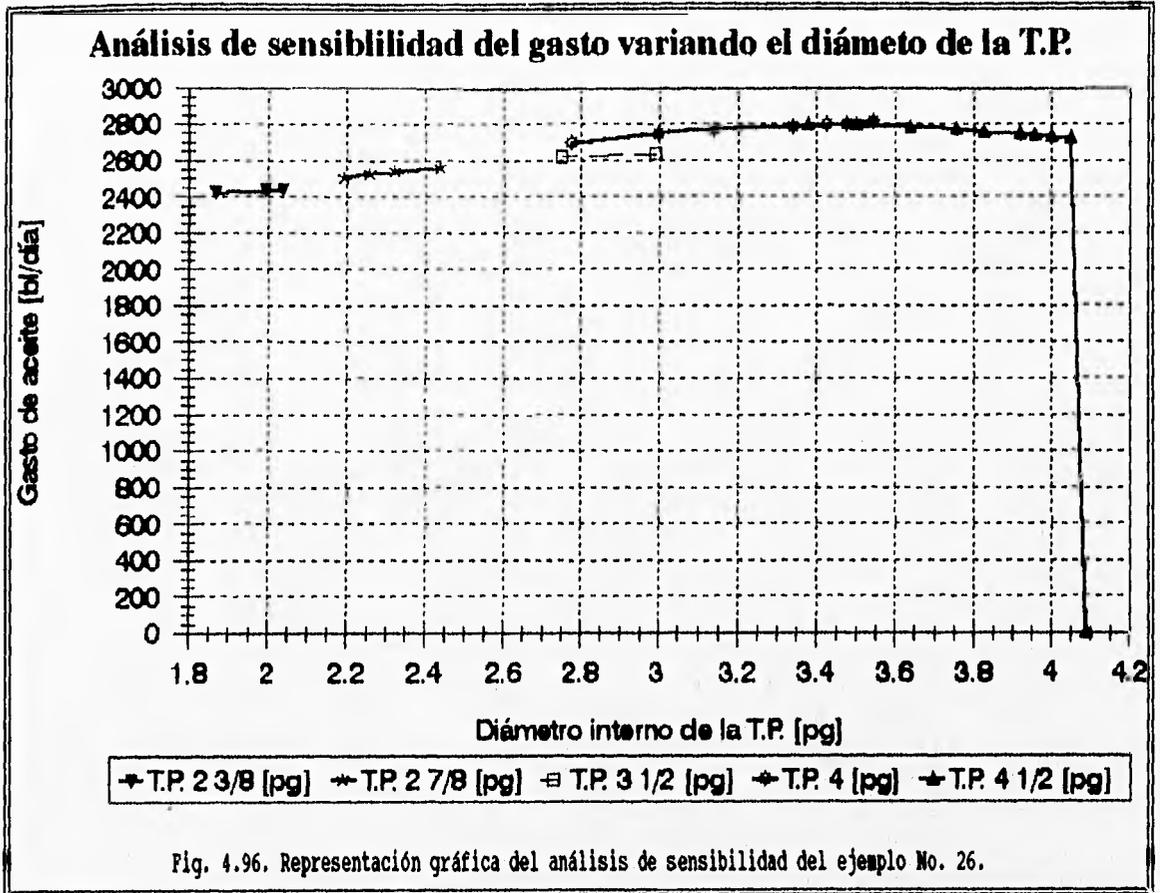
Así mismo, cuando se tiene flujo por la tubería de producción el máximo gasto que es posible producir es de 2780.8 [bl/día], y se obtiene con una tubería de producción de 4 1/2 [pg] de diámetro nominal, un diámetro interior de 3.92 [pg].

Pero cuando se produce con flujo simultáneo, el máximo gasto que es posible producir es de 2687.2 [bl/día], y se obtiene con una tubería de producción de 3 1/2 [pg] de diámetro nominal, un diámetro interior de 2.992 [pg] y un diámetro hidráulico de 2.776 [pg].

Un caso especial de este análisis de sensibilidad se presenta cuando se tiene una tubería de producción de 4 1/2 [pg] de diámetro nominal, un peso de 12.95 [lb/pie] y un diámetro interior de 4.09 [pg], ya que se tiene un área de flujo del espacio anular casi de la misma magnitud que el área de flujo de la tubería de producción, lo que provoca que las curvas de gasto contra la presión en la cabeza del pozo sean siempre paralelas, o sea no existe intersección entre estas, para ningún gasto propuesto.

Tabla 4.61. Resultados del análisis integral, obtenidos al realizar el análisis de sensibilidad, cambiando el diámetro interior de la tubería de producción.

Diámetro Nominal T.P. [pg]	Diámetro Interior T.P. [pg]	Diámetro Exterior T.P. [pg]	Gasto por E.A. [bl/día]	Gasto por T.P. [bl/día]	Gasto Simultáneo [bl/día]	Diámetro Hidráulico [pg]	Area de flujo de E.A. [pg ²]	Area de flujo de T.P. [pg ²]
2 3/8	1.867	2.375	2873.5	1740.0	2419.6	3.901	26.51	2.738
2 3/8	1.995	2.375	2873.5	1917.8	2434.3	3.901	26.51	3.126
2 3/8	2.041	2.375	2873.5	1982.4	2441.0	3.901	26.51	3.272
2 7/8	2.195	2.875	2782.2	2164.2	2505.1	3.401	24.44	3.784
2 7/8	2.259	2.875	2782.2	2235.5	2525.3	3.401	24.44	4.008
2 7/8	2.323	2.875	2782.2	2292.5	2537.4	3.401	24.44	4.238
2 7/8	2.441	2.875	2782.2	2392.4	2558.5	3.401	24.44	4.680
3 1/2.	2.750	3.5	2705.6	2569.9	2617.0	2.776	21.31	5.940
4	2.780	4.0	2631.2	2582.0	2693.3	2.276	18.37	6.070
3 1/2	2.992	3.5	2705.6	2653.4	2630.7	2.776	21.31	7.031
4	3.000	4.0	2631.2	2655.6	2744.8.	2.276	18.37	7.069
4	3.140	4.0	2631.2	2690.0	2769.0	2.276	18.37	7.744
4	3.340	4.0	2631.2	2727.0	2787.8	2.276	18.37	8.762
4 1/2	3.380	4.5	2586.0	2733.1	2790.5	1.776	15.03	8.973
4	3.428	4.0	2631.2	2739.9	2796.8	2.276	18.37	9.230
4	3.476	4.0	2631.2	2746.2	2801.1	2.276	18.37	9.490
4 1/2	3.500	4.5	2586.0	2749.1	2795.1	1.776	15.03	9.621
4	3.548	4.0	2631.2	2753.2	2815.2	2.276	18.37	9.887
4 1/2	3.640	4.5	2586.0	2762.6	2783.3	1.776	15.03	10.406
4 1/2	3.754	4.5	2586.0	2773.1	2771.6	1.776	15.03	11.068
4 1/2	3.826	4.5	2586.0	2778.0	2753.1	1.776	15.03	11.497
4 1/2	3.920	4.5	2586.0	2780.8	2746.2	1.776	15.03	12.069
4 1/2	3.958	4.5	2586.0	2780.3	2740.0	1.776	15.03	12.304
4 1/2	4.000	4.5	2586.0	2779.1	2733.2	1.776	15.03	12.560
4 1/2	4.052	4.5	2586.0	2776.0	2722.0	1.776	15.03	12.895
4 1/2	4.090	4.5	2586.0	2773.0	0.0	1.776	15.03	13.138

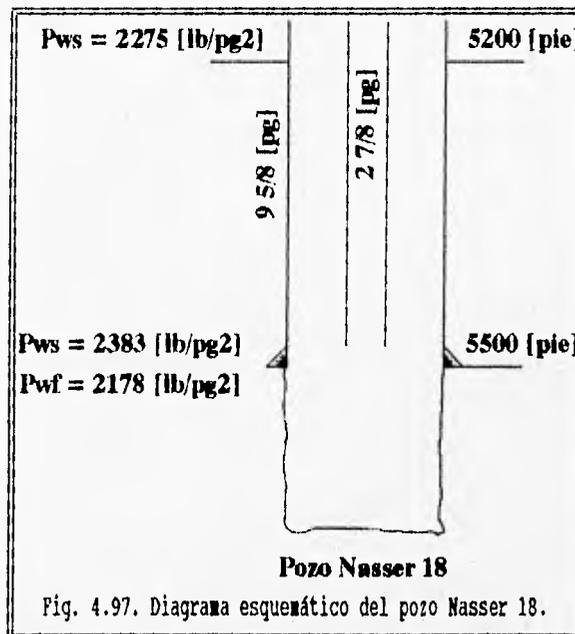


Ejemplo 27.

Empleando los datos del pozo Nasser 18, (ejemplo 15):

- 1) Obtener la presión estática a la profundidad de 5500 [pie].
- 2) Calcular la presión de saturación a las condiciones del yacimiento.
- 3) Empleando a FLUSIM-DPG, construir la IPR del yacimiento empleando el método de la IPR Generalizada.
- 4) Determinar el gasto de aceite si el pozo produce por el espacio anular, la Tubería de producción y en flujo simultáneo.

Solución:



- 1) Utilizando la ecuación para corregir la presión a un plano de referencia:

$$P_{ws_{cip}} = P_{ws_{pr}} - [h_{pr} - h_{cip}] g_f$$

donde:

$$g_f = \frac{\gamma_f}{2.31}$$

Sustituyendo los datos:

$$P_{ws} = 2275 - [5200 - 5500] \left[\frac{0.831}{2.31} \right] = 2383 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

- 2) Debido a que en los ajustes de las correlaciones PVT en los pozos del campo Nasser, la correlación que mejor se ajustó al comportamiento de la presión de saturación fue Standing, se calcula la presión de saturación empleando los datos de la tabla 4.23:

$$P_b = 18 \left[\left(\frac{677}{0.94} \right)^{0.83} \frac{10^{0.00091(170)}}{10^{0.125(38.78)}} \right] = 1981 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

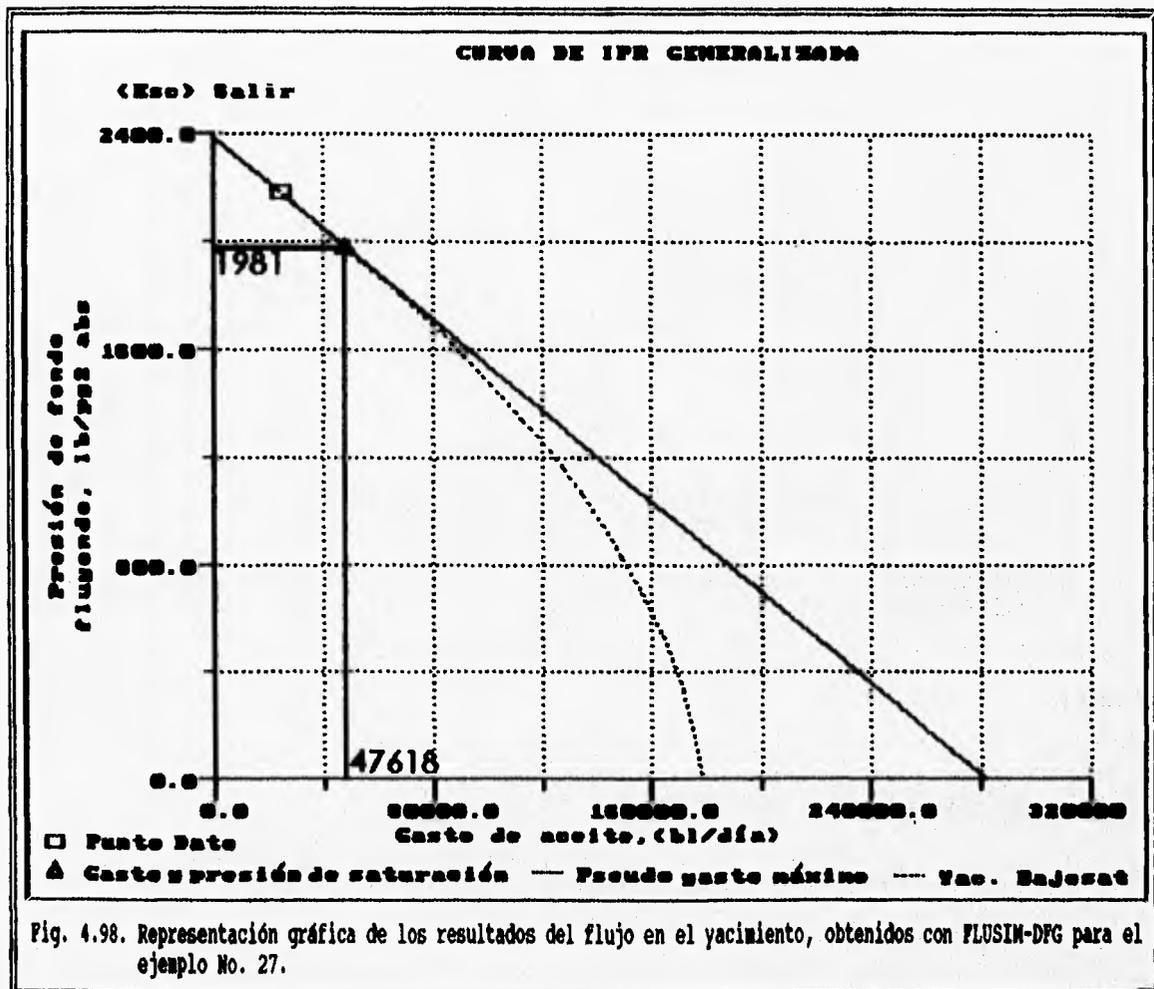
- 3) Los datos empleados para calcular la IPR son:

$$P_{ws} = 2383 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_b = 1981 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{wf} = 2178 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$q_o = 24283 \text{ [bl/día]}$$



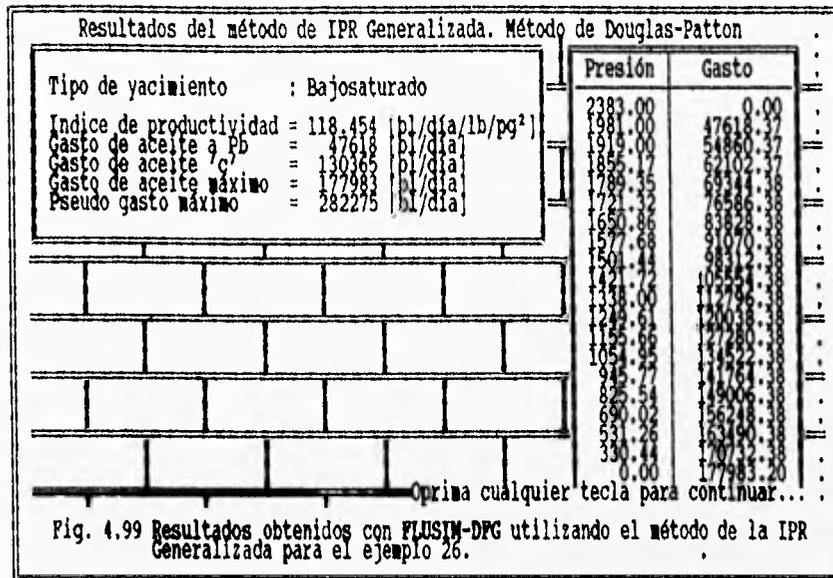


Fig. 4.99 Resultados obtenidos con FLUSIM-DPG utilizando el método de la IPR Generalizada para el ejemplo 26.

Los resultados obtenidos en el cálculo del flujo por el yacimiento con FLUSIM-DPG se muestran en las figuras 4.98 y 4.99.

- 4) Para obtener el gasto de aceite que se produce por medio del flujo simultáneo, será necesario suponer algunos datos:

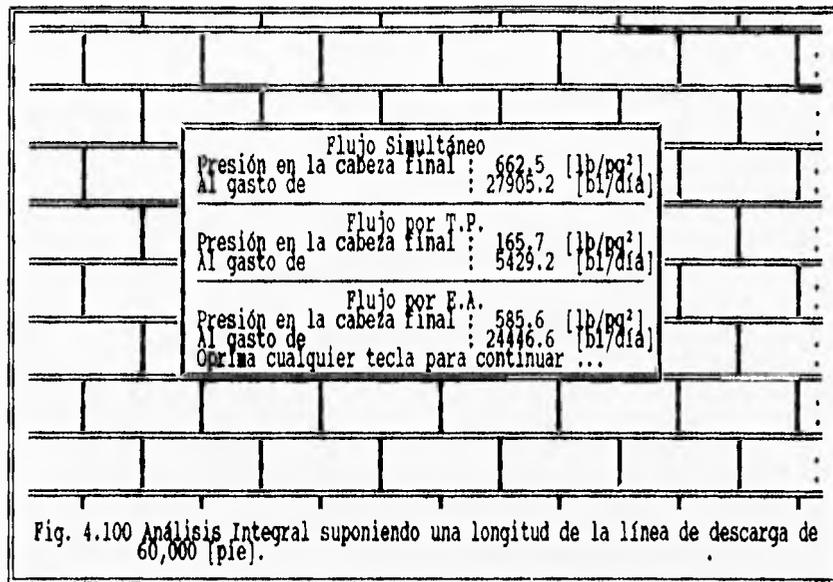
Debido a que la cabeza del pozo es el nodo de solución, es necesario suponer los datos de la línea de descarga. La condición que esta debe cumplir, es que reproduzca los valores medidos tanto de el gasto de aceite (24283 [bl/día]) como la presión en la cabeza del pozo (583 [lb/pg²]), tabla 4.22.

- 4.1) Procedimiento para ajustar el gasto de aceite y la presión en la cabeza del pozo.

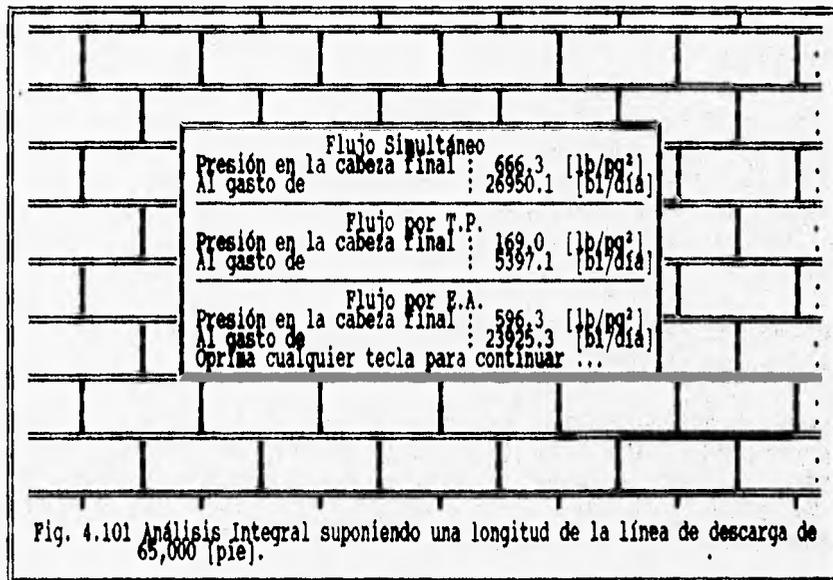
Es necesario suponer un diámetro y una longitud de la línea de descarga. Auxiliados de la opción del flujo horizontal y cambiando los valores tanto de la longitud, como el diámetro de la línea de descarga, hasta obtener una presión en la cabeza del pozo de 583 [lb/pg²], determinándose:

$$d_{LDc} = 10 [pg]$$

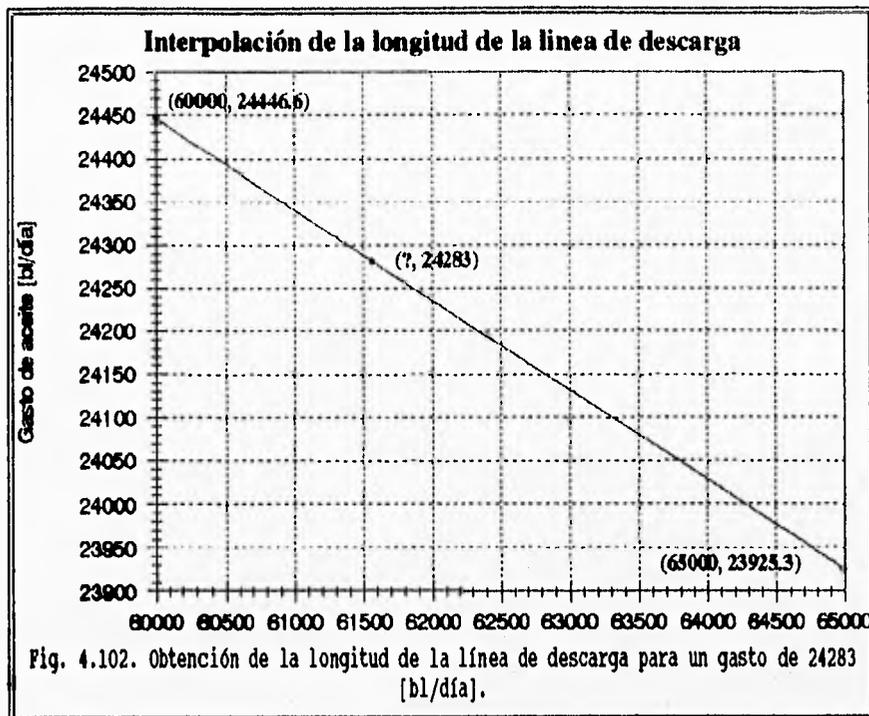
$$L_{LD} = 60,000 [pie]$$



El siguiente paso es el obtener el gasto de aceite para el flujo por el espacio anular, para la línea de descarga propuesta, Fig. 4.100.



Como el gasto calculado (24446.6 [bl/día]), para una longitud de la línea de descarga de 60,000 [pie] es mayor que el gasto medido (24283 [bl/día]), se supone una longitud de la línea de descarga mayor: 65,000 [pie], y se obtienen los nuevos valores de gasto de aceite y presión en la cabeza del pozo para flujo por el espacio anular, Fig. 4.101.



Una vez que se tienen dos valores de longitud de la línea de descarga y de gasto de aceite, se utiliza la ecuación de punto pendiente para una línea recta, y se determina el valor de la longitud de la línea de descarga que proporcione un gasto de aceite igual al medido (24283 [bl/día]), Fig. 4.102.

La Interpolación se realiza de la siguiente manera.

La ecuación de punto pendiente de una línea recta se define como:

$$y - y_1 = m(x - x_1)$$

$$x - x_1 = \frac{y - y_1}{m}$$

$$x = \frac{y - y_1}{m} + x_1$$

donde:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Empleando los datos de la tabla 4.59:

$$m = \frac{23925.3 - 24446.6}{65000 - 60000} = -0.10426$$

$$x = \frac{24283 - 24446.6}{-0.10426} + 60000 = 61569 \text{ [pie]}$$

Tabla 4.62. Datos de la línea recta a extrapolar.

$L_L \cdot D$ [pie]	q_0 [bl/día]
60000	24446.6
?	24283.0
65000	23925.3

Por último, con la longitud de 61569 [pie] se obtiene un gasto de 24280.4 [bl/día], con un error de:

$$\% \text{ Error} = \frac{24280.4 - 24283}{24283} 100 = -0.011 \%$$

Así mismo, para la presión en la cabeza del pozo se tiene un error de:

$$\% \text{ Error} = \frac{583 - 589}{589} 100 = -1.019 \%$$

Por lo que se da como bueno el valor de 61569 [pie].

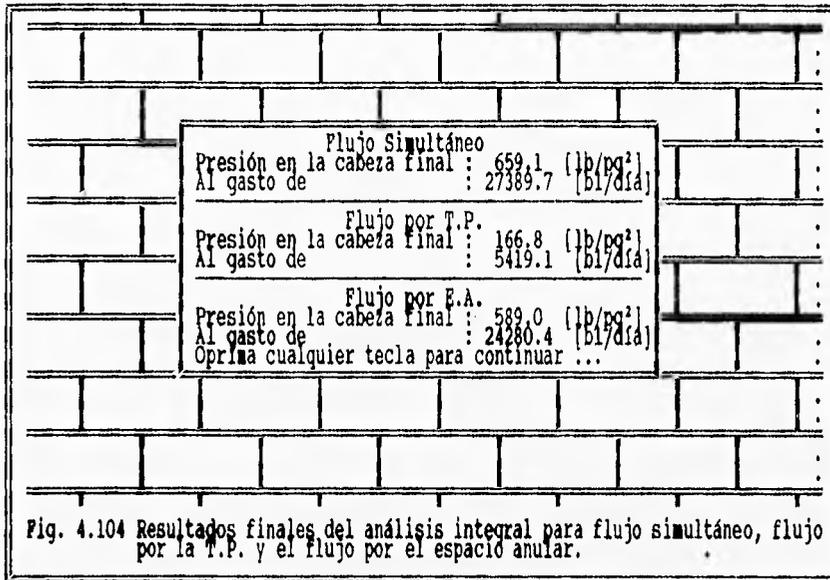
4.2) Determinación del gasto de aceite para el flujo simultáneo por medio del análisis integral.

Una vez ajustados el gasto de aceite y la presión en la cabeza del pozo, se obtiene el gasto de aceite para el flujo simultáneo por medio del análisis integral, Figs. 4.103 y 4.104.

Gasto [bl/día]	Presión de fondo fluyendo [lb/pg ²]	Presión cabeza Horiz. [lb/pg ²]	Presión cabeza vert. [lb/pg ²]
0	2383	100	-----
2300	2364	155	15
4600	2344	210	75
6900	2325	260	135
9200	2305	310	195
11500	2285	360	255
13800	2266	410	315
16100	2247	460	375
18400	2228	510	435
20700	2208	560	495
23000	2189	610	555
25300	2170	660	615
27600	2150	710	675
29900	2131	760	735
32200	2111	810	795

Oprima cualquier tecla para continuar...

Fig. 4.103 Resultados del análisis integral para flujo simultáneo.



En las Figs. 4.105 a 4.118. se muestran las distribuciones de las presiones en la cabeza del pozo, tanto para flujo por la tubería de producción como para el flujo por el espacio anular, para un gasto total determinado.

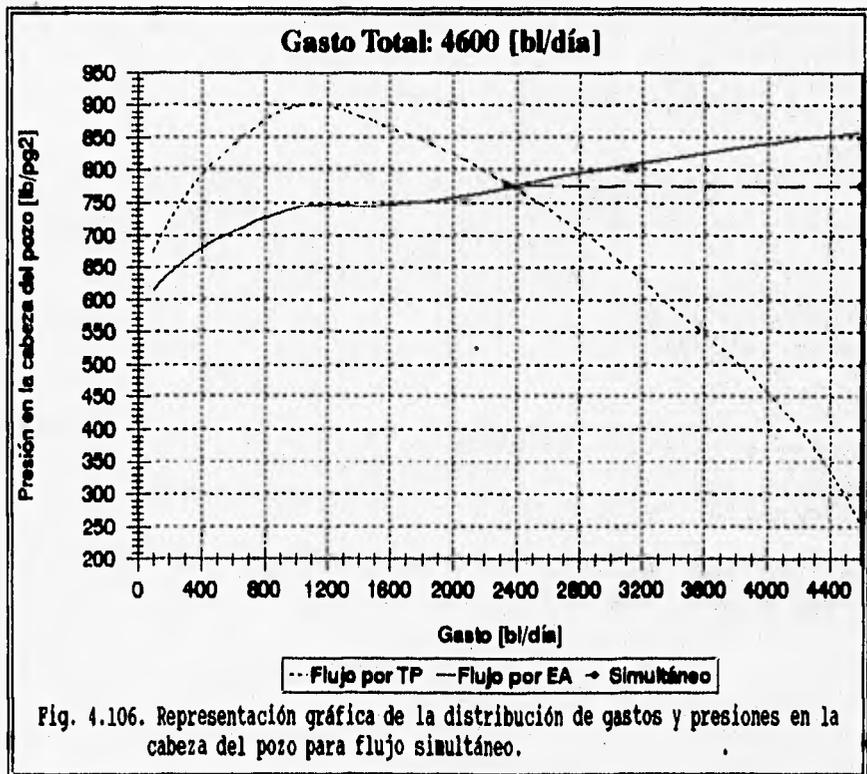
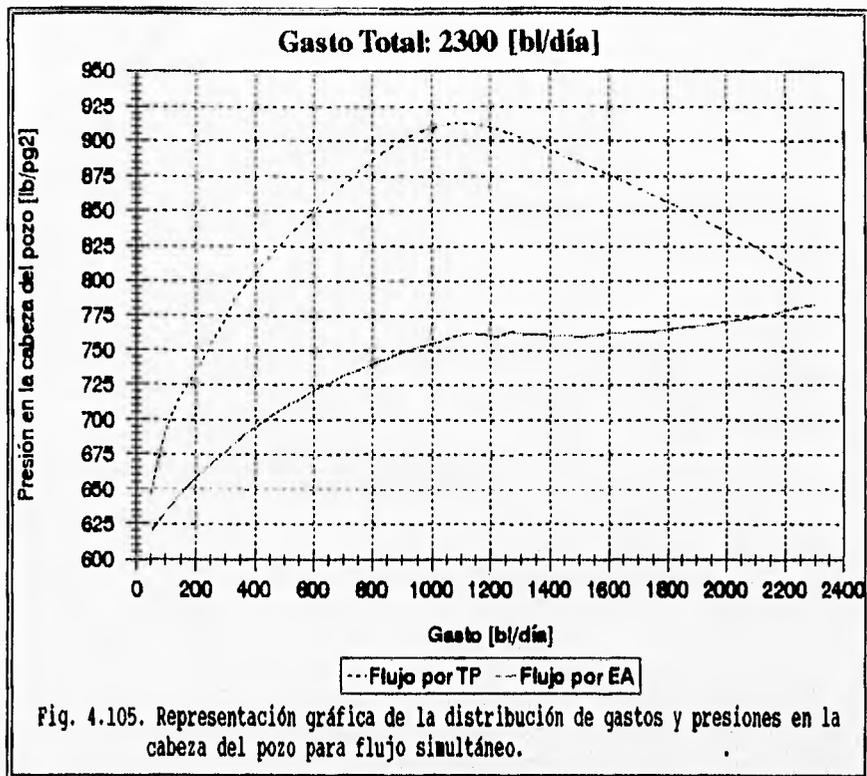
En resumen, los incrementos en el gasto de aceite, se muestran en la tabla 4.63, tomando como base el flujo por el espacio anular, el cual es el utilizado para la explotación actual de los pozos del campo Nasser.

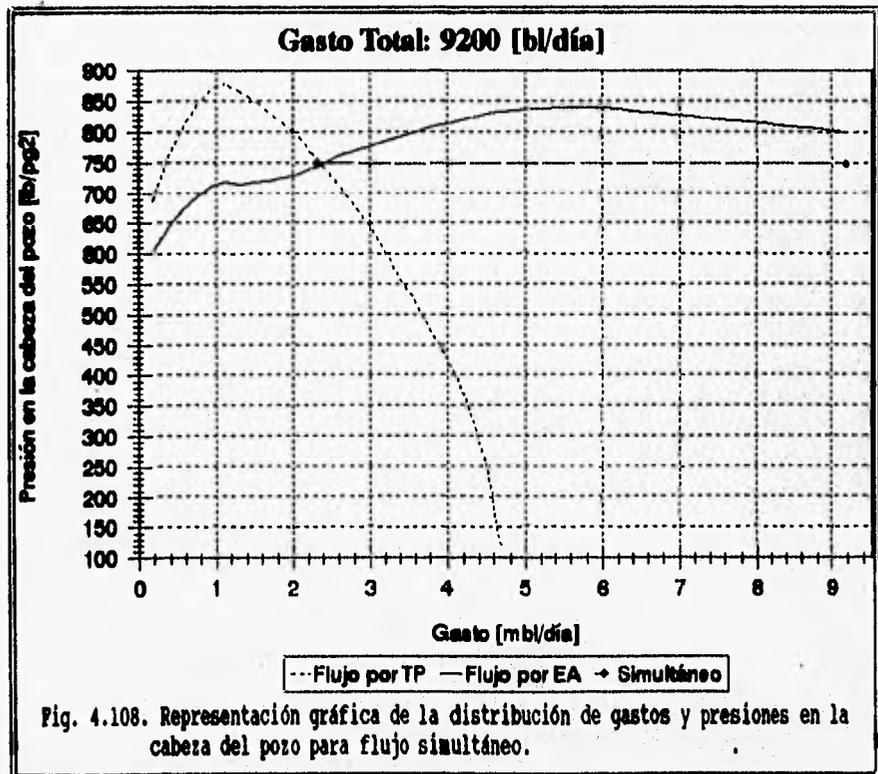
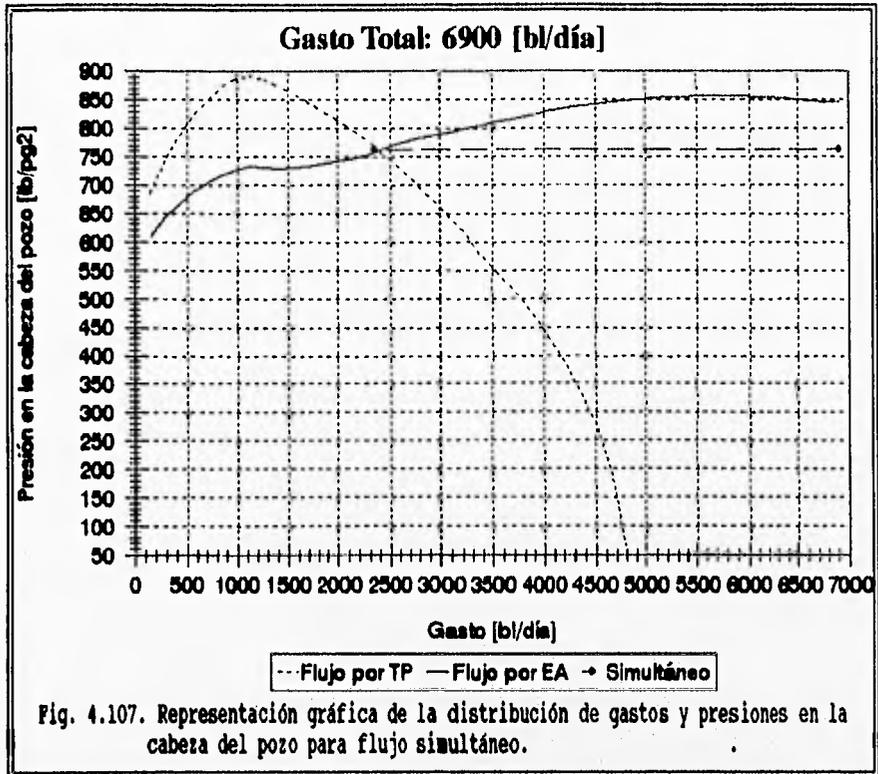
Tabla 4.63. Incrementos en el gasto de aceite al cambiar el flujo por la tubería de producción o por flujo simultáneo.

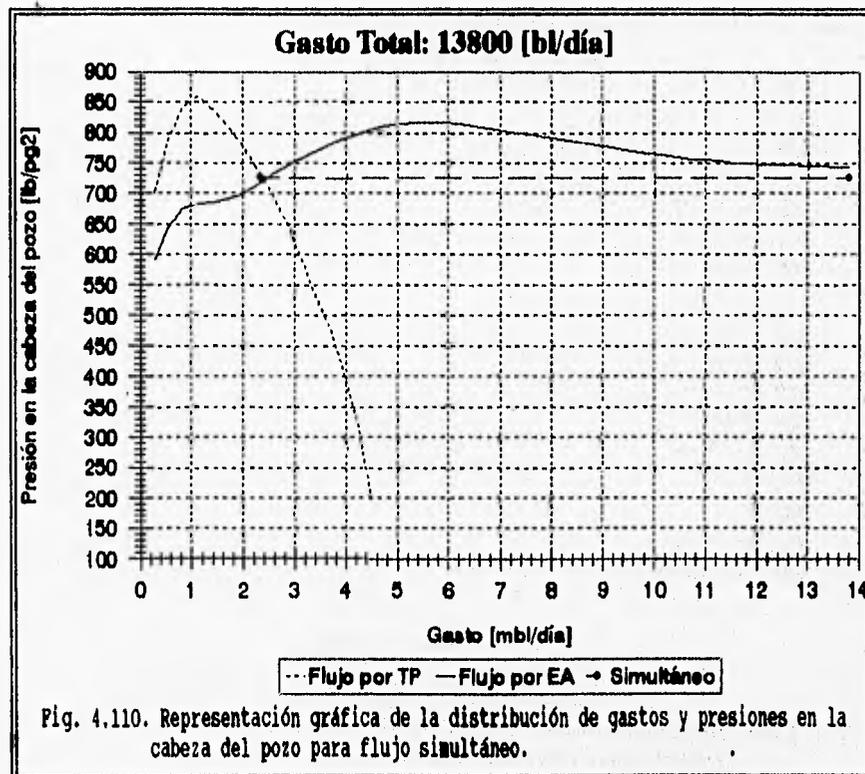
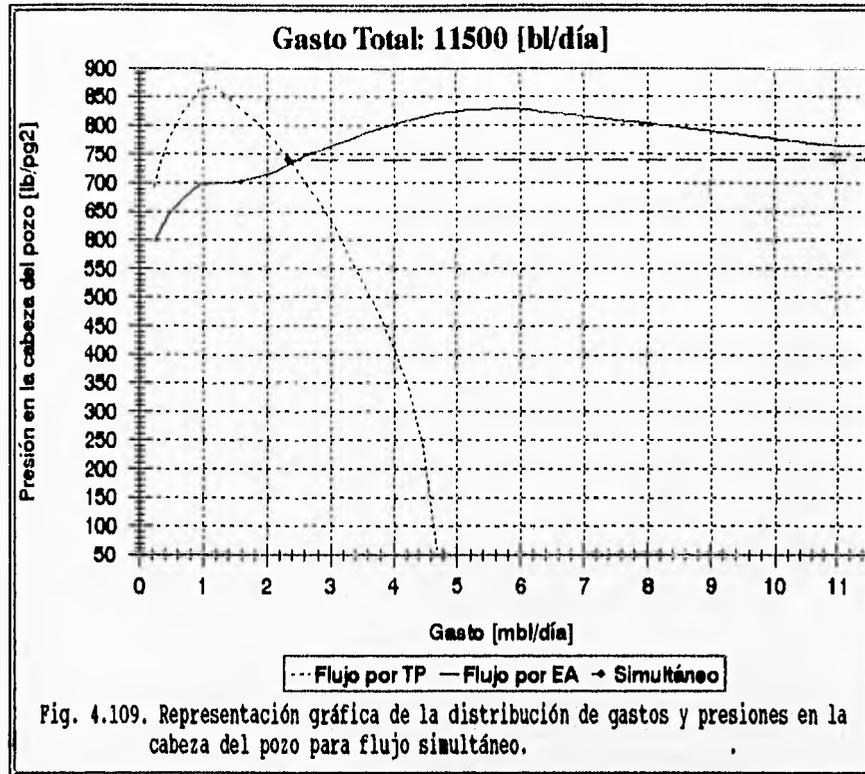
	Flujo por el espacio anular (opción base)	Flujo por la tubería de producción	Flujo simultáneo
Incremento en el gasto [bl/día]	0	-18861.3	3109.3

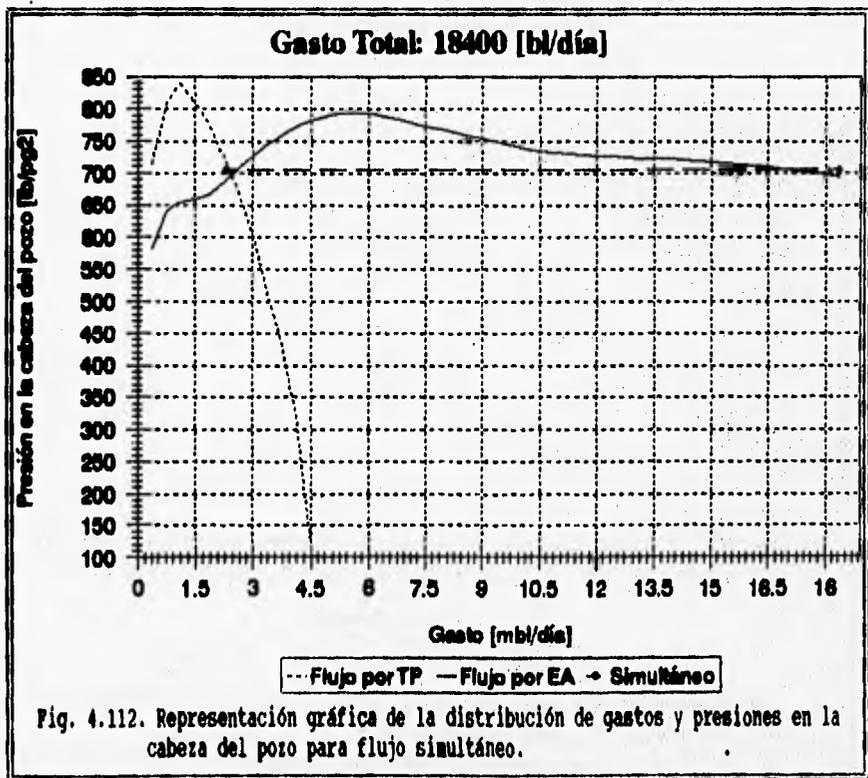
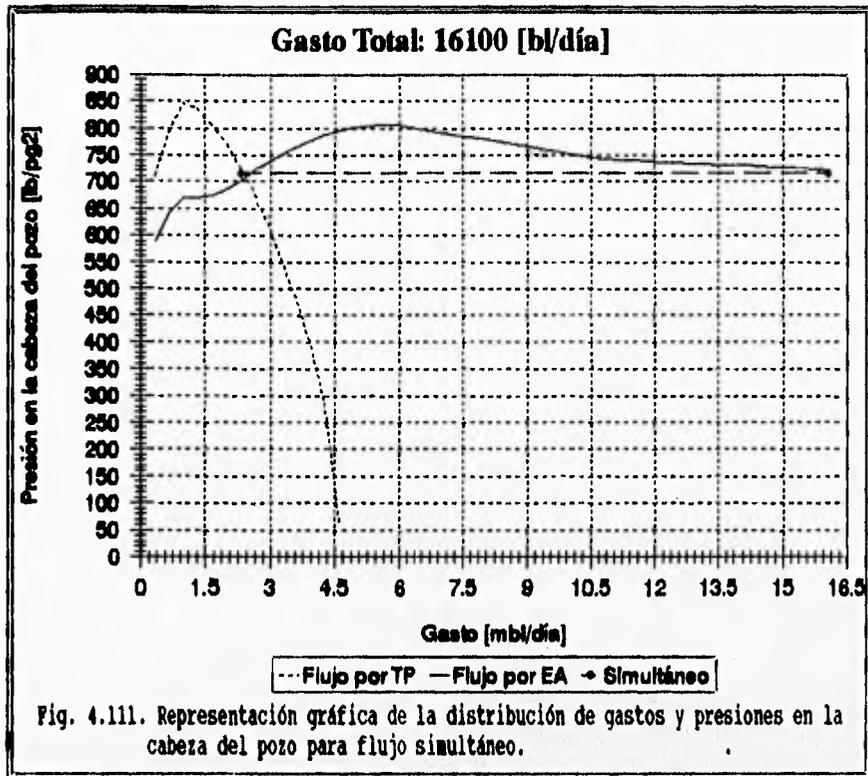
En las Fig. 4.119 se muestra la gráfica del análisis integral para el flujo por la tubería de producción, para el flujo por el espacio anular y para el flujo simultáneo.

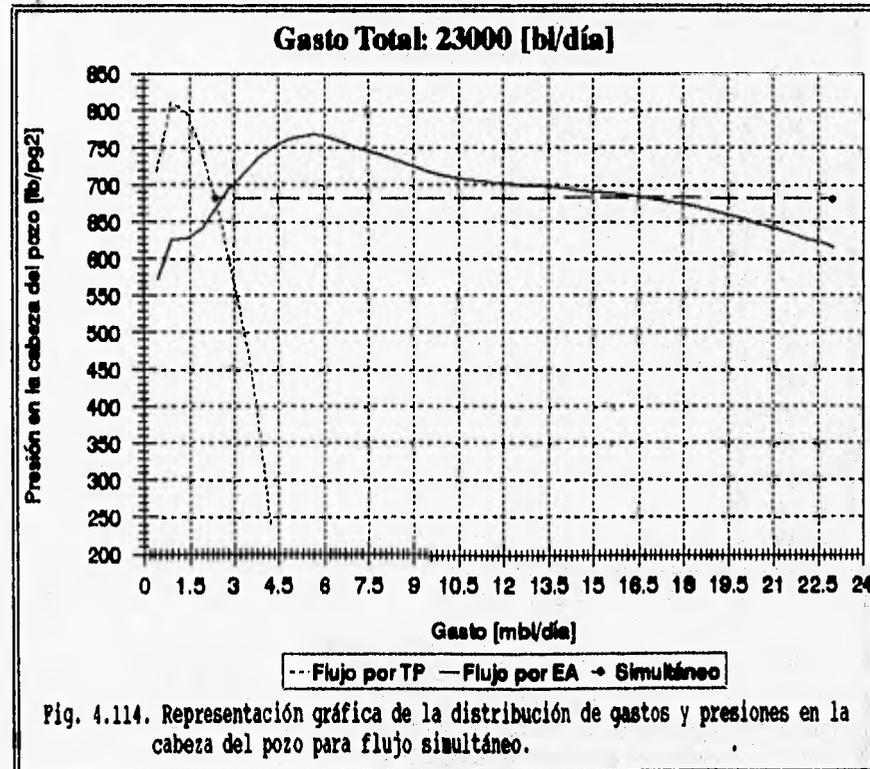
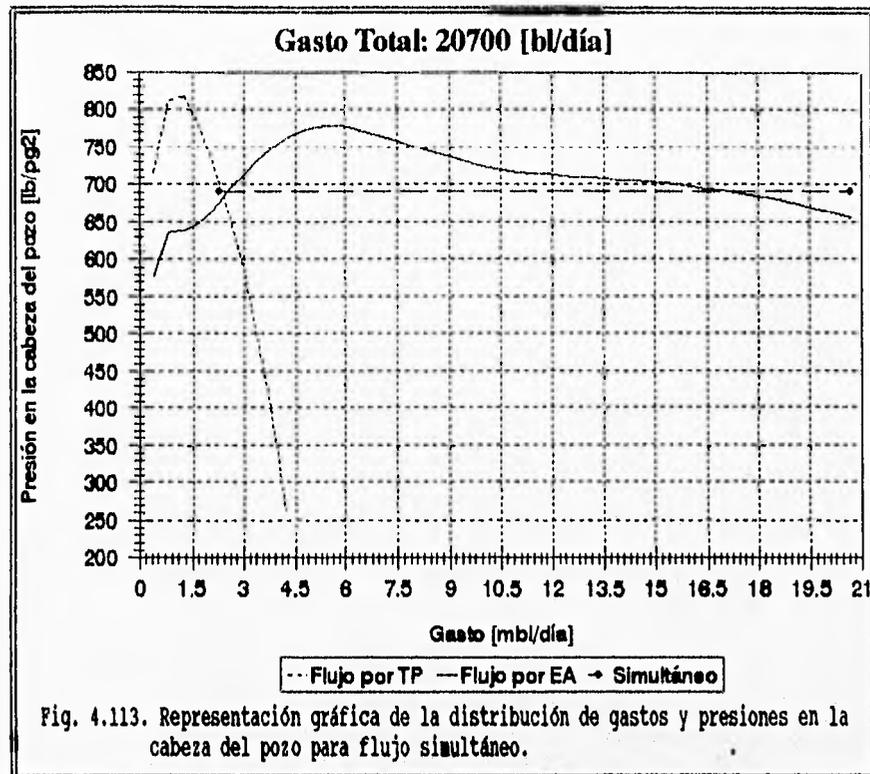
En las Figs. 4.120 y 4.121 se muestra la gráfica que conjunta a las Figs. 4.105 a 4.118.

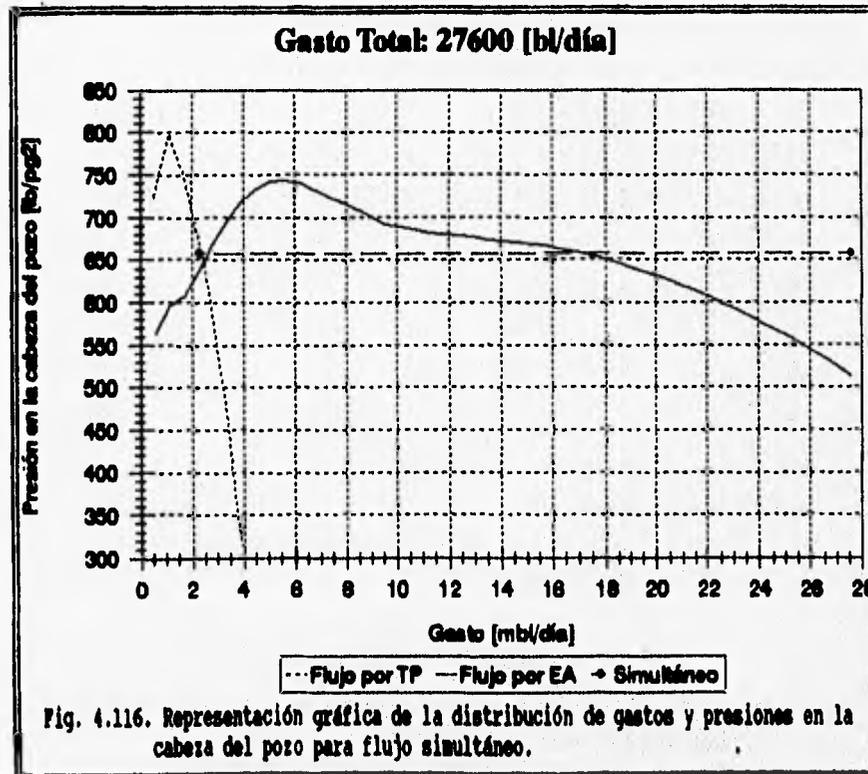
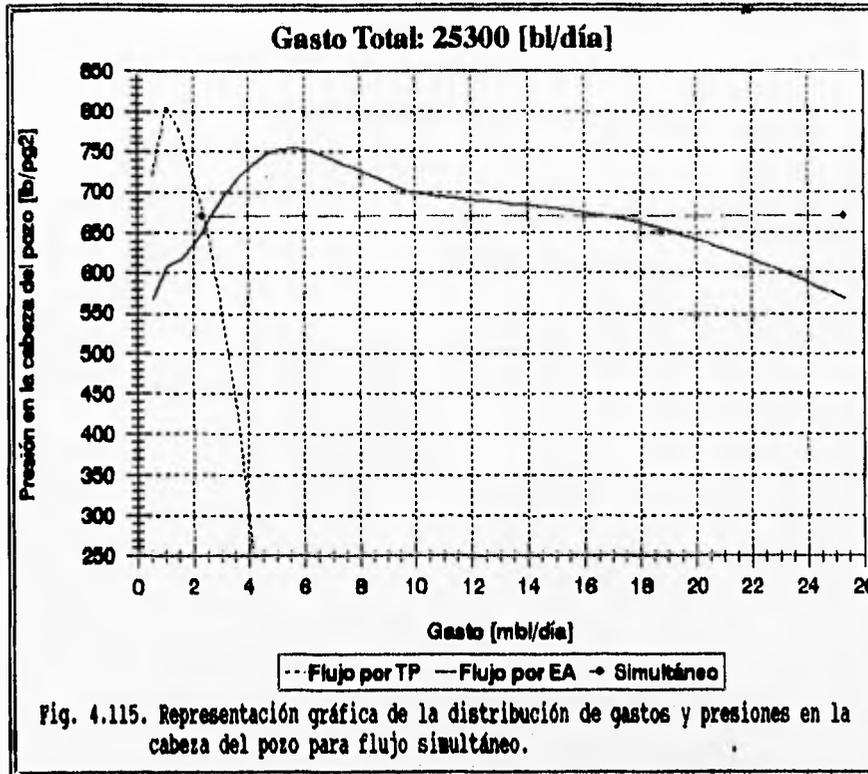


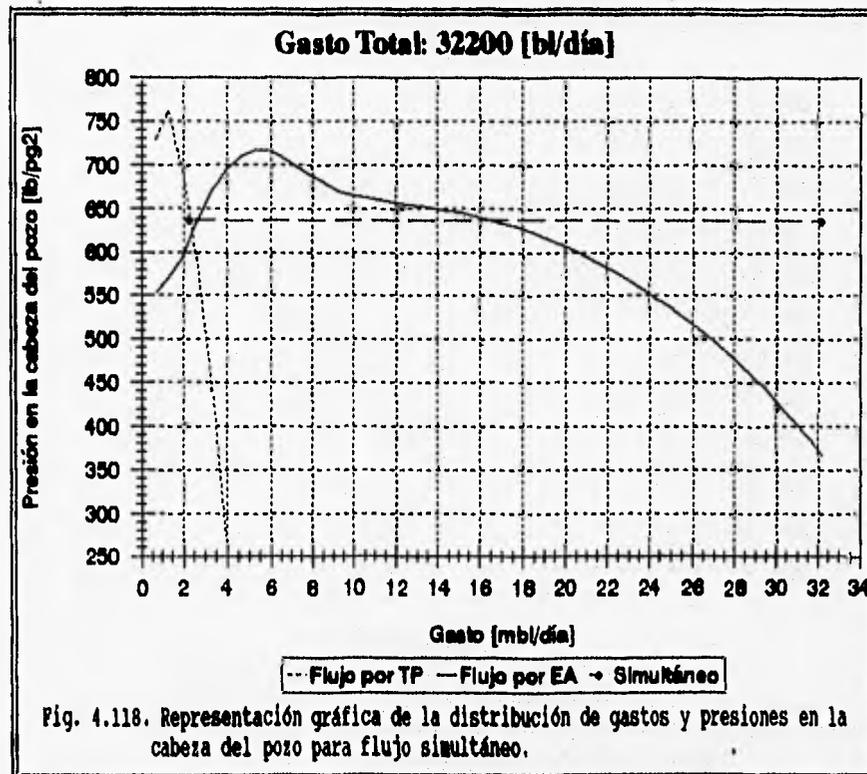
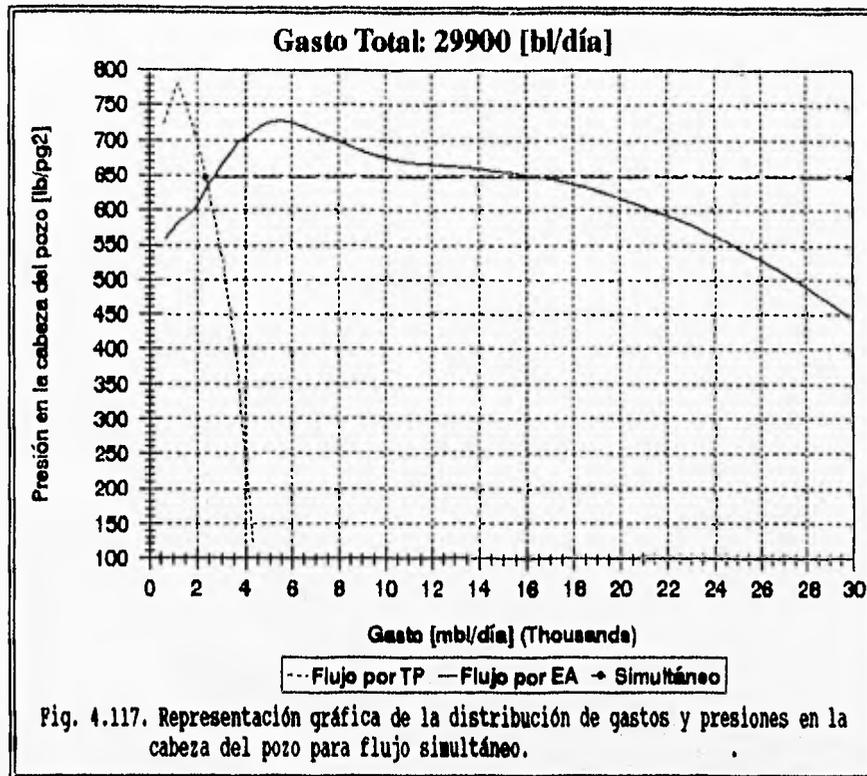


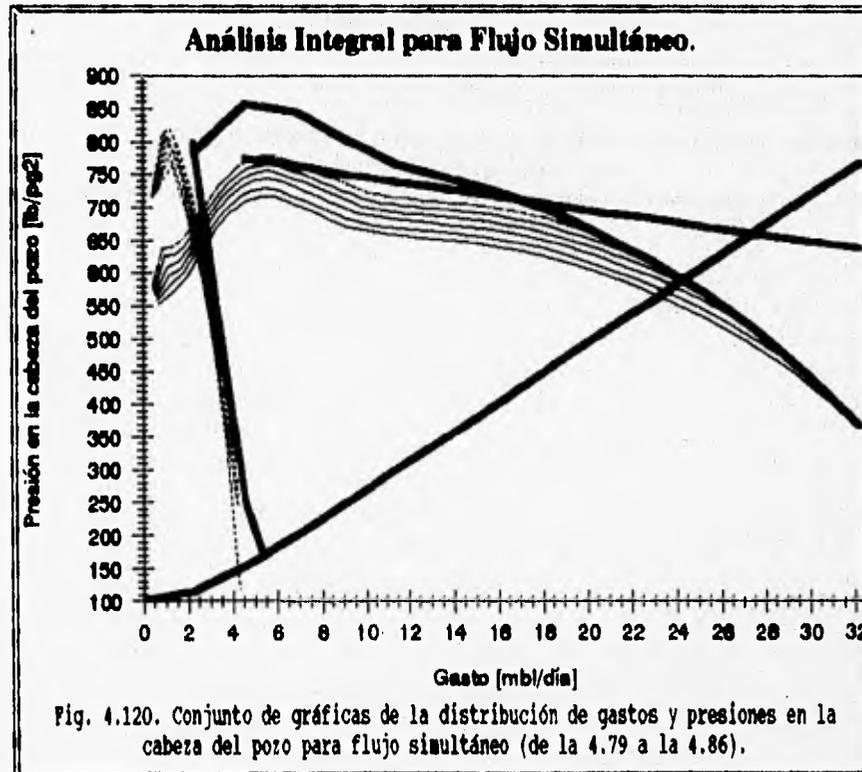
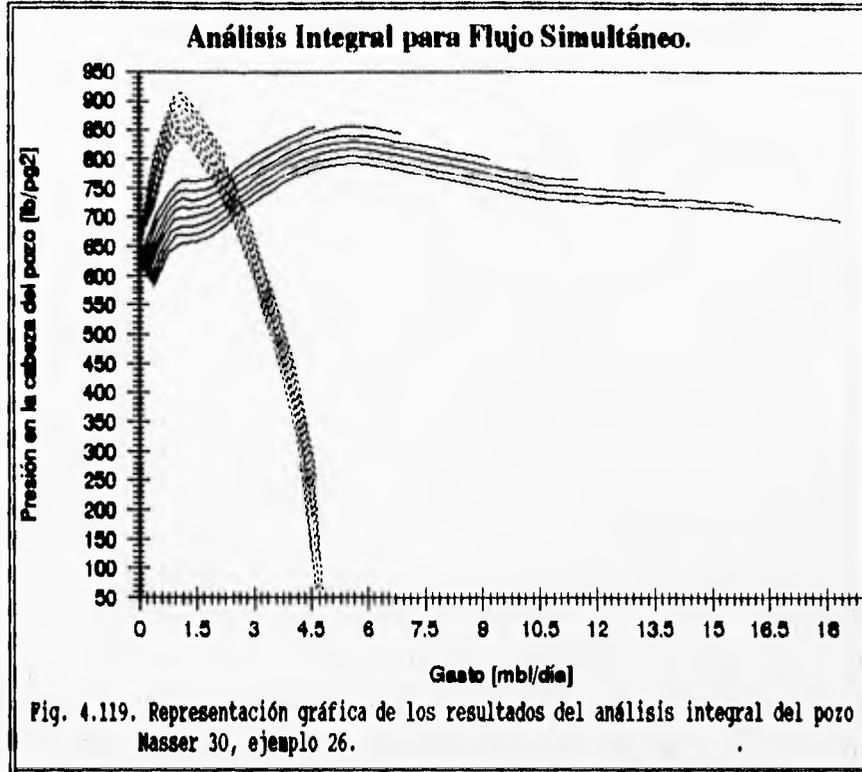












Análisis Integral para Flujo Simultáneo.

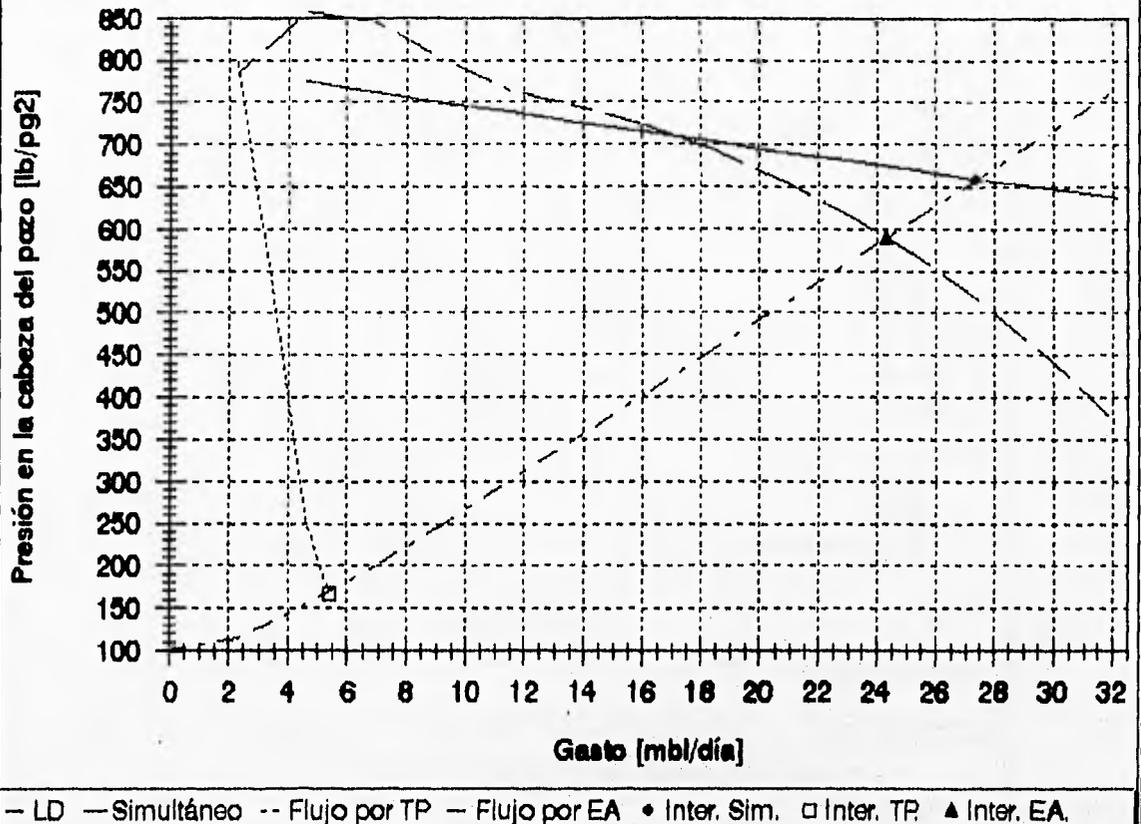


Fig. 4.121. Conjunto de gráficas de la distribución de gastos y presiones en la cabeza del pozo para flujo simultáneo. (de la 4.87 a la 4.93).

V CONCLUSIONES.

En la actualidad, resulta imprescindible al Ingeniero Petrolero contar con herramientas que le permitan efectuar estudios o trabajos técnicos que sustenten la toma de decisiones a corto o mediano plazo. Tales decisiones pueden llegar a involucrar inversiones del orden de cientos o miles de millones de pesos y en la mayoría de los casos se requieren en tiempos relativamente cortos. En términos generales, las técnicas de "Análisis Integral de un Pozo", se han automatizado a través de la realización de programas de cómputo los cuales, de ninguna manera son recientes o novedosos; diversas muestras de estos pueden encontrarse en la Industria Petrolera. Esta automatización permite darle a la técnica del Análisis Integral un enfoque sistematizado y lograr así, la comprensión de su aplicación y de la gran utilidad de los resultados que se obtienen. Por lo tanto, en un estudio del tipo integral, la computadora juega un papel importante, siendo de gran ayuda para lograr el fácil empleo de los diversos métodos de análisis. Hacia esta última conclusión se llega, también, cuando se considera la gran cantidad de información y cálculos involucrados, tal como es el caso particular de los estudios para la Ingeniería Petrolera.

Las correlaciones de flujo multifásico, como se habrá podido advertir por la importancia que desde el primer momento se les han atribuido, son la base para el Análisis Integral de un Pozo. Todas ellas, así como los métodos estudiados en este trabajo, son ya ampliamente conocidos. Sale de esta categoría el método que permite realizar el Análisis Integral de un Pozo Productor de Aceite que Fluye Simultáneamente por el Espacio Anular y la Tubería de Producción, debido a la escasa o nula información encontrada en la bibliografía. El método aquí presentado es un trabajo inédito del Ingeniero Francisco Garaicochea Petrirena.

La realización de este trabajo comprendió la elaboración del programa de cómputo FLUSIM-DPG. Los problemas que se enfrentaron en el diseño, elaboración y prueba de este programa fueron:

- a) Se partió desde cero, ya que no se tenía ninguna de las subrutinas de cálculo.
- b) El tratar de ser creativos y de adquirir los conocimientos para realizar el diseño, la elaboración y pruebas de las subrutinas de captura, ayudas e introducciones, debido a que quedan fuera de la preparación específica de un Ingeniero Petrolero. Para cada una de estas etapas, existen metodologías que simplifican el trabajo y que son dominadas por un ingeniero especialista en ingeniería de software.
- c) Las dificultades para la obtención de los ejemplos de cada

uno de los componentes del sistema integral de producción para validar el programa, debido a que pocas compañías en el mundo publican información acerca de sus campos petroleros. Cabe mencionar que fue un golpe de suerte el haber encontrado la información de un campo tan estudiado como es el Nasser, en Libia.

- d) El tener la certeza y la seguridad de la correcta interpretación de los resultados obtenidos en el programa.

Pese a que la finalidad del programa de cómputo **PLUSIM-DFG** es la de permitir el Análisis de un Pozo Productor de Aceite que Fluye Simultáneamente por el Espacio Anular y la Tubería de Producción, las subrutinas que lo integran permiten realizar el análisis de cada uno de los elementos que componen el Sistema Integral:

- a) Flujo en el yacimiento.
- b) Flujo en la tubería vertical.
- c) Flujo en la tubería de descarga y
- d) Flujo en el estrangulador.

El programa de cómputo **PLUSIM-DFG**, proporciona al Ingeniero Petrolero nuevas perspectivas en la solución de la problemática actual de explotación de los pozos, al proporcionar una metodología distinta para la explotación de los mismos y permitir recuperar un mayor volumen de hidrocarburos.

No debe olvidarse que la aplicación de los conceptos y procedimientos presentados deben siempre hacerse con el mayor apego a sus principios, con el fin de que los resultados puedan ser interpretados correctamente. Actualmente, el apoyo de la computadora es imprescindible y siempre provechoso para la simplificación del trabajo diario.

Es necesario hacer hincapié en que los resultados del Análisis Integral o del Análisis Parcial de alguno de los elementos del Sistema, serán tan buenos como lo sean los datos empleados. Se requiere, como es lógico, que los diferentes datos proporcionados al programa de cómputo **PLUSIM-DFG**, sean de buena calidad. Entre estos se cuentan:

- a) Estado mecánico del pozo.
- b) Estado mecánico de la línea de descarga.
- c) Presiones en el yacimiento, el pozo y el separador.
- d) Temperaturas en el yacimiento, pozo y el separador.
- f) Características de los fluidos producidos, (gasto de aceite, densidad relativa del aceite, densidad relativa del gas, etc.).

Si alguno de estos datos es dudoso o supuesto, debe considerarse ésto al momento del análisis de resultados.

Durante la validación del método, una vez que éste fue automatizado, se observó su validez, específicamente, para pozos con gastos altos; por lo cual, se recomienda sólo para este tipo de pozos.

Es evidente que antes de tomar cualquier decisión en la intervención de un pozo, se deberá realizar siempre un estudio económico para justificar su factibilidad. FLUSIM-DPG pretende ayudar a mejorar la eficiencia en el manejo de los Sistemas de Producción, teniendo en cuenta siempre, que cualquier solución técnica debe ser complementada realizando un estudio de viabilidad económica.

Como es de suponer, este trabajo es cien por ciento teórico y la validación del método empleado, se determinará al comparar los valores calculados del comportamiento del sistema, con los valores medidos directamente en el pozo de estudio, después de efectuar las modificaciones indicadas en el diseño.

Es muy importante considerar al yacimiento, al pozo y a la línea de descarga como un Sistema Integral; ésto conlleva a un adecuado manejo y control del mismo. Es necesario considerar a cada elemento como parte integrante, en donde una alteración en cualquier componente tiene una influencia en el resto. Esto clarifica a la vez que simplifica la operación de los Sistemas de Producción. Por lo que, antes de dar solución a un problema cualquiera, es conveniente realizar un estudio profundo de cada elemento del sistema, siguiendo éste el lineamiento marcado por el Análisis Integral.

El estudio sistematizado, necesariamente evita llegar a soluciones no globales o de bases no sólidas, ya sea porque no se han estudiado todas las posibilidades de solución o, como sucede en la mayoría de los casos, se tiene poco conocimiento de las diversas técnicas de estudio de los problemas y cómo habrá de buscarse soluciones a éstos.

Puesto que se incluye la interacción entre las instalaciones de producción y el yacimiento como sucede en la realidad, el Análisis Integral del Sistema, es de enorme utilidad en la evaluación y diseño de un pozo fluyente o de cualquier esquema de producción en estudio.

Uno de los aspectos más importantes del Análisis Integral, es que ofrece al Ingeniero Petrolero los elementos para reconocer rápidamente cuáles son los componentes que restringen la producción.

Mediante la aplicación de este procedimiento, es posible analizar el efecto sobre la producción de uno o un grupo de pozos, al variar diferentes parámetros. De este modo, puede determinarse la producción de un pozo dado. Si se consideran diversas alternativas

de tuberías de producción, tuberías de descarga, etc., es posible seleccionar aquellas que permitan prolongar al máximo, la etapa productiva del mismo.

Además se infiere que los beneficios económicos serán substanciales por los mayores gastos factibles de recuperar con este sistema de producción, y por los efectos inherentes al diseñar adecuadamente.

La ventaja de utilizar una computadora en el uso del método propuesto en este trabajo, salta a la vista, cuando se considera que el cálculo completo de un sólo diseño, realizado sin la ayuda de una calculadora, requiere de varios días de trabajo efectivo de una persona capacitada, mientras que esos mismos cálculos efectuados por la computadora, sólo toman algunas horas.

Un aspecto básico al realizar el diseño de cualquier sistema, es el ajustar el método de cálculo "ideal" para:

- a) El flujo en el yacimiento.
- b) El flujo en la tubería vertical.
- c) El flujo en la tubería de descarga y/o
- d) El flujo en el estrangulador.

El ajuste se realiza modificando algunos de los datos empleados, tales como la relación gas disuelto acetite (la cual es posible modificar en un 10%), la rugosidad de las tuberías (la cual es posible modificar en un 100%), etc. En general, la modificación de los datos está en función del grado de confiabilidad que se tenga en su medición. El objetivo del ajuste es el minimizar las desviaciones entre los datos medidos y los calculados. Una vez hecho esto, se procede a realizar el diseño ya establecido.

Debe además enfatizarse que cada pozo es único y como tal debe ser tratado. Existe en la Industria una tendencia a utilizar los resultados obtenidos en el diseño de un pozo y aplicarlos a otros pozos que están produciendo en el mismo campo. El problema con esta práctica es que aun cuando los pozos produzcan de la misma formación, pueden tener diferentes valores del índice de productividad, permeabilidad, porosidad, etc., debido a que en general, los yacimientos no son homogéneos, lo que hace a cada pozo diferente de los demás.

La labor constante de investigación en el ámbito de la Ingeniería Petrolera implica, por sí misma, una revisión permanente de los conceptos y de los métodos, con resultados que confirmen su validez o conlleven a detectar su imprecisión; en cuyo caso, normalmente se obtiene una redefinición de estos elementos. La actualización constante del profesional del área permitirá generalmente, presentar soluciones más adecuadas a los problemas de

Ingeniería Petrolera que se enfrentan. Se infiere que los conceptos y procedimientos expuestos en este trabajo pueden emplearse satisfactoriamente pero, sin olvidar que en el futuro pueden ser modificados.

Hay que reconocer que en ocasiones, esta primera versión de FLUSIM-DFG resulte poco flexible, por tener incorporadas sólo dos correlaciones, tanto para flujo multifásico vertical como para flujo multifásico horizontal, así como tener sólo tres formas de obtener la temperatura, lo que en ocasiones pueda provocar que en algunos pozos sea complicado llegar a obtener un buen ajuste. Pero sobre todo, el programa resulta poco práctico en el análisis de otros nodos de solución distintos a la cabeza del pozo, tales como el fondo del pozo, debido a que FLUSIM-DFG no está diseñado para estos casos.

De la misma manera, a todo programa de cómputo se le debe dar mantenimiento continuo, para corregir posibles fallas en su funcionamiento, debido a que no se hubieran considerado algunos rangos posibles de trabajo (muy bajas o muy altas presiones, temperaturas, etc.). También es conveniente incrementar las posibilidades de análisis del comportamiento del flujo multifásico, tales como; incluir las graficas del comportamiento del gradiente de presión por fricción, aceleración, fricción y total, así como la temperatura, el colgamiento, etc., todas asociadas a la profundidad o la longitud.

V.1 Recomendaciones Generales para el Uso del Programa FLUSIM-DFG.

Dada la utilidad de los resultados que proporciona el método propuesto, se recomienda disponer, preferentemente, del programa de cómputo FLUSIM-DFG, en lugares donde es necesario hacer el diseño de Aparejos de Producción y en los cuales se cuente con pozos con altos gastos de aceite. De igual forma, y tomando como base su modularidad, es conveniente contar con éste en todos los distritos petroleros, ya que puede ser utilizado para realizar el análisis de cada uno de los elementos que componen el Sistema Integral de Producción:

- a) Flujo en el yacimiento.
- b) Flujo en la tubería vertical.
- d) Flujo en el estrangulador y
- o) Flujo en la tubería de descarga,

puesto que las correlaciones, los métodos de solución y las ideas expuestas, pueden aplicarse para todos los tipos de Aparejos de Producción.

Es conveniente considerar una metodología para el trabajo en el

campo, que tome como herramienta base la computadora para la realización de los análisis del sistema integral de producción.

El Ingeniero Petrolero debe tener un cuidado muy especial al interpretar los resultados obtenidos ya que el Análisis Integral no debe ser usado en forma indiscriminada, sin el reconocimiento del significado de los resultados obtenidos en todos los elementos que lo componen y sobretodo, de las limitaciones de cada método o correlación empleada.

Es necesario que el usuario del programa esté consciente y comprenda las consecuencias de las suposiciones utilizadas al desarrollar los diferentes modelos matemáticos, para describir los componentes del Sistema Integral de Producción. Debe también reconocer los errores obvios que el programa obtenga al utilizar juicios y criterios inapropiados.

La experiencia del ingeniero en las diferentes áreas de operación, puede indicar la aproximación que puede esperarse de las diferentes correlaciones usadas en el Análisis Integral para los modelos de pozos en estudio. La selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico, en el que se comparen los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que es necesaria realizar.

Por último, cabe aclarar que todos los modelos y las correlaciones que emplea el programa, únicamente se pueden emplear para pozos productores de aceite negro.

A continuación se describen recomendaciones particulares en el uso de cada uno de los modelos y correlaciones empleados en **FLUSIM-DPG**, para cada uno de los elementos del Sistema Integral de Producción.

V.2 Comportamiento de Flujo en el Yacimiento.

V.2.1 Método de Jones, Blount Y Glaze.

El método se recomienda para evaluar el estado en que se encuentra el pozo, así como para obtener curvas de IPR para flujo turbulento (altos gastos de producción).

Respecto a este método, es conveniente mencionar que existen juegos de datos para los cuales, la pendiente de ajuste se hace negativa y por lo tanto no es posible obtener la curva de IPR; en estos casos sólo se recomienda evaluar las condiciones en las que está produciendo el pozo.

V.2.2 Método de Vogel.

El método se recomienda únicamente para pozos que producen en yacimientos saturados. En caso contrario o en caso de tener más de una medición de gasto y presión de fondo fluyendo, se recomienda el uso del Método de IPR generalizada o el Método de Richardson.

V.2.3 Método de Standing - Harrison.

Es conveniente mencionar que existe un error propio del método en la obtención del gasto máximo para eficiencias de flujo (EF) mayores a uno; por lo cual, una buena aproximación entre la relación de $q_{o\text{máx}EF=1}$ Y $q_{o\text{máx}EF>1}$ está dada por la ecuación:

$$q_{o\text{máx}EF>1} = q_{o\text{máx}EF=1.0} (0.624 + 0.376 EF)$$

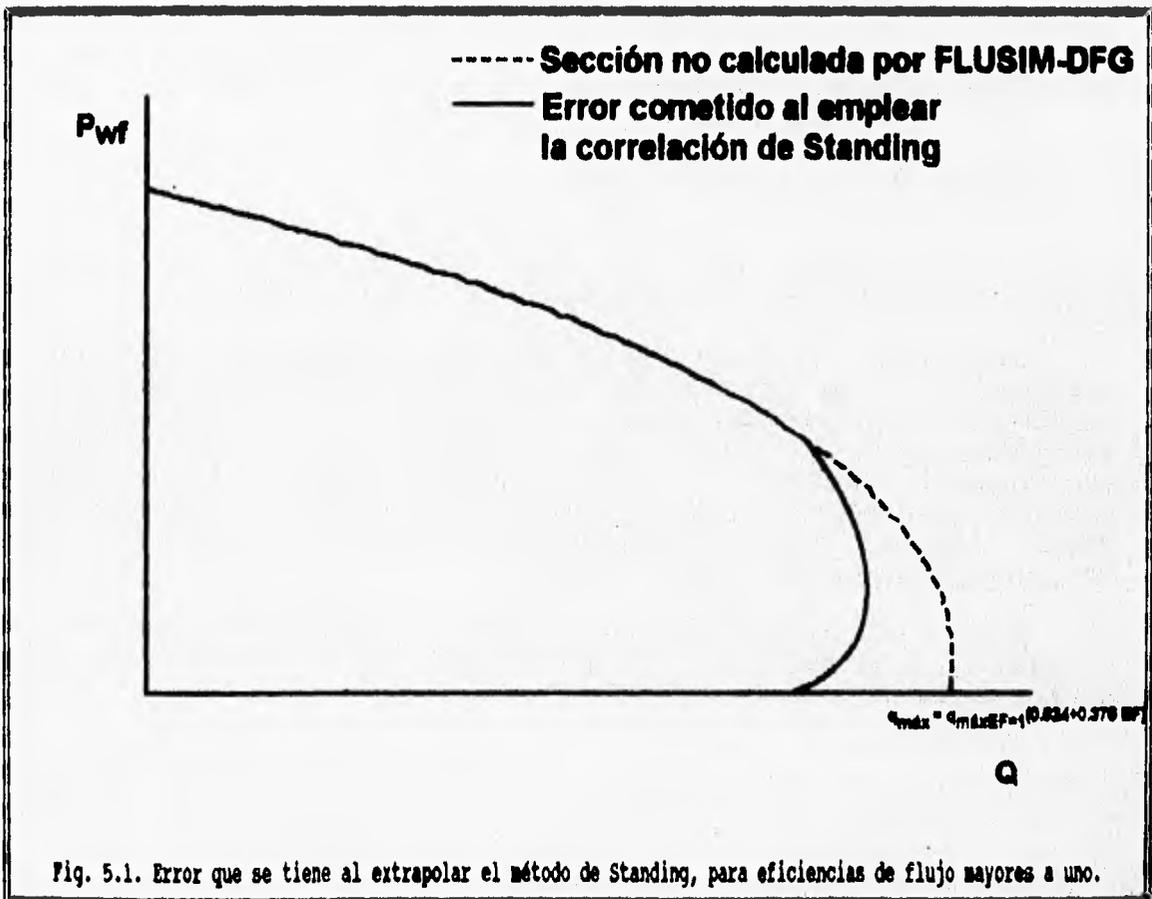


Fig. 5.1. Error que se tiene al extrapolar el método de Standing, para eficiencias de flujo mayores a uno.

El error que se presenta es una discontinuidad en la curva generada sobre la gráfica q_0 vs P_{wf} . Al decrementar la presión de fondo fluyendo existen valores de esta presión en los cuales, los valores del gasto disminuyen en lugar de aumentar. Este fenómeno se muestra en la Fig. 5.1, donde se observa que al extrapolar el método de Standing para gastos altos, se subestiman los valores del gasto.

Cabe mencionar que en un principio se consideró emplear la correlación de Harrison para evitar este problema, pero el gasto máximo que se obtenía para eficiencias de flujo mayores a uno, eran menores que el gasto máximo para la eficiencia de flujo de uno, por lo que se decidió emplear la correlación de Standing y la aproximación al gasto máximo propuesta por Beggs (Ref. 5.1).

V.2.4 Curva Generalizada de IPR.

Este método presenta la característica de ser aplicable tanto a pozos que producen de yacimientos bajosaturados como a pozos que producen de yacimientos saturados, por lo cual, se recomienda para ambos tipos de yacimientos y cuando únicamente se cuente con una sola medición simultánea de gasto y presión de fondo fluyendo.

V.2.5 Método de Richardson - Shaw.

El método requiere de los datos de al menos de una prueba de producción (gasto de aceite y presión de fondo fluyendo).

Este método, al igual que el de la IPR generalizada, presenta la característica de ser aplicable tanto a pozos que producen en yacimientos bajosaturados como a pozos que producen en yacimientos saturados, por lo cual, se recomienda para ambos tipos de yacimientos. Presenta, adicionalmente, la característica de poder permitir determinar la presión de fondo estática y/o el factor de Vogel, siempre y cuando se disponga de más de una medición simultánea de gasto y presión de fondo fluyendo.

Es conveniente aclarar que en este método no se tiene resuelto el caso de tres mediciones de producción, cuyos puntos se localicen arriba de la presión de saturación.

V.3 Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.

Una parte importante del análisis, es la determinación de las correlaciones PVT que más se ajusten al pozo en estudio. Esto se logra aplicando todas las posibles combinaciones para el cálculo de las caídas de presión. Las correlaciones PVT óptimas son aquellas que permiten tener la menor diferencia entre la presión medida y la presión calculada, ya sea en el fondo o en la cabeza del pozo. Otra correlación que requiere ser definida, en igual forma, es la temperatura.

Se ha observado por los ajustes de la presión de fondo fluyendo, hechos en el campo Nasser, mediante la combinación de las diferentes correlaciones PVT, incluidas en FLUSIM-DFG, que al encontrar un juego de éstas, se mantienen casi constantes, por ejemplo; la correlación para la presión de saturación se ajustó en un 100% con Standing, la correlación para el factor de volumen se ajustó en un 62.5% también con Standing y la correlación para la relación de solubilidad se ajustó en un 37.5% con Vázquez.

En aquellos pozos en los que no se logre obtener un buen ajuste, se recomienda emplear las dos correlaciones de flujo multifásico vertical y tomar aquella en la cual se tenga el mejor ajuste.

V.3.1 Método de Orkiszewski.

En general esta correlación es la más pesimista en el cálculo de las caídas de presión, lo que implica que, si se mantienen constantes todos los datos, se obtendrán caídas de presión más grandes que en el caso de la correlación de Beggs y Brill.

V.3.2 Método de Beggs y Brill.

En general esta correlación es más optimista en el cálculo de las caídas de presión, lo que implica que, si se mantienen constantes todos los datos, se obtendrán caídas de presión más pequeñas que en el caso de la correlación de Orkiszewski.

V.4 Comportamiento de Flujo a Través de Estranguladores.

Al igual que en el comportamiento del flujo multifásico vertical y el flujo multifásico horizontal, una etapa importante en la búsqueda de la correlación de flujo multifásico a través de los estranguladores superficiales que mejor se ajusta a las condiciones de un pozo, es el encontrar la combinación de correlaciones PVT que den como resultado el menor error posible.

En este caso en particular del flujo multifásico a través de los estranguladores, la presión de saturación únicamente se emplea para verificar que el aceite sea saturado, debido a que las correlaciones se desarrollaron para este tipo de aceites; de lo contrario, es necesario calcular la caída de presión por medio de una correlación para una sola fase.

Se ha observado, en los cálculos tanto del diámetro del estrangulador como en el cálculo del gasto, que cuando se hicieron las combinaciones de las diferentes correlaciones PVT, incorporadas en PLUSIM-DGF, se encontró que se mantienen casi constantes. Esto es, el juego de correlaciones que se ajustó con más frecuencia cuando se determinó el menor porcentaje de error en el cálculo del gasto de aceite: para el cálculo del factor de volumen fue Standing y para el cálculo de la relación de solubilidad fue Vázquez, excepto en el caso de la correlación de Omaña, en donde para el cálculo del factor de volumen fue Vázquez y para el cálculo de la relación de solubilidad fue Lasater.

V.4.1 Método de Gilbert, Ros, Baxendell, Achong, Pilehvari.

Cualquiera de las correlaciones propuestas por estos autores presenta la característica de dar resultados satisfactorios cuando la presión corriente abajo es menor que la mitad de la presión corriente arriba; es decir, cuando se tiene flujo crítico en el estrangulador. Adicionalmente, todas ellas son de aplicación sencilla y requieren pocos datos para ser empleadas.

V.4.2 Método de Poettmann y Beck.

La correlación propuesta por los autores presenta, al igual que las correlaciones de la línea recta, la característica de dar resultados satisfactorios cuando la presión corriente abajo es menor que la mitad de la presión corriente arriba; es decir, cuando se tiene flujo crítico en el estrangulador. El número de datos requeridos es mayor que los empleados en las correlaciones de la línea recta.

V.4.3 Método de Ashford.

Esta correlación presenta la característica de dar resultados satisfactorios cuando se tiene flujo crítico en el estrangulador (la presión corriente abajo es menor que la mitad de la presión corriente arriba). El número de datos requeridos es mayor que los empleados en las correlaciones de la línea recta.

V.4.4 Método de Ashford y Pierce.

Esta correlación es aplicable tanto a flujo crítico como subcrítico, aunque el número de datos requeridos es el mayor de todos, debido a que es necesario conocer las condiciones tanto corriente arriba como corriente abajo.

V.4.5 Método de Omaña.

La correlación propuesta por el autor únicamente es aplicable cuando se tiene flujo crítico en el estrangulador (la presión corriente abajo es menor que la mitad de la presión corriente arriba). El número de datos requeridos es mayor que los empleados en las correlaciones de la línea recta.

V.5 Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.

Al igual que en el comportamiento del flujo multifásico vertical y el flujo multifásico a través de los estranguladores superficiales, una parte importante del análisis, es la determinación de las correlaciones PVT que más se ajusten al pozo en estudio. Esto se logra aplicando todas las posibles combinaciones de las correlaciones PVT para el cálculo de las caídas de presión. Las mejores correlaciones son aquellas que permiten tener la menor diferencia entre el gasto medido y el gasto calculado. Otra correlación que requiere ser definida, en igual forma, es la temperatura.

Se ha observado por los ajustes de la presión en la cabeza del pozo, hechos en el campo Nasser, mediante la combinación de las diferentes correlaciones PVT, proporcionadas en FLUSIN-DGF, que al encontrar un juego de éstas, se mantienen constantes.

En aquellos pozos en los que no se logre obtener un buen ajuste, se recomienda emplear las dos correlaciones de flujo multifásico horizontal y tomar aquella en la cual se tenga el mejor ajuste.

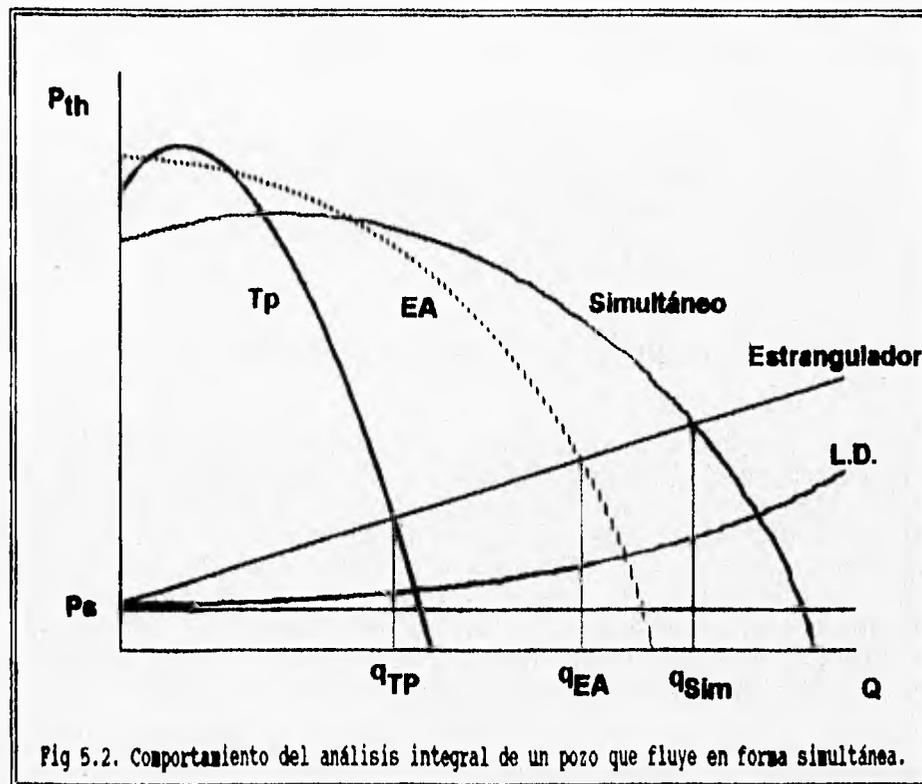
V.5.1 Método de Bertuzzi - Tek - Poettmann.

En general esta correlación es más pesimista en el cálculo de las caídas de presión, lo que implica que, si se mantienen constantes todos los datos, se obtendrán caídas de presión más grandes que en el caso de la correlación de Beggs y Brill.

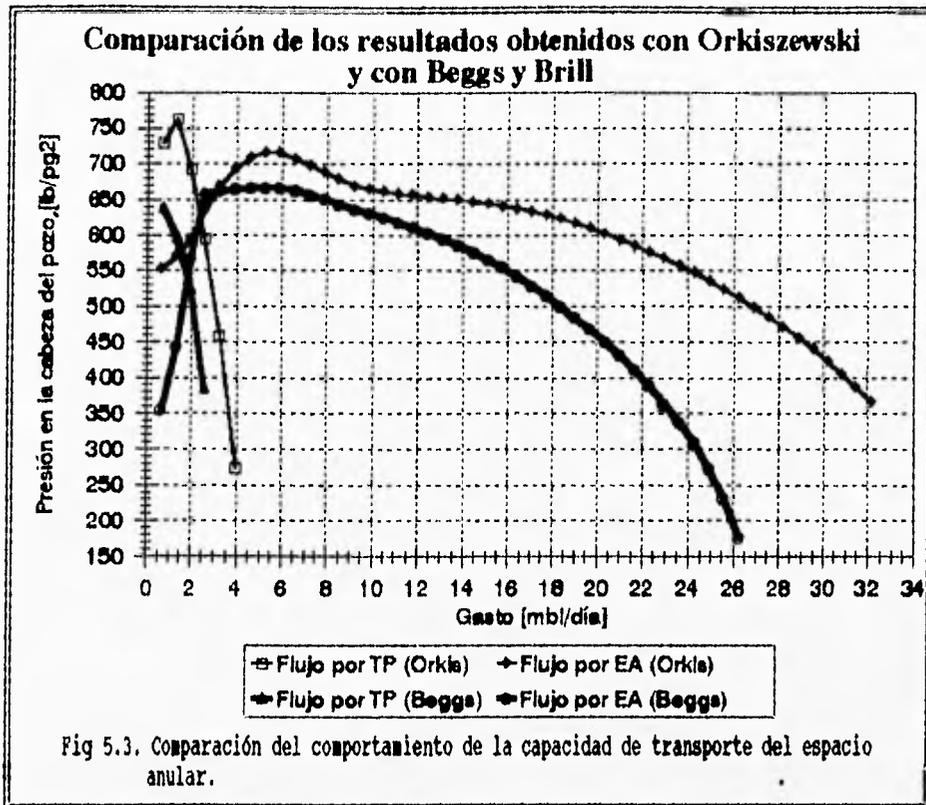
V.5.2 Método de Beggs y Brill.

En general esta correlación es más optimista en el cálculo de las caídas de presión, lo que implica que, si se mantienen constantes todos los datos, se obtendrán caídas de presión más pequeñas que en el caso de la correlación de Bertuzzi - Tek - Poettmann.

V.6 Análisis Integral.



Gracias al uso de microcomputadoras personales, es posible reducir el tiempo en el diseño y/o análisis del comportamiento de un pozo para mejorar su producción, por medio del análisis integral. Por lo cual es recomendable, dentro de todas las posibilidades de producción que se tengan planeadas para la producción de un pozo, se pruebe el de un pozo que fluye en forma simultánea por la tubería de producción y por el espacio anular.



Para ésto se debe considerar que, al cambiar el aparejo de un pozo para la aplicación del flujo simultáneo es necesario que el pozo esté alejado del contacto agua-aceite y/o esté alejado del contacto gas aceite, además de que FLUSIM-DFG se diseñó para pozos con terminaciones:

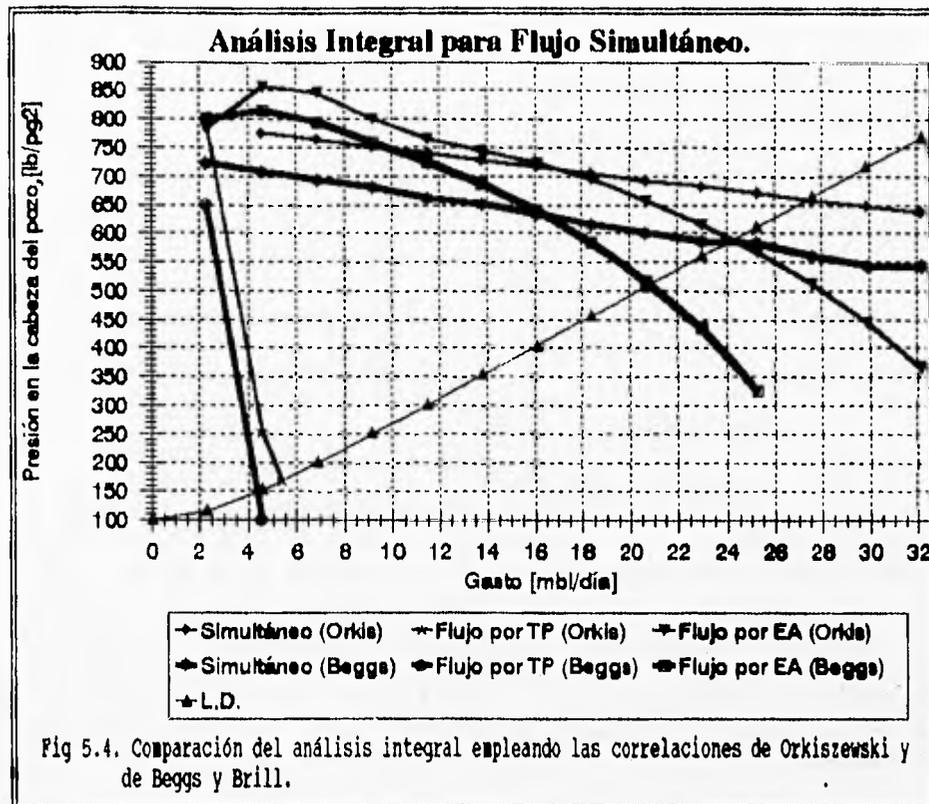
- a) Sencillas en agujero descubierto con tubería de producción franca.
- b) Sencillas en agujero ademado con tubería de producción franca.

Para adaptar el programa a pozos terminados con tubería de producción, empacador y accesorios, es necesario tomar en cuenta la caída de presión en la camisa de circulación.

El comportamiento del flujo simultáneo, se puede resumir de la siguiente forma:

- a) Cuando un pozo produce a gastos bajos, las pérdidas de presión están determinadas por el colgamiento, Fig 5.2; ésto se debe al resbalamiento entre fases.
- b) Cuando se manejan gastos de producción grandes, las pérdidas de presión están determinadas por la fricción, Fig 5.2.

Al realizar el ejemplo 27 de este trabajo, se observó que la curva de capacidad de transporte para el flujo por el espacio anular, presenta crestas y valles muy pronunciados, Fig. 4.121. Para verificar este comportamiento, se realizó el mismo ejercicio manteniendo constantes todos los datos, cambiando únicamente la correlación de flujo multifásico por la de Beggs y Brill.

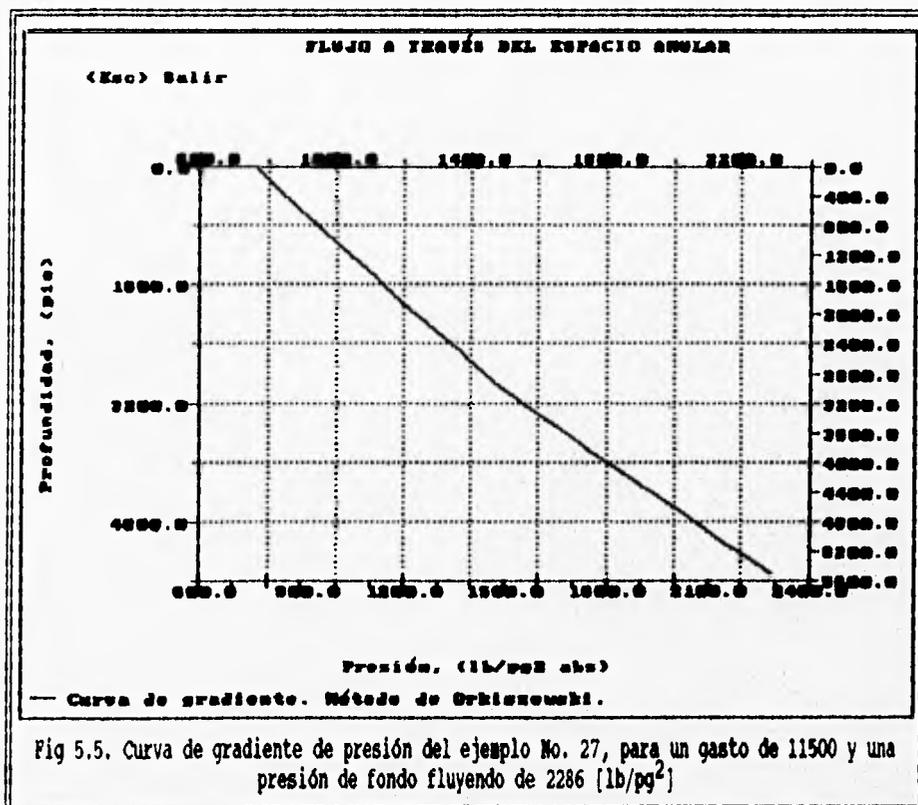


Como se observa en la Fig. 5.3 y en la Fig. 5.4, la correlación de Beggs y Brill no presenta el comportamiento irregular.

Si se toma el gasto de 11500 [bl/día], que es el punto donde se tiene el valor más sospechoso, de la curva de IPR se tiene una presión de fondo fluyendo de 2286 [lb/pg²], Fig. 4.103.

Empleando a FLUSIM-DFG, en su módulo de flujo multifásico vertical y realizando el cálculo, del fondo a la cabeza del pozo, se observa que se tienen los patrones de flujo de líquido, burbuja y llega a la cabeza del pozo con bache. La curva de gradiente de presión se muestra en la Fig. 5.5, de donde se observa que no tiene comportamientos anómalos; sin embargo se obtiene una presión en la cabeza del pozo menor a la que le debería corresponder en la curva de capacidad de transporte para el flujo por el espacio anular, Fig 5.4.

El comportamiento anómalo se puede interpretar como la existencia de discontinuidades en la definición de los patrones de flujo burbuja y bache. Orkiszewski modificó la correlación de Duns y Ros (donde tomó las definiciones de flujo transición y flujo Niebla), y de Griffith y Wallis (donde tomó las definiciones de flujo burbuja y el término de densidad del flujo bache), introduciendo el término de fricción para el flujo bache, desgraciadamente no presentó un mapa de patrones como el de Beggs y Brill, Fig. 1.21, para validar sus límites. La posible discontinuidad podría estar en la definición de la velocidad de la burbuja, debido a que se hace la consideración de que si se calcula un valor para el límite de flujo burbuja sea mayor o igual a 0.13, se asignará un valor de 0.13 al límite de flujo burbuja, para con este valor poder identificar el tipo de régimen de flujo.



Por último, se debe tomar en cuenta que el análisis es para un tiempo determinado y será necesario considerar la declinación tanto de la presión como de la producción para poder decidir el momento en el cual será necesario cambiar el diseño del estado mecánico del pozo para; de esta manera, optimizar la explotación del yacimiento, sobre todo porque el diseño de un pozo productor de aceite que fluye en forma simultánea, incrementa el área de flujo y al declinar la presión, se incrementa el colgamiento.

REFERENCIAS

Capítulo I.

- 1.1.- Standing, M.B. : "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases", Drilling and Production Practice, API (1947), págs. 275-286.
- 1.2.- Lasater, J.A. : "Bubble Point Pressure Correlation", Transactions AIME, vol. 13, 1958.
- 1.3.- Vázquez, M. y Beggs, M. D.: "Correlations for Fluid Physical Property Prediction", J.P.T., junio. 1980.
- 1.4.- Oistein Glaso. : "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations", J.P.T., mayo. 1980
- 1.5.- Katz, D. L. : "Prediction of the Shrinkage of Crude Oils", Drilling and Production Practice, API (1942).
- 1.6.- Beggs, H.D. y Robinson, J.R. : "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems", J.P.T., sep. 1975.
- 1.7.- Baker, O. : "Designing Pipelines for Simultaneous Flow of Oil and Gas", Pipeline Engineer, feb. 1960.
- 1.8.- Benedict, M., et al.: "An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures", J. Chem. Phys., vol. 8, 1940.
- 1.9.- Lee, A. L., et al. : "The Viscosity of Natural Gases", Trans. AIME (1966), pág 197.
- 1.10.- Dodson, C.R. y Standing, M.B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water Mixtures", Drilling and Production Practice, API (1944), págs 173-179.
- 1.11.- Matthews, C.S. y Russell, D.G. : "Pressure Buildup and Flow Test in Wells", Monograph Series SPE (1967).
- 1.12.- Standing, M.B., y Katz, D.L. : "Density of Natural Gases", Trans. AIME (1942), págs 140-149.
- 1.13.- Mukherjee, H. and Brill, J. : "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two - Phase Flow", J.P.T., mayo, 1983.
- 1.14.- Orkiszewski, J. : "Predicting Two-Phase Flow in Inclined Pipes", J.P.T., junio, 1967.
- 1.15.- Ros, N. C. J. : "Simultaneous Flow of gas and Liquid as Encountered in Well Tubing", J.P.T., octubre, 1961.

-
- 1.16.- Chew, and Connaly., Trans. AIME (1959), Vol. 216.
 - 1.17.- Fonseca
 - 1.18.- Odeh, A. S.: "Pseudo Steady-State Flow Equation and Productivity Index for a Well with Non-Circular Dainage Area," Mobil Res and Deve Corp.
 - 1.19.- Lewis, Horner y Stekoll
 - 1.20.- 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," SPE 6133, presented at SPE 51st Annual Fall Meeting, New Orleans, L. A., 1976.
 - 1.21.- Vogel, J. V. : "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells," JPT, Jan., 1968.
 - 1.22.- Weller, W. T. : "Reservoir Performance During Two-Phase Flow," JPT, Feb, 1966. 240-247.
 - 1.23.- Standing, M. B. : "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive," JPT, Nov., 1970.
 - 1.24.- Van Everdingen, H. H,. and Muskat, M. : "Calculation of Theoretical Productivity Factor,". Trans AIME, 1942, pags, 126-139, 146.
 - 1.25.- Horner, D.R. : "Pressure Build-Up in Wells," Proc., Third World Pet. Cong., E. J. Brill, Leiden (1951).
 - 1.26.- Harrison.
 - 1.27.- Patton, L. D., Goland, M. : "Generalized IPR Curves for Predicting Well Behavior,". Petroleum Engineer International, June 1980.
 - 1.28.- Richardson, J. M., Shaw, A. H. : "Two-rate IPR testing-a Practical Production Tool,". The Journal of Canadian Petroleum, March-April, 1982, Montreal.
 - 1.29.- Navier, Stokes.
 - 1.30.- Poettmann, F. H. and Carpenter, P. G.: " The Multiphase flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings," Drill. and Production Pactice, 1952.
 - 1.31.- Baxendell, P. P. and Thomas, R.: "The Calculation of Pressure Gradients For Multiphase Flow im Tubing." Soc. Pet. Eng. J., Mar., 1963.

-
- 1.32.- Brown.
- 1.33.- Yocum, B. T. : "Two Phase Flow in Well Flowlines" Pet. Eng., Nov. 1959.
- 1.34.- Tek, M. R. : "Multiphase Flow of Water, Oil and Natural Gas Through Vertical low Strings". Journal of Pet. Tech. Oct. 1961.
- 1.35.- Baker, W. J. and Keep, K. R. : "The flow of Oil and Gas Mixtures in Wells and Pipelines: Some Useful Correkations," J. Inst. of Pet., May. 1961.
- 1.36.- Hugmark, G. A. and Pressburg, B. S. : "
- 1.37.- Hagedorn, A. R. and Brown, K. E. : "Experimentall Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in small Diameter Vertical Conduits," JPT, Apr. 1965.
- 1.38.- Duns H. y Ros N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Proc. 6th World Petroleum Congress, 1963.
- 1.39.- Griffith, Wallis.
- 1.40.- Beggs, H. D. y Brill, J. P.: "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes". Trans. AIME. 1973.
- 1.41.- Gould, T. L., Tek M. R. and Katz, D. L. : "Two-Phase Flow Throug Vertical, inclined or Curved Pipe," Journal of Pet. Tech., Aug. 1974.
- 1.42.- Chierici, G. L., et al. : "Two-phase Vertical Flow in Oil Wells Prediction of Pressure Drop,". Trans AIME, 1974.
- 1.43.- Aziz.
- 1.44.- Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas Lift Well Performance". Drill & Prod. Pract. 1954.
- 1.45.- Achong, I. : "Revised Bean Performance Formula for Lake Maracaibo Wells," Internal Company Report, Oct. 1961.
- 1.46.- Ros, N. C.: "An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Liquid Flow Through a Restriction and its Aplication to Flowmetering". Appl. Sciences Res., Sec. A. 1960.
- 1.47.- Baxendell, P. B. : "Bean Performance - Lake Maracaibo Wells," Internal Company Report, Oct. 1967.
- 1.48.- Poettmann, F. H. y Beck, R. L.: "New Charts Developed to Predict Gas Liquid Flow Trough Chokes". World Oil, marzo

1963.

- 1.49.- Asford, F. E.: "An Evaluation of Critical Multiphase Flow Performance Trough Wellhead Chokes". J. P. T. Agosto 1974.
- 1.50.- Asford, F. E. y Pierce, P. E. "The Determination of Multiphase Presssure Drops and Flow Capacities in Down-Hole Safety Valves" SPE. 5161. AIME 49th Fall Meeting. Oct. 1974.
- 1.51.- Omaña R.: "Multiphase Flow Trough Chokes". SPE 2682. 44th Fall Meeting. Sep-Oct. 1969.
- 1.52.- Pilehvari, A. Ali., : "Experimental Study of Critical Two-Phase Flow Through Wellhead Chokes,". The University of Tulsa Fluid Flow Projects, 1981.
- 1.53.- Bertuzzi, A. F., Tek, M. R. y Poettmann, F. H.: "Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Horizontal Pipe" Trans pet. Soc. AIME. 1956.
- 1.54.- Lockhart, R. W. and Martinelli, R. C. : "Proposed Correlation of Data for Isothermal Two-Phase Two-Component flow in Pipes," Chem. Eng. Prog., Jan., 1949.
- 1.55.- Ramey, H.J.: "Wellbore Heat Transmission" JPT, Apr., 1962.
- 1.56.- Shiu, K. C. and Beggs, H. D.: "Predicting Temperatures in Flowing Oil Wells" Trans. AIME, J. Energy Res. Tech., Mar., 1980.
- 1.57.- Fancher F. H. y Brown K. E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing", S.P.E. Journal, marzo 1963.

Capítulo IV.

- 4.1. Beggs, H.D. "Production Optimization Using Nodal Analysis". OGCI Publications, Tulsa, 1991, Ejemplo 2-2, pag. 24.
- 4.2. Beggs, H.D. "Production Optimization Using Nodal Analysis". OGCI Publications, Tulsa, 1991, , Ejemplo 2-5A, pag 28.
- 4.3. Beggs, H.D. "Production Optimization Using Nodal Analysis". OGCI Publications, Tulsa, 1991, Ejemplo 2-8A, pag 36.
- 4.4. Beggs, H.D. "Production Optimization Using Nodal Analysis". OGCI Publications, Tulsa, 1991, Ejemplo 2-3, pag 25.
- 4.5. Patton, L.B., Goland, M.: "Generalized IPR Curves For Predicting Well Behavior,".Petroleum Engineer International, June 1980.
- 4.6. Richardson, J.M., Shaw, A.H.: "Two-rate IPR testing - a Practical Production Tool,". The Journal of Canadian Petroleum, March-April, 1982, Montreal.
- 4.7. Orkiszewski, J. : "Predicting Two-Phase Flow in Inclined Pipes," Journal of Petroleum Technology, July, 1962.
- 4.8. Blann, J.R., Brown, J.S., and Dufresne, L.P. : "Improving Gas-Lift Performance in a Large North African Oil Field,". Journal of Petroleum Technology, September, 1980.
- 4.9. Acuña, R.A., Garaicochea P.F., Limón H.T. : "Flujo Multifásico en Tuberías,". Instituto Mexicano del Petróleo, Publicación No. 76 BM/204, pag 4-100.
- 4.10. Acuña, R.A., Garaicochea P.F., Limón H.T. : "Flujo Multifásico en Tuberías,". Instituto Mexicano del Petróleo, Publicación No. 76 BM/204, pag 4-100.
- 4.11. Beggs, H.D. "Production Optimization Using Nodal Analysis". OGCI Publications, Tulsa, 1991, Ejemplo 3-14, pag. 124.
- 4.12. Tesis de Estranguladores, pag. 140.
- 4.13. Acuña, R.A., Garaicochea P.F., Limón H.T. : "Flujo Multifásico en Tuberías,". Instituto Mexicano del Petróleo, Publicación No. 76 BM/204, pag 3-15.
- 4.14. Acuña, R.A., Garaicochea P.F., Limón H.T. : "Flujo Multifásico en Tuberías,". Instituto Mexicano del Petróleo, Publicación No. 76 BM/204, pag 3-50.

APENDICE A

Catálogo de impresoras soportados por FLUSIM-DFG.

(Al Instalar la impresora, se visualiza este catálogo)

- Alphacom, Aero.
- AMT, Office Printer.
- Anadex, series DP.
- Anadex, series WP.
- Antex Data Systems, ADS 2000.
- Apple, matriz de puntos.
- Apple, laser writer.
- AT&T, 475.
- Brother, 2024L.
- Brother, 3x density.
- Brother, Twinriter 5 WP.
- Brother, 1550.
- CAL-ABCO, Legend 1385.
- CAL -ABCO, CP-VII.
- Centronics, Todos los modelos.
- CIE, CI-300.
- CIE, CI-600.
- Citizen, MSP-10.
- Citizen, MSP-25.
- C.Itoh, 8510.
- C.Itoh, 8600.
- C.Itoh, Prowriter I.
- C.Itoh, Prowriter II.
- Canon, PJ-1080A.
- Canon, PW-1156A.
- Canon, F-60.
- Canon, LBP-8.
- Canon, BJ inkjet.
- Dataproducts, 8050.
- Dataproducts, 8070.
- Dataproducts, 8052C.
- Datasouth, Todos los modelos.
- DEC, DECwriter IV.
- DEC, LA100.
- DEC, LA50.
- DEC, LN03
- Diablo, series P.
- Diablo, 34LQ.
- Diablo, S32.
- Dynax-Fortis, DM20.
- Dynax-Fortis, DH45.
- Epson, series FX.
- Epson, series JX.
- Epson, series EX.
- Epson, series LX.

-
- Epson, series RX.
 - Epson, series MX.
 - Epson, CR-420i.
 - Epson, series LQ.
 - Epson, GQ-3500 native mode.
 - Facit, 4528.
 - Facit, 4542.
 - Facit, 4544.
 - Fujitsu, DPL24.
 - Fujitsu, 2400.
 - Fujitsu, series JDL 750.
 - Genicom, series 3180-3404.
 - Gorilla, Todos los modelos.
 - Hermes, Printer I.
 - Hewlett-Packard, LaserJet.
 - Hewlett-Packard, LaserJet Plus.
 - Hewlett-Packard, series II.
 - Hewlett-Packard, ThinkJet.
 - Hewlett-Packard, QuietJet.
 - Hewlett-Packard, PaintJet.
 - Hewlett-Packard, DeskJet.
 - Hush, 80P.
 - IBM, Color Printer.
 - IBM, Graphics Printer.
 - IBM, Proprinter.
 - IBM, Color Jetprinter.
 - IBM, 3852.
 - IDS, 560.
 - IDS, 480.
 - IDS, P132.
 - IDS, P80.
 - IDS, 440.
 - Integrex, Colour Jet 132.
 - Inteq, LP-5100A.
 - Malibu, 165.
 - Mannesman Tally, 160.
 - Mannesman Tally, 420.
 - Mannesman Tally, 440.
 - Mannesman Tally, Sprint 80.
 - MPI, Todos los modelos.
 - NEC, P2.
 - NEC, P3.
 - NEC, CP2.
 - NEC, CP3.
 - NEC, 8023.
 - NEC, 24 alambres.
 - North Atlantic Quantex, Todos los modelos.
 - Okidata, ML-92.
 - Okidata, ML-93.
 - Okidata, ML-82 w/out P&P.
 - Okidata, ML-84 w/out P&P.
 - Okidata, Above w/P&P.

-
- Okidata, 2410.
 - Okidata, 2350.
 - Okidata, ML-192.
 - Okidata, ML-193.
 - Okidata, Laserline (HP).
 - Olivetti, PR2300.
 - Olimpia, NP.
 - Panasonic, Todos los modelos.
 - PMC, DMP-85.
 - Postscript, Todos los modelos.
 - Printek, series 900.
 - Quadram, Quadjet a color.
 - Quadram, Quadjet blanco y negro.
 - Radio Shack, LP-VII.
 - Radio Shack, DMP-500.
 - Radio Shack, DMP-420.
 - Radio Shack, DMP-430.
 - Radio Shack, DMP-2100.
 - Radio Shack, CGP-220 a color.
 - Radio Shack, CGP-220 blanco y negro.
 - Radio Shack, series 2100 de 24 alambres.
 - Radio Shack, DMP-440.
 - Riteman, Todos los modelos.
 - Seikosha, GP-100A.
 - Sharp, JX-720.
 - Siemens, PT88.
 - Siemens, PT89.
 - Smith-Corona, D-200.
 - Smith-Corona, D-300.
 - Star Micronics, Delta.
 - Star Micronics, Radix.
 - Star Micronics, Gemini.
 - Star Micronics, SG-15.
 - Star Micronics, SD-15.
 - Star Micronics, SR-15.
 - Star Micronics, SB-10 de 24 alambres.
 - Texas Instruments, TI 850.
 - Texas Instruments, TI 855.
 - Texas Instruments, 810 LQ.
 - Toshiba, 50% duty cycle.
 - Toshiba, 100% duty cycle.
 - Unisys, AP 1327/9 Mod 5, 115, 37.
 - Unisys, TO 425/ Mod 25C.
 - Unisys, AP 92/94 Mod 37 (HP).
 - Unisys, AP 94 Postscript.
 - Xerox, 4045.
 - Xerox, 2700.

APENDICE B

Introducciones a los métodos y correlaciones empleadas en FLUSIM-DFG.

<p>FLUJO EN EL YACIMIENTO</p> <p>El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo, representa las características que éste tiene al aportar fluidos.</p> <p>METODO DE VOGEL</p> <p>J.V. Vogel (Ref. 1), presentó en 1968 una solución al problema de la determinación de la curva de comportamiento de flujo al pozo, para un yacimiento con empuje por gas disuelto fluyendo por abajo de su presión de saturación.</p> <p>- 1 -</p>	<p>Como resultado final de su trabajo logró la construcción de una curva de referencia que es todo lo que se necesita para construir una curva de comportamiento de afluencia (IPR) a partir de una prueba de flujo en un pozo. Esta curva se considera como una solución general de las ecuaciones de flujo para un yacimiento con empuje por gas disuelto, con las constantes para la solución particular para cada yacimiento y para la presión de fondo fluyendo por abajo de la presión de burbujeo. La ecuación de la curva es:</p> <p>- 2 -</p>
--	--

$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - .2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - .8 \left[\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right]^2$ <p>1</p> <p>La ecuación de flujo del yacimiento al pozo en forma de línea recta es:</p> $\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}}$ <p>2</p> <p>despejando P_{wf} de la ecuación</p> <p>- 3 -</p>	<p>1, en forma directa, y conociendo P_{ws}, q y $q_{\text{máx}}$, la ecuación queda de la siguiente forma:</p> $P_{wf} = .125P_{ws} (-1 + \sqrt{81-80C_1})$ <p>3</p> <p>donde:</p> $C_1 = \frac{q}{q_{\text{máx}}}$ <p>4</p> <p>- 4 -</p>
---	---

METODO DE STANDING

En su trabajo, Vogel (Ref.1) no toma en cuenta que los pozos pudieran estar dañados, es decir, se considera una eficiencia de flujo de 1. Standing (Ref. 2) complementa este trabajo y desarrolla una gráfica con curvas de IPR para eficiencias de flujo diferentes de la unidad; considera pozos dañados y pozos mejorados.

El factor de eficiencia de flujo (EF) está definido como:

- 5 -

$$EF = \frac{\Delta P \text{ Ideal}}{\Delta P \text{ real}} = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}} \dots 5$$

donde:

$$P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s \quad 6$$

sustituyendo la ecuación 6 en la ecuación 5:

$$EF = \frac{P_{ws} - (P_{wf} + \Delta P_s)}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 7$$

siendo esta la relación de la caída de presión normal a través del sistema a la caída de

- 6 -

presión total. Para pozos que drenan un volumen cilíndrico:

$$EF = \ln \frac{.47 r_e}{r_w} / \left(\ln \frac{.47 r_e}{r_w} + S \right) \quad 8$$

Como se indicó en la ecuación 6, P_{wf}' es la presión de fondo fluendo para $EF = 1$, despejando el valor de P_{wf}' de la ecuación 5, se tiene:

$$P_{wf}' = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf})EF \dots 9$$

de donde, utilizando la ecuación de Vogel directamente:

- 7 -

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - .2 \frac{P_{wf}'}{P_{ws}} - .8 \left[\frac{P_{wf}'}{P_{ws}} \right]^2 \quad 10$$

En la utilización de esta ecuación, se tienen problemas para valores de presión de fondo fluendo bajos y EF altos.

- 8 -

**METODO DE JONES, BLOUNT
Y GLAZE (Ref. 3)**

Jones, Blount y Glaze encontraron que la ecuación sugerida por Odeh (Ref. 4) se puede escribir en la siguiente forma para así tomar en cuenta el término de flujo turbulento:

$$P_{ws} - P_{wf} = C_q + Dq^2 \quad 11$$

y dividiendo ambos miembros de la ecuación entre el gasto se tiene:

- 9 -

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{q} = C + Dq \quad 12$$

donde:

$$C = \frac{\mu_o B_o (\ln(.472 r_g / r_w) + S)}{1.127 \times 10^{-3} (2\pi kh)} \quad 13$$

el valor de D se obtiene con la siguiente ecuación:

$$D = \frac{9.08 \times 10^{-13} B_o B}{4 \pi^2 h_p^2 r_w} \quad 14$$

donde:

C : Coeficiente de flujo laminar (o de Darcy).

D : Coeficiente de flujo turbulento.

B : Coeficiente de velocidad de flujo turbulento y se calcula con:

$$B = \frac{2.33 \times 10^{10}}{1.201 k} \quad 15$$

- 11 -

Cabe mencionar que D está en función de la permeabilidad y de la longitud del intervalo disparado, y tomará en cuenta el efecto de turbulencia para el flujo monofásico de líquido, no siendo así para el flujo bifásico, además de que el producto Dq tendrá un valor pequeño para gastos bajos.

- 12 -

<p>CURVAS GENERALIZADAS DE IPR</p> <p>Patton y Goland (Ref. 5), obtuvieron una serie de ecuaciones para construir las curvas generalizadas de IPR.</p> <p>Para predecir el comportamiento de un pozo utilizando las ecuaciones propuestas, deberán seguirse los siguientes pasos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Determinar la relación entre P_{ws}, P_b y P_{wf}. 2. Para datos de prueba de producción donde $P_{ws} > P_{wf} > P_b$ <p style="text-align: center;">- 13 -</p>	<p>obtener J, q_b, q_c y $q_{máx}$ en ese orden, usando las siguientes ecuaciones:</p> $J = q_c / (P_{ws} - P_{wf}) \quad 16$ $q_b = J (P_{ws} - P_b) \quad 17$ $q_c = q_b P_b / (1.8 (P_{ws} - P_b)) \quad 18$ $q_{máx} = q_b + q_c \quad 19$ <ol style="list-style-type: none"> 3. Para datos de prueba de producción donde $P_{ws} > P_b > P_{wf}$ <p style="text-align: center;">- 14 -</p>
---	---

<p>obtener q_b, q_c y $q_{máx}$ usando las ecuaciones:</p> $q_c = \frac{q_b}{1.8C_2 - 0.8 - 0.2C_3 - 0.8C_3^2} \quad 20$ $q_b = 1.8 (C_2 - 1) q_c \quad 21$ $q_{máx} = q_b + q_c \quad 22$ $C_2 = P_{ws} / P_b \quad 23$ <p style="text-align: center;">- 15 -</p>	$C_3 = P_{wf} / P_b \quad 24$ <p>Para la construcción de la curva IPR ($P_{wf} < P_b$), se emplea para calcular P_{wf}, a diferentes valores de q, la ecuación:</p> $P_{wf} = P_b \left[\frac{1}{8} + \left[\frac{1}{64} + \frac{5}{4} C_4 \right]^{.5} \right] \quad 25$ $C_4 = \frac{q_c - q_b}{q_{máx} - q_b} \quad 26$ <p style="text-align: center;">- 16 -</p>
---	--

**ANÁLISIS DE PRUEBAS IPR
DE RICHARDSON. (Ref. 6)**

Evinger y Muskat (Ref. 7), introdujeron el concepto de factor de productividad (término muy relacionado con el índice de productividad (IP)), definido como el gasto al cual el flujo se incrementa con el abatimiento de presión, y señalaban que éste podría no ser constante para flujo bifásico. Gilbert (Ref. 8), introdujo el término relación de comportamiento de afluencia (IPR) para la relación entre el gasto de flujo y la presión de fon-

- 17 -

do fluyendo. Vogel (Ref. 1) proporcionó un método muy sencillo para la aplicación de técnicas de IPR para yacimientos con empuje por gas disueltos. Patton (Ref. 5) empleó una línea recta cuando la presión de fondo excede a la presión de saturación, y una curva cuadrática (Vogel) para la presión de fondo por abajo del punto de burbujeo.

Para yacimientos en donde la presión estática excede a la de saturación, la línea recta y la curva cuadrática se combinan; en este caso, se man-

- 18 -

tiene la continuidad en la ordenada y en la pendiente en el punto de saturación; esto es, se supone que no existe un cambio repentino en el gasto de flujo o en el índice de productividad cuando la presión de fondo fluyendo atraviesa el punto correspondiente a la presión de saturación.

Las ecuaciones que representan el comportamiento anteriormente señalado son:

a) Para la línea recta:

- 19 -

$$q = \left[\frac{q_b}{(P_{ws} - P_b)} \right] (P_{ws} - P_{wf}) \quad \dots 27$$

en este caso $P_b \leq P_{wf} \leq P_{ws}$.

b) Para la curva cuadrática:

$$q = q_b + q_c C_5 \quad \dots 28$$

donde:

$$C_5 = 1 - V(P_{wf}/P_b)(1-V)(P_{wf}/P_b)^2$$

en este caso $0 \leq P_{wf} \leq P_b$.

- 20 -

Haciendo que las pendientes de ambas curvas coincidan en el punto de burbujeo puede determinarse la diferencia entre el gasto de flujo máximo y el gasto de flujo en el punto de burbuja:

$$q = P_b q / [(P_{ws} - P_b)(2-V)] \dots 30$$

Consecuentemente, el gasto de flujo (q) se puede evaluar para cualquier presión de fondo fluyendo (P_{wf}) usando las ecuaciones 27, 28 y 30. También se pueden calcular:

- Presión estática (P_{ws}).
- Presión de saturación (P_b).
- Gasto de flujo a la presión de saturación (q).
- Factor de curva cuadrática (V).

Estos valores se pueden determinar a partir de los datos obtenidos de uno de los siguientes casos:

Caso 1

- Una de dos pruebas distintas (presión de fondo fluyendo y gasto).

- La presión de burbujeo.
- El factor de curva cuadrática.

Caso 2

- Tres pruebas distintas, con al menos una de ellas efectuada por abajo del punto de burbujeo.
- La presión de burbujeo.

NOMENCLATURA

- B_0 Factor de volumen del aceite, (pie³/pie³).
- h Elevación, (pie).
- h_p Intervalo disparado, (pie).
- J Índice de productividad, (bl/día)/(lb/pg² abs).
- k Permeabilidad absoluta, (md).
- P_b Presión de saturación, (lb/pg² abs).

P_{wf}	Presión de fondo fluyendo, (lb/pg ² abs).	r_e	Radio de drene, (pie).
P_{ws}	Presión estática, (lb/pg ² abs).	r_w	Radio del pozo, (pie).
q	Gasto, (bl/día).	S	Factor de daño, (adim).
q_b	Gasto a la presión de saturación, (bl/día).	V	Factor de curva cuadrática (de Vogel), (adim).
q_c	Diferencia entre el gasto máximo y el gasto a la presión de saturación, (bl/día).	ΔP	Caída de presión, (lb/pg ² abs).
$q_{máx}$	Gasto máximo, (bl/día).	ΔP_s	Caída de presión en la zona dañada, (lb/pg ² abs)
		μ_o	Viscosidad del aceite, (cp).
	- 25 -		- 26 -

REFERENCIAS	
1. Vogel, J. V., "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells". JPT, enero, 1968. Págs. 83-92.	ce of Wells Having Turbulence". SEP 6133, SPE of AIME, 1976
2. Standing, M. B., "Inflow Performance Relationships for Damaged Well Producing by Solution-Gas Drive". JPT, noviembre, 1970.	4. Odeh, A. S., "Pseudosteady-State Flow Equation and Productivity Index for a Well with Noncircular Drainage Area". JPT, S/R.
3. Jones, L.G., Blount, E.M. & Glaze, O. H., "Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performan-	5. Patton H. K. & Goland M., "Generalized IPR Curves For Predicting Well Behaviour". Petroleum Engineer International, junio, 1980. Págs. 74-82.
- 27 -	- 28 -

6. Richardson, J.M. & Shaw, A. H., "Two-Rate IPR Testing a Practical Production Tool". JCPT, marzo-abril, 1982. Págs. 57-61.

7. Evinger, H.H. & Muskat, M., "Calculation of Theoretical Productivity Factor". Trans., AIME, 1942. Págs. 126-139, 146.

8. Gilbert, W.E., "Flowing and Gas-Lift Well Performance". Drill. and Prod. Prac., API, 1954. Págs. 126-157.

- 29 -

FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL

Es evidente la importancia de la evaluación de las caídas de presión en la tubería vertical, ya que la mayor proporción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores se consume en dicha tubería.

Dada la magnitud de las pérdidas de presión en las tuberías de producción se hace indispensable su evaluación precisa, a fin de optimizar el sistema de producción de los

- 1 -

pozos.

El problema general de la predicción de los gradientes de presión que se tienen en un sistema de flujo multifásico es complejo, debido principalmente al gran número de variables involucradas, entre las que se encuentran:

1. La coexistencia de numerosos patrones de flujo con una amplia diferencia en cuanto a mecanismos y geometría.

2. El uso de correlaciones pa-

- 2 -

<p>ra el cálculo de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La temperatura. - Las propiedades de los fluidos. - El colgamiento. - El factor de fricción. <p>Es conveniente mencionar, que al utilizar correlaciones se obtendrán valores aproximados de los parámetros mencionados, lo que en sí acarrea un margen de error; el cual se incrementa proporcionalmente al número de variables ajustadas</p> <p style="text-align: center;">- 3 -</p>	<ul style="list-style-type: none"> 3. La confiabilidad en la toma de datos, tales como: <ul style="list-style-type: none"> - Densidad del aceite. - Densidad relativa del gas producido. - Relación gas-aceite. - Relación agua-aceite. - Etc. 4. La presencia de aceite supersaturado en el aparejo de producción. 5. La captura adecuada de los datos requeridos por el simulador. <p style="text-align: center;">- 4 -</p>
--	--

<p>Los métodos publicados se pueden dividir en tres grandes categorías:</p> <p>Categoría 1</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se considera el resbalamiento entre las fases. - Se realizan los cálculos de densidad de las fases y densidad de la mezcla sin considerar el colgamiento. - La densidad subsuperficial de los fluidos es igual a la superficial corregida por presión y temperatura. - Las pérdidas de presión por fricción se determinan en <p style="text-align: center;">- 5 -</p>	<p>función del factor de fricción empíricamente correlacionado.</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se hace distinción entre los diferentes patrones de flujo. <p>Categoría 2</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se considera el resbalamiento entre las fases. - Se considera el colgamiento para el cálculo de la densidad de la mezcla. - El colgamiento del líquido se correlaciona, ya sea separadamente o en combinación con las pérdidas de presión <p style="text-align: center;">- 6 -</p>
---	--

<p>por fricción.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las pérdidas de presión por fricción se basan en las propiedades composicionales del líquido y del gas. - No se hace distinción entre los diferentes patrones de flujo. 	<p>resbalamiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las pérdidas de presión por fricción se determinan a partir de las propiedades de la fase continua. - Se consideran los diferentes patrones de flujo. - Dentro de esta categoría se encuentran los métodos desarrollados por:
<p>Categoría 3</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se considera el resbalamiento entre las fases. - Se calculan los términos de densidad considerando el colgamiento del líquido. - El colgamiento se determina a partir del concepto de <p>- 7 -</p>	<p>Beggs y Brill Orkiszewski.</p> <p>El flujo multifásico vertical se encuentra en todas las sartas de tuberías utilizadas en la producción de aceite.</p> <p>- 8 -</p>

<p>Es necesario entonces, encontrar un método de predicción de las caídas de presión para este tipo de flujo, para así tener un perfil de presiones que permitirá:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El diseño óptimo de las sartas de producción y líneas de descarga. 2. En el bombeo neumático, proveer de un medio para la determinación del gasto óptimo de producción de gas, la presión y profundidad óptima de inyección. <p>- 9 -</p>	<ol style="list-style-type: none"> 3. Proyectar aparejos para los métodos artificiales de producción (neumático, mecánico o eléctrico). 4. Obtener una P_{wf} sin necesidad de intervenciones en los pozos. <p>El gradiente de presión total para el flujo multifásico vertical, es la suma de tres factores principales:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El gradiente de presión debido a la elevación. - El gradiente de presión de- <p>- 10 -</p>
--	--

<p>bido a la fricción.</p> <p>- El gradiente de presión debido a la aceleración.</p> <p>En todos los métodos de flujo multifásico vertical, los efectos de las reacciones químicas entre las fases se desprecian; sin embargo, se incluyen las propiedades pVT de las fases, tales como la viscosidad, la densidad, etc.</p> <p>- 11 -</p>	<p>CORRELACION DE ORKISZEWSKI</p> <p>El método de Orkiszewski (Ref. 1) es el resultado del análisis y comparación de algunos métodos publicados para determinar si, a través de alguno de ellos, se podían calcular las caídas de presión para un amplio rango de condiciones prevalecientes en los pozos utilizados en las pruebas. Estos métodos se clasificaron en base a similitudes en los conceptos teóricos. Algunos fueron seleccionados para cada una de las categorías anteriormente descritas,</p> <p>- 12 -</p>
--	--

<p>en donde se establecieron los siguientes parámetros principales de clasificación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Si el colgamiento del líquido es o no considerado en los cálculos de la densidad. 2. Cómo se manejan las pérdidas de presión por fricción. 3. Si se hace consideración o no de los patrones de flujo. <p>Orkiszewski obtuvo el colgamiento del líquido a través de la observación física del fenómeno, y el gradiente de presión</p> <p>- 13 -</p>	<p>sión lo relacionó con la distribución geométrica de las fases líquida y gaseosa. También pudo diferenciar cuatro patrones de flujo y estableció una correlación relacionando el resbalamiento y el factor de fricción para cada uno de ellos. Los patrones de flujo son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Burbuja. - Bache. - Transición - Niebla. <p>El procedimiento de cálculo consiste en obtener los gra-</p> <p>- 14 -</p>
--	---

dientes por densidad y por fricción, de acuerdo al régimen de flujo en que se encuentre el intervalo; hecho esto, deberá determinarse el gradiente de presión total con la ecuación:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\frac{r_f + \rho_m}{1 - \frac{W_m v_{sg}}{4636.8 P A_t}} \right]$$

- 15 -

CORRELACION DE BEGGS Y BRILL

En los últimos años se ha realizado una investigación intensiva sobre el flujo multifásico en tuberías, pero la gran mayoría de éstas se han concentrado en el estudio del flujo vertical y horizontal. Estas correlaciones no muestran buenos resultados cuando se utilizan en flujo inclinado

El número de pozos direccionales se ha incrementado grandemente; en perforación marina, varios pozos se perforan desde una misma plataforma por

- 16 -

razones económicas y, por lo tanto, son comunes las desviaciones de 35° a 45° de la vertical.

Beggs y Brill (Ref. 2), realizaron investigaciones enfocadas al estudio del flujo de gas y líquido en tuberías inclinadas, para determinar el efecto del ángulo de inclinación sobre el colgamiento y las pérdidas de presión. Desarrollaron correlaciones para determinar el colgamiento del líquido y el factor de fricción, que permiten hacer la predicción de los gradientes

- 17 -

de presión para flujo bifásico en tuberías colocadas en cualquier ángulo de inclinación y una amplia variedad de condiciones de flujo.

Los datos para el desarrollo del método se tomaron a partir de pruebas realizadas en tubos de acrílico transparente de 90 pies de longitud. Se diseñó y construyó un aparato experimental que permitió la medición de gastos, gradientes de presión, ángulos de inclinación y el colgamiento del líquido durante las pruebas. Estas se realizaron para los

- 18 -

siguientes parámetros y rangos de variación:

- Gasto de gas: 0-300 Mpie/día ³
- Gasto de líquido: 0 - 1030 bl/día.
- Presión media del sistema: 35 - 95 lb/pg² abs.
- Diámetro de la tubería: 1 y 1.5 pg.
- Colgamiento del líquido: 0 - 0.87

- 17 -

- Gradiente de presión: 0 - 0.8 lb/pg² abs/pie.

- Angulo de inclinación: -90° a +90°

- Patrones de flujo.

La ecuación general establecida es:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \left[\frac{dp}{dh} \right]_e + \left[\frac{dp}{dh} \right]_f \quad 2$$

- 18 -

donde:

$$\left. \frac{dp}{dh} \right|_e = \frac{g}{g_c} \sin \theta \rho_m \quad 3$$

$$\left. \frac{dp}{dh} \right|_f = \frac{f_{tp} \rho_m v_m^2}{5.362 d} \quad 4$$

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_m}{g_c P} \quad 5$$

- 21 -

Quando $H \rightarrow 1$, se reduce a la ecuación para la fase líquida.

Quando $H \rightarrow 0$, se reduce a la ecuación para la fase gaseosa.

Quando $\theta = 0$, se reduce a la ecuación para flujo horizontal

Quando $\theta = \pm 90^\circ$ se reduce a la ecuación para flujo vertical.

- 22 -

NOMENCLATURA		(lb _m -pie/lbf-s ²).	
A_t	Area transv. TP, (pg ²).	H	Colgamiento del líquido.
d	Diámetro interno de la tubería, (pg).	L	
E_k	Pérdidas de presión por aceleración, (lb/pg ² abs)	P	Presión media, (lb/pg ² abs).
f_{tp}	Factor de fricción para dos fases.	v_m	Velocidad de la mezcla, (pie/s).
g	Aceleración de la gravedad, (pie/s ²).	v_{sg}	Velocidad superficial del gas, (pie/s).
g_c	Factor de conversión en la segunda ley de Newton,	w_m	Gasto másico, (lb _m /día).
	- 23 -	Δh	Incremento de elevación, (pie).
			- 24 -

		REFERENCIAS	
ΔP	Caída de presión, (lb/pg ² abs).	1.	Orkiszewski, J. , "Predicting Two - Phase Pressure Drops in Vertical Pipes". JPT, junio, 1967.
r_f	Gradiente de presión debido a la fricción, (lb/pg ² abs/pie).	2.	Beggs, H.D. y Brill, J.P., "An Experimental Study of Two-Phase Flow in Inclines Pipes". JPT, mayo, 1973.
θ	Angulo que forma la tubería con respecto a la horizontal, medido en la dirección del flujo, (').		
ρ_m	Densidad de la mezcla, (lb _m /pie ³).		
ρ_{ms}	Densidad de la mezcla sin resbalamiento, (lb _m /pie ³).		
	- 25 -		- 26 -

FLUJO MULTIFASICO A TRAVES DE ESTRANGULADORES

Para la adecuada interpretación del comportamiento de un pozo fluyente, se hace necesario tener un buen conocimiento del efecto que sobre éste tiene la colocación de estranguladores superficiales. Prácticamente todos los pozos fluentes utilizan algún tipo de restricción, lográndose por este medio regular el gasto de producción.

El hecho de regular la presión en la cabeza del pozo

- 1 -

puede requerirse por alguna de las siguientes razones:

- Mantener la suficiente contrapresión para prevenir la entrada de arena.
- Protección del equipo superficial.
- Prevenir la conificación de agua y/o gas.
- Permitir que el yacimiento produzca a un gasto adecuado para incrementar la recuperación final.

Desafortunadamente, no se ha obtenido una solución satisfactoria a los problemas de

- 2 -

flujo multifásico a través de estranguladores. La mayoría de las correlaciones obtenidas son solamente útiles para el caso de flujo crítico; estos, cuando la presión corriente abajo es menor que la mitad de la presión corriente arriba del estrangulador, es decir:

$$2 P_{whD} < P_{whu}$$

Sin embargo, es muy importante también que las correlaciones se cumplan para los casos extremos, sea flujo sólo

- 3 -

de gas o sólo de líquido. Las correlaciones obtenidas experimentalmente, se ajustan a los rangos manejados por el investigador; pero en la mayoría de los casos se tiene desconocimiento de su precisión fuera de estos límites.

Los estranguladores que se instalan en la boca del pozo para controlar la producción, se basan en el principio del flujo crítico. Cuando existe este tipo de flujo, la presión corriente arriba es independiente de la presión que prevalezca en el sistema de reco-

- 4 -

lección (línea de descarga, separadores, bombeo y tanques de almacenamiento). Se infiere que el control de la producción se logrará cuando las fluctuaciones de presión en el sistema de recolección no se reflejen en la formación productora, provocando variaciones en la producción. Esta situación prevalecerá usando un estrangulador que permita obtener la producción deseada bajo condiciones de flujo crítico.

- 5 -

CORRELACIONES DE GILBERT, ROS BAXENDELL, ACHONG.

Utilizando datos de producción de algunos pozos del área de California, Gilbert (Ref. 1), obtuvo una fórmula que puede ser considerada como una guía para la determinación del diámetro del estrangulador, usando para ello un procedimiento de ensaye y error. En el desarrollo de la fórmula, se supone que la velocidad real de la mezcla a través del estrangulador excede la velocidad del sonido. Sin embargo, la presión corriente abajo

- 6 -

no tiene efecto sobre la presión corriente arriba.

Por otra parte, Gilbert notó que su fórmula era buena cuando la presión corriente abajo era menor que 0.7 de la presión corriente arriba.

Utilizando datos adicionales, Baxendell (Ref. 2) actualizó la ecuación de Gilbert, modificando los coeficientes.

Ros (Ref. 3) orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite, en las que el gas fue la fase

- 7 -

continua. En su desarrollo llegó a una expresión similar a la de Gilbert, pero con coeficientes diferentes. Aparentemente su expresión la comprobó con datos de campo.

Achong (Ref. 4) también revisó la ecuación de Gilbert y estableció una expresión que validó comparándola con más de 100 pruebas de campo.

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

- 8 -

$$P_1 = \frac{A q R}{C d} \quad 1$$

donde:

P_1 = Presión corriente arriba,
(lb/pg² abs).

q = Gasto de líquido, (bl/día)

R = Relación gas-líquido,
(pie³/bl).

d = Diámetro del estrangula-
- 9 -

dor, (64 avos pg).

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

Correlación	A	B	C
Gilbert	10.00	.546	1.89
Ros	17.40	.500	2.00
Baxendell	9.56	.546	1.93
Achong	3.82	.650	1.88

- 10 -

CORRELACION DE POETTSMANN Y BECK

El modelo de Poettmann y Beck (Ref. 5) 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 estableció a partir de un análisis teórico del flujo simultáneo gas-líquido, a velocidad sónica, a través de orificios y de una correlación para el comportamiento pVT de los fluidos. No se consideró la producción de agua.

- 11 -

Para que exista flujo crítico se supuso que la presión corriente abajo debía ser al menos de 0.55 de la presión en la boca del pozo. Bajo estas condiciones, el gasto en el estrangulador es solo función de la presión corriente arriba y de la relación gas-aceite a condiciones de flujo.

La ecuación propuesta es:

$$q = \frac{1.549 d^2}{73.856 [0 + r_g R]} C_1 C_2 \quad 2$$

- 12 -

<p>donde:</p> $C_1 = \left[\frac{9273.6 P_1}{V (1 + 0.5m)} \right]^{.5} \quad \dots 3$ $C_2 = \left[\frac{.4513 \sqrt{r + .766}}{r + .5663} \right] \dots 4$ <p>Y</p> $r = \frac{.00504 T Z (R - R_g)}{P_1 B_0} \dots 5$	$m = \frac{1}{1 + r (\rho_g / \rho_o)} \quad 6$ $V = \frac{m}{\rho_o} \quad 7$ <p>siendo:</p> <p>r = Relación gas libre-aceite a condiciones de flujo.</p> <p>V = Volumen específico del líquido.</p> <p>m = Masa de líquido por unidad de masa de mezcla.</p>
- 13 -	- 14 -

<p>CORRELACION DE ASHFORD</p> <p>A partir de un balance de energía y considerando que el fluido se expande politrópicamente al pasar por el estrangulador, Ashford (Ref. 6) derivó una ecuación que describe el flujo multifásico, bajo condiciones sónicas, a través de un orificio.</p> <p>Para compensar la ecuación por las suposiciones incluídas en su desarrollo, se introdujo en ella un coeficiente de descarga. Sin embargo al evaluarla, comparando sus resul-</p>	<p>tados con datos medidos en 14 pozos, se encontró que el coeficiente de descarga resultaba muy cercano a la unidad.</p> <p>En su derivación Ashford supuso una relación de calores específicos de 1.04 y una relación de presiones, para obtener flujo sónico en el orificio, de 0.544.</p> <p>La ecuación propuesta por Ashford es:</p>
- 15 -	- 16 -

0.5	CORRELACION DE ASHFORD-PIERCE
$q = \frac{1.53d^2 P_1 ((C_3+151P_1)C_4)^{0.5}}{(B_0+WOR)^{0.5} (C_3+111P_1)C_4}$	<p>Ashford y Pierce (Ref. 7) establecieron una ecuación que describe la dinámica de las caídas de presión y capacidades de flujo en condiciones de flujo multifásico. Este modelo relaciona el comportamiento del estrangulador en ambos regímenes de flujo: crítico y no crítico.</p>
8	
<p>donde:</p>	<p>La capacidad y caídas de presión que se presentan en el estrangulador se han relacionado con sus dimensiones y las propiedades de los fluidos ma-</p>
9	9
$C_3 = (T+460) Z (R-R_S)$	
10	10
$C_4 = r_0 + .000217 r_g R_S + WOR r_w$	
- 17 -	- 18 -

<p>nejados. Los datos unidos, reflejan el comportamiento de una válvula de seguridad OTIS tipo J-22J037. Sin embargo, el modelo puede usarse para estimar las caídas de presión a través de cualquier dispositivo que restrinja el flujo.</p>	<p>"el coeficiente de descarga del orificio", definido por la relación del gasto medido entre el gasto calculado.</p>
<p>Para la validación del modelo, se diseñó una prueba de campo en un pozo fluyente. Tanto las caídas de presión como el gasto, se midieron directamente y luego se compararon con datos análogos obtenidos del modelo. Esta información se uso para determinar</p>	<p>La ecuación obtenida por los autores es:</p>
11	$q = 1.9706 C d^2 \alpha^B$
<p>donde:</p>	<p>-0.5</p>
12	$\alpha = (B_0 + WOR)$
- 19 -	- 20 -

$B = \frac{\left[\frac{.00504 C_5 C_6 C_7 + C_8}{C_9^2 / C_{10}} \right]^{0.5}}{1 + .00504 C_6 X^{(-1/k)} / P_1} \dots 13$	$C_9 = 62.4 r_o + .01373 r_g R + 67 \text{WOR} \quad 18$
$C_5 = k / (k - 1) \quad 14$	$C_{10} = 62.4 r_o + .01373 r_g R_g + 67 \text{WOR} \quad 19$
$C_6 = (T + 460) Z (R - R_g) \quad 15$	$k = C_p / C_v \quad 20$
$C_7 = 1 - X \quad 16$	$X = P_2 / P_1 \quad 21$
$C_8 = P_1 (1 - X) \quad 17$	
- 21 -	- 22 -

CORRELACION DE OMAÑA	Las condiciones de flujo crítico se fijaron para una relación de presiones igual o menor de 0.546 y una relación gas-líquido mayor de 1.
Omaña (Ref. 8) desarrolló una correlación para flujo crítico entre el gasto, la presión corriente arriba del estrangulador, la relación gas-líquido, la densidad del líquido y el tamaño del orificio. Dicha correlación se obtuvo a partir de datos experimentales. En vista de que estos datos estuvieron dentro de rangos muy limitados, su aplicación sólo se recomienda para orificios de hasta 14/64 (pg) y gastos máximos de 800 (bl/día).	La ecuación establecida mediante un análisis de regresión múltiple es:
- 23 -	$q = \frac{N}{1.84 \left(\frac{p}{L} \right)^{1.25} L} \quad 22$
	- 24 -

<p>donde:</p> $N = \frac{3.49 N_p Q M_d}{q}$ $N = \frac{\rho_g}{\rho_L}$ $N = \frac{.0174 P_1}{P \left(\frac{\rho}{L} \frac{\sigma}{L}\right)^{0.5}}$ <p>- 25 -</p>	$Q = \frac{1}{(R - R_S) B_q + 5.615 B_0}$ $N = 120.872 d \left(\frac{\rho}{L} \frac{\sigma}{L}\right)^{.5}$ <p>- 26 -</p>	<p>26</p> <p>23</p> <p>24</p> <p>25</p>
---	---	---

<p>CORRELACION DE PILEHVARI</p> <p>Alí A. Pilehvari (Ref. 9), basándose en 200 puntos tomados en la frontera de flujo crítico, para diferentes condiciones de operación y utilizando como fluidos de prueba agua y aceite, obtuvo una variación a la teoría de flujo crítico multifásico a través de estranguladores.</p> <p>La ecuación que predice el comportamiento de flujo crítico cuando la relación gas-líquido es menor o igual a 1000 (pie³/bl), establecida</p> <p>- 27 -</p>	<p>por Pilehvari y ajustada al modelo usado por Gilbert es la siguiente:</p> $P_1 = \frac{B A q R}{C d}$ <p>donde:</p> <p>A = 46.666 B = 0.313 C = 2.111</p> <p>- 28 -</p>	<p>28</p>
---	--	-----------

NOMENCLATURA			
B_g	Factor de volumen del gas (pie ³ /pie ³).	k	Relación de calores específicos, (adim).
B_o	Factor de volumen del aceite, (pie ³ /pie ³).	P_2	Presión corriente abajo, (lb/pg ² abs).
C	Coefficiente de descarga, (adim).	R_s	Relación gas disuelto - aceite, (pie ³ /bl).
C_p	Capacidad calorífica del gas a presión constante, (BTU/lb-°F).	T	Temperatura, (°F).
C_v	Capacidad calorífica del gas a volumen constante, (BTU/lb-°F).	WOR	Relación agua - aceite, (blw/bl).
		Z	Factor de compresibilidad del gas.

- 29 -

- 30 -

r_g	Densidad relativa del gas (aire = 1.0).	σ	Tensión superficial del líquido, (dinas/cm).
r_o	Densidad relativa del aceite, (agua = 1).		
r_w	Densidad relativa del agua.		
ρ_g	Densidad del gas, (lbw/pie ³).		
ρ_L	Densidad del líquido, (lbw/pie ³).		
ρ_o	Densidad del aceite, (lbw/pie ³).		

- 31 -

- 32 -

REFERENCIAS

1. Gilbert, W.E., "Flowing and Gas Lift Well Performance". Drill & Prod. Prac., 1954.
2. Baxendell, P.B., "Bean Performance-Lake Well". S/R.
3. Ros, N.C., "An Analysis of Critical Simultaneous Gas-Liquid Flow Through a Restriction and its Application to Flowmetering". Applied Scientific Research Section A. Vol. 9, 1960.
4. Achong, I., "Revised Bean

- 33 -

Performance Formula for Lake Maracaibo Wells". S/R.

5. Poettmann, F.H. & Beck, R. L., "New Charts Developed to Predict Gas-Liquid Flow Through Chokes". World Oil, marzo, 1963.
6. Ashford, F.E., "An Evaluation of Critical Multiphase Flow Performance Through Wellhead Chokes". JPT, agosto, 1974.
7. Ashford, F.E. & Pierce, P. E., "The Determination of Multiphase Pressure Drops

- 34 -

and Flow Capacities in Down-Hole Safety Valves". SPE 5161 AIME 49th Fall Meeting, octubre, 1974.

8. Omaña y otros, "Multiphase Flow Through Chokes". SPE 2682 AIME 44th Fall Meeting, octubre, 1969.
9. Pilehvari, A. A., "Experimental Study of Critical Two - Phase Flow Through Wellhead Chokes". The University of Tulsa, Fluid Flow Projects, 1981.

- 37 -

FLUJO MULTIFASICO HORIZONTAL

En las operaciones de producción de crudo es necesario, en algunos casos, considerar el transporte de aceite y gas a través de una tubería común, desde los campos productores hasta las plantas de tratamiento y separación. La tendencia de centralizar las baterías de separación para recibir la producción de varios campos productores, ha tenido como resultado la existencia de líneas de recolección en las que fluye más de una fase. El incremento en la capacidad

- 1 -

de producción de algunos pozos, debido a la utilización de nuevas técnicas, ha creado la necesidad de revisar y rediseñar las líneas de conducción superficiales, para así tener un manejo adecuado del incremento de la producción.

La predicción de las pérdidas de presión en tuberías horizontales, en las que existe flujo multifásico, es de gran utilidad para resolver tres principales problemas operacionales en la producción de crudo:

- 2 -

1. En la producción de campos en zonas marinas, dimensionar las líneas de conducción de la mezcla de aceite y gas
2. Dimensionar las líneas de conducción superficiales desde el cabezal hasta la batería de separación.
3. Con las pérdidas de presión predichas para la línea de conducción existente, y dependiendo de las condiciones deseadas (presión de separación o presión en la cabeza del pozo), determinar el gasto que el pozo debe pro-

- 3 -

ducir.

En el flujo horizontal, las pérdidas de presión totales son la suma de los cambios en la energía cinética y aquellos debidos a la fricción, dado que los cambios por elevación son iguales a cero. Es decir:

gradiente total = gradiente por fricción + gradiente por aceleración

$$\left[\frac{dp}{dL} \right]_T = \left[\frac{dp}{dL} \right]_f + \left[\frac{dp}{dL} \right]_{ac} \quad 1$$

- 4 -

sustituyendo el valor de los gradientes, se obtiene la siguiente expresión:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_T = \frac{f \rho_m v_m^2}{2 g_c (d/12)^5} \quad 2$$

donde:

$$E_k = \frac{\int_m \Delta(v_m)^2}{2 g_c \Delta P} \quad 3$$

En el cálculo de la caída de presión, generalmente se considera flujo isotérmico, para

- 5 -

el cual las propiedades de los fluidos dependen exclusivamente de la presión. En este caso la predicción de la caída de presión consiste en suponer un ΔP y aplicar la ecuación 2 para determinar el incremento de longitud (ΔL), correspondiente al ΔP supuesto, repitiéndose el procedimiento hasta alcanzar la longitud total.

Cuando no se considera flujo isotérmico, el cálculo del gradiente de presión implica un proceso iterativo, ya que la temperatura es función de la distancia. Entonces, ade-

- 6 -

más de suponer un ΔP , se tiene que suponer un ΔL y de ahí determinar la temperatura media de flujo.

METODO DE BERTUZZI, TEK Y POETTMAEN

Por medio de la utilización de mediciones en laboratorio, Bertuzzi, Tek y Poettmann (Ref. 1), lograron desarrollar un método para la predicción de las caídas de presión para flujo bifásico en tuberías horizontales, las características principales del procedi-

- 7 -

miento son:

1. Es relativamente simple en su aplicación.
2. No se hace consideración de los patrones de flujo.
3. No se consideran las pérdidas de presión por aceleración.

La expresión finalmente obtenida en unidades prácticas es:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_f = \frac{174.1409 \text{ ft}_p W_m^2}{f \rho_m d^5} \quad 4$$

- 8 -

METODO DE BEGGS Y BRILL

Beggs y Brill (Ref.2) llevaron a cabo investigaciones sobre flujo bifásico, realizando una variación en el ángulo de inclinación de las tuberías utilizadas en las pruebas. Como resultado de los experimentos, se logró desarrollar una ecuación generalizada que puede ser utilizada para el cálculo del gradiente de presión en tuberías en las que existe flujo multifásico, pudiendo presentar éstas cualquier ángulo de inclinación; siendo por tanto útil también para

tuberías horizontales.

Valiéndose del número de Froude y del colgamiento sin resbalamiento, se estableció una clasificación de los diferentes patrones de flujo horizontal, los cuales se pudieron observar en forma directa a través de las tuberías de acrílico de las pruebas y son:

- a) Segregado.
- b) Transición.
- c) Intermitente.
- d) Distribuido.

La ecuación general estable-

cida es:

$$\left. \frac{dp}{dL} \right|_T = \frac{1}{144} \left[\left. \frac{dp}{dL} \right|_e + \left. \frac{dp}{dL} \right|_f \right] \dots 5$$

donde:

$$\left. \frac{dp}{dL} \right|_e = \frac{g}{g_c} \text{sen } \theta \beta_m \dots 6$$

$$\left. \frac{dp}{dL} \right|_f = \frac{f t_p \beta_{ns} v_m^2}{5.362 d} \dots 7$$

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \beta_m}{g_c P} \dots 8$$

NOMENCLATURA		(lbm-pie/lbf-s ²).	
d	Diámetro interno de la tubería, (pg).	P	Presión media, (lb/pg ² abs).
E _k	Pérdidas de presión por aceleración, (lb/pg ² abs)	v _m	Velocidad de la mezcla, (pie/s).
f	Factor de fricción.	v _{sg}	Velocidad superficial del gas, (pie/s).
ft _p	Factor de fricción para dos fases.	W _m	Gasto másico, (lbm/día).
g	Aceleración de la gravedad, (pie/s ²).	ΔL	Incremento de longitud, (pie).
g _c	Factor de conversión en la segunda ley de Newton, - 13 -	ΔP	Caída de presión, (lb/pg ² abs). - 14 -

θ	Angulo que forma la tubería con respecto a la horizontal, medido en la dirección del flujo, (°).	REFERENCIAS	
ρ _m	Densidad de la mezcla, (lbm/pie ³).	1. Bertuzzi, A.F., Tek, M.R. y Poettmann, F. H., "Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Horizontal Pipe". Trans., AIME, 1956.	
ρ _{ns}	Densidad de la mezcla sin resbalamiento, (lbm/pie ³).	2. Beggs, H.D. y Brill, J.P., "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes". Trans., AIME, 1973.	
- 15 -		- 16 -	

ANALISIS INTEGRAL
(Ref. 1)

Para realizar el análisis, se toma como nodo de solución la presión en la cabeza del pozo (Pth). Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Se suponen diferentes gastos (q_1, q_2, q_3, \dots).

2. Para cada gasto se obtiene (calcula) la presión en la cabeza del pozo (Pth), a partir de la presión de separación, aplicando la co-

- 1 -

rrelación seleccionada para el flujo por la línea de descarga. Las correlaciones disponibles son:

Beggs y Brill,
Bertuzzi, Tek y Poettmann.

La realización de este paso permite la obtención de la curva del comportamiento del flujo por la línea de descarga.

3. Ahora, a partir de la presión estática del yacimiento, se obtiene la presión de fondo fluyendo para el

- 2 -

primer gasto supuesto. Los métodos que pueden emplearse en este paso son:

Vogel,
Standing,
Jones, Blount y Glaze,
Curva generalizada de IPR,
Análisis de pruebas IPR.

4. El gasto supuesto q_1 se divide en dos: q_{TP} y q_{EA} , obteniéndose para el flujo por la tubería de producción (TP) y por el espacio anular (EA) la presión en

- 3 -

la cabeza del pozo respectivamente. Dos correlaciones se pueden utilizar en este paso:

Beggs y Brill,
Orkiszewski.

5. Se repite el cálculo de la presión en la cabeza del pozo para diferentes combinaciones de q_{TP} y q_{EA} , hasta obtener la misma Pth.

6. Se procede en forma análoga para q_2, q_3 , etc, con lo

- 4 -

que se obtiene la curva del comportamiento del flujo en el yacimiento, la tubería de producción y el espacio anular.

7. La intersección de las curvas del comportamiento del flujo por la línea de descarga (obtenida en el paso 2) y la curva del comportamiento del flujo en el yacimiento, la tubería de producción y el espacio anular (obtenida en el paso anterior), proporciona la solución; es decir, la presión en la cabeza de un po-

- 5 -

zo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción, así como el gasto correspondiente.

- 6 -

REFERENCIAS

1. Garaicochea, P. F., Notas Inéditas. S/R.

- 7 -

APENDICE C

Catálogo de monitores y tarjetas gráficas soportados por FLUSIM-DFG.

(Al Instalar el tipo de monitor y la tarjeta gráfica, se visualiza este catálogo).

- Monocromático.
- Hercules.
- CGA (Color).
- EGA (Monocromático).
- EGA (Color).
- VGA (Monocromático).
- VGA (Color).
- MCGA (Monocromático).
- MCGA (Color).
- EGA con monitor CGA.
- IBM 8514/A.

APENDICE D

Conceptos Fundamentales.

En este apéndice se presentan algunos conceptos básicos que se manejan en el presente trabajo.

Aceite bajo saturado.

Es el que, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, es capaz de disolver más gas.

Aceite estabilizado.

Es el que ha sido sometido a un proceso de separación, con el objeto de ajustar su presión de vapor, y reducir su vaporización al quedar expuesto posteriormente, a las condiciones atmosféricas.

Aceite en el tanque de almacenamiento.

Es el líquido que resulta de la producción de los hidrocarburos de un yacimiento a través del equipo superficial empleado para separar los componentes gaseosos. Las propiedades y la composición del aceite dependen de las condiciones de separación empleadas, como son: número de etapas de separación, presiones y temperaturas. El aceite en el tanque se acostumbra reportar a condiciones estándar.

Aceite residual.

Es el líquido que permanece en la celda pVT al terminar un proceso de separación en el laboratorio. Generalmente, el aceite residual se determina a 60 [°F] y 14.7 [lb/pg² abs] (condiciones estándar).

Aceite negro.

Se considera que un pozo es productor de aceite negro, cuando aporta un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.80 y una relación gas-aceite instantánea menor de 200 [$\text{m}^3 \text{g} / \text{m}^3 \text{o}$].

Aceite saturado.

Es aquél que, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, está en equilibrio con su gas.

Aceite supersaturado.

Es aquél que en las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.

Aceite volátil.

En la explotación de un aceite volátil, se produce generalmente un líquido café obscuro, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.80 y con una relación gas-aceite instantánea entre 200 y 1,500 [m^3_g/m^3_o].

En términos generales, el contenido de componentes ligeros en un aceite se incrementa con la temperatura y ésta, a su vez, con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie exhiben fuertes encogimientos.

Carga.

El concepto de carga se utiliza para definir el peso de una columna de fluido, expresado en longitud de la misma.

Condiciones estándar.

Las condiciones estándar se definen por los reglamentos de los países o estados. Por ejemplo; En el estado de Texas (Estados Unidos), estas condiciones son: $p = 14.65$ [lb/pg^2 abs] y $T = 60$ [$^{\circ}F$], mientras que en el estado de Colorado, son de $p = 15.025$ [lb/pg^2 abs] y $T = 60$ [$^{\circ}F$]. Aquí en México se consideran de $p = 14.69$ [lb/pg^2 abs] y $T = 60$ [$^{\circ}F$].

Cricondenbara.

Es la máxima presión a la cual pueden coexistir, en equilibrio, un líquido y su vapor.

Cricodenterma.

Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir, en equilibrio, un líquido y su vapor.

Curva de burbujeo (ebullición).

Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío (condensación).

Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Densidad relativa de un gas.

Es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire. El metano (con un peso molecular de 16.04 [lb/mole-lb]) tiene una densidad relativa de 0.55 (16.04/28.97).

Encogimiento.

Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen o de formación.

Factor de compresibilidad (Z).

Se denomina también factor de desviación o factor de supercompresibilidad. Es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal; es decir, $pV = ZnR(T+460)$.

Factor de volumen de un aceite (B_0).

Es la relación del volumen de un aceite más su gas disuelto, a condiciones de yacimiento o de escurrimiento, con el volumen de dicho aceite medido en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar.

$$B_0 = \frac{\text{Volumen de Aceite (con su gas disuelto) a c.y}}{\text{Volumen de Aceite a c.s}} > 1$$

Factor de volumen de un gas (B_g).

Es el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento o de escurrimiento, entre el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de Gas a c.y}}{\text{Volumen de Gas a c.s}} < 1$$

Factor de volumen del agua (B_w).

Debido a que la solubilidad del gas en agua es pequeña, en comparación con la correspondiente en aceite, en algunos casos se usa $B_w = 1$, para cualquier presión, como una aproximación razonable. La definición de B_w es similar a la de B_o .

$$B_w = \frac{\text{volumen de agua (con su gas disuelto) a c.y}}{\text{volumen de agua a c.s}}$$

Fase.

Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de las otras partes del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Fluido.

Un fluido es una sustancia líquida o gaseosa que se deforma continuamente cuando está sujeta a un esfuerzo constante. En un fluido las fuerzas de atracción molecular son más pequeñas que en un sólido, por lo cual no tienen forma propia sino que adoptan la del recipiente que los contiene. En el caso de un gas, sus moléculas se encuentran muy separadas entre sí, por tanto, es un fluido muy compresible y además, cuando la presión de confinamiento desaparece tiende a expandirse indefinidamente. Un líquido es relativamente compresible y si la presión de confinamiento desaparece, la cohesión existente entre sus moléculas lo mantiene unido. El vapor es un gas cuyas condiciones de presión y temperatura son tales que se encuentra cercano a la fase líquida.

Gas disuelto.

Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

Gas húmedo.

Se recupera un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.74 y con relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 [m^3_g/m^3_o].

Gas seco.

Se produce un líquido ligero, transparente (si lo hay) y con relaciones gas-aceite mayores de 20,000 [m^3_g/m^3_o].

Gas y condensado.

Se obtiene un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y con relaciones gas-aceite instantáneas que varían de 1,500 a 12,000 [m^3_g/m^3_o].

Gradiente de presión estático.

Este concepto se usa para determinar la variación de la presión por unidad de longitud de la columna hidráulica:

$$\text{Gradiente de presión } (g_p) = \frac{\gamma_l}{k} = \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

Si la presión está en [lb/pg^2] y la carga está en [pie], entonces $k = 2.31 [pg^2 \text{ pie}/lb]$

Si la presión está en [kg/cm^2] y la carga está en [m], entonces $k = 10 [cm^2 \text{ m}/kg]$

Liberación de gas diferencial.

Es el proceso de remoción de una fase gaseosa, de un sistema de hidrocarburos, a medida de que se forma a condiciones de burbujeo. Por lo tanto, durante un proceso diferencial la composición del sistema varía continuamente.

Liberación de gas instantánea.

El gas se forma del líquido al reducirse la presión, manteniéndose constante la composición total del sistema.

Mole.

Es el peso molecular de cualquier sustancia. Por ejemplo, 16.04 libras de metano es una mole-libra. En igual forma una mole-gramo de metano son 16.04 gramos del mismo gas. Una mole-libra de un gas ocupa 379 pies cúbicos a condiciones estándar.

Presión crítica.

Es la presión correspondiente al punto crítico.

Presión de vapor.

Es la presión que ejerce el vapor de una sustancia cuando está en equilibrio. El equilibrio se establece cuando el ritmo de evaporación de una sustancia es igual al ritmo de condensación de su vapor.

Presión de vapor Reid.

Es la presión que ejerce el vapor de una sustancia en una celda de características especiales, a 100 °F, al seguir la norma de evaluación así denominada.

Presión y carga.

Representan los mismos valores en diferentes unidades y se relacionan por la expresión:

$$Carga(H) = \frac{k}{\gamma_f}$$

Si la presión está en [lb/pg²] y la carga está en [pie], entonces $k = 2.31$ [pg² pie/lb]

Si la presión está en [kg/cm²] y la carga está en [m], entonces $k = 10$ [cm² m/kg]

Propiedades extensivas.

Son aquellas que dependen de la masa del sistema (volumen, peso, etc). Es decir, el valor de una propiedad extensiva en todo el sistema es igual a la suma de los valores de las diferentes partes que lo constituyen.

Si el valor de una propiedad extensiva se divide entre la masa del sistema, la propiedad resultante se conoce como propiedad

específica, por ejemplo, el volumen específico (propiedad intensiva) que resulta de dividir el volumen entre la masa.

Propiedades intensivas.

Son aquéllas que no dependen de la masa del sistema, por ejemplo: la temperatura, la presión, la densidad, el volumen específico, etc. En el caso de un sistema homogéneo, una propiedad intensiva tiene igual valor en todo el sistema y en cualquier parte de éste.

Punto crítico.

Es el estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Región de dos fases.

Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten, en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.

Relación gas-aceite (R).

Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación, tales como; la presión, la temperatura y el número de etapas, afectan el valor de dicha relación, así como el valor del factor de volumen del aceite.

Relación de solubilidad (R_S).

Expresa el volumen de gas disuelto en el aceite, esto es:

$$R_S = \frac{(\text{Volumen de Gas Disuelto a } p, T) \text{ a c.s.}}{\text{Volumen de Aceite a c.s.}}$$

Saturación crítica de un fluido.

Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

Temperatura crítica.

Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Volumen de aceite relativo.

Es la relación del volumen de aceite a condiciones de flujo o yacimiento al volumen correspondiente a la presión de saturación. Al hacer referencia a un volumen relativo debe especificarse la presión y la temperatura.

Zona de condensación retrógrada.

Es aquella en la cual al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación.

APENDICE E

Nomenclatura.

A	: Area	[pg ²]
A_p	: Area anular o area de la sección transversal de la tubería	[pg ²]
A_{ii}	: Área interior de la tubería de producción	[pg]
$^{\circ}API$: Densidad del aceite	[^o API]
B_g	: Factor de volumen del gas	[pie ³ /pie ³]
B_o	: Factor de volumen del aceite	[pie ³ /pie ³]
B_w	: Factor de volumen del agua	[pie ³ /pie ³]
C	: Coeficiente de descarga del estrangulador	[adim]
C_f	: Calor específico del fluido	[Btu/lb _m °F]
C_o	: Compresibilidad del aceite	[pg ² /lb]
C_p	: Calor específico a presión constante	[BTU/lb _m °F]
C_v	: Calor específico a volumen constante	[BTU/lb _m °F]
$c. a.$: Condiciones de almacenamiento	
$c. esc.$: Condiciones de escurrimiento	
d	: Diámetro interno de la tubería	[pg]
d_c	: Diámetro del estrangulador	[64 avos de pg]
d_{ce}	: Diámetro exterior de la T. R.	[pg]
d_{ci}	: Diámetro interior de la T. R.	[pg]
d_h	: Diámetro hidráulico	[pg]
d_{L, D_e}	: Diámetro exterior de la Línea de Descarga	[pg]
d_{te}	: Diámetro exterior de la T. P.	[pg]
d_{ti}	: Diámetro interior de la T. P.	[pg]
$\frac{dP}{dL}$: Gradiente de presión	[lb _f /pg ² /pie]
$\frac{dT}{dL}$: Gradiente de Temperatura	[°F/pie]
E	: Energía por unidad de masa	[lb _f - pie / lb _m]
E	: Factor de eficiencia	[adim]

E_k	: Pérdidas de presión por aceleración	[lb _f /pg ²]
e	: Base de los logaritmos neperianos ($e=2.7182\dots$)	
exp	: Base de los logaritmos neperianos ($exp=e$)	
f	: Factor de fricción	
f_n	: Factor de fricción del diagrama de Moody para tuberías lisas	
f_o	: Relación aceite - líquido a c.e.	
f_{tp}	: Factor de fricción para dos fases	
f_w	: Relación agua - líquido a c.e.	
g	: Aceleración de la gravedad (32.2)	[pie/seg ²]
g_c	: Factor de conversión en la 2a. ley de Newton (32.17)	[lb _m - pie / lb _f - seg ²]
g_e	: Gradiente geotérmico (aprox. 0.019)	[°F/pie]
g_f	: Gradiente de presión estático	[lb/pg ² /pie]
H	: Entalpía específica	[Btu/lb _m]
H_L	: Fracción del volumen de la tubería ocupada por líquido ("Colgamiento")	
$H_L(0)$: Colgamiento para tubería horizontal	[adim]
h	: Elevación o profundidad	[pie]
h	: Espesor neto de la formación	[pie]
h_{cip}	: Profundidad de la cima del intervalo productor	[pie]
h_{pr}	: Profundidad del plano de referencia	[pie]
J	: Índice de productividad	[bl/día / lb _f /pg ²]
J_s	: Índice de productividad específico	[bl/día / lb/pg ² /pie]
K	: Relación de calores específicos	[adim]
k	: Constante de proporcionalidad	
k_g	: Permeabilidad efectiva al gas	[md]
k_o	: Permeabilidad efectiva al aceite	[md]
k_w	: Permeabilidad efectiva al agua	[md]
L	: Longitud	[pie]
L_B	: Límite de flujo tipo burbuja	[adim]
$L.D.$: Línea de descarga	
L_{LD}	: Longitud de la línea de descarga	[pie]

L_m	: Límite de flujo tipo transición	[adim]
L_S	: Límite de flujo tipo bache	[adim]
\ln	: Logaritmo natural	
	\log . TIF; 17,079 cm; 0,727 cm; TIF	
M	: Masa de la mezcla a c. esc. por barril de aceite producido a c. s.	[lb _m /bl _o a c. s.]
M	: Peso molecular	[lb _m /mole - lb]
M_o	: Peso molecular efectivo del aceite @ c. a.	[adim]
m	: Masa de líquido por unidad de masa de mezcla	[lb _m]
N_D	: Número adimensional del diámetro de la tubería	[adim]
N_{FR}	: Número de Froude	[adim]
N_{gv}	: Número de la velocidad del gas	[adim]
N_{Lv}	: Número de la velocidad del líquido	[adim]
$N_{L\mu}$: Número de la viscosidad del líquido	[adim]
N_p	: Número adimensional de la presión corriente arriba del estrangulador	[adim]
N_{Re}	: Número de Reynolds	[adim]
N_{Reb}	: Número de Reynolds de la burbuja	[adim]
$N_{Re g}$: Número de Reynolds del gas	[adim]
$N_{Re l}$: Número de Reynolds del líquido	[adim]
n	: Número de moles	[mole - lb]
P	: Presión	[lb / pg ² abs]
P_b	: Presión de saturación	[lb / pg ² abs]
P_{co}	: Presión a las condiciones estándar (aprox: 14.7)	[lb / pg ² abs]
P_e	: Presión corriente abajo del estrangulador	[lb / pg ² abs]
P_{pc}	: Presión pseudocrítica	[lb / pg ²]
P_{pr}	: Presión pseudorreducida	[adim]
P_s	: Presión de separación	[lb / pg ² abs]
P_{th}	: Presión en la boca del pozo	[lb / pg ² abs]
P_{wf}	: Presión de fondo fluyendo	[lb / pg ² abs]
P_{ws}	: Presión estática (de fondo cerrado)	[lb / pg ² abs]
$P_{ws_{cip}}$: Presión de fondo estática referida a la cima del intervalo productor	[lb/pg ²]

$P_{w,pr}$: Presión de fondo estática al plano de referencia	[lb/pg ²]
$P_{@r}$: Presión en la formación medida a un radio r	[lb/pg ²]
Q	: Número adimensional de la producción	[adim]
q	: Gasto (producción)	[bl / día]
q_g	: Gasto de gas (producción de gas)	[bl / día]
q_L	: Gasto de líquido (producción de líquido)	[bl / día]
q_o	: Gasto de aceite (producción de aceite)	[bl / día]
q_t	: Gasto total (aceite, gas, agua) (producción total)	[bl / día]
q_w	: Gasto de agua (producción de agua)	[bl / día]
q'	: Gasto a condiciones de escurrimiento	[bl / día]
q'_g	: Gasto de gas a condiciones de escurrimiento	[bl / día]
q'_L	: Gasto de líquido a condiciones de escurrimiento	[bl / día]
q'_t	: Gasto total a condiciones de escurrimiento	[bl / día]
R	: Constante de los gases reales	[(lb / pg ² - pie ³) (°R mole - lb)]
R	: Relación gas - aceite	[pie ³ / bl]
R_h	: Radio hidráulico	[pg]
R_s	: Relación de solubilidad	[pie ³ / bl]
$R_{s,b}$: Relación de solubilidad a P_b	[pie ³ / bl]
$R_{s,w}$: Relación de solubilidad del gas en el agua	[pie ³ / bl]
$R(P,T)$: Relación volumetrica gas libre-líquido	$\left[\frac{\text{pie}^3 \text{ gas libre c. f. 1}}{\text{pie}^3 \text{ aceite c. s.}} \right]$
r	: Relación gas libre líquido	[pie ³ /pie ³]
r_e	: Radio de drene	[pie]
r_w	: Radio del pozo	[pie]
S	: Factor total de daño a la formación	[adim]
T	: Temperatura	[°F]
T_{bh}	: Temperatura en el fondo del pozo	[°F]
T_{co}	: Temperatura a condiciones estándar (60°F)	[°F]
T_h	: Temperatura a una profundidad h	[°F]

T_L :	Temperatura a una longitud L	[°F]
T_{pc} :	Temperatura pseudocrítica	[°F]
T_{pr} :	Temperatura pseudorreducida	[adim]
T_s :	Temperatura de separación	[°F]
T_{th} :	Temperatura en la cabeza del pozo	[°F]
T_1 :	Temperatura a la entrada del fluido ($L = 0$)	[°F]
$T.P.$:	Tubería de producción	
$T.R.$:	Tubería de revestimiento	
T_y :	Temperatura del yacimiento	[°F]
U :	Coefficiente de conductividad térmica	[Btu/día - pie ² °F]
V :	Volumen	[pie ³]
V :	Volumen específico del líquido	[pie ³ /lb _m]
V_m :	Volumen de la mezcla a c.e. por barril de aceite producido a c.s.	[pie ³ /bl]
v :	Velocidad	[pie/seg]
v_b :	Velocidad de la burbuja	[pie/seg]
v_g :	Velocidad real del gas	[pie/seg]
v_L :	Velocidad real del líquido	[pie/seg]
v_m :	Velocidad de la mezcla	[pie/seg]
v_t :	Velocidad real de la mezcla	[pie/seg]
v_{sg} :	Velocidad superficial del gas	[pie/seg]
v_{sL} :	Velocidad superficial del líquido	[pie/seg]
W_m :	Gasto másico de la mezcla	[lb _m /día]
WOR :	Relación agua - aceite a c.s.	[bl _w /bl _o]
w_g :	Gasto másico del gas	[lb _m /seg]
w_L :	Gasto másico del líquido	[lb _m /seg]
w_m :	Gasto másico de la mezcla	[lb _m /seg]
w_o :	Gasto másico del aceite	[lb _m /seg]
w_w :	Gasto másico del agua	[lb _m /seg]
X :	Relación de presiones crítica	[adim]
y_g :	Fracción molar	[adim]

z	: Factor de compresibilidad del gas	
Γ	: Coeficiente de distribución del líquido	[adim]
γ_f	: Densidad relativa del fluido (agua = 1)	[adim]
γ_g	: Densidad relativa del gas (aire = 1)	[adim]
γ_{gd}	: Densidad relativa del gas disuelto (aire = 1)	[adim]
γ_{gl}	: Densidad relativa del gas libre (aire = 1)	[adim]
γ_{gp}	: Densidad relativa del gas producido a P_s y T_s	[adim]
γ_{gs}	: Densidad relativa del gas a una $P_s = 100$	[lb/pg ² man]
γ_{rL}	: Densidad relativa del líquido producido (agua = 1)	[adim]
γ_o	: Densidad relativa del aceite producido (agua = 1)	[adim]
γ_w	: Densidad relativa del agua	[adim]
Δ	: Incremento finito	
Δh	: Incremento de elevación o profundidad	[pie]
ΔL	: Incremento de longitud	[pie]
ΔP	: Pérdida, caída o variación de presión	[lb/pg ² abs]
ΔT	: Incremento o variación de temperatura	[°F]
Δt	: Incremento o variación de tiempo	[hr]
$\frac{\Delta P}{\Delta L}$: Gradiente de presión	[lb/pg ² /pie]
$\frac{\Delta T}{\Delta h}$: Gradiente de temperatura	[°F/pie]
$\frac{\Delta T}{\Delta L}$: Gradiente de temperatura	[°F/pie]
Δv	: Incremento de velocidad	[pie/seg]
ΔW	: Pérdida de energía	[lb _f - pie/lb _m]
δ	: Coeficiente de distribución de líquido	[adim]
θ	: Angulo de la tubería con la horizontal	[grados]
η	: Coeficiente de Joule - Thompson	[°F/lb _f /pg ²]
λ	: Colgamiento sin resbalamiento	
μ_g	: Viscosidad del gas	[cp]
μ_L	: Viscosidad del líquido	[cp]
μ_m	: Viscosidad de la mezcla	[cp]

μ_{ns}	: Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento	[cp]
μ_o	: Viscosidad del aceite	[cp]
μ_{ob}	: Viscosidad del aceite a P_b	[cp]
μ_{om}	: Viscosidad del aceite muerto	[cp]
μ_w	: Viscosidad del agua	[pg]
ξ	: Rugosidad	[pg]
ξ_{ci}	: Rugosidad de la superficie interior de la T.R. (aprox. 0.0018)	[pg]
ξ_{te}	: Rugosidad de la superficie interior de la T.P. (aprox. 0.006)	[pg]
π	: Número de Ludolf (3.141592...)	
ρ_g	: Densidad del gas	[lb _m /pie ³]
ρ_l	: Densidad del líquido	[lb _m /pie ³]
ρ_m	: Densidad de la mezcla	[lb _m /pie ³]
ρ_{ns}	: Densidad de la mezcla sin resbalamiento	[lb _m /pie ³]
ρ_o	: Densidad del aceite	[lb _m /pie ³]
ρ_{ob}	: Densidad del aceite a P_b	[lb _m /pie ³]
ρ_{oJ}	: Densidad del aceite evaluada a T_y y $\frac{P_{ws} - P_{wf}}{2}$	[lb _m /pie ³]
ρ_r	: Densidad pseudorreducida del gas	[adim]
$\bar{\rho}$: Densidad de la mezcla a condiciones medias	[lb _m /pie ³]
σ_l	: Tensión superficial del líquido	[dinas/cm]
σ_o	: Tensión superficial del aceite	[dinas/cm]
Ψ	: Relación de gastos másicos (w_g/w_l)	[adim]
τ_a	: Gradiente de presión por aceleración	[lb/pg ² /pie]
τ_e	: Gradiente de presión por elevación	[lb/pg ² /pie]
τ_f	: Gradiente de presión por fricción	[lb/pg ² /pie]
τ_t	: Gradiente de presión total	[lb/pg ² /pie]

APENDICE F

Ayudas implementadas en FLUSIM-DFG.

1 Uso del Mouse.

El objetivo de la implementación del ratón (mouse) es facilitar el uso de los menús en el programa.

Para poder utilizarlo, es necesario cargar un programa que sirva como intérprete entre la parte mecánica del mouse y el procesador principal de la computadora. Este programa se proporciona en la compra del ratón y trae su propio programa de instalación.

El ratón sólo se puede utilizar para la selección de alguna opción en: menús verticales, en el menú principal, en la ayuda y cuando se responde a preguntas de una sola tecla. En general, el oprimir el botón izquierdo es lo mismo que presionar la tecla [Enter], mientras que el oprimir el botón derecho es equivalente a presionar la tecla [Esc] (en el ratón de tres botones, el botón central es equivalente a la tecla [Enter] y los laterales equivalen a la tecla [esc]).

Para usar el ratón haga lo siguiente:

En el menú principal:

- Mueva el cursor del ratón a lo largo de la barra superior.
- Para seleccionar cualquiera de las opciones que se encuentran en ésta, oprima el botón izquierdo; en el ratón de tres botones, presione el botón central.
- Al aparecer el submenú, mueva el cursor del ratón hasta colocarlo en la letra brillante de la opción deseada.
- Oprima el botón izquierdo para seleccionar la opción;

En los menús verticales:

- Al aparecer el menú, mueva el cursor del ratón a la opción deseada y oprima el botón izquierdo para seleccionarla;

- El posicionarse sobre el lado derecho del recuadro que contiene las opciones del menú y presionar [Enter] le permitirá:

- a) Desplazarse al final o al inicio del menú donde se encuentra.
- b) Desplazarse a la parte proporcional de la longitud del menú con respecto a la longitud del lado derecho del recuadro.

En la ayuda:

- Una vez que se despliega la ayuda, si se posiciona sobre el lado derecho del recuadro que la contiene, usted podrá:

- a) Desplazarse página por página a través del texto completo de ayuda, requiriendo para ello colocar el cursor del ratón sobre la flecha superior o inferior ubicada en el lado derecho del recuadro y presionando [Enter].
 - b) Desplazarse a la parte proporcional de la longitud del texto de ayuda con respecto a la longitud del lado derecho del recuadro, posicionándose sobre el recuadro y presionando [Enter].
- Es posible recorrer las pantallas de ayuda (visualizando temas y subtemas), si se coloca en los títulos que se encuentran resaltados en video inverso y presionando [Enter].

2 Ayuda.

Para seleccionar alguna opción del menú principal, presione la tecla [Alt] una vez, en seguida, oprima la letra en color brillante de la opción deseada, o desplácese a través de las opciones con las teclas de movimiento del cursor y presione la tecla [Enter].

Para seleccionar alguna subopción, use las teclas de movimiento del cursor, las teclas [End] o [Home], y presione [Enter].

Para hacer la selección de manera más rápida presione [Alt] y simultáneamente la letra en color brillante de la subopción deseada. Si la elección no fue la correcta, presione [Esc], para regresar al menú principal.

3 Archivo.

Esta opción controla el manejo de datos mediante archivos. Permite hacer y modificar el archivo necesario para efectuar el cálculo de flujo deseado.

Permite además: ejecutar algún comando del sistema operativo (MS-DOS) sin salir de FLUSIM-DPG; salir temporalmente al sistema operativo; y salir definitivamente de FLUSIM-DPG.

Esta opción presenta los siguientes subtemas:

- Hacer un nuevo archivo
- Modificar un archivo
- Ejecutar comando de DOS
- Salida temporal al sistema
- Salir al sistema

4 Cálculos.

Esta opción permite realizar el análisis integral del sistema de producción de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción, así como el de cada uno de los elementos que lo componen. Esta selección tiene las siguientes opciones:

- Flujo en el Yacimiento
- Flujo Vertical
- Estranguladores
- Flujo Horizontal
- Análisis Integral

5 Configuración.

Permite definir el tipo de monitor, impresora y la forma de despliegue e impresión de los datos y resultados del programa. Además, mediante este menú, se pueden activar o desactivar los efectos de sonido. Cuenta con las siguientes opciones:

- Tipo de Monitor
- Tipo de Impresora
- Sonido
- Flujo en el Yacimiento
- Flujo Vertical
- Estranguladores

- Flujo Horizontal
- Análisis Integral

6 Introducción.

El objetivo de esta opción es proporcionar una breve explicación de las bases teóricas de cada uno de los modelos empleados en el programa, para cada uno de los elementos del sistema de producción:

- Flujo en el Yacimiento
- Flujo Vertical
- Estranguladores
- Flujo Horizontal
- Análisis Integral

Si desea obtener mayor información acerca de un tema en particular, consulte las referencias proporcionadas al final de cada introducción.

7 Hacer un Nuevo Archivo.

Esta opción permite la elaboración de un nuevo archivo de datos, para poder efectuar algún cálculo de flujo multifásico en el sistema integral o, en cualquiera de sus elementos, inicializa todos los datos utilizados en los cálculos (les asigna ceros).

De esta forma puede iniciarse un nuevo cálculo con uno de los siguientes elementos del sistema de producción:

- Flujo en el Yacimiento
- Flujo Vertical
- Estranguladores
- Flujo Horizontal
- Análisis Integral

Una vez seleccionada la opción, aparecerá en la parte inferior derecha de la pantalla, una ventana en la que se solicita el nombre del Archivo de datos (se recomienda proporcionar el nombre del pozo en estudio), con un máximo de 8 caracteres; el programa le proporcionará automáticamente la extensión, dependiendo de los datos contenidos en el archivo, las cuales son:

- *.DFG : Datos generales
- *.PRD : Datos de pruebas de producción
- *.TUB : Datos de tuberías

La extensión le sirve como un identificador al programa y el usuario no podrá cambiarla.

Una vez realizado este paso, se procede a capturar TODOS los datos necesarios y posteriormente el archivo es salvado en disco, siempre y cuando exista suficiente espacio en éste.

El programa guarda los datos de todos los elementos del sistema integral de producción en un sólo archivo general, para facilitar la captura de datos. Esto es, un pozo tendrá un valor de densidad relativa del aceite, como este dato es común para el cálculo del flujo vertical, así como para el flujo horizontal y el flujo simultáneo. El usuario sólo introducirá una vez éste dato en cualquiera de las capturas de los elementos antes mencionados. El programa tomará este valor como base en la captura de los datos de los demás componentes del sistema.

Una vez hecho el archivo de datos por primera vez, los datos de los demás elementos del sistema únicamente se podrán capturar modificando el archivo de datos.

8 Modificar un Archivo.

Con esta opción se lee del disco un archivo de datos previamente grabado por el programa, y puede modificarse en alguna de sus secciones.

Una vez editado, es grabado en el disco con el nombre que tenía anteriormente, por lo que, si no se desea perder los datos originales, se sugiere hacer un nuevo archivo.

Las secciones que se pueden modificar, dependen del elemento del sistema elegido y son las siguientes:

Para Flujo en el Yacimiento :

- Datos generales
- Método de cálculo
- Datos del yacimiento
- Todos los datos

Para Flujo Vertical :

- Datos generales
- Método de cálculo
- Opciones de cálculo
- Tubería de producción
- Tubería de revestimiento
- Consideraciones generales
- Datos del aceite y gas
- Todos los datos

Para Estranguladores :

- Datos generales
- Método de cálculo
- Opciones de cálculo
- Consideraciones generales
- Todos los datos

Para Flujo Horizontal :

- Datos generales
- Método de cálculo
- Línea de descarga
- Consideraciones generales
- Datos del aceite y gas
- Todos los Datos

Para Análisis Integral :

- Datos generales
- Métodos de cálculo
- Datos del yacimiento
- Tubería de producción
- Tubería de revestimiento
- Línea de descarga
- Consideraciones generales
- Datos del aceite y gas
- Todos los datos

9 Ejecutar Comando de DOS.

Esta opción permite ejecutar comandos del sistema operativo (dir, cd, chkdsk, copy, format, etc), o incluso correr otras aplicaciones sin salir del programa, para esto se requiere que:

- Los comandos y programas deben estar presentes en el directorio donde se encuentra instalado el programa, o que los directorios que los contengan estén definidos en el PATH (ruta de acceso a los directorios del disco).
- El programa a ejecutar tenga menos de 200 Kb.
- La memoria RAM total de la computadora sea al menos de 640 Kb.

Si no existe suficiente memoria RAM no podrá ejecutar el comando del sistema operativo o el programa deseado.

En caso de no poder ejecutar esta opción, verifique que:

- Tenga instalada una versión de sistema operativo igual o mayor a la 3.0.
- Su disco duro tenga correctamente definido el PATH (ruta de acceso a los directorios del disco; definido en el archivo AUTOEXEC.BAT que se encuentra en el directorio raíz de su disco duro).
- La forma de entrada a la computadora, haya sido a partir del disco duro.

En caso de no poder efectuar el comando de sistema operativo deseado, se recomienda utilizar las opciones:

- Salida temporal al sistema, ejecutar el comando deseado y regresar a FLUSIM-DPG.
- Salir al sistema, ejecutar el comando deseado y correr nuevamente FLUSIM-DPG.

10 Salida Temporal al Sistema.

El objetivo de esta opción es proporcionar una salida temporal al sistema operativo MS-DOS, sin salir del programa. Esta opción le da acceso al sistema operativo y a todos sus comandos sin remover a FLUSIM-DPG de la memoria, permitiéndole realizar diversas operaciones, incluso cargar otros programas.

Para regresar a FLUSIM-DPG escriba, desde el indicador del sistema operativo, EXIT y presione [Enter].

Para ejecutar esta opción se requiere que:

- Los comandos y programas estén presentes en el directorio donde se encuentra instalado el programa, o que los directorios que los contengan estén definidos en el PATH (ruta de acceso a los directorios del disco).
- El programa a ejecutar tenga menos de 200 Kb.
- La memoria RAM total de la computadora sea al menos de 640 Kb.

Si no existe suficiente memoria RAM no podrá ejecutar el comando del sistema operativo o el programa deseado.

En caso de no poder ejecutar esta opción, ve-

rifique que:

- Tenga instalada una versión de sistema operativo igual o mayor a la 3.0.
- Su disco duro tenga correctamente definido el PATH (ruta de acceso a los directorios del disco; definido en el archivo AUTOEXEC.BAT que se encuentra en el directorio raíz de su disco duro).
- La forma de entrada a la computadora, haya sido a partir del disco duro.

En caso de no poder efectuar el comando de sistema operativo deseado, se recomienda utilizar la opción:

- Salir al sistema, ejecutar el comando deseado y correr nuevamente FLUSIM-DPG.

11 Salir al Sistema.

Esta opción termina la ejecución del programa, lo remueve de la memoria, y cierra todos los archivos de datos utilizados, y libera todas las variables, constantes, registros, etc., del programa.

Al salir del programa, también se crean los archivos de configuración de acuerdo a las opciones escogidas en el menú de configuración.

12 Flujo en el Yacimiento.

El objetivo de esta opción es la de permitir estimar las condiciones en las cuales esta produciendo un pozo, por medio de los modelos de:

- Vogel
- Standing - Harrison
- Jones - Blount - Glaze
- IPR Generalizada
- Richardson - Shaw

Permite construir una curva de afluencia del yacimiento al pozo (IPR) y mostrar sus puntos en forma gráfica o tabular, ya sea en la pantalla o en la impresora. Esto depende de las opciones activas en el menú de configuración, correspondiente a la opción de Flujo en el Yacimiento.

Es posible la construcción de IPR's considerando flujo no darciano, así como la evaluación cualitativa del estado del pozo (por medio del modelo de

Jones - Blount - Glaze).

Se podrá considerar el factor de daño en el flujo del yacimiento al pozo, tanto en las alteraciones inducidas por acidificaciones o fracturamientos hidráulicos, pudiéndose comparar el comportamiento de la producción que se obtiene considerando condiciones de flujo mejoradas, después del tratamiento, introduciendo al sistema diferentes valores de eficiencia de flujo, al que se tenía antes del tratamiento de estimulación del pozo.

También se podrá considerar pozos dañados por las operaciones de perforación, control o en la terminación del pozo, considerando eficiencias de flujo menores a uno (por medio del modelo de Standing-Harrison).

Será posible considerar el flujo en yacimientos tanto bajosaturados como saturados y obtener el pseudo-gasto máximo del pozo (por medio del modelo de IPR generalizada de Golan y Patton).

Será posible ajustar el comportamiento de la curva de IPR para 1, 2 o 3 pruebas de producción (por el modelo Richardson - Shaw).

13 Flujo Vertical.

El objetivo de esta opción es la de permitir estimar las caídas de presión por la tubería de producción, por medio de los modelos de:

- Orkiszewski
- Beggs y Brill

Por medio de estos modelos de flujo multifásico será posible construir una curva de flujo, del fondo del pozo a la superficie o de la superficie al fondo del pozo, en forma gráfica o tabular, ya sea en la pantalla, o por medio de la impresora, dependiendo de las opciones activas en el menú correspondiente al Flujo Multifásico Vertical en el menú de configuración.

La determinación de las distribuciones de presión en las tuberías de producción permite obtener la presión de fondo fluyendo sin necesidad de intervenciones en los pozos.

El programa permite ajustar la presión de fondo fluyendo si se escoge la simulación de la cabeza al fondo del pozo.

También se podrá ajustar la presión en la cabeza del pozo si se escoge la simulación del fondo a la cabeza del pozo.

El ajuste se podrá realizar por medio de:

- La selección del método de cálculo
- La selección del método de cálculo de la distribución de temperaturas.
- La selección de las correlaciones para el cálculo de las propiedades PVT.

El ajuste será posible si se proporcionan tanto la presión de fondo fluyendo y la presión en la cabeza del pozo para poder tener un punto de referencia. De lo contrario, el programa sólo calculará la presión deseada.

14 Estranguladores.

El objetivo de esta opción es la de estimar el diámetro del estrangulador que:

- Proporcione la cuota de producción deseada.
- Permita conservar la energía propia del yacimiento.
- Obtenga el coeficiente de descarga y el porcentaje de error encontrado en los modelos de:

- Ashford
- Ashford - Pierce
- Línea recta:
 - Gilbert
 - Ros
 - Baxendell
 - Achong
 - Pilehvari
- Omaña R. et al
- Poettmann - Beck

Por medio de estos modelos se podrá construir una curva de flujo, en forma gráfica o tabular, ya sea en la pantalla, o por medio de la impresora, dependiendo de las opciones activas en el menú correspondiente a flujo por los estranguladores en el menú de configuración.

15 Flujo Horizontal.

El objetivo de esta opción es la de permitir estimar las caídas de presión por la línea de descarga, por medio de los modelos de:

- Beggs y Brill
- Bertuzzi - Tek - Poettmann

Por medio de estos modelos se podrá construir una curva de flujo de la cabeza del pozo al separador o del separador a la cabeza del pozo, en forma gráfica o tabular, ya sea en la pantalla, o por medio de la impresora, dependiendo de las opciones activas en el menú correspondiente a Flujo Multifásico Horizontal en el menú de configuración.

El programa permite ajustar la presión en la cabeza del pozo si se escoge la simulación del separador a la cabeza.

También será posible ajustar la presión de separación si se escoge la simulación de la cabeza del pozo al separador.

El ajuste se podrá realizar por medio de:

- La selección del método de cálculo.
- La selección del método de cálculo de la distribución de temperaturas.
- La selección de las correlaciones para el cálculo de las propiedades PVT.

El ajuste será posible si se proporcionan tanto la presión de separación como la presión en la cabeza del pozo, para poder tener un punto de referencia. De lo contrario, el programa sólo calculará la presión deseada.

16 Análisis Integral.

El objetivo de esta opción es la de realizar el análisis integral del sistema de producción, de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción.

Se recomienda que antes de realizar la simulación se tengan ya, bien identificados, los modelos y las correlaciones que representen mejor el flujo en cada elemento del sistema.

17 Tipo de Monitor.

Esta opción permite definir el tipo de monitor disponible para proporcionar la mayor resolución en la impresión de las gráficas. Ya que el manejador de la impresión gráfica depende tanto de la resolución del monitor como de la impresora disponible.

18 Tipo de Impresora.

Esta opción permite definir el tipo de impresora, para obtener mayor calidad en la impresión de las gráficas.

En caso de no encontrar su impresora en el menú, se recomienda consultar el manual de ésta y verificar con que otras impresoras es compatible, para así elegir una del menú.

Ahora bien, si los resultados obtenidos no son los deseados, se recomienda reconfigurar (físicamente) su impresora (se puede guiar por medio de su manual de usuario).

19 Sonido.

Esta opción permite activar o desactivar los efectos de sonido de FLUSIM-DPG. En caso de desactivarlo, sólo se escuchará un sonido cuando exista algún error en la captura de los datos.

20 Configurar: Flujo en el Yacimiento.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo del yacimiento al pozo.

Los resultados pueden salir por:

- La pantalla : Resultados (forma tabular y gráfica).
- La impresora : Datos y resultados (forma tabular y gráfica).

Si elige obtener los resultados en la impresora el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

21 Configurar: Flujo Multifásico Vertical.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo del multifásico vertical.

Los resultados pueden salir por:

- La pantalla : Resultados (forma tabular y gráfica).
- La impresora : Datos y resultados (forma tabular y gráfica).

Si elige obtener los resultados en la impresora el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

22 Configurar: Flujo por los Estranguladores.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo por los estranguladores.

Los resultados pueden salir por:

- La pantalla : Resultados (forma tabular y gráfica).
- La impresora : Datos y resultados (forma tabular y gráfica).

Si elige obtener los resultados en la impresora el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

23 Configurar: Flujo Multifásico Horizontal.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo multifásico horizontal.

Los resultados pueden salir por:

- La pantalla : Resultados (forma tabular y gráfica).
- La impresora : Datos y resultados (forma tabular y gráfica).

Si elige obtener los resultados en la impresora el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

24 Configurar: Análisis Integral.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del análisis integral.

Los resultados pueden salir por:

- La pantalla : Resultados (forma tabular y gráfica).
- La impresora : Datos y resultados (forma tabular y gráfica).

Si elige obtener los resultados en la impresora el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

25 Introducción: Flujo en el Yacimiento.

El objetivo de esta opción es la de proporcionar una breve explicación de las bases teóricas de cada uno de los modelos empleados en el cálculo del flujo del yacimiento al pozo. Los modelos son:

- Vogel
- Standing - Harrison
- Jones - Blount - Glaze
- IPR generalizada
- Richardson - Shaw

Si necesita mayor información sobre alguno de los modelos empleados en este programa, consulte las referencias que se dan al final de la introducción.

26 Introducción: Flujo Vertical.

El objetivo de esta opción es la de proporcionar una breve explicación de las bases teóricas de cada uno de los modelos empleados en el cálculo del flujo multifásico vertical. Los modelos son:

- Orkiszewski
- Beggs y Brill

Si necesita mayor información sobre alguno de los modelos empleados en este programa, consulte las referencias que se dan al final de la introducción.

27 Introducción: Estranguladores.

El objetivo de esta opción es la de proporcionar una breve explicación de las bases teóricas de cada uno de los modelos empleados en el cálculo del flujo multifásico a través de los estranguladores superficiales. Los modelos son:

- Ashford
- Ashford - Pierce
- Línea recta:
 - Gilbert
 - Ros
 - Baxendell
 - Achong
 - Pilehvari
- Omaña R. et al
- Poettmann - Beck

Si necesita mayor información sobre alguno de los modelos empleados en este programa, consulte las referencias que se dan al final de la introducción.

28 Introducción: Flujo Horizontal.

El objetivo de esta opción es la de proporcionar una breve explicación de las bases teóricas de cada uno de los modelos empleados en el cálculo del flujo multifásico horizontal. Los modelos son:

- Beggs y Brill
- Bertuzzi - Tek - Poettmann

Si necesita mayor información sobre alguno de los modelos empleados en este programa, consulte las referencias que se dan al final de la introducción.

29 Introducción: Análisis Integral.

El objetivo de esta opción es la de proporcionar una breve explicación de las bases teóricas del análisis integral del sistema de producción de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción.

Este diseño es una obra inédita del Ingeniero Francisco Garaicochea Petrirena.

30 Hacer: Flujo en el Yacimiento.

El objetivo de esta opción es permitir la elaboración de un nuevo archivo de datos, capturando inicialmente los datos necesarios para realizar el cálculo de las pérdidas de presión a través del yacimiento (se recomienda proporcionar el nombre del pozo en estudio como nombre del archivo).

El archivo hecho guarda, además, los datos de los otros elementos del sistema integral de producción, y para poder capturar estos datos se deberá modificar el archivo de datos.

31 Hacer: Flujo Vertical.

El objetivo de esta opción es permitir la elaboración de un nuevo archivo de datos, capturando inicialmente los datos necesarios para realizar el cálculo de las pérdidas de presión a través de la tubería de producción (se recomienda proporcionar el nombre del pozo en estudio como nombre del archivo).

El archivo hecho guarda, además, los datos de los otros elementos del sistema integral de producción, y para poder capturar estos datos se deberá modificarlo.

32 Hacer: Estranguladores.

El objetivo de esta opción es permitir la elaboración de un nuevo archivo de datos, capturando inicialmente los datos necesarios para realizar el cálculo de las pérdidas de presión a través de los estranguladores superficiales (se recomienda proporcionar el nombre del pozo en estudio como nombre del archivo).

El archivo hecho guarda, además, los datos de los otros elementos del sistema integral de producción, y para poder capturar estos datos se deberá modificar el archivo de datos.

33 Hacer: Flujo Horizontal

El objetivo de esta opción es permitir la elaboración de un nuevo archivo de datos, capturando inicialmente los datos necesarios para realizar el cálculo de las pérdidas de presión a través de la línea de descarga (se recomienda proporcionar el nombre del pozo en estudio como nombre del archivo).

El archivo hecho guarda, además, los datos de los otros elementos del sistema integral de producción, y para poder capturar estos datos se deberá modificar el archivo de datos.

34 Hacer: Análisis Integral.

El objetivo de esta opción es permitir la elaboración de un nuevo archivo de datos, capturando inicialmente los datos necesarios para realizar la simulación de las pérdidas de presión de un pozo productor de aceite, que fluye simultáneamente por la tubería de producción y el espacio anular (se recomienda proporcionar el nombre del pozo en estudio como nombre del archivo).

35 Modificar: Flujo en el Yacimiento.

El objetivo de esta opción es permitir la captura o modificación de la información necesaria para calcular el flujo del yacimiento al pozo, de un archivo de datos realizado anteriormente con la opción hacer un nuevo archivo de datos.

Si cuando se hizo el archivo, se capturó la información de cualquier otro elemento del sistema integral de producción, el archivo de datos no contendrá ningún dato del yacimiento.

De esta forma, si el archivo ya contenía datos del yacimiento, éstos podrán ser modificados.

El archivo respetará la información de los demás elementos del sistema, esto es: El programa guarda los datos de TODOS los elementos del sistema integral de producción en un sólo archivo general, para facilitar la captura de los datos. Por ejemplo, un pozo tendrá un valor determinado de densidad relativa del aceite, como este dato es común para el cálculo del flujo vertical, el flujo horizontal, el flujo a través de los estranguladores superficiales y el flujo simultáneo, el usuario sólo introducirá una vez este valor en cualquiera de las capturas de los elementos antes mencionados. El programa tomará este valor como

base en la captura de los datos de los demás componentes del sistema.

36 Modificar: Flujo Vertical.

El objetivo de esta opción es permitir la captura o modificación de la información necesaria para calcular las pérdidas de presión en el flujo multifásico vertical, de un archivo de datos realizado anteriormente con la opción hacer un nuevo archivo de datos.

Si cuando se hizo el archivo, se capturó la información de cualquier otro elemento del sistema integral de producción, el archivo de datos no contendrá ningún dato flujo vertical.

De esta forma, si el archivo ya contenía datos del flujo multifásico vertical, éstos podrán ser modificados.

El archivo respetará la información de los demás elementos del sistema, esto es: El programa guarda los datos de TODOS los elementos del sistema integral de producción en un sólo archivo general, para facilitar la captura de los datos. Por ejemplo, un pozo tendrá un valor determinado de densidad relativa del gas, como este dato es común para el cálculo del flujo vertical, el flujo horizontal, el flujo a través de los estranguladores superficiales y el flujo simultáneo, el usuario sólo introducirá una vez este valor en cualquiera de las capturas de los elementos antes mencionados. El programa tomará este valor como base en la captura de los datos de los demás componentes del sistema.

37 Modificar: Estranguladores.

El objetivo de esta opción es permitir la captura o modificación de la información necesaria para calcular las pérdidas de presión en el flujo multifásico a través de los estranguladores superficiales, de un archivo de datos realizado anteriormente con la opción hacer un nuevo archivo de datos. Si cuando se hizo el archivo, se capturó la información de cualquier otro elemento del sistema integral de producción, el archivo de datos no contendrá ningún dato del flujo a través de los estranguladores.

De esta forma, si el archivo ya contenía datos del flujo multifásico a través de los estranguladores, éstos podrán ser modificados.

El archivo respetará la información de los de-

más elementos del sistema, esto es: El programa guarda los datos de **TODOS** los elementos del sistema integral de producción en un sólo archivo general, para facilitar la captura de los datos. Por ejemplo, un pozo tendrá un valor determinado de densidad relativa del aceite, como este dato es común para el cálculo del flujo vertical, el flujo horizontal, el flujo a través de los estranguladores superficiales y el flujo simultáneo, el usuario sólo introducirá una vez este valor en cualquiera de las capturas de los elementos antes mencionados. El programa tomará este valor como base en la captura de los datos de los demás componentes del sistema.

38 Modificar: Flujo Horizontal.

El objetivo de esta opción es permitir la captura o modificación de la información necesaria para calcular las pérdidas de presión en el flujo multifásico horizontal, de un archivo de datos realizado anteriormente con la opción hacer un nuevo Archivo de Datos.

Si cuando se hizo el archivo, se capturó la información de cualquier otro elemento del sistema integral de producción, el archivo de datos no contendrá ningún dato flujo multifásico horizontal.

De esta forma, si el archivo ya contenía datos del flujo multifásico horizontal, éstos podrán ser modificados.

El archivo respetará la información de los demás elementos del sistema, esto es: El programa guarda los datos de **TODOS** los elementos del sistema integral de producción en un sólo archivo general, para facilitar la captura de los datos. Por ejemplo, un pozo tendrá un valor determinado de densidad relativa del aceite, como este dato es común para el cálculo del flujo vertical, el flujo horizontal, el flujo a través de los estranguladores superficiales y el flujo simultáneo, el usuario sólo introducirá una vez este valor en cualquiera de las capturas de los elementos antes mencionados. El programa tomará este valor como base en la captura de los datos de los demás componentes del sistema.

39 Modificar: Integral.

El objetivo de esta opción es permitir la captura o modificación de la información necesaria para calcular las pérdidas de presión en el sistema integral de producción en un pozo productor de aceite, que fluye simultáneamente por la tubería de producción y

el espacio anular, de un archivo de datos realizado anteriormente con la opción hacer un nuevo archivo de datos.

La captura respetará la información de los elementos del sistema antes proporcionados, esto es; el programa guarda los datos de **TODOS** los elementos del sistema integral de producción en un sólo archivo general, para facilitar la captura de los datos. Por ejemplo, un pozo tendrá un valor determinado de densidad relativa del aceite, como este dato es común para el cálculo del flujo vertical, el flujo horizontal, el flujo a través de los estranguladores superficiales y el flujo simultáneo, el usuario sólo introducirá una vez este valor en cualquiera de las capturas de los elementos antes mencionados. El programa tomará este valor como base en la captura de los datos de los demás componentes del sistema.

40 Comando de MS-DOS.

Proporcione el comando de MS-DOS o el nombre del programa que desee ejecutar. Para esto se requiere que:

- Los programas deben estar presentes en el directorio donde se encuentra instalado el programa o, que los directorios que los contengan estén definidos en el PATH (ruta de acceso a los directorios del disco).
- El programa a ejecutar sea menor a 200 Kb.
- La memoria RAM total de la computadora sea al menos de 640 Kb.

Si no existe suficiente memoria RAM no podrá ejecutar el programa deseado.

En caso de no poder ejecutar esta opción, verifique que:

- Tenga instalada una versión de sistema operativo igual o mayor a la 3.0.
- Su disco duro tenga correctamente definido el PATH (ruta de acceso a los directorios del disco; definido en el archivo AUTOEXEC.BAT que se encuentra en el directorio raíz de su disco duro).
- La forma de entrada a la computadora, haya sido a partir del disco duro.

En caso de no poder efectuar el comando de sistema operativo deseado, se recomienda utilizar las opciones:

- Salida temporal al sistema
 - Ejecutar el comando deseado
 - Regresar a Flusim-DFG.
- Salir al sistema
 - Ejecutar el comando deseado
 - Correr nuevamente Flusim-DFG.

41 Arch. Utiliz. Yacimiento.

Elija un archivo de datos para realizar el cálculo del flujo del yacimiento al pozo. Para esto siga los siguientes pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <↵> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

42 Arch. Utiliz. Vertical.

Elija un archivo de datos para realizar el cálculo del flujo multifásico vertical. Para esto siga los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <↵> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

43 Arch. Utiliz. Estranguladores

Elija un archivo de datos para realizar el cálculo del flujo a través de los estranguladores. Para esto use los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <↵> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

44 Arch. Utiliz. Horizontal.

Elija un archivo de datos para realizar el cálculo del flujo multifásico horizontal. Para esto use los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <↵> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

45 Arch. Utiliz. Análisis Integral.

Elija un archivo de datos para realizar el cálculo del flujo simultáneo de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción. Para esto use los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <↵> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

46 Configuración: Tipo de Monitor.

Elija un tipo de monitor. Para esto siga los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <↵> [Enter], para elegir el monitor que tenga su computadora.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

47 Configuración: Tipo de Impresora.

Elija la impresora por la cual se desea imprimir los resultados del programa. Para esto use los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <↵> [Enter], para elegir la impresora que tenga disponible.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

48 Configuración: Flujo en el Yacimiento.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo del yacimiento al pozo.

En este tipo de menús, si la opción está marcada con [X], se supone como verdadera, de lo contrario se supone como falsa.

Si se selecciona desplegar los resultados en forma gráfica al final de los cálculos, aparecerá la gráfica de los resultados obtenidos por el programa. Esta gráfica se podrá imprimir si se selecciona la opción de imprimir los resultados en forma gráfica. Las características de la gráfica se podrán escoger mediante las opciones:

- Gráfica con malla
- Gráfica con ejes dobles
- Gráfica con borde

También se podrá seleccionar desplegar o no, la tabla de resultados por la pantalla o por la impresora.

Por último, se podrá seleccionar la impresión de los datos con que se obtuvieron los resultados.

Si elige obtener los resultados en la impresora, el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

49 Configuración: Flujo Vertical.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo del flujo multifásico vertical.

En este tipo de menús, si la opción está marcada con [X], se supone como verdadera, de lo contrario se asume como falsa.

Si se selecciona desplegar los resultados en forma gráfica al final de los cálculos, aparecerá la gráfica de los resultados obtenidos por el programa. Esta gráfica se podrá imprimir si se selecciona la opción de imprimir los resultados en forma gráfica. Las

características de la gráfica se podrán escoger mediante las opciones:

- Gráfica con malla
- Gráfica con ejes dobles
- Gráfica con borde

También se podrá seleccionar desplegar o no, la tabla de resultados por la pantalla o por la impresora.

Por último, se podrá seleccionar la impresión de los datos con que se obtuvieron los resultados.

Si elige obtener los resultados en la impresora, el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

50 Configuración: Estranguladores.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo a través de los estranguladores superficiales.

En este tipo de menús, si la opción está marcada con [X], se supone como verdadera, de lo contrario se asume como falsa.

Si se selecciona desplegar los resultados en forma gráfica al final de los cálculos, aparecerá la gráfica de los resultados obtenidos por el programa. Esta gráfica se podrá imprimir si se selecciona la opción de imprimir los resultados en forma gráfica. Las características de la gráfica se podrán escoger mediante las opciones:

- Gráfica con malla
- Gráfica con ejes dobles
- Gráfica con borde

También se podrá seleccionar desplegar o no, la tabla de resultados por la pantalla o por la impresora.

Por último, se podrá seleccionar la impresión de los datos con que se obtuvieron los resultados.

Si elige obtener los resultados en la impre-

sora, el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

51 Configuración: Flujo Horizontal.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo del flujo multifásico horizontal.

En este tipo de menús, si la opción está marcada con [X], se asume como verdadera, de lo contrario se supone como falsa.

Si se selecciona desplegar los resultados en forma gráfica al final de los cálculos, aparecerá la gráfica de los resultados obtenidos por el programa. Esta gráfica se podrá imprimir si se selecciona la opción de imprimir los resultados en forma gráfica. Las características de la gráfica se podrán escoger mediante las opciones:

- Gráfica con malla
- Gráfica con ejes dobles
- Gráfica con borde

También se podrá seleccionar desplegar o no, la tabla de resultados por la pantalla o por la impresora.

Por último, se podrá seleccionar la impresión de los datos con que se obtuvieron los resultados.

Si elige obtener los resultados en la impresora, el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

52 Configuración: Análisis Integral.

Esta opción permite definir la forma de desplegar e imprimir los resultados (con o sin gráficas) y datos, del flujo simultáneo de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción.

En este tipo de menús, si la opción está marcada con [X], se asume como verdadera, de lo contrario se asume como falsa.

Si se selecciona desplegar los resultados en forma gráfica al final de los cálculos, aparecerá la gráfica de los resultados obtenidos por el programa. Esta gráfica se podrá imprimir si se selecciona la opción de imprimir los resultados en forma gráfica. Las características de la gráfica se podrán escoger mediante las opciones:

- Gráfica con malla
- Gráfica con ejes dobles
- Gráfica con borde

También se podrá seleccionar desplegar o no, la tabla de resultados por la pantalla o por la impresora.

Por último, se podrá seleccionar la impresión de los datos con que se obtuvieron los resultados.

Si elige obtener los resultados en la impresora, el programa verificará que esté en línea, de lo contrario, no permitirá la continuación.

Si todas las opciones están desactivadas, el programa marcará un error, y activará la salida de los resultados en forma tabular por la pantalla y la opción de no imprimir.

53 Hacer: Nombre del Archivo.

Proporcione el nombre del archivo de datos, para poder efectuar algún cálculo de flujo en el sistema integral de producción, en cualquiera de sus elementos. De esta forma puede iniciarse un nuevo cálculo con uno de los siguientes elementos del sistema de producción:

- Flujo en el Yacimiento
- Flujo Vertical
- Estranguladores
- Flujo Horizontal
- Análisis Integral

Se recomienda proporcionar el nombre del pozo en estudio, con un máximo de 8 caracteres; el programa le proporcionará automáticamente la extensión, dependiendo de los datos contenidos en el archivo, las cuales son:

*.DFG : Datos generales

- *.PRD : Datos de pruebas de producción
- *.TUB : Datos de tuberías

La extensión le sirve como un identificador al programa y el usuario no podrá cambiarla.

El programa guarda los datos de todos los elementos del sistema integral de producción en un sólo archivo general, para facilitar la captura de datos. Esto es, un pozo tendrá un valor de densidad relativa del aceite, como este dato es común para el cálculo del flujo vertical, así como para el flujo horizontal y el flujo simultáneo.

El usuario sólo introducirá una vez este dato en cualquiera de las capturas de los elementos antes mencionados. El programa tomará este valor como base en la captura de los datos de los demás componentes del sistema. Una vez hecho el archivo de datos por primera vez, los datos de los demás elementos del sistema únicamente se podrán capturar modificando el archivo de datos.

58 Modif. Arch. Utiliz. Flujo en el Yacimiento.

Elija un archivo de datos para modificar los datos del flujo del yacimiento al pozo. Para esto siga los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <←→> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

59 Modif. Arch. Utiliz. Flujo Vertical.

Elija un archivo de datos para modificar los datos del flujo multifásico vertical. Para esto siga los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <←→> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

60 Modif. Arch. Utiliz. Estranguladores.

Elija un archivo de datos para modificar los

datos del flujo por los estranguladores. Para esto siga los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <←→> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

61 Modif. Arch. Utiliz. Flujo Horizontal.

Elija un archivo de datos para modificar los datos del flujo multifásico horizontal. Para esto siga los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <←→> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

62 Modif. Arch. Utiliz. Análisis Integral.

Elija un archivo de datos para modificar los datos del flujo simultáneo de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción. Para esto siga los pasos:

- Seleccionar el archivo deseado mediante las teclas de movimiento del cursor, en seguida oprima la tecla <←→> [Enter], para elegir el archivo deseado.
- Si tiene mouse, consulte la opción de Uso del Mouse en la sección de menús verticales.

63 Opc. Mod. Datos Generales.

El objetivo de esta opción es la de actualizar los datos previamente capturados de:

- Nombre del Pozo
- Nombre de la Región
- Nombre del Distrito
- Nombre del Estado
- Nombre del Departamento
- Nombre del Responsable
- Fecha del Presente Análisis

Para llevar el correcto control de las simula-

ciones hechas con el programa, se recomienda la captura actualizada de todos estos datos.

Estos datos se imprimirán con todo el conjunto de datos del yacimiento si se elige imprimir en el menú de configuración.

64 Opc. Mod. Método de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de poder cambiar el método de cálculo del flujo del yacimiento al pozo:

- Vogel
- Standing - Harrison
- Jones - Blount - Glaze
- IPR Generalizada
- Richardson - Shaw

Se debe tener cuidado al cambiar de modelo, debido a que cada uno tiene datos particularidades, y si estos no son capturados la sección de filtros de la información no permitirá el continuar con la simulación.

65 Opc. Mod. Datos del Yacimiento.

El objetivo de esta opción es la de actualizar o capturar los datos propios del yacimiento, Estos datos dependen del método elegido.

Para Vogel se captura:

- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]

Para Standing - Harrison se captura:

- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Factor de Eficiencia de Flujo [adim]

Para Jones, Blount y Glaze se captura:

- Número de Pruebas de Producción
- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]

Para IPR Generalizada se captura:

- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]

- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Presión de Saturación [lb/pg² abs]

Para Richardson - Shaw se captura:

- Número de Pruebas de Producción
- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Presión de Saturación [lb/pg² abs]
- Factor de Vogel [adim]

66 Opc. Mod. Todos los Datos.

Esta opción es equivalente a capturar todos los datos por primera vez, si nunca se ha capturado un dato del yacimiento; pero si se van a modificar los datos previamente capturados, se tiene la ventaja de que únicamente se actualizarán unos pocos datos.

Se podrán modificar en forma conjunta:

- Datos Generales
- Método de Cálculo
- Datos del Yacimiento

67 Opc. Mod. Datos Generales.

El objetivo de esta opción es la de actualizar los datos previamente capturados de:

- Nombre del Pozo
- Nombre de la Región
- Nombre del Distrito
- Nombre del Estado
- Nombre del Departamento
- Nombre del Responsable
- Fecha del Presente Análisis

Para llevar el correcto control de las simulaciones hechas con el programa, se recomienda la captura actualizada de todos estos datos.

Estos datos se imprimirán con todo el conjunto de datos del flujo vertical si se elige imprimir en el menú de configuración.

68 Opc. Mod. Método de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de poder cambiar el método de cálculo del flujo multifásico vertical:

- Orkiszewski
- Beggs y Brill

Como todos los datos requeridos en el programa son comunes para estos dos métodos, no se tendrá problema al únicamente cambiar el método de cálculo.

69 Opc. Mod. Opciones de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de cambiar la geometría de flujo.

FLUSIM-DFG permite, en la opción del ajuste del flujo multifásico vertical, el calcular por separado:

- El Flujo por la Tubería de Producción.
- El Flujo por el Espacio Anular.

FLUSIM-DFG considera las siguientes suposiciones:

- No se consideran las pérdidas de presión en los disparos.
- No existe empacador.
- El flujo se comienza en la longitud total de la tubería de producción.

70 Opc. Mod. Tubería de Producción.

El objetivo de esta opción es la de modificar los datos de la tubería de producción tales como:

- Longitud Tubería de Producción [pie]
- Diámetro Nominal de la Tubería [pg]
- Peso de la Tubería [lb/pie]
- Angulo de la Tubería [°]
- Rugosidad de la Tubería [pg]

71 Opc. Mod. Consideraciones Generales.

El objetivo de esta opción es la de darle al usuario la posibilidad de modificar los datos de:

- Sentido de Flujo
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Temperatura en el Fondo del Pozo [°F]
- Presión en la Cabeza del Pozo [lb/pg² abs]
- Temperatura en la Cabeza del Pozo [°F]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]

- Método de Temperatura
- Correlaciones PVT
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]

72 Opc. Mod. Datos del Aceite y Gas.

El objetivo de esta opción es la de darle al usuario la posibilidad de modificar los datos de:

- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie³/bl]

73 Opc. Mod. Todos los Datos.

Esta opción es equivalente a capturar todos los datos por primera vez, si nunca se ha capturado un dato del flujo vertical, pero si se van a modificar los datos previamente capturados, se tiene la ventaja de que únicamente se actualizarán unos pocos datos.

Se podrán modificar en forma conjunta:

- Datos Generales
- Método de Cálculo
- Opciones de Cálculo
- Tubería de Producción
- Consideraciones Generales
- Datos del Aceite y Gas

74 Opc. Mod. Datos Generales.

El objetivo de esta opción es la de actualizar los datos previamente capturados de:

- Nombre del Pozo
- Nombre de la Región
- Nombre del Distrito
- Nombre del Estado
- Nombre del Departamento
- Nombre del Responsable
- Fecha del Presente Análisis

Para llevar el correcto control de las simulaciones hechas con el programa, se recomienda la captura actualizada de todos estos datos.

Estos datos se imprimirán con todo el conjunto de datos del flujo en los estranguladores si se elige imprimir en el menú de configuración.

75 Opc. Mod. Método de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de cambiar la correlación del flujo multifásico a través de los estranguladores.

Se debe tener cuidado al cambiar de modelo, debido a que cada uno tiene datos particularidades, y si estos no son capturados, la sección de filtros de la información no permitirá el continuar con la simulación.

FLUSIM-DPG cuenta con las siguientes correlaciones:

- Ashford
- Ashford - Plerce
- Línea recta:
 - Gilbert
 - Ros
 - Baxendell
 - Achong
 - Pilehvari
- Omaña R. et al
- Poettmann - Beck

76 Opc. Mod. Opciones de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de modificar la obtención de:

- El diámetro del estrangulador, si se proporciona:
 - * El gasto que se desea producir.
- El gasto de producción, si se proporciona:
 - * El diámetro del estrangulador con el que está produciendo el pozo.
- El coeficiente de descarga y el porcentaje de error, si se proporciona:
 - * El gasto de producción.
 - * El diámetro del estrangulador con el que está produciendo el pozo.

77 Opc. Mod. Consideraciones Generales.

El objetivo de esta opción es la de modificar las consideraciones que cada método necesita. Para mayor información vea:

- Modelos de Cálculo.

78 Opc. Mod. Todos los Datos.

Esta opción es equivalente a capturar todos los datos por primera vez, si nunca se ha capturado un dato del flujo por los estranguladores; pero si se van a modificar los datos previamente capturados, se tiene la ventaja de que únicamente se actualizarán unos pocos datos.

Se podrán modificar en forma conjunta:

- Datos Generales
- Método de Cálculo
- Opciones de Cálculo
- Consideraciones Generales

79 Opc. Mod. Datos Generales.

El objetivo de esta opción es la de actualizar los datos previamente capturados de:

- Nombre del Pozo
- Nombre de la Región
- Nombre del Distrito
- Nombre del Estado
- Nombre del Departamento
- Nombre del Responsable
- Fecha del Presente Análisis

Para llevar el correcto control de las simulaciones hechas con el programa, se recomienda la captura actualizada de todos estos datos.

Estos datos se imprimirán con todo el conjunto de datos del flujo multifásico horizontal si se elige imprimir en el menú de configuración.

80 Opc. Mod. Método de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de cambiar el método de cálculo del flujo multifásico horizontal:

- Beggs y Brill
- Bertuzzi - Tek - Poettmann

Como todos los datos requeridos en el programa son comunes para estos dos métodos, no se tendrá problema al únicamente cambiar el método de cálculo.

81 Opc. Mod. Línea de Descarga.

El objetivo de esta opción es la de modificar los datos de la línea de descarga tales como:

- Longitud de la Línea de Descarga [pie]
- Diámetro Nominal de la Tubería [pg]
- Peso de la Tubería [lb/pie]
- Angulo de la Tubería [°]
- Rugosidad de la Tubería [pg]

82 Opc. Mod. Consideraciones Generales.

El objetivo de esta opción es modificar los datos de:

- Sentido de Flujo
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Temperatura en el Fondo del Pozo [°F]
- Presión en la Cabeza del Pozo [lb/pg² abs]
- Temperatura en la Cabeza del Pozo [°F]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Método de Temperatura
- Correlaciones PVT
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]

83 Opc. Mod. Datos del Aceite y Gas.

El objetivo de esta opción es la de darle al usuario la posibilidad de modificar los datos de:

- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie³/bl]

84 Opc. Mod. Todos los Datos.

Esta opción es equivalente a capturar todos los datos por primera vez, si nunca se ha capturado un dato del flujo horizontal; pero si se van a modificar los datos previamente capturados, se tiene la ventaja de que únicamente se actualizarán unos pocos datos.

Se podrán modificar en forma conjunta:

- Datos Generales
- Método de Cálculo
- Línea de Descarga
- Consideraciones Generales
- Datos del Aceite y Gas

85 Opc. Mod. Datos Generales.

El objetivo de esta opción es la de actualizar los datos previamente capturados de:

- Nombre del Pozo
- Nombre de la Región
- Nombre del Distrito
- Nombre del Estado
- Nombre del Departamento
- Nombre del Responsable
- Fecha del Presente Análisis

Para llevar el correcto control de las simulaciones hechas con el programa, se recomienda la captura actualizada de todos estos datos.

Estos datos se imprimirán con todo el conjunto de datos del flujo simultáneo si se elige imprimir en el menú de configuración.

86 Opc. Mod. Métodos de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de actualizar o capturar los modelos de cálculo de cada uno de los componentes del sistema integral de producción. FLU-SIM-DFG cuenta con los siguientes métodos:

Para el Flujo del Yacimiento al Pozo:

- Vogel
- Standing - Harrison
- Jones - Blount - Glaze
- IPR Generalizada
- Richardson - Shaw

Para el Flujo del Vertical:

- Orkiszewski
- Beggs y Brill

Para el Flujo del Horizontal:

- Beggs y Brill
- Bertuzzi - Tek - Poettmann

87 Opc. Mod. Datos del Yacimiento.

El objetivo de esta opción es la de actualizar o capturar los datos propios del yacimiento, Estos datos dependen del método elegido.

Para Vogel se captura:

- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]

Para Standing - Harrison se captura:

- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Factor de Eficiencia de Flujo [adim]

Para Jones, Blount y Glaze se captura:

- Número de Pruebas de Producción
- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]

Para IPR Generalizada se captura:

- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Presión de Saturación [lb/pg² abs]

Para Richardson - Shaw se captura:

- Número de Pruebas de Producción
- Presión Estática Pozo [lb/pg² abs]
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Presión de Saturación [lb/pg² abs]
- Factor de Vogel [adim]

88 Opc. Mod. Tubería de Producción.

El objetivo de esta opción es la de modificar los datos de la tubería de producción tales como:

- Longitud Tubería de Producción [pie]
- Diámetro Nominal de la Tubería [pg]
- Peso de la Tubería [lb/pie]
- Angulo de la Tubería [°]
- Rugosidad de la Tubería [pg]

89 Opc. Mod. Tubería de Revestimiento.

El objetivo de esta opción es la de modificar los datos de la tubería de revestimiento tales como:

- Longitud Tubería de Revestimiento [pie]
- Diámetro Nominal de la Tubería [pg]
- Peso de la Tubería [lb/pie]
- Angulo de la Tubería [°]

- Rugosidad de la Tubería [pg]

90 Opc. Mod. Línea de Descarga.

El objetivo de esta opción es la de modificar los datos de la línea de descarga tales como:

- Longitud de la Línea de Descarga [pie]
- Diámetro Nominal de la Tubería [pg]
- Peso de la Tubería [lb/pie]
- Angulo de la Tubería [°]
- Rugosidad de la Tubería [pg]

91 Opc. Mod. Consideraciones Generales.

El objetivo de esta opción es la de darle al usuario la posibilidad de modificar los datos de:

- Sentido de Flujo
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Temperatura en el Fondo del Pozo [°F]
- Presión en la Cabeza del Pozo [lb/pg² abs]
- Temperatura en la Cabeza del Pozo [°F]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Método de Temperatura
- Correlaciones PVT
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]

92 Opc. Mod. Datos del Aceite y Gas

El objetivo de esta opción es la de darle al usuario la posibilidad de modificar los datos de:

- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie3/bl]

93 Opc. Mod. Todos los Datos.

Esta opción es equivalente a capturar todos los datos por primera vez, si nunca se ha capturado un dato del cualquier elemento del sistema de producción; pero si se van a modificar los datos previamente capturados, se tiene la ventaja de que únicamente se actualizarán unos cuantos datos.

- Datos Generales
- Métodos de Cálculo
- Datos del Yacimiento
- Tubería de Producción
- Tubería de Revestimiento
- Línea de Descarga

- Consideraciones Generales
- Datos del Aceite y Gas

94 Opc. Mod. Datos Generales.

El objetivo de esta opción es la de actualizar los datos previamente capturados de:

- Nombre del Pozo
- Nombre de la Región
- Nombre del Distrito
- Nombre del Estado
- Nombre del Departamento
- Nombre del Responsable
- Fecha del Presente Análisis

Para llevar el correcto control de las simulaciones hechas con el programa, se recomienda la captura actualizada de todos estos datos.

Estos datos se imprimirán con todo el conjunto de datos del flujo vertical si se elige imprimir en el menú de configuración.

95 Opc. Mod. Método de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de cambiar el método de cálculo del flujo multifásico vertical:

- Orkiszewski
- Beggs y Brill

Como todos los datos requeridos en el programa son comunes para estos dos métodos, no se tendrá problema al únicamente cambiar el método de cálculo.

96 Opc. Mod. Opciones de Cálculo.

El objetivo de esta opción es la de cambiar la geometría de flujo.

FLUSIM-DPG permite, en la opción del ajuste del flujo multifásico vertical, el calcular por separado:

- El Flujo por la Tubería de Producción
- El Flujo por el Espacio Anular

FLUSIM-DPG considera las siguientes suposiciones:

- No se consideran las pérdidas de presión en los disparos.

- No existe empacador.

- El flujo se comienza en la longitud total de la tubería de producción.

97 Opc. Mod. Tubería de Producción.

El objetivo de esta opción es la de modificar los datos de la tubería de producción tales como:

- Longitud Tubería de Producción [pie]
- Diámetro Nominal de la Tubería [pg]
- Peso de la Tubería [lb/pie]
- Angulo de la Tubería [°]
- Rugosidad de la Tubería [pg]

98 Opc. Mod. Tubería de Revestimiento.

El objetivo de esta opción es la de modificar los datos de la tubería de revestimiento tales como:

- Longitud Tubería de Revestimiento [pie]
- Diámetro Nominal de la Tubería [pg]
- Peso de la Tubería [lb/pie]
- Angulo de la Tubería [°]
- Rugosidad de la Tubería [pg]

99 Opc. Mod. Consideraciones Generales.

El objetivo de esta opción es la de darle al usuario la posibilidad de modificar los datos de:

- Sentido de Flujo
- Presión de Fondo Fluyendo [lb/pg² abs]
- Temperatura en el Fondo del Pozo [°F]
- Presión en la Cabeza del Pozo [lb/pg² abs]
- Temperatura en la Cabeza del Pozo [°F]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Método de Temperatura
- Correlaciones PVT
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]

100 Opc. Mod. Datos del Aceite y Gas.

El objetivo de esta opción es la de darle al usuario la posibilidad de modificar los datos de:

- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Gasto de Aceite [bl/día]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie3/bl]

101 Opc. Mod. Todos los Datos.

Esta opción es equivalente a capturar todos los datos por primera vez, si nunca se ha capturado un dato del flujo vertical; pero si se van a modificar los datos previamente capturados, se tiene la ventaja de que únicamente se actualizarán unos cuantos datos.

102 Variables.

Este tema le permite obtener la definición, unidades, factores de conversión, forma de obtención, valores representativos y comentarios acerca de las variables utilizadas por FLUSIN-DPG, siendo éstas:

Variable	Unidad
• Angulo de la Tubería	[°]
• Coeficiente de Descarga	[adim]
• Densidad del Aceite Producido	[°API]
• Densidad Rel. del Agua Producida	[adim]
• Densidad Rel. del Gas Producido	[adim]
• Departamento	
• Diámetro del Estrangulador	[64 avos pg]
• Diámetro Nominal de la Tubería	[pg]
• Distrito	
• Estado	
• Factor de Eficiencia de Flujo	[adim]
• Factor de Vogel	[adim]
• Fecha del Presente Análisis	
• Gasto de Aceite	[bl/día]
• Gradiente Geotérmico	[°F/pie]
• Longitud de la Línea de Descarga	[pie]
• Longitud Tubería de Producción	[pie]
• Longitud Tubería de Revestimiento	[pie]
• Número de Pruebas de Producción	
• Peso de la Tubería	[lb/pie]
• Pozo	
• Presión Corriente Arriba	[lb/pg ² abs]
• Presión de Fondo Fluyendo	[lb/pg ² abs]
• Presión de Saturación	[lb/pg ² abs]
• Presión de Separación	[lb/pg ² abs]
• Presión en la Cabeza del Pozo	[lb/pg ² abs]
• Presión Estática Pozo	[lb/pg ² abs]
• Profundidad de la Tubería	[pie]
• Región	
• Relación Agua-Aceite Producida	[bl/bl]
• Relación de Capacidades Caloríficas	[adim]
• Relación de Presiones	[adim]
• Relación Gas-Aceite Producido	[pie ³ /bl]
• Responsable	
• Rugosidad de la Tubería	[pg]
• Salinidad del Agua Producida	[ppm]
• Temperatura Corriente Arriba	[°F]

- Temperatura de Separación [°F]
- Temperatura en la Cabeza del Pozo [°F]
- Temperatura en el Fondo del Pozo [°F]

103 Angulo de la Tubería.

Definición: Es el ángulo que forma la tubería con respecto a la horizontal, medido en la dirección del flujo.

Unidades: [°].

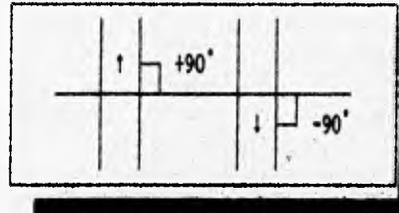
Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[rad]	[°]	5.729578 E 01

Forma de Obtención: Mediante un inclinómetro, realizando la medición durante la perforación del pozo.

Valores Representativos: de -90 a +90.

Comentarios: Un ángulo de 90° indica el cálculo para un pozo vertical productor con flujo ascendente. Un ángulo de -90° indica el cálculo para un pozo vertical inyector. El ángulo se considera para cada sección de tubería.



104 Coeficiente de Descarga.

Definición: Es la relación que existe entre el gasto medido generalmente a condiciones estándar y el gasto calculado por medio de un modelo matemático.

Unidades: [adim].

Forma de Obtención: El gasto medido puede obtenerse directamente en la superficie midiéndolo en el tanque de almacenamiento, en un separador a boca de pozo o en la línea de descarga, y en forma indirecta en el fondo del pozo con un medidor de flujo continuo

(molinete). Este dato está contemplado en los reportes del Departamento de Producción. El gasto calculado se obtiene a partir de un método de flujo multifásico para estranguladores.

Valores Representativos: De 0.6 a 1.4. Algunos autores proponen un valor de 0.85.

Comentarios: Si este valor se desconoce, se puede usar el valor de uno, para posteriormente obtener el coeficiente de descarga con el modelo matemático. Para obtener el modelo que mejor se ajuste a las condiciones existentes en el pozo, es conveniente probar con todos los modelos que en FLUSIM-DPG se presentan, y usar el modelo que de como resultado un coeficiente de descarga cercano a uno.

105 Densidad del Aceite Producido.

Definición: Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo derivada de la densidad relativa, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho_f} - 131.5$$

Unidades: [$^{\circ}\text{API}$].

Factores de Conversión:

Para convertir:	de	a	Resolver
	ρ_f	$^{\circ}\text{API}$	$[\frac{141.5}{\rho_f}] - 131.5$

Forma de Obtención: En el laboratorio, mediante un densímetro. La medición se practica sobre una muestra del aceite producido por el pozo.

Valores Representativos: De 8 a 45 [$^{\circ}\text{API}$].

Comentarios: Este parámetro debe ser obtenido para las condiciones estándar.

106 Densidad Relativa del Agua Producida.

Definición: Es la relación de la densidad del agua producida a condiciones de presión y temperatura

y la densidad del agua pura a 4 [$^{\circ}\text{C}$] y 1 [atm], ambas en unidades consistentes.

Unidades: [adim].

Forma de Obtención: En el laboratorio mediante un densímetro, y tomando la muestra en la cabeza del pozo, en la plante deshidratadora, en los tanques de almacenamiento o de un aforo del pozo.

Valores Representativos: De 1 a 1.2, debido a la presencia de sal en solución.

Comentarios: La densidad del agua pura a 4 [$^{\circ}\text{C}$] y 1 [atm] es de:

- 1.0 [g/cm³] ó
- 62.428 [lb/pe³].

107 Densidad Relativa del Gas Producido.

Definición: Es la razón de la densidad del gas a determinadas condiciones de presión y temperatura a la densidad del aire a las mismas condiciones de temperatura y presión, generalmente a condiciones estándar. También se define como el peso molecular de un gas entre el peso molecular medio del aire seco, esto es:

$$\rho_g = \frac{M_g}{28.97}$$

donde:

M_g : Peso Molecular del Gas
 ρ_g : Densidad Relativa del Gas Producido.

Para una mezcla de gases,

$$\rho_g = \frac{M_m}{28.97}$$

donde:

M_m : Masa molecular media de la mezcla.

Unidades: [adim].

Forma de Obtención: Por medio de muestras de

gas en el separador, de análisis PVT en el separador o en la corriente de flujo, de análisis cromatográficos y/o de análisis composicionales.

Valores Representativos: De 0.65 a 1.2.

Comentarios: El metano con un peso molecular de 16.04 [lb/lb-mole] tiene una densidad relativa de 0.55 (16.04/28.97).

108 Departamento.

Definición: Es el nombre del departamento responsable de realizar el análisis.

Comentarios: Este dato se requiere para tomarlo como referencia en el análisis. Si no se proporciona, no podrá identificarse el departamento responsable del análisis, en la impresión de los resultados.

109 Diámetro del Estrangulador

Definición: Es el diámetro del estrangulador a través del cual se desea poner a producir el pozo en estudio, para obtener en la superficie el gasto deseado.

Unidades: [64 avos pg].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[pg]	[64 avos pg]	6.40000 E 01
[mm]	[64 avos pg]	1.62560 E 03
[pie]	[64 avos pg]	7.68000 E 02

Forma de Obtención: De los estranguladores existentes en los inventarios, o del reporte del equipo superficial de producción elaborado en el Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 12 a 832.

110 Diámetro Exterior de la Tubería.

Definición: Es el diámetro que tienen las tuberías en su parte externa. Este diámetro depende de la calidad del acero con que fue construido el tubo y en el caso de las tuberías de producción y las líneas de descarga, no corresponde al diámetro nominal. Esto es, una tubería de producción con diámetro nominal de

4 [pg] tiene un diámetro exterior de 4.500 [pg]. Las tuberías de revestimiento son las únicas que tienen un diámetro nominal igual al diámetro exterior.

Unidades: [pg].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[cm]	[pg]	3.937008 E-01
[m]	[pg]	3.937008 E 01
[mm]	[pg]	3.937008 E-02
[pie]	[pg]	1.200000 E 01

Forma de Obtención: Del reporte del estado mecánico del pozo.

Valores Representativos: Dependen del tipo de tubería de que se trate. Pero existen tablas proporcionadas por los fabricantes de las tuberías.

Comentarios: El diámetro exterior de una tubería no cambia aún cuando ésta sea de diferentes pesos.

111 Distrito.

Definición: Es el nombre del distrito donde se localiza el pozo en estudio.

Comentarios: Este dato se requiere para tomarlo como referencia en el análisis. Si no se proporciona, no podrá identificarse el distrito en donde se realiza el análisis, en la impresión de los datos.

112 Factor de Eficiencia de Flujo.

Definición: Es la relación de abatimientos de presión ideal y real, es decir:

$$EF = \frac{\Delta p \text{ ideal}}{\Delta p \text{ real}} = \frac{pws - pwf'}{pws - pwf}$$

donde:

EF = Eficiencia de flujo.

Δp = Caída de presión.

pws = Presión estática del yacimiento.

pwf = Presión de fondo fluyendo.

pwf' = pwf + Δp_s .

Δp_s = Caída de presión en la zona dañada.

por lo que,

$$EF = \frac{p_{ws} - (p_{wf} + \Delta p_s)}{p_{ws} - p_{wf}}$$

Siendo ésta la relación de la caída de presión normal a través del sistema a la caída de presión total. Para pozos que drenan un volumen cilíndrico:

$$EF = \frac{\ln(0.47r_e/r_w)}{\ln(0.47r_e/r_w + s)}$$

donde:

ln = logaritmo natural
re = radio de drene
rw = radio del pozo y
s = factor de daño.

Unidades: [adim].

Forma de Obtención: Esta variable no es medible, se obtiene mediante pruebas de incremento de presión. Actualmente, se cuenta con el programa de cómputo SAAPP (Sistema Automático de Análisis de Pruebas de Presión) desarrollado por el IMP; el cual permite la obtención del valor de este parámetro.

Valores Representativos: De 0.5 a 2.5.

Comentarios: Valores de eficiencias de flujo menores a 1 representan pozos dañados, mientras que valores superiores a 1 representan pozos mejorados. Valores unitarios ($EF = 1$) no representan ninguna de las condiciones anteriores.

113 Estado.

Definición: Es el nombre del estado donde se localiza el pozo en estudio.

Comentarios: Este dato se requiere para tomarlo como referencia en el análisis. Si no se proporciona, no podrá identificarse el estado en donde se realiza el análisis, en la impresión de los resultados.

114 Factor de Vogel.

Definición: Es el factor de la curva cuadrática de la ecuación de Vogel. Representa las restricciones consideradas por Vogel, siendo para yacimientos con empuje por gas disuelto igual a 0.2.

Unidades: [adim].

Forma de Obtención: Por medio del método de Richardson - Shaw proporcionando tres pruebas de producción diferentes.

Valores Representativos: De 0.0 a 1.0.

Comentarios: Las suposiciones consideradas por Vogel 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 saturación de agua constante.
3. Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
4. No se considera la compresibilidad de la roca ni la del agua de formación.
5. La composición y el equilibrio entre las fases son constantes para aceite y gas.
6. Existe la misma presión en la fase de aceite y en la fase de gas.
7. Existe una condición de estado semiestacionario en la cual el ritmo de desaturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado. Para cualquier otra condición diferente a las consideradas por Vogel, este parámetro variará de cero a uno.

Si su valor se desconoce, puede usar el valor de 0.2 como una buena aproximación.

FLUSIM-DPG puede obtenerlo si se tiene la información de tres diferentes pruebas de presión mediante el método de Richardson.

115 Fecha del Presente Análisis.

Definición: Es la fecha en que se realiza el análisis.

Valores Representativos: Cualquier fecha contemplada entre el 1 de enero de 1991 y el 31 de diciembre de 2100.

Comentarios: Este dato se requiere para tomarlo como referencia en la impresión de los datos del análisis. Para introducirla use el siguiente formato: día/mes/año.

Por ejemplo: la fecha 10 de febrero de 1992, se introduce como 10/02/1992.

116 Gasto de aceite.

Definición: Es el volumen de aceite que aporta un pozo en un periodo de tiempo determinado.

Unidades: [bl/día].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[m3/día]	[bl/día]	6.289810 E-00
[m3/hora]	[bl/día]	1.509554 E-02
[m3/seg]	[bl/día]	5.434396 E-05
[cm3/seg]	[bl/día]	5.434396 E-01
[pie3/min]	[bl/día]	2.564750 E 02
[gal/min]	[bl/día]	3.428571 E 01

Forma de Obtención: Puede obtenerse directamente en superficie midiéndolo en el tanque de almacenamiento, en un separador a boca de pozo o en la línea de descarga, y en forma indirecta en el fondo del pozo con un medidor de flujo continuo (molinete). Este dato está contemplado en los reportes del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 100 a 50,000 [bl/día].

Comentarios: El gasto de aceite debe ser medido a condiciones estándar.

117 Gradiente Geotérmico.

Definición: Es el incremento de temperatura en

el subsuelo por unidad de longitud.

Unidades: [°F/pie].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Resolver
[°C/m]	[°F/pie]	$(1.8^{\circ}\text{C} + 32)/3.28084$

Forma de Obtención: Con un registro de temperatura a pozo cerrado y permitiendo su estabilización. De esta manera se puede utilizar la formula:

$$\text{Grad. Temp.} = \frac{\text{Temp. Fondo} - \text{Temp. Superf.}}{\text{Prof. total del Pozo}}$$

Valores Representativos: De .001 a .03 [°F/pie].

Comentarios: El gradiente geotérmico depende del área donde se encuentre el campo en estudio. Si este valor se desconoce, entonces, puede usarse el valor de 0.019 [°F/pie] como una buena aproximación.

118 Longitud de la Línea de Descarga.

Definición: Es la longitud de las secciones de la línea de descarga, considerando que una misma sección es la unión de dos o más tubos con el mismo diámetro nominal y peso.

Unidades: [pie]

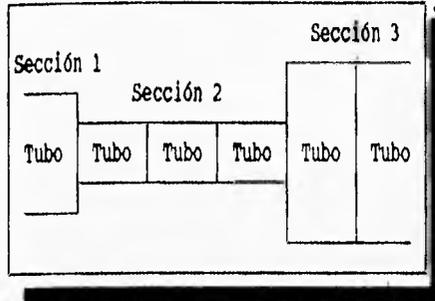
Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[m]	[pie]	3.280840 E 00
[cm]	[pie]	3.280840 E-02
[milla] US	[pie]	1.893939 E-02

Forma de Obtención: En el reporte del estado mecánico de la línea de descarga del departamento correspondiente.

Valores Representativos: Hasta 90000.

Comentarios: Debe tenerse en cuenta, que sólo es posible capturar 17 secciones de tubería como máximo.



Asociada a la longitud, está la rugosidad promedio de todos los tubos que componen una sección así como su ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.

119 Longitud de la Tubería de Producción.

Definición: Es la longitud de las secciones de la tubería de producción, considerando que una misma sección es la unión de dos o más tubos con el mismo diámetro nominal y peso.

Unidades: [pie].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a Multiplicar por
[m]	[pie] 3.280840 E 00
[cm]	[pie] 3.280840 E-02
[milla] US	[pie] 1.893939 E-02

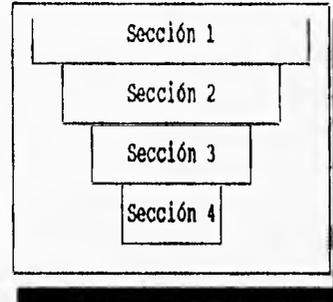
Forma de Obtención: Del reporte del estado mecánico del pozo, en el Departamento correspondiente.

Valores Representativos: 90 [pie] (una lin-gada), a la longitud total del pozo.

Comentarios: Los datos de las longitudes de las tuberías, deben proporcionarse de la superficie al fondo del pozo. Debe tenerse en cuenta también, que sólo es posible capturar 17 secciones de tubería como máximo.

Asociada a la longitud, está la rugosidad

promedio de todas las tubos que componen una sección así como su ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.



120 Longitud de la Tubería de Revestimiento.

Definición: Es la longitud de las secciones de la tubería de revestimiento, considerando que una misma sección es la unión de dos o más tubos con el mismo diámetro nominal y peso.

Unidades: [pie].

Factores de Conversión:

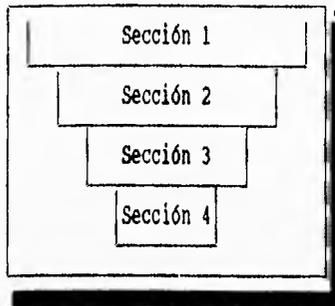
Para convertir de	a Multiplicar por
[m]	[pie] 3.280840 E 00
[cm]	[pie] 3.280840 E-02
[milla] US	[pie] 1.893939 E-02

Forma de Obtención: Del reporte del estado mecánico del pozo, en el Departamento correspondiente.

Valores Representativos: 90 [pie] (una lin-gada), a la longitud total del pozo.

Comentarios: Los datos de las longitudes de las tuberías, deben proporcionarse de la superficie al fondo del pozo. Debe tenerse en cuenta también, que sólo es posible capturar 17 secciones de tubería como máximo.

Asociada a la longitud, está la rugosidad promedio de todas las tubos que componen una sección así como su ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.



121 Número de Pruebas de Producción.

Definición: Es el número de pruebas de presión que se le realizan a un mismo pozo, bajo diferentes condiciones de presión, gasto y diámetro de estrangulador.

Forma de Obtención: De reportes del Departamento de Producción.

Valores Representativos: Para el método de Jones, Blount y Glaze de 2 a 4, mientras que para el método de Richardson-Shaw de 1 a 3.

122 Peso de la Tubería.

Definición: Es el correspondiente a la unidad de longitud (peso unitario).

Unidades: [lb/pie].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[kg/m]	[lb/pie]	6.719691 E-01

Forma de Obtención: De tablas de características de tubería y/o del reporte del estado mecánico del pozo (Departamento de Perforación o Producción).

Valores Representativos: Dependen del diámetro nominal de la tubería y del tipo de rosca que contenga ésta. FLUSIM-DPG, sólo considera roscas "up set".

Comentarios: Es conveniente señalar que el grado de una tubería específica depende de la composición del acero o el material con que está fabricado el tubo. Este valor afecta directamente el valor del diámetro interior de las tuberías de revestimiento y las

tuberías de producción.

123 Pozo.

Definición: Es el nombre así como el número del pozo al cual se le está realizando el estudio.

Comentarios: Este dato se requiere para tomarlo como referencia, en la impresión de los resultados.

124 Presión Corriente Arriba.

Definición: Es la presión absoluta registrada en la cabeza del pozo, antes del estrangulador, medida en el manómetro situado en la cabeza del pozo.

Unidades: [lb/pg² abs].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[kg/cm ²]	[lb/pg ²]	1.422334 E 01
[atm]	[lb/pg ²]	1.469600 E 01
[pa]	[lb/pg ²]	6.896550 E 03
[bar]	[lb/pg ²]	1.450377 E 01
[cm Hg] 0°C	[lb/pg ²]	1.933670 E-01
[dina/cm ²]	[lb/pg ²]	1.450377 E-05
[pie agua]	[lb/pg ²]	4.335150 E-01

Forma de Obtención: "In situ", empleando un manómetro o de reportes del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 150 a 2000 [lb/pg²].

Comentarios: Esta presión es medida al momento de realizarse una prueba de producción y va asociada a un Diámetro de Estrangulador, un Gasto de Aceite medido en la superficie cuando el pozo se encuentra estabilizado y una presión corriente abajo.

La presión absoluta de un sistema es la suma de la presión manométrica (relativa) más el valor de la presión barométrica (atmosférica).

125 Presión de Fondo Fluyendo.

Definición: Es la presión de fondo del pozo cuando éste se encuentra en producción, y sólo es válida para el gasto registrado al momento de medirla.

Unidades: [lb/pg² abs].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[kg/cm ²]	[lb/pg ²]	1.422334 E 01
[atm]	[lb/pg ²]	1.469600 E 01
[pa]	[lb/pg ²]	6.896550 E 03
[bar]	[lb/pg ²]	1.450377 E 01
[cm Hg] 0°C	[lb/pg ²]	1.933670 E-01
[dina/cm ²]	[lb/pg ²]	1.450377 E-05
[pie agua]	[lb/pg ²]	4.335150 E-01

Forma de Obtención: Por medio de un registrador de presión bajado al fondo del pozo cuando éste se encuentra en producción.

Valores Representativos: De 485 a la Pws máxima menos 15 [lb/pg²].

Comentarios: La presión de fondo fluyendo siempre debe ser menor que la presión estática, para que exista flujo de fluidos en el yacimiento.

Si el valor proporcionado es igual a cero, no será posible obtener el porcentaje de error que se obtiene entre la caída de presión medida y la calculada en los cálculos de flujo multifásico vertical.

La presión absoluta de un sistema es la suma de la presión manométrica (relativa) más el valor de la presión barométrica (atmosférica).

126 Presión de Saturación.

Definición: Es la presión que se registra, ya sea en una celda PVT o en un yacimiento, al manifestarse la primera burbuja de gas.

Unidades: [lb/pg² abs].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[kg/cm ²]	[lb/pg ²]	1.422334 E 01
[atm]	[lb/pg ²]	1.469600 E 01
[pa]	[lb/pg ²]	6.896550 E 03
[bar]	[lb/pg ²]	1.450377 E 01
[cm Hg] 0°C	[lb/pg ²]	1.933670 E-01
[dina/cm ²]	[lb/pg ²]	1.450377 E-05
[pie agua]	[lb/pg ²]	4.335150 E-01

Forma de Obtención: De análisis PVT o de correlaciones, considerando las condiciones del yacimiento.

Valores Representativos: De 500 [lb/pg²] hasta el valor de la presión estática del yacimiento.

Comentarios: El valor de la presión de saturación debe ser menor o igual que la presión estática del yacimiento.

La presión absoluta de un sistema es la suma de la presión manométrica (relativa) más el valor de la presión barométrica (atmosférica).

127 Presión de Separación.

Definición: Es la presión que se registra en el separador al momento de separar los fluidos producidos.

Unidades: [lb/pg² abs].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[kg/cm ²]	[lb/pg ²]	1.422334 E 01
[atm]	[lb/pg ²]	1.469600 E 01
[pa]	[lb/pg ²]	6.896550 E 03
[bar]	[lb/pg ²]	1.450377 E 01
[cm Hg] 0°C	[lb/pg ²]	1.933670 E-01
[dina/cm ²]	[lb/pg ²]	1.450377 E-05
[pie agua]	[lb/pg ²]	4.335150 E-01

Forma de Obtención: Directamente en el manómetro del separador o de datos del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 50 a 1200 [lb/pg²].

Comentarios: La presión absoluta de un sistema es la suma de la presión manométrica (relativa) más el valor de la presión barométrica (atmosférica).

128 Presión en la Cabeza del Pozo.

Definición: Es la presión que se registra en la cabeza del pozo antes del estrangulador.

Unidades: [lb/pg² abs].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[kg/cm ²]	[lb/pg ²]	1.422334 E 01
[atm]	[lb/pg ²]	1.469600 E 01
[pa]	[lb/pg ²]	6.896550 E 03
[bar]	[lb/pg ²]	1.450377 E 01
[cm Hg] 0°C	[lb/pg ²]	1.933670 E-01
[dina/cm ²]	[lb/pg ²]	1.450377 E-05
[pie agua]	[lb/pg ²]	4.335150 E-01

Forma de Obtención: Directamente con un manómetro colocado en la cabeza del pozo o de datos del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 150 a 2000 [lb/pg²].

Comentarios: Si el valor proporcionado es igual a cero, no será posible obtener el porcentaje de error que se obtiene entre la caída de presión medida y la calculada en los cálculos de flujo multifásico horizontal.

La presión absoluta de un sistema es la suma de la presión manométrica (relativa) más el valor de la presión barométrica (atmosférica).

129 Presión Estática del Pozo.

Definición: Es el valor de la presión de fondo del pozo que se obtiene para un tiempo de cierre suficientemente grande. Este tiempo es del orden de 24 horas para yacimientos de alta permeabilidad y aumenta a medida que el valor de este parámetro disminuye. El calificativo "estática" no es propiamente aplicable,

porque al estar produciendo otros pozos en el yacimiento tiende a bajar la presión en el pozo que permanece cerrado, excepto en el caso de que esté actuando un fuerte empuje hidráulico.

Unidades: [lb/pg² abs].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[kg/cm ²]	[lb/pg ²]	1.422334 E 01
[atm]	[lb/pg ²]	1.469600 E 01
[pa]	[lb/pg ²]	6.896550 E 03
[bar]	[lb/pg ²]	1.450377 E 01
[cm Hg] 0°C	[lb/pg ²]	1.933670 E-01
[dina/cm ²]	[lb/pg ²]	1.450377 E-05
[pie agua]	[lb/pg ²]	4.335150 E-01

Forma de Obtención: De pruebas de presión (P*), cerrando el pozo un tiempo suficientemente grande para que se establezca la presión y midiéndola en el fondo del pozo (dato del Departamento de Yacimientos).

Valores Representativos: De 500 a 7000 [lb/pg²].

Comentarios: La presión absoluta de un sistema es la suma de la presión manométrica (relativa) más el valor de la presión barométrica (atmosférica).

130 Profundidad de la Tubería.

Definición: Es la longitud de los tramos de la tubería, considerando que un mismo tramo es la unión de dos o más tubos con el mismo diámetro nominal y peso.

Unidades: [pie]

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[m]	[pie]	3.280840 E 00
[cm]	[pie]	3.280840 E-02
[milla] US	[pie]	1.893939 E-02

Forma de Obtención: Del reporte del estado mecánico del pozo.

Valores Representativos: Hasta 22000.

Comentarios: Los datos de las longitudes de las tuberías, deben proporcionarse de la superficie al fondo del pozo. Debe tenerse en cuenta también, que sólo es posible capturar 17 secciones de tubería como máximo.

131 Región.

Definición: Es el nombre de la región donde se localiza el pozo en estudio.

Comentarios: Este dato se requiere para tomarlo como referencia en el análisis. Si no se proporciona, no podrá identificarse la región en donde se realiza el análisis, en la impresión de los resultados.

132 Relación Agua-Aceite Producida.

Definición: Es la relación de volúmenes de agua y aceite producidos, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar y en unidades consistentes.

Unidades: [bl/bl].

Forma de Obtención: De pruebas de laboratorio y midiendo el volumen de agua producido por el pozo o de datos del departamento de producción.

Valores Representativos: De 50 a 3000 [bl/bl].

Comentarios: Si el valor de la Relación Agua-Aceite es diferente de cero, se deberá capturar el dato de la Salinidad en ppm.

133 Relación de Capacidades Caloríficas.

Definición: Es la relación entre el calor específico a presión constante entre el calor específico a volumen constante, esto es:

$$k = \frac{cp}{cv}$$

k : Relación de Capacidades Caloríficas.
cp : Calor específico a presión constante.
cv : Calor específico a volumen constante.

Unidades: [adim].

Forma de Obtención: Tomando una muestra del gas producido y midiendo en el laboratorio el valor de los calores específicos (a presión y a volumen constante) por medio de un calorímetro. También se puede obtener de correlaciones publicadas, debiendo conocer tanto la temperatura, como la densidad relativa medida a dicha temperatura.

Valores Representativos: De 0.6 hasta 1.4.

Comentarios: Su valor para gases monoatómicos es de 1.67 y no cambia esencialmente con la temperatura. En moléculas que tienen dos o más átomos, el valor de k es siempre menor que 1.67 y los valores decrecen al aumentar la temperatura.

Si el valor de la relación de calores específicos se desconoce, proporcione el valor de 0 y el programa obtendrá el valor de este parámetro.

134 Relación de Presiones.

Definición: Es el cociente de las presiones corriente arriba y corriente abajo, en unidades consistentes.

Unidades: [adim].

Forma de Obtención: Las presiones (corriente arriba y corriente abajo), se miden al momento de realizarse una prueba de producción y va asociada a un Diámetro de Estrangulador y un Gasto de Aceite medido en la superficie cuando el pozo se encuentra estabilizado.

Valores Representativos: de 0.5 hasta 1.0.

Comentarios: Si el valor de la relación de presiones se desconoce, proporcione el valor de 0 y el programa obtendrá el valor de este parámetro.

135 Relación Gas-Aceite Producido.

Definición: Es la relación de volúmenes de gas y aceite producidos, medidos ambos a condiciones estándar y en unidades consistentes.

Unidades: [pie3/bl].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[m ³ /m ³]	[pie ³ /bl]	5.6145800 E 00

Forma de Obtención: De pruebas de laboratorio o de datos del Departamento de Producción.

Valores Representativos. Los valores de la relación de gas-aceite están en el rango de 50 a 5000 (scf/stb), para valores mayores, el yacimiento se considera de gas seco o de aceite volátil.

Comentarios: Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas afectan el valor de dicha relación.

136 Responsable.

Definición: Es el nombre de la(s) persona(s) responsable(s) de la realización del presente análisis.

Comentarios: Este dato se requiere para tomarlo como referencia en el análisis. Si no se proporciona, no podrá identificarse la persona responsable de la realización del análisis, en la impresión de resultados.

137 Rugosidad de la Tubería.

Definición: Es una característica de su superficie, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en su construcción. Actualmente, se admite que la rugosidad puede expresarse por la altura media (ϵ) de dichos pliegues, al considerar las características de flujo.

Unidades: [pg].

Factores de Conversión: Para convertir

de	a	Multiplicar por
[cm]	[pg]	3.937008 E-01
[in]	[pg]	3.937008 E 01

Forma de Obtención: De pruebas de laboratorio.

La determinación de la rugosidad se lleva a cabo a partir de la relación del área con respecto a la longitud de superficie de contacto con el flujo. Actualmente, se cuenta con tablas de valores de rugosidad.

Valores Representativos:

- Tubería de revestimiento: 0.0018
- Tubería de producción : 0.0006
- Línea de descarga : entre 0.0006 y 0.00075

Comentarios: El valor de la rugosidad absoluta de la tubería no es constante, depende del proceso empleado en su fabricación, su grado y tamaño. Aún las tuberías nuevas y con mayor razón las almacenadas, mostrarán valores aleatorios en su rugosidad. Los efectos de la corrosión, erosión e incrustamientos que ocurren en las tuberías en operación, también afectan a esta característica.

138 Salinidad del Agua Producida.

Definición: Es el contenido de sales disueltas, equivalentes a cloruro de sodio en el agua producida.

Unidades: [ppm].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Multiplicar por
[%NaCl]	[ppm]	1.0000 E 06

Valores Representativos: De 10000 a 300000 [ppm].

Forma de Obtención: De pruebas de laboratorio.

Comentarios: Este valor se deberá proporcionar en volumen.

139 Temperatura Corriente Arriba.

Definición: Es la temperatura registrada en la cabeza del pozo antes del estrangulador.

Unidades: [°F].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Resolver
[°C]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{C} + 32$
[°R]	[°F]	459.67°C
[°K]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{K} - 459.67$

Forma de Obtención: Mediante un termómetro colocado en la cabeza del pozo antes del estrangulador o de datos del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 60 a 200 [°F].

140 Temperatura de Separación

Definición: Es la temperatura registrada en el separador; es decir, aquella a la cual se separan los fluidos producidos.

Unidades: [°F].

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Resolver
[°C]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{C} + 32$
[°R]	[°F]	459.67°C
[°K]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{K} - 459.67$

Forma de Obtención: Mediante un termómetro colocado en el separador o de datos del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 50 a 120 [°F].

141 Temperatura en la Cabeza del Pozo.

Definición: Es la temperatura registrada en la cabeza del pozo antes del estrangulador.

Unidades: [°F]

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Resolver
[°C]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{C} + 32$
[°R]	[°F]	459.67°C
[°K]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{K} - 459.67$

Forma de Obtención: Mediante un termómetro colocado en la cabeza del pozo antes del estrangulador o de datos del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 60 a 200 [°F].

142 Temperatura en el Fondo del Pozo.

Definición: Es la temperatura registrada en el fondo del pozo.

Unidades: [°F]

Factores de Conversión:

Para convertir de	a	Resolver
[°C]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{C} + 32$
[°R]	[°F]	459.67°C
[°K]	[°F]	$1.8^{\circ}\text{K} - 459.67$

Forma de Obtención: Mediante un registro de temperatura o de datos del Departamento de Producción.

Valores Representativos: De 70 a 300 [°F].

143 Métodos y Correlaciones.

Este tema proporciona las recomendaciones de uso y características de todos los métodos y correlaciones utilizadas por el programa, los métodos a consultar son:

Flujo del yacimiento al pozo

- Vogel
- Standing - Harrison
- Jones - Blount - Glaze
- IPR generalizada
- Richardson - Shaw

Flujo multifásico vertical

- Orkiszewski
- Beggs y Brill

Flujo por los estranguladores

- Ashford
- Ashford - Pierce
- Línea recta:

- Gilbert
- Ros
- Barendell
- Achong
- Pilehvari
- Omana R. et al
- Poettmann - Beck

Opciones de cálculo del flujo a través de los estranguladores.

- Diámetro del estrangulador
- Gasto de líquido
- Coef. de descarga y % de error

Flujo multifásico horizontal.

- Beggs y Brill
- Bertuzzi - Tek - Poettmann

Correlaciones PVT.

- Standing
- Vázquez
- Oistein
- Lasater

Opciones en el manejo de las correlaciones PVT.

- Automática
- Manual

Sentido de flujo para flujo vertical.

- De la cabeza al fondo del pozo
- Del fondo a la cabeza del pozo

Sentido de flujo para flujo horizontal.

- De la cabeza al separador
- Del separador a la cabeza

Opciones de Cálculo de flujo Vertical

- Flujo por la tubería de producción
- Flujo por el espacio anular

Método de Temperatura

- Exponencial
- Lineal
- Promedio

- Tipo de Gas
- Tipo de Aceite

144 Método de Vogel.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de Vogel.

Este método se recomienda para pozos pertenecientes a yacimientos saturados con empuje por gas disuelto y que sólo cuentan con una prueba de producción. Este método es equivalente a el método de Richardson para una sola prueba de producción.

145 Método de Standing - Harrison.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de Standing - Harrison.

Este método se recomienda para pozos pertenecientes a Yacimientos Saturados con empuje por gas disuelto, que sólo cuentan con una prueba de presión y de los cuales se conoce su eficiencia de flujo (diferente de la unidad); es decir, considera pozos dañados y pozos mejorados. La eficiencia de flujo se obtiene de pruebas de presión.

146 Método de Jones, Blount y Glaze.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de Jones, Blount y Glaze.

En este método es necesario proporcionar datos de dos a cuatro pruebas de producción.

Este método proporciona una evaluación cualitativa del estado en que se encuentra la vecindad del pozo y el área disparada, pero únicamente se puede aplicar en pozos que se encuentran en las primeras etapas de producción, es decir, que la presión estática del pozo es muy parecida a la primera presión de fondo fluyendo proporcionada, de lo contrario el método puede calcular rectas con presiones negativas y por lo tanto IPRs con un comportamiento anómalo.

147 Método de IPR Generalizada.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de IPR Generalizada, desarrollado por Patton y Goland.

Este método se recomienda para pozos tanto sa-

turados como bajosaturados, ya que la línea recta y la curva cuadrática se combinan, con lo cual mantiene la continuidad en la ordenada y en la pendiente en el punto de saturación. Requiere de los datos de una prueba de presión y de un análisis PVT a las condiciones del yacimiento.

148 Método de Richardson y Shaw.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de Richardson y Shaw.

Este método complementa el trabajo realizado por Patton y Goland, pudiéndose aplicar a pozos que cuenten con 1, 2 ó 3 pruebas distintas de presión; siendo por tanto, más funcional. Permite inclusive, el cálculo de la presión estática y del factor de curva cuadrática (o de Vogel). Requiere también, de un análisis PVT a las condiciones del yacimiento.

149 Método de Vogel.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de Vogel.

Este método se recomienda para pozos pertenecientes a yacimientos saturados con empuje por gas disuelto y que sólo cuentan con una prueba de producción. Este método es equivalente a el método de Richardson para una sola prueba de producción.

150 Método de Standing - Harrison.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de Standing - Harrison.

Este método se recomienda para pozos pertenecientes a Yacimientos Saturados con empuje por gas disuelto, que sólo cuentan con una prueba de presión y de los cuales se conoce su eficiencia de flujo (diferente de la unidad); es decir, considera pozos dañados y pozos mejorados. La eficiencia de flujo se obtiene de pruebas de presión.

151 Método de IPR Generalizada.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de IPR Generalizada, desarrollado por Patton y Goland.

Este método se recomienda para pozos tanto sa-

turados como bajosaturados, ya que la línea recta y la curva cuadrática se combinan, con lo cual mantiene la continuidad en la ordenada y en la pendiente en el punto de saturación. Requiere de los datos de una prueba de presión y de un análisis PVT a las condiciones del yacimiento.

152 Método de Richardson y Shaw.

Permite elaborar una curva de comportamiento de afluencia (IPR) mediante el método de Richardson y Shaw.

Este método complementa el trabajo realizado por Patton y Goland, pudiéndose aplicar a pozos que cuenten con 1, 2 ó 3 pruebas distintas de presión; siendo por tanto, más funcional. Permite inclusive, el cálculo de la presión estática y del factor de curva cuadrática (o de Vogel). Requiere también, de un análisis PVT a las condiciones del yacimiento.

153 Método de Orkiszewski.

Permite evaluar el comportamiento de las pérdidas de presión en la tubería vertical, mediante el método de Orkiszewski.

Este método se desarrolló para aceites negros, y su extrapolación para correlaciones gas-aceite grandes puede dar como resultado inestabilidad en la obtención de la presión.

Cuando se tienen altas relaciones gas-aceite, este método es muy sensible a las correlaciones empleadas, tanto para los parámetros PVT como en el método de temperatura empleado. También el incremento de presión empleado puede causar inestabilidad.

Por lo que se recomienda ajustar el método utilizando todas las combinaciones de correlaciones posibles.

Esta correlación puede ser empleada para tuberías que presenten ángulo de inclinación de 90' a 85' con respecto a la horizontal, para ángulos menores se hará una extrapolación del método.

Se recomienda utilizar también el método de Beggs y Brill, para así determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio.

154 Método de Beggs y Brill.

Permite evaluar el comportamiento de las pérdidas de presión en la tubería vertical, mediante el método de Beggs y Brill.

Esta correlación puede ser empleada para tuberías que presenten cualquier ángulo de inclinación, desde tuberías verticales hasta tuberías horizontales.

Se recomienda utilizar también el método de Orkiszewski, para así determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio.

155 Método de Ashford.

Permite evaluar el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido o el coeficiente de descarga y el porcentaje de error, mediante el método de Ashford. Esta correlación sólo es útil para el caso de flujo crítico.

Se recomienda utilizar los métodos restantes, para así determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio.

En este método se deberán proporcionar los datos:

- Presión Corriente Arriba [lb/pg² abs]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie³/bl]
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]
- Temperatura Corriente Arriba [°F]
- Coeficiente de Descarga [adim]
- Densidad Rel. del Agua Producida [adim]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Correlaciones PVT

156 Método de Ashford y Pierce.

Permite evaluar el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido o el coeficiente de descarga y el porcentaje de error, mediante el método de Ashford y Pierce. Este modelo relaciona el comportamiento del estrangulador en ambos regímenes de flujo: crítico y sub-crítico.

Se recomienda utilizar los métodos restantes, para así determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio. En este método se deberán proporcionar los datos:

- Presión Corriente Arriba [lb/pg² abs]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie³/bl]
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]
- Temperatura Corriente Arriba [°F]
- Coeficiente de Descarga [adim]
- Relación de Capacidades Caloríficas [adim]
- Relación de Presiones [adim]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Correlaciones PVT

157 Métodos de la Línea Recta.

Esta serie de métodos sólo se aplican para pozos que están en flujo crítico, es decir, la presión corriente arriba tiene una magnitud de cuando menos dos veces la presión corriente abajo. Estos métodos permiten evaluar el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido o el coeficiente de descarga y el porcentaje de error y son los más sencillos de manejar y por lo tanto los que menos datos requieren, incluyen los métodos de Gilbert, Ros, Baxendell, Achong y Pilehvari.

Se recomienda utilizar todos los métodos para así determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio.

- Gilbert
- Ros
- Baxendell
- Achong
- Pilehvari

Se deberán proporcionar los datos de:

- Presión Corriente Arriba [lb/pg² abs]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie³/bl]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Correlaciones PVT

158 Método de Omaña R. y otros.

Permite evaluar el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido o el coeficiente de descarga y el porcentaje de error, mediante el método de Omaña R. y otros. Esta correlación sólo es útil para el caso de flujo crítico y su aplicación se recomienda para ori-

ficlos de hasta 14/64 (pg) y gastos máximos de 800 (bl/día).

Se recomienda utilizar los métodos restantes, para así determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio.

En este método se deberán proporcionar los datos:

- Presión Corriente Arriba [lb/pg² abs]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie³/bl]
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]
- Temperatura Corriente Arriba [°F]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Correlaciones PVT

159 Método de Poettmann y Beck.

Permite evaluar el diámetro del estrangulador, el gasto de líquido o el coeficiente de descarga y el porcentaje de error, mediante el método de Poettmann y Beck. Esta correlación sólo es útil para el caso de flujo crítico.

Se recomienda utilizar los métodos restantes, para así determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio.

En este método se deberán proporcionar los datos:

- Presión Corriente Arriba [lb/pg² abs]
- Relación Gas-Aceite Producido [pie³/bl]
- Relación Agua-Aceite Producida [bl/bl]
- Temperatura Corriente Arriba [°F]
- Coeficiente de Descarga [adim]
- Presión de Separación [lb/pg² abs]
- Temperatura de Separación [°F]
- Densidad del Aceite Producido [°API]
- Densidad Rel. del Gas Producido [adim]
- Correlaciones PVT

160 Método de Gilbert.

Permite obtener resultados aceptables al asignar a las constantes de la ecuación de la línea recta los valores propuestos por Gilbert para la ecuación:

$$P_{whw} = \frac{B}{A q_L R} \cdot \frac{C}{dc}$$

- P_{whw} : Presión Corriente Arriba del Estrangulador [lb/pg²]
- q_L : Producción de Líquido [bl/día]
- R : Relación Gas Libre Líquido [pie³/bl]
- dc : Diámetro del Estrangulador [64 avos pg]
- A,B,C : Constantes que dependen de la correlación y para la correlación de Gilbert toman los siguientes valores:

A	B	C
10.00	0.546	1.89

Se recomienda utilizar los otros métodos, para así determina el que más se adecue al caso estudiado.

161 Método de Ros.

Permite obtener resultados aceptables al asignar a las constantes de la ecuación de la línea recta los valores propuestos por Ros para la ecuación:

$$P_{whw} = \frac{B}{A q_L R} \cdot \frac{C}{dc}$$

- P_{whw} : Presión Corriente Arriba del Estrangulador [lb/pg²]
- q_L : Producción de Líquido [bl/día]
- R : Relación Gas Libre Líquido [pie³/bl]
- dc : Diámetro del Estrangulador [64 avos pg]
- A,B,C : Constantes que dependen de la correlación y para la correlación de Ros toman los siguientes valores:

A	B	C
17.40	0.500	2.00

Se recomienda utilizar los otros métodos, para así determina el que más se adecue al caso estudiado.

162 Método de Baxendell.

Permite obtener resultados aceptables al asignar a las constantes de la ecuación de la línea recta los valores propuestos por Baxendell para la ecuación:

$$P_{whw} = \frac{A q_L R}{C} \frac{B}{dc}$$

P_{whw} : Presión Corriente Arriba del Estrangulador [lb/pg²]

q_L : Producción de Líquido [bl/día]

R : Relación Gas Libre Líquido [pie³/bl]

dc : Diámetro del Estrangulador [64 avos pg]

A,B,C : Constantes que dependen de la correlación y para la correlación de Baxendell toman los siguientes valores:

A	B	C
9.56	0.546	1.93

Se recomienda utilizar los otros métodos, para así determina el que más se adecue al caso estudiado.

163 Método de Achong.

Permite obtener resultados aceptables al asignar a las constantes de la ecuación de la línea recta los valores propuestos por Achong para la ecuación:

$$P_{whw} = \frac{A q_L R}{C} \frac{B}{dc}$$

P_{whw} : Presión Corriente Arriba del Estrangulador [lb/pg²]

q_L : Producción de Líquido [bl/día]

R : Relación Gas Libre Líquido [pie³/bl]

dc : Diámetro del Estrangulador [64 avos pg]

A,B,C : Constantes que dependen de la correlación y para la correlación de Achong toman los siguientes valores:

A	B	C
3.82	0.650	1.88

Se recomienda utilizar los otros métodos, para así determina el que más se adecue al caso estudiado.

164 Método de Pilehvari.

Permite obtener resultados aceptables al asignar a las constantes de la ecuación de la línea recta los valores propuestos por Pilehvari para la ecuación:

$$P_{whw} = \frac{A q_L R}{C} \frac{B}{dc}$$

P_{whw} : Presión Corriente Arriba del Estrangulador [lb/pg²]

q_L : Producción de Líquido [bl/día]

R : Relación Gas Libre Líquido [pie³/bl]

dc : Diámetro del Estrangulador [64 avos pg]

A,B,C : Constantes que dependen de la correlación y para la correlación de Pilehvari toman los siguientes valores:

A	B	C
46.66	0.313	2.11

Se recomienda utilizar los otros métodos, para así determina el que más se adecue al caso estudiado.

165 Método de Beggs y Brill.

Permite evaluar el comportamiento de las pérdidas de presión en la tubería vertical, mediante el método de Beggs y Brill.

Esta correlación puede ser empleada para tuberías que presenten cualquier ángulo de inclinación, desde tuberías verticales hasta tuberías horizontales.

Se recomienda utilizar también el método de Bertuzzi, Tek y Poettmann para así, determinar la correlación que más se adecue al pozo en estudio.

166 Método de Bertuzzi, Tek, Poettmann.

Permite evaluar el comportamiento de las pérdidas de presión en la tubería vertical, mediante el método de Bertuzzi, Tek y Poettmann.

Se recomienda utilizar también el método de Beggs y Brill para así, determinar la correlación que más se adecue al pozo estudiado.

167 Correlaciones PVT.

Mediante esta opción, el programa realiza el cálculo de la propiedad considerada aplicando todas las correlaciones disponibles, que para este caso son:

- Automática
- Manual
- Standing
- Vázquez
- Oistein
- Lasater

Se puede presentar que para algunos de los casos analizados, el juego de correlaciones utilizadas se desvíe demasiado de la presión buscada, por lo que se recomienda probar con todas (Por medio de la opción de selección automática de las correlaciones PVT integrada en FLUSIN-DPG), para verificar cual es la combi-

nación que mejor se ajusta a las condiciones existentes en el pozo.

168 Standing.

Esta correlación se recomienda para aceites de bajo encojimiento.

Se puede presentar que para algunos de los casos analizados, esta correlación se desvíe demasiado de la presión buscada, por lo que se recomienda probar con las otras correlaciones implementadas en FLUSIN-DPG (Por medio de la opción de selección automática), para verificar cual es la correlación que mejor se ajusta a las condiciones existentes en el pozo.

169 Vázquez.

Esta correlación es de aplicación general y es necesario proporcionar el Tipo de Gas que se tiene presente en el pozo.

Se puede presentar que para algunos de los casos analizados, esta correlación se desvíe demasiado de la presión buscada, por lo que se recomienda probar con las otras correlaciones implantadas en FLUSIN-DPG (Por medio de la opción de selección automática), para verificar cual es la correlación que mejor se ajusta a las condiciones existentes en el pozo.

170 Oistein.

Esta correlación se recomienda para aceites de tipo volátil; no obstante, puede aplicarse para aceites negros. Es necesario proporcionar el Tipo de Aceite que se tiene presente en el pozo.

Se puede presentar que para algunos de los casos analizados, esta correlación se desvíe demasiado de la presión buscada, por lo que se recomienda probar con las otras correlaciones implementadas en FLUSIN-DPG (Por medio de la opción de selección automática), para verificar cual es la correlación que mejor se ajusta a las condiciones existentes en el pozo.

171 Lasater.

Esta correlación es de aplicación general.

Se puede presentar que para algunos de los casos analizados, esta correlación se desvíe demasiado de la presión buscada, por lo que se recomienda probar con las otras correlaciones implantadas en FLUSIN-DPG (Por medio de la opción de selección automática), para

verificar cual es la correlación que mejor se ajusta a las condiciones existentes en el pozo.

172 Selección Automática.

Debido a que se puede presentar en la simulación una desviación importante en la obtención de la presión buscada, se recomienda utilizar esta opción para verificar cual es la combinación que mejor se ajusta a las condiciones existentes en el pozo.

Una vez determina la correlación o combinación de correlaciones que más se ajusta al pozo analizado. Se recomienda utilizarla de forma manual en posteriores cálculos.

En algunas ocasiones los resultados son fuertemente dependientes del Método de Temperatura, por lo que se recomienda utilizarlo como un parámetro de ajuste.

173 Manual.

Una vez determina la correlación o combinación de correlaciones que más se ajusta a las condiciones existentes en el pozo analizado. Se recomienda utilizarla de forma manual para posteriores cálculos.

174 Método de Temperatura.

Esta opción permite definir el método de temperatura que será utilizado para los cálculos de distribución de la temperatura en tuberías.

FLUSIM-DPG cuenta con los siguientes modelos de temperatura:

- Exponencial
- Lineal
- Promedio

En algunas ocasiones los resultados obtenidos por FLUSIM-DPG son fuertemente dependientes del método utilizado, por lo que se recomienda utilizarlo como un parámetro de ajuste. Por esta razón, ningún método es mejor que otro.

175 Método Exponencial.

Este método permite el cálculo de la distribución de la temperatura en tuberías en forma exponencial utilizando el método de Shlu-Beggs. El Gradiente se obtiene a partir de las temperaturas proporcionadas de la siguiente forma:

$$\text{Grad.} = \frac{\text{Temp. Inicial} - \text{Temp. Final}}{\text{Long. total de la tubería}}$$

En algunas ocasiones los resultados son fuertemente dependientes del método utilizado, por lo que se recomienda utilizarlo como un parámetro de ajuste. Por esta razón, ningún método es mejor que otro.

176 Método Lineal.

Este método permite el cálculo de la distribución de la temperatura en tuberías en forma lineal, como una función de un gradiente de temperatura. El 177 Gradiente se obtiene a partir de las temperaturas proporcionadas de la siguiente forma:

$$\text{Grad.} = \frac{\text{Temp. Inicial} - \text{Temp. Final}}{\text{Long. total de la tubería}}$$

En algunas ocasiones los resultados son fuertemente dependientes del método utilizado, por lo que se recomienda utilizarlo como un parámetro de ajuste. Por esta razón, ningún método es mejor que otro.

177 Temperatura Promedio

Este método calcula sólo una temperatura promedio entre la temperatura inicial y la temperatura final de la siguiente manera:

$$\text{Tem. Prom.} = \frac{\text{Temp. Inicial} - \text{Temp. Final}}{2}$$

En algunas ocasiones los resultados son fuertemente dependientes del método utilizado, por lo que se recomienda utilizarlo como un parámetro de ajuste. Por esta razón, ningún método es mejor que otro.

178 Tipo de Gas.

Esta opción permite definir que tipo de gas será considerado para los cálculos que serán realizados en la simulación.

FLUSIM-DPG cuenta con los siguientes tipos de gas:

- Superficial
- Húmedo (Condensado)

Si se desconoce el tipo de gas, éste se puede utilizar como parámetro de ajuste en el cálculo de las caídas de presión.

179 Superficial.

Define al tipo de gas producido como superficial y asigna a la correlación de Vázquez las constantes correspondientes.

Si se desconoce el tipo de gas, éste se puede utilizar como parámetro de ajuste en el cálculo de las caídas de presión.

180 Húmedo (Condensado).

Define al tipo de gas producido como húmedo (condensado) y asigna a la correlación de Vázquez las constantes correspondientes.

Si se desconoce el tipo de gas, éste se puede utilizar como parámetro de ajuste en el cálculo de las caídas de presión.

181 Tipo de Aceite

Esta opción permite definir que tipo de aceite será considerado para los cálculos que serán realizados en la simulación.

FLUSIM-DPG cuenta con los siguientes tipos de aceite:

- Negro
- Volátil

Si se desconoce el tipo de aceite, éste se puede utilizar como parámetro de ajuste en el cálculo de las caídas de presión.

182 Negro.

Define al tipo de aceite producido como negro y asigna a la correlación de Oistein las constantes correspondientes.

Si se desconoce el tipo de aceite, éste se puede utilizar como parámetro de ajuste en el cálculo de las caídas de presión.

183 Volátil.

Define al tipo de aceite producido como volátil y asigna a la correlación de Oistein las constantes correspondientes.

Si se desconoce el tipo de aceite, éste se puede utilizar como parámetro de ajuste en el cálculo de las caídas de presión.

184 Diámetro del Estrangulador.

Permite calcular el diámetro del estrangulador, correspondiente al gasto de líquido producido por el pozo.

185 Gasto de Líquido.

Permite calcular el gasto de producción, correspondiente al diámetro del estrangulador considerado para el pozo en estudio.

186 Coeficiente de descarga y % de error.

Permite calcular el coeficiente de descarga, definido como el cociente del gasto medido y el calculado, así como el porcentaje de error que se comete en el cálculo del gasto de producción (gasto medido de líquido menos gasto de líquido calculado entre el gasto de líquido calculado).

$$C = \frac{q_{Lm}}{q_{Lc}}$$

$$\% \text{ error} = \frac{(q_{Lm} - q_{Lc})}{q_{Lc}} \times 100$$

187 Sentido de Flujo.

Esta opción permite definir el sentido de cálculo de las caídas de presión.

Para el flujo vertical se puede cambiar:

- De la cabeza al fondo del pozo
- Del fondo a la cabeza del pozo

Para el flujo horizontal se puede cambiar:

- De la cabeza al separador
- Del separador a la cabeza

188 De la Cabeza al Fondo del Pozo.

Esta opción permite definir el sentido de cálculo de las caídas de presión como descendente; es decir, de la cabeza al fondo del pozo.

189 Del fondo a la cabeza del pozo.

Esta opción permite definir el sentido de cálculo de las caídas de presión como ascendente; es decir, del fondo a la cabeza del pozo.

190 De la Cabeza al Separador.

Esta opción permite definir el sentido de cálculo de las caídas de presión de la cabeza del pozo al separador.

191 Del Separador a la Cabeza

Esta opción permite definir el sentido de cálculo de las caídas de presión del Separador a la cabeza del pozo.

192 Opciones de Cálculo para Flujo Vertical.

Permite definir la opción de cálculo para flujo vertical que será considerada en la simulación, pudiendo ser una de las siguientes:

- Flujo por la Tubería de Producción
- Flujo por el Espacio Anular

193 Flujo por la tubería de producción.

Esta opción considera únicamente el flujo por la tubería de producción. Permite calcular la Presión de Fondo Fluyendo cuando se tiene como dato la Presión en la Cabeza del Pozo o viceversa, para las condiciones actuales de flujo. En caso de contar con ambos datos, se obtiene el error entre la caída de presión medida y la calculada.

194 Flujo por el espacio anular.

Esta opción considera únicamente el flujo por el espacio anular (TR - TP). Permite calcular la Presión de Fondo Fluyendo cuando se tiene como dato la Presión en la Cabeza del Pozo o viceversa, para las condiciones actuales de flujo. En caso de contar con ambos datos, se obtiene el error entre la caída de presión medida y la calculada.

195 Opciones de Cálculo de Estrangulador.

En el cálculo de las pérdidas de presión en los estranguladores PLUSIM-DPG cuenta con las siguientes opciones:

- Diámetro del estrangulador
- Gasto de líquido
- Coef. de descarga y % de error

196 Incremento de Presión Vertical.

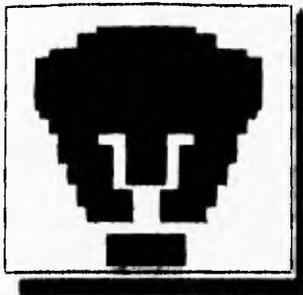
Es el valor del intervalo de presión utilizado en el cálculo de los gradientes de presión en el aparejo de producción, utilizado para determinar el incremento de profundidad excepto en las cercanías de la profundidad en un cambio de diámetro. Su valor recomendado es de 25 [lb/pg²]. Esta consideración repercute en la velocidad de cálculo en todo el proceso. En general al aumentar el incremento de presión, el proceso de cálculo se realiza más rápido. Al disminuir este valor, el proceso de cálculo se hace más lento, pero es más preciso; sin embargo existen algunos casos en el que la combinación de correlaciones PVT, el método de temperatura y la correlación de cálculo de las pérdidas de presión en el flujo multifásico vertical provocan que esto no se cumpla.

197 Incremento de Presión Horizontal.

Es el valor del intervalo de presión utilizado en el cálculo de los gradientes de presión en la línea de descarga, utilizado para determinar el incremento de longitud excepto en las cercanías de la longitud en un cambio de diámetro. Su valor recomendado es de 25 [lb/pg²]. Esta consideración repercute en la velocidad de cálculo en todo el proceso. En general al aumentar el incremento de presión, el proceso de cálculo se realiza más rápido. Al disminuir este valor, el proceso de cálculo se hace más lento, pero es más preciso; sin embargo existen algunos casos en los que la combinación de correlaciones PVT, el método de temperatura y la correlación de cálculo de las pérdidas de presión en el flujo multifásico horizontal provocan que esto

no se cumpla.

200 Asesoría Técnica.



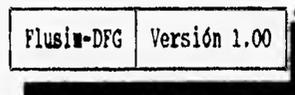
La operación del Plusim-DFG está corroborada 100% con datos encontrados en la literatura, pero pueden existir algunas fallas inherentes a cualquier programa de cómputo, sobre todo cuando se manejan condiciones extremas. Si ocurriera alguna falla grave y recursiva, en cualquiera de los módulos del programa, le rogamos comunicarse al Departamento de Explotación del Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde de inmediato el equipo de programadores y asesores de tiempo completo, se avocarán a resolver el problema y se le entregará la nueva revisión de este programa.

Este programa es propiedad de Petróleos Mexicanos y en caso de que algún ingeniero deseara tener una copia en disco y un manual de usuario, favor de pedirlo a la UNAM.

Si el usuario de este programa tiene alguna sugerencia o recomendación para mejorarlo se le agradecerá que se comuniquen a:

Universidad Nacional Autónoma de México.
Facultad de Ingeniería.
División de Ingeniería en Ciencias
de la Tierra.
Departamento de Explotación del
Petróleo.

201 Reconocimientos.



La primera versión de este proyecto sirvió como tesis profesional para obtener el título de In-

geniero petrolero de los pasantes:

Juan Felipe de Jesús Díaz Jiménez.
Miguel Franco Martínez.

Idea Original:

Ing. Francisco Garalcochea Petreirena.

Programadores:

Versión 1.0:

Juan Felipe de Jesús Díaz Jiménez.
Miguel Franco Martínez.

Probado por:

Versión 1.0:

Ing. Francisco Garalcochea Petreirena.
Guillermo Martínez Gutiérrez.

Agradecimientos Especiales:

Ing. Francisco Garalcochea Petreirena.
M.I. Faustino A. Fuentes Nucamendi.
Ing. César del Cid Orozco
Ing. Salvador Macías Herrera.
M.I. Ramiro Acero Hernández.
M.I. Néstor Martínez.
M.I. Carlos Balderas Joers.
M.I. Enrique Díaz Rojas.
Guillermo Martínez Gutiérrez.

Creado y Desarrollado Por :

Universidad Nacional Autónoma de
México. 1992.

Propiedad de Petróleos Mexicanos

202 Otros Programas.

La Universidad Nacional Autónoma de México, preocupada por la superación académica de su alumnado, se ha dado a la tarea de realizar proyectos específicos en el área de la Ingeniería Petrolera, por lo que le asigna a un alumno el desarrollo de algún trabajo, por el cual se le proporciona una pequeña beca. El alumno es asesorado por un maestro de tiempo completo.

Esta es una de las múltiples maneras en la que la UNAM se hace de recursos, tanto materiales (computadoras, impresoras, etc., y artículos consumibles como: discos, papel para computadora, etc.) y monetarios (Becas para los participantes, incremento en los fondos del convenio, ayuda administrativa etc.).

Existen múltiples proyectos realizados por la UNAM, todos ellos propiedad de PEMEX, por lo que NO son de dominio público, pero si algún ingeniero de PEMEX desea tener una copia de cualquiera de los estos programas favor de solicitarlos a:

Universidad Nacional Autónoma de México.
Facultad de Ingeniería.
División de Ingeniería en Ciencias
de la Tierra.
Departamento de Explotación del
Petróleo.

Donde con mucho gusto se le proporcionará.

Los programas disponibles se describen a continuación:

Monte : Tesis Profesional del Ing. José Luis Arellano Mejía.

Debido a que los yacimientos por lo regular no son homogéneos, este programa hace una simulación con un duplicado teórico de las reservas de:

Yacimientos de Aceite Negro.

Yacimientos de Aceite Volátil.

Yacimientos de Gas y Condensado.

Yacimientos de Gas Húmedo.

Yacimientos de Gas Seco.

para obtener la reserva mínima, máxima y más probable de un conjunto de datos del yacimiento.

En este método se utilizan números aleatorios y permite resolver el problema de obtener una reserva única calculada de forma determinística para valores aislados por medio de la probabilidad y la estadística. El programa tiene un módulo que permite corregir el valor de la reserva por el precio del petróleo.

AIPM : Índice Computarizado de Artículos Técnicos Publicados en la Revista Ingeniería Petrolera de la AIPM. Base de Datos que Permite Recuperar Información por Temas, Autores o Fechas, de los Artículos Técnicos Publicados en la Revista INGENIERIA PETROLERA, de la Asociación de Ingenieros Petroleros

de México desde Septiembre y Octubre de 1958 hasta Diciembre de 1991. Disponible el Programa Fuente.

Conif : Procedimiento Simplificado para Calcular el Comportamiento de la Conificación de Agua y recuperación de Aceite con el Tiempo, Incluye la Obtención del Gasto Crítico y el Tiempo de Surgencia del Agua.

BalanGas : Ecuación de Balance de Materia en Forma de Ecuación de Línea Recta, Desarrollada por Havlena y Odeh, para Yacimientos de Gas, con la que se Calcula la Constante de Entrada de Agua y el Volumen Original de Gas.

Declin : Estimación de la Producción Futura Mediante el Análisis de su Declinación Mediante una Técnica de Regresión con el que se Elimina un Excesivo Trabajo de Graficación y se Mejoran los Resultados que se Obtendrían por Extrapolación Manual. El Programa Puede ser Aplicado para Utilizar Datos Tanto de Producción de Aceite como de Gas.

Ajuste : Tesis Profesional del Ing. Mario A. Vázquez Cruz.

Ajuste de Ecuaciones de Familias de Curvas, Basado en el Método de Descomposición en Valores Singulares para Calcular los Coeficientes de la Matriz Correspondiente a una Función Polinomial de Interpolación con "n" Coeficientes que se Aplica a "m" Puntos a ser Ajustados.

Conver : Conversión de Datos de una Prueba Convencional de Contrapresión. Calcula los Resultados Equivalentes de una Prueba Isócrona de Contrapresión, a Partir de los Datos de una Prueba Convencional Obtenidos en Condiciones de Flujo no Estabilizadas.

Absoluto : Cálculo del Potencial Absoluto Estabilizado de un Pozo de Gas, Utilizando Datos de Pruebas Isócronas Modificadas. Se Incluyen los Principios Teóricos Correspondientes en Forma General.

OpDisGas : Distribución de Gas en Bombeo Neumático Continuo con un Gasto de Gas Limitado. Optimiza el empleo de gas de inyección disponible a fin de obtener la máxima producción de aceite. Se determina el gasto de gas que debe inyectarse a cada pozo, bajo la condición de que el volumen de gas utilizado sea el disponible y la producción de aceite sea la máxima.

Opac : Distribución de Gas en Bombeo Neumático Continuo para Cumplir un Programa de Producción. Optimiza el empleo del gas de inyección a fin de cumplir con un programa de producción establecido. Se determina el gasto de gas que debe inyectarse a cada pozo, bajo la condición de que el volumen total de gas utilizado sea el mínimo. El programa permite sacar un pozo de producción por reparación y cumplir con el programa de producción con los otros pozos (si estos tienen el potencial necesario).

Para la fecha en que se publicó este trabajo se está trabajando en el programa:

BNC : Simulador Numérico para Optimizar el Diseño y la Operación del Bombeo Neumático Continuo.

203 Convenio.

En febrero de 1979 se firmó un convenio de colaboración entre la UNAM, PEMEX, el IMP y el CIPM. El objetivo del convenio es elevar el nivel académico de los alumnos del área de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería, tanto de licenciatura como de posgrado, así como crear el Doctorado y promover la superación de un mayor número de profesionales que laboran en la industria petrolera, por medio de cursos

de actualización y especialización.

Uno de los programas que se están llevando a cabo a nivel licenciatura, dentro del marco del convenio, es el desarrollo de proyectos específicos en Ingeniería Petrolera.

En años recientes se ha consolidado el uso de las microcomputadoras personales (PC) como un medio eficaz para realizar un sin fin de tareas que reducen el trabajo, ya sea para el manejo de información o bien, para efectuar todo tipo de cálculos. En este aspecto, los ingenieros de campo o analistas en el terreno de la ingeniería petrolera, elaboran y desarrollan una gran cantidad de cálculos al diseñar operaciones, en realizar análisis de pozos o, en determinar la magnitud de las variables de interés que permitan mejorar por ejemplo, la producción de un pozo.

Dado que la computadora personal se ha convertido en una herramienta de gran utilidad, surge ahora la necesidad de incorporar software específico, que permita a los ingenieros instrumentar técnicas y/o metodologías.

Al realizar el análisis del comportamiento de flujo de fluidos de un pozo, desde el yacimiento hasta las baterías de separación, se requiere de la aplicación de una gran cantidad de métodos que en su mayoría son complejos y utilizan un volumen considerable de cálculos. Este es el motivo por el cual se desarrolló FLUSIN-DPG. En un ambiente de PC, y como una respuesta a las necesidades del ingeniero para analizar el comportamiento del flujo de un pozo. Sus características lo hacen una magnífica herramienta, al incorporar la metodología más reciente para un buen análisis.

El presente proyecto corresponde a la elaboración de un programa de cómputo que permite realizar el Análisis Integral del Sistema de Producción de un Pozo Productor de Aceite que Fluye Simultáneamente por el Espacio Anular y la Tubería de Producción.

Departamento de Explotación del Petróleo
Universidad Nacional Autónoma de México
Ciudad Universitaria. 1/03/91

204 Hardware Requerido.

Flusin-DPG, requiere que la computadora cuente con ciertas características físicas para poder funcionar correctamente, cabe aclarar que si la computadora no cubre todas éstas, quizá pueda ejecutar Flu-

sim-DPG, pero no al 100% de sus recursos.

Las características requeridas son:

- Memoria RAM Mínima de 640 Kb, pero se requieren de 550 Kb libres durante la operación del mismo.
- Disco Duro con 2 MEGA BYTES de espacio libre para instalación, y 500 Kb mínimo durante su operación.
- Sistema Operativo MS-DOS 3.x en adelante
- El Puerto Paralelo LPT1 libre (para impresión).
- Tarjeta de Video MDA, Hércules, CGA, EGA MCGA, EGA64, VGA, Súper VGA, ATT, IBM Pc-3270, o IBM-8514/A con monitor análogo a color o monocromático.
- Procesador Intel o Motorola de las series 8088, 80286, 80386, 80486. Se recomienda para procesadores 80386, 80386 SX, 80386 DX, 80486 SX, 80486 DX, 80486 DX2, funcionando a una velocidad mínima de 10 Mhz. Se recomienda 1 Mb de RAM, y Co-Procesador matemático para acelerar los cálculos.
- Impresora dentro de los 144 modelos soportados por FLUSIM-DPG, o uno compatible con alguno. Conectado al puerto paralelo.

Notas :

El uso del Co-Procesador aumenta la velocidad hasta un 75%.

FLUSIM-DPG no detecta automáticamente la presencia del Co-Procesador matemático. Si es que éste se encuentra presente, y desea que el sistema haga acopio del mismo por favor solicítelo a:

Universidad Nacional Autónoma de México.
Facultad de Ingeniería.
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.
Departamento de Explotación del Petróleo.

205 Lista de Archivos.

Para el funcionamiento de FLUSIM-DPG se requiere la presencia de ciertos archivos en el directorio, los cuales son copiados en su computadora en el

momento de la instalación, he aquí una guía sobre éstos y cual es su función.

- CATALOGO.EXE - Archivo para la reconstrucción de los catálogos de las tuberías utilizadas en Flusim-DPG.
- ESTRANG.EXE - Módulo para el cálculo de las pérdidas de presión en los estranguladores.
- FS.EXE - Archivo principal y ejecutable, es la entrada al sistema, realiza funciones internas y de integración con los demás archivos.
- GRAFICAS.EXE - Módulo de graficación de resultados.
- HORIZONT.EXE - Módulo para el cálculo de las pérdidas de presión en la línea de descarga.
- INTEGRAL.EXE - Módulo para el cálculo de las pérdidas de presión en un sistema integral de producción de un pozo productor de aceite que fluye simultáneamente por el espacio anular y la tubería de producción.
- LECTURA.EXE - Módulo para la lectura de los datos de cada componente del sistema integral de producción.
- LOGO.EXE - Archivo ejecutable que despliega el nombre del programa si no se encuentra éste en el directorio del sistema, éste no podrá ser ejecutado.
- VERTICAL.EXE - Módulo para el cálculo de las pérdidas de presión en la tubería de producción.
- YACIMIEN.EXE - Módulo para el cálculo de las pérdidas de presión en el yacimiento.

-
- AVUDA.COM - Archivo ejecutable que despliega la ayuda en línea. del flujo por los estranguladores superficiales.
- MOUSE.COM - Programa que sirve como intérprete entre la parte mecánica del mouse y el procesador principal de la computadora. Este programa se proporciona en la compra del ratón (mouse) y trae su propio programa de instalación, por lo que si el mouse no lo reconoce se deberá reemplazar por el original.
- *.CNF - Son todos los archivos de configuración utilizados en los módulos de cálculo.
- *.PNT - Son todos los archivos binarios utilizados para la presentación de las pantallas de FLUSIM-DPG.
- *.CAT - Son todos los archivos binarios en donde se encuentran los catálogos de las tuberías, contienen el diámetro nominal, el diámetro exterior, el diámetro interior y el peso de las TP TR y LD.
- PS.LET - Es un archivo binario utilizado para guardar el mapa de bits de las letras en modo gráfico.
- PS.AYD - Archivo compactado con todos los textos de la ayuda en línea del sistema.
- INTHOR*.SCR - Contienen la introducción del flujo multifásico horizontal.
- INTINT*.SCR - Contienen la introducción del flujo multifásico en el sistema integral de producción de un pozo productor de aceite que produce en forma simultánea por la tubería de producción y el espacio anular.
- INTVER*.SCR - Contienen la introducción del flujo multifásico vertical.
- INTYAC*.SCR - Contienen la introducción del flujo del yacimiento al pozo.

En el subdirectorio **INTRO** se tienen archivos binarios conteniendo las introducciones de cada uno de los componentes del sistema integral de producción, si no se encontrara alguno de los archivos, no será posible desplegar las introducciones desde **FLUSIM-DPG**. Los archivos los archivos se describen a continuación:

CONVENIO.SCR - Contiene la página de justificación del desarrollo de este trabajo.

INTFME*.SCR - Contienen la introducción

APENDICE G

Ayudas dispuestas en la instalación de FLUSIM-DFG.

1 Instalar el Programa.

Esta opción se encarga de instalar en una unidad de discos rígido el sistema FLUSIM-DFG.

2 Desinstalar el Programa.

Si el sistema FLUSIM-DFG ya a sido instalado anteriormente y se quiere borrar de la unidad de discos rígido, esta opción se encarga de hacerlo fácil y rápidamente.

3 Salir de la Instalación.

En caso de no querer instalar o de desinstalar el sistema FLUSIM-DFG, seleccionar esta opción para salir del programa de instalación.

4 Instalar con Introducciones.

Esta opción instala el sistema FLUSIM-DFG en forma completa incluyendo las introducciones de cada uno de los métodos.

5 Instalar sin Introducciones.

Esta opción instala el sistema FLUSIM-DFG sin las introducciones en caso de no querer saturar su unidad de discos rígido. Cuando se trate de consultar la introducción sin haberla instalado, el sistema mandara un mensaje de error.

6 Salir del Programa de Instalación.

En caso de no querer instalar el sistema Flusim-DFG con las introducciones o sin las introducciones, se puede seleccionar esta opción para salir del programa de instalación.

7 Nombre del Directorio de Instalación.

Proporcione el nombre de la unidad de discos y el subdirectorío donde se desea instalar el programa Flusim-DFG. El sistema sólo se puede instalar en unidades de disco rígido y los nombres de las unidades de

disco validas son: C, D, E.

8 Nombre del Directorio de Desinstalación.

Proporcione el nombre de la unidad de discos y el subdirectorío donde se encuentra instalado el programa Flusim-DFG para proceder a desinstalarlo.

9 Nombre del Directorio de Fuente.

Proporcione el nombre de la unidad de discos y el subdirectorío donde se encuentran los discos originales de Flusim-DFG para proceder a instalarlo.