

01174
10



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**OPTIMIZACION MULTIVARIABLE DE
SISTEMAS DE PRODUCCION**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE :
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA**

P R E S E N T A

JAIME ANTONIO DEL RIO HERNANDEZ

DIRECTORES DE TESIS

M. I. NOEL E. SANTAMARIA GUEVARA

DR. RODOLFO G. CAMACHO VELAZQUEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO D. F. ABRIL 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

DOY GRACIAS A DIOS Y A LA VIDA:
Por permitirme terminar mis estudios.

En la Dirección General de Biblioteca
para difundir en formato electrónico e impreso
el contenido de mi trabajo de investigación
NOMBRE: Jaime Antonio
Del Río Hernández
FECHA: 15/ABRIL/2003
FIRMA: [Firma]

A MIS PADRES:
Felipa Hernández López
Alvaro Del Río Montoya
Por el ejemplo que me han dado
de superación, amor y respeto.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA,
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO Y
A TODOS MIS PROFESORES:
Por sus conocimientos y consejos.

Al M. I. Noel E. Santamaría Guevara y
Dr. Rodolfo G. Camacho Velázquez:
Por las enseñanzas que me transmitieron
y la conducción de este trabajo, gracias.

A MIS SINODALES:
M. I. Francisco Sánchez Arredondo
Dr. Daniel García Gavito
Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Por su tiempo y comentarios a este trabajo.

AL INSTITUTO MEXICANO DEL
PETRÓLEO:
Por la oportunidad y apoyo que me brindó
para realizar mis estudios de posgrado.

A MIS HERMANOS Y TODA LA FAMILIA:

Por que siempre me han ayudado en todo momento.

Al Ing. Horacio Zúñiga Puento:

Por las aportaciones valiosas para la elaboración de este trabajo.

EN ESPECIAL A MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS:

D. I. Ernesto R. Jofre Garfias

Ing. Jesús R. Firó Reyes

Ing. Felipe Lucero Aranda

Ing. Sandro F. Mancilla Guerrero

Ing. Luis Manuel Pizano Gallardo

Ing. Miguel Morales Delgado

Por su amistad, apoyo y consejos, gracias.

A todos aquellos que se escapan a la memoria y no obstante me apoyaron, agradezo sinceramente su colaboración.

DEDICO ESTA TESIS A:

**MI ESPOSA ALEJANDRA POR SU PACIENCIA,
AMOR, SACRIFICIO Y DESVELO Y A MIS HIJOS
LUIS ANTONIO, JOSÉ ALEJANDRO' Y MARCO ANTONIO
QUE SON LA RAZÓN DE MI SUPERACIÓN.**

LOS AMO

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	I
LISTA DE TABLAS	VI
RESUMEN	IX
CAPITULO	
1. INTRODUCCIÓN.	1
2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.	7
2.1 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS.	9
2.2 CORRELACIONES.	15
2.2.1 Métodos homogéneos.	15
2.2.2 Método de fases separadas.	15
2.2.3 Correlaciones empíricas generalizadas para tuberías verticales.	16
2.2.4 Correlaciones empíricas generalizadas para tuberías horizontales.	18
2.2.5 Correlaciones empíricas generalizadas para tuberías inclinadas.	19
2.3 MODELOS MECANÍSTICOS.	21

3.	MODELO MECANÍSTICO PARA LA PREDICCIÓN DEL FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.	23
3.1	MODELO UNIFICADO PARA LA PREDICCIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO.	26
3.1.1	Transición del flujo burbuja.	27
3.1.2	Transición de burbujas dispersas.	33
3.1.3	Transición estratificado a no estratificado.	38
3.1.4	Transición de flujo estratificado a flujo anular.	49
3.1.5	Transición de flujo anular a intermitente.	52
3.1.6	Subregiones dentro del flujo intermitente.	63
3.1.7	Subregiones en flujo estratificado.	66
3.2	ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES EN LAS FRONTERAS DE TRANSICIÓN.	68
3.2.1	Transiciones de flujo burbuja a bache y flujo bache a burbuja dispersa.	68
3.2.2	Transición de flujo bache a anular.	69
3.3	MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DE LÍQUIDO Y CAÍDAS DE PRESIÓN.	70
3.3.1	Modelo unificado para flujo estratificado.	70
3.3.2	Modelo unificado para flujo bache.	75
3.3.3	Modelo unificado para flujo anular.	81
3.3.4	Modelo unificado para flujo burbuja.	86
3.3.5	Modelo para flujo burbuja dispersa.	87
3.4	DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MECANÍSTICO.	87
4.	OPTIMIZACIÓN MULTIVARIABLE DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.	93
4.1	FORMULACIÓN DE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN.	95
4.2	PROCEDIMIENTO PARA ENFRENTAR EL PROBLEMA.	96
4.3	MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN MULTIVARIABLE NO LINEAL.	97
4.3.1	Algoritmos base derivativos.	97
4.3.2	Algoritmos basados en comparaciones de los valores de las funciones.	100
4.3.3	Algoritmos genéticos.	105

5.	DESARROLLO DEL MODELO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	117
5.1	MODELO MECANÍSTICO PARA CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS.	117
5.1.1	Modificaciones realizadas al modelo mecanístico.	128
5.1.2	Comportamiento de las superficies de gradiente de presión sin eliminación de discontinuidades.	132
5.1.3	Eliminación de discontinuidades entre patrones de flujo.	134
5.2	MODELO MATEMÁTICO PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN POZO.	149
5.2.1	Modelo del sistema de producción.	149
5.2.2	Descripción del programa de cómputo.	154
5.2.3	Codificación del programa de cómputo.	164
5.2.4	Validación del programa de cómputo.	165
5.3	MODELO MATEMÁTICO DE OPTIMIZACIÓN.	170
5.3.1	Algoritmo politope.	171
5.3.2	Algoritmo genético.	172
6.	RESULTADOS DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN.	175
6.1	CONFORMACIÓN DEL MODELO DE POZO PARA LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN.	175
6.1.1	Información de cada componente.	175
6.2	PROBLEMAS DETECTADOS EN EL MODELO DE COMPORTAMIENTO DEL POZO.	178
6.2.1	Cálculo de caídas de presión en el estrangulador.	178
6.2.2	Obtención de la intersección de las curvas de comportamiento de afluencia y salida del pozo.	179
6.3	DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS DE OPTIMIZACIÓN.	185
6.3.1	Algoritmo politope.	185
6.3.2	Algoritmo genético.	186

6.4	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN AL MODELO DEL POZO.	188
6.4.1	Resultados de la optimización con la opción 1.	189
6.4.2	Resultados de la optimización con la opción 2.	204
6.4.3	Resultados de la optimización con la opción 3.	219
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.	235
7.1	MODELO MECANÍSTICO PARA CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS.	235
7.2	MODELO DEL POZO.	237
7.3	MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	238
7.3.1	Optimización de una variable.	238
7.3.2	Optimización de dos variables.	240
7.3.3	Optimización de tres variables.	242
7.3.4	Optimización de cuatro variables.	244
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	245
	NOMENCLATURA	249
	REFERENCIAS	259

APÉNDICE A	MAPAS DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.	A.1
APÉNDICE B	MAPAS DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.	B.1
APÉNDICE C	MAPAS DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE PARA DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA Y ÁNGULOS DE INCLINACIÓN.	C.1
APÉNDICE D	SISTEMA DE COMPORTAMIENTO DE CURVAS.	D.1

LISTA DE FIGURAS

Figura		Página
2.1	Patrones de flujo en tuberías horizontales.	12
2.2	Patrones de flujo en tuberías verticales.	13
3.1	Mapa de gradiente de presión con la correlación de Orkiszewki ¹⁶ .	23
3.2	Mapa de gradiente de presión con la correlación de Aziz, Govier y Fogarasi ¹⁷ .	24
3.3	Mapa de gradiente de presión con la correlación de Beggs y Brill ¹⁰ .	24
3.4	Movimiento de la burbuja en tuberías con inclinaciones cercanas a la vertical.	29
3.5	Fuerzas de una burbuja en flujo burbuja dispersa.	36
3.6	Flujo estratificado en equilibrio.	39
3.7	Representación del balance de cantidad de movimiento en flujo estratificado en equilibrio.	39
3.8	Inestabilidad para una honda solitaria.	46
3.9	Trayectoria de una partícula de líquido arrojada lejos de la interface.	50
3.10	Geometría del flujo anular.	52
3.11	Soluciones en estado estacionario para flujo anular.	54
3.12	Efecto de la inclinación en la ramificación estable.	62
3.13	Modelo físico para flujo bache.	76
3.14	Modelo físico para flujo anular.	81
3.15A	Diagrama de flujo del modelo mecánico.	88
3.15B	Diagrama de flujo del modelo mecánico.	89
3.15C	Diagrama de flujo del modelo mecánico.	90
3.15D	Diagrama de flujo del modelo mecánico.	91
4.1	Componentes para la formulación de problemas de optimización.	95
4.2	Politope en dos dimensiones con puntos de reflexión, expansión y contracción ¹⁵ .	102
4.3	Estructura general del algoritmo genético ⁶⁶ .	106

PAGINACIÓN DISCONTINUA

Figura		Página
4.4	Comportamiento de la jerarquización lineal y no lineal.	110
4.5	Ejemplo del comportamiento del muestreo aleatorio universal.	112
5.1	Mapa de gradiente de presión de un sistema aire – agua. (correlación de Gómez ⁵² para H_{LLS} , tubería de 0.0508 m de diámetro y un ángulo de 90°)	118
5.2	Mapa de gradiente de presión de un sistema aire – agua. (correlación de Gómez ⁵² para H_{LLS} , tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90°)	119
5.3	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (correlación de Gómez ⁵² para H_{LLS} , tubería de 0.0508 m de diámetro y un ángulo de 90°)	121
5.4	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (correlación de Gómez ⁵² para H_{LLS} , tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90°)	122
5.5	Mapa del patrón de flujo para una tubería horizontal (0°). (diámetro de tubería de 0.305 m)	124
5.6	Mapa del patrón de flujo para una tubería inclinada (+15°). (diámetro de tubería de 0.305 m)	124
5.7	Mapa del patrón de flujo para una tubería inclinada (+90°). (diámetro de tubería de 0.1778 m)	125
5.8	Mapa del patrón de flujo para una tubería inclinada (-10°). (diámetro de tubería de 0.305 m)	125
5.9	Mapa del patrón de flujo para una tubería inclinada (-70°). (diámetro de tubería de 0.1778 m)	126
5.10	Mapa del patrón de flujo para una tubería inclinada (-90°). (diámetro de tubería de 0.1778 m)	126
5.11	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (correlación de Gregory ⁶⁹ para H_{LLS} , tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90°, $C = 2.0$ flujo laminar y $C = 1.2$ flujo turbulento)	130
5.12	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (correlación de Gregory ⁶⁹ para H_{LLS} , tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90° y $C = 1.2$ para todo tipo de flujo)	131
5.13	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (con eliminación de discontinuidades según Gómez ¹⁸ , tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90°)	135

Figura		Página
5.14	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (con eliminación de discontinuidades según punto 5.1.3.1, tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90°)	137
5.15	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (con eliminación de discontinuidades según punto 5.1.3.2, tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90°)	138
5.16	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (con eliminación de discontinuidades según punto 5.1.3.3, tubería de 0.1778 m de diámetro y un ángulo de 90°)	140
5.17	Aplicación de la interpolación con splines.	142
5.18	Mapa de gradiente de presión de un sistema gas – aceite. (sin eliminación de discontinuidades, tubería de 0.0508 m de diámetro y un ángulo de -90°)	148
5.19	Configuración del sistema de producción.	151
5.20	Diagrama de flujo de la estructura principal del programa de cómputo ⁷² .	155
5.21	Comparación del comportamiento entre modelo mecánico y correlaciones	168
6.1	Sensibilidad del gasto de aceite respecto al diámetro de la tubería del pozo.	182
6.2	Sensibilidad del gasto de aceite respecto a la presión de separación.	182
6.3	Comportamiento de la caída de presión en la tubería del pozo en el sistema de producción.	183
6.4	Comportamiento global del sistema de producción con un diámetro de tubería del pozo de 3.343 pg.	183
6.5	Comportamiento de la caída de presión en el estrangulador del sistema de producción.	184
6.6	Comportamiento global del sistema de producción a una presión de separación de 29 psi.	184
6.7	Resultado de la optimización del diámetro de tubería del pozo (opción 1).	191
6.8	Resultado de la optimización del diámetro de estrangulador (opción 1).	191
6.9	Resultado de la optimización del diámetro de tubería superficial (opción 1).	191

Figura		Página
6.10	Resultado de la optimización de la presión de separación (opción 1).	191
6.11	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y diámetro del estrangulador (opción 1).	192
6.12	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y diámetro de tubería superficial (opción 1).	192
6.13	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y presión de separación (opción 1).	193
6.14	Resultado de la optimización para el diámetro del estrangulador y diámetro de tubería superficial (opción 1).	193
6.15	Resultado de la optimización para el diámetro del estrangulador y presión de separación (opción 1).	194
6.16	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería superficial y presión de separación (opción 1).	194
6.17	Resultado de la optimización del diámetro de tubería del pozo (opción 2).	206
6.18	Resultado de la optimización del diámetro de estrangulador (opción 2).	206
6.19	Resultado de la optimización del diámetro de tubería superficial (opción 2).	206
6.20	Resultado de la optimización de la presión de separación (opción 2).	206
6.21	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y diámetro del estrangulador (opción 2).	207
6.22	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y diámetro de tubería superficial (opción 2).	207
6.23	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y presión de separación (opción 2).	208
6.24	Resultado de la optimización para el diámetro del estrangulador y diámetro de tubería superficial (opción 2).	208
6.25	Resultado de la optimización para el diámetro del estrangulador y presión de separación (opción 2).	209
6.26	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería superficial y presión de separación (opción 2).	209
6.27	Resultado de la optimización del diámetro de tubería del pozo (opción 3).	221

Figura		Página
6.28	Resultado de la optimización del diámetro de estrangulador (opción 3).	221
6.29	Resultado de la optimización del diámetro de tubería superficial (opción 3).	221
6.30	Resultado de la optimización de la presión de separación (opción 3).	221
6.31	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y diámetro del estrangulador (opción 3).	222
6.32	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y diámetro de tubería superficial (opción 3).	222
6.33	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería del pozo y presión de separación (opción 3).	223
6.34	Resultado de la optimización para el diámetro del estrangulador y diámetro de tubería superficial (opción 3).	223
6.35	Resultado de la optimización para el diámetro del estrangulador y presión de separación (opción 3).	224
6.36	Resultado de la optimización para el diámetro de tubería superficial y presión de separación (opción 3).	224

LISTA DE TABLAS

Tabla		Página
2.1	Grupos adimensionales que gobiernan el flujo multifásico en tuberías ⁷ .	18
3.1	Valor de las variables de la correlación del factor de fricción de Blasius ³³ .	41
5.1	Propiedades del sistema gas – aceite.	120
5.2	Mapas de patrones de flujo realizados.	123
5.3	Referencias de las fronteras en los mapas de patrones de flujo.	127
5.4	Mapas de gradientes de presión sin corrección de discontinuidades.	132
5.5	Factores a utilizar para la interpolación.	144
5.6	Características de las zonas de transición para cada patrón de flujo.	145
5.7	Relaciones de comportamiento de afluencia (IPR), para yacimientos de aceite y gas.	157
5.8	Métodos para flujo multifásico en tuberías.	159
5.9	Correlaciones para flujo multifásico subcrítico en válvulas de seguridad subsuperficiales.	160
5.10	Correlaciones para flujo a través de estranguladores.	161
5.11	Correlaciones para las propiedades físicas de los fluidos.	163
5.12	Validación del programa de cómputo.	166
5.13	Resultados de las corridas del modelo de pozo.	169
6.1	Opciones de métodos de cálculo para las caídas de presión en tuberías empleados en el modelo del pozo para su optimización.	188
6.2	Resultados de la optimización para un sistema de producción con la opción 1.	190
6.3	Optimización de una variable con el método politope de un sistema de producción con la opción 1.	195
6.4	Optimización de dos variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 1.	196
6.5	Optimización de tres variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 1.	197

Tabla		Página
6.6	Optimización de cuatro variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 1.	198
6.7	Optimización de una variable con el método genético de un sistema de producción con la opción 1.	200
6.8	Optimización de dos variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 1.	201
6.9	Optimización de tres variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 1.	202
6.10	Optimización de cuatro variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 1.	203
6.11	Resultados de la optimización para un sistema de producción con la opción 2.	205
6.12	Optimización de una variable con el método politope de un sistema de producción con la opción 2.	210
6.13	Optimización de dos variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 2.	211
6.14	Optimización de tres variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 2.	212
6.15	Optimización de cuatro variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 2.	213
6.16	Optimización de una variable con el método genético de un sistema de producción con la opción 2.	215
6.17	Optimización de dos variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 2.	216
6.18	Optimización de tres variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 2.	217
6.19	Optimización de cuatro variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 2.	218
6.20	Resultados de la optimización para un sistema de producción con la opción 3.	220
6.21	Optimización de una variable con el método politope de un sistema de producción con la opción 3.	225
6.22	Optimización de dos variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 3.	226
6.23	Optimización de tres variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 3.	227

Tabla		Página
6.24	Optimización de cuatro variables con el método politope de un sistema de producción con la opción 3.	228
6.25	Optimización de una variable con el método genético de un sistema de producción con la opción 3.	230
6.26	Optimización de dos variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 3.	231
6.27	Optimización de tres variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 3.	232
6.28	Optimización de cuatro variables con el método genético de un sistema de producción con la opción 3.	233
7.1	Combinaciones con problemas de optimización de dos variables aplicando el algoritmo politope	240

RESUMEN

En la simulación del comportamiento de un sistema de producción, uno de los componentes determinantes para dicho efecto son las tuberías presentes en el sistema de producción. Para el cálculo de las caídas de presión en tuberías existen varias correlaciones para tuberías horizontales y verticales, y muy pocas para tuberías inclinadas, así como también existen algunos modelos mecánicos para tuberías horizontales y verticales, pero no así para tuberías inclinadas. Por tal motivo, en este trabajo se describe un modelo mecánico que incluye los desarrollos más recientes para calcular las caídas de presión en tuberías a cualquier ángulo de inclinación, el cual se programó adicionando la aplicación de la interpolación con splines para eliminar las discontinuidades en los gradientes de presión entre patrones de flujo, proporcionando con esto una herramienta actualizada que permite simular de manera más completa al sistema de producción.

Por otra parte, un problema recurrente en el diseño o evaluación de un sistema de producción es encontrar las características óptimas de los componentes que permitan obtener la máxima producción del pozo, ya que cuando se realiza este tipo de trabajo se hace generalmente en forma de ensaye y error, lo cual no garantiza que sea lo mejor. Para resolver este problema, en el presente trabajo se aplicaron dos técnicas de optimización no lineal, como son los algoritmos Politope y Genético, al modelo de pozo que incluye el modelo mecánico para el cálculo de caídas de presión en tuberías, descrito en el párrafo anterior. Las variables a optimizar fueron cuatro, diámetro de tubería del pozo, diámetro de estrangulador, diámetro de tubería superficial y presión de separación en superficie, concluyendo que sí es factible aplicar este tipo de optimización a los sistemas de producción con resultados satisfactorios.

1. INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, cuando se diseña un sistema de producción de hidrocarburos nuevo o se analiza uno ya existente, para determinar su configuración más adecuada, se requieren dos elementos fundamentales. El primero consiste de tener un modelo matemático que realice una simulación aceptable del sistema de producción. El segundo requiere de algún procedimiento para seleccionar apropiadamente los parámetros óptimos del modelo matemático del comportamiento de flujo del pozo, es decir, definir un proceso de optimización.

Dentro de la estructura general del modelo matemático para la simulación de un sistema de producción de hidrocarburos, el modelo referente al comportamiento de flujo multifásico en tuberías, es de gran importancia, debido a que la mayor caída de presión se presenta en la tubería del pozo, por tal motivo, cualquier mejora en este modelo ayudará a una mayor precisión en el cálculo de caídas de presión en el sistema de producción. Un problema que presentan los métodos para el cálculo de caídas de presión en tuberías, son las discontinuidades en sus gradientes de presión debidos al cambio de patrón de flujo.

Para el desarrollo de modelos que ayuden en la predicción del comportamiento de flujo multifásico en tuberías, se han seguido dos caminos principalmente, las correlaciones experimentales y modelos mecanísticos. La correlación es un desarrollo de ingeniería atractivo y útil, sin embargo, en la práctica se restringe a problemas de número de parámetros limitado y rango de aplicación. El modelo mecanístico, modela de manera aproximada el fenómeno físico que acontece, tomando en consideración los procesos más importantes, despreciando otros efectos menos importantes que pueden complicar el cálculo, pero sin afectar considerablemente la precisión de la solución. Las ventajas que muestran estos tipos de análisis, son que pueden ser aplicados sin la limitación del rango de

PAGINACIÓN DISCONTINUA

aplicación y número de parámetros, es decir, los resultados pueden ser extrapolados con razonable confianza a regiones más allá de los datos experimentales utilizados para probarlo.

El desarrollo de los modelos mecanísticos consideró primeramente de forma separada la formulación de modelos para tuberías horizontales y tuberías verticales, posteriormente se fueron realizando modificaciones o nuevos desarrollos para involucrar el efecto del ángulo de inclinación de las tuberías y diámetros de las mismas, así como contemplar el flujo ascendente y descendente de los hidrocarburos, para finalmente obtener un modelo mecanístico unificado para tuberías más completo y de vanguardia, que fue presentado por Gómez¹⁸. Éste consiste de un modelo unificado para la predicción del patrón de flujo y modelos unificados separados para los diferentes patrones de flujo existentes, los cuales ya consideran todos los ángulos de inclinación de las tuberías, tanto para flujo ascendente como descendente. También indica un procedimiento para la eliminación de las discontinuidades en los gradientes de presión al pasar de un patrón de flujo a otro. Gómez¹⁸ probó el modelo mecanístico primeramente con datos de laboratorio y posteriormente con datos de campo, mostrando una excelente concordancia entre la predicción y los datos medidos, determinando un error promedio de -1.3% y un error promedio absoluto de 5.5% con sus respectivas desviaciones estándar de 8.2 y 6.2.

Por lo que un primer objetivo de este trabajo, es programar en lenguaje FORTRAN el modelo mecanístico de vanguardia mencionado, además de integrarlo al modelo matemático para evaluar el comportamiento global de un pozo, desarrollado por Pérez G.⁷⁹, proporcionando con esto, una herramienta adicional para la predicción del patrón de flujo, colgamiento de líquido y consecuentemente caídas de presión en tuberías.

Una vez determinado que la simulación del comportamiento del sistema de producción es la adecuada, se requiere seleccionar apropiadamente los parámetros óptimos para conectar el yacimiento con las instalaciones superficiales.

Esta selección óptima de parámetros se requiere debido a que el comportamiento de un pozo está en función de muchas variables tales como, presión del yacimiento, diámetro de tubería vertical, estrangulador y tubería horizontal, presión de separación, etc., y una modificación en cualquiera de las variables causará un cambio en el comportamiento del pozo. Por lo tanto, se tiene que determinar la combinación de variables bajo las cuales se reproduce mejor el comportamiento del pozo.

Un método común es utilizar algún procedimiento de ensaye y error hasta que el ingeniero concluya que el conjunto óptimo de variables se ha determinado, sin tener la certeza de que la mezcla de variables encontradas es la óptima. Afortunadamente, están disponibles técnicas matemáticas para determinar la mezcla óptima de las variables involucradas sin desarrollar un procedimiento de ensaye y error.

Matemáticamente, la optimización involucra encontrar los valores extremos de una función de muchas variables. Un esquema de optimización obtendrá la combinación de las variables que producen un valor extremo en la función, siendo éste un valor mínimo o un valor máximo, dependiendo del objetivo buscado.

La estructura y complejidad de las ecuaciones en el modelo matemático para simular el comportamiento de flujo de hidrocarburos son importantes, ya que permiten reconocer las posibilidades de las diversas técnicas de optimización. Por lo cual, una manera prudente de optimizar una función del comportamiento de un pozo es la optimización numérica, particularmente la no lineal.

Por lo tanto, el segundo objetivo de este trabajo es aplicar las técnicas de optimización multivariable no lineal, para optimizar el comportamiento de pozos productores de hidrocarburos, teniendo como función objetivo obtener el máximo gasto de aceite y cuatro variables por optimizar, que son: diámetro de la tubería del pozo, diámetro del estrangulador, diámetro de la tubería superficial y presión de separación.

En resumen, el presente estudio consiste de dos partes principales:

- 1) Programar en lenguaje FORTRAN el modelo mecánico para flujo en tuberías, que incluye la eliminación de las discontinuidades en los gradientes de presión e incorporarlo a un modelo matemático que realice la simulación del comportamiento de un sistema de producción.
- 2) Llevar a cabo la optimización del comportamiento del pozo con técnicas de optimización multivariable no lineal.

En el capítulo 2 se mencionan las definiciones necesarias y las herramientas utilizadas para el flujo multifásico en tuberías. En el capítulo 3, se describen de manera detallada las bases de la formulación del modelo mecánico para la predicción del comportamiento de flujo multifásico en tuberías, para continuar en el capítulo 4 con la descripción de las técnicas de optimización multivariable no lineal aplicables al sistema de producción. El desarrollo del modelo para optimizar el sistema de producción, con la especificación del modelo matemático para la simulación del comportamiento de pozos, que incluye la modificación para tener la opción de poder realizar cálculos de gradientes de presión con el modelo mecánico, se describe en el capítulo 5. Los resultados del modelo de optimización y su análisis se presentan en los capítulos 6 y 7, respectivamente, para finalmente terminar el estudio con las conclusiones y recomendaciones en el capítulo 8.

Para el desarrollo del presente estudio se revisaron los principales trabajos que tratan la optimización de los sistemas de producción, los cuales fueron:

Carroll y Horne¹⁵, presentaron un trabajo de optimización para sistemas de producción, donde se optimiza un solo pozo y se utilizan únicamente 3 correlaciones para el cálculo de caídas de presión en tuberías, sin considerar las tuberías en superficie, además de considerar composicional el modelo del separador.

Ravindran y Horne⁵⁹ ampliaron el trabajo comentado en el párrafo anterior, implementando la dimensión del tiempo.

Palke y Horne⁶⁰ expandieron el trabajo de Ravindran y Horne⁵⁹ sustituyendo los modelos de aceite negro por composicionales, realizando el cálculo de caídas de presión en tuberías solamente con la correlación de Aziz y colaboradores¹⁷.

Como se puede observar, los trabajos relacionados con la optimización del comportamiento del pozo referente al cálculo de caídas de presión en tuberías, han sido realizados únicamente por medio de correlaciones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Para analizar el comportamiento del flujo multifásico en tuberías se requiere de una revisión de tres tópicos separados pero interrelacionados.

1. Entendimiento básico de la mecánica de fluidos entre las fases de gas y líquido y la caída de presión. En general, esto involucra desarrollar expresiones para conservación de masa y momento lineal.
2. La aplicación de ecuaciones de caídas de presión requiere la habilidad de predecir las propiedades físicas de las fases líquida y gaseosa. Así, el segundo tópico es el comportamiento de fase.
3. Finalmente, la predicción del comportamiento de fase también requiere la habilidad de predecir las temperaturas de flujo de los fluidos en el pozo. La predicción de temperatura involucra el principio de conservación de energía.

En el desarrollo de herramientas predictivas para describir problemas de mecánica de fluidos complejos se utilizan comúnmente dos enfoques diferentes.

- Correlaciones experimentales.
- Desarrollos vía modelos mecanísticos.

Las correlaciones empíricas involucran desarrollar procedimientos simplificados que contienen parámetros que deben evaluarse con datos experimentales. Las variables correlacionadas son determinadas típicamente por grupos adimensionales obtenidos mediante análisis dimensional del fenómeno involucrado. Este método es atractivo y útil, ya que permite resolver naturalmente

el problema, y es válido para cualquier complejidad que pueda existir. En la práctica, sin embargo, se restringe a problemas de número de parámetros limitado.

Aunque este método es efectivo en general, es muy difícil aplicarlo en cualquier problema de flujo en dos fases, debido al gran número de parámetros. Obviamente, es muy difícil generalizar esta relación y correlacionarlos en términos basados en grupos adimensionales o en datos experimentales, debido a que requiere esfuerzos experimentales fuera de la realidad. No obstante, este método es ampliamente utilizado en la industria petrolera.

Además, las correlaciones no tratan el porqué o cómo las cosas suceden, pero pueden proporcionar excelentes resultados rápidamente, dependiendo de la apropiada selección de las variables y la calidad de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

El segundo enfoque involucra a los modelos mecanísticos basados en el fenómeno físico, describiendo todos los fenómenos importantes. Estos requieren de un conocimiento más profundo y un análisis detallado de la física del fenómeno.

El término de modelo mecanístico se introdujo para desarrollos donde el modelado es relativamente simple y la solución puede ser alcanzada con esfuerzos numéricos razonables. Debido a que casi cualquier proceso de dos fases es muy complejo, es necesario simplificar la naturaleza del mismo de tal manera que el efecto dominante sea capturado por el modelo, mientras que los efectos menos importantes son ignorados. El modelado mecanístico proporciona una relativa facilidad de entendimiento para ofrecer al ingeniero la capacidad de predicción, siendo superior al método de correlaciones de datos experimentales. Por otra parte, debido a que el modelo mecanístico se basa en consideraciones simplificadas de la naturaleza del problema, este se deberá verificar con

experimentos, o datos ya obtenidos. Pero al contrario de las correlaciones las cuales son limitadas a un rango de datos experimentales, los resultados basados en modelos mecánicos pueden ser extrapolados con razonable confianza a regiones más allá de los datos experimentales que fueron utilizados únicamente para probarlos.

Cabe hacer notar que algunos modelos mecánicos requieren la alimentación de datos que son generalmente basados también en correlaciones u otros modelos mecánicos.

2.1 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS.

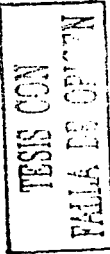
Cuando fluyen dos fases simultáneamente en una tubería, aunque los gastos sean constantes, cada fase fluye en forma diferente, las distribuciones de líquido y gas tanto en las secciones transversales como en las longitudinales son variables con el tiempo. Esta distribución variable puede ser debido a las propiedades de los fluidos, configuración de la tubería, inclinación y gastos de las fases.

Para la caracterización y definición de los patrones de flujo surge la necesidad de comprender algunas definiciones básicas:

a) **Fración de vacío (α):** Es el cociente del área ocupada por el gas sobre el área transversal total de una tubería, a condiciones de flujo.

$$\alpha = \frac{A_G}{A} \quad (2.1)$$

donde: $A = A_G + A_L$. Cabe hacer notar que α es función del espacio y tiempo, y se encuentra en el intervalo $0 \leq \alpha \leq 1$. Para flujo estacionario, α no depende del tiempo.



b) **Fracción de volumen de líquido o 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 total de la misma sección de tubería.

$$H_L = (1 - \alpha) = \frac{A_L}{A} \quad (2.2)$$

c) **Resbalamiento:** Este término se utiliza para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son variadas, como las diferencias en la restricción al flujo por fricción, compresibilidad y la acción de la gravedad.

d) **Velocidades superficiales:** Estas son las velocidades que las fases tendrían si ellas fluyeran solas en la tubería.

$$U_{LS} = \frac{Q_L}{A}, \quad U_{GS} = \frac{Q_G}{A} \quad (2.3)$$

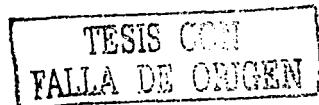
e) **Velocidades reales:**

$$U_L = \frac{U_{LS}}{(1 - \alpha)}, \quad U_G = \frac{U_{GS}}{\alpha} \quad (2.4)$$

f) **Velocidad de resbalamiento:** Es la diferencia entre las velocidades de las fases.

$$U_R = U_G - U_L \quad (2.5)$$

Usualmente $U_G > U_L$.



A continuación se describen las características principales de los patrones de flujo en tuberías de acuerdo al trabajo realizado por Barnea¹. En las Figuras 2.1 y 2.2 se muestran los diferentes patrones de flujo observados en tuberías horizontales y verticales, respectivamente.

FLUJO BURBUJA DISPERSA.

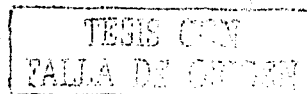
En el flujo burbuja dispersa, la fase gaseosa se encuentra distribuida como pequeñas burbujas indeformables de gas en una fase continua de líquido y se presenta para todos los ángulos de inclinación.

FLUJO BURBUJA.

La distribución para este patrón de flujo es similar al descrito para flujo burbuja dispersa, pero con burbujas de gas más grandes y deformables, con una fracción de vacío de hasta 0.25. Este régimen de flujo aparece únicamente en flujos verticales ascendentes y cercanos a éste, en diámetros de tubería relativamente grandes y a bajos gastos de líquido.

FLUJO ESTRATIFICADO.

Este patrón de flujo muestra las fases de líquido y gas completamente separadas de manera ordenada, siendo ondulado o suave, dependiendo del comportamiento de la superficie del líquido que tiene contacto con la fase gaseosa, la cual puede presentar pequeñas olas o no. Se presenta en tuberías horizontales y flujos descendentes.



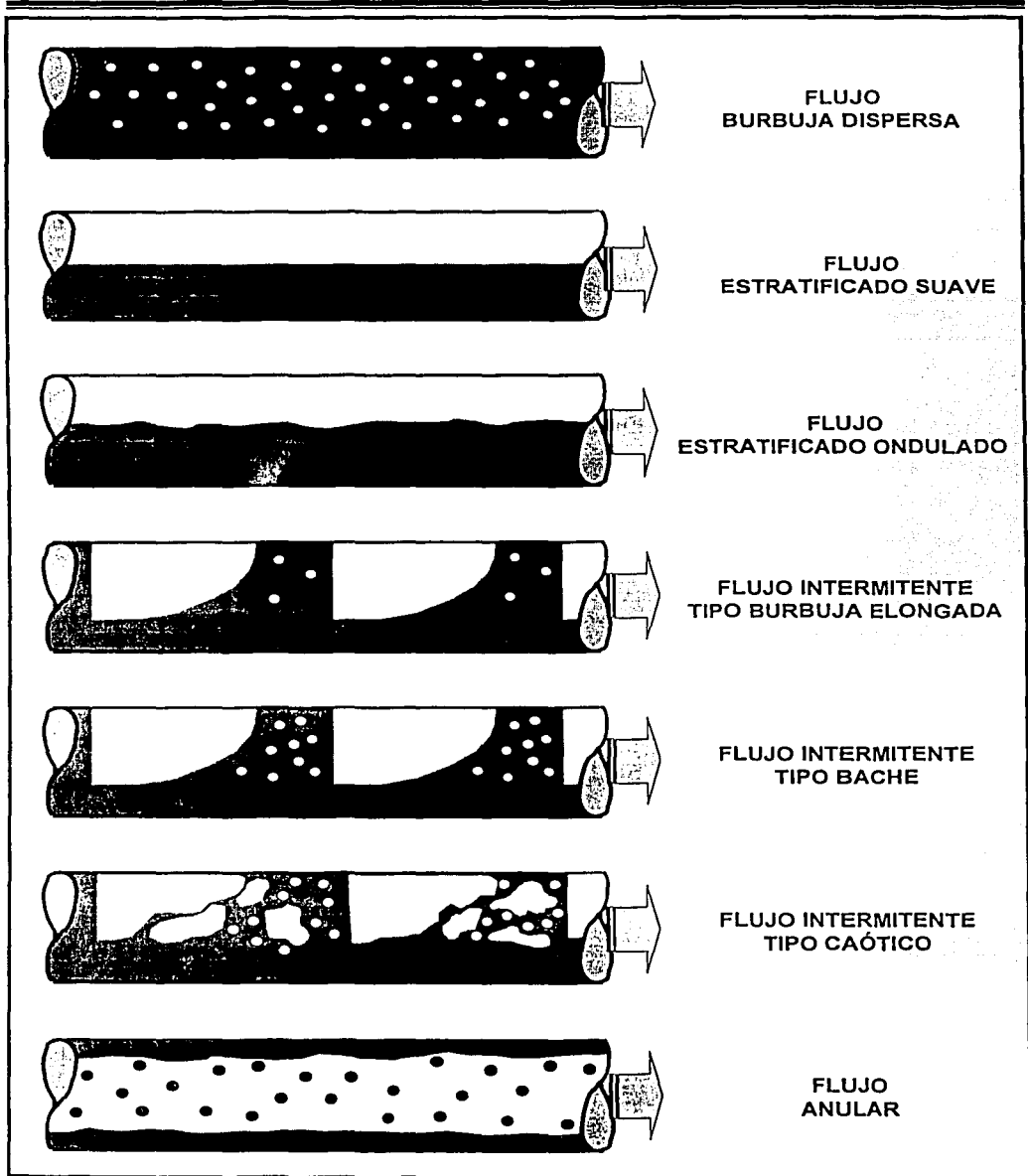


FIGURA 2.1 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.

TAJALIA DE...

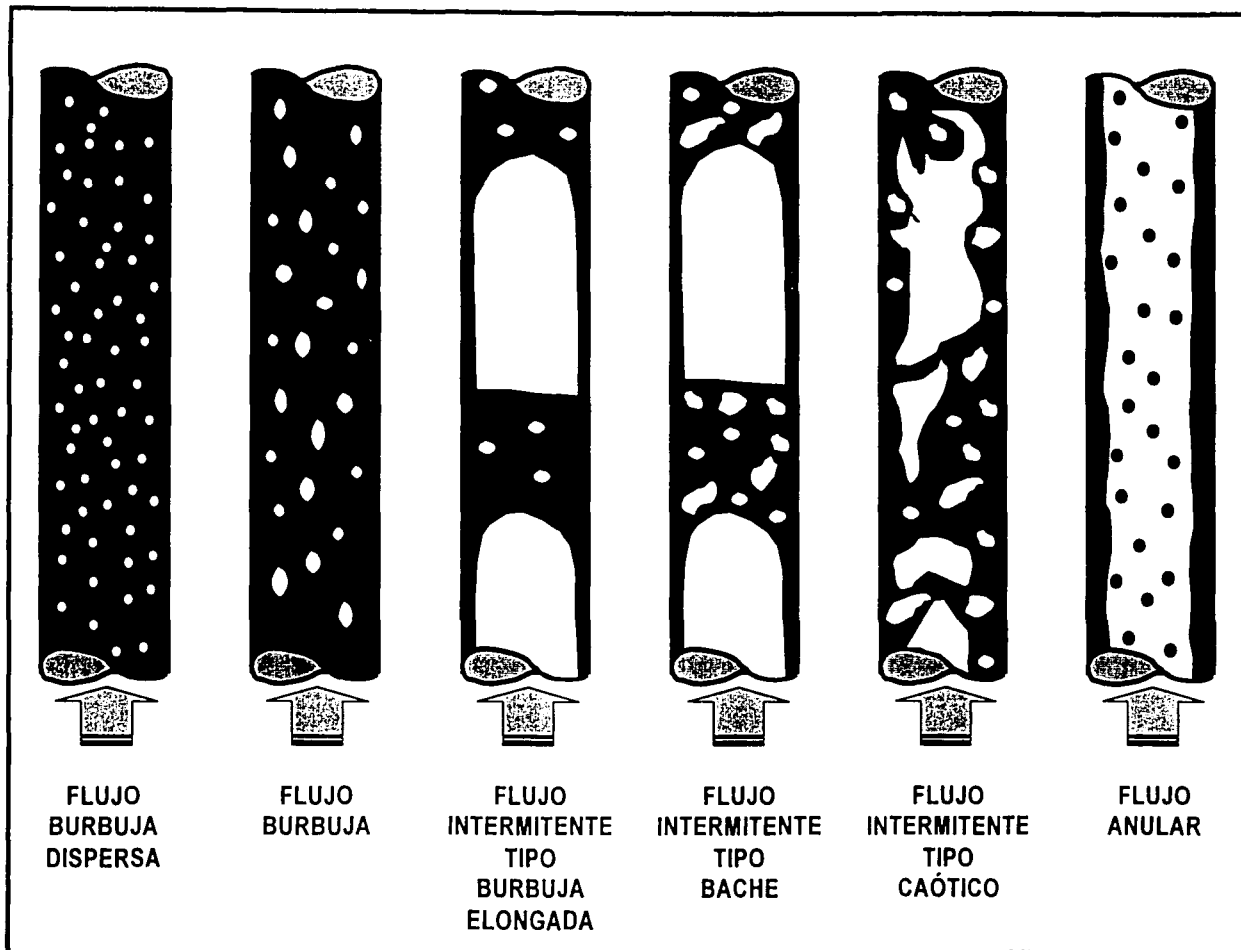


FIGURA 2.2 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS VERTICALES.

FLUJO BACHE.

El flujo bache o intermitente es de los patrones de flujo más complejo con características inestables. Este flujo existe en todos los rangos de inclinaciones y en un amplio rango de flujos de gas y líquido.

En flujo bache vertical, la mayor parte del gas está localizado en una burbuja en forma de bala, la cual ocupa la mayor parte de la sección transversal de la tubería. Estas burbujas son generalmente llamadas burbujas de Taylor. Las burbujas de Taylor son separadas por baches de líquido que contienen generalmente pequeñas burbujas. El líquido confinado entre las burbujas y la pared de la tubería fluye alrededor de la burbuja de Taylor en una pequeña película que está cayendo.

En flujo horizontal e inclinado, los baches de líquido que cubren totalmente la sección transversal de la tubería, son separados por una zona estratificada con una burbuja de gas elongada en la parte alta de la tubería y la película de líquido en el fondo.

FLUJO ANULAR.

Este patrón de flujo ocurre cuando el gasto de gas es significativamente más alto que el de líquido. El líquido fluye como una película en las paredes de la tubería y el gas por el centro de la tubería con cierta cantidad de líquido que va atrapado. El flujo anular se observa en todos los rangos de inclinación de las tuberías.

En los puntos 2.2 y 2.3 de este capítulo, se describen de forma general la historia de los desarrollos para la simulación del flujo multifásico en tuberías.

TESIS
FALLA DE ORIGEN

2.2 CORRELACIONES.

2.2.1 MÉTODOS HOMOGÉNEOS.

El grado de turbulencia en los pozos al inicio de su explotación, es suficientemente alto para que los fluidos multifásicos existan como mezclas homogéneas, así el gas y el líquido viajan esencialmente a la misma velocidad. La ecuación (2.6) de gradiente de presión, fue un primer intento lógico de describir el flujo multifásico. Se modificaron las ecuaciones de flujo de una sola fase para estado estacionario, reemplazando las variables de flujo y propiedades físicas por variables de la mezcla.

$$\frac{dP}{dx} = \frac{\rho_m g \sin \beta}{g_c} - \frac{f_m \rho_m U_m^2}{2Dg_c} - \frac{\rho_m U_m}{g_c} \frac{dU_m}{dx} \quad (2.6)$$

Las primeras correlaciones utilizadas de este tipo fueron desarrolladas por Poettmann y Carpenter², Baxendell y Thomas³, y Fancher y Brown⁴. Los tres estudios desprecian el último término de la ecuación (2.6) el cual representa los efectos de energía cinética.

2.2.2 MÉTODO DE FASES SEPARADAS.

La característica de estos modelos es considerar velocidades distintas para cada una de las fases. Un ejemplo de este tipo de modelos es la correlación de Lockhart y Martinelli⁵.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.2.2.1 CORRELACIÓN DE LOCKHART Y MARTINELLI⁵.

Esta correlación fue desarrollada en 1949 con base a datos de laboratorio obtenidos de las condiciones de flujo isotérmico, en tuberías con diámetros entre 0.586 y 1.017 pulgadas y de 2.19 a 50 pies de longitud.

Para esta correlación, la caída de presión para el flujo de dos fases se encuentra en función de la caída de presión para cada una de las fases, considerando que fluyen por separado y considerando además, el tipo de mecanismo de flujo. La correlación no toma en cuenta el término de aceleración y no requiere el colgamiento del líquido para calcular la caída de presión. Los mecanismos de flujo se definen a partir del número de Reynolds.

2.2.3 CORRELACIONES EMPÍRICAS GENERALIZADAS PARA TUBERÍAS VERTICALES.

Existe una gran variedad de correlaciones para tuberías verticales, pero hubo dos en particular que ayudaron a tener un gran avance en este tipo de desarrollos, las cuales fueron las desarrolladas por Hagedorn y Brown⁶ y Duns y Ros⁷.

2.2.3.1 CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN⁶.

El primer intento de obtener una gran cantidad de datos de flujo multifásico a escala de campo de alta calidad en tuberías verticales fue realizado por Hagedorn y Brown⁶. Utilizando varios líquidos diferentes y tres diámetros diferentes de tubería (1, 1.25 y 1.5 pg. de diámetro), los cuales fluyeron de manera ascendente en un pozo prueba de 1,400 pies (427 m) de profundidad. En su momento, no fue reconocida la importancia del colgamiento del líquido por los autores y no se midió

esta importante variable, por lo que se calculó este parámetro mediante un modelo de gradiente de presión supuesto. Aunque esta correlación no considera los patrones de flujo, es muy utilizada, por lo que se han realizado numerosas modificaciones para mejorar su predicción de la caída de presión.

2.2.3.2 CORRELACIÓN DE DUNS Y ROS⁷.

Uno de los primeros y principales análisis dimensionales exhaustivos para el problema de flujo multifásico en tuberías fue desarrollado por Duns y Ros⁷. En este trabajo se identifican 13 variables importantes, resultando en 10 grupos adimensionales independientes que son los principales en describir el comportamiento de flujo multifásico. Después de obtener bastantes datos experimentales, se concluyó que cuatro de esos grupos adimensionales son importantes para predecir el patrón de flujo y el grado de resbalamiento en cualquier ubicación en la tubería vertical. El grado del resbalamiento determina la fracción del volumen de la tubería que está ocupada por el líquido, denominado "colgamiento del líquido". La mayoría de los subsecuentes desarrollos de correlaciones empíricas hacen uso del análisis dimensional llevado a cabo por Duns y Ros⁷.

Duns y Ros⁷ realizaron el análisis dimensional utilizando el método de Buckingham. Como ya se mencionó, las variables involucradas son 13,

$$\left[\frac{dP}{dx}, U_{LS}, U_{GS}, \rho_L, \rho_G, \mu_L, \mu_G, D, g, \sigma, \varepsilon, \alpha, \theta \right]$$

Los grupos adimensionales resultantes son 10, ya que las dimensiones primarias de las variables involucradas son tres (Masa, Longitud y Tiempo). De los cuales, de acuerdo a una verificación experimental, resultó que cuatro grupos

adimensionales son los que gobiernan el colgamiento de líquido, caída de presión y los patrones de flujo. En la Tabla 2.1 se muestran dichos grupos adimensionales.

GRUPO ADIMENSIONAL	ECUACIÓN
Número de velocidad del líquido, N_{LV}	$N_{LV} = U_{LS} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{0.25}$
Número de velocidad del gas, N_{GV}	$N_{GV} = U_{GS} \left(\frac{\rho_G}{g\sigma} \right)^{0.25}$
Número de diámetro de tubería, N_D	$N_D = D \left(\frac{\rho_L g}{\sigma} \right)^{0.5}$
Número de viscosidad del líquido, N_μ	$N_\mu = \mu_L \left(\frac{g}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25}$

TABLA 2.1 GRUPOS ADIMENSIONALES QUE GOBIERNAN EL FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS⁷.

Para una revisión más detallada de este análisis dimensional, ver el trabajo realizado por Duns y Ros⁷.

2.2.4 CORRELACIONES EMPÍRICAS GENERALIZADAS PARA TUBERÍAS HORIZONTALES.

Dos de las correlaciones más utilizadas para tuberías horizontales son las desarrolladas por Dukler⁸ y Eaton⁹.

2.2.4.1 CORRELACIÓN DE DUKLER⁸.

Esta correlación de flujo multifásico horizontal fue desarrollada con datos experimentales y de campo para un amplio rango de diámetros, y utilizando como fluidos de prueba aceite, gas y agua, fue basada en un análisis de similaridad,

donde las correlaciones del factor de fricción y colgamiento de líquido fueron desarrolladas a partir de datos de campo. El método calcula el colgamiento sin resbalamiento, aún cuando las pérdidas de presión por aceleración las considera despreciables.

2.2.4.2 CORRELACIÓN DE EATON⁹.

Esta correlación fue desarrollada a partir de información de laboratorio sobre las condiciones de flujo en tuberías de 2 y 4 pulgadas de diámetro y 1700 pies de longitud, y en el campo, basándose en las condiciones registradas en una línea marina de 17 pulgadas de diámetro y 10 millas de longitud. Como fase líquida se utilizó en forma separada, agua, aceite crudo y un destilado de petróleo (densidad relativa = 0.77). Como fase gaseosa se utilizó gas natural.

Cuando las pérdidas de presión por aceleración son significativas, se requiere calcular el valor del Colgamiento del líquido, dado que el término de aceleración está basado en los cambios de las velocidades reales del gas y del líquido.

2.2.5 CORRELACIONES EMPÍRICAS GENERALIZADAS PARA TUBERÍAS INCLINADAS.

El incremento de la actividad de exploración y producción costa afuera resultó en la perforación de un gran número de pozos con grandes desviaciones en ángulos de inclinación de la vertical, ocasionando que la predicción del patrón de flujo y colgamiento del líquido desarrollados para tuberías verticales, fallaran para pozos desviados.



Por lo tanto, fueron desarrolladas correlaciones generalizadas como la de Beggs y Brill¹⁰ y Mukherjee y Brill¹¹ para mejorar la predicción de la caída de presión en pozos direccionales y tuberías superficiales en terrenos sinuosos.

2.2.5.1 CORRELACIÓN DE BEGGS Y BRILL¹⁰.

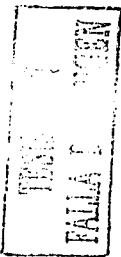
A partir de pruebas de laboratorio, Beggs y Brill¹⁰ establecieron una correlación para calcular la distribución de presión en tuberías con flujo multifásico.

Los experimentos fueron realizados en tubos transparentes de acrílico de 90 pies de longitud; estos tubos estaban dotados de un mecanismo que permitía variar su posición desde la horizontal hasta la vertical. Los fluidos utilizados fueron aire y agua. Las pruebas consistieron en medir gastos, ángulos de inclinación, el colgamiento del líquido y la diferencial de presión en una sección de la tubería. Este método es aplicable a flujos horizontales, inclinados y verticales.

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

2.2.5.2 CORRELACIÓN DE MUKHERJEE Y BRILL¹¹.

Basándose en los estudios y análisis realizados en las correlaciones hechas por Eaton⁹, Beggs-Brill¹⁰, Hughmark¹² en cuanto al colgamiento del líquido, Mukherjee y Brill¹¹ realizaron un estudio en el cual reunieron más de 1500 mediciones del colgamiento del líquido en flujo vertical ascendente en ángulos de 0 a 90° a partir de la horizontal. Se propuso un modelo que permite calcular el colgamiento del



líquido para flujo en dos fases haciendo caso omiso del ángulo de inclinación y la dirección del flujo.

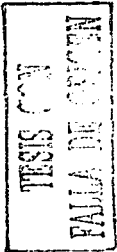
Esta correlación fue desarrollada en 1983 a partir de datos de laboratorio, empleando tuberías de 1.5 pulgadas de diámetro. Como fluidos de prueba se utilizaron keroseno, aceite lubricante y gas.

Se recomienda su utilización en tuberías tendidas sobre terreno accidentado. Este modelo calcula los patrones de flujo para todas las configuraciones de flujo y usa esta información para determinar la técnica de modelado.

2.3 MODELOS MECANÍSTICOS.

Las correlaciones empíricas simplemente no analizan los fenómenos físicos complejos que ocurren durante el flujo multifásico en tuberías, por consiguiente, se ha llegado a un callejón sin salida en que indiferente a las modificaciones que se realicen a las correlaciones empíricas o la cantidad de datos utilizados para desarrollar la correlación, ya no es posible que en la predicción de los cálculos del diseño puedan mejorar¹³. La aplicación de correlaciones empíricas a un rango amplio de datos típicamente resulta en errores de un $\pm 20\%$ en la predicción de la caída de presión.

El primer paso en el desarrollo de los modelos mecánicos fue involucrar la predicción los patrones de flujo. Posteriormente, se fueron desarrollando modelos para la simulación en tuberías horizontales y verticales por separado, para la predicción del patrón de flujo, colgamiento de líquido, esfuerzos cortantes interfaciales y consecuentemente las caídas de presión. Finalmente se desarrollaron trabajos que contemplan tuberías inclinadas con flujo ascendente y descendente. Un trabajo básico en el desarrollo de los modelos mecánicos fue el presentado por Taitel y Dukler¹⁴. En el capítulo 3 se hace referencia a los



principales trabajos referentes a modelos mecánicos encaminados a resolver el problema de la simulación de flujo multifásico en tuberías.

Cabe hacer mención, que aún en la actualidad existen fenómenos que no son entendidos completamente, como es la predicción del atrapamiento de líquido y el fenómeno interfacial, que son extremadamente complejos, por lo que se continúan llevando a cabo estudios.

No obstante, ya se cuenta con modelos mecánicos que permiten predecir los patrones de flujo, así como la determinación de la caída de presión en todos los ángulos de inclinación en tuberías, con resultados aceptables. Cabe aclarar, que mientras se vayan conociendo mejor los fenómenos presentes en flujo multifásico en tuberías, se pueden ir mejorando estos modelos mecánicos.



3. MODELO MECANÍSTICO PARA LA PREDICCIÓN DEL FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.

Un problema que se presenta en las correlaciones y modelos mecánicos para la predicción del comportamiento del flujo multifásico en tuberías, son las discontinuidades ocasionadas por el cambio repentino de un patrón de flujo a otro y por lo tanto la variación de la formulación para el cálculo de las caídas de presión. Estas discontinuidades crean problemas de convergencia al valor óptimo cuando se utilizan métodos numéricos de optimización base derivativos¹⁵.

Como ejemplos de las discontinuidades en las correlaciones, se muestran tres de las más utilizadas, Orkiszewski¹⁶, Aziz, Govier y Fogarasi¹⁷ y, Beggs y Brill¹⁰, Figuras 3.1, 3.2 y 3.3, respectivamente. Para la realización de estos mapas de gradiente de presión se consideró un sistema base agua – aire a condiciones atmosféricas, para un diámetro interno de 2 pg. y un ángulo de inclinación de la tubería de 90°, flujo ascendente.

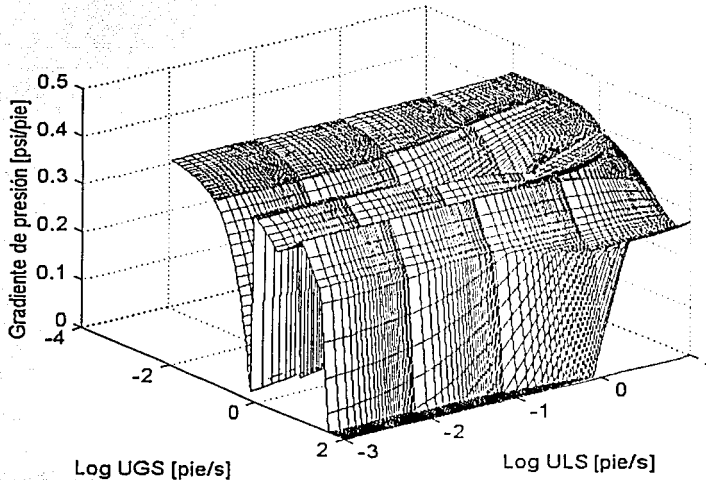


FIGURA 3.1 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON LA CORRELACIÓN DE ORKISZEWSKI¹⁶.

TESIS CON
FALLA DE CALIFICACIÓN

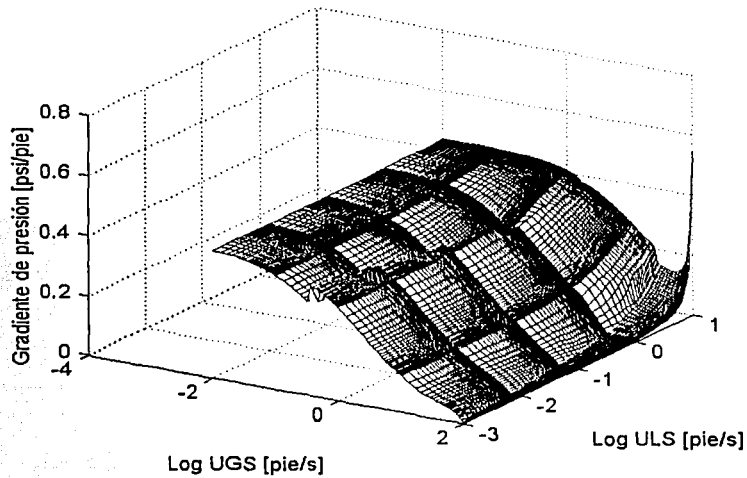


FIGURA 3.2 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON LA CORRELACIÓN DE AZIZ, GOVIER Y FOGARASI¹⁷.

TESIS CUY
FALLA DE ORIGEN

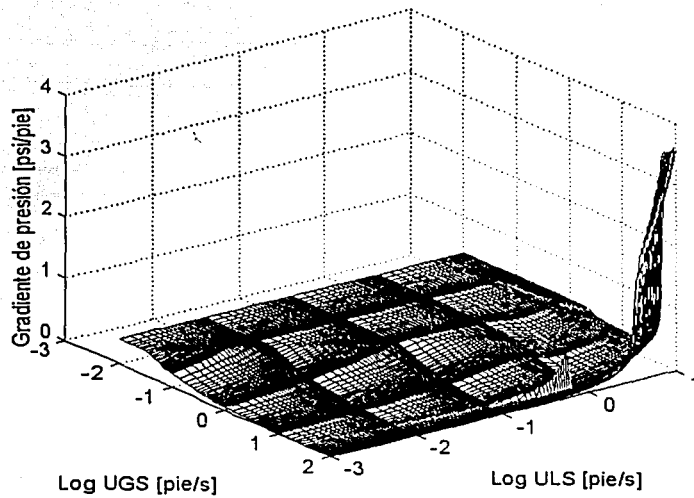


FIGURA 3.3 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON LA CORRELACIÓN DE DE BEGGS Y BRILL¹⁰.

En las tres figuras mencionadas se observan zonas de discontinuidad siendo más marcadas en el mapa de gradiente de presión de Orkiszewski¹⁶.

Para el presente trabajo se programó en lenguaje FORTRAN el modelo mecánico propuesto por Gómez¹⁸, el cual es un modelo mecánico unificado para la predicción del patrón de flujo, colgamiento de líquido y caídas de presión en tuberías, tanto para las de producción como las de superficie. El modelo está basado en fenómenos de flujo de dos fases, que incorpora desarrollos recientes en esta área.

El modelo mecánico propuesto por Gómez¹⁸ consiste de un modelo unificado para la predicción del patrón de flujo y modelos unificados individuales para flujo estratificado, bache, burbuja, anular y burbuja dispersa, aplicables para todo el rango de ángulos de inclinación, de flujo horizontal (0°) a flujo vertical ascendente (90°), incluyendo también flujos descendentes. El modelo puede aplicarse para pozos verticales, pozos direccionales, pozos horizontales y tuberías superficiales. Este modelo implementa nuevos criterios para la eliminación de problemas de discontinuidades, los cuales intentan proporcionar transiciones suaves entre los diferentes patrones de flujo.

TRISIS CON
NOV 2008
10:00 AM

Gómez¹⁸ probó el modelo mecánico primeramente con bases de datos de laboratorio y campo, posteriormente validó el modelo contra 86 casos nuevos obtenidos del mar del norte y la bahía Prudhoe, Alaska, también lo comparó con otras seis correlaciones o modelos utilizados comúnmente, mostrando un excelente comportamiento para la predicción de caída de presión, con un error promedio de -1.3% y un error promedio absoluto de 5.5% con sus respectivas desviaciones estándar de 8.2 y 6.2.

La formulación del modelo mecánico unificado mencionado se describe a continuación.

3.1 MODELO UNIFICADO PARA LA PREDICCIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO.

Gómez¹⁸ aplicó el modelo de Barnea¹ para la predicción del patrón de flujo, que incluye el rango completo de ángulos de inclinación desde flujo vertical ascendente a flujo vertical descendente ($-90^\circ \leq \text{ángulo} \leq 90^\circ$).

Este modelo tiene el propósito principal de construir un método completamente general que permita la predicción de los patrones de flujo, una vez que los gastos, la geometría del conducto, el ángulo de inclinación y las propiedades del fluido sean especificados. Además presenta la variedad de mecanismos que explican las bases físicas para las transiciones. Por lo tanto, el modelo incorpora el ángulo de inclinación de tal forma que se obtiene un cambio suave en los mecanismos, conforme el ángulo de inclinación cambia sobre todos los posibles ángulos de inclinación ascendentes y descendentes, además de resolver el problema de conexión entre dos diferentes mecanismos o seleccionar el aplicable y eliminar el otro.

A continuación se muestran los mecanismos de transición para cada frontera individual, dichos mecanismos serán dados para cada transición en forma de ecuaciones algebraicas. Las ecuaciones incorporan el efecto de los gastos, propiedades de fluidos, tamaño de tubería y el ángulo de inclinación. Posteriormente se indica un procedimiento lógico para la determinación sistemática de los patrones de flujo.

3.1.1 TRANSICIÓN DEL FLUJO BURBUJA.

El patrón de burbujas aparece a bajos gastos de líquido, en tuberías de diámetro relativamente grande, y se observa únicamente en flujos verticales ascendentes y cercanos a éste.

Para la existencia del patrón de flujo burbuja siempre se deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

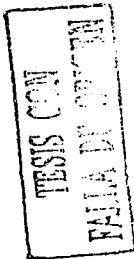
- 1) La velocidad de la burbuja de Taylor excede la velocidad de la burbuja.

Taitel y colaboradores¹⁹ presentaron un mecanismo de transición para flujo burbuja, el cual se enuncia a continuación.

Siempre que la velocidad de las burbujas sea mayor que la velocidad de la burbuja de Taylor ($U_o > U_{TB}$), para tuberías de diámetro pequeño, las burbujas que están ascendiendo alcanzan la parte trasera de la burbuja de Taylor uniéndose a ella, incrementando el tamaño de esta última. Bajo estas condiciones el flujo burbuja no puede existir, presentándose el flujo bache. Por otro lado, si la velocidad de la burbuja de Taylor es mayor que la velocidad de las burbujas de gas, ($U_{TB} > U_o$), para tuberías de diámetro grande, la burbuja de Taylor se eleva a través del arreglo de burbujas de gas distribuidas y el movimiento relativo del líquido al frente de la burbuja de Taylor, barre las pequeñas burbujas alrededor de las más grandes, sin llevarse a cabo la unión. En este caso se tendrá flujo burbuja.

La velocidad de las burbujas de gas, U_o , está dada por la relación de Harmathy²⁰:

$$U_o = 1.53 \left[\frac{g(\rho_L - \rho_G)\sigma}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (3.1)$$



y la velocidad de la burbuja de Taylor, U_{TB} , por:

$$U_{TB} = 0.35\sqrt{gD} \quad (3.2)$$

haciendo $U_{TB} > U_o$, de acuerdo a lo comentado para que se presente el flujo burbuja, y despejando el diámetro de la tubería, D , se tiene:

$$D > 19 \left[\frac{(\rho_L - \rho_G)\sigma}{\rho_L^2 g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.3)$$

La ecuación (3.3) se satisface para diámetros grandes de tubería.

- 2) El ángulo de inclinación β (de la horizontal) es suficientemente grande para prevenir la migración de burbujas a la pared superior de la tubería.

Barnea y colaboradores²¹ con base al trabajo de Taitel y colaboradores¹⁹, determinaron que a bajos gastos de líquido la transición de flujo burbuja a bache en tuberías verticales toma lugar cuando la fracción de vacío local alcanza un valor crítico de aproximadamente 0.25. Sin embargo, cuando la tubería es inclinada debajo de un ángulo específico, el flujo burbuja no puede existir. Esto se debe a que como el ángulo decrece, las burbujas tienden a migrar a la pared superior de la tubería. Un estimado del ángulo, abajo del cual el flujo burbuja no puede existir, fue investigado por Miyagi²², en el desarrollo se determinó que la forma de la burbuja cambia conforme ésta asciende en un patrón de zig – zag como se describe en la Figura 3.4.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

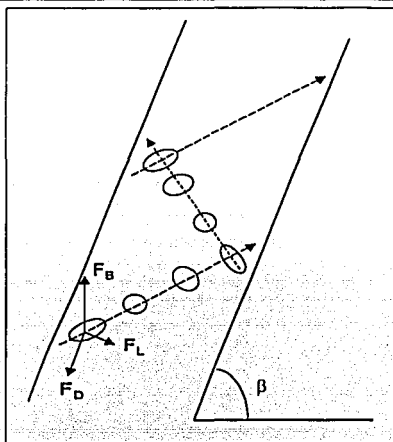


FIGURA 3.4. MOVIMIENTO DE LA BURBUJA EN TUBERÍAS CON INCLINACIONES CERCANAS A LA VERTICAL.

Las burbujas se achatan en la dirección del movimiento y este patrón de zig – zag consiste de un tramo oblicuo donde las burbujas se aceleran conforme éstas se alejan de la pared de la tubería y desaceleran conforme éstas se aproximan a la pared opuesta. Las fuerzas que actúan en la burbuja cerca de la pared (ver Figura 3.4) son las de flotación, F_B , arrastre F_D y de levantamiento, F_L . Donde la fuerza de flotación tiende a mantener las burbujas dispersas en la parte superior de la tubería y realza la transición a flujo intermitente. Por otra parte la fuerza de levantamiento tiende a dispersar a la burbuja manteniendo el patrón burbuja. Por lo tanto, la condición para la existencia de las burbujas dispersas es que la fuerza de levantamiento sea mayor que la fuerza de flotación afectada por el ángulo de inclinación:

$$F_B \cos(\beta) < F_L, \quad (3.4)$$

donde β es el ángulo de inclinación abajo del cual la burbuja dispersa no puede existir debido a las altas fracciones de vacío locales en la parte alta de la tubería.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

$$F_n = \frac{\pi}{6} d^3 (\rho_L - \rho_G) g \quad (3.5)$$

$$F_L = C_L A_n \frac{\rho_L (U_o \text{ sen } \beta)^2}{2}, \quad (3.6)$$

donde U_o está dado por la ecuación (3.1), C_L es el coeficiente de "levantamiento", y A_n es el área proyectada. Suponiendo que el patrón de zig – zag en la burbuja es a 45° del eje axial de la tubería, A_n es aproximadamente igual a $(\gamma d)^2 \pi/4 \cos 45^\circ$, donde γ es el coeficiente de distorsión de la burbuja. Sustituyendo las ecuaciones (3.5) y (3.6) en (3.4), se tiene:

$$\frac{\cos \beta}{\text{sen}^2 \beta} = \frac{3}{4} \cos 45^\circ \frac{U_o^2}{g} \left(\frac{C_L \gamma^2}{d} \right) \left(\frac{\rho_L}{\rho_L - \rho_G} \right) \quad (3.7)$$

La ecuación (3.7) predice el ángulo de inclinación abajo del cual el patrón de burbuja dispersa no puede existir, aún a bajos gastos de líquido.

Cabe aclarar, que en el documento original referente a la ecuación (3.7) no muestra la relación de densidades $\left(\frac{\rho_L}{\rho_L - \rho_G} \right)$, lo cual puede deberse a que $\rho_L \gg \rho_G$ a condiciones de flujo, por lo que dicha relación tiende a 1.

El valor promedio sugerido para C_L es 0.8 (Streeter²³) y para γ es de 1.13 (basados en observación).

Cuando estas dos condiciones son satisfechas, ecuaciones (3.1) y (3.7), se observa el flujo burbuja aún a bajos gastos de líquido donde fuerzas turbulentas no causan separación de la burbuja.

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

Taitel y colaboradores¹⁹ mostraron que la transición de flujo burbuja a flujo bache toma lugar cuando la fracción de gas libre excede un valor crítico de $\alpha_c = 0.25$. Lo anterior, puede ser definido desde el punto de vista del máximo empacamiento permisible de burbujas, considerando las burbujas de forma esférica con arreglo cúbico, la fracción de vacío puede ser hasta de 0.52. Sin embargo, como resultado de su deformación y trayectoria aleatoria, el ritmo de colisión y unión se incrementa rápidamente, resultando en fracciones de vacío mucho menores. Si el empacamiento entre las burbujas en el cual la unión empieza a incrementarse rápidamente se considera cercano a la mitad de su radio, entonces la fracción de vacío corresponde al 0.25. De lo anterior, a bajos gastos de líquido para que la ruptura de las burbujas debido a la turbulencia sea pequeña, el criterio para la transición de flujo burbuja a bache en tubos verticales toma lugar cuando el vacío local alcanza un valor crítico de aproximadamente 0.25.

Experimentos (Griffith y Synder²⁴) también sugieren que la transición entre flujo burbuja y bache ocurre cuando la fracción de vacío es del orden de 0.25 a 0.30.

Por lo tanto esta transición está dada por los siguientes criterios.

Si las burbujas se elevan a una velocidad U_G , se tiene:

$$U_G = \frac{U_{GS}}{\alpha} \quad (3.8)$$

La velocidad promedio del líquido, U_L , está dada por:

$$U_L = \frac{U_{LS}}{1-\alpha}, \quad (3.9)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Si se designa a U_o como la velocidad de elevación de las burbujas relativa a la velocidad promedio del líquido, se tiene que:

$$U_o = U_G - U_L \quad (3.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.8) y (3.9) en (3.10), se obtiene:

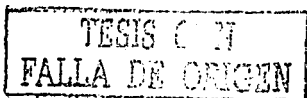
$$U_{LS} = U_{GS} \frac{1-\alpha}{\alpha} - (1-\alpha)U_o \quad (3.11)$$

donde U_o está dada por la ecuación (3.1).

Por lo tanto, utilizando las ecuaciones (3.11) y (3.1), y considerando que la transición a flujo bache ocurre cuando $\alpha = \alpha_c = 0.25$, entonces la transición para condiciones donde las fuerzas de dispersión no son dominantes es:

$$U_{LS} = \frac{1-\alpha}{\alpha} U_{GS} - 1.53(1-\alpha) \left[g \frac{(\rho_L - \rho_G)\sigma}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \text{sen } \beta \quad (3.12)$$

El ángulo β es positivo para flujo ascendente y negativo para flujo descendente.



3.1.2 TRANSICIÓN DE BURBUJAS DISPERSAS.

El flujo de burbujas dispersas normalmente aparece cuando se tienen gastos altos de líquido y se observa para todos los ángulos de inclinación.

A grandes gastos de líquido existen burbujas dispersas aún para fracciones de vacío mayores que 0.25 ($\alpha > 0.25$), debido a la turbulencia la cual causa separación de la burbuja y previene la aglomeración.

El mecanismo de transición de las burbujas dispersas fue primeramente sugerida por Taitel y colaboradores¹⁹ y Barnea y colaboradores²⁵ para flujo vertical ascendente, el cual se basa en el concepto de fuerzas turbulentas sobre la tensión interfacial para disipar la fase gaseosa en pequeñas burbujas. El estudio parte de los resultados de Hinze²⁶ para la caracterización del tamaño de burbujas en una dispersión a bajas concentraciones de la fase dispersa, y la investigación de Calderbank²⁷ sobre el efecto del colgamiento del gas en el tamaño de burbuja resultante, de lo cual Barnea y colaboradores²⁵ sugirieron la siguiente relación para el diámetro estable de las burbujas dispersas donde también se considera la inclinación de la tubería:

$$d_c \geq \left[0.725 + 4.15 \left(\frac{U_{GS}}{U_M} \right)^{\frac{1}{2}} \right] \left(\frac{\sigma}{\rho_L} \right)^{\frac{3}{5}} \varepsilon^{-\frac{2}{5}} \quad (3.13)$$

donde ε es el ritmo de disipación de energía por unidad de masa:

$$\varepsilon = \left| \frac{dP}{dz} \right| \frac{U_M}{\rho_M} = \left(\frac{2f}{D} \rho_M U_M^2 \right) \frac{U_M}{\rho_M} = \frac{2f_M}{D} U_M^3, \quad (3.14)$$

donde U_M es la velocidad de la mezcla y f_M es el factor de fricción basado en la velocidad de la mezcla. El diámetro de burbuja en la frontera de transición, d_c , es función de la velocidad y el ángulo de inclinación. El valor de d_c es tomado como el más pequeño entre el tamaño crítico de burbuja arriba del cual la burbuja es deformada, d_{CD} , y el tamaño de burbuja crítico abajo del cual se previene la migración de burbujas a la parte más alta de la tubería, d_{CB} .

Lo anterior, obedece a los siguientes conceptos.

El levantamiento turbulento previene la aglomeración cuando la burbuja es suficientemente pequeña para causar que la burbuja se mantenga en una forma esférica estable. Las burbujas que son deformadas facilitarán la coalescencia dentro de grandes burbujas de Taylor. Brodkey²⁸ definió al diámetro crítico de la siguiente manera:

$$d_{crit} = \left[\frac{0.4\sigma}{(\rho_L - \rho_G)g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.15)$$

Esta ecuación representa el criterio donde las burbujas que tienen un diámetro menor se comportan como esferas sólidas.

La ecuación (3.15) estima el límite menor en el cual la burbuja se comporta como esfera rígida, pero basados en datos (Miyagi²²) las burbujas mantienen su forma esférica hasta aproximadamente dos veces el valor obtenido con la ecuación (3.15), de tal manera que el tamaño crítico de burbuja arriba del cual la burbuja es deformada, d_{CD} , queda:

$$d_{CD} = 2 \left[\frac{0.4\sigma}{(\rho_L - \rho_G)g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.16)$$

Para flujo horizontal y cercano a éste, Taitel y Dukler¹⁴ sugirieron que la transición a flujo burbuja dispersa toma lugar cuando las fluctuaciones turbulentas superan las fuerzas de flotación. Este mecanismo predice de manera satisfactoria la transición mencionada, pero falla para predecir esta transición cuando el ángulo de inclinación se desvía considerablemente de la horizontal (mayor que 10°).

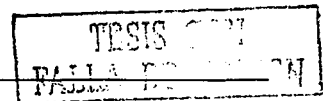
Barnea²⁹ revisó el efecto de flotación que actúa en una sola burbuja, sugiere que la transición de flujo burbuja dispersa toma lugar cuando alguno de los dos siguientes fenómenos se presenta:

- a) Aglomeración de grandes burbujas distorsionadas.
- b) Migración de burbujas a la parte superior de la tubería, debido a la flotación.

La transición que corresponde al mecanismo (a) se obtiene cuando el diámetro d_c calculado con la ecuación (3.13) es igual al diámetro d_{CD} obtenido con la ecuación (3.16). El mecanismo (b) toma lugar cuando el tamaño crítico de la burbuja d_{CB} es suficientemente grande para causar el espumamiento, el cual puede estimarse de la siguiente manera.

Se considera que en una tubería inclinada se tiene flujo de burbuja dispersa como se muestra en la Figura 3.5.

Las fuerzas que actúan en una burbuja dispersa son la flotación la cual tiende a levantar a la burbuja dispersa a la parte superior de la tubería y realza la transición a flujo intermitente, y la turbulenta la cual tiende a dispersar la burbuja para mantener el patrón de burbuja dispersa. El balance de estas fuerzas proporciona el diámetro crítico de burbuja para el espumamiento.



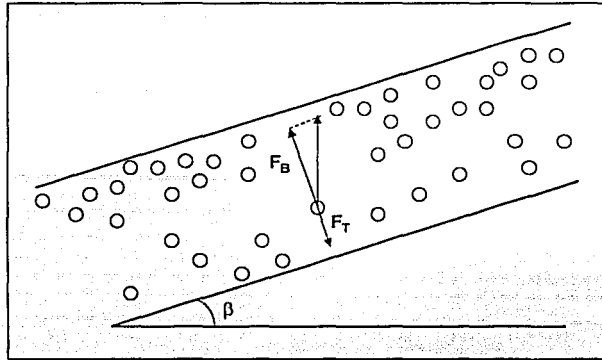


FIGURA 3.5 FUERZAS EN UNA BURBUJA EN FLUJO BURBUJA DISPERSA.

El componente de flotación en la dirección radial es:

$$F_B = (\rho_L - \rho_G)g \cos \beta \frac{\pi d^3}{6} \quad (3.17)$$

La fuerza actuando debido a las fluctuaciones turbulentas (Levich³⁰) es:

$$F_T = \frac{1}{2} \rho_L v'^2 \frac{\pi d^2}{4} \quad (3.18)$$

donde v' es la velocidad radial de las fluctuaciones la cual es aproximadamente igual a la velocidad de fricción, U_c . Entonces,

$$(v'^2)^{\frac{1}{2}} = U_c = U_M \left(\frac{f_M}{2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.19)$$

La migración de las burbujas dispersas hacia la pared superior de la tubería toma lugar cuando $F_B > F_T$.

Así finalmente se tiene:

$$d_{CB} = \frac{3}{8} \frac{\rho_L}{(\rho_L - \rho_G)} \frac{f_M U_M^2}{g \cos \beta} \quad (3.20)$$

Con el objeto de mantener el flujo de burbuja dispersa, tanto la distorsión de la burbuja, como el espumamiento no deberán presentarse. Esto significa que d_c deberá ser menor que d_{CD} así como de d_{CB} . Por lo tanto el diámetro de burbuja d_c que determina la transición es el menor de d_{CD} o d_{CB} .

La frontera de transición dada por la ecuación (3.13) es válida para $0 \leq \alpha \leq 0.52$. En el límite superior se alcanza la densidad de empacamiento volumétrica máxima de las burbujas y la coalescencia ocurre aún a altos niveles de turbulencia. Cabe hacer notar que debido a los altos gastos, la velocidad de resbalamiento puede ignorarse, por lo tanto la curva de transición que caracteriza esta condición es

$$U_{LS} = U_{GS} \frac{1-\alpha}{\alpha} \quad \text{ó} \quad \alpha = \frac{U_{GS}}{U_{GS} + U_{LS}} \quad (3.21)$$

donde $\alpha = 0.52$.

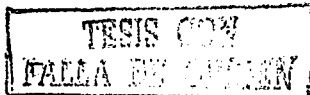
TESIS CON
FALLA DE ORDEN

3.1.3. TRANSICIÓN ESTRATIFICADO A NO ESTRATIFICADO.

Experimentos extensos y estudios analíticos realizados por Dukler y Hubbart³¹ mostraron que para el rango de condiciones de flujo en las cuales se observa flujo intermitente, a la entrada de la tubería el flujo es primeramente estratificado. De acuerdo a como el gasto de líquido se va incrementando, el nivel de líquido también se incrementa formando una onda la cual crece rápidamente tendiendo a bloquear el flujo. A bajos gastos de gas, el bloqueo forma un puente resultando en flujo bache o tapón. Por otra parte, Butterworth³² demostró que a altos gastos de gas, puede no existir suficiente líquido fluyendo para mantener o para formar el puente de líquido, y el líquido en la onda es embarrada alrededor de la tubería formando de esta manera el flujo anular.

Taitel y Dukler¹⁴ analizaron las transiciones entre los diferentes patrones de flujo partiendo de la condición de flujo estratificado. Este tipo de análisis se puede justificar, debido a que la existencia de un patrón de flujo específico, para unos gastos de gas y líquido dados, es independiente de la trayectoria utilizada para llegar a ese estado.

Debido a que el flujo estratificado se considera como punto de partida para el análisis, el paso inicial es el desarrollo de una relación generalizada para flujos estratificados.



3.1.3.1. FLUJO ESTRATIFICADO EN EQUILIBRIO.

Se considera un sistema gas – líquido con flujo estratificado en equilibrio como se muestra en la Figura 3.6.

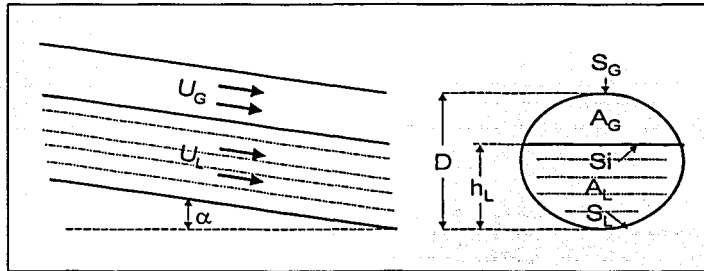


FIGURA 3.6 FLUJO ESTRATIFICADO EN EQUILIBRIO.

Se realiza un balance de cantidad de movimiento en las fases líquida y gaseosa, ignorando la fuerza de flotación en la fase gaseosa, (ver Figura 3.7).

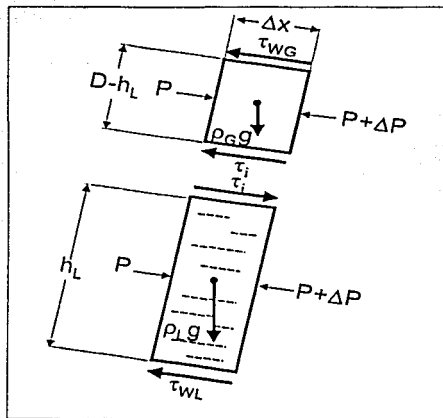


FIGURA 3.7 REPRESENTACIÓN DEL BALANCE DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO EN FLUJO ESTRATIFICADO EN EQUILIBRIO.

De lo cual se obtiene para el líquido:

$$-A_L \left(\frac{dp}{dx} \right) - \tau_{wl} S_L + \tau_i S_i + \rho_l A_L g \sin \alpha = 0 \quad (3.22)$$

y para el gas:

$$-A_G \left(\frac{dp}{dx} \right) - \tau_{wG} S_G - \tau_i S_i + \rho_G A_G g \sin \alpha = 0 \quad (3.23)$$

Las ecuaciones anteriores son igualadas a cero debido a que no existe cambio de cantidad de movimiento respecto al tiempo, además el gradiente de presión $\left(\frac{dp}{dx} \right)$ es el mismo ya que de otra manera la interfase cambiaría. Combinando ambas ecuaciones se tiene,

$$\tau_{wl} \frac{S_L}{A_L} - \tau_{wG} \frac{S_G}{A_G} - \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_L} + \frac{1}{A_G} \right) - (\rho_L - \rho_G) g \sin \alpha = 0 \quad (3.24)$$

Los esfuerzos cortantes son evaluados de manera convencional:

$$\tau_{wG} = f_G \frac{\rho_G U_G^2}{2}, \quad \tau_{wl} = f_L \frac{\rho_L U_L^2}{2}, \quad \tau_i = f_i \frac{\rho_G (U_G - U_L)^2}{2} \quad (3.25)$$

Se supone tubería lisa y que tanto la fase gaseosa como la líquida tienen flujos completamente desarrollados, por lo que los factores de fricción para gas y líquido pueden ser correlacionados con la ecuación de Blasius³³:

$$f_L = C_L (R_{eL})^{-n} = C_L \left(\frac{\rho_L U_L D_L}{\mu_L} \right)^{-n}, \quad f_G = C_G (R_{eG})^{-m} = C_G \left(\frac{\rho_G U_G D_G}{\mu_G} \right)^{-m} \quad (3.26)$$

donde:

TESIS CON
 FALLA DE...

VARIABLE	FLUJO TURBULENTO	FLUJO LAMINAR
C_L y C_G	0.046	16
n y m	0.2	1

TABLA 3.1 VALOR DE LAS VARIABLES DE LA CORRELACIÓN DEL FACTOR DE FRICCIÓN DE BLASIUS³³.

Los diámetros hidráulicos para la fase líquida y la fase gaseosa D_L y D_G , respectivamente, se evaluaron como fue sugerido por Agrawal³⁴:

$$D_L = \frac{4A_L}{S_L}, \quad D_G = \frac{4A_G}{S_G + S_I} \quad (3.27)$$

Estos diámetros hidráulicos implican que la fase líquida fluye por un canal abierto y la fase gaseosa por un ducto cerrado.

Además de las hipótesis anteriores, Taitel y Dukler¹⁴ consideraron que el factor de fricción interfacial es similar al factor de fricción del gas, $f_i \approx f_G$, (según lo estableció Gazley³⁵), donde esta hipótesis es válida para flujo estratificado suave, y los autores mencionan que el error en que se incurre cuando existe flujo estratificado con ondas es pequeño. También consideran que las condiciones de flujo donde se observan las transiciones ocurren cuando la velocidad de la fase gaseosa es mucho mayor que la velocidad interfacial, $U_G \gg U_i$.

La utilización de estas dos últimas suposiciones, $f_i \approx f_G$ y $U_G \gg U_i$, implican que el esfuerzo cortante interfacial sea evaluado con la misma ecuación para el esfuerzo cortante en la fase gaseosa con la pared de la tubería, es decir $\tau_i = \tau_{WG}$, lo cual implica una interface lisa. Estas son las principales hipótesis de trabajo de Taitel y Dukler¹⁴.

TESIS CON
FALLA DE TIEMPO

Usando la hipótesis $\tau_i = \tau_{WG}$, de la ecuación (3.24) se deduce la ecuación para la altura del líquido en la tubería h_L ,

$$\frac{\tau_{WL}}{\tau_{WG}} \frac{S_L}{A_L} - \left(\frac{S_G}{A_G} + \frac{S_i}{A_L} + \frac{S_i}{A_G} \right) - \frac{(\rho_L - \rho_G)g \text{ sen } \alpha}{\tau_{WG}} = 0 \quad (3.28)$$

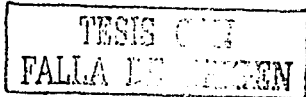
Haciendo la transformación de la ecuación (3.28) a forma adimensional, donde las variables de referencia son: diámetro de la tubería, D , para longitud; D^2 , para el área; las velocidades superficiales, U_{SL} y U_{SG} , para las velocidades del líquido y gas, respectivamente. La designación de las variables adimensionales se realizó mediante la colocación de una tilde (\sim).

Utilizando las siguientes variables adimensionales:

$$\begin{aligned} \tilde{f}_L &= \frac{f_L}{f_{LS}}, & \tilde{f}_G &= \frac{f_G}{f_{LS}}, & \tilde{S}_L &= \frac{S_L}{D}, \\ \tilde{S}_G &= \frac{S_G}{D}, & \tilde{S}_i &= \frac{S_i}{D}, & \tilde{A}_L &= \frac{A_L}{D^2}, \\ \tilde{A}_G &= \frac{A_G}{D^2}, & \tilde{U}_L &= \frac{U_L}{U_{LS}}, & \tilde{U}_G &= \frac{U_G}{U_{LS}} \end{aligned}$$

Se tiene de la ecuación (3.28),

$$X^2 \left[(\tilde{U}_L \tilde{D}_L)^{-n} \tilde{U}_L^2 \frac{\tilde{S}_L}{\tilde{A}_L} \right] - \left[(\tilde{U}_G \tilde{D}_G)^{-m} \tilde{U}_G^2 \left(\frac{\tilde{S}_G}{\tilde{A}_G} + \frac{\tilde{S}_i}{\tilde{A}_L} + \frac{\tilde{S}_i}{\tilde{A}_G} \right) \right] - 4Y = 0 \quad (3.29)$$



donde:

$$X^2 = \left[\frac{\frac{2}{D} f_{LS} \rho_L U_{LS}^2}{\frac{2}{D} f_{GS} \rho_G U_{GS}^2} \right] = \left[\frac{\left(\frac{dp}{dx} \right)_{LS}}{\left(\frac{dp}{dx} \right)_{GS}} \right] \quad (3.30)$$

el cual es el parámetro de Lockhart y Martinelli⁵, y

$$Y = \frac{(\rho_L - \rho_G) g \sin \alpha}{\frac{2}{D} f_{GS} \rho_G U_{GS}^2} = \frac{(\rho_L - \rho_G) g \sin \alpha}{\left(\frac{dp}{dx} \right)_{GS}} \quad (3.31)$$

el cual es cero para tuberías horizontales y representa las fuerzas relativas actuando sobre el líquido en la dirección de flujo debido a la gravedad y caída de presión.

Por lo tanto, de la ecuación (3.29) se observa que la altura adimensional de líquido en la tubería depende únicamente de los parámetros X y Y, es decir

$$\tilde{h}_L = \frac{h_L}{D} = f(X, Y).$$

Todas las variables adimensionales presentes en la ecuación (3.29) dependen únicamente de $\tilde{h}_L = \frac{h_L}{D}$, las cuales se definen como sigue:

$$\tilde{\lambda}_L = 0.25 \left[\pi - \cos^{-1}(2\tilde{h}_L - 1) + (2\tilde{h}_L - 1) \left(1 - (2\tilde{h}_L - 1)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (3.32)$$

TESIS CON
FALLA DE OPCIÓN

$$\bar{\lambda}_G = 0.25 \left[\cos^{-1}(2\bar{h}_L - 1) - (2\bar{h}_L - 1) \left(1 - (2\bar{h}_L - 1)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \right] = 0.25\pi - \bar{\lambda}_L \quad (3.33)$$

$$\bar{S}_L = \pi - \cos^{-1}(2\bar{h}_L - 1) \quad (3.34)$$

$$\bar{S}_G = \cos^{-1}(2\bar{h}_L - 1) \quad (3.35)$$

$$\bar{S}_i = \left(1 - (2\bar{h}_L - 1)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.36)$$

$$\sigma_L = \frac{\bar{\lambda}}{\bar{\lambda}_L} \quad (3.37)$$

$$\sigma_G = \frac{\bar{\lambda}}{\bar{\lambda}_G} \quad (3.38)$$

De esta manera el nivel de líquido en equilibrio puede ser encontrado mediante la solución de la ecuación de momento para cada fase en flujo estratificado. Para cada par de (X,Y) corresponde un único valor de $\bar{h}_L = h_L/D$ para todas las condiciones de diámetro de tubería, propiedades de fluido, gastos e inclinación de la tubería para el cual existe flujo estratificado. Siendo el cálculo de $\bar{h}_L = h_L/D$ uno de los parámetros importantes para la determinación del patrón de flujo.

Como se mencionó, la ecuación (3.29) fue desarrollada para tuberías lisas (aunque en los parámetros X y Y, ya se considera en parte el efecto de la rugosidad de la tubería), sin embargo, generalmente en la realidad se trabaja con tuberías rugosas, por lo tanto se desarrolló la ecuación (3.39) la cual ya considera en su totalidad el efecto de la rugosidad.

$$X^2 \frac{\bar{S}_L}{\bar{A}_L} \bar{J}_L U_L^2 - \left(\frac{\bar{S}_G}{\bar{A}_G} + \frac{\bar{S}_l}{\bar{A}_L} + \frac{\bar{S}_i}{\bar{A}_G} \right) \bar{J}_G U_G^2 - 4Y = 0, \quad (3.39)$$

donde los factores de fricción adimensionales de líquido y gas (\bar{J}_L y \bar{J}_G) se definen como:

$$\bar{J}_L = \frac{f_L}{f_{LS}}, \quad \bar{J}_G = \frac{f_G}{f_{LS}} \quad (3.40)$$

Los factores de fricción de líquido y gas (f_L y f_G), así como los superficiales (f_{LS} y f_{GS}), son calculados con cualquier procedimiento sugerido que considere la rugosidad de la tubería.

Sin embargo, Taitel y Dukler³⁶ y Taitel³⁷ mostraron que con la ecuación (3.28) se puede tener una buena aproximación para los diferentes flujos y para tuberías rugosas.

3.1.3.2. MECANISMOS DE TRANSICIÓN DE FLUJO ESTRATIFICADO A NO ESTRATIFICADO.

Para el análisis del criterio de estabilidad para el flujo estratificado, Taitel y Dukler¹⁴ utilizan la teoría de Kelvin – Helmholtz (Milne – Thomsom³⁸), pero extendida al caso de la existencia de una onda finita (en lugar de infinitesimal) en la interface.

Se considera flujo estratificado con una onda existente en la superficie sobre la cual fluye gas. Por la aceleración del gas sobre la onda, la presión en la fase gaseosa decrece debido al efecto Bernoulli, el cual tiende a causar que la onda

crezca. Por otra parte la fuerza de gravedad actúa en la onda haciendo que ésta decaiga, ver Figura 3.8.

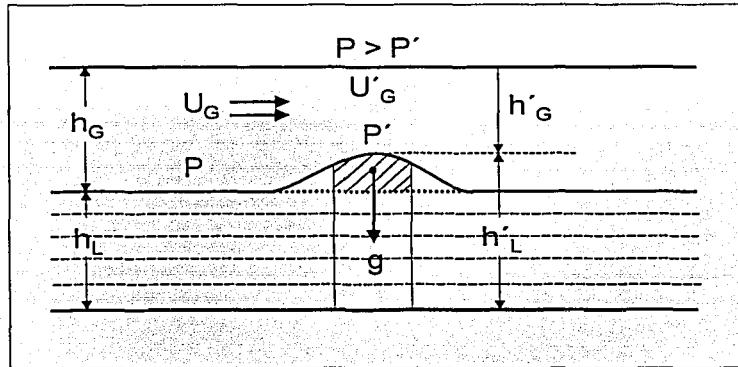


FIGURA 3.8 INESTABILIDAD PARA UNA ONDA SOLITARIA.

El efecto Bernoulli consiste en que si $U'_G > U_G$, entonces $p' < p$ y por lo tanto la onda tiende a crecer. Así la fuerza de presión de succión (fuerza de Bernoulli), la cual es la fuerza desestabilizadora está dada por:

$$p - p' = \frac{1}{2} \rho_G (U_G^2 - U_G'^2) \quad (3.41)$$

La fuerza de gravedad, la cual tiende a estabilizar la onda, es:

$$(h_G - h'_G)(\rho_L - \rho_G)g \cos \alpha \quad (3.42)$$

Si el movimiento de la onda se ignora, el criterio de transición de crecimiento de la onda será: fuerza de succión > fuerza de gravedad, es decir,

TESIS CON
 TALLA DE CUCUM

$$U_G > \left[\frac{2(\rho_L - \rho_G)g \cos \alpha (h'_L - h_L)}{\rho_g} \frac{A_G'^2}{A_G^2 - A_G'^2} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (3.43)$$

de otra forma el flujo es estable, es decir, el flujo será estratificado.

Expandiendo A_G' en series de Taylor alrededor de A_G para pequeñas perturbaciones pero finitas, se tiene:

$$A_G' \approx A_G + \frac{\partial A_G}{\partial h_L} (h'_L - h_L) = A_G - S_L (h'_L - h_L) \quad (3.44)$$

Presentando de otra manera la ecuación (3.43), el criterio de no-estabilidad es:

$$U_G > C \left[\frac{(\rho_L - \rho_G)g \cos \alpha A_G}{\rho_G \left(\frac{dA_L}{dh_L} \right)} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (3.45)$$

donde C está dada por:

$$C = \frac{A_G'}{A_G} \left[\frac{2}{1 + \left(\frac{A_G'}{A_G} \right)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.46)$$

De la ecuación (3.46) se puede determinar que para ondas muy pequeñas, $A_G' \approx A_G \rightarrow C \approx 1$. Cuando el nivel de la fase líquida es muy alto aproximándose a la parte alta de la tubería, siendo por tanto A_G pequeña, cualquier onda de amplitud finita causará que $A_G' = 0$ y por lo tanto C tenderá a cero.

Contrariamente, para niveles bajos de líquido, la aparición de una onda pequeña de amplitud finita tendrá poco efecto en el tamaño del área del gas ($A_G \approx A'_G$), por lo tanto C tenderá a 1. De tal forma, Taitel y Dukler¹⁴ establecieron que la siguiente relación es una aproximación válida.

$$C = 1 - \frac{h_L}{D} \quad (3.47)$$

Tomando las ecuaciones (3.45) y (3.47), el criterio para flujo no estratificado en forma adimensional está dado por:

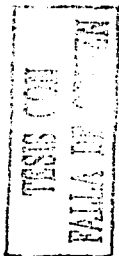
$$F^2 \left[\frac{1}{C^2} \frac{D_G^2 \left(\frac{d\bar{A}_L}{d\bar{h}_L} \right)}{\bar{A}_G} \right] \geq 1 \quad (3.48)$$

donde F es el número de Froude modificado por la relación de densidad:

$$F = \left[\frac{\rho_G}{(\rho_L - \rho_G)} \right]^{\frac{1}{2}} \frac{U_{GS}}{\sqrt{Dg \cos \alpha}} \quad y \quad (3.49)$$

$$\frac{d\bar{A}_L}{d\bar{h}_L} = \bar{S}_l = \left[1 - (2\bar{h}_L - 1)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.50)$$

De esta manera se encuentra que todos los términos del lado izquierdo de la ecuación (3.48) son función de h_L/D , el cual a su vez es función única de los grupos adimensionales X y Y . Por lo tanto la transición de flujo estratificado a no estratificado queda determinada por tres grupos adimensionales X , Y y F . Para el caso de flujo horizontal la transición es función solamente de X y F .

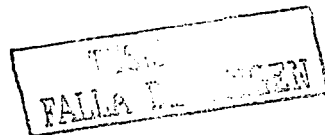


3.1.4. TRANSICIÓN DE FLUJO ESTRATIFICADO A FLUJO ANULAR.

El mecanismo de transición estratificado a no estratificado dado por la ecuación (3.48) presenta un criterio bajo el cual ondas finitas en flujo de líquido estratificado están esperando crecer resultando en flujo bache o anular. Una vez que se obtiene flujo estratificado con la ecuación (3.48), se espera que este flujo sea estable. Sin embargo, otros mecanismos llegan a entrar en juego a fuertes inclinaciones con flujos descendentes, por lo cual se observa que dicho flujo estratificado estable cambia a flujo anular a gastos relativamente bajos de gas (Barnea y colaboradores³⁹). Por lo tanto esta frontera de transición de flujo estratificado a flujo anular es aplicable únicamente para cuando se obtenga flujo estratificado con la ecuación (3.48).

A grandes ángulos de inclinación descendentes y bajos gastos de gas, el nivel de líquido estratificado es pequeño y la velocidad de líquido (U_L) es muy alta (Barnea y colaboradores³⁹). Bajo estas condiciones se forman gotas de la interface turbulenta ondulada y pueden ser depositadas en la pared más alta de la tubería, resultando en una película anular. Si la energía es suficiente para mantener mojada continuamente la periferia de la tubería, se alcanza el flujo anular.

En la Figura 3.9 se visualiza una partícula de líquido en la interface la cual es arrojada radialmente con una velocidad v mientras tiene una velocidad axial U_L (velocidad de la película), también se muestra la trayectoria de la partícula.



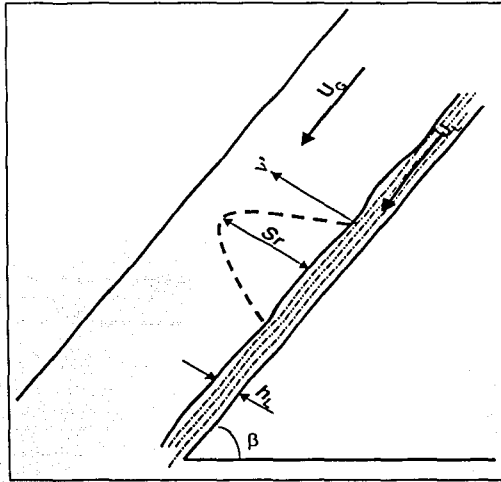


FIGURA 3.9 TRAYECTORIA DE UNA PARTÍCULA DE LÍQUIDO ARROJADA LEJOS DE LA INTERFASE.

La distancia radial a la cual la partícula es lanzada depende únicamente de la velocidad radial inicial y el componente radial de la aceleración por gravedad. Se supone que v' es del orden de la velocidad de fluctuaciones turbulentas radiales la cual se estima por Levich³⁰:

$$v' = (v'^2)^{1/2} = U_r = U_L \left(\frac{f_L}{2} \right)^{1/2} \quad (3.51)$$

La máxima velocidad radial se asume que es dos veces la velocidad promedio:

$$v' = 2v' = 2U_L \left(\frac{f_L}{2} \right)^{1/2} \quad (3.52)$$



La distancia que la partícula se mueve contra la gravedad es:

$$S_r = \frac{\text{Fuerzas turbulentas}}{\text{Fuerza de gravedad}}$$

por lo tanto se tiene:

$$S_r = \frac{\frac{1}{2} \left(\rho_L U^2 \frac{\pi d^2}{4} \right)}{\rho_L g \cos \beta \frac{\pi d^2}{4}} = \frac{U^2}{2g \cos \beta} \quad (3.53)$$

Para flujo anular a bajos gastos de gas $S_r > D - h_L$. Por lo tanto la condición para flujo anular es:

$$U_L^2 \geq \frac{gD(1 - \tilde{h}_L) \cos \beta}{f_L} \quad (3.54)$$

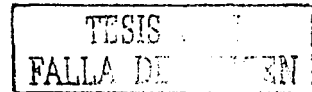
o en forma adimensional

$$Z = \frac{\left(\frac{dp}{dx} \right)_{LS}}{\rho_L g \cos \beta} \geq 2 \left(\frac{\tilde{A}_L}{\tilde{A}} \right)^2 (1 - \tilde{h}_L) \frac{f_{LS}}{f_L}, \quad (3.55)$$

donde f_L es el factor de fricción del líquido y f_{LS} es el factor de fricción que se refiere a el caso donde el líquido fluye solo en la tubería. Para tuberías rugosas y números de Reynolds grandes $f_{LS}/f_L = 1$, mientras para tuberías lisas

$f_{LS}/f_L = (D_L U_L)^{-n}$. Todos los parámetros del lado derecho de la ecuación (3.55)

dependen únicamente de \tilde{h}_L .



3.1.5 TRANSICIÓN DE FLUJO ANULAR A INTERMITENTE.

Un modelo unificado que incorpora el efecto del ángulo de inclinación fue propuesto por Barnea²⁹ para la transición de flujo anular a intermitente. En flujo anular el gas fluye a todo lo largo del centro de la tubería y el líquido fluye como una película alrededor de la pared de la tubería. La transición se supone que ocurre cuando el núcleo de gas es bloqueado en cualquier punto por el líquido.

La Figura 3.10 muestra la geometría del flujo anular en una tubería inclinada.

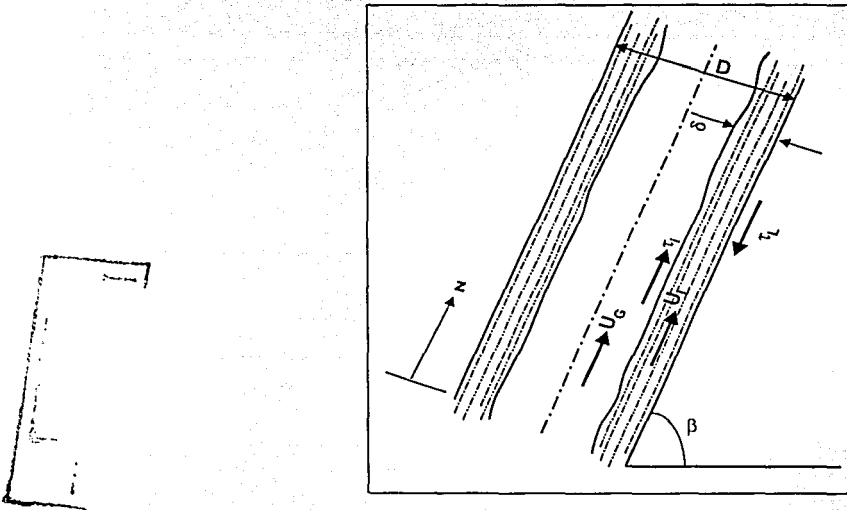


FIGURA 3.10 GEOMETRÍA DEL FLUJO ANULAR.

Haciendo un balance de fuerzas para un flujo anular estable, se tiene:

Para la película de líquido:

$$-A_L \frac{dp}{dz} - \tau_L S_L + \tau_i S_i - \rho_L A_L g \sin \beta = 0 \quad (3.56)$$

y para el núcleo de gas:

$$-A_G \frac{dp}{dz} - \tau_i S_i - \rho_G A_G g \sin \beta = 0 \quad (3.57)$$

Igualando las caídas de presión en las dos fases se obtiene el siguiente resultado:

$$\tau_i S_i \left(\frac{1}{A_L} + \frac{1}{A_G} \right) - g(\rho_L - \rho_G) \sin \beta - \tau_L \frac{S_L}{A_L} = 0, \quad (3.58)$$

donde β es positivo para flujo ascendente y negativo para flujo descendente.

El esfuerzo cortante τ_L está relacionado a la velocidad axial promedio del líquido U_L por

$$\tau_L = f_L \frac{\rho_L U_L^2}{2}, \quad (3.59)$$

con el factor de fricción líquido/pared, f_L , evaluado con la ecuación de Blasius³³.

$$f_L = C_L \left(\frac{D_L U_L}{\nu_L} \right)^{-n}, \quad (3.60)$$

La geometría del flujo de la película está dada en términos del espesor de la película δ y el diámetro de la tubería, D :

$$S_L = \pi D, \quad S_i = \pi(D - 2\delta) \quad (3.61)$$

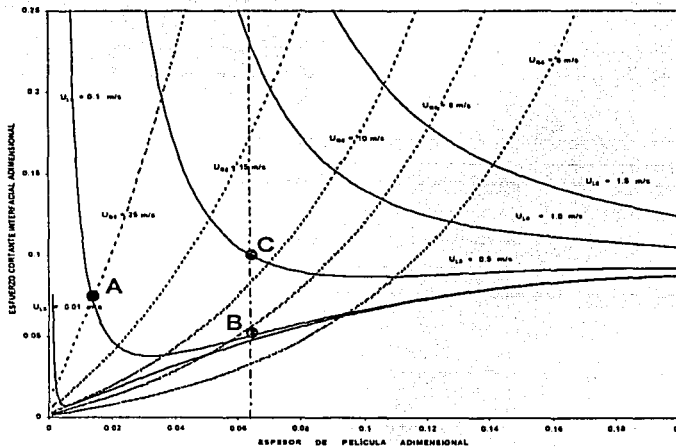
$$A_L = \pi(D\delta - \delta^2) \quad \text{y} \quad A_G = \pi \left(\frac{D}{2} - \delta \right)^2$$

Sustituyendo en la ecuación (3.58) y reorganizando queda:

$$\tau_i = g(\rho_L - \rho_G)D \sin \beta (\delta - \delta^2)(1 - 2\delta) + \frac{1}{32} C_L \rho_L \left(\frac{D}{\nu_L}\right)^{-n} (U_{LS})^{2-n} \left[\frac{(1-2\delta)}{(\delta - \delta^2)}\right], \quad (3.62)$$

donde δ es el espesor de película adimensional ($\delta = \delta/D$).

La ecuación (3.62) relaciona el esfuerzo interfacial τ_i con el espesor de la película δ para un valor constante de la velocidad superficial del líquido, U_{LS} . Esta relación para flujo vertical ascendente se muestra mediante líneas sólidas en la Figura 3.11 para diferentes valores de U_{LS} .



(Sistema AIRE - AGUA, 0.1 MPa, 25°C y 2.5 cm de diámetro)

Ecuación 3.62	Ecuación 3.65	Ecuación 3.70
---------------	---------------	---------------

FIGURA 3.11 SOLUCIONES EN ESTADO ESTACIONARIO PARA FLUJO ANULAR.

Respecto al esfuerzo interfacial, τ_i , proporcionado por el flujo de gas, aunque el mecanismo básico que determina dicho esfuerzo no está totalmente entendido, se cuenta con relaciones que son empíricas principalmente.

Wallis⁴⁰ correlacionó una gran variedad de datos para flujo anular mediante una simple relación para el factor de fricción interfacial:

$$f_i = f_G (1 + 300\delta^2) \quad \text{ó} \quad f_i = f_G (1 + 75\alpha_L), \quad (3.63)$$

donde f_G es el factor de fricción del gas en ausencia de la película, denominada como

$$f_G = C_G \left(\frac{U_{GS} D}{\nu_G} \right)^{-m} \quad (3.64)$$

Entonces, la ecuación

$$\tau_i = \frac{1}{2} f_i \rho_G \frac{U_{GS}^2}{(1 - 2\delta)^4}, \quad (3.65)$$

proporciona la relación requerida entre el esfuerzo cortante interfacial y el gasto de gas.

Esta expresión independiente para τ_i está dada por las curvas punteadas en la figura 3.11. Cualquier intersección de las líneas sólidas y punteadas proporcionan una solución en estado estacionario para flujo anular a un gasto de líquido y gas particular. Para un análisis más detallado de esta conclusión, revisar el trabajo realizado por Barnea²⁹.

Como ya se mencionó, la transición de flujo anular a intermitente ocurre cuando el núcleo de gas es boqueado en cualquier punto por el líquido. El boqueo del núcleo de gas puede resultar de dos posibles mecanismos:

- a) **Inestabilidad del flujo anular que previene una configuración anular estable.**

La inestabilidad de la película, es debida a la caída parcial del flujo descendente de líquido cercano a la pared, causando el bloqueo en la entrada.

- b) **La película del líquido es suficientemente grande para causar bloqueos espontáneos como resultado de la transferencia axial de líquido en la película.**

Bloqueo del núcleo de gas como resultado de un gran suministro de líquido en la película.

3.1.5.1 EL CRITERIO DE ESTABILIDAD (mecanismo a).

En la figura 3.11 se presentan las curvas de $\tau_i \left[\tau_i = \tau_l / (\rho_L - \rho_G) g D \right]$ vs. δ para flujo vertical ascendente. Las líneas sólidas corresponden a ecuación (3.62) (para diferentes valores de U_{LS}), la cual resulta del balance de momento, y las curvas punteadas dan la relación entre τ_i y δ para diferentes gastos de gas, como se determinó con la ecuación (3.65). Las curvas presentadas por las líneas sólidas muestran un mínimo. Barnea y Taitel⁴¹ mostraron que este mínimo está asociado con el cambio en la dirección del perfil de velocidad en la película. La ramificación a la izquierda del mínimo corresponde a las soluciones en estado estacionario estables con perfiles de velocidad positivos (punto A). La ramificación de la

derecha corresponde a soluciones con un perfil de velocidades negativo cerca de la pared (punto B). Entonces, las soluciones a la derecha del mínimo son inestables, el líquido cerca de la pared que fluye corriente abajo se acumula en la entrada de la tubería causando un bloqueo de la fase gaseosa que está pasando, y la transición a flujo intermitente. El punto de intersección en el mínimo representa el punto donde ocurre la transición de flujo anular estable a flujo intermitente.

Para cualquier velocidad superficial de líquido, el espesor de la película en el mínimo es obtenido mediante la diferenciación de la ecuación (3.62) respecto a δ e igualando a cero, de lo cual resulta:

$$g(\rho_l - \rho_g)D \sin \beta [(1 - 2\delta)^2 - 2(\delta - \delta^2)] - \frac{1}{16} C_L \rho_L \left(\frac{D}{\nu_L} \right)^{-n} (U_{LS})^{2-n} \left[\frac{(\delta - \delta^2) + (1 - 2\delta)^2}{(\delta - \delta^2)^3} \right] = 0 \quad (3.66)$$

Una solución simultánea de la ecuación (3.62) y (3.65) con un espesor de película adimensional, δ , que satisfaga la ecuación (3.66) ($\delta = \delta_{min}$), proporciona el valor de la velocidad del gas superficial en la transición. En el punto mínimo se obtiene un gasto de líquido y un gasto de gas, los cuales representan la condición de estabilidad neutral donde la transición de flujo anular a intermitente ocurre.

La forma adimensional de este criterio se muestra a continuación:

La solución para el colgamiento de líquido, α_L , en estado estacionario (o espesor de la película) en flujo anular, dado por las ecuaciones (3.62) y (3.65), se obtiene de

$$Y = \frac{1 + 75\alpha_L}{(1 - \alpha_L)^2 \alpha_L} - \frac{1}{\alpha_L^3} X^2 \quad (3.67)$$

donde: $\alpha_L = 4(\delta - \delta^2)$ y $\alpha_G = 1 - \alpha_L = (1 - 2\delta)^2$. (3.68)

De la ecuación (3.66) se obtiene el valor de α_L que satisface la condición para la inestabilidad de la película, la cual puede ser escrita como

$$Y \geq \frac{2 - \frac{3}{2}\alpha_L}{\alpha_L^2 \left(1 - \frac{3}{2}\alpha_L\right)} X^2 \quad (3.69)$$

La solución simultánea de las ecuaciones adimensionales (3.67) y (3.69) proporciona la condición para la inestabilidad de la película del líquido en flujo anular (mecanismo a). Los parámetros X y Y son definidos con las ecuaciones (3.30) y (3.31).

3.1.5.2 CRITERIO DEL BLOQUEO ESPONTÁNEO (mecanismo b).

El bloqueo del núcleo de gas en flujo anular también puede ocurrir cuando el suministro de líquido en la película es suficientemente grande para proporcionar el líquido necesario para mantener un puente de líquido. Debido a la presencia de ondas en la interfase se transfiere fluido axialmente de la onda a través de la cresta de la misma. Cuando suficiente líquido se acumula en la cresta se forma el puente en la tubería y por lo tanto ocurre la transición a flujo intermitente.

La condición para el bacheo fue mostrada primeramente por Taitel y Dukler¹⁴. Estos consideran que a bajos valores de \tilde{h}_L , las ondas pueden ser barridas y embarradas alrededor de la tubería formado de esta manera el flujo anular. A valores altos de \tilde{h}_L , las ondas formadas en la interface pueden crecer y ser arrastradas por la fase gaseosa originando el flujo bache. De lo cual, Taitel y

TEXAS CON
 FALLA DE ORIGEN

Dukler¹⁴ definieron que el criterio de transición a flujo anular fuera que $A_L/A < 0.5$, obteniendo buenos resultados con datos experimentales.

Así, la condición para el bacheo que proponen Barnea y colaboradores²⁵, es:

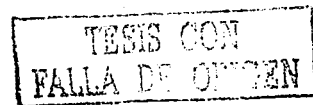
$$\frac{A_L}{A \cdot R_{sm}} = \frac{\alpha_L}{R_{sm}} \geq 0.5, \quad (3.70)$$

donde, R_{sm} es el colgamiento de líquido mínimo dentro del bache de líquido formado, que permitirá puentear al gas que está viajando. El valor mínimo está relacionado al máximo empacamiento volumétrico de burbuja en el bache de líquido y es aproximadamente 0.48. Valores menores de R_s harán imposible el bacheo debido a la alta fracción de vacío del gas. Cabe hacer notar, que este valor mínimo de $R_{sm} = 0.48$ es el colgamiento del bache actual, R_s , en la frontera de la transición anular – intermitente para un amplio rango de condiciones de flujo.

La ecuación (3.70) con el valor de $\alpha_L = 0.5R_{sm}$ permite la condición donde el bloqueo ocurre (mecanismo b).

El cálculo del colgamiento en el bache de líquido, R_s , se muestra posteriormente con relación a la ecuación (3.73).

Los dos mecanismos (a) y (b), están basados en la estructura de película característica de flujo anular. Estos mecanismos propuestos son aplicables únicamente fuera del rango de flujo estratificado estable.



3.1.5.3 COMBINACIÓN DE CRITERIOS.

Considerando, por ejemplo, flujo anular estable como se representa con el punto A en la Figura 3.11. Cuando el flujo de gas decrece mientras se mantiene constante la velocidad superficial del líquido, U_{LS} , ocasiona que la intersección de los puntos de soluciones en estado estacionario se mueva a lo largo de la ramificación estable de la curva sólida hacia valores mayores de espesor de película, δ . Si el mínimo de la curva sólida es detectado antes de que la condición $\alpha_L = 0.5R_{sm}$ sea alcanzada, la transición a flujo bache ocurre debido al mecanismo (a). Existen, sin embargo, casos donde el espesor de la película a lo largo de la ramificación estable (antes de alcanzar el mínimo) es suficientemente grande para causar el bloqueo de acuerdo al mecanismo (b), punto C en la Figura 3.11, dando como resultado la transición a flujo bache antes de que la condición de inestabilidad sea alcanzada.

Referente a la Figura 3.11, puede observarse que conforme el gasto de líquido se incrementa la ubicación del mínimo se pasa a la derecha, hacia valores mayores de δ . Como resultado de lo anterior, la transición a flujo bache a bajos gastos de líquido ocurre debido a la inestabilidad de la película (mecanismo a), mientras que a altos valores de U_{LS} la transición toma lugar debido a un muy alto colgamiento de líquido (mecanismo b).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

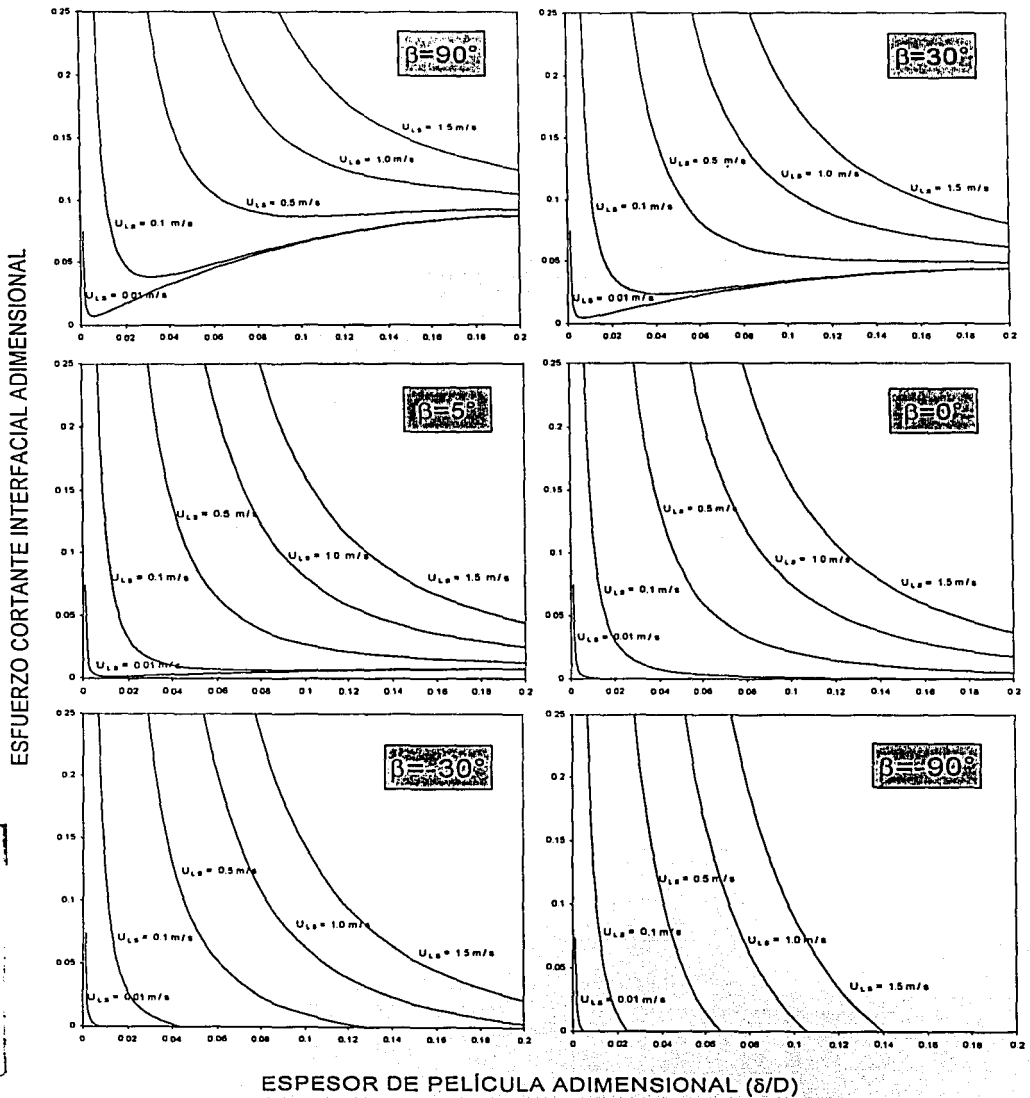
3.1.5.4 EFECTO DE LA INCLINACIÓN DE LA TUBERÍA.

Curvas de $\bar{\tau}_i$ vs. $\bar{\delta}$ de la ecuación (3.62) son mostradas en la Figura 3.12 para un amplio rango de inclinaciones de tubería. Cuando la tubería se inclina de la vertical, el mínimo, el cual separa las ramificaciones estables e inestables, se pasa hacia valores mayores de $\bar{\delta}$, y para altos gastos de líquido el mínimo nunca se observa. Para el caso de la tuberías horizontales e inclinaciones descendentes, la ecuación (3.62) no despliega ningún mínimo para cualquier valor de U_{LS} , la solución es siempre estable, y entonces la transición de flujo anular a bache ocurre únicamente por el mecanismo (b) en todo el rango de gastos.

En flujo ascendente vertical los dos mecanismos (a) y (b) juegan un papel importante en la transición a flujo bache. Como la tubería se va declinando de la vertical, la transición debido a la inestabilidad de la película (transición a) se confina a muy bajos gastos de líquido hasta que ésta desaparece en la horizontal y flujos descendentes, donde el único mecanismo que determina la transición a flujo bache es el bloqueo, (mecanismo b).

Para la realización de las gráficas 3.11 y 3.12, se llevó a cabo un programa de cómputo en Visual Basic (Macro en Excel), con lo cual se corrobora el comportamiento de las curvas con el artículo original.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



(Sistema AIRE - AGUA , 0.1 MPa, 25°C y 2.5 cm de diámetro)

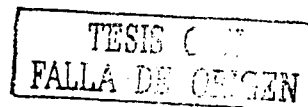
FIGURA 3.12 EFECTO DE LA INCLINACIÓN EN LA RAMIFICACIÓN ESTABLE.

3.1.6 SUBREGIONES DENTRO DEL FLUJO INTERMITENTE.

El patrón intermitente es generalmente subdividido en flujo burbuja elongada, bache y caótico. Básicamente, estos tres patrones de flujo tienen la misma configuración con respecto a la distribución de las interfaces de gas y líquido, los baches de líquidos son separados por grandes burbujas en forma de bala. En flujo bache los puentes de líquido son aireados por pequeñas burbujas de gas. El patrón de burbuja elongada es considerado el caso límite del flujo bache cuando el bache de líquido está libre de burbujas atrapadas (Barnea y Brauner⁴²), mientras que el flujo caótico toma lugar cuando la fracción de vacío del gas dentro del bache de líquido alcanza un valor máximo arriba del cual ocasiona que ocurra el colapso del bache de líquido.

Barnea y Brauner⁴² propusieron un modelo físico para la predicción del colgamiento del gas dentro del bache de líquido (α_g ó $1 - R_g$). El modelo supone que el gas en un bache de líquido desarrollado aparece como burbujas dispersas. El colgamiento de gas que el bache de líquido puede acomodar como burbujas dispersas se determinó de un balance entre las fuerzas de ruptura debido a la turbulencia y fuerzas de coalescencia debidas a la gravedad y/o tensión superficial.

Siempre que dominen las fuerzas de coalescencia, ocurre la aglomeración de pequeñas burbujas, primeramente en la formación de una burbuja elongada, que son separadas por baches de líquidos aireados. De otra manera, con el incremento de la turbulencia, las fuerzas de ruptura fundamentalmente inducirán en un patrón de flujo completamente de burbujas dispersas. Este balance de fuerzas es muy parecido al efectuado en el punto 3.1.2 de este capítulo.



Para el entendimiento del fenómeno, se realiza la siguiente descripción:

Se considera un punto en la frontera de transición entre el flujo burbujas dispersas y bache. Este punto se identifica para un cierto sistema de velocidades superficiales de gas y líquido. El colgamiento de gas en este punto puede calcularse fácilmente, suponiendo que no existe resbalamiento entre las fases, mediante la ecuación (3.21). El colgamiento de gas en la línea de transición es el máximo colgamiento que el bache de líquido puede acomodar como un patrón completamente de burbujas dispersas a un nivel de turbulencia dado, el cual es determinado por la velocidad de la mezcla $U_M (= U_{GS} + U_{LS})$.

Comenzando del punto mencionado en la línea de transición entre burbujas dispersas y bache, al incrementar la velocidad superficial del gas, U_{GS} , mientras se mantiene constante la velocidad de la mezcla, U_M , ocasionará la transición a flujo bache, donde las burbujas elongadas son formadas por el exceso de gas que no puede ser acomodado dentro del líquido. Por lo tanto, a lo largo de la línea donde la velocidad de la mezcla es constante, el grado de turbulencia dentro del bache se mantiene en el mismo nivel como en el flujo de burbujas dispersas. Así el bache de líquido acomodará la misma cantidad de gas que se tiene en el punto en la frontera de transición. De esta manera, curvas de U_M constantes dentro de la región de flujo intermitente representan la ubicación donde α_s es constante y es igual al colgamiento del patrón de burbuja dispersa en la frontera de transición. Una vez que las propiedades de los fluidos y tamaño de tubería son indicados, α_s puede obtenerse de la ecuación (3.13), de la siguiente manera

$$\alpha_s = 1 - R_s = 0.058 \left[d_c \left(\frac{2f_M U_M^3}{D} \right)^{\frac{2}{5}} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{\frac{3}{5}} - 0.725 \right]^2, \quad (3.73)$$

Así, Barnea y Brauner⁴² definieron que cuando $\alpha_s = 0$ se obtiene la transición burbuja elongada – bache. Cuando el colgamiento del gas dentro del bache de líquido alcanza el máximo empacamiento volumétrico de burbujas ($\alpha_s = 0.52$), la continuidad del bache de líquido muy aireado es destruida por la aglomeración de burbujas y la formación de regiones con altas concentraciones de gas dentro del bache de líquido, resultando en la transición a flujo caótico (Brauner y Barnea⁴³).

3.1.6.1 TRANSICIÓN DE BACHE A CAÓTICO.

El flujo caótico fue considerado como un patrón típico en flujo de gas – líquido vertical ascendente y cercano a éste. La definición de flujo caótico como baches altamente aireados con destrucción repetida de la continuidad del líquido en el bache, ($\alpha_s \geq 0.52$), es algo diferente de la asociación usual del flujo caótico con movimiento en oscilación del bache de líquido. No existe, sin embargo, contradicción entre los dos criterios debido a que el movimiento oscilatorio es causado por la alta fracción de vacío en el bache, donde este movimiento oscilatorio es claramente observado únicamente en tuberías verticales y a gastos de líquido relativamente bajos, donde existen condiciones en las cuales domina la gravedad. Así el criterio de $\alpha_s = 0.52$, el cual causa destrucción del bache de líquido, puede ser adoptado como el criterio para flujo caótico en el rango total de inclinaciones de tubería y gastos.

3.1.6.2 TRANSICIÓN DE BURBUJA ALARGADA A BACHE.

El flujo bache el cual está libre de burbujas atrapadas es considerado como el patrón de flujo burbuja alargada. La transición de burbuja elongada – bache es obtenida con la ecuación (3.73) con el valor limitante de $\alpha_s = 0$. La ecuación (3.73) predice la fracción de vacío del gas en equilibrio dentro del cuerpo principal del

bache de líquido. Sin embargo, a gastos de gas relativamente altos, especialmente en flujos verticales e inclinados ascendentes, una concentración de vacío local es desarrollada detrás de la burbuja de Taylor debido a la región de mezcla vigorosa de la película del líquido penetrando en el bache de líquido. De esta manera, la identificación de las burbujas elongadas en flujo ascendente puede ser muy ambigua y no siempre consistente con la definición anterior.

3.1.7 SUBREGIONES EN FLUJO ESTRATIFICADO.

Dos subpatrones se definen generalmente en flujo estratificado: estratificado suave y estratificado ondulado. Las ondas pueden ser formadas en una interfase líquida suave debido a la acción del flujo de gas sobre el líquido (típico en tuberías horizontales) o como resultado de la acción de la gravedad, aún en la ausencia de flujo de gas (típico en tuberías inclinadas descendentes). La presencia de esfuerzos cortantes propicia la creación de ondas, mientras que la disipación de éstas se debe a los efectos viscosos.

Usando la teoría de Jeffreys^{44,45}, se obtiene la condición para la formación de ondas:

$$(U_G - c)^2 c > \frac{4\nu_L g (\rho_L - \rho_G)}{\rho_G s} \quad (3.74)$$

En esta ecuación s es un coeficiente de corrección, que Jeffreys^{44,45} sugirió de 0.3; sin embargo, basado en resultados experimentales Benjamin⁴⁶ indicó valores mucho menores, de 0.01 a 0.03.

Taitel y Dukler¹⁴ sugirieron las siguientes condiciones:

Un valor de 0.01 para el coeficiente s .

Para el parámetro c , que corresponde a la velocidad de propagación de la onda, debido a que la mayoría de las condiciones en donde la transición puede tomar lugar, se puede esperar que la velocidad del gas sea mucho mayor que c , ($U_G \gg c$). Por simplicidad, y debido a que la precisión de esta frontera de transición no es muy importante, se considera que la velocidad del líquido es igual a c , ($U_L = c$). Así finalmente la condición para la generación de onda queda propuesta por Taitel y Dukler¹⁴ como:

$$U_G \geq \left[\frac{4v_L(\rho_L - \rho_G)\rho \cos \beta}{s\rho_G U_L} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.75)$$

o en forma adimensional:

$$K \geq \left[\frac{2}{U_G \sqrt{U_L} \sqrt{s}} \right], \quad (3.76)$$

donde K es el producto del número de Froude modificado dado por la raíz cuadrada del número de Reynolds superficial del líquido:

$$K^2 = F^2 \text{Re}_{LS} = \left[\frac{\rho_G (U_{GS})^2}{(\rho_L - \rho_G) D g \cos \beta} \right] \left[\frac{DU_{LS}}{v_L} \right] \quad (3.77)$$

Como ha sido mencionado, las ondas pueden ser desarrolladas en flujos de líquido en pendientes descendentes, aún en la ausencia del esfuerzo interfacial con el flujo de gas. Para flujo turbulento en tuberías lisas Barnea y colaboradores³⁹ adoptan el siguiente criterio para el principio de la formación de la onda:

$$Fr = \frac{U_L}{\sqrt{gh_L}} \geq 1.5 \quad \text{ó} \quad (3.78)$$

$$W = \frac{U_{LS}}{\sqrt{gD}} \geq 1.5 \sqrt{\bar{h}_L} \frac{\bar{A}_L}{A} \quad (3.79)$$

3.2 ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES EN LAS FRONTERAS DE TRANSICIÓN.

Los modelos mecánicos para la predicción de las caídas de presión en flujo multifásico son propensos a crear discontinuidades. Esto es el resultado del cambio repentino de un modelo de patrón de flujo a otro, cuando se cruza la frontera de transición. Diferentes modelos se utilizan para los distintos patrones de flujo para predecir el colgamiento de líquido y caída de presión, lo cual resultará en una discontinuidad. Con objeto de reducir este problema, Gómez¹⁸ implementó los siguientes criterios para suavizar la transición entre los diferentes patrones de flujo.

3.2.1 TRANSICIONES DE FLUJO BURBUJA A BACHE Y FLUJO BACHE A BURBUJA DISPERSA.

Cerca de las fronteras de transición de bache a flujo burbuja o burbuja dispersa, la región de la película de líquido y burbuja de gas detrás del cuerpo del bache llega a ser pequeña. La corta longitud de la película, L_F , y burbuja de gas puede causar que el modelo de flujo bache no converja. Por lo tanto, para resolver este problema, cuando se predice flujo bache cerca de estas fronteras de transición, se han desarrollado las siguientes restricciones:

Si $L_F \leq 1.2D$ y $U_{LS} \leq 0.6$ [m/s], entonces se tiene flujo burbuja.

Si $L_F \leq 1.2D$ y $U_{LS} > 0.6$ [m/s], entonces se tiene flujo burbuja dispersa.

TESIS CON
FALLA DE COPIA

3.2.2 TRANSICIÓN DE FLUJO BACHE A ANULAR.

Asociado con esta frontera de transición, se presenta un doble problema. Primero, ocurre una discontinuidad en el gradiente de presión entre flujo bache y flujo anular. También, si se predice flujo bache cerca de esta transición, para altos gastos de gas, la zona de película y gas llega a ser grande, resultando en una película de espesor muy delgado, tendiendo a cero. Esto puede causar que el modelo de flujo bache no converja. Para solucionar los dos problemas, se crea una zona de transición entre flujo bache y flujo anular, basado en la velocidad superficial del gas. La zona de transición se predice por la velocidad crítica correspondiente, U_{GScrit} , usando el modelo de Taitel y colaboradores¹⁹, como sigue:

$$U_{GScrit} = 3.1 \left[\frac{\sigma g \sin \beta (\rho_L - \rho_G)}{\rho_G^2} \right]^{0.25} \quad (3.80)$$

Para unas velocidades superficiales de gas y líquido dadas, si se predice el flujo bache en la zona de transición cuando la velocidad del gas superficial es mayor que la velocidad superficial crítica dada arriba, el gradiente de presión es promediado entre el gradiente de presión bajo flujo bache (a la velocidad superficial de líquido dada y la velocidad superficial del gas crítica) y el gradiente de presión bajo flujo anular (a la velocidad de líquido superficial dada y la velocidad de gas superficial en la frontera de transición para flujo anular).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.3 MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL COLGAMIENTO DE LÍQUIDO Y CAÍDAS DE PRESIÓN.

3.3.1 MODELO UNIFICADO PARA FLUJO ESTRATIFICADO.

Se utilizó el modelo propuesto por Taitel y Dukler¹⁴ con dos modificaciones. Se introdujeron el factor de fricción entre líquido y tubería determinado por Liang-Biao y Aziz⁴⁷ y el factor de fricción interfacial definido por Baker y colaboradores⁴⁸.

3.3.1.1 BALANCE DE MOMENTO.

El balance de momento para las fases de líquido y gas en flujo estratificado estable se mostró en el punto 3.1.3.1. De lo cual se obtiene para el líquido:

$$-A_L \left(\frac{dp}{dx} \right) - \tau_{WL} S_L + \tau_i S_i + \rho_L A_L g \sin \alpha = 0 \quad (3.22)$$

y para el gas:

$$-A_G \left(\frac{dp}{dx} \right) - \tau_{WG} S_G - \tau_i S_i + \rho_G A_G g \sin \alpha = 0 \quad (3.23)$$

Eliminando el gradiente de presión de las ecuaciones (3.22) y (3.23), la ecuación de momento combinada para las dos fases se obtiene de la siguiente forma:

$$\tau_{WG} \frac{S_G}{A_G} - \tau_{WL} \frac{S_L}{A_L} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_L} + \frac{1}{A_G} \right) + (\rho_L - \rho_G) g \sin \alpha = 0 \quad (3.24)$$

La ecuación de momento combinado es una ecuación implícita para el nivel del líquido en la tubería. La solución de la ecuación, se lleva a cabo por un procedimiento de ensaye y error, requiere la determinación de las diferentes

variables geométricas, velocidades y esfuerzos cortantes. Para altos gastos de líquido y gas, se pueden presentar múltiples soluciones, donde la menor de las soluciones es la solución física y estable.

Una vez determinado el nivel de líquido, se puede calcular el gradiente de presión de cualquiera de las ecuaciones (3.22) ó (3.23), debido a que, para modelos de fase separada se supone que la caída de presión en la fase líquida es igual a la caída de presión en la fase gaseosa, ya que de otra manera no existiría el flujo estacionario. Cualquiera de estas ecuaciones proporcionan las pérdidas de presión por fricción y gravedad, despreciando las pérdidas de presión por aceleración.

Se toma la ecuación (3.23) para el cálculo de la caída de presión, la cual de forma adimensional queda:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_L = \left(\frac{dp}{dz}\right)_G = \frac{1}{4} U_G^2 \frac{(U_G D_G)^{-m}}{\bar{\lambda}_G} \left[\bar{S}_G + \frac{f_i}{f_G} \bar{S}_i \right] \left(\frac{dp}{dz}\right)_{GS} \quad (3.81)$$

Cabe aclarar que debido a que se utilizó la ecuación del gas para el cálculo de la caída de presión, la modificación propuesta por Gómez¹⁸ de utilizar el factor de fricción entre líquido y tubería determinado por Liang-Biao y Aziz⁴⁷ no afecta en el cálculo, mientras que el factor de fricción interfacial definido por Baker y colaboradores⁴⁸, sí se considera para la obtención de la caída de presión.

3.3.1.2 ECUACIONES CONSTITUTIVAS.

El esfuerzo cortante en la pared correspondiente a cada fase se determina con base en el análisis de una sola fase, utilizando el concepto de diámetro hidráulico, tal como sigue (formulación del factor de fricción de Fanning):



$$\tau_{wl} = f_L \frac{\rho_L U_L^2}{2} \quad \text{y} \quad \tau_{wG} = f_G \frac{\rho_G U_G^2}{2} \quad (3.82)$$

Los diámetros hidráulicos respectivos de las fases líquida y gaseosa están dadas por

$$D_L = \frac{4A_L}{S_L} \quad \text{y} \quad D_G = \frac{4A_G}{S_G + S_L} \quad (3.27)$$

Los números de Reynolds de cada una de las fases son

$$Re_L = \frac{D_L U_L \rho_L}{\mu_L} \quad \text{y} \quad Re_G = \frac{D_G U_G \rho_G}{\mu_G} \quad (3.83)$$

Taitel y Dukler¹⁴ propusieron que los factores de fricción de la pared del líquido y gas, f_L y f_G , pueden calcularse usando la gráfica estándar de Moody. Sin embargo, Liang-Biao y Aziz⁴⁷ encontraron que este procedimiento es apropiado únicamente para la fase de gas. Esto es debido al hecho de que el factor de fricción de la pared del líquido puede ser afectado significativamente por el esfuerzo cortante interfacial, especialmente para condiciones de bajos colgamientos de líquido. Por lo tanto, f_G se determina por Moody, mientras que f_L se determina con una nueva correlación desarrollada por Liang-Biao y Aziz⁴⁷, incorporando los gastos de líquido y gas, como se muestra enseguida:

$$f_G = \frac{16}{Re_G} \quad \text{para} \quad Re_G \leq 2300 \quad (3.84)$$

$$f_G = 0.001375 \left\{ 1 + \left[2 \times 10^4 \frac{e}{D} + \frac{10^6}{Re_G} \right]^{1/3} \right\} \quad \text{para} \quad Re_G > 2300$$

TESIS DE
 FALTA DE PAGINA

mientras que para el líquido se propone:

$$f_L = \frac{1.6291}{\text{Re}_L^{0.5161}} \left(\frac{U_{GS}}{U_{LS}} \right)^{0.0926} \quad (3.85)$$

El esfuerzo cortante interfacial está dado por definición como:

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_G (U_G - U_i)^2}{2} \quad (3.86a)$$

pero se supone que ($U_G \gg U_i$)

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_G U_G^2}{2} \quad (3.86b)$$

El factor de fricción interfacial para flujo estratificado suave se toma como el factor de fricción entre la fase gaseosa y la pared. Sin embargo, para flujo estratificado con ondas tal como sugirió Xiao⁴⁹, el factor de fricción interfacial está dado por Baker y colaboradores⁴⁸ como sigue:

Para $D \leq 0.127$ m.

Si $U_{GS} \leq U_{GS,c}$, entonces:

$$\frac{f_i}{f_G} = 1 \quad (3.87)$$

Si $U_{GS} > U_{GS,c}$, entonces:

$$\frac{f_i}{f_G} = 1 + 15 \sqrt{\tilde{h}_L} \left(\frac{U_{GS}}{U_{GS,c}} - 1 \right) \quad (3.88)$$

Donde $U_{GS,c}$ es la velocidad superficial del gas crítica para la transición a régimen ondulado. De Andritsos y Hanratty⁵⁰, esta velocidad puede ser aproximada a:

$$U_{GS,c} = 5 \sqrt{\frac{101325}{p}} \quad (3.89)$$

Donde p es la presión en Pa (N/m²).

Para $D > 0.127$ m.

Para $N_{we} N_{\mu} \leq 0.005$, se tiene:

$$\varepsilon_i = \frac{34\sigma}{\rho_G U_L^2} \quad (3.90)$$

Para $N_{we} N_{\mu} > 0.005$, se tiene:

$$\varepsilon_i = \frac{170\sigma (N_{we} N_{\mu})^{0.3}}{\rho_G U_L^2} \quad (3.91)$$

Donde ε_i es la rugosidad absoluta de la interface. Baker y colaboradores⁴⁸ propusieron que ε_i deberá ser limitado entre la rugosidad absoluta de la tubería y $0.25(\bar{h}_L)$. El número de Weber, N_{we} , y el número de la viscosidad del líquido, N_{μ} , son definidos como:

$$N_{we} = \frac{\rho_G U_L^2 \varepsilon_i}{\sigma} \quad (3.92)$$

$$N_{\mu} = \frac{\mu_L^2}{\rho_L \sigma \varepsilon_i} \quad (3.93)$$

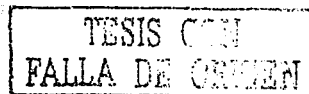
3.3.2 MODELO UNIFICADO PARA FLUJO BACHE.

Un análisis unificado y detallado del flujo bache fue presentado por Taitel y Barnea⁵¹, el cual se utiliza en el presente estudio con las siguientes suposiciones:

1. Una película uniforme a lo largo de la zona de burbuja de gas y película de líquido.
2. Un balance de momentum global en la unidad del bache para el cálculo de las caídas de presión.
3. Una nueva correlación para el colgamiento de líquido propuesta por Gómez⁵².

El modelo original fue extendido para todo el rango de inclinaciones desde flujo horizontal al flujo vertical, suponiendo una película simétrica alrededor de la burbuja de Taylor para ángulos de inclinación cercanos a la vertical.

Con las suposiciones descritas, el modelo original se simplifica considerablemente, como se muestra a continuación, eliminando la necesidad de integración numérica a través de la región de la película de líquido. El modelo simplificado propuesto se considera suficientemente preciso para aplicaciones prácticas^{18,51}. En la Figura 3.13 se muestra el modelo físico para flujo bache.



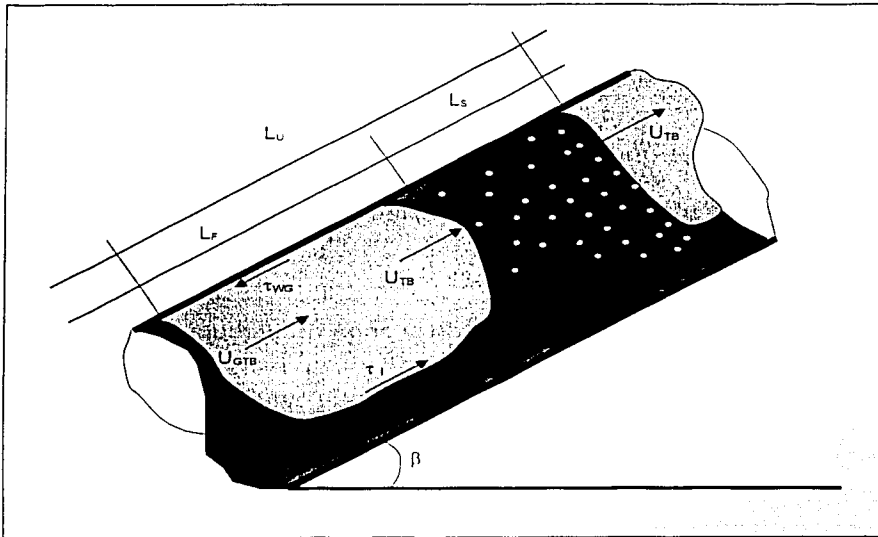


FIGURA 3.13 MODELO FÍSICO PARA FLUJO BACHE.

3.3.2.1 BALANCE MÁSSICO.

Aplicando un balance másico global del líquido sobre la unidad del bache, resulta en:

$$U_{LS} = U_{LLS} H_{LLS} \frac{L_S}{L_U} + \frac{1}{L_U} \int_0^{L_F} U_{L,TB} H_{L,TB} dx \quad (3.94)$$

Pero tomando en cuenta la primera suposición, la cual consiste en considerar un espesor de película constante, la ecuación (3.94) se simplifica a:

$$U_{LS} = U_{LLS} H_{LLS} \frac{L_S}{L_U} + U_{L,TB} H_{L,TB} \frac{L_F}{L_U} \quad (3.95)$$

La unidad del bache se propaga en la tubería a la velocidad, U_{TB} , y el tiempo para que la unidad del bache pase a través de un punto fijo en la tubería es $t_u = L_u / U_{TB}$.

Sin embargo, en este tiempo, parte del líquido en la película se mueve corriente arriba (contracorriente) relativo a la interface gas – líquido y es capturado por el bache siguiente. Por lo tanto, también se aplica un balance de masa entre dos áreas de sección transversal, en el cuerpo del bache y la región de la película, en un sistema coordinado en movimiento con la velocidad de traslación, U_{TB} , obteniendo:

$$(U_{TB} - U_{LLS})H_{LLS} = (U_{TB} - U_{LTB})H_{LTB} \quad (3.96)$$

Además, un balance de continuidad en ambas fases de líquido y gas resulta en un gasto volumétrico constante a través de cualquier sección transversal en el cuerpo del bache de líquido y en la región de película dadas, respectivamente por;

$$U_M = U_{LS} + U_{GS} = U_{LLS}H_{LLS} + U_{GLS}(1 - H_{LLS}) \quad (3.97)$$

$$U_M = U_{LTB}H_{LTB} + U_{GTB}(1 - H_{LTB}) \quad (3.98)$$

La ecuación (3.97) se utiliza para determinar la velocidad del líquido en el cuerpo del bache, U_{LLS} . Continuando, la velocidad de la película del líquido, U_{LTB} , se determina con la ecuación (3.96) para un colgamiento de líquido dado en esta sección, H_{LTB} . También, de la ecuación (3.98) se calcula la velocidad del gas en la burbuja, U_{GTB} .

El colgamiento de líquido promedio en la unidad del bache está definido por

$$H_{LSU} = \frac{H_{LLS}L_S + H_{LTB}L_F}{L_U} \quad (3.99)$$



Usando las ecuaciones (3.95), (3.96) y (3.97), la expresión para el colgamiento del líquido promedio en la unidad del bache llega a ser:

$$H_{LSU} = \frac{U_{TB} H_{LLS} + U_{GLS} (1 - H_{LLS}) - U_{GS}}{U_{TB}} \quad (3.100)$$

donde:

$$U_{TB} = 1.2(U_{LS} + U_{GS}) + 0.35 \left[\frac{dg(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L} \right]^{0.5} \quad (3.101)$$

$$U_{GLS} = 1.2U_M + 1.53 \left[\frac{g\sigma(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} H_{LLS}^{0.5} \quad (3.102)$$

La ecuación (3.100) muestra un resultado interesante, donde el colgamiento de líquido promedio en la unidad del bache es independiente de las longitudes de las diferentes zonas del bache.

3.3.2.2 HIDRODINÁMICA DE LA PELÍCULA DEL LÍQUIDO.

Considerando un espesor uniforme de película de líquido, una ecuación de momento combinado similar al caso de flujo estratificado, se puede obtener para la zona de burbuja de gas y película, como sigue (ver Figura 3.13):

$$\frac{\tau_{WF} S_F}{A_F} - \frac{\tau_{WG} S_G}{A_G} - \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_F} + \frac{1}{A_G} \right) + (\rho_L - \rho_G) g \sin \beta = 0 \quad (3.103)$$

La solución de la ecuación (3.103) proporciona el espesor uniforme de la película (en equilibrio) o el colgamiento de líquido en esta región, H_{LTB} . Este valor puede ser utilizado, en un procedimiento de ensaye y error para determinar las velocidades de gas y líquido en las regiones del bache y burbuja de gas y película.

La longitud de la película de líquido puede ser determinado por

$$L_F = L_U - L_S \quad (3.104)$$

La longitud unitaria del bache, L_U , puede ser determinada de la (3.95) como sigue,

$$L_U = L_S \frac{U_{LLS} H_{LLS} - U_{LTB} H_{LTB}}{U_{LS} - U_{LTB} H_{LTB}} \quad (3.105)$$

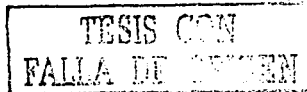
3.3.2.3 CÁLCULO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN.

La caída de presión para la unidad del bache puede ser calculada usando un balance de fuerzas total a lo largo de la unidad del bache. Dado que los flujos de momento de entrada y salida de la unidad del volumen de control del bache son idénticos, la caída de presión a través de este volumen de control para una película de líquido uniforme es:

$$\frac{dP}{dL} = \rho_U g \sin \beta + \frac{\tau_S \pi D}{A} \frac{L_S}{L_U} + \frac{\tau_{WF} S_F + \tau_{WG} S_G}{A} \frac{L_F}{L_U} \quad (3.106)$$

donde ρ_U es la densidad promedio de la unidad del bache dada por

$$\rho_U = H_{LSU} \rho_L + (1 - H_{LSU}) \rho_G \quad (3.107)$$



El primer término del lado derecho de la ecuación (3.106), se refiere al gradiente de presión gravitacional, el segundo y tercer término representan el gradiente de presión por fricción, resultado de pérdidas de fricción en el bache y la región de la burbuja de gas y película. En la formulación de la unidad de volumen de control del bache no ocurre caída de presión por aceleración.

3.3.2.4 ECUACIONES CONSTITUTIVAS.

El modelo propuesto requiere de dos ecuaciones constitutivas que son la longitud del bache de líquido, L_S , y el colgamiento de líquido en el cuerpo del bache, H_{LLS} .

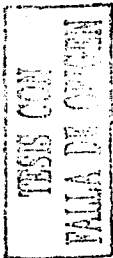
Una longitud constante de $L_S = 30D$ y $L_S = 20D$ son utilizadas para baches estables y completamente desarrollados en tuberías horizontales y verticales, respectivamente. Para flujo inclinado, se utiliza un promedio de la longitud del bache basado en el ángulo de inclinación.

El colgamiento de líquido en el cuerpo del bache, H_{LLS} , se predice utilizando una correlación desarrollada recientemente por Gómez⁵², dada por

$$H_{LLS} = 1.0e^{-(0.45\phi_R + 2.48 \times 10^{-6} Re_{LS})} \quad 0 \leq \phi_R \leq 1.57 \quad (3.108)$$

donde $\phi_R = (\pi/180)\beta$ es el ángulo de inclinación en radianes y el número de Reynolds se calcula como sigue

$$Re_{LS} = \frac{\rho_L U_M D}{\mu_L} \quad (3.109)$$



3.3.3 MODELO UNIFICADO PARA FLUJO ANULAR.

El modelo de Alves⁵³ desarrollado originalmente para flujo vertical y cercanos a éste, se extendió en este estudio para todo el rango de inclinaciones.

Las ecuaciones del modelo de flujo anular son similares a uno de los modelos de flujo estratificado, ya que ambos patrones son flujos separados. Las diferencias entre los dos modelos son las diferentes relaciones geométricas y ecuaciones constitutivas, y el hecho de que el núcleo de gas en flujo anular incluye atrapamiento de líquido. El modelo físico del flujo anular está dado en la Figura 3.14.

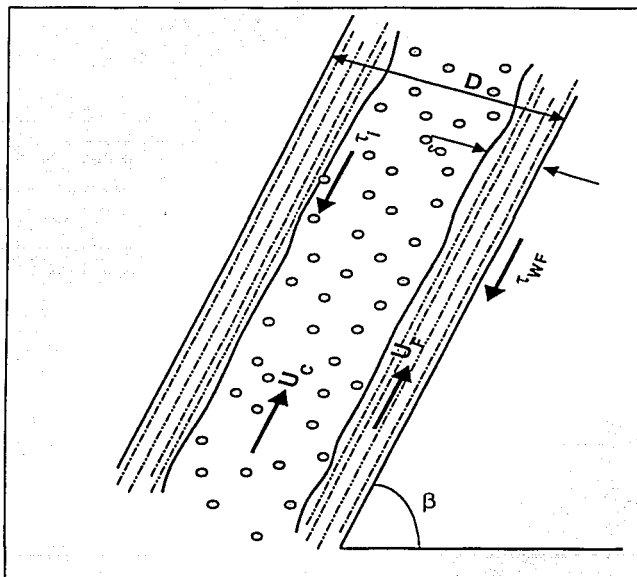


FIGURA 3.14 MODELO FÍSICO PARA FLUJO ANULAR.

3.3.3.1 BALANCE DE MOMENTO.

El balance de momento lineal para las fases de líquido y núcleo de gas, mostrado en la Figura 3.14, están dados respectivamente por

$$-\tau_{WF} \frac{S_F}{A_F} + \tau_i \frac{S_i}{A_F} - \left[\frac{dP}{dz} \right]_F - \rho_L g \sin \beta = 0 \quad (3.110)$$

$$-\tau_i \frac{S_i}{A_C} - \left[\frac{dP}{dz} \right]_C - \rho_C g \sin \beta = 0 \quad (3.111)$$

Eliminando los gradientes de presión de las ecuaciones resulta en una ecuación de momento combinada para flujo anular

$$\tau_{WF} \frac{S_F}{A_F} - \tau_i S_i \left[\frac{1}{A_F} + \frac{1}{A_C} \right] + (\rho_L - \rho_C) g \sin \beta = 0 \quad (3.112)$$

La ecuación (3.112) es una ecuación implícita para el espesor de la película δ (o δ/D), que puede ser resuelta por ensayo y error, proporcionando las propiedades geométricas.

3.3.3.2 BALANCE DE MASA.

Las velocidades en la película del líquido y el núcleo de gas pueden ser determinadas de cálculos de un simple balance de masa, encontrando respectivamente

$$U_F = U_{LS} \frac{(1-E)D^2}{4\delta(D-\delta)} \quad (3.113)$$

$$U_c = \frac{(U_{GS} + U_{LS} E) D^2}{(D - 2\delta)^2}, \quad (3.114)$$

donde, E , es la fracción de entrapamiento de líquido en el núcleo de gas.

La fracción de vacío en el núcleo, la viscosidad y densidad promedio en el núcleo están dadas como

$$\alpha_c = \frac{U_{GS}}{U_{GS} + U_{LS} E} \quad (3.115)$$

$$\rho_c = \rho_G \alpha_c + \rho_L (1 - \alpha_c) \quad (3.116)$$

$$\mu_c = \mu_G \alpha_c + \mu_L (1 - \alpha_c) \quad (3.117)$$

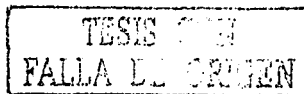
3.3.3.3 ECUACIONES CONSTITUTIVAS.

El esfuerzo cortante de la pared del líquido es determinado por cálculos de flujo de una sola fase, basados en el concepto de diámetros hidráulicos.

Uno de los problemas más difíciles en el modelado de flujo anular es la determinación del esfuerzo cortante interfacial, τ_i , y la fracción de entrapamiento, E . Estos son problemas sin resolver aún para condiciones de flujo vertical u horizontal.

La definición del esfuerzo cortante interfacial para flujo anular es

$$\tau_i = f_i \rho_c \frac{(U_c - U_F)^2}{2} \quad (3.118)$$



Como sugirió Alves⁵³, el factor de fricción interfacial puede ser expresado como

$$f_i = f_{CS} I \quad (3.119)$$

donde, f_{CS} , es el factor de fricción que podrá ser obtenido si solo el núcleo (fase gaseosa y entrampamiento) fluye en la tubería. Cálculos de, f_{CS} , serán basados en la velocidad superficial del núcleo ($U_{CS} = U_{GS} + EU_{LS}$).

Se utiliza el parámetro de corrección interfacial, I , para tomar en cuenta la rugosidad de la interfase. Alves⁵³ proporciona únicamente para flujo vertical diferentes expresiones para I . En este desarrollo, el parámetro I , es un promedio entre un factor horizontal y otro factor vertical, basado en el ángulo de inclinación, β , como sigue:

$$I_\beta = I_H \cos^2 \beta + I_V \sin^2 \beta \quad (3.120)$$

El parámetro de corrección horizontal está dado por Henstock y Hanratty⁵⁴.

$$I_H = 1 + 800 F_A \quad (3.121)$$

donde:

$$F_A = \frac{\left[(0.707 R_{eLS}^{0.5})^{2.5} + (0.0379 R_{eLS}^{0.9})^{2.5} \right]^{0.4}}{R_{eGS}^{0.9}} \left(\frac{U_L}{U_G} \right) \left(\frac{\rho_L}{\rho_G} \right)^{0.5} \quad (3.122)$$

y R_{eLS} y R_{eGS} son los números de Reynolds superficiales de gas y líquido. El parámetro de corrección vertical está dado por Wallis⁴⁰.

$$I_V = 1 + 300 \frac{\delta}{D} \quad (3.123)$$

La fracción de entrapamiento, E , es calculado por la correlación de Wallis⁴⁰.

$$E = 1 - e^{-[0.125(\varphi-1.5)]} \quad (3.124)$$

donde

$$\varphi = 10^4 \frac{U_{GS} \mu_G}{\sigma} \left(\frac{\rho_G}{\rho_L} \right)^{0.5} \quad (3.125)$$

TESIS CON
FALLA DE EFICIEN

3.3.4 MODELO UNIFICADO PARA FLUJO BURBUJA.

La extensión del modelo de Hasan y Kabir⁵⁵ para flujo burbuja para todo el rango de ángulos de inclinación en los pozos, se llevó a cabo tomando el componente de la velocidad de elevación de la burbuja en la dirección del flujo.

La velocidad del gas está dada por

$$U_G = C_0 U_M + U_{0\infty} \text{sen} \beta H_L^{0.5} \quad (3.126)$$

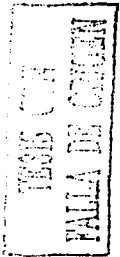
donde U_M es la velocidad de la mezcla, C_0 es un coeficiente de distribución de velocidad, $U_{0\infty}$ es la velocidad de elevación de la burbuja y $H_L^{0.5}$ es una corrección para burbujas deformadas. En el presente desarrollo, el coeficiente de distribución de velocidad $C_0 = 1.15$, como sugiere Chokshi⁵⁶, y la velocidad de elevación de la burbuja está dada por Harmathy⁵⁷, como sigue

$$U_{0\infty} = 1.53 \left[\frac{g\sigma(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} \quad (3.127)$$

Sustituyendo a la velocidad del gas en términos de velocidades superficiales resulta

$$\frac{U_{SG}}{1 - H_L} = C_0 U_M + U_{0\infty} \text{sen} \beta H_L^{0.5} \quad (3.128)$$

La ecuación (3.128) se resuelve numéricamente para determinar el colgamiento de líquido, H_L . Una vez que el colgamiento de líquido es calculado, los gradientes de presión por fricción y gravitacionales son determinados de una manera directa.



3.3.5 MODELO PARA FLUJO BURBUJA DISPERSA.

Para burbuja dispersa se considera el modelo homogéneo sin resbalamiento propuesto por Wallis⁴⁰, que considera las siguientes ecuaciones constitutivas:

- Colgamiento del líquido:

$$H_L = \frac{U_{LS}}{U_{LS} + U_{GS}} \quad (3.129)$$

- Caídas de presión:

$$\frac{dP}{dL} = \rho_{NC} g \sin \beta + \frac{\rho_{NC} f_{NC} (U_{LS} + U_{GS})^2}{2D} \quad (3.130)$$

- Densidad del núcleo:

$$\rho_{NC} = \rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L) \quad (3.131)$$

- Viscosidad del núcleo:

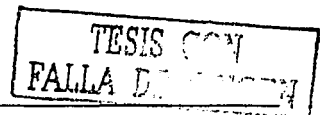
$$\mu_{NC} = \mu_L H_L + \mu_G (1 - H_L) \quad (3.132)$$

- Número de Reynolds en el núcleo:

$$R_{eNC} = \frac{\rho_{NC} (U_{LS} + U_{GS}) D}{\mu_{NC}} \quad (3.133)$$

3.4 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MECANÍSTICO.

En las figuras siguientes, 3.15 (A, B, C y D), se presenta el diagrama de flujo del modelo mecánico para predecir el comportamiento de flujo multifásico en tuberías.



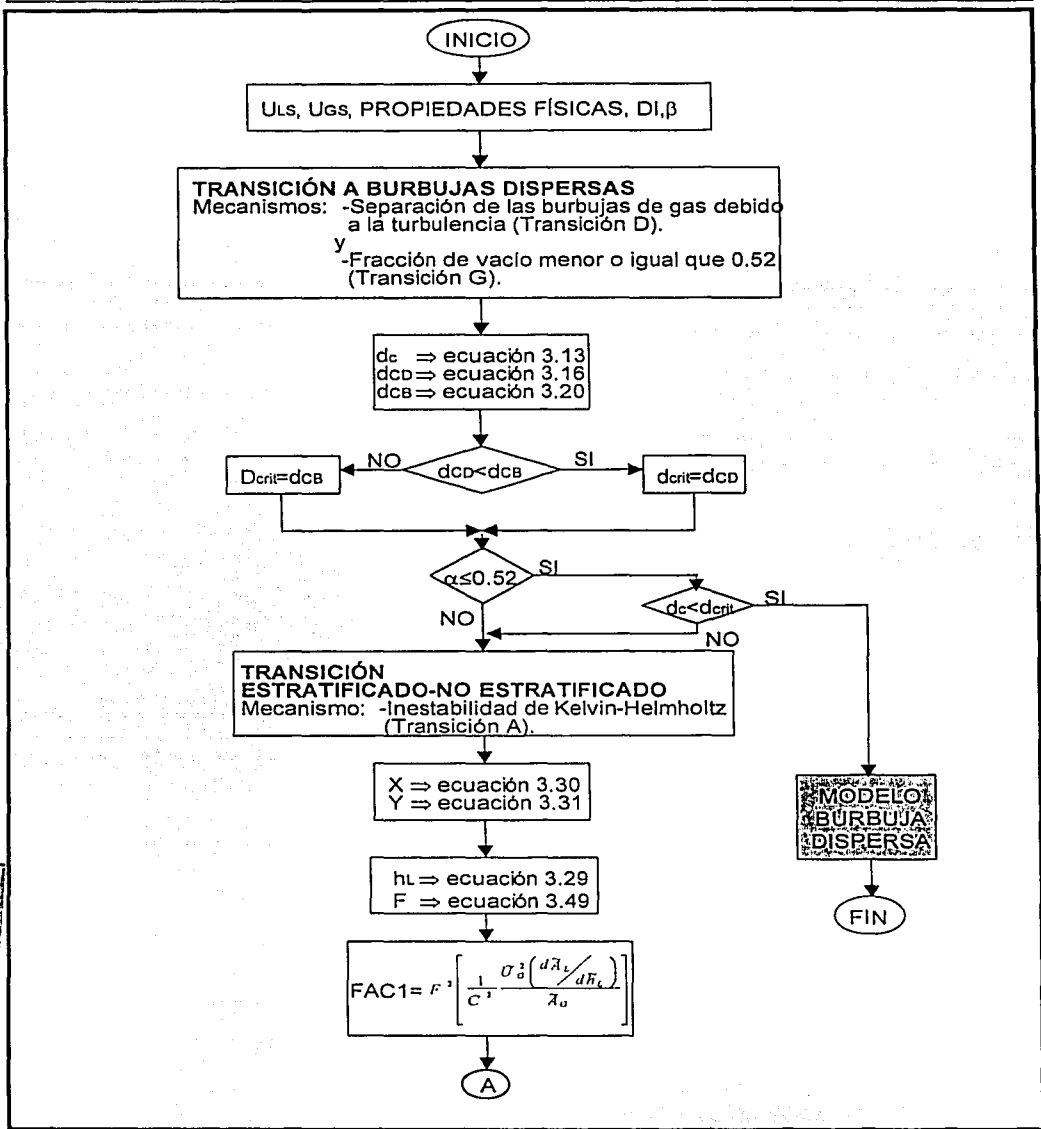


FIGURA 3.15A DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MECANÍSTICO.

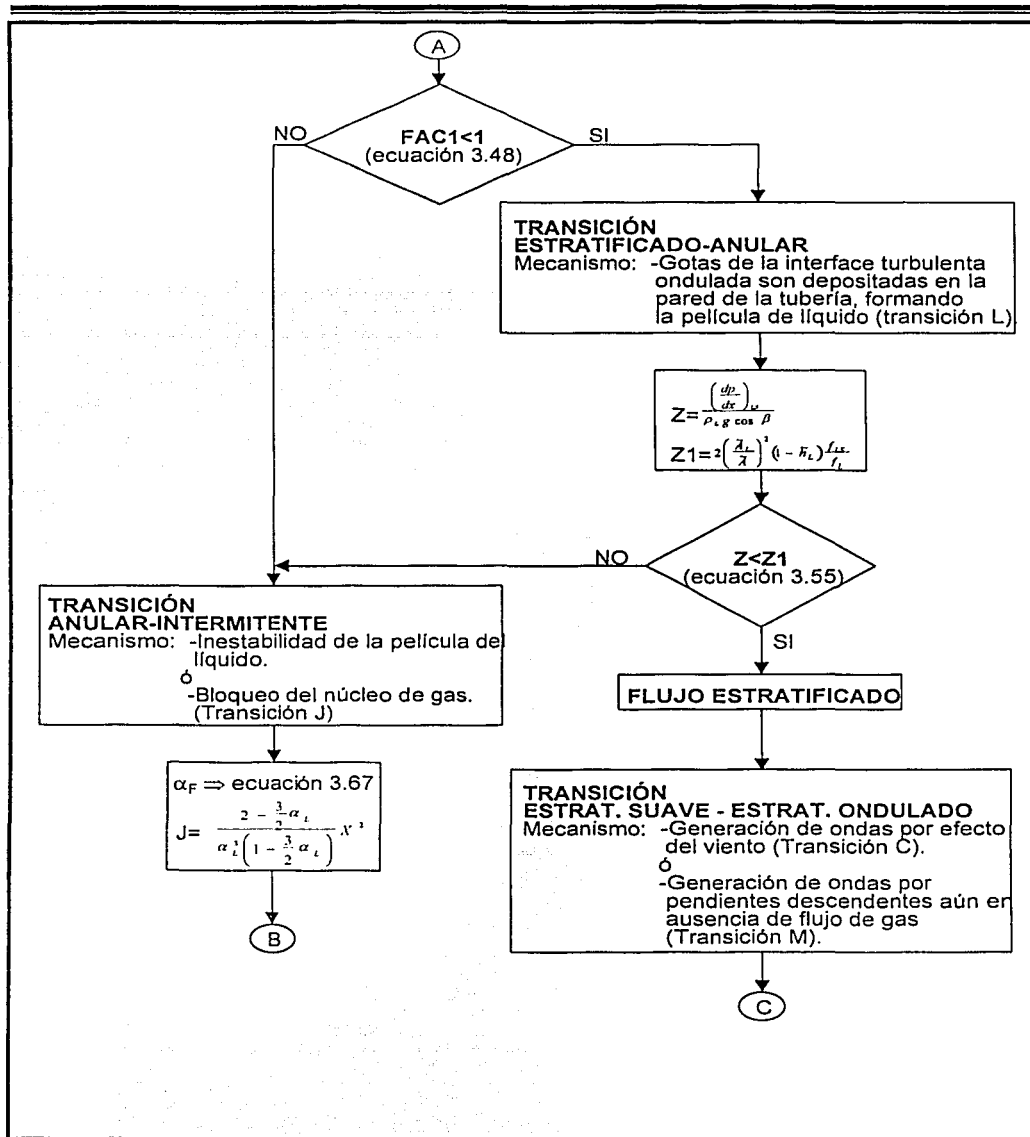


FIGURA 3.15B DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MECANÍSTICO.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

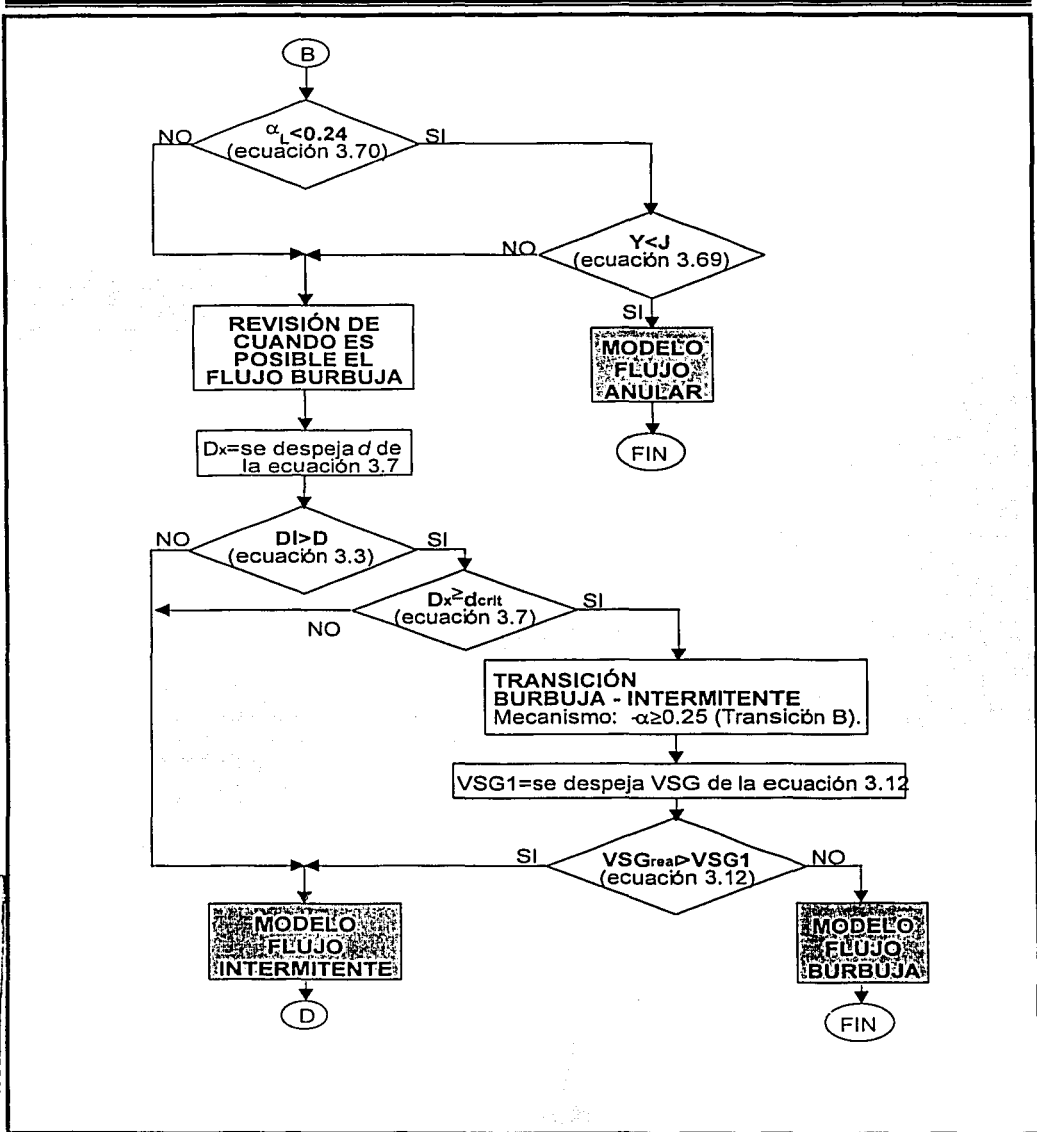


FIGURA 3.15C DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MECANÍSTICO.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

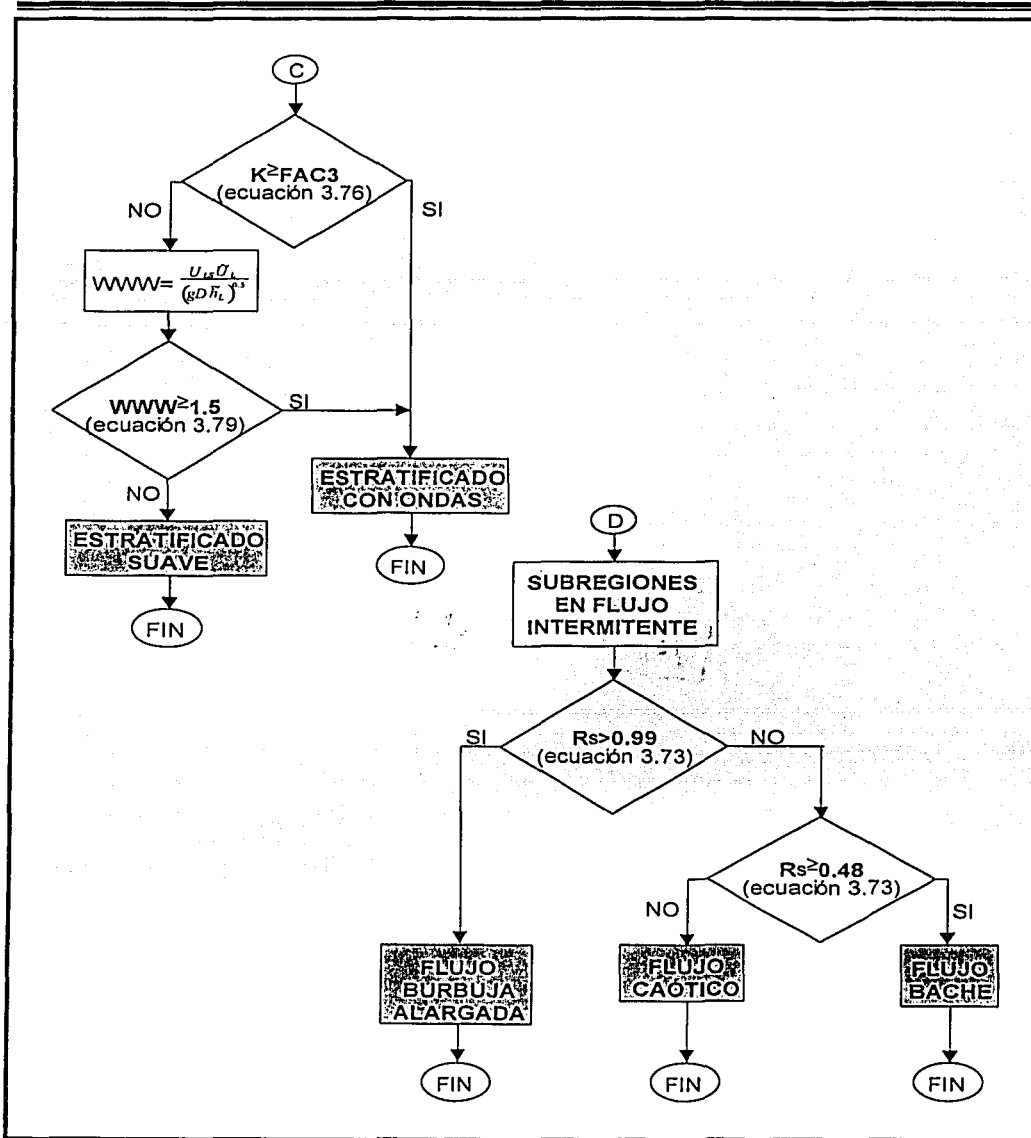


FIGURA 3.15D DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MECANÍSTICO.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4. OPTIMIZACIÓN MULTIVARIABLE DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.

Optimizar es sinónimo de buscar lo mejor, también alcanzar la ganancia máxima o tener la pérdida mínima. El hombre a lo largo de su historia ha intentado siempre proyectarse hacia la cumbre o alcanzar el éxito en sus actividades, en todas ellas las técnicas de optimización han formalizado y cuantificado, mediante procedimientos matemáticos, la forma de alcanzar lo mejor en alguna circunstancia o problema bien definido.

La optimización de los procesos alcanzó un auge importante en los tiempos recientes, debido principalmente al adelanto tecnológico que también se presentó en las computadoras, con las cuales actualmente se pueden resolver problemas a gran escala o complejidad en tiempos muy cortos.

El optimizar una variable de una función es trivial, simplemente se grafica la variable contra el criterio objetivo y se toma el valor extremo, solo se requiere la generación de una curva. El asunto se complica si muchas variables se van a optimizar de una función. Cuando se optimizan dos variables, la generación de la curva requerida para optimizar una variable llega a incrementarse a la generación de una familia de curvas. Si se optimizan tres variables, se requiere de una familia de curvas para cada valor discreto de la tercera variable. De esta manera la optimización llega a ser rápidamente intratable y es cuando el potencial de la optimización numérica llega a ser muy obvia.

Los conceptos de optimización fueron adoptados por la industria petrolera alrededor de 1950. La mayor parte de la literatura desde entonces se ha basado en técnicas de programación lineal aplicadas a yacimientos. De lo que, virtualmente la mayoría de los desarrollos han intentado modelar comportamientos de yacimientos mediante la linearización de estos y alimentarlo a alguna variación

de programación lineal, siendo el principal enfoque en cualquier caso el de modelar el comportamiento del yacimiento, existiendo pocos modelos que procuran optimizar el comportamiento del pozo. Para una descripción más detallada sobre métodos de optimización en ingeniería petrolera, ver Aronofsky⁵⁸.

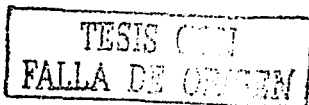
Como se mencionó en la introducción, los principales trabajos que tratan la optimización de los sistemas de producción, se mencionan a continuación:

Carroll y Horne¹⁵, presentaron un trabajo de optimización para sistemas de producción, donde se optimiza un solo pozo y se utilizan únicamente 3 correlaciones para el cálculo de caídas de presión en tuberías, sin considerar las tuberías en superficie, además de considerar composicional el modelo del separador. Para la optimización usaron dos tipos de técnicas, método del gradiente o derivativos y el método politope, determinando que la optimización por medio del método politope, es la más adecuada para este tipo de problemas.

Ravindran y Horne⁵⁹ ampliaron el trabajo comentado en el párrafo anterior, implementando la dimensión del tiempo. También concluyen que el método politope es el más adecuado para este tipo de problemas no lineales.

Palke y Horne⁶⁰ expandieron el trabajo de Ravindran y Horne⁵⁹ sustituyendo los modelos de aceite negro por composicionales, además de estudiar la utilización de los algoritmos genéticos, realizando el cálculo de caídas de presión en tuberías solamente con la correlación de Aziz y colaboradores¹⁷.

De lo cual se puede establecer, que los trabajos relacionados con la optimización del comportamiento del pozo referente al cálculo de caídas de presión en tuberías, han sido realizados mediante correlaciones únicamente.



4.1 FORMULACIÓN DE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN.

Una vez enfrentándose con la decisión de optimizar un proceso industrial, se requieren tres componentes básicos para la formulación del problema en términos matemáticos⁶¹:

- 1) El proceso o modelo matemático que rige el problema, además de una definición de las variables del proceso que pueden ser manipuladas o controladas.
- 2) Función objetivo. Definición del objetivo a optimizar.
- 3) Un procedimiento de optimización para la manipulación de las variables independientes del proceso, que maximice o minimice a la función objetivo, restringido por el modelo del proceso.

La Figura 4.1 muestra la perspectiva del problema de optimización.

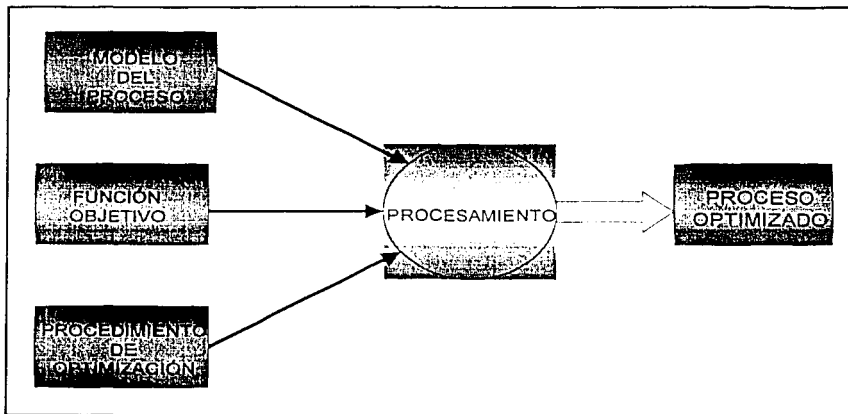
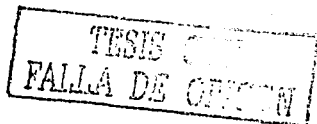


FIGURA 4.1 COMPONENTES PARA LA FORMULACIÓN DE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN.

4.2 PROCEDIMIENTO PARA ENFRENTAR EL PROBLEMA.

Al resolver un problema de optimización, la estructura y complejidad de las ecuaciones son importantes, ya que la mayor parte de los procedimientos de programación matemática hacen uso de la forma especial de los modelos económicos y del proceso (ecuaciones de restricción). Ejemplos de esto son: la programación lineal, en donde todas las ecuaciones son lineales. En consecuencia, es muy importante tener la capacidad de reconocer las posibilidades de las diversas técnicas de optimización en las distintas formulaciones del modelo económico y del proceso. Por ejemplo, si se puede obtener una representación satisfactoria del comportamiento del sistema usando sólo ecuaciones lineales, se utilizará la programación lineal, garantizándose con esto que se encontrará un óptimo global. Por otra parte, si se recurre a ecuaciones no lineales para representar el sistema, será necesario recurrir a las técnicas de búsqueda para ubicar el óptimo. Sin embargo, las técnicas de búsqueda cuando encuentran un punto sólo indican que es mejor que el punto de partida inicial, sin garantizar que éste sea el máximo o mínimo global.

Una manera prudente de optimizar la función del comportamiento de un pozo es por optimización numérica, particularmente optimización no lineal. La optimización no lineal encuentra una combinación de estas variables que resultan en un comportamiento óptimo del pozo y evita una solución de ensayo y error. Algunas ventajas de la optimización no lineal son por ejemplo, que no hay límite en el número de las variables de decisión para poder ser optimizadas simultáneamente; además, la función objetivo puede ser definida en una amplia variedad de caminos.



4.3 MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN MULTIVARIABLE NO LINEAL.

Los algoritmos de optimización no lineal pueden ser clasificados en tres grupos:

- 1) Algoritmos base derivativos, fundamentados en gradientes de la función objetivo tales como los métodos con técnicas de Newton.
- 2) Algoritmos basados en comparaciones de los valores de las funciones tal como el algoritmo politope.
- 3) Algoritmos genéticos, los cuales están basados en mecanismos de selección y genética natural.

4.3.1 ALGORITMOS BASE DERIVATIVOS.

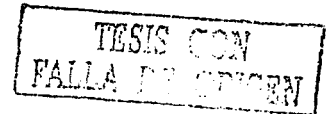
A continuación se describe muy brevemente este algoritmo debido a que en la simulación del comportamiento del pozo se presentan discontinuidades, que no permiten resolver el problema de optimización de manera efectiva, tal como ya fue determinado por Carroll y Horne¹⁵.

Existen muchas técnicas disponibles para minimizar o maximizar una función $F(\bar{x})$ donde las variables son agrupadas en un vector \bar{x}

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}$$

y

$$\bar{p} = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_n \end{bmatrix}$$



Todos los métodos usados para encontrar el extremo de las funciones no lineales son iterativos. Al inicio de la iteración k , el valor estimado inicial del mínimo será denotado por \bar{x}_k . La iteración k entonces consiste de calcular el vector desarrollo \bar{p}_k , del cual el nuevo estimado para el mínimo \bar{x}_{k+1} es encontrado de acuerdo a la ecuación

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k + \alpha_k \bar{p}_k \quad (4.1)$$

donde α_k es un escalar, y este es obtenido mediante un desarrollo lineal o es basado en la teoría del método utilizado. El método para la determinación de \bar{p}_k es lo que distingue un método de otro.

Métodos de optimización no lineal basados en las técnicas de Newton localizan el extremo mediante la aproximación de la función objetivo con un modelo cuadrático no lineal. Permitiendo a la función objetivo, F , ser una función no lineal del vector de variables de decisión, \bar{x} .

$$F = f(\bar{x}) \quad (4.2)$$

El método de Newton aproxima la función objetivo no lineal, F , con un modelo cuadrático, Q , la cual es también una función del vector de variables de decisión, \bar{x} .

$$Q(\bar{x}) \approx F(\bar{x}) \quad (4.3)$$

La aproximación cuadrática,

$$Q(\bar{x}) = g^T \bar{x} + \frac{1}{2} \bar{x}^T G \bar{x} \quad (4.4)$$

puede ser conceptualizada, en dos dimensiones, como un tazón. Si la matriz G es definida negativa, la expresión es limitada por arriba e ilimitada por la parte inferior (el tazón está boca abajo) y por lo tanto se tendrá un máximo. Contrariamente, si la matriz G es definida positiva, la expresión es limitada por la parte de abajo e ilimitada por la parte superior (el tazón está boca arriba) y se tendrá un mínimo. Si G es indefinida, la expresión es ilimitada tanto por arriba como por abajo y por lo tanto no tiene un extremo.

Así, el mínimo de una función puede ocurrir solo donde el vector gradiente desaparece o se desvanece, y el vector gradiente desaparece solo en un punto estacionario.

Para encontrar el punto estacionario de la aproximación cuadrática, se toma el gradiente de Q y se iguala a cero. Si el modelo cuadrático es una buena aproximación de la función objetivo, entonces el punto estacionario del modelo cuadrático deberá estar cerca de un punto estacionario de la función objetivo. El punto estacionario del modelo cuadrático es tomado como la nueva estimación del punto estacionario de la función objetivo y el proceso se repite hasta que algún criterio de convergencia es satisfecho.

Si la función objetivo es cuadrática en forma, entonces la aproximación cuadrática es exacta y el método de Newton convergerá al punto estacionario en una sola iteración.

Para una revisión más detallada de este método de optimización aplicado a los sistema de producción, ver el trabajo realizado por Carroll y Horne¹⁵.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.3.2 ALGORITMOS BASADOS EN COMPARACIONES DE LOS VALORES DE LAS FUNCIONES.

Los métodos base derivativos requieren una función suave y continua, además de ser doblemente diferenciable, incrementando la complejidad si estos métodos son usados en funciones no suaves. Afortunadamente, existen métodos alternativos disponibles que no requieren de información derivativa. Estos métodos alternos son llamados métodos de desarrollo directo o métodos comparativos de la función. Estos requieren nada mas que el valor de la función objetivo en muchos puntos diferentes y son igualmente aplicables a funciones suaves y no suaves. El concepto del método de desarrollo directo es simple de entender pero algunas veces deben ser modificados para mejorarlos. Además, a causa de la naturaleza heurística del método de desarrollo directo, no garantiza que pueda obtenerse su convergencia.

4.3.2.1 ALGORITMO POLITOPE.

El algoritmo Polítope es un buen ejemplo de un método de comparación de la función. Para un problema que consiste de n variables de decisión, se crea un Polítope de $n+1$ puntos. Se evalúa a la función objetivo en cada punto y entonces el Polítope se mueve lejos del punto que es el de valor más grande (cuando se está minimizando), mediante el reemplazamiento de éste por un nuevo punto en el lado opuesto del Polítope. Éste es el punto reflejado. Si el punto reflejado es "bueno", el Polítope intenta expandirse en esa dirección. Si el punto reflejado es un punto "malo", el Polítope se contrae en tamaño. El Polítope se mueve a lo largo de una nueva evaluación de la función a un tiempo, reflejando, expandiendo y contrayendo. En el mínimo de la función, éste deberá contraerse a un tamaño suficientemente pequeño para satisfacer el criterio de convergencia.

TESIS CON
VALIA DE CORTEN

DESCRIPCIÓN:

Para un problema n -dimensional, el Polítopo consiste de $n+1$ puntos, $\bar{x}_1, \bar{x}_2, \dots, \bar{x}_{n+1}$. La función objetivo se evalúa en cada uno de los puntos y los valores de la función, F_1, F_2, \dots, F_{n+1} , son clasificados tales que $F_{n+1} \geq F_n \geq \dots \geq F_2 \geq F_1$. El valor de función máximo, F_{n+1} , y su correspondiente punto, \bar{x}_{n+1} , son removidos del juego del polítopo. El centroide de los n puntos remanentes está dado por

$$\bar{c} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \bar{x}_j \quad (4.5)$$

El centroide se utiliza para generar el punto de reflexión de ensayo (ver figura 4.2),

$$\bar{x}_r = \bar{c} + \alpha(\bar{c} - \bar{x}_{n+1}) \quad (4.6)$$

donde α es el coeficiente de reflexión ($\alpha \approx 1$). Evaluando la función en \bar{x}_r se obtiene F_r . Existen tres posibilidades para reflejar el valor de la función, F_r , cuando compara el juego de valores existentes, (ver figura 4.2):

A) Éste es el nuevo valor bajo.

B) Éste es el nuevo valor alto.

C) Éste está entre

A) $F_r < F_1$. Si el valor de la función reflejado es el nuevo valor bajo, entonces se asume que ésta es una "buena" dirección e intenta expandir el polítopo regularmente a lo largo del vector reflejado más alejado. El punto de expansión, \bar{x}_e , está dado por

$$\bar{x}_e = \bar{c} + \beta(\bar{x}_r - \bar{c}) \quad (4.7)$$

donde β es el coeficiente de expansión ($\beta > 1$). El valor de expansión, F_e , es obtenida en \bar{x}_e . Si $F_e < F_r$ entonces la expansión ha sido exitosa y \bar{x}_e reemplaza \bar{x}_{n+1} .

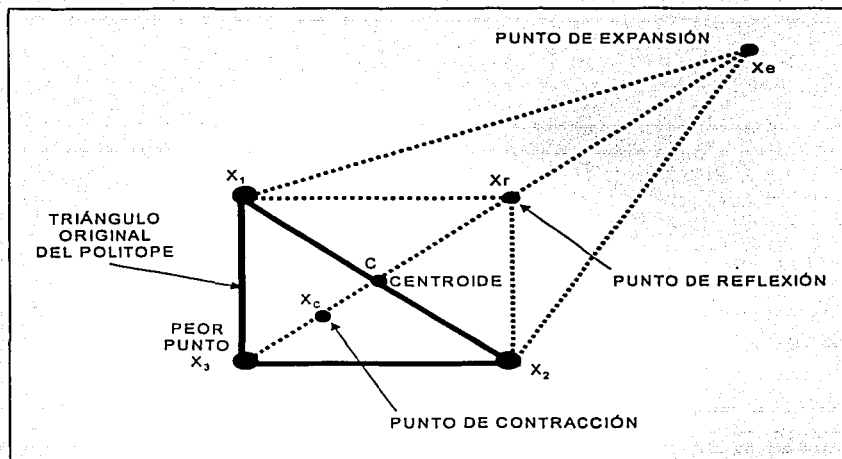


FIGURA 4.2 POLIPODE EN DOS DIMENSIONES CON PUNTOS DE REFLEXIÓN, EXPANSIÓN Y CONTRACCIÓN¹⁵.

B) $F_r > F_n$. Si el valor reflejado es mayor que el valor más grande en el juego, el polítopo está asumiendo que es demasiado grande y éste es contraído, el punto de contracción, \bar{x}_c , está dado por

$$\bar{x}_c = \bar{c} + \gamma(\bar{x}_{n+1} - \bar{c}) \quad \text{si } F_r \geq F_{n+1} \quad (4.8)$$

$$\bar{x}_c = \bar{c} + \gamma(\bar{x}_r - \bar{c}) \quad \text{si } F_r < F_{n+1} \quad (4.9)$$

donde γ es el coeficiente de contracción ($0 < \gamma < 1$). El valor de contracción, F_c , es obtenido en \bar{x}_c . Si $F_c < \min\{F_r, F_{n+1}\}$ entonces el paso de contracción ha sucedido y \bar{x}_{n+1} es reemplazado por \bar{x}_c . De otra manera, se desarrollará una contracción adicional.

C) $F_1 \leq F_r \leq F_n$. Si el valor de la función reflejada no es el nuevo valor bajo o el nuevo valor alto, entonces el punto de reflexión, \bar{x}_r , se adiciona al juego de puntos y reemplaza a \bar{x}_{n+1} .

Por lo tanto, \bar{x}_{n+1} puede ser reemplazado por cualquiera \bar{x}_r, \bar{x}_c , o \bar{x}_v y se inicia una nueva iteración.

Una de las dificultades con el algoritmo politope es distinguir cuando el algoritmo está experimentando dificultades temporales y cuando éste ha encontrado el mínimo. Nelder y Mead⁶² sugirieron dos criterios de paro:

Criterio 1:

El algoritmo se detiene cuando el error relativo en los valores de función (entre el mejor y el peor) es menor que la tolerancia especificada.

$$|F_1 - F_{n+1}| \leq \varepsilon(1 + |F_1|) \quad (4.10)$$

TESIS CON
FALLA DE ORDEN

Criterio 2:

El algoritmo se detiene cuando la desviación estándar de los valores de la función en los $(n+1)$ puntos actuales es menor que la tolerancia especificada.

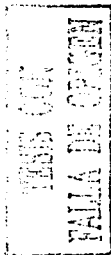
$$\sum_{i=1}^{n+1} \left(F_i - \frac{\sum_{j=1}^{n+1} F_j}{n+1} \right)^2 \leq \varepsilon \quad (4.11)$$

Donde ε es una tolerancia especificada. Tan pronto como cualquiera de los dos criterios sea satisfecho, se supone que se ha alcanzado la convergencia.

Además de reflejar, contraer y expandir, el algoritmo politope también incluye reinicialización y encogimiento. Reinicializar involucra crear un nuevo Politope cuyos vértices son equidistantes del centroide en curso. Es necesario reinicializar si el Politope llega a desbalancearse después de muchos ciclos de contraerse y expandirse en diferentes dimensiones. También es necesario reinicializar si el Politope empieza a oscilar para atrás y adelante entre los mismos puntos, reflejando de un lado a otro el Politope. Adicionalmente, se requiere el encogimiento del Politope, si un paso de contracción falla o si el mejor punto permanece sin cambios para muchas iteraciones. Este encogimiento del Politope involucra modificar todos los vértices próximos al mejor punto por alguna fracción.

Para una completa descripción de este método, ver Nelder y Mead⁶² o Gill y colaboradores⁶³.

Para este tipo de algoritmo, están disponibles subrutinas de optimización en librerías de software tales como las presentadas por IMSL⁶⁴.



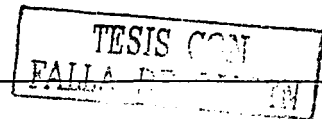
4.3.3 ALGORITMOS GENÉTICOS.

Los Algoritmos Genéticos (AG) son algoritmos aleatorios de optimización basados en los conceptos de la teoría de evolución biológica (Goldberg⁶⁵). Estos consisten en mantener una población de cromosomas (individuos), los cuales representan soluciones potenciales del problema a ser resuelto, que es la optimización de una función generalmente muy compleja. Cada individuo en la población tiene un desempeño asociado, indicando la utilidad o adaptación de la solución que ésta representa.

Un AG empieza con una población de cromosomas generados aleatoriamente y avanza asignando mejores cromosomas mediante la aplicación de operadores genéticos, que modelan los procesos genéticos que ocurren en la naturaleza. Durante iteraciones sucesivas, llamadas generaciones, los cromosomas son evaluados como posibles soluciones. Basado en estas evaluaciones una nueva población es formada usando un mecanismo de selección y aplicando operadores genéticos tales como el cruzamiento y mutación.

Aunque existen muchas variantes posibles en la base de los AG, la operación de un algoritmo estándar es descrito en los siguientes pasos:

- 1) Crear aleatoriamente una población inicial de cromosomas.
- 2) Calcular el desempeño de todos los miembros de la población en curso.
- 3) Si existe un miembro de la población en curso que satisface los requerimientos del problema entonces parar. De otro manera, se continua con el siguiente paso.



- 4) Crear una población intermedia mediante miembros extraídos de la población en curso usando un operador de selección.
- 5) Generar una nueva población mediante la aplicación de operadores genéticos de cruzamiento y mutación a esta población intermedia.
- 6) Regresar al paso 2.

De forma general, la siguiente figura ilustra el desarrollo y estructura de un Algoritmo Genético:

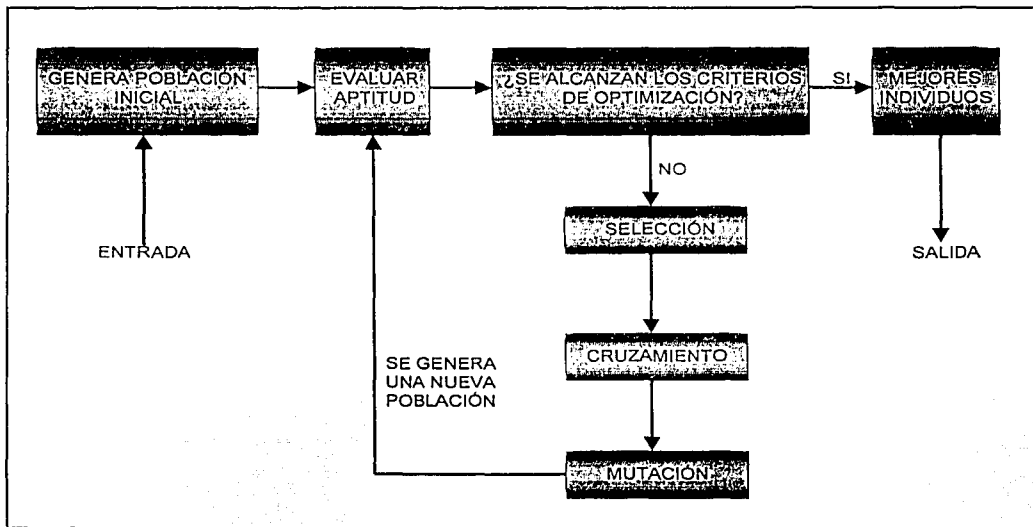


FIGURA 4.3 ESTRUCTURA GENERAL DEL ALGORITMO GENÉTICO⁶⁶.

TESIS C.I.
FALLA DE CHILEN

Los algoritmos genéticos son diferentes de la optimización y los procedimientos de búsqueda clásicos, en tres aspectos:

- 1) Los AG buscan dentro de una población de puntos, no en un solo punto.
- 2) Los AG utilizan recompensas (función objetivo) a la información, no derivaciones o algún otro conocimiento.
- 3)- Los AG utilizan reglas de transición probabilística, no reglas deterministas.

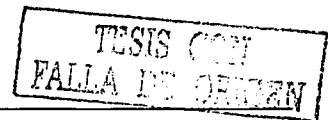
4.3.3.1 ALGORITMO GENÉTICO CON CODIFICACIÓN REAL.

La representación más común en AG es binaria (Goldberg⁶⁵). Los cromosomas consisten de un conjunto de genes, los cuales son generalmente caracterizados con $\{0,1\}$. Además, un cromosoma es un vector x que consiste de l genes c_i :

$$x = (c_1, c_2, \dots, c_l), \quad c_i \in \{0,1\},$$

donde l es la longitud del cromosoma.

Sin embargo, en los problemas de optimización de parámetros con variables en dominio continuo, éste es más natural para representar los genes directamente como números reales debido a que las representaciones de las soluciones son muy cercanas a la formulación natural, por ejemplo, no existen diferencias entre el genotipo (código) y fenotipo (espacio de desarrollo).



En este caso, un cromosoma es un vector de números de punto flotante. La longitud del cromosoma es la longitud del vector de la solución del problema; entonces, cada gene representa una variable del problema. Los valores del gene son forzados a mantenerse en el intervalo establecido por las variables que ellos representan, así los operadores genéticos deberán cumplir estos requerimientos.

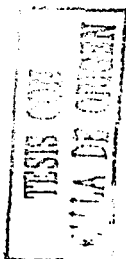
A continuación, se muestran los elementos principales de un algoritmo genético.

REPRESENTACIÓN DE LA POBLACIÓN E INICIACIÓN.

El AG opera en un número de soluciones potenciales, llamadas población. Típicamente una población está compuesta de entre 30 y 100 individuos, aunque existen variantes que utiliza poblaciones pequeñas de aproximadamente 10 individuos.

FUNCIÓN OBJETIVO.

La función objetivo se utiliza para proporcionar una medida de cómo el individuo tiene un comportamiento en el dominio del problema. En el caso de un problema de maximización, el mejor individuo ajustado tendrá el mayor valor de la función objetivo asociada. Esta medida bruta del desempeño es generalmente solo utilizada en etapas intermedias para determinar el comportamiento relativo del individuo en un AG.



FUNCIÓN DE DESEMPEÑO.

La función de desempeño se utiliza normalmente para transformar el valor de la función objetivo dentro de una medida relativa de desempeño.

En nuestro caso, la asignación de la aptitud se realiza mediante el ordenamiento de la población de acuerdo al valor de la función objetivo que tenga cada individuo, así cada individuo tiene una jerarquía o posición dentro de la población. Una vez establecida esta jerarquización de todas las posibles soluciones dentro de la población, se prosigue a realizar un mapeo para obtener la probabilidad de sobrevivencia (desempeño) de cada solución en la siguiente generación. Así los métodos utilizados para evaluar el desempeño fueron:

Lineal:

$$Fitm(Pos_i) = 2 - SP + \frac{2(SP - 1)(Pos_i - 1)}{Nind - 1} \quad (4.12)$$

No Lineal:

$$Fitm(Pos_i) = \frac{Nind(Y^{(Pos_i-1)})}{\sum_{i=1}^{Nind} X_{(i)}} \quad (4.13)$$

Donde:

X =Cromosoma.

Pos =Posición de cada solución en la población.

SP =Presión de selección, es decir el valor de desempeño relativo que se desea asignar a la mejor solución.

$Nind$ =Número de elementos que componen a la población.



Y es calculada como la raíz del polinomio:

$$0 = (SP - 1)Y^{Nind-1} + (SP)Y^{Nind-2} + \dots + (SP)Y + SP \quad (4.14)$$

En la figura siguiente se muestra el comportamiento del método de desempeño empleado.

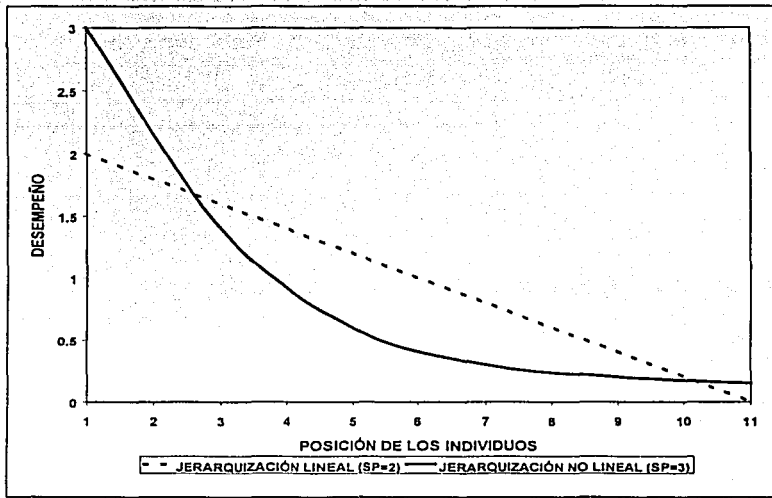


FIGURA 4.4 COMPORTAMIENTO DE LA JERARQUIZACIÓN LINEAL Y NO LINEAL.

En muchos casos, el valor de la función de desempeño corresponde al número de descendientes que un individuo puede esperar para reproducir en la siguiente generación. Baker⁶⁷ sugiere que mediante la limitación del rango de reproducción, los individuos no generan un excesivo número de descendientes, previniendo una convergencia prematura. Aquí, a los individuos se les asigna un desempeño de acuerdo a su jerarquización en la población en vez de su crudo desarrollo.

SELECCIÓN.

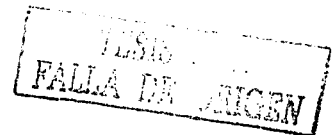
La selección es el proceso de determinar el número de veces, o ensayos, que un individuo en particular se elige para su reproducción, es decir, el número de descendientes que un individuo producirá. La selección de individuos puede ser vista como dos procesos separados:

- 1) Determinación del número de ensayos que un individuo puede esperar a recibir.
- 2) Conversión del número esperado de ensayo dentro de un número discreto de descendientes.

La primera parte es concerniente con la transformación de los valores crudos del desempeño en valores reales esperados de probabilidad del individuo para reproducir. La segunda parte es la selección probabilística de los individuos para reproducción basada en el desempeño relativo del individuo a algún otro.

Existen muchos métodos de selección, uno de estos es el del torneo, donde dos soluciones son comparadas y la que tenga mejor desempeño es nombrada ganadora y seleccionada, éste enfoque es útil cuando la solución del problema tiende a ser combinación de solo soluciones con buen desempeño.

Otro método de selección es el muestreo aleatorio universal, donde el desempeño de todas las soluciones en la población es mapeado como segmentos continuos de una ruleta y se define un número igual de apuntadores equidistantemente separados, como se muestra en la siguiente figura.



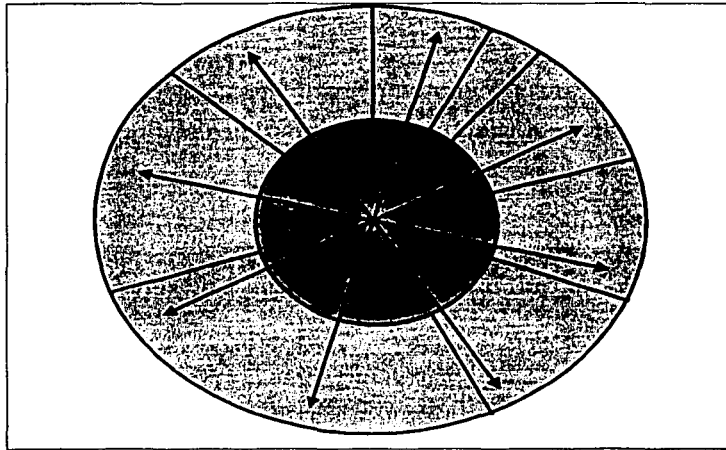


FIGURA 4.5 EJEMPLO DEL COMPORTAMIENTO DEL MUESTREO ALEATORIO UNIVERSAL.

Con este mecanismo la probabilidad de selección está dada por:

$$F(x_i) = \frac{f(x_i)}{\sum_{i=1}^{Nind} f(x_i)} \quad (4.15)$$

Donde $f(x_i)$ es el desempeño de la solución x_i y $F(x_i)$ es la probabilidad de que la solución sea seleccionada.

La implementación está basada en la obtención de la suma acumulativa de los valores de desempeño y la generación de n números igualmente espaciados en el intervalo.

4.3.3.2 OPERADORES GENÉTICOS.

La técnica de búsqueda de los Algoritmos Genéticos se basa en los mecanismos de selección que utiliza la naturaleza, como son el cruzamiento y la mutación, para finalmente utilizar la reinserción para obtener la nueva generación. Estos operadores genéticos se describen brevemente a continuación.

CRUZAMIENTO (RECOMBINACIÓN).

El operador básico para reproducción de nuevos cromosomas en los AG es el cruzamiento. Lo mismo sucede en la naturaleza, el cruzamiento produce nuevos individuos que tienen algunas partes del material genético de ambos padres.

Dadas las restricciones que plantea el problema de optimización de sistemas de producción y el tipo de codificación del cromosoma, se implementaron y probaron dos tipos de cruzamiento.

Se supone que, $C_1 = (c_1^1, \dots, c_N^1)$ y $C_2 = (c_1^2, \dots, c_N^2)$ son dos cromosomas seleccionados para aplicar el operador de cruzamiento.

CRUZAMIENTO SENCILLO: Aleatoriamente se escoge el cromosoma padre que heredará al gene en la posición correspondiente del cromosoma descendiente H .

$$H = (c_1^1, c_2^2, c_3^1, \dots, c_p^1, c_{p+1}^2, \dots, c_N^1) \quad (4.16)$$

CRUZAMIENTO PLANO: Se genera un descendiente $H = (h_1, \dots, h_i, \dots, h_N)$, donde h_i es un valor seleccionado con una distribución uniformemente aleatoria del intervalo $[\min(c_i^1, c_i^2), \max(c_i^1, c_i^2)]$.

MUTACIÓN.

En la evolución natural, la mutación es un proceso aleatorio donde un gene es reemplazado por otro para producir una nueva estructura genética. En los AG, la mutación es aleatoriamente aplicada con baja probabilidad, típicamente en el rango de 0.001 y 0.01, y modifica elementos en los cromosomas. Generalmente la mutación se considera como un operador de antecedentes o experiencia, el desempeño de la mutación es visto frecuentemente como el de proporcionar una garantía que la probabilidad de alcanzar cualquier cadena dada, nunca será cero, y actúa como una red de seguridad para recuperar buen material genético que pudo ser perdido a través de la acción de la selección o el cruzamiento.

Sea $C = (c_1, c_2, \dots, c_N)$ un cromosoma o solución dentro de la población y donde a_i y b_i son las cotas inferior y superior respectivas de las variables del espacio de soluciones.

MUTACIÓN ALEATORIA: Se selecciona un conjunto K de posiciones aleatorias dentro del cromosoma y mediante una distribución uniformemente aleatoria se elige.

MUTACIÓN ONTOGÉNICA: Se supone que el cromosoma a ser mutado es $C_i = (c_1^i, c_2^i, \dots, c_N^i)$, posteriormente se crea un individuo nuevo y ajeno a la población $C_z = (c_1^z, c_2^z, \dots, c_N^z)$ y se aplica cruzamiento sencillo, finalmente el descendiente mutado resulta ser $H = (c_1^i, c_2^z, c_3^z, \dots, c_p^i, c_{p+1}^z, \dots, c_N^z)$.



REINSERCIÓN.

Una vez que se han mutado y cruzado las soluciones más probables a dejar su herencia de desempeño, el último paso dentro del ciclo del algoritmo genético es insertar las nuevas soluciones, es decir, insertar la descendencia en la población actual. Para este problema se implementaron dos tipos de inserción:

REINSERCIÓN DE SELECCIÓN UNIFORME: En ésta, la descendencia sustituye a los padres mediante una selección uniformemente aleatoria.

REINSERCIÓN BASADA EN LA SELECCIÓN DEL DESEMPEÑO: En este esquema los descendientes reemplazan a los padres con menor valor de desempeño.

4.3.3.3 DESARROLLO DEL ALGORITMO.

El algoritmo genético adecuado específicamente para llevar a cabo la optimización del sistema de producción descrito en este trabajo, se desarrolló en la Universidad Nacional Autónoma de México, en el Laboratorio de Computación Adaptable¹¹⁰. Durante su desarrollo, se asesoró al personal del laboratorio mencionado, en el conocimiento del comportamiento del sistema de producción y así definir de forma eficiente el problema a optimizar, además de apoyar en la definición de los métodos y características de los operadores genéticos y elementos principales del algoritmo, basado en resultados del optimizador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIK
FALLA DE

5. DESARROLLO DEL MODELO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

5.1 MODELO MECANÍSTICO PARA CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS.

Llevando a cabo la formulación indicada por Gómez¹⁸ para el desarrollo del modelo mecanístico, sin aplicar la eliminación de discontinuidades entre patrones de flujo, se realizaron las superficies de gradientes de presión, Figuras 5.1 y 5.2, que considera un sistema base agua – aire a condiciones atmosféricas, un ángulo de inclinación de la tubería de +90° (flujo ascendente), y para diámetros internos de tuberías de 0.0508 m (2 pg.) y 0.1778 m (7 pg.), respectivamente.

En el cálculo de las superficies de gradiente de presión de las Figuras 5.1 y 5.2, se detectó que la correlación de Gómez⁵² para la predicción del colgamiento del líquido en el bache de líquido, H_{LLS} , en flujo bache para el caso de diámetro de tubería de 0.0508 m (Figura 5.1), a bajas velocidades superficiales de líquido y gas (0.001 y 0.064 m/s, respectivamente), se predicen valores del colgamiento del orden de 0.489, tendiendo a un valor menor mientras se incrementa la velocidad del gas, y para velocidades superficiales de líquido mayores a 0.091 m/s, la predicción del colgamiento en el bache de líquido es por debajo del valor mínimo de 0.48, independiente de la velocidad superficial del gas. Cabe hacer notar que en el punto 3.1.5.2 de este trabajo, se mencionó que el valor mínimo para mantener estable el bache de líquido debe ser de 0.48, debido a que a valores menores se pasa de flujo bache a flujo anular.

Para el caso de la tubería de 0.1778 m de diámetro (Figura 5.2), en flujo bache, la predicción del colgamiento del líquido en bache siempre fue menor al mínimo de 0.48.

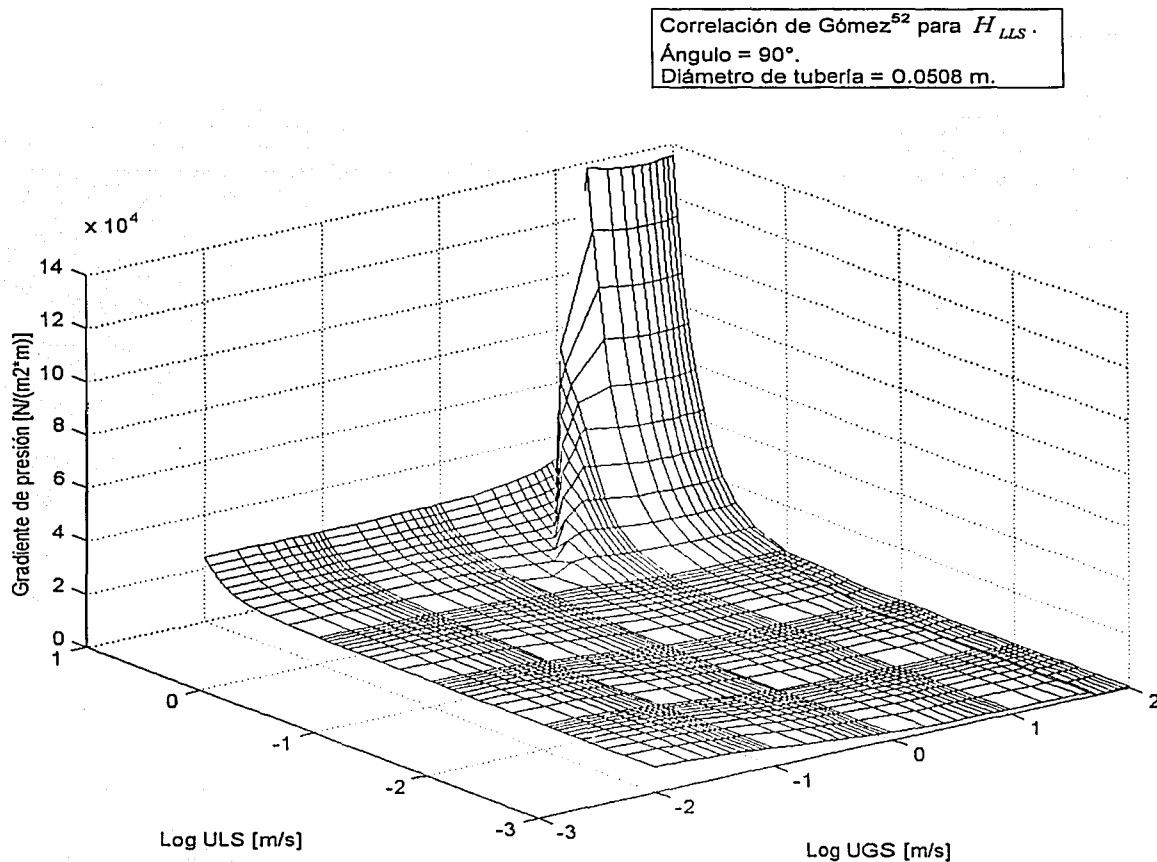


FIGURA 5.1 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA AIRE – AGUA.

TESIS C
FALLA DE OPCIÓN

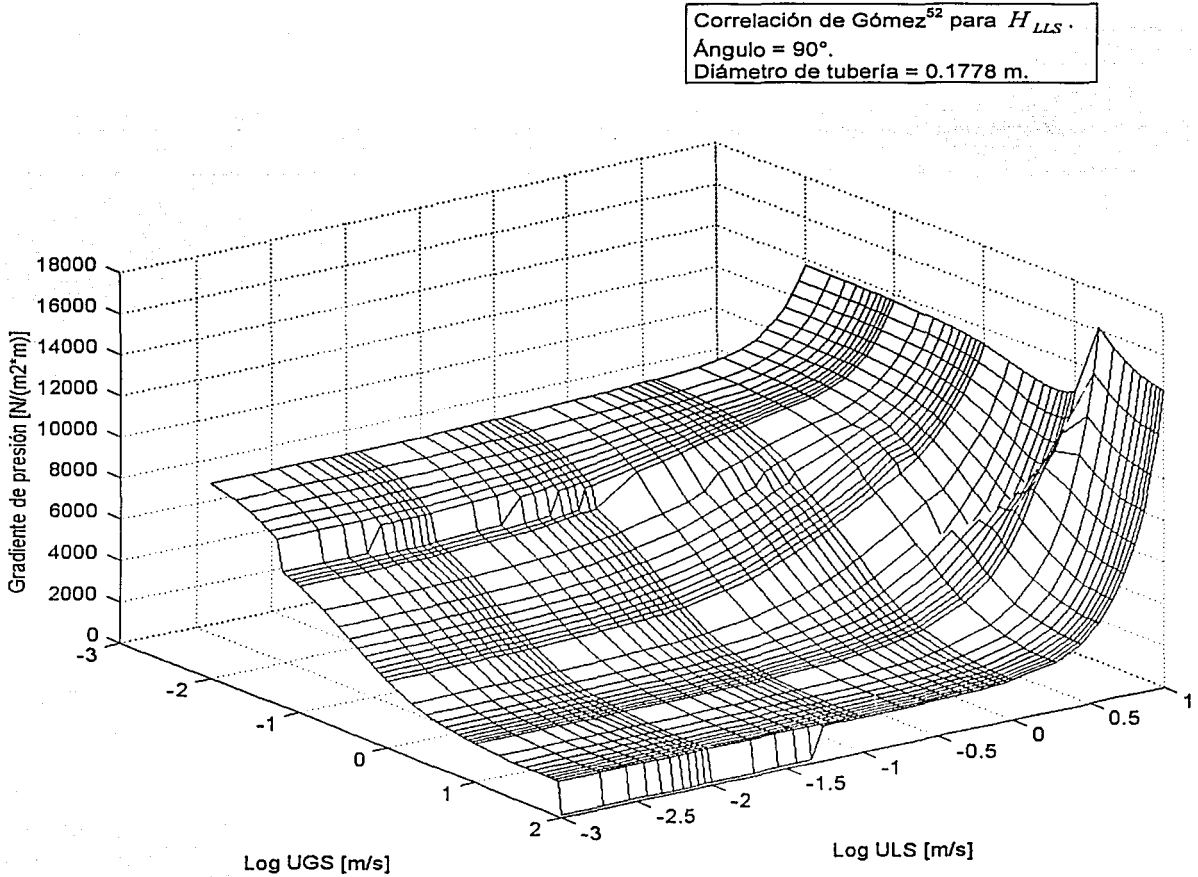
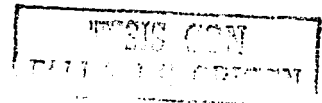


FIGURA 5.2 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA AIRE - AGUA.



Respecto a las figuras, se observa que para diámetros pequeños de tubería (0.0508 m), no se detecta algún cambio en la superficie de gradiente de presión del comportamiento mencionado, Figura 5.1; sin embargo para diámetros mayores (0.1778 m), se detecta una discontinuidad a velocidades superficiales de gas mayores que 0.055 m/s, ver Figura 5.2.

Dado este comportamiento en flujo bache, referente a la predicción del colgamiento de líquido en el bache, se cambió el sistema aire - agua a un sistema gas – aceite para cotejar este comportamiento. En la Tabla 5.1 se muestran las propiedades del sistema gas – aceite utilizadas para la realización de los mapas de gradientes de presión.

VARIABLE	VALOR
Ángulo	+90° flujo ascendente
Diámetro de la tubería [m]	0.0508 y 0.1778
Rugosidad absoluta [m]	0.00018
Densidad absoluta del gas [kg/m ³]	92
Densidad absoluta del aceite [kg/m ³]	760
Viscosidad del gas [kg/m-s]	0.000016
Viscosidad del aceite [kg/m-s]	0.000915
Tensión superficial gas-líquido [N/m]	0.0087
Temperatura [°C]	25
Presión [atm.]	1
Fracción de agua	0.0

TABLA 5.1 PROPIEDADES DEL SISTEMA GAS – ACEITE.

En las Figuras 5.3 y 5.4, se muestran los mapas de gradientes de presión para el sistema gas – aceite descrito en la Tabla 5.1, para diámetros internos de tubería de 0.0508 m (2 pg.) y 0.1778 m (7 pg.), respectivamente.

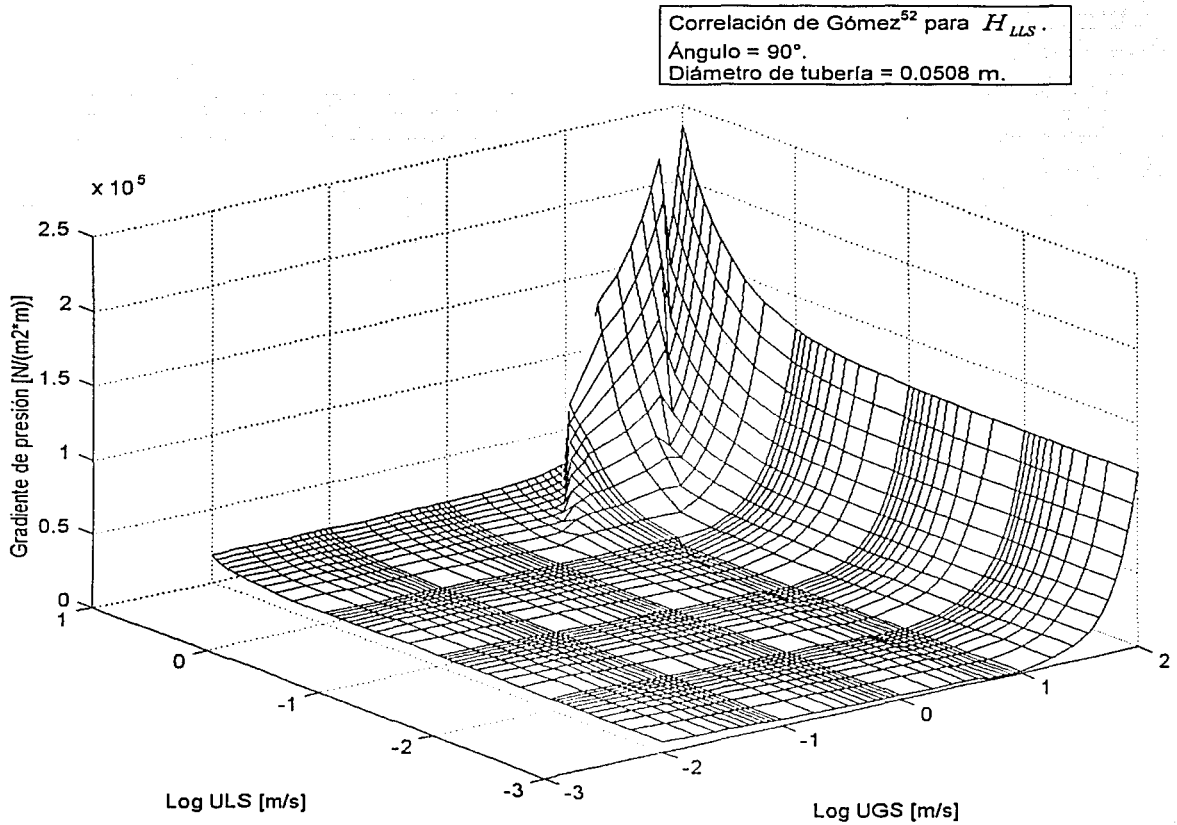
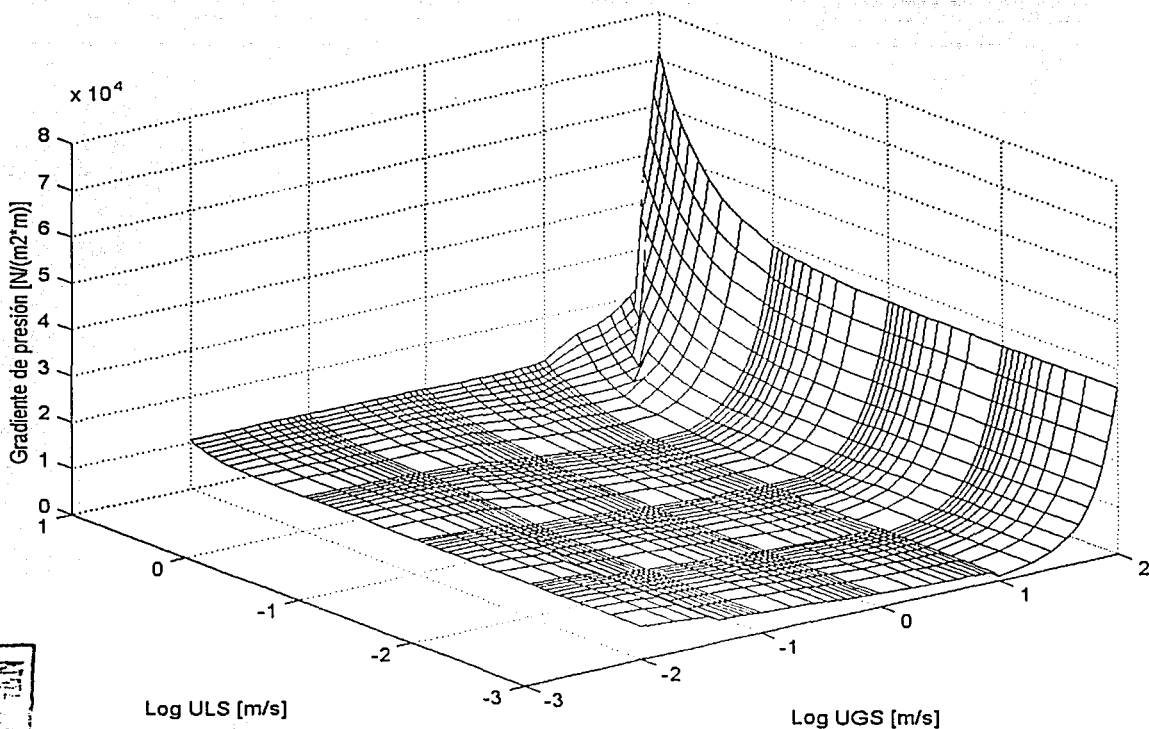


FIGURA 5.3 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

Correlación de Gómez⁹² para H_{LLS} .
Ángulo = 90°.
Diámetro de tubería = 0.1778 m.



TESIS CCY
FALLA DE ORIGEN

FIGURA 5.4 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

Del cálculo para el desarrollo de las Figuras 5.3 y 5.4, se encontró un comportamiento similar para flujo bache, referente a la obtención de valores bajos del colgamiento de líquido en el bache de líquido, iniciando con valores de 0.49 y disminuyendo, para el caso de diámetro de tubería de 0.0508 m. Para la tubería con diámetro de 0.1778, se obtienen valores máximos de colgamiento de líquido en el bache de 0.4847. No se detecta un cambio importante del gradiente de presión en la Figura 5.3, pero sí en la Figura 5.4, donde se presenta una discontinuidad a velocidades superficiales de gas mayores que 0.037 m/s.

Debido a que la mayoría de las predicciones realizadas con la correlación de Gómez⁵² para el colgamiento de líquido se encuentran por debajo del mínimo, principalmente para diámetros grandes de tubería, se considera cambiar esta correlación.

En las superficies de gradientes de presión presentadas (Figuras 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4), además de las discontinuidades mencionadas, se observan algunas otras, debidas al cambio de patrón de flujo, como ya se ha mencionado. Para visualizar de mejor manera los patrones de flujo determinados en las tuberías, con el modelo de Gómez¹⁸ ya programado, se realizaron varios mapas de patrones de flujo a diferentes ángulos de tubería y dos diámetros diferentes, y así poder deducir de manera cualitativa en la discontinuidad visualizada los diferentes patrones de flujo involucrados. En la Tabla 5.2 se indican los diferentes mapas de patrones de flujo obtenidos, para el sistema gas – aceite.

FIGURA	ANGULO DE INCLINACIÓN	DIÁMETRO DE TUBERÍA
5.5	0°	0.305 m
5.6	+15°	0.305 m
5.7	+90°	0.1778 m
5.8	-10°	0.305 m
5.9	-70°	0.1778 m
5.10	-90°	0.1778 m

TABLA 5.2 MAPAS DE PATRONES DE FLUJO REALIZADOS.

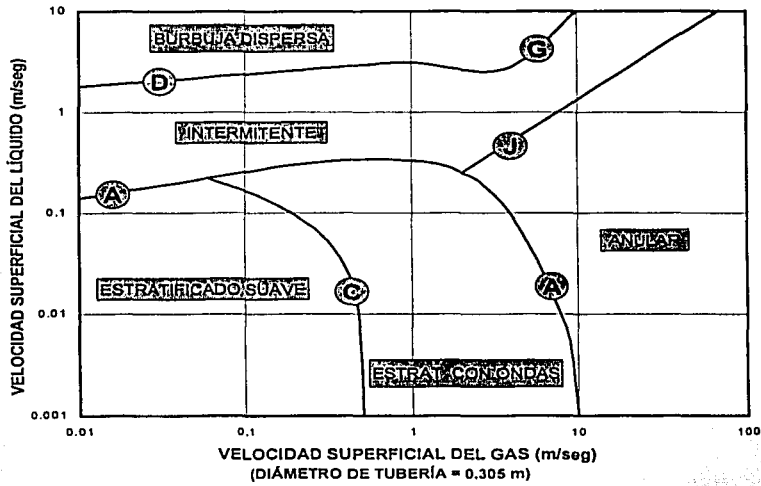


FIGURA 5.5 MAPA DEL PATRÓN DE FLUJO PARA UNA TUBERÍA HORIZONTAL (0°).

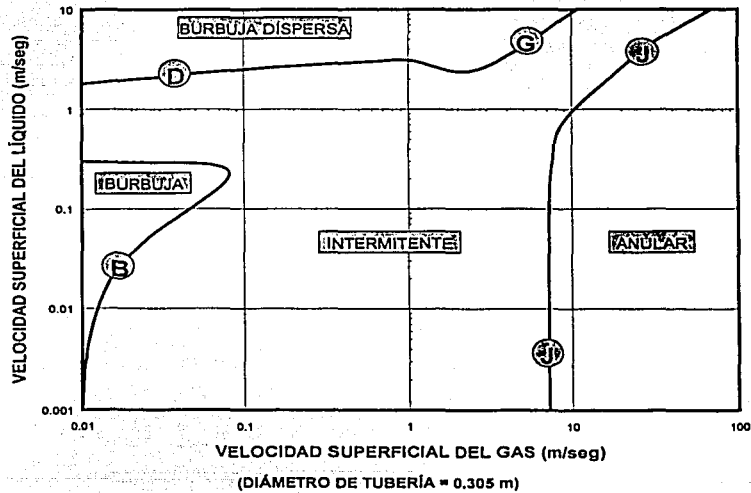


FIGURA 5.6 MAPA DEL PATRÓN DE FLUJO PARA UNA TUBERÍA INCLINADA (+15°).

TESIS COMPLETA
 FALTA ENTREGAR

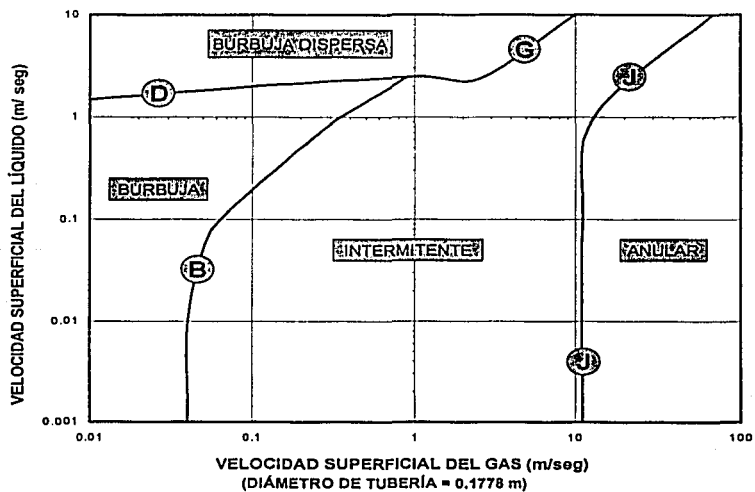


FIGURA 5.7 MAPA DEL PATRÓN DE FLUJO PARA UNA TUBERÍA INCLINADA (+90°).

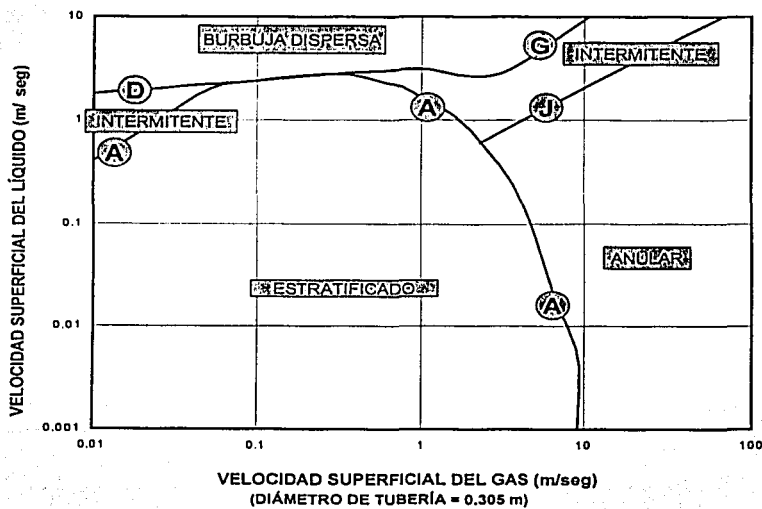


FIGURA 5.8 MAPA DEL PATRÓN DE FLUJO PARA UNA TUBERÍA INCLINADA (-10°).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

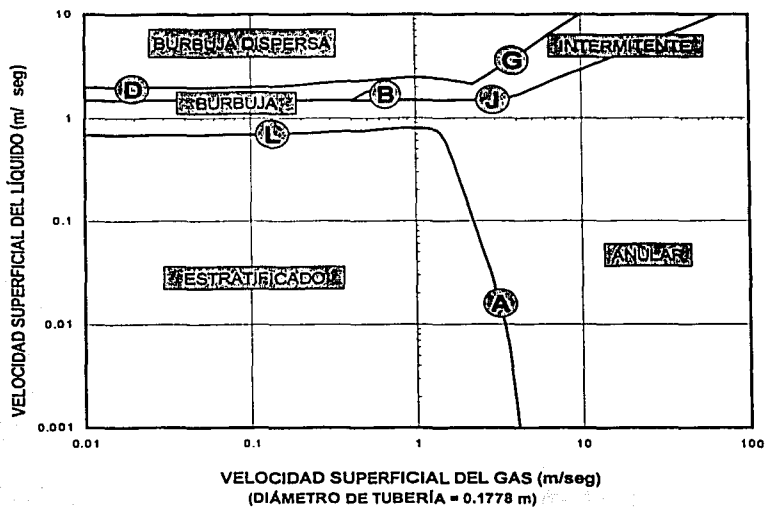


FIGURA 5.9 MAPA DEL PATRÓN DE FLUJO PARA UNA TUBERÍA INCLINADA (-70°).

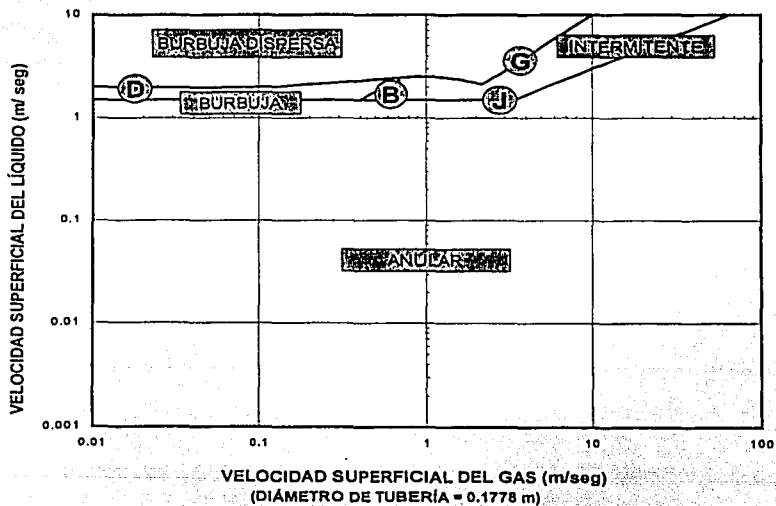


FIGURA 5.10 MAPA DEL PATRÓN DE FLUJO PARA UNA TUBERÍA INCLINADA (-90°).

TESIS CON
 FALTA DE...

Las letras A, B, C, D, G, J y L, que se indican en las Figuras 5.5 a 5.10, muestran las fronteras dentro del mapa de patrones de flujo representadas por ecuaciones que fueron detalladas en el capítulo 3, tal como se describe a continuación:

LETRA	ECUACIÓN
A	3.48
B	3.12
C	3.76
D	3.13
G	3.21
J	3.67, 3.69 y 3.72
L	3.55

TABLA 5.3 REFERENCIAS DE LAS FRONTERAS EN LOS MAPAS DE PATRONES DE FLUJO.

Una vez determinados los mapas de patrones de flujo, se puede comparar por ejemplo la Figura 5.4 con la Figura 5.7, observando discontinuidades entre flujo burbuja e intermitente, a bajas velocidades superficiales de líquido y gas, así como entre intermitente y anular, a bajas y altas velocidades superficiales de líquido.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.1.1 MODIFICACIONES REALIZADAS AL MODELO MECANÍSTICO.

En busca de la solución en flujo intermitente, respecto a la baja predicción del colgamiento de líquido en el bache de líquido detectada, se revisó literatura con procedimientos de balance de materia similares al propuesto en este modelo mecanístico, encontrando el trabajo de Xiao y colaboradores⁶⁸, donde proponen una solución similar para tuberías superficiales, pero calculando el colgamiento de líquido con la correlación de Gregory⁶⁹, ecuación 5.1:

$$H_{LLS} = \frac{1}{1 + \left(\frac{U_M}{8.66}\right)^{1.39}} \quad (5.1)$$

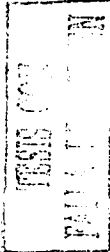
Además proponen que la velocidad de la burbuja de Taylor, U_{TB} , se calcule de la siguiente manera:

$$U_{TB} = CU_M + 0.35\sqrt{gd}\sin\beta + 0.54\sqrt{gd}\cos\beta \quad (5.2)$$

Donde recomiendan también, que la variable C depende del perfil de la velocidad del líquido en el cuerpo del bache. Se utiliza $C = 1.2$ para flujo turbulento y $C = 2.0$ para flujo laminar.

La velocidad de las burbujas dispersas en el bache se calcula mediante:

$$U_{GLS} = 1.2U_M + 1.53 \left[\frac{\sigma g (\rho_L - \rho_G)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} H_{LLS}^{0.1} \sin\beta \quad (5.3)$$



Aplicando estos conceptos se calculó la superficie de gradiente de presión para las mismas condiciones del sistema gas - aceite descrito en la Tabla 5.1 y un diámetro de tubería de 0.1778 m, Figura 5.11.

De los cálculos realizados para obtener la Figura 5.11, en flujo intermitente se observaron valores del colgamiento de líquido en el bache de líquido en la gran mayoría superiores al valor mínimo de 0.48. Los valores del colgamiento de líquido en el bache menores que 0.48, se encontraron a altas velocidades superficiales de gas, cercanas a la frontera intermitente – anular.

En la Figura 5.11, se observó una disminución del gradiente de presión a una velocidad superficial de líquido de 0.01 m/s, lo cual es debido al cambio del valor de 2.0 a 1.2 de la variable C en la ecuación 5.2.

En la mayoría de la literatura, referente a la velocidad de la burbuja de Taylor, no hacen distinción entre flujo laminar y flujo turbulento, por lo tanto se asignó el valor de 1.2 a la variable C para todo el rango de valores de la velocidad superficial del líquido, ejemplo de lo indicado, es el trabajo presentado por Ansari⁷⁰.

Por lo tanto en la Figura 5.12, donde se aplican todas las recomendaciones indicadas, se muestra un comportamiento estable de los gradientes de presión para los diferentes patrones presentes para un sistema gas – aceite a 90° y diámetro de tubería de 0.1778 m, pero mostrando varias discontinuidades por cambios de patrón de flujo. Cabe aclarar, que aún no se han aplicado las recomendaciones de Gómez¹⁸ para la eliminación de discontinuidades.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

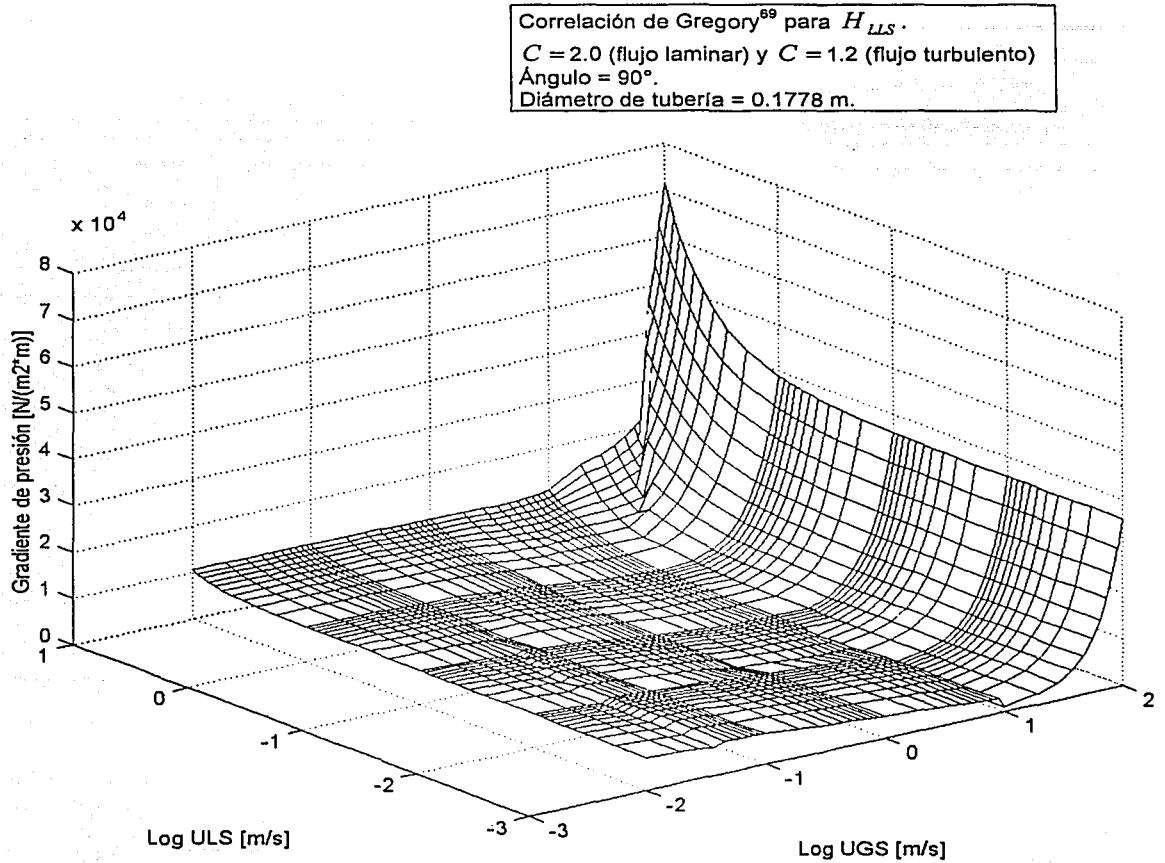


FIGURA 5.11 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

TESTIS C. J.
FALLA DE CONTROL

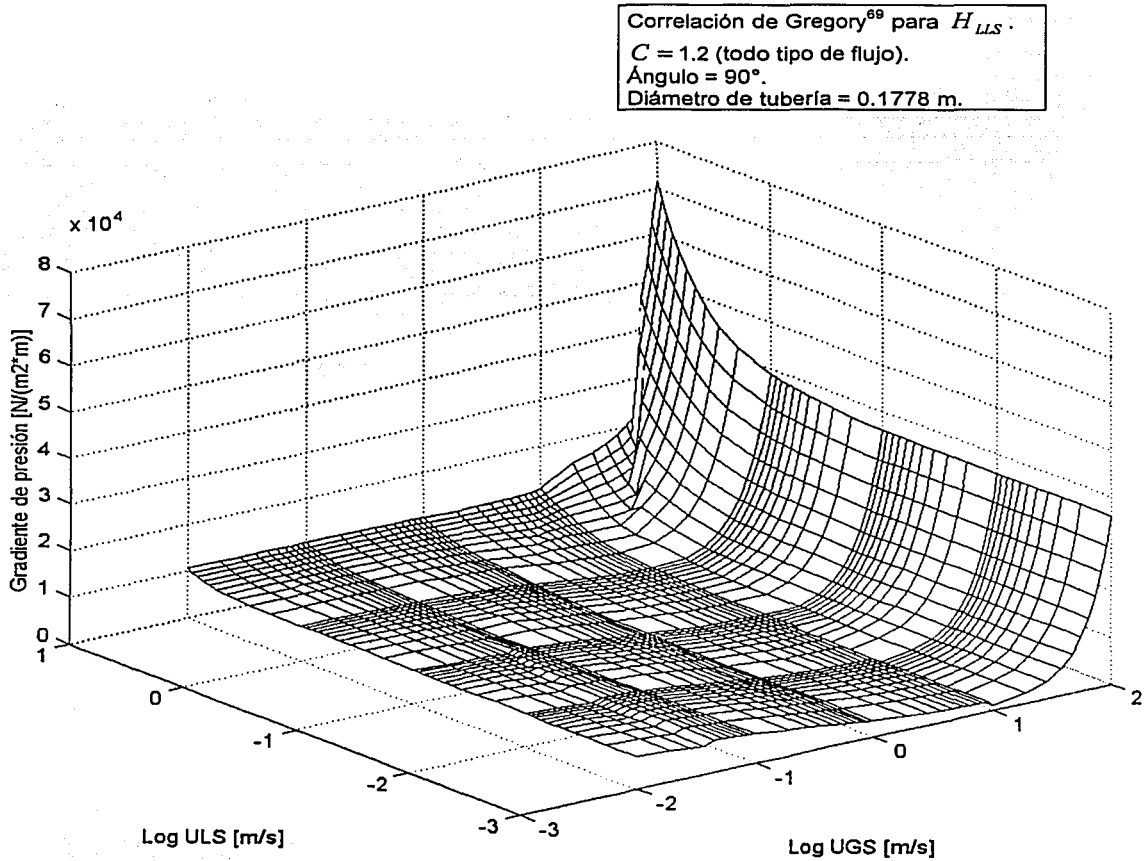


FIGURA 5.12 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.1.2 COMPORTAMIENTO DE LAS SUPERFICIES DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES.

Para visualizar de mejor manera el comportamiento de los gradientes de presión de acuerdo al patrón de flujo encontrado y al ángulo de inclinación involucrado, en el Apéndice A se muestran las superficies de gradientes de presión sin corrección entre los diferentes patrones de flujo a diferentes ángulos de inclinación, según se describe en la Tabla 5.4. Cabe aclarar que se realizaron a dos diferentes diámetros de tubería, para poder hacer comparaciones con los mapas de patrones de flujo de las Figuras 5.5 a la 5.10, respectivos.

FIGURA	ÁNGULO (grados)	DIÁMETRO (m)
A.1	+90	0.1778
A.2	+70	0.1778
A.3	+45	0.1778
A.4	+15	0.3048
A.5	0	0.3048
A.6	-10	0.3048
A.7 y A.7a	-45	0.1778
A.8	-70	0.1778
A.9	-90	0.1778

(+) FLUJO ASCENDENTE.
(-) FLUJO DESCENDENTE.

TABLA 5.4 MAPAS DE GRADIENTES DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES.

De estas Figuras se observa que para ángulos de inclinación de tuberías positivos (flujos ascendentes), se detectan 4 discontinuidades debidas a la combinación de los siguientes patrones de flujo: Burbuja – Intermitente, Intermitente – Burbuja Dispersa en ambas direcciones (velocidad superficial del gas y velocidad superficial del líquido) e Intermitente - Anular en dos secciones diferentes. Para tuberías horizontales (ángulo de inclinación igual a 0°) se detectan dos

discontinuidades entre flujo Intermitente – Burbuja Dispersa en la dirección de la velocidad superficial del gas e Intermitente – Anular. Mientras que para ángulos de tubería negativos (flujos descendentes), se presentan tres discontinuidades principalmente entre flujos Intermitente – Burbuja Dispersa en dirección de la velocidad superficial del gas, Intermitente – Anular y una tercera discontinuidad más compleja por tener diferentes patrones de flujo según cambia el ángulo de inclinación de la tubería, tales como Estratificado – Intermitente, Estratificado – Anular, Estratificado – Burbuja Dispersa, así como nuevamente Intermitente – Burbuja Dispersa pero en dirección de la velocidad superficial del líquido.

De estas discontinuidades descritas, el escalón de mayor magnitud se presenta para todos los ángulos de inclinación a altas velocidades superficiales de gas y líquido entre flujo Intermitente – Anular.

En tuberías horizontales o ángulos cercanos a este (positivos y negativos), también se presenta un escalón importante entre flujo Intermitente – Burbuja Dispersa en dirección de la velocidad superficial del gas.

En flujos descendentes, se forma un escalón importante a altas velocidades superficiales del líquido y bajas velocidades superficiales del gas, el cual va creciendo de acuerdo como el ángulo se va acercando a -90° (tubería vertical con flujo descendente).

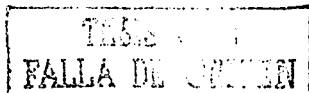
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.1.3 ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES ENTRE PATRONES DE FLUJO.

Para el mismo sistema gas – aceite descrito en la Tabla 5.1 y un diámetro de tubería de 0.1778 m, se aplican las recomendaciones hechas por Gómez¹⁸ para la eliminación de las discontinuidades entre los patrones de flujo burbuja – intermitente, intermitente – burbuja dispersa e intermitente - anular, de acuerdo a lo descrito en el punto 3.2 de este trabajo, Figura 5.13, de la cual se observa que no son eliminadas en su totalidad las discontinuidades y que en algunas zonas se crean más discontinuidades.

De cálculos realizados para elaborar la Figura 5.13, se determinó que la velocidad crítica dada por la ecuación (3.80) para el sistema gas – aceite mencionado es de aproximadamente 0.88 m/s, lo cual da inicio a la zona de transición entre flujo intermitente y flujo anular, según lo propuesto por Gómez¹⁸. Esto resulta en un escalón en la superficie de gradiente de presión, como se puede observar en la Figura 5.13, lo cual no resuelve la discontinuidad. Referente a la eliminación de discontinuidades entre flujo intermitente - burbuja e intermitente – burbuja dispersa, en la Figura 5.13, se siguen observando dichas discontinuidades, principalmente entre flujo intermitente y burbuja. Por lo tanto las recomendaciones dadas por Gómez¹⁸ para la eliminación de discontinuidades entre patrones de flujo no son satisfactorias.

Como no se resuelve el problema de la eliminación de las discontinuidades con las recomendaciones de Gómez¹⁸, en este trabajo se realizaron intentos para su eliminación, modificando los principios recomendados, los cuales se describen a continuación.



Eliminación de discontinuidades según Gómez¹⁸.
Ángulo = 90°.
Diámetro de tubería = 0.1778 m.

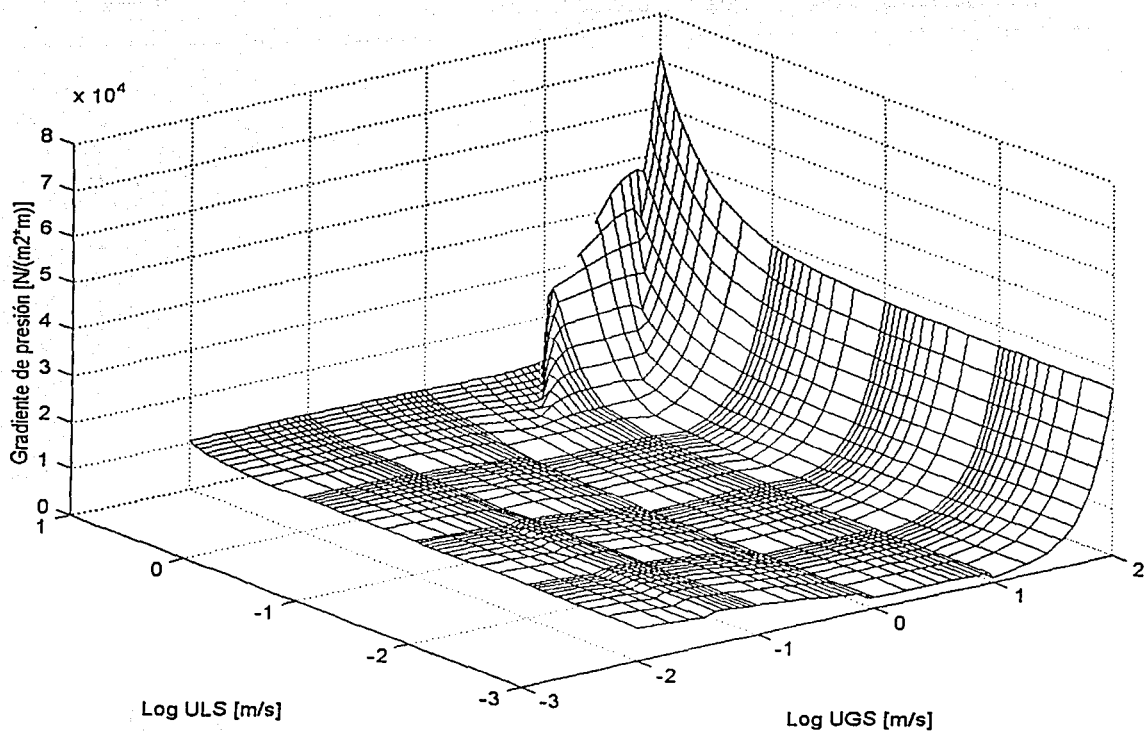


FIGURA 5.13 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

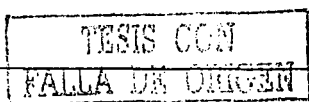
5.1.3.1 UTILIZACIÓN DE LA VELOCIDAD SUPERFICIAL DEL GAS REAL EN FLUJO BACHE.

De la recomendación de Gómez¹⁸ para eliminar la discontinuidad entre flujo bache y anular, para calcular la caída de presión en flujo bache, sugiere hacer un promedio de la caída calculada para flujo anular (con la velocidad superficial del gas en la frontera) y flujo bache, pero para este último flujo hacer que la velocidad superficial del gas sea igual a la velocidad crítica calculada con la ecuación (3.80), ocasionando que sea constante el gradiente de la caída de presión en la zona de transición a un valor dado de la velocidad superficial del líquido, evitando la eliminación de la discontinuidad, por lo tanto no se realiza la igualdad recomendada para flujo bache, sino que se hace el cálculo con la velocidad del gas real del sistema, Figura 5.14.

5.1.3.2 ADICIÓN DE UNA ZONA DE TRANSICIÓN EN FLUJO ANULAR.

Adicionalmente al punto 5.1.3.1, se realiza una franja de transición dentro de flujo anular, para tratar de suavizar la discontinuidad, considerando el promedio de la caída de presión en el flujo bache pero utilizando la velocidad superficial del gas en la frontera, y para flujo anular utilizar la velocidad de gas superficial real que tiene el sistema, Figura 5.15.

Cabe hacer mención que la zona de transición considerada es de +30% de la velocidad superficial del gas en la frontera. Para determinar la velocidad superficial del gas o líquido en la frontera de los patrones de flujo, se utilizó la subrutina denominada "FRONTANUL", la cual surgió de la realización de la primera parte del modelo mecanístico, referente a la determinación del patrón de flujo.



Eliminación de discontinuidades según punto 5.1.3.1.
Ángulo = 90° .
Diámetro de tubería = 0.1778 m.

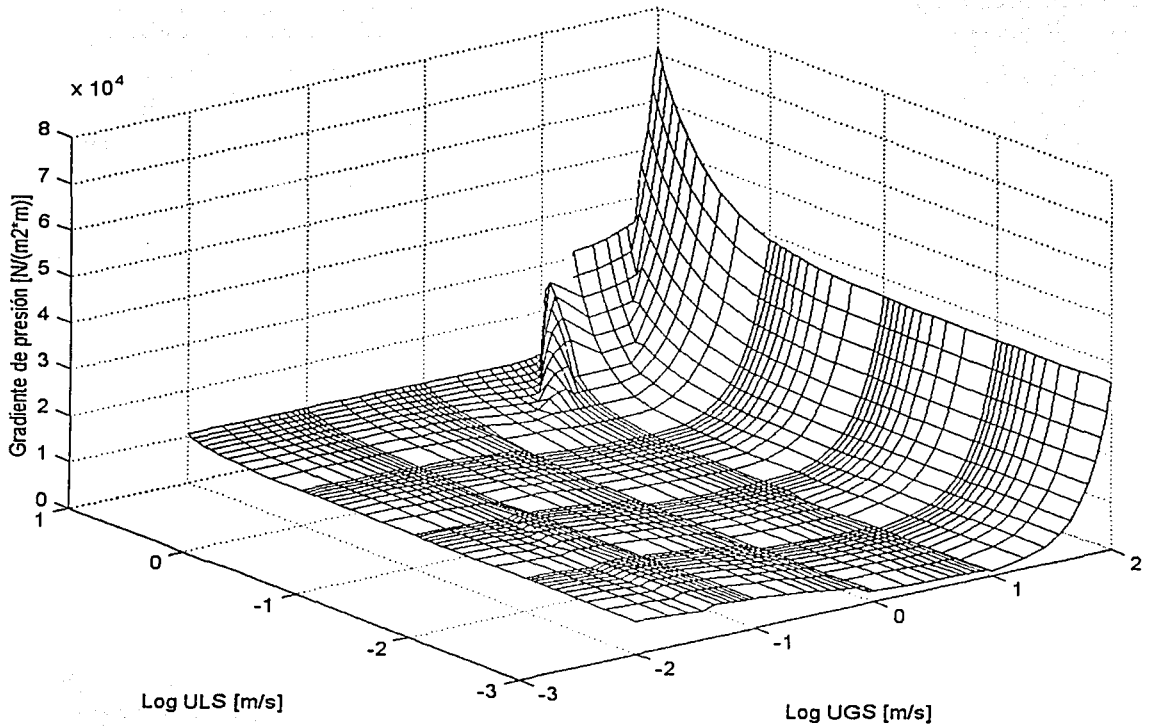


FIGURA 5.14 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

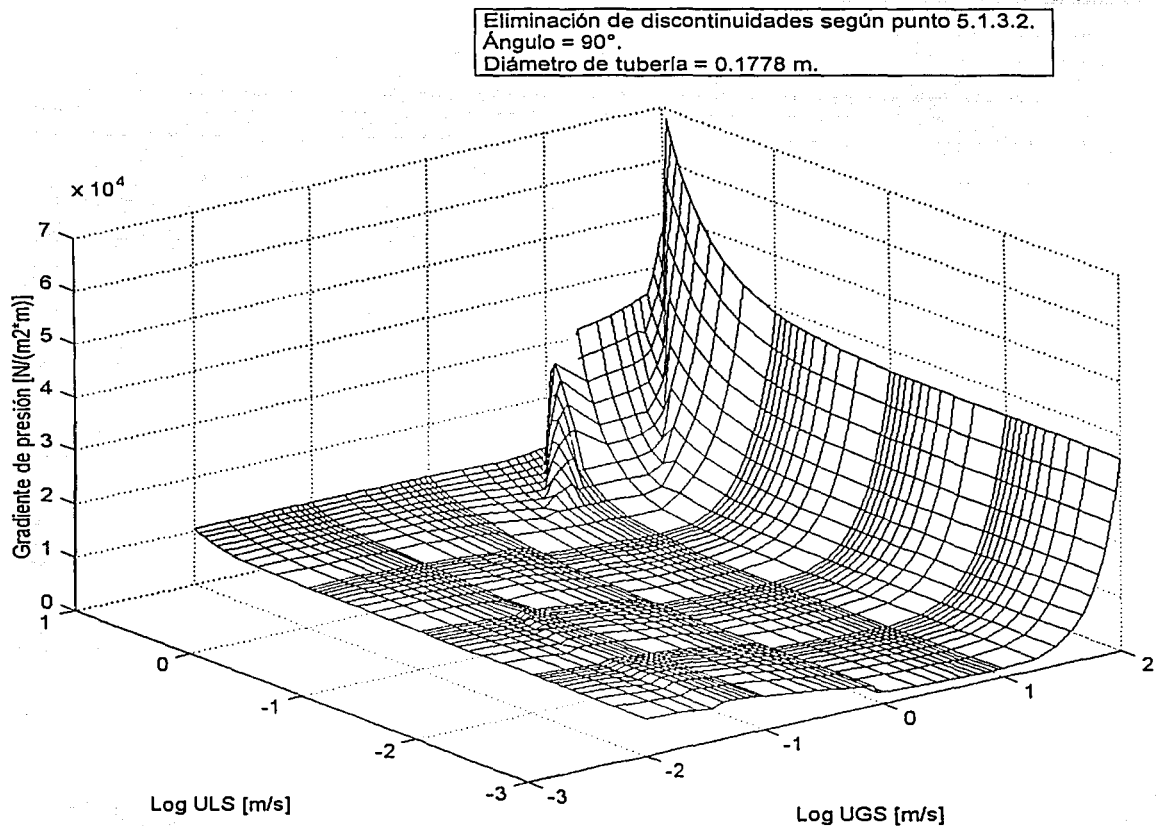


FIGURA 5.15 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

5.1.3.3 SUAVIZACIÓN MEDIANTE UNA LÍNEA RECTA.

Otro intento realizado para la eliminación de discontinuidades, fue suavizar la discontinuidad por medio de una línea recta, utilizando las diferentes velocidades reales del gas involucradas para tal efecto, a partir del promedio del gradiente de presión del flujo anular e intermitente utilizando la velocidad superficial de la frontera calculada, fijando una zona de transición del 30% para flujo intermitente y otra de igual magnitud para flujo anular, a partir de la velocidad superficial del gas determinada en la frontera. En la Figura 5.16 se presentan los resultados obtenidos de las modificaciones propuestas en este punto, observando que no se eliminó la discontinuidad.

Se localizó la velocidad superficial del gas en la frontera intermitente – anular mediante la subrutina "FRONTANUL", y se tomó un promedio de las caídas de presión de los dos patrones de flujo en la frontera, considerando la velocidad superficial del gas obtenida en la frontera para ambos casos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS COM
MEDIOS DE
FALTA DE
CORTEN

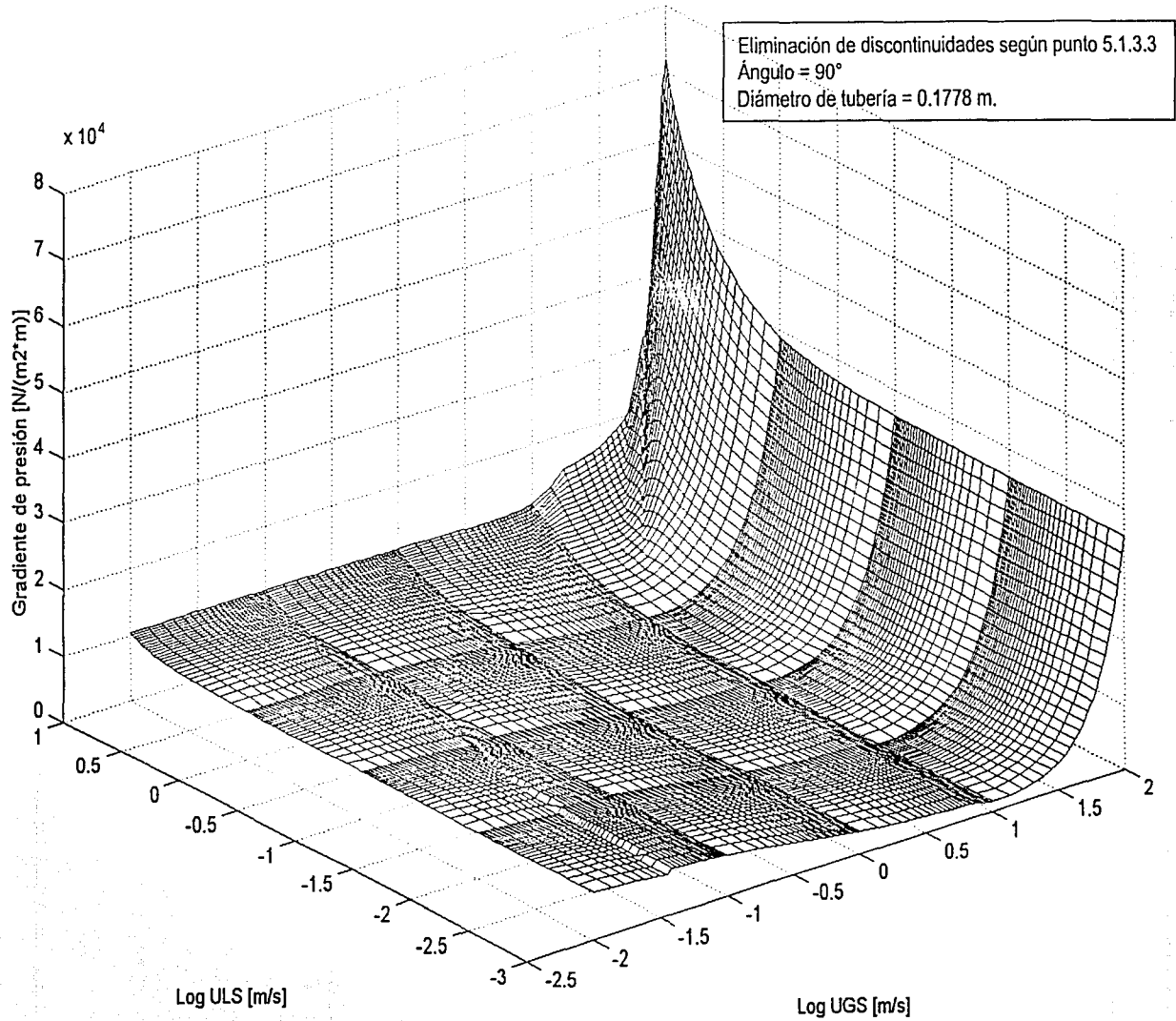


FIGURA 5.16 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

5.1.3.4 UTILIZACIÓN DE LA INTERPOLACIÓN CON SPLINES CÚBICOS.

Con el objeto de eliminar las discontinuidades en la superficie del gradiente de presión, se buscó ajustar una curva única suave a un juego de datos de gradientes de presión de los dos patrones de flujo involucrados, mediante la interpolación con splines cúbicos que puede adecuarse para este fin.

En la interpolación con splines cúbicos, se utiliza un polinomio cúbico en cada intervalo entre dos puntos consecutivos, es decir son polinomios por pedazos. Otro tipo de interpolación, como la de Lagrange o Newton con polinomios de orden alto no son adecuadas para este propósito, debido a que los errores de un único polinomio tienden a crecer en forma drástica al hacer mayor el orden. Para un mayor detalle de la interpolación mediante splines, ver Nakamura⁷¹.

El número de puntos para la aplicación de la interpolación con splines con resultados satisfactorios, después de varios ensayos fue de siete puntos, tal como se muestra en la Figura 5.17.

Para la aplicación de la interpolación con splines, en primer lugar se requiere conocer las diferentes fronteras entre los patrones de flujo que se pueden presentar, lo cual se determinó de forma visual de los mapas de patrones de flujo presentados en las Figuras 5.5 a 5.10, así como de los resultados obtenidos para realizar las figuras que se muestran en el Apéndice A.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

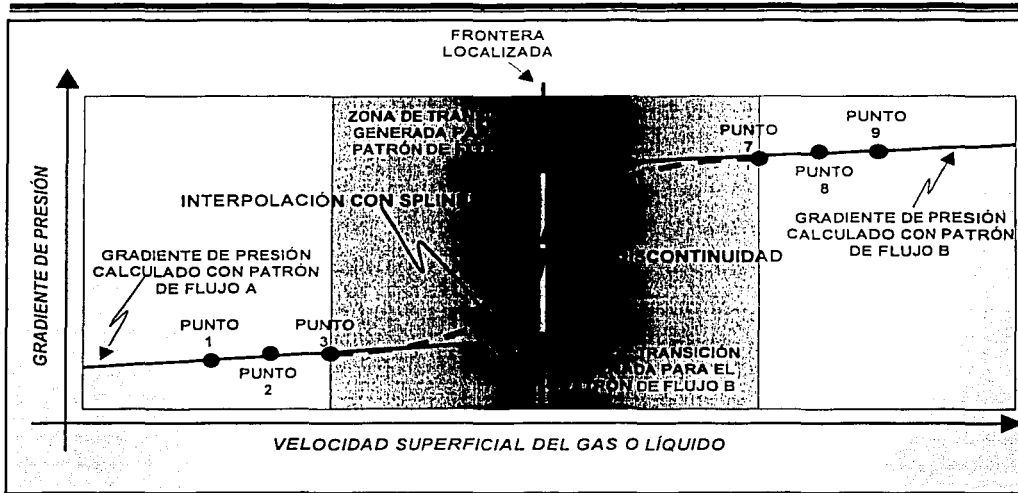


FIGURA 5.17 APLICACIÓN DE LA INTERPOLACIÓN CON SPLINES.

Las fronteras detectadas fueron ocho: Estratificado – Intermitente; Estratificado – Anular; Estratificado – Burbuja Dispersa; Burbuja – Intermitente; Burbuja – Burbuja Dispersa; Burbuja – Anular; Intermitente – Anular e Intermitente – Burbuja Dispersa.

La detección de las fronteras se realizó mediante la utilización de la subrutina denominada "FRONTANUL", ya mencionada en el punto 5.1.2.3, la cual se aplicó tanto en la dirección de las velocidades superficiales de gas como en las del líquido.

Los nueve puntos mostrados en la Figura 5.17, se refieren a los cálculos de gradientes de presión del sistema de los dos patrones de flujo involucrados en la discontinuidad, que aportan la información para realizar la interpolación con splines.

Una vez que se determinó la velocidad superficial del gas o del líquido (U_{GS} o U_{LS}) en la frontera, se calculó con esta velocidad el gradiente de presión para cada uno de los patrones involucrados, resultando el punto 4 para el patrón de flujo A y el punto 6 para el patrón de flujo B, donde estos patrones de flujo A y B pueden ser cualquiera de las ocho combinaciones de fronteras detectadas. El punto 5 es el promedio de los gradientes de presión obtenidos en los puntos 4 y 6. Los puntos 3 y 7, se obtienen al aplicar un porcentaje a la velocidad superficial del gas o líquido detectada en la frontera, con objeto de crear una zona de transición para cada uno de los patrones de flujo, calculando los gradientes de presión respectivos al inicio y final de la zona de transición con las velocidades reales de gas o líquido, obtenidas al aplicar dicho porcentaje.

Para proporcionar a la interpolación con splines puntos con la tendencia de los gradientes de presión de cada uno de los patrones de flujo, se fijaron los puntos 1 y 2 para el patrón de flujo A, así como los puntos 8 y 9 para el patrón de flujo B. Para obtener el punto 2 se resta a la velocidad superficial del gas o líquido al inicio de la zona de transición (punto 3) un factor de acuerdo a la Tabla 5.5, calculando con esta velocidad superficial el gradiente de presión del patrón de flujo A, consecutivamente se obtiene el punto 1 a partir de la velocidad superficial de gas o líquido calculado para el punto 2, restándole el factor de acuerdo a la Tabla 5.5, y así calcular el gradiente de presión del punto 1. Para el punto 8, se parte de la velocidad superficial del gas o líquido al final de la zona de transición (punto 7), sumándole el factor de la Tabla 5.5 y con esta velocidad calcular el gradiente de presión, de forma sucesiva se calcula el punto 9, sumando el factor de la Tabla 5.5 respectivo a la velocidad superficial de gas o líquido del punto 8, y así calcular el gradiente de presión del punto 9.

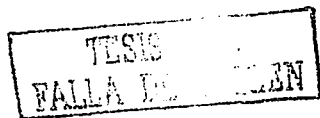
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONDICIONES PARA LAS VELOCIDADES SUPERFICIALES DE GAS O LÍQUIDO (m/s)	FACTOR A UTILIZAR (m/s)
$U_{GS} \text{ o } U_{LS} \leq 0.1$	0.0036
$0.1 < U_{GS} \text{ o } U_{LS} \leq 1.0$	0.036
$1.0 < U_{GS} \text{ o } U_{LS} \leq 10.0$	0.36
$U_{GS} \text{ o } U_{LS} > 10.0$	3.6

TABLA 5.5 FACTORES A UTILIZAR PARA LA INTERPOLACIÓN.

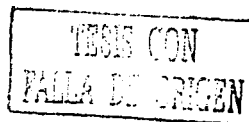
Primeramente, se intentó definir zonas de transición homogéneas para cada patrón de flujo, lo cual después de un esfuerzo importante en la realización de corridas del programa y graficación, se encontró que para una eliminación satisfactoria de las discontinuidades, la amplitud de la zona de transición para cada patrón de flujo involucrado debería ser variable dependiendo de lo severo de la discontinuidad y el comportamiento del gradiente de presión fuera de la zona de transición. En la Tabla 5.6, se presentan las características de las zonas de transición determinadas para eliminar las discontinuidades entre patrones de flujo, así como la dirección en que se buscó la frontera entre los patrones de flujo, velocidad superficial del gas (U_{GS}) o la velocidad superficial del líquido (U_{LS}).

En el apéndice B se presentan las mismas gráficas de superficies de gradiente de presión descritas en la Tabla 5.4, pero con la aplicación de la eliminación de discontinuidades entre patrones de flujo mediante splines.



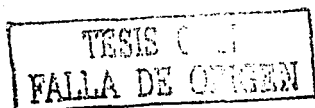
N°	PATRÓN DE FLUJO ENCONTRADO	FRONTERA CON	DIRECCIÓN EN QUE SE BÚSCA LA FRONTERA	ZONA DE TRANSICIÓN DETERMINADA		ÁNGULO DE INCLINACIÓN
				INICIO	TÉRMINO	
1	Burbuja Dispersa	Intermitente	U_{LS}	U_{LS} en la frontera	U_{LS} en la frontera por 2.5	Todos
2		Estratificado	U_{LS}	U_{LS} en la frontera	U_{LS} en la frontera por 2.5	Todos
3		Intermitente	U_{GS}	U_{GS} en la frontera entre 1.3	U_{GS} en la frontera	Todos
4	Estratificado	Intermitente	U_{GS}	U_{GS} en la frontera entre 1.5	U_{GS} en la frontera	Flujo Descendente
5		Anular	U_{GS}	U_{GS} en la frontera entre 5.0	U_{GS} en la frontera	Todos
6		Burbuja Dispersa	U_{LS}	U_{LS} en la frontera entre 2.5	U_{LS} en la frontera	Todos
7	Anular	Intermitente	U_{GS}	U_{GS} en la frontera	U_{GS} en la frontera por 1.6	Todos
8		Estratificado	U_{GS}	U_{GS} en la frontera	U_{GS} en la frontera por 5.0	Flujo Descendente
9	Burbuja	Intermitente	U_{GS}	U_{GS} en la frontera entre 5.0	U_{GS} en la frontera	Flujo Ascendente
10	Intermitente	Estratificado	U_{GS}	U_{GS} en la frontera	U_{GS} en la frontera por 1.5	Flujo Descendente
11		Burbuja	U_{GS}	U_{GS} en la frontera	U_{GS} en la frontera por 2.5	Flujo Ascendente
12		Anular	U_{GS}	U_{GS} en la frontera entre 2.5	U_{GS} en la frontera	Todos
13		Burbuja Dispersa	U_{LS}	U_{LS} en la frontera entre 2.5	U_{LS} en la frontera	Todos

TABLA 5.6 CARACTERÍSTICAS DE LAS ZONAS DE TRANSICIÓN PARA CADA PATRÓN DE FLUJO.



De las superficies de gradiente de presión con eliminación de discontinuidades, se observa que para todos los ángulos de inclinación se presenta una discontinuidad que inicia a altas velocidades superficiales de gas y líquido aproximadamente en 40.0 m/s y 2.0 m/s, respectivamente. Esta discontinuidad se debe a tres factores principalmente: la magnitud de la discontinuidad entre flujo Intermitente- Anular, el comportamiento del gradiente de presión para flujo Anular a altas velocidades superficiales de gas y líquido, además del comportamiento de la frontera Intermitente – Anular que presenta cierta inclinación respecto a la vertical. Estos tres factores al intervenir de manera conjunta se interfieren y crean problemas de continuidad en los cálculos de gradiente de presión en la vecindad de la zona de transición creada para flujo Anular.

Para ángulos negativos donde aparecen las fronteras Burbuja Dispersa – Intermitente y Burbuja Dispersa – Estratificado en la dirección de la velocidad superficial del líquido, que para nuestro caso aparecen desde ángulos negativos cercanos a la horizontal y hasta aproximadamente -50° , se aplicó la interpolación con splines mejorando de manera significativa la discontinuidad, lo cual se puede observar en la Figura B.7a, del Apéndice B. Mientras que para ángulos de inclinación menores, es decir entre -50° y -90° , no se aplicó la interpolación con splines, esto debido a la cercanía de las fronteras Burbuja Dispersa – Burbuja, Burbuja – Anular y Estratificado – Anular o bien, Burbuja Dispersa – Intermitente, Intermitente – Anular y Estratificado – Anular, en la dirección de la velocidad superficial del líquido, como se puede observar en la Figura B.8 del Apéndice B, que no permiten tener continuidad en las superficies de gradiente de presión, ocasionando más escalones. Es decir, una cercanía estrecha entre fronteras ocasiona problemas de continuidad en la interpolación con splines, por interferencia entre ellas.



Para poder visualizar el comportamiento de extrapolación del modelo mecanístico con eliminación de discontinuidades mediante la interpolación con splines, se realizaron las figuras complementarias para tener un juego completo para ángulos de inclinación de tubería de 90° , 45° , 0° , -45° y -90° a diferentes diámetros, que comprenden 0.0508 m (2 pg.), 0.1016 (4 pg.), 0.1778 m (7 pg.) y 0.3048 (12 pg.). Las figuras se muestran en el Apéndice C.

De estas Figuras, se observa que para todos los ángulos de inclinación de tuberías, la eliminación de las discontinuidades continua siendo eficiente.

Lo general y eficiente que resulta la aplicación de la interpolación con splines para eliminar las discontinuidades entre patrones de flujo, se puede ejemplificar mediante dos figuras, donde se presentan las superficies de gradiente de presión para una tubería de 0.0508 (2 pg.) y un ángulo de inclinación de -90° , primeramente sin la eliminación de discontinuidades, Figura 5.18 y con eliminación de discontinuidades mediante splines, Figura C.15 del Apéndice C. De la Figura 5.18 se observan dos discontinuidades fuertes a altas velocidades superficiales de gas y líquido, las cuales son eliminadas de manera satisfactoria en la Figura C.15.

TESIS SIN
FALLA DE ORIGEN

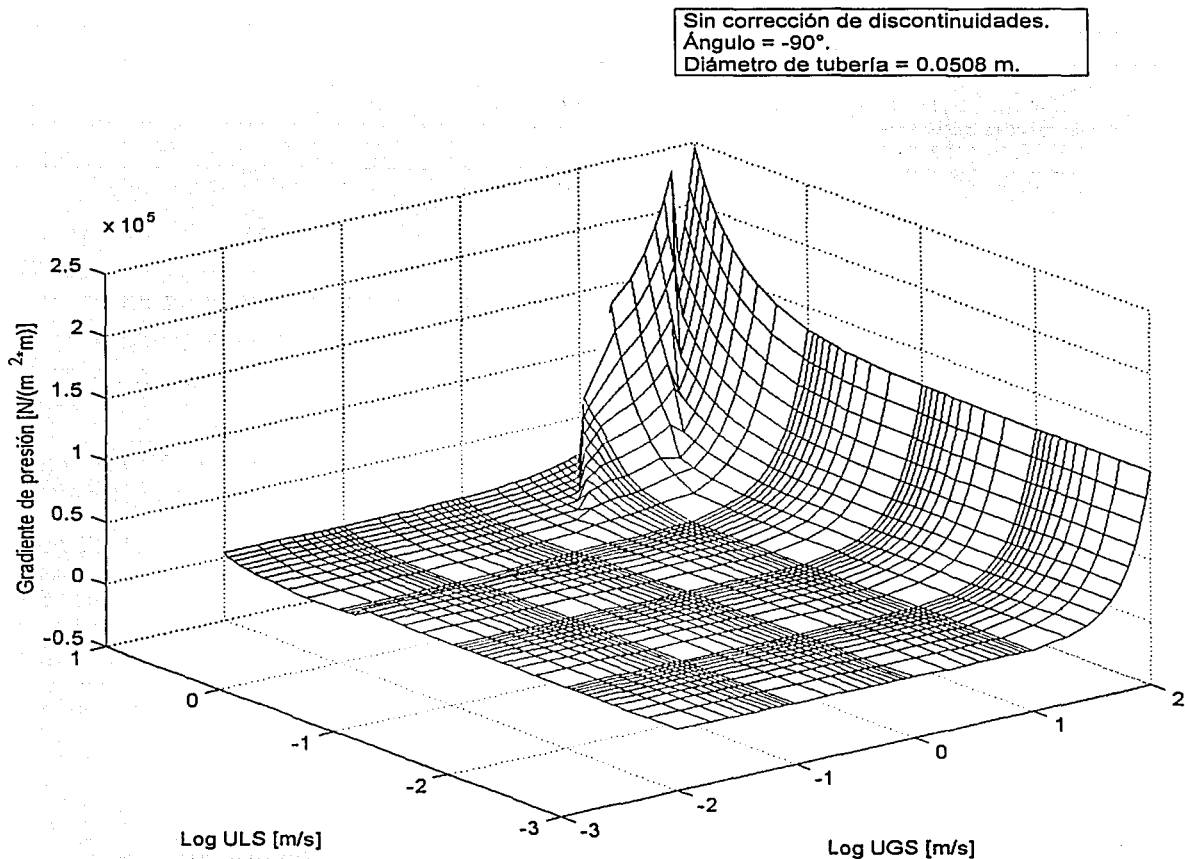


FIGURA 5.18 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN SISTEMA GAS - ACEITE.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.2 MODELO MATEMÁTICO PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN POZO.

Para la obtención del modelo matemático que predice el comportamiento de un sistema de producción, en este trabajo se modificó el modelo de pozo desarrollado por Pérez G.⁷², incorporando el modelo mecanístico para el cálculo de caídas de presión en tuberías para cualquier ángulo de inclinación y con eliminación de discontinuidades entre patrones de flujo descrito en el punto 5.1.3.4 de este capítulo, además de hacerlo más robusto para evitar cálculos incompletos en el proceso de optimización.

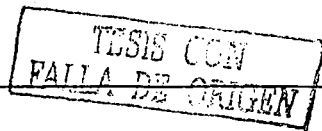
Este modelo matemático permite incluir varios componentes que se encuentran comúnmente en los sistemas de producción, así como diferentes métodos para evaluar las caídas de presión en cada componente.

En las siguientes secciones se presenta la estructura general del modelo matemático para la simulación del comportamiento de un sistema de producción.

5.2.1 MODELO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN⁷².

El comportamiento de un sistema de producción es la habilidad de un sistema de mantener un gasto de producción bajo restricciones físicas ofrecidas por los componentes del sistema. Los pasos generales involucrados en la evaluación del comportamiento de un sistema pueden ser divididos como:

- 1) Definición del sistema mediante la inclusión de todos los componentes.



- 2) Selección del modelo o correlación adecuado para evaluar las pérdidas de presión a través de cada componente en el sistema.
- 3) La aplicación de un procedimiento que incorpore el comportamiento de todos los componentes en la simulación del sistema de producción.

5.2.1.1 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.

El modelo representa el sistema de producción de un solo pozo. El sistema de producción es dividido en muchos componentes entre el yacimiento y el separador. Cada componente corresponde a una parte individual que comúnmente se encuentra en el sistema de producción, tales como, tuberías de producción, tuberías superficiales, y estranguladores. En las secciones siguientes se muestra qué mediante la división del sistema en componentes, se permite tener la flexibilidad de asignar diferentes métodos para calcular las pérdidas de presión a través de cada componente.

5.2.1.2 COMPONENTES.

Los componentes específicos del sistema de producción, considerados en este modelo pueden ser divididos en tres categorías:

- Componentes de terminación.
- Componentes de tubería.
- Componentes que restringen la tubería.

Los componentes de terminación consisten de perforaciones y empacamientos de grava, los componentes de tubería incluyen la tubería de producción en el pozo y superficial, y los componentes que restringen la tubería son, estrangulador en la cabeza del pozo y válvula de seguridad subsuperficial. La posición relativa de cada componente en el sistema de producción, se muestra en al Figura 5.19.

Además de estos componentes, al yacimiento y separador se les considera también como componentes independientes, por conveniencia.

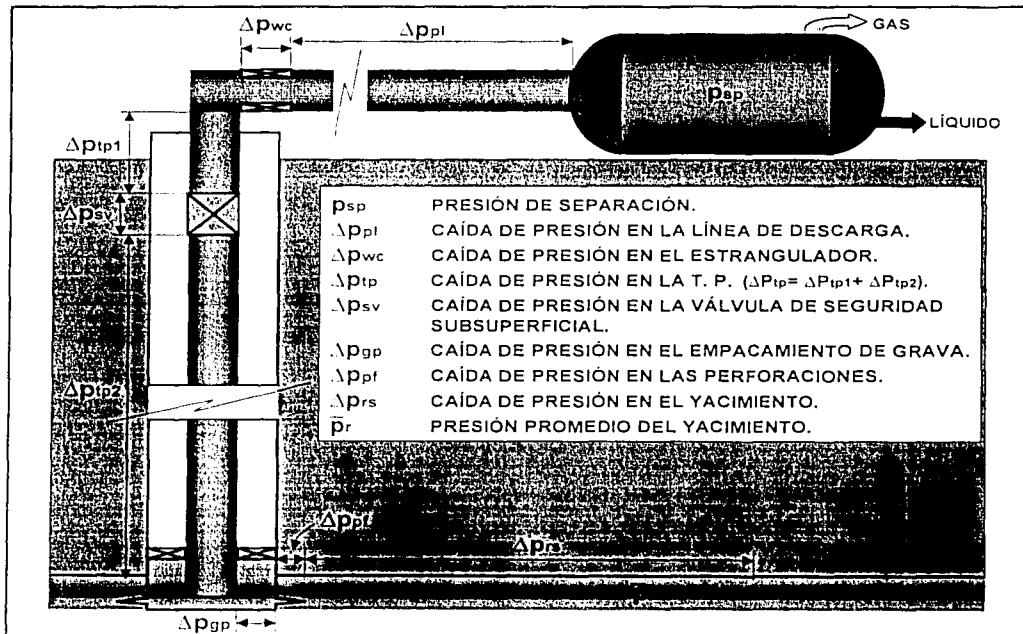


FIGURA 5 19 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

TRUSS CO. I
FALLA DE ORIGEN

5.2.1.3 SUPOSICIONES.

En este modelo, se supone que la producción del sistema se lleva a cabo bajo condiciones estacionarias. Esta suposición, para sistemas de producción de aceite, implica que a un gasto constante de aceite, se fija una relación gas - aceite y agua - aceite; de igual forma, para sistemas de producción de gas, se tiene que a un gasto de gas constante, se fija una relación de condensado - gas y agua - gas. Para condiciones de flujo multifásico, el tipo de sistema se clasifica como sistema de aceite o sistema de gas, dependiendo del modelo o correlación utilizada para describir el yacimiento.

El yacimiento se supone que va a producir bajo condiciones de flujo estabilizadas, lo cual se representa mediante una presión y temperatura del yacimiento promedio y constante. También, la presión y temperatura del separador son a condiciones fijas y promedio.

El flujo en el pozo se supone que ocurre solamente a través de una tubería que consiste de un solo diámetro, donde esta tubería se supone que va a llegar al mismo nivel del intervalo productor, y cualquier caída de presión que pueda existir entre estos dos puntos se consideran despreciables.

5.2.1.4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO GLOBAL.

El procedimiento general para evaluar el comportamiento de un sistema de producción consiste, en que una vez que la configuración del sistema ha sido definida con todos sus componentes, se aísla el sistema de producción en dos partes en cualquier punto del sistema, para luego comparar la presión requerida en el punto indicado de cada parte del sistema, para mantener un gasto de producción. El comportamiento de producción se determina mediante el gasto de

producción que rinde a la misma presión, en el punto común, para cada parte del sistema. La selección del punto al cual el sistema es aislado, es por conveniencia, y no afecta los resultados de los cálculos del comportamiento del pozo.

En este modelo, el nodo se fijó en el fondo del pozo. La única ventaja de usar el fondo del pozo como punto para aislar, es que separa el sistema en componentes del yacimiento y terminación en un lado, y al separador, tuberías y restricciones en éstas, del otro lado del sistema.

El procedimiento para determinar el comportamiento del pozo de un sistema de producción puede ser simplificado mediante la definición de un sistema de comportamiento de curvas, ver Apéndice D. El comportamiento de las curvas representa simplemente la presión en el punto donde el sistema es aislado, como una función del gasto de producción. El gasto de producción correspondiente a la intersección del sistema de curvas proporciona el comportamiento del pozo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO⁷².

El programa de cómputo integra varias correlaciones publicadas para calcular las pérdidas de presión de cada componente en el sistema de producción, así como el modelo mecánico descrito en este trabajo para el cálculo de caídas de presión en tuberías, además del método numérico para calcular la intersección de las curvas de comportamiento de afluencia y salida del pozo que se comenta en el Apéndice D.

La estructura principal del programa de cómputo es mostrada mediante su diagrama de flujo en la Figura 5.20.

5.2.2.1 MODELOS Y CORRELACIONES.

En el programa de cómputo se calculan las pérdidas de presión en los diferentes componentes, indicados en la Figura 5.19. Para dichos cálculos, se cuenta con diversos modelos o correlaciones disponibles en la literatura para calcular las pérdidas de presión en cada componente, debido a las condiciones tan variadas de flujo multifásico encontradas en el campo y a que las correlaciones son generalmente limitadas a un rango estrecho de condiciones de flujo, lo cual incrementa la dificultad para definir el modelo para estimar las pérdidas de presión en un componente de un sistema de producción.

Por lo tanto, para un juego de condiciones en el sistema, la selección apropiada del modelo o correlación para cada componente es crucial para la determinación satisfactoria del comportamiento global de un sistema.

En las secciones siguientes, se explica brevemente el rango de aplicabilidad de los modelos y correlaciones contemplados en el programa de cómputo.

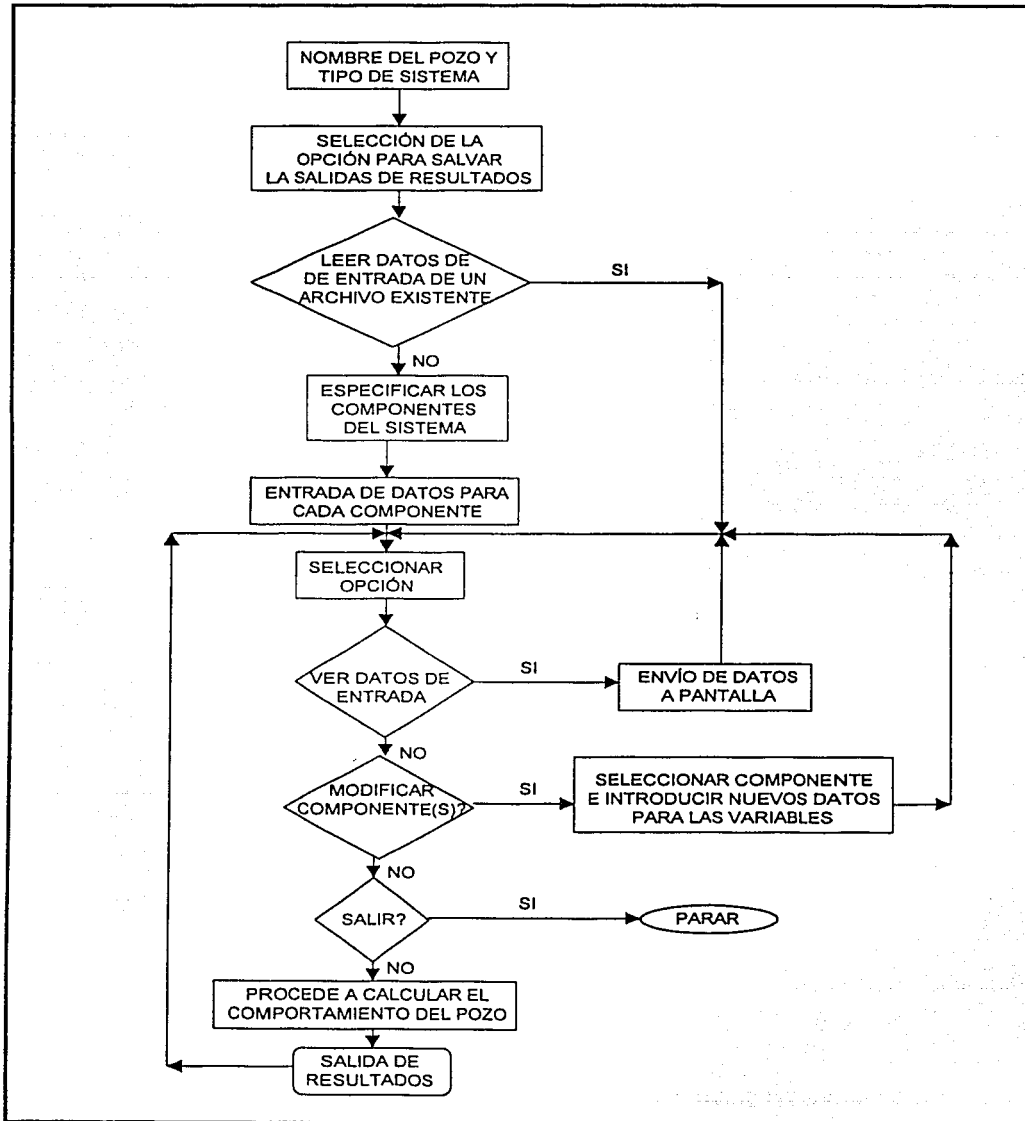
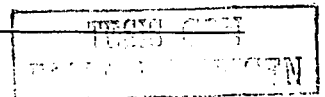


FIGURA 5.20 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA ESTRUCTURA PRINCIPAL DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO⁷².



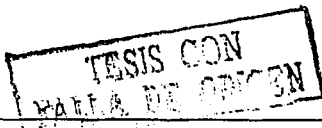
5.2.2.2 YACIMIENTO.

Las pérdidas de presión en el yacimiento, (Δp_{rs}), son dadas por la diferencia entre la presión promedio del yacimiento y presión en la cara de la formación productora. Esta caída de presión es calculada generalmente en los sistemas de producción por métodos conocidos como Relaciones de Comportamiento de Afluencia (IPR, por sus siglas en inglés "Inflow Performance Relationship"). La Tabla 5.7 lista los diferentes procedimientos para el cálculo de las IPR's incluidas en el programa de cómputo para yacimiento de gas y aceite. El tipo de sistema de producción es designado en el programa tanto para sistemas de aceite o gas de acuerdo a las categorías mostradas en la Tabla 5.7.

Además, la Tabla 5.7 muestra los requerimientos, rangos de aplicabilidad, y ventajas de cada IPR. En particular, se deberá notar que los modelos o correlaciones requieren datos de prueba con pozo estabilizado.

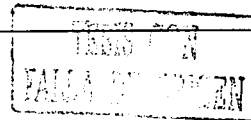
5.2.2.3 PERFORACIONES.

Las caídas de presión a través de las perforaciones, (Δp_{pf}) son calculadas en el programa por el método desarrollado por McLeod⁷³ para fase simple de flujo de gas y adaptada por Brown⁷⁴ para fase simple de flujo de aceite. Este método toma en consideración las pérdidas de presión a través de una zona afectada alrededor de las perforaciones, pero no así, las características de convergencia de flujo en la cercanía del pozo, y el efecto de flujo de dos fases.



IPR	RANGO DE APLICABILIDAD	REQUERIMIENTOS	VENTAJAS
YACIMIENTO DE ACEITE			
INDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSTANTE (J) ⁷⁶	FLUJO DE UNA SOLA FASE (PRESIÓN ARRIBA DEL PUNTO DE BURBUJA)	PRUEBAS DE POZO O INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO LIMITADA	MÉTODO SIMPLISTA. PROPORCIONA UNA ALTERNATIVA PARA CASOS DONDE POCOS DATOS SON DISPONIBLES.
ECUACIÓN DE AFLUENCIA ESTABILIZADA ⁷⁵	FLUJO DE UNA SOLA FASE	DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	INCLUYE EFECTOS DE DAÑO, FLUJO A ALTAS VELOCIDADES
VOGEL ⁷⁷	FLUJO DE DOS FASES EN YACIMIENTOS QUE MANEJAN GAS EN SOLUCIÓN.	UNA PRUEBA DE POZO ESTABILIZADO	MÉTODO QUE PROPORCIONA BUENOS RESULTADOS CON SOLO TENER UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN.
FETKOVICH ⁷⁸	FLUJO DE DOS FASES EN YACIMIENTOS QUE MANEJAN GAS EN SOLUCIÓN.	VARIOS PUNTOS DE UNA PRUEBA DE POZO ESTABILIZADO	EFFECTOS DE DAÑO Y FLUJO A ALTAS VELOCIDADES SON INCLUIDAS
YACIMIENTO DE GAS			
ECUACIÓN DE AFLUENCIA ESTABILIZADA ⁷⁵	FLUJO DE UNA SOLA FASE	DESCRIPCIÓN DE PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.	INCLUYE EFECTOS DE DAÑO, FLUJO A ALTAS VELOCIDADES.
JONES Y COLABORADORES ⁷⁹	FLUJO MULTIFÁSICO.	VARIOS PUNTOS DE UNA PRUEBA DE POZO ESTABILIZADO	INCLUYE EFECTOS DE DAÑO, FLUJO A ALTAS VELOCIDADES.

TABLA 5.7 RELACIONES DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR), PARA YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS.



Sin embargo cabe hacer notar que, cuando el método de cálculo de la IPR esta basado en datos de campo, tal como la correlación de Fetkovich⁷⁸, los efectos de terminación y restricciones cercanas al pozo son incluidos implícitamente.

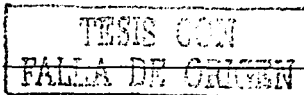
5.2.2.4 EMPACAMIENTO DE GRAVA.

La caída de presión a través de empacamiento de grava, (Δp_{gp}), es calculada con la ecuación propuesta por Brown⁷⁴. Este modelo se desarrolló para fase simple de aceite o gas, y considera las pérdidas de presión presentadas desde el túnel perforado a la tubería de producción. El modelo simplemente considera los valores usados para la permeabilidad de la grava y las estimaciones del área disponible para el flujo. Brown⁷⁴ también proporciona algunos procedimientos para la estimación de la permeabilidad de la grava, basado en el tamaño de ésta.

5.2.2.5 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Las pérdidas de presión en la tubería de producción, (ΔP_{TP}), pueden ser calculadas con el programa mediante el modelo mecánico descrito en este trabajo o por correlaciones, la lista de los métodos disponibles se muestran en la Tabla 5.8.

Las correlaciones listadas son algunas de las más utilizadas; sin embargo como ya se mencionó, su rango de aplicabilidad es generalmente limitado a un rango de condiciones experimentales o de campo para las cuales fueron desarrolladas. Las correlaciones aplicadas a las tuberías de producción son para flujo vertical e inclinado, como se menciona en la Tabla 5.8.



MÉTODO	CATEGORÍA	RANGOS RECOMENDADOS
FLUJO VERTICAL		
CORRELACIÓN DE POETTMMANN Y CARPENTER ²	I	DIÁMETRO DE TUBERÍA 2, 2.5 Y 3 pg. VISCOSIDAD DEL ACEITE < 5 cp, RGA 1500 scf/stb GASTOS < 400 stb/d
CORRELACIÓN DE BAXENDELL Y THOMAS ³	I	DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 2.5 Y 3.5 pg.
CORRELACIÓN DE DUNS Y ROS ⁷	III	AMPLIO RANGOS DE DIÁMETROS Y TIPO DE FLUIDOS.
CORRELACIÓN DE FANCHER Y BROWN ⁴	I	DIÁMETROS DE TUBERÍA DE 2 3/8 pg. RGA < 5000 scf/stb GASTO < 400 stb/d
CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN ⁵	II	AMPLIO RANGOS DE DIÁMETROS Y TIPO DE FLUIDOS.
CORRELACIÓN DE ORKISZEWSKI ¹⁶	III	AMPLIO RANGOS DE DIÁMETROS Y TIPO DE FLUIDOS.
CORRELACIÓN DE AZIZ Y COL. ¹⁷	III	AMPLIO RANGOS DE DIÁMETROS Y TIPO DE FLUIDOS.
CORRELACIÓN DE GRAY ⁸⁰	II	DIÁMETRO DE TUBERÍA < 3.5 pg. CONDENSADO < 59 bb/MMscf AGUA < 350 bbl/MMscf
FLUJO HORIZONTAL		
CORRELACIÓN DE DUKLER ⁹ (CON CORRELACIÓN DE COLGAMIENTO DE EATON Y COL. ⁹)	III	AMPLIO RANGOS DE DIÁMETROS Y TIPO DE FLUIDOS.
FLUJO INCLINADO		
CORRELACIÓN DE BEGGS Y BRILL ¹⁰	III	NO OBTANTE QUE FUE DESARROLLADA DENTRO DE RANGOS LIMITADOS, PERMITE PREDECIR DE FORMA ACEPTABLE PARA UN AMPLIO RANGO DE DIÁMETROS, FLUIDOS Y TODOS LOS ÁNGULOS DE INCLINACIÓN.
MODELO MECANÍSTICO PROPUESTO (GÓMEZ MODIFICADO)	**	TODOS LOS DIÁMETROS, TODO TIPO DE FLUIDOS Y TODOS LOS ÁNGULOS DE INCLINACIÓN.

* DE BRILL Y BEGGS⁹⁵

** EL MODELO NO ESTA CONTEMPLADO EN LA CLASIFICACIÓN DE BRILL Y BEGGS⁹⁵.

- I. NO CONSIDERA CONDICIONES DE RESBALAMIENTO NI PATRÓN DE FLUJO.
- II. CONSIDERA CONDICIONES DE RESBALAMIENTO PERO NO PATRONES DE FLUJO.
- III. CONSIDERA CONDICIONES DE RESBALAMIENTO Y PATRONES DE FLUJO.

TABLA 5.8 MÉTODOS PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.2.2.6 VÁLVULA DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIAL.

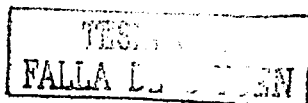
La caída de presión a través de este elemento, (Δp_{sv}), se calcula en el programa mediante una de las correlaciones listadas en la Tabla 5.9. Debido a su gran diámetro en este tipo de válvulas, la principal consideración es tomar condiciones de flujo subcríticas del flujo multifásico. Por otra parte, se deberá tener cuidado en la selección de estas correlaciones, debido a como se muestra en la Tabla 5.9, se han desarrollado para algunos tipos de válvulas y condiciones restringidas.

CORRELACIÓN	LIMITACIONES DEL COEFICIENTE DE DESCARGA
API 14B ⁸¹	COEFICIENTE DE DESCARGA CALCULADO MEDIANTE NO-RESBALAMIENTO
TULSA UNIVERSITY MODEL N° 264	RELACIONES EMPÍRICAS PARA COEFICIENTES DE DESCARGA, PARA VÁLVULAS DE OTIS "J" (8/64 pg. A 32/64 pg.) Y VÁLVULAS CAMCO "A3" (12/64 pg. A 32/64 pg.).

TABLA 5.9 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO SUBCRÍTICO EN VÁLVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES.

5.2.2.7 ESTRANGULADORES.

En la Tabla 5.10 se mencionan las correlaciones para calcular la caída de presión a través del estrangulador, (Δp_{wc}). El modelo de Sachdeva⁵⁰ es el único en la lista que considera el flujo en dos fases durante condiciones de flujo crítico y subcrítico. Este modelo es utilizado en automático en el programa en casos donde los otros modelos exceden los rangos particulares de aplicabilidad.



CORRELACIÓN	RANGO RECOMENDADO
FLUJO DE DOS FASES	
GILBERT ⁸²	MÁXIMA RAZÓN CRÍTICA DE 0.70 (PRESIÓN CORRIENTE ABAJO / CORRIENTE ARRIBA). DE 5% A 20% DE ERROR PARA ESTRANGULADORES DE 0.50/64 pg.
ROS ⁸³	VERSIÓN REVISADA DE LA CORRELACIÓN DE GILBERT ⁸⁵
SACHDEVA ⁸⁴	FRONTERA DE FLUJO CRÍTICO - SUBCRÍTICO DETERMINADO POR EL MODELO. USA COEFICIENTES DE DESCARGA IGUAL A 0.85 Ó 0.75 EN LA PRESENCIA DE UN CODO CORRIENTE ARRIBA.
FLUJO DE GAS	
ECUACIÓN DE EXPANSIÓN ADIABÁTICO ⁸⁵	FRONTERAS DE FLUJO CRÍTICO - SUBCRÍTICO CALCULADO EN BASE A LA RAZÓN DE CALOR ESPECÍFICO.

TABLA 5.10 CORRELACIONES PARA FLUJO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES.

5.2.2.8 TUBERÍA SUPERFICIAL.

Las caídas de presión en este componente, (Δp_{pl}), pueden ser calculadas mediante el modelo mecánico presentado en este trabajo, o bien, por una de las correlaciones listadas en la Tabla 5.8 para flujo horizontal o inclinado. El problema de evaluar caídas de presión en tuberías superficiales durante condiciones de flujo multifásico es similar al encontrado para tuberías verticales.

5.2.2.9 PROPIEDADES DE FLUIDOS.

Siempre que se requiere analizar o desarrollar proyectos de flujo de hidrocarburos a través de sistemas de producción, primero se debe de conocer el tipo de aceite a manejar para seleccionar el método a utilizar en la determinación de las propiedades físicas de los fluidos.

FALLA DE ORIGEN

Se utilizan frecuentemente dos tipos de modelos de transferencia de masa en la industria petrolera, dependiendo de la composición de la mezcla del fluido y el rango de temperatura del yacimiento encontrada. Estos métodos son referidos como modelos de "aceite negro" y "composicional". El modelo de aceite negro se utiliza típicamente para yacimientos de aceite con gas disuelto. Por otro lado, los modelos composicionales son mejores para predecir el comportamiento de fluidos para yacimientos de gas y condensados. Estos modelos composicionales son más complejos que los modelos de aceite negro y están mejor preparados para modelar la transferencia de masa cuando los fluidos exhiben comportamiento de condensación retrograda. En el programa de cómputo se utilizó el modelo de aceite negro para la predicción de las propiedades físicas.

El éxito en la solución de todo problema, sin duda alguna radica en un buen planteamiento y seguimiento del mismo. El cálculo de caídas de presión no es la excepción, y ésta será tan exitosa en la medida que se haya seleccionado el método o procedimiento adecuado a utilizar para determinar las propiedades físicas de los fluidos, y los ajustes correspondientes a fin de reproducir lo mejor posible estas propiedades.

Las propiedades pueden ser evaluadas en el laboratorio, lo cual resulta muy costoso y cuando se realizan, se efectúan a condiciones de presión y temperatura del yacimiento; las cuales son diferentes de aquellas condiciones que imperan durante el flujo de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Basados en estudios de laboratorio, se han desarrollado expresiones empíricas que permiten determinar el valor de las propiedades físicas de los fluidos, para un amplio intervalo de presión y temperatura. Sin embargo, se deberán de utilizar datos de laboratorio cuando estén disponibles.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las estimaciones de las propiedades de fluidos deberán ser basadas en mediciones actualizadas de muestras de campo siempre que sea posible. Sin embargo, en la ausencia de esta información, la Tabla 5.11 provee la lista de correlaciones para las diferentes propiedades, además de una guía sobre los rangos de aplicabilidad sobre correlaciones particulares.

PROPIEDADES DE FLUIDO	CORRELACION	COMENTARIO
CRUDOS Y DOS FASES		
RELACION DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE	LASATER ⁸⁶	SUGERIDO PARA ACEITES CON °API > 15.
	STANDING ⁸⁷	SUGERIDO PARA ACEITES CON °API < 15.
	VAZQUEZ Y BEGGS ⁸⁸	DOS CORRELACIONES PARA ACEITES CON °API ARRIBA Y DEBAJO DE 30.
FACTOR DE VOLUMEN	STANDING ⁸⁷	PARA ACEITES NEGROS CON PRESIÓN ABAJO DEL PUNTO DE BURBUJA.
	VAZQUEZ Y BEGGS ⁸⁸	DOS CORRELACIONES PARA ACEITES CON °API ARRIBA Y DEBAJO DE 30.
	GLASO ⁸⁹	DESARROLLADO PARA ACEITES DEL MAR DEL NORTE. PUEDE SER VÁLIDO PARA OTROS CRUDOS DESPUÉS DE CORREGIR POR CO ₂ , N ₂ Y H ₂ S.
TENSION SUPERFICIAL	BAKER Y SWERDLOFF ⁹⁰	INTERPOLACIÓN DE DATOS EMPÍRICOS.
VISCOSIDAD	BEGGS Y ROBINSON ⁹¹	CORRELACIONA VISCOSIDADES DE ACEITE MUERTO Y VIVO.
	VAZQUEZ Y BEGGS ⁸⁸	CORRELACIÓN PARA VISCOSIDADES ARRIBA DE LA PRESIÓN DEL PUNTO DE BURBUJA.
	GLASO ⁸⁹	DESARROLLADO PARA ACEITES DEL MAR DEL NORTE. PUEDE SER VÁLIDO PARA OTROS CRUDOS DESPUÉS DE CORREGIR POR CO ₂ , N ₂ Y H ₂ S.
GAS		
COMPRESIBILIDAD	YARBOROUGH Y HALL ⁹²	ADECUADO PARA CURVAS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA REDUCIDAS DE STANDING Y KATZ.
VISCOSIDAD	LEE Y COL ⁹³	CORRELACIÓN EMPÍRICA. BUENA PARA UN AMPLIO RANGO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.
AGUA		
FACTOR DE VOLUMEN	GOULD ⁹⁴	VALORES CORRELACIONADOS DE AGUA PURA Y AGUA SATURADA CON GAS.
VISCOSIDAD	BEGGS Y BRILL ⁹⁵	EXPRESIÓN PARA CORREGIR LA VISCOSIDAD POR EFECTOS DE LA TEMPERATURA.

TABLA 5.11 CORRELACIONES PARA LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS.

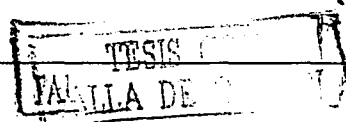


5.2.3 CODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO.

Debido a que el programa de cómputo realizado por Pérez G.⁷², se obtuvo de manera incompleta, se utilizó el Manual del Usuario de Software desarrollado por la Universidad de Tulsa⁹⁶ como base para completar el programa de cómputo,

Las subrutinas incorporadas al programa de cómputo fueron:

FLAGR	Interpolación en una dimensión.
FLAGR2	Interpolación en dos dimensiones.
FRFACT	Cálculo del factor de fricción.
LIQVIS	Cálculo de la viscosidad del líquido.
GASVIS	Cálculo de la viscosidad del gas.
ZFAC	Cálculo del factor de compresibilidad del gas.
VELOCITY	Cálculo de las propiedades físicas del fluido, gastos in-situ, velocidades superficiales y grupos adimensionales.
SURFT	Cálculo de la tensión superficial.
CALRS	Calcula las relaciones de solubilidad gas/aceite, agua/gas, gravedad específica del gas libre y disuelto, así como la presión en el punto burbuja.
CALFV	Cálculo del factor de volumen de formación aceite, agua y compresibilidad del aceite.



5.2.4 VALIDACIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO.

Para la validación del programa de cómputo se realizaron corridas con datos recabados del trabajo de Pérez G.⁷²:

DATOS DEL YACIMIENTO		
Índice de productividad cte.	[stb/d]	0.27
Presión promedio del yacimiento	[psia]	2000
Temperatura promedio del yacimiento	[°F]	120

DATOS DE LAS PROPIEDADES DE FLUIDOS		
RGA	[scf/stb]	300.0
RWA	[stb/stb]	0.11
Presión en el punto de burbuja	[psia]*	1707.07
Factor de volumen del aceite	[rbbl/stb]*	1.1783
Gravedad API del aceite		35.0
Gravedad específica del gas		0.65
Gravedad específica del agua		1.00
Viscosidad del aceite	[cp]	1.1084
Viscosidad del agua	[cp]	0.6148
Calor específico del gas a presión cte.		1.20
Calor específico del gas a volumen cte.		0.85
Calor específico del líquido		1.00

* Valores obtenidos por la correlación de Standing⁷¹.

DATOS DEL SEPARADOR		
Presión	[psia]	100.0
Temperatura	[°F]	120.0

DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN		
Temperatura en la cabeza del pozo	[°F]	120.0
Diámetro de tubería	[pg.]	2.4410
Rugosidad absoluta de la tubería	[pies]	0.0001
Longitud total de tubería	[pies]	5000.0
Ángulo de inclinación del pozo	[grados]	90.0

Los resultados de las corridas se muestran en la Tabla 5.12, donde se observa una buena reproducción de los resultados obtenidos por Pérez G.⁷², ya que el mayor porcentaje de diferencia fue del 3.55% con la correlación de Orkiszewski¹⁶. Las diferencias resultantes son debidas a que en algunas de las propiedades de los fluidos en el trabajo de Pérez G.⁷², no se especifican las correlaciones utilizadas.

CORRELACIÓN	GASTO DE ACEITE [stb/d]		% DIFERENCIA
	PÉREZ G. ⁷²	REPRODUCIDOS	
FANCHER Y BROWN ⁴	296	299.32	1.12
POETTMANN Y CARPENTER ²	263	267.25	1.62
DUN Y ROS ⁷	147	148.92	1.31
ORKISZEWSKI ¹⁶	132	136.68	3.55
AZIZ Y COLABORADORES ¹⁷	104	106.31	2.22
BEGGS Y BRILL ¹⁰	80	77.51	-3.11

TABLA 5.12 VALIDACIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Adicionalmente, para validar el comportamiento del modelo mecánico ya modificado, según lo descrito en el punto 5.1 de este trabajo, con respecto a los resultados obtenidos con correlaciones, se utilizaron algunos datos de campo tomados del Activo Ku – Maloob – Zaap, los cuales se indican a continuación:

DATOS DEL YACIMIENTO		
Índice de productividad cte.	[stb/(d*psi)]	19.7
Presión promedio del yacimiento	[psi]	6758.766
Temperatura promedio del yacimiento	[°F]	248

DATOS DE LAS PROPIEDADES DE FLUIDOS		
RGA	[scf/stb]	668.11
RWA	[stb/stb]	0.0
Presión en el punto de burbuja	[psi]	2474.28
Factor de volumen del aceite	[rbbl/stb]	1.3042*
Gravedad API del aceite		25.0
Densidad relativa del gas		0.69
Viscosidad del aceite	[cp]	0.8971**

* Valor obtenido con la correlación de Standing

** Valor obtenido con la correlación de Beggs y Robinson.

DATOS DEL SEPARADOR		
Presión	[psi]	236.05
Temperatura	[°F]	210.2

DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN		
Temperatura en la cabeza del pozo	[°F]	210.2
Diámetro de tubería	[pg.]	3.93
Rugosidad absoluta de la tubería	[pies]	0.0001
Longitud total de tubería	[pies]	11532.15
Ángulo de inclinación del pozo	[grados]	88.0

DATOS DEL ESTRANGULADOR	
Tamaño del estrangulador [1/64 pg]	208
Modelo o correlación	Ecuación de Sachdeva

Las correlaciones utilizadas para la comparación con respecto al modelo mecánico fueron las de Orkiszewsky¹⁶, Beggs y Brill¹⁰, Duns y Ros⁷ y Hagedorn y Brown⁶. El comportamiento y resultados de estas corridas, se muestran en la Figura 5.21 y Tabla 5.13, respectivamente.

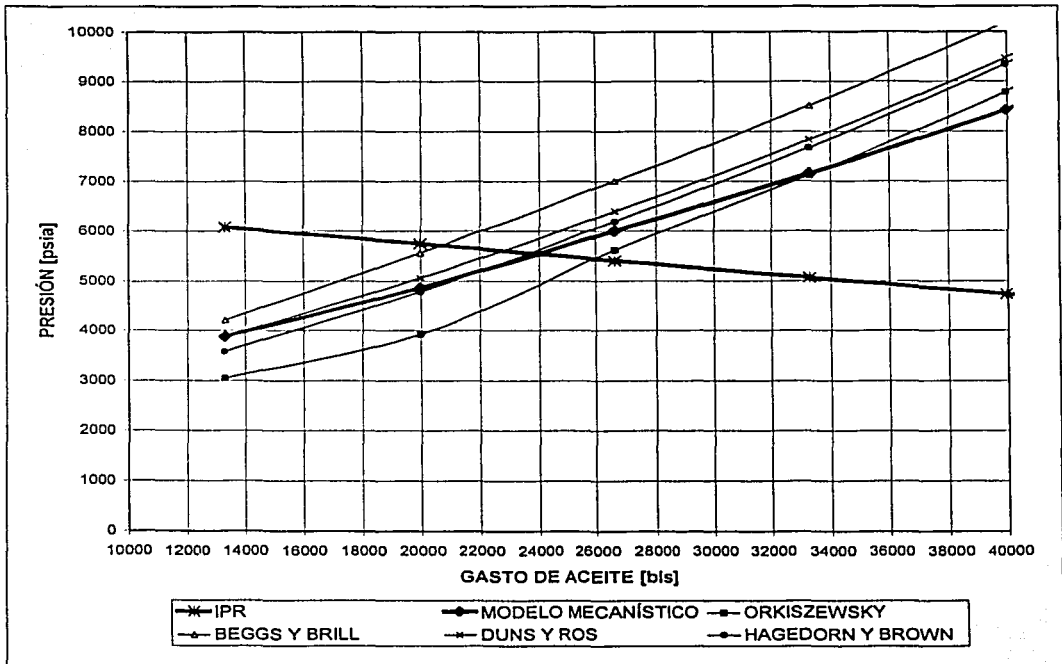


FIGURA 5.21 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO ENTRE MODELO MECANÍSTICO Y CORRELACIONES.

CORRELACIÓN	GASTO DE ACEITE OBTENIDO [stb/d]
ORKISZEWKY ¹⁶	25,940.31
BEGGS Y BRILL ¹⁰	20,648.21
DUNS Y ROS ⁷	22,702.64
HAGEDORN Y BROWN ⁶	23,638.83
MODELO MECANÍSTICO PROPUESTO (GÓMEZ MODIFICADO)	23,937.89

TABLA 5.13 RESULTADOS DE LAS CORRIDAS DEL MODELO DE POZO.

Del comportamiento y resultados mostrados en la Figura 5.21 y Tabla 5.13, se observa que el modelo mecánico muestra un resultado dentro del rango del comportamiento de las correlaciones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.3 MODELO MATEMÁTICO DE OPTIMIZACIÓN.

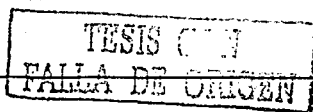
Con el desarrollo del modelo matemático para la predicción del comportamiento de un pozo descrito en el punto 5.2, se tiene el primer componente para formular el problema de optimización. El cual consiste del proceso o modelo matemático que rige al problema.

De este modelo para la predicción del comportamiento del pozo, se seleccionaron cuatro variables para optimizar, debido a su gran impacto en el comportamiento del sistema de producción, las cuales fueron:

- 1) Diámetro de la tubería del pozo [pg.].
- 2) Diámetro del estrangulador [1/64 de pg.].
- 3) Diámetro de la tubería superficial [pg.].
- 4) Presión de separación [psi].

Aunque adicional a estas variables, existen otras involucradas en el cálculo de las caídas de presión en las perforaciones de los disparos y el empacamiento de grava entre otros componentes, en este trabajo no fueron consideradas para su optimización.

Como la finalidad del modelo de comportamiento del sistema de producción descrito en el punto 5.2, es determinar los gastos de fluidos que aportará el pozo de acuerdo a las restricciones físicas ofrecidas por los componentes de producción mostrados en la Figura 5.19, el objetivo de la optimización determinado para este trabajo fue maximizar el gasto de aceite.



Una vez definidos, el modelo matemático que rige al problema, las variables a manipular y objetivo a optimizar, el último componente para completar la formulación del problema de optimización es determinar el procedimiento de optimización que permita la manipulación de las variables independientes del proceso, además de maximizar para nuestro caso el objetivo determinado, el cual será restringido por el modelo del proceso.

Definiendo para este trabajo dos procedimientos de optimización:

- 1) Algoritmo Politope
- 2) Algoritmo genético.

La selección de estos dos procedimientos sobre los métodos derivativos se debió al comportamiento no suavizado y con discontinuidades presentes en el proceso de cálculo del sistema del pozo.

5.3.1 ALGORITMO POLITOPE.

Para la obtención del modelo matemático que permita optimizar el sistema de producción por el método del Politope, se utilizó la subrutina "UMPOL" en Fortran de las librerías numéricas del IMLS⁶⁴.

Las características principales de este modelo de optimización son:

- El modelo permite mover a cada una de las variables a optimizar de forma continua.
- Permite modificar de forma flexible la longitud de paso para las variables a optimizar y la tolerancia para la convergencia del modelo.

Para la ejecución del programa con el algoritmo Politope, se requiere básicamente la siguiente información:

Generar la base de datos requeridos para elegir y describir los elementos de los cuales consiste el sistema de producción mediante el modelo descrito en el punto 5.2, además de indicar las variables a optimizar y su respectivo valor estimado inicial.

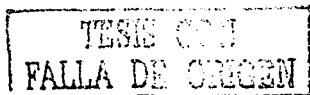
5.3.2 ALGORITMO GENÉTICO.

Respecto al punto 4.3.3.1 de este trabajo, donde se describen los diferentes componentes del algoritmo Genético, se observa que se cuentan con opciones de mecanismos para determinar los parámetros de los diferentes elementos y operadores genéticos requeridos para el desarrollo del algoritmo Genético. De acuerdo al tipo de problema que representa el optimizar un sistema de producción, el algoritmo Genético quedó conformado de la siguiente manera:

El algoritmo Genético se realizó con codificación real, con las siguientes características en sus elementos:

POBLACIÓN: Para obtener la población, el algoritmo puede generar desde uno hasta 200 individuos.

FUNCIÓN OBJETIVO: Como medida de cómo el individuo se comporta en el dominio del problema se tomó el gasto de aceite que produce el pozo.



FUNCIÓN DE DESEMPEÑO: Para determinar la medida relativa de desempeño se estableció el método no lineal, ya que este método no castiga a las peores soluciones tanto como el método lineal, lo cual implica que el desempeño no lineal contribuye a mantener una población de soluciones más diversa.

SELECCIÓN: Para evitar errores de selección sistemática, la mejor manera de realizar esta tarea es de la forma aleatoria que corresponda con el desempeño de la solución. Para este trabajo se implementó el muestreo aleatorio universal, el cual asegura una tendencia nula y una dispersión mínima.

Referente a los OPERADORES GENÉTICOS como son el cruzamiento, mutación y reinserción, se implementaron todos los métodos descritos en el punto 4.3.3.2, para definir mediante el comportamiento de la optimización el mejor método, y la probabilidad apropiada para el cruzamiento y mutación.

Para la ejecución del algoritmo Genético, se requiere la siguiente información:

Además de generar la base de datos requeridos para elegir y describir los elementos de los cuales consiste el sistema de producción mediante el modelo descrito en el punto 5.2, se requiere indicar el intervalo tentativo de búsqueda de las variables a optimizar.

TESIS CON
FALLA DE ENTREN

174

TESIS COMIT
FALLA LE ORICE

6. RESULTADOS DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN.

6.1 CONFORMACIÓN DEL MODELO DE POZO PARA LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN.

El modelo del pozo utilizado para la aplicación de los métodos de optimización Polítopo y Genético, fue armado con datos obtenidos del trabajo presentado por Pérez G.⁷², el cual considera los siguientes componentes:

- Separador.
- Tubería superficial.
- Estrangulador.
- Tubería del pozo.

Además de un sistema de producción de aceite y un yacimiento con un índice de productividad constante.

6.1.1 INFORMACIÓN DE CADA COMPONENTE.

6.1.1.1 DATOS DE LAS PROPIEDADES DE FLUIDO.

Gravedad API del aceite:	35°	
Gravedad específica del gas:	0.65	
Gravedad específica del agua:	1.00	
Relación gas – aceite:	300	[scf/stb]
Relación agua – aceite:	0.11	[stb/stb]



6.1.1.2 DATOS DEL YACIMIENTO.

Índice de productividad constante:	0.27	[stb/d]
Presión promedio:	2000	[psia]
Temperatura promedio:	120	[°F]

6.1.1.3 DATOS DEL SEPARADOR.

Presión de separación:	100	[psia]
Temperatura:	120	[°F]

6.1.1.4 DATOS DE LA TUBERÍA SUPERFICIAL.

Diámetro:	2.000	[pg]
Rugosidad absoluta:	0.0001	[pies]
Longitud total:	3000	[pies]
Correlación para la caída de presión:	Varias	
Correlación para B_o :	Standing	
Correlación para P_b :	Standing	
Correlación para μ_o :	Beggs y Robinson	

Se considera un solo segmento de tubería de 3000 pies con un ángulo de inclinación de 0°.

6.1.1.5 DATOS DEL ESTRANGULADOR.

Diámetro:	30.0	[1/64 de pg.]
Método:	Ecuación de Sachdeva.	

6.1.1.6 DATOS DE LA TUBERÍA DEL POZO.

Temperatura en la cabeza del pozo:	120	[°F]
Diámetro:	2.441	[pg]
Rugosidad absoluta:	0.0001	[pies]
Longitud total:	5000	[pies]
Ángulo de inclinación:	90°	
Correlación para la caída de presión:	Varias	
Correlación para B_o :	Standing	
Correlación para P_b :	Standing	
Correlación para μ_o :	Beggs y Robinson	

De esta información de los componentes, las variables a manipular para llevar a cabo el proceso de optimización son:

- Presión de separación [psia]
- Diámetro de tubería superficial [pg]
- Diámetro del estrangulador [1/64 de pg.]
- Diámetro de la tubería del pozo [pg]

La elección de estas variables fue debido a la gran influencia que tienen en los cálculos para obtener el comportamiento global del pozo, además de ser variables de las cuales se puede tener pleno control, a excepción de la presión de separación, que se deberá revisar si las condiciones de operación del sistema lo permiten.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

6.2 PROBLEMAS DETECTADOS EN EL MODELO DE COMPORTAMIENTO DEL POZO.

Debido a que se requiere evaluar el comportamiento del pozo en varias ocasiones para los procesos de optimización, en un principio se tuvo el problema de que el proceso de optimización abortaba al encontrar ciertos juegos de las variables a optimizar, o se calculaban gastos de aceite, gas y agua ilógicos con el modelo del comportamiento del pozo, por lo que se fueron detectando estos problemas tratando de hacer más robusto el cálculo del comportamiento del pozo.

Se encontraron detalles como mal dimensionamiento de variables, errores de cambio de números por letras y viceversa, pero también se detectaron otro tipo de problemas, los cuales se detallan en los siguientes puntos de este inciso.

6.2.1 CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL ESTRANGULADOR.

En el cálculo de caídas de presión causadas por el estrangulador, el método de Sachdeva⁸⁴ para el caso de flujo subcrítico muchas veces no convergía o abortaba la corrida del cálculo del pozo. Una vez detectado el problema del análisis de resultados, se modificó el programa de tal forma que reiniciara el cálculo de caídas de presión en el estrangulador cambiando el método por el de Gilbert⁸², cuando el método de Sachdeva⁸⁴ presentara problemas inestables de cálculo, evitando de esta manera cálculos incompletos.

Las modificaciones consistieron en integrar una bandera en las siguientes subrutinas:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- "DPCHK" Subrutina para calcular la caída de presión a través del estrangulador mediante los métodos de Gilbert⁸², Ros⁸³ y Sachdeva⁸⁴.
- "CSBD" Subrutina para calcular la frontera entre flujo subcrítico – crítico en un estrangulador, usando la ecuación propuesta por Sachdeva⁸⁴.
- "CKSACH" Subrutina para calcular las caídas de presión a través de un estrangulador, utilizando la ecuación de Sachdeva⁸⁴.

Cuando se presentaba alguna inestabilidad en el cálculo de la caída de presión a través de estrangulador con el método de Sachdeva⁸⁴, con la bandera se indicaba reiniciar el cálculo y cambiar de método.

6.2.2 OBTENCIÓN DE LA INTERSECCIÓN DE LAS CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA Y SALIDA DEL POZO.

Otro problema que se presentó en el programa para la predicción del comportamiento del pozo fue que en ocasiones el programa no encontraba la intersección de las curvas de comportamiento de afluencia y salida del pozo, la cual de forma gráfica sí se visualizaba.

El problema se encontró en la subrutina "INTMIN" y "ROOT1", que calculan la intersección de dos curvas que representan el comportamiento del sistema, por dos razones:

- 1) Debido a que la subrutina "INTMIN" calcula los dos gastos posibles de encontrar que se muestran como puntos A y B en la Figura D.1 del Apéndice D, en algunos casos el punto B no era posible determinarlo por falta de datos (por estar fuera del área de interés), ocasionando interferencia en los datos obtenidos del punto A, indicando el programa que no era posible encontrar la intersección de las curvas. Por lo cual se modificó a la subrutina "INTMIN", cambiando nombre de variable y especificando la condicionante de la no - existencia del punto B para algunos casos.
- 2) Debido a puntos fuera de tendencia de cálculos de caídas de presión en algunos de los componentes del pozo que por su magnitud y desempeño llegan a reflejarse en la curva del comportamiento de salida del pozo, lo cual interfiere en el desarrollo de cálculo de las subrutinas "INTMIN" y "ROOT1", para determinar el punto de intersección.

Al realizar las gráficas para determinar el comportamiento del gasto de aceite respecto a las cuatro variables a optimizar, con la correlación de Orkiszewski¹⁶ para la tubería vertical y la correlación de Beggs y Brill¹⁰ para tubería horizontal, se detectó que para las variables del diámetro de tubería del pozo y presión de separación se presentaron discontinuidades donde los gastos de aceite llegaron a ser cero, cuando simplemente por comportamiento este gasto debería ser mayor. Esto se puede observar en las Figuras 6.1 y 6.2 para el diámetro del estrangulador y presión de separación, respectivamente.

Para el comportamiento de la tubería del pozo, se encontró que con un diámetro de 3.343 pg el gasto de aceite calculado era igual a cero. Respecto al comportamiento de la presión de separación se calculó un gasto de aceite igual a cero para presiones de 28, 29 y 30 psi.



Del análisis de las caídas de presión para cada componente del pozo considerando un diámetro 3.343 pg en la tubería de producción y manteniendo los datos adicionales iguales, se encontró un comportamiento estable de las caídas de presión en cada componente, excepto para la tubería de producción que muestra dos puntos fuera del comportamiento normal, indicados con los óvalos A y B de la Figura 6.3, lo cual afecta directamente en la curva global de comportamiento de salida del pozo (óvalo C), Figura 6.4.

Esta forma de la curva del comportamiento de salida del pozo ocasionaba que el algoritmo no detectara la intersección de curvas. Lo cual se resolvió aplicando en la subrutina "INTMIN" una corrección de cambio de variable para la búsqueda del punto inestable de la intersección de curvas (ejemplo: punto B de la Figura D.1) y haciendo el gasto de aceite obtenido en este punto como el esperado para el sistema.

Para el caso del análisis de sensibilidad de la presión de separación, de igual forma se analizaron las caídas de presión calculadas para cada componente del pozo pero cambiando la presión de separación a 29 psi y manteniendo lo demás datos iguales, observando un comportamiento inestable únicamente en el cálculo de caídas de presión a través del estrangulador, óvalos D y E de la Figura 6.5, que repercuten directamente en el comportamiento de la curva global de salida del pozo, óvalos F y G de la Figura 6.6.

La forma de la curva del comportamiento de salida del pozo mostrada en la Figura 6.6, no permite detectar ni el gasto estable ni el inestable del sistema (punto A y B de la Figura D.1), por tal motivo se modificó la subrutina "INTMIN" para cuando no detectara las intersecciones, realizara nuevamente la búsqueda de la intersección mediante la subrutina "ROOT2", la cual es una modificación de "ROOT1", pero que no hace cambio de signo de la dirección de búsqueda del punto de intersección, con la cual se resolvió el problema.

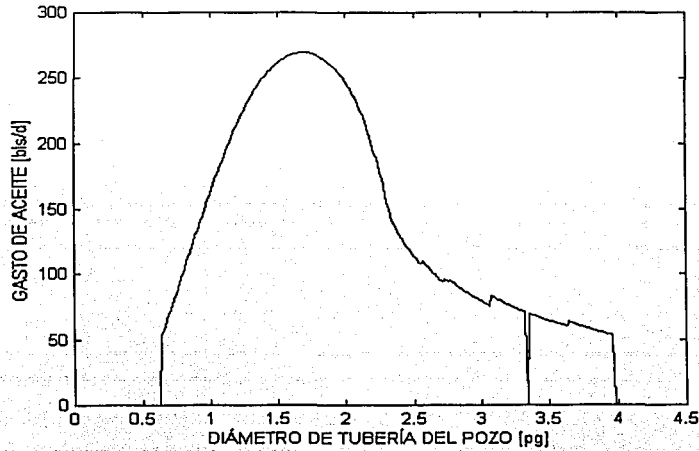


FIGURA 6.1 SENSIBILIDAD DEL GASTO DE ACEITE RESPECTO AL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DEL POZO.

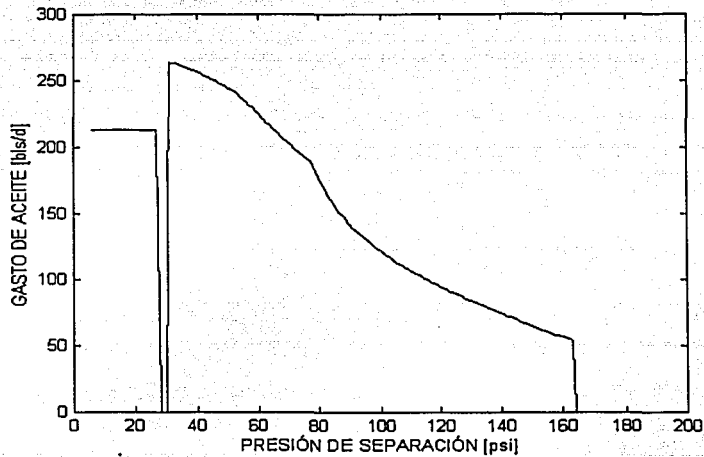
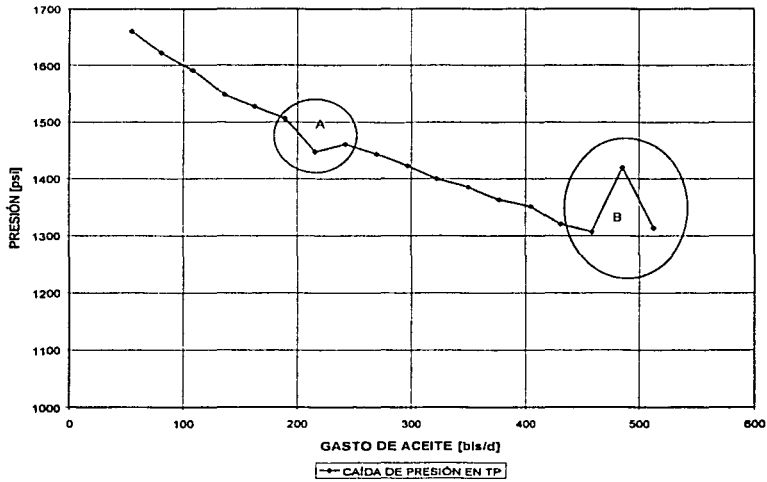


FIGURA 6.2 SENSIBILIDAD DEL GASTO DE ACEITE RESPECTO A LA PRESIÓN DE SEPARACIÓN.



(SISTEMA CON UN DIÁMETRO DE LA TP DE 3.343 pg)
 FIGURA 6.3 COMPORTAMIENTO DE LA CAIDA DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA DEL POZO EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

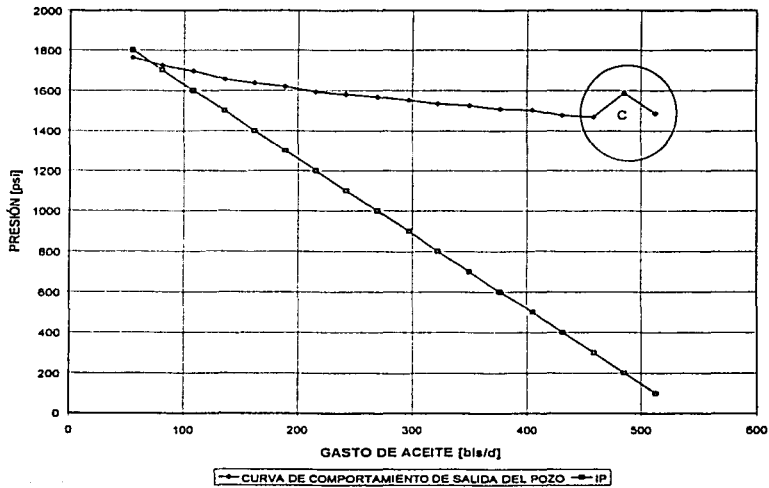


FIGURA 6.4 COMPORTAMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON UN DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DEL POZO DE 3.343 pg.

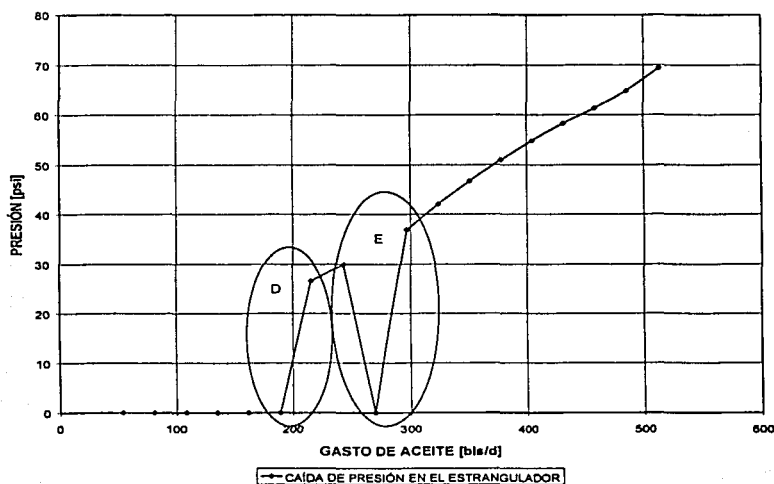


FIGURA 6.5 COMPORTAMIENTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN EL ESTRANGULADOR DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.
(SISTEMA A UNA PRESIÓN DE SEPARACIÓN DE 29 psi)

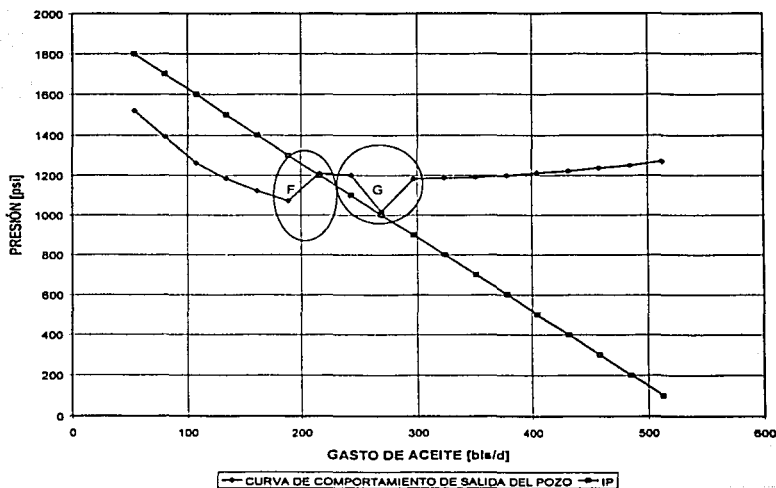


FIGURA 6.6 COMPORTAMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN A UNA PRESIÓN DE SEPARACIÓN DE 29 psi.

TRIN CON
FALLA DE ORIBEN

6.3 DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS DE OPTIMIZACIÓN.

Una vez descrito el modelo del pozo a optimizar y resueltos los problemas de cálculos incompletos o erróneos del modelo de comportamiento del pozo, se realizaron las corridas necesarias con los métodos de optimización para llevar a cabo sus ajustes finales y alcanzar su convergencia de una manera adecuada. A continuación se indican dichos ajustes, que complementan los procedimientos ya establecidos en el capítulo 5 referente a los modelos de optimización, con lo cual quedaron establecidos los modelos de optimización para un sistema de producción.

6.3.1 ALGORITMO POLITOPE.

Los dos puntos importantes para definir su convergencia para este método fueron definir la longitud de paso para la manipulación de las variables y la tolerancia para terminar el proceso de optimización, las cuales quedaron de la siguiente manera:

- La longitud del paso considerado para cada una de las cuatro variables fue de 0.5.
- Tolerancia de 1×10^{-3} para su aplicación de acuerdo a los dos criterios de convergencia dadas por las ecuaciones (5.10) y (5.11).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

6.3.2 ALGORITMO GENÉTICO.

Debido a la variedad de métodos para calcular a los elementos que conforman a los algoritmos Genético y a sus operadores, descritos en el punto 5.3.2, se realizaron corridas probando a cada uno de estos métodos, quedando conformado el algoritmo Genético para la optimización del sistema de producción de la siguiente manera:

El algoritmo Genético se realizó con codificación real, con poblaciones que pueden ir desde 1 hasta 200 individuos, teniendo como función objetivo el gasto de aceite obtenido con el modelo del comportamiento del pozo. Los elementos restantes y operadores genéticos se indican a continuación.

6.3.2.1 FUNCIÓN DE DESEMPEÑO.

Se determinó el método no lineal de desempeño ya que éste no castiga a las peores soluciones tanto como el método lineal, lo cual implica que el desempeño del tipo no lineal contribuye a mantener una población de soluciones más diversa.

6.3.2.2 MÉTODO DE SELECCIÓN.

Para evitar errores de selección sistemática, la mejor manera de realizar esta tarea es la de forma aleatoria que corresponda con el desempeño de cada solución, por lo cual para este desarrollo se utilizó el muestreo aleatorio universal, que asegura una tendencia nula y una dispersión mínima.

6.3.2.3 OPERADOR DE CRUZAMIENTO (RECOMBINACIÓN).

De los dos tipos de operadores descritos se observó, de que si la población era lo bastante dispersa en el espacio de soluciones, el cruzamiento sencillo daba buenos resultados, pero si no era el caso, el cruzamiento plano se comporta de manera más estable, por lo cual se implementó este último.

La probabilidad seleccionada para el cruzamiento fue del 80%, constante en todo el desarrollo del algoritmo genético.

6.3.2.4 OPERADOR DE MUTACIÓN.

De entre las dos opciones para este operador (mutación aleatoria y ontogénica), la mutación aleatoria resultó ser la que proporcionó un comportamiento más estable para la solución del problema planteado. Se utilizó una probabilidad de mutación del 1%.

6.3.2.5 OPERADOR DE REINSERCIÓN.

Se probaron ambos tipos de inserción, siendo la inserción basada en el desempeño la que presentó mejores resultados, respecto a la inserción de selección uniforme.

TESTES CON
FALLA DE ORIGEN

6.4 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN AL MODELO DEL POZO.

Para realizar la optimización con los algoritmos Politope y Genético del sistema de producción propuesto en el punto 6.1, se consideró utilizar tres opciones para el cálculo de las caídas de presión en tuberías, como sigue:

COMPONENTE	MÉTODO DE CÁLCULO		
	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3
TUBERÍA SUPERFICIAL	Correlación de Beggs y Brill ¹⁰	Correlación de Beggs y Brill ¹⁰	Modelo mecánico de Gómez Modificado*
TUBERÍA DEL POZO	Correlación de Orkiszewski ¹⁶	Correlación de Aziz y col. ¹⁷	Modelo mecánico de Gómez Modificado*

*Modelo mecánico desarrollado en este trabajo.

TABLA 6.1 OPCIONES DE MÉTODOS DE CÁLCULO PARA LAS CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS EMPLEADOS EN EL MODELO DEL POZO PARA SU OPTIMIZACIÓN.

Con estas tres opciones se realizó la optimización del modelo del pozo, optimizando desde una sola variable hasta las cuatro variables a la vez, obteniendo con esto 15 diferentes combinaciones de optimización del sistema para cada método de optimización. En los siguientes puntos se muestran los resultados obtenidos para cada opción mencionada.

Cabe hacer mención, que para llegar a la optimización del sistema de producción, se desarrolló un proceso de cálculo con los métodos de optimización variando los datos iniciales estimados para el método Politope y rangos iniciales estimados para el algoritmo Genético con el objeto de alcanzar el óptimo de cada método de optimización.

6.4.1 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN CON LA OPCIÓN 1.

En la Tabla 6.2 se presentan los resultados obtenidos de optimizar el sistema de producción con la opción 1, aplicando los métodos Politope y Genético para las 15 combinaciones posibles de optimizar desde una variable hasta las cuatro al mismo tiempo, los resultados del proceso de cálculo para la optimización se detallan en los puntos 6.4.1.1 y 6.4.1.2.

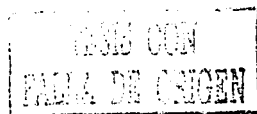
De forma gráfica, se indican en las Figuras 6.7 a 6.10 el gasto de aceite máximo alcanzado al aplicar los algoritmos de optimización para cuando se manipula una sola variable, adicionalmente de la Figura 6.11 a 6.16 se muestran los puntos máximos alcanzados de gasto de aceite, para cuando se optimizan dos variables a la vez.

El gasto de aceite que produce el sistema sin optimización es de 122.02 bls/d.

6.4.1.1 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE POZO CON EL ALGORITMO POLITOPE.

Los resultados de las corridas de optimización con el algoritmo politope se muestran en las Tablas 6.3 a 6.6, de acuerdo a la siguiente descripción:

TABLA	DESCRIPCIÓN
6.3	Optimización de una variable para un sistema de producción.
6.4	Optimización de dos variables para un sistema de producción.
6.5	Optimización de tres variables para un sistema de producción.
6.6	Optimización de cuatro variables para un sistema de producción.



VARIABLES A OPTIMIZAR				MÉTODO POLITOPE					ALGORITMO GENÉTICO					
				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]	DIFERENCIA POR OPTIMIZACIÓN [%]	VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4			1	2	3	4	
ϕ_{10} [pg.]	ϕ_{wc} [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} [pg.]	P_{sp} [psi]											
✓				1.625				268.31	119.89	1.67			269.15	120.58
	✓				18			122.02	0.00		32.29		122.02	0.00
		✓				4		135.94	11.41			4.71	136.37	11.76
			✓				30.5	264.3	116.60			30.38	264.51	116.78
✓	✓			1.66	26.56			268.94	120.41	1.659	26.53		268.94	120.41
✓		✓		1.75		3.62		293.41	140.46	1.78		3.56	293.83	140.80
✓			✓	1.84			34.7	308.39	152.74	1.82		40.02	305.01	149.97
	✓	✓			19.81	4.03		136.05	11.50		48.91	4.87	136.58	11.93
	✓		✓		34		7	281.6	130.78		33.17		281.81	130.95
		✓	✓			2.5	59.5	250.38	105.20			4	260.5	113.49
✓	✓	✓		1.76	30.07	3		290.88	138.39	1.78	33.47	3.47	293.62	140.63
✓	✓		✓	1.9	40		20	314.92	158.09	1.8	31.6		311.76	155.50
✓		✓	✓	1.82		1.94	20.01	308.81	153.08	1.84		1.94	308.81	153.08
	✓	✓	✓		80.83	3.97	14.5	437.48	258.53		80.2	3.63	438.32	259.22
✓	✓	✓	✓	2.4	90	4.5	15	452.67	270.98	2.26	90.74	4.15	461.1	277.89

TABLA 6.2 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN PARA UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.

FIGURA 6.7

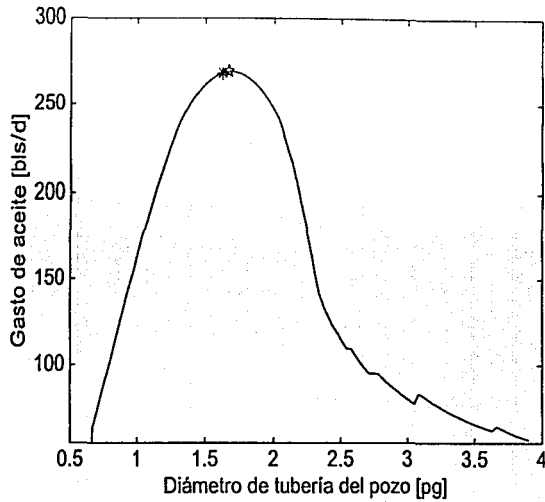


FIGURA 6.8

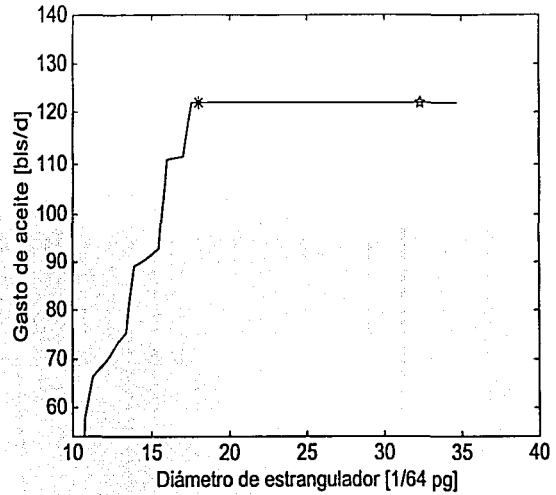


FIGURA 6.9

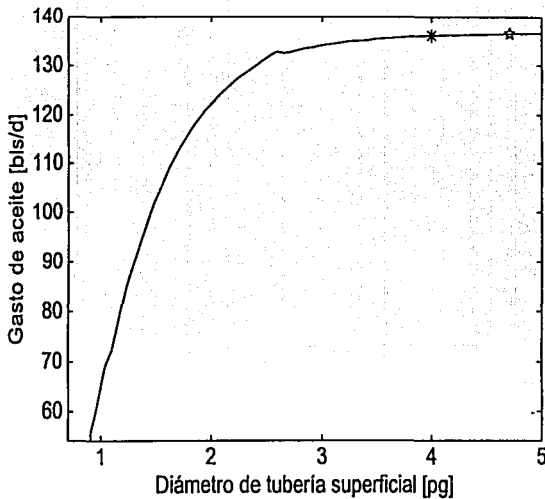
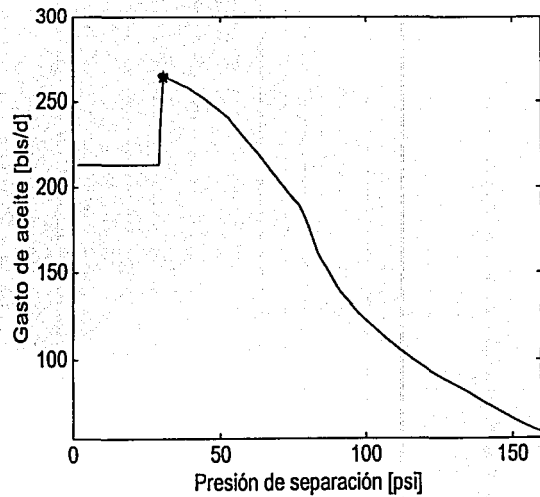


FIGURA 6.10

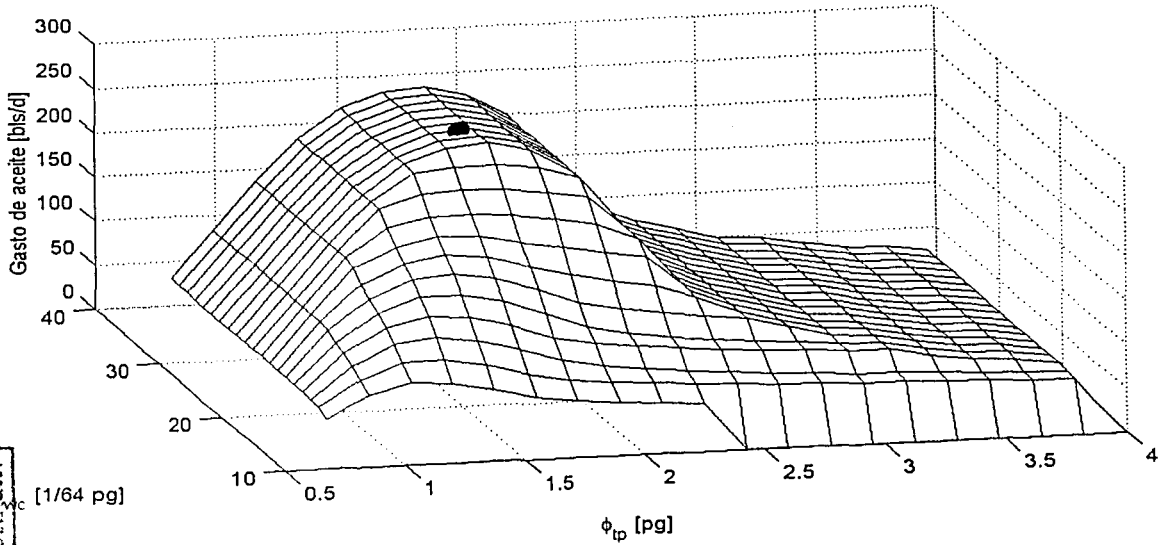


RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON LA OPCIÓN 1

* OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLITOPE. ☆ OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

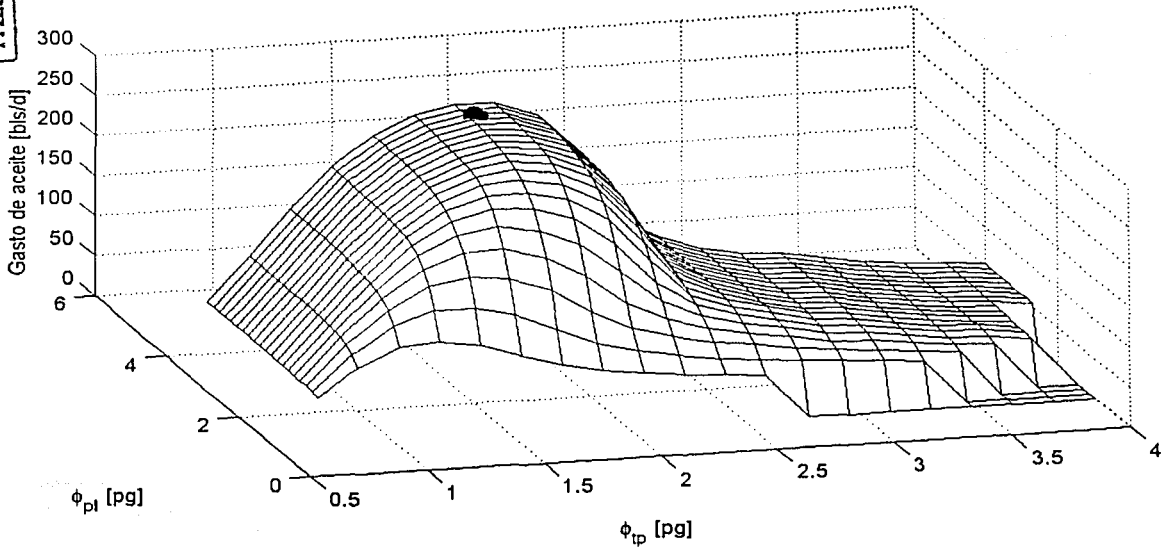
TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN
 NINGUNO

FIGURA 6.11



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

FIGURA 6.12



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 1

OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLIPEDE.
 OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

FIGURA 6.13

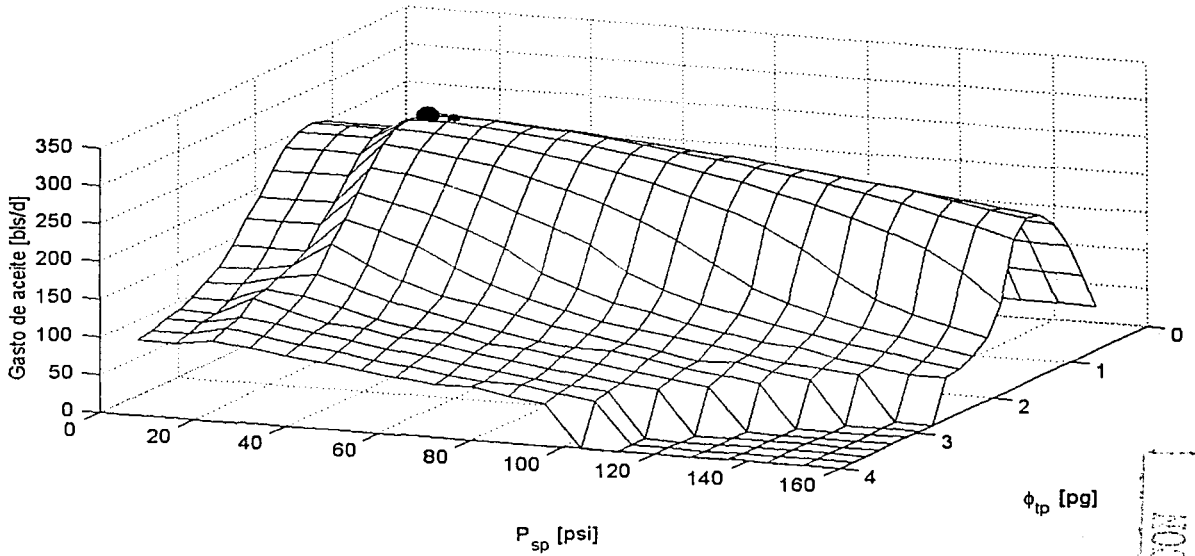
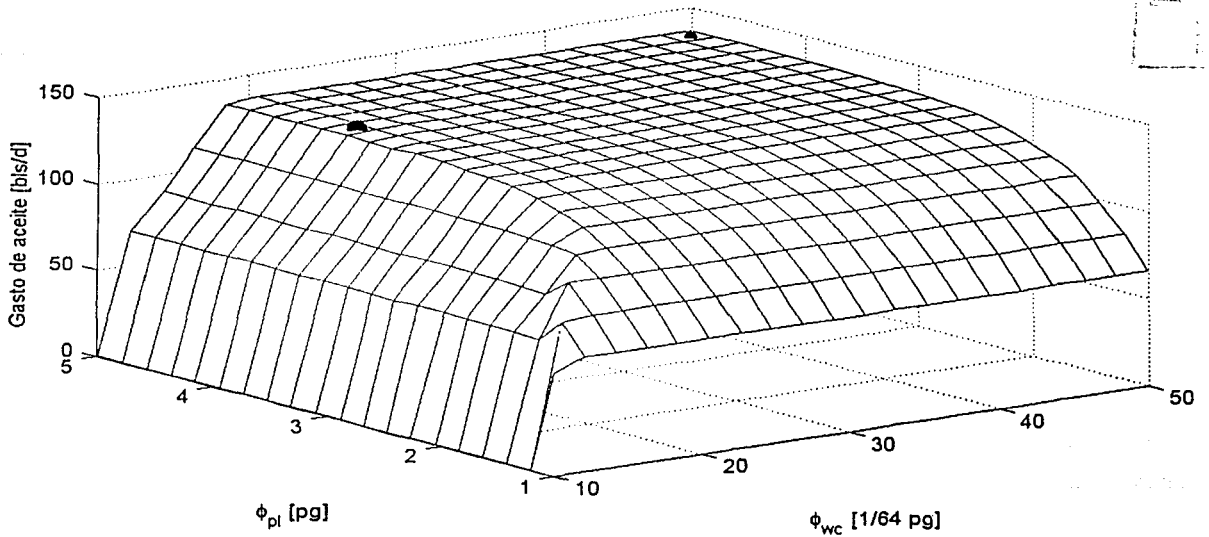


FIGURA 6.14



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 1

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLIPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

FIGURA 6.15

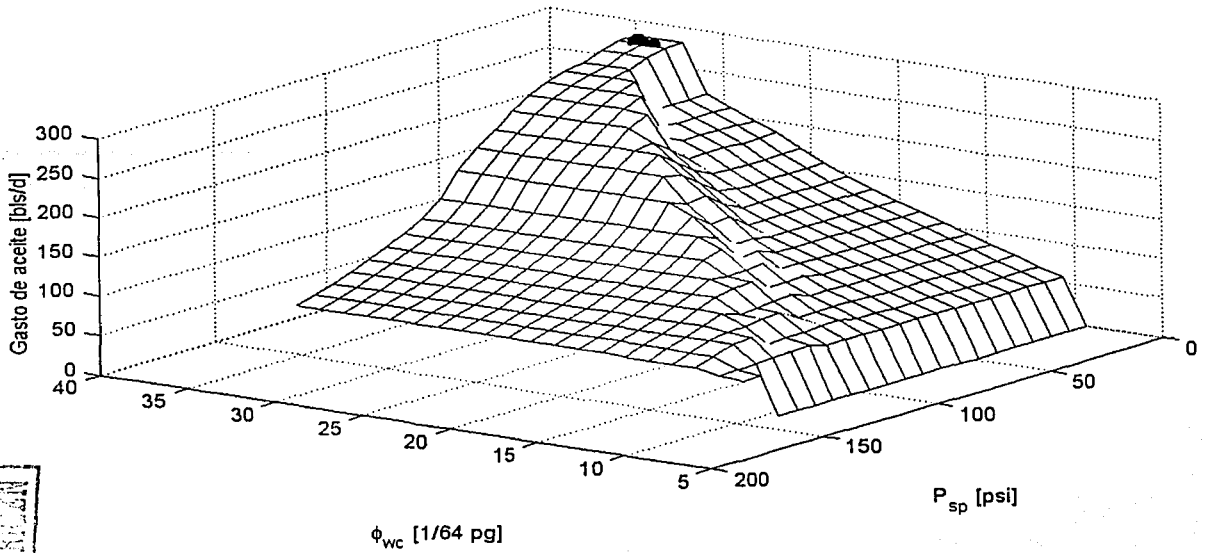
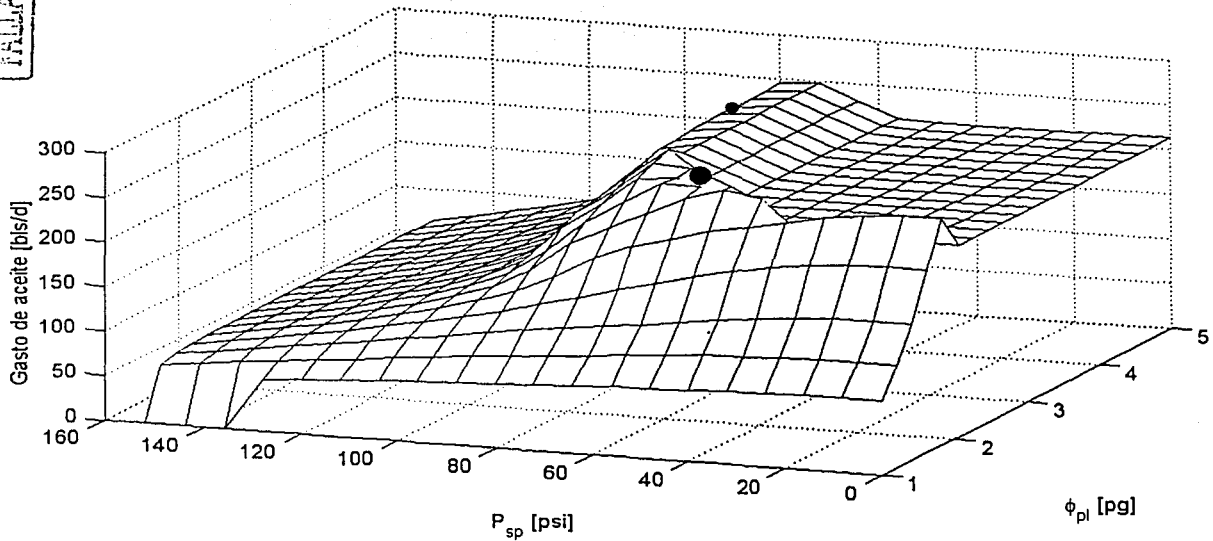


FIGURA 6.16



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 1

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLI TOPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

UNAS CON
 FALLA DE OROZCO

VARIABLE A OPTIMIZAR	VALOR INICIAL ESTIMADO	VALOR DE LA VARIABLE OPTIMIZADA	GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
ϕ_{tp} , [pg.]	1	1.625	268.31
	1.5	1.625	268.31
	2	1.625	268.31
	3	1.625	268.31
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	30	30	122.02
	12	17.5	122.02
	15	18.5	122.02
	17	18	122.02
ϕ_{pl} , [pg.]	1	4	135.94
	2	4	135.94
	4	4	135.94
P_{sp} , [psi]	50	30.5	264.3
	100	30.5	264.3

TABLA 6.3 OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON EL MÉTODO POLITOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.

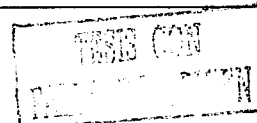
TESIS
 FALTA DE OXÍGENO

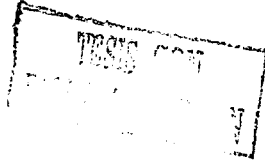
VARIABLES A OPTIMIZAR		VALORES INICIALES ESTIMADOS		VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS		GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO	
1	2	1	2	1	2	[bls/día]	
ϕ_{wc} [pg.]	ϕ_{wc} [1/64 de pg.]	1.5	12	1.664	26.566	268.94	
		1.66	26.56	1.66	26.56	268.94	
		1	17	1.71	26.35	268.94	
	ϕ_{pl} [pg.]	ϕ_{pl} [pg.]	2.441	2	1.79	3.98	294.46
			1.8	4	1.8	4	294.46
			1.5	1.5	1.75	3.62	293.41
			1.75	3.625	1.81	3.6	293.62
	P_{sp} [psij]	P_{sp} [psij]	2	50	1.84	34.7	308.39
			3	100	1.95	35.29	306.7
			2	70	1.89	34.96	308.17
	ϕ_{wc} [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} [pg.]	12	1.5	25.75	4	136.05
			26	4	26	4	136.05
15			2.5	18.34	4.03	135.21	
20			3	19.81	4.03	136.05	
P_{sp} [psij]		P_{sp} [psij]	30	12	34	7	281.6
			20	30	42	7	281.6
			30	70	63	7	281.6
			30	30	31	29.5	264.93
ϕ_{pl} [pg.]	P_{sp} [psij]	4	100	4.01	93.85	163.16	
		4	90	4.09	89.79	195.64	
		4	85	4.125	84.81	216.21	
		4	80	4.125	79.81	244.89	
		4	60	4	60	232.24	
		4	70	4	70	249.32	
		2	100	4	97.93	143.12	
		2	60	2.5	59.5	250.38	
		2.5	80	4.125	78.375	249.96	
		0.5	10	2.5	9	212.83	
2	20	2	20	212.83			

TABLA 6.4 OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON EL MÉTODO POLIHOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.

VARIABLES A OPTIMIZAR			VALORES INICIALES ESTIMADOS			VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS			GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	1	2	3	1	2	3	
ϕ_{ip} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	2	40	4	1.79	40.41	3.75	294.04
			1.8	40	3.5	1.8	40	3.93	294.46
			1.8	40	2.5	1.75	40.07	3	290.88
			1.8	50	3.9	1.8	50	3.9	294.25
			1.8	30	3.95	1.8	30	3.95	294.46
			1.8	20	3.95	1.47	20.88	3.56	215.78
			1.8	30	2.5	1.76	30.07	3	290.88
	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	1.9	40	20	1.9	40	20	314.92
			2	40	20	1.89	40.11	20.11	314.92
			1.9	40	10	1.9	40	10	317.46
			1.9	50	10	1.9	50	10	317.46
			1.9	40	5	1.9	40	5	317.46
			1.9	30	10	1.79	31.13	10.16	286.45
			2	4	10	1.72	3.66	11.05	280.75
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	1.7	3.7	10	1.73	2.8	11.25	280.75	
		1.73	2.5	10	1.72	2.36	11.11	280.75	
		1.72	2.5	5	1.68	1.92	6.26	305.22	
		1.7	1.9	3	1.81	1.92	3	308.6	
		1.8	1.92	20	1.82	1.94	20.01	308.81	
		30	4	20	35.14	2.19	20	304.17	
35	2	20	34.92	2.18	20.12	302.9			
50	3	20	72.96	3.12	0.09	426.09			
70	3	20	70.66	3.66	19	417.23			
80	3	15	80.83	3.97	14.5	437.48			

TABLA 6.5 OPTIMIZACIÓN DE TRES VARIABLES CON EL MÉTODO POLIPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.





VARIABLES A OPTIMIZAR				VALORES INICIALES ESTIMADOS				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	2	40	2.5	20	2.26	69	3.77	0.00367	397.61
				2	40	2.5	20	2.04	42.44	2.47	20	358.6
				2	30	3	20	2.11	35.17	2.2	19.89	326.1
				2	30	4	20	2.24	69.17	3.39	29.9	388.96
				2	50	2.5	20	2.14	50.57	2.79	20	382.42
				2	60	2.5	20	2.25	61.4	3.26	19.43	405.42
				2.2	70	3.5	10	2.4	74.34	3.33	8.4	433.26
				2.4	75	3.5	10	2.24	76.94	3.54	11.39	436.21
				2.4	90	3.5	15	2.4	90	4.5	15	452.67*
2.441	90	4	15	2.441	90	4	15	442.12*				

*NO SE ENCONTRÓ LA CONVERGENCIA.

TABLA 6.6 OPTIMIZACIÓN DE CUATRO VARIABLES CON EL MÉTODO POLIPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.

6.4.1.2 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE POZO CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

En las Tablas 6.7 a 6.10 se presentan los resultados de las corridas de optimización con el algoritmo Genético, conforme a la siguiente descripción:

TABLA	DESCRIPCIÓN
6.7	Optimización de una variable para un sistema de producción.
6.8	Optimización de dos variables para un sistema de producción.
6.9	Optimización de tres variables para un sistema de producción.
6.10	Optimización de cuatro variables para un sistema de producción.

TESIS CON
FALLA DE CREEN

VARIABLE A OPTIMIZAR	VALOR INICIAL ESTIMADO	VALOR DE LA VARIABLE OPTIMIZADA	GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
ϕ_{tp} , [pg.]	[1,3]	1.6934	269.15
	[1,3]	1.741	268.31
	[1,3]	1.662	268.94
	[1,3]	1.697	269.15
	[1.5,1.75]	1.67	269.15
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	[15,50]	46.11	122.02
	[40,50]	49.24	122.02
	[15,50]	38.8	122.02
	[15,50]	32.29	122.02
ϕ_{pl} , [pg.]	[1,5]	4.84	136.47
	[1,5]	4.71	136.37
P_{sp} , [psi]	[20,70]	32.51	263.03
	[25,40]	30.3	264.51
	[30,33]	30.38	264.51

TABLA 6.7 OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.

VARIABLES A OPTIMIZAR		VALORES INICIALES ESTIMADOS		VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS		GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO
1	2	1	2	1	2	[bls/día]
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	[1,3]	[15,50]	1.659	26.53	268.94
		[1.5,2]	[20,35]	1.7	26.12	269.15
		[1.65,1.75]	[26,27]	1.68	26.32	269.15
	ϕ_{pl} , [pg.]	[1,3]	[1,5]	1.85	2.7	286.45
		[1,2]	[2,4]	1.79	3.59	293.83
		[1.5,2]	[3,4]	1.79	3.59	293.83
		[1.5,2]	[3,4]	1.78	3.56	293.83
	P_{sp} , [psi]	[1,3]	[20,70]	1.8	40.2	305.64
		[1.5,2]	[35,45]	1.82	41.51	305.22
[1.6,1.9]		[40,43]	1.82	40.02	305.01	
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	[15,50]	[1,5]	48.91	4.87	136.58
		[30,50]	[3,5]	49.45	4.94	136.68
	P_{sp} , [psi]	[15,50]	[8,70]	29.76	34.14	261.98
		[25,35]	[0,40]	31.04	24.19	267.89
		[25,35]	[0,40]	31.31	25.19	267.04
		[25,50]	[0,20]	32.04	14.09	277.38
		[25,50]	[0,20]	33.17	6.54	281.81
	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[1,5]	[0,100]	1.9	22.73
[1,5]			[0,100]	1.92	23.08	256.28
[1,5]			[0,100]	4	75.42	260.5

TABLA 6.8 OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.

TESIS CON
 SALIDA DE ORDEN

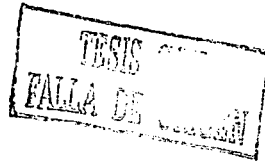
TESIS CON
FALLA DE ORDEN

VARIABLES A OPTIMIZAR			VALORES INICIALES ESTIMADOS			VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS			GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO	
1	2	3	1	2	3	1	2	3	[bls/día]	
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	[0,5,3]	[15,50]	[1,5]	1.78	33.47	3.47	293.62	
			[1.5,2,3]	[30,40]	[3,4]	1.81	33.9	3.39	293.41	
			[1.7,1.9]	[30,35]	[3.3,3.5]	1.79	32.81	3.41	293.62	
	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[0,5,3]	[15,50]	[20,70]	1.81	33.45	46.36	303.32
				[1.5,2,2]	[30,40]	[40,50]	1.83	34.7	44.74	303.96
				[1,6,2]	[30,35]	[20,50]	1.8	31.6	25.5	311.76
[1,3]				[1,5]	[0,50]	1.76	1.93	19.17	306.91	
[1,3]				[1,5]	[0,50]	1.84	1.94	22.95	308.81	
[1,3]				[1,5]	[0,50]	1.75	1.91	18.82	305.01	
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[15,60]	[1,5,4]	[0,50]	48.46	3.36	37.17	355.21	
			[20,70]	[1,5,4]	[0,50]	50.83	2.73	16.32	366.82	
			[20,70]	[1,5,4]	[0,50]	57.54	3.37	25.35	388.33	
			[20,70]	[1,5,4]	[0,50]	50.74	2.76	17.25	367.87	
			[50,80]	[1,5,4]	[0,50]	68.06	3	0.58	411.11	
			[50,80]	[1,5,4]	[10,50]	71.08	3.25	11.13	419.97	
			[40,80]	[1,5,4]	[10,50]	69.43	3.11	10.01	411.96	
			[50,90]	[2,4]	[10,30]	84.41	3.89	12.21	449.71	
[50,90]	[2,4]	[10,30]	80.2	3.63	12.5	438.32				

TABLA 6.9 OPTIMIZACIÓN DE TRES VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.

VARIABLES A OPTIMIZAR				VALORES INICIALES ESTIMADOS				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
ϕ_{ip} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[1.25,2.5]	[20,50]	[2,4]	[0,50]	2.07	46.24	3.42	42	368.71
				[1.5,2.5]	[20,50]	[2,4]	[0,40]	1.94	47.27	2.92	32.37	369.14
				[1.5,2.5]	[20,80]	[2,4]	[0,40]	2.12	67.74	3.59	18.74	414.7
				[1.5,2.5]	[20,120]	[2,4]	[0,40]	2.11	83.14	3.22	13.52	412.59
				[1.5,2.5]	[20,120]	[2,4]	[0,40]	2.37	84.59	3.75	14.28	437.9
				[1.5,2.5]	[20,120]	[2,4]	[0,40]	2.11	83.11	3.78	18.68	419.34
				[1.5,2.5]	[60,100]	[2,4]	[10,20]	2.2	95.58	3.77	17.08	427.78
				[2,3]	[60,100]	[2,4]	[10,20]	2.25	66.68	3.02	11.42	407.53
				[2,3]	[70,90]	[2,4]	[10,15]	2.41	83.73	3.37	11.52	428.2
				[2,3]	[80,100]	[3,5]	[10,15]	2.27	91.03	4.1	11.38	459.42
[2,3]	[80,100]	[3,5]	[10,15]	2.26	90.74	4.15	11.34	461.1				

TABLA 6.10 OPTIMIZACIÓN DE CUATRO VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 1.



6.4.2 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN CON LA OPCIÓN 2.

Los resultados obtenidos de optimizar el sistema de producción con la opción 2, se indican en la Tabla 6.11, aplicando los métodos Politope y Genético para las 15 combinaciones posibles de optimizar desde una variable hasta las cuatro al mismo tiempo, los resultados del proceso de cálculo para la optimización se detallan en los puntos 6.4.2.1 y 6.4.2.2.

En las Figuras 6.17 a 6.20, se muestran de forma gráfica el gasto de aceite máximo alcanzado con la aplicación de los algoritmos de optimización para cuando se manipula una sola variable, también se presentan de la Figura 6.21 a 6.26 los puntos máximos alcanzados de gasto de aceite, para cuando se optimizan dos variables al mismo tiempo.

El sistema de producción sin optimizar presenta un gasto de aceite de 102.04 bls/d.

6.4.2.1 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE POZO CON EL ALGORITMO POLITOPE.

En las Tablas 6.12 a 6.15 se indican los resultados de las corridas de optimización con el algoritmo politope, de acuerdo a la siguiente descripción:

TABLA	DESCRIPCIÓN
6.12	Optimización de una variable para un sistema de producción.
6.13	Optimización de dos variables para un sistema de producción.
6.14	Optimización de tres variables para un sistema de producción.
6.15	Optimización de cuatro variables para un sistema de producción.

VARIABLES A OPTIMIZAR				MÉTODO POLIOTOPE					ALGORITMO GENÉTICO					
				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]	DIFERENCIA POR OPTIMIZACIÓN [%]	VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4			1	2	3	4	
ϕ_{10} [pg.]	ϕ_{wc} [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} [pg.]	P_{sp} [psi]											
✓				1.375				169.38	65.99	1.3785			169.38	65.99
	✓				17.5			101.98	-0.06		38.31		102.04	0.00
		✓				4		106.2	4.08			4.3	106.31	4.18
			✓				28.5	167.27	63.93			28.58	167.27	63.93
✓	✓			1.35	22.03			169.48	66.09	1.35	23.8		169.48	66.09
✓		✓		1.375		3.81		177.08	73.54	1.44		2.75	175.6	72.09
✓			✓	1.2			31.2	231.82	127.19	1.2			223.17	118.71
	✓	✓			16.81	3.65		106.21	4.09		43.76	4.28	106.41	4.28
	✓		✓		62		6	177.71	74.16		33.46		176.66	73.13
		✓	✓			2.38	38.9	165.69	62.38			1.92	18.39	64.95
✓	✓	✓		1.37	40.7	3.7		176.97	73.43	1.37	25.14	2.67	175.5	71.99
✓	✓		✓	1.26	74.97		12.44	239.62	134.83	1.22	41.6		237.53	132.78
✓		✓	✓	1.2		2	30.5	232.03	127.39	1.22		2	230.13	125.53
	✓	✓	✓		61.38	3	10.68	218.74	114.37		59.42	3.26	217.47	113.12
✓	✓	✓	✓	1.91	81.75	3.69	10.15	361.96	254.72	1.93	83.26	3.82	364.07	256.79

TABLA 6.11 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN PARA UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

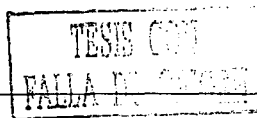


FIGURA 6.17

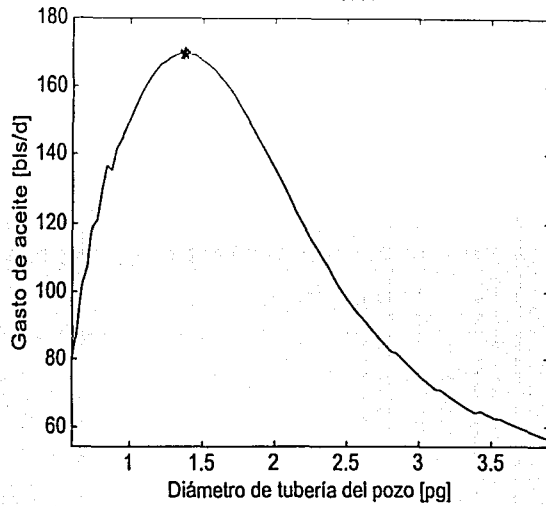


FIGURA 6.18

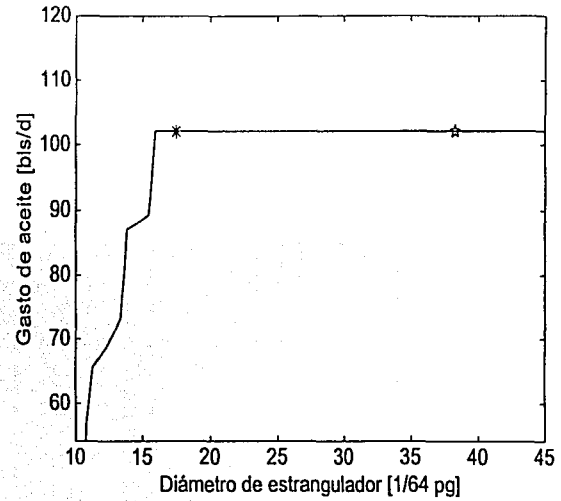


FIGURA 6.19

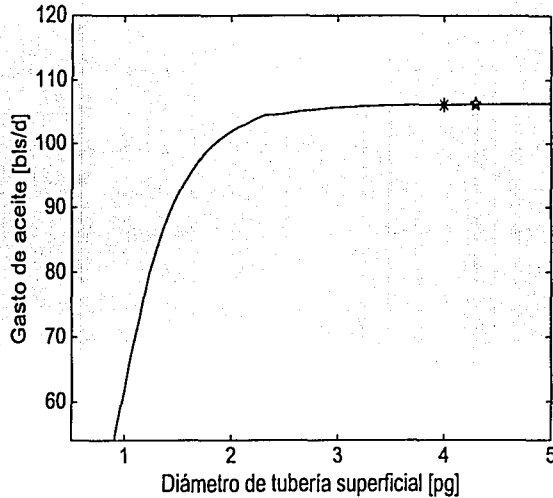
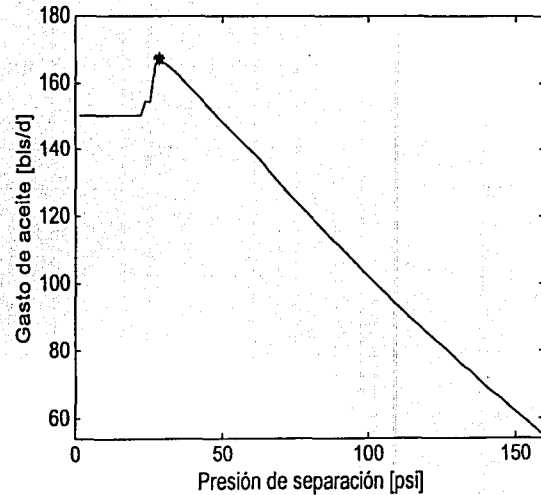


FIGURA 6.20



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON LA OPCIÓN 2

* OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLIPE. ☆ OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

FIGURA 6.21

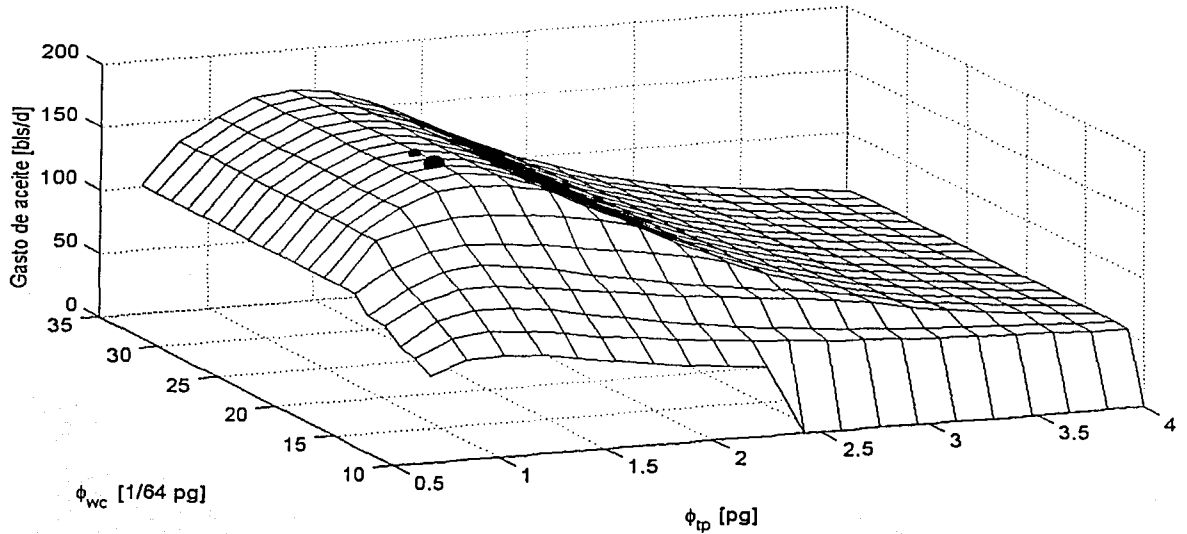
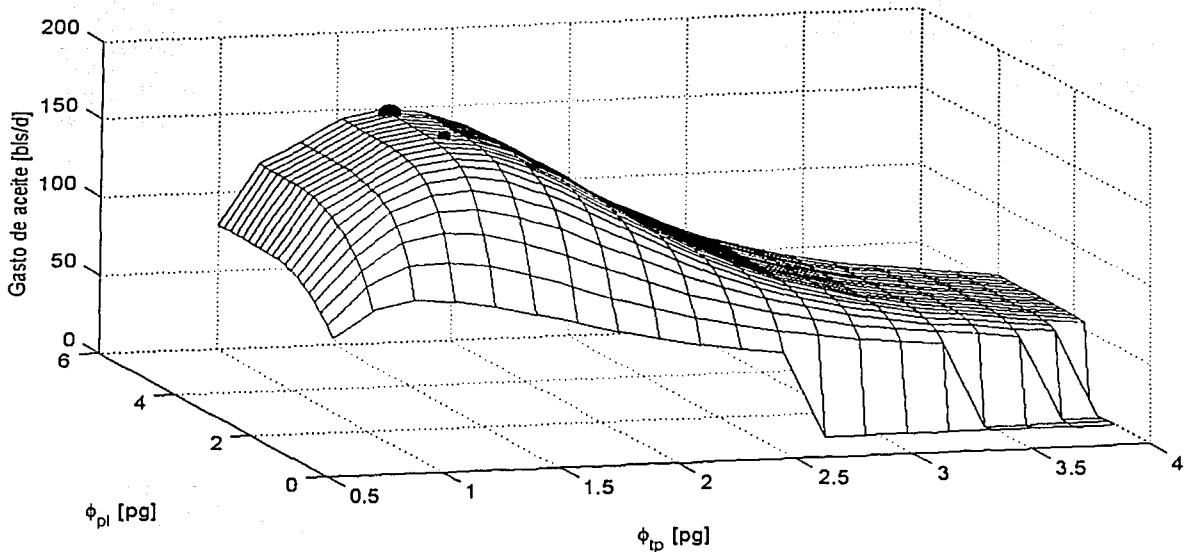


FIGURA 6.22



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 2

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLITOPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

FIGURA 6.23

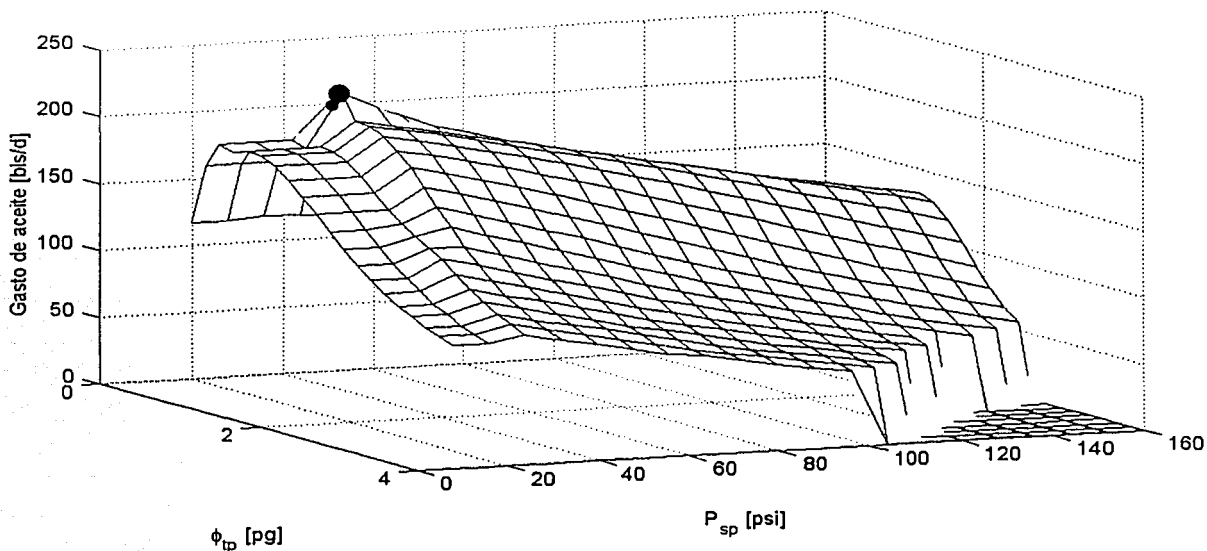
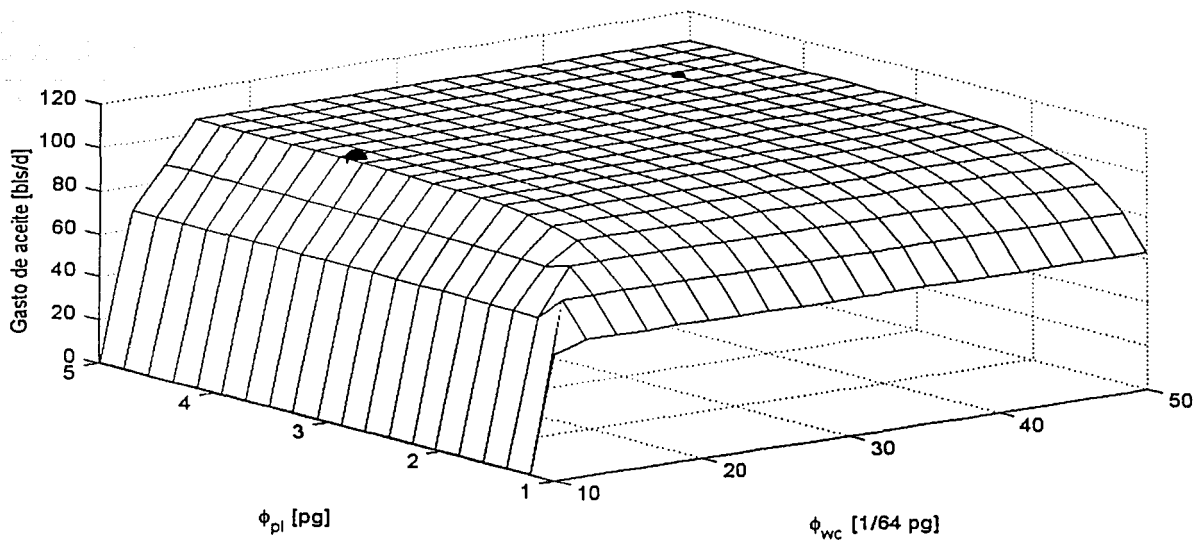


FIGURA 6.24



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 2

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLITOPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

TESIS CON
FALLA DE CEROSEM

FIGURA 6.25

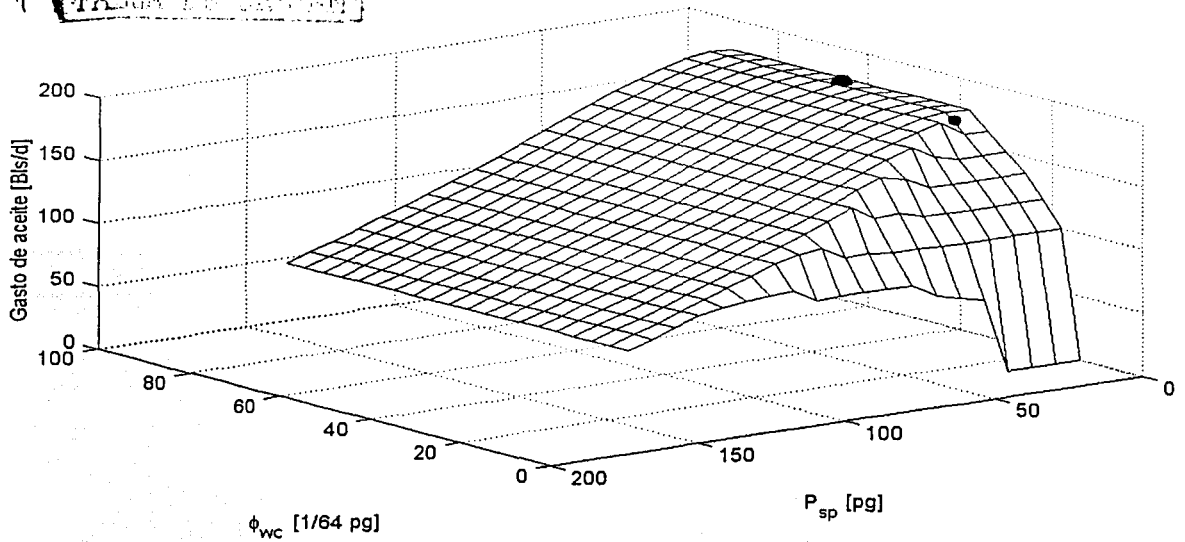
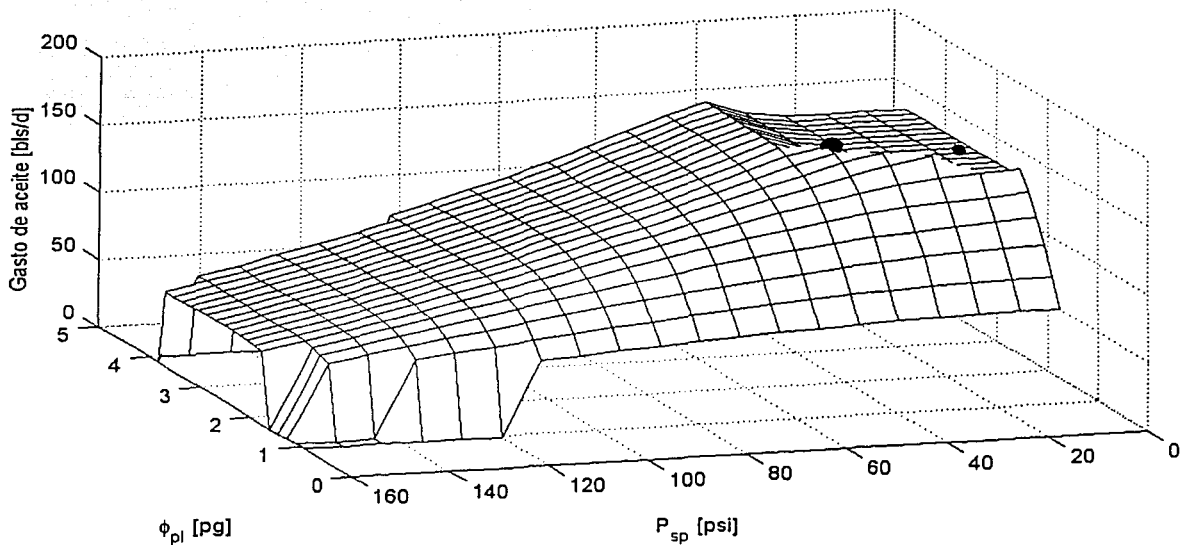


FIGURA 6.26



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 2

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLITOPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

REVISADO POR
 VALIA DE
 TERCER
 NIVEL

VARIABLE A OPTIMIZAR	VALOR INICIAL ESTIMADO	VALOR DE LA VARIABLE OPTIMIZADA	GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
ϕ_{tp} , [pg.]	1	1.375	169.38
	2	1.375	169.38
	3	1.375	169.38
	2.5	1.375	169.38
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	15	16	101.98
	10	17.5	101.98
	20	20	101.98
ϕ_{pl} , [pg.]	1	4	106.2
	2	4	106.2
	3	4	106.2
P_{sp} , [psi]	100	28.5	167.27
	60	28.5	167.27
	40	28.5	167.27

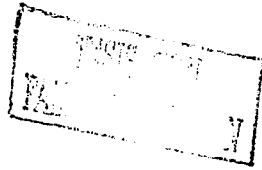
TABLA 6.12 OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON EL MÉTODO POLITOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

VARIABLES A OPTIMIZAR		VALORES INICIALES ESTIMADOS		VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS		GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO	
1	2	1	2	1	2	[bls/día]	
ϕ_{ip} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	1	10	1.35	22.03	169.48	
		2	15	1.35	20.63	169.48	
		1	15	1.4	24.35	169.38	
	ϕ_{pl} , [pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	1	1	1.39	4.05	176.97
			2	2	1.37	3.81	177.08
			2	3	1.375	3.81	177.08
	P_{sp} , [psi]	P_{sp} , [psi]	1	100	1.49	30.67	213.05
			2	60			*
			1	60	1.2	31.2	231.82
			1	40	1.18	38.02	227.18
			1	20	1.5	21.5	195.22
	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	10	2	17	3.92	106.31
10			3	16.81	3.65	106.21	
10			4			*	
10			3.5	32	4.04	106.2	
P_{sp} , [psi]		P_{sp} , [psi]	15	60	78.62	4.41	177.6
			15	40	78.62	4.41	177.6
			15	100	62	6	177.71
ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	2	40	2	38.9	165.58	
		3	40	4.5	38	154.61	
		1	100			*	
		2	60	3.42	44.9	165.69	
		1	40	2.38	38.9	165.69	
		1	60	3.43	44.76	165.69	

* NO SE ENCONTRÓ LA CONVERGENCIA.

TABLA 6.13 OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON EL MÉTODO POLITOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

TESIS CON
 FALTA DE ORTOGRAFIA



VARIABLES A OPTIMIZAR			VALORES INICIALES ESTIMADOS			VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS			GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]	
1	2	3	1	2	3	1	2	3		
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	1.5	40	3	1.37	40.7	3.7	176.97	
			1.37	40	3.5	1.4	40.5	3.65	176.87*	
			1.37	50	3	1.34	49.84	3.91	176.97	
	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	ϕ_{pl} , [pg.]	1.4	40	60	1.26	74.97	12.44	239.62
				1.3	40	10	1.25	40.68	9.7	240.46*
				1.5	40	20	1.23	40.9	19.37	236.88
				1.5	3	40	1.5	3	40	195.22
				1.5	2	30	1.5	2	30	213.46
				1.2	2	30	1.2	2	30.5	232.03
1.5				2	20	1.5	2	20	206.93	
1.5				2	10	1.07	2.12	10.66	200.07	
ϕ_{wc} [1/64 de pg.]				ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	40	2	40	80.29	3.24
	40	2	10			44.54	4.48	5.65	125.0*	
	60	3.5	10			61.38	3	10.68	218.74	
	60	3	20			63.08	4.82	14.58	219.58*	
	80	3.5	10			81.11	4.61	9.33	228.23*	

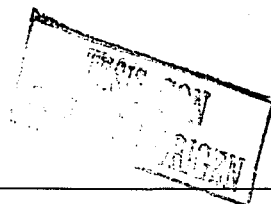
*NO SE ENCONTRÓ CONVERGENCIA.

TABLA 6.14 OPTIMIZACIÓN DE TRES VARIABLES CON EL MÉTODO POLIPEDE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

VARIABLES A OPTIMIZAR				VALORES INICIALES ESTIMADOS				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
ϕ_{ip} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	2	70	3.5	10	1.78	70.19	3.3	10.97	345.72*
				1.8	80	3.3	10	1.91	81.75	3.69	10.15	361.96*
				1.8	80	3.3	20	1.42	81.03	4.33	18.28	337.28*
				1.5	40	2	40	1.43	40.17	3.1	39.28	273.37
				1.5	50	2.5	20	1.59	50.35	2.81	20.05	308.6
				1.5	60	2.5	10	1.41	60.64	2.94	10.12	328.85*
				1.5	80	3	10	1.91	79.97	3.57	9.51	360.91*
				2	100	3.5	10	1.62	101.03	4.53	9.78	357.11*

*NO SE ENCONTRÓ LA CONVERGENCIA.

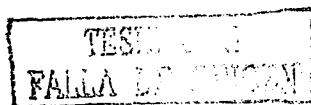
TABLA 6.15 OPTIMIZACIÓN DE CUATRO VARIABLES CON EL MÉTODO POLIPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.



6.4.2.2 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE POZO CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

Los resultados de las corridas de optimización con el algoritmo Genético se presentan en las Tablas 6.16 a 6.19, conforme a la siguiente descripción:

TABLA	DESCRIPCIÓN
6.16	Optimización de una variable para un sistema de producción.
6.17	Optimización de dos variables para un sistema de producción.
6.18	Optimización de tres variables para un sistema de producción.
6.19	Optimización de cuatro variables para un sistema de producción.



VARIABLE A OPTIMIZAR	VALOR INICIAL ESTIMADO	VALOR DE LA VARIABLE OPTIMIZADA	GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
ϕ_{tp} , [pg. -]	[1,3]	1.36	169.27
	[1,2]	1.3786	169.38
ϕ_{wc} , [1/64 d e pg.]	[15,50]	38.31	102.04
	[15,50]	41.8	102.04
ϕ_{pt} , [pg. -]	[1,5]	4.78	106.31
	[1,5]	4.3	106.31
P_{sp} , [p <i>≤</i> i]	[0,70]	28.58	167.27
	[0,40]	28.49	167.27

TABLA 6.16 OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS
 TESIS CON CALIFICACIÓN DE OPORTUNIDAD

TESIS CON
 FALLA DE OPTIMIZACION

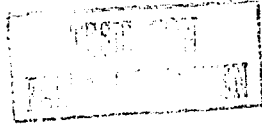
VARIABLES A OPTIMIZAR		VALORES INICIALES ESTIMADOS		VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS		GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	1	2	1	2	
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	[1,3]	[15,50]	1.38	21.73	169.38
		[1,2]	[15,40]	1.35	23.8	169.48
	ϕ_{pl} , [pg.]	[1,3]	[1,5]	1.54	2.07	167.8
		[1,2]	[1,5]	1.47	2.87	175.71
		[1,2]	[1,5]	1.44	2.75	175.6
	P_{sp} , [psi]	[0.5,3]	[0,80]	1.2	29.88	223.17
[0.5,2]		[0,40]	1.12	29.88	221.27	
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	[15,50]	[1,5]	43.76	4.28	106.41
		[30,50]	[3,5]	46.06	4.6	106.42
	P_{sp} , [psi]	[15,50]	[0,80]	29	32	163.37
		[20,40]	[0,50]	31.12	11.85	167.8
		[25,35]	[0,35]	33.46	11.85	176.66
		[1,5]	[0,80]	1.92	18.39	168.32
ϕ_{pl} , [pg.]	[1,3]	[0,40]	1.9	18.05	167.27	

TABLA 6.17 OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

VARIABLES A OPTIMIZAR			VALORES INICIALES ESTIMADOS			VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS			GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	1	2	3	1	2	3	
ϕ_{p} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	[1,3]	[15,50]	[1,5]	1.335	24.18	2.04	170.33
			[1,3]	[15,50]	[1,5]	1.39	24.44	2.07	170.64
			[1,3]	[15,60]	[2,5]	1.37	25.14	2.67	175.5
			[1,3]	[15,60]	[2,5]	1.37	45.31	4.44	177.29
		[1,3]	[15,50]	[0,80]	1.18	29.63	32.48	221.69	
		[1,2]	[15,40]	[0,50]	1.2	30.23	29.25	232.87	
		[1,2]	[30,80]	[10,40]	1.26	41.44	16.83	237.72	
		[1,2]	[30,80]	[10,40]	1.22	41.6	16.78	237.53	
	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[1,3]	[1,5]	[0,80]	1.55	1.95	23.23	212.83
			[1,2]	[1,2.5]	[0,50]	1.19	1.88	8.5	227.81
			[0.5,1.7]	[1.5,2.5]	[0,40]	1.02	1.93	17.27	219.37
			[0.5,1.7]	[1.5,2.5]	[20,40]	1.22	2.01	30.74	230.13
[15,50]			[1,5]	[0,80]	34.11	3.15	39.92	177.18	
[15,50]			[1.5,4]	[0,50]	46.25	2.47	11.15	202.92	
[15,50]			[2,3.5]	[0,40]	40.93	3.11	26.74	192.3	
[30,100]			[2,5]	[0,40]	59.42	3.26	13.02	217.47	
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	[30,100]	[2,5]	[0,40]	81.93	4.22	7.85	225.28	

TABLA 6.18 OPTIMIZACIÓN DE TRES VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

TESIS CON
FALLA DE OPTIMIZACIÓN



VARIABLES A OPTIMIZAR				VALORES INICIALES ESTIMADOS				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
ϕ_{ip} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[1,3]	[15,50]	[1,5]	[0,80]	1.11	33.74	2.07	4.41	244.89
				[1,3]	[15,50]	[1,5]	[0,80]	1.32	35.08	2.13	13.72	256.92
				[1,3]	[30,100]	[2,5]	[0,40]	1.34	53.69	2.67	7.43	310.5
				[1,3]	[40,100]	[2,5]	[0,40]	1.73	61.95	3.09	14.63	331.59
				[1,3]	[40,100]	[2,5]	[0,40]	1.67	82.83	4.15	13.44	348.46
				[2,3]	[50,100]	[2,5]	[0,20]	2.01	63.78	2.71	0.36	252.49
				[1,3]	[40,100]	[2,5]	[0,40]	1.74	62.22	3.11	14.81	332.64
[1.8,2]	[80,85]	[3.5,4]	[8,12]	1.93	83.26	3.82	10.6	364.07				

TABLA 6.19 OPTIMIZACIÓN DE CUATRO VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 2.

6.4.3 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN CON LA OPCIÓN 3.

En la Tabla 6.20 se presentan los resultados obtenidos de optimizar el sistema de producción con la opción 3, aplicando los métodos Politope y Genético para las 15 combinaciones posibles de optimizar desde una variable hasta las cuatro al mismo tiempo, los resultados del proceso de cálculo para la optimización se detallan en los puntos 6.4.3.1 y 6.4.3.2.

De forma gráfica, se indican en las Figuras 6.27 a 6.30 el gasto de aceite máximo alcanzado al aplicar los algoritmos de optimización para cuando se manipula una sola variable, adicionalmente de la Figura 6.31 a 6.36 se muestran los puntos máximos alcanzados de gasto de aceite, para cuando se optimizan dos variables a la vez.

Sin optimizar, el sistema de producción muestra un gasto de aceite de 95.44 bls/d.

6.4.3.1 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE POZO CON EL ALGORITMO POLITOPE.

Los resultados de las corridas de optimización con el algoritmo politope se muestran en las Tablas 6.21 a 6.24, de acuerdo a la siguiente descripción:

TABLA	DESCRIPCIÓN
6.21	Optimización de una variable para un sistema de producción.
6.22	Optimización de dos variables para un sistema de producción.
6.23	Optimización de tres variables para un sistema de producción.
6.24	Optimización de cuatro variables para un sistema de producción.

VARIABLES A OPTIMIZAR				MÉTODO POLITOPE					ALGORITMO GENÉTICO						
				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]	DIFERENCIA POR OPTIMIZACIÓN [%]	VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]	DIFERENCIA POR OPTIMIZACIÓN [%]
1	2	3	4	1	2	3	4			1	2	3	4		
ϕ_{ip} [pg.]	ϕ_{wc} [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} [pg.]	P_{sp} [ps]												
✓				1.4375				156.83	64.32	1.41				156.72	64.21
	✓				17.5			95.5	0.06		17.83			95.5	0.06
		✓				2.375		95.6	0.17			2.95		95.76	0.34
			✓				44.75	153.75	61.10				45.7	152.3	59.58
✓	✓			1.43	21.69			156.83	64.32	1.42	22.63			156.83	64.32
✓		✓		1.43		2.375		157.15	64.66	1.47		1.94		156.41	63.88
✓			✓	1.55			57.96	190.37	99.47	1.54			51.52	192.69	101.90
	✓	✓			18.52	2.46		95.71	0.28		45.72	2.77		95.81	0.39
	✓		✓		80.31		19.375	186.78	95.70		69.06		19.37	186.78	95.70
		✓	✓			1.92	43.3	153.56	60.90			1.97	44.62	153.45	60.78
✓	✓	✓		1.413	30.15	2.15		156.93	64.43	1.43	23.73	1.94		156.83	64.32
✓	✓		✓	1.75	50.1		20.3	219.79	130.29	1.69	50.38		28.18	218.53	128.97
✓		✓	✓	1.68		1.98	50.37	192.48	101.68	1.53		1.98	50.61	192.16	101.34
	✓	✓	✓		61.2	2.5	18.45	192.48	101.68		70.06	3.06	12.6	202.92	112.62
✓	✓	✓	✓	1.74	50.03	2.03	20.07	219.79	130.29	1.78	76.72	3.13	11.58	242.15	153.72

TABLA 6.20 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN PARA UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

FIGURA 6.27

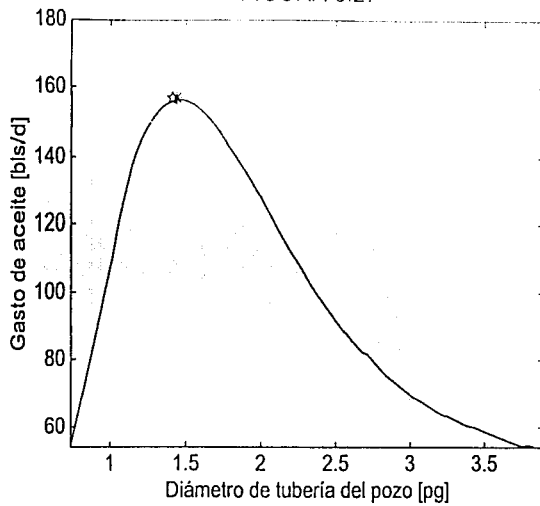


FIGURA 6.28

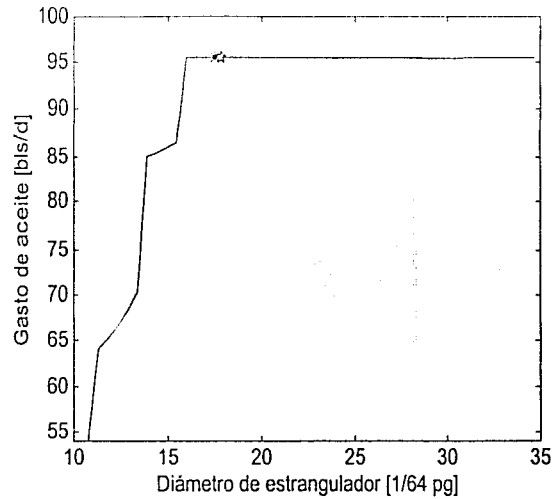


FIGURA 6.29

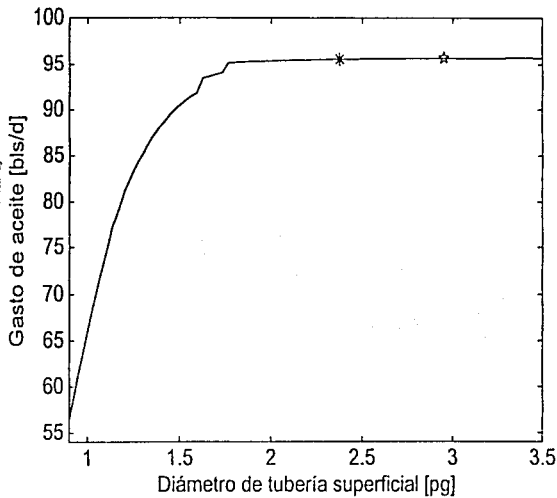
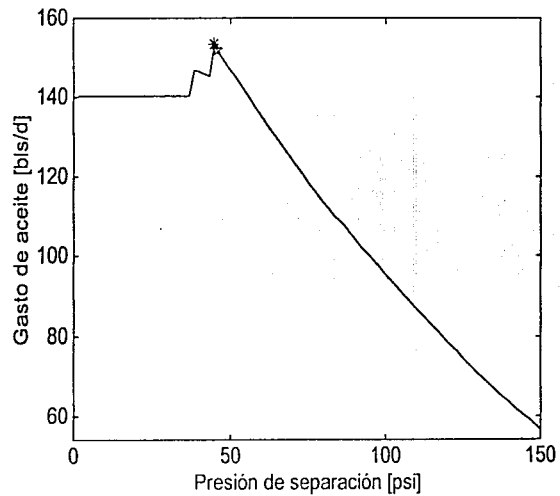


FIGURA 6.30



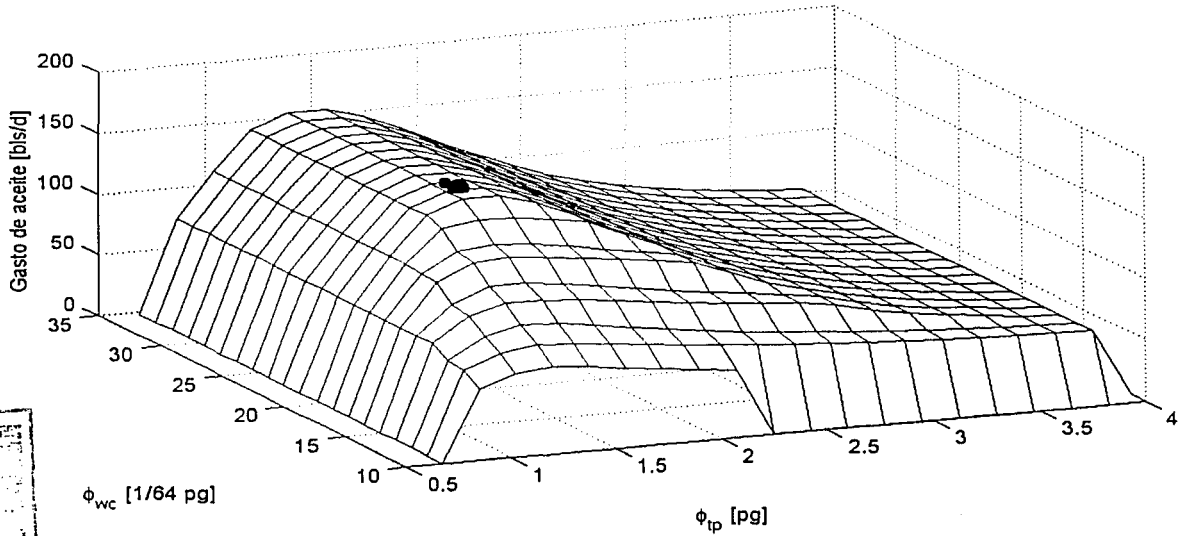
RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON LA OPCIÓN 3

* OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLITOPE

* OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO

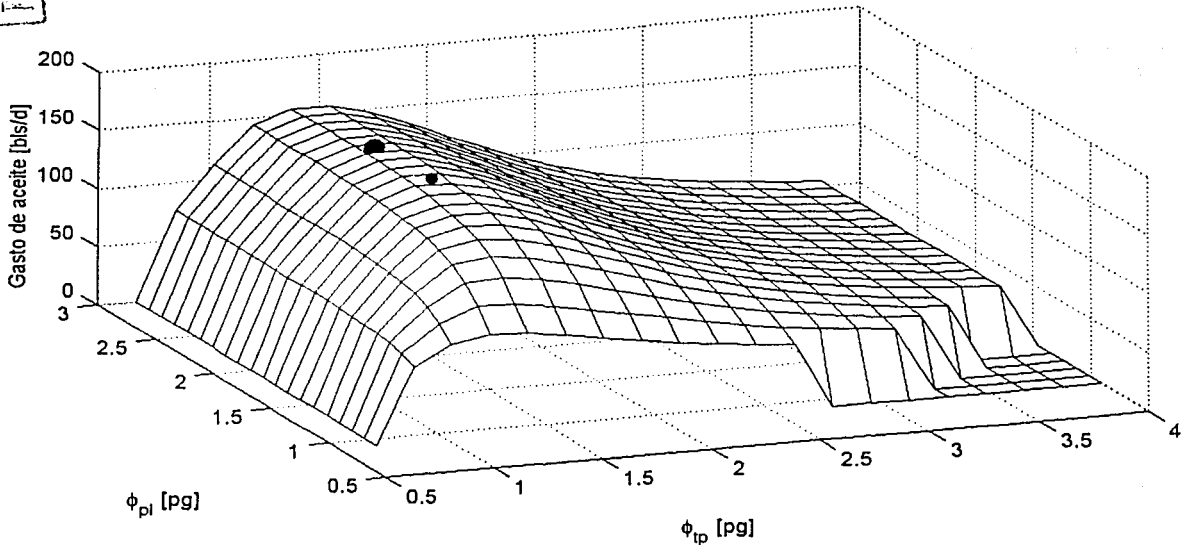
NEGRO DE VITIMA
 PALMA DE ORO
 1990

FIGURA 6.31



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CALABAZAS DE LA RAMA
 CALABAZAS DE LA RAMA, VERACRUZ
 2013

FIGURA 6.32



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 3

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLI TOPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

FIGURA 6.33

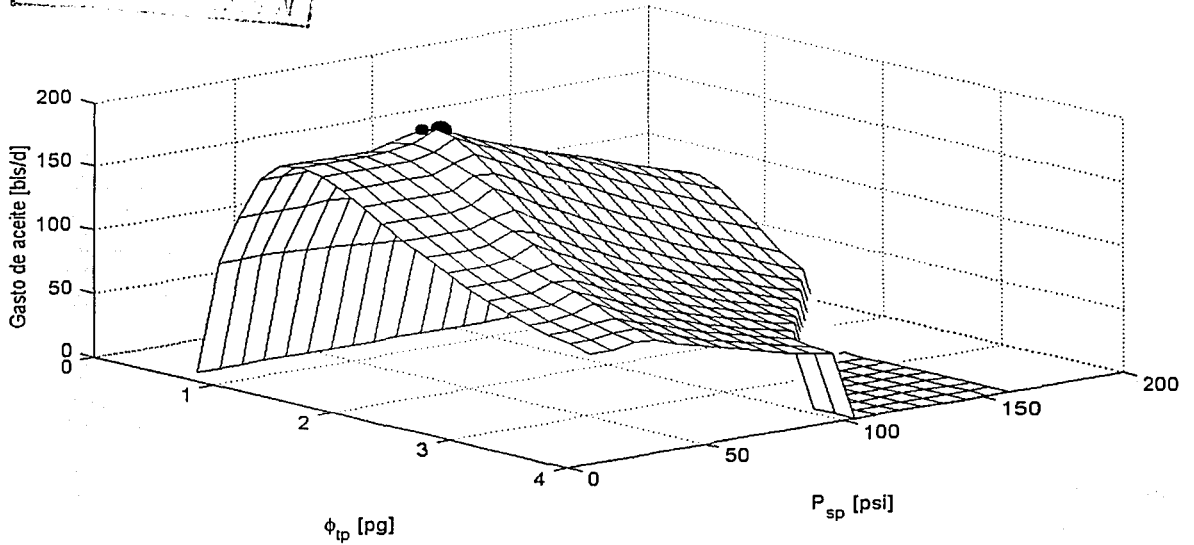
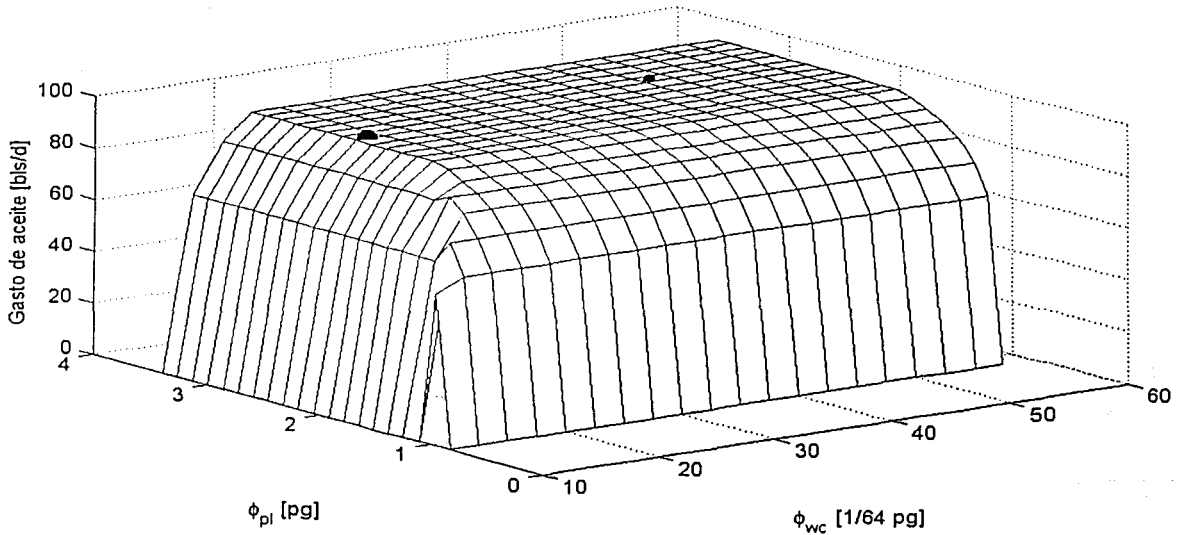


FIGURA 6.34



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 3

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLITOPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

FALLA DE ORIGEN

FIGURA 6.35

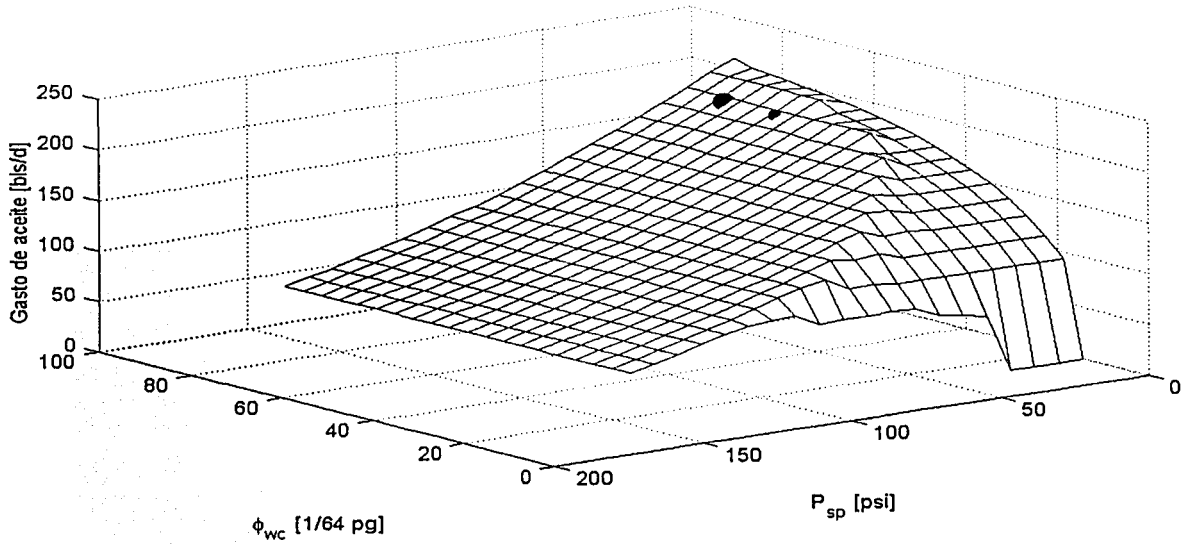
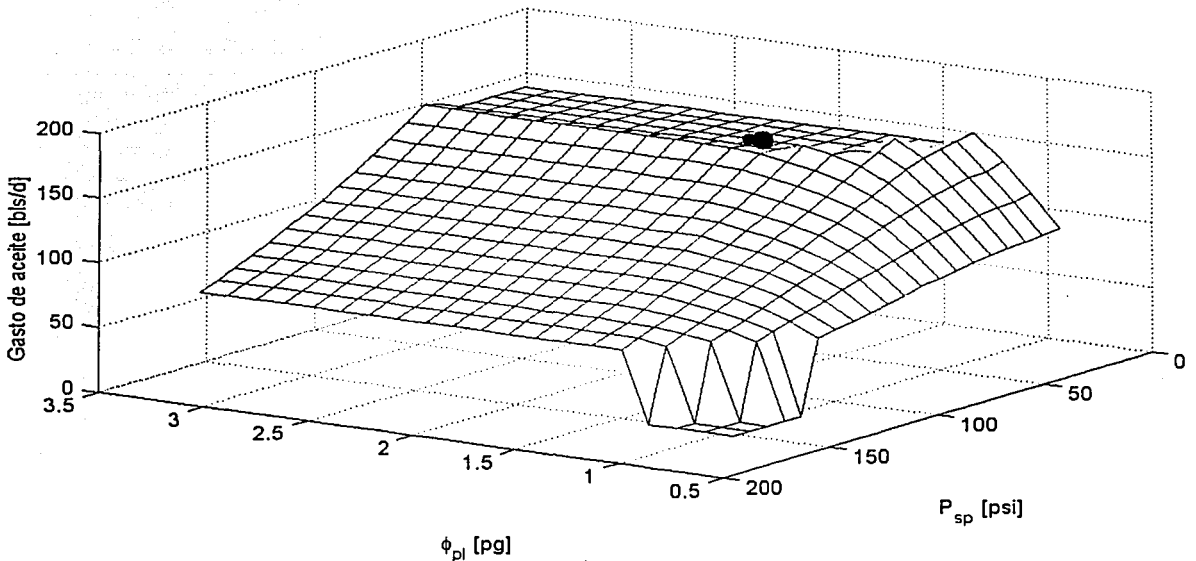


FIGURA 6.36



RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON LA OPCIÓN 3

● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO POLIHOPE. ● OPTIMIZACIÓN CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

VARIABLE A OPTIMIZAR	VALOR INICIAL ESTIMADO	VALOR DE LA VARIABLE OPTIMIZADA	GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
ϕ_{tp} , [pg.]	1	1.4375	156.83
	2	1.4375	156.83
	3	1.4375	156.83
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	12	17.5	95.5
	15	16	95.5
	20	20	95.5
ϕ_{pl} , [pg.]	1	2.375	95.6
	2	2.375	95.6
P_{sp} , [psi]	100	44.75	153.35
	60	44.75	153.75
	40	38	147.12

TABLA 6.21 OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON EL MÉTODO POLIHOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

TESIS CON
 AYUDA DE
 COMPTON

MEDIO VITA
 TESIS
 FALTA DE CUBRIR

VARIABLES A OPTIMIZAR		VALORES INICIALES ESTIMADOS		VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS		GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]	
1	2	1	2	1	2		
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	1	12	1.43	27.94	156.83	
		2	15	1.43	21.69	156.83	
		1.5	14	1.41	20.34	156.72	
	ϕ_{pl} , [pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	1	1	1.43	2.375	157.15
			2	2	1.45	2.03	156.83
			1.5	1.5	1.4375	2.4	157.15
	P_{sp} , [psi]	P_{sp} , [psi]	1	100	1.7	49.98	192.27
			1	60	1.55	57.64	190.58
			2	40	1.64	40.93	178.98
			1	40	1.53	40.04	180.24
			1.5	60	1.55	57.96	190.37
	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	12	1	12.31	1.13	76.94
15			2	18.52	2.46	95.71	
20			1.5	19.625	2.25	95.66	
P_{sp} , [psi]		P_{sp} , [psi]	40	100	84.06	13	177.08
			80	40	87.125	28.75	173.28
			80	20	80.31	19.375	186.78
			90	10	93.25	6.5	179.82
ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	1	100	1.92	43.3	153.56	
		2	60	2.53	45.41	153.45	
		2	40	2.56	37.97	147.34	

TABLA 6.22 OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON EL MÉTODO POLITOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

VARIABLES A OPTIMIZAR			VALORES INICIALES ESTIMADOS			VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS			GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO	
1	2	3	1	2	3	1	2	3	[bls/día]	
ϕ_{lp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	1.5	12	1.5	1.387	19.97	2.28	156.2	
			1.4	20	2	1.413	20.35	2.06	156.83	
			1.4	30	2.2	1.413	30.15	2.15	156.93	
		P_{sp} , [psi]	ϕ_{pl} , [pg.]	1.5	40	100	1.43	43.09	95.14	160.94
				1.4	60	60	1.52	60.75	59.35	189.1
				1.5	80	40	1.625	80.125	40.12	195.96*
				1.5	80	20	1.75	80.1	20.3	219.79
				1.5	80	10	1.53	82.79	6.54	191.63
				1.5	90	20	1.75	90.1	20.13	219.79
	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	1.5	70	20	1.75	70.1	20.3	219.79	
			1.5	60	20	1.75	60.1	20.3	219.79	
			1.5	50	20	1.75	50.1	20.3	219.79	
			1.5	40	20	1.56	45.5	20.4	211.78	
			1.5	1.5	100	1.42	2.35	97.94	158.94	
			1.4	2	60	1.56	2.47	60.01	190.26	
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	1.5	2	50	1.68	1.98	50.37	192.48		
		1.5	2	40	1.73	1.64	40.56	191.21*		
		1.5	1.5	20	1.54	2.26	19.8	180.24		
		1.5	1.5	30	1.54	1.93	30.21	180.24		
		60	1.5	100	102.81	2.73	30.24	174.02		
		80	1.5	40	82.21	2.3	36.19	165.16		
		60	2	20	61.2	2.5	18.45	192.48		
	60	2	10	61.36	2.58	10.69	191.32*			
	70	2	20	71.37	2.53	19.39	191.0*			

*NO SE ENCONTRÓ CONVERGENCIA.

TABLA 6.23 OPTIMIZACIÓN DE TRES VARIABLES CON EL MÉTODO POLITOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.



VARIABLES A OPTIMIZAR				VALORES INICIALES ESTIMADOS				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	1.5	12	1.5	100	1.2	13.22	1.11	100.38	116.54
				1.5	20	1.5	60	1.38	24.11	1.5	58.03	172.96
				1.5	25	1.5	40	1.83	35.69	2.14	38.21	198.28
				1.8	40	2	20	1.64	40.18	2.12	20.15	203.97
				1.7	50	2	20	1.74	50.03	2.03	20.07	219.79
				1.7	50	2	10	1.69	50.38	2.13	11.2	218.32

TABLA 6.24. OPTIMIZACIÓN DE CUATRO VARIABLES CON EL MÉTODO POLITOPE DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

6.4.3.2 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE POZO CON EL ALGORITMO GENÉTICO.

En las Tablas 6.25 a 6.28 se presentan los resultados de las corridas de optimización con el algoritmo Genético, conforme a la siguiente descripción:

TABLA	DESCRIPCIÓN
6.25	Optimización de una variable para un sistema de producción.
6.26	Optimización de dos variables para un sistema de producción.
6.27	Optimización de tres variables para un sistema de producción.
6.28	Optimización de cuatro variables para un sistema de producción.

TESIS CON
FALLA DE OPTIMIZACION

INSTITUTO VENEZOLANO
 DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS
 Y TECNOLÓGICAS

VARIABLE A OPTIMIZAR	VALOR INICIAL ESTIMADO	VALOR DE LA VARIABLE OPTIMIZADA	GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
ϕ_{ip} , [pg.]	[1,3]	1.41	156.72
	[1,3]	1.45	156.72
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	[15,40]	21.29	95.5
	[15,40]	17.83	95.5
ϕ_{pl} , [pg.]	[1,3]	2.95	95.76
	[1,3]	2.78	95.71
P_{sp} , [psi]	[0,100]	46.29	151.45
	[20,80]	45.7	152.3

TABLA 6.25 OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

VARIABLES A OPTIMIZAR		VALORES INICIALES ESTIMADOS		VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS		GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]	
1	2	1	2	1	2		
ϕ_{ip} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	[1,2]	[10,60]	1.43	31.34	156.83	
		[1,2]	[10,40]	1.42	22.63	156.83	
		[1,2]	[10,40]	1.43	22.98	156.83	
	ϕ_{pi} , [pg.]		[1,2]	[1,3]	1.47	1.94	156.41
			[1,2]	[1,3]	1.476	1.95	156.51
	P_{sp} , [psi]		[1,2]	[0,100]	1.57	56.78	191.53
[1,2]			[30,70]	1.54	51.52	192.69	
ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pi} , [pg.]	[12,50]	[1,3]	48.71	2.93	95.81	
		[12,50]	[1,3]	45.72	2.77	95.81	
	P_{sp} , [psi]		[20,100]	[0,60]	46.04	19.53	177.5
			[20,100]	[0,60]	56.01	27.01	175.5
			[40,100]	[0,40]	69.06	19.37	186.78
	ϕ_{pi} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[1,3]	[0,100]	1.9	45.4	150.92
[1,3]			[20,80]	1.79	43.89	150.18	
[1,3]			[30,60]	1.97	44.62	153.45	

TABLA 6.26 OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

TESIS CON
 TÍTULO DE OPCIÓN

VARIABLES A OPTIMIZAR			VALORES INICIALES ESTIMADOS			VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS			GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	1	2	3	1	2	3	
ϕ_{tp} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	[1,3]	[15,50]	[1,5]	1.43	23.73	1.94	156.83
			[1,3]	[15,50]	[1,5]	1.48	23.35	1.95	156.51
			[1,3]	[15,50]	[1,5]	1.43	26.94	3.97	157.46
		P_{sp} , [psi]	[1,3]	[15,50]	[0,80]	1.74	33.2	45.86	198.49
			[1,2]	[15,100]	[0,70]	1.69	50.38	28.18	218.53
			[1,2]	[15,100]	[0,70]	1.53	60.1	37.13	208.3
	[1,2]		[15,100]	[0,70]	1.41	49.93	28.95	207.24	
	[1,3]		[1,5]	[0,80]	1.43	2.02	17.35	182.88	
	[1,3]		[1,4]	[0,50]	1.49	1.98	12.36	186.15	
	ϕ_{pl} , [pg.]	[1,2]	[1,3]	[0,40]	1.52	2.17	20.8	180.24	
		[1,2]	[1,3]	[20,40]	1.53	1.98	50.61	192.16	
		[15,50]	[1,5]	[0,80]	32.37	2.99	39.43	161.68	
[30,100]		[2,4]	[0,40]	66.44	2.71	12.64	198.8		
[30,100]		[2,4]	[0,40]	70.06	3.06	12.6	202.92		
[30,100]		[2,4]	[0,40]	70.06	3.06	12.6	202.92		

TABLA 6.27 OPTIMIZACIÓN DE TRES VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

VARIABLES A OPTIMIZAR				VALORES INICIALES ESTIMADOS				VALORES DE LAS VARIABLES OPTIMIZADAS				GASTO DE ACEITE OPTIMIZADO [bls/día]
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
ϕ_{ip} , [pg.]	ϕ_{wc} , [1/64 de pg.]	ϕ_{pl} , [pg.]	P_{sp} , [psi]	[0,5,3]	[15,50]	[1,5]	[20,70]	1.73	34.39	2.96	47.7	201.44
				[1,3]	[15,50]	[1,5]	[0,80]	1.87	35.92	1.8	34.95	200.6
				[1.5,2.5]	[20,80]	[2,4]	[0,40]	1.7	52.83	3.04	8.73	221.27
				[1.5,2.5]	[20,120]	[2,4]	[0,40]	1.88	62.26	2.77	16.3	228.65
				[1.5,2.5]	[20,120]	[2,4]	[0,40]	1.78	76.72	3.13	11.58	242.15

TABLA 6.28 OPTIMIZACIÓN DE CUATRO VARIABLES CON EL ALGORITMO GENÉTICO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON LA OPCIÓN 3.

TESIS CON
 VALIA DE ORIENT

234

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

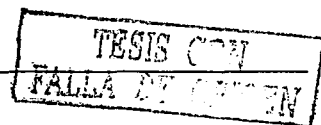
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

7.1 MODELO MECANÍSTICO PARA CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS.

De los procedimientos utilizados para la eliminación de discontinuidades entre diferentes patrones de flujo, descritos en el punto 5.1.3 de este trabajo, se observa que el considerar únicamente la manipulación de las velocidades superficiales del gas y líquido o hacer promedios de los gradientes de presión de los patrones de flujo involucrados para la eliminación de discontinuidades no son suficientes, según se aprecia en las Figuras 5.14, 5.15 y 5.16, así como lo propuesto por Gómez¹⁸, Figura 5.13.

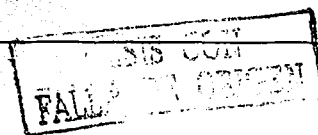
Un procedimiento más efectivo para resolver las discontinuidades presentes en las superficies de gradiente de presión resultó ser la aplicación de la interpolación con splines, el cual parte de buscar la velocidad superficial del gas o líquido en la frontera de los patrones involucrados y a partir de esto crear zonas de transición de magnitud diferente de acuerdo a lo drástico de la discontinuidad en donde se aplica la interpolación con splines.

De la Tabla 5.6, que indica las características de las zonas de transición y dirección de búsqueda de las fronteras entre patrones de flujo, se puede determinar que se crearon 13 zonas de transición para la aplicación de la interpolación con splines, que incluyen a seis fronteras de las ocho detectadas, las cuales fueron: Estratificado – Intermitente, Estratificado – Anular, Estratificado – Burbuja Dispersa, Burbuja – Intermitente, Intermitente – Anular, Intermitente – Burbuja dispersa. Se observa también que para la frontera Burbuja Dispersa – Intermitente se buscó en las dos direcciones, velocidad superficial del gas (U_{GS}) y velocidad superficial del líquido (U_{LS}).



Las zonas de transición de mayor amplitud se aplicaron a la frontera Estratificado – Anular, iniciando la zona con un valor del 20% de la velocidad superficial del gas detectada en la frontera y terminándola a una velocidad superficial del gas de 5 veces la detectada en la frontera. Esto fue debido a que para ángulos negativos cercanos a la horizontal se presenta una frontera compuesta por tres patrones de flujo Estratificado – Anular – Intermitente, al aplicar las eliminaciones de las discontinuidades en la dirección de la velocidad superficial del gas entre Estratificado – Anular con zonas de transición menores a las mencionadas e Intermitente – Anular respectivas, se formaban más discontinuidades. Para ángulos negativos cercanos a la vertical, se presentó un efecto similar, pero debido ahora a la cercanía de la frontera Intermitente – Anular. No obstante, que la zona de transición pareciera demasiado grande, la aplicación de los splines no implica una modificación drástica de los gradientes de presión, debido al comportamiento estable de los gradientes, es decir sin gran variación. Sin embargo, sí importa la amplitud de la zona de transición para flujo Anular en la frontera Intermitente – Anular a altas velocidades superficiales de gas y líquido, ya que si se aplica un factor menor o igual a 1.5 veces la velocidad superficial del gas en la frontera, la discontinuidad no se elimina, pero si aplicamos un factor igual o mayor que 1.6 veces la velocidad superficial del gas en la frontera, la discontinuidad se elimina, pero mientras mayor sea este factor más se afectarán los gradientes de presión debido al comportamiento del gradiente de presión del flujo anular en esta zona, ya que al mínimo cambio de la velocidad superficial existe un cambio importante en el gradiente de presión.

De la realización de las figuras mostradas en el Apéndice B, donde se aplicó la eliminación de discontinuidades mediante interpolación con splines, se encontró que dicha eliminación no es un trabajo sencillo, debido a la combinación tan variada de los patrones de flujo al cambiar el ángulo de inclinación de la tubería (entre otros factores), ya que existen cinco combinaciones de patrones de flujo adicionales a las tres expuestas por Gómez¹⁸, además de la magnitud de la discontinuidad y comportamiento del gradiente de presión de cada patrón de flujo



involucrado, lo que ocasiona discontinuidades en las superficies de gradiente de presión, siendo aún más complejo cuando se presenta una combinación de tres patrones de flujo diferentes ya que causan interferencia entre sí, creando en la mayoría de las veces más escalones en la superficie de gradiente de presión.

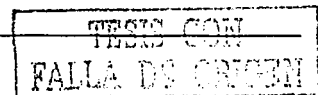
Al comparar las superficies de gradiente de presión a diferentes ángulos de inclinación con eliminación de discontinuidades entre patrones de flujo, figuras del Apéndice B, con las respectivas superficies de gradientes de presión sin eliminación de discontinuidades, figuras del Apéndice A, se observa una eliminación de las discontinuidades en las superficies de gradiente de presión bastante satisfactoria, con la aplicación de la interpolación mediante splines.

Adicionalmente con las figuras del Apéndice C, que muestran el comportamiento de las superficies de gradiente de presión para varios ángulos de inclinación de tubería a varios diámetros de la misma, se corrobora la estabilidad del modelo mecánico para el cálculo de gradientes de presión, así como la eliminación satisfactoria de las discontinuidades en las superficies de gradiente de presión entre patrones de flujo mediante el uso de la interpolación con splines.

7.2 MODELO DEL POZO.

De acuerdo a los resultados mostrados en el punto 5.2.4, referente a la validación del modelo del comportamiento del sistema de producción, se observan que los resultados con diferentes correlaciones son reproducidos de manera satisfactoria.

Respecto a la estabilidad y robustez del modelo del pozo, queda comprobada implícitamente al llevar a cabo la optimización, ya que se requiere calcular el comportamiento del pozo en muchas ocasiones, presentando un desarrollo estable y sin obtener cálculos incompletos, una vez que se realizaron las modificaciones indicadas al modelo del pozo en el punto 6.2 de este trabajo.



7.3 MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

Dentro del proceso de optimización con el algoritmo Genético se buscó llegar a la optimización del sistema de producción con el menor número de individuos y generaciones, para minimizar en lo posible el requerimiento de cálculos del sistema de producción. Lo anterior obedece principalmente a que para calcular las caídas de presión en tuberías con el modelo mecanístico descrito en este trabajo, se requiere de mayor tiempo de cálculo que las correlaciones en el modelo para flujo bache, debido al procedimiento de ensaye y error utilizado para determinar las velocidades de gas y líquido en las regiones del bache, y burbuja de gas y película, de este patrón de flujo.

7.3.1 OPTIMIZACIÓN DE UNA VARIABLE.

Para la optimización de una sola variable (ver Tablas 6.3, 6.7, 6.12, 6.16, 6.21 y 6.25), se encuentra el máximo con solo dar un valor inicial o rango estimado dentro de un rango adecuado, únicamente se varían los datos iniciales para corroborar el resultado de la optimización.

La manipulación del diámetro de la tubería superficial implica que al ir agrandando el valor de esta variable, el gasto de aceite tiende a mantenerse constante, por lo cual se impuso una restricción para esta variable, que consiste en no dejar crecer este diámetro cuando el gasto de aceite ya no cambie de manera significativa, ver Figuras 6.9, 6.19 y 6.29.

Por esta misma situación se observan diferentes valores óptimos para esta variable pero con un gasto de aceite similar, con los algoritmos Politope y Genético debido a su forma de converger al máximo, de cada método.

Este mismo comportamiento se presenta al optimizar el diámetro del estrangulador, ya que se obtienen diámetros de estrangulador optimizados diferentes pero con gastos de aceite iguales, ver Figuras 6.8, 6.18 y 6.28; el valor de esta variable solo se restringió a que no fuera mayor al diámetro de la tubería del pozo.

Por lo tanto, para las variables tales como: diámetros de tubería superficial y estrangulador, se requiere implementar otro tipo de restricción, para evitar los diferentes valores óptimos de estas variables. Ejemplos de restricciones serían, para el diámetro de la tubería superficial, justificar económicamente los diámetros mayores mediante la ganancia con el incremento en la producción del pozo, mientras que para el diámetro del estrangulador, podría ser restringir el flujo de fluidos a través del estrangulador a flujo crítico.

Comparando los resultados obtenidos con los algoritmos Politope y Genético de forma gráfica para las tres opciones, en las Figuras 6.7 a 6.10, 6.17 a 6.20 y 6.27 a 6.30, se observa que ambos métodos de optimización alcanzan de forma satisfactoria el máximo del gasto de aceite para cada una de las variables optimizadas.

El algoritmo Politope presenta ventaja sobre el Genético cuando se optimiza una variable, debido a que requiere menos cálculos del sistema de producción, lo cual representa ahorro de tiempo de cálculo. El algoritmo Politope converge al realizar entre 5 y 20 iteraciones, dependiendo del valor inicial estimado, mientras el Genético requiere de un mínimo de 100 cálculos entre generar la población inicial y la primera generación de 50 individuos para cada una, ya que para una variable el algoritmo genético presentó buenos resultados con una sola generación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En las Tablas 6.2, 6.11 y 6.20, se observa que al optimizar una sola variable, el diámetro de la tubería del pozo y la presión de separación presentan de forma general el mayor incremento del gasto de aceite, para este sistema de producción.

7.3.2 OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES.

Para la optimización de dos variables, se observó que algunas combinaciones presentan mayores problemas que otras, para determinar los valores o rangos iniciales estimados para los cálculos de la optimización.

De las Tablas 6.4, 6.13 y 6.22, que muestran los resultados de optimizar la combinación de dos variables con el algoritmo Politope, se detectaron problemas para optimizar al sistema de producción con las siguientes combinaciones:

CÁLCULO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	COMBINACIÓN CON PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN.
OPCIÓN 1	• Diámetro de tubería superficial – Presión de separación.
OPCIÓN 2	• Diámetro de la tubería del pozo – Presión de separación. • Diámetro de tubería superficial – Presión de separación.
OPCIÓN 3	• Diámetro de la tubería del pozo – Presión de separación.

TABLA 7.1 COMBINACIONES CON PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN DE DOS VARIABLES APLICANDO EL ALGORITMO POLITOPE.

Al observar las figuras respectivas de las combinaciones con problemas de optimización indicadas en la Tabla 7.1, Figuras 6.16, 6.23, 6.26 y 6.33, se encontró que los problemas de convergencia para estas combinaciones son debidos al contorno tan irregular que presenta la unión de los puntos obtenidos con el gasto de aceite máximo, lo cual es una limitación para este método, ya que el algoritmo calcula el máximo más cercano a los valores iniciales estimados.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Para el algoritmo Genético, los resultados de la optimización para 2 variables se muestran en las Tablas 6.8, 6.17 y 6.26, donde se detectó que únicamente una combinación presentó problemas importantes para determinar el gasto óptimo, dicho problema se presentó para el cálculo del sistema de producción con la opción 1, para la combinación entre el diámetro de estrangulador y presión de separación. El problema de convergencia se debió a la falta de un rango estimado que fuera adecuado para las variables involucradas, los cuales se definieron de mejor manera analizando los resultados obtenidos con el algoritmo Politope para la respectiva combinación, ver Figura 6.15 para verificar la buena convergencia alcanzada.

Nuevamente el algoritmo Politope aventaja al algoritmo Genético, respecto al número de cálculos para alcanzar la convergencia, aunque se incrementan los cálculos necesarios para el algoritmo Politope entre 20 y 50, para el Genético se continuó con 100 cálculos, lo que representa una población inicial y primera generación de 50 individuos cada una.

Aunque existen problemas para definir los valores iniciales o rangos estimados para realizar la optimización de dos variables en algunas combinaciones, ambos algoritmos de optimización presentan resultados satisfactorios, lo anterior se puede verificar gráficamente en las Figuras 6.11 a 6.16 para el sistema de producción con la opción 1, Figuras 6.21 a 6.26 para la opción 2 y las Figuras 6.31 a 6.36 para la opción 3.

En las Tablas 6.2, 6.11 y 6.20, se puede observar que de las 6 posibles combinaciones para 2 variables, la que menor efecto causó para este sistema de producción fue la combinación constituida por el diámetro del estrangulador y el diámetro de la tubería superficial, lo cual corrobora que las variables que más afectan positivamente a la producción de aceite para este sistema de producción son el diámetro de la tubería de producción del pozo y la presión de separación.

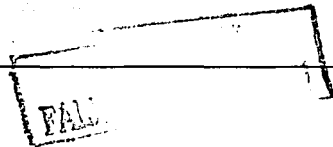
7.3.3 OPTIMIZACIÓN DE TRES VARIABLES.

Para la realización de la optimización del comportamiento de un pozo, donde se manipulan tres variables o más, se requiere generalmente de un proceso de varios cálculos con los modelos de optimización Politope y Genético, para tener idea del valor o rango de las variables a trabajar e indicar de esta manera un mejor valor inicial o rango estimado para encontrar el máximo absoluto.

Como se puede observar en las Tablas 6.5, 6.14, 6.23, donde se muestran los resultados de optimizar combinaciones de tres variables con el algoritmo Politope y para el algoritmo Genético en las Tablas 6.9, 6.18 y 6.27, las tres opciones de cálculo para las caídas de presión en tuberías en el sistema de producción previamente descritas, requieren de un mayor número de cálculos con los algoritmos de optimización para obtener y confirmar el conjunto de variables optimizadas que permitan alcanzar el máximo gasto de aceite del sistema de producción.

Respecto a los resultados con el algoritmo Politope, se encontró que con algunos juegos de variables a optimizar no se alcanzó la convergencia del método, lo cual se debió a dos razones: a que el algoritmo empieza a oscilar para atrás y adelante entre los mismos puntos, reflejando de un lado a otro el Politope y a que el mejor punto permaneció sin cambios para muchas iteraciones. Ambos problemas de convergencia se corrigieron reinicializando el cálculo del algoritmo modificando ligeramente el juego de valores iniciales estimados de las variables a optimizar.

Para este algoritmo se requiere tener la habilidad de ir visualizando la tendencia de comportamiento de cada variable que se está optimizando, para definir el siguiente juego de valores iniciales estimados que tiendan a encontrar el máximo general, lo cual puede ser una desventaja de este método.



Para los resultados obtenidos con el algoritmo genético, se utilizó una población de 50 individuos con 50 generaciones, con lo cual fue suficiente para obtener buenos resultados de optimización, ya que también se llevaron cálculos con este optimizador con una población de 200 individuos y 200 generaciones, encontrando muy poca variación en los resultados. La mayor diferencia determinada de los resultados cuando se utilizan los mismos intervalos para las variables fue del 5% respecto al mayor.

Este algoritmo para optimizar también requiere de un rango adecuado de manipulación de las variables a optimizar, ya que si se deja fuera del rango al máximo del sistema, éste no se alcanzará. Cabe aclarar que mientras mayor sea el rango de manipulación de las variables a optimizar se recomienda incrementar el número de individuos y generaciones, para detallar de mejor manera el espacio de trabajo de este algoritmo, y la optimización mejore.

De las Tablas 6.2, 6.11 y 6.20, donde se muestran los resultados de la optimización para tres variables, se observa que los resultados con los algoritmos Politope y Genético presentan resultados muy similares y satisfactorios, ya que aunque no se puede corroborar su eficiencia de forma gráfica, los resultados muestran de forma general un incremento significativo en el gasto de aceite alcanzado por la optimización respecto a los obtenidos con la optimización de una o dos variables.

Lo anterior puede ser visualizado con el siguiente ejemplo, no obstante que la combinación de tres variables que presenta menor diferencia de porcentaje de optimización para todas las opciones implementadas, es cuando la presión de separación no se optimiza, este incremento del porcentaje es generalmente igual o mayor que cuando se optimizan una o de dos variables, que involucren únicamente a los diámetros de tubería del pozo, estrangulador y tubería superficial.

7.3.4 OPTIMIZACIÓN DE CUATRO VARIABLES.

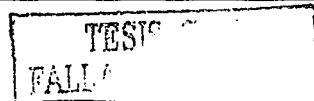
El proceso, problemática y forma de optimizar el sistema de producción para cuando se manipulan las cuatro variables con los algoritmos Politope y Genético son similares a los descritos para la optimización con tres variables, punto 7.3.3.

Para el proceso de optimización con el algoritmo Politope, Tablas 6.6, 6.15 y 6.24, se detecta un número similar o mayor de cálculos para encontrar el gasto máximo de aceite del sistema de producción que los requeridos para optimizar tres variables. Se observa también la falta de convergencia para algunos casos, pero que sus resultados permiten determinar la tendencia de comportamiento de las variables a optimizar, facilitando de esta manera su optimización.

La optimización con el algoritmo Genético se llevó a cabo con una población de 50 individuos y 50 generaciones con buenos resultados. En las Tablas 6.10, 6.19 y 6.28 se muestra el proceso de optimización para este método. La mayor diferencia encontrada de los resultados cuando se utilizan los mismos intervalos para las variables fue del 6% respecto al mayor.

De los resultados de la optimización mostrados en las Tablas 6.2, 6.11 y 6.20, para las diferentes opciones del sistema de producción donde se manipulan las cuatro variables, se observan resultados satisfactorios de optimización para el algoritmo Politope y Genético, ya que el mínimo gasto de aceite proporcionado cuando se optimizan las cuatro variables es igual o mayor a los obtenidos con la optimización de una, dos y tres variables.

Para realizar la optimización de las cuatro variables se recomienda utilizar los resultados que se obtengan con el algoritmo Politope como referencia, para definir los intervalos estimados de la optimización con el algoritmo Genético.



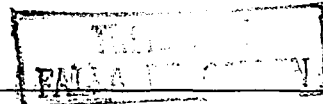
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Se desarrolló un modelo para evaluar el comportamiento de un pozo que integra un modelo mecanístico y que además permite aplicar los modelos de optimización conformados por los algoritmos Politope y Genético.
- La programación del modelo mecanístico descrito en este trabajo, integra los desarrollos más recientes para el cálculo de caídas de presión en tuberías a **cualquier ángulo de inclinación**, proporcionando una herramienta actualizada e importante para realizar una simulación más completa del sistema de producción.
- Se detectaron tres discontinuidades de importancia entre patrones de flujo para tuberías, en las superficies de gradiente de presión, adicionales a las mencionadas por Gómez¹⁸.
- La utilización de la interpolación mediante splines para eliminar las discontinuidades presentes en las superficies de gradiente de presión adicionada al modelo mecanístico desarrollado en este trabajo, permite tener un procedimiento generalizado para dicha eliminación con resultados satisfactorios.
- Se subestima la predicción del colgamiento del líquido en el bache de líquido con la correlación de Gómez⁵², lo cual se acentúa mientras el diámetro de la tubería se incrementa.

- La ventaja del modelo mecanístico sobre las correlaciones empíricas, es principalmente que éste es más general, ya que considera el fenómeno físico, lo que permite extrapolar con razonable confianza a límites mayores de los datos experimentales utilizados para validarlo.
- Aunque las correlaciones empíricas pueden ser un método efectivo y rápido en general, cada correlación en forma particular tiene limitaciones para su aplicación de acuerdo a los rangos de valores de las variables utilizadas en su desarrollo.

De los resultados obtenidos con la aplicación de los modelos de optimización, se concluye lo siguiente:

- El utilizar los modelos de optimización implicó realizar muchos cálculos para evaluar el comportamiento del pozo, lo cual permitió verificar que tanto el modelo mecanístico como el modelo del pozo, presentaron estabilidad de resultados en el procedimiento de cálculo.
- Cuando se optimizan una o dos variables del sistema de producción, la optimización con el algoritmo Politope representa la mejor opción para llevarla a cabo.
- Para la optimización de tres o cuatro variables, tanto el algoritmo Politope como el Genético presentan resultados satisfactorios, pero se recomienda utilizar los resultados que se obtengan con el algoritmo Politope para definir los intervalos de trabajo de las variables a optimizar con el algoritmo Genético, y así verificar el resultado de la optimización.



- La aplicación de los modelos de optimización no lineal como son los algoritmos Polítopo y Genético permiten optimizar de forma satisfactoria el sistema de producción de un pozo. En particular, se comprobó que el algoritmo genético es una novedosa y útil herramienta para resolver estos problemas.

Se recomienda para trabajos posteriores integrar lo siguiente:

Al modelo mecanístico:

- Un algoritmo para eliminar el procedimiento de ensaye y error, que permita determinar las velocidades de gas y líquido en las regiones del bache, y burbuja de gas y película, en el modelo unificado para flujo bache, y así disminuir el tiempo de cálculo para las caídas de presión en tuberías.

Al modelo del pozo:

- Un algoritmo que calcule las propiedades de fluidos mediante el análisis composicional y otro modelo que utilice las ecuaciones de estado para el comportamiento de fases en las etapas de separación en superficie, para evitar utilizar una presión constante de separación.
- Un procedimiento que contemple en los cálculos, las variaciones de diámetros presentes en los aparejos de producción.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

240

TESIS CON
FALLA DE ENTEN

NOMENCLATURA.

A	Área, (m^2).
A_C	Área ocupada por el núcleo de gas, (m^2).
A_F	Área ocupada por la película de líquido, (m^2).
A_G	Área ocupada por la fase gaseosa, (m^2).
A'_G	Área del gas en la zona de la onda, (m^2).
\bar{A}_G	Área ocupada por el gas adimensional.
A_L	Área ocupada por la fase líquida, (m^2).
\bar{A}_L	Área ocupada por el líquido adimensional.
A_n	Área proyectada de la burbuja de gas, (m^2).
B_o	Factor de volumen del aceite.
B_w	Factor de volumen del agua.
c	Velocidad de propagación de la onda, (m/seg).
C_G	Coefficiente de la correlación del factor de fricción del gas (Blasius).
C_L	Coefficiente de levantamiento, (adim).
	Coefficiente de la correlación del factor de fricción del líquido (Blasius).
C_o	Coefficiente de distribución de velocidad, (adim).
$\left(\frac{dp}{dx}\right)$	Gradiente de presión en la dirección x, ($kg/m^2\text{-seg}^2$).
$\left(\frac{dp}{dx}\right)_{GS}$	Gradiente de presión superficial del gas, ($kg/m^2\text{-seg}^2$).
$\left(\frac{dp}{dx}\right)_{LS}$	Gradiente de presión superficial del líquido, ($kg/m^2\text{-seg}^2$).

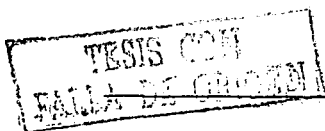
$\left(\frac{dp}{dz}\right)$	Gradiente de presión en la dirección z, (kg/m ² -seg ²).
$\left(\frac{dp}{dz}\right)_L$	Gradiente de presión del líquido, (kg/m ² -seg ²).
$\left(\frac{dp}{dz}\right)_G$	Gradiente de presión del gas, (kg/m ² -seg ²).
$\left(\frac{dp}{dz}\right)_F$	Gradiente de presión de la película de líquido, (kg/m ² -seg ²).
$\left(\frac{dp}{dz}\right)_C$	Gradiente de presión del núcleo de gas, (kg/m ² -seg ²).
d	Diámetro de la burbuja, (m).
d_c	Diámetro estable de las burbujas dispersas, (m).
d_{CB}	Diámetro de burbuja crítico abajo del cual se previene la migración de las mismas a la parte alta de la tubería, (m).
d_{CD}	Diámetro de burbuja crítico arriba del cual la burbuja es deformada, (m).
d_{crit}	Diámetro crítico de burbuja, (m).
D	Diámetro interno de la tubería, (m).
D_G	Diámetro hidráulico de la fase gaseosa, (m).
D_L	Diámetro hidráulico de la fase líquida, (m).
e	Rugosidad de la pared en tuberías, (m).
E	Fracción de entrapamiento de líquido en el núcleo de gas, (adim).
f	Factor de fricción, (adim).
f_c	Factor de fricción superficial del núcleo de gas, (adim).
f_G	Factor de fricción del gas, (adim).
\bar{f}_G	Factor de fricción del gas adimensional.
f_{GS}	Factor de fricción superficial del gas, (adim).

f_i	Factor de fricción interfacial, (adim).
\tilde{f}_L	Factor de fricción del líquido adimensional.
f_L	Factor de fricción del líquido, (adim).
f_{LS}	Factor de fricción superficial del líquido, (adim).
f_M	Factor de fricción en la mezcla, (adim).
f_{NC}	Factor de fricción del núcleo en flujo burbujas dispersas, (adim).
F	Número de Froude modificado por la relación de densidad, (adim).
F_B	Fuerza de flotación, (kg-m/seg ²).
F_D	Fuerza de arrastre, (kg-m/seg ²).
F_L	Fuerza de levantamiento, (kg-m/seg ²).
F_T	Fuerza debida a las fluctuaciones turbulentas, (kg-m/seg ²).
g	Aceleración de la gravedad, (m/seg ²).
g_c	Factor de conversión.
h_G	Altura del gas, (m).
\dot{h}_G	Altura del gas donde existe una onda, (m).
h_L	Altura de líquido, (m).
\dot{h}_L	Altura del líquido donde existe una onda, (m).
\tilde{h}_L	Altura del líquido adimensional.
H_L	Colgamiento del líquido, (adim).
H_{LLS}	Colgamiento del líquido en el bache de líquido, (adim).
H_{LSU}	Colgamiento del líquido promedio en la unidad del bache, (adim).
H_{LTB}	Colgamiento del líquido en la zona de la burbuja de Taylor, (adim).
I	Parámetro de corrección interfacial, (adim).
I_ρ	Parámetro de corrección interfacial para todos los ángulos, (adim).
I_H	Parámetro de corrección interfacial horizontal, (adim).

I_V	Parámetro de corrección interfacial vertical, (adim).
L	Longitud, (m).
L_F	Longitud de la película, (m).
L_S	Longitud del bache, (m).
L_U	Longitud unitaria del bache, (m).
m	Exponente de la correlación del factor de fricción del gas (Blasius).
n	Número de moles. Exponente de la correlación del factor de fricción del líquido (Blasius).
N_{we}	Número de Weber, (adim).
N_μ	Número de la viscosidad del líquido, (adim).
P, p	Presión, (kg/m ²).
P', p'	Presión del gas en la zona de la onda, (kg/m ²).
Q_G	Gasto de gas, (m ³ /seg).
Q_L	Gasto de líquido, (m ³ /seg).
Q_O	Gasto de aceite, (m ³ /seg).
R	Constante universal de los gases.
R_e	Número de Reynolds, (adim).
R_{eG}	Número de Reynolds de la fase gaseosa, (adim).
R_{eGS}	Número de Reynolds superficial de la fase gaseosa, (adim).
R_{eL}	Número de Reynolds de la fase líquida, (adim).
R_{eLS}	Número de Reynolds superficial de la fase líquida, (adim).
R_{eNC}	Número de Reynolds del núcleo en flujo burbujas dispersas, (adim).
R_S	Colgamiento de líquido en el bache, (adim). Relación de solubilidad.
R_{SM}	Colgamiento del líquido mínimo dentro del bache de líquido que permite puentear al gas que esta viajando. (adim).

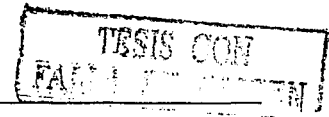
s	Coefficiente de corrección de Jeffreys.
S_F	Perímetro de la película del líquido, (m).
S_G	Perímetro del gas, (m).
\tilde{S}_G	Perímetro del gas adimensional.
S_L	Perímetro del líquido, (m).
\tilde{S}_L	Perímetro del líquido adimensional.
S_i	Perímetro interfacial, (m).
\tilde{S}_i	Perímetro interfacial adimensional.
S_r	Distancia radial, (m).
T	Temperatura.
U	Velocidad, (m/seg).
U_C	Velocidad del núcleo de gas, (m/seg).
U_{CS}	Velocidad superficial del núcleo de gas, (m/seg).
U_F	Velocidad de la película de líquido, (m/seg).
U_G	Velocidad real del gas, (m/seg).
U'_G	Velocidad del gas en la zona de la onda, (m/seg).
\tilde{U}_G	Velocidad del gas adimensional.
U_{GLS}	Velocidad del gas en el bache de líquido, (m/seg).
U_{GS} o UGS	Velocidad superficial del gas, (m/seg).
$U_{GS,c}$	Velocidad superficial del gas crítica para la transición a régimen ondulado.
U_{GScrit}	Velocidad superficial del gas crítica, (m/seg).
U_{GTB}	Velocidad del gas en la burbuja de Taylor, (m/seg).
U_i	Velocidad interfacial, (m/seg).
U_L	Velocidad real del líquido, (m/seg).

U_l	Velocidad del líquido adimensional.
$U_{L.S}$	Velocidad del líquido en el bache de líquido, (m/seg).
U_{LS} o U_{LS}	Velocidad superficial del líquido, (m/seg).
U_{LTB}	Velocidad del líquido en la zona de la burbuja de Taylor, (m/seg).
U_M	Velocidad de la mezcla, (m/seg).
U_o	Velocidad de las burbujas de gas, (m/seg).
U_R	Velocidad de resbalamiento, (m/seg).
U_{TB}	Velocidad de la burbuja de Taylor, (m/seg).
U_f	Velocidad de fricción, (m/seg).
$U_{0\infty}$	Velocidad de elevación de la burbuja, (m/seg).
V	Volumen.
X	Parámetro de Lockhart y Martinelli, (adim).
Y	Parámetro de inclinación adimensional.
Z	Factor de compresibilidad del gas.



ABREVIATURAS

°API	Grado (American Petroleum Institute).
atm	Atmósferas.
bls	Barriles.
cm	Centímetro.
°C	Grado centígrado (Celsius).
cp	Centipoise.
d	Días.
°F	Grados Farenheit.
IP	Índice de productividad.
IPR	Relación del comportamiento de flujo.
Kg	Kilogramos.
m	Metros.
MMscf	Millones de pies cúbicos a condiciones estándar.
MPa	Megapascales.
N	Newton.
pg	Pulgadas.
Psep	Presión de separación.
psi	Libras por pulgada cuadrada.
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas.
Pyac	Presión del yacimiento.
rbbl	Barriles a condiciones de yacimiento.
RGA	Relación gas aceite.
RGL	Relación gas - líquido.
scf	Pies cúbicos a condiciones estándar.
seg, s	Segundos.
stb	Barriles a condiciones de tanque.
Tsep	Temperatura de separación.
Tyac	Temperatura del yacimiento.



GRIEGAS

α_G, α	Fracción de vacío del gas, (adim). Ángulo de inclinación de la tubería en flujo estratificado, (grados).
α_C	Fracción de vacío del gas crítico, (adim). Fracción ocupada por el núcleo del gas en flujo anular, (adim).
α_L	Colgamiento del líquido, (adim).
α_S	Fracción de gas en el bache, (adim).
β	Ángulo de inclinación de la tubería a partir de la horizontal, (grados).
δ	Espesor de película, (m).
δ	Espesor de película adimensional.
δ_{\min}	Espesor de película adimensional mínimo.
ε	Ritmo de disipación de energía por unidad de masa, (m ² /seg ³).
ε_i	Rugosidad absoluta de la interface, (m).
γ	Coefficiente de distorsión de la burbuja, (adim).
v'	Velocidad radial de las fluctuaciones, (m/seg).
μ	Viscosidad, (kg/m-seg).
μ_C	Viscosidad del núcleo de gas, (kg/m-seg).
μ_G	Viscosidad del gas, (kg/m-seg).
μ_L	Viscosidad del líquido, (kg/m-seg).
μ_{NC}	Viscosidad del núcleo en flujo burbujas dispersas, (kg/m-seg).
ρ	Densidad absoluta, (kg/m ³).
ρ_C	Densidad absoluta del núcleo de gas, (kg/m ³).
ρ_G	Densidad absoluta del gas, (kg/m ³).
ρ_L	Densidad absoluta del líquido, (kg/m ³).
ρ_M	Densidad absoluta de la mezcla, (kg/m ³).

ρ_{NC}	Densidad absoluta del núcleo en flujo burbujas dispersas, (kg/m ³).
ρ_U	Densidad promedio de la unidad del bache, (kg/m ³).
σ	Tensión interfacial entre el líquido y gas, (kg/seg ²).
τ_S	Esfuerzo cortante entre la pared de la tubería y la zona del bache de líquido, (kg/m-seg ²).
τ_{WF}	Esfuerzo cortante entre la pared de la tubería y la película de líquido, (kg/m-seg ²).
τ_{WG}	Esfuerzo cortante entre la pared de la tubería y el gas, (kg/m-seg ²).
τ_{WL}, τ_L	Esfuerzo cortante entre la pared de la tubería y el líquido, (kg/m-seg ²).
τ_i	Esfuerzo cortante interfacial, (kg/m-seg ²).
$\bar{\tau}_i$	Esfuerzo cortante interfacial adimensional.
v	Velocidad radial de las fluctuaciones turbulentas, (m/seg).
ν_L	Viscosidad cinemática del líquido, (m ² /seg).

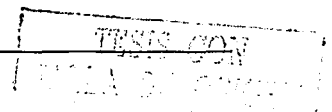
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

250

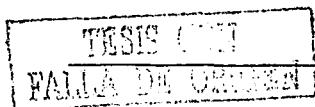
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

REFERENCIAS

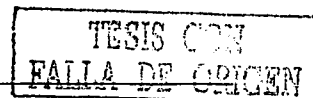
1. Barnea D. "A Unified Model for Predicting Flow – Pattern Transitions for the Whole Range of Pipe Inclinations", Int. J. Multiphase Flow, Vol. 13, N° 1, 1987.
2. Poettmann F. H. y Carpenter P. G., " The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Applications to the Design of Gas-Lift Installations ", Drill. and Prod. Prac., API (1952).
3. Baxendell P. B. y Thomas R., " The Calculation of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells ", J. Pet. Tech. (Oct. 1961) 1023 - 1028.
4. Fancher, G. H. y Brown, K. E., "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing", Soc. Pet. Eng. J. (Marzo, 1963) 59 – 69.
5. Lockhart R. W. y Martinelli R. C., "Proposed Correlations of Data for Isothermal Two-Phase, Two Component Flow in Pipes," Chemical Engineering Progress (Enero, 1949, Vol. 45, No.1) 39-48.
6. Hagedorn, A. R. y Brown, K. E., "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits", J. Pet. Tech. (Abril, 1965) 475 - 484.
7. Duns, H., Jr. y Ros, N. C. J., "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Proceedings, 6th World Petroleum Congress (1963), 451.
8. Dukler A. E., "Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results," AGA-API Project NX-28 (Mayo, 1969).



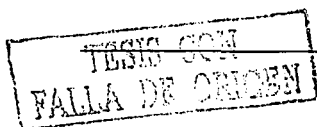
9. Eaton B. A., Andrews D. E., Knowles C. R., Silberberg I. H. y Brown K. E.: "The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Ocurring During Continuos Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines," J.P.T.,(Junio, 1967), 815-828.
10. Beggs H. D. y Brill J. P., "A study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes", Tulsa, Trans. AIME, 1973.
11. Mukherjee, H., y Brill, J. P., "Pressure Drop Correlations for Inclened Two Phase Flow," Journal of Energy Resources Technology, Vol. 107, (Dic. 1985) 549-554.
12. Huhmark G. A. y Pressburg B. S., "Holdup", A.I.Ch.E. Journal, 7, 677, 1961.
13. Taitel Y. y Barnea D. A., "A Consistent Approach for Calculating Pressure Drop in Inclined Slug Flow", Chem. Eng. Sci., 1990.
14. Taitel Y. y Dukler A.E., "A Model for Predicting Flow Regime Transition in Horizontal and Near Horizontal Gas – Liquid Flow", AIChE Journal, Vol. 22, Nº 1, Enero, 1976.
15. Carroll J. A. y Horne R. N., "Multivariate Optimization of Production System", SPE 22847, Dallas, Texas., Octubre 6-9, 1991. 317-328.
16. Orkiszewski J., "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", J. Pet. Tech. (Junio, 1967) 829 - 838.
17. Aziz K., Govier G.W. and Fogarasi M., "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", J. Can. Pet. Tech., July – Sept., 1972, 38 – 48.



18. Gómez L.E., Shoham O. y Schmidt Z., "A Unified Mechanistic Model for Steady – State Two – Phase Flow in Wellbores and Pipelines", SPE 56520, Trabajo presentado en Annual Technical Conference and Exhibition Held in Houston, Texas, Octubre 3 – 6, 1999.
19. Taitel Y. Y Dukler A.E., "A Model for Predicting Flow Regime Transition in Horizontal and Near Horizontal Gas – Liquid Flow", AIChE Journal, Vol. 22, Nº 1, Enero, 1976.
20. Harmathy T. Z., "Velocity of Large Drops and Bubbles in Media of Infinite or Restricted extent", AIChE Journal, 6, 281, 1960.
21. Barnea D., Taitel Y. y Dukler A. E., "Gas-Liquid Flow in Inclined Tubes: Flow Patterns Transitions for Upward Flow", Chem. Eng. Sci., 131-136, 1985.
22. Miyagi O., "The Motion of Large Bubbles in Still Water in Vertical Tubes", Phil. Mag., 50, Núm. 295, 1925.
23. Streeter V. L., "Handbook of Fluid Dynamics", McGraw – Hill, New York, 1961.
24. Griffith P. y Synder G. A., "The Bubbly-Slug Transition in a High Velocity Two-Phase Flow", MIT reporte 50003-29 (TID-20947), 1964.
25. Barnea D., Shoham O. y Taitel Y., "Flow Pattern Transition for Vertical Downward Two Phase Flow", Chem. Eng. Sci., 37, 742-746, 1982.
26. Hinze J. O., "Fundamentals of the Hydrodynamic Mechanism of Splitting in Dispersion Processes", AIChE Journal, 1, 289-295, 1955.



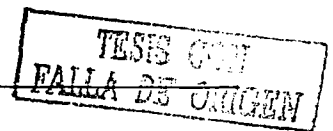
27. Calderbank P. H., "Physical Rate Processes in Industrial Fermentation; Part I: The Interfacial Area in Gas-Liquid Contacting with Mechanical Agitation", Trans. Inst. Chem. Eng., 36, 443-463, 1958.
28. Brodkey R. S., "The Phenomena of Fluid Motion", Addison Wesley, Reading, Mass. 1967.
29. Barnea D., "Transition from Annular and from Dispersed Bubble Flow – Unified Model for the Whole Range of Pipe Inclinations", Int. J. Multiphase Flow, 12, 733-744, 1986.
30. Levich V. G., "Physicochemical Hydrodynamics", Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J., 1962.
31. Dukler A. E. Y Hubbart M. G., "A Model for Gas – Liquid Slug Flow in Horizontal and Near Horizontal Tubes", Ind. Eng. Chem. Fundamentals, 1975.
32. Butterworth D., "A Visual Study of Mechanism, in Horizontal, Air Water Flow", AERE Report M2556, Harwell, England, 1972.
33. Blasius H., "Das Aehnlichkeitsgesetz bei Reibungsvorgaengen in Fluessigkeiten", Forschg. Arb. Ing.-Wes, N° 131, Berlin, 1913.
34. Agrawal S. S. Gregory G. A. Y Govier G. W., "An Analysis of Horizontal Stratified Two – Phase Flow in Pipes", Can. J. Chem. Eng., 51, 280 – 286, (1973).
35. Gazley C., "Interfacial Shear and Stability in Two-Phase Flow", Tesis de Doctorado, Univ. Del., Newark, 1949.



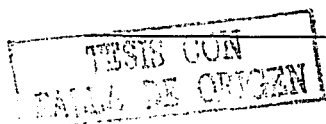
36. Taitel Y. y Dukler A. E., "A Theoretical Approach to the Lockhart-Martinelli Correlation for Stratified Flow", *Int. Journal Multiphase Flow*, 2, 591-595, 1976.
37. Taitel Y., "Flow Pattern Transitions in rough pipes", *Int. Journal Multiphase Flow*, 3, 597-601, 1977.
38. Milne – Thomson L. M., "Theoretical Hydrodynamics", The Mac-Millan Co., New York, 1960.
39. Barnea D., Shoham O. y Taitel Y., "Flow Pattern Transition for Downward Inclined Two Phase Flow; Horizontal to Vertical", *Chem. Eng. Sci.*, 37, 735-740, 1982.
40. Wallis G. B., "One-Dimensional Two-Phase Flow", McGraw-Hill, New York, 1969.
41. Barnea D. y Taitel Y., "Stability of Annular Flow", *Int. Commun. Heat Mass Transfer*, 12, 611-621, 1985.
42. Barnea D. y Brauner N., "Holdup of the Liquid Slug in Two Phase Intermittent Flow", *Int. Journal Multiphase Flow*, 11, 43-49, 1985.
43. Brauner N. y Barnea D., "Slug/Churn Transition in Upward Vertical Flow", *Chem. Eng. Sci.*, 41, 159-163, 1986.
44. Jeffreys H., "On the Formation of Water Waves by Wind", *Proc. Royal Soc., A* 107, 189, 1925.
45. Jeffreys H., "On the Formation of Water Waves by Wind", Segundo Artículo, *Proc. Royal Soc., A* 110, 241, 1926.

46. Benjamin T. B., "Shearing Flow Over a Wavy Boundary", J. Fluid Mech., 6, 161, 1959.
47. Liang-Biao Q. y Aziz K., "Development of New Wall Friction Factor and Interfacial Friction Factor Correlations for Gas-Liquid Stratified Flow in Wells and Pipes", SPE 35679, Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska. (Mayo 22-24), 1996.
48. Baker A., Nielsen K. y Gabb A. "Pressure Loss, Liquid Holdup Calculations Developed", Oil and Gas J. (Marzo 14, 1988), 55-59.
49. Xiao J.J., Shoham O. y Brill J.P., "A Comprehensive Mechanics Model for Two-Phase Flow in Pipelines", SPE 20631, SPE 65th Annual Meeting, New Orleans, (Septiembre 23,26), 1990.
50. Andritsos N. y Hanratty T. J., "Influence of Interfacial Waves in Stratified Gas-Liquid Flow", AIChE Journal, 3, 444-454, 1987.
51. Taitel Y. y Barnea D., "Two Phase Slug Flow", Academic Press Inc. 1990.
52. Gómez L.E., Shoham O. y Taitel Y., "Prediction of Slug Liquid Holdup – Horizontal to Upward Vertical Flow", Int. J. Multiphase Flow, 1999.
53. Alves I., Caetano E.F., Minami K. y Shoham O., "Modeling Annular Flow Behavior for Gas Wells", SPE 20384, SPE Production Engineering, (Noviembre), 1991.
54. Henstock W.H. y Hanratty T.J., "The interfacial Drag and the Height of the Wall Layer in Annular Flow", AIChE J., 22, N° 6, (Noviembre, 1976), 990-1000.

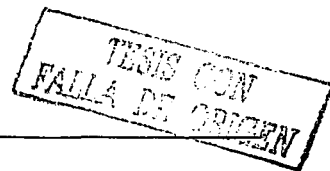
55. Hasan A.R. y Kabir C.S., "A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells", SPE Production Engineering, AIME, 285, (Mayo, 1988), 263-272.
56. Chokshi R.N., Schmidt Z. y Doty D.R., "Experimental Study and the Development of a Mechanistic Model for Two-Phase Flow through Vertical Tubing", SPE 35676, Western Regional Meeting, Alaska, (Mayo 22-24), 1996.
57. Harmathy T.Z., "Velocity of Large Drops and Bubbles in Media of Infinite or Restricted Extent", AIChE J., 1960, pg. 281.
58. Aronofsky J. S., "Optimization Methods in Oil and Gas Development", SPE 12295, J. Petro. Tech., (Julio, 1983).
59. Ravindan N. y Horne R. N., "Multivariate Optimization of Production System- the Time Dimension", SUPRI TR 90, trabajo preparado por Stanford University Petroleum Research Institute, Stanford California, (Junio, 1992).
60. Palke R. M. y Horne N. R., "Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior", SPE 37428, Oklahoma City, Oklahoma. Marzo 9-11, 1997.
61. Pike R.W. y Guerra G.L., "Optimización en Ingeniería", editorial Alfaomega, Mayo de 1991.
62. Nelder J. A. y Mead R., "A Simplex Method for Function Minimization", Computer Journal 7, 308-313.
63. Gill P. E., Murray W. y Wright M. H., "Practical Optimization", Academic Press, New York, 1981.



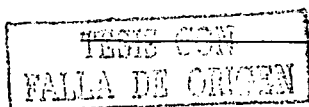
64. IMLS Inc., IMLS MATH/LIBRARY User Manual, IMSL, Houston, 1987.
65. Goldberg D. E., "Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning", Addison – Wesley, Boston, 1989.
66. Rosendo A., "Programa de Cómputo para la Optimización de un Sistema de Producción Mediante un Algoritmo Genético", Laboratorio de Computación Adaptable, UNAM, 2001.
67. Baker J. E., "Adaptive Selection Method for Genetic Algorithms", Proc. ICGA, pág. 101-11, 1985.
68. Xiao J.J., Shoham O. y Brill J.P., "A Comprehensive Mechanics Model for Two-Phase Flow in Pipelines", SPE 20631, SPE 65th Annual Meeting, New Orleans, (Septiembre 23,26), 1990.
69. Gregory G.A., Nicolson M. K. y Aziz K., "Correlation of the Liquid Volume Fraction in the Slug for Horizontal Gas-Liquid Slug Flow", Int. J. Multiphase Flow 4, 1978, pg. 33-39.
70. Ansari A. M., Sylvester N. D., Sarica C. Y Shoham O., "A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores", SPE 20630, SPE Production and Facilities, (Mayo), 1994.
71. Nakamura S., "Applied Numerical Methods with Software", Prentice Hall Inc., 1991.
72. Pérez G. "Overall Performance of Oil and Gas Production System", Tesis de Maestría, Tulsa University, 1988.



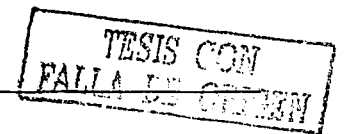
73. McLeod H.O., "The Effect of Perforating Conditions on Well Performance", JPT, Enero, 1983, 31 – 39.
74. Brown K.E. y Colaboradores., "Production Optimization of Oil and Gas Well by Nodal System Analysis", The Technology of Artificial Lift Methods, Pennwell Publishing Company, Tulsa, 1984.
75. Dake L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1978.
76. Brown K.E. y Colaboradores., "Production Optimization of Oil and Gas Well by Nodal System Analysis", The Technology of Artificial Lift Methods, Pennwell Publishing Company, Tulsa, 1984.
77. Vogel J. V., "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", JPT, (Enero, 1968), 83-92.
78. Fetkovich M.J., "The Isochronal Testing of Oil Wells", SPE 4529 presented at the 1973 Annual Fall Meeting, Las Vegas, Sept. 30- Octubre 3.
79. Jones L. G., Blount E. M. y Glaze C. E., "Use of Short Term Multiple Rate Flow Test to Predict Performance of Wells Having Turbulence", SPE 6133 presented at the 1976 annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 3 – 6 Octubre.
80. Gray H.E. "Vertical Flow Correlations - Gas Well" User Manual for API 14B, Subsurface Controlled Subsurface Safety Valve Sising Computer Program, Junio, 1974, App.B.



81. API 14B User Manual for API 14B, "Subsurface Controlled Safety Valve Sizing Computer Program", App. B (Junio, 1974).
82. Gilbert W.E., "Flowing and Gas Lift Well Performance", API Drill. and Prod. Prac., 1954, 126-157.
83. Ros N. C. J., "Theoretical Approach to the Study of Critical Gas-Liquid Flow Through Beams", Tulsa University Fluid Flow Projects, (Febrero, 1959).
84. Sachdeva R., Schmidt, Brill J. P. y Blais R. N., "Two-Phase Flow Through Chokes", SPE 15657 presented at the 1986 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct. 5-8.
85. Beggs H.D. "Gas Production Operations", Oil and Gas Consultants International Publications, Tulsa, 1984.
86. Lasater J. A., "Bubble Point Pressure Correlation", Transaction AIME, Vol. 13, 1958.
87. Standind, M.B., "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon System", Society of Petroleum Engineers (8th Printing, 1977) 121-127.
88. Vázquez M. y Beggs M. D., "Correlations for Fluid Physical Property Prediction", JPT Junio, 1980.
89. Glaso O., "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations," Journal of Petroleum Technology (Mayo, 1980) 785-795.
90. Baker O. y Swerdloff W., "Finding Surface Tension of Hydrocarbon Liquids", Oils and Gas Journal, (Enero, 1956), 125.



91. Beggs H. D. y Robinson J. R., "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems", Journal of Petroleum Technology (Septiembre, 1975) 1140-1141.
92. Yarborough L. y Hall K. R., "How to Solve Equation of State for Z-Factors", Oil and Gas Journal, (Feb., 1974), 86-88.
93. Lee A. L., González M. H. y Eakin B. E., "The Viscosity of Natural Gases", J.P.T., (Agosto., 1966), 997-1000.
94. Gould T. L., "Vertical Two-Phase Steam-Water Flow In Geothermal Wells", J.P.T., (Agosto, 1974), 833-842.
95. Brill J. P. y Beggs H. D., "Two-Phase Flow in Pipes", Tulsa, (Feb. 1984) 3-53 thru. 3-64.
96. Kung f. y Corcoran A.L. "TUFFP CORE, Software Users Manual", Tulsa University Fluid Flow Projects, Enero, 1988.
97. Standing M. B. y Katz D. L., "Density of Natural Gases," Transactions AIME 196. (1942) 140-149.

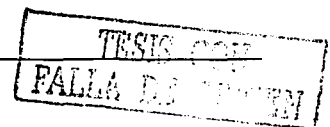


270

TESIS CMI
FALLA DE CENICEN

APÉNDICE A

- FIGURA A.1 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = +90° Y DIÁM. TUB. = 0.1778 m).
- FIGURA A.2 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = +70° Y DIÁM. TUB. = 0.1778 m).
- FIGURA A.3 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = +45° Y DIÁM. TUB. = 0.1778 m).
- FIGURA A.4 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = +15° Y DIÁM. TUB. = 0.3048 m).
- FIGURA A.5 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = 0° Y DIÁM. TUB. = 0.3048 m).
- FIGURA A.6 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = -10° Y DIÁM. TUB. = 0.3048 m).
- FIGURA A.7 y A.7a MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = -45° Y DIÁM. TUB. = 0.1778 m).
- FIGURA A.8 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = -70° Y DIÁM. TUB. = 0.1778 m).
- FIGURA A.9 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.
(ÁNGULO = +90° Y DIÁM. TUB. = 0.1778 m).



PAGINACIÓN DISCONTINUA

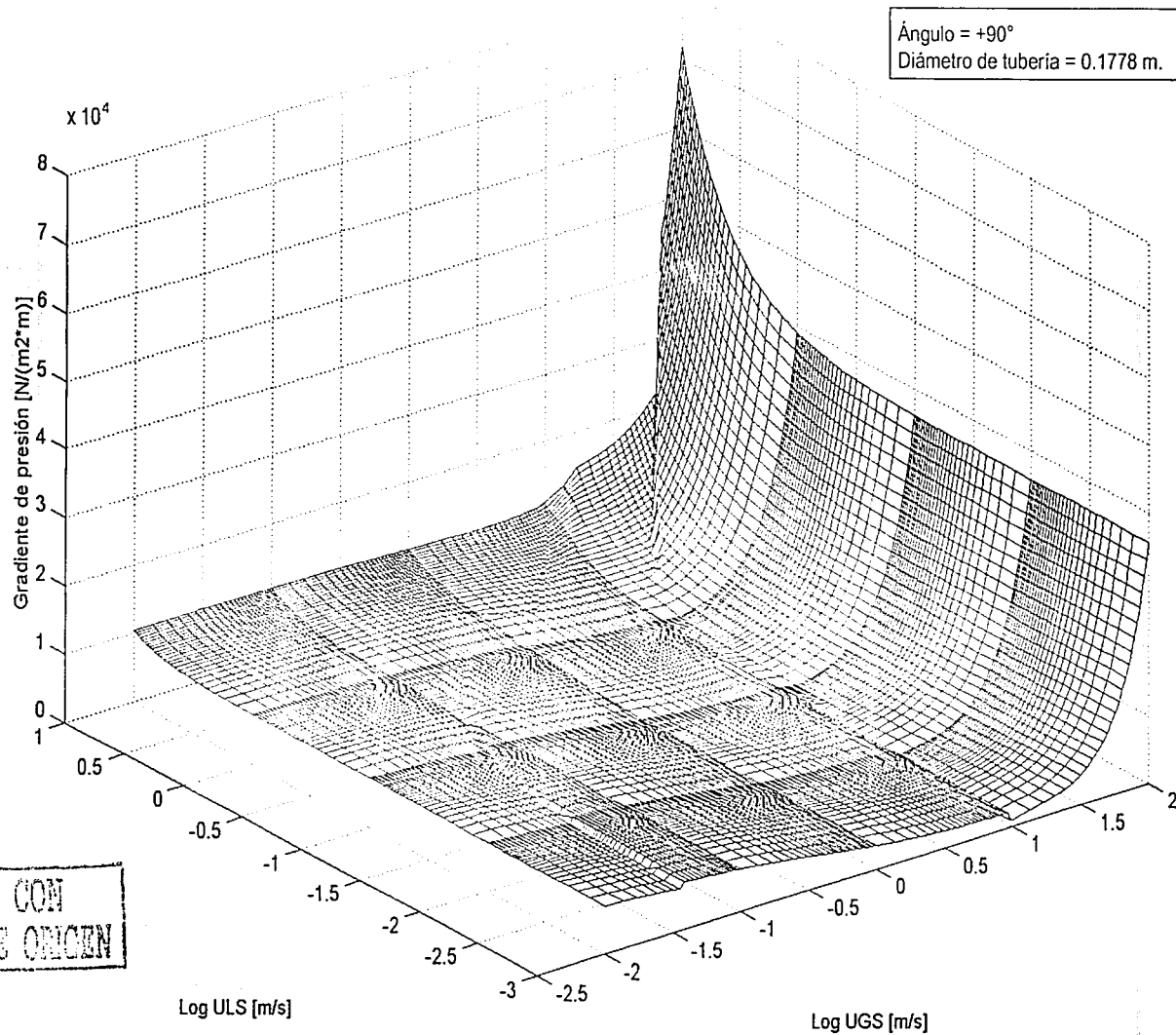
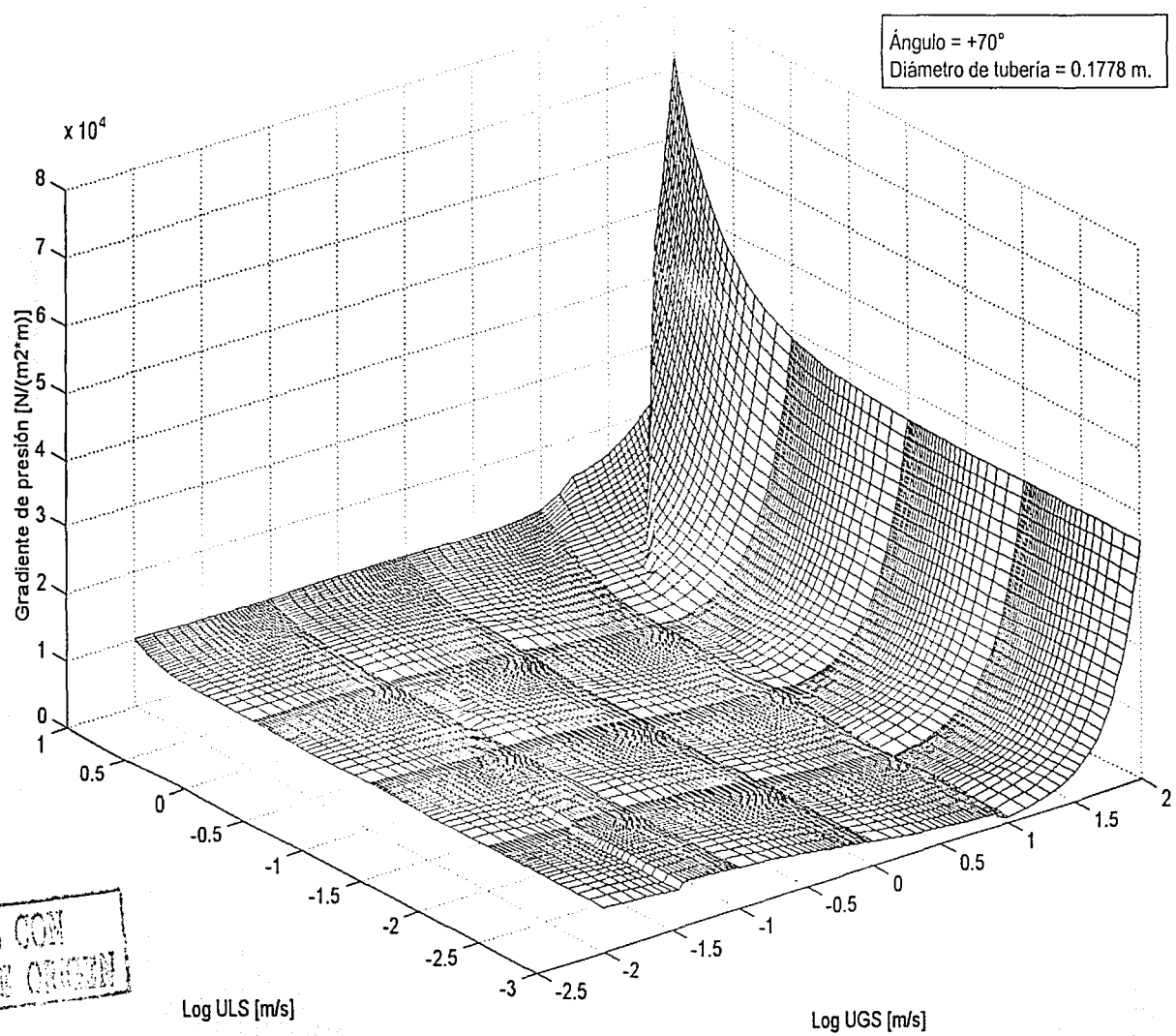
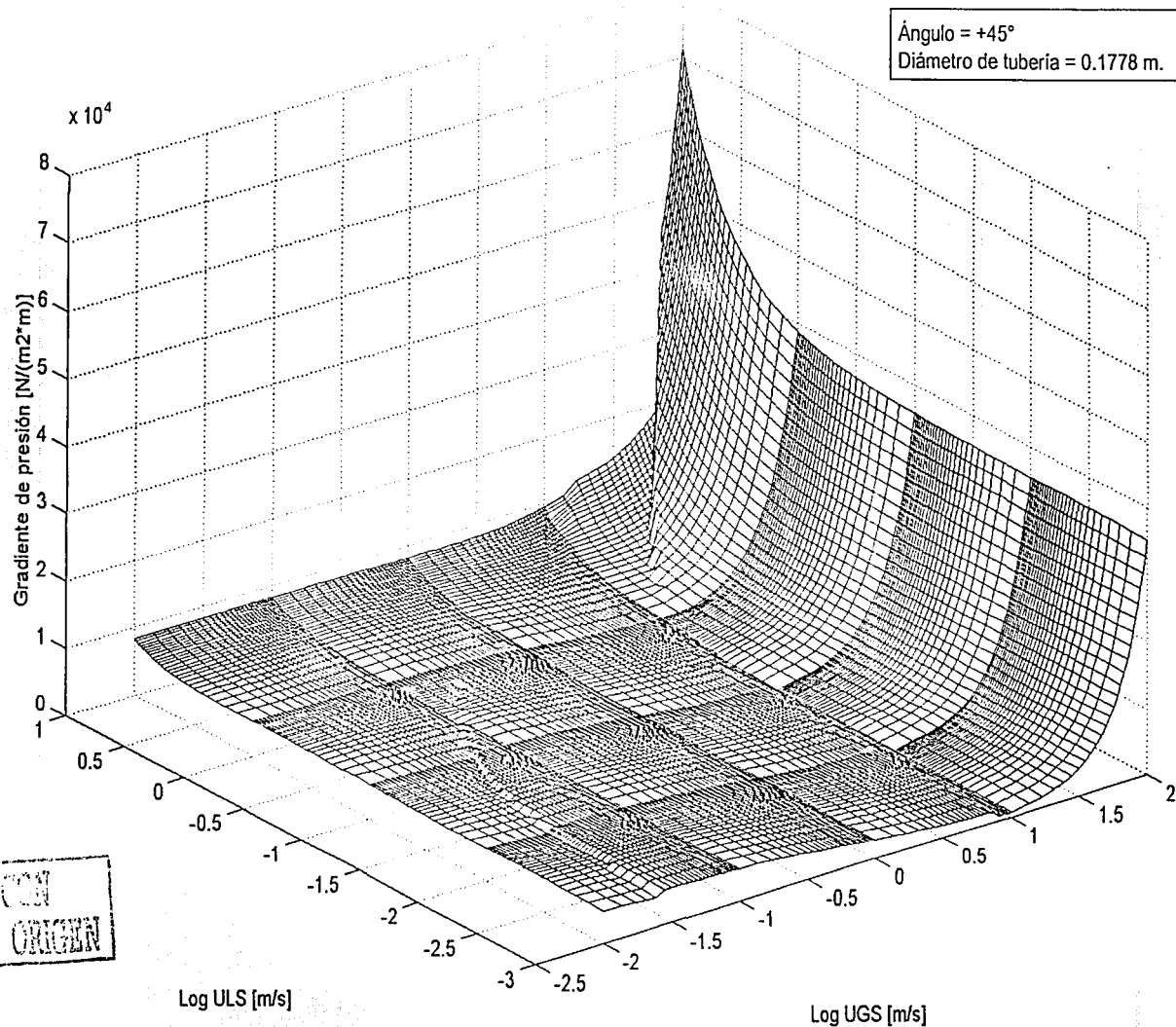


FIGURA A.1 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FIGURA A.2 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

FIGURA A.3 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

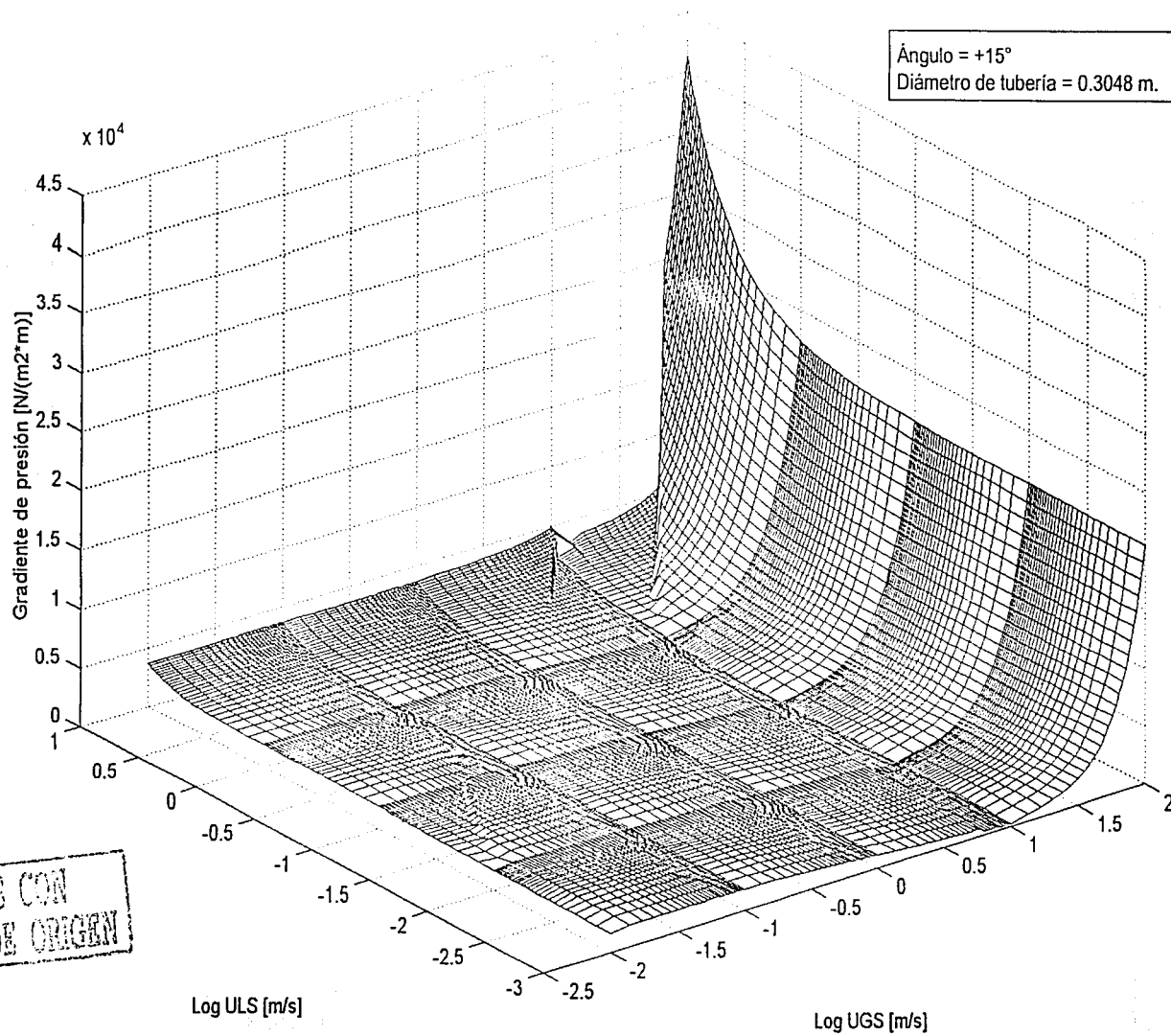


FIGURA A.4 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

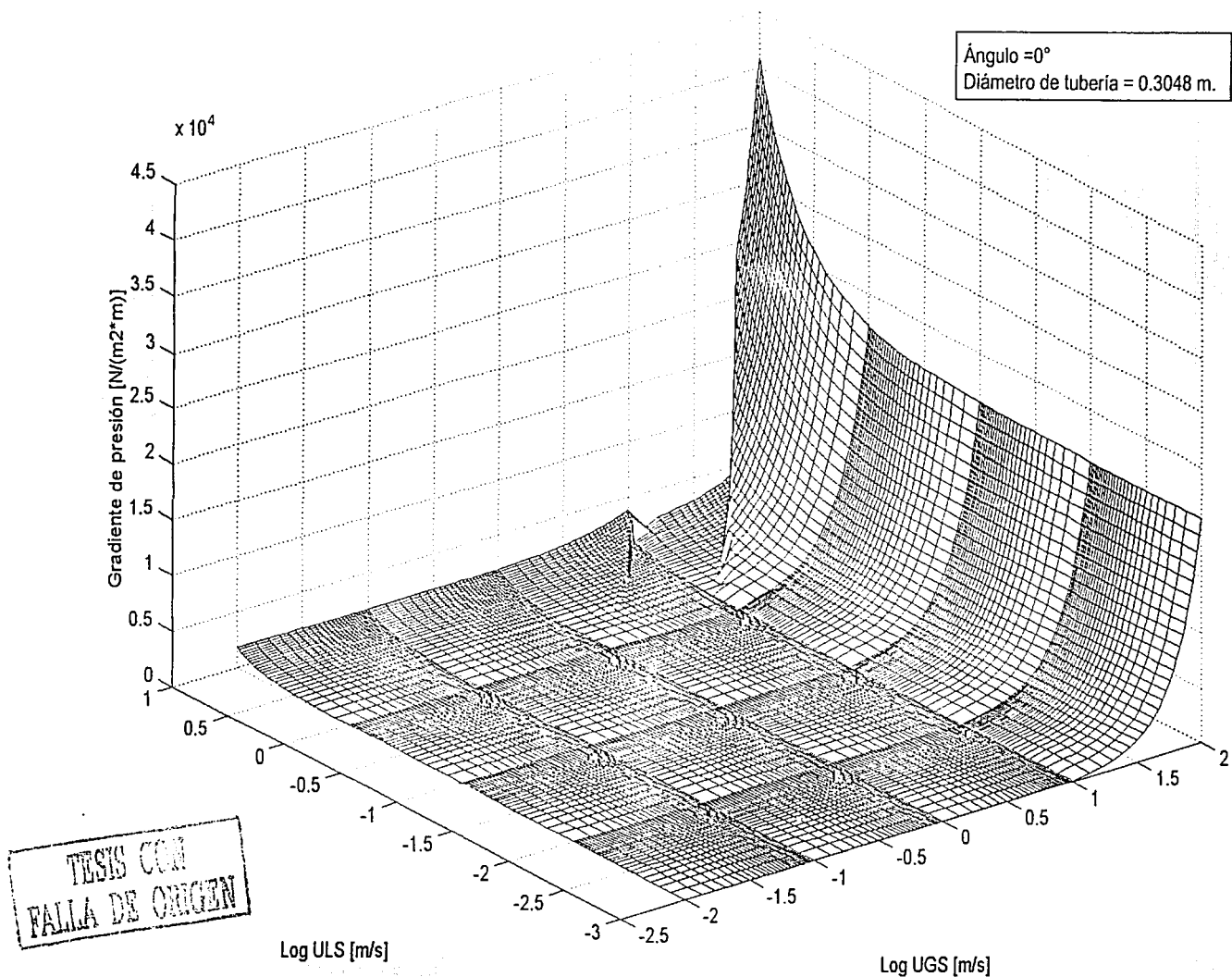
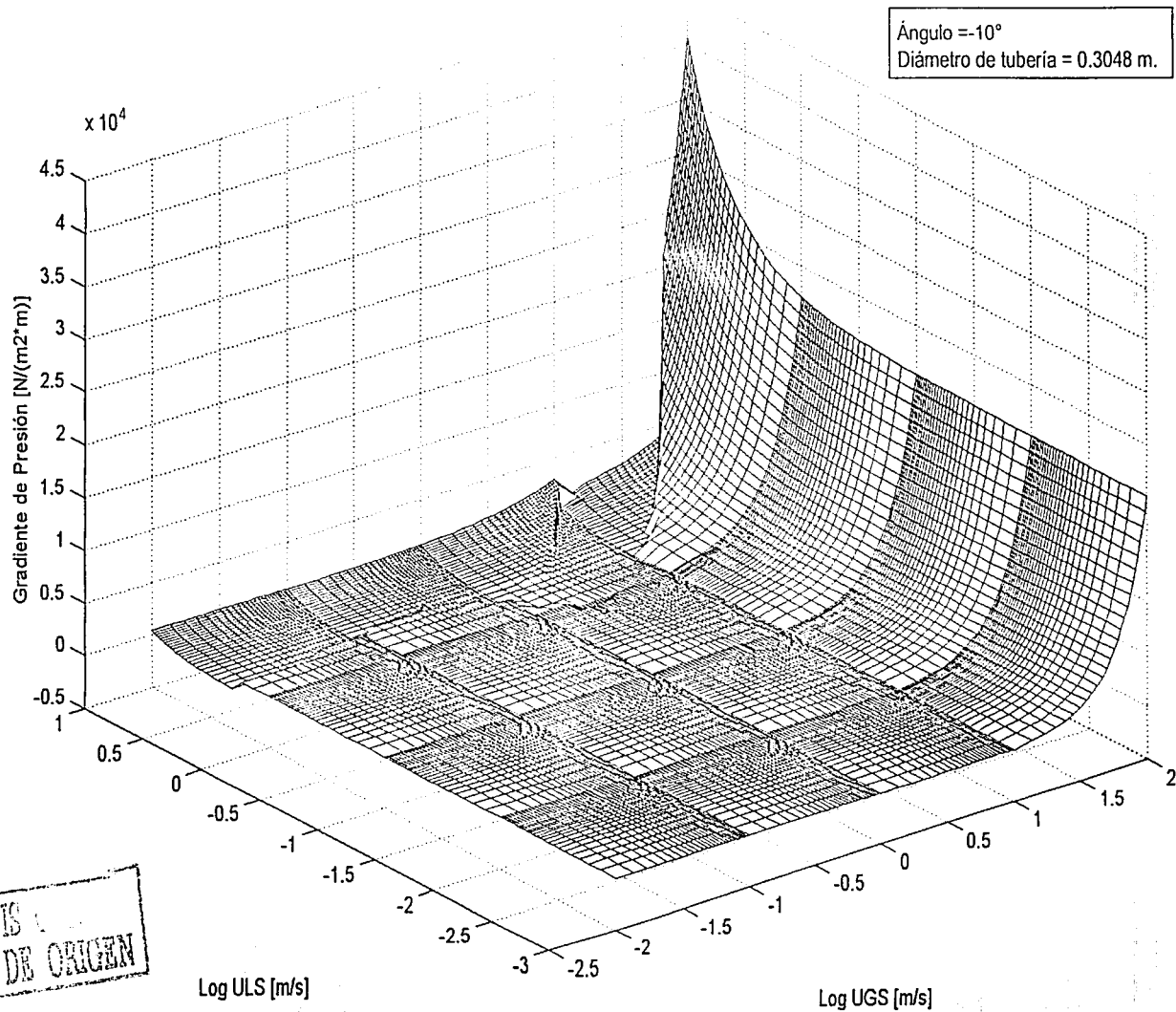


FIGURA A.5 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.



TESIS
 FALLA DE ORIGEN

FIGURA A.6 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

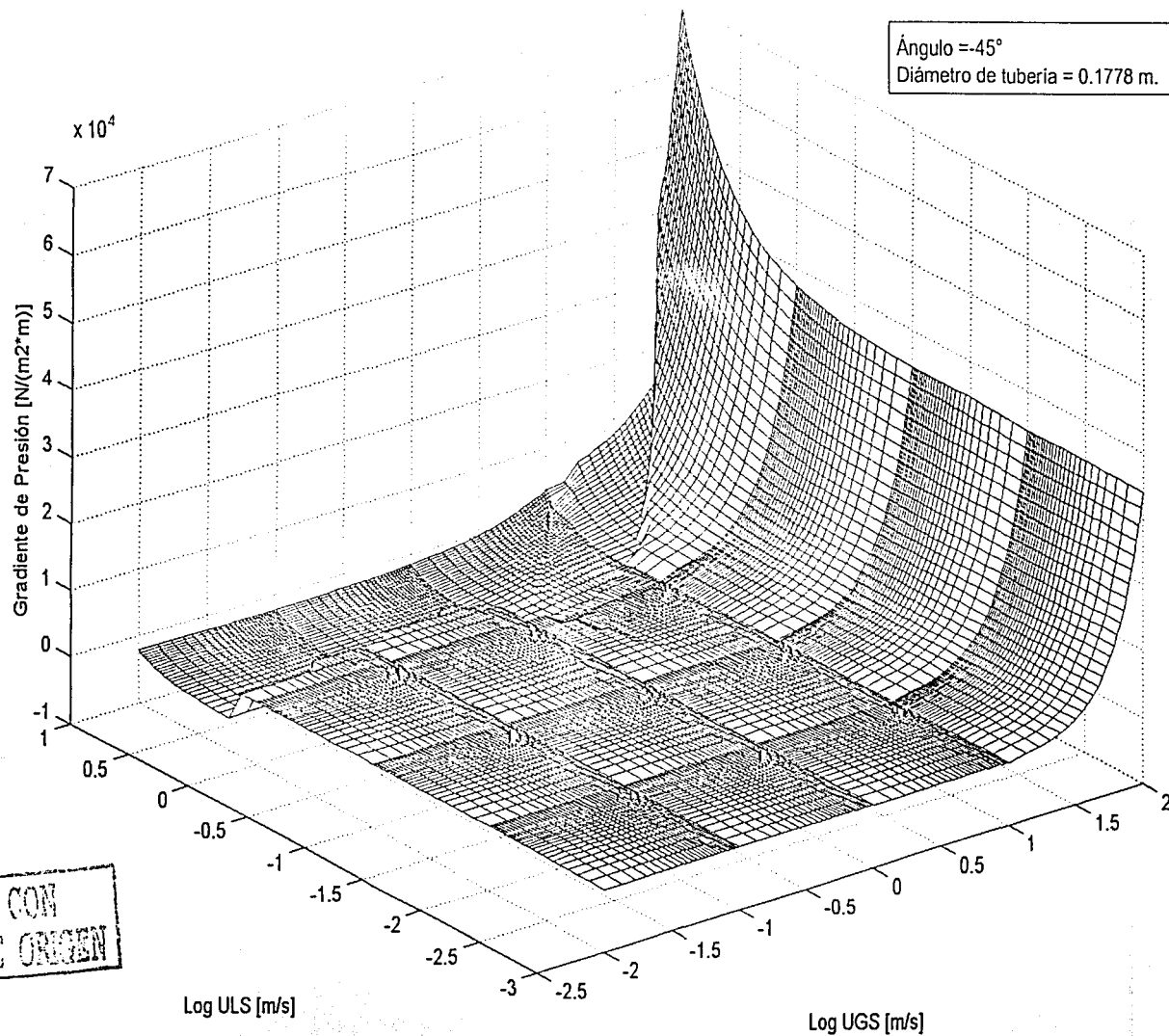
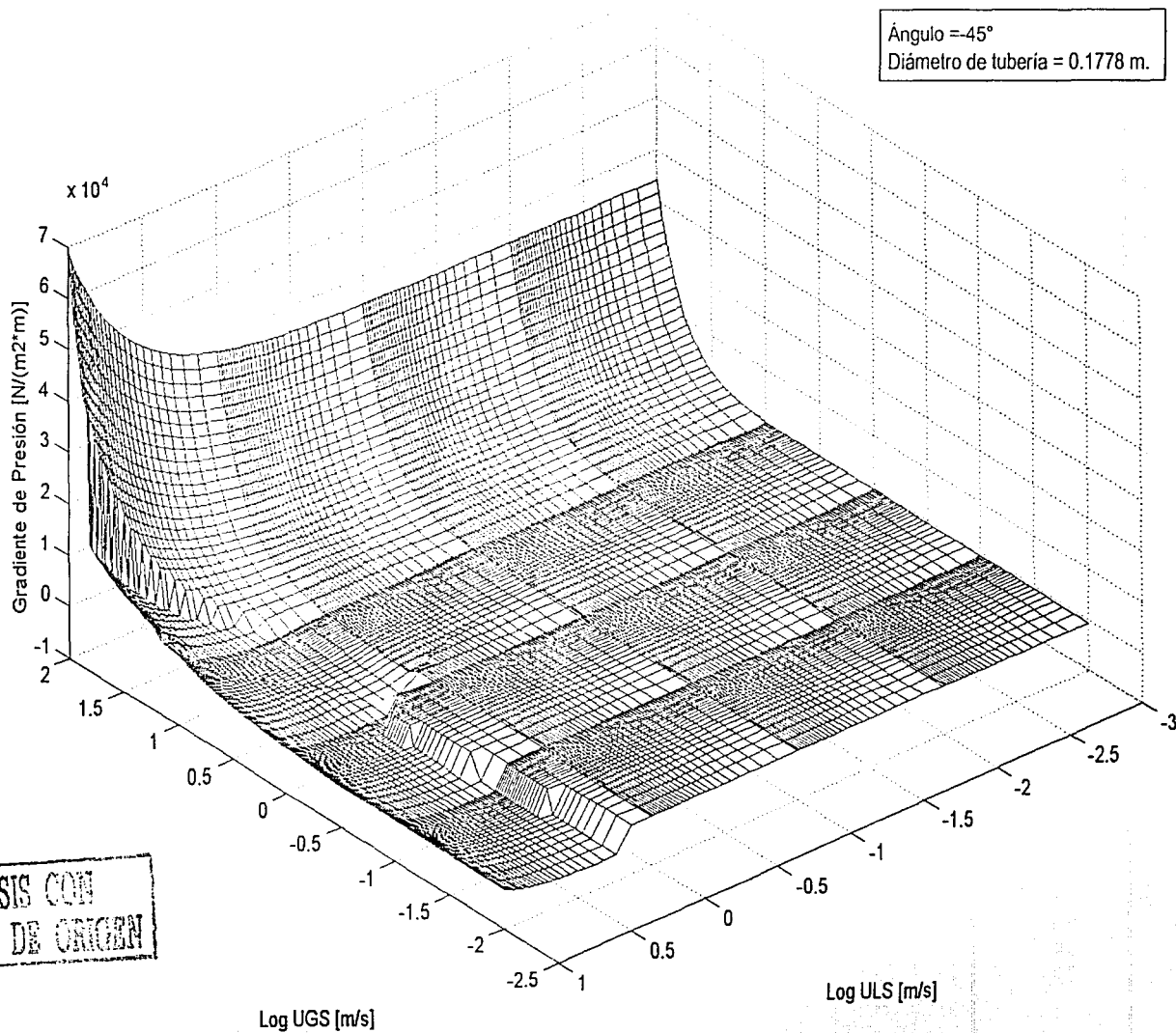


FIGURA A.7 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

FIGURA A.7a MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

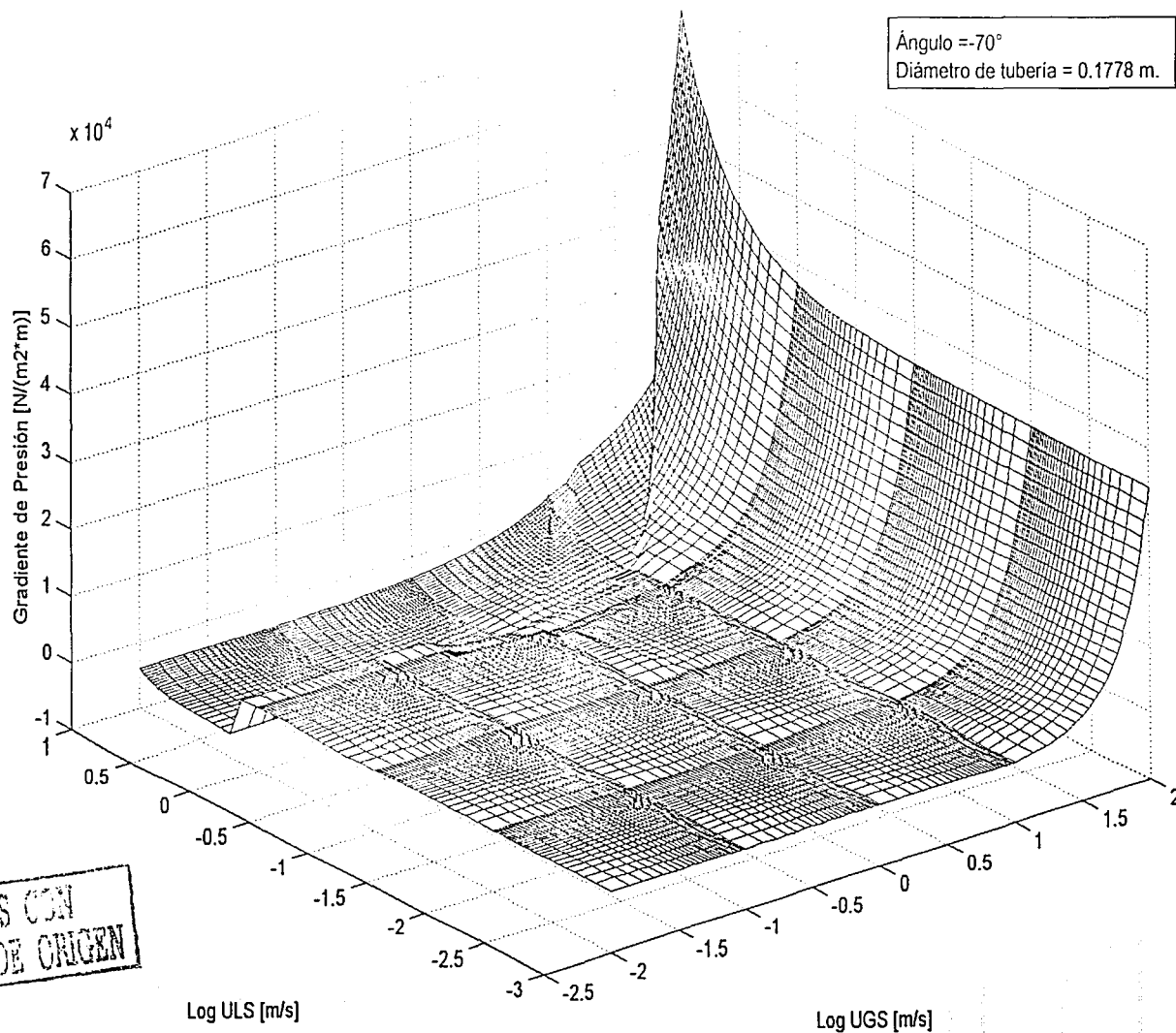
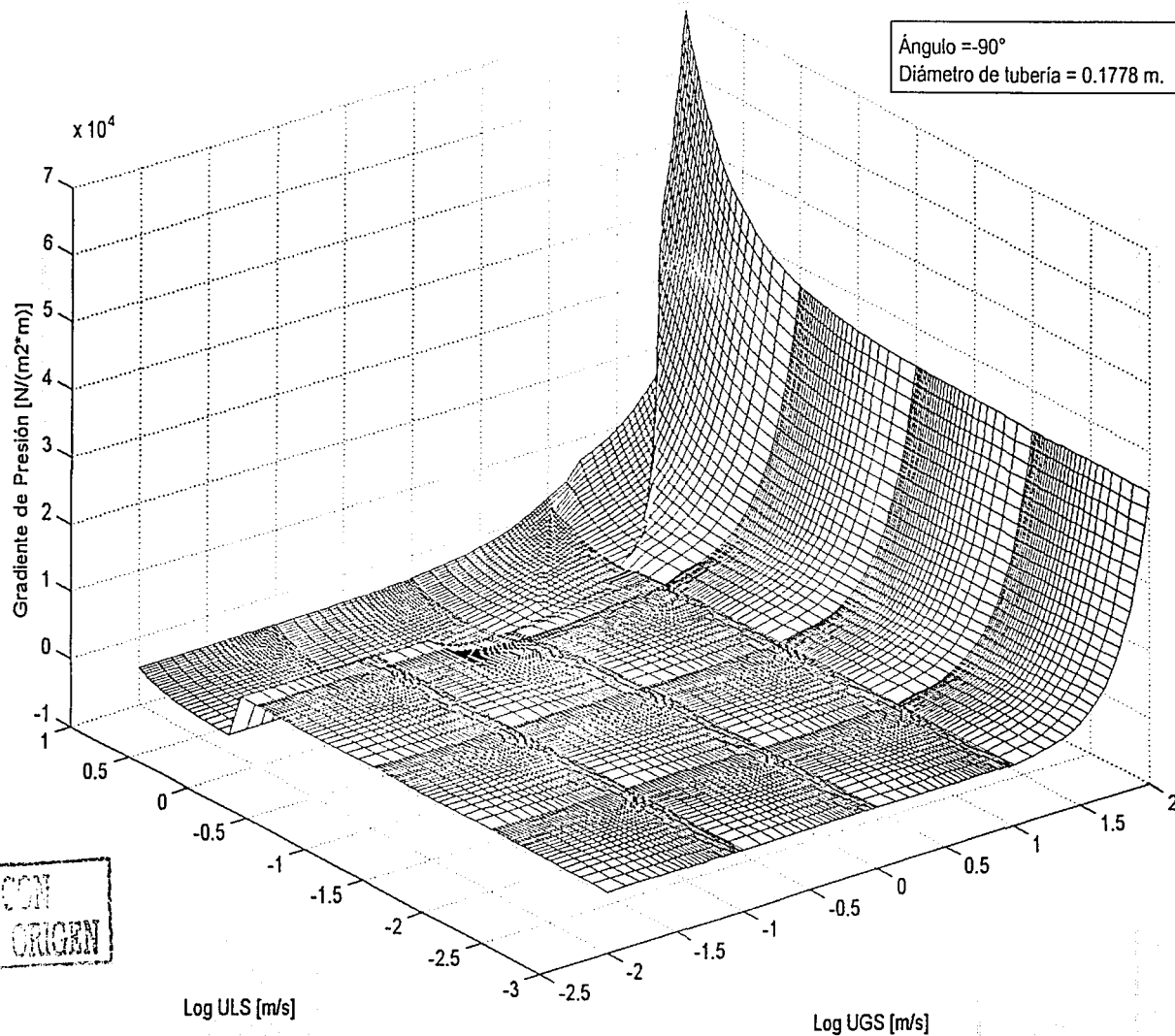


FIGURA A.8 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

FIGURA A.9 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN SIN CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

APÉNDICE B

“MAPAS DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE”

- FIGURA B.1 **ÁNGULO = +90° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.1778 m**
- FIGURA B.2 **ÁNGULO = +70° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.1778 m**
- FIGURA B.3 **ÁNGULO = +45° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.1778 m**
- FIGURA B.4 **ÁNGULO = +15° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.3048 m**
- FIGURA B.5 **ÁNGULO = 0° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.3048 m**
- FIGURA B.6 **ÁNGULO = -10° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.3048 m**
- FIGURA B.7 y B.7a **ÁNGULO = -45° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.1778 m**
- FIGURA B.8 **ÁNGULO = -70° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.1778 m**
- FIGURA B.9 **ÁNGULO = +90° Y DIÁMETRO DE TUBERÍA = 0.1778 m**

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

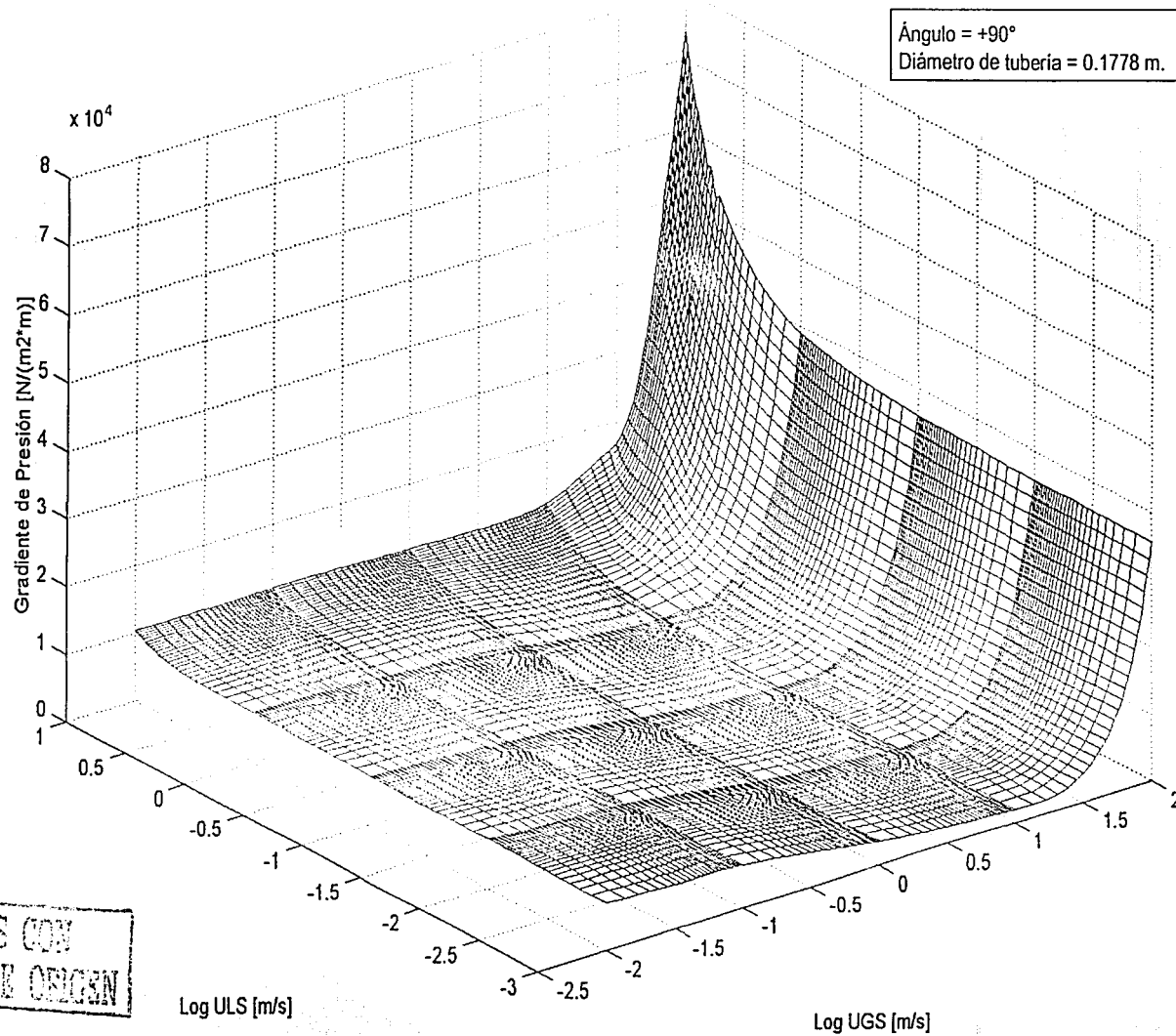


FIGURA B.1 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

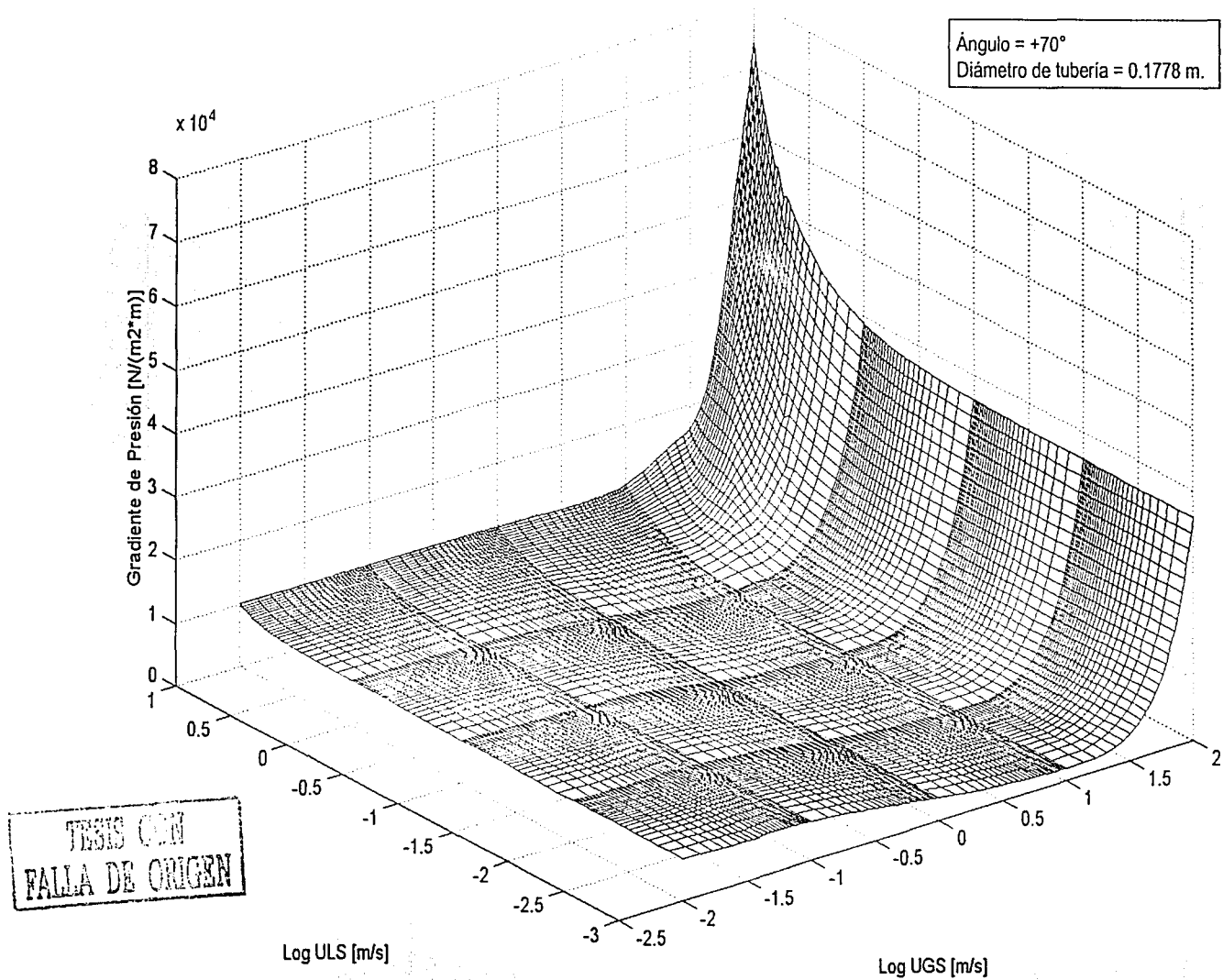


FIGURA B.2 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

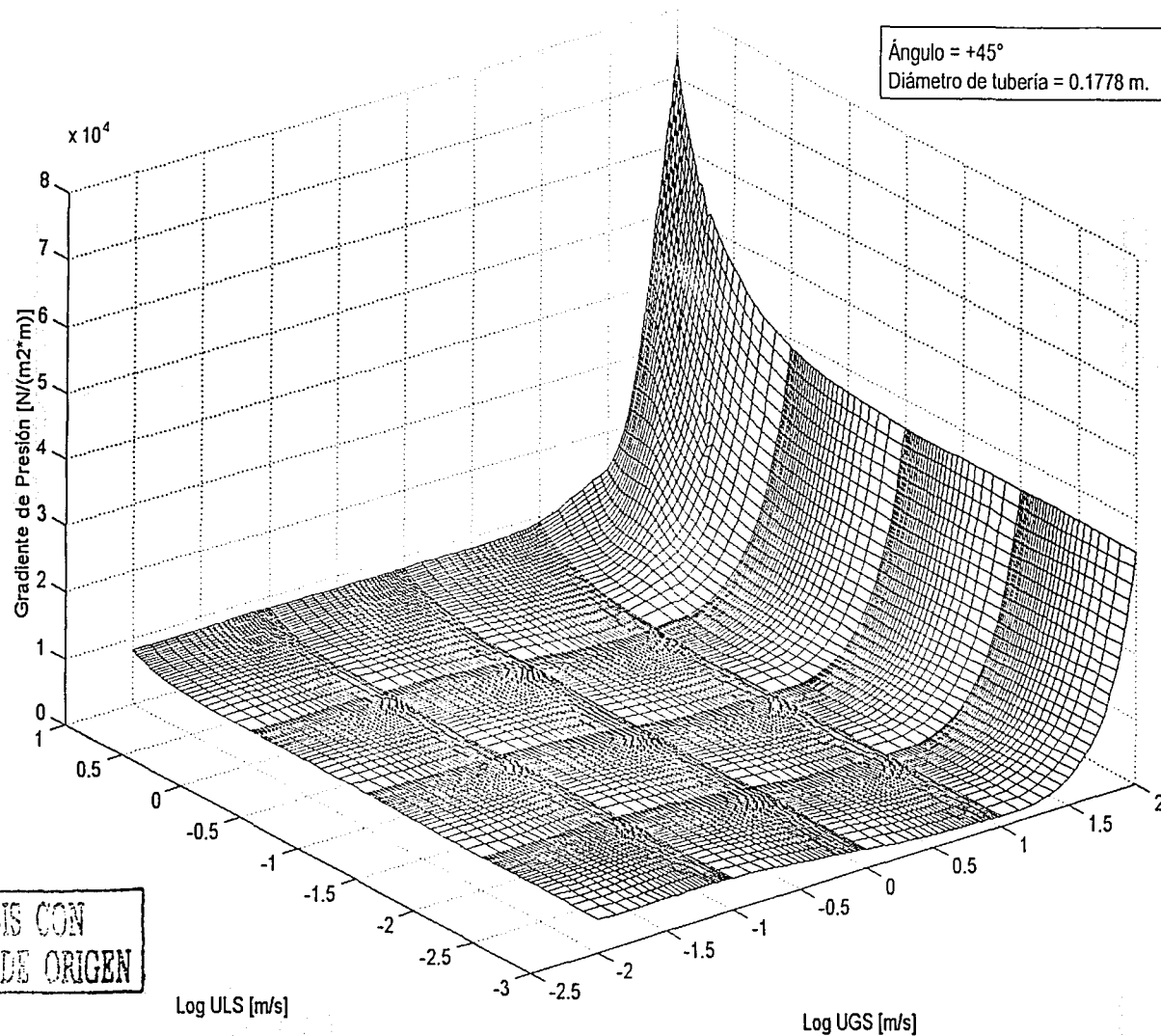


FIGURA B.3 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

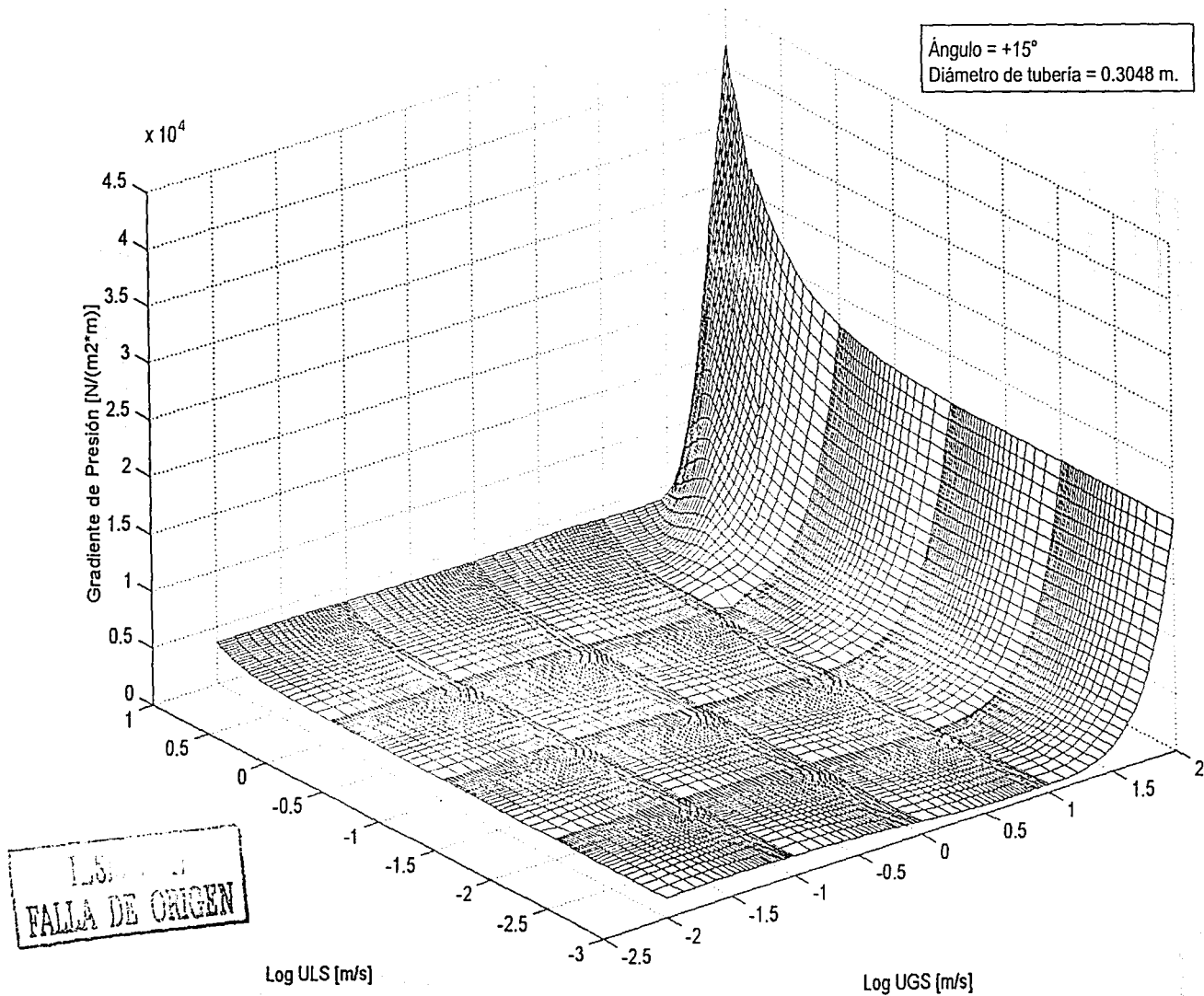


FIGURA B.4 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

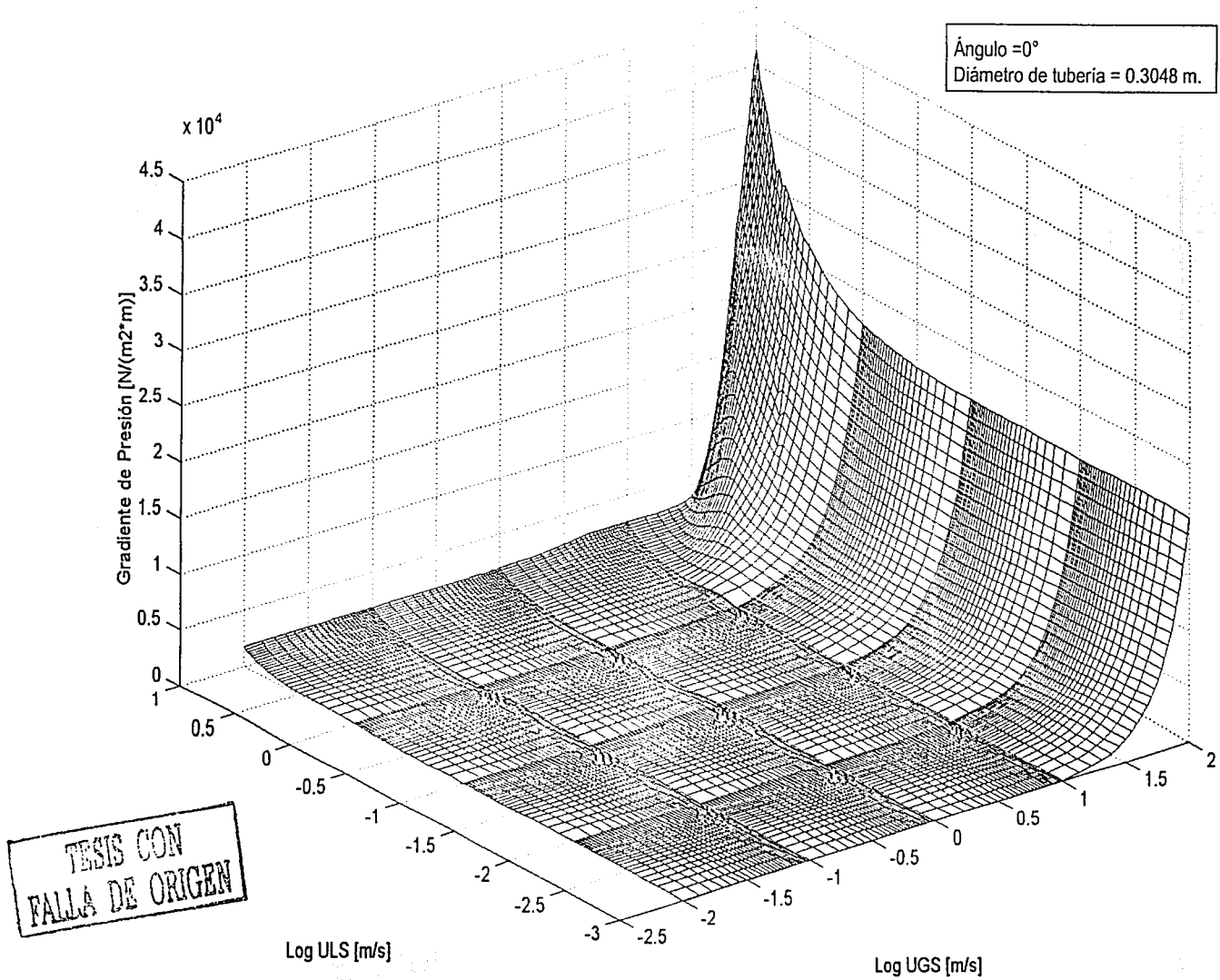


FIGURA B.5 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

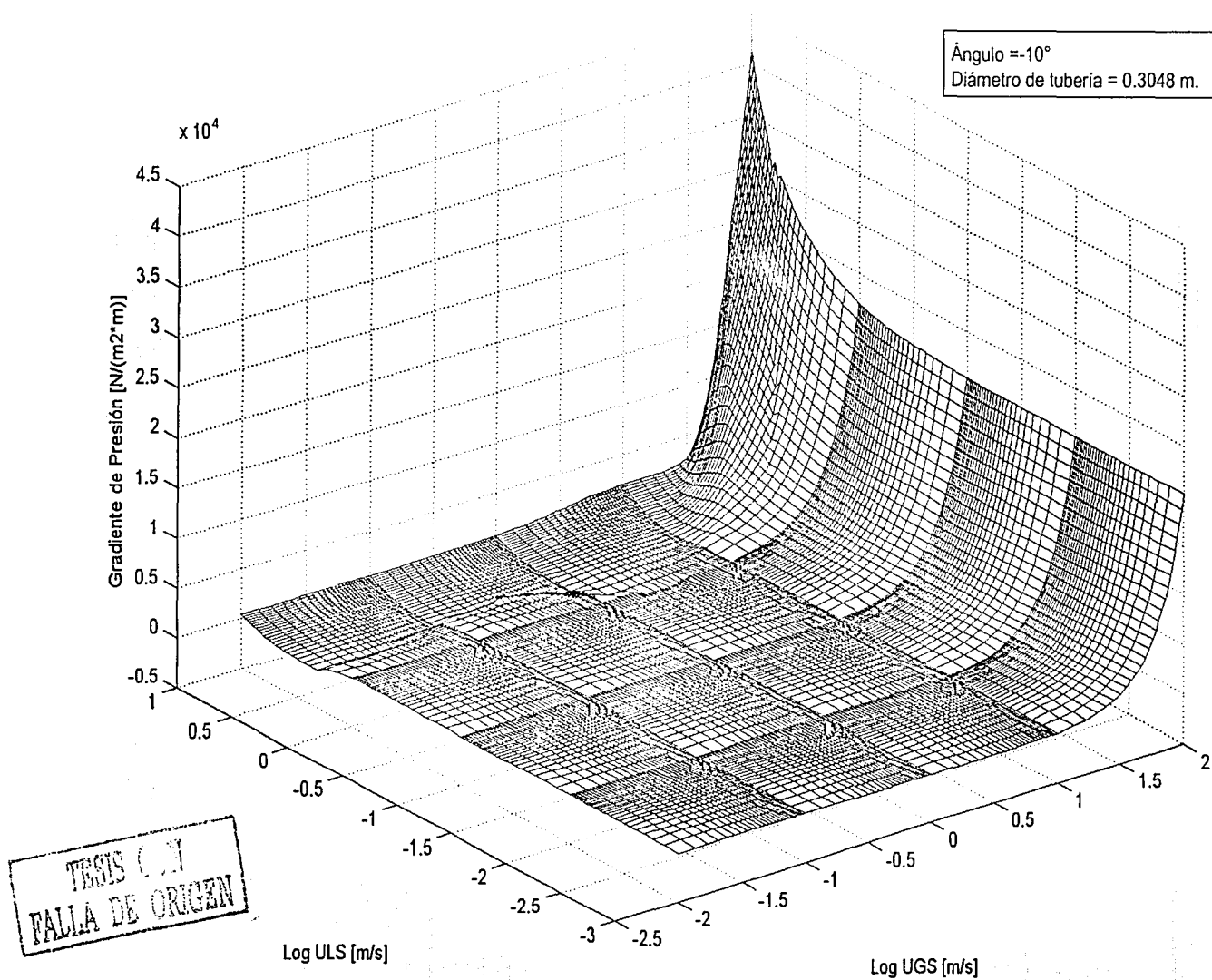


FIGURA B.6 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

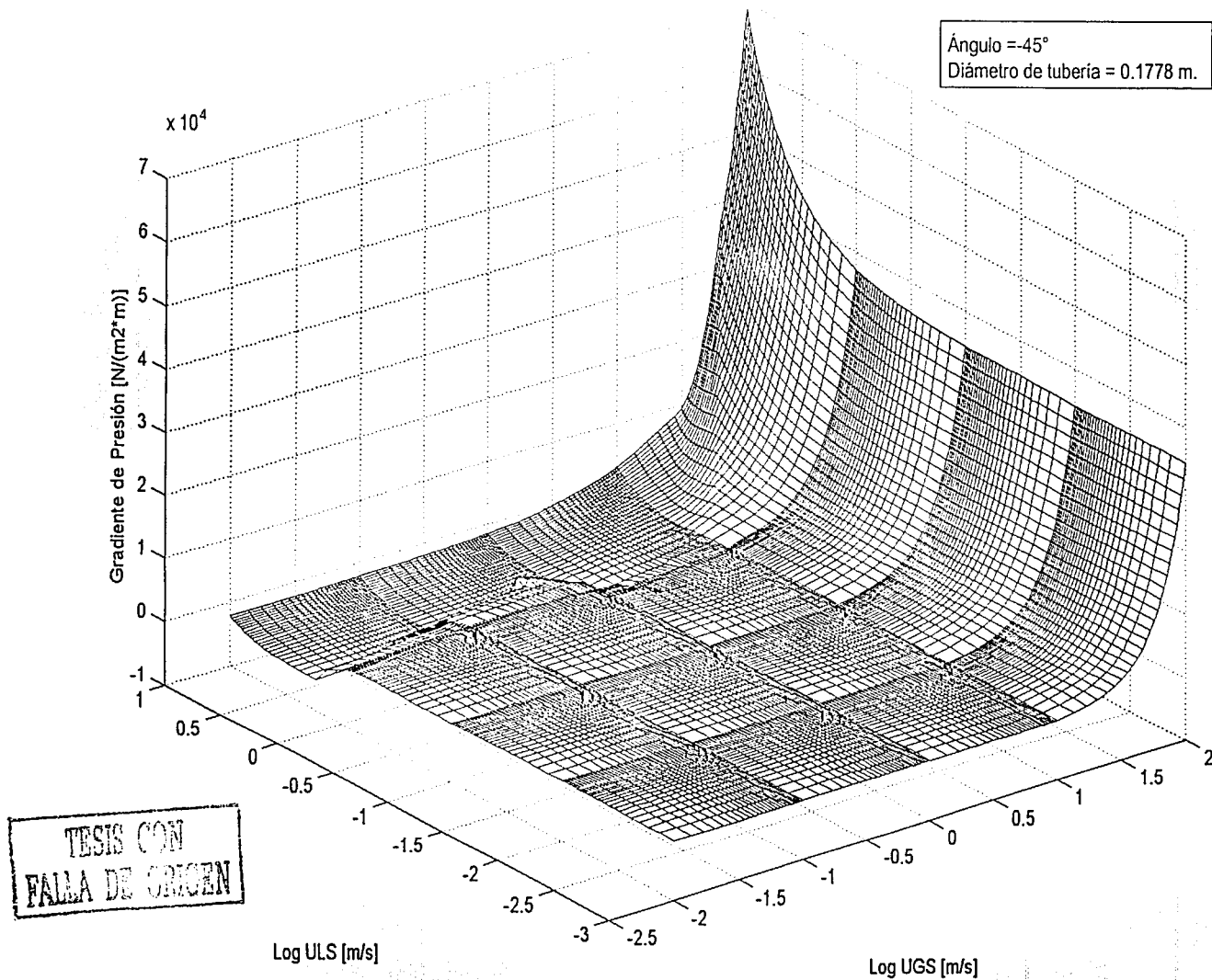


FIGURA B.7 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

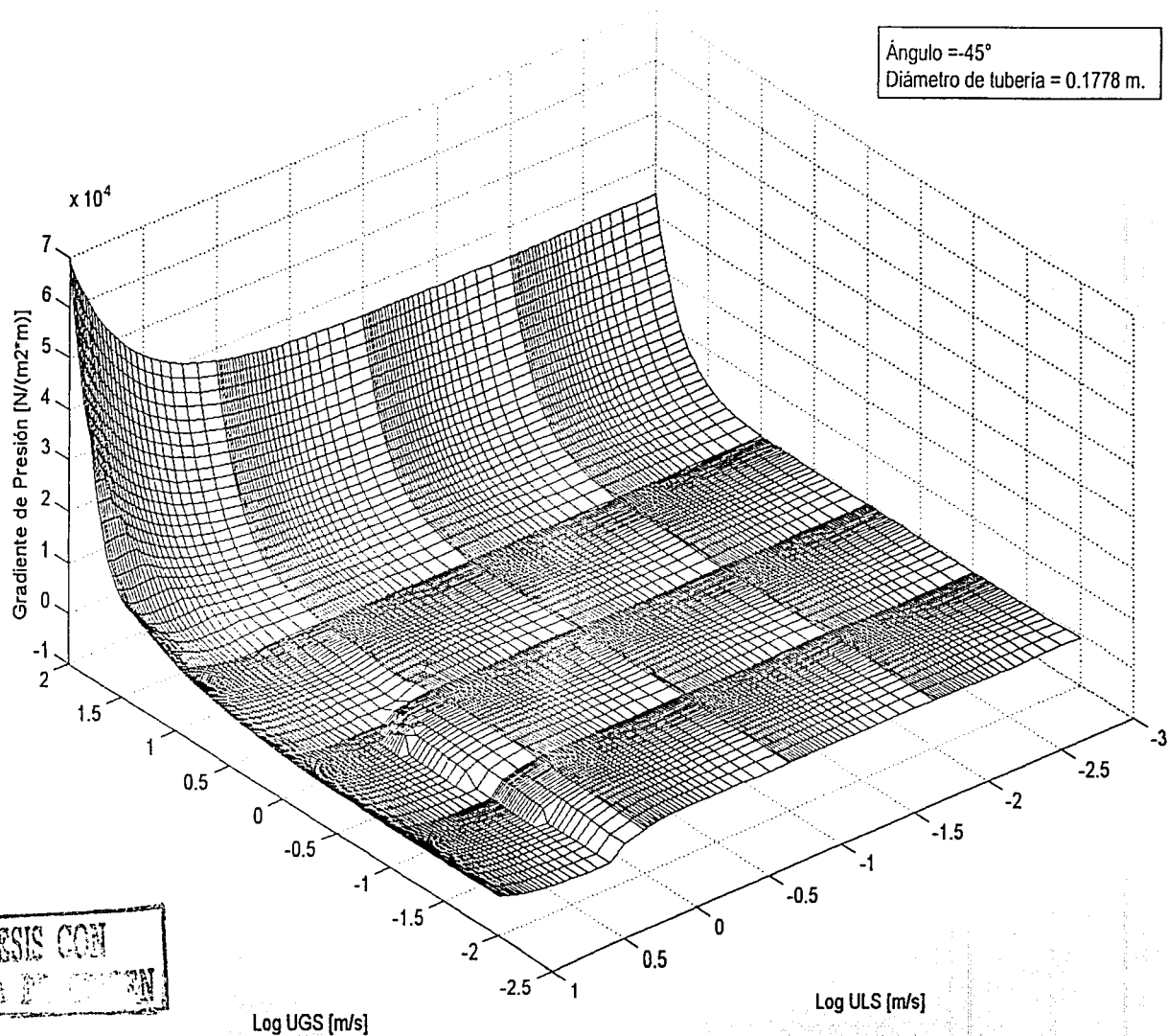
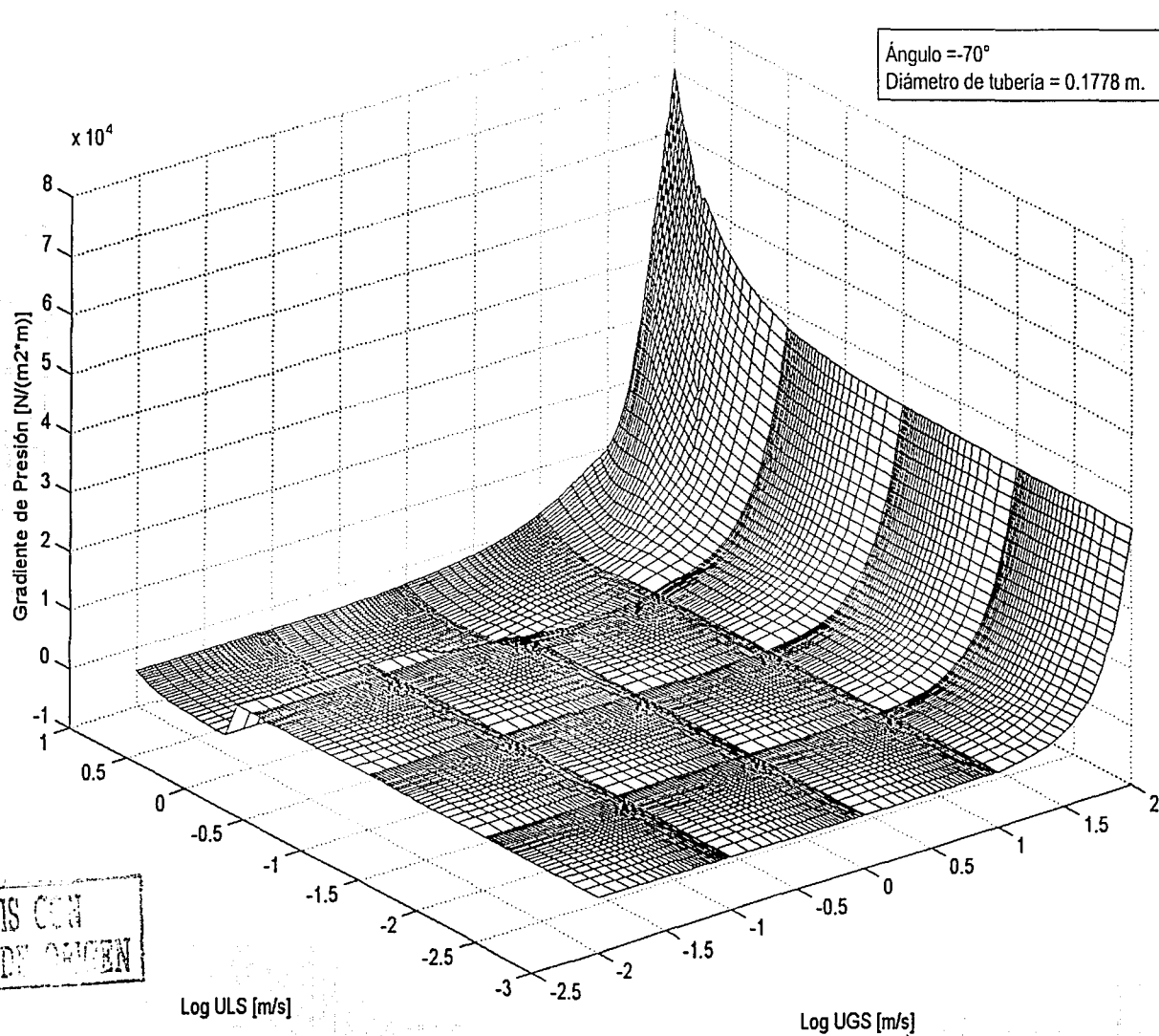


FIGURA B.7a MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.



TESIS CON
 FALLA DE CUBIEN

FIGURA B.8 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

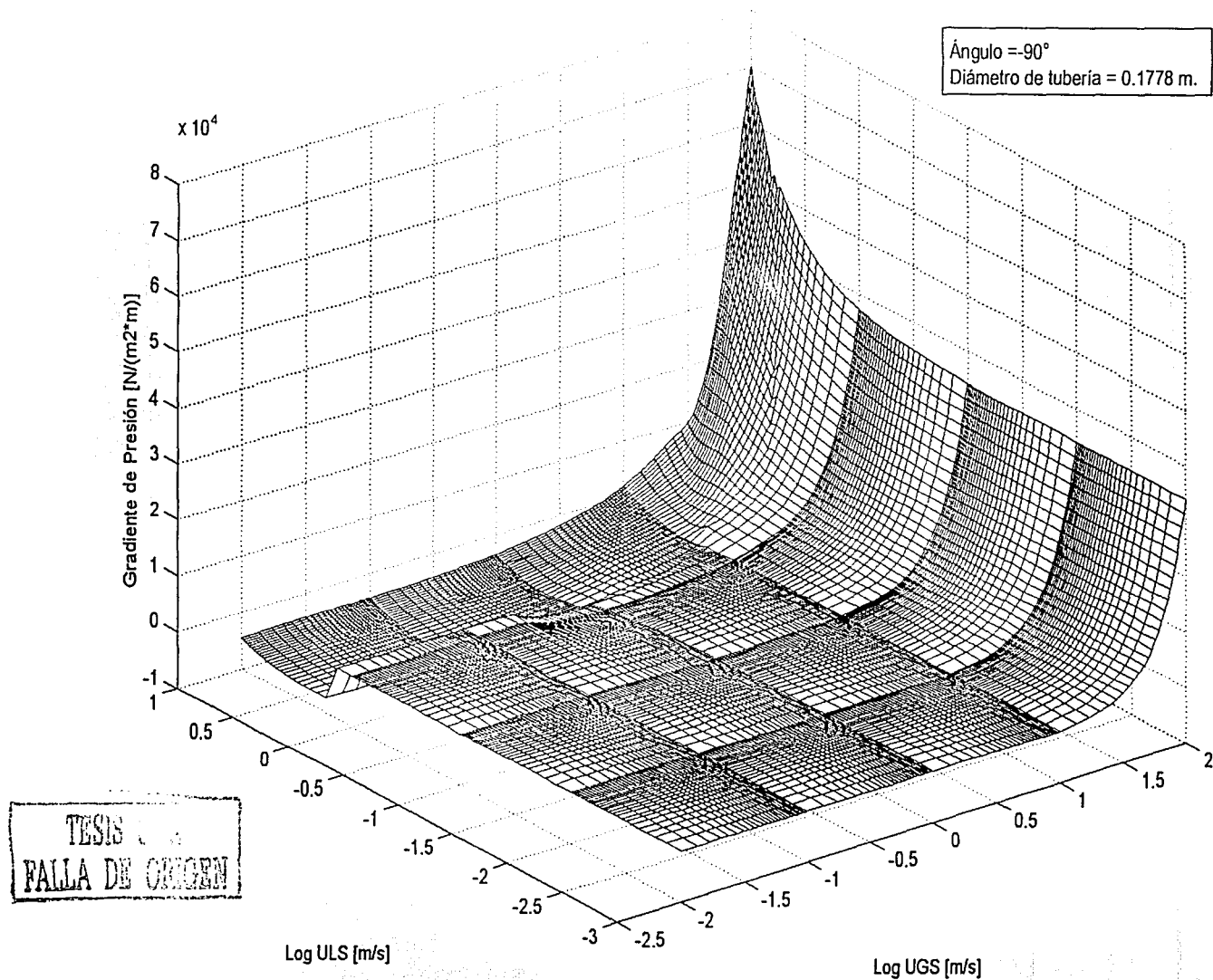


FIGURA B.9 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

APÉNDICE C

“MAPAS DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON CORRECCIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE PARA DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA Y ÁNGULOS DE INCLINACIÓN”

- FIGURA C.1 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.3048 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE +90°.
- FIGURA C.2 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.1016 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE +90°.
- FIGURA C.3 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.0508 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE +90°.
- FIGURA C.4 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.3048 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE +45°.
- FIGURA C.5 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.1016 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE +45°.
- FIGURA C.6 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.0508 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE +45°.
- FIGURA C.7 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.1778 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE 0°.
- FIGURA C.8 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.1016 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE 0°.
- FIGURA C.9 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.0508 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE 0°.

- FIGURA C.10 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.3048 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE -45° .
- FIGURA C.11 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.1016 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE -45° .
- FIGURA C.12 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.0508 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE -45° .
- FIGURA C.13 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.3048 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE -90° .
- FIGURA C.14 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.1016 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE -90° .
- FIGURA C.15 DIÁMETRO DE TUBERÍA DE 0.0508 m CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE -90° .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

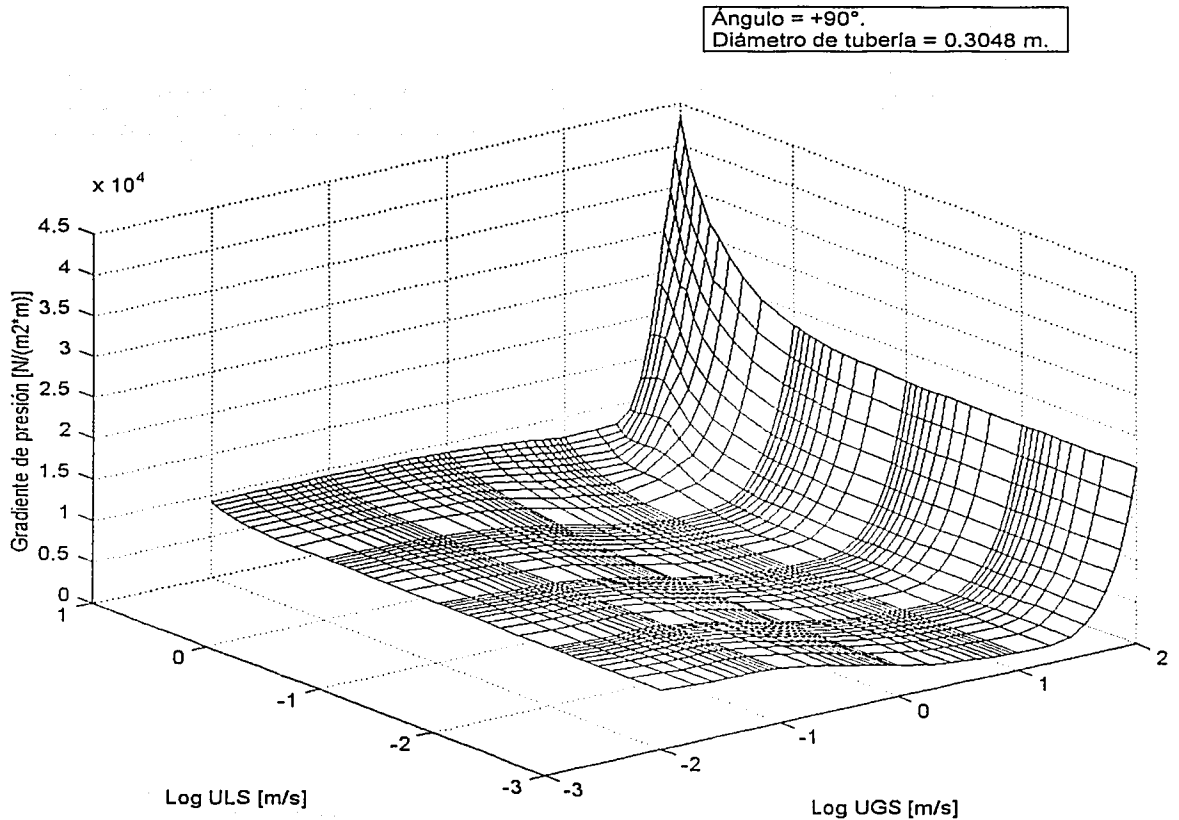


FIGURA C.1 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

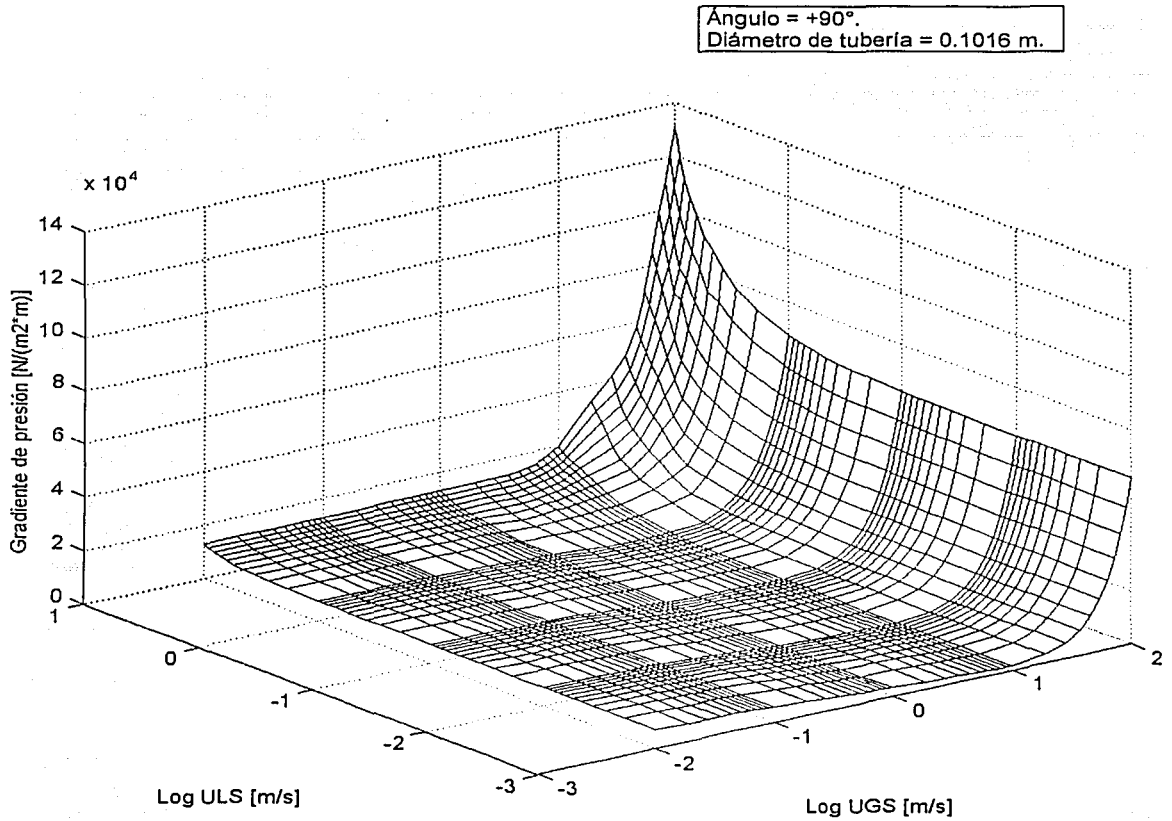


FIGURA C.2 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

Angulo = +90°.
Diámetro de tubería = 0.0508 m.

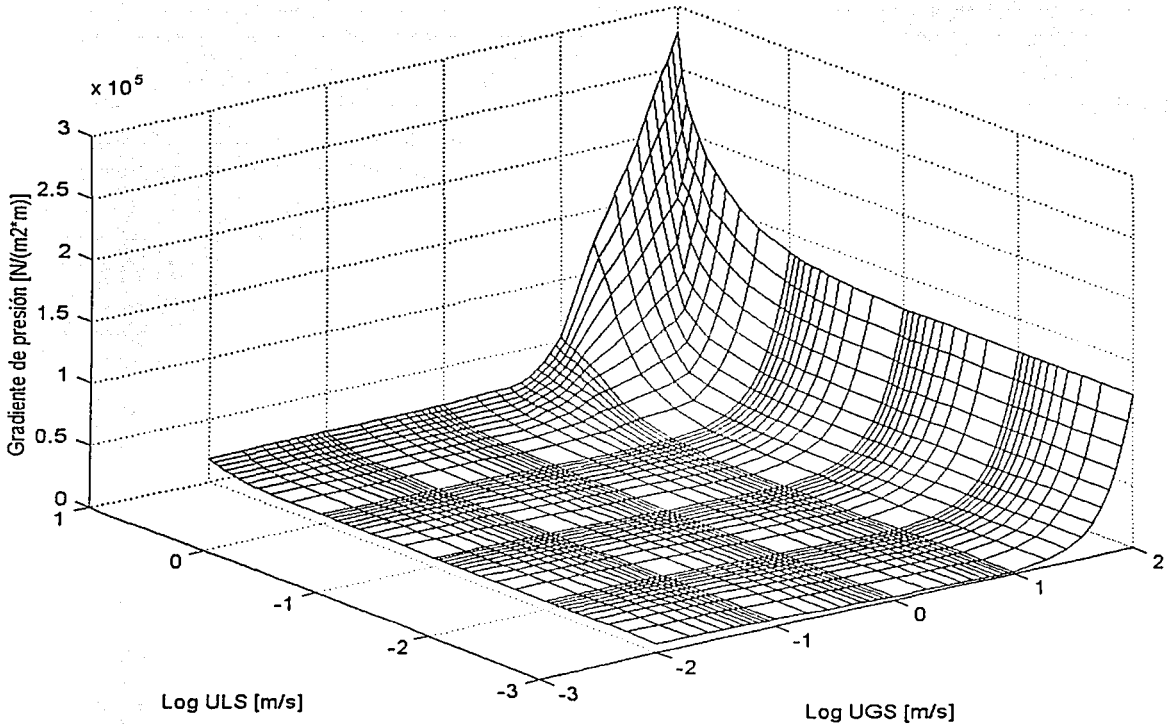


FIGURA C.3 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

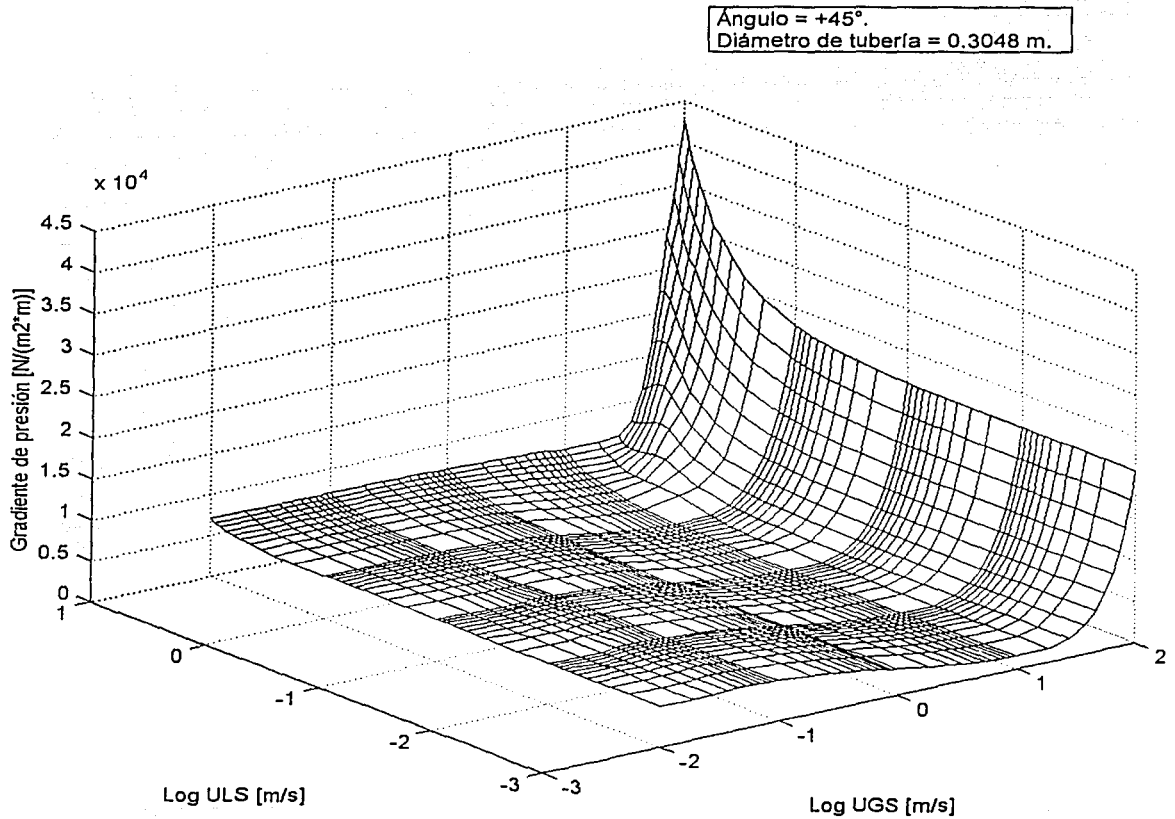


FIGURA C.4 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

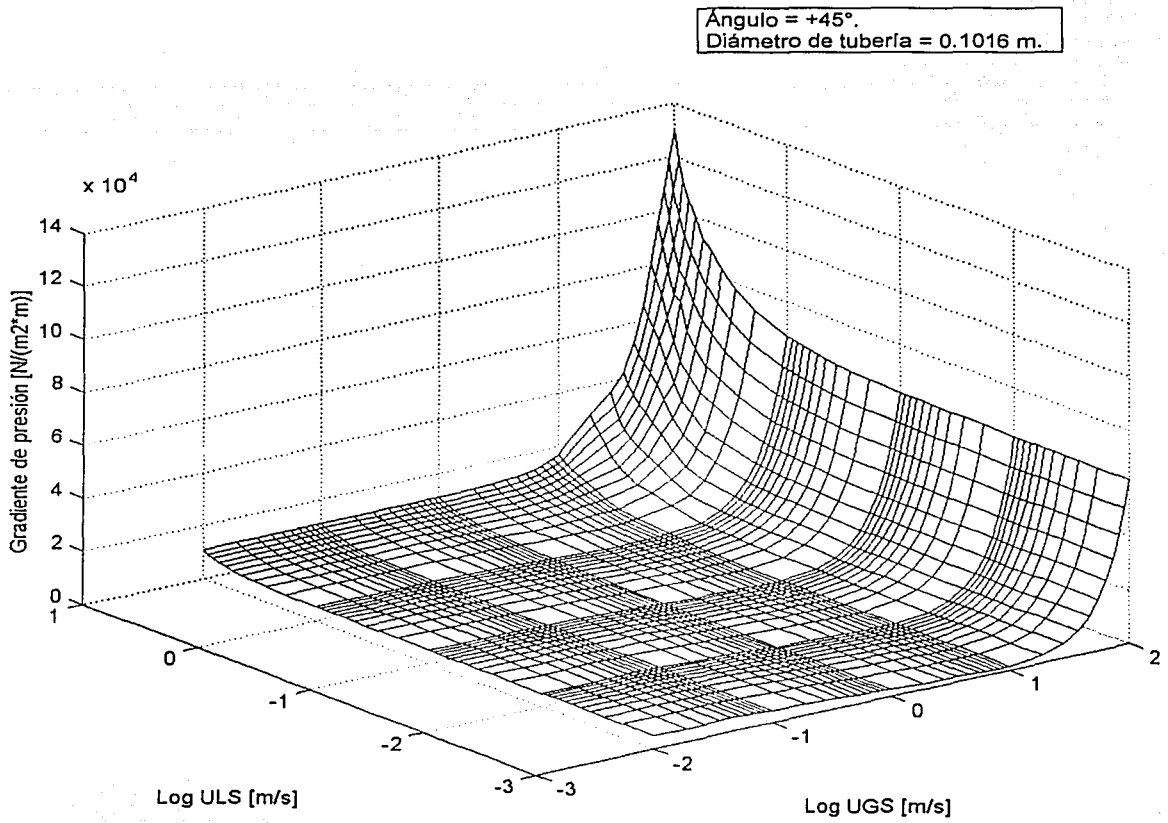


FIGURA C.5 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

TESIS CON
FALLA

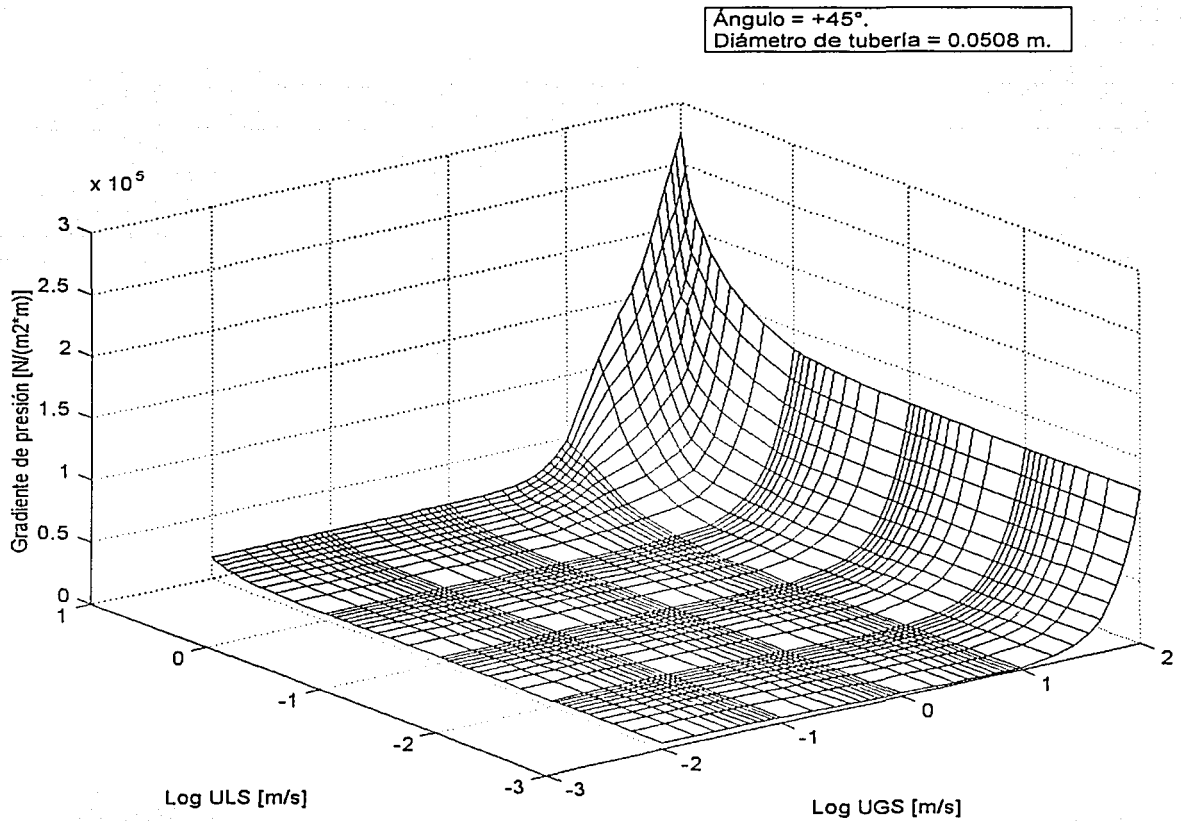


FIGURA C.6 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

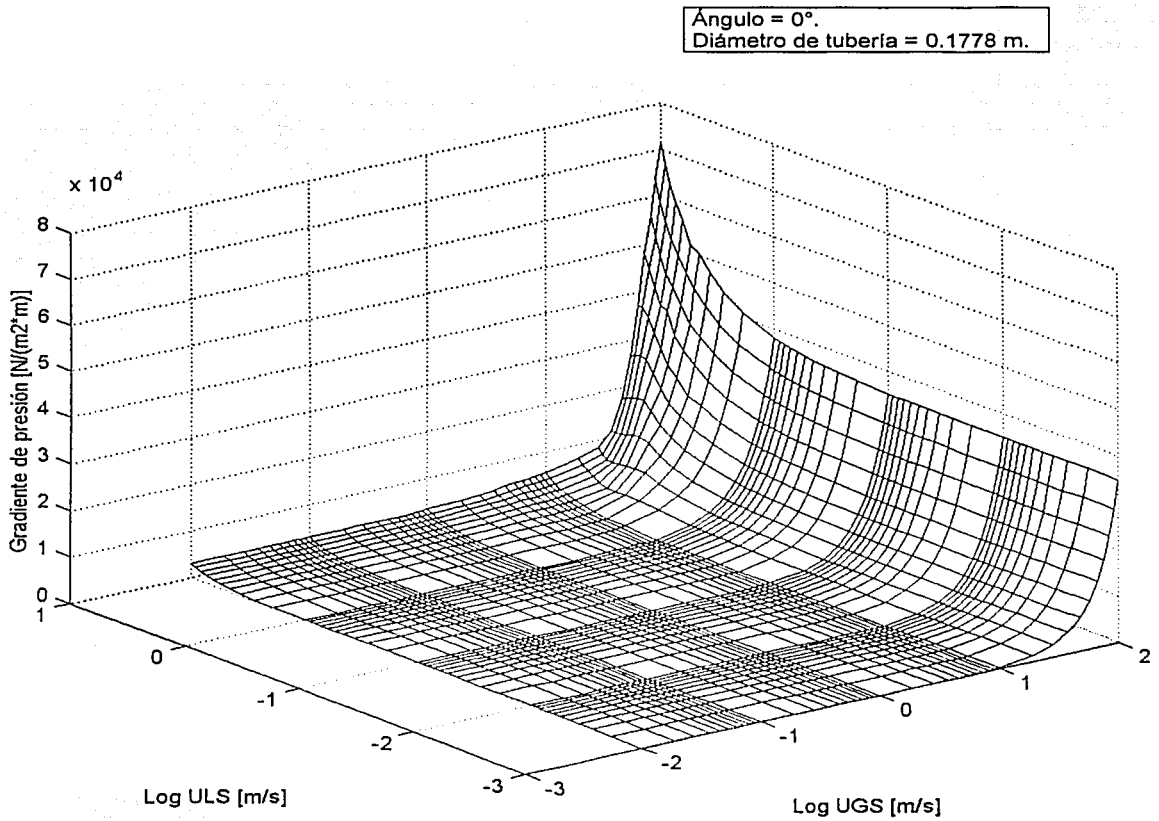
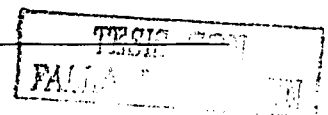


FIGURA C.7 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.



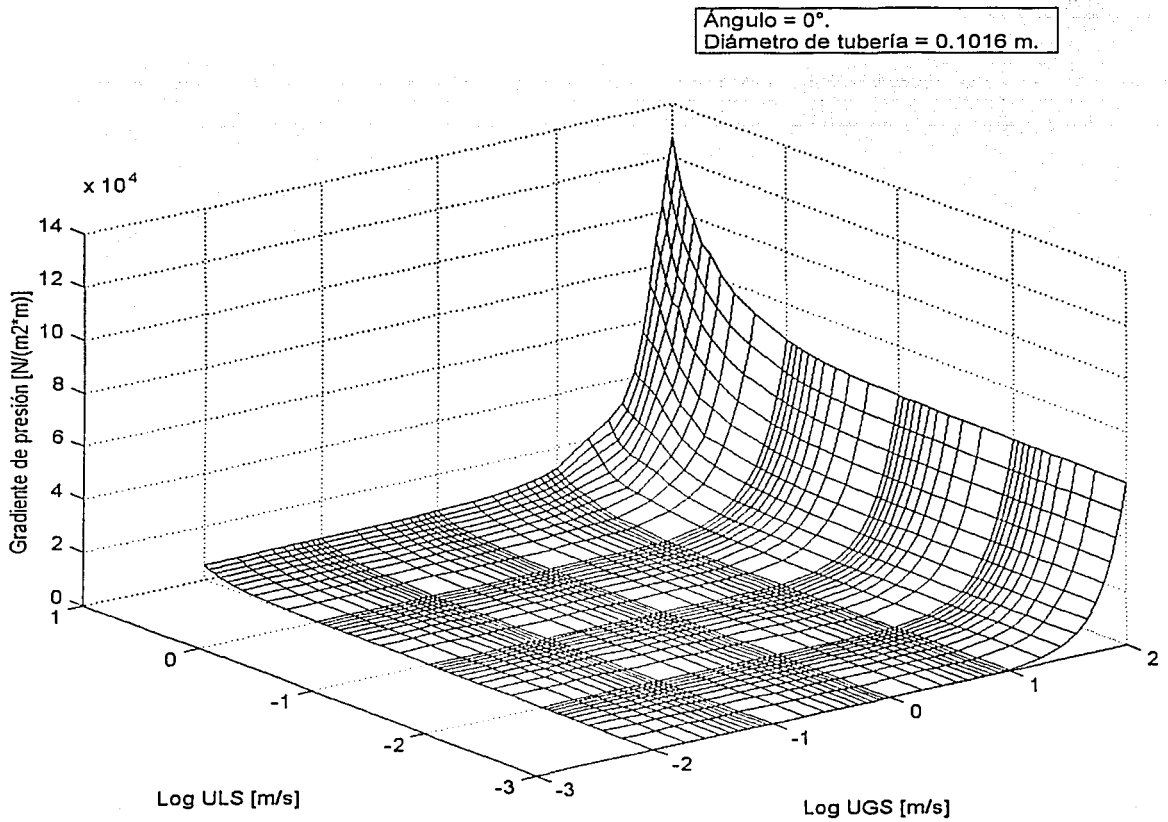
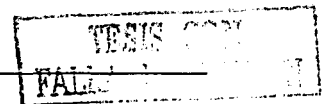


FIGURA C.8 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.



Ángulo = 0°.
Diámetro de tubería = 0.0508 m.

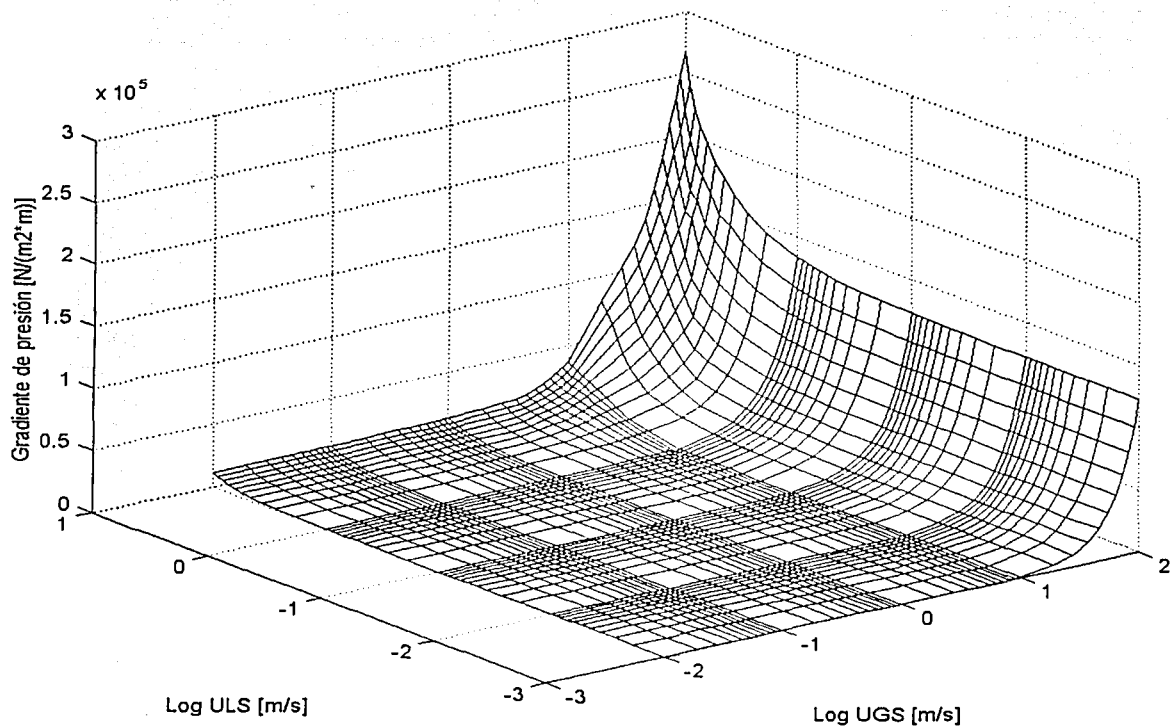


FIGURA C.9 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

TESIS CON
FALLA DE REGEN

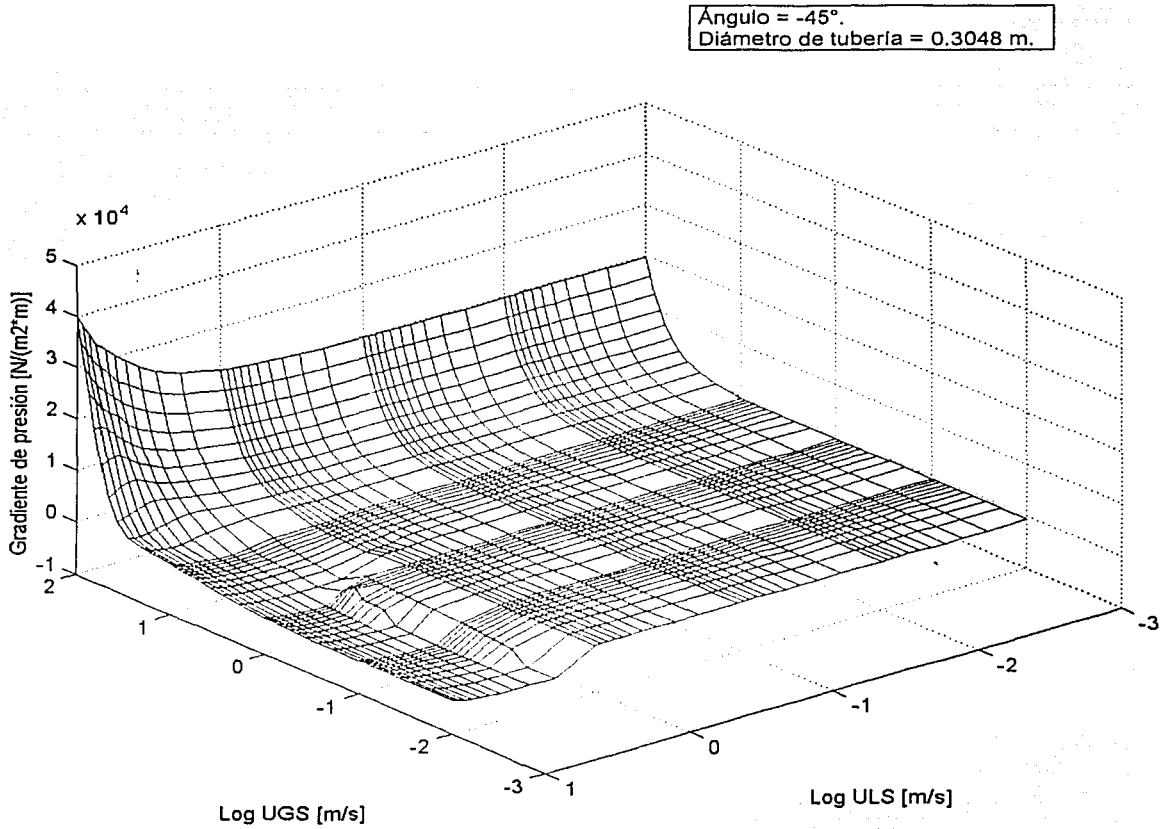


FIGURA C.10 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

Angulo = -45° .
 Diámetro de tubería = 0.1016 m.

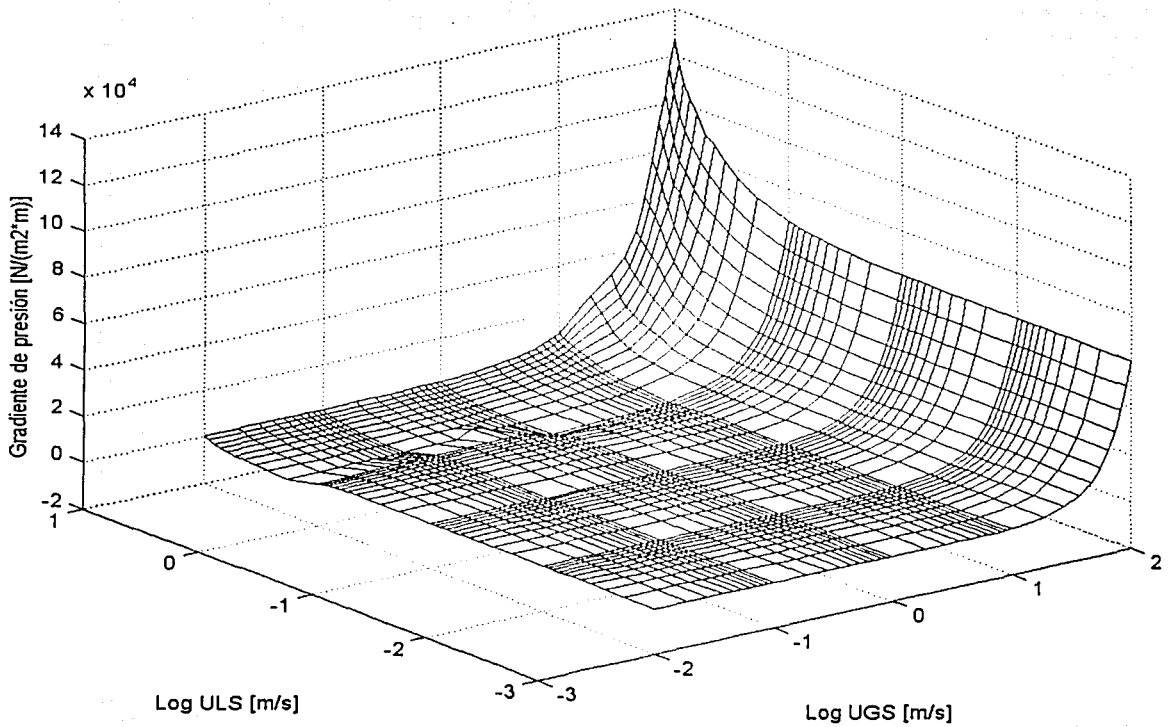


FIGURA C.11 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

EST.
 FALLA DE CARGEN

Ángulo = -45° .
 Diámetro de tubería = 0.0508 m.

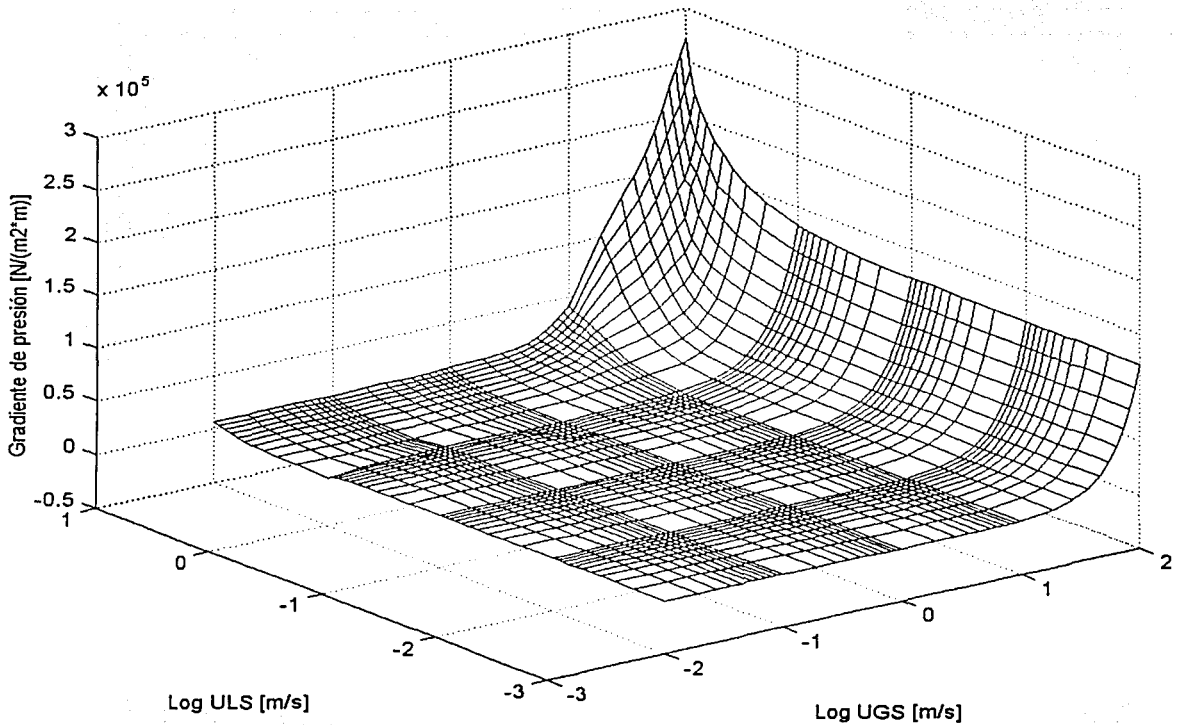


FIGURA C.12 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

TRINIDAD
 FALLA DE ORIGEN

Angulo = -90° .
 Diámetro de tubería = 0.3048 m.

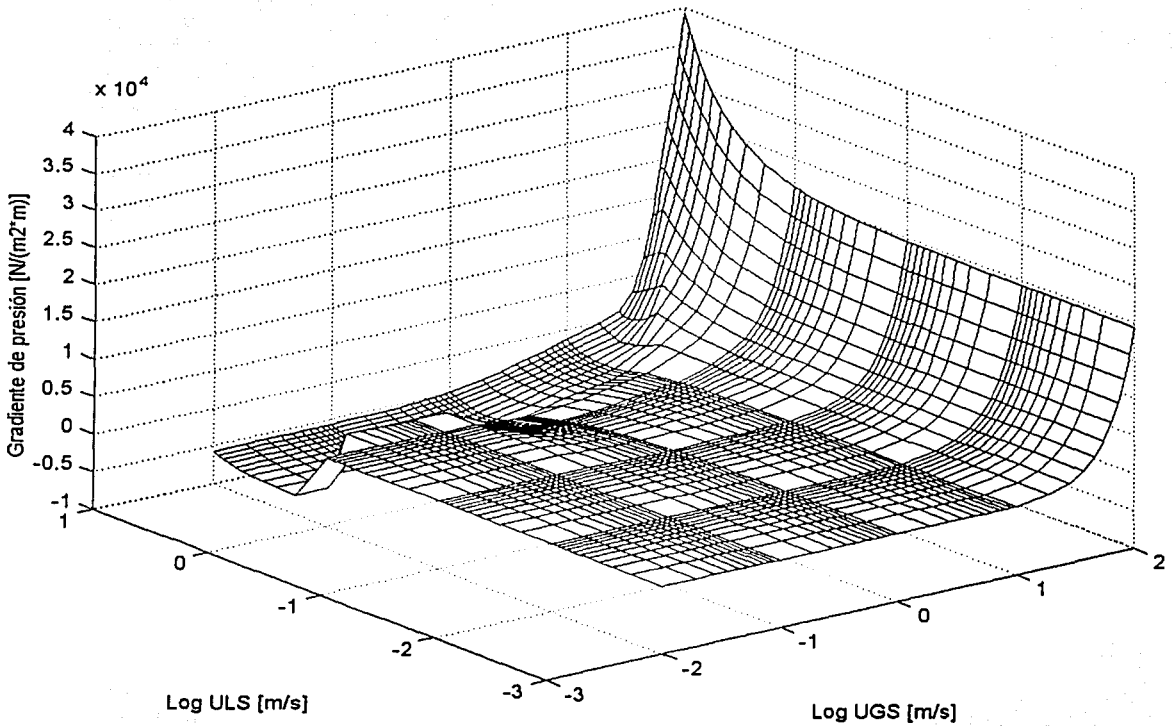


FIGURA C.13 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

Ángulo = -90° .
 Diámetro de tubería = 0.1016 m.

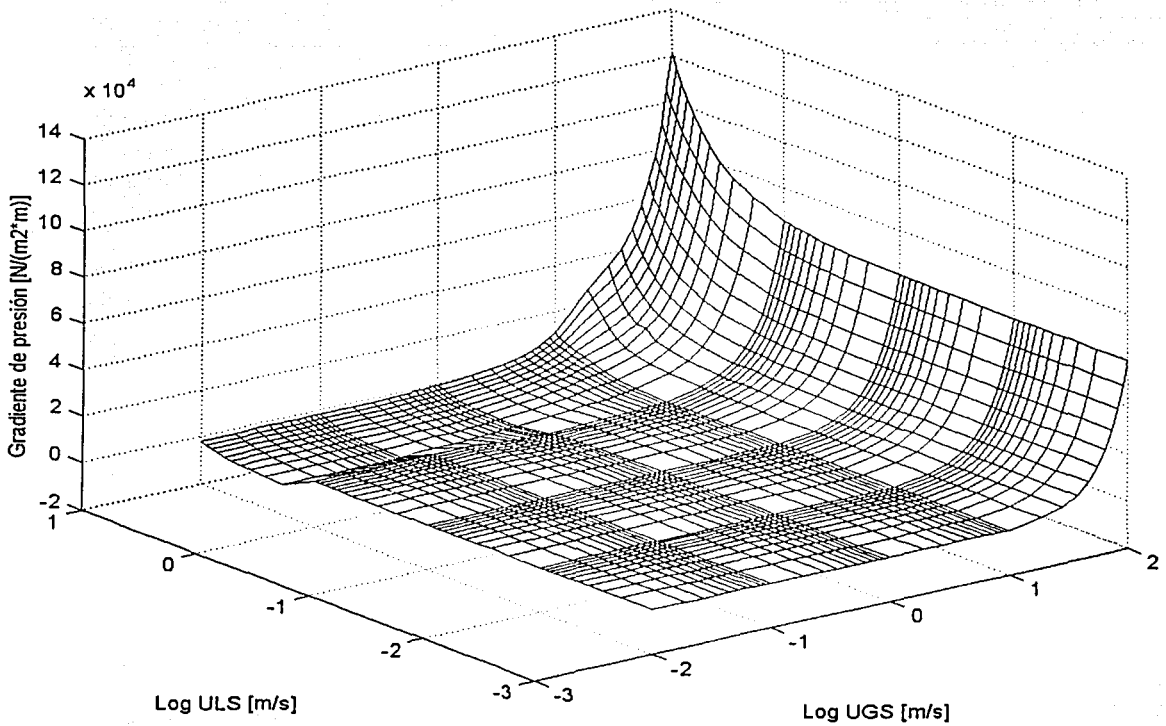


FIGURA C.14 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS - ACEITE.

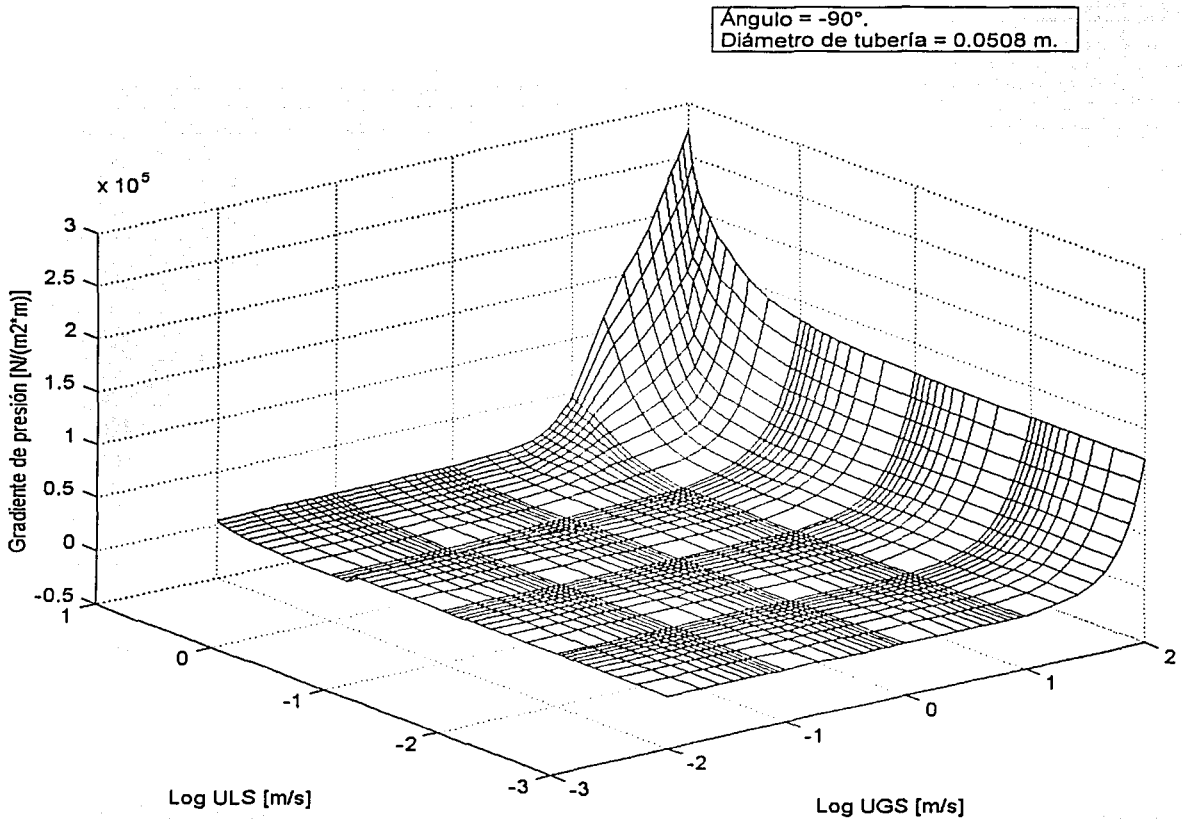


FIGURA C.15 MAPA DE GRADIENTE DE PRESIÓN CON ELIMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES PARA UN SISTEMA GAS – ACEITE.

APÉNDICE D

“SISTEMA DE COMPORTAMIENTO DE CURVAS”

TESIS CON
FALLA EN ORIGEN

D.1 SISTEMA DE COMPORTAMIENTO DE CURVAS.

El aislar el sistema en dos partes en el fondo del pozo permite definir un sistema de comportamiento de curvas de afluencia y salida del pozo. Cada curva representa las pérdidas de presión de los componentes para cada parte del sistema.

La curva del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo incluye las pérdidas de presión en el yacimiento, perforaciones y empacamiento de grava. De acuerdo a la notación utilizada en la Figura D.1, la curva de comportamiento de afluencia al pozo puede ser expresada de forma adimensional como:

$$\left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)_{\text{afluencia}} = 1 - \frac{\Delta p_{rs}}{\bar{p}_r} - \frac{\Delta p_{pf}}{\bar{p}_r} - \frac{\Delta p_{gp}}{\bar{p}_r} \quad (\text{D.1})$$

Los términos de caída de presión en la ecuación (D.1) son una función del gasto, y algunos otros parámetros que define el componente específico, donde estos términos son calculados mediante algún método que se muestran en el punto 5.2.2 de este trabajo. Una representación gráfica del comportamiento de la curva de afluencia al pozo se muestra en la Figura D.1.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

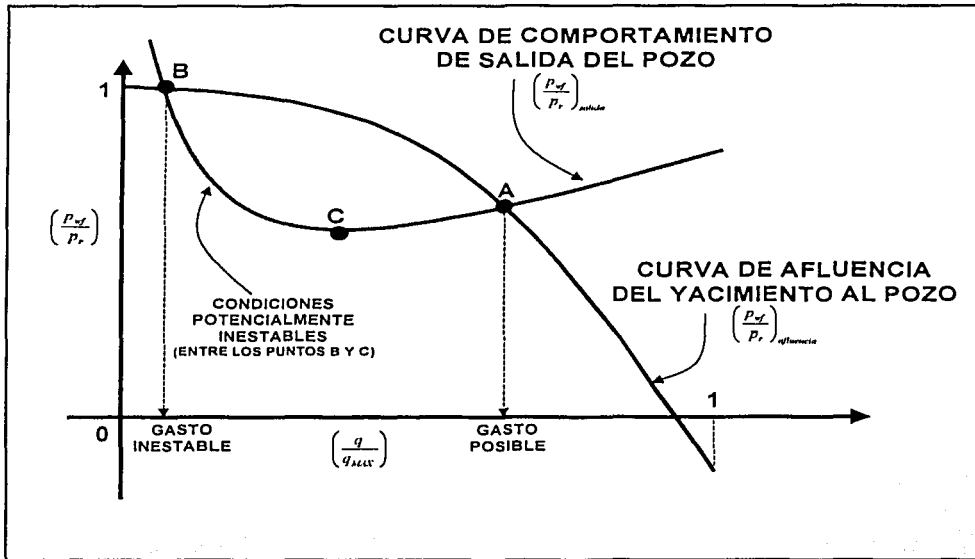


FIGURA D.1 SISTEMA DE CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA Y SALIDA DEL POZO.

La presión en el fondo del pozo para la otra parte del sistema es representada por la curva de comportamiento de salida de flujo del pozo, que incluye las pérdidas de presión a través de la tubería superficial, estrangulador, válvula subsuperficial y tubería de producción en el pozo. La curva de comportamiento de salida de flujo del pozo puede ser expresada de acuerdo la notación utilizada en la Figura D.1, de forma adimensional como:

$$\left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)_{salida} = \frac{P_{sp}}{P_r} + \frac{\Delta p_{pl}}{P_r} + \frac{\Delta p_{wc}}{P_r} + \frac{\Delta p_{sv}}{P_r} + \frac{\Delta p_{fp}}{P_r} \quad (D.2)$$

TESIS CON FALLA

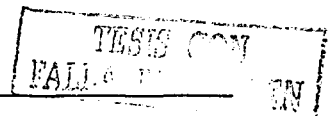
La evaluación de la caída de presión de cada término de la ecuación (D.2), se realiza con diferentes modelos o correlaciones que se mostraron en el punto 5.2.2 de este trabajo. En la Figura D.2 se muestra la curva de comportamiento de salida de flujo del pozo para un sistema de producción típico.

El comportamiento global de un sistema de producción es el gasto correspondiente a la intersección de las curvas de comportamiento de afluencia y salida del pozo, el cual se denota en la Figura D.2 mediante el punto A. Este comportamiento global corresponde al gasto de producción que el sistema puede sostener bajo las restricciones ofrecidas por todos los componentes del sistema.

En la Figura D.2, el punto B, también corresponde a la intersección de las curvas de comportamiento, pero del lado izquierdo del punto mínimo de la curva de comportamiento de salida del pozo (punto C), lo cual representa una condición de flujo potencialmente inestable. El decremento de la presión de salida del pozo mientras el gasto se incrementa, es una indicación de que la fase de gas que fluye está sobrepasando al líquido en la tubería, lo cual resulta en una capacidad de energía insuficiente del gas para acarrear al líquido. Este efecto de la curva de comportamiento de salida de flujo del pozo es el resultado de las bajas velocidades de flujo que ocurren durante el flujo de dos fases en tuberías horizontales, ocasionado que se tengan condiciones de flujo inestables.

D.1.1 ALGORITMO NUMÉRICO.

El problema de encontrar la intersección de las curvas de comportamiento de afluencia y salida del pozo, mostrado en la Figura D.2, puede ser transformado a encontrar la raíz de la función dada por la diferencia del sistema de curvas de comportamiento, como se muestra en la ecuación (D.3).



$$\Delta\left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_r}\right) = \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_r}\right)_{afluencia} - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_r}\right)_{salida} \quad (D.3)$$

Donde, los términos del lado derecho de la ecuación están definidos por las ecuaciones (D.1) y (D.2). En la Figura D.3 se muestra una curva de la función dada por la ecuación (D.3) respecto a los gastos de producción adimensionales, para el caso general de dos intersecciones (puntos A y B).

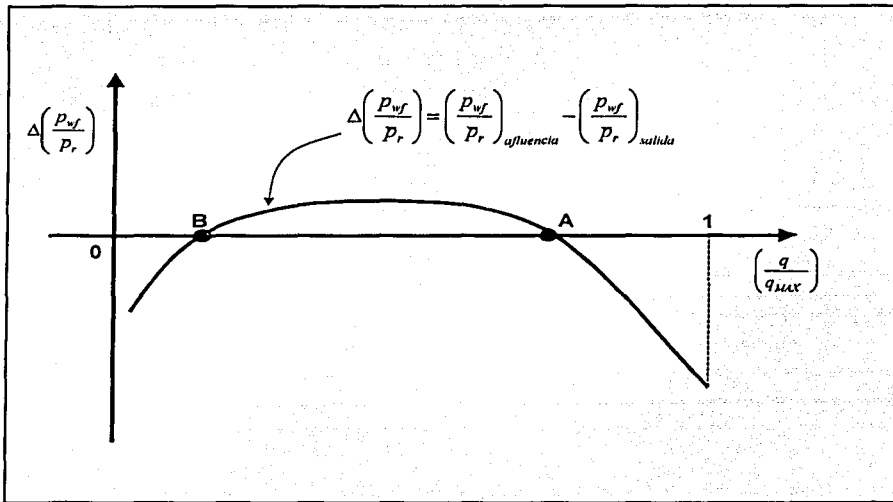


FIGURA D.3 COMPORTAMIENTO GENERAL DE LA FUNCIÓN $\Delta\left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_r}\right)$.

Para encontrar las raíces de la función $\Delta\left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_r}\right)$ mostradas en la Figura D.3 (puntos A Y B), se utilizó el método de la Secante.

