



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN EN LA  
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

**ROBERTO PARRA OLGUÍN**

DIRECTOR: Ing. Oscar Osorio Peralta



MÉXICO D. F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2011



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.

---

# ÍNDICE

<b>ÍNDICE</b>	<b>I</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>VI</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>X</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>XI</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>XII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>XIII</b>

## **CAPITULO 1. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

1.1. ¿Qué es la Ingeniería de Producción?	1
1.1.1. Concepto	1
1.1.2. Historia	2
1.1.3. Avances	3
1.2. Importancia de la Ingeniería de Producción	4
1.2.1. ¿En que nos Ayuda la Ingeniería de Producción?	4
1.3. Simulación Matemática de Yacimientos	6
1.3.1. Introducción	6
1.3.2. Fundamentos	7
1.3.3. Modelo Matemático	9
1.3.4. Modelo Numérico	9
1.3.4.1. Tiempo de Cómputo	10
1.3.4.2. Convergencia	10
1.3.4.3. Inestabilidad	11
1.3.5. Tipos de Simuladores de Yacimientos	11
1.3.5.1. Por el Método de Solución	12
1.3.5.2. Por el Tipo de Solución	13
1.3.5.3. Por el Tipo de Geometría	16
1.3.5.4. Por el Tipo de Fases Móviles	19

1.3.6. Modelo de Simulación de Yacimientos	19
1.3.6.1. Construcción de un Modelo	19
1.3.6.2. Ajuste de Historia y Predicciones	20
1.3.6.3. Validación de la Solución	22
1.4. Simulación del Comportamiento de Pozos	22
1.4.1. Importancia de la Información y Análisis	22
1.4.2. Adquisición de Datos	23
1.4.3. Componentes del Sistema de Producción	26
1.4.3.1. Volumen y Fases de Yacimiento	26
<b>CAPÍTULO 2. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS</b>	
2.1. Comportamiento para Yacimientos Bajo Saturados	33
2.1.1. Producción de Pozos Verticales	33
2.1.1.1. Flujo Transitorio de un Aceite Bajosaturado	33
2.1.1.2. Flujo Estacionario	35
2.1.1.3. Flujo Pseudo Estacionario	38
2.1.2. Producción de Pozos Horizontales	40
2.1.2.1 Impacto del Efecto de Daño en el Rendimiento de los Pozos Horizontales	42
2.2. Comportamiento para Yacimientos Saturados	44
2.2.1. Producción de Yacimientos de Dos Fases	44
2.2.2. Propiedades Generales del Aceite Saturado	44
2.2.3. Flujo de Dos Fases en el Yacimiento	45
2.2.4. Rendimiento del Flujo de Aceite para Yacimientos de Dos Fases	47
2.2.4.1. Ecuación Generalizada de Vogel para el Rendimiento de Flujo	47
2.2.4.2. Aproximación de Fetkovich	48
2.3. Comportamiento para Yacimientos de Gas	49
2.3.1. Introducción	49
2.3.2. Aproximaciones para la Liberación de Gas	49

2.3.3. Liberación de Gas con Flujo no Darciano	51
2.3.4. Flujo Transitorio para Pozos de Gas	53
2.3.5 IPR para Pozos Horizontales en Yacimientos de Gas	57

### **CAPITULO 3. MODELADO DE POZOS EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

3.1. Introducción	59
3.2. Manejo del Término Fuente o Sumidero	59
3.3. Modelos de Pozos para Simulación de Yacimientos	60
3.3.1. Modelos de Una Sola Capa	62
3.3.1.1. Modelo de Van Pollen	62
3.3.1.2. Modelo de Peaceman	63
3.3.2. Modelos Multicapas	64
3.3.3. Modelo de Pozos Horizontales	66
3.4. Modelos de Simulación de Un Solo Pozo	68
3.5. Modelo de Pozos Hidráulicamente Fracturados	70
3.5.1 Esfuerzo in-situ	71
3.5.2. Dirección de la Fractura	74
3.5.3. Longitud, Conductividad y Efecto de Daño	74
3.5.4. Modelo de la Geometría de la Fractura	78
3.5.5. Simulación de Pozos Hidráulicamente Fracturados	79

### **CAPITULO 4. ANÁLISIS NODAL DE POZOS**

4.1 Concepto de Análisis Nodal	81
4.1.1. Introducción	81
4.2. Solución del Análisis Nodal	84
4.2.1. Solución en el Fondo del Pozo	84
4.2.1.1. Construcción de Curvas de IPR	84
4.2.2. Solución en la Cabeza del Pozo	89
4.2.2.1. Procedimiento de Solución	90
4.2.3. Solución Combinando el Fondo del Pozo y la Cabeza del Pozo	92

4.2.3.1. Procedimiento de Solución	92
4.2.4. Solución en el Separador	94
4.2.4.1. Procedimiento de Solución para J Constante	95
4.2.5. Solución con la Presión Promedio del Yacimiento $P_r$ , Para J Constante	97
4.2.5.1. Procedimiento de Solución	98
4.2.6. Solución Arriba del Liner	100
4.2.6.1. Procedimiento de Solución	100
<b>CAPITULO 5. TABLAS HIDRÁULICAS DE POZOS</b>	
5.1. Introducción	103
5.2. Caídas de Presión en Tuberías	104
5.2.1. Caídas de Presión en Tuberías Horizontales	104
5.2.2. Caídas de Presión en Tuberías Verticales	104
5.3. Flujo Multifásico en Tuberías	105
5.3.1. Propiedades que Influyen en el Flujo Multifásico	106
5.3.2. Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales	109
5.3.3. Flujo Multifásico en Tuberías Verticales	116
5.3.3.1. Criterios en el Desarrollo de las Correlaciones	117
5.3.3.1.1 Método de Poettmann y Carpenter	118
5.3.3.1.2. Método de Orkiszewski	119
5.3.3.1.3. Método de Begg y Brill	120
5.3.3.1.4. Método Gráfico de Gilbert	122
5.3.3.2. Eficiencia de Flujo	125
5.4. Gradiente de Presión	127
5.4.1. Procedimiento General del Cálculo en Tuberías Horizontales	128
5.4.2 Procedimiento General del Cálculo en Tuberías Verticales	129
5.5. Construcción de Tablas Hidráulicas	131
5.6. Aplicaciones de las Tablas Hidráulicas	134

**CAPITULO 6. APLICACIÓN PRÁCTICA**

6.1. Introducción	137
6.2. Descripción del Modelo	138
6.3. Metodología	139
6.4. Pronósticos de Presión Producción	142
6.5. Aplicación a Diferentes Sistemas Artificiales	146
6.6. Aplicación a Pozos Hidráulicamente Fracturados	149
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>155</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>156</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>159</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

### CAPITULO 1. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

<b>Figura 1.1.</b> Celda en Una Dimensión	8
<b>Figura 1.2.</b> Método de Elemento Finito	13
<b>Figura 1.3.</b> Método de Diferencias Finitas	14
<b>Figura 1.4.</b> Método de Líneas de Corriente de Flujo	15
<b>Figura 1.5.</b> Modelo Cartesiano 1D	16
<b>Figura 1.6.</b> Modelo Cartesiano 2D	16
<b>Figura 1.7.</b> Modelo Cartesiano 3D	16
<b>Figura 1.8.</b> Modelo Cilíndrico 1D	17
<b>Figura 1.9.</b> Modelo Cilíndrico 2D	17
<b>Figura 1.10.</b> Modelo Cilíndrico 3D	17
<b>Figura 1.11.</b> Modelo Esférico 1D	18
<b>Figura 1.12.</b> Modelo Esférico 2D	18
<b>Figura 1.13.</b> Modelo Esférico 3D	18
<b>Figura 1.14.</b> Pasos para la Construcción de un Modelo de Simulación	20
<b>Figura 1.15.</b> Proceso de Ajuste de Historia de un Modelo de Simulación	21

### CAPÍTULO 2. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS

<b>Figura 2.1.</b> Flujo Estacionario para un Pozo	35
<b>Figura 2.2.</b> Patrones de Flujo Formados Alrededor de un Pozo Horizontal.	41
<b>Figura 2.3.</b> Distribución del Daño a lo Largo de un Pozo Horizontal	44
<b>Figura 2.4.</b> Permeabilidades Relativas de Aceite y Gas	46



<b>Figura 2.5.</b> Prueba de los Cuatro Puntos	52
<b>CAPITULO 3. MODELO DE POZOS EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS</b>	
<b>Figura 3.1.</b> Fronteras del Término Fuente o Sumidero	60
<b>Figura 3.2.</b> Ubicación de los Pozos en: (a) Mallas de Bloque Centrado y (b) Mallas de Punto de Esquina	61
<b>Figura 3.3.</b> Bloque de Pozo con Cuatro Bloques Vecinos	62
<b>Figura 3.4.</b> Penetración de Un Pozo en Múltiples Capas	65
<b>Figura 3.5.</b> Discretización de las Celdas en un Modelo Radial	69
<b>Figura 3.6.</b> Concepto de Radio Efectivo de Pozo	77
<b>Figura 3.11.</b> Variación del Efecto de Daño de la Fractura Contra La conductividad de la Fractura	78
<b>CAPITULO 4. ANÁLISIS NODAL DE POZOS</b>	
<b>Figura 4.1.</b> Pérdidas de Presión en el Sistema Integral de Producción	83
<b>Figura 4.2.</b> Análisis Nodal (Localización de Distintos Nodos)	83
<b>Figura 4.3.</b> Curva de IPR	86
<b>Figura 4.4.</b> Solución para el Fondo del Pozo	88
<b>Figura 4.5.</b> Predicción de Gastos Futuros (Vogel)	88
<b>Figura 4.6.</b> Línea de Descarga y Separador	89
<b>Figura 4.7.</b> Yacimiento y Tubería de Producción	90
<b>Figura 4.8.</b> Solución en la Cabeza del Pozo	91
<b>Figura 4.9.</b> Solución en la Cabeza para Diferentes Diámetros de Tubería Horizontal y Vertical	92
<b>Figura 4.10.</b> Nodo Solución den el Fondo del Pozo Variando las Presiones en la Cabeza	93
<b>Figura 4.11.</b> Solución en la Cabeza del Pozo	94
<b>Figura 4.12.</b> Solución en el Separador	96
<b>Figura 4.13.</b> Solución para Diferentes presiones de Separación	96
<b>Figura 4.14.</b> Solución con la Presión Promedio del Yacimiento	97

<b>Figura 4.15.</b> Presión Promedio del Yacimiento	99
<b>Figura 4.16.</b> Solución a Distintas Posiciones	99
<b>Figura 4.17.</b> Solución Arriba del Liner	100
<b>Figura 4.18.</b> Solución Para el Liner	102

**CAPITULO 5. TABLAS HIDRÁULICAS DE POZOS**

<b>Figura 5.1.</b> Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales	105
<b>Figura 5.2.</b> Patrones de Flujo para Tuberías Verticales	106
<b>Figura 5.3.</b> Gráfica del Factor de Disipación de Energía	111
<b>Figura 5.4.</b> Correlación de Eaton para el Factor de Pérdidas de Energía	112
<b>Figura 5.5.</b> Número de Fraude	115
<b>Figura 5.6.</b> Curvas de Distribución de Presiones en Tubería Vertical	123
<b>Figura 5.7.</b> Curvas de Distribución de Presiones en Flujo Bifásico	123
<b>Figura 5.8.</b> Método Gráfico de Gilbert	125
<b>Figura 5.9.</b> Caídas de Presión por TP Variando el Gasto	130
<b>Figura 5.10.</b> Caídas de Presión en TP con Distintos Diámetros	130
<b>Figura 5.11.</b> Flujo de Trabajo para el Análisis Nodal	132
<b>Figura 5.12.</b> Curva de Afluencia desde el Fondo del Pozo hasta la Superficie	133
<b>Figura 5.13.</b> Superficie de Respuesta con los Valores Generados por una Tabla Hidráulica	134
<b>Figura 5.14.</b> Estimación de Gasto de Producción a través de Una Tabla Hidráulica	135

**CAPITULO 6. APLICACIÓN PRÁCTICA**

<b>Figura 6.1.</b> Modelo de Simulación "MAROS"	138
<b>Figura 6.2.</b> "ECLIPSE Office"	139
<b>Figura 6.3.</b> "Data Manager Module"	139

<b>Figura 6.4.</b> Sección “Schedule”	140
<b>Figura 6.5.</b> Modelo de Pozo en “PIPESIM”	141
<b>Figura 6.6.</b> Realización de las Tablas Hidráulicas	141
<b>Figura 6.7.</b> Datos esperados para el Pozo	150
<b>Figura 6.8.</b> Distintos Métodos de Control para el Mismo Pozo	143
<b>Figura 6.9.</b> Distintos Métodos de Control para el Mismo Pozo	144
<b>Figura 6.10.</b> Pronósticos de Presión Producción	145
<b>Figura 6.11.</b> Tabla Hidráulica con Diferentes Gastos de Inyección de Gas de Bombeo Neumático, con THP=300 lbs	147
<b>Figura 6.12.</b> Tabla Hidráulica con Diferentes Velocidades de Bombeo Electrocentrífugo , con THP=300 lbs	148
<b>Figura 6.13.</b> Pronósticos de Producción del Pozo Horizontal con diferentes Sistemas Artificiales de Producción	149
<b>Figura 6.14.</b> Refinamiento Local de Malla y Propiedades de la Fractura	150
<b>Figura 6.15.</b> Modelo de Simulación con Pozo Hidráulicamente Fracturado	150
<b>Figura 6.16.</b> Comportamiento de Presión en la Cabeza del Pozo con el Modelo de Fractura Hidráulica	151
<b>Figura 6.17.</b> Comportamiento de Presión en la Cabeza del Pozo con el Modelo de Radio Equivalente	152
<b>Figura 6.18.</b> Tiempos de Simulación de Modelos de Fractura Hidráulica, Malla Refinada vs Radio Equivalente	153

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios, a mis padres Maricela Olguín Sarmiento, Eugenio Parra Díaz y a mi hermano Eugenio Parra Olguín, por haberme apoyado en todos los aspectos durante mi paso por esta grandiosa universidad y durante lo va de mi vida.

Quiero agradecer también a todos mis profesores por sus consejos y enseñanzas, en especial a mi Director de Tesis Ing. Oscar Osorio Peralta y a todos los miembros del Jurado.

Un especial agradecimiento para los Ingenieros: Oscar Osorio Peralta y Ulises Neri Flores por haberme dado la oportunidad de realizar la tesis en instalaciones de Schlumberger,.

Agradezco a todos mis amigos y compañeros por su apoyo, consejos y sobre todo por los viernes refrescantes (y uno que otro día entre semana) que solíamos tomar agüitas de limón después de ir por las “carnívoras”, salir de un examen o simplemente para relajarnos.

Por último (pero no menos importante), mi mas profundo y cariñoso agradecimiento a la Máxima Casa de Estudios la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, por todo lo que me ha dado y los grandes momentos que pasé en ella, así como por hacerme sentir orgulloso al decir que: “estudie en la UNAM”.

## OBJETIVOS

Mediante el desarrollo de esta tesis se debe de establecer cada uno de los conceptos técnicos que involucran la creación de los modelos de simulación numérica de yacimientos mediante el análisis de los elementos involucrados en el desarrollo de campos petroleros, además resaltar la importancia que tiene la información que sustenta al modelo de simulación.

Como resultado es reproducir modelos de simulación numérica capaces de predecir el comportamiento futuro de presión y producción de los yacimientos petroleros, para maximizar la explotación de hidrocarburos.

## **RESUMEN**

La ingeniería de producción es la parte de la ingeniería petrolera que se encarga de optimizar las condiciones de operación de los pozos e instalaciones con la mayor rentabilidad. La ingeniería de producción está directamente relacionada con otras áreas en la ingeniería petrolera, tales como la evaluación de la formación, perforación e ingeniería de yacimientos.

La ingeniería de yacimientos se relaciona ampliamente con la ingeniería de producción, ya que dependiendo de las características del yacimiento y de los fluidos producidos, se determinará el pronóstico de producción de los pozos y se tomarán las mejores decisiones para la explotación.

## INTRODUCCIÓN

La producción del petróleo envuelve dos sistemas: el yacimiento, el cual es un medio poroso con capacidad de almacenar y dejar fluir a los hidrocarburos, los cuales son atractivos para la extracción debido a su gran utilidad en la vida cotidiana sin dejar a un lado el precio de éstos.

Lo anterior involucra el flujo de fluidos a través de tuberías, estranguladores, válvulas, accesorios, etc. que llevan el fluido hasta las plantas de procesamiento. Debido a las fuertes caídas de presión en el sistema es necesario realizar un análisis detallado de esto, en todo esto interviene la ingeniería de producción.

## CAPÍTULO 1

### INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

#### 1.1 ¿QUE ES LA INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN?

##### 1.1.1 CONCEPTO

Es la encargada de analizar y optimizar la producción de hidrocarburos involucrando los estudios de análisis de producción, comportamiento de pozos, optimización de instalaciones, sistemas artificiales, condiciones de operación y los estudios de declinación de la producción, abarcando también los estudios de yacimientos. Un elemento clave es la integración de los datos obtenidos durante los trabajos de monitoreo y supervisión. Aquí las decisiones se realizan teniendo como objetivo principal la optimización de la producción alcanzando los mejores indicadores económicos, valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), periodo de recuperación de la inversión (PRI), etc.

Las actividades típicas dentro de este proceso incluyen:

- Análisis de pozos, instalaciones, tuberías y procesos de separación.
- Análisis del desempeño de los pozos.
- Monitoreo del comportamiento de presión y producción.
- Ingeniería de terminación de pozos.



### **1.1.2 HISTORIA**

La evolución de los equipos superficiales de producción de nuestros días comenzó hace miles de años, en Mesopotamia alrededor del año 3,000 A.C. con la filtración del “chapotote” (asphaltic bitumen), siendo la materia prima de la industria petrolera por más de 3,000 años, en los principios este material fue usado en la construcción como mastique y sellador. En los inicios se recolectaban los hidrocarburos en cubetas y barriles, con el paso del tiempo, los equipos superficiales de producción llevaban a cabo una especie de destilación para el crudo.

Los pioneros en la industria del petróleo concentraron su atención en la exploración por medio de pozos en zonas donde había chapotote, el petróleo producido se almacenaba en agujeros en la superficie, los cuales hacían la función de yacimientos superficiales, los gases producidos de ése petróleo eran ventilados a la atmósfera. El sistema de separación superficial tenía dificultades debido al agua, tierra y otros desechos que se almacenaban en los agujeros de petróleo.

En 1861, estos agujeros fueron reemplazados por tanques de madera para poder reducir las pérdidas de petróleo, mientras que el gas se escapaba a la atmósfera, en 1867 los tanques de madera fueron reemplazados por tanques de acero unidos con tornillos, la mayoría de estos tanques estaban descubiertos en la parte superior, permitiendo que entrara lluvia y suciedad, esto no duró mucho tiempo, ya que pusieron techos de madera.

Se dieron cuenta que el gas producido podría servir como combustible para la perforación, como resultado, en 1863 fue inventado el primer separador. Los separadores usualmente eran montados en la parte superior de los tanques de almacenamiento, esencialmente eran barriles donde el líquido podía escaparse por el fondo hacia el tanque de almacenamiento; atrapando al gas en la parte

superior, estos barriles tenían instalados en la parte superior una línea que transportaba al gas hacia donde fuera necesario.

### **1.1.3 AVANCES**

Conforme la presión aumentó, fue necesario mover los separadores de la parte superior de los tanques a la superficie del terreno, para 1904 los separadores podían manejar presiones de hasta 150 psi, la experiencia indicaba que la producción de aceite se incrementaba si se ponían separadores antes de los tanques de almacenamiento, por lo que los separadores llegaron a ser equipos indispensables para la recuperación de gas e incrementar la recuperación de aceite. De 1904 hasta principios de los 50's fueron diseñados equipos más sofisticados de control y se mejoraron los materiales de construcción de estos equipos, en 1940s fueron creados y probados los separadores horizontales con dos cámaras de separación.

Cuando se comenzaron a desarrollar las instalaciones marinas y se descubrieron yacimientos de gas sobrepresionados, se fueron construyendo más líneas de producción y se incrementó el tamaño y resistencia de los separadores.

En los primeros sistemas de producción la separación del agua se hacía dentro del tanque de aceite, el agua separada se drenaba periódicamente por medio de un orificio ubicado en la parte inferior del tanque. Los separadores trifásicos se usaron conforme se fueron perforando pozos con alta presión, estos separadores eran una vasija a presión, el líquido debía tener un cierto tiempo de retención, para que se separara el agua del aceite, estos separadores contaban con una presa interna, la cual permitía drenar el agua por el fondo del tanque y el gas por la parte superior.

A principios de los años 50, el agua separada del aceite se almacenaba en tanques de evaporación, con esta forma de almacenar el agua; los mantos acuíferos se contaminaron debido a que el agua separada contenía aceite, por lo que se tuvo que cambiar la forma de almacenar esta agua, la mejor forma que encontraron fue la de reinyectarla a pozos abandonados. Cuando se comenzaron a producir los pozos, el aceite venía acompañado de agua con una gran cantidad de sal disuelta, los compradores de aceite insistieron que el proceso de desalado debía llevarse a cabo en el campo, para realizar esto, el agua producida se disolvía con agua fresca o de baja salinidad. Esto permitía obtener un agua de menor salinidad en el crudo,

## **1.2 IMPORTANCIA DE LA INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN**

### **1.2.1 ¿EN QUÉ NOS AYUDA LA INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN?**

El papel de la ingeniería de producción es maximizar la productividad del pozo de manera que se tengan los menores costos. Es obligatorio comprender y medir las variables que controlan el índice de productividad,  $J$

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}} = \frac{k h}{\alpha_r B \mu (p_D + s)} \dots\dots\dots (1.1)$$

donde:

$k$  es la permeabilidad

$h$  es el espesor

$B$  es el factor de volumen de la formación

$\mu$  es la viscosidad

$s$  es el efecto de daño

$p_D$  presión adimensional

$\alpha_r$  es la constante para la consistencia de unidades

Esta ecuación describe lo que es posible para la ingeniería de producción, la presión adimensional  $p_D$  depende del modelo físico que controla el comportamiento del flujo en el pozo, esto incluye el comportamiento infinito o flujo transitorio.

De las variables mencionadas en la Ecuación 1.1, la única variable que se puede modificar es el efecto de daño mediante la estimulación de la matriz. La estimulación puede mejorar el índice de productividad lo que nos da como resultado que la formación tenga mayor capacidad de producción por unidad de caída de presión.

El objetivo de la ingeniería de producción, es mejorar la productividad del pozo por medio de la optimización del sistema de flujo desde el fondo del pozo hasta las instalaciones superficiales de producción.

En resumen, la evaluación del desempeño del pozo y el mejoramiento de flujo es la principal tarea de la ingeniería de producción. La ingeniería de producción tiene tres grandes herramientas para la evaluación del desempeño del pozo:

- La medición del gasto contra la relación de la caída de presión desde el yacimiento hasta el separador.
- Pruebas al pozo, en las cuales se evalúa el potencial del yacimiento para fluir y mediante el cálculo del efecto de daño proveer información sobre las restricciones de flujo en la zona cercana al pozo.
- Mediciones de la producción, con la que se puede describir la distribución del flujo dentro del pozo.

Con la información del diagnóstico, la ingeniería de producción puede enfocarse en la parte o partes del sistema de flujo, que debe ser optimizado para mejorar la productividad.

Todo éste análisis da como resultado la optimización de las instalaciones para poder extraer de la mejor manera los hidrocarburos. El análisis integral para el mejoramiento de la explotación de hidrocarburos tiene que tomar en cuenta el flujo de fluidos a través del medio poroso, estos estudios se llevan a cabo a través de simuladores numéricos de yacimientos.

Para ello es necesario conocer cómo trabaja el simulador de yacimientos, entender los resultados que proporcionan y cómo estos se integran al estudio de ingeniería de producción. Cabe mencionar que los modelos de simulación de yacimientos también requieren del análisis integral de las instalaciones superficiales para poder dar los resultados a condiciones superficiales.

### **1.3 SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS**

#### **1.3.1 INTRODUCCIÓN**

La simulación matemática de yacimientos se basa en el conocimiento de las ecuaciones y técnicas que son usadas en la ingeniería de yacimientos. En general la simulación se refiere a la representación física o teórica de algunos procesos. La importancia de la simulación es desarrollar y usar modelos matemáticos que describan el comportamiento del yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación.

Antes de que se desarrollaran las computadoras modernas, los ingenieros han utilizado modelos matemáticos para desarrollar la ingeniería de yacimientos, siendo éstos modelos relativamente simples.

Los avances que ha tenido la simulación en los últimos años ha sido en agregar características mas detalladas del yacimiento y por lo tanto, ésta tiene mayor exactitud y su utilización se realiza de una manera práctica debido a los equipos

de cómputo que se tienen en la actualidad. La descripción más detallada, requiere de expresiones matemáticas muy complejas que son difíciles de comprender, aunque en este punto es necesario llegar a un equilibrio, ya que para modelos mas complejos es necesario contar con información más compleja, la cual no siempre esta disponible y por lo tanto suponer estos valores puede llevar a errores mayores que los que se tendrían con modelos sencillos.

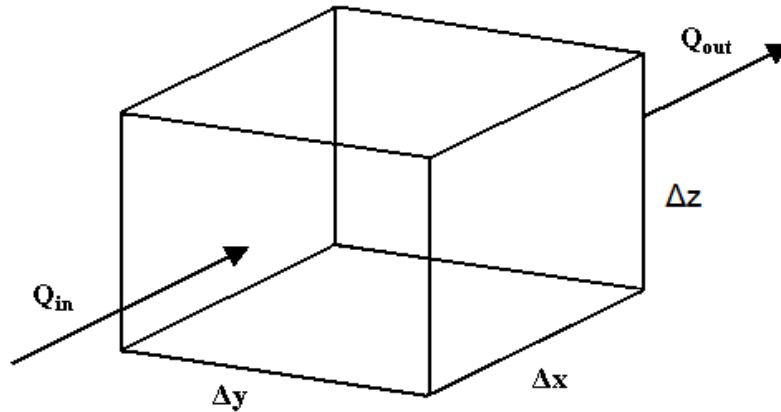
El ingeniero debe estar preparado para resolver problemas de simulación así, como tener criterio para decidir qué datos de entrada son útiles en el modelo, hacer las suposiciones y/o consideraciones necesarias y evaluar los resultados.

### **1.3.2. FUNDAMENTOS**

Para el caso de un yacimiento homogéneo, se deben tomar valores promedio de sus propiedades, como son: la porosidad, presión, permeabilidad y el comportamiento de producción. El método utilizado para determinar el volumen de fluidos dentro del yacimiento es el balance de materia.

**(acumulación neta) = (volumen que entra en el yacimiento) –  
(volumen que sale del yacimiento)**

En este análisis no hay aceite entrando al yacimiento ya que las fronteras se consideran impermeables, por lo que el método de balance de materia (MBM) se puede reducir a un simple modelo de tanque, en el cual se representa al yacimiento considerando que: la roca, las propiedades del fluido y los valores de presión no varían en todo el tanque, tomándose como valores promedio para todo el yacimiento. Éste modelo de tanque, Figura 1.1, es la base en la construcción de modelos de simulación ya que representa una celda de la malla.



**Figura 1.1 Celda en una Dimensión**

Debido a las diferentes litologías que se tienen en el yacimiento, no se puede tomar un solo tanque para modelarlo, por lo tanto, se debe hacer la analogía de que se tienen diferentes tanques o celdas para representar las diferentes litologías que tengamos en el yacimiento. El método de balance de materia describe el comportamiento del fluido en cada celda, este método se vuelve más complejo debido a que el fluido migra de una celda a otra. La transferencia de fluido entre dos celdas se calcula por la ley de Darcy. El método de balance de materia junto con la ley de Darcy describe el comportamiento de cada celda, por lo que este modelo ya no será de dimensión cero debido a que los parámetros del yacimiento varían de celda a celda, por lo tanto se convierte en modelo de una dimensión debido a que se considera más de una celda en una dirección y una celda en las otras dos direcciones.

Este análisis puede extenderse a yacimientos donde las propiedades como la presión varían en dos dimensiones y otros donde las variaciones son en tres dimensiones, los cuales son llamados simuladores en dos dimensiones y tres dimensiones.

En general el número de dimensiones usadas en los simuladores es independiente del método de balance de materia, ya que ésta es la ecuación

básica que describe el comportamiento del fluido dentro de las celdas y la ley de Darcy describe la interacción entre las celdas; sin embargo, falta la ecuación para complementar el balance másico, es decir una ecuación de estado.

### **1.3.3 MODELO MATEMÁTICO**

Las ecuaciones utilizadas para simular el flujo isotérmico de fluidos dentro del yacimiento, se obtienen combinando las ecuaciones de balance de materia (ecuación de continuidad) para cada celda y cada fase; la ley de Darcy (conservación de momento), la cual describe la interacción entre las celdas y una ecuación de estado que determine el comportamiento de fluidos a cambios de presión y temperatura.

Lo anterior deriva en un modelo matemático, el cual resulta en un modelo de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución es posible únicamente de forma numérica y de manera discreta, es decir, la solución es en un número de puntos discretos en espacio y tiempo, y no de una manera continua.

### **1.3.4 MODELO NUMÉRICO**

La solución de las ecuaciones anteriores es la tarea más difícil para la simulación de yacimientos. El modelo matemático, como se menciono anteriormente, no puede tener una solución analítica, por tanto la forma de resolver es generando un modelo numérico que de la solución al modelo matemático.

Hay dos métodos numérico que generalmente son usados; los cuales son el totalmente implícito (FULLIMPLICIT) y el implícito, presión implícita – saturación



explícita (IMPES); estos métodos son similares en algunas consideraciones, los dos dan un valor de la saturación y presión para cada celda al principio de un tiempo, al final de un incremento de tiempo se encuentran nuevos valores de saturaciones y presiones, los cuales representarán valores iniciales para el siguiente tiempo. El proceso concluirá hasta que se ha cumplido un cierto tiempo de simulación.

### **1.3.4.1 TIEMPO DE CÓMPUTO**

Para cualquier computadora, el tiempo requerido para hacer una corrida de simulación depende principalmente del número de celdas y del número de pasos de tiempo.

El tiempo de cómputo requerido para el proceso de simulación es proporcional al número de celdas de que esté compuesto el modelo. El número de incrementos de tiempo necesarios para simular un cierto número de años depende de la longitud del incremento del tiempo  $\Delta t$  y de la magnitud de los cambios generados, el máximo valor del  $\Delta t$  que se puede usar es función del volumen y forma de la celda.

### **1.3.4.2 CONVERGENCIA**

Para que haya convergencia debe existir un pequeño cambio en la diferencia de la aproximación de diferencias finitas y la solución exacta de la ecuación diferencial, en otras palabras, esta diferencia debe tender a cero.

El criterio de convergencia utilizados se basan en que el simulador utiliza procesos iterativos basados en el método de Newton para resolver las ecuaciones no lineales se siguen los siguientes pasos:

1. Hacer lineales las ecuaciones
2. Resolver las ecuaciones lineales
3. Verificar si ésta solución lineal da una buena solución no lineal
4. Si la solución es aceptable, entonces se prosigue al siguiente paso de tiempo, en caso contrario se regresa al paso 1.

### **1.3.4.3 INESTABILIDAD**

Como el modelo matemático, es resuelto numéricamente involucra un error de truncamiento inherente en dicha solución. Adicionalmente, como la solución de las ecuaciones, no son exactas, siempre hay un error asociado, este error crece rápidamente cuando los incrementos de perturbación son grandes debido a incrementos de tiempo, ocasionando que la solución no converja fácilmente. Lo que comúnmente ocasiona esta inestabilidad son los excesivos cambios en la saturación y la presión durante los incrementos de tiempo. Normalmente esto se soluciona disminuyendo el tamaño de los incrementos de tiempo.

Para determinar los pasos de tiempo adecuados en una corrida de simulación se debe tomar en cuenta el número de iteraciones que realizó el simulador de yacimientos para converger a la solución, por ejemplo si el cálculo lo realiza en menos de 10 iteraciones, se puede aumentar el paso de tiempo para reducir el número cálculos realizados por el simulador, por el contrario, si para alcanzar la solución se realizan más de 10 iteraciones, se puede reducir el paso de tiempo para aumentar la velocidad de simulación.

### **1.3.5 TIPOS DE SIMULADORES DE YACIMIENTO**

Hay muchos tipos de simuladores de yacimientos. Para seleccionar el simulador apropiado que representará a un yacimiento en particular, es necesario

conocerlo, así como tener cuidado en la selección de los datos disponibles. Un modelo que nos sirva para un yacimiento en particular, no nos puede ser útil para otro, ya que las propiedades de cada yacimiento son diferentes.

Los yacimientos pueden ser clasificados por su geometría, en una dimensión, dos dimensiones, tres dimensiones. Pueden ser clasificados dependiendo del tipo de yacimiento o del fluido que se quiere representar, como por ejemplo, gas, aceite negro, gas y condensado. También hay simuladores de una, dos y tres fases. La mayoría de estos simuladores pueden o no pueden tomar en cuenta las fuerzas capilares o gravitacionales. No es suficiente con seleccionar el tipo de geometría del yacimiento (dimensiones), el simulador también debe representar el tipo de hidrocarburo y las fases presentes en él.

A continuación se muestran las diferentes clasificaciones que se tienen para los simuladores:

### **1.3.5.1 POR EL MÉTODO DE SOLUCIÓN**

#### **Implícito-Explícito (IMPES)**

Las ecuaciones lineales son solucionadas secuencialmente, primero para presión (implícitamente) y después para saturación (explícitamente) utilizando la distribución de presiones calculadas con anterioridad.

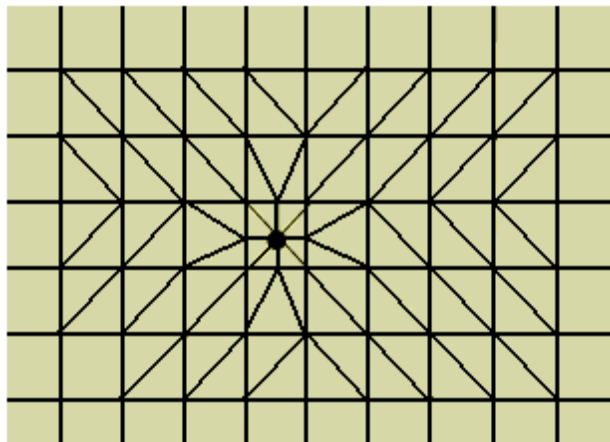
#### **Implícito (FULLY IMPLICIT).**

Las ecuaciones lineales son solucionadas simultáneamente (implícitamente) para presión y saturación.

### 1.3.5.2 POR EL TIPO DE SOLUCIÓN

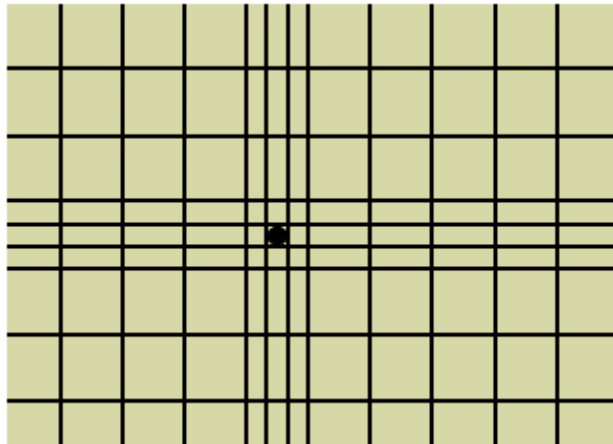
Hay tres formas para discretizar las ecuaciones en diferencias parciales que gobiernan el flujo de fluidos a través de un medio poroso: el método de elemento finito, el método de diferencias finitas y el método de líneas de corriente de flujo.

El método de elemento finito permite gran flexibilidad, incluyendo formas de polígonos y prismas, en este método la refinación de la malla puede llegar a ser muy costosa y complicada. A pesar de que este método ofrece mejores ventajas que el método de diferencias finitas, tiene dificultades para manejar cambios bruscos en las incógnitas (presión, saturación), por lo que este método no ha sido de gran utilidad en la simulación de yacimientos, Figura 1.2.



**Figura 1.2 Método de Elemento Finito**

El método de diferencias finitas está limitado en la geometría a un bloque en forma de paralelepípedo, se han desarrollado técnicas mas especializadas para la refinación de la malla cerca de los pozos (asumiendo régimen permanente dentro de los bloques) haciendo posible el uso de éste método de forma más efectiva, Figura. 1.3.



**Figura 1.3 Método de Diferencias Finitas**

En el método de líneas de corriente de flujo considera que el fluido en el yacimiento se mueve por la diferencial de presión, las fuerzas gravitacionales y los cambios de las densidades de los fluidos. Sobre la base de este concepto, se pueden determinar líneas de isóbaras en el yacimiento hasta superficies de contorno a lo largo de las cuales el fluido se está moviendo. El fluido se desplaza desde una superficie de contorno de alta energía hasta una de baja energía. Una línea de corriente siempre estará perpendicularmente a las líneas de flujo de fluidos, Figura. 1.4. Este hecho puede extrapolarse a tres dimensiones, y en lugar de líneas de corriente se puede hablar de tubos de corriente que definen por si mismos un volumen de fluido específico que se mueve en conjunto. Esta es la base de un modelo de simulación de líneas de corriente de flujo.

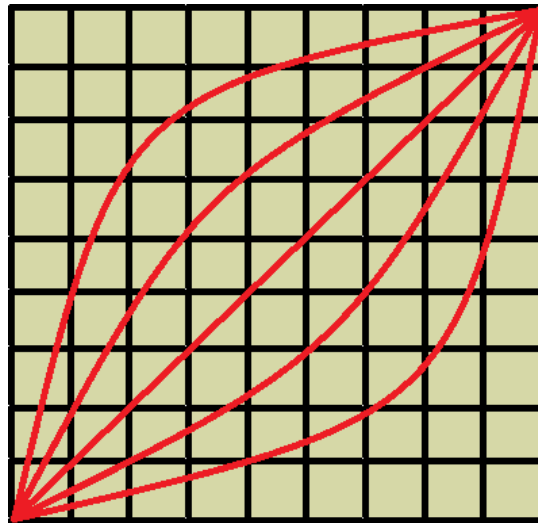
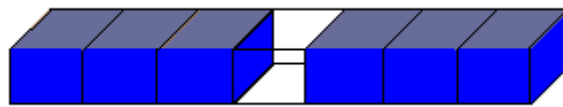


Figura 1.4 Método de Líneas de Corriente de Flujo

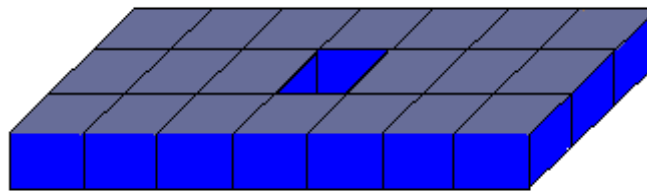
### **1.3.5.3 POR EL TIPO DE GEOMETRÍA**

Se clasifican en: una dimensión (1D), dos dimensiones (2D), y tres dimensiones (3D). Estos modelos son esquematizados en las siguientes figuras respectivamente.

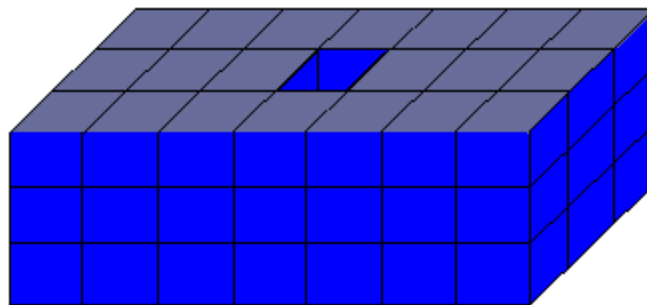
#### **Coordenadas Cartesianas.**



**Figura 1.5 Modelo Cartesiano 1D**



**Figura 1.6 Modelo Cartesiano 2D**



**Figura 1.7 Modelo Cartesiano 3D**

Coordenadas Cilíndricas:

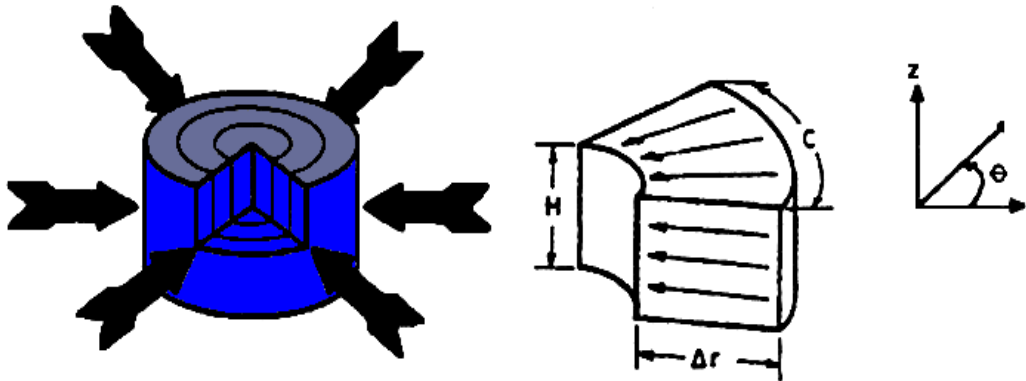


Figura 1.8 Modelo Cilíndrico 1D

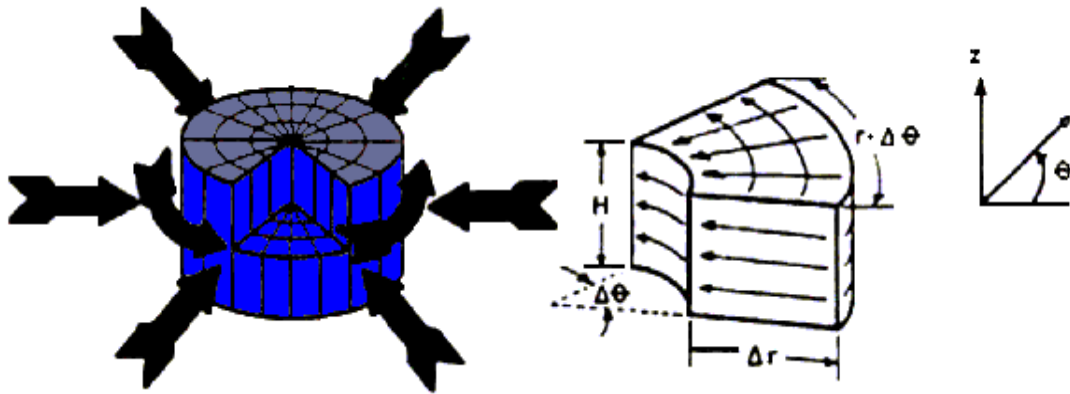


Figura 1.9 Modelo Cilíndrico 2D

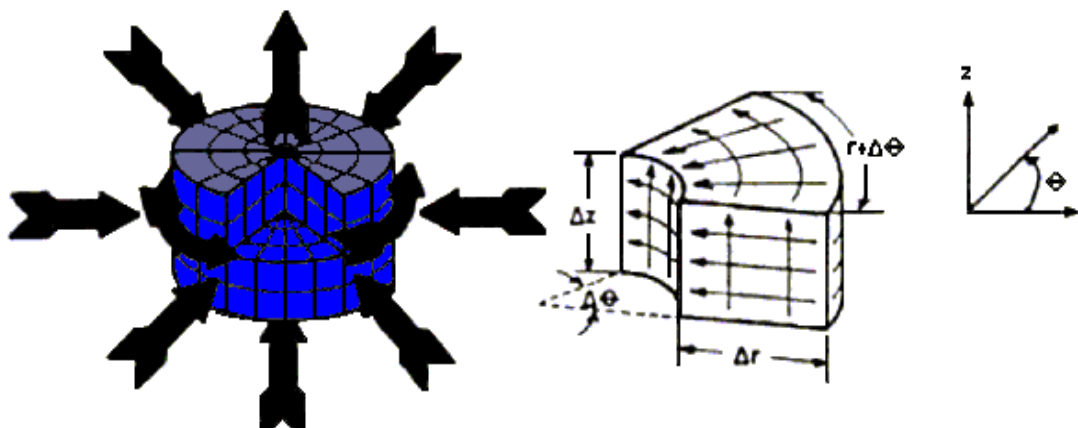


Figura 1.10 Modelo Cilíndrico 3D



Coordenadas esféricas.

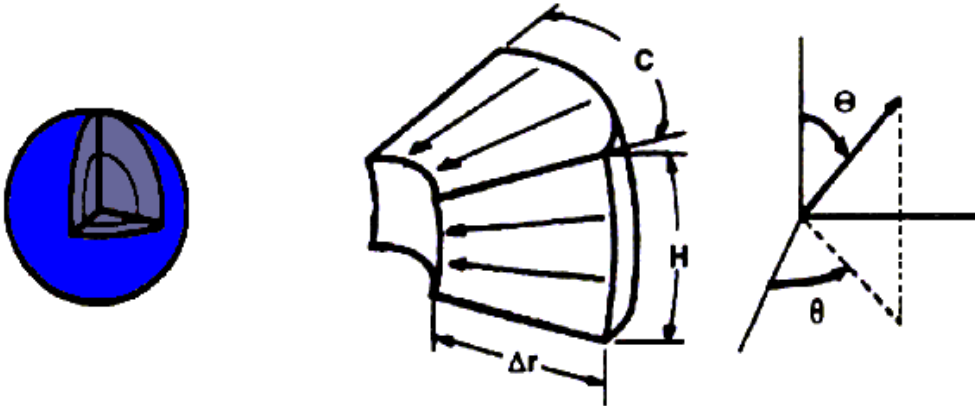


Figura 1.11 Modelo Esférico 1D

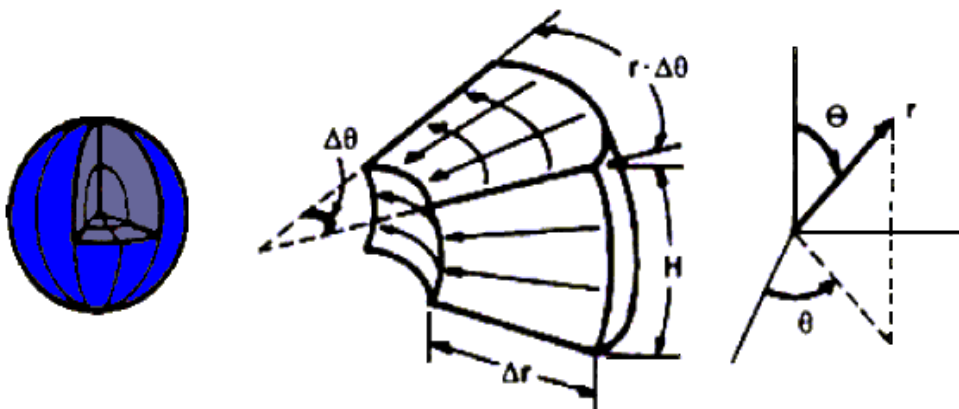


Figura 1.12 Modelo Esférico 2D

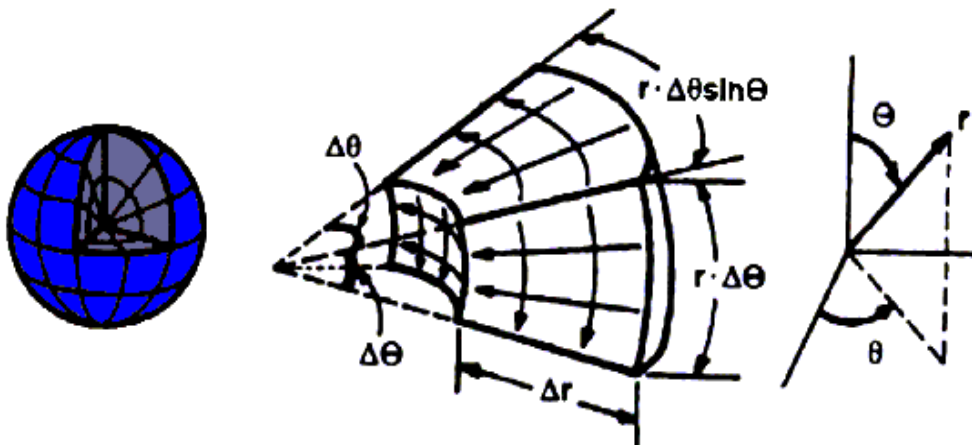


Figura 1.13 Modelo Esférico 3D

#### 1.3.5.4 POR EL TIPO DE FASES MÓVILES

**Monofásico:**

Aceite, Gas

**Bifásico:**

Aceite + Agua, Aceite + Gas, Gas + Agua

**Trifásico:**

Aceite + Gas + Agua

**Composicionales**

#### 1.3.6 MODELO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

##### 1.3.6.1 CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO

El primer paso para la construcción de un modelo de simulación de yacimientos es dividir al yacimiento en celdas (discretizarlo). Las celdas deben abarcar todo el yacimiento, cada celda es identificada por las coordenadas cartesianas x, y, z de los vértices, o establecer el tamaño de las celdas en cada una de las direcciones. Después se tienen que establecer las condiciones de flujo alrededor del perímetro del yacimiento, las fronteras del yacimiento pueden ser consideradas impermeables, pero en dado caso de que se considere una entrada o salida de flujo a determinada presión o gasto ésta debe ser especificada.

La construcción del modelo de simulación, es evaluar la información disponible y después integrarla a un simulador de yacimientos. Primeramente se tiene que definir el tipo de simulación que se va a realizar; segundo es integrar la caracterización estática del yacimiento mediante una malla de simulación y la distribución de propiedades en todo el yacimiento como lo son la porosidad, permeabilidad, espesor neto, etc; el comportamiento de los fluidos, ya sea a

través de una ecuación de estado o tablas de propiedades de los fluidos; las funciones de saturación que describen la interacción roca – fluidos, la compresibilidad de la roca; la presión inicial del yacimiento, la definición de los contactos iniciales de fluidos, y con ello la distribución de fluidos iniciales; finalmente se requiere integrar la información histórica del comportamiento del yacimiento, esto es: la historia de presión – producción – inyección del yacimientos, así como los eventos de los pozos perforados en el yacimiento, Figura 1.4. En esta primera etapa se cuantificaran los volúmenes originales de hidrocarburos, de acuerdo a la información integrada.



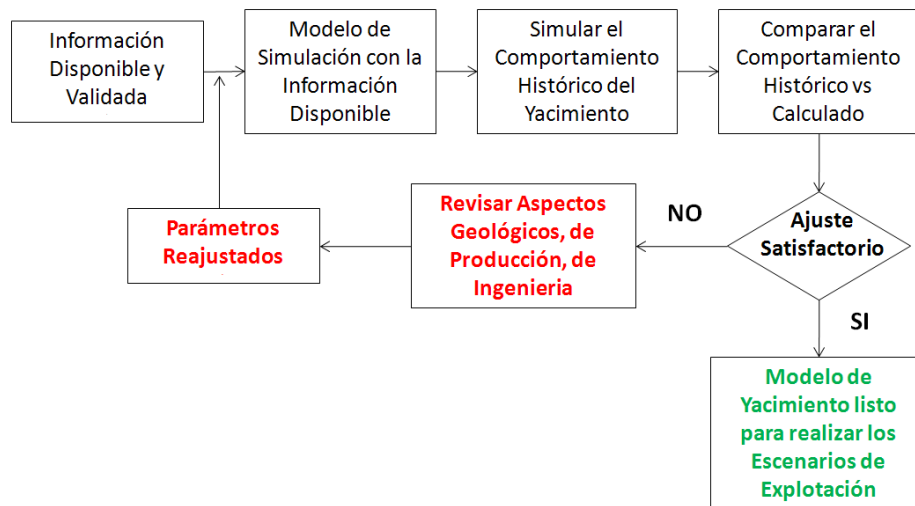
**Figura 1.4 Pasos para la Construcción de un Modelo de Simulación**

### 1.3.6.2 AJUSTE DE HISTORIA Y PREDICCIONES

Ya construido el modelo del yacimiento y después de ajustar los volúmenes originales de hidrocarburos, es necesario comprobar si en verdad este representara el comportamiento del yacimiento. Para validar el modelo dinámico, se corre el simulador con la historia de presión -producción - inyección y se calculan las presiones y los movimientos de fluidos para compararlos. Este proceso se llama Ajuste de Historia del Modelo de Simulación. Cuando el

modelo no ajusta el comportamiento del yacimiento, se modifican las propiedades con la mayor incertidumbre, esto se realiza hasta que se llega a un resultado confiable y que represente el movimiento de los fluidos en el yacimiento, Figura 1.15.

Cuando el modelo ha sido ajustado adecuadamente, este representa la herramienta más poderosa con que cuenta un ingeniero para predecir el comportamiento futuro de un yacimiento. El observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones óptimas para el yacimiento.



**Figura 1.15 Proceso de Ajuste de Historia de un Modelo de Simulación**

El propósito de la simulación de yacimientos es predecir la recuperación de hidrocarburos bajo diferentes esquemas de operación del campo. Si existen datos confiables, se podrán hacer predicciones más precisas. En caso de que los datos estén incompletos será necesario integrar información de campos vecinos, o de la literatura técnica, lo cual tendrá como consecuencia resultados con gran incertidumbre, ésta se tendrá que mitigar conforme se vaya obteniendo la información faltante o se adquiera información nueva.

### **1.3.6.3 VALIDACIÓN DE LA SOLUCIÓN**

Ya que las corridas de simulación han sido hechas, se tiene que determinar que tan buena ha sido la simulación. Un error pequeño en las ecuaciones de balance de materia indica que el volumen total de fluidos es correcto, pero no garantiza que la distribución de los fluidos sea válida. Las variables de las cuales depende la distribución del fluido y la saturación son los incrementos de tiempo  $\Delta t$ , dimensiones de la celda ( $\Delta x, \Delta y$ ), propiedades de flujo como permeabilidades, transmisibilidades, mecanismos de empuje. Para revisar el tamaño de los incrementos de tiempo, lo que normalmente se hace es volver a correr el simulador, pero ahora reduciendo los incrementos de tiempo y se comparan los resultados, los incrementos de tiempo se reducen hasta que los resultados de la simulación no arrojen cambios tan significativos, hasta este momento se puede determinar que la mejor solución ha sido obtenida para ese tamaño de celdas en particular.

## **1.4 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS**

### **1.4.1 IMPORTANCIA DE LA INFORMACIÓN Y ANÁLISIS**

Una vez que el volumen original y la reserva recuperable han sido estimados, el siguiente paso es la predicción de la producción del campo o yacimiento. Este escenario de producción refleja la productividad de cada pozo, la intensidad del desarrollo del campo y los mecanismos de empuje existentes en el yacimiento. Existen varios procedimientos para estimar los escenarios de producción. Todos consideran elementos claves del yacimiento. Los métodos utilizados son: balance de materia, análisis de curvas de declinación y simulación de yacimientos.

Después de estimar los perfiles de producción es necesario determinar el tipo y capacidad de las instalaciones para transportar y procesar los hidrocarburos. Para esto se debe tomar en cuenta la localización del campo, el volumen, tipo y propiedades de los fluidos que se van a manejar, ya que de ello depende el tipo y tamaño de las instalaciones que se construirán, además de un análisis económico que optimice la inversión que se va a realizar.

Para el diseño de las instalaciones se debe utilizar software especializado para simular todas las opciones disponibles y poder seleccionar la más óptima.

### **1.4.2 ADQUISICIÓN DE DATOS**

El inicio de la etapa primaria de producción se caracteriza por la falta de conocimiento de la distribución de las propiedades del yacimiento. Conforme avanza el desarrollo, se recopila información diversa, como: registros de pozos (resistividad, neutrón, rayos gama, litodensidad, etc) y datos de producción, esta se combina para construir un modelo de la distribución de las propiedades del yacimiento, tales como porosidad, permeabilidad, etc.

La clave para tomar decisiones óptimas para el desarrollo del yacimiento es la correcta incorporación, validación e interpretación de los datos obtenidos durante el ciclo de vida de un yacimiento.

Para incorporar la información al modelo de simulación numérica es necesario establecer un plan a largo plazo el cual nos indica la metodología que se debe seguir para la adquisición de datos.

La información sísmica y de pozos es el principal recurso para actualizar el conocimiento y el modelo de un yacimiento, la selección y calidad de los datos

es clave para la comprensión de la distribución de las propiedades del yacimiento y los resultados de estudios posteriores.

Los datos son cruciales en las fases de exploración y valoración, para reducir la incertidumbre a un nivel aceptable.

Para conducir debidamente la explotación de los yacimientos es necesario conocer las propiedades de la roca y de los fluidos, así como la interacción entre roca y fluido, de la roca interesa determinar la porosidad, permeabilidad, los espesores neto y efectivo (intercalaciones arcillosas), volúmenes porosos que son ocupados por los distintos fluidos que hay en el yacimiento como son agua, aceite y gas. De los fluidos es necesario conocer su composición, densidad, viscosidad, compresibilidad, así como la variación que estas propiedades experimentan con los cambios de presión y temperatura. De la interacción roca y fluido es importante conocer la presión capilar, las permeabilidades relativas del agua aceite y gas, fase mojante.

Una vez realizada esta tarea se pueden definir las condiciones de terminación de los pozos de acuerdo a las características de los yacimientos.

La información preliminar desempeña un papel importante en la estimación de las reservas; a su vez, el conocimiento del potencial del yacimiento facilita el correcto diseño de las instalaciones para el manejo de los fluidos y para el aprovechamiento de los hidrocarburos que se van a producir. Con los primeros cálculos de las reservas se fijan el número de pozos, espaciamiento entre ellos y los ritmos de producción que más convengan para aprovechar correctamente todas las inversiones.

El escaso conocimiento de las propiedades de la roca y de los fluidos o de la interacción entre ambos, puede conducir a malas decisiones sobre el diámetro

de la tubería de producción o los separadores, y con ello desaprovechar la energía natural y por lo tanto afectar negativamente el factor de recuperación.

Los datos de pozos son indispensables al tomar las decisiones para el desarrollo del campo, pero también son costosos y su adquisición debe ser planeada cuidadosamente, para que tenga la calidad necesaria y sea utilizada en la elaboración y actualización de los modelos geológicos y de simulación.

La información recopilada no tiene otro fin que proporcionar un conocimiento más acertado del yacimiento, este conocimiento se da a través de estudios de caracterización los cuales según el grado de complejidad se pueden dividir en tres etapas:

- Estudio de caracterización inicial.

Estos estudios permiten identificar, evaluar, jerarquizar y documentar las oportunidades preliminares para el desarrollo del yacimiento. Se apoya de toda la información disponible hasta el momento.

- Caracterización estática del yacimiento.

Tomando como punto de partida el estudio de caracterización inicial, así como la base de datos actualizada con información recientemente adquirida, se procede a efectuar el estudio de caracterización estática del yacimiento. El cual esta constituido fundamentalmente por: Modelo petrofísico, Modelo estratigráfico – sedimentológico y estructural (geológico).

- Caracterización dinámica del yacimiento.

Se define como la identificación y evaluación de los elementos que afectan su explotación a través de la medición de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo, etc. Las mediciones de estas variables se realizan bajo condiciones de explotación del yacimiento, de aquí su carácter dinámico.



Para evaluar dinámicamente un yacimiento es necesario considerar las mediciones como un experimento llevado a cabo bajo condiciones de explotación, de tal forma, que es posible mediante el monitoreo de parámetros, la determinación del estado del sistema en el momento de la medición.

Las mediciones utilizadas para la caracterizar dinámicamente el sistema son: datos de producción (agua, aceite y gas), pruebas de presión, pruebas de formación, registros de producción, pruebas de trazadores y composición de los fluidos.

De este tipo de caracterización se obtiene el volumen y distribución de fluidos (aceite, gas y agua) dentro del yacimiento, así como la distribución de presión dentro del mismo a lo largo del tiempo, lo cual se utiliza para determinar la factibilidad económica de un proyecto petrolero, la cual se obtiene por el comportamiento de presión-producción, bajo las condiciones de operación actuales y futuras, de aquí la importancia que reviste el disponer de un modelo de yacimiento que reproduzca lo más aproximadamente posible el comportamiento pasado del yacimiento para asegurar la confiabilidad de los pronósticos de producción y presión.

### **1.4.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN**

#### **1.4.3.1 VOLUMEN Y FASES DE YACIMIENTO**

##### **YACIMIENTO**

El yacimiento consta de una gran cantidad de unidades geológicas de flujo interconectadas. Una apropiada descripción del yacimiento debe considerar las heterogeneidades, discontinuidades y anisotropías que se tengan.

Es esencial conocer la historia geológica de la manera de como se formaron los hidrocarburos en el yacimiento, como son, los procesos de depositación, la migración de fluidos y su acumulación.

Para hacer una descripción más precisa del yacimiento es necesario usar técnicas modernas de modelado sísmico en 3D, correr registros (resistividad, neutrón, rayos gama, litodensidad, etc) y/o hacer pruebas al pozo (nucleos).

**POROSIDAD**

La porosidad de una roca es la medida de la capacidad de almacenamiento (volumen poroso) capaz de mantener fluidos. Cuantitativamente, la porosidad es la relación del volumen de poro,  $V_p$ , entre volumen de roca,  $V_b$

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots (1.2)$$

Como se mencionó con anterioridad, ésta es un indicador directo de la cantidad de volumen de fluido que se encuentra en el yacimiento. La porosidad del yacimiento puede ser medida con diferentes pruebas de laboratorio en las cuales se analizan núcleos del yacimiento, así como también por medio de registros (neutrón, acústicos, densidad).

**ESPESOR DEL YACIMIENTO**

El espesor del yacimiento describe la magnitud en la cual se encuentra el medio poroso entre dos capas, estas capas son consideradas impermeables usualmente. Algunas veces dentro del espesor del yacimiento se considera el acuífero. En formaciones con muchas capas o formaciones laminadas se usan los términos espesor “bruto” y espesor “neto”, los cuales nos ayudan a distinguir las zonas del yacimiento en las cuales se encuentra acumulado el hidrocarburo.

## **SATURACIÓN DE FLUIDOS**

El volumen poroso de una roca siempre debe estar ocupado por algún fluido (líquido y/o gas), se cree que inicialmente ese volumen es ocupado por agua en su totalidad antes de ser desplazada por los hidrocarburos, en este proceso existe una cantidad de agua que no puede ser desplazada totalmente, la cual se conoce como saturación de agua irreductible o connata, además durante el proceso de explotación siempre habrá una cantidad de hidrocarburos que quede atrapada dentro del volumen poroso, a esta saturación se le conoce como saturación de hidrocarburos residual.

Los yacimientos de hidrocarburos normalmente tienen una mezcla de componentes, los cuales pueden estar como líquido o gas o como una mezcla de ambos, el comportamiento de los mismos dependerá de su composición, presión y temperatura a la que se encuentren

La saturación de hidrocarburos es la tercera variable crítica para determinar el desarrollo de los pozos. La combinación de la porosidad, el espesor neto del yacimiento y la saturación de fluidos es esencial para determinar si el yacimiento es atractivo para su explotación, así como hacer una estimación de la cantidad de hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento.

La forma clásica de determinación de la saturación de agua es mediante la toma de registros de resistividad.

## **EXTENSIÓN AREAL**

La extensión areal es esencial para determinar el volumen original de aceite (o gas) en el yacimiento. El volumen de hidrocarburos,  $V_{HC}$ , medido a condiciones de yacimiento es:

$$V_{HC} = Ah\phi(1 - S_w) \dots\dots\dots (1.3)$$

donde:

$A$  es la extensión areal promedio

$h$  es el espesor promedio del yacimiento

$\phi$  es la porosidad

$S_w$  es la saturación de agua

Dividiendo la ecuación 1.3 por el  $B_o$  proporciona el volumen de aceite o gas a condiciones estándar.

$$N = \frac{Ah\phi(1-S_w)}{B_o} \dots\dots\dots (1.4)$$

donde:

$N$  es el volumen de aceite a condiciones estándar.

Analógicamente para el gas,

$$G = \frac{Ah\phi(1-S_w)}{B_g} \dots\dots\dots (1.5)$$

donde:

$G$  es el volumen de gas a condiciones estándar.

**PERMEABILIDAD**

Es una medida de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación, la unidad de permeabilidad es el “Darcy” que es muy grande, por lo tanto, es de mayor uso el milidarcy (md). El símbolo de la permeabilidad es  $K$ .

**LA ZONA CERCANA AL POZO, SANDFACE, TERMINACIÓN DEL POZO**

La zona que rodea al pozo es importante, debido a las operaciones que ahí se realizan como son: la perforación, cementación, terminación y éstas afectan las

condiciones originales del yacimiento, adicionalmente que en la vecindad del pozo se tienen más del 50% de las caídas de presión dentro del yacimiento. Para mejorar la permeabilidad de la zona cercana al pozo, es necesario estimular a la matriz.

### **EL POZO**

Cuando el fluido sale del medio poroso, entra al pozo; para que el fluido que se encuentra en el fondo del pozo llegue a la superficie, es necesario vencer una contrapresión ocasionada por las caídas de presión a través del pozo (fricción, columna hidrostática).

Se necesita un gradiente de presión el cual consiste en una diferencia entre la energía disponible en el fondo del pozo y la cabeza del mismo.

Si la presión de fondo fluyendo es suficiente para hacer llegar el fluido hasta la superficie, entonces el pozo fluye naturalmente, si no es así, es necesario usar métodos artificiales de producción.

### **INSTALACIONES SUPERFICIALES**

Después de que el fluido llega a la superficie, es necesario llevarlo al cabezal de recolección donde se conectarán diferentes pozos.

Los fluidos producidos normalmente vienen en mezclados con diferentes compuestos (aceite, agua, gas, sólidos, etc) los cuales deben ser procesados lo más pronto posible después de sacarlos a la superficie, para dicho proceso se utilizan los separadores, los cuales pueden ser, horizontales, verticales o esféricos, la selección del separador, dependerá de las características del fluido producido, espacio disponible en superficie.

Después de la separación, el hidrocarburo debe ser transportado por ductos hasta los puntos de venta, utilizando bombas para este proceso, las cuales proveen la energía mecánica requerida para la transportación de los líquidos.

Otro de los equipos utilizados en la industria petrolera, son los compresores de gas, los cuales son usados para suministrar la presión necesaria para transportar al gas al punto de venta o para ser reutilizado.

Debido a que en todo este proceso se manejan altas presiones y material inflamable es necesario proteger al personal, al ambiente y a las instalaciones de producción por medio de sistemas de control de seguridad, estos sistemas ayudan a prevenir accidentes y en caso de que ocurra alguno ayudaran a reducir los efectos adversos, entre los sistemas de control de seguridad se encuentran, válvulas, quemadores, sistemas contra incendios, sistemas de detección de gases, equipos de protección personal, etc.

**CAPÍTULO 2**  
**COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS**

**2.1 COMPORTAMIENTO PARA YACIMIENTOS BAJO SATURADOS**

**2.1.1 PRODUCCIÓN DE POZOS VERTICALES**

Para el análisis del sistema de producción es de vital importancia conocer el comportamiento de la producción de los pozos.

Para comprender el proceso de flujo en el yacimiento y dentro del pozo, se utilizará la ley de Darcy (1856) en coordenadas radiales:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde:

*A* es el área radial a la distancia *r* donde  $A = 2\pi rh$ .

Esta expresión asume el flujo de fluido en una sola fase para yacimientos bajosaturados con un fluido incompresible, flujo laminar, medio homogéneo y proceso isotérmico.

**2.1.1.1 FLUJO TRANSITORIO DE UN ACEITE BAJOSATURADO**

Para un yacimiento radial, la ecuación de difusividad indica el rango de presiones en el cual este yacimiento se comporta como infinito, con una compresibilidad pequeña y viscosidad constante. Esta ecuación (Carslaw and Jaeger, 1959) se representa como:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (2.2)$$

su solución general es:

$$p_{r,t} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi k h} E_i(x) \dots\dots\dots (2.3)$$

Donde:

$E_i(x)$  es la integral exponencial y  $x$  esta dada por:

$$x = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4kt} \dots\dots\dots (2.4)$$

La Ecuación 2.3 puede ser aproximada para el pozo por: ( $p_{r_w,t} \equiv p_{wf}$ )

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi k h} \ln \frac{4kt}{\gamma \phi \mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots (2.5)$$

en unidades de campo y convirtiendo el logaritmo natural a logaritmo base 10, la ecuación anterior queda:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 q B \mu}{k h} \left( \log t + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 \right) \dots\dots\dots (2.6)$$

Esta expresión describe la declinación de la presión en el fondo del pozo,  $p_{wf}$ , mientras el pozo esta fluyendo a gasto constante  $q$ .



La duración del período de flujo transitorio puede ser estimada con la siguiente ecuación:

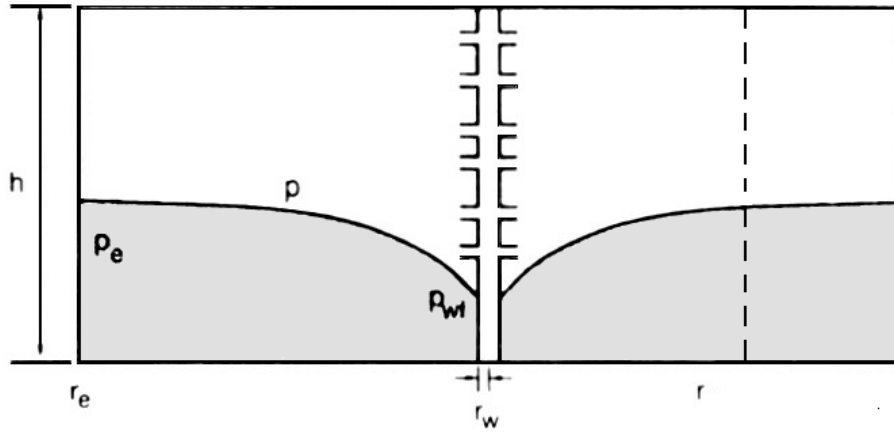
$$t_p = \frac{\phi \mu C_i r_e^2}{0.002637 k_o} \dots\dots\dots (2.7)$$

Donde:

$t_p$  es la duración del período transitorio

**2.1.1.2 FLUJO ESTACIONARIO**

Las condiciones de flujo estacionario se presenta en el yacimiento cuando en la frontera del mismo hay una entrada de agua que permite mantener la presión en dicha frontera,  $p_e$ , constante, éste estado se puede representar con la ecuación:



**Figura 2.1. Flujo Estacionario para un Pozo**

$$q = \frac{2\pi k r h}{\mu} \frac{dp}{dr} \dots\dots\dots (2.8)$$

suponiendo que el gasto es constante, separando variables e integrando

$$\int_{p_{wf}}^p dp = \frac{q\mu}{2\pi k h} \int_{r_w}^r \frac{dr}{r} \dots\dots\dots (2.9)$$

finalmente queda:

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots (2.10)$$

Esta ecuación indica, que la presión disminuye el doble o incluso el triple mientras la distancia radial incrementa su magnitud. La zona cercana al pozo es muy importante en la producción de pozos ya que en esta zona es donde se presentan la mayoría de las caídas de presión.

Van Everdingen y Hurst (1949) detallaron la zona cercana al pozo e introdujeron el concepto de efecto de daño, este efecto da como resultado una caída de presión adicional y está dado por:

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi k h} s \dots\dots\dots (2.11)$$

añadiendo esta caída de presión al yacimiento queda:

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi k h} \left( \ln \frac{r}{r_w} + s \right) \dots\dots\dots (2.12)$$

Si el yacimiento presenta una frontera a presión constante en  $r_e$ , el pozo opera obajo condiciones de estado estacionario y si la presión es  $p_e$ , la ecuación de flujo radial queda:

$$p_e - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi k h} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \dots\dots\dots (2.13)$$

En unidades de campo la ecuación queda:

$$p_e - p_{wf} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \dots\dots\dots (2.14)$$

ésta ecuación puede servir para todo tipo de flujos haciendo las consideraciones siguientes.

Para el radio efectivo del pozo  $r_w'$  se puede derivar de la Ecuación 2.14.

$$p_e - p_{wf} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + \ln e^s \right) \dots\dots\dots (2.15)$$

quedando:

$$p_e - p_{wf} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w e^s} \right) \dots\dots\dots (2.16)$$

donde:

$$r_w' = r_w e^{-s} \dots\dots\dots (2.17)$$

adicionalmente,  $J$  está definido como:

$$J = \frac{q}{p_e - p_{wf}} = \frac{kh}{141.2B\mu [\ln(r_e/r_w) + s]} \dots\dots\dots (2.18)$$

Para mejorar el índice de productividad lo que se puede hacer es disminuir el efecto de daño, esto se logra con una estimulación o induciendo una fractura hidráulica al yacimiento.

La duración del periodo estacionario puede ser calculada de la siguiente ecuación (Ertle):

$$t_{ip} = \frac{\phi \mu C_i r_e^2}{0.001055 k} \dots\dots\dots (2.19)$$

Donde:

$t_{ip}$  es la duración del periodo estacionario

**2.1.1.3 FLUJO PSEUDO ESTACIONARIO**

En la mayoría de los yacimientos se sienten los efectos de frontera, normalmente estos son proporcionados por un acuífero, provocando que la presión se mantenga constante. También se puede inducir presión constante por medio de un pozo inyector.

En el flujo pseudo estacionario la presión en la frontera no es constante por mucho tiempo, por lo tanto declina a un ritmo constante con el tiempo  $(\partial p_e / \partial t) = cte$ .

De la ecuación de difusividad en coordenadas radiales, la presión  $p$  en cualquier punto  $r$  en un yacimiento de radio  $r_e$  esta dada por (Dake, 1978):

$$p = p_{wf} + \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) \dots\dots\dots (2.20)$$

para  $r = r_e$

$$p = p_{wf} + \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \dots\dots\dots (2.21)$$

La ecuación no sirve para flujo pseudo estacionario, debido a que no se conoce  $p_e$  a cualquier tiempo. Una expresión que puede servir más para flujo pseudo estacionario usa una presión promedio del yacimiento,

$$\bar{p} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} p dV}{\pi(r_e^2 - r_w^2)h\phi} \approx \frac{\int_{r_w}^{r_e} p dV}{\pi r_e^2 h\phi} \dots\dots\dots (2.22)$$

donde:

$$dV = 2\pi r h \phi dr$$

la ecuación queda:

$$\bar{p} = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} p r dr \dots\dots\dots (2.23)$$

La expresión para conocer la presión a cualquier punto  $r$  puede ser sustituida de la Ecuación 2.20.

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{2}{r_e^2} \frac{141.2qB\mu}{kh} \int_{r_w}^{r_e} \left( \ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) dr \dots\dots\dots (2.24)$$

integrando

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \dots\dots\dots (2.25)$$

introduciendo el término de efecto de daño e incorporando 3/4 dentro del logaritmo

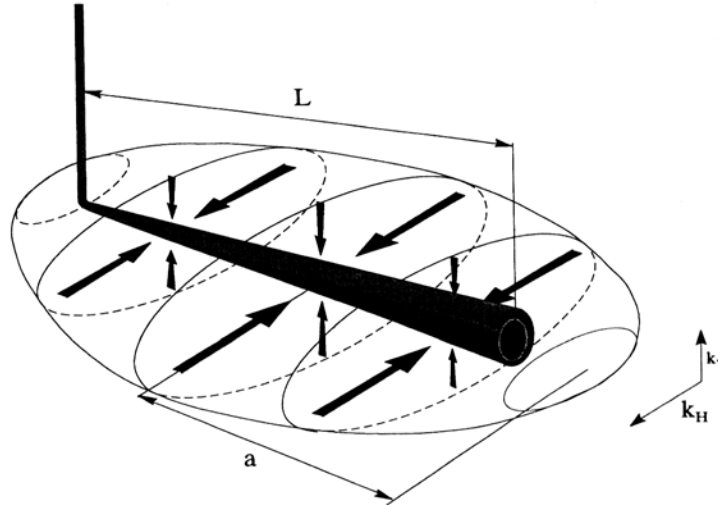
$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s \right) \dots\dots\dots (2.26)$$

Esta ecuación es de gran utilidad ya que proporciona una relación entre la presión promedio del yacimiento,  $\bar{p}$ , y el gasto  $q$ . La presión promedio es una variable que puede ser determinada, ya que depende del área de drene y de las propiedades del fluido y de la roca.

**2.1.2 PRODUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES**

Los pozos horizontales son de gran utilidad, sobre todo para producir en formaciones con espesores pequeños ( $h < 50ft$ ) y con buena permeabilidad vertical,  $k_v$ .

Un pozo horizontal de longitud  $L$  que penetra en un yacimiento de permeabilidad horizontal  $k_H$  y permeabilidad vertical  $k_v$  genera un patrón de flujo diferente a los pozos verticales. La Figura 2.2 muestra este régimen de flujo, junto con las variables que afectan el desempeño del pozo, la forma de drene es elipsoidal. La mitad de la longitud del drene elipsoidal, relacionado a la longitud de la tubería es representado por  $a$ .



**Figura 2.2. Régimen de Flujo Formado Alrededor de un Pozo Horizontal**

En la producción de pozos horizontales son de gran importancia las anisotropías de la permeabilidad tanto vertical como horizontal presentes en el yacimiento. Entre más grande sea la permeabilidad vertical, mayor será el índice de productividad en los pozos horizontales y viceversa, siendo en el último caso inatractivo.

Otro aspecto que es muy importante es la anisotropía de la permeabilidad horizontal. Un pozo que se perfora verticalmente que tenga gran permeabilidad horizontal será mejor productor que uno perforado en cualquier dirección o perforado verticalmente si tiene baja permeabilidad horizontal.

Joshi (1988) presentó una relación para pozos horizontales que fue modificada por Economides et al. (1990). Esta relación mezcla flujo estacionario en el plano horizontal y flujo pseudo estacionario en el plano vertical, la ecuación es la siguiente:

$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B \mu \left( \ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \left( \frac{I_{ani} h}{L} \right) \ln \left[ \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \right)} \dots \dots \dots (2.27)$$

donde:

$I_{ani}$  es una medida de la anisotropía vertical – horizontal y esta dada por:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \dots\dots\dots (2.28)$$

$a$  es la mitad del eje de drene elipsoidal formado por la longitud  $L$  del pozo horizontal

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[ 0.25 + \left( \frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \dots\dots\dots (2.29)$$

para

$$\frac{L}{2} < 0.9r_{eH}$$

La relación del índice de productividad entre un pozo vertical y otro horizontal de un yacimiento en particular puede ser grande (asumiendo que el pozo es perforado en la dirección apropiada y es estimulado de manera efectiva). Esta relación del índice de productividad puede dar como resultado un incremento en la producción, un decremento en la presión (drawdown) o ambos.

**2.1.2.1 IMPACTO DEL EFECTO DE DAÑO EN EL RENDIMIENTO DE LOS POZOS HORIZONTALES**

El efecto de daño en los pozos horizontales se añade al denominador de la Ecuación 2.27 de la siguiente manera:



$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B \mu \left( \ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \left( \frac{I_{ani} h}{L} \right) \left( \ln \left[ \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] + s'_{eq} \right) \right)} \dots\dots\dots (2.30)$$

para:

$$\ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} \text{ de } 1.5-3.0$$

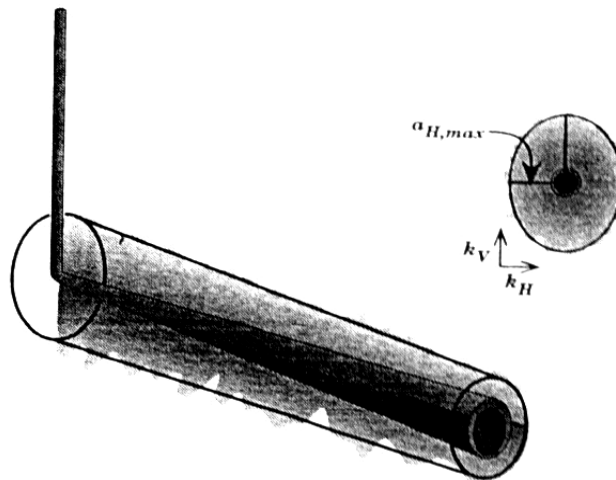
$$\ln \left[ \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \text{ de } 2.5-4.5$$

El efecto de daño  $s'_{eq}$  es una característica de la forma del daño para pozos horizontales, toma en cuenta la anisotropía de la permeabilidad y la probabilidad de penetración de daño cerca de la sección vertical.

$$s'_{eq} = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{1}{(I_{ani} + 1)} \sqrt{ \frac{4}{3} \left( \frac{a_{H,max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{H,max}}{r_w} + 1 \right) } \right) \dots\dots\dots (2.31)$$

donde:

$a_{H,i \max}$  es la parte más larga del eje horizontal (cerca de la sección vertical) del cono de daño. Esta ecuación asume que no hay daño al final del pozo.



**Figura 2.3 Distribución del Daño a lo Largo de un Pozo Horizontal**

## 2.2 COMPORTAMIENTO PARA YACIMIENTOS SATURADOS

### 2.2.1 PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE DOS FASES

Frecuentemente el aceite se producirá junto con gas libre del yacimiento debido a que la presión del yacimiento está por abajo del punto de burbujeo (yacimiento saturado) o porque la presión de fondo fluyendo está también por debajo de ese punto, lo que provoca una excelente fuerza de movimiento (diving force). Para la última recuperación, la expansión de gas libre es un mecanismo mucho más eficiente que el de la expansión de aceite.

### 2.2.2 PROPIEDADES GENERALES DEL ACEITE SATURADO

La presión en el punto de burbujeo es la variable más importante para caracterizar un aceite saturado. El aceite se comportará como líquido cuando su presión se encuentra por encima del punto de burbujeo, si su presión está por debajo de este punto inicia la liberación del gas disuelto en el aceite, llegando a formar una fase continua. Otras de las propiedades que se tienen que considerar

para caracterizar los fluidos son su densidad, viscosidad, la relación de solubilidad gas aceite ( $R_s$ ), el factor de volumen del gas ( $B_g$ ), la relación gas aceite producida (RGA), presencia de agua, para diferentes condiciones de presión y temperatura.

### **2.2.3 FLUJO DE DOS FASES EN EL YACIMIENTO**

Si en el medio poroso se encuentran fluyendo al mismo tiempo dos o tres fluidos (flujo multifásico), la permeabilidad de cada uno de los fluidos se ve afectada, por lo que es necesario dividirla en permeabilidades efectivas para cada fluido, aceite  $k_o$ , gas  $k_g$  y agua  $k_w$ . En el caso de que una fase no fluya, como es el caso del agua irreductible, causara una reducción en las permeabilidades efectivas de los otros fluidos contenidos en el medio poroso.

La permeabilidad relativa está en función de la permeabilidad efectiva y se calcula por la siguiente expresión:

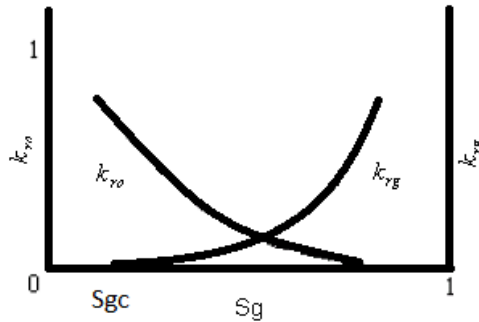
$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}, \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}, \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} \dots\dots\dots (2.32)$$

Donde:

$k_{ro}, k_{rg}, k_{rw}$  son las permeabilidades relativas para el aceite, gas y agua respectivamente  
 $k$  representa a la permeabilidad absoluta.

Las permeabilidades relativas están en función de la saturación del fluido y de la interacción de los fluidos con la roca del yacimiento.

En la siguiente figura se muestra un diagrama donde se muestran las permeabilidades relativas del aceite y gas para un caso en particular.



**Figura 2.4. Permeabilidades Relativas del Aceite y Gas**

La ecuación usada para una fase (subcapítulo anterior), debe ser ajustada para la permeabilidad relativa del aceite en presencia de gas. La Ecuación 2.15 para flujo estacionario, desarrollada para flujo de aceite es:

$$q_o = \frac{k_o h (p_e - p_{wf})_o}{141.2 B_o \mu_o [\ln(r_e/r_w) + s]} \dots\dots\dots (2.33)$$

donde:

$$k_o = k_{ro} k$$

La ecuación generalizada para el flujo de aceite, tomando en cuenta los efectos de la permeabilidad relativa para flujo estacionario es:

$$q_o = \frac{k h (p_e - p_{wf})_o}{141.2 B_o \mu_o [\ln(r_e/r_w) + s]} \int_{p_{wf}}^{p_e} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \dots\dots\dots (2.34)$$

Para flujo pseudo estacionario se debe cambiar  $\ln(r_e/r_w)$  por  $\ln(0.472r_e/r_w)$ ,  $p_e$  por  $\bar{p}$  y se debe añadir al denominador el término de efecto de turbulencia  $D_q$  para pozos con alto gasto de producción

$$q_o = \frac{k h (\bar{p} - p_{wf})_o}{141.2 B_o \mu_o [\ln(0.472r_e/r_w) + s + D_q]} \int_{p_{wf}}^{p_e} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \dots\dots\dots (2.35)$$

**2.2.4 RENDIMIENTO DEL FLUJO DE ACEITE PARA YACIMIENTOS DE DOS FASES**

En 1986 Vogel introdujo una relación empírica para  $q_o$  basada ajustes de historia de producción. Esta relación normalizada para el potencial de flujo,  $q_{o,max}$  es:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \dots\dots\dots (2.36)$$

para flujo pseudo estacionario:

$$q_{o,max} = \left( \frac{1}{1.8} \right) \frac{k_o h \bar{p}}{141.2 B_o \mu_o [\ln(0.472 r_e / r_w) + s]} \dots\dots\dots (2.37)$$

por lo tanto:

$$q_o = \frac{k_o h \bar{p} [1 - 0.2(p_{wf} / \bar{p}) - 0.8(p_{wf} / \bar{p})^2]}{254.2 B_o \mu_o [\ln(0.472 r_e / r_w) + s]} \dots\dots\dots (2.38)$$

La ventaja de la correlación de Vogel es que permite el uso de las propiedades para puro aceite en un sistema de dos fases. La viscosidad y el factor de volumen del aceite deben ser calculados a  $\bar{p}$ .

**2.2.4.1 ECUACIÓN GENERALIZADA DE VOGEL PARA EL RENDIMIENTO DE FLUJO**

Si la presión del yacimiento está por encima del punto de burbujeo y la presión de fondo fluyendo es igual o se encuentra por debajo de la presión de burbujeo, se puede escribir una ecuación generalizada para el rendimiento de flujo, esta ecuación sirve para flujo transitorio, estacionario y pseudo estacionario.

Primero, para el gasto  $q_b$  (gasto donde  $p_{wf} = p_b$ ) puede escribirse como:

$$q_b = \frac{kh(p_i - p_b)}{141.2 B\mu(p_D + s)} \dots\dots\dots (2.39)$$

Donde:

$p_D$  es la presión adimensional de burbujeo para flujo transitorio

El índice de productividad para la presión arriba del punto de burbujeo se expresa:

$$J = \frac{q_b}{p_i - p_{wf}} \dots\dots\dots (2.40)$$

el índice de productividad se relaciona al “flujo de Vogel” de la siguiente manera:

$$q_v = \frac{p_b J}{1.8} \dots\dots\dots (2.41)$$

Finalmente,

$$q_o = q_b + q_v \left[ 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_b} - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (2.42)$$

**2.2.4.2 APROXIMACIÓN DE FETKOVICH**

La correlación de Vogel normalizando  $q_o$  por medio de  $q_{o,max}$ , no es muy usual para datos de campo. Fetkovich (1973) sugirió una normalización usando  $q_{o,max} = C\bar{p}^{2n}$  y en una ecuación de flujo de la forma:

$$q_o = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (2.43)$$

esta relación es:

$$\frac{q_o}{q_{o,\max}} = \left[ 1 - \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right]^n \dots\dots\dots (2.44)$$

Esta ecuación requiere determinar dos incógnitas, el potencial de flujo,  $q_{o,\max}$ , y el exponente  $n$ , ambas incógnitas son características de cada pozo.

Las ecuaciones 2.38 y 2.44 son empíricas y por lo tanto deben ser resueltas simultáneamente.

### **2.3 COMPORTAMIENTO PARA YACIMIENTOS DE GAS**

#### **2.3.1 INTRODUCCIÓN**

Los yacimientos de gas natural producen hidrocarburos que se encuentran en fase gaseosa a condiciones de yacimiento. Para predecir el gasto de producción de estos yacimientos, es necesario revisar algunas propiedades fundamentales de los hidrocarburos gaseosos, esto es de gran importancia debido a que las propiedades físicas de los gases y de las mezclas varían significativamente con la presión, temperatura y composición del gas, estas propiedades son: gravedad específica, factor de compresibilidad, viscosidad así como la compresibilidad isotérmica.

#### **2.3.2 APROXIMACIONES PARA LA LIBERACIÓN DE GAS**

La relación de estado estacionario desarrollada a partir de la ley de Darcy para un fluido incompresible (Ecuación 2.13), puede ser ajustada para pozos de gas natural, convirtiendo el gasto de  $Bbl/d$  a  $Mpc/d$  y usando un valor promedio del volumen de gas de formación entre  $p_e$  y  $p_{wf}$

$$\bar{B}_g = \frac{0.0283\bar{Z}T}{(p_e + p_{wf})/2} \dots\dots\dots (2.45)$$

de la Ecuación 2.14

$$p_e - p_{wf} = \frac{141.2(1000/5.615) q (0.0283)\bar{Z}T\bar{\mu}}{[(p_e + p_{wf})/2]kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \dots\dots\dots (2.46)$$

Donde:

$q$  es el gasto de gas Mpcd@cs

reagrupando términos

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = \frac{1424q\bar{\mu}\bar{Z}T}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \dots\dots\dots (2.47)$$

Las propiedades  $\bar{\mu}$  y  $\bar{Z}$  son un promedio entre  $p_e$  y  $p_{wf}$ .

Para flujo pseudo estacionario se tiene:

$$p^2 - p_{wf}^2 = \frac{1424q\mu ZT}{kh} \left( \ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s \right) \dots\dots\dots (2.48)$$

Las ecuaciones anteriores (2.47 y 2.48) asumen flujo Darciano dentro del yacimiento. Para gastos pequeños de gas pueden ser ocupadas estas ecuaciones, que pueden presentarse de la siguiente forma:

$$q = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) \dots\dots\dots (2.49)$$

para gastos grandes de producción donde el flujo no Darciano es evidente en el yacimiento la ecuación es:



$$q = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (2.50)$$

para  $0.5 < n < 1$ .

**2.3.3 LIBERACIÓN DE GAS CON FLUJO NO DARCIANO**

Aronofsky y Jenkins (1954) desarrollaron una ecuación a partir de la solución de la ecuación diferencial para flujo de gas a través del medio poroso usando la ecuación de flujo de Forchheimer, la cual es más exacta para establecer el flujo de gas. Esta ecuación es:

$$q = \frac{kh(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{1424\bar{\mu} \bar{Z} T [\ln(r_d/r_w) + s + Dq]} \dots\dots\dots (2.51)$$

Donde:

$D$  es el coeficiente del flujo no Darciano

$r_d$  es el radio efectivo de drene y es dependiente del tiempo hasta  $r_d = 0.472r_e$ .

De otro modo

$$\frac{r_d}{r_w} = 1.5\sqrt{td} \dots\dots\dots (2.52)$$

donde:

$$td = \frac{0.000264 kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots (2.53)$$

$Dq$  se refiere al efecto de daño por la turbulencia, para gastos altos de producción es considerable el efecto

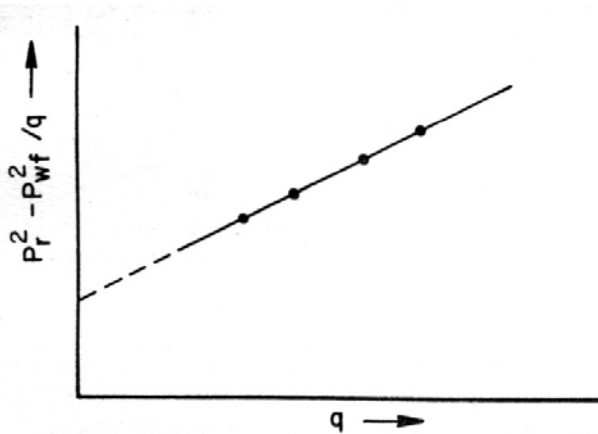
La Ecuación 2.51 puede quedar de la siguiente manera:

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = \frac{1424\bar{\mu}\bar{Z}T}{kh} \left( \ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s \right) q + \frac{1424\bar{\mu}\bar{Z}TD}{kh} q^2 \dots\dots\dots (2.54)$$

el primer término del lado derecho de esta ecuación es para flujo Darciano, el segundo término tomó en cuenta los efectos del flujo no Darciano, considerando estos dos lados constantes, la Ecuación 2.54 queda:

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = aq + bq^2 \dots\dots\dots (2.55)$$

Las constantes  $a$  y  $b$  pueden calcularse en campo mediante una “prueba de cuatro puntos”, donde se grafican  $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)/q$  contra  $q$  en coordenadas cartesianas, la presión de fondo fluyendo,  $p_{wf}$ , es calculada para cuatro diferentes gastos con flujo estabilizado, donde  $a$  es la ordenada al origen y  $b$  es la pendiente de la recta.



**Figura 2.5 Prueba de los Cuatro Puntos**

Cuando no hay mediciones de campo el valor del coeficiente de flujo no Darciano  $D$ , se puede usar la siguiente aproximación empírica:

$$D = \frac{6 \times 10^{-5} \gamma k_s^{-0.1} h}{\mu r_w h_{perf}^2} \dots\dots\dots (2.56)$$

donde:

$\gamma$  es la gravedad del gas

$k_s$  es la permeabilidad en la zona cercana al pozo en md

$h$  y  $h_{perf}$  son el espesor neto y el perforado respectivamente ambos en pies

$\mu$  es la viscosidad del gas en cp, evaluada a la presión de fondo fluyendo.

### 2.3.4 FLUJO TRANSITORIO PARA POZOS DE GAS

El flujo de gas en el yacimiento bajo condiciones de flujo transitorio se puede calcular combinando la ley de Darcy (ecuación de gasto) y la ecuación de continuidad:

Ecuación general:

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = \nabla \left( \rho \frac{k}{\mu} \nabla p \right) \dots\dots\dots (2.57)$$

para coordenadas cartesianas:

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \rho \frac{k}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \dots\dots\dots (2.58)$$

de la ley de gases reales:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{pMW}{ZRT} \dots\dots\dots (2.59)$$

por lo tanto:

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k}{\mu Z} r p \frac{\partial p}{\partial r} \right) \dots\dots\dots (2.60)$$

si consideramos constante la permeabilidad  $k$  la Ecuación 2.60 nos queda:

$$\frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{p}{\mu Z} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \dots\dots\dots (2.61)$$

Desarrollando la parte derecha de la ecuación y considerando  $Z$  y  $\mu$  constantes

$$\frac{1}{\mu Z} \left[ \frac{p}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + p \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left( \frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] = RHS \dots\dots\dots (2.62)$$

Reordenando y recordando que

$$\frac{1}{2} \frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} = p \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left( \frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \dots\dots\dots (2.63)$$

queda

$$\frac{1}{2\mu Z} \left( \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} \right) = RHS \dots\dots\dots (2.64)$$

por lo tanto la Ecuación 2.61 se puede escribir como:

$$\frac{\phi \mu}{k p} \frac{\partial p^2}{\partial t} = \frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} \dots\dots\dots (2.65)$$

para un gas ideal,  $c_g = 1/p$  la ecuación queda:

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \dots\dots\dots (2.66)$$

La ecuación anterior no es muy recomendable para pozos con gastos de producción altos y con presión de flujo muy variable. Una mejor solución para este tipo de pozos puede desarrollarse a partir de la función de pseudo presión para gases reales de Al-Hussainy y Ramey (1966).

La ecuación de pseudo-presión para gases reales,  $m(p)$ , se define como:

$$m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu Z} dp \dots\dots\dots (2.67)$$

donde:

$p_o$  es una presión arbitraria de referencia (puede ser cero).

La pseudo-presión  $\Delta m(p) = m(p) - m(p_{wf})$ , es la fuerza de movilidad (driving force) en el yacimiento.

La siguiente expresión es útil para bajas presiones

$$2 \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{p}{\mu Z} dp \approx \frac{p_i^2 - p_{wf}^2}{\mu Z} \dots\dots\dots (2.68)$$

para presiones altas ( $p_i$  y  $p_{wf}$  mayores que 3000 psi),

$$2 \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{p}{\mu Z} dp \approx 2 \frac{\bar{p}}{\mu Z} (p_i - p_{wf}) \dots\dots\dots (2.69)$$

La pseudo-presión para gases reales puede ser usada en lugar de la ecuación de diferencia de presión al cuadrado (Ecuación 2.66) para pozos productores de gas (ajustando la viscosidad y el factor de desviación del gas). Por ejemplo la Ecuación 2.51 puede escribirse como:

$$q = \frac{kh[m(p) - m(p_{wf})]}{1424\bar{\mu}ZT[\ln(r_d/r_w) + s + Dq]} \dots\dots\dots (2.70)$$

La ecuación de pseudo-presión para gases reales puede ser usada como un factor de integración para una solución exacta de la ecuación de difusividad para gas. La Ecuación 2.70 puede ser usada como base para este análisis.

Partiendo de la definición de pseudo-presión para gases reales (Ecuación 2.67) y usando la regla de la cadena, se puede escribir como:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{2p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (2.71)$$

similarmente

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{2p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots (2.72)$$

por lo tanto queda:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi\mu c_t}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \dots\dots\dots (2.73)$$

La solución de la Ecuación 2.73 es igual a la solución de la ecuación de difusividad en términos de presión. El tiempo adimensional se define como:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} \dots\dots\dots (2.74)$$

la presión adimensional es

$$p_D = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 qT} \dots\dots\dots (2.75)$$

Todas las soluciones que han sido desarrolladas para pozos de aceite usando la ecuación de difusividad en términos de presión, se pueden aplicar para pozos de gas usando la pseudo-presión para gases reales. Por ejemplo, la aproximación logarítmica de la integral exponencial (Ecuación 2.6) puede obtenerse una expresión para gas natural:

$$q = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1638 T} \left[ \log t + \log \frac{k}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} - 3.23 \right]^{-1} \dots\dots\dots (2.76)$$

esta expresión puede usarse para curvas de IPR para pozos de gas con flujo transitorio.

**2.3.5 IPR PARA POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE GAS**

Tomando en cuenta los efectos de turbulencia, el rendimiento de flujo para pozos horizontales de gas se puede calcular con la siguiente expresión:

$$q = \frac{k_H h (\bar{p}_e^2 - p_{wf}^2)}{1424 \mu Z T \left[ \ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \frac{L_{ami} h}{L} \left\{ \ln \frac{L_{ami} h}{r_w (L_{ami} + 1)} + Dq \right\} \right]} \dots\dots\dots (2.77)$$

para flujo pseudo estacionario:

$$q = \frac{k_H h (\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{1424 \mu Z T \left[ \ln \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \frac{I_{ani} h}{L} \left\{ \ln \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} + Dq \right\} \right]} \dots\dots\dots (2.78)$$

donde:

*a* es el eje mayor del área elipsoidal, ecuación 2.29.

Para ambas ecuaciones el efecto de daño puede ser introducido en el segundo juego de corchetes del denominador, la ecuación de pseudo presión para gases reales, también se puede usar en lugar de la aproximación  $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) / \mu Z$ .

Los efectos de turbulencia en pozos horizontales se pueden omitir, ya que estos efectos son multiplicados por la relación  $I_{ani} h / L$ , que por lo general son valores muy pequeños.



## **CAPÍTULO 3**

### **MODELADO DE POZOS EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

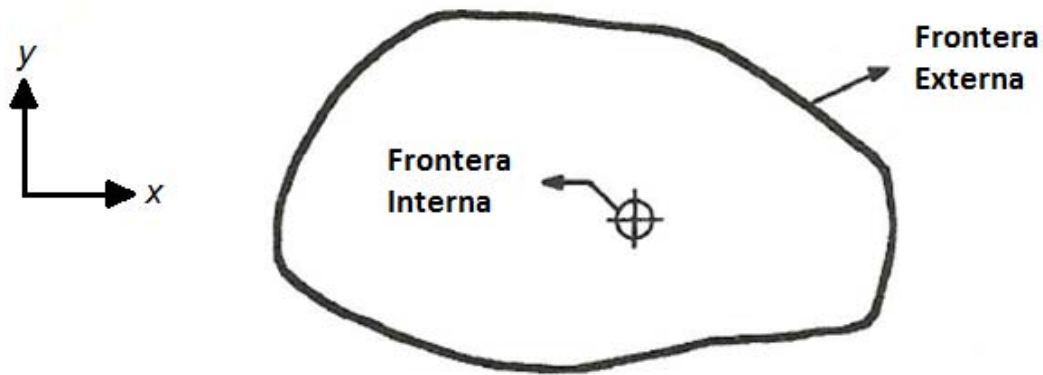
Generalmente la contribución al gasto de producción de cualquier bloque de yacimiento penetrado por un pozo es independiente a la ecuación de flujo de dicho bloque, tal contribución tiene que ser estimada por separado y substituida en la ecuación de flujo del bloque del pozo. El flujo de fluido alrededor del pozo es radial sin importar el tamaño del bloque en el cual se encuentra el pozo. Cabe mencionar que el pozo es modelado en términos de una línea fuente o sumidero.

En este capítulo se presentaran la ecuación de gasto de producción para un bloque de pozo así como las ecuaciones necesarias para estimar el gasto de producción o la presión del fondo fluyendo para pozos bajo diferentes condiciones de operación, entre las cuales se incluyen: pozo cerrado, con gasto de producción constante, bajo gradiente de presión constante del pozo, a presión de fondo fluyendo del pozo constante.

#### **3.2 MANEJO DEL TÉRMINO FUENTE O SUMIDERO**

El concepto de fuente o sumidero, se refiere al manejo de los pozos en los modelo de simulación, los cuales pueden ser manejados como fronteras internas del yacimiento, Figura 3.1. El termino fuente se refiere a los pozos que son definidos como productores; mientras que en el termino sumidero son definidos como los pozos inyectores. Cada uno de los pozos pueden tener una condición de frontera constante en presión o constante en gasto de producción o inyección. Lo anterior será una condición para el modelado de pozos en la

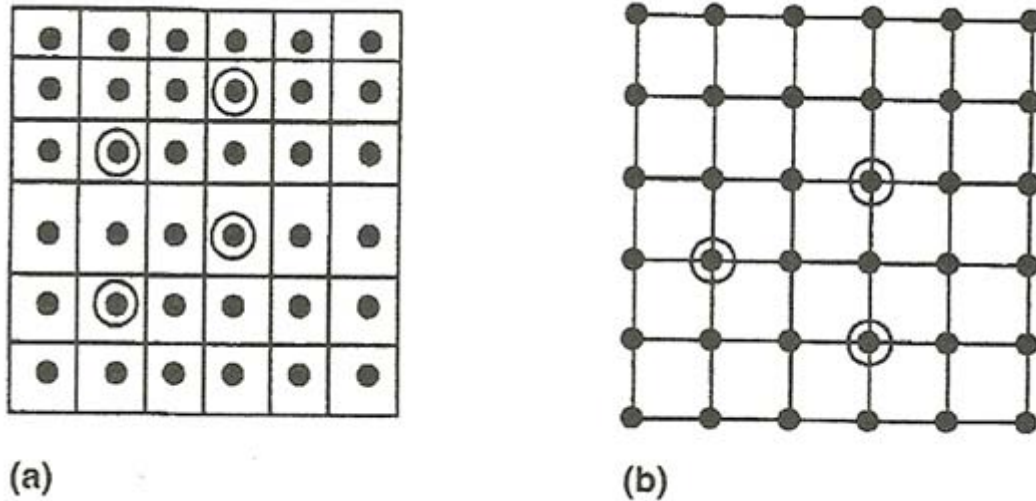
simulación de yacimientos. A continuación se describirán la forma en la que estas variables intervienen en los modelos de simulación numérica de yacimientos.



**Figura 3.1 Fronteras del Término Fuente o Sumidero**

### 3.3 MODELOS DE POZO PARA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

En la simulación numérica de yacimientos, no es recomendable permitir que más de un pozo penetre en la misma celda, ya que para modelar adecuadamente los efectos de interferencia de presión entre pozos debe haber al menos de una a dos celdas vacías entre éstos. Para las mallas de bloque centrado los pozos son ubicados en el centro de la celda, mientras que para mallas de puntos de esquina los pozos se ubican en los vértices de las celdas (esquinas de las celdas), como se muestra en la Figura 3.2.

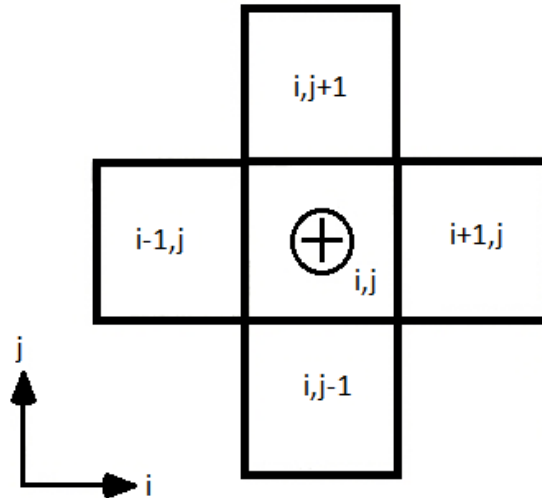


**Figura 3.2. Ubicación de los Pozos en: (a) Mallas de Bloque Centrado y (b) Mallas de Punto de Esquina**

Los pozos que son ubicados en el centro de la celda algunas veces propician mallas de simulación con un gran número de celdas, en las cuales el tiempo de cómputo se eleva drásticamente, dejando de ser eficientes para la simulación de yacimientos. Por lo cual se deben diseñar mallas de simulación óptimas aún cuando los pozos se ubiquen en el centro de la celda. Algunas veces es imposible diseñar mallas que contengan un solo pozo en cada celda, la solución más práctica para este problema es representar múltiples pozos en una celda con un agrupamiento del término fuente o sumidero, lo cual se logra combinando todos los pozos en un pozo hipotético, usando el principio de superposición. La exactitud de esta representación incrementa si los pozos que van a ser combinados tienen características similares. La mayoría de los simuladores de yacimientos comerciales permiten cargar datos individualmente para cada uno de los pozos pero internamente agrupan todas las contribuciones.

**3.3.1 MODELOS DE UNA SOLA CAPA**

En esta sección se estudiarán los modelos de una sola fase en dos dimensiones (modelos de una sola capa). Los modelos de una sola capa descritos por Van Pollen *et al.* y Peaceman consideran un bloque de pozo rodeado por cuatro bloques vecinos, Figura 3.3.



**Figura 3.3. Bloque de Pozo con Cuatro Bloques Vecinos**

**3.3.1.1 MODELOS DE VAN POLLEN**

Éste modelo fue uno de los primeros intentos para desarrollar modelos de pozos en simulación de yacimientos, actualmente no se utiliza, pero debido a su importancia histórica es digno de ser mencionado. Van Pollen *et al.* Usaron la ecuación de flujo estacionario en éste modelo, la cual está representada por la ecuación 3.1, el término  $r_e$  de la ecuación representa el radio del bloque que contiene al pozo, en otras palabras, el radio equivalente del bloque del pozo,  $r_{eq}$ , es calculado como se define en la Ecuación 3.2:

$$q_{sc} = \frac{-2\pi \beta_c k_H h(\bar{p} - p_{wf})}{\mu B[\log_e(r_e/r_w) + s - 1/2]} \dots\dots\dots (3.1)$$

$$\pi r_{eq}^2 = \Delta x \Delta y \dots\dots\dots (3.2)$$

Quedando entonces,

$$r_{eq} = \sqrt{\frac{\Delta x \Delta y}{\pi}} \dots\dots\dots (3.3)$$

Para un bloque cuadrado ( $\Delta x = \Delta y$ ) la Ecuación 3.3 se reduce a

$$r_{eq} = 0.5642 \Delta x \dots\dots\dots (3.4)$$

Para la  $\bar{p}$  de la Ecuación 3.1, Van Pollen asumió que la presión del bloque del pozo es igual que la presión de la celda, por lo que ésta ecuación queda;

$$q_{sc} = \frac{-2\pi \beta_c k_H h (p_{i,j,k} - p_{wf})}{\mu B [\log_e (r_e / r_w) + s - 1/2]} \dots\dots\dots (3.5)$$

en la cual asumió permeabilidad isotrópica en el bloque del pozo. Para propiedades anisotrópicas del bloque del pozo, el promedio geométrico de la permeabilidad  $k_H$  es:

$$k_H = \sqrt{k_X k_Y} \dots\dots\dots (3.6)$$

**3.3.1.2 MODELO DE PEACEMAN**

Peaceman, utilizó soluciones numéricas para una sola fase, en las cuales mostró que el radio equivalente del bloque del pozo,  $r_{eq}$  (en el cual la presión del

flujo estacionario en el yacimiento es igual a la presión del bloque del pozo), esta dado por

$$r_{eq} = 0.28 \frac{\left\{ \left[ (k_Y/k_X)^{1/2} (\Delta x)^2 \right] + \left[ (k_X/k_Y)^{1/2} (\Delta y)^2 \right] \right\}^{1/2}}{(k_Y/k_X)^{1/4} + (k_X/k_Y)^{1/4}} \dots\dots\dots (3.7)$$

Para el caso de que la permeabilidad sea isotrópica en el plano horizontal, ( $k_x = k_y$ ), el radio equivalente del pozo es

$$r_{eq} = 0.14 \left[ (\Delta x)^2 + (\Delta y)^2 \right]^{1/2} \dots\dots\dots (3.8)$$

para el caso especial en el que sean los bloques cuadrados ( $\Delta x = \Delta y$ ), el radio equivalente del bloque del pozo es

$$r_{eq} = 0.198 \Delta x \dots\dots\dots (3.9)$$

El modelo de Peaceman se basa en la premisa de que la presión calculada para el bloque del pozo es la misma que la presión fluyendo en el radio equivalente,  $r_{eq}$ . La definición de  $r_{eq}$  puede usarse para referir la presión del pozo,  $p_{wf}$ , al gasto,  $q_{sc}$ , a través de la presión de una celda,  $p_{i,j,k}$ .

$$q_{sc} = \frac{-2\pi \beta_c k_H h (p_{i,j,k} - p_{wf})}{\mu B \left[ \log_e \left( \frac{r_{eq}}{r_w} \right) + s \right]} \dots\dots\dots (3.10)$$

**3.3.2 MODELOS MULTICAPAS**

Hasta el momento no se ha considerado el caso en el que los pozos penetran múltiples capas (una columna de celdas verticales) como se muestra en la

Figura 3.4, para el caso de un bloque de pozo  $k$ , en el cual el pozo es perforado en diferentes capas de la formación, la expresión del gasto puede escribirse como:

$$q_{sc_k} = \frac{-2\pi \beta_c k_{Hk} h_k (p_k - p_{wf_k})}{\mu_k B_k [\log_e (r_{eq_k} / r_w) + s_k]} \dots\dots\dots (3.11)$$

ó

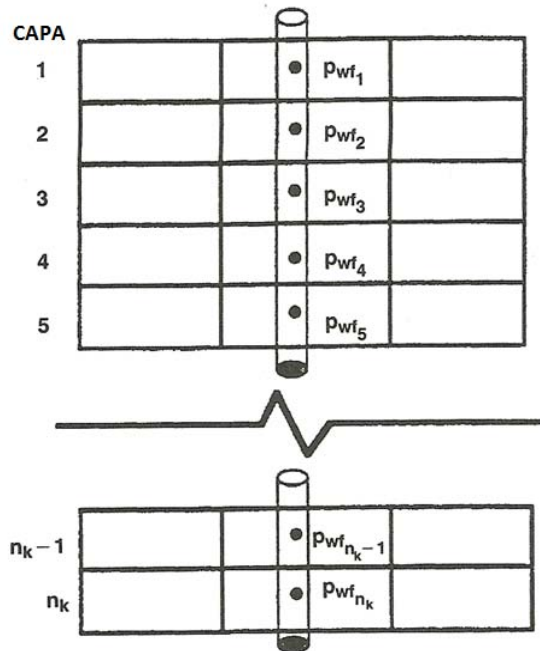
$$q_{sc_k} = -J_{wk} (p_k - p_{wf_k}) \dots\dots\dots (3.12)$$

donde

$$J_{wk} = \frac{2\pi \beta_c k_{Hk} h_k}{\mu_k B_k [\log_e (r_{eq_k} / r_w) + s_k]} \dots\dots\dots (3.13)$$

El gasto total para el pozo es la suma de los gasto de todos los intervalos perforados.

$$q_{sc_k} = -\sum J_{wk} (p_k - p_{wf_k}) \dots\dots\dots (3.14)$$



**Figura 3.4 Penetración de Un Pozo en Múltiples Capas**

El subíndice  $k$  se usa en las ecuaciones anteriores debido a que el promedio geométrico de la permeabilidad en dirección lateral y el espesor del bloque del pozo pueden diferir de una capa a otra al igual que con los valores de  $p_k$  (presión del bloque). La viscosidad, los factores de volumen de la formación y las permeabilidades relativas (en el caso de flujo multifásico) deben ser calculados con la presión de los bloques individuales para cada una de las capas.

### **3.3.3 MODELO DE POZOS HORIZONTALES**

En los últimos años, los pozos horizontales han tomado gran auge en la ingeniería de yacimientos, debido al gran área de contacto que se tiene con el yacimiento, esto se ve reflejado en un incremento en la producción con respecto a los pozos verticales, además de otras ventajas como son: la facilidad con la que este tipo de pozos son direccionados a zonas de mayor permeabilidad y la de reducir los efectos de conificación del agua.

Algunas de las ventajas que tienen los pozos horizontales con respecto a los verticales son las siguientes:

- Pueden drenar mayores volúmenes del yacimiento.
- Mayor producción de yacimientos pequeños.
- Minimizan los problemas en zonas de agua y gas.
- En aplicaciones de recuperación mejorada y secundaria, los pozos horizontales propician grandes gastos para ser inyectados.
- Debido a la longitud de los pozos horizontales, se pueden tener contacto con múltiples fracturas, mejorando la productividad.

Para modelar los pozos horizontales de manera fácil se usa el modelo de Peaceman para pozos verticales, Ecuación 3.15, la diferencia consiste en modificar los ejes del modelo vertical y ajustarlos para el modelo horizontal. Esta



modificación consiste en intercambiar los ejes y y z, como se muestra a continuación:

Ecuación para pozos verticales:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \left[ \frac{(p_o - p_{wf})}{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right) + s} \right] \dots\dots\dots (3.15)$$

El modelo de Peaceman para bloques no cuadrados con permeabilidad anisotrópica y para el caso en el cual la presión del estado estacionario es igual a la presión del bloque,  $r_o$  se define como:

$$r_o = 0.28 \frac{\left\{ \left[ (k_y/k_x)^{1/2} (\Delta x)^2 \right] + \left[ (k_x/k_y)^{1/2} (\Delta y)^2 \right] \right\}^{1/2}}{\left( k_y/k_x \right)^{1/4} + \left( k_x/k_y \right)^{1/4}} \dots\dots\dots (3.16)$$

Para el modelo horizontal solamente se hacen los siguientes cambios en  $r_o$  y se sustituye en la Ecuación 3.15.

$$r_o = 0.28 \frac{\left\{ \left[ (k_x/k_z)^{1/2} (\Delta z)^2 \right] + \left[ (k_z/k_x)^{1/2} (\Delta x)^2 \right] \right\}^{1/2}}{\left( k_x/k_z \right)^{1/4} + \left( k_z/k_x \right)^{1/4}} \dots\dots\dots (3.17)$$

Para aplicar esta ecuación se debe suponer que el espaciamiento de las mallas y la permeabilidad son uniformes, el pozo esta aislado (no esta cerca de otro pozo) y el pozo no se encuentra cerca de la frontera. Para ubicar los pozos dentro del yacimiento se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Un pozo aislado debe estar a una distancia mayor que 10 veces el máximo  $(\Delta x, \Delta z)$  a otro pozo.

2. El pozo no debe estar más cerca que  $5\Delta x + 0.5(\Delta z/\Delta x)$  de la frontera vertical de la malla.
3. El pozo no debe estar más cerca que  $5\Delta z + 0.5(\Delta x/\Delta z)$  de la frontera horizontal de la malla.

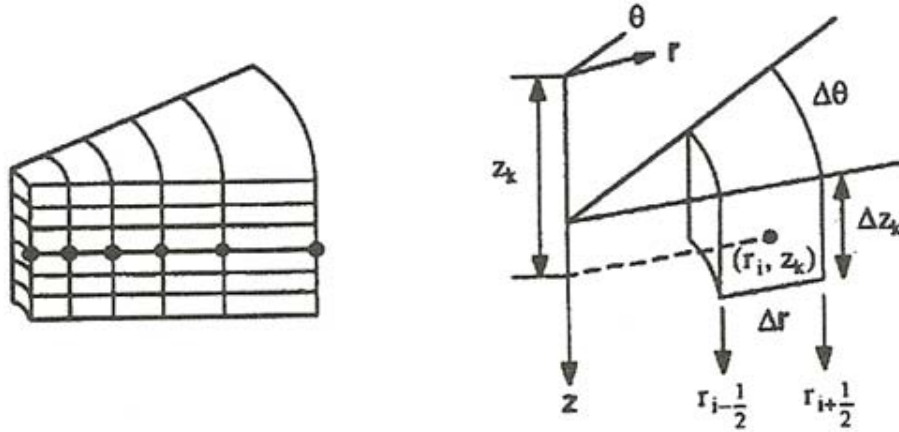
### **3.4 MODELOS DE SIMULACIÓN DE UN SOLO POZO**

Los estudios de simulación para un solo pozo se usan generalmente para analizar pruebas de presión y problemas de conificación. Estos estudios de simulación no son muy diferentes a otros estudios con la excepción de que se usan modelos en coordenadas radiales, Figura 3.5, en los cuales se asume flujo radial en dirección lateral.

Considerando la siguiente ecuación escrita en coordenadas radiales:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \beta_c \frac{k_r}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \beta_c \frac{k_z}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{1}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{B_l} \right) \dots\dots\dots (3.18)$$

El desarrollo de éste tipo de modelos radiales presentan algunos desafíos que no se encuentran en los modelos de coordenadas rectangulares. La dificultad recae de la naturaleza convergente del flujo hacia el pozo. En éste flujo convergente, las velocidades de flujo se elevan conforme el área perpendicular del flujo a lo largo de la dirección r es menor.



**Figura 3.5. Discretización de las Celdas en un Modelo Radial**

Para manejar el incremento en la velocidad del flujo en la vecindad del pozo, es necesario utilizar pasos de tiempo menores con el objetivo de generar resultados numéricos más estables. En la Figura 3.5, la ubicación de las esquinas de la malla se representan con los puntos negros, los cuales son espaciados logarítmicamente entre el radio externo y el radio del pozo. El espaciamiento logarítmico arroja una mayor densidad de vértices de celdas cercanas al pozo.

Escribiendo la Ecuación 3.18 solo para la dirección  $r$ , fluido poco compresible y medio poroso incompresible, queda de la siguiente forma:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \beta_c \frac{k_r}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi C_l}{\alpha_c B_l} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (3.19)$$

Para solucionar la Ecuación 3.19 se necesita una condición inicial y dos condiciones de frontera en  $r=r_w$  y  $r=r_e$  (para el caso de la ecuación 3.18 son necesarias especificar otras dos condiciones de frontera, en la parte más alta y en el fondo de la formación). Las condiciones iniciales al igual que la distribución de presiones se deben establecer en el tiempo cero. Para el caso en el que un nuevo pozo sea perforado cercano a ésta zona de estudio, se tiene que establecer un equilibrio hidrostático para la presión. Las dos condiciones de

frontera se establecen en tanto en la frontera interna como en la externa del modelo, para la frontera interna se pueden establecer condiciones de presión constante o de gasto constante para la zona cercana al pozo y la frontera interna del yacimiento, éstas mismas condiciones de frontera se pueden establecer en la frontera externa. Si se utiliza únicamente la frontera de presión constante, el primero y el último vértice de la celdas a lo largo de la dirección  $r$  no se incluyen dentro de las variables desconocidas, después de resolver los valores internos de la presión en las celdas, se calcula el gradiente de presión para  $r=r_w$  y el gasto por medio de las siguientes ecuaciones,

$$q_{sc} = \frac{-2\pi \beta_c r_w k_H h}{\mu B} \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_w} \dots\dots\dots (3.20)$$

Si el gasto es especificado en el pozo, el gradiente de presión en  $r=r_w$  queda

$$\left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_w} = \frac{-q_{sc} \mu B}{2\pi \beta_c r_w k_H h} \dots\dots\dots (3.21)$$

Si se utiliza la ecuación 3.19 para resolver problemas de un solo pozo cabe resaltar que ésta ecuación supone que la solución es simétrica a los ejes, para problemas de pozos terminados en múltiples capas, los gastos son distribuidos entre las capas como se describió en el procedimiento visto en éste capítulo (Modelos Multicapas)

### **3.5 MODELO DE POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS**

Los yacimientos que tienen permeabilidades de baja a moderada son candidatos para un proceso de fracturamiento hidráulico, con el fin de mejorar su desempeño. El fracturamiento hidráulico es un método para la estimulación del pozo.

El fracturamiento hidráulico es de utilidad en formaciones con permeabilidad de baja a moderada, donde los procesos de remoción del daño no son los suficientemente buenos para tener gastos de producción satisfactorios.

Para el fracturamiento hidráulico es necesario inyectar fluidos a gran presión para causar una falla en la roca, a la mínima presión con la cual se comienza a fracturar la formación se le conoce como “presión de rompimiento”, conforme se siguen inyectando fluidos a la fractura, esta se sigue abriendo y propagando por el yacimiento. Cabe mencionar que en este tipo de estimulación, la roca se rompe en la zona de menor resistencia (esfuerzo horizontal).

Un fracturamiento hidráulico exitoso se ve reflejado en una trayectoria que se conecta al pozo, teniendo una permeabilidad mayor que la que se tiene en los alrededores de la formación, esta trayectoria de gran permeabilidad (generalmente mayor de cinco a seis veces la permeabilidad original del yacimiento) es angosta (0.25 pulgadas o menos) pero de gran longitud (puede llegar a tener 3000 pies).

La geometría de la fractura se ve afectada por el esfuerzo de la formación y las propiedades de la roca. Para el diseño de una fractura los ingenieros petroleros deben considerar el estado original del yacimiento para llevar a cabo una estimulación satisfactoria.

### **3.5.1 ESFUERZO IN-SITU**

Las formaciones profundas están sometidas a un esfuerzo que puede ser descompuesto en diferentes vectores. El esfuerzo vertical corresponde al esfuerzo de sobrecarga, para una formación de profundidad  $H$ , el esfuerzo vertical,  $\sigma_v$ , se expresa:

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho_f dH \dots\dots\dots (3.22)$$

Donde:

$\rho_f$  es la densidad de la formación

Este esfuerzo puede ser calculado mediante una integral del logaritmo de la densidad. Para una densidad promedio en  $lb/ft^3$  y la profundidad expresada en  $ft$ , la Ecuación 3.22 queda:

$$\sigma_v = \frac{\rho H}{144} \dots\dots\dots (3.23)$$

Con:

$$\sigma_v \text{ psi}$$

$$\rho = 165 \text{ lb}/ft^3$$

El gradiente de esfuerzo vertical es aproximadamente  $165/144 \approx 1.1 \text{ psi}/ft$

Las ecuaciones anteriores representan el esfuerzo absoluto, en el caso del medio poroso, donde el esfuerzo de sobrecarga es soportado por los granos y fluidos del espacio poroso, el esfuerzo efectivo,  $\sigma'_v$  se define como:

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha p \dots\dots\dots (3.24)$$

Donde:

$\alpha$  es la constante de elasticidad del poro (**Biot 1956**) con un valor aproximado de 0.7.

El esfuerzo vertical se puede convertir en esfuerzo horizontal por medio de la ecuación de Poisson:

$$\sigma'_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v \dots\dots\dots (3.25)$$

Donde:

$\sigma'_H$  es el esfuerzo horizontal efectivo

$\nu$  es la relación de Poisson

La relación de Poisson es una propiedad de la roca, para areniscas es de aproximadamente de 0.25, implicando que el esfuerzo horizontal efectivo sea de aproximadamente un tercio del esfuerzo vertical efectivo.

El esfuerzo horizontal absoluto,  $\sigma_H$ , disminuye con la producción de los fluidos y se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma_H = \sigma'_H + \alpha p \dots\dots\dots (3.26)$$

El esfuerzo horizontal efectivo, Ecuación 3.25, no es el mismo en todas las direcciones en el plano horizontal, debido a los componentes tectónicos, a este esfuerzo se le conoce como el esfuerzo mínimo horizontal, mientras que el máximo esfuerzo horizontal es:

$$\sigma_{H,max} = \sigma_{H,min} + \sigma_{tec} \dots\dots\dots (3.27)$$

Donde:

$\sigma_{tec}$  es el esfuerzo tectónico

Los esfuerzos principales que pueden ser identificados en la formación son:  $\sigma_v$ ,  $\sigma_{H,min}$  y  $\sigma_{H,max}$ , la dirección de la fractura será normal al menor de estos tres esfuerzos.

La magnitud de la presión de rompimiento es dependiente de los valores de los esfuerzos principales, el esfuerzo de tensión y la presión de yacimiento. Terzaghi (1923) realizó una expresión para la presión de rompimiento para un pozo vertical:

$$p_{bd} = 3\sigma_{H,\min} - \sigma_{H,\max} + T_0 - p \dots\dots\dots (3.28)$$

Donde:

$p_{bd}$  presión de rompimiento

$T_0$  esfuerzo de tensión de la roca

$p$  presión de yacimiento

### **3.5.2 DIRECCIÓN DE LA FRACTURA**

La dirección de la fractura es normal a la mínima resistencia, o sea por el esfuerzo mínimo absoluto. Debido a que el mínimo esfuerzo horizontal es menor al máximo esfuerzo horizontal y menor que el esfuerzo vertical, por conclusión las fracturas hidráulicas serán verticales y normales a la dirección de mínimo esfuerzo. Hay excepciones en particular cuando nos encontramos en una zona sobrepresionada.

### **3.5.3 LONGITUD, CONDUCTIVIDAD Y EFECTO DE DAÑO**

Todas las fracturas hidráulicas pueden ser caracterizadas por su longitud, conductividad y el efecto de daño equivalente. En la mayoría de los cálculos para la longitud de fractura, se debe tomar en cuenta la longitud conductiva y no la longitud creada hidráulicamente, se supone que consta de dos longitudes medias,  $x_f$ , en cada lado del pozo.



Prats (1961), proporcionó distintos perfiles de presiones para un yacimiento fracturado en función de la longitud media de la fractura y la capacidad relativa,  $a$ , la cual se define:

$$a = \frac{\pi k x_f}{2 k_f \omega} \dots\dots\dots (3.29)$$

Donde:

$k$  permeabilidad del yacimiento

$k_f$  permeabilidad de la fractura

$\omega$  ancho de fractura

Cuando existen pequeños valores de  $a$  significa que hay fracturas productoras anchas con gran permeabilidad, o yacimientos pequeños con fracturas de gran longitud permeables, por lo que se tiene gran conductividad en las fracturas. En trabajos posteriores de Argawal et al. (1979); Cinco-Ley y Samaniego (1981) introdujeron la conductividad de la fractura,  $F_{CD}$ , como se muestra:

$$F_{CD} = \frac{k_f \omega}{k x_f} \dots\dots\dots (3.30)$$

La ecuación de Prats es:

$$F_{CD} = \frac{\pi}{2a} \dots\dots\dots (3.31)$$

Prats (1961) introdujo el concepto adimensional de radio efectivo del pozo para una fractura hidráulica en el pozo:

$$r_{\omega D}' = \frac{r_{\omega}'}{x_f} \dots\dots\dots (3.32)$$

para  $r_{\omega}'$

$$r_{\omega}' = r_{\omega} e^{-s_f} \dots\dots\dots (3.33)$$

$s_f$  efecto de daño equivalente

Prats (1961) correlacionó la capacidad relativa,  $a$ , y el radio efectivo del pozo adimensional, Figura 3.6. De la misma figura para valores pequeños de  $a$  o fracturas muy conductivas,  $r_{\omega D}'$  es igual a 0.5, dando como resultado:

$$r_{\omega}' = \frac{x_f}{2} \dots\dots\dots (3.34)$$

la cual propone que para extensas fracturas conductivas, el yacimiento drena hacia el pozo con un radio efectivo igual a la mitad de la longitud media de la fractura, para estas fracturas extensas conductivas, si se incrementa la longitud de la fractura resultará en beneficios adicionales, pero si se incrementa la permeabilidad no será así.

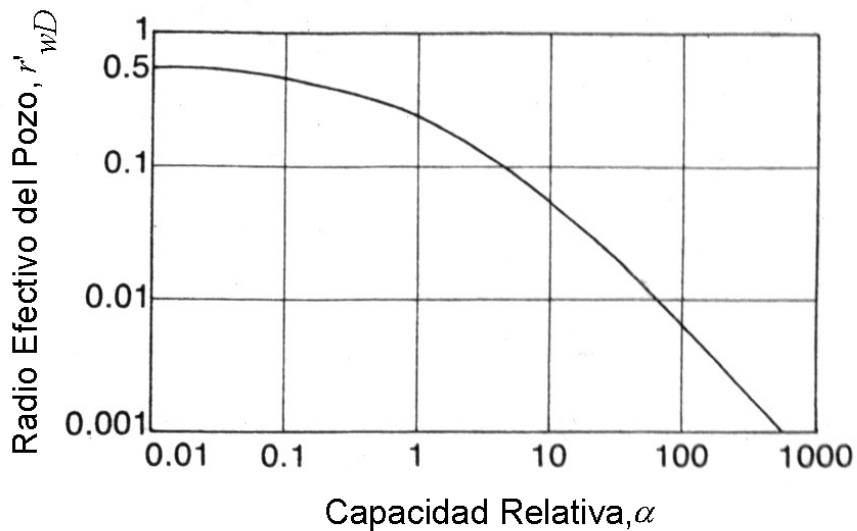
Mientras el radio efectivo del pozo sea tan grande como sea posible, se deben evitar valores de  $a$  mayores que “uno” debido a que el radio efectivo del pozo disminuye rápidamente. Por lo que las fracturas hidráulicas se deben diseñar para valores de  $a < 1$  ó  $F_{CD} > 1.6$ .

De la Figura 3.6 se puede concluir, que para valores grandes de  $\alpha$ , la pendiente de la curva tiende a “uno”, lo que significa que hay una relación lineal entre  $r'_{\omega D}$  y  $\alpha$ , que es aproximadamente:

$$r'_{\omega D} = \frac{k_f \omega}{4kx_f} \dots\dots\dots (3.35)$$

ó

$$r'_{\omega} = \frac{k_f \omega}{4k} \dots\dots\dots (3.36)$$

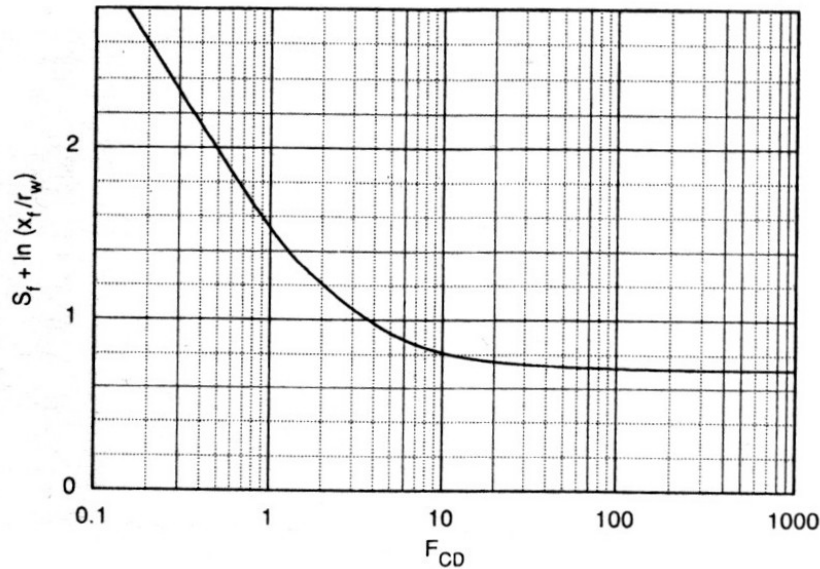


**Figura 3.6 Concepto de Radio Efectivo de Pozo (Prats, 1961).**

La Ecuación 3.36 sugiere que para fracturas con poca conductividad, el incremento en  $r'_{\omega}$  no depende de la longitud de la fractura, pero sí de la permeabilidad y lo ancho de la fractura.

Los resultados de la Ecuación 3.34 (fracturas con alta conductividad) y de la Ecuación 3.36 (fracturas con pequeña conductividad), dan como conclusión que, los yacimientos de baja permeabilidad se relacionan con fracturas de gran

conductividad, beneficiándose de su extensión. Yacimientos con permeabilidades, de moderadas a grandes, se relacionan con fracturas de poca conductividad, lo que requiere de fracturas con buena permeabilidad y gran espesor. La Figura 3.7 (Cinco-Ley y Samaniego, 1981), relaciona a  $F_{CD}$  con  $s_f$  directamente.



**Figura 3.7 Variación del Efecto de Daño de la Fractura Contra la Conductividad de la Fractura.**

### 3.5.4 MODELO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA.

Después de que se inicia la fractura, se debe inyectar fluido para que ésta se propague. La geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido fracturante, las condiciones de presión y gasto a las cuales el fluido es inyectado y la distribución de los esfuerzos en el medio poroso.

Para describir la propagación de la fractura, se establecen dos reglas principales:

- Principios fundamentales como las leyes de conservación de momento, masa y energía,
- El criterio de propagación, por ejemplo, lo que propicia que el extremo de la fractura avance. Esto incluye la interacción de la roca, el fluido y la distribución de energía.

Tres familias generales de modelos están disponibles: dos dimensiones (2-D), Pseudo tres dimensiones (p-3-D) y tres dimensiones (3-D). La fractura es discretizada y los cálculos dentro de cada bloque se hacen bajo las leyes fundamentales y criterios de propagación. Dependiendo de la distribución de los esfuerzos locales y de las propiedades de la roca, la fractura puede propagarse lateral y verticalmente, así como cambiar su dirección original.

### **3.5.5 SIMULACIÓN DE POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS.**

En el pasado, McCracken determinó que si la fractura fueron menos de un cuarto de la distancia de espaciamiento del pozo, este pozo hidráulicamente fracturado, en modelos de simulación podrían ser representados como pozos radiales con un factor de daño negativo, esto es como pozos estimulados con un radio de drenaje equivalente mucho mayor que el que tiene en la realidad.

Los ejemplos que siguen son los casos en que se requiere modelado directo de las fracturas. Esta es una tarea difícil para un simulador numérico y debe hacerse con cuidado.

- Los casos en que la fractura es una parte importante de la distancia entre los pozos.
- Los casos en que los efectos de la estratificación y las fracturas se combinan.

- Los casos donde involucran condensación retrograda alrededor de los pozos de gas. El condensado puede en gran medida afectar la productividad de los pozos de gas.

Esta representación, como se menciona es muy practica, pero no refleja el comportamiento real de flujo de fluidos a través de la fractura hidráulica. El punto crítico para el modelado de las fracturas es la malla de simulación, la formulación matemática no cambia en este tipo de pozos. En los casos de representar la fractura, requiere una malla muy fina, y si fuera un campo con varios pozos hidráulicamente fracturados, para darle solución a este problema requiere de un tiempo muy grande de simulación.

El modelado de fracturas involucra directamente una serie de problemas únicos. El primero es la estabilidad, es difícil de obtener convergencia de una forma rápida para llegar a la solución, por los cambios de tamaños de celdas o volúmenes porosos entre celdas vecinas a las fracturas. EL segundo problema es la entrada de datos, esto debido a una gran cantidad de parámetros que pueden ser no conocidos. La información necesaria de entrada es: la construcción de la malla; longitud, ancho, conductividad, volumen de la fractura; el modelado del flujo turbulento; problemas en el solver; propagación de la fractura y los esfuerzos tectónicos.

El problema de la malla se puede resolver con refinamientos locales, pero ello representa dificultades numéricas.

Para darle solución a estos problemas es necesario realizar varias sensibilidades a la malla de simulación. Tener un conocimiento de cada una de las propiedades de la fractura y que los simuladores puedan incorporar esta. Las permeabilidades relativas en las fracturas pueden deben ser representadas de alguna otra forma, lo cual involucre altas movilidades de fluidos.

## **CAPÍTULO 4.**

### **ANÁLISIS NODAL DE POZOS**

#### **4.1 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL**

##### **4.1.1 INTRODUCCIÓN**

El análisis nodal es un procedimiento útil para predecir el gasto de gas o aceite que el pozo producirá, además de evaluar los efectos de diversos componentes tales como, tubería de producción, líneas de descarga, presión de separación, válvulas de seguridad, conexiones, técnicas de terminación, restricciones del fondo del pozo, etc. Estos componentes se combinan para optimizar todo el sistema y así obtener un mejor gasto de producción.

La mayoría de sistemas de producción presentan condiciones de operación ineficientes, la cual puede mejorar por medio de un análisis nodal a todo el sistema.

Resolviendo para diferentes gastos de producción, la posición de la solución puede ser tomada en diferentes nodos, tales como, el fondo del pozo, la cabeza del pozo o el separador. La posición de la solución se cambia para observar los efectos de los diversos componentes dentro de todo el sistema de producción.

Comparando el potencial del pozo contra su productividad se observa que en muchas ocasiones al aplicar un correcto análisis nodal, es posible mejorar la producción. Estos son pozos que deben ser probados para determinar su permeabilidad horizontal o los efectos de daño u otras restricciones. El concepto de análisis nodal también se puede aplicar para determinar si la terminación del

pozo es correcta, esto incluye la selección del tamaño de las tuberías, diámetros de estrangulador, presión en la cabeza del pozo, etc

La Figura 4.1 muestra un sistema de producción simple, el cual consiste de tres secciones principales.

- Flujo a través del medio poroso
- Flujo a través de un conducto vertical o inclinado
- Flujo a través de tubería horizontal o inclinada

La Figura 4.2 muestra las diferentes pérdidas de presión que pueden presentarse en todo el sistema, desde el yacimiento hasta el separador. Comenzando desde el yacimiento las caídas se muestran de la siguiente manera:

$$\Delta P_1 = \bar{P}_r - P_{wf_s} \text{ Pérdidas en el yacimiento}$$

$$\Delta P_2 = P_{wf_s} - P_{wf} \text{ Pérdidas a través de la terminación}$$

$$\Delta P_3 = P_{wf} - P_{wh} \text{ Pérdidas en la tubería de producción}$$

$$\Delta P_4 = P_{wh} - P_{sep} \text{ Pérdidas en la línea de descarga}$$

$$\Delta P_4 = \bar{P}_r - P_{sep} \text{ Pérdidas totales}$$



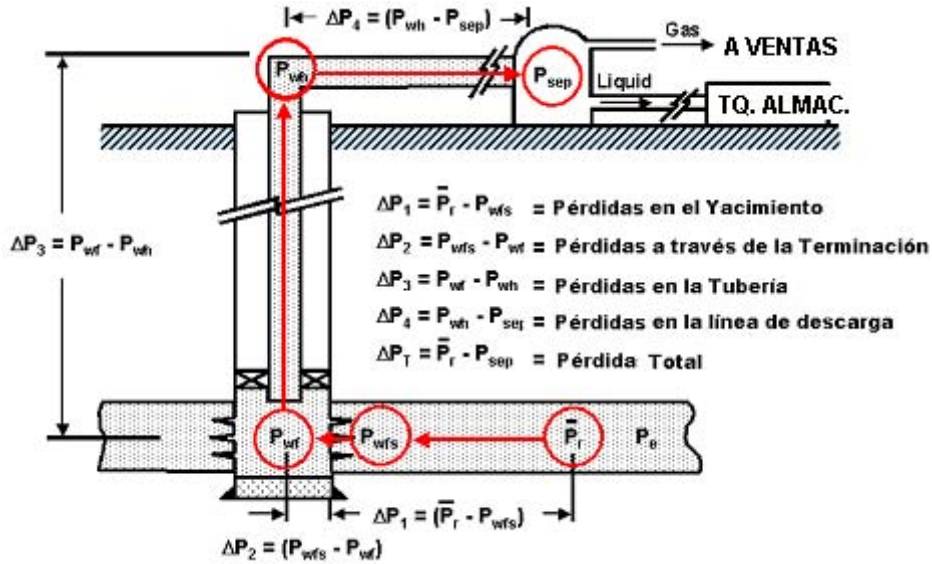


FIGURA 4.1 Pérdidas de Presión en el Sistema Integral de Producción

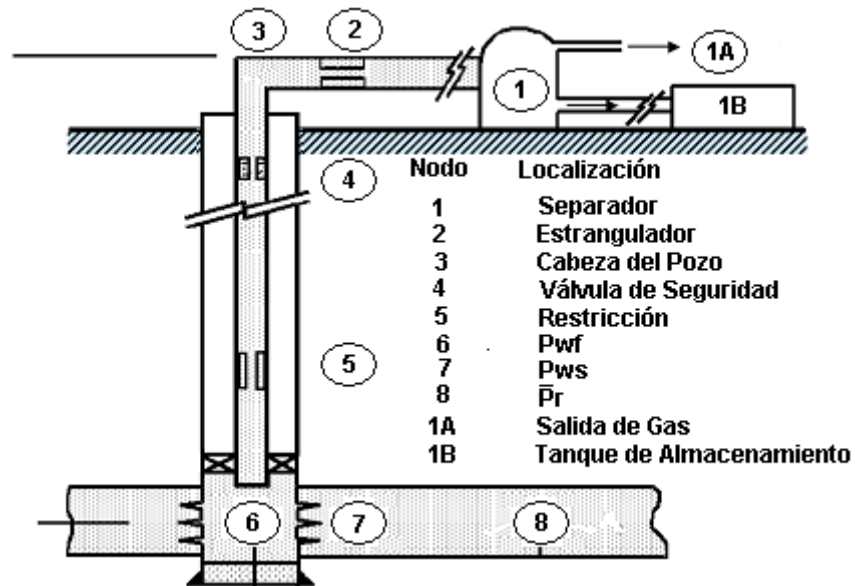


Figura 4.2 Análisis Nodal (Localización de Distintos Nodos)

En general la capacidad que tiene el pozo para producir fluidos se compara con la capacidad que tiene el sistema de tuberías para transportar dichos fluidos.

Para solucionar problemas del sistema integral de producción, el sistema es dividido en diferentes nodos. Un nodo es clasificado como funcional cuando

existe una diferencia de presión a través de él y la presión o gasto que lo atraviesan puede ser representado por ecuaciones matemáticas. La selección del nodo depende de qué componente se desea aislar para evaluarlo.

A continuación se presenta las diferentes posiciones en las cuales pueden ser tomados nodos para ser evaluados tomando en cuenta todos los componentes del sistema, desde el yacimiento hasta el separador.

### **4.2 SOLUCIÓN DEL ANÁLISIS NODAL**

#### **4.2.1 SOLUCIÓN EN EL FONDO DEL POZO**

Probablemente la posición más común para la solución en el fondo del pozo, se localiza en el nivel medio del intervalo disparado, en este caso el sistema es dividido en dos componentes, el yacimiento y el sistema total de tuberías. Para este problema se supone que no existen restricciones y se tienen pérdidas de presión en la línea de descarga y la tubería de producción.

##### **4.2.1.1 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS DE IPR**

La forma más simple para construir este tipo de curvas, es considerando el índice de productividad  $J$  (Ecuación 2.18) constante, bajo esta suposición, el gasto de líquido en un pozo es directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo, pero esta suposición no siempre es correcta, ya que solo está presente cuando  $P_{wf} > P_b$ . Debido a que ésta condición no se presenta siempre, se desarrollaron ecuaciones empíricas que representan el efecto cuando  $P_{wf} < P_b$  (Vogel, Fetkovich, entre otros).

Se prepara una tabla para diferentes pérdidas de presión para todo el sistema.

1. Se suponen diferentes gastos de producción con base en las pruebas de presión y se construye una curva de IPR para el caso en que  $P_{wf} > P_b$ , como se muestra en la figura 4.3 con la siguiente ecuación.

$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{J} \dots\dots\dots (4.1)$$

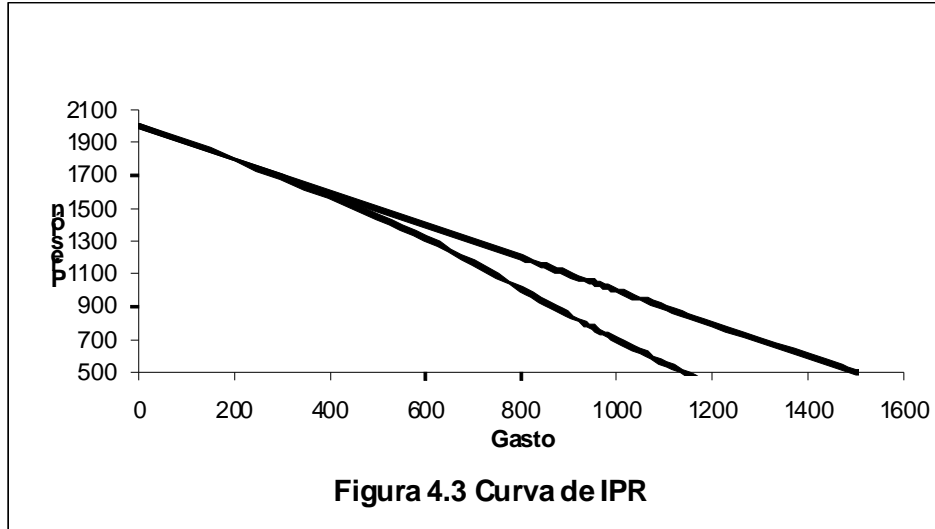
Cuando  $P_{wf} < P_b$  se usa la ecuación de Vogel para calcular la presión de fondo fluyendo.

$$P_{wf} = 0.125\bar{P}_r \left[ -1 + \sqrt{81 - 80(q_o/q_{o\max})} \right] \dots\dots\dots (4.2)$$

Estos resultados se escriben en una tabla (Tabla 4.1) y luego son graficados como se muestran en la Figura 4.1.

**Tabla 4.1**

Gasto Supuesto b/d	$P_{wf}$ J constante psi	$P_{wf}$ Vogel Psi
0	2200	2200
200	2000	2031
400	1800	1849
600	1600	1650
800	1400	1428
1000	1200	1171
1500	700	0



- Suponer diferentes gastos y obtener la presión en la cabeza del pozo necesaria para transportar los fluidos a través de la línea de descarga (tubería horizontal) hasta el separador, para determinar lo anterior se deben usar las correlaciones de flujo multifásico apropiadas. Los resultados son tabulados en la Tabla 4.2.

**Tabla 4.2**

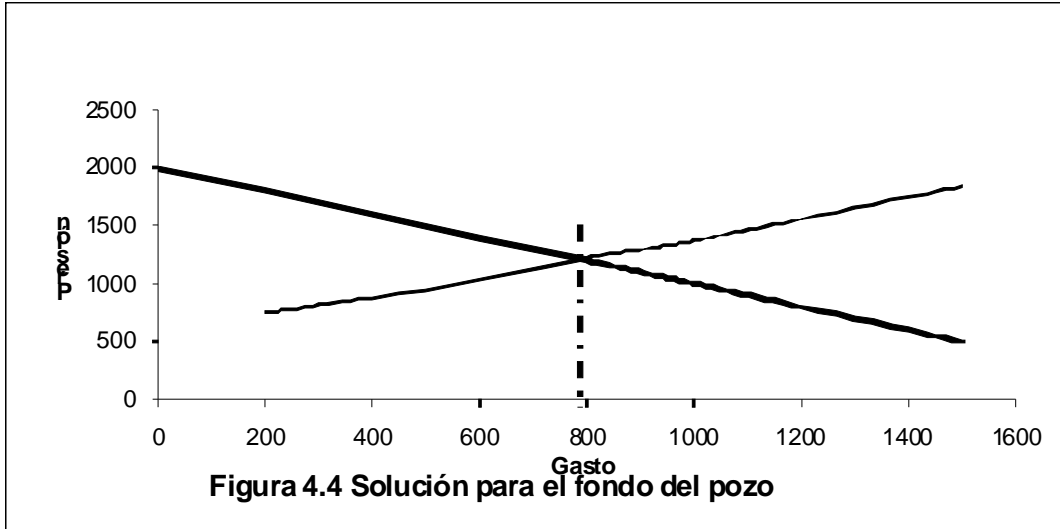
Gasto Supuesto b/d	$P_{wh}$ Tub horiz psi
200	115
400	140
600	180
800	230
1000	275
1500	420

3. Usando los mismos gastos supuestos que el paso 2 y la correspondiente presión en la cabeza del pozo, determinar la presión de entrada a la tubería de la correlación apropiada de flujo multifásico, la Tabla 4.3 muestra los resultados.

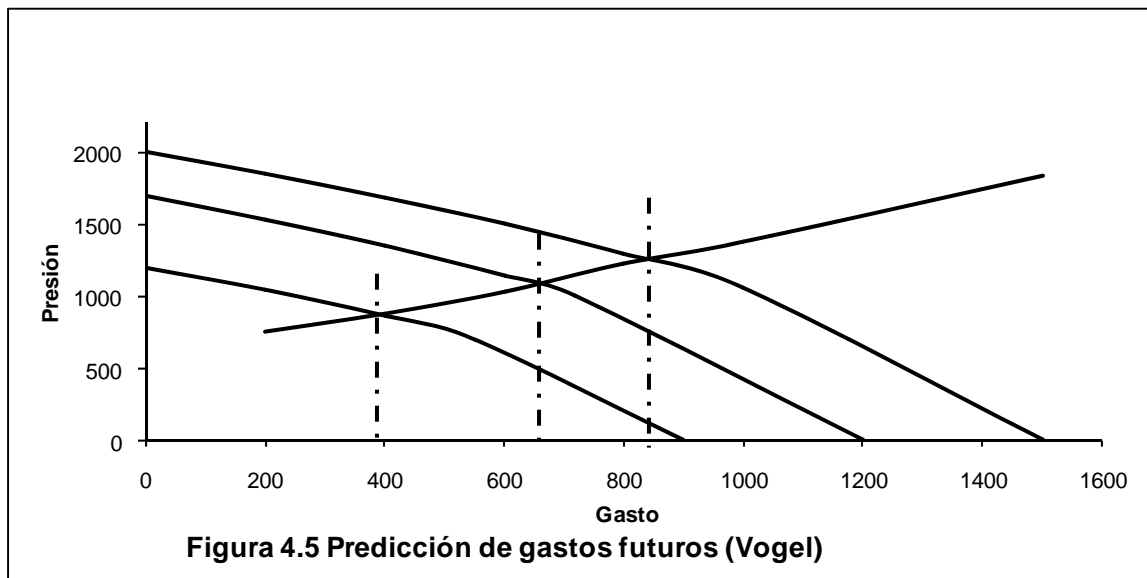
**Tabla 4.3**

Gasto supuesto b/d	$P_{wh}$ Tub horiz Psi	Presion a la entrada De la tuberia Psi
200	115	750
400	140	880
600	180	1030
800	230	1225
1000	275	1370
1500	420	1840

4. Graficar la presión de entrada a la tubería calculada en el paso 3 contra la presión de entrada al nodo calculada en el paso 1 como se muestra en la Figura 4.4. La intersección de estas dos curvas muestra el gasto al cual el pozo producirá por el sistema de tuberías instaladas. Cabe mencionar que este gasto se puede modificar al cambiar cualquier componente del sistema, como son; los diámetros de las tuberías , el estrangulador, presión de separación, etc. O cambiando la curva de IPR mediante una estimulación.



La solución en el fondo del pozo es usada ya que el yacimiento está aislado del sistema de tuberías, si hay un cambio en la presión promedio del yacimiento se puede observar los cambios en el gasto de producción mediante la construcción de curvas de IPR como se muestra en la Figura 4.5.



#### 4.2.2 SOLUCIÓN EN LA CABEZA DEL POZO

La otra solución más comúnmente usada, es ubicando el nodo en la cabeza del pozo (en el árbol de navidad). El sistema es dividido en dos componentes para ser solucionado, primero el separador y la línea de descarga (tubería horizontal) son considerados como un solo componente, Figura 4.6.

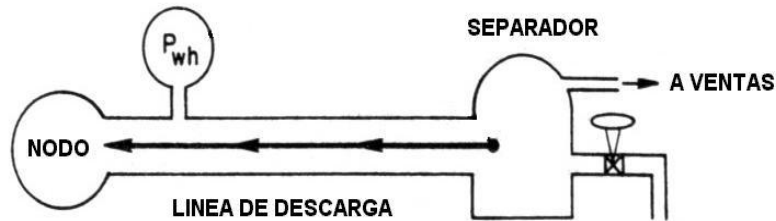


Figura 4.6 Línea de Descarga y Separador

Mientras que el yacimiento y la tubería de producción (tubería vertical) son considerados otro componente, Figura 4.7. En la Figura 4.6 se comienza con la presión de separación y se encuentra la presión en la cabeza del pozo necesaria para trasladar el gasto supuesto a través de la línea de descarga (tubería horizontal) hasta el separador. En la Figura 4.7 se comienza con la presión promedio del yacimiento  $\bar{P}_r$ , suponiendo un gasto para obtener la presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$  usando las curvas o ecuaciones apropiadas de IPR con esta presión y las correlaciones de flujo apropiadas obtener las presión en la cabeza del pozo necesaria para trasladar el gasto a través de la tubería de producción (tubería vertical).

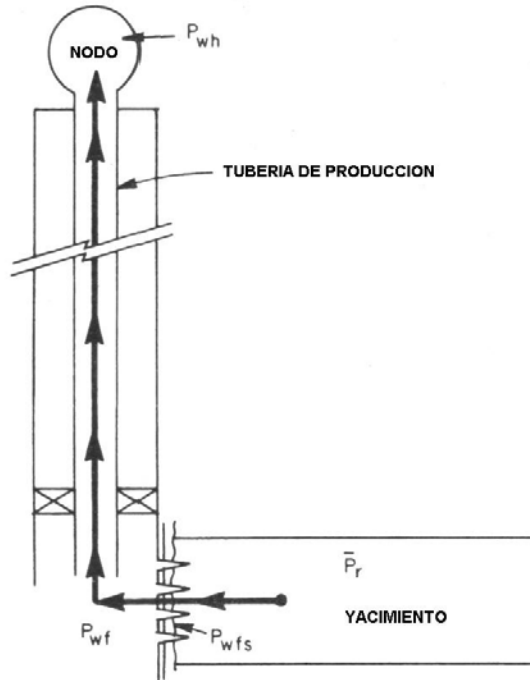


Figura 4.7 Yacimiento y Tubería de Producción

#### 4.2.2.1 PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN

1. Suponer distintos gastos de producción.
2. Comenzar con la presión de separación y encontrar la presión en la cabeza del pozo necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (tomando en cuenta el diámetro y longitud), esta será la presión de flujo a la salida del nodo. Estos valores (Tabla 4.2) representan la solución para la línea de descarga.
3. Usando los mismos gastos supuestos (paso 1) y comenzando con  $\bar{P}_r$ , encontrar la presión de flujo correspondiente para que el yacimiento produzca a esos gastos (Tabla 4.1).
4. Usar la presión de flujo obtenida en el paso 3, para determinar la presión permisible en la cabeza del pozo para esos gastos, la cual representa la presión de flujo en la entrada del nodo. Cabe mencionar que esta presión controla el gasto de producción del

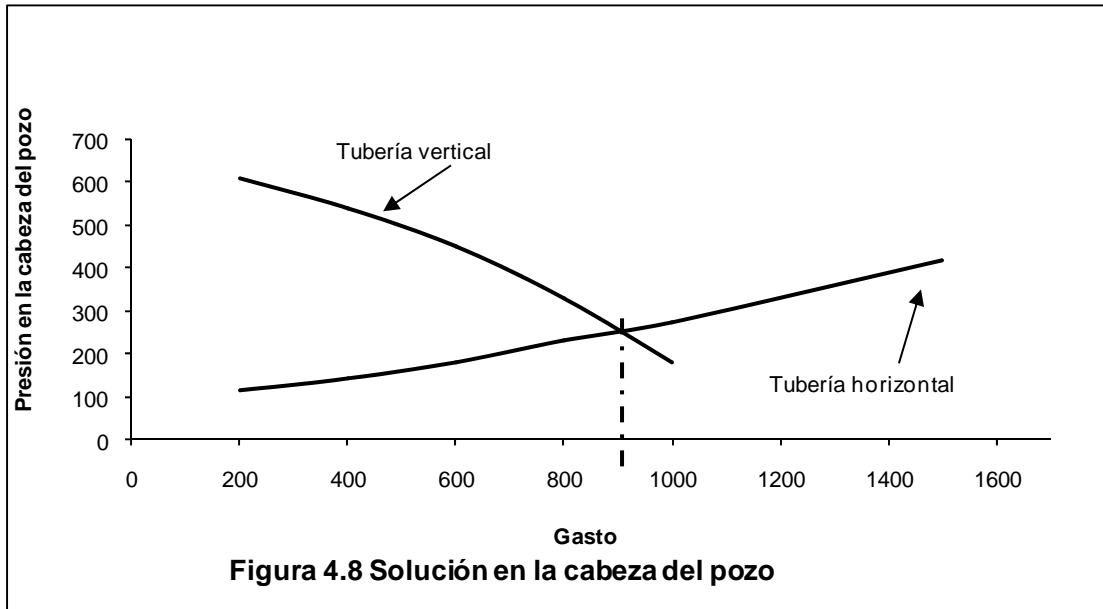


pozo. Se deben usar las correlaciones de flujo multifásico vertical. Los resultados son tabulados como muestra la Tabla 4.4.

**Tabla 4.4**

Gasto Supuesto b/d	$P_{wf}$ J constante psi	$P_{wh}$ J constante Psi	$P_{wf}$ Vogel Psi	$P_{wh}$ Vogel psi
200	2000	610	2031	610
400	1800	540	1849	540
600	1600	450	1650	440
800	1400	330	1428	300
1000	1200	180	1171	100
1400	800	-----	417	-----
1500	700	-----	0	-----

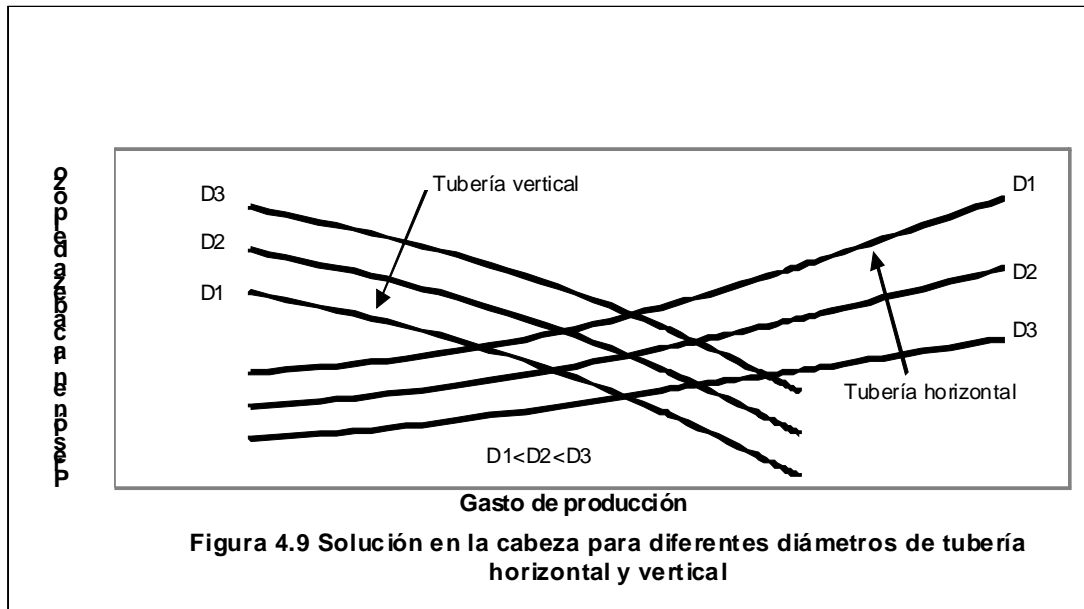
5. Graficar la presión en la cabeza obtenida en el paso 2 contra la presión en la cabeza obtenida en el paso 4 para obtener el gasto de producción, Figura 4.8.



**Figura 4.8 Solución en la cabeza del pozo**

Tomando la solución en la cabeza del pozo, la línea de descarga es aislada y así es más fácil observar los efectos de cambiar el tamaño de esta línea.

La Figura 4.9 ejemplifica una gráfica, donde se simulan distintos diámetros de tuberías tanto horizontales como verticales, para evaluar el gasto de producción con diferentes arreglos de tuberías.



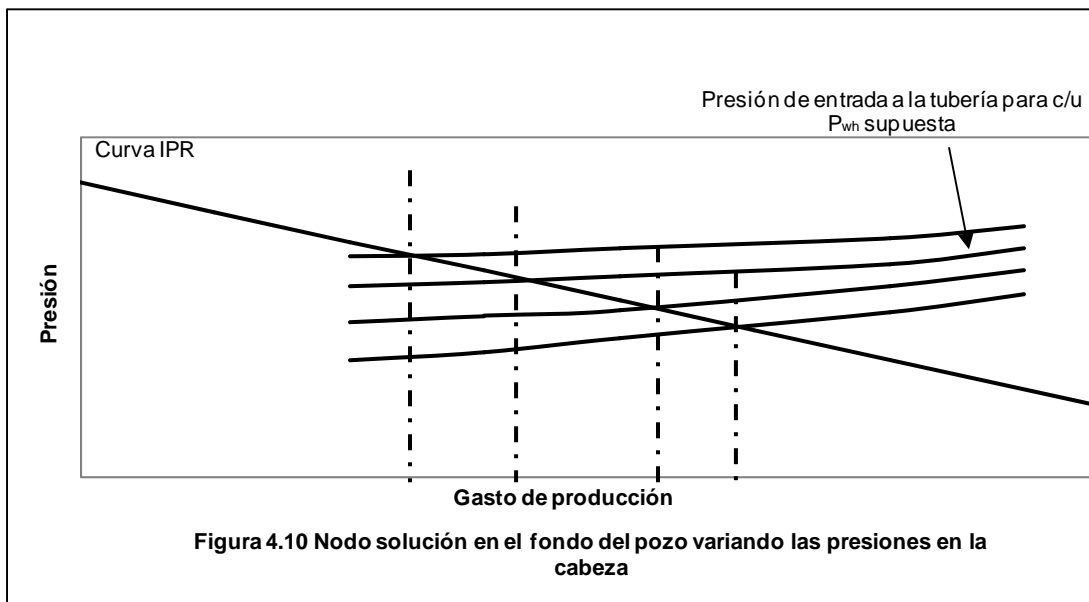
### 4.2.3 SOLUCIÓN COMBINANDO EL FONDO DEL POZO Y LA CABEZA DEL POZO

La solución combinando ambos métodos tiene la diferencia que la presión en la cabeza del pozo contra el gasto de producción se calcula de distinta manera.

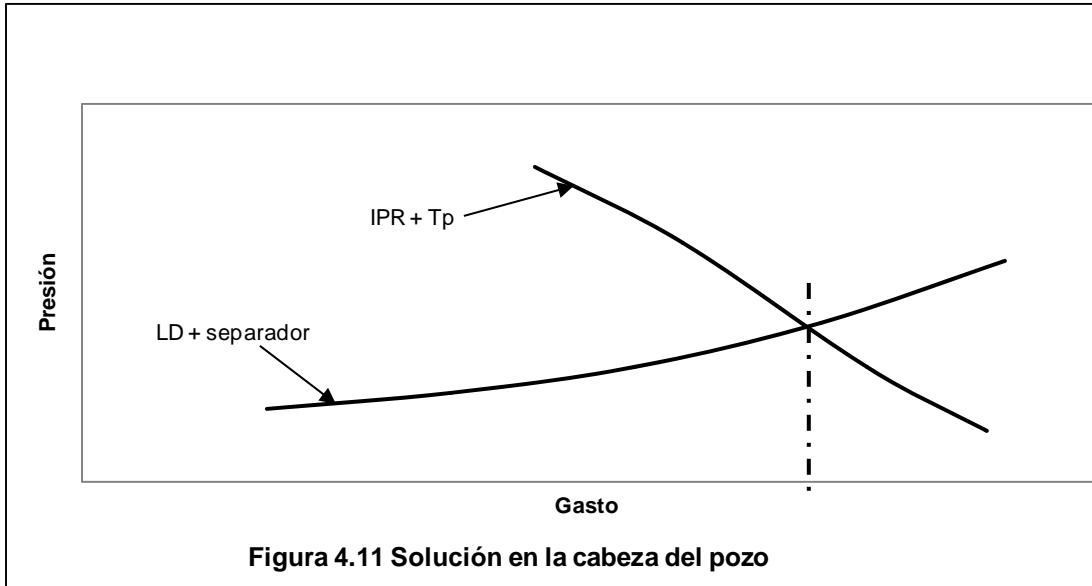
#### 4.2.3.1 PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN

1. Suponer distintas presiones en la cabeza del pozo.
2. Para cada presión en la cabeza suponer distintos gastos de producción.

3. Determinar la presión de entrada a la tubería para cada una de las presiones en la cabeza para los diferentes gastos supuestos.
4. Preparar una gráfica de presión contra gasto de producción como se muestra en la Figura 4.10.



5. Comparar los gastos de producción en la intersección de la presión de entrada a la tubería para cada presión en la cabeza del pozo con la curva de IPR.
6. Volver a graficar la presión en la cabeza contra el gasto como se muestra en la Figura 4.11.
7. Completar la solución graficando la presión en la cabeza necesaria para la línea de descarga (Tubería horizontal)



Las ventajas de usar esta solución es que se pueden obtener ambas soluciones, en la cabeza del pozo y en el fondo del pozo mucho más fácilmente.

#### **4.2.4 SOLUCIÓN EN EL SEPARADOR**

La selección de la presión de separación es crítica cuando se diseñan sistemas de inyección de gas o cuando la presión de gas del separador se debe incrementar para que fluya a un sistema con mayor presión. La presión de separación controla la presión de succión del compresor y se relaciona directamente a la potencia de éste.

La presión de separación no debe disminuirse o incrementarse indistintamente sin un análisis del desempeño de todo el sistema, en particular de la línea de descarga. Es erróneo pensar que bajando la presión de separación se incrementará el gasto de producción ya que en muchas ocasiones no sucede de esta manera debido a que el sistema de tuberías son una restricción al flujo.

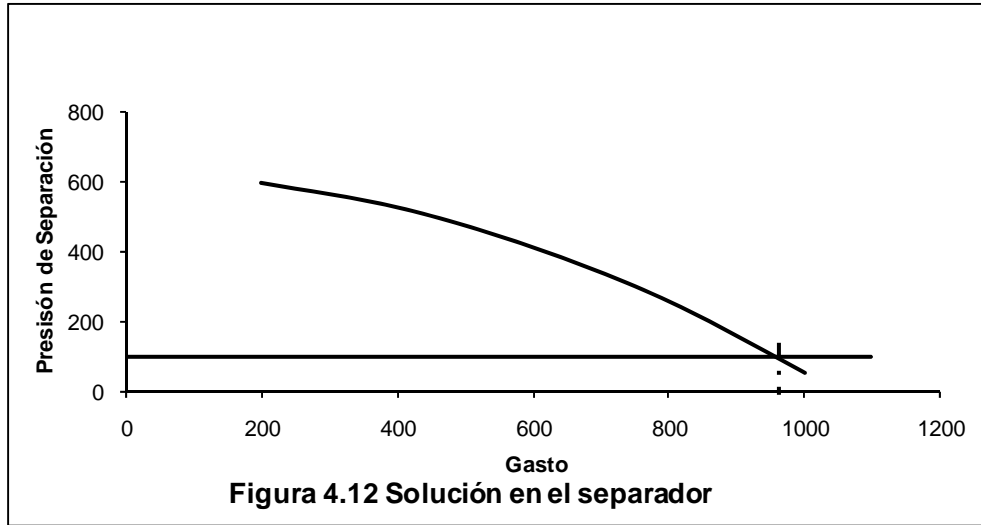
**4.2.4.1 PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN PARA J CONSTANTE**

1. Suponer distintos gastos de producción
2. Comenzar con  $\bar{P}_r$  y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca el gasto supuesto (Tabla 1).
3. Tomar  $P_{wf}$  obtenida en el paso 2 como la presión de entrada a la tubería y encontrar la presión en la cabeza del pozo con las correlaciones de flujo multifásico vertical.
4. Comenzar con la presión en la cabeza del paso 3, encontrar la presión de separación permisible para cada gasto, se tiene que tomar en cuenta que la presión de separación es constante (Tabla 4.5).

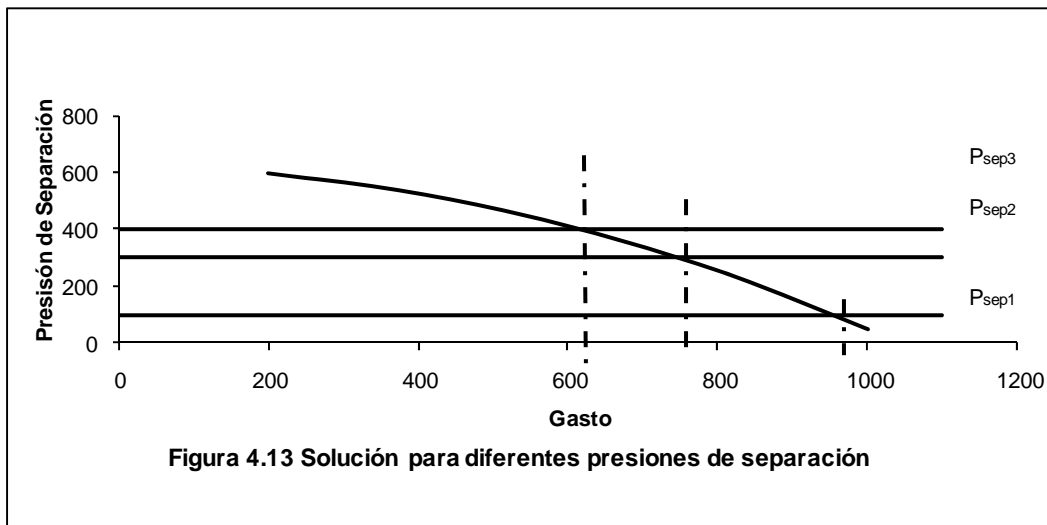
**Tabla 4.5**

Gasto supuesto B/d	$P_{wf}$ psi	$P_{wh}$ psi	Presión de separación psi
200	2000	610	595
400	1800	540	525
600	1600	450	410
800	1400	330	255
1000	1200	180	-----
1500	700	-----	-----

5. Graficar la presión de separación contra el gasto como se muestra en la Figura 4.12 y representar con una línea recta la presión de separación constante, la intersección de estas dos líneas representa el gasto de producción.



El gasto de producción para otras presiones de separación se puede determinar rápidamente graficando estas presiones en la misma gráfica, como se muestra en la Figura 4.13.



Tomando al separador como solución, se puede visualizar los efectos que tiene la presión de separación en el gasto de producción para un pozo en particular.

Para hacer la selección de la presión de separación óptima, se debe de analizar el tamaño de las líneas de descarga, características del fluido a ser separado, espacio disponible en superficie donde el separador será colocado.

#### 4.2.5 SOLUCIÓN CON LA PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO $\bar{P}_r$ PARA J CONSTANTE

La solución en esta posición ilustra los efectos de variar los valores de  $\bar{P}_r$ , como por ejemplo, al disminuir  $\bar{P}_r$  abajo de la presión de burbujeo, la relación gas aceite se incrementa. La solución en este nodo no es muy práctica como en las otras posiciones.

Para la solución en esta posición, se comienza en el separador y se continua la trayectoria hasta llegar a  $\bar{P}_r$ , tomando en cuenta las pérdidas de presión que hay para llegar hasta la posición deseada, como se muestra en la Figura 4.14.

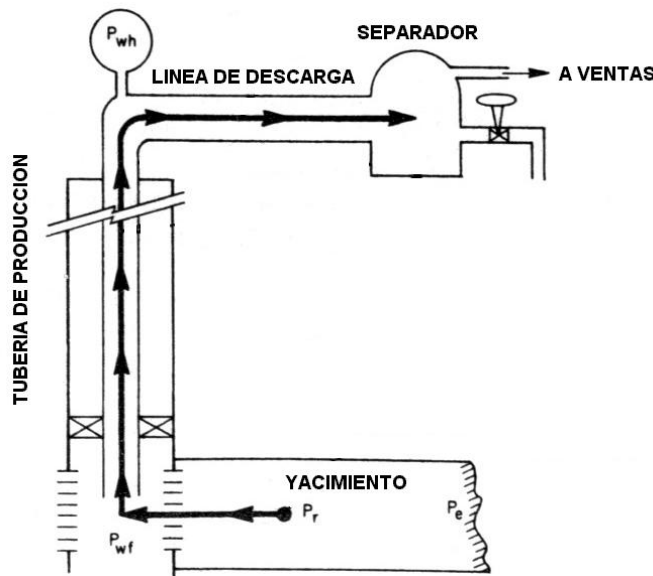


Figura 4.14 Solución con la Presión Promedio del Yacimiento

**4.2.5.1 PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN**

1. Suponer distintos gastos de producción
2. Comenzar con una presión de separación (constante), encontrar la presión en la cabeza del pozo necesaria para transportar los fluidos hasta el separador con las correlaciones de flujo multifásico vertical.
3. Usar la presión en la cabeza del pozo obtenida en el paso 2, usar las correlaciones de flujo multifásico vertical, para determinar los valores de presión de entrada a la tubería para los gastos supuestos.
4. Comenzar con la presión de entrada a la tubería obtenida en el paso 3, encontrar los valores de  $\bar{P}_r$  para cada gasto supuesto para J constante. La ecuación para J constante es la siguiente:

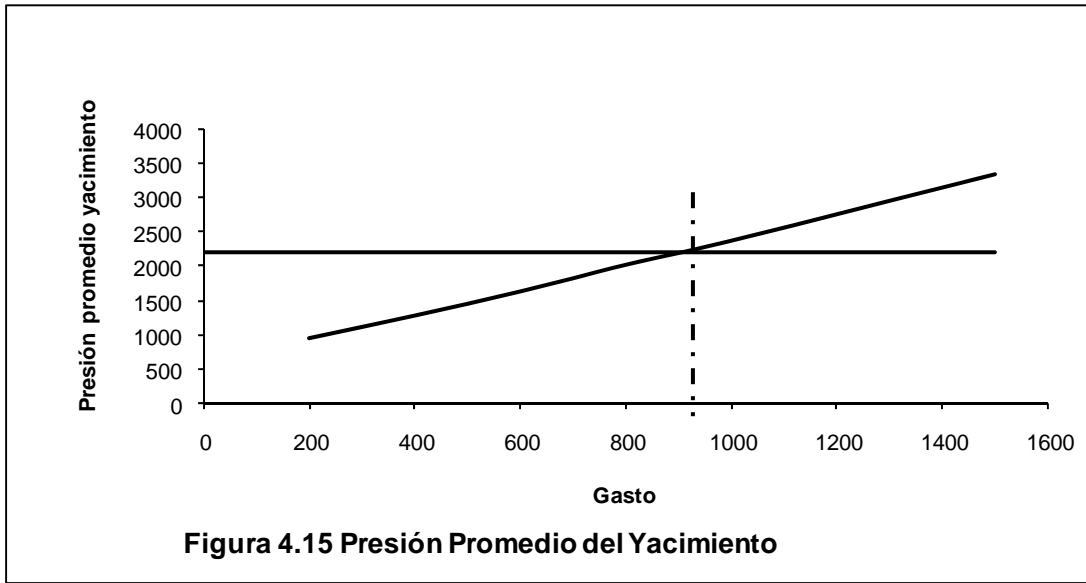
$$\bar{P}_r = P_{wf} + q/J \dots\dots\dots (4.3)$$

**Tabla 4.6**

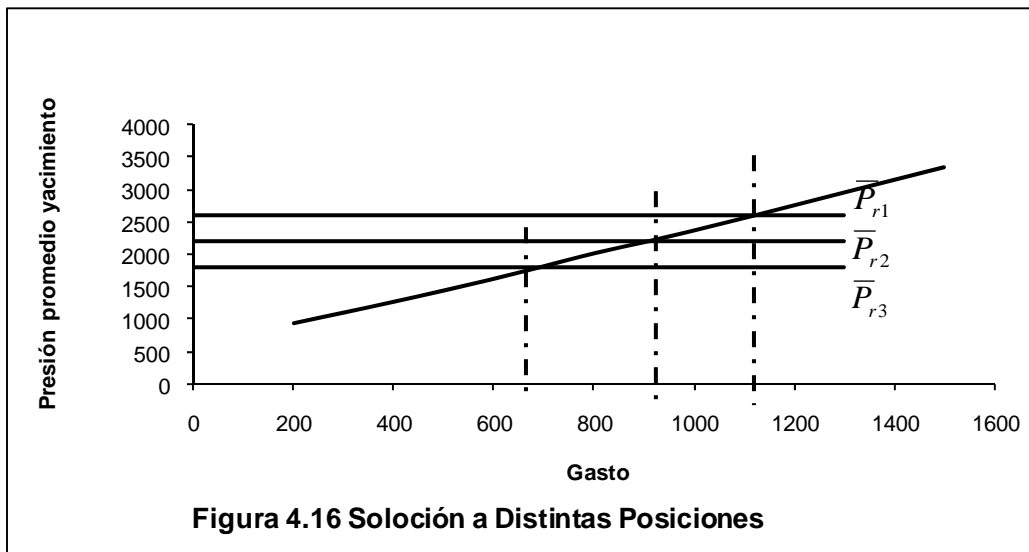
Gasto supuesto b/d	P <sub>wh</sub> Tub horiz Psi	Presion a la entrada de la tubería psi	Presión Promedio Psi
200	115	750	950
400	140	880	1280
600	180	1030	1630
800	230	1225	2020
1000	275	1370	2370
1500	420	1840	3340

5. Se grafica el gasto de producción contra la los valores de  $\bar{P}_r$  obtenidos en el paso 4 y se traza una línea recta la cual representa la presión promedio del yacimiento (constante), como se muestra en la Figura 4.15.





La solución en esta posición es de utilidad debido a que se puede determinar de forma inmediata el gasto de producción por medio de la presión promedio del yacimiento, como se muestra en la Figura 4.16



Lo práctico de esta solución es cuestionable, debido a que bajo condiciones normales de operación, la relación gas aceite cambia conforme la presión estática del yacimiento disminuye debajo de la presión de burbujeo, por lo que es necesario hacer una gráfica cada que esto suceda.

### 4.2.6 SOLUCIÓN ARRIBA DEL LINER

Este tipo de solución permite observar el efecto de los diferentes tamaños de tuberías de producción arriba del liner.

#### 4.2.6.1 PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN

El nodo solución se toma en la parte superior del liner. Se estima que dentro del pozo pueden entrar distintos diámetros de tubería de producción. Se comienza en el separador y en la presión promedio del yacimiento convergiendo ambas en la parte superior del liner como muestra la Figura 4.17.

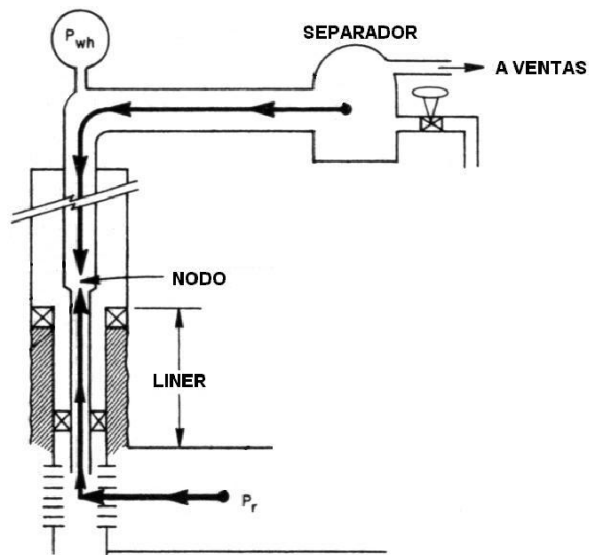


Figura 4.17 Solución Arriba del Liner

1. Suponer distintos gastos de producción.
2. Obtener la presión en la cabeza del pozo para cada gasto supuesto.
3. Con cada gasto supuesto y la presión en la cabeza del pozo correspondiente a esos gastos, determinar la presión en la parte superior del liner, como se muestra en la Tabla 4.7.

**Tabla 4.7**

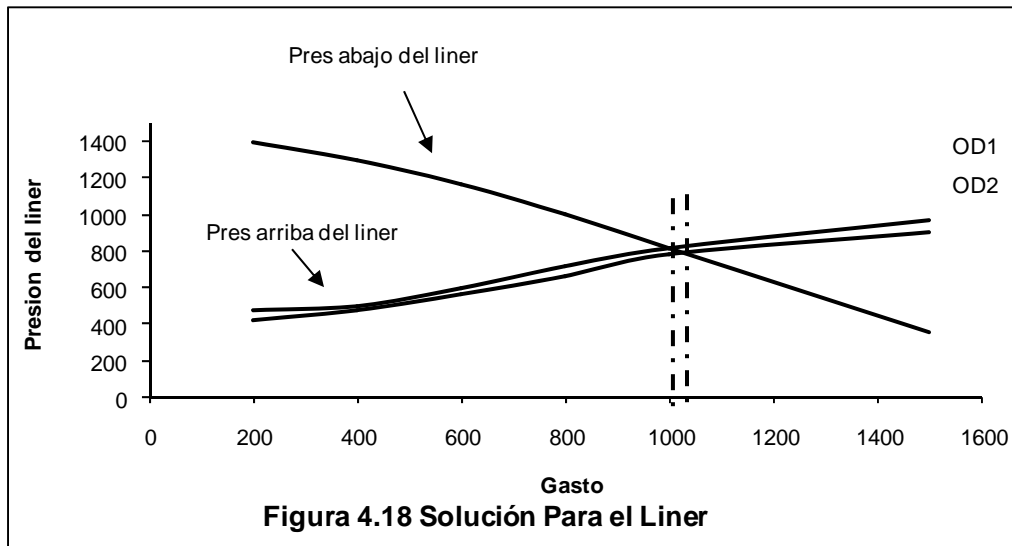
Gasto Supuesto b/d	P <sub>wh</sub> Tub horiz psi	Presión arriba del liner	
		Tubo OD1 psi	Tubo OD2 Psi
200	115	475	420
400	140	500	475
600	180	600	560
800	230	718	660
1000	275	820	780
1500	420	970	900

4. Comenzar con  $\bar{P}_r$ , obtener la presión de fondo fluyendo (curvas IPR o cálculos), como se muestran en la Tabla 4.1
5. Comenzar desde la  $P_{wf}$  del paso 4 y para los gastos supuestos obtener la presión de abajo del liner por medio de las correlaciones apropiadas, como se muestra en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8**

Gasto supuesto b/d	P <sub>wf</sub> Psi	Pres abajo del liner
		psi
200	2000	1400
400	1800	1300
600	1600	1170
800	1400	1000
1000	1200	820
1500	700	360

6. Graficar la presión arriba del liner (paso 3) contra la presión abajo del liner (paso 5), como muestra la Figura 4.18.



La intersección de las dos curvas representa el gasto de producción para cada una de las tuberías.

## CAPÍTULO 5

### TABLAS HIDRÁULICAS DE POZOS

#### 5.1 INTRODUCCIÓN

Los fluidos que entran al pozo desde el yacimiento deben tener cierta energía la cual permita llevar los fluidos hasta la superficie. Si esta energía, es suficiente para que el fluido llegue a la superficie, entonces el pozo produce con energía natural, siendo estos pozos los más económicos, debido a que no es necesario fuentes externas de energía.

En el caso de que los pozos fluyan con energía natural, se debe tener especial cuidado en el diseño de la tubería y la presión en la cabeza del pozo. Esta tarea parece fácil, pero es complicada en realidad, para que el fluido llegue hasta el separador, debe atravesar por diversos sistemas hidráulicos como son: el yacimiento, pozo, estrangulador y la línea de descarga. El mínimo cambio en los parámetros de flujo en cualquiera de estos componentes, afectará al parámetro de flujo del siguiente componente.

Debido a la necesidad de utilizar equipos artificiales de producción en el tiempo exacto y con los requerimientos de energía apropiados, es importante predecir la vida fluyente del pozo. Los cálculos hechos por los ingenieros de yacimientos permiten determinar la variación de la producción con respecto al tiempo, la relación gas aceite producida y el índice de productividad de un pozo o de un grupo de pozos dentro de un campo, así como la variación de la presión del yacimiento con respecto al tiempo.

## **5.2 CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS**

### **5.2.1 CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS HORIZONTALES**

Las investigaciones sobre los efectos del flujo multifásico en tuberías horizontales comenzaron en 1939, los resultados fueron publicados por Lockhart y Martinelli en 1949. Kriegel (1967) derivó y generalizó la formulación empírica bajo consideraciones teóricas. Otros autores han desarrollado modelos de una manera más práctica como son: Bertuzzi, Tek y Poettmann (1956); Eaton; Andrews y Knowles, y Beggs y Brill. El objetivo principal de estas investigaciones ha sido el análisis de flujo en dos fases (aceite y gas natural).

Las pérdidas de presión por fricción para flujo en dos fases en tuberías horizontales, es mayor que la suma de las pérdidas por fricción de cada una de las fases calculada individualmente. La fase gaseosa ocupa gran parte de la sección transversal de la tubería, ocasionando una reducción en la sección transversal para la fase líquida. Las pérdidas de presión por fricción para la fase gaseosa afecta de manera similar cuando hay presencia de líquido. En la mayoría de los sistemas que llevan flujo multifásico, la interfase líquida es turbulenta, esta turbulencia incrementa las pérdidas debidas a la fricción de la misma manera que lo hacen las paredes rugosas de la tubería. Durante el flujo por la tubería, la altura de la interfase gas-líquido varía con frecuencia, esta variación de la altura también ocasiona pérdidas de presión.

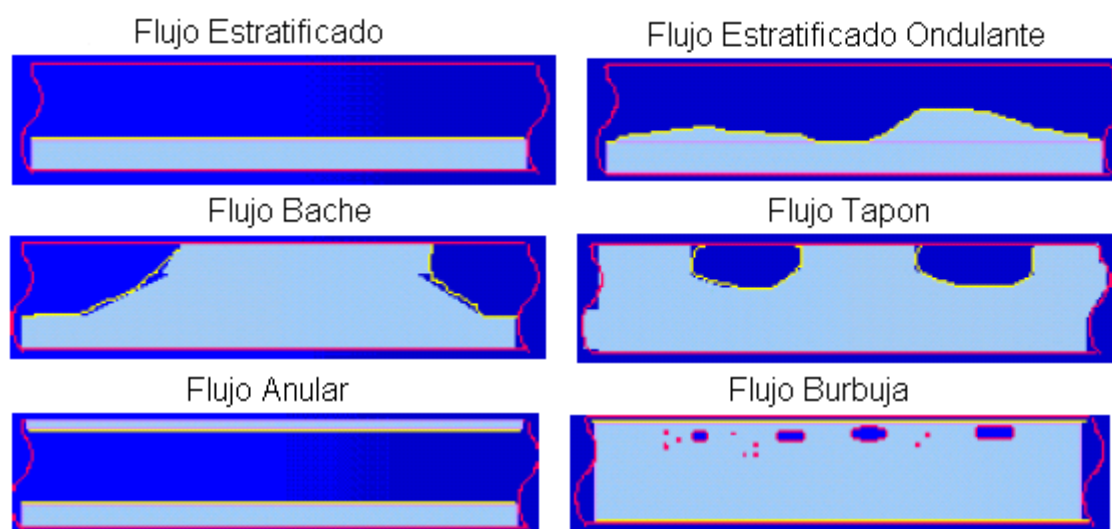
### **5.2.2 CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS VERTICALES**

Las investigaciones de las leyes que gobiernan el flujo en dos fases en tuberías verticales, comenzaron con Versluys (1930), que fue el primero en proporcionar una teoría general. Nuevas teorías se han publicado desde entonces, las cuales no se pueden considerar completas, en la práctica estas teorías proporcionan una gran aproximación. Estas ecuaciones se basan en diferentes

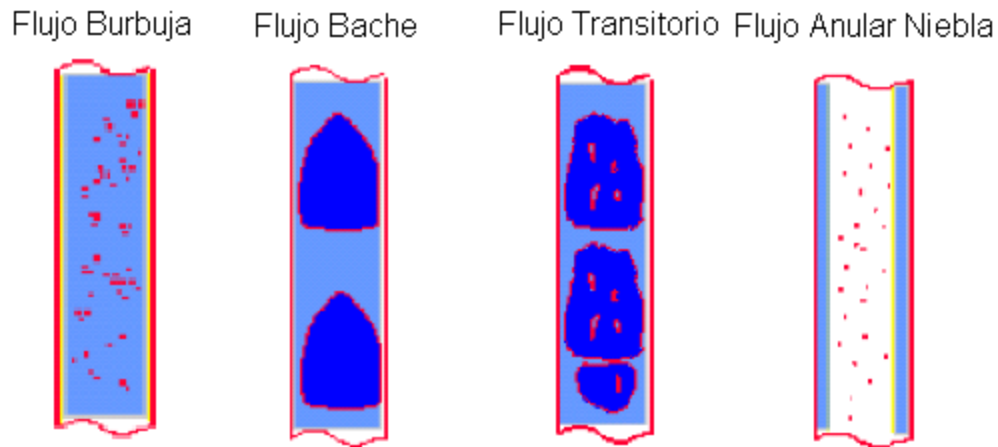
aproximaciones teóricas y distintas soluciones de problemas en la producción de gas y aceite. Las razones por las cuales las ecuaciones de flujo multifásico vertical tienen cierta complejidad son las siguientes: el volumen específico del flujo de fluidos varía considerablemente en función de la presión y temperatura, las pérdidas de presión por resbalamiento se suman a las pérdidas por fricción, el flujo es afectado por diversos parámetros (diámetro, rugosidad relativa, inclinación de la tubería, velocidad de flujo, densidad, viscosidad, etc), el líquido y el gas adoptan distintos patrones de flujo (distribución de los fluidos dentro de la tubería).

### 5.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Patrones de flujo: Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente lo pueden hacer en diversas formas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón y tipo de flujo como se muestran en las Figuras 5.1 y 5.2 para tuberías horizontales y verticales respectivamente.



**Figura 5.1. Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales**



**Figura 5.2. Patrones de Flujo para Tuberías Verticales**

### **5.3.1 PROPIEDADES QUE INFLUYEN EN EL FLUJO MULTIFÁSICO**

#### **COLGAMIENTO (YL):**

Se define como la relación entre el volumen del líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente la velocidad con que fluye el gas es diferente a la del líquido, conocido como resbalamiento entre las fases.

#### **RESBALAMIENTO:**

Este término se usa para describir el fenómeno natural de flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son diversas. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente la segregación gravitacional actúa ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas, para el primer caso, y mayor velocidad para el segundo caso.



**COLGAMIENTO SIN RESBALAMIENTO ( $\lambda$ ):**

Se define en la misma forma que el YL pero se calcula a partir de las condiciones de presión y temperatura de flujo existentes considerando las producciones obtenidas en la superficie ( $q_o$  y R).

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots\dots\dots (5.1)$$

**VELOCIDADES SUPERFICIALES:**

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

$$v_{sl} = \frac{q_l}{A_p} \dots\dots\dots (5.2)$$

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A_p} \dots\dots\dots (5.3)$$

$$v_m = \frac{q_l + q_g}{A_p} = v_{sl} + v_{sg} \dots\dots\dots (5.4)$$

Donde:

$A_p$  es el área de la sección transversal de la tubería.

**VELOCIDAD REAL:**

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

$$v_L = \frac{q_L}{A_L} = \frac{q_L}{A_p Y_L} = \frac{v_{sl}}{Y_L} \dots\dots\dots (5.5)$$

$$v_g = \frac{q_g}{A_g} = \frac{q_g}{A_p (1 - Y_L)} = \frac{v_{sg}}{(1 - Y_L)} \dots\dots\dots (5.6)$$

**DENSIDAD DE LA MEZCLA:**

Se obtiene a partir del colgamiento.

$$\rho_m = \rho_L y_L + \rho_g (1 - Y_L) \dots\dots\dots (5.7)$$

Sin resbalamiento.

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \dots\dots\dots (5.8)$$

Nota: los gastos de las ecuaciones anteriores (colgamiento, velocidades y densidades) están a condiciones de escurrimiento.

**VISCOSIDAD DE LA MEZCLA:**

Se calcula de la siguiente forma.

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda) \dots\dots\dots (5.9)$$

$$\mu_m = \mu_L^{Y_L} \mu_g^{(1-Y_L)} \dots\dots\dots (5.10)$$

**TENSIÓN SUPERFICIAL DE LA MEZCLA DE LÍQUIDOS:**

Se obtiene con la siguiente expresión.

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \dots\dots\dots (5.11)$$

Donde:

$f_o$  y  $f_w$  son el flujo fraccional al Aceite y al Agua respectivamente.

### **5.3.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES**

La capacidad de flujo en un Sistema Integral de producción, está en función de parámetros tales como: Longitud y Diámetros de tubería, propiedades de los fluidos, condiciones de presión y temperatura, etc. Con los que se determinan las pérdidas de presión de las mezclas de fluidos desde el radio de drene hasta la batería de separación.

Numerosos autores han presentado métodos experimentales de cálculo, conocidos también como correlaciones de flujo para evaluar el gradiente de presión en tuberías horizontales.

- Correlación de Bertuzzi, Tek Y Poettmann.
- Correlación de Eaton, Andrews y Knowles.
- Correlación de Begg y Brill.
- Correlación de Dukler.

Para flujo Horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} \dots\dots\dots (5.12)$$

**1. CORRELACIÓN DE BERTUZZI, TEK Y POETTMANN.**

Los autores de este método supone que las caídas de presión en tuberías horizontales:

- a) Son independientes del patrón de flujo.
- b) No consideran las pérdidas de presión por aceleración.
- c) Depende de los valores de densidad y gasto másico de la mezcla definidos por las siguientes ecuaciones.

$$\sigma_{ns} = \sigma_L \lambda + \sigma_g (1 - \lambda) \dots\dots\dots (5.13)$$

$$w_m = w_L + w_g \dots\dots\dots (5.14)$$

d) Son función de un factor de fricción para dos fases,  $f_{tp}$ , que se obtuvo usando 267 datos experimentales. Correlacionando  $f_{tp}$  con el número de Reynolds para cada fase, se dedujo la siguiente función:

$$\phi = (N_{Re\ g})^a (N_{Re\ l})^b \dots\dots\dots (5.15)$$

Donde:

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

$$b = 1 / \exp(0.1\psi)$$

$$\psi = W_g / W_L$$

Los exponentes  $a$  y  $b$  se seleccionan arbitrariamente para satisfacer la condición de que la ecuación (5.15) tienda al número de Reynolds del gas cuando la fase líquida tienda a cero, y tienda al número de Reynolds del líquido cuando la fase gaseosa tienda a cero.

La correlación para obtener el factor de fricción se muestra en la figura 5.3, observándose que es una función de  $\psi$ .

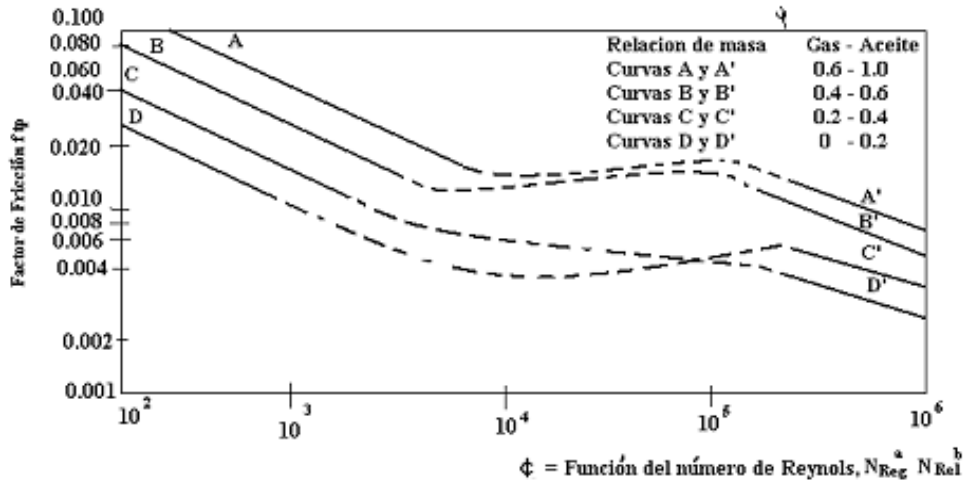


Figura 5.3. Gráfica del Factor de Disipación de Energía (Bertuzzi).

**2. CORRELACIÓN DE EATON, ANDREWS, KNOWLES Y BROWN.**

Esta correlación se desarrolló a partir de información obtenida sobre las condiciones de flujo en línea de 2 y 4 pg. de diámetro y de 1700 pies de longitud. Los fluidos de prueba fueron, por separado, agua, aceite y condensado como fase líquida y gas natural como fase gaseosa.

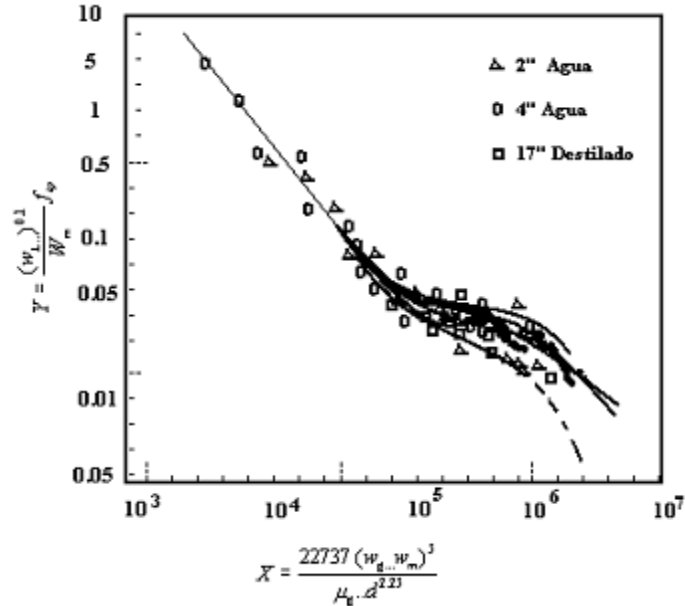
Para el Cálculo de gradiente de presión los autores proponen la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{43.539 f_{tp} w_m^2}{\sigma_{ns} d^5 (1 - E_k)} \dots\dots\dots (5.16)$$

Donde:

$$E_k = \frac{w_L \Delta(V_L^2) + w_g \Delta(V_g^2)}{9266.1 \left[ \frac{w_L}{\sigma_L} + \frac{w_g}{\sigma_g} \right] \Delta P} \dots\dots\dots (5.17)$$

A partir de información experimental, se obtuvo el factor por fricción  $f_{fp}$  para las dos fases como se muestra en la figura 5.4 donde la abscisa es:



**Figura 5.4. Correlación de Eaton para el Factor de Pérdidas de Energía**

$$x = \frac{22737(w_g w_m)^{0.5}}{\mu_g d^{2.25}} \dots\dots\dots (5.18)$$

y la ordenada:

$$y = \left(\frac{w_L}{w_m}\right)^{0.1} f_{fp} \dots\dots\dots (5.19)$$

Para obtener las velocidades reales de líquido  $V_L$  y del gas  $V_g$  es preciso conocer el colgamiento del líquido  $Y_L$  (0) en cualquier parte de la tubería. Esto sólo es necesario cuando las pérdidas de presión por aceleración son significativas. En tal caso, el colgamiento del líquido se determina con la siguiente ecuación, según sea el caso:

Para:  $0.001 \leq \psi \leq 0.11$

$$YL(0) = 0.109992 + 0.030058 x - 0.001376 x^2 \dots\dots\dots (5.20)$$

Donde:

$$x = 100\psi - 3.3 \dots\dots\dots (5.21)$$

Para:  $0.11 \leq \psi \leq 10.00$

$$YL(0) = 0.787768 + 0.038268x - 0.002135x^2 - 0.000027x^3 + 7 \times 10^{-6} x^4 \dots\dots\dots (5.22)$$

Donde:

$$x = (\log \psi - 0.1063)/0.1 \dots\dots\dots (5.23)$$

El valor de  $\psi$  se obtiene de la siguiente ecuación, propuesta por los autores.

$$\psi = \frac{N_{Lv}^{0.575}}{N_{gv} N_{pd}^{0.0277}} \left( \frac{P}{14.7} \right)^{0.05} \left( \frac{N_{L\mu}}{0.00226} \right)^{0.1} \dots\dots\dots (5.24)$$

### 3. CORRELACIÓN DE BEGGS Y BRILL.

Esta correlación se desarrolló a partir de datos experimentales en tuberías de acrílico transparente de 1 y 1 ½ pg. de diámetro de 90 pies de longitud y con inclinaciones de  $\pm 90^0$  bajo condiciones de operación controladas y empleando como fluidos de pruebas aire y agua.

A partir de balance de energía, se obtuvo la siguiente ecuación para determinar el gradiente de presión en tuberías horizontales.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = 43.539 \frac{f_{ip} w_m^2}{\sigma_{ns} d^5} + \frac{7.2557 \sigma_m w_g w_m}{\sigma_{ns} p d^4 \sigma_g} \frac{\Delta P}{\Delta L} \dots\dots\dots (5.25)$$

Definiendo el termino de pérdidas por aceleración:

$$E_k = \frac{7.2557\sigma_m w_g w_m}{\sigma_{ns} p d^4 \sigma_g} \dots\dots\dots (5.26)$$

las pérdidas de presión por la longitud quedan:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{43.539 f_{tp} w_m^2}{\sigma_{ns} d^5 (1 - E_k)} \dots\dots\dots (5.27)$$

El factor de fricción para las dos fases se obtiene de la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = \left( \frac{f_{fp}}{f_n} \right) f_n \dots\dots\dots (5.28)$$

Donde  $f_n$  es el factor de fricción para el diagrama de Moody para tuberías lisas.

$$f_n = \left[ 2 \log \left[ \frac{N_{Re}}{4.5223 \log N_{Re} - 3.8215} \right] \right]^{-2} \dots\dots\dots (5.29)$$

En donde:

$$N_{Re} = \frac{124 d v_m \sigma_{ns}}{\mu_{ns}} \dots\dots\dots (5.30)$$

El factor de fricción normalizado ( $f_{tp} / f_n$ ) es función del colgamiento del líquido  $YL(0)$ , y del colgamiento sin resbalamiento  $\lambda$  y puede obtenerse de la siguiente expresión.



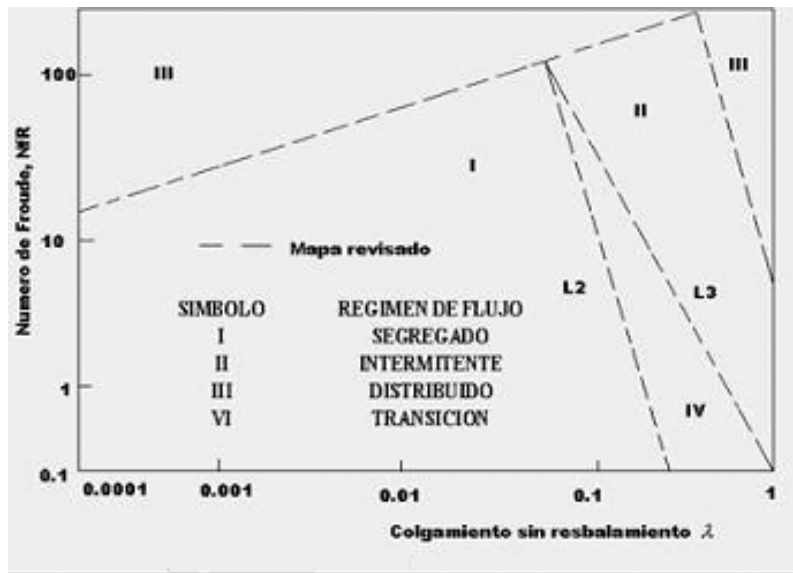
$$(f_p / f_n) = e^s \dots\dots\dots (5.31)$$

En la cual:

$$s = \frac{\ln x}{-0.0523 + 3.182 \ln x - 0.8725 \ln x^2 + 0.01853 \ln x^4} \dots\dots\dots (5.32)$$

$$x = \frac{\lambda}{Y_L(0)^2} \dots\dots\dots (5.33)$$

De sus observaciones Beggs y Brill elaboraron un mapa de patrones de flujo, Figura 5.5, en función del número de Froude y el colgamiento sin resbalamiento ( $\lambda$ ).



**Figura 5.5. Número de Fraude.**

**4. CORRELACIÓN DE DUKLER.**

Este método involucra el cálculo del colgamiento del líquido aun cuando las pérdidas de presión por aceleración se consideran despreciables.

En su correlación Dukler desarrolla un procedimiento para obtener un factor de fricción normalizado para las dos fases y el colgamiento real del líquido.

La expresión general para el cálculo de gradiente de presión es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = 0.0012939 \frac{f_{tp} \rho'_m v_m^2}{d} + \frac{1}{4633 \Delta L} \Delta \left[ \frac{\rho_g V_{sg}^2}{1 - Y_L(0)} + \frac{\rho_L V_{sL}^2}{Y_L(0)} \right] \Delta P \dots\dots\dots (5.34)$$

Donde

$$\rho'_m = \frac{\rho_L \lambda^2}{Y_L(0)} + \frac{\rho_g (1 - \lambda)^2}{1 - Y_L(0)} \dots\dots\dots (5.35)$$

Definiendo:

$$E_k = \frac{1}{4633} \Delta \left[ \frac{\rho_g V_{sg}^2}{1 - Y_L(0)} + \frac{\rho_L V_{sL}^2}{Y_L(0)} \right] \dots\dots\dots (5.36)$$

Reduciendo la Ecuación 5.34

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = 0.0012939 \frac{f_{tp} \rho'_m v_m^2}{d(1 - E_k)} \dots\dots\dots (5.37)$$

**5.3.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES**

Al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción se consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación, por lo que es de suma importancia realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de dichas tuberías.

Al hacerlo conjuntamente con un análisis integral del sistema de producción, es posible:

- a) Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- b) Proyectar aparejos de producción artificial (Neumático, Mecánico y Electrocentrífugo).
- c) Obtener la presión de fondo fluyendo, sin intervenir los pozos.
- d) Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
- e) Determinar la vida fluyente de los pozos.
- f) Corroborar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste.

- Método de Poettmann y Carpenter
- Método de Orkiszewski.
- Método de Beggs y Brill.
- Método Combinado de Beggs y Brill.
- Método Gráfico Gilbert.

Cuando el flujo es vertical las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente de presión debido a la misma generalmente se desprecia, quedando como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots (5.38)$$

**5.3.3.1 CRITERIOS EN EL DESARROLLO DE LAS CORRELACIONES**

Las diversas correlaciones de flujo existen para el cálculo de distribuciones de presión en tuberías.

**GRUPO 1:** No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas

por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo están incluidos los métodos de Poettmann y Carpenter, Francher y Bronw, y Baxendell y Thomas.

**GRUPO 2:** Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo.

**GRUPO3:** Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades de los fluidos en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo.

**5.3.3.1.1 MÉTODO DE POETTMANN Y CARPENTER**

Publicaron en 1952 un procedimiento analítico para determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico. Su ecuación principal fue desarrollada a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la tubería de producción.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left( \rho_{ns} + \frac{f_{tp} (q_0 M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right) \dots\dots\dots (5.39)$$

El factor de fricción se determinó aplicando la ecuación anterior y datos medidos de presión de fondo en 49 pozos fluyentes y con sistemas de bombeo neumático. Los valores de  $f_{tp}$  así obtenidos se correlacionaron con el

numerador del número de Reynolds, que expresado en unidades prácticas queda:

$$d\nu\rho_{ns} = 2.124 \times 10^{-3} \frac{q_o M}{d} \dots\dots\dots (5.40)$$

Para flujo anular los valores de  $d^5$  de la Ecuación 5.39 y de  $\frac{q_o M}{d}$  de la Ecuación 3.40, se sustituye por  $(d^2_{ci} - d^2_{te})(d_{2ci} - d_{2te}) (d_{ci} - d_{te}) (d_{ci} - d_{te})$  y  $\frac{qM}{d_{te} + d_{ci}}$   $qM/(d_{te} + d_{ci})$ , respectivamente.

**5.3.3.1.2 MÉTODO DE ORKISZEWSKI**

Orkiszewski analizó 13 métodos publicados y los publicó para predecir caídas de presión en pozos con condiciones muy diferentes a las supuestas en el desarrollo de los mismos. Orkiszewski observó que los mejores resultados, bajo ciertas condiciones de flujo, se obtenían con los métodos de Griffith y Wallis, y Duns y Ros. Por lo que tomó estas ecuaciones como base para desarrollar su método, combinándolas para los diferentes patrones de flujo. Con su aplicación se obtuvo una precisión del orden del 90% cuando los valores predichos se compararon contra datos de mediciones de caídas de presión de 148 pozos. El autor establece que la diferencia en velocidad y la geometría de las dos fases tienen una influencia considerable en las caídas de presión. En este método la densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento, considerando en ella el resbalamiento entre las fases. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Estos factores proporcionan la base para analizar el flujo bifásico en los diferentes patrones de flujo, para lo cual es necesario definir los regímenes de flujo y calcular los gradientes de presión.

Tabla de Régimen

**Tabla 5.1. Patrones de Flujo**

<i>CORRELACION</i>	<i>PATRÓN DE FLUJO</i>
<i>Griffith y Wallis</i>	<i>Burbuja</i>
<i>Griffith y Wallis</i>	<i>Bache (Término de densidad)</i>
<i>Orkiszewski</i>	<i>Bache (Término de fricción)</i>
<i>Duns y Ros</i>	<i>Transición Bache- Niebla</i>
<i>Duns y Ros</i>	<i>Niebla- Anular</i>

### **5.3.3.1.3 MÉTODO DE BEGG Y BRILL**

Establecieron una correlación para calcular la distribución de la presión en tuberías con flujo multifásico, a partir de pruebas de laboratorio. El método es aplicable a flujo horizontal, inclinado y vertical.

Los experimentos se realizaron en tubos transparentes de acrílico. Estos tubos estaban dotados de un mecanismo que permitía variar su posición desde la horizontal hasta la vertical; además se tenían dispositivos para medir gastos, caídas de presión, ángulos de inclinación, colgamientos. Los fluidos utilizados fueron aire y agua.

No obstante, 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.

La ecuación general establecida:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{1}{144} \left[ \frac{g \sin \theta \bar{\rho}_m + \frac{f_{tp} \rho_{ns} V_m^2}{5.362d}}{1 - \frac{V_m V_{sg} \bar{\rho}_m}{144 g_c \bar{p}}} \right] \dots\dots\dots (5.41)$$

Observando que sí:

YL tiende a 1, la ecuación se reduce para la fase líquida.

YL tiende a cero la ecuación se reduce para la fase gaseosa.

$\theta = 0$  el flujo es horizontal.

$\theta \pm 90^0$  el flujo es vertical.

$\theta > 0$  el flujo es ascendente.

$\theta < 0$  el flujo es descendente.

En la ecuación anterior se pueden apreciar fácilmente los términos de caídas de presión por elevación, fricción y aceleración ( $E_k$ ) siendo posible escribirla de la siguiente forma:

$$\frac{dp}{dL} = \left[ \frac{\left( \frac{dp}{dL} \right)_e + \left( \frac{dp}{dL} \right)_f}{1 - E_k} \right] \dots\dots\dots (5.42)$$

Los signos de los términos por elevación y por fricción, dependerán del tipo de flujo y la presión conocida al inicio de la aplicación del método.

### **5.3.3.1.4 MÉTODO GRÁFICO DE GILBERT**

El análisis del comportamiento de flujo bifásico en tuberías verticales se puede realizar en base a las gráficas de gradiente de presión desarrolladas por Gilbert y Kermit Brown u otros métodos.

#### **Desarrollo del Método:**

Gilbert da una solución empírica al problema de flujo vertical. Registró mediciones de la caída de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas. Los parámetros que midió en un gran número de pozos fluyentes fueron:

- a) Presión en la cabeza del pozo  $P_m [lb/pg^2]$ .
- b) Producción bruta de líquidos  $q_L [bl/dia]$ .
- c) Relación Gas-Aceite  $R [pie^3/bl]$ .
- d) Diámetro de la tubería  $d [pg]$ .
- e) Profundidad de la tubería  $L [pies]$ .
- f) Presión de fondo fluyendo  $P_{wf} [lb/pg^2]$ .

Además consideró que la presión de fondo fluyendo dependerá únicamente de las otras 5 variables.

Curvas de distribución de presiones en tubería vertical.

Partiendo del punto B de la Figura 5.6 trazamos una vertical hasta intersectar la curva 'a' y sobreponiendo la curva 'b' con la curva 'a' se observa que la curva 'b' coincide con la sección de la curva 'a' de lo cual podemos concluir que las curvas a,b,c,d son realmente partes de una misma curva, como lo muestra la Figura 5.6.



En forma similar se construyeron las curvas de gradientes considerando una presión en la boca del pozo igual a cero para diferentes relaciones gas aceite conservando el gasto y diámetro de la  $T_p$  constantes.

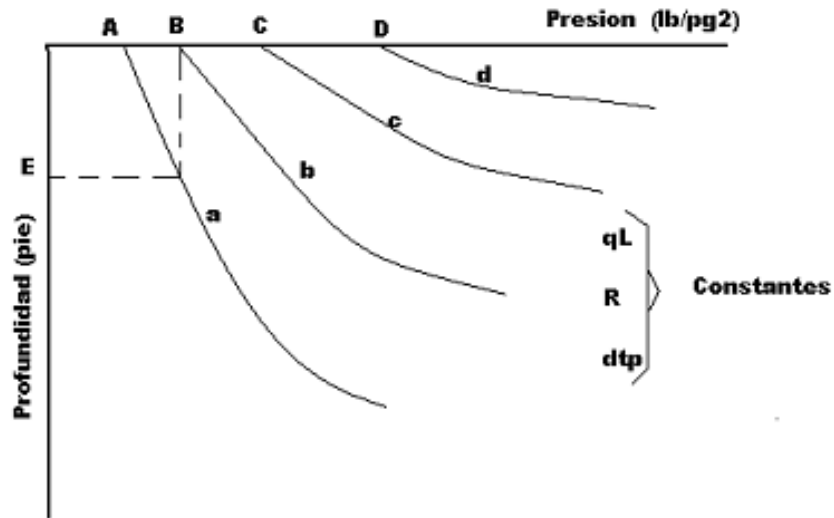


Figura 5.6. Curvas de Distribución de Presiones en Tubería Vertical

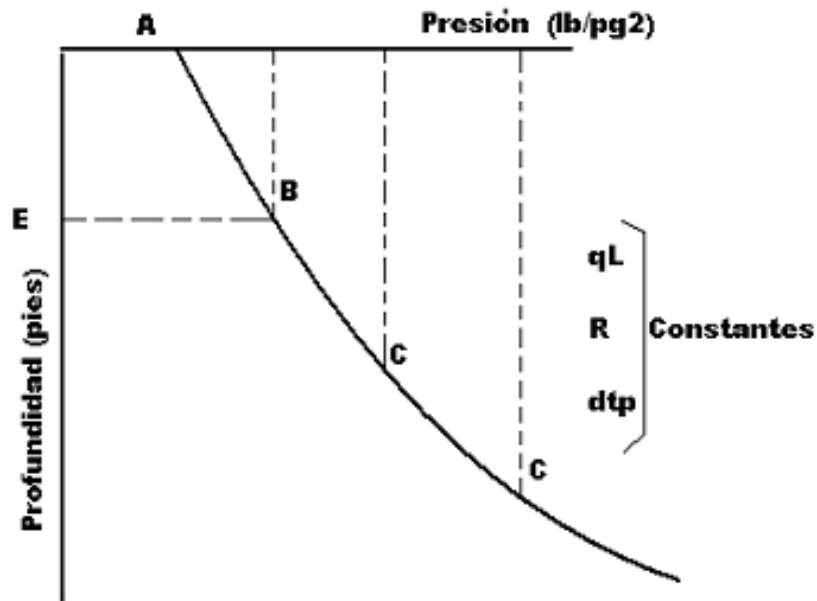


Figura 5.7. Curvas de Distribución de Presión en Flujo Bifásico

Las curvas de gradiente de presión se utilizan para determinar las presiones de fondo fluyendo para distintos gastos, a partir de la presión en cabeza la cual se considera constante o bien las presiones en cabeza del pozo a partir de las presiones de fondo fluyendo correspondientes a gastos supuestos.

Curvas:

- a) Se selecciona el juego de curvas en base al diámetro de la tubería de producción y el gasto del líquido'
- b) Una vez seleccionado el juego de curvas de gradientes de presión, se localiza en el eje horizontal la presión y a partir de ella se traza una línea vertical hasta intersectar la curva correspondiente a la relación gas aceite de interés.
- c) En el punto de intersección anterior, se traza una línea horizontal hasta que interseca el eje vertical que corresponde a las profundidades.
- d) A este punto se le suma o se le resta el valor de la profundidad o longitud de la tubería de producción, según se desee determinar la presión de fondo fluyendo o la presión en cabeza del pozo.
- e) A partir de este punto se traza una línea horizontal hasta intersectar, una vez mas la curva correspondiente a la relación gas aceite dado.
- f) Este nuevo punto de intersección se le traza una línea vertical hasta cortar el eje horizontal que es el punto de la presión deseada. Figura 5.8 método gráfico.

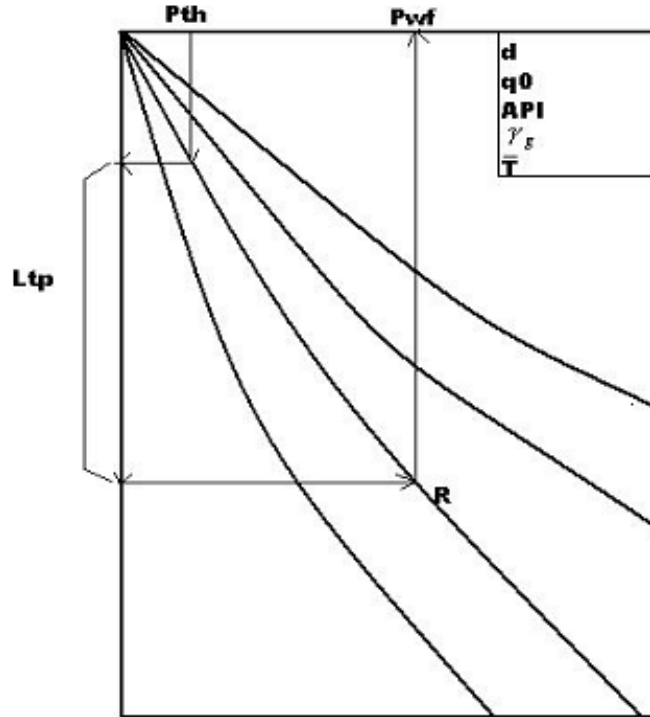


Figura 5.8. Método Gráfico de Gilbert

### 5.3.3.2 EFICIENCIA DE FLUJO

De la ecuación que expresa el gradiente de presión total considerando despreciable el efecto de caída de presión por el efecto de la aceleración tenemos que:

$$\Delta P_T = \Delta P_e + \Delta P_f \dots\dots\dots (5.43)$$

La caída de presión por elevación es:

$$\Delta P_e = 0.433\gamma_L \Delta h \dots\dots\dots (5.44)$$

Donde:

$$\Delta P_e [lb/pg^2],$$

$\gamma_L$  densidad relativa del líquido" agua = 1"

$\Delta h$  [pies].

La pérdida de presión por fricción, en unidades prácticas (de la ecuación de Darcy).

$$\Delta P_f = 0.6056 \frac{f \gamma_L q^2 L}{d^5} \dots\dots\dots (5.45)$$

Al sustituir que da:

$$\Delta P_T = 0.433 \gamma_L \Delta h + 0.6056 \frac{f \gamma_L q^2 L}{d^5} \dots\dots\dots (5.46)$$

La rugosidad de la tubería dependerá del proceso empleado de su fabricación, su grado y tamaño. Aún las tuberías nuevas y con mayor razón las almacenadas, mostrarán valores aleatorios en su rugosidad. Los efectos de corrosión, erosión, incrustaciones que ocurren en las tuberías en operación, también afectan las condiciones de flujo. Por lo anterior, los gastos calculados mediante las correlaciones raramente concuerdan con los medios.

Para compensar esta imprecisión, generalmente se introduce en los cálculos un factor de eficiencia E. Este factor se define como la fracción (o por ciento) del gasto total calculado al manejado realmente en una tubería. Cuando se carece de datos de campo, la sección E se basa en la experiencia, sin embargo un valor de 0.90 es apropiado para los cálculos en el diseño de tuberías. Para calcular el gasto real de una línea, su gasto teórico se multiplica por el factor E. Para corregir las pérdidas de presión calculadas, estas se dividen por la raíz cuadrada de E. Este procedimiento tiene el mismo efecto para cambiar el factor de fricción por un nuevo valor  $f/E^2$ .

Por lo tanto la caída de presión total queda.

$$\Delta P_T = 0.433 \gamma_L \Delta h + 0.6056 \frac{f \gamma_L q^2 L}{d^5 E^2} \dots\dots\dots (5.47)$$

### 5.4 GRADIENTES DE PRESIÓN

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

De acuerdo con la ley de la conservación de energía:

$$E_1 + \Delta w_f + \Delta w_s = E_2 \dots\dots\dots (5.48)$$

Donde:

$\Delta w_f$  = Pérdidas de energía por fricción. Estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (Viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

$\Delta w_s$  = Pérdidas de energía por trabajo externo.

E1 = Energía por unidad de masa en la posición 1 en (lbf –pie)/ lbm

E2 = Energía por unidad de masa, en la posición dos. (lbf –pie)/ lbm

En base a la ecuación de la ley de la conservación de la energía podemos obtener el gradiente de presión total, el cual se acostumbra escribir de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots (5.49)$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T$  = gradiente de presión total.

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e$  = gradiente de presión por elevación.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \text{gradiente de presión por fricción}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} = \text{gradiente de presión por aceleración.}$$

### **5.4.1 PROCEDIMIENTO GENERAL DEL CÁLCULO EN TUBERÍAS HORIZONTALES**

El procedimiento de cálculo para el caso de flujo isotérmico es el siguiente:

- 1) Se inicia con una  $P_1$  conocida a la entrada de la tubería. En este punto  $L = 0$ .
- 2) Suponer una caída de presión  $\Delta P$  y calcular la presión media y  $P_2$  de la siguiente forma.  $\bar{P} = P_1 - \Delta P / 2$ ..... $P_2 = P_1 - \Delta P$ .
- 3) Determinar las propiedades de los fluidos  $(R_s, \sigma, B_o, Z, B_g, \mu_o, \mu_g, \ell_o, \ell_g)$  a las condiciones medias de escurrimiento. si  $\mu_{om}$  se tiene como dato de campo, ésta deberá ser tomada en lugar del valor obtenido con la correlación de Beal.
- 4) Calcular las velocidades superficiales y los gastos másicos de las fases, así como el colgamiento sin resbalamiento.
- 5) Determinar el colgamiento  $Y_L(0)$  y la densidad de la mezcla.
- 6) Sí las pérdidas por aceleración no se consideran despreciables determinar su valor.
- 7) Obtener el valor de factor de fricción de dos fases.
- 8) Aplicando la ecuación correspondiente determinar el valor del gradiente de presión  $\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)$  y con este, el  $\Delta L$  correspondiente a la  $\Delta P$  supuesta.

Reemplazar  $L$  por  $L + \Delta L$  ; si este valor es menor que la longitud total, hacer  $P_1 = P_2$  y repetir el procedimiento desde el paso 2. Si  $L$  es igual o mayor que la

longitud total, el cálculo se termina, obteniéndose la presión final por interpolaciones si es necesario.

Los pasos 5, 6, 7 dependen del método que se esté empleando para el cálculo de perfil de presión. Cuando el flujo no es isotérmico, se tienen que incluir los siguientes pasos.

2' Suponer un incremento de la longitud  $\Delta L$  correspondiente a la  $\Delta P$  supuesta y obtener la temperatura media en el incremento.

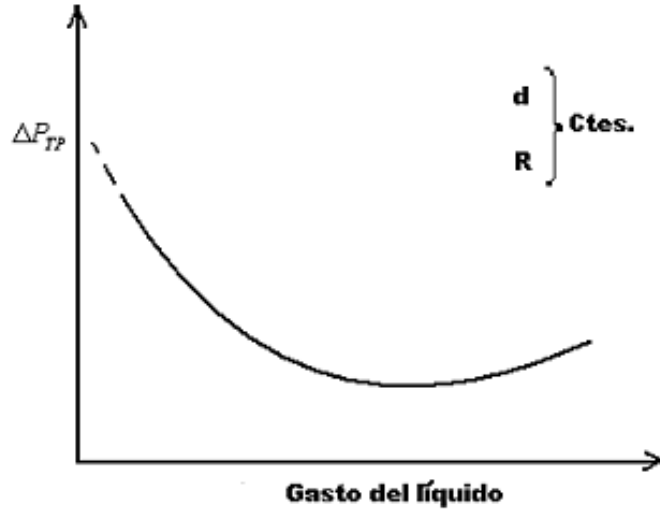
8' si el  $\Delta L$  calculado es igual al supuesto o esta dentro de la tolerancia preestablecida, continuará en el paso 9. En caso contrario  $\Delta L_s = \Delta L_c$  determinar la temperatura media en el intervalo y regresar al paso 3.

#### **5.4.2 PROCEDIMIENTO GENERAL DEL CÁLCULO EN TUBERÍAS VERTICALES**

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots (5.50)$$

Si se grafican caídas de presión por TP contra el gasto del líquido, considerando el diámetro de la tubería y la relación gas aceite (RGA) constantes, se obtendrá una curva como se muestra en la Figura 5.9. En esta curva se observa que las caídas de presión disminuyen al aumentar el gasto del líquido hasta un punto mínimo a partir del cual aumentan. Lo anterior se debe a que a altos gastos del líquido las caídas de presión se originan principalmente por la fricción, donde la velocidad de la mezcla es alta. Conforme disminuye el gasto del líquido, la velocidad de la mezcla también disminuye, por lo que las caídas de presión por fricción van disminuyendo, hasta que la caída de presión total alcanza un valor mínimo. Después de este valor la velocidad del líquido y la capacidad de arrastre del gas van disminuyendo provocando que las pérdidas de presión se deban

principalmente al efecto de colgamiento y al correspondiente aumento en la densidad de la mezcla, hasta llegar a un flujo inestable.



**Figura 5.9. Caídas de Presión por TP Variando el Gasto**

Si ahora se hace una gráfica de las caídas de presión por TP contra el diámetro de la Tubería, manteniendo los gastos de gas y líquidos constantes la resultante será parecida a la Figura 5.10.



**Figura 5.10 Caídas de Presión en TP con Distintos Diámetros**

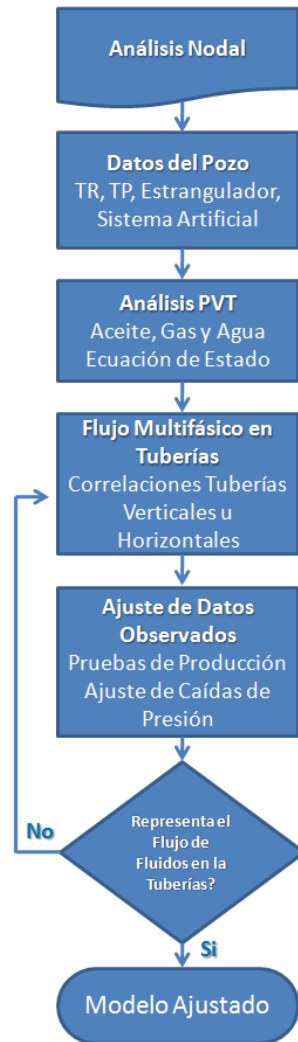


Conforme va aumentando el diámetro de la tubería las caídas de presión van disminuyendo hasta un valor mínimo, después del cual se incrementan notablemente. Para diámetros grandes de la TP la velocidad del líquido con respecto a la velocidad del gas es menor, por lo que el resbalamiento entre las fases y el consecuente colgamiento del líquido provoca las mayores pérdidas de presión. Al ir disminuyendo el diámetro de la tubería, los efectos anteriores se van reduciendo hasta que, para diámetros pequeños, las velocidades del líquido y del gas van aumentando, solo que la del líquido lo hace en menor proporción que en la del gas, debido a la compresibilidad del mismo. En esta etapa las pérdidas de presión se deben principalmente a la fricción.

## **5.5 CONSTRUCCIÓN DE TABLAS HIDRÁULICAS**

Como se ha estado apuntado en los capítulos anteriores, la comunicación entre el yacimiento y la superficie es el aparejo de producción. El principal factor en esta etapa es el flujo de fluidos a través de las tuberías, tal como se muestra en la Figura 4.1. El resultado es el cálculo de las caídas de presión a través de la tubería que va a llevar el fluido de la cara de la arena hasta la superficie. Las ecuaciones que realizan este cálculo son las descritas en este capítulo, a través del flujo multifásico en tuberías. Las cuales dependen de los parámetros físicos y de operación del pozo.

En la Figura 5.11 se muestra el flujo de trabajo que se tiene que seguir para ajustar las condiciones de operación del pozo a un modelo matemático. El objetivo de este es calcular las caídas de presión a lo largo de toda la tubería de producción y proporcionar el gasto de producción en la cabeza del pozo. El método que permite analizar el comportamiento de producción del pozo es lo que ya se menciona en el capítulo anterior, como análisis nodal. El objetivo de esto es predecir el comportamiento de producción en las condiciones actuales, también al variar los parámetros en algún nodo del sistema.

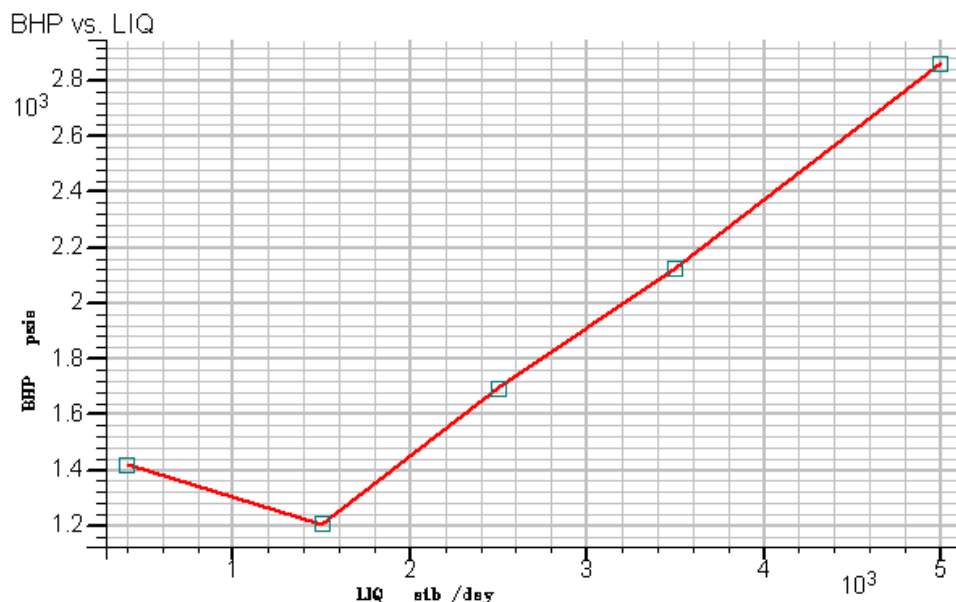


**Figura 5.11 Flujo de Trabajo para el Análisis Nodal**

La base para la construcción de una tabla hidráulica, es un análisis nodal que tiene como nodo solución al fondo del pozo. En este se tienen que hacer las siguientes consideraciones:

- Suponer un rango de gastos de producción de fluidos.
- Definir la presión en la cabeza del pozo.
- Utilizando los gastos supuestos y la presión en la cabeza del pozo, se determina la presión de fondo fluyendo mediante la aplicación de la correlación de flujo multifásico.

Lo anterior da como resultado la curva de afluencia del pozo. Para unas condiciones de fracción de gas, de fracción de agua y algún sistema artificial presente en el pozo. Esto se puede observar en la Figura 5.12.



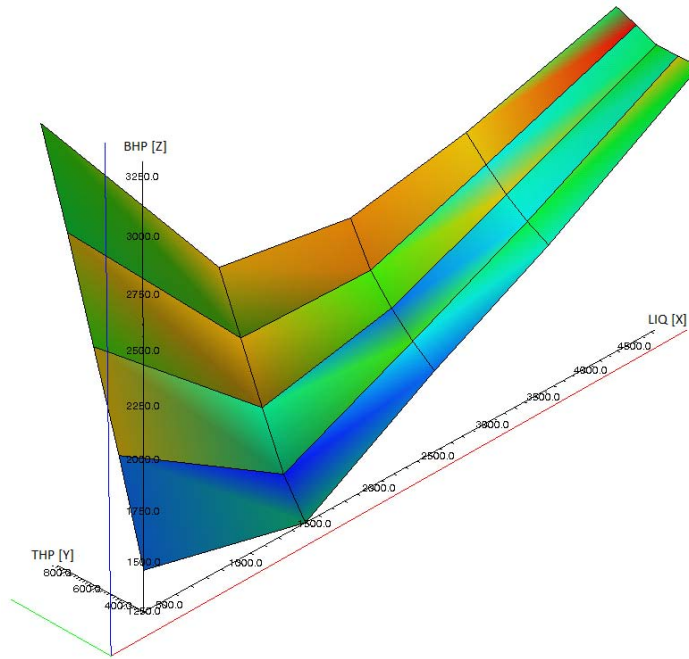
**Figura 5.12 Curva de Afluencia desde el Fondo del Pozo hasta Superficie**

La tabla hidráulica será aplicar el mismo procedimiento anterior, pero para un rango de valores de:

- Presión en la cabeza del pozo.
- Fracción de gas.
- Fracción de agua.
- Variables del sistema artificial, como lo puede ser gasto de inyección de gas de bombeo neumático, potencia de la bomba de un bombeo Electrocentrífugo.

El resultado es el cálculo de la presión de fondo fluyendo para cada combinación de gasto de fluidos, a un valor de presión en la cabeza, para las condiciones de fracción de gas, fracción de agua y el valor del sistema artificial. Esto es la tabla hidráulica, que trabajara para las diferentes condiciones dadas de operación del

pozo. El objetivo es proporcionar puntos para generar una superficie de respuesta, para que a cualquier condición de operación del pozo, se pueda obtener el valor de la presión de fondo fluyendo. Por ejemplo, en la Figura 5.13, se muestra el resultado de una tabla hidráulica, para un rango de gastos de producción, un rango de presiones en la cabeza y para un valor específico de RGA, WCT y valores del sistema artificial.



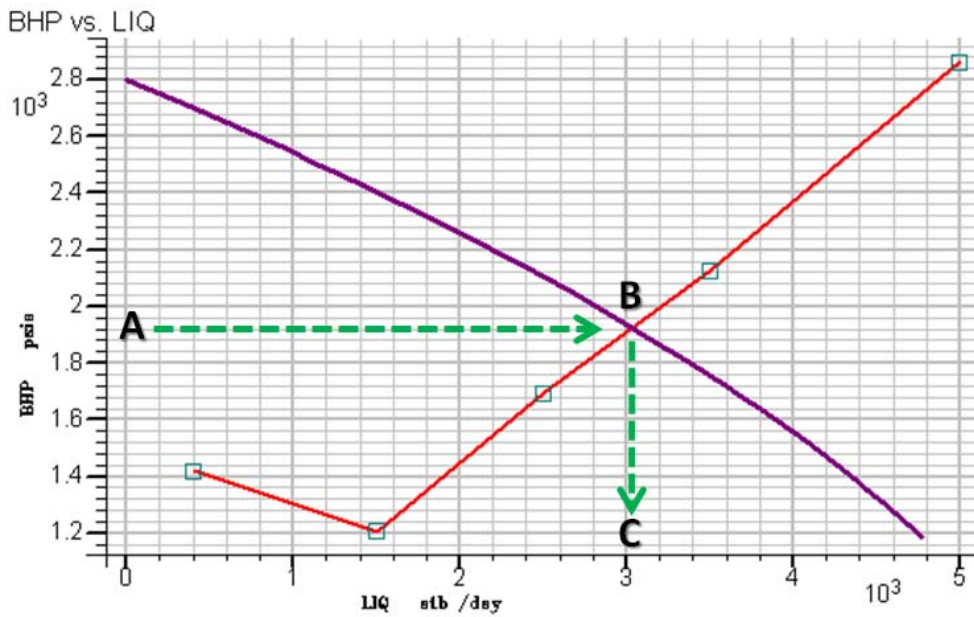
**Figura 5.13 Superficie de Respuesta con los Valores Generados por una Tabla Hidráulica**

A lo largo del aparejo de producción se pueden establecer restricciones al flujo, como pueden ser estranguladores. Adicionalmente también se pueden considerar los sistemas artificiales que proporcionan energía adicional al flujo de fluidos a través de la tubería de producción. Esta información también puede ser modelada por el análisis nodal y ser considerado en la construcción de la tabla hidráulica.

### 5.6 APLICACIONES DE LAS TABLAS HIDRÁULICAS

La aplicación directa de una tabla hidráulica es en la estimación de los pronósticos de producción de un modelo de simulación.

La forma en que trabaja una tabla hidráulica se muestra en la Figura 5.14. El pozo debe estar bajo el control de presión en la cabeza, el simulador de yacimientos calcula el valor de presión de fondo fluyendo (A), con intersección de la IPR del yacimiento y la curva de afluencia del aparejo de producción (B), es como se estima el valor de producción de fluidos (C). Esto como se ha mencionado es para un valor específico de presión en la cabeza, fracción de gas, fracción de agua y valor del sistema artificial.



**Figura 5.14 Estimación de Gasto de Producción a través de una Tabla Hidráulica**

A medida que la presión declina, el gasto de producción también declina a razón del comportamiento del pozo, el cual involucra los parámetros del yacimiento y el aparejo de producción. Como se ha visto, aquí es donde se hace intervenir el tipo de flujo en el yacimiento, las caídas de presión en el sistema, el flujo multifásico a través de las tuberías, las caídas de presión a través de estranguladores y la energía adicional al sistema por un sistema artificial de producción. Todo interviene, y esto se verá reflejando en los pronósticos de producción que arroje el simulador de yacimientos.

El análisis nodal generalmente se actualiza cada vez que tenemos pruebas de producción. Es aquí también, que se debe actualizar la tabla hidráulica del pozo. Una tabla hidráulica tiene una cierta validez para unas ciertas condiciones de operación del pozo. Un error que se comente generalmente es mantener una sola tabla hidráulica para toda la predicción de un modelo de simulación, lo cual puede llevar a resultados inciertos en las predicciones. Los cambios de estranguladores, adición o cierre de intervalos productores, los cambios de pozos fluyentes a pozos con sistemas artificiales, influencia por efectos de recuperación secundaria o mejorada, son parámetros que se deben tomar en cuenta para tomar información al pozo y actualizar el análisis nodal, así como su respectiva tabla hidráulica.

Existen dos tipos de tablas hidráulicas las cuales son:

- 1) Tablas de inyección, las cuales describen el desempeño de los pozos inyectoros. Estas tablas comparan la presión de fondo del pozo contra el gasto de inyección o contra la presión en la cabeza del pozo.
- 2) Tablas de producción, las cuales describen el desempeño de los pozos productores. Estas tablas comparan la presión en el fondo del pozo contra el gasto de producción, presión en la cabeza del pozo, la fracción de agua o la fracción de gas y los valores de los sistemas artificiales.

Normalmente los softwares de análisis nodal de pozos, contienen las opciones para la creación de las tablas hidráulicas. Estas, como se menciono anteriormente, son utilizadas para predecir el comportamiento futuro de la producción en los pozos en los simuladores de yacimientos.

## CAPÍTULO 6

### APLICACIÓN PRÁCTICA

#### 6.1 INTRODUCCIÓN

Uno de los factores más importantes en la realización de cualquier estudio es sustentar lo establecido en la teoría por medio de la realización de experimentos, para este fin se utilizaron la suite de simulación de yacimientos ECLIPSE® y el simulador de producción PIPESIM®.

##### PIPESIM®:

Es un simulador multifásico de estado estacionario que modela flujo de aceite negro y composicional al igual que desarrolla cálculos de transferencia de calor, esta herramienta de trabajo también es de gran utilidad para la realización de análisis, diagnósticos y diseño de sistemas donde circulen fluidos.

##### ECLIPSE®:

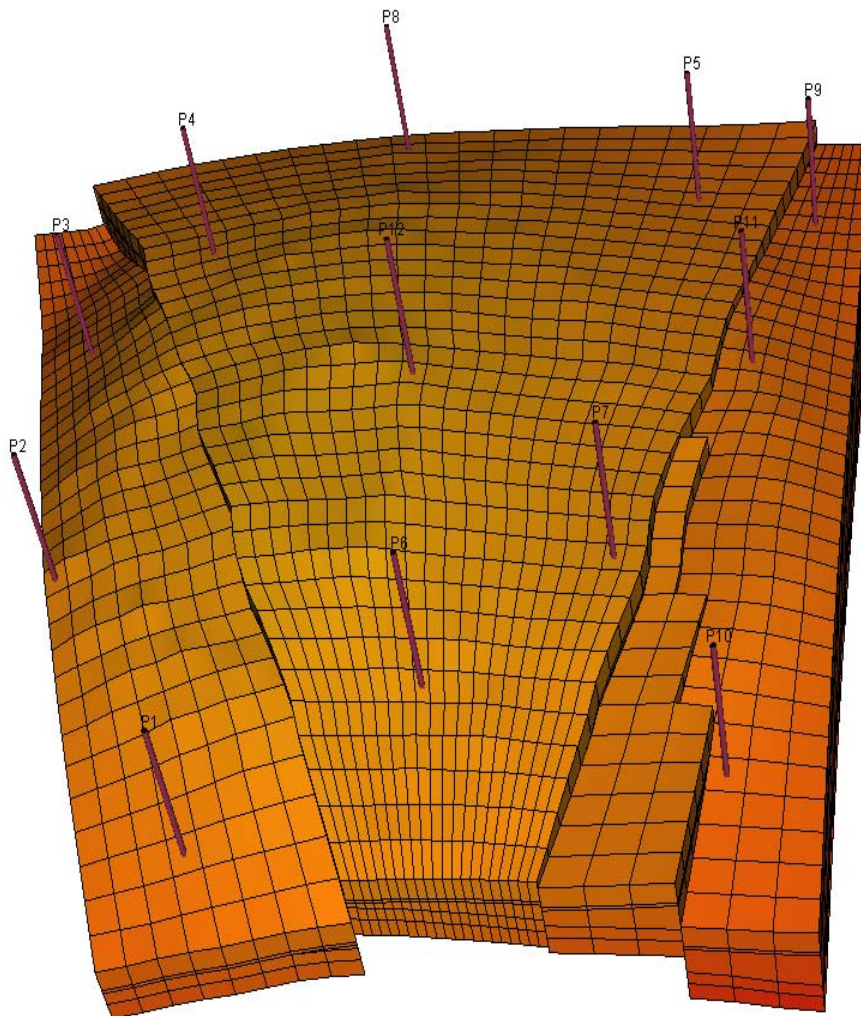
Es un software de diferencias finitas el cual permite a los ingenieros predecir y manejar eficientemente el flujo de fluidos, creando modelos de una manera mas certera, el cual consiste principalmente de dos simuladores:

ECLIPSE 100®: usado para modelos de aceite negro con opción para gas y condensado, tiene la capacidad de manejar tres fases donde las composiciones del petróleo y gas son constantes en el tiempo.

ECLIPSE 300®: Es un simulador en el cual la composición del hidrocarburo es representada por una ecuación de estado, siendo útil para estudios de crudos volátiles o condensados, así como para estudios de inyección de gas.

## **6.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO**

Para ejemplificar el proyecto un modelo de prueba llamado “MAROS” el cual consta de 6125 celdas, siendo en dirección X=35, Y=35 y Z=5, con un total de 12 pozos productores, iniciando la simulación en enero de 1998 y terminando en febrero del 2026, la presión inicial del yacimiento es de 5442 psia, conteniendo aceite bajosaturado de baja viscosidad, con mas de 1000 pies de espesor, considerado yacimiento de baja porosidad alta permeabilidad, conteniendo 3 fallas principales.



**Figura 6.1. Modelo de Simulación “MAROS”**



### 6.3 METODOLOGÍA

Una vez obtenido el modelo de simulación y ajustado a las condiciones actuales de operación, se realizan distintos escenarios para realizar los pronósticos de presión producción, para lo cual se utiliza “ECLIPSE Office”

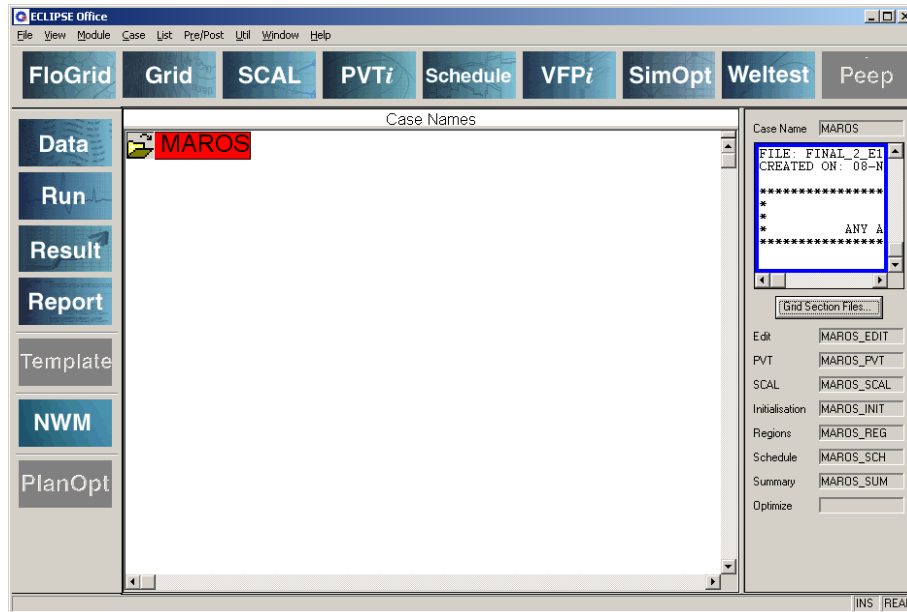


Figura 6.2 “ECLIPSE Office”

Una vez ubicados en “ECLIPSE Office” se selecciona “DATA” y aparecerá el “Data Manager Module”

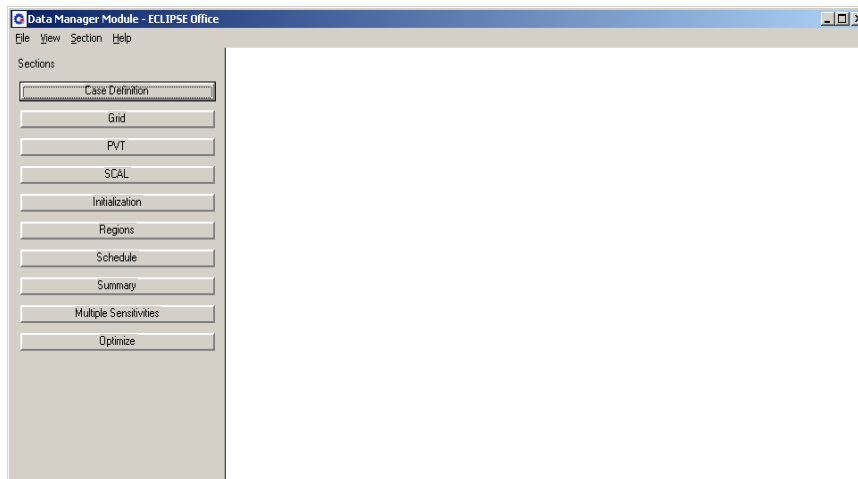
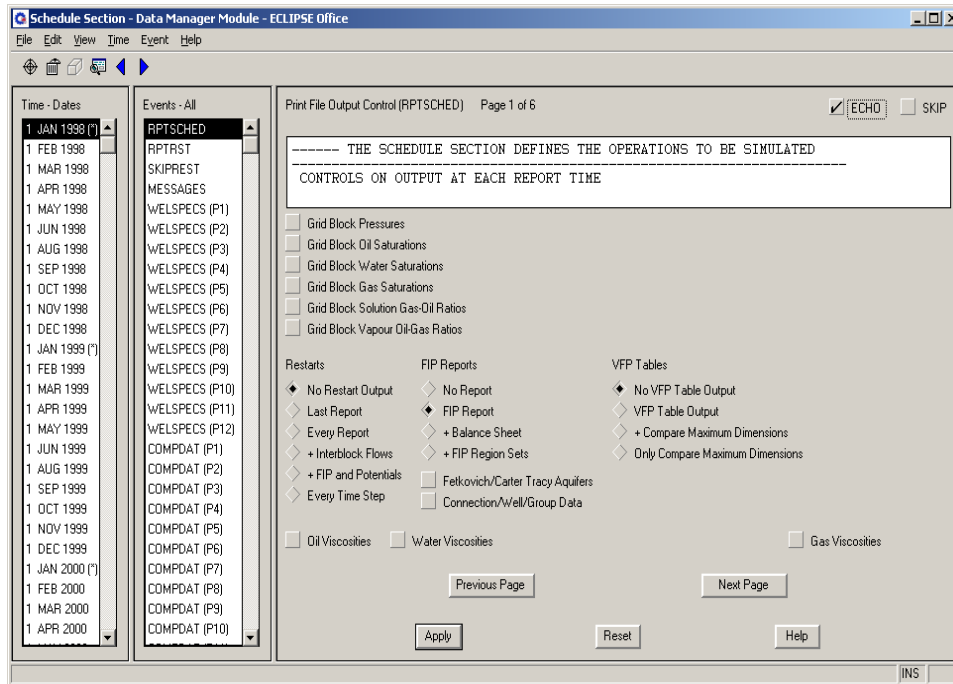


Figura 6.3 “Data Manager Module”

## APLICACIÓN PRÁCTICA

En este modulo seleccionar “Schedule” y aparecerá “Schedule Section” la cual ayuda a preparar, validar e integrar datos de producción y terminación para ser usados en la simulación de yacimientos, al igual que importa datos de producción, usando estos datos para generar métodos de control de la producción requeridos en la simulación (“Keywords”).



**Figura 6.4 Sección “Schedule”**

En esta sección también es posible introducir las tablas hidráulicas que serán utilizadas en la simulación.

Para este ejercicio se utilizó el simulador PIPESIM<sup>®</sup>, una vez creado y validado el modelo del pozo, se pueden realizar las tablas hidráulicas.

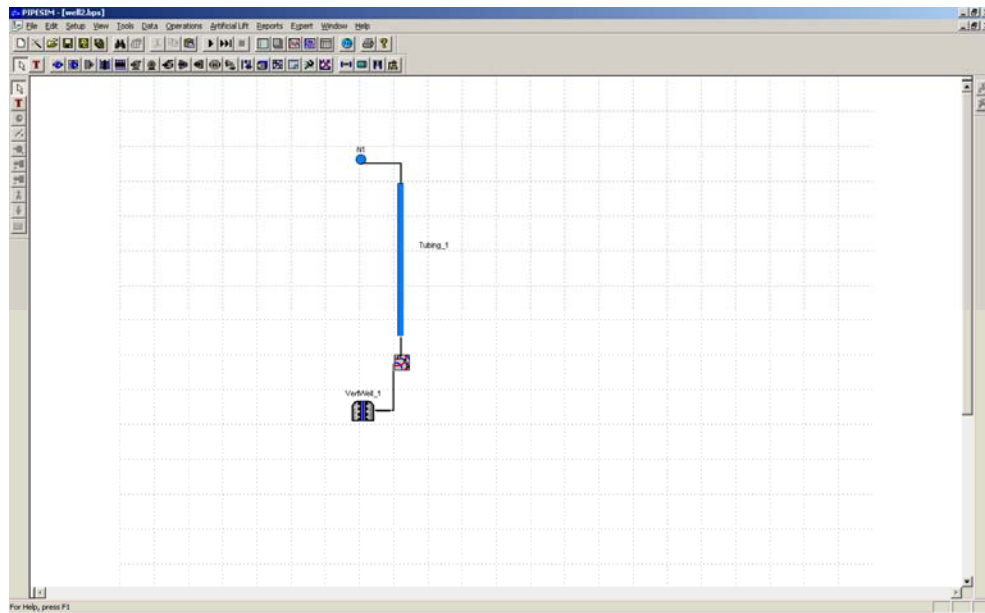


Figura 6.5. Modelo de Pozo en “PIPESIM”

Para tal motivo se debe apretar “Operations” y luego seleccionar la opción de “Reservoir Tables...”

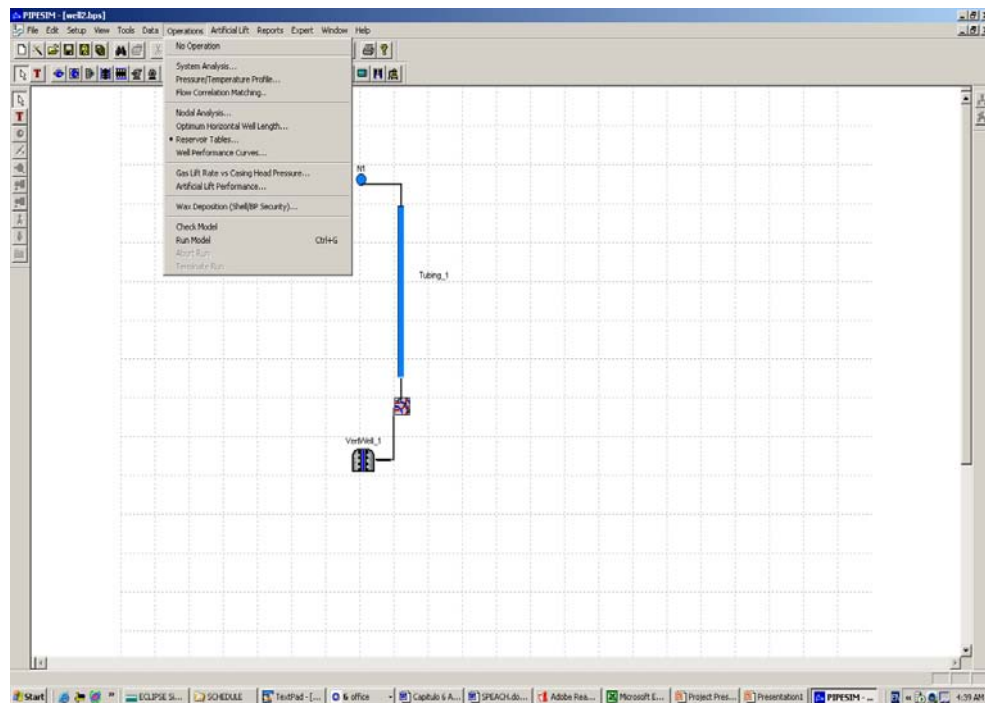


Figura 6.6. Realización de las Tablas Hidráulicas

Al realizar esta acción aparecerá la siguiente tabla donde se deben introducir el rango de valores del gasto de líquido, relación gas aceite, corte de agua y la presión de salida esperadas para el pozo.

The screenshot shows the 'Reservoir Tables' dialog box with the following data tables:

Rate	GOR	Watercut	System Outlet Pressure
1 100	1 10	1 0.001	1 2100
2 150	2 100	2 0.01	2 2445
3 200	3 500	3 0.1	3 2634
4 250	4 1000	4 0.2	4 2816
5 300	5 1174.5	5 0.4	5 3000
6 350	6 1300	6 0.6	6 3092

**Figura 6.7. Datos Esperados para el Pozo**

En esta sección es indispensable declarar que la tabla hidráulica será exportada a ECLIPSE®, al igual que establecer el número de tabla.

### 6.4 PRONÓSTICOS DE PRESIÓN PRODUCCIÓN

Para realizar los pronósticos de presión producción es de vital importancia cotejar los resultados arrojados por el simulador y los datos obtenidos del campo (datos reales), al igual que actualizar el modelo de simulación conforme se obtienen datos nuevos, cabe mencionar que los datos introducidos al simulador deben ser confiables.

Para realizar los pronósticos de presión producción al campo se crearon distintos escenarios de producción, para los cuales se utilizó el simulador ECLIPSE®.

Para la creación de los escenarios de presión producción, los pozos se controlaron con distintos métodos dentro de los que se encuentran: control por gasto de aceite, presión de fondo fluyendo, presión en la cabeza del pozo, a este último método de control, se le asociaron las tablas hidráulicas.

Para seleccionar el mejor método de control del pozo se tienen que realizar diversas sensibilidades para cada uno de los pozos ya que al variar el método de control se modificarán los pronósticos, como a continuación se presenta.

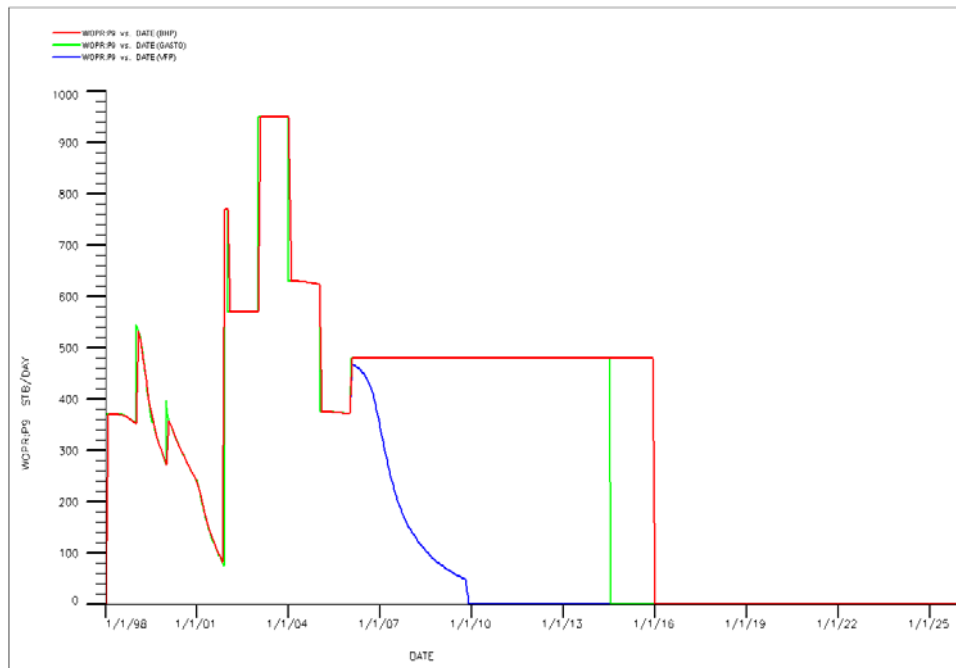
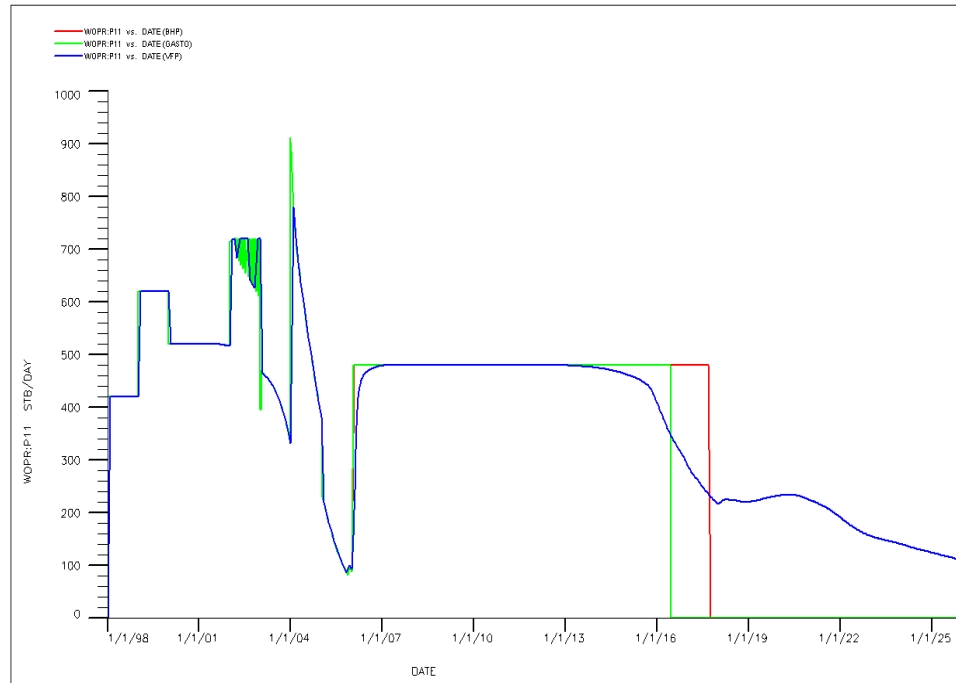


Figura 6.8. Distintos Métodos de Control para el Mismo Pozo

En la figura anterior se observa que para este pozo el mejor método de control es el de presión de fondo fluyendo, ya que la producción pronosticada con este método se prolonga hasta el 2016.

Para el siguiente pozo el método de control óptimo es el de presión en la cabeza del pozo, en el cual se hace uso de una tabla hidráulica, observándose una diferencia significativa con respecto a los otros métodos.

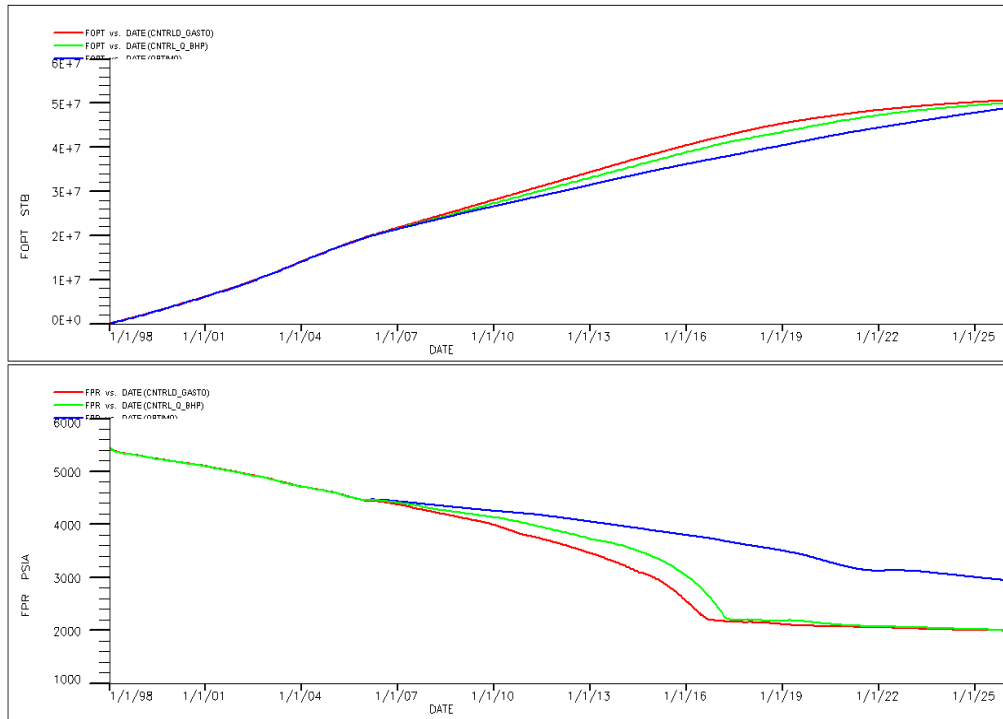


**Figura 6.9 Distintos Métodos de Control para el Mismo Pozo**

Sensibilidades como las anteriores se deben realizar pozo a pozo para poder determinar el método de control que mas asemeje a la realidad.

Los siguientes escenarios presentan distintos métodos de control, el primero se controló con gasto de aceite, llamado CNTRLD\_GASTO (línea roja). El siguiente caso CNTRL\_Q\_BHP se combinaron los métodos de control de presión de fondo fluyendo y gasto de aceite. Para el último caso se realizó una combinación de los métodos de control que presentaban pronósticos de producción más estables, los métodos de control utilizados fueron gasto de aceite, presión de fondo fluyendo y presión en la cabeza del pozo con tabla hidráulica, llamado “OPTIMO”.

A continuación se presentan los pronósticos a nivel de campo, donde se incluyen, producción acumulada de aceite (arriba) y presión del campo (abajo )



**Figura 6.10 Pronósticos de Presión Producción**

La siguiente tabla muestra los resultados de los pronósticos de presión producción al final de la simulación:

<b>NOMBRE</b>	<b>NP MMBLS</b>	<b>PRESIÓN LIBRAS</b>
CNTRLD_GASTO	51	1992
CNTRL_Q_BHP	50	2000
<b>OPTIMO</b>	<b>49</b>	<b>2933</b>

A pesar de que el modelo “OPTIMO” fue el que recuperó menor volumen de aceite al final de la simulación, el beneficio se puede observar en la conservación de la presión del yacimiento.

Aunque para este modelo se observaron resultados significativos en la conservación de la presión de yacimiento, cabe mencionar que no todos los modelos se pueden comportar de la misma manera e incluso este modelo tiene que actualizarse a medida que datos nuevos se vayan presentando para verificar la confiabilidad de los pronósticos.

### **6.5 APLICACIÓN A DIFERENTES SISTEMAS ARTIFICIALES**

Este ejemplo muestra el comportamiento del pozo bajo dos sistemas artificiales de producción. El flujo de trabajo de conformar el modelo de simulación, es como el que se menciona en las páginas anteriores.

En este caso es un pozo horizontal de 700 metros de longitud. Para ello se estudiarán los sistemas artificiales de bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo.

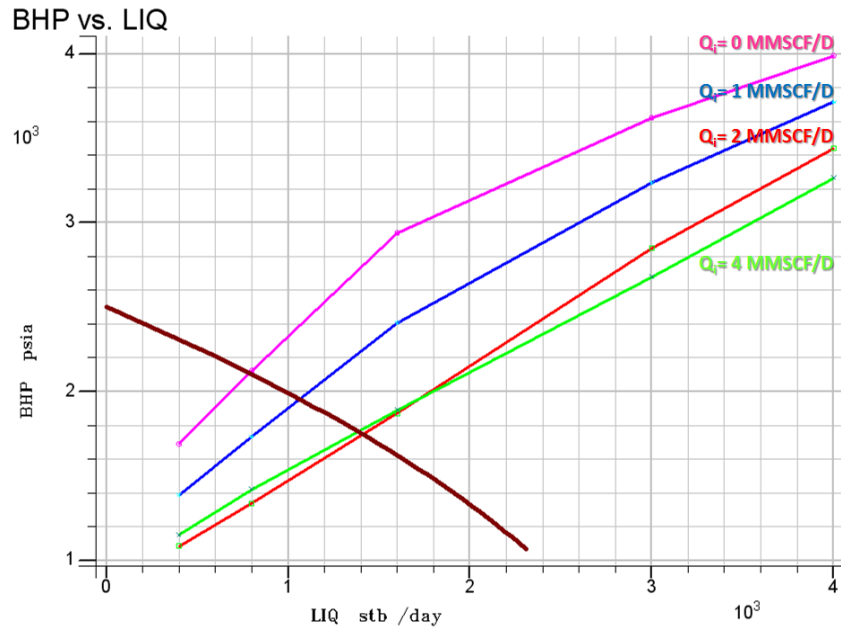
Se crearon las dos tablas hidráulicas y la variable del sistema artificial es el gasto de inyección de gas en el caso del bombeo neumático; y la potencia de la bomba en caso del bombeo electrocentrífugo. Ambas tablas hidráulicas fueron creadas en el software PIPESIM.

En la Figura 6.11 se muestran las curvas de afluencia para diferentes gastos de inyección de gas de bombeo neumático. Como se puede observar para pozo fluyente el gasto de producción es menor, y a medida que el gasto de inyección aumenta la producción de fluidos aumenta.

También aquí podemos observar que no por aumentar el gasto de inyección proporcionara mayor producción. Como se observa en Figura 6.11, el gasto de inyección óptimo son 2 MMPCD. Si se aumenta el gasto de inyección a 4 MMPCD el gasto de producción obtenido de fluidos es similar a que si se inyectaran 2 MMPCD. Esto ayudo a optimizar el gasto de inyección de bombeo



neumático. Con este gasto de inyección el pozo puede proporcionar 1400 BLSD de aceite, ya que no hay producción de agua en el yacimiento.

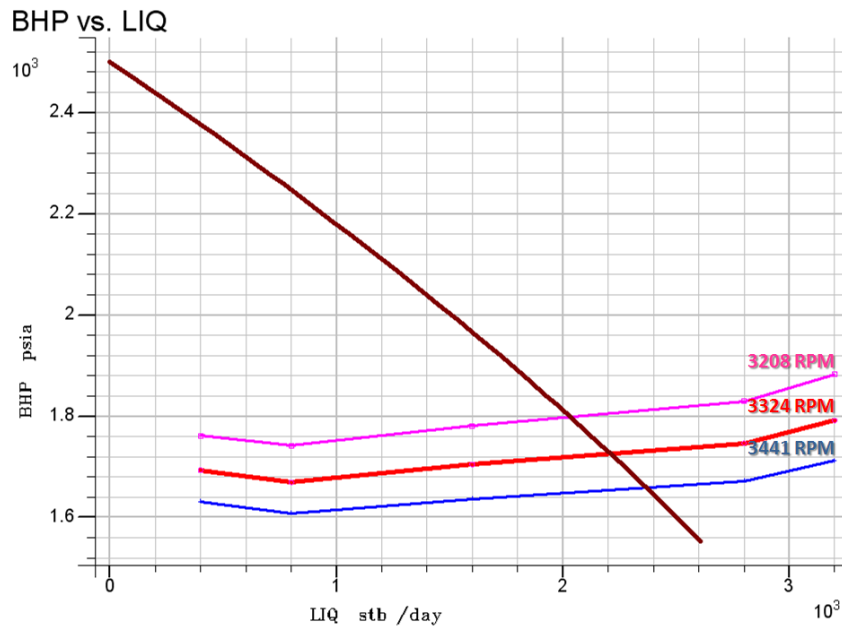


**Figura 6.11 Tabla Hidráulica con Diferentes Gastos de Inyección de Gas de Bombeo Neumático, con THP=300 psia**

En la Figura 6.12 se muestra la tabla hidráulica con bombeo electrocentrífugo para el mismo pozo. Los valores del sistema artificial en la tabla hidráulica es la velocidad de la bomba. Aquí se puede observar que a medida que aumenta la velocidad el gasto de producción aumenta.

En este caso el rango de aplicación la bomba es lo que marcara el optimo de uso de la bomba del sistema artificial de bombeo electrocentrífugo. Por las condiciones de operación en campo, la bomba que se eligio fue de 3324 RPM, lo cual proporciona 2200 BLSD de aceite, ya que no hay producción de agua en el pozo.

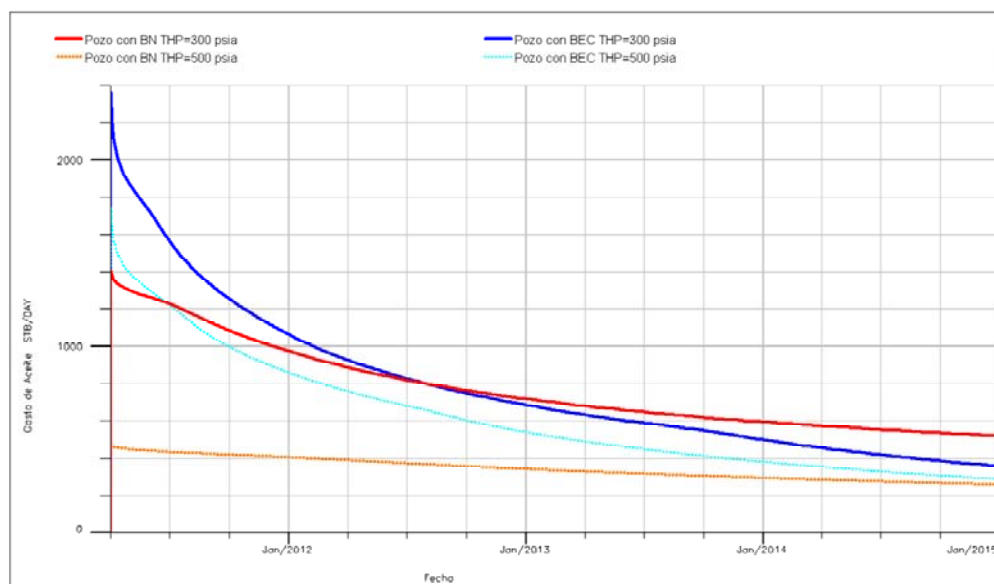
Como se muestran los resultados, el bombeo electrocentrífugo da un mayor gasto de producción de aceite. El análisis económico de ambos sistemas artificiales, dará el sistema a aplicar en este pozo.



**Figura 6.12 Tabla Hidráulica con Diferentes Velocidades de Bombeo Electrocentrífugo, con una THP=300 psia**

Los pronósticos de producción obtenidos por el simulador, muestran los resultados analizados anteriormente. En la Figura 6.13, se muestran dichos pronósticos.

Como se puede observar, también dependiendo de la presión en la cabeza del pozo, los gastos iniciales de producción pueden variar. Este es el resultado que también se puede obtener de un análisis nodal. Este nos proporcionara el gasto a un tiempo dado, en este caso el inicial. El simulador, dará el pronóstico de producción a lo largo del tiempo.



**Figura 6.13 Pronósticos de Producción del Pozo Horizontal con Diferentes Sistemas Artificiales de Producción**

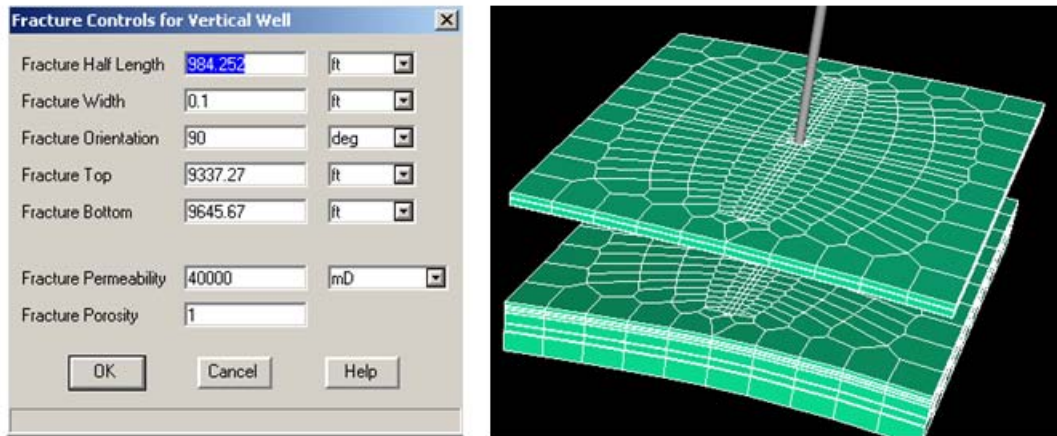
El análisis de productividad del pozo ayudara a establecer la mejor forma de recuperar los hidrocarburos del yacimiento. En este ejemplo solo se analizaron los efectos de los sistemas artificiales y como se pudo observar, también se pudo optimizar los rangos de aplicación para cada uno de ellos.

## 6.6 APLICACIÓN A POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

Como se menciona en el capítulo 3, los modelos de pozos hidráulicamente fracturados son complejos por la representación de la forma de la fractura y las propiedades en ella. Aquí se muestra un ejemplo del modelado de un pozo con fractura.

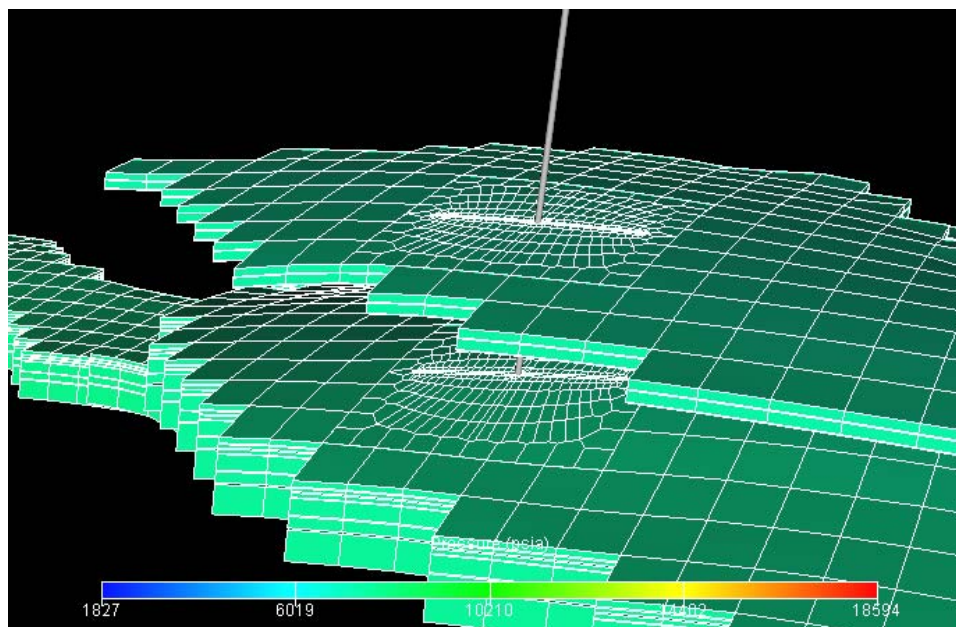
El modelado se realizo a través de un refinamiento local de malla no estructurada, tal como se muestra en la Figura 6.14. Las propiedades de la fractura también se muestran en dicha figura. El modelo tiene dos estratos que representan dos distintos intervalos disparados. El yacimiento es de baja

permeabilidad (0.1 md en promedio) y la permeabilidad de la fractura es de 40,000 md; esto muestra un cambio grande en las propiedades del modelo.



**Figura 6.14 Refinamiento Local de Malla y Propiedades de la Fractura**

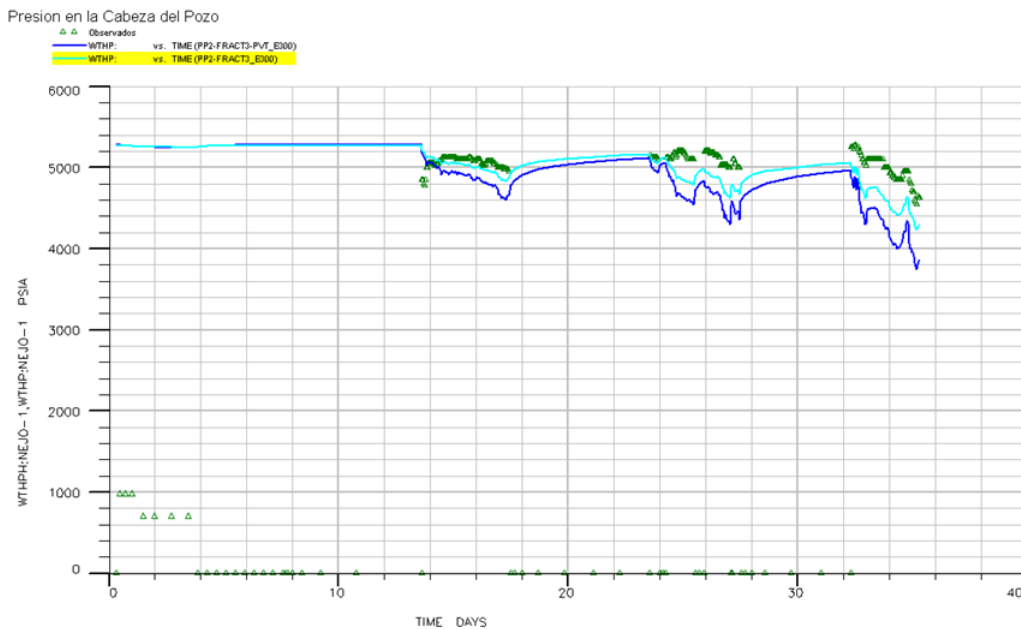
Este refinamiento está integrado en el modelo de yacimientos de 2 arenas, los espesores de ambas difieren y se encuentran divididas por un cuerpo lutítico. En la Figura 6.15 se muestra el yacimiento con el pozo con la fractura hidráulica.



**Figura 6.15 Modelo de Simulación con Pozo Hidráulicamente Fracturado**

Se realizaron tres pruebas de producción, en la primera fue el pozo sin estimulación, y las dos últimas el pozo ya estimulado y con dos diferentes estranguladores. En el primer periodo, se introdujo un daño positivo, el cual representaba la fractura sin estimulación; en las dos últimas se consideraron dos factores importantes de productividad: un daño negativo, representando la estimulación del pozo; y dos tablas hidráulicas diferentes, debido al cambio de estranguladores del pozo.

Se monitoreo la presión en la cabeza del pozo. El control del pozo en el modelo de simulación fue el gasto de aceite; y la presión en la cabeza fue calculada a través del cálculo de la presión de fondo fluyendo y las tablas hidráulicas generadas bajo las diferentes condiciones de presión en el pozo. El resultado se muestra en la Figura 6.16. Los puntos verdes son los datos observados y las líneas azules son los datos calculados por el modelo de simulación. Las dos líneas son dos sensibilidades al modelo PVT del campo. Como se puede observar el comportamiento es muy cercano a los datos observados. Motivo por el cual se puede considerar el modelo como valido para realizar predicciones de simulación.



**Figura 6.16 Comportamiento de Presión en la Cabeza del Pozo con el Modelo de Fractura Hidráulica**

Este mismo modelo fue representado a través de un modelo de simulación considerando el radio equivalente del pozo y la consideración de aumento de factor de daño negativo. El resultado de de la presión en la cabeza del pozo se muestra en la Figura 6.17. Las mismas tablas hidráulicas que se utilizaron en el modelo de la fractura hidráulica se utilizaron en este.

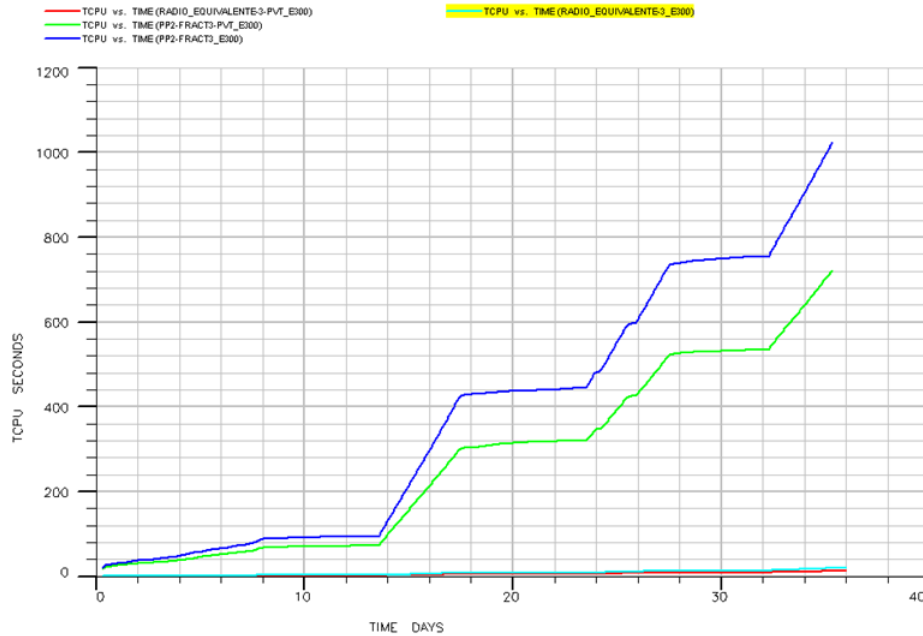


**Figura 6.17 Comportamiento de Presión en la Cabeza del Pozo con el Modelo de Radio Equivalente**

Ambos modelos representan de una manera correcta la fractura hidráulica, son dos formas diferentes de manejarlo en el modelo de simulación. La diferencia grande en esto, es el tiempo de simulación.

Como se menciona en el capítulo 3, los modelos con refinamiento local de malla, modelos con celdas muy pequeñas conectadas con celdas grandes, generan problemas de inestabilidad. Para el modelo de fractura hidráulica con malla refinada, se tuvieron que utilizar pasos de tiempo muy pequeños, casi de minutos; para que este pudiera converger y avanzara al siguiente paso del tiempo. Caso contrario del modelo que se realizó con el concepto de radio

equivalente. En la Figura 6.18, se muestra el comparativo de tiempo de simulación de ambos modelos.



**Figura 6.18 Tiempos de Simulación de Modelos de Fractura Hidráulica, Malla Refinada vs Radio Equivalente**

Como se puede observar, el modelo de radio equivalente tardo en promedio 20 segundos y el modelo de malla refinada tardo en promedio 750 segundos. La diferencia es muy grande en tiempo.

Los dos modelos son validos, pero el considerar la malla refinada da un resultado más cercano a la realidad y se pueden analizar los diferentes fenómenos físicos que suceden a lo largo del plano de fractura.

## CONCLUSIONES

Los simuladores numéricos de yacimientos son una herramienta muy importante para predecir el comportamiento del campo, cabe mencionar que no dan como resultado una solución exacta, siempre se maneja con cierto grado de incertidumbre, para reducir la incertidumbre del simulador es necesario actualizarlo día a día y cotejar los resultados arrojados del simulador con los datos reales (datos del campo).

Muchas veces es cuestionado el uso de los simuladores (yacimientos, producción, tuberías, etc), debido a que los resultados arrojados no son los reales y se tiene que actualizar la información constantemente, pero la ventaja de esta herramienta radica en que se pueden obtener distintos escenarios para tomar decisiones más acertadas.

Antes de introducir cualquier tabla hidráulica al simulador es necesario revisar que los datos arrojados por la tabla sean coherentes, ya que en muchas ocasiones los datos con los cuales se realizaron las tablas no representan las condiciones actuales de los pozos, causando problemas en el simulador de yacimientos y como consecuencia los resultados arrojados diferirán aún más de la realidad.

Debido al impacto que tienen los pronósticos de producción en las reservas, proyectos y planes de desarrollo es importante definir de una manera más precisa estos datos tomando como referencia el comportamiento del yacimiento a través de la simulación.

Es necesario proponer una metodología para definir con un fundamento técnico más amplio los pronósticos de producción de los pozos con base en información del yacimiento, tomando en cuenta los problemas que se puedan llegar a presentar.



## **RECOMENDACIONES**

Para tener pronósticos más confiables es importante contar con un ajuste histórico de presión-producción aceptable, esto significa que los resultados del simulador sean muy parecidos a los datos observados del campo, una vez que se tenga el ajuste histórico validado es altamente recomendable actualizar al modelo de simulación constantemente y comparar los resultados obtenidos del mismo con los datos observados de presión-producción conforme se vayan obteniendo, así como realizar un estricto seguimiento a la distribución de los fluidos (avance de los contactos agua aceite y gas aceite) en el modelo de simulación, obviamente comparándolo contra datos reales con el objetivo de planear el programa de reparaciones mayores para los pozos del campo además de tener la certidumbre de que el modelo sigue siendo confiable o se encuentra “ajustado”.

Es importante actualizar el modelo estático conforme se vaya obteniendo nueva información sobre el yacimiento como porosidad, permeabilidad, nuevas zonas con posibilidades de explotación, el modelo de fallas, entre otras y de este modelo realizar un nuevo modelo dinámico el cual también debe ser actualizar en cuanto a transmisibilidades de las fallas, entrada de agua, interacción roca fluidos, optimización de la malla de simulación, etc. Cabe mencionar que dicha tarea no es sencilla de realizar especialmente en campos grandes y con historia asociada motivo por el cual no se realiza muy a menudo.

Al igual que el modelo de simulación también es indispensable tener ajustado el modelo de pozos con el objetivo de tener tablas hidráulicas ajustadas que puedan ser utilizadas en el modelo de simulación, lo cual se traduce en predicciones más confiables, para lograr esto, es altamente recomendable la comunicación entre las áreas de yacimientos y productividad de pozos ya que en muchas ocasiones el incremental de producción esperado por algún cambio en el sistema artificial de producción no se ve reflejado en el modelo de simulación,

esto en muchas ocasiones se debe a que las condiciones operativas de los modelos de pozos no son iguales a las condiciones que se tienen en el modelo de simulación para cada pozo.

Es recomendable tener una tabla hidráulica para cada pozo y para cada uno de los sistemas artificiales que se tengan, pero para los campos en los que se manejan muchos pozos es complicado tener una tabla hidráulica para cada pozo, lo que se recomienda es realizar tablas hidráulicas “tipo” en las cuales se generalizan condiciones operativas de pozos cercanos y con el mismo sistema artificial de producción en una sola tabla lo cual ayuda a reducir el número de tablas hidráulicas para el modelo de simulación.

## REFERENCIAS

1. Hernández Soto, R.: "Desarrollo de Campos Petroleros," Tesis Licenciatura – UNAM, Facultad de Ingeniería, México: El autor, 2003.
2. Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production," Mc-Graw-Hill Book Co., New York, 1994.
3. Nelson, T. W. *et al.*: "Past, Present and Future Development in Oil Recovery by Thermal Methods," Petroleum Engineer Publishing Co., Dallas, Tx.
4. Lewis, James A.: "History of Petroleum Engineering," API, New York City (1961).
5. Kermit E. Brown.: "The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4," Ed. Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.
6. William D. Mc Cain, Jr.: "The Properties of Petroleum Fluids," Ed. Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma.
7. Watts, J. W.: "Reservoir Simulation: Past, Present and Future," SPE, Exxon Production Research Co. SPE Paper # 38441
8. Arana Ortiz, V. H.: "Desarrollo de un simulador semi-implícito del flujo multifásico composicional en yacimientos naturales fracturados," Tesis Maestría (Maestría en Ingeniería Petrolera)-UNAM, Facultad de Ingeniería, México: El autor, 1996.

## REFERENCIAS

---

9. Francisco Garaicochea Petrirena, *et al.*: “Transporte de Hidrocarburos por Ductos,” Colegio de Ingenieros Petroleros, 1991
10. Odeh, A.S.: “Reservoir Simulation ...What is it?,” SPE-AIME, Mobil Research & Development Corp. SPE Paper # 2790.
11. Mar, A. y Maldonado, N.: “Análisis e Incertidumbre en la Instalación de Sistemas Artificiales,” Facultad de Ingeniería, UNAM, 2006.
12. Nind, T. E. W.: “Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros,” Editorial LIMUSA
13. Scientific Software-Intercomp.: “Principles of Reservoir Simulation,” Denever, Houston, Calgary, London.
14. Schlumberger.: “VFPi User Guide 2006.1,” Simulation Software Manuals 2006.1, Schlumberger Information Solutions, 2005.
15. Schlumberger.: “Eclipse User Guide 2006.1,” Simulation Software Manuals 2006.1, Schlumberger Information Solutions, 2005.
16. Schlumberger.: “PIPESIM Fundamentals,” Schlumberger Information Solutions, 2005.