



**Universidad Nacional Autónoma de México**

---

---

**Facultad de Ingeniería**

**“ANÁLISIS NODAL EN POZOS CON  
EMPACAMIENTO DE GRAVA”**

**T E S I S**

para obtener el título de:

**INGENIERO PETROLERO**

**P r e s e n t a:**

**MAURICIO GÓMEZ OLVERA**



**México, D. F.**

**2008**



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-433

**SR. MAURICIO GÓMEZ OLVERA**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

### **ANÁLISIS NODAL EN POZOS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA**

#### **INTRODUCCIÓN**

- I ANTECEDENTES**
  - II ANÁLISIS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS**
  - III ANÁLISIS NODAL**
  - IV CONCEPTOS RELACIONADOS CON EL EMPACAMIENTO DE GRAVA**
  - V APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL A POZOS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA**
- CONCLUSIONES**  
**NOMENCLATURA**  
**BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

Cd. Universitaria, D. F. a 15 de abril de 2008

EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA**

RJPYS\*tjh



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“ANÁLISIS NODAL EN POZOS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA”**

TESIS PRESENTADA POR:

**MAURICIO GÓMEZ OLVERA**

DIRIGIDA POR:

**ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL**

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

VOCAL: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

SECRETARIO: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

1ER SUPLENTE: QUIM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ALVAREZ

2DO SUPLENTE: ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER

## *Agradecimientos*

### *A mis padres:*

*Les agradezco con gran cariño y respeto ya que me dieron la fortaleza para lograr la meta que el día de hoy se vean culminados mis esfuerzos como persona, en momentos difíciles y ante todos los obstáculos me han impulsado para seguir adelante en mi desarrollo profesional para contribuir con las personas en mi vida y profesión.*

*Sr. Candido Gómez Martínez*

*A la memoria de mi madre la Sra. María Olvera Flores quién recuerdo con cariño, respeto y admiración.*

*A la Sra. Raquel Vázquez Jiménez*

### *A mis hermanos:*

*El apoyo y confianza que tienen para mí en todo momento, gracias.*

*Francisco, Fernando, Marco Antonio*

### *A mi familia:*

*Con amor y cariño a mi esposa e hijo que han estado conmigo en todo momento apoyándome.*

*Guadalupe Bañuelos*

*Mauricio Omar Gómez Bañuelos*

*Además de toda mi familia, que en algún momento me ofrecieron su ayuda.*

*A mis profesores:*

*Con agradecimiento al Ing. Carlos Javier Lira Sil por su inapreciable guía y comprensión para la realización de este trabajo.*

*Su colaboración al M. en I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. María Isabel Villegas Javier y la Profa. Quím. Rosa de Jesús Hernández Álvarez por las facilidades y ayuda desinteresada en el trabajo; el apoyo de mi compañero Ing. Leobardo Ramos Vieyra Jefe de Servicios Escolares de la Facultad de Ingeniería.*

*Gracias a mis demás profesores, compañeros y a la Facultad de Ingeniería.*

*Mauricio Gómez Olvera*

## CONTENIDO

	Página
<b>CAPÍTULO I ANTECEDENTES.....</b>	<b>1</b>
<b>I.1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>I.2. Comportamiento de afluencia del pozo.....</b>	<b>1</b>
<b>I.3. Ecuaciones de flujo.....</b>	<b>6</b>
I.3.1. Flujo líquido monofásico.....	7
I.3.2. Flujo bifásico en el yacimiento.....	11
<b>I.4. Fundamentos de Análisis Nodal.....</b>	<b>12</b>
<b>I.5. Comportamiento de pozos fluyentes.....</b>	<b>12</b>
<b>I.6. Análisis de curvas típicas de presión contra gasto.....</b>	<b>14</b>
<b>CAPÍTULO II ANÁLISIS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS.....</b>	<b>18</b>
<b>II.1. Introducción.....</b>	<b>18</b>
<b>II.2. Análisis del sistema.....</b>	<b>18</b>
II.2.1. Procedimiento sugerido para la aplicación de Análisis Nodal.....	25
II.2.2. Aplicaciones de Análisis Nodal.....	25
<b>II.3. Selección del diámetro de la tubería de producción.....</b>	<b>26</b>
<b>II.4. Efecto del diámetro de la tubería de descarga.....</b>	<b>30</b>
<b>II.5. Efecto de la estimulación.....</b>	<b>34</b>
<b>II.6. Análisis del sistema de pozos con restricciones.....</b>	<b>37</b>
II.6.1. Estranguladores superficiales.....	37
II.6.2. Válvula de seguridad subsuperficial (SSSV).....	40
<b>II.7. Evaluación de los efectos de terminación.....</b>	<b>41</b>
<b>II.8. Análisis Nodal para pozos de inyección.....</b>	<b>47</b>
<b>II.9. Efecto de agotamiento.....</b>	<b>48</b>
<b>II.10. Rendimiento relacionado con el tiempo.....</b>	<b>49</b>
<b>II.11. Sistema múltiple de pozos.....</b>	<b>51</b>

<b>CAPÍTULO III ANÁLISIS NODAL.....</b>	<b>55</b>
<b>III.1. Introducción.....</b>	<b>55</b>
<b>III.2. Elección del nodo de solución.....</b>	<b>55</b>
<b>III.3. El fondo del pozo como nodo de solución.....</b>	<b>58</b>
III.3.1. Construcción de una curva de <i>IPR</i> .....	58
III.3.2. Procedimiento para el cálculo de la curva de <i>IPR</i> .....	60
III.3.3. Procedimiento para el nodo solución ( $P_{wf}$ ).....	60
III.3.4. Producción de una zona a través de dos conductos.....	62
<b>III.4. La cabeza del pozo como nodo de solución.....</b>	<b>64</b>
III.4.1. Procedimiento para el nodo solución ( $P_{wh}$ ).....	65
<b>III.5. El fondo y la cabeza del pozo en combinación como nodo de solución.....</b>	<b>67</b>
<b>III.6. El separador como nodo de solución.....</b>	<b>69</b>
III.6.1. Procedimiento para el nodo de solución ( $P_{sep}$ ).....	71
III.6.2. Usando el separador como el nodo solución.....	73
<b>III.7. El yacimiento como nodo de solución.....</b>	<b>75</b>
III.7.1. Procedimiento para el nodo de solución ( $P_{ws}$ ).....	75
<b>III.8. Sarta telescopiada.....</b>	<b>77</b>
III.8.1. Procedimiento para el nodo de solución en la tubería telescopiada.....	79
<b>III.9. Nodos funcionales.....</b>	<b>80</b>
III.9.1. Estranguladores superficiales.....	81
III.9.2. Válvula de seguridad.....	85
<b>CAPÍTULO IV CONCEPTOS RELACIONADOS CON EL EMPACAMIENTO DE GRAVA.....</b>	<b>88</b>
<b>IV.1. Introducción.....</b>	<b>88</b>
<b>IV.2. Control de arena.....</b>	<b>88</b>
<b>IV.3. Métodos de control de arena.....</b>	<b>89</b>
<b>IV.4. Criterio de diseño del empacamiento de grava.....</b>	<b>90</b>



<b>IV.5. Fases del programa del empacamiento de grava.....</b>	<b>101</b>
IV.5.1. Limpieza del agujero (fase 1).....	101
IV.5.2. Perforación y limpieza (fase 2).....	102
IV.5.3. Pre-empaquetado y matado (fase 3).....	103
IV.5.4. Removiendo el exceso de grava (fase 4).....	104
IV.5.5. Empacamiento de grava (fase 5).....	105
<b>CAPÍTULO V APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL A POZOS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA.....</b>	<b>107</b>
<b>V.1. Introducción.....</b>	<b>107</b>
<b>V.2. Experimento para el cálculo de las pérdidas de presión a través del empacamiento de grava por medio de la ecuación de Darcy.....</b>	<b>107</b>
V.2.1. Procedimiento del experimento.....	108
<b>V.3. Modelo matemático del pseudo - daño de las perforaciones llenas de grava.....</b>	<b>111</b>
V.3.1. Pseudo - daño debido a la perforación llena de grava.....	113
V.3.2. La aplicación del pseudo – daño.....	114
V.3.3. Resultados y discusiones.....	115
V.3.4. Efecto del radio de perforación y gasto.....	116
V.3.5. Efecto de la densidad de disparos y fase.....	116
V.3.6. Efecto de tamaños de grava en el túnel.....	118
V.3.7. Efecto de permeabilidad de la formación.....	118
V.3.8. Efecto de flujo Darcy.....	119
<b>V.4. El procedimiento de la solución para el empacamiento de la grava.....</b>	<b>120</b>
<b>V.5. Ecuaciones de caída de presión en la terminación de pozos.....</b>	<b>122</b>
V.5.1. Para pozos de aceite.....	122
V.5.2. Para pozos de gas.....	122
<b>V.6. Método de análisis del empacamiento de grava.....</b>	<b>123</b>
<b>V.7. Ejemplo de empacamiento de grava para pozo de gas y aceite.....</b>	<b>126</b>
V.7.1. Ejemplo de un pozo de gas.....	126
V.7.2. Ejemplo de un pozo de aceite.....	138

**CONCLUSIONES.....144**

**NOMENCLATURA.....146**

**BIBLIOGRAFÍA.....149**

## **INTRODUCCIÓN**

En el ámbito del análisis de un pozo petrolero ya sea de aceite o gas se presentan muchos problemas para la producción y uno de ellos es la producción de arena de la formación penetrada por el pozo y ocasiona daños desde la tubería de producción hasta el tanque de almacenamiento o recolección.

Referente a la producción del hidrocarburo se presentan ecuaciones para saber cuál es la aportación a una determinada presión y gasto como lo es el comportamiento de afluencia, es importante saber los elementos que intervienen en un sistema de producción y los puntos de análisis en la determinación de las presiones.

Se presenta el concepto de sistema de Análisis Nodal para el estudio de las presiones que involucra el transporte de hidrocarburos de la formación productora al tanque de almacenamiento, el cual ayuda a determinar el tipo de terminación, tamaño de tubería y equipo superficial que permitirá la máxima capacidad de producción del pozo. Dando como resultado incrementos en la producción.

También se tienen factores que intervienen en el estudio de la aportación de hidrocarburos como son la selección del diámetro de la tubería de producción, línea de descarga, estimulación y restricciones que sufre un pozo, etc.

El contenido de arena en los fluidos que se producen en un pozo puede ocasionar daños al equipo de producción (tuberías, conexiones, válvulas, estranguladores, etc.), por su alto poder abrasivo y lo problemático de su manejo que provoca un aumento en los costos de producción. Por otro lado, la migración de la arena puede ocasionar que la parte inferior del pozo frente a la zona productora se llene de sólidos y cause restricciones a la producción o la suspenda totalmente.

Los arenamientos son bastante perjudiciales en la vida productiva de un pozo, ya que provocan serios problemas tanto en la producción como en la operación y mantenimiento del equipo, su prevención y control son importantes para que esa vida sea lo más larga posible. Algunos métodos de control como empacamiento de grava restringe en ocasiones la producción, por lo que debe tomarse en cuenta tanto en su diseño como en el análisis del comportamiento de flujo.

Se tienen criterios de diseño, fases de programa y puntos importantes para el diseño y productividad en terminaciones con empacamiento de grava. Aunque los empacamientos son el método de control de arena más usado hay que tener cuidado, ya que en algunas ocasiones provocan un decremento en la capacidad de producción del pozo trayendo como consecuencia una caída de presión adicional que afecta la predicción de la curva de índice de productividad relativa.

La elaboración del experimento para el cálculo de las caídas de presión a través del empacamiento de grava por medio de la ecuación de Darcy, ayuda a entender lo que ocurre entre el pozo y la formación así como los daños ocasionados en donde las perforaciones son llenadas de grava e intervienen factores de efecto que pueden contribuir al daño como puede ser el radio de perforación y gasto, densidad de disparos, tamaño de grava en el túnel, permeabilidad de la formación y flujo Darcy.

Para comprender el empacamiento de grava se presenta el procedimiento en la elaboración de las gráficas con la curva de índice de productividad relativa y las caídas de presión presentes en un empacamiento, acompañada con la densidad de disparos que se tiene en una determinada terminación. Las ecuaciones de caída de presión en la terminación se muestran para la determinación de la solución del empacamiento, y se toma el método de análisis a seguir. Para esto se realiza un ejemplo de un pozo de gas y aceite llevando acabo los procedimientos y obtener el diseño que más convenga tanto económico como operacionalmente.

## CAPÍTULO I

### ANTECEDENTES

#### I.1. Introducción

El objetivo en este capítulo es proporcionar los conocimientos sobre el comportamiento de un pozo relacionando los conceptos que pueden ser aplicados, para la determinación de las pérdidas de presión que existen en toda la trayectoria de flujo de un pozo productor ya sea de aceite o gas; por medio del Análisis Nodal para determinar cuáles de los puntos se pueden utilizar para su estudio. Considerando que la ecuación de Darcy determinará el gasto de producción de un pozo y así relacionar las pérdidas de presión del sistema.

Se presentan ecuaciones de flujo de aceite y gas para la determinación de los gastos de producción y una breve descripción de los términos necesarios para el cálculo de dichas ecuaciones.

También se describen las pérdidas de presión más considerables del comportamiento del sistema así como la influencia de los cambios del flujo respecto a la relación gas-aceite en la producción con relación a las gráficas de presión contra gasto.

#### I.2. Comportamiento de afluencia del pozo

Con el fin de analizar el comportamiento integral del flujo de un pozo fluvente, desde la formación hasta el almacenamiento o línea de descarga, es necesario definir cuatro distintas etapas de flujo. Figura 1.1.

1. Comportamiento de entrada de fluidos al pozo o comportamiento de flujo del yacimiento al pozo o también conocido como comportamiento de afluencia (*IPR*).
2. Comportamiento de flujo en tubería de producción.
3. Comportamiento del flujo a través del estrangulador.
4. Comportamiento de flujo en la línea de descarga.

El análisis del sistema de producción se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema, a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos. Figura 1.2.

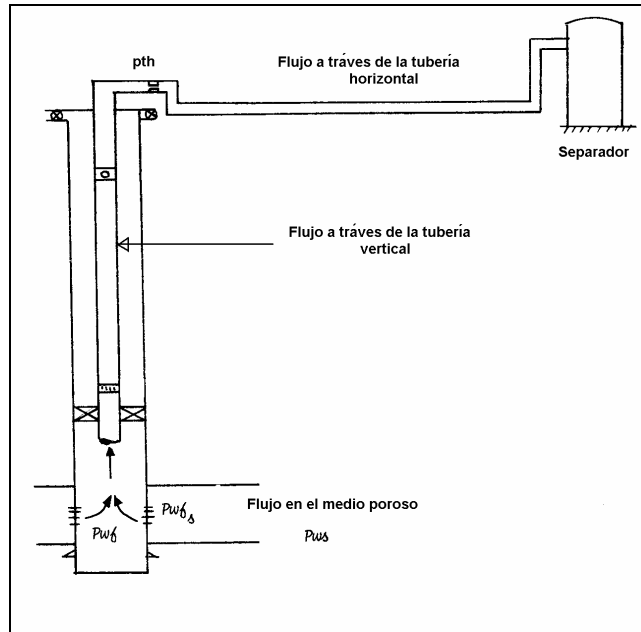


Fig. 1.1 Comportamiento de flujo que ocurre desde el yacimiento hasta la superficie.

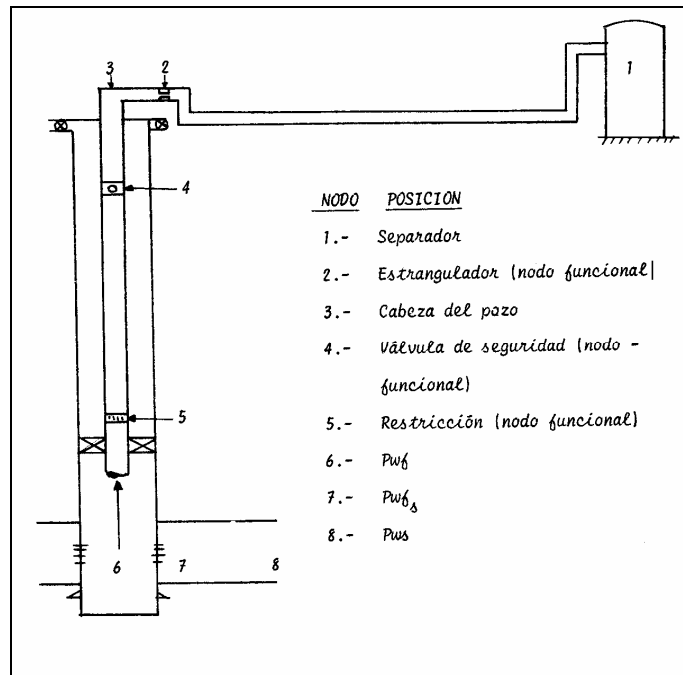


Fig.1.2 Nodos y sus posiciones.

La aplicación de procedimientos de flujo multifásico a los elementos que constituyen un sistema de producción y que permiten determinar la capacidad de producción de un pozo y

el efecto del cambio de la tubería de producción, la línea de descarga o el estrangulador sobre el gasto, se denomina Análisis Nodal\*.

El objetivo principal del Análisis Nodal es determinar la capacidad de transporte de un sistema de producción, es decir, el gasto de fluido que puede manejar un pozo a través del análisis de sus elementos, y así poder hacer un diseño optimizado de los sistemas de producción.

El comportamiento de afluencia del pozo es el comportamiento que existe desde el yacimiento hasta la vecindad del pozo.

$p_{wf}$  ; presión de fondo fluyendo, es la presión de fondo de un pozo en producción.

$p_{ws}$  ; presión de fondo estática, es la presión de fondo cuando el pozo se encuentra cerrado.

Abatimiento de presión; es la diferencia de presión estática y la presión de fondo fluyendo.

$$\Delta p = p_{ws} - p_{wf}$$

El comportamiento de flujo en el yacimiento se puede representar por medio de una ecuación, ésta puede ser la del Índice de productividad ( $IP$  o  $J$ ) de un pozo, el cual es el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión:

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (1.1)$$

Siendo  $q$  la producción bruta del pozo (aceite y agua):  $q = q_o + q_w$

**Casos:**

- 1) Cuando  $p_{wf}$  es mayor que la  $p_b$  entonces  $J = \text{Cte}$ .
- 2) Cuando  $p_{wf}$  es menor o igual que  $p_b$  entonces  $J = \text{Variable}$ .
  - a) Si  $EF = 1.0$  (Pozo sin daño) se evalúa  $J$  con Vogel.
  - b) Si  $EF \geq 1.0$  (Pozo estimulado) se evalúa  $J$  con Standing.
  - c) Si  $EF \leq 1.0$  (Pozo con daño) se evalúa  $J$  con Standing.

Donde  $EF$  es la eficiencia de flujo.

$$EF = \frac{\text{abatimiento de presión ideal}}{\text{abatimiento de presión real}} \quad (1.2)$$

---

---

\* "Análisis Nodal" es marca registrada por Flopetrol Johnston, una división de Corporación Tecnológica Schlumberger, y es amparada por U.S. Patente # 4,442,710.

**Caso 1)**

Cuando  $p_{wf}$  es mayor que la presión de saturación, el yacimiento se considera bajo-saturado y el potencial del pozo lo obtenemos cuando  $p_{wf} = 0$ .

La ecuación (1.1) puede escribirse en tal forma que representa una línea recta:

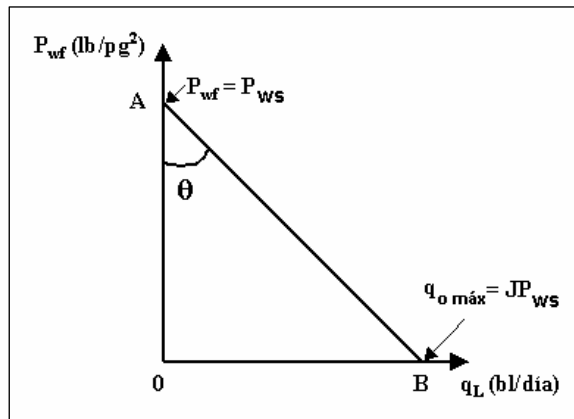
$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q}{J}$$

Donde para un período corto de tiempo de explotación  $J$  se considera constante, independiente de la producción, también se considera constante.

Cuando:

$$\begin{array}{ll} q = 0 & p_{wf} = p_{ws} \\ p_{wf} = 0 & q_o \text{ máx} = Jp_{ws} \end{array}$$

Lo anterior puede observarse en la Figura 1.3 donde:



**Fig. 1.3 Índice de productividad constante.**

$$\tan \theta = \frac{\overline{OB}}{\overline{OA}} = Jp_{ws} = J$$

El valor de  $q_o \text{ máx}$  en el punto B se llama “potencial del pozo”,  $q_o \text{ máx} = Jp_{ws}$  es el gasto máximo que la formación puede aportar al pozo y ocurre cuando  $p_{wf} = 0$ .

**Caso 2)**

Cuando  $p_{wf}$  es menor o igual a la presión de saturación, el yacimiento se considera saturado.



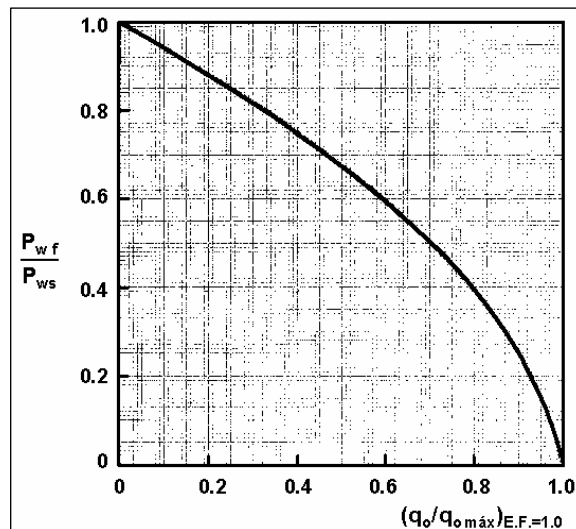
a) Si  $EF = 1.0$  (pozo sin daño), para evaluar el comportamiento de flujo del yacimiento utilizamos la ecuación de Vogel o la gráfica de Vogel, Figura 1.4.

Una solución simplificada al problema de flujo bifásico, fue ofrecida por Vogel, dando la siguiente ecuación general considerando flujo de dos fases en el yacimiento (efecto de saturación).

**Ecuación de Vogel:**

$$\frac{q_o}{q_{o\text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \quad (1.3)$$

Se llegó a esta solución a partir de una ecuación computarizada, para distintos yacimientos con empuje por gas en solución y para diferentes propiedades del fluido. La Figura 1.4, también puede ser utilizada para llegar a esta solución.



**Fig. 1.4 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto<sup>31</sup>.**

b) Si  $EF \leq \text{ó} \geq 1.0$  (pozo dañado o estimulado), entonces evaluamos el comportamiento del yacimiento utilizando la ecuación de Standing o las curvas de Standing, Figura 1.5.

**Ecuación de Standing:**

$$\frac{q_o}{q_{o\text{ máx}}} = EF \left( 1 - \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \left( 1.8 - 0.8(EF) \left( 1 - \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \right) \quad (1.4)$$

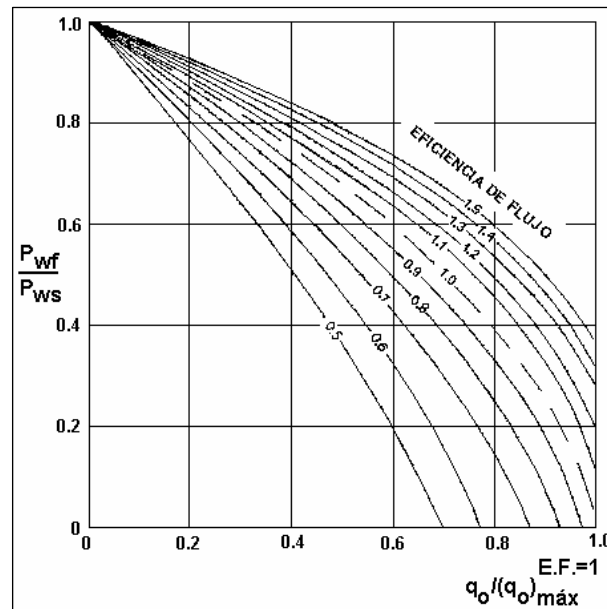


Fig. 1.5 Curva de afluencia para pozos con  $EF \neq 1$  de yacimientos con empuje por gas disuelto<sup>27</sup>.

### I.3. Ecuaciones de flujo

Usualmente el flujo de fluidos a través del medio poroso es descrito por la Ley de Darcy. Esta ley se utiliza para la predicción de gastos, desde el yacimiento hacia el borde interior del pozo. La siguiente definición de la Ley de Darcy, puede ser utilizada para predecir cualquier condición de flujo y es perfectamente aplicable al aceite y al gas.

$$q = \frac{C k h}{\ln(r_e/r_w)} \int_{p_{wf}}^{p_e} f(p) dp \quad (1.5)$$

donde:

- $C$  : Constante de conversión de unidades.
- $f(p)$  : Alguna función de la presión.
- $h$  : Espesor de la zona.
- $k$  : Permeabilidad absoluta.
- $p_e$  : Presión al límite exterior.
- $p_{wf}$  : Presión de fondo fluyente.
- $r_e$  : Radio de drene.
- $r_w$  : Radio del pozo.

Mediante la formulación de ciertas simplificaciones y el establecimiento de ciertas condiciones límite, se puede escribir la Ley de Darcy para condiciones específicas.

### I.3.1. Flujo líquido monofásico

La ley de Darcy para flujo de una sola fase es la siguiente:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (\bar{p}_R - p_{wf})}{\mu_o \bar{B}_o [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S + aq]} \quad (1.6)$$

donde:

- $k_o$  : Permeabilidad efectiva al aceite, (md).
- $h$  : Espesor de formación, (pies).
- $\bar{p}_R$  : Presión promedio del yacimiento, (lb/pg<sup>2</sup>).
- $p_{wf}$  : Presión de fondo fluyendo al nivel de las perforaciones, (lb/pg<sup>2</sup>).
- $q_o$  : Gasto de aceite, (bl/día).
- $r_e$  : Radio de drene, (pies).
- $r_w$  : Radio del pozo, (pies).
- $S$  : Daño total.
- $aq$  : Factor de turbulencia de flujo (este término normalmente es insignificante para pozos de baja permeabilidad y con bajos gastos).
- $\bar{\mu}_o$  : Viscosidad a la presión promedio de  $\frac{p_R + p_{wf}}{2}$ , (cp).
- $\bar{B}_o$  : Factor volumétrico de la formación a la presión promedio.

Donde posible, y aun cuando las pruebas se pueden haber dirigido en un pozo, la ecuación (1.6) debe usarse para determinar si un pozo está produciendo adecuadamente; es decir, puede mostrar si un pozo es capaz de producir gastos mucho más altos, comparado a las pruebas en el pozo. De una discusión breve de cada término de la ecuación (1.6) se obtiene lo siguiente:

- a) **Permeabilidad ( $k$ ):** La permeabilidad ( $k$ ) normalmente se obtiene de las pruebas de laboratorio en núcleos de pared o convencionales. Los núcleos de pared pueden ser engañosos y, en general, no coinciden con los núcleos convencionales. Para núcleos convencionales la permeabilidad es mayor de 20 md aproximadamente, el núcleo de pared dará un valor más bajo debido al efecto aplastante al recuperar el núcleo por el impacto en la pared al perforar el agujero.
- b) **Espesor de la zona productora ( $h$ ):** El valor de  $h$  puede obtenerse desde registros o en algunos casos de registros de perforación y núcleos convencionales, dónde se ha tomado el núcleo de la zona productora. La letra  $h$  representa el espesor completo de la zona y no sólo el intervalo perforado; es decir, la ley de Darcy se aplica para flujo en el yacimiento sin relación con el intervalo perforado. Para zonas de aceite-agua, debe usarse el espesor de la zona productora de aceite.

- c) **Presión promedio del yacimiento ( $\overline{p_R}$ ):** El valor de  $\overline{p_R}$  se obtiene en una forma óptima de las pruebas de incremento de presión, pero pueden hacerse estimaciones basándose en la mejor información disponible, como los niveles de fluido estático y pozos de compensación.
  
- d) **Viscosidad promedio del aceite ( $\overline{\mu_o}$ ):** Los datos de presión – volumen – temperatura (PVT), se usan para la determinación de la viscosidad. El valor del gas en solución a la presión promedio entre  $\overline{p_R}$  y  $p_{wf}$  debe usarse. Para esto, puede ser necesario asumir un valor de  $p_{wf}$ .
  
- e) **Factor volumétrico del aceite promedio ( $\overline{B_o}$ ):** Para obtener el factor volumétrico del aceite promedio, puede utilizarse el análisis PVT. Si no, es recomendable usar cualquiera de las correlaciones existentes (PVT, Standing, Lasater y otras).
  
- f) **Radio de drene ( $r_e$ ):** El radio de drene, es difícil de determinar, pero cualquier error en su determinación es amortiguado tomando el logaritmo natural de  $(r_e/r_w)$ .
  
- g) **Radio del pozo perforado ( $r_w$ ):** No se debe usar el diámetro de la T.R. como radio del agujero perforado. El tamaño del agujero, puede ser determinado exactamente mediante el registro caliper. Si los estudios no están disponibles, se puede usar el tamaño de la barrena con que el agujero fue perforado.
  
- h) **Daño total ( $S$ ):** Para una solución inicial, se asume daño = 0 para determinar si el pozo está comportándose apropiadamente o determinar la capacidad del pozo. El término “ $S$ ”, puede ser obtenido de la prueba de variación de presión. El valor del daño ( $S$ ) total puede incluir muchos factores:

El factor de daño total, que se evalúa a través del análisis de las pruebas de incremento y decremento de presión, ha sido visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada. Sin embargo en los últimos años, este concepto ha sido extendido para incluir una variedad de efectos tales como, penetración parcial, desviación del pozo, perforaciones, etc. Por esta razón el factor de daño total ha sido definida incluyendo todos estos efectos de la siguiente manera:

$$S_t = S_{(desv. + pen.)} + S_{disp.} + S_{inv.} \quad (1.7)$$

donde:

- $S_t$  : Factor de daño total, (adimensional).
- $S_{(desv. + pen.)}$  : Factor de pseudodaño, debido a desviación y penetración al pozo, (adimensional).
- $S_{disp}$  : Factor de pseudodaño debido a los disparos, (adimensional).
- $S_{inv.}$  : Factor de pseudodaño causado por fluidos de invasión en las vecindades del pozo, (adimensional).

Van Everdingen<sup>30</sup> y Hurst<sup>11</sup>, introdujeron el concepto del factor de daño. Señalaron que las presiones medidas en un pozo, frecuentemente, no se ajustaban a las soluciones ideales calculadas para el problema bajo consideración. Propusieron que la diferencia era una caída adicional de presión, causada por restricciones al flujo cercanas al pozo.

Este efecto es representado por un factor de daño total  $S_t$ , el cual está relacionado con la caída de presión debida al daño,  $\Delta p_s$ , dada por:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q \mu B S_t}{k h} \quad (1.8)$$

donde:

- $\Delta p_s$  : Caída de presión debida al daño, (lb/pg<sup>2</sup>).
- $q$  : Gasto de líquido, (bl/día).
- $\mu$  : Viscosidad del líquido, (cp).
- $B$  : Factor de volumen, (bl @ c.y / bl @ c.s).
- $S_t$  : Factor de daño total, (adimensional).
- $k$  : Permeabilidad de la formación, (md).
- $h$  : Espesor de la formación, (pies).

Un factor de daño positivo indica que la permeabilidad cercana a la pared del agujero ha sido reducida; un factor de daño negativo indica un incremento en la permeabilidad y finalmente un factor de daño cero indica que no hay cambio en la permeabilidad original del yacimiento.

**i) Turbulencia de flujo ( $aq$ ):** Este término, es generalmente despreciable en pozos con bajos gastos y bajas permeabilidades pudiendo llegar a ser significativo a altos gastos. Una buena política, es verificar el valor de “ $aq$ ” al máximo gasto ( $p_{wf} = 0$ ). Si el valor es bajo, éste puede ser omitido. Jones, Blount y Glaze<sup>12</sup> muestran que la ecuación puede ser escrita de la siguiente forma, para considerar flujo turbulento.

$$\overline{p_R} - p_{wf} = bq + aq^2 \quad (1.9)$$

donde:

$$b = \frac{\mu_o B_o [\ln (0.472 r_e / r_w) + S]}{7.08 \times 10^{-3} k h} \quad (1.10)$$

El valor de “ $a$ ” puede ser obtenido de la siguiente ecuación:

$$a = \frac{2.30 \times 10^{-14} \beta B_o^2}{h_p^2 r_w} \rho_o \quad (1.11)$$

donde:

- $a$  : Coeficiente de flujo turbulento.
- $b$  : Coeficiente de flujo Darcy.
- $\beta$  : Es un coeficiente de velocidad para flujo turbulento ( $\text{pie}^{-1}$ ), el cual puede ser obtenido de la Figura 1.6 ó calcularse mediante la ecuación:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.201}} \quad (1.12)$$

- $\mu_o$  : Viscosidad, (cp).
- $k$  : Permeabilidad, (md).
- $h$  : Espesor de la formación, (pie).
- $h_p$  : Intervalo perforado, (pie).
- $B_o$  : Factor de volumen del aceite, (adimensional).
- $\rho_o$  : Densidad del aceite, ( $\text{lb}_m/\text{pie}^3$ ).
- $S$  : Efecto del daño excluyendo turbulencia. (adimensional).

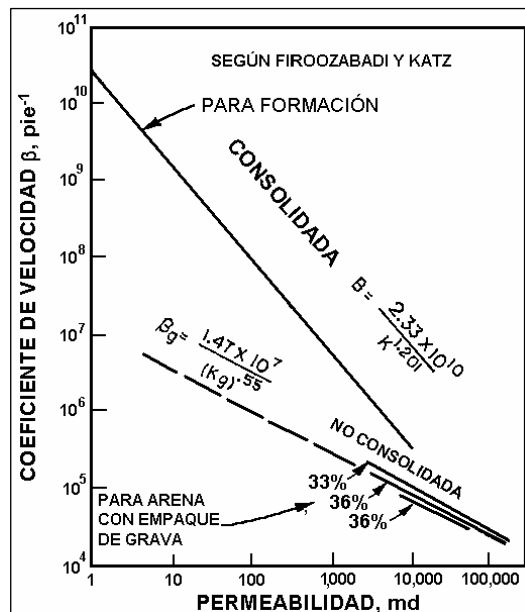


Fig. 1.6 Correlación de  $\beta$  contra permeabilidad.

La ecuación (1.9), es para flujo líquido monofásico con un considerable efecto de turbulencia “ $a$ ”; que no se considera un flujo bifásico, el producto “ $aq$ ” será pequeño a gastos bajos y puede ser significativo en gastos muy altos, es una función de la permeabilidad y el número de pies perforados.

### I.3.2. Flujo bifásico en el yacimiento

El concepto de índice de productividad puede también ser aplicado a comportamiento de entrada en pozos de gas si se define como:

$$J_g = \frac{q_g}{\frac{p_R - p_{wf}}{2}} \quad (1.13)$$

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h (\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g Z T \left[ \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (1.14)$$

Donde:

- $q_g$  : Gasto de gas @ c.s, (pies<sup>3</sup>/día).
- $k_g$  : Permeabilidad al gas, (md).
- $h$  : Espesor del yacimiento, (pies).
- $\bar{p}_R$  : Presión promedio en el área de drene, (lb/pg<sup>2</sup> abs.).
- $p_{wf}$  : Presión de fondo fluyendo, (lb/pg<sup>2</sup> abs.).
- $\mu_g$  : Viscosidad del gas a  $T, p = (\bar{p}_R - p_{wf})/2$ , (cp).
- $Z$  : Factor de compresibilidad del gas a  $T$  y  $p$ , (adimensional).
- $T$  : Temperatura del yacimiento, (°R).
- $r_e$  : Radio de drene, (pies).
- $r_w$  : Radio de pozo, (pies).

El *IPR* para un pozo de gas no será lineal debido a que el gasto de entrada es una función del cuadrado de  $p_{wf}$ . Para yacimientos de gas seco y húmedo, en los cuales no hay líquidos condensados, la saturación de gas y por lo tanto la permeabilidad al gas permanecerá constante así  $\bar{p}_R$  decline. Si existe flujo turbulento, la caída de presión debida a la turbulencia incrementará con el ritmo de flujo, causando un deterioro en el comportamiento de entrada.

Si no hay líquido en el yacimiento los efectos de agotamiento no deberán causar una disminución en la  $k_{rg}$  sino la turbulencia puede incrementarse debido a las velocidades reales más altas requeridas para mantener un ritmo de flujo de masa constante. También el valor del producto ( $\mu Z$ ) cambiará si cambia la presión del yacimiento.

En el caso de un yacimiento con condensación retrógrada, que es donde  $\bar{T}_R$  está entre la temperatura crítica y la cricondenterma, si la presión en cualquier lugar del yacimiento cae abajo del punto de rocío  $p_d$ , se formará líquido y  $k_{rg}$  disminuye.

Esto puede ocurrir ya sea reduciendo  $p_{wf}$  debajo de la presión de descarga ( $p_d$ ) o si  $\overline{p_R}$  declina debajo de  $p_d$  desde el agotamiento. Las predicciones del comportamiento de yacimientos con condensación retrógrada son muy complejas y en la mayoría de los casos se requiere el uso de modelos matemáticos de yacimiento.

#### **I.4. Fundamentos de Análisis Nodal**

El conocimiento amplio del sistema de producción de un pozo, proporciona los medios para su adecuado manejo y control, dando la pauta para posibles operaciones de mejoramiento que tienen por objeto la optimización del sistema.

La utilización del análisis de sistemas - Análisis Nodal - tanto para pozos fluyentes, como aquellos que tienen instalado un método artificial de producción (siendo el análisis nodal más ampliamente utilizado en el bombeo neumático) no es de ninguna manera una técnica reciente, varios investigadores se han valido de este tipo de enfoque como el medio más adecuado de estudio del comportamiento de pozos fluyentes. A últimas fechas, se ha dado simplemente a esta técnica una nueva orientación, proporcionándose un procedimiento sistemático de aplicación.

El Análisis Nodal de sistemas, evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

- Flujo a través del medio poroso.
- Flujo a través de la tubería vertical (T.P.).
- Flujo a través de la tubería horizontal (L.D.).

Para predecir el comportamiento del sistema, se obtiene la caída de presión en cada componente. El procedimiento para la obtención de las caídas de presión, comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema.

El empleo del concepto nodal permite evaluar el efecto que cada uno de los componentes tiene sobre el sistema, pudiéndose por tanto determinar aquella posible restricción o “cuello de botella”, que resta continuidad y que restringe el funcionamiento del resto de los componentes y por ende del total del sistema.

El Análisis Nodal da respuesta, en forma sencilla, a problemas complejos, tales como aquellos en los que se desea estudiar el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

#### **I.5. Comportamiento de pozos fluyentes**

Para el adecuado entendimiento del comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar, de una manera simultánea, los diversos componentes que constituyen al sistema



de producción. Cada componente es una parte integrante, por tanto, cualquier factor que influya en su comportamiento, influirá también al resto del sistema.

Cada componente se encuentra interconectado con el resto en forma de camino único, por lo que se tendrá que considerar los diversos medios que existen en el campo para dar una adecuada continuidad al sistema, y así, lograr un control sobre cada parte constituyente.

Fonseca<sup>4</sup> proporciona la siguiente información:

1. Entre el yacimiento y la cabeza del pozo, se tiene el equipo subsuperficial, el cual está constituido por la tubería de revestimiento, la tubería de producción, empaques, estranguladores de fondo, válvulas, niple de asiento, dispositivo de seguridad, etc. Todo este equipo y la manera en la que se encuentra instalado dentro del pozo, constituye lo que se denomina el estado mecánico del pozo.

En su diseño existen muy diversas opciones de selección, pero la instalación final deberá de ser tal que permita una adecuada comunicación entre el yacimiento y la superficie, además de un control efectivo de la producción, incluyendo la posibilidad de efectuar trabajos especiales y posibles operaciones de reparación o estimulación.

2. Entre la cabeza del pozo y la línea de descarga se tiene el equipo superficial para el control del pozo, quedando comprendidos los dispositivos de seguridad y aquellos que permiten realizar operaciones que influyen en forma directa en el comportamiento del pozo fluyente. Como componente principal de este equipo se tiene el estrangulador superficial, que se utiliza para controlar el gasto, la presión fluyente en la superficie (T. P. y T. R.) y la presión en el fondo del pozo.

Será analizado con un poco más de detalle, enfocado a las restricciones de la formación al pozo atravesando por el empacamiento de grava en la que interviene una serie de pérdidas de presión como restricción del flujo al pozo.

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

Para los propósitos del presente análisis, es necesario considerar el comportamiento de flujo hasta los separadores, dado que es la última restricción posible que puede influir en el comportamiento del pozo. Después de los separadores se tendrán sólo problemas de flujo monofásico, los cuales son más simples de resolver.

Al estar analizando posibles problemas en un pozo, los que resultan más fáciles de detectar y resolver son los que se tienen en la superficie; en cambio los problemas subsuperficiales son más difíciles de detectar y analizar, pudiendo muchas veces llevar a conclusiones falsas en el diagnóstico del estado de un pozo.

Antes de intentar cualquier modificación, para lograr una posible solución a cualquier problema, es recomendable que se realice una investigación de las condiciones mecánicas del pozo. Esta investigación deberá de incluir el procedimiento seguido durante la terminación, la efectividad de los trabajos de cementación, las condiciones del pozo antes de la colocación de la tubería de revestimiento. En fin, realizando una evaluación total del pozo. También se deberá conocer la naturaleza de los fluidos de perforación y los utilizados durante la terminación.

En resumen, si un pozo se estudia adecuadamente, cualquier anomalía puede ser rápidamente detectada. La combinación de los datos provenientes del comportamiento del pozo y el conocimiento de las condiciones mecánicas, proporcionan la información necesaria para diagnosticar los problemas de producción.

### I.6. Análisis de curvas típicas de presión contra gasto

El comportamiento de flujo desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento se presenta en la Figura 1.7, en donde se muestra que el comportamiento está dividido en tres etapas: flujo del yacimiento al pozo, flujo vertical y flujo horizontal. Este comportamiento se muestra también en la Figura 1.8, en donde las pérdidas de presión indicadas son:

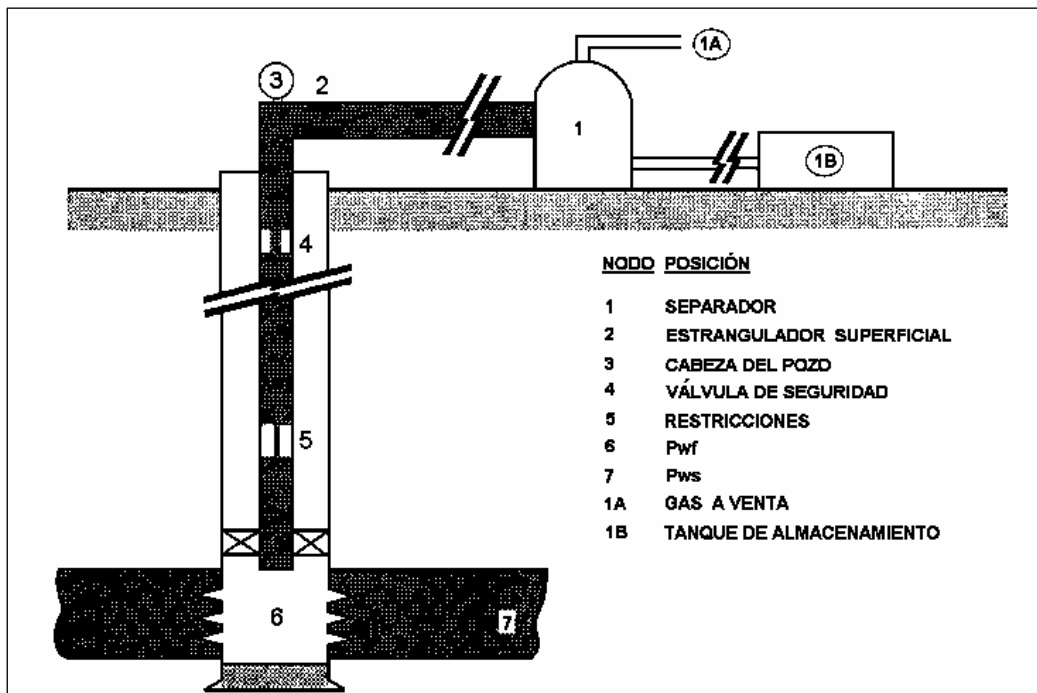
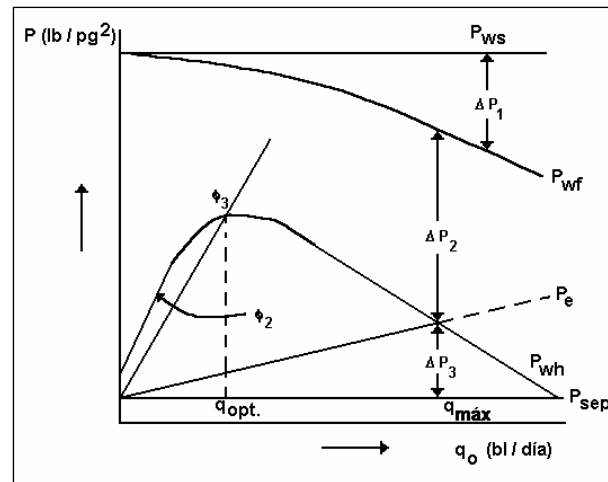


Fig. 1.7 Sistema de producción simplificado y presiones en los nodos.



**Fig. 1.8 Distribución de presiones en un sistema de producción.**

- $\Delta p_1$  = flujo a través del medio poroso (comportamiento de flujo del yacimiento al pozo), puede variar entre 10-50 % de las pérdidas totales.
- $\Delta p_2$  = flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie,  $\Delta p_2$  puede variar entre 30-80% de las pérdidas totales.
- $\Delta p_3$  = flujo desde la cabeza del pozo hasta los separadores (comportamiento de flujo superficial),  $\Delta p_3$  puede variar entre 5-30% de las pérdidas totales de presión; dependiendo esto de muchos factores, en particular si se hace necesario la colocación de estranguladores.

En la etapa de flujo del fluido del yacimiento al pozo y flujo vertical, se requiere del conocimiento de métodos de flujo multifásico para determinar  $\Delta p_2$  y  $\Delta p_3$ . La línea vertical que interseca a las tres etapas de producción determina el llamado gasto de equilibrio.

Para la obtención de una gráfica similar a la Figura 1.10, deberá de seguirse los siguientes pasos:

1. Primero, para diferentes gastos supuestos, se calcula y traza la curva de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo (flujo en el medio poroso). Si  $p_{wf} \geq p_b$ , el comportamiento es lineal; si  $p_{wf} < p_b$ , la pendiente varía conforme varía el abatimiento de presión, y se tendrá que usar un método que considere el índice de productividad no lineal (*IPR*).
2. A partir de la profundidad del pozo, con los valores de  $p_{wf}$ ,  $R$ , temperatura, características de la tubería y propiedades de los fluidos, se determinan los valores de  $p_{wh}$  correspondientes a los gastos supuestos y se grafica. El valor de presión obtenido corresponde al flujo corriente arriba del estrangulador. Para realizar los cálculos se requiere utilizar un método de flujo multifásico vertical.

3. A continuación la secuencia de cálculo se reanuda a partir de la presión de separación, para obtener la presión en la boca del pozo, corriente abajo del estrangulador ( $p_e$ ), necesaria para transportar los gastos supuestos a través de la línea de descarga. Para realizar los cálculos se requiere utilizar un método de flujo multifásico horizontal. Los valores de  $p_e$  obtenidos son trazados contra los gastos.

En la Figura 1.8, se observa que cuando  $p_{wh}=p_e$ , se tiene el gasto máximo, correspondiente al flujo sin estrangulador. Los gastos inferiores se pueden obtener usando estranguladores en el cabezal del pozo.

En la Figura 1.8, se aprecia también que al ir reduciendo el diámetro de los estranguladores, disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo ( $p_{wh}$ ), hasta alcanzar ésta un valor máximo, indicado en el punto  $\phi_3$ . Adicionales estrangulamientos provocarán una reducción en la presión en la boca, al aumentar las pérdidas de presión por la tubería de producción.

Es evidente que la elaboración de figuras como la anterior permite anticipar el efecto del cambio de un estrangulador sobre el gasto y la presión en la superficie.

El manejo inapropiado de los estranguladores puede ocasionar que se mate el pozo. Por ejemplo, un estrangulamiento adicional al obtenido con el orificio correspondiente a  $\phi_3$  (cambio de  $\phi_3$  a  $\phi_2$ ) originaría un incremento en el colgamiento del líquido y este la carga hidrostática, lo que provocará una reducción adicional en la velocidad de flujo. El resultado de esta secuencia, es la precipitación del flujo a un estado inestable (cabeceo) que generalmente conduce a la suspensión de dicho flujo.

Existen muy diversas formas en las cuales los resultados de las correlaciones y el efecto de cambio en los parámetros se pueden presentar. Una de ellas es la anteriormente descrita, otra forma es el mostrado en el diagrama de presiones de la Figura 1.9. En este diagrama se muestra igualmente  $\Delta p_1$  (pérdidas en el medio poroso),  $\Delta p_2$  (pérdidas en el flujo vertical),  $\Delta p_3$  (pérdidas en la superficie).

Un tercer diagrama se muestra en la Figura 1.10, el cual puede utilizarse para ilustrar o estudiar los cambios en el valor de  $R$ ,  $p_{ws}$ , el índice de productividad. Se supone que se tiene una presión en la cabeza del pozo constante y que no existen restricciones de flujo en la superficie.

La curva de comportamiento de flujo vertical representa la presión de fondo fluyendo requerida para diversos gastos. La condición de equilibrio se muestra en la intersección de estas dos curvas, que corresponde a la solución de  $p_{wf}$ .

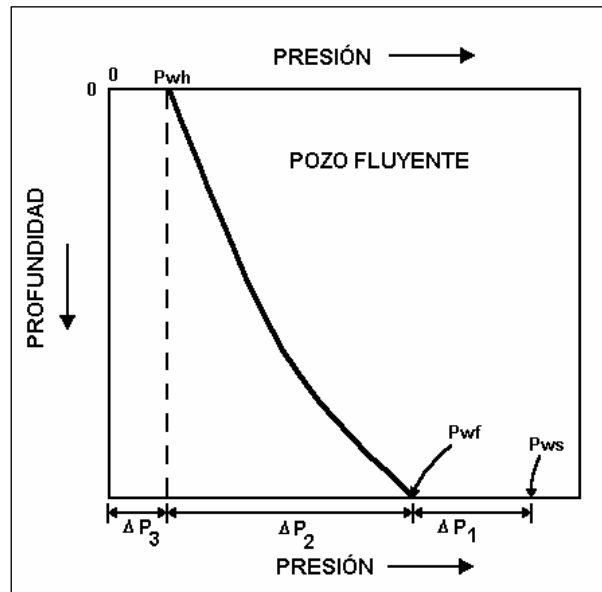


Fig. 1.9 Curva de gradiente de presión.

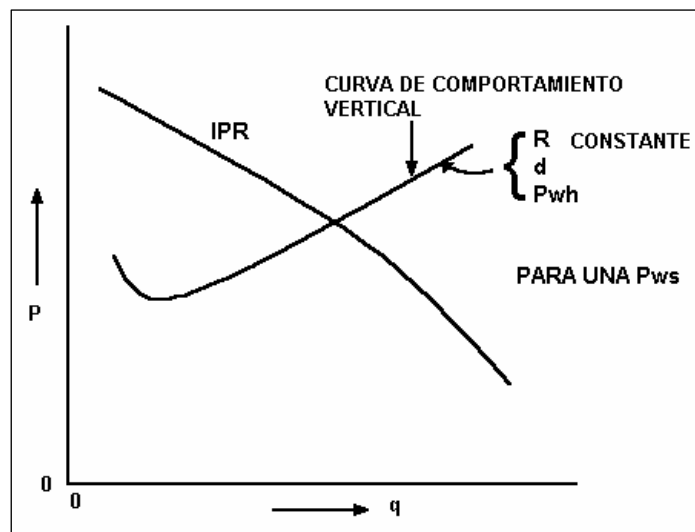


Fig. 1.10 Diagrama de comportamiento de sistema vertical y el yacimiento.

**CAPÍTULO II**

**ANÁLISIS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS**

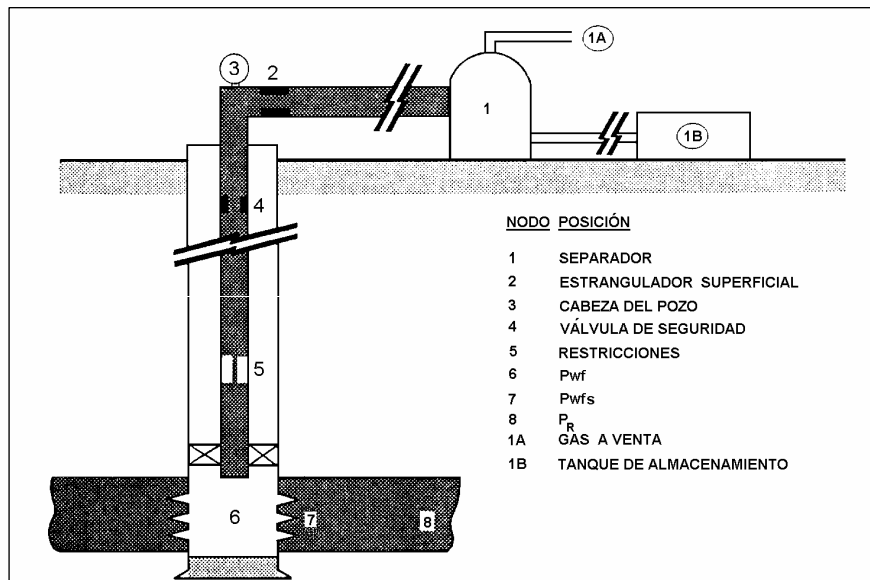
**II.1. Introducción**

En este capítulo se describen los métodos para estudiar el análisis nodal del sistema por medio de los nodos y determinar las caídas de presión en todo el sistema integral de producción con las diferentes condiciones que se encuentran al transcurrir las caídas de presión, a través del flujo del fluido en la tubería de conducción hasta el almacenamiento del hidrocarburo.

**II.2. Análisis del sistema**

El análisis del sistema, a menudo llamado “ANÁLISIS NODAL”, ha sido aplicado por muchos años para analizar el comportamiento de sistemas de componentes iterativos, como son los circuitos eléctricos o sistemas complejos de redes de tubería, sistemas de bombeo, etc. Su aplicación a sistemas de pozos productores fue propuesto por primera vez por Gilbert<sup>9</sup> en 1954 y aplicado por Nind<sup>21</sup> en 1964 y Brown<sup>1</sup> en 1978.

El procedimiento consiste en seleccionar un conjunto de puntos o nodos en el pozo y dividirlos entre estos puntos. Los más comunes son los mostrados en la Figura 2.1.



**Fig. 2.1 Localización de varios nodos.**

Todos los componentes corriente arriba del nodo comprenden la sección de entrada del fluido, mientras que la sección de salida del fluido consiste de todos los componentes corriente abajo del nodo. Una relación entre ritmo de flujo y caída de presión deberá estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos son satisfechos:

1. Flujo hacia el nodo igual a flujo fuera del nodo.
2. Una sola presión existente en el nodo.

En la vida del pozo hay siempre dos presiones que permanecen fijas en un determinado instante y no son función del gasto. Una de esas presiones es la presión del yacimiento,  $\overline{p}_R$ , y la otra es la presión de salida del sistema, que generalmente es la presión de separación,  $p_{sep}$ . Pero si el pozo es controlado por un estrangulador, la presión de salida puede ser la presión en la cabeza,  $p_{wh}$ .

Una vez que el nodo es seleccionado, la presión es calculada desde ambas direcciones iniciando en las presiones fijadas.

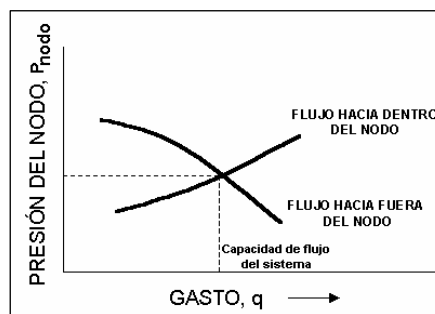
**Flujo hacia el nodo:**

$$p_{nodo} = \overline{p}_R - \Delta p \text{ (de los componentes corriente arriba)}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$$p_{nodo} = p_{sep} + \Delta p \text{ (de los componentes corriente abajo)}$$

La caída de presión,  $\Delta p$ , en cualquier componente varía con el gasto,  $q$ , y por lo tanto una gráfica de presión del nodo contra gasto, producirá una curva y la intersección de ambas dará las condiciones que satisfacen los requerimientos antes mencionado. El procedimiento se ilustra gráficamente en la Figura 2.2.



**Fig. 2.2 Determinación de la capacidad de flujo.**

El efecto de cualquier cambio en los componentes del sistema puede ser analizado recalculando la presión del nodo contra gasto usando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio fue hecho a un componente corriente arriba, la curva hacia afuera deberá permanecer sin cambio. Por el contrario si el cambio fue hecho a

un componente corriente abajo, la curva de entrada permanecerá constante. Sin embargo, si cualquiera de las curvas es cambiada, la intersección se moverá y una nueva capacidad de flujo y presión existirán en el nodo. También las curvas deberán ser movidas si cualquiera de las presiones fijas se cambia, lo cual puede ocurrir con el agotamiento natural del yacimiento.

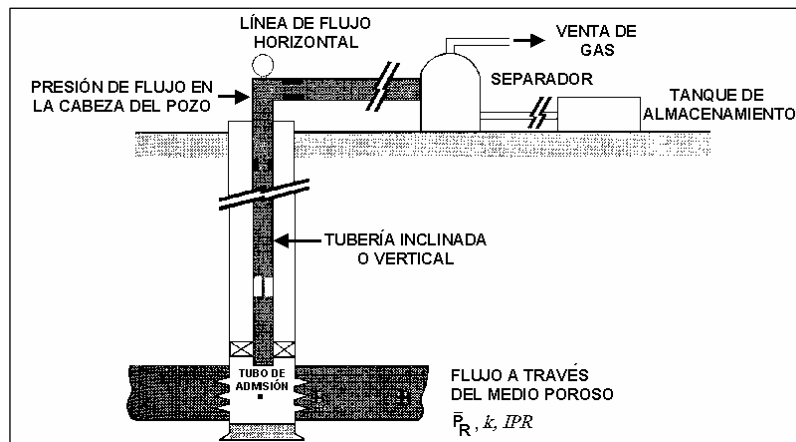
El procedimiento puede ser mas claramente ilustrado con el sistema de producción mostrado en la Figura 2.3 donde se seleccionó a la presión en cabeza como el nodo.

**Flujo hacia el nodo:**

$$p_{wh} = \bar{p}_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{T.P.}$$

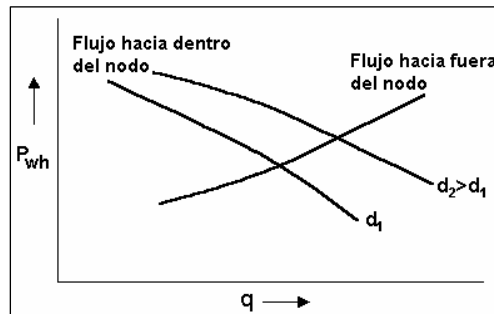
**Flujo hacia fuera del nodo:**

$$p_{wh} = p_{sep} + \Delta p_{línea\ de\ descarga}$$



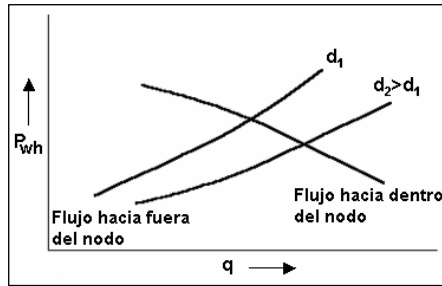
**Fig. 2.3 Sistema de producción simple.**

El efecto sobre la capacidad de flujo, al cambiar el diámetro de la tubería de producción, se ilustra en la Figura 2.4 y el efecto en el cambio del diámetro de la línea de descarga se tiene en la Figura 2.5.



**Fig. 2.4 Efecto del diámetro de la T.P.**





**Fig. 2.5 Efecto del diámetro de la línea de descarga.**

El efecto de incrementar el diámetro de la T.P., mientras la longitud de la T.P. no sea muy grande, es para dar un nodo con una presión mayor en la cabeza, para un mismo ritmo de flujo, debido a que la caída de presión es menor. Esto moverá a la curva hacia arriba y la intersección se correrá a la derecha.

Un diámetro mayor en la línea de descarga deberá reducir la caída de presión, moviendo la curva hacia abajo y la intersección se moverá a la derecha. De igual manera el efecto de cualquier componente puede ser aislado. También el efecto de la declinación del yacimiento o cualquier cambio en la presión de separación puede ser analizado.

El procedimiento de análisis más frecuentemente utilizado es el que consiste en seleccionar un nodo entre el yacimiento y el sistema de tuberías. Esto es etiquetado como el punto 6 en la Figura 2.1, y la presión del nodo será  $p_{wf}$ . Seleccionando el nodo en este punto, esencialmente divide al pozo en componentes dominados por el yacimiento y componentes dominados por el sistema de tubería. Las expresiones de entrada y salida del sistema serán:

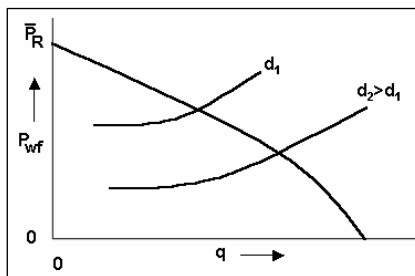
**Flujo hacia el nodo:**

$$p_{wf} = \bar{p}_R - \Delta p_{res}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

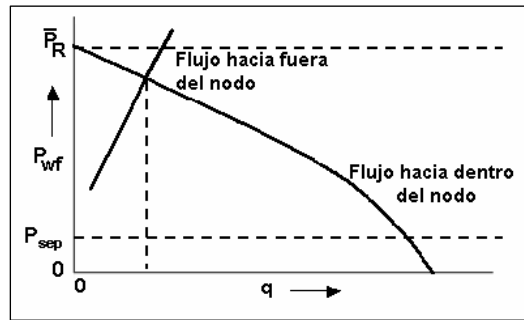
$$p_{wf} = p_{sep} + \Delta p_{línea\ de\ descarga} + \Delta p_{T.P.}$$

El efecto de cambiar el diámetro de la tubería de producción, T.P., sobre la capacidad de producción de todo el sistema donde  $p_{wf}$  es la presión en el nodo, se ilustra en la Figura 2.6.



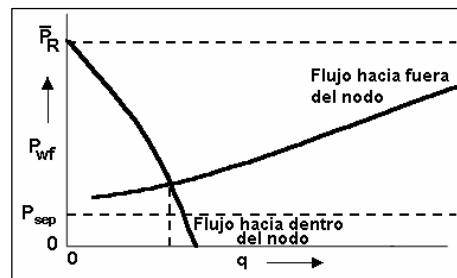
**Fig. 2.6 Efecto del diámetro de la T.P.**

Un sistema puede ser optimizado seleccionando la combinación de las características de los componentes que pueden dar la máxima producción al menor costo. Aunque la caída de presión total disponible para un sistema,  $\bar{p}_R - \Delta p_{sep}$ , puede ser fijada para un tiempo en particular, la capacidad de producción del sistema depende de donde ocurre la caída de presión. Si mucha caída de presión se presenta en el componente o módulo, la caída de presión remanente podría ser insuficiente para el comportamiento eficiente de los otros módulos. Ésta es ilustrada en la Figura 2.7. Aunque el yacimiento sea capaz de producir grandes volúmenes, si la T.P. es pequeña el pozo sufrirá para tratar de dar esos volúmenes.



**Fig. 2.7 Pozos restringidos por el sistema de tubería.**

Un caso en el cual el comportamiento del pozo es controlado por la corriente de entrada es ilustrado en la Figura 2.8. En este caso la caída de presión excesiva puede ser causada por el daño a la formación o perforaciones inadecuadas. Es obvio, en la gráfica se ve, que mejorando el comportamiento del sistema de descarga o la salida de flujo será infructuosa a menos que el comportamiento de entrada sea mejorado.



**Fig. 2.8 Pozos restringidos por el flujo.**

Un incremento en la producción es dado por el aumento en el diámetro de la tubería de producción, es ilustrado en la Figura 2.6. Sin embargo, si es grande la T.P., la velocidad del fluido se mueve hacia arriba de la tubería de producción disminuyendo la efectividad del líquido hacia la superficie.

Esto puede ser causado por el diámetro de T.P. o gastos de producción. La velocidad del fluido es igual al gasto producido por el área de la tubería. Un ejemplo cualitativo para seleccionar el diámetro óptimo de T.P. para un pozo que produce líquidos y gas es mostrado en las Figuras 2.9 y 2.10.

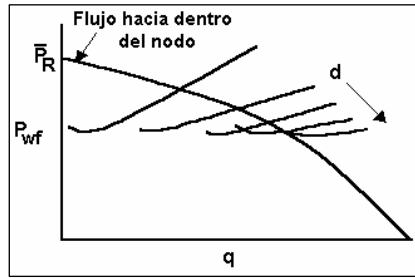


Fig. 2.9 Efecto del diámetro de la T.P.

Como el diámetro de la tubería de producción es incrementado, las pérdidas de presión disminuyen, resultando en una  $p_{wf}$  baja y, por lo tanto, un abundante flujo hacia dentro. De modo que, como el diámetro de la tubería de producción es aumentado, el pozo empieza a cargarse con líquido y el flujo llega a ser intermitente o inestable. Como el nivel de líquido se acumula en el pozo ocasiona posiblemente que se mate. La Figura 2.10 ilustra esto gráficamente.

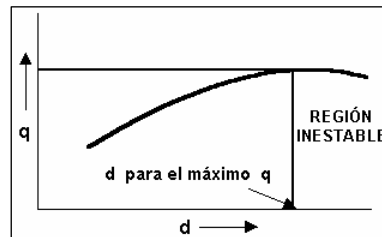


Fig. 2.10 Límite del diámetro de la T.P. óptimo.

Una vez que el pozo está produciendo líquidos junto con el gas llega la etapa en la cual podría esto no prolongar el flujo natural, pudiendo dar lugar al bombeo neumático (B.N.). Un ejemplo para determinar el gasto de gas óptimo de inyección para un pozo con bombeo neumático, es ilustrado en las Figuras 2.11 y 2.12. El objetivo de inyectar gas a la tubería es para disminuir la densidad de la mezcla del flujo gas - líquido y, por lo tanto, disminuir la presión de fondo fluyendo requerida del pozo. Sin embargo, como el ritmo de gas y la velocidad de fluido es incrementado, por lo tanto, también las pérdidas de fricción aumentan. En un punto finalmente es alcanzado tal que la pérdida por fricción incrementa más que la densidad o pérdida hidrostática con un incremento en la velocidad del gas. Esto puede ser determinado usando análisis nodal como se ilustra en la Figura 2.11.

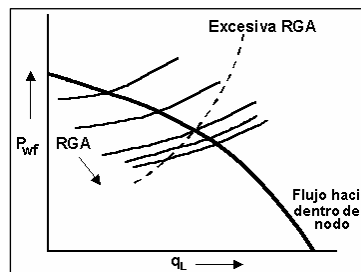
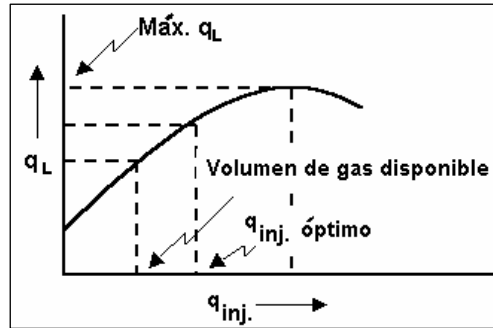


Fig. 2.11 Efecto de la velocidad del gas en el flujo hacia fuera.

Una grafica de producción de líquido contra gasto de gas de inyección puede ser construido leyendo las intersecciones de las curvas del flujo hacia el nodo y flujo fuera del nodo para varios gastos de inyección. Una grafica de estos datos es mostrado en la Figura 2.12. Estos métodos pueden también ser utilizados para distribuir el gas de inyección disponible entre diversos pozos en campos produciendo con B.N.



**Fig. 2.12 Efecto del ritmo de gas de inyección contra gasto de líquido.**

En la actualidad, se ha encontrado que un número inadecuado de disparos puede ser muy perjudicial al rendimiento de algunos pozos. Si la presión de fondo fluyendo del pozo es seleccionada como la presión del nodo, el flujo hacia dentro puede interrumpirse con la caída de presión a través de la roca y de las perforaciones. Las expresiones de flujo hacia dentro del nodo y hacia fuera consisten en:

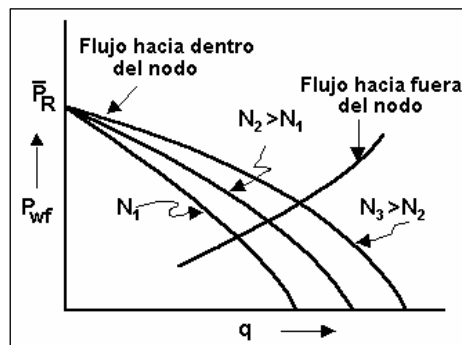
**Flujo hacia el nodo:**

$$p_{wf} = \bar{p}_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{perf}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

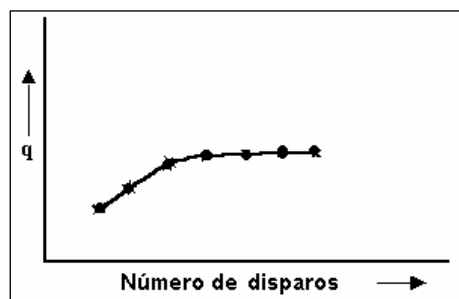
$$p_{wf} = p_{sep} + \Delta p_{línea\ de\ descarga} + \Delta p_{T.P.}$$

La caída de presión desde la zona de los disparos es una función del número de disparos, como del gasto producido del pozo, pudiendo tener diferentes curvas de flujo hacia dentro para cada densidad de disparos. Esto es ilustrado cualitativamente en la Figura 2.13.



**Fig. 2.13 Efecto de la densidad de disparos en el flujo.**

Como el número de disparos es incrementado, en un punto en la gráfica puede ser semejante tal que la caída de presión es despreciable y, por lo tanto, la densidad de los disparos puede no considerarse. Una ilustración del gasto de producción resultado de varias densidades de disparos, es, la intersección de varias curvas de flujo hacia dentro con las curvas de flujo hacia fuera, es mostrado en la Figura 2.14.



**Fig. 2.14 Efecto de la densidad de disparos contra el gasto.**

### **II.2.1. Procedimiento sugerido para la aplicación de análisis nodal**

1. Determinar cuáles componentes en el sistema pueden ser cambiados. Los cambios son limitados en algunos casos para decisiones previas. Por ejemplo, una vez perforado un pozo con cierto diámetro, diámetro de T.R. y, por lo tanto, es limitado el diámetro de la tubería de producción.
2. Seleccionar un componente para ser optimizado.
3. Seleccionar el nodo posición que podría mejorar el efecto del cambio en la selección del componente. No es crítico esto por que el mismo resultado total puede predecir indiferentemente el nodo posición.
4. Expresar el desarrollo para el flujo hacia dentro y flujo hacia fuera del nodo.
5. Obtener los datos requeridos de la caída de presión contra gasto para todos los componentes. Esto puede requerir de mas datos de los que se disponen, el cual puede representar necesariamente el análisis total de posibles rangos de condición.
6. Determinar el efecto del cambio en las características para la selección de los componentes graficados para los flujos hacia el nodo contra flujo fuera del nodo y leer la intersección.
7. Repetir el proceso para que sea optimizado cada componente.

### **II.2.2. Aplicaciones de análisis nodal**

El análisis nodal es usado para resolver muchos problemas de pozos productores de aceite y gas. El procedimiento se aplica tanto a pozos fluyendo como con sistema de B.N., el efecto en los pozos con B.N. si puede ser expresado como una función del gasto. El procedimiento también es aplicado para analizar el comportamiento de pozos inyectores con las modificaciones apropiadas sobre las expresiones de entrada y salida.

Una lista de posibles aplicaciones es la siguiente:

- Selección del diámetro óptimo de la T.P.
- Selección del diámetro adecuado de la línea de descarga.
- Diseño de empacamiento de grava.
- Diámetro del estrangulador.
- Diámetro de las válvulas superficiales de seguridad.
- Análisis de un sistema con restricciones de flujo anormal.
- Diseño del bombeo artificial.
- Evaluación de pozos estimulados.
- Determinación del efecto de compresión sobre el comportamiento de pozos de gas.
- Análisis de la densidad de disparos.
- Predicción del efecto del agotamiento sobre las capacidades de producción.
- Asignación de volúmenes de gas de inyectados para pozos de bombeo neumático.
- Análisis de un sistema con varios pozos produciendo.
- Relación del rendimiento del campo con el tiempo.

### **II.3. Selección del diámetro de la tubería de producción**

Uno de los más importantes componentes en el sistema de producción es la tubería de producción. Ya que más del 80% de las pérdidas totales de presión en pozos de aceite pueden presentarse con el movimiento del fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Un problema común en el diseño de terminación de pozos es seleccionar el diámetro de tubería de producción basado en el criterio totalmente inadecuado, tal como: qué el tamaño de la tubería de producción está en el muelle de tubería o qué el diámetro se haya instalado previamente. El diámetro de la tubería de producción debe seleccionarse antes de perforar un pozo, ya que el diámetro de la tubería de producción determinará el diámetro de la T.R., y a su vez el diámetro del agujero. Esto es, por supuesto, no posible en un pozo exploratorio debido a la falta de datos del yacimiento, pero una vez que el primer pozo es perforado, datos suficientes estarán disponibles para planear otros pozos del campo. También la selección usa un rango posible de yacimiento característico esperado y posteriormente afinar más datos disponibles.

Hay un diámetro óptimo de tubería de producción para cualquier sistema de pozo. Una tubería de producción demasiado pequeña restringirá el gasto de producción debido a la pérdida de fricción excesiva, mientras la tubería de producción más grande causará una carga de líquido en el pozo y ocasiona que se mate. Un problema común que ocurre en los pozos es la terminación con capacidad abundante para instalar tubería de producción muy grande debe ser “seguro”. Esto a menudo resulta en un decremento en la vida fluyente de los pozos con agotamiento de presión del yacimiento y principio de carga en los pozos.

Para aislar el efecto del diámetro de la tubería de producción, la presión en la cabeza del pozo podría ser considerada constante en los ejemplos siguientes. Este puede ser el caso de

una línea de flujo corta descargando a una presión de separación fija. El nodo seleccionado puede ser el Nodo 6 como se ilustra en la Figura 2.1, así que  $p_{nodo} = p_{wf}$ . Las expresiones del flujo hacia el nodo y hacia fuera del nodo son:

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$$p_{wf} = \bar{p}_R - \Delta p_{res}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$$p_{wf} = p_{wh} + \Delta p_{T.P.}$$

**Ejemplo 2.1.**

**Determinar la capacidad de producción del pozo para diámetros nominales de tuberías de producción de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2" pulgadas. Otros datos del pozo son:**

$\bar{p}_R = 3,482 \text{ lb/pg}^2$	$p_b = 3,600 \text{ lb/pg}^2$
<b>Profundidad = 10,000 pies</b>	$p_{wf} = 400 \text{ lb/pg}^2$
<b>RGL = 400 pies<sup>3</sup>/bl</b>	<b>API = 35°</b>
$\gamma_o = 0.65$	$f_w = 0.5\%$

**Datos de prueba:**

$q_L = 320 \text{ bl/día}$ ,  $p_{wf} = 3,445 \text{ lb/pg}^2$ ,  $EF = 1.0$  (suponiendo, ya que solo una prueba es disponible).

**Solución:**

Usando el método de Vogel para calcular el flujo hacia el nodo:

$$q_{L(máx)} = \frac{q_L}{1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_R} - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2} = \frac{320}{1 - \frac{0.2(3,445)}{3,482} - \frac{0.8(3,445)^2}{(3,482)^2}}$$

$$q_{L(máx)} = 16,810 \text{ bl/día}$$

Para generar la **IPR**:

$$q_L = 16,810 \left[ 1 - \frac{0.2 p_{wf}}{3,482} - \frac{0.8 p_{wf}^2}{(3,482)^2} \right]$$

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$P_{wh}, \text{ lb/pg}^2$	$q_L, \text{ bl/día}$
3,482	0
3,000	3,930
2,500	7,464
2,000	10,442
1,500	12,866
1,000	14,735
500	16,050
0	16,810

Los datos de flujo hacia el nodo son trazados en la Figura 2.15. Tienen que graficarse sabiendo que los datos del flujo hacia el nodo también incluyen implícitamente cualquier efecto de daño de formación, perforación o estimulación. En estos casos son insuficientes los datos para considerar los efectos separadamente. Para calcular el flujo hacia fuera del nodo, la curva trazada de presión es determinada y aplicada para este pozo. Los siguientes datos obtenidos son:

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$q_L$ , bl/día	2 3/8" (D.I. 1.995)	2 7/8" (D.I. 2.441)	3 1/2" (D.I. 2.992)
400	3,200	-	-
600	3,280	3,160	-
800	3,400	3,200	-
1,000	3,500	3,250	3,130
1,500	4,400	3,400	3,200
2,000	-	-	3,290
2,500	-	-	3,400

Los datos de flujo hacia fuera del nodo son también trazados en la Figura 2.15. La capacidad de flujo de varios diámetros de tubería de producción es leída en las intersecciones de las curvas del flujo hacia fuera del nodo como:

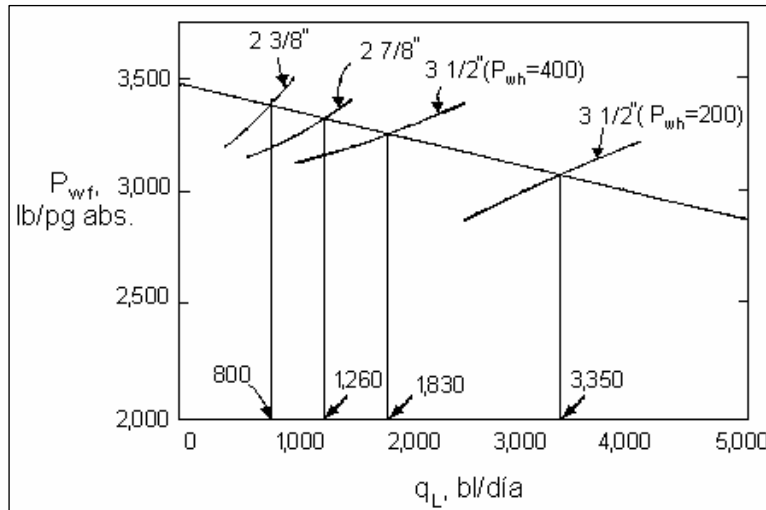
Tubería de producción, $pg$	Capacidad de Producción, bl/día
1.995	800
2.441	1,260
2.992	1,830

El rendimiento de estos pozos está restringido severamente por el flujo hacia fuera del nodo o por el sistema de tubería. Aún con la tubería de 3 1/2", la capacidad de producción de los pozos es únicamente de casi el 11% de éste  $q_{L(max)}$ . Si estos pozos se les asignará un gasto aceptable de 1,000 bl/día, el gasto líquido total para obtener este gasto de aceite sería de 2,000 bl/día.

Este puede ser obtenido para este pozo con 3 1/2", la tubería de producción puede disminuir la presión ligeramente en la cabeza del pozo, pero si el agua cortará los aumentos, otros pasos tendrían que ser tomados para mantener el gasto aceptable. Esto podría lograrse instalando la tubería de producción más grande o colocar el pozo con bombeo artificial.

El efecto grande de presión del cabezal del pozo por la caída de presión en la tubería de producción es ilustrado disminuyendo  $p_{wh}$  a 200 lb/pg<sup>2</sup>. El efecto es ilustrado en la Figura 2.15 el cual muestra que la capacidad de producción puede ser incrementada desde 1,830 a 3,350 bl/día para la tubería de 3 1/2".

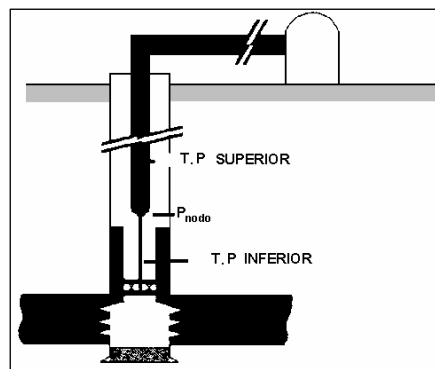




**Fig. 2.15 Solución del ejemplo 2.1.**

En muchos pozos, es necesario correr una pequeña tubería de producción en la sección del fondo del pozo, si el pozo es terminado con tubería corta de revestimiento. Si la tubería de producción pequeña se corriera desde la superficie la capacidad de producción sería demasiado baja, sobre todo si el pozo es profundo. En pozos como éstos, a menudo es ventajoso correr la tubería de producción telescopiada hasta el fondo. Esto es, la tubería de producción más grande se corre de la superficie a la cabeza de la tubería corta de revestimiento.

El efecto del diámetro de la sarta superior en la capacidad de producción puede ser determinado convenientemente seleccionando el punto en el cual el diámetro de la tubería de producción cambia como el nodo. El flujo hacia el nodo incluirá el yacimiento y la sección más baja de la tubería de producción. El flujo hacia fuera incluirá la línea de descarga y la sección superior de la tubería de producción. Esta situación es ilustrada cualitativamente en las Figuras 2.16 y 2.17. Los mismos resultados podrían obtenerse manteniendo el nodo en el fondo del agujero y calculando la caída de presión en la tubería de producción en dos etapas.



**Fig. 2.16 Tubería de producción telescópica.**

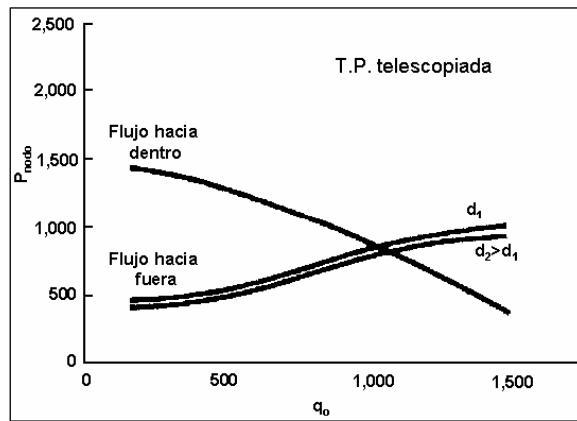


Fig. 2.17 Efecto del diámetro de la T.P. superior.

#### II.4. Efecto del diámetro de la tubería de descarga

Se ilustró el efecto grande de presión del cabezal del pozo en la caída de presión en la tubería de producción en el ejemplo anterior en que disminuyen  $200 \text{ lb/pg}^2$  en  $p_{wh}$  producido un aumento en la capacidad de producción de  $1,520 \text{ bl/día}$ . Esto es causado por el efecto de la baja presión del promedio en la tubería de producción al incrementar el volumen del gas y disminuir el líquido en la parte superior, por ello, la pérdida de presión hidrostática. Si un pozo está produciendo por la línea de descarga, la presión en la cabeza del pozo es igual a la suma de la presión de separación y la caída de presión en la línea de descarga, asumiendo que no hay estrangulador en la cabeza del pozo. Una causa común de la baja capacidad de producción en muchos pozos, específicamente para pozos con líneas de descarga larga, es por las excesiva caída de presión en la línea de descarga.

Muchos operadores tienden a usar cualquier diámetro de tubería que sea conveniente o, en algunos casos, unir dos o más pozos en una línea de descarga común, pequeña. Esto puede ser muy perjudicial, especialmente para pozo con bombeo neumático, porque aumenta la caída de presión en la línea de descarga como los aumentos de gasto de gas.

El efecto del diámetro de la línea de descarga se determinará en forma de problema en un ejemplo en esta sección. El nodo seleccionado puede ser también el nodo 6 ó 3. Como se ilustra en la Figura 2.1. Como se verá, el nodo 3 es normalmente más conveniente si el efecto del diámetro de la línea de descarga será aislado del efecto de la tubería de producción.

El ejemplo siguiente que usa ambas posiciones del nodo se resolverá. Se ilustrará el efecto de presión de separación que utiliza el nodo solución 3 ó  $p_{nodo} = p_{wh}$ .

**Ejemplo. 2.2.**

Los siguientes datos pertenecen a un pozo fluyente de aceite que no tiene estrangulador superficial. Calcule lo siguiente:

- A. La capacidad de producción para la  $p_{wf}$  como la presión del nodo usando equipo actual.  
 B. La capacidad de producción usando  $p_{wh}$  como la presión del nodo para las condiciones siguientes:

1. Con equipo actual.
2. Aumentó en el diámetro de la línea de descarga a 3 pg de D.N.
3. La disminución de la presión de separación a 50 lb/pg<sup>2</sup> con equipo actual.

$\overline{p_R} = p_b = 2,400 \text{ lb/pg}^2$	$RGL = 800 \text{ pies}^3/\text{bl}$
$p_{sep} = 100 \text{ lb/pg}^2$	Diámetro de la T.P. = 2.441pg (2 7/8")
Diámetro de la línea de descarga = 2 pg	Profundidad de la T.P. = 7,000 pies
Longitud de la línea de descarga = 3,000 pies	EF = 1.0
$f_w = 0$	

Datos de prueba:  $p_{wf} = 2,000 \text{ lb/pg}^2$  para el  $q_o = 710 \text{ bl/día}$

**Solución:**

Usando los datos de prueba, determinar  $q_{o(máx)}$ :

$$\frac{p_{wf}}{p_R} = \frac{2,000}{2,400} = 0.833$$

$$q_{o(máx)} = \frac{710}{1 - 0.2(0.833) - 0.8(0.833)^2} = 2,556 \text{ bl/día}$$

**A. ( $p_{nodo} = p_{wf}$ )**

Calcular el flujo hacia el nodo usando el método de Vogel:

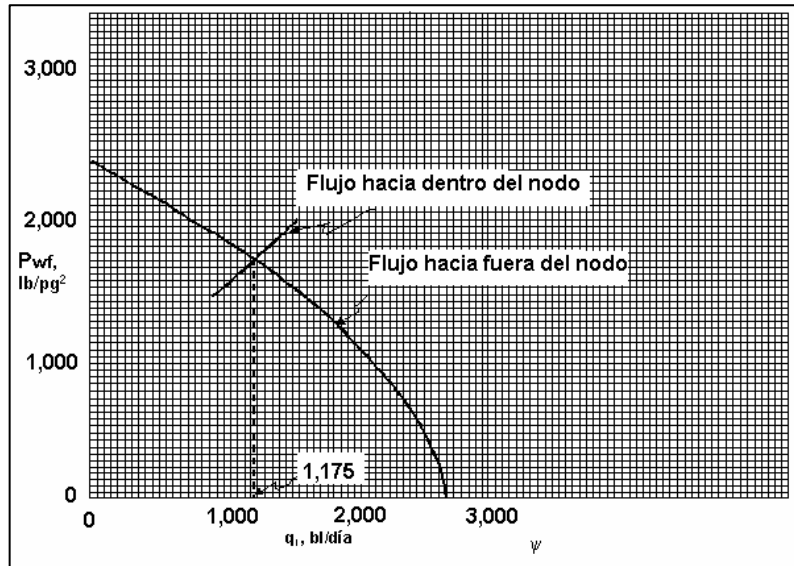
$$q_o = 2,556 \left[ 1 - \frac{0.2 p_{wf}}{2,400} - \frac{0.8 p_{wf}^2}{(2,400)^2} \right]$$

**Flujo hacia el nodo:**

$p_{wf}, \text{ lb/pg}^2$	$q_o, \text{ bl/día}$
2,400	0
2,000	710
1,500	1,738
1,000	1,998
500	2,361
0	2,556

Estos resultados son graficados en la Figura 2.18. El flujo hacia fuera es determinado por:

$$p_{wf} = p_{sep} + p_{línea\ de\ descarga} + \Delta p_{T.P.}$$



**Fig. 2.18 Ejemplo 2.2a solución.**

Cuando es usada la curva transversal, el siguiente procedimiento es utilizado:

1. Para varias velocidades de flujo, encontrar  $p_{wh}$  usando las curvas de la tubería (horizontal) y  $p_{sep}$ .
2. Para cada velocidad de flujo y  $p_{wh}$  mostrada en el paso 1, usar las curvas del pozo fluente (vertical) y encontrar  $p_{wf}$ .

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$q_o,$ <i>bl/día</i>	$p_{wh},$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	$p_{wf},$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>
900	380	1,450
1,200	510	1,720
1,500	640	2,000

Un trazo de flujo hacia dentro y hacia fuera esta dada en la Figura 2.18 resultando en una capacidad de producción de 115 bl/día y un valor de  $p_{wf} = 1,700$  lb/pg<sup>2</sup>.

Para analizar el efecto de cualquier cambio en el diámetro de la línea de descarga o presión del separador, el cálculo completo de flujo hacia fuera tendrá que ser repetido, aunque es el mismo en el resto de la tubería de producción. Esto puede evitarse seleccionando  $p_{wh}$  como la presión del nodo.

**B. ( $p_{nodo} = p_{wh}$ )**

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$$p_{wh} = \bar{p}_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{T.P.}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$$p_{wh} = \Delta p_{sep} - \Delta p_{L.D.}$$

Para apresurar el cálculo del flujo hacia dentro se usa la curva transversal, es conveniente para esto resolver la ecuación de Vogel para  $p_{wf}$  y seleccionar la velocidad de flujo. Esto es el resultado de que la curva transversal está disponible para velocidades de flujo específicas. El procedimiento para generar los datos de flujo hacia dentro es:

1. Seleccionar varios gastos y calcular  $p_{wf}$  usando Vogel.
2. Para cada gasto y  $p_{wf}$  determinar el paso 1, usar la curva transversal vertical para encontrar  $p_{wh}$ .

Para Vogel:

$$p_{wf} = \bar{p}_R \left[ \left( 1.266 - \frac{1.25 q_o}{q_{o(máx)}} \right)^{0.5} - 0.125 \right]$$

$$p_{wf} = 2,400 \left[ \left( 1.266 - \frac{1.25 q_o}{2,556} \right)^{0.5} - 0.125 \right]$$

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$q_o,$ $bl/día$	$p_{wf},$ $lb/pg^2$	$p_{wh},$ $lb/pg^2$
900	1,880	640
1,200	1,677	480
1,500	1,451	240

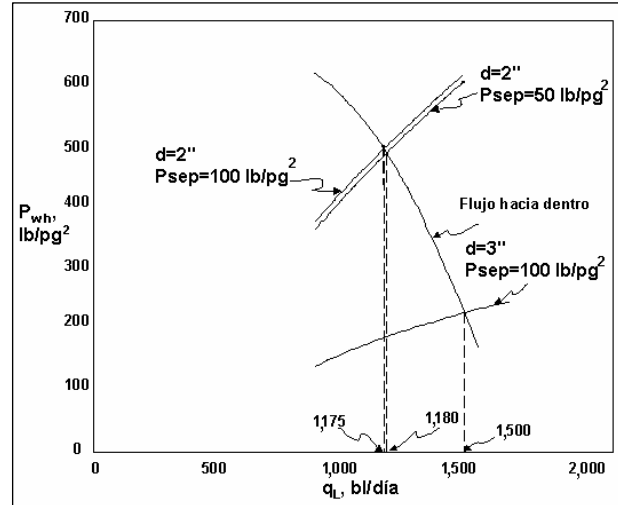
**Flujo hacia fuera del nodo:**

<b>Flujo hacia fuera, <math>p_{wh}</math> <math>lb/pg^2</math></b>			
$q_o, bl/día$	$d=2'',$ $p_{sep}=100$	$d=3'',$ $p_{sep}=100$	$d=2'',$ $p_{sep}=50$
	900	380	140
1,200	510	190	500
1,500	640	230	610

La presión en la cabeza del pozo obtenida por la curva horizontal en la solución A podría ser usada para trazar la curva del flujo hacia fuera para la línea de 2 pulgadas.

La siguiente capacidad de producción se obtuvo de la Figura 2.19 para las tres configuraciones consideradas en la solución B:

<i>Diámetro de línea de descarga, pg</i>	$p_{sep}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Capacidad bl/día</i>
2	100	1,175
2	50	1,180
3	100	1,500



**Fig. 2.19 Ejemplo 2.2b solución.**

Estos resultados indican que el efecto de reducir la presión de separación es pequeño comparado con el efecto de aumentar el diámetro de la línea de descarga. Este factor resultante de la presión promedio en la línea de descarga se disminuye en una tubería de área constante, el fluido debe moverse más rápidamente a causa de esta expansión. Esto crea más caídas de presión por fricción. Esto puede no aplicarse si la línea de descarga está en un área montañosa, desde que la velocidad aumenta puede disminuir la caída de presión causada por las colinas.

## II.5. Efecto de la estimulación

La entrada de análisis de sistema puede usarse para estimar el mejoramiento en la capacidad del pozo debido a un fracturamiento o acidificación. Aunque la capacidad del yacimiento puede aumentar considerablemente por la estimulación, en algunos casos reales los pozos producen un aumento en cuanto a su capacidad pudiendo ser debido a pequeñas restricciones en la salida. Antes de que una decisión sea realizada; qué pasos tomar para aumentar la capacidad de producción, debe determinarse la causa exacta de la baja productividad. Esto sólo puede lograrse a través de un análisis del sistema total. Se gastan a menudo sumas grandes de dinero en la rehabilitación de un pozo porque se cambia un componente equivocado del sistema.

El ejemplo siguiente ilustra el efecto de estimular un pozo y como los beneficios de una estimulación eficaz pueden ser anulados por la tubería de producción pequeña.

**Ejemplo. 2.3.**

*Dos pruebas estabilizadas son llevadas a cabo en un pozo que está equipado con una tubería de producción de 2 7/8". Usando los siguientes datos, determinar:*

- A. *La eficiencia de flujo actual en el pozo.*
- B. *La capacidad de producción en las condiciones actuales del pozo para tubería de producción de 2 7/8", 3 1/2", y 4" si se mantiene la presión en la cabeza del pozo a 400 lb/pg<sup>2</sup> abs.*
- C. *La capacidad de producción para las condiciones declaradas en la parte B si la eficiencia de flujo es aumentada a 1.3 por la estimulación.*

$$\overline{p_R} = 3,482 \text{ lb/pg}^2$$

$$RGL = 800 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

$$f_w = 0$$

$$\text{Profundidad} = 10,000 \text{ pies}$$

$$\text{Diámetro de la T.P.} = 2.441 \text{ pg}$$

*Datos de la prueba:*

<i>Prueba</i>	<i>p<sub>wh</sub>, lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>q<sub>L</sub>, bl/día</i>
1	920	1,000
2	630	2,000

**Solución:**

La eficiencia de flujo presente puede calcularse de las dos pruebas si la presión de fondo del pozo para cada prueba es determinada usando la curva vertical o las correlaciones.

<i>Prueba</i>	<i>p<sub>wh</sub>, lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>q<sub>o</sub>, bl/día</i>	<i>p<sub>wf</sub>, lb/pg<sup>2</sup></i>
1	920	1,000	3,240
2	630	2,000	2,990

Con la ecuación:

$$EF = \frac{2.25 \left( \left( 1 - \frac{P_{wf1}}{P_R} \right) q_2 - \left( 1 - \frac{P_{wf2}}{P_R} \right) q_1 \right)}{\left( 1 - \frac{P_{wf1}}{P_R} \right)^2 q_2 - \left( 1 - \frac{P_{wf2}}{P_R} \right)^2 q_1}$$

Donde:

$$1 - (3,240/3,482) = 0.0695$$

$$1 - (2,990/3,482) = 0.1413$$

$$EF = \frac{2.25 (0.0695 (2,000) - 0.1413 (1,000))}{(0.0695)^2 2,000 - (0.1413)^2 1,000}$$

$$EF = 0.5$$

Calcule el  $q_{o(máx)}^{EF=1}$  y genere un *IPR* para las dos condiciones de *EF*.

Usando la ecuación y datos de la prueba 1:

$$q_o = q_{o(máx)}^{EF=1} \left[ 1.8 (EF) \left( 1 - \frac{P_{wfl}}{P_R} \right) - 0.8 (EF)^2 \left( 1 - \frac{P_{wfl}}{P_R} \right)^2 \right]$$

$$q_{o(máx)}^{EF=1} = \frac{1,000}{1.8(0.5)(0.0695) - 0.8(0.5)^2(0.0695)^2} = 16,238 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

$$q_{o(máx)}^{EF=1} = 16,238 \left[ 1.8 (EF) \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 (EF)^2 \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]$$

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$p_{wf},$ $lb/pg^2$	$q_o (EF = 0.5)$ $bl/día$	$q_o (EF = 1.3)$ $bl/día$
3,482	0	0
3,000	1,961	4,839
2,500	3,863	8,970
2,000	5,631	12,195
1,500	7,266	14,515
1,000	8,767	15,930
500	10,134	-
0	11,367	-

Estos valores se trazan como las curvas de flujo hacia dentro del nodo en la Figura 2.20. Usando una presión en la cabeza del pozo de 400 lb/pg<sup>2</sup> y una RGL = 800; los valores de  $p_{wf}$  siguientes se obtienen de las curvas verticales.

**Flujo hacia fuera del nodo:**

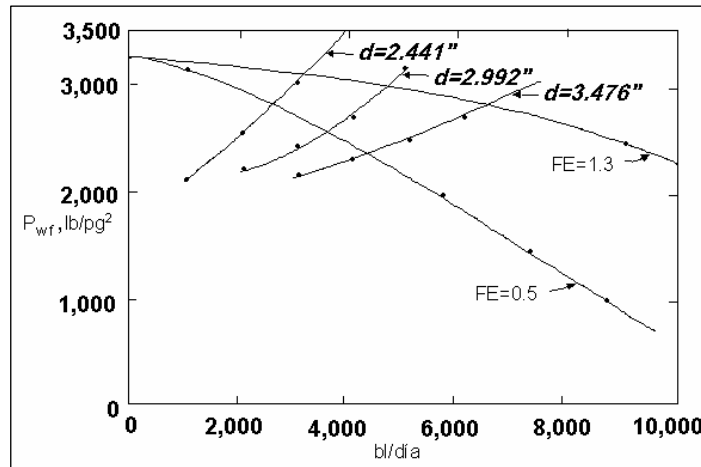
$p_{wh}, lb/pg^2$			
$q_o, bl/día$	$d = 2.441''$	$d = 2.992''$	$d = 3.476''$
1,000	2,220	-	-
2,000	2,570	2,100	-
3,000	3,040	2,440	2,160
4,000	3,600	2,680	2,320
5,000	-	3,160	2,480
6,000	-	-	2,710
8,000	-	-	3,680

Las curvas de flujo hacia fuera para los tres diámetros de tubería de producción se trazan en la Figura 2.20. Las capacidades de flujo para los varios diámetros de tubería de producción y eficiencias de flujo se clasifican como sigue:

<b>Eficiencia de Flujo</b>	<b>Capacidad de producción, bl/día</b>		
	<b>2.441''</b>	<b>2.992''</b>	<b>3.476''</b>
<b>0.5</b>	2,600	3,610	4,330
<b>1.3</b>	3,160	4,670	6,550
<b>Mejoramiento</b>	560	1,060	2,220



También se clasifican las mejoras en la capacidad de producción para varios diámetros de tubería en la tabla anterior. Nótese que la mejoría es mínima para la tubería de 2 7/8", aunque la eficiencia de flujo se aumentó por un factor de 2.6. Si esto estuviera equipado con tubería de 2 3/8", que no es raro, la mejoría habría sido insignificante.



**Fig. 2.20 Solución del ejemplo 2.3.**

## II.6. Análisis del sistema de pozos con restricciones

Los desarrollados previamente analizados, están basados en pozos que no manejan segmentos como restricciones al flujo de salida. Muchos pozos se han equipado con estranguladores superficiales, como los pozos costa fuera y pozos localizados en áreas urbanas; pudiendo equiparse con válvulas de seguridad subsuperficiales. Un estrangulador superficial normalmente se clasificará según el diámetro tal que el flujo a través del estrangulador sea crítico, mientras el flujo a través de una válvulas de seguridad subsuperficiales sea subcrítico.

En esta sección, el ejemplo se presentará mostrando el efecto de la restricción y la localización de la restricción en la capacidad de producción del pozo. También, los nodos posición más convenientes para cada análisis se especificaran.

### II.6.1. Estranguladores superficiales

La mayoría de los pozos fluyentes y algunos pozos con bombeo artificial pueden estar equipados con estranguladores superficiales para controlar el gasto producido, la presión corriente abajo o presión de surgencia. Estos estranguladores normalmente se localizan en la cabeza del pozo, pero en algunos casos pueden localizarse cerca del separador. La posición puede tener un efecto considerable en la capacidad de producción del pozo, sobre todo si el pozo tiene una línea de descarga larga.

El ejemplo siguiente se realizará seleccionando el nodo en la cabeza del pozo, nodo 3 en la Figura 2.1. Esto permitirá un análisis de diferentes condiciones superficiales hacia fuera, recalculando el flujo hacia el nodo para cada cambio de condición. El análisis asumirá que el diámetro del estrangulador es tal que el flujo crítico existiera, esto es, la presión corriente arriba será dos veces la presión corriente abajo.

**Ejemplo. 2.4.**

*El siguiente pozo será equipado con un estrangulador superficial operando en un flujo crítico. Determine la capacidad de producción del pozo y el diámetro del estrangulador requerido para las condiciones siguientes:*

1. Sin estrangulador.
2. Estrangulador en la  $p_{wh}$ .
3. Estrangulador en el separador.

*Profundidad del pozo = 7,000 pies.*

$$\bar{p}_R = 2,500 \text{ lb/pg}^2$$

$$f_w = 0$$

$$c = 0.0023 \frac{\text{bl}}{\text{día} \left( \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs.} \right)}$$

$$p_{sep} = 120 \text{ lb/pg}^2$$

$$n = 0.85$$

$$\text{Diámetro de la T.P.} = 1.995 \text{ pg.}$$

$$\text{Diámetro de la L.D.} = 2 \text{ pg}$$

$$\text{Longitud de la L.D.} = 3,000 \text{ pies}$$

$$\text{RGL} = 500 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

**Solución:**

Usando  $p_{wh}$  como la presión del nodo, la expresión de flujo hacia dentro del nodo será idéntico para todos los tres casos. Es decir,

$$p_{wh} = \bar{p}_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{T.P.}$$

Para calcular  $\Delta p_{res}$ , asumir algunos gastos y calculando  $p_{wf}$  usando el método de Fetkovich's:

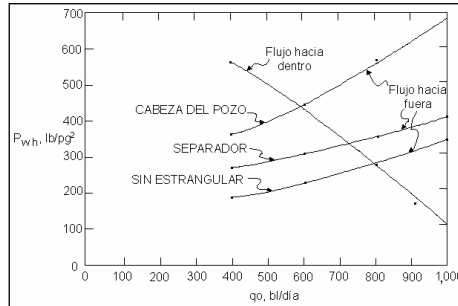
$$p_{wf} = \left[ \bar{p}_R^2 - \left( \frac{q}{C} \right)^{1/n} \right]^{0.5}$$

$$p_{wf} = \left[ (2,500)^2 - \left( \frac{q}{0.0023} \right)^{1/0.85} \right]^{0.5}$$

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$q_o$ , bl/día	$p_{wf}$ , lb/pg <sup>2</sup>	$p_{wh}$ , lb/pg <sup>2</sup> (Curvas verticales)
400	2,188	560
600	1,973	430
800	1,716	280
1,000	1,397	100

La curva de flujo hacia dentro del nodo es trazada en la Figura 2.21.



**Fig. 2.21 Solución del ejemplo 2.4.**

1. Para un pozo sin estrangulador, la expresión de flujo hacia fuera del nodo es:

$$p_{wh} = p_{sep} + \Delta p_{línea\ de\ descarga}$$

Las curvas horizontales se usan para encontrar la  $p_{wh}$  para varias velocidades de flujo y  $p_{sep.} = 120\text{ lb/pg}^2$ .

2. Para un estrangulador en flujo crítico en la cabeza del pozo, la presión corriente abajo del estrangulador, presión de descarga, se usan las curvas horizontales, y será idéntico a los valores de  $p_{wh}$  encontrados en el paso 1. Sin embargo, para asegurar que el estrangulador está en flujo crítico, la presión en la cabeza del pozo tiene que igualar a dos veces el valor de la presión de descarga. Es decir,

$$p_{wh} = 2(p_{sep} + \Delta p_{línea\ de\ descarga})$$

3. Para un estrangulador localizado en el separador, la presión es justa corriente arriba del estrangulador, también es la presión de salida para la línea de descarga teniendo que igualar a dos veces la presión del separador. La presión en la cabeza del pozo para varias velocidades de flujo puede encontrarse usando las curvas horizontales. Es decir,

$$p_{wh} = 2 p_{sep.} + \Delta p_{línea\ de\ descarga}$$

Los valores obtenidos para varias condiciones se clasifican y trazan como sigue en la Figura 2.21. Las capacidades de producción también se clasifican.

*Flujo hacia fuera del nodo:*

$q_o$ , bl/día	$p_{wh}$ , lb/pg <sup>2</sup>		
	<i>Sin estrangulador</i>	<i>Cabeza del pozo</i>	<i>Separador</i>
400	180	360	270
600	215	430	300
800	280	560	350
1,000	340	680	400

<i>Posición del estrangulador</i>	$p_1$ , lb/pg <sup>2</sup>	<i>Capacidad de producción</i> bl/día	<i>Diámetro del estrangulador</i> 64 <sup>vos</sup> de pg
<i>Sin estrangulador</i>	275	800	-
<i>Cabeza del pozo</i>	435	595	23
<i>Separador</i>	240	730	34

Los diámetros del estrangulador son calculados usando los coeficientes de Ros. La presión corriente arriba del estrangulador,  $p_1$ , se lee en la Figura 2.21, de la intersección de salida y entrada de flujo hacia el nodo.

$$d = \left[ \frac{0.00425 q_o R^{0.5}}{p_1} \right]^{0.5}$$

Para el caso de un estrangulador en la cabeza del pozo,

$$d = \left[ \frac{0.00425 (595) 500^{0.5}}{449.7} \right]^{0.5} = 0.35 \text{ pg} = 22 / 64 \text{ pg}$$

La comparación de los resultados revela que la localización del estrangulador en el separador en lugar de la cabeza del pozo aumenta la capacidad de producción por 135 bl/día o aproximadamente del 23 por ciento. Hay dos razones para este efecto:

1. Una presión inferior corriente abajo se duplica para obtener la presión corriente arriba del estrangulador, y
2. La presión promedio en la línea de descarga es superior, produciendo menores caídas de presión por fricción.

## **II.6.2. Válvula de seguridad subsuperficial (SSSV)**

El análisis del efecto de una SSSV en la tubería de producción puede dirigirse de alguna manera esencialmente con una ilustración previa. Sin embargo, la válvula de seguridad subsuperficial estará operando en flujo subcrítico, y por lo tanto, la caída de presión por la válvula debe calcularse. También, si el nodo 4 es escogido, el flujo hacia fuera incluirá la sección de la tubería de producción en la parte superior de la SSSV. Es conveniente escoger la presión del nodo como la presión sólo corriente abajo de la SSSV, desde que las

ecuaciones de caída de presión por la SSSV dependen de las condiciones de presión y temperatura corriente arriba. El flujo hacia dentro del nodo y hacia fuera son las expresiones:

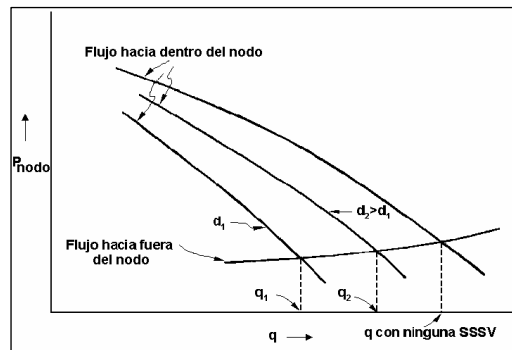
**Flujo hacia dentro del nodo:**

$$p_{nodo} = \overline{p}_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{T.P. inferior} - \Delta p_{SSSV}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$$p_{nodo} = p_{sep.} + \Delta p_{L.D.} - \Delta p_{T.P. superior}$$

Usando este análisis, la curva del flujo hacia fuera no cambiará para diferentes diámetros de la SSSV, y únicamente la caída de presión a través de la SSSV cambiará en el cálculo del flujo hacia dentro. Una gráfica de análisis de sistemas que resultaría para varios diámetros de la SSSV se muestra en la Figura 2.22. La curva del flujo hacia fuera para ninguna SSSV también se muestra.

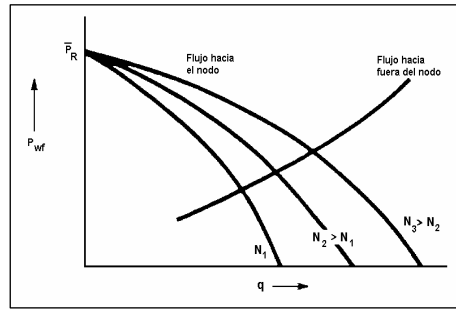


**Fig. 2.22 Efecto de la válvula de seguridad subsuperficial.**

## II.7. Evaluación de los efectos de terminación

El análisis del sistema nodal es un método conveniente para usarse comparando diseños de varios pozos terminados, tal como la densidad de disparos y el intervalo total disparado. Los métodos para calcular las caídas de presión a través de la terminación se presentaron antes para el agujero descubierto, perforado, y terminaciones de empacamiento de grava.

Como es discutido antes, la caída de presión de la terminación  $p_{wfs} - p_{wfs}$ , puede incluirse en el yacimiento la caída de presión del componente, o puede aislarse para comparar efectos de varios métodos de terminación. Si los efectos de la terminación se combinan con el efecto del yacimiento, el análisis del sistema sería idéntico a los ejemplos presentados antes, donde  $p_{wfs}$  se seleccionó como la presión del nodo. Una curva diferente de flujo hacia dentro del nodo resultaría para cada diseño de terminación, como el número de disparos usado. Esto se ilustra cualitativamente en la Figura 2.23.



**Fig. 2.23 Efecto de la densidad de los disparos.**

Si el empaque de grava está considerándose en las terminaciones, es ventajoso aislar la caída de presión a través del empaque de grava. Esto es necesario para que la caída de presión crítica, usualmente cercano a 300 lb/pg<sup>2</sup>, no se exceda. Esto es llevado a cabo tratando la terminación o empaque de grava como un componente independiente y graficar la caída de presión a través del empaque de grava contra el gasto.

Para analizar una terminación con empaquetamiento de grava, el sistema está dividido en el pozo. La presión del nodo para el flujo hacia dentro es la  $p_{wfs}$ , mientras la presión del nodo para la salida es  $p_{wf}$ . Es decir,

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$$p_{wfs} = \bar{p}_R - \Delta p_{res}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$$p_{wf} = p_{sep.} + \Delta p_{L.D.} + \Delta p_{T.P.}$$

La  $p_{wfs}$  y  $p_{wf}$  son determinadas para varias velocidades de flujo y trazadas contra gasto, como se ilustra en la Figura 2.24. La intersección de estas curvas da la capacidad de producción que resultaría si ninguna caída de presión a través del empaque de grava ocurriera. La  $p_{wfs}$  requerida que usa la ecuación del aceite o yacimiento de gas puede calcularse.

La caída de presión disponible para superar la resistencia del empaque de grava al flujo con bajo gasto que el valor máximo del sistema puede leerse de la Figura 2.24. Éstos se designan como  $\Delta p_1$ . Se trazan los valores de  $\Delta p_1$  contra  $q$ , como ilustrado en la Figura 2.25.

La caída de presión que ocurre a través del empaque de grava para varias velocidades de flujo puede calcularse como una función del número de disparos, diámetro de perforación, longitud de perforación y la permeabilidad de grava. Estas caídas de presión, designada como  $\Delta p_2$  se traza en la Figura 2.25. La intersección de las curvas  $\Delta p_1$  y  $\Delta p_2$  dan la capacidad de producción y la caída de presión a través del empaque de grava de varios proyectos terminados. Esto permite la determinación del gasto máximo permisible de producción de cualquier número de disparos para mantener el  $\Delta p$  debajo del valor crítico.

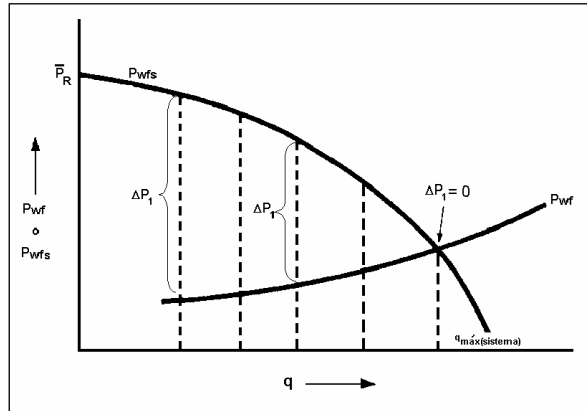


Fig. 2.24 Análisis del empacamiento de grava, caída de presión del sistema.

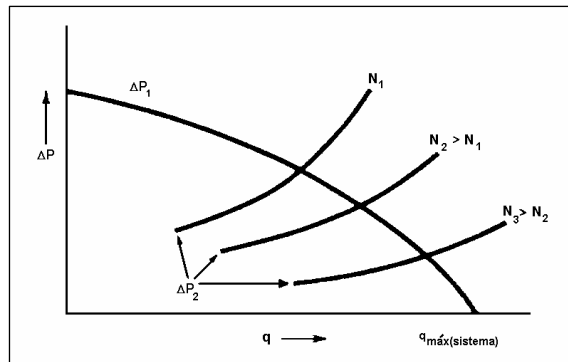


Fig. 2.25 Análisis del empacamiento de grava, capacidad de producción.

**Ejemplo. 2.5**

Una prueba de formación fue conducida en un pozo de aceite terminado en una formación no consolidada. Se decidió que el pozo se terminará a través del empacamiento de grava. Utilizando los siguientes datos, determine la capacidad de producción para la densidad de disparos de 4, 8 y 12 cargas por pie. También determine el gasto máximo de producción para cada densidad de disparo, si la caída de presión máxima a través del empacamiento de grava es 300 lb/pg<sup>2</sup>. Asume que no hay ninguna zona compactada alrededor de los disparos.

De una prueba de formación y análisis PVT:

$k_o = 100 \text{ md}$

$S' = 0$

$\mu_o = 0.803 \text{ cp}$

$B_o = 1.248 \text{ bl/bl}$

$\rho_o = 45 \text{ lbm/ pie}^3$

$RGL = 400 \text{ pie}^3/\text{bl}$

$API = 35^\circ$

$\bar{p}_R = 3,200 \text{ lb/pg}^2$

$f_w = 0$

$p_b = 2,200 \text{ lb/pg}^2$

$T_R = 180^\circ F$

$\gamma_g = 0.65$

**Datos de terminación:**

$r_w = 6$  pg  
 $r_e = 750$  pies  
 Profundidad = 700 pies  
 $p_{wh} = 200$  lb/pg<sup>2</sup>  
 $h = 30$  pies

Diámetro interior de T.P. = 3.958 pg  
 Diámetro interior de la T.R. = 8.921 pg  
 Diámetro de disparos = 0.5 pg  
 Permeabilidad de la grava = 45 darcy  
 Diámetro del cedazo = 4.5 pg

**Solución:**

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S' \right]}$$

$$J = \frac{0.00708 (100)(30)}{(0.803)(1.248) \left[ \ln \left( \frac{0.472 (750)}{0.5} \right) + 0 \right]} = 3.23 \frac{\text{bl/día a c.s.}}{\text{lb/pg}^2}$$

$$q_b = J(\bar{p}_R - p_b) = 3.23(3,200 - 2,200) = 3,230 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

$$q_o = q_b + \frac{Jp_b}{1.8} \left[ 1 - \frac{0.2 p_{wfs}}{p_b} - \frac{0.8 p_{wfs}^2}{p_b^2} \right]$$

$$q_{o(\text{máx})} = q_b + \frac{JP_b}{1.8} = 3,230 + \frac{3.23(2,200)}{1.8} = 3,230 + 3,948 = 7,178 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

Resolviendo  $p_{wfs}$  en la ecuación:

$$p_{wfs} = p_b \left[ \left( 1.2656 - \frac{2.25(q_o - q_b)}{J p_b} \right)^{0.5} - 0.125 \right]$$

$$p_{wfs} = 2,200 \left[ \left( 1.2656 - \frac{2.25(q_o - 3,230)}{3.23(2,200)} \right)^{0.5} - 0.125 \right]$$

Esta ecuación es válida para  $p_{wfs} < p_b$

Para  $p_{wfs} \geq p_b$ , usar

$$p_{wfs} = \bar{p}_R - \frac{q_o}{J} = 3,200 - \frac{q_o}{3.23}$$



**Flujo hacia dentro del nodo:**

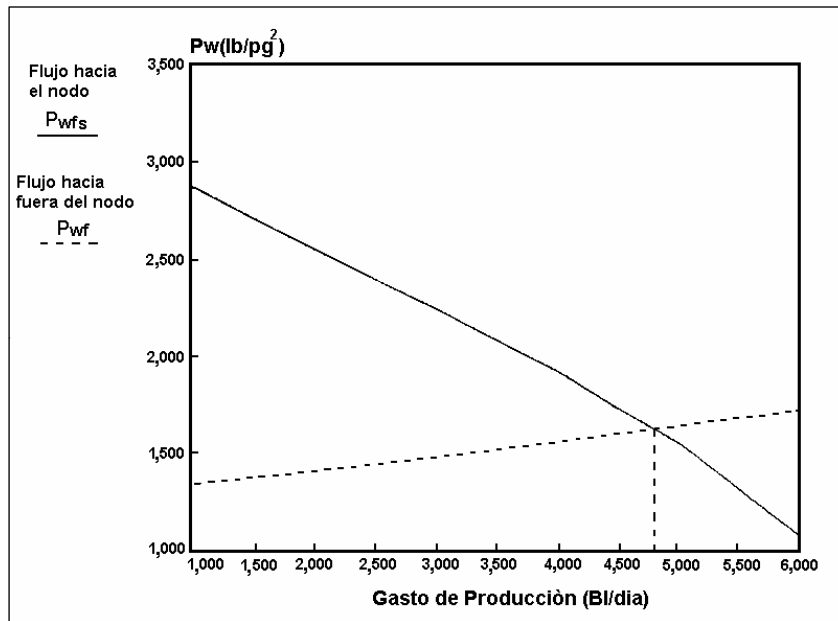
$q_o$ , bl/día	$p_{wfs}$ , lb/pg <sup>2</sup>
1,000	2,890
2,000	2,581
3,000	2,271
4,000	1,950
5,000	1,572
6,000	1,096

Los valores de  $p_{wf}$  para el flujo hacia fuera se leen en las curvas verticales transversas para T.P. de 4 1/2", usando  $p_{wh} = 200$  lb/pg<sup>2</sup>.

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$q_o$ , bl/día	$p_{wf}$ , lb/pg <sup>2</sup>
1,000	1,340
2,000	1,400
3,000	1,500
4,000	1,560
5,000	1,650
6,000	1,750

Graficando la  $p_{wfs}$  y  $p_{wf}$  contra  $q_o$  en la Figura 2.26 indicando una capacidad de producción de 4,800 bl/día para ninguna caídas de presión en la perforación.



**Fig. 2.26 Solución del ejemplo 2.5.**

Leer  $\Delta p = p_{wfs} - p_{wf}$  para varios valores de  $q_o$ . Ésta es la caída de presión disponible para superar la caída de presión con estos gastos. Estos valores pueden obtenerse substrayendo la presión requerida de salida de nodo desde la presión de flujo hacia fuera requerida con el mismo gasto, o leerlo desde la Figura 2.26.

$q_o, \text{bl/día}$	$\Delta p_1, \text{lb/pg}^2$
1,000	1,550
2,000	1,180
3,000	770
4,000	390
4,800	0

Graficar estos datos como  $\Delta p$  contra  $q_o$  en la Figura 2.27. Usar la ecuación 2.1 para determinar los valores de  $\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$  para el empacamiento de grava.

$$\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf} = A_G q_o + B_G q_o^2 \quad (2.1)$$

$$A_G = \frac{282.4 \mu_o B_o L}{K_G N r_p^2}$$

$$B_G = \frac{9.20 \times 10^{-14} \beta_G B_o^2 p_o L}{N^2 r_p^4}$$

$$\beta_G = \frac{1.47 \times 10^7}{K_G^{0.55}}$$

$$\beta_G = \frac{1.47 \times 10^7}{(45,000)^{0.55}} = 4.06 \times 10^4 \text{ pies}^{-1}$$

$$r_p = 0.25 \text{ pg} = 0.208 \text{ pies}$$

$$L = r_w - r_{TR} = 6 - \frac{8.921}{2} = 1.54 \text{ pg} = 0.128 \text{ pies}$$

$$A_G = \frac{282.4(0.803)(1.248)(0.128)}{(45,000)N(0.0208)^2} = \frac{1.861}{N}$$

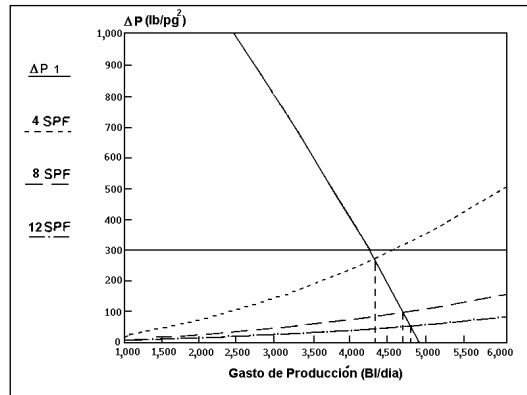
$$B_G = \frac{9.20 \times 10^{-14} (4.06 \times 10^4) (1.248)^2 (45)(0.128)}{N^2 (0.0208)^4} = \frac{0.179}{N^2}$$

$$\Delta p_2 = 1.861 \frac{q_o}{N} + 0.179 \left( \frac{q_o}{N} \right)^2$$

$q_o, \text{bl/día}$	$\Delta p_2, \text{lb/pg}^2$		
	$N=120$ <i>4 cargas/pie</i>	$N=240$ <i>8 cargas/pie</i>	$N=360$ <i>12 cargas/pie</i>
2,000	80	30	15
3,000	158	50	30
4,000	260	80	43
5,000	390	120	60

Graficando  $\Delta p_1$  y  $\Delta p_2$  contra  $q_o$  en la Figura 2.27 para tres densidades de disparo indican las capacidades de producción siguiente y las caídas de presión correspondientes:

<i>cargas/pie</i>	$q_o$ , bl/día	$\Delta p$	$q_o$ $\Delta p = 300 \text{ lb/pg}^2$
4	4,200	260	4,500
8	4,600	100	-
12	4,700	40	-



**Fig. 2.27 Solución del ejemplo 2.5.**

Estos resultados indican el límite de  $300 \text{ lb/pg}^2$  en  $\Delta p$  mostrando ningún exceso si todos los datos son correctos. Sin embargo, si menos de cuatro cargas por pie están abiertos, las  $300 \text{ lb/pg}^2$  podrían excederse.

## II.8. Análisis Nodal para pozos de inyección

Los ejemplos previos en este capítulo tienen una intervención con la producción de pozos fluyentes. El ingeniero de producción debe a veces diseñar las configuraciones de la terminación para analizar el comportamiento de varios tipos de pozos de inyección. Estos pozos pueden usarse para inyectar agua o algún otro fluido para proyectos de recuperación mejorada o pueden ser pozos de inyección de gas que operan en los yacimientos de almacenamiento de gas. El análisis nodal puede realizarse en pozos de inyección seleccionando el nodo en el fondo del agujero tal que el flujo hacia dentro del nodo incluirá el bombeo de inyección o compresión y sistemas de conducción por tubería, mientras el flujo hacia fuera consistirá de las perforaciones y yacimiento. Por ejemplo, si el gas de un compresor esta siendo inyectado hacia dentro del pozo, el flujo hacia dentro y fuera del nodo serán las expresiones:

**Flujo hacia dentro del nodo:**

$$p_{wf} = p_{comp} - \Delta p_{L.D.} - \Delta p_{T.P.}$$

**Flujo hacia fuera del nodo:**

$$p_{wf} = \overline{p}_R + \Delta p_{res.}$$

Este tipo de análisis podría usarse para determinar los efectos en los gastos de inyección de varias presiones de compresión, diámetros de las líneas de descarga o el diámetro de la tubería. El efecto del diámetro de la tubería de producción en el gasto de inyección será ilustrado por un ejemplo. Para este ejemplo, es asumido que la presión en la cabeza del pozo es constante para que el flujo hacia dentro incluyera solo la caída de presión en la tubería. Es decir,

**Flujo hacia dentro:**

$$p_{wf} = p_{wh} + \Delta p_{elevación} - \Delta p_f$$

La representación de flujo hacia fuera puede calcularse usando la ecuación de contrapresión para pozos de gas. Es decir,

**Flujo hacia fuera:**

$$p_{wf} = \overline{p}_R + \Delta p_{res}$$

donde

$$q_{inj} = C(p_{wf}^2 - \overline{p}_R^2)^n$$

$$p_{wf}^2 = \overline{p}_R^2 + \left(\frac{q}{C}\right)^{1/n}$$

## **II.9. Efecto de agotamiento**

Como la presión en el yacimiento declina por el agotamiento, ambas condiciones de flujo hacia dentro y hacia fuera pueden cambiar. Existen cambios en la capacidad de flujo dentro del yacimiento, y existen métodos para determinar las *IPR*'s futuras.

Es probable que las condiciones de flujo hacia fuera también cambiarán con el agotamiento o tiempo, especialmente en casos de pozos naturalmente fluyentes. Una vez que un pozo se pone en bombeo artificial, las condiciones de flujo hacia fuera pueden mantenerse constantes. Los parámetros principales que cambiarán con el agotamiento son la razón gas-aceite o relación gas-líquido e indicador de agua. La relación de gas-aceite producido aumentará en cualquier yacimiento en donde la caída de presión disminuye a la presión de punto de burbuja, y el indicador de agua aumentará con el tiempo o agotamiento si el avance del agua es activo o si está inyectándose el agua en el yacimiento para intentar mantener la presión.

Debe realizarse alguna investigación de diseño antes o cálculos de costos, es necesario poder predecir el gasto de producción de un pozo o campo como una función del tiempo.

El efecto de cambio de condiciones del yacimiento en la capacidad de producción de un pozo es considerado en esta sección. Relacionando este cambio de rendimiento con el tiempo se discutirán posteriormente.

## **II.10. Rendimiento relacionado con el tiempo**

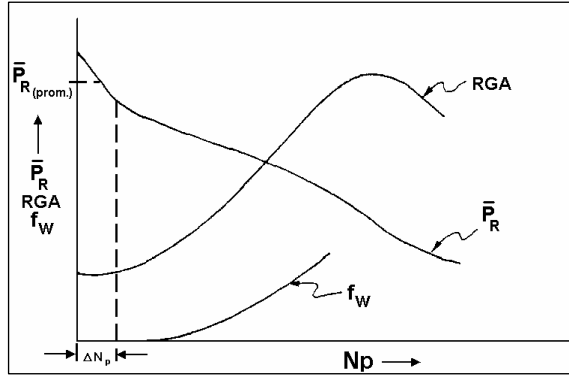
Los métodos para calcular la capacidad de producción de un pozo como una función de la presión estática del yacimiento se presentó en la sección anterior. Este procedimiento del análisis podría extenderse para incluir el yacimiento entero preparando una gráfica de capacidad de producción,  $q_L$  contra  $\overline{p_R}$ , para cada pozo produciendo desde el yacimiento. La capacidad de producción del yacimiento como un valor particular de  $\overline{p_R}$  habría entonces sumarse las capacidades individuales del pozo,  $Q_L = \Sigma q_L$ . Estos cálculos son más precisos con el modelo matemático de yacimientos que si es usado el modelo de balance de materia. Esto puede también aumentará la precisión de los cálculos de flujo hacia fuera, desde que la relación de gas-aceite producida e indicador de agua son más precisas.

Este tipo de análisis podría usarse para estimar con qué valor de  $\overline{p_R}$  la capacidad de producción o entrega puede declinar para algún valor en particular. Sin embargo, este tipo de información también necesita ser conocido como una función del tiempo para facilitar el desarrollo del diseño o hacer las evaluaciones económicas. Por ejemplo, los pozos de aceite pueden estar trabajando encima o pueden ponerse con bombeo artificial, o los pozos de gas pueden requerir instalación de un compresor cuando ya no pueden reunir ciertas capacidades de producción. Puede requerir este equipo del conocimiento de cual podría ser la necesidad. Adquiriendo este equipo se requiere el conocimiento de cuando se necesitará. El desembolso de dinero con el tiempo es requerido para cualquier evaluación económica o para comparar proyectos que requieren inversión.

Un procedimiento general para desarrollar una relación entre la producción acumulada, presión del yacimiento, capacidad de producción y tiempo registrado es descrito en la sección. Aunque un ejemplo simplificado se presentará, los problemas más complejos normalmente requerirán los cálculos de la computadora.

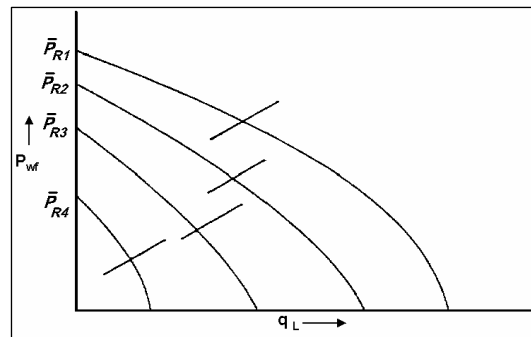
El siguiente procedimiento puede usarse para relacionar el yacimiento y el rendimiento del pozo con el tiempo:

1. Usando datos para un balance de materia u otro modelo de yacimientos, determine  $\overline{p_R}$ ,  $R$ ,  $f_w$ , etc., contra la producción acumulada,  $N_p$ . El comportamiento típico de estos parámetros se ilustra en la Figura 2.28.



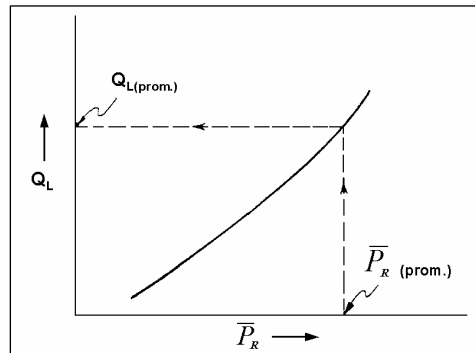
**Fig. 2.28 Comportamiento del yacimiento.**

2. Construya las curvas de flujo hacia dentro y hacia fuera, similar en la Figura 2.29 para cada pozo.



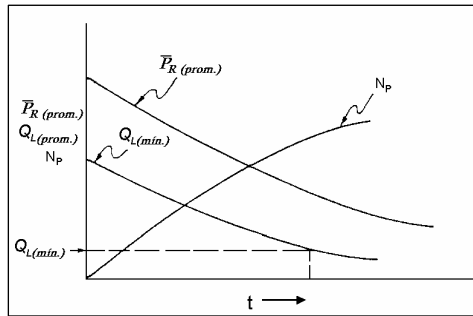
**Fig. 2.29 Capacidad de producción determinada.**

3. Construir una gráfica de capacidad de producción  $Q_L = \Sigma q_L$  contra  $\bar{p}_R$ , como se ilustra en la Figura 2.30.



**Fig. 2.30 Capacidad de producción del campo.**

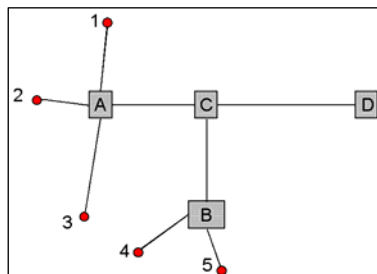
4. Seleccione un incremento pequeño de capacidad de producción,  $\Delta N_p$ , y determinar el valor promedio de la presión estática del yacimiento,  $\overline{p_R (prom)}$ ; existente durante este intervalo productor. Los pequeños incrementos  $\Delta N_p$ , pueden ser el análisis más exacto.
5. Usando el valor de  $\overline{p_R (prom)}$  determinado en el paso 4, entrar en la gráfica de  $Q_L$  contra  $\overline{p_R}$  y determine la capacidad de producción promedio,  $\overline{Q_L (prom)}$  con este valor de  $\overline{p_R (prom)}$ .
6. Calcular el incremento de tiempo requerido para producir el incremento de producción acumulada. Es decir,  $\Delta t = \Delta N_p / \overline{Q_L (prom)}$ .
7. Repetir el paso 4 a través del 6 y trazar  $\overline{p_R (prom)}$  y  $N_p = \sum \Delta N_p$  contra  $t = \sum \Delta t$ , para obtener una gráfica como la Figura 2.31. El tiempo en el cual la capacidad de producción alcanza algún valor mínimo puede determinarse entonces.



**Fig. 2.31 Rendimiento contra tiempo.**

## II.11. Sistema múltiple de pozos

Los conceptos discutidos para aplicar el sistema total o análisis nodal para pozos únicos también pueden ser aplicados para analizar sistemas de pozos múltiples, incluyendo campos enteros. El procedimiento se ilustrará cualitativamente refiriéndose al sistema simple mostrado en la Figura 2.32. En este caso, un cambio realizado en cualquier componente en el sistema afectaría la capacidad de producción del sistema total.



**Fig. 2.32 Sistema multipozos.**

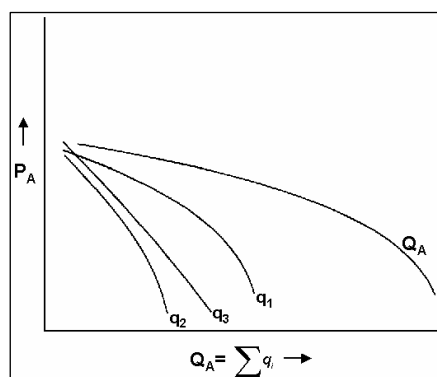
Algunos de los cambios que podrían ser considerados son:

- Trabajando sobre pozos individuales.
- Poner algunos pozos en bombeo artificial.
- Adicionando nuevos pozos en el sistema.
- Cerrando algunos de los pozos existentes.
- Cambios en las características de producción con el tiempo.
- Efecto del diámetro de la línea superficial.
- Instalación de bombas y compresores.
- Efecto de la presión final de salida,  $P_D$ .

La ubicación del nodo para el análisis debe seleccionarse en un punto tal que no hay mezcla más allá del flujo corriente abajo del nodo.

Para el sistema mostrado en la Figura 2.32, esto estaría en el punto “C” o el punto “D”. Pueden ser seleccionados los nodos intermedios en cualquier punto dónde el flujo de la mezcla corriente arriba llega al nodo final, el punto A y B en el sistema son mostrados. El análisis debe empezar a la presión del yacimiento que es independiente del gasto y acabar con alguna presión final de salida que también es independiente del gasto.

Para ilustrar el procedimiento, se considera que podría tener cualquier cambio de presión en el punto D o añadir la línea superficial entre los puntos C y D. El nodo se seleccionara en el punto C. Nodos intermedios pueden ser considerados en el punto A y B.



**Fig. 2.33 Sobre flujo hacia el punto A.**

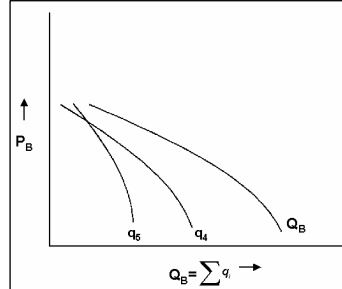
El flujo hacia dentro para el punto A se calculará como:

$$p_A = \overline{p_R} - \Delta p_{res.} - \Delta p_{T.P.} - \Delta p_{L.D.}$$

Esta expresión se evaluará para cada pozo mantenido en el punto A para un rango de gasto de producción. Esto producirá un trazo como se ilustró en la Figura 2.33.



Un trazo similar para la presión del yacimiento en el punto  $B$  puede construirse considerando los pozos 4 y 5. Esto se ilustra en la Figura 2.34. La relación gas -aceite y fracción de agua se usa calculando la caída de presión en el sistema de tuberías en este punto que sería correspondiente a los pozos individuales, subsecuentemente ninguna mezcla del pozo en la salida ha ocurrido.



**Fig. 2.34 Sobreflujo hacia el punto B.**

El movimiento corriente abajo para el siguiente punto en que la mezcla ocurre, punto  $C$ , las expresiones de flujo hacia dentro de llegada de los puntos  $A$  y  $B$  son:

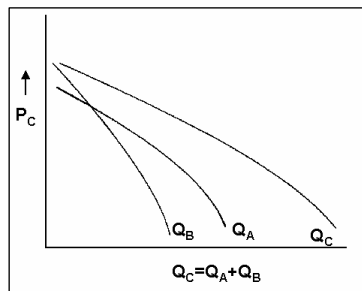
$$p_C = p_A + \Delta p_{AC}$$

$$p_C = p_B + \Delta p_{BC}$$

Esto producirá una relación entre la presión del punto  $C$  y el gasto hacia dentro en el punto  $C$  como es ilustrado en la Figura 2.35. El cálculo de la caída de presión entre los puntos  $A$  y  $C$ ,  $\Delta p_{AC}$ , y entre los puntos  $B$  y  $C$ ,  $\Delta p_{BC}$ , es complicado por el hecho de la  $R$  y la fracción de agua siendo función del gasto si los pozos individuales tienen valores diferentes de estos parámetros. En este caso, la correcta  $R$  y  $f_w$  para cada gasto de la mezcla son calculados usando:

$$R_{AC} = \frac{\sum q_i R_i}{Q_A}$$

$$f_{wAC} = \frac{\sum q_i f_{wi}}{Q_A}$$



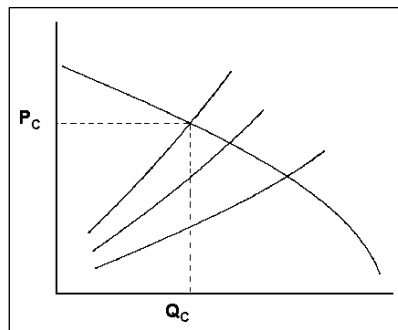
**Fig. 2.35 Sobreflujo hacia el punto C.**

Se usan las expresiones similares para determinar estos valores de  $\Delta p_{BC}$  calculadas.

La expresión para el flujo hacia fuera del punto  $C$  es:

$$p_C = p_D + \Delta p_{CD}$$

El cálculo de  $\Delta p_{CD}$  para varios gastos requerirá la determinada  $R$  correcta y  $f_w$  correspondiente para cada  $Q_C = Q_A + Q_B$ . Un cambio en  $p_D$  o el diámetro de la línea entre los puntos  $C$  y  $D$  producirá curvas diferentes de flujo hacia fuera y así diferentes capacidades del sistema, como se muestra en la Figura 2.36. Para determinar el efecto de estos cambios en el desempeño de pozos individuales, la presión en el punto  $C$  que corresponde a una intersección en la Figura 2.36 puede ser usado para moverse corriente arriba a los puntos  $A$  y  $B$  y así determinar el gasto individual del pozo.



**Fig. 2.36 Capacidad del sistema.**

El procedimiento delineado previamente también puede aplicarse si alguno de los pozos está bajo el control del estrangulador o en bombeo artificial. Si un pozo está fluyendo a través de un estrangulador en flujo crítico, el gasto de los pozos será constante a menos que la presión corriente abajo del estrangulador se aumente al punto en el cual el flujo crítico ya no ocurre. El gasto de producción de un pozo con bombeo mecánico puede ser independiente de la presión en el punto de mezcla, pero su gasto afecta la presión en el punto de mezcla y así la capacidad de producción de algunos pozos mantiene en el mismo punto. La capacidad de algunos pozos con bombeo neumático o bombeo eléctrico sumergible se afectaría por la presión en la cabeza del pozo o la presión en el punto de mezcla.

**CAPÍTULO III****ANÁLISIS NODAL****III.1. Introducción**

En este capítulo se realiza el análisis de cada uno de los puntos posibles para determinar las caídas de presión del sistema en todo el recorrido del fluido del hidrocarburo hasta el lugar de su venta. Se presentan los puntos determinados de cada nodo paso a paso hasta el final del ciclo del flujo del fluido, o sea, la entrega del producto; en este caso estudiamos la presión en el fondo del pozo  $p_{wf}$ , presión en la cabeza del pozo  $p_{wh}$ , presión en el separador  $p_{sep}$ , presión en el yacimiento, en la sarta telescopiada, estrangulador superficial y la válvula de seguridad. Se realiza el procedimiento de solución para cada uno de los nodos de solución mencionados anteriormente para su análisis tomando ejemplos para ello.

**III.2. Elección del nodo de solución**

La elección del nodo de solución para pozos fluyentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar; esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, a la verdadera justificación económica, para su posterior ejecución.

Un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia son resultados que se obtienen al analizar los sistemas de producción para determinar el comportamiento de un pozo. Diversos casos apoyan estos resultados, obtenidos para pozos productores de gas, pozos productores de aceite y en los que se tiene instalado bombeo neumático.

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

En el análisis nodal, se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

- Flujo a través del medio poroso.
- Flujo a través de la tubería vertical (T.P.).
- Flujo a través de la tubería horizontal (L.D.).

Para predecir el comportamiento del sistema, se obtiene la caída de presión en cada componente.

El procedimiento, para la obtención de las caídas de presión, comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema Figura 3.1, entonces, variando los gastos y empleando un método que se considere adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después de seleccionar un nodo de solución las caídas de presión son adicionadas o sustituidas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta que se alcanza el nodo de solución o incógnita.

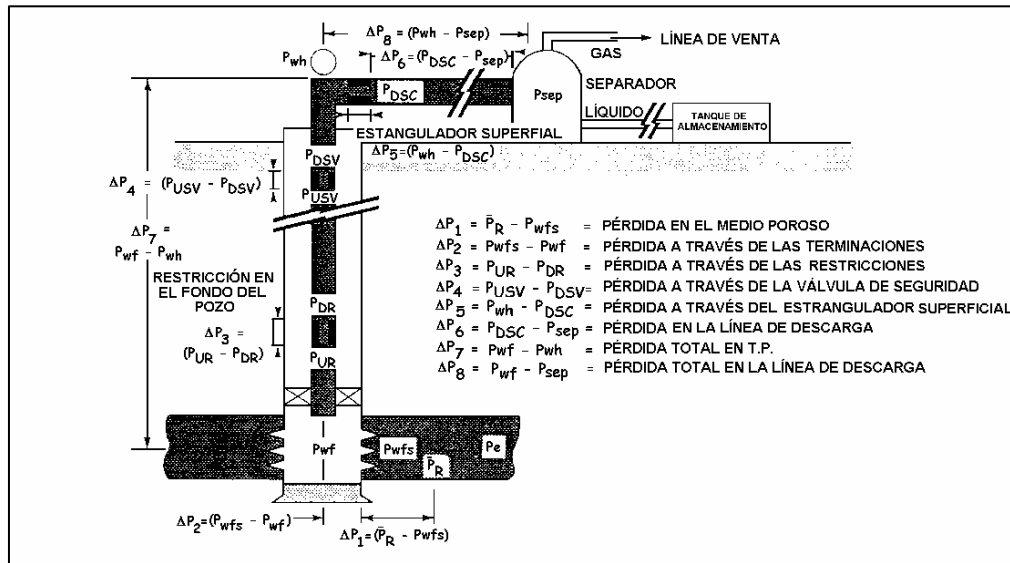


Fig. 3.1 Sistema completo de las pérdidas de presión.

Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá de conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se suponen prácticamente constantes, siendo estas la presión en el separador,  $p_{sep}$ , y la presión estática del yacimiento,  $p_{ws}$ . Por tanto, los cálculos pueden principiarse con la presión de separación o con la presión del yacimiento o ambos, para así determinar la presión en el nodo de solución intermedio entre estas posiciones de partida.

La evaluación del sistema de producción, por medio del análisis nodal, puede dar solución a problemas complejos, por ejemplo, en donde se incluyen las caídas de presión a través de:

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

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran como los cambios en cualquiera de los parámetros afectan su comportamiento.

El resultado neto de la aplicación del análisis nodal en los pozos, por tanto, es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de capacidad de producción son una función de los principales puntos claves siguientes:

- Características del yacimiento
- Características de la tubería de producción y de la línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y el final.
- Porcentaje de agua producida.
- Relación gas - líquido.
- Longitud de las tuberías.
- Temperatura.
- Características de los fluidos manejados.
- Topografía del terreno, en el caso de la línea de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

En el análisis se consideran los principales componentes de un pozo, principiando en el yacimiento y finalizando con el separador. Se incluye entonces: el flujo a través del medio poroso; el flujo a través de la sarta de perforación, considerando el flujo a través de una posible restricción, así como también la válvula de seguridad; el flujo a través de la línea de descarga e inclusive el manejo de estranguladores.

Como se mencionó, se seleccionan varios puntos clave como posición para nodos de solución, las pérdidas de presión manejadas de manera adecuada desde él (los) nodo(s) inicial(es) para converger al punto de estudio. La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar. Pero su posición deberá de ser tal, que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones y como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto de importancia mayúscula es que, además de la razón técnica, se tendrá que dar una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

Ejemplo de un pozo productor de aceite:

Presión de separación = 100 lb/pg<sup>2</sup>

Línea de descarga = 300 pies de longitud

WOR = 0

Profundidad = 5,000 pies al nivel medio del intervalo productor

RGA constante a cualquier  $p_{wf} = 400$  pies<sup>3</sup>/bl

Índice de productividad = 1.00 (bl/día)/(lb/pg<sup>2</sup>)

$\gamma_g = 0.65$

°API = 35

T en  $T_p = 140^\circ\text{F}$

Diámetro exterior de  $T.P. = 2 \frac{3}{8}$  pg.

$p_{ws} = 2,200$  lb/pg<sup>2</sup>

$p_b = 1,800$  lb/pg<sup>2</sup>

Como puede bien entenderse, el comportamiento del índice de productividad será lineal hasta que se alcance la presión de 1,800 lb/pg<sup>2</sup> a presiones menores que ésta se tendrá un comportamiento no lineal (*IPR*). Entonces, para obtener el comportamiento general de *IP* más *IPR*, se considera un valor constante del *IP* igual a 1.0 desde los 2,200 lb/pg<sup>2</sup> a 1,800 lb/pg<sup>2</sup>, a partir de donde es necesario utilizar un método para el cálculo del comportamiento del *IPR* (para el ejemplo se empleo el método de Vogel) hasta que se tiene el valor cero de presión.

Donde:

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + \frac{J p_b}{1.8}$$

$$q_{m\acute{a}x} = 1.0 (2,200 - 1,800) + \frac{1.0 (1,800)}{1.8}$$

$$q_{m\acute{a}x} = 400 + 1,000 = 1,400 \text{ bl/día}$$

Para el caso del índice de productividad constante:

$$q_{m\acute{a}x} = 1.0 (2,200 - 0) = 2,200 \text{ bl/día}$$

### III.3. El fondo del pozo como nodo de solución

Probablemente la posición de solución más común se tenga en el fondo del pozo; esto es, a la profundidad media del intervalo perforado.

En esta posición, para dar solución utilizando el gasto de producción, el sistema en forma completa se divide en dos componentes: el componente del yacimiento y el componente constituido por el sistema total de tuberías. El componente del yacimiento se muestra en la Figura 3.2 y la curva de *IPR* del ejemplo se presenta en la Figura 3.3.

En la Figura 3.4, se muestra el sistema total de tuberías para el ejemplo, se supone que no existen restricciones y además, solamente se consideran las pérdidas de presión a través de la tubería de producción y en la línea de descarga.

#### III.3.1. Construcción de una curva de *IPR*

Para un índice de productividad constante, esto es realmente simple: se supone un gasto de producción y se determina la presión de fondo fluyendo correspondiente. Entonces, para el caso del ejemplo, se traza una línea entre la presión estática de 2,000 lb/pg<sup>2</sup> y el gasto máximo que se tendría para un valor de  $p_{wf}$  de cero, es decir 2,200 bl/día. En la Figura 3.3a, se muestra la condición de un índice de productividad constante, y en la Figura 3.3 se muestra una solución más real, establecida por medio de la ecuación de Vogel.

En la resolución de problemas aplicando el análisis nodal, es recomendable preparar una tabla en donde se indique las pérdidas de presión para cada componente.

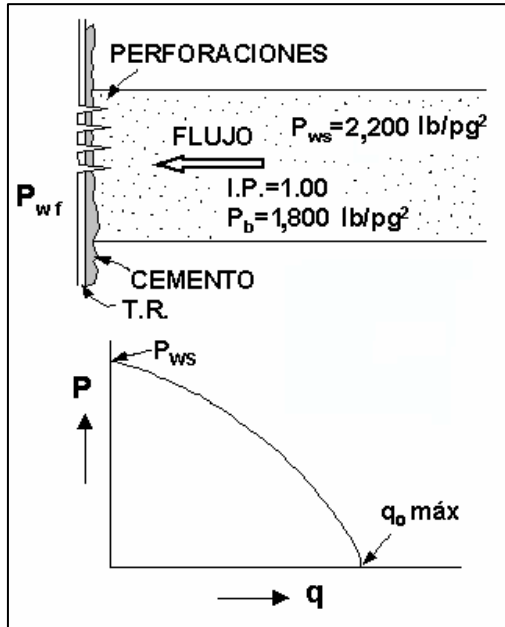


Fig. 3.2 El comportamiento del yacimiento.

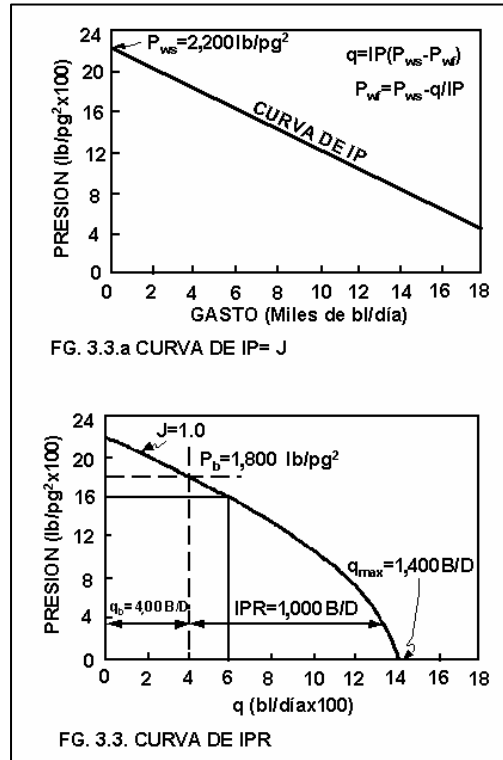


Fig. 3.3 y 3.3a

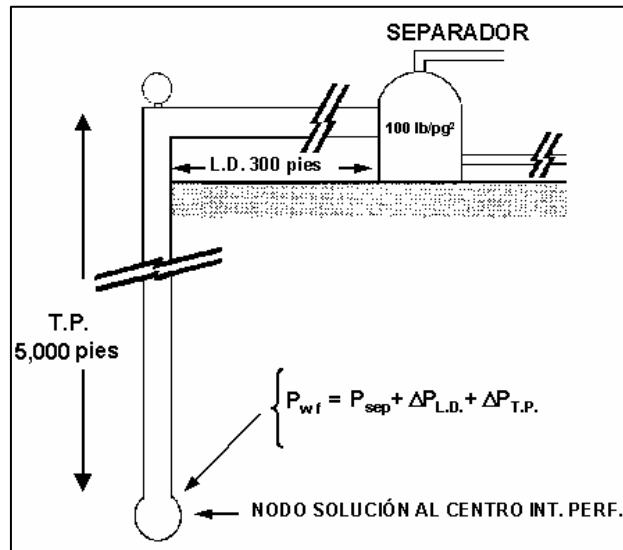


Fig. 3.4 Esquema solución  $p_{wf}$ .

### III.3.2. Procedimiento para el cálculo de la curva de IPR

A partir de los valores de  $p_b$ ,  $p_{ws}$  y  $J$  conocidos se considera:

1. Se supone un valor de  $p_{wf}$  menor que  $p_{ws}$ , (en las iteraciones sucesivas se considera un valor menor de  $p_{wf}$  que el de la iteración anterior).
2. Si  $p_{wf} > p_b$ , se toma el valor de índice de productividad constante para calcular el valor del gasto ( $q$ ) correspondiente:

$$q = J (p_{ws} - p_{wf}) \quad (3.1)$$

3. Si  $p_{wf} \leq p_b$ , el valor del gasto se calcula con las ecuaciones siguientes (Método de Vogel):

$$q_b = J (p_{ws} - p_{wf}) \quad (3.2)$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + \frac{J p_b}{1.8} \quad (3.3)$$

$$q = q_b + (q_{m\acute{a}x} - q_b) \left[ 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_b} - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (3.4)$$

4. Si  $p_{wf} > 0$  se regresara al paso 1, en caso contrario se termina el cálculo.
  - a. Se supone un gasto.
  - b. Se calcula el valor de  $p_{wf}$  con la ecuación 3.3.
  - c. El procedimiento se repite hasta cubrir todo el rango de gastos.

### III.3.3. Procedimiento para el nodo solución ( $p_{wf}$ )

1. Se suponen gastos de producción y se constituye la curva de IPR, siguiendo el procedimiento anteriormente descrito.
2. Para cada uno de los gastos supuestos, se obtiene la presión en la cabeza necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga al separador. Será preciso utilizar el método de flujo multifásico horizontal que se considere adecuado. Los resultados se presentan en la Tabla III.1.

TABLA III. 1

Gasto supuesto bl/día	$p_{wh}$ (horizontal requerida) lb/pg <sup>2</sup>
200	115
400	140
600	180
800	230
1,000	275
1,500	420



- Utilizando los gastos supuestos y las presiones en la cabeza correspondiente, se determina la presión de fondo fluyendo, mediante la aplicación del método de flujo multifásico vertical que se considere adecuado. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla III.2.

TABLA III. 2

Gasto supuesto, bl/día	$p_{wh}$ , lb/pg <sup>2</sup>	$p_{wf}$ , lb/pg <sup>2</sup>
200	115	750
400	140	880
600	180	1,030
800	230	1,225
1,000	275	1,370
1,500	420	1,840

- Se grafican las  $p_{wf}$  calculadas en el paso anterior en la misma gráfica donde se trazó la curva de *IPR*. La intersección de estas dos curvas indicará el gasto a producir y el valor de la  $p_{wf}$ , para la condición que se tiene en el sistema de producción. Para el ejemplo, se encuentra que el gasto de producción puede ser de 900 bl/día considerando el *IP* en todo el rango, y de 870 bl/día para el caso de la curva de *IPR* Figura 3.5.

Se debe enfatizar que este es el gasto que se puede tener para las condiciones del sistema. De ninguna manera es ni el máximo ni el mínimo o el óptimo, pero es el gasto que el pozo producirá con el arreglo de tuberías que tiene instalado. El gasto se puede variar solamente cambiando algún componente del sistema, esto es: el diámetro de la tubería de producción, estrangulador, variando la presión de separación, o modificando la curva del *IPR*, por medio de un tratamiento de estimulación.

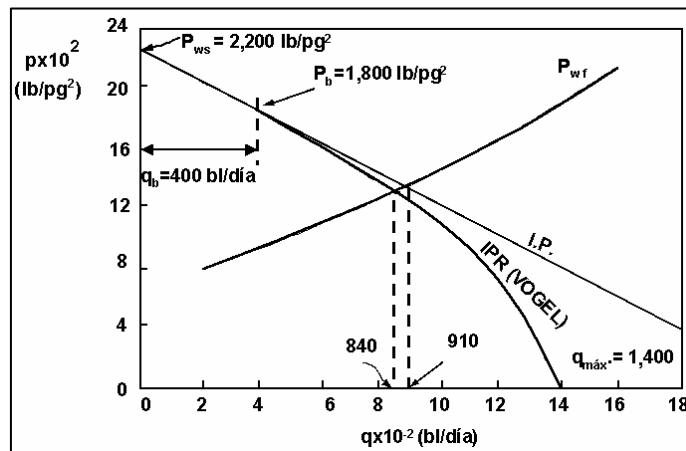


Fig. 3.5 Nodo solución en el fondo del pozo (intervalo medio perforado).

### III.3.4. Producción de una zona a través de dos conductos

La combinación de tubería de producción puede ser manejado de la misma manera que el procedimiento anteriormente descrito. En ocasiones algunos pozos están produciendo a través de dos tuberías paralelas, por ejemplo, una sarta concéntrica, tal como una tubería de 1 pg en una tubería de 2 7/8 pg, o cuando una tubería de 3 1/2 pg, se combina con una de 9 5/8 pg para flujo anular.

El procedimiento de solución principia a partir de la presión de separación dentro de un sistema común, tanto para el caso de tuberías concéntricas o de tuberías paralelas, esto es:

1. Se suponen gastos de producción.
2. Se determina la  $p_{wf}$  de manera independiente para cada tubería.
3. Se grafican las  $p_{wf}$  calculadas contra el gasto, como se muestra en la Figura 3.6.
4. Para una misma presión, se determina el gasto total, que se obtiene sumando el gasto leído para cada tubería en forma individual.
5. Se grafican los gastos totales para cada valor de  $p_{wf}$ , como se muestra en la Figura 3.6.
6. Como punto final, se traza la curva de flujo del yacimiento al pozo. En la intersección de las curvas, se obtiene el gasto que se puede producir.

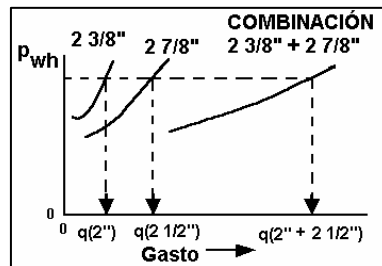


Fig. 3.6 Solución de línea de descarga paralelas.

Puede notarse que el componente del yacimiento ha sido aislado del sistema de tuberías. Para el ejemplo, si existiera un cambio en la presión del yacimiento, tal como una caída de 2,200 a 1,800 lb/pg<sup>2</sup>, dentro de un año, o se anticipará un abatimiento de presión a 1,200 lb/pg<sup>2</sup> para dos años, se podría determinar de manera inmediata el cambio en el gasto de producción, que ocurrirá. Para esto se construye una curva de flujo del yacimiento al pozo, para las presiones estáticas de 1,800 y 1,200 lb/pg<sup>2</sup> respectivamente Figura 3.7. Los gastos correspondientes se indican en la Tabla III.3

TABLA III. 3

$p_{wf}$ , lb/pg <sup>2</sup>	$q$ , bl/día
2,200	870
1,800	610
1,200	315

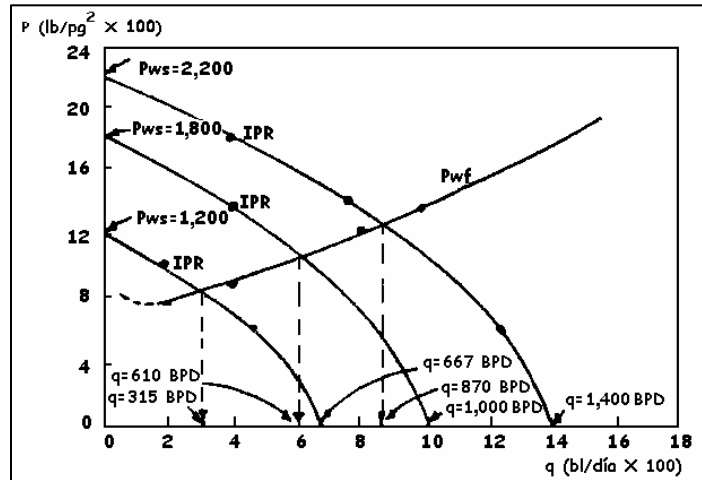


Fig. 3.7 Predicción de los gastos futuros.

Se supone que la relación gas/líquido permaneció constante e igual a 400 pies<sup>3</sup>/bl. Los casos prácticos de campo normalmente muestran un cambio en la relación gas/líquido con el abatimiento de presión y, por tanto, es necesario la construcción de una nueva curva de flujo del yacimiento al pozo.

Existen otros casos en donde se ve claramente que la selección del fondo del pozo, como el nodo de solución, es mejor para ilustrar el efecto de ciertas variables. Uno de éstos se tiene en el aumento en el gasto, esperado después que se estimula un pozo o se ha logrado una remoción del daño. La Figura 3.8, presenta el ejemplo de un pozo con una eficiencia de flujo original de 0.4; una eficiencia de flujo de 1.0, después de que el daño a sido removido y una eficiencia de 1.4 al ser estimulado.

Otro ejemplo se tiene en el cambio de las curvas de *IPR* para un mismo pozo. Dependiendo sobre todo de las características del yacimiento, el cambio en las curvas de *IPR* puede ocurrir con el tiempo para un mismo pozo en el mismo yacimiento y finalmente se alcanzará un gasto estabilizado. Figura 3.9.

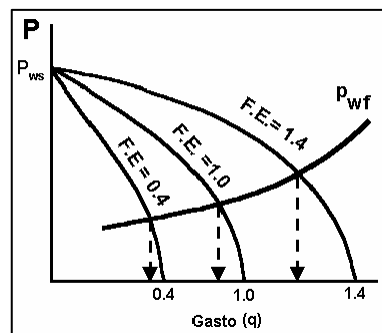


Fig. 3.8 El efecto de la eficiencia del flujo sobre el gasto.

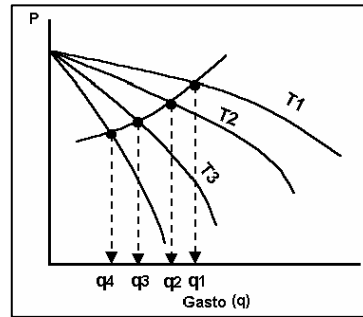


Fig. 3.9 Efecto del campo del *IPR* con el tiempo.

### III.4. La cabeza del pozo como nodo de solución

Otra posición de solución en la cabeza del pozo; esto es: en el “árbol de navidad”. El sistema en forma completa se divide en dos componentes, para así resolver el problema utilizando el gasto de producción. El separador y las líneas de descarga se consideran como un componente Figura 3.10, aquí se inicia con la presión de separación y se calcula la presión en la cabeza, necesaria para mover un gasto supuesto a través de la línea de descarga y moverlo a través del separador. El yacimiento y la sarta de producción es el otro componente Figura 3.11, en éste, se principia con la  $p_{ws}$ , se supone un gasto, para obtener la  $p_{wf}$  utilizando un método adecuado del flujo del yacimiento al pozo, y utilizando esta presión se continúa con el flujo a través de la sarta de producción para determinar la presión en la cabeza necesaria para producir el gasto supuesto.

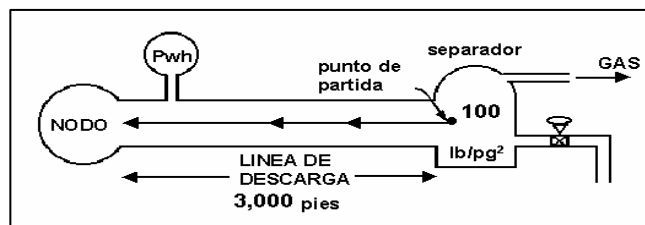


Fig. 3.10 Sistema artificial: línea de descarga y separador.

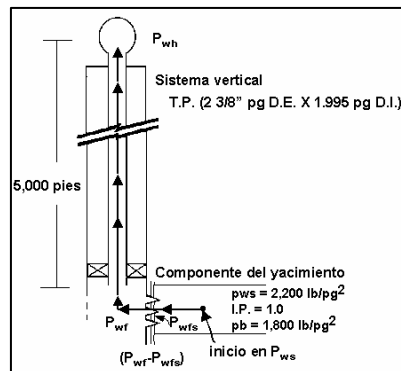


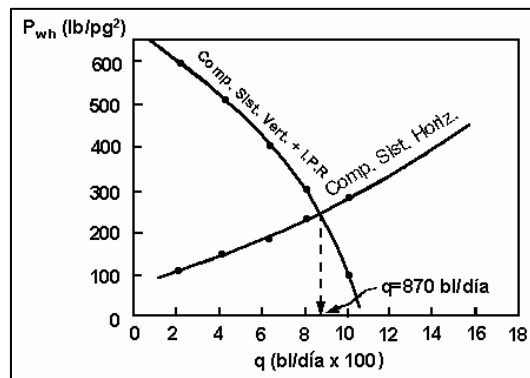
Fig. 3.11 Comportamiento del yacimiento y T.P.

**III.4.1. Procedimiento para el nodo solución ( $p_{wh}$ )**

1. Se suponen gastos de producción.
2. A partir de la presión de separación se calcula la presión en la cabeza requerida para mover los fluidos a través de la línea de descarga; para el ejemplo, una línea de 2 pg y de 3,000 pies de longitud. Los valores así calculados se encuentra en la Tabla III.1 y representan la solución para el componente de la línea de descarga del problema.
3. Para los gastos supuestos y principiando con la  $p_{ws}$  se calcula la presión de fondo fluyendo correspondiente. Con estos valores, se determinan las presiones en la cabeza; se deberá emplear un método de flujo multifásico vertical adecuado. Ha de notarse que estas presiones en la cabeza controlan el gasto de producción. Los resultados obtenidos se encuentran en la Tabla III.4
4. Se grafican las presiones en la cabeza obtenidas en el paso 2 y las calculadas en el paso anterior contra los gastos supuestos Figura 3.12 y 3.13. La intersección de estas dos curvas indica el gasto de producción posible para el sistema, así como también la presión en la cabeza. Para el ejemplo se tiene 900 bl/día para un índice de productividad constante y 870 bl/día utilizando la ecuación de Vogel.

**TABLA III. 4**

Gasto supuesto bl/día	Vogel			
	$p_{wf}$ lb/pg <sup>2</sup>	$p_{wh}$ lb/pg <sup>2</sup>	$p_{wf}$ lb/pg <sup>2</sup>	$p_{wh}$ lb/pg <sup>2</sup>
200	2,000	610	2,000	610
400	1,800	540	1,800	540
600	1,590	440	1,600	450
800	1,350	300	1,400	330
1,000	1,067	100	1,200	180
1,400	0	-	800	-
1,500	0	-	700	-



**Fig. 3.12 La cabeza del pozo – nodo solución (IP).**

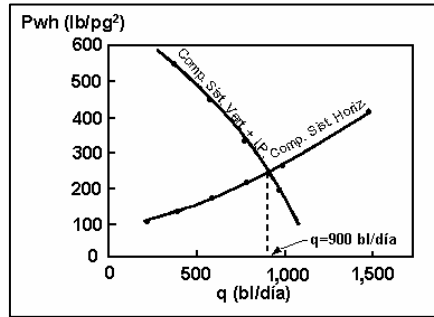


Fig. 3.13 La cabeza del pozo – nodo solución (IPR).

Al considerar a la cabeza del pozo como el nodo de solución, se aísla la línea de descarga, siendo entonces fácil determinar los efectos de cambios de diámetro.

En la Figura 3.14 se indica el gasto permisible para el pozo del ejemplo, utilizando una línea de 3 pg de diámetro. Este gasto es 1,020 bl/día, que es mayor comparado con 900 bl/día para la tubería de 2 pg. Se puede notar que la curva para la línea de 3 pg, es prácticamente horizontal para todo el rango de gastos, indicando que las pérdidas de presión por fricción no son grandes en esta línea, para cuando los gastos son altos. No hay entonces necesidad de evaluar una tubería de un diámetro mayor, dado que la tubería de 3 pg es lo suficientemente grande para maximizar el gasto.

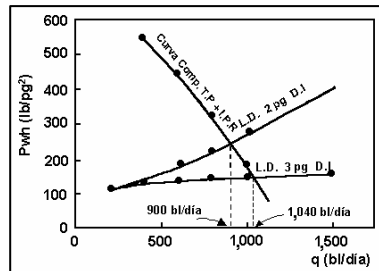


Fig. 3.14 Efectos del cambio de la L.D.

La Figura 3.15, es una gráfica en la cual se evalúan algunos diámetros de línea de descarga y de tuberías de producción. Las intersecciones indican los gastos posibles para una variedad de combinaciones de diámetros de línea de descarga y de tuberías de producción.

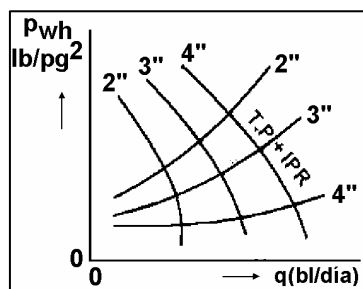


Fig. 3.15 Combinación de la línea de descarga y diámetro de la tubería.

La Figura 3.16 presenta como resolver el problema de líneas de descarga paralelas. El procedimiento a seguir es:

1. Se suponen gastos y se determinan las presiones en la cabeza requeridas para cada línea en forma independiente. Para los cálculos se está partiendo de la presión de separación. Cada curva así obtenida, se gráfica separadamente.
2. Enseguida, se realiza una variación de presiones en la cabeza, y se efectúa una lectura de gastos de producción para cada línea, éstos se suman para obtener un gasto total. Se procede entonces, a trazar una curva de presión en la cabeza contra gasto total.
3. El gasto posible para el sistema, se obtiene en la intersección de la curva de flujo del yacimiento al pozo y la curva de flujo a través de la tubería de producción, calculada en el paso anterior.

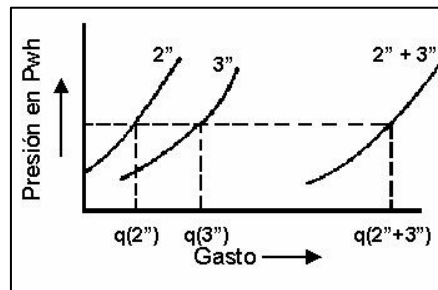


Fig. 3.16 Solución de la línea de flujo paralelo.

### III.5. El fondo y la cabeza del pozo en combinación como nodo de solución

Un procedimiento de solución usado frecuentemente, se muestra en las Figuras 3.17 y 3.18. El resultado obtenido es enteramente igual al logrado con la Figura 3.12, para la cabeza del pozo como nodo de solución. La diferencia radica en que la presión en la cabeza para cada gasto supuesto, se determinó de una manera distinta.

Procedimiento para el nodo de solución ( $p_{wh} - p_{wf}$ )

1. Se suponen presiones en la cabeza. Para cada presión supuesta, se hace variar el gasto de producción.
2. Se determina la presión de fondo fluyendo para cada presión en la cabeza, y para los diversos gastos supuestos.
3. Se realiza una gráfica de presiones contra gastos, como la que se muestra en la Figura 3.17, para cada una de las presiones supuestas en la cabeza.

4. Se grafican ahora, las presiones en la cabeza contra los gastos que se tienen en las intersecciones Figura 3.17 en la Figura 3.18.
5. Se completa la solución, graficando las presiones en la cabeza requerida para el flujo a través de la línea de descarga, a partir de una presión de separación dada (Figura 3.18).

La ventaja de esta solución es que se puede obtener tanto la presión de fondo fluyendo como la presión en la cabeza, realizando un esfuerzo mínimo. Se pueden cambiar las condiciones en el yacimiento, para el ejemplo, una  $p_{ws}$  ahora de 1,800 lb/pg<sup>2</sup> y un índice de productividad de 0.75; la curva de IPR se puede trazar en la misma Figura 3.17, a menos que la relación gas - aceite varíe o que el pozo empiece a producir agua.

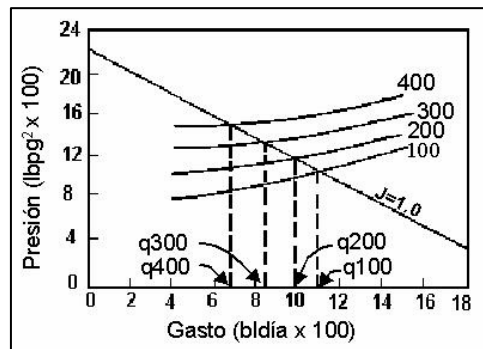


Fig. 3.17 El fondo del pozo como nodo de solución variando la cabeza del pozo.

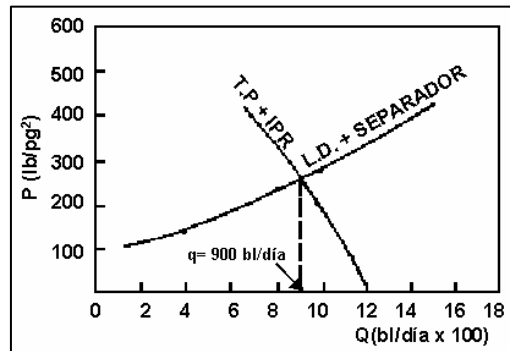


Fig. 3.18 La cabeza del pozo como nodo de solución (datos tomados de la Figura 3.17).

Para el caso de abatimiento en la  $p_{ws}$ , las presiones en la cabeza contra los gastos de producción, se pueden obtener de la Figura 3.19 y trazarse entonces en la Figura 3.20; para así obtener la presión en la cabeza necesaria cuando existe un cambio en las curvas de flujo del yacimiento al pozo.



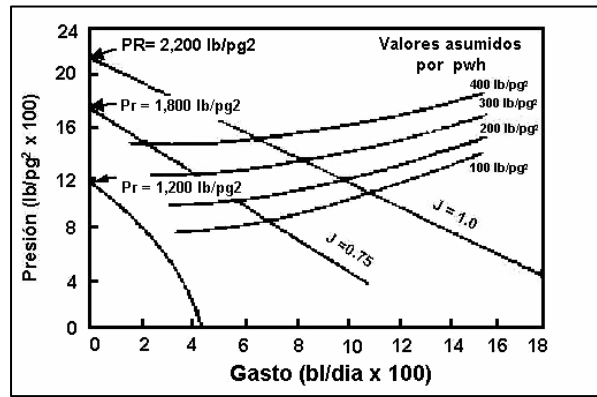


Fig. 3.19 El fondo del pozo como nodo de solución.

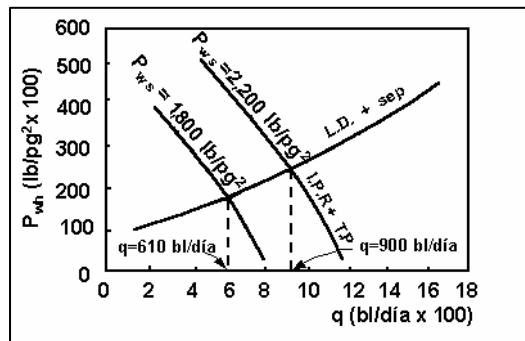


Fig. 3.20 El separador como nodo de solución.

### III.6. El separador como nodo de solución

La selección de la presión en el separador como el nodo de solución, es crítica cuando el gas proveniente del separador, deberá tener una presión dada para poder fluir a través de un sistema de alta presión, como una línea de venta o cualquier otro sistema de recolección. La presión de separación controla la presión de succión y está directamente relacionada con la potencia requerida por el compresor (*HP*). Por ejemplo, suponiendo que se tiene un millón de pies cúbicos de gas que se desean enviar a través de un sistema que se encuentra a una presión de 1,000 lb/pg<sup>2</sup> abs., la potencia necesaria puede ser estimada de la siguiente manera:

$$HP = 23 (R_{cp})^{1/n} (n) (q_{gm}) \tag{3.5}$$

Donde:

$R_{cp}$ ; es la relación de compresión, que se define de la siguiente forma:

$$R_{cp} = \frac{\text{presión de descarga absoluta}}{\text{presión de succión absoluta}} \tag{3.6}$$

$n$ ; es el número de etapas de separación.

$q_{gm}$ ; es el gasto volumétrico de gas, en millones de pies cúbicos de gas por día (para una  $R_{cp}$  entre 4.5 y 20, se pueden utilizar dos etapas).

Para el ejemplo, suponiendo presiones de succión de 100, 200 y 300 lb/pg<sup>2</sup>, se tiene:

Para 100 lb/pg<sup>2</sup>

$$R_{cp} = 1,000/100 = 10 \text{ (2 etapas)}$$

$$HP = 23 (10)^{0.5} (2) (1) = 145.5 \text{ hp}$$

Para 200 lb/pg<sup>2</sup>

$$R_{cp} = 1,000/200 = 5 \text{ (2 etapas)}$$

$$HP = 23 (5)^{0.5} (2) (1) = 102.8 \text{ hp}$$

Para 300 lb/pg<sup>2</sup>

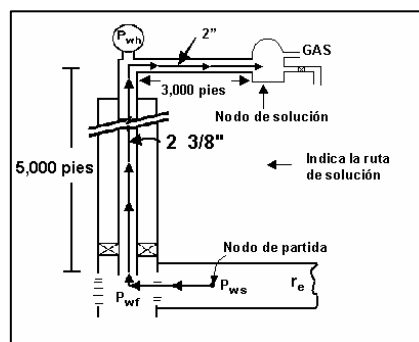
$$R_{cp} = 1,000/300 = 3.3 \text{ (1 etapas)}$$

$$HP = 23 (3.3)^{0.5} (1) = 76.6 \text{ hp}$$

En la Tabla III.5, se encuentra la potencia necesaria en el compresor para un millón de pies cúbicos de gas y seis presiones de separación.

**TABLA III. 5**

<i>Presión de separación lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Potencia hp</i>
50	205.7
100	145.5
200	102.8
300	76.6
400	57.5
500	46.0



**Fig. 3.21 El separador como nodo de solución.**

Sin embargo, la presión en el separador no deberá de reducirse o incrementarse indiscriminadamente, sin antes realizar un análisis del comportamiento del sistema de tuberías en forma completa y en particular de la línea de descarga. El pensamiento intuitivo

de que al reducir la presión en el separador se incrementará gradualmente el gasto, no es del todo cierto. Hay numerosos casos en los cuales, una reducción en la presión del separador (por ejemplo de 300 a 200 lb/pg<sup>2</sup>) produce un cambio desfavorable en el gasto de producción, aún cuando se tenga un pozo de alta productividad. La razón es que la línea de descarga o la tubería de producción pueden estar siendo una restricción.

En pozos de baja productividad, el yacimiento mismo puede ser la restricción y un cambio en la presión de separación tendrá un efecto pequeño sobre la producción, dado que un abatimiento adicional en la presión de separación proporcionará un incremento pequeño en el gasto.

Los pozos con bombeo neumático son un problema en la separación, pues los requerimientos de potencia no se controlan enteramente por medio de la presión de separación. En estos pozos, una reducción en la presión de separación de hecho reduce la presión en la cabeza del pozo, y el mismo gasto puede ser obtenido con una inyección menor de gas. La potencia del compresor es una función tanto de la relación de compresión como del volumen de gas.

### III.6.1. Procedimiento para el nodo de solución ( $p_{sep}$ )

Dado que la presión de separación por si misma normalmente no varía con el gasto, se considera para el ejemplo que es constante e igual a 100 lb/pg<sup>2</sup>. Puede haber algunos casos en donde la presión de separación varíe con el gasto y esto deberá ser tomado en cuenta en el procedimiento de solución. La Figura 3.21, muestra la ruta tomada para obtener la solución.

1. Se suponen gastos de producción.
2. A partir de la  $p_{ws}$ , se determina la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca el gasto supuesto.
3. Con los valores de  $p_{wf}$  obtenidos en el paso anterior, se calculan las presiones en la cabeza correspondiente, utilizando para ello el método de flujo multifásico vertical que se considere adecuado. Estos valores han sido calculados previamente y se encuentran en la Tabla III.4.
4. A partir de las presiones en la cabeza se determinan la presiones en el separador a cada uno de los gastos, sin considerar el hecho de que la presión en el separador es constante e igual a 100 lb/pg<sup>2</sup> Tabla III.6.

**TABLA III. 6**

<i>Gasto supuesto bl/día</i>	<i><math>p_{wf}</math> lb/pg<sup>2</sup></i>	<i><math>p_{wh}</math> lb/pg<sup>2</sup></i>	<i><math>p_{sep}</math> lb/pg<sup>2</sup></i>
200	2,000	610	595
400	1,800	540	525
600	1,600	450	410
800	1,400	330	255
1,000	1,200	180	-
1,500	700	-	-

- Se gráfica las presiones calculadas en el separador contra los gastos Figura 3.22. Después, trazando la presión constante del separador como una línea horizontal a partir del valor de 100 lb/pg<sup>2</sup>, se obtiene la intersección con la curva del comportamiento de  $p_{ws}$  a  $p_{sep}$  que indica el gasto de producción posible para las condiciones del sistema. Para el ejemplo, se obtiene un gasto de producción de 900 bl/día. Con lo que se comprueba que para un análisis nodal, realizado de manera correcta, no importa la posición del nodo de solución para obtener resultados veraces.

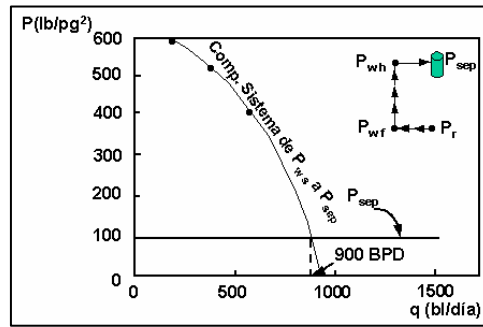


Fig. 3.22 El separador como nodo de solución.

Los gastos posibles, para otras presiones de separación se pueden determinar rápidamente con la intersección de la línea horizontal de la presión de separación con la curva de comportamiento total del sistema. Los gastos posibles para otras presiones de separación, se encuentran en la Tabla III.7 y en la Figura 3.23.

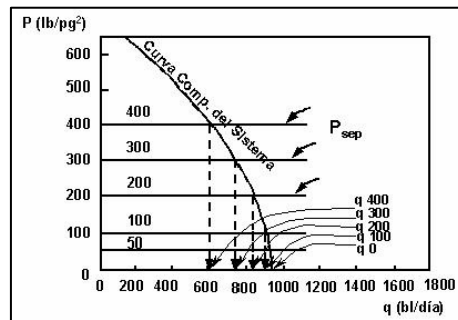


Fig. 3.23 Efecto de la presión de separación.

TABLA III. 7

$p_{sep}$ lb/pg <sup>2</sup>	Gasto bl/día
0	935
50	920
100	900
200	840
300	750
400	615

Para el ejemplo, se encuentra que no ocurren incrementos significativos en la producción cuando la presión de separación se reduce a valores por debajo de 100 lb/pg<sup>2</sup>. La razón de esto es que la línea de descarga está siendo la restricción para el sistema.

### III.6.2. Usando el separador como el nodo solución

Si se toma al separador como el nodo de solución, es realmente fácil visualizar los efectos de la presión de separación sobre el gasto de producción. Este cambio en el gasto, está influenciado por el sistema en forma total, incluyéndose la capacidad de producción del yacimiento al pozo, diámetros y longitudes de la línea de descarga y de la tubería de producción, uso de estranguladores, etc.

En la Figura 3.24, se presentan los resultados del análisis del sistema de producción de cuatro pozos. Es obvio que el pozo A indica un incremento significativo en la producción al disminuir la presión de separación; pero el pozo D prácticamente no presenta ningún cambio en la producción con dichas reducciones. En todos los casos el criterio más importante, en la selección de la presión de separación, es el económico.

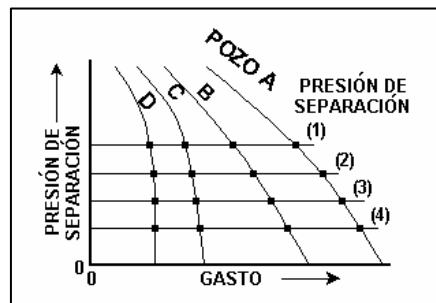


Fig. 3.24 Efecto del separador en el gasto de varios pozos.

Como precaución, se deberá siempre analizar completamente la línea de descarga, antes de hacer la selección final de la presión de separación. Hay casos en los que, cambiando la línea de descarga, se muestran cambios mayores en el gasto que cambiando la presión de separación.

Por ejemplo, suponiendo los siguientes datos:

Longitud de L.D. = 6,000 pies

Diámetro = 2 pg

$q = 1,000$  bl/día

$R = 2,000$  pies<sup>3</sup>/bl

Determinar la presión en la cabeza requerida para variaciones en la presión de separación. Los resultados se presentan en la Tabla III.8.

**TABLA III. 8**

$P_{sep}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	$P_{wh}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>
50	860
100	860
200	885
300	930
600	1,090

Se nota que un cambio en la presión de separación de 80 a 100 lb/pg<sup>2</sup> no tendría efecto sobre el gasto, y un incremento en la presión de separación a 200 lb/pg<sup>2</sup> requerirá solamente un incremento de presión de 25 lb/pg<sup>2</sup> en la cabeza.

Este ejemplo ilustra que una reducción en la presión de separación no necesariamente incrementa al gasto de producción. Sin embargo, para las mismas condiciones, un cambio en el diámetro de la línea de descarga tiene un gran efecto sobre la presión en la cabeza, como se indica en la Tabla III.9.

**TABLA III. 9**

<i>Diámetro L.D.</i> <i>pg</i>	$P_{sep}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	$P_{wh}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>
2	100	860
3	100	310
4	100	180

Este ejemplo ilustra la importancia de analizar cada componentes en forma separada y, entonces, combinando los componentes obtener el análisis total del sistema.

En el siguiente ejemplo se podrá notar que un cambio en la presión de separación indica una significativa reducción en la presión en la cabeza. Supóngase que se tiene una línea de descarga de 4,000 pies de longitud y 2 pg de diámetro, se está produciendo 1,000 bl/día con una relación gas/líquido de 1,000 pie<sup>3</sup>/bl, para una presión de separación de 300 lb/pg<sup>2</sup>.

¿Cual es el cambio en la presión en cabeza que se obtiene con una reducción de la presión de separación a 100 lb/pg<sup>2</sup>?. Esto se contesta revisando las presiones en la cabeza para las mismas condiciones, este análisis se hará también para una línea de descarga de 3 pg y 4 pg de diámetro. En la Tabla III.10, se presentan los resultados.

**TABLA III. 10**

$P_{sep}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Diámetro L.D.</i> <i>pg</i>	$P_{wh}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>
300	2	580
200	2	530
100	2	485
300	3	340
200	3	260
100	3	200
300	4	320
200	4	225
100	4	135

Para este ejemplo, un cambio en la presión de separación muestra un efecto significativo en la presión en cabeza, en particular para la línea de descarga de diámetro grande. Esto indica que, si la línea de descarga es grande, un cambio en la presión de separación realmente producirá un cambio en la presión en la cabeza.

### III.7. El yacimiento como nodo de solución

Aunque esta posición del nodo de solución puede tener un valor práctico menor, comparado con alguna de las otras posiciones, se presenta aquí para ilustrar que se obtiene el mismo gasto de producción sin importar la posición del nodo de solución.

La posición permite una ilustración sencilla del efecto del cambio de  $p_{ws}$ ; pero cambios en otras variables, tales como la relación gas-líquido y porcentajes de agua, no se incluyen en el ejemplo. Sin embargo, estas variables pueden ser incluidas cuando así se requieran. Así para un yacimiento con empuje por gas disuelto, con decrementos en la  $p_{ws}$ ; la relación gas - líquido se incrementa hasta un cierto valor a partir del cual decrece.

Para la  $p_{ws}$  como nodo de solución, los cálculos principian en el separador como posición final y se procede a determinar el valor de  $p_{ws}$  sumando todas la pérdidas de presión que se tienen hasta esta posición inicial. Observar la Figura 3.25

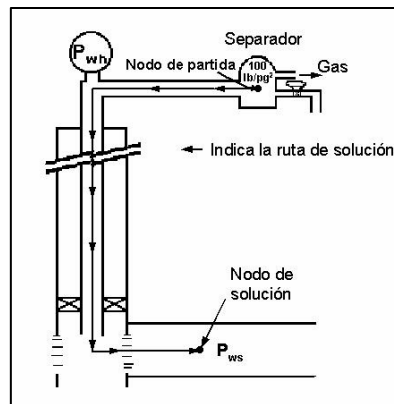


Fig. 3.25 Posición solución para la  $P_R$ .

#### III.7.1. Procedimiento para el nodo de solución ( $p_{ws}$ )

1. Se suponen gastos de producción.
2. A partir de la presión de separación (para el caso del ejemplo 100 lb/pg<sup>2</sup>) se calcula la presión en la cabeza requerida para mover los fluidos al separador, utilizando el método de flujo multifásico horizontal que se considere adecuado.

3. Utilizando las presiones en la cabeza calculadas en el paso anterior y empleando un método de flujo multifásico vertical apropiado, se determinan los valores de  $p_{wf}$  para cada uno de los gastos supuestos. Para el ejemplo, estos datos se encuentran en la Tabla III.11.
4. Con la  $p_{wf}$  calculadas en el paso anterior, se determina la  $p_{ws}$  requerida para cada gasto supuesto. Para el caso de constante, se tiene:

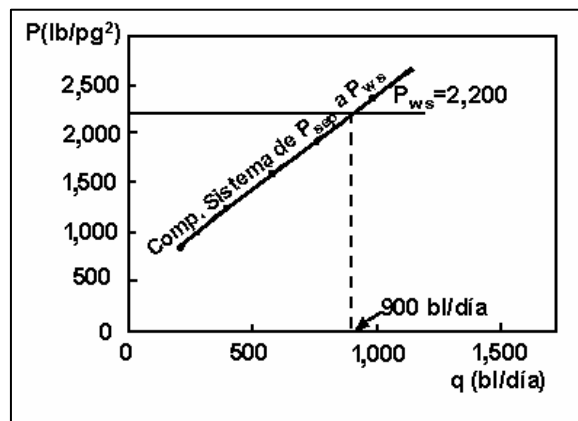
$$p_{ws} = p_{wf} + q/J \tag{3.7}$$

Los resultados de estos cálculos se encuentran en la Tabla III.11.

**TABLA III. 11**

<i>Gasto supuesto bl/día</i>	<i><math>p_{wh}</math> lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Gasto supuesto bl/día</i>	<i><math>p_{ws}</math> lb/pg<sup>2</sup></i>
200	115	750	950
400	140	880	1,280
600	180	1,031	1,630
800	230	1,220	2,020
1,000	275	1,370	2,370
1,500	420	1,840	3,340

Estos datos son para el caso de un índice de productividad constante, cuando no es éste el caso, un método de *IPR* (ver capítulo 2) tendrá que utilizarse. La Figura 3.26 presenta la solución para el caso de un índice de productividad constante y de nueva cuenta, se obtiene el gasto de 900 bl/día.



**Fig. 3.26 El yacimiento como nodo de solución.**

Tomando la  $p_{ws}$  como la posición del nodo de solución se puede rápidamente determinar el gasto de producción para cuando existe una variación en la presión estática del yacimiento. Sin embargo, en esta solución se supone que no existen cambios en la relación gas - líquido o en el porcentaje de agua producido. En la Figura 3.27 y en la Tabla III.12 se encuentran los gastos posibles para una serie de presiones estáticas del yacimiento.



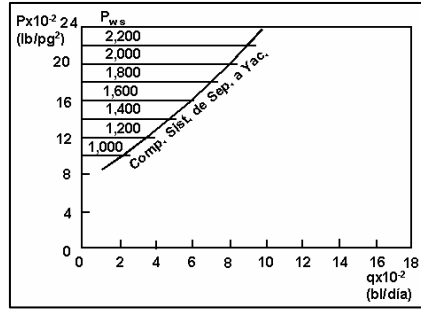


Fig. 3.27 Efecto del cambio en el valor de  $p_{ws}$ .

TABLA III. 12

$p_{ws}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	$q$ <i>bl/día</i>
2,200	900
2,000	800
1,800	690
1,600	580
1,400	470
1,200	360
1,000	240

La utilidad práctica de esta solución es cuestionable, dado que para condiciones normales, la relación gas - líquido cambia conforme la presión estática del yacimiento cae, por tanto se requerirá una nueva curva de comportamiento total del sistema para cada abatimiento.

### III.8. Sarta telescopiada

Existen varias razones para que una sarta telescopiada sea colocada en un pozo, pero una de las principales se relaciona con la utilización de una tubería de revestimiento corta en la terminación. Numerosas terminaciones, especialmente en pozos profundos requieren de la utilización de una tubería corta en la parte más profunda del pozo. Esta tubería corta restringe el diámetro de la tubería de producción que puede colocarse; el diámetro mayor de la tubería de revestimiento, arriba del punto de colocación de la tubería corta, permite la colocación de una tubería de producción de un diámetro mayor, desde la parte superior de la tubería corta hasta la superficie. El análisis nodal permite una solución fácil para determinar el efecto de los diferentes diámetros de tubería arriba de la tubería corta Figura 3.28.

Suponiendo que para el pozo del ejemplo trabajado anteriormente, es necesario colocar una tubería corta cerca de los 3,500 pies a través de la zona productora a 5,000 pies, y que el diámetro interior de esta tubería es tal que una tubería de producción de 2 3/8 de pg, es la mayor que se puede instalar. El problema es investigar el posible incremento en la producción con la instalación de una tubería de un diámetro mayor a 2 3/8 pg, arriba de la tubería corta, desde 3,500 pies hasta superficie.

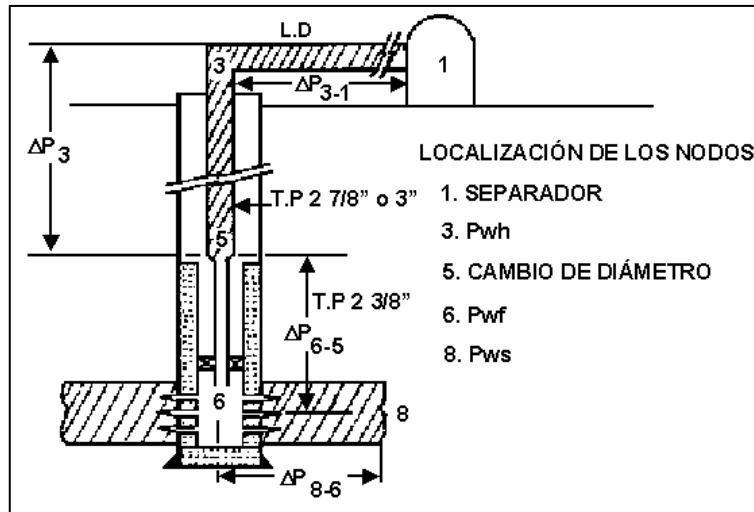


Fig. 3.28 Sistema de producción con tubería telescopiada.

Para dar solución a este problema, el nodo solución se sitúa exactamente en el cambio de diámetros, esto es 3,500 pies hacia el fondo del pozo y en la parte superior de la tubería corta.

Suponiendo que las opciones por analizar son, una tubería de 2 7/8, 3 1/2 o 2 3/8 pg, de diámetro exterior. La Figura 3.29 muestra la ruta de solución: a partir de cada posición final, esto es,  $p_{sep}$  y  $p_{ws}$ , converge a la posición del cambio de diámetro. Principiando en  $p_{ws}$ , se calcula  $p_{wf}$ , utilizando un método de flujo del yacimiento al pozo; entonces, empleando un método de flujo multifásico vertical adecuado, se determina la presión en la parte inferior del cambio de diámetros (abajo del componente telescopiado). Por otro lado, a partir de la presión de separación, se obtiene la presión en la cabeza, empleando un método de flujo multifásico horizontal adecuado, y se procede a determinar la presión en la parte superior del cambio de diámetros (arriba del componente telescopiado) utilizando un método de flujo multifásico vertical. Entonces, el sistema ha sido dividido en dos componentes, el componente arriba del cambio de diámetros y el que se encuentra abajo del cambio de diámetros.

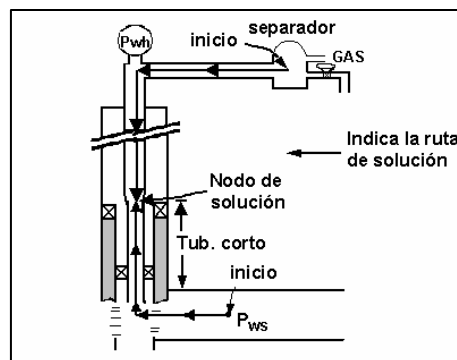


Fig. 3.29 Solución para tubería telescopiada.

### III.8.1. Procedimiento para el nodo de solución en la tubería telescopiada

1. Se suponen gastos.
2. Para el componente arriba del cambio de diámetros, se obtienen las presiones en la cabeza, para cada gasto supuesto. Estos valores han sido determinados previamente y se encuentran en la Tabla III.11.
3. Con los valores de presiones en la cabeza calculadas en el paso anterior, se procede a determinar las presiones en la parte superior del cambio de diámetros; para el ejemplo, tanto para una tubería de 2 7/8 pg, como para una de 3 1/2 pg, lo que representa una tubería de 3,500 pies de longitud hasta el punto. Esta información está tabulada en la Tabla III.13.

**TABLA III. 13**

<i>Gasto supuesto</i> <i>bl/día</i>	$p_{wh}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Presión arriba del componente telescopiada</i>	
		<i>2 7/8"</i> <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>3 1/2"</i> <i>lb/pg<sup>2</sup></i>
200	115	475	420
400	140	500	475
600	180	600	560
800	230	718	660
1,000	275	820	780
1,500	420	970	900

4. Para el componente abajo del cambio de diámetros, a partir de  $p_{ws}$ , se obtienen los valores de  $p_{wf}$  para cada uno de los gastos supuestos, utilizando un método para el cálculo del flujo del yacimiento al pozo.
5. Con los valores de  $p_{wf}$  calculados en el paso anterior y para cada uno de los gastos supuestos, se obtienen las presiones en la parte inferior del cambio de diámetros, utilizando un método de flujo multifásico vertical apropiado. Esto representa una longitud de 1,500 pies de una tubería de 2 3/8 pg de diámetro exterior. Estos valores se encuentran tabulados en la Tabla III.14.

**TABLA III. 14**

<i>Gasto supuesto</i> <i>bl/día</i>	$p_{wf}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Presión abajo del componente telescopiado</i> <i>lb/pg<sup>2</sup></i>
200	2,000	1,400
400	1,800	1,300
600	1,600	1,170
800	1,400	1,000
1,000	1,200	820
1,500	700	360

- Sé grafican las presiones arriba del cambio de diámetros (paso 3) contra las presiones abajo del cambio de diámetros (paso 5), para cada uno de los diámetros supuestos, como se presenta en la Figura 3.30.

La intersección de las dos curvas de comportamiento, en la conexión de las dos tuberías, indica un gasto de 1,020 bl/día para una tubería de 2 7/8 pg de diámetro exterior y 1,045 bl/día para una tubería de 3 1/2 pg de diámetro exterior. Para la tubería de 2 3/8 pg el gasto determinado fue de 900 bl/día. Puede notarse que el incremento en el gasto con el cambio de tubería de 2 3/8 pg a 2 7/8 pg es mucho más grande que para el cambio de 2 7/8 a 3 1/2 pg.

Se recomienda que se utilice una tubería de 2 7/8 pg como la tubería telescopiada superior, debido a que conforme la presión decrece y el gasto se reduce, la tubería de 3-1/2 pg pudiera ser muy grande y causar una inestabilidad en el flujo (cabeceo) o posible efecto de carga debido al resbalamiento del gas.

Este problema se puede resolver colocando el nodo de solución en cualquier punto del sistema; sin embargo, el procedimiento aquí seguido simplifica los cálculos. Este mismo procedimiento puede utilizarse si ocurre algún cambio en la configuración de las líneas de flujo, en algún punto de la ruta, para el sistema horizontal.

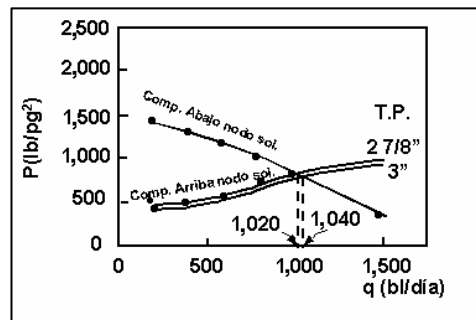


Fig. 3.30 Solución para tuberías telescopiadas.

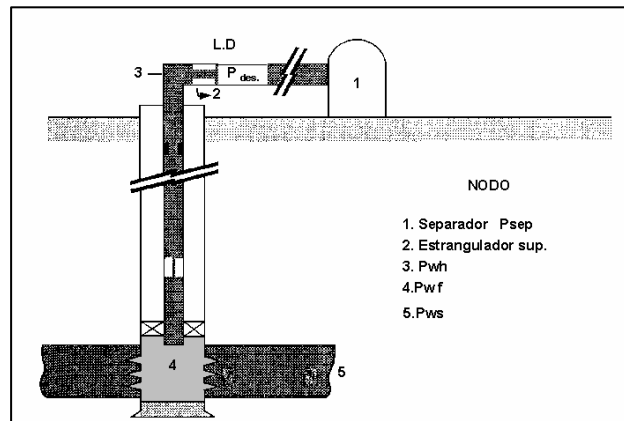
### III.9. Nodos funcionales

En las discusiones previas se supuso que no existen discontinuidades de presión a través del nodo de solución. Sin embargo, en un sistema de producción hay normalmente al menos un punto donde esta suposición no es cierta. Cuando existe una presión diferencial a través de un nodo, éste se denomina como un “nodo funcional”, dado que la respuesta presión - gasto puede ser representada por alguna función física o matemática. Un nodo funcional es aquel donde ocurre una pérdida inmediata de presión en una distancia corta. La Figura 3.1 muestra ejemplos de algunos componentes comunes en los sistemas que son nodos funcionales.

Algunos de los nodos funcionales más comunes son: los estranguladores superficiales y de fondo, las válvulas de seguridad, las terminaciones con empacamiento de grava y con perforaciones normales.

### III.9.1. Estranguladores superficiales

La ecuación de Gilbert es la más utilizada en los cálculos concernientes al flujo multifásico a través de estranguladores superficiales. Existen otras ecuaciones, algunas de ellas se discutieron en el capítulo anterior. La ecuación de Gilbert proporciona resultados razonables y es bastante adecuada para dar los requerimientos, de primer intento, en la selección del diámetro del estrangulador. En la Figura 3.31 se presenta un pozo en el que se encuentra instalado un estrangulador superficial.



**Fig. 3.31 Diagrama de un sistema de producción teniendo un estrangulador superficial instalado.**

Para la selección del diámetro correcto del estrangulador es necesario manejar un número de presiones en la cabeza para una serie de gastos de producción. Suponiendo que para el ejemplo visto anteriormente, se desea un gasto de 600 bl/día. En la Figura 3.12, se encuentran graficadas las presiones en la cabeza contra los gastos de producción, tomando la presión en la cabeza como nodo de solución. La presión en la cabeza, requerida para lograr el flujo a través de la línea de descarga hasta el separador, no entra en los cálculos, excepto para comprobar la validación de la ecuación de Gilbert en este caso. Por lo que, para el gasto de 600 bl/día, el valor de  $p_{wh}$  necesario es de 450 lb/pg<sup>2</sup>.

Resolviendo la ecuación de Gilbert para  $d_c$ :

$$d_c = \left( \frac{10R^{0.546} q}{P_{wh}} \right)^{1/1.89} \quad (3.8)$$

$$d_c = \left( \frac{10(400)^{0.546} (600)}{450} \right)^{1/1.89} = 22.4 / 64 \text{ pg} .$$

Se utilizaría el estrangulador de diámetro estándar más cercano o el diámetro exacto con un estrangulador ajustable.

Hay que hacer notar que el gasto del pozo, sin restricciones, es de 900 bl/día. La Tabla III.15 presenta los diámetros de estranguladores que se necesitan para una serie de gastos supuestos.

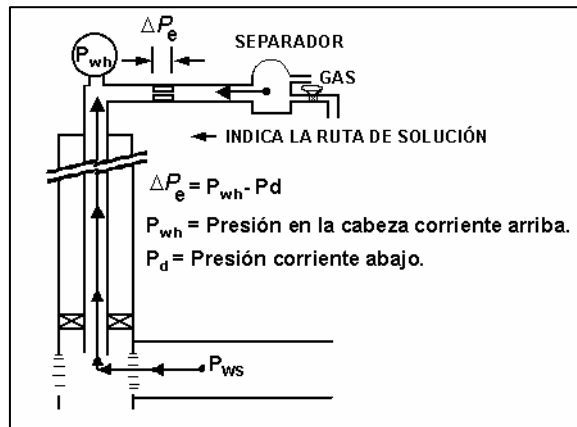
**TABLA III. 15**

<i>Gasto supuesto bl/día</i>	$p_{wf}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	$d_c$ : <i>64 avos pg</i>	$p_{wh\ horiz.}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>	$p_D/p_{wh}$
200	610	12.40	115	0.188
400	540	17.90	140	0.259
600	450	22.20	180	0.400
800	330	25.90	230	0.697

Solución para  $\Delta p$ , para un estrangulador en la cabeza del pozo

En la Figura 3.32, se indica la ruta de solución. En esta solución se usa la diferencial de presión disponible en la cabeza del pozo para resolver el problema del estrangulador y determinar los gastos posibles para los diferentes diámetros del mismo.

Las diferenciales creadas en la cabeza del pozo se obtienen tomando la cabeza del pozo como el nodo de solución, como se describió previamente en la sección 3.3. (Referencia Figura 3.12).



**Fig. 3.32 Esquema de solución para un estrangulador superficial.**

Procedimiento para el nodo de solución  $\Delta p_C$ .

1. Se suponen gastos de producción, se determina la presión en la cabeza necesaria para mover los fluidos hasta el separador. Por otra parte, se calculan las presiones en la cabeza para el sistema vertical a partir de  $p_{ws}$ , para cada uno de los gastos supuestos.

- Se grafican las presiones en la cabeza contra los gastos y se indican la  $\Delta p$ , como se muestra en la Figura 3.33.

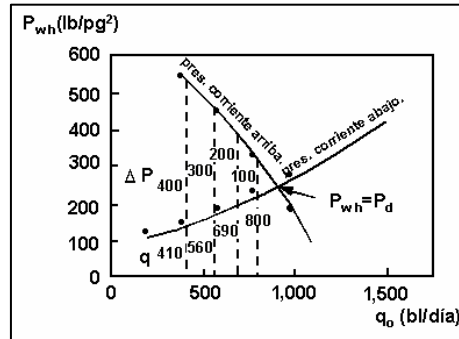


Fig. 3.33 Evaluación del estrangulador superficial.

- Se grafican los valores de  $\Delta p$  tomando de la Figura 3.33 en la forma que se presenta en la Figura 3.34.

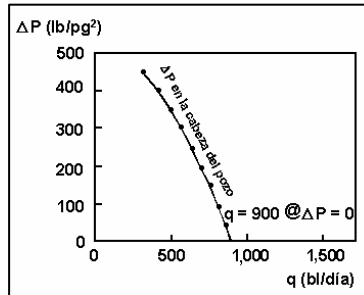


Fig. 3.34 Curva del comportamiento total del sistema para el caso de estrangulador superficial.

- Utilizando una ecuación de flujo a través de estranguladores que se considere adecuado, se suponen gastos y se determinan las presiones en la cabeza correspondiente.

Para el ejemplo, se utilizó la ecuación de Ros:

$$P_{wh} = \frac{17.4 R^{0.5} q}{S^2} \quad (3.9)$$

Se probaron los siguientes diámetros de estrangulador para los diferentes gastos supuestos: 16/64, 20/64, y 28/64 de pg. La Tabla III.16, presenta los resultados de los cálculos, se incluyen los valores de  $\Delta p$  entre la presión en cabeza requerida para mover los fluidos a través del estrangulador y la presión corriente abajo necesaria para mover los fluidos hasta el separador. (Referencia Figura 3.12).

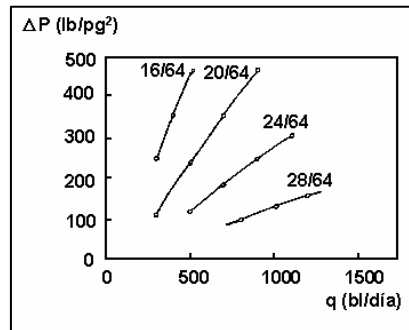
Para un pozo en particular, las ecuaciones de flujo a través de estranguladores de la forma de la de Gilbert, pueden ajustarse fácilmente para que reduzca de una manera más real las condiciones maneadas.

**TABLA III. 16**

$d_c$ $pg$	$q$ $bl/día$	$p_{wh} = p_{Dhoriz}$ $lb/pg^2$	$p_{wh\ est.}$ $lb/pg^2$	$p_D/p_{wh}$	$\Delta p_{est.}$ $lb/pg^2$
<b>16/64</b>	300	128	370	0.35	242
	400	140	484	0.28	354
	500	160	617	0.26	457
	600	180	741	0.24	561
<b>20/64</b>	300	128	237	0.54	109
	500	160	395	0.41	235
	700	200	553	0.36	353
	900	250	711	0.35	461
<b>24/64</b>	500	160	274	0.58	114
	700	200	384	0.52	184
	900	250	494	0.51	244
	1,100	300	603	0.50	303
<b>28/64</b>	800	227	322	0.70	95
	1,000	275	403	0.68	128
	1,200	330	484	0.68	154

Los  $\Delta p$  calculadas son únicas para el sistema del ejemplo, puede notarse que para cada caso se hizo una comprobación, para asegurar que  $p_D/p_{wh} \leq 0.7$ .

- De la Tabla III.16, se grafican las  $\Delta p$  para cada diámetro de estrangulador como se muestra en la Figura 3.35.



**Fig. 3.35 Comportamiento de estranguladores.**

- Los resultados de las Figuras 3.34 y 3.35, se presentan en una forma similar a la Figura 3.36.

La Figura 3.36, muestra el comportamiento total del sistema para los diferentes diámetros de estrangulador. Las curvas de comportamiento del sistema muestra los “ $\Delta p$  requeridas”, para los diferentes gastos, considerando el comportamiento del sistema en forma completa, desde el yacimiento hasta el separador. Las curvas de comportamiento del estrangulador muestran las “ $\Delta p$  creadas” para los diferentes gastos, considerando el comportamiento del estrangulador para los diferentes diámetros.



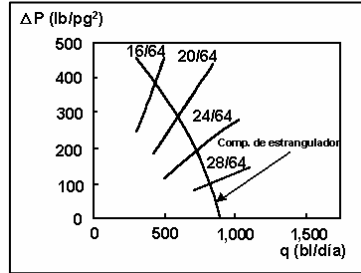


Fig. 3.36 Comportamiento del sistema para diversos estranguladores.

Los puntos de intersección entre las “ $\Delta p$  creadas” y las “ $\Delta p$  requeridas” proporciona los gastos posibles. Por ejemplo, el gasto se reduce de 900 bl/día a 715 bl/día con la instalación de un estrangulador en la cabeza del pozo de 24/64 de pg.

La Figura 3.37, muestra otra presentación que se usa frecuentemente para evaluar los estranguladores superficiales. El nodo de solución se coloca en el fondo del pozo, para la solución presentada en la parte superior de la Figura 3.37. En este caso, la solución se obtiene principiando con la presión de separación y se calculan todas las caídas de presión hasta el fondo de la tubería de producción, es decir, al centro del intervalo perforado, para encontrar la presión de fondo fluyendo.

La solución de la parte inferior de la Figura 3.37, presenta las presiones en la cabeza calculadas a partir del comportamiento del sistema vertical, graficadas contra las curvas de comportamiento horizontal, en donde se incluye al estrangulador. Las tres porciones de solución dan el mismo resultado.

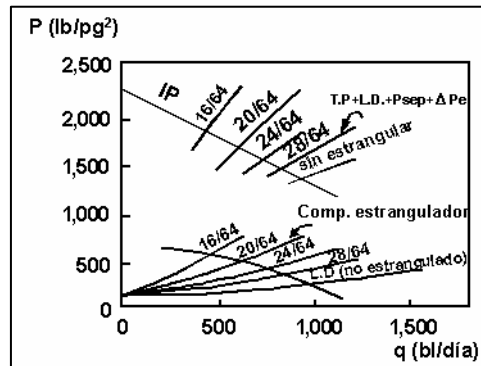


Fig. 3.37 Evaluación de estranguladores superficiales.

### III.9.2. Válvula de seguridad

Hay varios tipos de válvulas de seguridad abajo del agujero que están corriéndose presentemente en pozos de aceite y gas en los Estados Unidos así como en otros países. Estas válvulas pueden ser divididas en dos categorías que son, las válvulas de seguridad controladas en la superficie y válvulas de seguridad controladas en la subsuperficie. Estas válvulas de seguridad, normalmente con diámetros interiores menos que la tubería de

producción en que ellas se instalan, crea ciertas pérdidas de presión en la corriente de flujo. Las válvulas de seguridad controladas en la superficie pueden instalarse como las válvulas totalmente abiertas, pero la mayoría de éstos debe estar entubando para tener el mismo diámetro interno como la T.P. Presentemente, algunas válvulas son recuperadas y todavía abren totalmente. La válvula de seguridad controlada en la superficie es normalmente recuperada con la línea de acero que los medios ofrece una restricción de flujo a través de él.

Las válvulas totalmente abiertas pueden hacerse si acepta una válvula restringida con línea de acero y cuando llega a ser necesario.

Las válvulas de seguridad controladas en la subsuperficie son de dos tipos: (1) Las válvulas controladas por la velocidad o diferencial y (2) Las válvulas actuadas por la presión (similar a una válvula de B.N.).

El procedimiento de diseño siguiente es para cualquier válvula de seguridad que sirve como una restricción en la sarta de la tubería pero es específicamente aplicable para una válvula de seguridad que requiere una presión diferencial de cierre.

Procedimiento de diseño para la velocidad actuante para la válvula de seguridad.

Referencia en la Figura 3.38 de la situación de una válvula de seguridad. Esta posición varía y puede cambiar de un fabricante al siguiente basado en ciertos requisitos de presión. El procedimiento siguiente se dio por Mach, Proaño, y Brown<sup>20</sup> y es esencialmente igual al artículo original encontrado.

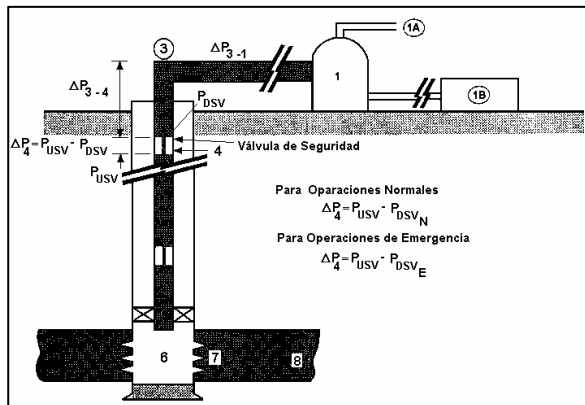


Fig. 3.38 Solución válvula de seguridad.

La localización de la válvula de seguridad es considerada un nodo (la posición de la solución), y se convergen las presiones en él de ambas direcciones (Referencia en la Figura 3.39). La presión bajo la válvula de seguridad es una combinación de la curva de actuación del flujo hacia dentro (la habilidad del pozo para producir) y la caída de presión vertical multifase del fondo del pozo al fondo de la válvula de seguridad. Esto define la presión bajo la válvula de seguridad (presión corriente arriba) para los varios gastos del pozo. La Figura 3.40 muestra la condición de la emergencia. La presión justo anterior a la válvula de

seguridad (la presión corriente abajo) es una combinación de la caída de presión multifase horizontal y vertical del separador a la cima de la válvula de seguridad.

Pueden construirse las curvas de emergencia de respuesta para representar la presión sobre la válvula de seguridad bajo las condiciones de la emergencia. Esta presión es la caída de presión multifase vertical de una selección de emergencia de presión en la cabeza del pozo a la cima de la válvula de seguridad. Entonces, cómo el pozo responderá para diferentes tamaños de estranguladores en la válvula de seguridad para condiciones normales y de emergencia son determinadas.

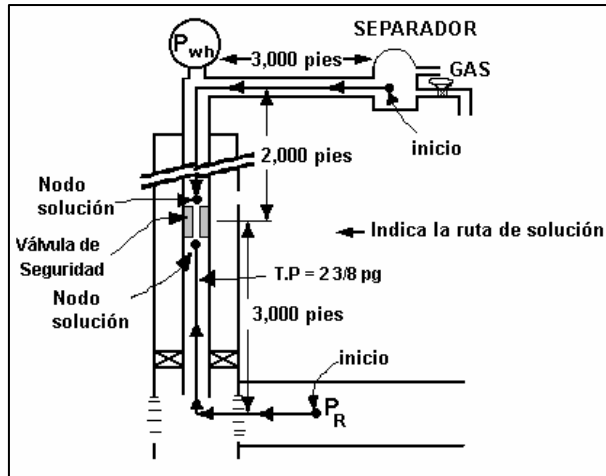


Fig. 3.39 Válvula de seguridad en condiciones normales.

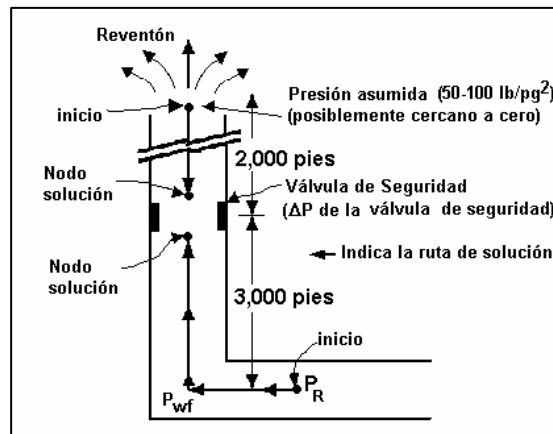


Fig. 3.40 Válvula de seguridad en condiciones de emergencia.

La solución para determinar la pérdida de presión por la velocidad o la diferencial controlada por la válvula de seguridad es similar a la solución del estrangulador de superficie. Una determinación de gastos posible contra presiones diferenciales creadas a la posición de válvula de seguridad es primero determinado. Entonces, basado en requisitos de diferenciales para actuar la válvula de seguridad, un tamaño del orificio apropiado para la válvula de seguridad puede seleccionarse.

## CAPÍTULO IV

### CONCEPTOS RELACIONADOS CON EL EMPACAMIENTO DE GRAVA

#### IV.1. Introducción

En este capítulo se presentan aspectos relacionados con el control de arena y los métodos para una mejor optimización de la producción debido a los riesgos que estos presentan, mencionando los criterios que se utilizan para el empacamiento de grava, ya que de esto depende que se obtenga una producción óptima sin mayores costos.

Se dan a conocer las fases necesarias del programa de operación adecuada para el empacamiento de grava en la terminación de un pozo, para el control de arena; así como el diseño y terminación con empacamiento de grava tomando en cuenta diferentes aspectos para la producción óptima de los hidrocarburos.

#### IV.2. Control de arena

La presencia de arena es un problema grave en los pozos petroleros. El contenido de arena en los fluidos que se producen en un pozo puede ocasionar daños al equipo de producción (tuberías, conexiones, válvulas, estranguladores, etc.), por su alto poder abrasivo y lo problemático de su manejo provoca un aumento en los costos de producción. Por otro lado, la migración de la arena puede causar que la parte inferior del pozo frente a la zona productora se llene de sólidos y cause restricciones a la producción o la suspenda totalmente.

El empacamiento de grava consume tiempo y costos, pero es el mejor método para el control de arena. Los trabajos por Statoil son continuos para el mejoramiento de la tecnología en empacamiento de grava junto con otros métodos de control de arena, tal como la química de consolidación de arena, para incrementar la presión de formación donde la formación es fracturada y las fracturas son llenadas de arena por medio de las bombas.

Un empacamiento de grava es un filtro que impide la entrada de arena al pozo junto con el flujo de aceite o gas.

La producción de arena se vuelve un problema cuando se reduce o detiene la producción de hidrocarburos, corroe el equipo superficial y del fondo del pozo, causando problemas o colapso de la T.R.

La eliminación aceptable de arena producida, el desarrollo práctico de una buena terminación, y el enfoque de análisis de sistemas para evaluar la terminación de pozos ha aumentado la productividad en terminaciones con control de arena.

El éxito del control de arena está deteniendo la producción de carga de sólidos, mientras mantiene la producción óptima de los fluidos. Deteniendo fácil la producción de arena. Simplemente es un tapón fijo de cemento o cierre del pozo. La parte difícil es mantener una terminación eficiente a la cuál fluirá o es controlada la arena producida con poca o ninguna caída de presión a través de la terminación. Cerrando o ahogando antes el pozo no es considerado exitoso el control de arena porque reduce la producción. Deteniendo la producción de carga de los sólidos asentada, necesariamente no significa que ese material de la formación no se producirá. En la Costa del Golfo, el límite práctico para la producción de arena es 0.1% (600 lb/1,000 bl) medido en una centrifuga.

### IV.3. Métodos de control de arena

Los métodos básicos de control de arena practicados son:

a) **Empacamiento con grava.** En el empaque los fluidos cargados de grava se bombean dentro del pozo alrededor de un cedazo o liner. Esto crea un filtro en el fondo del pozo que permite a la arena de la formación formar un puente con el empaque de grava, mientras impide fluir a la arena de formación pero permitiendo la producción de aceite o gas. Se muestra en la Figura 4.1.

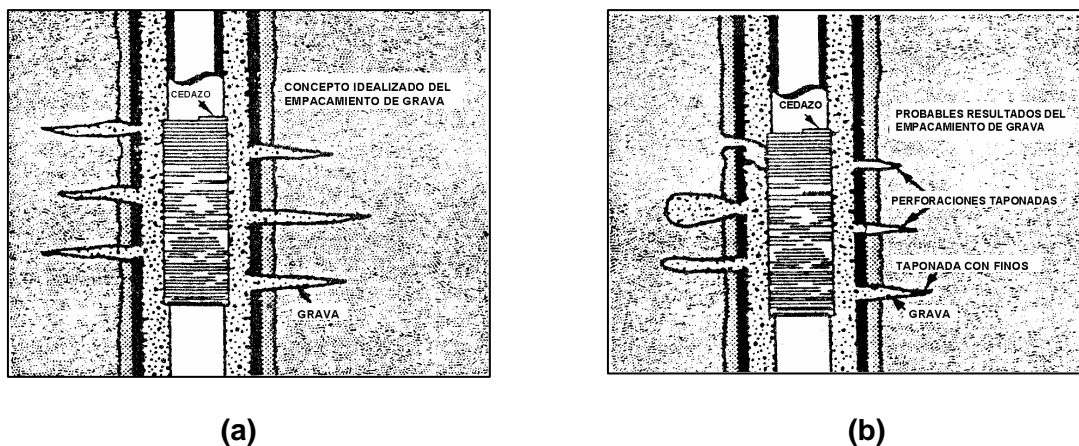
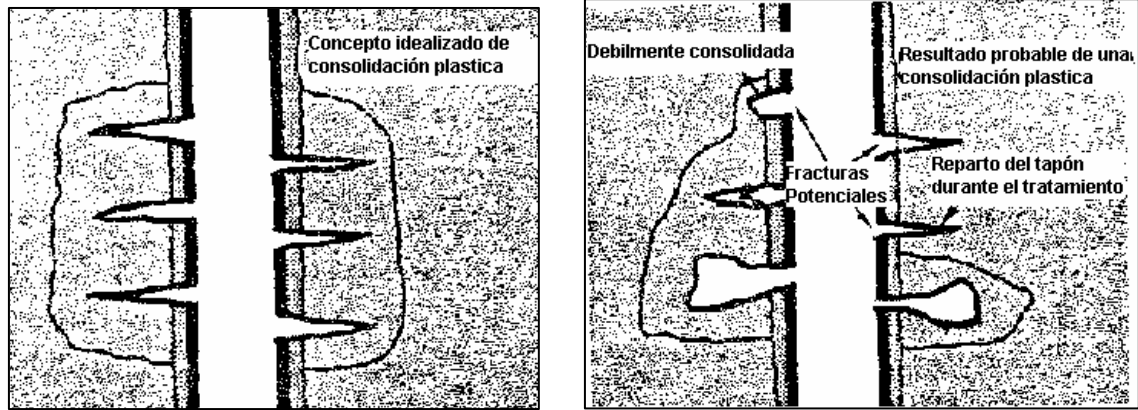


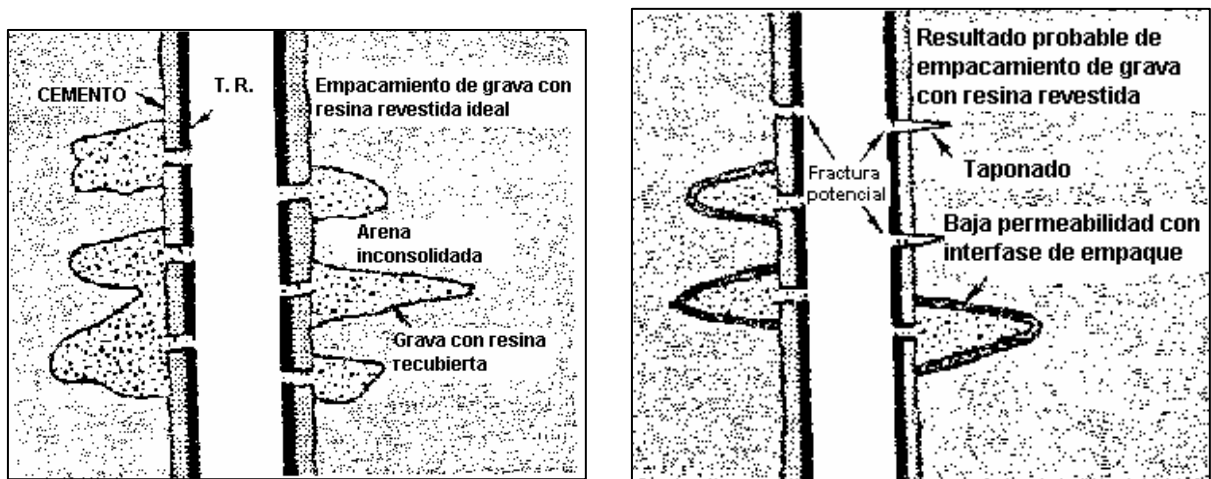
Fig. 4.1 (a) Concepto ideal del empaque de grava, (b) resultado probable de campo.

b) **Consolidación de arena de formación.** Una serie de químicos se bombea secuencialmente en la formación para la consolidación de arena de formación. Estos químicos reaccionan para consolidar o fortalecer la formación. La Figura 4.2. muestra concepto ideal y los resultados probables.



a) (b)  
**Fig. 4.2 Consolidación de arena de la formación.**

c) **Lechada de resina en la arena.** Una lechada de resina de consistencia plástica y empaque de grava en la arena o prevestida de grava se bombea dentro del pozo, permitiendo el restablecimiento y después se perfora, mientras se dejan los túneles de disparos empacados con grava y una cubierta plástica. La Figura 4.3. muestra el concepto ideal y los resultados probables.



(a) (b)  
**Fig. 4.3 Mezcla de resina en arena.**

#### IV.4. Criterio de diseño del empacamiento de grava

En la selección del tipo de control de arena deben considerarse los siguientes factores:

- Costo inicial.
- Efecto en la productividad.
- Tipo de arena de formación.

- Presencia de secciones múltiples.
- Nivel de agotamiento de la presión del yacimiento.
- Historia de la producción de arena.

Por experiencia los dispositivos para el control de arena deben instalarse antes de que se presente un problema que origine elevados costos de reparación en las instalaciones. La decisión de sí se instala o no un dispositivo de control de arena está normalmente en función de los factores de costo combinados con la experiencia de riesgo en una zona dada.

El costo de los riesgos por la instalación inicial, reducción de la productividad provocada por algunos de los métodos de control y/o el equipo adicional al pozo se puede comparar con:

- a) Riesgo de la producción de arena al inicio, si el control de arena no es aplicado primeramente.
- b) Costo de una reparación en la falla de la instalación al prevenir la producción de arena o provoqe gastos restringidos debido al daño.

En los problemas de predicción, los factores que generalmente tienen influencia en la tendencia de la producción de arena son:

- Profundidad del yacimiento.
- Gasto de flujo.
- Cementación, compresibilidad y permeabilidad de la formación.
- Superficie expuesta al flujo.
- Tipo de fluido producido.
- Características de la arena de formación.
- Abatimiento de presión.
- Presión del yacimiento.

El primer paso en un empacamiento de grava es obtener una muestra de material de la formación.

Los métodos normalmente disponibles para obtener las muestras de la formación se listan en el orden de preferencia:

- Núcleo con camisa de hule.
- Núcleo convencional.
- Núcleo de pared.
- Muestra achicada.
- Muestra producida.

Las muestras de **núcleos con camisa de hule** o convencionales son las mejores y las muestras más representativas que pueden obtenerse. Ellas son también las más costosas y difíciles para obtener. Debido al costo acumulado, se usan raramente en los diseños de empacamiento de grava. La toma de núcleos con camisa de hule o **convencionales** deben alentarse, sobre todo en los pozos de desarrollo, porque ellos proporcionarán el material de la muestra suficiente para realizar la difracción de rayos X, solubilidad ácida, y la relación de mineralogía. Son necesarias para diseñar la mejor terminación.

Los **núcleos de pared** están más prontamente disponibles y se toman con una herramienta con línea eléctrica antes de correr la tubería de revestimiento de explotación a través del intervalo de terminación. Estos núcleos son fáciles de obtener y se recomienda dos muestreos. Una de estas muestras puede ser usada por los geólogos para su análisis y el otro puede ser usado para el control de arena, análisis granulométrico, difracción de rayos X, SEM (examen micrográfico del electrón), y la solubilidad ácida.

Estos núcleos de pared deben tomarse a intervalos de 1 pie a lo largo del intervalo productor completo. La arena en un núcleo de pared es generalmente más pequeña que la verdadera arena de la formación. Esto es causado por la compresión cuando el barril de núcleo de pared se despidió de la formación. Sin embargo, este factor puede tenerse en cuenta al diseñar un empaque de grava.

Las muestras achicadas o producidas no son verdaderamente representativas, pero son mejores que ninguna muestra. **La muestra achicada** de arena es normalmente más grande que la arena de la formación pero puede ser más pequeña, dependiendo de cómo se obtenga la muestra. Si el pozo estaba cerrado durante un largo tiempo y la primera muestra achicada completa se analiza, las partículas serán las más pequeñas porque ellas serán las últimas en establecerse fuera de la columna de fluido. Sin embargo, si se tiene llena y analiza la tubería de producción tapada con una de las últimas cucharas, la muestra puede ser más grande que la arena de la formación porque estas partículas son más pesadas y más grandes y fueron las primeras partículas en colocarse fuera de la columna del fluido. Esto debe tenerse en cuenta al diseñar un empaque de grava basado en la muestra achicada.

Las **muestras producidas** son pobres porque éstas son generalmente desgastadas y son normalmente más pequeñas que la arena de la formación; y la situación en que estas muestras se toman puede afectar la distribución del tamaño. Al diseñar un empacamiento de grava basado en una muestra achicada o producida, es bueno diseñar en el lado conservador.

- 1. Determinación del tamaño de grava.** Para determinar el tamaño de la grava, debe realizarse un análisis granulométrico de la arena de formación. Etapas preliminares incluyen el lavado de la muestra con solventes para quitar cualquier hidrocarburo residual y secarla para permitir el análisis granulométrico seco. La muestra se criba y se separa, y el porcentaje de peso retenido es medido. El peso y porcentaje retenido se obtiene para cada malla y determinar el tamaño de grava. Después del análisis granulométrico, el 50% es determinado trazando el porcentaje de peso retenido contra el tamaño de grano en un papel logarítmico. Este diámetro de grano se multiplica por



cinco o seis y se vuelve el diámetro de grano promedio para el tamaño de la grava seleccionada. Un ejemplo semejante de análisis granulométrico es ilustrado y graficado en la Figura 4.4. La Figura 4.5 es una representación gráfica del diámetro determinado por el 50%.

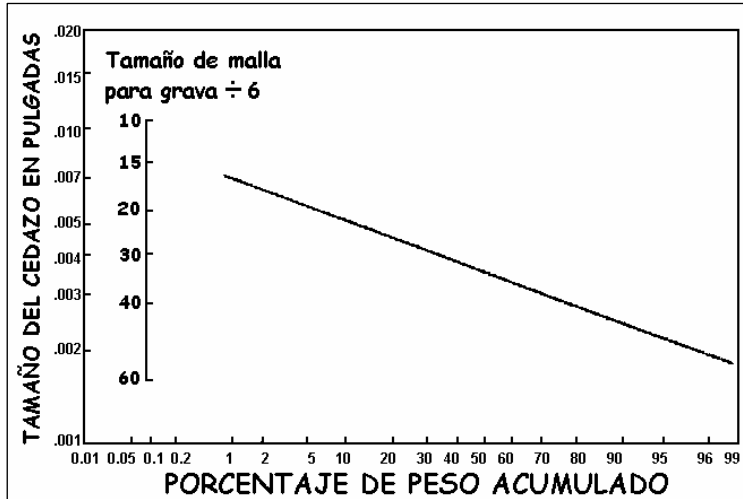


Fig. 4.4 Curva logarítmica del análisis granulométrico.

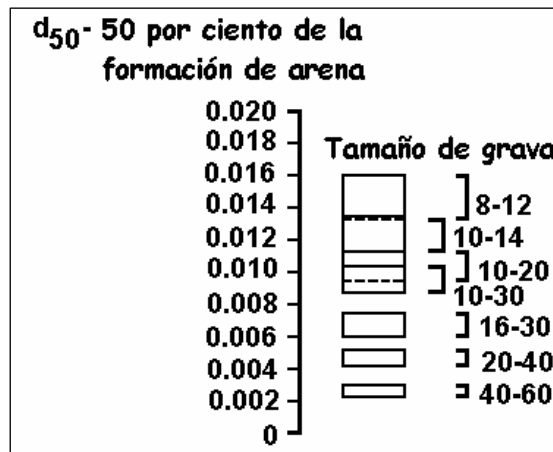


Fig. 4.5 Tamaño de grava recomendado comercialmente.

Este método es basado en el trabajo de Saucier<sup>25</sup>, quién determinó en la práctica la relación de diámetro óptimo que existe entre la arena de formación y el empaque de grava. Una representación gráfica de esto se ilustra en la Figura 4.6. Es importante notar cuando la relación de diámetro de grava entre la arena de la formación y el empaque de grava es menor de cinco o seis, no se produce arena.

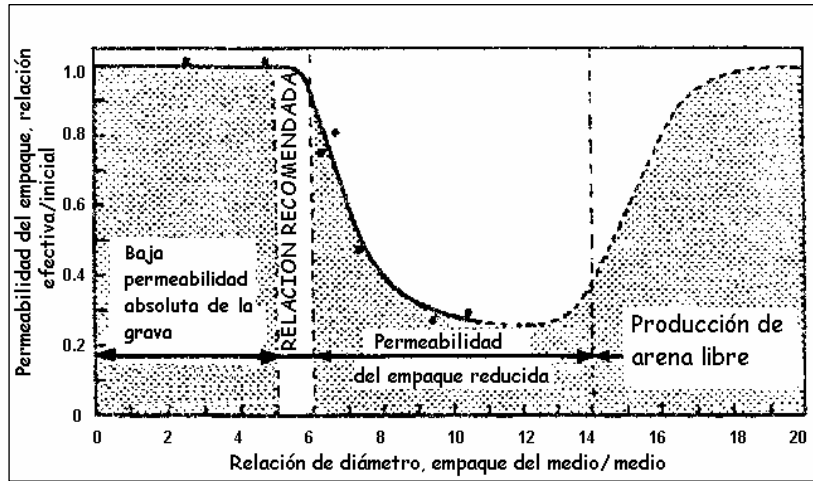


Fig. 4.6 Representación gráfica del tamaño de grava.

Cuando la relación de diámetro de arena de la formación y empaque de grava está entre seis y doce, la arena de formación puede emigrar en el empaque de grava, parcialmente puede tapanlo, y puede reducir su permeabilidad.

Cuando la relación de diámetro de arena de la formación y empaque de grava es mayor que doce, el material de la arena de formación puede fluir libremente a través del empacamiento de grava y permite el cedazo o liner así como en el fondo del pozo y el equipo superficial ser suspendido. Un trabajo anterior de Coberly<sup>3</sup> demostró esta relación de diámetro, sin embargo, esta determinación no fue aplicada directamente. La Figura 4.6 ilustra que la relación de diámetros de la arena de la formación debe ser más pequeña que 6.5 veces el diámetro de la arena de empaque de grava.

**2. Selección de grava.** El tamaño de la grava debe ser muy específico. Es decisivo que el tamaño correcto de grava se coloque y ordene. Esto permitirá lograr la relación del diámetro preciso. Surge desorden cuando se usa “malla” y no-malla americana o malla Tyler para especificar el tamaño de grava. En diferentes partes del mundo, se usan diez diferentes clasificaciones de tamaños de grava. Es importante la relación del diámetro de grava en el empaque y la arena de formación mantenida en cinco o seis, medida la malla americana, en pulgadas o milímetros.

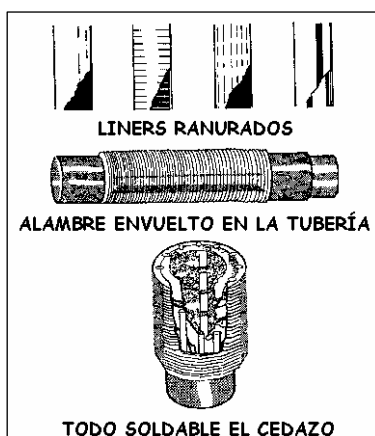
La selección apropiada y control de calidad de la grava usada en el empaque es esencial. Deben todas las gravas usarse en el control de arena “según especificaciones API”. Estas especificaciones incluyen:

- 1) Contenido alto de cuarzo (96-100%).
- 2) Grano redondo (esfericidad y redondez 0.6 o mayor).
- 3) No más de 2% menos el rango del tamaño o 4% total del rango del tamaño especificado.
- 4) Solubilidad ácida menos de 1% en 12% de clorhídrico por 3% de fluorhídrico en 1 hr. a 72 °F.

Las gravas normalmente disponibles incluyen:

- Malla americana 12-20.
- Malla americana 20-30.
- Malla americana 20-40.
- Malla americana 30-40.
- Malla americana 40-50.
- Malla americana 40-60.
- Malla americana 50-70.

- 3. Tamaño de la ranura del cedazo.** El tamaño de la ranura del cedazo debe ser tan grande como sea posible y retener toda la arena en el empaque de grava. El área de flujo o área de entrada en los liners ranurados es mucho más crítica que el área de entrada en el acero inoxidable, cedazos todos soldables. Con los cedazos todos soldables, gastos tan altos como 500 BPD/pies resultando en caídas de presión de sólo 3 -5 lb/pg<sup>2</sup>.
- 4. Selección de cedazos.** El tipo de cedazo o liner usado para completar un empacamiento con grava en el pozo es principalmente determinado por la economía y productividad del pozo. Hay tres tipos básicos de cedazos y liners para empacamiento con grava en pozos en la industria petrolera, se muestra en la Figura 4.7. Estos se listan en orden de preferencia:



**Fig. 4.7 Liners y cedazo.**

- 1) Todo soldable, la base de la tubería de acero inoxidable ofreciendo mayor resistencia a la corrosión, vida más larga, y mayor área de entrada.
- 2) Alambre envolvente en la base de la tubería haciendo un reborde, corte Gruv o envuelto directamente en la base de la tubería. El alambre se sostiene en el lugar con soldaduras o cordón. Este tipo es más susceptible a la corrosión y es más difícil de quitar durante las operaciones de reparación de pozos. También tiene una mayor caída de presión causada por el área reducida en la entrada.

- 3) Los liners ranurados generalmente se colocan cuando los intervalos productores son grandes con baja productividad o cuando el análisis económico no justifica que sea todo soldable o alambre envolvente en el cedazo. Los liners ranurados son muy susceptibles a la corrosión y tienen una área de flujo más pequeña que todos los soldables o alambre envolvente en los cedazos. Esto restringe el área de flujo creando una caída de presión alta, y aumentar la probabilidad de tapar con los finos y escombros. Su uso no es recomendable.

El control de calidad en los cedazos y liners son esenciales. La falta de control de calidad puede permitir la producción de grava, produciendo una reducción fuera del cedazo o liner y una reparación de pozo mayor. Usando una calibración mecánica de sondeo para verificar el espacio. Verificar el espaciado cada pie y rechazar el cedazo si el espacio es mayor que 0.001 pg superior a la especificación o si el 20% de los espacios es menor de 0.002 pg inferior al tamaño.

5. **Diámetros de cedazos.** En un agujero ademado, 3/4 a 1 pg de espacio radial entre el cedazo y T.R. se debe suministrar la grava. Esto permite un volumen mayor para fluir libremente la grava, y puentes o raspaduras no se realizan en el empaque. También mantiene un espacio adecuado una herramienta de lavado si el cedazo necesita ser quitado en el futuro. La tabla siguiente puede usarse como una guía para los diámetros del cedazo dentro de los agujeros ademados.

**TABLA IV. 1**

<i>Diámetro de la T. R.</i>		<i>Diámetro máximo del cedazo</i>		
<i>Diámetro exterior, pg.</i>	<i>Peso total, lb</i>	<i>Diámetro exterior, pg</i>	<i>Diámetro externo de la tubería, pg</i>	<i>Diámetro exterior de la línea, pg</i>
4	9.5	3.548	1	1.815
4 1/2	11.6	4	1 1/4	2.160
5	18	4.276	1 1/2	2.400
5 1/2	17	4.892	2 3/8	2.875
6 5/8	24	5.921	3 1/2	4
7	29	6.184	4	4.500
7 5/8	33.7	6.765	4	5.500
9 5/8	47	8.681	5 1/2	6

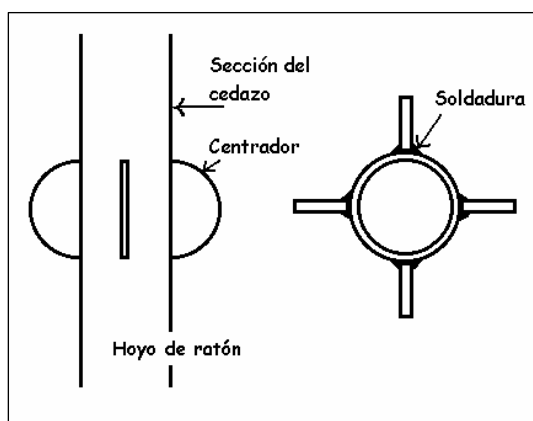
En una terminación en agujero descubierto, un mínimo de 2 pg de espacio radial debe proporcionarse entre el cedazo y el agujero. Esto permitirá algunas irregularidades del agujero.

6. **Centrador del cedazo.** Los centradores son una parte esencial para el éxito del empaque de grava (referencia en la Figura 4.8). Descentradores de cedazos y liners pueden disponerse siguiente de una perforación que impide la entrada de arena en esa perforación. También, si el flujo ocurre a través de esa perforación, la arena de

formación corroerá el cedazo y liner en el fondo del agujero. Generalmente algunos seguimientos para la colocación del centrador son:

- ángulo de desviación 0-30° cada 15 pies.
- ángulo de desviación 30-45° cada 10 pies.
- ángulo de desviación mayor a 45° cada 5 pies.

El centrador debe ser soldable en la parte frontal, tipos de aletas en la T.R. y tipos arqueados para agujero descubierto. El uso de tornillo de aluminio en centradores debe eliminarse porque son muy susceptibles al desgaste en el agujero y es 100% soluble en 15% de ácido clorhídrico.



**Fig. 4.8 Centradores.**

**7. Preparación del pozo para el control de arena.** Un pozo que se ha preparado para el control de arena debe almacenar agua muy limpia como para beberla. Algo menor que esto aumenta la probabilidad de daño de la formación y disminuye las oportunidades de éxito. La práctica exitosa de control de arena es como montar multifases de activación hacia la luna: si una fase no es disparada o en el caso de control de arena si un paso es abandonado, no se obtiene el objetivo. Esta complicada atención a detalle hace más difícil el control de arena para una terminación con éxito completa.

La atención cuidadosa de seleccionar las más buenas técnicas de perforación y mantener apropiadamente el mayor efecto en los fluidos de terminación para el éxito del control de arena. La perforación para el control de arena es afectada más por el área de entrada (diámetro de disparos) que por la profundidad o penetración. Seleccionando el diámetro de disparo más grande posible. La densidad de disparos requerido puede determinarse también.

Una vez que los disparos de grande diámetro se realizan, debe limpiarse hacia fuera. La perforación bajo balance ha demostrado ser el método mejor de limpieza de los disparos.

La pautas siguientes pueden ser consideradas al seleccionar un método para limpiarse fuera de estos disparos.

8. **Procedimientos de colocación de la grava.** Los procedimientos de colocación principal consisten en un empaque circulante, un empaque a presión, o una combinación (vea Figura 4.9).

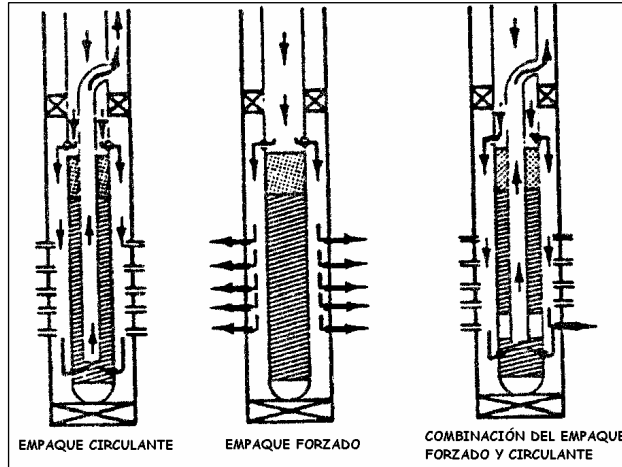


Fig. 4.9 Procedimiento de colocación de la grava.

9. **Empaque circulante.** Un empaque circulante usa una herramienta de sección acanalada y casquillo para poner la grava alrededor del cedazo o liner. La grava se bombea debajo de la tubería y fuera de la sección acanalada. Se conducen y retornan a través del cedazo o a través de un cedazo indicador hasta que un tapón con sustentante se consiga. Este método no es muy eficaz en colocar la grava a través de las perforaciones. Este método es muy eficaz con empaque de grava en agujero descubierto e intervalos más largos.
10. **Empaque forzado.** Con el método de empaque forzado, la lechada del empaque de grava se bombea en la formación y alrededor del cedazo sin retornar a través del cedazo. Esto continúa hasta obtener el tapón sustentante. Estos métodos son muy eficientes al colocar la grava a través de las perforaciones pero se limita a los intervalos de 45 pies o menos.
11. **Combinación del empaque forzado y circulante.** Este método es el mejor y más versátil para usar. La lechada se circula en el lugar retornando a través del indicador bajo. Cuando un volumen calculado se bombea o un aumento de presión se observa, la herramienta se coloca en la posición de presión hasta obtener un tapón sustentante. La herramienta puede colocarse ahora en la posición de circulación superior retornando a través del cedazo de producción hasta obtener el tapón sustentante. La serie puede repetirse hasta un volumen adecuado de grava bombeado.

## 12. La selección de volumen de la lechada y empaque circulante en tubería ciega.

- Recubrir las perforaciones con un mínimo de 5 pies en cualquier lado.
- Correr el cedazo en todo el conducto hacia el fondo; eliminar el tubo ciego o tubo corto debajo del cedazo.
- Correr un mínimo de 90 pies en tubo ciego cuando lo permita el espacio.
- Bombear un volumen de arena teniendo un volumen de lechada suficiente para cubrir el cedazo completamente y dar 60 pies en un yacimiento cuando la grava se ha instalado.

## 13. Empaque forzado.

- Recubrir las perforaciones con un mínimo de 5 pies en cualquier lado.
- Correr el cedazo en todo el conducto hacia el fondo; eliminar el tubo ciego o tubo corto debajo del cedazo.
- Bombear un volumen de lechada que contiene un volumen suficiente de grava para cubrir el cedazo, dar 60 pies en yacimiento, y también permite 1/4 - 1/2 pies<sup>3</sup>/pie de disparo en la formación.
- Una regla general es permitir cuatro veces tanto el tubo ciego como el cedazo para 15 lb/gal de lechada de arena y cinco veces tanto el tubo ciego como el cedazo para 10 lb/gal de lechada de arena.

**14. Fluidos de empaque de grava.** Se han logrado controles de arena exitosos y terminaciones con permeabilidad altas usando lechadas de fluidos de viscosidad altas con concentraciones superiores de grava. Esta técnica de empacar con grava el exterior del fondo del pozo para establecer una región de permeabilidad alta. La técnica de empaque con grava ha mostrado un grado alto de éxito en las aplicaciones de campo y evaluación.

El uso del tratamiento de empaque con grava convencional 1/2 a 1 lb de grava por galón transportando el fluido no viscoso, agua salada normalmente filtrada o aceite. Esta técnica requiere que sea bombeado el fluido a una velocidad de 3 a 6 bl/min para impedir que la grava disminuya en el exterior o formar un puente en los disparos. Estas velocidades altas de fluidos junto con la concentración baja de grava resultan en un efecto muy eficiente de destruir la arena.

El mezclado lógico de arena de formación y grava resulta en una región de permeabilidad baja alrededor del fondo del pozo. Esto redujo los resultados de permeabilidad con el deterioro de la producción observando después el empaque con grava en técnicas convencionales.

Se han desarrollado sistemas de empaque con grava que permiten colocar la grava fuera de los disparos y establecer un filtro muy permeable alrededor del fondo del pozo.

La técnica de empacar con lechada en concentraciones altas de grava en un fluido de transporte viscoso tiene las características siguientes:

- (1) La técnica minimiza la mezclar de arena de formación y grava porque:
  - a) Fuerza el fluido conductor viscoso a la pérdida de arena de formación fuera del fondo del pozo para represionar la formación.
  - b) La concentración alta de grava en el transporte del fluido viscoso, junto con las velocidades bajas de la bomba, permite una cantidad grande de grava para llegar al mismo tiempo a la formación.
  - c) El efecto de chorro en la arena de la formación es reducido por velocidades lentas de bombeo.
- (2) Grava mejor que suspende las propiedad de los fluidos viscosos proporcionando una distribución radial y vertical del empaque.
- (3) Las cantidades pequeñas de fluido y las concentraciones altas de grava reducen la cantidad de cementación forzada dentro de la formación. Esto reduce las oportunidades de crear los cambios del químico indeseables, cambia la saturación, u otros tipos de daño de la formación.

El fluido del empaque con grava debe estar libre de cualquier sólido y escogerse para ser compatible con la formación. La cantidad de lechada debe determinarse con la longitud del intervalo, historial del pozo, y experiencia previa en pozos en la misma área.

Limpio, siempre deben usarse los fluidos no perjudiciales en pozos de preparación. Puede atraparse cualquier partícula en el fluido en la arena de la formación por el empaque con grava. Esto puede causar el deterioro considerable de la permeabilidad, resultando en una baja producción.

La lechada es normalmente mixta con 10 -15 lb de grava por galón del fluido de reparación. Una lechada típica de 10 bl contendrá 250-280 galones de fluido con viscosidad alta (Hidroxilo etilo celulosa) y 3,000-3,800 lb de grava. La mayoría de los trabajos mezclan 10 bl de baches de lechada. Un tanque provee el mezclado con un tornillo o se requerirá paletas. El fluido base y aditivos son agregados al tanque en el tornillo giratorio. Esto da un fluido con poca viscosidad. Con el tornillo giratorio, la arena se coloca, y el fluido es complejo. Las lechadas con concentraciones de grava tan altas como 20 lb/gal de fluido son mezcladas con éxito.

Una bomba centrífuga con rodillo montado debe usarse para bombear la lechada con el tanque mezclador con las bombas triples. La succión de las bombas centrífugas debe mantenerse tan baja como sea posible menos de 6 pies y debe ser tan grande como posible, normalmente 4 pg.



## IV.5. Fases del programa del empacamiento de grava

Una operación normalmente de empacamiento de grava consiste de cinco fases de separación. Es vital que todas estas fases meticulosamente sean planteadas. La consecuencia de un error en una fase es, a lo más, repetida la fase. Errores sin importancia pueden estar necesariamente repetidos en la totalidad de la operación.

### IV.5.1. Limpieza del agujero (fase 1)

La operación del empacamiento de grava puede ser llevada como parte del complemento del programa, inmediatamente después de que el pozo ha sido perforado o se ha rehabilitado los viejos pozos.

Antes de la operación del empacamiento de grava, el pozo es llenado con un fluido de perforación. El contenido de lodo tiene grandes cantidades de partículas pequeñas y puede sustituirse con un fluido limpio sin partículas, antes de bombear la grava al pozo.

En las siguientes fases el fluido de terminación puede invadir la formación, produciendo en el pozo una presión mayor que la del yacimiento. Esto es necesario para controlar el pozo. Las partículas pueden posteriormente taponar el empaque de grava y de ese modo reduce drásticamente la capacidad de producción.

Cuando el agujero es limpiado completamente, el fluido de terminación es tan limpio como el agua. Se muestra en la Figura 4.10.

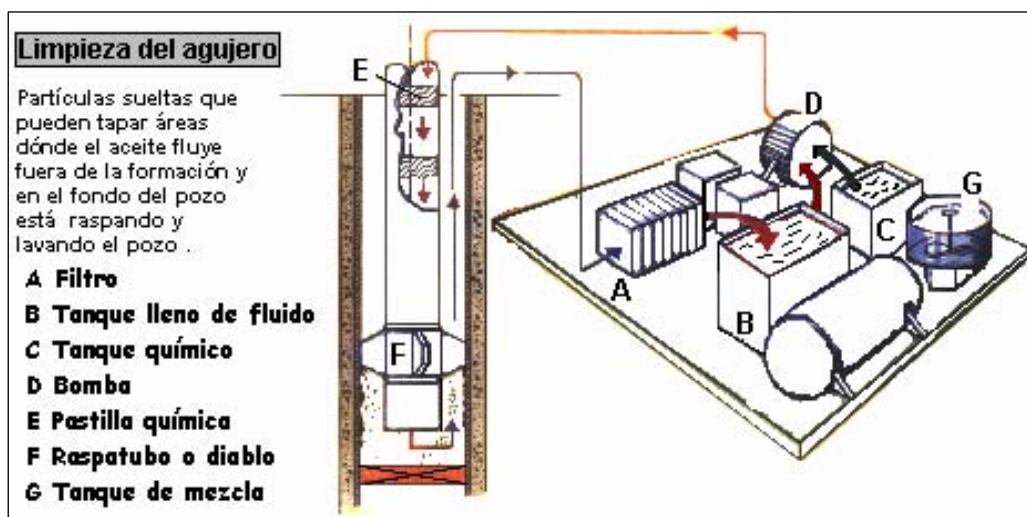


Fig. 4.10 Limpieza del agujero.

#### IV.5.2. Perforación y limpieza (fase 2)

La comunicación del yacimiento y el pozo es establecida por los disparos en el agujero en una pequeñas distancias a través del cemento, T.R. y hacia dentro de la formación. Esos agujeros se realizan con las pistolas perforadoras, que se colocan en el intervalo calculado en el yacimiento que se abre para producir.

El mecanismo de disparo que se encuentra en la parte superior de la pistola es activado por la presión hidrostática aplicada desde la superficie. Las cargas liberan una considerable cantidad de energía que se enfoca dentro de un estrecho de la tubería. Se ilustra en la Figura 4.11.

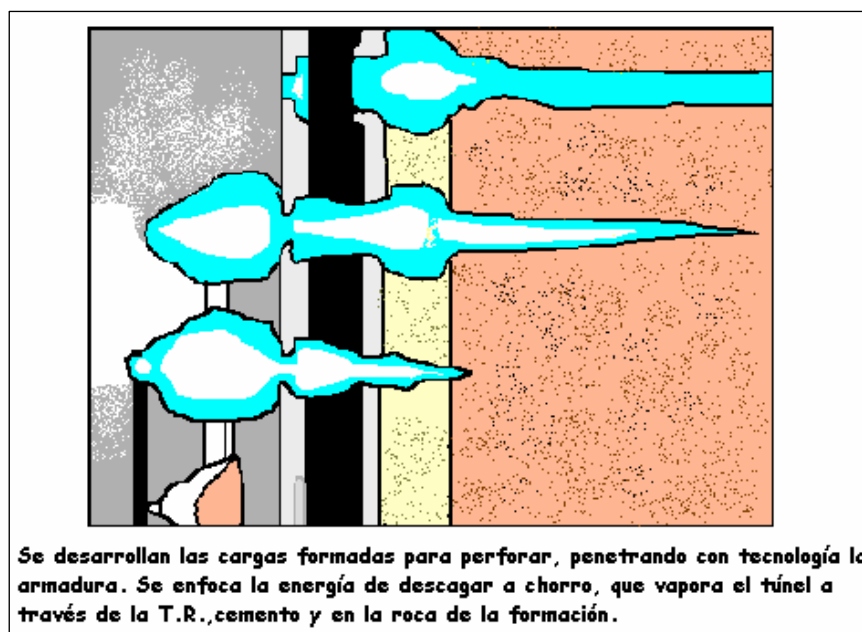


Fig. 4.11 Carga de disparos.

Los escombros de la perforación, que contienen partículas de metal y aglomeraciones, funden la formación arenosa, esta debe ser removida del pozo para asegurar la mejor condición de flujo. Antes de disparar la pistola la densidad del fluido de terminación es ajustada a la presión del yacimiento. En el momento de perforar, el aceite o gas fluye inmediatamente dentro del pozo transportando los escombros de la perforación y la arena suelta de la formación hacia la superficie. Se muestra en la Figura 4.12.

La elección correcta del contra peso es vital para la limpieza efectiva de la perforación. Si es insuficiente el contra peso, la formación puede colapsarse dando como resultado bajos gastos.

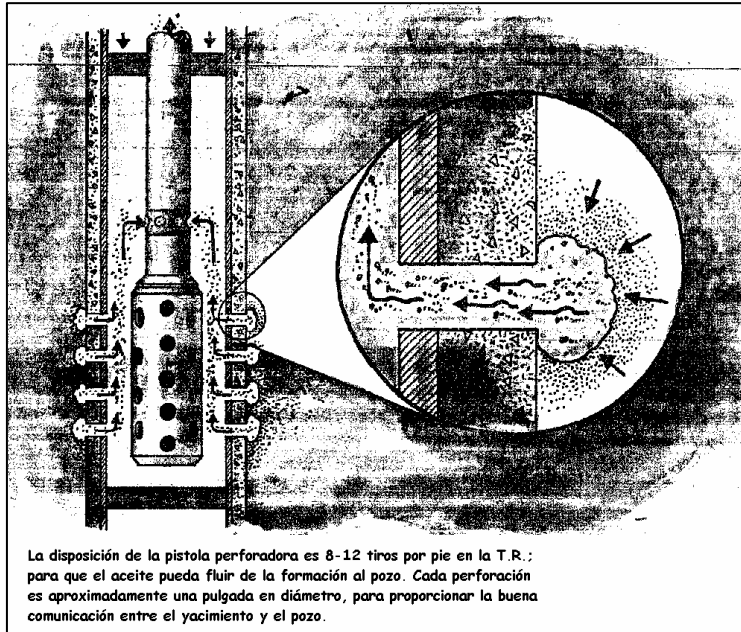


Fig. 4.12 Perforaciones para el flujo del aceite.

### IV.5.3. Pre-empaquetado y matado (fase 3)

El pre-empaquetado es una operación que consiste en rellenar la perforación y las cavidades de grava. Previo a esto, las pistolas de perforación se llevan hacia arriba del intervalo perforado. Esto es para evitar que la pistola favorezca el atascamiento donde la grava es bombeada, algunas veces esto tiende a ocurrir.

Después del empacamiento, los túneles perforados son temporalmente taponados comúnmente (en otras palabras el pozo tiende a matarse). Este tapón impide las pérdidas de fluido de terminación. El material obstruyendo forma una cubierta impermeable del otro lado de la boca del túnel perforado evitando la pérdida de fluido de terminación a la formación. Se ilustra en la Figura 4.13.

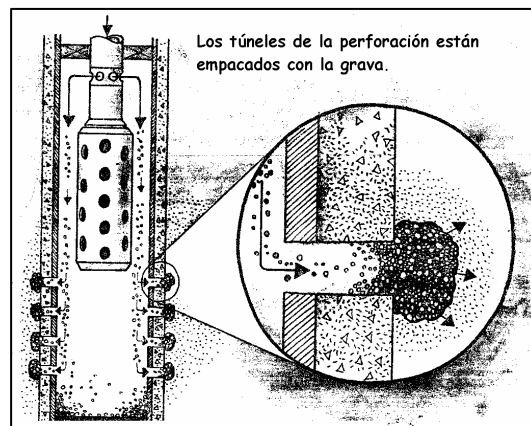
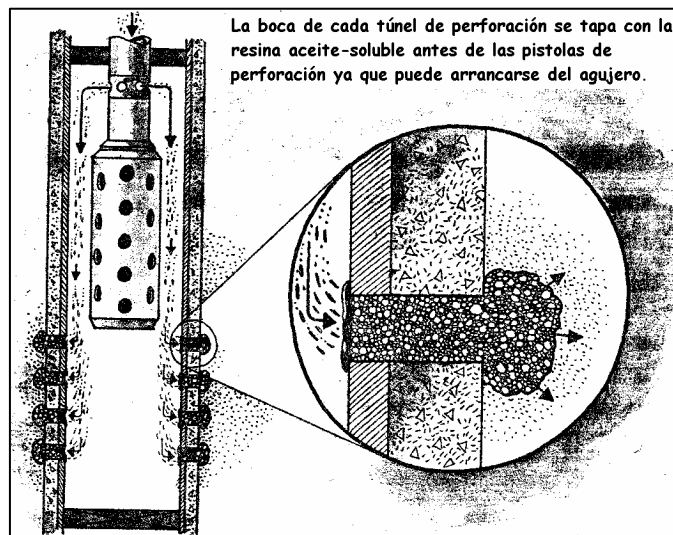


Fig. 4.13 Túneles empacados con grava.

Varios tipos de fluidos son disponibles para la pérdida de material. La compañía Statoil comúnmente usa partículas de resina de aceite soluble. Esto es bombeado dentro del pozo suspendido en un fluido viscoso. Véase la Figura 4.14.



**Fig. 4.14 Túneles taponados con resina soluble y aceite.**

Las operaciones de perforación son en dos etapas. Primero, se realiza el empacamiento de la formación matando el pozo instalando el tubo colador; y entre el espacio anular y tubo colador es empaquetado.

Las partículas de resina de aceite soluble se hacen más inestable dificultando disolver durante y después de la operación de empacamiento de grava.

Grandes volúmenes de resina de aceite soluble son requeridos en grandes áreas de flujo que se crean alrededor de las cavidades, detrás de los túneles perforados. Esto es especialmente un problema en pozos viejos que tienen ya produciendo arena un buen tiempo.

#### **IV.5.4. Removiendo el exceso de grava (fase 4)**

Después de matar el pozo, la pistola es retirada fuera del agujero. Frecuentemente el exceso de grava y de resina de aceite soluble queda en el fondo del pozo después de la fase de empacamiento, ese exceso de grava puede ser removido del pozo. El exceso es circulado fuera con un fluido de terminación. Se muestra en la Figura 4.15.

La operación es crítica porque la circulación del fluido puede lavar el tapón de resina de aceite soluble, tal que las pérdidas de fluido ocurrirían. Entonces tendría que matarse el pozo.

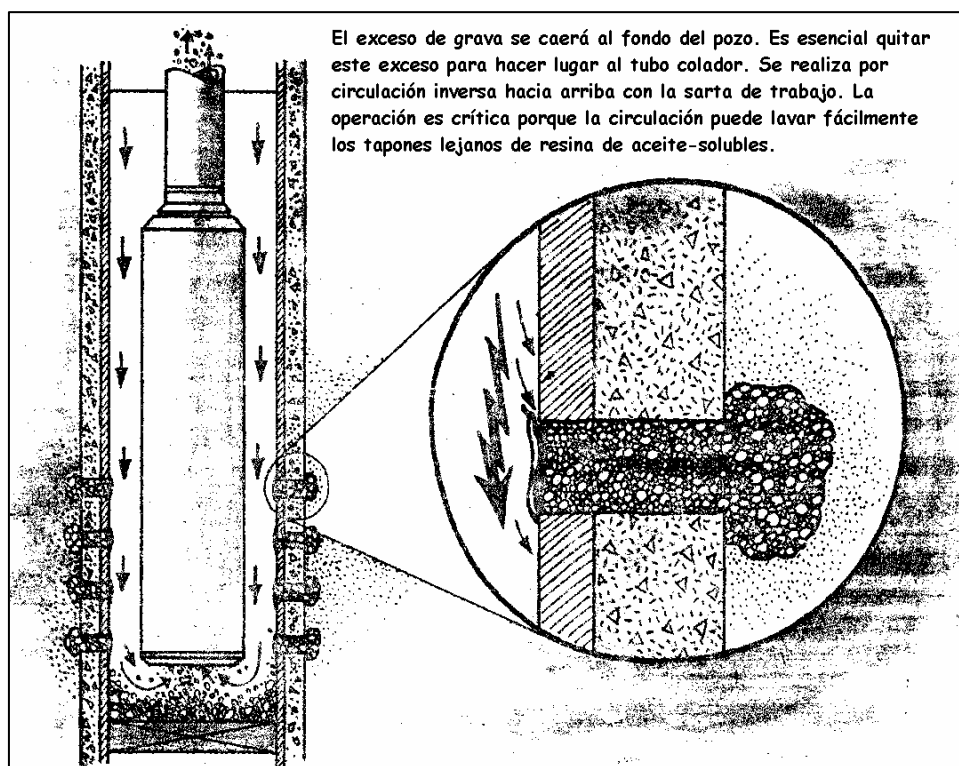


Fig. 4.15 Exceso de grava en las perforaciones del fondo del pozo.

#### IV.5.5. Empacamiento de grava (fase 5)

El bloque de arena es una tubería perforada con un cable envolvente redondo de sección triangular. El cable envolvente es un controlador a distancia desde uno a otro tales que ellos retienen la arena para permitir el flujo de gas o líquido.

Este bloque es colocado del otro lado del empacamiento del intervalo productor. Las partículas de resina de aceite soluble que son usadas como agentes obstructores tienden a ser removidas en orden para asegurar la buena productividad a través del empacado completo de grava.

La resina de aceite soluble se disuelve en una mezcla de diesel y químicos que es bombeado delante de la grava. Esta mezcla de grava y fluido viscoso que es mezclado y bombeado desde la superficie hasta el pozo para empacar el espacio anular entre el bloque y la T.R. Se ilustra en la Figura 4.16.

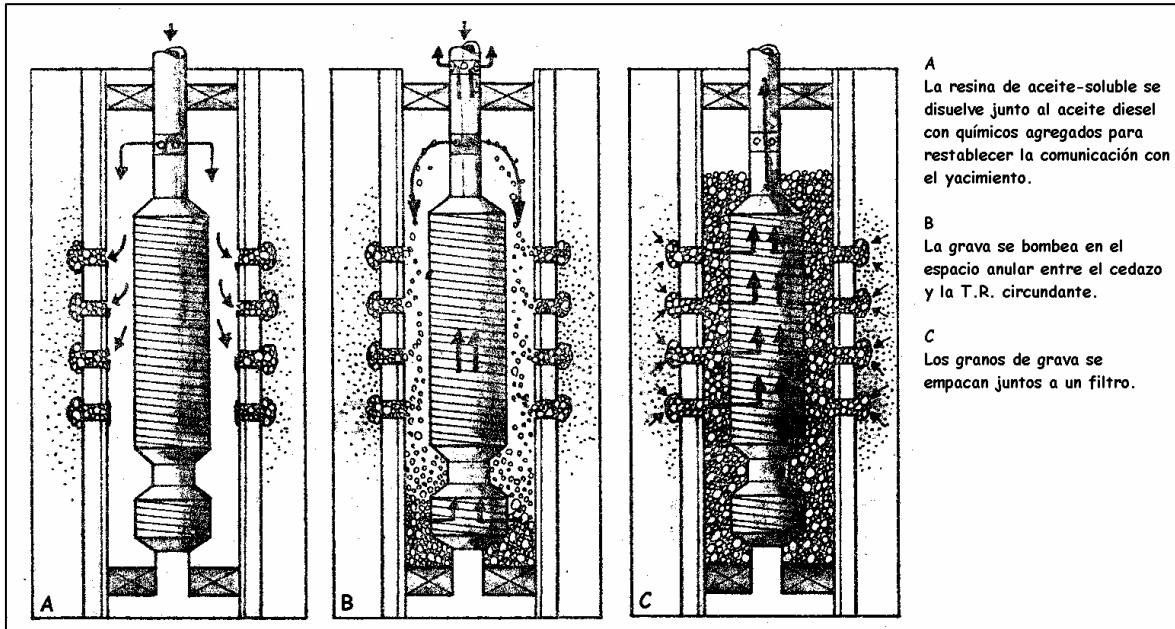


Fig. 4.16 Etapas del empacamiento de grava.

**CAPÍTULO V**

**APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL A POZOS CON  
EMPACAMIENTO DE GRAVA**

**V.1. Introducción**

En este capítulo se presenta el cálculo de las pérdidas de presión a través del empacamiento de grava tomando en cuenta la ecuación de Darcy en un experimento con similitud al eléctrico, así como el pseudo-daño debido a la perforación llena de grava indicando los efectos de varios puntos como el radio de perforación y gasto, densidad de disparos y fase, tamaño de grava en el túnel, permeabilidad de la formación, efecto de flujo Darcy.

Se da el procedimiento de solución y las ecuaciones de caída de presión en la terminación de pozos con empacamiento de grava así como el método de análisis y dos ejemplos para un mayor entendimiento de lo que se esta hablando.

**V.2. Experimento para el cálculo de las pérdidas de presión a través del empacamiento de grava por medio de la ecuación de Darcy**

El empacamiento de grava dentro de la tubería de revestimiento es una técnica común usada para el control de arena en muchos pozos en el Golfo de México así como en muchas otras áreas del mundo. Mucho tiempo y esfuerzo se ha dedicado a mejorar la técnica de colocación de grava para prevenir el colapso del cedazo y reducir las pérdidas de presión en la perforación. La técnica del análisis recientemente desarrollada en el sistema de análisis nodal requiere una descripción precisa de todas las pérdidas de presión, que se incluyen a través del empacamiento de grava.

Se modela el flujo de fluidos a través del empaque de grava en las perforaciones con una geometría lineal del flujo para una área pequeña de sección transversal. Cuando los efectos de flujo no-Darciano se consideran, las caídas de presión a través de las perforaciones están dadas por:

$$p_2 - p_1 = aq + bq^2$$

donde el término  $aq$  es la ecuación de Darcy del pozo conocido y el término  $bq^2$  es el flujo no-Darciano (Jones y Blount<sup>12</sup>, 1976). Sin embargo, esta expresión modela correctamente el flujo sólo de la superficie del interior de la T.R. Cuando fluye por una perforación entra en el espacio anular de la T.R. y cedazo, un patrón de flujo divergente se forma de la perforación al cedazo.

El estudio obtiene una solución analítica para predecir la pérdida de presión por el espacio anular de la T.R. y el cedazo con la ecuación de la difusividad para flujo laminar a través del empacamiento de grava. Las condiciones de frontera condicionan esta posible solución. La solución tiene la forma de Fourier infinita, la serie de Bessel y puede evaluarse numéricamente.

Para verificar la precisión de este modelo así como la resolución del problema en la similitud de pozos, un experimento en laboratorio se dirigió con una representación eléctrica análoga a la geometría del pozo contra el cedazo. La resistencia eléctrica de un líquido, como el agua, medido entre conductores que representan la perforación y el cedazo de la grava siendo análogo a la ecuación de Darcy para el flujo de fluido en un medio poroso. Esta técnica se ha usado por autores como Muskat y otros (Craft y Hawkins, 1959) para evaluar los conceptos diversos como la eficiencia de la perforación, etc.

Se midió la resistencia que puede ser estimada por la resistencia del mismo líquido entre dos conductores de geometría cilíndrica similares que representan el verdadero flujo radial. Esta relación análoga con la relación de producción del flujo de fluido en el medio poroso, y el flujo radial real puede calcularse subsecuentemente, la pérdida de presión a través del empaque de grava puede determinarse para flujo Darcy.

### V.2.1. Procedimiento del experimento

El cálculo de la caída de presión esperada a través del empacamiento de grava no se obtiene rápidamente en el modelo matemático; por consiguiente, los autores retoman la técnica del modelo análogo al eléctrico. Las formas de flujo lineal y radial de la ecuación Darcy para flujo de fluido en un medio poroso similar al flujo eléctrico, en las formas geométricas semejantes a través del medio de comunicación como la resistividad. Las ecuaciones son mostradas en la Tabla V.1.

**TABLA V.1**

	<b>ELÉCTRICO</b>	<b>FLUIDO</b>
<b>Lineal</b>	$I = \frac{A (\Delta E)}{\rho L}$	$q = \frac{k A (\Delta p)}{\mu L}$
<b>Radial</b>	$I = \frac{2 \pi h (\Delta E)}{\rho \ln (r_c / r_s)}$	$q = \frac{2 \pi k h (\Delta p)}{\mu \ln (r_c / r_s)}$
<b>Propiedades</b>	<i>I</i> - corriente [amps]. <i>A</i> - área [L <sup>2</sup> ]. <i>ΔE</i> - potencial eléctrico, [volts]. <i>L</i> - longitud, [L]. <i>ρ</i> - resistividad, [ohm - metro].	<i>q</i> - gasto, [L <sup>3</sup> /T]. <i>k</i> - permeabilidad, [L <sup>2</sup> ]. <i>ΔP</i> - diferencial de presión, [M/(L/T <sup>2</sup> )]. <i>μ</i> - viscosidad, [M/(LT)].
	<i>h</i> - espesor [L]. <i>r<sub>c</sub></i> - radio exterior [L]. <i>r<sub>s</sub></i> - radio interior [L]. <i>π</i> - constante.	



La resultante es similar entre la conductancia eléctrica,  $I/R$ , ( $R=\Delta E/I$ ) y el índice de productividad del fluido,  $q/\Delta p$ . Un cilindro no conductor eléctricamente (7.85 pg de D.I. x 3 pg de altura) representa una tubería de revestimiento a una no conductiva, en la base del fondo (ver la Figura 5.1). En éste, se colocó un electrodo cobrizo delgado cilíndrico en la periferia exterior, y varios diámetros pequeños de electrodos cilíndricos representando los cedazos de empaque de grava al centro del cilindro. Este arreglo representa únicamente el flujo radial. Un fluido de salinidad conocida ( $\pm 1,000$  ppm) se introdujo en el espacio anular entre los dos electrodos a una profundidad de 3 pulgadas (7.62 cm) para representar 4 disparos por pie.

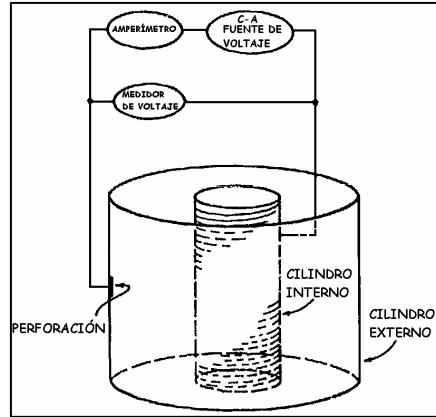


Fig. 5.1 Aparato experimental en el circuito eléctrico análogo.

Primero, el aparato se verificó midiendo la resistencia entre los electrodos en la configuración descrita anterior y calculando la resistividad del fluido. Cuando los cálculos rindieron la aceptación con las correlaciones publicadas de resistividad del agua como una función de la salinidad y temperatura, se asumió que el aparato estaba calibrado. La medida sobre la conductancia (recíproco de la resistencia), entre los electrodos cilíndricos es semejante al flujo radial real, y es la norma a la que se comparan otras condiciones.

Después, el electrodo cilíndrico exterior fue alejado y pequeños electrodos circulares se instalaron representando los disparos. Las medidas de resistencia entre los electrodos del cedazo y de disparos son análogas en el flujo de fluido representado en un disparo y viajando al cedazo a través del empacamiento de grava. La temperatura de los fluidos, salinidad y altura en el aparato debe ser el mismo para el caso radial y de disparos.

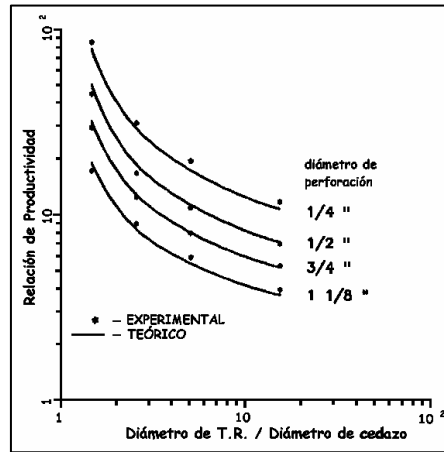
El índice de productividad,  $q/\Delta p$ , es similar a la conductancia,  $I/R$ , la relación de productividad,  $PR$ , es el índice de productividad para un caso radial contra la disparada, o

$$PR = \frac{(q/\Delta p)_{radial}}{(q/\Delta p)_{perforado}} = \frac{R_{perforada}}{R_{radial}}$$

El potencial eléctrico usado es una corriente alterna variable como fuente de voltaje con un rango de 0-12 volts. Se tomaron las lecturas a varios valores de voltaje por cada caso asegurando la exactitud. La fuente fue usada para eliminar los efectos de la polarización en la resistividad del agua. Se condensan resultados del experimento y se listan en la Tabla V.2. Una curva de relación de productividad,  $PR$ , contra la relación de radios de T.R. contra cedazo,  $r_c/r_s$ , se muestra en la Figura 5.2. Estas curvas indican que la relación de productividad de un empacamiento de grava instalado en la T.R. es relativamente muy reducida en una terminación normal (flujo radial en agujero descubierto de diámetros similares). En realidad, los datos indican que la caída de presión es aproximadamente de 10 a 20 veces (recíproco a la relación de productividad,  $PR$ ) del caso de flujo radial para una relación de flujo constante.

**TABLA V.2**

<i>Diámetro de la T.R. / diámetro del cedazo</i>	<i>Relación de Productividad, <math>R_{perf.} / R_{radial}</math></i>			
	<i>Diámetro de disparo</i>			
	<i>1/4"</i>	<i>1/2"</i>	<i>3/4"</i>	<i>1 1/8"</i>
1.471	85.47	44.84	29.41	17.24
2.578	31.15	16.78	12.47	8.96
5.086	19.60	10.99	8.06	5.95
15.456	11.90	7.09	5.37	4.00



**Fig. 5.2 Relación de productividad como una función del diámetro de la T.R. entre el cedazo para varios diámetros de disparo.**

Estos resultados contrastan con la aproximación normalmente usada de flujo lineal a través del empacamiento de grava, se observa la relación de  $(q/\Delta P)$  para el flujo radial entre el lineal, o

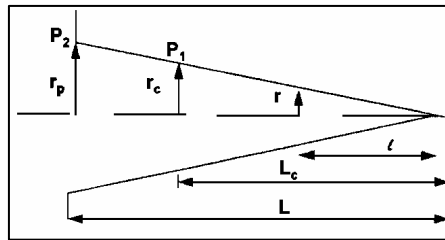
$$PR_{L/R} = \frac{(q/\Delta p)_{radial}}{(q/\Delta p)_{lineal}} = \frac{hL}{0.159 A_{disparada} \ln(r_c/r_s)}$$

donde  $L$  es la separación entre la T.R. y el cedazo.

Esto indica que la predicción de la caída de presión usando un supuesto flujo lineal es aproximadamente 100 a 500 veces mayor al tiempo real de flujo radial o 10 a 100 veces mayor que los nuevos valores obtenidos anteriormente.

### V.3. Modelo matemático del pseudo-daño en las perforaciones llenas de grava

Se muestra en la Figura 5.8, la geometría de las perforaciones y la notación usada en la derivación. Suponga que cada perforación es de longitud " $L$ " con un radio " $r_p$ " y presión " $p_2$ " en la entrada a la perforación. Dejando la presión en cualquier punto con longitud " $l$ " a lo largo del eje de perforación sea " $p$ " y el radio de la perforación de ese punto es " $r$ ". La presión que transmite el fluido a la perforación viene de la convergencia de flujo. Desde que la perforación es pequeña comparado al volumen entero dónde la convergencia tiene lugar, la distribución de la presión en las paredes del túnel de la perforación puede ser uniforme.



**Fig. 5.3. Túnel de la perforación y dimensiones.**

El punto permite el valor medio de presión en donde la pared de la perforación es " $p_1$ " con un radio " $r_c$ " y longitud " $L_c$ " a lo largo del eje de la perforación. Asumiendo que la presión promedio actúa uniformemente en la perforación, se relacionan " $L_c$ " y " $r_c$ " con las dimensiones de la perforación cónica en la ecuación siguiente:

$$2\pi r_c (r_c^2 + L_c^2)^{1/2} = \pi r_p^2 (r_p^2 + L^2)^{1/2} \quad (5.1)$$

También, por triángulos semejantes en el eje axial de la sección de la perforación,

$$r_c = r_p L_c / L \quad (5.2)$$

Sustituyendo  $r_c$  de la Ecc. (5.1) en la Ecc. (5.2) modificando y simplificando da

$$L_c = L / \sqrt{2} \quad (5.3)$$

El flujo en el túnel de la perforación es determinado por la ecuación de Forchheimer's, dada como,

$$d_p = \left( \frac{\mu v}{k_g} + \beta \rho v^2 \right) dl \quad (5.4)$$

Donde:  $\mu$  = viscosidad del fluido,  $\rho$  = densidad del fluido,  $k_g$  = permeabilidad del material poroso en el túnel,  $\beta$  = coeficiente inercial y  $v$  = velocidad del fluido en la dirección axial.

También,

$$v = q / \pi r^2 \quad (5.5)$$

Por triángulos semejantes se ilustra en la Figura 5.8.

$$r = r_p l/L. \quad (5.6)$$

También la correlación de Geertsma<sup>7</sup> (1974) por  $\beta$  es la siguiente:

$$\beta = 0.005 / k_g^{0.5} \phi_g^{5.5} \quad (5.7)$$

donde  $\phi_g$  es la porosidad del material en el túnel. Sustituyendo  $\beta$  de la Ecu. (5.7),  $r$  de la Ecu. (5.6), y  $v$  de la Ecu. (5.5) en la Ecu. (5.4) e integrando del punto  $l = L_c = L\sqrt{2}$  con la presión  $p_l$  al punto  $l = L$ , se obtiene después de simplificar:

$$P_2 - P_1 = 0.1318 \frac{q\mu L}{r_p^2 k_g} + 0.699 \times 10^{-4} \frac{\rho q^2 L}{r_p^4 \phi_g^{5.5} k_g^{0.5}} \quad (5.8)$$

Se compararon los valores del modelo en la Ecu. (5.8), con la presión en  $\text{lb/pg}^2$ , con aquellos datos experimentales de Penberthy y Cope<sup>23</sup> (1980). Los parámetros en este caso son  $L = 6.985$  cm (0.1774 m),  $r_p = 0.635$  cm (0.01613 m),  $k_g = 121D$  ( $1.194 \times 10^{-10}$  m<sup>2</sup>),  $\phi_g = 0.35$  y  $\mu = 0.27$  P ( $0.27 \times 10^{-4}$  kPas). Se listan los valores de caída de presión obtenida en ambos casos en la Tabla V.3.

**TABLA V.3**

<i>Comparación de otro modelo Ecu. (5.8) con los datos de Penberthy y Cope<sup>23</sup> (1980)</i>		
<i>Gasto, bpd</i>	<i>Caída de presión, lb/pg<sup>2</sup></i>	
	<i>(Penberthy y Cope<sup>23</sup>)</i>	<i>Otro modelo</i>
10	20.0	17.9
20	50.0	44.5
30	80.0	79.7
40	127.0	123.5

Las diferencias entre los dos juegos de datos no son significantes. Por consiguiente, se concluye que el modelo matemático predice la caída de presión correctamente en los túneles.

### V.3.1. Pseudo-daño debido a la perforación llena de grava

La caída de presión total debido a las perforaciones llenas de grava,  $\Delta p_{IGP}$ , es la suma de la caída de presión debido a la convergencia, la caída de presión debido al flujo en la perforación rellena de grava, y la caída de presión a través del cedazo y empaque de grava. La caída de presión a través del cedazo y empaque de grava dejado es considerada despreciable (Penberthy y Coper<sup>23</sup>, 1980; Spivak y Horne<sup>26</sup>, 1983). Por consiguiente,

$$\Delta p_{IGP} = \Delta p_c + \Delta p_{pt}, \quad (5.9)$$

Donde  $\Delta p_c$  = caída de presión debido a la convergencia, y  $\Delta p_{pt}$  = caída de presión debido al flujo en la perforación. La pérdida de presión extraña debido al daño es:

$$\begin{aligned} \Delta p_s &= \Delta p_{IGP} - \Delta p_{OH} \\ \Delta p_s &= \Delta p_c + \Delta p_{pt} - \Delta p_{OH} \\ \Delta p_s &= \Delta p_c - \Delta p_{OH} + \Delta p_{pt} \end{aligned} \quad (5.10)$$

donde  $\Delta p_{OH}$  = caída de presión en el caso de agujero descubierto sobre la misma región.

Okonkwo<sup>22</sup> (1995) usó los primeros dos términos de la derecha para una mejoría en la Ecc. (5.10) para definir el pseudo daño debido a la convergencia en las perforaciones. Sin embargo, puede usarse el último término en la Ecc. (5.10) para definir un efecto de daño adicional en dónde la perforación está rellena con grava o formación.

La relación entre la caída de presión debida al flujo en una perforación rellena de grava,  $\Delta p_{pt}$  y el pseudo-daño,  $S_{pt}$ , debido a que el flujo es:

$$\Delta p_{pt} = (q\mu/2\mu k_f h) S_{pt} \quad (5.11)$$

Igualando el lado derecho de la Ecc. (5.8) con el lado derecho de la Ecc. (5.11) resulta el factor del pseudo-daño debido al flujo en los disparos como:

$$S_{pt} = \frac{0.828 k_f h L}{r_p^2 k_g} + 4.392 \times 10^{-4} \frac{\rho q L h k_f}{\mu r_p^4 \phi_g^{5.5} k_g^{0.5}} \quad (5.12)$$

Entonces el daño total,  $S_{IGP}$ , para el flujo debido a la convergencia y flujo a través de la perforación puede darse como:

$$S_{IGP} = S_c + S_{pt} n_s \quad (5.13)$$

En la Ecc. (5.13),  $n_s$  es el número de disparos en una fase, o en un plano horizontal, y  $S_c$  es el pseudo-daño debido a la convergencia de flujo. En unidades de campo de aceite, el pseudo-daño debido a la convergencia derivada por Okonkwo<sup>22</sup> (1995) es:

$$S_c = 0.0084 \left[ \frac{3.4928 r_w^2 h_p^2 k_f}{n_s^4 r_p^2 (r_p^2 + L^2)} - 1 \right] \times \left[ 3.4012 + \frac{7.67 \times 10^{-12} \rho k^{0.5} q}{\phi^{5.5} \mu r_w h_p} \right] \quad (5.14)$$

### V.3.2. La aplicación del pseudo-daño

Se usa el modelo matemático para evaluar el Índice de Productividad Normalizado (**NPI**) para 17 empaques de grava interno (**IGP**) en pozos de Shell Brunei presentado por Jones y Thorp<sup>13</sup> (1974). Proporcionando y deduciendo la información de los datos publicados por la Tabla V.4.

**TABLA V.4**

<i>Datos publicados por Jones y Thorp (1974)</i>	
<u>Parámetro</u>	<u>Valor</u>
Permeabilidad de la formación, $k_f$	0.5 D ( $4.93 \times 10^{-13}$ m <sup>2</sup> )
Permeabilidad de la grava, $k_g$	2.5 D ( $24.67 \times 10^{-13}$ m <sup>2</sup> )
Radio de perforación, $r_p$	0.25 D ( $6.35 \times 10^{-13}$ m)
Longitud de la perforación	4 pg (0.1016m) [2 pg (0.0508 m) dentro de la formación]
Espesor / fases, $h_p$	3 pg (0.0762m)
Gasto de producción, $q$	10 BPD/pie ( $5.22 \text{m}^3/\text{día/m}$ )
Viscosidad, $k$	0.25 cp ( $0.25 \times 10^{-6}$ kPa)
Densidad de disparos	4 disparos/pie (13 disparos/m)
Desfasado	0°
Densidad del fluido, $\rho$	0.70 gr/cm <sup>3</sup>
Limite externo del yacimiento	350 pies (106.7 m)
Radio del pozo	0.35 pies (0.1067 m)

El índice de productividad normalizado (**NPI**) usado para la comparación se define como

$$NPI = \frac{\text{Índice de Productividad (II) para pozos con IGP}}{\text{Índice de Productividad (II) para pozos perforados}}$$

Asumiendo el estado semi-estacionario,

$$NPI = \frac{\ln \left| \frac{r_e}{r_w} \right| - 0.75 + S_p}{\ln \left| \frac{r_e}{r_w} \right| - 0.75 + S_{IGP}}, \quad (5.15)$$

donde  $S_p$  es el daño debido a las perforaciones y  $S_{IGP}$  es el daño debido al empacamiento de grava interno, dado por

$$S_{IGP} = S_p + S_{pt} n_s, \quad (5.16)$$

Usando el modelo y los datos dados,  $S_p = 17.97$ , y usando la Ecc. (5.16),  $S_{pt} n_s = 91.32$ . Para este caso,  $n_s = 1$ . Sustituyendo en la Ecc. (5.15),

$$NPI = \frac{6.16 + 17.97}{6.16 + 17.97 + 91.32} = 0.21$$

En los pozos, el  $NPI$  observado era 0.20 el cual está de acuerdo con los resultados.

### V.3.3. Resultados y discusiones

Se usa el modelo para evaluar el efecto de algunos parámetros de la perforación con la relación de productividad  $PR$ . Los parámetros se investigaron y su rango de valores se muestra en la Tabla V.5. La relación de productividad usada como una base de comparación se define como:

$$PR = \frac{q}{q_o} = \frac{\ln \left| \frac{r_i}{r_w} \right|}{\ln \left| \frac{r_i}{r_w} \right| + S_{IGP}}$$

donde  $q_o$  = gasto en agujero descubierto, y  $q$  = gasto del pozo perforado con la grava.

**TABLA V.5**

<b><i>Parámetros usados por la investigación</i></b>	
<b><u>Parámetro</u></b>	<b><u>Rango del valor</u></b>
Diámetro de perforación, $r_p$	0.508 - 2.794 cm
Gasto por pie	11.96 – 400 BPD/pie
Porosidad de la grava	0.2 – 0.35
Permeabilidad de formación	0.5 – 1.5 Darcy
Radios del fondo del pozo	7.62 – 15.81 cm
Viscosidad del fluido	0.001 – 1.0 P
Gravedad específica del fluido	0.65 – 0.85
Densidad de disparos	2 – 12 spf
Fases	0°, 90°, 180°

### V.3.4. Efecto del radio de perforación y gasto

La Figura 5.4 muestra el efecto de radio de perforación y gasto. Los parámetros usados para generar los datos graficados se observan en la gráfica. Un hecho evidente de la gráfica es que distinto al caso dónde el túnel de la perforación no está relleno con grava o formación, incrementando la longitud de la perforación puede producir la más baja productividad. Estos resultados ocurren porque la pérdida de presión durante el flujo a través de los túneles rellenos con grava pesará más que el buen efecto de aumentar la profundidad de la perforación. Esto implica que las penetraciones profundas de la perforación pueden no ser necesaria en pozos con empacamiento de grava. También de la Figura 5.4 se deduce que la relación de productividad incrementa con el diámetro de la perforación  $r_p$  incrementada.

Para una  $r_p$  dada en la Figura 5.4, la relación de productividad es pequeña con relación al gasto mayor. El efecto del gasto es más significativo con los valores bajos de  $r_p$ . También, para bajos valores de  $r_p$ ,  $PR$  aumenta con el aumento de la profundidad en la perforación, más allá de una perforación profunda de aproximadamente 2 pg,  $PR$  descende. El punto máximo de  $PR$  es dónde la resistencia del flujo en el túnel es igual a la producción óptima debido a la profundidad de la perforación.

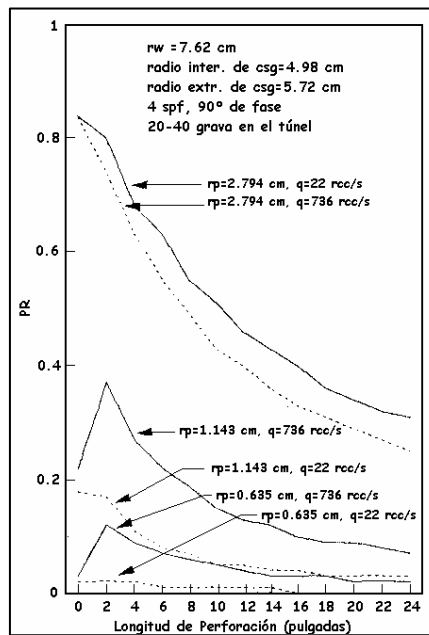


Fig. 5.4. Efecto de radio de perforación y gasto en la relación de productividad (túneles desviados).

### V.3.5. Efecto de la densidad de disparos y fase

Los resultados del efecto de la densidad de disparos y fase en la desviación del flujo en el túnel se presentan en las Figuras 5.5 y 5.6, respectivamente. Deducciones de estas figuras incluyen:



- a) Incremento en la densidad de disparos aumenta la productividad, pero cuando la longitud de la perforación incrementa, las diferencias disminuyen. Por ejemplo, para una perforación con penetración de 6 pg (fase de 90°,  $r_w = 7.62$  cm,  $r_p = 0.635$  cm), 12 spf y 8 spf (39 spm y 26 spm) rinden la misma productividad.
- b) Para cualquier densidad de disparos dada, la fase en una productividad alta depende de la formación, fluido, disparos y características de producción. Sin embargo, generalmente se indica que para longitudes de perforación mayor de 2 a 4 pg (0.0508 - 0.1016 m), la preferencia de fases en orden será: 0, 120, 180 y 90°.

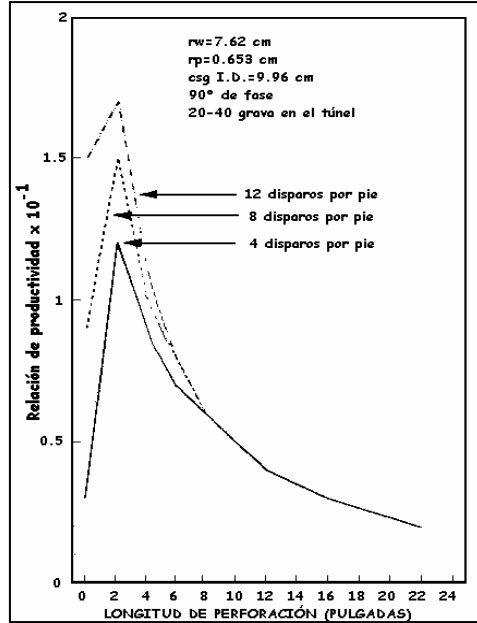


Fig. 5.5 Efecto de densidad de disparos con la relación de productividad (túneles desviados).

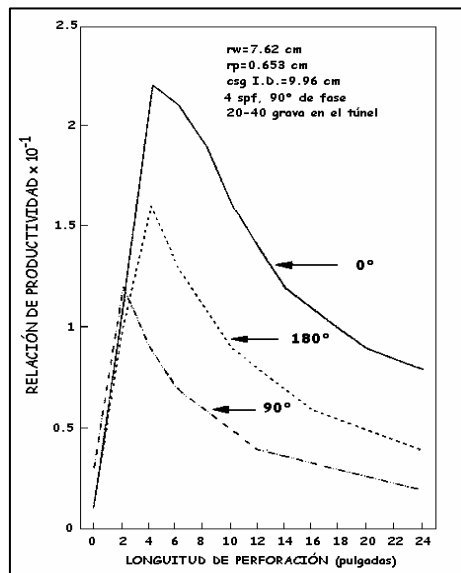


Fig. 5.6 Efecto de fase con la relación de productividad.

### V.3.6. Efecto del diámetro de grava en el túnel

Se investigó el efecto de varios diámetros de grava en el túnel de la perforación para grava 10-20, 10-30 y 20-40. Los resultados se presentan en la Figura 5.7.

En la Figura 5.7, se deduce que la grava más gruesa tiene el mayor *PR*. También, para una profundidad de penetración de 2 pg, la productividad máxima de grava 10-20 es 0.2. Éste es cercano a 33% en donde supone una perforación terminada de la misma longitud de perforación en una situación donde la perforación no es llenada con grava, o 20% del flujo en agujero descubierto.

Idealmente, el diámetro de grava para usarse depende de los resultados del análisis granulométrico, pero debido a la represión, los diámetros de grava son arbitrariamente a menudo escogidos. En tal caso, es bueno y sirve el elegir la grava.

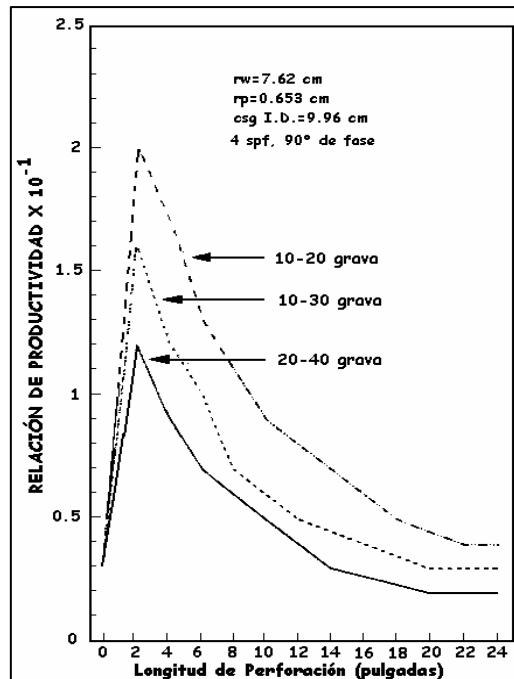


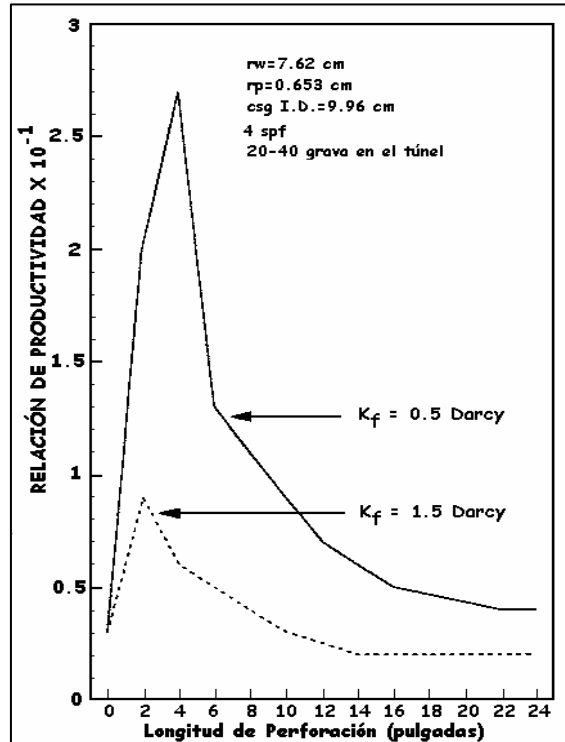
Fig. 5.7 Efecto del diámetro de grava en la perforación contra la relación de productividad.

### V.3.7. Efecto de permeabilidad de la formación

El efecto de variar la permeabilidad de la formación con la relación de productividad (*PR*) se muestra para los casos con permeabilidad de formación de 0.5 y 1.5 Darcy en la Figura 5.8. De este cálculo, puede deducirse que *PR* aumenta con la disminución de la permeabilidad de formación. Una interpretación práctica de este resultado es que perforando y rellenando con grava la perforación causa un incremento en la reducción de la relación de productividad si la permeabilidad de la formación es alta.

Esta observación también puede justificarse considerando la caída de presión y definición del daño.

La pérdida de presión debido al flujo y a la convergencia en el túnel perforado es relativamente alto para flujo en agujero descubierto, si la permeabilidad de la formación es alta. La alta pérdida de presión produce una baja productividad. También de la Figura 5.8 *PR* aumenta con la longitud de perforación aumentando hasta cierto punto (aumentos como la permeabilidad de formación disminuyen), y entonces declina posteriormente.



**Fig. 5.8 Efecto de permeabilidad de la formación con la relación de productividad.**

### V.3.8. Efecto de flujo Darcy

En la investigación, se considera que el flujo en la perforación es turbulento. El caso de flujo laminar puede obtenerse poniendo al coeficiente inercial  $\beta = 0$ . De esta manera, la ecuación Forcheimer se transforma a la ecuación Darcy. Si  $\beta$  se coloca como cero en la Ecu. (5.4), la resultante debido al pseudo - daño para flujo en el túnel será

$$S_{pt} = \frac{0.828 k_f h L}{r_p^2 k_g}$$

En la Figura 5.9 se compara  $PR$  para el flujo laminar con el flujo turbulento. Se deduce que la relación de productividad es alta si el flujo es laminar. Este resultado es debido a la alta pérdida de presión que ocurre durante la turbulencia.

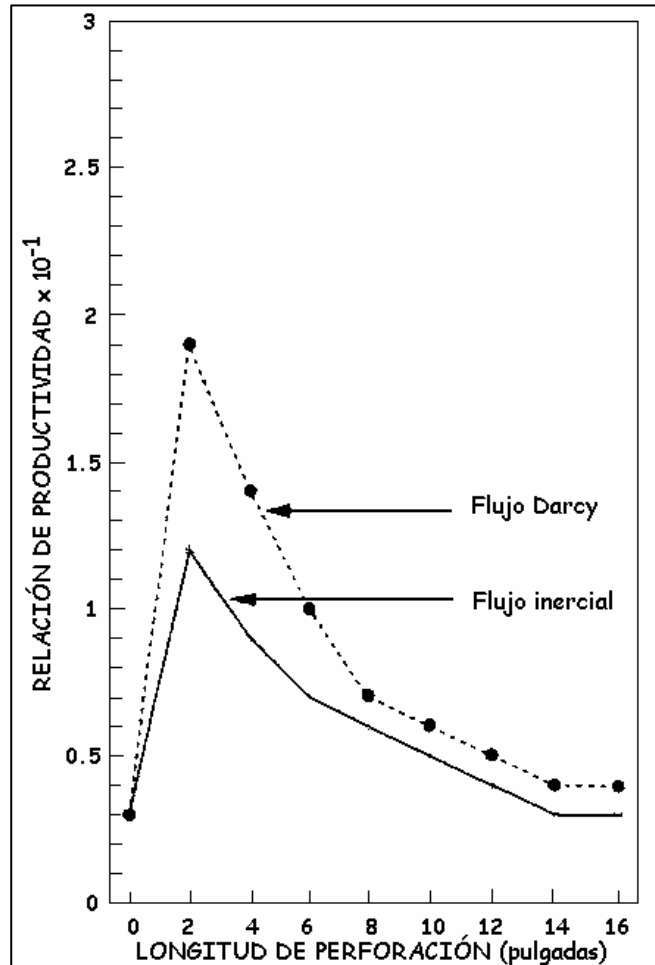


Fig. 5.9 Efecto de flujo Darcy y turbulento en las perforaciones sobre la relación de productividad ( $PR$ ).

#### V.4. El procedimiento de la solución para el empacamiento de la grava

Habiendo establecido que un empacamiento de grava debe tener éxito en la retención de producción de la arena y que los fluidos de la formación permitan fluir a través de él, se puede considerar ahora cómo diseñar y evaluar un empacamiento de grava eficiente ante los fluidos de la formación. Se observa el diseño y se coloca un empacamiento de grava de semejante manera teniendo una vida útil así como ayudarle a cumplir su papel de retención de arena. La Figura 5.10 muestra el cuadro global de un empacamiento de grava y una posible posición de la solución.

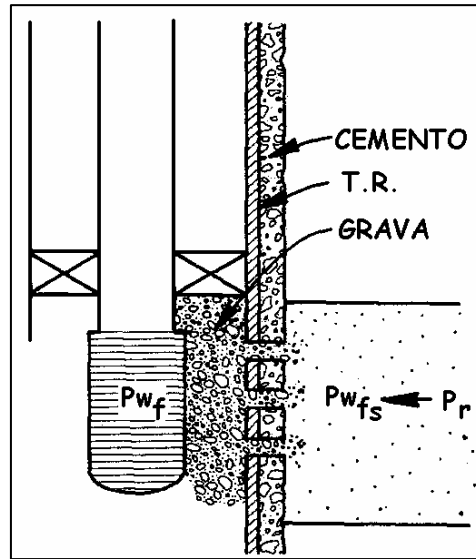


Fig. 5.10 Esquema del empacamiento de grava.

Permitiendo analizar el camino de los fluidos cuando pasan de la formación por el empacamiento de grava propiamente colocado el cedazo y tubería corta ranurada (liner), se muestra en la Figura 5.11. Los fluidos deben viajar a través de la formación cerca de la región del pozo. Para entrar en el cedazo y liner, deben entrar en el túnel de los disparos, viajando a través del empacamiento de grava, y del cedazo o liner ranurado. Para evaluar este flujo por lo que se refiere al Análisis Nodal, se deben considerar las pérdidas de presión causadas por las restricciones en el camino. Hay ecuaciones afortunadamente, disponibles para describir las pérdidas de presión, si el empacamiento de grava está en agujero descubierto o ademado. Haciendo el uso de ecuaciones que consideran la turbulencia encontrada durante el flujo a través de un medio poroso para el régimen de flujo lineal y radial, es posible calcular y predecir la caída de presión a través del empacamiento de grava.

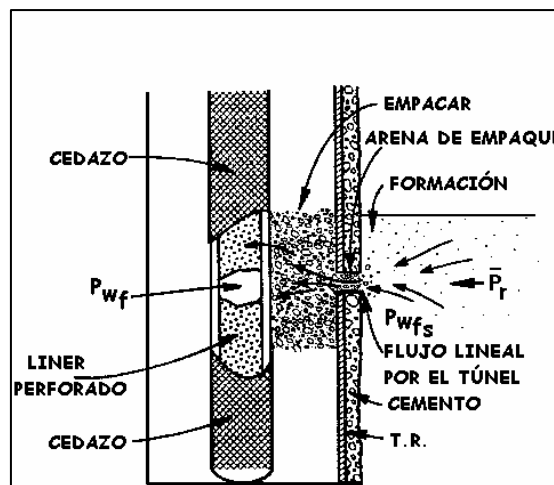


Fig. 5.11 Trayectoria de flujo a través del empacamiento de grava en el pozo.

Las ecuaciones siguientes adaptadas por Jones, Blount, y Glaze<sup>12</sup> han sido usadas con éxito, predijeron la caída de presión a través del empaque de grava para pozos de aceite y de gas.

## V.5. Ecuaciones de caída de presión en la terminación de pozos

### V.5.1. Para pozos de aceite:

$$p_{wfs} - p_{wf} = \Delta p = aq^2 + bq$$

$$\Delta p = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o L}{A^2} q^2 + \frac{\mu_o B_o L}{1.127 \times 10^{-13} k_G A} q$$

donde:

$$a = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o L}{A^2}$$

$$b = \frac{\mu_o B_o L}{1.127 \times 10^{-3} k_G A}$$

$q$  = gasto, bl/día

$p_{wf}$  = presión del pozo fluyente (fondo del pozo), lb/pg<sup>2</sup>

$p_{wfs}$  = presión del fondo fluyente en la cara de la arena, lb/pg<sup>2</sup>

$\beta$  = coeficiente turbulento, pie<sup>-1</sup>.

Para grava, la ecuación de  $\beta$  es:

$$\beta = \frac{1.47 \times 10^7}{k_G^{0.55}}$$

$B_o$  = factor del volumen de formación, (adimensional).

$\rho_o$  = densidad del aceite, lb/pie<sup>3</sup>.

$L$  = longitud del patrón de flujo lineal, pies.

$A$  = área total abierta al flujo, pie<sup>2</sup> ( $A$  = área de 1 perforación x la densidad de disparos x intervalo perforado).

$k_G$  = permeabilidad de la grava, md.

### V.5.2. Para pozos de gas:

$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = aq^2 + bq$$

$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = \frac{1.247 \times 10^{-10} \beta \gamma_g T z L}{A^2} q^2 + \frac{8.93 \times 10^3 \mu_g T z L}{k_g A} q$$

donde:

$$a = \frac{1.247 \times 10^{-10} \beta \gamma_G T Z L}{A^2}$$

$$b = \frac{8.93 \times 10^3 \mu_g T Z L}{k_G A}$$

$q$  = gasto de gas, mpcd.

$p_{wfs}$  = presión de fondo fluyendo en la cara de la arena, lb/pg<sup>2</sup>.

$p_{wf}$  = presión de fondo fluyendo en el fondo del pozo, lb/pg<sup>2</sup>.

$\beta$  = factor de turbulencia, pie<sup>-1</sup>.

$$\beta = \frac{1.47 \times 10^7}{k_G^{0.55}}$$

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas (dimensional).

$T$  = temperatura, °R (°F + 460).

$Z$  = supercompresibilidad (dimensional).

$L$  = patrón de flujo lineal.

$A$  = área total abierta al flujo ( $A$  = área de 1 disparo x la densidad de disparos x intervalo perforado).

$\mu_g$  = viscosidad del gas, cp.

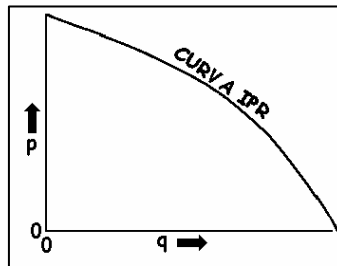
Haciendo el uso de las ecuaciones anteriores en un análisis nodal permite predecir la caída de presión a través del empacamiento de grava con razonable exactitud.

## V.6. Método de análisis del empacamiento de grava

El Análisis Nodal de un empacamiento de grava se ocupa tomando el empaque como un nodo funcional (un nodo cuya longitud perpendicular para fluir es pequeña). Sus efectos pueden, de esta manera, aislarse para el examen directo. Efectuar el aislamiento del empacamiento de grava en el flujo es útil para diseñar (uno puede calcular y trazar el efecto de variar los parámetros del empaque) y evaluar un compartimiento del empacamiento de grava real.

El procedimiento más común y general para un pozo de aceite o gas se da como sigue:

(1) Trazar una curva de *IPR* (Figura 5.12).



**Fig. 5.12 Construcción de la curva *IPR*.**

(2) Trazar una curva de succión de tubería (Figura 5.13).

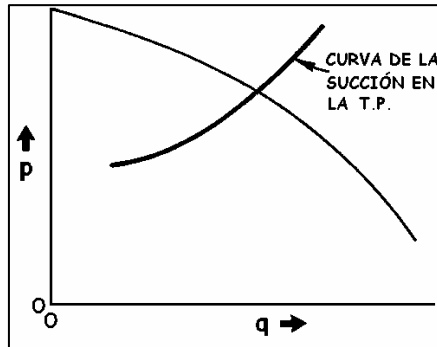


Fig. 5.13 Construcción de la curva de admisión de la T.P.

(3) Trasladar  $\Delta p$  entre IPR y la curva T.P. (Figura 5.14).

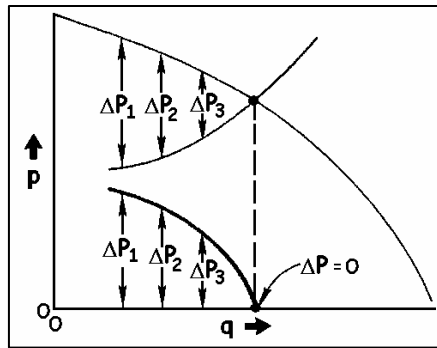


Fig. 5.14 Transferencia de  $\Delta p$ .

(4) Usando la ecuación apropiada, calcule  $\Delta P$  a través del empaque de grava y trazar en la Figura 5.15.

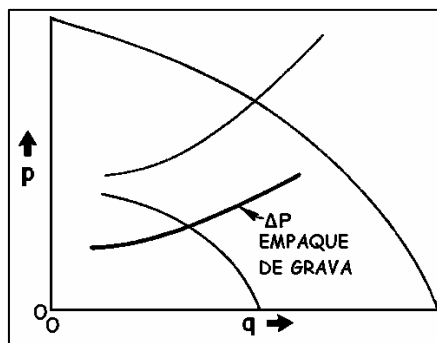


Fig. 5.15 Construcción de  $\Delta p$  a través del empacamiento de grava.



(5) Evalúe otras densidades de disparos u otras variables como se observa en la Figura 5.16.

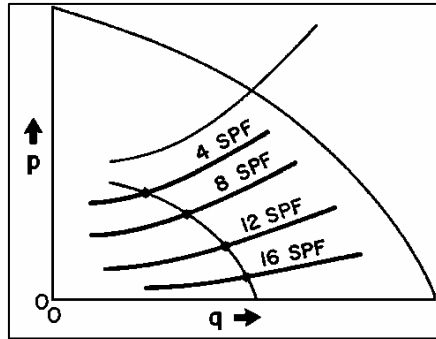


Fig. 5.16 Evaluación de varias densidades de disparos.

La caída de presión causada por el empacamiento de grava, por supuesto, es incorporado en cualquiera de las dos líneas principales en un análisis nodal, debiendo uno aislar otra parte del sistema.

La Figura 5.17 muestra cómo el  $\Delta p$  a través del empaque puede incorporarse en la curva de IPR.

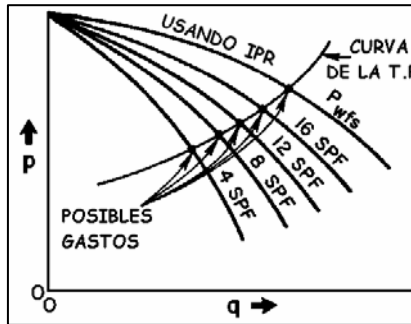


Fig. 5.17 Solución del empaque de grava incluyendo  $\Delta p$  con la terminación en la curva IPR.

La Figura 5.18 muestra cómo el  $\Delta p$  del empacamiento de grava puede ser incluido en la curva de la tubería de producción.

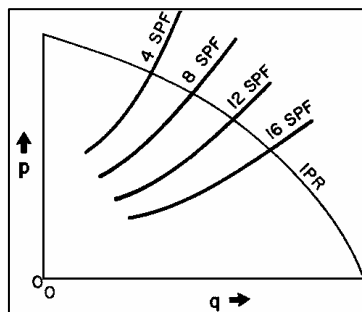


Fig. 5.18 Solución incluyendo  $\Delta p$  en la terminación con el comportamiento de T.P.

La solución más común es aislar el empaque de grava y es la primera en ser usada en esta sección.

Para aislar los efectos del empacamiento de grava en orden, primero se analiza el sistema usado en la terminación como el punto solución, omitiendo inicialmente el empacamiento de grava.

Habiendo terminado, graficar la caída de presión ( $\Delta p$ ) contra la relación de gasto ( $q$ ) para el sistema del pozo. Finalmente, trazar la caída de presión contra la relación de gasto para el empacamiento de grava en la misma gráfica, usando la misma escala. La intersección de la curva de caída de presión del sistema y la curva de la caída de presión para el empaque de grava mostrará el gasto a que el sistema producirá y la magnitud de la caída de presión a través de la terminación.

Este procedimiento puede ilustrarse mejor en un ejemplo de un pozo de gas y aceite.

## **V.7. Ejemplo de empacamiento de grava para pozo de gas y aceite**

### **V.7.1. Ejemplo de un pozo de gas**

$$\bar{p}_r = 4,000 \text{ lb/pg}^2.$$

$$p_{wh} = 1,000 \text{ lb/pg}^2.$$

Profundidad = 12,000 pies.

$$\gamma_g = 0.6$$

$$k = 300 \text{ md.}$$

$$h = 20 \text{ pies.}$$

$$h_p = 10 \text{ pies.}$$

$$r_e = 1,500 \text{ pies.}$$

$$r_w = 0.411 \text{ pies.}$$

Diámetro del agujero = 9.875 pg.

Diámetro de TR. = 7 5/8 pg.

Diámetro exterior del cedazo = 4 pg.

Diámetro interior de TP. = 2.441 pg.

Grava 40-60

$$k_G = 45,000 \text{ md.}$$

Densidad de disparos = 4 spf = 0.73 pg

$$T = 220 \text{ }^\circ \text{ F}$$

Este es un buen pozo con permeabilidad alta; los valores de viscosidad ( $\mu_g$ ) y compresibilidad ( $Z$ ) se tomo a las presiones cercanas a la estática y se encontró que la  $\mu_g = 0.021 \text{ cp}$  y  $Z = 0.965$ , respectivamente.

**Procedimiento de solución:**

1. Construcción de la curva *IPR* (ver en la Figura 5.19)

La ecuación Jones, Blount, y de Glaze<sup>12</sup> se repite de nuevo en estos puntos:

$$\bar{p}_r^2 - p_{wfs}^2 = aq^2 + bq$$

$$\bar{p}_r^2 - p_{wfs}^2 = \frac{3.16 \times 10^{-12} \beta \gamma_g T Z}{h_p^2 r_w} q^2 + \frac{1.424 \times 10^3 \mu_g T Z [\ln(0.472 r_e/r_w) + S]}{k_g h} q$$

$$AOF = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 + 4a(\bar{p}_r^2)}}{2a}$$

Donde:

$$a = \frac{3.16 \times 10^{-12} \beta \gamma_g T Z}{h_p^2 r_w}$$

$$b = \frac{1.424 \times 10^3 \mu_g T Z [\ln(0.472 r_e/r_w) + S]}{k_g h}$$

$q$  = Gasto de gas, mpcd.

$a$  = Término de turbulencia.

$b$  = Término de flujo Darcy.

$\bar{p}_r$  = Presión de yacimiento (cierre en la presión del fondo del agujero), lb/pg<sup>2</sup>.

$p_{wfs}$  = Presión de fondo fluyendo en la cara de la arena, lb/pg<sup>2</sup>.

$\beta$  = Coeficiente de turbulencia, pie<sup>-1</sup>.

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.201}}$$

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas (dimensional).

$T$  = Temperatura del yacimiento, °R (°F + 460).

$Z$  = Supercompresibilidad (dimensional).

$h_p$  = Intervalo disparado, pies.

$\mu_g$  = Viscosidad del gas, cp.

$r_e$  = Radio de drene, pies

$r_w$  = Radio del pozo, pies

Observe que se sustituye  $p_{wfs}$  por  $p_{wf}$  en esta ecuación. Esto es porque el empacamiento de grava causará una caída de presión. La presión en el pozo ( $p_{wf}$ ) no será igual que en la cara de la arena ( $p_{wfs}$ ).

Porque el flujo abierto absoluto es tan grande comparado a los gastos comunes de pozos de gas en los Estados Unidos, por lo tanto se pone el límite de la gráfica a 50 mpcd para construir el *IPR*. Es útil clasificar los datos antes de trazarse. Los valores calculados son:

$$a = 7.47 \times 10^{-4}$$

$$b = 24.37$$

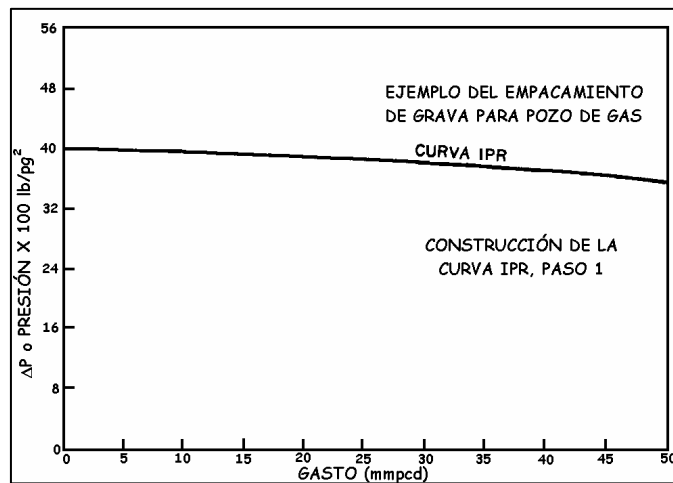
$$\beta = 2.47 \times 10^7$$

Sustituyendo en los valores apropiados, el potencial abierto al flujo absoluto (AOFP) se tiene que es 130.94 mmpcd.

En la Figura 5.19 se construye basado en una escala para ilustrar correctamente el objetivo del gasto, y en la Tabla V.6 se muestran los datos utilizados.

**TABLA V.6**

$q,$ <i>mmpcd</i>	$p_{wfs}$ <i>lb/pg<sup>2</sup></i>
0	4,000
5	3,982
10	3,960
15	3,933
20	3,900
25	3,860
30	3,820
35	3,772
40	3,719
45	3,659
50	3,594



**Fig. 5.19 Construcción de la Curva IPR, paso 1.**

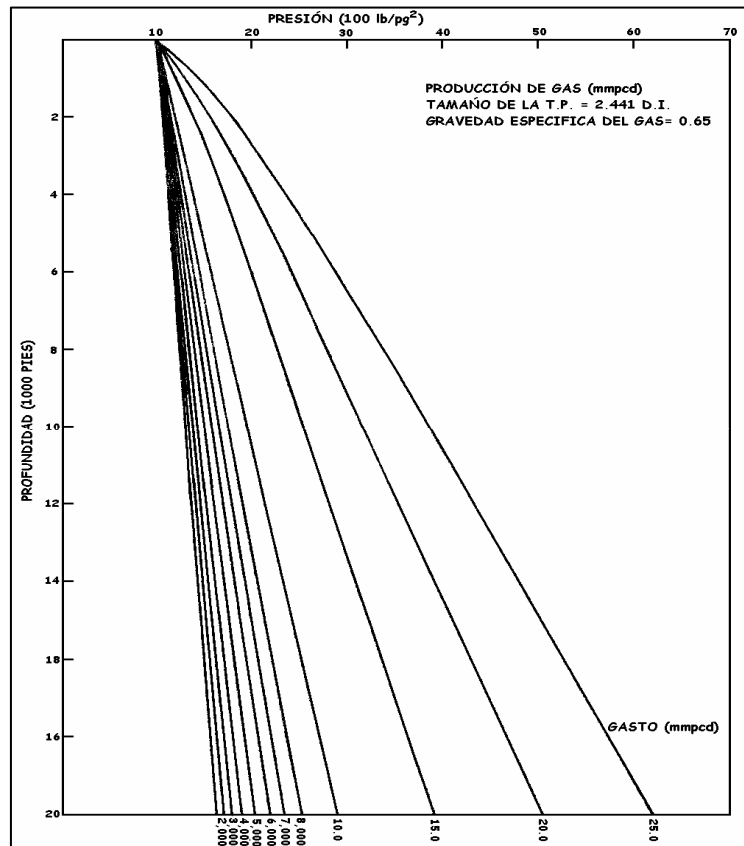
2. Después, construir las curvas que describen la presión contra la relación de gasto en la tubería de producción. Usando la correlación Cullender y Smith para TP. de 2 7/8 pg. (2.441 pg D.I) y 1,000 lb/pg<sup>2</sup> para la presión en la cabeza del pozo ( $p_{wh}$ ), se construye una tabla para la presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ) necesaria para cada uno de los gastos considerados.

Referencia en la Figura 5.20 para las curvas de gradiente vertical usadas apropiadamente en este ejemplo. La Tabla V.7 muestra estos resultados.

**TABLA V.7**

*Presión de admisión en la T.P.*

<i>q, millones</i>	<i>Presión, lb/pg<sup>2</sup></i>
25	4,300
20	3,550
15	2,800
10	2,130
5	1,600



**Fig. 5.20 Gradiente de flujo vertical.**

Estos datos se trazan entonces en la Figura 5.21 para descubrir una intersección a 22.5 mmpcd. Esta intersección indica el gasto con el cuál el sistema habría de producir si no tiene ninguna caída de presión a través de la terminación. El valor  $p_{wfs}$  en la intersección es la presión en la cara de la arena a la cuál el yacimiento producirá este gasto. Se debe evaluar ahora la caída de presión a través de la terminación.

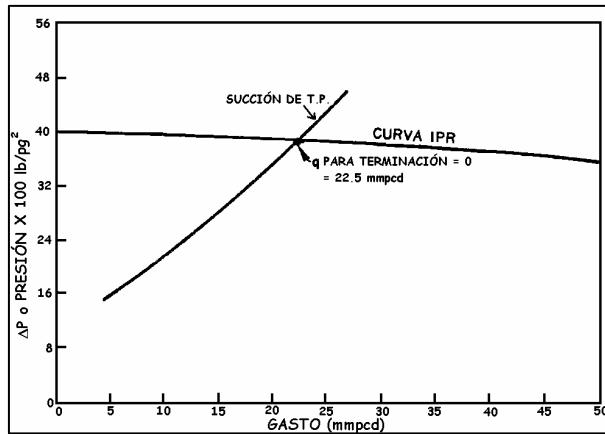


Fig. 5.21 Paso 2; curva de succión de la TP.

- El próximo paso es transportar el  $\Delta p$  entre el  $IPR$  y la curva de entrada de la tubería de producción (ver la Figura 5.22). Para hacer esto, calcular y trazar la caída de presión ( $\Delta p$ ) del sistema menos el empaque de la grava sustrayendo las presiones en la curva de la tubería de producción desde la curva  $IPR$  para varios gastos y trazarlos en el mismo gráfico como una caída de presión contra el diagrama de gasto. Además, es aconsejable construir una tabla para mantener ordenado todos los datos (Figura 5.22).

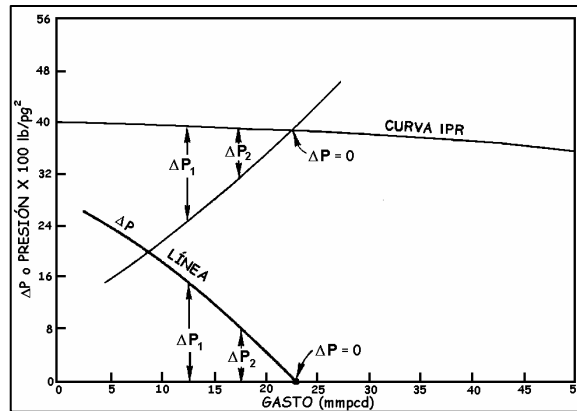


Fig. 5.22 Paso 3; transferencia de  $\Delta p$ .

- Calcular y trazar el  $\Delta p$  a través de la terminación, teniendo la atención ahora a la caída de presión a través del empaque de la grava. Usando las ecuaciones de flujo lineal dadas por Jones, Blount y Glaze<sup>12</sup>, se puede realizar con un cierto grado de exactitud.

Fluidos movidos a través del yacimiento al pozo en un régimen de flujo radial; es decir, el área normal (perpendicular) a fluir es disminuido. Cuando los fluidos empiezan a entrar del empaque de grava al pozo, ellos se mueven en régimen de flujo lineal (el área normal para fluir es constante). Permitted discutir algunas de las variables que son diferentes en las ecuaciones de aquéllas de flujo radial. Referencia en la Figura 5.23a y 5.23b.

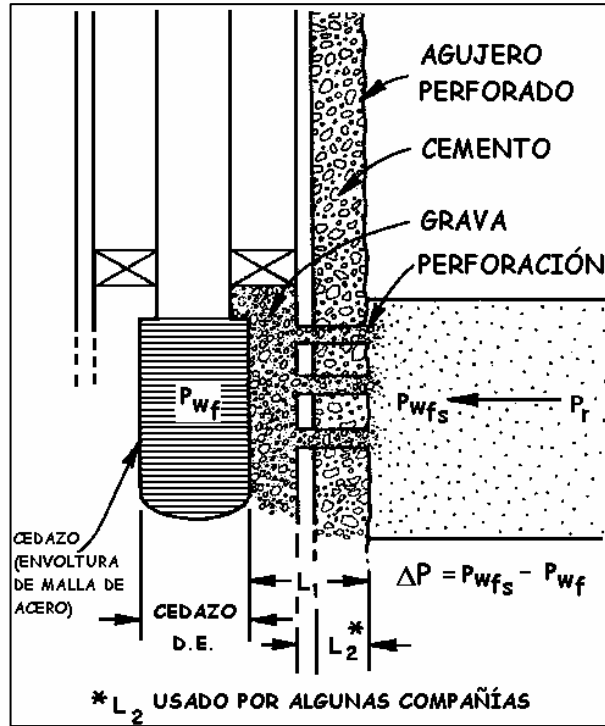


Fig.5.23a Esquema del empacamiento de grava.

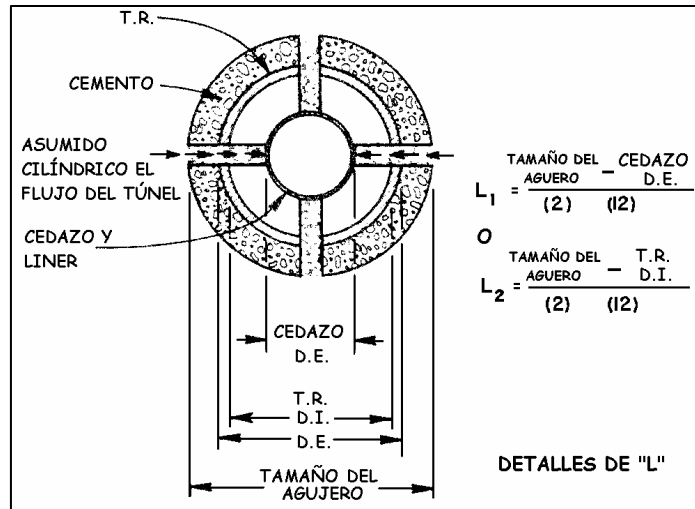


Fig. 5.23b Detalles de la longitud del túnel "L".

La primera variable desconocida es  $L$  (longitud del túnel). Esta variable es la longitud de la trayectoria del flujo lineal en pies. La longitud de flujo lineal en las formaciones sin consolidar es medida en el borde exterior al cubrimiento del cemento (radio del agujero) al diámetro exterior del cedazo y liner (Figura 5.23b). Es asumido que la insuficiente consolidación en la arena de la formación permite un propio túnel discreto en la formación.

Ésta es probablemente una suposición segura, especialmente de los disparos limpiados normalmente por represión o lavados en la formación.

Algunos investigadores indican que los fluidos retornan a un régimen de flujo radial dentro de la T.R. (Figura 5.23b) y por consiguiente miden la longitud de la trayectoria del flujo lineal del exterior de la envoltura del cemento hacia el diámetro interior de la T.R. Esto ha dado que experiencias de investigadores midan la trayectoria de flujo lineal de la envoltura exterior de cemento al diámetro exterior del cedazo, determinando alguna sobre predicción de la caída de presión en el túnel de los disparos. Significa que determina bajo predicción el gasto para una presión de flujo dada y puede significar una predicción superior que una densidad de disparos completamente necesaria. Recíprocamente, midiendo la trayectoria de flujo lineal de la envoltura de cemento para diámetro interior de la T.R. tendrán el efecto opuesto en una evaluación del comportamiento de empaque de grava.

Para la evaluación de este ejemplo y para la aplicación general de análisis nodal, se recomienda el método de medir  $L$  (patrón de flujo lineal) de la envoltura del cemento al diámetro exterior del cedazo porque son mucho menos costoso unos disparos antes de un empacamiento de grava que quitar el empaque y reperforar después de que el empaque se ha colocado, perdiendo la producción o tener una falta de empaque de grava debido a una caída de presión excesiva.

Examinando la ecuación, se observa que minimizando la magnitud de  $L$  pueden ayudar a minimizar la caída de presión en el empacamiento de grava. Para hacer esto, se usa el cedazo más grande y liner que pueden lavarse más fácilmente, llegando ha ser necesario. A ese extremo, un espacio anular de 0.75 pg a 1.25 pg (Figura 5.23b) es considerado óptimo. Este tamaño anular entre el cedazo y T.R. es suficiente para permitir la colocación de la grava usando los métodos modernos de lechada viscosa, es amplio para controlar la producción de arena, todavía es bastante pequeño para minimizar los efectos de la longitud de trayectoria de flujo lineal y su caída de presión relacionada. Cuando la  $L$  no puede perfeccionarse debido a la mecánica o razones de condición del agujero, los efectos de  $L$  pueden ser superados aumentando el área abierta al flujo.

El siguiente término desconocido es "A". Este término es el área total abierta al flujo que significa el área de un disparo multiplicado por el número de perforaciones abiertas. En este y todos los ejemplos de diseño, asumir 100% de eficiencia en la perforación hasta que la experiencia suficiente de campo progrese para revisar la eficacia de operación en cada campo. La eficacia de 70% en disparos debe lograrse, pero tan bajo como 30% debe reportarse.

Mientras la permeabilidad no es un nuevo término, una corta discusión de permeabilidad de la grava es en orden. Se obtuvieron la permeabilidad de grava de varios empaques y grava abastecida por compañías. Un acuerdo general de permeabilidad fue obtenido, se usó, y se publicó para varias gravas normalmente usadas. Cuando las permeabilidades inicialmente publicadas eran aplicadas en las ecuaciones, se demostró con la experiencia, ser consistentemente bajo predicha la caída de presión. Fue descubierto entonces que las permeabilidades a usarse eran la permeabilidad absolutas de las gravas a la presión



atmosférica baja. Cuando se experimento, la grava también era la misma, muy limpia, una condición frecuentemente investigada pero raramente obtenida en el campo. Desde que las condiciones en el lugar “*in - situ*” para un empaque de grava son bastante diferentes de aquéllas en laboratorio, se revisaron las permeabilidades de la grava usadas prediciendo la caída de presión que se extiende hacia abajo, hasta que reflejen aproximadamente mejor la condición del lugar. Los datos extensos para la comparación sólo estaban disponibles para grava 20-40 y 40-60, otras gravas comerciales no se usan ampliamente en la Costa del Golfo dónde las evaluaciones se realizan. La lista de los resultados es:

<i>Tamaño de grava</i>	<i>Permeabilidad</i>
<i>Malla 20-40</i>	<i>100,000 md</i>
<i>Malla 40-60</i>	<i>45,000 md</i>

Mientras esto es algo arriesgado se realizó una conclusión sobre la permeabilidad eficaz de otros tamaños de grava basado en los dos tamaños de grava, reduciendo la permeabilidad para ventilar otros tamaños de grava del 50% siendo un inicio real de estimación, revisando cuando se presenta la experiencia e indicando lo que debe ser.

5. Para llevar a cabo el paso,  $\Delta p$  a través de la terminación, primero calcular la caída de presión del empacamiento de grava calculando los valores del  $a$  y el término de  $b$  en la ecuación de Jones<sup>13</sup>. Todos los datos necesarios pueden encontrarse en la información antes dados del pozo o calcularse fácilmente. Observe primero el término “ $a$ ”:

$$P_{wfs}^2 - P_{wf}^2 = \frac{1.247 \times 10^{-10} \beta \gamma_g T Z L}{A^2} q^2 + \frac{8.93 \times 10^3 \mu_g T Z L}{k_g A} q$$

donde:

$$a = \frac{1.247 \times 10^{-10} \beta \gamma_g T Z L}{A^2}$$

$$b = \frac{8.93 \times 10^3 \mu_g T Z L}{k_G A}$$

Ahora que los términos necesarios se reúnen, tapan la ecuación y calculan el valor de “ $a$ ”:

$$L = 0.245 \text{ pies}$$

$$\beta_g = 4.056 \times 10^4$$

$$A = 0.116 \text{ pies}^2$$

$$a = \frac{1.247 \times 10^{-10} (4.056 \times 10^4) \times (0.6)(680)(0.965)(0.245)}{(0.116)^2} = 0.0361$$

Luego calcule el término de “*b*”, tomando las variables necesarias:

$$b = \frac{8.93 \times 10^3 (0.021)(680)(0.965)(0.245)}{(45,000)(0.116)} = 5.78$$

Notar que estos valores serán usados para “*q*” en mpcd.

La ecuación general es ahora:

$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = 0.0361 q^2 + 5.78 q$$

Esta ecuación puede resolverse para  $p_{wf}$  como sigue:

$$p_{wf} = \sqrt{(p_{wfs})^2 - (0.0361 q^2 + 5.78 q)}$$

Esta ecuación nos permite asumir varios gastos y calcular el valor correspondiente de  $p_{wf}$ . Si el gasto usado es demasiado grande, el valor del radical se volverá negativo. El significado en términos reales simplemente es que no hay bastante energía en la cara de la arena para permitir ese gasto y atravesar el empacamiento de grava. La ecuación requiere un  $p_{wfs}$  para cada gasto supuesto. Si no se tiene la  $p_{wfs}$  para el gasto particular se evalúa de la tabla de *IPR*, usando la ecuación de *IPR* para calcular el valor  $p_{wfs}$  para dicho gasto.

La ecuación de flujo radial se usa para obtener primero  $p_{wfs}$ . Entonces, la ecuación de flujo lineal se usa para obtener  $p_{wf}$ . El  $\Delta p$  de interés es  $p_{wfs} - p_{wf}$  para varios gastos supuestos.

Estos valores se muestran en tablas V.8, V.9, V.10, y V.11 para diferentes condiciones.

**TABLA V.8**

<i>4 spf y 10 pies de perforación</i>			
<i>q, mmpcd</i>	<i>p<sub>wfs</sub></i>	<i>p<sub>wf</sub></i>	<i>Δp</i>
5	3,982	3,863	119
10	3,960	3,467	493
15	3,933	2,696	1,237
20	3,900	809	3,011
25	3,863	-	-
30	3,821	-	-
35	3,773	-	-
40	3,719	-	-
45	3,659	-	-
50	3,594	-	-

**TABLA V.9**

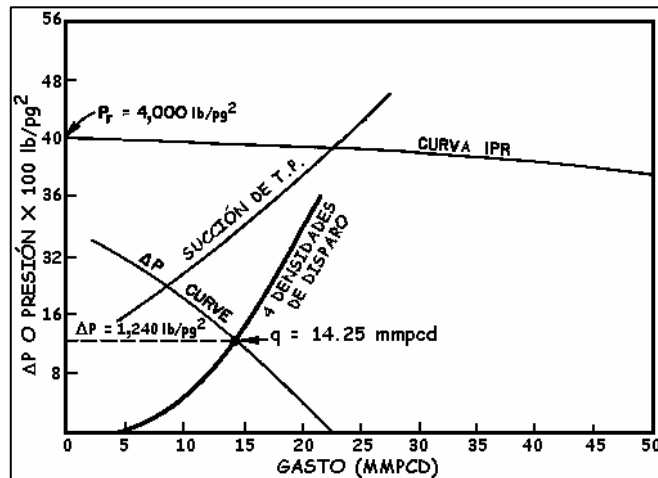
<i>4 spf y 20 pies de perforación</i>			
<i>q, mmpcd</i>	<i>p<sub>wfs</sub></i>	<i>p<sub>wf</sub></i>	<i>Δp</i>
5	3,984	3,954	30
10	3,967	3,848	119
15	3,949	3,677	272
20	3,929	3,431	498
25	3,908	3,093	815
30	3,886	2,627	1,259
35	3,862	1,942	1,920
40	3,837	428	3,409
45	3,811	-	-
50	3,783	-	-

\* Nota que el valor P<sub>wfs</sub> cambia ligeramente comparado a 10 pies perforados debido al término h<sub>p</sub><sup>2</sup> en el denominador del coeficiente "a".

**TABLA V.10**

<i>8 spf y 10 pies de perforación</i>			
<i>q, mmpcd</i>	<i>p<sub>wfs</sub></i>	<i>p<sub>wf</sub></i>	<i>Δp</i>
5	3,982	3,952	30
10	3,960	3,841	119
15	3,933	3,660	273
20	3,900	3,398	502
25	3,860	3,032	828
30	3,820	2,528	1,292
35	3,772	1,756	2,515
40	3,719	-	-
45	3,659	-	-
50	3,594	-	-

Trazar estos datos como se muestra en la Figura 5.24.



**Fig. 5.24** Curva final para 4 spf; paso 4, construcción del ΔP a través del empaque de grava basado en la terminación y densidad de disparos.

Donde:

$$L = 0.245$$

$$\beta = 4.056 \times 10^4$$

$$A = 0.233 \text{ pies}^2$$

$$a = 9.015 \times 10^{-3}$$

$$b = 2.879$$

**TABLA V.11**

<i>16 spf y 20 pies de perforación</i>			
<i>q, mmpcd</i>	<i>P<sub>wfs</sub></i>	<i>P<sub>wf</sub></i>	<i>Δp</i>
5	3,984	3,982	2
10	3,967	3,959	8
15	3,949	3,932	17
20	3,929	3,898	31
25	3,908	3,860	48
30	3,886	3,817	69
35	3,862	3,758	94
40	3,837	3,714	123
45	3,811	3,654	157
50	3,783	3,587	196
80	3,585	3,031	554

Donde:

$$A = 0.93 \text{ pie}^2$$

$$a = 5.63 \times 10^{-4}$$

$$b = 0.720$$

Se tiene un completo trazó de  $\Delta p$  del sistema contra  $\Delta p$  de la terminación. Este trazó demuestra dos muy valiosos fragmentos de información: el gasto a que el sistema total (incluso el empacamiento de grava) producirá y la magnitud de la caída de presión a través de la terminación, en este caso, el empacamiento de grava.

Es tiempo ahora decidir si otros cálculos de densidad de disparos son necesarios. Durante el tiempo en que el análisis nodal se ha usado para evaluar el empacamiento de grava, se ha mostrado que una caída de presión de 200 lb/pg<sup>2</sup> o menos es un límite excelente para planear y operar hacia abajo. Ninguna de las muchas personas que han aplicado esta tecnología se ha quejado de un fracaso de su empacamiento de grava cuando la caída de presión se ha mantenido a 200 lb/pg<sup>2</sup> debajo del límite. La única fuerza real que llevaría a una sustitución del cedazo y fracaso del empacamiento de grava, es la velocidad de los finos a la arena asociada con una caída de presión grande.

El límite de 200 lb/pg<sup>2</sup> fue escogido más o menos al azar y se ha mostrado para ser un poco conservador.

Algunos operadores han aumentado el límite superior de la caída de presión a 300-500 lb/pg<sup>2</sup>, dependiendo del grado de confianza que ellos tienen en sus procedimientos en general de empacamiento de grava.

## Aplicación de análisis nodal a pozos con empacamiento de grava

En el ejemplo, la caída de presión en el empaque con 4 spf es de 1,240 lb/pg<sup>2</sup>. Mucha de esta caída de presión no es aceptable, incluso para el más liberal de los operadores. Por consiguiente, se examina un poco otras densidades de disparo considerando el aumento del intervalo disparado o una combinación de ambos. El parámetro que realmente se cambia es la densidad de disparo, el intervalo disparado o incluso el tamaño de la pistola que es el área total abierta al flujo. Se evalúa un cambio en la densidad de disparo y el intervalo disparado para el problema del ejemplo.

Primero, permítanos extender el intervalo perforado a 20 pies. Para evaluar los efectos en orden de esto, nosotros necesitamos sólo sobre calcular “a” y el término de “b” de nuestras ecuaciones anteriores y seguir el mismo procedimiento como antes. Esta información se muestra en Tabla IV.9 y trazó en la Figura 5.25.

Una vez más, trazados estos datos en la gráfica original, se observa el gasto que el sistema producirá siendo aumentado a 20 mpcd, y la caída de presión a través del empaque disminuido a 440 lb/pg<sup>2</sup>.

Luego, examinar los efectos de aumentar la densidad de disparo a 8 spf con 10 pies abiertos al flujo y 16 spf con 20 pies abiertos al flujo. Una vez más, calcular el nuevo valor *a*, *b* y clasifica los datos. Observe en la Tabla IV.10 y IV.11.

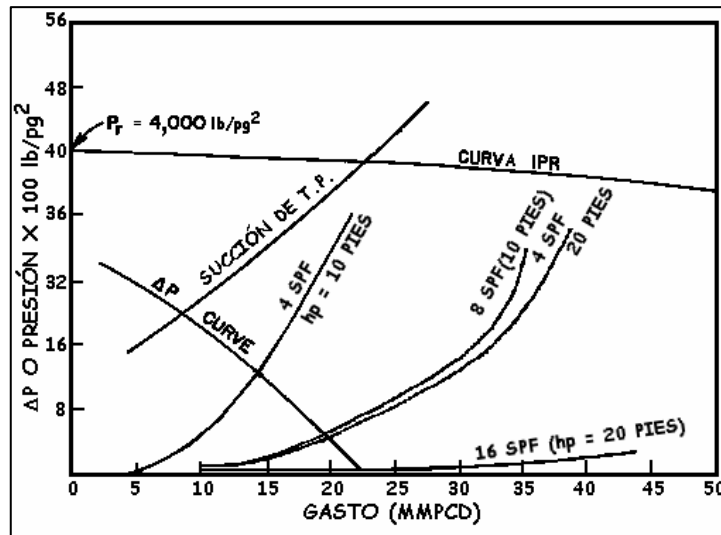


Fig. 5.25 Solución final; ejemplo del empacamiento de grava para el pozo de gas.

Ahora, de nuevo trace estos datos en la gráfica original (Figura 5.25). Esto muestra que el sistema del pozo realizó 22 mmpcd con un  $\Delta P$  muy bajo a través de la terminación. Desde que la densidad de disparo y el intervalo disparados es aumentada y aceptable por lo que se refiere a la caída de presión del empacamiento de grava, el operador debe escoger qué curso es bueno para él operacionalmente o para las consideraciones del yacimiento ( la presencia de un contacto de agua cerca del intervalo productor). El operador puede ahora tomar una decisión sobre disparar este intervalo que le permite obtener el gasto objetivo manteniendo

la caída de presión a través del empaque de grava para un nivel aceptable, y permitirle otras consideraciones tal como la presencia de agua cerca del intervalo productor. Adicionalmente, estas decisiones son de antemano hechas por la terminación y, como se ha mostrado a través de la experiencia en la industria, puede realizarse con la convicción segura. Es herramienta para diseñar el empaque grava a gastos altos con tiempos prolongados o ambos, para un cierto objetivo.

Las oportunidades de escoger la combinación apropiada de densidad de disparos, intervalo perforado, y el tamaño de disparos en la entrada del agujero sin el beneficio de estos tipos de cálculos es en verdad pequeña. Un análisis de este tipo puede dar más seguridad que los tipos de decisiones costosos que se toman fuera de los programas del pozo y diseño de empaque de grava.

$$\rho_o = \frac{\rho_{\text{deseada de aceite}} + \frac{0.0764(\gamma_g)R_S}{5.61}}{B_o}$$

### V.7.2. Ejemplo de un pozo de aceite

El procedimiento de análisis de un pozo de aceite es idéntico a los pozos de gas. Todavía se escoge la terminación, como el punto solución del análisis y se prosigue a construir la curva de *IPR* y T.P. La construcción de dos curvas, la curva  $\Delta p$  del sistema, y la curva que describe la caída de presión debido al empacamiento de grava es de igual manera en un pozo de aceite o de gas. Sólo las ecuaciones particulares son diferentes.

#### Datos:

$p_{wh} = 280 \text{ lb/pg}^2$	$r_w = 0.51 \text{ pies}$
$\bar{P}_r = 3,500 \text{ lb/pg}^2$	grava 40-60 ( $k_G = 45,000 \text{ md}$ )
Profundidad = 8,000 pies	Tubería de producción = 4 pg
$r_e = 1,500 \text{ pies}$	$35^\circ \text{ API } (\rho = 43.9 \text{ lb}_m/\text{pie}^3)$ , (aceite total)
$k = 170 \text{ md}$	$\gamma_g = 0.65$
$h = 25 \text{ pies}$	$T = 190^\circ \text{ F}$
$h_p = 15 \text{ pies}$	$RGA = 600 \text{ pies}^3/\text{bl} = R_S$
<i>Diámetro de perforación del agujero:</i>	Densidad de disparos = 4 spf = 0.51 pg de
Diámetro de agujero perforado = 12 1/4	diámetro de agujero
pg	$p_b = 2,830 \text{ lb/pg}^2$
T.R. = 9 5/8 pg	$B_o = 1.33$
Diámetro exterior del cedazo = 5 1/2 pg	$\mu_o = 0.54 \text{ cp}$

#### 1. Construcción de la curva *IPR* usando la Ley de Darcy:

$$q_o = \frac{7.08(10^{-3}) k h (\bar{p}_r - p_b)}{\mu_o \bar{B}_o (\ln(r_e / r_w) - 3/4 + 0)}$$

$$J = \frac{7.08(10^{-3}) k h}{\mu_o \bar{B}_o (\ln(r_e / r_w) - 3/4)} = 5.789$$

$$q_b = 5.789 (3,500 - 2,830) = 3,879 \text{ bl/día}$$

$$q_{m\acute{a}x} = q_b + \frac{J P_b}{1.8} = 12,983 \text{ bl / día}$$

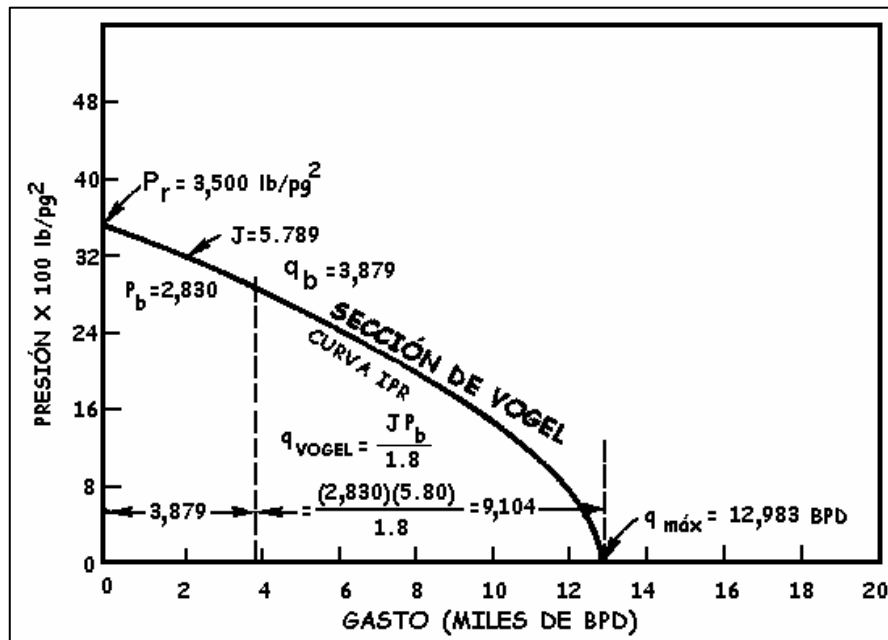
Densidad del aceite = 43.9 lb<sub>m</sub> /pie<sup>3</sup>

Referencia de la Figura 5.26 de la curva de *IPR*.

La Tabla V.12 muestra los datos trazados por la curva *IPR*.

**TABLA V.12**

<i>q</i> , bl/día	<i>P</i> <sub>wfs</sub>
5,691	2,500
8,059	2,000
9,972	1,500
11,430	1,000
12,434	500



**Fig. 5.26 Paso 1; construcción de la curva *IPR*.**

2. Construir la curva de admisión de la T.P. para 4 ½ pg de D.E. y para la presión en la cabeza del pozo de 280 lb/pg<sup>2</sup>. Los datos de la Tabla V.13 se utilizan.

TABLA V.13

$q$ , bl/día	Presión de admisión en la T.P.
4,000	1,640
6,000	1,860
8,000	2,120

Consulte la Figura 5.27 y señalar un gasto de 7,500 bl/día para una caída de presión cero a través de la terminación.

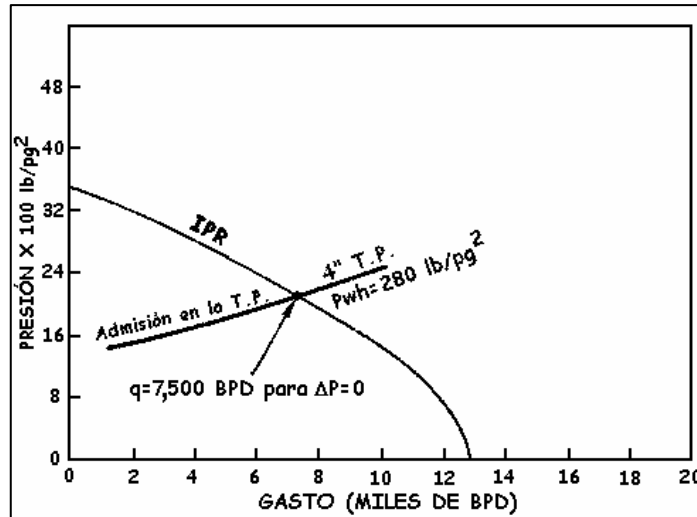


Fig. 5.27 Paso 2; construcción de la curva de admisión en T.P.

3. Transferencia de la curva  $\Delta P$  (ver Figura 5.28).

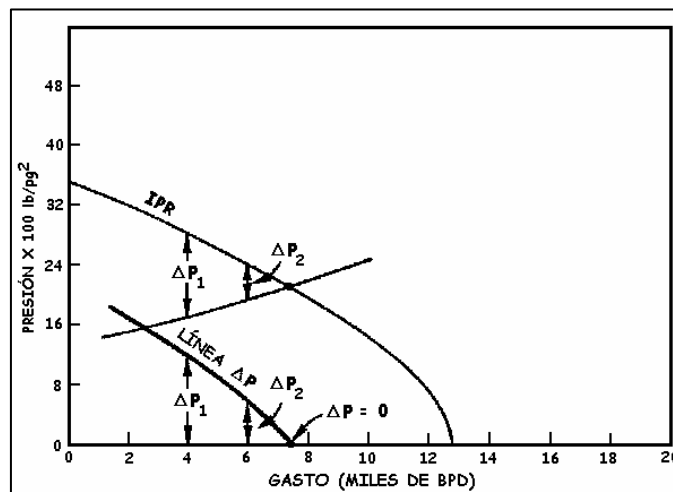


Fig. 5.28 Paso 3; Transferencia de  $\Delta P$ .



4. Calcular  $\Delta P$  a través del empaque de grava para 4 spf y 0.51 pg de diámetro de agujero usando las siguientes ecuaciones de Jones, Blount, y Glaze<sup>12</sup>.

$$p_{wfs} - p_{wf} = \Delta p = aq^2 + bq$$

$$\Delta p = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o L}{A^2} (q^2) + \frac{\mu_o B_o L}{1.127 \times 10^{-13} k_G A} (q)$$

donde:

$$a = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o L}{A^2}$$

$$b = \frac{\mu_o B_o L}{1.127 \times 10^{-13} k_G A}$$

$q$  = gasto. bl/día

$p_{wf}$  = presión del pozo fluyente (fondo del pozo), lb/pg<sup>2</sup>.

$p_{wfs}$  = presión del fondo fluyente en la cara de la arena, lb/pg<sup>2</sup>.

$\beta$  = coeficiente turbulento, pie<sup>-1</sup>

Para grava, la ecuación de  $\beta$  es:

$$\beta_o = \frac{1.47 \times 10^7}{k_G^{0.55}}$$

$B_o$  = factor del volumen de formación, (adimensional).

$\rho_o$  = densidad del aceite, lb/pie<sup>3</sup>.

$L$  = longitud del patrón de flujo lineal, pie.

$A$  = área total abierta al flujo, pie<sup>2</sup> ( $A$  = área de 1 perforación x la densidad de disparos x intervalo perforado).

$k_G$  = permeabilidad de la grava, md.

Un análisis de esta ecuación revela que hay sólo un término que es familiar. Se observan todas estas condiciones excepto el término de densidad ( $\rho$ ). El término de  $\beta$  es el mismo para el aceite y gas. El término de  $\rho_o$  es la densidad de aceite en lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>. Como el anterior ejemplo de pozo de gas, se comienzan los cálculos para la caída de presión del empacamiento de grava calculando el valor de "a" y el término de "b". También, puede resolverse el  $\Delta P$  directamente sin ninguna presión incluyendo el término cuadrados.

La tabla V.14 muestra estos resultados para 4 spf y 15 pies disparados:

$$L = 0.281 \text{ pies}$$

$$A = 0.085 \text{ pies}^2$$

$$\beta = 4.056 \times 10^4$$

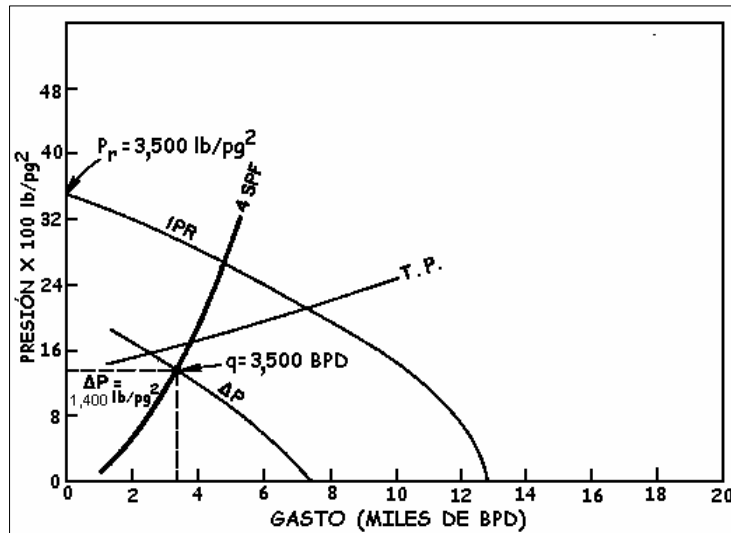
$$a = 1.11 \times 10^{-4}$$

$$b = 0.0468$$

**TABLA V.14**

<i>Asumiendo q, bl/día</i>	$\Delta p$
200	14
500	51
1,500	320
2,000	538
3,000	1,139
4,000	1,953
6,000	4,277
8,000	-
10,000	-

Estos resultados se muestran en la Figura 5.29 para un gasto de 3,500 bl/día para un  $\Delta p$  de 1,400 lb/pg<sup>2</sup>, el cual es demasiado alto a través del empacamiento de grava.



**Fig. 5.29 Paso 4; construcción de la curva de  $\Delta p$  a través de la terminación.**

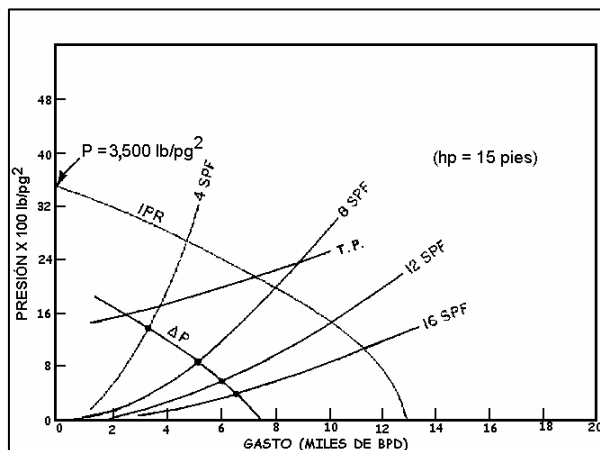
5. Calcule el  $\Delta p$  para otras densidades de disparos. La Tabla V.15 muestra estos resultados para 8, 12, y 16 spf para 15 pies disparados:

**TABLA V.15**

	<i>8 spf</i>	<i>12 spf</i>	<i>16 spf</i>
<i>q, bl/día</i>	<i>A = 0.17 pies<sup>2</sup> a = 2.77 x 10<sup>-5</sup> b = 0.0234</i>	<i>A = 0.0255 pies<sup>2</sup> a = 1.233 x 10<sup>-5</sup> b = 0.0156</i>	<i>A = 0.34 pies<sup>2</sup> a = 6.938 x 10<sup>-6</sup> b = 0.0117</i>
	<i>Δp, lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Δp, lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Δp, lb/pg<sup>2</sup></i>
200	6	4	3
500	19	11	8
1,500	97	51	33
2,000	158	82	51
3,000	320	158	98
4,000	538	260	158
6	1,139	538	320
8	1,953	914	538
10	3,009	1,389	811
12	4,277	1,963	1,139

Estos valores de  $\Delta p$  se trazan en la Figura 5.30. Como antes, se trazan los datos de la tabla en la misma gráfica, teniendo el *IPR*, la *T.P.*, y las curvas de caída de presión del sistema (Figura 5.30). La intersección de la curva de caída de presión del sistema y el empaque de grava muestra dos muy valiosos fragmentos de información: el gasto que producirá el sistema completo y la caída a través del empacamiento de grava. Al igual que el pozo de gas debe tratarse de mantener la caída a través del empacamiento de grava aproximadamente entre 200-500 lb/pg<sup>2</sup>, dependiendo de la experiencia en campo. En el ejemplo, la densidad de disparo escogida de 4 spf e intervalo perforado de 15 pies no produce una caída satisfactoria para el empaque de grava. Por consiguiente, se examinan nuevas densidades de disparos con el mismo intervalo disparado.

Estos resultados se muestran en la Figura 5.30, y si es de interés en un gasto alto, es necesario 16 spf para 6,500 bl/día, dando un  $\Delta p$  de 380 lb/pg<sup>2</sup>. Los intervalos adicionales mayores de 15 pies también permiten ampliarse.



**Fig. 5.30 Efecto de la densidad de disparos; ejemplo del empacamiento de grava para pozo de aceite ( $h_p = 15$  pies).**

## CONCLUSIONES

Se entiende que es importante el conocimiento del comportamiento de flujo de un pozo productor y de los términos que son indispensables para su estudio como son las presiones y gastos que se presentan en el transcurso de un sistema básico de un pozo petrolero.

Como se puede apreciar, un método efectivo de analizar el comportamiento de un pozo en producción, puede efectuarse con el sistema de análisis nodal, el cual proporciona un panorama general de los puntos críticos (nodos) del sistema de flujo, permitiendo un análisis de sensibilidad y seleccionar el diseño óptimo, que se refleja en la máxima producción con el mínimo costo posible.

Un análisis detallado de un pozo o grupo de pozos puede mejorar ampliamente la explotación de un yacimiento o campo productor, debido a que se puede identificar en que punto existen las mayores caídas de presión y las alternativas para disminuir sus efectos.

Algunas restricciones como la presencia ó flujo de arena en la productividad de un pozo esta ligado a las terminaciones con empacamiento de grava, es una forma de disminuir los efectos y tener una recuperación de hidrocarburos libres de sólidos así mismo obtener beneficios económicos que se reflejaran posteriormente.

Es conveniente prever desde el principio las restricciones al flujo como es el arenamiento en el pozo para poder diseñar la terminación en forma apropiada, y el sistema de producción adecuado.

La selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico en el que se comparen los incrementos en la producción al efectuar algún cambio, que sea justificado con la inversión adicional que sea necesario realizar.

El empaque de grava y el empleo de cedazos o liners ranurados no crean una restricción significativa en el flujo de un pozo a menos que éstos se tapen con arena de la formación, la grava debe apuntalarse adelante en lugar del cedazo o liner ranurado, para evitar taparse. Al aumentar al máximo el tamaño y número de perforaciones incrementan la productividad en un empaque de grava en agujero adorado y también el preempaque de la formación fuera de la perforación es esencial para altos gastos, y una prolongada vida del pozo. Pero la turbulencia es un gran factor en la disminución de la productividad en altos gastos.

Únicamente él empaque en la perforación de los pozo con baja velocidad de flujo es suficiente. Esta técnica es sensible en cuento a la velocidad y debe evitarse.

Aunque ningún punto en el diseño describe completamente una arena de la formación, la media (50 punto porcentual) parece ser el óptimo.

Una relación del tamaño entre la grava/arena de aproximadamente 6:1 debe usarse para el control de arena eficaz. Sin embargo, se producen cantidades pequeñas de finos de la formación continuamente a través del empacamiento de grava bajo estas condiciones.

Arenas uniformes en el empaque de grava son más difíciles para mantener en el pozo a alta producción, debido a su amplia gama de tamaño de grano que reduce la eficiencia, apuntalando eficazmente.

Un mínimo de 96% de la grava debe retenerse dentro de la designación del tamaño de ésta.

Causas de flujo multifásico localizan perturbaciones de presión que puede causar migración excesiva de finos, producción de arena, y tapón en las perforaciones.

La caída de presión en el empacamiento de grava es bastante insensible hacia el espacio anular aclarado entre la T.R. y el cedazo; también es independiente del ángulo de fase de la perforación indicando el flujo cercano a las perforaciones no interferido. Se encontró una grande influencia en la caída de presión dependiendo de la densidad de disparos y diámetro de la perforación.

La anisotropía del medio afecta en la caída de presión total, pero en menor grado que la densidad de disparos y diámetro de la perforación.

Los ejemplos mostrados nos dan la comprensión de las caídas de presiones y gastos del comportamiento de un pozo empacado con grava ya sea de gas o aceite con sus datos pertinentes y ecuaciones que la describen.

Por lo tanto el empaque de grava debe tomarse en cuenta para obtener una producción apropiada, a un menor costo conociendo el completo comportamiento de un pozo junto con los factores que intervienen en su estudio.

## NOMENCLATURA

$\varphi$	: Diámetro del estrangulador, (pg).
$\theta$	: Dirección angular, (radianes).
$\overline{p}_R$	: Presión promedio del yacimiento, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$\overline{\mu}_o$	: Viscosidad a la presión promedio de $\frac{\overline{p}_R + P_{wf}}{2}$ , (cp).
$\lambda$	: Constante de separación = $m (k_D)^{0.5} r_s/h$ .
$\mu$	: Micras.
$\gamma_g$	: Gravedad específica del gas (dimensional).
$\mu_g$	: Viscosidad del gas, (cp).
$\rho_o$	: Densidad del aceite, (lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> ).
$\mu_o$	: Viscosidad del aceite, (cp).
$\Delta p$	: Caída de presión, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$\rho_w$	: Densidad del agua, (lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup> ).
$\mu_w$	: Viscosidad del agua, (cp).
$\beta$	: Coeficiente inercial, pies <sup>-1</sup> (m <sup>-1</sup> ).
$\phi$	: Porosidad.
$z_{w,2}$	: Pozo, o perforación entre punto, en el pozo
$A$	: Área- superficie o a través de la sección pies <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> ).
$a$	: Coeficiente de flujo turbulento, (1/pie).
<i>API</i>	: Instituto Americano del Petróleo.
$b$	: Coeficiente de flujo Darcy.
B.N.	: Bombeo neumático.
bl	: Barriles.
$B_o$	: Factor de volumen del aceite, (adimensional).
BPD	: Barriles por día.
$B_w$	: Factor de volumen del agua, (adimensional).
$c$	: Ángulo de fase, grado.
c.s.	: Condiciones atmosféricas.
$d$	: Diámetro, (pg).
D	: Dimensional.
<i>D.I.</i>	: Diámetro interior de tubería de producción, (pg).
$d_c$	: Diámetro del estrangulador, (64 avos de pg).
$d_p$	: Diámetro de la perforación, L.
<i>EF</i>	: Eficiencia de flujo, (adimensional).
$f$	: Formación.
$f_w$	: Flujo fraccional del agua, (adimensional).
$g$	: Grava
$h$	: Espesor del yacimiento, pies(m).

---



---

$HP$	: Potencia requerida por el compresor, (hp).
$I_i$	: 1 <sup>er</sup> orden de la función modificada Bessel, primera género
$IPR$	: Índice de productividad relativa, (bl/día)/(lb/pg <sup>2</sup> ).
$J$	: Índice de productividad de un pozo, (bl/día)/(lb/pg <sup>2</sup> ).
$k$	: Permeabilidad, md (m <sup>2</sup> ).
$k_G$	: Permeabilidad de la grava, (md).
$k_g$	: Permeabilidad al gas, (md).
$k_i$	: 1 <sup>er</sup> orden de la función modificada Bessel, segundo género
$k_o$	: Permeabilidad efectiva al aceite, (md).
$k_w$	: Permeabilidad efectiva al agua, (md).
$L$	: Longitud de la perforación, pie (m)
L.D.	: Línea de descarga.
mmpcd	: Millones de pies cúbicos por día.
$n$	: Número de etapas de separación.
$N$	: Número total de perforaciones
$N_p$	: Producción acumulada.
$n_s$	: Número de perforaciones contra la fase
nspf	: Número de disparos por pie (densidad de disparos).
$p$	: Perforación
$p$	: Presión, lb/pg <sup>2</sup> .
$p_l$	: Presión corriente arriba del estrangulador, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$Pa$	: Pascal (Presión).
$p_b$	: Presión de burbujeo, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$p_D$	: Presión corriente abajo del estrangulador, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$P_d$	: Presión de descarga, lb/pg <sup>2</sup> .
$p_e$	: Presión del estrangulador, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$p_{sep}$	: Presión de separación, (lb/pg <sup>2</sup> ).
pt	: Túnel de empaque.
$p_{wf}$	: Presión de fondo fluyendo, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$p_{wfs}$	: Presión del fondo fluyente en la cara de la arena, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$p_{wh}$	: Presión en la cabeza del pozo, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$p_{ws}$	: Presión de fondo estática, (lb/pg <sup>2</sup> ).
$q_{máx}$	: Gasto máximo, (bl/día).
$q$	: Gasto bruto, (bl/día).
$q_{gm}$	: Gasto volumétrico de gas, mmpcd.
$q_{inj}$	: Gasto de inyección, (bl/día).
$q_{o máx}$	: Gasto de aceite máximo, (bl/día).
$q_o$	: Gasto de aceite, (bl/día).
$q_w$	: Gasto de agua, (bl/día).
$R$	: Relación gas- aceite (RGA), pies <sup>3</sup> /bl.
$r$	: Dirección radial.
$r$	: Radios, L.
$R_{cp}$	: Relación de compresión, etapas.

---



---

$r_e$	: Radio de drene, pg.
$r_w$	: Radio del pozo, pg.
$s$	: Amplitud de la perforación, L.
$s$	: Cedazo.
$S$	: Daño total, (adimensional).
spf	: disparos por pie (densidad de disparos).
$t$	: Distancia vertical de referencia en el fondo de una perforación, L.
$T$	: Temperatura del yacimiento, °F.
T.P.	: Tubería de producción.
T.R.	: Tubería de revestimiento.
$V$	: Velocidad, pie/hr (m/seg).
$w$	: Peso de la perforación, L
$WOR$	: Relación agua - aceite a c.s. $bl_w/bl_o$ .
$z$	: Distancia vertical, L.
$Z$	: Factor de compresibilidad del gas a $T$ y $p$ , (adimensional).



## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Brown, K. E. And Beggs, H. D. "The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1, Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma, 1978.
2. Carolina G.S. y Gonzalo R. A. "Predicción del IPR a partir de un Programa de Computo, para Pozos Productores de Gas en Formaciones Arenosas." Tesis. UNAM. 1985.
3. Coberty, C.J. Selection of Screen Openings for Unconsolidated Sands. API. Drilling and Production Practice (1937).
4. Fonseca, C. F. "The Overall System Influencing Oil Well Performace", M.S. Thesis, The University of Tulsa (1972).
5. Fuentes Nucamendi, Faustino Alonso. "Análisis Nodal: Fundamentos y aplicaciones." UNAM. Tesis. 1986.
6. Garaicochea, P. F., Acuña, R.A. "Diseño de Tuberías de Producción y Líneas de Descarga." Revista de Instituto Mexicano del Petróleo, Julio (1973).
7. Geertsma, J.,1974. Estimating the coefficient of inertia resistanse in fluid flow through porous media. Soc. Pet. Eng. J. October, 445-458.
8. Gerardo Elisea Sánchez. "Teoría y ecuaciones para optimizar las terminaciones en pozos productores." Tesis. México, D.F. Septiembre de 1987.
9. Gilbert, W. E. "Flowing and Gas-Lift Well Performance." API Drilling and Production Practice (1954), p.126.
10. H. Dale Beggs. "Production Optimization." Oil Gas Consultants. International Inc.; Tulsa, Oklahoma. 1991 pag.: 133-153.
11. Hurst, W. "Establishment of the Skin Effect and its Impediment to Fluid Flow into a Well Bore." Pet. Eng., 1953 B6-B16.
12. Jones, Loyd G., E. M. Blount, and O. H. Glaze. "Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of wells Having Turbulence." SPE 6133. SEP of AIME, 1976.
13. Jones. R.E., Thorp. G., 1974. A meted of analyzing performance of gravel pack completion in Serial Field, Brunei. Trans. AIME 269, 1496-1504.
14. Josué López Gutiérrez, "Análisis del Comportamiento de Flujo del Pozo UECH-21 de la Zona Marina de Campeche." Tesis. México D.F. Noviembre de 1988.

15. K. Brown. "Technology of Artificial Lift Methods." Vol. 4<sup>a</sup>. Penn Well Publishing. Co., Tulsa, Oklahoma, 1978.
16. Kanu, P. E. : "System Analysis Hikes Well Performance", Petroleum Engineer International, May (1980).
17. M. O. Onyekonwu, F.C. Okonkwo. "Pseudo-skin model for gravel-filled perforations." Journal of Petroleum Science and Engineering 18 (1997) 233-239. Univ. Port Harcourt, Nigeria.
18. M.I. José Ángel Gómez Cabrera y colaboradores. "Producción por Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico." Apuntes. Facultad de Ingeniería. UNAM.
19. Mach, J.: "Apply Nodal Analysis to Production Systems", Flopetrol, Well Servicing, (1981).
20. March, J., Proaño E., and Brown, K.E.: "A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial or Gas Wells", paper SPE 8025.
21. Nind, T.W. "Principles of Oil Well Production." Mc Graw-Hill. Book Company, First Edition (1964), Second Edition (1981).
22. Okonkwo. F.C., 1995. Pseudo skin models for perforations and for gravel-pack completions. M. Eng. Thesis, Univ. Port Harcourt. Nigeria.
23. Penberthy. N.L. Jr., Cope, B.J. 1980 "Design and productivity of gravel- packed completions." J.P.T. October 1679-1686.
24. Sandberg TEK P & M, Grenseveien. "Gravel Packing to control Sand." Stat oil Stavanger Norway, March 1992.
25. Saucier, R.J. "Gravel Pack Design Considerations". SPE 4030.SPE of AIME, October 8-11,1972.
26. Spivak. D., Horne, R.N., 1983. Unsteady state pressure response due to production with a slotted liner completion. J. Pet. Technol, July, 1366-1372.
27. Standing, B.M.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive"J.P.T., November, 1970.
28. Sukarno, Pudjo. "Comparison of the Methods for Predicting Inflow Performance Relationship Curves." M.S. Thesis, University of Tulsa, 1982.
29. T. Yildiz and U.P. Langlinais. "Calculation of Pressure Losses Across Gravel Packs." Louisiana State U. SPE. 1988.

30. Van Everdingen, A. "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well." Trans. AIME, 1953, 171-176.
31. Vogel, J.V. "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells." Journal of Petroleum Technology (January 1968), p.83-93.