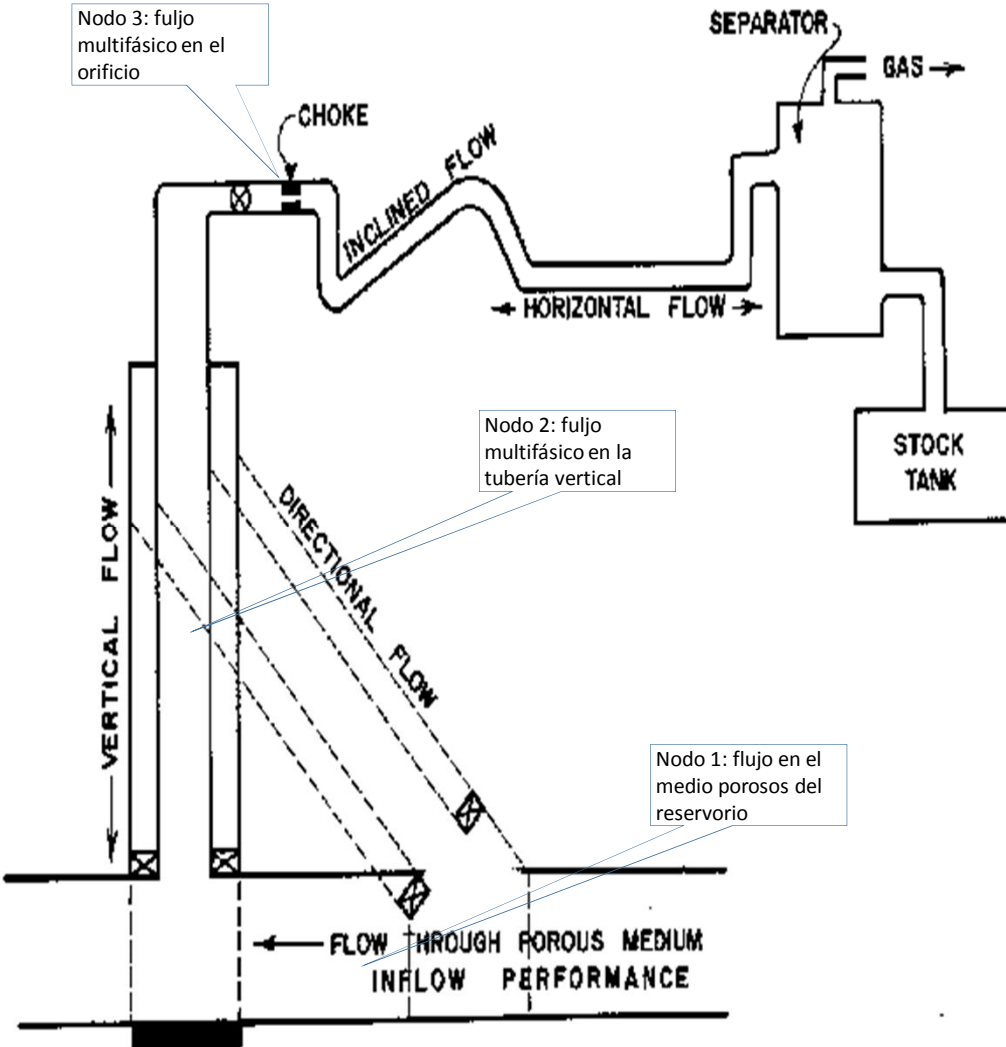


## SURGENCIA NATURAL



Se produce cuando la energía del reservorio, manifestada en forma de presión, es suficiente para elevar los fluidos y vencer las pérdidas de carga en las instalaciones de superficie hasta los tanques de batería. Generalmente se produce en las primeras etapas de la vida productiva del pozo.

La descripción adecuada del comportamiento de un pozo surgente, se debe evaluar desde el punto de vista del análisis nodal, ya que involucra tres aspectos claramente diferentes que interactúan entre sí:

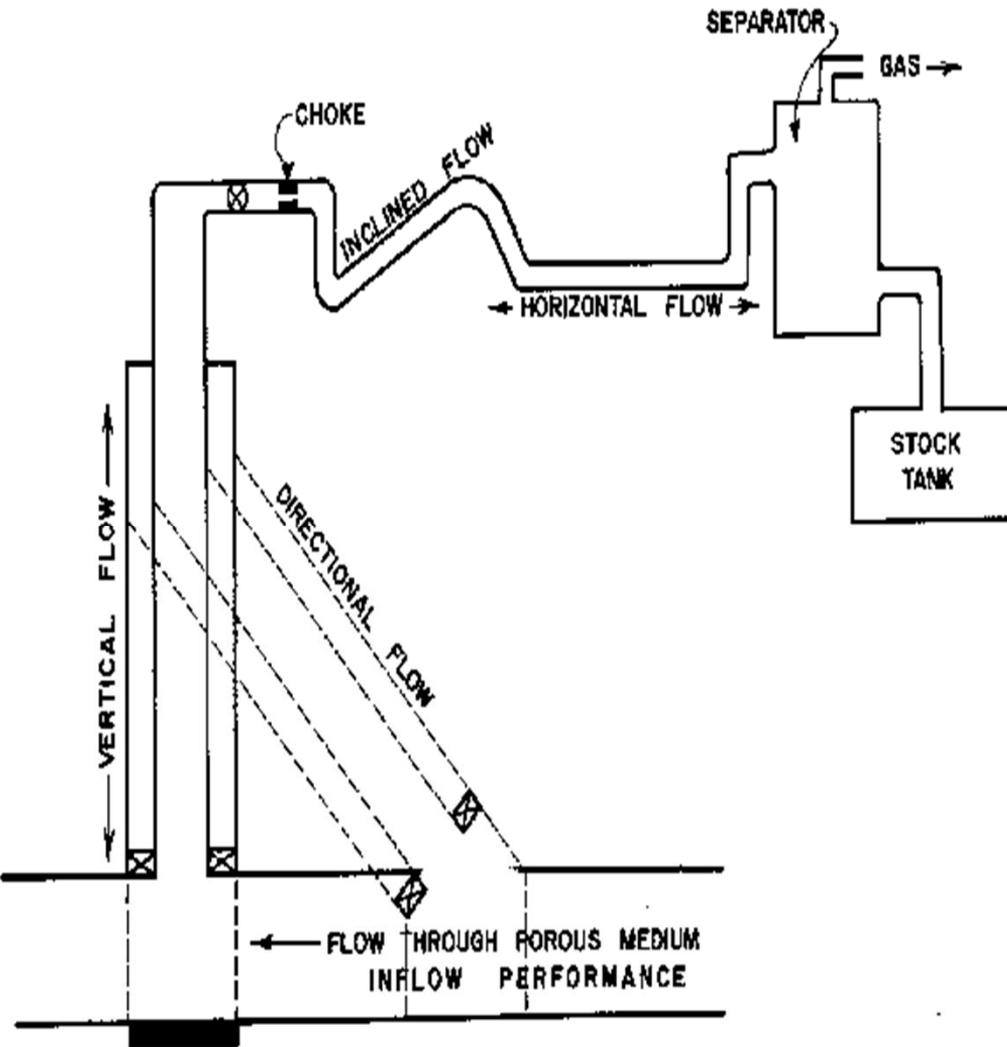
1. El flujo en el medio poroso del reservorio
2. El flujo multifásico en la tubería de elevación desde el fondo a la boca de pozo
3. El flujo multifásico en las instalaciones de superficie (orificio estrangulador).

Para analizar el comportamiento de un pozo surgente determinado es necesario reconocer que hay tres fases, las cuales se tienen que estudiar en forma separada y unir las después, antes de obtener una imagen en conjunto del comportamiento del pozo surgente. Estas fases son: comportamiento del flujo de entrada, comportamiento del flujo en la tubería vertical y comportamiento del orificio.

El comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo del petróleo, agua y gas de la formación hasta el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere, por el Índice de Productividad (IP) del pozo o, en términos generales por la IPR.

El comportamiento del flujo en la tubería vertical, implica un estudio de pérdidas de carga en tuberías verticales que conducen mezclas en dos fases (líquido + gas).

Las pérdidas de presión que acompañan al flujo de petróleo, agua y gas a través de una línea de flujo restringida (por el orificio) en la superficie se conocen como comportamiento del orificio.



Por otro lado, las curvas de comportamiento de la surgencia de un pozo dependerán de:

- a. Características del reservorio
- b. Características de la tubería de producción
- c. Presión en el nodo inicial y final del sistema
- d. Porcentaje de agua producido
- e. Relación Gas-Líquido
- f. Longitud de las tuberías
- g. Temperatura
- h. Características de los fluidos a manejar
- i. Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga
- j. Grado de desviación del pozo

## **NODO1: FLUJO EN EL MEDIO POROSO DEL RESERVORIO**

La Ley de Darcy para un flujo radial en un medio poroso nos permite estimar el caudal de fluido que podrá aportar un reservorio definido en un pozo de petróleo, a partir del conocimiento de algunas variables del reservorio (permeabilidad, espesor y presión estática), de características fisicoquímicas del fluido alojado en dicho reservorio (viscosidad), y del radio del pozo.

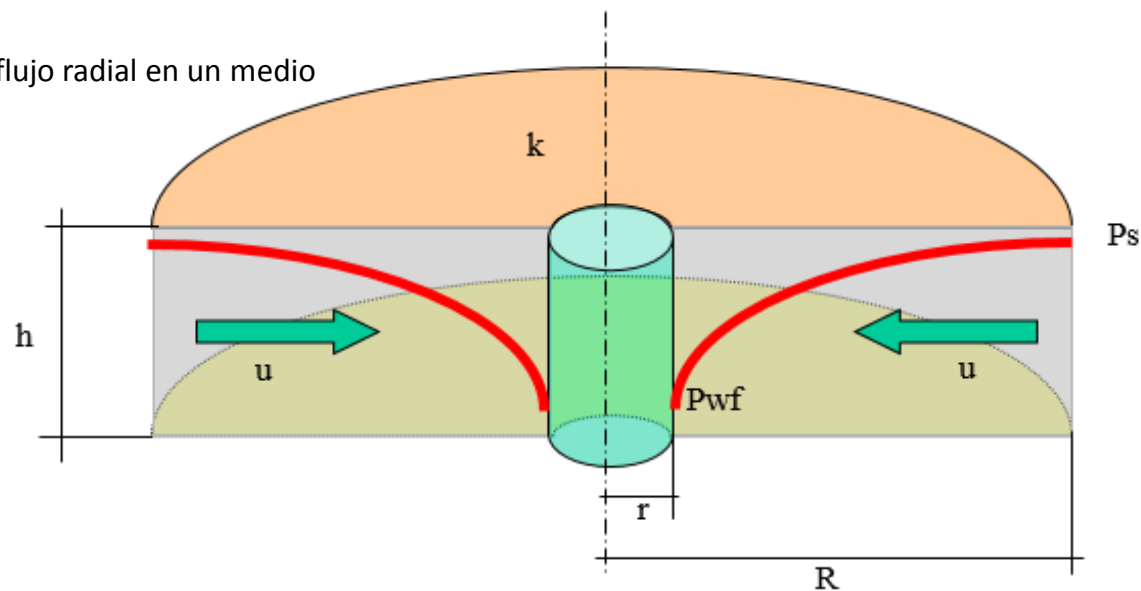
Como consecuencia de la circulación del fluido en el medio poroso del reservorio, se produce una caída de presión desde el valor "Ps" (presión estática) al valor "Pwf" (presión dinámica de fluencia) que es la presión en el wellbore.

Para el cumplimiento de la ecuación de Darcy se asume como radio de drenaje "R" a aquel en el cual la presión estática no se verá afectada por la extracción del fluido en el pozo.

A partir de estas consideraciones, el caudal será:

$$Q = \frac{k \cdot h \cdot (P_s - P_{wf})}{u \cdot \ln (R/r)}$$

DARCY: para un flujo radial en un medio poroso



## NODO1: FLUJO EN EL MEDIO POROSO DEL RESERVORIO

El análisis del primer nodo se centra en poder estimar el comportamiento del reservorio frente a las condiciones de extracción de los fluidos almacenados en el mismo (petróleo+agua+gas). Es decir la curva de pérdida de carga en ese medio poroso, cuando se drena un fluido multifásico a través de dicho reservorio.

### INDICE DE PRODUCTIVIDAD:

Se define el índice de productividad como la relación entre la producción total de líquidos "q" (petróleo+agua+gas) en las condiciones de almacenamiento, y la caída de presión entre la presión estática (Ps) y la presión dinámica de fluencia (Pwf).

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} \quad \text{bl}/(\text{día}) (\text{lb}/\text{pulg}^2) \qquad p_{wf} = p_s - \frac{q}{J}$$

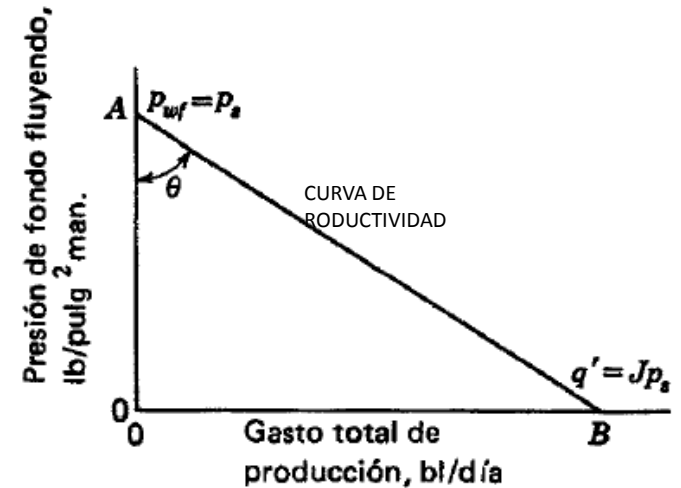
El IP *específico*, designado por  $J_s$  es el número (total) de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/pulg<sup>2</sup> de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora. Es decir,

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(p_s - p_{wf})} \quad \text{bl}/(\text{día}) (\text{lb}/\text{pulg}^2) (\text{pies}) \qquad (3-3)$$

donde  $h$  es el espesor de la capa productora en pies.

En un momento particular de la vida del yacimiento, la  $P_s$  tiene a un valor específico, por lo que si  $J$  es constante, al graficar la  $P_{wf}$  vs  $q$  se obtiene una línea recta. El ángulo que forma esta línea con el eje de presiones es tal que el índice de productividad será la pendiente de la curva:

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = J$$



Este gráfico representa el comportamiento de la formación. Por tanto en el punto B de la figura  $q'$  es el potencial del pozo. Es decir el máximo caudal que puede entregar la formación a un valor de  $P_{wf}$  igual a la atmosférica.

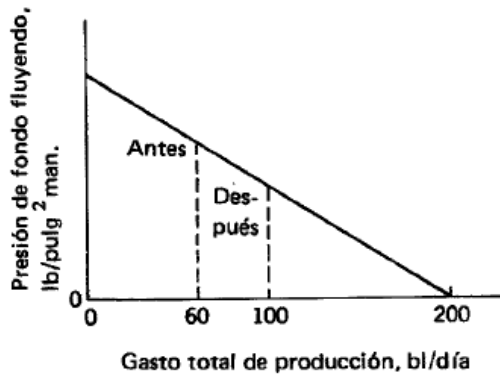
## IPR

Durante la explotación del pozo casi siempre se puede esperar que la línea sea

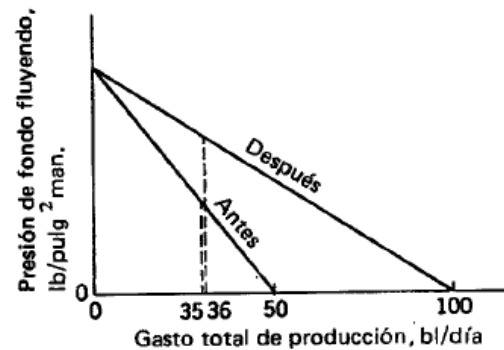
una curva, por lo que a partir de la definición de la ecuación  $J = \frac{q}{p_s - p_{wf}}$  bl/(día) (lb/pulg<sup>2</sup>)

La dirección de la curvatura es tal que el valor de J decrece al incrementarse los valores de  $\Delta P$  o de "q", por lo que para relacionar los casos Gilbert definió el concepto de "relación del comportamiento del flujo de entrada" (IPR), para describir la curva del comportamiento de la presión dinámica de fluencia graficada contra la producción total, para cualquier pozo en particular.

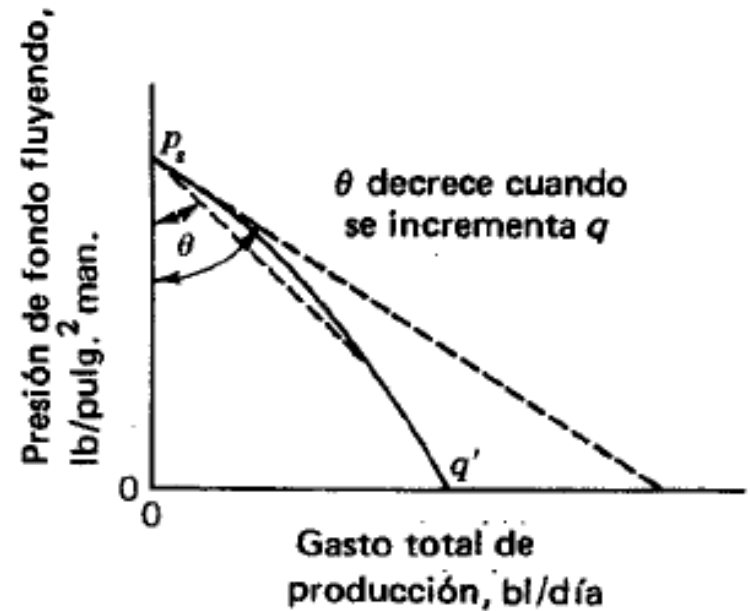
| Pozo | Antes del tratamiento | Una semana después del tratamiento |
|------|-----------------------|------------------------------------|
| A    | 60, fluyendo          | 100, fluyendo                      |
| B    | 35, con bombeo        | 36, con bombeo                     |



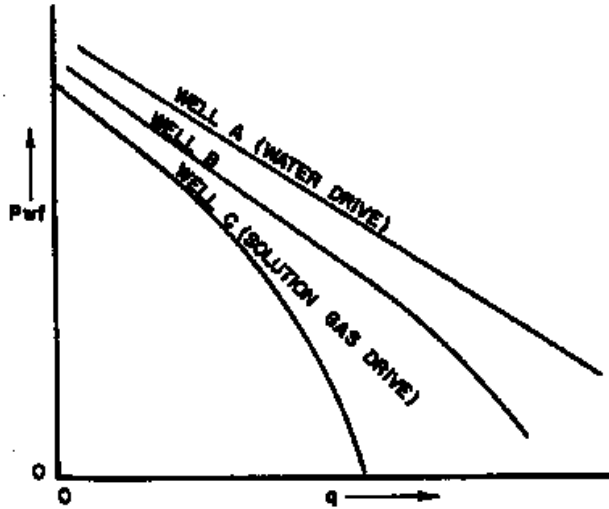
**Figura 3.7** La estimulación a la formación fue un fracaso a pesar del aumento en el gasto de producción.



**Figura 3.8** La estimulación a la formación tuvo éxito, no obstante el gasto de producción inalterado.



**Figura 3.4** Relación del comportamiento del flujo de entrada.



Recta (empuje de agua y/o presión dinámica por encima de la presión de saturación) o

Curva (empuje por gas disuelto o flujo por debajo del punto de burbuja).

El IP de un pozo no solo cambia con el tiempo y la producción acumulada sino que está también sujeto a cambios en el diferencial de presión a un tiempo especificado.

El motivo de la no linealidad de la relación entre el caudal y la presión de fluencia puede atribuirse a :

- Incremento de la saturación de gas con la consiguiente baja de la permeabilidad del petróleo por reducción de la presión
- Cambio de régimen laminar a turbulento en los capilares cercanos a las paredes del pozo al incrementarse el caudal
- Caudales por encima del flujo crítico en las cercanías del pozo

El comportamiento de afluencia, puede ser descripto adecuadamente mediante la ecuación de Vogel.

### ECUACIÓN DE VOGEL

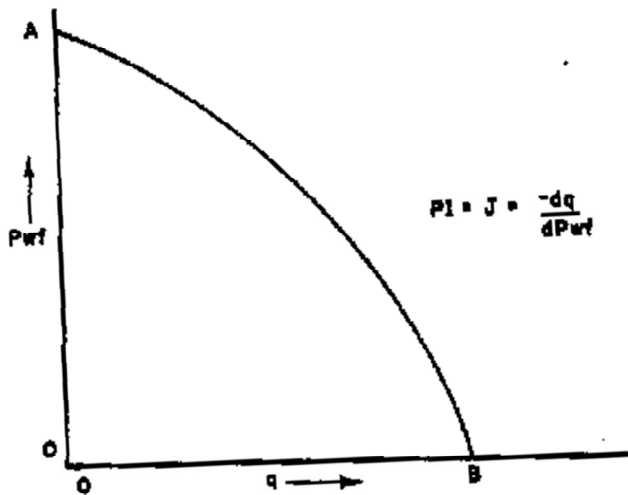
$$\frac{q_o}{(q_o)_{max}} = 1 - 0.20 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.80 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$$

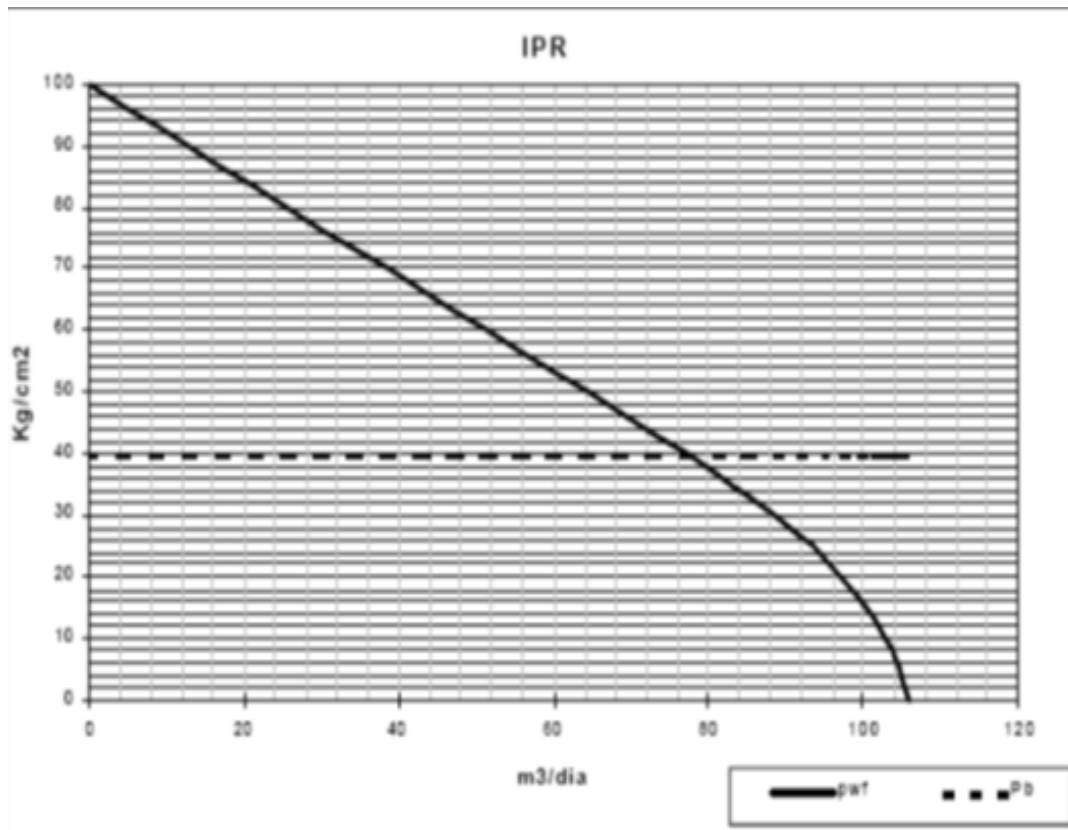
La relación para una IPR recta será :

$$\frac{q_o}{(q_o)_{max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_R}$$

Consideraciones:

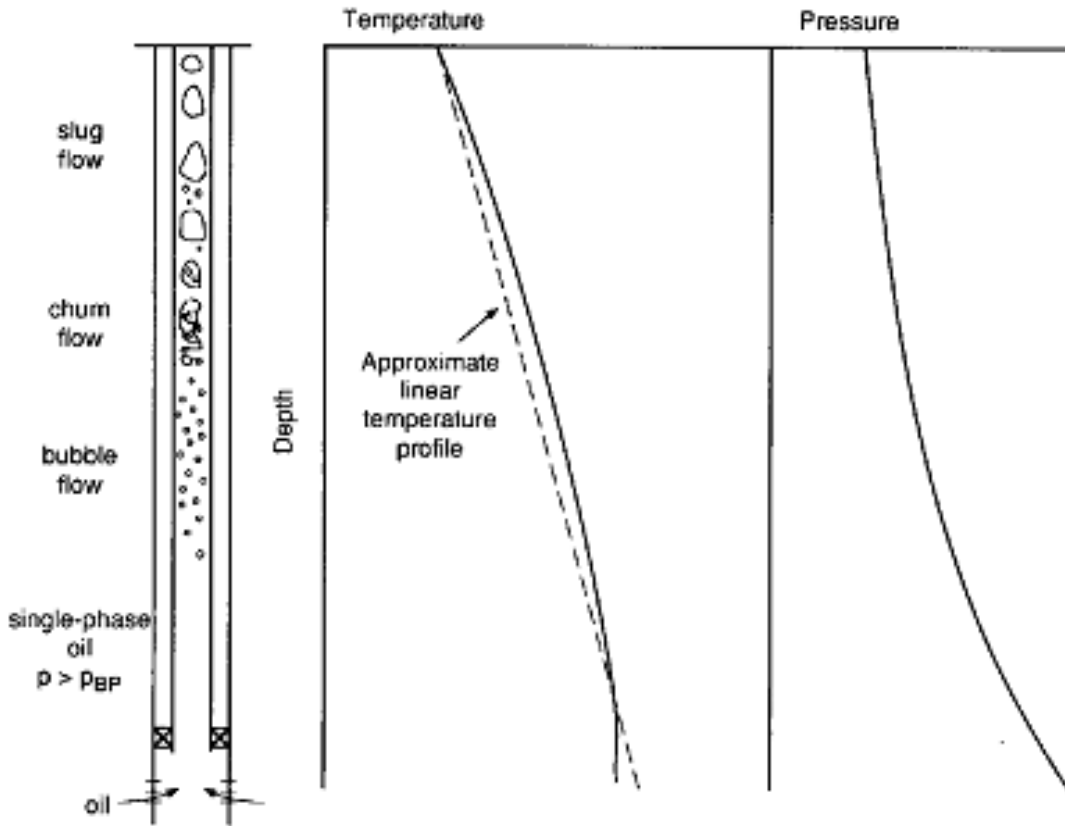
- “ El procedimiento es correcto para empuje por gas disuelto
- “ La curva se construyo para gas-petróleo, pero correlaciona bien para las tres fases
- “ Los errores mayores no deben superar el 10% y se deben corroborar con la practica





Para calcular la capacidad de producción se puede utilizar el método de Índice de Productividad (IP) en yacimientos en los cuales la presión de flujo es mayor o igual a la presión de burbuja. Si la presión en el fondo es menor que la presión de burbuja se debe emplear el método de Vogel, condiciones en las cuales se genera un fluido bifásico por lo cual no se puede utilizar correctamente la relación lineal IP. En algunas aplicaciones, puede ser conveniente trazar una curva combinada, esto es, recta (IP) para  $p_{wf}$  mayor a la presión de saturación y curva (IPR – Vogel) para presiones menores.

## FLUJO BIFASICO EN TUBERIA VERTICAL



Puntos a tener en cuenta:

- “ El extremo del tubing debe estar frente a los punzados
- “ La IPR debe ser una línea recta

A medida que la mezcla asciende, la presión se reduce constantemente, por lo que del petróleo crudo que contiene gas en solución se desprende gas libre; por lo tanto el volumen de líquido decrece. Este fenómeno afecta los volúmenes presentes en cada punto de la tubería

1. Flujo líquido (la presión de la mezcla está por arriba del  $P_b$ )
2. Flujo de burbujas (la presión está por debajo del  $P_b$ , pero aun es alta tal que se desprenden pequeñas burbujas en el seno de la mezcla)
3. Flujo por baches (se debe a la aglomeración de las burbujas de la etapa anterior porque las burbujas más grandes se desplazan a mayor velocidad que las pequeñas. Se caracteriza por contener batch de líquido entre los bolsones de gas y queda una leve película de líquido en las paredes).
4. Flujo niebla (se produce cuando los batch de gas perforan los de líquido y arrastra pequeñas gotas)



No todos estos regímenes de flujo ocurrirán simultáneamente en una sarta de tubería de producción dada; la caída de presión que se requeriría en el tubing sería mayor que la que se encuentra en la práctica. Pero se pueden presentar dos, o posiblemente tres regímenes con sus zonas de traslape.

Además de los regímenes de flujo en sí mismos, las viscosidades del petróleo y del gas; las variaciones de dichas viscosidades con la temperatura y la presión; las características PVT de los fluidos del yacimiento; la  $p_{wf}$ , y la presión en el cabezal del tubing, PHT, afectan directamente al gradiente de presión en un punto particular del tubing.

Varios investigadores han publicado correlaciones para describir el comportamiento del flujo bifásico vertical entre las que podemos citar:

- Hagedorn and Brown
- Orkiszewski
- Duns and Ros
- Beggs and Brill
- Fancher and Brown
- Aziz
- Lockhart and Martinelli
- Gray
- Gilbert
- Poettman y Carpenter

Las curvas de gradiente de presión tienen la siguiente forma general

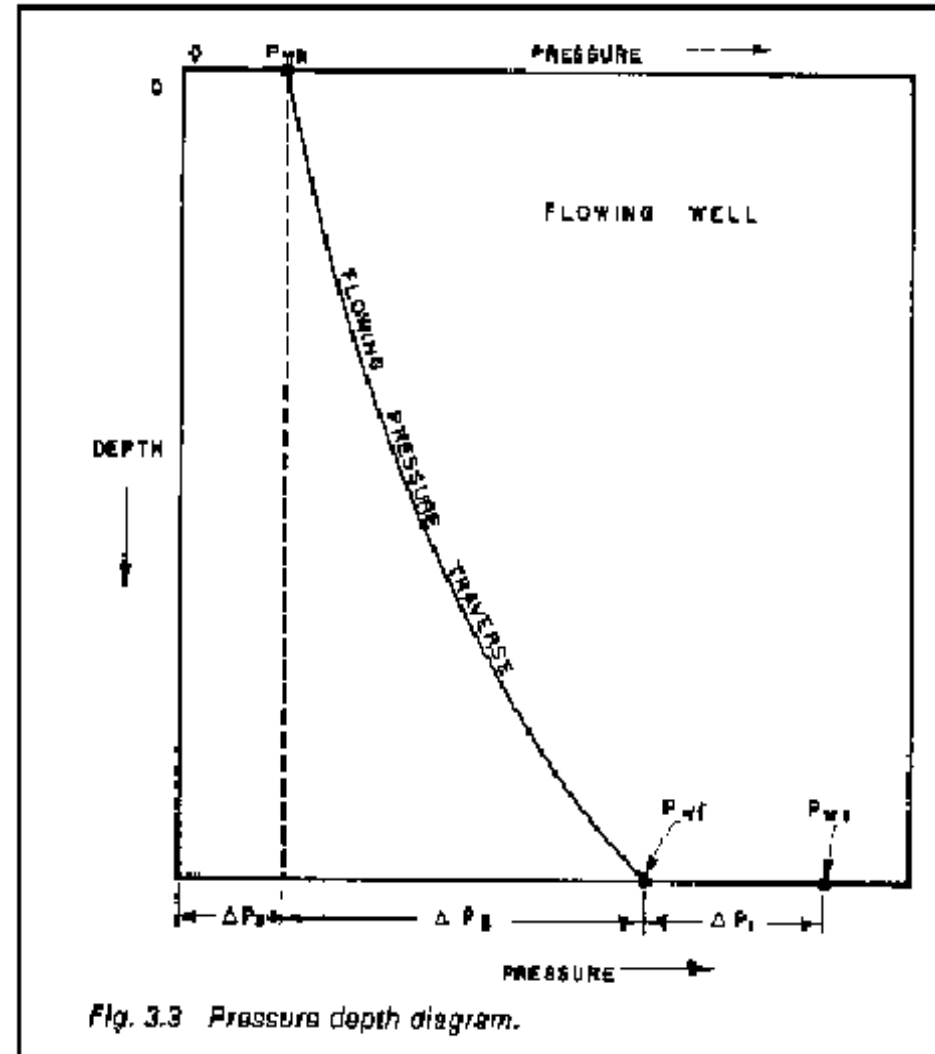


Fig. 3.3 Pressure depth diagram.

## COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN UNA TUBERÍA VERTICAL: POETTMMANN Y CARPENTER

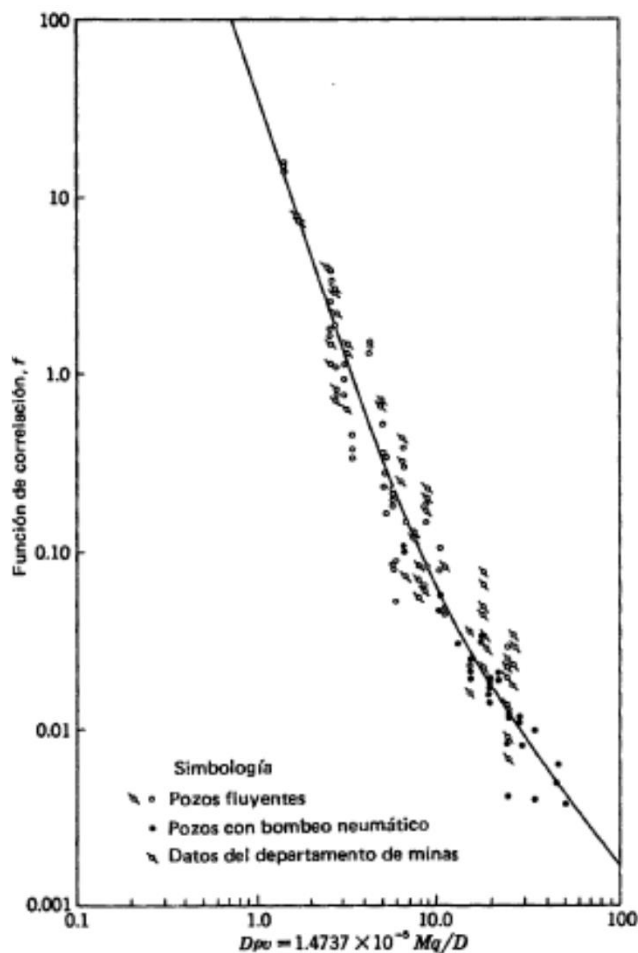


Figura 4.5 Correlación de los datos de campo en pozos fluentes y con bombeo neumático. (Según Poettmann y Carpenter, referencia 1. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

El problema fue tratado semiteóricamente por Poettmann y Carpenter (referencia 1) quienes basaron su análisis en la ecuación de energía. Las suposiciones que se hicieron son: no se toma en cuenta la diferencia de la energía cinética del fluido que pasa por sus estados iniciales y finales de flujo (en el fondo y en la parte superior de la tubería de producción) y que las pérdidas de energía que resultan de los fenómenos irreversibles como el paso del aceite y la fricción contra las paredes de la T.P. pueden expresarse en la forma:

$$W_f = 4fv^2 \frac{\Delta h}{2gD} \quad (4-1)$$

donde  $v$  es la velocidad promedio de la mezcla en el intervalo de la tubería de producción de longitud  $\Delta h$  y  $D$  es el diámetro interior de la tubería de producción. El factor  $f$  debe determinarse empíricamente.

Al aplicar estas consideraciones, Poettmann y Carpenter pudieron reducir la ecuación de la energía a la forma:

$$144 \frac{\Delta p}{\Delta h} = \bar{\rho} + \frac{\bar{K}}{\bar{\rho}} \quad (4-2)$$

donde

$\Delta p$  = Caída de presión en el intervalo vertical  $\Delta h$  pies, lb/pulg<sup>2</sup>.  
 $\bar{\rho}$  = Densidad promedio del fluido en este intervalo, lb/pie<sup>3</sup>.

$$\bar{K} = \frac{fq^2M^2}{(7.413 \times 10^{10}D^5)} \quad (4-3)$$

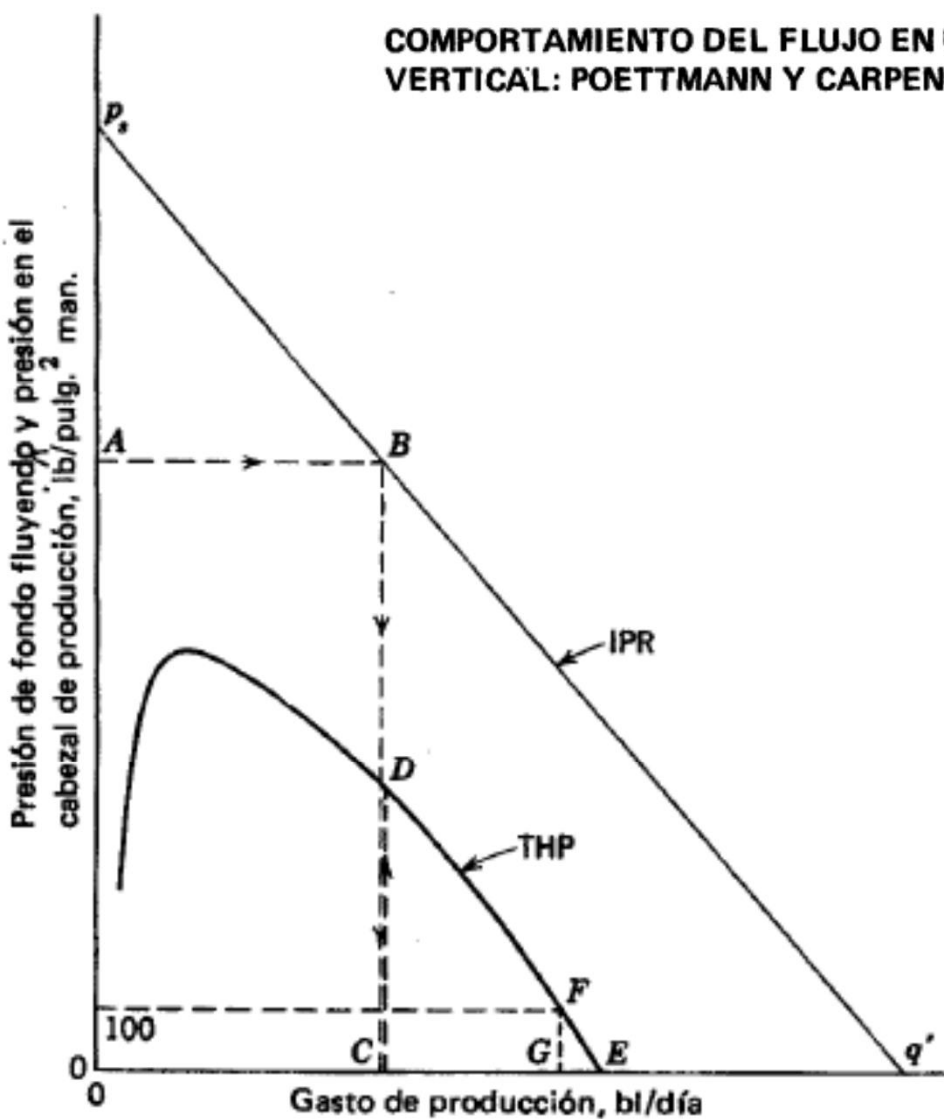
$q$  = Gastos de líquidos (agua y aceite a condiciones de tanques de almacenamiento), bl/día.

$M$  = Masa total del gas y líquido asociado con 1 barril de líquido a condiciones de almacenamiento, lb.

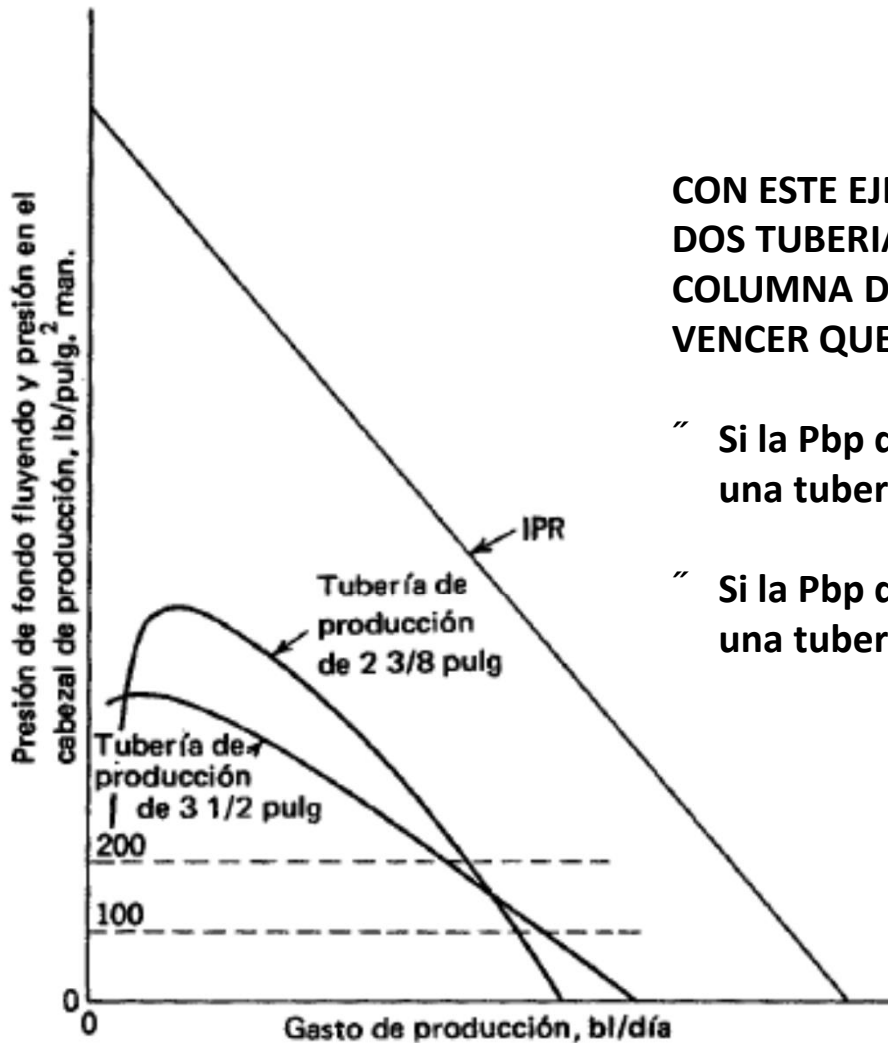
$D$  = Diámetro interior de la T.P., pies.

$f$  = Factor de pérdida de energía definido por la ecuación 4-1.

### COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN UNA TUBERÍA VERTICAL: POETTMMANN Y CARPENTER



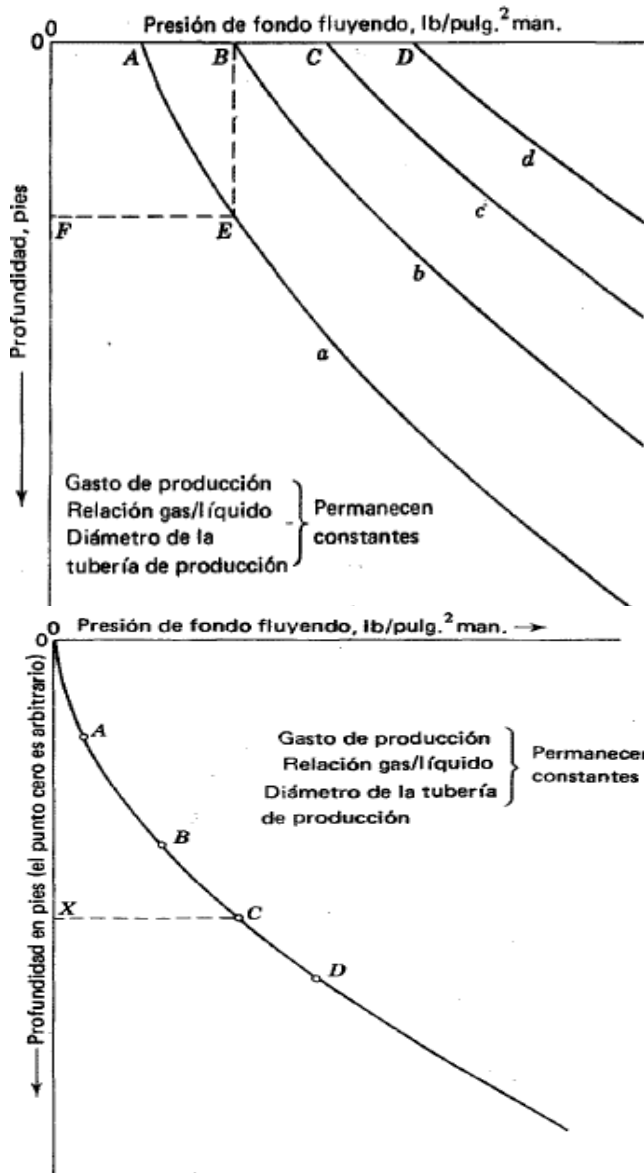
Al tomar valores diferentes de la presión en el fondo fluyendo BHP como puntos de inicio, es posible desarrollar una gráfica del tipo mostrado en la figura 4.3 para cualquier diámetro particular de tubería de producción. Con el valor de la BHP fluyendo definido en punto A como punto de inicio, el gasto de la formación se determina moviéndose horizontalmente hacia el punto B sobre el IPR y, luego, verticalmente hacia abajo hasta el punto C. Con el gasto de producción definido por C, la ecuación de Poettmann y Carpenter se usa para calcular el valor de la  $P_{th}$  (punto D). Evidentemente,  $BD$  es una medida de la pérdida de presión en la tubería de producción. El gasto máximo al cual el pozo es capaz de fluir se define mediante el punto E, que corresponde a una  $P_{th}$  de cero. Ya que habrá siempre una pérdida de presión positiva en la tubería de producción, el punto E debe quedar a la izquierda del potencial del pozo  $q'$ , como se muestra; en otras palabras, un pozo nunca puede producir o rendir en forma completa al potencial de la formación con un flujo natural. En la práctica, un pozo nunca produce con una  $P_{th}$  de cero debido a que la línea de flujo y el separador en la superficie siempre ejercerán alguna contrapresión. Si se ha decidido que el pozo produzca con una  $P_{th}$  de 100 lb/pulg<sup>2</sup> se traza entonces una línea horizontal a la altura equivalente de 100 lb/pulg<sup>2</sup>; y el punto F en el cual éste interseca la curva de la  $P_{th}$  define el gasto G.



CON ESTE EJEMPLO SE PUEDE OBSERVAR AL GRAFICAR LAS CURVAS DE DOS TUBERIAS, LA CONVENIENCIA DEL CAMBIO DE DIAMETRO DE LA COLUMNA DE PRODUCCION SEGUN LA PRESION EN BOCA DE POZO A VENCER QUE DEPENDE DE LAS INSTALACIONES EN SUPERFICIE.

- “ Si la Pbp de 100 psi → tubería de 3 ½” permitirá un mayor caudal que una tubería de menor  $\Phi$ .
- “ Si la Pbp de 200 psi → tubería de 2 3/8” permitirá un mayor caudal que una tubería de mayor  $\Phi$ .

Figura 4.4 Determinación del diámetro óptimo de la tubería de producción.

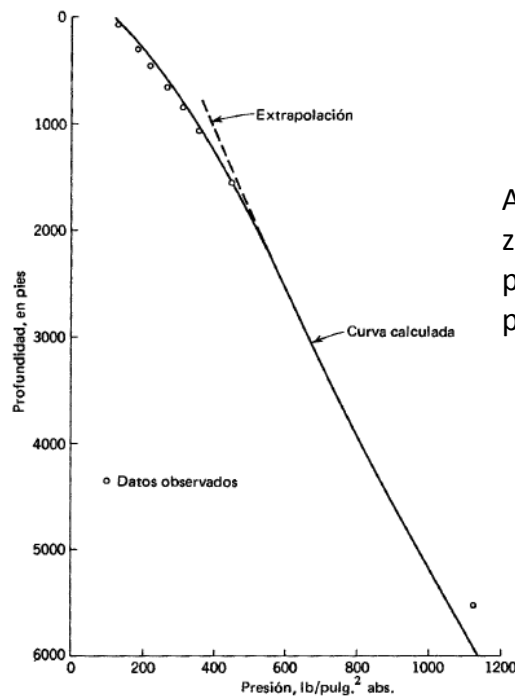


## COMPORTAMIENTO EN TUBERIA VERTICAL: GILBERT

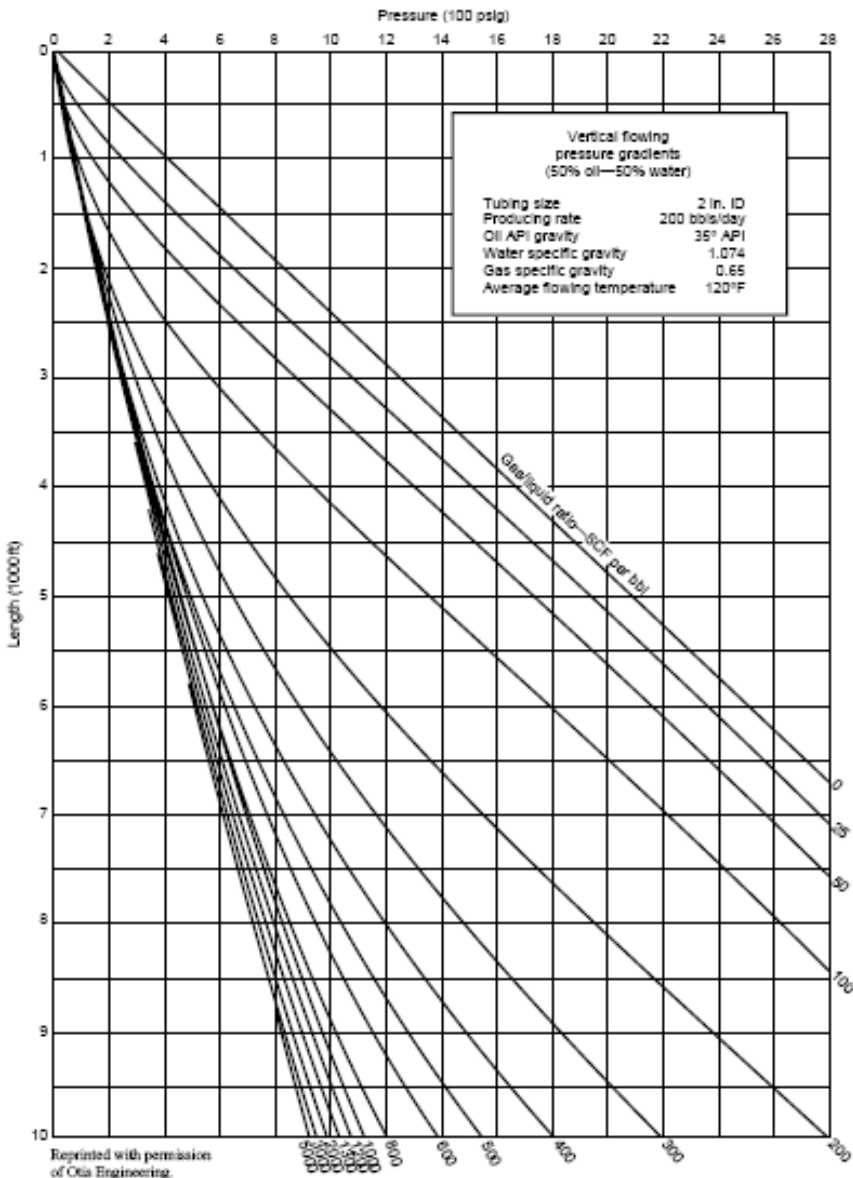
GILBERT DEFINIO DE FORMA EMPIRICA LAS SIGUIENTES CURVAS AL GRAFICAR LA  $P_{wf}$  EN FUNCION DE LA PROFUNDIDAD:

Para la correlación de los pozos consideró que:

- " Los pozos seleccionados producen con el mismo diámetro de tubería, la misma producción bruta y la misma RGL
- " Cada una de las curvas corresponde a una presión de cabeza diferente
- " Los puntos A, B, C y D se logran regulando la presión de cabeza de pozo  
Por lo tanto representan la intersección de las curvas con la profundidad cero
- " Cada curva representa la pérdida de carga a las distintas profundidades



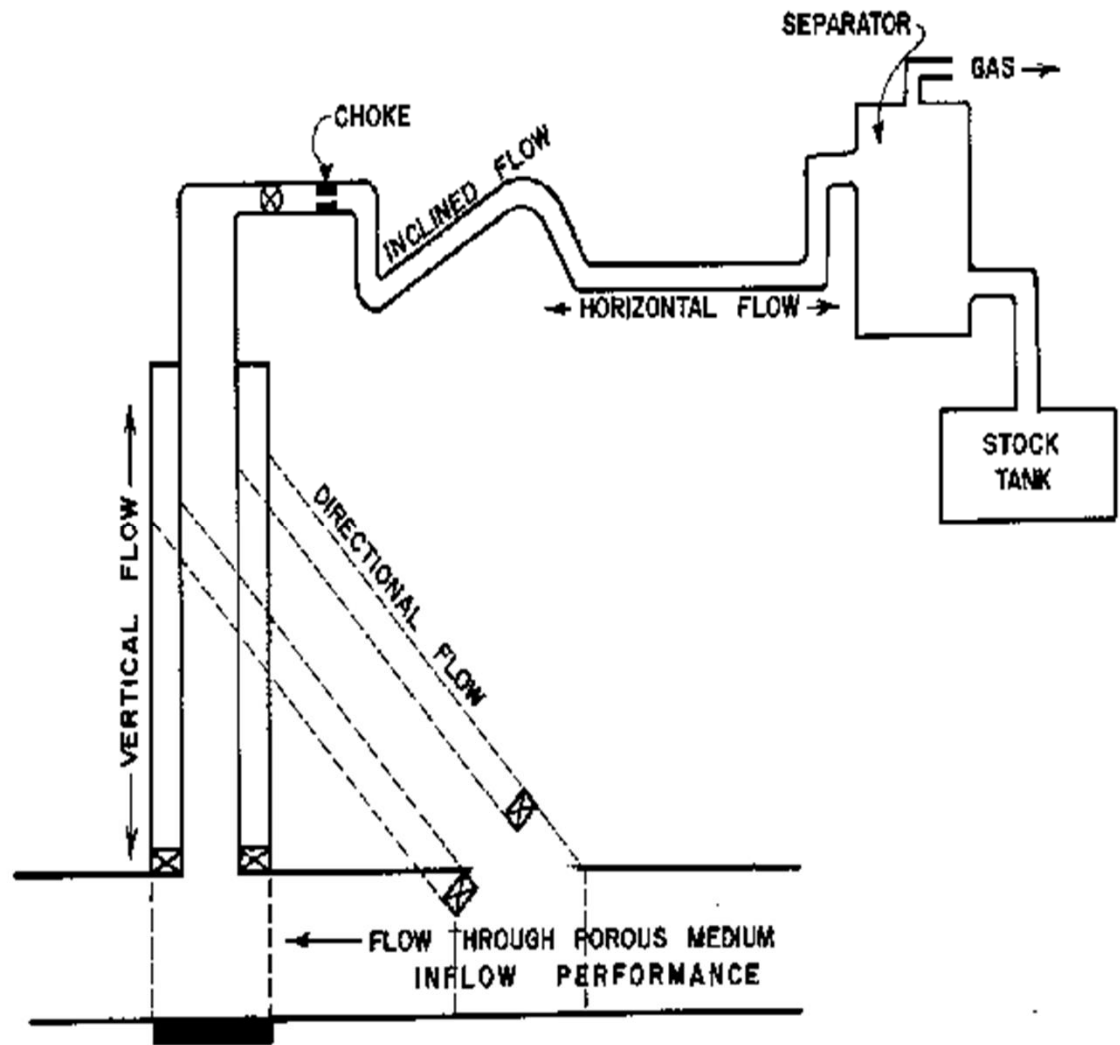
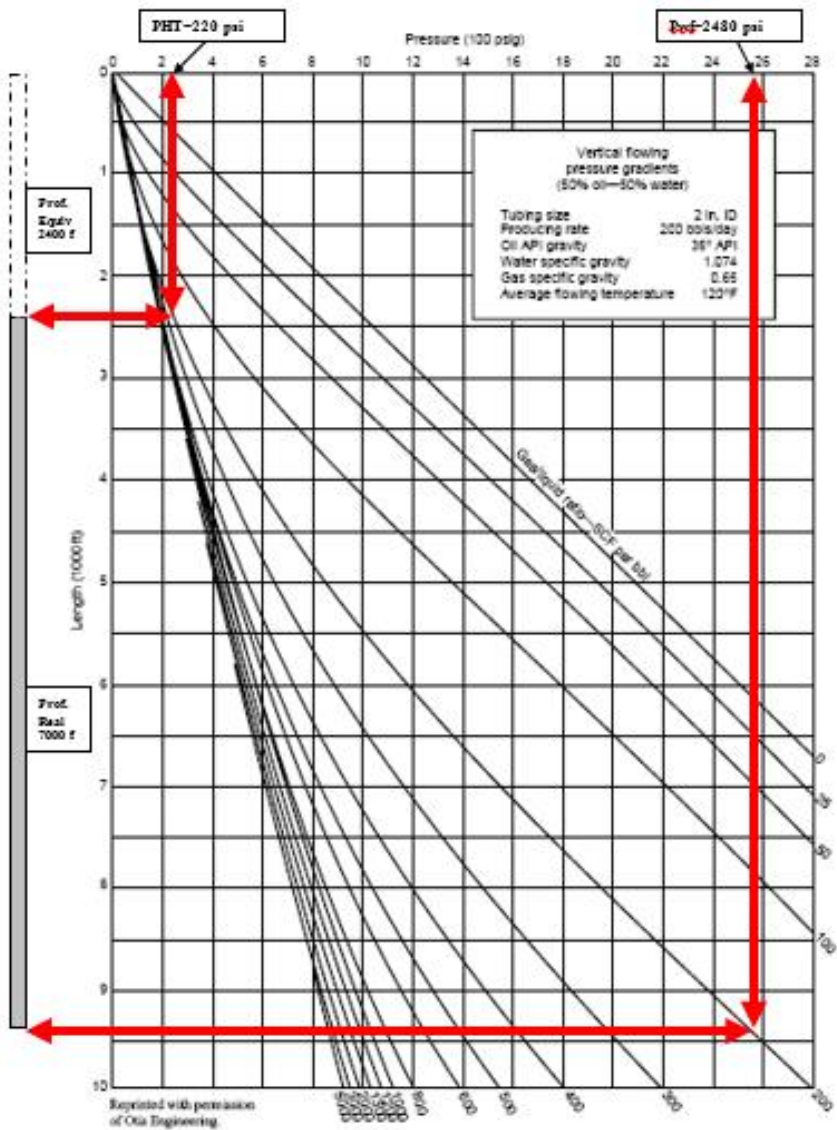
Al analizar la curva inversa, se observa que la zona de incertidumbre está en las bajas profundidades, es decir zonas de baja presión; próximas a la boca de pozo.



GILBER DEFINO UNA FAMILIA DE CURVAS QUE REPRESENTAN LAS PERDIDAS DE CARGAS PARA FLUIDO BIFASICOS EN TUBERIAS VERTICALES. ESTAS CURVAS SE DEFINEN PARA UN DIAMETRO DE TUBERIA DETERMINADA, PARA LAS DISTINTAS RELACIONES GAS/LIQUIDO.

- “ Longitud en 1000 ft
- “ RGL en SCF por barril
- “ Presión en 100 psig

A partir del conocimiento de las perdidas de carga para un fluido bifásico en una tubería vertical, se puede determinar la Pwf que tendremos disponible en fondo, según la condición de explotación del pozo, Es decir:



## FUNCIONAMIENTO DEL ORIFICIO – EFECTO SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL POZO

La mayoría de los pozos surgentes utilizan orificios con el objeto de regular caudales, aunque algunos producen sin restricciones para obtener el mayor flujo posible.

Los orificios se utilizan en general durante la primer etapa de producción.

Con el correr del tiempo los diámetros se van incrementando y eventualmente el orificio es retirado.

Si bien la mayoría de los pozos surgentes utilizan orificios en boca de pozo en casos especiales los mismos se instalan en el fondo.

### RAZONES PARA EL USO DE ORIFICIOS

- Seguridad
- Mantener una producción constante, independizando presión de boca de la presión de línea
- Mantener un flujo máximo evitando ingreso de arena.
- Producir el reservorio a su caudal mas eficiente.
- Prevenir conificación de agua o gas

### FLUJO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE ORIFICIOS

Desafortunadamente, la solución para el flujo multifásico a través de orificios no ha sido satisfactoriamente resuelta para todos los casos.

La mayoría de las soluciones se ofrecen para “flujo crítico”, es decir cuando la presión aguas abajo del orificio es menor que (aproximadamente) la mitad de la presión aguas arriba.

### Correlaciones para flujo en orificios

La mayoría de las correlaciones utilizadas para flujo multifásico son válidas sólo para flujo crítico.

Hay buenas correlaciones para flujo en una sola fase pero son escasas para flujo multifásico, especialmente en la región subsónica.

**El flujo crítico se define como aquel a una velocidad equivalente a la velocidad (sin fricción) de propagación de una onda de presión (sonido) en el medio fluido.**

No debe confundirse con “presión critica” asociada con el equilibrio líquido-vapor, ni con “región de flujo crítico” asociado con la correlación del número de Reynolds.

**Para que ocurra flujo crítico, la velocidad relativa de un fluido en cualquier punto ( $V_f$ ) debe ser equivalente a la velocidad de la onda elástica ( $V_p$ ), es decir :**

**$V_f / V_p = \text{Número Mach} = 1.00$**



## FUNCIONAMIENTO DEL ORIFICIO – EFECTO SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL POZO

Aproximación de Gilbert

Asumiendo bordes biselados y otras suposiciones puede demostrarse que :

| Substancia   | Vp (pies/seg) |
|--|---------------|
| Petróleo   | 3,990         |
| Niebla   | 5,600         |
| Agua destilada (25°C)                              | 4,912         |
| Inyección  | 4,870         |
| Arenisca (21% porosidad, 20% petróleo, 80% agua)   | 7,900         |
| Arenisca (21.7% porosidad, 20% petróleo, 80% agua) | 7,100         |

$$p_{wh} = \frac{C R^{0.5} q}{S^2}$$

$p_{wh}$  : presión en boca (psia)  
 $R$  : Relación gas/líquido (Mpc/día)  
 $q$  : Caudal total en bbl/día  
 $S$  : Diámetro del orificio en 1/64ö  
 $C$  : Constante

Basado en la ecuación anterior y a ensayos de campo en yacimientos de California Gilbert propuso la siguiente expresión :

$$p_{wh} = \frac{435 R^{0.546} q}{S^{1.89}}$$

Puntos a tener en cuenta:

- “ Las condiciones de las instalaciones aguas abajo del orificio no deben afectar la presión aguas arriba del orificio (esto afectaría el comportamiento del pozo)
- “ Esto implica que el fluido viaje a través del orificio a velocidades superiores a la del sonido; esta condición se cumple generalmente cuando la presión de cabeza es al menos el doble de la de línea
- “ Los bordes de la placa orificio debe ser biselada

Del análisis de la ecuación de Gilbert se desprende que la RGL es proporcional a la 4° potencia de la sección del orificio, es decir tiene una alta sensibilidad a la variación del diámetro del orificio, por lo cual hay que estar atento a los fenómenos de erosión en el orificio (corrosión, arrastre de sólidos) que pudieran modificar el diámetro, para evitar la pérdida prematura de energía del pozo.

$$R = \frac{(p_w)^2}{(Cq)^2} S^4$$

Debe recordarse también que, a menos que se reemplacen con frecuencia los orificios, los efectos de la corrosión del gas, arena o los depósitos de asfalto o parafinas provocarán una distorsión en la forma y la medición del orificio. La severidad de estos efectos puede verificarse de tiempo en tiempo con las mediciones de la producción, RGL y PHT

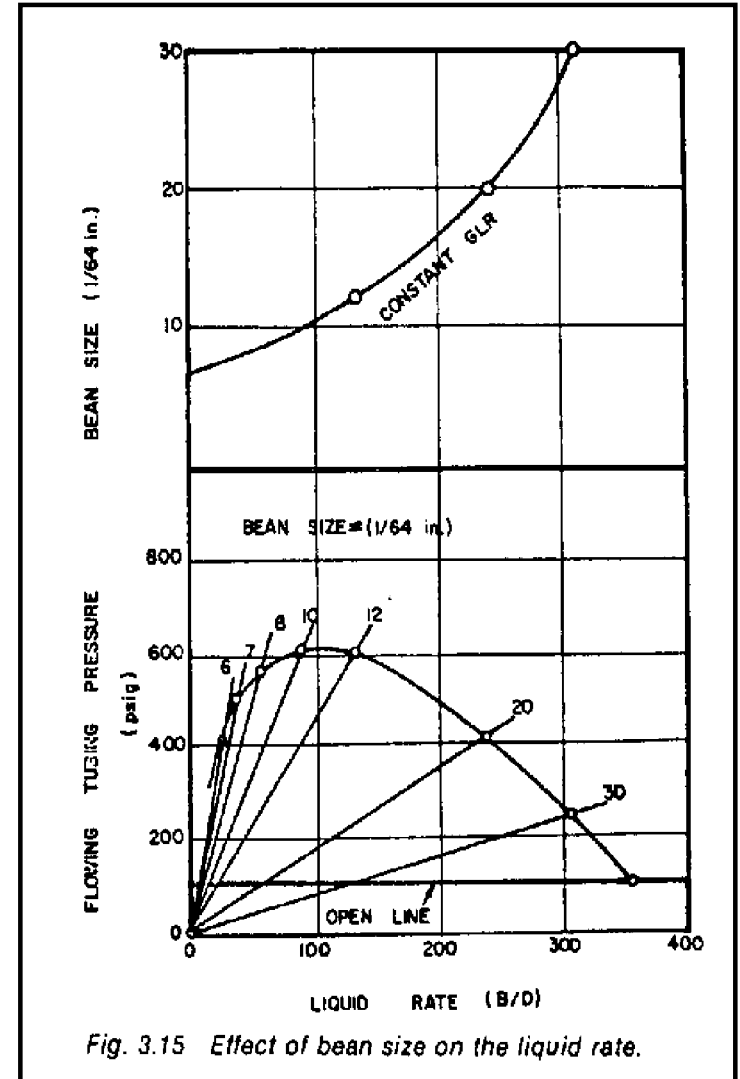
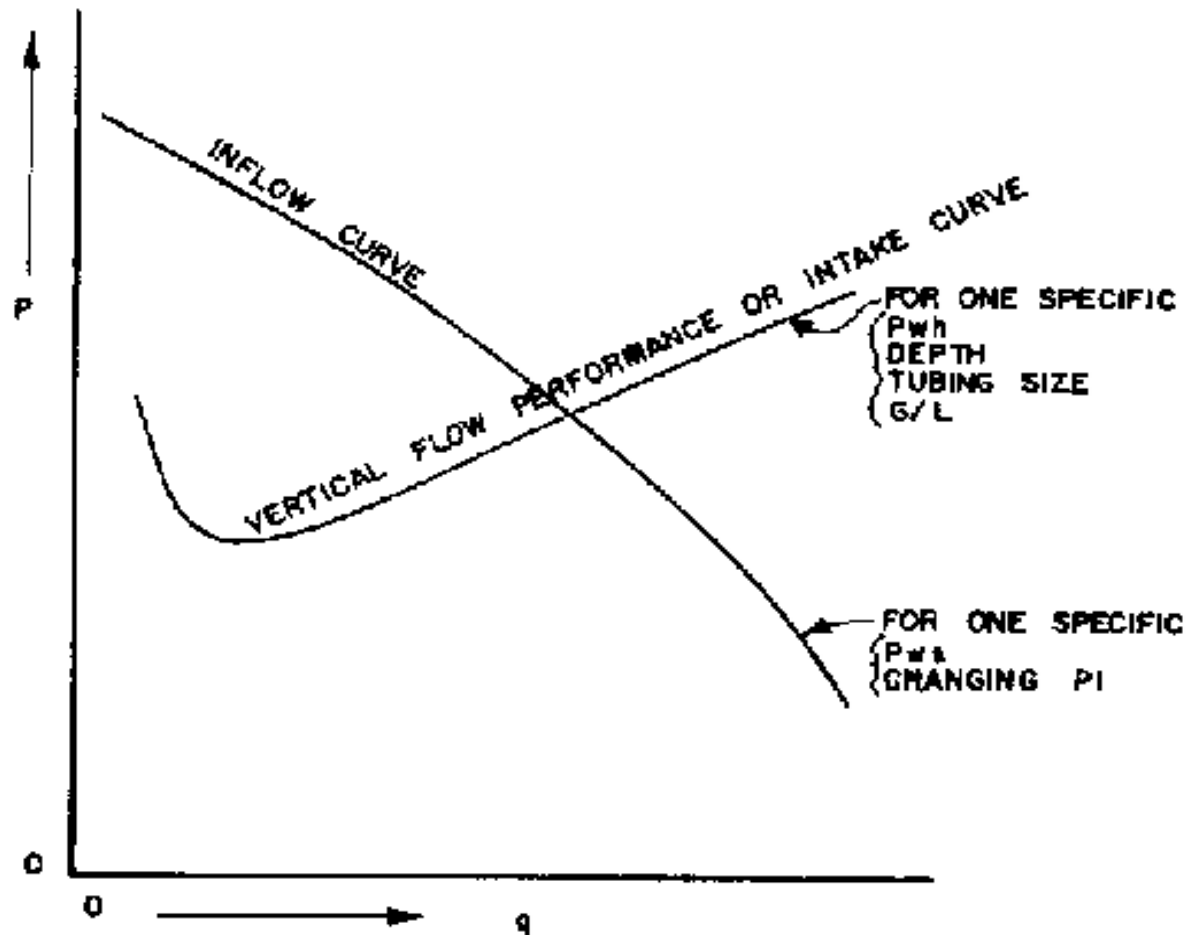


Fig. 3.15 Effect of bean size on the liquid rate.

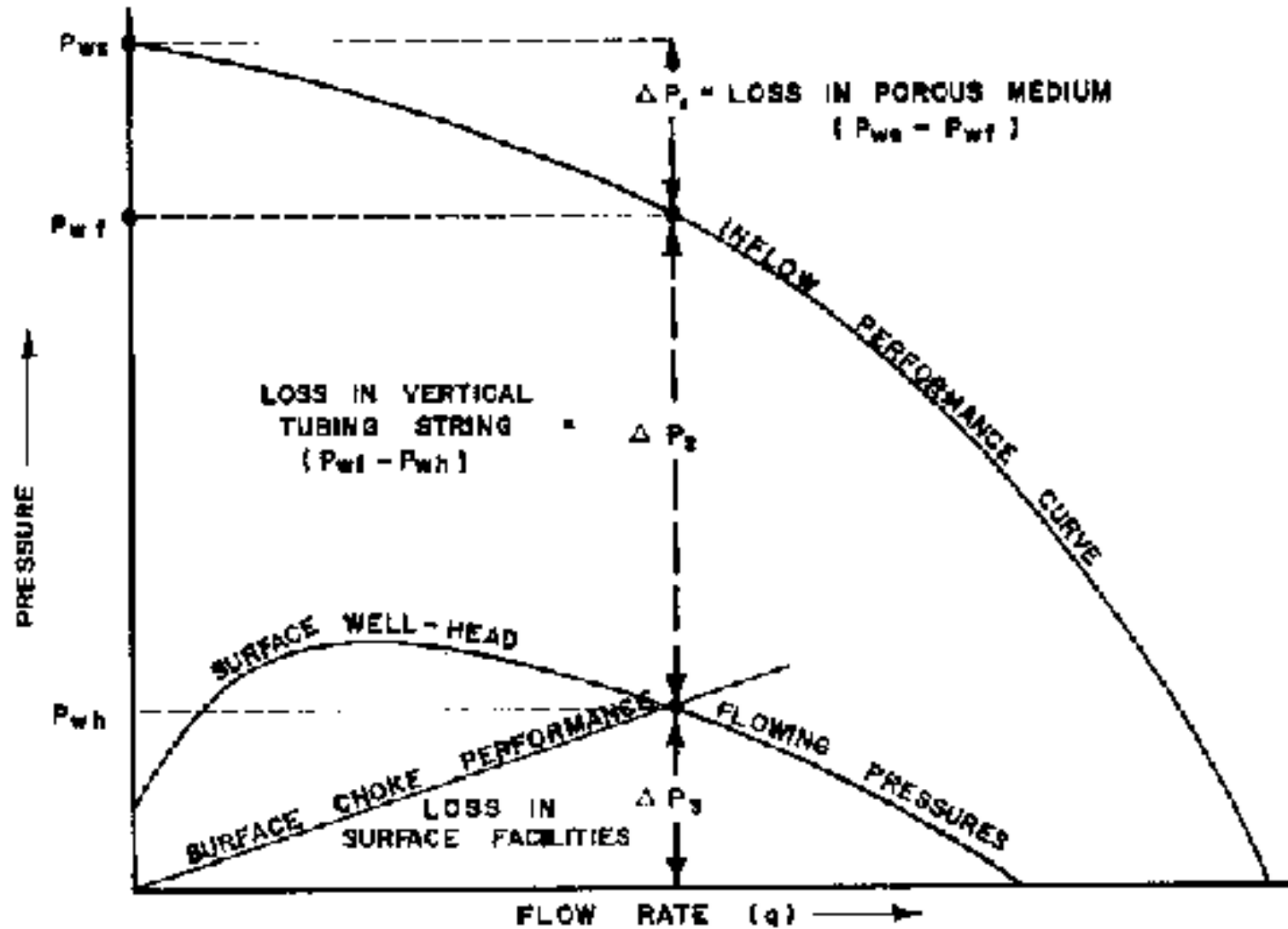
## PUNTO DE OPERACIÓN DEL POZO SURGENTE

Utilizando los conceptos anteriores, podemos ahora determinar el comportamiento de un pozo surgente, por medio de los gráficos siguientes. En el primero, a partir de los datos del pozo, IPR, profundidad, diámetro de Tbg y relación gas/liquido para una presión de cabeza de pozo predeterminada  $P_{th}$ , se determinan las presiones dinámicas de fondo para varios caudales de producción, a partir de las curvas de gradiente. Se obtiene así una curva de presión de fondo vs caudal. La intersección de dicha curva con la IPR del pozo, determina el punto de funcionamiento del pozo. Posteriormente, a partir de la ecuación /abacos de Gilbert se determina el diámetro de orificio. El procedimiento se repite para distintas  $P_{th}$



## PUNTO DE OPERACIÓN DEL POZO SURGENTE

Otra forma de resolver el problema es partir de las  $P_{wf}$  dadas por la IPR y determinar con las curvas de gradiente, las correspondientes presiones de cabeza de pozo. Trazando la recta representativa del comportamiento de orificio se obtienen los parámetros buscados.



**EJEMPLO 1:**

determinar la  $P_{th}$  a partir del monograma y la ecuación de Gilbert

- “ Producción del pozo: 100 bl/día
- “ RGL: 700 pie<sup>3</sup>/bl
- “ Diámetro del orificio: 1/4 “

$$p_{tr} = \frac{600 R^{0.3} q}{S^2} \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs}$$

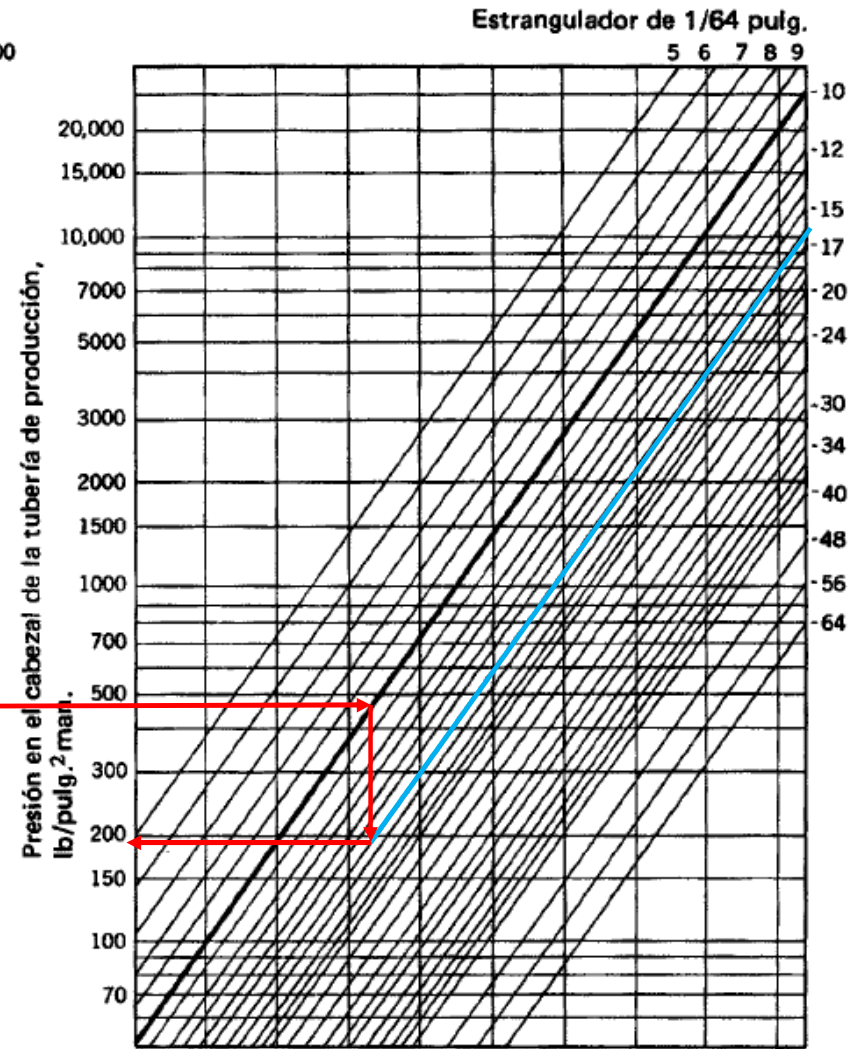
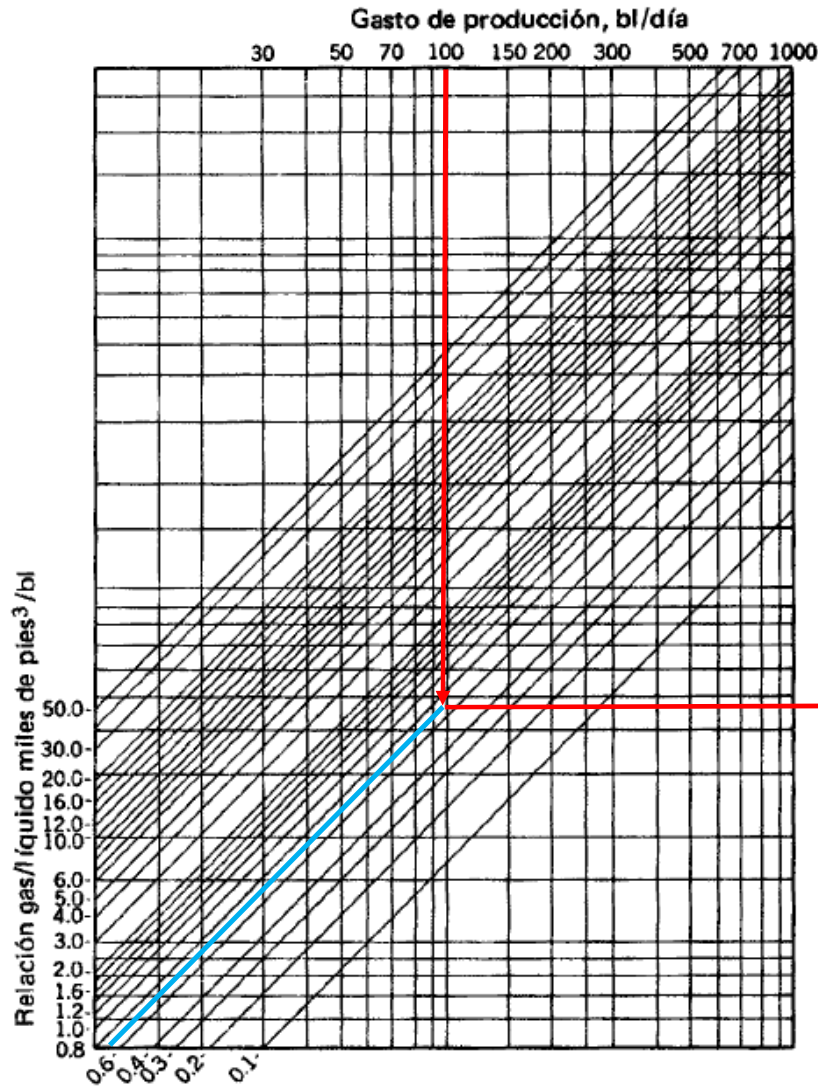
$$R^{0.3} = 0.7^{0.3} = 0.837$$

$$q = 100$$

$$S^2 = (16)^2 = 256$$

$$p_{tr} = \frac{600 \times 0.837 \times 100}{256} = 196 \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs}$$

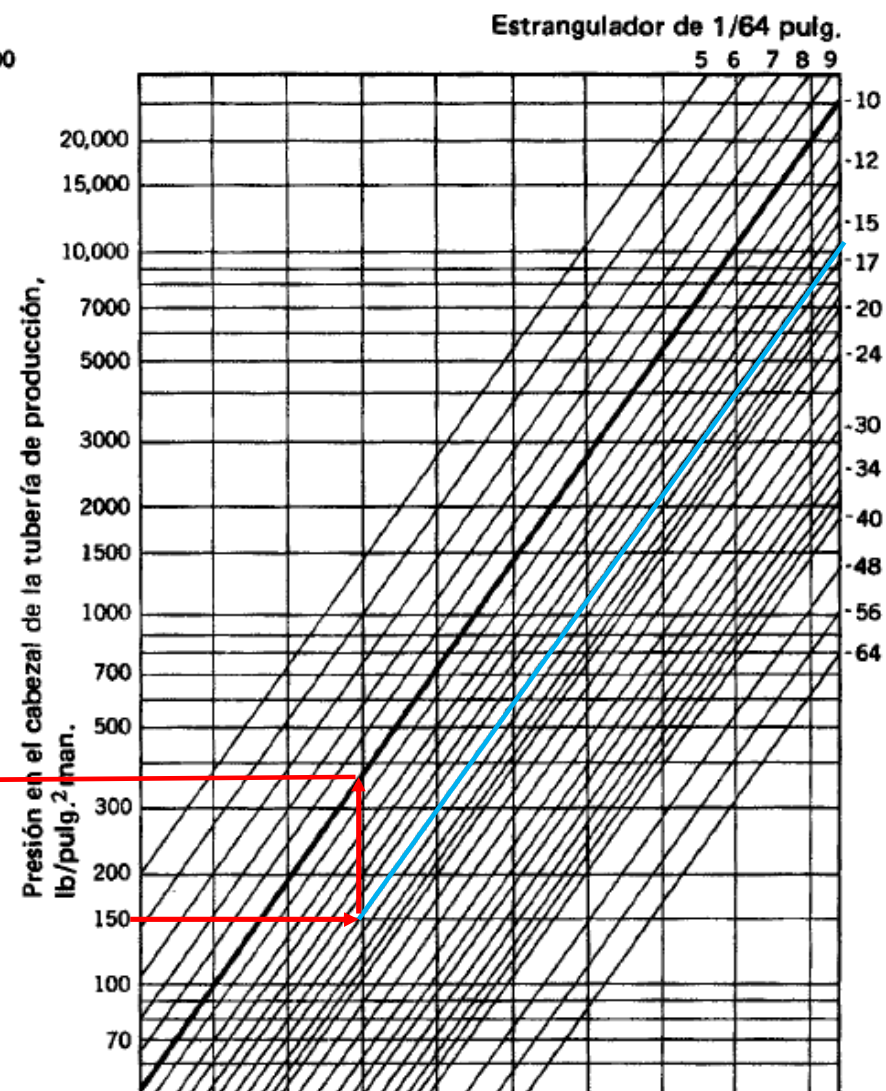
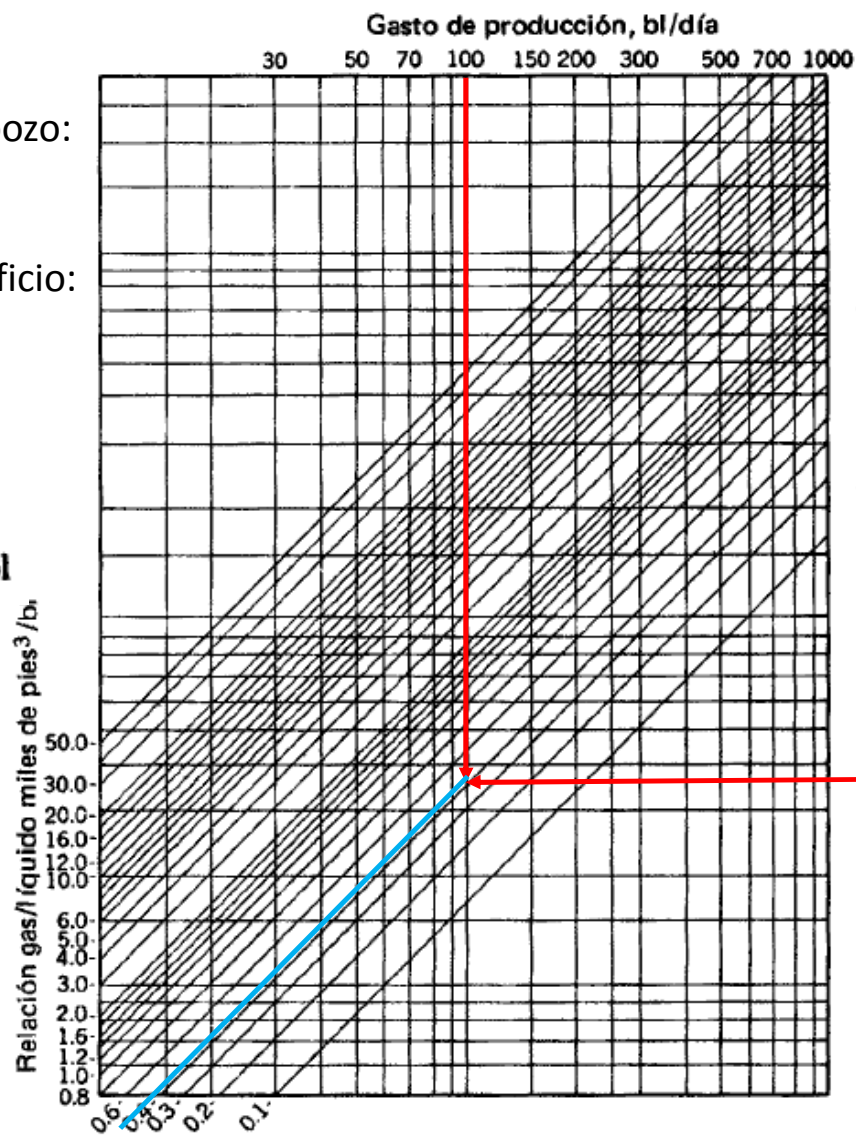
$$= 181 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}$$



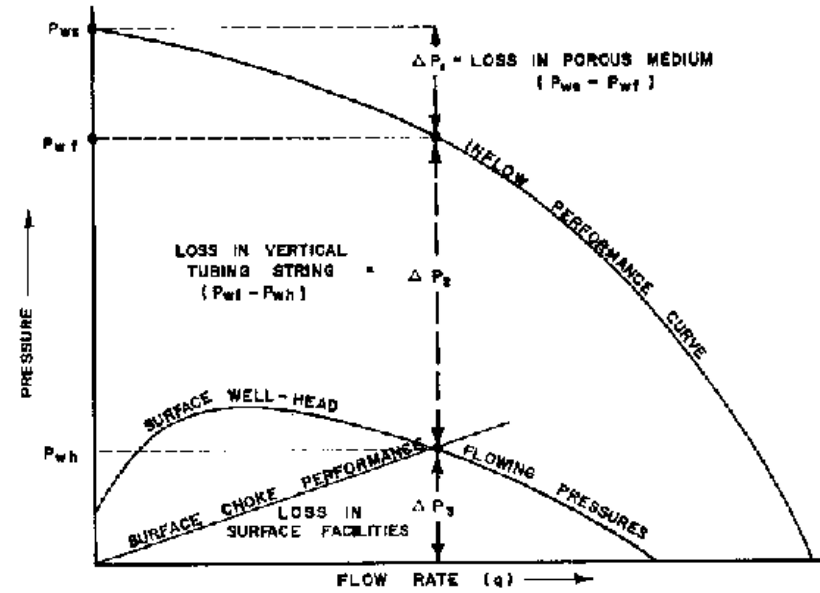
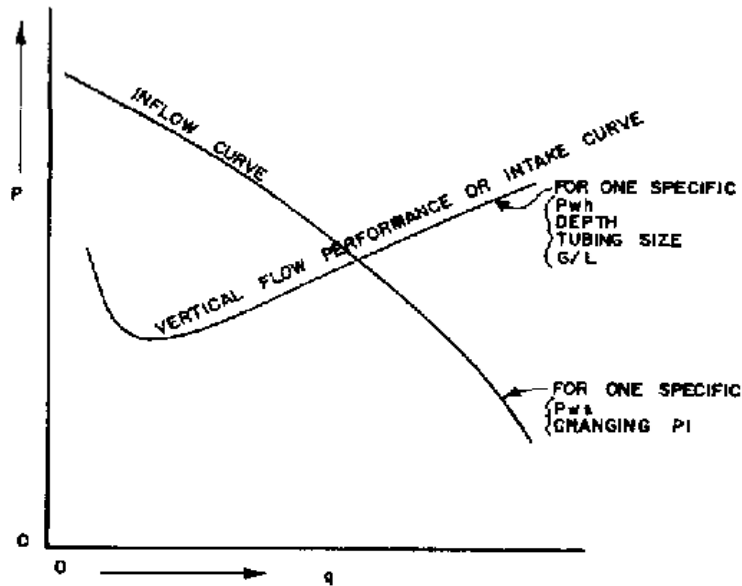
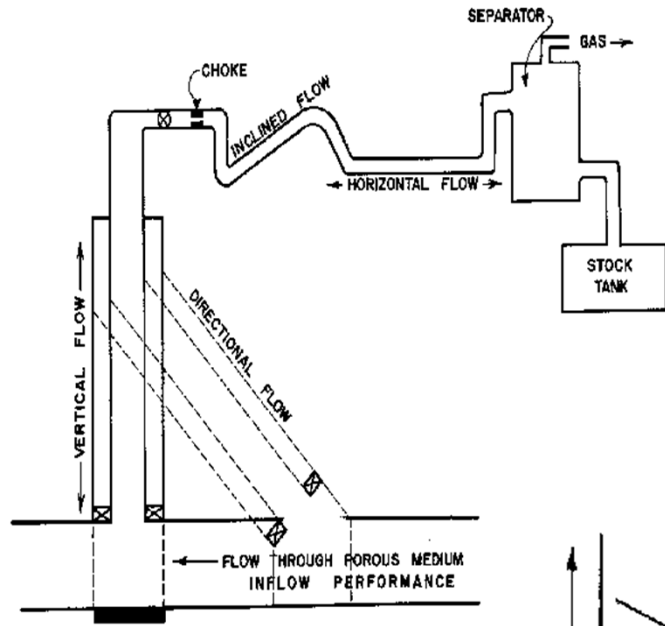
## EJEMPLO 2:

- " Producción del pozo: 100 bl/día
- "  $P_{th}$ : 150 psi
- " Diámetro del orificio: 1/4 "

**RGL = 0.44 mpc/bl**

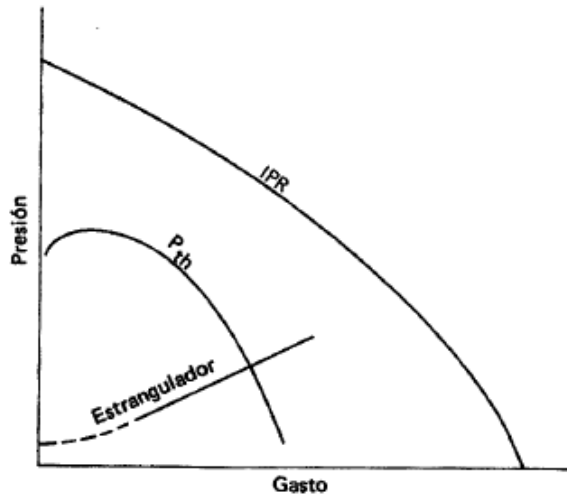


## PUNTO DE OPERACIÓN DEL POZO SURGENTE



## ESTABILIDAD E INESTABILIDAD DEL POZO SURGENTE

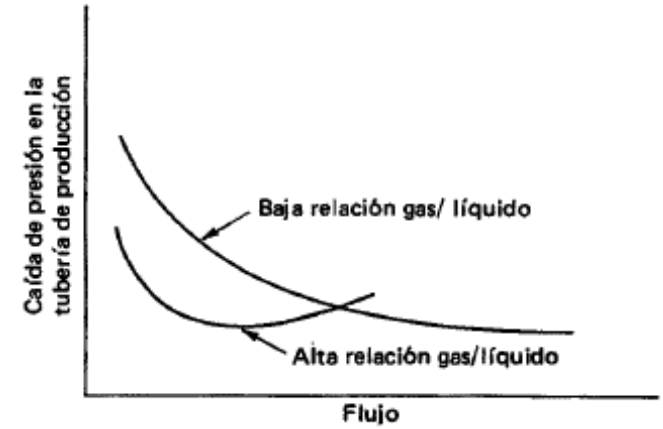
comportamiento de la presión de cabeza de pozo para un diámetro determinado de orificio



Perdida de carga en una tubería vertical



Comportamiento de la relación RGL





## ESTABILIDAD E INESTABILIDAD DEL POZO SURGENTE

El flujo del pozo desde la formación, la tubería y el orificio nunca es completamente estable. Principalmente porque el caudal, la RGL y la presión de la formación varían continuamente. En tanto sean reducidos los límites de estas fluctuaciones, el sistema de flujo se puede considerar estable.

Cualquier tendencia que indique variaciones, es indicativo de inestabilidad incipiente y de no tomar medidas correctivas a tiempo puede incrementar la magnitud de las variaciones llegando en algunos casos a ahogar el pozo de forma permanente.

#.-Si por alguna razón cambia la RGL de la formación y por tanto disminuye la caída de presión a un punto B2 ( $\delta p$ )(M) por ejemplo, manteniendo constante la presión de cabeza, en la formación se producirá un incremento de presión igual (punto A2) ( $\delta p$ )(m), el cual será el nuevo punto operativo. Entonces el caudal de la formación se reduce y la pérdida en la columna se eleva al punto B3; por tanto la presión de entrada cae al nuevo punto operativa A3; así sucesivamente la pérdida de carga en la tubería pasa al punto B4, y así sucesivamente. La estabilidad se da cuando los puntos a2, A3 y A4 converjan al A1 y respectivamente los puntos B a B1. Mientras que la situación se vuelve inestable si los puntos divergen.

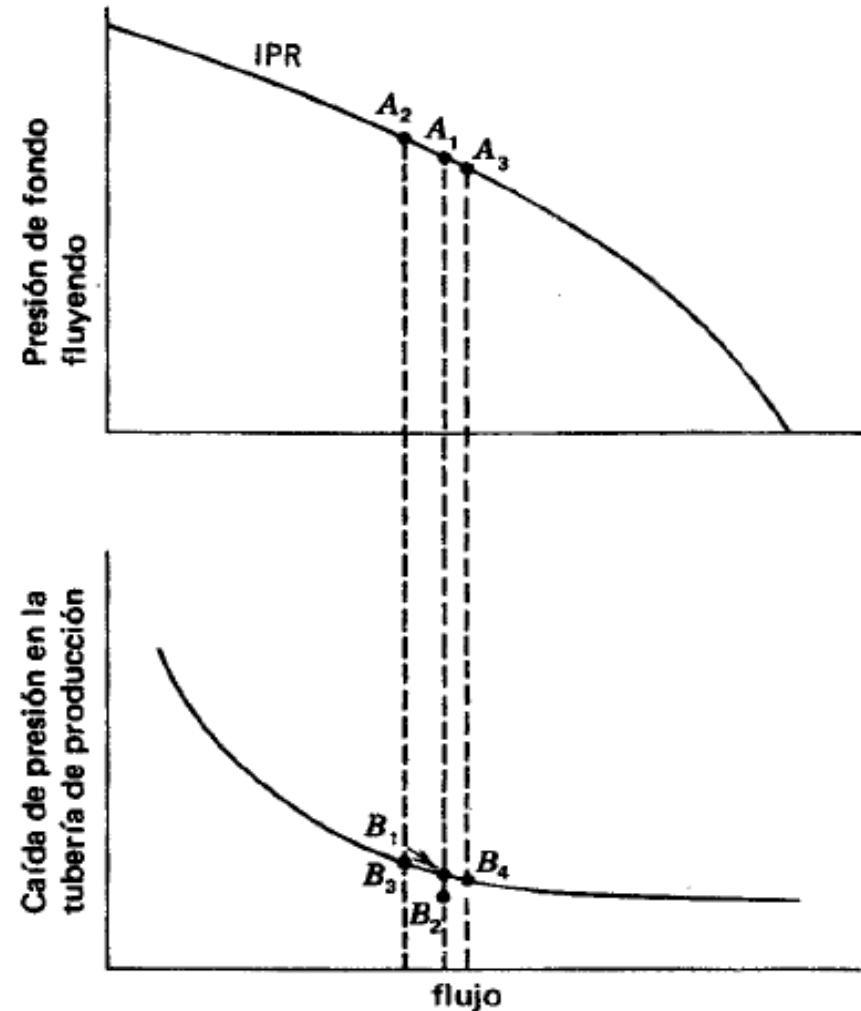
Comparando las curvas del IPR y la de caída de presión en la tubería en un tramo determinado, cuyas pendientes son "m" y "M" respectivamente, se puede concluir del análisis de dichas pendientes que:  $A_2A_1$  es  $\delta p/m$ .  $B_2 B_1$  es igual a  $\delta p$

Entonces  $B_1B_3$  es  $\delta p (M/m)$

Por lo que la distancia horizontal  $A_1A_3$  (caudal) es:  $\delta p \frac{1}{m} \frac{M}{m}$

Del mismo modo la distancia vertical  $B_1B_4$  (presión) es:  $\delta p \left(\frac{M}{m}\right)^2$

Y así sucesivamente  $A_1A_4$  (caudal) será:  $\delta p \frac{1}{m} \left(\frac{M}{m}\right)^2$



Por lo tanto del análisis se concluye que:

si  $|M/m| > 1$  los puntos A llegan a separarse mas por lo tanto tendremos inestabilidad.

si  $|M/m| < 1$  los puntos a convergen al punto "A<sub>1</sub>" por lo tanto tendremos estabilidad.

**ES DECIR QUE EL SISTEMA SERA ESTABLE SI LA PENDIENTE DE LA CURVA DE PERDIDA DE PRESION ES NUMERICAMENTE MENOR QUE LA PENDIENTE DEL IPR.**

Es decir que en la zona de caudales muy bajos el pozo puede ahogarse y perder la surgencia. Mientras que en zonas de caudales muy altos donde se magnifica la curvatura del IPR, el pozo puede surgir con una alta RGL que también resultaría contra productiva.

