



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE
GAS NATURAL**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA PETROLERA
P R E S E N T A :
CARLA PAOLA CONTRERAS RETANA

DIRECTOR DE TESIS: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SRITA. CARLA PAOLA CONTRERAS RETANA

Presente

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN**

60-1-984

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS NATURAL

INTRODUCCIÓN

- I SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE GAS NATURAL**
 - II COMPORTAMIENTO DE FLUJO YACIMIENTO-POZO DE GAS NATURAL**
 - III MÉTODOS PARA EXTENDER LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS DE GAS NATURAL**
 - IV MÉTODOS PARA PROLONGAR EL FLUJO EN POZOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL**
 - V EJEMPLOS DE APLICACIÓN**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
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 del informe el título de éste

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 8 de Septiembre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ* RJPYS* srs



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

"SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS NATURAL"

PRESENTADA POR:

CARLA PAOLA CONTRERAS RETANA

TESIS DIRIGIDA POR:

M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

VOCAL: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

SECRETARIO: ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER

1ER. SUPLENTE: M. EN I. TOMÁS E. PÉREZ GARCÍA

2DO. SUPLENTE: M. EN I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

A collection of handwritten signatures in black ink, appearing to be the signatures of the members of the professional exam jury, written over a grid of horizontal lines.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

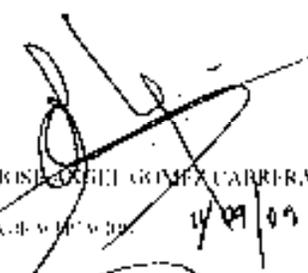
Aceptación de Trabajo Escrito

Mtro. José Gonzalo Gutiérrez /egeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
PRESENTE.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados síndaca es del Examen Profesional del señor CONSUELOS REJANA CARLA PAOL A registrado con número de cuenta 30122850-2 en la carrera de INGENIERIA DE FERRERIA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

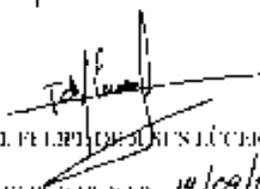
Atentamente,


DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
COORDINADOR 11/09/09


MTRO. JOSÉ GUILLE GÓMEZ CARRERA
COORDINADOR 14/09/09


ING. MARIA ISABEL VEL LEGAS JAVIER
COORDINADOR 11/sep/09


MTRO. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA
COORDINADOR 11/sep/09


MTRO. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA
COORDINADOR 14/09/09

CIUDAD DE MEXICO, 11 de Septiembre de 2009

AGRADECIMIENTOS

A mi mamá Sofía Retana, sabiendo que jamás existirá forma alguna de agradecerte una vida de lucha, sacrificio y esfuerzo constantes, sólo deseo que sepas que mi logro es tu logro y que mi esfuerzo es inspirado en ti. Te adoro, eres lo más importante en mi vida.

A mis hijas: Devanie, Melanie, Sarah, Naomi y Dania gracias por existir en mi vida, son ese motivo que necesitaba para terminar esta etapa de mi vida de la mejor forma, junto a ustedes.

A Ime, Joana y Gaby son las mejores hermanas que puedo tener, las quiero mucho y muchas gracias por su apoyo incondicional, también les dedico este logro. A mi querida prima Ana Isabel, gracias por estar.

A Miguel Ángel por compartir conmigo los mejores momentos de mi vida, te amo.

A mis amigas: Natalia, Jessica, Orquídea y Priscila por estar conmigo en las buenas y en las malas, gracias por su amistad.

A la mejor universidad en la que puede haberme formado "Universidad Nacional Autónoma de México".

A M. en I. José Ángel Gómez Cabrera por su apoyo incondicional para la realización de esta tesis. No hay forma de agradecerle su atención, mil gracias.

A mis sinodales y profesores que durante mi carrera me brindaron su atención y tiempo para compartirme sus conocimientos de la mejor manera. Gracias. Sin ustedes no sería lo mismo. Mil gracias.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	5
-------------------	---

CAPÍTULO I: SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

DE POZOS DE GAS NATURAL.....	8
------------------------------	---

1.1 EFECTO DEL CAMBIO DE DIÁMETRO DE LA LÍNEA DE DESCARGA.....	10
--	----

1.1.1 Presión constante en la cabeza del pozo.....	11
--	----

1.1.2 Presión variable en la cabeza del pozo.....	12
---	----

1.2 EFECTO DE LA PRESIÓN DE SEPARACIÓN.....	12
---	----

1.3 SELECCIÓN DEL COMPRESOR.....	13
----------------------------------	----

1.4 SELECCIÓN DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD DE FONDO.....	14
--	----

1.5 EFECTO DE LA DENSIDAD DE DISPAROS.....	15
--	----

1.6 EFECTO DEL AGOTAMIENTO DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO.....	16
--	----

1.7 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO AL TIEMPO.....	17
---	----

CAPÍTULO 2: COMPORTAMIENTO DE FLUJO YACIMIENTO-POZO

DE GAS NATURAL.....	21
---------------------	----

2.1 PRUEBAS CONVENCIONALES EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.....	24
---	----

2.1.1 Pruebas de Potencial	24
----------------------------------	----

2.1.2 Pruebas Isocronales.....	29
--------------------------------	----

2.1.3 Pruebas Isocronales Modificadas	33
2.1.3.1 Pruebas en pozos con baja permeabilidad.....	36
2.2 PREDICCIÓN DE CURVAS DE IPR.....	38
2.3 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN EL SISTEMA DE TUBERÍAS.....	45
2.3.1 Ecuación de flujo básica.....	45
2.3.2 Flujo monofásico laminar.....	49
2.3.3 Flujo monofásico turbulento.....	50
2.3.4 Flujo en el pozo.....	58
2.3.4.1 Presión de fondo estática.....	58
2.3.4.2 Presión de fondo fluyendo.....	60
2.4 FLUJO EN TUBERÍAS.....	63
2.4.1 Tuberías en serie.....	66
2.4.2 Tuberías en paralelo.....	67
2.5 EFECTO DE LOS LÍQUIDOS EN LA PRODUCCIÓN DE GAS.....	68
2.5.1 Comportamiento de flujo en el pozo.....	69
2.6 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN GASODUCTOS.....	73
2.7 FLUJO DE GAS A TRAVÉS DE RESTRICCIONES.....	79
CAPÍTULO 3: MÉTODOS PARA EXTENDER LA VIDA FLUYENTE	
DE LOS POZOS DE GAS NATURAL.....	84
3.1 FACTORES QUE AFECTAN EL FLUJO DE GAS DEL YACIMIENTO AL POZO.....	84

3.2 FLUJO A TRAVÉS DE DIFERENTES DIÁMETROS DE APAREJO DE PRODUCCIÓN.....	85
3.2.1 Tamaños de tubería requeridos para gastos.....	85
3.3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS.....	87
3.3.1 Apertura de pozos a la atmósfera.....	87
3.3.2 Inducción con tubería flexible.....	88
3.3.3 Inyección de reactivos.....	88
3.3.4 Operación de sartas de velocidad.....	91
3.3.5 Operación de válvulas motoras.....	92
3.3.6 Operación de compresoras in situ.....	92
3.4 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA PROGRAMACIÓN DE UN MÉTODO DE PRODUCCIÓN.....	93
 CAPÍTULO 4: MÉTODOS PARA PROLONGAR EL FLUJO EN POZOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL.....	
96	
4.1 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.....	99
4.1.1 Objetivo de los Sistemas Artificiales de Producción.....	100
4.1.2 Desplazamiento con Émbolo Viajero.....	101
4.1.3 Bombeo Neumático.....	111
4.1.4 Bombeo Mecánico.....	115
4.1.5 Bombeo Electrocentrifugo	121

CAPÍTULO 5: EJEMPLOS DE APLICACIÓN.....	124
5.1 EJEMPLO 5.1.....	124
5.2 EJEMPLO 5.2.....	125
5.3 EJEMPLO 5.3.....	127
5.4 EJEMPLO 5.4.....	129
5.5 EJEMPLO 5.5.....	130
5.6 EJEMPLO 5.6.....	133
5.7 EJEMPLO 5.7.....	134
5.8 EJEMPLO 5.8.....	135
5.9 EJEMPLO 5.9.....	137
5.10 EJEMPLO 5.10.....	140
5.11 EJEMPLO 5.11.....	142
CONCLUSIONES.....	146
RECOMENDACIONES.....	148
BIBLIOGRAFÍA.....	149

INTRODUCCIÓN

Las inversiones en Burgos y en otras áreas, con los programas estratégicos autorizados en el año 2001, parten de la necesidad de reactivar el sector energético, debido a la fuerte presión de demanda que enfrenta éste; se sabe que para el desarrollo del país, especialmente en un momento como el que hoy vivimos, es necesario impulsar la industria clave (petrolera), porque es esto lo que puede tener un mayor impacto favorable sobre el resto de las actividades productivas.

El Proyecto Integral Cuenca de Burgos forma parte de la estrategia trazada por Petróleos Mexicanos, y conforme a ésta, el esfuerzo en exploración y explotación de hidrocarburos se ha centrado también en el gas natural.

La implantación de métodos de producción en pozos de gas surge como una respuesta inmediata y con metas a corto y mediano plazos para estabilizar la declinación de producción o mantener un ritmo de producción constante en los diferentes campos del Activo Burgos, mediante la implantación de métodos de producción para manejar la carga de líquidos en los pozos, ya que la problemática principal que origina la fuerte declinación en la producción es la presencia de líquidos (agua y/o condensado) en la corriente de flujo de gas, que ocasiona que con el tiempo el pozo no tenga suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, los cuales se acumulan en el pozo, ejerciendo una contrapresión a la formación.

Con la aplicación de los sistemas artificiales se pretende reducir la fuerte declinación de la producción base, lo que permitirá incrementar la producción del Activo mediante el desarrollo de campos, que se traducirá en el cumplimiento de las metas de producción.

Hoy en día en la Industria Petrolera se utilizan diversos métodos de producción en los pozos de gas para manejar la carga de líquidos; cada uno de ellos nos ayuda a resolver esta problemática. A su vez éstos pueden trabajar en conjunto y/o cambiar de un método a otro dependiendo de las necesidades y características actuales del pozo.

En esta tesis se tratan brevemente estos métodos, y aunque no se estudiarán a profundidad, es necesario conocerlos y saber cuál es su función. En el primer capítulo se presentan los elementos que componen al Sistema Integral de Producción para Pozos de Gas Natural, que hacen posible que el gas viaje desde la frontera externa del yacimiento hasta el separador en superficie, y cómo su configuración y características influyen en el volumen producido; es decir, el gasto que podemos obtener en superficie.

El Capítulo 2 trata sobre el comportamiento de afluencia, de los pozos productores de gas, que es una medida de la capacidad de los pozos para fluir bajo condiciones de variación de presión en el pozo, así como de las diferentes pruebas empleadas en el análisis de comportamiento de afluencia en pozos de gas; también se habla sobre los métodos para predecir la productividad de los pozos de gas; es decir, cómo las variaciones de presión existentes en el sistema yacimiento-pozo afectarán la vida productiva de los pozos productores de gas.

Respecto al Capítulo 3, se tratan los métodos para extender la vida fluyente en los pozos de gas, hablando técnicamente; es decir, cómo la variación en los diámetros de la tubería de producción así como los estranguladores o la reducción del gasto de producción influyen directamente en el objetivo de que el pozo continúe teniendo una vida fluyente, sin necesidad de la instalación de algún método de producción artificial.

En el Capítulo 3 están contenidos los métodos para prolongar el flujo en pozos productores de gas con problemas de líquidos, así como las causas de su

formación, mediante la instalación de sistemas artificiales con el objetivo de incrementar la presión de fondo fluyendo aligerando la columna de líquidos formada por una sobreproducción del pozo.

En el Capítulo 4 se presentan algunos ejemplos sobre algunos de los métodos que hay para calcular las caídas de presión que se pueden presentar en alguno de los elementos que componen el Sistema Integral de Producción, así como las variaciones que sufrirán éstas con la modificación de alguno de los diámetros de los elementos que forman ese sistema.

En general, la tesis trata sobre cómo optimizar la producción en campos o pozos productores de gas en su etapa de madurez o en la etapa de planeación de explotación, con el objetivo de continuar con la vida fluyente de los pozos o prolongar el flujo del yacimiento a la superficie con alguno de los métodos de producción para pozos de gas, con el fin de satisfacer la demanda energética que tiene el país.

La Ingeniería de Producción es una rama de la Ingeniería Petrolera que tiene por objetivo optimizar los sistemas de producción de hidrocarburos para incrementar la rentabilidad de las empresas petroleras.

Un Sistema Integral de Producción de Gas Natural es un conjunto de componentes que hacen posible que el gas viaje desde la frontera externa del yacimiento hasta el separador en superficie.

El objetivo de cualquier operación de producción de gas es mover éste desde un punto en el yacimiento hasta la línea de ventas. Con el fin de lograr esto, el gas debe pasar por muchas áreas que provocan caídas de presión. Las restricciones de flujo se pueden presentar en alguno o en todos los elementos que componen al sistema, como se ilustra en la **Figura 1.1**.

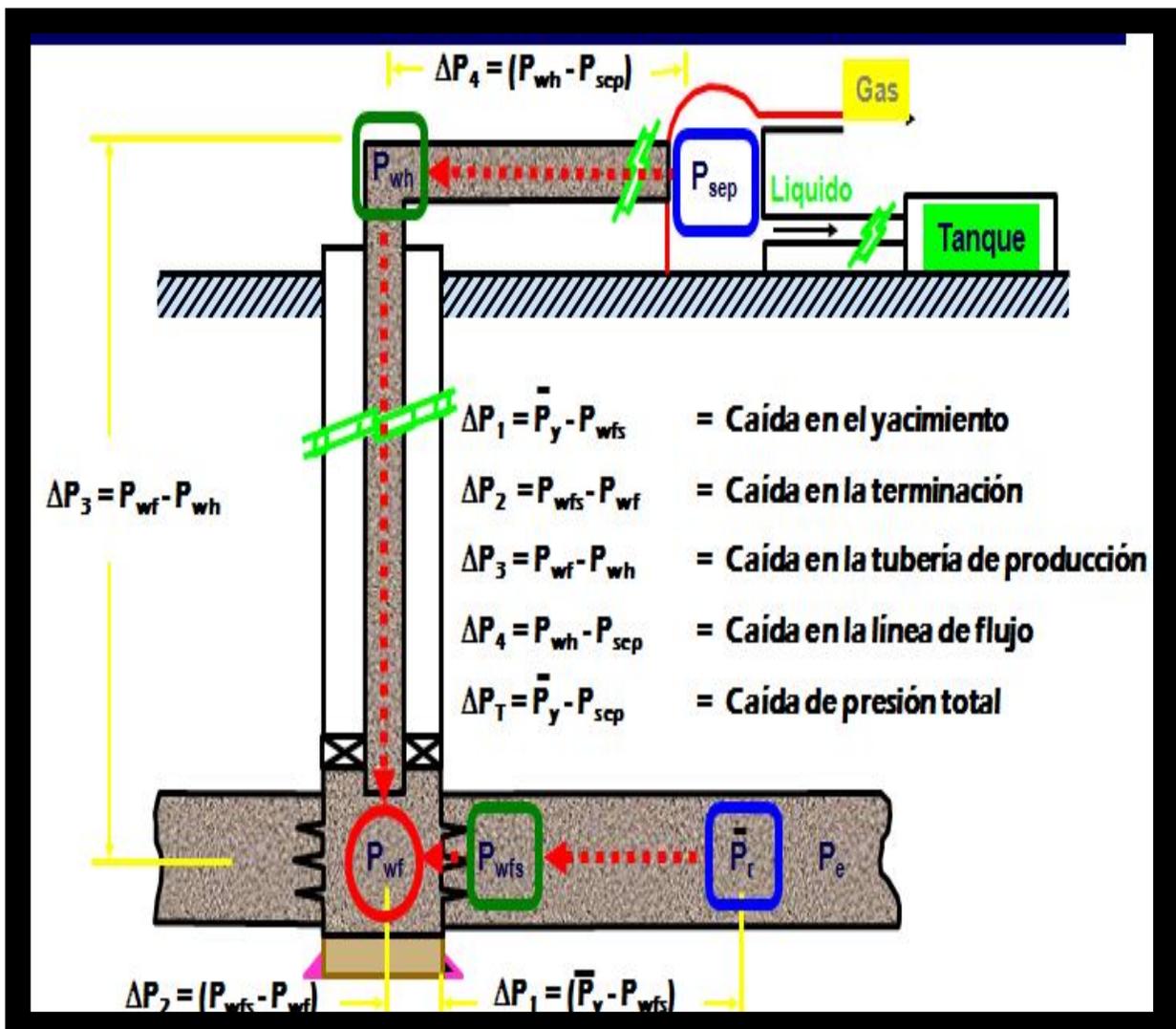


Figura 1.1 Sistema Integral de Producción en Pozos de Gas Natural.

Elementos que integran al Sistema Integral de Producción en Pozos de Gas Natural:

1. Medio poroso.
2. Disparos y/o gravel pack (empacador de grava).
3. Estrangulador de fondo.
4. Tubería de producción del pozo.
6. Estrangulador superficial.
7. Línea de descarga.
8. Separador.
9. Línea de flujo del compresor a ventas.
10. Presión de ventas.

En este capítulo se dan los procedimientos para la determinación de la caída de presión o resistencia al flujo en el medio poroso y en la zona de disparos de manera práctica así como las caídas de presión en todas las demás restricciones. También se presenta la selección de compresores con el fin de que los fluidos continúen fluyendo hasta la línea de ventas.

Aunque todos estos elementos pueden ser analizados por separado del Sistema Integral de Producción, a fin de determinar el potencial del pozo, tienen que combinarse en un sistema total o de análisis nodal.

Esto se logra fácilmente dividiendo el total del sistema en dos subsistemas separados en donde se determinarán los efectos de los cambios de presión en uno o los dos subsistemas respecto al comportamiento de flujo del pozo.

La selección de un lugar o nodo en que se dividirá el sistema depende de la finalidad del análisis. Éste suele ser un punto lo más cerca posible a la parte del sistema que se analizará. La **Figura 1.2** ilustra algunos de los puntos de división o nodos más comunes.

El análisis se realiza con la determinación de la presión correspondiente al nodo de interés y mediante la construcción de una gráfica del gasto de producción versus la presión existente en el punto de división o nodo para cada uno de los dos subsistemas que componen al sistema.

Se trazan curvas separadas e independientes en la misma gráfica correspondientes a las presiones calculadas en los dos subsistemas, la intersección de las dos curvas de los subsistemas da el potencial total del sistema o el gasto, que satisface el requisito de que la entrada de flujo en el nodo debe ser igual al flujo de salida del nodo.

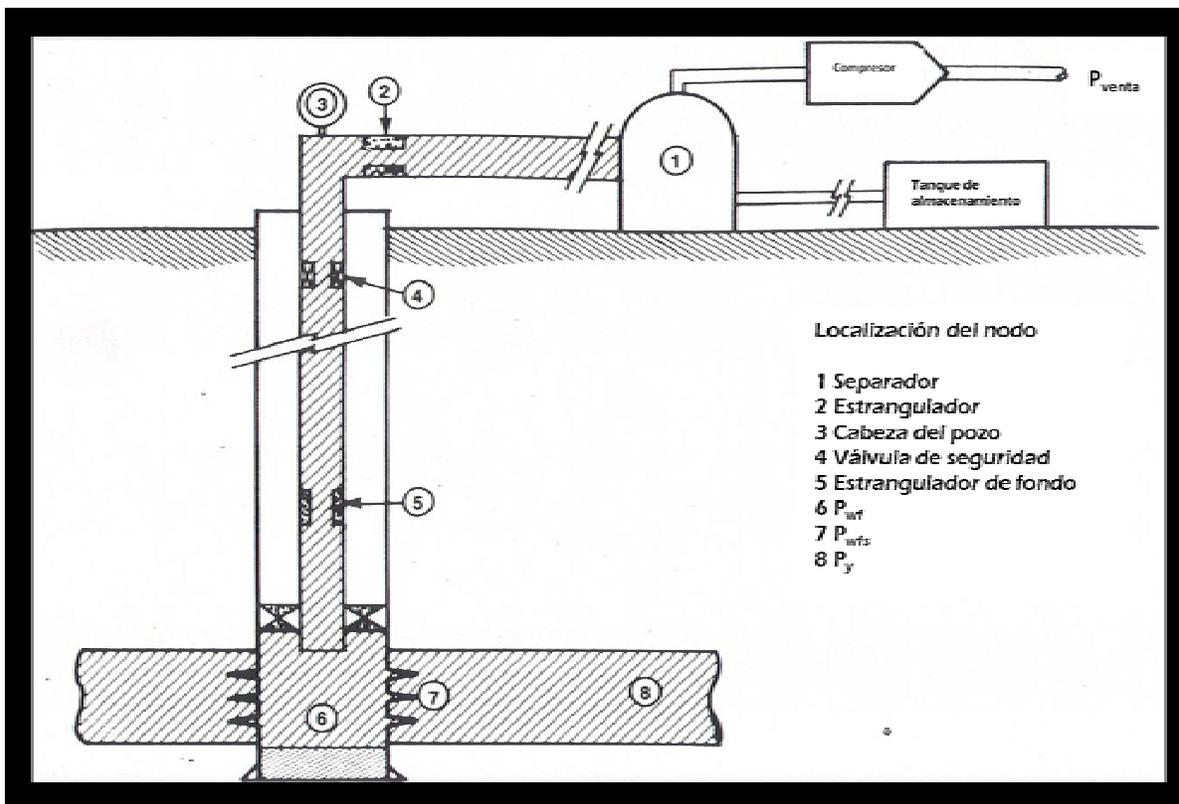


Figura 1.2 Principales nodos en el Sistema Integral de Producción en Pozos de Gas Natural. (H. Dale Beggs, 1984).

Cuando se analiza algún elemento de interés, el tamaño y/o diámetro de éste debe ser de acuerdo al gasto y al cambio de presión a través del mismo, como en una SSSV (válvula de seguridad de fondo) o compresor, a menudo es conveniente graficar la diferencia de presión entre dos subsistemas vs el gasto de flujo para encontrar el diámetro o tamaño óptimo de los elementos involucrados.

1.1 EFECTO DEL CAMBIO DE DIÁMETRO EN LA LÍNEA DE DESCARGA

El tamaño de la línea de descarga instalada en un pozo tiene un gran efecto sobre la capacidad de flujo en el comportamiento de producción del pozo.

En algunos casos puede ser factor de control sobre el volumen de producción ya que puede hacer que el pozo produzca a un gasto bajo o moderado por razones técnicas, económicas o de mantenimiento de presión; a pesar de que el yacimiento pueda ser capaz de producir mucho más volumen de gas.

1.1.1 Presión constante en la cabeza del pozo

Se considerará en primer lugar el caso más sencillo, es decir, el caso de un pozo con presión constante en la cabeza del mismo. Este caso puede producirse si el pozo tiene una línea de flujo muy corta entre la cabeza del pozo y el separador. En este caso, el pozo es dividido desde el fondo del agujero en 6 nodos. Las expresiones para la entrada y salida de flujo son:

$$\text{Entrada: } \bar{P}_y - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad (1.1.1)$$

$$\text{Salida: } P_{wh} + \Delta P_{tub} = P_{wf} \quad (1.1.2)$$

El procedimiento de solución es:

1. Suponer diferentes valores de P_{wf} y determinar q_g a partir de los métodos de comportamiento de flujo presentados en el Capítulo 2.

2. Graficar P_{wf} vs q_g .

3. Suponer diferentes gastos, y a partir de la presión fija en la cabeza del pozo, calcular P_{wf} para cada q_g , utilizando la ecuación siguiente o el método de Cullender y Smith presentado en el Capítulo 2:

$$P_{wf}^2 = P_{wh}^2 EXP(S) + \left[\frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD)(EXP(S)-1)}{sd^5} \right] \quad (1.1.3)$$

donde:

P = psia, $S = 0.0375\gamma_g(TVD)/\bar{T}\bar{Z}$, MD = profundidad de interés, (pie),

TVD = profundidad vertical real, (pie), $\bar{T} = \bar{R}$, q_g = MMPCD, d = pg y

$f = f(N_{RE}, \epsilon/d)$

4. Graficar P_{wf} vs q_g en la misma gráfica realizada en el paso 2. La intersección de las curvas da la capacidad de flujo y la P_{wf} para este tamaño de tubería en especial.

Para determinar el efecto que provocan otros diámetros de tubería, se pueden repetir los pasos 3 y 4. El efecto de la P_{wh} también puede determinarse mediante la repetición de presiones diferentes en la cabeza del pozo. Para este caso, los dos subsistemas son: (1) el yacimiento y (2) la tubería de producción más la presión en la cabeza de pozo.

1.1.2 Presión variable en la cabeza del pozo

Si un pozo cuenta con una línea de flujo de considerable longitud, el tamaño de la línea puede afectar la capacidad de flujo del sistema cabeza del pozo. Cuando se considera el efecto que produce el tamaño de la línea de flujo en el gasto que puede aportar el pozo, es conveniente dividir el sistema en dos subsistemas: (1) el yacimiento más la tubería y, (2) la línea de flujo más la presión de separación.

La entrada y salida de flujo son representadas por las expresiones:

$$\text{Entrada: } \bar{P}_y - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} = P_{wh} \quad (1.1.4)$$

$$\text{Salida: } P_{sep} + \Delta P_{ld} = P_{wh} \quad (1.1.5)$$

Procedimiento de solución:

1. Suponer varios valores de q_g y determinar la P_{wf} correspondiente a cada gasto supuesto a partir del método de comportamiento de flujo.
2. Utilizando las ecuaciones de caída de presión en tuberías, determinar la presión en la cabeza del pozo, P_{wh} correspondiente a cada gasto y presión de fondo fluyendo determinado en el paso 1.
3. Graficar P_{wh} vs q_g .
4. Utilizando la presión de separación de la mezcla fija y las ecuaciones de flujo en tuberías, calcular P_{wh} promedio para los gastos de flujo supuestos.
5. Graficar P_{wf} vs q_g en la misma gráfica construida en el paso 3. La intersección de los valores de P_{wh} y q_g dará solución a ambos subsistemas.

1.2 EFECTO DE LA PRESIÓN DE SEPARACIÓN

El efecto de la presión de separación en el sistema puede ser determinado por la división del sistema separador en dos subsistemas. Los subsistemas consisten en: (1) el separador y (2) la combinación del yacimiento, la tubería de producción y la línea de flujo. La solución se obtiene graficando el gasto vs la presión de separación, la presión de separación se calcula con:

$$P_{sep} = \bar{P}_y - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} - \Delta P_{ld} \quad (1.2.1)$$

El procedimiento de solución es:

1. Calcular P_{wf} para q_g diferentes utilizando la ecuación de comportamiento de flujo al yacimiento.

2. Calcular P_{wh} , para cada P_{wf} y q_g , utilizando la ecuación siguiente o el método de Cullender y Smith.

$$P_{wf}^2 = P_{wh}^2 EXP(S) + \left[\frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD)(EXP(S) - 1)}{S d^5} \right] \quad (1.2.2)$$

3. Calcular P_{sep} para cada P_{wh} y q_g , utilizando la ecuación:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f L}{d^5} \quad (1.2.3)$$

4. Graficar P_{sep} vs q_g , y determinar q_g para varios valores de P_{sep} .

1.3 SELECCIÓN DEL COMPRESOR

La selección del tamaño de un compresor para aumentar la capacidad de entrega del Sistema Integral de Producción requiere del conocimiento de la presión de succión, de la presión de descarga y del volumen de gas que se requerirá bombear.

La presión en la línea de venta suele ser fijo, muchas veces el gas tiene que viajar una distancia considerable del compresor a la línea de venta. La presión de descarga del compresor puede estar en función del gasto de flujo de gas. Una mejor selección del tamaño del compresor se logra mediante la división del sistema compresor, o separador si el compresor se encuentra cerca de éste, es decir, podemos tomar como sistema al separador dependiendo de lo cerca que se encuentre el compresor de éste.

El siguiente procedimiento puede usarse para determinar los parámetros de diseño necesarios y la potencia necesaria para entregar una cantidad de gas a una presión fija en la línea de ventas.

1. A partir de la \bar{P}_y determinar la \bar{P}_{sep} para varios valores de q_g , utilizando el procedimiento para la determinación del efecto de la presión de separación.

2. Graficar P_{sep} vs q_g .

3. A partir de la presión en la línea de venta, determinar la presión de descarga requerida en el compresor, $P_{descarga}$ para diferentes gastos.

4. Graficar $P_{descarga}$ vs q_g en la misma gráfica realizada en el paso 2. La intersección de estas curvas (si es que existe) da la capacidad de gasto o el potencial del pozo sin compresor en el sistema, es decir, que no hay necesidad de instalar uno ya que los fluidos producidos cuentan con la energía suficiente para llegar a la línea de venta.

5. Seleccionar los valores de q_g , y determinar los valores de $P_{descarga}$, P_{sep} y $\Delta P = \Delta P_{descarga} - P_{sep}$ para cada uno de gastos seleccionados.

6. Calcular la relación de compresión necesaria, $r = \frac{P_{descarga}}{P_{sep}}$, y la potencia necesaria, utilizando la ecuación siguiente:

$$w = \frac{3.027 P_{cs} T_1 k}{T_{cs} (k - 1)} [r^{Z_{1(k-1)/k}} - 1] \quad (1.3.1)$$

1.4 SELECCIÓN DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD DE FONDO

En la mayoría de los pozos en alta mar, será necesario instalar algún tipo de válvula de seguridad de fondo (SSSV) con el fin de cerrar el pozo si la presión con la que llegan los fluidos a la cabeza del mismo es demasiado baja, o con el objeto de que la presión en el fondo del pozo se recupere y de esta forma los fluidos cuenten con la presión necesaria para llegar a superficie.

Las SSSV se pueden accionar en superficie o por algún cambio en el tipo de velocidad de flujo de manera automática. En cualquier caso, a menos que la válvula sea recuperable crea una restricción de flujo respecto a la capacidad del pozo, es decir, la válvula reduce el diámetro de la tubería de producción que se ve reflejado en un aumento en la velocidad del gas, a costa de la disminución de producción de gas en superficie.

Con el fin de optimizar la selección de la SSSV, el sistema SSSV (el nodo 4 en **Figura 1.2**) se divide en dos subsistemas: (1) el yacimiento más la tubería de producción por debajo de la SSSV y (2) el separador, la línea de flujo, el estrangulador, y la tubería de producción por encima de la SSSV.

El procedimiento de solución es:

1. Usando las ecuaciones de comportamiento de flujo y las ecuaciones para tuberías, calcular la presión arriba de la SSSV, P_{v1} , para varios gastos de flujo.

2. Graficar P_{v1} vs q_g .

3. Utilizando las ecuaciones de flujo en línea, las ecuaciones para estranguladores superficiales y las ecuaciones de tubería, calcular la presión abajo de la SSSV, P_{v2} , para varios gastos de flujo.

4. Graficar P_{v1} vs q_g en la misma gráfica. La intersección de las dos curvas da el gasto de flujo para cuando el pozo no cuenta con una SSSV.

5. Determinar la caída de presión a través de la SSSV para varios gastos de flujo, y graficar ΔP vs q_g .

6. Calcular la caída de presión a través de la SSSV para varios q_g , utilizando la ecuación 2.3.62.

7. Graficar ΔP vs q_g en la misma gráfica que se utilizó en el paso 5. La intersección de las dos curvas da la capacidad de flujo del sistema para un determinado tamaño de válvula ya utilizado en los cálculos del paso 6. Repetir los pasos 6 y 7 para determinar el efecto del tamaño de la SSSV.

La solución también puede obtenerse mediante la inclusión de la SSSV en la expresión de comportamiento de flujo. Esto da como resultado una curva de comportamiento de flujo diferente para cada tamaño de SSSV considerado. Las expresiones de comportamiento de flujo de entrada y salida son:

$$\text{Flujo de entrada: } \bar{P}_y - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} \text{ (debajo de SSSV)} - \Delta P_{sssv} = P_{v2}$$

$$\text{Flujo de salida: } \bar{P}_{sep} + \Delta P_{td} - \Delta P_{tub} \text{ (arriba de SSSV)} = P_{v2}$$

1.5 EFECTO DE LA DENSIDAD DE DISPAROS

En muchas zonas del mundo, especialmente en la región de la Costa del Golfo de Estados Unidos Americanos, los pozos de gas de alta capacidad de flujo están terminados en formaciones no consolidadas de alta permeabilidad. Con el fin de controlar la producción de arena, los pozos se terminan con gravel pack. El potencial de flujo del pozo puede ser controlado por el número de disparos, ya que la capacidad real de flujo del yacimiento es muy alta en este tipo de formaciones.

Otra consideración en el diseño de la terminación del pozo es la caída de presión a través del gravel pack. Si es demasiado grande, el gravel pack puede ser destruido. La caída de presión a través del gravel pack debe ser inferior a 300 psi, lo que significa que se debe determinar el número de disparos necesarios para cumplir con este límite de presión.

El método de análisis es el mismo que se utiliza para analizar el efecto de válvula de seguridad de fondo, excepto que el sistema está dividido en los disparos.

Los dos subsistemas son: (1) el yacimiento, incluyendo cualquier daño a la formación y (2) el separador, la línea de flujo, el estrangulador superficial, SSSV, y la tubería de producción.

El procedimiento de solución es:

1. Usando la ecuación de flujo de gas en el yacimiento (ecuación 1.5.1), determinar la presión de formación en la cara de la arena, sobre el gravel pack, P_{wfs} , para varios gastos de flujo, q_g .

$$\bar{P}_y^2 - P_{wf}^2 = \frac{1422T\bar{\mu}\bar{Z}P_{cs}}{kh} * [\ln(0.472 r_e/r_w) + S + Dq_g] \quad (1.5.1)$$

2. Graficar P_{wfs} vs q_g .

3. A partir de la presión de separación, determinar la presión en la cara de la arena y la presión de flujo de entrada requerida para el subsistema, así como P_{wf} para varios gastos de flujo, q_g .

4. Graficar P_{wf} vs q_g en la misma gráfica que se construyó en el paso 2.

5. Leer los valores de P_{wfs} y P_{wf} para varios q_g y graficar $\Delta P_1 = P_{wfs} - P_{wf}$ vs q_g .

6. Suponer varios q_g , y calcular la caída de presión en el gravel pack. Esto debe hacerse para diferentes densidades de perforación.

7. Graficar ΔP_2 vs q_g en la misma gráfica que se utiliza en el paso 5. La intersección de las curvas da el potencial de flujo del pozo y la caída de presión en el gravel pack para diferentes densidades de perforación.

1.6 EFECTO DEL AGOTAMIENTO DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO

Todos los análisis anteriores se llevaron a cabo en un yacimiento con presión constante, \bar{P}_y , es decir, para un momento particular de la vida del yacimiento.

Lo que realmente sucede cuando el gas es producido con el transcurso del tiempo es que la \bar{P}_y declina, y la capacidad de entrega del sistema total se reduce.

Con el fin de mantener la producción a un gasto constante, la presión fondo fluyendo P_{wf} debe reducirse a medida que disminuye \bar{P}_y . Para continuar con el flujo de fluidos a la línea de venta se requiere de la instalación de un compresor, lo anterior para cuando se tiene una presión de separación baja o por la instalación de una línea de flujo de mayor tamaño así como de forma opcional la selección de una tubería de producción de diámetro menor para reducir la caída de presión en el sistema de tuberías que se ve reflejado en la producción del sistema total.

Las curvas de comportamiento de flujo respecto a la declinación de la \bar{P}_y se ilustran en la **Figura 1.3**.

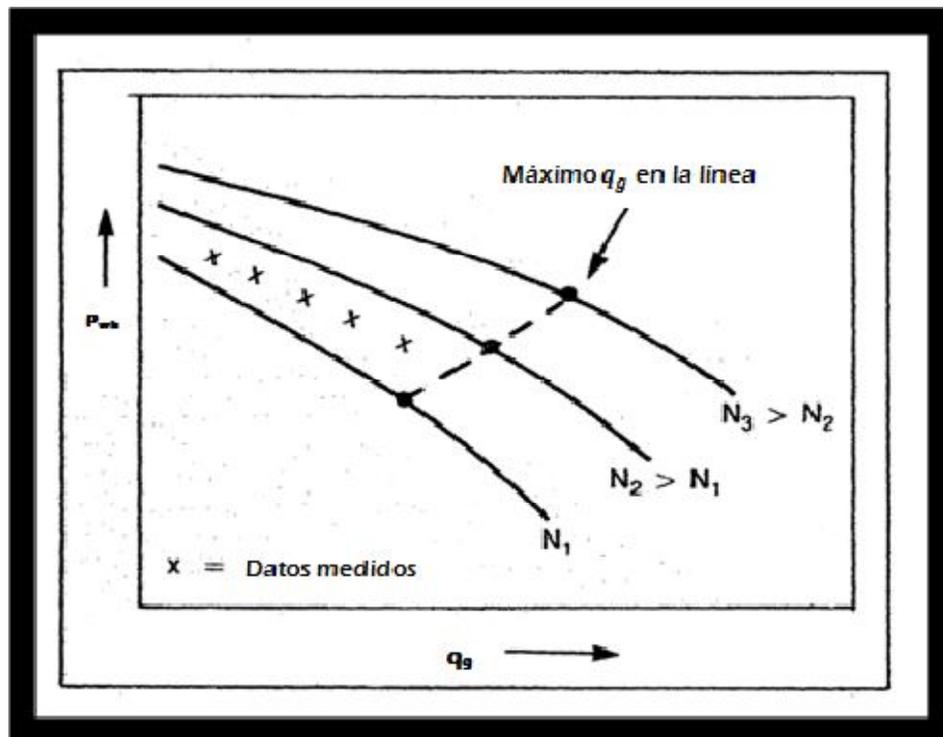


Figura 1.3 Declinación de la presión de yacimiento respecto a la explotación del pozo. (H. Dale Beggs, 1984).

1.7 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO AL TIEMPO

La capacidad de producción de un pozo o un campo con respecto al tiempo se debe conocer para planificar la compra de equipo que será necesario utilizar para mantener la producción de gas del pozo con el fin de realizar las respectivas evaluaciones económicas y técnicas presentes y a futuro a tiempo.

La capacidad de producción de un pozo depende de la presión media de yacimiento \bar{P}_y , que está en función de la acumulación de gas, G_p . El tiempo necesario para producir una cantidad de gas, ΔG_p , depende de la capacidad de flujo del yacimiento al pozo, q_g , durante un período de tiempo Δt .

Si el gasto de producción está restringido, el aumento del gasto de G_p será constante hasta que decline la capacidad de producción del gasto restringido.

La predicción del gasto en función del tiempo y la producción acumulada en función del tiempo requiere de graficar la \bar{P}_y o \bar{P}_y/Z versus G_p y \bar{P}_y versus q_g .

Una gráfica de \bar{P}_y versus q_g puede obtenerse de un análisis de los efectos de la declinación de la presión en los elementos del sistema. Se ilustran en la **Figura 1.4** los efectos que tiene el cambio en la presión de cabeza del pozo respecto al

comportamiento de flujo del pozo en función de la declinación de la presión de fondo fluyendo.

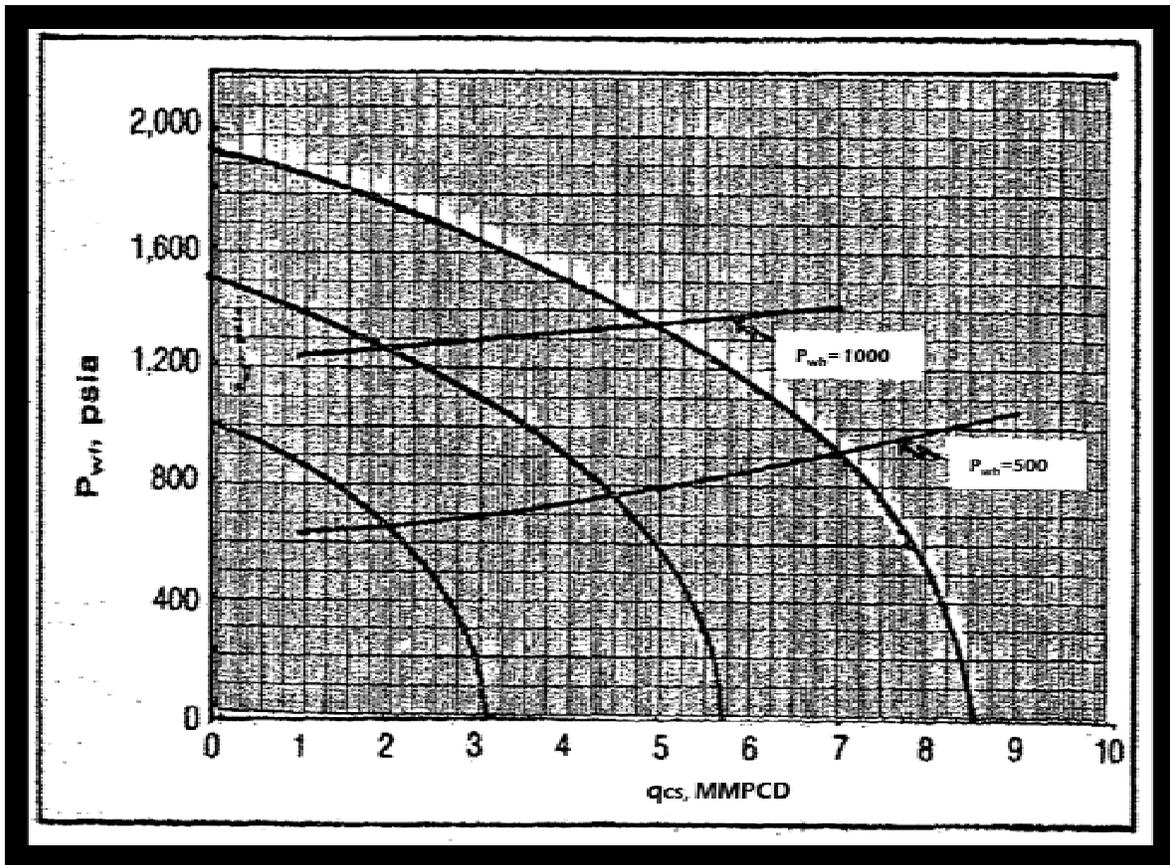


Figura 1.4 Efectos de agotamiento de la presión de fondo fluyendo y en la cabeza del pozo. (H. Dale Beggs, 1984).

El total de capacidad de flujo de un campo puede obtenerse mediante la suma de las capacidades de flujo de los pozos individuales.

El procedimiento para calcular el comportamiento del sistema total respecto al tiempo consiste en la selección de períodos de tiempo de producción lo suficientemente pequeños de manera que el valor de ΔG_p se pueda considerar constante durante el período.

Cuanto menor sea el período de tiempo o menor el valor de ΔG_p seleccionado, la predicción será más exacta.

El procedimiento de cálculo es:

1. Generar las gráficas de \bar{P}_y versus G_p y \bar{P}_y versus q_g . **Figura 1.5**

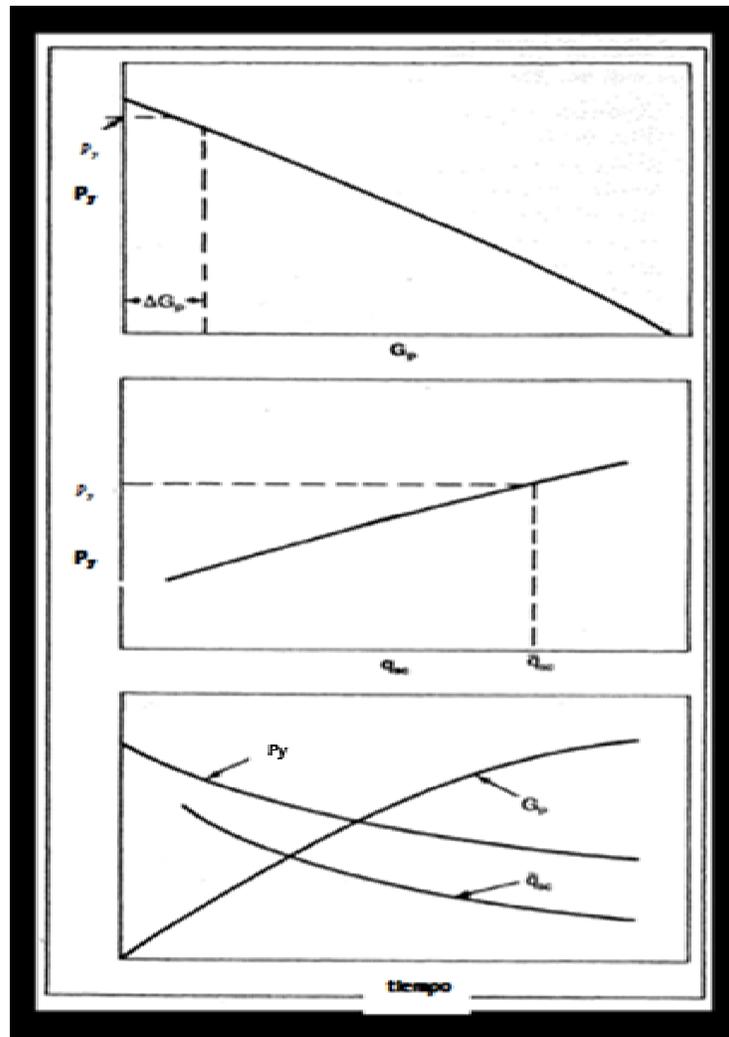


Figura 1.5. Comportamiento de producción a través del tiempo. (H. Dale Beggs, 1984).

2. Seleccionar un ΔG_p durante un intervalo de tiempo y determinar el valor medio de la presión del yacimiento durante este intervalo, graficar \bar{P}_y versus G_p .
3. A partir de las presiones graficadas, encontrar el gasto de producción promedio, correspondiente a la presión media del yacimiento
4. Calcular el intervalo de tiempo necesario para producir ΔG_p .

$$\Delta t = \frac{\Delta G_p}{\bar{q}_g} \quad (1.7.1)$$

5. Calcular $t = \sum \Delta t$ y $G_p = \sum \Delta G_p$. Graficar G_p , y y q_g en función de t . Repetir hasta que alcanzar el límite económico.

Los procedimientos presentados en este capítulo demuestran cómo el efecto que produce el cambio de presión resultado de la producción respecto al tiempo; de cualquier variable en el total del sistema, puede ser aislado y analizado. Esto se logra al dividir el total del sistema en dos subsistemas, la división de éstos se realiza en varios puntos o nodos, por lo general lo más cerca posible del elemento que está siendo considerado para estudiar su comportamiento de flujo en cuanto a las caídas de presión en el mismo.

A pesar de que cada subsistema se analiza por separado, cualquier cambio de presión en un elemento del subsistema afecta el comportamiento de flujo total del sistema, por lo tanto, para obtener parámetros de diseño significativo, se debe considerar el comportamiento de cada elemento en conjunto, es decir, en el total del sistema.

Las curvas de comportamiento de flujo que caracterizan a un Sistema de Producción de gas, son herramientas que nos permiten visualizar gráficamente los efectos que causa alguna modificación en términos de presión en algún elemento o nodo que compone al sistema; también nos ayudan a predecir los efectos que provocan la disminución de la presión del yacimiento, diferentes tamaños de tubería, el aumento de la producción de agua o la instalación de compresores de gas en el gasto de producción de gas en superficie. Por ejemplo el efecto que causa en el gasto de producción de gas la variación de la presión en la cabeza del pozo como muestra la **Figura 2.11**.

Una expresión matemática de uso común para relacionar el gasto de gas y la presión de flujo en el fondo del pozo es:

$$q_g = C(P_y^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.1)$$

donde:

q_g = Gasto de gas en Mpcd.

P_y = Presión del yacimiento en psia.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo en psia.

C = Coeficiente de estabilización del comportamiento de flujo, constante.

n = Exponente numérico, constante.

La ecuación 2.1 fue introducida en primer lugar por Rawlins y Schellhardt en 1935, está hecha a partir datos de pruebas realizados en pozos de gas. Graficando el gasto (q) vs $(P_y^2 - P_{wf}^2)^n$ en una gráfica log-log, resulta una línea recta que pasa por los puntos de los datos graficados, ver la **Figura 2.1**.

Esta gráfica se hizo con base en cuatro puntos de estabilización de presión de una prueba. La información que se puede obtener de esta gráfica es el Potencial Absoluto de Flujo Abierto del Pozo (**AOFP**).

Teóricamente se define como el gasto máximo de flujo cuando la presión de fondo fluyendo de cara a la arena es igual a cero.

El cálculo del exponente n y el coeficiente C es obtenido usando la **Figura 2.1** a partir del siguiente procedimiento:

- 1.- Elegir 2 valores arbitrariamente de gasto (q_g), separados un ciclo de estabilización de presión de otro.
- 2.- Leer los valores correspondientes de $(P_y^2 - P_{wf}^2)$.

3.- Calcular:

$$n = \frac{1}{\text{pendiente}} = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log (P_y^2 - P_{wf}^2)_2 - \log (P_y^2 - P_{wf}^2)_1}$$

4.- A partir de la ecuación 2.1 se puede obtener:

$$C = \frac{q_g}{(P_y^2 - P_{wf}^2)^n}$$

El Potencial Absoluto de Flujo Abierto de un Pozo (AOF) se puede calcular:

$$AOF = q = C(P_y^2 - P_{atm}^2)^n \quad (2.2)$$

A partir de la **Figura 2.1** también podemos encontrar el AOF.

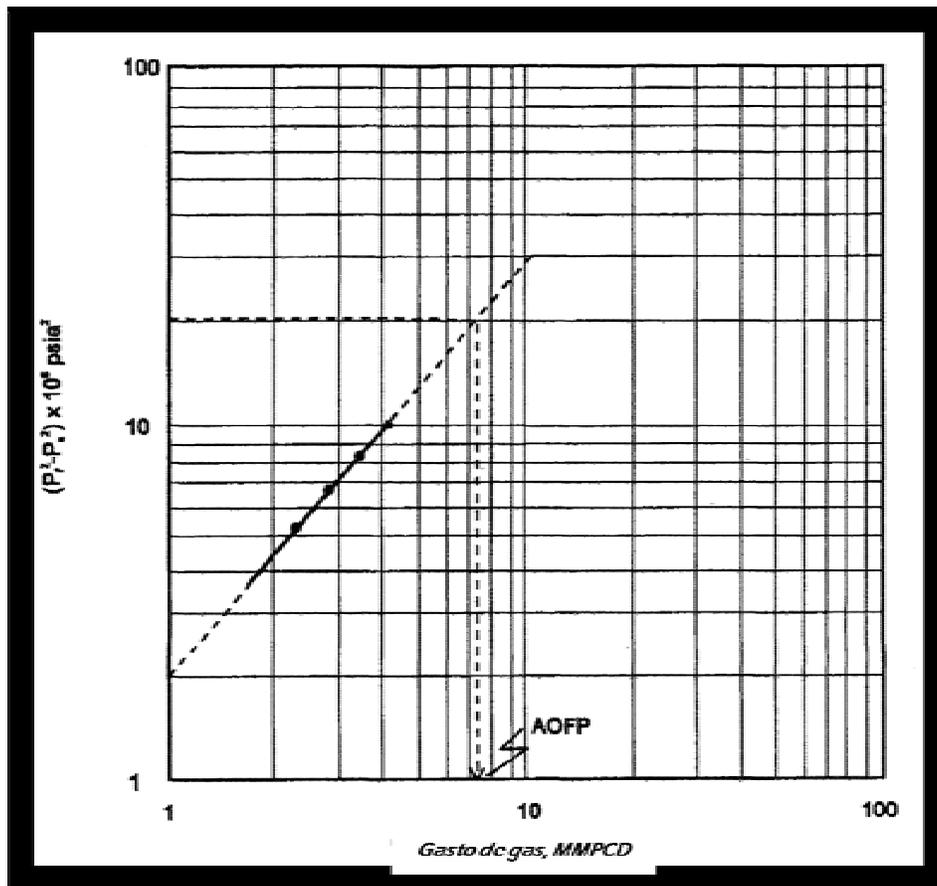


Figura 2.1 Gráfica de una prueba cuatro de puntos de estabilización de presión y potencial de flujo abierto de un pozo de gas. (William C. Lyons, 1996).

El comportamiento de flujo se puede relacionar a una curva que se construye al tomar algunos valores de P_{wf} de manera arbitraria a partir de la P_y y sustituirlos en la ecuación 2.1 para obtener los valores correspondientes de q_g , a la curva generada a partir de estos valores de presión y gasto calculado se le conoce como IPR.

La curva de IPR generada a partir de los datos tomados de la prueba o calculados con la ecuación 2.1 también nos muestra el gasto máximo de flujo que el pozo puede tener respecto a la presión de fondo fluyendo en un momento. **Figura 2.2.**

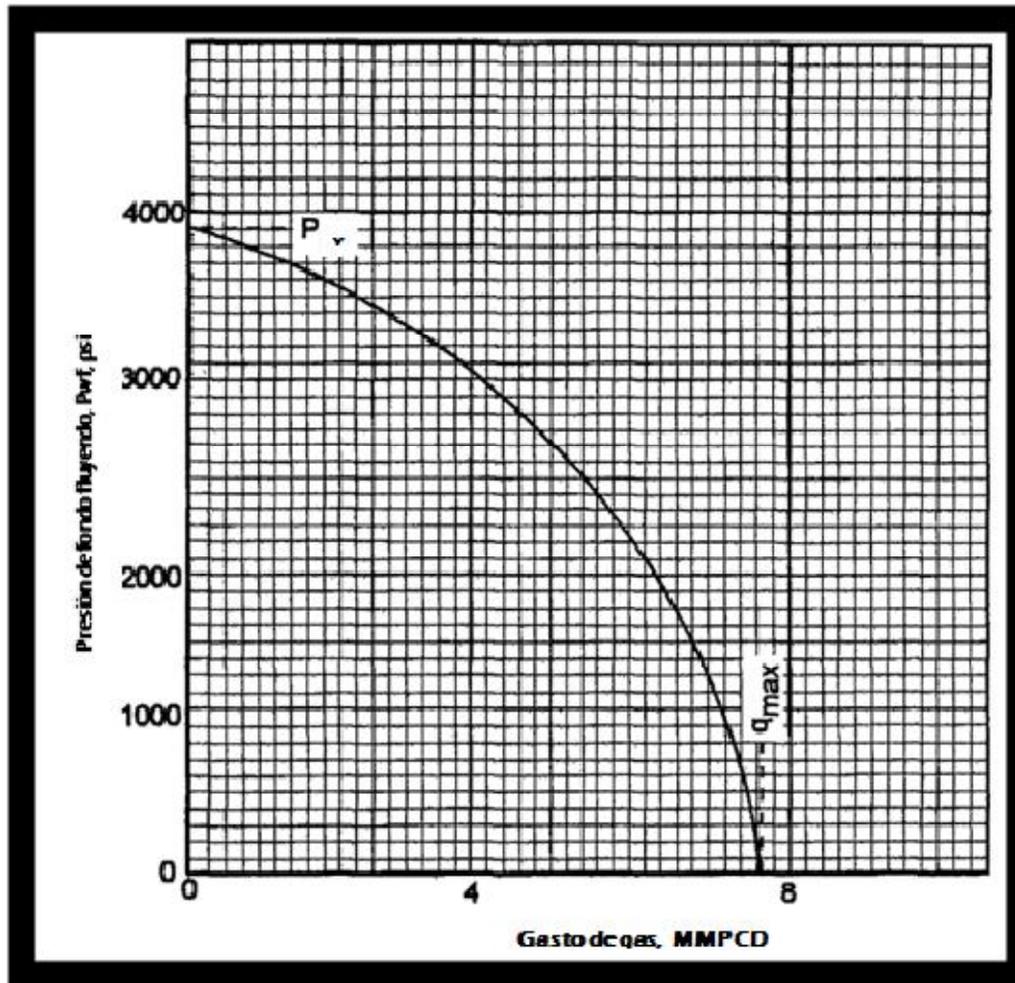


Figura 2.2 Comportamiento de flujo de un pozo productor de gas. (William C. Lyons, 1996).

A continuación, se enunciarán algunos de los métodos comúnmente empleados para determinar el comportamiento de afluencia en pozos productores de gas.

2.1 PRUEBAS CONVENCIONALES EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

El análisis de un pozo productor de gas puede ser dividido en dos regiones de presión: pozos de baja a mediana presión y pozos con alta presión. Gran cantidad de la teoría básica de las pruebas y análisis de las mismas, fue desarrollada a partir de las pruebas realizadas en pozos con niveles de presión de yacimiento por debajo de $2500 \frac{lb}{pg^2}$. Con la perforación de pozos profundos, se ha encontrado que los pozos productores de gas presentan una presión de yacimiento aproximadamente de $10,000 \frac{lb}{pg^2}$. En estos casos y en todos aquéllos que presenten presiones por debajo de $2500 \frac{lb}{pg^2}$, se deben utilizar métodos de análisis convencionales.

Las principales pruebas convencionales empleadas en el análisis de comportamiento de afluencia en pozos de gas son las siguientes:

- 1) Pruebas de potencial.
- 2) Pruebas isocronales.
- 3) Pruebas isocronales modificadas.

El tipo de prueba a seleccionar dependerá del tiempo de estabilización del pozo, el cual es una función de la permeabilidad del yacimiento. Si un pozo se estabiliza medianamente rápido, se podrá efectuar una prueba de potencial.

La experiencia en trabajos de campo ha mostrado (según Beggs, 1991) que para pozos con diámetro reducido o estrecho es conveniente emplear una prueba isocronal.

Para pozos con tiempos muy grandes de estabilización una prueba isocronal modificada resulta más práctica y da resultados más exactos.

2.1.1 Pruebas de Potencial

Las pruebas de potencial en los pozos de gas se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto. **Figura 2.14.**

Anteriormente se acostumbraba hacer estas pruebas poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza del pozo igual a la atmosférica. Actualmente, con el fin de evitar desperdicios y daño a la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las

pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total.

En este método, un pozo se pone a producción a un gasto constante seleccionado hasta que la presión de fondo fluyendo se estabiliza. El gasto y la presión de fondo estabilizados son registrados, y a continuación se cambia el gasto (usualmente se incrementa). Así, el pozo esta fluyendo a un nuevo gasto hasta alcanzar nuevamente el estado pseudo estacionario.

La presión puede ser medida con un registrador de fondo o, a partir del cálculo utilizando valores medidos en superficie. Este proceso es repetido, cada vez que se registra la presión y gasto estabilizados. Se recomienda utilizar cuatro gastos diferentes. **Figura 2.3.**

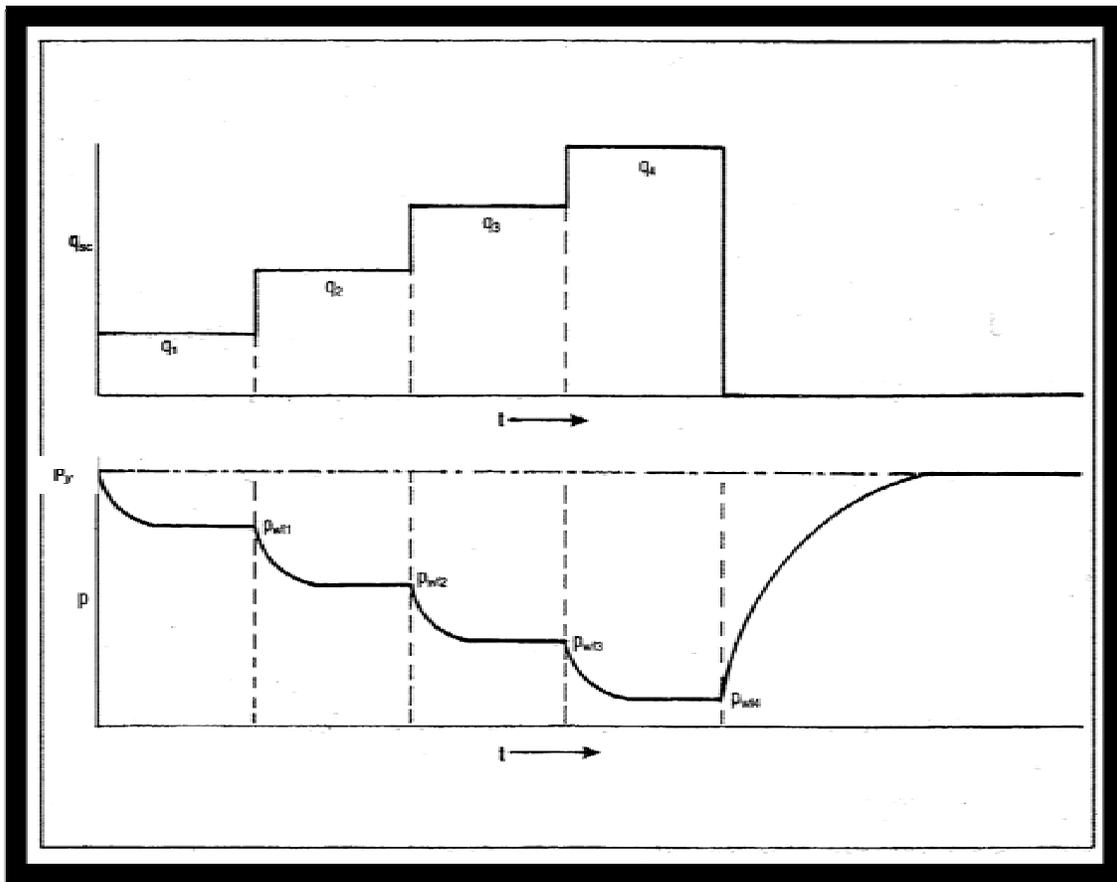


Figura 2.3 Prueba convencional de incremento en el gasto de flujo.
 (H. Dale Beggs, 2002).

Existen fundamentalmente dos métodos diferentes, para analizar tales pruebas:

- a) Método clásico.
- b) Método teórico.

a) Método clásico

La ecuación 2.1 representa la Ley de Darcy para un fluido compresible. La constante **C** involucra términos como viscosidad del gas, permeabilidad al flujo de gas, espesor neto de formación, temperatura de formación, entre otras propiedades del gas así como propiedades y características del yacimiento.

El exponente **n** puede variar desde 1.0 para flujo completamente laminar hasta 0.5 para flujo completamente turbulento. En la **Figura 2.12** se pueden observar las pérdidas de presión debido al tipo de flujo que prevalece tanto para una sola fase y para dos fases presentes en el flujo.

De acuerdo con Lee (1982), quien denomina a ésta aproximación el “método empírico”, debido a su facilidad y a sus más de cincuenta años de aplicación, los métodos basados en la ecuación. 2.1 son ampliamente utilizados en la industria petrolera.

La ecuación. 2.1 puede escribirse en la forma:

$$\log(\bar{P}^2 - P_{wf}^2) = \left(\frac{1}{n}\right) (\log q_g - \log C) \quad (2.3)$$

La aplicación de este método es que en una gráfica log-log, $(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)$ versus q_g será una línea recta, como se muestra en la **Figura 2.1**. Donde se ve una gráfica de los cuatro gastos que es aproximadamente una línea recta para muchos pozos, cuando las condiciones de flujo estabilizado permanecen.

Las ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.3 están sujetas a las siguientes suposiciones:

- ✓ Prevalecen las condiciones isotérmicas a lo largo del yacimiento.
- ✓ Los efectos gravitacionales son despreciables.
- ✓ El flujo de fluidos se lleva a cabo en una sola fase.
- ✓ El medio es homogéneo e isótropo.
- ✓ La permeabilidad es independiente de la presión.
- ✓ La viscosidad y la compresibilidad del fluido son constantes.
- ✓ Los gradientes de presión y la compresibilidad son pequeños.
- ✓ El modelo de cilíndrico radial es aplicable.

Estos factores pueden no ser tan aproximados, especialmente en formaciones de gas estrechas.

Así mismo, la prueba de contrapresión o la curva de capacidad de flujo permitirán la determinación de la velocidad de flujo de gas. Del mismo modo, la capacidad de flujo o potencial de flujo de un pozo podrá ser leído a partir de la curva de contrapresión.

Mientras que los factores que incluyen **C** en la ecuación 2.1 no cambien considerablemente, la misma gráfica de potencial de flujo puede ser utilizada para estudiar el comportamiento de flujo del pozo. Sin embargo, si los factores en **C** cambian durante el tiempo de operación del pozo, se requiere de volver a realizar la prueba en el pozo de tiempo en tiempo, con fin de conocer el comportamiento de flujo más exacto con respecto a los cambios en los factores de **C**.

Los factores que pueden cambiar (afectando a **C**) son el factor de desviación **Z**, la compresibilidad del gas, la viscosidad del gas, la permeabilidad al flujo de gas, el daño en el pozo, el radio de drene y posiblemente el radio del pozo.

El exponente **n**, el cual es relacionado a la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, también puede cambiar. Así mismo, efectuar nuevamente otra prueba, permitirá determinar una gráfica de potencial de flujo y nuevos valores para **C** y **n**.

b) Método teórico

Para flujo estabilizado, Lee (1982) propone la siguiente expresión:

$$P_{wf}^2 = \bar{P}^2 - 1422 \left(\frac{q_g \bar{\mu} \bar{z} T}{kh} \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + D |q_g| \right) \quad (2.4)$$

donde:

- D: Constante de flujo no Darciano (referido a la turbulencia), $\left[\frac{1/\text{miles pies}^3}{\text{día}} \right]$
- h: Espesor neto de formación, [pie]
- k: Permeabilidad del medio poroso, [mD]
- r_e: Radio de drene, [pie]
- r_w: Radio del pozo, [pie]
- S: Factor de daño (referido al daño del pozo) [adimensional]
- T: Temperatura del yacimiento, [R]
- \bar{z} : Factor de compresibilidad a la presión \bar{P} , [adimensional]
- $\bar{\mu}$: Viscosidad a la presión \bar{P} , [cp]

La ecuación 2.4, por simplicidad, puede expresarse de la siguiente forma:

$$P_{wf}^2 - \bar{P}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (2.5)$$

donde:

$$a = 1422 \left(\frac{\bar{\mu} \bar{z} T}{kh} \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right) \quad (2.6)$$

$$b = 1422 \left(\frac{T}{kh} \right) D \quad (2.7)$$

La ecuación 2.5 sugiere que una gráfica de $\left(\frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{q_g}\right)$ contra q_g resultará en una línea recta con pendiente "b" y que intercepta a la ordenada "a". **Figura 2.4.**

Debe tomar en cuenta que esta relación será válida sólo para gastos estabilizados.

Las constantes "a" y "b" pueden ser determinadas a partir de pruebas de flujo con al menos dos gastos estabilizados. Tales constantes son dependientes de la presión y también del tiempo. Por lo tanto, será necesario actualizarlas a partir de la realización de nuevas pruebas a intervalos razonables, generalmente, cada año con el fin de tener resultados más exactos al momento de calcular los datos de interés.

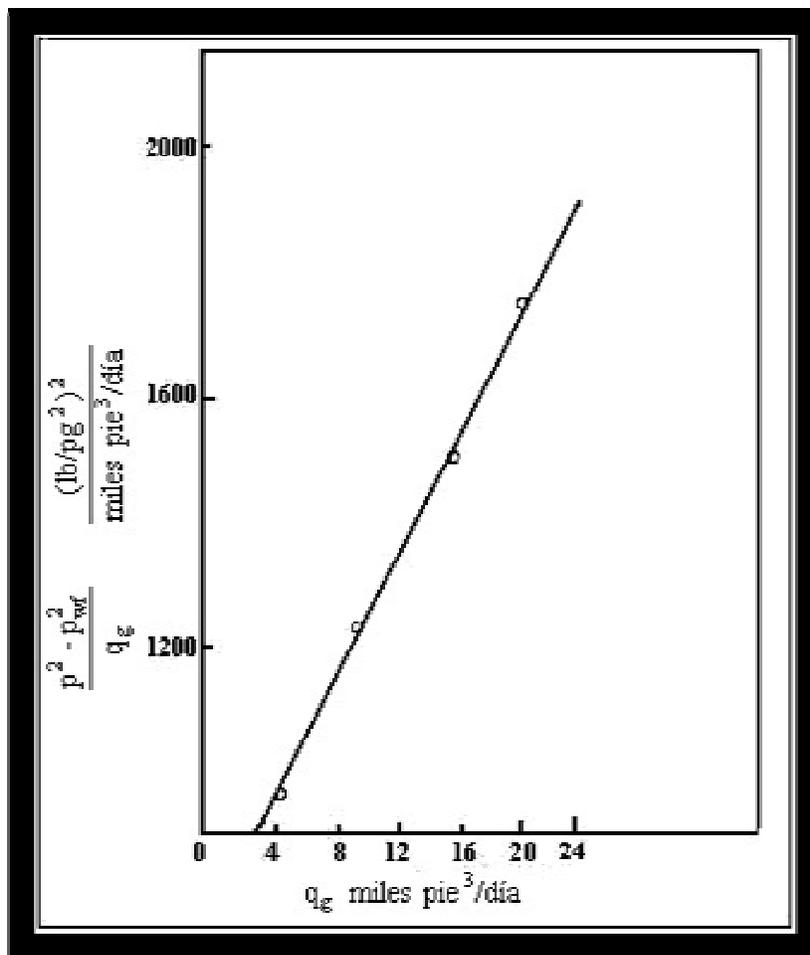


Figura 2.4 Método teórico. Datos de una prueba de potencial. (H. Dale Beggs, 2002).

De acuerdo con Lee (1982), esta gráfica tiene una fuerte base teórica mejor aún que la gráfica del método clásico (empírico).

PRUEBA CONVENCIONAL DE CONTRAPRESIÓN. PROCEDIMIENTO DE CAMPO.

1. Cerrar el pozo hasta estabilizar la presión del fondo del pozo, obtener \bar{P} .
2. Abrir el pozo, utilizando un diámetro pequeño de estrangulador, puede ser de 6/64 pg, y dejar estabilizar la presión y el gasto correspondiente a la misma.

Registrar y graficar la presión de fondo fluyendo estabilizada y el gasto estabilizado.

3. Cambiar ligeramente el diámetro del estrangulador, ahora a 8/64 pg, y dejar que el pozo fluya hasta que se estabilice. Registrar y graficar la presión y el gasto estabilizado.
4. Repetir el paso 3. utilizando dos diámetros de estrangulador más amplios, para obtener un total de cuatro gastos.

Con los datos obtenidos se puede construir una curva de comportamiento de flujo característica del pozo analizado.

2.1.2 Pruebas Isocronales

Un cambio en el gasto de producción de un pozo de gas, provoca o genera una presión transitoria (disturbio), la cual se propaga fuera del pozo (radio de drene del pozo). La distancia recorrida a esta presión transitoria en un tiempo particular se conoce como el radio de investigación.

Una prueba convencional de contrapresión utiliza gastos de flujo estabilizado. Por tanto, los tiempos de flujo deberán ser suficientes, para permitir que el radio de investigación alcance el límite del yacimiento o el punto de interferencia con pozos cercanos, considerando que el radio efectivo de drene es constante.

En yacimientos de baja permeabilidad, frecuentemente resulta impráctico dejar fluir al pozo durante mucho tiempo para alcanzar la estabilización, especialmente si las condiciones de estado pseudo-estacionario se necesitan para más de un gasto.

El objetivo de las pruebas isocronales, propuesto por Cullender (1955), es obtener datos para establecer una curva de productividad o capacidad estabilizada sin que se deje fluir el pozo, en el tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada gasto. El principio o fundamento es que el radio de investigación alcanzado en un tiempo dado, en una prueba de flujo, es independiente del gasto de flujo.

Por lo tanto, si una serie de pruebas de flujo se realizan en un pozo, cada una para el mismo periodo de tiempo (isocronal), el radio de investigación será el mismo al final de cada prueba. Consecuentemente, la misma porción del yacimiento será drenada en cada gasto.

La **Figura 2.5** ilustra un diagrama de gasto y presión para una prueba de flujo isocronal en un pozo de gas. En donde se puede advertir que el periodo de cierre después de cada periodo de flujo, debe ser suficiente para alcanzar la presión estática del yacimiento (o al menos aproximada). Además se debe considerar que es necesario tener un periodo de flujo estabilizado al final de la prueba.

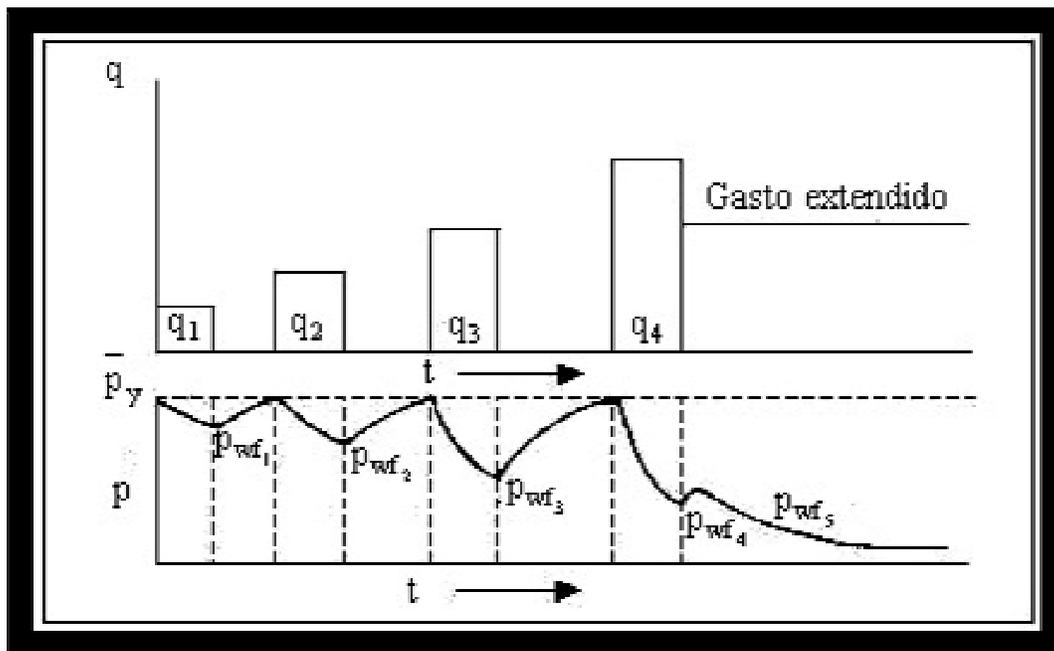


Figura 2.5 Prueba isocronal de un pozo de gas. (H. Dale Beggs, 2002).

a) Análisis clásico

Considerando el método clásico, hay dos constantes a determinar: **C** y **n**. La teoría indica que **C** es una función del radio de investigación, lo cual significa que si dos periodos de flujo tienen el mismo radio de investigación, entonces tendrán el mismo valor de **C**.

Los gastos que tienen el mismo intervalo de tiempo tendrán el mismo radio de investigación, por consiguiente, el mismo valor de **C**. Para periodos de flujo estabilizado, el valor de **C** será el valor de **C** estabilizado el cual es el que se está tratando de determinar. Para una serie de periodos de flujo iguales, que no sean muy prolongados para alcanzar la estabilización, los valores de **C** de cada prueba serán los mismos, pero no serán los valores de **C** estabilizados.

Debido a que n relaciona la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, n se considera que es la misma para condiciones de estado transitorio o condiciones de estado pseudo-estacionario. Por lo tanto, después de cuatro períodos de flujo isocronal, se debe realizar una gráfica log-log de $(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)$ contra q_g , los puntos deberán estar en una línea recta con una pendiente de $\frac{1}{n}$. La P_{wf} que debe emplearse para cada gasto de flujo, es la que se encuentre al final del período de flujo. Similarmente, si el gasto de flujo no permanece completamente constante, el gasto a emplear es aquél que se encuentre al final del período de flujo.

En tal caso, si un pozo está fluyendo a un determinado gasto hasta alcanzar condiciones estabilizadas, este punto se podrá ubicar en una gráfica log-log. Tal como se muestra en la **Figura 2.6**, se debe de dibujar una línea a través del punto estabilizado que sea paralela a la línea de puntos de tiempo igual al transitorio, así n puede obtenerse por medio del comportamiento de flujo transitorio y C con un punto de flujo estabilizado. La línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de productividad o capacidad de flujo estabilizado.

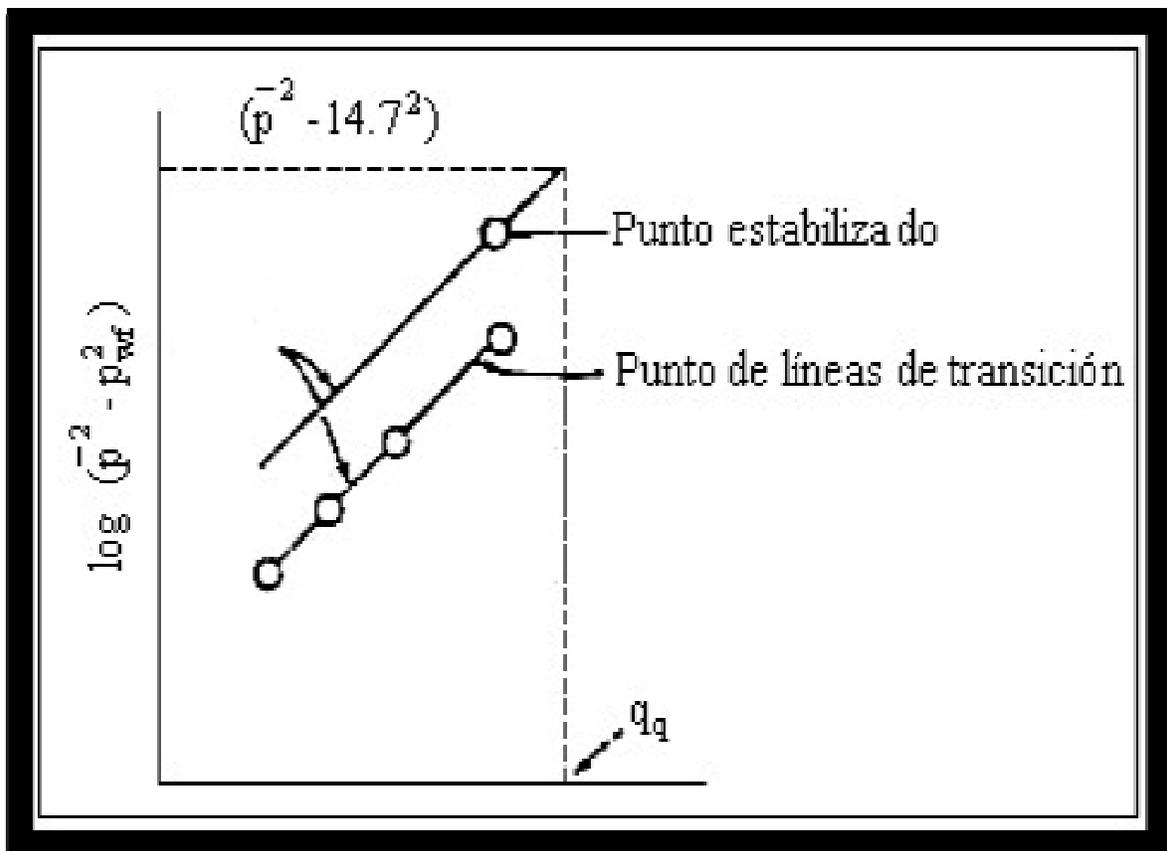


Figura 2.6 Gráfica de una prueba isocronal, para una productividad empírica. (H. Dale Beggs, 2002).

b) Análisis teórico

Utilizando cuatro puntos isocronales no estabilizados, se elabora una gráfica de $\left(\frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{q_g}\right)$ contra q_g . Posteriormente, se determina "b" a partir de esta gráfica, la cual se puede elaborar a partir de una prueba convencional de contrapresión o bien, midiendo la pendiente. La constante "b" es una función de la presión y la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, no es una función del radio de drene, así que puede ser determinada a partir de datos isocronales transitorios.

PRUEBAS ISOCRONALES (PROCEDIMIENTO DE CAMPO) (R. Smith, 1992).

1. Cerrar el pozo para obtener una presión de fondo de cierre estabilizada.
2. Abrir el pozo con un estrangulador de diámetro pequeño, por ejemplo, uno de 6/64 pg, y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
3. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyendo y el gasto de flujo.
4. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente a partir de la presión estática.
5. Abrir el pozo con un estrangulador ligeramente mayor, por ejemplo, 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
6. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyendo y gasto de flujo.
7. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente hasta que la presión de fondo de cierre se estabilice.
8. Repetir los pasos 5, 6, y 7 utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores.
9. Asegurarse que los registros de presiones de flujo sean tomadas justo antes del cierre. Además, si el gasto está variando en una prueba de flujo, registrar el gasto justo antes del cierre.
10. Estos cuatro puntos transitorios deberán ser graficados tal y como se describió en la prueba convencional de contrapresión (ya sea el método clásico o el método teórico).
11. Abrir el pozo para un quinto período de flujo (utilizando un diámetro de estrangulador previo, o bien, empleando uno nuevo) y dejarlo fluir hasta

Para el primer período de flujo, se deberá emplear $(\bar{P}^2 - P_{wf}^2) = (P_{ws1}^2 - P_{wf1}^2)$; para el segundo período, emplear $(P_{ws2}^2 - P_{wf2}^2)$. Como se puede observar, el procedimiento de análisis es el mismo que se empleo para las pruebas isocronales.

Las pruebas isocronales modificadas han sido empleadas extensivamente en yacimientos de baja permeabilidad, debido a que permiten ahorrar tiempo y dinero en la ejecución de las mismas.

Además, han probado ser una excelente aproximación de las pruebas isocronales verdaderas.

PROCEDIMIENTO DE CAMPO DE LAS PRUEBAS ISOCRONALES MODIFICADAS.

1. Cerrar el pozo para estabilizar la presión de cierre (lo suficiente para obtener una buena estimación de la presión estática del yacimiento).
2. Abrir el pozo con un estrangulador pequeño, de 6/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
3. Al final de éste período de flujo, registrar el gasto y la presión de fondo fluyendo.
4. Cerrar el pozo durante 12 horas.
5. A final del período de cierre, registrar la presión. Esta presión de cierre se utilizará en el análisis como una estimación de la presión estática para el segundo período de flujo.
6. Abrir el pozo con un estrangulador con un diámetro ligeramente mayor, 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
7. Al final de éste período de flujo, registrar el gasto y la presión de fondo fluyendo.
8. Cerrar el pozo durante doce horas, registrar la presión de fondo del pozo (para ser usada como una aproximación de la presión estática para el próximo período de flujo).
9. Repetir los pasos 6, 7 y 8 utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores. Para cada período de flujo, la presión estática aproximada se utilizará en el análisis. Esto es, la presión de cierre existente justo antes de iniciar el período de flujo. La presión de fondo fluyendo es la que se encuentra al final de cada período de flujo, aunque la estabilización no haya ocurrido.

10. Estos cuatro puntos son graficados en la misma forma descrita para pruebas convencionales de contrapresión.
11. Realizar un quinto período de flujo hasta que la estabilización ocurra. Se puede utilizar un nuevo diámetro de estrangulador o uno de los previamente utilizados. Para el análisis, se utiliza la presión de fondo fluyendo estabilizada así como también el gasto al final del período de flujo. Esto permitirá obtener un punto a condiciones estabilizadas.
12. Graficar el punto estabilizado, y dibujar una línea a través de este punto paralela a la línea trazada a través de los cuatro puntos anteriores. Esta línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de capacidad estabilizada para este pozo.

Cabe mencionar que los períodos de flujo y cierre no necesariamente deben ser de doce horas. En algunas ocasiones se podrán utilizar tiempos de 8 ó 16 horas, según el tipo de análisis que se necesite.

Para situaciones en donde las pruebas multipunto no se puedan ejecutar debido a la economía del campo o por otras razones, se pueden utilizar datos de un solo punto de una prueba para generar la curva de comportamiento de flujo cuando se conoce la presión de fondo fluyendo.

Mishra y Caudle propusieron un método simple para la generación de la curva de IPR de un pozo de gas a partir de datos de una prueba en un solo punto de estabilización. Empleando una función básica de flujo de gas en términos de una pseudo-presión, se puede desarrollar la curva de IPR adimensional que puede ser utilizada como una curva de referencia. Alternativamente, se introdujo una ecuación para calcular el IPR y ajustar la curva con el fin de dar mejores resultados:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = \frac{5}{4} \left(1 - 5 \frac{m(P_{wf})}{m(P_y)} - 1 \right) \quad (2.8)$$

donde:

$q_{m\acute{a}x}$ = AOFD en Mpcd

$m(P_{wf})$ = En función de la pseudopresión que para un gas real se define como:

$$m(P_{wf}) = 2 \int_{P_{ws}}^{P_{wf}} \left(\frac{P}{\mu Z} \right) dP$$

$$m(P_y) = 2 \int_{P_{ws}}^{P_y} \left(\frac{P}{\mu Z} \right) dP \quad (2.9)$$

donde:

μ =Viscosidad del gas

Z =Factor de compresibilidad del gas

El uso de una función en términos de pseudopresión proporciona una mayor simplicidad para calcular el comportamiento de flujo de un pozo de gas.

Recientemente, Chase y Anthony ofrecen un método más sencillo que es una modificación del método de Mishra Caudle. El método propuesto consiste en la sustitución de la presión P o P^2 para un gas real que está en función de la pseudopresión $m(P)$. La presión al cuadrado (P^2) se puede utilizar para valores de presión por debajo de 2100 psia utilizando la ecuación:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = \frac{5}{4} \left(1 - 5 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_y^2} - 1 \right) \right) \quad (2.10)$$

La presión real P se sugiere para presiones superiores a 2.900 psia. Al tener la presión media P del yacimiento de una prueba de un solo punto, P_{wf} y q , es posible determinar el potencial absoluto de flujo del pozo y generar la curva de comportamiento del pozo.

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = \frac{5}{4} \left(1 - 5 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} - 1 \right) \right) \quad (2.11)$$

Para presiones que van desde 2.100 a 2.900 psia, es recomendada la técnica de Mishra y Caudle.

2.1.3.1 Pruebas en pozos con baja permeabilidad

Para este tipo de pruebas se requiere que el pozo cuente con condiciones estabilizadas con el fin de obtener datos certeros o más exactos. Lo que significa que el coeficiente C de la ecuación 2.1 sea constante respecto al tiempo. Este coeficiente depende de las características del yacimiento, la extensión del radio de drene y las características de los fluidos producidos.

Cuando los pozos son terminados en formaciones altamente permeables las condiciones de flujo se estabilizan rápidamente. Como la demanda de gas ha aumentado en los últimos años, los pozos fueron terminados en formaciones menos permeables con el fin de satisfacer esta necesidad. En los pozos de este tipo, el período de estabilización puede ser muy largo. Por lo tanto, se necesitan métodos que permitan las pruebas en este tipo de pozos a menor tiempo.

En 1955, M.H. Cullender describió el método isocronal para la determinación de las características de flujo. Éste método está basado en las curvas de comportamiento de flujo de gas, en donde el exponente n es independiente del área de drene del pozo, suponiendo que el pozo se estabilizó inmediatamente después de ser abierto y este exponente se obtiene de la pendiente de esta curva, como se mencionó anteriormente.

Sin embargo, el coeficiente de comportamiento de flujo C disminuye con el tiempo con forme el radio de drene se reduce. Cuando el radio alcanza el límite del yacimiento o el área de interferencia de otro pozo C es constante y flujo se estabiliza.

En este método cuando el pozo es abierto, los datos de flujo y de presión son obtenidos en intervalos de tiempo específicos con forme cambia el gasto de flujo. El pozo es cerrado cuando la presión alcanza aproximadamente la misma presión que al comienzo de la prueba. Cuando el pozo es abierto produce a diferentes gastos y es cuando se toman los datos de presión de flujo. Este procedimiento se repetirá dependiendo de los intervalos de tiempo de comportamiento de estabilización de interés.

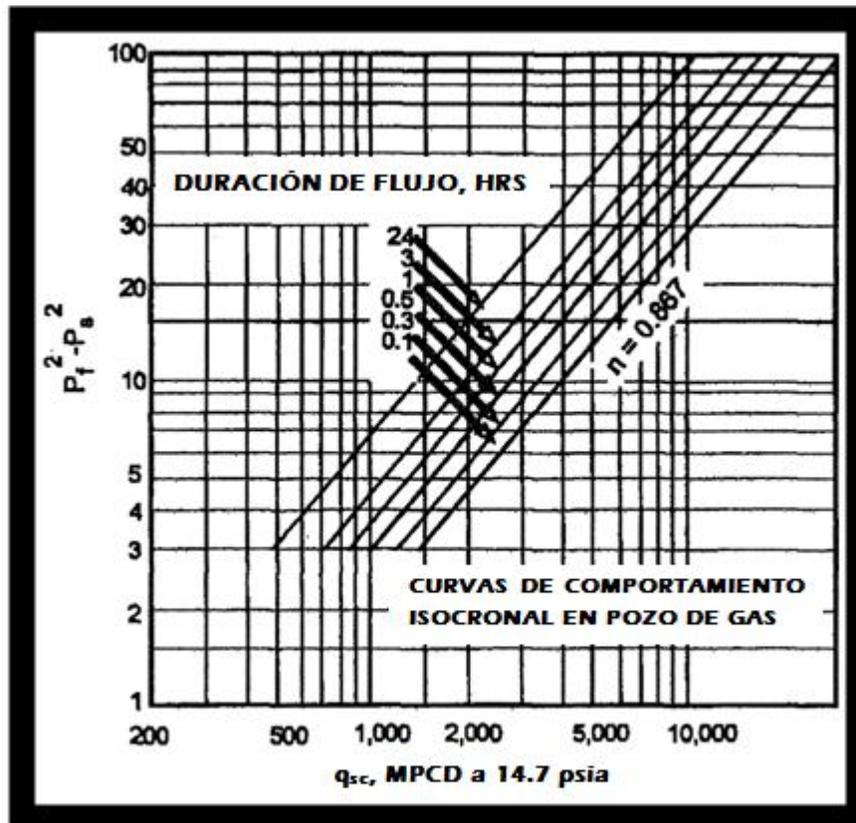


Figura 2.8. Curvas de comportamiento isocronal de un pozo productor de gas. (William C. Lyons, 1996).

La representación gráfica de estos datos en papel log- log resulta una serie de líneas paralelas, y el coeficiente **n** se obtiene de la pendiente de éstas. Las **Figuras 2.8 y 2.9** muestran la relación que existe entre el coeficiente **C** y el tiempo para un pozo productor de gas.

De los diferentes procedimientos, pruebas y consideraciones teóricas se pueden desarrollar predicciones de los coeficientes de comportamiento de flujo para pozos productores de gas en formaciones con permeabilidades bajas, como los métodos ya mencionados.

2.2 PREDICCIÓN DE CURVAS DE IPR

La predicción de comportamiento de flujo en pozos de gas es importante para planificar cambios y mantenimientos requeridos para seguir contando con la capacidad de producción de los pozos. Existen métodos simples para calcular el comportamiento de flujo futuro en pozos de gas.

Mishra y Caudle presentan una ecuación empírica para la predicción de la productividad de los pozos de gas, la ecuación es la siguiente:

$$\frac{(q_{m\acute{a}x})_f}{(q_{m\acute{a}x})_P} = \frac{5}{3} \left(1 - 0.4 \frac{m(P_y)_f}{m(P_y)_P} \right) \quad (2.12)$$

Donde, los subíndices **f** y **P** se refieren al tiempo futuro y presente respectivamente.

Tiempo después Chase y Anthony propusieron una simplificación de Mishra y Claude sustituyendo el valor de presión real por una pseudo-presión.

Para estimar el potencial absoluto de un pozo de gas no es necesario correr una prueba al pozo. Se puede utilizar un método alternativo para calcular la presión de fondo, estática y fluyendo sin correr un calibrador de presión en el pozo si se conoce la presión en la cabeza del pozo.

En el procedimiento para estimar el potencial absoluto de flujo de un pozo de gas, primero se estima la presión de fondo estática, con el método de Cullender y Smith para un pozo de gas.

1. Como se menciona anteriormente si se cuenta con el dato de la presión estática en la cabeza del pozo, la presión en el punto medio del pozo es calculada por prueba y error.

$$0.0375 G_g \frac{H}{2} = (P_{ms} - P_{wh})(I_{ms} - I_{wh}) \quad (2.13)$$

Donde:

G_g = Densidad específica del gas
 H = Profundidad del pozo en pies

$$I_{ms} = (T_{ms} \times Z_{ms}) / P_{ms} \quad (2.14)$$

T_{ms} = Temperatura absoluta en el punto medio en °R.

P_{ms} = Presión en el punto medio en psia.

Z_{ms} = Factor de compresibilidad a la T_{wh} y P_{wh} .

P_{wh} = Presión estática en la cabeza del pozo.

$$I_{wh} = \frac{T_{wh} Z_{wh}}{P_{wh}} \quad (2.15)$$

T_{wh} = Temperatura absoluta en la cabeza del pozo en °R.

Z_{wh} = Factor de compresibilidad a la T_{wh} y P_{wh} .

El problema aquí es calcular P_{ms} . Si $P_{ms} \approx P_{ms}$ calculado para un valor propuesto de Z_{ms} , el paso siguiente es calcular la presión de fondo. Si no se requiere usar un nuevo valor de Z_{ms} , para calcular P_{ms} . Se usan las ecuaciones 2.14 y 2.15 para calcular un nuevo valor de P_{ms} . Se repite el procedimiento hasta que el valor de P_{ms} calculado sea igual al valor supuesto de P_{ms} .

2.- El siguiente procedimiento para calcular la presión de fondo estáticas P_{ws} es:

$$0.0375 G_g \frac{H}{2} = (P_{ws} - P_{ms})(I_{ws} + I_{ms}) \quad (2.16)$$

3.- El siguiente paso es aplicar la regla de Simpson para calcular P_{ws} :

$$0.0375 G_g H = \frac{P_{bg} - P_{wh}}{3} (I_{wh} + 4I_{mg} + I_{bg}) \quad (2.17)$$

Para pozos productores de gas con líquidos la gravedad específica G_g del gas en las ecuaciones 2.16 y 2.17 es reemplazada por γ_{mezcla} :

$$G_{mezcla} = \frac{G_g + 4584 G_o / R}{1 + 132800 G_o / R M_o} \quad (2.18)$$

Donde:

G_{mezcla} = densidad específica de la mezcla.

G_g = Densidad del gas seco.

G_o = Densidad del aceite.

R = Relación gas aceite producida en superficie.

M_o = Peso molecular del aceite en lbm/lbmol.

La G_{mezcla} es utilizada para determinar las propiedades pseudocríticas utilizadas para calcular el factor de compresibilidad. Si el pozo produce una cantidad de agua insignificante se utiliza la siguiente ecuación.

$$G_{mezcla} = \frac{G_g + 4,584 \left(\frac{G_o}{R} + \frac{1}{R_w} \right)}{1 + 132,800 \left(\frac{G_o}{R M_o} + \frac{1}{18 R_w} \right)} \quad (2.19)$$

Donde:

R_w = Relación gas-agua producida

La capacidad de producción del sistema depende de la presión estática del pozo, las características del yacimiento, las tuberías, el estrangulador, la presión de separación y las propiedades del gas producido.

Con la información anterior se puede obtener el ritmo de producción mediante el siguiente procedimiento; en el que se considera como nodo solución la boca del pozo.

- a) Suponer un gasto.
- b) Con la presión estática y la ecuación que representa el flujo en el yacimiento, obtener, para el gasto supuesto, el valor de la presión de fondo fluyendo.

Se considerará que el flujo en el yacimiento puede quedar representado por la ecuación siguiente:

$$q = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

donde:

$$C = 0,0007036Kh / \left(\mu(T + 460)Z \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right) \quad (2.20)$$

despejando P_{wf} se tiene:

$$P_{wf} = \sqrt{P_{ws}^2 - \left(\frac{q}{C} \right)^{1/n}} \quad (2.21)$$

- c) Con la presión de fondo fluyendo y el mismo gasto, se obtiene la presión en la boca del pozo.

Para este cálculo se usa la ecuación siguiente bajo las suposiciones que a continuación se presentan:

1. Flujo en régimen permanente.
2. Flujo en una sola fase, y
3. Energía cinética despreciable.

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461.346^2} \right) \left(\frac{P_o}{T_o + 460} \right) \left(\frac{q_g^2 \gamma_g \bar{Z} (\bar{T} + 460) L}{d^5} \right) + 0.03756 \left(\frac{\bar{P}^2 \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right)$$

El valor obtenido representa la presión antes del estrangulador.

- d) La secuencia del cálculo se inicia ahora a partir de la presión de separación, para obtener la presión en la boca del pozo corriente abajo del estrangulador (Pe), necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga.
- e) Repetir el procedimiento suponiendo diferentes gastos y graficar los valores de Pwh y de Pe contra el gasto, como se indica en la **Figura 2.10**.

En dicha figura se observa que cuando Pwh = Pe se tiene el gasto máximo, correspondiente al flujo sin estrangulador. Para obtener gastos inferiores al anterior se requiere un estrangulador en la cabeza del pozo. El tamaño del estrangulador se puede calcular con las ecuaciones que se presentan más adelante en este capítulo. En la **Figura 2.11** se puede observar el comportamiento de diferentes presiones en la cabeza del pozo.

- f) En la misma forma, calcular los gastos máximos que pueden obtenerse para diferentes presiones estáticas. De esta manera se determina la relación entre estas variables, lo que constituye la predicción del comportamiento del pozo.

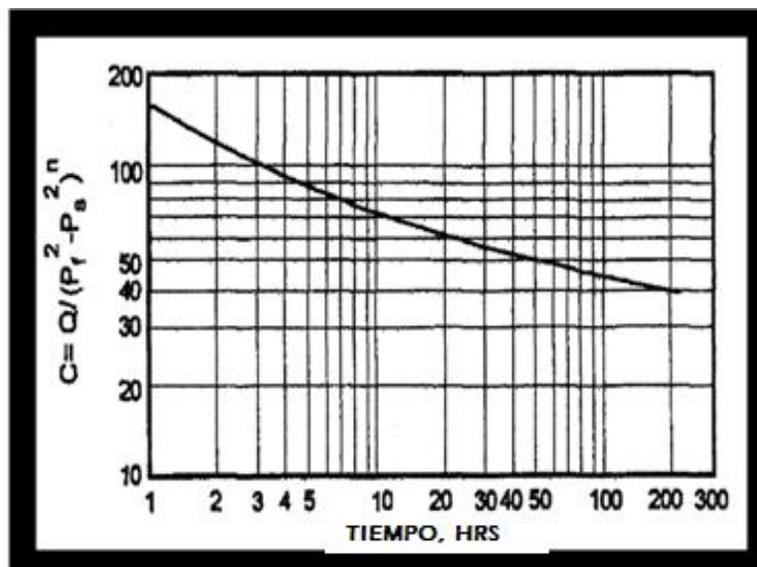


Figura 2. 9 Coeficiente de comportamiento de flujo respecto al tiempo. (William C. Lyons, 1996).

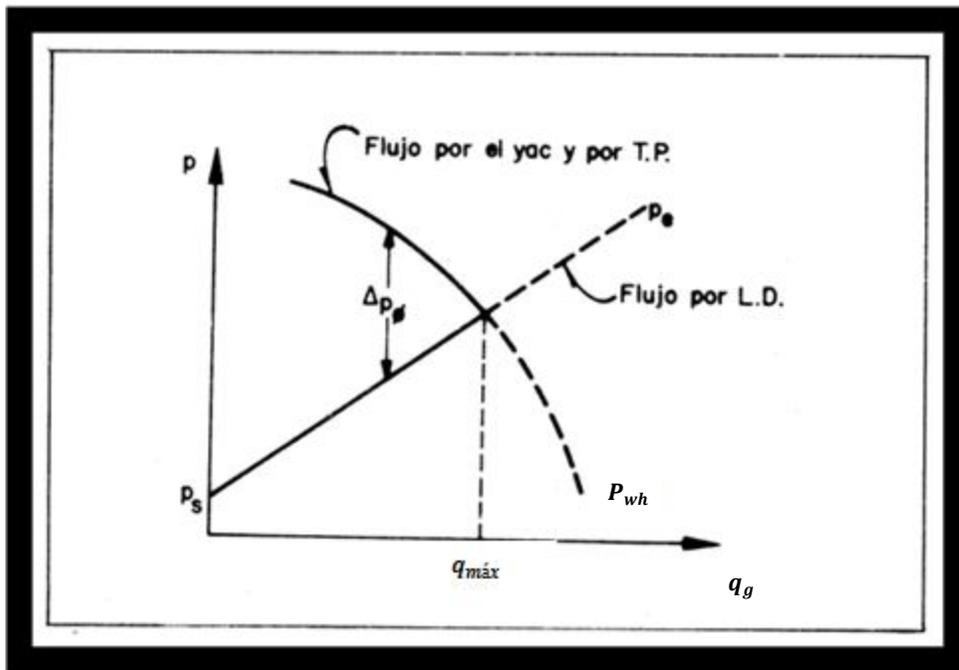


Figura 2.10 Comportamiento cualitativo de P_e y P_{wh} para diferentes gastos. (Garaicoachea, 1971).

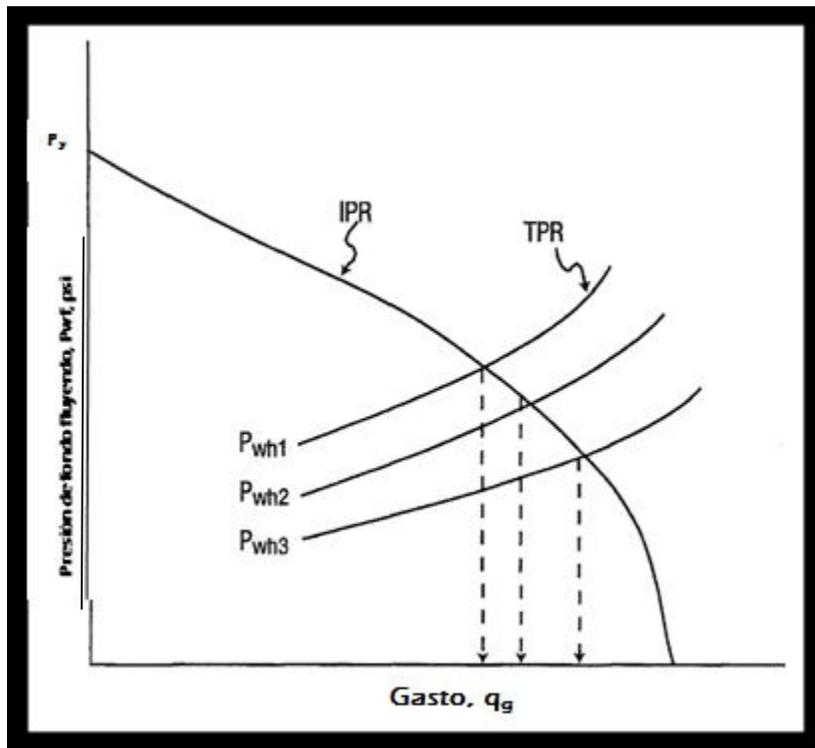


Figura 2.11 Efecto que produce el cambio en la presión en la cabeza del pozo de acuerdo a la explotación del mismo. (William C. Lyons, 1996).

En la **Figura 2.12** se puede observar cómo afectan la presión de fondo fluyendo la fase en la que se encuentra el gas, así como el tipo de flujo que presente éste. Es muy importante conocer cómo afectan los factores mencionados al total del Sistema de Producción.

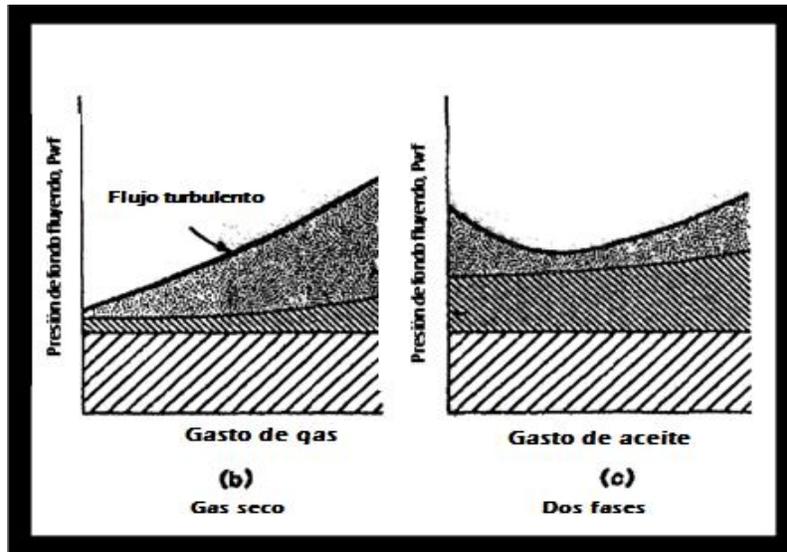


Figura 2.12 Pérdidas de presión debidas al tipo de flujo y fase. (William C. Lyons, 1996).

Respecto a la **Figura 2.13** se observan las pérdidas de presión presentes en los elementos que componen un pozo, tanto para una fase como para dos fases.

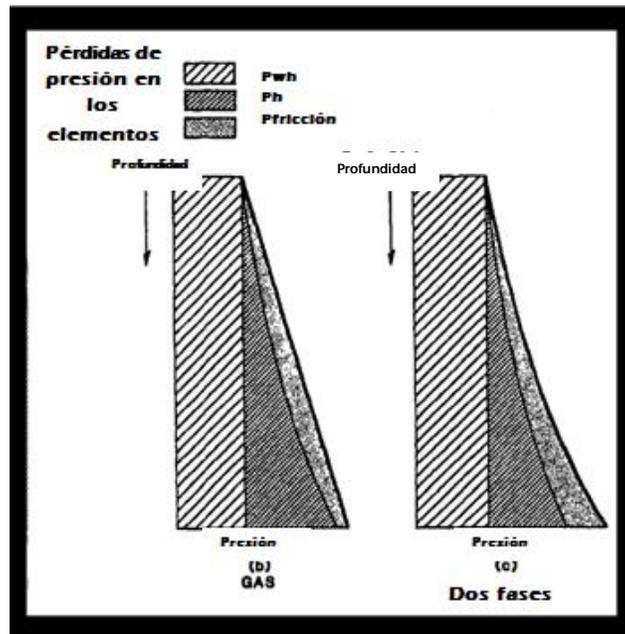


Figura 2.13 Pérdidas de presión en los componentes de un pozo, en una fase y en dos fases. (William C. Lyons, 1996).

En la gráfica siguiente podemos observar cómo se lleva a cabo una prueba de potencial mencionada anteriormente.

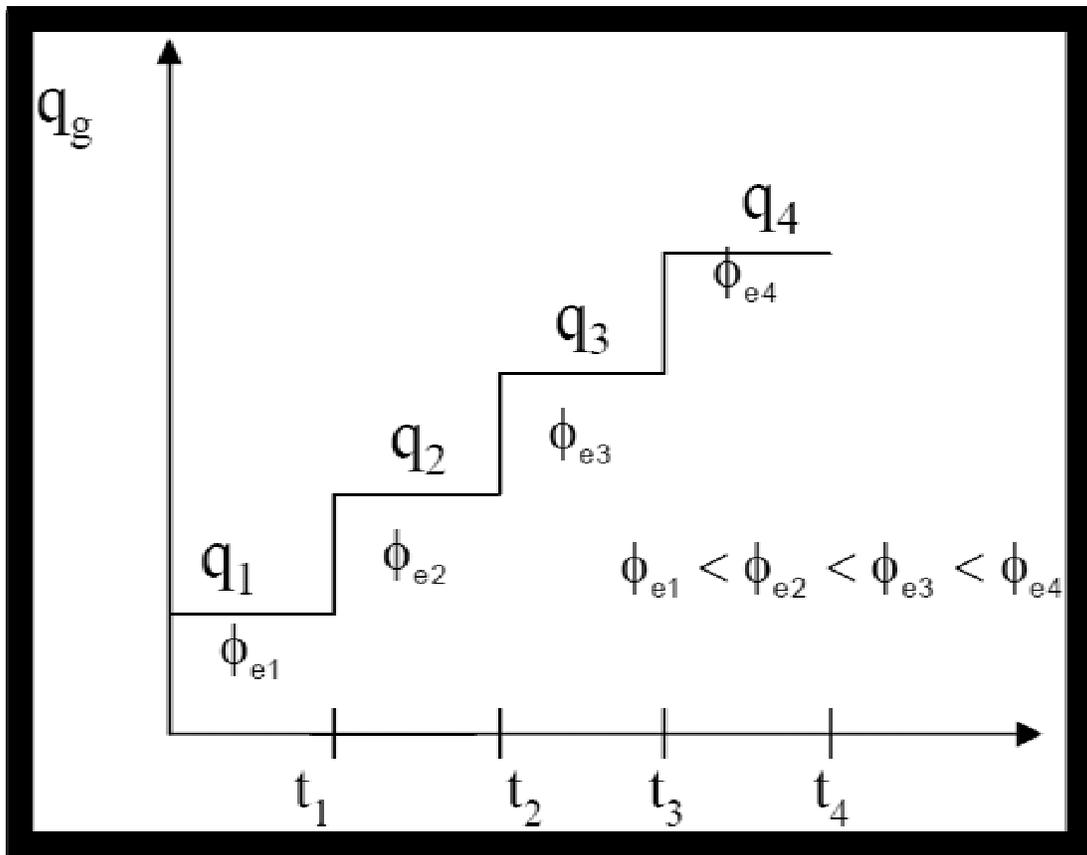


Figura 2.14 Gráfica de una prueba de potencial. (H. Dale Beegs, 2002).

2.3 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN EL SISTEMA DE TUBERÍAS

Para determinar la entrega del sistema total del pozo, es necesario calcular todas las caídas de presión enlistadas en la ecuación 1.1. En este subtema del capítulo se desarrollarán las ecuaciones para hacer esos cálculos y demostrar sus aplicaciones.

Los efectos de los líquidos en la corriente de flujo serán discutidos, sólo en estado estacionario, y flujo en una dimensión.

2.3.1 Ecuación de flujo básica

La base teórica para las ecuaciones de flujo de fluidos es la ecuación general de la energía o una expresión para el balance o conservación de la energía entre dos puntos en un sistema. La ecuación general de la energía es desarrollada primero, y usando principios termodinámicos, es modificada para llegar a una ecuación en forma de gradiente de presión.

El balance de materia para estado estacionario simplemente afirma que la energía de un fluido que entra en un volumen de control, más cualquier trabajo mecánico hecho en o por el fluido, más cualquier energía de calor añadida o tomada de el fluido debe ser igual a la energía que sale el volumen de control.

La Figura 2.15 puede ser usada para ilustrar el principio del volumen de control.

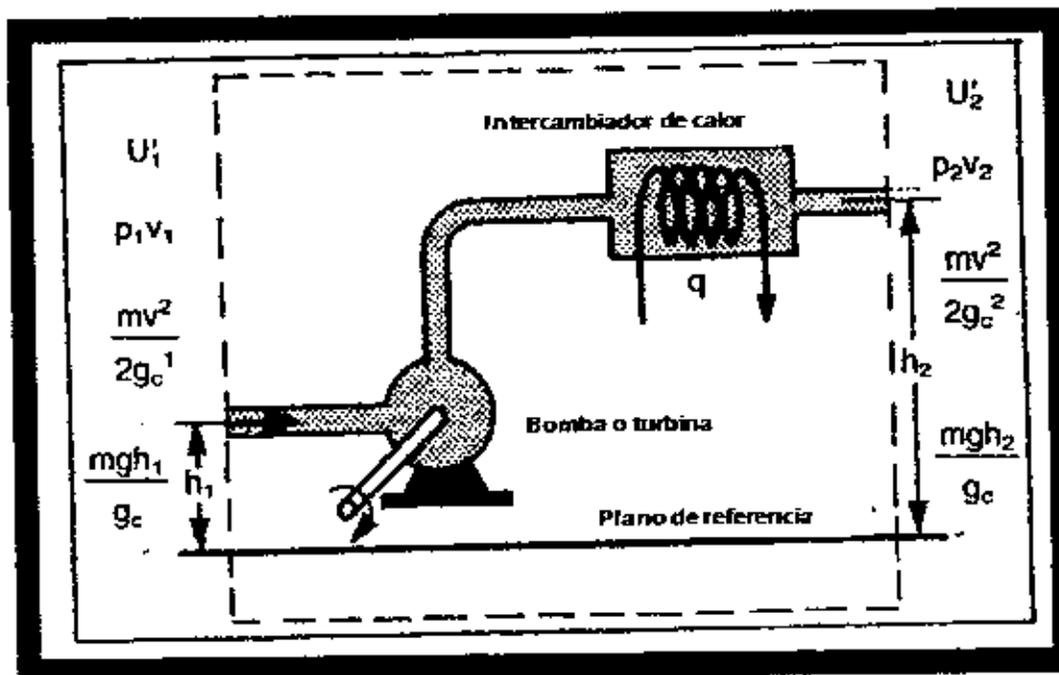


Figura 2.15. Flujo en un sistema de volumen de control. (H. Dale Beggs, 2002).

Considerando un sistema de estado estacionario, el balance de energía puede ser escrito como:

$$U_1' + p_1V_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgh_1}{g_c} + q' + W_s' = U_2' + p_2V_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgh_2}{g_c} \quad (2.3.1)$$

Donde:

U' = Energía interna.

pV = Energía de expansión o compresión,

$\frac{mv^2}{2g_c}$ = Energía cinética,

$\frac{mgh}{g_c}$ = Energía potencial,

q' = Energía de calor añadida al fluido, y

W_s' = El trabajo hecho sobre el fluido por los alrededores.

Dividiendo la ecuación 2.3.1 por m para obtener un balance de energía por unidad de masa y escribiendo en forma diferencial da:

$$dU = d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dh + dq + dW_s = 0 \quad (2.3.2)$$

Esta forma de la ecuación de balance de energía es difícil de aplicar por el término de energía interna, por lo que se suele convertir en un balance de energía mecánico usando relaciones termodinámicas bien conocidas. Como:

$$dU = dh - d\left(\frac{p}{\rho}\right), \quad (2.3.3)$$

y

$$dh = T ds + \frac{dp}{\rho},$$

o

$$dU = T ds + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (2.3.4)$$

donde:

h = Entalpía,

S = Entropía, y

T = Temperatura.

Substituyendo la ecuación 2.3.4 dentro de la ecuación 2.3.2 y simplificando se tiene:

$$T dS + \frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dh + dq + dW_s = 0 \quad (2.3.5)$$

Para un proceso irreversible, el estado de la desigualdad de Clausius es:

$$dS \geq \frac{-dq}{T}, \text{ o}$$

$$T dS = -dq + dL_w,$$

Donde dL_w = pérdidas debido a procesos irreversibles, así como a la fricción.

Usando esta relación y suponiendo que no hay trabajo hecho en o por el fluido, la ecuación 2.3.5 se convierte en:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dh + dL_w = 0 \quad (2.3.6)$$

Si se considera una tubería inclinada a algún ángulo (θ) respecto a la horizontal, como en la Figura 2.16, $dh = dL \sin(\theta)$

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dL \sin \theta + dL_w = 0$$

Multiplicando la ecuación por $\frac{\rho}{dL}$ da:

$$\frac{dp}{dL} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \rho \frac{dL_w}{dL} = 0 \quad (2.3.7)$$

La ecuación 2.3.7 puede ser resuelta para gradientes de presión, y si consideramos una pérdida de presión siendo positiva en la dirección del flujo tenemos que:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_f; \quad (2.3.8)$$

donde:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \rho \frac{dL_w}{dL}$$

La expresión anterior es el gradiente de presión debido a las pérdidas por fricción.

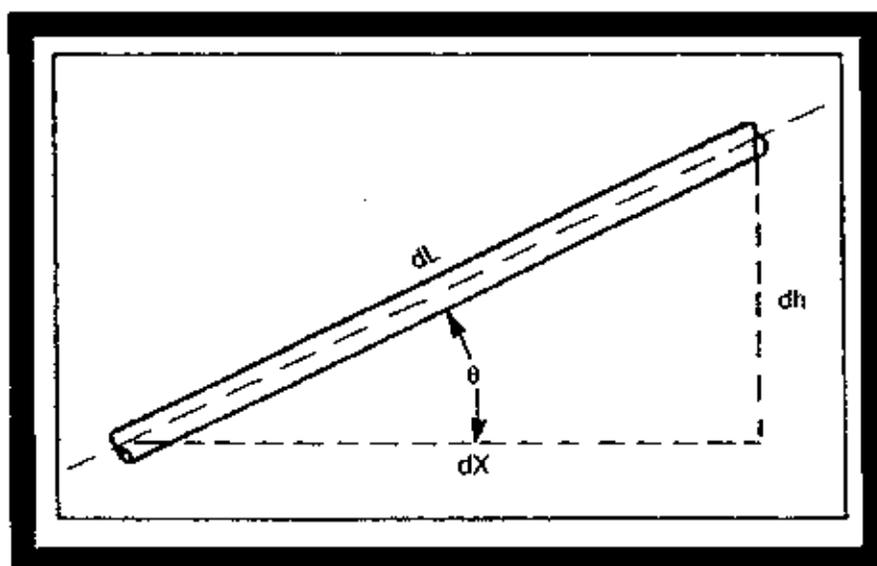


Figura 2.16 Geometría de flujo en una tubería inclinada. (H. Dale Beggs, 2002).

En el flujo en una tubería horizontal, las pérdidas de energía o las caídas de presión son causadas por un cambio en la energía. Ya que la mayoría del esfuerzo de corte de la viscosidad ocurre en la pared de la tubería, la relación del esfuerzo de corte de la pared (τ_w) a la energía cinética por unidad de volumen ($\rho v^2/2g_c$) refleja la importancia relativa del esfuerzo de corte de la pared respecto a las pérdidas totales. La siguiente relación forma un grupo adimensional y define al factor de fricción.

$$f' = \frac{\tau_w}{\rho v^2/2g_c} = \frac{2\tau_w g_c}{\rho v^2} \quad (2.3.9)$$

Para evaluar el esfuerzo de corte en la pared, se debe de realizar un balance de fuerzas entre las fuerzas de presión y el esfuerzo de corte en las paredes de la tubería. Referirse a la Figura 2.17.

$$\left[p_1 - \left(p_1 - \frac{dp}{dL} dL\right)\right] \frac{\pi d^2}{4} = \tau_w (\pi d) dL \quad (2.3.10)$$

$$\tau_w = \frac{d}{4} \left(\frac{dp}{dL}\right)_f \quad (2.3.11)$$

Sustituyendo la ecuación 2.3.11 en la ecuación 2.3.10 y resolviendo para el gradiente de presión debido a la fricción da:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{2f \rho v^2}{g_c d}$$

Que se conoce como la ecuación de Fanning. En términos de Darcy-Weisbach o el factor de fricción de Moody, $f=4f'$, y,

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c d} \quad (2.3.12)$$

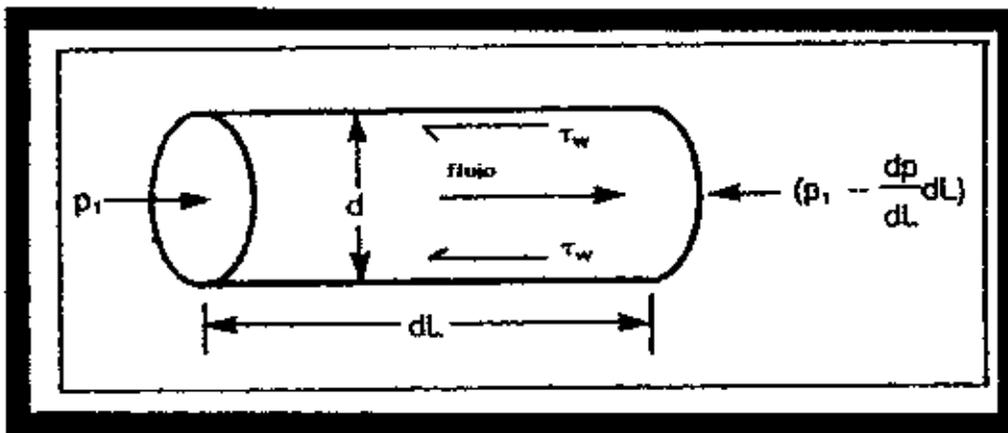


Figura 2.17 Balance de fuerzas. (H. Dale Beggs, 2002).

2.3.2 Flujo monofásico laminar

El factor de fricción para flujo monofásico laminar puede ser determinado analíticamente por la combinación de la ecuación 2.3.12 con la ecuación de Hagen-Poiseuille para flujo laminar:

$$v = \frac{d^2 g_c}{32\mu} \left(\frac{dp}{dL}\right)_f$$

o

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{32\mu v}{g_c d^2}$$

Igualando las ecuaciones para el gradiente de presión por fricción da:

$$\frac{32\mu v}{g_c d^2} = \frac{f \rho v^2}{2g_c d}$$

o

$$f = \frac{64\mu}{\rho v d} = \frac{64}{N_{Re}}$$

El grupo adimensional, $N_{Re} = \rho v d / \mu$ es la relación de las fuerzas de fluido para las fuerzas de la viscosidad de corte y es conocido como el número de Reynolds.

Es usado como parámetro para distinguir entre el flujo laminar y turbulento.

Para cálculos ingenieriles, usando unidades de lb_m/pie^3 , pie/seg , pie y centipoise, la ecuación del número de Reynolds es:

$$N_{Re} = \frac{1488\rho v d}{\mu}$$

2.3.3 Flujo monofásico turbulento

La habilidad para predecir el comportamiento de flujo bajo condiciones de flujo turbulento es un resultado directo de extensivos estudios experimentales de perfiles de velocidad y gradientes de presión. Estos estudios han mostrado que ambos perfiles de velocidad y gradiente de presión son muy sensibles a las características de la pared de la tubería.

Una aproximación lógica para definir los factores de fricción es comenzar con un caso simple, la pared lisa de la tubería, y después proceder a la parte de la pared rugosa, y finalmente a la parte de la pared completamente rugosa. Sólo se presentan las ecuaciones empíricas más precisas que existen para calcular los factores de fricción.

Tubería de pared lisa. Para tuberías de pared lisa, varias ecuaciones se han desarrollado, cada una es válida para diferentes valores del número de Reynolds.

La ecuación más común –ya que es explícita en f y también cubre amplios rangos del número de Reynolds ($3000 < N_{Re} < 3 \times 10^6$)– fue presentada por Drew, Koo, y McAdams en 1932.

$$f = 0.056 + 0.5 N_{Re}^{-0.32} \quad (2.3.13)$$

La siguiente ecuación propuesta por Blasius puede ser usada para un número de Reynolds hasta 100,000 para tuberías lisas.

$$f = 0.316 N_{Re}^{-0.25} \quad (2.3.14)$$

Tubería de pared rugosa. Dentro de la pared de una tubería que no es normalmente lisa, y en flujo turbulento, la rugosidad tiene un efecto definitivo sobre el factor de fricción, y por lo tanto en el gradiente de presión. La

rugosidad de la pared está en función del material de la tubería, el método de manufactura, y el ambiente a los que ha sido expuesta.

Desde un sentido microscópico, la rugosidad de la pared de una tubería no es uniforme. Varía en peso, longitud, forma, espesor y distribución. La rugosidad absoluta de una tubería, ϵ , es la altura media sobresaliente de la distribución de la uniformidad relativa de tamaño de granos de arena bien empacados.

El análisis dimensional sugiere que el efecto de la rugosidad no es debido a sus dimensiones absolutas, sino más bien a sus dimensiones relativas y el diámetro interior de la tubería, ϵ/d . En flujo turbulento, el efecto de la rugosidad de la pared se ha encontrado que depende tanto de la rugosidad relativa y el número de Reynolds. Si la subcapa laminar que existe dentro de las fronteras de la capa del espesor es suficiente, el comportamiento es similar a una tubería lisa.

El espesor de la subcapa es directamente relacionado con el número de Reynolds.

Nikuradse (1933), famoso por los experimentos con granos de arena formo las bases para obtener los datos y poder calcular el factor de fricción de tuberías rugosas. Su correlación para tuberías con paredes completamente rugosas es todavía la mejor disponible. El factor de fricción puede ser calculado explícitamente de:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log\left(\frac{2\epsilon}{d}\right) \quad (2.3.15)$$

La ecuación que es usada como la base de las características de fricción fue propuesta por Colebrook y White en 1939.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log\left(\frac{2\epsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re}\sqrt{f}}\right) \quad (2.3.16)$$

El factor de fricción no puede ser extraído fácilmente de la ecuación de Colebrook. Reordenando la ecuación de la siguiente manera, y por un procedimiento de ensaye y error puede ser usado para resolver la ecuación del factor de fricción.

$$f_c = \left\{ \frac{1}{1.74 - 2 \log\left(\frac{2\epsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re}\sqrt{f_g}}\right)} \right\}^2$$

Los valores de f_g son estimados y entonces f_c es calculado hasta f_g y f_c tengan una tolerancia aceptable. Se recomienda usar la ecuación Drew, Koo, y McAdams como una estimación inicial. Después de cada iteración sin éxito, el

valor calculado llega a ser el valor supuesto para la siguiente iteración. También, si más de un cálculo de pérdida de presión es hecho, entonces el valor de la convergencia de cálculos previos podría ser usado para una estimación inicial en el siguiente cálculo.

La convergencia usando este método es rápida, normalmente tomando sólo dos o tres iteraciones. La variación del factor de fricción monofásico con número de Reynolds y la rugosidad relativa es mostrada gráficamente en la **Figura 2.18**.

La ecuación de Colebrook puede ser aplicada para problemas de flujo en zonas lisas, de transición, y zonas completamente rugosas en flujo turbulento. Para grandes valores del número de Reynolds, se degenera hasta la ecuación de Nikuradse.

Una ecuación del factor de fricción explícita fue propuesta por Jain y es comparada en exactitud con la ecuación de Colebrook. Jain encontró que para un rango de rugosidades relativas entre 10^{-6} y 10^{-2} , resulta un rango del número de Reynolds entre 5×10^3 y 10^8 , que presenta un $\pm 1.0\%$ de error respecto a los resultados obtenidos utilizando la ecuación de Colebrook. La ecuación da un error máximo de 3% para números de Reynolds bajos como 2000. La ecuación es de Jain es:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \quad (2.3.17)$$

La ecuación 2.3.17 es recomendada para todos los cálculos que requieren de la determinación del factor de fricción para flujo turbulento. Es mucho más fácil de usar que la ecuación 2.3.16, ya que el valor de ϵ usualmente no es conocido con exactitud para cualquier grado de tubería, además de que el uso de esta ecuación dará resultados satisfactorios.

La determinación de los valores a utilizar para la pared de la tubería rugosa en las ecuaciones del factor de fricción es algunas veces difícil. Es importante destacar que ϵ no es una propiedad que pueda ser medida físicamente. Más bien, es la rugosidad del grano de la arena que podría resultar en el mismo factor de fricción. La única manera de que esto pueda ser evaluado es por la comparación del comportamiento de una tubería normal con una tubería de una arena rugosa. Moody lo hizo hecho, y sus resultados, dados en la **Figura 2.18**, todavía son valores aceptables.

Estos valores podrían cambiar significativamente por cosas tales como; la depositación de parafinas, erosión o corrosión.

Por lo tanto, se puede calcular un número de Reynolds de manera más exacta si se miden los gradientes de presión disponibles, el factor de fricción y una

efectiva ϵ/d , datos que también podrían ser utilizados para predicciones futuras hasta que sean actualizados nuevamente.

Si la información de la rugosidad no está disponible, un valor de $\epsilon=0.0006$ pie es recomendado para la tubería que ha estado en servicio durante algún tiempo.

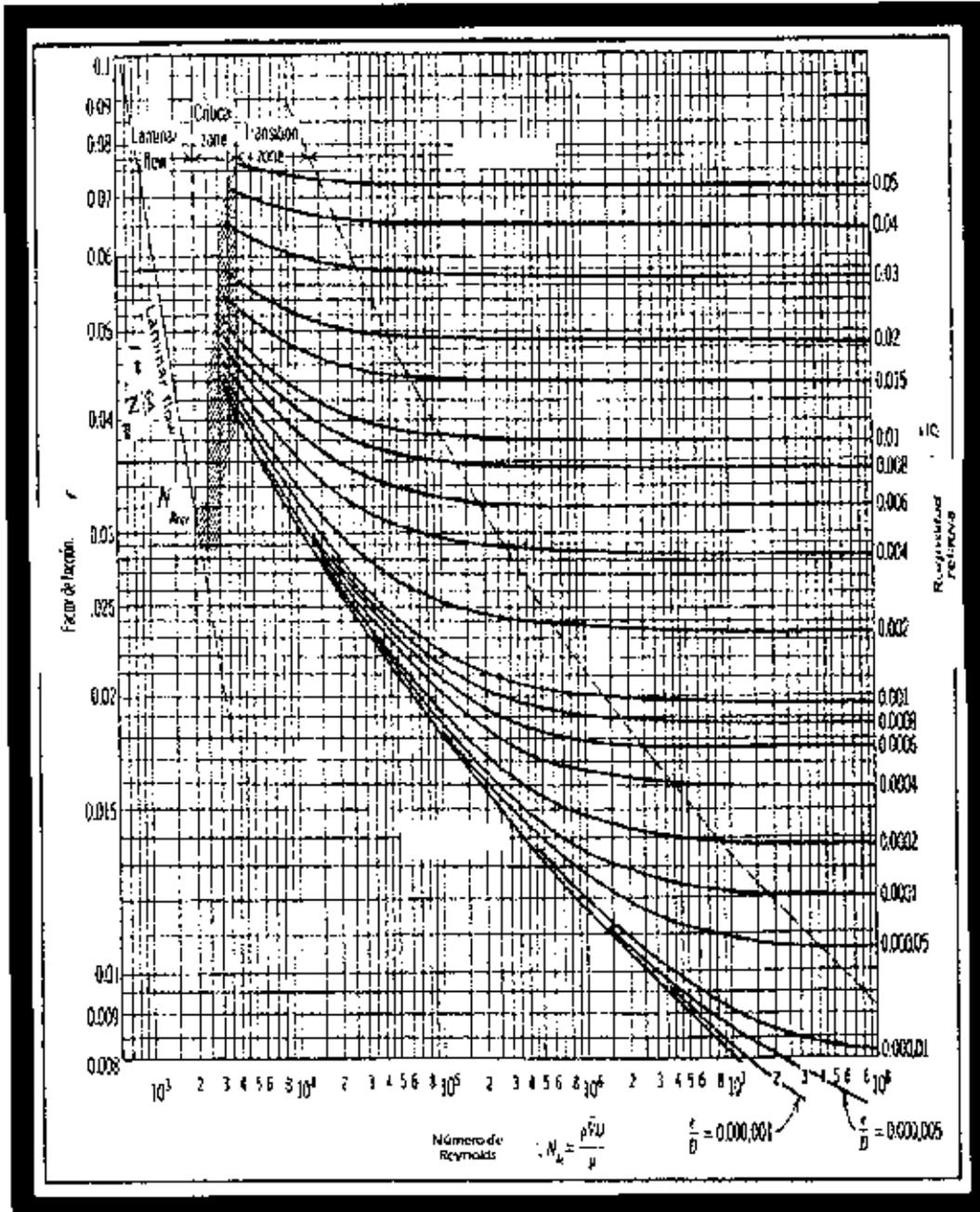


Figura 2.18 Factor de fricción para flujo en tubería circular. (The American Society of Mechanical Engineers, 1944).

Combinando las ecuaciones 2.3.9 y 2.3.12, la ecuación del gradiente de presión, la cual es aplicable para cualquier fluido a cualquier ángulo de inclinación de la tubería, se convierte en:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} \quad (2.3.18)$$

Donde el factor de fricción, f , está en función del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería. Esta relación es mostrada en el diagrama de Moody (Figura 2.19). El gradiente de presión total se compone de tres componentes distintos, esto es:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{ac} \quad (2.3.19)$$

donde:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta$$

que es el componente debido a la energía potencial o al cambio en la elevación.

También es conocido como la componente hidrostática, ya que es el único componente que se aplicaría en las condiciones de no flujo.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c d}$$

La expresión anterior es el componente debido a las pérdidas por fricción.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{ac} = \frac{\rho v dv}{g_c dL}$$

La expresión anterior es el componente debido al cambio en la energía cinética o aceleración.

La ecuación 2.3.18 se aplica para cualquier fluido en estado estacionario, y una dimensión para la cual f , ρ , y v pueden ser definidos.

El cambio en la elevación o la componente hidrostática es cero solamente para flujo horizontal. Se aplica para fluido compresible o incompresible, flujo estacionario o transitorio, en tuberías horizontales o inclinadas. Para el flujo corriente abajo el seno del ángulo es negativo, y la presión hidrostática incrementa en la dirección del flujo.

Los componentes de la pérdida de fricción aplican para cualquier tipo de flujo en cualquier ángulo de tubería, siempre causan una pérdida de presión en la dirección de flujo. En flujo laminar la pérdida por fricción es directamente

Se requiere determinar un factor de fricción empírico para cálculos en flujo turbulento. La dependencia de este factor de fricción sobre la rugosidad de la tubería, que por lo general debe ser estimada, hace que el cálculo del gradiente de presión este sujeto a un error considerable.

La ecuación 2.3.18 es una ecuación diferencial y debe ser integrada en orden con el fin de calcular las pérdidas de presión como una función del gasto o velocidad de flujo y el diámetro de la tubería. Debe ser combinada con la ecuación de continuidad y una ecuación de estado para expresar la velocidad y la densidad en términos de la presión. Las siguientes secciones describen varias suposiciones hechas en la integración de la ecuación para poder aplicarla.

Si una computadora está disponible, la ecuación puede ser integrada numéricamente dividiendo la tubería dentro de pequeños incrementos de longitud y evaluando las propiedades del fluido o el gas a presiones promedio y considerando el incremento de la temperatura. Si se toman suficientes incrementos pequeños, la exactitud será muy buena.

El procedimiento para calcular las pérdidas por presión a través de una tubería es descrito a continuación, y se presenta un diagrama de flujo en la Figura 2.20 para encontrar las mismas.

- 1.- Comenzamos con una presión conocida, p_1 , en la ubicación L_1 , seleccionar un incremento en la longitud, ΔL .
- 2.- Calcular el incremento de presión Δp , correspondiente al incremento en la longitud ΔL .
- 3.- Calcular la presión promedio y, para casos no isotérmicos, el promedio de la temperatura en el incremento.
- 4.- De los datos del laboratorio o de correlaciones empíricas, determinar las propiedades PVT a las condiciones de la presión promedio y temperatura (ρ_g , v_g , μ_g).
- 5.- Calcular el gradiente de presión, dp/dL , en el incremento a las condiciones de presión promedio, temperatura e inclinación de la tubería, usando la ecuación 2.3.18.
- 6.- Calcular el incremento de presión correspondiente al incremento de la longitud seleccionada, $\Delta p = \Delta L(dp/dL)$.
- 7.- Comparar los valores estimados y calculados de Δp obtenidos en los pasos 2 y 6. Si no están lo suficientemente cerca, estimar un nuevo incremento de presión y regresar al paso 3. Repetir los pasos 3 al 7 hasta que los valores supuestos y los valores calculados están lo suficientemente cerca.

8.- Establecer $L=L_1+\Sigma\Delta L$ y $p=p_1+\Sigma\Delta p$.

9.- Si $\Sigma\Delta L$ es menor que la longitud total del tubo, regrese al paso 2.

Usando este procedimiento los incrementos de la longitud pueden ser seleccionados de modo que su suma sea exactamente igual al total de la longitud de la tubería.

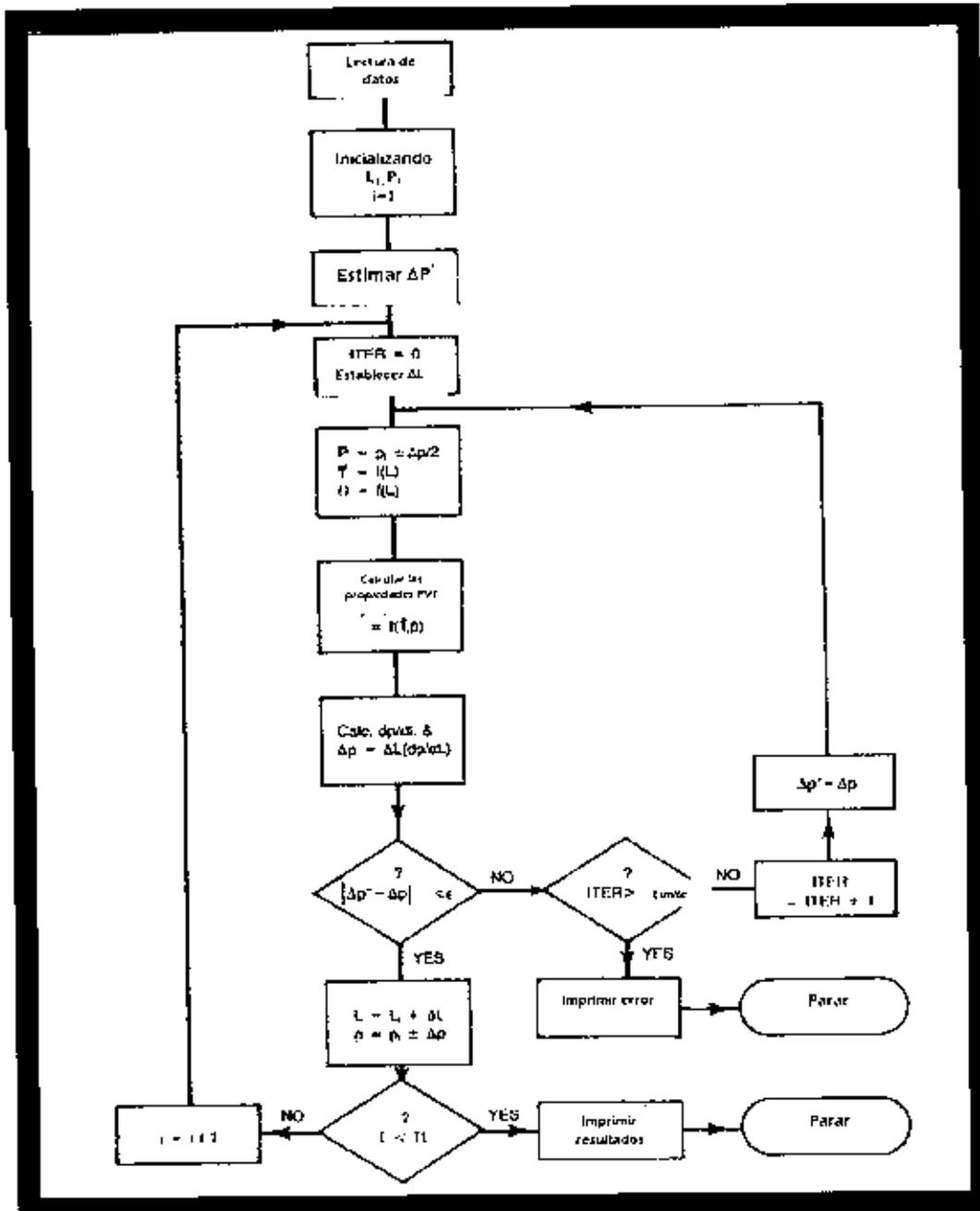


Figura 2.20 Diagrama de flujo para calcular el incremento en la presión correspondiente a una longitud. (H. Dale Beggs, 2002).

2.3.4 Flujo en el pozo

Varios métodos están disponibles para calcular las caídas de presión estática y de fondo fluyendo en pozos de gas. El método más ampliamente usado es el de Cullender y Smith. Todos los métodos comienzan con la ecuación 2.3.18, con sus respectivas modificaciones para la geometría de flujo. En la mayoría de los casos el gradiente de aceleración es ignorado. En la Figura 2.13 se observan las pérdidas de presión en todos los elementos del sistema integral de producción.

Ya que con frecuencia es necesario calcular la presión de fondo estática en pozos de gas, este procedimiento será presentado primero.

2.3.4.1 Presión de fondo estática

Para un pozo de gas vertical ($\theta=90^\circ$, seno $\theta=1$), cerrado ($v=0$), la ecuación 2.3.18 se convierte en:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{g\rho_g}{g_c} \quad (2.3.20)$$

donde:

$$\rho_g = \frac{pM}{ZRT}$$

Combinando la expresión anterior con la ecuación (2.3.20),

$$\frac{dp}{p} = \frac{gMdh}{g_c ZRT} \quad (2.3.21)$$

Método de presión y temperatura promedio.

Si Z es evaluada a presión y temperatura promedio en el incremento,

$$\int_{p_{ts}}^{p_{ws}} \frac{dp}{p} = \frac{gMdh}{g_c ZRT}$$

del cual:

$$p_{ws} = p_{ts} \text{EXP} \left(\frac{gMH}{g_c RZT} \right) \quad (2.3.22)$$

Esta ecuación se puede utilizar para cualquier conjunto de unidades. Para unidades convencionales de campo,

$$p_{ws} = p_{ts} \text{EXP} \left(\frac{0.01875 \gamma_g H}{TZ} \right) \quad (2.3.23)$$

donde:

p_{ws} = presión de fondo estática, psia.

p_{ts} = presión estática en la tubería, psia.

γ_g = gravedad del gas (aire=1).

H = profundidad del pozo, pie.

\bar{T} = temperatura promedio en la tubería, °R, y

\bar{Z} = factor de compresibilidad del gas evaluado a \bar{T} , $\bar{p} = (p_{ws} + p_{ts})/2$

La evaluación de \bar{Z} hace los cálculos iterativos, y el procedimiento previamente descrito puede ser usado.

Método de Cullender y Smith.

El método presentado por Cullender y Smith tiene en cuenta la variación de la temperatura con la profundidad y la variación de Z con la presión y la temperatura. De la ecuación 2.3.21,

$$\int_{p_{ts}}^{p_{ws}} \frac{TZ}{p} dp = \frac{M}{R} \int_0^H dh = \frac{MH}{R} = 0.01875\gamma_g H$$

La integral es escrita en una notación corta como:

$$\int_{p_{ts}}^{p_{ws}} \frac{TZ}{p} dp = \int_{p_{ts}}^{p_{ws}} I dp = 0.0185\gamma_g H$$

Utilizando un desarrollo en serie, el valor de la integral es aproximadamente:

$$2 \int I dp = (p_{ws} - p_{ts})(I_{ms} + I_{ts}) + (p_{ws} - p_{ms})(I_{ws} + I_{ms}) \quad (2.3.24)$$

donde:

p_{ms} = presión en el punto medio del pozo, $H/2$.

I_{ms} = I evaluado a p_{ms}, \bar{T} .

I_{ts} = I evaluado a p_{ts}, T_s .

I_{ws} = I evaluado a p_{ws}, T_{ws} .

El procedimiento del cálculo consiste en dividir el pozo en dos segmentos iguales de longitud, $H/2$, y encontrar la presión p_{ms} a $H/2$, usando este valor para calcular p_{ws} . I_{ts} también se pueden evaluar las condiciones superficiales conocidas.

$$p_{ms} = p_{ts} + \frac{0.01875\gamma_g H}{I_{ms} + I_{ts}}$$

$$p_{ws} = p_{ms} + \frac{0.01875\gamma_g H}{I_{ms} + I_{ws}}$$

2.3.4.2 Presión de fondo fluyendo

Para un pozo fluyente la velocidad no es cero, e ignorando la aceleración. La ecuación 2.3.18 se convierte en la siguiente expresión, para un pozo inclinado a un ángulo θ de la vertical:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \cos\phi + \frac{f\rho v^2}{2g_c d} \quad (2.3.25)$$

Varios métodos han sido presentados para integrar la ecuación 2.3.25 dependiendo de las suposiciones hechas para el manejo de la temperatura y el factor Z. Sólo los métodos de la presión y temperatura promedio y los métodos Cullender y Smith serán discutidos.

Método de la presión y temperatura promedio. Sustituyendo la expresión en términos de la densidad del gas de ρ, T , y Z dentro de la ecuación 2.3.25 resulta en:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{pM}{ZRT} \left(\cos\phi + \frac{fv^2}{2g_c d} \right) \quad (2.3.26)$$

La integración de la ecuación 2.3.26 asumiendo un promedio de temperatura en la tubería de producción y evaluando Z a condiciones promedio de presión y temperatura da:

$$p_{wf}^2 = p_{wh}^2 EXP(S) + \frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} (MD)(EXP(S)-1)}{s d^5} \quad (2.3.27)$$

donde:

P=psia

$$S = 0.0375\gamma_g(TDV)/\bar{T}\bar{Z}$$

MD= Profundidad medida, pie,

TVD= Profundidad vertical, pie,

$$\bar{T} = ^\circ R$$

q= MMpcd,

d= pulgadas, y

f = f($N_{Re}, \epsilon/d$) (Ecuación de Jain y Colebrook)

El procedimiento de solución es el mismo que para un pozo cerrado excepto para el cálculo del factor de fricción, el cual requiere calcular el número de Reynolds y estimar la rugosidad de la tubería. La iteración es necesaria ya que Z debe ser evaluada a $\bar{p} = (p_{wh} + p_{wf})/2$.

Dividiendo el pozo en varios incrementos de longitud y utilizando el procedimiento descrito anteriormente dará resultados más exactos.

Actualmente, cualquiera de los métodos dará resultados idénticos si el pozo es dividido en incrementos suficientes.

La convergencia a veces se obtiene más rápido si la iteración se realiza en la Z en lugar de la presión desconocida.

El procedimiento para este método es:

- 1.- Suponer Z^* {Una buena suposición es 0.9}
- 2.- Calcular la presión desconocida usando la ecuación 2.3.27 con $Z = Z^*$.
- 3.- Calcular la presión promedio $\bar{p} = (p_{wh} + p_{wf})/2$.
- 4.- Evaluar Z a \bar{p} y \bar{T} .
- 5.- Comparar Z y Z^* . Si no es mínima la diferencia, establecer $Z^* = Z$ y regresar al paso 2. Repita hasta que el valor absoluto sea de $(Z - Z^*)/Z < 0.001$ o cualquier otra tolerancia preferida. Cuando la tolerancia se cumple, la presión calculada en el paso 2 es el valor correcto.

Método de Cullender y Smith .La derivación del método de Cullender y Smith para pozos fluentes comienza con la ecuación 2.3.26. Las siguientes sustituciones se hacen para la velocidad:

$$v = \frac{q}{A}, \quad q = q_{cs} \frac{p_{cs} T Z}{T_{cs} p Z_{cs}}$$

lo que da:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{pM \cos \phi}{ZRT} + \frac{MTZ p_{cs}^2 f q_{cs}^2}{Rp T_{cs}^2 2g_c dA^2}$$

o

$$\frac{p}{TZ} \frac{dp}{dh} = \frac{M}{R} \left[\left(\frac{p}{ZT} \right)^2 \cos \phi + C \right]$$

donde:

$$C = \frac{8p_{cs}^2 q_{cs}^2 f}{T_{cs}^2 g_c \pi^2 d^5}$$

La cual es constante para un gasto dado en un tamaño de tubería en particular. Separando las variables da:

$$\int_{p_{wh}}^{p_{wf}} \frac{\frac{p}{ZT} dp}{\left(\frac{p}{ZT}\right)^2 \cos \phi + C} = \frac{M}{R} \int_0^{MD} dL \quad (2.3.29)$$

El cual es aplicable para cualquier grupo consistente de unidades. Sustituyendo en unidades de campo e integrando el lado derecho de la ecuación 2.3.29 resulta:

$$\int_{p_{wh}}^{p_{wf}} \frac{\frac{p}{ZT} dp}{\left(\frac{p}{ZT}\right)^2 \frac{TDV}{MD} + F^2} = 18.75 \gamma_g MD \quad (2.3.30)$$

donde:

$$F^2 = \frac{0.667 f q_{gs}^2}{d^5} \quad (2.3.31)$$

y

$$\frac{TDV}{MD} = \cos \phi$$

Escribiendo la ecuación 2.3.30 en una notación corta y dividiendo el pozo en 2 incrementos de longitud H/2 tenemos en la:

Mitad superior del pozo:

$$18.75 \gamma_g (MD) = (p_{mf} - p_{wh})(I_{mf} + I_{wh})$$

Mitad inferior del pozo:

$$18.75 \gamma_g (MD) = (p_{wf} - p_{mf})(I_{wf} + I_{mf})$$

donde:

$$I = \frac{\frac{p}{TZ}}{0.001 \left(\frac{p}{TZ}\right)^2 \frac{TDV}{MD} + F^2} \quad (2.3.32)$$

El procedimiento de solución es similar que para el caso estático, pero es más complicado debido a la definición más complicada de I. Para propósitos prácticos, F puede ser considerado una constante ya que la única variable en el número de Reynolds usada en la evaluación de f es la viscosidad del gas. La viscosidad es una función de la presión, pero para simplificar los cálculos puede ser evaluada a \bar{T} y la presión conocida.

Flujo Anular. Muchos pozos de gas están terminados doblemente, y una zona puede producir a través del espacio anular entre la T.R y la T.P. Esto no presenta problema para calcular las presiones de fondo estáticas, y cualquiera de los métodos descritos anteriormente se pueden utilizar. Para pozos fluyentes el método de la presión y temperatura promedio de Cullender y Smith .

Las modificaciones necesarias sólo están en el cálculo del diámetro efectivo y el número de Reynolds. Se puede demostrar que el diámetro efectivo correcto es:

$$d_h = d_c - d_t$$

d_h = Diámetro efectivo,

d_c = Diámetro interior de la T.R.

d_t = Diámetro exterior de la T.P.

No hay datos publicados en los valores de la rugosidad para el espacio anular. Si se puede realizar una medición en de las caídas de presión y el gasto de flujo, la rugosidad puede ser calculada, y este valor puede ser usado para otros gastos de flujo.

El método de Cullender y Smith puede también ser usado para estimar las caídas de presión que ocurren durante la inyección del gas mediante un valor negativo para F^2 en la ecuación 2.3.30.

2.4 FLUJO EN TUBERÍAS

Para casos más prácticos del flujo de gas en tuberías, la línea de descarga puede ser considerada horizontal, y la hidrostática o el componente de elevación, así como también como el componente de la aceleración, se pueden eliminar de la ecuación general, la ecuación 2.3.18. Esto no se puede considerar si la línea de descarga transporta líquidos. La ecuación general es:

$$\frac{dP}{dX} = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} = \frac{PMfv^2}{ZRT2g_c d} \quad (2.3.34)$$

Muchas soluciones para la ecuación 2.3.34 han sido propuestas a lo largo de los años. La diferencia en la mayoría de los resultados de las soluciones es el método usado para manipular el factor de fricción, f , y el factor de compresibilidad del gas, Z . En la mayoría de los casos la temperatura se supone constante y Z es evaluado a la presión promedio en la línea. Esto requiere de una solución iterativa si una de las presiones es desconocida.

La integración de la ecuación 2.3.34 sobre una cierta distancia, L , entre la presión corriente arriba P_1 y presión corriente abajo P_2 resultan en:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{25\gamma_g q^2 \bar{Z} f L}{d^5}$$

donde:

P =psia,

L =pie,

$$\bar{T} = \bar{R}$$

$q = \text{MMpcd}$ (14.7 psia, 60°F)

$d =$ pulgadas, y

$f = f(N_{Re}, \epsilon/d)$ (Diagrama de Moody o la ecuación de Jain).

La ecuación 2.3.35 fue derivada usando condiciones base o estándar, 14.7 psia y 60°F. Se puede poner en una forma más general dejando las condiciones base en la ecuación como variables. Con frecuencia es ventajoso para expresar la ecuación 2.3.35 en términos del gasto de flujo; esto es:

$$q = \frac{CT_b}{p_b} \left[\frac{p_1^2 - p_2^2}{\gamma_g f T Z L} \right]^{0.5} d^{2.5} \quad (2.3.36)$$

El valor de C depende de las unidades usadas en la ecuación. La Tabla 2.3.1 muestra varias combinaciones de unidades para calcular C . El llamado factor de eficiencia es a menudo usado en la ecuación 2.3.36 para explicar el hecho real de que las tuberías frecuentemente entregan menos gas que el calculado. El factor de eficiencia usualmente varía alrededor de 0.7 y 0.92 y es usualmente obtenido de la "experiencia".

Si el diámetro es desconocido, la solución también será iterativa ya que el diámetro es necesario para evaluar el factor de fricción. Este hecho ha llevado a varios investigadores a sustituir una ecuación específica para f dentro de la ecuación general de flujo para que la solución, ya sea para q o d no sea iterativa o explícita.

El factor de fricción especificado puede ser dependiente sólo del diámetro o del número de Reynolds. No incluye la dependencia de la rugosidad de la tubería.

Las expresiones incorporadas en la ecuación 2.3.35 para f en varias de las ecuaciones más populares de gasoductos son enlistadas abajo.

Tabla 2.3.1

Ecuación	f
Panhandle A	$\frac{0.085}{N_{Re}^{0.147}}$
Panhandle B	$\frac{0.015}{N_{Re}^{0.183}}$
IGT	$\frac{0.187}{N_{Re}^{0.2}}$
Weymouth	$\frac{0.032}{d^{1/3}}$

Usando estas relaciones para el factor de fricción en la ecuación 2.3.36, la forma general de la ecuación de flujo en gasoductos sin f se convierte en:

$$q = a_1 E \left(\frac{T_b}{p_b} \right)^{a_2} \left[\frac{p_1^2 - p_2^2}{TZL} \right]^{a_3} \left(\frac{1}{\gamma_g} \right)^{a_4} d^{a_5} \quad (2.3.37)$$

Donde E es el factor de eficiencia, y los valores de la constante a₁ usada en varias ecuaciones son tabuladas abajo.

Tabla 2.3.2

Ecuación	a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅
Panhandle A	435.87	1.0788	0.5394	0.4604	2.618
Panhandle B	737.00	1.0200	0.5100	0.4900	2.530
IGT	337.90	1.1110	0.5560	0.4000	2.667
Weymouth	433.50	1.0000	0.5000	0.5000	2.667

Las unidades usadas en la ecuación 2.3.37 son:

q=pies cúbicos/día medido a T_b, P_b.

T=°R,

P=psia,

L=millas, y

d= pulgadas.

La elección de cuál ecuación usar puede ser difícil. Es generalmente asumido que la ecuación de Panhandle A es la más aplicable en los números de Reynolds en la región de transición, y la ecuación B es más exacta en la región de

turbulencia. Si el dato de la rugosidad de la tubería es conocido, el valor del factor de fricción puede ser determinado con la ecuación 2.3.36.

Todas las ecuaciones de tuberías consideradas en este punto han sido aplicables solamente a tuberías horizontales o casi horizontales. Esto es, todas las caídas de presión calculadas son debido a la fricción. Si se consideran los cambios de elevación del gas, se deberá de aplicar un componente de elevación a pesar de ser muy pequeño para la mayoría de las tuberías. No obstante, la elevación puede ser incluida en la ecuación general de flujo como sigue:

$$q = \frac{CT_b}{p_b} \left[\frac{(p_1^2 - p_2^2 e^s) S}{\gamma_g f T Z (e^s - 1) L} \right]^{0.5} d^{2.5} \quad (2.3.38)$$

donde:

e= logaritmo natural base= 2.718,

$$s = \frac{0.0375 \gamma_g H}{Z T}, \quad y$$

H= cambio de elevación, pie.

En este método de manejo del cambio de elevación supone que el gasto del cambio de elevación con la longitud de la tubería es constante. No obstante, si éste no es el caso, un error muy pequeño resultará de esta suposición a menos que el promedio de la presión en la línea sea muy alta, resultando en un efecto mayor de la densidad del gas.

2.4.1 Tuberías en serie

Si un gasoducto o línea de recolección consiste de secciones de diferente diámetro de tubería, la capacidad de flujo de toda la tubería se calcula primero en una longitud equivalente de algún diámetro arbitrario que puede tener la misma capacidad de flujo del sistema. La ecuación general de flujo o cualquiera de las ecuaciones especializadas pueden ser usadas para determinar la capacidad de flujo. Utilizando la expresión siguiente para tuberías en serie:

$$\Delta p_T = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \dots = \sum_{i=1}^N \Delta p_i$$

Se puede demostrar que:

$$\frac{f L_e}{d^5} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i L_i}{d_i^5} \quad (2.3.39)$$

Donde N= número de segmentos de tubería. Si se utiliza la ecuación especializada, el factor de fricción no es requerido y la ecuación se convierte en:

$$\frac{(L_e)^{2a_3}}{(d)^{2a_5}} = \sum_{i=1}^N \frac{(L_i)^{2a_3}}{(d_i)^{2a_5}} \quad (2.3.40)$$

Donde a_3 y a_5 son obtenidas de la tabla previa. Por ejemplo, si la ecuación de Weymouth es usada, desde $a_3=0.5$ y $a_5=2.667$, la ecuación 2.3.40 se convierte en:

$$L_e = d^{5.333} \sum_{i=1}^N \frac{L_i}{d_i^{5.333}} \quad (2.3.41)$$

2.4.2 Tuberías en paralelo

Para tuberías en paralelo el gasto de flujo total es la suma de los gastos en las tuberías individuales, o:

$$q_T = q_1 + q_2 + \dots + q_N = \sum_{i=1}^N q_i \quad (2.3.42)$$

Si la longitud de las tuberías individuales son los mismos, la capacidad de flujo total es calculada de la forma:

$$q_T = C \sum_{i=1}^N \frac{d_i^{2.5}}{f_i^{0.5}} \quad (2.3.43)$$

Cuando se aplican ecuaciones especializadas, la ecuación 2.3.43 se convierte en:

$$q_T = C \sum_{i=1}^N d_i^{a_5} \quad (2.3.44)$$

El diámetro d_o de una sola línea tiene la misma capacidad de flujo con N líneas paralelas de diámetros d, es:

$$d_o = \left[\sum_{i=1}^N d_i^{a_5} \right]^{1/a_5} \quad (2.2.45)$$

En muchos casos solo una parte de una tubería existente será en paralelo con el fin de incrementar su capacidad de flujo. Las ecuaciones 2.3.41, 2.3.44 y 2.3.45 pueden ser combinadas para dar:

$$q_{nuevo} = \frac{q_{ant}}{\left[1 + Y \left(\frac{1}{(1+W)^2} - 1\right)\right]^{0.5}} \quad (2.2.46)$$

Donde:

q_{nuevo} = La nueva capacidad de flujo después de looping,

q_{ant} = La capacidad de flujo antes de looping,

Y = La fracción de la línea original que es paralela a partir de la toma de:

$$W = \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{2.5} \left(\frac{f_2}{f_1}\right)^{0.5}$$

d_1 = diámetro de la línea original,

d_2 = diámetro de la tubería en paralelo.

f_1 = factor de fricción de la línea original, y

f_2 = factor de fricción de la línea paralela.

Usando ecuaciones especializadas, la expresión para W se convierte en:

$$W = \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{0.5} \quad (2.3.47)$$

La ecuación 2.3.46 puede resolverse fácilmente, ya sea para W o S , para determinar el tamaño de la línea necesario para la línea paralela o la longitud de línea que será "looped".

2.5 EFECTOS DE LOS LÍQUIDOS EN LA PRODUCCIÓN DE GAS

Las ecuaciones presentadas fueron derivadas para calcular la relación entre el gasto de flujo y la caída de presión para gases secos. Hay muchos casos en las operaciones de producción de gas en el cual un poco de líquido viajará en la tubería junto con el gas. Estos incluyen los pozos productores de gas con un poco de condensado o agua, y tuberías en la cual la condensación puede ocurrir o cuando se presenta el agua de formación junto con los fluidos producidos.

La presencia de estos líquidos incrementan enormemente las caídas de presión para un gasto de gas dado y reduce la eficiencia en los sistemas de recolección.

Si la carga de líquido es baja, el incremento de la caída de presión en la tubería puede ser calculado mediante la densidad del gas usada en las ecuaciones para flujo vertical del gas. Esto no es suficiente para el flujo en un gasoducto porque los líquidos se acumulan en las secciones bajas de la línea. Entonces se hace

necesario aplicar un método para caídas de presión bifásicas para diseñar el sistema de tuberías. Los métodos para el uso en pozos y gasoductos serán discutidos en esta sección.

2.5.1 Comportamiento de flujo en el pozo

El problema de flujo de dos fases en pozos fluyentes puede ser manejado ya sea por ajuste en la densidad de los líquidos o con la aplicación de correlaciones para flujo bifásico.

Hay muchas correlaciones disponibles, pero sólo el método de Hagedorn y Brown será discutido a detalle para flujo vertical. El método de Beggs y Brill, que se utilizará para flujo en gasoductos, puede ser usado para el comportamiento de flujo en pozos, pero se ha encontrado que a veces sobre predice la caída de presión en flujo vertical. Otras correlaciones bien conocidas para flujo bifásico vertical son las de Poettmann y Carpenter, Orkiszewski y Duns y Ros.

Ajuste por la densidad. El procedimiento de ajuste por densidad consiste en ajustar la densidad del gas a la densidad de la mezcla debido al líquido usando una de las ecuaciones presentadas con anterioridad para calcular las caídas de presión en un pozo. La ecuación 2.3.27 ó el método de Cullender y Smith puede ser usado. La densidad de la mezcla está dada por:

$$\gamma_m = \frac{\gamma_g + 4591\gamma_L/R}{1 + 1123/R}, \quad (2.3.48)$$

Donde:

γ_m = gravedad del fluido ajustada (aire=1),

γ_g = gravedad del gas seco,

γ_L = gravedad específica del líquido, y

R = relación gas-líquido producido, scf/STB.

El método de ajuste de densidad puede ser usado con confianza para pozos que producen altas relaciones de gas-líquido.

En el caso de un pozo productor con una relación gas-líquido menor que 10000 pie cúbico/STB, se pueden usar las correlaciones de flujo bifásico.

Una relación gas-líquido de 10000 pie cúbico/STB expresada en términos de la carga de líquido es 100 STB/MMPCD.

Método de Hagedorn y Brown. El método de Hagedorn y Brown, ignora la aceleración, y requiere de la solución de la ecuación 2.3.25 para cada incremento en el que el pozo se divida:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{g}{g_c} \rho_m \cos \phi + \frac{f \rho_m v_m^2}{2g_c d} \quad (2.3.49)$$

Las correlaciones empíricas son presentadas para determinar la densidad de la mezcla, ρ_m , y el factor de fricción, f . Los parámetros en la ecuación 2.3.49 se definen por:

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

ρ_L = densidad del líquido,

ρ_g = densidad del gas,

H_L = colgamiento del líquido (fracción de la tubería ocupada por el líquido),

ϕ = ángulo del segmento del pozo vertical,

$$V_m = v_{sl} + v_{sg}$$

v_{sl} = velocidad superficial del líquido = q_L/A_p ,

v_{sg} = velocidad superficial del gas q_g/A_p ,

A_p = Área de la T.P. = $\pi d^2/4$,

d = diámetro interior de la T.P.,

$$\rho_n = \rho_n^2 / \rho_m$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda), \text{ y}$$

$$\lambda = v_{sl} / v_m.$$

El factor de fricción es calculado usando la ecuación de Jain o el diagrama de Moody usando la rugosidad relativa de la tubería y el siguiente número de Reynolds:

$$N_{Rem} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_m}, \quad (2.3.50)$$

donde:

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

μ_L = viscosidad del líquido.

μ_g = viscosidad del gas.

La determinación de H_L requiere del uso de 3 correlaciones empíricas. Éstas se presentan en las Figuras 2.21, 2.22, y 2.23. El orden para determinar H_L de esas

figuras es a partir de calcular los siguientes números adimensionales que deben ser evaluados de datos conocidos.

$$N_{Lv} = v_{sL}(\rho_L/g\sigma)^{0.25},$$

$$N_{gv} = v_{sg}(\rho_L/g\sigma)^{0.25}$$

$$N_d = d(\rho_L g/\sigma)^{0.5}$$

$$N_L = \mu_L(g/\rho_L\sigma^3)^{0.25}$$

Donde σ = tensión superficial del gas-liquido. Estas ecuaciones son válidas para cualquier conjunto consistente de unidades. Para unidades de campo son:

$$N_{Lv} = 1.938v_{sL}(\rho_L/g\sigma)^{0.25},$$

$$N_{gv} = 1.938v_{sg}(\rho_L/g\sigma)^{0.25}$$

$$N_d = 120.872d(\rho_L g/\sigma)^{0.5}$$

$$N_L = 0.15726\mu_L(g/\rho_L\sigma^3)^{0.25}$$

donde:

$v_{sL}, v_{sg} = \frac{pte}{seg}$, $\rho_L = \text{lbm}/\text{pie}^3$, $\sigma = \text{dinas}/\text{cm}$, $d = \text{pie}$, y, $\mu_L = \text{centipoise}$.

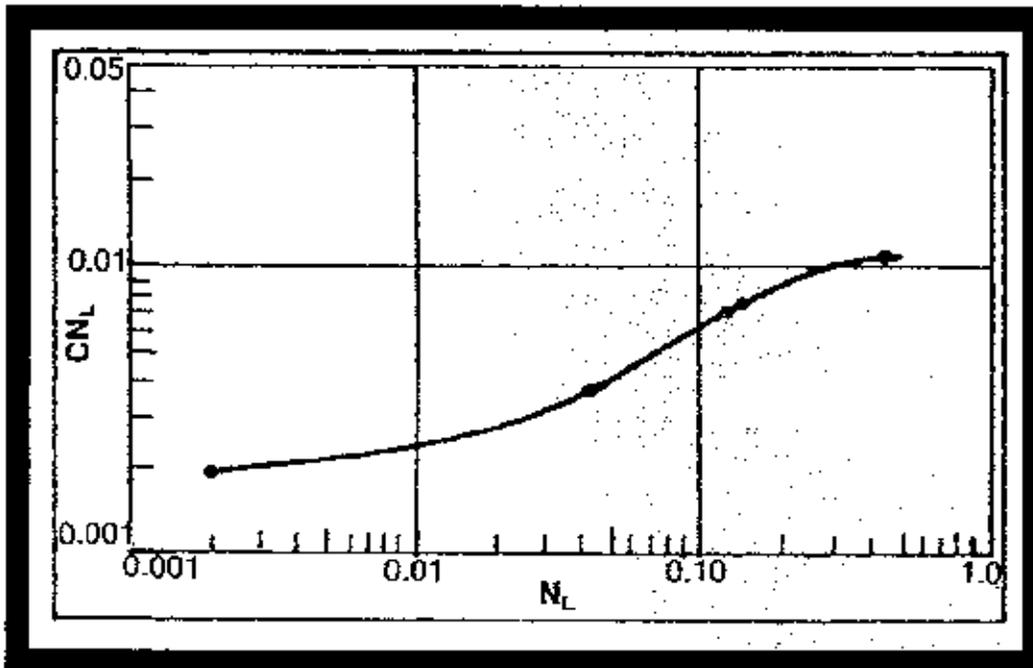


Figura 2.21 Coeficiente C para la correlación de la viscosidad, (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1965 SPE-AIME).

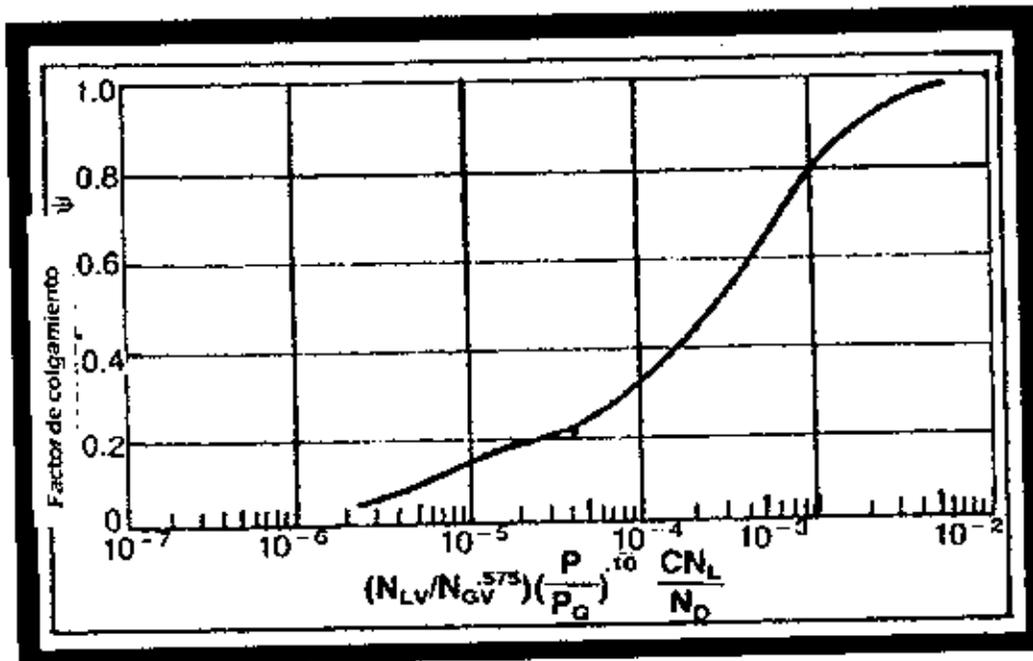


Figura 2.22 Factor de colgamiento, (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1965 SPE-AIME).

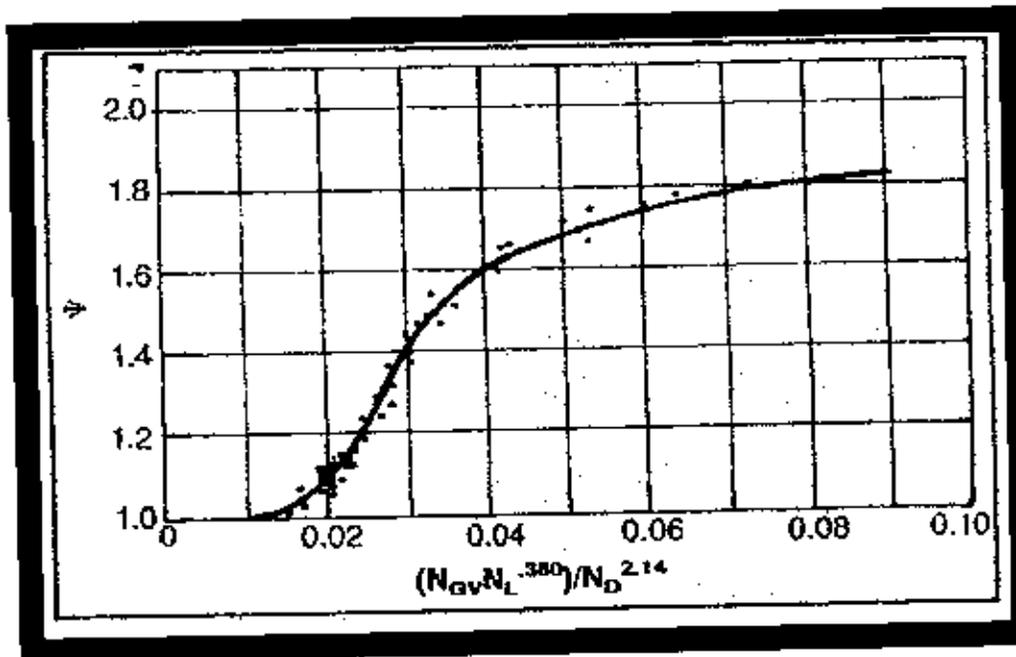


Figura 2.23 Factor de corrección secundario, (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1965 SPE-AIME).

El procedimiento para encontrar H_L es:

1. Calcular N_L
2. Encontrar CN_L de la Figura 2.21.

3. Calcular:

$$\bar{X}_H = \frac{N_{Lv}(CN_L)p^{0.1}}{N_d N_{gv}^{0.575} p_a^{0.1}}$$

donde p_a = presión base (14.7 psia).

4. Encontrar:

$$\frac{H_L}{\psi} \quad \text{de la Figura 2.22}$$

5. Calcular:

$$\bar{X}_\psi = \frac{N_{gv} N_L^{0.38}}{N_d^{2.14}}$$

6. Encontrar ψ de la Figura 2.23.

7. Calcular $H_L = \psi(H_L/\psi)$.

Una restricción sobre el colgamiento del líquido es que $H_L \geq \lambda$.

Una vez que H_L es determinado, se deben de calcular N_{Re} y f . El gradiente de presión puede ser calculado una vez que se hayan determinado los valores anteriores. Todas las propiedades de los fluidos y las velocidades usadas en las ecuaciones anteriores se evalúan a presión y temperatura promedio en el incremento de la T.P.

2.6 COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN GASODUCTOS

Se presentan dos métodos para el manejo de líquido y gas en gasoductos. El método de Flanigan para la adición de las pérdidas de presión causadas por el levantamiento del líquido en la tubería y que ignora cualquier recuperación de presión en secciones cuesta abajo.

La correlación de Beggs y Brill puede ser utilizada para reportar las caídas de presión por elevación o hidrostática y es aplicable para el flujo bifásico corriente abajo así como ocurre en líneas de recolección costa afuera.

El método de Flanigan. Flanigan propuso utilizar la ecuación de Panhandle A basada en el gasto de gas para calcular las caídas de presión debidas a la fricción. La correlación para el factor de eficiencia en función de la velocidad superficial del gas y la carga del líquido se presenta en la Figura 2.24. La velocidad del gas y la relación gas-líquido están en pies/seg y en bbls/MMpcd, respectivamente.

La caída de presión adicional debido al terreno elevado es calculado por:

$$\Delta p_{el} = \frac{\rho_L H_F \Sigma h}{144} \quad (2.3.51)$$

donde

Δp_{el} = caída de presión debido elevación del terreno, psi,

ρ_L = densidad del liquido, lb/pie³.

H_F = factor de colgamiento, y

Σh = suma de las alturas verticales del los terrenos elevados.

El factor de colgamiento está en función de la velocidad superficial del gas y se calculado de la forma siguiente:

$$H_F = \frac{1}{1 + 0.3264 v_{sg}^{1.006}} \quad (2.3.52)$$

La velocidad superficial del gas utilizada en la Figura 2.24 y la ecuación 2.3.52 debe ser calculada a presión y temperatura promedio en la línea.

Esto requiere una solución iterativa puesto que p_1 o p_2 es desconocida, y $\bar{p} = 0.5(p_1 + p_2)$. Si cualquiera q o d es desconocida, deben ser estimados antes de que v_{sg} pueda ser calculado.

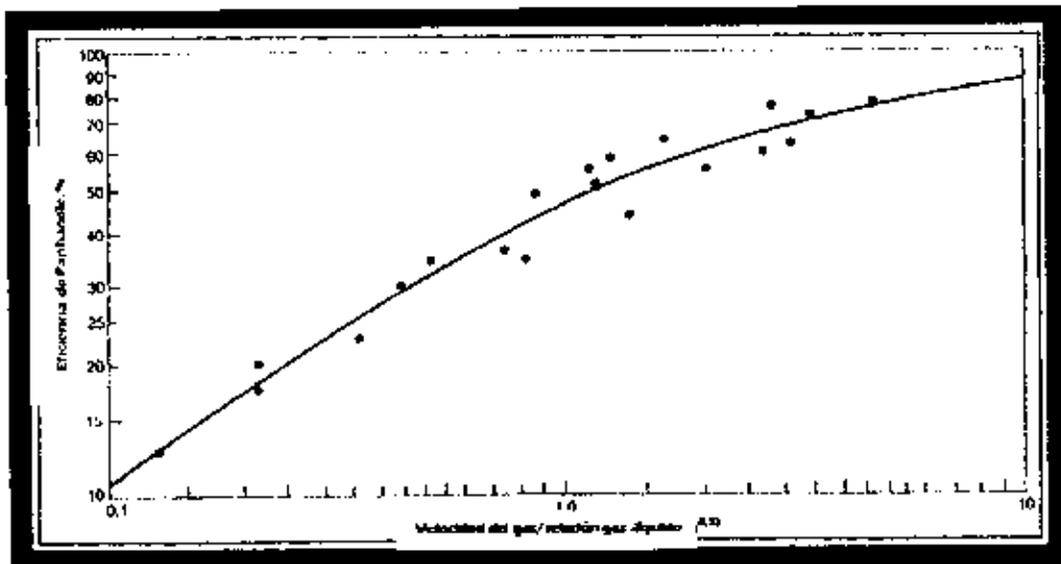


Figura 2.24 Factor de eficiencia de Flanigan. (Penn Well Publishing Company).

Método de Beggs y Brill. El método de Beggs y Brill requiere la determinación del patrón de flujo que podría existir en el gasoducto si la tubería fuera horizontal. Diferentes ecuaciones son usadas para calcular el colgamiento del liquido para cada patrón de flujo.

La determinación del correcto patrón de flujo requiere calcular varios números adimensionales, incluyendo el número de Froude para dos fases.

Las siguientes variables son utilizadas para determinar cual patrón de flujo podría existir si la tubería estuviera en una posición horizontal. Este patrón de flujo es un parámetro de correlación y no da información acerca del patrón de flujo actual a menos que la tubería este horizontal.

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{gd}$$

$$\lambda_L = \frac{v_{SL}}{v_m}$$

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_L^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.10\lambda_L^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{-6.738}$$

Los límites del patrón de flujo horizontal son:

Segregado:

Límites: $\lambda_L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$

O $\lambda_L \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$

Transición:

Límites: $\lambda_L \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$

Intermitente:

Límites: $0.01 \leq \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$

$\lambda_L \geq 0.4$ Y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$

Distribuido:

Límites: $\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$

O $\lambda_L \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

Cuando el flujo cae en la región de transición, el colgamiento del líquido puede ser calculado utilizando tanto las ecuaciones de flujo segregado y como las de flujo intermitente e interpolar utilizando los siguientes factores de ponderación.

$H_L(\text{Transición}) = Ax H_L(\text{Segregado}) + Bx H_L(\text{Intermitente})$, donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad y$$

$$B = 1 - A.$$

Las mismas ecuaciones son utilizadas para calcular el colgamiento del líquido para todos los patrones de flujo. Los coeficientes y exponentes utilizados en las ecuaciones son diferentes para cada tipo de patrón de flujo. El colgamiento del líquido depende del patrón de flujo y es calculado por:

$$H_{L(\phi)} = H_{L(0)}\psi \quad (2.3.53)$$

Donde $H_{L(0)}$ es el colgamiento que podría existir a las mismas condiciones de flujo y presión en una tubería horizontal. Es calculado por:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (2.3.54)$$

Donde a, b y c son determinados para cada patrón de flujo de la Tabla 2.6.1.

El valor calculado para $H_{L(0)}$ está limitado por:

$$H_{L(0)} \geq \lambda_L$$

El factor para corregir el colgamiento por el efecto de la inclinación de la tubería es dado por:

$$\psi = 1 + C[\sin(1.8\phi) - 0.333 \sin(1.8\phi)^3]$$

Donde: ϕ es el ángulo actual de la tubería horizontal, y

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(a\lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g)$$

Tabla 2.6.1

Patrón de flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

Tabla 2.6.2

Patrón de flujo	α	e	f	g
Segregado	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido	No hay corrección	No hay corrección	$C=0, \psi=1$	$H_L=f(\Phi)$
Patrones corriente abajo	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

Donde α , e , f y g son determinados para cada condición de flujo de la Tabla 2.6.2.

El valor de C debe ser positivo, y si da un valor negativo calculado, C es igual a cero. Una vez que $H_L(\Phi)$ es determinado, la densidad de las dos fases es calculada por:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g,$$

donde $H_g = 1 - H_L$

El gradiente de presión debido al cambio de elevación es:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \sin \phi, \quad (2.3.55)$$

El gradiente de presión debido a la fricción es:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f_{tp} \rho_n v_m^2}{2g_c d} \quad (2.3.56)$$

donde:

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$$

$$f_{tp} = f_n \frac{f_{tp}}{f_n}$$

El factor de fricción sin resbalamiento f_n es determinado mediante el uso del diagrama de Moody o de la ecuación 2.3.21 utilizando el siguiente número de Reynolds:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n},$$

donde:

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g,$$

La relación del factor de fricción presente en dos fases y sin resbalamiento es calculado a partir de:

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^S, \quad (2.3.57)$$

donde:

$$S = \frac{[\ln(y)]}{\{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725[\ln(y)]^2 + 0.01853[\ln(y)]^4\}} \quad (2.3.58)$$

y

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_L(\phi)]^2}$$

El valor de S se convierte en ilimitado en un punto en el intervalo $1 < y < 1.2$; para y en este intervalo, la función S es calculado por:

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

A pesar de que el gradiente de presión por aceleración es muy pequeño, excepto para el flujo de alta velocidad, se debe de incluir para obtener resultados más exactos.

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{ac} = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{g_c p} \frac{dp}{dZ} \quad (2.3.59)$$

El término de aceleración es definido como:

$$E_k = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{g_c p}$$

El gradiente de presión total puede ser calculado por:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right) = \frac{\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f}{1 - E_k} \quad (2.3.60)$$

2.7 FLUJO DE GAS A TRAVÉS DE RESTRICCIONES

Hay varias locaciones en el sistema de producción de gas donde el gas debe pasar a través de restricciones relativamente cortas. Ejemplos de esas restricciones son: válvulas de seguridad subsuperficiales, y estranguladores superficiales. Figura 2.25.

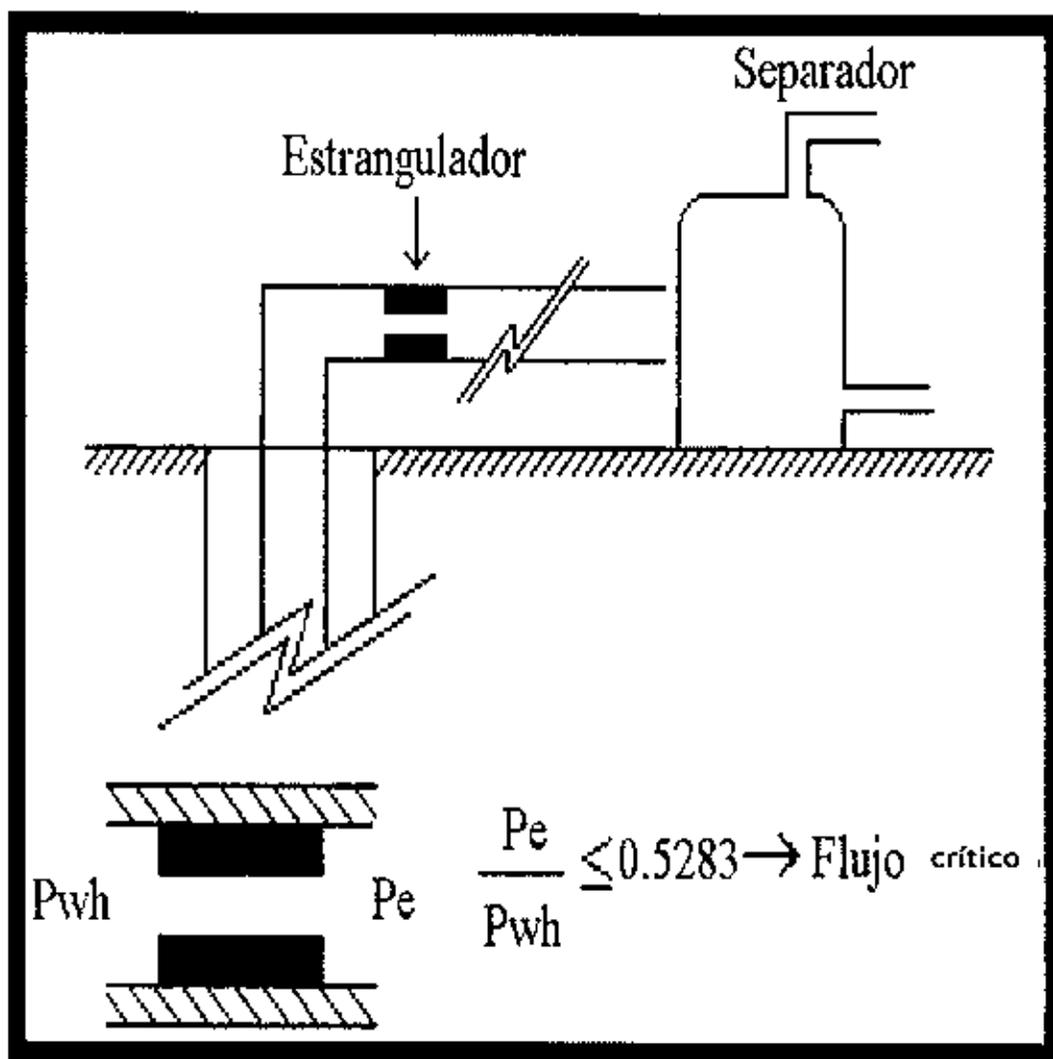


Figura 2.25 Estrangulador superficial.
(Tomás E. Pérez García, Apuntes de Productividad de Pozos, 2007)

El flujo puede ser crítico o sub-crítico. En flujo crítico, la velocidad del gas a través de las restricciones es igual a la velocidad del sonido en el gas. Los disturbios de presión viajan a la velocidad del sonido, un disturbio en la presión corriente debajo de la restricción no puede afectar la presión corriente arriba o el flujo de gas también corriente arriba.

En flujo sub-crítico, el gasto depende de las presiones corriente arriba y corriente abajo. Los estranguladores superficiales son usualmente de un tamaño con el objeto de que en su interior el flujo sea crítico. El flujo a través de

los disparos del pozo también es sub-crítico. Las ecuaciones para ambos flujos, crítico y sub-crítico son dadas en esta sección.

Una ecuación general para el flujo a través de las restricciones se puede obtener combinando la ecuación de Bernoulli con una ecuación de estado, y suponiendo que no son irreversibles las pérdidas de fricción que tienen lugar en éstas.

El coeficiente empírico de descarga es incluido para simplificar las suposiciones usadas en la derivación de la ecuación. La siguiente ecuación puede ser utilizada para ambos flujos crítico (sónico) o sub-crítico (sub-sónico). Las Tablas 2.7.1 y 2.7.2 muestran los valores para las constantes en la ecuación para varios sistemas de unidades.

$$q_{cs} = \frac{C_n(p_1)(d)^2}{\sqrt{\gamma_g(T_1)Z_1}} \sqrt{\left(\frac{k}{k-1}\right) \left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{2/k} - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{k+1/k} \right]} \quad (2.3.61)$$

donde

$$C_n = \frac{C_s(C_d)T_{cs}}{P_{cs}}$$

q_g = gasto volumétrico de gas @ c.s.

C_n = coeficiente basado sobre el sistema de unidades, coeficiente de descarga @ c.s.

Tabla 2.7.1

Coeficientes y unidades de la ecuación 2.3.61.

Símbolo	Sistema inglés	Sistema métrico	SI Sistema métrico
$q_{g@cs}$	Mpc/d	m ³ /d	m ³ /d
d	pg	mm	mm
P abs	psia	Kg/cm ²	kPa
T abs	°R	°K	°K
C_s	27.611	1.6259	1.6259

Tabla 2.7.2.

Coefficientes para la ecuación 2.3.61

Sistema de unidades	C_d	P_{cs} abs	T_{cs} abs	C_n
Inglés	0.865	14.696 psi	491.68°R	799.06
	0.865	14.696 psi	519.68°R	844.57
Métrico	0.865	1.0332 kg/cm ²	273.16°K	371.83
	0.865	1.0332 kg/cm ²	288.72°K	393.01
SI Métrico	0.865	101.325 kPa	273.16°K	3.7915
	0.865	101.325 kPa	288.72°K	4.0075

Nomenclatura de las ecuaciones de flujo a través de restricciones:

d = diámetro interior del agujero abierto al flujo de gas,

γ_g = gravedad específica del gas (aire= 1.0), adimensional,

k = relación de los calores específicos= C_p/C_v , adimensional,

P_1 = presión corriente arriba, unidades absolutas,

P_2 = presión corriente abajo, unidades absolutas,

T_1 = temperatura corriente arriba, unidades absolutas,

Z_1 =factor de compresibilidad a p_1 y T_1 , adimensional,

C_s = coeficiente basado en un sistema de unidades,

C_d = coeficiente de descarga (empírico), adimensional,

T_{cs} = Temperatura base estándar, unidades absolutas,

P_{cs} = Presión base estándar, unidades absolutas, y

R_{pc} = Relación de la presión crítica, adimensional.

El valor de k puede ser obtenido de:

$$k = \frac{C_p}{C_v} = \frac{MC_p}{MC_p - 1.987}$$

donde:

M = peso molecular, lbm/mol,

C_p = calor específico, BTU/lbm·°R

La relación de presión a la cual el flujo llega a ser crítico, depende del valor de k para el gas fluyendo y esta dado por:

$$R_{cp} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k/k-1}$$

Los valores calculados para C_n dados en la **Tabla 2.7.2**, se utilizó un coeficiente de descarga de 0.865, que depende del número de Reynolds, la relación del diámetro de la tubería al diámetro de restricción, y la geometría de la restricción.

La ecuación 2.3.61 ha sido modificada para tipos de estrangulador particulares en la cabeza del pozo. Se da una ecuación que se usa para los tipos de estranguladores manufacturados por la compañía Thornhill-Craver.

Esta ecuación aplica para 6 pg de longitud de los estranguladores con la entrada redondeada operando en flujo crítico. La ecuación es:

$$q_{cs} = \frac{605.4 A p_1 C_d}{(T \gamma_g)^{0.5}} \quad (2.3.61a)$$

donde:

Q_{cs} = es el gasto @ cs., Mpcd,

A = área del estrangulador de apertura, pg²,

p_1 = Presión corriente arriba,

C_d = Coeficiente de descarga, usualmente=0.82,

T = Temperatura corriente arriba, °R, y

γ_g = densidad específica del gas.

Una ecuación para el cálculo de las caídas de presión a través de la válvula de seguridad subsuperficial operando en flujo crítico, fue presentada por el API en 1974. Para el sistema inglés de unidades dados en la **Tabla 2.7.1**, la ecuación es:

$$p_1 - p_2 = \frac{2.7 \gamma_g p_1}{Z_1 T_1} (1 - \beta^4) \left[\frac{6.23 \times 10^{-4} Z_1 T_1 q_{cs}}{p_1 d^2 C_d Y} \right]^2 \quad (2.3.62)$$

Donde:

$\beta = d/d_p$

d_p = diámetro de la tubería, pulgadas,

C_d = coeficiente de descarga (el API sugiere usar 0.9), y

Y = factor de expansión,

$$Y = 1 - [0.41 + 0.35\beta^4] \left(\frac{p_1 - p_2}{kp_1} \right)$$

La solución de la ecuación 2.3.62 es iterativa porque Y está en función de $\Delta p = p_1 - p_2$. El rango de valores para Y son de 0.67 a 1.0. Para una rápida estimación de Δp , se puede utilizar un valor de 0.85.

3.1 FACTORES QUE AFECTAN EL FLUJO DE GAS DEL YACIMIENTO AL POZO

Una vez que un pozo ha sido probado y se ha establecido su ecuación de comportamiento de flujo de entrada es conveniente tener la capacidad de predecir cómo los cambios en determinados parámetros afectan el comportamiento del flujo.

Estos cambios pueden ser el resultado del agotamiento del yacimiento a través del tiempo, o de trabajos en el pozo.

Las posibles causas de los cambios en cada parámetro se presentan a continuación.

El único factor que tiene un efecto considerable sobre el comportamiento de flujo es la permeabilidad al gas, k que representa la saturación de líquido en el yacimiento. A medida que disminuye la presión de agotamiento, el gas restante en el yacimiento se expande para mantener la saturación del gas constante, a menos que se produzca la condensación retrógrada o la entrada de agua este presente.

Para los yacimientos de gas seco, el cambio de k con el tiempo puede considerarse insignificante.

En la mayoría de los casos el espesor de la formación, H puede considerarse constante a menos que el intervalo de terminación sea cambiado. En este caso el pozo necesitará de una nueva prueba en este momento para conocer los cambios en los parámetros respecto al cambio del intervalo productor.

Temperatura de yacimiento, T_y seguirá siendo constante, a excepción de posibles cambios pequeños alrededor del pozo.

La viscosidad y el factor de compresibilidad del gas, μ y Z son los parámetros que están sujetos a los mayores cambios respecto a los cambios en la presión del yacimiento.

Con el fin de ayudar al pozo a seguir fluyendo sin la intervención de algún método de producción artificial se presentan algunas alternativas que se pueden utilizar dependiendo de las características y condiciones de flujo del pozo, así como de las propiedades de los fluidos producidos y las presiones presentes en el sistema de producción.

Estas alternativas son modificaciones técnicas o implementos de equipos o sustancias con el fin de ayudarle al pozo a seguir fluyendo a superficie a partir de intentar mantener las mismas condiciones en los parámetros de flujo de cuando el pozo contaba con una producción aceptable.

3.2 FLUJO A TRAVÉS DE DIFERENTES DIÁMETROS DE APAREJO DE PRODUCCIÓN

La sarta de producción, o la tubería instalada dentro de la TR de un pozo de gas, sirve al menos para cuatro importantes funciones.

En primer lugar, si la TP se instala con un empacador en la parte inferior del pozo, ésta protege a la TR de las presiones de los fluidos del pozo. En segundo lugar, protege a la TR de los efectos corrosivos de los líquidos que fluyen por la TP. En tercer lugar, si es de tamaño adecuado y las características del material de construcción también son las mejores, el uso de TP puede mantener el pozo libre de hidrocarburos líquidos y del agua de formación que de otro modo podrían estar en el espacio anular del pozo. En cuarto lugar, la tubería de producción debe ser lo suficientemente grande como para permitir que el pozo pueda satisfacer la mayor demanda de gas dentro de los límites impuestos por la presión dinámica en la cabeza del pozo.

La cuarta función de la lista es la función más importante, de la cual hablaremos en este subtema. Las dos primeras funciones son principalmente objeto de diseño mecánico y metalúrgico, y no se discutirán aquí.

3.2.1 Tamaños de tubería requeridos para gastos

La producción de gas del yacimiento a la línea de descarga implica pérdida de presión en el sistema desde el fondo del pozo a la superficie, es decir, pérdida de presión del gas desde el fondo del pozo hasta la superficie, la superación de la pérdida de presión por fricción en el aparejo de producción y la pérdida de presión causada por el enfriamiento del gas desde el yacimiento hasta la superficie también afectan la presión de la que el gas dispone para llegar a la superficie.

Las dos pérdidas de presión causadas por el levantamiento del gas y la superación de la pérdida de presión por fricción se combinan para mostrar que el efecto del tamaño del aparejo en la capacidad de un pozo para dar un gasto depende del tamaño de diámetro de la tubería. Suponiendo que las características mecánicas de la TP de diseño actual no ofrecen dificultades, el tamaño se reduce a un equilibrio entre la productividad del pozo, la demanda del mercado de gas, y el líquido que el pozo tiene que descargar desde el fondo, que se da en la mayoría de los casos en algún momento de la vida de explotación del pozo. **Figura 3.1.**

El primer paso es establecer el tamaño de la TP de fondo que depende de las condiciones agujero, de la presión de yacimiento, P_y , y de los gastos de flujo requeridos. El procedimiento inicia seleccionando la correspondiente presión de fondo fluyendo con la que se requiere contar, P_{wf} , esta presión se debe convertir a la presión en la cabeza de pozo utilizando los métodos conocidos para varios tamaños de tubería.

El siguiente paso es hacer las predicciones de producción considerando varios tamaños de TP.

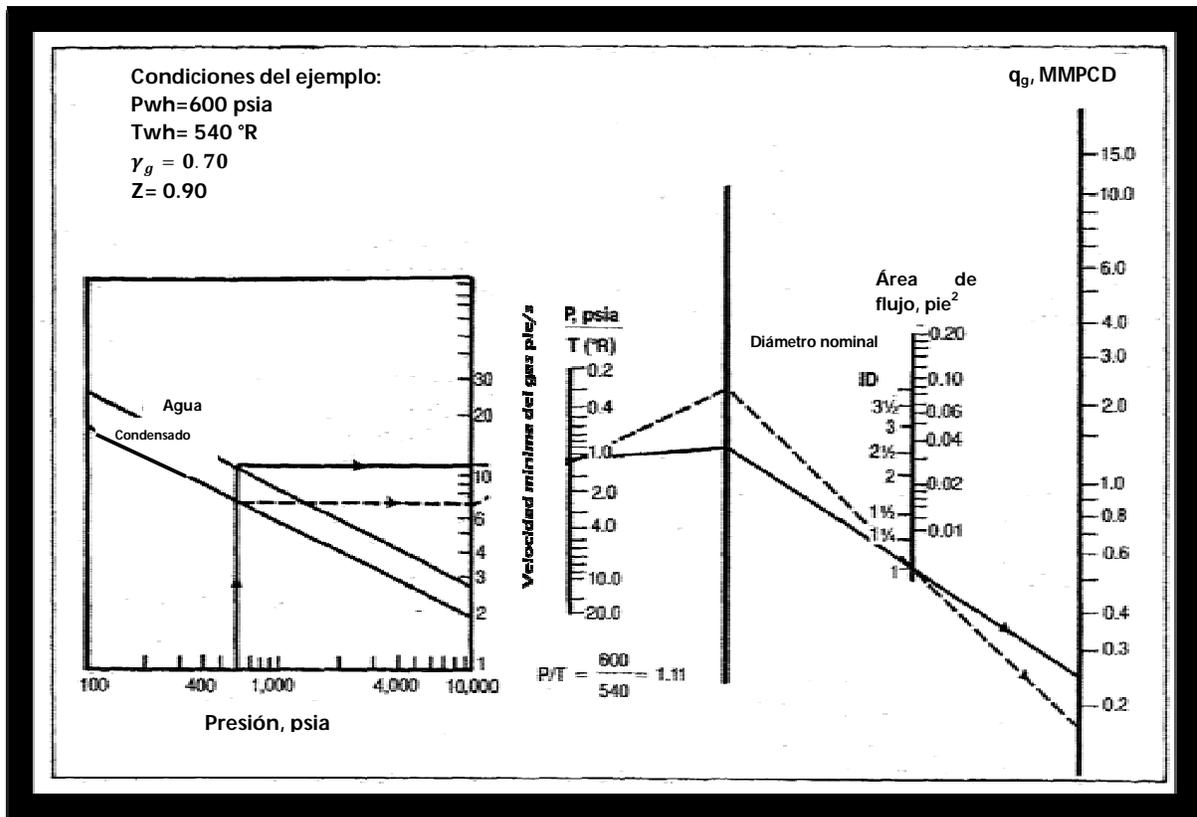


Figura 3.1 Gráfica para calcular el gasto de gas requerido para elevar el líquido a superficie a través de diferentes tamaños de TP. (The Society of Petroleum Engineers of AIME, 1969).

Respecto a la producción costa fuera se debe realizar una evaluación económica para determinar el tamaño de tubería de producción que dará una producción óptima al campo o pozo.

Sin embargo, la experiencia muestra que, para los pozos de capacidad productiva moderada es necesario hacer las predicciones de producción y el análisis económico, es decir, en estos casos el tamaño de la tubería a seleccionar depende del tamaño del agujero y la TR, de igual forma se debe de realizar un análisis completo del sistema con las características de los elementos ya instalados así como de los que se disponen, para planificar una futura intervención a éstos en el momento oportuno con el fin de seguir produciendo a un gasto constante.

De esta manera podemos seguir analizando el efecto en el gasto de producción respecto al diámetro de la TP para diferentes presiones mínimas en la cabeza del pozo. Para calcular la presión mínima necesaria en la cabeza del pozo para que éste produzca al gasto deseado se enuncia a continuación:

$$\bar{P}_{tub} = \left[P_{wh}^2 - \left(q_g / c \right)^{1/n} \right]^{0.5} \quad (3.2.1)$$

Se requiere de experiencia para planear el desarrollo de un yacimiento; de esta manera es necesario realizar un análisis completo para determinar el tamaño de tubería adecuado para los pozos del yacimiento, considerando los efectos que éste tendrá en las caídas de presión así como en el volumen de producción del pozo.

3.3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS

La necesidad de mantener los líquidos en movimiento ha resultado en comprender los problemas que surgen cuando un pozo de gas presenta acumulación de líquidos en él. Las razones para la eliminación de la columna de líquido son los efectos adversos sobre la productividad y la posibilidad de que suficiente líquido acumulado pueda matar el pozo. Esto ocurre con frecuencia en pozos de baja presión que producen grandes cantidades de agua de formación.

Una razón más para mantener el líquido en movimiento hacia la superficie es porque la formación productora tiende a aumentar la saturación de líquido en los alrededores del pozo y esto resulta en la disminución de la permeabilidad al gas. El resultado es el daño a la capacidad productiva del pozo, respecto a la formación.

Existen varios métodos para manejar la carga de líquidos en pozos de gas, algunos de los más comunes son:

- Apertura de pozos a la atmósfera
- Inducción de pozos con nitrógeno
- Inducción con reactivos espumantes
- Barras
- Líquidos
- Sartas de velocidad
- Émbolo viajero
- Válvulas motoras
- Compresión con módulos de compresión o compresoras a boca de pozo

3.3.1 Apertura de pozos a la atmósfera

Este sistema de inducción de pozos actualmente prohibido, consistía en abrir el pozo a la presa de quema para eliminar la contrapresión existente en la cabeza del pozo, lo que aunado a la carga que ejercía la columna de líquidos, evitaba que este fluyera; al eliminarse la contrapresión que ejercía la línea de flujo, el pozo podía descargar parte de los líquidos acumulados, lo que permitía que el pozo reiniciara

su flujo, sin embargo, estas prácticas además de dañar el entorno ecológico, ocasionaban daño en la fractura del pozo al someterla a cambios bruscos de presión, lo cual trituraba o expulsaba la arena de la fractura, dañando la vecindad del pozo.

3.3.2 Inducción con tubería flexible

La inducción con nitrógeno se puede realizar a través del espacio anular (en pozos con tubería de producción o con sargas de velocidad), o utilizando equipo de tubería flexible, los líquidos acumulados dentro del pozo pueden ser desalojados por el nitrógeno; sin embargo, su uso no es muy recomendable en pozos con baja presión, o de manera periódica por los altos costos de operación.

3.3.3 Inyección de reactivos

Esta se puede llevar a cabo en dos formas: líquidos y barras espumantes. El funcionamiento es similar, ambas son soluciones surfactantes que se utilizan para inducir la formación de espumas que convierten las columnas líquidas dentro del pozo, de longitud corta, en columnas espumosas de mayor longitud, lo que permite que éstas alcancen la superficie y se descarguen parcial o totalmente.

En el sistema de inyección de reactivos líquidos se tiene un tanque con el reactivo, el cual se inyecta con una bomba a través de una sarta de tubería flexible, una tubería capilar o del espacio anular TP–TR, la inyección puede ser intermitente o continua, **Figura 3.2**.

Los reactivos líquidos pueden contener surfactantes al igual que las barras, solamente que en forma líquida los cuales nos permiten reducir la velocidad crítica del gas. Se pueden utilizar reactivos tales como: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, reductores de viscosidad, espumantes, ácidos, etc.

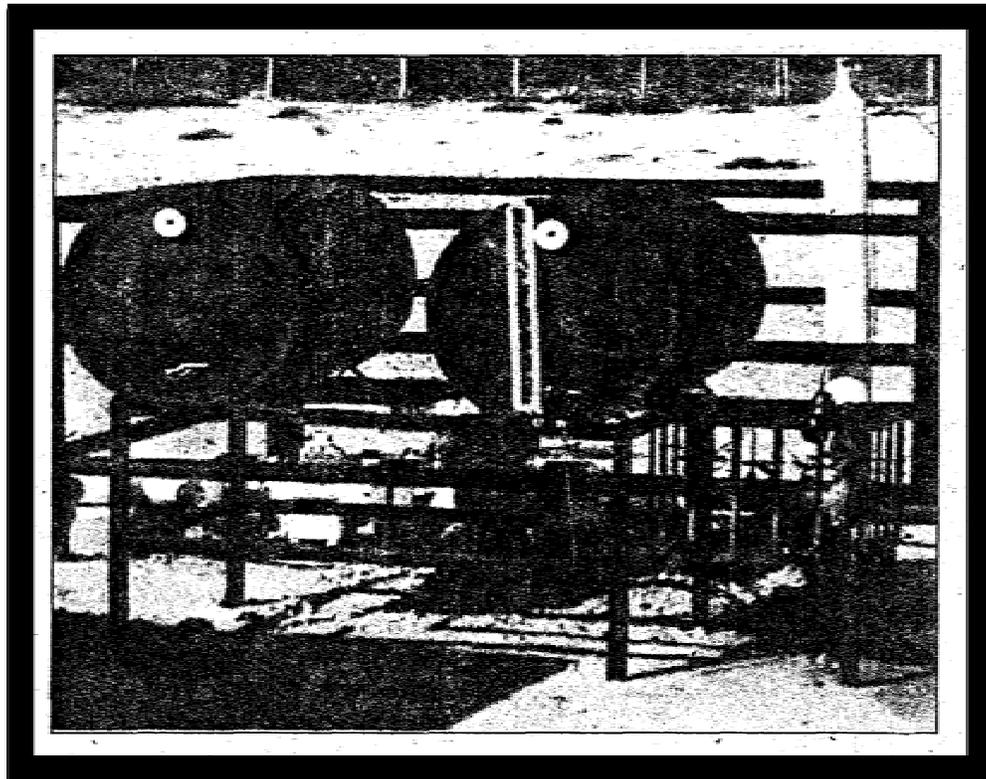


Figura 3.2 Tanques para la inyección de reactivo líquido.
(Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

Las barras espumantes son elementos no metálicos en forma cilíndrica de diámetro y longitud variable que reacciona con el fluido contenido en el interior del pozo.

Se aplican generalmente en pozos que se encuentran con una producción por debajo del flujo crítico. Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; para seleccionar la barra adecuada, es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, el contenido de hidrocarburos, etc.

Las barras espumantes se pueden aplicar de dos formas:

1) Manual: se utiliza un lubricador en la válvula de sondeo que permita aplicar las barras sin cerrar el pozo, o mediante una operación de cierre y apertura de válvulas superficiales del pozo.

2) Automático: se instalan lanzadores automáticos de barras, que son de tipo carrusel y pueden ser de 4, 9 y 18 barras; previamente se debe optimizar la

cantidad de barras necesarias en el pozo, de forma que sean lanzadas de forma controlada y la cantidad adecuada en cierto tiempo.

La operación de las barras (1" de diámetro x 1' de longitud) consiste en dejan caer dentro de la TP, **Figura 3.3**. La generación de espuma reduce la velocidad crítica del gas; se ha demostrado que para una tubería de 1" de diámetro, el gasto de flujo requerido para mantener el levantamiento de líquido decrece de 200 pie³/hr para un flujo bifásico sin surfactante a 50 pie³/hr con la aplicación de surfactante, para la misma producción de líquido.

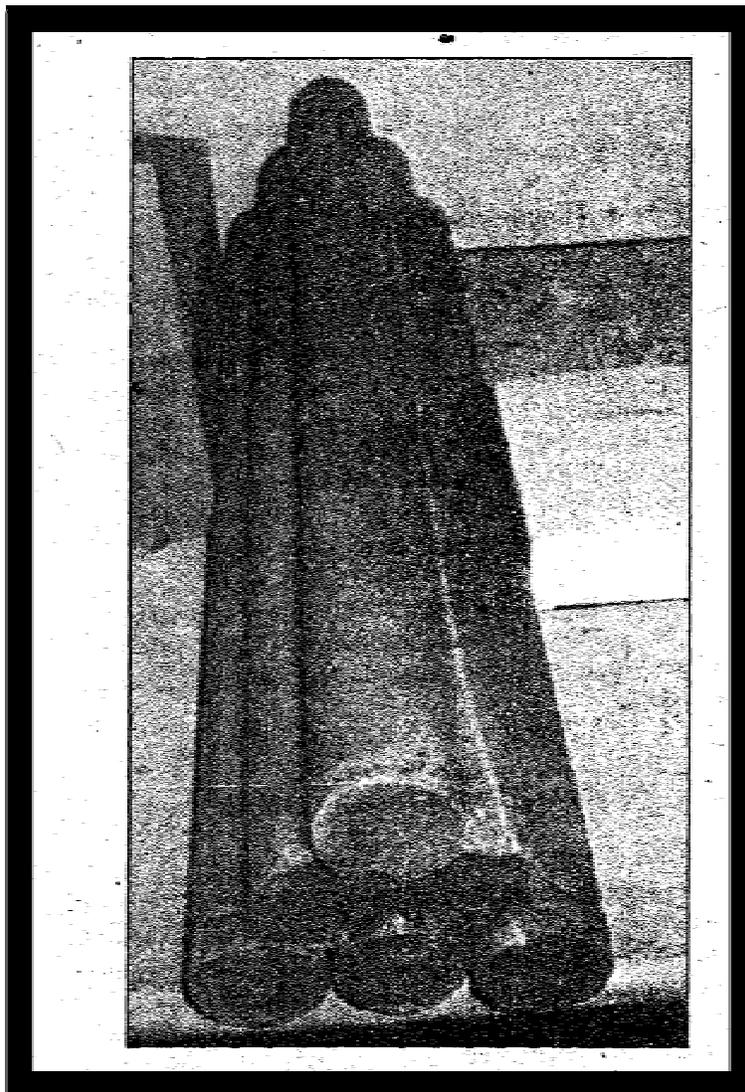


Figura 3.3 Barras espumantes. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

3.3.4 Operación de sarta de velocidad

Para remover y arrastrar todas las gotas de líquido presentes en la corriente de gas, se debe calcular la velocidad mínima que se requiere para garantizar la descarga de la gota más grande que pueda existir en dicha corriente de gas; con esta velocidad se encuentra el gasto necesario para alcanzar dicha velocidad, considerando diferentes diámetros de tuberías de producción.

La velocidad del gas aumenta al disminuir el área de flujo, por lo que las tuberías de producción de diámetro pequeño trabajan como sarta de velocidad.

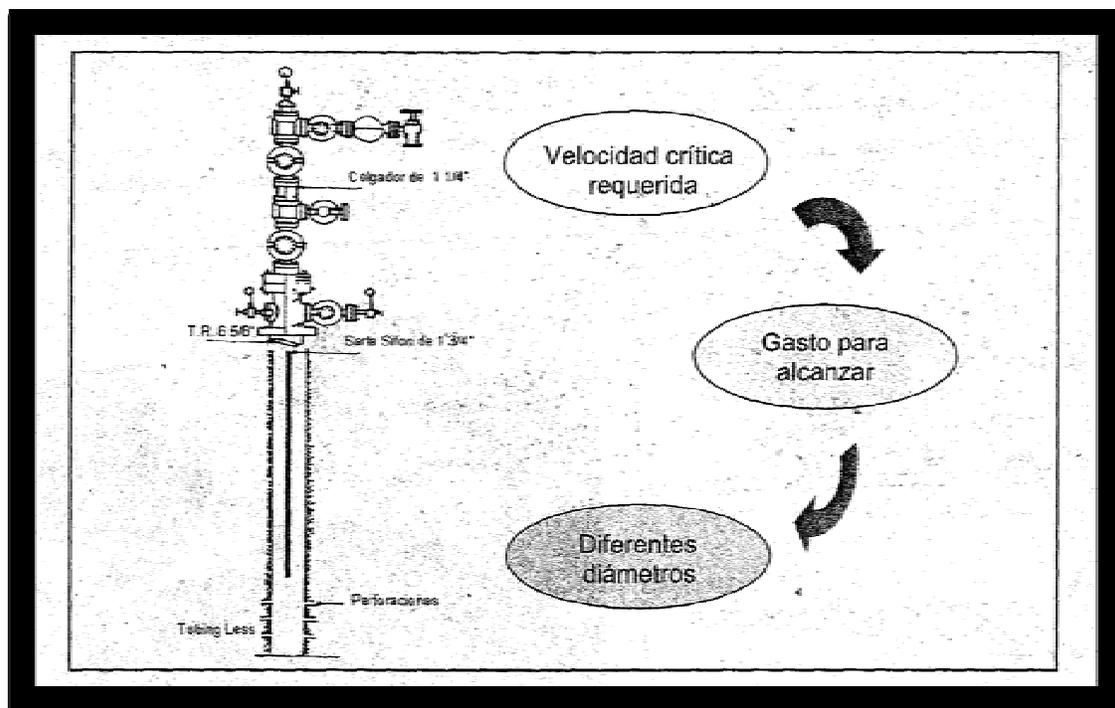


Figura 3.4 Diagrama de sarta de velocidad.
(Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

Con tuberías de 2, 1 3/4, 1 1/2 y en algunos casos hasta de 1 1/4 pg, se pueden explotar los pozos hasta su agotamiento, asegurándose la remoción de líquidos aun con producciones de gas muy bajas, lo que reduce la presión de abandono del yacimiento permitiendo incorporar reservas adicionales de gas.

3.3.5 Operación de válvulas motoras

Con la aplicación de este sistema se tiene control sobre los pozos que operan en forma intermitente, evitando con esto gastos innecesarios de operación y mantenimiento. La operación es similar al sistema de émbolo viajero, con la diferencia de que la producción de gas se obtendrá por la acumulación de la presión en el pozo, pudiendo arrojar durante los ciclos de apertura parte de la columna de líquidos.

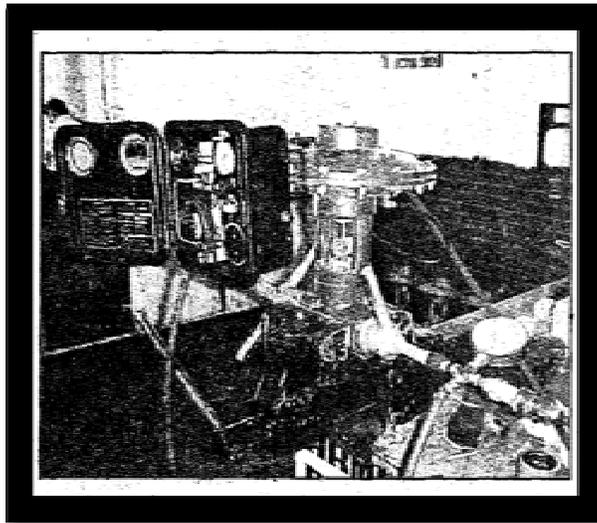


Figura 3.5 Conexiones para válvula motora.
(Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

3.3.6 Operación de compresoras in situ

Una reducción en la presión en la cabeza del pozo da por resultado un decremento en la presión de la formación, lo cual incrementa la capacidad productiva del pozo. Esta reducción de presión beneficia a pozos que manejan altos porcentajes de líquido, ya que se incrementa la velocidad lo suficiente para propiciar el levantamiento de líquidos, evitando que representen una contrapresión adicional; para aplicar este método es necesario contar con un buen proceso de separación.

Por medio de un análisis nodal se puede realizar un pronóstico de producción para considerar la entrada adicional de gas y determinar la capacidad de compresión que se requiere.

3.4 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA PROGRAMACIÓN DE UN MÉTODO DE PRODUCCIÓN

- a. Se identifican y analizan los síntomas que originan el problema.
- b. Se determina si el flujo del pozo es suficiente para remover los líquidos, para lo que se utiliza la ecuación obtenida en un estudio realizado por Turner, Hubbard y Dukler el en el valle de Texas (es conveniente verificar y validar los resultados tomando la información necesaria en los primeros pozos), la cual determina el gasto mínimo necesario para descargar los líquidos que se presentan en la corriente de flujo de un pozo productor de gas.

Siendo la remoción de las gotas el mecanismo determinante en la descarga de líquidos del pozo, se calculó la velocidad terminal (crítica), considerando que la velocidad mínima del gas para que la gota se mueva hacia arriba será igual a la que alcanza la gota más grande al caer libremente bajo la influencia de la gravedad, esto es:

$$V_{agua} = \frac{5.62(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \quad (3.2.2)$$

donde:

p: presión en psi.

Con esta velocidad y la geometría de la tubería, se calcula el gasto mínimo requerido para acarrear la producción de líquido del fondo del pozo.

$$Q_g(MMPCD) = \frac{3.06PV_gA}{Tz} \quad (3.2.3)$$

donde:

A: área de tubería pie².

Z: factor de desviación.

- c. Se simula el comportamiento de pozos mediante análisis nodal, ya que podemos identificar en forma precisa las diferentes etapas de producción de los pozos y con ella planear a corto, mediano y largo plazo las diferentes alternativas de producción.

- d. Selección del sistema artificial óptimo. De acuerdo a la siguiente gráfica podemos seleccionar el método de producción que más convenga a las características y propiedades del yacimiento-pozo.

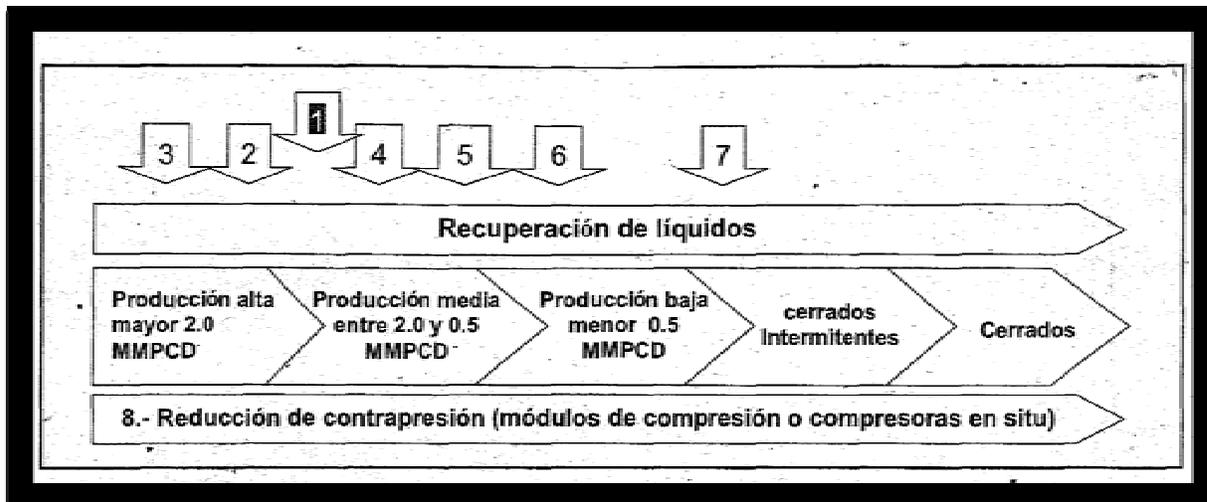


Figura 3.6 Aplicación de los sistemas de producción considerando la producción del pozo. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

De la figura anterior se tiene lo siguiente:

1. Apertura de pozos a la atmósfera, fuera de norma (prohibido).
2. Inducción de pozos con nitrógeno, es aplicable en pozos con buena presión de fondo y con un gasto relativamente alto para amortizar los costos de operación.
3. Sartas de velocidad, aplicables en pozos con producciones que fluctúan desde los 0.4 hasta los 2.0 - MMPCD.
4. Inducción con reactivo espumante líquido, puede aplicarse desde que el pozo se encuentra en régimen de flujo continuo con producciones del orden de 2.0 MMPCD hasta que el pozo se encuentre en su etapa intermitente.
5. Inducción con barras espumantes, se utilizan en pozos con producción intermitente, por su bajo costo y por no requerir de equipo (se pueden arrojar al pozo en forma manual) y puede usarse hasta la etapa terminal.
6. Émbolo viajero, la aplicación de este sistema es similar al anterior con la diferencia de que este método es muy efectivo en presencia de condensado, su

limitante es la existencia de un área para acumular el gas requerido para impulsar el émbolo a la superficie.

- 7. Válvulas motoras, ideal para pozos intermitentes o con producciones terminales.
- 8. Compresión con módulos de compresión o compresoras a boca de pozo, aplicable durante casi toda la vida productiva del pozo.

Tabla 3.1 Consideraciones para la aplicación de sistemas de producción.

	Gasto de gas manejado	Presión requerida	% Condensado manejado	Volumen de líquido manejado	Problemas de arena	Separación entre intervalos	Problemas con el estado mecánico
Sarta de velocidad	Alto y medio	Alto y medio	Alto	Medio	Critico	Critico	Critico
Espumante líquido (capilar)	Medio	Medio	Bajo	Alto	Critico	Alto	Medio
Espumante barras	Bajo	Bajo	Bajo	Alto	Bajo	Bajo	Bajo
Émbolo viajero	Bajo	Medio	Alto	Medio	Critico	Critico	Critico
Válvula motora	Marginal	Marginal	Alto	Bajo	Sin importancia	Sin importancia	Sin importancia

Se deben considerar los factores de la **Tabla 3.1**, los cuales nos permitirán tener una idea del posible método de producción a aplicar, pero aún con todas las herramientas mencionadas en el presente trabajo, el conocimiento del comportamiento de los pozos y la evaluación de los sistemas instalados, será lo que nos permitirá mejorar en la selección del sistema óptimo.

En la mayoría de los pozos petroleros productores de gas se presenta el líquido, debido, principalmente a una extracción de gas intensa que conforme va declinando la producción del pozo, pasa por diferentes patrones de flujo, generando un cabeceo debido al cambio en los mismos. Provocando que se genere una columna de flujo donde la presión hidrostática (P_h) de ésta es mayor que la presión del yacimiento (P_y) motivando que el pozo deje de fluir.

Esta columna formada en el pozo puede ser desalojada a la superficie por cualquier método artificial de producción, en el entendido de que el método utilizado sea el que permita obtener un pie cubico de gas en la superficie al menor costo, entre todos los sistemas artificiales analizados y evaluados.

La operación del émbolo como sistema artificial de producción permite que sea instalado durante la vida fluyente del pozo, desplazando el líquido que aparece durante la modificación de los diferentes patrones de flujo durante la explotación del yacimiento (**Figura 4.1**).

Así mismo si se instala el Bombeo Neumático Continuo (BNC) o Bombeo Neumático Intermitente (BNI) en un pozo fluyente de gas dosificando el volumen de gas inyectado con el volumen de gas y líquido producido, con el objetivo de evitar que no se almacene el líquido y de esta manera que la vida del pozo fluyente continúe por más tiempo.

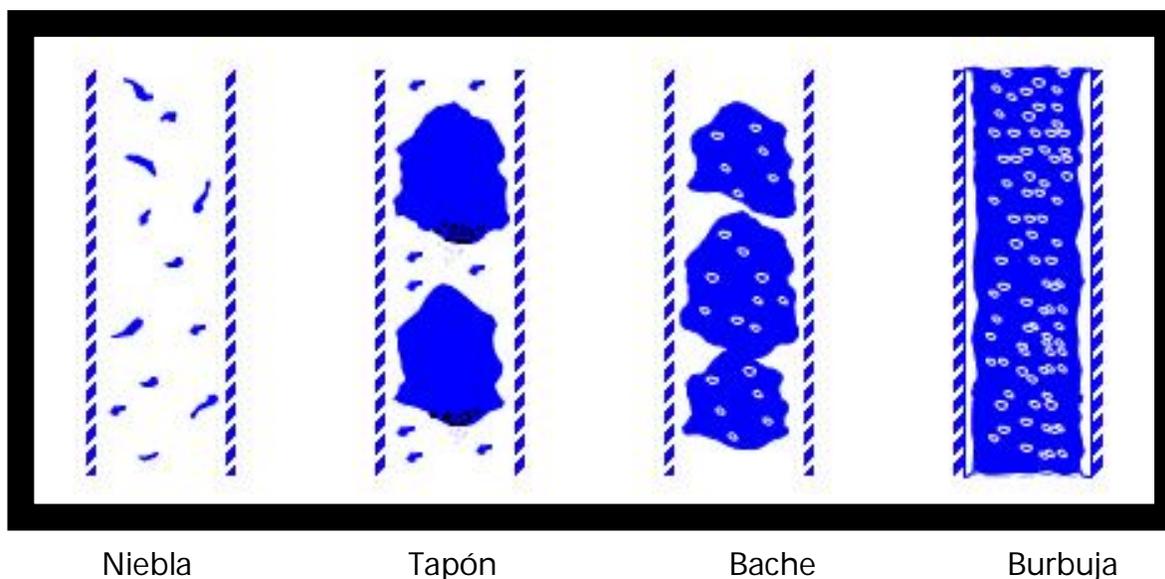


Figura 4.1 Patrones de flujo en un pozo productor de gas.
(Orquizeswki, 1967).

Para inducir un pozo de gas después de haber sido modificado su aparejo de producción es práctica común inyectar nitrógeno o gas seco (metano) con un volumen y una presión suficiente para desplazar el líquido que se encuentra en el fondo a la superficie y de esta manera reiniciar el flujo del pozo de gas.

La implantación de sistemas artificiales en pozos de gas surge como una respuesta inmediata y con metas a corto y mediano plazo para estabilizar la declinación de producción de los diferentes campos mediante la implantación de sistemas o métodos de producción para manejar la carga de líquidos en los pozos, ya que es la problemática principal que origina la fuerte declinación en la producción es la presencia de líquidos (agua y/o condensado) en la corriente de flujo de gas, que ocasiona que con el tiempo el pozo no tenga suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, los cuales se acumulan en el pozo ejerciendo una contrapresión a la formación.

Con la aplicación de los sistemas artificiales se pretende reducir la fuerte declinación de la producción base, lo que permitirá incrementar la producción de los campos petrolíferos de gas mediante el desarrollo de campos, que se traducirá en el cumplimiento de las metas de producción.

PROBLEMÁTICA DE POZOS DE GAS QUE OPERAN CON PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS.

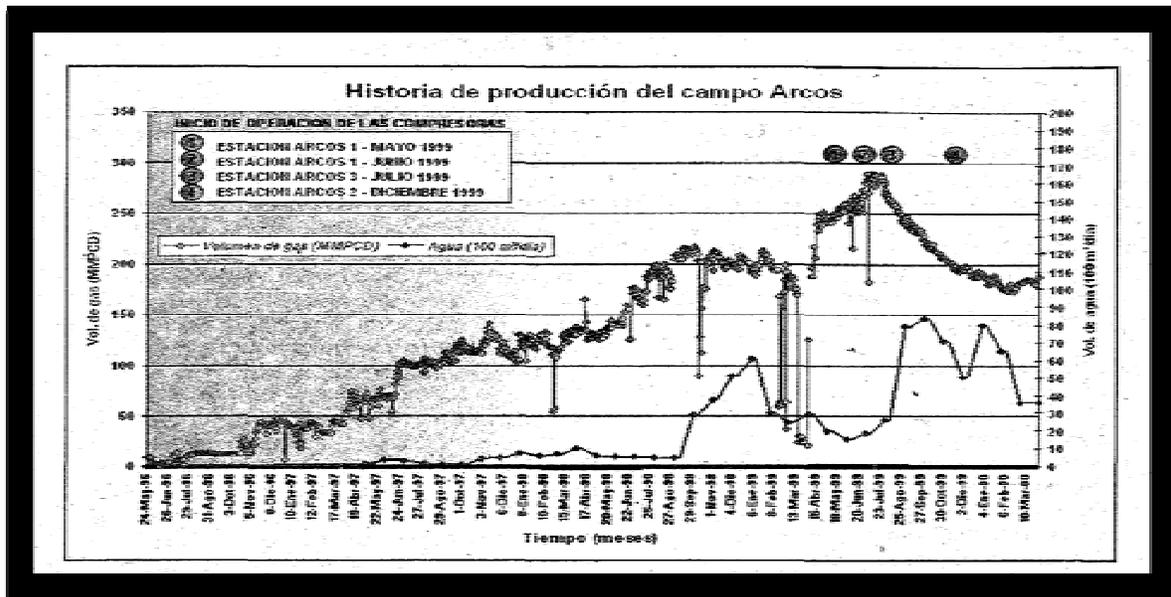
En la corriente de flujo de un pozo productor de hidrocarburos en fase gaseosa, se pueden presentar líquidos que pueden ser agua y/o condensados, si la fase gaseosa no tiene la suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, estos se acumulan en el pozo ejerciendo contrapresión en la formación. Esto provoca que la producción sea errática, que la entrega de gas para succión de compresoras sea deficiente y que las pruebas de producción no den resultados satisfactorios para estudios del comportamiento de yacimientos y, en algunas ocasiones, que el pozo deje de fluir cuando el yacimiento tiene baja presión.

Aunado a lo anterior, la prohibición de desfogar los pozos a la atmósfera originó una mayor supervisión y esfuerzo por parte del personal operativo para mantener los pozos operando.

SÍNTOMAS QUE NOS PERMITEN EVALUAR CUANDO UN POZO TIENE PROBLEMAS DE CARGA DE LÍQUIDOS.

Aun cuando no es fácil identificar pozos con problemas de carga de líquidos, los siguientes puntos nos pueden servir como referencia:

I.- Pozos (inclusive campos), que han producido con una declinación normal y súbitamente baja la producción. Esto se puede detectar al graficar la producción de gas y el volumen de agua recuperado en un pozo o campo, en la **Gráfica 4.1** se observa que existe una relación directa entre los incrementos de agua y las caídas de producción del campo, más adelante se analizará con mayor detalle este problema.



Gráfica 4.1. Historia de producción vs volumen de agua producida. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

II.- Pozos con producción errática, en donde pueden observarse descargas intermitentes de líquido o "cabeceo".

Estos cambios de presión en la cabeza del pozo se originan por la descarga de las columnas de líquidos que se forman en los pozos y que al acumular presión son arrastradas a la superficie en forma de "baches", estas descargas se generan en pozos que se encuentran en un régimen semi-fluyente, **Figura 4.2**.

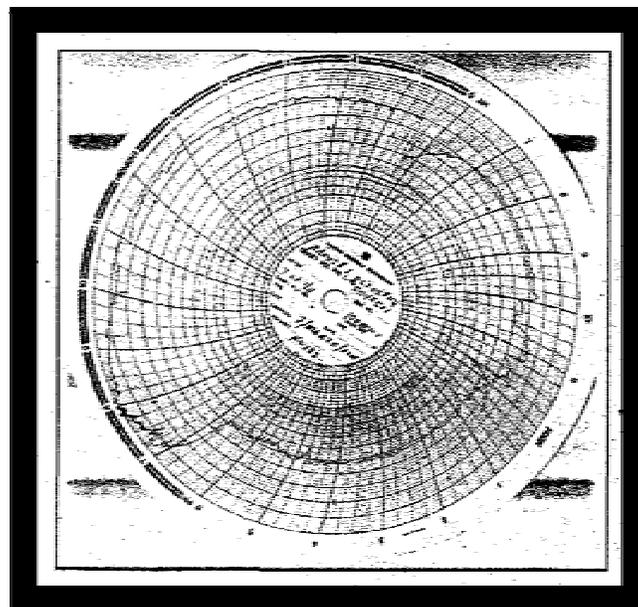


Figura 4.2. Pozo con flujo irregular. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

III.- Pozos sin empacador en donde la diferencia entre las presiones superficiales de la TP y la TR es mayor de 200 [psi]. La TR se encuentra cerrada y la presión se manifiesta en la superficie mayor que en la TP debido a que en la TR sólo se encuentra gas, mientras que en la TP se tiene una columna compuesta de gas y líquido.

IV.- Pozos en los que los registros de presión de fondo fluyendo, estática, o sónicos de nivel muestran el movimiento de columnas líquidas en la TP.

A continuación se presentan las condiciones y características de los Sistemas Artificiales de Producción más utilizados en la explotación de pozos petroleros así como métodos de producción.

4. 1 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los pozos productores de hidrocarburos pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de energía de la que disponen para aportar fluidos en superficie. Generalmente esta clasificación consiste en:

a) Pozos fluyentes

Son aquellos que pueden aportar fluidos, desde el fondo del pozo hasta la superficie con la energía propia del yacimiento, es decir, la presión del yacimiento es suficiente para contrarrestar las caídas de presión existentes en el aparejo de producción.

b) Pozos productores con Sistema Artificial de Producción

Son aquellos que necesitan de algún tipo de energía adicional ajena al yacimiento para que puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, es decir, que la aportación de la energía más la del yacimiento puedan hacer que el pozo tenga un comportamiento fluyente.

A continuación se muestran las diferentes alternativas para prolongar la vida fluyente de un pozo, a partir del principio de funcionamiento de cada tipo de sistema artificial de producción.

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, es decir, si la presión de fondo fluyendo a la cual se está produciendo, llega a ser tan baja de tal forma que el pozo pueda producir a un gasto deseado o peor aún, que no produzca nada, entonces nos existe la necesidad de instalar algún método de producción artificial para continuar produciendo el pozo. **Figura 4.3.**

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que, el que un pozo sea capaz de fluir naturalmente no significa que no deba considerarse algún tipo de producción artificial para un tiempo determinado o fluyendo para incrementar su producción si las propiedades y características del yacimiento lo permiten.

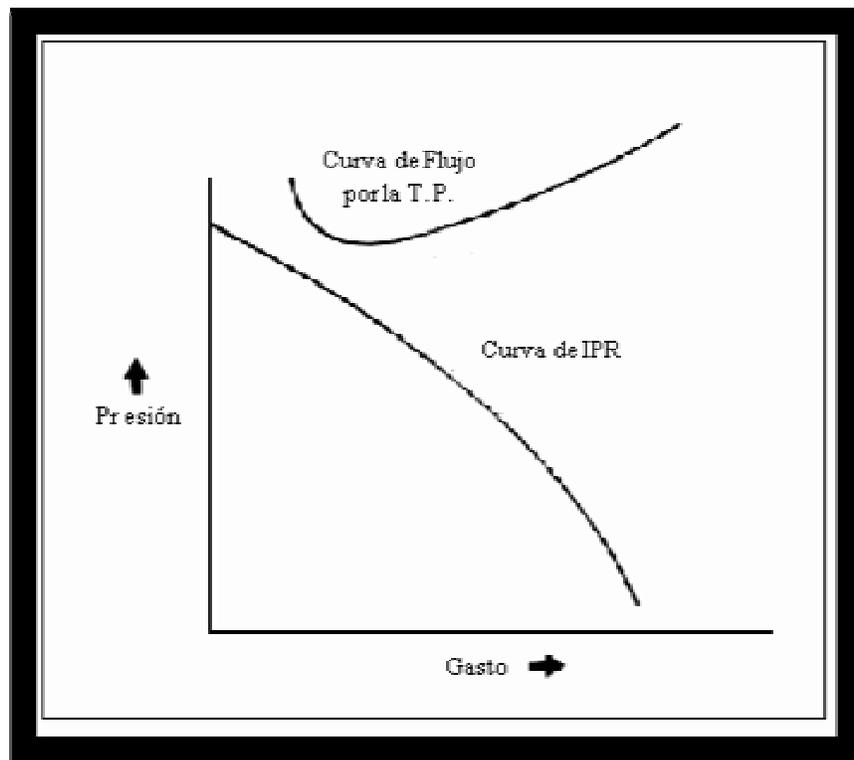


Figura 4.3 Representación gráfica de un pozo sin energía suficiente para fluir a superficie.

Existe una gran variedad de métodos de producción artificial, sin embargo, todos son variaciones o combinaciones de dos procesos básicos (**Donohue, 1986**):

- 1) Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas.
 - ✓ Bombeo subsuperficial (Bombas de balancín, bombas hidráulicas, bombas electrocentrifugas, etc.)
- 2) Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo viajero).

4.1.1 Objetivo de los Sistemas Artificiales de Producción

En pozos de aceite.

1. Reactivar la producción de los pozos.
2. Estabilizar la producción.
3. Incrementar la producción de los pozos.

En pozos de gas.

- ✓ Remover condensados o agua de los pozos.
- ✓ Incrementar la producción de los pozos.

4.1.2 Desplazamiento con Émbolo Viajero

Como se menciono anteriormente la función del émbolo es descargar líquidos (condensados y/o agua) del fondo del pozo a la superficie, con el objeto de prolongar la vida productiva de los pozos que presentan problemas de acumulación de líquidos, y de esta manera incrementar la producción así como estabilizar las condiciones de producción del pozo, es decir, intentar calcular una aproximación del volumen de aporte del flujo del yacimiento al pozo así como el tiempo en que lo hace con respecto al volumen de flujo a desplazar en un tiempo determinado.

Una instalación del sistema de émbolo viajero se conforma de equipos superficiales y equipos subsuperficiales. Existe una amplia variedad de accesorios que facilitan su operación, pero no en todos los casos son necesarios; de hecho la instalación de éstos depende de las características particulares de cada pozo, es decir, el diseño de las instalaciones dependerá de las necesidades, características y condiciones del pozo así como de los fluidos producidos y la disposición económica con que se cuente.

Las características básicas de cualquier tipo de émbolo viajero independientes de la forma de operación son:

- ✓ Alta repetitividad en su operación.
- ✓ Alta resistencia al impacto y desgaste.
- ✓ Resistencia contra las adherencias con la tubería de producción.
- ✓ En pozos con problemas de formación de hidratos, mantiene limpia la tubería de producción de éstos.
- ✓ Forma y dimensiones adecuadas para evitar atoramientos.
- ✓ Capacidad para caer rápidamente a través del gas y líquidos.
- ✓ Capacidad para proveer de un buen sello.

Los émbolos generalmente se clasifican en sólidos o con pase, la diferencia entre estos consiste en que el último permite el paso de los fluidos por el centro del mismo a través de una válvula que abre a la llegada del lubricador y cierra con el resorte amortiguador de fondo. El paso de los fluidos los provee de energía en la caída siendo ésta más rápida y reduciendo la posibilidad de pegarse en la TP.

Los émbolos también se clasifican de acuerdo a sus mecanismos de sello, existe una gran variedad de éstos como son los de almohadillas de acero, en espiral y de cepillos. En todos los casos como su nombre lo dice su función es proveer sello de líquidos contra la tubería. **Figura 4.5.**

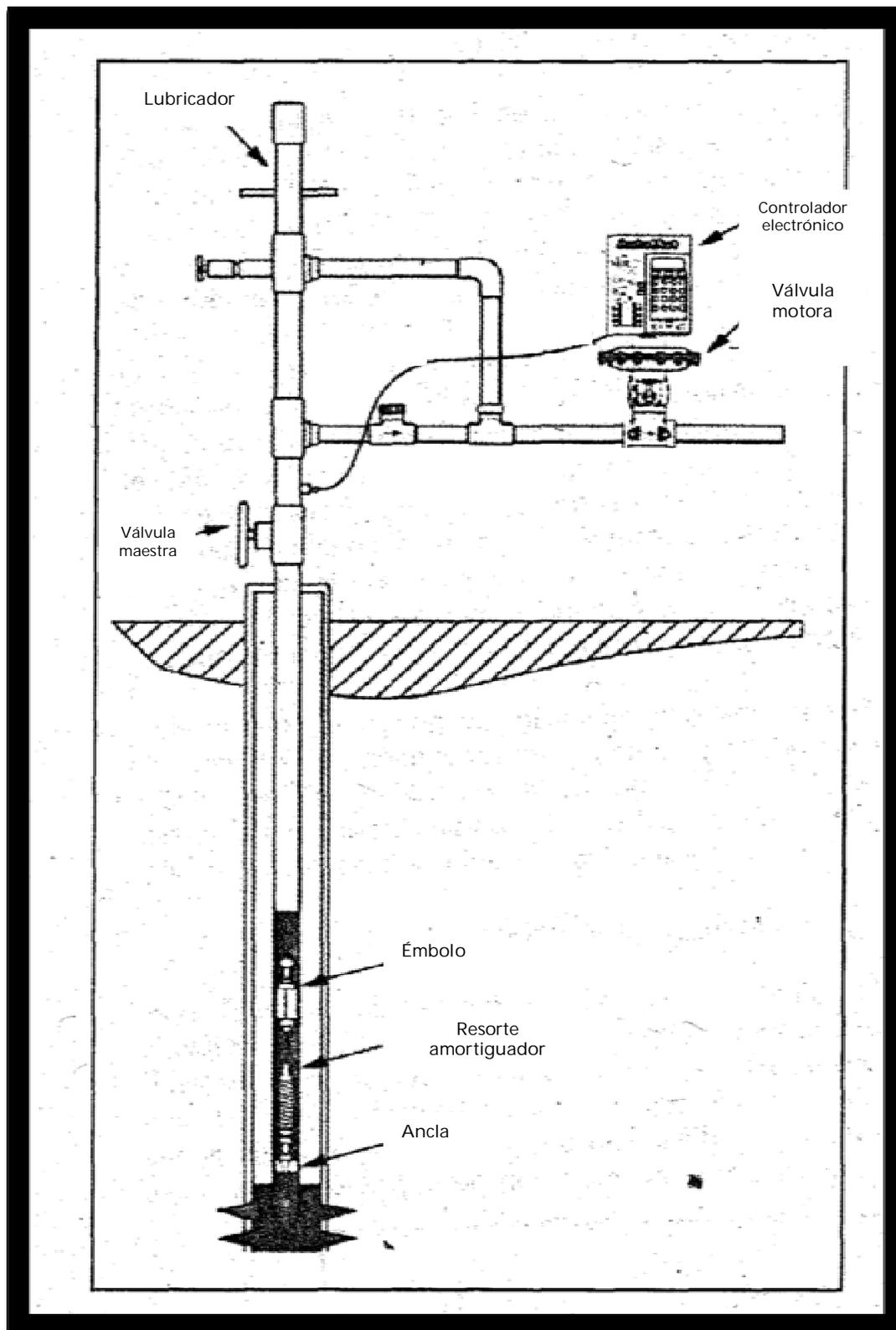


Figura 4.4 Equipo de émbolo viajero. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

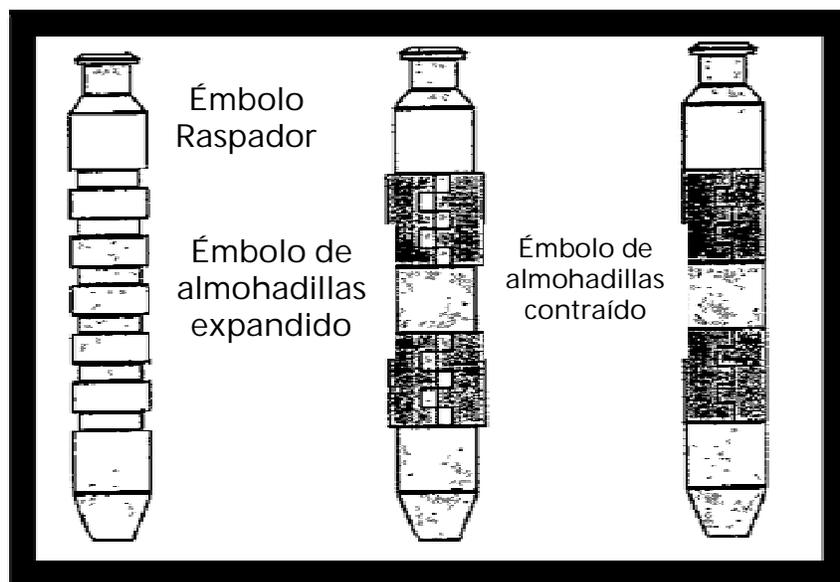


Figura 4.5. Tipos de émbolos.

El mecanismo del émbolo de almohadillas de acero consiste en que éstas se expanden formando un sello ajustado con respecto al diámetro interior de la TP aumentando así su efectividad del mismo, esto sucede porque al llegar al lubricador las almohadillas se retraen facilitando la caída y expandiéndose con el impacto con el resorte amortiguador de fondo.

COMPONENTES DEL SISTEMA ÉMBOLO VIAJERO

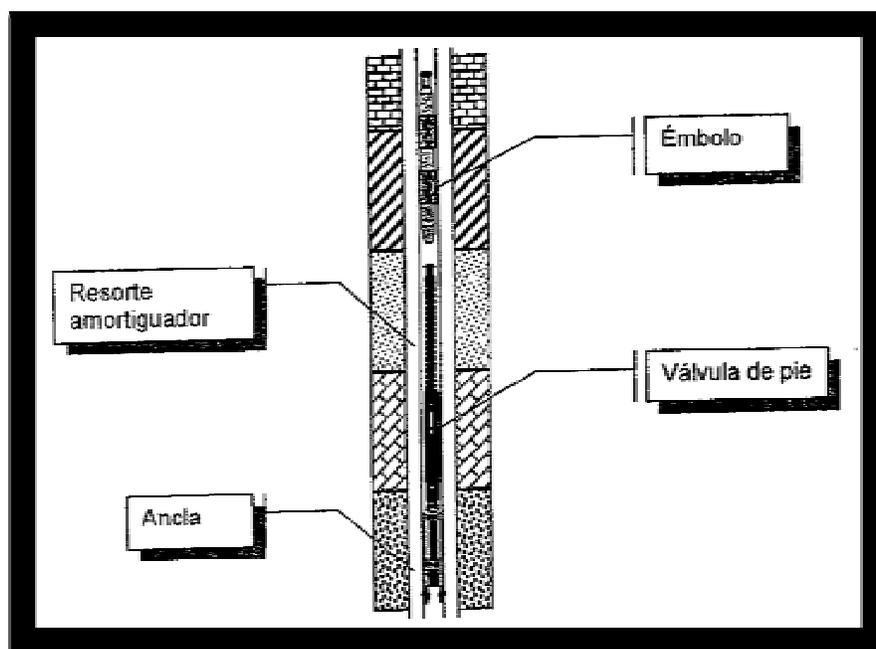


Figura 4.6 Componentes del equipo subsuperficial del sistema émbolo viajero.

EQUIPO SUBSUPERFICIAL

ANCLA

Existen dos tipos de ancla: "collar stop" y "tubing stop", en ambos casos las herramientas cuentan con una cuñas para cumplir con su función que es la de retenerse en la tubería de producción y sostener el resorte amortiguador para absorber los impactos a la llegada del émbolo al fondo, así como determinar la profundidad máxima que puede alcanzar éste. **Figura 4.7.**

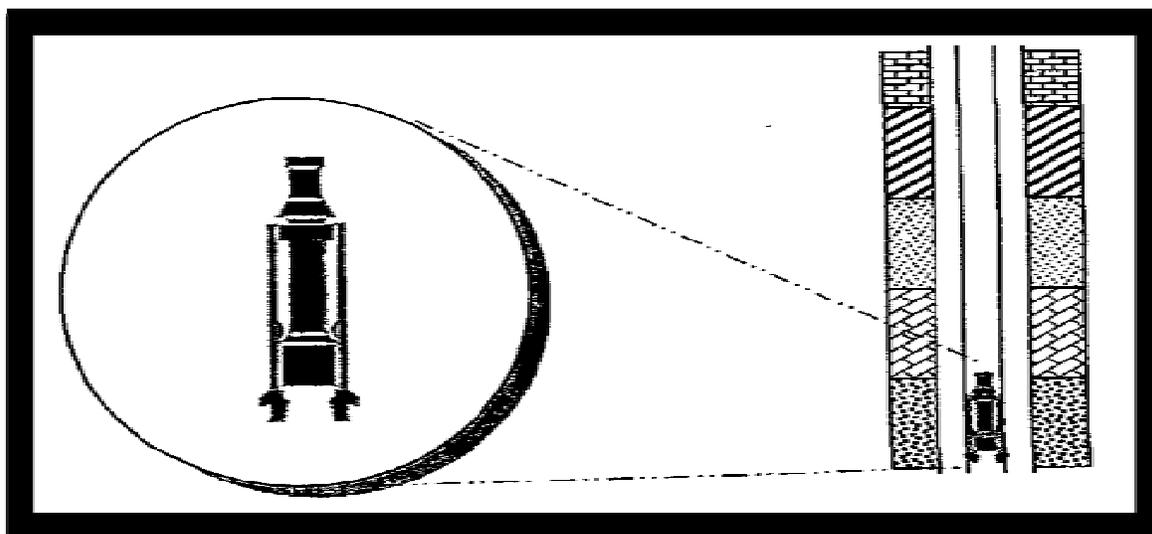


Figura 4.7 Ancla tipo "tubing stop" y su posición dentro del pozo.

El tipo de ancla que se selecciona se refiere únicamente al tipo de cuñas que tiene la herramienta y es dependiendo de la sarta de producción que tenga el pozo en donde se instalará el sistema, es decir, si se trata de una tubería con coples se emplea "collar stop" en caso de que se trate de una tubería lisa se utiliza "tubing stop".

Es común que los pozos de gas cuenten con un niple de asiento desde su terminación, esto facilita la instalación del émbolo viajero cuando se presenta la invasión de líquidos, en estos casos sólo se baja un resorte amortiguador con la línea de acero asentándose en el niple, y se deja caer el émbolo para iniciar su operación.

RESORTE AMORTIGUADOR

Es una parte esencial del equipo subsuperficial con la finalidad de absorber el fuerte impacto que provoca la caída del émbolo, evitando así su desgaste y deformación prematuros, principalmente cuando se acaban de descargar los líquidos en superficie y en el fondo del pozo no hay mucha acumulación de éstos.



Figura 4.8 Resorte de fondo, (Hirschfeldt, OilProduction.net)

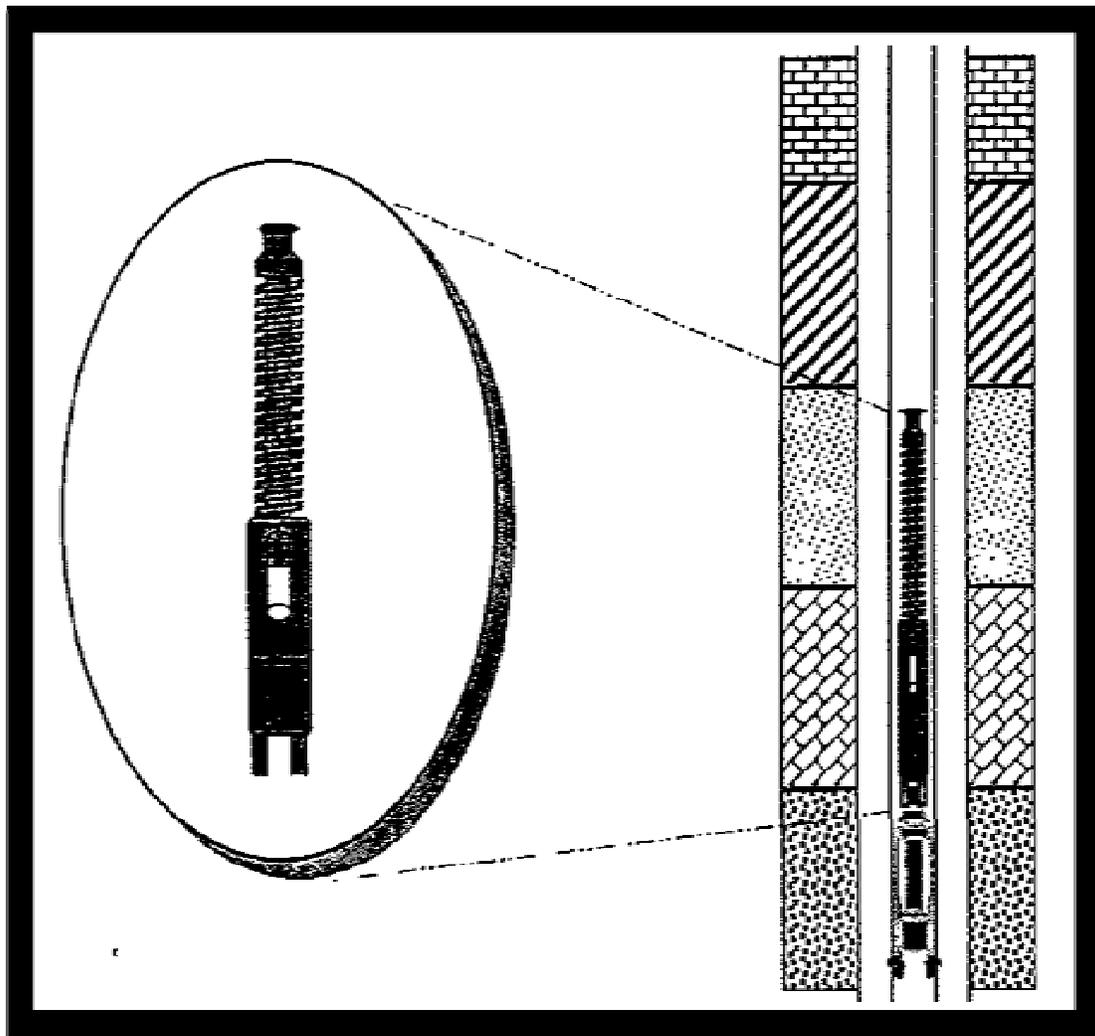


Figura 4.9 Resorte amortiguador y su posición dentro del pozo.

VÁLVULA DE PIE

El propósito de la válvula de pie es el de retener los líquidos que se producen durante el viaje del émbolo a la superficie, evitando que se regresen a la formación, esto durante el ciclo de cierre del pozo; de manera que la mayor parte de líquidos se acumulen sobre el émbolo para el siguiente ciclo, normalmente está incluida en la estructura del resorte aunque no en todos los casos se requiere contar con la válvula de pie, sobre todo en pozos con baja presión. La razón de esto es porque el pozo es incapaz de iniciar el ciclo por la excesiva acumulación de líquidos sobre el émbolo.

Por otro lado un pozo si válvula de pie puede iniciar su ciclo en cuanto alcance la presión requerida manejando un tamaño de bache adecuado.

EQUIPO SUPERFICIAL

LUBRICADOR

El lubricador va montado sobre la válvula superior del árbol, sirve para alojar el émbolo en su llegada y como elemento de control de flujo en la superficie y del cual se conecta a la línea de descarga, consta de tres partes fundamentales:

- 1) Un resorte amortiguador de los impactos a la llegada del émbolo y un plato percutor montado en el resorte que es el primer contacto del émbolo con el lubricador.
- 2) Un cachador en el que se aloja el émbolo.
- 3) Una tapa superior, que se puede remover fácilmente para recuperar e inspeccionar el estado físico del émbolo o los componentes internos del lubricador.



Figura 4.10 Lubricador, (Hirschfeldt, OilProduction.net).

Es deseable que el lubricador cuente con dos salidas de flujo, la de la parte superior para mantener el resorte con su plato percutor retraídos durante el flujo de producción remanente, y la otra en la parte inferior y debajo del émbolo donde pase el mayor flujo de producción, con el fin de evitar restricciones al flujo. **Figura 4.11.**

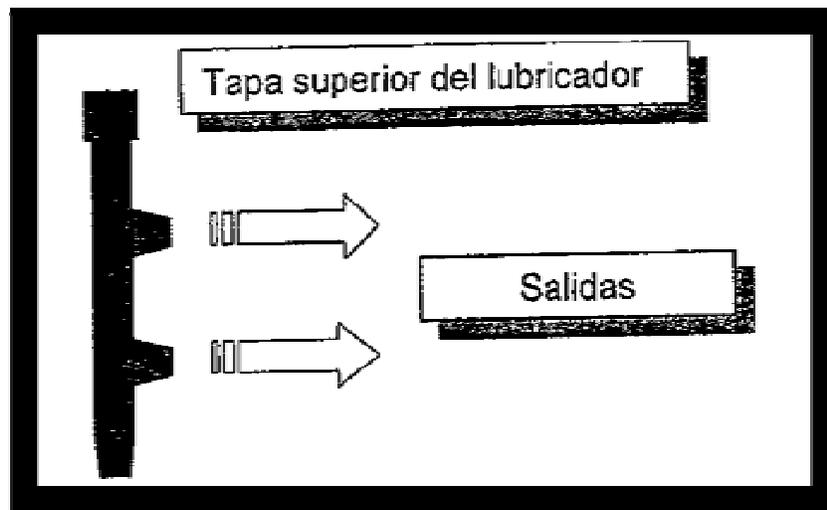


Figura 4.11 Lubricador con dos salidas de flujo.

CONTROLADORES DE CICLOS EN LA CABEZA DEL POZO.

Es un elemento que controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función de parámetros predeterminados, tiempos, presiones o una combinación de ambos.

Existen tres tipos de controladores para pozos de gas:

- 1) Controlador por ciclos de tiempo.
- 2) Controladores de alta y baja presión.
- 3) Controlador electrónico computarizado.

El controlador de ciclos de tiempo se usa principalmente en pozos que requieren largos períodos de flujo de producción entre cada ciclo, es decir, para formaciones con alta productividad donde la presión en el espacio anular es más sostenida en el ciclo de flujo y con poco incremento de la presión en el período de cierre. Por lo tanto la diferencia de presiones en el espacio anular es mínima no se emplea el controlador de presiones.

El controlador de alta y baja presión es más adaptable a formaciones de baja productividad (baja permeabilidad) donde la presión del gas en el espacio anular se abate de alta presión a una razonable pero baja presión, por lo que los periodos de flujo son más cortos que los períodos de cierre, sin perder de vista que en los cierres prolongados se acumula más volumen de líquidos.

Por la razón anterior se hace necesario ajustar el controlador a la presión mínima necesaria para la operación del émbolo, aunque no se haya alcanzado una alta presión en el espacio anular, es recomendable por su efectividad en pozos que

están iniciando con la producción de líquidos y de esta manera la frecuencia de los ciclos.

El controlador electrónico es el más completo y versátil de los controladores dado que puede manejar tiempos y presiones simultáneamente, según las necesidades de operación del pozo, particularmente en los pozos que están muy distantes, de difícil acceso o que no requieren de una supervisión estricta.

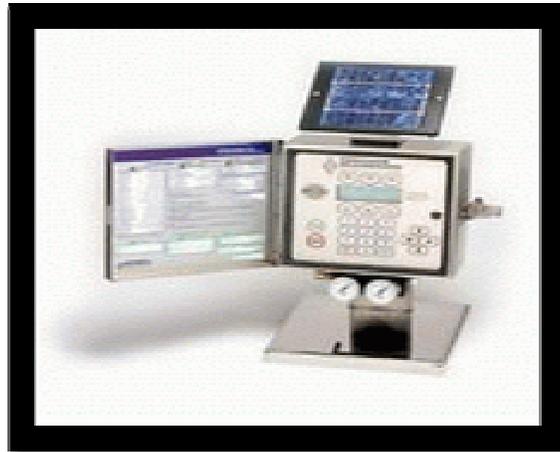


Figura 4.12 Controlador electrónico computarizado, (Hirschfeldt, OilProduction.net)

VÁLVULA MOTORA

Es una válvula neumática operada de forma eléctrica, que se acciona con señales que manda el controlador, abriendo o cerrando la línea de descarga del pozo, dependiendo del período en que se encuentre la operación del émbolo.

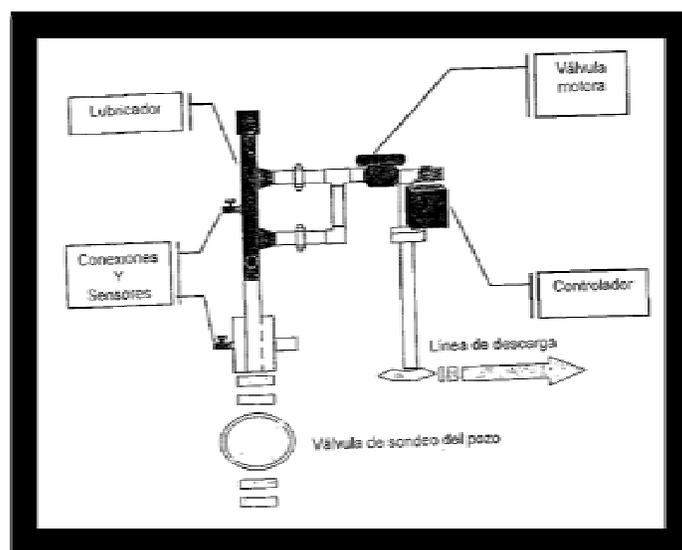


Figura 4.13 Equipo superficial del sistema émbolo viajero.

La **Figura 4.14** muestra una instalación con émbolo viajero de caída libre en la cual (producción natural con émbolo).

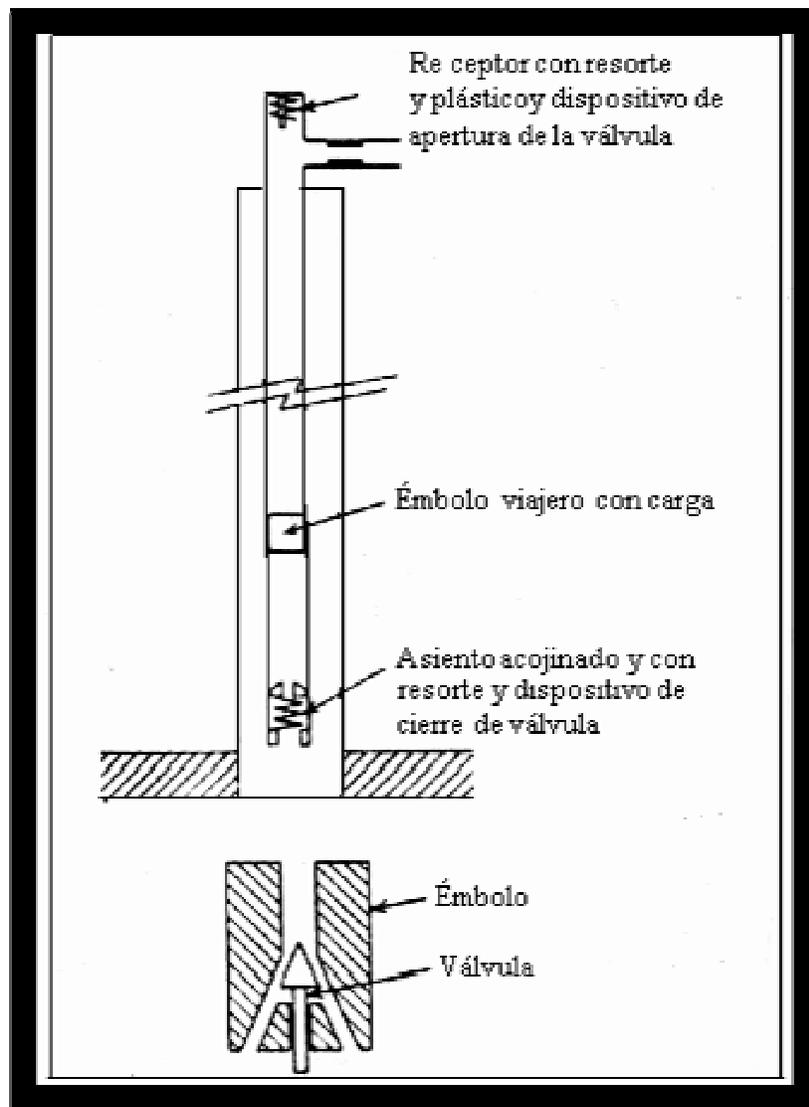


Figura 4.14 Esquema de la instalación para producir con émbolo viajero.

El modo de funcionamiento de un émbolo viajero de acero con un dispositivo de válvula simple localizado en la sarta de la tubería de producción, en el fondo de la cual hay un asiento que contiene una abertura por la cual pasa el gas y el líquido a la T.P.

Cuando cae el émbolo viajero se detiene en este asiento, la válvula localizada en el émbolo viajero está cerrada; por lo tanto, la tubería de producción está cerrada en su extremo inferior y cualquier producción de la formación pasa por el espacio anular.

Consecuentemente, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se eleva; tan pronto como alcanza un valor mayor que la suma de las presiones ejercidas por el mismo émbolo viajero, el aceite y el gas en la T.P. arriba del émbolo viajero, y la presión entrampada en la superficie, el émbolo comienza a elevarse y el aceite arriba del mismo se levanta en la tubería de producción y así sube a la superficie.

En el extremo superior de la T.P. está colocado un amortiguador, arriba de la salida a la línea de flujo. Cuando el émbolo viajero choca con el amortiguador, la válvula del émbolo se abre, la presión abajo se libera a la línea de flujo, y el émbolo queda libre para descender.

Mientras el émbolo cae, el pozo descarga en la T.P. contra la contrapresión creada por la trampa, la columna de gas en dicha tubería y la columna de aceite que se alarga constantemente (como resultado de la producción de la formación) en la T.P. Tan pronto como el émbolo alcanza el fondo, el ciclo se repite, haciendo que el pozo produzca aceite por baches de líquido.

Aunque la producción con émbolo viajero no se diseña evidentemente para pozos en los cuales la producción con arena es un problema, puede usarse con éxito en ciertos pozos en los cuales los depósitos de parafina en la pared interior de la T.P. causarían de otra manera algunas dificultades. El movimiento continuo del émbolo viajero hacia arriba y hacia debajo de la T.P. libera la parafina y mantiene la pared de la tubería limpia.

4.1.3 Bombeo Neumático

El bombeo neumático proporciona energía artificial al pozo, para producir mediante la inyección de gas por debajo de la columna de fluido. El gas inyectado disminuye la densidad del fluido de la columna y reduce la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo.

El bombeo neumático es un método de levantamiento de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico.

El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación.

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido.
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

El grado que alcance cada uno de estos mecanismos afectará el gasto de producción del pozo, los cuales a su vez dependerán del método de bombeo neumático aplicado.

Consecuentemente, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se eleva; tan pronto como alcanza un valor mayor que la suma de las presiones ejercidas por el mismo émbolo viajero, el aceite y el gas en la T.P. arriba del émbolo viajero, y la presión entrampada en la superficie, el émbolo comienza a elevarse y el aceite arriba del mismo se levanta en la tubería de producción y así sube a la superficie.

En el extremo superior de la T.P. está colocado un amortiguador, arriba de la salida a la línea de flujo. Cuando el émbolo viajero choca con el amortiguador, la válvula del émbolo se abre, la presión abajo se libera a la línea de flujo, y el émbolo queda libre para descender.

Mientras el émbolo cae, el pozo descarga en la T.P. contra la contrapresión creada por la trampa, la columna de gas en dicha tubería y la columna de aceite que se alarga constantemente (como resultado de la producción de la formación) en la T.P. Tan pronto como el émbolo alcanza el fondo, el ciclo se repite, haciendo que el pozo produzca aceite por baches de líquido.

Aunque la producción con émbolo viajero no se diseña evidentemente para pozos en los cuales la producción con arena es un problema, puede usarse con éxito en ciertos pozos en los cuales los depósitos de parafina en la pared interior de la T.P. causarían de otra manera algunas dificultades. El movimiento continuo del émbolo viajero hacia arriba y hacia debajo de la T.P. libera la parafina y mantiene la pared de la tubería limpia.

4.1.3 Bombeo Neumático

El bombeo neumático proporciona energía artificial al pozo, para producir mediante la inyección de gas por debajo de la columna de fluido. El gas inyectado disminuye la densidad del fluido de la columna y reduce la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo.

El bombeo neumático es un método de levantamiento de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico.

El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación.

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido.
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

El grado que alcance cada uno de estos mecanismos afectará el gasto de producción del pozo, los cuales a su vez dependerán del método de bombeo neumático aplicado.

Una instalación típica de bombeo de gas consiste en una estación de compresión que proporciona el bombeo de gas a los pozos, volúmenes de gas a bombear controlados y medidos independientemente a inyectar a cada pozo. Separador convencional de fluidos producidos. **Figura 4.15.**

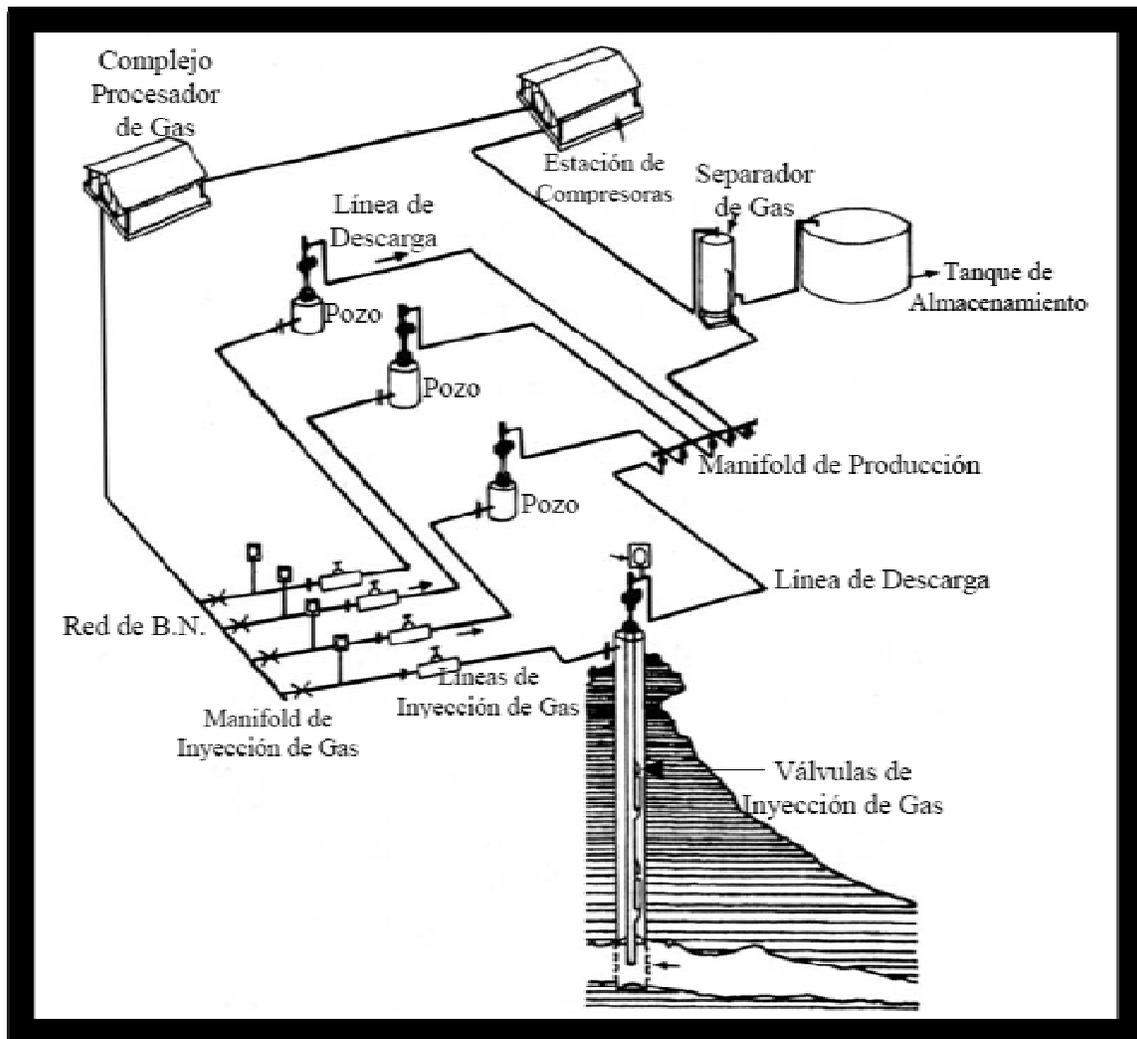


Figura 4.15 Instalación típica de bombeo de gas.

El bombeo neumático puede clasificarse como:

- a) Bombeo neumático continuo (BNC).
- b) Bombeo neumático intermitente (BNI).

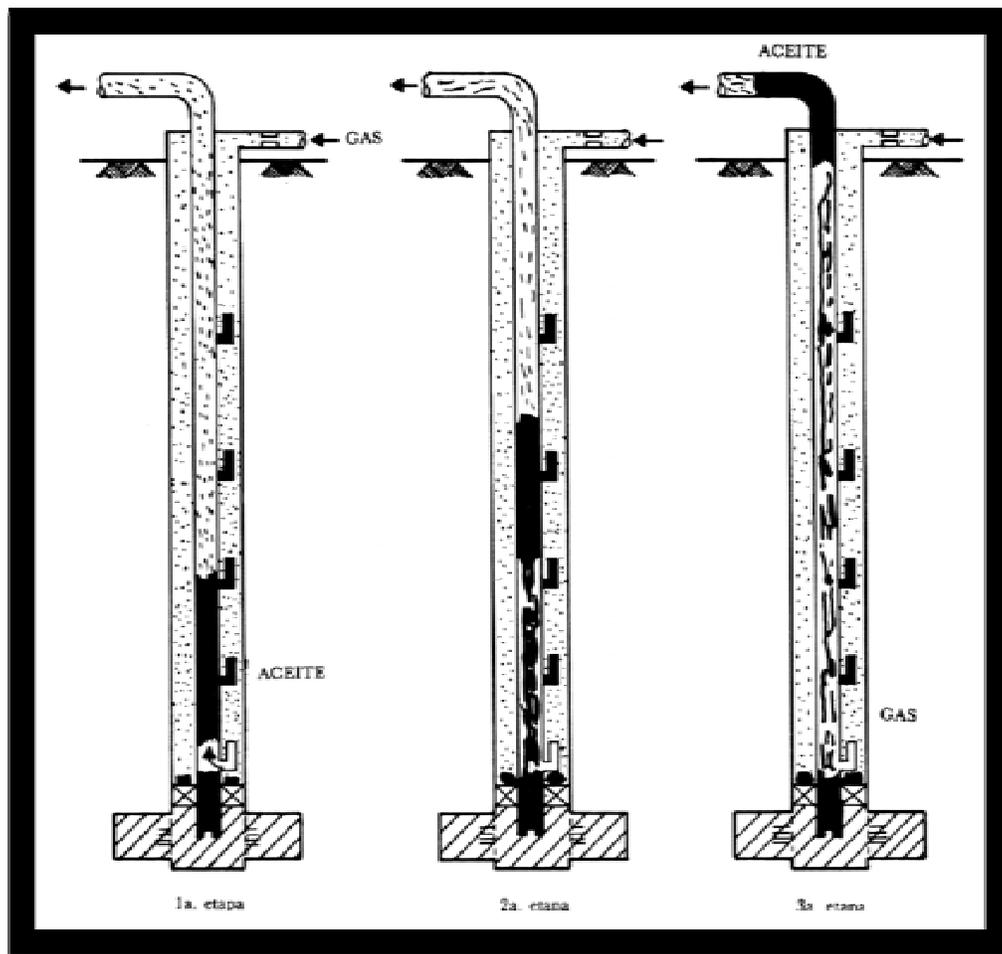


Figura 4.16 Proceso de bombeo neumático.

BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

El bombeo neumático continuo se basa en la inyección constante de gas en el flujo de producción a través de una serie de válvulas colocadas en la TR o TP, la instalación puede ser diseñada de tal forma que permita la inyección de gas, ya sea en el espacio anular o bien, en el interior de la tubería de producción.

El proceso del Bombeo Neumático Continuo es el siguiente:

- 1.- Reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna resultando un incremento de la presión diferencial entre el yacimiento y el diámetro interno de la tubería.
- 2.- Expansión del gas inyectado a alta presión, con el objeto de empujar la columna de líquidos que se encuentra por encima de éste.

3.- Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas de gas actuando como pistones en el interior del pozo.

La columna de fluido por encima del punto de inyección es aligerada por la aereación causada por la baja densidad del gas, al mezclarse éste con los líquidos que forman la columna a desplazar. La disminución resultante en la presión de fondo causa un incremento en el gasto de producción.

BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de condensados, impulsados por el gas que se inyecta a alta presión.

El gas propulsor puede ser inyectado en un sólo punto bajo la columna del fluido o bien, en puntos múltiples de inyección. Un regulador en la superficie controla el tiempo de cada ciclo de inyección- producción, tal como se ilustra en la **Figura 4.17**.

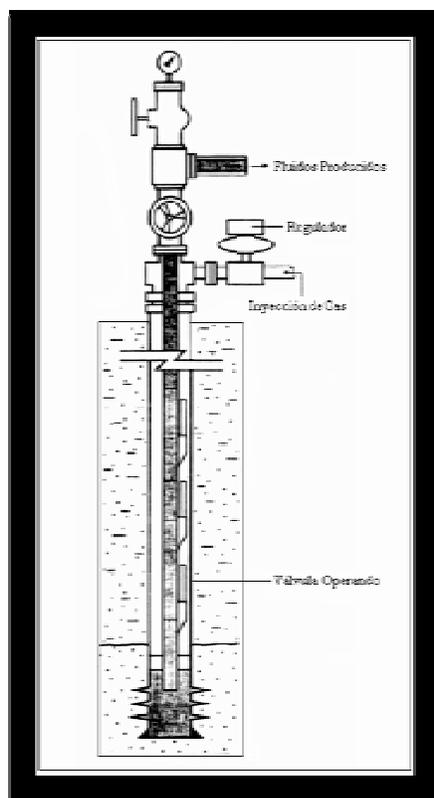


Figura 4.17 Esquema de una instalación de bombeo neumático intermitente, (Donahue y Lang, 1986).

El bombeo neumático intermitente es utilizado en pozos con bajos volúmenes de fluido, un alto índice de productividad y bajas presiones de fondo, o bien, bajo índice de productividad y alta presión de fondo.

Tiene las siguientes características:

- ✓ Baja inversión en pozos profundos.
- ✓ El más eficiente con altas RGA.
- ✓ Bajos costos de operación en producción de arena.
- ✓ Flexible.
- ✓ Adaptable en pozos desviados.
- ✓ Puede producir gastos muy elevados.
- ✓ Requiere una fuente de gas a alta presión.
- ✓ Puede no conseguir muy bajas presiones de fondo fluyendo.
- ✓ La TR y las líneas deben soportar la presión del gas.

4.1.4 Bombeo Mecánico

Existen numerosos sistemas artificiales de producción que utilizan bombas mecánicas de fondo para desplazar los fluidos hacia la superficie. Los tres principales son:

1. Bombeo con varilla de succión (Balancín).
2. Bombeo hidráulico.
3. Bombeo electro centrífugo.

No obstante que las bombas de fondo muestran numerosas variaciones, su objetivo es el mismo, desplazar los fluidos a la superficie. Las bombas pueden o no estar localizadas en el fondo del pozo.

Algunas instalaciones tienen localizadas las bombas en el fondo del pozo, debido a que el objetivo es generar una caída de presión tan alta como sea posible, para obtener máximos gastos de producción.

La función de éste sistema es transferir energía del motor principal a la sarta de varillas de succión a través de la unidad de bombeo mecánico. Para hacer esto, el equipo debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal, a un movimiento reciprocante en las varillas de succión y debe reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo, que se logra mediante el reductor de engranes. Al resto del equipo le concierne el cambio de movimiento rotatorio en reciprocante.

La unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial es la varilla pulida, cuyo tamaño depende del diámetro de la tubería de producción y el diámetro de las varillas de succión en la parte superior de la sarta.

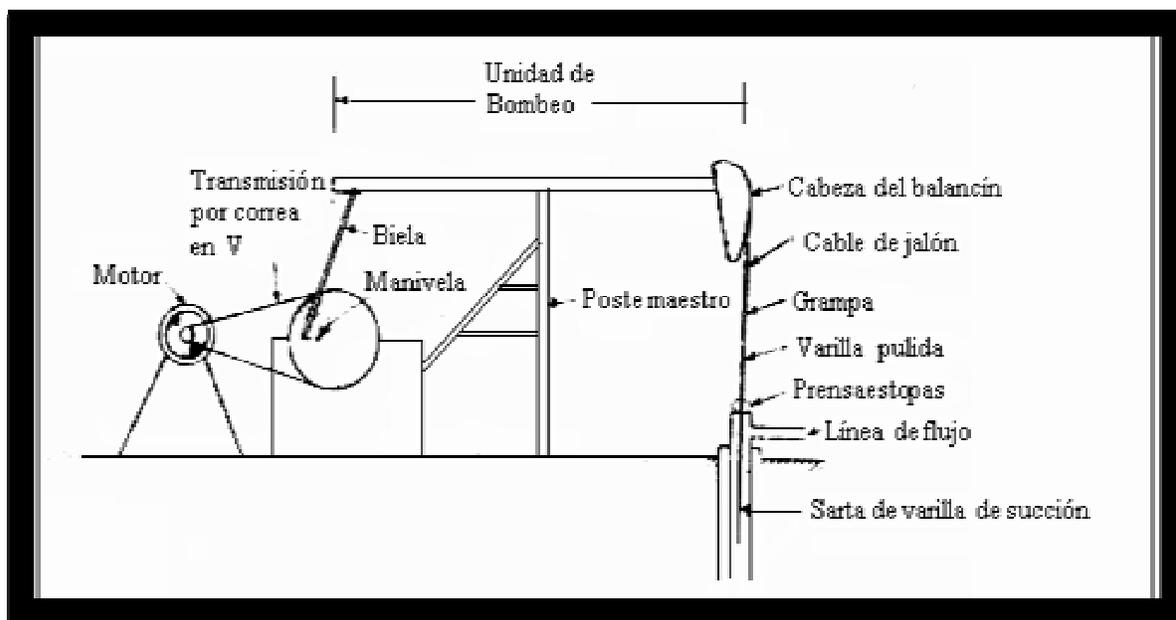


Figura 4.18 Equipo superficial de una unidad de bombeo.

El ciclo de funcionamiento del bombeo mecánico inicia cuando el émbolo es accionado desde la superficie por una Unidad de Bombeo Mecánico (U. B. M.), por medio de la varilla pulida y las varillas de succión, de manera que al levantar el émbolo, desaloja hacia la superficie un volumen de aceite igual al contenido en la camisa de la bomba, cuyo volumen va a ser igual al producto del área de la sección transversal interior de la camisa, por la carrera del pistón, aproximadamente, ya que siempre se tiene alguna presencia de volumen de gas en el fluido procedente del yacimiento.

El número de emboladas por minuto, dependerá de los cálculos que se hagan de las condiciones del pozo, tanto en capacidad de producción como profundidad del mismo, ya que unas veces estará limitada esa velocidad por falta de aceite y otras por la profundidad del pozo.

BOMBEO CON VARILLA DE SUCCIÓN (BALANCÍN)

El bombeo subsuperficial puede llevarse a cabo por diferentes métodos. El más común es el bombeo con varilla de succión (balancín), donde el movimiento es transmitido desde la superficie hasta la bomba por medio de una sarta de varillas acopladas, colocadas dentro de la tubería de producción.

Los sistemas de bombeo con varillas de succión consisten esencialmente de cinco componentes:

1. Bomba subsuperficial, la cual desplaza el fluido del fondo del pozo, reduciendo la presión de fondo.

2. Sarta de varillas, las cuales transmiten la potencia de la bomba desde la superficie.
3. Unidad superficial, la cual transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
4. Sistema de engranes, los cuales controlan la velocidad de la máquina o motor primario.
5. Motor primario superficial, suministra la potencia necesaria a el sistema.

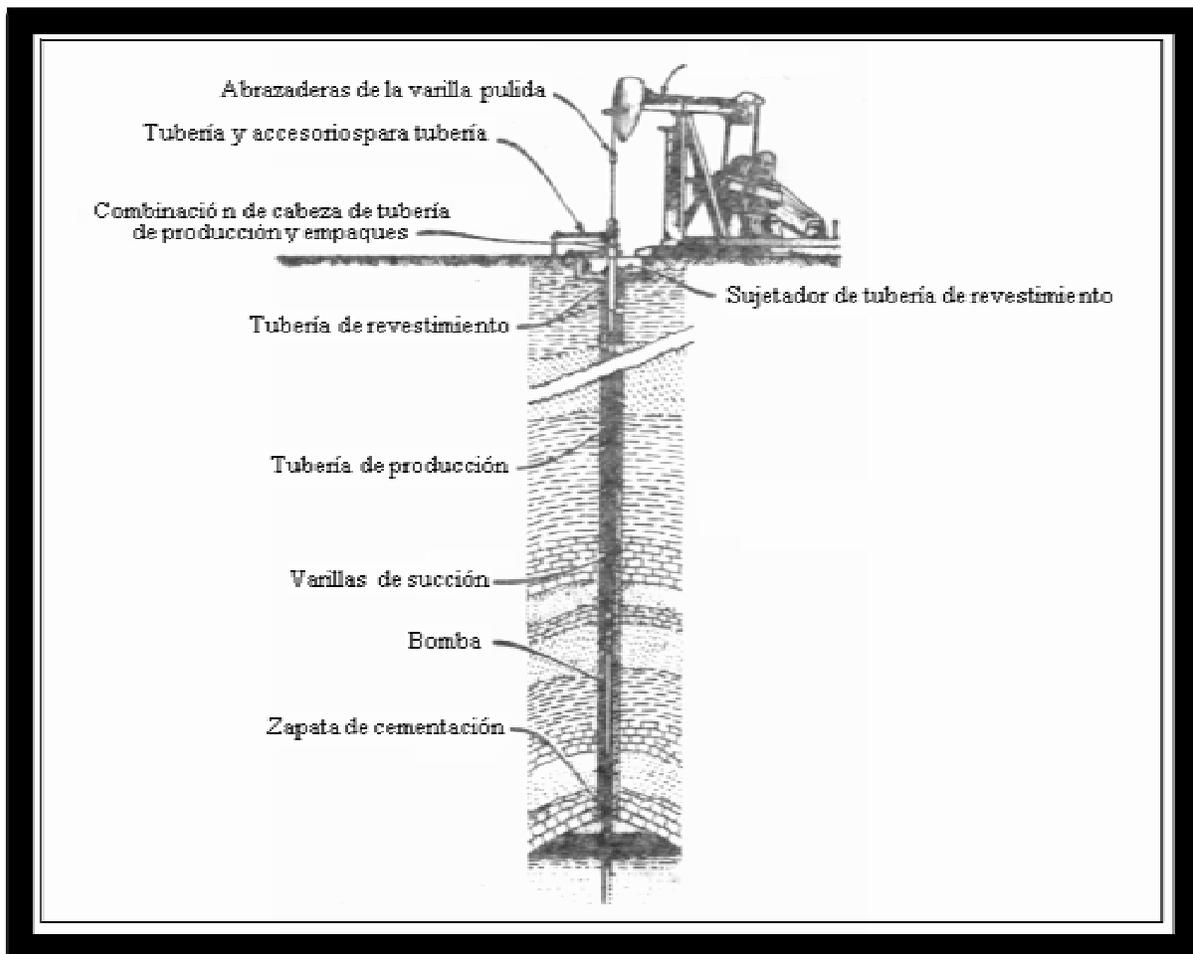


Figura 4.19 Unidad de bombeo (Balancín), (Brown, 1997 vol. 4).

La bomba subsuperficial (**Figura 4.20**) es esencialmente un émbolo y un arreglo de válvulas dentro de una tubería o barril. Cuando el émbolo es levantado y separado de la válvula fija dentro del barril se crea una región de baja presión bajo el émbolo, la cual es invadida por el fluido de formación. Simultáneamente, el émbolo y las varillas de succión conjuntamente con el fluido se desplazan hacia arriba, dentro de la tubería de producción (T.P.).

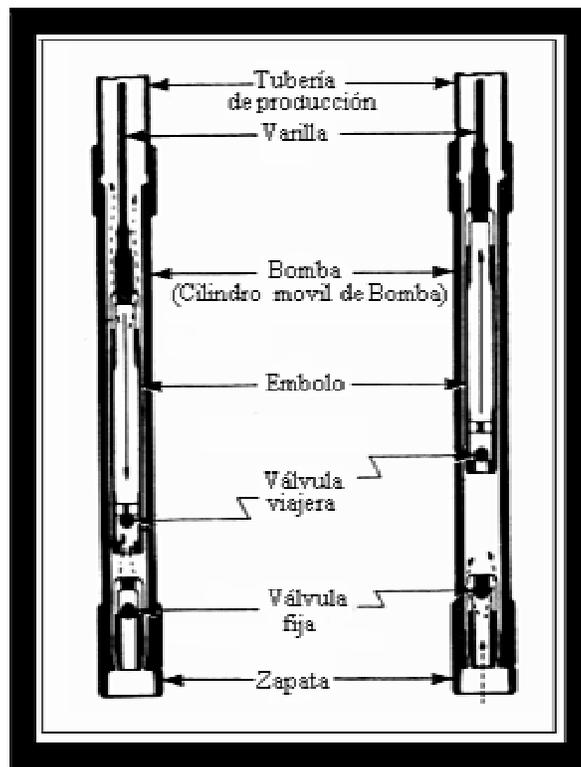


Figura 4.20 Parte esquemática de una bomba subsuperficial.

Las válvulas son diseñadas para abrir y cerrar de tal forma, que permitan a los fluidos entrar a la bomba en la carrera ascendente y sean desplazados por encima de la válvula viajera en la carrera descendente. El fluido que se encuentra en la válvula viajera es desplazada mediante una embolada en la carrera descendente.

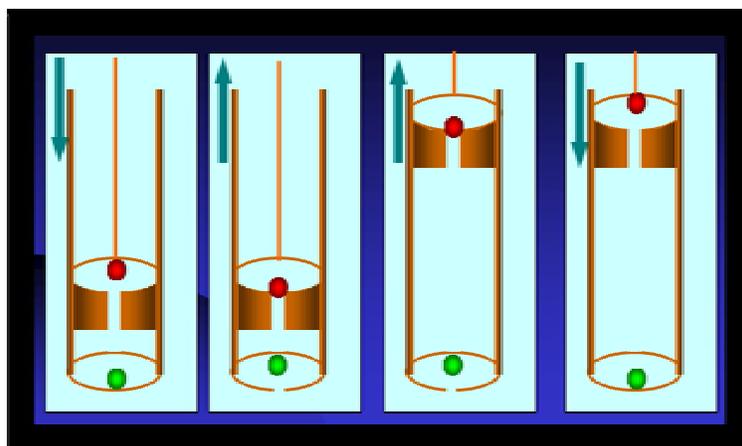


Figura 4.21 Ciclo de bombeo mecánico de las válvulas en el fondo del pozo.

La industria petrolera cuenta con una amplia variedad de bombas diseñadas para diversas aplicaciones.

El API (American Petroleum Institute) ha diseñado un sistema de clasificación utilizando los criterios listados a continuación:

- ✓ Diámetro de la tubería de producción.
- ✓ Diámetro interior de la bomba.
- ✓ Tipo de barril.
- ✓ Tipo de émbolo.
- ✓ Ubicación del empalme de la bomba.
- ✓ Barril viajero o estacionario.
- ✓ Longitud del barril.
- ✓ Longitud del émbolo.
- ✓ Extensiones.
- ✓ Etc.

Por otra parte, las varillas de bombeo o succión son usualmente de alrededor de 25 pies (7.62 m) de longitud y son conectados con acoplamientos roscados **Figura 4.22**.

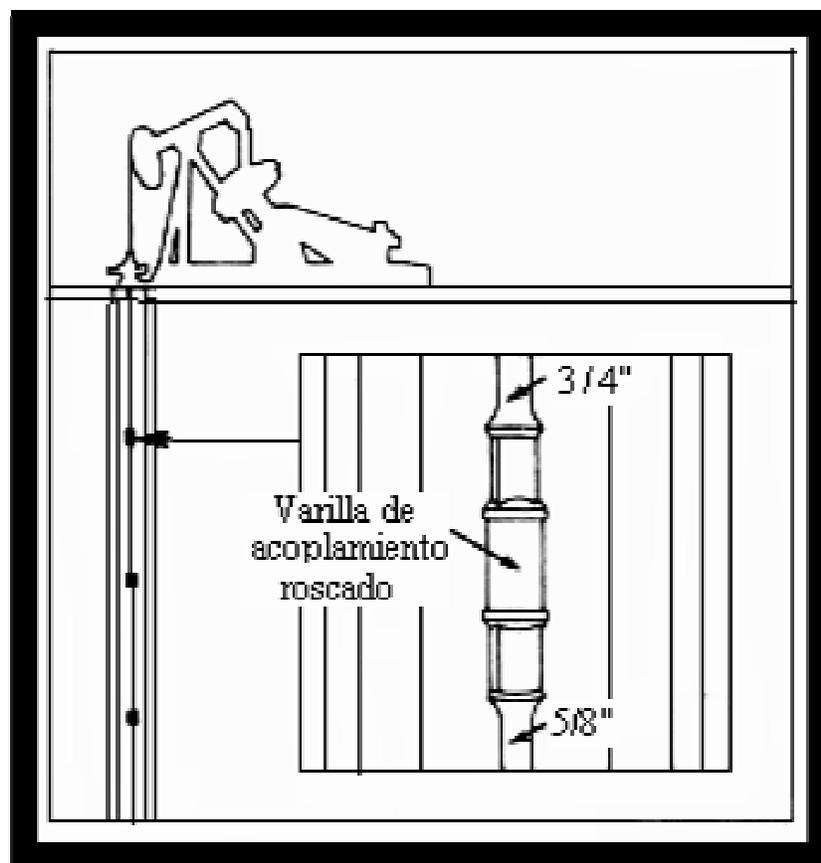


Figura 4.22 Varilla de acoplamiento roscado.

En pozos profundos, se utiliza una sarta de varillas que van disminuyendo gradualmente (telescopiadas) en diámetro conforme aumenta la profundidad para

asegurar una máxima resistencia en el punto de máxima carga (parte superior de la sarta).

Las unidades superficiales también varían en diseño y tamaño. Diseños típicos son el convencional (clase I) y el Mark II o unidades balanceadas por aire (unidades clase III). **Figura 4.23.**

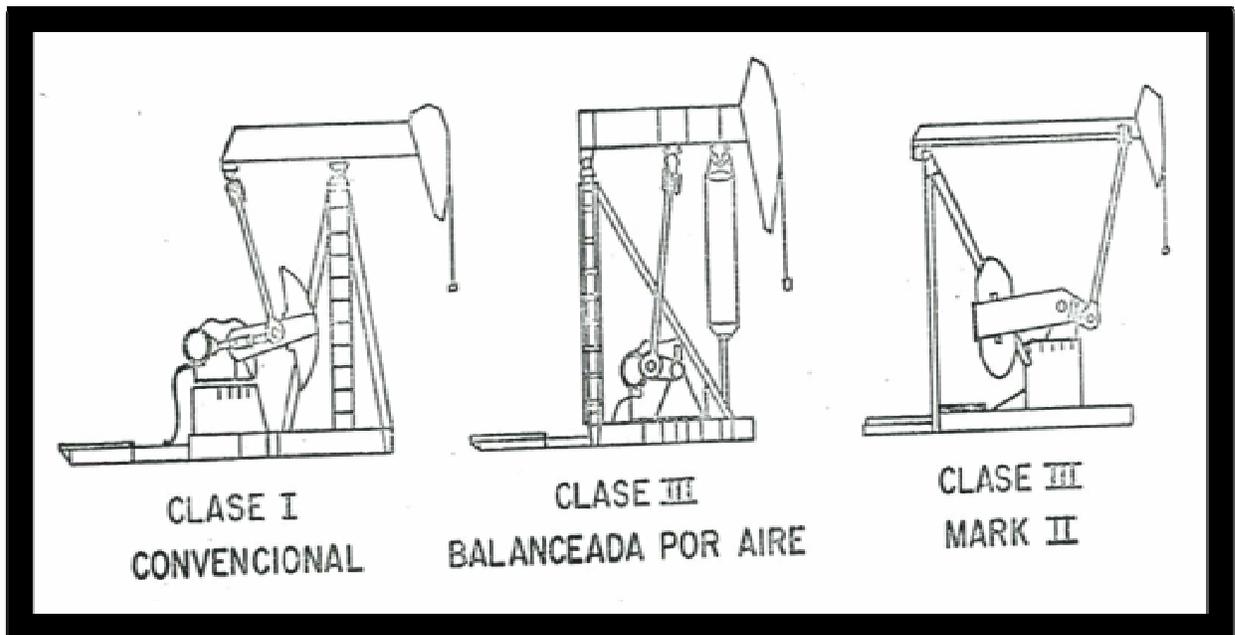


Figura 4.23 Clasificación de unidades de bombeo

El tamaño de las unidades está diseñado en función del rango de esfuerzo de torsión, carga máxima y longitud de carrera. Las unidades pueden variar desde una longitud de carrera de 16 pg y una carga máxima de 3200 lb a una longitud de carrera de 300 pg y una carga máxima de 4700 lb. El rango de esfuerzo de torsión para los engranes reductores de estas dos unidades varía por un factor de 570.

Los motores primarios pueden ser, ya sea, motores de combustión interna o motores eléctricos.

Entre sus principales beneficios están los siguientes:

- ✓ Familiar para ingenieros y operadores.
- ✓ Diseño Simple.
- ✓ Baja Inversión de capital para baja producción a profundidades someras y medias.
- ✓ Alta inversión para gastos elevados en pozos profundos.
- ✓ Permite muy bajos niveles de fluidos (baja presión de fondo fluyendo).
- ✓ Adaptable a problemas de corrosión y de incrustaciones.

- ✓ Limitado con respecto al tamaño de la TR.
- ✓ No se debe emplear en agujeros desviados.

4.1.5 Bombeo Electrocentrífugo

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo consiste de un motor eléctrico, una sección de sello, una sección de admisión, una bomba centrífuga multietapas, cable eléctrico, tablero superficial de control, transformadores, etc. Diversos componentes adicionales incluyen medios de protección para el cableado en la tubería de producción y en los soportes de la cabeza del pozo. Equipo opcional puede incluir registradores de presión de fondo, temperatura, etc.

El motor eléctrico trabaja relativamente a una velocidad constante. La bomba y el motor están directamente unidos con el protector o una sección de sello. La potencia es transmitida a el equipo subsuperficial a través de un cable eléctrico trifásico que se introduce junto con la tubería de producción.

El bombeo electrocentrífugo ofrece un amplio grado de flexibilidad, es capaz de producir volúmenes muy altos de fluidos. Puede ser utilizado en pozos profundos más eficientemente que la bomba de varillas de succión y es capaz de manejar parte del gas libre de los fluidos bombeados.

Generalmente, el motor es situado de tal forma que los fluidos producidos circulen alrededor del motor, proporcionando así, un sistema de enfriamiento natural.

Las bombas electrocentrífugas no desplazan una cantidad fija de fluidos como lo hacen las bombas de desplazamiento positivo, en cambio, generan una cantidad relativamente constante de incremento de presión en la corriente de flujo.

De este modo, el gasto a través de la bomba variará dependiendo de la contrapresión existente en el sistema.

La carga de bombeo de una bomba centrífuga se reducirá conforme se incrementa el flujo volumétrico. Sin embargo, la eficiencia de la bomba, definida como la relación de la potencia hidráulica transferida al fluido ($q\Delta p$) y la potencia suministrada a la bomba, tendrá un máximo en el gasto para una bomba dada.

La carga desarrollada y la eficiencia de una bomba centrífuga dependerán del diseño particular de la bomba. Estas características son proporcionadas por el fabricante así como las gráficas características de las bombas.

Para el diseño de una instalación de bombeo electrocentrífugo, la Δp (carga de bombeo) necesaria para producir el gasto volumétrico deseado deberá ser determinado a partir del IPR del pozo y la caída de presión que ocurrirá, desde la bomba hasta la superficie.

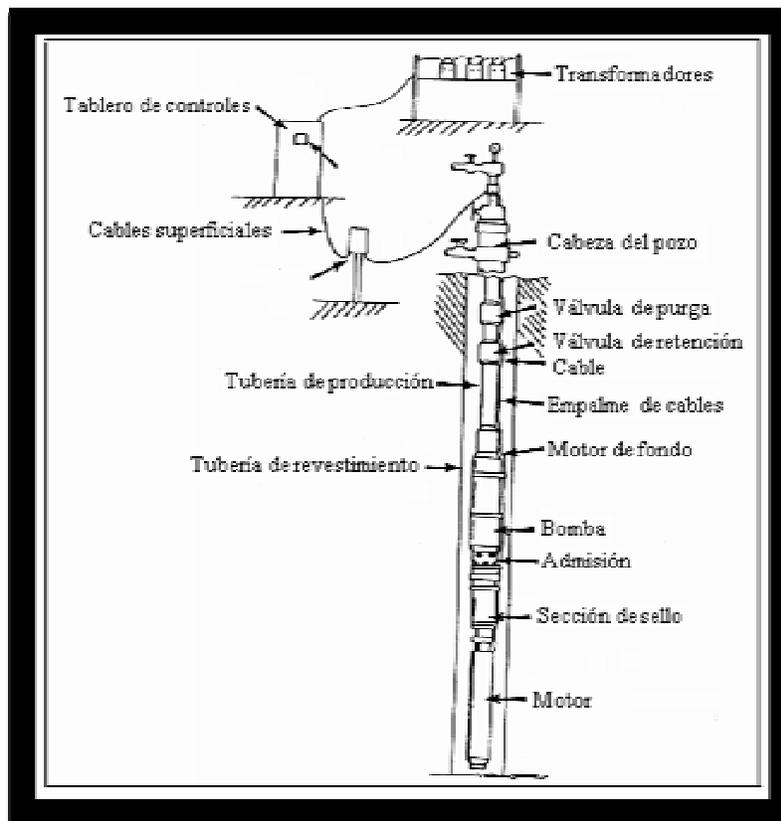
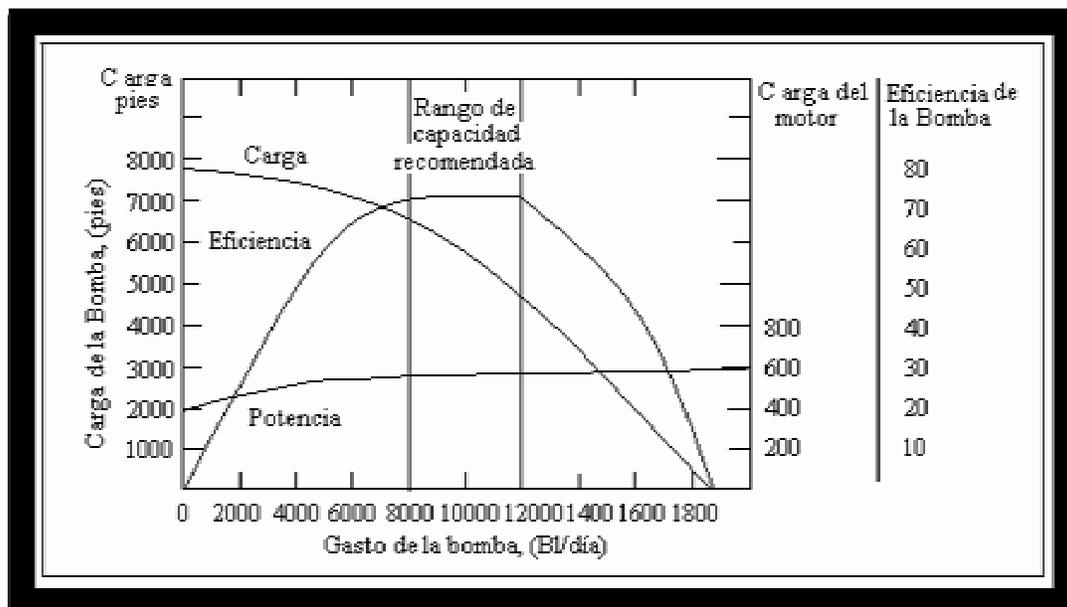


Figura 4.24 Unidad de bombeo electrocentrífuga, (Economides, 1994).



Gráfica 4.1 Gráfica característica de una bomba.

Los pasos necesarios para seleccionar una bomba electrocentrífuga apropiada para producir a un gasto volumétrico deseado son los siguientes:

Determinar el tamaño apropiado de la bomba a partir de las especificaciones del fabricante. El tamaño de la bomba puede ser seleccionado basado solamente en el gasto de producción.

- 1) A partir del IPR de un pozo, determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para el gasto de producción deseado.
- 2) Calcular la profundidad mínima de la bomba, basado en la P_{wf} y la presión de succión necesaria. El bombeo electrocentrifugo, generalmente requiere una presión de succión de 150 a 300 lb/pg². Para una presión cero en la tubería de revestimiento y despreciando la presión hidrostática de la columna de gas en el espacio anular, la profundidad de la bomba es:

$$H_B = H - \left(\frac{P_{wf} - P_{succión}}{0.433\gamma_1} \right) \quad (4.3.1)$$

donde:

H es la profundidad del intervalo productor.

H_B es la profundidad de la bomba.

$p_{succión}$ es la presión de succión requerida por la bomba.

Entre las principales características de este sistema artificial se tiene que:

- ✓ Puede producir gastos muy elevados a profundidades de someras a medias.
- ✓ Bajos costos de inversión en profundidades someras.
- ✓ Adaptable a la automatización.
- ✓ El tamaño de la TR no resulta crítico para gastos elevados.
- ✓ El diseño del cable eléctrico es el enlace más débil.
- ✓ Requiere de una fuente estable de electricidad.
- ✓ Tiene problemas con las incrustaciones.
- ✓ Requiere de tiempos muertos para remover la unidad.

En el Capítulo 2 se presentaron varias ecuaciones y métodos para el cálculo de la presión de fondo fluyendo en pozos de gas, en la cabeza del pozo, en la válvula subsuperficial, en la válvula de fondo, en el estrangulador superficial así como en la línea de descarga, entre otras presiones, con sus respectivas caídas de presión en los nodos principales que componen al sistema integral de producción. La solución de esas ecuaciones es iterativa y, a menos que una computadora esté disponible, puede requerir una cantidad considerable de tiempo para resolverla.

Por lo anterior se sugiere el uso de programas de cómputo para el cálculo más exacto y en menor tiempo del comportamiento de las presiones en los principales nodos así como los efectos que producen en tiempo real como a tiempo futuro, es decir, que efectos van a tener los cambios en las caídas de presión en los elementos del sistema respecto al comportamiento de flujo del pozo.

Las estimaciones en el campo se dan utilizando curvas de presión, las cuales pueden ser calculadas utilizando condiciones relativas a un campo específico, de manera práctica y con resultados cercanos a los exactos. Estas curvas características de un campo pueden ser preparadas utilizando la ecuación 2.3.27 ó el método de Cullender y Smith (ver figuras 5. A1, 5.A2). Cabe señalar que cuando se utilizan las curvas preparadas, no se tiene control sobre la densidad del gas, la temperatura fluyendo, la viscosidad del gas o la rugosidad de la tubería, pero dan resultados aproximados en tiempos cortos.

A continuación se presentan algunos ejemplos representativos de métodos presentados anteriormente y que en la actualidad siguen dando resultados muy aceptables, a demás de que los programas de cómputo utilizados con el mismo fin de los métodos están basados en los mismos.

5.1 EJEMPLO 5.1, (H. Dale Beggs, 2002).

Un líquido con una densidad específica de 0.82 y una viscosidad de 0.003 kg/m-s fluye en un diámetro de tubería de 4 pg a una velocidad de 9.14 m/s. El material de la tubería es acero comercial. Calcular el factor de fricción usando la ecuación de Colebrook y la ecuación de Jain.

Solución:

De la figura 2.19, para un acero comercial, $\epsilon/d=0.00045$. La solución por Colebrook usando la ecuación de Drew, Koo, McAdams para una primera aproximación es:

$$N_{Re} = \rho v d / \mu = \frac{(820)(9.14)(.1016)}{.003} = 253,824$$

$$f_g = 0.0056 + 0.5 N_{Re}^{-0.32} = 0.0056 + 0.5(253,824)^{-0.32}$$

$$f_g = 0.015$$

$$f_c = \left[1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f_g}} \right) \right]^{-2}$$

$$f_c = \left[1.74 - 2 \log \left(2(0.00045) + \frac{18.7}{253,824 \sqrt{0.015}} \right) \right]^{-2}$$

$$f_c = 0.0183$$

Este valor no está lo suficientemente cerca para f_g ; por consiguiente se requiere de otro intento usando $f_g=0.0183$.

$$f_c = \left[1.74 - 2 \log \left(2(0.00045) + \frac{18.7}{253,824 \sqrt{0.0183}} \right) \right]^{-2}$$

$$f_c = 0.0182$$

Un tercer intento usando $f_g=0.0182$,

Resultando $f_c=0.0182$.

Solución de Jain:

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2}$$

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(0.00045 + \frac{21.25}{253,824^{0.9}} \right) \right]^{-2}$$

$$f = 0.0183$$

5.2 EJEMPLO 5.2. (H. Dale Beggs, 2002).

Usando los datos siguientes, calcular Pws, con la ecuación 2.3.23.

H=10,000 pie

$\gamma_g = 0.6$,

$P_{ts} = 4000$ psia.

$$T_s = 70^\circ\text{F} = 530^\circ\text{R},$$

$$T_f = 220^\circ\text{F} = 680^\circ\text{R}$$

Solución:

Una primera hipótesis para obtener P_{ws} :

$$p_{ws}^* = p_{ts} (1 + 2.5 \times 10^{-5} H)$$

$$p_{ws}^* = 4000 (1 + 2.5 \times 10^{-5} (10000)) = 5000 \text{ psia}$$

$$\bar{T} = \frac{T_s + T_f}{2} = \frac{530 + 680}{2} = 605 \text{ R}$$

$$\bar{p} = \frac{p_{ts} + p_{ws}^*}{2} = \frac{4000 + 5000}{2} = 4500 \text{ psia}$$

$$Z = 0.932$$

$$p_{ws} = 4000 \text{ EXP}[(0.01875)(0.6)(10000)/(605)Z]$$

$$p_{ws} = 4000 \text{ EXP}[(0.18595)/Z] = 4000 \text{ EXP}[0.18595/0.932]$$

$$p_{ws} = 4883 \text{ psia}$$

Este valor no es lo suficientemente cercano al valor estimado de 5000 psia.

Establecer el cálculo del valor de P_{ws} como el valor próximo estimado y continuar hasta que la convergencia sea aceptable.

p_{ws}^*	\bar{p}	\bar{Z}	P_{ws}
5000	4500	0.932	4883
4883	4442	0.928	4887
4887	4444	0.928	4887

Como se muestra en la tabla se llegó a la convergencia con un valor supuesto de $P_{ws} = 4887 \text{ psia}$.

El cálculo también puede ser hecho suponiendo un valor inicial de Z y compararlo con los valores calculados de Z hasta que la convergencia de Z se obtenga.

5. 3 EJEMPLO 5.3. (H. Dale Beggs, 2002).

Trabajar en el ejemplo anterior usando el método de Cullender y Smith.

Solución:

Temperatura a cualquier profundidad:

$$h = 70 + \frac{220 - 70}{10000}$$

$$h = 70 + 0.015h$$

calculando I_{ts} :

a $T=70$ °F, $P=4000$ psia, $Z=0.84$

$$I_{ts} = \frac{TZ}{P} = \frac{530(0.84)}{4000} = 0.1113$$

estimando P_{ms} :

$$P_{ms}^* = P_{ts}(1 + 2.5 \times 10^{-5} H/2)$$

$$P_{ms}^* = 4000 \left(1 + 2.5 \times 10^{-5} (5000) \right) = 4500 \text{ psia}$$

$$\bar{T} = 70 + 0.015(5000) = 145 \text{ } ^\circ F$$

$$Z = 0.93$$

calculando I_{ms} :

$$I_{ms} = \frac{\bar{T}Z}{p_{ms}} = \frac{605(0.93)}{4500} = 0.1250$$

calculando P_{ms} :

$$P_{ms} = P_{ts} + \frac{0.01875 \gamma_g H}{I_{ms} + I_{ts}}$$

$$P_{ms} = 4000 + \frac{0.01875(0.6)(10000)}{0.1250 + 0.1113}$$

$$P_{ms} = 4000 + 476 = 4476 \text{ psia}$$

El valor obtenido no es lo suficientemente cercano al valor estimado de 4500 psia, por lo tanto $P_{ms}^* = 4476$ y se repite el procedimiento:

$$a \quad \bar{T} = 145 \text{ }^\circ\text{F}, \quad P_{ms}^* = 4476 \text{ psia}, \quad Z = 0.93$$

$$I_{ms} = \frac{605(0.93)}{4476} = 0.1257$$

$$P_{ms} = 4000 + 475 = 4475, \text{ el cual no es suficiente}$$

estimando P_{ws} :

$$P_{ws}^* = P_{ts} (1 + 2.5 \times 10^{-5} H)$$

$$P_{ws}^* = 4475 (1 + 5000(2.5 \times 10^{-5})) = 5034 \text{ psia}$$

Para: $P_{ws}^* = 5034 \text{ psia}$, $T = 220^\circ\text{F}$ y $Z = 1.006$

Calculando I_{ts} :

$$I_{ts} = \frac{680(1.006)}{5034} = 0.1359$$

$$P_{ws} = P_{ms} + \frac{0.01875 \gamma_g H}{I_{ms} + I_{ws}}$$

$$P_{ws} = 4475 + \frac{112.5}{0.1250 + 0.1359} = 4905 \text{ psia}$$

Para un segundo intento, $Z = 0.998$

$$I_{ts} = \frac{680(0.998)}{4905} = 0.1384$$

$$P_{ws} = 4475 + 426 = 4901 \text{ psia}$$

Como se puede ver en el segundo intento se llegó a la convergencia resultando un valor de presión de fondo estática más exacto.

5. 4 EJEMPLO 5.4. (H. Dale Beggs, 2002).

Usando el método de la presión y temperatura promedio calcular la presión de fondo fluyendo para el pozo direccional que cuenta con los siguientes datos:

$$\gamma_g = 0.75 \quad MD = 10,000 \text{ ft} \quad TDV = 7,000 \text{ ft}, \quad T_s = 110^\circ\text{F}, \quad T_f = 245^\circ\text{F}$$

$$P_{tf} = 2000 \text{ psia}, \quad q_{sc} = 4.915 \text{ MMscfd}, \quad d = 2.441 \text{ in}, \quad \varepsilon = 0.0006 \text{ in},$$

$$\bar{\mu} = 0.012 \text{ cp}$$

Solución:

En términos de gasto másico, el número de Reynolds es.

$$N_{Re} = \frac{C\gamma_g q_{sc}}{\mu d} \quad (2.3.28)$$

VARIABLE	UNIDADES	
	CAMPO	SI
q_{sc} = gasto de gas	MMpcd	MM m ³ /día
γ_g = gravedad del gas	-----	-----
μ = viscosidad del gas	cp	Kg/m-seg
d=diámetro interior	pg	m
C= Constante	20011	17.96

$$N_{Re} = \frac{20011\gamma_g q_{sc}}{\mu d} = \frac{20011(0.75)(4.915)}{0.012(2.441)} = 2.518 \times 10^6$$

de la ecuación 2.3.17, $f=0.15$

(1) Suponer $Z^*=0.9$

$$S = \frac{0.0375(0.75)(7000)}{638Z^*} = \frac{0.3086}{Z^*}$$

(2) $P_{wf}^2 = (2000)^2 \text{EXP}(0.3086/Z^*) +$

$$\frac{25(.75)(4.915)^2(638)Z^*(.015)(10,000)[\text{EXP}(0.3086/Z^*) - 1]}{\frac{0.3086}{Z^*}(2.441)^5}$$

$$P_{wf}^2 = 4 \times 10^6 \text{EXP}(0.3086/Z^*) + 1.621 \times 10^6 (Z^*)^2 (\text{EXP}(0.3086/Z^*) - 1)$$

Para: $Z^*=0.9$, $P_{wf}^2=5.636 \times 10^6 + 536,966$, $P_{wf}^2=6.173 \times 10^6$, $P_{wf}=2485$ psia.

$$(3) \bar{p} = \frac{(p_{tf} + p_{wf})}{2} = \frac{2000 + 2485}{2} = 2242 \text{ psia}$$

(4) con $P=2242$ psia y $T=178^\circ\text{F}$, $Z=0.806$

$$(5) \frac{\text{abs}(Z-Z^*)}{Z} = \frac{0.9-0.806}{0.806} = 0.117$$

que es demasiado grande.

(2) Para $Z^* = 0.806$, $P_{wf}^2 = 5.866 \times 10^6 + 491,187$

$$P_{wf}^2 = 6.357 \times 10^6, \quad P_{wf} = 2521 \text{ psia}$$

$$(3) \bar{P} = \frac{2000 + 2521}{2} = 2261 \text{ psia}$$

(4) para $P=2261$ psia y $T=178^\circ\text{F}$, $Z=0.805$

$$(5) \frac{\text{abs}(Z-Z^*)}{Z} = \frac{\text{abs}(0.805-0.806)}{0.805} = 0.001$$

Este valor ya se aproxima más.

Por lo tanto, $P_{wf}=2521$ psia.

5.5 EJEMPLO 5.5. (H. Dale Beggs, 2002).

Los siguientes datos pertenecen a un pozo de gas. Usar el método de Cullender y Smith para calcular la presión de fondo fluyendo.

$$\gamma_g = 0.75, \quad H = 10,000 \text{ ft}, \quad T_s = 110^\circ\text{F},$$

$$T_f = 245^\circ\text{F}, \quad P_{tf} = 2000 \text{ psia}, \quad q_{sc} = 4.915 \text{ MMscfd},$$

$$d = 2.441 \text{ in}, \quad \epsilon = 0.0006 \text{ in}, \quad \bar{\mu} = 0.012 \text{ cp}, \quad \phi = 0^\circ$$

Solución:

Calcular f y F^2 :

$$N_{Re} = \frac{20011(0.75)(4.915)}{0.012(2.441)} = 2.518 \times 10^6$$

de la ecuación 2.3.17: $f=0.015$

$$F^2 = \frac{0.667(0.015)(4.915)^2}{(2.441)^5} = 0.00279$$

Calculando I_{wh} :

a $P=2000$ psia, $T=110^\circ\text{F}$, $Z=0.71$

$$\frac{P}{TZ} = \frac{2000}{(570)(0.71)} = 4.942$$

$$I_{wh} = \frac{4.942}{(0.001)(4.942)^2 + 0.00279} = 181.60$$

Estimando P_{ms}^* (Primer intento)

$$P_{ms}^* = 2000 \left(1 + 2.5 \times 10^{-5} (5000) \right) = 2250 \text{ psia}$$

Calculando I_{wh}

a $P=2250$, $T=110+67.5=178$, $Z=0.797$

$$\frac{P}{TZ} = \frac{2250}{(638)(0.797)} = 4.425$$

$$I_{mf} = \frac{4.425}{(0.001)(4.425)^2 + 0.00279} = 197.81$$

Calculando P_{mf} :

$$P_{mf} = P_{wh} + \frac{18.75\gamma_g H}{I_{mf} + I_{wh}} = 2000 + \frac{18.75(0.75)(10000)}{197.81 + 181.60}$$

$$P_{mf} = 2000 + 371 = 2371 \text{ (no es lo suficientemente cerca para } P_{mf}^*)$$

Calculando I_{mf} (Segundo intento)

a $P=2371$ psia, $T=178^\circ\text{F}$, $Z=0.796$

$$\frac{P}{TZ} = \frac{2371}{(638)(0.796)} = 4.669$$

$$I_{mf} = \frac{4.669}{(0.001)(4.669)^2 + 0.00279} = 189.88$$

Calculando P_{mf} :

$$P_{mf} = 2000 + \frac{140625}{189.88 + 181.60} = 2379$$

Calculando I_{mf} (Tercer intento)

a $P=2379$ psia, $T=178$ °F, $Z=0.796$

$$\frac{P}{TZ} = \frac{2379}{(638)(0.796)} = 4.684$$

$$I_{mf} = \frac{4.684}{(0.001)(4.684)^2 + 0.00279} = 189.41$$

Calculando P_{mf} :

$$P_{mf} = 2000 + \frac{140625}{189.41 + 181.60} = 2379 \text{ psia}$$

Por lo tanto, la presión en el punto medio del pozo es 2379 psia. El valor de P_{wf} se calculado ahora.

Estimando P_{wf}^* :

Calculando I_{wf} :

a $P=2676$ psia, $T=245$ °F, $Z=0.867$

$$\frac{P}{TZ} = \frac{2676}{(705)(0.867)} = 4.378$$

$$I_{wf} = \frac{4.378}{(0.001)(4.378)^2 + 0.00279} = 199.39$$

Calculando P_{wf}^* (Primer intento)

$$P_{wf} = P_{mf} + \frac{140625}{199.39 + 189.41} = 2379 + 362 = 2741 \text{ psia}$$

Calculando I_{wf} (Segundo intento)

a $P=2741$ psia, $T=245$ °F, $Z=0.868$

$$\frac{P}{TZ} = \frac{2741}{(705)(0.868)} = 4.479$$

$$I_{wf} = \frac{4.479}{(0.001)(4.479)^2 + 0.00279} = 196.00$$

Calculando P_{wf}^* :

$$P_{wf} = 2379 + \frac{140625}{196.00 + 189.41} = 2744 \text{ psia}$$

Este valor está cerca del valor previamente calculado de 2741 psia. Por lo tanto, la presión de fondo fluyendo es 2744 psia.

5. 6 EJEMPLO 5.6. (H. Dale Beggs, 2002).

Un gasoducto entrega 320 MMPCD de gas a una presión de 600 psia. Usando los siguientes datos, calcular la presión corriente arriba del gasoducto requerida para que éste entregue el volumen de gas a esa presión mencionados.

$$\bar{T} = 45^\circ\text{F}, \quad \gamma_g = 0.67, \quad d = 25.375 \text{ pg}, \quad L = 100 \text{ millas}, \quad \epsilon = 0.0006 \text{ pg}$$

Solución:

Usando la ecuación 2.3.35. P_1 se debe estimar para determinar \bar{P} y \bar{Z} . Estimando $\Delta P/\Delta L = 0.0005$ psi/pie. Entonces $P_1^* = P_2 + 0.0005(528,000) = 600 + 264 = 864 \text{ psia}$.

Tabla 5.1.

Valor de C para varias unidades.

P	T	d	L	q	C
psia	°R	pg	mi	pcd	77.54
psia	°R	pg	pie	pcd	5634
psia	°R	pg	pie	MMpcd	5.634×10^{-3}
kPa	°K	pg	m	m ³ /d	1.149×10^{-3}

$$\bar{P} = \frac{P_1^* + P_2}{2} = \frac{864 + 600}{2} = 732 \text{ psia}$$

a $P=732$ psia, $T=45^\circ\text{F}$, $Z=0.844$, $\mu=0.012\text{cp}$

Determinar f:

$$N_{Re} = \frac{20011\gamma_g q}{\mu d} = \frac{20011(0.67)(320)}{0.012(25.375)} = 14.1 \times 10^6$$

De la ecuación 2.3.17 (Ec. Jain), $f=0.0097$

Calculando P_1 :

$$P_1^2 = P_2^2 + \frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f L}{d^5}$$

$$P_1^2 = (600)^2 + \frac{25(0.67)(320)^2(505)\bar{Z}(0.0097)(528,000)}{(25.375)^5}$$

$$P_1^2 = 360,000 + 421,680Z = 360,000 + 355,898$$

$$P_1^2 = 715,898 \quad P_1 = 846 \text{ psia}$$

Este valor no está lo suficientemente cerca del valor estimado de 864 psia, establecer $P_1^* = 846, \text{psia}$ y re calcular P_1 :

Segundo intento:

$$\bar{P} = \frac{600 + 846}{2} = 723 \text{ psia}$$

$Z=0.846$

$$P_1^2 = 360,000 + 421,680(0.846) = 716,567$$

$$P_1 = 847 \text{ psia}$$

Ya que dos valores sucesivos de P_1 son aproximadamente iguales, la solución de iteración converge. La presión corriente arriba requerida es **847 psia**.

5. 7 EJEMPLO 5.7. (H. Dale Beggs, 2002).

Usando los siguientes datos, calcular la capacidad de flujo del gasoducto usando la ecuación de Weymouth, la ecuación de Panhandle B y la ecuación de Panhandle A.

$P_1=847 \text{ psia}$, $P_2=600 \text{ psia}$, $d=25.375 \text{ pg}$, $L=100 \text{ millas}$, $\gamma_g=0.67$,
 $\bar{T} = 505^\circ R$, $\bar{Z} = 0.846$

$T_b = 520^\circ R$, $P_b = 14.7 \text{ psia}$, $E = 1.0$

Solución:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{\bar{T} \bar{Z} L} = \frac{847^2 - 600^2}{505(0.846)(100)} = 8.366$$

$$\frac{T_b}{P_b} = \frac{520}{14.7} = 35.374$$

Weymouth:

$$q = 433.5(35.374)^{1.0}(8.366)^{0.5} \left(\frac{1}{0.67}\right)^{0.5} (25.375)^{2.667}$$

$$q = 301,610,000 \text{ pies}^3/\text{d} \hat{a} = 301.6 \text{ MMpcd}$$

Panhandle B:

$$q = 737.0(35.374)^{1.02}(8.366)^{0.51} \left(\frac{1}{0.67}\right)^{0.49} (25.375)^{2.53}$$

$$q = 359,732,857 \text{ pies}^3/\text{d} \hat{a} = 359.7 \text{ MMpcd}$$

Panhandle A:

$$q = 435.87(35.374)^{1.0788}(8.366)^{0.5394} \left(\frac{1}{0.67}\right)^{0.4604} (25.375)^{2.618}$$

$$q = 364,247,375 \text{ pies}^3/\text{d} \hat{a} = 364.2 \text{ MMpcd}$$

Las capacidades de flujo usando varias ecuaciones varían considerablemente y pueden ser comparadas con los resultados de la ecuación 2.3.5, el cual muestra que la línea entrega 320 MMPCD a las presiones específicas. Si se supone que éste es el valor correcto para el q , los factores de eficiencia de 1.061, 0.890, y 0.879 pueden ser aplicados a las ecuaciones de Weymouth, Panhandle B y Panhandle A respectivamente.

5.8 EJEMPLO 5.8. (H. Dale Beggs, 2002).

Las siguientes condiciones fueron determinadas en un pozo de gas produciendo líquido, a presión y temperatura promedio de la tubería.

$P=1500$ psia, $T=180$ °F, $d=2.992$ pg, $\gamma_g=0.012$ cp, $\mu_L=0.45$ cp, $\sigma=25$ dinas/cm

$V_{sg}=30$ pie/seg, $v_{sL}=5$ pie/seg, $\epsilon=0.0006$ pies, $\rho_L=50$ lbm/pie³, $\rho_g=8$ lbm/pie³

Usando el método de Hagedorn y Brown, determinar el gradiente de presión.

Solución:

Antes de encontrar H_L y f , se realizan algunos cálculos:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} = 5 + 30 = 35 \text{ pies/seg}$$

$$\lambda = 5/35 = 0.143$$

$$\rho_n = 500(0.143) + 8(1 - 0.143) = 14 \text{ lb/pie}^3$$

$$A_p = \pi d^2/4 = 0.7854(0.249)^2 = 0.0487 \text{ pie}^2$$

$$\rho_L/\sigma = 50/25 = 2$$

$$N_{Lv} = 1.938(5)(2)^{0.25} = 11.52$$

$$N_{gv} = 1.938(30/2)^{0.25} = 69.14$$

$$N_d = 120.872(0.249)(2)^{0.5} = 42.56$$

$$N_L = 0.15726(0.45)(1/(50)(25)^3)^{0.25} = 0.0024$$

Determinar H_L :

1. $N_L = 0.0024$
2. De la **Figura 2.21**, $CN_L = 0.002$
3. $\bar{X}_H = \frac{11.52(0.002)(1500)^{0.1}}{42.56(69.14)^{0.575}(14.7)^{0.1}} = 7.53 \times 10^{-5}$
4. De la **Figura 2.22**, $\frac{H_L}{\psi} = 0.29$
5. $\bar{X}_\psi = \frac{69.14(0.0024)^{0.38}}{(42.56)^{2.14}} = 2.28 \times 10^{-3}$
6. De la **Figura 2.23**, $\psi = 1.0$
7. $H_L = 1.0(0.29) = 0.29$

$$\rho_m = 50(0.29) + 8(1 - 0.29) = 20.18 \text{ lb/pie}^3$$

$$\rho_f = (14)^2/20.18 = 9.71 \text{ lb/pie}^3$$

$$\mu_m = (0.45)^{0.29}(0.012)^{(1-0.29)} = 0.034 \text{ cp}$$

$$N_{Rem} = \frac{1488(14)(35)(0.249)}{0.034} = 5.29 \times 10^6$$

$$\frac{\epsilon}{d} = \frac{0.0072}{2.992} = 0.0024$$

de la **Figura 2.18** o la ecuación 2.3.17:

$$f = 0.025$$

$$\begin{aligned}\frac{dp}{dh} &= 20.18 + \frac{0.025(9.71)(35)^2}{2(32.2)(0.249)} = 20.18 + 18.54 = 38.72 \text{ lb/pie}^3 \\ &= 0.269 \text{ psi/pie}\end{aligned}$$

5.9 EJEMPLO 5.9. (H. Dale Beegs, 2002).

Se llevó a cabo una prueba de estabilización de gasto en un pozo de gas para obtener datos de entrada de flujo. Determinar la capacidad de flujo de gas del pozo, tanto para 1.995 pulgadas y 2.441 de diámetro en la TP si, $P_{wh} = 1000 \text{ psia}$ es constante. Otros datos son:

$$n = 0.83$$

$$C = 0.0295 \text{ MPCD/psia}^2$$

$$\bar{P}_y = 1952 \text{ psia}$$

$$H = 10000 \text{ pie}$$

Solución:

La ecuación para generar la curva de entrada de flujo es:

$$q_{cs} = C(\bar{P}_y^2 - P_{wf}^2)^n$$

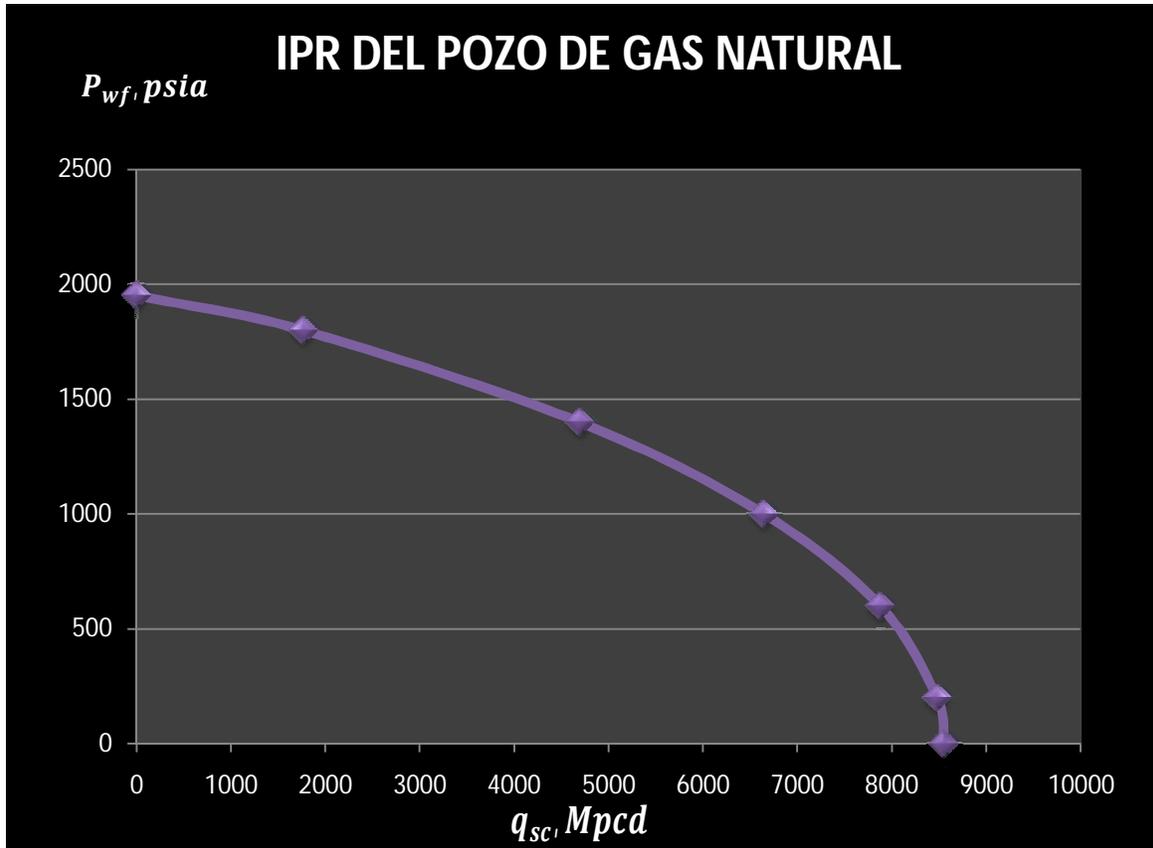
$$q_{cs} = 0.0295(1952^2 - P_{wf}^2)^{0.83}$$

1.- Suponer distintos valores de P_{wf} y calcular q_{cs} :

Flujo en la entrada:

P_{wf}, psia	q_{cs}, MPCD
1952	0
1800	1767.63
1400	4694.98
1000	6641.82
600	7874.87
200	8476.46
0	8551.03

2. Graficar P_{wf} vs q_{cs} (Gráfica. 5.1)



Gráfica 5.1. IPR del pozo productor de gas.

3. Suponer varios gastos de flujo diferentes y encontrar el valor de P_{wf} que son las presiones de fondo fluyendo respectivas a cada diámetro para superar la caída de presión en la TP y la cabeza del pozo para cada gasto. Se realiza el cálculo para cada diámetro de TP. A modo de ejemplo, los valores se obtienen a partir de las Figuras 5.A1 y 5.A2.

Flujo de salida:

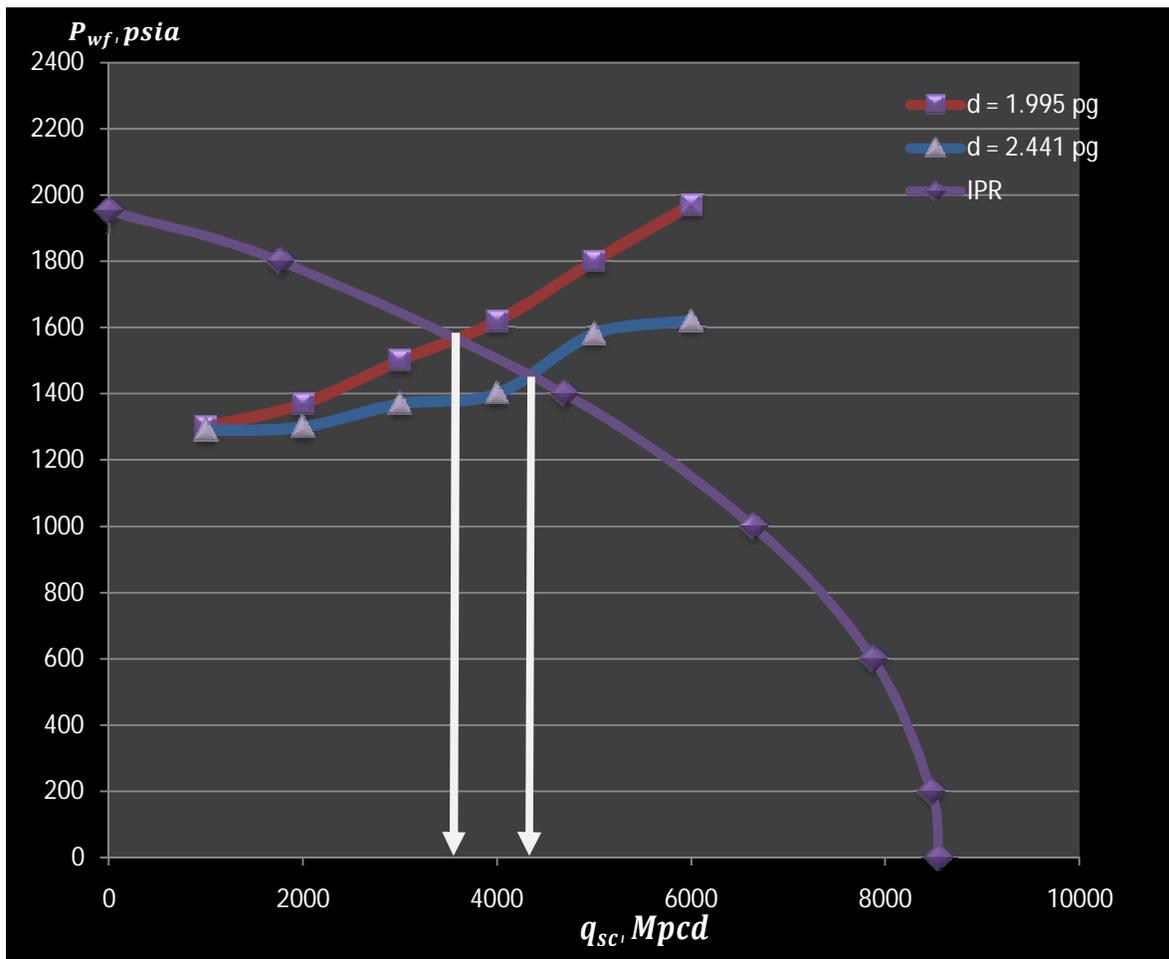
$q_{cs}, MMPCD$	$P_{wf}, psia$	
	$d = 1,995 \text{ pg}$	$d = 2,441 \text{ pg}$
1000	1300	1290
2000	1370	1300
3000	1500	1370
4000	1620	1400
5000	1800	1580
6000	1970	1620

4. Graficar P_{wf} vs q_{sc} de los dos diámetros de tubería de producción en la misma gráfica (Figura 5.1). El único valor que satisface ambos subsistemas, es decir,

yacimiento-pozo, es la intersección de la curva de IPR del pozo productor de gas con las curvas de presión de fondo fluyendo calculadas con los diámetros mencionados, respectivamente. Los siguientes valores son los puntos de intersección entre dichas curvas.

Diámetro de la TP, pg	P_{wf} , psia	q_{cs} , MMPCD
1,995	1560	3500
2,441	1440	4350

Los valores anteriores se muestran en la gráfica siguiente.



Gráfica 5.2. Solución del ejemplo 5.9.

Mediante la instalación de diámetros de TP más grandes, la capacidad de flujo del pozo se puede aumentar a 850 Mpcd, es decir, la producción puede aumentar alrededor del 24%.

5.10 EJEMPLO 5.10. (H. Dale Beggs, 2002).

Un pozo vertical productor de gas cuenta con una tubería de producción de 1.995 pg a 10 000 pies y una línea de descarga de 6000 pies. La presión de separación se fija en 1000 psia. Utilizando los datos siguientes, determinar la capacidad de flujo para el sistema, tanto para una línea de descarga de 1 .995 ID y una línea de 2,441 ID.

$$\gamma_g = 0.67$$

$$T_y = 220^\circ \text{ F}$$

$$T_{wh} = 100^\circ \text{ F}$$

$$T_{sep} = 60^\circ \text{ F}$$

$$\mu_g = 0.012 \text{ cp}$$

$$\epsilon = 0.0018 \text{ pg}$$

$$n = 0.83$$

$$\bar{Z} = 0.95$$

$$C = 0.0295 \text{ Mpcd} / \text{psia}^{1.86}$$

$$P_y = 1952 \text{ psia}$$

Solución:

1. La ecuación de flujo de entrada es:

$$q_{cs} = C(\bar{P}_y^2 - P_{wf}^2)^n$$

O

$$P_{wf} = \left[\bar{P}_y^2 - \left(\frac{q_{cs}}{C} \right)^{1/n} \right]^n$$

$$P_{wf} = \left[1952^2 - \left(\frac{q_{cs}}{0.0295} \right)^{1.205} \right]^{0.5}$$

Suponer gastos de flujo de 1, 2, 3 y 4 MMpcd, y calcular los valores correspondientes de P_{wf} .

q_{cs}, MPCD	P_{wf}, psia
1000	1876.873448
2000	1774.024634
3000	1652.083214
4000	1510.46939

2. Utilizar la presión media y el método de la temperatura para calcular P_{wh} respecto cada uno de los gastos supuestos y la presión de fondo fluyendo. La ecuación con la que se calcula P_{wh} es la siguiente:

$$P_{wh} = \left[\frac{P_{wf}^2 - [25\gamma_g q_{cs}^2 \bar{T} \bar{Z} f H (EXP(S) - 1)] / S d^5}{EXP(S)} \right]^{0.5}$$

q_{cs}, MPCD	P_{wf}, psia	P_{wh}, psia
1000	1876.873448	1500
2000	1774.024634	1362
3000	1652.083214	1158
4000	1510.46939	840

Flujo de entrada

Flujo de salida

q_{cs}, MPCD	P_{wf}, psia	P_{wh}, psia	$P_{wh} (1.995)$	$P_{wh} (2.441)$
1000	1876.873448	1500	1016	1006
2000	1774.024634	1362	1062	1022
3000	1652.083214	1158	1134	1049
4000	1510.46939	840	1227	1085

3. Los valores para cada uno de gastos y P_{wh} para el subsistema yacimiento-pozo se representan en la **Gráfica 5.3**.

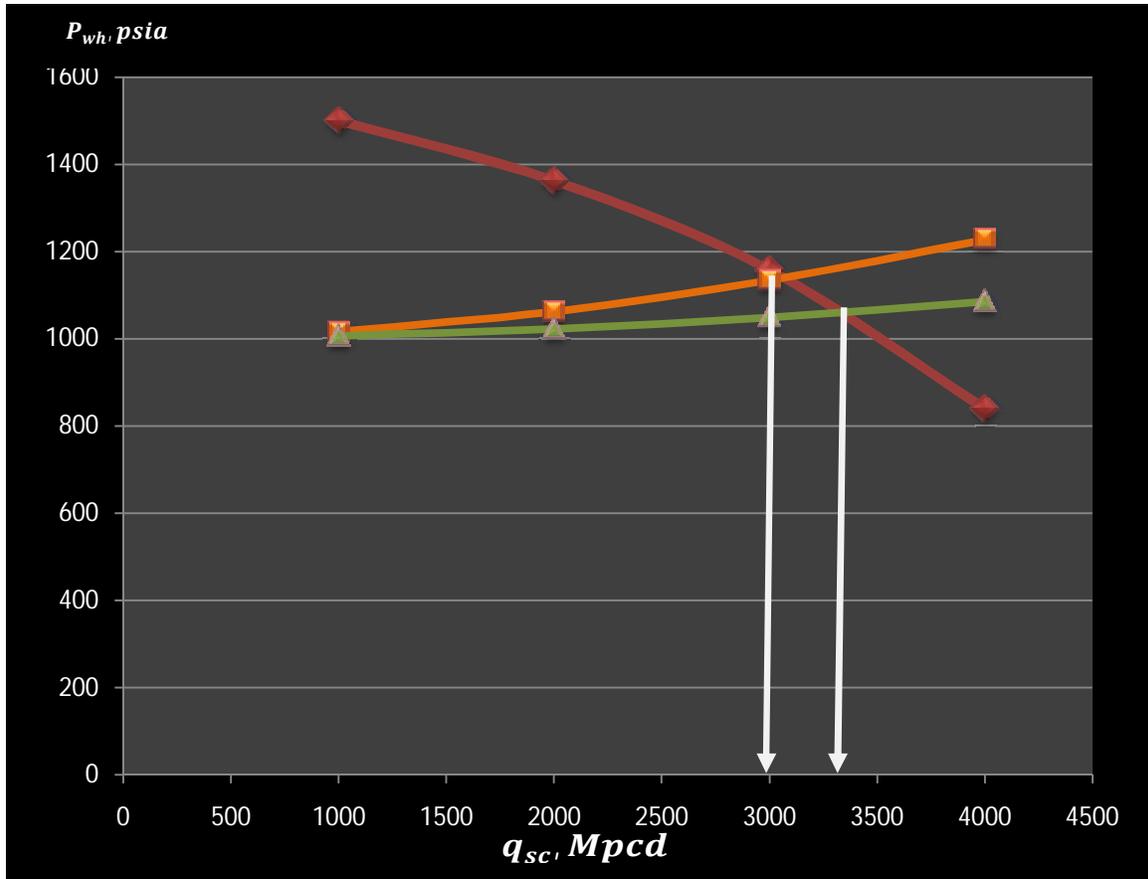


Figura 5.3 Solución al ejemplo 5.10

4. Los mismos flujos de gasto que se supusieron en el paso 1 se utilizan para calcular la P_{wh} con una P_{sep} fija de 1000 psia, tanto para los diámetros de 1.995 pg y 2.441 pg en las líneas de flujo, respectivamente. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$P_{wh} = [P_{sep}^2 + (25\gamma_g q_{cs}^2 \bar{T} \bar{Z} fl) / d^5]^{0.5}$$

5. Los valores de gasto y P_{wh} para cada tamaño de diámetro del subsistema línea de descarga-separador se representan en la **Gráfica 5.3**. Las intersecciones de flujo del yacimiento con la línea de descarga dan una capacidad de flujo de 3080 Mpcd y 3360 Mpcd para un diámetro de 1.995 pg y 2,441 pg, respectivamente.

5.11 EJEMPLO 5.11 (William C. Lyons, 1996).

Un pozo fluye un gasto de 7.20 MMpcd. La presión de estabilización en la cara de la arena a partir de la prueba de flujo fue de 1155 psia, la presión promedio del yacimiento fue estimada de 1930 psia. Determinar a partir de los parámetros de flujo usando el método modificado de Mishra – Caudle:

a) El potencial absoluto del pozo a condiciones de presión de yacimiento.

$$(P_y = 1930 \text{ psia})$$

b) El comportamiento de flujo a una $P_{wf} = 1000 \text{ psia}$

c) El potencial absoluto del pozo futuro a una $P_{yf} = 1600 \text{ psia}$

e) El comportamiento futuro a una $P_{wf} = 1155 \text{ psia}$

SOLUCION

Para una presión por debajo de 2100 psia se utiliza la ecuación siguiente:

$$\frac{q}{q_{\max}} = \frac{5}{4} \left(1 - 5 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_y^2} - 1 \right) \right)$$

$$AOFP = q_{\max} = \frac{7.2 \text{ MMpcd}}{\frac{5}{4} \left[1 - 5 \left(\frac{1155^2}{1930^2} - 1 \right) \right]} = 8.94 \text{ MMpcd}$$

$$b) q = 8.94 \times 10^6 \times \frac{5}{4} \left[1 - 5 \left(\frac{1000^2}{1930^2} - 1 \right) \right] = 7.73 \text{ MMpcd}$$

$$c) \frac{(AOFP)_f}{(AOFP)_p} = \frac{5}{3} \left[1 - 0.4 \frac{P_{yf}^2}{P_y^2} \right]$$

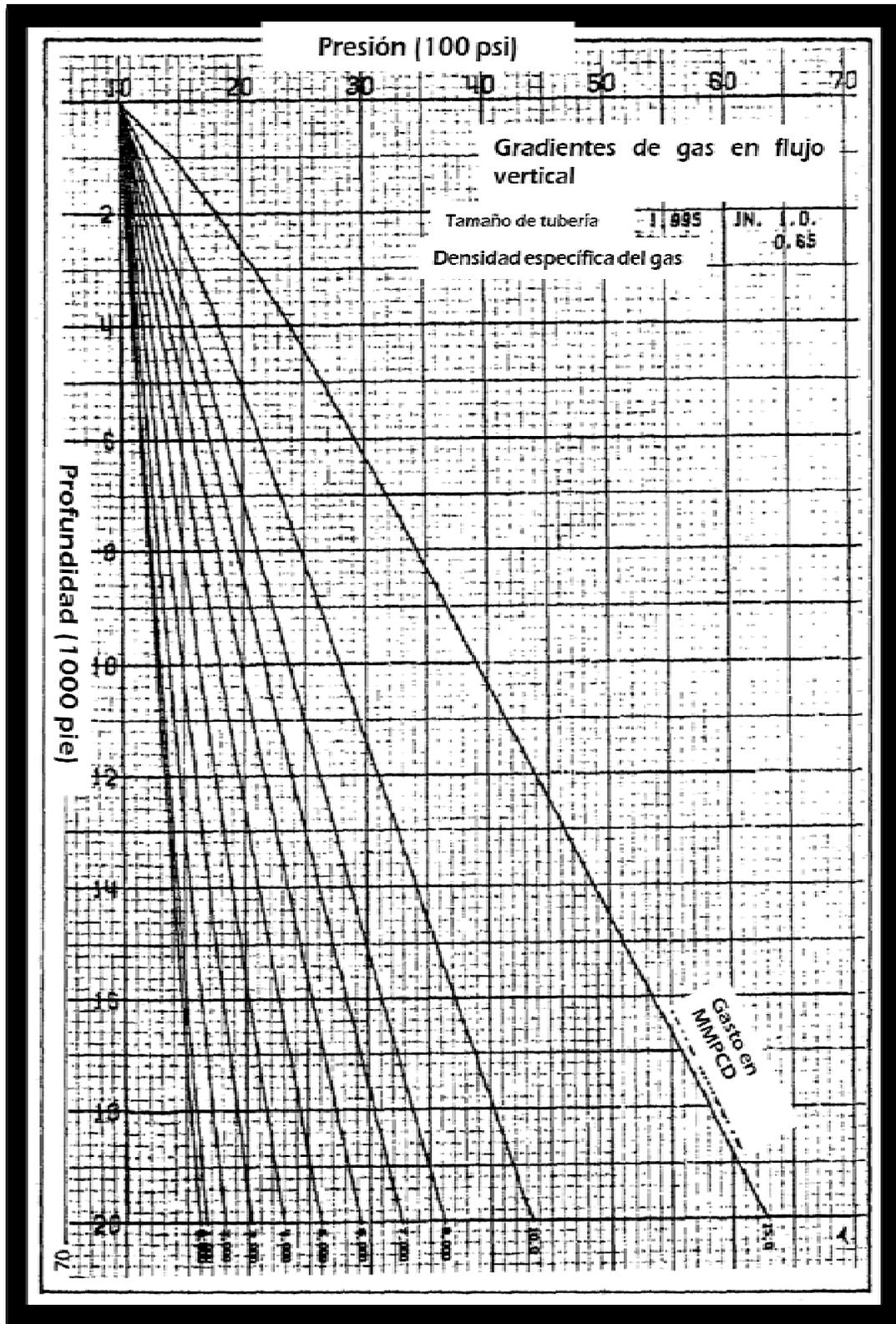
$$(AOFP)_f = 8.94 \times 10^6 \times \frac{5}{3} \left(1 - 0.4 \frac{1600^2}{1930^2} \right) = 6.96 \text{ MMpcd}$$

d) En este inciso se utiliza nuevamente la ecuación anterior:

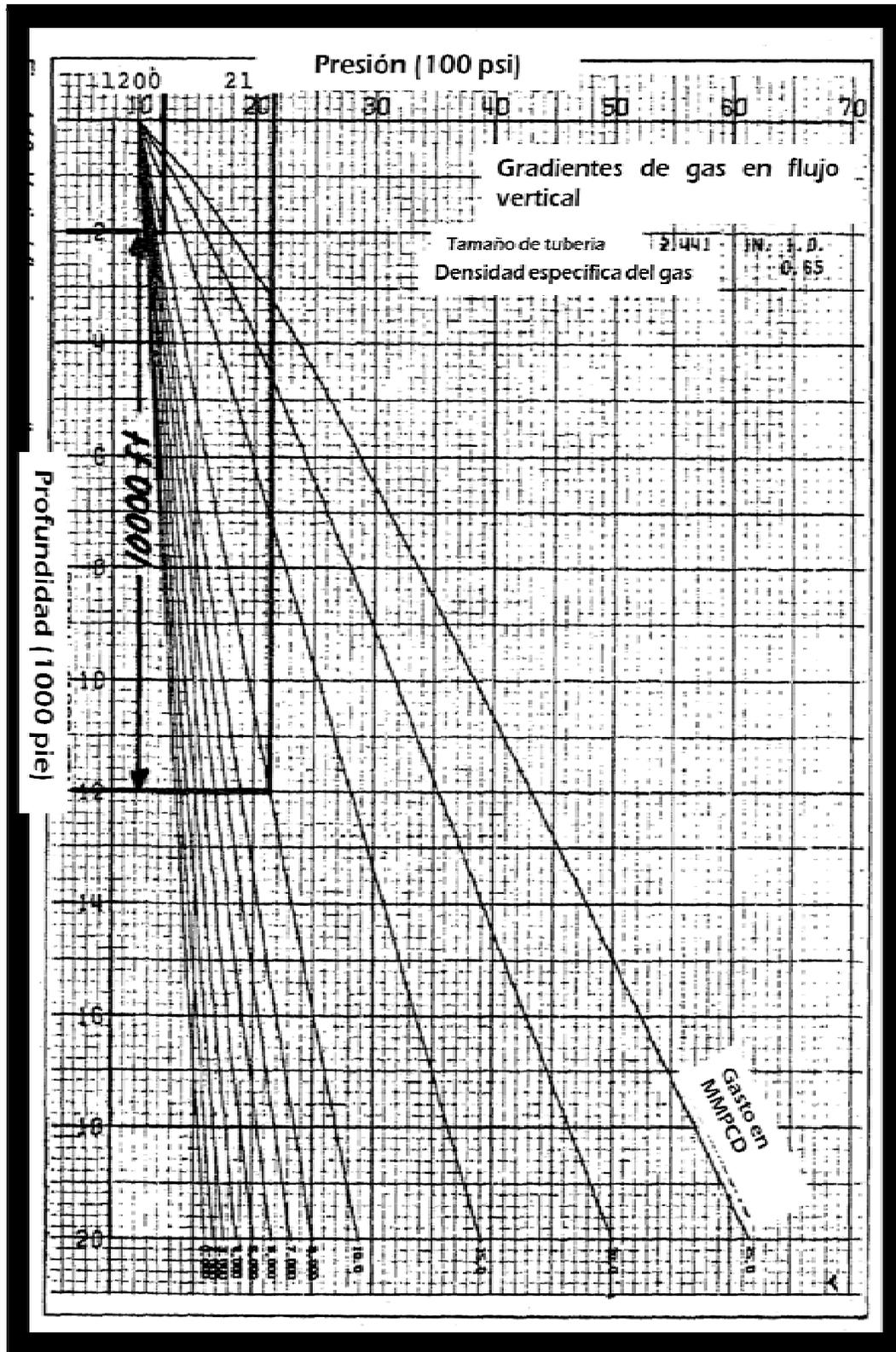
$$q_f = (AOFP) \times \frac{5}{4} \left[1 - 5 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_y^2} \right)_f^{-1} \right]$$

$$= 6.96 \times 10^6 \times \frac{5}{4} \left[1 - 5 \left(\frac{1155}{1600} \right)^2 - 1 \right]$$

$$q_f = 4.675 \text{ MMpcd}$$



Gráfica 5.A1 Gradientes para flujo vertical para pozos de gas.
(H. Dale Beggs, 2002).



Gráfica 5.A2 Gradientes para flujo vertical en pozos de gas.
(H. Dale Beggs, 2002).

- ✓ El objetivo de cualquier operación de producción de gas es mover éste desde un punto en el yacimiento hasta la línea de ventas. Con el fin de lograrlo, el gas debe pasar por muchas áreas que provocan caídas de presión; esto desde un punto de vista técnico y económico óptimo. De este modo se debe considerar el comportamiento en el momento y futuro de cada uno de los elementos que forman el Sistema Integral de Producción para Pozos productores de hidrocarburos.
- ✓ Es importante predecir de manera práctica las pérdidas de presión que sufrirán los elementos que forman al sistema así como conocer el porqué se presentan o se presentarán, es decir, que es lo que influye o provoca estas pérdidas con el fin de evitarlas o minimizar los efectos que produzcan en el sistema con respecto a la producción de hidrocarburos óptima.
- ✓ Se sabe que en la mayoría de los pozos petroleros productores de gas se presenta el líquido, debido, principalmente a una extracción de gas intensa que conforme va declinando la producción del pozo, pasa por diferentes patrones de flujo, generando un cabeceo debido al cambio en los mismos. Provocando que se genere una columna de flujo donde la presión hidrostática (P_h) de ésta es mayor que la presión del yacimiento (P_y) motivando que el pozo deje de fluir.
- ✓ La implantación de Sistemas Artificiales en pozos de gas surge como una respuesta inmediata y con metas a corto y mediano plazo para estabilizar la declinación de la producción de los diferentes campos mediante la implantación de sistemas o métodos de producción para manejar la carga de líquidos en los pozos.
- ✓ Esta columna formada en el pozo puede ser desalojada a la superficie por cualquier método artificial de producción, en el entendido de que el método utilizado sea el que permita obtener un pie cúbico de gas en la superficie al menor costo, entre todos los sistemas artificiales y métodos de producción analizados y evaluados.
- ✓ Con la aplicación de los Sistemas Artificiales se pretende reducir la fuerte declinación de la producción base, lo que permitirá incrementar la producción de los campos petrolíferos de gas mediante el desarrollo de campos, que se traducirá en el cumplimiento de las metas de producción.

- ✓ El conocimiento del comportamiento de los pozos y la evaluación de los sistemas instalados, será lo que nos permitirá mejorar en la selección del sistema óptimo para incrementar o seguir con la producción de hidrocarburos.

- ✓ Se deben conocer los métodos con mayor aproximación con los que podemos obtener, el estudio del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y de éste a la línea de ventas de primera mano así como la predicción futura de comportamiento de flujo del mismo; a partir de las características y propiedades de los fluidos producidos tanto como del yacimiento.
- ✓ A partir del conocimiento de los métodos con los que podemos estudiar, calcular o predecir de comportamiento de flujo, podemos utilizar programas de cómputo para tener resultados más exactos.
- ✓ Se debe realizar el estudio técnico-económico para pozos de campos maduros y por explotar en las formaciones productoras de gas, con el objetivo de incrementar la producción con la intervención o planificación oportuna de métodos o sistemas de producción así como el factor de recuperación de campos con características similares en cuanto a instalaciones como al yacimiento.
- ✓ Se deben realizar análisis técnicos y económicos de los métodos, así como de los sistemas artificiales de producción, con el fin de seleccionar el que más convenga al pozo o campo a instalárselo para mejorar la producción en pozos de gas seco, o con presencia de líquidos en pozos.

1. Beggs, H. D. "Gas Production Operations", Editorial OGCI, Nov. 1985.
2. Beggs, H. D. "Production Optimization Using Nodal Analysis", Editorial OGCI, Tulsa Oklahoma, 1991.
3. Brown, K. E. "The Technology of Artificial Lift Methods", Editorial Penn Well Books. Tulsa Oklahoma, 1977.
4. Lyons, W. C. "Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering", Editorial Gulf Publishing Company, Houston Texas, 1996.
5. Smith, R. V. "Practical Gas Natural Engineering", Editorial Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1990.
6. Ikoku, C. U. "Natural Gas Production Engineering", Editorial Krieger, Florida, 1984.
7. Mishra, S. Sanford U., and Claude U.B. H. "A Simplified Procedure for Gas Deliverability Calculation Using Dimensionless IPR curves" SPE 13231.
8. Hernández, S. G. "Implantación de Sistemas Artificiales de Producción en Pozos de Gas con Problemas de Líquidos en el Activo Burgos", Reinosa Tamaulipas, 2004.
9. Trujillo, T. S. I. "Incremento de la Producción en Pozos de Gas con Aplicación de Émbolo Viajero", Tesis, Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., México D. F., 1999.
10. Garaicoechea, P. F. "Transporte de Hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros, México, 1991.
11. León, G. A. G., "Bombeo Mecánico: Descripción, Diseño y Diagnóstico", Tesis, Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., México D. F., 1999.
12. Castillo, R. J. "Bombeo Neumático Continuo", Tesis, Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., México D. F., 2005.
13. Ramírez, S. J. "Productividad de Pozos Petroleros", Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., México D. F., 2007.