

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.

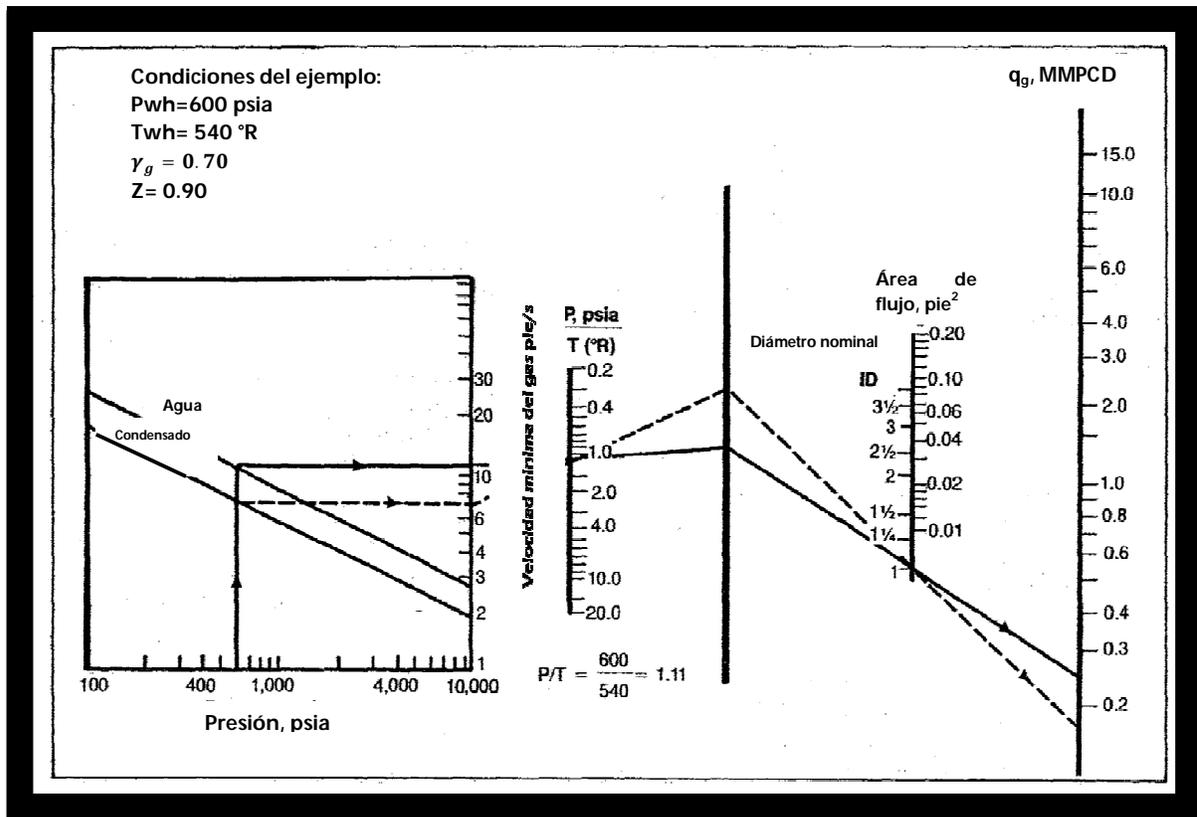


Figura 3.1 Gráfica para calcular el gasto de gas requerido para elevar el líquido a superficie a través de diferentes tamaños de TP. (The Society of Petroleum Engineers of AIME, 1969).

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.

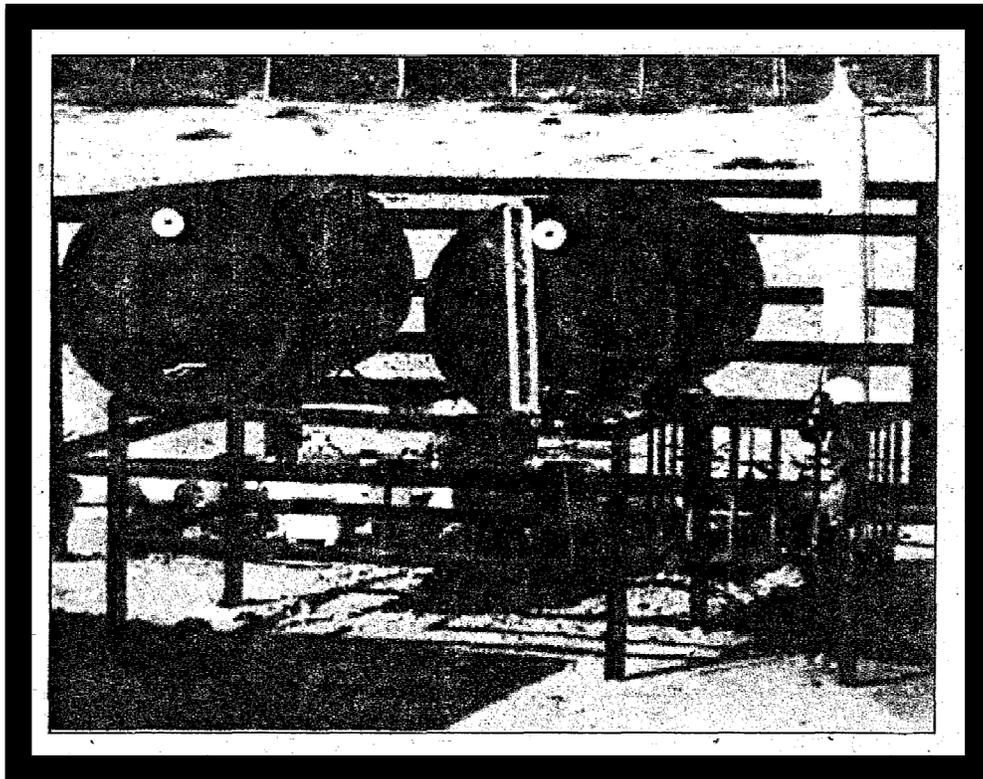


Figura 3.2 Tanques para la inyección de reactivo líquido.
(Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

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.

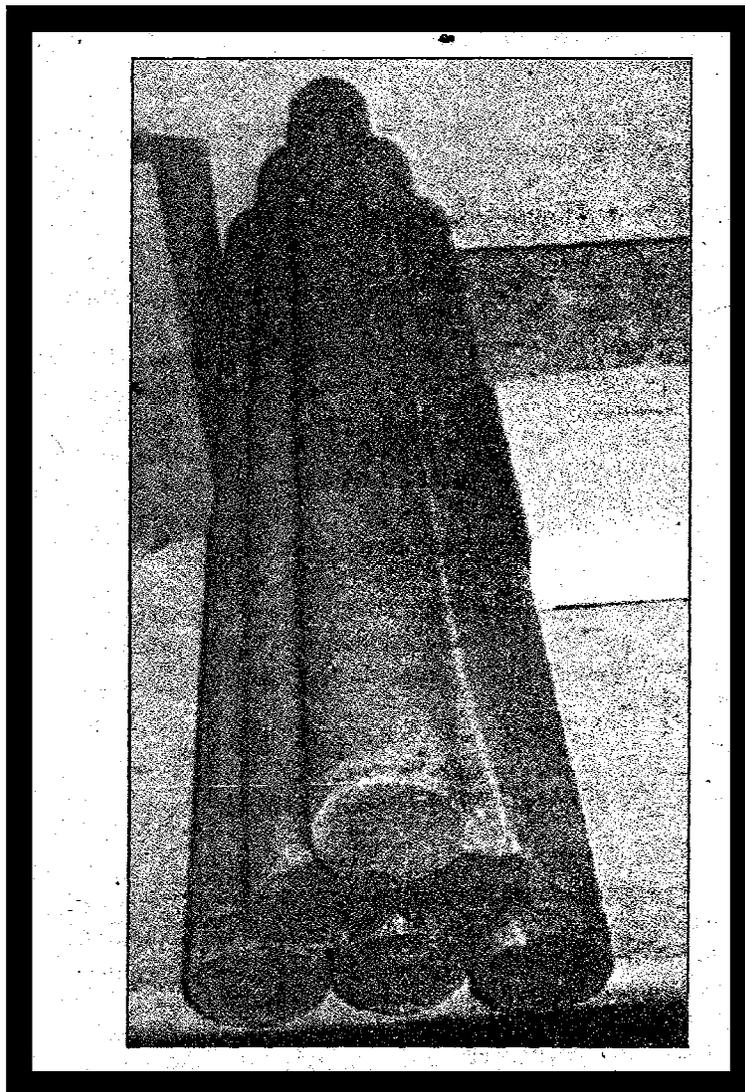


Figura 3.3 Barras espumantes. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

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.

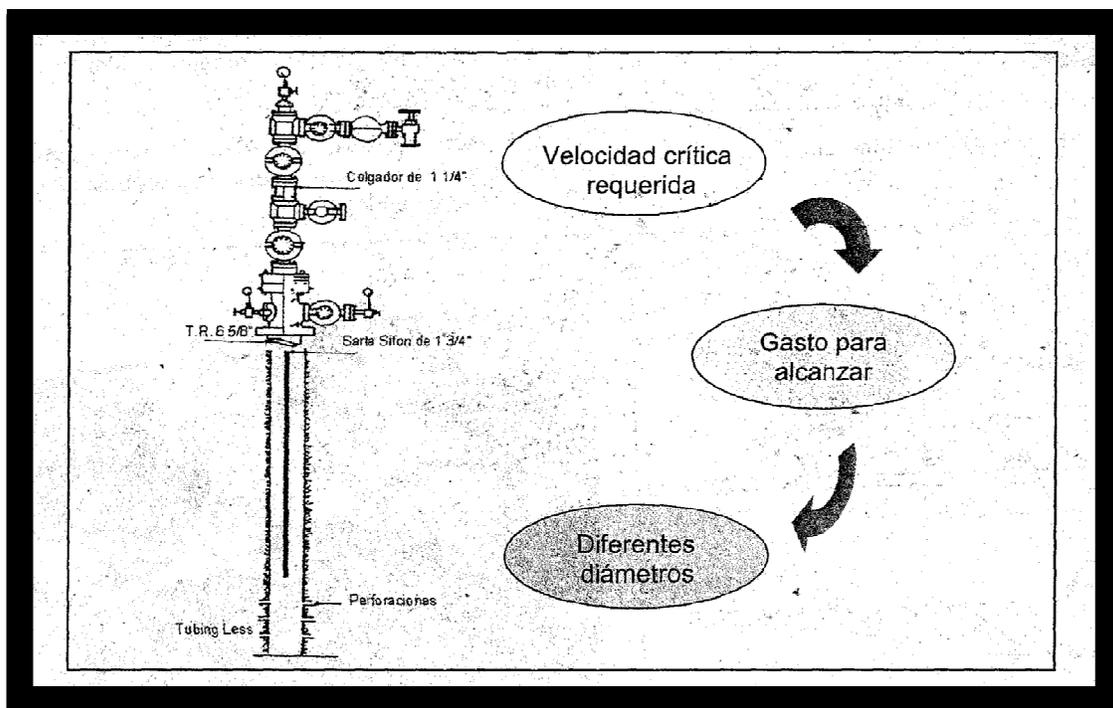


Figura 3.4 Diagrama de sarta de velocidad.
(Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

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.

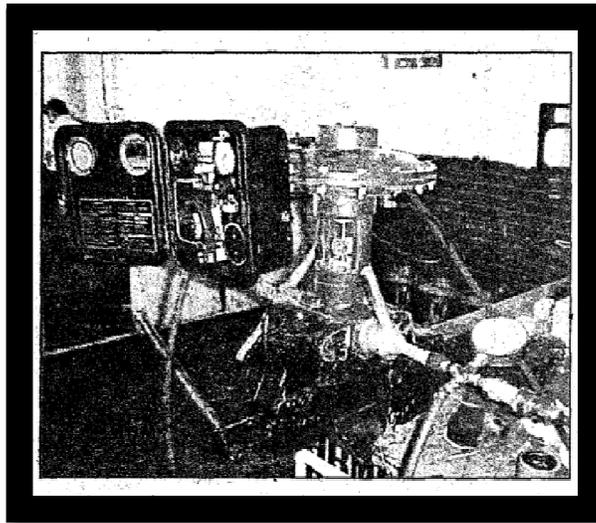


Figura 3.5 Conexiones para válvula motora.
(Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

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.

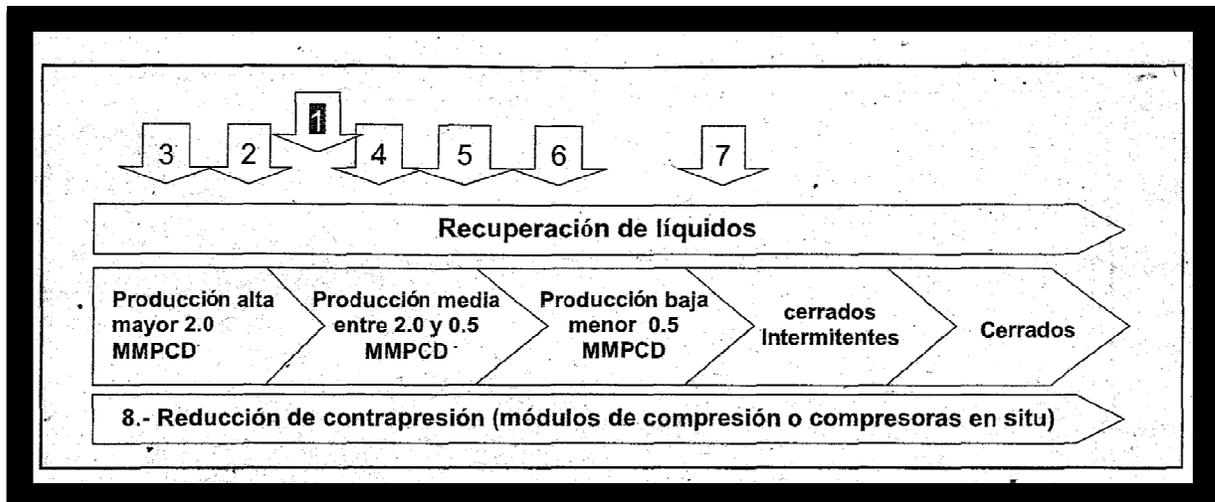


Figura 3.6 Aplicación de los sistemas de producción considerando la producción del pozo. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

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.