



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTAS Y SOLUCIONES A
PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN
CAMPOS PRODUCTORES DE GAS
NATURAL**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:

ALFREDO ZUÑIGA GONZALEZ

DIRECTOR DE TESIS

M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA, MAYO 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

A mis padres.

Maria Gonzalez por su infinito amor y paciencia a lo largo de mi vida académica, por todas las enseñanzas y consejos que me brindaste en todo momento que lo necesite, le doy gracias a Dios por ser mi madre, te quiero mucho mama.

Alfredo Zúñiga te doy gracias por toda la paciencia que tuviste en los momentos más difíciles, y siempre estuviste para apoyarme y darme consejos, te agradezco padre por confiar en mí y siempre apoyarme en todo momento y también doy gracias a Dios por tenerte como papa.

A mis hermanos.

Por estar conmigo en las buenas y en las malas, por brindarme su apoyo incondicional todo este tiempo que necesite para terminar mi carrera profesional les agradezco hermanos todo su apoyo confianza los quiero mucho, Javier, Adelia, Norma y Cesar.

A mi esposa e hija.

Te doy gracias Lorena por confiar en mí todo el tiempo que hemos estado juntos, por tu apoyo incondicional y comprensión, y por estar con migo en los momentos de satisfacción pero más en los momentos difíciles que nos a tocado vivir juntos, Camila eres mi más grande tesoro en la vida el motor que hizo que esto se realizara tú fuiste mi gran inspiración para salir adelante las Amo mucho y gracias por estar conmigo.

A mis suegros.

Angela Perez por el apoyo incondicional que nos brindo en todo momento le agradezco por la confianza que me tiene al estar con su hija gracias por estar con nosotros, a Gumesindo Mendoza gracias por su apoyo, confianza que me brindo y espero no haberlo decepcionado siempre será un ejemplo a seguir siempre lo recordare.

A mi director de tesis M.I. José Ángel Gómez Cabrera por su tiempo y dedicación en la carrera y en la realización de la tesis. A mis sinodales por su tiempo y consejos para la realización de la tesis.

A mis compañeros y amigos de carrera, Emmanuel, Chuchin, Joel, Jesus, Fredi, Fidel, Gustavo, David (parejita), Toxqui, Sergio, Jose Manuel, Helvin, Oscar, Sergio, Carina, Luis, Gabriel, Ulises, Jeronimo, Victor, Hector, Mike, Yahir, Moy, Richi, Naae, Nata, Chabelo, Luis, por estar con migo en las buenas y en las malas, y aunque nos separe el destino la amistad estará ahí para siempre.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	2
1. GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN ACUMULADA CONTRA PRESIÓN	3
1.1 Método de estimación de reservas de gas.	3
1.2 Estimación de reserva utilizando el método de balance de materia.	6
1.3 Gráficas de P/Z vs Gp.	10
1.4 Gráficas de potencial (energía).	14
1.5 Gráficas de ritmo de producción vs tiempo.	16
2. FORMACIÓN DE HIDRATOS	19
2.1 Formación de hidratos.	20
2.2 Predicción causas y apariciones de hidratos.	21
2.3 Métodos de extracción de gas de los hidratos	25
2.4 Formación de hidratos en línea de superficie.	26
2.5 Riegos relacionados con los hidratos.	29
2.6 Control de hidratos.	31
2.7 Retos relacionados con los hidratos.	32
3. PRODUCCIÓN DE GAS AMARGO	34
3.1 Gas natural	35
3.2 Composición del gas natural	35
3.3 Gases Ácidos.	38
3.4 Procesamiento del gas natural	38
3.4.1. Procesos de endulzamiento	39
3.4.2 Proceso de amina	39
3.4.3 Descripción del proceso	40
3.4.4 Absorción de gases ácidos	40
3.4.5 Regeneración de dietanolamina	41
3.5 Producción de gas amargo	43
4. CORROSIÓN	44
4.1 Mecanismos de corrosión	44
4.2 Tipos de corrosión	46
4.3 Protección contra la corrosión.	52
4.4 Uso de inhibidores de corrosión.	54
4.5 Soluciones posibles para problemas de corrosión.	57
4.6 Control de la corrosión con inhibidores.	60
4.7 Método de tratamiento continuo con inhibidores	62

5. EJEMPLO DE PROPUESTA Y SOLUCIONES A PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN CAMPOS PRODUCTORES DE GAS.	65
5.1 Ejemplo, propuesta y soluciones a problemas de operación en campos productores de gas.	66
5.1.1 Estado mecánico.	66
5.1.2 Historia de producción y presiones.	67
5.1.3 Datos de producción actual del pozo medidos con separador trifásico.	69
5.1.4 Composición del gas y condensado.	74
5.1.5 Análisis de laboratorio con agentes espumantes.	77
5.2 Estudio de diferente soluciones a problemas de operación en campos productores de gas, posibles soluciones dependiendo el sistema instalado.	82
5.2.1 Sistema de sarta de velocidad	82
5.2.2 Sistema de embolo viajero	85
5.2.3 Sistema de válvula motora y aplicación de agentes espumantes en forma sólida	90
5.2.4 Sistema de aplicación de productos químicos espumantes en forma líquida	96
5.2.5 Sistema compresor a boca de Pozo	98
5.3 Ejemplo de agentes espumantes	105
CONCLUSIONES	113
RECOMENDACIONES	114
BIBLIOGRAFÍA	115

RESUMEN

Los principales problemas que pueden presentar los pozos productores de gas natural son formación de hidratos, producción de gas amargo, corrosión e invasión de agua. Para dar solución a éste tipo de problemas hay que analizar por completo el problema que puede presentar el pozo.

Para encontrar soluciones o respuestas para dichos problemas, hay que hacer un estudio previo para valorar las condiciones de operación del pozo, ya teniendo un estudio completo del pozo se debe recomendar la mejor solución a este problema tanto por intervención como por costos.

Se utilizan diferentes tipos de sistemas de producción en pozos productores de gas como son: sarta de velocidad, tubería capilar, embolo viajero, sistema de válvula motora, sistema de compresor a boca de pozo, con agentes espumantes y productos químicos y otros sistemas artificiales, De los cuales no son ajenos a estos tipos de problemas.

Los pozos productores de gas natural con sistemas de optimización, (para mejorar la producción son los pozos), son tal vez los más recurrentes a éste tipo de problemas ya que son los que necesitan de un sistema para poder seguir aportando correctamente, y por tal motivo son los que se necesita hacer un diagnostico correcto de que solución se debe dar.

Todos los sistemas de producción tiene diferentes parámetros o condiciones de operación a seguir por ejemplo para la sarta de velocidad se considera que el pozo todavía tiene energía para producir con flujo estable, ésta es la consideración más importante para este sistema. Para el embolo viajero se debe comparar el comportamiento de presiones tanto en el cabezal como en el espacio anular, para diagnosticar las curvas de comportamiento del sistema. El sistema de válvula motora requiere el comportamiento de presiones y velocidad de flujo con diferentes ciclos y tamaños de estranguladores. El sistema de compresor de boca de pozo es cuando las presiones de yacimiento son relativamente bajas y donde el contenido de líquido no es alto.

En esta tesis se analiza la mejor opción de sistemas para un pozo productor de gas natural, que tenga problemas de operación o invasión de agua. Ya que en este trabajo se propone instalar un sistema para mejorar la producción del pozo de gas natural, siempre evaluando el pozo y buscando que sea rentable y económico que sea el sistema, también se propone en este trabajo inyectar por medio de una tubería capilar, agentes espumantes para aligerar la columna de líquidos que se encuentran en los pozos de gas natural o colocar barras espumantes que ayuden a solucionar el mismo problema, y de esta manera solucionar los problemas de operación de gas natural más frecuentes se puede encontrar en pozos productores de gas natural.

INTRODUCCIÓN

La ingeniería petrolera tiene como tareas principales el programar, dirigir y ejecutar todas las actividades de explotación de hidrocarburos de una forma práctica y económica.

Hoy en día, los yacimientos mexicanos sufren alteraciones, debido a las diversas etapas de operación: como la perforación, terminación, estimulaciones y sistemas artificiales de producción, realizadas para poder extraer los hidrocarburos hasta la superficie.

Los problemas principales que se presentan en la extracción de los hidrocarburos son de diversos orígenes: dificultades mecánicas y operativas en la perforación y terminación de pozos, por la disociación de gas-aceite e influjo de agua, por la declinación de la energía del yacimiento con el tiempo hasta que la operación no es rentable, así, a medida que transcurre el tiempo los pozos petroleros tienden a declinar su producción hasta que dejan de fluir.

Es importante tomar en cuenta que los pozos pertenecientes al mismo campo, presentan características similares, como la composición gas-aceite, las propiedades petrofísicas de la formación, la composición fisicoquímica de las fases y el diseño de las instalaciones superficiales y sub-superficiales.

La problemática de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, se origina cuando se presenta el fenómeno de separación de fases, ocasionado por la diferencia de velocidades de flujo entre el líquido y el gas, que fluyen en una misma corriente por la tubería vertical, cuando esto ocurre, los líquidos tienden a acumularse gradualmente en el fondo del pozo, originando que se ejerza una contrapresión sobre las paredes de la formación, cuya magnitud puede llegar a ser tal que la presión de fondo aumente hasta un punto en que:

- 1) Disminuya el gasto de gas producido.
- 2) Provoque que el pozo produzca en forma intermitente.
- 3) La presión del yacimiento sea menor que la presión de la columna de líquido; provocando así que el pozo deje de fluir.

La presión de fondo, se define como la presión requerida para conducir los fluidos del fondo del pozo hasta el separador, y tiene relación directa sobre el gasto de gas a producir, es decir: si se disminuye la presión de fondo fluyendo, la velocidad del fluido incrementaría el gasto de gas, ya que la energía que se perdería con el flujo de líquidos en la tubería de producción, sería la caída de presión en el yacimiento.

CAPITULO 1.

GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN ACUMULADA CONTRA PRESIÓN

El funcionamiento eficiente de un pozo de gas, o de un campo productor de gas, requiere de un seguimiento constante y total del campo, del pozo en general y en su caso, de forma individual.

El objetivo es detectar problemas que pudieran ocasionar una baja recuperación de gas del yacimiento.

Los parámetros que se deben controlar son: la presión, el gasto del flujo, la producción acumulada y la producción de agua y condensado.

La mejor manera de detectar un comportamiento anormal es graficar los parámetros: Tiempo vs Producción acumulada, de esta forma se puede observar cualquier cambio repentino en el comportamiento del pozo o alguna desviación del comportamiento esperado.

1.1 MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE GAS

El método volumétrico permite determinar el tiempo actual del gas y las reservas; Pero se requieren suficientes datos geológicos para determinar el volumen de poros del yacimiento y la saturación de agua.

La presión del yacimiento es necesaria, pero no es posible obtenerla de manera directa de ningún historial de producción.

Por lo cual, regularmente en campos productores de gas de reciente explotación, para poder realizar estimaciones del yacimiento, se utiliza la ecuación para calcular el gradiente de gas.

Con la ecuación 1.1 permite calcular el gradiente de gas:

$$G = \frac{43560 Ah \square (1-Sw)}{Bg} \quad (1.1)$$

Donde:

G = gradiente de gas (Kg/cm²/m)

A = Área del yacimiento (m²)

h = Espesor (pies)

ϕ = Porosidad

S_w = Saturación del agua

B_g = Factor de volumen del gas (pies³@_{c esc} / pies³@_{cs})

La ecuación 1.2 puede aplicarse bajo condiciones de inicio y abandono del sistema y así poder calcular el gas recuperable.

Gas producido= gas inicial- gas remanente

$$G_p = 43560 Ah\phi(1 - S_w) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right) \quad (1.2)$$

B_{gi} = Es el volumen que ocupa en el yacimiento una unidad de gas a condiciones estándar sometido a condiciones iniciales del yacimiento; o más bien conocida como factor de volumen inicial del gas.

B_{ga} = Volumen de gas acumulado.

P_{At} = Presión de la área transversal de la tubería.

La aplicación del método volumétrico supone que el volumen de poro ocupado del gas es constante. Si existe entrada de agua, entonces, A , h y S_w cambiarán.

Ejemplo:

Considera un yacimiento de gas con las siguientes características; Calcular el porcentaje de gas que se recupera y el factor de recuperación a las presiones de 1000 lb/pg² y 500 lb/pg².

$$A = 10319483 \text{ m}^2 \quad h = 50 \text{ pie} \quad \phi = 0.20$$

$$S_w = 20\% \quad T = 85^\circ \text{ C} \quad P_i = 2651 \text{ lb/pg}^2$$

$$\gamma_g = 0.70$$

P	Z	B _g
2651	0.83	0.0057
1000	0.90	0.0154
500	0.95	0.0346

Tabla 1-1 Son valores reales tomados de un yacimiento de gas¹.

Solución:

Para: $P_{At} = 1000 \text{ lb/pg}^2$

Sustituyendo los valores en la ecuación 1.2 tenemos:

$$G_p = 43560(10319483) (50) (0.2) (1-0.2) \left(\frac{1}{0.0057} \right) - \left(\frac{1}{0.0154} \right)$$

$$G_p = 8.886 \times 10^8 (175.44 - 64.94) = 9.818 \times 10^{10} (\text{Kg/cm}^2/\text{m})$$

$$E_g = 1 - \left(\frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right) = 1 - \frac{0.0057}{0.0154} = 0.63 = 63\%$$

Para $P_{At} = 500 \text{ lb/pg}^2$

$$G_p = 8.886 \times 10^8 \left(\frac{1}{0.0057} - \frac{1}{0.0346} \right) G_p = 8.886 \times 10^8 (175.44 - 28.90) = 13.02 \times 10^{10} (\text{Kg/cm}^2/\text{m})$$

$$E_g = 1 - \frac{0.0057}{0.0346} = 0.835 = 83.5\%$$

La recuperación de volumen de gas del yacimiento es de 80 a 90 por ciento.

Si el empuje de agua es fuerte, se presentara un entrampamiento de gas residual en las presiones superiores, que pueden reducir el factor de recuperación considerablemente, al rango de 50 a 80%.

1.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIA.

Si el histórico de presión-producción está disponible para un yacimiento de gas, el gas inicial es G , y la presión inicial del yacimiento es P_i , la reserva de gas puede calcularse sin conocer: A , h , ϕ o S_w .

El paso siguiente es, construir el balance molar de gas, es decir:

Producción de moles = posición de las moles iniciales - moles estáticas.

Con lo cual se puede conformar la siguiente ecuación:

$$n_p = n_i - n \tag{1.3}$$

Aplicando la ley de gases, $PV = ZnRT$ se observa en la siguiente ecuación (1.4).

$$\frac{P_{sc}G_p}{T_{sc}Z_{sc}} = \frac{P_iV_i}{T_fZ_i} - \frac{PV_i}{T_fZ} \tag{1.4}$$

Donde

T = temperatura

V_i = volumen del yacimiento de gas

P_i = presión inicial del yacimiento

P = presión del yacimiento por producción G_p (Kg/cm²/m)

El volumen de gas en el yacimiento puede estar expresado en unidades de [(Kg/cm²/m)], por el uso de B_{gi} , por lo tanto queda la siguiente ecuación (1.5).

$$V_i = GB_{gi} \tag{1.5}$$

Combinando la ecuación 1.4 y 1.5 y resolviendo para P/Z , se obtiene la ecuación (1.6):

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{T_f P_{sc}}{T_{sc} B_{gi} G} G_p \tag{1.6}$$

Con lo cual, resulta evidente que la gráfica de P/Z Vs G_p representa una línea recta de pendiente $(T_f P_{sc} / T_{sc} B_{gi} G)$ y se intercepta con P_i/Z_i , en $G_p = 0$. Con lo cual, tanto G como P_i , se pueden obtener gráficamente.

Una vez obtenidos estos valores, el porcentaje de gas G_p puede ser determinado para cualquier presión.

Considerando la ecuación anterior (1.6), puede ser también expresada en relación con el factor de recuperación, ecuación (1.7):

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \tag{1.7}$$

El siguiente historial de producción fue obtenido en un yacimiento de gas volumétrico.

Utilizando las gráficas de P/Z Vs G_p se obtuvo que los puntos 1 y 4 (valores reales de pozos de gas natural figura 1.1) cayeran sobre la línea recta a través de los datos.

Utilizando estos puntos para encontrar G y P_i/Z_i . Calcular la recuperación de gas si la presión del yacimiento tiene una caída de 300 lb/pg².

$$P = 300 \text{ lb/pg}^2, T_f = 93^\circ\text{C}, \gamma_g = 0.9$$

	$P_i, (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$	Z	P/Z	$G_p, (\text{Kg/cm}^2/\text{m})$
1	1885	0.767	2458	6.873
2	1620	0.787	2058	14.002
3	1205	0.828	1455	23.687
4	888	0.866	1025	31.009
5	645	0.900	717	36.207

Tabla 1-2 valores de reales de pozos de gas¹.

Solución:

Utilizando la información obtenida de los puntos 1 y 4 calcular la pendiente:

$$m = \frac{(P/Z)_1 - (P/Z)_4}{G_{p4} - G_{p1}} = \frac{2458 - 1025}{31.009 - 6.873} = 59.37 \frac{\text{lb/pg}^2}{\text{Kg/cm}^2/\text{m}}$$

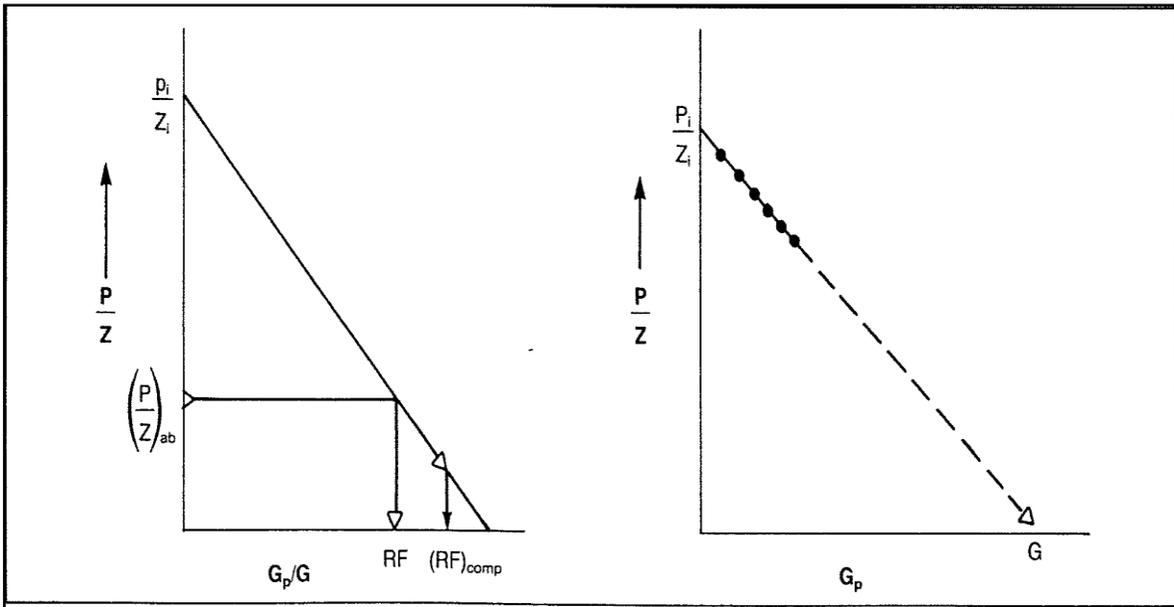


Figura 1.1 Gráficas de ρ/Z Vs G_p^1 .

Para encontrar el valor de P_i/Z_i , utilizar la ecuación (1.8).

$$\frac{P_i}{Z_i} = \frac{P}{Z} + m G_p \quad (1.8)$$

Sustituyendo en la ecuación (1.8)

$$\frac{P_i}{Z_i} = 2458 + 59.37(6.873) = 2866 \text{ (lb/pg}^2\text{Abs)}$$

Para obtener B_{gi} se utiliza la ecuación (1.9).

$$B_{gi} = 0.0283 \frac{T_f Z_i}{\rho_i} \quad (1.9)$$

Sustituyendo en la ecuación (1.9)

$$B_{gi} = \frac{0.0283(660)}{2866} = 0.0065 \text{ (pies}^3\text{g@ c esc / pies}^3\text{g@ cs)}$$

Para obtener G se utiliza la ecuación (1.10).

$$G = \frac{T_f \rho_{sc}}{T_{sc} B_{gi} m} \quad (1.10)$$

Sustituyendo valores en la ecuación (1.9)

$$G = \frac{(660)(14.7)}{(520)(0.0065)(59.37)} = 48.348 \text{ (Kg/cm}^2\text{/m)}$$

La recuperación para $P = 300 \text{ lb/pg}^2$:

$$P_{At} = 300 \text{ lb/pg}^2, Z = 0.949, P/Z = 3.16 \text{ lb/pg}^2.$$

$$G_p = \left(\frac{\rho_i}{Z_i} - \frac{\rho}{Z} \right) / m = \frac{(2866 - 316)}{59.37} = 42.95 \text{ Kg/cm}^2\text{/m}$$

El valor de la P_i y el de $\frac{P_i}{Z_i}$, pueden ser obtenidos por el método de ensayo y error.

El valor de P_i , Z_i y ρ_i/Z_i , (valores reales de pozos de gas natural tabla 1.3) se calcula hasta que un valor sea determinado y resulte 2863 lb/pg^2 .

P_i	Z_i	P_i/Z_i
2200	0.750	2933
2100	0.752	2793
2150	0.751	2863

Tabla 1-3 valores de reales de pozos de gas

Se debe realizar una interpolación lineal entre $P_i = 2150 \text{ lb/pg}^2$ y $P_i = 2200 \text{ lb/pg}^2$; Con lo cual se obtiene un valor de $P_i = 2151 \text{ lb/pg}^2$.

La consideración anterior se aplica a yacimientos en los cuales el volumen de poro invadido por gas se mantiene constante. Si existe entrada de agua, el V_i se verá reducido por éste, cuando la P decline.

De la consideración anterior, se obtiene la siguiente ecuación (1.11).

$$\frac{\rho}{Z} = \left(\frac{GB_{gi}}{GB_{gi} - W_e} \right) \frac{\rho_i}{Z_i} - \frac{T_f \rho_{sc}}{T_{sc}(GB_{gi} - W_e)} G_p \quad (1.11)$$

La pendiente incluye ahora un parámetro que varía con G_p y el tiempo; Éste es la entrada de agua.

Por lo tanto una gráfica de P/Z Vs G_p no será lineal, y tendrá una desviación hacia arriba y la disminución de presión estará en función de la fuerza de empuje del agua.

Si existe entrada de agua, éste se puede calcular usando la solución de presión constante para la ecuación de difusión; La ecuación involucra la determinación correcta de ciertos parámetros de entrada de agua. Havlena y Odeh describen un procedimiento con el cual, la ecuación de balance de materia puede ser usada para determinar si los parámetros han sido valorados correctamente.

La entrada de agua en función del tiempo se obtiene con la ecuación (1.12).

$$W_e = C \sum \Delta p Q_{tD} \quad (1.12)$$

Donde:

C = constante de entrada de agua

$$\Delta P = P_i - P_t$$

Q_{tD} = entrada de agua.

El valor de Q_{tD} obedece a la proporción del volumen del acuífero, con respecto al volumen del yacimiento de gas y al tiempo que el yacimiento ha estado produciendo.

1.3 GRÁFICAS DE P/Z vs G_p

Un historial de producción puede ser suficiente para obtener parcialmente las condiciones que permitan estabilizar parcialmente el funcionamiento del yacimiento, esto se consigue al extrapolar la gráfica del historial de presión y abandono prematuro, con lo cual podemos obtener una estimación final de la reserva.

Desafortunadamente, se presentan factores que afectan la validez de este método de estimación. Si existe entrada de agua parcial o total al yacimiento, el gasto y la disminución de presión serán menores a la observada. Cuando se originó un abatimiento de presión en línea recta, como se muestra en la figura 1-2, dicha declinación se interpretó erróneamente como un indicador de reservas mucho más grande que las existentes en realidad.

El rendimiento observado por lo tanto debe estar estrechamente ligado a la distribución conocida geológicamente de la reserva, con el fin de que las razones consideradas para el rendimiento específico observado sean correctamente evaluadas.

Para otro caso se considera que la reserva de gas es en realidad una especie de capa de gas situada en la parte superior de un yacimiento de aceite. Para este caso, el abatimiento de presión se verá afectada por el gasto de producción de aceite y el aumento del gas en solución a partir del aceite en su etapa de disociación, esto a medida que disminuye la presión. En tal caso, el yacimiento completo debe ser analizado, incluyendo los efectos del gasto de producción de aceite y el efecto de la presión en el gas disuelto. La transferencia entre el aceite y la etapa de abatimiento puede ir en cualquier dirección dependiendo de las condiciones del yacimiento de la temperatura, presión y composición del fluido.

La variación en la permeabilidad del yacimiento también puede afectar el rendimiento de la presión obtenida. Un patrón típico que se presenta es un fuerte descenso en la presión del yacimiento durante el rápido abatimiento, lo que dará lugar a una recuperación final muy baja cuando se extrapola de una manera lineal, lo cual ocasiona una declinación con una pendiente menor, consiguiendo un equilibrio entre la capacidad de flujo de la fractura de matriz y el sistema de fracturas, como se muestra en el esquema de la figura 1-2.

En este caso es necesario verificar dicho punto de interrupción antes de realizar o evaluar cualquier tipo de estimación confiable o de disminución de presión.

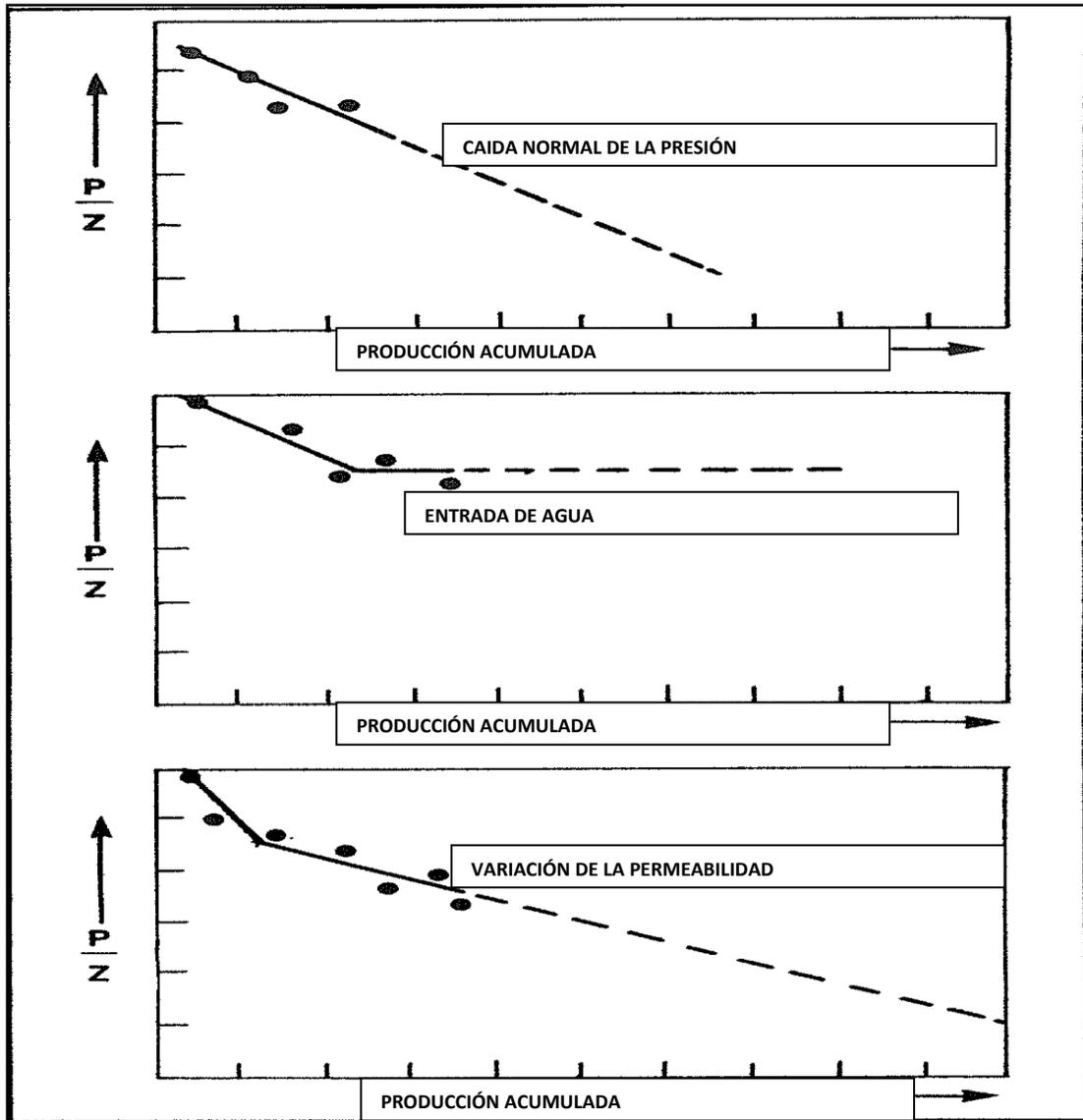


Figura. 1-2 Efecto de las características del yacimiento sobre el rendimiento (producción)¹.

Al tratar de determinar el yacimiento por medio de la disminución de presión con respecto al método acumulativo, lo ideal sería contar con un exacto historial de presión acumulada y precisar los datos de presión en el fondo del pozo para cada determinada distancia, que sea suficiente para determinar o lograr las condiciones estáticas.

Aunque normalmente las prácticas actuales de obtención de datos sobre la producción son adecuadas, los datos del fondo del pozo suelen perderse y aun cuando se encuentran disponibles, estos se basan en breves distancias. La prueba más habitual, por lo regular es la prueba de presión de fondo del pozo, la cual se adquiere para cumplir con ciertos requisitos reglamentarios, como resultado del cierre de un pozo o de algún otro propósito.

En los casos en que un pozo es productor de gas seco, sin condensados o presente agua, el llegar a una estimación razonable de la presión en el fondo de pozo y en la boca de éste, es una cuestión relativamente simple. Cuando el pozo está produciendo condensados y/o agua cuando el flujo de gas se cierra, normalmente habrá una acumulación de líquidos en el fondo del pozo, que representa una parte sustancial de la presión en el fondo del mismo.

A menos que la columna del líquido se conozca, es imposible estimar la presión de fondo del pozo, y de la columna hacia la superficie. En tales situaciones los registros de presión de fondo fluyendo son los que marcan la pauta.

En algunos casos, la pendiente (P/Z) contra (Gp) de la gráfica disminuirá con el aumento de (Gp). Esto puede deberse a la presión o a datos erróneos de producción, pérdida de gas por canalizaciones naturales que se encuentran en la formación, o a presiones anormales del yacimiento. Una gráfica de (P/Z) contra (Gp), para un yacimiento de gas, con presiones anormales se muestra en la figura 1-3.

Si la presión del yacimiento alcanza un valor normal, la pendiente se mantiene constante, pero es más pronunciada que la pendiente inicial. En este caso, si los primeros datos habían sido extrapolados a las condiciones de abandono, la recuperación es el doble de la real que se habría predicho.

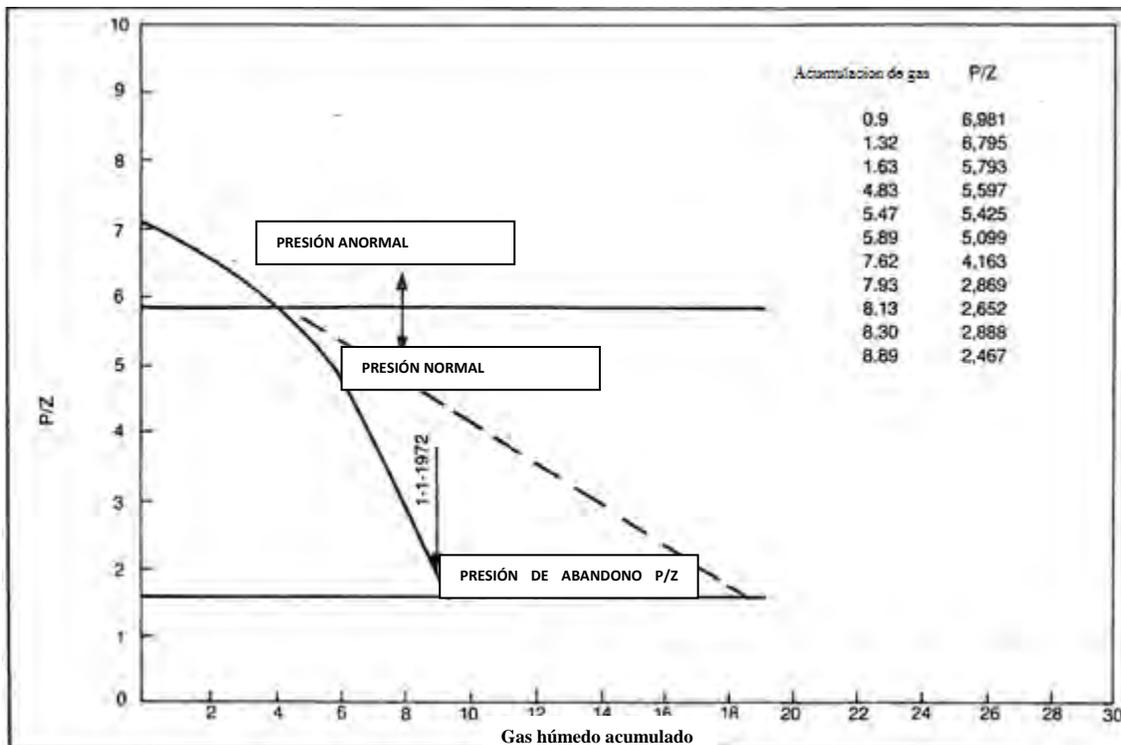


Figura. 1-3 P/Z Vs Producción de gas húmedo acumulado¹.

1.4 GRÁFICAS DE POTENCIA (ENERGÍA)

Estas gráficas son muy útiles para detectar el flujo de agua o zonas de presión anormal de manera temprana en la vida del yacimiento. También se puede tener una estimación temprana de gas en el yacimiento mucho más real que utilizando la gráfica de P/Z vs G_p. La principal razón de utilizar este tipo de gráficas es que la pendiente de P/Z depende del gas inicial en el yacimiento, lo cual no puede ser conocido en el desarrollo temprano o inicial del yacimiento. Por lo tanto, la magnitud de esta pendiente no permite detectar ninguna anomalía. Se debe de obtener bastante información para determinar si la gráfica en línea recta se presenta antes de que algún problema o anomalía se detecte.

En otras palabras, la pendiente de una gráfica de energía deberá mostrar un comportamiento normal, por lo tanto solamente con información suficiente se podrá detectar un comportamiento anormal de una pendiente de 45°, esto puede mostrarse con dos puntos de datos, un ejemplo se muestra en la figura .1-4.

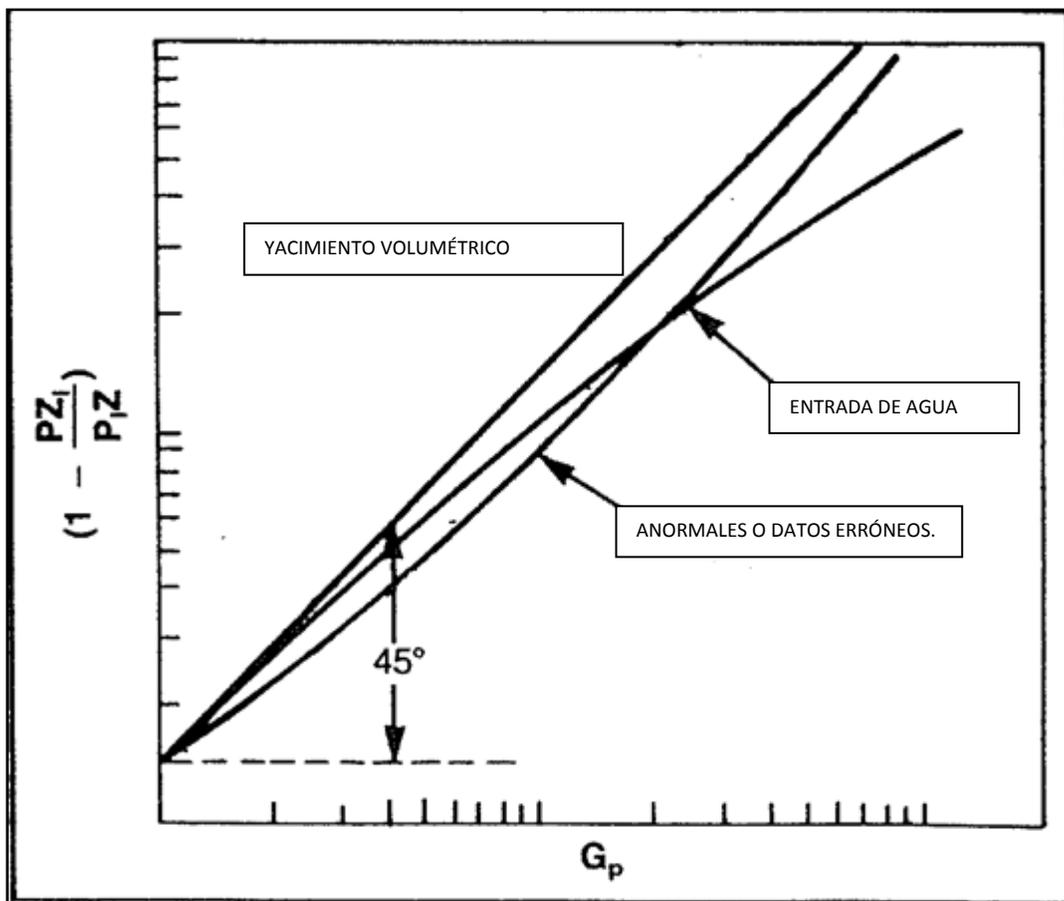


Figura. 1-4 Gráficas de Energía¹.

Otros métodos gráficos han sido propuestos para resolver la ecuación de balance de materia, que es muy útil para detectar la presencia de entrada de agua. La ecuación (1.13) puede ser cambiada, en lugar de usar la expresión de $B_{gi} = (P_{sc} Z_i T_f) / (P_i T_{sc})$.

Se escribe:

$$\frac{Z_i P}{P_i Z} = \frac{GB_{gi}}{GB_{gi} - W_e} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right] \quad (1.13)$$

Si se considera para $W_e = 0$, se obtiene la ecuación (1.14):

$$1 - \frac{Z_i P}{P_i Z} = \frac{G_p}{G} \quad (1.14)$$

Aplicando logaritmos en ambos lados de la ecuación, se tiene la siguiente ecuación (1.15).

$$\log \left[1 - \frac{Z_i P}{P_i Z} \right] = \log G_p - \log G \quad (1.15)$$

De acuerdo con la ecuación anterior es obvio que la gráfica de $1 - Z_i P / P_i Z$ Vs G_p sobre coordenadas log-log producirá una línea recta con una pendiente de 45 grados de inclinación. Una extrapolación para el valor de uno sobre el eje vertical ($P = 0$) produce un valor para el gas inicial en el rango G . Las gráficas obtenidas de este tipo de análisis han sido justamente denominadas las gráficas de energía. Estableciendo la invasión de agua, en el comienzo de la vida fluyente del yacimiento.

1.5 GRÁFICAS DE RITMO DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO

Se pueden detectar muchos problemas de producción al monitorear el desempeño de un pozo de gas al gráficar los gastos de producción de gas, condensado o agua, la presión y el tiempo. Un comportamiento típico se muestra en la figura 1-5.

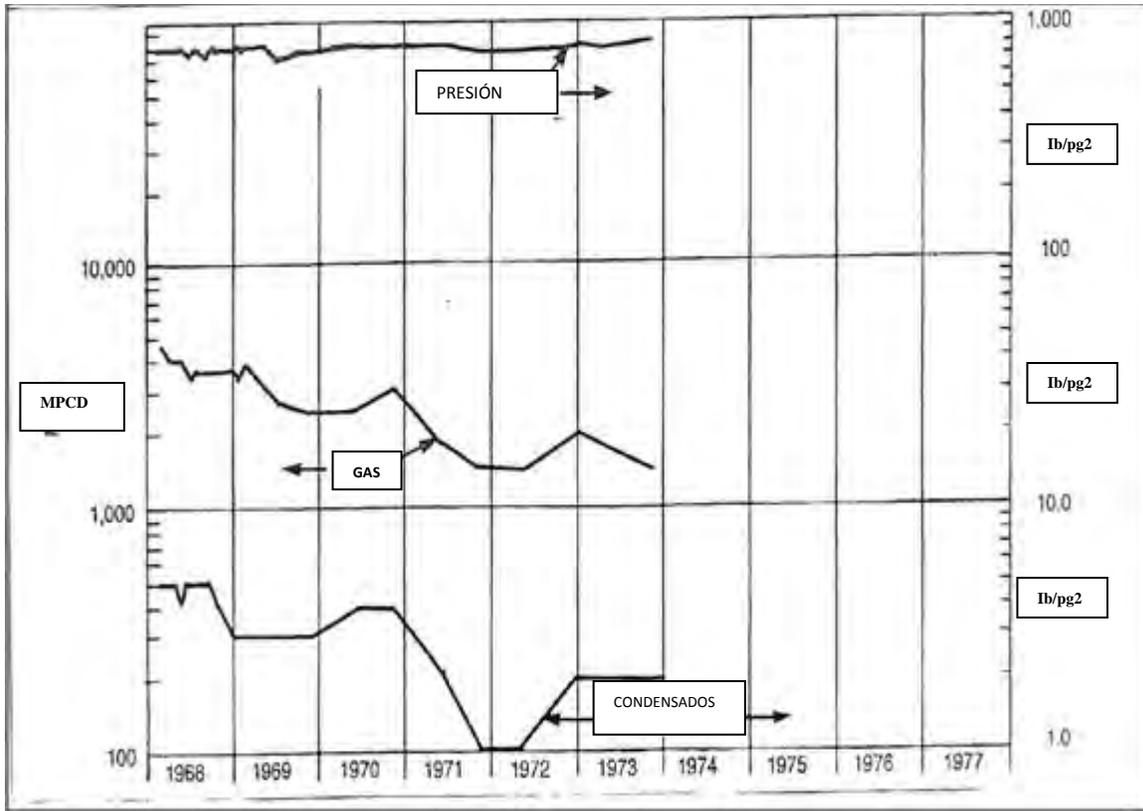


Figura. 1-5 Rendimiento de un pozo de gas¹.

Estas gráficas de producción vs tiempo son muy útiles utilizadas en conjunto con mapas de estado de pozos. Un mapa de estado de pozo, figura 1-6, le permite al ingeniero comparar el desempeño de pozos cercanos y ayuda a determinar algún comportamiento anormal en algún pozo.

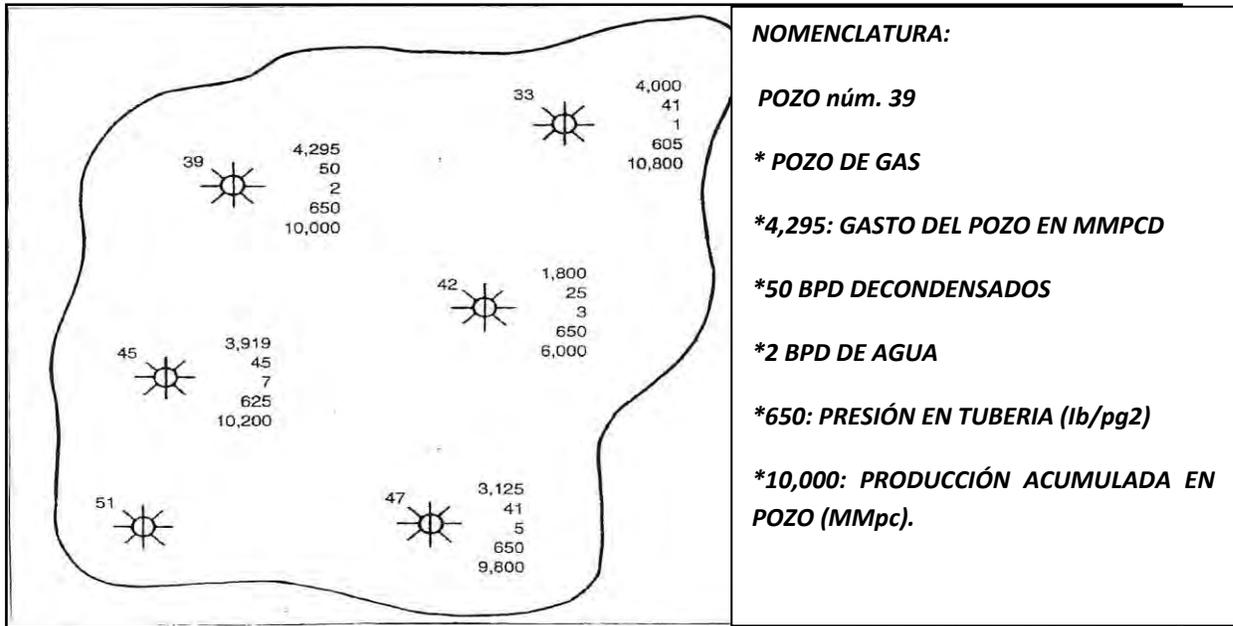


Figura. 1-6 Mapa de estado de pozos¹.

Un ejemplo de gastos de producción anormal se muestra en la figura. 1-6. La presión del pozo permanece alta mientras que la producción de gas declina, comparando el comportamiento del pozo 42 de la figura 1-6 con otros pozos vecinos, se puede apreciar que el pozo está produciendo mucho menos que los demás. Esto puede ser efecto de un daño a la formación o un daño por tapones residuos de la perforación. Una vez que éste pozo fue re-profundizado, su desempeño en producción incrementó considerablemente como se muestra en la figura. 1-7.

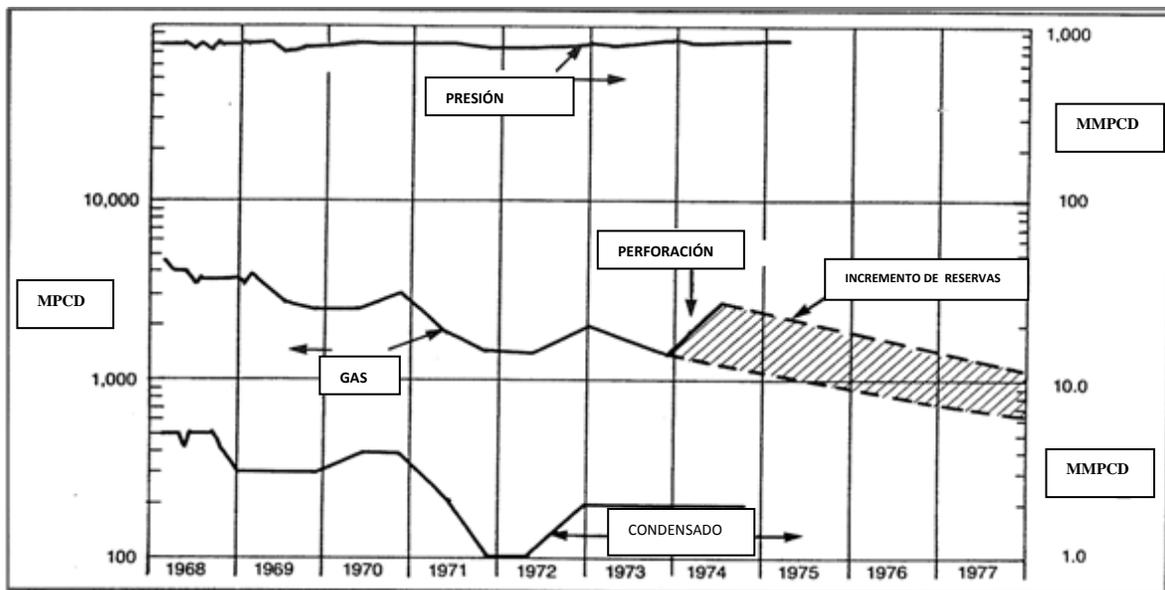


Figura. 1-7 Curva de rendimiento del Pozo 42¹.

La producción de agua también puede ser analizada con estas gráficas. Un incremento en el corte de agua sin un incremento en el drenado puede ser el resultado del avance del contacto de agua en el yacimiento.

Si el gasto de agua aumenta una vez que el gasto de gas ha incrementado, puede significar en una conificación de agua. Se puede reducir el gasto de producción del pozo para ver si la conificación de agua disminuye.

La conificación de agua es un término que describe la entrada de agua debajo de la capa de gas en un yacimiento bajo presiones de drenado muy altas. El fenómeno de la conificación se ilustra en la figura 1-8. Si se conocen las permeabilidades verticales y horizontales, se puede calcular el valor de producción máxima para prevenir éste efecto.

Una vez que la conificación está presente, la reducción en el ritmo de producción no siempre resolverá el problema. Esto se produce una vez que se ha creado una zona de alta saturación de agua alrededor del pozo, por lo que se puede pensar en reducir el efecto disminuyendo el ritmo de producción. Incluso si el pozo se cerrara, las fuerzas capilares impedirían que el agua regresara a su nivel original. Por lo tanto, si se sabe que un yacimiento de gas tiene un acuífero activo se debe de realizar el cálculo de la producción máxima para cada pozo.

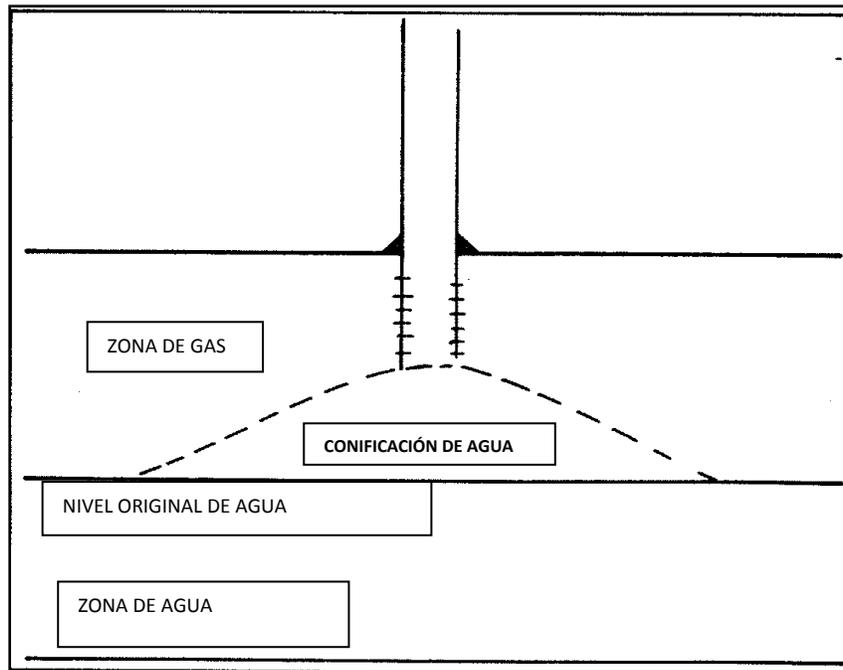


Fig. 1-8 Conificación de agua¹.

CAPITULO 2**FORMACIÓN DE HIDRATOS**

Cuando el gas y el agua en estado líquido se combinan, forman sólidos parecidos a la nieve húmeda en presencia de temperaturas superiores al punto de congelación del agua.

Estos sólidos son conocidos como hidratos de gas. Estos representan una forma compleja de los llamados clatratos de metano. Este fenómeno resulta de particular interés para la industria petrolera debido a que dichos sólidos pueden llegar a formarse a temperaturas y presiones encontradas comúnmente durante la producción y transporte de gas natural.

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas formadas de forma natural por agua y gases de poco peso molecular, a los cuales se les denomina compuestos de inclusión, que tienen una estructura clathrática o de reja y que incluyen moléculas de gas metano. La molécula huésped de esta estructura clathrática está compuesta por agua en forma de hielo a la cual se adhiere el metano y otros gases. Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo, sin embargo, se forman comúnmente a temperaturas sobre el punto de condensación del agua. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.

Los hidratos de metano, comenzaron a ser un problema en la industria del petróleo en la década de 1930 cuando fue observado que se formaban en gasoductos y líneas de gas natural bloqueando el libre flujo de gas.

En la década de 1960, personal de perforación ruso descubrió la formación natural de hidratos de metano, en un campo de gas en Siberia. Posteriormente, en la década de 1970, algunos científicos que realizaban perforaciones de exploración en aguas profundas, descubrieron que los hidratos no sólo se forman naturalmente en las regiones continentales polares, sino también en los sedimentos en aguas profundas en los límites continentales costa afuera.

Quizá en el futuro, los yacimientos de hidrocarburos convencionales no podrán proporcionar por más tiempo la energía necesaria para las crecientes economías y poblaciones de la tierra. Para entonces, los no convencionales conocidos, pero de igual forma hidrocarburos, conocidos como hidratos de metano, podrían tomar un lugar preponderante como importantes fuentes de energía.

Los hidratos de metano, son también una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y alta temperatura, se unen para formar una sustancia sólida semejante al hielo. Los grandes depósitos sedimentarios en el fondo del mar y en las regiones polares, favorecen la formación de hidratos.

2.1 FORMACIÓN DE HIDRATOS

La mayoría del gas natural contiene una cantidad considerable de vapor de agua, al momento que es producido debe de ser separado o removido ya que la condensación del mismo podrá formar hidratos al enfriarse el gas. La presencia de agua acelera la corrosión y los hidratos puede formar capsulas de gas lo cual puede resultar en un bloqueo de las líneas de flujo.

Los hidratos son componentes sólidos que se forman como cristales, se crean por una reacción natural entre el gas y el agua, su composición es 10 % hc y 90% agua. Hidratos tienen una gravedad específica de 0.98, generalmente flotan sobre el agua y se sumergen en componentes de hidrocarburos líquidos. El agua siempre es necesaria para la formación de hidratos así como una cubierta turbulencia en el sistema de flujo de gas.

Muchos estudios demuestran que el gas que se encuentra en los hidratos formados naturalmente, se produce cuando bacterias anaeróbicas descomponen materia orgánica en el fondo marino, produciendo metano y otros sub-productos gaseosos incluyendo dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. Todos estos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, pero entre ellos predomina el metano. Existen algunas evidencias que respaldan el argumento de que en un limitado número de ambientes, el metano en los hidratos proviene también de fuentes termogénicas, ubicadas a mayor profundidad dentro de la tierra.

La naturaleza compacta de la estructura del hidrato contribuye a una altamente eficaz compactación del metano. Un volumen cúbico de hidrato contiene gas que se expandirá entre 150 y 180 de volúmenes cúbicos a presión y temperatura estándar.

La consideración más importante para la formación de hidratos es que esté presente el agua líquida para su formación. Pero incluso con la presencia de agua líquida se necesita un equilibrio entre el gas y el agua a condiciones de presión y temperatura para que la formación del hidrato ocurra. No obstante, una vez formadas las semillas del cristal, la hidratación ocurre fácilmente.

Las semillas del cristal se forman a temperaturas de 3 a 10 [°F] por debajo de la temperatura de formación y a unos 300 ó más [lb/pg²] por encima de la presión de formación. Sin embargo, las partículas de óxido o arena también funcionan como semillas de cristales en el comienzo de la formación de hidratos.

2.2 PREDICCIÓN, CAUSAS Y FORMACIÓN DE HIDRATOS.

La temperatura a la cual se forman los hidratos depende de la composición del gas y la presión en la tubería de producción. Por lo tanto, la figura. 2-1 puede no ser muy precisa para todos los gases pero es típica para algunos otros. La figura muestra la concentración en libras de agua por millones de pies cúbicos de gas (MMpcg) saturado a cualquier presión o temperatura.

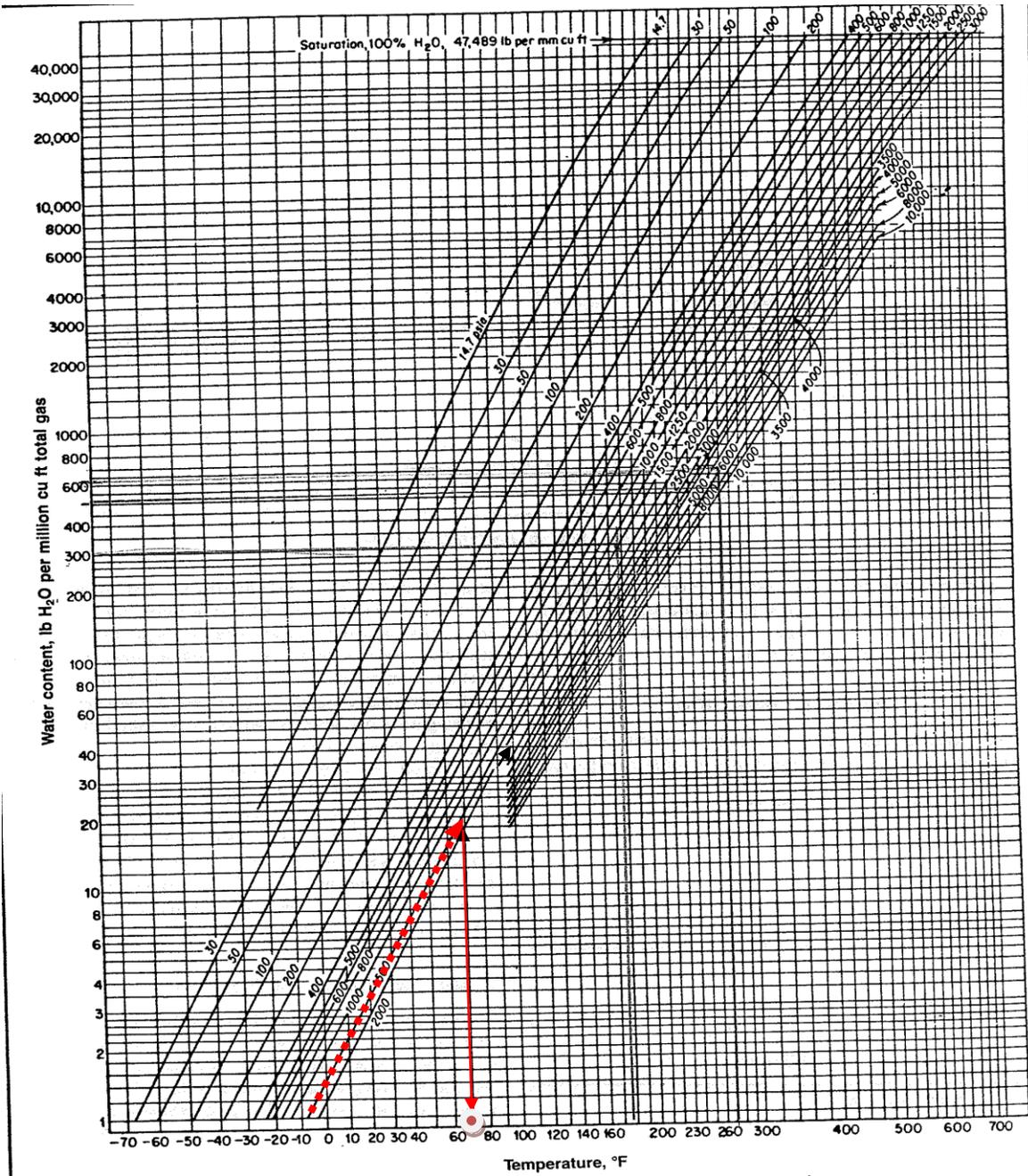


Figura.2-1 Saturación del gas natural que contiene vapor de agua¹.

Las líneas rectas que cruzan la familia de curvas muestran la temperatura a la que los hidratos probablemente se forman a una presión determinada. Se debe tener en cuenta que los hidratos se forman más fácilmente a altas presiones. Por ejemplo a 1500 lb/pg² los hidratos se formaran a 70 °F mientras que a 200 lb/pg² el hidrato no se formara a menos que la temperatura del gas sea de 39 °F.

Cada curva en la carta muestra el contenido de agua de un gas condensado a la presión en que la temperatura se encuentra en cualquier punto sobre la figura 2.1. Por ejemplo a 100 lb/pg² y 60 °F, 1 millón de pies cúbicos de gas podrán contener 130 lb de vapor de agua.

El mismo gas a 100 lb/pg² a 20 °F solamente podrá contener 30 lb de agua, a 0° F solamente podrá contener 13 lb de vapor de agua.

Se puede observar entonces que si el gas es enfriado puede contener menos vapor de agua. Por lo tanto el enfriamiento del gas causa que el vapor de agua permanezca mezclado en equilibrio con el gas. Las especificaciones para el diseño de tuberías que transportan gas requieren una concentración de 7 lb/MMpcg o menos para poder reducir el problema de formación de hidratos en el transporte del gas. En algunos casos se forman hidratos en el cabezal del pozo y es necesario aplicar calentamiento para evitar que el pozo se congele, en algunos campos la temperatura en el cabezal es de 100 °F y por lo tanto recae en que el problema de la formación de hidratos sea después del árbol de válvulas.

Un factor de suma importancia en el movimiento de gas saturado por vapor de agua es la retención de calor, que está en el gas cuando éste se produce. La temperatura disminuye en la cabeza del pozo cuando el gas se expande a través de un estrangulador para reducir la presión y controlar el gasto del flujo. Después de pasar por el estrangulador, el gas entra en las líneas de descarga, que se enfrían por estar en el suelo. Los efectos de la temperatura del suelo, en la tubería se muestran en la figura 2-2.

Esta curva fue calculada a partir de datos tomados en el campo de gas de Cartago al éste del estado de Texas. Para una temperatura de gas de salida a 160 [°F] se reducía a 75 [°F] en el momento en que el gas había viajado 1610 metros, debido a la temperatura del suelo de 55 [°F]. A un mayor gasto de flujo, el gas puede viajar más lejos antes de presentar problemas de formación de hidratos.

Considerando una presión en la línea de 900 [lb/pg²], se podría predecir que los hidratos se forman a una temperatura de unos 60 [°F], algunas de las líneas de flujo en éste campo son tan largas que alcanzan las 24140 metros, entre el pozo y la planta de almacenamiento, por lo que éste gas tendría que ser calentado otra vez antes de llegar a la planta.

Las temperaturas mínimas del subsuelo a una profundidad de 18 pulgadas en las distintas regiones productoras de gas del suroeste de los E.U. son los siguientes:

1. Parte superior del golfo de Texas y Louisiana 50-56 °F
2. Cuenca permiana, éste de Texas y norte de Louisiana 45°F
3. Areas de gas como Hugoton – panhandale 25-30 °F

Los valores son aproximados y representan sus valores mínimos. Considerando las temperaturas del sub-suelo se puede esperar que alcance niveles superiores durante la mayor parte del año, especialmente en la parte sur de Texas y Louisiana. Por otra parte, es probable que en las zonas productoras de gas de los estados de las Montañas Rocosas y en el oeste de Canadá, la tubería debe ir debajo del nivel referido de 18 pulgadas para evitar un enfriamiento. Las líneas de gas en estos campos específicos, deben ser enterradas a profundidades más grandes.

Es conveniente dividir la formación de hidratos en dos categorías:

1. Formación de hidratos debido al decremento en la temperatura sin una caída de presión, como en las líneas de producción en superficie.
2. Formación de hidratos debidos a la súbita expansión del gas como en probadores de flujo, reguladores de presión o estranguladores.

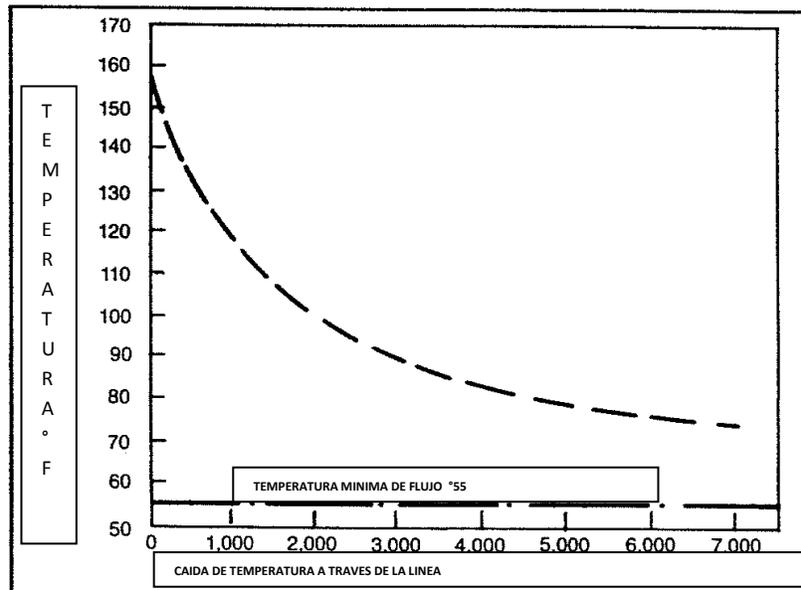


Figura.2-2 En la gráfica se observa la caída de temperatura en las líneas de flujo del gas natural¹.

2.3 METODO DE EXTRACCIÓN DE GAS EN LOS HIDRATOS

Se están estudiando tres métodos de extracción de gas natural de los hidratos. Todos estos métodos usan la disociación, un proceso por el cual un material se descompone en sus partes constituyentes. En el caso de la disociación de los hidratos de gas, usualmente se involucra una combinación de liberación de presión y aumento de la temperatura, de manera que los cristales helados se derritan o modifiquen su estructura molecular y de esta forma se liberen las moléculas de gas natural atrapadas.

2.3.1 Inyección Termal

Con esta técnica, se introduce calor dentro de la formación de hidrato para aumentar la temperatura del material e impulsar la disociación. Un ejemplo de esto es la inyección de agua marina relativamente caliente, en una capa de hidratos de gas submarina. Una vez que se libera el gas dentro de la capa, se le puede extraer a la superficie.

2.3.2 Inyección de Inhibición

Ciertos alcoholes, como el metanol o etilenglicol, actúan como inhibidores cuando se les inyecta en una capa de hidrato de gas, y hacen que el material del hidrato se modifique. Estos cambian las condiciones de presión-temperatura que se necesitan para la estabilidad de los hidratos, permitiendo que el hidrato se disocie y libere su metano.

2.3.3 Despresurización

En algunas reservas de hidratos hay zonas en las cuáles el gas natural ya está en su estado libre. Si se perfora un pozo en dicha zona para extraer el gas natural, también se puede reducir la presión dentro de la capa de hidrato de gas subyacente. Si esta reducción de presión es suficiente como para provocar una disociación, entonces se puede liberar el gas de la capa de hidrato y extraerlo al mismo tiempo.

Las simulaciones por computadora para las inyecciones termales que usan vapor y agua caliente sugieren que se libera suficiente gas como para que sea recuperable. Sin embargo, el costo de esta técnica es prohibitivo. Similarmente, la inyección de inhibición parece ser factible pero, nuevamente, los costos económicos y del medio ambiente superan los resultados de la producción. Actualmente, la técnica más económicamente promisoría parece ser la despresurización. Esta técnica está limitada sólo a las áreas con reservas de gas natural en estado libre, y la extracción de gas de los hidratos de gas puede ser impedida por la formación de hielo o la reformación de hidratos de gas durante la disociación y el proceso de extracción.

2.4 FORMACIÓN DE HIDRATOS EN LINEAS DE SUPERFICIE

Como se ha mencionado, el agua libre es un factor para la formación de hidratos. El agua libre es un hecho casi seguro de estar presente durante una prueba de pozo de gas ya que estos yacimientos son básicamente saturados en agua y en un decremento de la temperatura resulta una solubilidad de agua en el gas. La temperatura de los hidratos depende de la presión del gas y de la composición de la mezcla.

La figura 2-3 da valores aproximados de la temperatura como función de la presión o la gravedad específica. Los hidratos se formaran siempre y cuando la presión y temperatura estén a la izquierda de la gráfica de formación de hidratos y el punto de rocío del agua para el gas en cuestión. El punto de rocío del agua se puede obtener de la figura. 2-3.

1. Encontrar el contenido de agua W_s , P_r , T_R .
2. Dibujar una línea horizontal a W_s .
3. Leer el punto de rocío del agua para varias presiones a la intersección de la línea horizontal con cada línea de presión.

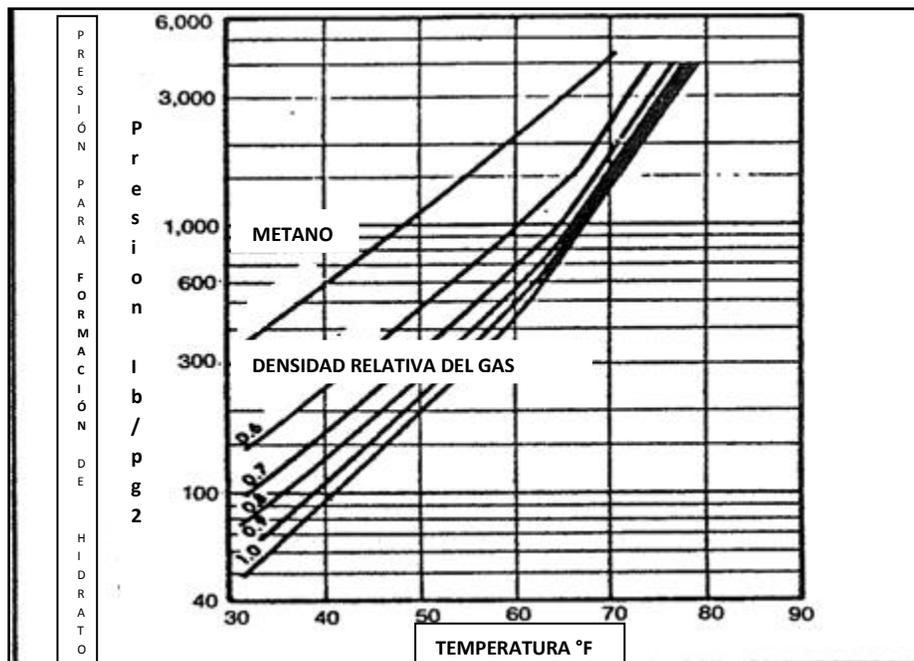


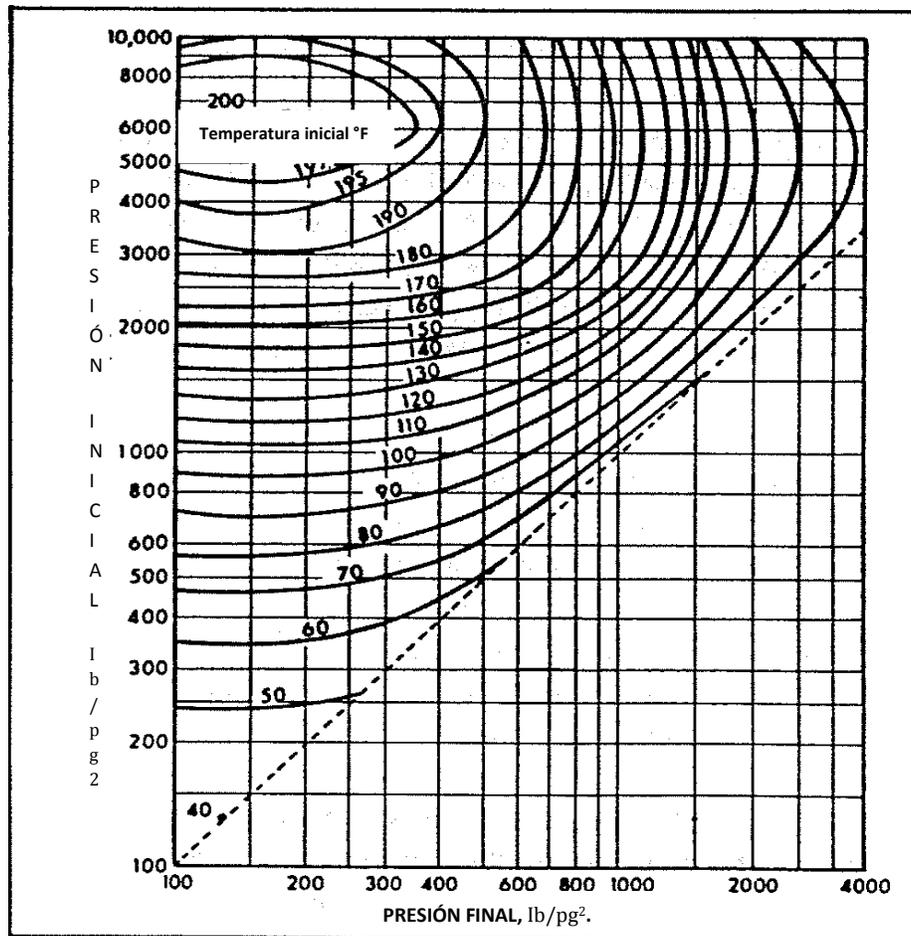
Figura. 2-3 Caídas de temperatura y presión en líneas de flujo de gas natural¹.

Ejemplo 2-1

A un gas de peso específico con valor de 0.8 se le aplica una presión de 1000 [lb/pg²] y una temperatura de 38 [°C]. Determine la presión final mínima para que no exista formación de hidratos.

Solución.

A partir de la figura 2-4, en la intersección para 100 [lb/pg²] en la presión de línea inicial y con una temperatura inicial de 38 [°C] da una presión final de 440 lb/pg². Por lo tanto, el disminuir la presión a 440 [lb/pg²] resultaría en una posible formación de hidratos.



La figura 2-4 La presión permitida es de 0.8 de gravedad del gas natural para evitar la formación de hidratos¹.

Ejemplo 2-2

Para un gas su gravedad es de 0.6 y la presión es de 1000 [lb/pg²] a 600 [lb/pg²] ¿Cual es la temperatura del gas inicial minima permitida para evitar la formación de los hidratos?

Solución

De la figura 2-5, se obtiene la intersección de presión inicial de línea (1000 lb/pg²) y la presión final de línea (600 lb/pg²) para la cual la temperatura aproximada es de 23 [°C]. Por lo tanto si el gas llega a una temperatura menor a 23 [°C] para una presión de 1000 [lb/pg²] los hidratos podrían formarse durante el proceso.

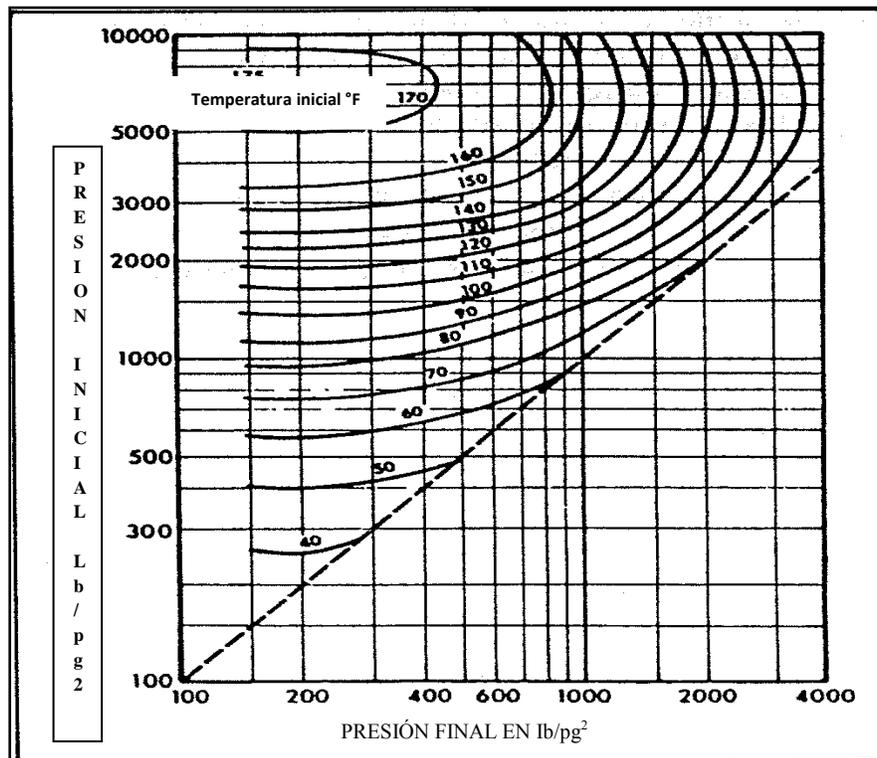


Figura. 2-5 la 4 La presión permitida del gas natural es de 0.6 de gravedad específica sin formación de hidratos¹.

2.5 RIESGOS RELACIONADOS CON LOS HIDRATOS

Los hidratos de metano son una preocupación permanente para las compañías de petróleo y gas en cualquier lugar del mundo donde el agua y el gas natural entren en contacto entre sí. Los hidratos de metano representan restricciones para el óptimo flujo de petróleo y gas, ocasionan riesgos de perforación y de terminación, además de inducir riesgos a la estabilidad de las plataformas marinas.

En la década de 1930, los hidratos de gas fueron identificados como los responsables de bloquear los ductos superficiales en la ex-Unión Soviética. Cuando el petróleo o el gas son conducidos a través de ductos presurizados en climas fríos, puede existir suficiente cantidad de agua y metano en la mezcla para favorecer la formación de hidratos sólidos, los cuales pueden obstruir el ducto.

El remover un taponamiento formado por hidratos puede ser peligroso; Un taponamiento de hidratos de metano despresurizado puede viajar a grandes velocidades, lesionando a trabajadores y ocasionando la ruptura de ductos. Una forma de evitar la obstrucción de los ductos es a través del calentamiento de los mismos, no obstante la extracción de agua antes de la compresión de los hidrocarburos puede ser un tratamiento más efectivo desde el punto de vista económico. A efectos de evitar la formación de hidratos en los ductos, se puede utilizar una combinación de técnicas que puede resultar muy efectiva; esto es: eliminar el agua por debajo del punto de rocío, mantener la temperatura por encima del punto de formación de hidratos y utilizar inhibidores para evitar que la mezcla se solidifique.

Para los operadores que perforan en aguas profundas, el encuentro de hidratos de gas sólidos formados naturalmente, puede ocasionar un problema de control en el pozo, en particular si grandes cantidades de hidratos entran en el mismo y se despresurizan. Además, la circulación de líquido caliente dentro del pozo reduce la temperatura en los sedimentos circundantes ricos en hidratos, conduciendo al derretimiento de los hidratos y a la desestabilización de los sedimentos que contiene el pozo.

El calor liberado durante la solidificación del cemento también puede desestabilizar la formación de hidratos. Algunos sistemas especiales de cemento diseñados para minimizar el calor liberado, pueden ayudar a prevenir la disociación de los hidratos.

En las operaciones que se llevan a cabo en aguas profundas, la formación de hidratos sólidos en el pozo resultante de la combinación de líquidos, presenta un problema importante en el control del pozo. Si entra gas en el pozo, la alta presión hidrostática y la baja temperatura del fondo del mar pueden ocasionar la formación de hidratos en fluidos a base de agua, así como también en la salmuera de lodos a base de petróleo y de lodos sintéticos.

Las repercusiones de la formación de hidratos son el taponamiento de las líneas de estrangulación y el descontrol del pozo, de los preventores de prevención, (BOP, por sus siglas en Inglés), las dificultades en el monitoreo de la presión del pozo, la restricción del movimiento de la sarta de perforación y el deterioro de las propiedades del lodo debido a la deshidratación. Las líneas de estrangulación y de control del pozo son particularmente susceptibles, ya que se encuentran ubicados en lugares donde la temperatura es la más baja y ésta desciende rápidamente cuando se detiene la circulación.

Una manera práctica de detener la formación de hidratos es agregando sales, glicol u otros inhibidores químicos que ayudan a reducir la cantidad de agua libre. El mantener a una alta temperatura la cabeza del pozo y circular líquidos de perforación, puede ayudar hasta profundidades de agua de 1000 pies [305 m], pero a profundidades mayores, es difícil transmitir suficiente calor mediante la circulación de lodo. El precalentamiento de fluidos también puede ser útil, así como también la reducción del peso del lodo a valores tan bajos como sea posible, ya que las bajas presiones reducen la estabilidad de los hidratos. La solución correcta para el tratamiento de los riesgos relacionados con los hidratos está íntimamente relacionada con la habilidad de prever la formación de los mismos. Distintas organizaciones han desarrollado programas de cómputo para predecir la formación de hidratos para algunas composiciones químicas de lodo idealizadas, y para la determinación de los niveles y tipos apropiados de aditivos inhibidores. Para utilizar estos programas, el usuario debe establecer las condiciones ambientales. No obstante, la diversidad en la composición de los lodos reales de perforación limita la aplicabilidad de estos programas.

Las operaciones submarinas también se ven afectadas por los hidratos. La formación de hidratos durante la terminación y las intervenciones submarinas pueden evitarse mediante la inyección de metanol en las líneas de inyección del árbol de válvulas submarino. Las líneas de flujo submarinas también están sujetas al bloqueo por hidratos, especialmente cuando se existen grandes distancias de enlace entre el árbol de válvulas submarino y la plataforma de producción, así como por estar sometidas a bajas temperaturas y a presiones hidrostáticas altas durante largos períodos de tiempo.

Ciertas áreas de operaciones petroleras y gasíferas están expuestas a problemas causados por hidratos formados naturalmente. Se muestran, en la figura. 2-6 los tres métodos principales de explotación de hidratos.

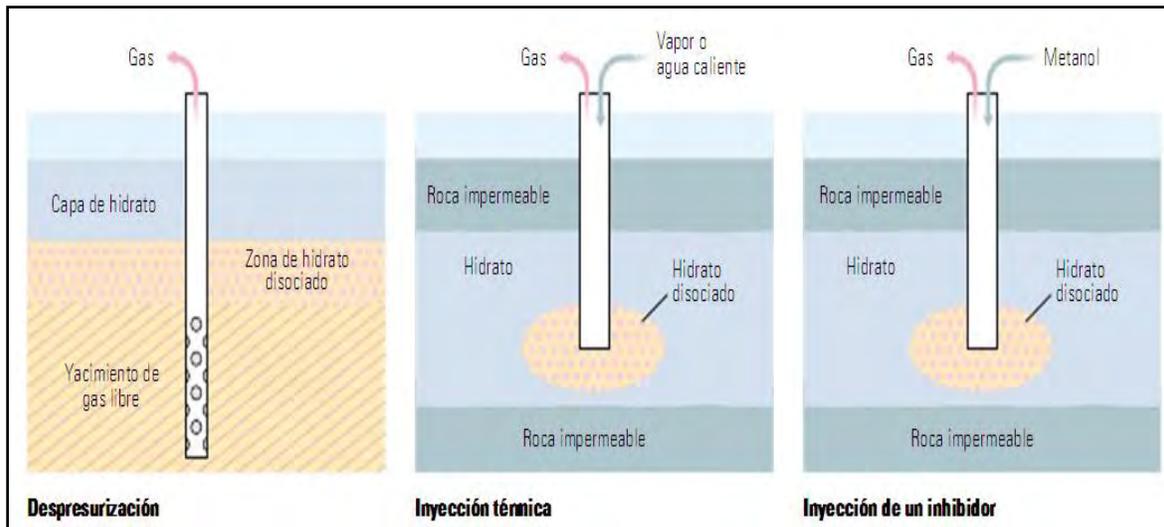


Figura. 2-6 Los tres métodos principales considerados para la explotación del hidrato: despresurización, inyección térmica e inyección de un inhibidor⁴.

2.6 CONTROL DE HIDRATOS

Utilizando amoníaco, salmuera, glicol y metanol para reducir el punto de congelación del vapor de agua y por lo tanto prevenir la formación de hidratos en las líneas de flujo. Inyectores o bombas son utilizados para alimentar estos inhibidores al flujo de gas. El metanol y el glicol son los más utilizados, sin embargo son caros. Cuando se presenta la formación de hidratos y la instalación de un calentador o un deshidratador no son factibles se utiliza la inyección de metanol o de glicol.

Por ejemplo en algunos campos las operaciones de producción de gas están libres de la formación de hidratos durante la mayor parte del año. Por lo cual la inyección de inhibidores es más utilizada, que planear en instalar equipo adicional.

En la mayoría de situaciones la deshidratación del gas no es económicamente rentable, por lo que en algunos casos se adoptan medidas alternativas para controlar la formación de hidratos, la aplicación de calor, por ejemplo es un método ampliamente utilizado. Las razones principales para llevar a cabo dicho método son: la inversión inicial no es excesiva, el combustible está convenientemente disponible, y los calentadores operan con un mínimo de riesgo y supervisión.

Cuando es conveniente controlar el flujo de gas del medio de explotación de una forma temporal y mantener la temperatura actual por encima de la temperatura del suelo, los calentadores parecen ofrecer la mejor solución. Para el transporte a largas distancia, el gas llegará a alcanzar la temperatura del suelo y, para el movimiento de dicho gas, el agua en última instancia tendría que ser removida.

La mayoría del gas es producido por líneas de alta presión de 1500 a 10 000 lb/pg² que son transferidas a líneas con presiones de no más de 1200 lb/pg². Los calentadores siempre deberán de ser utilizados para compensar el enfriamiento natural del gas, la cual es causada por la reducción de presión. Un calentador indirecto es lo más utilizado ya que es simple, económico y con tamaño adecuado.

2.7 RETOS RELACIONADOS CON LOS HIDRATOS

El interés en los hidratos está creciendo y varias de las tecnologías que han mostrado ser eficaces para la exploración convencional de hidrocarburos y para la evaluación de formaciones, se están aplicando eficientemente al problema de caracterización de los hidratos. Sin embargo, aún quedan enormes retos. Por ejemplo, los especialistas no están de acuerdo en la cantidad de hidratos presentes en las porciones accesibles del subsuelo.

En la industria petrolera se cree que los enormes cálculos citados de metano en los hidratos de gas son exagerados. Por otro lado, aunque se comprobara que los cálculos son verdaderos, si el hidrato se distribuye en forma dispersa en el sedimento en lugar de concentrarse, no podrá recuperarse fácilmente, de un modo económicamente efectivo o sin peligro para el medio ambiente.

Los hidratos de gas se encuentran agrupados con otros elementos hidrocarburos no convencionales, tales como capas carboníferas con metano, arenas compactas y lutitas negras. Con la excepción de los hidratos, en la actualidad se están produciendo comercialmente alguna porción del volumen total mundial de estas fuentes no convencionales. En la mayoría de los casos, la evolución de un recurso de gas no convencional y no producible a uno producible ha sido una consecuencia directa de una importante inversión de capital y del desarrollo de la tecnología.

La industria del gas ha trabajado lentamente en el desarrollo de metodologías para extraer el metano de los hidratos. Se encuentran bajo consideración, que son tres métodos principales: la despresurización, la inyección térmica y la inyección de un inhibidor. En la despresurización, la presión del hidrato de gas disminuye lo suficiente para provocar disociación. Este método es viable únicamente cuando puede producirse el gas libre asociado para disminuir la presión del depósito de hidrato, como se ha reportado en el campo Messoyakha.

En caso de no existir una zona de gas libre por debajo de los hidratos, la inyección térmica o la estimulación, pueden ser una solución viable. Se les agrega calor a los estratos que contienen hidratos de gas, a fin de incrementar la temperatura lo suficiente para provocar que el hidrato se disocie. Un ejemplo de esto es la inyección de agua de mar relativamente caliente a una capa de hidratos de gas que nace en una zona marina.

La inyección de inhibidores, tales como el metanol, modifica el equilibrio presión-temperatura de modo que los hidratos ya no sean estables en sus condiciones normales y el metano sea liberado. De los tres métodos, la disociación por inyección de agua caliente puede ser la más práctica. No obstante, los hidratos de gas se convertirán en un recurso potencial, únicamente cuando pueda demostrarse que la energía recuperada es mucho mayor que la energía necesaria para liberar el gas metano. Se muestra figura. 2-7 la importancia de los hidratos como hidrocarburos

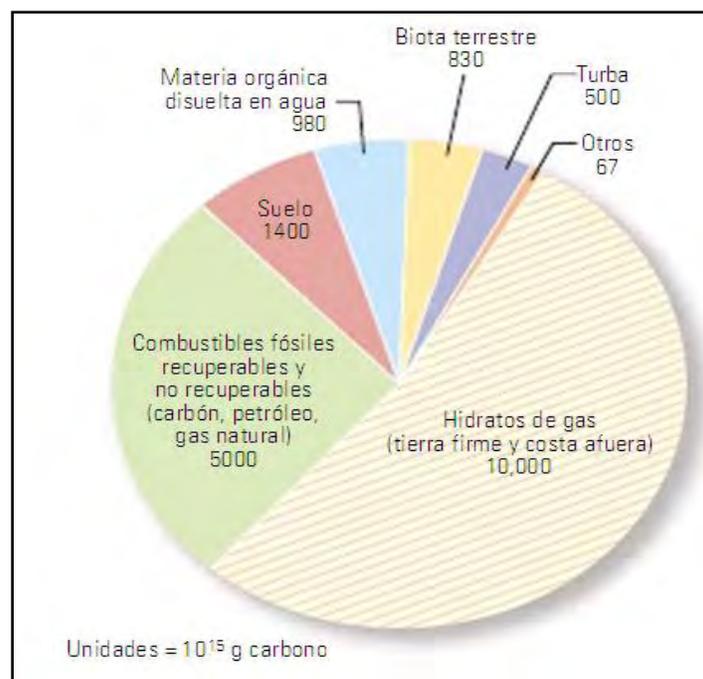


Figura. 2-7 Contenido de carbono de los recursos de hidrocarburos conocidos en el mundo. Los hidratos de gas contabilizan más de la mitad de los recursos de hidrocarburos⁴.

CAPITULO 3**PRODUCCIÓN DE GAS AMARGO**

El gas natural es un recurso no renovable, que debido a sus características combustibles se le ha dado una amplia gama de aplicaciones que van desde el uso doméstico hasta las diversas ramas industriales. Para que éste combustible pueda ser utilizado es conveniente que pase por un proceso de purificación, que es denominado endulzamiento ya que el gas tal como es extraído de los yacimientos, contiene algunos compuestos indeseables como el ácido sulfhídrico, bióxido de carbono y agua, los que ocasionan contaminación, corrosión y restan poder calorífico al gas.

Como en todos los procesos que abarca la industria química, la necesidad de reducir en las plantas químicas, los costos operativos y aumentar la producción dentro de los estándares de calidad que rigen el mercado, han llevado al desarrollo de nuevos procesos y a optimizar los yacimientos ya establecidos. El aumento en la demanda de gas natural obliga a mejorar los procesos de endulzamiento, con el incremento de la producción de gas dulce y la disminución de los costos de operación. Estudios realizados en esta área se encaminan a la reducción de pérdidas de amina, mediante la manipulación de las variables operativas e implementación de dispositivos, obteniéndose excelentes resultados en el ahorro de costos sin alterar la capacidad ni la calidad de endulzamiento.

Ante la problemática presentada en las plantas endulzadoras de gas amargo, ubicadas en la zona de Campeche, donde se presentan pérdidas de amina así como bajos porcentajes de eficiencia en las plantas; la necesidad de analizar los factores y causas que lo originan, así como las condiciones y estado que guardan los equipos, es de una importancia relevante.

Esta problemática se acentúa ante la necesidad de incrementar la producción en los campos, incremento que se realiza por medio de un sistema artificial de exploración denominado bombeo neumático, en el cual los requerimientos de gas con bajo contenido de H₂S y CO₂ es necesario.

3.1 GAS NATURAL

El gas natural es un combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de los yacimientos. Como se trata de un gas, puede encontrarse sólo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra el gas y el aceite es por medio de una rocosa impermeable. En condiciones de alta presión se mezcla o disuelve en el aceite crudo.

El gas natural arrastra desde los yacimientos componentes indeseables como son: el ácido sulfhídrico (H_2S), bióxido de carbono (CO_2) y agua en fase gaseosa, por lo que se dice que el gas que se recibe es un gas húmedo, amargo e hidratado; amargo por los componentes ácidos que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratado por la presencia de agua que arrastra desde los yacimientos.

Existen diversas denominaciones que se le dan al gas natural y por lo general se asocia a los compuestos que forman parte de su composición. Por ejemplo cuando en el gas natural hay H_2S a un nivel por encima de 4 ppm por cada pie cúbico de gas se dice que es un gas amargo y cuando la composición desciende a menos de 4 ppm se dice que es un gas dulce.

3.2 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL

No existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento puede tener una composición diferente entre sí. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se deberá hacer un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación a la nueva composición y evitar problemas operacionales.

Cuando el gas natural es extraído de los yacimientos presenta impurezas las cuales hay que eliminar ya que pueden provocar daños al medio ambiente, corrosión en equipos o disminuir el valor comercial del gas. Normalmente se compone de hidrocarburos con muy bajo punto de ebullición. El Metano es el principal constituyente de éste combustible, con un punto de ebullición de $154^{\circ}C$, el etano con un punto de ebullición de $89^{\circ}C$, puede estar presente en cantidades de hasta 10%; el propano cuyo punto de ebullición es de hasta $42^{\circ}C$, representa un 3%. El butano, pentano, hexano y octano también pueden estar presentes. Como se ilustra en la figura 3-1.

La composición de una mezcla de gas natural puede ser expresada tanto en fracción mol, fracción volumen o fracción peso de sus componentes, aunque también puede ser expresada en porcentaje mol, en porcentaje volumen o porcentaje peso.

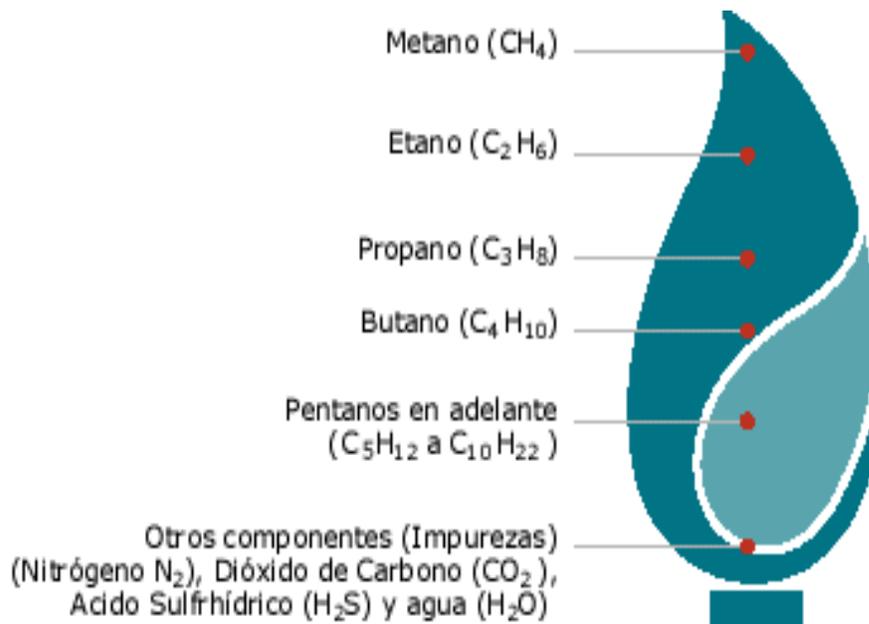


Figura 3-1 La distribución de las propiedades del gas natural⁴.

La siguiente figura 3-2 nos presenta los componentes que a menudo son encontrados en la composición del gas natural.

CLASE	COMPONENTE	FORMULA
Hidrocarburos	Metano	CH ₄
	Etano	C ₂ H ₆
	Propano	C ₃ H ₈
	i-Butano	iC ₄ H ₁₀
	n-Butano	nC ₄ H ₁₀
	i-Pentano	iC ₅ H ₁₂
	n-Pentano	nC ₅ H ₁₂
	Ciclopentano	C ₅ H ₁₀
	Hexanos y pesados	
	Gases inertes	Nitrógeno
Helio		He
Argón		Ar
Hidrógeno		H ₂
Oxígeno		O ₂
Gases ácidos	Acido sulfrídrico	H ₂ S
	Dióxido de carbono	CO ₂
Compuestos de azufre	Mercaptanos	R-SH
	Sulfuros	R-S-R

Figura 3-2 nos muestra la composición del gas natural⁴.

3.3 GASES ACIDOS.

Al H_2S y al CO_2 se les denomina gases ácidos del gas natural. En muchos campos de donde es extraído el gas natural la presencia de estos compuestos es elevada lo cual le da la denominación de amargo al gas natural. El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales (producción de pólvora o usos médicos).

Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como sólido en lugar de hacerlo como líquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbónico, he aquí la propiedad corrosiva que el CO_2 presenta en presencia de agua.

3.4 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

Su procesamiento consiste principalmente en:

- 1) La eliminación de compuestos ácidos (H_2S) y CO_2) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción – agotamiento utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina amargo, al producto gas dulce y al proceso se le conoce como endulzamiento.
- 2) La recuperación de etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (uso de bajas temperaturas para la generación de un líquido separable por destilación fraccionada) previo proceso de deshidratación para evitar la formación de sólidos.
- 3) Recuperación del azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento; Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina; en ocasiones también resulta conveniente separar el isobutano del n- butano para usos muy específicos.

3.4.1. Procesos de endulzamiento

Las condiciones que se deben considerar en el tratamiento del gas son:

- Concentración de impurezas.
- Temperatura y presión.
- Volumen de gas a procesar.
- Composición de hidrocarburos.
- Selección de los gases ácidos por mover.
- Especificaciones del gas ácido residual.

Los procesos de endulzamiento los podemos clasificar de acuerdo al tipo de reacción que presentan:

- 1) Absorción Química (proceso de Amina)
- 2) Absorción Física (solventes físicos)
- 3) Combinación de ambas técnicas (solución Mixtas)

La selectividad del agente de endulzamiento se da en función del grado en que el contaminante se elimina en relación con otros.

3.4.2 Proceso de amina

Uno de los procesos más importantes en el endulzamiento de gas natural es la eliminación de gases ácidos por absorción química con soluciones acuosas con alcanos aminas. De los solventes disponibles para remover H_2S y CO_2 de una corriente de gas natural, las alcanos aminas son generalmente las más aceptadas y las mayormente usadas que los otros solventes existentes en el mercado.

3.4.3 Descripción del proceso

Este proceso consta de dos etapas:

- Absorción de gases ácidos: Es la parte del proceso donde se lleva a cabo la retención del ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono de una corriente de gas natural amargo utilizando una solución acuosa de dietanolamina a baja temperatura y alta presión.
- Regeneración de la solución absorbente: Es el complemento del proceso donde se lleva a cabo la absorción de los compuestos ácidos, diluidos en la solución mediante la adición de calor a baja presión, reutilizando la solución en el mismo proceso.

3.4.4 Absorción de gases ácidos

La sección de absorción cuenta con los siguientes equipos:

1) Torre Absorbadora de gases ácidos.

2) Separador de gas combustible.

A esta sección se le alimenta dos corrientes, una de gas amargo proveniente de los módulos de compresión y otra de solución acuosa de Dietanolamina.

El gas amargo es alimentado a través del fondo de la torre Absorbadora a una presión de 84.1 [Kg/cm²] y 35 [°c], para ponerse en contacto a contracorriente con la solución de Dietanolamina regenerada (DEA POBRE), misma que es alimentada por el primer plato de la torre. Antes de entrar a la torre Absorbadora, la DEA POBRE pasa por un enfriador tipo solo aire donde se abate la temperatura hasta unos 40 [°c] aproximadamente.

La torre Absorbadora de gas amargo, cuenta con 20 platos en los cuales la solución de DEA POBRE se pone en contacto intrínseco con el gas, absorbiéndole casi la totalidad de los gases ácidos presentes en la corriente de gas amargo alimentado a la planta endulzadora.

El gas dulce abandona la torre por el domo dirigiéndose al separador del gas combustible, el cual cuenta con una malla separadora para asegurar la recuperación de la DEA que el gas haya podido arrastrar. El gas dulce después de pasar por la válvula de control que regula la presión a esta sección es enviado a la red de gas combustible.

La DEA recuperada sale del separador de gas combustible y se une a la corriente de DEA proveniente del fondo de la torre Absorbadora (DEA RICA), que se envía de nivel a la sección de regeneración de la Dietanolamina.

3.4.5 REGENERACIÓN DE DIETANOLAMINA

Este proceso cuenta con los siguientes equipos:

- 1) Torre Regeneradora de DEA
- 2) Intercambiador DEA RICA/DEA POBRE
- 3) Re hervidor de la Torre Regeneradora
- 4) Enfriador de DEA y Gas Acido
- 5) Tanque de Balance de DEA
- 6) Tanque de desorción de Hidrocarburos
- 7) Acumulador de Reflujo de la Torre Regeneradora
- 8) Bombas de Reflujo de la Torre Regeneradora
- 9) Filtros de DEA POBRE Y DEA RICA
- 10) Bombas de DEA POBRE

La solución de DEA RICA proveniente del fondo de la torre absorbadora y el separador de gas combustible, se alimenta al tanque de desorción (o de flasheo) con el fin de eliminar los hidrocarburos líquidos y parte de los gases ácidos retenidos por la DEA que por efecto de presión se encuentren disueltos en esta solución.

La amina rica acumulada en el tanque de desorción, se envía por diferencia de presiones al Intercambiador de calor DEA RICA / DEA POBRE, donde se calienta por medio de contracorriente de DEA pobre procedente del Rehervidor de la torre regeneradora.

Una vez precalentada, la amina pasa al filtro de DEA RICA tipo cartucho, con la finalidad de eliminar los sólidos y partículas de sulfuro presentes en la solución de DEA, formados por el ensuciamiento de la amina con el gas. Una vez filtrada la solución continúa hacia la torre regeneradora.

La DEA rica procedente del filtro es alimentada al plato No. 3 de la torre regeneradora, la cual consta de 20 platos de los cuales los 18 de la parte inferior son para efectuar la regeneración de la solución absorbente y en los dos restantes, fluye agua a contracorriente con los gases ácidos con el fin de llevar a cabo el lavado de éstos y evitar pérdidas de DEA por arrastre.

El gas ácido saturado con agua sale del domo de la torre regeneradora fluyendo hacia el enfriador tipo solo aire donde se disminuye la temperatura hasta unos 49[°C] aproximadamente condensando de esta manera el vapor de agua. Una corriente de inhibidor de corrosión es suministrada a la línea de alimentación del enfriador, con la finalidad de minimizar la corrosión en éste equipo.

La mezcla de ácidos-agua condensada, entra al acumulador de reflujo de la torre regeneradora donde se lleva a cabo la separación de esta mezcla, los gases ácidos son enviados al quemador a control de presión al quemador y el agua acumulada en éste recipiente, se retorna al plato superior de la torre regeneradora en forma de reflujo siendo utilizado para determinar y eliminar el calor de la parte superior de la columna, para que se condensen los compuestos más pesados.

La solución de dietanolamina regenerada que sale por el fondo de la torre, entra al rehervidor que actúa como un plato más de la misma torre; la solución es enviada al rehervidor con la finalidad de elevarle la temperatura produciéndose de esta manera los vapores necesarios para el agotamiento de los ácidos, los cuales son liberados por la parte superior del rehervidor retornándose a la torre regeneradora donde a contracorriente con la solución de amina rica descendente la despojan de los gases ácidos.

El tanque de balance actúa como tanque de carga para las bombas de inyección de dietanolamina. En éste tanque se tiene una alimentación de gas combustible para mantener una presión interna constante y proporcionar una carga neta positiva a las bombas.

La DEA POBRE, es succionado del tanque de balance por las bombas de amina tipo reciprocante de tres pistones, con el fin de mandar la solución al domo de la torre absorbadora, la presión de descarga de las bombas es de [84.1 Kg/cm²], en la descarga de las bombas se cuenta con un cartucho que sirve para inyectar agente antiespumante, que controle la formación de espuma en la torre absorbadora.

3.5 PRODUCCIÓN DE GAS AMARGO

Muchos yacimientos de gas natural contienen sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), junto con los gases de hidrocarburo. Estos dos gases son llamados gases amargos porque forman ácidos o soluciones ácidas en presencia de agua. Un gas se llama ácido si contiene H_2S en cantidades superiores a los límites aceptables de la industria, generalmente cerca de cuatro partes por millón.

Desde principios de la década de 1970 muchos yacimientos de alta presión de gas amargo han sido descubiertos en Francia, Alemania, Canadá y los Estados Unidos. La producción de estos gases implica varios problemas que no se presentan en las operaciones normales de producción de gas.

Algunos de estos problemas son:

- La toxicidad del H_2S provocada por ser un gas extremadamente tóxico, por lo cual es necesario contar con medidas especiales de seguridad de manera obligatoria.
- A condiciones de yacimiento, el gas amargo tiene un alto contenido de H_2S y además contienen azufre, Bajo ciertas condiciones, esto lleva a la precipitación de azufre en la formación, en la tubería y en la línea de descarga.
- La corrosión extrema de gases ácidos, especialmente en presencia de salmueras, causa problemas en las tuberías y falla en el equipo de superficie.

CAPITULO 4**CORROSIÓN**

La producción de gas y de petróleo generalmente va acompañada de agua. Ésta puede provenir de la formación, de la condensación, o del agua inyectada para mejorar la recuperación. Con frecuencia, los fluidos de producción también contienen gases ácidos, tales como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2). Por su parte, el oxígeno suele ser un contaminante que aporta el agua usada para la inyección. Estos gases ácidos aumentan la corrosión del agua contra el acero, y pueden reducir significativamente la vida operativa segura de las tuberías y de los equipos de producción, tanques de separación, y del sistema de transporte.

La presencia de un flujo multifásico (gas, agua y petróleo o condensados) en el sistema puede complicar el control de la corrosión. El régimen de patrón de flujo de los fluidos dentro de la tubería en el pozo puede tener un impacto importante en la corrosión.

Las tuberías pueden experimentar corrosión en su parte superior. Cuando las condiciones promueven la rápida condensación del agua en una sección más fría de la línea, se forma una película de agua en la parte superior de la tubería. Una complicación adicional es un cambio en condiciones como el caudal, la temperatura y la presión, durante la vida de un pozo, el cual puede modificar los mecanismos potenciales de corrosión.

Una de las formas de detectar la corrosión en los materiales es mediante la presencia de productos de corrosión. El término productos de corrosión hace referencia a las sustancias que se forman durante una reacción de corrosión, pudiendo ser solubles o insolubles.

4.1 MECANISMOS DE CORROSIÓN

La corrosión es un proceso complejo en el cual intervienen diversos factores y variables. Una de las variables a considerar en los procesos y estudios de corrosión es el ambiente al que está expuesto el metal; aunque la definición de las características de éste es un tanto compleja. Considerando esto, el proceso de corrosión se puede dividir en dos grandes categorías: corrosión húmeda y la corrosión seca.

El término corrosión húmeda se aplica al proceso de corrosión electroquímica que ocurre en presencia de agua, vapor o mezclas de condensados. Por su parte, corrosión seca se refiere al ataque directo que se presenta cuando un metal es expuesto a un gas oxidante a temperaturas altas.

4.1.1 Electroquímica de la corrosión

El mecanismo por el cual ocurre la corrosión en soluciones acuosas involucra algunos aspectos de la teoría electroquímica. Es posible que en dichas soluciones acuosas exista un flujo de electricidad desde ciertas áreas de la superficie de un metal a otras áreas del mismo. Este flujo se da a través de soluciones con la propiedad de conducir electricidad.

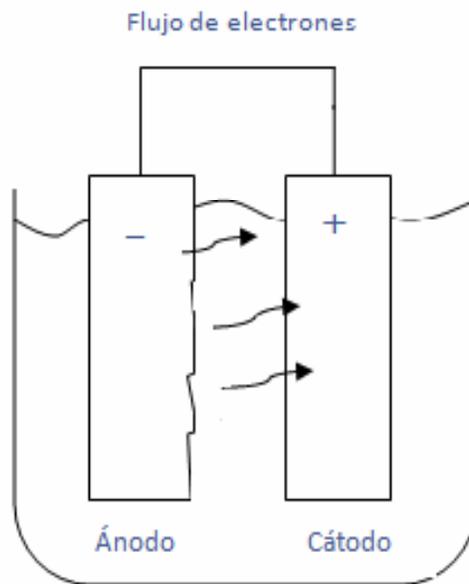


Figura 4-1. Diagrama de una celda electroquímica⁵.

El término ánodo es usado para describir la porción de la superficie del metal que es corroída y por la cual la corriente deja al metal y entra a la solución. Por otra parte, el término cátodo corresponde a la superficie del metal mediante la cual la corriente deja la solución y vuelve al metal. El circuito se completa fuera de la solución por medio de un metal o un conductor que une al ánodo con el cátodo. Una solución capaz de conducir electricidad se denomina electrólito (Figura 4-1).

Este tipo de soluciones tienen la propiedad de transferir corriente debido a la presencia de iones, los cuales pueden estar cargados positiva o negativamente. Por ejemplo, el agua pura contiene tanto iones positivos (H^+) como negativos (OH^-) en igual concentración. El ambiente corrosivo que forma un electrolito puede ser en una solución o también en una mezcla de condensados. Los ánodos y cátodos que están involucrados en una reacción de corrosión se denominan electrodos. Estos pueden ser dos tipos de metales o diferentes áreas en la superficie en una misma pieza de metal.

Debido a que el mecanismo de corrosión es mediante una reacción electroquímica, resulta importante conocer la naturaleza básica de este tipo de reacción. Las reacciones electroquímicas son reacciones químicas que involucra la transferencia de electrones, en las que se da el proceso de oxidación-reducción. Las reacciones de oxidación implican la donación de electrones de la superficie del metal denotada en la siguiente ecuación (4.1):

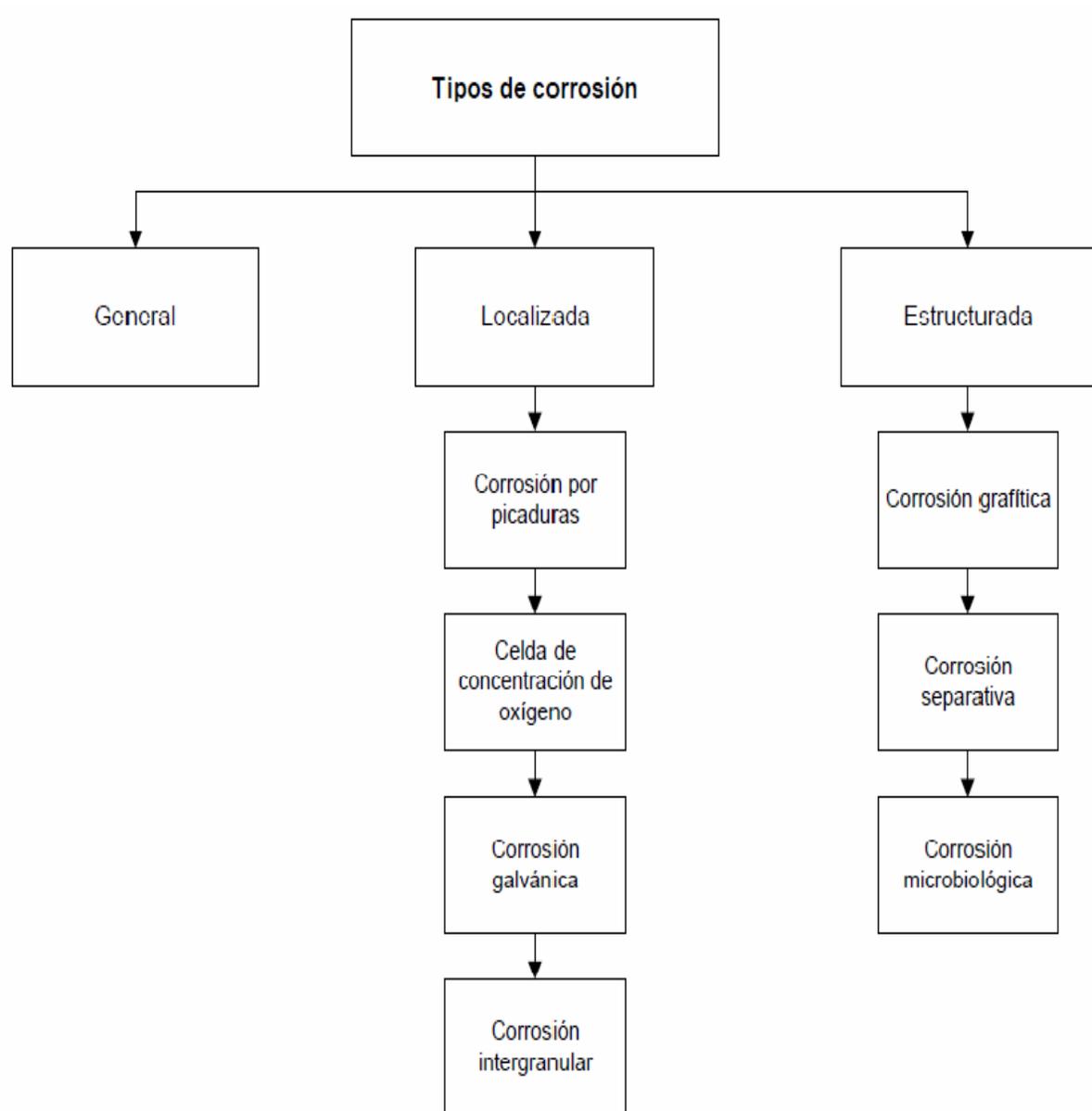


En las reacciones de reducción se da la aceptación de electrones de la superficie del metal al medio, este tipo de reacciones se puede dar en medios ácidos o medios básicos.



4.2 TIPOS DE CORROSIÓN

El daño que se produce por el fenómeno de corrosión puede tomar diferentes formas dependiendo de la naturaleza del metal o la aleación. Por ello, es posible clasificar la corrosión en diferentes tipos. En la figura 4-2 se muestra un esquema de clasificación para los diferentes tipos de corrosión, con algunas de sus sub-clasificaciones.

Figura 4-2. Tipos de corrosión⁵.

4.2.1 Corrosión general

Se denomina corrosión general al proceso que ocurre sin el ataque apreciable en una zona localizada en particular. Este tipo de corrosión se ve favorecido bajo circunstancias en las cuales los materiales no se encuentran protegidos del medio ambiente, favoreciendo la reacción del metal con el medio, permitiendo que el proceso continúe en toda la superficie.

4.2.2 Corrosión localizada

La corrosión localizada puede ser definida como el ataque selectivo por corrosión en un metal en áreas o zonas pequeñas de su superficie. En este tipo de corrosión se presenta cuando la superficie de un metal no es atacada o lo es en menor grado con respecto a pequeñas zonas en la misma superficie. La corrosión localizada tiene su propia clasificación.

4.2.2.1 Corrosión por picaduras: La corrosión por picaduras es una forma de corrosión desarrollada en áreas específicas de la superficie del metal. Este tipo de corrosión da como resultado la formación de cavidades de diámetros pequeños

4.2.2.2 Celda de concentración de oxígeno: La celda de concentración de oxígeno es una celda electrolítica, donde la corrosión es influenciada por el diferencial del contenido de oxígeno de un punto del metal a otro. La corrosión se acelera donde el contenido de oxígeno es menor. Además, este tipo de corrosión se puede presentar por la presencia de depósitos sólidos en áreas de la superficie del metal, lo cual origina una barrera que impide el acceso de oxígeno a esa parte del metal

4.2.2.3 Corrosión galvánica: El daño que provoca este tipo de corrosión en la superficie de los metales se encuentra por encima de lo normal. Este efecto se debe a que este tipo de corrosión está asociada a los procesos electroquímicos. Existen tablas de series galvánicas para metales y aleaciones que sirven como referencia para la selección de los mismos. De forma general, cuando se utilizan metales diferentes que se ponen en contacto y están expuestos a una solución de electrolito, debe elegirse una combinación de metales lo más cercana entre sí en la serie galvánica.

Este tipo de corrosión también se puede generar si existen diferencias de potencial en las celdas de tipo galvánica en una sola superficie del metal por efecto de diferencias de temperatura, velocidad o concentración.

4.2.2.4 Corrosión intergranular: Este tipo de corrosión corresponde a la corrosión selectiva en los límites de grano de un metal o aleación sin ataque apreciable en los mismos granos o cristales. Cuando este ataque es fuerte, sus efectos son la pérdida de resistencia y ductilidad en forma desproporcionada en relación a la cantidad de material desgastado con respecto a la corrosión.

4.2.2.5 Corrosión bajo tensión: Este tipo de corrosión se debe a los esfuerzos, los cuales pueden ser residuales o aplicados al exterior. Los esfuerzos residuales son producidos por deformaciones durante el proceso de fabricación del metal, por variaciones de temperatura en la superficie del metal durante el proceso de enfriamiento, por cambios de volumen, la presencia de remaches y ajustes.

4.2.2.6 Corrosión por erosión: Este tipo de corrosión involucra la destrucción del metal por efectos de abrasión o fricción, causadas por el flujo de líquidos o gases con sólidos o sin sólidos suspendidos.

4.2.2.7 Corrosión por choque: Este tipo de corrosión también se denomina corrosión acelerada, la cual se presenta cuando el deterioro se acelera por la eliminación mecánica de los productos de corrosión.

4.2.2.8 Corrosión por fatiga: La corrosión por fatiga se refiere a la disminución por efectos de corrosión en la capacidad de un material para soportar esfuerzos cíclicos y repetidos. Un aspecto importante en este tipo de corrosión es la superficie del metal debido a que ésta soporta los esfuerzos y al mismo tiempo es sometida al ataque corrosivo.

4.2.2.9 Corrosión por rozamiento: Este tipo de corrosión se produce por el deslizamiento de un metal sobre otro dando como consecuencia un daño mecánico en uno de ellos.

4.2.2.10 Corrosión por ataque con hidrógeno: Este tipo de corrosión se presenta a temperaturas y presiones parciales significativas de los sistemas. El efecto de la corrosión por ataque con hidrógeno se ve reflejado en la disminución de la resistencia de la superficie de los metales. Además este tipo de daño puede ocurrir por hidrógeno generado en reacciones de corrosión electroquímica, notándose con mayor frecuencia en soluciones de ácidos débiles. De igual forma, el hidrógeno atómico formado en la superficie del metal por la reacción de corrosión se puede difundir dentro del metal en forma de hidrógeno molecular, dando como resultado fracturas y agrietamientos.

4.2.3 Corrosión estructural

La corrosión estructural hace referencia al daño que sufren los materiales en su estructura o composición por efecto de las reacciones el metal tiene con su ambiente. Entre los tipos de corrosión estructural se pueden mencionar la corrosión gráfita, la corrosión separativa y la corrosión biológica.

4.2.3.1 Corrosión gráfita: Este tipo de corrosión se asocia de forma general a la fundición gris. Dicho proceso se refiere a la conversión del hierro metálico a productos de corrosión con un residuo de grafito intacto. Si la capa de los productos de corrosión presenta

Impermeabilidad, el ataque disminuirá. Por otro lado, si la capa es porosa, la corrosión avanzará debido al comportamiento galvánico entre el grafito y hierro. Además, el tipo de ataque que presentará el metal será parecido a la de la corrosión por picaduras. En el caso del acero al carbón si se realiza un calentamiento prolongado del material a temperaturas superiores a los 455°C es posible que éste sufra segregación del carbón transformándose en grafito. Cuando este tipo de corrosión ocurre la estructura y resistencia del acero, se ve afectada.

4.2.3.2 Corrosión separativa: Este tipo de corrosión se presenta en las aleaciones cuando uno de los metales que constituyen la aleación se elimina por efectos de las reacciones que se presentan con el medio ambiente. El ejemplo, más común de este tipo de corrosión es la pérdida de zinc en el latón.

4.2.3.3 Corrosión microbiológica: Este tipo de corrosión es consecuencia de la acción metabólica de algunos microorganismos. La actividad metabólica de ciertos microorganismos puede crear ambientes corrosivos, crear celdas de concentración electrolítica en la superficie del metal e influir en las velocidades de reacción anódica y catódica. Como ejemplo se pueden mencionar a las bacterias sulfato-reductoras, las cuales realizan su metabolismo sin presencia de oxígeno (anaeróbicas) estas contribuyen con el aumento de la corrosión en tuberías de hierro subterráneas. Lo anterior se debe a que los sulfatos presentes en el subsuelo son reducidos por estas bacterias para formar sulfuro de calcio y sulfuro de hidrógeno, cuando estos compuestos entran en contacto con las tuberías de hierro, éste se convierte en sulfuro de hierro, siendo este último el producto de la corrosión.

4.2.4 Control de la corrosión

La corrosión es una reacción indeseable en las industrias químicas debido a la pérdida de las propiedades de los materiales. Debido a ello, se han desarrollado mecanismos de control de corrosión para garantizar la correcta operación en los equipos y la seguridad en los procesos. El control de la corrosión se puede realizar por medio de cuatro mecanismos principales, los cuales incluyen la selección del material, uso de inhibidores, recubrimientos y protección catódica.

4.2.5 Selección del material

En la selección del material para una cierta aplicación en ingeniería un material puede ser mejor que otro. El objetivo básico del control de corrosión por medio de la selección del material es encontrar un material que tenga velocidades de corrosión tolerables para el proceso al cual se aplicará y cumpla con los requerimientos específicos de la aplicación. Existen diversos factores además de la resistencia a la corrosión que los materiales pueden tener para realizar dicha selección. La Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión de los Estados Unidos, considera a los factores, en orden de importancia, que se deben tomar en cuenta al seleccionar los materiales, dichos factores son los siguientes:

- Seguridad
- Costo
- Comportamiento o resistencia a la corrosión
- Características estructurales
- Características mecánicas (tensión, resistencia, fatiga etc.)
- Disponibilidad del material
- Compatibilidad con otros materiales en el sistema
- Características térmicas o eléctricas

El factor más importante en la selección de un material es la seguridad. Si la selección de un material para una determinada aplicación pone en peligro la integridad física de los individuos, sus asociaciones o el público en general, dicho material debe ser descartado. Una vez que se tiene la certeza de que el material es seguro, los demás factores deben ser evaluados de forma cuidadosa para hacer la mejor selección posible. El costo es otro de los factores de mayor importancia en la selección de un material. En este contexto el término costo no sólo refiere a la inversión inicial del material o los costos de instalación sino que también incluye los costos de mantenimiento y depreciación del material.

4.3 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

Dentro de las medidas utilizadas industrialmente para combatir la corrosión están las siguientes:

1. Uso de materiales de gran pureza.
2. Presencia de elementos de adición en aleaciones, ejemplo aceros inoxidable.
3. Tratamientos térmicos especiales para aleaciones, ejemplo aceros inoxidable.
4. Inhibidores que se adicionan a soluciones corrosivas para disminuir sus efectos, ejemplo los anticongelantes usados en radiadores de los automóviles.
5. Recubrimiento superficial: pinturas, capas de oxido, recubrimiento metálicos.
6. Protección catódica.

4.3.1 Protección catódica

Por medio de una corriente eléctrica aplicada exteriormente, la corrosión se reduce virtualmente a cero y se puede mantener una superficie metálica en un medio corrosivo sin sufrir deterioro durante un tiempo indefinido.

Aplicando una densidad de corriente externa de valor suficientemente elevado, entra en el metal en todas las regiones de sus superficie (incluyendo las aéreas anódicas) una corriente positiva neta, que elimina la tendencia de los iones metálicos a disolverse.

Como condición fundamental las estructuras componentes del objeto a proteger y del elemento de sacrificio o ayuda, deben mantenerse en contacto eléctrico e inmerso en un electrolito.

La protección catódica requiere de una fuente de corriente continua (c.c) y un electrodo auxiliar (ánodo), por lo general de hierro o grafito, situado a cierta distancia de la estructura a proteger. El terminal positivo de la fuente de (c.c) se conecta al electrodo auxiliar y al terminal negativo a la estructura a proteger, de esta manera la corriente fluye del electrodo a través del electrolito hacia la estructura. En la siguiente figura. 4-3, se muestra una tubería protegida catódicamente.

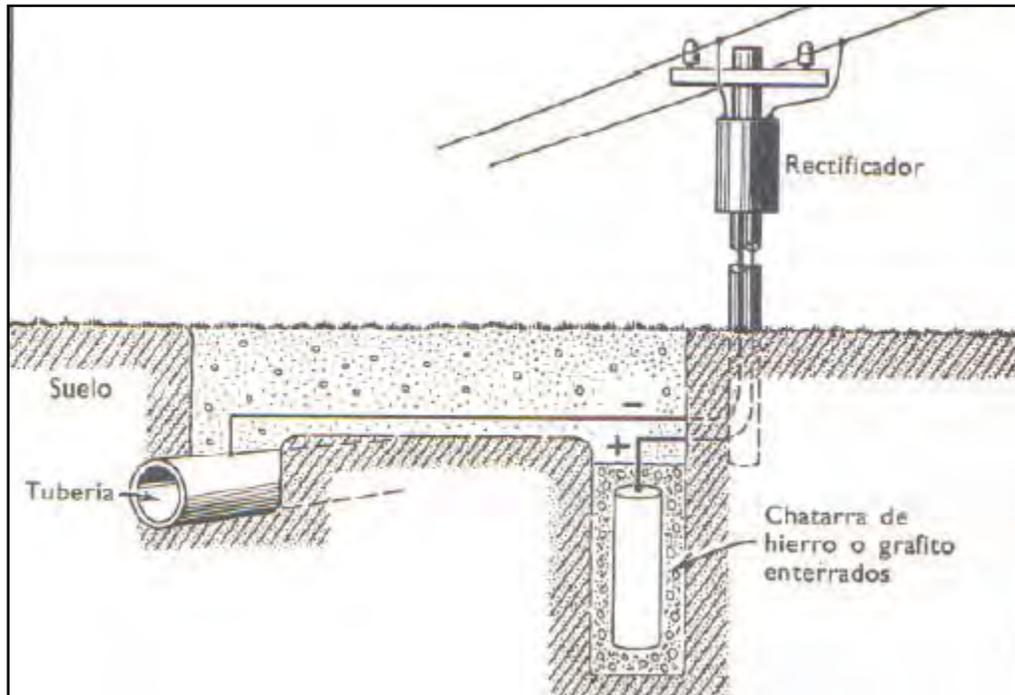


Figura 4-3 Esquema de la tubería protegida catódicamente, ánodo auxiliar y rectificador⁵.

El voltaje a aplicar no es crítico, solo se necesita que sea suficiente para suministrar una densidad de corriente adecuada a todas las partes de la estructura a proteger.

La protección catódica no elimina la corrosión, esta remueve la corrosión de la estructura a ser protegida y la concentra en un punto donde se descarga la corriente.

4.3.2 Sistemas de protección catódica

Ánodo galvánico

Se fundamenta en la que un metal más activo es anódico con respecto a otro más noble, corroyéndose el metal anódico. En la protección catódica con ánodo galvánico, se utilizan metales fuertemente anódicos conectados a la tubería a proteger, dando origen al reforzamiento de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente para la protección de la tubería.

4.4 USO DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Los inhibidores de corrosión son sustancias que se adicionan a los ambientes corrosivos para reducir la corrosión en los metales producida por estos. Los inhibidores de corrosión son muy eficaces en el control de la corrosión debido a que tienen un efecto significativo en las reacciones, este tipo de control tiene una mejor aplicación en sistemas cerrados o en recirculación, ya que los costos anuales de los inhibidores resultan bajos. Los tipos de inhibidores de corrosión pueden ser orgánicos e inorgánicos.

Los inhibidores son sustancias químicas que adicionadas en pequeñas cantidades, ayudan a controlar el fenómeno de la corrosión, ya que detiene, desaceleran u obstaculizan las reacciones del metal con el medio. Los inhibidores de corrosión se utilizan, entre otros medios para sistemas acuosos. Estos sistemas incluyen: sistemas de enfriamiento con recirculación abierta y cerrada, sistemas utilizados en la industria petrolera como en líneas de tubería, refinación y plantas geotérmicas. Asimismo se utiliza en sistemas de calentamiento de agua, fuentes de energía, sistemas utilizados en la generación de energía y procesos de obtención de minerales como flotación.

4.4.1 Clasificación de los inhibidores

Existen varias formas de clasificar los inhibidores de corrosión, de las cuales la más aceptada es debida a su mecanismo de acción. Esta clasificación comprende a los inhibidores pasivadores, convertidores de película, inhibidores de adsorción o de película, neutralizantes. Los primeros tres grupos son los más numerosos y corresponden a compuestos que pueden formar barreras entre el metal y el medio agresivo, mientras que los secuestradores y neutralizadores actúan sobre el medio, eliminando agentes agresivos, tales como el ion hidrogeno o el oxígeno disuelto, entre otros.

Para la protección interior y exterior de equipos y tuberías, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción o de película. Este tipo de compuestos se adsorbe sobre la superficie del metal formando una película delgada que resulta de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie de metal.

Su nivel de protección depende tanto de su concentración que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el compuesto. Las barreras de inhibidor formadas son hidrofobicas, las cuales rechazan la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.

De acuerdo a otras formas de clasificación, estos inhibidores pueden clasificados en anódicos, catódicos o mixtos, de acuerdo con su reacción, resulta el tipo de inhibición preferentemente, o bien, de acuerdo a su composición química estos compuestos son de tipo orgánico.

4.4.2 Selección de inhibidores de corrosión

Algunas de las consideraciones preliminares que deben tomarse en cuenta para la selección de un inhibidor de la corrosión son:

- I. Conocer la composición del fluido, ya que está relacionada con la existencia de compuestos corrosivos como: el ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, determinación de parafinas o asfáltenos, cloruros o bacterias, sustancias que dificultan el mecanismo de formación de la película del inhibidor entre otros aspectos.
- II. La relación de flujo/volumen, es determinante para calcular la dosificación del inhibidor necesario para proteger adecuadamente de la corrosión interior de un ducto.
- III. Cuando se eleva la relación agua/aceite, el tiempo de contacto de un punto dado del sistema con el agua se incrementa, al igual que la velocidad de corrosión, por lo que, si el contenido de agua o de fase acuosa predomina, el criterio de selección debe ser orientado a un producto soluble en agua.
- IV. La temperatura es un factor de importancia en la selección de un inhibidor, ya que a mayor temperatura, un inhibidor puede tornarse inefectivo, puede cambiar su solubilidad o degradarse, en temperaturas superiores a 150 [°C], son muy pocos los inhibidores que pueden permanecer efectivos, se debe realizar pruebas para determinar si el inhibidor cambia sus propiedades cuando se vea sometido a la temperatura máxima de operación del ducto.
- V. Se deben realizar evaluaciones de compatibilidad del inhibidor con el flujo mismo, así como con otros productos que se adicionan al ducto, además de las pruebas de tendencia a la emulsión, formación de espuma y solubilidad del inhibidor en salmuera, con el flujo a donde se pretende mezclar.
- VI. Considerar las características particulares del fluido y del yacimiento de procedencia, volumen del producto manejado, especificaciones del ducto y el servicio para el que fue diseñado, antecedentes de fugas por corrosión interior, así como su relación costo-beneficio.

4.4.3 Cuando se escoge un inhibidor de corrosión se deben considerar varios aspectos:

- 1) Los materiales que se van a proteger
- 2) El tiempo efectivo de protección (1 semana, 1 mes, 1 año, etc.)
- 3) El método de aplicación (inmersión, aspersion, cepillado, etc.)
- 4) Tipo de protección requerida (en proceso, almacenamiento o embarque)
- 5) Manejo de la pieza y eliminación de la huella digital.
- 6) Tipo de espesor del recubrimiento deseado.
- 7) Condiciones de almacenaje, empaque y/o embarque (condiciones de temperatura, humedad y condiciones ambientales)
- 8) Método de remoción (si son requeridos).

4.4.4 Acciones para la rápida detección de la corrosión

El desarrollo de un sistema que proporcione información de una manera continua, y que permita evaluar la corrosión y realizar acciones preventivas, sin detener el flujo en la línea de transporte, y sin llegar al equipo en particular, es lo que se conoce como control y seguimiento de la corrosión. El monitoreo de la corrosión se puede definir como la medida sistemática de la corrosión o degradación de un equipo, a fin de estudiar el proceso de corrosión y obtener información para controlar la corrosión y sus consecuencias. La primera etapa del monitoreo de la corrosión consiste en reunir información para que el experto en la materia sepa cómo responden los equipos y materiales antes del proceso y establecer un método de control apropiado.

En general se debe utilizar aparatos y fluxómetros, para poder determinar en forma más o menos precisa las velocidades de corrosión y poder actuar oportunamente para corregir anomalías. Los métodos de control de la corrosión e incrustaciones incluyen el uso de reactivos químicos, biocidas, inhibidores, dispersantes, medición de pH y temperatura, entre otros. Los problemas que se pueden presentar en condensadores, enfriadores y en general en el sistema de agua son de dos tipos: que causen corrosión o que formen incrustaciones.

4.4.5 Prevención contra la corrosión en líneas de tuberías

Las tuberías que atraviesan fallas se cortarán o serán expuestas a tracción o compresión cuando la falla se mueva.

Las tuberías que están dentro de la categoría de vulnerabilidad baja serán las que mejor resistan el movimiento de una falla. La tubería elevada a menudo apoyada sobre pilotes, está expuesta a la carga sísmica lateral y longitudinal. El sistema de apoyo de tuberías debe estar diseñado para resistir las cargas sísmicas

La corrosión es un fenómeno inevitable a largo plazo si no se toman las precauciones adecuadas. Puede debilitar la integridad estructural de la tubería y convertirla en un vehículo inseguro para el transporte de cualquier tipo de fluido. La corrosión es la principal causa de falla en la conducción y transporte de fluidos. El fallo de una tubería puede tener múltiples consecuencias como pérdida del fluido, daño en las instalaciones, contaminación e incluso puede llegar a suponer un riesgo para las vidas humanas.

4.5 SOLUCIONES POSIBLES PARA PROBLEMAS DE CORROSIÓN.

Selección y empleo de materiales resistente a la corrosión tales como acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que alarguen la vida útil de una tubería. El criterio en la selección de los materiales más convenientes como resistencia a la corrosión en tener en cuenta la protección o conservación donde la tubería se encuentra.

El uso de inhibidores de corrosión como sustancias que aplican en un medio particular reducen el ataque del ambiente sobre el material, bien sea metal o acero de refuerzo. Los inhibidores de corrosión extienden la vida útil de las tuberías previendo fallos y evitando escapes involuntarios.

Evaluando el ambiente en el cual esta la tubería o el sitio donde se va a colocar. Es muy importante tener en cuenta el ambiente independientemente del método o combinación de métodos que se vayan a emplear.

Para la protección de tuberías expuestas al aire:

- 1) Limpieza superficial y mantenimiento.
- 2) La aplicación de un recubrimiento de pintura.

Para protección de tuberías enterradas.

a) No es suficiente el recubrimiento con pinturas; se hace necesario además: la aplicación de revestimiento que aislen la tubería del medio en que se encuentra. Los revestimientos pueden ser de polietileno o poliproleno, resina epoxica, brea, etc. El polipropileno, polietileno y la resina epoxica son de aplicación industrial por lo que las tuberías deben enviarse a plantas de revestimiento especializadas en aplicar este tipo de protección a las tuberías.

b) Ningún revestimiento garantiza la protección del cien por ciento. La presencia de impurezas en el material o en el proceso de aplicación de la capa protectora, así como golpes o ralladuras en el momento del transporte o de la instalación puede desmejorar el aislamiento. Por ello, para garantizar la prolongación de la vida útil de las tuberías revestida se recomienda acompañar el revestimiento de un sistema de protección catódica.

4.5.1 Los recubrimientos anticorrosivos que normalmente se aplican deben cumplir con las siguientes características:

- Alta resistencia eléctrica.
- Impiden el paso de la humedad.
- Su método de aplicación no afecta las propiedades de la tubería.
- Una vez aplicado no debe manifestar defectos.
- Debe tener buena adherencia.
- Ser resistente a microorganismos.
- Resistente al manejo, almacenaje e instalación de la tubería.
- Resistente al desprendimiento catódico.
- Resistente al ataque químico.
- Fácil de reparar
- Deberá de conservar sus propiedades físicas a través del tiempo.
- No tóxicos
- Resistente a efectos térmicos, al impacto y a la fricción.

4.5.2 Para seleccionar el recubrimiento apropiado se deberán considerar los siguientes factores:

- 1) El medio en el que estará alojado el ducto.
- 2) Accesibilidad al ducto.
- 3) Temperatura ambiente durante la aplicación, almacenamiento, construcción, instalación y prueba hidrostática.
- 4) Localización geográfica y física.
- 5) Compatibilidad con el tipo de recubrimiento de las tuberías existentes.
- 6) Temperatura a la que va a trabajar el ducto.
- 7) Manejo, almacenamiento y método o técnica de instalación del ducto.
- 8) Requerimiento de preparación de la superficie del ducto.
- 9) Costos.

4.5.3 Para la aplicación del recubrimiento se deban establecer una metodología de operación para la aplicación e inspección del protector anticorrosivo:

Mediante esta metodología se pretende lograr:

- a) prevenir la corrosión exterior en el ducto y sus accesorios, inmediatamente después de su construcción o durante esta, así como una vez que hayan sido terminados los trabajos de mantenimiento como el de sustitución de algún tramo o accesorio durante el periodo de servicio del ducto.
- b) La prevención de corrosión exterior en tuberías se llevara a cabo mediante la aplicación de recubrimiento anticorrosivo complementándolo en la línea regular submarina con sistema de protección catódica.

4.6 CONTROL DE LA CORROSIÓN CON INHIBIDORES

Los tipos de aplicaciones que han sido usados para pozos de gas cubren un amplio rango incluyendo métodos continuos y de bacheo, que son los siguientes:

1. Bajo volumen, bombeo y caída.
2. Desplazamiento en tuberías.
3. Inhibidor desplazado con N₂.
4. Inyección continúa.
5. Presionar la formación. (inyección de fluidos)

En los tipos de pozos encontrados en el pasado siempre se encontraba una fase líquida cerca de la TP que contiene el inhibidor y que distribuye a todas las superficies que necesitan protección. En pozos profundos con alta temperatura, el espacio alrededor de la tubería y especialmente la formación experimenta una condición especialmente seca con muy poco líquido para distribuir el inhibidor. En consecuencia, se requieren de algunas condiciones especiales para manejar los inhibidores. Debido a esto último existen dos maneras de realizar el tratamiento, con agua o con nitrógeno.

4.6.1 Método de desplazamiento de tubería

Mediante este método de tratamiento, una tubería llena de líquido inhibidor, se bombea en el pozo con el objetivo de desplazar por completo el inhibidor de arriba a abajo para asegurar el contacto con la superficie de la tubería. El modo más común de tratamiento es el uso de solventes libres de sustancias inhibidoras, inyectando desde arriba hacia abajo 2 a 20 barriles de una solución concentrada de inhibición (5% al 20%, a veces se utiliza inhibidor al 100%) Diesel o condensado son los solventes más frecuentemente elegidos para la mezcla de inhibición, aunque en ocasiones muy particulares algunos hidrocarburos aromáticos o disolventes de punto de ebullición más alto son los elegidos. El agua, el nitrógeno o gas natural se utilizan con frecuencia para empujar la mezcla hacia abajo. El diesel y condensados también se utilizan.

Aunque es casi seguro que toda la superficie se pone en contacto con el inhibidor en el sitio donde se utiliza, no es segura cuánta película se quede adherida detrás. Si el volumen de la mezcla de inhibidor es demasiado pequeño y se empuja con un solvente no miscible, entonces puede haber una falta de distribución adecuada de inhibidor de todas las áreas necesarias de la superficie de la tubería debido al espacio del pozo y del flujo u otros factores.

La combinación de inhibidores elegida para estos tratamientos, debe ser relativamente no volátil en el pozo, para que se evapore lo menos posible, y así la mayor cantidad de volumen de líquido posible está disponible para formar una película en la superficie de la tubería.

Cuando un líquido hace el desplazamiento, el volumen de gas en el pozo disminuye a un volumen pequeño, por lo que no hay problema el alcanzar la saturación en el viaje hacia abajo. Sin embargo, como el gas fluye hacia fuera, desplazando el fluido de empuje, la redistribución del inhibidor es ayudada por una mezcla volátil. Para que el tratamiento sea efectivo durante mucho tiempo, la volatilidad y los principios se aplican igual que el principio activo (es decir, los componentes no solventes) de la tubería en los compuestos de desplazamiento. El método de empuje de inmiscibles produce la mejor retención de inhibidor en el pozo, pero ocurre el riesgo de una mala distribución, de manera que no todas las áreas están cubiertas, son igualmente resistentes a la corrosión.

4.6.2 Método de inhibidores aplicando o usando gas nitrógeno.

El N₂ es el gas más utilizado para bombear un bache de inhibidor. Los principios de este método son los mismos que para el desplazamiento tubular. La otra forma de utilizar el N₂ es bombearlo conteniendo una mezcla del inhibidor. Se utilizan de una a cuatro medidas de inhibidor contenidos entre 2 y 50 % de solución. El nitrógeno es llevado a la localización en forma líquida y se expande a su forma gaseosa ya que su presión será ligeramente mayor a la del pozo. Los cálculos para el desplazamiento son realizados tomando en cuenta la ley de gases ideales. La mezcla del inhibidor es succionada a la corriente bombeada al pozo como pequeñas gotas, un desplazamiento rápido ayuda a asegurar que la neblina formada con el N₂ llegue al fondo.

Una vez cerrado el pozo las gotas se adheran a las paredes de la tubería, sería deseable que el gasto del pozo se restableciera de una forma pausada antes de regresar a su producción inicial de esta manera la evaporación de los componentes y solventes ayudan a que el inhibidor se adiera de mejor manera a las paredes de la tubería con un barrido mínimo proporcionado por el pozo. Por lo que este método ofrece la mejor utilidad del inhibidor. El fenómeno de la evaporación y algunos otros procesos de remoción presentes después del tratamiento son exactamente iguales a los que operan con los métodos de bacheo o del desplazamiento tubular.

4.7 MÉTODO DE TRATAMIENTO CONTINUÓ CON INHIBIDORES

El mejor y más efectivo método para controlar la corrosión es adicionar un inhibidor continuamente al aparejo en cantidades adecuadas para cubrir las paredes de la tubería. Cuando se conocen las condiciones de operación se pueden evitar los periodos de alta y baja corrosión encontrados en la utilización del método de bacheo. Así se reduce significativamente la pérdida de acero y las posibilidades de tener una falla son menores.

Los dos métodos más utilizados para llevar el inhibidor al fondo son usar una tubería capilar y la inyección por el espacio anular. En algunos casos se ocupa una tubería en paralelo para inyectar el inhibidor. La figura 4-4 (A) muestra la instalación de una tubería capilar.

El propósito principal de la tubería capilar es proveer un método para llenar el pozo con un fluido de alta densidad para controlar el pozo y poder realizar trabajos de reparación. También provee un medio para aplicar el inhibidor de forma continua o en baches. Si la tubería capilar no se extiende al fondo de la TP se puede utilizar un protector de plástico para la parte de la TP.

La figura 4-4 (B) también ilustra tubería capilar, paralela que permite al inhibidor ser bombeado al fondo del pozo. Mientras este tipo de terminaciones son costosas al inicio, eliminan la necesidad de parar el pozo en futuras ocasiones para alguna intervenir al pozo.

Esto puede ser necesario si se utilizara tubería capilar en la TP y el la TR para extraer fluidos a la superficie. La inyección por debajo del empacador puede ser realizada incluyendo una válvula de fondo en la tubería capilar y meter el inhibidor por la TP.

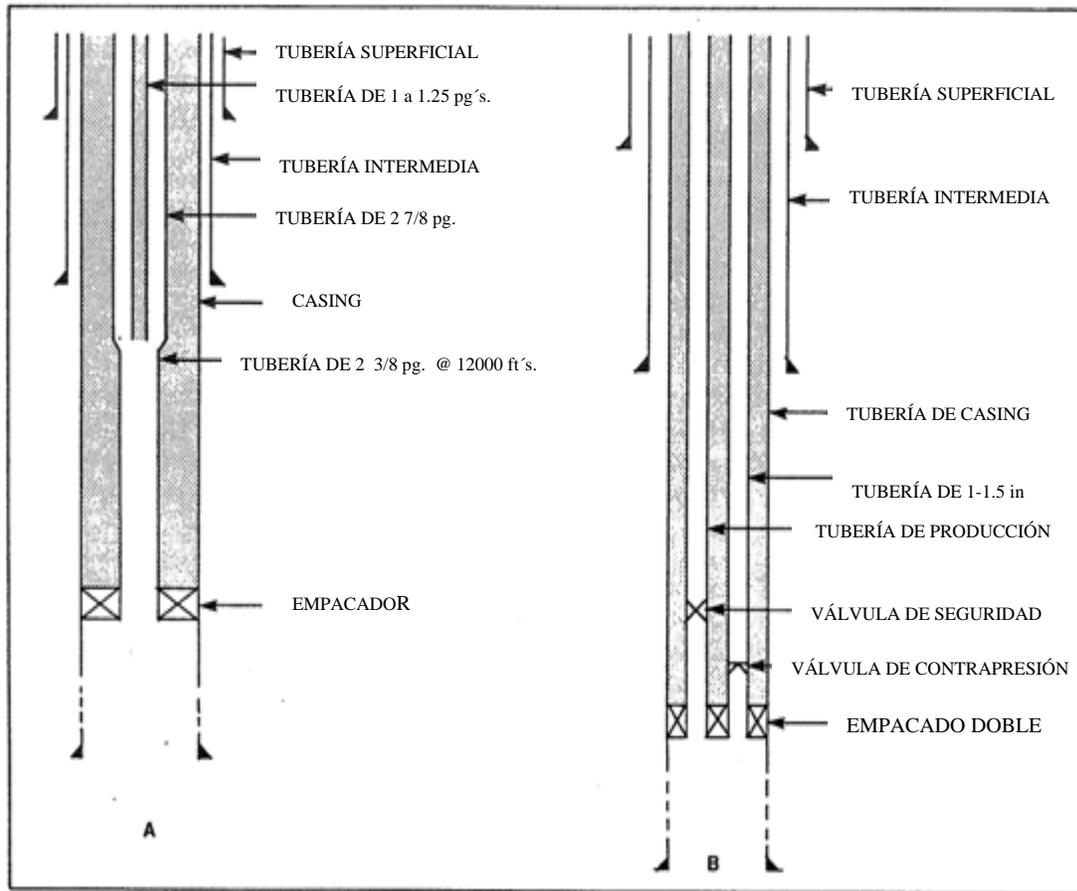


Figura. 4-4 muestra la instalación de una tubería capilar de inyección de químico al pozo¹.

Desde un punto de vista técnico la tubería capilar es preferible al uso de la inyección por medio de válvulas de fondo. Ya que la presión de trabajo de las válvulas puede ser afectada por la depositación de sólidos y puede ser riesgoso por la presión de trabajo de la TR. Otra ventaja de la tubería capilar es que la mezcla no es expuesta a altas temperaturas por mucho tiempo. El inhibidor alcanza el fondo en tiempos menores y la degradación térmica se reduce sustancialmente.

Existe tubería con alta resistencia y una buena aleación que se puede utilizar en pozos de gas, metiéndola al mismo tiempo que la TP. Se utiliza una bomba de alta presión para bombear el líquido al fondo, debido a las pérdidas por fricción se pueden llegar a necesitar 20 000 lb/pg² para bombear 20 galones por día de químico. Para mantener un flujo adecuado, la viscosidad del químico deberá ser baja mientras este en la tubería capilar y deberá estar libre de sólidos. Para esto se necesitan filtros en el sistema para prevenir que se depositen sólidos.

Hasta ahora estas aplicaciones han sido utilizadas en pozos con baja temperatura y presión. Sin embargo, debido a la evidencia mostrada, donde algunos componentes parecían tener una baja presión de vapor, ahora parece posible utilizar estos métodos para pozos más profundos y con mayor temperatura. Hay que reconocer que una baja volatilidad, una buena estabilidad térmica y una baja cantidad de sólidos son requeridas para este propósito.

Este sistema de inyección de inhibidores se ha utilizado con éxito en el área del Golfo de México que colinda con EUA. Algunos de los beneficios son:

1. Asegura que se entregue un inhibidor limpio en la tubería de inyección.
2. El volumen capilar es menor, minimizando el tiempo de residencia del producto.
3. Los gastos de inyección de los químicos pueden ser cambiados rápidamente.
4. El diseño de los sistemas capilares reducen la posibilidad de tener comunicación entre la TP y la TR
5. La tubería capilar se puede usar para bacheo u otras combinaciones de tratamientos, inhibidores de corrosión y de incrustaciones, agentes espumantes, surfactantes y metanol.

También puede servir para registrar la presión en fondo continuamente.

CAPITULO 5**EJEMPLO DE PROPUESTA Y SOLUCIONES A PROBLEMAS DE OPERACIÓN
EN CAMPOS PRODUCTORES DE GAS.**

Prácticamente, al poner en operación el sistema de producción instalado en un pozo, inicia una nueva fase de su vida, comenzando con la supervisión diaria del comportamiento del pozo y la modificación de algunos parámetros ó en caso de ser necesario, ajustar los procesos de Optimización.

El comportamiento específico de los pozos de gas requiere la aplicación de un proceso de optimización “inusual”, con respecto a los métodos utilizados para la optimización de los sistemas artificiales en pozos de aceite.

Inicia comparando los datos actuales con los resultados obtenidos durante la historia de producción, supervisión diaria y también con los resultados del análisis inicial de ingeniería. Debido a que los procesos diarios de producción generan cambios en el sistema de flujo completo: yacimiento, pozo, línea de descarga y equipo superficial, es necesario definir las condiciones de flujo a través del nuevo sistema de producción para continuar con el proceso de optimización.

En caso de que el pozo esté produciendo de acuerdo a lo previsto en el estudio, a través del proceso de optimización se establecerá si existe posibilidad de mejorar la operación y/o producción del pozo. El nuevo plan de acción en el campo estará basado justamente en los resultados del estudio de optimización.

5.1 Ejemplo, propuesta y soluciones a problemas de operación en campos productores de gas.

5.1.1 Estado mecánico:

Los puntos importantes de análisis a considerar son: el tipo de terminación del pozo, el número de intervalos disparados, la formación a la cual pertenecen, si fueron ó no fracturados hidráulicamente, la distancia entre cada intervalo y si es posible, el flujo en el interior de la tubería de producción, por el espacio anular ó por ambos.

En las siguientes figuras 5-1 y 5-2 se presentan los diagramas de flujo del análisis para esta actividad, la cual sirve para definir la estrategia de estudio y criterio para desechar aquellos sistemas que por limitaciones mecánicas no sean posibles de instalar. También se observa en la Figura 5-2 un estado mecánico típico de los pozos en la cuenca de Burgos.

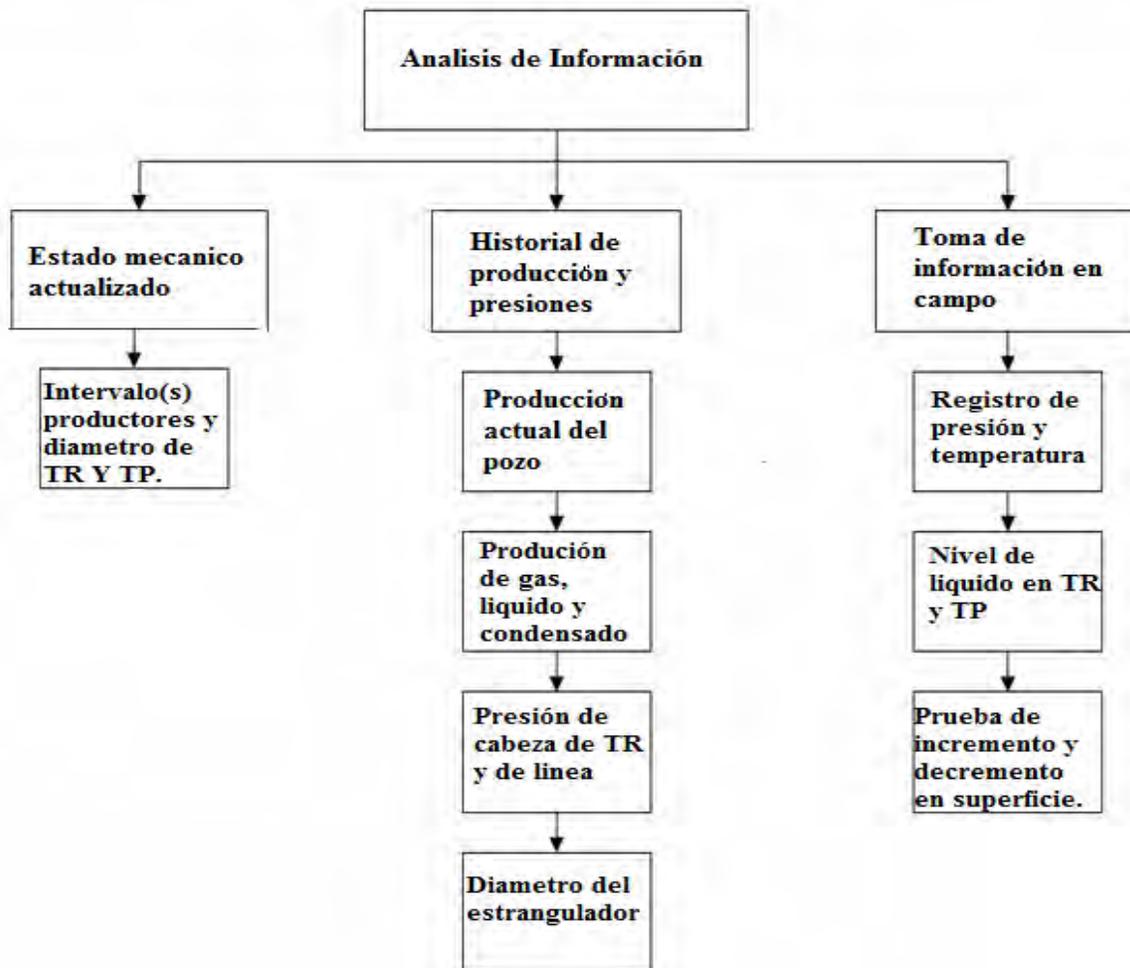


Figura 5-1. Procedimiento general de análisis de la información.

Pozo puma 27

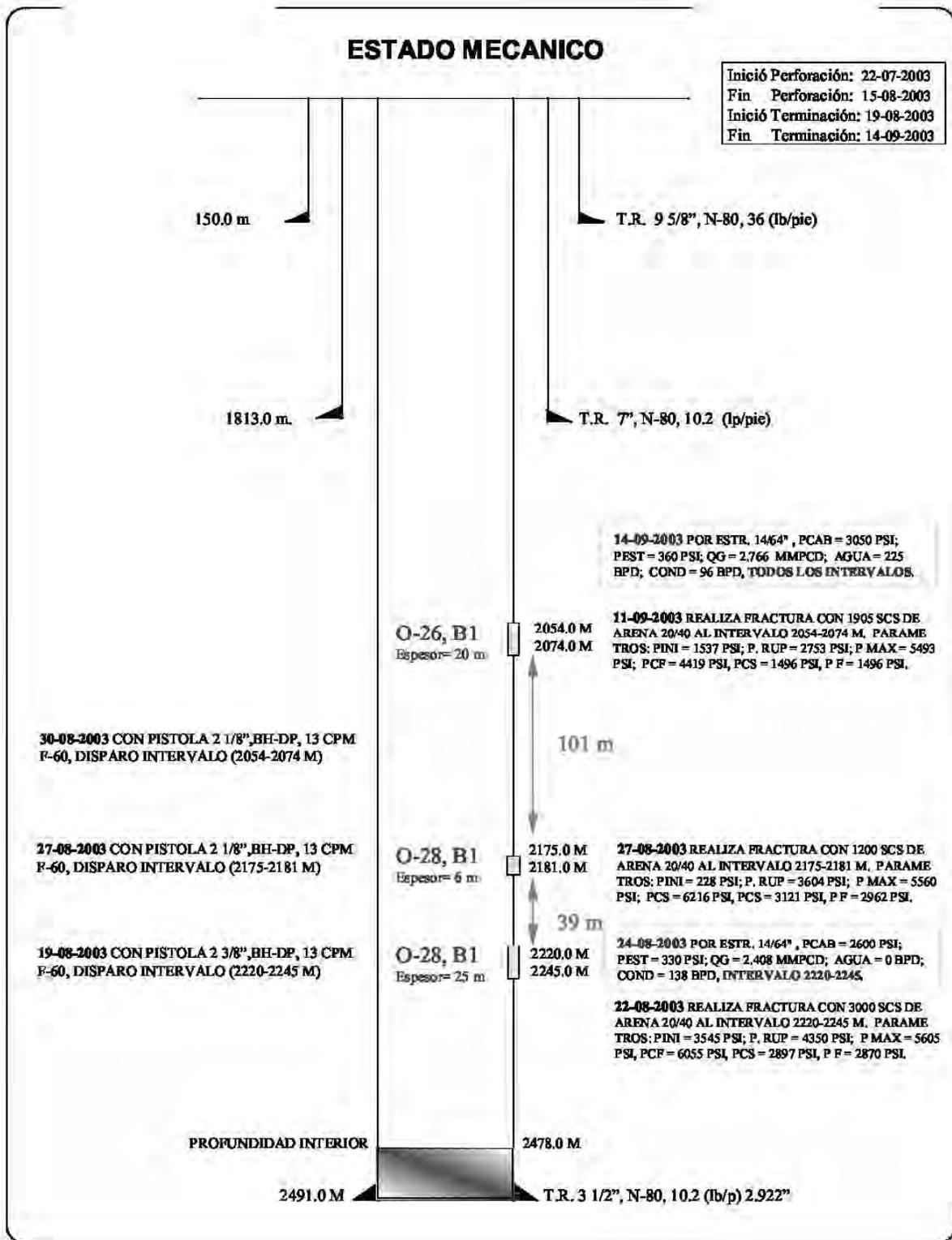


Figura 5-2. Estado mecánico típico en los pozos de la Cuenca de Burgos¹⁰.

5.1.2 Historia de Producción y presiones:

Este es uno de los pasos más importante en el procedimiento de análisis del pozo y en el diagnóstico del problema. El análisis a detalle da información clave para encontrar los posibles problemas del pozo que afectan su producción y que en algunas ocasiones no es necesariamente originado por la carga de líquido. Un análisis previo es bastante útil para analizar la información necesaria para continuar con el estudio a detalle. En la Figura 5-3 se muestra la información mínima necesaria que se requiere para desarrollar esta actividad.

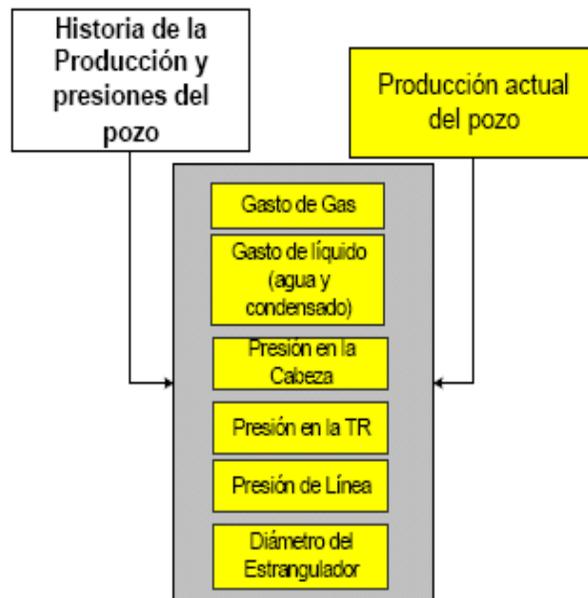


Figura 5-3. Información mínima requerida para el análisis de la historia de producción de un pozo¹⁰.

En la Figura 5-4 Da un ejemplo de la información del Histórico de producción y presiones, el cual se puede comparar el comportamiento del pozo antes y después de la instalación del sistema de producción definido durante el estudio de Ingeniería, así como también del comportamiento de producción de agua y condensado. En la figura 5-4 nos muestra la producción del un pozo Vs el tiempo, en octubre del 2003 a marzo del 2005 el pozo estuvo produciendo por un estrangulador de 12/64 reflejando caídas de presión y gasto de gas considerables, en abril del 2005 a julio se cambio de estrangulador de un 12 a un 14/64 obteniendo menor abatimiento de presión y menor caída de gastos, en el mes de julio se volvió a cambiar el estrangulador de 14 a 12/64 observando una caída considerable.

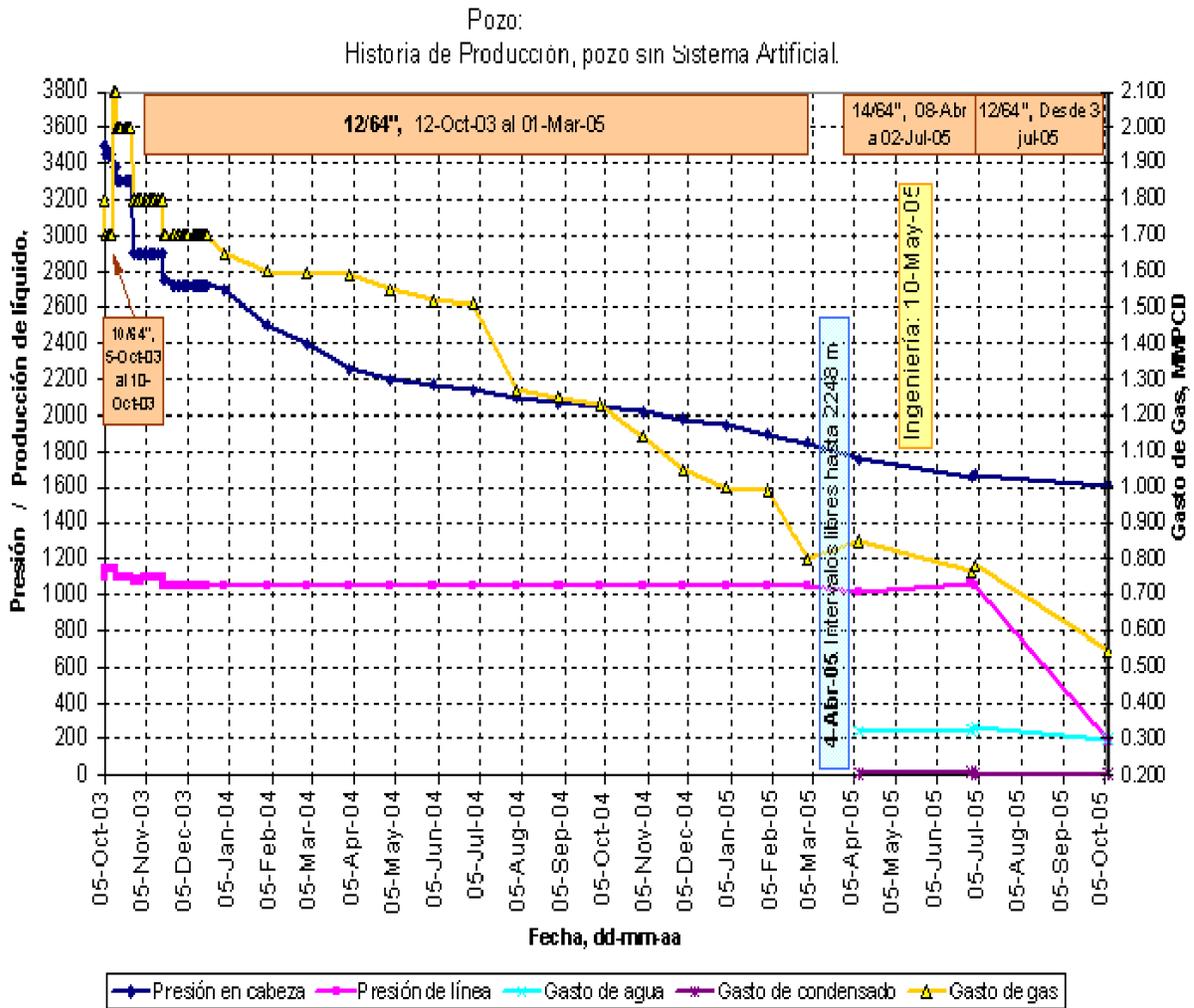


Figura 5-4. Historia de Producción y presiones antes y después de la instalación de un sistema artificial¹⁰.

5.1.3 Datos de producción actual del pozo medidos con separador trifásico

Las mediciones recientes permiten evaluar los resultados del sistema instalado y observar el comportamiento de declinación de la producción de gas y presiones en cabeza del pozo. En caso de que la medición esté fuera del pronóstico de declinación, ó presente algún cambio brusco en su tendencia normal, se deberá definir la causa y llegar al problema raíz que afecta la operación del pozo, mediante el estudio de optimización. También permite distinguir el comportamiento de producción de agua y condensado, el cual es un parámetro importante a considerar para evaluar el uso de agentes espumantes: sólido líquido, y en la selección de nuevos sistemas. En la tabla 5-1 se muestra un ejemplo de la información obtenida.

FECHA	Pwh[Ib/pg ²]	P Línea [Ib/pg ²]	Qg[MMPCD]	Estrang	Qw[bbl/d]	Qcond	% Cond	Notas
07-Abril-05	1780	1030	0.864 a 0.806	14	259.0	11.2	4.15	Toma para Ingeniería.
29-Jun-05	1660	1060	0.844 a 0.742	14	249.0	19.5	7.26	Medición sin sistema
02-Jul-05	1670	1050	0.891 a 0.770	14	261.0	7.8	2.90	Medición sin sistema y a contrapresa
07-Oct-05	1610	190	0.544	12	197.7	12.5	5.95	Sin sistema y en C. Baja

Tabla 5-1 Reportes de mediciones para un pozo productor de gas¹⁰.

Se debe de contar con otro tipo de información adicional que puede ser tomada en campo con la unidad de línea de acero como lo es: la presión y la temperatura de fondo, la calibración del pozo y el nivel del líquido. Así mismo, el personal de recorrido debe tomar de manera frecuente pruebas de “Incremento-Decremento de presión en superficie”, con y sin la aplicación de agentes espumantes y registros sónicos del nivel de líquido.

En ocasiones es deseable contar también con el sistema de monitoreo remoto, también denominado, telemetría.

Como resultado del análisis preliminar de los datos recopilados, se define, en esta etapa el tipo de información adicional que se requiere para llegar a la causa ó raíz del problema que afecta al comportamiento del pozo y así poder establecer un programa para tomar la información faltante, esto con el fin de definir la respuesta del pozo para mejorar las condiciones de flujo.

También se determina si el pozo es capaz de operar de manera intermitente con y sin la aplicación de diferentes tipos de agentes espumantes mediante las pruebas de “Incremento-Decremento en superficie”. En la figura 5-5 se da un diagrama de cómo se debe recopilar la información de campo para los agentes espumantes.

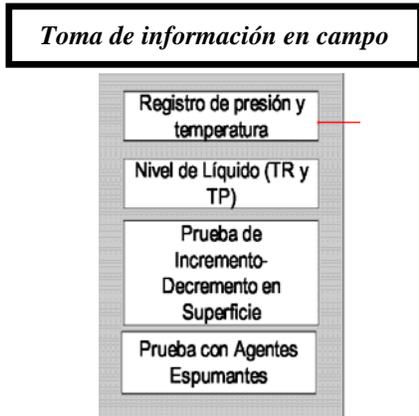


Figura 5-5. Diagrama de cómo se recomienda tomar la información de campo¹⁰.

En la figura 5-6 muestran gráficas de profundidad Vs presión y temperatura las cuales las podemos obtener de registro de presión de fondo fluyendo (RPFF) y en la tabla 5-2 se puede ver los resultados del RPFF.

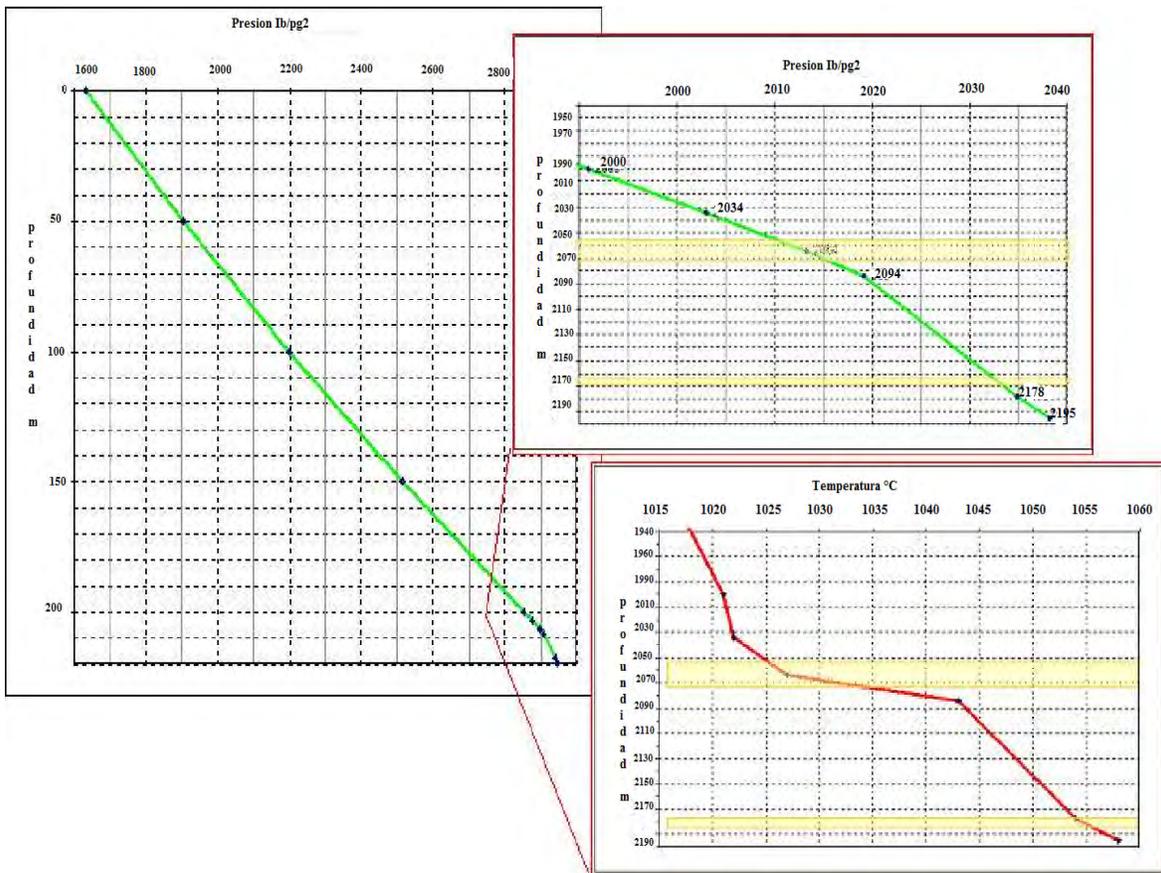


Figura. 5-6. Resultados del diseño de un Registro de presión de fondo fluyendo en un pozo con varios intervalos productores. Se estacionó la sonda enfrente de cada intervalo¹⁰.

Estación	P vertical (m)	Presión (lb/pg ²)	Presión (kg/cm ²)	Gradiente (kg/cm ² /m)	Temperatura (°C)
1	0	1630.6	114.67		66.12
2	500	1902.3	133.76	0.036216	62.97
3	1000	2196.6	154.63	0.041695	92.65
4	1500	2516	176.93	0.044617	99.05
5	2000	2651.9	200.56	0.047245	102.1
6	2034	2676.1	202.26	0.049954	102.2
7	2064	2696.5	203.69	0.047695	102.7
6	2064	2906.3	204.52	0.041399	104.3
9	2176	2939.6	206.74	0.02356	105.4
10	2195	2946.4	207.2	0.027554	105.6

Tabla 5-2. Resultados del diseño de un Registro de presión de fondo fluyendo en un pozo con varios intervalos productores. Se estacionó la sonda enfrente de cada intervalo¹⁰.

Tomando información del pozo puma 27 por medio del ecomiter para saber el nivel de recuperación del pozo de junio a julio del 2005.

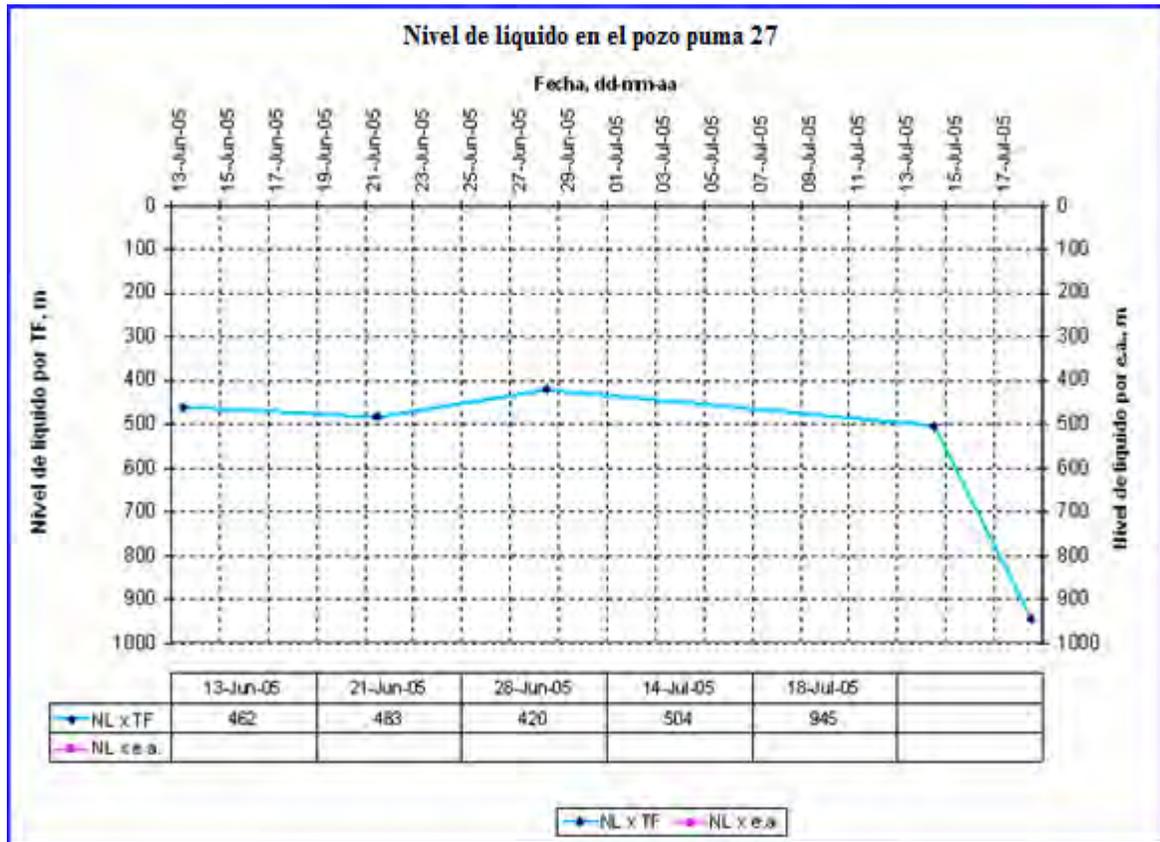


Figura 5-7. Comportamiento del Nivel de Líquido. Datos obtenidos con equipo de “ecómetro”. Permite evaluar los resultados durante las actividades de Optimización¹⁰.

En la figura 5-8 nos muestra la presión vs el tiempo de un pozo productor de gas natural que comienza con problemas de carga de líquidos, y nos muestra como el comportamiento del pozo puma 27 sin utilizar barras espumantes y como se comporta utilizando barras espumantes.

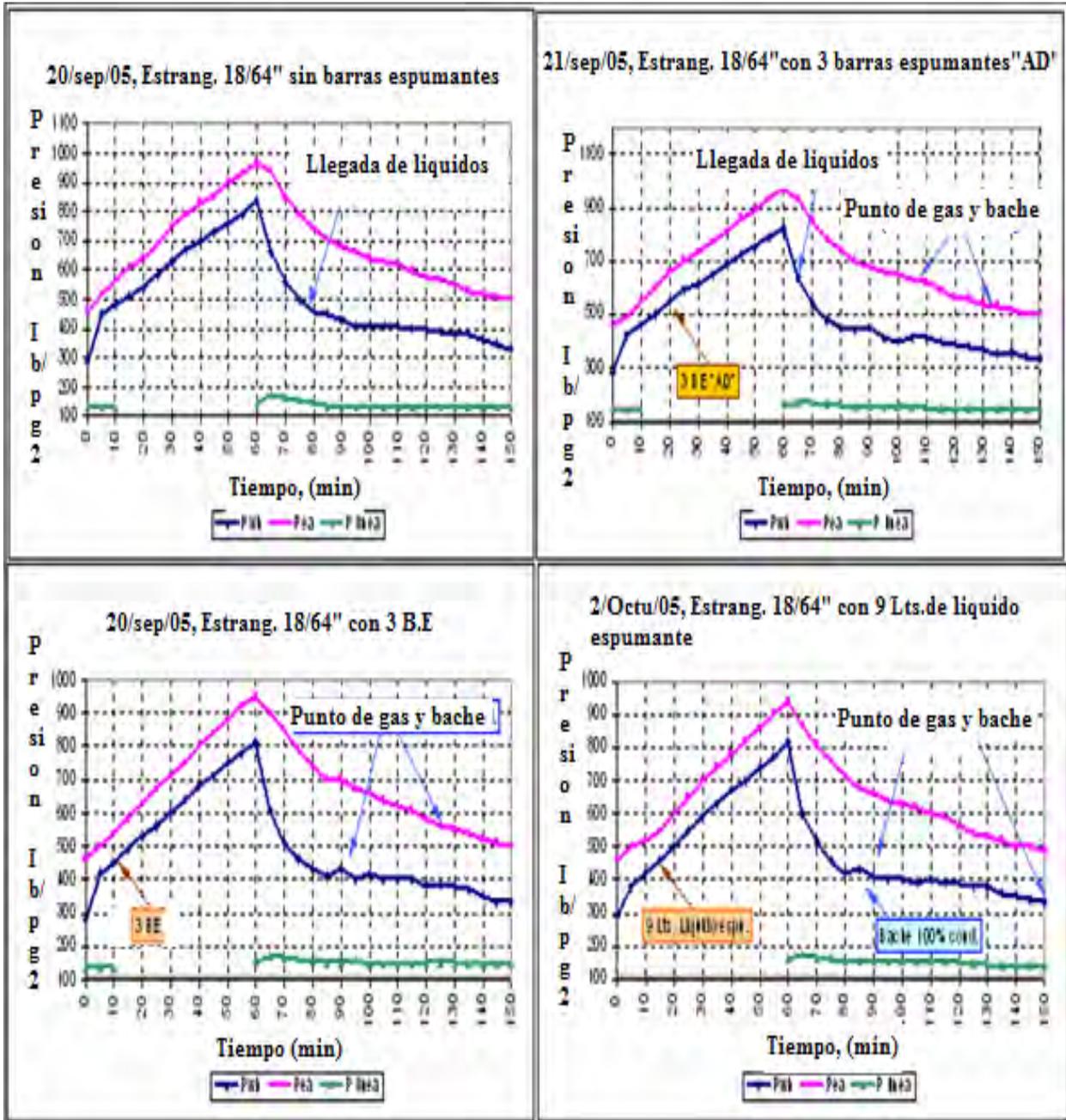


Figura 5-8. Resultados de las pruebas de "Incremento-Decremento en superficie" del pozo puma 27, con y sin la aplicación de agentes espumantes¹⁰.

En la figura 5-9, nos muestra cómo se va comportando un pozo que está siendo medido diario para su mejor análisis y optimización.

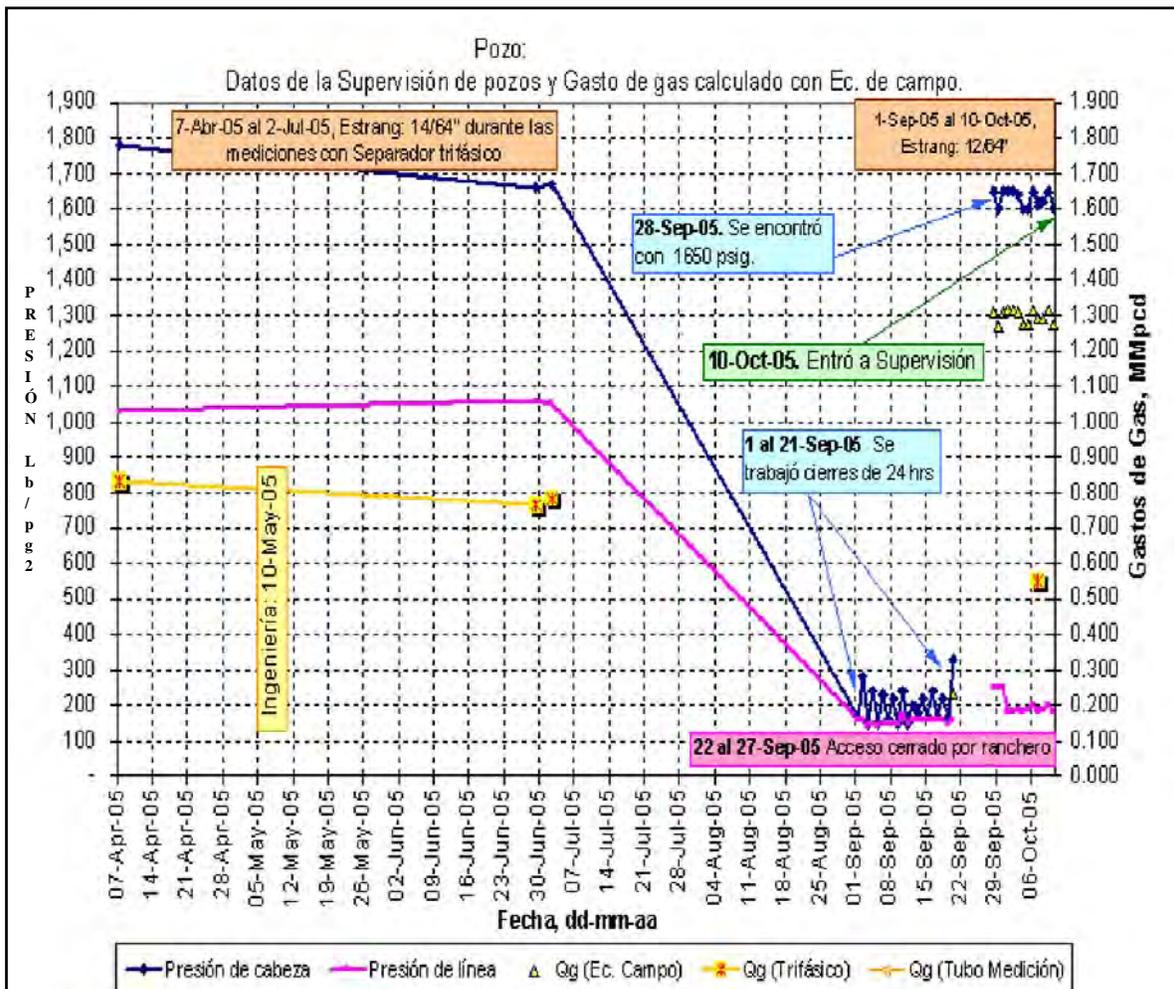


Figura 5-9 Datos de presiones durante la Supervisión diaria del pozo con el sistema instalado, y gastos de gas medidos. Seguimiento a detalle de eventos durante la operación del pozo¹⁰.

5.1.4 Composición del gas y condensado

Considerando que el problema de carga de líquido depende de las condiciones de presión y temperatura en la superficie y fondo del pozo, así como también de la composición del gas y líquido (condensado), esta información es de vital importancia para reproducir el comportamiento y distribución de las fases a lo largo del sistema.

De esta manera es posible definir en qué parte del sistema se genera la condensación; Generalmente la composición del gas y del condensado se obtienen mediante “Análisis cromatográficos” en superficie, por lo que la composición del fluido a condiciones de yacimiento no se conoce, debido a esto, en el Grupo de Ingeniería del Segmento de “Artificial Lift” de Schlumberger se desarrolló un procedimiento para incluir el contenido de agua y condensado en la mezcla, el cual es un componente importante que no se incluye en los cromatográficos.

En la siguiente Tabla 5-3 se muestra la información necesaria de las propiedades del gas, para lo cual se requiere de información del registro de presión de fondo fluyente y de la relación de producción agua/condensado medido con el separador trifásico; Posteriormente se determinará el porcentaje molar de cada una de las fases: gas, agua y condensado, para finalmente realizar la mezcla de la composición incluyendo el agua. Esta es la composición que se alimenta al Software de Análisis Nodal “PipeSim”.

Composición cromatografica del pozo

Fraction	Fórmula	%
Metano	CH ₄	58.864
Etano	C ₂ H ₆	4.623
Propano	C ₃ H ₈	11.582
Iso-Butano	iC ₄ H ₁₀	3.008
But-Normal	nC ₄ H ₁₀	2.300
Iso-Pentano	iC ₅ H ₁₂	1.044
Pent. Normal	nC ₅ H ₁₂	0.383
Hexanos	C ₆ H ₁₄	1.260
Nitrógeno	N ₂	0.040
Diox. de carbono	CO ₂	0.908
Agua	H ₂ O	15.987
Total		100.00

Tabla 5-3 cromatografico del pozo de gas¹⁰.

Gas (%)	Cond. (%)	Agua (%)	Grad.Mezc. (kg/cm ² /m)	Dens.Gas	Dens.Cond	Dens.Agua
				0.646	0.75	1
	85.00%	15.00%		Z	Bg	ρ _g
77.1	9.499	3.441	0.019536	0.946	0.04143	0.0191
64.5	30.158	5.322	0.029718	0.933	0.02871	0.0275
42.7	48.6625	8.5875	0.046796	0.92	0.01975	0.04
44.3	47.3705	8.3595	0.046264	0.915	0.01474	0.0537
39.7	51.2125	9.0375	0.050061	0.919	0.01203	0.0658
37.5	53.0995	9.3705	0.052096	0.929	0.01023	0.0773
7.9	69.768	4.3	0.066201	0.939	0.00907	0.0872
48.257	45.881	8.081	0.044382	6.501	0.1359	0.3706

Tabla 5-4 Densidad del gas, condensado y agua¹⁰.

	Gradiente gr/cm ³	Mw grm/grMol	Grad/Mw grMol/cm ³	Mol %
Total	0.44381685		0.01703676	100
Gas	0.21291912	16.7	0.01138605	66.832
Cond.	0.19626307	52.643	0.00372819	21.883
Agua	0.03463466	18.0152	0.00192252	11.285

Tabla 5-5 Gradiente del gas, condensado y agua¹⁰.

$$\delta_L = \frac{m_L}{V}$$

$$M_W = \frac{M_L}{Mole_L}$$

		LIQUIDO						V	L
Volumen bl/MMpc	Mw lbm/lbmol	Densidad. lbm/pie3	Masa lbm	Mol lbmol	Mol %	Volumen %	m %	Gas 66.8	Liquido 33.2
	16.0427	9.1131	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	88.12000	0.000
	30.0696	22.866	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.92000	0.000
13.56	44.0965	32.1946	2451.280	55.589	30.700	45.320	37.640	2.08000	30.700
4.25	58.1234	35.0807	837.160	14.403	7.950	14.210	12.850	0.55000	7.950
3.13	58.1234	36.4283	640.230	11.015	6.080	10.460	9.830	0.42000	6.080
1.65	72.1503	38.9538	360.900	5.002	2.760	5.520	5.540	0.19000	2.760
0.6	72.1503	39.319	132.470	1.836	1.010	2.010	2.030	0.07000	1.010
2.24	86.1772	41.3589	520.200	6.036	3.330	7.490	7.990	0.23000	3.330
	28.0134	17.5532	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.06000	0.000
	44.0099	52.4248	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.36000	0.000
4.4876471	18.0152	62.3388	1570.820	87.194	48.150	15.000	24.120	0.00000	48.150
29.92			6513.040	181.080	100.000	100.000	100.000	100.00000	100.000

Tabla 5-6 Estimación de la composición del gas y líquido en el pozo¹⁰.

Estación No.	Profundidad (m)	Presión de Fondo		Temperatura (°C)	Gradiente (Km/cm2/m)	Notas
		Ib/pg ²	Kg/cm ²			
1	0	291.18	20.47	30.9	*	*
2	500	430.2	30.25	43.1	0.019549	Gas +Liquido
3	1000	641.71	45.12	58.57	0.029741	Gas +Liquido
4	1500	974.78	68.54	77.16	0.046836	Gas +Liquido
5	2000	1,304.11	91.69	97.68	0.046309	Gas +Liquido
6	2500	1,660.44	116.74	117.69	0.050106	Gas +Liquido
7	3000	2,031.28	142.82	134.85	0.052147	Gas +Liquido
8	3300	2,314.01	162.69	143.46	0.066251	Gas +Liquido

Tabla 5-7 Datos del RPF¹⁰.

5.1.5 Análisis de laboratorio con agentes espumantes.

El objetivo de llevar a cabo el análisis de laboratorio con los agentes espumantes es poder definir el tipo de agente adecuado y la eficiencia de los mismos que permita tener los mejores resultados en campo. Además se requiere asegurar que la calidad y composición de los mismos no ocasione problemas adicionales, tales como emulsiones, corrosión ó cambios de mojabilidad en el sistema roca-fluidos en las vecindades del pozo.

Pruebas de inyección de gas.

El propósito de estas pruebas es estimar las características de espumado del agente espumante aplicado a diferentes concentraciones, temperatura, composición de agua y relaciones agua/hidrocarburo.

Es recomendable llevar a cabo las pruebas usando muestras de fluido (agua y condensado) del pozo que va a ser tratado con agentes espumantes.

Cuando no hay muestra disponible se usan soluciones modelo. Si se conoce la química del fluido el modelo se ajusta a dicha química (la relación agua/condensado del fluido modelo, es igual a la del pozo).

Metodología de la prueba de agitación

La muestra de líquido que contiene agente espumante es agitada manual mente en cilindros de vidrio ó con una licuadora y la espuma es transferida a un cilindro de vidrio como se muestra en la imagen 5-1.



Imagen 5-1 La muestra de líquido que contiene agente espumante es agitada manual mente en cilindros de vidrio¹¹.

Al terminar la agitación de la muestra se miden los siguientes parámetros:

*La altura /volumen de la espuma resultante vs el tiempo al final de la agitación y a diferentes intervalos subsecuentes-estabilidad de la espuma.

*El volumen de líquido remanente vs el tiempo al final de la agitación y a diferentes intervalos subsecuentes-drenado de líquido.

*Vida media de la caída en el volumen de la espuma.

*Velocidad de la caída de la espuma.

Vida media de caída del volumen de la espuma.

La vida media de la caída de la espuma es el tiempo en el cual el volumen de la espuma desciende a la mitad de su valor inicial registrando inmediatamente después de la agitación.

El líquido se derrama del cilindro como se muestra en la imagen 5-2



Imagen 5-2. En la imagen se muestra el derrame del fluido en los cilindros¹¹.

Formula de la Velocidad de caída de la espuma es:

$$V = (H_o - H_t) / (60 \times t)$$

En donde:

V- velocidad de caída de la espuma, (mm/s)

H_o- altura inicial de la espuma (después de la agitación) (mm)

H_t- altura de la espuma después de determinado tiempo (mm)

t- tiempo (min)

Entre menor es el valor de V, mejor es la estabilidad

Metodología de la prueba de inyección de gas

La muestra de líquido se inyecta con un volumen controlado de aire (nitrógeno) a diferentes temperaturas, con diversos tipos de líquidos y composiciones de agua, en presencia de un agente espumante. La espuma resultante es medida durante la reacción y a diferentes intervalos subsiguientes.

Eficiencia de los agentes espumantes

La eficiencia es estimada con los siguientes parámetros:

- Volumen de líquido remanente durante la inyección de gas
- Volumen de líquido remanente durante la inyección de gas se detiene.
- Descarga de líquido debido a la espuma.

A continuación se listan los parámetros mínimos que se deben determinar durante el análisis con los agentes espumantes para la selección y dosificación del mejor producto. Siempre que sea posible, se recomienda utilizar los fluidos que produce el pozo. El equipo y procedimiento de las pruebas deberá establecerse de acuerdo a los estándares del cliente y los proveedores a fin de tener un parámetro de referencia confiable.

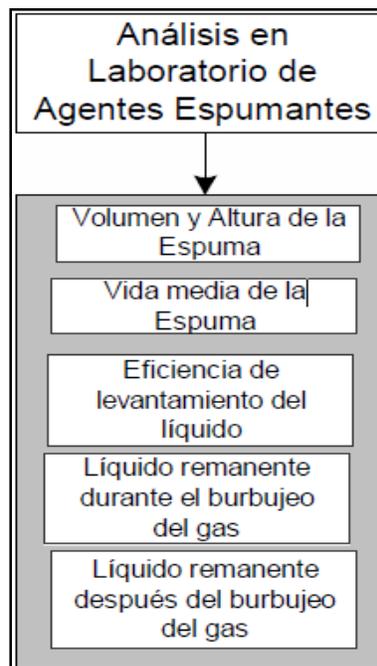


Figura 5-10 Parámetros a considerar durante la prueba de laboratorio de los productos químicos¹⁰.

Adicionalmente se recomienda realizar otras pruebas con el objetivo de seleccionar los tipos de barras de acuerdo a las características comunes que se pueden identificar en diferentes campos. Tales pruebas son:

- I. Solubilidad del producto en función de la temperatura.
- II. Solubilidad del producto en función del Ph y dureza del agua.
- III. Punto de derretimiento de la barra (Melting).
- IV. Estabilidad de la espuma.

Tipo de barras espumantes se observa en la tabla 5-8

Barra	Fluido	%	Color	°F	Tiempo de dilucion (minutos)	Observaciones
Slick Willie	Agua condensado	-----	Blanco - Azul	212°F	30 - 90	Tubo Soluble
Oil Foam	Agua condensado	+ de 75 de condensado	Azul	130°F	2 - 80	
Texas Star	Agua condensado	- De 40% de Condensado	Rojo	122°F	3 - 72	
FS-1259	Agua condensado	- De 10% de Condensado	Verde	122°F	3 - 72	
Laredo Foam	Agua condensado	-----	Blanca	212°F	30 - 90	Tubo Soluble
Gas Stick	Agua condensado	-----	Blanca	145°F	5 - 15	Tubo Soluble
Acid Stick	Agua condensado	-----	Blanca	123°F	30 - 90	Tubo Soluble
37 Corrosion Inhibitor	Agua condensado	-----	Naranja	132°F	12 - 24	

Tabla 5-8 se observan los diferentes tipos de barras espumantes¹¹.

5.2 ESTUDIO DE DIFERENTES SOLUCIONES A PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN CAMPOS PRODUCTORES DE GAS; POSIBLES SOLUCIONES DEPENDIENDO DEL SISTEMA INSTALADO.

5.2.1 Sistema de Sarta de Velocidad

El primer paso es evaluar si el pozo tiene la energía suficiente para continuar produciendo con flujo estable, y estimar el tiempo que puede mantenerse así. En caso de que no sea posible, su estudio se llevará a cabo siguiendo el procedimiento para la operación intermitente, el cual se describirá más adelante con los sistemas de válvula motora, émbolo viajero y barras espumantes.

Una vez que se haya determinado que el pozo tiene energía para producir con flujo estable, ó que es posible regresarlo a que lo tenga, el siguiente paso es ajustar el modelo de análisis nodal desarrollado durante el estudio de Ingeniería. El nuevo modelo deberá reproducir las condiciones de producción medidas después de la instalación del sistema.

El procedimiento para ajustar el modelo consiste de los siguientes pasos:

1. Preparación de datos y procesamiento, el cual incluye la estimación del valor de la Presión estática y ajuste de la composición para reproducir el volumen de líquido medido con separador trifásico.
2. Estrategia en la construcción del sistema de análisis.
3. Ajuste de la correlación de flujo multifásico usando la composición del gas y registro de presión de fondo fluyendo, así como también la correlación para el flujo a través del estrangulador.
4. Análisis detallado de sensibilidad con respecto a parámetros del yacimiento, pozo y superficie, con el objetivo de ajustar los resultados con la información medida (gasto de gas, presiones en la cabeza y fondo) y obtener el Modelo del Comportamiento del pozo validado.

5. Si el ajuste de los datos calculados y medidos es satisfactorio, entonces se seleccionan los siguientes parámetros de operación y se realiza un nuevo análisis de sensibilidad, con el objetivo de encontrar la mejor alternativa que permita alargar su vida sin problema de carga de líquido, y que sea económicamente factible. Estos pueden ser cambios en el tamaño del estrangulador, la presión de línea, flujo por espacio anular, Tubería capilar, ó una combinación de todos ellos.
6. Si el pozo no es capaz de fluir, ó el tiempo pronosticado de flujo es corto, entonces se aplica el modo de operación intermitente, utilizando los resultados de las pruebas en campo.

La siguiente Figura 5-11 muestra el Ajuste del Modelo de Análisis Nodal a las diferentes mediciones de la producción realizadas con un separador trifásico después de la instalación de un sistema. En la figura 5-11 se ve una simulación de pipesim gráfica. La presión y gasto de gas, con tres diferentes estranguladores 16, 18,20, para ver el ritmo de producción con cada estrangulador.

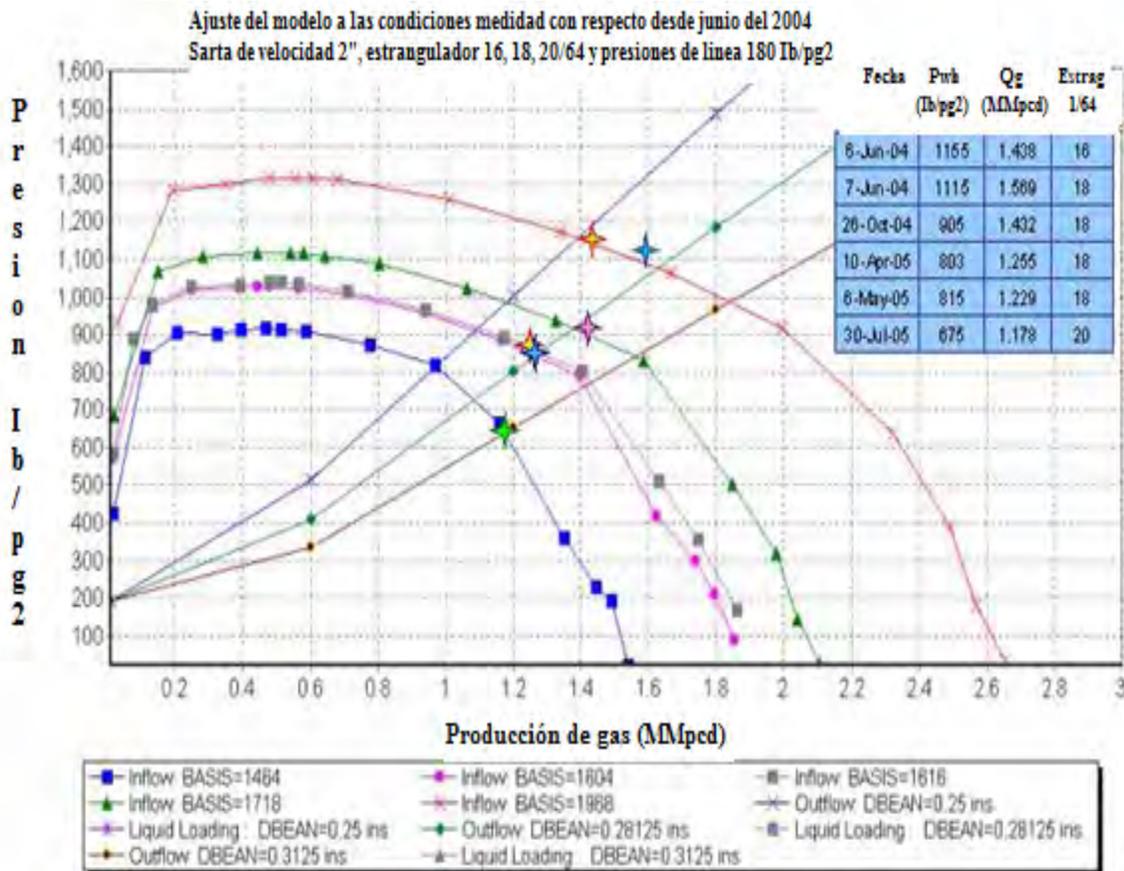


Figura 5-11. Modelo de análisis nodal ajustado a la información medida en el pozo¹⁰.

Una vez que se ha validado el modelo y realizado el análisis de sensibilidad con los diferentes parámetros que tienen mayor influencia en el proceso de carga de líquido, se tiene la capacidad de realizar el diagnóstico del pozo tomando en cuenta toda la información obtenida y entonces así, definir las recomendaciones y estrategia para continuar con la explotación del pozo.

Los resultados del análisis del sistema se utilizan también para decidir cuándo será necesario combinar la sarta de velocidad con algún otro sistema. En pozos donde la solución aceptable sea la operación intermitente, dependiendo de las condiciones del pozo y de las pruebas de presión en superficie y con agentes espumantes (barras) se puede seleccionar el sistema intermitente más adecuado a futuro, aunque los parámetros de operación se deberán de determinar cuando llegue el momento de instalar el sistema. Muy a menudo se han seleccionado sistemas de producción combinados (operación intermitente con aplicación de barras espumantes) ó solamente la operación intermitente utilizando válvula motora ó émbolo viajero. En yacimientos con presiones relativamente bajas en donde el contenido de líquido no es alto, se puede combinar con el compresor a boca de pozo. Esta aplicación se ve favorecida especialmente en los casos en que se han agrupado varios pozos para producir con una sola unidad.

Cuando existen varios intervalos productores, durante el proceso de Optimización, puede resultar factible la producción alternada del espacio anular e interior de la sarta de velocidad. Para esto se requiere de una válvula motora que se instala en el espacio anular, el gas de la zona ó intervalo superior es guiado al interior de la sarta para incrementar la velocidad por arriba de la velocidad crítica y así evita que ocurra el proceso de carga. Adicionalmente se requiere de las pruebas de “Incremento-Decremento en superficie” para definir el tiempo y la presión cuando la Válvula Motora tiene que cerrar ó abrir el espacio anular, así como conocer el gasto de gas crítico en ambos lados, los cuales se obtienen del análisis nodal, ó con el modelo de “Turner”. Cuando la velocidad del gas en la sarta de velocidad esté cerca ó sea menor a la velocidad crítica y el gas adicional del espacio anular no sea lo suficiente para mantener la operación sin carga de líquido, entonces se usa la válvula motora para permitir una operación intermitente automática. El número de ciclos se deberá determinar a través de las pruebas de “Incremento-Decremento en superficie”, en base al diámetro interior de la sarta y espacio anular y con la información de la producción de gas.

5.2.2 Sistema de Embolo Viajero

Este sistema requiere recopilar información adicional para comenzar con el estudio de reparación y optimización, la cual consiste en:

1. Obtener y analizar la información del controlador electrónico del émbolo: velocidad de arribo del émbolo, tiempos de apertura y cierre, presiones en la cabeza y espacio anular, modo de operación, etc.
2. Comparar el comportamiento de presiones, velocidades del émbolo y gastos de gas con las curvas de comportamiento típicas de una operación óptima del sistema.
3. Inspección física de los componentes del sistema y desgaste del émbolo viajero, así como la selección del tipo de émbolo de acuerdo a las características del pozo y fluidos.

A continuación se presenta la Figura 5-13, la cual muestra el comportamiento típico de la operación adecuada del sistema del émbolo.

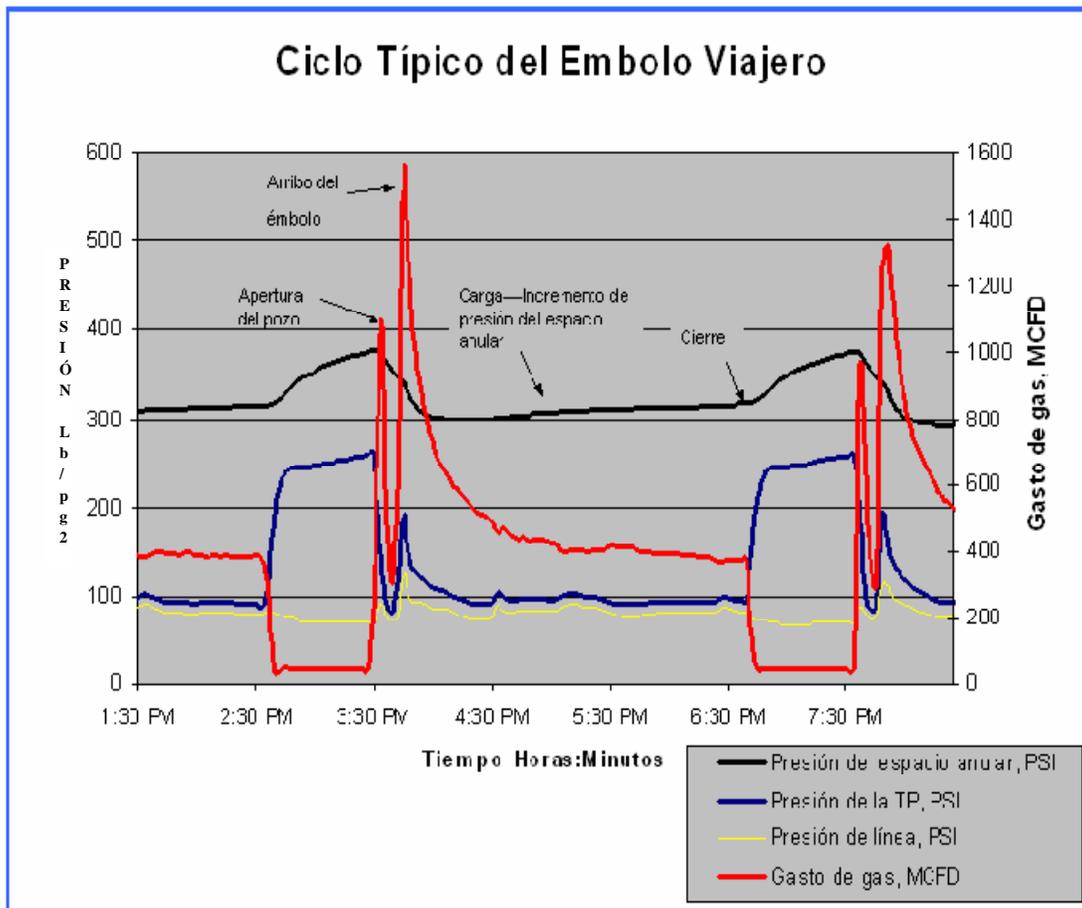


Figura 5-13 Comportamiento típico del ciclo de operación del émbolo viajero¹⁰.

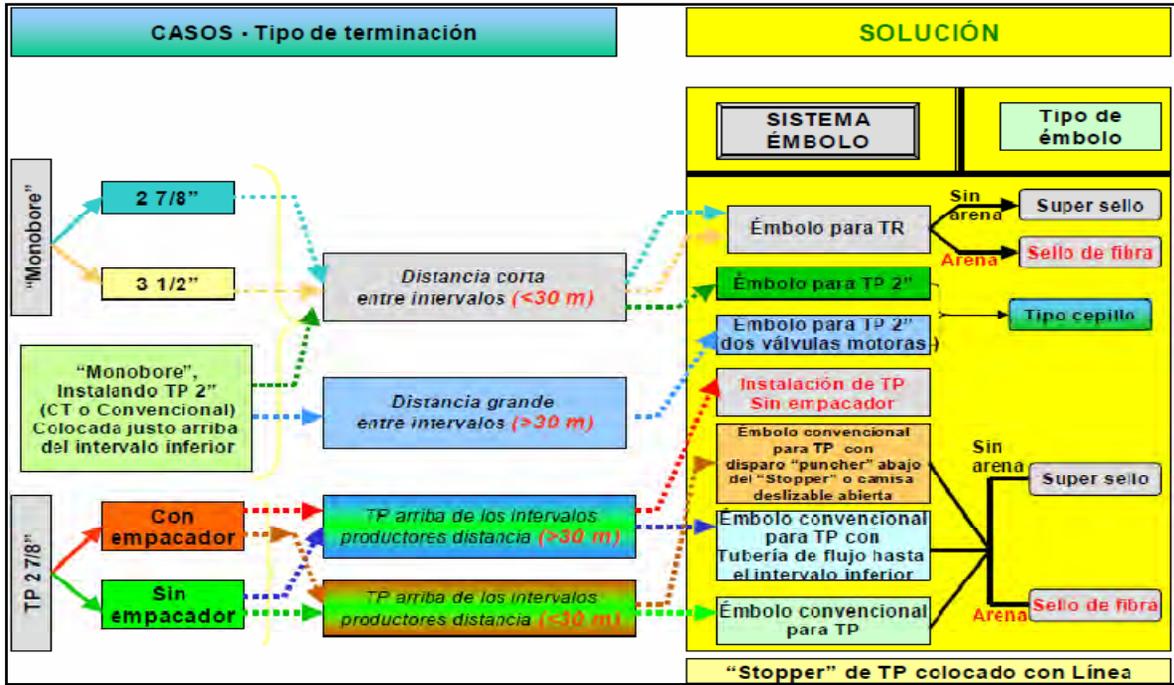


Fig.5-13 a. Diagrama de bloques para la selección del émbolo viajero¹⁰.

Existen diferentes procedimientos para Optimizar la operación del émbolo, sin embargo la mayoría consisten en combinar los modelos del comportamiento dinámico del émbolo durante su viaje ascendente y descendente con el modelo de afluencia al pozo (IPR). Una vez que son acoplados es posible determinar el tamaño óptimo del bache de líquido y el tiempo de ciclo con los cuales se obtendrá la máxima producción del pozo. En la figura 5-14 se ilustran los resultados de éste procedimiento.

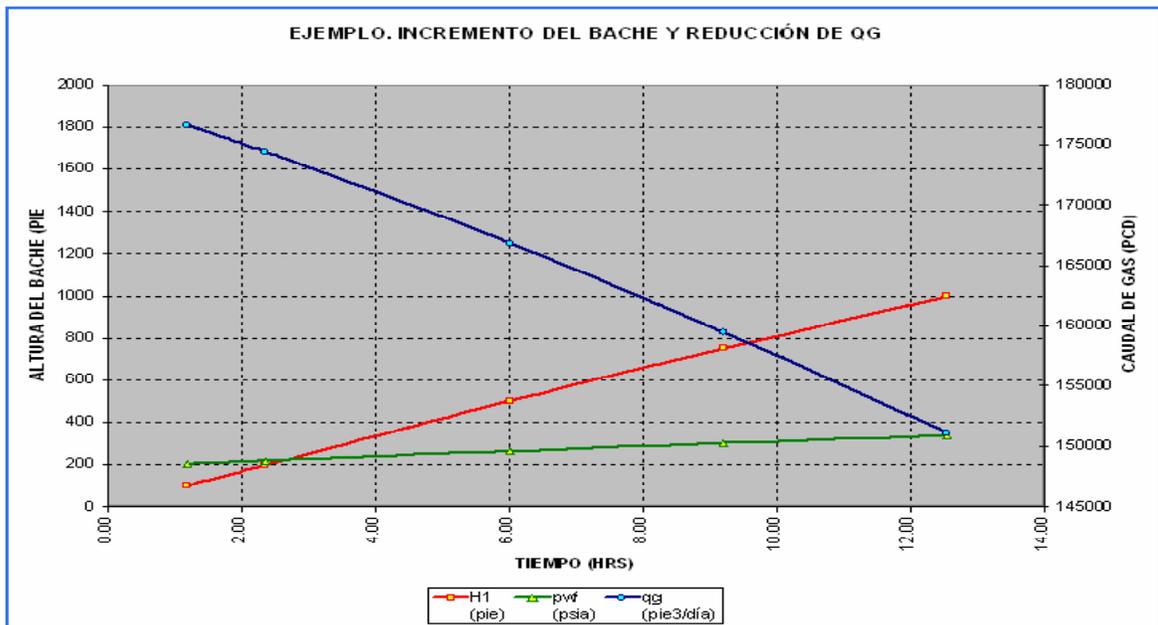


Figura 5-14 Variación de la altura del bache y el caudal de gas en un pozo¹⁰.

Una vez que se han determinado los parámetros de operación óptima del sistema, la segunda etapa del proceso de Optimización es implementarlos directamente en campo y realizar el ajuste “fino” de los ciclos de acuerdo al comportamiento de las presiones (Espacio anular y en el interior de la tubería), velocidades de arribo del émbolo, y la producción de gas obtenida. A continuación se describe el procedimiento para éste ajuste, el cual inicia con el ajuste del tiempo de cierre:

1. Disminuir el tiempo de cierre teniendo cuidado que no sea por períodos muy grandes que representen disminuir la presión del espacio anular a más de 15 a 20 [lb/pg²] por cada ocasión en que se disminuya éste tiempo.
2. Dejar que el pozo produzca por varios ciclos con la nueva presión del espacio anular, antes de reducirla aún más.
3. Es necesario que durante estas etapas se continúe registrando la velocidad de ascenso del émbolo para asegurar que no viaje muy lento y por debajo de la velocidad óptima previamente establecida.
4. Si la velocidad es lenta, no se deberá disminuir más el tiempo de cierre y por lo tanto la presión del espacio anular.
5. Se debe permitir operar el pozo con éste tiempo de cierre por un tiempo considerable.
6. Si la velocidad del émbolo es mayor a la velocidad previamente fijada como máxima en la Ingeniería y Optimización, se deberá permitir mayor tiempo de flujo del pozo una vez que el émbolo llegue a la superficie (“post-flujo”). Esto reflejará mayor entrada de líquido y por lo tanto mayor carga, la cual disminuirá la velocidad del émbolo.
7. A cierta presión del espacio anular, se notará una buena consistencia entre la presión del espacio anular más alta y la mínima observada hasta éste período. Esto es, que la reducción de la presión del espacio anular y el tiempo de recuperación de los ciclos será bastante consistente. Cuando esto ocurra se habrá ajustado la presión del espacio anular óptima de operación, y por lo tanto el tiempo de cierre adecuado.

8. La siguiente etapa consiste en aumentar ligeramente el tiempo de apertura durante algunos días. Es indispensable tener cuidado que la velocidad del émbolo continúe dentro del rango de velocidad aceptable (previamente fijado en los cálculos iniciales de Ingeniería y optimización).
9. Cuando se observe que el émbolo está viajando a una velocidad menor de 750 [cm/min], ó a la establecida previamente, entonces se deberá de parar con el ajuste y dejar ese tiempo de flujo. De esta manera se habrá ajustado el ciclo del émbolo viajero.

Se deberá tener en cuenta que cualquier cambio en la superficie tendrá algún efecto en la operación del sistema. Si la presión de línea baja, se pondrá a fluir el pozo por mayor tiempo. Si la presión de línea aumenta, se requerirá acortar el ciclo de flujo ó incrementar el tiempo de cierre. Otros cambios, tales como el tamaño del estrangulador ó la declinación natural del yacimiento también afectaran la operación del sistema, por lo que se deberán de tener en cuenta para ajustar continuamente los ciclos y mantener optimizada la operación del sistema.

Se ilustra en la figura 5-15 el comportamiento de presión durante el ciclo del embolo viajero. Gracias al controlador electrónico de Schlumberger que esta monitoreando los ciclos del embolo viajero.

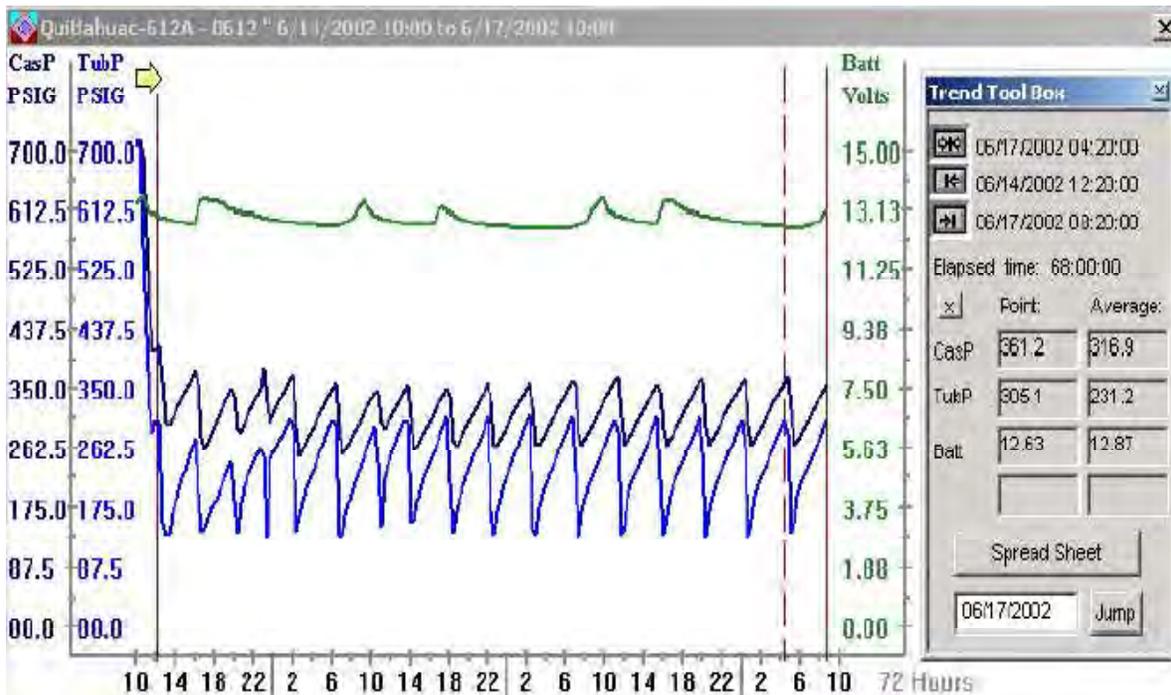


Figura 5-15 Comportamiento de presiones durante los ciclos del émbolo viajero y barra de herramientas para el análisis¹⁰.

En la figura 5-16 y 5-17 se muestra la variación de presiones y gasto con respecto al tiempo y obteniendo una producción a la baja en un corto tiempo gracias al medidor.

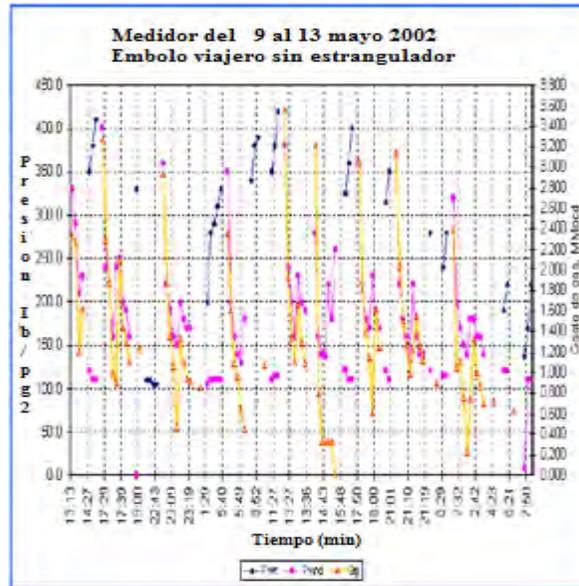


Figura 5-16 Evaluación del Sistema con la medición de su producción con separador trifásico y **sin** uso de Estrangulador en superficie¹⁰.

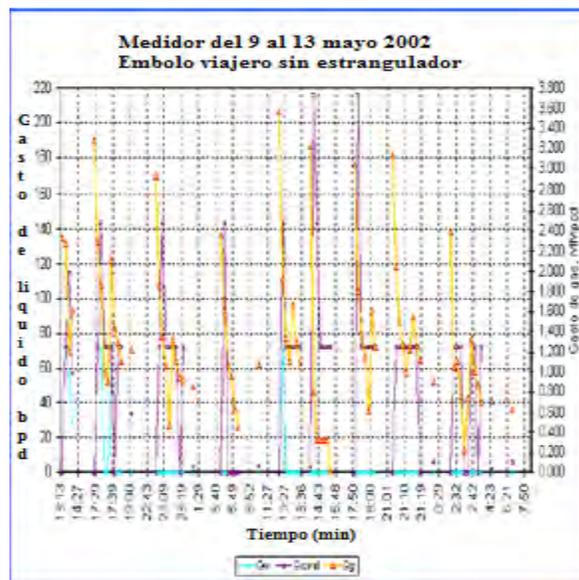


Figura 5-17 Evaluación del Sistema con la medición de su producción con separador trifásico y **sin** uso de Estrangulador en superficie de gasto vs tiempo¹⁰.

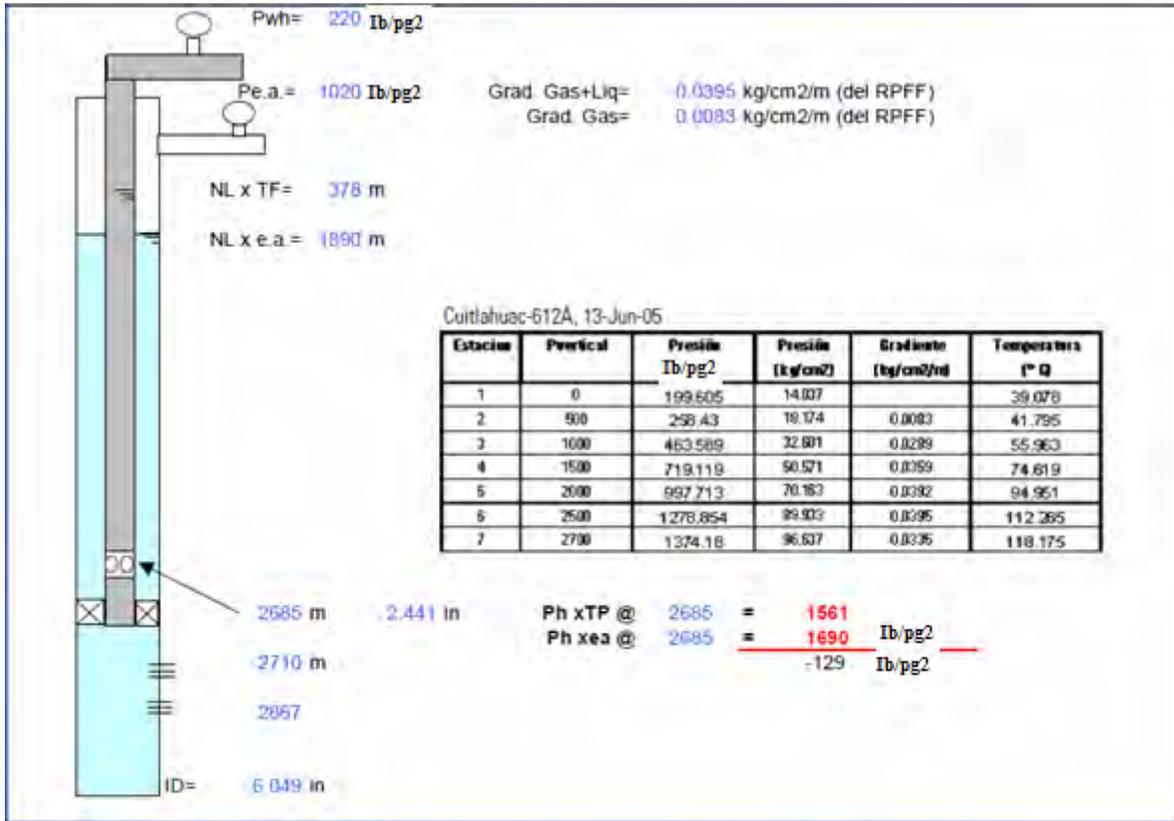


Figura 5-18 Hoja de Cálculo en excel para determinar presiones hidrostáticas. Útil al momento de arranque, y para el diagnóstico¹⁰.

Finalmente se deberá dar seguimiento de los cambios realizados durante esta etapa de operación y Optimización y definir los parámetros de “Auto-ajuste” del controlador electrónico del sistema. El monitoreo continuo del sistema permitirá una mejor operación.

5.2.3 Sistema de Válvula Motora y aplicación de agentes espumantes en forma sólida.

La optimización de éste sistema requiere del análisis del comportamiento de presiones y velocidades de flujo con el ciclo actual y pruebas de campo con diferentes ciclos y tamaños de estranguladores, así como también, definir el tiempo mínimo de cierre que permita almacenar el gas suficiente (tanto en las cercanías de la formación, como en el espacio anular de la tubería, si es que se trata de una terminación convencional) para inyectarlo por debajo del bache de líquido y alcanzar la velocidad crítica para acarrear la mayor parte del líquido hasta la superficie.

Para lograr éste objetivo se requiere realizar las siguientes actividades:

1. Determinar la Presión del espacio anular para descargar el líquido a la superficie, para lo cual se utiliza la aproximación presentada en el artículo de la SPE 11583, y con el uso de reglas de campo adicionales.
2. Prueba de “Incremento-Decremento en Superficie” con el ciclo actual de operación y toma de muestras del líquido en superficie.
3. Cálculos previos del gasto de gas durante el período de flujo comparados con el gasto de gas crítico determinado con el Modelo de “Turner”.
4. Evaluación de los ciclos con la medición de la producción con separador trifásico.
5. Respuesta del pozo con la aplicación de Barras espumantes.
6. Gráfica comparativa de la producción de gas con diferentes ciclos de la válvula motora.

Una vez recopilada toda esta información (y en caso de no tenerla, se deberá programar su toma de información para poder realizar el estudio) y tomando en cuenta la Historia de producción y estado mecánico del pozo, se realiza el análisis detallado del sistema, utilizando la experiencia del personal para definir el ciclo de operación óptimo. Adicionalmente, con éste mismo estudio de optimización se determinará si es posible mejorar aún las condiciones de flujo y producción de gas con la aplicación de Barras espumantes.

En la tabla 5-9 y en las figuras siguientes (5-19, 5-20, 5-21 5-22, 5-23, 5-24, 5-25) se presentan parte de los cálculos previos y la interpretación de los resultados con el objetivo de optimizar la producción del pozo.

NMIP =	2561.5	m
Máx. Gradiente de presión (17-May-04) =	0.033841	kg/cm2/m
Min. Gradiente de presión (17-May-04) =	0.019307	kg/cm2/m
Nivel de líquido (18-Jul-05) =	672	m
Pwh (18-Jul-05) =	290	lb/pg ²
Ph (estimada)=	1399	lb/pg ²

Tabla 5-9 Cálculo de la presión hidrostática partiendo de la información del Nivel de líquido¹⁰.

En la Figura 5-19 se muestra la presión de cabeza y un gasto por descarga de líquido y nos muestra el gas crítico en respuesta a la presión de cabeza por efectos de la válvula motora.

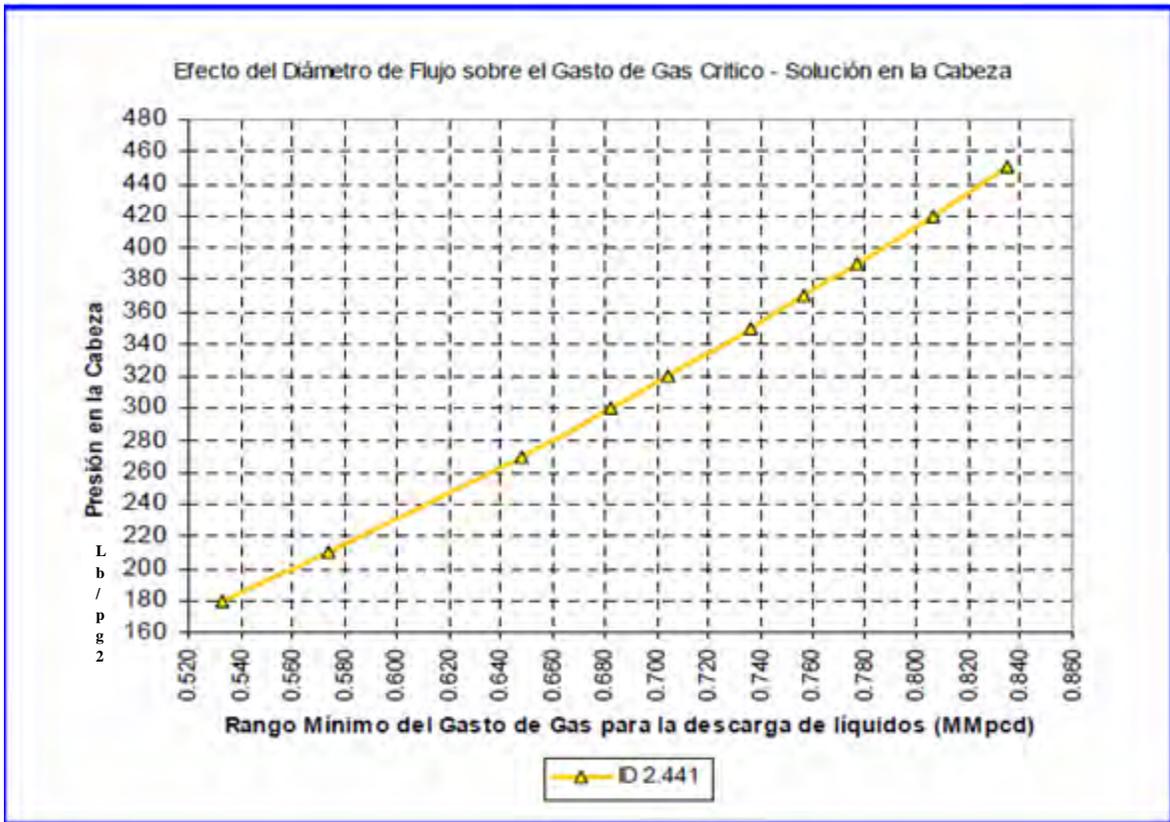


Figura 5-19 Determinación del Gasto de gas crítico con el Modelo de “Turner” en función de la presión en cabeza observada durante los ciclos de la Válvula Motora¹⁰.

En la figura 5-20 nos muestra como ayudo la aportación de 4 barras espumantes y después de un tiempo el pozo cayo a flujo crítico bajando considerablemente la producción. En la figura 5-21 nos muestra la medición por 2 diferentes diámetros de TP teniendo el diámetro menor un incremento de producción considerable.

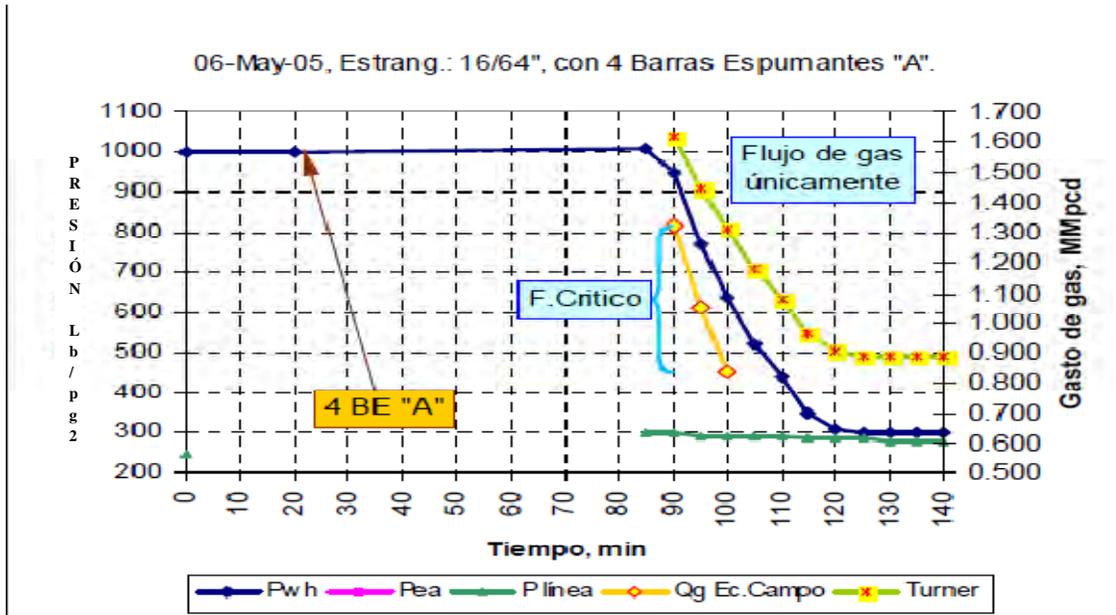


Figura 5-20. Comparación del gasto de gas del pozo con el gasto de gas crítico determinado con el Modelo de “Turner” durante una prueba de “Incremento-Decremento en superficie”¹⁰.

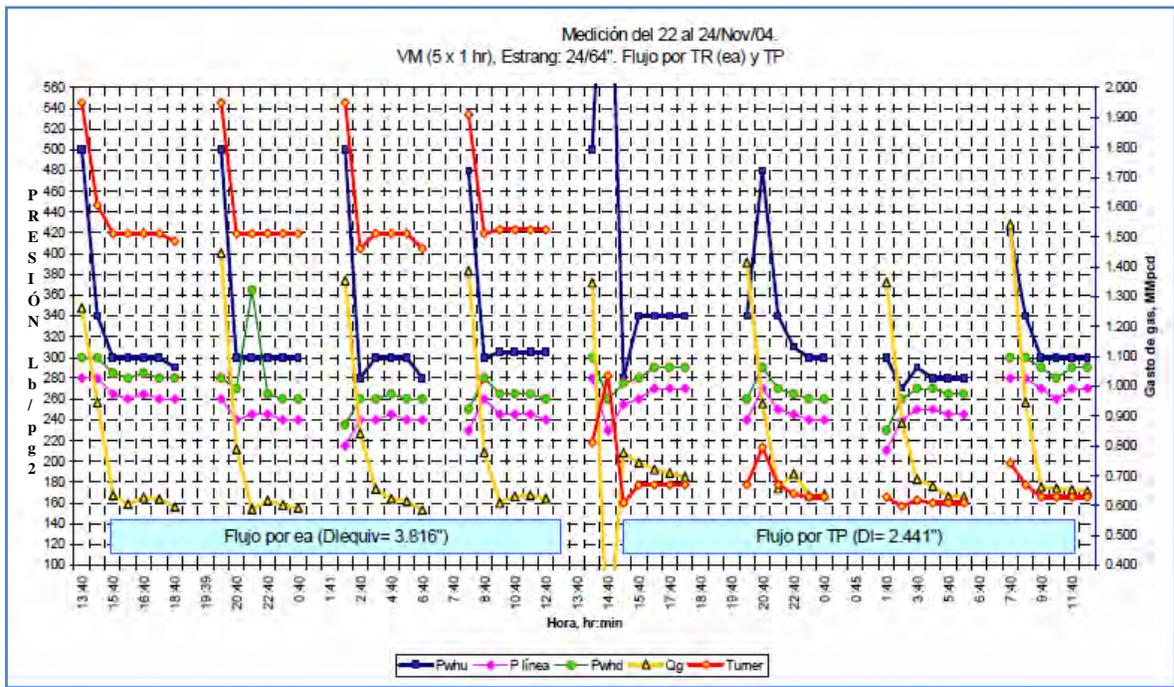


Figura 5-21. Medición de la producción con separador trifásico y comparación con el gasto de gas crítico para descargar el líquido a la superficie, para flujo por el interior de TP y espacio anular¹⁰.

En la figura 5-22 se muestra el controlador de la válvula motora como va teniendo incremento de presión cada determinado tiempo gracias a las barras espumantes ya que se inyectaron 2 barras espumantes y estaba a la espera de una más para ser 3 BE. En la figura 5-23 se observa el registrador de flujo de la válvula motora, donde se observa una mejoría de presión de línea como de gasto gracias al inyectar 4 barras espumantes, se observa en el registrador de flujo.

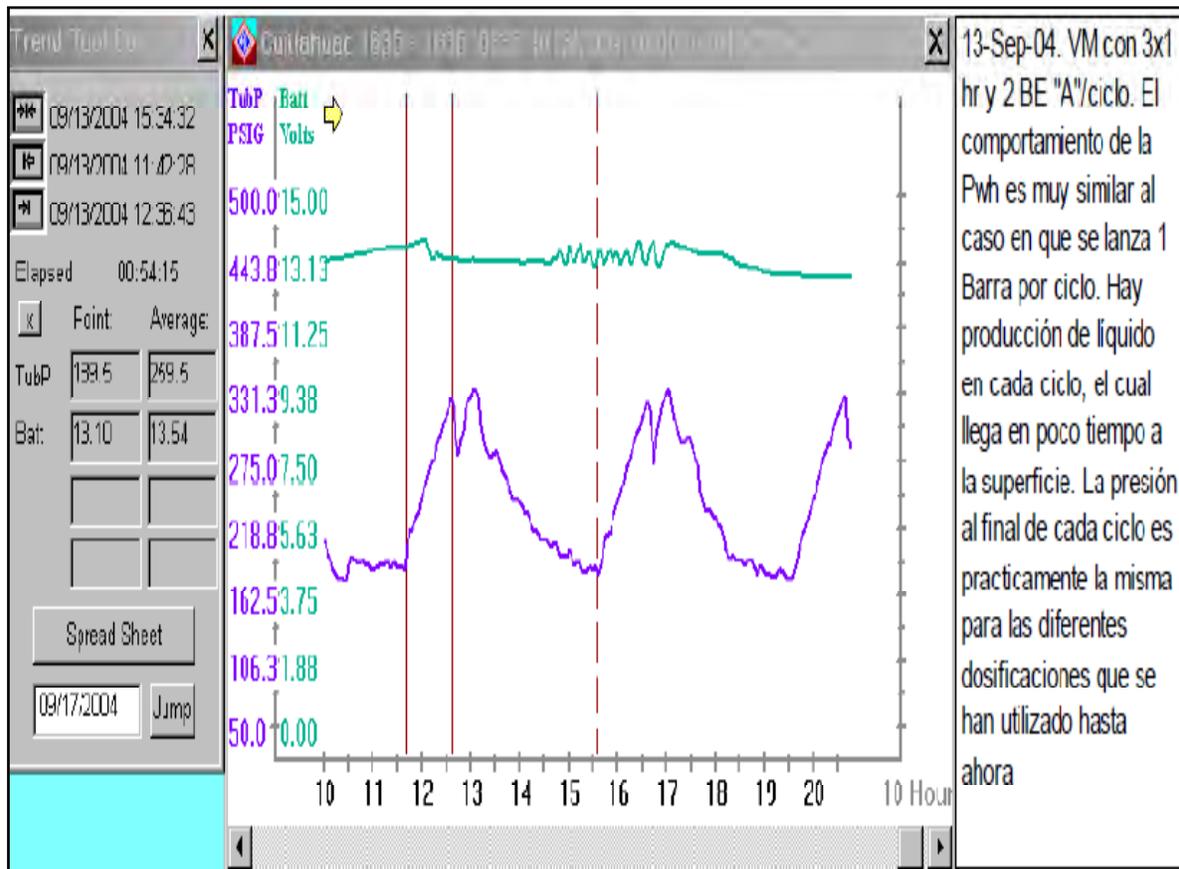


Figura 5-22. Comportamiento de la presión en cabeza con aplicación de Barras Espumantes cada ciclo. Información del controlador electrónico del sistema de Válvula Motora¹⁰.

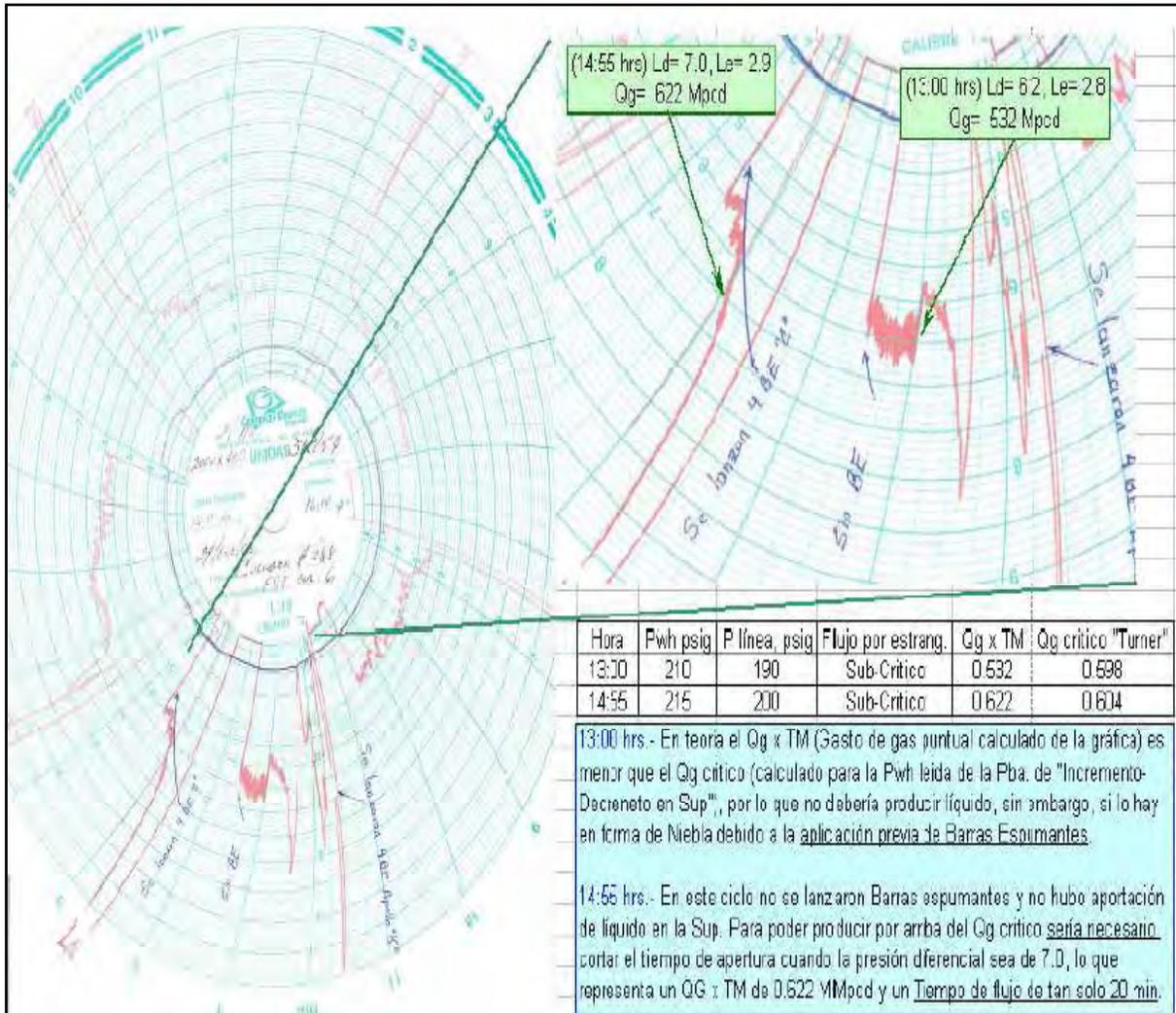


Figura 5-23. Evaluación de cambios en los ciclos de la Válvula Motora¹⁰.

13:00 hrs. En teoría el Qg x TM (gasto de gas puntual calculado de la gráfica) es menor que el gasto Qg crítico (calculado para la Pwh leída de la prueba de “incremento-decremento en superficie”), por lo que no debería producir líquido, sin embargo, si lo hay en forma de Niebla debido a la aplicación previa de las barras espumantes.

14:55 hrs. En éste ciclo no se lanzan barras espumantes y no hubo aportación de líquidos en la superficie. Para poder producir por arriba del Qg crítico sería necesario cortar el tiempo de apertura cuando la presión diferencial sea de 7.0 lo que representa un Qg x TM de 0.622 MMpcd y un tiempo de flujo de tan solo 20 min. Como se observa en la figura 5-23.

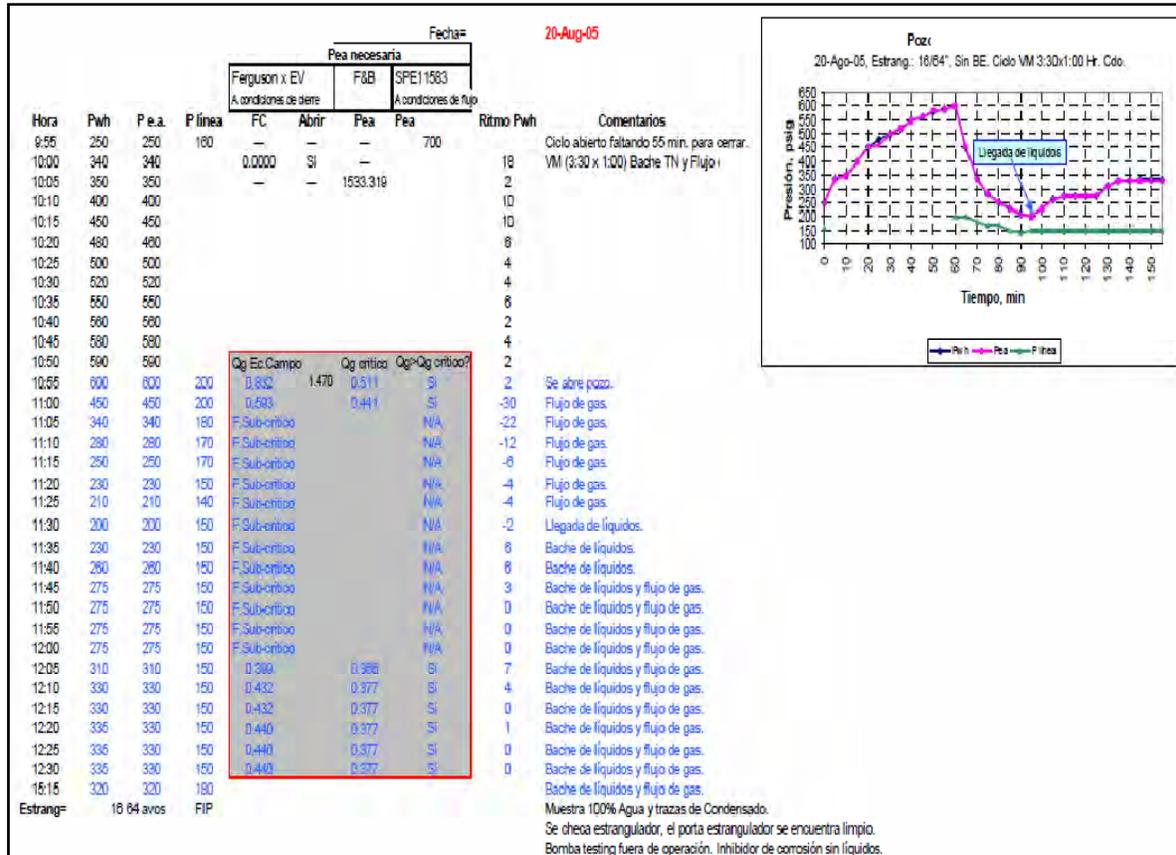


Figura 5-24. Evaluación del ciclo de la Válvula Motora y descarga de líquido en la Superficie¹⁰.

Finalmente se entrega un reporte incluyendo las recomendaciones que consisten en los ciclos de operación de la válvula motora, tamaño del estrangulador y si es necesario, combinarlo con la aplicación de agentes espumantes.

5.2.4 Sistema de aplicación de productos químicos espumantes en forma líquida.

En el caso de que sea necesario simular el comportamiento del pozo suponiendo que se inyectará líquido espumante, se deberá también modificar el sistema de análisis en PipeSim. El problema principal es cómo simular los cambios en el gradiente de presión de fondo fluyendo si se inyecta el líquido espumante en forma continua a través de una tubería capilar en el fondo. La tubería capilar permite la inyección continua del agente espumante para aligerar la columna de líquido en la tubería de producción por debajo del empacador, cuando se tiene una terminación convencional.

Considerando que la inyección del agente espumante esencialmente genera un efecto de bombeo neumático para acarrear los líquidos a la superficie, entonces se puede simular un gradiente fluyente aparente con espuma al ajustar algunos parámetros.

Para seleccionar el Factor de corrección adecuado en el cálculo del Colgamiento de Líquido en PipeSim, se puede usar la comparación de gradientes mostrada en la figura 5.25, para estimar el gradiente modificado en una aplicación típica del pozo. Otra opción es simular la inyección de alguna cantidad de gas que pudiera cambiar el gradiente de flujo y ajustarlo de acuerdo a la relación de la cantidad de agua y espuma.

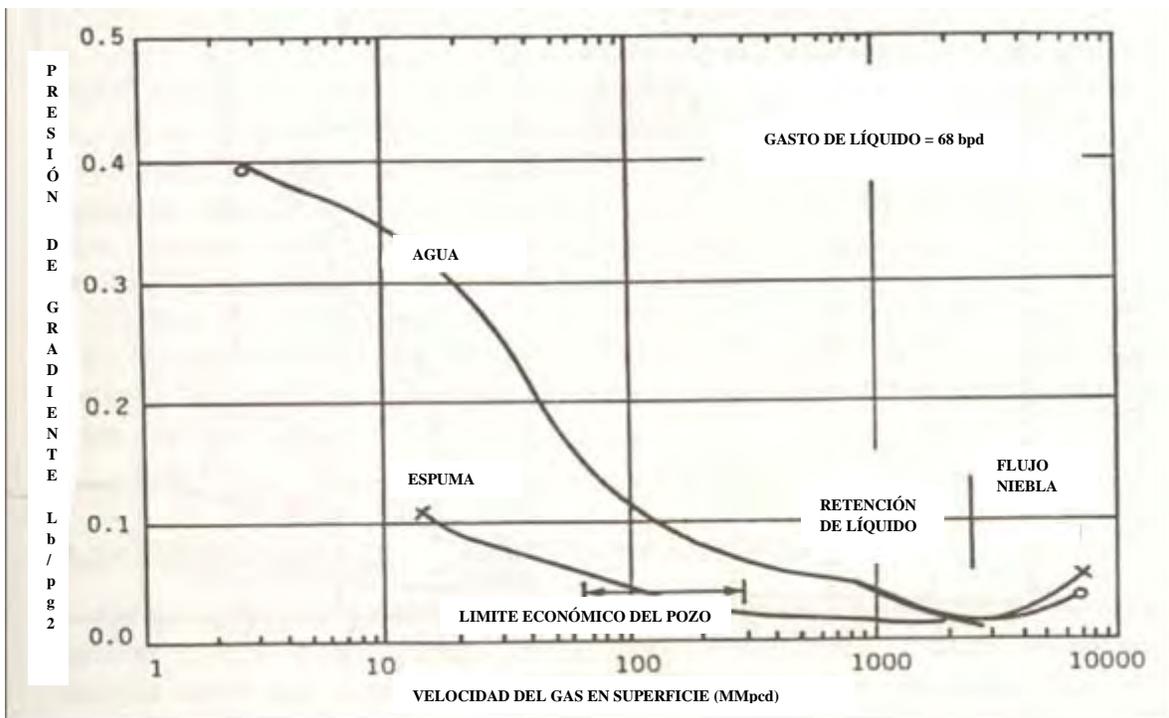


Figura 5-25. Pruebas de laboratorio comparando los gradientes de presión fluyentes para flujo de agua y flujo de espuma, a diferentes velocidades de gas¹⁰.

Sí la intersección de la curva de capacidad de transporte de la tubería con la curva del IPR se encuentra en la zona de condición estable (lado derecho del valor mínimo de la curva de capacidad de transporte) y mayor que el gasto de gas crítico calculado con el Modelo de “Turner”, entonces el pozo producirá sin ningún problema de carga.

Lo único que queda pendiente es la estimación de la dosificación del líquido espumante necesaria para que en campo se obtenga el gasto de gas estimado del análisis nodal. Esto se calcula con las especificaciones del proveedor de los agentes, de acuerdo a tablas que proporcionan el volumen de agua acumulada en el pozo. Finalmente las recomendaciones se deben llevar a ejecutar y el ajuste final se logra directamente en campo, cuando se alcanza la máxima producción de gas. Es recomendable realizar gráficas del comportamiento de producción de gas con respecto a la dosificación del líquido espumante inyectado.

Es importante llevar un seguimiento a detalle durante los primeros días de operación debido a que poco a poco el nivel de líquido se irá abatiendo y la dosificación se debe ajustar para evitar la sobre-dosificación, que en muchas ocasiones puede provocar problemas en los separadores, ó de emulsiones.

Como parte importante del Análisis Nodal se deberá realizar una prueba de sensibilidad con los diferentes tamaños de estrangulador y proponer el más adecuado para la descarga y producción de líquido del pozo.

Finalmente se entrega un reporte incluyendo las recomendaciones, que consisten en la dosificación del líquido espumante, tamaño del estrangulador ó si es necesario, combinarlo con el sistema de Válvula Motora, ó bien, cambiar de método.

5.2.5 Sistema Compresor a boca de Pozo.

En yacimientos con presiones relativamente bajas en donde el contenido de líquido no es alto, se ha aplicado el compresor a boca de pozo. Esta aplicación se ha visto favorecida especialmente en los casos en que se han agrupado varios pozos para producir con una sola unidad.

Como primer punto, se deberá recopilar la información de la operación del pozo con el sistema de compresor a boca de pozo, la cual consiste en: diámetro del estrangulador, presión de cabeza, gasto de gas, presión de succión, presión de descarga y velocidad del motor.

A continuación se presenta un ejemplo de esta información. En la tabla (5-10) se muestran presiones, gastos y temperatura del pozo puma 27.

Equipo: Anco #3		Clote: Campo: Pozo: Puma 27 Zona/Ítem:		HOJA DE LECTURA DE CAMPO			Sistema: Fecha: Reporte:	
Fecha: 11-Ago-02								
Hora	Diámetro	Presión	Volumen	Presión Succión		Presión	Velocidad	Temperatura
	estrang.	Cabeza	Gas	Antes Reg	Despues Reg	Demora	Motor	Cilindros
	64 avos	Ib/pg2	(MPPCD)	Ib/pg2	Ib/pg2	Ib/pg2	opmi	°F
0:00	30	277.00	1.077	80.00	59.00	225.00	1323	96
1:00	30	277.00	1.080	80.00	59.00	225.00	1324	96
2:00	30	275.00	1.078	80.00	59.00	225.00	1322	96
3:00	30	275.00	1.076	80.00	58.00	224.00	1324	95
4:00	30	275.00	1.076	80.00	58.00	224.00	1326	95
5:00	30	273.00	1.077	80.00	57.00	222.00	1329	95
6:00	30	273.00	1.074	80.00	57.00	222.00	1324	95
7:00	30	273.00	1.056	80.00	55.00	222.00	1322	96
8:00	30	270.00	1.025	80.00	56.00	222.00	1324	98
9:00	30	270.00	1.021	80.00	55.00	221.00	1322	102
10:00	30	270.00	0.931	90.00	64.00	291.00	1305	102
11:00	30	265.00	0.999	90.00	63.00	297.00	1310	104
12:00	30	265.00	1.023	90.00	62.00	298.00	1313	104
13:00	30	265.00	1.065	80.00	60.00	240.00	1315	108
14:00	30	270.00	1.072	80.00	62.00	235.00	1320	110
15:00	30	270.00	1.074	80.00	62.00	235.00	1321	110
16:00	30	270.00	1.079	80.00	62.00	235.00	1322	112
17:00	30	270.00	1.077	80.00	61.00	235.00	1321	102
18:00	30	270.00	1.078	80.00	61.00	230.00	1325	98
19:00	30	270.00	1.086	79.00	60.00	230.00	1322	97
20:00	30	270.00	1.088	79.00	60.00	229.00	1321	96
21:00	30	270.00	1.087	79.00	60.00	203.00	1320	96
22:00	30	270.00	1.085	79.00	60.00	230.00	1323	96
23:00	30	270.00	1.083	79.00	60.00	230.00	1322	96
promedio	30.0	271.0	1.061	81.0	59.6	235.4	1320.8	99.8

Tabla 5-10 nos muestra la medición del pozo puma 27 que son presión, volumen, velocidad y temperatura¹¹.

Al mismo tiempo es necesario llevar a cabo el ajuste del Modelo de Análisis Nodal desarrollado durante el estudio de Ingeniería, de tal manera que reproduzca las condiciones de producción medidas desde que se encuentra operando con éste sistema.

El procedimiento para ajustar el Modelo consiste de los siguientes pasos:

1. Preparación de datos y procesamiento, el cual incluye la estimación del valor de la Presión estática y ajuste de la composición para reproducir el volumen de líquido medido con separador trifásico.
2. Estrategia de la construcción del sistema de análisis.
3. Ajuste de la correlación de flujo multifásico usando la composición del gas y registro de presión de fondo fluyendo, así como de la correlación para el flujo a través del estrangulador.
4. Análisis detallado de sensibilidad con respecto a parámetros del yacimiento, pozo y superficie con el objetivo de ajustar los resultados predichos con la información medida (gasto de gas, presiones en la cabeza y fondo), y obtener el modelo del comportamiento del pozo validado.

Si el ajuste de los datos calculados y medidos es satisfactorio, realizar un análisis de sensibilidad con las presiones de succión de los compresores disponibles, tanto en el sistema como en los compresores a boca de pozo. También se debe incluir el análisis para diferentes tamaños de estrangulador y configuraciones de flujo dentro del pozo: flujo por TP, espacios anulares ó ambos.

Estimar el aumento en la producción de gas y líquidos al disminuir la presión y cambiar el tamaño del estrangulador.

Estimar el tiempo en que el pozo dejará de fluir de manera natural, y por lo tanto el momento en que se deba cambiar de sistema artificial para continuar con la explotación del pozo.

Las siguientes Figuras (5-26, 5-27, 5-28, 5-29, 5-30, 5-31) muestran el Ajuste del Modelo de Análisis Nodal a las diferentes mediciones de la producción realizadas con un separador trifásico después de la instalación del sistema y el análisis de sensibilidad con las diferentes presiones de succión de los compresores disponibles.

En la figura 5-26 nos muestra un análisis de sensibilidad con diferentes presiones estáticas con un solo estrangulador para correlacionar como se comportaría la presión con éste diámetro de estrangulador (22/64). En la figura 5-27 se observa diferentes presiones de yacimiento pero ahora con presión de línea y un estrangulador de 22/64. En la figura 5-28 se observa un análisis de sensibilidad con diferentes presiones de yacimiento y diferentes tipos de estranguladores dando como resultado Qg critico alternativos para cada estrangulador.

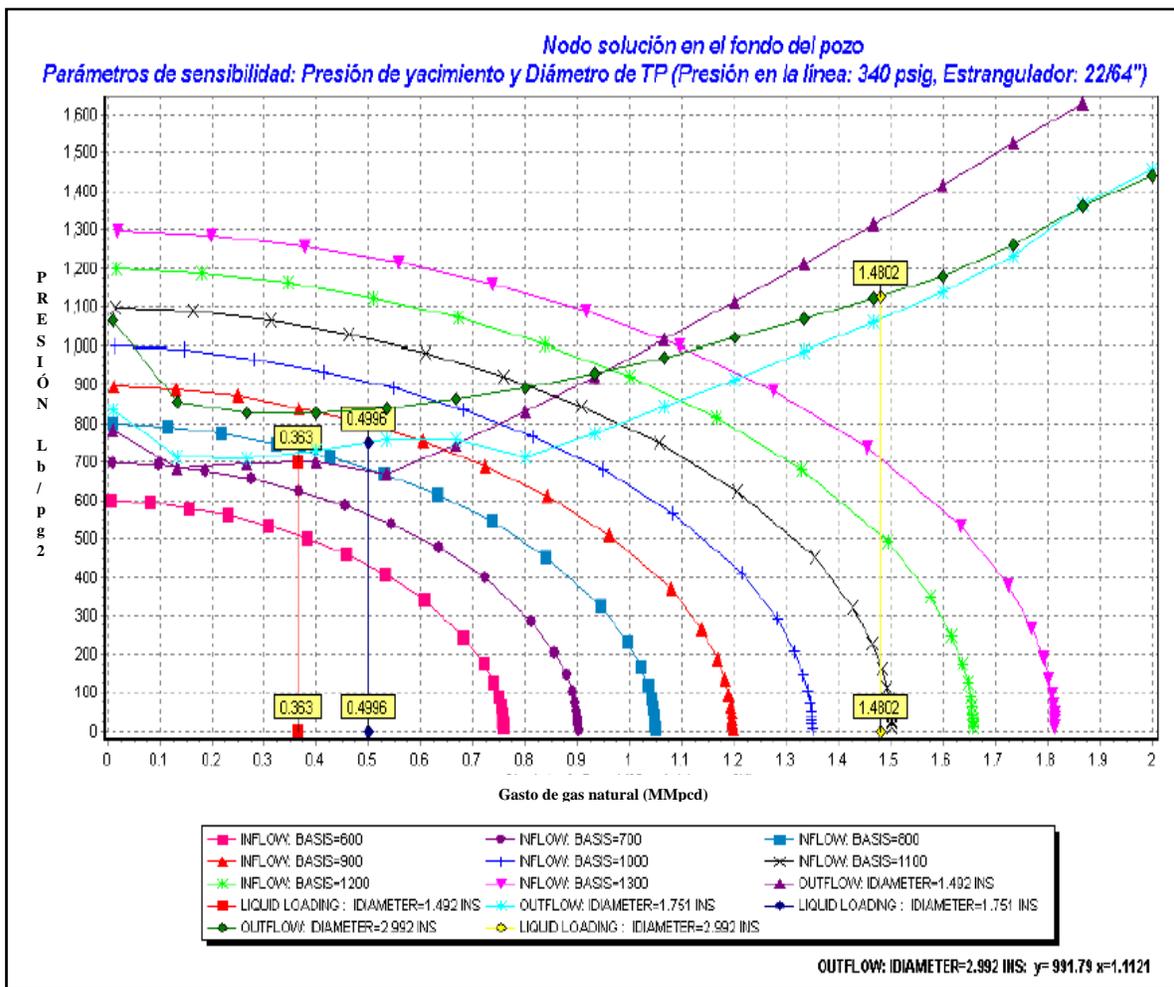


Figura 5-26 Análisis de Sensibilidad para la diferente presión estática y el diámetro de la tubería de producción¹¹.

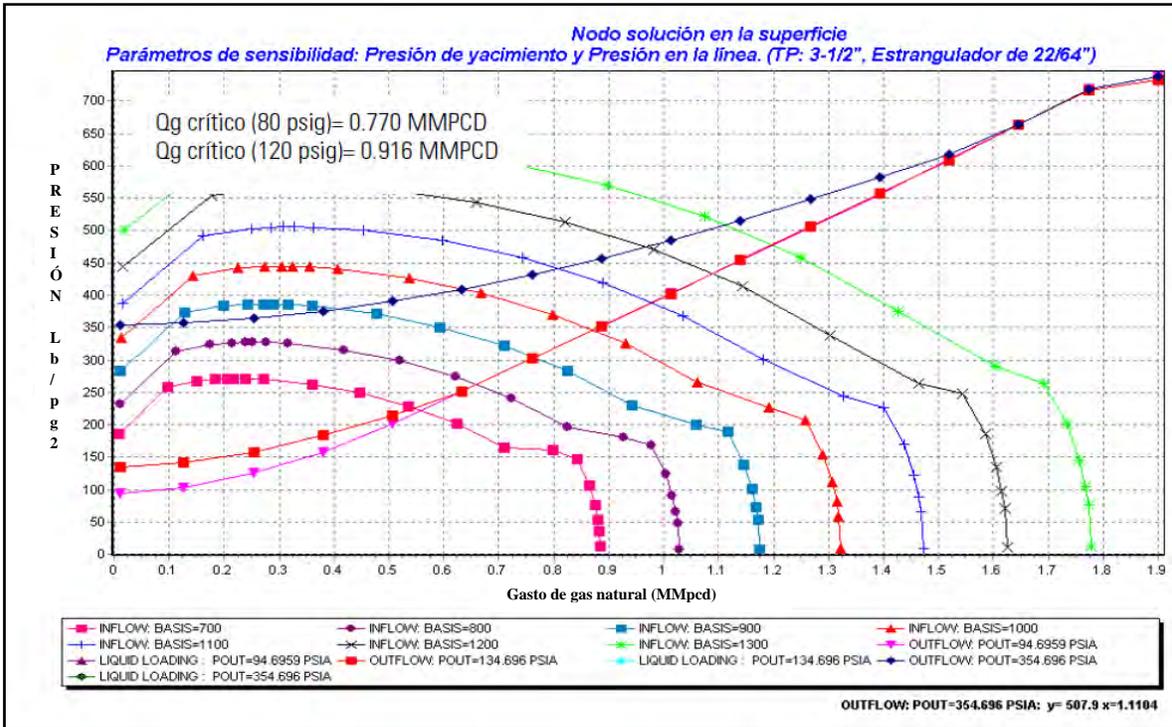


Figura 5-27 Análisis de Sensibilidad para las diferentes Presiones de Succión de los Compresores a boca de pozo¹¹.

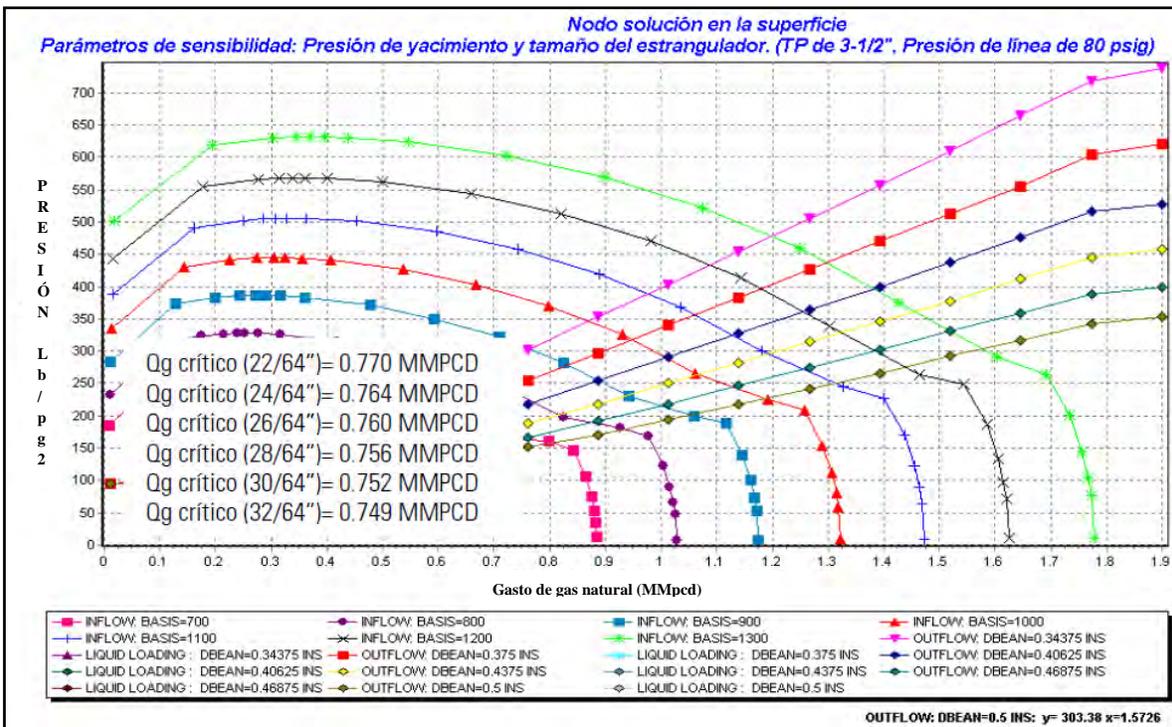


Figura 5-28 Análisis de Sensibilidad con la presión de succión seleccionada y diferentes tamaños de estrangulador¹¹

De acuerdo a los resultados del análisis nodal se podrá determinar si existe la posibilidad de mejorar la producción del pozo y si las condiciones de operación del compresor pueden manejar las nuevas expectativas de volumen de gas y presiones de succión y descarga requerida.

Una vez realizado el análisis de la información recopilada y de los resultados del nodal, se podrá realizar el diagnostico del pozo e identificar los problemas que pueden estar afectando la producción del pozo. El siguiente paso es realizar un análisis económico de las recomendaciones propuestas. En las siguientes figuras (5-29, 5-30, 5-31) se muestra un ejemplo de este análisis.

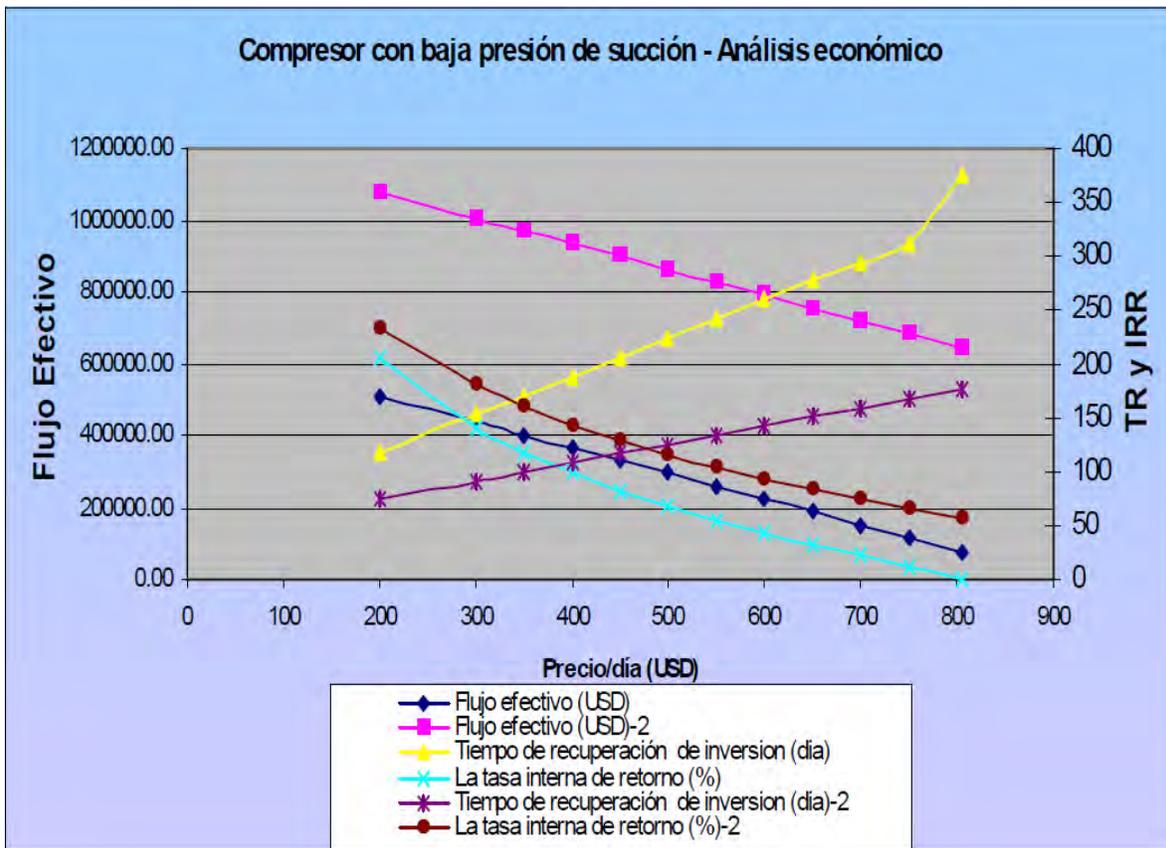


Figura 5-29 Análisis de los parámetros económicos¹¹.

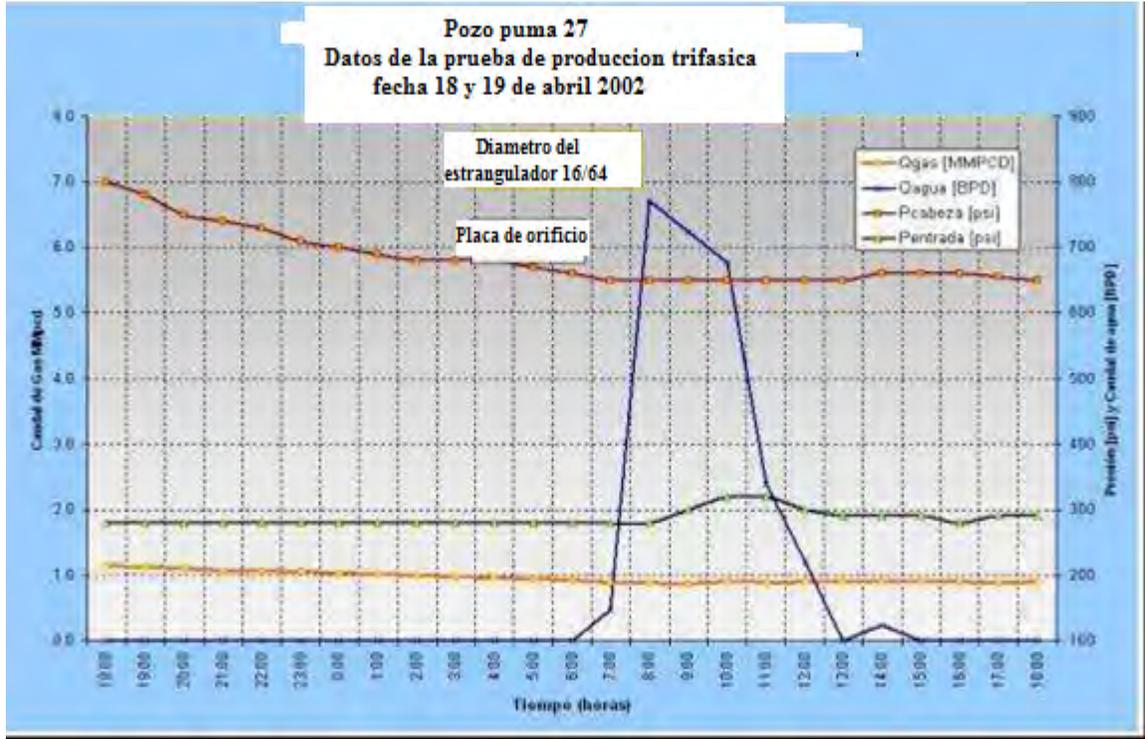


Figura 5-30 Medición trifásica con un compresor a boca de pozo¹¹.

Finalmente se entrega un reporte considerando la sensibilidad del estrangulador y especificando cual es su diámetro más conveniente, de acuerdo al ajuste de correlación y a la medición trifásica del compresor a boca del pozo, esta se debe evaluar y considerar, de acuerdo a la gráfica; Y por último, registrar los resultados de operación del compresor a boca de pozo con diferentes estranguladores y proponer el más adecuado.

5.3 EJEMPLO DE AGENTES ESPUMANTES

A continuación se muestra el ejemplo de un pozo puma 27 el cual presenta problemas de operación por entrada ó invasión de agua se analizara el pozo y se dará una recomendación para solucionar éste problema.

En la figura 5-32 se muestra las condiciones actuales de un pozo productor de gas natural, las especificaciones ó datos necesarios que debemos tener para un estudio más completo del pozo.

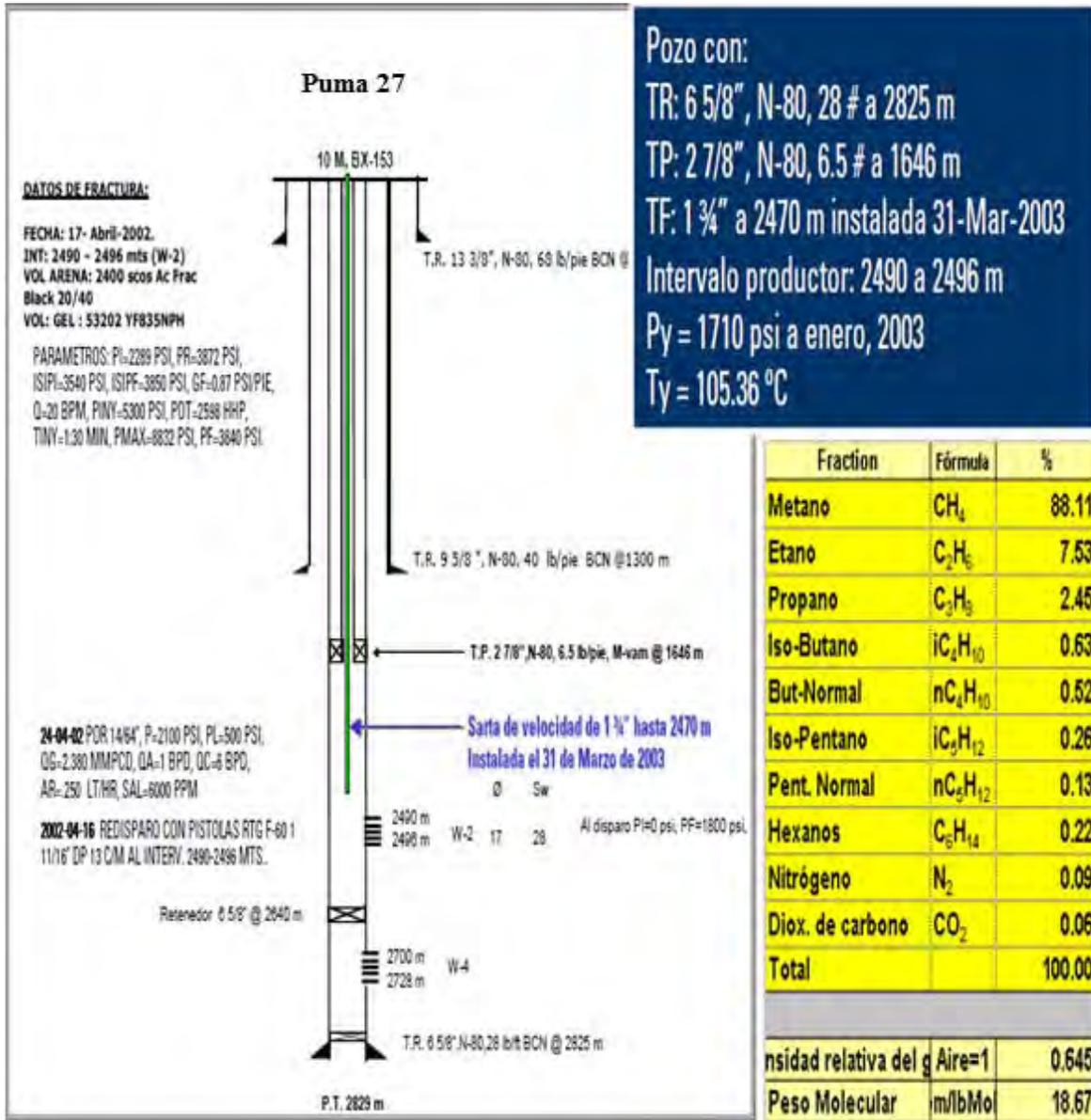


Figura 5-32. Se muestra el estado mecánico del pozo puma 27, y su cromatografico.

Mediciones con separador trifásico

Las mediciones constantes que se realiza al pozo puma 27 son sumamente importantes para saber la producción actual del pozo y así hacer un seguimiento de producción y presiones. También nos permite medir el pozo después de una optimización como cambio de estrangulador ó sarta de velocidad y valorar que sistema es el más conveniente optimo tanto en gastos como en costos. Enseguida se muestra en la tabla 5.11 una medición con separador trifásico.

FECHA	P _{wh} Ib/pg ²	P línea Ib/pg ²	Q _g (MMpcd)	Estrang (1/64")	Q _w (bpd)	Q cond (bpd)	Notas
21-Jul-02	1050	200	1.075	14	2.9	0.0	Para Ingeniería, sin sistema
27-Ago-02	710 a 650	220	1.407	20	3.1	0.0	Prueba de estrangulador de 20/64". Sin estabilizar la p _{wh}
28-Ago-02	550 a 460	240	1.530 a 1.480	24	3.7	0.0	Prueba de estrangulador de 24/64". Sin estabilizar la p _{wh}
09-Feb-2003	450	185	0.678	16	5.1	0.0	Sin sistema, con fluctuaciones en Q _g
05-Jun-2003	440	180	0.653	16	2.7	0.4	Con sarta de velocidad de 1 3/4"
22 Jul 2004	320	195	0.370	16	2.3	0.0	Con sarta de velocidad de 1 3/4". Produce líquido en forma de baches aislados.

Tabla 5.11. Reporte de medición con separador trifásico del pozo puma 27.

En la figura 5-33 se muestra el histórico de producción del pozo puma 27 que va de septiembre del 2002 a julio del 2004 y nos muestra las presione de cabeza como de línea el gasto de gas contra el tiempo.

En la figura 5-34 el ajuste de correlaciones de flujo a un nodo solución que es la presión de yacimiento y presión de línea, con la sarta de velocidad 1 3/4, estrangulador de 16/64 y presión de línea 195 Ib/pg².

En la figura 5-35 nos muestra el nodo solución en el fondo y los parámetros de sensibilidad son presión de yacimiento y presión de línea para una sarta de velocidad de 1 3/4, estrangulador de 16/64".

Historial de producción del pozo puma 27.

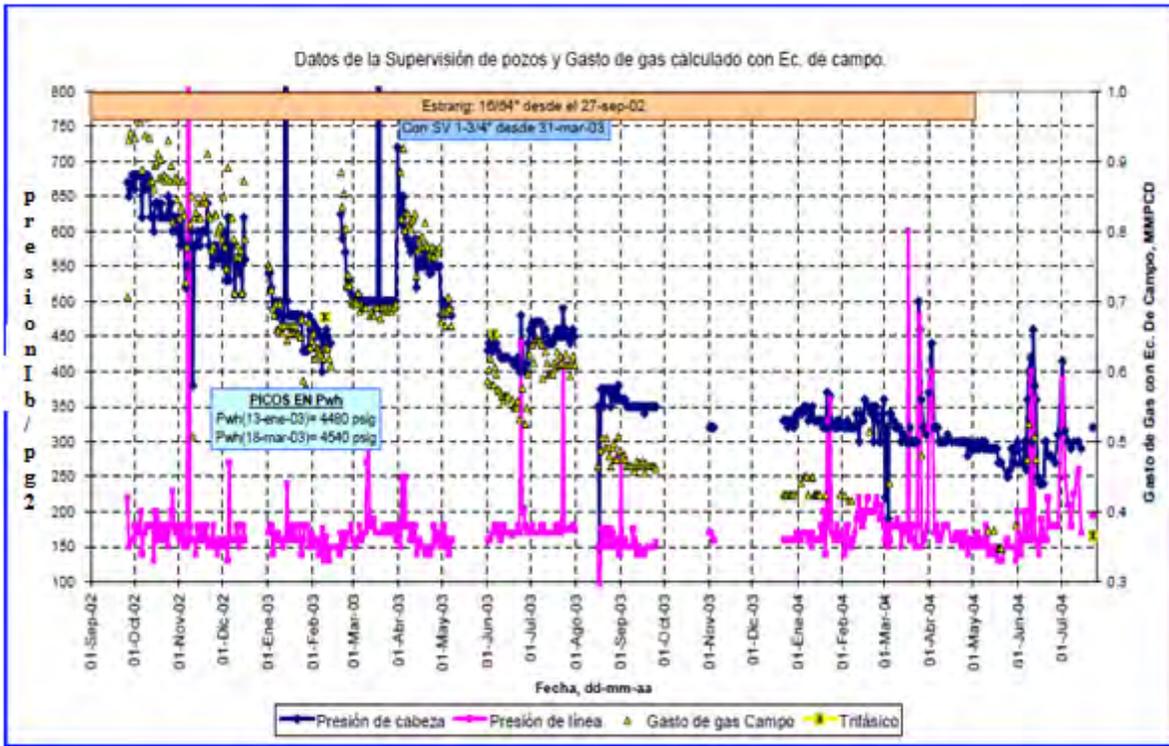


Figura 5-33. Se muestra el histórico de producción del pozo puma 27.

Ajuste de la correlación de flujo con nodo solución en la cabeza del pozo

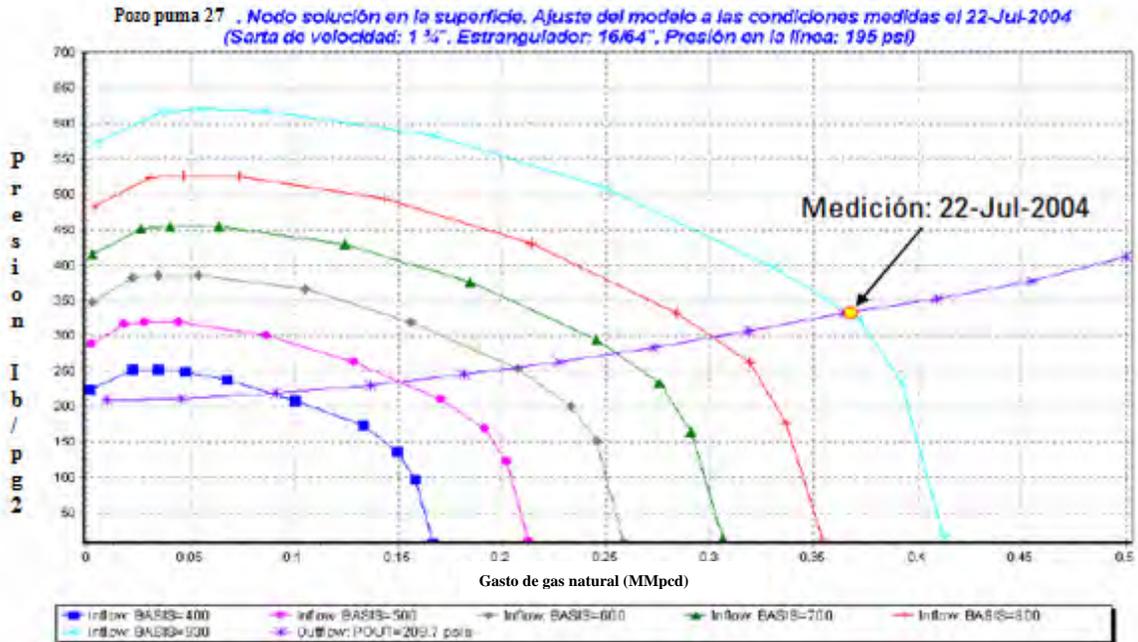


Figura 5-34. Ajuste al nodo solución con sarta de velocidad y estrangulador ¹¹.

Sensibilidad del comportamiento de flujo con cambios en el sistema de flujo, con presión de línea de 195 y 120 Ib/pg².

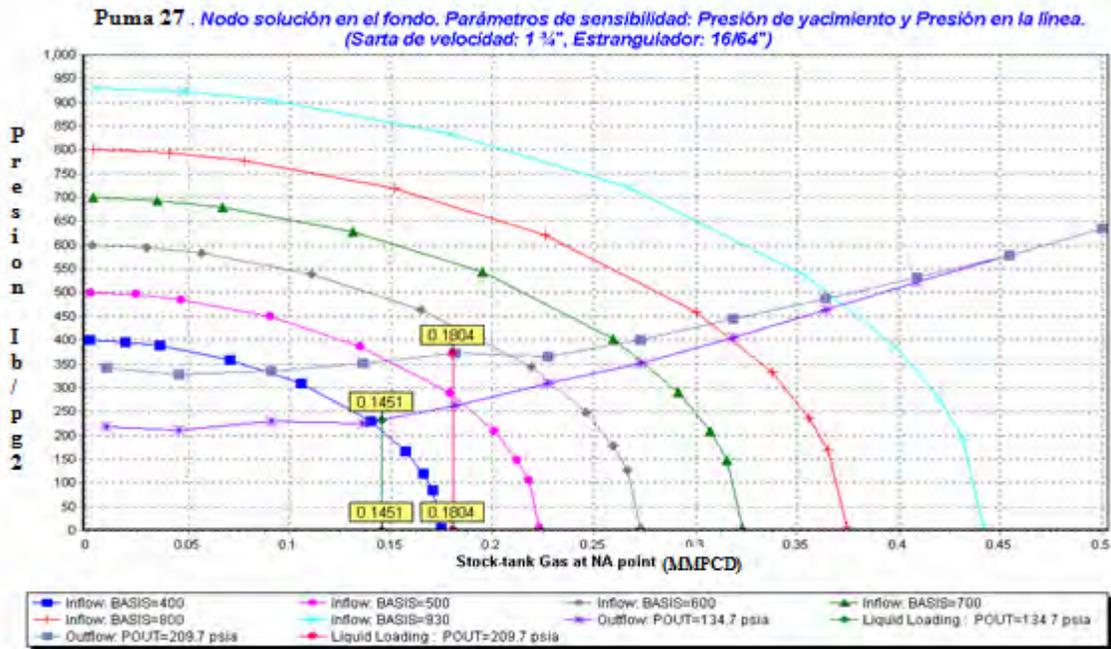


Figura 5-35. Ajuste al nodo en la presión de fondo línea y en la presión de yacimiento¹¹.

Diferentes tipos de estranguladores 1/4", 9 3/4", 5/16", 11/32" y 3/8"

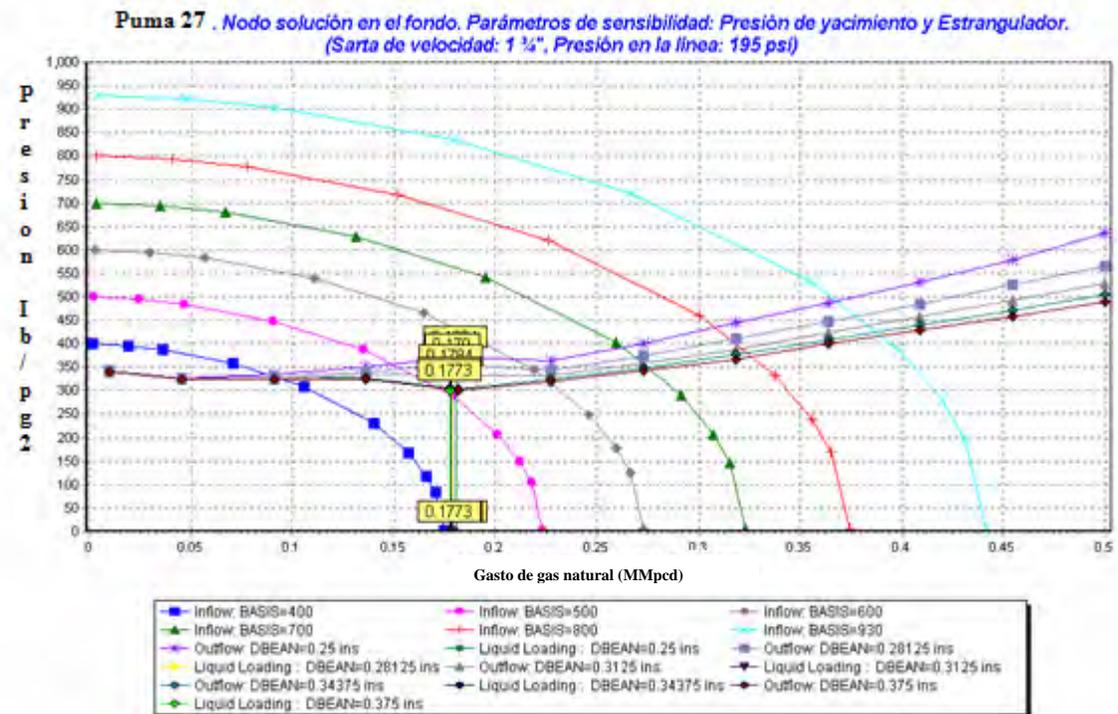


Figura 5-36. Ajuste al nodo presión de yacimiento para diferentes tipos de estranguladores¹¹.

El gasto de gas producido se encuentra por arriba del gasto de gas crítico, por lo que no se espera aún carga de líquido.

En seguida se observan gráficas de presión vs tiempo del pozo puma 27, las cuales fueron tomadas sin productos químicos, con barras espumantes, liquido espumante y un registro sónico de nivel de fluido para la TF y el espacio anular todas tomadas con un estrangulador de 16/64. Figura 5-36.

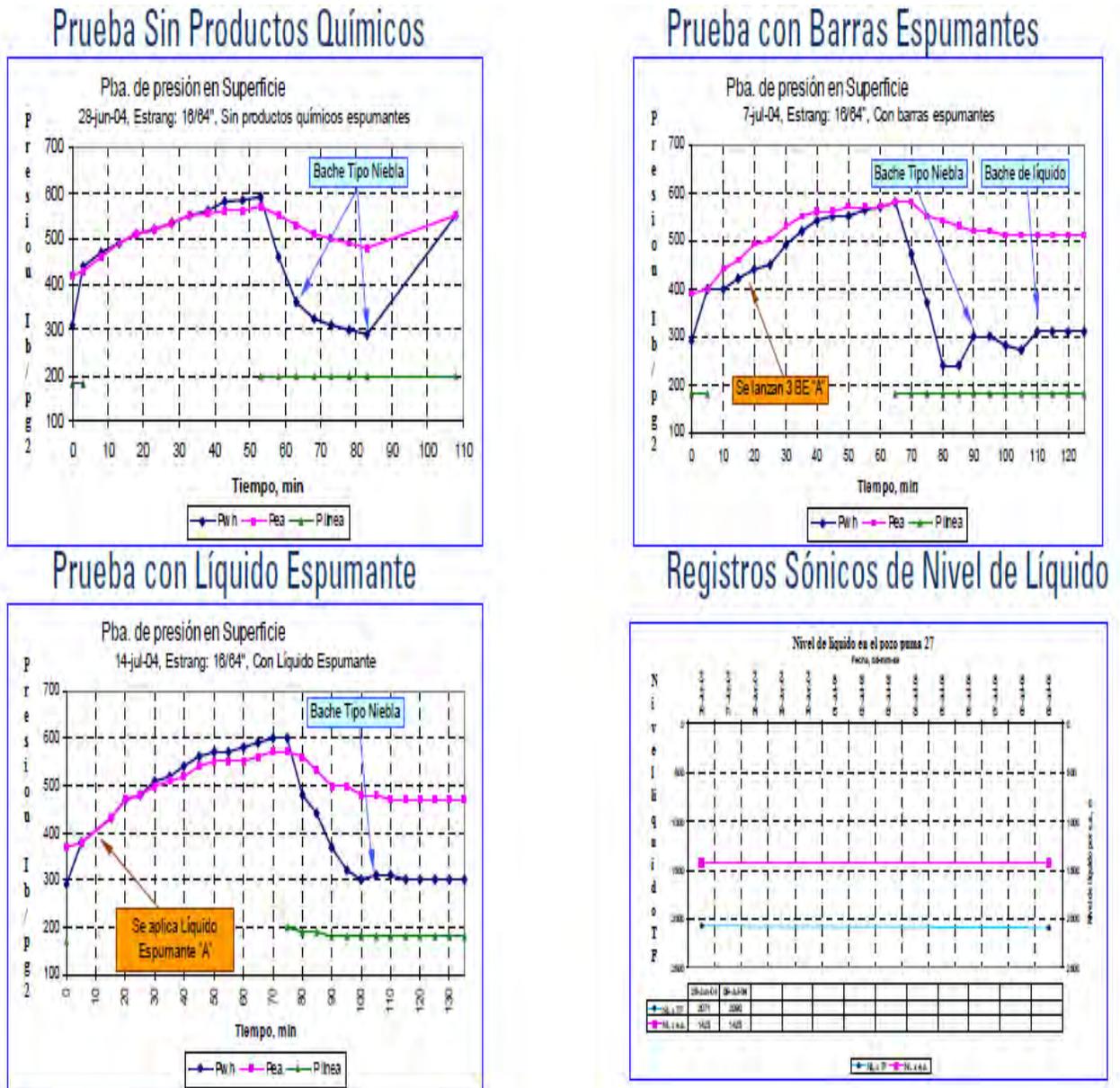


Figura 5-37. Nos muestra el comportamiento del pozo puma 27 sin agentes espumantes y con agentes espumantes aparte de un registro sónico para saber el nivel de liquido del pozo. ¹¹

En la figura 5-37 nos muestran 4 gráficas de las cuales 3 son de presión vs tiempo y una de nivel de líquido vs tiempo, la primera gráfica nos muestra bache tipo niebla sin productos químicos, la segunda gráfica nos muestra presiones constantes después de lanzar 3 barras espumantes pero después de un tiempo el pozo puma 27 vuelve a caer a flujo bache tipo niebla con bache de líquido, en la tercera después de aplicar líquido espumante la presiones se mantiene constantes por más tiempo y después de un tiempo también llega a flujo niebla, en la cuarta gráfica podemos ver niveles de líquido vs tiempo, tanto niveles por la TF como por el espacio anular y vemos que se mantiene constantes.

5.3.1 Diagnóstico:

- El pozo declinó rápidamente los primeros meses, posteriormente lo hizo de manera estable. La P_{wh} declinó de manera análoga el gasto de gas.
- Después de instalar la sarta de velocidad de 1 ¾" el gasto de gas se incrementó y suavizó la tendencia de declinación de la P_{wh} . Se evitó el problema de carga de líquido por más de 1 año.
- De acuerdo a las mediciones con separador trifásico, predomina la producción de agua, lo cual indica que la aplicación de líquido espumante a través de una Tubería capilar puede ser otra alternativa de solución al problema de carga de líquido.
- La presión estática estimada a las condiciones actuales es de 930 Ib/pg².
- El gasto de gas se encuentra ligeramente arriba del gasto de gas crítico teórico, por el momento no es adecuada la operación intermitente del pozo.
- La P_{wh} se incrementa rápidamente durante el período de cierre y la declinación durante la apertura es relativamente lenta.
- El pozo aún es capaz de descargar líquido en forma de niebla con y sin la aplicación de productos químicos

5.3.2 Recomendaciones:

1. Realizar una prueba con la inyección de líquidos espumantes a través de una Tubería capilar hasta la profundidad de 2460 metros., utilizando líquido espumante tipo “A”. La dosificación se deberá adecuar con base en los resultados del pozo.
2. Cuando el pozo ya no pueda descargar el líquido de manera continua se deberá retirar la tubería capilar e instalar el sistema de válvula motora con un lanzador automático de barras espumantes para operar el pozo de manera intermitente.
3. Modificar las condiciones de operación conforme cambien las condiciones del pozo y continuar con el monitoreo diario de su comportamiento.

5.3.4 Cálculo de la dosificación de líquido espumante:

DATOS:

1. Identificar el ó los intervalos productores. En éste caso es solo un intervalo a evaluar.

Intervalo productor: 2490 a 2946 [mts.]

2. Saber a qué profundidad tiene que esta la TF. En este caso a

Tubería flexible a 2470 [mts.]

3. Determinar el nivel de líquido. En este caso a

Nivel de líquido por TF: 2090 [mts.]

4. Volumen de líquido en la TF:

- $D_i = 1.5$ [pgs.]

- $A_{TF} = 0.012272$ [pie^2]

- $H = (2470-2090)/0.3048 = 1246.719$ [ft]

- $\text{Vol}_{TF} = 15.3$ [ft^3]

- $\text{Vol}_{TF} = 2.72$ [bls.]

5. Concentración mínima de agente espumante en este caso es

0.1%

6. Aplicando la ec.: $CAES = C_{min} * (QLIQ + QAE) / QAE$

Para $QAE = 12.6$ lt

$$CAES = 0.1 * (2.72 + 12.6 / 159) * 159 / 12.6 = 3.00 \%$$

Se recomienda una inyección de 12.6 lt/día de líquido espumante

CAES = concentración de agentes espumantes.

C_{min} = Concentración mínima de agentes espumantes.

QLIQ = Gasto de líquido.

QAE = Gasto de agentes espumantes.

CONCLUSIONES

En México se encuentran operando más de 4,000 pozos productores de gas natural con problemas de operación a causa del aporte de líquidos, que directamente afectan a su producción y optimización. De los cuales solo algunos cuentan con algún sistema artificial, para poder ayudar a combatir los diferentes problemas que pueden surgir en la vida productiva del pozo. Todo dependiendo de la rentabilidad del pozo, si son candidatos para algún sistema artificial o sistema de optimización actual, el resto de ellos están destinados a cerrarse.

Para solucionar los problemas de operación de pozos productores de gas natural existen varios sistemas se puede ocupar que son, sarta de velocidad, válvula motora, embolo viajero, sistema de compresor a boca de pozo y agentes espumantes o productos químicos, entre otros.

Todos los sistemas tiene sus ventajas y desventajas para cada pozo productor de gas natural el evaluar las condiciones de operación en las que se encuentra el pozo es un punto muy importante ya que desde aquí se partirá para asignar el sistema más apropiado para cada pozo.

Ya teniendo el sistema de producción adecuado es necesario darle seguimiento del pozo, tanto por mediciones de gastos y presiones como por el sistema que esté operando correctamente y si es necesario optimizar el sistema para impedir lo más posible la presencia de líquidos en el pozo.

Los agentes espumantes traen una solución para la presencia de líquidos en el pozo con algún sistema instalado, ya que regula la presión, y desaloja los líquidos en forma de flujo burbuja, y esto es benéfico para el pozo para su vida productiva.

El gran problema de los pozos productores de gas natural es la presencia de líquidos pero instalando un sistema y complementándolo con agentes químicos o barras espumantes, se puede evitarlo lo más posible, y así tener una vida productiva del pozo por más tiempo.

RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer un estudio por cada pozo valorar sus condiciones de operación, verificando si tiene algún sistema para poder optimizar y mejorar las condiciones de operación del pozo ya que siempre se puede tener alguna opción de optimización.

Se recomienda hacer un estudio de los pozos productores de gas natural que tienen sistema y que ocupan agentes espumantes para valorar la eficiencia del sistema en pozos de bajo y alto gasto de gas y condensado y ver si son factibles económicamente rentables la intervención con agentes espumantes.

Se recomienda recopilar información de producción de gas diario, realizar muestreo continuamente y analizar los fluidos. Con esta información crear una base de datos para optimizar en adelante el ritmo de explotación del pozo.

Es recomendable determinar el potencial del pozo para optimizar la explotación del mismo, establecer los ritmos de producción además para prevenir la presencia de líquidos en el pozo con todos los problemas que ello implica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Beggs H, D “Gas Production Operations”, Editorial OGCI Nov. 1985.
2. Bagirov, Elchin and Lerche, “Los hidratos representan la fuente de gas”, Oil and Gas Journal, de 1997.
3. Beggs H, D “Gas Production Optimization using Nodal Analysis”, OGCI publications, 1984.
4. <http://www.petroleum.com.ve/revista/articulos.php?id=465>
5. Kidnay, “Fundamentos del procesamiento de gas natural” Editorial Interciencia., 2002
6. Kumar, Sanjay “Ingeniería en producción de gas”. Editorial Prentice Hall, 2006.
7. Workshop: Gas Well Deliquification, 25-27 February, Denver, Colorado, 2008.
8. J.F. Lea Jr. And R.E. Tighe: “Operación de pozos de gas con producción de líquidos”, SPE 11583, Oklahoma City, U.S.A., February 27, 1983.
9. T.R. Neves and R.M. Brimhall: “Elimination of Liquid Loading in Low-Productivity Gas Wells”, SPE 18833, Oklahoma City, U.S.A., March 13, 1989.
10. Engineering and Optimization Group, ALS-MXNR Schlumberger, Contract No. 414501929. Activo Integral de Producción Burgos, Reynosa, Tam., 2001-2006.
11. Engineering and Optimization Group, ALS-MXNR Schlumberger, Contract No. 424506806. Activo Integral de Producción Burgos, Reynosa, Tam., 2006-2009.