

23
2ej



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**OPTIMIZACION Y ANALISIS DE LA
APLICACION DEL EMBOLO VIAJERO
EN POZOS DE GAS**

TESIS PROFESIONAL

**Que para obtener el Título de:
INGENIERO PETROLERO**

P r e s e n t a:

RAFAEL ALFONSO NAVARRO ROSALES



Dir. Dr. Fernando Samaniego Verduzco

México, D. F.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORICEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-077

SR. RAFAEL ALFONSO NAVARRO ROSALES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Fernando Samaniego Verduzco, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

OPTIMIZACION Y ANALISIS DE LA APLICACION DEL EMBOLO VIAJERO EN POZOS DE GAS

	RESUMEN
I	INTRODUCCION
II	ACUMULACION DE LIQUIDOS EN POZOS DE GAS
III	FUNDAMENTOS DEL EMBOLO VIAJERO
IV	DISEÑO DEL EMBOLO VIAJERO
V	OPTIMACION DEL CICLO DEL EMBOLO VIAJERO
VI	CONCLUSIONES
	NOMENCLATURA
	REFERENCIAS
	APENDICE A
	APENDICE B

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 17 de octubre de 1996
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RI/LR*gtg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**" OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL ÉMBOLO
VIAJERO EN POZOS DE GAS"**

Tesis presentada por:

Rafael Alfonso Navarro Rosales

Dirigida por:

Dr. Fernando Samaniego Verduzco

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

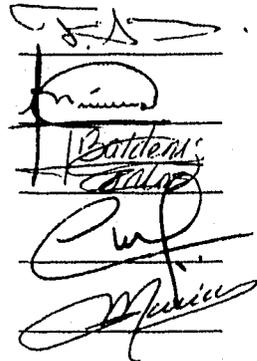
PRESIDENTE: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

VOCAL: ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

SECRETARIO: M.I. CARLOS BALDERAS JOERS

1ER. SPTE.: M.I. TEÓDULO GUTIÉRREZ ACOSTA

2DO. SPTE.: ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

México, D.F., diciembre de 1996.

A mis padres:

Sr. Rafael Navarro Jardón

Sra. Gabriela Rosales Cornejo

y a mi hermano;

Juan Enrique Navarro Rosales,

**por todo el amor que me han dado y por su constante
apoyo en todo sentido.**

**A la gran familia que me rodea, por el incondicional cariño
que siempre me ha brindado, y muy en especial
a mi abuela Teresa.**

RECONOCIMIENTOS

El autor expresa su más profundo agradecimiento:

Al Doctor Fernando Samaniego Verduzco, por haber accedido a guiar este estudio y por todo el tiempo que en mí empleó, con tal propósito.

A mi padre y al Doctor Miso Solesa, ya que sin su respaldo técnico no hubiera sido posible el desarrollo de esta tesis.

A la Compañía Varco, por haber aceptado gentilmente a la realización de la práctica de campo correspondiente, que en mucho ayudó al buen entendimiento de lo expuesto en este escrito.

Por último a mis compañeros: Alfonso, Edgar, Enrique, Gúmaro, Herón y Siddhartha, ya que su amistad fue una fuente de energía para la culminación de este trabajo.

LISTA DE TABLAS

TABLA		PÁGINA
2.1.	Valores de C_d y n para los diferentes regímenes de flujo.....	5
4.1.	Datos del ejemplo de cálculo.....	48
4.2.	Resultados obtenidos para el periodo de flujo del pozo.....	52
4.3.	Resultado del análisis del ciclo del émbolo utilizando un modelo para el yacimiento.....	62
4.4.	Datos del yacimiento.....	63
5.1.	Resultado de la aplicación de sistemas de cómputo para optimizar el ciclo del émbolo.....	69
5.2.	Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 10$ pies) y el método de Lea.....	75
5.3.	Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 5$ pies) y el método de Lea.....	76
5.4.	Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 1$ pie) y el método de Lea.....	77
5.5.	Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 0.5$ pies) y el método de Lea.....	78

TABLA		PÁGINA
5.6.	Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación para diferentes valores de n	79
5.7.	Resultados del ejemplo cuyos datos se muestran en la Figura 5.5.....	89
5.8.	Resultados del diseño para incrementos de h_1 de 10 pies.....	91

LISTA DE FIGURAS

FIGURA		PÁGINA
2.1.	Pasos del proceso para desalojar de líquidos los pozos de gas mediante el bombeo neumático intermitente.....	11
3.1.	Curva de declinación de la producción típica en un pozo de gas.....	17
3.2.	Proceso de descarga del bache de líquidos de un pozo de gas por sí mismo.....	18
3.3.	Proceso de descarga del bache de líquidos en un pozo de gas con ayuda del émbolo viajero.....	20
3.4.	Ausencia del resbalamiento debido al funcionamiento del émbolo.....	21
3.5.	Presencia del resbalamiento dado la mayor área de contacto del gas con los líquidos.....	21
3.6.	Instalación típica del émbolo viajero.....	24
3.7.	Pozo de gas. Instalación común.....	25
3.8.	Pozo de gas a alta presión. Flujo de gas por TP.....	25
3.9.	Pozo de gas a alta presión. Flujo de gas a través de TR.....	25
3.10.	Instalación sin empacador.....	25
3.11.	Instalación con empacador. Tope recuperable doble.....	26

FIGURA	PÁGINA
3.12.A. Tope recuperable tipo "F".....	27
3.12.B. Tope recuperable tipo "O".....	27
3.13. Válvula de pie tipo "HF".....	27
3.14. Resorte amortiguador tipo "B-2".....	27
3.15.A. Pistón con sello turbulento.....	29
3.15.B. Pistón con hojas de expansión.....	29
3.15.C. Pistón combinado.....	29
3.16. Lubricador-receptor.....	30
3.17. Válvula motora.....	30
4.1. Gráfica para determinar el tiempo adimensional a partir de h_D	39
4.2. Gráfica para encontrar la $RGI_{ATP_{mda}} (7500)$	55
5.1. Ventanas de operación del ciclo del émbolo.....	66
5.2. Ajustes para el ciclo del émbolo.....	67
5.3. Principio del método de aproximación.....	74
5.4. Pantalla de presentación del programa de cómputo.....	88
5.5. Pantalla de entrada de datos para el programa de cómputo.....	89

FIGURA

PÁGINA

5.6.	Gráfica de h_1 contra Q_{gas}	90
------	---	----

RESUMEN

En esta tesis, se analiza en primer término la aplicación específica del émbolo viajero en pozos de gas. Además se propone un método de aproximación alterno al método exacto de Lea (1982), para determinar el periodo de flujo del pozo necesario para acumular un cierto volumen de líquidos, el cual no obstante de requerir para su aplicación de un programa de cómputo, tiene la ventaja sobre el de Lea de considerar el valor correcto de n^* .

Por otra parte y basado en el método de aproximación mencionado, se propone un procedimiento para determinar el periodo de cierre correspondiente del pozo, de tal manera de tener una base comparativa para determinar entonces la combinación de tiempos de flujo y de cierre, que permita maximizar la producción de gas por efecto de la aplicación del pistón viajero, logrando con esto optimizar el proceso bajo el criterio de producción máxima de gas.

* Referencias y nomenclatura al final.

CONTENIDO

	Página
DEDICATORIA	I
RECONOCIMIENTOS	II
LISTA DE TABLAS	III
LISTA DE FIGURAS	V
RESUMEN	VIII
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS	3
1. Velocidad mínima de gas para mantener los pozos descargados	3
2. Prevención de la acumulación de líquidos	9
2.1. Tubería flexible	9
3. Remoción de líquidos cuando se acumulan	10
3.1. Bombeo neumático intermitente	10
3.2. Barras espumantes	11
3.3. Émbolo viajero	12
4. Evaluación de los sistemas para prevenir y remover la acumulación de líquidos en pozos de gas	13
3. FUNDAMENTOS DEL ÉMBOLO VIAJERO	16
1. Principio de operación	16
2. Selección de pozos para la aplicación del émbolo viajero	22
3. Instalación del pozo y equipo mecánico requerido	23
3.1. Requerimientos del pozo	23
3.1.1. Válvula maestra adecuada	23
3.1.2. Tubería de producción en buenas condiciones	23
3.2. Equipo mecánico requerido	23
3.2.1. Juego de topes recuperables	26
3.2.2. Válvula de pie	26

3.2.3. Resorte amortiguador	28
3.2.4 Pistón viajero	28
3.2.5. Lubricador - receptor	29
3.2.6. Válvula motora	29
3.2.7. Controlador de ciclos	31
4. Tipo de instalaciones	31
4.1. Instalaciones superficiales	31
4.1.1. Instalación común para pozos de gas	31
4.1.2. Instalación para pozos de gas con alta presión (flujo de gas por TR).	32
4.1.3. Instalación para pozos de gas con alta presión (flujo de gas por TP).	32
4.2. Instalaciones subsuperficiales	32
4.2.1. Instalación sin empacador	32
4.2.2. Instalación con empacador	32

4. DISEÑO DEL ÉMBOLO VIAJERO APLICADO A POZOS DE GAS

1. Análisis matemático	34
1.1. Periodo 1 - Émbolo en la superficie	35
1.2. Periodo 2 - Pozo cerrado	38
2. Ejemplo de cálculo	48
2.1. Periodo de flujo	49
2.1.1. Obtención de $F(D)$	49
2.1.2. Cálculo de h_D en función de h_1	49
2.1.3. Determinar A_{TP}	49
2.1.4. Obtención de t_1 en función de t_D	50
2.1.5. Cálculo de K	50
2.1.6. Determinar el valor de h_D	50
2.1.7. Uso de la Figura 4.1	51
2.1.8. Obtención del valor de t_D	51
2.1.9. Cálculo de t_1	51
2.1.10. Determinar el valor de p_{wf}	51
2.1.11. Obtención de q_g	52
2.2. Periodo de cierre	52
2.2.1. Cálculo de A_{EA}	52

2.2.2. Determinar RGL_{TP}	53
2.2.3. Obtención de $RGL_{TP\text{máx}}$	53
2.2.4. Cálculo de V_{TP} y V_e	56
2.2.5. Obtención de h_2 en función de pe	56
2.2.6. Cálculo de RGL_{TP} en función de h_2 y pe	56
2.2.7. Determinación de pe	57
3. Producción máxima de gas	59
4. Optimización por ensayo y error del diseño del émbolo viajero	61
5. Cálculos del ciclo del émbolo utilizando un modelo de yacimientos	61
5. OPTIMIZACIÓN DEL CICLO DEL ÉMBOLO VIAJERO	64
1. Optimización del ciclo del émbolo mediante la utilización de sistemas de cómputo	64
1.1. Optimización por el método de aproximación estándar	65
1.2. Uso de sistemas de cómputo para la aplicación de la aproximación estándar	65
1.3. Resultado de pruebas	68
2. Método propuesto para la optimización del ciclo del émbolo	69
2.1. Desarrollo matemático	70
2.1.1. Método de aproximación propuesto para determinar el valor de t_1	73
2.1.2. Otras modificaciones al método de Lea	80
2.1.3. Método de aproximación propuesto para determinar el valor de t_2	81
2.2. Metodología para la realización del diseño	83
2.3. Resultados del método propuesto	88
2.4. Análisis de resultados	92
6. CONCLUSIONES	93
NOMENCLATURA	96
REFERENCIAS	99
APÉNDICE A. Tablas de Abercombric para determinar el valor de RGL_{TP} mínima.	101

	Página
APÉNDICE B. Gráficas de Foss y Gaul para determinar el valor de RGL_{TP} mínima.	114
APÉNDICE C. Programa de cómputo en lenguaje Quick-Basic para el diseño del émbolo viajero, aplicado a pozos de alta RGL.	133
APÉNDICE D. Bibliografía recomendada relacionada con el émbolo viajero.	146

INTRODUCCIÓN.

México, es uno de los países principales a nivel mundial en cuanto a la producción y reservas de hidrocarburos se refiere, sin embargo desde un principio, la explotación de estos recursos se ha orientado principalmente al petróleo crudo, y en menor escala al gas. Debido a esta política de trabajo, hoy día se presentan los problemas lógicos de esta tendencia, ya que México es apenas autosuficiente para satisfacer las necesidades de gas a nivel doméstico o industrial; esto, principalmente por la falta de proyectos encaminados a la explotación de yacimientos de gas no-asociado, y en menor parte por las carencias de las instalaciones adecuadas para el manejo y tratamiento del gas asociado al crudo.

Analizando un poco más lo descrito en el párrafo anterior, podemos determinar que la problemática básica de esta situación, es el pensamiento generalizado de que la rentabilidad de los proyectos en yacimientos de gas, será mucho menor que en los correspondientes de aceite. De esta manera es importante que las nuevas políticas de trabajo cambien esta mentalidad en forma gradual, sin embargo este cambio debe de ir acompañado de acciones, que tendrán que basarse en la optimización de todos los procesos relacionados con la explotación y el manejo de dicho hidrocarburo, de tal manera de lograr que las ganancias en este tipo de proyectos, se acerquen lo más posible a las generadas en los proyectos relacionados con los yacimientos de aceite.

Si nos enfocamos en la optimización de la explotación, una forma de incrementar racionalmente la producción en pozos de gas con una inversión relativamente reducida, es la aplicación de sistemas artificiales de producción, entre los cuales sobresale el émbolo viajero por los bajos costos en su adquisición, operación y mantenimiento. No obstante que la aplicación del émbolo viajero ha resultado en incrementos de la producción en pozos de gas de hasta el 100%, su mayor desarrollo técnico se ha dado en pozos de aceite, debido precisamente a la mentalidad ya mencionada.

El método del émbolo viajero, consiste esencialmente en la instalación de un pistón motórico que viaja vertical y alternativamente a lo largo del interior de la tubería de

producción, ayudando con esto a acarrear los líquidos acumulados en el fondo del pozo y a disminuir el resbalamiento de los mismos. Cabe mencionar que la energía que requiere el pistón para realizar esta acción proviene del pozo mismo.

El objetivo de este trabajo es llevar a cabo la optimización del ciclo del émbolo aplicado a pozos de gas, de tal manera de hacer producir al máximo el pozo con los menores costos, ya que el proceso por desarrollar prevé solo la utilización de controladores de tiempo, que son sumamente más baratos que los controladores electrónicos de presión, además que será un procedimiento con el cual se realice la optimización desde el primer momento, dejando a un lado con esto los métodos de ensayo y error que suelen ser ineficientes y tardados.

ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS.

La acumulación de líquidos en pozos de gas es un problema que comúnmente se da durante las operaciones de producción, ésta se presenta en pozos de gas que tienen producción de líquidos y que no tienen la energía suficiente para removerlos en forma continua hasta la superficie. Tal fenómeno provoca una carga en el fondo del pozo debido a la columna hidrostática, la cual impone una presión adicional sobre la formación productora, disminuyendo con esto el gasto y la velocidad del gas producido, de esta manera la acumulación de líquidos seguirá presentándose hasta que el pozo muera o bien comience a fluir intermitentemente. Los líquidos acumulados en pozos de gas pueden ser de dos tipos: el agua proveniente del yacimiento y/o los condensados producto de la condensación del gas.

En pozos de gas de alta presión se puede reconocer la presencia de líquidos acumulados, ya que éstos provocarán fluctuaciones en el gasto de gas y en la presión de la tubería de revestimiento; por otro lado, en pozos de gas de baja presión podremos identificar este fenómeno, ya que la carga ejercida por los líquidos generalmente es de tal magnitud que llega a matar el pozo.

De lo anterior se puede concluir que la acumulación de líquidos representa un serio problema para los pozos de gas, el cual requiere de una solución adecuada, pudiendo presentarse ésta de dos maneras: proviniendo la acumulación de líquidos o removiendo éstos cuando se acumulan.

1. VELOCIDAD MÍNIMA DE GAS PARA MANTENER LOS POZOS DESCARGADOS.

Turner (1977), estableció dos modelos físicos para la remoción de los líquidos en pozos de gas, siendo estos los siguientes: a).- el movimiento de una película de líquido a lo largo de la pared de la tubería, y b).- el acarreo de gotas en la corriente de gas.

De estudios hechos por el mismo Turner, que consistieron en la comparación de los valores de velocidad de gas mínima para mantener los pozos descargados, calculados con

ambos modelos por separado, con respecto a los valores de velocidad de gas presentes en estos pozos, se concluyó que el modelo de la película de líquido no debe emplearse, debido a su complejidad y a que no es representativo del mecanismo de transporte de los líquidos. De esta manera podemos considerar que la fase líquida sólo será transportada en régimen de flujo de niebla (gotas), en donde el gas es la fase continua y el líquido la discontinua.

Tomando en cuenta la consideración anterior, la velocidad de gas mínima para mantener el pozo (descargado (libre de líquidos), será aquella que permita a la totalidad de las gotas presentes en la corriente de gas, mantener un movimiento ascendente.

De esta manera, para obtener la ecuación que nos proporcione este valor, deberá hacerse una similitud (Turner, 1977) entre una gota de líquido siendo transportada por una corriente de gas y una partícula en caída libre, por lo que partiremos de la expresión general para la velocidad terminal, v_t , de una partícula cayendo a través de un fluido, bajo la influencia de una fuerza que ejerce una aceleración "a" sobre dicha partícula (Kumar, 1987):

$$v_t = \left[\frac{4 a (d_p)^{n+1} (\rho_p \cdot \rho_g)}{3 C_d (\mu_g)^n (\rho_g)^{1-n}} \right]^{1/(2-n)} \quad (2.1)$$

- donde
- v_t = velocidad de asentamiento terminal de la partícula, pies/seg.
 - a = aceleración sobre la partícula, pies/seg².
 - d_p = diámetro de la partícula, pies.
 - n = exponente adimensional.
 - ρ_p = densidad de la partícula, lbm/pie³.
 - ρ_g = densidad del fluido a través del cual la partícula está cayendo, lbm/pie³.
 - C_d = coeficiente de arrastre adimensional.
 - μ_g = viscosidad del fluido en el cual la partícula está cayendo, lbm/pie-seg.

Los valores de C_d y n para los diferentes regímenes de flujo se presentan en la Tabla 2.1 (Lapple, 1984). Ya que el flujo del gas en el pozo se presenta generalmente en régimen turbulento ($C_d = 0.44$, $n = 0$), y que la fuerza gravitacional es la que ejerce la aceleración sobre la partícula cayendo (Kumar, 1987), la Ecuación (2.1) se expresa como:

$$v_t = \left[\frac{4 g(d_p)(\rho_l - \rho_g)}{1.32(\rho_g)} \right]^{0.5} \quad (2.2)$$

donde g = aceleración gravitacional, pies/seg².

Tabla 2.1. Valores de C_d y n para los diferentes regímenes de flujo.

Régimen de flujo.	Ley.	C_d .	n .
Laminar.	Stokes.	24.00	1.0
Transición.	Transición.	18.50	0.6
Turbulento.	Newton.	0.44	0.0

Ya que se consideró que la velocidad de gas mínima para mantener descargado el pozo es igual a la velocidad de asentamiento terminal de las gotas de líquido, es decir que $v_t = v_g$, $\rho_p = \rho_l$ y $d_p = d_l$, la Ecuación (2.2) queda escrita de la siguiente manera:

$$v_g = \left[\frac{4 g(d_l)(\rho_l - \rho_g)}{1.32(\rho_g)} \right]^{0.5} \quad (2.3)$$

donde v_g = velocidad de gas mínima para mantener descargado el pozo, pies/seg.
 ρ_l = densidad del líquido presente en el pozo, lbm/pie³.
 d_l = diámetro de las gotas de líquido, pies.

El único problema para determinar la velocidad de gas mínima requerida, v_g , a partir de la Ecuación (2.3), es que el diámetro de las gotas de líquido no se puede determinar directamente, ni es un valor que permanezca constante; debido a esto, Turner (1977) utilizó correlaciones del número de Weber, para determinar el diámetro máximo que pueden presentar las gotas de líquido formadas bajo condiciones dadas de flujo. Turner decidió utilizar el diámetro de la gota de mayor tamaño, ya que concluyó que si la corriente de gas podía levantar esta gota de diámetro máximo, podría elevar también todas las demás gotas de líquido debido a su menor tamaño. El número de Weber (Massey, 1979), N_{We} , es un

número adimensional que expresa la relación de las fuerzas de velocidad que tratan de desintegrar a la gota de líquido, y las fuerzas de tensión superficial que tienden a mantenerla unida.

$$N_{wo} = \frac{v_g^2 \rho_g / g}{\sigma / d_l} = \frac{v_g^2 \rho_g d_l}{\sigma g} \quad (2.4)$$

donde σ = tensión superficial, lbm/pie.

Considerando que las gotas de líquido presentan su tamaño máximo para un número de Weber de 30 (Kumar, 1987), la Ecuación (2.4) queda escrita como:

$$30 = \frac{v_g^2 \rho_g d_{l \text{ máx.}}}{\sigma g} \quad (2.5)$$

donde $d_{l \text{ máx.}}$ = diámetro máximo de la gota de líquido, pies.

Despejando $d_{l \text{ máx.}}$ de la Ecuación (2.5), tenemos que:

$$d_{l \text{ máx.}} = \frac{30 \sigma g}{v_g^2 \rho_g} \quad (2.6)$$

Sustituyendo la Ecuación (2.6) en la Ecuación (2.3):

$$v_g = \left[\frac{4(30) \sigma g^2 (\rho_l - \rho_g)}{1.32 v_g^2 \rho_g^2} \right]^{0.5} \quad (2.7)$$

Sustituyendo el valor de g , (32.17 pies/seg²):

$$v_g = \left[94082.63 \frac{\sigma (\rho_l - \rho_g)}{v_g^2 \rho_g^2} \right]^{0.5} \quad (2.8)$$

Resolviendo v_g , tenemos que:

$$v_g^2 = 94082.63 \frac{\sigma (\rho_l - \rho_g)}{v_g^2 \rho_g^2} \quad (2.9)$$

$$v_g^4 = 94082.63 \frac{\sigma (\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \quad (2.10)$$

$$v_g = 17.5137 \frac{\sigma^{1/4} (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (2.11)$$

Turner (1977), utilizó la expresión anterior y la modificó de tal manera que se acoplara a sus resultados experimentales, para lo cual agregó un 20% aproximadamente como factor de seguridad; por lo tanto, la velocidad de gas mínima requerida en el pozo para mantenerlo descargado de líquidos queda expresada como:

$$v_g = 20.4 \frac{\sigma^{1/4} (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (2.12)$$

Para aplicaciones de campo, la Ecuación (2.12) puede modificarse según el tipo de líquido presente, ya sea agua o condensados, asumiendo lo siguiente (Kumar, 1987):

1. Una temperatura constante de 120°F, para poder expresar la densidad del gas como una función de la presión.
2. Para el agua, $\sigma = 60$ dinas/cm, $\rho_l = 67$ lbm/ft³.
3. Para los condensados, $\sigma = 20$ dinas/cm, $\rho_l = 45$ lbm/ft³.

quedando de tal manera las siguientes ecuaciones:

$$v_g(\text{agua}) = \frac{5.62(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \quad (2.13)$$

$$v_g(\text{condensados}) = \frac{4.02(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \quad (2.14)$$

donde p = presión en la cabeza del pozo, lb/pg² abs.

En el caso en que estén presentes ambos líquidos a la vez, deberá utilizarse la Ecuación (2.13), ya que si la velocidad con que viaja el gas es suficiente para acarrear el agua, lo será también para acarrear los condensados debido a su menor densidad.

El gasto mínimo de gas para mantener descargado el pozo, puede obtenerse a partir del valor de v_g obtenido mediante las Ecuaciones (2.13) o (2.14); de esta manera la ecuación (en unidades de campo) para estimar este gasto queda como sigue:

$$q_g = \frac{3.06 A (p) v_g}{z T} \quad (2.15)$$

donde q_g = gasto mínimo de gas para mantener descargado el pozo, 10⁶ pies³/día.
 A = área de la sección transversal del conducto por el cual fluye el gas, pies².
 T = temperatura en la cabeza del pozo, °R.
 z = factor de compresibilidad del gas a la Presión y Temperatura en la cabeza del pozo.

Además del método propuesto por Turner, existen también reglas prácticas tales como la de Duggan (1961), quien encontró que una velocidad del gas de 5 pies/seg mantendrá el pozo descargado; por otro lado, Lisbon y Henry (1980) encontraron que se requieren 16 pies/seg para realizar lo anterior.

Smith realizó también pruebas de campo y reportó que una velocidad del gas de 5-10 pies/seg es suficiente para remover los hidrocarburos líquidos, mientras que una velocidad de 10-20 pies/seg es necesaria para el agua.

Ejemplo 2.1. Un pozo de gas se encuentra produciendo a través de una tubería de producción de 3 1/2" (2.992 DI), con una presión en la cabeza de 1150 psia, a una temperatura en ese mismo lugar de 140°F y con densidad relativa de 0.70. Se desea calcular el gasto mínimo requerido para mantener el pozo descargado si éste produce agua salada junto con el gas.

Solución:

$$v_g = \frac{5.62(67 - 0.0031 p)^{0.25}}{(0.0031 p)^{0.5}}$$

$$v_g = \frac{5.62(67 - 0.0031(1150))^{0.25}}{(0.0031(1150))^{0.5}} = 8.4 \text{ pies/scg}$$

Para $p = 1150 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$, $T = 600^\circ\text{R}$ y $\gamma_g = 0.7$, el factor z es 0.86.

$$A = \frac{\pi}{4} d^2 = 0.7854(2.992/12)^2 = 0.0488 \text{ pies}^2$$

$$q_g = \frac{3.06 p(v_g)A}{T z} = \frac{3.06(1150)(8.4)(0.0488)}{(600)(0.86)}$$

$$q_g = 2.8 \times 10^6 \text{ pies}^3/\text{día}$$

2. PREVENCIÓN DE LA ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS.

Como se observó en la sección anterior, la acumulación de agua y/o condensados en un pozo productor de gas y líquidos, se dará cuando la velocidad de gas presente en el pozo sea menor a la mínima calculada; de esta manera, se deberá procurar que la velocidad de flujo sea suficientemente alta con el propósito de evitar la presencia de tal problema.

2.1. Tubería flexible.

La tubería flexible es el sistema utilizado para prevenir la acumulación de líquidos, el cual consta de una tubería de diámetro pequeño (comúnmente de 1 pulgada), que tiene la característica de no ser rígida, y que se introduce por el interior de la tubería de producción (TP) hasta la zona de los disparos.

La técnica utilizada con este sistema para la descarga de líquidos en pozos de gas, opera con el principio de incrementar la velocidad del gas producido para permitir el acarreo de líquidos a la superficie, esto debido a que se provee una reducción del área de flujo. De esta forma se pueden ir introduciendo tuberías flexibles de diámetro cada vez más pequeño, para provocar que la velocidad de gas del pozo sea siempre mayor a la velocidad mínima calculada, garantizando de esta manera que el pozo esté siempre libre de líquidos; sin embargo aunque esto parece sencillo, conjuntamente con las posibles reducciones del diámetro, se deberá analizar el incremento de las pérdidas de presión por fricción y del resbalamiento, ya que esto en ciertos casos puede ser una limitante. Adicionalmente, deberá tomarse en cuenta el incremento de la presión de fondo fluyendo (debido a la restricción) la cual puede llegar a reducir la producción a valores por debajo de los económicamente aceptables.

3. REMOCIÓN DE LÍQUIDOS CUANDO SE ACUMULAN.

Como ya se mencionó, otro de los procedimientos para resolver el problema de la acumulación de líquidos en pozos de gas, es la remoción de éstos cuando se acumulan. Existen varios métodos que se han empleado para este propósito, siendo los más utilizados los siguientes:

3.1. Bombeo neumático intermitente.

Este método requiere para su funcionamiento de un fluido de desplazamiento (gas natural), además de compresores en superficie y de un número determinado de válvulas colocadas a lo largo de la tubería de producción, a una distancia previamente diseñada de acuerdo a las capacidades de dichos compresores.

El procedimiento a seguir para este sistema se puede resumir en los pasos siguientes:

1. El pozo se mantiene fluyendo con una velocidad de gas mayor a la velocidad mínima para mantener descargado el pozo en forma continua (Fig. 2.1.A).
2. Después de un cierto tiempo, la velocidad del gas del pozo disminuye hasta igualarse con la mínima calculada, por lo que comienza la acumulación de líquidos (Fig. 2.1.B).
3. Al acumularse una cierta altura del bache de líquidos, se provoca el paso del gas comprimido desde superficie, permitiendo que éste viaje a través de todo el espacio anular y se introduzca por la válvula operante a la tubería de producción (Fig. 2.1.C).

4. El gas sale de nuevo a la superficie pero acarreado a su vez parte de los líquidos del bache presente (Fig. 2.1.D). Posterior a esto el pozo se deja produciendo, continuando así con el ciclo.

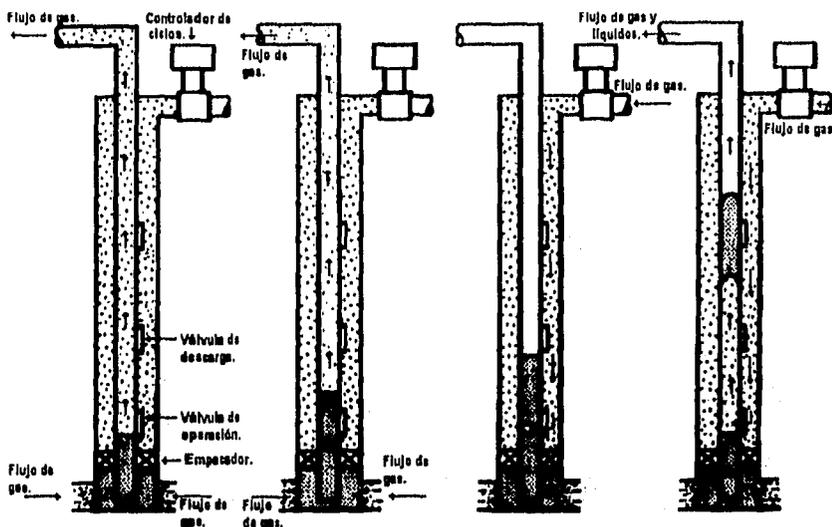


Fig. 2.1.A. Pozo fluyendo sin acumulación de líquidos.

Fig. 2.1.B. Las velocidades de gas del pozo y mínima se igualan por lo que comienza la acumulación de líquidos.

Fig. 2.1.C. El gas entra por la TR y se introduce a la TP a través de la válvula operante.

Fig. 2.1.D. El gas comprimido sale a la superficie acarreado parte de los líquidos del bache.

Fig. 2.1. Pasos del proceso para desalojar de líquidos los pozos de gas mediante el bombeo neumático intermitente.

3.2. Barras espumantes.

Esta técnica consiste en agregar barras de productos químicos al pozo (surfactantes) ya sea por el espacio anular o por el interior de la tubería de producción, con el fin de que éstos se pongan en contacto con los líquidos acumulados dentro del mismo; generalmente, dichas barras están envueltas en un tubo de cartón o papel, o bien en una bolsa de polietileno sellada, lo cual permite un tratamiento rápido y a bajo costo.

El principio utilizado en este sistema se basa en el hecho de que al reaccionar el surfactante con los líquidos, se provocará una reducción de la tensión superficial de estos últimos, con lo que pasarán a formar parte de un nuevo estado espumoso, el cual sí puede ser descargado en forma continua por el gas proveniente del yacimiento, esto, debido a una reducción de la presión hidrostática.

Existen principalmente tres tipos de barras, las cuales son:

1. Barras espumantes que trabajan en agua.
2. Barras espumantes que trabajan en agua y condensados.
3. Barras generadoras de gas.

De las barras mencionadas, tanto la primera como la segunda se agregan de acuerdo al tipo de líquido presente en el pozo, mientras que la tercera se utiliza adicionalmente a las primeras, en caso de que el pozo no aporte la cantidad de gas suficiente para formar la espuma. Cabe señalar que adicionalmente a los surfactantes, las barras espumantes pueden contener, además, inhibidores de corrosión, de parafina, de incrustaciones, y otros químicos que de alguna manera ayuden a beneficiar el comportamiento del pozo.

3.3. Émbolo viajero.

El principio del émbolo es básicamente el uso de un pistón libre actuando como una interface mecánica entre el gas de formación y los líquidos producidos, incrementándose con esto la eficiencia de acarreo del pozo.

El éxito en la operación de este sistema está basado en la suposición de que el pozo no tiene empacador, o bien de que existe comunicación entre las tuberías de producción y revestimiento en el fondo de la sarta de producción.

Una instalación típica consiste de un tope y un amortiguador colocados en la parte inferior de la tubería de producción, y de un lubricador y un receptor en la superficie. El émbolo recorre la totalidad de la tubería de producción entre el tope y el lubricador. Este sistema también incluye un controlador (tiempo y/o presión) y una válvula motora, que permiten abrir o cerrar la línea de flujo.

La operación del sistema se inicia cerrando la línea de flujo, permitiendo al gas de formación acumularse en el espacio anular debido a una separación natural por efectos gravitacionales. El espacio anular actúa primeramente como un compartimento para el almacenamiento de este gas. Después que la presión se incrementa en la tubería de revestimiento hasta un cierto valor, la línea de flujo se abre. El rápido movimiento del gas de la tubería de revestimiento a la de producción, además del gas proveniente de la formación, provoca una alta velocidad instantánea que causa una caída de presión a través

del émbolo y los líquidos. El émbolo entonces se mueve hacia arriba, con todos los líquidos sobre éste que se encuentran en el interior de la tubería de producción. Sin esta interface mecánica, solamente una porción de los líquidos podrían recuperarse.

4. EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS PARA PREVENIR Y REMOVER LA ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS.

De la experiencia práctica desarrollada hasta hoy día en los diferentes campos del mundo, se ha concluido que las técnicas mencionadas en este capítulo son las que brindan mejores resultados técnico-económicos, con el objetivo de descargar los líquidos de los pozos de gas; sin embargo, existen también otros métodos menos eficaces y que por tal motivo no se tomaron en cuenta para el desarrollo de este capítulo, como es el caso de los bombeos mecánico y electrocentrífugo intermitentes, ya que presentan comúnmente graves problemas por engasamiento de la bomba.

Sin embargo, y aunque los cuatro métodos descritos ofrecen buenos resultados, cada uno de estos requiere de diferentes características para su aplicación, además que presentan diversas ventajas y desventajas. De esta manera, para complementar el desarrollo de este capítulo, se discutirán brevemente estos métodos mencionados, con el fin de proporcionar una base técnica, la cual permita tener la capacidad para poder seleccionar el método más adecuado, de acuerdo al problema específico presente.

El uso de las barras espumantes ha brindado en general buenos resultados; sin embargo, en algunos pozos ha provocado el cambio de mojabilidad de la formación.

Las ventajas principales que presenta la utilización de esta técnica son las siguientes:

1. Es un método sencillo y económico en pozos que manejan poco líquido (ya que su volumen es proporcional a la cantidad de barras).
2. No se requiere ni la intervención ni accesorio alguno en el pozo.

Por otra parte, las desventajas son:

1. El uso de surfactantes puede provocar problemas de emulsión y cambio de mojabilidad de la formación productora.
2. La espuma formada puede ocasionar problemas en la línea de escurrimiento e inclusive en los separadores.

Por último, la aplicabilidad de este método se da para pozos con producciones menores al 50% de condensados, ya que de lo contrario la formación de la espuma es poco probable.

El uso de la tubería flexible para descargar los líquidos de los pozos de gas, se ha llevado a cabo desde mitad de los años 80, resultando en incrementos de aproximadamente el 80% de la producción de gas, con respecto a la producción obtenida antes de instalarla.

Las ventajas principales al utilizar esta técnica, son:

1. No necesita equipo de perforación o reparación para su instalación.
2. Puede ser introducida y recuperada sin necesidad de controlar el pozo.
3. Sus costos son competitivos con la tubería convencional de coples.

Por otro lado, la desventaja principal es:

1. La tubería puede presentar problemas por acumulación de parafinas que pueden taponarla.

La utilización del émbolo viajero ha provocado incrementos de producción por pozo de más del 100%.

Las ventajas de este sistema son, principalmente:

1. No requiere energía externa, además que para su instalación necesita únicamente equipo de línea de acero.
2. Previene la depositación de parafinas e incrustaciones calcáreas en la tubería de producción.
3. La inversión inicial y los gastos de operación y mantenimiento son bajos con respecto a otros sistemas.

Por otra parte, los requerimientos para su aplicación, son: pozos con alta RGA (aunque puede inyectarse gas), y que la tubería de producción tenga un mismo diámetro interior en toda su longitud.

El bombeo neumático intermitente realmente se ha aplicado poco con el objetivo de remover los líquidos de los pozos de gas, esto debido principalmente a que el resbalamiento presente es grande, lo cual provoca un exceso de gas utilizado y por tanto un desaprovechamiento del mismo; sin embargo, la utilización de este sistema en conjunto con el émbolo viajero se ha aplicado en mayor escala, eliminando con esto casi en la totalidad el problema del resbalamiento de líquidos, y optimando así la cantidad de gas utilizado por ciclo. Por otro lado, una restricción importante para este método, es la existencia de un anillo de bombeo neumático cercano, sin el cual la aplicación de esta técnica es casi imposible.

No obstante que cada uno de los métodos expuestos ofrece resultados diferentes de acuerdo a las condiciones presentes tanto en el pozo como en el yacimiento, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha optado en la actualidad por la utilización, preferentemente, del émbolo viajero, las barras espumantes y la tubería flexible, lo cual es un claro indicativo de su funcionalidad en los campos Mexicanos. De esta manera, y debido a la importancia que tienen los pozos de gas hoy día para nuestra Nación, el objetivo de este trabajo es llevar a cabo el estudio apropiado de uno de estos tres métodos, siendo el criterio definitivo de selección el mayor soporte técnico y atractivo financiero que respalda al émbolo viajero.

3

FUNDAMENTOS DEL ÉMBOLO VIAJERO.

Como se mencionó en el capítulo anterior, los diferentes métodos para descargar los líquidos de los pozos de gas han adquirido gran importancia hoy día; sin embargo, sobre todos éstos sobresale el émbolo viajero, ya que puede ser menos costoso y, en ocasiones, es una solución mientras la relación gas-líquido (RGL) presente en el pozo permanezca alta.

La historia del émbolo viajero comienza con la declinación de la vida fluyente del pozo. El émbolo viajero es un método que utiliza la energía propia del pozo de una manera más eficiente, permitiendo que un pistón libre viaje hacia arriba y hacia abajo en el interior de la tubería de producción en forma cíclica, el cual tiene como objetivos principales, ayudar a reducir el resbalamiento de los líquidos a lo largo de la pared interior de la tubería, elevar los líquidos a la superficie cuando se acumulan y prevenir la depositación de parafinas e incrustaciones calcáreas en la tubería de producción.

Como es sabido, todos los pozos presentan una curva de declinación de la producción normal (Fig. 3.1); sin embargo, ésta generalmente sufre una aceleración de la declinación cuando se presenta el fenómeno de la acumulación de líquidos. De esta manera y como puede observarse en la Figura 3.1, la utilización del émbolo viajero además de incrementar la producción, también modifica la curva de declinación a su estado normal, extendiéndose considerablemente con esto la vida productiva del pozo.

1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

La operación del émbolo viajero puede entenderse mejor, si primeramente se comprende el funcionamiento de un pozo de gas descargando por sí mismo un bache de líquidos. En la Figura 3.2.A, puede observarse un pozo de gas produciendo con una sola tubería de producción y sin empacador, el cual además presenta un bache de líquidos ya acumulados; cabe señalar, que en su mayor parte el fluido producido es gas, el cual arrastra en su corriente una cierta cantidad de los líquidos del pozo en forma de gotas.

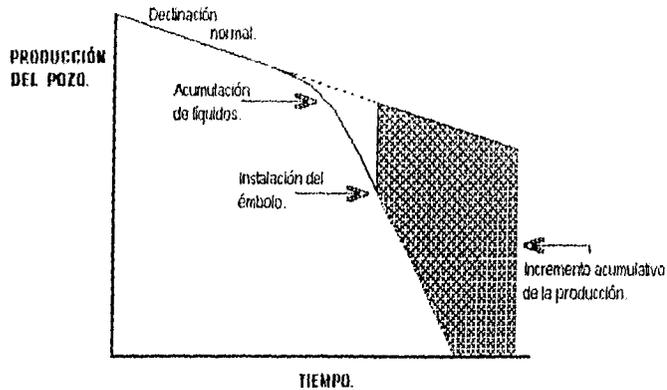


Fig. 3.1. Curva de declinación de la producción típica en un pozo de gas.

En la Figura 3.2.B se consideran condiciones en que el pozo se cierra, con lo cual comenzará una acumulación del gas tanto en el espacio anular como en la tubería de producción, que proviene de la separación del gas disuelto del aceite acumulado y del yacimiento mismo, el cual se mantendrá aportando aun cuando el pozo esté cerrado hasta que se nivelen las presiones tanto del pozo como del yacimiento. En esta misma figura, se tiene también que el nivel del bache de líquidos se ha elevado ligeramente, debido precisamente a que el yacimiento se ha mantenido aportando y los líquidos no han podido ser acarreados a la superficie.

Después de un cierto tiempo el pozo se abre nuevamente, creándose una diferencial de presión entre la tubería de producción y la línea de flujo, lo cual provocará en primer término, un movimiento rápido del gas represionado en la tubería de producción, que tendrá por consecuencia un efecto de succión sobre el bache de líquidos en el fondo del pozo. Además de esto, el gas comprimido en el espacio anular al sentir el efecto de descompresión se expandirá, por lo cual entrará por la boca de la tubería de producción y viajará hacia la superficie. Por último, y debido al efecto de la diferencial de presión, el yacimiento comenzará de nuevo a aportar gas. De esta manera y debido a los tres efectos mencionados, el gas acarreará parte del bache de líquidos presentes hasta la superficie, tal como se muestra en la Figura 3.2.C, por lo que el pozo se mantendrá produciendo durante un cierto

periodo, hasta que la acumulación de líquidos sea tal que fuese necesario descargarlos nuevamente.

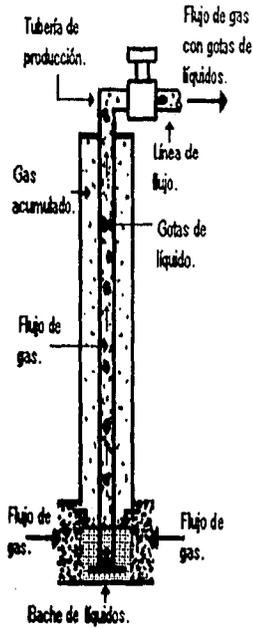


Fig. 3.2.A. Pozo de gas produciendo con acumulación de líquidos.

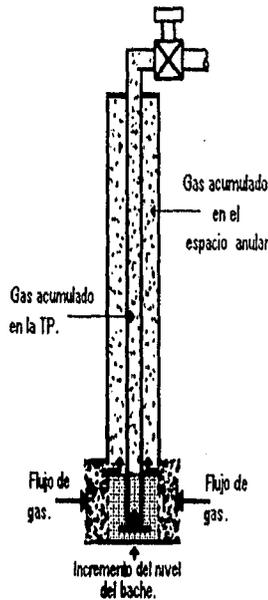


Fig. 3.2.B. Pozo cerrado con acumulación de gas en el espacio anular y TP.

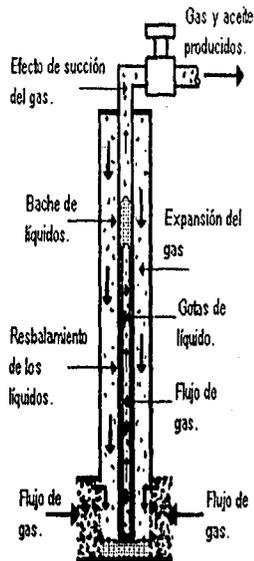


Fig. 3.2.C. Bache de líquidos elevado por el gas del pozo. Presencia de resbalamiento.

Fig. 3.2. Proceso de descarga del bache de líquidos de un pozo de gas por sí mismo.

No obstante a que el procedimiento anterior parece ofrecer buenos resultados, presenta un grave problema, que es el resbalamiento de los líquidos a lo largo de la pared interior de la tubería de producción (Fig. 3.2.C), lo cual provocará debido a que la mayor parte del bache de líquidos no se descarga, que el tiempo en que se mantiene fluyendo el pozo así como la producción de gas sean mínimas. De esta manera, el émbolo viajero

actuará como un optimizador, ya que eliminará casi en la totalidad el resbalamiento, aumentando con esto considerablemente el periodo de flujo del pozo y por tanto la producción de gas del mismo.

El procedimiento del émbolo viajero es similar al explicado anteriormente; como se observa en la Figura 3.3.A, el pozo aun cuando tiene una cierta acumulación de líquidos permanece fluyendo, a la vez que el émbolo se encuentra en superficie.

Después de un cierto periodo, calculado de acuerdo a los criterios existentes para maximizar la producción (Fig.3.3.B), el pozo es cerrado, por lo que se presentará la acumulación de gas tanto en la tubería de producción como de revestimiento, así como un pequeño incremento del bache de líquidos acumulados, al mismo tiempo que el émbolo cae hasta el fondo de la tubería de producción. Durante este movimiento descendente, el émbolo permitirá el paso de los líquidos acumulados en el interior de la tubería de producción, a través del espacio formado entre la cara exterior del émbolo y la cara interior de la tubería, esto, debido a que no existe un ajuste hermético entre ambas.

Una vez transcurrido un segundo lapso calculado de igual manera que el anterior (Fig. 3.3.C) el pozo se abre, por lo que el émbolo junto con los líquidos sobre éste son impulsados debido a los tres efectos del gas descritos anteriormente; cabe mencionar, que aun cuando se producen la totalidad de los líquidos por encima del émbolo, una porción que se encuentran por debajo de éste llegan a la superficie también, debido al efecto exclusivo del acarreo del gas. Por último, el pozo se deja produciendo nuevamente (Fig. 3.3.A) y el ciclo continúa.

De lo explicado en esta sección, puede desprenderse la pregunta del porqué, aun cuando no existe un sello entre el émbolo y la pared interior de la tubería de producción, el resbalamiento de los líquidos prácticamente se nulifica. Como puede observarse en la Figura 3.4, el gas acumulado en la TR al expandirse viajará hacia la superficie, ejerciendo una fuerza sobre la base del émbolo, la cual de igual manera se aplicará sobre la apertura mencionada impidiendo el movimiento descendente de los líquidos; es importante mencionar que sin la ayuda del émbolo este fenómeno no se presentaría, debido a la mayor área de contacto del gas con los líquidos (Fig. 3.5).

Para finalizar, puede decirse que el elemento central en el método del émbolo viajero es, como su nombre lo indica, un pistón metálico libre que se mueve vertical y alternativamente, a lo largo de la longitud total de la tubería de producción, debido a las condiciones de presión diferencial presentes en el pozo, además que éste puede definirse como una interface entre el bache de líquidos que están siendo acarreados hacia arriba de la tubería de producción y el gas presurizado debajo del mismo, del cual proviene la energía requerida para acarrear los líquidos a la superficie.

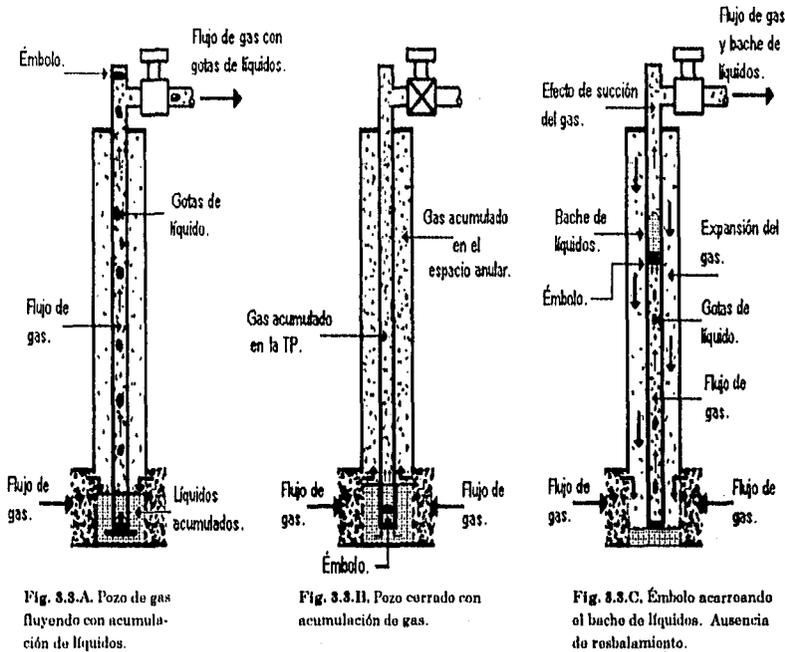


Fig. 3.3. Proceso de descarga del bache de líquidos en un pozo de gas con ayuda del émbolo viajero.

La forma en que opera el émbolo viajero puede compararse con el de una bomba reciprocante, cuya carrera es la longitud total de la tubería de producción y cuyo elemento de empuje es el gas debajo del pistón en lugar de la varilla metálica, aunque en el émbolo viajero la totalidad de la carrera no necesariamente debe encontrarse llena de líquidos.

Como se ha venido mencionando, el método del émbolo viajero es sumamente atractivo desde el punto de vista económico con respecto a otros sistemas, debido principalmente a sus bajos costos de adquisición, operación y mantenimiento; sin embargo, no obstante estas ventajas, no todos los pozos del mundo tienen instalado este método, debido por supuesto, a que no todos los pozos son candidatos para aplicarlo.

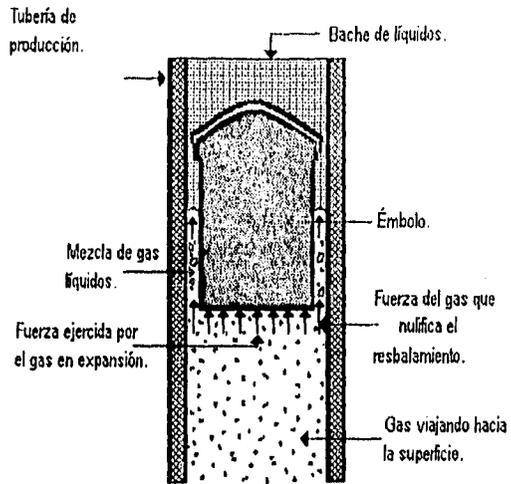


Fig. 3.4. Ausencia del resbalamiento debido al funcionamiento del émbolo.

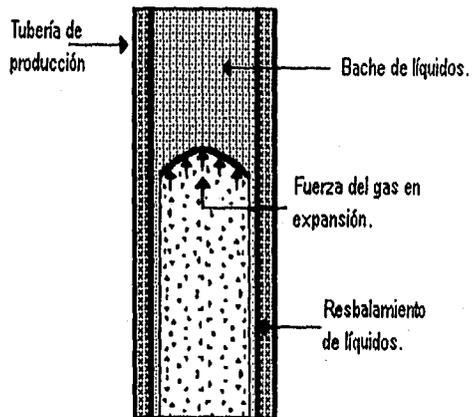


Fig. 3.5. Presencia del resbalamiento dado la mayor área de contacto del gas con los líquidos.

2. SELECCIÓN DE POZOS PARA LA APLICACIÓN DEL ÉMBOLO VIAJERO.

Cuando en un pozo de gas se inicia el fenómeno de la acumulación de líquidos, éste comienza a producir grandes cantidades de baches (cabezadas) que requerirán un proceso intermitente con el fin de eliminar este problema; estas condiciones constituyen una clara indicación de que el pozo es un buen candidato para la instalación del émbolo.

En el proceso para seleccionar el pozo de gas adecuado para la instalación del émbolo viajero, se deben tomar en cuenta tanto el estado mecánico del pozo como las características del yacimiento. En cuanto a las condiciones del pozo, éste debe tener un solo diámetro interior de tubería de producción, el cual debe ser igual al diámetro de paso de la válvula maestra, ya que de lo contrario se impedirá el libre paso del pistón a través de todo su recorrido. Además de las condiciones del pozo, también deben considerarse las características del yacimiento, ya que éste debe tener la capacidad para aportar el volumen de gas y a la presión requerida, de tal manera de poder elevar el émbolo y los fluidos sobre éste hasta la superficie.

La relación gas-líquido (RGL) mínima para operar el émbolo viajero, es la cantidad actual mínima de gas en la tubería de producción dividida por el volumen del bache de líquidos capturados, medidos a la temperatura media a la cual operará el ciclo del émbolo; sin embargo, una "regla de dedo" que aun se utiliza, menciona que serán suficientes 400 pies³/barril por cada 1000 pies de longitud a elevar. Generalmente, los requerimientos de gas mencionados siempre se tendrán en los pozos productores, exceptuándose solo aquellos que ya hayan producido durante un largo periodo y que por tanto su aportación de gas sea reducida.

Otro punto a considerar en los pozos de gas candidatos para la aplicación del émbolo viajero, es la estabilidad de la presión en la línea de flujo, ya que si existieran fluctuaciones importantes debido a los demás pozos que estén aportando a esa línea, se provocarán variaciones de las fuerzas por encima y por debajo del émbolo, que tendrán como consecuencia un mayor o menor requerimiento de gas para elevar la misma cantidad de líquidos, problema que por lo regular no es de graves consecuencias en pozos de gas debido a la gran disponibilidad de dicho fluido.

Además de la aplicación mencionada del émbolo viajero, éste también puede ser utilizado, siempre y cuando cumpla con los requerimientos mencionados en esta sección, en pozos que han sido tratados con fluidos de inyección (estimulados), que requieren de la descarga de estos antes de que el pozo sea capaz de sustentar su flujo natural; por otra parte, pozos con problemas de depositación de parafinas e incrustaciones calcáreas en el

interior de la tubería de producción, son también candidatos para la aplicación del método, ya que debido al movimiento vertical regular del émbolo se previene dicho problema.

3. INSTALACIÓN DEL POZO Y EQUIPO MECÁNICO REQUERIDO.

La Figura 3.6 muestra un ejemplo típico de la instalación del émbolo viajero más usada para pozos de gas. Dependiendo de los requerimientos del pozo, se tiene un gran número de posibles variaciones tanto en el equipo superficial como de fondo. Algunas de las variaciones en superficie se muestran en las Figuras 3.7 a 3.9 y las variaciones de fondo del pozo en las Figuras 3.10 y 3.11.

3.1. Requerimientos del pozo.

No obstante al equipo escogido para un pozo, los primeros puntos a considerar para la instalación del émbolo viajero, son el tipo de válvula maestra y las condiciones de la tubería de producción.

3.1.1. Válvula maestra adecuada.

La válvula maestra en el pozo debe tener un diámetro de paso igual al diámetro interior de la tubería de producción, ya que de ser menor impedirá el paso del émbolo, y de lo contrario permitirá un paso excesivo de gas alrededor del pistón que impedirá posiblemente que éste arribe hasta el lubricador, siendo ambos casos un problema ya que de ser así será imposible tanto la remoción para su servicio como la activación del sistema de llegada del mismo.

3.1.2. Tubería de producción en buenas condiciones.

La tubería de producción debe ser calibrada antes de correr cualquier equipo subsuperficial, ya que tuberías inclinadas y deformadas así como la presencia de parafinas e incrustaciones calcáreas, pueden impedir la operación inicial.

3.2. Equipo mecánico requerido.

El equipo mecánico necesario para la instalación del émbolo viajero en un pozo de gas, puede dividirse en dos partes: el equipo subsuperficial y el equipo superficial. Dentro del equipo subsuperficial, se encuentra una válvula de pie, un juego de topes recuperables, un resorte amortiguador y el pistón viajero, mientras que el equipo superficial cuenta con un lubricador - receptor, una válvula motora y un controlador de ciclos (Fig. 3.6).

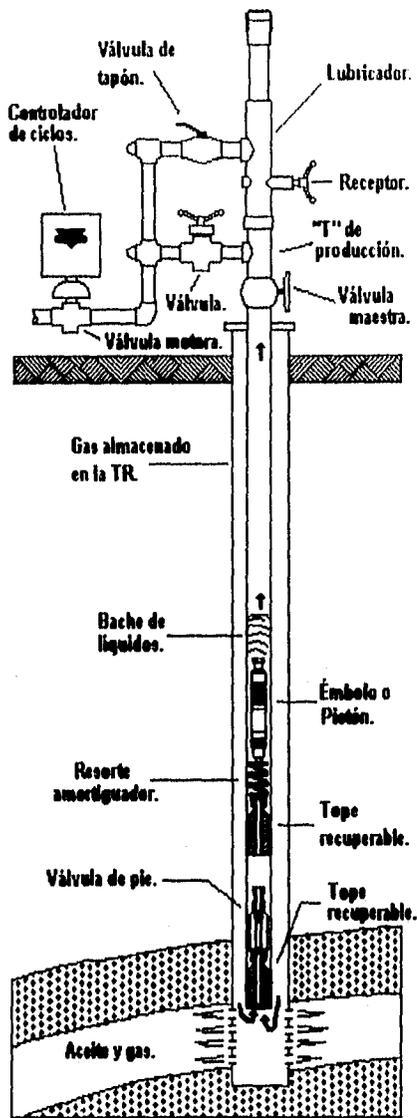


Fig. 3.6. Instalación típica del émbolo viajero.

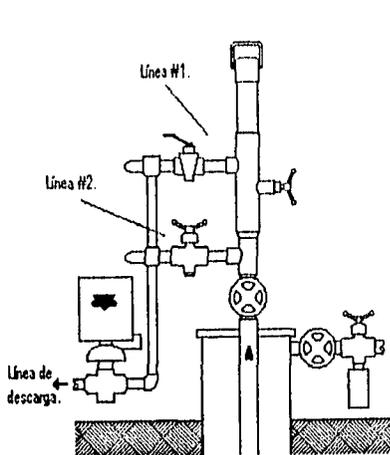


Fig. 3.7. Pozo de gas. Instalación común

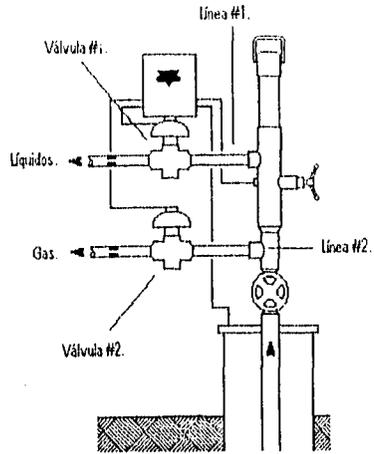


Fig. 3.8. Pozo de gas a alta presión. Flujo de gas por TP.

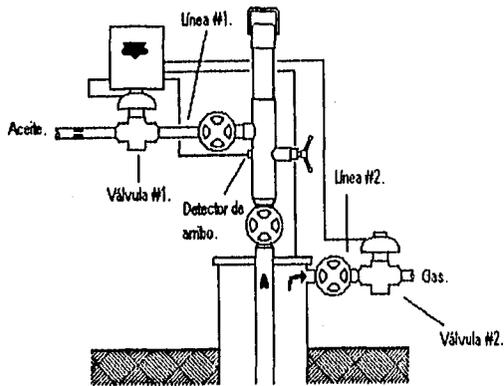


Fig. 3.9. Pozo de gas a alta presión. Flujo de gas a través de TR.

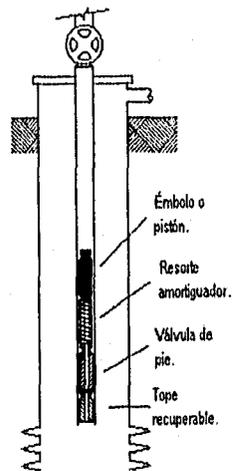


Fig. 3.10. Instalación sin empaecedor.

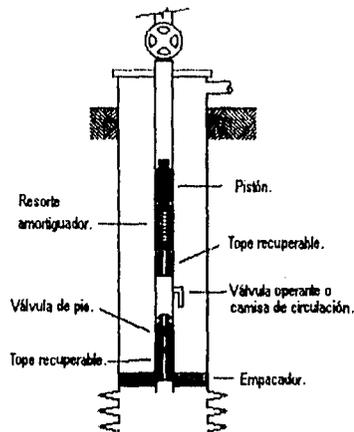


Fig. 3.11. Instalación con emparador.
Tope recuperable doble.

3.2.1. Juego de topes recuperables.

Cuando la sarta de producción del pozo no está equipada con un niple de asiento, puede utilizarse un tope recuperable para posicionar tanto el resorte amortiguador como la válvula de pie (Fig. 3.10). Cabe señalar que si en el momento en que el émbolo llega al fondo de la tubería de producción, el interior de ésta se encuentra sin fluidos, será necesario instalar dos topes recuperables (Fig. 3.11), uno para la válvula de pie y otro para el resorte amortiguador, ya que la experiencia ha demostrado que cuando el émbolo choca en seco con un juego de resorte amortiguador, válvula de pie y tope recuperable juntos, se tendrán vibraciones que rápidamente provocarán la falla de la válvula mencionada. Las Figuras 3.12.A y B muestran los dos principales tipos de tope recuperable existentes en el mercado.

3.2.2. Válvula de pie.

La válvula de pie se encuentra a continuación del tope recuperable, por debajo del resorte amortiguador, siendo su función principal permitir el paso de los fluidos en sentido ascendente e impedir el movimiento de los mismos en el descendente, disminuyendo con esto la presión ejercida por los líquidos sobre el yacimiento. Las tres partes principales que componen una válvula de pie son: una coraza exterior, dentro de la cual se encuentra un juego de esfera y asiento reemplazable, además de un conjunto de empaques que circundan a dicha estructura (Fig. 3.13).

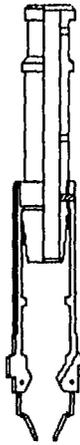


Fig. 3.12.A. Tope recuperable tipo "F".

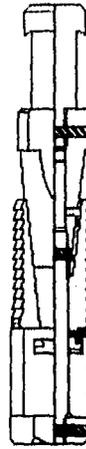


Fig. 3.12.B. Tope recuperable tipo "O".

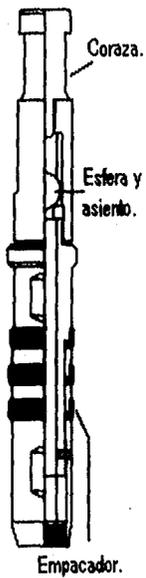


Fig. 3.13. Válvula de pie tipo "HF".

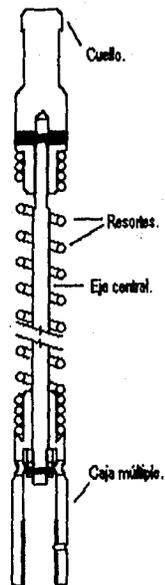


Fig. 3.14. Resorte amortiguador tipo "B-2".

3.2.3. Resorte amortiguador.

El resorte amortiguador es una parte esencial del equipo mecánico requerido para la instalación del émbolo viajero, ya que éste previene un choque excesivo del pistón cuando cae al fondo de la tubería de producción, particularmente si el pozo no presenta líquidos sobre el tope recuperable. La Figura 3.14 muestra un resorte amortiguador modular, el cual a diferencia del estándar, presenta además del cuello y el resorte, un eje central y una caja múltiple.

3.2.4. Pistón viajero.

Las características operativas necesarias en cualquier émbolo instalado en un pozo de gas son: alta resistencia al choque y al desgaste, así como a pegaduras en la tubería de producción. Por otra parte, dos características más, deseables para la operación del émbolo se refieren a la habilidad de caer rápidamente a través de gas y líquidos y a la habilidad de proveer un buen sello contra el interior de la tubería de producción durante su viaje ascendente.

Existen dos tipos principales de émbolos, los sólidos y los de válvula de varilla; sin embargo, debido a la baja viscosidad de los condensados presentes, los primeros son los que se utilizan para pozos de gas, por lo que a continuación sólo estos se discutirán. Dentro de los émbolos sólidos se pueden distinguir cuatro subclasificaciones que son: el pistón con sello turbulento, el pistón con hojas de expansión, el pistón tipo brocha y el pistón combinado (sello turbulento-hojas de expansión).

- Pistón con sello turbulento. Consta de una serie de canales cortantes unidos a una barra sólida. El sello se efectúa por el movimiento rápido del gas por estos canales, generando una turbulencia dentro de cada uno de estos, lo cual provoca una caída de presión con el movimiento del pistón (Fig. 3.15.A). Su aplicación se da principalmente en pozos con problemas de parafinas e incrustaciones calcáreas.
- Pistón con hojas de expansión. El diseño de este pistón contempla resortes que sujetan hojas, las cuales sellan con el diámetro interior de la tubería de producción (Fig. 3.15.B), de tal manera de reducir al mínimo el resbalamiento.
- Pistón tipo brocha. Este tipo de pistón utiliza una brocha como elemento sellante; aplicándose principalmente en pozos con producción de arena, debido a que los demás émbolos en presencia de éste elemento y por sus características, pueden atascarse cuando la arena queda atorada entre la pared interior de la tubería y la cara exterior del pistón.
- Pistón combinado. Es una combinación de los émbolos mencionados en los primeros dos puntos y su ventaja es que presenta las características de ambos en un solo pistón (Fig. 3.15.C).



Fig. 3.15.A. Pistón con sello turbulento.



Fig. 3.15.B. Pistón con hojas de expansión.



Fig. 3.15.C. Pistón combinado.

3.2.5. Lubricador-receptor.

El lubricador es otro elemento importante de cualquier instalación del émbolo viajero. Las diferentes partes de un lubricador-receptor típico se muestran en la Figura 3.16, en donde se observa una tapa que contiene un resorte para resistir la fuerza del arribo del émbolo, además de un atenuador de impactos que lleva a cabo el contacto inicial del pistón con el lubricador, siendo su función proteger el resorte y la parte superior del émbolo de los golpes. En esta misma figura, se tiene que la tapa, el resorte y el atenuador pueden removerse como una unidad, de tal manera de facilitar el acceso a el pistón para su examinación y reparación. Por último, el receptor es usado para sostener el émbolo dentro del lubricador y así facilitar su remoción, mientras que la función del detector magnético es indicar al controlador de ciclos cuando el émbolo llega a superficie.

3.2.6. Válvula motora.

La válvula motora, tiene la función de abrir o cerrar el pozo, de tal manera que éste lleve a cabo los ciclos para el funcionamiento del émbolo viajero. Esta parte importante del equipo mecánico se rige por el controlador de ciclos, y abre o cierra con el gas proveniente del pozo, aunque también lo puede hacer con el suministro de un tanque de gas a presión (Fig. 3.17).

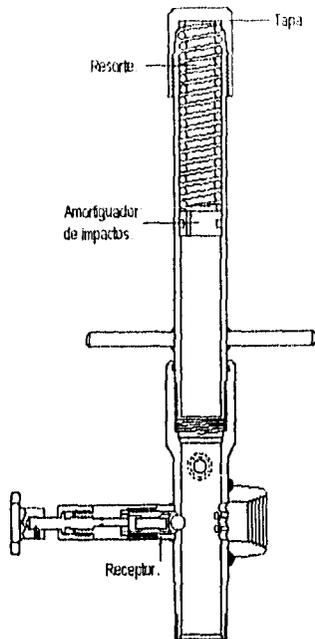


Fig. 3.16. Lubricador-receptor.

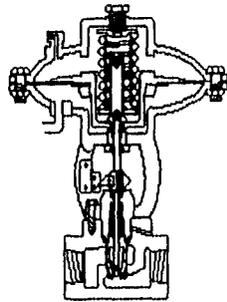


Fig. 3.17. Válvula motora.

3.2.7. Controlador de ciclos.

Este elemento es el que controla el cierre y apertura del pozo a través de la válvula motora. Aunque existen dos tipos principales de controladores de ciclo para las instalaciones del émbolo viajero, el controlador de tiempo es el que se utiliza para pozos de gas, debido a que los controladores de presión (diseñados para maximizar la producción de aceite), provocarán largos periodos de cierre que minimizarán la producción de gas.

Como es de suponerse, los controladores utilizados en pozos de gas, son programados para abrir o cerrar la válvula motora después de un cierto tiempo, transcurrido entre el final y el inicio de cada periodo. Es importante mencionar que aunque los tiempos de cierre y apertura se optimizan para maximizar la producción de gas, el gasto de gas para el caso de yacimientos de gas asociados a un acuífero no puede sobrepasar al gasto crítico, ya que de suceder así, se provocarían graves daños al yacimiento debido a la digitación del agua.

4. TIPO DE INSTALACIONES.

Como se mencionó en la sección 3 de este capítulo, existen diferentes tipos de instalaciones, tanto superficiales como subsuperficiales para el émbolo viajero en pozos de gas, por lo que en esta sección se discutirán los arreglos que pueden presentarse.

4.1. Instalaciones superficiales.

Tres son los principales arreglos del equipo en superficie utilizado para la instalación del émbolo viajero en pozos de gas.

4.1.1. Instalación común para pozos de gas.

En este arreglo, tanto los líquidos como el gas fluyen a través de la tubería de producción. Como se observa en la Figura 3.7, este arreglo cuenta con dos salidas para los fluidos, una sobre el receptor y otra por debajo del mismo. Como se discutió en secciones anteriores, durante el periodo de apertura del pozo (válvula motora abierta) el émbolo viajará junto con el bache de líquidos sobre éste hasta la superficie, por lo que los líquidos serán guiados a la línea de descarga a través de las dos salidas mencionadas; sin embargo, una vez que el émbolo llega al lubricador, éste obstruye la línea 1, por lo que el gas tendrá que fluir sólo por la línea 2. Este par de salidas sirven también para dar una mayor área de flujo para los líquidos, en caso de que el bache sea demasiado grande.

4.1.2. Instalación para pozos de gas con alta presión (flujo de gas por TR).

Este tipo de arreglo, presenta una sola salida para los fluidos provenientes de TP y presenta una más en TR (Fig. 3.9). La descripción del ciclo durante la apertura del pozo, difiere de la anterior, ya que para el inicio de éste, la válvula motora 1 se abre mientras la 2 permanece cerrada; de esta manera, el émbolo viajará junto con el bache de líquidos hasta la superficie, por lo que estos se descargarán por la única línea existente en TP. Una vez que el detector registra el arribo del émbolo, el controlador abrirá la válvula 2 y cerrará la 1, por lo que el gas fluirá por el espacio anular, dando oportunidad a que éste se pueda incorporar directamente a un gasoducto debido a la alta presión que lleva consigo.

4.1.3. Instalación para pozos de gas con alta presión (flujo de gas por TP).

Este tipo de arreglo opera exactamente igual al anterior, con la única diferencia de que la línea 2 se encuentra por debajo de la línea 1, sobre el lubricador y no en el espacio anular (Fig. 3.8).

4.2. Instalaciones subsuperficiales.

Los tipos principales de instalaciones subsuperficiales están representados por dos arreglos, que son:

4.2.1. Instalación sin empacador.

Este arreglo es compatible con los tres arreglos superficiales, siendo su principal característica la ausencia de empacador, que permitirá tener el equipo mecánico necesario del émbolo viajero lo más abajo posible dentro de la tubería de producción, provocando una mayor descarga del bache de líquidos por ciclo (Fig. 3.10). En esta instalación, el gas de empuje siempre entrará por la boca de la TP.

4.2.2. Instalación con empacador.

Para este tipo de arreglo, es necesario incluir una válvula operante o camisa de circulación que se encuentre por debajo del pistón (Fig. 3.11), de tal manera que durante el periodo de cierre del pozo, el gas entre por la boca de la TP y salga por esta válvula hacia el espacio anular para su acumulación. Por otra parte, esta camisa permitirá también la entrada a la TP del gas de empuje durante la apertura del pozo. Al igual que el arreglo anterior, esta instalación también es compatible con los tres arreglos superficiales más comunes.

DISEÑO DEL ÉMBOLO VIAJERO APLICADO A POZOS DE GAS.

Durante el proceso de optimación en la aplicación del émbolo viajero, han surgido diversos métodos para determinar la presión requerida en la TR, de tal manera de elevar el émbolo junto con el bache de líquidos sobre éste hasta la superficie.

Un documento a menudo mencionado sobre el estudio del émbolo viajero, es el escrito por Foss y Gaul en 1965, el cual presenta una discusión sobre el equipo y las operaciones en general, incluyendo el comportamiento de campo. El análisis matemático mostrado en este trabajo, es una suma de fuerzas sobre el émbolo a condiciones superficiales. Las suposiciones utilizadas en este análisis incluyen, el despreciar la fricción del émbolo, el peso de la columna de gas y la pérdida de presión por fricción en el espacio anular; además de esto, también se supone una velocidad de ascenso del émbolo de 1000 pies/min (determinada de datos de campo), una velocidad de descenso del mismo de 2000 pies/min cuando lo hace en gas, y una de 172 pies/min cuando es en líquidos. Estos datos para la velocidad del émbolo, fueron usados para determinar el tiempo del ciclo del émbolo y la posible producción resultante.

Hacksma (1972) presentó una discusión del uso de los datos de Foss y Gaul en conjunto con una curva de Índice de Comportamiento de Flujo (IPR) característica de un pozo. En su presentación, Hacksma diferenció a detalle el comportamiento del émbolo en pozos con menos del volumen óptimo de gas, con el volumen óptimo y con una cantidad extra de gas, por bache de líquido acarreado a la superficie. Además, identificó el ciclo óptimo del émbolo, como aquél en donde el pozo acumula la cantidad de gas necesaria para acarrear el émbolo y el bache de líquidos, tan pronto como el pistón cae hasta el fondo del pozo.

Abercrombie (1980), presentó una discusión detallada del equipo del émbolo viajero, de las prácticas operacionales, así como ejemplos de diseño de pozos que presentan diferentes condiciones mostrando además, cartas de comportamiento basadas en las ecuaciones de

Foss y Gaul, con la principal diferencia que utiliza una velocidad de caída del émbolo de 1,000 pies/min a través del gas.

Beauregard y Ferguson (1981) aportaron discusiones adicionales relacionadas con la instalación, costos, aplicaciones y limitaciones del émbolo viajero.

1. ANÁLISIS MATEMÁTICO.

En ciertos artículos referentes al émbolo viajero, se ha clasificado a algunos pozos como con alta relación gas-líquido (RGL) o con exceso de gas. En general, se piensa que estos pozos son los mejores para ser operados con controladores de tiempo y no con los de presión, ya que con los primeros se puede regular el tiempo de cierre del pozo y por tanto, incrementar la producción de gas del mismo.

Un método utilizado para alcanzar el objetivo mencionado en el párrafo anterior, es permitir a el bache de líquidos junto con el émbolo llegar a la superficie, para que una vez que se encuentra ahí, sostenerlo momentáneamente con la ayuda del receptor y dar oportunidad al pozo a producir el gas sin la operación del pistón. Después de esto se cierra el pozo, con la caída consecuente del émbolo hasta el fondo de la tubería de producción, comenzando con esto un nuevo periodo de incremento de presión requerido para poder elevar el émbolo y el bache de líquidos hasta la superficie.

El análisis que se mostrará en este capítulo, está diseñado para estudiar los ciclos de tiempo en este tipo de operaciones, así como para determinar el valor al cual el pozo debe incrementar su presión durante el periodo de cierre.

La operación del émbolo viajero en pozos de gas puede ser dividida en dos periodos. El primero (t_1) estudiado en la discusión posterior, se refiere a aquél cuando el émbolo es retenido en superficie mientras el gas es producido. Durante este periodo, la producción de gas disminuye mientras se incrementa la acumulación de líquidos en el fondo del pozo, por lo que si éste se llegara a prolongar, la carga o presión ejercida por los líquidos podría ser tal que mataría al pozo. El análisis mostrado en este capítulo, asume que no se producen cantidades considerables de líquidos, excepto cuando son asistidos para hacerlo por el pistón viajero.

El segundo periodo (t_2) analizado, corresponde al tiempo durante el cual el pozo está cerrado, a la vez que el émbolo cae y que la presión continúa incrementándose para poder elevarlo posteriormente. Cuando la presión en las tuberías de revestimiento (TR) y de producción (TP) alcanzan un cierto valor, existirá la cantidad de gas suficiente acumulada para acarrear el bache de líquidos a la superficie. Durante este periodo, el análisis asume

que nada del bache de líquidos presente será empujado al interior de la formación, por lo que no se reducirá el tamaño del mismo.

1.1. Periodo 1 - Émbolo en la superficie - (Producción de gas con acumulación de líquidos en el fondo del pozo, t_1).

Para estudiar los fenómenos que acontecen durante este periodo, es necesario desarrollar una expresión simplificada para indicar cómo la acumulación de líquidos reduce la producción con respecto al tiempo. Para esta etapa, se supone que el pozo puede ser caracterizado aproximadamente por la ecuación de presión de fondo con el exponente igual a uno (Lea, 1982).

$$q_g = C(p_R^2 - p_{wf}^2)^n, \quad n = 1 \quad (4.1)$$

donde q_g = gasto de gas @ c.s., pies³/día.

C = constante de la ecuación de presión de fondo, pies³/día / (lb/peg²)².

p_R = presión media del yacimiento, lb/peg².

p_{wf} = presión de fondo fluyendo, lb/peg².

n = exponente de la ecuación de presión de fondo, adim. (0.5 - 1).

Otra de las suposiciones existentes, es que la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) puede estimarse si se conocen la presión en la superficie, los efectos del gradiente de gas y el peso de los líquidos acumulados en el fondo del pozo. La ecuación siguiente nos indica la manera de obtener el valor antes mencionado; cabe señalar que el valor de $E(D)$ es la corrección por el peso de la columna de gas por encima de la profundidad D .

$$p_{wf} = p_s E(D) + G_L h_1 \quad (4.2)$$

$$\text{donde} \quad E(D) = e^{\left(\frac{\gamma_g D}{53.34 (\bar{T}_w + 460)} \right)} \quad (4.3)$$

p_s = presión en la línea de flujo, lb/peg².

γ_g = densidad relativa del gas, adim.

D = profundidad de la TP, pies.

\bar{T}_w = temperatura media del pozo, °F.

G_L = gradiente de presión de los líquidos en el fondo del pozo, lb/peg²/pie.

h_1 = altura de los líquidos acumulados en el tiempo t_1 , pies.

Dado que en este primer periodo el fenómeno más importante es la acumulación de líquidos en el fondo del pozo, es fundamental encontrar una ecuación que determine la variación de dicho parámetro respecto al tiempo. Entonces, partiendo de la Ecuación 4.1 y dividiendo ambos miembros por p_R^2 , tendremos:

$$\frac{q_g}{p_R^2} = C \left(1 - \frac{p_{wf}^2}{p_R^2} \right) \quad (4.4)$$

Posteriormente, despejando q_g de la Ecuación (4.4):

$$q_g = C p_R^2 \left(1 - \frac{p_{wf}^2}{p_R^2} \right) \quad (4.5)$$

El gasto de gas se puede determinar también como:

$$q_g = RGL (q_L) \quad (4.6)$$

donde RGL = relación gas-líquido presente en el pozo, pies³ /barril.
 q_L = gasto de líquidos @ c.s., bl/día.

Sustituyendo la Ecuación (4.6) en la (4.5):

$$q_L = \frac{C p_R^2}{RGL} \left(1 - \frac{p_{wf}^2}{p_R^2} \right) \quad (4.7)$$

Ya que el gasto de líquidos puede expresarse como la variación de una longitud de líquidos con respecto a la variación del tiempo por el área de la tubería donde se mide dicha longitud, se tiene que:

$$q_1 = \frac{dh_1}{dt_1} \frac{A_{TP}}{5.61} \quad (4.8)$$

donde A_{TP} = área de flujo de la sección transversal de la TP, pies².
 t_1 = tiempo de apertura del pozo en que se acumula el bache h_1 , días.
5.61 = constante de conversión de pies cúbicos a barriles.

Sustituyendo la Ecuación (4.8) en la (4.7), tenemos:

$$\frac{dh_1}{dt_1} \frac{A_{TP}}{5.61} = \frac{C}{RGL} \frac{p_R^2}{p_R^2} \left(1 - \frac{p_w f^2}{p_R^2} \right) \quad (4.9)$$

Despejando dh_1/dt_1 de la Ecuación (4.9):

$$\frac{dh_1}{dt_1} = \frac{C}{RGL} \frac{p_R^2}{(A_{TP})} (5.61) \left(1 - \frac{p_w f^2}{p_R^2} \right) \quad (4.10)$$

Por último, sustituyendo la Ecuación (4.2) en la (4.10), obtenemos la relación buscada de la variación de la longitud del bache (h_1) con respecto al tiempo (t_1):

$$\frac{dh_1}{dt_1} = \frac{C}{RGL} \frac{p_R^2}{(A_{TP})} (5.61) \left(1 - \frac{(ps \ E(D) + G_L \ h_1)^2}{p_R^2} \right) \quad (4.11)$$

La Ecuación (4.11) puede expresarse en función de una longitud de bache adimensional (h_D) y un tiempo adimensional (t_D), por lo que se tiene que:

$$\frac{dh_D}{dt_D} = 1 - h_D^2 \quad (4.12)$$

$$\text{donde } t_D = \frac{C (5.61) G_L p_R}{A_{TP} (RGL)} t_1 \quad (4.13)$$

y

$$h_D = \frac{h_1 \cdot G_L + p_s \cdot F(D)}{p_R} \quad (4.14)$$

La solución a la Ecuación (4.12) es:

$$t_D = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{1 + h_D}{1 - h_D} \times \frac{1 - K}{1 + K} \right) \quad (4.15)$$

donde
$$K = \frac{p_s \cdot F(D)}{p_R} \quad (4.16)$$

Para facilitar el manejo de la Ecuación (4.15), Lea (1982) creó una gráfica (Fig. 4.1). La característica principal de la solución, es que a medida que el pozo acumula líquidos en el fondo con respecto al tiempo, la longitud del bache h_D se aproximará a uno asintóticamente, mientras que la presión de fondo fluyendo (pwf) lo hará a la presión media del yacimiento (p_R). La producción correspondiente disminuye de acuerdo a la relación gas-líquido (RGL). Esta solución incluye la suposición de que nada del líquido es acarreado a la superficie junto con el gas producido; además, supone que los cambios en la presión son suficientemente bajos para permitir a la ecuación de flujo radial aproximarse al comportamiento del pozo. En la forma discutida, la solución representa el caso en donde se tiene un 100% de resbalamiento de los líquidos cuando el émbolo no está funcionando, aunque pueden hacerse algunas modificaciones para incluir la fracción de la producción de los mismos.

Como puede observarse, la característica más importante de esta ecuación, es que predecirá el tiempo mínimo necesario para la acumulación de un cierto bache de líquidos durante el periodo de flujo del pozo.

1.2. Periodo 2 - Pozo cerrado - (Acumulación de la presión en el espacio anular y de líquidos provenientes del yacimiento en el pozo, t_2).

Después que se le permite al pozo producir durante el primer periodo, deberá cerrarse de tal manera que el émbolo caiga al fondo de la TP y las presiones en las tuberías de producción y revestimiento se incrementen, hasta que exista la presión de gas suficiente para acarrear a superficie los líquidos acumulados en el periodo de flujo así como los que lo hacen durante el periodo de cierre.

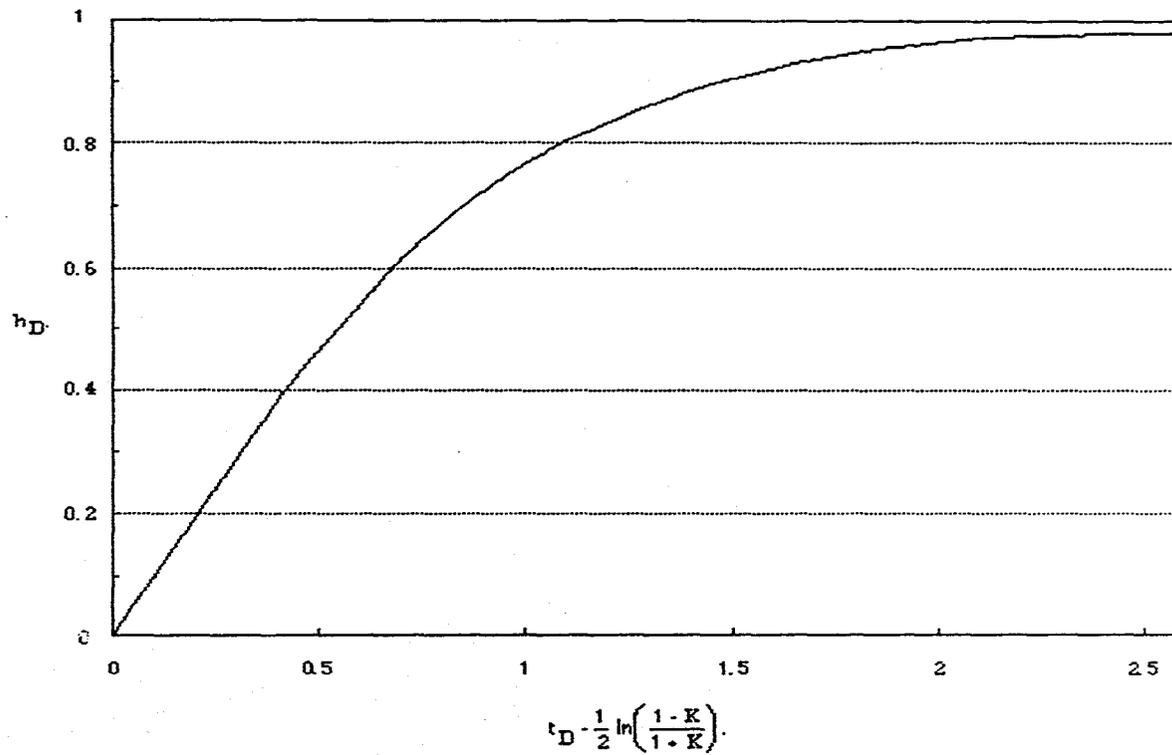


Fig. 4.1. Gráfica para determinar el tiempo adimensional a partir de h_D .

El tiempo en que se acumula una cierta longitud del bache de líquidos durante el periodo de flujo puede ser estimado como se indicó previamente; por otra parte, se supone que la cantidad de líquidos que entran durante el segundo periodo, lo hacen a las tuberías de producción y de revestimiento equitativamente, a la vez que de la misma manera lo hace el gas, ya que las presiones en las tuberías mencionadas se suponen iguales al final del periodo de flujo. El volumen adicional del bache mencionado se lo denomina h_2 , y puede estimarse como una función del cambio de la presión en la tubería de revestimiento.

Con el objetivo de obtener la ecuación que nos ayude a determinar el valor de h_2 , es necesario suponer en primer término, que la cantidad de líquido acumulado durante el periodo de flujo del pozo permanece en la tubería de producción; cabe mencionar que esta suposición al igual que las ya mencionadas, no afectan el resultado final considerablemente.

El volumen de gas (V_{g1}) dentro de las tuberías de producción y revestimiento al principio del periodo de cierre y medido a condiciones estándar, puede ser estimado partiendo de la ecuación de estado de los gases reales, obteniéndose:

$$\frac{p V}{z T} = m R \quad (4.17)$$

donde p = presión, lb/pg².
 V = volumen, pies³.
 z = factor de compresibilidad, adim.
 T = temperatura, °R.
 m = masa, mole-lb.
 R = constante del gas, lb/pg² (pies³) / mole-lb (°R).

Partiendo de la Ecuación 4.17 y conociendo que el volumen total de gas dentro del pozo medido a condiciones estándar, es la suma del volumen de gas dentro de la TR y la TP medidos también a esas condiciones, podemos plantear la ecuación siguiente:

$$V_{g1} = V_{s_{T1}} + V_{s_{C1}} \quad (4.18)$$

donde V_{g1} = volumen de gas en el pozo al principio del periodo de cierre @ c.s., pies³.
 $V_{s_{T1}}$ = volumen de gas en la TP al inicio del periodo de cierre @ c.s., pies³.
 $V_{s_{C1}}$ = volumen de gas en la TR al inicio del periodo de cierre @ c.s., pies³.

En la Ecuación (4.18), los valores de V_{ST1} y V_{SC1} pueden obtenerse a partir de la Ecuación (4.17) con las relaciones siguientes:

$$\frac{\bar{P}_{T1} V_{T1}}{z_T (\bar{T}_w + 460)} = m R \quad (4.19)$$

$$\frac{P_{st} V_{ST1}}{T_{st}} = m R \quad (4.20)$$

$$\frac{\bar{P}_{C1} V_C}{z_C (\bar{T}_w + 460)} = m R \quad (4.21)$$

$$\frac{P_{st} V_{SC1}}{T_{st}} = m R \quad (4.22)$$

donde: \bar{P}_{T1} = presión media en la TP al inicio del periodo de cierre, lb/pg².
 V_{T1} = volumen de gas en la TP por encima del bache de líquidos h_1 , pies³.
 z_T = factor de desviación del gas @ \bar{P}_{T1} y \bar{T}_w , adim.
 P_{st} = presión estándar, lb/pg².
 T_{st} = temperatura estándar, °R.
 \bar{P}_{C1} = presión media en la TR al inicio del periodo de cierre, lb/pg².
 V_C = volumen del espacio anular, pies³.
 z_C = factor de desviación del gas @ \bar{P}_{C1} y \bar{T}_w , adim.

Es importante mencionar que el valor de z en las Ecuaciones (4.20) y (4.21) se hace igual a uno, ya que a condiciones estándar z adquiere valores cercanos a la unidad. Además, y ya que se considera que las presiones de superficie tanto en TP como en TR son iguales al inicio del periodo de cierre, se tiene que $z_T = z_C = z$.

Igualando las Ecuaciones (4.19) y (4.20) así como las Ecuaciones (4.21) y (4.22), obtenemos:

$$\frac{\bar{P}_{T1} V_{T1}}{z (\bar{T}_w + 460)} = \frac{P_{st} V_{ST1}}{T_{st}} \quad (4.23)$$

$$\frac{\bar{P}_{C1} V_C}{z (\bar{T}_w + 460)} = \frac{P_{st} V_{SC1}}{T_{st}} \quad (4.24)$$

Despejando $V_{S_{T1}}$ y $V_{S_{C1}}$ de las Ecuaciones (4.23) y (4.24) respectivamente, se obtiene que:

$$V_{S_{T1}} = \frac{\bar{P}_{T1} V_{T1}}{z (T_w + 460)} \frac{T_{st}}{p_{st}} \quad (4.25)$$

$$V_{S_{C1}} = \frac{\bar{P}_{C1} V_C}{z (T_w + 460)} \frac{T_{st}}{p_{st}} \quad (4.26)$$

Conociendo que $T_{st} = 520$ °R y $p_{st} = 14.7$ lb/pg², y sustituyendo las Ecuaciones (4.25) y (4.26) en la Ecuación (4.18), se tiene:

$$V_{G1} = \frac{\bar{P}_{T1} V_{T1}}{z (T_w + 460)} \frac{520}{14.7} + \frac{\bar{P}_{C1} V_C}{z (T_w + 460)} \frac{520}{14.7} \quad (4.27)$$

De la Ecuación (4.27) el valor de V_{T1} se puede determinar como:

$$V_{T1} = V_{TP} \cdot h_1 A_{TP} \quad (4.28)$$

donde V_{TP} = volumen interior de la longitud total de la TP, pies³.

Por otra parte y de acuerdo a la Ecuación (4.2), las presiones medias se pueden obtener a partir de las presiones en superficie correspondientes, quedando de esta manera:

$$\bar{P}_{T1} = p_s \quad E(D/2) \quad (4.29)$$

$$\bar{P}_{C1} = p_s \quad E(D/2) + h_1 G_L \quad (4.30)$$

Cabe mencionar que $h_1 G_L$ es la presión ejercida por la columna de líquidos en el interior de la TP, la cual se suma al valor de la presión en TP por el efecto de vasos comunicantes.

Sustituyendo las Ecuaciones (4.28), (4.29) y (4.30) en la (4.27) se tiene por último que:

$$V_G = (V_{TP} \cdot h_1 \cdot A_{TP}) \left[\frac{\rho_s \cdot E(D/2) \cdot (520)}{14.7 \cdot (T_w + 460) \cdot z} \right] + V_C \left[\frac{(\rho_s \cdot E(D/2) + h_1 \cdot G_1) \cdot (520)}{14.7 \cdot (T_w + 460) \cdot z} \right] \quad (4.31)$$

$$\text{donde } E(D/2) = e^{\left(\frac{\gamma_w \cdot (D/2)}{53.34 \cdot (T_w + 460) \cdot z} \right)} \quad (4.32)$$

para corregir por el gradiente de gas.

Por otra parte, una vez transcurrido cualquier periodo (t_c) a partir del cierre del pozo, y dado el fenómeno ya mencionado de acumulación de gas en el mismo, se tendrá un volumen de gas V_{G2} adicional al valor de V_{G1} ; dicho parámetro puede obtenerse con la ecuación mostrada a continuación:

$$(V_{G2})_{t_c} = \frac{RGL \cdot (h_2) \cdot (A_{EA} + A_{TP})}{5.61} \quad (4.33)$$

donde t_c = tiempo cualquiera medido a partir del cierre del pozo, días.
 V_{G2} = incremento del volumen del gas en el pozo @ t_c y c.s., pies³.
 h_2 = incremento del bache de líquido en el fondo del pozo @ t_c , pies.
 A_{EA} = área de flujo de la sección transversal del espacio anular, pies².

Ya que el valor total de gas (V_{GT}) se puede expresar como:

$$V_{GT} = V_{G1} + V_{G2} = V_{sT2} + V_{sC2} \quad (4.34)$$

donde V_{GT} = volumen de gas en el pozo al final del periodo de cierre @ c.s., pies³.
 V_{sT2} = volumen de gas en la TP al final del periodo de cierre @ c.s., pies³.
 V_{sC2} = volumen de gas en la TR al final del periodo de cierre @ c.s., pies³.

Partiendo de la Ecuación (4.17), asimilando el procedimiento para obtener el valor de V_{G1} , tenemos que:

$$\frac{V_{ST2} \cdot p_{st}}{T_{st}} = \frac{V_{T2} \bar{p}_{T2}}{(T_w + 460)} \quad (4.35)$$

$$\frac{V_{SC2} \cdot p_{st}}{T_{st}} = \frac{V_{C2} \bar{p}_{C2}}{z (T_w + 460)} \quad (4.36)$$

donde V_{T2} = volumen de gas en la TP al final del periodo de cierre @ c.f., pies³.
 \bar{p}_{T2} = presión media en la TP al final del periodo de cierre, lb/pg².
 V_{C2} = volumen de gas en la TR al final del periodo de cierre @ c.f., pies³.
 \bar{p}_{C2} = presión media en la TR al final del periodo de cierre, lb/pg².

Despejando V_{ST2} y V_{SC2} de las Ecuaciones (4.35) y (4.36) respectivamente:

$$V_{ST2} = \frac{V_{T2} \bar{p}_{T2}}{z (T_w + 460)} \frac{T_{st}}{p_{st}} = \frac{V_{T2} \bar{p}_{T2}}{z (T_w + 460)} \frac{520}{14.7} \quad (4.37)$$

$$V_{SC2} = \frac{V_{C2} \bar{p}_{C2}}{z (T_w + 460)} \frac{T_{st}}{p_{st}} = \frac{V_{C2} \bar{p}_{C2}}{z (T_w + 460)} \frac{520}{14.7} \quad (4.38)$$

De las dos ecuaciones anteriores, los valores de V_{T2} , \bar{p}_{T2} , V_{C2} , y \bar{p}_{C2} se pueden definir como:

$$V_{T2} = (V_{TP} \cdot (h_1 + h_2) (A_{TP})) \quad (4.39)$$

$$V_{C2} = (V_C \cdot h_2) (A_{EA}) \quad (4.40)$$

$$\bar{p}_{C2} = p_C \cdot E(D/2) \quad (4.41)$$

$$\bar{p}_{T2} = p_C \cdot E(D/2) \cdot G_L \cdot h_1 \quad (4.42)$$

donde p_C = presión superficial en la TR al final del periodo de cierre, lb/pg².

Sustituyendo las Ecuaciones (4.39) a (4.42) en la (4.37) y (4.38), tenemos:

$$V_{SPT2} = \frac{[V_{TP} \cdot (h_1 + h_2) (\Lambda_{TP})] [p_C E(D/2) \cdot G_L h_1]}{z (T_w + 460)} \quad (4.43) \quad (520)$$

$$V_{SC2} = \frac{[V_C \cdot (h_2) (\Lambda_{EA})] [p_C E(D/2)]}{z (T_w + 460)} \quad (4.44) \quad (520)$$

Llevando las Ecuaciones (4.43) y (4.44) a la (4.34):

$$V_{GT} = \frac{520}{14.7} \left(\left[\frac{(V_{TP} \cdot (h_1 + h_2) \Lambda_{TP}) (p_C E(D/2) \cdot G_L h_1)}{(T_w + 460) z} \right] + \left[\frac{(V_C \cdot h_2 \Lambda_{EA}) (p_C E(D/2))}{(T_w + 460) z} \right] \right) \quad (4.45)$$

Sustituyendo las Ecuaciones (4.45), (4.31) y (4.33) en la (4.34) tenemos:

$$\begin{aligned} \frac{520}{14.7} \left(\left[\frac{(V_{TP} \cdot (h_1 + h_2) \Lambda_{TP}) (p_C E(D/2) \cdot G_L h_1)}{(T_w + 460) z} \right] + \left[\frac{(V_C \cdot h_2 \Lambda_{EA}) (p_C E(D/2))}{(T_w + 460) z} \right] \right) = \\ = \frac{RGL (h_2) (\Lambda_{EA} + \Lambda_{TP})}{5.61} + \frac{520 (V_{TP} \cdot h_1 \Lambda_{TP})}{14.7} \left(\frac{ps E(D/2)}{(T_w + 460) z} \right) + \\ + \frac{V_C 520}{14.7} \left(\frac{ps E(D/2) + h_1 G_L}{(T_w + 460) z} \right) \quad (4.46) \end{aligned}$$

Desarrollando la Ecuación (4.46):

$$\begin{aligned} \left[\frac{(V_{TP} \cdot (h_1 + h_2) \Lambda_{TP}) (p_C E(D/2) \cdot G_L h_1)}{(T_w + 460) z} \right] + \left[\frac{(V_C \cdot h_2 \Lambda_{EA}) (p_C E(D/2))}{(T_w + 460) z} \right] - \\ - (V_{TP} \cdot h_1 \Lambda_{TP}) \left(\frac{ps E(D/2)}{(T_w + 460) z} \right) - V_C \left(\frac{ps E(D/2) + h_1 G_L}{(T_w + 460) z} \right) = \\ = \frac{RGL (h_2) (\Lambda_{EA} + \Lambda_{TP})}{5.61} \frac{14.7}{520} \quad (4.47) \end{aligned}$$

Considerando (Loa, 1982) para simplificar, que el efecto de la compresibilidad y del gradiente del gas sobre la presión, son despreciables en comparación con el cálculo del incremento de la longitud del fluido (h_2), mientras la presión en la tubería de revestimiento aumenta, se tiene que:

$$(V_{TP} \cdot (h_1 + h_2) A_{TP}) (p_C \cdot G_L h_1) + (V_C \cdot h_2 A_{EA}) (p_C) - (V_{TP} \cdot h_1 A_{TP}) p_s - \\ - V_C (p_s + h_1 G_L) = \frac{RGL (h_2) (A_{EA} + A_{TP}) 14.7}{5.61 \cdot 520} (\bar{T}_w + 460) \quad (4.48)$$

Desarrollando la ecuación anterior:

$$V_{TP} (p_C) \cdot V_{TP} (G_L h_1) \cdot p_C (h_1 A_{TP}) \cdot p_C (h_2 A_{TP}) + G_L h_1 (h_1 A_{TP}) + G_L h_1 (h_2 A_{TP}) + \\ + V_C (p_C) \cdot p_C (h_2 A_{EA}) \cdot p_s (V_{TP}) + p_s (h_1 A_{TP}) \cdot p_s (V_C) \cdot V_C (h_1 G_L) = \\ = \frac{RGL (h_2) (A_{EA} + A_{TP}) 14.7}{5.61 \cdot 520} (\bar{T}_w + 460) \quad (4.49)$$

Factorizando y despejando el valor de h_2 de la Ecuación (4.49):

$$p_s \cdot V_{TP} + h_1 A_{TP} \cdot V_C + h_1 G_L \cdot V_{TP} + h_1 A_{TP} \cdot V_C + p_C (V_{TP} \cdot h_1 A_{TP} + V_C) = \\ \frac{RGL (h_2) (A_{EA} + A_{TP}) 14.7}{5.61 \cdot 520} (\bar{T}_w + 460) + p_C (h_2 A_{TP}) \cdot G_L h_1 (h_2 A_{TP}) + p_C (h_2 A_{EA}) \quad (4.50)$$

$$(p_C \cdot (p_s + h_1 G_L)) (V_{TP} + V_C \cdot h_1 A_{TP}) = \frac{RGL (h_2) (A_{EA} + A_{TP}) 14.7}{5.61 \cdot 520} (\bar{T}_w + 460) + \\ + p_C h_2 (A_{EA} + A_{TP}) \cdot G_L h_1 (h_2 A_{TP}) \quad (4.51)$$

$$(p_C \cdot (p_s + h_1 G_L)) (V_{TP} + V_C \cdot h_1 A_{TP}) = h_2 \left[\frac{RGL 14.7}{5.61 \cdot 520} (\bar{T}_w + 460) + p_C \right] (A_{EA} + A_{TP}) \cdot \\ \cdot h_2 (A_{TP} (G_L h_1)) \quad (4.52)$$

Por último, despejando h_2 de la Ecuación (4.52):

$$h_2 = \frac{(p_C \cdot (p_s + h_1 G_L))(V_{TP} + V_C \cdot h_1 A_{TP})}{\left[\frac{RGL_{14.7}}{5.61 \cdot 520} (\bar{T}_w + 460) + p_C \right] (\Lambda_{EA} + A_{TP}) \cdot \Lambda_{TP} (h_1 + G_L)} \quad (4.53)$$

que es la ecuación para determinar el incremento de la altura del bache de líquidos en las tuberías de producción y revestimiento, durante el periodo de cierre y como función de p_C .

Para complementar el diseño del émbolo aplicado a un pozo de gas, es necesario hacer una distinción entre la relación gas-líquido (RGL) que es producida naturalmente por el pozo y la relación gas-líquido residente en la tubería de producción (RGL_{TP}). Al principio del periodo de cierre del pozo, la RGL_{TP} es baja; sin embargo, y debido a que aun cuando el pozo está cerrado este sigue produciendo, la RGL_{TP} se incrementa con el tiempo. Este tipo de análisis se realiza para el diseño del émbolo viajero de tal manera de poder utilizar los trabajos publicados existentes, tales como el de Foss y Gaul (1965).

Cuando el valor de RGL_{TP} llega a un determinado valor mínimo, el pozo podrá abrirse nuevamente para que el émbolo descargue los líquidos acumulados y comience el periodo de flujo. La expresión siguiente para calcular RGL_{TP} fue desarrollada por Lea (1982) a partir de la ley de los gases y de la geometría del pozo:

$$RGL_{TP} = \frac{5.61 (p_C \cdot h_1 G_L) (520) 1.15 \left(\frac{D}{h_1 + h_2} \cdot 1 \right)}{14.7 (\bar{T}_w + 460) z \left(\frac{\Lambda_{EA}/\Lambda_{TP} + 1}{1 + h_1/h_2} \right)} \quad (4.54)$$

donde RGL_{TP} = relación gas-líquido residente en la TP durante el cierre del pozo, pie³/bl.

1.15 = factor introducido por Foss y Gaul para tomar en cuenta el resbalamiento del gas a través del émbolo.

Las ecuaciones deducidas para el periodo de cierre del pozo se utilizan de la siguiente manera: primero, se suponen valores de p_C , para posteriormente calcular los valores correspondientes de h_2 y de RGL_{TP} , Ecuaciones (4.53) y (4.54); este procedimiento se repetirá hasta que se encuentre el valor de p_C que haga que la RGL_{TP} sea igual al valor

mínimo calculado por Foss y Gaul, con el cual el émbolo teóricamente podrá llegar a la superficie con los líquidos acumulados.

El análisis descrito en este capítulo, nos ayuda a calcular el tamaño del bache máximo que se acumularía si suponemos que no hay producción de líquidos durante el periodo de flujo del pozo, así como la presión máxima en TR requerida para elevarlos. Este valor de presión debe ser la máxima que pueda permitir la tubería de revestimiento ya que de ser mayor reduciría la producción.

El ejemplo que se presenta en la sección siguiente, ilustra el uso de las ecuaciones previas para describir el ciclo del émbolo a detalle.

2. EJEMPLO DE CÁLCULO.

El objetivo seguido por el método propuesto por Lea (1982), es determinar el tiempo durante el cual el pozo debe permanecer fluyendo para acumular una cierta altura de líquidos, además de calcular la presión requerida en la TR para elevar el total del bache acumulado. Posteriormente y por ensaye y error, se prueban diferentes combinaciones de tiempo de flujo contra presión en TR, determinándose la combinación que provoque que el pozo aporte el máximo volumen de gas diario.

Los datos para el ejemplo mostrado en esta sección (Lea, 1982) se ilustran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Datos del ejemplo de cálculo.

Profundidad de la TP (D), pies.	7500
Presión en la línea de flujo (ps), lb/pg ² .	60
Relación gas-líquido del pozo (RGL), pie ³ /bl.	40,000
Diámetro interior de la TP (DI _{TP}), pg.	1.995
Densidad relativa del gas (γ _g), adim.	0.6
Presión promedio del yacimiento (p _R), lb/pg ² .	2000
Temperatura media del pozo (T̄ _w), °F.	160
Constante de la ecuación de presión de fondo (C), pie ³ /día/(lb/pg ²) ² .	0.0516
Gradiente de presión de los líquidos (G _L), lb/pg ² /pie.	0.4
Diámetro interior de la TR (DI _{TR}), pg.	4.56
Factor de desviación (z), adim.	0.95

2.1. Período de flujo (t_1).

Durante este período, el objetivo fundamental es determinar el tiempo de flujo requerido para que se almacene una cierta altura de líquidos en el fondo del pozo, además del gasto de gas promedio en dicho lapso. Los pasos a seguir en esta primera etapa del diseño se indican a continuación:

2.1.1. Obtención de $E(D)$.

Primeramente, y utilizando la Ecuación (4.3), determinar el valor del factor del gradiente de gas $E(D)$.

$$E(D) = e^{\left[\frac{\gamma_g D}{53.34(T_w + 460)} \right]}$$

$$E(D) = e^{\left[\frac{0.6 (7500)}{53.34(160 + 460)} \right]} = e^{[.1361]}$$

$$E(D) = 1.1458$$

2.1.2 Cálculo de h_D en función de h_1 .

Con la Ecuación (4.14), determinar la relación existente entre los valores de h_D y h_1 .

$$h_D = \frac{h_1 G_L + p_s E(D)}{P_R}$$

$$h_D = \frac{h_1 (0.4) + 60 (1.1458)}{2000} = \frac{0.4 h_1 + 68.748}{2000}$$

$$h_D = \frac{h_1}{5000} + 0.0344$$

2.1.3. Determinar A_{TP} .

Obtener el área de flujo de la sección transversal de la tubería de producción.

$$A_{TP} = \left(\frac{\pi}{4 (144)} \right) (DI_{TP})^2 = 5.4542 \times 10^{-3} (1.995)^2$$

$$A_{TP} = 0.0217 \text{ pie}^2$$

2.1.4. Obtención de t_1 en función de t_D .

Mediante la Ecuación (4.13) determinar la relación existente entre t_1 y t_D .

$$t_D = \frac{C (5.61) G_L P_R}{A_{TP} (RGL)} t_1$$

$$t_1 = \frac{t_D A_{TP} (RGL)}{C (5.61) G_L P_R}$$

$$t_1 = \frac{t_D (0.0217) (40,000)}{(0.0516) (5.61) (0.4) (2000)} = \frac{t_D (868)}{231.5808}$$

$$t_1 = 3.7482 t_D$$

2.1.5. Cálculo de K .

Obtener el valor de K por medio de la Ecuación (4.16).

$$K = \frac{\rho s E(D)}{P_R}$$

$$K = \frac{60 (1.1458)}{2000}$$

$$K = 0.0344$$

2.1.6. Determinar el valor de h_D .

Suponer un valor de h_1 y obtener el valor de h_D correspondiente a partir de la relación encontrada en el inciso 2.1.2.

$$h_{1(\text{supuesto})} = 200 \text{ pies}$$

$$h_D = \frac{h_1}{5000} + 0.0344$$

$$h_D = 0.0744$$

2.1.7. Uso de la Figura 4.1.

Entrar en las ordenadas de la Figura 4.1 con el valor de h_D obtenido en el inciso anterior, posteriormente trazar una horizontal hasta intersectar con la gráfica y por último leer el valor correspondiente en las abscisas.

$$t_D \cdot \frac{1}{2} \ln\left(\frac{1-K}{1+K}\right) = 0.0727$$

2.1.8. Obtención del valor de t_D .

Despejar el valor de t_D de la ecuación encontrada en el inciso anterior.

$$t_D \cdot \frac{1}{2} \ln(0.9335) = 0.0727$$

$$t_D + 0.0344 = 0.0727$$

$$t_D = 0.0383$$

2.1.9. Cálculo de t_1 .

Determinar el valor de t_1 a partir de la expresión determinada en el inciso 2.1.4.

$$t_1 = 3.7482 t_D$$

$$t_1 = 3.7482 (0.0383) = 1435 \text{ días}$$

$$t_1 = 3.4453 \text{ horas} = 3^{\circ} 26' 43''$$

$$t_1 \approx 3^{\circ} 27''$$

2.1.10. Determinar el valor de pwf .

Mediante la Ecuación (4.2), obtener el valor de pwf al final del periodo de flujo del pozo.

$$pwf = p_s E(XD) + G_{1j}(h_1)$$

$$pwf = 60 (1.1458) + 0.4(200) = 148.748 \text{ lb/pg}^2$$

2.1.11. Obtención de q_g .

Por último, se calcula el gasto medio en superficie durante el periodo de flujo del pozo a partir de la Ecuación (4.1).

$$q_g = C (p_R^2 - p_{wf}^2)$$

$$q_g = 0.0516 ((2000)^2 - (148.748)^2) = 0.0516(3'977,874.03)$$

$$q_g = 205,258 \text{ pie}^3 / \text{día}$$

Los resultados obtenidos en este primer periodo se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Resultados obtenidos para el periodo de flujo del pozo.

h_1 (pies).	h_1 (bl).	h_D .	Abscisa (Fig. 4.1).	t_D .	t_1 .	p_{wf} (lb/pg ²).	q_g (pies ³ /día).
200	0.78	0.0744	0.0727	0.0383	3° 27'	148.7	205,258

2.2. Periodo de cierre (t_2).

En este periodo, la meta a seguir es determinar, en primer término, la altura del bache adicional que se acumula durante el periodo de cierre (h_2), así como la presión necesaria en la TR para poder elevar al émbolo junto con la totalidad de los líquidos por encima de éste. El procedimiento se ilustra con los pasos mostrados a continuación:

2.2.1. Cálculo de A_{EA} .

Dado que en los datos del ejemplo no se especifica el diámetro exterior de la TP, es necesario determinarlo de tablas. Posteriormente, se determina el área de flujo de la sección transversal del espacio anular.

$$A_{EA} = \frac{\pi}{4 (144)} (DI_{TR}^2 - DE_{TP}^2)$$

$$\Lambda_{EA} = 5.4542 \times 10^{-3} (4.56^2 \cdot 2.375^2)$$

$$\Lambda_{EA} = 0.0826 \text{ pie}^2$$

2.2.2. Determinar RGL_{TP} .

Mediante la ecuación siguiente, obtener el valor de la RGL_{TP} en el pozo al inicio del periodo de cierre.

$$RGL_{TP} = \frac{5.61 \text{ ps (520) (1.15)} \left(\frac{D}{h_1} \cdot 1 \right)}{14.7 (T_w + 460) z} \quad (4.55)$$

Como puede observarse, la ecuación anterior es un caso especial de la Ecuación (4.54).

$$RGL_{TP} = \frac{5.61 (60) (520) (1.15) \left(\frac{7500}{200} \cdot 1 \right)}{14.7 (160 + 460) (0.95)} = 23.2478 (36.5)$$

$$RGL_{TP} = 848.54 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

2.2.3. Obtención de RGL_{TP} mínima.

A continuación se determina el valor de la RGL_{TP} mínima para descargar los líquidos acumulados, a través de las tablas mostradas por Abercrombie (1980) y presentadas en el Apéndice A, o bien de las gráficas obtenidas por Foss y Gaul (1965) presentadas en el Apéndice B.

Si se utilizan las tablas de Abercrombie, se deberá asumir primero que se producirán de 1 a 3 bl. de líquido por ciclo. Posteriormente, se debe localizar la tabla que muestre el diámetro de TP y la presión en la línea de flujo correspondientes a las que se tengan como dato para el pozo en estudio. Una vez realizado lo anterior, se busca el renglón que se refiera a la profundidad correspondiente. En este caso particular, dado que no existe la profundidad exacta, se tendrá que hacer una interpolación, por lo que se seguirá la metodología siguiente:

- Se selecciona el renglón de la profundidad menor inmediata a la profundidad como dato, en este caso 7000 pies.
 - Se anota el volumen requerido por ciclo para acarrear 1 y 3 bl de líquido respectivamente. En este caso son 3.6 y 9.6 miles de pies cúbicos.
- Se obtiene la RGL_{TP} mínima @ 7000 pies con la relación siguiente:

$$RGL_{TPmin} = \frac{Vol_{(3\text{ bl.})} - Vol_{(1\text{ bl.})}}{3 - 1} = \frac{(9.6 - 3.6) \times 10^3}{3 - 1} = 3000 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

- Los tres puntos anteriores se repiten para la profundidad mayor inmediata localizada en las tablas, 8000 pies para nuestro caso específico.

$$1 \text{ bl.} \rightarrow 4.2 \text{ M pies}^3$$

$$3 \text{ bl.} \rightarrow 11.2 \text{ M pies}^3$$

$$RGL_{TPmin(8000)} = \frac{Vol_{(3\text{ bl.})} - Vol_{(1\text{ bl.})}}{3 - 1} = \frac{(11.2 - 4.2) \times 10^3}{3 - 1} = 3500 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

- Por último, se hace una interpolación lineal entre los valores obtenidos (Fig. 4.2), obteniéndose:

$$RGL_{TPmin(7500)} = 3250 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

Por otro lado, si se usan las gráficas de Foss y Gaul, deberá considerarse al igual que en las tablas de Abercombrie, que el bache de líquidos por desalojar está entre 1 y 3 bl, y también deberá localizarse la gráfica que corresponda al diámetro de la TP y la presión en la línea de flujo del problema en particular. A continuación, se entra en las ordenadas de la gráfica adecuada con la profundidad, hasta intersecar las líneas de 1 y 3 bl de bache de líquidos. De las intersecciones correspondientes, se trazan verticales para determinar así el volumen de gas requerido por ciclo en miles de pies cúbicos (MPC). Para este caso específico se tiene que:

$$RGL_{TPmin(7500)} = \frac{Vol_{(3\text{ bl.})} - Vol_{(1\text{ bl.})}}{3 - 1} = \frac{(10.5 - 3.95) \times 10^3}{3 - 1} = 3275 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

$$RGL_{TPmin(7500)} = 3275 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

Como puede observarse, existe una diferencia pequeña en los valores debido a las suposiciones diversas que cada uno de los autores plantea en la metodología para la

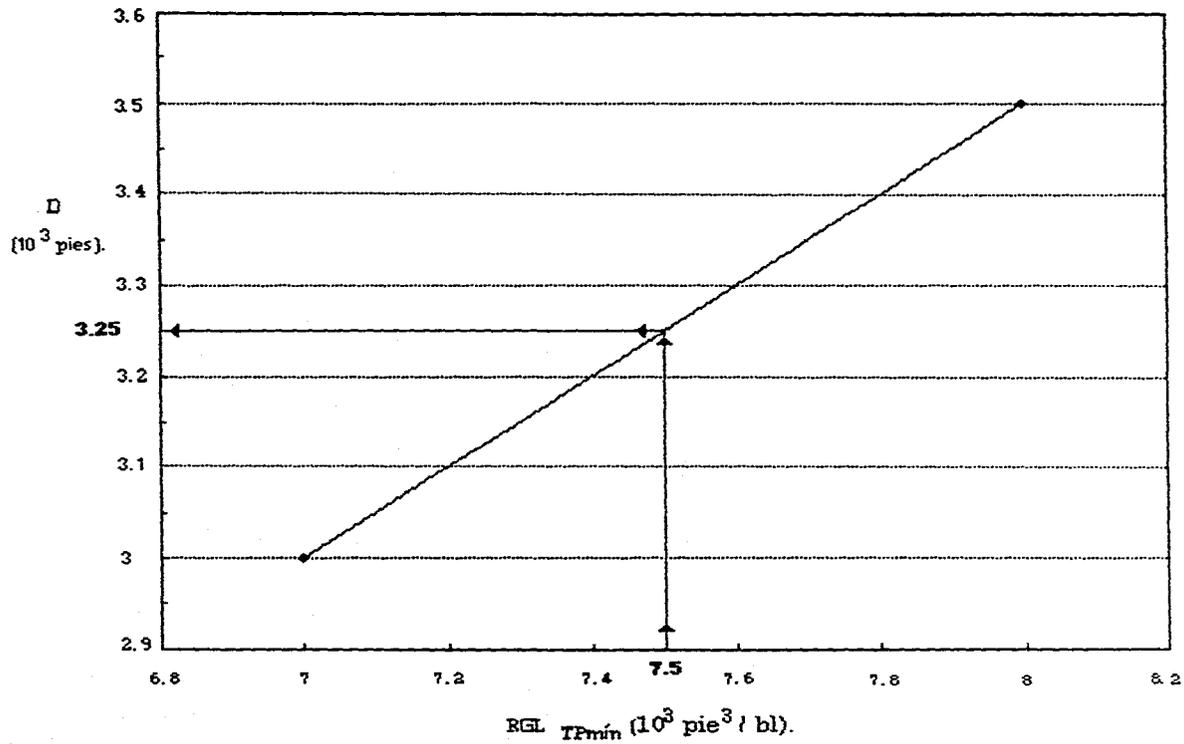


Fig. 4.2. Gráfica para encontrar la $RGL_{TPmín(7500)}$.

obtención de sus resultados. Para este caso, tomaremos el valor obtenido mediante las gráficas, ya que es un valor directo y no el producto de una interpolación. De esta manera, el pozo deberá permanecer cerrado hasta incrementar su RGL_{TP} desde 848 pies³/bl hasta 3275 pies³/bl.

2.2.4. Cálculo de V_{TP} y V_C .

Determinar los volúmenes interiores de la tubería de producción y del espacio anular mediante las fórmulas adecuadas.

$$V_{TP} = A_{TP} (D)$$

$$V_{TP} = 0.0217 (7500) = 162.8 \text{ pies}^3$$

$$V_C = A_{EA} (D)$$

$$V_C = 0.0826 (7500) = 619.5 \text{ pies}^3$$

2.2.5. Obtención de h_2 en función de p_C .

Determinar la relación de h_2 en función de p_C mediante la Ecuación (4.53).

$$h_2 = \frac{(p_C - (ps + h_1 G_L)) (V_{TP} + V_C - h_1 A_{TP})}{\left(\frac{RGL(14.7)}{5.61 (520)} (\bar{T}_w + 460) + p_C \right) (A_{TP} + A_{EA}) - A_{TP} (G_L h_1)}$$

$$h_2 = \frac{(p_C - (60 + (200) 0.4)) (162.8 + 619.5 - (200) 0.0217)}{\left(\frac{40,000 (14.7)}{5.61 (520)} (160 + 460) + p_C \right) (0.0217 + 0.0826) - (0.0217)(0.4) 200}$$

$$h_2 = \frac{(p_C - 140) (777.96)}{((201.5631) (620) + p_C)(0.1043) - (1.736)}$$

$$h_2 = \frac{(p_C - 140) (777.96)}{.1043 (p_C) + 13032.55} \quad (4.56)$$

2.2.6. Cálculo de RGL_{TP} en función de h_2 y p_C .

Mediante la Ecuación (4.54), calcular la relación de la RGL_{TP} en función de p_C y h_2 .

$$RGL_{TP} = \frac{5.61 (p_C - h_1 G_1) (520) (1.15) \left(\frac{D}{h_1 + h_2} - 1 \right)}{14.7 (T_w + 460) z \left(\frac{\Delta EA / \Delta TP}{1 + h_1/h_2} + 1 \right)}$$

$$RGL_{TP} = \frac{5.61 (p_C - 200 (0.4)) (520) (1.15) \left(\frac{7500}{200 + h_2} - 1 \right)}{14.7 (160 + 460) .95 \left(\frac{.0826 / .0217}{1 + 200/h_2} + 1 \right)}$$

$$RGL_{TP} = (0.3875)(p_C - 80) \left(\frac{\frac{7500}{200 + h_2} - 1}{\frac{3.8064}{1 + 200/h_2} + 1} \right) \quad (4.57)$$

2.2.7. Determinación de p_C .

Primero, se supone un valor de p_C y se calculan mediante las Ecuaciones (4.56) y (4.57), los valores de h_2 y RGL_{TP} correspondientes.

$$p_C^{(supuesto)} = 400 \text{ lb/pg}^2$$

$$h_2 = \frac{(400 - 140) (777.96)}{0.1043(400) + 13032.55} = \frac{260 (777.96)}{41.72 + 13032.55}$$

$$h_2 = 15.47 \text{ pies}$$

$$RGL_{TP} = (0.3875) (400 - 80) \left(\frac{\frac{7500}{200 + 15.47} - 1}{\frac{3.8064}{1 + 200/15.47} + 1} \right)$$

$$RGL_{TP} = 3292.34 \text{ pie}^3 / \text{bl}$$

Ya que el valor de RGL_{TP} obtenido es mayor al mínimo requerido (3275 pie^3/bl), se supone un nuevo valor de p_C menor al primero y se realiza el cálculo nuevamente.

$$p_C^{(supuesto)} = 350 \text{ lb/pg}^2$$

$$h_2 = \frac{(350 - 140) (777.96)}{0.1043(350) + 13032.55} = \frac{210 (777.96)}{13069.1}$$

$$h_2 = 12.5 \text{ pies}$$

$$RGL_{TP} = (0.3875) (350 \cdot 80) \left(\frac{\frac{7500}{200 + 12.5} \cdot 1}{3.8064 + 1} \right)$$

$$RGL_{TP} = 2931.42 \text{ pie}^3 / \text{bl}$$

Dado que el nuevo valor de RGL_{TP} es menor a los 3275 pie^3/bl , entonces se procede a hacer una interpolación lineal entre las dos presiones supuestas.

PC	RGL_{TP}
400 lb/pg^2	3292.34 pie^3/bl
X	3275.00 pie^3/bl
350 lb/pg^2	2931.42 pie^3/bl

$$\frac{400 - 350}{3,292.34 - 2931.42} = \frac{400 - X}{3292.34 - 3275}$$

$$\frac{50}{360.92} = \frac{400 - X}{17.34}$$

$$-360 X = -143501$$

$$X = 397.6$$

Por lo tanto:

$$\boxed{PC = 397.6 \text{ lb}/\text{pg}^2}$$

Una vez encontrado el valor de p_C , es necesario determinar el valor correspondiente de h_2 a partir de la Ecuación (4.56), obteniéndose:

$$h_2 = \frac{200402.496}{13074.013}$$

$$h_2 = 15.33 \text{ pies}$$

Por lo tanto, el tamaño del bache total acumulado será de:

$$h_T = h_1 + h_2$$

$$h_T = 200 + 15.33 = 215.33 \text{ pies}$$

donde h_T = longitud total del bache acumulado, pies.

Para finalizar, se concluye que si el pozo se deja fluir por 3° 27', se necesitará que durante el periodo de cierre del mismo, la presión en TR se incremente hasta 397.6 lb/pg², de tal forma de poder elevar los líquidos acumulados desde el fondo hasta la superficie. Adicionalmente a los cálculos desarrollados en esta sección, es necesario repetir en varias ocasiones todos los pasos desde el inciso 2.1.6, de tal manera de tener un mayor número de pares de puntos t_1 contra p_C , y poder probarlos directamente en el pozo, para finalmente poder seleccionar el que aporte el mayor volumen de gas diariamente.

3. PRODUCCIÓN MÁXIMA DE GAS.

El análisis descrito en este capítulo tiene como objetivo determinar el tiempo de flujo necesario para acumular un cierto volumen de líquidos, así como la presión requerida en TR para elevarlos; sin embargo, con esto no se logra optimar la aplicación del émbolo viajero en pozos de gas, ya que los resultados del diseño deben llevarse al campo para determinar por ensaye y error, cual es el que maximiza el volumen diario de gas producido.

El volumen total de gas que aporta un pozo con el émbolo viajero funcionando, es la suma del gas producido durante el periodo de flujo (t_1) más el gas acumulado en el interior de las tuberías de producción y revestimiento durante el periodo de cierre (t_2).

El volumen de gas medido a condiciones estándar para el primer periodo mencionado, puede expresarse en la forma siguiente:

$$V_{GF} = \frac{RGL}{5.61}(h_1 A_{TP}) \quad (4.58)$$

donde V_{GF} = volumen de gas producido durante el periodo de flujo @ c.s., pies³.

Por otro lado, el volumen mencionado pero para el periodo de cierre del pozo, puede determinarse mediante:

$$V_{GC} = \frac{RGL}{5.61}(A_{TP}(h_2) + A_{EA}(h_2)) \quad (4.59)$$

donde V_{GC} = volumen de gas almacenado durante el periodo de cierre @ c.s., pies³.

Sumando las Ecuaciones (4.58) y (4.59) tenemos que:

$$V_{GF+C} = \frac{RGL}{5.61}(h_1 A_{TP}) + \frac{RGL}{5.61}(h_2 A_{TP} + h_2 A_{EA}) \quad (4.60)$$

Si simplificamos la ecuación anterior, nos queda finalmente:

$$V_{GF+C} = \frac{RGL}{5.61}(h_1 A_{TP} + h_2(A_{TP} + A_{EA})) \quad (4.61)$$

donde V_{GF+C} = volumen total de gas producido por cada ciclo del émbolo @ c.s., pies³.

Por último, si dividimos V_{GF+C} por el tiempo transcurrido en un ciclo, obtendremos el parámetro buscado:

$$q_{GT} = \frac{RGL}{5.61}(h_1 A_{TP} + h_2(A_{TP} + A_{EA})) \left(\frac{1}{t_1 + t_2} \right) \quad (4.62)$$

donde q_{GT} = gasto de gas obtenido con el funcionamiento del émbolo @ c.s., pies³/día.

t_1 = tiempo de apertura del pozo, días.

t_2 = tiempo de cierre del pozo, días.

4. OPTIMACIÓN POR ENSAYE Y ERROR DEL DISEÑO DEL ÉMBOLO VIAJERO.

Como se mencionó en la sección pasada de este capítulo, la optimación del diseño aquí expuesta se realiza por ensaye y error, probando en el pozo las combinaciones diferentes de t_1 contra p_C , para posteriormente seleccionar la que provoque que el pozo aporte un mayor volumen diario de gas; sin embargo, no obstante a que esto parece sencillo, es necesario tomar en cuenta los puntos siguientes:

- Si la producción de gas cae drásticamente con el tiempo durante el intervalo t_1 , el periodo de flujo debe ser reducido; si sucede lo contrario, éste puede ser alargado.
- Si el incremento de la presión durante el periodo de cierre es sumamente lento, la única manera de hacer que el tiempo requerido en el intervalo t_2 disminuya, es mantener la cantidad de líquidos que se acumulan en el pozo en los valores más bajos posibles durante el periodo t_1 .
- Recuérdese que el análisis mostrado, se basa en que no hay producción de líquidos excepto cuando el émbolo los impulsa a la superficie; por lo tanto, si el gas durante el periodo de flujo acarrea una cantidad significativa de los líquidos producidos, el intervalo t_1 puede ser extendido sin que se genere un incremento considerable del tamaño del bache de líquidos.

5. CÁLCULOS DEL CICLO DEL ÉMBOLO UTILIZANDO UN MODELO DE YACIMIENTOS.

Debido a que el tiempo requerido para el periodo de cierre del pozo depende de cómo se comporte el yacimiento, es necesario para determinar este segundo periodo, el uso de un modelo para yacimientos de gas; la Tabla 4.3 presenta los resultados generados para el caso de este ejemplo, siendo los datos utilizados del yacimiento los presentados en la Tabla 4.4.

Para el uso del modelo, se simuló que el pozo había producido por 45 días, de tal manera de modelar entonces el ciclo del émbolo; por otra parte, durante el periodo de cierre del pozo, se permitió que la presión se incrementara al valor necesario para elevar los líquidos acumulados de acuerdo al ejemplo ilustrado en este capítulo. En la Tabla 4.3, se presenta una sección para un valor de RGL = 40,000 pies³/bl, tal como en el caso específico del ejemplo; sin embargo, también se muestran otros casos variando este parámetro, además de la permeabilidad.

La Tabla 4.3 muestra la longitud del bache de líquidos acumulados durante cada periodo de flujo del pozo, el tiempo requerido para generar dicho volumen y el tiempo necesario para la acumulación de la presión en TTR. Los resultados mostrados sólo toman en

cuenta aquellos obtenidos después de 10 ciclos simulados del émbolo, esto para lograr una operación estabilizada del pozo.

Tabla 4.3. Resultados del análisis del ciclo del émbolo utilizando un modelo para el yacimiento.

h_1 (lb).	<u>Periodo de flujo.</u>		<u>Periodo de cierre.</u>	
	t_1 (horas).	\bar{p}_{wf} (lb/pg ²).	t_2 (horas).	P_{Cmax} (lb/pg ²).
<u>Caso 1: RGI= 40,000, C= 0.0516 pie³/día/(lb/pg²)².</u>				
0.39	1.8	106	0.25	157
0.68	2.7	124	0.72	250
0.77	3.6	143	1.23	360
0.97	4.5	161	1.81	470
1.16	5.4	180	2.40	574
<u>Caso 2: RGI= 80,000, C= 0.0516 pie³/día/(lb/pg²)².</u>				
0.39	3.61	106	0.201	145
0.68	5.41	124	0.528	222
0.77	7.22	143	0.902	316
0.97	9.03	161	1.368	395
1.16	10.84	180	1.970	986
<u>Caso 3: RGI= 40,000, C= 0.0258 pie³/día/(lb/pg²)².</u>				
0.39	3.61	106	0.444	157
0.68	5.41	124	1.320	250
0.77	7.22	143	2.210	360
0.97	9.03	161	3.960	470
<u>Caso 4: RGI= 40,000, C= 0.0052 pie³/día/(lb/pg²)².</u>				
0.39	16.9	106	2.30	157
0.68	25.3	124	5.76	250
0.77	33.8	143	9.60	360

Tabla 4.4. Datos del yacimiento.

Presión media del yacimiento (p_R), lb/pg ²	2000
Temperatura media del pozo (T_w), °F	160
Porosidad, (fracción)	0.025
Radio del pozo (r_w), pies	0.25
Área (radial), acres	100
Permeabilidad, md	0.093

OPTIMIZACIÓN DEL CICLO DEL ÉMBOLO VIAJERO.

En el capítulo anterior se indicó cómo llevar a cabo el diseño del émbolo viajero aplicado a un pozo de gas, sin embargo éste resulta ser por su naturaleza, poco ingenieril y muy a menudo no óptimo. Estas aseveraciones se realizan, ya que el método de ensaye y error que se utiliza al final del diseño para determinar en campo las condiciones adecuadas del sistema, es poco apropiado técnicamente, además que es un proceso que puede durar desde 3 o más semanas hasta varios meses, ya que es necesario después de probar una combinación de t_1 contra p_c , esperar varios días para determinar el comportamiento del pozo, y así decidir si esa combinación es la adecuada o si se desea probar una nueva. Por otro lado, con el método mencionado no se logra optimizar directamente la operación del émbolo, esto, ya que al encontrarse una combinación de t_1 contra p_c que incremente la producción de gas del pozo considerablemente, comúnmente se elige esa combinación como óptima, sin pensar que existen otras que pueden aumentar la producción de gas, o aún más que pueden maximizarla.

De lo expuesto en el párrafo anterior, puede comprenderse la importancia de encontrar un procedimiento que nos ayude a determinar directamente las condiciones de operación óptimas del émbolo viajero, siendo uno de los métodos ya desarrollados con este propósito, la aplicación de sistemas de cómputo a la operación del pistón.

1. OPTIMIZACIÓN DEL CICLO DEL ÉMBOLO MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE SISTEMAS DE CÓMPUTO (criterio de eficiencia máxima del émbolo).

En 1985 se dio a conocer un estudio acerca de el émbolo viajero, presentándose información obtenida de campo sobre la eficiencia del mismo (Mower, 1985). De este estudio se comprendió que el tipo de émbolo utilizado es muy importante, ya que cada uno de los diferentes sellos que presenta se adecua a las diversas condiciones prevaletientes en el pozo; además de esto, también se comprendió que la eficiencia del sello tiene que ver con la

canalización de gas alrededor del émbolo cuando éste presenta su movimiento ascendente, por lo que mientras más gas se pierda, mayor cantidad de líquidos se resbalarán.

De las conclusiones anteriores resulta obvio determinar la importancia que tiene el eficientar la velocidad de viaje del émbolo, ya que ésta debe ser lo suficientemente grande para minimizar la canalización de gas, pero no demasiado para no dañar el equipo fijo sujeto a los impactos. Por otra parte, la velocidad del émbolo no debe ser demasiado grande, ya que esto indica que el sistema está operando ineficientemente, pues se utiliza mucha más energía que la requerida para hacer el trabajo.

1.1. Optimización por el método de aproximación estándar.

Como se ha venido mencionando, una práctica común para operar los pozos de gas con émbolo viajero instalado, es iniciar el ciclo de éste dejando fluir al pozo por un periodo t_1 , para posteriormente dejar que se acumule un valor determinado de presión en TR. Sin embargo el problema es decidir qué presión y qué tiempo son los correctos; de esta manera la aplicación del método de aproximación estándar, basado en la optimización de la velocidad del émbolo, se vuelve una alternativa viable. Este método consiste en monitorear el tiempo de viaje del émbolo, para posteriormente ajustar la velocidad del mismo hasta que caiga en el rango para el cual se tenga la eficiencia mayor.

El procedimiento de aproximación estándar, supone la existencia de alguien que pueda llevar a cabo el monitoreo periódico y las modificaciones correspondientes, sin embargo y dado que las condiciones en el pozo no cambian en forma regular, es necesario la utilización de personal que pueda realizar el trabajo en forma continua, lo cual resulta ineficiente; de esta manera es necesario incluir sistemas de cómputo que puedan realizar lo anterior.

1.2. Uso de sistemas de cómputo para la aplicación de la aproximación estándar.

El uso de sistemas de cómputo es esencial hoy día para el funcionamiento óptimo de toda industria, por lo que no es de extrañarse que ya se hayan introducido al proceso del émbolo viajero para facilitar su operación.

El objetivo fundamental que se persigue al utilizar sistemas de cómputo, es en nuestro caso, llevar a cabo la aproximación estándar de la misma manera que un técnico lo haría, con la ventaja de que éste puede realizar el trabajo las 24 horas del día y captar cualquier cambio en las condiciones del pozo. El software diseñado para este propósito debe tener la capacidad de monitorear todos y cada uno de los ciclos que presenta el émbolo, además de realizar las modificaciones en caso de ser necesario o simplemente de almacenar la información en caso de no serlo.

El monitoreo que lleva a cabo el software se basa en la utilización del detector magnético, instalado en el lubricador-receptor y cuyo objetivo principal es indicar mediante una señal el arribo del émbolo a la superficie, por lo que la velocidad del émbolo se calcula entonces, conociendo el tiempo en que el pistón viaja desde el fondo de la TP hasta la superficie así como la profundidad de dicha tubería.

La Figura 5.1 muestra las ventanas de operación que sirven para llevar a cabo las modificaciones correspondientes al ciclo del émbolo, de tal manera de lograr obtener la velocidad óptima del mismo. Las ventanas presentes en la figura son tres: la ventana de arribo rápido, la ventana de arribo lento y la ventana de arribo óptimo, que es en la que se busca se encuentre la velocidad del pistón. La ventana de arribo óptimo está limitada por dos líneas, una de tiempo corto y una de tiempo elevado, siendo la primera la que indica la velocidad máxima que debe presentar el émbolo en su viaje ascendente, y la segunda la velocidad mínima que debe emplearse. Las ventanas de arribo lento y rápido se presentan para saber cómo llevar a cabo los ajustes para guiar la velocidad del émbolo hasta la ventana de arribo óptimo. Además de las tres ventanas mencionadas se tiene una zona de no arribo, la cual representa los ciclos en donde el émbolo no llega a la superficie antes de que el tiempo en la ventana de arribo lento haya expirado.

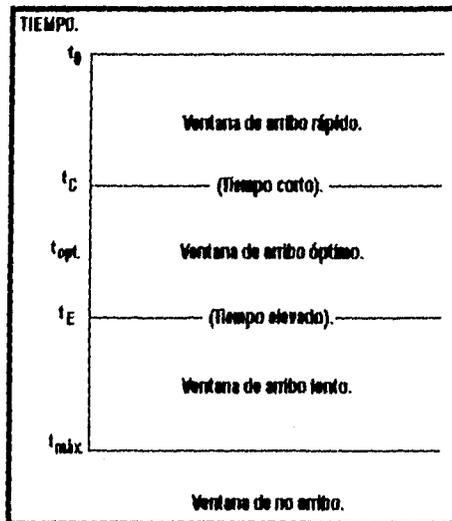


Fig. 5.1. Ventanas de operación del ciclo del émbolo.

Las ventanas de operación (Fig. 5.1) se construyen determinando primeramente el tiempo máximo en el cual el émbolo alcanza a llegar a la superficie ($t_{m\acute{a}x}$); cabe mencionar que la mitad de este tiempo representa la velocidad óptima exacta (t_{opt}), por lo que el tiempo determinado se dividirá en tres períodos para obtener así cada una de las ventanas. Una vez que se tienen las tres ventanas, es necesario disminuir el periodo de velocidad óptimo, de tal manera que éste sea menor a los otros dos y que la velocidad se tenga en un rango menor, lo más cerca posible de t_{opt} .

Una vez que es puesto en funcionamiento el software, éste debe modificar las condiciones operativas del ciclo del émbolo, siendo las variables por modificar el periodo de flujo del pozo y el periodo de cierre del mismo. De esta manera si el émbolo viaja hacia la superficie demasiado lento, esto significa que no tiene la fuerza necesaria para poder elevar el bache de líquidos acumulados, por lo que el bache debe ser de menor tamaño o la presión en TR debe ser mayor. Por otro lado, si el viaje del émbolo es demasiado rápido se presentará el caso contrario. Por último si el émbolo no llega a la superficie, esto significa que el émbolo necesitará mucha más presión para su próximo intento. El criterio que el software utiliza para llevar a cabo la optimización de la velocidad del émbolo es el siguiente (Fig. 5.2):

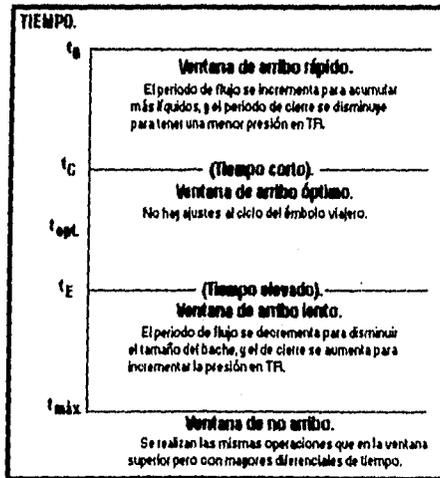


Fig. 5.2. Ajustes para el ciclo del émbolo.

Procedimiento para el arribo rápido del émbolo. Cuando en el pozo se presenta esta condición, es necesario aumentar el periodo de flujo para lograr una mayor acumulación de líquidos y disminuir el de cierre, para tener una menor presión acumulada en la tubería de revestimiento.

Procedimiento para el arribo lento del émbolo. En este caso lo que se procede a realizar, es disminuir el periodo de flujo para tener un menor bache de líquidos acumulados, y aumentar el periodo de cierre, para incrementar la presión en la tubería de revestimiento.

Procedimiento para el no arribo del émbolo. Al presentarse esta situación, es necesario seguir las medidas tomadas en el inciso anterior, con la única diferencia de que la disminución del periodo de flujo y el aumento del periodo de cierre tienen que ser considerablemente mayores.

Generalmente cuando el sistema de cómputo y/o el émbolo viajero son instalados por primera ocasión, el pozo se encuentra trabajando con mucha energía, por lo que en el ciclo inicial el émbolo viajará demasiado rápido; de esta manera, cada vez que el émbolo arribe más rápido que el límite de tiempo corto, el controlador computarizado añadirá tiempo al periodo de flujo y disminuirá el periodo de cierre. Estos cambios continuarán hasta que el émbolo llegue a la ventana de arribo óptimo. Una vez situada la velocidad del émbolo en esta ventana, el controlador no realizará cambios, y solo grabará los tiempos de llegada del pistón.

A medida que se presenta la declinación normal del pozo u ocurre cualquier cambio en las condiciones del mismo tal como las variaciones de presión en la línea de flujo, el controlador comenzará de nuevo a modificar los tiempos de cierre y apertura, para llevar la velocidad del émbolo a la ventana de arribo óptimo. Normalmente cuando se requiere disminuir el periodo de flujo, se hace con una mayor diferencial de tiempo que cuando se incrementa para arribos rápidos, de la misma manera sucede con el periodo de cierre.

Realmente no es necesario realizar cambios tanto al periodo de cierre como al de flujo, por lo que el controlador tiene la opción de variar los parámetros de uno o ambos de ellos a la vez; sin embargo, normalmente se lleva a cabo la variación de los dos tiempos mencionados para lograr la optimización más rápidamente.

1.3. Resultado de pruebas.

Los resultados con este tipo de controladores han sido realmente significativos, ya que las horas-hombre normalmente requeridas para la revisión del pozo disminuyen dramáticamente, además que cualquier cambio en las condiciones del pozo o superficiales

que puedan crear problemas en la operación del émbolo se detectan automáticamente, por lo que se pueden hacer los ajustes apropiados en el momento, reduciendo con esto el tiempo en que la velocidad del émbolo se pueda encontrar fuera de la ventana de arribo óptimo y mejorando por tanto los ritmos de producción.

Las pruebas iniciales realizadas en pozos de gas, se llevaron a cabo tanto en el Sur de Texas como en el Norte de México (Tabla 5.1), eligiéndose estos lugares por presentar pozos con el equipo del émbolo viajero ya instalado. En algunos casos, los pozos ya habían sido supuestamente optimizados, mientras que en otros, el émbolo operaba sin cuidado alguno. Los resultados reflejan incrementos notorios en la producción, no por la instalación del émbolo viajero, sino por la optimización del funcionamiento del mismo.

Tabla 5.1. Resultado de la aplicación de sistemas de cómputo para optimizar el ciclo del émbolo.

Localización.	Producción anterior.		Producción actual.		Cambio. Gas.
	Líquidos.	Gas.	Líquidos.	Gas.	
Sur de Texas.	0.2 bl/día.	120 MPCD.	2 bl/día.	280 MPCD.	+ 133%
	4 bl/día.	180 MPCD.	4 bl/día.	307 MPCD.	+ 104%
	220 MPCD.	480 MPCD.	+ 218%
	310 MPCD.	440 MPCD.	+ 41%
Norte de México.	108 MPCD.	170 MPCD.	+ 57%

2. MÉTODO PROPUESTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL CICLO DEL ÉMBOLO (criterio de producción máxima de gas).

El método de optimización explicado en la sección anterior está basado en los trabajos de Lea (1982) y Mower (1985), y utiliza el criterio de eficiencia máxima del émbolo para lograr la optimización. La ventaja principal de este método es que al ser un sistema de monitoreo continuo, garantiza lograr la optimización del proceso, sin embargo sus principales desventajas son, que al ser un procedimiento por ensayo y error, el proceso puede durar hasta varias semanas, además que puede llegar a ser un sistema costoso por los gastos en la adquisición, operación y mantenimiento del equipo.

De lo explicado en el párrafo anterior, se deduce la necesidad de encontrar un método que evite la utilización de un proceso por ensayo y error, y que por tanto optimice el ciclo del

émbolo desde el primer momento de su instalación, además de que no requiera sistemas costosos. Por otra parte, es necesario que este método utilice otro criterio para la optimización, de tal manera que sus resultados puedan ser comparados con los del método ya explicado, para así decidir cuál es el mejor.

2.1. Desarrollo matemático.

Basándonos en el estudio de Lea (1982), el cual se explicó en el capítulo cuarto, se puede deducir la necesidad de emplear el valor correcto del exponente n en las operaciones del diseño (Ec. 4.1), así como de determinar la duración del periodo de cierre del pozo, ya que esto nos ayudarán a obtener la combinación de tiempos óptimos que maximice la producción de gas. La importancia de no suponer un valor de $n=1$, radica en que esta condición se presenta solo para flujo Darcy o laminar, lo cual muy raramente se tendrá en pozos de gas por las altas velocidades que experimenta este fluido; por otra parte y al ser n un exponente, la suposición de un valor incorrecto puede acarrear errores sumamente grandes.

Adicionalmente a la expresión dada por la Ecuación (4.1), el gasto de gas se puede determinar también a partir de la relación siguiente:

$$q_g = \overline{RGL} (q_L) \quad (5.1)$$

donde \overline{RGL} = relación gas-líquido presente en el pozo, pies³/bl.
 q_L = gasto de líquidos @ c.s., pies³/día.

Sustituyendo la Ecuación (5.1) en la (4.1) tenemos que:

$$q_L = \frac{C}{\overline{RGL}} (p_R^2 \cdot p_{wf}^2)^n \quad (5.2)$$

donde C = constante de la ecuación de presión de fondo, pies³/día/(lb/pg²)².
 p_R = presión media del yacimiento, lb/pg².
 p_{wf} = presión de fondo fluyendo, lb/pg².
 n = exponente de la ecuación de presión de fondo, adim. (0.5 - 1).

El valor de q_L se puede obtener mediante la relación:

$$q_L = \frac{dh_1}{dt_1} \frac{A_{TP}}{5.61} \quad (5.3)$$

donde dt_1 = diferencial de tiempo de apertura del pozo, días.
 dh_1 = diferencial de altura del bache de líquidos acumulado durante dt_1 , pies.
 A_{TP} = área de flujo de la sección transversal de la TP, pies².
5.61 = constante de conversión de pies cúbicos a barriles.

Sustituyendo la Ecuación (5.3) en la (5.2) obtenemos la siguiente relación:

$$\frac{dh_1}{dt_1} = \frac{C (5.61)}{RGL (A_{TP})} (p_R^2 - p_{wf}^2)^n \quad (5.4)$$

Ya que la Ecuación (5.4) es más fácil de resolver utilizando variables adimensionales, tomaremos las ecuaciones para el tiempo y la altura del bache adimensionales definidas por Lea (1982) y mencionadas en el capítulo anterior. Ecuaciones (4.13) y (4.14) respectivamente.

Diferenciando las Ecuaciones (4.13) y (4.14) tenemos respectivamente:

$$dt_D = \frac{C (5.61) G_L (p_R)}{A_{TP} (RGL)} dt_1 \quad (5.5)$$

y

$$dh_D = \frac{G_L}{PR} dh_1 \quad (5.6)$$

donde t_D = tiempo adimensional, adim.
 t_1 = tiempo de apertura del pozo, días.
 G_L = gradiente de presión de los líquidos, lb/pg³/pie.
 h_1 = altura de bache de líquidos acumulado durante el periodo de flujo, pies.
 h_D = altura del bache adimensional, adim.

Dividiendo las Ecuaciones (5.6) y (5.5):

$$\frac{dh_D}{dt_D} = \frac{\Lambda_{TP} (RGL)}{C (5.61) p_R^2} \frac{dh_1}{dt_1} \quad (5.7)$$

Sustituyendo la Ecuación (5.4) en la (5.7):

$$\frac{dh_D}{dt_D} = \frac{1}{p_R^2} (p_R^2 - p_{wf}^2)^n \quad (5.8)$$

Ya que el valor de p_{wf} se puede obtener mediante la expresión:

$$p_{wf} = p_s E(D) + G_L h_1 \quad (5.9)$$

donde $E(D) = e^{\left[\frac{\gamma_g D}{53.34 (T_w + 460)} \right]}$

p_s = presión en la línea de flujo, lb/pg².

γ_g = densidad relativa del gas, adim.

D = profundidad de la TP, pies.

\bar{T}_w = temperatura media del pozo, °F.

Sustituyendo la Ecuación (5.9) en la (5.8), tenemos:

$$\frac{dh_D}{dt_D} = \frac{1}{p_R^2} \left(p_R^2 - (p_s E(D) + G_L h_1)^2 \right)^n \quad (5.10)$$

Por último, sustituyendo la Ecuación (4.14) en la Ecuación (5.10):

$$\frac{dh_D}{dt_D} = \frac{1}{p_R^2} \left(p_R^2 - h_D^2 p_R^2 \right)^n \quad (5.11)$$

Separando las variables de la Ecuación (5.11) e integrando:

$$\int \frac{dh_D}{(-p_R^2 h_D^2 + p_R^2)^n} = \frac{1}{p_R^2} \int dt_D \quad (5.12)$$

Integrando el miembro del lado izquierdo tenemos que:

$$\int \frac{dh_D}{(-p_R^2 h_D^2 + p_R^2)^n} = \frac{1}{2(n-1) p_R^2} \frac{h_D}{(-p_R^2 h_D^2 + p_R^2)^{n-1}} + \frac{2n-3}{2(n-1) p_R^2} \int \frac{dh_D}{(-p_R^2 h_D^2 + p_R^2)^{n-1}} \quad (5.13)$$

Como puede observarse, la solución a la integral expresada en la Ecuación (5.13) es del tipo recurrente, es decir que está en función de la integral misma, variando solamente el valor de n por $n-1$; sin embargo, la solución mencionada solo converge para valores de n mayores a uno, y dado que el valor de n en nuestro caso se encuentra entre $0.5 - 1$, la solución planteada no existe. De esta manera es necesario determinar otro método mediante el cual se pueda involucrar el valor correcto de n para el diseño del émbolo.

2.1.1. Método de aproximación propuesto para determinar el valor de t_1 .

Sustituyendo la Ecuación (5.1) en la (5.3) nos da:

$$q_g = \frac{A_{TP} (RGL)}{5.61} \frac{dh_1}{dt_1} \quad (5.14)$$

Como puede observarse, la Ecuación (5.14) está en función de la variación de h_1 respecto a t_1 y de las constantes A_{TP} y RGL . Por otro lado, q_g presenta por su parte una variación respecto a t_1 , sin embargo en este momento lo consideraremos como constante.

Separando las variables de la Ecuación (5.14) tenemos:

$$dt_1 = \frac{A_{TP} (RGL)}{q_{gm} (5.61)} dh_1 \quad (5.15)$$

Integrando la Ecuación (5.15):

$$t_1 = \frac{A_{TP} (RGL)}{q_{gm} (5.61)} h_1 \quad (5.16)$$

Como puede deducirse, para integrar la Ecuación (5.15) se tiene que considerar a q_g como constante, igual a un promedio que en este caso puede ser aritmético, para el periodo en el cual se acumula la altura del bache h_1 ; sin embargo esto acarrearía errores considerables, por lo que es mejor la utilización de la Ecuación (5.17).

$$\Delta t_1 = \frac{A_{TP} (RGL)}{q_{gm} (5.61)} \Delta h_1 \quad (5.17)$$

Para el caso de la Ecuación (5.17) también deberá obtenerse un valor promedio de q_g , sin embargo a diferencia de la Ecuación (5.16), el valor promedio de q_g se obtendrá durante el periodo en que se acumula Δh_1 , por lo que mientras más pequeño sea su valor más preciso será el de Δt_1 obtenido (Fig. 5.3). Por último, el valor de t_1 buscado será la suma de los Δt_1 calculados hasta que la suma de los Δh_1 sea igual al h_1 correspondiente.

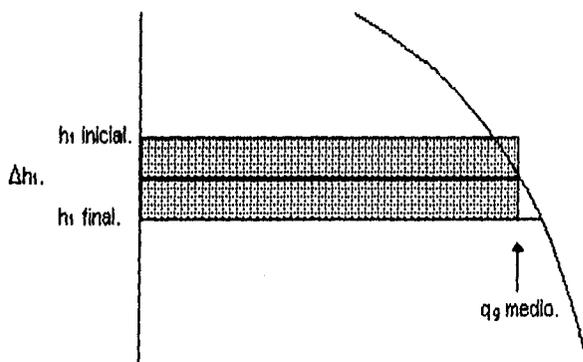


Fig. 5.3. Principio del método de aproximación.

Como es obvio, el método planteado en este inciso es imposible efectuarlo por medio de cálculos manuales, por lo que se requerirá de un programa de cómputo. La subrutina CALCFI incluida en el Apéndice C, muestra el procedimiento que a continuación se mencionará.

El procedimiento para la utilización de la Ecuación (5.17) se ejemplifica con los pasos que enseguida se enumeran:

1. Hacer $h_{1\text{inicial}} = 0$, $\Delta h_1 = 1$ y $t_1 = 0$.
2. Obtener el valor de $pw_{1\text{inicial}}$ con el de $h_{1\text{inicial}}$. Ecuación (5.9).
3. $h_{1\text{final}} = h_{1\text{inicial}} + \Delta h_1$.
4. Obtener el valor de $pw_{1\text{final}}$ con el de $h_{1\text{final}}$. Ecuación (5.9).
5. Calcular el valor de $q_{g1\text{inicial}}$ a partir del $pw_{1\text{inicial}}$. Ecuación (4.1).
6. Calcular el valor de $q_{g1\text{final}}$ a partir del $pw_{1\text{final}}$. Ecuación (4.1).
7. $q_{gm} = (q_{g1\text{inicial}} + q_{g1\text{final}}) / 2$.
8. Determinar el valor de Δt_1 . Ecuación (5.17).
9. $t_1 = t_1 + \Delta t_1$.
10. $h_{1\text{inicial}} = h_{1\text{final}}$.
11. Si $h_{1\text{inicial}} < h_1$ repetir el procedimiento desde el paso 2.
12. Si $h_{1\text{inicial}} \geq h_1$ entonces el valor de t_1 es el correcto.

A manera de comprobación, las tablas siguientes muestran los resultados obtenidos mediante el método de aproximación planteado en esta tesis y el método exacto desarrollado por Lea (1982). En estas tabla se utilizaron diferentes valores de Δh_1 , considerando un valor de $n = 1$ y los datos de la Tabla 4.1, esto para poder llevar a cabo la comparación.

Tabla 5.2. Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 10$ pies) y el método de Lea (1982).

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
100	1.803	1.984	10.03
200	3.611	3.792	5.01
300	5.423	5.605	3.36
400	7.243	7.425	2.51

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
500	9.071	9.254	2.02
600	10.909	11.094	1.70
700	12.769	12.945	1.46
800	14.622	14.809	1.28
900	16.500	16.689	1.15
1000	18.396	18.586	1.03
1100	20.310	20.502	0.95
1200	22.245	22.440	0.88
1300	24.203	24.400	0.81
1400	26.187	26.387	0.76
1500	28.198	28.401	0.72
1600	30.240	30.446	0.68
1700	32.316	32.525	0.65
1800	34.428	34.641	0.62
1900	36.579	36.797	0.59
2000	38.774	38.997	0.56

Tabla 5.3. Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 5$ pies) y el método de Lea (1982).

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
100	1.803	1.894	5.05
200	3.611	3.701	2.49
300	5.423	5.514	1.68
400	7.243	7.334	1.26
500	9.071	9.163	1.01
600	10.909	11.001	0.84
700	12.769	12.852	0.73
800	14.622	14.716	0.64
900	16.500	16.595	0.58

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
1000	18.396	18.491	0.52
1100	20.310	20.406	0.47
1200	22.245	22.342	0.44
1300	24.203	24.302	0.41
1400	26.187	26.287	0.38
1500	28.198	28.300	0.36
1600	30.240	30.343	0.34
1700	32.316	32.420	0.32
1800	34.428	34.534	0.31
1900	36.579	36.688	0.30
2000	38.774	38.885	0.29

Tabla 5.4. Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 1$ pie) y el método de Lea (1982).

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
100	1.803	1.821	0.99
200	3.611	3.629	0.50
300	5.423	5.442	0.35
400	7.243	7.261	0.25
500	9.071	9.089	0.20
600	10.909	10.928	0.17
700	12.759	12.778	0.15
800	14.622	14.641	0.13
900	16.500	16.519	0.12
1000	18.396	18.415	0.10
1100	20.310	20.329	0.09
1200	22.245	22.264	0.09
1300	24.203	24.223	0.08
1400	26.187	26.207	0.08

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
1500	28.198	28.218	0.07
1600	30.240	30.261	0.07
1700	32.316	32.337	0.06
1800	34.428	34.449	0.06
1900	36.579	36.601	0.06
2000	38.774	38.797	0.06

Tabla 5.5. Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación ($\Delta h_1 = 0.5$ pies) y el método de Lea (1982).

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
100	1.803	1.812	0.50
200	3.611	3.620	0.25
300	5.423	5.432	0.17
400	7.243	7.252	0.12
500	9.071	9.080	0.10
600	10.909	10.918	0.08
700	12.759	12.768	0.07
800	14.622	14.632	0.07
900	16.500	16.510	0.06
1000	18.396	18.405	0.05
1100	20.310	20.319	0.04
1200	22.245	22.255	0.04
1300	24.203	24.213	0.04
1400	26.187	26.197	0.04
1500	28.198	28.208	0.04
1600	30.240	30.251	0.04
1700	32.316	32.326	0.03
1800	34.428	34.438	0.03
1900	36.579	36.590	0.03

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

h_1 , pies.	t_1 , horas (Lea).	t_1 , horas (Tesis).	Error, %.
2000	38.774	38.786	0.03

Como es lógico y se observa en las tablas anteriores, a medida que el valor de Δh_1 disminuye, el error del método propuesto disminuye también. Si analizamos más a fondo las Tablas 5.4 y 5.5, podemos deducir que la disminución del error entre ambas es muy pequeña, mientras que por el contrario el tiempo de cómputo se incrementa notablemente, por lo tanto, se tomará como válido el valor de $\Delta h_1 = 1$ pie, ya que con éste se obtienen buenos resultados (error menor al 1%) en un tiempo adecuado. Adicionalmente, en la Tabla 5.5 ($\Delta h_1 = 0.5$ pies) se observa que el error es aproximadamente la mitad del error presentado en la Tabla 5.4 ($\Delta h_1 = 1$ pie), con lo que se comprueba que teóricamente cuando $\Delta h_1 = 0$ el error es nulo.

La ventaja principal del método de aproximación sobre el de Lea, es que en el primero puede hacerse intervenir el valor correcto del exponente n al llevar a cabo el diseño del émbolo.

La Tabla 5.6 muestra la diferencia de los valores de t_1 obtenidos con el método de aproximación para diferentes valores de n . Los datos requeridos se obtuvieron de la Tabla 4.1.

Tabla 5.6. Comparación de los valores de t_1 obtenidos mediante el método de aproximación para diferentes valores de n .

h_1 , pies.	t_1 , horas ($n=1$).	t_1 , horas ($n=0.9$).	t_1 , horas ($n=0.8$).
100	1.821	8.328	38.075
200	3.629	16.589	75.840
300	5.442	24.873	113.696
400	7.261	33.186	151.667
500	9.089	41.533	189.780
600	10.928	49.922	228.060

h_1 , pies.	t_1 , horas ($n=1$).	t_1 , horas ($n=0.9$).	t_1 , horas ($n=0.8$).
700	12.778	58.358	266.535
800	14.641	66.850	305.232
900	16.519	75.403	344.181
1000	18.415	84.026	383.411

Al analizar la Tabla 5.6, es obvio deducir que el error que puede presentarse con la consideración de $n=1$ es excesivamente grande, esto ya que al ser n menor a uno, y manteniendo las demás condiciones del pozo constantes, se disminuirá el gasto de gas así como el de líquidos (Ec. 4.1) por lo que para acumularse una misma cantidad de líquidos se requerirá mucho más tiempo. Por lo anterior se deduce la importancia de tomar el valor de n verdadero y no asumir uno que no lo sea. Es importante resaltar que la diferencia es de tal magnitud ya que al ser n un exponente, a pequeñas variaciones de dicho parámetro se obtendrán grandes variaciones en el resultado.

2.1.2. Otras modificaciones al método de Lea.

Otra de las modificaciones que puede hacerse al método de Lea para su simplificación, es la forma de obtener el valor de h_2 , ya que despejando el valor de p_C de la Ecuación (4.54) tenemos que:

$$p_C = \left(\frac{RGL_{TP\min} (14.7) (\bar{T}_w + 460) z \left(\frac{A_{EA}/A_{TP} + 1}{1 + h_1/h_2} \right)}{5.61 (520) (1.15) \left(\frac{D}{h_1 + h_2} - 1 \right)} \right) + h_1 G_L \quad (5.18)$$

- donde p_C = presión superficial en la tubería de revestimiento, lb/pg².
 $RGL_{TP\min}$ = relación gas-líquido mínima en la TP para descargar el bache, pie³/bl.
 A_{EA} = área de flujo de la sección transversal del espacio anular, pies².
 z = factor de compresibilidad del gas, adim.
14.7 = valor de la presión estándar, lb/pg².
520 = valor de la temperatura estándar, °R.

1.15 = factor introducido por Foss y Gaul para tomar en cuenta el gas que pasa a través del émbolo en su viaje ascendente.

El valor de h_2 se obtiene mediante la Ecuación (4.53). De esta manera el valor de p_c se puede determinar mediante un método iterativo, de tal forma que cuando la Ecuación (5.18) se cumpla, se tendrá el valor correcto de h_2 .

2.1.3. Método de aproximación propuesto para determinar el valor de t_2

Para obtener la ecuación que nos ayude a determinar el valor de t_2 , será necesario hacer un análisis similar al realizado para la determinación de la Ecuación (5.17).

El valor de q_L para el periodo de cierre del pozo, puede obtenerse mediante la expresión:

$$q_L = \frac{dh_2 (A_{TP} + A_{EA})}{dt_2} \quad (5.19) \quad (5.61)$$

donde dt_2 = diferencial de tiempo de cierre del pozo, días.
 dh_2 = altura del bache de líquidos acumulados durante dt_2 , pies.
 A_{EA} = área de flujo de la sección transversal del espacio anular, pies².

Igualando la Ecuación (5.19) con la (5.1) tenemos que:

$$q_g = \frac{RGL (A_{TP} + A_{EA})}{5.61} \frac{dh_2}{dt_2} \quad (5.20)$$

Como se observa, la Ecuación (5.20) está expresada en función de la variación de h_2 respecto a t_2 , y de las constantes RGL, A_{TP} y A_{EA} . El valor de q_g tiene también una variación respecto a t_2 , sin embargo lo consideraremos en este momento constante, tal como lo hicimos en la Ecuación (5.14).

Separando las variables de la Ecuación (5.20) y expresándola en función de incrementos obtenemos la siguiente relación:

$$\Delta t_2 = \frac{RGL (\Lambda_{TP} + \Lambda_{EA}) \Delta h_2}{q_{gm} (5.61)} \quad (5.21)$$

De la Ecuación (5.21) se deduce la necesidad de obtener un valor de q_{gm} = etc. para el periodo en que se acumula el Δh_2 , por lo que se procederá a realizar un proceso similar al explicado en el inciso 2.1.1, y esquematizado en la Figura 5.3:

1. $h_{2inicial} = 0.1$, $\Delta h_2 = 0.1$ y $t_2 = 0$.
2. Obtener el valor de $p_{Cinicial}$ con el $h_{2inicial}$. Ecuación (4.53).
3. Calcular el valor de $pwf_{inicial}$ con el $h_{2inicial}$ y el $p_{Cinicial}$. Ecuación (5.22).
4. $h_{2final} = h_{2inicial} + \Delta h_2$.
5. Determinar el valor de p_{Cfinal} con el h_{2final} . Ecuación (4.53).
6. Obtener el valor de pwf_{final} con el p_{Cfinal} y el h_{2final} . Ecuación (5.22).
7. Calcular el valor de $q_{ginicial}$ a partir del $pwf_{inicial}$. Ecuación (4.1).
8. Determinar el valor de q_{gfinal} a partir del pwf_{final} . Ecuación (4.1).
9. $q_{gm} = (q_{ginicial} + q_{gfinal}) / 2$.
10. Obtener el valor de Δt_2 . Ecuación (5.21).
11. $t_2 = t_2 + \Delta t_2$.
12. $h_{2inicial} = h_{2final}$.
13. Si $h_{2final} < h_2$, repetir el procedimiento desde el paso 2.
14. Si $h_{2final} \geq h_2$, el valor de t_2 es el correcto.

Como puede observarse, el método de aproximación para determinar el valor de t_2 es imposible efectuarlo por medio de cálculos manuales, por lo que se requerirá de un programa de cómputo como el mostrado en el Apéndice C. La subrutina CALCT2 muestra los pasos a seguir para la obtención de t_2 . Cabe mencionar que mientras menor sea el valor de Δh_2 mejor será la aproximación del valor resultante respecto al valor real.

La Ecuación (5.22) sirve para obtener el valor de pwf durante el periodo de cierre.

$$pwf = p_C E(X) + h_2 G_1 \quad (5.22)$$

Por otro lado y para complementar el diseño es necesario determinar la velocidad de ascenso del émbolo, velocidad que se puede obtener mediante la ecuación siguiente (Solesa, 1995).

$$V_{a_e} = 9842.5 \left(\sqrt[3]{S} \sqrt[3]{\frac{10^3}{h_1 \rho_1}} \right) \quad (5.23)$$

donde V_{a_e} = velocidad media de ascenso del émbolo, pies/min.
 S = distancia entre la pared interior de la TP y el émbolo, m. (0.002).
 ρ_1 = densidad de los líquidos, kg/m³.
 h_1 = altura del bache de líquidos acumulados durante el periodo de flujo, m.

Además de las expresiones matemáticas desarrolladas en este inciso, es necesario determinar aquéllas que nos permitan obtener los gastos de gas y de líquidos para las diferentes combinaciones de t_1 contra t_2 . El gasto de gas por una parte, puede obtenerse mediante la Ecuación (4.62) planteada en el capítulo anterior, mientras que el gasto de líquidos se determina mediante la ecuación siguiente:

$$q_{LT} = ((h_1 + h_2)A_{TP} + h_2(A_{EA})) / (t_1 + t_2) \quad (5.24)$$

donde q_{LT} = gasto de líquidos obtenido por la aplicación del émbolo, bl/día.

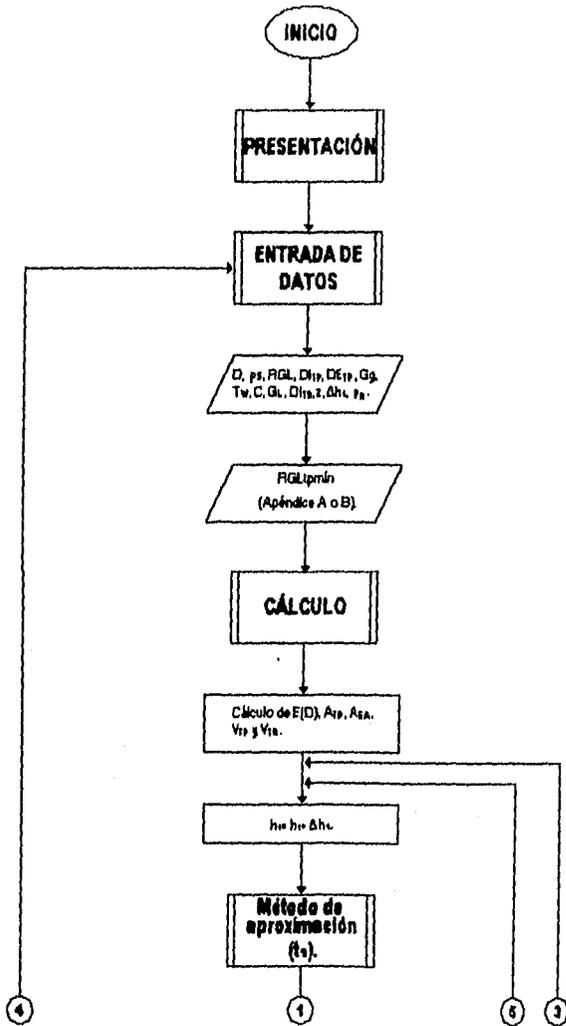
2.2. Metodología para la realización del diseño.

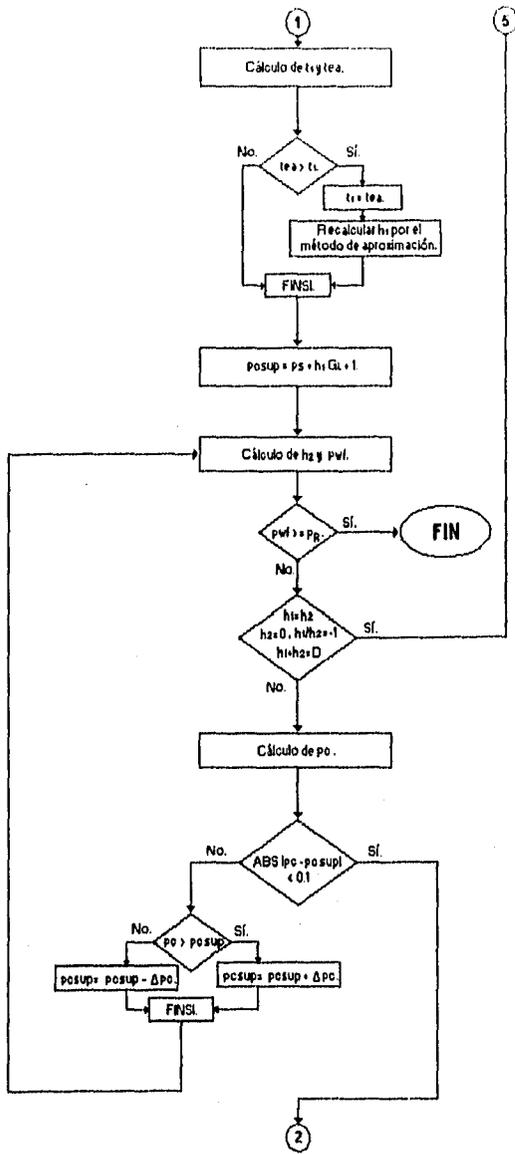
Una vez desarrollado el procedimiento matemático, es necesario explicar la metodología para la aplicación del diseño, por lo que la meta principal de este inciso es lograr el objetivo mencionado a través de los pasos que se enumeran a continuación:

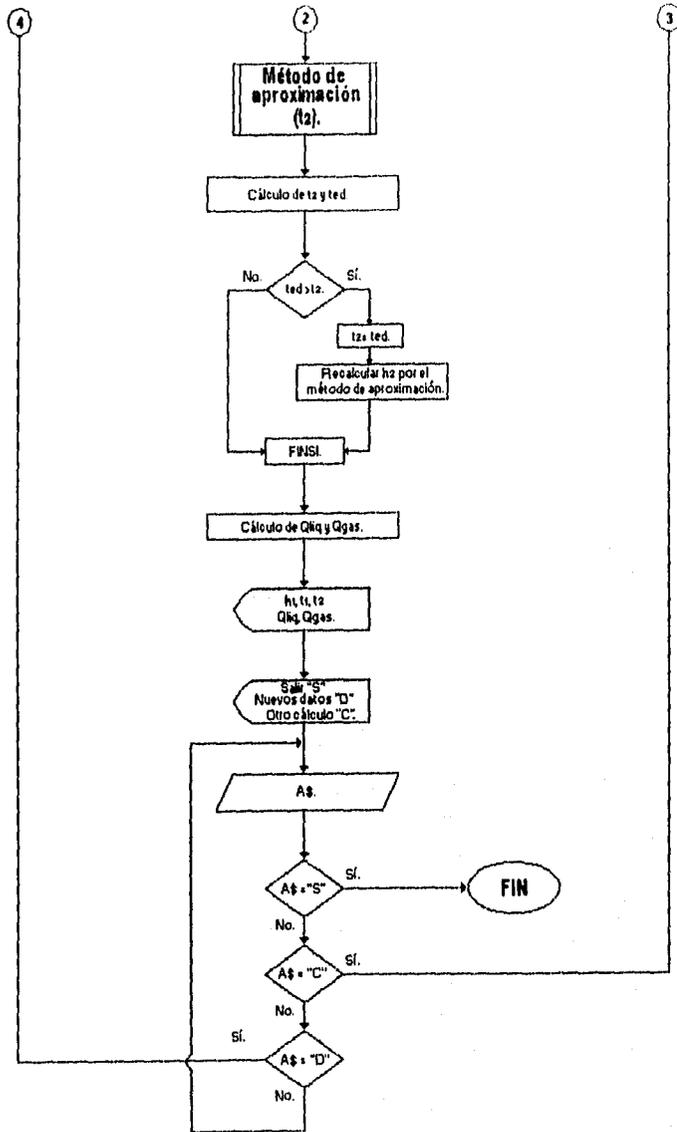
1. Recopilar la información necesaria.
2. Determinar el valor de RGL_{TPmin} a través de los Apéndices A o B de esta tesis.
3. Calcular los valores de $E(D)$, A_{TP} , A_{EA} , V_{TP} y V_{TR} .
4. Suponer un valor de h_1 mayor que cero.
5. Mediante el método de aproximación propuesto, determinar el valor de t_1 .

6. Determinar el tiempo en que el émbolo viaja desde el fondo del pozo hasta la superficie (t_{0a}) a través de la Ecuación (5.23).
7. Comparar los valores de t_1 y t_{0a} . Si $t_1 < t_{0a}$, entonces $t_1 = t_{0a}$. Lo anterior se realiza ya que el tiempo mínimo de apertura del pozo, es el tiempo en que el émbolo tarda en viajar desde el fondo de la TP hasta la superficie.
8. En caso de que t_1 haya sido menor a t_{0a} , repetir el método de aproximación y encontrar el valor verdadero de h_1 a partir del nuevo t_1 .
9. Suponer un valor de presión superficial en TR ($p_{C^{sup}}$).
10. Calcular el valor de h_2 mediante la Ecuación (4.53).
11. Obtener el valor de pwf a través de la Ecuación: $pwf = p_s E(D) + G_L(h_1 + h_2)$.
12. Comparar los valores de pwf y p_R . Si $pwf \geq p_R$, el cálculo termina.
13. Comparar los valores de h_1 y h_2 . Si $h_2 = h_1$, o $h_2 = 0$, o $h_1/h_2 = -1$, o $h_1 + h_2 = D$; entonces regresar al paso 4.
14. Determinar el valor de p_C con la Ecuación (5.18).
15. Comparar los valores de $p_{C^{sup}}$ y p_C .
16. Si la diferencia es mayor a un rango establecido y si $p_C > p_{C^{sup}}$, entonces incrementar el valor de $p_{C^{sup}}$ y repetir el procedimiento desde el paso 10. Si $p_C < p_{C^{sup}}$, entonces disminuir el valor de $p_{C^{sup}}$ y regresar al paso 10.
17. Si la diferencia entre $p_{C^{sup}}$ y p_C es menor al rango establecido, el valor de h_2 encontrado es el correcto.
18. Mediante el método de aproximación propuesto determinar el valor de t_2 .
19. Obtener mediante las velocidades de descenso del émbolo de 2000 pies/min. en gas y de 172 pies/min. en líquidos (Foss, 1965), el tiempo que tarda el émbolo en llegar desde la superficie hasta el fondo de la TP (t_{0a}).
20. Comparar los valores de t_2 y t_{0a} .
21. Si $t_{0a} > t_2$ entonces $t_2 = t_{0a}$, y ya que el valor de h_2 encontrado no es el correcto, se procede a repetir el método de aproximación para determinar el valor de h_2 a partir del nuevo t_2 .
22. Determinar los gastos de líquidos y gas obtenidos con la aplicación del émbolo viajero a través de las Ecuaciones (4.62) y (5.24) respectivamente.
23. Repetir el procedimiento desde el paso 4 tantas veces como combinaciones de t_1 contra t_2 se deseen.
24. Seleccionar la combinación de t_1 contra t_2 que maximice la producción de gas.

El diagrama de flujo mostrado a continuación, resume la metodología planteada y sirve como base para el desarrollo de programas de cómputo que faciliten el proceso; tal es el caso del programa mostrado en el Apéndice C y realizado en lenguaje Quick-Basic.







2.3. Resultados del método propuesto.

De la aplicación del programa de cómputo mostrado en el Apéndice C y de los datos de la Tabla 4.1 se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación.

En las Figuras 5.4 y 5.5, se observan tanto la pantalla de presentación como la de entrada de datos.



Fig. 5.4. Pantalla de presentación del programa de cómputo.

Como se observa en la figura siguiente (Fig. 5.5), el incremento del bache inicial en el diseño es de 50 pies, por lo que en la tabla de resultados solo se observan valores de h_1 múltiplos de 50.

ENTRADA DE DATOS PARA EL PROGRAMA	
Fl. cálculo.	
Profundidad de la TP (pies):	7800
Presión en la línea de flujo (psi):	60
Relación gas-líquido del pozo (pie ³ /bl):	40,000
Diámetro interior de la TP (pg):	1.995
Diámetro exterior de la TP (pg):	2.575
Densidad relativa del gas (adim):	0.6
Presión media del yacimiento (psi):	2,000
Temperatura media del pozo (°F):	160
Valor de C de la ecuación de Fetkovich (pie ³ /día/psi ²):	0.0516
Valor de n de la ecuación de Fetkovich (adim):	0.95
Gradiente de presión de los líquidos (psi/pie):	0.4
Diámetro interior de la TR (pg):	4.56
Factor de desviación del gas (adim):	0.95
RGLtpmín. Apéndice A o B (pie ³ /bl):	3,275
Incremento del bache inicial de líquidos (pies):	50
Flechas verticales para posicionarse:	Enter - Teclar valor - Enter

Fig. 5.5. Pantalla de entrada de datos para el programa de cómputo.

Tabla 5.7. Resultados del ejemplo cuyos datos se muestran en la Figura 5.5.

h ₁ , pies.	t ₁ , horas.	t ₂ , horas.	Q _{liq} , bl/día.	Q _{gas} , pie ³ /día.
50	.919	.068	5.05	202,145
100	1.821	.416	5.10	204,135
150	2.724	.874	5.11	204,194
200	3.629	1.359	5.09	203,711
250	4.534	1.865	5.06	202,755
300	5.442	2.406	5.04	201,447
350	6.350	2.993	5.00	199,674
400	7.261	3.642	4.94	197,409

h_1 , pies.	t_1 , horas.	t_2 , horas.	Qliq, bl/dia.	Qgas, pie/día.
450	8.174	4.372	4.86	194,518
500	9.089	5.219	4.77	190,806
550	10.007	6.249	4.65	185,946
600	10.928	7.562	4.48	179,377
650	11.851	9.412	4.25	169,884
700	12.778	12.692	3.84	153,530

De la Tabla 5.7 puede observarse que el cálculo se detiene para 700 pies de altura del bache inicial, esto ya que para valores mayores, el periodo de cierre del pozo por más largo que éste sea, no será suficiente para acumular la presión requerida de tal manera de acarrear el total del bache acumulado. De la tabla, también se puede determinar lo que se mencionó con anterioridad en este capítulo, y es que solo se utilizará la zona de tiempos cortos para el diseño.

La graficación de los resultados de la Tabla 5.7 se esquematiza en la Figura 5.6.

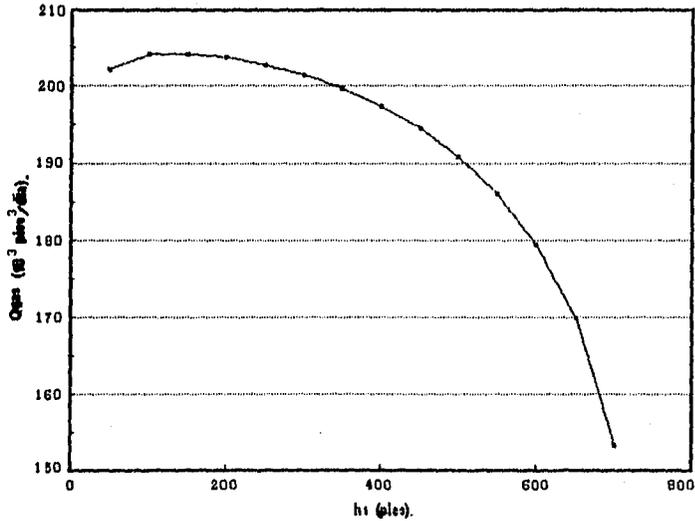


Fig. 5.6. Gráfica de h_1 contra Q_{gas} .

De la Figura 5.6 puede deducirse la existencia de un punto de gasto máximo de gas para un cierto valor de h_1 , al cual le corresponde como puede observarse en la Tabla 5.7, una combinación de t_1 contra t_2 . En el caso específico del problema mostrado se observa que el valor de h_1 es de aproximadamente 150 pies, por lo que se procederá a correr una vez más el programa, pero ahora con un incremento del bache inicial de líquidos de 10 pies.

Tabla 5.8. Resultados del diseño para incrementos de h_1 de 10 pies.

h_1 , pies.	t_1 , horas.	t_2 , horas.	Q_{liq} , bl/día.	Q_{gas} , pie ³ /día.
10	0.198	0.068	4.788	191,505
20	0.378	0.068	4.935	197,410
30	0.559	0.068	4.998	199,906
40	0.739	0.068	5.032	201,280
50	0.919	0.068	5.054	202,145
60	1.100	0.073	5.069	202,752
70	1.280	0.145	5.083	203,328
80	1.460	0.234	5.093	203,738
90	1.641	0.328	5.098	203,931
100	1.821	0.416	5.103	204,135
110	2.002	0.505	5.105	204,204
120	2.183	0.600	5.106	204,239
130	2.363	0.689	5.106	204,247
140	2.544	0.784	5.106	204,230
150	2.724	0.874	5.105	204,194
160	2.905	0.970	5.103	204,137
170	3.086	1.067	5.102	204,063

De la Tabla 5.8 se puede observar que para el ejemplo en particular, la combinación de t_1 contra t_2 que maximiza la producción de gas, es 2.36 horas de flujo por 0.69 horas de cierre.

2.4. Análisis de resultados.

En la Tabla 5.7 se puede observar que para diversos valores de h_1 se obtienen diferentes gastos medios de gas, siendo esta variación máxima de hasta 51,000 pies cúbicos diarios de dicho fluido, por lo tanto de aquí la importancia de la optimización del proceso del émbolo.

Una vez planteado el principio de operación de los controladores computarizados, así como el procedimiento para la utilización del método mostrado en esta tesis, es necesario llevar a cabo un estudio comparativo técnico-económico entre ambos, de tal manera de poder seleccionar el que sea más conveniente. Para realizar este estudio, es importante tomar en cuenta que los criterios utilizados por ambos métodos para optimizar el funcionamiento del émbolo, son distintos; por un lado, los controladores garantizan el utilizar el equipo del émbolo durante el mayor tiempo posible, ya que se basan en el criterio de máxima eficiencia del émbolo, lo que significa que éste realizará el menor número de viajes para acarrear el máximo de líquidos acumulados; sin embargo por el otro, el método propuesto en esta tesis garantiza el obtener la mayor producción de gas, sin importar que el émbolo acarree o no la mayor cantidad de líquidos presentes, lo cual tendrá por consecuencia un mayor número de viajes del émbolo por día.

De lo explicado en el párrafo anterior se puede deducir que si la producción de gas generado por el método de esta tesis, es considerablemente mayor al generado por los controladores electrónicos, de tal manera que este incremento de gas pueda pagar y por mucho los gastos inherentes a la mayor utilización del émbolo, el criterio de máxima producción de gas es el correcto técnica y económicamente.

De la Tabla de resultados (5.8) puede observarse también, que para valores de h_1 igual a 130 y 160 pies, se tiene una producción de 110 pies cúbicos diarios mayor para el primer valor, sin embargo como puede observarse, el ciclo del émbolo para éste durará menos tiempo, y por tanto la vida del equipo será menor, de aquí que sea necesario realizar un análisis económico adjunto al técnico, de tal manera de determinar la combinación de t_1 contra t_2 que no solo aporte la mayor producción de gas sino que también reditúe el mayor beneficio económico.

6

CONCLUSIONES.

El propósito principal de esta tesis ha sido el llevar a cabo la optimización del ciclo del émbolo aplicado a pozos de gas, de tal manera de que su producción sea máxima al costo más bajo.

Las conclusiones que se desprenden del desarrollo de este trabajo son de dos tipos principalmente; las que son del orden general, y aquellas del orden técnico específico relacionadas con el émbolo viajero.

Dentro de las conclusiones de tipo general se tienen las siguientes:

1. La optimización dentro de toda industria y dentro de cualquier proceso, debe tomarse en cuenta como una vía factible para el incremento de la productividad, esto debido a los costos relativamente bajos y a los buenos resultados que puede obtenerse con ésta, en comparación con otros caminos como la innovación misma.
2. El concepto de optimización como método preferencial respecto a la innovación, no es una mentalidad de rezago sino de rentabilidad. Sin embargo cuando la optimización está concluida, es necesario siempre que se demuestre la mejoría técnica y económica, la innovación como paso siguiente e indispensable.
3. La optimización de los procesos y organizaciones no es una tarea fácil, sin embargo el punto clave para realizarla, es el conocimiento excelente de lo que se requiere optimizar, así como una mentalidad emprendedora.

Por otro lado, las conclusiones de tipo técnico son:

4. El émbolo viajero, mal clasificado como sistema artificial de producción ya que no suministra ningún tipo de energía al pozo, puede incluirse dentro de una nueva sección de herramientas que denominaremos como optimizadoras del flujo; herramientas que tendrán que tomar gran auge aun sobre los sistemas artificiales de producción, debido a ser menos costosos e igualmente exitosos técnicamente.
5. La acumulación de líquidos en el fondo del pozo es un problema que afecta severamente a los pozos de gas, por lo que deberá dársele una solución efectiva tanto técnica como económica, existiendo para esto los ya mencionados optimizadores de flujo o bien los sistemas artificiales.
6. El método de aproximación planteado en esta tesis para determinar el valor de t_1 , es una alternativa factible al método de Lea, ya que el error para fines de diseño es menor al 1%, además que tiene la ventaja de poder involucrar el valor de n correcto.
7. El procedimiento sugerido en este trabajo para obtener el valor de t_2 es de suma importancia, ya que con éste se puede establecer una base comparativa de tal manera de determinar los tiempos de cierre y flujo que maximicen la producción.
8. De las tablas de resultados puede concluirse la relevancia de llevar a cabo la optimización del émbolo, ya que un émbolo mal empleado puede hacer que el pozo produzca con gastos por debajo del máximo, e incluso puede llegar a restringir su flujo.
9. Las principales ventajas que el método de optimización propuesto en esta tesis tiene sobre los demás métodos, son; en primer término, la no-utilización de controladores electrónicos de presión y de sistemas de cómputo, con lo cual se minimizan los costos en la adquisición del equipo así como en la operación y mantenimiento del mismo. Por otro lado se evita el uso de métodos de ensayo y error, eliminando así la ineficacia que éstos suelen presentar.
10. Es importante que el método de optimización planteado en esta tesis sea acompañado de un estudio económico, de tal manera de poder seleccionar la combinación de

tiempos que no solo maximice la producción, sino que también lo haga con las ganancias.

NOMENCLATURA

a	=	aceleración sobre la partícula, pies/seg ² .
A	=	área de la sección transversal del conducto por el cual fluye el gas, pies ² .
A _{EA}	=	área de flujo de la sección transversal del espacio anular, pies ² .
A _{TP}	=	área de flujo de la sección transversal de la TP, pies ² .
C	=	constante de la ecuación de presión de fondo, pies ³ /día/(lb/peg ²) ² .
C _d	=	coeficiente de arrastre adimensional.
D	=	profundidad de la TP, pies.
dh ₁	=	diferencial de altura del bache de líquidos acumulado durante dt ₁ , pies.
d ₁	=	diámetro de las gotas de líquido, pies.
d _{1 máx.}	=	diámetro máximo de la gota de líquido, pies.
d _p	=	diámetro de la partícula, pies.
dh ₂	=	altura del bache de líquidos acumulados durante dt ₂ , pies.
dt ₁	=	diferencial de tiempo de apertura del pozo, días.
dt ₂	=	diferencial de tiempo de cierre del pozo, días.
g	=	aceleración gravitacional, pies/seg ² .
G _L	=	gradiente de presión de los líquidos en el fondo del pozo, lb/peg ² /pie.
h _D	=	altura del bache adimensional, adim.
h _T	=	longitud total del bache acumulado, pies.
h ₁	=	altura de los líquidos acumulados en el tiempo t ₁ , pies, m.
h ₂	=	incremento del bache de líquido en el fondo del pozo @ t _c , pies.
m	=	masa, mole-lb.
n	=	exponente adimensional de la ecuación para v _t .
n	=	exponente de la ecuación de presión de fondo, adim. (0.5 - 1).
p	=	presión, lb/peg ² .
p	=	presión en la cabeza del pozo, lb/peg ² abs.
p _C	=	presión superficial en la TR al final del periodo de cierre, lb/peg ² .
p̄ _{C1}	=	presión media en la TR al inicio del periodo de cierre, lb/peg ² .
p̄ _{C2}	=	presión media en la TR al final del periodo de cierre, lb/peg ² .

p_R	=	presión media del yacimiento, lb/pg ² .
p_s	=	presión en la línea de flujo, lb/pg ² .
p_{st}	=	presión estándar, lb/pg ² .
\bar{p}_{T1}	=	presión media en la TP al inicio del periodo de cierre, lb/pg ² .
\bar{p}_{T2}	=	presión media en la TP al final del periodo de cierre, lb/pg ² .
p_{wf}	=	presión de fondo fluyendo, lb/pg ² .
q_g	=	gasto mínimo de gas para mantener descargado el pozo, 10 ⁶ pies ³ /día.
q_g	=	gasto de gas @ c.s., pies ³ /día.
q_{GT}	=	gasto de gas obtenido con el funcionamiento del émbolo @ c.s., pies ³ /día.
q_L	=	gasto de líquidos @ c.s., bl/día.
$q_{L,T}$	=	gasto de líquidos obtenido por la aplicación del émbolo, bl/día.
R	=	constante del gas, lb/pg ² (pies ³) / mole-lb (°R).
RGL	=	relación gas-líquido presente en el pozo, pies ³ /barril.
RGL_{TP}	=	relación gas-líquido residente en la TP durante el cierre del pozo, pie ³ /bl.
RGL_{TPmin}	=	relación gas-líquido mínima en la TP para descargar el bache, pie ³ /bl.
S	=	distancia entre la pared interior de la TP y el émbolo, m. (0.002).
T	=	temperatura, °R.
T	=	temperatura en la cabeza del pozo, °R.
t_c	=	tiempo cualquiera medido a partir del cierre del pozo, días.
t_D	=	tiempo adimensional, adim.
T_{st}	=	temperatura estándar, °R.
\bar{T}_w	=	temperatura media del pozo, °F.
t_1	=	tiempo de apertura del pozo en que se acumula el bache h_1 , días.
t_2	=	tiempo de cierre del pozo, días.
V	=	volumen, pies ³ .
V_{a_e}	=	velocidad media de ascenso del émbolo, pies/min.
V_C	=	volumen del espacio anular, pies ³ .
V_{C2}	=	volumen de gas en la TR al final del periodo de cierre @ c.f., pies ³ .
v_g	=	velocidad de gas mínima para mantener descargado el pozo, pies/seg.
V_{GC}	=	volumen de gas almacenado durante el periodo de cierre @ c.s., pies ³ .
V_{GF}	=	volumen de gas producido durante el periodo de flujo @ c.s., pies ³ .
V_{GF+C}	=	volumen total de gas producido por cada ciclo del émbolo @ c.s., pies ³ .
V_{GT}	=	volumen de gas en el pozo al final del periodo de cierre @ c.s., pies ³ .
V_{G1}	=	volumen de gas en el pozo al principio del periodo de cierre @ c.s., pies ³ .
V_{G2}	=	incremento del volumen del gas en el pozo @ t_c y c.s., pies ³ .

V_{SC1}	=	volumen de gas en la TR al inicio del periodo de cierre @ c.s., pies ³ .
V_{SC2}	=	volumen de gas en la TR al final del periodo de cierre @ c.s., pies ³ .
V_{SP1}	=	volumen de gas en la TP al inicio del periodo de cierre @ c.s., pies ³ .
V_{SP2}	=	volumen de gas en la TP al final del periodo de cierre @ c.s., pies ³ .
v_t	=	velocidad de asentamiento terminal de la partícula, pies/seg.
V_{TP}	=	volumen interior de la longitud total de la TP, pies ³ .
V_{T1}	=	volumen de gas en la TP por encima del bache de líquidos h_1 , pies ³ .
V_{T2}	=	volumen de gas en la TP al final del periodo de cierre @ c.f., pies ³ .
z	=	factor de compresibilidad del gas, adim.
z_C	=	factor de desviación del gas @ \bar{p}_{C1} y \bar{T}_w , adim.
z_T	=	factor de desviación del gas @ \bar{p}_{T1} y \bar{T}_w , adim.
γ_g	=	densidad relativa del gas, adim.
μ_g	=	viscosidad del fluido en el cual la partícula está cayendo, lbm/pie-seg.
ρ_R	=	densidad del fluido a través del cual la partícula está cayendo, lbm/pie ³ .
ρ_l	=	densidad del líquido presente en el pozo, lbm/pie ³ , kg/m ³ .
ρ_p	=	densidad de la partícula, lbm/pie ³ .
σ	=	tensión superficial, lbm/pie.

REFERENCIAS

- Abercombie, B., 1980. *Plunger Lift, The Technology of Artificial Lift Methods*, K.E. Brown (ed.), Petroleum Publishing, Tulsa, Oklahoma.
- Beauregard, E. y Ferguson, P.L., 1981. *Introduction to Plunger Lift: Applications, Advantages and Limitations*, Southwestern Petroleum Short Course Association, Lubbock, Texas.
- Duggan, J.O., 1961. *Estimating Flow Rates Required to Keep Gas Wells Unloaded*, Journal of Petroleum Technology, No. 12.
- Foss, D.L. y Gaul, R.B., 1965. *Plunger Lift Performance Criteria with Operating Experience - Ventura Avenue Field*, API Drilling and Production Practice.
- Hacksma, J.D., 1972. *Users' Guide to Predicting Plunger Lift Performance*, Southwestern Petroleum Short Course Association, Lubbock, Texas.
- Kumar, S., 1987. *Gas Production Engineering*, Contributions in Petroleum Geology and Engineering Series, vol.4, Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Lapple, C.E., 1984. *Chemical Engineers' Handbook*, Green (eds.), McGraw-Hill Books Co., Inc., New York, New York.
- Lea, J.F., 1982. *Dynamic Analysis of Plunger Lift Operations*, Journal of Petroleum Technology, vol. 34, No. 11, Richardson, Texas.
- Lisbon, T.N. y Henry, J.R., 1980. *Case Histories: Identification of a Remedial Action for Liquid Loading in Gas Wells - Intermediate Shelf Gas Play*, Journal of Petroleum Technology, No. 4.

Massey, B.S., 1979. *Mecánica de Fluidos*, Compañía Editorial Continental, S.A., México, D.F.

Mower, L.N., Lea, J.F., Beauregard, E. y Ferguson, P.L., 1985. *Defining the Characteristics and Performance of Gas-Lift Plungers*, SPE Paper # 14344.

Solesa, M., 1995. *Intermittent Gas and Plunger Lift Design and Optimization*, curso presentado por el Instituto Mexicano del Petróleo, Villahermosa, Tabasco.

Turner, R.G., Hubbard, M.G. y Dukler, A.E., 1977. *Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells*, SPE, Reprint Series, Gas Technology, vol. II, No. 13, Dallas, Texas.

APÉNDICE A.

TABLAS DE ABERCOMBRIE* PARA DETERMINAR EL VALOR DE $R_{GI,TP}$ MÍNIMA.

* Abercombrie (1980).

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.375 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 0 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	.8	.8	.7	.7	.7	.7
	MPC	.4	.8	1.0	1.4	1.7	2.2
3000	RGL	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	MPC	.6	1.2	1.7	2.2	2.8	3.4
4000	RGL	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5
	MPC	.8	1.6	2.2	3.0	3.8	4.7
5000	RGL	2.2	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	MPC	1.1	2.0	2.8	3.8	5.0	6.1
6000	RGL	2.6	2.4	2.4	2.8	2.4	2.4
	MPC	1.3	2.4	3.5	5.6	6.0	7.4
7000	RGL	3.2	2.9	2.8	2.8	2.8	2.8
	MPC	1.6	2.9	4.2	5.6	7.2	8.7
8000	RGL	3.5	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
	MPC	1.7	3.3	4.8	6.5	8.3	10.2
9000	RGL	4.2	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9
	MPC	2.1	3.8	5.6	7.5	9.6	11.7
10 000	RGL	4.6	4.4	4.2	4.3	4.4	4.4
	MPC	2.3	4.4	6.3	8.5	10.8	13.2
11 000	RGL	5.2	4.9	4.8	4.8	4.9	4.9
	MPC	2.6	4.9	7.2	9.5	12.1	14.7
12 000	RGL	5.6	5.5	5.4	5.4	5.4	5.5
	MPC	2.8	5.5	8.0	10.6	13.5	16.5

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10³ pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10³ pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.375 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 30 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	.8	.8	.8	.8	.8	.8
	MPC	.4	.8	1.2	1.6	2.0	2.4
3000	RGL	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2
	MPC	.7	1.3	1.8	2.5	3.0	3.7
4000	RGL	2.0	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7
	MPC	1.0	1.8	2.6	3.3	4.1	5.0
5000	RGL	2.6	2.2	2.2	2.2	2.1	2.1
	MPC	1.3	2.2	3.3	4.3	5.3	6.4
6000	RGL	3.2	2.8	2.7	2.6	2.6	2.6
	MPC	1.6	2.8	4.0	5.2	6.5	7.8
7000	RGL	3.8	3.3	3.2	3.1	3.1	3.1
	MPC	1.9	3.3	4.7	6.2	7.6	9.3
8000	RGL	4.4	3.8	3.7	3.6	3.6	3.6
	MPC	2.2	3.8	5.5	7.2	8.8	10.6
9000	RGL	5.2	4.4	4.2	4.2	4.1	4.1
	MPC	2.6	4.4	6.3	8.3	10.2	12.2
10 000	RGL	5.8	5.0	4.8	4.7	4.6	4.6
	MPC	2.9	5.0	7.2	9.3	11.5	13.8
11 000	RGL	6.6	5.6	5.4	5.3	5.2	5.2
	MPC	3.3	5.6	8.1	10.5	12.9	15.5
12 000	RGL	7.4	6.3	6.0	5.9	5.8	5.7
	MPC	3.7	6.3	9.0	11.7	14.4	17.2

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.375 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 60 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	1.2	.9	.9	.9	.9	.9
	MPC	.6	.9	1.3	1.7	2.1	2.5
3000	RGL	1.6	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3
	MPC	.8	1.4	2.0	2.6	3.2	3.8
4000	RGL	2.4	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8
	MPC	1.2	1.9	2.7	3.5	4.4	5.2
5000	RGL	3.0	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2
	MPC	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.6
6000	RGL	3.8	3.0	2.9	2.8	2.7	2.7
	MPC	1.9	3.0	4.3	5.6	6.7	8.2
7000	RGL	4.4	3.6	3.4	3.3	3.3	3.2
	MPC	2.2	3.6	5.1	6.6	8.1	9.6
8000	RGL	5.2	4.2	4.0	3.9	3.8	3.7
	MPC	2.6	4.2	6.0	7.7	9.4	11.2
9000	RGL	6.0	4.8	4.6	4.4	4.3	4.3
	MPC	3.0	4.8	6.8	8.8	10.7	12.7
10 000	RGL	6.8	5.6	5.2	5.0	4.9	4.8
	MPC	3.4	5.6	7.8	10.0	12.1	14.4
11 000	RGL	7.8	6.3	5.9	5.7	5.4	5.4
	MPC	3.9	6.3	8.8	11.3	13.5	16.2
12 000	RGL	9.0	7.1	6.6	6.3	6.1	6.0
	MPC	4.5	7.1	9.8	12.6	15.2	18.1

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.375 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 100 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).		LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).					
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	MPC	.6	1.0	1.4	1.8	2.3	2.7
3000	RGL	2.2	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5
	MPC	1.1	1.7	2.3	3.0	3.6	4.3
4000	RGL	3.2	2.4	2.2	2.1	2.0	2.0
	MPC	1.6	2.4	3.3	4.1	4.9	5.7
5000	RGL	4.2	3.1	2.8	2.7	2.4	2.4
	MPC	2.1	3.1	4.2	5.2	6.2	7.4
6000	RGL	5.2	3.7	3.4	3.2	3.1	3.0
	MPC	2.6	3.7	5.0	6.3	7.7	9.0
7000	RGL	6.2	4.5	4.0	3.8	3.6	3.6
	MPC	3.1	4.5	6.0	7.5	9.0	10.7
8000	RGL	7.2	5.2	4.7	4.4	4.2	4.1
	MPC	3.6	5.2	7.0	8.7	10.5	12.3
9000	RGL	8.2	6.0	5.4	5.0	4.8	4.7
	MPC	4.1	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0
10 000	RGL	9.4	6.7	6.0	5.6	5.4	5.3
	MPC	4.7	6.7	9.0	11.2	13.5	15.8
11 000	RGL	10.4	7.6	6.8	6.3	6.1	6.0
	MPC	5.2	7.6	10.2	12.5	15.1	17.8
12 000	RGL	11.6	8.5	7.6	7.0	6.8	6.6
	MPC	5.8	8.5	11.3	14.0	16.8	19.8

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10³ pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10³ pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.375 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 150 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	2.4	1.6	1.3	1.2	1.2	1.1
	MPC	1.2	1.6	2.0	2.4	2.8	3.2
3000	RGL	3.8	2.5	2.1	1.9	1.8	1.7
	MPC	1.9	2.5	3.1	3.7	4.3	5.0
4000	RGL	5.2	3.4	2.8	2.5	2.4	2.3
	MPC	2.6	3.4	4.2	5.0	5.9	6.8
5000	RGL	6.4	4.2	3.6	3.2	3.0	2.9
	MPC	3.2	4.2	5.3	6.4	7.4	8.5
6000	RGL	8.0	5.2	4.4	3.9	3.7	3.5
	MPC	4.0	5.2	6.5	7.8	9.1	10.4
7000	RGL	9.4	6.2	5.2	4.6	4.3	4.1
	MPC	4.7	6.2	7.7	9.2	10.7	12.3
8000	RGL	11.0	7.3	6.2	5.5	5.2	5.0
	MPC	5.5	7.3	9.2	11.0	12.9	14.8
9000	RGL	12.4	8.2	6.6	6.1	5.7	5.5
	MPC	6.2	8.2	10.2	12.2	14.2	16.5
10 000	RGL	14.2	9.2	7.5	6.7	6.4	6.2
	MPC	7.1	9.2	11.2	13.4	15.9	18.6
11 000	RGL	16.0	10.3	8.4	7.5	7.2	7.0
	MPC	8.0	10.3	12.6	15.0	17.8	20.9
12 000	RGL	17.8	11.5	9.4	8.4	8.0	7.8
	MPC	8.9	11.5	14.1	16.7	19.8	23.3

RGL: Relación gas-líquido requerida. 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo. 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.375 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 200 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	2.2	1.6	1.5	1.4	1.3	1.3
	MPC	1.1	1.6	2.2	2.7	3.2	3.7
3000	RGL	3.6	2.6	2.3	2.2	2.1	2.0
	MPC	1.8	2.6	3.4	4.3	5.1	6.0
4000	RGL	5.0	3.6	3.2	2.9	2.8	2.8
	MPC	2.5	3.6	4.7	5.8	7.0	8.3
5000	RGL	6.6	4.6	4.0	3.7	3.6	3.5
	MPC	3.3	4.6	6.0	7.4	8.9	10.5
6000	RGL	8.0	5.8	5.0	4.6	4.4	4.3
	MPC	4.0	5.8	7.5	9.2	10.9	12.8
7000	RGL	9.6	6.8	5.8	5.3	5.2	5.1
	MPC	4.8	6.8	8.7	10.6	12.8	15.1
8000	RGL	11.2	8.0	6.8	6.3	6.0	5.9
	MPC	5.6	8.0	10.2	12.5	14.9	17.5
9000	RGL	13.0	9.2	7.8	7.1	6.8	6.7
	MPC	6.5	9.2	11.6	14.2	17.0	20.0
10 000	RGL	14.8	10.4	8.8	8.1	7.7	7.5
	MPC	7.4	10.4	13.1	16.1	19.2	22.5
11 000	RGL	16.8	11.6	9.9	9.1	8.6	8.4
	MPC	8.4	11.6	14.8	18.1	21.5	25.2
12 000	RGL	18.8	13.0	11.0	10.1	9.6	9.4
	MPC	9.4	13.0	16.5	20.2	24.0	28.0

RGL: Relación gas-líquido requerida. 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo. 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.875 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 01b/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	.7	.7	.7	.7	.7	.7
	MPC	.3	.6	.9	1.2	1.5	1.8
3000	RGL	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	MPC	.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
4000	RGL	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
	MPC	.7	1.4	2.1	2.7	3.4	4.1
5000	RGL	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	MPC	.9	1.8	2.6	3.5	4.3	5.2
6000	RGL	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	MPC	1.1	2.2	3.2	4.3	5.3	6.3
7000	RGL	2.8	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
	MPC	1.4	2.5	3.7	5.0	6.2	7.5
8000	RGL	3.0	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9
	MPC	1.5	3.0	4.4	5.8	7.2	8.6
9000	RGL	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3
	MPC	1.7	3.4	5.0	6.6	8.2	9.8
10 000	RGL	4.0	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
	MPC	2.0	3.7	5.6	7.5	9.3	11.1
11 000	RGL	4.4	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
	MPC	2.2	4.2	6.2	8.3	10.4	12.3
12 000	RGL	5.0	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6
	MPC	2.5	4.7	6.8	9.2	11.5	13.6

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.875 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 30 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	1.0	.8	.8	.7	.7	.7
	MPC	.5	.8	1.2	1.4	1.8	2.2
3000	RGL	1.6	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1
	MPC	.8	1.2	1.7	2.2	2.7	3.2
4000	RGL	2.4	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5
	MPC	1.2	1.7	2.4	3.1	3.7	4.4
5000	RGL	2.8	2.2	2.0	2.0	1.9	1.9
	MPC	1.4	2.2	3.0	3.9	4.7	5.6
6000	RGL	3.4	2.7	2.4	2.4	2.3	2.3
	MPC	1.7	2.7	3.6	4.7	5.7	6.8
7000	RGL	4.0	3.2	3.0	2.8	2.8	2.7
	MPC	2.0	3.2	4.4	5.6	6.8	8.0
8000	RGL	4.8	3.6	3.4	3.2	3.2	3.1
	MPC	2.4	3.6	5.1	6.5	7.8	9.3
9000	RGL	5.4	4.2	3.9	3.8	3.6	3.6
	MPC	2.7	4.2	5.8	7.5	9.0	10.6
10 000	RGL	6.2	4.7	4.4	4.2	4.1	4.0
	MPC	3.1	4.7	6.6	8.4	10.1	11.9
11 000	RGL	6.8	5.3	4.9	4.8	4.6	4.5
	MPC	3.4	5.3	7.3	9.5	11.3	13.3
12 000	RGL	7.6	6.0	5.5	5.3	5.1	5.0
	MPC	3.8	6.0	8.2	10.5	12.6	14.8

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10³ pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10³ pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.875 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 60 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	1.6	1.2	1.0	.9	.9	.8
	MPC	.8	1.2	1.4	1.7	2.0	2.3
3000	RGL	2.4	1.7	1.5	1.3	1.2	1.2
	MPC	1.2	1.7	2.2	2.6	3.1	3.6
4000	RGL	3.2	2.2	2.0	1.8	1.7	1.7
	MPC	1.6	2.2	2.9	3.6	4.2	5.0
5000	RGL	3.2	2.8	2.4	2.3	2.2	2.1
	MPC	2.0	2.8	3.6	4.5	5.4	6.3
6000	RGL	4.8	3.4	3.0	2.8	2.6	2.6
	MPC	2.4	3.4	4.4	5.5	6.5	7.6
7000	RGL	5.4	4.0	3.5	3.2	3.1	3.0
	MPC	2.7	4.0	5.2	6.4	7.6	9.0
8000	RGL	6.4	4.6	4.0	3.8	3.6	3.5
	MPC	3.2	4.6	6.0	7.5	8.9	10.5
9000	RGL	7.2	5.2	4.6	4.3	4.1	4.0
	MPC	3.6	5.2	6.8	8.5	10.2	11.8
10 000	RGL	8.2	5.8	5.2	4.8	4.6	4.5
	MPC	4.1	5.8	7.7	9.6	11.4	13.3
11 000	RGL	9.2	6.6	5.8	5.4	5.1	5.0
	MPC	4.6	6.6	8.6	10.7	12.7	15.0
12 000	RGL	10.2	7.3	6.5	5.9	5.7	5.5
	MPC	5.1	7.3	9.6	11.8	14.2	16.5

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.875 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 100 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	1.6	1.1	1.0	.9	.9	.8
	MPC	.8	1.1	1.4	1.7	2.1	2.3
3000	RGL	2.8	1.8	1.6	1.4	1.4	1.3
	MPC	1.4	1.8	2.3	2.8	3.3	3.8
4000	RGL	4.0	2.5	2.2	2.0	1.9	1.8
	MPC	2.0	2.5	3.2	3.9	4.6	5.3
5000	RGL	5.0	3.3	2.8	2.5	2.4	2.4
	MPC	2.5	3.3	4.1	5.0	5.8	6.8
6000	RGL	6.0	4.0	3.4	3.1	2.9	2.8
	MPC	3.0	4.0	5.1	6.2	7.2	8.3
7000	RGL	7.2	4.7	4.0	3.7	3.5	3.3
	MPC	3.6	4.7	6.0	7.3	8.6	9.9
8000	RGL	8.4	5.5	4.7	4.3	4.0	3.9
	MPC	4.2	5.5	7.0	8.5	9.9	11.5
9000	RGL	9.6	6.3	5.4	4.9	4.6	4.4
	MPC	4.8	6.3	8.0	9.7	11.4	13.1
10 000	RGL	11.0	7.2	6.0	5.5	5.1	4.9
	MPC	5.5	7.2	9.0	10.9	12.7	14.7
11 000	RGL	12.2	8.0	6.8	6.2	5.8	5.5
	MPC	6.1	8.0	10.2	12.2	14.3	16.5
12 000	RGL	13.4	8.8	7.5	6.8	6.4	6.1
	MPC	6.7	8.8	11.2	13.5	15.8	18.3

RGL: Relación gas-líquido requerida. 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo. 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.875 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 150 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	2.6	1.6	1.2	1.1	1.0	.9
	MPC	.8	1.1	1.4	1.7	2.1	2.3
3000	RGL	3.8	2.4	1.9	1.7	1.6	1.5
	MPC	1.9	2.4	2.8	3.3	3.8	4.4
4000	RGL	5.2	3.2	2.6	2.3	2.3	2.1
	MPC	2.6	3.2	3.9	4.6	5.3	6.1
5000	RGL	6.4	4.1	3.4	3.0	2.8	2.6
	MPC	3.2	4.1	5.0	5.9	6.8	7.7
6000	RGL	8.0	5.0	4.0	3.6	3.4	3.2
	MPC	4.0	5.0	6.0	7.2	8.3	9.5
7000	RGL	9.4	6.0	4.8	4.3	4.0	3.8
	MPC	4.7	6.0	7.2	8.6	9.8	11.2
8000	RGL	11.0	7.0	5.6	5.0	4.6	4.4
	MPC	5.7	7.0	8.4	10.0	11.5	13.0
9000	RGL	12.4	8.0	6.4	5.7	5.2	5.0
	MPC	6.2	8.0	9.6	11.4	13.0	14.8
10 000	RGL	14.2	9.0	7.2	6.4	5.9	5.6
	MPC	7.1	9.0	10.8	12.8	14.7	16.6
11 000	RGL	16.0	10.0	8.1	7.2	6.6	6.2
	MPC	8.0	10.0	12.1	14.3	16.5	18.6
12 000	RGL	17.6	11.2	9.0	7.9	7.3	6.9
	MPC	8.8	11.2	13.5	15.8	18.2	20.6

RGL: Relación gas-líquido requerida, 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10^3 pies³.

DIÁMETRO EXTERIOR DE TP: 2.875 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 200 lb/pg².

PROFUNDIDAD DE LA TP (PIES).	LÍQUIDOS PRODUCIDOS EN SUPERFICIE POR CICLO (bl).						
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
2000	RGL	3.2	1.9	1.5	1.3	1.2	1.1
	MPC	1.6	1.9	2.2	2.5	2.8	3.2
3000	RGL	5.0	2.9	2.3	2.0	1.8	1.7
	MPC	2.5	2.9	3.4	4.0	4.4	5.0
4000	RGL	6.6	4.0	3.1	2.7	2.5	2.3
	MPC	3.3	4.0	4.6	5.4	6.1	6.8
5000	RGL	8.4	5.0	4.0	3.5	3.2	2.9
	MPC	4.2	5.0	5.9	6.4	7.8	8.7
6000	RGL	10.2	6.2	4.8	4.2	3.8	3.6
	MPC	5.1	6.2	7.2	8.4	9.5	10.6
7000	RGL	12.0	7.3	5.8	5.0	4.5	4.2
	MPC	6.0	7.3	8.6	9.9	11.2	12.6
8000	RGL	14.0	8.5	6.6	5.7	5.2	4.9
	MPC	7.0	8.5	9.9	11.4	13.0	14.5
9000	RGL	16.0	9.6	7.6	6.5	6.0	5.6
	MPC	8.0	9.6	11.3	13.0	14.9	16.6
10 000	RGL	18.0	10.8	8.5	7.3	6.7	6.2
	MPC	9.0	10.8	12.7	14.6	16.7	18.6
11 000	RGL	20.0	12.1	9.6	8.2	7.5	7.0
	MPC	10.0	12.1	14.3	16.4	18.6	20.8
12 000	RGL	22.4	13.5	10.6	9.1	8.3	7.7
	MPC	11.2	13.5	15.8	18.2	20.6	23.0

RGL: Relación gas-liquido requerida, 10^3 pies³/barril.

MPC: Volumen de gas requerido por ciclo, 10^3 pies³.

APÉNDICE B.

GRÁFICAS DE FOSS Y GAUL' PARA DETERMINAR EL VALOR DE RGL_{IT} MÍNIMA.

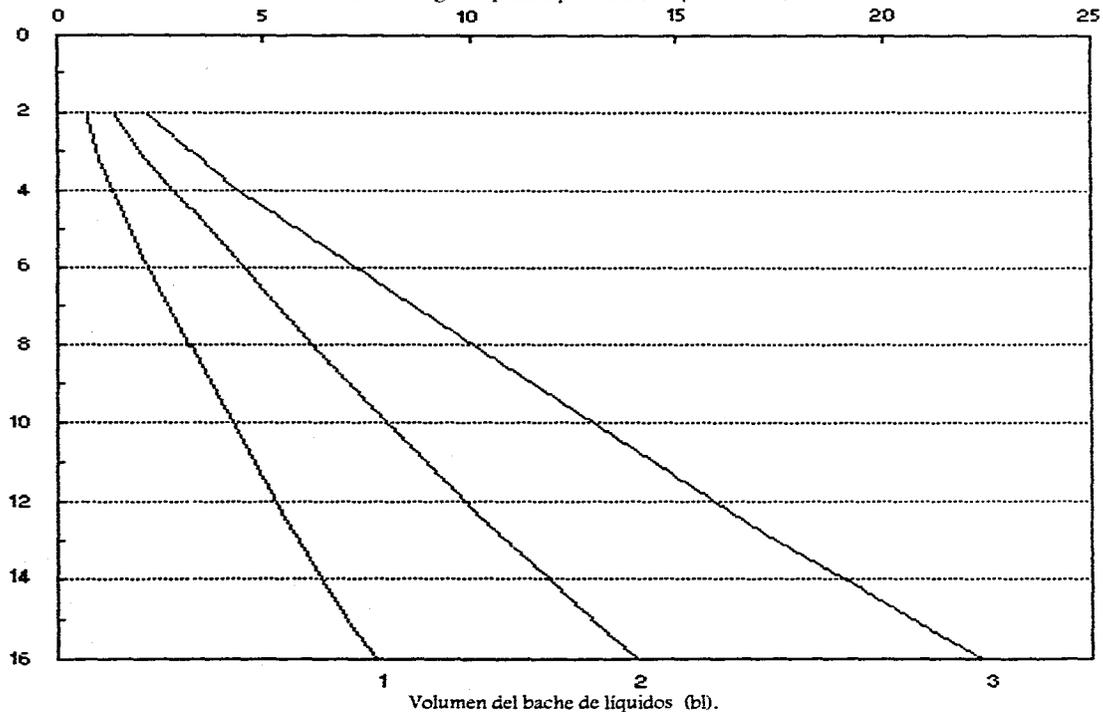
¹ Foss y Gaul (1965).

DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 1.995 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 01b/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

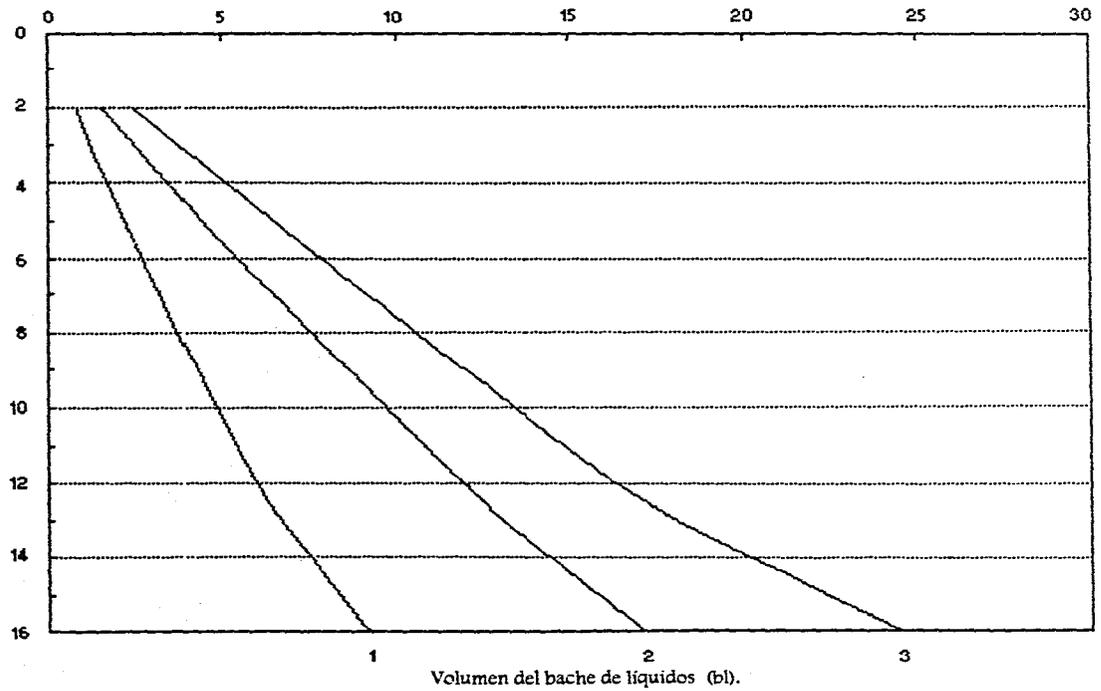


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 1.995 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 30 lb/pg².

Profundidad de
la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

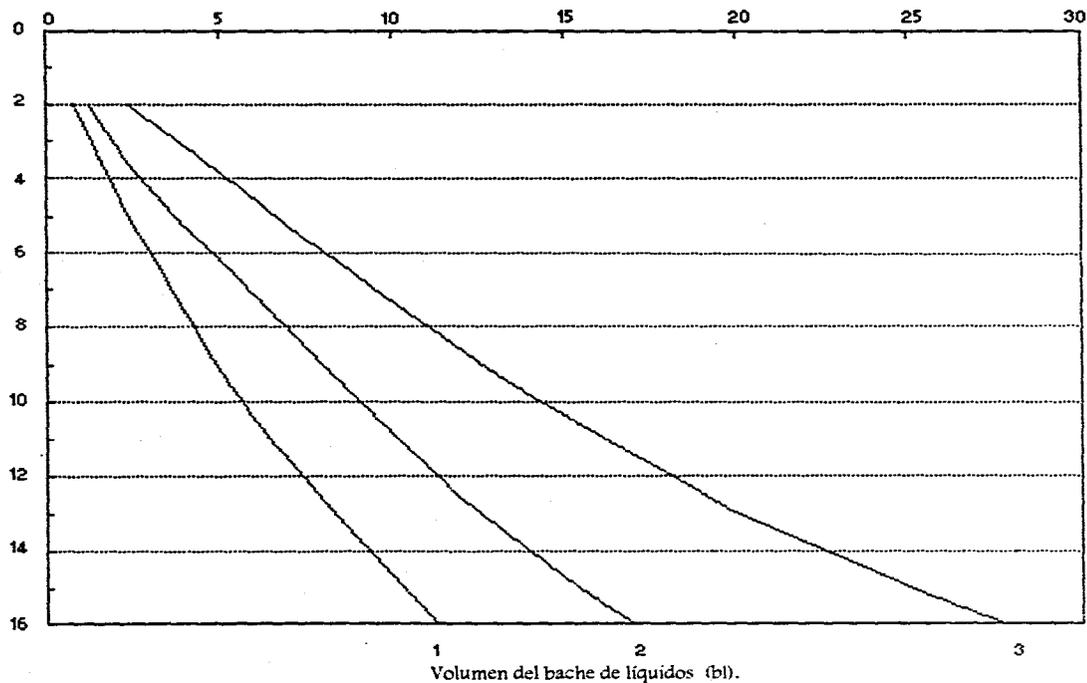


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 1.995 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 60 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

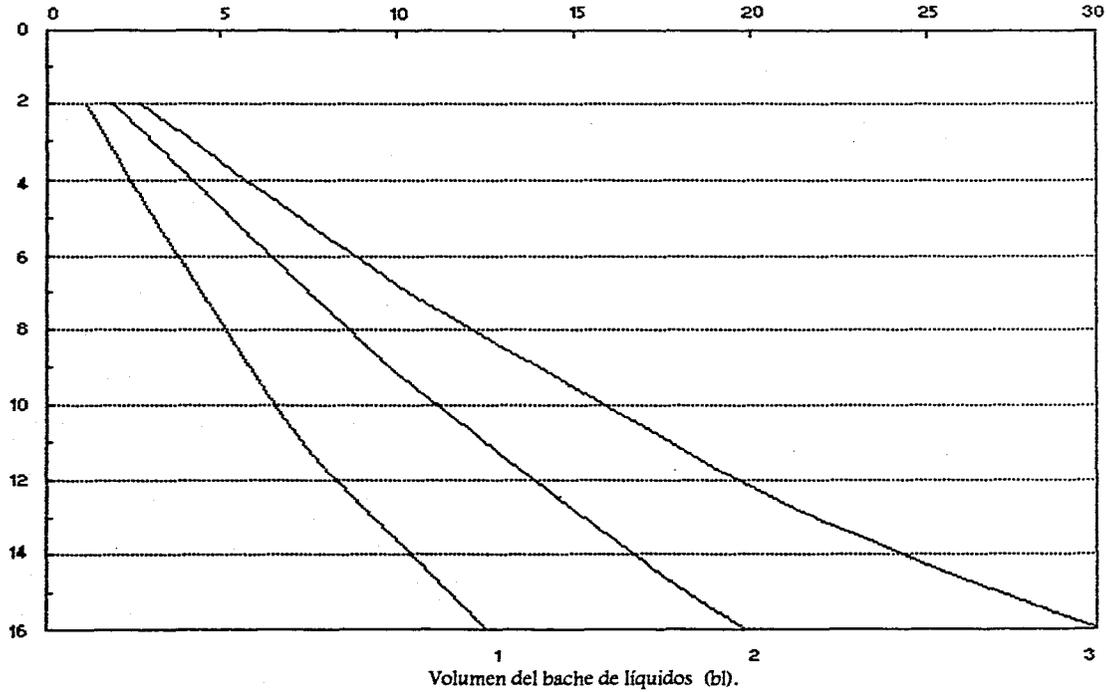


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 1.995 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 100 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

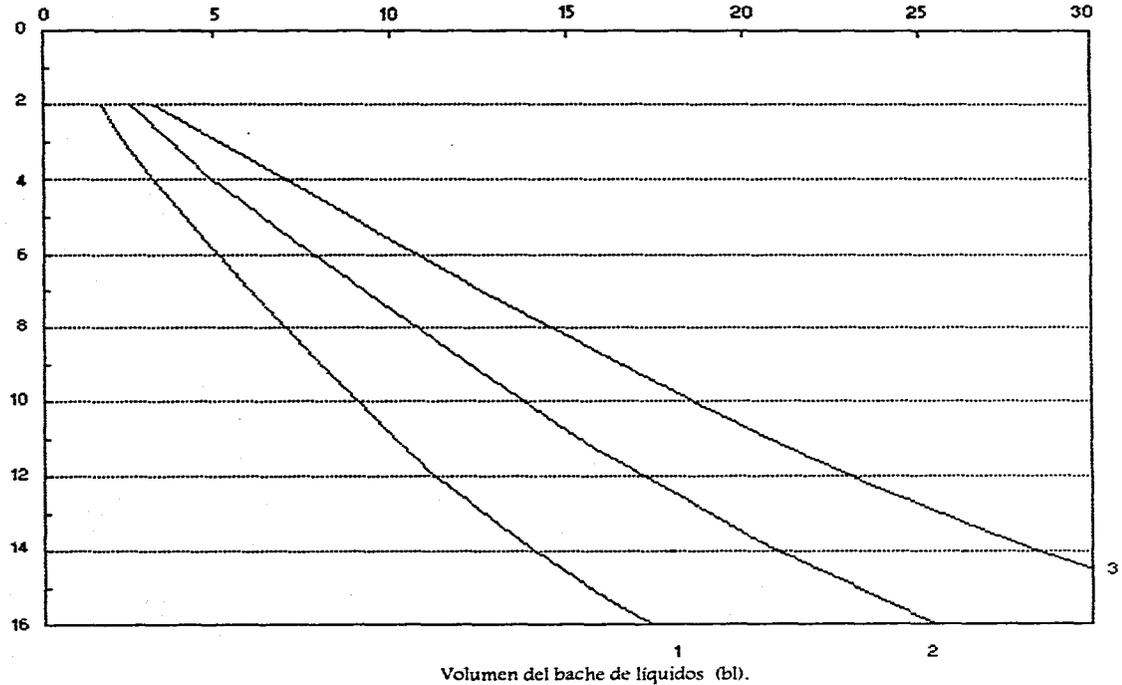


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 1.005 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 150 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

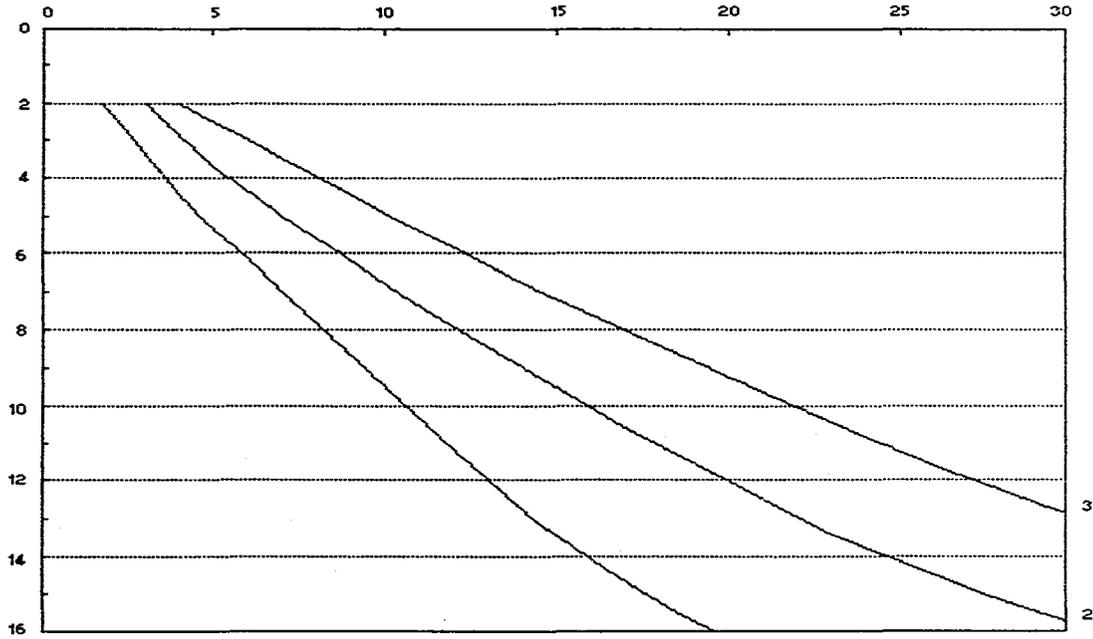


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 1.995 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 200 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Voiumen de gas requerido por ciclo (10⁸ pies cúbicos).



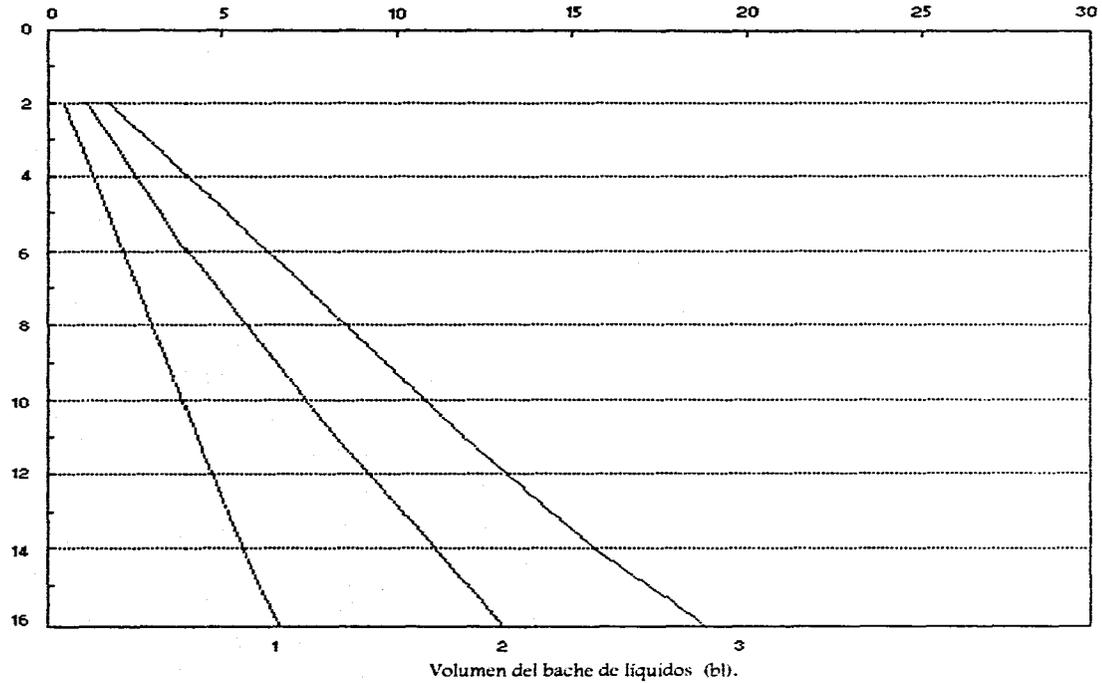
Volumen del bache de líquidos (b).

DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.441 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 0 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

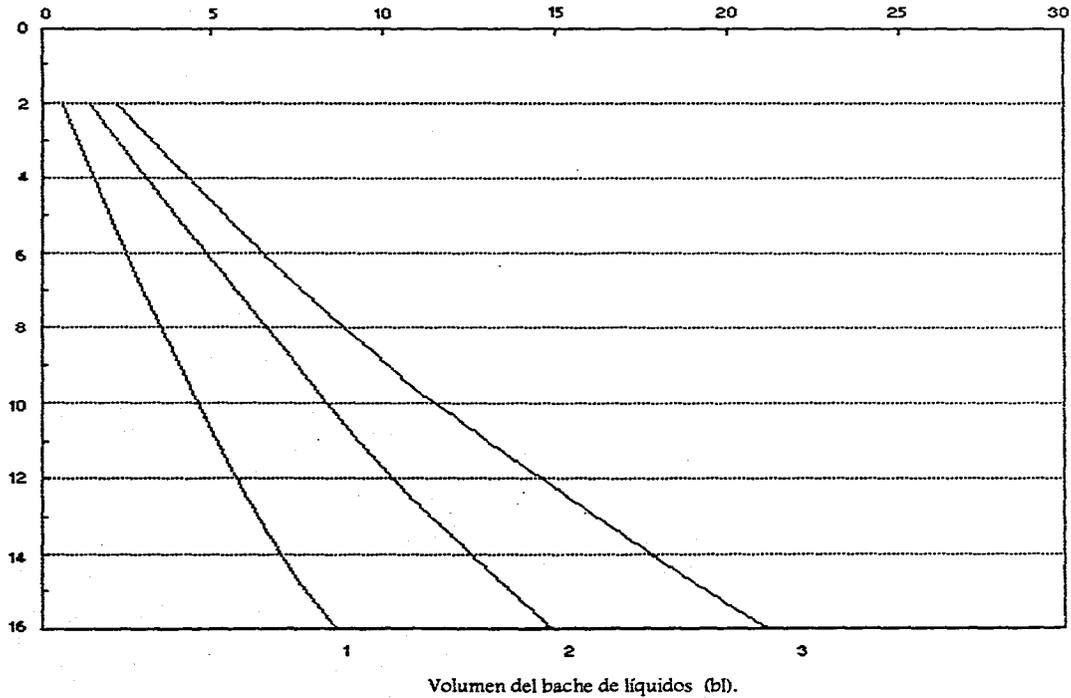


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.441 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 30 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

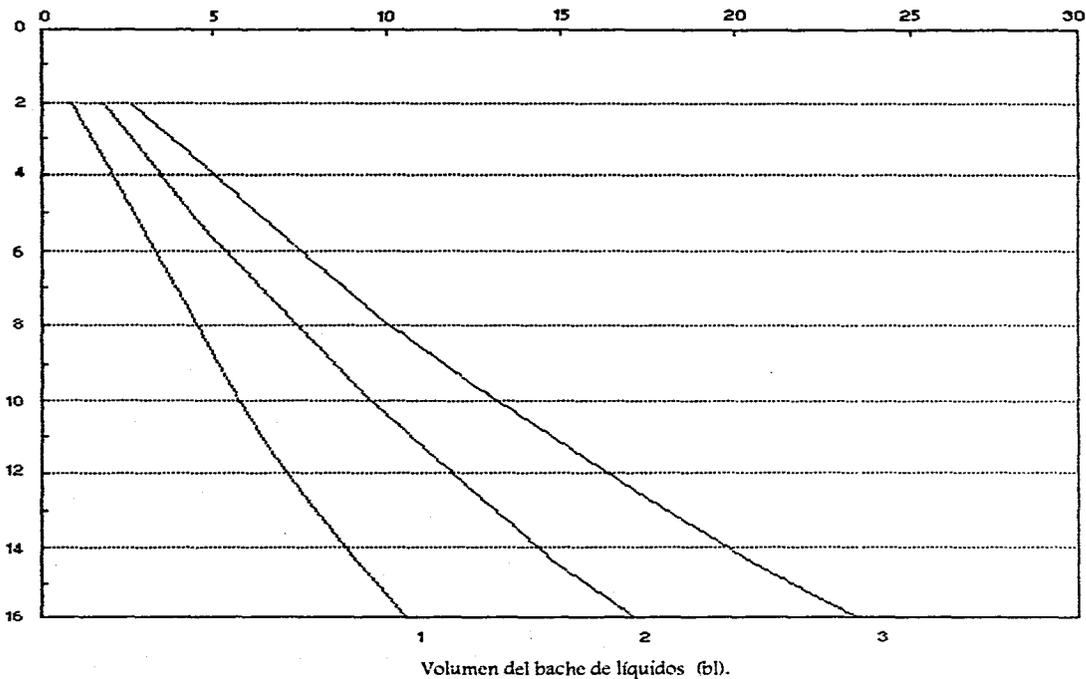


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.441 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 60 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

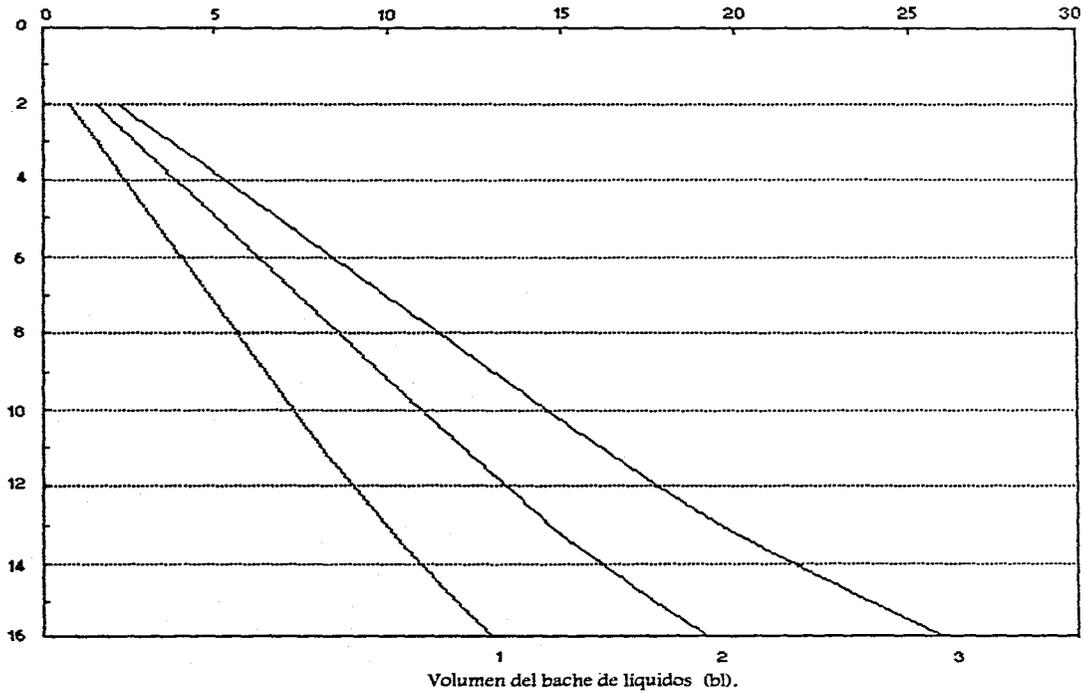


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.441 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 100 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

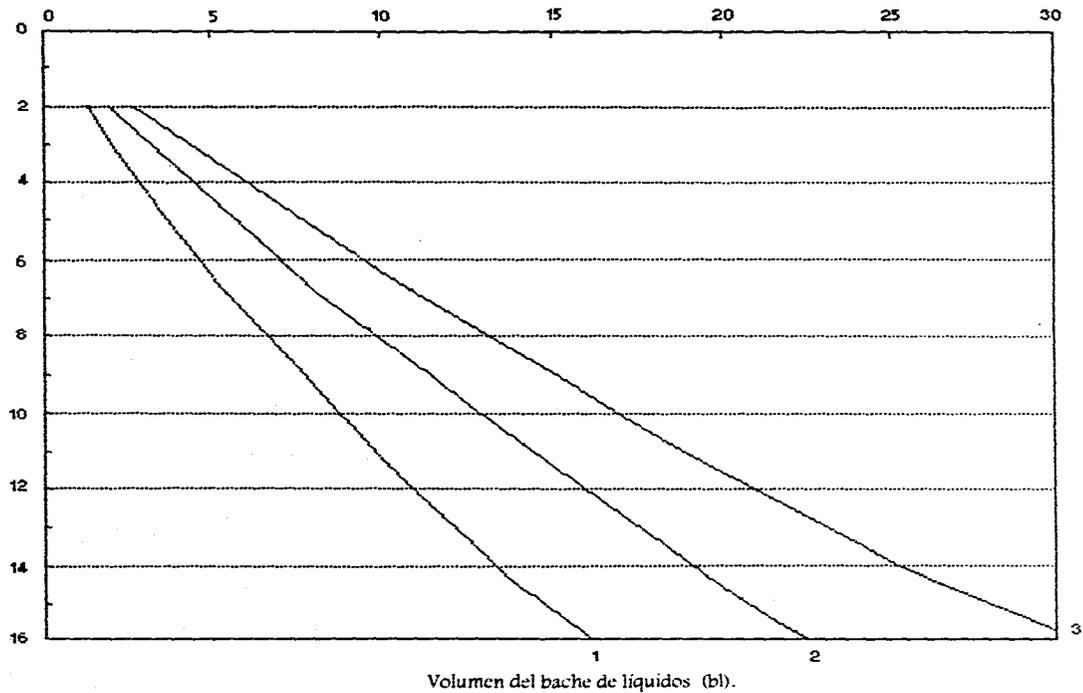


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.441 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 150 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

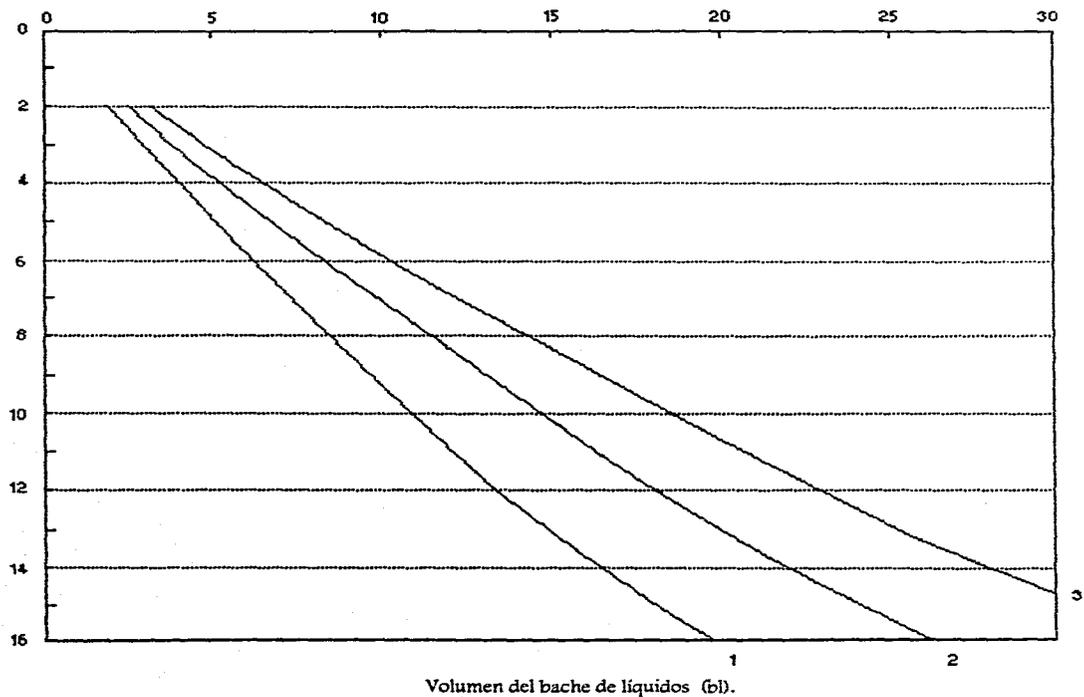


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.441 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 200 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

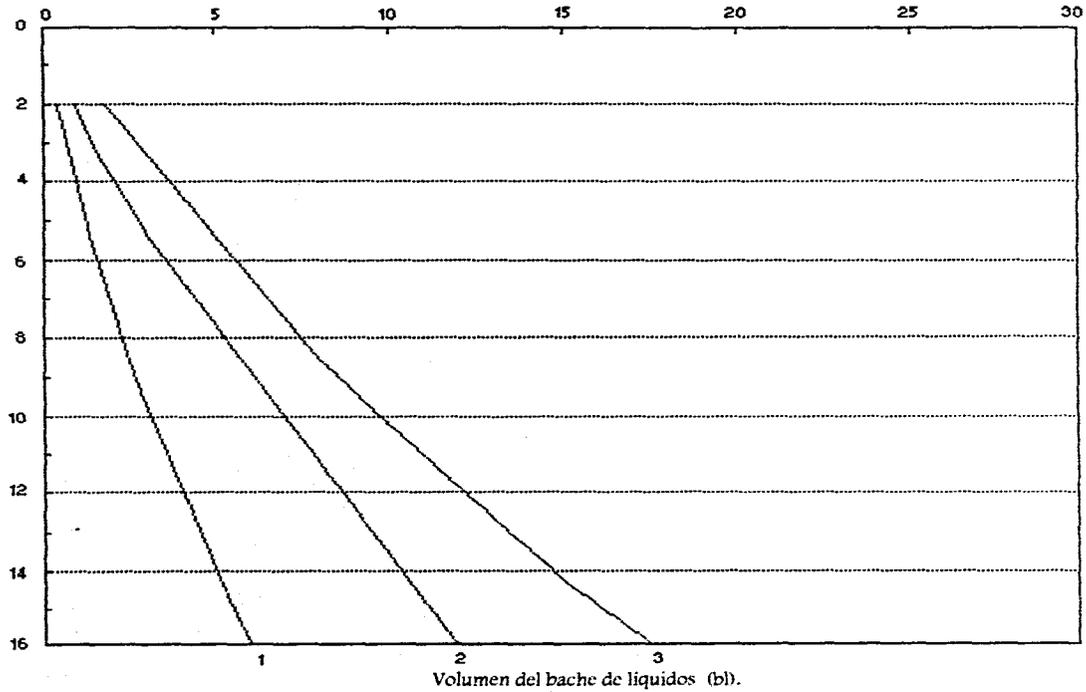


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.992 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 0 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

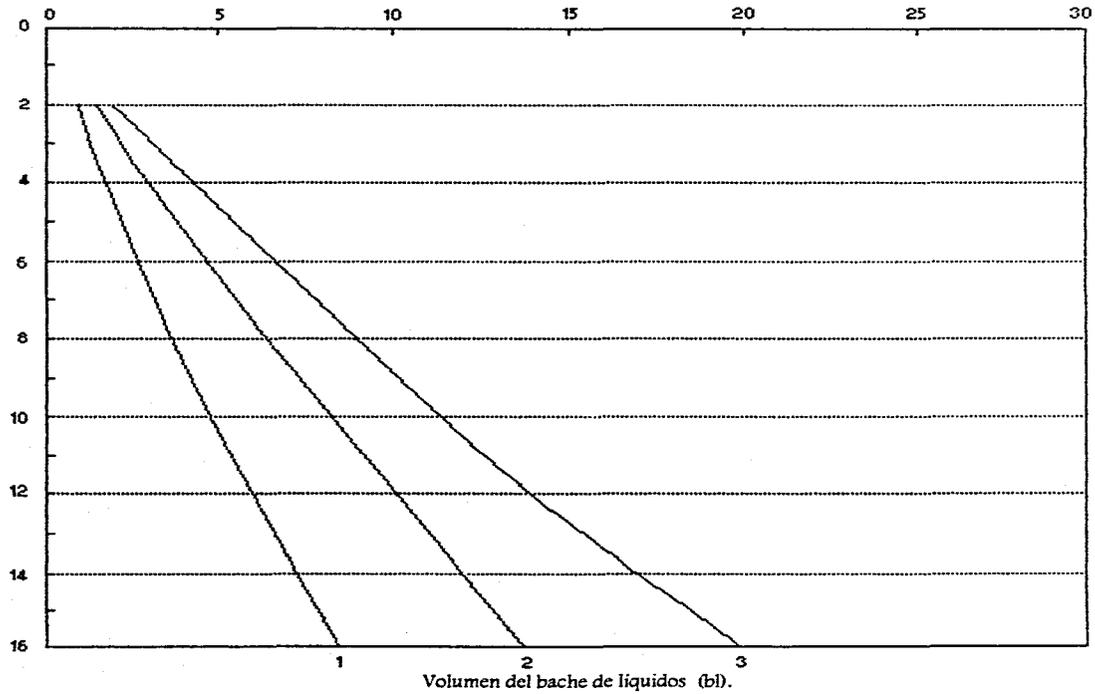


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.992 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 30 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

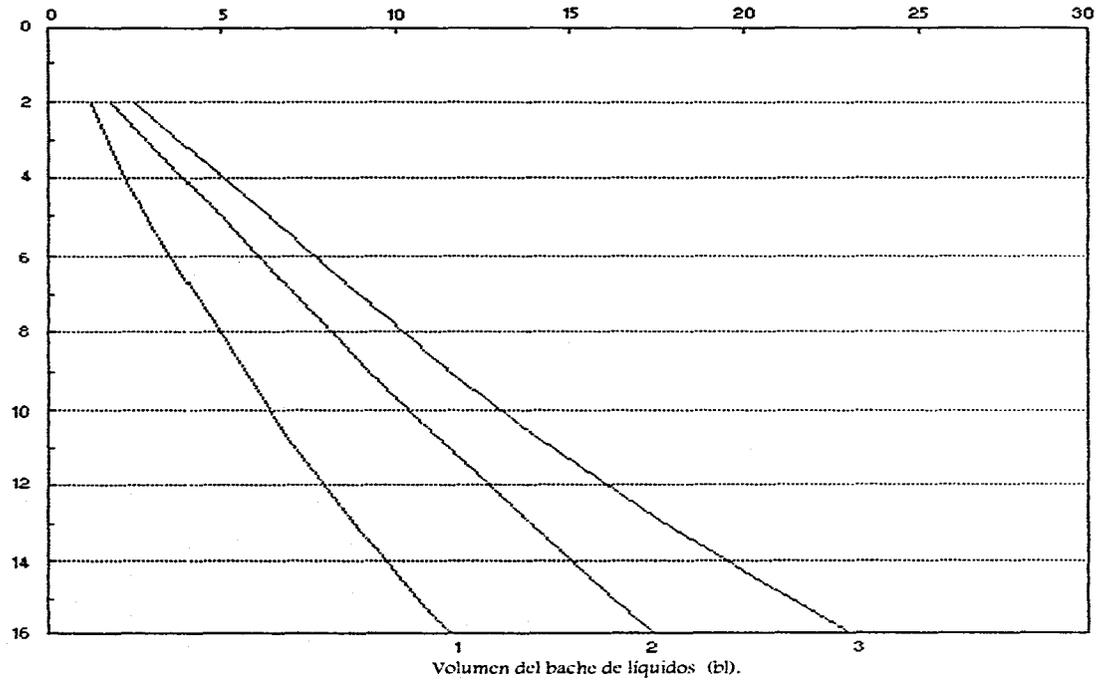


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.992 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 60 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

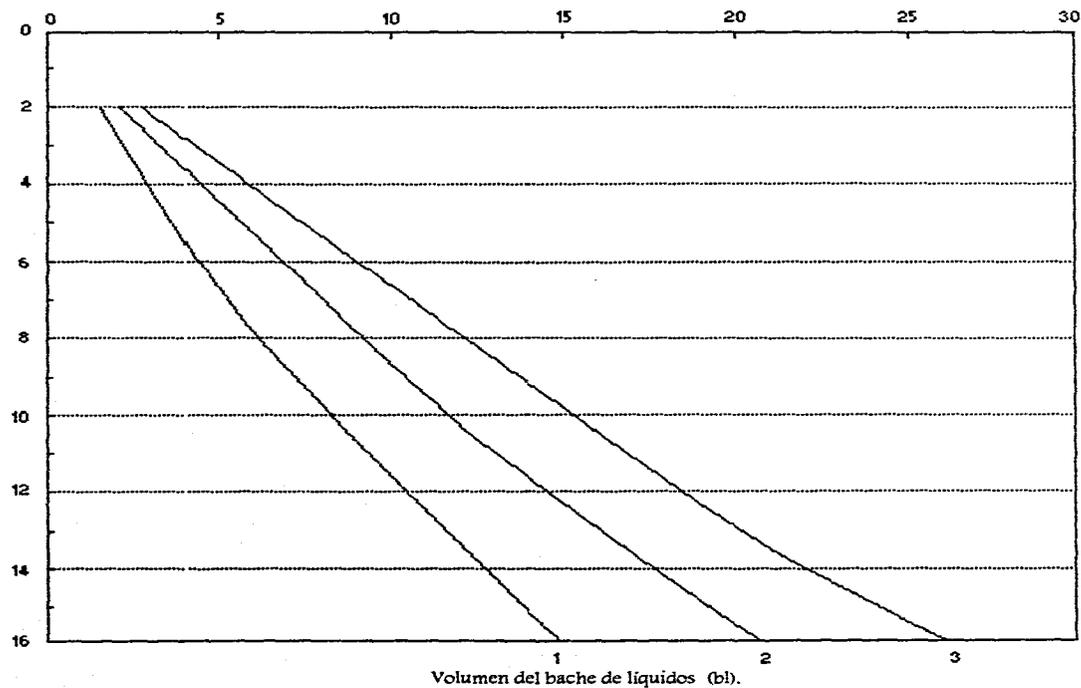


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.992 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 100 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

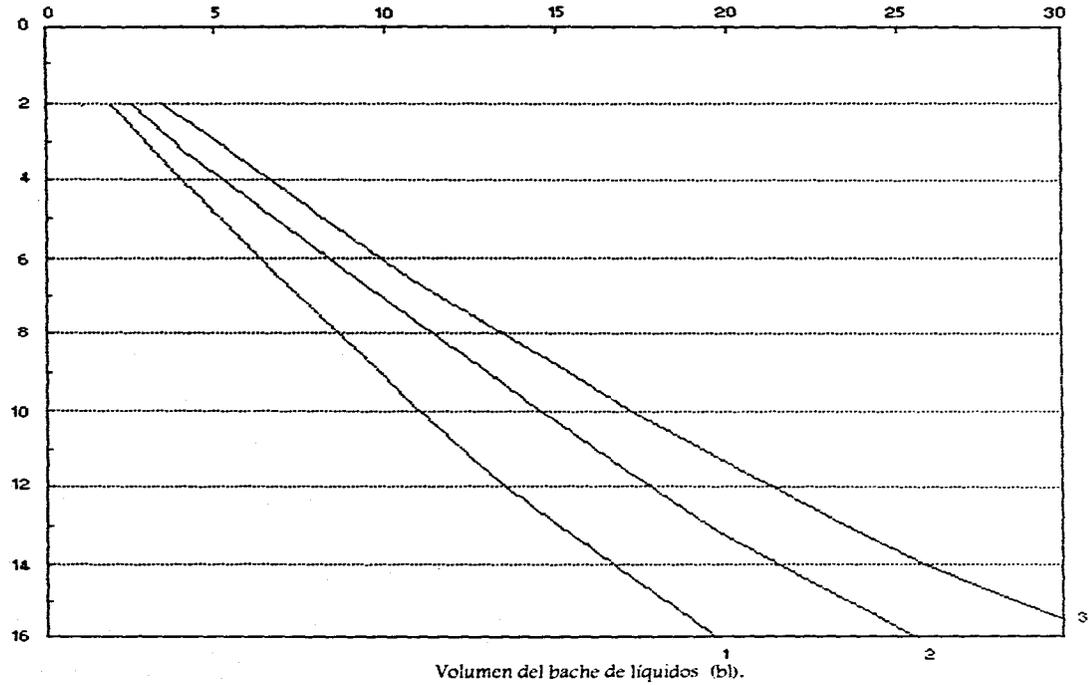


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.992 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 150 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).

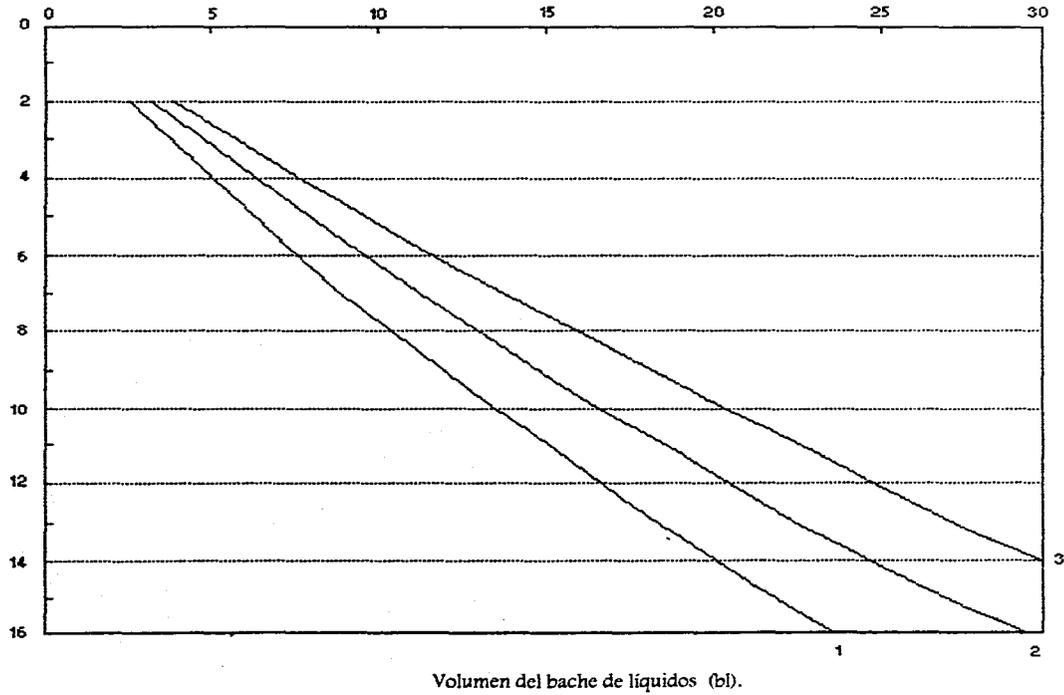


DIÁMETRO INTERIOR DE TP: 2.992 pg.

PRESIÓN EN LA LÍNEA DE FLUJO: 200 lb/pg².

Profundidad de la TP (10³ pies).

Volumen de gas requerido por ciclo (10³ pies cúbicos).



APÉNDICE C.

PROGRAMA DE CÓMPUTO EN LENGUAJE QUICK-BASIC PARA EL DISEÑO DEL ÉMBOLO VIAJERO, APLICADO A POZOS DE ALTA RGL.

(Criterio de producción máxima de gas).

```

DECLARE SUB CALCT1 ()
DECLARE SUB CALCT2 ()
DECLARE SUB CALCH1 ()
DECLARE SUB DESPLIEGUE ()
DECLARE SUB CALCULO ()
DECLARE SUB DATOS ()
DECLARE SUB PRESENTACION ()
COMMON SHARED DP, PS, RGL, DITP, DETP, GG, PR, TW, C, GL, n, DITR, Z, H1, ED
COMMON SHARED RGLTPMIN, PC, AEA, VTP, VTR, H2, GAB, TEH, T1D, T2D
COMMON SHARED T1H, T2H, QOIL, QGAS, REN, CONTA, BART, DH1, ATP
CLS
DP = 7500: PS = 60: RGL = 40000: DITP = 1.995: DETP = 2.375: GG = .6
PR = 2000: TW = 160: C = .0516: GL = .4: DITR = 4.56: Z = .95: DH1 = 50
RGLTPMIN = 3275: n = .95
CALL PRESENTACION
CALL DATOS
CALL CALCULO
END

```

SUB CALCT1

```

! *****
!
! ENCONTRANDO EL TIEMPO DE APERTURA.
! *****
H11 = 0: T1H = 0
FOR H11 = 0 TO H1 STEP 1
PWF1 = PS * ED + GL * H11
H12 = H11 + 1
PWF2 = PS * ED + GL * H12
QG1 = C * (((PR ^ 2) - (PWF1 ^ 2)) ^ n)
QG2 = C * (((PR ^ 2) - (PWF2 ^ 2)) ^ n)
QGMED = (QG1 + QG2) / 2
T1H1 = ((ATP * RGL) / (QGMED * 5.61)) * 24
T1H = T1H + T1H1
IF GAB = 1 THEN
IF T1H >= TEH THEN GOTO 83

```

```

END IF
NEXT I111
T1D = T111 / 24
83: GAB = 0
END SUB

```

SUB CALCT2

```

: *****
'           ENCONTRANDO EL TIEMPO DE CIERRE.
: *****

IF H2 < 0 THEN H2 = 0: T2D = 0: GOTO 50
BECK = 0

: ***** pe inicial. *****
31: PCI = PS + (H1 * GL)
H2I = 0: T2D = 0
PWF1 = PCI * ED
QGI = C * ((PR ^ 2 * PWF1 ^ 2) ^ n)

: ***** pe final *****
30: PCF = PCI + 1

: ***** Cálculo de h2 final. *****
H2A = (PCF - (PS + (H1 * GL))) * (VTP + VTR - (H1 * ATP))
H2B = (((5.03908E-03 * RGL * (TW + 460)) + PCF) * (ATP + AEA)) - (ATP * GL * H1)
IF H2B = 0 THEN GOTO 501
H2F = H2A / H2B

: ***** Cálculo de pwf final. *****
PWFF = (PCF * ED) + (GL * H2F)
IF PWFF >= PR THEN GOTO 701
IF H2F = H1 THEN GOTO 501
IF H2F = 0 THEN GOTO 501
IF H1 / H2F = -1 THEN GOTO 501

```

```
IF H1 + H2F >= DP THEN GOTO 501
```

```
***** Cálculo de qg final. *****
```

```
QGF = C * ((PR ^ 2 - PWFF ^ 2) ^ n)
```

```
***** QG MED *****
```

```
QGMED = (QG1 + QGF) / 2
```

```
***** DT2 *****
```

```
DT2 = (RGL * (ATP + AEA) * (H2F - H2I)) / (QGMED * 5.61)
```

```
T2D = T2I + DT2
```

```
T2H = T2D * 24
```

```
***** Decisión sobre si el valor de t2 es el correcto. *****
```

```
IF BECK = 1 THEN
```

```
IF T2D >= TDDE THEN
```

```
H2 = H2F
```

```
GOTO 501
```

```
END IF
```

```
PCI = PCF
```

```
H2I = H2F
```

```
PWF1 = PWFF
```

```
QGI = QGF
```

```
GOTO 30
```

```
END IF
```

```
IF H2F >= H2 THEN
```

```
H2 = H2F
```

```
GOTO 50
```

```
END IF
```

```
PCI = PCF
```

```
H2I = H2F
```

```
PWF1 = PWFF
```

```
QGI = QGF
```

GOTO 30

***** Comparación de el valor t_2 y el tiempo de descenso del émbolo. *****

50 :

THDEG = ((DP * H1) / 2000) / 60

THDEL = (H1 / 172) / 60

THDE = THDEG + THDEL

TDDE = THDE / 24

IF TDDE > T2D THEN

 BECK = 1

 GOTO 31

END IF

GOTO 501

701 : END

501 :

END SUB

SUB CALCULO

ED = EXP(GG * DP / (53.34 * (TW + 460)))

ATP = 5.454154E-03 * (DITP ^ 2)

AEA = 5.454154E-03 * (DITR ^ 2 * DETP ^ 2)

VTP = ATP * DP

VTR = AEA * DP

ENCONTRANDO EL TIEMPO DE FLUJO.

1000 :

CALL CALCT1

***** Comparación de el valor t_1 y el tiempo de ascenso del émbolo. *****

DLIQ = (GL * 144) * 16.01846

IF H1 = 0 GOTO 601

H1M = H1 * .3048

```

VE = 50 * (((10 ^ 3 / (H1M * DL1Q)) ^ .5) * (.002) ^ (1 / 3)) * 196.86
TEH = (DP / VE) / 60
TED = TEH / 24
IF T1H < TEH THEN T1H = TEH
IF T1D < TED THEN
  T1D = TED
GAB = 1

```

```

' ***** Cálculo del nuevo h1. *****

```

```

  CALL CALCT1
END IF

```

```

' *****

```

```

  CÁLULO DE h2.

```

```

' *****

```

```

PCSUP = PS + 1 + H1 * GL

```

```

' ***** Cálculo de h2. *****

```

```

23:

```

```

H2A = (PCSUP * (PS + (H1 * GL))) * (VTP + VTR - (H1 * ATP))
H2B = (((5.03908E-03 * RGL * (TW + 460)) + PCSUP) * (ATP + AEA)) - (ATP * GL * H1)
IF H2B = 0 THEN GOTO 601
H2 = H2A / H2B

```

```

' ***** Decisión sobre la conclusión del cálculo. *****

```

```

PWF = (PS * ED) + (GL * (H1 + H2))
IF PWF >= PR THEN GOTO 1600
IF H2 = H1 THEN GOTO 601
IF H2 = 0 THEN GOTO 601
IF H1 / H2 = -1 THEN GOTO 601
IF H1 + H2 >= DP THEN GOTO 601

```

```

' ***** Cálculo de pc. *****

```

```

RGLTP2 = (DP / (H1 + H2)) * 1
RGLTP3 = (TW + 460) * Z

```

```

RGLTP4 = ((AEA / ATP) / (1 + (H1 / H2))) + 1
REL = RGLTP4 / RGLTP2
PC = INT(((RGLTPMIN * REL * RGLTP3) / 228.216327#) + (H1 * GL))

' ***** Comparación de pe y pcsup. *****
IF ABS(PC - PCSUP) < .1 THEN GOTO 20
IF PC > PCSUP THEN
    PCSUP = PCSUP + 1
    GOTO 23
END IF
IF PC < PCSUP THEN
    PCSUP = PCSUP - 1
    GOTO 23
END IF
20 :
CALL CALCT2

' *****
'           ENCONTRANDO LOS GASTOS DE ACEITE Y GAS.
' *****
676 : H2 = INT(H2 * 100) / 100
      H1 = INT(H1 * 100) / 100
      QOIL = (((H1 + H2) * (ATP / 5.61)) + (H2 * (AEA) / 5.61)) / (T1D + T2D)
      QGAS = ((RGL * ((H1 * ATP) + (H2 * (ATP + AEA)))) / (5.61)) / (T1D + T2D)
      IF CONTA = 1 THEN GOTO DES

' *****
'           DESPLEGANDO LOS RESULTADOS.
' *****
CLS
CONTA = 1
COLOR 15, 4
PRINT STRING$(2000, 32)
COLOR 3, 4
LOCATE 2, 6: PRINT "h1(pics)"

```

```

LOCATE 2, 20: PRINT "t1(horas)"
LOCATE 2, 35: PRINT "t2(horas)"
LOCATE 2, 48: PRINT "Qf(q(b)/dta)"
LOCATE 2, 63: PRINT "Qgas(pie^3/dta)"
COLOR 0, 7
LOCATE 1, 1: PRINT "┌───────────────────────────────────────────┐"
LOCATE 2, 15: PRINT "│ "
LOCATE 2, 30: PRINT "│ "
LOCATE 2, 45: PRINT "│ "
LOCATE 2, 60: PRINT "│ "
FOR I = 2 TO 23
  LOCATE I, 1: PRINT "│ "
  LOCATE I, 79: PRINT "│"
NEXT I
LOCATE 23, 1: PRINT "└───────────────────────────────────────────┘"
LOCATE 3, 1: PRINT "┌───────────────────────────────────────────┐"
DES: CALL DESPLIEGUE

```

```

601: H1 = H1 + DH1
GOTO 1000
1500: END
END SUB

```

SUB DATOS

```

CLS
SCREEN 0, 2, 1, 0
COLOR 2, 2
PRINT STRINGS(2000, 32)
COLOR 0, 15
LOCATE 1, 1: PRINT "┌───────────────────────────────────────────┐"
FOR I = 2 TO 23
  LOCATE I, 1: PRINT "│ "
  LOCATE I, 79: PRINT "│"
NEXT I

```

LOCATE 5, 1: PRINT " |-----|"
LOCATE 21, 1: PRINT " |-----|"
LOCATE 23, 1: PRINT " |-----|"
LOCATE 22, 41: PRINT " | "

COLOR 14, 2

LOCATE 3, 24: PRINT "ENTRADA DE DATOS PARA EL PROGRAMA"

COLOR 15, 2

LOCATE 6, 4: PRINT "Profundidad de la TP (pies):"

LOCATE 7, 4: PRINT "Presión en la línea de flujo (psi)."

LOCATE 8, 4: PRINT "Relación gas-líquido del pozo (pie^3/b):"

LOCATE 9, 4: PRINT "Diámetro interior de la TP (pg.)."

LOCATE 10, 4: PRINT "Diámetro exterior de la TP (pg.)."

LOCATE 11, 4: PRINT "Peso específico del gas (adim.)."

LOCATE 12, 4: PRINT "Presión media del yacimiento (psi)."

LOCATE 13, 4: PRINT "Temperatura media del pozo ($^{\circ}\text{F}$)."

LOCATE 14, 4: PRINT "Valor de C de la ecuación de Fetkovich ($\text{pie}^3/\text{dn}/\text{psi}^2$):"

LOCATE 15, 4: PRINT "Valor de n de la ecuación de Fetkovich (adim.)."

LOCATE 16, 4: PRINT "Gradiente de presión de los líquidos (psi/pie)."

LOCATE 17, 4: PRINT "Diámetro interior de la TR (pg.)."

LOCATE 18, 4: PRINT "Factor de desviación (adim.)."

LOCATE 19, 4: PRINT "RGLTPmín. Apéndice A o B (pie^3/b):"

LOCATE 20, 4: PRINT "Incremento del bache inicial de líquidos (pies)."

LOCATE 22, 47: COLOR 13, 2: PRINT "Enter - Teclar valor - Enter."

LOCATE 22, 4: PRINT "Flechas verticales para posicionarse."

LOCATE 4, 4: PRINT "F1 - Cálculo."

I = 6

RA: COLOR 9, 2

LOCATE 6, 65: PRINT DP: LOCATE 7, 65: PRINT PS: LOCATE 8, 65: PRINT RGL

LOCATE 9, 65: PRINT DITP: LOCATE 10, 65: PRINT DETP: LOCATE 11, 65: PRINT GG

LOCATE 12, 65: PRINT PR: LOCATE 13, 65: PRINT TW: LOCATE 14, 65: PRINT C

LOCATE 15, 65: PRINT n: LOCATE 16, 65: PRINT GL: LOCATE 17, 65: PRINT DITR

LOCATE 18, 65: PRINT Z: LOCATE 19, 65: PRINT RGLTPMIN: LOCATE 20, 65: PRINT DH1

SCREEN 0, 2, 1, 1

```

LOCATE 1, 63: COLOR 10, 0: PRINT "=>"
M: A$ = INKEYS: IF A$ = "" THEN GOTO M
LOCATE 22, 47: COLOR 13, 2: PRINT "Enter - Teclear valor - Enter."
LOCATE 22, 4: PRINT "Flechas verticales para posicionarse."
LOCATE 4, 4: PRINT "F1 - Cálculo."
IF A$ = CHR$(0) + CHR$(80) THEN
  LOCATE 1, 63: COLOR 2, 2: PRINT " "
  IF I = 20 THEN I = 5
  LOCATE I + 1, 63: COLOR 10, 0: PRINT "=>"
  I = I + 1: GOTO M
END IF
IF A$ = CHR$(0) + CHR$(72) THEN
  LOCATE 1, 63: COLOR 2, 2: PRINT " "
  IF I = 6 THEN I = 21
  LOCATE I - 1, 63: COLOR 10, 0: PRINT "=>"
  I = I - 1: GOTO M
END IF
IF A$ = CHR$(0) + CHR$(59) THEN GOTO 1200
IF A$ = CHR$(13) THEN
  LOCATE 1, 65: COLOR 2, 2: PRINT " "
  LOCATE 1, 65: COLOR 9, 2
  IF I = 6 THEN INPUT DP: LOCATE 4, 20: COLOR 25, 2: PRINT "Por los cambios hechos es
necesario otro valor de RGLTPmín."
  IF I = 7 THEN INPUT PS: LOCATE 4, 20: COLOR 25, 2: PRINT "Por los cambios hechos es
necesario otro valor de RGLTPmín."
  IF I = 8 THEN INPUT RGL
  IF I = 9 THEN INPUT DITP: LOCATE 4, 20: COLOR 25, 2: PRINT "Por los cambios hechos es
necesario otro valor de RGLTPmín."
  IF I = 10 THEN INPUT DETP:
  IF I = 11 THEN INPUT GG
  IF I = 12 THEN INPUT PR:
  IF I = 13 THEN INPUT TW:
  IF I = 14 THEN INPUT C
  IF I = 15 THEN INPUT n:
  IF I = 16 THEN INPUT GL:

```

```

IF I = 17 THEN INPUT D1TR
IF I = 18 THEN INPUT Z:
IF I = 19 THEN INPUT RGL/TPMIN: LOCATE 4, 20: COLOR 2, 2: PRINT"
IF I = 20 THEN INPUT DH1
GOTO RA
END IF
LOCATE 22, 47: COLOR 29, 2: PRINT "Enter - Teclar valor - Enter."
LOCATE 22, 4: PRINT "Flechas verticales para posicionarse."
LOCATE 4, 4: PRINT "F1 - Cálculo."
GOTO M
1200
IF BART = 1 THEN H1 = 0
END SUB

```

SUB DESPLIEGUE

```

COLOR 15, 4
LOCATE REN + 4, 5: PRINT USING "#####.#" ; H1
LOCATE REN + 4, 19: PRINT USING "#####.###" ; T1H1
LOCATE REN + 4, 33: PRINT USING "#####.###" ; T2H1
LOCATE REN + 4, 49: PRINT USING "#####.###" ; QOIL
LOCATE REN + 4, 64: PRINT USING "#####.###" ; QGAS
IF REN = 16 THEN GOTO 345
REN = REN + 1
GOTO 346
345: LOCATE 22, 30: COLOR 10, 4: PRINT "Más resultados (M), Menú de datos (D), Salir (S)."
RET$ = INKEY$: IF RET$ = "" THEN GOTO 345
IF RET$ = "M" OR RET$ = "m" THEN CONTA = 0: REN = 0: GOTO 346
IF RET$ = "D" OR RET$ = "d" THEN CONTA = 0: BART = 1: REN = 0: CALL DATOS: GOTO 346
IF RET$ = "s" OR RET$ = "S" THEN END
GOTO 345
346:
END SUB

```

SUB PRESENTACION

CLS

SCREEN 0, 3, 0, 0

COLOR 0, 3

PRINT STRING\$(2000, 32)

LOCATE 3, 13: PRINT "_____"

FOR I = 4 TO 9

LOCATE I, 13: PRINT "I"

LOCATE I, 67: PRINT "I"

NEXT I

LOCATE 10, 13: PRINT "_____"

COLOR 1, 3: LOCATE 5, 19

PRINT "DISEÑO DEL ÉMBOLO VIAJERO APLICADO A POZOS"

LOCATE 6, 34: PRINT "DE ALTA RGL."

LOCATE 8, 22: PRINT "(Criterio de producción máxima de gas)."

COLOR 0, 7

LOCATE 1, 1: PRINT "_____"

FOR I = 2 TO 23

LOCATE I, 1: PRINT "I"

LOCATE I, 79: PRINT "I"

NEXT I

LOCATE 23, 1: PRINT "_____"

COLOR 8, 3

LOCATE 13, 3: PRINT "Programa incluido en la tesis profesional."

COLOR 5, 3:

LOCATE 15, 12: PRINT "OPTIMACIÓN Y ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL ÉMBOLO
VIAJERO"

LOCATE 16, 32: PRINT "EN POZOS DE GAS."

COLOR 8, 3

LOCATE 18, 5: PRINT "desarrollada por Rafael Alfonso Navarro Rosales para obtener"

LOCATE 19, 5: PRINT "el título de Ingeniero Petrolero."

COLOR 6, 3

LOCATE 21, 38: PRINT "México, D.F.; Ciudad Universitaria, 1996."

COLOR 15, 3

LOCATE 3, 19: PRINT "UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO"

COLOR 20, 3

LOCATE 22, 3: PRINT "Oprime una tecla para continuar."

P: A\$ = INKEY\$: IF A\$ = "" THEN GOTO P

END SUB

APÉNDICE D.

**BIBLIOGRAFÍA RECOMENDADA RELACIONADA CON
EL ÉMBOLO VIAJERO.**

- Beggs, H.D., 1991. *Gas Production Operation*, OGCI Publications, Tulsa, Oklahoma.
- Bradley, H.B., 1987. *Petroleum Engineering Handbook*, Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas.
- Ferguson, P.L. y Beauregard, E., 1983. *Will Plunger Lift Work in my Well?*, Southwestern Petroleum Short Course Association, Lubbock, Texas.
- Ikoku, C.U., 1984. *Natural Gas Production Engineering*, John Wiley and Sons, Inc., New York, New York.
- Lucero, A.F., 1985. *Análisis Dinámico del Pistón Viajero*, tesis para obtener el título de Licenciado en Ingeniería Petrolera, UNAM, I, México, D.F.
- McMurry Oiltools, Inc., 1992. *Subsurface Plunger Equipment Catalog*, Huntsville, Texas.
- Morrow, S.J. y Rogers, J.R., 1992. *Increasing Production Using Microprocessors and Tracking Plunger-Lift Velocity*, SPE Paper # 24296, presentado al SPE Mid - Continent Symposium celebrado en Amarillo, Texas, Abril 13-14.
- Navarro, J.R., 1994. *Recuperación de Líquidos en Pozos de Gas y Condensado*, proyecto presentado a la Subgerencia de Diseño, Región Sur, PEMEX.
- Szilas, A.P., 1975. *Production and Transport of Oil and Gas*, Developments in Petroleum Science Series, vol. 3, Elsevier Scientific Publishing Company, Budapest, Hungary.