

13  
24



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección  
60-I-158

SR. BALDOMERO ABRAMAM GONZALEZ VELAZQUEZ  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Jesús Héctor Díaz Bertuche, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

**"SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO EN DOS ETAPAS"**

- INTRODUCCION
- I GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION ARTIFICIAL
- II ANALISIS DE LA INFORMACION PARA UN SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO
- III CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO EN DOS ETAPAS
- IV EJEMPLOS
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Coordinación 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 8 de septiembre de 1988  
EL DIRECTOR

DANIEL RESENDIZ NUREZ

DRN' 'gtg

**FALLA DE ORIGEN**



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 está 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.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO EN DOS ETAPAS

### INDICE

	PAGINA
APROBATORIA	i
INDICE	ii
LISTA DE TABLAS	vi
LISTA DE FIGURAS	vii
SIMBOLOGIA, UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSION	ix
R E S U M E N	xvi
I N T R O D U C C I O N	xviii
<b>CAPITULO 1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION ARTIFICIAL.</b>	<b>1</b>
- Métodos de Producción Artificial	1
- Tipos de Bombeo Neumático	2
- Definición del Sistema de Bombeo Neumático Continuo	3
- Localización y Función de las Válvulas de Inyección	4
- Representación de la Presión de Fondo Fluyendo	5
- Aplicación, Ventajas y Limitaciones del Flujo Continuo	5

	PAGINA
<b>CAPITULO II. ANALISIS DE LA INFORMACION PARA UN SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO.</b>	<b>8</b>
- Descripción del Sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas	8
- Formulación del Problema	9
- Propósito de este Trabajo	9
.. Análisis de los Datos	10
. Datos del Yacimiento	11
.. Mecanismos de Empuje	11
.. Índice de Productividad	16
. Suministro de Gran Volumen de Gas a Alta Presión	17
.. Ecuación General para el Cálculo de la Presión Subsuperficial del Gas en la TP y EA	18
.. Ecuación para la Presión del Gas Subsuperficial para una Tubería Delgada	20
. Equipo de Terminación	21
.. Flujo Multifásico Vertical en la TP	23
.. Flujo Multifásico Vertical en el EA	24

	PAGINA
<b>CAPITULO III. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO EN DOS ETAPAS</b>	<b>33</b>
- Presentación del Método	33
- Fundamento del Método y Comparación Gráfica con el Método Estándar	33
- Estimación de la Producción de Aceite con Ecuaciones Empíricas	39
- Terminación del Bombeo Neumático Estándar	40
- Equipos de Terminación de una Instalación de Bombeo Neumático en Dos Etapas	41
- Instalación de Bombeo Neumático en Dos Etapas para una TR de 9 5/8 pulgadas	43
- Instalación de Bombeo Neumático Continuo de Dos Etapas para TR de 7 pulgadas	44
- Terminación Propuesta en el Fondo del Pozo para una Instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas	45

	<b>PAGINA</b>
- Terminación Paralela en Dos Etapas.	45
<b>CAPITULO IV. EJEMPLOS</b>	<b>56</b>
<b>CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>59</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>62</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>89</b>

## LISTA DE TABLAS

		PAGINA
TABLA I.	<i>Equivalencias de Barendell del Diámetro Hidráulico para el Espacio Anular.</i>	29
TABLA II.	<i>Valores Constantes para Usarse en las Ecuaciones Empíricas para Estimar la Producción de Aceite en una Inyección de Bombeo Neumático Estándar.</i>	42
TABLA III.	<i>Tubería de Producción Especial y Especificaciones de la Tubería de Revestimiento.</i>	46
TABLA IV.	<i>Sección de Área para Varios Espacios Anulares.</i>	50
TABLA V.	<i>Comparación entre Flujo Natural, Bombeo Neumático Estándar y Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas.</i>	54



## LISTA DE FIGURAS

		PAGINA
FIGURA 1.	Representación Gráfica de La Presión de Fondo Fluyendo.	6
FIGURA 2.	Curvas Típicas de Comportamiento vs. Producción Acumulativa.	12
FIGURA 3.	Curvas de Índice de Productividad e Índice de Productividad Relativo Medido a 18,440 bbls de Aceite Acumulativos.	14
FIGURA 4.	Índice de Productividad vs. Recuperación Acumulativa para Varios Tipos de Mecanismos de Empuje de Vacimientos.	15
FIGURA 5.	Principio del Sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas.	34
FIGURA 6.	Terminación Teórica del Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas con Las Curvas del Gradiente de Presión.	35
FIGURA 7.	Diseño Gráfico para el Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas para unos Datos Obtenidos del Pozo.	37
FIGURA 8.	Comparación del Comportamiento de Las Curvas de Presión entre el Bombeo Neumático Estándar y La Instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas para Diferentes Vacimientos y	38

## Características del Pozo.

- FIGURA 9. Instalación Paralela de un Sistema de Bombas Neumático Continuo en Dos Etapas para una TE de  $9\ 5/8$  ". 49
- FIGURA 10. Curvas del Comportamiento de la Presión pa en la Corrida 1-4 de la Tabla V. 55

## SIMBOLOGÍA, UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSION

### SÍMBOLOS

### UNIDADES FACTIBLES DE USARSE

A = Area	$m^2$
$B_g$ = Factor de volumen del gas ( $B_g < 1$ )	$\frac{m^3_g @ C.Y.}{m^3_g @ C.S.}$
$B_o$ = Factor de volumen del aceite ( $B_o > 1$ )	$\frac{m^3 (C + G) @ C.Y.}{m^3 @ C.S.}$
$B_t$ = Factor de volumen de las dos fases $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$	$\frac{(m^3 C + G + G) @ C.Y.}{m^3 @ C.S.}$
$B_w$ = Factor de volumen del agua	$\frac{m^3_w - G @ C.Y.}{m^3 @ C.S.}$
C = Compresibilidad	$(Kg/cm^2)^{-1}$
$C_r$ = Compresibilidad de la formación	$(Kg/cm^2)^{-1}$
$C_g$ = Compresibilidad del gas	$(Kg/cm^2)^{-1}$
$C_o$ = Compresibilidad del aceite	$(Kg/cm^2)^{-1}$
$C_w$ = Compresibilidad del agua	$(Kg/cm^2)^{-1}$
D = Profundidad	m
E = Espaciamento	m

$g$	= Aceleración de la gravedad	$m/seg^2$
$G$	= Volumen original de gas libre c.s.	$m^3g$
$G_i$	= Volumen acumulativo de gas inyectado @ c.s.	$m^3g$
$G_p$	= Volumen acumulativo de gas producido @ c.s.	$m^3g$
$H$	= Espesor bruto	$m$
$h$	= Espesor neto	$m$
$i$	= Gasto de inyección	$m^3/día$
$J$	= Índice de productividad	$(m^3/día)/(Kg/cm^2)$
$J_s$	= Índice de productividad específica	$(m^3/día)/(Kg/cm^2)/(m)$
$K$	= Permeabilidad absoluta	Darcy
$K_g$	= Permeabilidad efectiva al gas	Darcy
$K_o$	= Permeabilidad efectiva al aceite	Darcy
$K_w$	= Permeabilidad efectiva al agua	Darcy
$K_{rg}, K_{ro}, K_{rw}$	= Permeabilidad relativa al gas, aceite y agua respectivamente	-
$\ln$	= Logaritmo natural (base "e")	-
$\log$	= Logaritmo decimal (base "10")	-
$M$	= Peso molecular	$lb/mole-lb$
$N$	= Volumen original de aceite @ c.s.	$m^3o$

$N_p$	= Volumen acumulativo producido de aceite @ c.s.	$m^3$
$p$	= Presión	$kg/cm^2$
$P_b$	= Presión de burbujeo o de saturación	$kg/cm^2$
$P_e$	= Presión estática del yacimiento	$kg/cm^2$
$P_i$	= Presión inicial	$kg/cm^2$
$\bar{p}$	= Presión media	$kg/cm^2$
$P_c$	= Presión crítica	$kg/cm^2$
$p^*$	= Presión pseudo-crítica	$kg/cm^2$
$p^*$	= Presión pseudo-reducida	-
$P_{wf}$	= Presión de fondo fluyendo	$kg/cm^2$
$P_{ws}$	= Presión de fondo cerrada	$kg/cm^2$
$Q$	= Gasto o ritmo de producción	$m^3/día$
$q_g$	= Gasto de gas	$m^3_e/día$
$q_o$	= Gasto de aceite	$m^3_e/día$
$P_{wh}$	= Presión en la boca del pozo	$kg/cm^2$
$q_w$	= Gasto de agua	$m^3_e/día$
$r_e$	= Radio de drenaje del pozo	m
$r_i$	= Radio de invasión	m
$r_w$	= Radio del pozo	m

R	= Constante universal de los gases	lb - pg <sup>2</sup> /°R - mole-lb
R	= Razón gas-aceite instantánea	m <sup>3</sup> g/m <sup>3</sup> o
R <sub>p</sub>	= Razón gas-aceite acumulativa ( $\frac{Gp}{M}$ )	m <sup>3</sup> g/m <sup>3</sup> o
R <sub>s</sub>	= Razón gas-disuelto-aceite	m <sup>3</sup> g/m <sup>3</sup> o
R <sub>sw</sub>	= Razón gas-disuelto-agua	m <sup>3</sup> g/m <sup>3</sup> v
S	= Saturación en general	m <sup>3</sup> f <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>g</sub>	= Saturación de gas	m <sup>3</sup> g <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>gr</sub>	= Saturación de gas residual	m <sup>3</sup> g <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>gc</sub>	= Saturación de gas crítica	m <sup>3</sup> g <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>a</sub>	= Saturación de aceite	m <sup>3</sup> o <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>ar</sub>	= Saturación de aceite residual	m <sup>3</sup> o <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>ac</sub>	= Saturación de aceite crítica	m <sup>3</sup> o <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>v</sub>	= Saturación de agua	m <sup>3</sup> v <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S <sub>vi</sub>	= Saturación de agua congénita o intersticial	m <sup>3</sup> v <sup>o</sup> c.y./m <sup>3</sup> poros
S.G.	= Densidad relativa del gas (aire = 1)	-
t	= Tiempo	días
T	= Tiempo adimensional o número de periodos de explotación	-
T°	= Temperatura	°C

• EN ALGUNOS LIBROS SE HACE, T = TIEMPO, SOLAMENTE PARA FINES DE ANALISIS DIMENSIONAL.

$T_y$	= Temperatura del yacimiento	$^{\circ}\text{C}$
$T_c$	= Temperatura crítica	$^{\circ}\text{K}$
$pT_c$	= Temperatura pseudocrítica	$^{\circ}\text{K}$
$pT_r$	= Temperatura pseudoreducida	-
$V$	= Volumen	$\text{m}^3$
$V_p$	= Volumen de poros	$\text{m}^3$
$V_b$	= Volumen bruto (total) de roca	$\text{m}^3$
$V_s$	= Volumen de sólidos	$\text{m}^3$
$W$	= Volumen de agua	$\text{m}^3$
$W_e$	= Entrada acumulativa de agua al yacimiento @ c.y.	$\text{m}^3$
$W_i$	= Volumen acumulativo de agua inyectado @ c.s.	$\text{m}^3$
$W_p$	= Volumen acumulativo producido de agua @ c.s.	$\text{m}^3$
$X$	= Fracción molar de la fase líquida	-
$Y$	= Fracción molar de la fase gaseosa	-
$Z$	= Fracción molar de la mezcla	-
$Z$	= Factor de compresibilidad del gas	-
$\phi$	= Porosidad	$\text{m}^3 \text{ poros} / \text{m}^3 \text{ roca}$
$\mu$	= Viscosidad	poises

$\mu_g, \mu_o, \mu_w$	= Viscosidad del gas, aceite y agua	poises
$\lambda$	= Movilidad ( $K/\mu$ )	(darcys/poises)
$\rho$	= Densidad	$g/cm^3 - g/cm^3$
$\rho_g, \rho_o, \rho_w$	= Densidad del gas, aceite y agua	$g/cm^3 - g/cm^3$
$\phi$ c.e.	= Medido a condiciones de escurrimiento	-
$\phi$ c.s.	= Medido a condiciones estándar	-
$\phi$ c.y.	= Medido a condiciones de yacimiento	-

### SUBINDICES

- a = Atmosférica, aire
- b = Burbujeo o saturación
- c = Crítica, congénita
- d = Disuelto
- f = Fluidos, fluyendo, formación
- g = Gas
- i = Inicial, invadido
- l = Libre, liberado
- o = Aceite
- p = Producción acumulativa, poros
- r = Residual, reducido
- s = Específico
- w = Agua
- y = Yacimiento



## FACTORES DE CONVERSION

### Longitud

$$1 \text{ pg} = 2.54 \text{ cm}$$

$$1 \text{ pie} = 30.48 \text{ cm}$$

### Volumen

$$1 \text{ Bl} = 159 \text{ lt} = 42 \text{ gal}$$

$$1 \text{ Bl} = 5.615 \text{ pie}^3$$

$$1 \text{ m}^3 = 6.29 \text{ Bl} = 35.314 \text{ pie}^3$$

### Presión

$$1 \text{ atm} = 760 \text{ mm Hg}$$

$$1 \text{ atm} = 14.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$$

## CONSTANTES

Condiciones estándar (c.s.) = 1 atm y 20°C ó 14.7 lb/pg<sup>2</sup> y 60 °F

$$\text{Temperatura absoluta} = \left\{ \begin{array}{l} \text{°K} = \text{°C} + 273 \\ \text{°R} = \text{°F} + 460 \end{array} \right.$$

$$\text{Peso molecular medio del aire seco} = 28.97$$

$$\text{Volumen de 1 mole-g de gas c.s.} = 22.40 \text{ litros}$$

$$\text{Volumen de 1 mole-lb de gas c.s.} = 379.40 \text{ pies}^3$$

$$\text{Peso específico del agua c.s.} = 1 \text{ g/cm}^3 = 62.4 \text{ lb/pie}^3$$

$$\text{Peso específico del gas c.s.} = 0.0764 \text{ (lb/pie}^3)$$

$$R = 82.05 \text{ (atm-cm}^3)/(\text{°K} - \text{mole} - \text{g})$$

$$R = 10.73 \text{ (lb/pg}^2 - \text{pie}^3)/(\text{°R} - \text{mole} - \text{lb})$$

## RESUMEN

---

En el primer capítulo se citan brevemente los principales métodos de producción artificial y sus características generales, se explican los tipos de bombeo neumático, se define el sistema de bombeo neumático continuo, se señalan las principales funciones de las válvulas de inyección, se representa la presión de fondo fluyendo y se dan ventajas y limitaciones del flujo continuo.

El segundo capítulo incluye la descripción del Sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas, se definen los alcances de este trabajo, para complementarlo; se habla de los datos que deben tenerse del yacimiento, del suministro de gas y del equipo, para instalar un sistema como el que se analiza, ya que serán factores decisivos para determinar su aplicación.

En el siguiente capítulo se dan los fundamentos sobre los cuales se basa el sistema en estudio y se hace una comparación gráfica entre este sistema y el sistema de Bombeo Neumático Continuo Estándar. A continuación se calcula la producción de aceite mediante ecuaciones empíricas para ambos sistemas, se hace una revisión de la instalación subsuperficial.

El capítulo cuarto presenta algunos ejemplos sencillos donde se aplica el método.

El último capítulo da las conclusiones y recomendaciones.

ANEXO A. Programa de cómputo para las Ecuaciones de Cullender y Smith.

ANEXO B. Programa de cómputo para calcular la Caída de Presión.

**ANEXO C. Curvas de Caidas de Presión para las Ecuaciones Empíricas para Estimar el Ritmo de Producción de Aceite.**

**ANEXO D. Programa de cómputo para el Sistema Paralelo de una Instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas y la Subrutina de la Correlación de Hagedorn y Brown.**

## INTRODUCCION

Los proyectos y estudios que se realizan en la Ingeniería Petrolera tienen como objetivo primordial el desarrollo y optimización de técnicas y recursos, que traducidos a tiempo y dinero representan ganancias y avances tecnológicos, siempre enfocados a un mejor aprovechamiento en la explotación del petróleo en su calidad de recurso no renovable.

La producción primaria y los sistemas de producción artificial llevan en sí la tarea de explotar dicho recurso y son éstos últimos los que cobran especial importancia cuando el ritmo de producción de los campos petroleros entra en su fase de declinación y su combinación con los métodos de recuperación secundaria, favorecen la detención de los hidrocarburos del yacimiento con el tiempo.

Con la intención de presentar entre los sistemas de producción artificial el "Sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas", como una posible opción a ser aplicada cuando las características y condiciones del pozo petrolero ya dentro de la segunda etapa lo permitan, se hace el análisis de este método que tecnológicamente se puede considerar nuevo, y aunque su aplicación es para casos y condiciones muy específicas, vale la pena considerarlo por lo satisfactorio de su rendimiento.

El sistema que se analiza está enfocado a tratar directamente con la profundidad desde la cual han de ser elevados los fluidos hasta la superficie, ya que, aún con el correcto diseño de un sistema de bombeo neumático estándar ya no es posible obtener un mayor gradiente de presión entre la  $P_{2s}$  y la  $P_1$ , para lograr una mayor producción, y es aquí donde con este método,

utilizando dos sartas de producción en paralelo, se logran valores óptimos -- para la  $P_w$  y se reduce la profundidad desde la cual han de ser elevados los fluidos, parámetro que anteriormente se manejaba como un valor constante.

Este método brinda otra alternativa dentro de las técnicas que se han desarrollado para los sistemas de Producción Artificial, ya que incrementa el ritmo de producción, prolonga la vida económica del pozo y también da un mejor factor de recuperación del yacimiento.

## **CAPITULO I. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION ARTIFICIAL**

---

### **METODOS DE PRODUCCION ARTIFICIAL<sup>4</sup>**

#### **Sistema de Bombeo Mecánico**

Consta de una bomba subsuperficial que unida a una sarta de varillas de succión transmite el movimiento del bombeo superficial y la potencia a la bomba subsuperficial. Las varillas de succión conducen los fluidos desde la bomba hasta la superficie. El equipo de bombeo superficial cambia el movimiento rotatorio del motor principal en un movimiento de bombeo real oscilatorio.

#### **Sistema de Bombeo Hidráulico**

Se fundamenta en hacer llegar la energía a los fluidos, desde la superficie hasta una bomba subsuperficial, mediante un fluido a presión el cual acciona un pistón coaxial, impulsando a la superficie el fluido motor y a los hidrocarburos del pozo.

#### **Sistema de Bombeo Eléctrico**

El equipo superficial consta de: transformador, tablero de control y caja de venteo. El subsuperficial de: motor trifásico, protector, separador de gas y bomba. Este tipo de aparejo nunca debe ir por debajo del intervalo productor, siendo una limitante la temperatura.

#### **Sistema de Bombeo Electrocentrifugo**

Consta de una bomba centrífuga vertical accionada por un motor eléctrico, que recibe la energía por medio de un cable conductor desde la superficie. Todo

el aparejo se coloca dentro de la TR y abajo del nivel de operación del pozo.

## TIPOS DE BOMBEO NEUMÁTICO

Existen muchos factores que deben de ser considerados en el diseño de una instalación de bombeo neumático. Uno de los principales es determinar si el pozo deberá producirse con flujo intermitente o continuo. Muchas instalaciones tienen que ser diseñadas sin saber con certeza cual de dichas opciones de instalación será mejor. Pozos con tales instalaciones son llamados pozos en línea límite y su diseño representa un problema. Afortunadamente, existen válvulas de inyección de gas que se adecuan para ambos flujos: continuo e intermitente. Aunque otras válvulas pueden ser usadas sólo para uno o para el otro caso.

El sistema de bombeo neumático consiste en una serie de válvulas unidas a la sarta de tubería de producción con el fin de permitir la inyección de gas a alta presión para elevar los fluidos del pozo. El sistema de bombeo neumático puede ser: **Intermitente o Continuo.**

En el sistema de bombeo neumático intermitente, la inyección intermitente de gas puede hacerse a intervalos predeterminados de tiempo, para producir la cantidad de fluido acumulado por arriba del punto de inyección.

En el bombeo neumático continuo la inyección continua de gas dentro de la tubería de producción a través de la válvula inyectora de gas para aerear la corriente de fluidos y producirlos a la superficie.

Las ventajas de la instalación de bombeo neumático sobre los sistemas es que es necesario un mínimo de equipo del pozo en la superficie para operar y tanto el sistema como el método ofrecen excelente flexibilidad de operación.

## DEFINICION DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

El sistema de bombeo neumático continuo se define como sistema de producción artificial consistente en la inyección controlada y continua de gas dentro de una columna de fluido. El gas se inyecta a determinada profundidad, lo cual permite la eficiente aereación de la columna hidráulica desde el punto de inyección del gas hasta la superficie, con el fin de reducir la presión de fondo para obtener un mayor ritmo de producción. El sistema de bombeo neumático continuo es similar al flujo natural. El gas inyectado se controla en la superficie por algún tipo de regulador o válvula de aguja, los cuales permiten la entrada de gas en volumen y presión adecuados, al espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, a la profundidad de inyección.

Debido a las circunstancias antes citadas se hace una evaluación de los datos de producción del pozo con el propósito de efectuar un diseño de aparejo capaz de manejar un cierto ritmo de producción del pozo. La determinación del gasto de producción no significa que la instalación deberá producir la cantidad supuesta. Unicamente sirve como un criterio para asegurarse que la válvula diseñada como operante descargará en el punto óptimo de operación, mientras el pozo está llenándose de fluido con el gasto que se supuso. Las instalaciones de bombeo neumático son bastante flexibles para ajustarse ellas mismas - prácticamente a cualquier gasto de producción. Si se obtiene un gasto mayor al supuesto, probablemente signifique que una o dos válvulas de más han sido instaladas en el aparejo, pero la instalación deberá todavía mejorar satisfactoriamente para gastos menores.

Una suposición lógica del gasto asegura que el número de válvulas usado y su localización en la sarta de la tubería de producción es consistente con las condiciones existentes del pozo.

En el diseño de un sistema de bombeo neumático deberán de conocerse todas las localizaciones de las válvulas de manera que la presión de fondo pueda calibrarse en el taller y que dé el comportamiento deseado en el fondo del pozo.



## LOCALIZACION Y FUNCION DE LAS VALVULAS DE INYECCION<sup>12</sup>

Las funciones principales de las válvulas de inyección de gas son:

1. Permitir la inyección del gas en el punto óptimo de la sarta de tubería de producción a fin de descargar los fluidos de los pozos.
2. Controlar el volumen de inyección de gas dentro de la tubería de producción.

Ambas funciones sujetas a las condiciones de descarga y operación. Como en todos los otros tipos de sistemas de producción artificial el propósito del bombeo neumático es crear la presión de fondo fluyendo requerida para que el pozo pueda producir el gasto esperado.

La localización de las válvulas en la TP está determinado por:

- a). La presión del gas disponible para la descarga.
- b). Peso del fluido (gradiente de los fluidos en el pozo al tiempo de descarga).
- c). Comportamiento del flujo del pozo durante el tiempo de descarga.
- d). La presión en la cabeza del pozo contra la cual los fluidos deben descargar y ser producidos.
- e). Nivel del fluido en la tubería de revestimiento y si o no el pozo ha sido cargado con fluido de control.
- f). La presión de fondo y características del pozo produciendo.

Con un sistema de bombeo neumático continuo el pozo tiene una cierta presión de fondo fluyendo. Esta presión debe de ser capaz de elevar los fluidos desde el intervalo productor hasta el punto de inyección del gas, en este punto se incorpora el gas inyectado al flujo del pozo.

## REPRESENTACION DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO

La presión de fondo fluyendo es la suma de:

- La presión en la cabeza del pozo en la TP.
- El promedio del gradiente de presión arriba del punto de inyección del gas por la profundidad a dicho punto.
- El promedio del gradiente de flujo abajo del punto de inyección por la distancia del punto de inyección a la profundidad del pozo (intervalo productor).

A lo cual se hace referencia en la figura 1. y se representa en la siguiente ecuación:

$$P_{df} = P_{wh} + G_{fa} (L) + G_{fb} (D - L) \quad \dots 1$$

donde:

- $P_{df}$  = Presión de fondo fluyendo lb/pg<sup>2</sup>
- $P_{wh}$  = Presión en la cabeza del pozo lb/pg<sup>2</sup>
- $G_{fa}$  = Valor promedio del gradiente de flujo arriba del punto de inyección
- $L$  = Profundidad de la superficie al punto de inyección
- $G_{fb}$  = Valor promedio del gradiente de flujo abajo del punto de inyección
- $D$  = Profundidad total del pozo

## APLICACION, VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL FLUJO CONTINUO

El sistema de bombeo neumático continuo se recomienda en:

1. Pozos con alta capacidad de producción. Si la capacidad de la TP es excedida, el flujo en la TR puede ser usado.

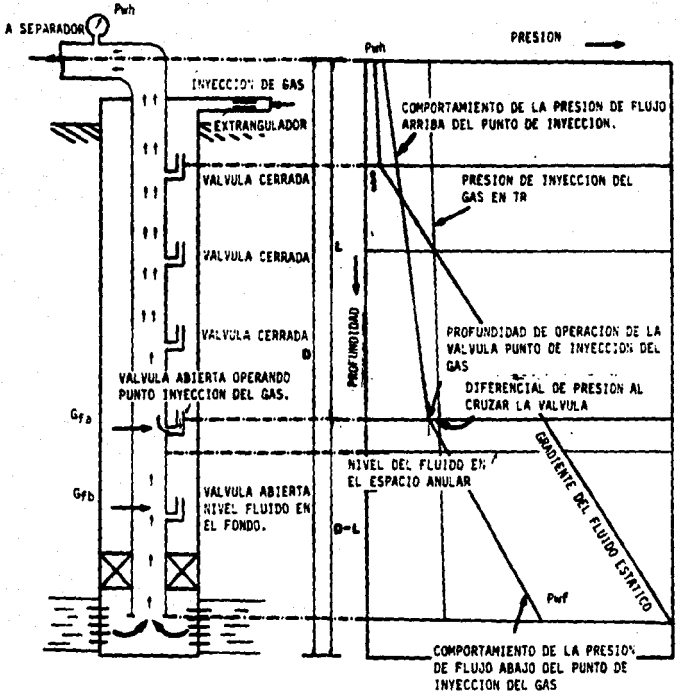


FIG. 1. REPRESENTACION GRAFICA DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO MECANISMO DEL BOMBEO NEUMATICO EN FLUJO CONTINUO.

2. Pozos en los cuales surgen presiones de fondo fluyendo como resultado de arenas o entrada de agua.
3. Pozos produciendo fluidos con arena para prevenir tapones de arena en la TP.
4. Pozos con TP's delgadas.

Las ventajas son comparadas con el flujo intermitente.

- a. La energía de expansión del gas de inyección y el de la formación es utilizada abajo de la presión de la cabeza del pozo en la TP.
- b. El gas de inyección para una instalación de flujo continuo entra al pozo y produce a un gasto relativamente constante.
- c. Una presión de fondo fluyendo constante es más factible en pozos con flujo continuo.
- d. Muchas instalaciones con flujo continuo requieren solo válvula de inyección de gas.

La principal limitación del flujo continuo es la mínima presión de fondo fluyendo (máxima caída) posible.

## CAPITULO II. ANALISIS DE LA INFORMACION PARA UN SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO

---

### DESCRIPCION DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO EN DOS ETAPAS

Los hidrocarburos alcanzan una cierta altura, hasta donde la energía natural del yacimiento ya en producción artificial lo permita, para posteriormente pasar a través de las ventanas al espacio anular de la tubería de revestimiento que es una zona de más baja presión, de tal forma que se tiene el efecto de un separador, donde el gas disuelto que se libera es recuperado en la superficie. La sarta de producción cuenta con una tubería concéntrica para inyectar gas y se usa para hacer llegar los hidrocarburos del intervalo productor a la altura de las ventanas cuando ya no es posible que lleguen por la energía propia del yacimiento teniéndose así una mayor producción. Hasta aquí, se considera la primera de las dos fases que componen el sistema. Con otra sarta de producción paralela que también tiene una tubería concéntrica que se utiliza para inyectar gas a alta presión, para hacer llegar los hidrocarburos a la superficie por el espacio anular entre ambas tuberías, concluyéndose así la segunda fase.

La mejor aplicación de este sistema artificial de producción será, en aquellos pozos que tienen una baja presión de fondo fluyendo y un buen índice de productividad. La presión de fondo fluyendo con este tipo de instalación será más baja que la presión de fondo fluyendo lograda con una instalación de bombeo neumático estándar, esto permitirá una mayor producción.

## FORMULACION DEL PROBLEMA

El objetivo de este trabajo es mostrar un método para incrementar la producción de hidrocarburos, preferentemente en aquellos pozos que están produciendo a un bajo ritmo, por el método de bombeo neumático. Los pozos con muy bajos índices de productividad y baja presión de fondo estática no son candidatos para usar el Sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas, presentado en este trabajo.

El ritmo de producción de algunos pozos depende del comportamiento de su índice de productividad ( $J$ ), la presión de fondo estática ( $P_{ws}$ ), y la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ).

De todos los datos anteriormente mencionados, el único parámetro que podemos variar es la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ). Para una instalación de bombeo neumático estándar una mínima presión de fondo fluyendo puede ser obtenida aún con el correcto diseño. No es posible reducir más la presión de fondo fluyendo y obtener una mayor producción. En este trabajo se muestra un método para producir los fluidos a una cierta altura por una sarta y además se utiliza otra sarta para producir los fluidos hasta la superficie. El propósito es lograr una  $P_{wf}$  más baja de la que se obtendría con una sola sarta. El flujo en el espacio anular sirve como una sarta de producción.

## PROPOSITO DE ESTE TRABAJO

La mayor desventaja del sistema de bombeo neumático y la mayor diferencia con los otros métodos de producción artificial es que en éste no hay variación de la presión de fondo fluyendo entre los puntos de trabajo de entrada y salida a la profundidad de inyección del gas, mientras una gran diferencia en la presión se obtiene a través de una bomba sumergible.

La válvula freno o válvula viajera de un equipo de bombeo es capaz de soportar la presión de la columna hidráulica de los fluidos que se producen permitiendo una baja presión de fondo fluyendo en la cara del intervalo productor.

Un pozo productor con bombeo neumático con la correcta tubería de producción y válvulas inyectoras de gas producirá a un cierto gasto máximo con una presión constante de operación en la superficie y un volumen de inyección constante de gas, después de esto no hay forma de incrementar este gasto, desde entonces la producción del pozo depende de la  $P_{wf}$  y del balance con la presión de la columna hidráulica de los fluidos en dos fases.

Sin embargo, si producimos los fluidos en una sarta de producción a una cierta altura y luego hasta la superficie por otra sarta de producción, la  $P_{wf}$  puede reducirse y un mayor gasto se puede obtener. Dos sarts se requieren para elevar el líquido a la superficie. La desventaja de este método es su complicado equipo de terminación, y que un solo intervalo puede operarse. Este método - trabaja mejor si se utiliza para pozos con una terminación sencilla productora de aceite con tubería de revestimiento de 7 6 9 5/8" de diámetro.

Se desarrollaron ecuaciones en este trabajo con el fin de predecir el gasto de aceite para una terminación de bombeo neumático estándar y para una terminación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas que se propone en este trabajo.

Con el incremento de producción con este tipo de terminación de bombeo neumático, la vida económica del pozo también se prolongará y se logrará un mejor - factor de recuperación.

## ANALISIS DE LOS DATOS<sup>8</sup>

En consideración a los pozos con sistema de bombeo neumático, es necesario - analizar tres diferentes conjuntos de parámetros que son:

- . Datos del yacimiento y mecanismo de empuje
- . Fuente de gas disponible en la superficie
- . Equipo de terminación del pozo

Todos estos parámetros en conjunto controlan al yacimiento y su producción.

Estos parámetros pueden ser analizados por separado. Una alta presión de la fuente de gas y el equipo de terminación serán entonces propuestos a fin de obtener una mayor eficiencia del sistema. De esta manera un gasto máximo de producción será obtenido artificialmente.

#### Datos del Yacimiento

##### Mecanismos de Empuje<sup>o</sup>

El mecanismo de empuje de los fluidos en el yacimiento debe ser conocido con el objeto de colocar en cualquier pozo una instalación de producción artificial. Para lo cual será determinante el índice de productividad, la presión de fondo fluyendo y el gasto. Hay tres tipos básicos de mecanismos de empuje, pero dos o tres combinaciones de estos tres suelen existir, siendo los principales agentes desplazantes; el agua y el gas.

En el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, la producción de aceite es el resultado de la expansión volumétrica del gas disuelto. El índice de productividad y la presión declinan rápidamente, la instalación de bombeo neumático debe ser suficientemente flexible para que pueda soportar un rango más amplio en las condiciones de operación en períodos relativamente cortos de tiempo. Las curvas típicas de comportamiento para un yacimiento con empuje de gas disuelto son mostradas en la figura 2a.

El mecanismo de empuje por entrada de agua tiene lugar en la interfase agua-



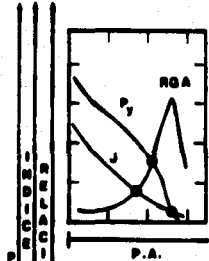


FIG. 2.a. COMPORTAMIENTO TIPICO PARA UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO.

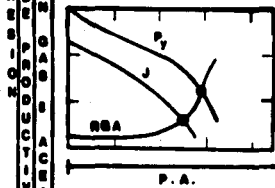


FIG. 2.c. COMPORTAMIENTO TIPICO PARA UN YACIMIENTO CON "EMPUJE POR EXPANSION GAS-ACEITE"

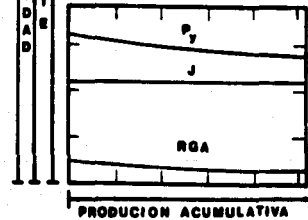


FIG. 2.b. COMPORTAMIENTO TIPICO PARA UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR ENTRADA DE AGUA PARA UN BAJO RITMO DE PRODUCCION.

FIG. 2. CURVAS TIPICAS DE COMPORTAMIENTO VS. LA PRODUCCION ACUMULATIVA

aceite móvil, en este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores, el volumen del yacimiento no permanece constante. El agua invade por medio del cambio de volumen inicial del yacimiento, manteniéndose la  $P_{wf}$  y el gasto con valores semejantes a los iniciales. La figura 2b. muestra las curvas típicas de comportamiento para este tipo de yacimientos. El índice de productividad independientemente de la relación gas-aceite y la  $P_{ws}$  tiende a permanecer constantemente por encima de la vida del pozo, por esta razón el diseño de bombeo neumático puede hacerse con más seguridad.

El mecanismo de empuje por expansión del casquete de gas también conocido como el de Segregación o Drene Gravitacional. Como proceso de producción, la expansión del casquete de gas y sus movimientos de avance hacia abajo dan como resultado un empuje con la expansión del casquete de gas. El flujo del gas libre de la zona de aceite cerca del casquete de gas puede darse si la permeabilidad de la formación es mayor a 100 milidarcies. La figura 2c. muestra las curvas típicas del comportamiento de estos yacimientos. En general la declinación de la presión es bastante rápida y el índice de productividad muestra la misma tendencia. Las curvas de comportamiento que aparecen en esta parte, están entre los mecanismos de empuje por gas disuelto y entrada de agua.

La capacidad de la formación para aportar fluidos al pozo es llamada comportamiento de flujo. Una gráfica típica de una curva de comportamiento de flujo para un yacimiento dado y una producción de aceite acumulativa es mostrada en la figura 3. La habilidad para predecir el comportamiento de flujo es mucho más complicada cuando notamos que la curva de comportamiento de flujo y el índice de productividad cambian con la producción acumulativa, una y otra vez es diferente dependiendo del tipo de yacimiento.

La figura 4. muestra los diferentes valores del índice de productividad en función de la producción acumulativa para diferentes mecanismos de empuje.

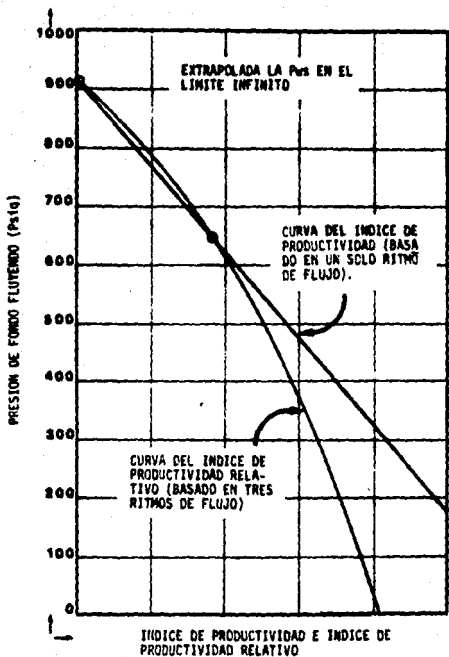


FIG. 3. CURVAS DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD E INDICE DE PRODUCTIVIDAD RELATIVO MEDIO A 18,400 BLS. DE ACEITE ACUMULATIVOS

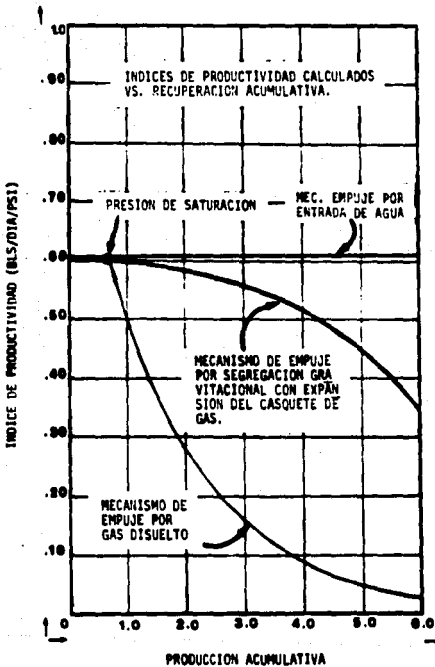


FIG. 4. INDICE DE PRODUCTIVIDAD VS RECUPERACION ACUMULATIVA PARA VARIOS TIPOS DE MECANISMOS DE EMPUJE DE YACIMIENTOS.

### Indice de Productividad

Un punto de la curva de comportamiento de flujo es llamado el indice de Productividad y se define como  $q/\Delta P$  donde  $q$  está dada en bls/día y  $\Delta P$  en psi, - - siendo esta la caída de presión entre presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

En un yacimiento con empuje de agua el Indice de Productividad puede ser considerado constante para un gasto y es representado por la siguiente ecuación:

$$PI = J = \frac{(q_o + q_w) \text{ bls/día}}{(P_{ws} - P_{wf}) \text{ psi}} \quad \dots 2$$

Donde:

$q_o$  = Bls de aceite por día, condiciones de tanque

$q_w$  = Bls de agua por día

$P_{ws}$  = Presión de fondo estática (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (lb/pg<sup>2</sup>)

El indice de Productividad también puede ser estimado de datos del yacimiento, con la siguiente información:

$$J = h \frac{k_r}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \quad \dots 3$$

Donde:

$h$  = Espesor neto de las capas productoras, pies

$k$  = Permeabilidad, darcies

$B$  = Factor de volumen, pie

$\mu$  = Viscosidad, centipoises

$O, w$  = Subíndices aceite y agua

Actualmente, el Índice de Productividad para un yacimiento por empuje de gas disuelto liberado puede ser estimado con cierta precisión usando la correlación de Vogel<sup>3</sup>, y cuyas consideraciones son:

- El medio poroso es uniforme y con una saturación de agua constante en todos los puntos.
- Los efectos de gravedad se desprecian.
- La compresibilidad de la roca y del agua son constantes.
- Yacimiento con empuje de gas disuelto.
- La presión de fondo fluyendo debe ser menor a la presión de burbujeo.
- El yacimiento es circular
- La composición es constante para el aceite y el gas.

#### Suministro de Gran Volumen de Gas a Alta Presión

Dos factores que controlan el gasto de producción para una determinada extensión son la presión y el volumen de gas de inyección. Si un suministro ilimitado de gas y una adecuada presión de inyección en la superficie están disponibles, el gradiente mínimo se puede lograr para una instalación dada y una máxima caída, alcanzándose así un máximo gasto de producción. El punto de inyección del gas puede aproximarse con la siguiente ecuación:

$$Prof = (P_{s_{sup}} - P_{1s_{sup}}) / 0.15 \quad \dots 4$$

**Ecuación General para el Cálculo de la Presión Subsuperficial del Gas en la TP y EA.**

La ecuación más usual y realista disponible para calcular la presión de flujo del gas en pozos es la de Cullender y Smith.

La ecuación general de flujo para un pozo de gas es:

$$\frac{1000 \text{ Gm H}}{53.33} = \int_{P_1}^{P_2} \frac{P/TZ \cdot d^{1.75}}{(F_g Q_g)^2 + 4/L \cdot (P/TZ)^2} \quad \dots 5$$

Donde:

$$F_g = (2.6665 \cdot \frac{r}{d^2})^{1.75} \quad \dots 6$$

Para flujo vertical  $L/H = 1$  por lo tanto la ecuación 5 se reduce a:

$$0.0375 \text{ Gm H} = [(P_{1.5} - P_1)(I_{1.5} + I_1) + (P_2 - P_{1.5})(I_2 + I_{1.5})] \quad \dots 7$$

Donde:

$$I = \frac{P/TZ}{(F_g Q_g)^2 + (P/TZ)^2} \quad \dots 8$$

$$P_2 = P_1 + \Delta P \quad \dots 9$$

$$\Delta P = \frac{3(37.5 G_m H)}{I_1 + 4I_{1.5} + I_2} \quad \dots 10$$

Donde:

$G_m$  = Gravedad del gas

$H$  = Profundidad, pies

$P$  = Presión lb/pg<sup>2</sup>

$T$  = Temperatura, °R

$Z$  = Compresibilidad del gas

$\bar{P}$  = Indica que el cuadro de la presión está expresado en miles

$Q_m$  = Ritmo de gas 10<sup>3</sup> \* pie<sup>3</sup>/día

$F_f$  = Factor de fricción para varias tuberías de flujo o varios espacios anulares. Estas tablas de factores de fricción son mostradas en T.C. - Frick

La ecuación anterior se aplica para ambos flujos de la tubería de producción o espacio anular. La única diferencia es que el factor de fricción se tiene que leer en la tabla de tubería de producción o espacio anular, según sea el caso.

En las tablas de fricción de Frick, no hay factor de fricción para una tubería delgada de 3/4" de diámetro externo, pero éste puede ser calculado como sigue:

$$f = 0.0004372 * D^{-0.224} \text{ para } D < 4.277 \text{ pulgs} \quad \dots 11$$

y

$$f = 0.004007 * D^{-0.164} \text{ para } D > 4.277 \text{ pulgs} \quad \dots 12$$



Combinando la ecuación 6 con la ecuación 11, el factor de fricción es obtenido.

Ahora, la tubería de 3/4" de diámetro externo tiene un diámetro interno de 0.824" y aplicando la ecuación 11 tenemos:

$$f = 0.004372 \cdot (0.824)^{-0.224} = 0.004565753$$

Aplicando la ecuación 6,

$$F_p = (2.6665 \cdot 0.004565753 \cdot (0.824)^{-5})^{1/2} = 0.179023$$

La solución numérica de la ecuación de Cullender y Smith fue usada para calcular el punto de inyección de gas para el diseño computerizado de Sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas y es llamada subrutina FLGASP - Flujo de gas a presión, anexo A.- El flujo indicado en esta subrutina es negativo para un pozo inyector de gas y positivo para un pozo productor de gas.

Un Programa de cómputo es mostrado en el anexo A.

Un grupo de gráficas del comportamiento de las curvas gas vs. presión también se muestran y son usadas para el diseño de la instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas.

#### *Ecuación para la Presión del Gas Subsuperficial para una Tubería Delgada.*

Para pequeños conductos de pozos (3/4", 1 1/2") a presiones por abajo de la de inyección del gas puede ser crítica a un cierto gasto de gas. Ruthod y Whitely<sup>8</sup> desarrollaron una ecuación para calcular el comportamiento de la caída

de presión de inyección del gas como sigue:

$$P_s = (B (P_0^2 - A) + A)^{1/2} \quad \dots 13$$

Donde:

- $P_s$  = Presión de superficie, lb/pg<sup>2</sup>
- $B$  = Exponente  $(0.0376 \gamma D/Z_{gv} T_{gv})$  = factor de peso de la columna de gas
- $A$  =  $1.51 \times 10^{-5} (QT_{gv} Z_{gv})^2 \times D^{-5.23}$
- $D$  = Diámetro interno o diámetro del flujo equivalente del canal en pulgadas
- $Q$  = Gasto del flujo de gas en  $10^3$  = pie<sup>3</sup>/día
- $\gamma$  = Gravedad específica del gas, y
- $D$  = Profundidad, pies

La ecuación de Cullender y Smith fue usada en este estudio porque es la más flexible y puede ser adaptada para cualquier tipo de flujo del canal. Un diagrama de bloque para calcular el comportamiento de la presión del gas para diferentes ritmos de inyección de gas se presenta en el anexo B.

### Equipo de Terminación

El flujo de los fluidos producidos viaja desde la formación productora por la sarta de la tubería de producción, línea de flujo, separador, hasta los tanques de almacenamiento.

Las variables adicionales que afectan las características del flujo son: la relación gas-líquido, densidad del líquido, relación agua-aceite, viscosidad del líquido y la tensión superficial del líquido.

La parte principal del equipo de terminación la cual afecta al flujo multifásico vertical, es el diámetro de la tubería de producción. Para cada yacimiento y fuente de gas hay un diámetro ideal de tubería de producción. Si un diámetro grande es usado, la velocidad disminuirá, el gas pasará a través del líquido y el pozo producirá a un bajo gasto. Esto permitirá un resbalamiento del líquido, acumulándose en el fondo y el pozo producirá en baches o dejará de fluir.

La presión en la cabeza del pozo es otra variable importante y depende de la instalación superficial, longitud de la línea y diámetro, presión del separador y gasto de fluido. La profundidad del empacador puede ser otra variable importante, en particular si además está colocado muy por arriba del intervalo productor y la presión disponible es bastante alta para alcanzar la profundidad del empacador.

Otro parámetro muy importante es la longitud de la tubería de producción pero ésta se considera inalterable para una terminación de bombeo neumático estándar, porque la profundidad del intervalo productor determina la máxima longitud de la tubería de producción y el líquido será producido desde el yacimiento a la superficie.

Con la terminación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas mostrada en este trabajo, la longitud de la tubería de producción es otra variable. El fluido de la formación puede llegar hasta una cierta distancia en una tubería de flujo y no hasta la superficie. Esto es similar a tener el yacimiento a una menor profundidad. Como a manera de referencia todas las variables mencionadas diámetro de la TP, ritmo de flujo, relación gas-líquido, viscosidad, tensión superficial, energía cinética y diámetro de la línea de flujo están mejor explicadas por Dr. K.E. Brown.

### *Flujo Multifásico Vertical en la T.P.*

El comportamiento de la producción en la tubería vertical involucra un estudio de pérdidas de presión en líneas verticales acarreando una mezcla en dos fases; aceite-agua y gas. El problema es determinar la presión necesaria para; producir el fluido del pozo a través de una tubería de producción de diámetro dado, la relación gas-líquido y el gasto a una profundidad determinada. La energía disponible habrá de vencer: la fricción a lo largo de la trayectoria de la línea, el peso de la mezcla de fluido y la energía cinética desarrollada en la sección cerca de la superficie. Un estudio estadístico de soluciones a problemas de flujo multifásico vertical conducido por Brill, mostró que las tres mejores correlaciones son:

1. Hagedorn y Brown
2. Duns y Ros
3. Orkiszewski<sup>11</sup>

El mismo estudio indica que las conclusiones basadas en un análisis estadístico de datos de campo, el método de Hagedorn y Brown es el más exacto. Bajo las condiciones de una alta relación gas aceite, un alto índice de productividad y un espacio anular de 9 5/8" x 2 7/8".

Las curvas de comportamiento de presión en las pruebas de producción hechas en un número determinado de pozos mostraron una muy buena correlación con las curvas de gradiente de presión calculadas con la correlación de Hagedorn y Brown, misma que se utiliza en este trabajo, la cual considera la correlación de Griffith para la región de flujo burbuja.

El anexo B muestra el Programa de cómputo para el cálculo del perfil de la presión vertical para el flujo en la tubería de producción, el diámetro hidráulico es igual al diámetro de la tubería de producción por la correlación modificada de Hagedorn y Brown. Las gráficas del comportamiento de las curvas de gradiente de presión se muestran en el mismo anexo.

### Flujo Multifásico Vertical en el Espacio Anular

Una limitación para obtener los perfiles de las curvas de gradiente de presión para el flujo multifásico anular es la escasez de buenos datos de campo. No es posible o es peligroso correr un cable de acero, considerando la presión dentro del espacio anular, porque el cable de acero estará dentro de la zona donde la TP toca por afuera a la TR.

Las cuatro mejores correlaciones para el flujo anular fueron analizadas por Sánchez, estas son:

1. Hagedorn y Brown
2. Duns y Ros
3. Orkiszewski
4. Baxendell

Las tres primeras correlaciones son las mismas para el flujo multifásico en la tubería de producción, pero las siguientes modificaciones fueron hechas con el objeto de obtener el gradiente del factor de fricción del diagrama de Moody de flujo en la tubería de producción.

#### a). Concepto de Diámetro Hidráulico

Una propiedad importante relacionada con la resistencia ofrecida por el flujo anular confinado en el espacio anular es la razón entre la sección de área transversal y el perímetro mojado. Esta relación es llamada "Radio Hidráulico". De acuerdo a esta definición, el diámetro de un conducto de sección transversal circular es igual a cuatro veces el radio hidráulico.

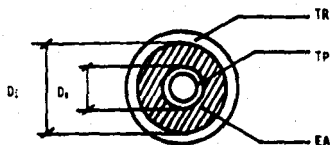
$$r_h = \frac{\text{Sección de área transversal}}{\text{Perímetro mojado}}$$

$$r_h = \frac{-d_i^2/4}{-d_i}$$

$$r_h = \frac{d_i}{4}$$

...14

El radio hidráulico para un espacio anular puede definirse en términos del diámetro interno ( $D_i$ ) de la tubería de revestimiento y el diámetro externo ( $D_e$ ) de la tubería de producción.



$r_h = \frac{\text{Sección de área transversal}}{\text{Perímetro Mojado}}$

$$r_h = \frac{\pi(d_i^2 - d_e^2)/4}{\pi(d_i + d_e)}$$

$$r_h = \frac{\pi(d_i + d_e)(d_i - d_e)/4}{\pi(d_i + d_e)}$$

$$r_h = \frac{d_i - d_e}{4}$$

$$d_i - d_e = 4r_h$$

Donde:

$4 r_h$  = diámetro hidráulico ( $d_h$ )

por lo tanto:

$$d_h = d_i - d_o \quad \dots 15$$

Cuando el diámetro aparece a la primera potencia en la ecuación de flujo, el diámetro hidráulico se substituye por el diámetro interno de la línea circular. Ejemplo de ello es la ecuación del número de Reynolds y la relación de rugosidades relativas, el cual para un espacio anular circular, se reduce a:

$$D_h = D_c - D_t \quad \dots 16$$

b). El Número de Reynolds es Calculado con el Diámetro Hidráulico:

$$N_{Re} = \frac{V_s + D_r}{L} \cdot c \quad \dots 17$$

c). El Promedio Absoluto de la Rugosidad es Calculado en la Forma Siguiente.

$$e = e_c \left( \frac{D_c}{D_c + D_t} \right) + e_t \left( \frac{D_t}{D_c + D_t} \right) \quad \dots 18$$

y la rugosidad relativa; e.

$$e_r = \frac{e}{D_h} \quad \dots 19$$

d). Con el  $N_{Re}$  y  $e_r$ , el Factor de Fricción es Leído en el Diagrama de Moody.

Para todos los otros cálculos, el área transversal es el área del espacio anular y el diámetro es el diámetro equivalente para esa área y es el siguiente:

$$D_{ia} = \sqrt{4 \cdot \text{área espacio anular}} \quad \dots 20$$

Equivalente del Número de Reynolds para el Espacio Anular.

De un trabajo experimental y otros datos de flujo anular disponibles, Dodge desarrolló la siguiente ecuación:

$$(N_{Re_h})_{eq} = 3.5 N_{Re_h} = \frac{3.5 D_h \cdot \rho \cdot v}{\mu} \quad \dots 21$$

y

$$f_{an} = \frac{0.308}{[(N_{Re_h})_{eq}]^{0.25}} \quad \dots 22$$

Donde:

$(N_{Re_h})_{eq}$  = Es el número de Reynolds equivalente para 100% concentricidad, dimensionales; y



$f_{D,}$  = Factor de fricción de Darcy para flujo turbulento en espacio anular en plano horizontal, dimensionales.

La última ecuación será usada únicamente para líneas horizontales.

Para rugosidades relativas diferentes, el diagrama de Moody para líneas rugosas es usado con el número de Reynolds equivalente.

El multiplicador, del valor 3.5 en la ecuación 21, deberá aproximarse al valor de 1.0 a medida que el diámetro externo de la tubería de producción se aproxime a cero, o será mayor que 3.5 si el diámetro externo de la TP se aproxima al diámetro interno de la TR el inconveniente de este método es que el valor correcto de este multiplicador para una medida del espacio anular en particular no es conocido.

También para una medida pequeña de espacio anular donde un flujo de alta turbulencia es obtenido, la variación del número de Reynolds que obtuvo Dodge en su estudio, ecuaciones 21 y 22, mostró un pequeño efecto sobre el gradiente de fricción pero se hace más importante para espacios anulares grandes, tales como  $7 \times 2 \frac{7}{8}$  ó  $9 \frac{5}{8} \times 2 \frac{7}{8}$  pulgs.

#### Método de Baxendell

Baxendell notó que las fórmulas ordinarias del diámetro hidráulico no contienen este en su correlación para línea de  $7 \times 2 \frac{7}{8}$  pulgs. de espacio anular.

Baxendell derivó un diámetro hidráulico aparente de 0.32 pies para una TR de 7 pulg. y una TP de  $2 \frac{7}{8}$  pulgs. Siguiendo el mismo procedimiento, diferentes valores fueron establecidos y tabulados en la Tabla I.

Las conclusiones de Sánchez, después de su estudio de 76 pozos produciendo por el espacio anular fue el siguiente:

- El método no es lo suficientemente preciso para flujo multifásico en el

TABLA I

EQUIVALENCIA DE BAKENDELL DEL DIÁMETRO NOMINAL  
PARA EL ESPACIO ANULAR

PULGADAS				P I E S		
DIÁMETRO NOMINAL		DIÁMETRO PROMEDIO				
Tubería de Revestimiento	Tubería de Producción	Diámetro Interno de la TR	Diámetro Externo de la TP	Diámetro Hidráulico	Bakendell Diámetro Hidráulico	Diferencia
5-1/2	2-7/8	4.722	2.875	.154	.21	.056
6-5/8	2-7/8	5.791	2.875	.243	.30	.057
7	2-7/8	6.141	2.875	.272	.32	.048
9-5/8	2-7/8	8.701	2.875	.486	.49	.004

espacio anular

- El método del Baxendell es más preciso y
- El método de Hagedorn y Brown fue establecido como el segundo más aproximado y ofrece mejores bases para encontrar una correlación general para flujo en el espacio anular.

### Correlación de Cornish

Cornish<sup>10</sup> desarrolló su correlación obteniendo datos de 10 pozos en el Medio Oriente. Derivó su correlación de la ecuación de balance de momento y para un gasto en exceso de 5000 bls/día con un espacio anular grande en la TR. Su ecuación también es aplicable por arriba de fluctuaciones reducidas, dos de sus limitaciones son:

- . Necesita datos PVT, y
- . Producción de aceite limpio

Gómez, en su estudio comparó las dos correlaciones; la de Cornish y la de Hagedorn-Brown y la información de los datos de Cornish. Sus conclusiones fueron que ambas correlaciones dan buenos resultados. La correlación de Cornish logró ser la más aproximada con + 1.31% de error y la de Hagedorn y Brown con - 8.89%. Asumió que el porcentaje de error en Hagedorn y Brown fue debido a una sección de área transversal grande y una forma diferente de sección transversal donde los modelos de los patrones de flujo también son diferentes.

### Consideraciones Generales para Flujo en el Espacio Anular

De las correlaciones antes discutidas, las siguientes observaciones y conclusiones fueron hechas:

1. La tubería de producción es probablemente colocada frente a la pared de la TR.
2. Para espacios anulares pequeños, el valor de la rugosidad absoluta llega a ser importante cuando el factor de fricción es calculado por el diagrama de Moody.
3. El diámetro hidráulico no fue de significado absoluto porque para un diámetro hidráulico dado un par infinito de diámetros internos y externos pueden ser determinados y una infinidad de secciones de áreas transversales para el espacio anular. Con el fin de definir el tamaño exacto de un espacio anular, es necesario conocer los dos diámetros - interno y externo - o la sección de área transversal con su perímetro mojado. Este par de valores no pueden ser reemplazados por ninguna razón por el diámetro hidráulico.
4. Se estima que si un diagrama del factor de fricción de Moody puede hacer se usando el par de valores discutidos en el punto 3, una muy buena correlación de comportamiento de presión se obtendrá usando el método de Hagedorn y Brown.
5. Analizando el trazo de las curvas de presión en el flujo anular obtenidas por una compañía petrolera la cual desarrolló estas curvas de pruebas de campo y corridas de laboratorio comparando con las curvas de flujo para la tubería de producción, una ecuación empírica fue obtenida:

$$P (\text{flujo espacio anular}) = P (\text{flujo TP}) + \frac{100 \text{ psi}}{2500 \text{ pies}} * D \quad \dots 23$$

Donde:

D = Profundidad, pies; y

P = Comportamiento de la presión para la misma sección de área transversal de la T.P.

La ecuación 23 utiliza una relación gas-líquido normal y un gasto; por ejemplo:

## D A T O S.

Un gasto de 1000 a 3000 bl<sub>0</sub> /día para un área de 7.031 pg. -equivalente pa  
ra una tubería de producción de 2.992 pg- y una relación gas-liquido de --  
1000 y para una razón  $D_1/D_0$  no mayor que 0.60. Si la razón de diámetros es  
mayor o si el pozo está produciendo a un alto gasto la presión calculada en  
el espacio anular por la ecuación 23, será menor que el valor correcto.

### CAPITULO III. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO EN DOS ETAPAS

---

#### Presentación del Método

El propósito de este trabajo es tratar con la profundidad desde el intervalo productor hasta la superficie. Un parámetro que es considerado siempre constante, es la profundidad, pero en la instalación del Sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas, puede variar considerablemente.

#### Fundamentos del Método de Producción Artificial en Dos Etapas y Comparación Gráfica con el Método Estándar

La Figura 5 muestra claramente el principio del método de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas. El fluido de la formación líquido-gas es producido por el gas inyectado a través de la  $TP_1$  hasta una cierta altura donde - el trazado de la curva de presión es un poco mayor que la presión de flujo en la superficie  $P_{wh}$ .

A este nivel, donde está una ventana la cual comunica la  $TP_1$  con el espacio anular de la TR. El gas libre es producido a baja presión hacia arriba y - el líquido fluye hacia abajo en el espacio anular de la TR. El líquido, libre de gas, tiene un alto gradiente de presión y forma una presión más alta de fondo fluyendo ( $P_{wf2}$ ) que la presión de flujo original ( $P_{wf1}$ ), con - esta mayor  $P_{wf2}$  es factible de producir el líquido a la superficie por la  $TP_2$ .

Una terminación teórica en el fondo del pozo con la instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas y las curvas del gradiente de presión del flujo vertical se muestran en la Figura 6.

Un diseño gráfico del Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas se muestra

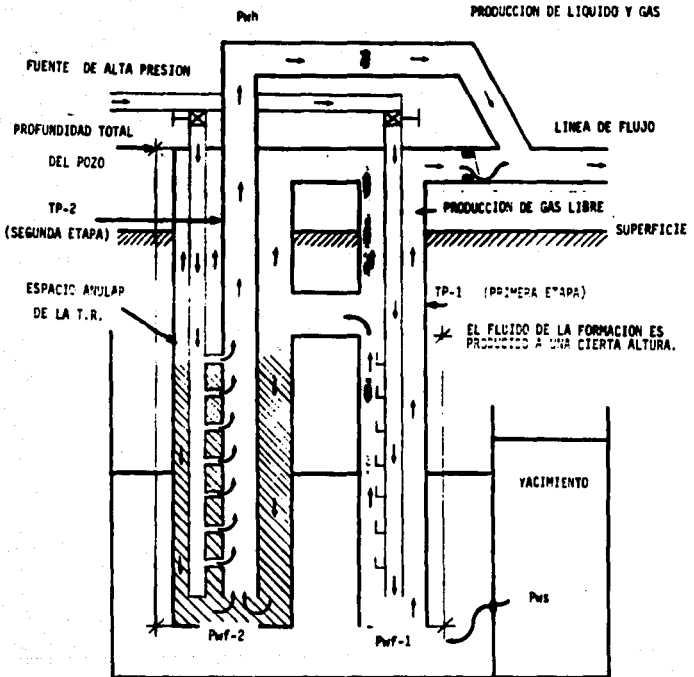


FIG. 5. PRINCIPIO DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO DE DOS ETAPAS.

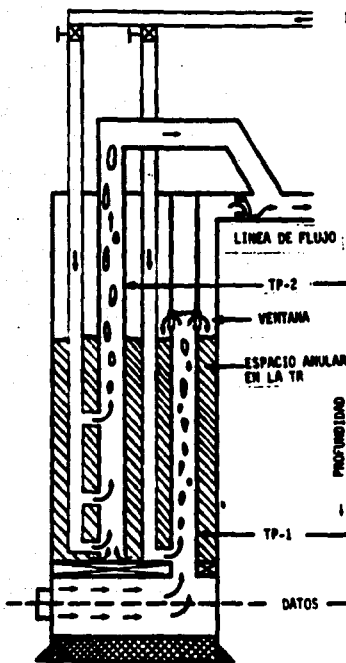


FIG. 6.a. DIAGRAMA DEL FONDO DEL POZO

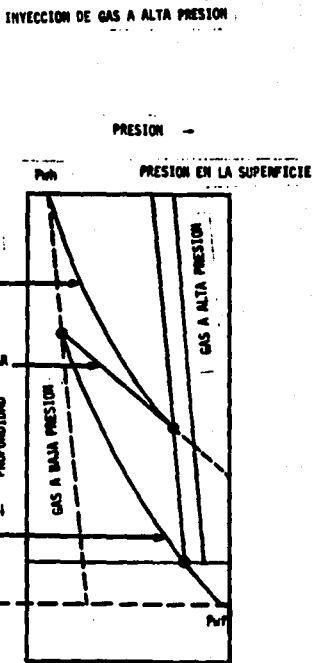


FIG. 6.b. CURVAS DE PRESION PARA FLUJO VERTICAL

FIG. 6 TERMINACION TEORICA DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO DE DOS ETAPAS CON LAS CURVAS DE GRADIENTE DE PRESION.



en la Figura 7. Puede observarse que la profundidad de la ventana -2600 pies- calculada con los datos actuales del yacimiento (Figura 7a) será también alta si la Pws y el índice de productividad decrecen durante la vida del pozo. En la Figura 7b, otro diseño es hecho para datos futuros del yacimiento y la ventana es propuesta a 3200 pies.

La Figura 7c, represente las curvas iniciales de flujo de presión -usando - datos actuales del yacimiento- para la ventana propuesta a 3200 pies en vez de la de 2600 pies. La profundidad de esta ventana no es la profundidad ideal para las condiciones actuales y una pérdida de producción es obtenida.

Si las variaciones de la Pws y el índice de productividad durante la vida del pozo son pequeñas, las pérdidas de producción también lo serán, y el pozo será capaz de producir eficientemente por un largo periodo.

En el caso donde la ventana esté sentada más abajo que el diseño ideal para datos iniciales del yacimiento, los fluidos brotarán a través de la ventana con una presión considerable pero decrece rápidamente en el espacio anular de la TR debido a la gran área de sección transversal. La TR por arriba de la ventana, debido a esta gran sección de área transversal y su posición vertical, trabaja como un excelente separador vertical gas-líquido.

En la Figura 8, se compara la instalación de bombeo neumático estándar y la de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas para diferentes datos del yacimiento y características del pozo. En esta figura se puede observar gráficamente que la Pwf para el procedimiento en dos etapas es más baja que la Pwf para un diseño estándar. Lo cual representa una mayor producción.

Teóricamente, la instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas es siempre mejor que la instalación de bombeo neumático convencional, porque los fluidos son producidos desde una menor profundidad pero debido a su complicado equipo subsuperficial, solo aquellos pozos con grandes tuberías de revestimiento y bajos gastos pueden ser considerados para esta instalación.

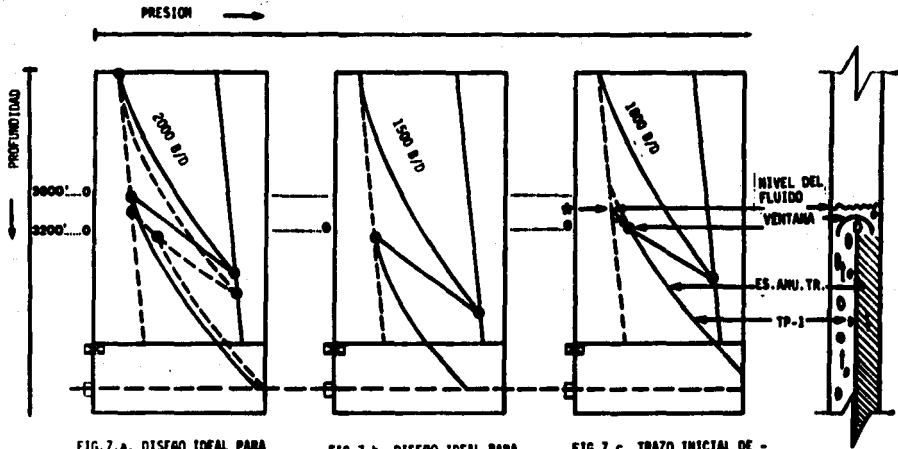


FIG. 7.a. DISEÑO IDEAL PARA DATOS REALES DEL YACIMIENTO, LA VENTANA (O) APARECE A 2600 PIES. LA LÍNEA PUNTEADA ES LA MISMA QUE LA CURVA DE LA FIG. 7.c.

FIG. 7.b. DISEÑO IDEAL PARA DATOS A FUTURO DEL YACIMIENTO, BAJA  $P_{ws}$  E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD. LA VENTANA ESTÁ MÁS BAJA A 3200 PIES.

FIG. 7.c. TRAZO INICIAL DE LAS CURVAS DE PRESION SI LA VENTANA ESTÁ ASENTADA A 3200 PIES EN LUGAR DE 2600 PIES, COMO PODEMOS VER EL NIVEL DEL FLUIDO (\*) EN EL ESPACIO ANULAR DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO ESTÁ POR ARRIBA DE LA VENTANA DEL POZO.

FIG. 7 DISEÑO GRÁFICO DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO DE DOS ETAPAS PARA UNOS DATOS DEL POZO.

INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO ESTANDAR.

INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO DE DOS ETAPAS.

DONDE PUEDE SER APLICADA LA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO DE DOS ETAPAS.

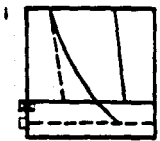


FIG. 8.a. BAJA Pws Y BUEN INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

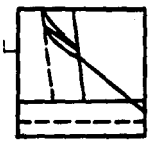
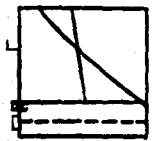


FIG. 8.b. BUENA Pws Y ALTO INDICE DE PRODUCTIVIDAD.



FIG. 8.c. A LA PROFUNDIDAD DE LA ZONA DE LA TERMINACION DONDE LA CAIDA DE PRESION ES PEQUENA DEBIDO A LA ALTA PRESION DE FLUJO DE LA COLUMNA DE FLUIDO.

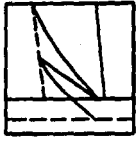
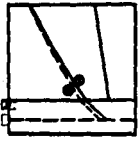


FIG. 8.d. EN CUALQUIER PZCO DONDE LA MEDIDA DE LA TUBERIA DE PRODUCCION APROPIADA SEA PEQUEÑA (1) PERO LA MEDIDA DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO SEA LO BASTANTE GRANDE PARA PERMITIR UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO DE DOS ETAPAS CONVENIENTE.

FIG. 8. COMPARACION DE LOS TRAZOS DE LAS CURVAS DE PRESION ENTRE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO DE DOS ETAPAS Y LA ESTANDAR PARA DIFERENTES YACIMIENTOS Y CARACTERISTICAS DEL POZO.

### Estimación de la Producción de Aceite con Ecuaciones Empíricas<sup>3</sup>

Por análisis de las curvas de gradiente de presión vertical para una profundidad de 10,000 pies, el gradiente mínimo de presión es alcanzado con una relación gas-aceite aproximada de 1000 pie<sup>3</sup>/bl. Todas las ecuaciones presentadas en esta sección son para una relación gas-líquido de 1000 pie<sup>3</sup>/bl.

La presión dinámica dentro del equipo de terminación puede ser expresada como una función de:

$$P = f(P_{wh}, \text{gasto}, \text{profundidad}, \text{diámetro TP}) \quad \dots 24$$

Ahora si la presión es calculada a la profundidad de la formación, esta presión deberá ser equivalente a la presión de fondo fluyendo porque ambas presiones deben ser idénticas, como:

$$P = P_{wf} \quad \dots 25$$

El índice de productividad se puede considerar como constante para un yacimiento con empuje de agua y una relación gas-aceite relativamente baja. El índice de productividad puede ser expresado como sigue:

$$PI = J = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \dots 26$$

Despejando:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{Q_o}{J} \quad \dots 27$$

La ecuación 24, fue derivada empíricamente y combinada con la ecuación 27 el gasto queda representado por:

$$Q_o = f(P_{wh}, \text{profundidad}, \text{diámetro TP}, P_{ws}, J) \quad \dots 28$$

### Terminación del Bombeo Neumático Estándar

Para un tamaño de tubería de producción, la curva de gradiente de presión se grafica para diferentes gastos de aceite con una relación gas-aceite de 1000 pie<sup>3</sup>/bl (ver anexos C-1 y C-2). El mismo tipo de gráficas se muestran para diferentes diámetros de TP. Todas estas curvas fueron divididas a una profundidad de 5000 pies y aproximadas y reemplazadas por dos líneas directas. Una diferencia máxima de 20 lb/pg<sup>2</sup>, fue notada entre las curvas y las líneas desde la superficie a 5000 pies. A 10,000 pies se observó una diferencia de 100 lb/pg<sup>2</sup>.

El grupo de líneas directas -de 0 a 5000 pies y 5000 a 10,000 pies- se analizaron separadamente. La pendiente de estas líneas fue graficada contra el gasto (ver esquina superior derecha del anexo C-1). Otra línea directa es obtenida y su ecuación determinará la pendiente de la línea directa original como una función del gasto de aceite.

La  $P_{wf}$  puede ser determinada como:

$$\text{Pendiente} = \frac{Q_2 + C_1}{C_2} \quad \dots 29$$

$$P_{wf} = P_{wh} + \frac{Q_2 + C_1}{C_2} \cdot D \quad \dots 30$$

Combinando la ecuación 30 con la ecuación 27 da:

$$P_{ws} - \frac{Q_0}{J} = P_{wh} + \frac{Q_2 + C_1}{C_2} \cdot D \quad \dots 31$$

La producción de aceite estimada queda como sigue:

Despejando  $Q_2$ ; la producción estimada de aceite queda:

$$Q_2 = \frac{J \cdot (C_2(P_{ws} - P_{wh}) - D \cdot C_1)}{J \cdot D + C_2} \quad \dots 32$$

Esta ecuación para  $D \leq 5.0$

La misma aproximación, se hace para el segundo grupo de curvas y la ecuación obtenida es:

$$Q_0 = \frac{J \cdot (C_2 \cdot P_{ws} - D' \cdot C_1)}{J \cdot D' + C_2} \quad \dots 33$$

Esta ecuación para  $5 \leq C \leq 10$

Donde:

$D$  = profundidad en miles de pies, y

$D' = D + P_{wh} = 0.00475 - 0.95$

...34

El efecto de  $P_{wh}$ , fue analizado en el anexo C-2, y la ecuación 34, fue obtenida.

Para consultar los valores de las constantes  $C_1$  y  $C_2$ , ver la Tabla II.

### Equipos de Terminación de una Instalación de Bombeo Neumático en Dos Etapas<sup>13</sup>

La misma aproximación hecha para la instalación estándar se hace para la instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas. La única diferencia es que se calcula a dos  $P_{wf}$  a un gasto dado para dos diferentes profundidades. Estos cálculos son presentados gráficamente en el anexo C-3 y C-4 para una IR de 9 5/8 pulgs, y un gasto de 1500 bis/día.

**TABLA II**  
**VALORES CONSTANTES PARA USARSE EN LAS ECUACIONES EMPÍRICAS**  
**PARA ESTIMAR LA PRODUCCION DE ACEITE EN UNA**  
**INSTALACION DE BOMBEO NEUMÁTICO ESTÁNDAR**

DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN		RANGO DE PROFUNDIDAD			
		0 PIES A 5000 PIES ECUACION		5000 PIES A 10000 PIES ECUACION	
NOMINAL	DIÁMETRO INTERIOR	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
2	1.995	620	9.23	810	9.13
2-1/2	2.441	970	16.35	1250	14.38
3-1/2	2.992	1650	28.83	2050	25.43
4	3.428	2900	59.11	4000	55.50

La  $P_{wf}$  es importante porque es aplicada en la fase de producción de la formación.

En el anexo C-4a, está una gráfica de  $P_{wf}$  para diferentes gastos de producción de aceite. Estas líneas están divididas a 5000 pies en dos juegos. - Sus pendientes están graficadas contra el gasto de aceite en el anexo C-4b. Puede observarse en C-4b, que estas líneas pueden desviarse a un gasto de 1800 bl/día, empleando diferentes ecuaciones si: el gasto es mayor o menor que 1800 bl/ día.

La ecuación 32, es aplicada para una profundidad de 0 a 5000 pies y la ecuación 36 para una profundidad de 5000 a 10000 pies, la ecuación es:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{Q}{J} = P_{wh} + \frac{Q + C_1}{C_2} + \frac{Q + C_3}{C_4} D' \quad \dots 35$$

Despejando:

$$Q = \frac{J[(P_{ws} - P_{wh}) C_2 C_4 - C_1 C_4 - C_2 C_3 D']}{C_2 C_4 + C_4 J + D' C_2 J} \quad \dots 36$$

Todas las constantes son obtenidas de la ecuación de línea recta mostrada en el anexo C-4b.

### **Instalación de Bombeo Neumático en Dos Etapas para una TR de 9 5/8 pulgadas.**

#### **a) Profundidad de 5000 pies o menos**

Para  $Q_c \leq 1800$

$$Q_c = \frac{J(35.94(P_{ws} - P_{wh}) - D' * 500)}{J * D' + 35.94} \quad \dots 37$$



Para  $1800 \leq Q_0 \leq 3000$

$$Q_0 = \frac{J (19.06 (P_{ws} - P_{wh}) + D * 580)}{J * D * 19.06} \quad \dots 38$$

b) Profundidad entre 5000 y 10000 pies

Para  $Q_0 \leq 1800$

$$Q_0 = \frac{J (234.5 (P_{ws} - P_{wh}) - 19859 - 4180 * D')}{234.5 + J (28.1 + 8.36 * D')} \quad \dots 39$$

Para  $800 \leq Q_0 \leq 3000$

$$Q_0 = \frac{J (40.2 (P_{ws} - P_{wh}) + 8750 + 2887 * D')}{40.2 + J (11.6 + 3.48 * D')} \quad \dots 40$$

Donde:

D = en miles de pies y

D' = D - 5.0

**Instalación de Bombeo Neumático Continuo de Dos Etapas para TR 7 pulgadas**

Usando el mismo procedimiento que para la TR de 9 5/8 pulgs. las siguientes ecuaciones fueron derivadas:

a) Para 5000 pies de profundidad (más próxima a 5000 pies)

$$Q_0 = \frac{J (13.55 (P_{ws} - P_{wh}) - D * 30)}{J * D * 13.55} \quad \dots 41$$

b) Para 5000 a 10000 pies (más aproximado a 8000 pies)

$$Q_2 = \frac{J (34.22 (Pws - Pwh) - 733 - 992 * D')}{34.22 + J (2.76 + 12.4 * D')} \quad \dots 42$$

Donde:

D' = D - 5, y

D = en miles de pies

Las dos ecuaciones anteriores son menos precisas que las ecuaciones para la TR de 9 5/8 pulgs., porque éstas no fueron determinadas a cualquier gasto; ambas ecuaciones deberán ser modificadas con el otro grupo de constantes de la Tabla III.

#### **Terminación Propuesta en el fondo del Pozo para una Instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas**

Este tipo de terminación consta de una instalación petrolera donde el aparejo de producción aparece como un sistema doble productor de aceite en paralelo.

#### **Terminación Paralela en Dos Etapas**

A un gran número de pozos se les puede implementar una terminación doble con dos tuberías de 3 1/2 pulgs., si tienen una TR de producción de aceite de 9 5/8 pulgs. Debido al agotamiento normal del yacimiento con el tiempo, un alto porcentaje de estos pozos que son terminados en grandes zonas productoras hasta que muchos de ellos alcanzaron el límite económico.

TABLE III (CONT.)  
 TUBERIA DE PRODUCCION ESPECIAL Y ESPECIFICACIONES  
 DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Dia. No- minal.	Hydril "FJ" Tubing & Casing Joint				Hydril Triplexsail Casing Joint				Extremeline Casing			
	W.	I.D.	D.D.	O.D.	W.	I.D.	D.D.	O.D.	W.	I.D.	D.D.	O.D.
2 3/8	4.43	1.995	1.901	2.375								
2 7/8	6.16	2.441	2.347	2.875								
3 1/2	8.81	2.992	2.867	3.500								
	9.91	2.992	2.797	3.500								
4	11.34	3.428	3.303	4.000								
					10.79	4.026	3.901	4.6875				
					11.35	4.000	3.875	4.6875				
					12.24	3.958	3.833	4.6875				
	13.04	3.920	3.795	4.500	13.04	3.920	3.795	4.6875				
	14.98	3.826	3.701	4.500	14.98	3.826	3.701	4.780				
5					12.83	4.494	4.369	5.21875				
	14.87	4.408	4.283	5.000	14.87	4.408	4.283	5.21875	15.00	4.276	4.183	5.360
	17.93	4.276	4.151	5.000	17.93	4.276	4.151	5.250	18.00	4.276	4.151	5.360
5 1/2					13.70	5.012	4.887	5.750				
					15.35	4.350	4.225	5.750	15.50	4.350	4.221	5.78
	16.87	4.892	4.767	5.500	16.87	4.892	4.767	5.750	17.00	4.892	4.686	5.78
	19.81	4.778	4.653	5.500	19.81	4.778	4.653	5.750	20.00	4.778	4.653	5.78
	22.54	4.670	4.545	5.500	22.54	4.670	4.545	5.78125	23.00	4.670	4.545	5.78
6 5/8	25.54	4.548	4.423	5.500								
									24.00	5.821	5.766	6.930
									28.00	5.791	5.666	6.930
									32.00	5.675	5.550	6.930
7					19.54	6.456	6.331	7.3125				
	22.63	6.366	6.241	7.000	22.63	6.366	6.241	7.3125	23.00	6.366	6.156	7.310
	25.66	6.276	6.151	7.000	25.66	6.276	6.151	7.3125	26.00	6.276	6.151	7.310
	28.72	6.184	6.059	7.000	28.72	6.184	6.059	7.3125	29.00	6.184	6.059	7.310
	31.68	6.094	5.969	7.000	31.68	6.094	5.969	7.34375	32.00	6.054	5.969	7.310
	34.58	6.004	5.879	7.000	34.58	6.004	5.879	7.34375	35.00	6.004	5.879	7.390
	37.26	5.920	5.795	7.000	37.26	5.920	5.795	7.34375	38.00	5.920	5.795	7.390
7 5/8	25.56	6.969	6.844	7.625	25.56	6.969	6.844	7.9375	26.40	6.969	6.755	7.920
	29.04	6.875	6.750	7.625	29.04	6.875	6.750	7.9375	29.70	6.875	6.750	7.920
	33.04	6.765	6.640	7.625	33.04	6.765	6.640	8.000	33.90	6.765	6.640	7.920
	38.05	6.625	6.500	7.625	38.05	6.625	6.500	8.000	39.00	6.625	6.500	7.920
8 5/8	31.10				31.10	7.921	7.796	8.9375	32.00	7.921	7.710	9.030
	35.14				35.14	7.825	7.700	8.9375	36.00	7.825	7.700	9.030
	39.29				39.29	7.725	7.600	8.9375	40.00	7.725	7.600	9.030
	43.39				43.39	7.625	7.500	9.03125	44.00	7.624	7.500	9.030
	48.00				48.00	7.511	7.386	9.03125	49.00	7.511	7.386	9.030
9 5/8	34.86				34.86	8.921	8.765	10.000				
	38.94				38.94	8.835	8.679	10.000	40.00	8.835	8.650	10.020
	42.70				42.70	8.755	8.599	10.000	43.50	8.755	8.499	10.020
	46.16				46.14	8.681	8.525	10.000	47.00	8.681	8.525	10.020
	52.85				52.85	8.535	8.379	10.0625	53.50	8.535	8.379	10.020
10 3/4	38.88				38.88	10.050	9.804	11.1875				
	44.22				44.22	9.950	9.794	11.1875	45.50	9.950	9.794	11.460
	49.50				49.50	9.850	9.694	11.1875	51.00	9.850	9.694	11.460
	54.21				54.21	9.760	9.604	11.1875	55.50	9.760	9.604	11.460
	59.40				59.40	9.660	9.504	11.250	60.90	9.660	9.504	11.460
	64.53				64.53	9.560	9.404	11.250				

TABLE III

TUBERIA DE PRODUCCION ESPECIAL Y ESPECIFICACIONES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Dif. No nómal	TP O.D.	W.	I.D.	D.D.	O.D.	W.	I.D.	D.D.	O.D.	W.	I.D.	O.D.	O.D.
		Hydril "CS" Joint				Improved Outcrop Thread Tubing				Hydril "FH-4" Joint			
3/4	1.050	1.20	.824	.730	1.327								
1	1.315	1.80	1.049	.955	1.552								
1 1/4	1.660	2.25	.957	.849	1.600								
1 1/2	1.900	2.40	1.380	1.286	1.683								
	2.000	2.90	1.610	1.516	2.113								
2 1/16	2.063	3.40	1.750	1.656	2.330	3.40	1.670	1.576	2.300				
2	2.375	4.70	1.995	1.901	2.700	4.60	1.995	1.901	2.700	3.95	1.867	1.773	2.9063
		5.30	1.936	1.645	2.700	5.80	1.867	1.773	2.700	6.20	1.853	1.759	2.9375
										7.70	1.703	1.609	3.125
2 1/2	2.875	6.50	2.441	2.347	3.220	6.40	2.441	2.347	3.220	7.90	2.323	2.229	3.375
						7.90	2.323	2.229	3.220	8.70	2.259	2.165	3.500
						8.60	2.259	2.165	3.220	9.50	2.195	2.101	3.625
										11.00	2.065	1.971	3.750
3 1/2	3.900	9.30	2.992	2.897	3.865	9.20	2.992	2.897	3.865	10.30	2.992	2.797	4.1875
		10.30	2.992	2.797	3.865	10.20	2.992	2.797	3.865	13.30	2.764	2.639	4.3125
						14.50	2.602	2.477	3.865	12.95	2.750	2.625	4.3125
4	4.000					10.90	3.676	3.381	4.800	14.00	3.340	3.215	4.625
4 1/2	4.500					12.60	3.958	3.833	4.920	15.10	3.826	3.701	5.125
		Hydril "95" Joint				Atlas Bradford "DE-NF" Joint				Atlas Bradford "OSE-NF" Joint			
3/4	1.050					1.80	1.049	.955	1.520	1.80	1.049	.955	1.522
1	1.315					2.40	1.380	1.286	1.858	2.40	1.380	1.286	1.883
1 1/4	1.660	2.40	1.380	1.286	1.898	2.90	1.610	1.516	2.094	2.90	1.610	1.516	2.113
1 1/2	1.900	2.90	1.610	1.516	2.134								
	2.000												
2 1/16	2.063	3.40	1.750	1.656	2.325	3.40	1.750	1.656	2.260	3.40	1.750	1.656	2.330
2	2.375	4.70	1.995	1.901	2.656	4.70	1.995	1.901	2.594	4.70	1.995	1.901	2.700
2 1/2	2.875	6.50	2.441	2.347	3.177	6.50	2.441	2.347	3.156	6.50	2.441	2.347	3.200
		Streamline Teflon Seal Integral Joint				External Upset Tubing				Non-Upset Tubing			
3/4	1.050	1.20	.824	.730	1.310	1.20	.824	.730	1.954	1.14	.824	.730	1.165
1	1.315	1.80	1.049	.955	1.550	1.80	1.049	.955	1.677	1.70	1.049	.955	1.534
1 1/4	1.660	2.40	1.380	1.286	1.880	2.40	1.380	1.286	2.040	2.30	1.380	1.286	1.845
1 1/2	1.900	2.90	2.620	1.516	2.100	2.90	1.610	1.516	2.375	2.75	1.610	1.516	2.104
	2.000												
2 1/16	2.063	3.25	1.750	1.656	2.320								
2	2.375	4.70	1.995	1.901	2.700	4.70	1.995	1.901	2.910	4.60	1.995	1.901	2.670
2 1/2	2.875					6.50	2.441	2.347	3.460	6.60	2.441	2.347	3.235
		"IJ" Integral Joint				Donde: W = Peso, por pie ID = Promedio del diámetro interno OD = Diámetro de trabajo OD = Diámetro externo en la junta.							
3/4	1.050												
1	1.315	1.72	1.049	.933	1.555								
1 1/4	1.660	2.33	1.380	1.286	1.685								
1 1/2	1.900	2.76	1.610	1.516	2.115								
	2.000												
2 1/16	2.063	3.25	1.759	1.657	2.330								

Aquellos pozos con IR de 9 5/8 pulgs. y terminación doble los cuales tienen ambas tuberías inactivas o una inactiva y la otra en la zona produciendo a un gasto bajo por bombeo neumático estándar, son candidatos para una instalación paralela de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas. Esta terminación es mostrada en la Figura 9. Las medidas de las líneas delgadas de inyección de gas, los niveles de inyección de gas y especificaciones adicionales de la profundidad deberán ser determinadas de acuerdo al diseño de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas.

En algunos casos, una bomba subsuperficial deberá de producir al mismo ritmo que el método de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas, pero la desventaja es que este método necesita servicios periódicos al equipo y las fugas de aceite de las prensa-estopas causa además muchos problemas en su mantenimiento.

El principal problema ocurre con la instalación doble de bombeo neumático cuando hay una gran diferencia entre los datos del yacimiento de las dos zonas que estén produciendo. Este problema no existirá en la instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas porque solo una zona estará produciendo a través de las dos tuberías.

En la Tabla III se muestran especificaciones de las tuberías de producción especiales y de la tubería de revestimiento, la Tabla IV da el área del espacio anular para la posibilidad de correr líneas concéntricas.

#### **Ejemplos de Bombeo Neumático en Dos Etapas**

La correlación usada en este estudio para determinar los valores del comportamiento de la presión es la correlación modificada de Hagedorn y Brown (HAB) la cual usa la correlación de Griffith (Dubble) para la región del flujo anular, el diámetro hidráulico fue usado solo para la rugosidad relativa y para el

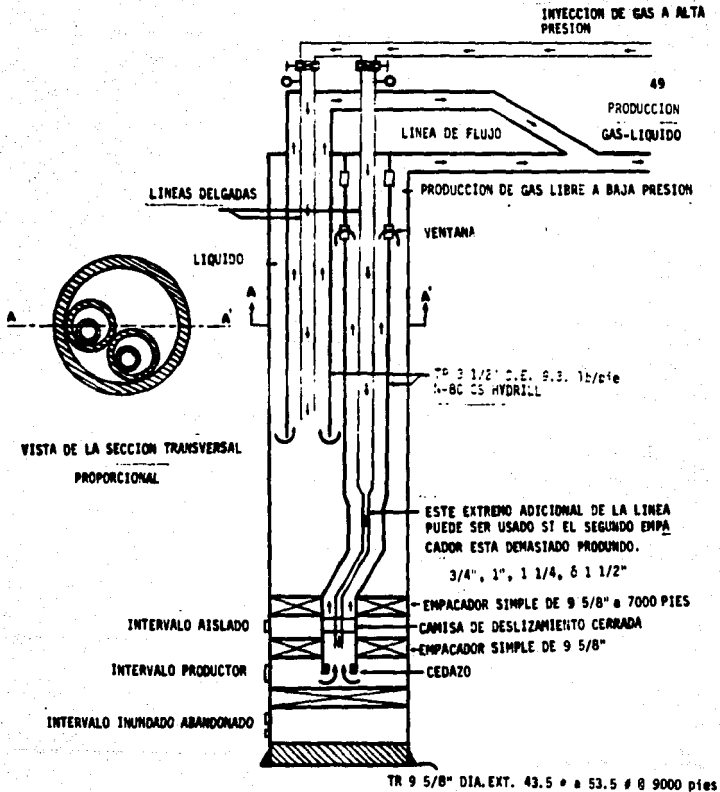


FIG. 9. INSTALACION PARALELA DEL BOMBEO NEUMATICO DE DOS ETAPAS PARA UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8".

**TABLA IV**  
SECCION DE AREA PARA VARIOS ESPACIOS ANULARES

Diámetro Nominal		3/4"	1"	1-1/4"	1-1/2"	2"	2-1/2"	3-1/2"	4"	4-1/2"	5"	5-1/2"	7"	7-5/8"	8-5/8"	9-5/8"					
Diámetro de Trabajo		.730	.955	1.286	1.516	1.576	1.901	2.347	2.797	3.104	3.701	4.151	4.548	5.920	6.623	7.511	8.825				
Prom. Diám. Interior		.824	1.049	1.380	1.610	1.670	1.995	2.441	2.992	3.178	3.873	4.342	4.722	6.141	6.801	7.721	8.701				
Diám. Nomi-nal.	Diám. Exter-no.																				
3/4"	1.050			.6298	1.1699	1.3245	2.2600	3.8139	6.1150	8.1634	10.915	13.941	16.646	28.753	35.547	45.955	58.595				
1"	1.315				.678	.832	1.768	3.322	5.673	7.071	10.423	13.449	16.154	28.261	35.055	45.463	58.103				
1-1/4"	1.660						.962	2.516	4.867	7.065	9.617	12.643	15.348	27.455	34.245	44.656	57.296				
1-1/2"	1.900							1.844	4.196	6.314	8.946	11.972	14.677	26.783	33.578	43.985	56.625				
"	2.00							1.538	3.889	6.088	8.640	11.666	14.371	26.477	33.271	43.679	56.319				
2"	2.375								2.601	4.799	7.351	10.378	13.082	25.188	31.983	42.391	55.031				
2-1/2"	2.875									2.718	5.289	8.315	11.020	23.127	29.921	40.329	52.969				
3-1/2"	3.500										5.289	8.315	11.020	23.127	29.921	40.329	52.969				
4"	4.000											5.289	8.315	11.020	23.127	29.921	40.329				
4-1/2"	4.500												5.289	8.315	11.020	23.127	29.921				
5"	5.000													5.289	8.315	11.020	23.127				
5-1/2"	5.500														5.289	8.315	11.020	23.127			
7"	7.000															5.289	8.315	11.020			
7-5/8"	7.625																5.289	8.315	11.020		
8-5/8"	9.080																	5.289	8.315	11.020	
9-5/8"	10.000																		5.289	8.315	11.020
	0.000	.533	.864	1.496	2.036	2.190	3.126	4.680	7.031	9.229	11.781	14.807	15.512	29.619	36.413	46.821	59.461				

\* Esta medida no es común y no es medida nominal. Esta Tubería de Producción existe en TP mejorada cuerda-Buttress de Vincon Supply Company.

número de Reynolds y el diámetro equivalente para todas las ecuaciones restantes. Los Programas de cómputo de estas correlaciones aparecen en el Anexo D como subrutina HAB y subrutina BUBBLE. El Programa de cómputo para la solución del Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas también está en el anexo D. Los indicadores de flujo usados en el programa de cómputo son:

1. Positivo cuando los cálculos están hechos de arriba a abajo y negativo de abajo a arriba.
2. El factor de fricción actúa contra la dirección del flujo del fluido; como el indicador del factor de fricción es positivo para flujo arriba porque el gradiente de fricción tenía el mismo signo que el de gradiente de la densidad del fluido y negativo para flujo abajo.
3. Para flujo de gas dinámico el indicador de flujo es positivo para producción de gas y negativo para inyección de gas.

Las propiedades físicas del fluido usadas en este estudio fueron tomadas de las siguientes correlaciones:

- a) Para la solución de la razón gas-aceite ( $R_g$ ), la correlación de Lesater se usó para aceite con gravedad mayor que 15 °API y la correlación de Standing se usó para aceites con gravedad menor que 15 °API.
- b) El factor de volumen de aceite de la formación ( $B_o$ ) se obtuvo de la correlación de Standing.
- c) La viscosidad del aceite del tanque del almacenamiento ( $\mu_{op}$ ) se usa para aproximar en el lugar la viscosidad del aceite por medio de la correlación de Chew y Connally.



- d) La viscosidad del gas ( $\mu_g$ ) fue calculada por la correlación de Lee.
- e) La tensión superficial gas-aceite ( $\sigma_o$ ) fue determinada de la correlación Baker y Swerdloff y la tensión superficial gas-agua ( $\sigma_w$ ) por la correlación de Katz.

### Ejemplos:

Los ejemplos tienen físicamente el siguiente equipo de terminación:

(Aplicación del método paralelo)

- Dia. TR de 9 5/8 pulg.
- Dia. TP de 2.992 pulgs. diámetro interno de la profundidad de la formación o la superficie para el flujo natural del pozo o para un pozo con bombeo neumático estándar.
- La terminación paralela de dos etapas consta de dos tuberías de producción de 2.992 de diámetro interno. Una línea delgada es corrida en cada tubería para la inyección de gas (ver figura 9.).

La Tabla V es un resumen de la producción obtenida por flujo natural, bombeo neumático estándar, y Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas para diferentes datos del yacimiento. Se puede ver que en la instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas, un alto gasto es obtenido por la forma concéntrica más que el método paralelo. Por ejemplo, la corrida No. 1-b (también graficada en la Figura 10.), de la Tabla V da un ritmo de 3421 bls/día por la instalación concéntrica, mientras un ritmo de 2195 bls/día es obtenido para la instalación paralela y un ritmo de 1079 bls/día por el método de Bombeo Neumático Estándar.

Esto es debido al factor de que la sección de área del espacio anular, para el flujo multifásico es más grande para la concéntrica que para la instalación paralela.

El resultado arrojado computarizado de la corrida N. 1-b también está indicado después de la Figura 10.

TABLA V

COMPARACION ENTRE FLUJO NATURAL, BOMBEO NEUMATICO  
ESTANDBR Y BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS

CORRIDA	DATOS DEL YACIMIENTO					FUENTE DE GAS A ALTA PRESION	
	Psup	Prs	J	S AGUA	FACTOR RGA	Pgas de Trabajo	REL TOTAL
1-a-b-c-	100	1000	10.0	0.0	800	1100	1000
2	180	1000	10.0	40.0	800	1100	1000
3	100	1750	1.0	0.0	800	1100	1000

CORRIDA	FLUJO NATURAL		BOMBEO NEUMATICO ESTANDBR		
	Q <sub>L</sub>	Q <sub>o</sub>	Q <sub>L</sub>	Q <sub>o</sub>	Gas <sub>iny</sub> ( $\cdot 10^6$ pie <sup>3</sup> /día)
1-a-b-c-	474	474	1079	1079	.435
2	(no hubo flujo)		482	505	.539
3	730	730	885	885	.354

CORRIDA	BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPA						
	CONCENTRICO			PARALELO			
	Q <sub>L</sub>	Q <sub>o</sub>	Gas <sub>iny</sub> ( $\cdot 10^6$ pie <sup>3</sup> /día)	Q <sub>L</sub>	Q <sub>o</sub>	Gas <sub>iny</sub> ( $\cdot 10^6$ pie <sup>3</sup> /día)	TUB. DELGA DA INV.GAS
1-a	3421	3421	4.790	1380	1380	1.932	1 1/4"
1-b	3421	3421	4.790	2195	2195	3.073	1"
1-c	3421	3421	4.790	(Líneas delgadas de 3/4" son de mástado pequeñas para inyección de gas, ver Anexo A)			3/4"
2	3055	1833	5.009	1272	763	2.087	1 1/4"
3	1388	1388	1.944	(no calculado)			

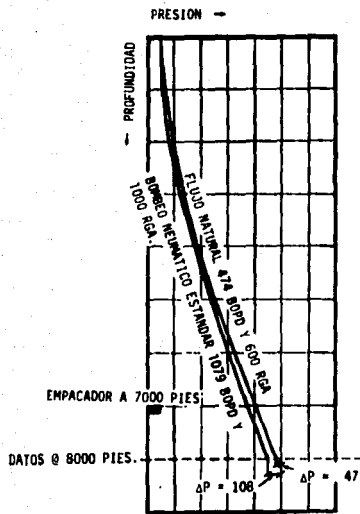


FIG. 10 a. FLUJO NATURAL Y MÉTODO DE BOMBEO NEUMÁTICO ESTÁNDAR.

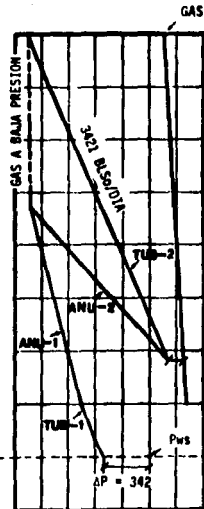


FIG. 10 b. MÉTODO DE BOMBEO NEUMÁTICO EN DOS ETAPAS CONCENTRICO.

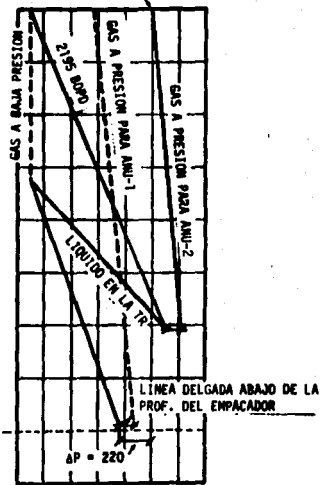


FIG. 10 c. MÉTODO DE BOMBEO NEUMÁTICO EN DOS ETAPAS PARALELO.

FIG. 10. CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION PARA LA CORRIDA 1-b DE LA TABLA V.

## CAPITULO IV EJEMPLOS

---

### Ejemplo 1.

Si el gas es inyectado en el fondo de la TP, ¿Cuál será el ritmo de producción de aceite con los siguientes datos?

$$RGL \text{ total} = 1000 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$P_{wh} = 100 \text{ psi lb/pg}^2$$

$$\text{Profundidad} = 7800 \text{ pies}$$

$$TP = 3 \frac{1}{2} \text{ pulgs.}$$

$$P_{ws} = 1645 \text{ lb/pg}^2$$

Usando las ecuaciones 34 y 33.

$$D' = 7.8 + 100 * 0.00475 - 0.95 = 7.325$$

$$Q = \frac{4(25.43 * 1645 - 7.325 * 205)}{4 * 7.325 + 25.43} = \frac{197.253}{54.73} = 1960 \text{ bl/día}$$

Este gasto corresponde con la Figura C.275 del libro "Gas Lift: Theory and Practice" de K. Brown, y tenemos:

$$\text{calculado } P_{wf} = 1645 = \frac{1960}{4} = 1155 \text{ lb/pg para } 1960 \text{ bl/día.}$$

$P_{wf}$  de la Figura C.275 es = 1100 psi para 2000 bl/día

Con las ecuaciones anteriores se estimó el gasto de producción de aceite para una relación gas-liquido de 1000, pie<sup>3</sup>/bls conociendo los datos del yacimiento, la  $P_{wh}$  y el equipo de terminación. Este gasto representará el gasto máximo que puede producirse para limpiar el pozo de aceite si el gas es liberado desde la profundidad de la formación.

**Ejemplo 2**

Supongamos que tenemos los mismos datos del ejemplo 1 y el pozo está terminado con una TR de 9 5/8 pulg.

$$T_{wh} = 100 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Profundidad} = 7000 \text{ pies}$$

TP = instalación de Bombeo Neumático en Dos Etapas

$$P_{ws} = 164 \text{ lb/pg}^2$$

$$J = 4 \frac{\text{bls/día}}{\text{lb/pg}^2}$$

La ecuación 40 debe usarse porque la profundidad es mayor que 5000 pies y el gasto estimado por el bombeo neumático estándar es de 2960 bls/día.

$$D' = 7.8 - 5 = 2.8$$

$$Q = \frac{4 (40.2 (1045 - 100) + 8750 + 2007 * 2.8)}{40.2 + 4 * (11.6 + 3.48 * 2.8)} = \frac{315,770}{125.58}$$

$$Q = 2515 \text{ bls/día}$$

Un gasto adicional de 555 bls/día (2515 - 1960) es obtenido con la variante de la profundidad en el equipo de terminación del bombeo neumático. Sin embargo no se recomienda por su buena producción de 1960 bls/día con terminación estándar y TP 3 1/2 pulgs. -a causa de las complicaciones adicionales.

**Ejemplo 3**

Si sobre el pozo tenemos una baja  $P_{ws} = 1200 \text{ lb/pg}$  y un alto  $J = 10 \frac{\text{bls/día}}{\text{lb/pg}^2}$

la instalación de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas será más atractiva que el caso anterior.

Con la ecuación 33.

$$Q = \frac{10 (25.43 \cdot 1200 - 7.325 \cdot 2050)}{10 \cdot 7.324 + 25.43}$$

$$Q = 1570 \text{ bis/día}$$

De la ecuación 38.

$$Q = \frac{10 (40.2 (1200 - 100) + 8750 + 2887 \cdot 2.8)}{40.2 + 10 \cdot (11.6 + 3.48 \cdot 2.8)}$$

$$Q = 2407 \text{ bis/día}$$

Esto muestra un incremento de  $2407 - 1570 = 837$  bis/día

Este tipo de terminación será más atractivo en aquellos pozos con una baja Pws pero teniendo un buen índice de productividad.

## CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### CONCLUSIONES

Las siguientes conclusiones fueron obtenidas de este trabajo:

1. El método de Bombeo Neumático en Dos Etapas es ampliamente recomendado - en aquellos pozos con relativamente baja Pws, y un alto Índice de Productividad (J). Suponiendo que el costo no es prohibitivo y la instalación no es compleja. Además su aplicación incluye pozos profundos.
2. Este método frecuentemente puede convertir un pozo improductivo con bombeo neumático estándar en uno que económicamente lo sea, o si el pozo está produciendo lentamente a un bajo ritmo por un sistema del bombeo neumático estándar, se puede duplicar o triplicar el ritmo.
3. El método de Bombeo Neumático en Dos Etapas también es recomendado en - aquellos pozos que están produciendo -por flujo natural o bombeo neumático convencional- con una baja Pwh y una relación gas-líquido de 900 pie<sup>3</sup>/bl o mayor.
4. Este tipo de instalación también puede ser aplicada en aquellos pozos - terminados con instalación de bombeo neumático estándar con una profundidad de inyección relativamente somera. Fig. 8.b. baja presión superficial en la fuente de gas, y Fig. 8.c. profundidad de la zona de la terminación con pequeñas caldas porque un punto de inyección profundo puede ser esperado y, por lo tanto una alta caída de presión.
5. El equipo de terminación del Bombeo Neumático de Dos Etapas es más complicado que el estándar o la instalación de bombeo neumático convencional. Es necesario que el pozo tenga una tubería de revestimiento de mayor diámetro amplia y conviene diferentes diámetros de tubería de producción.



Estas líneas deberán estar niveladas en las juntas a fin de evitar reducir el área de la sección transversal del espacio anular en las juntas de la TP.

6. El patrón de flujo del método de Bombeo Neumático de Dos Etapas propuesto en este estudio es el flujo multifásico vertical en el espacio anular y como fue discutido en capítulos anteriores este método no es lo suficientemente aproximado y preciso para cubrir todas las regiones flujo. El gradiente de presión obtenido por el método de cómputo es mayor que el gradiente de presión obtenido por una compañía petrolera de las curvas de datos de campo.

Se considera que esta diferencia en el gradiente de presión fue debido al flujo en las juntas de la TP comparadas con la Tubería de Producción normal de campo.

7. Los diagramas de flujo para la instalación de Bombeo Neumático en Dos Etapas fueron desarrollados en este estudio. Puede observarse que el gasto de fluido será incrementado por este método sobre el método de bombeo neumático convencional. La extensión de la vida económica productiva de los pozos puede ser determinada. Por incrementar la vida económica de un pozo, un alto factor de recuperación final puede ser obtenido.

#### RECOMENDACIONES

1. La instalación de Bombeo Neumático de Dos Etapas deberá probarse en un pozo con una TR de gran diámetro el cual ya este produciendo a un bajo ritmo por un método de bombeo neumático continuo estándar con aproximadamente una relación Gas-Líquido de 1000 pie<sup>3</sup>/bl.

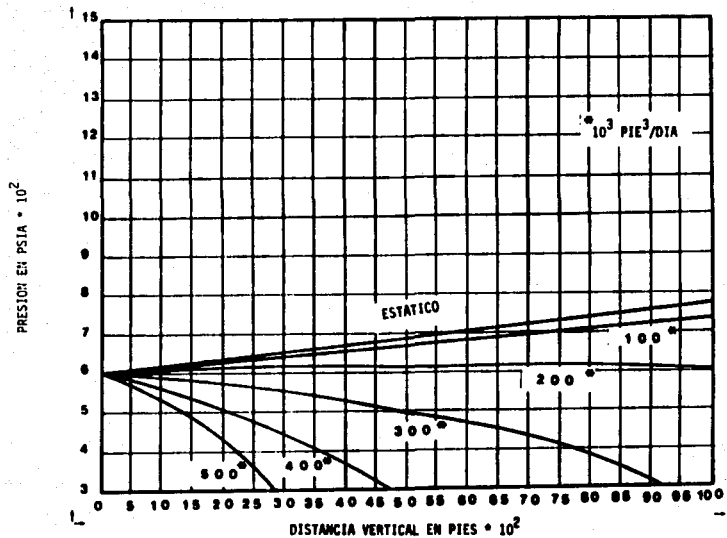
2. Una buena correlación para un rango amplio de condiciones de flujo en el espacio anular deberán ser investigadas y a fin de establecer una mayor confianza en la aplicación del método de Bombeo Neumático en Dos Etapas.
3. Si es anticipado que el método será utilizado; por tanto los programas de perforación y terminación deberán ser planeados acordermente, a las necesidades y requerimientos del sistema de Bombeo Neumático Continuo en Dos Etapas para su aplicación a futuro.

**A N E X O   A**

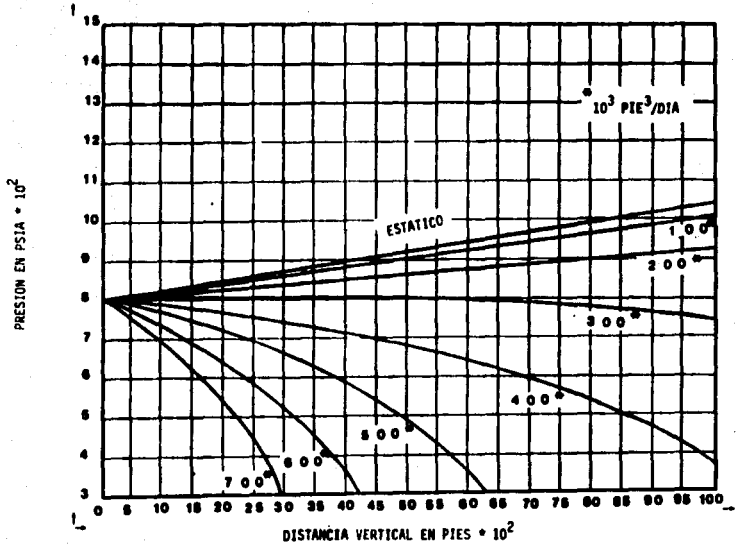
**Programa para las ecuaciones de Cullender y Smith.**

Programa y gráficas para obtener el comportamiento de la presión de los pozos inyectoros de gas por las ecuaciones de Cullender y Smith. Un conjunto de gráficas para el comportamiento de la presión para TP de 3/4" también son presentadas en este anexo.

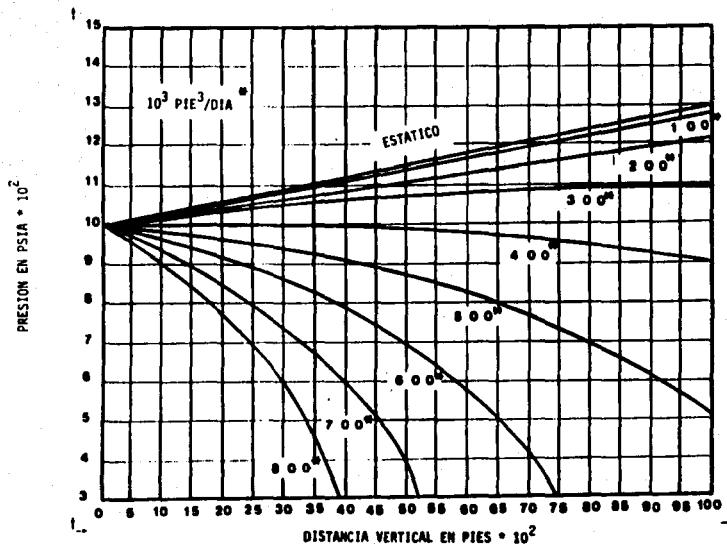




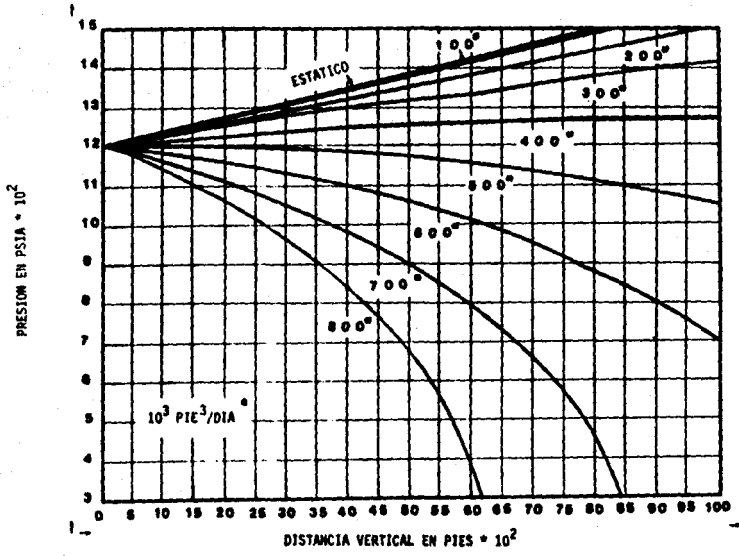
PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS PARA G = .70 TP 3/4" D.E. 1.050 Y D.I. 0.824



PREDICION DE LA INYECCION DE GAS PARA G = .70 TP 3/4" D.E. 1.050 Y D.I. 0.024



PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS PARA G = .70 TP 3/4" D.E. 1.050 Y D.I. 0.824



PREDICION DE LA INYECCION DE GAS PARA  $G = .70$  TP 3/4" D.E. 1.050 Y O.I. 0.824



## ANEXO B

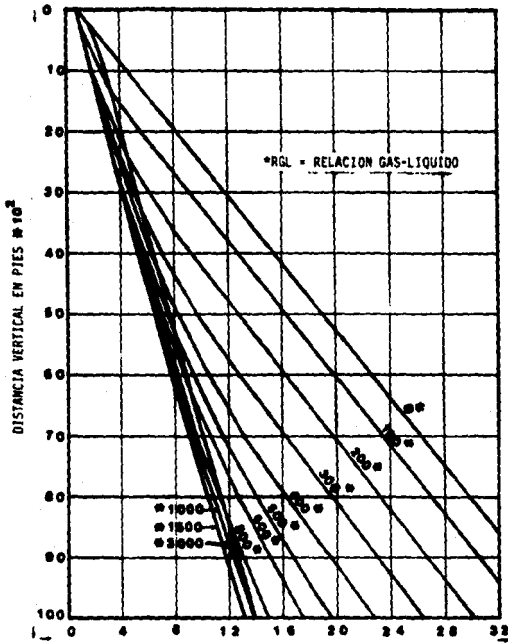
Programa de cómputo para el cálculo del comportamiento de la presión.

Listado y gráfica son presentados para el cálculo del comportamiento de la presión para la TP o flujo anular por la correlación modificada de Hagedorn y Brown.

```

10  * PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL CALCULO DE LAS ECUACIONES
20  * DE CULLENDER Y SMITH
30  *
40  DIMENSION DEPTH(200),GASPRE(200),RATE(200),QEP(200)
50  DIMENSION DEPT(200),PR(200),GASPR(200)
60  DATA GASBP/0.600./ST/80./RT/180./TD/10000./Z/.70/
70  DT = .324
80  FR = .179023
90  FLODIR = -1
100 DZ = 100
110 M = TD/DZ+1
120 TG = (RT-ST)/TD
130 DELT = DZ*TB
140 DIA = DT
150 K = 1
160 FOR J=1 TO 6 STEP 1
170   RK = K+20
180   GG = .1*(J-1)
190   P1 = GASBP
200   I = 1
210   GASPR(I) = P1
220   DEPT(I) = 100*T-100
230   T = ST+DELT*(I-.5)
240   T1 = T-DELT/2
250   T2 = T+DELT/2
260   CALL FLGASP(F1,T,TG,DZ,G,GG,FR,FLODIR,P2)
270   IF (P1.LE.300.) GOTO 320
280   F1 = P2
290   IF (I.EQ.M) GOTO 320
300   I = I+1
310   GOTO 210
320   PRINT *,I
330   JB = I
340   A = I-1
350   B = A/21
360   L = 1
370   JA = 1
380   FOR I = 1 TO RK STEP 1
390     IT = (I.EQ.K) JA = JB
400     DEPTH(I) = DEPT(JA)
410     GASPRE(I) = GASPR(JA)
420     DE(I) = DEPT(I)/100
430     PR(I) = GASPRE(I)/100
440     PRINT "PROFUNDIDAD ",DE(I)
450     PRINT "PRESION ",PR(I)
460     C = B+I
470     JA = C
480     I = L+1
490   NEXT I
500   I = K+1
510   NEXT J
520   END

```

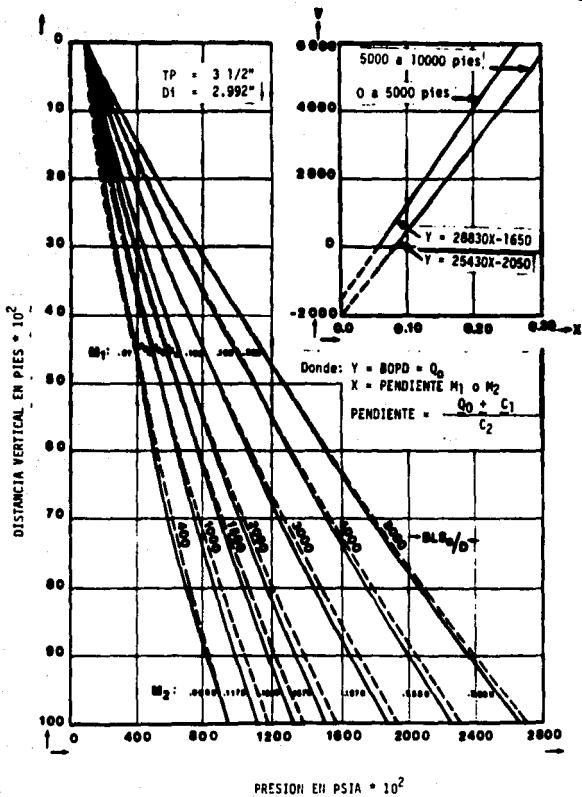


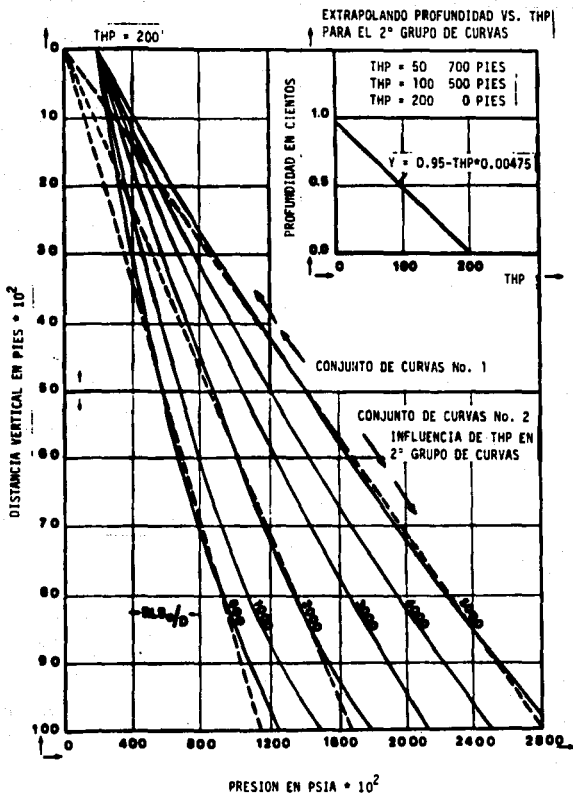
TUBERIA DE PRODUCCION DIA(S) =  
4.090 - 2.375, GASTO = 2000 BLS/  
DIA, PORCENTAJE DE AGUA = 0.04

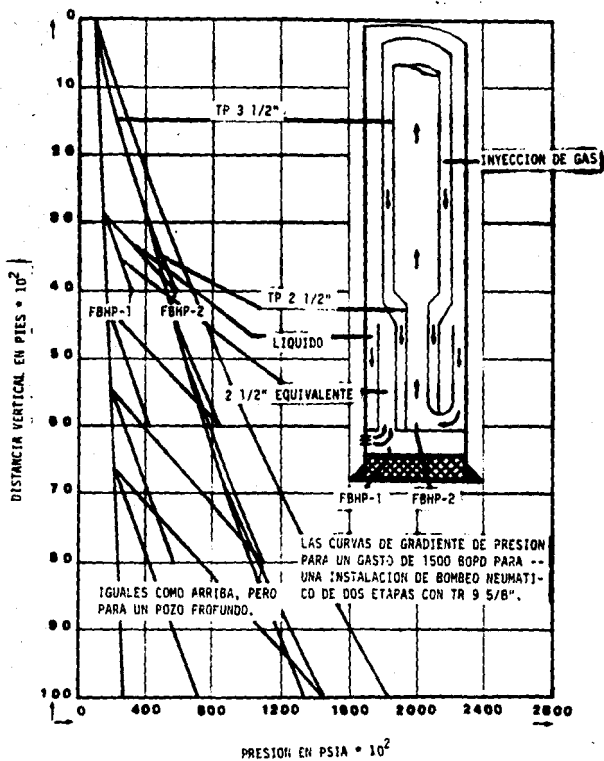
GRAFICA DE LA PRESION VS. PROFUNDIDAD DEL  
FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR.

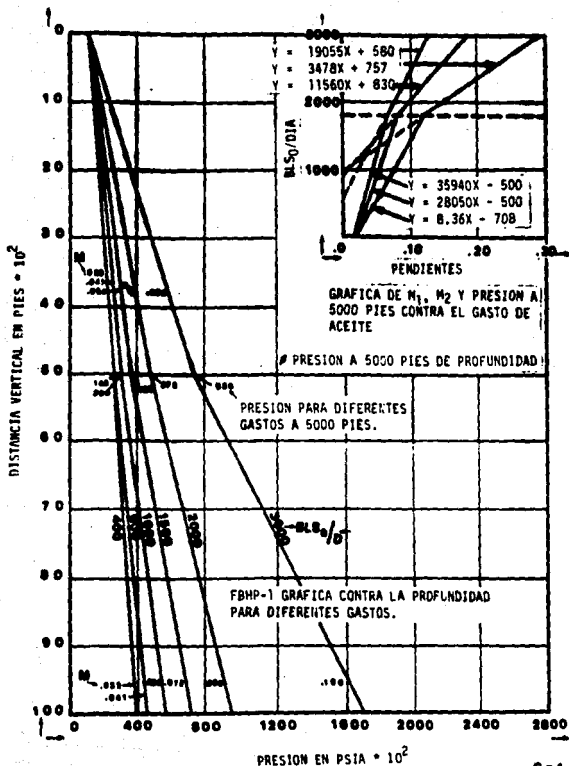
**ANEXO C**

Gráficas del comportamiento de la presión para ecuaciones empíricas para  
estimar la producción de aceite.











**ANEXO B**

Programa de cómputo para el método de Bombeo Neumático Continuo en Dos  
Etapas y Subrutina de la correlación de Hagedorn y Brown.



```

610 INPUT "ENTER AN APPROX. VALUE FOR LONGITUDE: "; L
620
630 INPUT "ENTER APPROX. VALUE FOR GRADE: "; G
640
650 S=0
660 P1=PE
670
680
690 PRINT, "LONGITUDE (FEET)"; "PRECISION (LB/PG*2)"
700
710 IF S#1 THEN DEF=DEF
720 T2=F1+DEF
730 F2=F1+(DEF/2)
740 IF S#1 # "E" THEN
750 F2=F1+F1*(R-1)+DEF*(100/R)
760 GOSUB 2390
770 F2=F1
780 F2=F2
790 V1=V0+F0+V0*F2
800 D1=D0+F0-D0*F2
810 L1=L+(1+R)*D1
820 VSG=(.00122+D0*(R-1)*.03)/D1
830 NSV=(.728+VSG*(L1-D0))/L1
840 NLV=(.728+VSL*(L1-D0))/L1
850 VM=VSL+VSG
860 GRADFR=0;GRADFE=0;GRADFN=0;GRADFT=0
870 GRADEL=0;GRADEL=0;GRADELW=0;GRADELT=0
880 GRADFR=0;GRADEL=0
890 LB=1.071-((2.661e+VM**2)/D1)
900 LS=50*(C6eNLV)
910 LM=84*(NLV-.728)
920 IF VSG/VM < LB THEN 930
930 IF LS/VM AND LB*(VSG/VM) THEN 1100
940 IF LM/VM AND LB*(LM) THEN 1800
950
960
970

```



```

114      COEFICIENTES DE DISTRIBUCION DE LA BURBUJA
1150 IF FWO.75 AND VM.10 THEN 1190
1160 IF FWO.75 AND VM.10 THEN 1210
1170 IF FWO.25 AND VM.10 THEN 1230
1180 IF FWO.25 AND VM.10 THEN 1250
1190 AA= (.013*LOG10(VL)) / (DI/12) + 1.38 - 1.681 - .232*LOG10(VM) - .428*LOG10(DI/12)
1200 GOTO 1280
1210 AA= (.04511*LOG10(VL) / (DI/12)) + 1.759 - 1.773 - .162*LOG10(VM) - .2581*LOG10(DI/12)
1220 GOTO 1280
1230 AA= (.0127*LOG10(VL) / (DI/12)) + 1.415 - 1.254 - .167*LOG10(VM) + .1131*LOG10(DI/12)
1240 GOTO 1280
1250 AAA= (.0274*LOG(VL+1/LOG(10)) / (DI/12)) + 1.161 - .5691*LOG(DI/12)/LOG(10)
1260 BBB=LOG(VM)/LOG(10) + .001*LOG(VL+1/LOG(10)) / (DI/12) + 1.271 + .379 + .6311*LOG
1270 A=AAA-BBB
1280      CALCULO DE LA VELOCIDAD DE LA BURBUJA
1290 NREL=VM*DI*DL / (.006064*VL)
1300 VES=(2.174*(DI/12))*.5
1310 I=0
1320 NREE=(VBS*DI*DL / (.006064*VL))
1330 I=I+1
1340 IF I=1 THEN 1340
1350 IF NREL=3000 AND NREE=3000 THEN 1380
1360 IF NREL=8000 THEN 1430
1370 IF 3000<NREL<8000 THEN 1480
1380 VBC=(8.740001E-06*NREL+.246)*VBS
1390 EF=ABS(VBC-VBS)
1400 IF EF=.001 THEN 1410 ELSE 1420
1410 VBS=VBC;GOTO 1320
1420 GOTO 1540
1430 VEC=(8.740001E-06*NREL+.10)*VES
1440 EF=ABS(VBC-VBS)
1450 IF EF=.001 THEN 1460 ELSE 1470
1460 VBS=VEC;GOTO 1320
1470 GOTO 1540
1480 KV=(12.89*VL) / (DL*(DI/12) *.5)
1490 IIC=(.251-8.740001E-06*NREL)*VES
1500 VBC=((JJJ*2+KV) / 5+JJJ) / 2
1510 EF=ABS(VBC-VBS)
1520 IF EF=.001 THEN 1530 ELSE 1540
1530 VBS=VBC;GOTO 1320
1540 NRE=(124*DL*DI*VM) / VL
1550 GOSUB 310

```

```
1560 GRADIENTE FOR ELEVATION
1570 GRADIENTE FOR ELEVATION
1580 GRADIENTE FOR ELEVATION
1590 GRADIENTE FOR ELEVATION
1600 GRADELE=(UJZ/(VW+VBC))-(OL*AA)/144
1610 E.E=0
1620 IF UJZ.NSV AND UJZ.NGT THEN GOTO ELSE 1630
1630 GOTO 1940
1640
```



```

1650 0000000000 REGIMEN NIEBLA 010000000
1660
1670 * GRADIENTE POR ELEVACION
1680 GRADELN=(DL*VSL)/VM)+((C3*VSG)/VM)*144
1690 MD=250.5*DRAING=.0764*DRG*RI*RW=250.5*DRW*MDR
1700 R=MD*RG*RW
1710 WM=(GD*RI)/84400!*ATR=(C1*416*DI*2)/4
1720 E*W=(WM*VSG)/(4637*PH*ATR)
1730 NFE=(124*VSG*DI*DG)/W
1740 GOSUB 3100
1750 * GRADIENTE POR FRICCIÓN
1760 GRADFFN=(FRG*DG*VSG*DI)/((772.8*DI)
1770 IF L*NGV AND L*NGV THEN 1870 ELSE 1780
1780 GOTO 1960
1790 *

```





```

2170 PRINT " *** CALCULO PARA PROFUNDIDAD DE COLOCACION DE LA VENTANA *** "
218.
219. PTH=117.45
2200 PGSC=.25*(PTH/100*LT/100)
2210 GGSC=PGSC/LT:DLEA=DL/62.428
2220 FOR I=LT TO 0 STEP -100
2230 PEA=.473*DLEA*ABS(I)
2240 PCGE=GGSC*ABS(I)
2250 IF PEA>PCGE THEN 2320 ELSE 2260
2260 PFCV=ABS(I)-((PEA-PCGE)/GGSC)
2270 PRINT "LA PROFUNDIDAD DE COLOCACION DE LA VENTANA ES:";PFCV;"(PIES)"
228.
2290 PV=PTH+(PFCV*GGSC)
2300 PRINT "PRESION EN LA VENTANA=";PV;"(LB/PG**2)"
2310 PRINT IGOTO 2330
2320 NEXT I
2330 PRINT " *** CALCULO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO EN LA PRIMERA ETAPA *** "
2340 DI=DIPTP
2350 H0="SI"
2360 P1=PV*LI=FCV*RT=R
2370 LT1=LT2+LCA:IGOTO 2390
2380 GOTO 2250

```

2370 \*\*\*\*\* SUBROUTINA PARA PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS \*\*\*\*\*

2400  $DGP = .25 + (.02 * DA) + (.10 * T - 6) * (.6874 - 2.5364 * DA) * RT$

2410 IF DGP > .03 THEN DGP = .03

2420  $GR = 141.5 / (131.5 + DA)$

2430 IF A = "SI" THEN A = 2: GOTO 2500

2440 IF A = 2 THEN 2500

2450 \* CORRELACION DE STANDING

2460  $F = DGP * (1 + (.0125 * DA) * RT) * (.00041 * TR) * (1 + .25 * TR)$

2470  $F = RS * (DGP / DA) * (.5 + (1.25 * TR))$

2480  $BO = F * (1.175) * (.0147 + .972$

2490 GOTO 2500

2500 \* CORRELACION DE DISTEIN

```

2510 LP=LOG(PH)/LOG(10)
2520 A=10*(1.099479*LP-1.707988*LP-2-1.007702*LP)+0.57064)
2530 IF A=2 AND A#="SI" THEN RS=DJR*(1-PP*54*.98917*(TH+10))^(1/.816)
2540 IF A=2 AND A#="SI" THEN 2560
2550 RS=DGF*(PP*DA*(1.98917*(TH+10))^(1/.816)
2560 SCP=RS*(DGF/DRA)*.52*(1+.158*TH)
2570 BO=1*10^(-6.58511+(2.91329*LOG(BOP)/LOG(10)))-(.27483*(LOG(BOP)/LOG(10))^2)
2580 DGD=.25*(1.02*DA)*(10^(-6)+(.7874-3.5844*DA)*RS)
2590 PBP=(RT/DGD)*.818*(TH+10)*DRA*.939)
2600 PB=10^(1.7449+1.7447*LOG(PBP)/LOG(10)-1.5001*(LOG(PBP)/LOG(10))^2))
2610 IF PH#PB THEN 2640*GOTO 2640
2620 DOI=(62.4*DA)+(.01362*RS*DGD)/BO
2630 ZV=3.0324-.02023*DA
2640 Z=10*ZV
2650 T=(Z*TH)-1.165)
2660 NOM=10^T-1
2670 E=5.44*(RS+150)^(1-.358)
2680 AV=10 715*(PB+100)^(1-.515)
2690 VS=AV*NOM*.9
2700 IF B=1 THEN 2030
2710 TCG=42.4-.047*TH-.267*DA*EXP(-.007*PH)
2720 DGL=(R*DKG-RS*DGD)/(AT-RS)
2730 * CALCULO DE Z
2740 IF B#="SI" THEN 2760
2750 TPC=167*VLS*.6*DBE
2760 PPC=702.5-50*DGL
2770 GOTO 2800
2780 TPC=238+210*DGL
2790 PPC=740-100*DGL
2800 TPR=(TH+460)/TPC
2810 PPR=PH/PPC
2820 VS=.6
2830 FOR J=1 TO 25 STEP 1
2840 RE=.07*PPR*(1-.25*J)
2850 A1=.715*RE A2=-1.016*RE A3=-.275*RE A4=.5225
2860 A5=-.6123 A6=-.10489 A7=.68157 A8=.68446
2870 Z1=(A1+A2/TPR+A3/TPR^3)*RR+(A4+AS/TPR)*RR^2+(A5+A6*RR^5)/TPR
2880 Z2=(A7*RR^2/TPR^3)*(1+AS*RR^2)*(EXP(-AS*RR^2))-1
2890 Z=Z1+Z2
2900 IF ABS(Z-Z0)<=.001 THEN 2960
2910 Z0=Z
2920 IF J=25 THEN 2950 ELSE 2950
2930 J=1
2940 GOTO 2960
2950 NEXT J
2960 BS=(.02825*Z*(TH+460))/PH
2970 DG=(2.7044*PH*DGL)/(Z*(TH+460))
2980 KB=3.5*(986/(TH+460))+(1.2897*DGL)
2990 YB=2.4-.2*XB
3000 KB=(9.399999+1.8794*DGL)*(TH+460)^1.5/(209*(330.48DGL)^(TH+460))
3010 VIB=KB*10^(-4)*EXP(KB*(DG/62.428)*YB)
3020 GOTO 3170

```



## BIBLIOGRAFIA

1. Sánchez, Mario J.: Comparison of correlations for predicting pressure losses in vertical multiphase annular flow , M.S. THESIS, The University of Tulsa, USA (1972).
2. Faustini, Juan L.: Two step gas lift installation , M.S. THESIS, University of Tulsa, USA (1974).
3. Vogel, J.V.: Inflow performance relationship for solution gas drive wells , J. Pet. Tech. (1968).
4. Brown, Kermit E.: The Technology of Artificial Lift Methods , New Jersey, USA. vol. 2<sup>a</sup>, cap. 3.
5. Díaz Zertuche, J. M. y Escobar Castillo, J.: Diseño de una instalación de Bombeo Neumático que produzca al máximo gasto , I.M.P. (XIX Congreso Nacional de la AIPM), Rev. Ing. Pet. (1980).
6. Craft, B.C., M.R. Holden, and E.D. Graves: Well Design: Drilling and Production , New Jersey, USA (1962).
7. Brown, Kermit E.: Gas Lift Theory and Practice , New Jersey, USA Tomo 2a. pág. 211-223 (1967).
8. Rodríguez Nieto, R.: Principio de Mecánica de Yacimientos , Facultad de Ingeniería, UNAM (1984).

9. Garicochea P., Francisco y Bashbush, J.: Comportamiento de los Yacimientos. Facultad de Ingenieria, UNAM (1984).
10. Cornish, R.E.: The vertical Multifhase Flow of Oil and Gas at High Rates . J. Pet. Tech. (1976).
11. Orkiszewski, J.: Predicting Two-phase Pressure Drops in Vertical Pipes . J. Pet. Tech. (1967).
12. Teledyne Merla: Gas Lift Manual: Section specifications and data . Garland, Texas, USA (1970).
13. Lambie, D.A., Walton, R.O.: Gas Lift in Multiple Completed Wells . American Petroleum Institute, Dallas, Texas (1968).