

BIBLIOTECA

Roberto Coronel Mora



**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

622.3382
COR

**Departamento de Geología, Minas
y Petróleos.**

FACULTAD DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

**Tesis de Grado
Previa a la Obtención del Título de
INGENIERO DE PETROLEO**

Presentada por:

José Coronel Mora

TEMA:

**“Diseño de Intalaciones de Levantamiento Artificial
de Petróleo por Flujo de Gas Intermitente en po-
zos del Campo Ancón Utilizando el Computador Di-
gital”.**



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

**Guayaquil - Ecuador
1979**

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
CENTRO DE INFORMACIÓN BIBLIOTECARIO

№. DE INVENTARIO: D-67627
VALOR: \$4.00
CLASIFICACIÓN: 622.33821 COR
FECHA DE INGRESO: 12-10-06
PROCEDENCIA:
SOLICITADO POR: F.I.C.T.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

"DISEÑO DE INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETROLEO POR FLUJO DE GAS INTERMITENTE EN POZOS DEL CAMPO ANCON UTILIZANDO EL COMPUTADOR DIGITAL"

TESIS DE GRADO
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETROLEOS

PRESENTADA POR
JOSE CORONEL MORA

GUAYAQUIL - ECUADOR

1979



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: - Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, son de mi exclusiva responsabilidad, y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DEDICATORIA

A mis padres

ARIOLFO CORONEL
MARIA LUISA MORA

*quienes hicieron posible que
alcanzara a realizarme como
hombre y como ciudadano.*

A mi esposa
CARLOTA PEREZ



A mis queridos hijos
BERNARDO JOSE
VERONICA CAROLITA e
IVAN ARIOLFO

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

AGRADECIMIENTO

A mis profesores con mucha gratitud por los sabios conocimientos que me prodigaron, en especial a mi Director de Tesis Ms. Galo Arévalo M., quien animado de una gran voluntad me orientó con acierto y verdad.

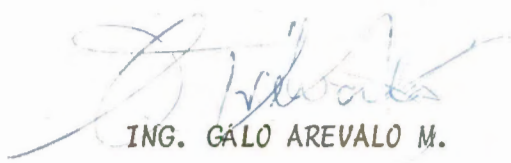


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

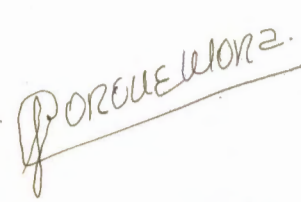
"DISEÑO DE INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL DE PETROLEO POR FLUJO DE GAS
INTERMITENTE EN POZOS DEL CAMPO ANCON UTI
LIZANDO EL COMPUTADOR DIGITAL"

DIRECTOR DE TESIS

A U T O R



ING. GALO AREVALO M.



JOSE CORONEL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

MIEMBROS DEL JURADO EXAMINADOR

.....

.....

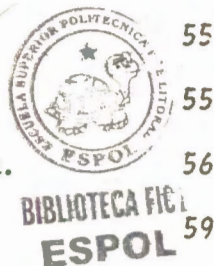
.....



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA DE CONTENIDOS

	<u>Pag.</u>
Declaración expresa.	11
Agradecimiento.	1V
Introducción	1
Resumen	5
I. Revisión de Literatura.	9
II. Aspectos Teóricos Fundamentales. ✓	18
a.- Propiedades de los fluidos.	18
b.- Fundamentos de levantamiento artificial por flujo de gas continuo y flujo de gas intermitente.	
c.- Tipos de instalaciones de levantamiento artificial por flujo de gas continuo e intermitente.	37
d.- Diferentes modelos de válvulas.	45
III. Principios de Diseño Gráfico y Analítico. ✓	55
a.- Datos necesarios de diseño	55
b.- Espaciado de válvulas en la instalación.	56
c.- Selección de válvulas.	59
d.- Selección del tipo de control de inyección de gas en superficie.	62
e.- Tipos de diseños:	
Por Kermit E. Brown.	67
Por "Camco"	92



Pag

IV. Consideraciones Prácticas de Diseño ✓	98
a.- Características geológicas del yacimiento.	98
b.- Mecanismo de producción y su característica.	100
c.- Instalaciones superficiales.	101
V. Cálculo de Diseño utilizando el Computador Digital. ✓	106
a.- Descripción del programa general.	106
b.- Diagrama de flujo .	112
c.- Datos de entrada.	118
d.- Programa computado en el computador IBM-1130.	119
VI. Discusión de los resultados. ✓	126
VII. Comparaciones Prácticas. ✓	144
VII. Conclusiones y Recomendaciones.	
Apéndice.	
Nomenclatura.	
Referencias.	



BIBLIOTECA FICT
ESPOL
 T.80

INTRODUCCION

Los hidrocarburos pueden ser producidos por mecanismos naturales, mientras haya en el yacimiento la energía necesaria para elevarlos desde el subsuelo hasta la superficie; Esto sucede en la etapa inicial de la vida productiva de los pozos de petróleo o gas. Más, al declinar la presión del yacimiento, el pozo gradualmente disminuirá su régimen productivo hasta dejar de fluir totalmente. Sucede entonces que la energía natural no es capaz de levantar el peso de la columna del fluido, debiéndose emplear un mecanismo de levantamiento artificial.

OBJETIVO DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.- El propósito de todo levantamiento artificial, es mantener al fondo del pozo una baja presión de flujo de tal manera que el fluido sea capaz de fluir desde el yacimiento hacia el hueco abierto y obtener una óptima producción. Existen diferentes métodos de levantamiento artificial: Mecánico, Hidráulico, Electrocentrífugo, por flujo de gas.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El tema de esta tesis está relacionado con el método de producción de petróleo por inyección de gas a presión en forma intermitente.

LEVANTAMIENTO POR GAS.- El levantamiento del fluido del pozo por flujo de gas, consiste esencialmente en inyectar gas de alta presión (mayores a 250 lpc), utilizando el es

pacio anular, en la tubería de producción bajo la columna de fluido y elevarla hasta la superficie, o también en sentido contrario inyectando el gas por la tubería y produciendo por el anular. (Ver Fig. I1).

TIPOS DE LEVANTAMIENTO POR GAS.- Existen dos tipos de levantamiento por gas: Continuo e Intermitente.

Levantamiento por Gas Continuo (Fig. I2).- Es parecido al flujo natural y es empleado generalmente en pozos con alto índice de productividad y alta presión de fondo. El gas es inyectado en forma continua a presión alta a través del punto de inyección. Este método puede ser usado no solamente cuando el pozo ha dejado totalmente de fluir, sino también si su producción ha bajado y se desea mantener su mismo régimen productivo anterior, en este caso estaría suplementando el flujo natural.

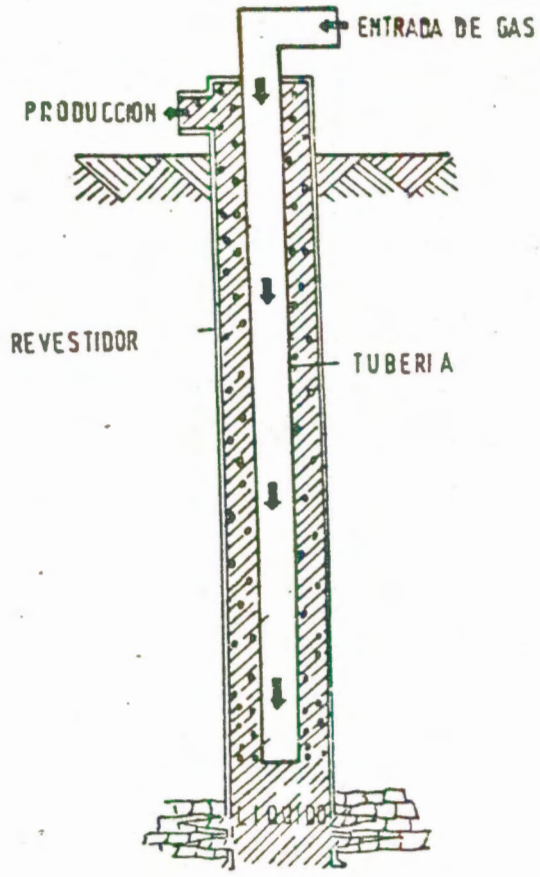
Levantamiento por gas Intermitente (Fig. I3).- Este tipo de levantamiento es empleado en pozos de baja productividad y baja presión de fondo. La producción es en forma de tacsos de fluido que son elevados hasta la superficie similarmente a un desplazamiento tipo pistón. El gas es inyectado en forma intermitente a alta presión bajo el taco y al expandirse lo eleva hasta la superficie. Su naturaleza es más compleja que la del flujo natural como se verá más adelante.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

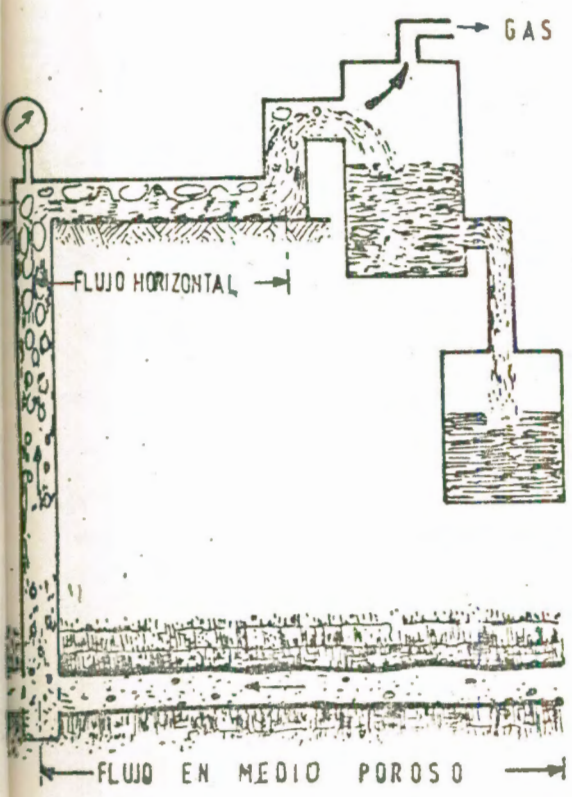


FLUJO TUBULAR

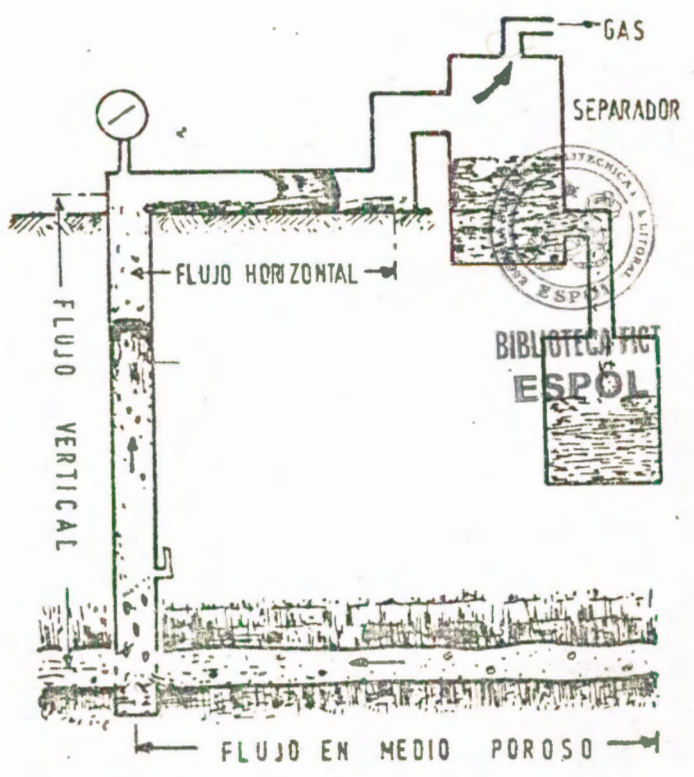


FLUJO ANULAR

(1)
FIG. I.1



LEVANTAMIENTO POR GAS CONTINUO



LEVANTAMIENTO POR GAS INTERMITENTE

(1)
FIG. I.2

(1)
FIG. I.3



El levantamiento por gas es posible emplearlo solamente cuando existe suficiente cantidad de gas disponible, sobre todo en yacimientos de gas en solución en donde al ir avanzando la producción del yacimiento existe mayor cantidad de gas liberado.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

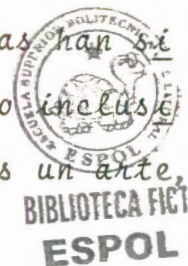
RESUMEN

El levantamiento artificial de petróleo por gas, suele ser de dos tipos: continuo e intermitente y es necesario hacer una clara distinción entre éstos, debido a su diferente naturaleza.

El levantamiento por gas continuo es semejante al flujo natural en pozos surgentes con ciertas variaciones, estando relacionado con flujo multifásico en tuberías. Su comportamiento ha sido estudiado por varios investigadores tanto en forma empírica como científica llegando a establecer diferentes correlaciones empleadas en cálculos de diseño y que han dado buenos resultados dentro de un razonable rango de exactitud.

El levantamiento por gas intermitente es de naturaleza muy compleja y hasta el momento no ha sido posible definirla, la mayor parte de las investigaciones realizadas han sido de carácter empírico antes que técnico llegando a mencionarse que este tipo de levantamiento es un arte, más bien que una ciencia.

En el desarrollo de esta tesis se efectúa un somero análisis de los fundamentos de levantamiento por flujo de gas continuo e intermitente, además de las correlaciones más importantes que hasta el presente han sido determinadas y que han servido para calcular diseños de instalaciones de levantamiento por gas.



El diseño de una instalación de levantamiento por gas es largo y tedioso a pesar de haberse reducido sustancialmente el tiempo de cálculo debido al empleo de cartas y diagramas que se presentan en manuales de diseño perteneciendo a diferentes compañías de servicios especializados en este tipo de trabajos tales como: CAMCO, OTIS, USIS, etc.

El objetivo central de este trabajo es determinar una forma más rápida y ágil de calcular un diseño de levantamiento por gas intermitente, tomando como punto de partida y sustentación los principios físicos, que guían el comportamiento del flujo de un taco de fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie a través de la tubería de producción y, que se encuentran sintetizados en los manuales de diseño de K. Brown y la Corporación "CAMCO". El empleo del computador digital nos permite lograr éste objetivo permitiendo además, hacer diferentes tipos de pruebas variando ciertos parámetros, como por ejemplo, el índice de productividad, diámetro de la tubería, orificio de la válvula, diferenciales de presión, etc.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Luego de comprobar que el programa funciona correctamente, se ha trabajado con datos de un pozo del campo petrolero de Ancón estudiando la posibilidad de incrementar su producción mejorando su instalación.

Los pozos del campo Ancón son de baja presión de fondo

y baja productividad; producen por flujo de gas intermitente.

El campo tiene una producción promedio de 1800 B/D, y las instalaciones en su mayoría acusan un grado avanzado de desgaste.

Entre las ventajas que proporciona una instalación de levanta-
miento por gas citamos las siguientes:

1. El costo inicial del equipo utilizado para instalaciones de levantamiento por gas, generalmente es menor comparado con cualquier otro método de levantamiento artificial de petróleo, particularmente en pozos profundos.
2. Es el método de producción más flexible, pues permite producir pozos de alta productividad (2000 a 20000 B/D) hasta pozos de 1 B/D.
3. Una misma instalación puede ser diseñada para levantar petróleo desde bajas profundidades (2000 o 3000 pies) y también cuando sobreviene la depleción del pozo, desde mayores profundidades. (El punto de inyección varía).
4. Es eficazmente utilizado en pozos perforados costa afuera en donde es difícil operar normalmente.
Es fácilmente adaptable para pozos direccionales y horizontales.
5. Los costos de operación para levantamiento por gas son generalmente menores que para cualquier otro tipo de levantamiento artificial sobre todo en pozos profundos.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

6. Cuando se opera en campos de ambiente altamente corrosivo el equipo utilizado puede ser reducido a un mínimo.
7. Cuando se tiene pozos de alta relación gas-aceite el levantamiento por gas continuo es eficaz, no así el levantamiento por gas intermitente que es más funcional mientras esta relación sea mínima.
8. Los materiales abrasivos en los fluidos producidos afectan los equipos usados en la mayoría de las instalaciones en menor grado.
9. Es muy útil para limpiar pozos que producen inicialmente arena.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

C A P I T U L O I

REVISION DE LITERATURA^{(1) (2) (3) (4)}

En los primeros años de la industria del petróleo, los métodos de elevación artificial por flujo de gas se emplearon muy poco por ser económicamente inconvenientes al ser aplicado a pozos en forma individual. Comunmente se aplicaba con éxito al aire comprimido a la boca del pozo a través de tuberías desde una central de compresores debidamente ubicada.

Posteriormente en 1.930 fue empleado con mayor éxito para producir pozos en yacimientos agotados para luego tomar notable impulso en el momento presente, debido a su notable versatilidad.

El levantamiento artificial por gas está vinculado en mayor o menor grado con el problema de pérdidas de energía de presión en el siguiente orden:

1. En el yacimiento, desde que el fluido (petróleo, gas y agua) fluye en la formación productora hacia el fondo del pozo.
2. En la tubería de producción.
3. En la línea de descarga superficial desde el cabezal hasta llegar al separador.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La Tabla N° 1 explica la distribución de pérdidas de presión para flujo de aceite.

T A B L A N° 1

DISTRIBUCION DE LAS PERDIDAS DE PRESION PARA FLUJO DE ACEITE

CARACTERISTICAS DEL POZO

Profundidad 10.000 pies

Presión estática de fondo $P_e = 3.000$ Lpc

Relación Gas-Líquido RGL = 750 PCN/B

Diámetro de tubería de producción = 3 1/2"

Presión fluyente en cabeza de pozo $P_{fc} = 1000$ Lpc

Índice de productividad (J)

J B/D/Lpc	Q _{aceite} B/día	Porcentaje de pérdida de presión		Línea Superf.
		Yacimiento	Tub. producción	
2.5	2.700	36	57	
5.0	3.700	25	68	
10.0	4.500	15	78	7
15.0	4.800	11	82	7



BIBLIOTECA FICT
ESPOL
7

1. PERDIDAS DE ENERGIA DE PRESION EN EL YACIMIENTO

El análisis y determinación de las pérdidas de presión en el yacimiento es concerniente con la ingeniería de yacimientos y constituye la fuente de información de la persona que va a diseñar una sarta de tubería de producción. Entre los parámetros más importantes se tienen:

P_e - Presión estática del yacimiento

J - Índice de productividad

IPR - Curva de influjo de fluido desde la formación al hueco abierto.

2. PERDIDAS DE ENERGIA DE PRESION DESDE LA TUBERIA DE PRODUCCION

Este problema está más directamente vinculado con la ingeniería de producción en el sentido estricto de la palabra.

Se quiere determinar con qué presión llegará el fluido a la cabeza del pozo, conociendo la presión con la cual parte desde el fondo del pozo. Para esto es necesario determinar las pérdidas de presión que el fluido ha sufrido en su viaje por la tubería de producción.

Para estimar las pérdidas de presión en las tuberías de producción se ha tomado como fundamento la ecuación general de balance de energía entre dos puntos de la tubería.

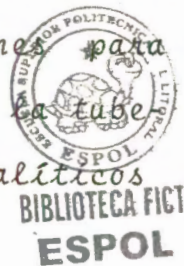


En forma general la ecuación clásica de balance de energía es aplicable solamente cuando se trata de un sólo fluido fluyendo, el problema que se presenta es que en pozos de petróleo están fluyendo simultáneamente; petróleo, gas, agua, es decir se trata de flujo multifásico.

2.1. Flujo multifásico vertical ⁽¹⁾

Su comportamiento es sumamente complejo y es dependiente de un gran número de variables tales como: diámetro de la tubería, tasa de producción, relación gas-líquido, relación agua-aceite, densidad del aceite, viscosidad del aceite, tensión superficial.

Varios investigadores han trabajado sobre fluido multifásico vertical y han llegado a obtener correlaciones para la determinación del gradiente de presión dp/dh en la tubería de producción. Ellos han efectuado estudios analíticos y experimentales utilizando modelos.



La precisión de estos trabajos ha ido incrementándose gradualmente de acuerdo al número de variables que consideraban. Inicialmente algunos parámetros variables fueron asumidos como valores constantes para no complicar aún más el estudio del flujo vertical.

El flujo de fluidos a través de la tubería vertical pue

de ser clasificada en dos tipos: flujo continuo de una mezcla de gas y líquido y flujo intermitente de tacos de fluido impulsado por gas (flujo tapón).

Flujo Continuo⁽¹⁾.- Las pérdidas de presión en la tubería de producción para flujo continuo es un problema en torno del cual se ha efectuado varios estudios analíticos, experimentales, o utilizando modelos. Un número considerable de investigadores han trabajado sobre flujo multifásico vertical y han llegado a obtener correlaciones para la determinación del gradiente de presión dp/dh en la tubería de presión tales como las de Poettman y Carpenter⁽¹⁰⁾, K.E. Brown⁽¹¹⁾, Orkiszewski⁽¹¹⁾, Brill⁽¹²⁾ y otros.

2. Flujo Tapon

El flujo vertical de tacos de fluido seguidos de gas es más complejo que el flujo continuo multifásico debido a su naturaleza inestable y presenta mucha dificultad para ser descrito analíticamente.

El flujo tapón ocurre normalmente cuando se está levantando petróleo por gas intermitente. Sin embargo puede ocurrir en la última etapa del flujo natural. Este tipo de flujo ha sido muy poco estudiado en forma analítica, pero sí se han efectuado pruebas experimentales que han revertido en beneficio de un incremento de producción de pozos de este tipo.

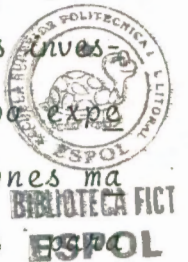


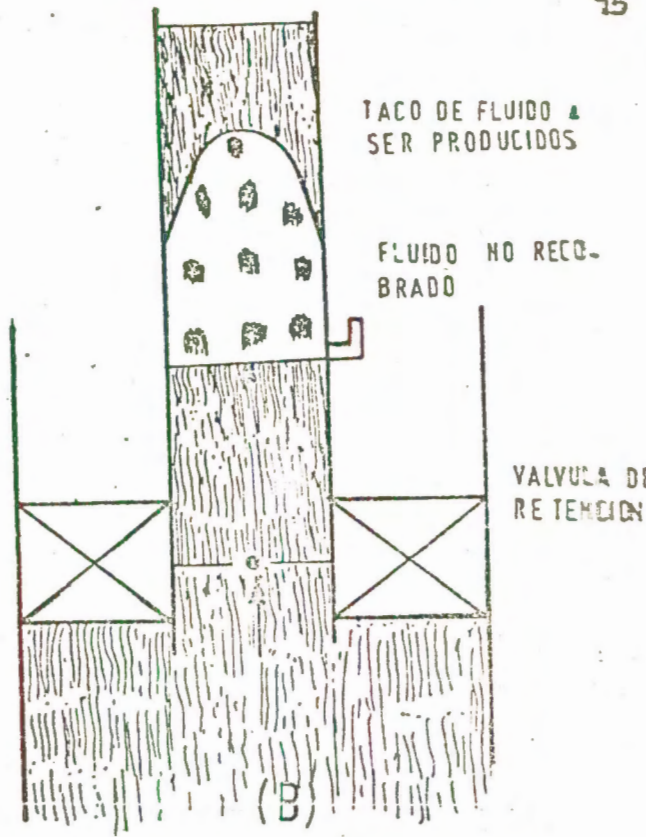
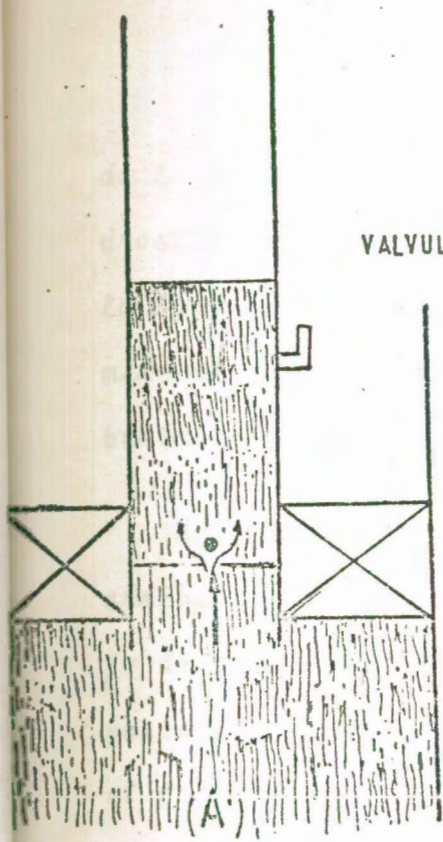
Levantamiento por Gas intermitente⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾. - La operación de levantamiento de petróleo por flujo de gas intermitente, esencialmente es el desplazamiento de una porción de mezcla de fluido-gas, aceite, agua, en la tubería de producción des de la profundidad hasta la superficie por alta presión de gas el cual es inyectado bajo éste taco de fluido.

El gas inyectado entrará a la tubería de producción a través de válvulas diseñadas para este efecto a un régimen que permitirá mantener una velocidad suficiente del taco fluido y minimizando el rompimiento del taco por exceso de velocidad.

Muchos investigadores han trabajado en esta difícil tarea que conlleva el estudio del levantamiento por flujo de gas intermitente entre los que se puede citar a Brill y - Doerr⁽⁴⁾, Kermit Brown⁽¹⁾, H.W. Winkler⁽³⁾ y otros cuyas investigaciones en la mayoría de los casos han sido de tipo experimental tratando en lo posible de obtener correlaciones temáticas que proporcionen procedimientos más exactos para diseñar instalaciones de flujo intermitente.

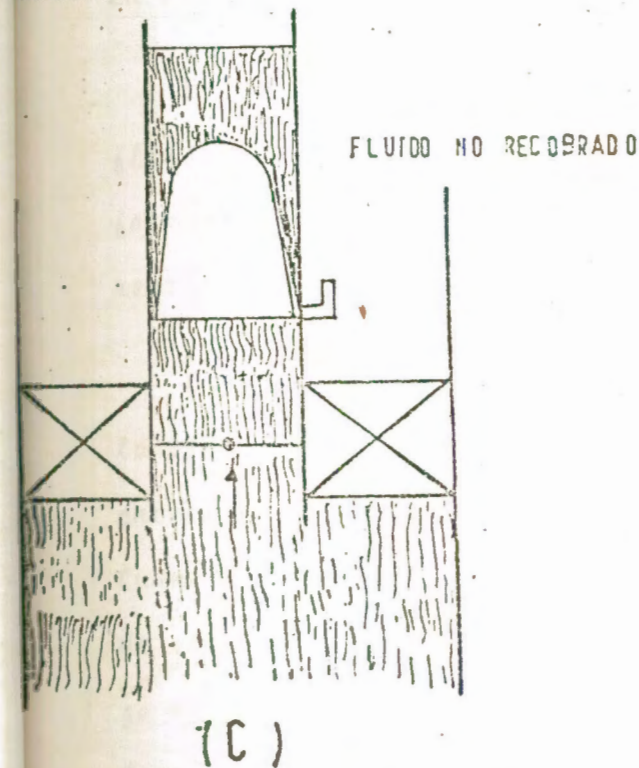
Ciclo de levantamiento por gas intermitente. - El ciclo de producción por gas intermitente está representado en la Fig. 1. En la parte A de la figura, el taco de fluido a ser producido está almacenándose en la tubería de producción. Cuando las combinaciones de contrapresión en superficie, peso





RESTAURACION DEL TACO DE FLUIDO A SER PRODUCIDO

FLUIDO NO RECOBRADO EN FORMA DE GOTAS BAJ EL TACO DE FLUIDO



FLUIDO NO RECOBRADO PEGADO A LA TUBERIA

VALVULA CERRADA

FIG.1 CICLO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR FLUJO DE GAS INTERMITENTE



BIBLIOTECA FICT. ESPOL

de la columna de gas sobre el taco de fluido, presión hidrostática del fluido alcanzan un valor específico sobre la válvula operativa, ésta se abre automáticamente y permite el paso del gas desde el espacio anular hacia la tubería de producción.

Bajo condiciones ideales el fluido es impulsado hacia arriba en forma de tapón por la energía de expansión y flujo de gas debajo de él, pero realmente no sucede así y un porcentaje de fluido no se produce, esto es debido a que el gas viaja con una velocidad aparente mayor que la del taco y se penetra en él como se observa en la parte B de la Fig. 1.

Esta penetración trae como consecuencia que parte del fluido a ser producido se quede dentro de la fase gas en forma de gotitas y/o como una película pegado sobre las paredes de la tubería, parte c de la fig. 1.

Cuando el tapón de fluido es producido a la superficie la presión de la tubería en la válvula operativa decrece en incrementándose la inyección del gas a través de la válvula. Cuando la presión del revestidor decrece hasta la presión de cierre de la válvula, el gas ya no penetra (parte D). Lue go de que se ha producido el levantamiento se tendrá un tiempo de estabilización durante el cual el líquido no recobrado del tapón previo, cae hacia abajo del pozo y se cons



BIBLIOTECA NACIONAL
DEL ECUADOR

tituye como una parte del próximo, el cual es continuamente alimentado desde la formación productiva.

El líquido no recobrado puede representar una gran parte del taco de fluido a ser producido cuando la instalación del pozo no reúne las condiciones apropiadas.



**BIBLIOTECA FIC
ESPOL**

CAPITULO II

ASPECTOS TEORICOS FUNDAMENTALES

a. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS ^{(1) (3) (5)}

Los fluidos pueden ser divididos en 2 categorías: Gases y líquidos. Existen dos distinciones importantes entre un gas y un líquido, sintetizadas así:

1. Los gases son compresibles mientras los líquidos son ligeramente compresibles.
2. Una masa determinada de gas se expande hasta ocupar totalmente el recipiente cerrado que lo contiene, en tanto que los líquidos ocupan un volumen definido y pueden tener superficie libre.

En el diseño de instalaciones de levantamiento por gas es necesario conocer ciertas propiedades importantes de los fluidos como son: Compresibilidad, Densidad y Viscosidad.



En este capítulo se tratará sobre la compresibilidad por ser los de uso más frecuente en levantamiento intermitente.

a.1. Compresibilidad ^{(1) (6) (8)}

Compresibilidad de los gases. - El levantamiento de petróleo por flujo de gas está estrechamente vinculado con los gases naturales y para determinar su factor de compresibilidad (Z) existen varios métodos siendo el de uso más común

el que se basa en el principio de los estados correspondientes que dice: "Los gases tienen el mismo factor de compresibilidad para los mismos valores de presión pseudoreducida y temperatura pseudoreducida".

Conociendo la gravedad específica del gas se determinan la temperatura crítica (T_c) y la presión crítica (P_c) del gráfico A.1 del Apéndice A. También pueden emplearse las siguientes ecuaciones ⁽¹⁾ para determinar estos valores:

$$T_c = 159.6 + 331.1 (\gamma_g) \quad ^\circ R \quad (2.1)$$

$$P_c = 693.2 - 35.55 (\gamma_g) \quad L_{pca} \quad (2.2)$$

γ_g = Gravedad específica del gas.

La temperatura pseudoreducida (T_r) y presión pseudoreducida (P_r) se obtienen por las relaciones siguientes:

$$T_r = T/P_c$$

$$P_r = P/P_c$$

T = Temperatura del gas $^\circ R$

P = Presión del gas L_{pca}

Finalmente empleando el gráfico A.2. del Apéndice A se obtiene el valor del factor de compresibilidad (Z).

Conociendo los valores promedios de presión (L_{pc}) y temperatura ($^\circ F$) a los cuales se encuentra un gas y su gravedad específica es posible también determinar su factor de compresibilidad (Z) empleando el gráfico A.3 del Apéndice A.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

Las válvulas que se emplean en las instalaciones de levantamiento por gas intermitente pueden ser cargadas a presión con aire, gas ó nitrógeno a 60°F y 80°F dependiendo del fabricante.

Compresibilidad de los Líquidos.- En los cálculos de diseño los cambios de volumen del petróleo y agua cuando pasan de condiciones de yacimiento a condiciones superficiales son involucrados en el factor de volumen de formación del petróleo y agua: B_o y B_w respectivamente.

a.2. Densidad (1) (5)

a.2.1. Densidad de un gas.- La densidad de una sustancia está definida como su masa por unidad de volumen, por lo tanto la densidad de un gas puede obtenerse partiendo de este principio.

$$\rho_g = \frac{\text{masa del gas}}{\text{volumen del gas}}$$

ρ_g = Densidad del gas

Cuando se trabaja en unidades prácticas se considera el peso del gas por unidad de volumen lo que se denomina peso específico.

$$\rho_g = \frac{\text{peso del gas}}{\text{volumen del gas}} \quad (2.5)$$

ρ_g = peso específico del gas



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Si la ecuación de estado de los gases es:

$$Pv = nZRT \quad (2.6)$$

En donde:

$$n = \text{número de moles} = \frac{\text{peso del gas}}{\text{peso molecular}} = \frac{Wg}{M} \quad (2.7)$$

Relacionando las ecuaciones (2.5), (2.6) y (2.7) se obtiene el peso específico del gas.

$$\rho_g = \frac{PM}{ZRT} \quad (2.8)$$

ρ_g = Peso específico del gas

M = Peso molecular del gas

Z = Factor de compresibilidad

R = Constante universal de los gases

T = Temperatura a la cual se encuentra el gas

P = Presión a la cual se encuentra el gas

Con mayor frecuencia se trabaja con la gravedad específica de los gases.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{aire}}}$$

γ_g = Gravedad específica del gas

Si el peso molecular del aire es 28.97 entonces reemplazando en la ecuación (2.8) se obtendrá el peso específico del aire.

$$\rho_a = \frac{28.97 P}{Z \cdot R \cdot T} \quad (2.10)$$

Reemplazando en la ecuación (2.9), ρ_a y ρ_g se tiene:



$$\gamma_g = \frac{PM/ZRT}{28.97 P/ZRT} \quad (2.11)$$

Si las condiciones de presión y temperatura son iguales se tendrá:

$$\gamma_g = \frac{M}{28.97} \quad (2.12)$$

La γ_g es independiente de presión y temperatura.

a.2.1.1. Gradiente de presión de un gas.- Este factor viene expresado en lpc/pie y el incremento de presión por el incremento de profundidad. Para determinar la expresión matemática del gradiente se procede de la siguiente manera:

En base de la ecuación (2.8)

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

y de la ecuación (2.11) de la cual se despeja el peso molecular del gas (M).

$$M = 28.97 \gamma_g$$

Relacionando las 2 ecuaciones anteriores se obtiene:

$$\rho_g = \frac{28.97 P \gamma_g}{Z.R.T} \quad (2.13)$$

$$R = 10.731 \frac{(lpc) (pie^3)}{(lb-mol) (^{\circ}K)}$$

P en lpc

T en $^{\circ}R$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\rho_g = \frac{(28.97) P \cdot \gamma_g}{(10.731) Z.T} = \frac{(2.7) P \cdot \gamma_g}{Z.T} \left(\frac{\text{Lb}}{\text{pie}^3} \right) \quad (2.14)$$

dividiendo para 144 se determinará el gradiente de presión de gas $\left(\frac{\Delta P}{\Delta h} \right)$.

$$1 \text{ pie}^2 = 144 \text{ pulg}^2$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{\rho_g}{144} = \frac{(0.01875) P \cdot \gamma_g}{Z.T} \text{ lpc/pie} \quad (2.15)$$

a.2.1.2. Presión de gas a profundidad.- Para calcular la presión de gas a profundidad es necesario obtener una ecuación matemática que nos permita determinar este parámetro, muy utilizado en diseños, para lo cual se hace el siguiente análisis.

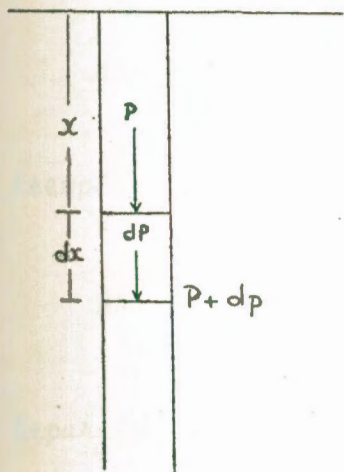


Fig. 2.1

Con referencia a la Fig. 2.1 se obtiene una columna de gas, y a una distancia x desde la superficie existe una presión P , a una distancia $(x + dx)$ se tendrá una presión $(P + dp)$.

El diferencial de presión dp es debido al peso del gas en el elemento dx .

La columna de gas tiene un área A .



Por definición $P = \frac{\text{fuerza}}{A} = \frac{\text{peso}}{A}$.

Cuando se tiene diferenciales:

$$dp = \frac{dw}{A} \quad (2.16)$$

dw = peso de la masa del gas en el elemento dx expresado en libras.

A = Area ó sección de la columna de gas en pies²

Entonces:

$$dp = \frac{dw \text{ (lbs)}}{A \text{ (pie}^2\text{)}} = \frac{dw}{144 A} \text{ (Lpc)} \quad (2.17)$$

peso = peso específico por volumen

$$dw = \rho g \cdot (A \cdot dx) \quad (2.18)$$

Reemplazando (2.18) en (2.17):

$$dp = \frac{\rho g \cdot A \cdot dx}{144 \cdot A} \text{ (lpc)} = \frac{\rho g}{144} dx$$

Reemplazando en (2.19) el valor de ρg de la ecuación (2.14):

$$dp = \frac{2.7(p) (\gamma g) dx}{Z T (144)} = \frac{P \cdot \gamma g}{53.34 Z T} dx \quad (2.20)$$

Separando variables e integrando desde la superficie hasta la profundidad D se tiene:

$$\int_{p_w}^{p_v} \frac{dp}{P} = \frac{\gamma g \int_0^D dx}{53.34 (Z_{avg}) (T_{avg})} \quad (2.21)$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\ln \frac{P_v}{P_w} = \frac{\gamma_g \cdot D}{53.34 Z_{avg} \cdot T_{avg}} \quad (2.22)$$

$$P_v = P_w \cdot e^{\left(\frac{\gamma_g \cdot D}{53.34 Z_{avg} \cdot T_{avg}} \right)} \quad (2.23)$$

Para poder integrar se ha considerado el factor Z como un valor promedio (Z_{avg}) a presión promedio de la columna de gas (P_{avg}) y a temperatura promedio (T_{avg}), ya que a medida que aumenta la profundidad, aumenta también la presión, y temperatura y por lo tanto el factor Z también va incrementándose.

P_v = Presión a profundidad en lpc.a

P_w = Presión en superficie en lpc.a.

T_{avg} en °R

P_{avg} en lpc.a

D = Profundidad o longitud de la columna de gas en pies.

e = 2.71828



La solución de la ecuación (2.23) exige un procedimiento de prueba y error debido a que para determinar el factor Z_{avg} es necesario conocer T_{avg} y P_{avg} de la columna de gas. La mejor forma de aclarar este procedimiento es por medio del ejemplo 1 desarrollado en el apéndice A.

a.2.2. Densidad de un líquido.- La densidad de los líquidos está definida como su masa por unidad de volumen, y cuando se relaciona el peso de un líquido por unidad de volumen se obtiene su peso específico.

En cálculos de ingeniería se empleará con frecuencia la gravedad específica de los líquidos que se expresa de la siguiente manera:

$$\gamma_L = \frac{\rho_L}{\rho_{\text{agua}}} \quad (2.24)$$

γ_L = Gravedad específica del líquido

ρ_L = Peso específico del líquido

$$\rho_{\text{agua}} = 62.4 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$$

En la industria del petróleo para medir la gravedad de un aceite se emplean los grados API que se relaciona con la gravedad específica por la ecuación:

$$\gamma_L = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad (2.25)$$

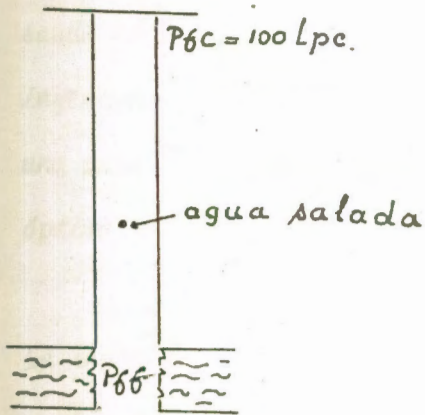
La gravedad del Agua es de 10°API.

b. FUNDAMENTOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR FLUJO DE CONTINUO Y FLUJO DE GAS INTERMITENTE (1) (2) (3) (4)



Introducción. - En la Fig. 2.2 se presenta un pozo de **BIBLIOTECA FICT** **ESPOL** profundidad 5000' conteniendo agua salada con una $\gamma_w = 1.02$ un gradiente de presión estática $G_w = 0.465$ lpc/pie. Se asume que no hay pérdidas de presión por fricción en la tubería.

1. Si se desea levantar la columna de agua salada debiendo tenerse en cabeza una presión fluyente $P_{fc} = 100$ lpc, será necesario mantener al fondo la siguiente presión fluyente mínima:



$$P_{6f} = 0.465 \frac{\text{Lpc}}{\text{pie}} \times 5000 \text{ pie} + 100 \text{ Lpc}$$

$$= 2425 \text{ Lpc}$$

P_{6f} = Presión fluyente de fondo

Fig. 2.2

2. Si en vez de agua salada el pozo contiene petróleo de 42° API ($\gamma_o = 0.815$) y un gradiente de presión $G_o = 0.354 \text{ Lpc/pie}$, la presión del fondo mínima será: $P_{6f} = 0.354 (5000) + 100 = 1870 \text{ Lpc.}$
3. Ahora se tiene petróleo mas gas en solución cuyo gradiente de presión es: $G_{og} = 0.25 \text{ Lpc/pie}$. La presión fluyente de fondo mínima será:

$$P_{6f} = 0.25 \times 5000 + 100 = 1350 \text{ Lpc}$$

De lo anterior se concluye que cuando el gradiente de presión del fluido a producirse es menor, la presión de fondo necesaria para levantar la columna de fluido también es menor. El gradiente de presión puede decrecer hasta 0.10 Lpc./pie , si se inyecta gas en forma suficiente. Este es el propósito del levantamiento por gas.

b.1. Levantamiento por flujo de gas continuo.-

El levantamiento por gas continuo es similar al flujo natural y esencialmente consiste en inyectar controladamente gas con alta presión bajo la columna de petróleo a producirse cau



BIBLIOTECA ACT
ESPOL

sando en esta forma su aereación y aligerándola desde el punto de inyección hasta la superficie. En esta forma es posible obtener una presión fluyente de fondo capaz de dar una tasa de producción óptima.

La inyección de gas suplirá la deficiencia del gas de la formación y aligera la presión fluyente sobre el punto de inyección para elevar el fluido.

Analizando la ecuación: $Q = J (P_e - P_{ff})$ (2.26)

En donde:

Q = Tasa de producción B/D

J = 2 B/D/lpc

P_e = Presión estática de fondo, 1500 lpc

P_{ff} = Presión fluyente de fondo, lpc

Se tiene:

$$Q = 2(1500 - P_{ff})$$

Si:

$$P_{ff} = 400 \text{ lpc} \quad Q = 2(1500 - 400) = 2.200 \text{ B/D}$$

$$P_{ff} = 500 \text{ lpc} \quad Q = 2(1500 - 500) = 2.000 \text{ B/D}$$

Mientras menor sea el valor de P_{ff} mayor será su tasa de producción y el influjo de fluido desde la formación al hueco abierto se incrementará.

b.1.1. Determinación de la presión fluyente de Fondo P_{ff} en un pozo de levantamiento por flujo de gas continuo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La Fig. 2.3 es un diagrama ilustrativo de los gradientes de presión y presiones involucradas en el levantamiento por flujo de gas continuo. La línea punteada indica la contrapresión ejercida por la columna de fluido en el pozo, sin que ésta pueda ser producida por falta de energía de yacimiento. Al inyectarse gas por un punto de inyección previamente calculado éste gas suplementará la falta de energía del yacimiento y aligerará la columna de fluido, elevándolo hasta la superficie.

La presión fluyente P_{ff} al fondo del pozo es calculada por la siguiente correlación:

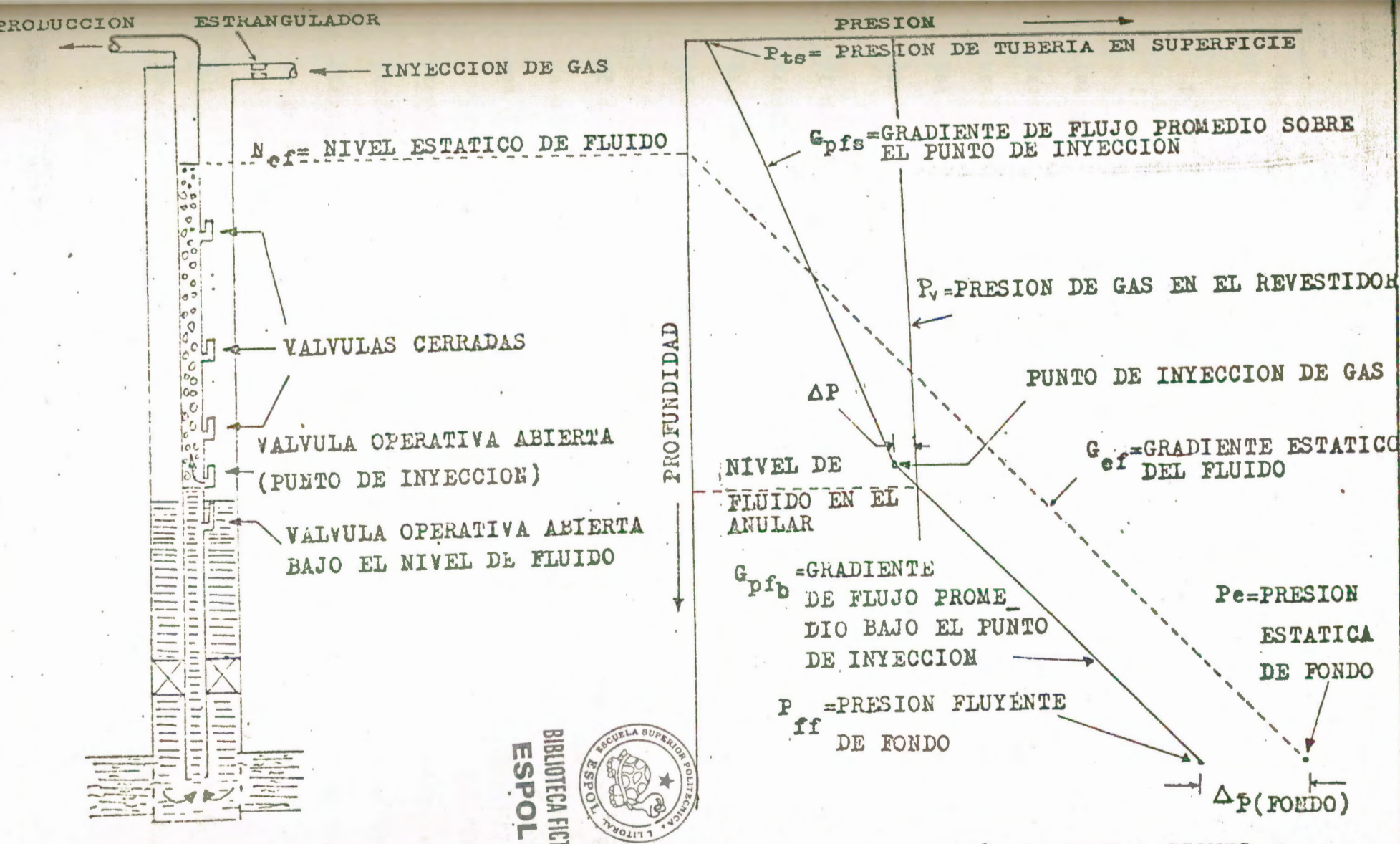
$$P_{ff} = P_{ts} + G_{pfs}(L) + G_{pfb}(D-L)$$

P_{ts} = Presión de tubería en superficie L_{pc} .

G_{pfs} = Gradiente de flujo promedio sobre el punto de inyección L_{pc}/pie .



BIBLIOTECA FICT
ESPOL
(2.34)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



FIGURA 2.3. NOMENCLATURA USADA PARA DISEÑO DE INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO POR FLUJO DE GAS CONTINUO

G_{pfb} = Gradiente de flujo promedio bajo el punto de inyección Lpc/pie.

D = Profundidad, pies

L = Profundidad del punto de inyección, pies

Los gradientes de flujo promedio pueden ser determinados utilizando las correlaciones matemáticas de flujo multifásico vertical. El cálculo es bastante largo y tedioso, para mayor agilidad se han construido curvas de gradiente que permitan obtener valores dentro de un rango de precisión aceptable.

El diseño según el manual de K. Brown utiliza curvas de gradiente de presión que han sido confeccionadas tomando como base la correlación de Hagedorn y Brown⁽⁹⁾, para flujo multifásico vertical.

El diseño según el manual "CAMCO" emplea curvas de gradiente de presión cuya base fundamental es la correlación de Poettman y Carpenter⁽¹⁰⁾.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Propósito del Diseño. - El diseño correcto de una instalación tendrá como objetivo producir una tasa óptima de petróleo y crear una P_{ff} óptima capaz de impulsar el fluido desde el fondo hasta el cabezal del pozo y desde allí al separador.

de inyección y Tasa Óptimos. - La RGL de la formación es constante hasta el punto de inyección, desde el punto hacia

arriba se incrementa debido al gas inyectado. Existe una RGL de inyección óptima y un valor superior o inferior a ésta, RGL resultará en una disminución de la tasa óptima de producción.

b.2. Levantamiento por flujo de gas intermitente

Definición.- Levantamiento por flujo de gas intermitente es la operación de desplazamiento de una porción (taco) de mezcla de aceite, gas y agua en la tubería de producción desde el fondo del pozo hasta la superficie, inyectando gas de alta presión bajo el taco de fluido que se va a producir. El gas inyectado entrará a la tubería de producción a través de válvulas diseñadas para tal efecto, a un régimen que permitirá mantener una velocidad óptima del taco, y al mismo tiempo minimizando su rompimiento por exceso de velocidad del gas.

La naturaleza del levantamiento intermitente es extremadamente compleja y diferente al levantamiento continuo, en consecuencia no puede ser analizado bajo el concepto de flujo multifásico continuo. Primariamente es un proceso de desplazamiento aunque puede suceder también desplazamiento y aereación. La Fig. 1-3 representa el levantamiento intermitente.

b.2.1. Ciclo de levantamiento por gas intermitente.- El levantamiento intermitente es empleado en pozos de baja productividad y baja presión de fondo en los cuales el influjo del

petróleo desde la formación hasta el pozo es lento, entonces es imposible mantener una producción continua y es necesario esperar un tiempo determinado para que se restaure la columna de fluido que será levantada, esto da origen al denominado ciclo intermitente, y consta de las siguientes partes:

- a) El taco de fluido se restaura mientras hay alimentación de fluido desde la formación.
- b) El gas es inyectado a través de la válvula bajo el taco de fluido para luego ser desplazado hacia la superficie al originarse energía de expansión del gas.
- c) El líquido no recuperado cae nuevamente al fondo del pozo.

Es de considerar que la velocidad aparente del gas es mayor que la del taco, resultando una penetración parcial del gas en el taco del fluido dando lugar a que la parte del fluido se quede dentro de la fase gas como gotas y/o como una película líquida adherida a la pared de la tubería. La cantidad de fluido no recuperado depende de la calidad de instalación que se tenga en el pozo.

- d) La válvula de operativa cierra y cesa la inyección de gas. La válvula generalmente abre bajo la presión del revestidor y la ejercida por la columna de fluido sobre ella, y cuando éstas disminuyen automáticamente cierra.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Una vez que se ha producido el taco de fluido, ocurre un tiempo de estabilización durante el cual el fluido no producido cae hacia abajo e irá a formar parte del próximo taco a ser producido.

b.2.2. Conceptos importantes en Levantamiento

Los conceptos más importantes son analizados en el orden siguiente:

1. Presión a la válvula operativa en el revestidor, P_v
2. Presión a la válvula operativa en la tubería de producción.
3. Influjos de fluido desde la formación hacia el pozo.
4. Penetración en el taco de fluido por el gas inyectado y líquido no recuperado por ciclo.

1. Presión a la válvula operativa en el revestidor. Para calcular la presión a la válvula operativa se empleará la ecuación:

$$P_v = P_w e^{\frac{\gamma_g \times D}{53.34 Z_{avg} T_{avg}}}$$

P_v = Presión a la válvula en el revestidor en lpc.a.

P_w = Presión de superficie en revestidor en lpc.a.

La solución de esta ecuación es explicada por medio de un ejemplo desarrollado en el Apéndice A.

2. Presión a la válvula operativa en la tubería de pro-



Pa-
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ducción.- El cálculo de la presión a la válvula operativa en la tubería de producción permite estimar dos aspectos.

- a. Cantidad de masa de gas que pasa a través de la válvula operativa desde el espacio anular hacia la tubería de producción.
 - b. Comparar el comportamiento de presión en la tubería y en el anular con el propósito de espaciamiento de válvulas y análisis de instalación.
3. Influjos de fluido desde la formación hacia el pozo.- Es importante un conocimiento de la curva I.P.R. (Relación de influjos de fluido desde la formación hacia el pozo) con la finalidad de estimar la cantidad de fluido que entra por unidad de tiempo a la tubería de producción lo cual constituye un elemento de juicio más para determinar el ciclo de levantamiento intermitente.

Realmente el ingreso de fluido a la tubería es una *variable* pero en la práctica se asume como una constante porque es común asumir por ejemplo que un pozo está alimentando fluido a un régimen de 1 B/minuto, esto no es verdad ya que conforme se eleva la columna hidrostática aumenta la contrapresión y ocurrirá un decremento gradual - este valor de 1 B/minuto, a un valor cada vez menor.

4. Penetración de gas y fluido no recobrado.- El control eficiente de estos dos parámetros determina el éxito de una instalación de levantamiento intermitente, desafortunada-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

mente su predicción es dificultosa.

El fluido no recuperado es definido como la porción de líquido sobre la válvula operativa que no es recuperado a la superficie cuando la válvula es abierta.

La penetración en el taco de fluido producido por el gas inyectado debido, a que la velocidad aparente del gas es mayor a la del taco de fluido provoca su dispersión tendiendo a incrementar el fluido no recuperado.

Debido a la alta velocidad de inyección del gas, el líquido no recuperado desciende inmediatamente después de que el taco de fluido alcanza la superficie y la presión en la tubería comienza a decrecer después de que la válvula ha cerrado.

La penetración del gas en el taco puede ser dividida en tres etapas:

- a. La etapa primera ocurre inmediatamente después de que la válvula operativa abre. Una válvula es eficiente si actúa rápidamente permitiendo que el gas pase con la mayor presión posible. Lo ideal es, que el gas inyectado actúe como un pistón y no cause el rompimiento del taco de fluido, por canalización de energía de presión.
- b. La segunda etapa es una función de la profundidad de levantamiento. El rompimiento del taco incrementará con el aumento de la profundidad para una determinada velocidad del taco y diámetro de tubería. Lógicamente si el taco al

canza en menor tiempo la superficie, el gas tendrá menor tiempo de atravesarlo.

c. la tercera etapa tiene lugar en la cabeza del pozo. Si existen obstáculos (conexiones, acumulaciones de parafina, etc.) que reducen la velocidad del taco de fluido, el gas tiene mayor oportunidad de atravesarlo y provocar su rompimiento antes de que alcance la línea de descarga, en és te caso el líquido no recuperado será mayor.

Este problema puede ser controlado diseñando correctamente las conexiones superficiales.

C. TIPOS DE INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR FLUJO DE GAS CONTINUO E INTERMITENTE (1) (3)

La determinación del tipo de instalación inicial se basará en el comportamiento futuro del pozo, incluyendo la declina ción de la presión del fondo del pozo y del índice de productividad.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Existen diferentes clases de instalaciones de levantamiento artificial por gas, las mismas que serán seleccionadas de acuerdo a su mayor rendimiento y haciendo las siguientes consideraciones:

1. Tipo de levantamiento por flujo de gas a utilizarse: contnuo o intermitente.
2. Terminación del pozo: hueco abierto ó revestido.
3. Producción de arena y agua y/o gas.

c.1. Instalación abierta. Fig. 2.4

Definición.- Esta instalación en la cual la tubería de producción se suspende en el pozo, sin obturador. El gas se inyecta hacia abajo por el espacio anular entre el revestidor y el eductor, y el fluido se produce a través del eductor.

Características.- Entre las características de esta instalación las de mayor importancia son las siguientes:

1. Es normalmente usada en pozos que producen por flujo continuo.
2. Es muy difícil encontrar el punto correcto de inyección. El gas se inyecta a través de válvulas.
3. La variación de la presión en la línea de flujo origina que el nivel de fluido en el anular suba y baje y las válvulas debajo del punto de inyección se exponen a una severa corrosión.
4. Hay que achicar y reestabilizar el pozo cada vez que se cierre. La falta de obturador hace que el pozo tenga un nivel de fluido alto al cerrarlo, el cual debe ser producido fuera del pozo.

Una parte del fluido estará en forma de U, causando corrosión a las válvulas, sobre todo cuando el petróleo tiene un alto contenido de azufre y agua salada.

5. Este tipo de instalación se recomienda sólo cuando no se puede correr un obturador debido a:

ENTRADA DE GAS

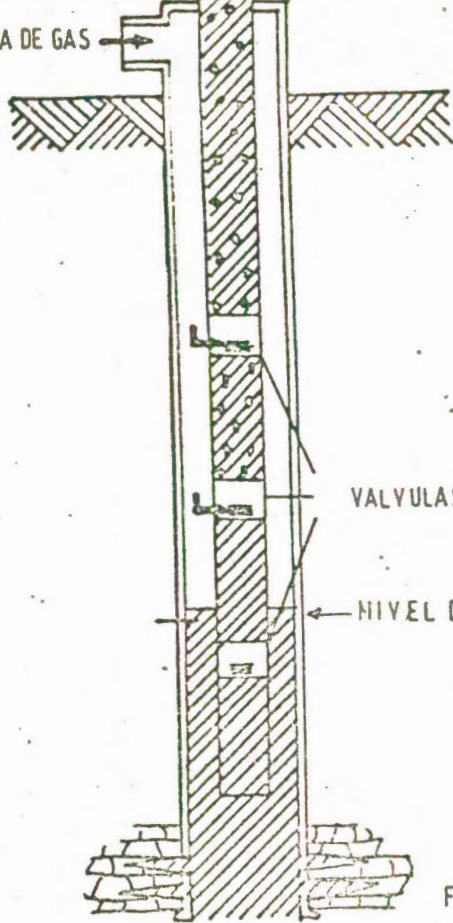


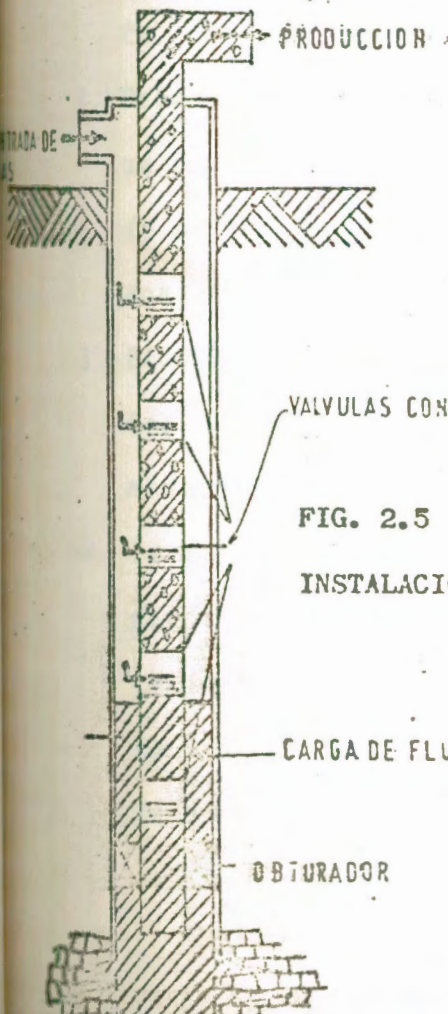
FIG. 2.4

INSTALACION ABIERTA

VALVULAS CONVENCIONALES

NIVEL DE FLUIDO

FORMACION



VALVULAS CONVENCIONALES

FIG. 2.5

INSTALACION SEMICERRADA

CARGA DE FLUIDO

OBTURADOR

ENTRADA DE GAS



PRODUCCION



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIG. 2.6

INSTALACION CERRADA

VALVULAS CONVENCIONALES

OBTURADOR

VALVULA DE RETENCION

- Corrosión
- Revestidor en mal estado

Esta instalación trabajará bien en flujo continuo; pero no en flujo intermitente.

c.2. Instalación Semi-Cerrada. Fig. N° 2.5

Definición.- Esta instalación es similar a la instalación abierta con la diferencia de que posee un obturador para establecer un sello entre el eductor y el revestidor.

Características.- Las características principales son:

1. Sirve tanto para flujo continuo como para flujo intermitente.
2. Debido a que todas las válvulas de levantamiento tienen un dispositivo de retención inversa, ningún fluido puede salir de la tubería al espacio anular entre el revestidor y eductor.
3. El obturador evita que cualquier fluido que provenga de los alrededores de la parte inferior del eductor vuelva al revestidor.
4. La instalación puede hacerse intermitente desde el fondo del eductor y el tope del obturador. Aunque el obturador evita que la presión del gas actúe sobre la formación, una vez que el gas entra en el eductor puede actuar sobre la formación.

c.3. Instalación Cerrada. Fig. 2.6

Definición.- Esta instalación es similar a la semi-cerrada con la excepción de que en la tubería se coloca una válvula retenedora.

Características:-

1. El propósito de la válvula es evitar que la presión del gas cuando éste es inyectado a la tubería, actúe sobre la formación.
2. Normalmente la válvula retenedora se coloca al fondo del pozo; pero puede ser colocada debajo de la válvula operativa.
3. Se recomienda para pozos con baja presión de fondo fluyente e índice de productividad alto. También para pozos con baja presión y bajo índice de productividad.
4. No es recomendable para pozos que tienen alta presión de fondo y bajo índice de productividad. Generalmente el pozo tiene estas características cuando las arenas son muy compactas (permeabilidad baja). Tampoco se recomienda en pozos con alta producción de arena.
5. Se puede utilizar una regla empírica para determinar si se usa o no una instalación cerrada y consiste en lo siguiente:

Si un pozo con fluido de acondicionamiento lo toma rápidamente, debería colocarse una válvula retenedora.



c.4. Instalación de Cámara. Figs. 2.7 y 2.8

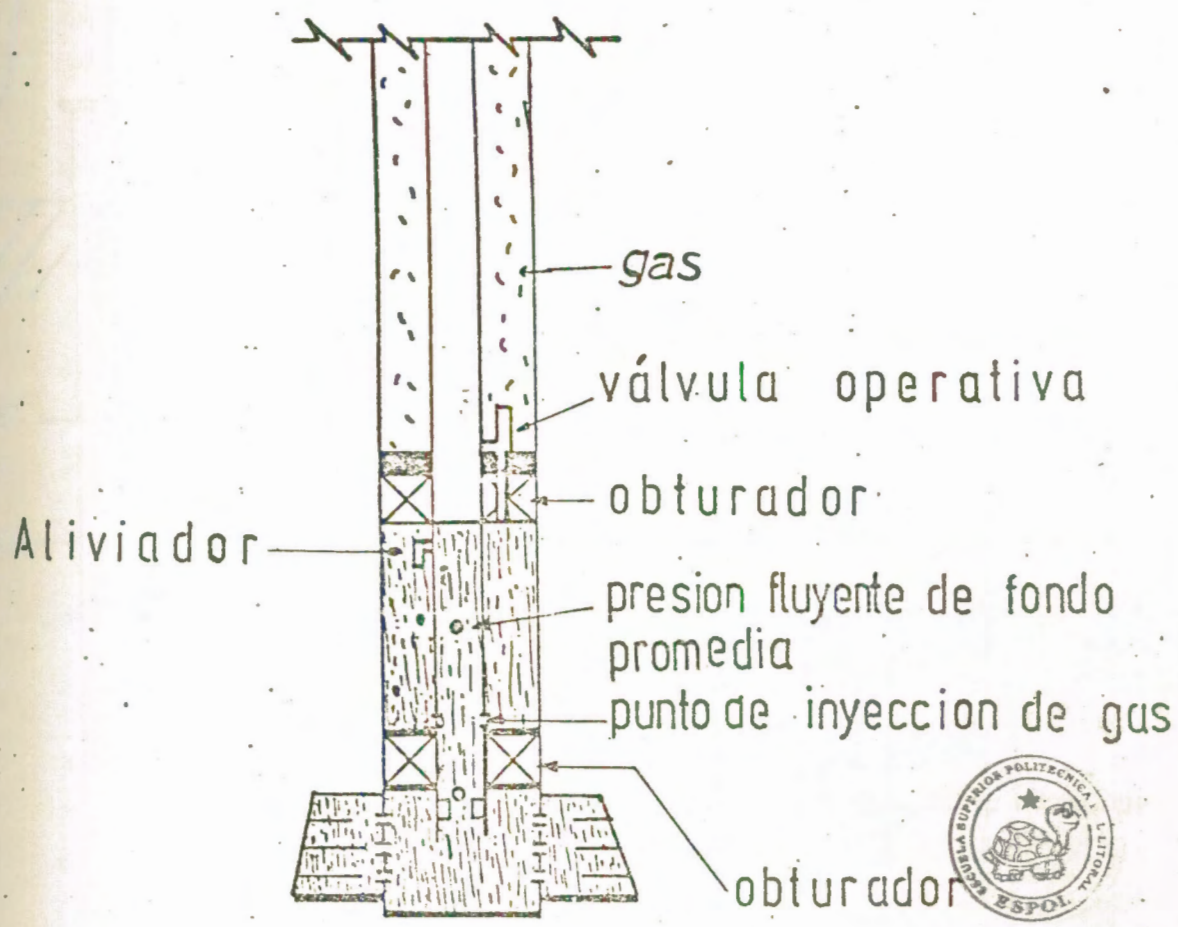
Definición.- Esta instalación tiene por objeto utilizar el espacio anular revestidor/eductor para almacenar fluidos - que van a ser producidos a la superficie por inyección de gas o presión. También puede utilizarse una tubería de gran diámetro (cámara) instalada al fondo del pozo.

Características:

1. Es una instalación ideal para pozos de baja presión de fondo fluyente y alto índice de productividad. La cámara permite obtener la más baja presión posible sobre la ~~ca~~ ^{reña} de la arena y como consecuencia se creará una caída de presión alta entre la formación y la boca del pozo permitiendo producir volúmenes de fluido más altos.
2. Con una cámara es posible acumular grandes cantidades de líquidos antes de arrancar el pozo. Arrancando el pozo - con una cantidad de fluido grande es posible reducir la relación gas-líquido de inyección y evitar que el gas penetre en el taco de fluido a ser producido, lo cual provoca levantamiento defectuoso.

c.5. Instalación Macaroni con Cámara. Fig. 2.9

Definición.- Consiste en bajar dos tuberías concéntricas dentro del pozo; (dentro de la tubería de revestimiento); la interior que generalmente es de 3/4" ó 1" de diámetro es la portadora de las válvulas de levantamiento, en soportes (mandriles) de 1" de diámetro. La tubería exterior puede ser de 2"



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIG. 2.7. INSTALACION DE CAMARA CON DOS
OBTURADORES

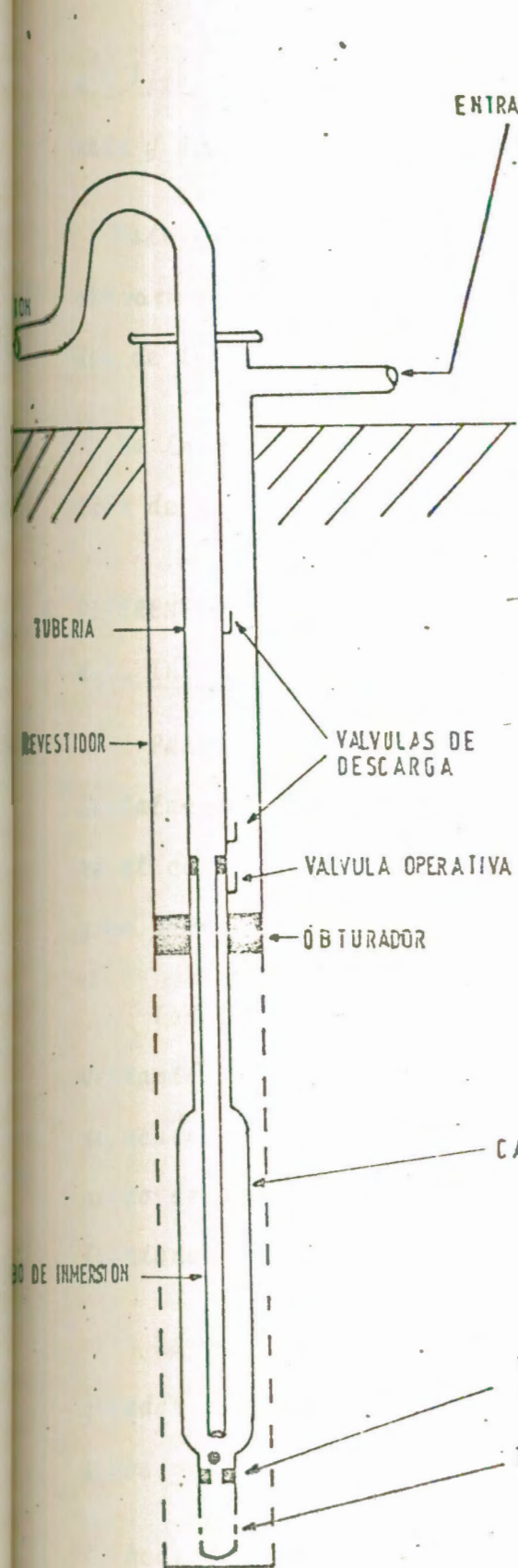


FIG. 2.0 INSTALACION DE CAMARA CON TUBO DE INMERSION

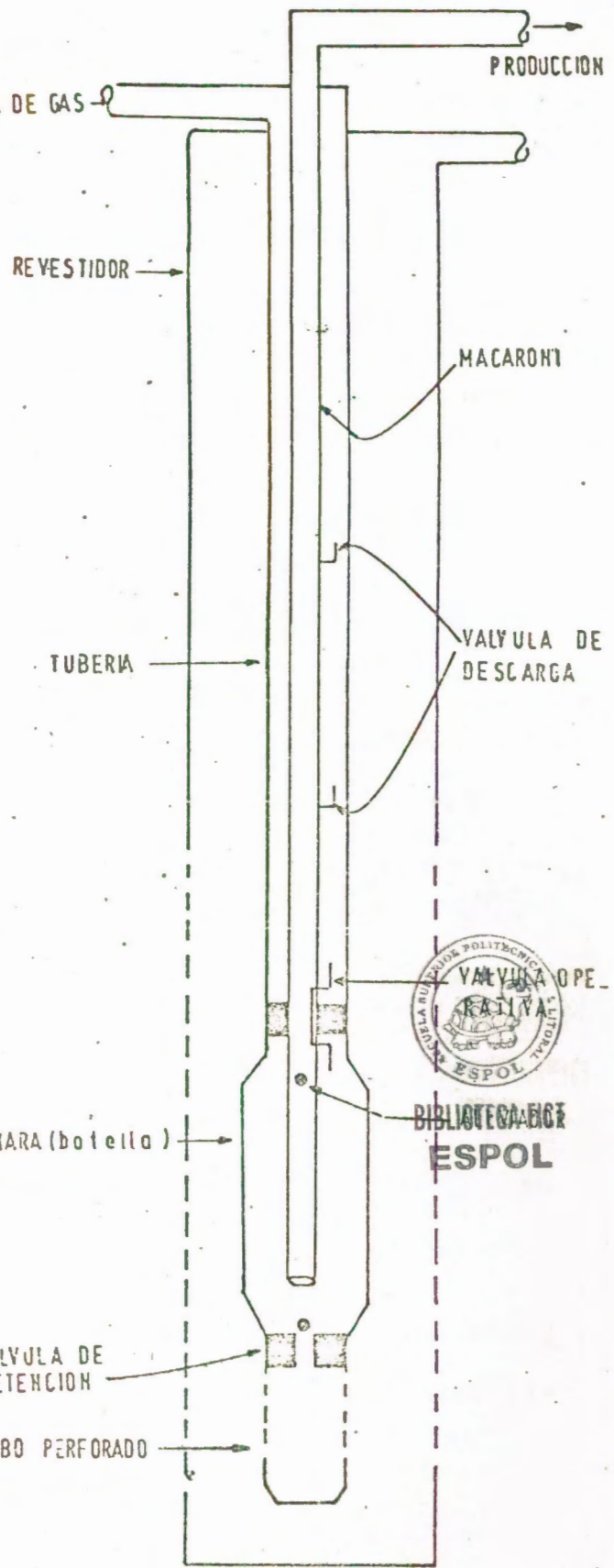
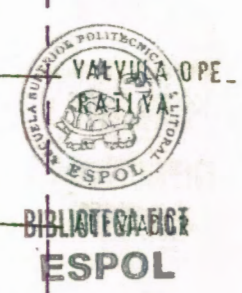


FIG. 2.9 INSTALACION MACARONI CON CAMARA



6 2 ¹/₂" de diámetro y en esta tubería va instalado la cámara y válvula de retención.

Este tipo de instalación utiliza una válvula operativa que va en soporte especial con pasaje de derivación y obturador de tubería que se conoce con el nombre de "SNORKEL".

La instalación macaroni se emplea en pozos con baja presión de fondo y bajo índice de productividad.

d. DIFERENTES MODELOS DE VALVULAS

d.1. Introducción

Para efectuar un trabajo de diseño apropiado de una instalación de levantamiento artificial por gas se requiere el conocimiento previo de las válvulas a ser utilizadas y su principio de funcionamiento mecánico.

Todas las válvulas empleadas en una instalación de levantamiento por gas sea cual fuere su fabricante, de acuerdo al mismo principio básico. Para entender el mecanismo de cualquier tipo de válvula es necesario conocer su funcionamiento.

La comparación mas simple es la que se hace con un regulador de presión. La comparación presenta dos puntos básicos generales.

1. Accesorios de la válvula
2. Acción de la válvula



ESPOL

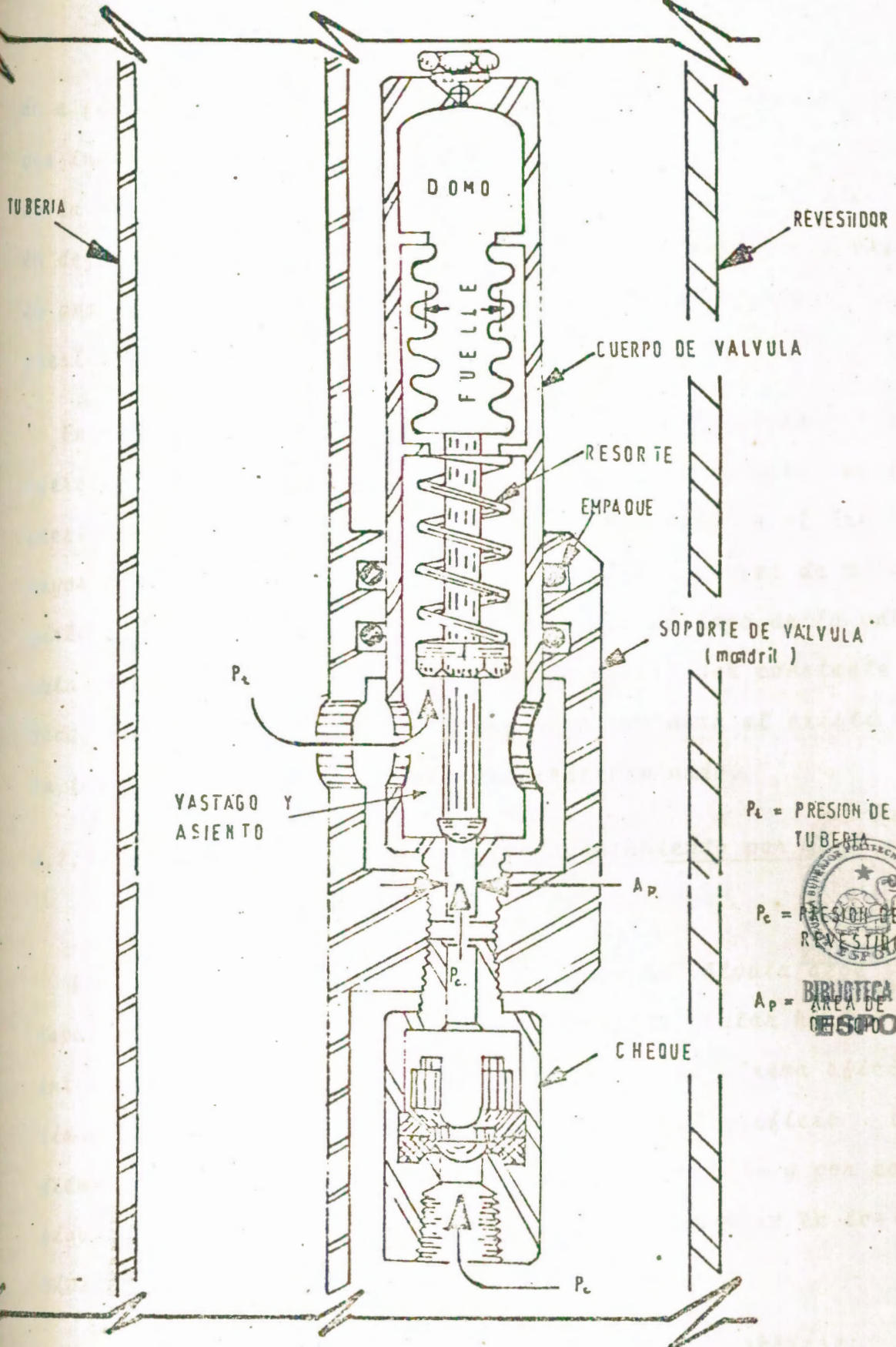
Accesorios. - Fig. 2.10

1. Cuerpo
2. Elemento de carga (gas, resorte o combinación de gas y resorte).
3. Elemento de acción (fuelles de metal, pistón, diafragma de caucho).
4. Elemento de medición (orificio o agujero).

d.2. Acción de la válvula. Fig. 2.11

Tanto en el regulador como en la válvula utilizada en levantamiento por gas, la presión controladora actúa sobre una área grande de un elemento correspondiente (diafragma en el regulador y fuelle en las válvulas). Si esta área es grande comparada con el diámetro del orificio de la válvula, entonces será pequeño el efecto de la contrapresión en la tubería e ductora que ayuda a abrir la válvula. Un orificio más grande de válvula para el mismo diámetro de fuelle (u otro elemento correspondiente) simplemente significa una mayor ayuda para la apertura de la válvula desde la tubería e ductora, y consecuentemente se requiere menos presión en el revestidor. Se utiliza este principio en las válvulas tipo flujo continuo donde se usa un agujero u orificio más grande para tener máxima sensibilidad en la tubería, y para restringir la admisión de gas se usa en la válvula un vástago usado con orificio pequeño fijo (Fig. 2.12). En válvulas intermitentes puede ser deseable un orificio gran





P_t = PRESION DE TUBERIA

P_c = PRESION DE REVESTIDOR

A_p = AREA DE VASTAGO



BIBLIOTECA FICTICIA DEL ESPOL

FIG. 2.10 VALVULA CARGADA A PRESIGN OPERADA A FLUIDO

de a fin de transmitir en la tubería eductora volúmenes grandes instantáneos de gas. En ciertas instalaciones el efecto de la presión de la tubería debe ser balanceado, o la válvula dejará pasar mucho gas antes de cerrar, debido a que existe una excesiva diferencia entre la presión de cierre y la presión de apertura de la válvula.

En las válvulas "operadas a fluido" (fig. 2.11) la presión ejercida por el fluido que se encuentra en la tubería es la presión de control. Esta presión está actuando en el área mayor del elemento correspondiente (fuelles) en vez de dirigirla al extremo del área más pequeña del vástago de la válvula. De aquí que para una presión de revestidor constante dada, la válvula, puede ajustarse para que abra al existir en la tubería un aumento de presión predeterminado.

d.2.1. Válvulas que se emplean el levantamiento por flujo continuo

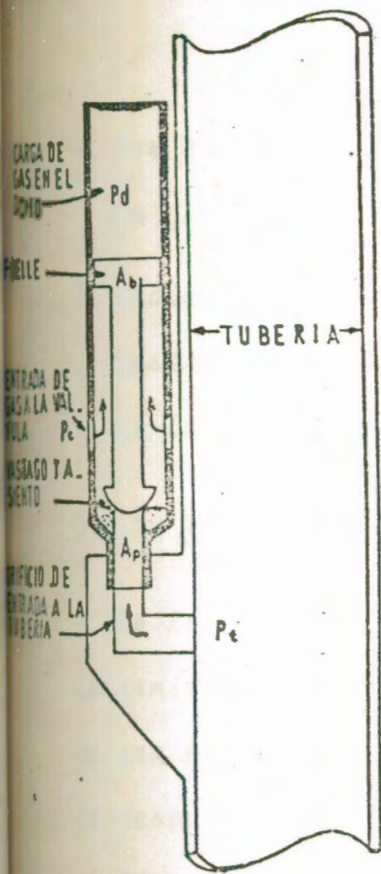


BIBLIOTECA FIC
ESPOL

En las operaciones por flujo continuo la válvula debe ser capaz de transferir el gas desde el espacio anular hacia el interior de esta tubería. A fin de lograr la máxima eficiencia la válvula debe adaptar automáticamente el orificio (su diámetro) a las diferentes condiciones de presión y por consiguiente actúa como regulador, a fin de adaptarse en los cambios en la tasa de inyección de superficie.

Una válvula de levantamiento continuo puede abrirse:

1. Por aumento de presión en el revestidor



- P_d = PRESION DE DOMO
- A_b = AREA DE FUELLE
- A_p = AREA DE ORIFICIO
- P_c = PRESION EN EL REVESTIDOR
- P_t = PRESION EN LA TUBERIA

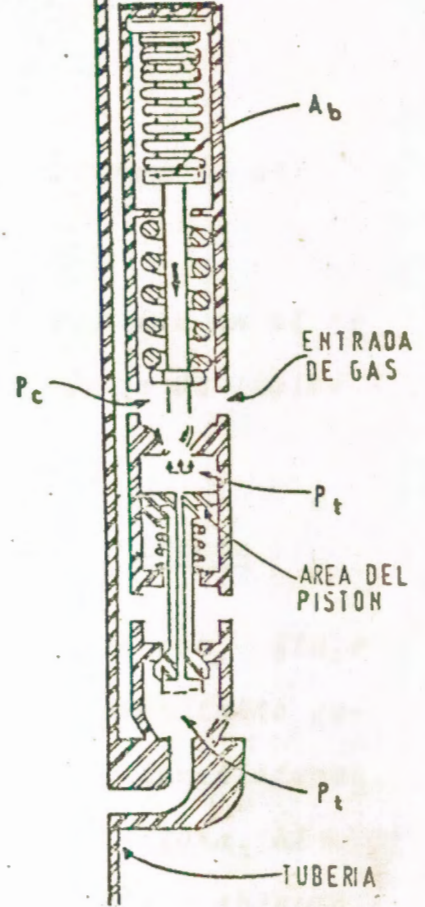
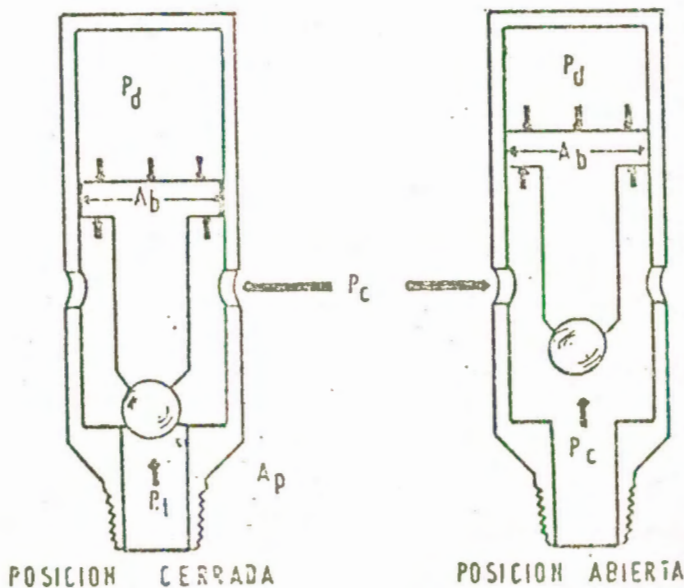


FIG. 2.11 VALVULA DE FUELLE CARGADA A-PRESION INSTALADA EN UN MANDRIL

FIG. 2.12 VALVULA DE FUELLE TIPO PILOTO



POSICION CERRADA

POSICION ABIERTA

FIG. 2.13 ESQUEMA DE UNA VALVULA DE FUELLE



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2. Por aumento de presión originado por la carga de fluido en la tubería de producción.
3. Mediante una combinación de aumento de presión en el revestidor y la presión originada por la carga de fluido en la tubería de producción.

d.2.2. Válvulas que se emplean en flujo intermitente

En las operaciones de levantamiento por gas por flujo intermitente, la válvula debe ser capaz de abrir tanto como sea posible el orificio de entrada de gas, inmediatamente después de haber sido accionada para la apertura. Al mismo tiempo la válvula debe permanecer totalmente abierta hasta que llegue el momento de cerrar.

En las válvulas de flujo intermitente, el diámetro de orificio puede variar desde una pulgada hasta un cuarto de pulgada, dependiendo del diámetro de la tubería de producción.

Una válvula para flujo intermitente puede abrirse:

1. Solamente por aumento de la presión en el revestidor.
2. Solamente por aumento de la presión originada por la carga de fluido en la tubería de producción.
3. Por combinación de las dos causas anteriores.

d.3. Tipos de válvulas

La tendencia moderna hacia el control automático ha traído como consecuencia el desarrollo de válvulas que operan de

acuerdo a las condiciones del pozo, como las válvulas diferenciales o que operan por ajustes en la superficie a la presión de inyección ~~que~~ de gas como las válvulas cargadas a presión. Estas últimas son las que se usan más comunmente. Las válvulas diferenciales se usan muy poco.

VALVULAS DE FUELLE: Válvulas de fuelle para flujo intermitente.

Las válvulas usadas hoy en día son aquellas cargadas a presión de las cuales la válvula de fuelle pertenece a este tipo.

Las figuras 2.10 y 2.11, muestran diagramas típicos de una válvula intermitente de fuelle. En estas figuras se observa que la válvula tiene: cartucho de carga, pistón, fuelle, vástago y asiento. La válvula es relativamente simple y puede representar a la mayoría de las válvulas de fuelle, excepto a la válvula de fuelle piloto. Varias otras modificaciones y adherencias se han colocado en las válvulas de fuelle, sin embargo, el principio básico primario de operación y de la acción principal de fuelles permanece igual en todas las válvulas.

Para cualquier válvula cargada a presión es importante recordar que la presión impresa sobre la válvula es la presión de apertura de la válvula a la temperatura de 60 u 80 grados en el taller de los fabricantes.

Esto significa que en el taller la válvula abrirá exacta-

mente a esa temperatura, asumiendo que no está actuando fuerza externa (tal como la presión de la tubería de producción).

Estas válvulas tienen presiones diferentes de cierre y apertura. La presión de cierre es esencialmente constante; pero la presión de apertura depende de la contrapresión de la tubería que actúa sobre la válvula.

La válvula es cargada en el taller a temperatura determinada. Al colocar la válvula en profundidad aumenta la temperatura en la misma y la presión de apertura aumenta. Al mismo tiempo está sometida a una presión ejercida por la columna de gas que se encuentra en el revestidor. Esta presión traerá como - consecuencia que la válvula abra a una presión menor.

En la práctica la presión de apertura de la válvula está afectada por los siguientes factores:

1. El aumento de temperatura hacia el fondo del pozo trae como consecuencia que la presión de apertura de la válvula - sea más alta.
2. La presión originada por la columna de gas en el revestidor, ocasiona que la válvula se abra a una presión más baja.
3. La carga de fluido en la tubería de producción origina que la válvula se abra a una presión más baja.

Sucede a veces que el aumento de la presión de apertura de la válvula es equilibrado con la presión de la columna de gas

en el revestidor y de la contrapresión en la tubería de producción.

d.4. Fórmulas de Cálculo

Para llegar a determinar las fórmulas de cálculo será necesario referirse a la fig. 2.13 en donde se muestran las siguientes fuerzas:

1. Fuerza que mantiene la válvula cerrada F_c :

$$F_c = P_d \cdot A_b$$

2. Fuerzas que tratan de abrir la válvula

En donde:

P_d = Presión en el cartucho, l.p.c.a.

A_b = Área de fuelle, pulgada²

P_c = Presión para abrir la válvula, l.p.c.a.

A_p = Área del orificio, pulgada²

P_t = Presión originada por la columna o fluido en la tubería de producción l.p.c.a.

En una condición de balance podemos establecer una igualdad entre estas dos fuerzas:

$$P_d \cdot A_b = P_c (A_b - A_p) + P_t \cdot A_p$$

De donde despejando P_c :

$$P_c = \frac{P_d \cdot A_b - P_t \cdot A_p}{A_b - A_p}$$

Dividiendo como sigue:



$$P_c = \frac{\frac{P_d \cdot A_b}{A_b} - \frac{P_t \cdot A_p}{A_b}}{\frac{A_b}{A_b} - \frac{A_b}{A_b}}$$

$$P_c = \frac{P_b - P_t \cdot R}{1 - R} \text{ en donde } R = \frac{A_p}{A_b}$$

Las presiones de estas fórmulas siempre se consideran en unidades absolutas.

EJEMPLO ILUSTRATIVO: Se tiene una válvula cargada a presión con las siguientes características:

$$P_d = 800 \text{ lpc a } 80^\circ \text{ F}$$

$$P_a = 14.7 \text{ lpca}$$

$$A_b = 1 \text{ pulgada}^2$$

$$A_p = 0.1 \text{ pulgada}^2$$

$$R = \frac{A_p}{A_b} = \frac{0.1}{1} = 0.1$$

La presión a la cual abrirá la válvula en superficie será:

$$P_c = \frac{814.7 - 14.7 (0.1)}{1 - 0.1} = 888.88 \text{ lpca}$$

Se debe considerar que en superficie no existe la presión de tubería (P_t) actuando solamente la presión atmosférica.

El valor diferencial entre la presión de apertura y la presión de cierre será: $888.88 \text{ lpca} - 814.7 \text{ lpca} = 74.18 \text{ lpca}$.

CAPITULO III

PRINCIPIOS DE DISEÑO GRAFICO Y ANALITICO

1. DATOS NECESARIOS DE DISEÑO

Para obtener el éxito deseado en el diseño de instalaciones de levantamiento intermitente por flujo de gas, será muy conveniente disponer de la mayor información posible sobre las características del pozo. Entre los datos más importantes que podemos citar están los siguientes:

- Profundidad de la formación productora ✓
- Índice de productividad ✓
- Presión estática de fondo ✓
- Producción diaria total del pozo (petróleo + agua) ✓
- Producción de petróleo ✓
- Producción de agua ✓
- Relación gas-petróleo de formación ✓
- Volumen de gas disponible ✓
- Presión de arranque ✓
- Presión de operación en cabeza de pozo ✓
- Gradiente de descarga del fluido ✓
- Gradiente estático de la mezcla petróleo + agua ✓
- Gravedad específica del petróleo a producirse ✓
- Gravedad específica del agua de formación ✓
- Gravedad específica del gas de inyección ✓
- Gravedad específica del gas producido ✓
- Porcentaje de recobro esperado ✓

- Contrapresión en superficie ✓
- Temperatura media en superficie ✓
- Temperatura en cabeza de pozo ✓
- Gradiente de temperatura ✓
- Factor de volumen de formación de petróleo ✓
- Viscosidad del petróleo ✓
- Características del influjo de fluido desde la formación (Curva IPR). ✓

b. ESPACIADO DE VALVULAS EN LA INSTALACION

b.1. Introducción

El espaciado de válvulas en una instalación de levantamiento intermitente depende de los siguientes factores:

1. Presión estática de fondo ✓
2. Nivel estático del fluido ✓
3. Gradiente estático del fluido ✓
4. Presión de arranque del pozo que excede a la presión normal de operación. ✓
5. Presión de operación ✓
6. Contrapresión del sistema ✓
7. Si el pozo se descarga a la fosa δ , al sistema. ✓
8. Gradiente de descarga del fluido. ✓

Normalmente se utiliza un gradiente de descarga de 0.04 lpc/pie para tuberías de 2 y 2¹/₂ pulgadas, debiendo tener en consideración la cantidad de gas disponible. El gradiente de descarga es un factor que depende del diámetro de la tubería



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

y de la tasa de producción y puede ser obtenido del gráfico B₁ del apéndice B.

b.2. Ubicación de la válvula tope

La ubicación correcta de esta válvula es importante y cuando se descarga el pozo a la atmósfera deberá ser colocada a la altura del nivel estático del fluido siempre que el pozo no haya sido cargado con otro tipo de fluido.

Si se tiene un pozo cargado totalmente con un fluido de gradiente estático de 0.4 lpc/pie y se dispone de una presión de arranque de 800 lpc, entonces la válvula deberá ser asentada a una profundidad de $800/0.4 = 2000$ pies, si el pozo es descargado a la fosa. Cuando se descarga al sistema - entonces deberá restarse el valor de la contrapresión, por ejemplo si existe una contrapresión de 50 lpc, la válvula tope será colocada a: $(800 - 50)/0.4 = 1875$ pies.

b.3. Procedimiento gráfico para determinar el espaciamiento de válvulas no balanceadas

Existen varias maneras de asentar las válvulas en la tubería de producción considerando una determinada presión de inyección de gas en cabeza de pozo que debe ser menor que la presión real disponible, con el objeto de tener un factor de seguridad en el diseño. En orden de preferencia se pueden citar los siguientes procedimientos:

(1) Caída de presión de cierre en superficie de 10 lpc por

válvula hacia abajo del pozo.

- [2] Mantener la presión de cierre en superficie constante.
- [3] Incrementar la presión de cierre en superficie hacia abajo del pozo en 5 Lpc por válvula.
- [4] Mantener una presión de apertura en el taller constante
- [5] Mantener una presión de apertura en superficie constante para cada válvula hacia abajo del pozo.
- [6] Caída de presión de apertura en superficie entre 10 o 25 lpc por válvula hacia abajo del pozo.

En el ejemplo N° 1 del Apéndice B se presenta el espaciamento de válvulas de una instalación de levantamiento intermitente.

b.4. Procedimiento analítico para determinar espaciamento de válvulas no balanceadas

Para calcular el espaciamento de válvulas no balanceadas se aplica también un procedimiento analítico que considere la presión de diseño en el revestidor constante. Las siguientes ecuaciones son empleadas:

$$\text{Primera válvula: } DV_1 = \frac{PK_0 - P_{ts}}{G_s}$$

DV_1 = Profundidad de la válvula N° 1, pies

PK_0 = Presión de arranque, lpc

G_s = Gradiente estático del fluido en el pozo, lpc/pie

Válvula (n):

$$DV_{(n)} = \frac{DV_{(n-1)} + P_{sc} - G_{df} (DV_{n-1}) - P_{ts}}{G_s}$$



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

$DV(n)$ = Profundidad de la válvula (n), pies

P_{sc} = Presión de diseño en el revestidor que se la considera constante, lpc.

Gdf = Gradiente de descarga del fluido, lpc/pie

P_{ts} = Presión de tubería en superficie, lpc

En el ejemplo N° 2 del Apéndice B se presenta el espaciamiento de válvulas de una instalación de levantamiento intermitente.

c. SELECCION DE VALVULAS

C.1. En una instalación de levantamiento intermitente pueden usarse diferentes tipos de válvulas como por ejemplo válvulas balanceadas, no balanceadas, operadas a piloto, etc., dependiendo en todo caso del control que se tenga en superficie para la regulación de la entrada de gas de inyección al pozo.

Una de las características más importantes de una válvula usada en levantamiento intermitente es la de poseer un orificio que permita la entrada rápida del gas a la tubería de producción bajo el taco de fluido.

C.2. Diámetro del orificio de válvula

Es de extrema importancia en el diseño de una instalación, seleccionar una válvula con orificio de entrada de gas que provea óptimos resultados. Kermit Brown ha realizado muchos experimentos de campo diseñando instalaciones con vál-



BIBLIOTECA EIC
ESPOL

vulas de diferente diámetro y habiendo trabajado con un pozo en particular equipado con una tubería de producción de 2". Pudo observar que cuando empleaba una válvula con orificio de 5/16" el recobro era del 58% y cuando utilizaba una válvula con orificio de 1" se obtenía un recobro del 74%, comprobando además que la RGL para 5/16" era de 2550/1 frente a una RGL de 2020/1 para un orificio de 1 pulgada.

Para una tubería de 2 pulgadas generalmente se recomienda una válvula con un orificio con un diámetro mínimo de 1/2 pulgada, debiéndose mantener constante para otras tuberías la razón: $\frac{\text{Area de tubería}}{\text{Area de orificio}}$ obtenida para una tubería de 2 pulgadas y orificio de 1/2 pulgada.

Por ejemplo si se desea conocer el diámetro mínimo de orificio para una válvula asentada en una tubería de diámetro 1 1/4 pulgada se procederá como sigue:

$$\frac{\text{Area del orificio}}{\text{Area de tubería de } 1\frac{1}{4}"} = \frac{\text{Area de orificio de } 1/2"}{\text{Area de tubería de } 2"}$$

$$\frac{\frac{\pi}{4} (\text{diámetro de orificio})^2}{\frac{\pi}{4} (1\frac{1}{4})^2} = \frac{\frac{\pi}{4} (\frac{1}{2})^2}{\frac{\pi}{4} (2)^2}$$

$$\text{Diámetro de orificio buscado} = \frac{5}{16} \text{ pulgadas}$$

Además es necesario considerar que la presión de apertura de la válvula varía sensiblemente en función del diámetro de su orificio, como se demuestra en el siguiente ejemplo: Se

tiene una válvula con una presión de domo de 700 lpc, área de fuelle de 0.77 pulg². Determina la presión de apertura cuando la válvula posee un orificio de 1/4 pulg. y cuando tiene un orificio de 5/8 pulg.

Para calcular la presión de apertura de la válvula se emplea la siguiente fórmula:

$$P_c = \frac{P_d - P_t \cdot R}{1 - R}$$

P_c = Presión de apertura de la válvula, en lpc

P_d = Presión de domo, en lpc

P_t = Presión en la tubería, en lpc

R = Razón de área de orificio/área de fuelle

Si la válvula está fuera del pozo, entonces la presión de tubería no existe, en consecuencia: $P_t = (0 + 14.7 \text{ lpc})$.

P_c para un orificio de 1/4 de pulgada

$$R = \frac{\frac{\pi}{4} \left(\frac{1}{4}\right)^2 \text{ pulg}^2}{0.77 \text{ pulg}^2} = 0.0638$$

$$P_c = \frac{714.7 \text{ lpc} - 14.7 \text{ lpc} (0.0638)}{1 - 0.0638} = 762.4 \text{ lpc}$$

$$P_c = 762.4 \text{ lpc} - 14.7 \text{ lpc} = 747.7 \text{ lpc}$$

El valor diferencial entre la presión de cierre y de apertura de la válvula es:

$$747.7 \text{ lpc} - 700 \text{ lpc} = 47.7 \text{ lpc}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

P_c para un orificio de $5/8$ de pulgada.

$$R = \frac{\frac{\pi}{4} \left(\frac{5}{8} \right)^2 \text{ pulg}^2}{0.77 \text{ pulg}^2} = 0.398$$

$$P_c = \frac{714.7 \text{ lpca} - 14.7 (0.398) \text{ lpca}}{1 - 0.398} = 1177.5 \text{ lpca}$$

$$P_c = 1178 \text{ lpca} - 14.7 \text{ lpca} = 1163 \text{ lpc}$$

El valor diferencial entre la presión de apertura y de cierre de la válvula es:

$$1163 \text{ lpc} - 700 \text{ lpc} = 463 \text{ lpc}$$

Si se compara los valores diferenciales obtenidos anteriormente se observa que existe una marcada diferencia entre ellos, debido unicamente al aumento del orificio de la válvula de $\frac{1}{4}$ pulg. a $\frac{5}{8}$ pulg.

Cuando la válvula tiene un valor diferencial entre la presión de apertura y de cierre muy alto sucede que la válvula permanece abierta por mucho tiempo y el gas pasará en cantidades excesivas desde el espacio anular a la tubería de producción.

SELECCION DEL TIPO DE CONTROL DE INYECCION DE GAS EN SUPERFICIE.

d.1. Existen numerosas formas de controlar la inyección de gas en superficie dependiendo en todo caso del tipo de instalación que se tiene instalada en el pozo, debiendo anotar que pueden presentarse problemas de congelamiento como

consecuencia de las características que tienen los gases de disminuir bruscamente su temperatura cuando se expanden. En este acápite se tratará solamente de los tipos de control que se utiliza en instalaciones de levantamiento intermitente.

d.2. Control de regulador

El control de la entrada de gas en superficie puede hacerse utilizando un estrangulador, como se indica en la fig. 3.1, cuando la instalación posee válvulas no balanceadas con suficiente valor diferencial entre la presión de apertura y presión de cierre. Este procedimiento de control requiere de mucha atención y exige efectuar repetidas pruebas hasta encontrar el tamaño correcto que deberá ser empleado. El régimen de ingreso de gas debe estar en función de la entrada de fluido desde la formación hacia el pozo, por ejemplo si se desea producir un pozo cada 30 minutos con una presión de apertura de la válvula operadora de 750 lpc y una presión de cierre de 700 lpc, esto significa que el estrangulador deberá permitir el paso de gas hasta obtener una restauración de presión de 50 lpc en el espacio anular en el lapso de 30 minutos. El intervalo de tiempo dependerá estrictamente de las características productivas del yacimiento.

Este tipo de control generalmente será puesto en práctica en donde no se dispone de grandes volúmenes de gas por cuanto es necesario aprovechar el espacio anular como almacén.



BIBLIOTECA DE
ESPOL

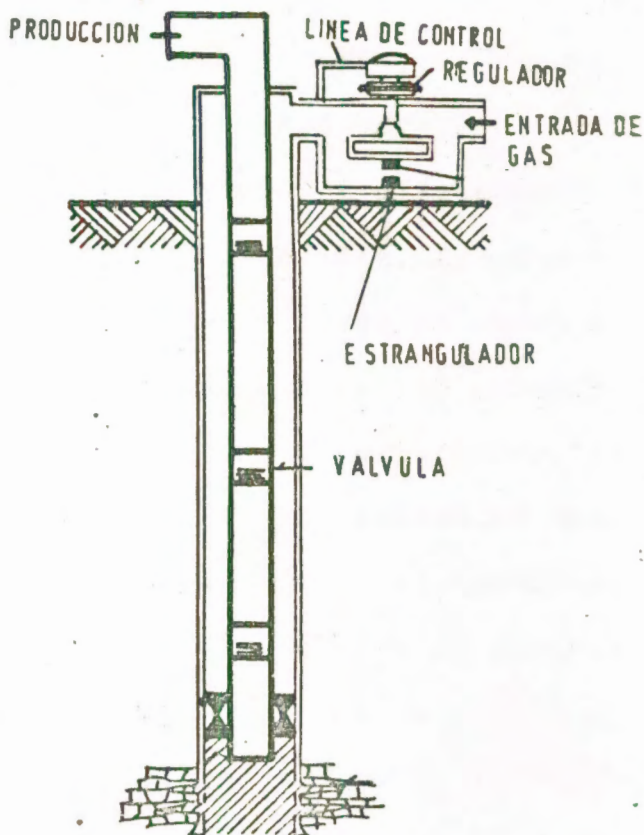
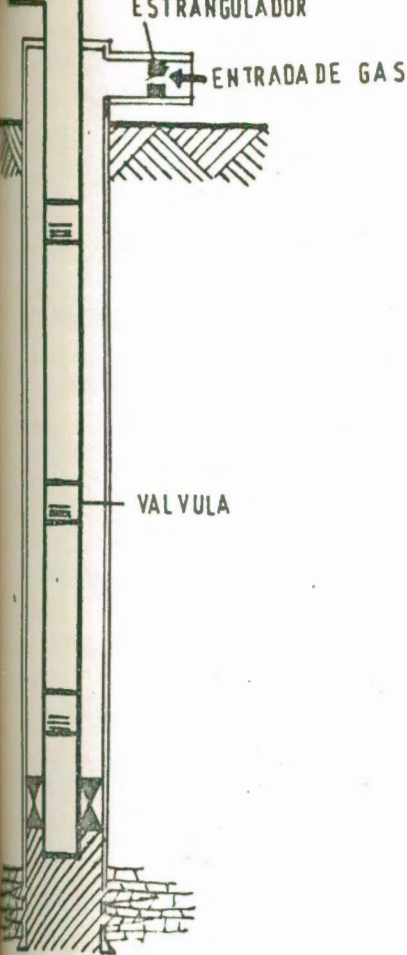
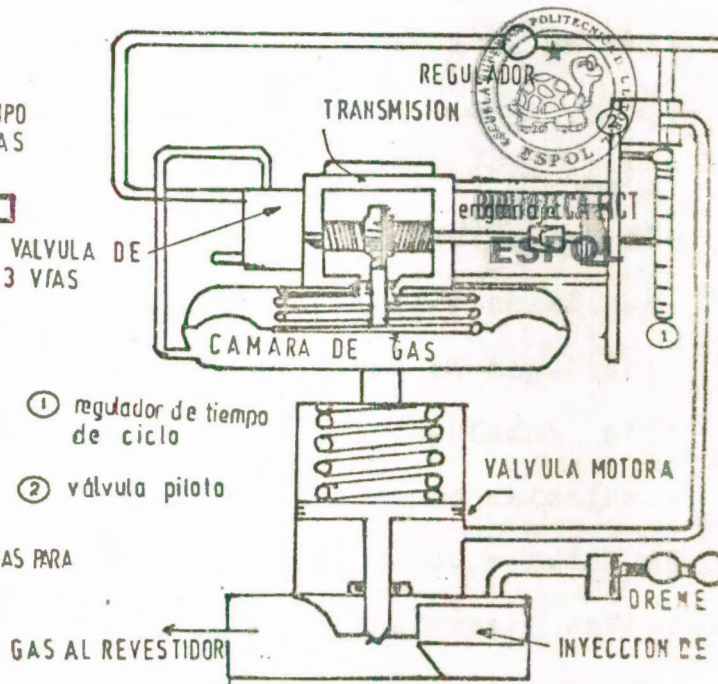
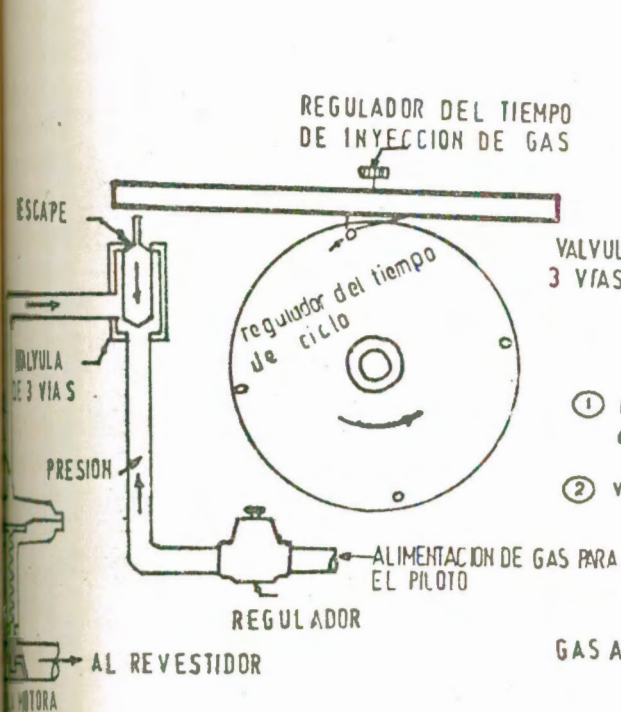


FIG. 3.1 CONTROL DE INYECCION DE GAS POR ESTRANGULADOR

FIG. 3.2 REGULADOR EN SERIE CON UN ESTRANGULADOR



CONTROLADOR DE TIEMPO DE CICLO

FIG. 3.4 CONTROL AUTOMATICO DEL TIEMPO DE INYECCION DE GAS

Cuando se emplea el control por estrangulador, es imperioso seleccionar el tipo de válvulas a ser empleado en la instalación, debiendo ante todo procurar el valor diferencial entre la presión de apertura y presión de cierre, tenga un valor óptimo considerando que si éste factor tiene un valor excesivo, ingresará gas a la tubería de producción en cantidades muy elevadas en cambio, si este valor es muy pequeño, el gas inyectado no será suficiente como para propulsar el taco de fluido hacia la superficie. En todo momento se recomienda utilizar válvulas operadas por medio de fluido de tubería que ofrecen resultados más confiables; válvulas de fuelle cargadas a presión no se recomiendan para este tipo de trabajo.

d.3. Control de estrangulador y regulador

Este es un tipo de control que consta de un regulador y estrangulador instalados en serie, como se indica en la fig. 3.2 de tal forma que cuando se restaura la presión en el espacio anular hasta el valor requerido antes del tiempo que se necesita para que la presión se restaure en la tubería el regulador cortará el ingreso del gas, esto da la medida que el tamaño del estrangulador no tiene mucha influencia en el control ya que la entrada de gas es controlada por el regulador; en la mayoría de los casos se empleará un estrangulador algo más grande de lo normal. Con referencia al ejemplo anterior se necesita un incremento de presión de 50 lpcm en 30 minutos, pero supongamos que esto ocurre en 20 minutos, entonces, automá



ticamente el regulador cortará el ingreso de gas y la válvula en el interior del pozo no abrirá mientras no se restaure la presión deseada dentro de la tubería de producción es decir que si el taco de fluido no está completo no se producirá el despeje hacia la superficie. De acuerdo a lo expuesto será necesario utilizar válvulas con características adecuadas.

Este control también da excelentes resultados en aquellas instalaciones en las cuales la válvula no tiene el suficiente valor diferencial entre la presión de apertura y presión de cierre que permita el paso suficiente de gas hacia la tubería, para obtener un suficiente levantamiento del tapón de fluido, entonces se podrá regular el tamaño del estrangulador a la mitad del tamaño del orificio de la válvula operadora esto dará como resultado, que cuando ésta se abre y cae la presión en el anular, el regulador abrirá inmediatamente permitiendo el ingreso de gas suficiente para levantar el fluido. Siendo el orificio de la válvula mayor que la del regulador la presión en el espacio anular decrecerá permitiendo que la válvula vuelva a cerrarse. Tanto pronto como la válvula se cierra el regulador permitirá nuevamente el paso del gas hasta obtener la presión de apertura de la válvula.

d.4. Controlador del tiempo de ciclo

Este es uno de los controles de inyección de gas mas usado en instalaciones de levantamiento intermitente y se caracteriza por ser facilmente ajustable. Este instrumento per

mite regular con exactitud el ciclo de inyección de gas, para lo cual es necesario aumentar o disminuir pines al disco del reloj como se observa en la fig. 3.3, o simplemente cambiar sus revoluciones, por ejemplo se podría inyectar gas por el lapso de 1 minuto cada 30 minutos ó durante 2 minutos cada 4 horas. Este objetivo se logrará simplemente manipulando el ajuste para tiempo de inyección y regulando las revoluciones del disco de tiempo. Actualmente existen controles automáticos del tiempo de ciclo y de inyección de gas como aquel que se presenta en la fig. 3.4.

e. TIPOS DE DISEÑO: Por Kermit E. Brown
Por "CAMCO"

e.1. Diseño por K.E. Brown ⁽¹⁾ (13)

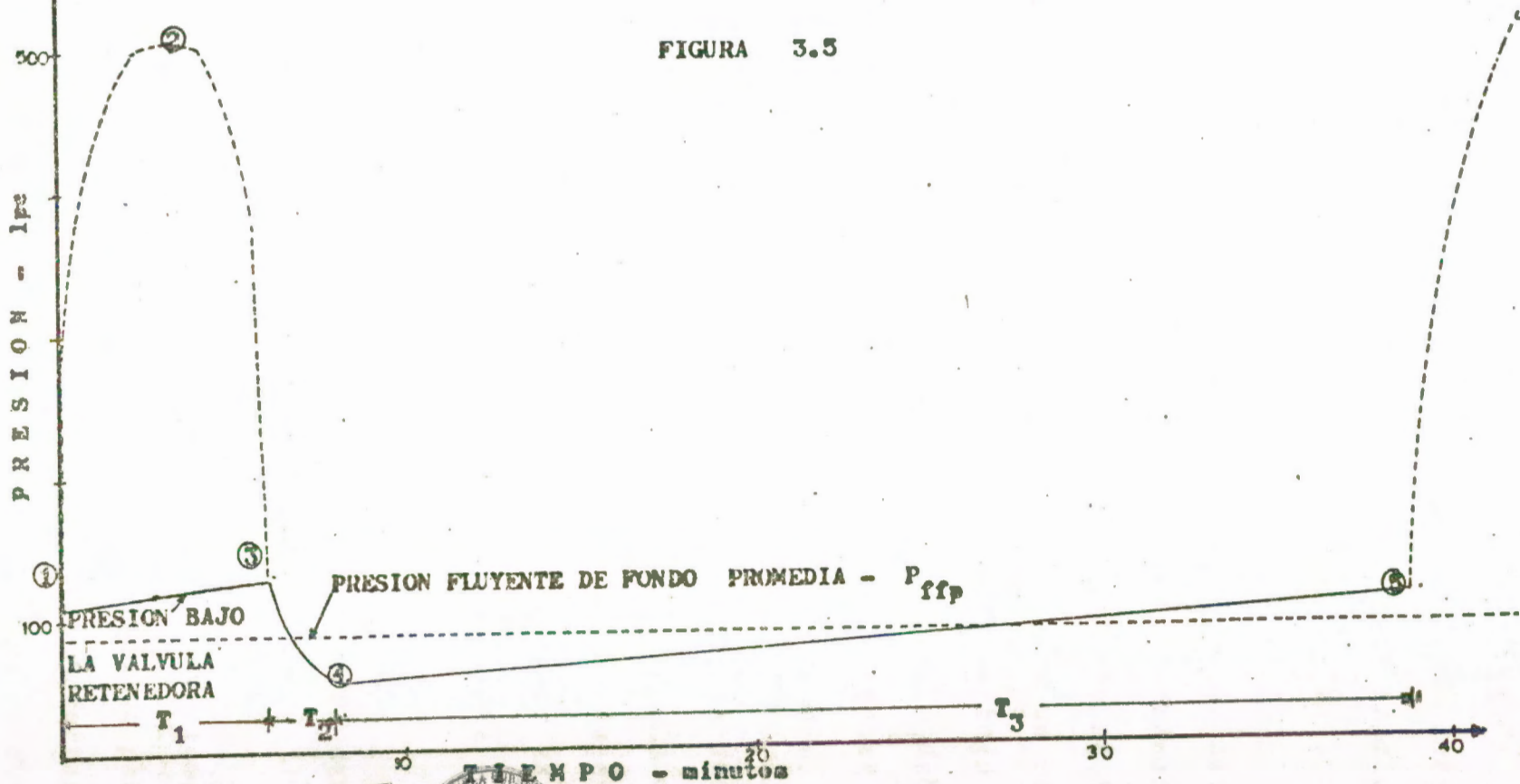
Se presenta un método ideado por K.E. Brown y colaboradores para diseñar instalaciones de pozos que producen petróleo, empleando levantamiento artificial por flujo de gas intermitente, considerando la tasa máxima de producción que puede rendir el pozo.

e.1.1. Introducción.- Para determinar la máxima tasa de producción de un pozo que posee levantamiento artificial por flujo de gas intermitente es necesario determinar previamente la presión fluyente de fondo promedia (P_{ffp}) cuyo procedimiento de cálculo se explica posteriormente.

La fig. 3.5 es un registro de la presión fluyente de fondo de un pozo cuya tubería de producción tiene la válvula o-

REGISTRO DE LA PRESION FLUYENTE DE FONDO PROMEDIA.
 DE UN CICLO DE LEVANTAMIENTO POR FLUJO DE GAS -
 INTERMITENTE.

FIGURA 3.5



BIBLIOTECA
 ESPOL



??
standing valve

operativa y la válvula retenedora asentadas al fondo. Este registro indica el comportamiento de la presión durante un ciclo de levantamiento intermitente el mismo que se divide en tres períodos de tiempo cuyos símbolos son T_1 , T_2 y T_3 .

El origen de la curva (1) indica la presión ^{data por la} de carga de fluido que va a ser producida a la superficie; cuando la válvula operativa se abre dejando pasar el gas bajo el taco de fluido, la presión se incrementa hasta alcanzar un valor máximo (2) sobre la válvula de retención mientras bajo la válvula se produce también un incremento de presión debido a la presión de fondo de pozo. En el primer período se a producido entonces la máxima presión fluyente de fondo.

Cuando la curva de presión comienza a decrecer desde el punto (2) es un indicativo de que el taco de fluido ha alcanzado ya la superficie, sin embargo la válvula aún no ha cerrado y continúa pasando gas a la tubería. En el instante en válvula cierra (3) la válvula retenedora se abre y la presión bajo la misma comienza a descender.



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

Durante el segundo período la presión continúa descendiendo hasta alcanzar su valor mínimo (4).

En el tercer período la presión comienza a incrementarse lo cual es un indicativo de que el taco de fluido próximo a ser producido se acumula en las tuberías de producción con fluido proveniente de la formación y del fluido no producido parte

reciente al taco anterior. El punto [5] indica que la carga está lista para ser levantada en el siguiente ciclo.

e.1.2. Cálculo de la presión fluyente de fondo promedia.

(P_{fpp}). - El método para la determinación de la P_{fpp} medida, fue desarrollado por K.E. Brown y colaboradores, considerando factores que son obtenidos por medición directa o se los calculan en el desarrollo de método y son expuestos a continuación:

- [1] Presión de gas en la cabeza de tubería de producción. - Llamada también contrapresión, siendo ^{un} ^{reflejo} una reflexión directa de la presión del separador.
- [2] Densidad del gas en la tubería de producción. - Este factor permite determinar la presión ejercida por la columna de gas sobre el taco de fluido que va ser producido.
- [3] Longitud del taco de fluido a ser producido
- [4] Diámetro del eductor, revestidor y profundidad desde la cual va a ser levantado el taco de fluido.
- [5] Presión de inyección del gas a profundidad de la válvula operativa y que constituye la presión con la cual el taco de fluido va a ser producido.
- [6] Porcentaje de recobro esperado y presión ejercida por el fluido no recobrado.
- [7] Ingreso de fluido desde la formación hacia el pozo, este factor está vinculado directamente con el índice de



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

productividad.

(8) Presión máxima y mínima creadas en la cara de la formación.

Los períodos de tiempo T_1 , T_2 y T_3 son una función de la profundidad de levantamiento y son calculados por las fórmulas siguientes:

$$T_1 = \frac{1.5 \times D}{1000} \quad (\text{en minutos})$$

$$T_2 = \frac{0.5 \times D}{1000} \quad (\text{en minutos})$$

$$T_3 = \text{tiempo de ciclo} - \frac{2 \times D}{1000} \rightarrow (\text{en minutos})$$

D = profundidad en pies

Para determinar el valor de la P_{fpp} medida se emplea la siguiente fórmula matemática:

$$P_{fpp} = \left\{ \begin{array}{l} \text{presión promedio} \\ \text{bajo la válvula} \\ \text{retenedora} \end{array} \right\} \times T_1 + \left[\frac{\text{Carga en tubería} + \text{Presión mínima}}{2} \right] \times (T_2 + T_3) / \text{MPC}$$

MPC = minutos por ciclo

En la fórmula anterior se puede observar que se incluye la presión mínima, cuyo valor es difícil de obtener y constituye la parte más complicada del método debiéndose efectuar un procedimiento de prueba y error para encontrar el valor correcto.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La presión mínima se considera como una función de los siguientes factores:

- a) Presión ejercida por la columna de gas en la tubería de producción.
- b) Presión ejercida por el fluido no recuperado
- c) Presión ejercida por el fluido que continúa ingresando desde la formación a la tubería.

El líquido no recuperado queda disperso y adherido a las paredes de la tubería y también en forma de niebla. La presión mínima ocurrirá antes de que todo el líquido se haya asentado en el fondo. El pozo estará aún soplando algo de niebla y gas a la superficie al tiempo que la presión mínima ocurre.

e.1.3. Suposiciones del Método.- El método hace las siguientes suposiciones:

- 1) Que la presión de gas que abre la válvula operadora actúa bajo el taco de fluido a ser producido.
- 2) Que los fluidos continúan fluyendo desde la formación hacia la boca del pozo mientras se produce el levantamiento y la válvula de retención está cerrada.
- 3) Que se produce una entrada súbita de fluido cuando la válvula de retención reabre.
- 4) Que el líquido no recuperado ejerce una presión de fondo equivalente a la presión que este líquido ejercería si



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

formara una columna estática.

e.1.4. Diseño detallado de una instalación para levantamiento intermitente de un pozo del campo Ancón.

El pozo N° 5040 de la sección 66 del campo Ancón se encuentra actualmente produciendo 46 B/D desde la formación "Atlanta" por el mecanismo de gas en solución. La presión estática de fondo es muy reducida y tiende a desaparecer, sin embargo existe la posibilidad de encontrar todavía una gran cantidad de petróleo residual que podrían ser recuperados empleando métodos de recuperación secundaria o terciaria. Las características del pozo son las siguientes:

Profundidad (D)	= 3980 pies
Diámetro interno de la tubería (DIT)	= 1.995 pulg.
Diámetro del revestidor (DC)	= 4.75 pulg.
Capacidad de la tubería (CT)	= 0.00387 B/ft
Capacidad de la cámara (CTBOT)	= 0.01522 B/ft
Diámetro del orificio de válvula (DORIF)	= 7/16 pulg.
Diámetro de fuelle de la válvula (DFUEL)	= 0.495 pulg.
Razón de area orificio/area de fuelle (RAPAF)	= 0.19520
Índice de productividad (J)	= 0.30 B/D/Lpc
Gradiente estático del fluido (SGM)	= 0.39 lpc/pie
Gravedad del petróleo (API)	= 38° API
Gravedad específica del agua salada (GSW)	= 1.07
Gravedad del gas inyectado (GSG)	= 0.60
Gravedad del gas producido (GSGP)	= 0.70



Gas en solución [SGOR]	= 2000 PCN/B
Presión en tubería en superficie [PTS]	= 10 lpc
Presión de operación en superficie [PSO]	= 500 lpc
Presión estática de fondo [SBHP]	= 270 lpc
Temperatura en superficie [TS]	= 80° F
Temperatura de cabeza de pozo [TWH]	= 80° F
Gradiente de temperatura [GT]	= 1.25° F/1000 pies
Temperatura de fondo [TF]	= 129.75° F
Porcentaje de petróleo [PP]	= 75%
Porcentaje de agua [PW]	= 25%
Recobro esperado [R]	= 60%

La instalación deberá tener una válvula retenedora asentada al fondo.

Antes de proceder a realizar los cálculos de diseño es necesario indicar que la nomenclatura empleada es la misma que se emplea en el programa de computación con el propósito de facilitar al lector la comprensión del mismo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Procedimiento

1. Cálculo de la presión de inyección de gas en el fondo del pozo (PGF)

1. Cálculo del nivel estático del fluido en el pozo (SFL)

$$SFL = SBHP/SGM = \frac{270 \text{ lpc}}{0.39 \text{ lpc/pie}} = 692 \text{ pies}$$

SBHP = Presión estática de fondo

SGM = Gradiente estática del fluido, que es obtenido

utilizando el peso específico de la mezcla.

2. Cálculo de la presión de inyección de diseño en cabeza de pozo [PI].

$$PI = PSO - 40 \text{ lpc} = 500 \text{ lpc} - 40 \text{ lpc} = 460 \text{ lpc}$$

PSO = Presión de operación en superficie

3. Cálculo de la presión de la columna de gas en el espacio anular por cada 1000 pies de profundidad (PCG), utilizando el gráfico B.2. para una gravedad específica del gas $GSG = 0.6$ y $PI = 460 \text{ lpc}$.

$$PCG = 9.9 \text{ lpc}/1000 \text{ pies}$$

El valor anterior debe ser corregido por temperatura.

$$PCGC = PCG \times (TC/TA)$$

PCGC = presión corregida por temperatura

TC = temperatura del gráfico en °R

TA = temperatura real promedio del pozo en °R

$$TA = \frac{T_s + T_f}{2} + 460$$

T_s = temperatura en superficie en °F

T_f = temperatura de fondo en °F

Se calcula la temperatura promedio real del pozo (TA)

$$TA = \frac{80 + 129.75}{2} + 460 = 564.88 \text{ °R}$$

Se calcula la temperatura del gráfico (T_c).

$$T_c = \frac{100 + (70 + 0.016 \times \text{Prof})}{2} + 460 = 576.84^\circ\text{R}$$

Con estos valores se obtiene la presión corregida por temperatura (PCGC).

$$\text{PCGC} = 9.9 \frac{\text{lpc}}{100 \text{ pie}} \times \frac{576.84^\circ\text{R}}{564.88^\circ\text{R}} = 10 \text{ lpc}/1000 \text{ pies}$$

4. Cálculo de la presión de la columna de gas total en el espacio anular (PGGT).

$$\text{PGGT} = \text{PCGC} \times \text{PROF} = \frac{10 \text{ lpc}}{1000 \text{ pies}} \times 3980 \text{ pies} = 39.8 \text{ lpc}$$

5. Cálculo de la presión de inyección de gas en el fondo del pozo (PGF).

$$\text{PGF} = \text{PI} + \text{PGGT} = 460 \text{ lpc} + 39.8 \text{ lpc} = 499.8 \text{ lpc}$$

Cálculo de la carga de fluido en barriles (CBL)

6. De acuerdo a las condiciones del pozo y la disponibilidad de gas en el campo se ha seleccionado un diferencial de presión (DP) de 400 lpc.



7. Cálculo de la presión de carga en la tubería de producción (TL).

$$\text{TL} = \text{PGF} - \text{DP} = 499.8 \text{ lpc} - 400 \text{ lpc} = 99.8 \text{ lpc}$$

8. Con la presión de tubería en superficie $\text{PTS} = 10 \text{ lpc}$ y la gravedad específica del gas rico, $\text{GSGP} = 0.70$ se determina la presión total sobre el taco de fluido (PCGTT), presión

que es debida al peso de la columna de gas sobre el taco.

- a. Empleando el gráfico B.2 se determina la presión ejercida por la columna de gas en la tubería por cada 1000 pies de profundidad cuyo símbolo es PCGTP.

$$PCGTP = 0.38 \text{ lpc}/1000 \text{ pies}$$

- b. A continuación se determina la altura de la columna de gas para la cual se procede de la siguiente forma.

Se calcula la altura del taco de fluido a ser producido cuyo símbolo es VAHS.

$$VAHS = TL/SGM = \frac{99.8 \text{ lpc}}{0.39 \text{ lpc/pie}} = 256 \text{ pies}$$

De la profundidad total se resta el valor anterior para determinar la altura de la columna de gas en la tubería de producción.

$$D - VAHS = 3980 \text{ pies} - 256 \text{ pies} = 3724 \text{ pies}$$

- c. Finalmente se calcula la presión total ejercida por la columna de gas en la tubería, PCGTT.

$$PCGTT = 0.38 \frac{\text{lpc}}{1000 \text{ pies}} \times 3724 \text{ pies} = 1.42 \text{ lpc}$$

9. Se calcula la presión ejercida por la carga líquida en la tubería de producción sobre la válvula operadora cuyo símbolo es TLMC, descontando el valor de la contrapresión.

$$TLMC = TL - (PCGTT + PTS) = 99.8 \text{ lpc} - (10 + 1.42) \text{ lpc} = 88.38 \text{ lpc}$$



BIBLIOTECA FÍSICA
ESPOL

10. Transformar el valor anterior a pies cuyo símbolo es CPL,

$$\text{CPL} = \text{TMLC/SGM} = \frac{88.38 \text{ lpc}}{0.39 \text{ lpc/pie}} = 227.0 \text{ pies}$$

11. Se calcula finalmente la carga líquida a ser producida en barriles CBL teniendo en consideración la capacidad de la cámara [botella] cuyo valor es 0.01522 B/pie.

$$\text{CBL} = \text{CPL} \times \text{capacidad de cámara}$$

$$\text{CBL} = 227.0 \text{ pies} \times 0.01522 \text{ B/pie} = 3.50 \text{ B}$$

Cálculo de la presión de fondo mínima cuyo símbolo es PM2 que será creada para conveniente relación gas-líquido durante el primer período (T_1).

12. Se calcula el tiempo en minutos que dura el primer período T_1 .

$$T_1 = \frac{1.5 \times \text{Prof.}}{1000} = \frac{1.5 \times 3980}{1000} \text{ minutos} = 5.97 \text{ minutos}$$

13. Se calcula la presión promedio (PPT1) para el primer período mediante la siguiente relación:

$$\text{PPT}_1 = \frac{\text{TL} + \text{PETE}_1}{2}$$

TL - presión de carga en la tubería de producción

PETE₁ = Presión al final del primer período que es estimada en un valor igual a:

$$\text{PETE}_1 = \text{TL} + 10 \text{ lpc} = 99.8 \text{ lpc} + 10 \text{ lpc} = 109.8 \text{ lpc}$$



Por lo tanto:

$$PPT_1 = \frac{99.8 \text{ lpc} + 109.8 \text{ lpc}}{2} = 104.8 \text{ lpc}$$

14. Cálculo de la caída de presión (DD) en la cara de arena,

$$DD = SBHP - PPT_1 = 270 \text{ lpc} - 104.8 \text{ lpc} = 165 \text{ lpc}$$

15. Cálculo de la tasa de fluido que ingresa desde la formación a la tubería de producción durante el primer periodo (Q₁)

$$Q_1 = \frac{J \times DD}{1440} = \frac{0.3 \text{ B/lpc} \times 165 \text{ lpc}}{1440 \text{ minutos}} = 0.034 \text{ B/min.}$$

16. Cálculo del régimen de presión (RP) en lpc/minuto

$$RP = \frac{Q_1 \times SGM}{CTBOT} = \frac{0.034 \text{ B/min.} \times 0.39 \text{ lpc/min}}{0.01522 \text{ B/pie}} = 0.87 \text{ lpc/min.}$$

CTBOT = Capacidad de la cámara (botella) en B/pie

17. Cálculo de la presión fluyente de fondo al final del primer periodo (PIF₁) debido al ingreso de fluido a la tubería.

$$PIF_1 = RP \times T_1 = 0.87 \frac{\text{lpc}}{\text{min}} \times 5.97 \text{ min} = 5.2 \text{ lpc}$$

18. Cálculo de la presión bajo la válvula de retención (PBSV₁)

$$PBSV_1 = TL + PIF_1$$

$$PBSV_1 = 99.8 \text{ lpc} + 5.2 \text{ lpc} = 105 \text{ lpc}$$

El valor obtenido de PBSV₁ es diferente del valor asumido



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

en el numeral [13] cuyo valor fue: $PETE1 = 109.8 \text{ lpc}$ por lo tanto se repetirá el cálculo desde el número 13 con el valor de $PBSV1 = 105 \text{ lpc}$

$$13. PPT1 = \frac{99.8 \text{ lpc} + 105 \text{ lpc}}{2} = 102 \text{ lpc}$$

$$14. DD = 270 \text{ lpc} - 102 \text{ lpc} = 168 \text{ lpc}$$

$$15. Q1 = \frac{0.3 \text{ B/lpc} \times 168 \text{ lpc}}{1440 \text{ min}} = 0.034 \text{ B/min.}$$

$$16. RP = \frac{0.034 \text{ B/min} \times 0.39 \text{ lpc/pie}}{0.01522 \text{ B/pie}} = 0.87 \text{ lpc/min.}$$

$$17. PIF1 = 0.87 \text{ lpc/min.} \times 5.97 \text{ min.} = 5.20 \text{ lpc.}$$

$$18. PBSV1 = 99.8 \text{ lpc} + 5.20 \text{ lpc} = 105 \text{ lpc.}$$

El valor obtenido es igual al valor anterior de 105 lpc por lo tanto se lo toma como verdadero y se tendrá $PBSVR = 105 \text{ lpc}$.

$PBSVR =$ Presión real bajo la válvula retenedora

19. Si el recobro esperado es: $R = 60\%$, el líquido no recuperado será: $F = 40\%$. La presión ejercida por el líquido no recuperado será calculada como sigue:

a. Si en el numeral 10 se obtuvo la carga líquida en pies;
 $CPL = 227.0 \text{ pies}$.

b. Se determina el líquido no recuperado en pies cuyo símbolo es FP.

$$FP = CPL \times F = 227 \text{ pies} \times \frac{40}{100} = 91 \text{ pies}$$

c. Se calcula la presión ejercida por el líquido no recuperado cuyo símbolo es PF.

$$PF = FP \times SGM = 91.00 \text{ pies} \times 0.39 \frac{\text{lpc}}{\text{pies}} = 36 \text{ lpc}$$

20. Se calcula la presión mínima que actúa sobre la válvula [PM1] sin considerar la presión ejercida por el fluido que ingresa desde la formación a la cámara.

$$PM1 = PF + PCGTT + PTS = 36 \text{ lpc} + 1.42 \text{ lpc} + 10 \text{ lpc} = 47.4 \text{ lpc}$$

21. Se calcula la presión mínima (PM2) considerando además la presión ejercida por el fluido que ingresa a la cámara.

$$PM2 = PM1 + PIF1 = 47.4 \text{ lpc} + 5.20 \text{ lpc} = 53.00 \text{ lpc}$$

IV. Cálculo de la presión mínima total PMR que se tiene al final del 2º período.

22. Cálculo del tiempo en minutos que dura el 2º período (T2)

$$T2 = \frac{0.5 \times \text{Prof.}}{1000} = \frac{0.5 \times 3980}{1000} = 1.99 \text{ min.}$$

23. En el numeral (21) se obtuvo un valor de $PM2 = 53.00 \text{ lpc}$ este valor en la realidad será un poco mayor si se considera la presión ejercida por el fluido que ingresa a la cámara durante el 2º período, por lo tanto se deberá nuevamente realizar un procedimiento de prueba y error para determinar el valor correcto.

Se calcula el valor promedio de la presión para el período 2º; cuyo símbolo es PPT2.

$$PPT2 = \frac{TL + PM2}{2} = \frac{99.8 \text{ lpc} + 53.0 \text{ lpc}}{2} = 76.4 \text{ lpc.}$$

24. Se calcula el régimen de presión (RPT2) para el período 2:

$$RPT2 = \frac{(SBHP - PPT2) (J) (SGM)}{1440 \times CTBOT} = \frac{(270 \text{ lpc} - 76.4 \text{ lpc}) (0.3 \text{ B/lpc}) (0.3)}{1440 \text{ min} \times 0.01522 \text{ B/pc}}$$

$$RPT2 = 1.03 \text{ lpc/min.}$$

25. Se calcula la presión ejercida por el fluido que ingresa a la tubería en el período 2º (PIF2).

$$PIF2 = RPT2 \times T2 = 1.03 \text{ lpc/min} \times 199 \text{ min.} = 2.10 \text{ lpc}$$

26. Se calcula la presión mínima total que actúa sobre la válvula operativa PMT.

$$PMT = PCGTT + PIS + PIF1 + POF2 + PF$$

$$PMT = 1.42 \text{ lpc} + 10 \text{ lpc} + 5.20 \text{ lpc} + 2.10 \text{ lpc} + 36 \text{ lpc} = 55 \text{ lpc}$$

27. Como el valor obtenido $PMT = 55 \text{ lpc}$ es diferente del valor asumido $PM2 = 53 \text{ lpc}$ se repite el cálculo desde el número (23), para determinar el valor correcto por el procedimiento de prueba y error y considerando el nuevo valor $PMT = 55 \text{ lpc}$.

$$23. PPT2 = \frac{99.8 + 55}{2} = 77 \text{ lpc}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$24. \text{ RPT2} = \frac{(270 - 77) (0.3) (0.39)}{1440 \times 0.01522} = 1.03 \text{ lpc/min.}$$

$$25. \text{ PIF2} = 1.03 \text{ lpc/min} \times 1.99 \text{ min} = 2.10 \text{ lpc.}$$

$$26. \text{ PMT} = 1.42 \text{ lpc} + 10 \text{ lpc} + 5.20 \text{ lpc} + 2.10 \text{ lpc} + 36 \text{ lpc} = 55 \text{ lpc}$$

El valor correcto es 55 lpc por lo tanto se tendrá:

$$\text{PMR} = 55 \text{ lpc.}$$

Siendo PMR, el valor verdadero de la presión mínima que actúa sobre la válvula operativa.

V.- Cálculo del tiempo que dura el período 3 (T3), durante el cual la presión se incrementa desde 55 lpc hasta 99.3 lpc que es la presión de la carga líquida.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

27. Se calcula la presión fluyente promedio para el período 3.

$$\text{PPT3} = \frac{\text{PMR} + \text{TL}}{2} = \frac{55 + 99.8}{2} = 77 \text{ lpc.}$$

28. Se calcula el régimen de presión para el período 3, cuyo símbolo es RPT3.

$$RPT3 = \frac{(270 - 77) (0.3) (0.39)}{1440 \times 0.01522} \frac{\text{lpc}}{\text{min}} = 1.03 \text{ lpc/min}$$

29. Finalmente se calcula el tiempo T3

$$T3 = \frac{(TL - PMR)}{RPT3} = \frac{(99.8 - 55) \text{ lpc}}{1.03 \frac{\text{lpc}}{\text{min}}} = 43 \text{ min}$$

VI.- Cálculo del número de ciclos por día (CPD)

30. Se calcula el tiempo que dura el ciclo en minutos (MPC).

$$MPC = T1 + T2 + T3 = (5.97 + 1.99 + 43) \text{ min.} = 51 \text{ minutos}$$

31. Se calcula el número de ciclos por día CPD

$$CPD = \frac{1440 \text{ min}}{51 \text{ min/ciclo}} = 28 \text{ ciclos}$$

VII.- Se calcula la presión fluyente de fondo promedio. (WABHP) si la instalación tiene asentada al fondo una válvula retenedora.

$$32. \text{ WABHP} = \frac{\left(\frac{TL+P_{BSVR}}{2}\right)T_1 + \left(\frac{TL+P_{MR}}{2}\right)T_2 + \left(\frac{P_{MR} + TL}{2}\right)T_3}{MPC}$$

$$\text{WABHP} = \frac{\left(\frac{99.8+105}{2}\right) 5.97 + \left(\frac{99.8 + 55}{2}\right) 1.99 + \left(\frac{55+99.8}{2}\right) 43}{51}$$

$$\text{WABHP} = 80 \text{ lpc}$$

VIII.- Cálculo de la producción esperada total (QET), producción de petróleo (QO) y producción de agua (QW)

$$33. \text{ QET} = J(\text{SBHP}-\text{WABHP}) = \frac{0.3B/D}{\text{lpc}} (270-80\text{lpc}) = 57 \text{ B/D}$$

$$34. \text{ QO} = \text{QET} \times \text{porcentaje de petróleo} = 57 \times 0.75 = 42.75 \text{ B/D}$$

$$35. \text{ QW} = \text{QET} \times \text{porcentaje de agua} = 57 \times 0.25 = 14.25 \text{ B/D}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

IX.- Cálculo del volumen de gas empleado por ciclo (VGC) en base de la siguiente ecuación:

$$\text{VGC} = \frac{\text{HGC} \times \text{CT} \times 5.6146 \times P_x (\text{TWH} + 460)}{(14.7 \times T \times Z)}$$

VGC = Volumen de gas empleado por ciclo, PCN

CT = Capacidad de la tubería, B/pie.

HGC = Altura de la columna de gas sobre el taco de fluido a ser producido, pies.

TWH = Temperatura en cabeza de pozo. °F

P = Presión media, lpca

T = Temperatura media de la columna de gas, °R

Z = Factor de compresibilidad del gas

1B = 5.6146 pie³

36. Se calcula la temperatura media (T) en °R.

$$T = \frac{2 \times TWH + GT \times CPL (1 - 0.00007 \times \text{Prof})}{2} + \frac{GT \times \text{prof.}}{2} + 460$$

$$T = \frac{2 \times 80^\circ\text{F} + 0.125 \times 227 (1 - 0.00007 \times 3980 \text{ pies})}{2} + \frac{0.0125 \times 3980 \text{ pies}}{2} + 460$$

$$T = 566^\circ\text{R}$$

37. Se calcula la presión media (P) en lpca

$$P = \frac{(\text{PGF} + \text{WABHP})}{2} + 14.7 \text{ lpc}$$

$$P = \frac{(499.8 + 80.65) \text{ lpc}}{2} + 14.7 = 305 \text{ lpca}$$

38. Se calcula la temperatura pseudocrítica (T_c) y presión pseudocrítica (P_c).

$$T_c = 159.6 + 331.1 \times \text{GSG}$$

$$T_c = 159.6 + 331 \times 0.6 = 358.26^\circ\text{R}$$

$$P_c = 693.2 - 35.55 \times \text{GSG}$$

$$P_c = 693.2 - 35.55 \times 0.6 = 671.87 \text{ lpca}$$

39. Se calcula la temperatura pseudocrítica (UTR) y presión pseudocrítica (UPR)

$$UTR = T/\dot{t}_c$$

$$UTR = 566^\circ R / 358.26^\circ R = 1.58$$

$$UPR = P/P_c$$

$$UPR = 305 / 671.87 \text{ lpc} = 0.45$$

Empleando el gráfico A2 se obtiene el factor de compresibilidad $Z = 0.97$

40. Se calcula la altura de la columna de gas (HGC)

$$HGC = (\text{Prof.} (1 - 0.00007 \times \text{Prof.})) \times CPL$$

$$HGC = (3980 \text{ pies} - (1 - 0.00007 \times 3980) 227) = 3816 \text{ pies}$$

41. Finalmente se calcula el volumen de gas empleado por ciclo (VGC).

$$VGC = \frac{3816 \text{ pies} \times 0.00386 \text{ B/pie} \times 5.6146 \text{ pie}^3/\text{B} \times 305 \text{ lpc} \times 540^\circ R}{14.7 \text{ lpc} \times 566^\circ R \times 0.97}$$

$$= 1688 \text{ PCN}$$

X = Cálculo del volumen de gas empleado por el pozo y por día (VGEPD) y de la relación gas-líquido (RGL)



BIBLIOTECA EICL
ESPOL

42. Se calcula el volumen de gas empleado por día

$$VGEPD = VGC \times CPD = 1688 \frac{\text{PCN}}{\text{ciclo}} \times 28 \text{ ciclos} = 47264 \text{ PCN}$$

43. Se calcula la relación gas líquido (RGL)

$$RGL = \frac{VGEPD}{QET} = \frac{47264 \text{ PCN/Día}}{57 \text{ B/Día}} = 830 \text{ PCN/B}$$

Espaciamiento de válvulas

44. La válvula tope será ubicada en el nivel del líquido a una profundidad simbolizada con DV₁

$$DV_1 = \text{Prof.} - \text{SFL} = 3980 \text{ pies} - 692.3 \text{ pies} = 3288 \text{ pies}$$

Se calcula además la temperatura opuesta a la válvula (TV₁)

$$TV_1 = TS + GT \times DV_1 = 80^\circ\text{F} + 0.0125 \frac{^\circ\text{F}}{\text{pie}} \times 3288 \text{ pies} = 121^\circ\text{F}$$

$$TV_1 = 121^\circ\text{F}$$

45. La válvula N^o 2 será ubicada considerando una presión de diseño en el revestidor constante PSC = 400 lpc y empleando la siguiente ecuación:

$$DV_2 = DV_1 + \frac{\text{PSC} - \text{GDF} \times DV_1 - \text{PTS}}{\text{SGM}}$$

$$DV_2 = 3288 \text{ pies} + \frac{400 \text{ lpc} - 0.88 \frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \times 3288 \text{ pie} - 10 \text{ lpc}}{0.39 \text{ lpc/pie}} = 3614 \text{ pies}$$



Se calcula la temperatura a la válvula (TV₂)

$$TV_2 = 80^\circ\text{F} + 0.0125 \frac{^\circ\text{F}}{\text{pie}} \times 3614 \text{ pie} = 125^\circ\text{F}$$

46. La válvula N^o 3 será ubicada con una PSC = 400 lpc y empleando la siguiente ecuación.

$$DV_3 = DV_2 + \frac{\text{PSC} - \text{GDF} \times DV_2 - \text{PTS}}{\text{SGM}}$$

$$DV_3 = 3614 + \frac{400 \text{ lpc} - 0.08 \text{ lpc/pie} \times 3614 \text{ pie} - 10 \text{ lpc}}{0.39 \text{ lpc/pie}} = 3873 \text{ pies}$$

Se calcula la temperatura a la válvula (TV₃)

$$TV3 = 80^{\circ}\text{F} + 0.0125 \frac{^{\circ}\text{F}}{\text{pie}} \times 3873 \text{ pie} = 128^{\circ}\text{F}$$

1. Selección de Válvulas

47. Se selecciona una presión de cierre en superficie PSC1 = 400 lpc y para cada válvula hacia abajo del pozo una caída de presión de cierre de 10 lpc.

$$PSC1 = 400 \text{ lpc}$$

$$PSC2 = 390 \text{ lpc}$$

$$PSC3 = 380 \text{ lpc}$$

48. Se determina la presión de cierre a profundidad (PVC) para cada válvula mediante la ecuación

$$PVC = PSC + \frac{DV(PCGC)}{1000 \text{ pies}}$$

DV = Profundidad de cada válvula, pies

$$PCGC = 10 \text{ lpc}$$

$$PVC1 = PSC1 + \frac{DV1(PCGC)}{1000 \text{ pies}} = 400 \text{ lpc} + \frac{3288 \text{ pie} \times 10 \text{ lpc}}{1000 \text{ pie}}$$

$$PVC1 = 433 \text{ lpc}$$

$$PVC2 = 390 \text{ lpc} + \frac{3614 \text{ pie} \times 10 \text{ lpc}}{1000 \text{ pie}} = 426 \text{ lpc}$$

$$PVC3 = 380 \text{ lpc} + \frac{3873 \text{ pie} \times 10 \text{ lpc}}{1000 \text{ pie}} = 419 \text{ lpc}$$

49. Se convierte la presión de domo a temperatura opuesta a la válvula a presión de domo a 80°F , mediante la siguiente relación:

$$PTRC = \frac{PVC}{F. TEM}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PTRC = Presión de domo a 60°F.

PVC = Presión de domo a temperatura opuesta a la válvula

FTEM^[14] = Factor de temperatura que incluye la desviación del nitrógeno con el cual está cargado al domo de la válvula.

$$FTEM = |1 + 0.0023 (°F - 60)|$$

Por lo tanto:

$$PTRC1 = \frac{PVC1}{FTEM1} = \frac{433 \text{ lpc}}{1 + 0.0023 (121°F - 60°F)} = 380 \text{ lpc}$$

$$PTRC2 = \frac{PVC2}{FTEM2} = \frac{426 \text{ lpc}}{1 + 0.0023 (125°F - 60°F)} = 371 \text{ lpc}$$

$$PTRC3 = \frac{PVC3}{FTEM3} = \frac{419 \text{ lpc}}{1 + 0.0023 (128°F - 60°F)} = 362 \text{ lpc}$$

50. Se calcula la presión de apertura de cada válvula en el taller (PTRO).

$$PTRO1 = \frac{PTRC1}{1 - RPAI} = \frac{380 \text{ lpc}}{1 - 0.1952} = 472 \text{ lpc}$$

$$PTRO2 = \frac{PTRC2}{1 - RPAF} = \frac{371 \text{ lpc}}{1 - 0.1952} = 461 \text{ lpc}$$

$$PTRO3 = \frac{PTRC3}{1 - RPAF} = \frac{362 \text{ lpc}}{1 - 0.1952} = 450 \text{ lpc}$$

51. Se calcula la presión de apertura de las válvulas a profundidad (PVO)



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Válvula N° 1

$$PV01 = \frac{PVC1 - Pt[R]}{1 - RPAF} = \frac{433 \text{ lpc} + 273 \text{ lpc} [0.1952]}{1 - 0.1952} = 472 \text{ lpc}$$

$$Pt = GDF \times DV1 + PTS = 0.08 \frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \times 3288 \text{ pie} + \text{lpc} = 273 \text{ lpc}$$

Pt = Presión en la tubería de producción en lpc

Válvula N° 2

$$Pt = 0.08 \frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \times 3614 \text{ pie} + 10 \text{ lpc} = 299 \text{ lpc}$$

$$PV02 = \frac{426 - 299 (0.1952)}{0.1952} = 457 \text{ lpc}$$

Válvula N° 3

$$Pt = 0.08 \text{ lpc/pie} \times 3873 \text{ pie} + 10 \text{ lpc} = 320 \text{ lpc}$$

$$PV03 = \frac{419 - 320 (0.1952)}{1 - 0.1952} = 443 \text{ lpc}$$

52. Finalmente se calcula la presión de apertura en superficie para cada válvula (PS0).

Válvula N° 1

$$PS01 = PV01 - \frac{DV1 \times PCGC}{1000 \text{ pies}}$$

$$PCGC = 10 \text{ lpc}$$

$$PS01 = 472 \text{ lpc} - \frac{3288 \text{ pie} \times 10 \text{ lpc}}{1000 \text{ pie}} = 440 \text{ lpc}$$

Válvula N° 2

$$PS02 = PV02 - DV2 \times \frac{PCGL}{1000 \text{ pies}} = 457 \text{ lpc} - \frac{3614 \text{ pie} \times 10 \text{ lpc}}{1000 \text{ pies}} = 421 \text{ lpc}$$

Válvula N° 3

$$PSO3 = 443 \text{ lpc} - \frac{38370120 \times 10 \text{ lpc}}{1000 \text{ pies}} = 405 \text{ lpc}$$

Los resultados finales nos indican que las válvulas funcionarán satisfactoriamente puesto que, en superficie se dispone de una presión de operación de 500 lpc. La válvula operativa podrá ser instalada al fondo, o si se utiliza una cámara de acumulación de asentará al tope de la cámara.

c.2. Diseño por "Camco" ⁽³⁾

El diseño de la instalación de levantamiento artificial del pozo 5040 ha sido efectuado también empleando un método que se encuentra comprendido en el manual de diseños de la Corporación "Camco" cuyo autor es H.W. Winkler. La producción que se espera del pozo es de 60 B/D.

Se proyecta emplear una instalación tipo "Macaroni" cámara de acumulación de las siguientes características.

Macaroni de diámetro nominal	1 1/4 pulg.
Tubería de diámetro nominal	2 1/2 pulg.
Cámara de diámetro nominal	3 1/2 pulg.
Orificio de válvula	7/16 pulg.
Area de fuelle	0.77 pulg ² .
Tubo de inmersión de diámetro nominal	1 pulg.



BIBLIOTECA FIC
ESPOI

Procedimiento

1. Cálculo de la longitud de la cámara de acumulación de fluído.

1. Se determina una presión de inyección de gas en la cámara igual al 75% de la presión de inyección de gas a profundidad de la válvula operativa, para lo cual se dan los siguientes pasos.

a. Se determina la presión de gas a profundidad (PGF) empleando el gráfico A3, si se dispone de una presión de inyección de gas en superficie $PI = 460$ lpc.

El valor obtenido es: $PGF = 500$ lpc y por ser diferentes las bases de la carta deberá ser corregido como sigue:

$$\Delta P_{\text{gráfico}} = 500 \text{ lpc} - 460 \text{ lpc} = 40 \text{ lpc}$$

ΔP = incremento de presión

$$\Delta P_{\text{corregida}} = \Delta P_{\text{carta}} \left(\frac{\text{G.S.G. actual}}{0.6} \right) \left(\frac{T_c}{T_A} \right)$$

$$\Delta P_{\text{corregida}} = 40 \text{ lpc} \left(\frac{0.6}{0.6} \right) \left(\frac{516.89^\circ \text{R}}{564.88^\circ \text{R}} \right) = 40.85 \text{ lpc}$$

$$\Delta P_{\text{corregida}} = PGF - PI$$

$$PGF = \Delta P_{\text{corregida}} + PI = 40.85 \text{ lpc} + 460 \text{ lpc} = 501 \text{ lpc.}$$

- b. Se determina la presión de inyección de gas en la cámara [PTDC] igual al 75% de la presión de inyección de gas en el fondo.

$$PTDC = 0.75 \times PGF = 0.75 \times 501 \text{ lpc} = 376 \text{ lpc}$$

1. Se determina la capacidad del espacio anular entre la cámara y el tubo de inmersión cuyo símbolo es VCA por la siguiente ecuación:

$$VCA = 0.0009714 \left| (DIC)^2 - (DETI)^2 \right| \text{ en B/pie}$$

DIC = Diámetro interno de la cámara = 3.476 pulg.

DETI = Diámetro externo del tubo de inmersión = 1.315 pulg.

Luego:

$$VCA = 0.0009714 \left| (3.476)^2 - (1.315)^2 \right| = 0.01 \text{ B/pie}$$

3. Se determina la razón de capacidad del espacio anular cámara/tubo de inmersión y la capacidad del tubo macaroni sobre la cámara.

$$RCAP = \frac{VCA}{VTI} = \frac{0.01 \text{ B/pie}}{0.00107 \text{ B/pie}} = 9.35$$

RCAP = Razón de capacidades

VTI = Capacidad del tubo macaroni = 0.00107 B/pie

4. Finalmente se calcula la longitud de la cámara (LC) por medio de la siguiente ecuación:

$$LC = \frac{PTDC - PTS}{SGM (RCAP + 1)} = \frac{376 \text{ lpc} - 10 \text{ lpc}}{0.39 (9.35 + 1) \frac{\text{lpc}}{\text{pie}}} = 91 \text{ pies}$$



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

II. Cálculo del espaciamiento de válvulas y su selección, em
pleando la ecuación:

$$DV[n] = \frac{[PSC - PTS - GDF \times DV[n-1]]}{SGM}$$

5. Se tomará como presión de cierre en superficie (PSC) un valor de 400 lpc para la válvula N° 1, 390 lpc para la válvula N° 2, 380 lpc para la válvula N° 3 y 370 lpc para la válvula N° 4.

GDF = Gradiente de descarga de fluido = 0.09 lpc/pie
del Gráfico B.1.

Válvula N° 1

$$DU1 = \text{Profundidad} - \text{SFL} = 3980 \text{ pies} - 692 \text{ pies} = 3288 \text{ pies.}$$

SFL = Nivel estático del fluido

Válvula N° 2

$$DV2 = DV1 + \frac{390 \text{ lpc} - 10 \text{ lpc} - 0.09 \frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \times 3288 \text{ pies}}{0.39 \text{ lpc/pie}} = 3504 \text{ pies}$$

Válvula N° 3

$$DV3 = DV2 + \frac{380 \text{ lpc} - 10 \text{ lpc} - 0.09 \frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \times 3504 \text{ pies}}{0.39 \text{ lpc/pie}} = 3644 \text{ pies}$$

Válvula N° 4

La válvula N° 4 será asentada al tope de la cámara a una profundidad;

$$DV4 = \text{Profundidad} - \text{LC} = 3980 \text{ pies} - 91 \text{ pies} = 3889 \text{ pies}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

6. Se calcula la presión que soporta cada válvula a profundidad [PVC], empleando el gráfico A.3 considerando las presiones de cierre en superficie para cada válvula: 400 lpc, 390 lpc, 380 lpc y 370 lpc.

$$PVC1 = 430 \text{ lpc}$$

$$PVC2 = 420 \text{ lpc}$$

$$PVC3 = 410 \text{ lpc}$$

$$PVC4 = 402 \text{ lpc}$$

7. Se calcula la temperatura opuesta a cada válvula: TV1, TV2, TV3, TV4.

$$TV1 = TS + GT \times DV1 = 80^{\circ}\text{F} + 0.0125 \frac{^{\circ}\text{F}}{\text{pie}} \times 3288 \text{ pie} = 121^{\circ}\text{F}$$

$$TV2 = TS + GT \times DV2 = 80^{\circ}\text{F} + 0.0125 \frac{^{\circ}\text{F}}{\text{pie}} \times 3504 \text{ pies} = 124^{\circ}\text{F}$$

$$TV3 = TS + GT \times DV3 = 80^{\circ}\text{F} + 0.0125 \frac{^{\circ}\text{F}}{\text{pie}} \times 3644 \text{ pies} = 126^{\circ}\text{F}$$

$$TV4 = TS + GT \times DV4 = 80^{\circ}\text{F} + 0.0125 \frac{^{\circ}\text{F}}{\text{pie}} \times 3889 \text{ pie} = 129^{\circ}\text{F}$$

8. Se calcula la presión del domo de cada válvula (P_d) a 60°F por medio de la ecuación:

$$P_d = \frac{PVC}{FTEM}$$

$$FTEM = |1 + 0.0023 (1^{\circ}\text{F} - 60)|$$

$$P_{d1} = \frac{PVC1}{FTEM1} = \frac{430 \text{ lpc}}{1 + 0.0023 (121 - 60)} = 377 \text{ lpc}$$



$$Pd_2 = \frac{PVC_2}{FTEM_2} = \frac{420 \text{ lpc}}{1 + 0.0023 (124-60)} = 366 \text{ lpc}$$

$$Pd_3 = \frac{PVC_3}{FTEM_3} = \frac{410 \text{ lpc}}{1 + 0.0023 (126-60)} = 356 \text{ lpc}$$

$$Pd_4 = \frac{PVC_4}{FTEM_4} = \frac{402 \text{ lpc}}{1 + 0.0023 (129-60)} = 346 \text{ lpc}$$

9. Se calcula la presión de apertura de cada válvula (PSO) a 60°F en el taller empleando la ecuación:

$$PSO = \frac{Pd \text{ a } 60^\circ F}{1 - RPAF}$$

RPAF = Razón de area de orificio/área de fuelle = 0.19520

$$PSO_1 = \frac{Pd_1}{1 - 0.19520} = \frac{377 \text{ lpc}}{0.8048} = 468 \text{ lpc}$$

$$PSO_2 = \frac{Pd_2}{1 - 0.19520} = \frac{366 \text{ lpc}}{0.8048} = 455 \text{ lpc}$$

$$PSO_3 = \frac{Pd_3}{1 - 0.19520} = \frac{356 \text{ lpc}}{0.8048} = 442 \text{ lpc}$$

$$PSO_4 = \frac{Pd_4}{1 - 0.19520} = \frac{346 \text{ lpc}}{0.8048} = 430 \text{ lpc}$$



Una vez que se ha determinado la presión de apertura en su superficie se concluye que las válvulas abrirán satisfactoriamente toda vez que en superficie se tiene una presión de operación de 500 lpc.

CAPITULO IV

CONSIDERACIONES PRACTICAS DE DISEÑO

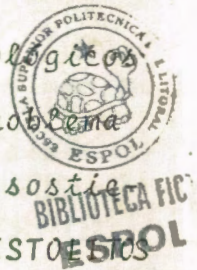
4. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL YACIMIENTO⁽¹⁸⁾

a.1. El Subsuelo productor del Campo Ancón

El campo petrolífero de Ancón ha venido produciendo de formaciones geológicas conformadas por areniscas y conglomerados de porosidad media y muy baja permeabilidad.

Estudios geológicos sobre roca productora y correlaciones estratigráficas efectuadas, indujeron a pensar que existía un subsuelo extremadamente fallado, lo cual se apoyaba en la circunstancia especial, de que si 2 pozos se perforaban a una distancia relativamente corta entre ellos, el uno resultaba productor y el otro resultado seco lo cual hacía suponer la existencia de fallas.

Estudios posteriores estratigráficos y paleontológicos efectuados con mayor precisión han explicado el problema de Ancón en terminos diferentes, como es aquel que sostiene que las estructuras productoras pertenecen a OLISTOLITOS los mismos que están formados por Rocas ALOCTONAS es decir que son rocas que no se formaron en el lugar en que se encuentran hoy, sino que vinieron de otra zona aledaña depositándose por gravedad en una matriz de arcilla. Los nombres que se les ha asignado a éstos olistolitos son Sto. Tomas y Altanta, que son areniscas impregnadas de aceite en



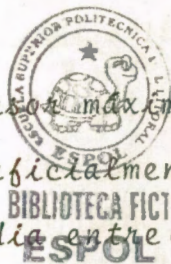
toda su extensión, debiéndose anotar que las características físico-químicas y petrofísicas de ambos olistolitos son similares, por lo que se cree que pertenecieron a un solo cuerpo, pero que al depositarse en esta zona se descompusieron separándose en esta forma y dando lugar a innumerables pequeños yacimientos. El conjunto Sto. Tomás y Atlanta se denomina Olistostroma Azucar.

Además del Olistostroma Azucar, existe también la formación Socorro a la cual sí puede asignársele con propiedad el calificativo de formación porque tuvo su origen en el mismo lugar en donde se encuentra hoy. Estas areniscas constituyen también reservorios de hidrocarburos del Campo Ancón y se encuentran localizadas superficialmente.

a.2. Características Petrofísicas y Espesor de rocas productoras

FORMACION SOCORRO.- Esta formación tiene un espesor máximo comprobado de 1300 pies y se halla ubicado superficialmente constituida por areniscas de porosidad promedio entre el 20 y 25% y de permeabilidad efectiva comprendida entre 40 y 60 milidarcys.

OLISTOLITO STO. TOMAS.- EL OLISTOLITO Sto. Tomas se hace presente desde los 1000 pies, con un espesor promedio de 1100 pies. Está conformado por areniscas cuya porosidad promedio es del 10% y de una permeabilidad extremadamente baja que varía entre 5 a 1.0 milidarcys.



OLISTOLITO ATLANTA.- El Olistolito se encuentra a mayor profundidad y es el de mayor espesor, se presenta aproximadamente desde los 2000 pies de profundidad y su espesor varía entre 7000 y 12000 pies teniendo las mismas características petrofísicas que la formación Sto. Tomas.

b. MECANISMO DE PRODUCCION Y SU CARACTERISTICA

El campo Ancón está conformado por yacimientos que producen por el mecanismo de gas en solución con una RGP promedio de 2000 PCN/BD. El número de pozos que se encuentran activos es de 560, de los cuales 441 son de levantamiento artificial por flujo de gas intermitente, arrojando un promedio de 2'500.000 PCN de gas rico, que una vez procesados se convierten en gas licuado (GLP) y gasolina natural, y representan un ingreso económico considerable. La producción en barriles de petróleo es de un vapor promedio igual a 1800 B/día.

Ancón es un campo agotado con escasa energía en sus yacimientos lo cual es un factor determinante para que **ESPOL** hidrocarburos no se desplacen hacia los pozos, a esto se suma la bajísima permeabilidad efectiva que impide el drenaje normal de los líquidos. Cuando se han realizado trabajos de fracturamiento la producción de los pozos se ha incrementado notablemente y se puede deducir con seguridad que aún existen zonas del subsuelo con aceite acumulado en cantidades comerciales pero que debido al problema de falta de e-



nergía y permeabilidad no pueden ser producidos.

Las pruebas efectuadas de inyección de agua a presión en el yacimiento para desplazar el aceite a los pozos no ha ren dido resultados positivos debido a la compleja geología del subsuelo, por lo que se hace necesario un método de recuperaci ón que se acomode a las condiciones imperantes en los yacimi entos.

El índice de productividad en los pozos ha descendido notablemente hasta valores comprendidos entre 0.01 y 0.3

c. INSTALACIONES SUPERFICIALES (Fig. 4.1)

Para presentar un esquema claro de las principales instalaciones superficiales que posee el campo Ancón se clasificarán en 3 sistemas: sistema de compresión de gas, sistema de absorción de hidrocarburos pesados y sistema de recolección del petróleo producido.

c.1. Sistema de Compresión de gas

El gas empleado para el levantamiento de petróleo por flujo intermitente, tiene una presión de arranque de 500 Lpc y una presión de operación de 460 Lpc. El trayecto que sigue el gas desde que sale del separador constituye un circu ito cerrado que pasa por tres etapas de compresión. Al salir del separador el gas carece de presión y se dirige a la primera etapa adquiriendo un incremento de 40 Lpc para luego ser



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

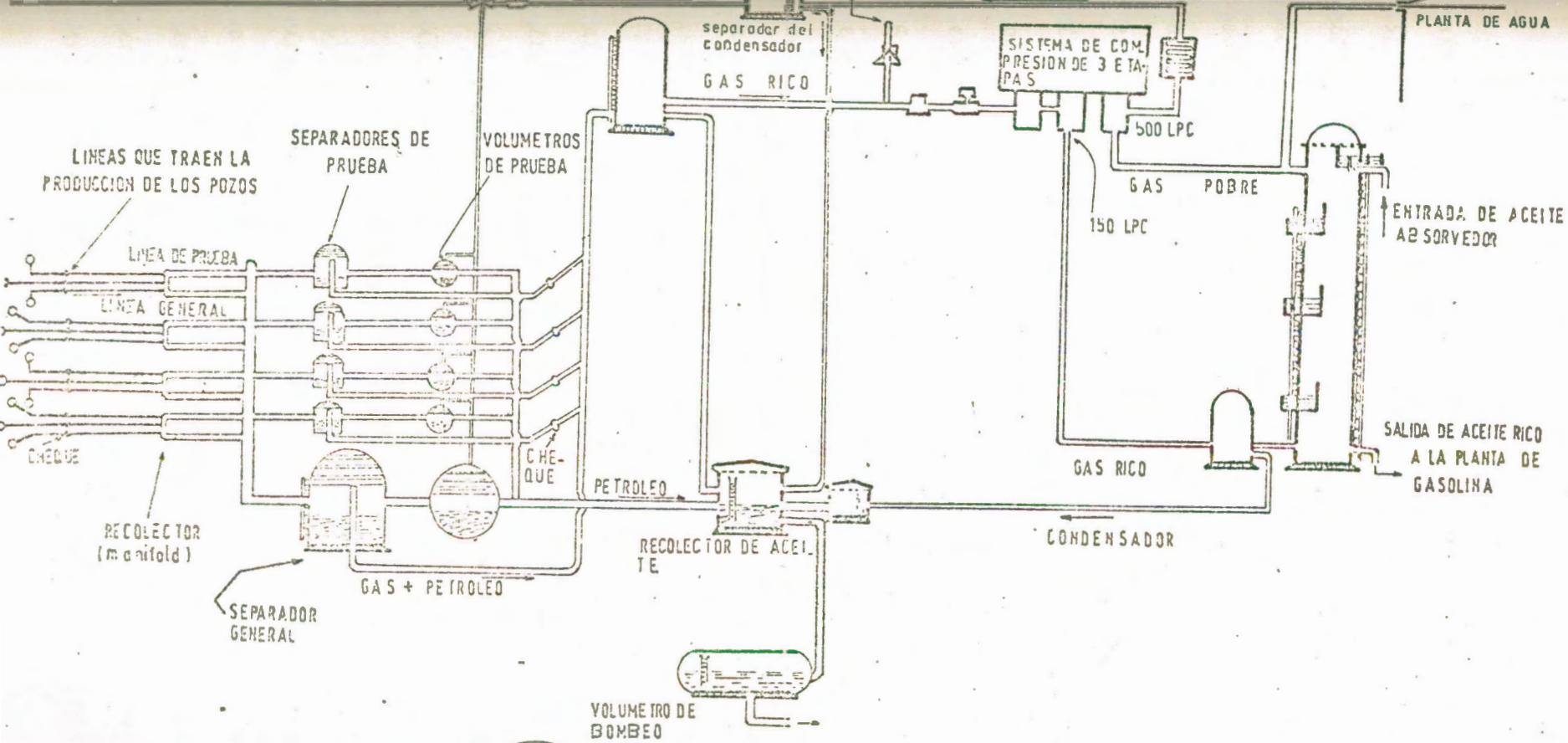


FIG. 4.1 INSTALACIONES SUPERFICIALES EN EL CAMPO ANCON.



enfriado entrar a una segunda etapa que eleva su presión a 150 Lpc. Desde esta etapa se dirige a la torre de absorción en donde se mezcla con aceite absorbedor que tiene la propiedad de despojarle de los hidrocarburos mas pesados, quedándose entonces un tipo de gas liviano llamado Gas seco que es empleado para las operaciones de levantamiento. Desde la segunda etapa el gas seco se dirige a una tercera etapa en donde es comprimido para elevar su presión a 500 Lpc y ser enviado a los pozos para efectuar el trabajo de levantamiento artificial. La cantidad de gas que se utiliza en cada pozo, es controlado por un sistema mecánico que se instala en superficie y puede ser generalmente un controlador de ciclo cuya función es controlar la duración de cada ciclo y el tiempo que dura la inyección de gas.

Actualmente en el campo Ancón existen 16 compresores instalados que trabajan diariamente con un promedio de 2.5 millones de PCN de gas; teniendo suficiente capacidad para mover grandes volúmenes de fluido con bajas presiones de succión y altas de descarga.

El gas es distribuido a los pozos por mecanismos convenientemente instalados y las líneas que alimentan a cada uno de ellos están construidas de tal manera que se pueden aislar a cualquier pozo del resto del sistema durante el tiempo que sea necesario para usar una mayor presión en otro lugar cuando las circunstancias y eventualidades de tra



bajo así lo requieran.

Cuando hay escasez de gas en una sección, ésta puede recibir de otras secciones en las cuales hay exceso de este elemento puesto que las conexiones están hechas para este efecto. En esta forma se mantendrá una presión de 460 Lpc en el campo.

c.2. Sistema de absorción de Hidrocarburos pesados

El gas inyectado por el espacio anular en forma intermitente ingresa a la tubería de producción bajo el taco de fluido propulzándolo a la superficie para continuar hacia el separador en donde petróleo, agua y gas son separados. El gas en referencia posee un elevado contenido de hidrocarburos más pesados que van en la mayoría de los casos desde C₁ hasta C₉, luego que ha sido comprimido en la segunda etapa ingresa a una torre de absorción en donde es despojado de los hidrocarburos C₃ a C₉ que una vez procesados constituyen el gas licuado GLP (C₃, C₄) y gasolina natural a C₉. El gas pobre será utilizado para recircularlo nuevamente a los pozos y efectuar el levantamiento artificial siguiendo un circuito cerrado.

c.3. Sistema de recolección de aceite

La producción de los pozos (petróleo, agua, gas) es recogida en el campo por medio de un mecanismo (manifold), cuya función es recolectar lo que producen varios de ellos y



enviar a una subcentral utilizando una sola línea, evitando de ésta manera que cada pozo envíe sus fluidos unilateralmente con el consiguiente empleo de tubería.

En la subcentral existen separadores y volúmetros siendo estos últimos para medir el aceite producido para luego ser enviado finalmente a un depósito general. Además es importante anotar que existen líneas, separadores y volúmetros de prueba que son empleados para determinar la producción de un pozo en particular de agua, aceite y gas.

La contrapresión en cabeza de tubería es generalmente de 8 Lpc, sin embargo cuando se presentan problemas de parada de compresores se eleva a 15 Lpc provocando una disminución del régimen productivo de los pozos.

El gas de inyección tiene una gravedad específica de 0.8 y el gas rico 0.70 debido a la presencia de hidrocarburos pesados.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO V

CALCULO DE DISEÑO UTILIZANDO EL COMPUTADOR DIGITAL

1. DESCRIPCION DEL PROGRAMA GENERAL

El programa calcula el diseño detallado de una instalación para levantamiento de petróleo por inyección de gas en forma intermitente basándose en un método ideado por K.E. Brown⁽¹⁾, el mismo que ha sido analizado en el literal (e) del capítulo III.

El cálculo de diseño utilizando el computador, incluye en su mayoría los mismos pasos que se siguen en el desarrollo del diseño de una instalación de un pozo del campo Ancón y que se realizó en el literal e.1.4.

La nomenclatura usada también es similar a la nomenclatura que se empleó en el literal e.1.4. con muy ligeras variaciones y está impresa en el listado del programa.

a.1. Objetivo del Programa

Los cálculos del método son largos y tediosos debido al procedimiento de ensayo y error que debe emplearse para obtener la presión bajo la válvula de retención (PBSVR) y la presión mínima total (PMR) por lo cual resulta imperativo realizar un programa de computación para agilizar los cálculos. Además la ventaja más importante del programa es la de que se pueden variar ciertos parámetros para efectuar comparacio



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

nes y de esta forma optimizar el diseño de la instalación. Los factores que varían son: la diferencial de presión (DP) y el índice de productividad (J) y la presión de tubería en superficie en 5 lpc, 10 lpc y 15 lpc.

El diferencial de presión tiene los siguientes valores: 300, 320, 340, 350, 360, 380 y 400 Lpc.

El índice de productividad cambia de la siguiente forma: 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, y 0.7.

Adicionalmente se ha ensayado el diseño con diferentes capacidades de cámaras (botellas) de acumulación de fluido: 0.00914 B/pie, 0.01223 B/pie y 0.01522 B/pie.

Según las características del pozo, podrán hacerse variaciones de cualquier parámetro que esté involucrado en los cálculos del diseño con el fin de estudiar la forma de obtener una instalación eficiente.

a.2. Método de cálculo

Es necesario hacer ciertas explicaciones para que ESPOL lector comprenda más fácilmente el programa del diseño:

1. Para determinar la presión ejercida por la columna de gas en el espacio anular y en la tubería de producción por cada 1000 pies de profundidad se ha empleado el gráfico B.2 del cual se ha obtenido las siguientes ecuaciones:



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

Ecuación para obtener la presión ejercida por la columna de gas en el anular cuyo símbolo es PCG.

$$PCG = A + B \times PI \text{ en Lpc/1000 pies}$$

A y B son constantes de la ecuación que dependen del valor de la gravedad específica del gas y que para una gravedad específica 0.60 sus valores son 0.3890 y 0.020. respectivamente.

PI = Presión de inyección de gas en el revestidor en superficie.

PCG debe ser corregida por temperatura por la ecuación:

$$PCGC = PCG (T_c/TA)$$

PCGC = Presión corregida por temperatura

TC = Temperatura del gráfico en °R

TA = Temperatura actual en °R

Ecuación para calcular la presión ejercida por la columna de gas por cada 1000 pies de profundidad en la tubería de producción se emplea la siguiente ecuación:

$$PCGTP = A_1 + B_1 \times PTS \text{ en Lpc/1000 pies}$$

PCGTP = Presión ejercida por la columna de gas en la tubería de producción por cada 1000 pies de profundidad.

A₁, B₁ = Constantes que dependen de valor de la gravedad es

pecífica del gas dentro de la tubería y que para una gravedad específica de 0.70 sus valores son 0.1190 y 0.02619 respectivamente.

PTS = Presión de tubería en superficie.

2. Inicialmente se efectúa el diseño con un índice de productividad $J(1)$

$$J(1) = 0.1 \text{ B/Lpc}$$

y también con un diferencial de presión $DP(1)$.

$$DP(1) = 300 \text{ Lpc}$$

Con este valor realiza el diseño hasta determinar el volumen de gas empleado por el pozo y por día en pies cúbicos normales. Utilizando una proposición de condición $IF(DPCI) - DP(7)$, tomará inmediatamente un diferencial de presión $DP(2)$.

$$DP(2) = 320 \text{ Lpc}$$

Con este valor nuevamente efectúa el diseño hasta determinar el volumen de gas empleado por el pozo y por día inmediatamente adoptar un diferencial de presión $DP(3) = 340 \text{ Lpc}$. Este mismo procedimiento continuará hasta llegar con el último diferencial con el cual se desea realizar el diseño y que para este caso es $DP(7) = 400 \text{ Lpc}$.

Hasta el momento se ha trabajado con un índice de productividad $J(1) = 0.1$ y con siete diferenciales de presión. A continuación se utilizará otra proposición de condición



IF(J(K)-J(L)) para que la computadora proceda a tomar un índice de productividad $J(2) = 0.2$ y efectuar diseños con 7 diferenciales de presión en igual forma como trabajo con $J(1)$.

En suma el programa ofrece 49 posibilidades de diseñar la instalación de levantamiento intermitente.

3. Para calcular el volumen de gas empleado por ciclo se utiliza la siguiente ecuación.

$$VGC = \frac{HGC \times CT \times 5.6146 \times P \times (TWH + 460)}{14.7 \times T \times ZYBG}$$

VGC = Volumen de gas empleado por ciclo en P.C.N.

HGC = Altura de la columna de gas bajo el taco de fluido a ser producido en pies.

CT = Capacidad de la tubería B/pie

P = Presión promedio en Lpca

TWH = Temperatura en cabeza de pozo en °F

T = Temperatura promedio en °R

14.7 = Presión atmosférica.

5.6146 pie³/B = Factor empleado para reducir las unidades a pies cúbicos.

ZYBG = Factor de compresibilidad del gas a P y T.

El cálculo del factor de compresibilidad se efectúa por la Function ZYBG (UTR, UPR) en base de la gravedad específica del gas, presiones y temperaturas pseudocríticas y presiones y temperaturas pseudoreducidas.



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

4. El programa en su parte final calcula el espaciamiento de válvulas y su selección.

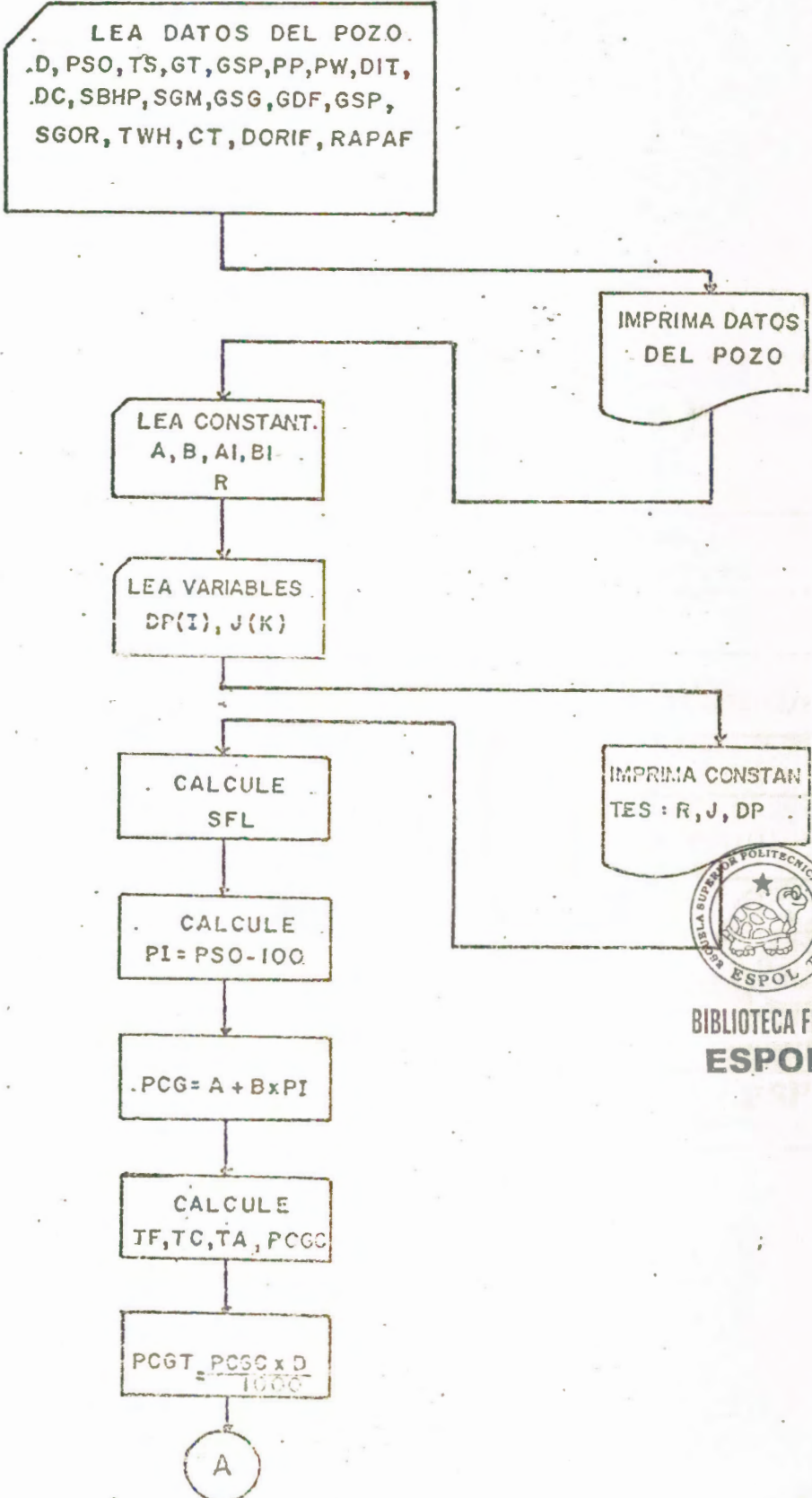
PRIMA DATES
DEL PDJO

PRIMA DATES
DEL PDJO

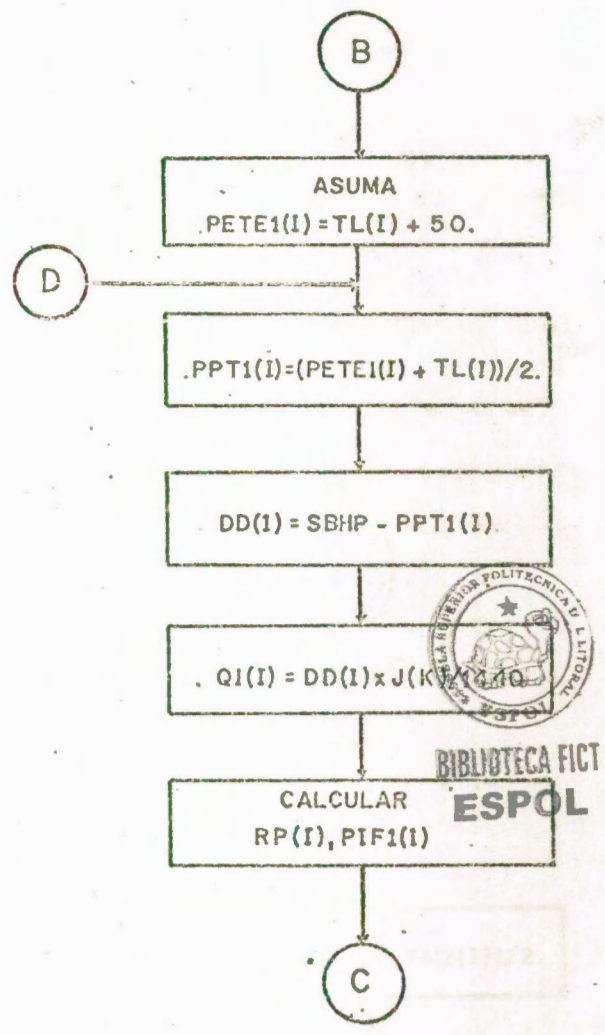
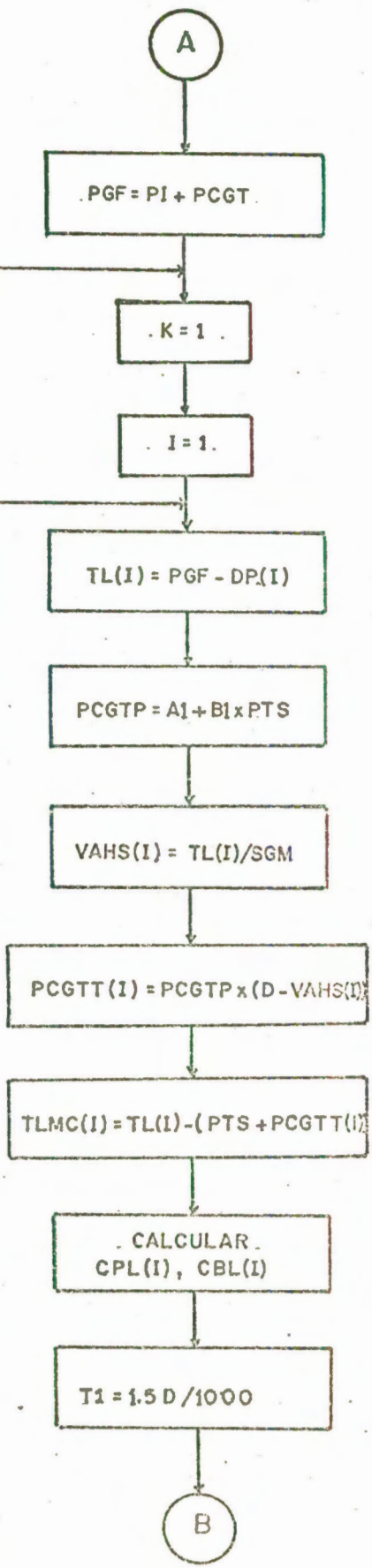


PRIMA DATES
DEL PDJO

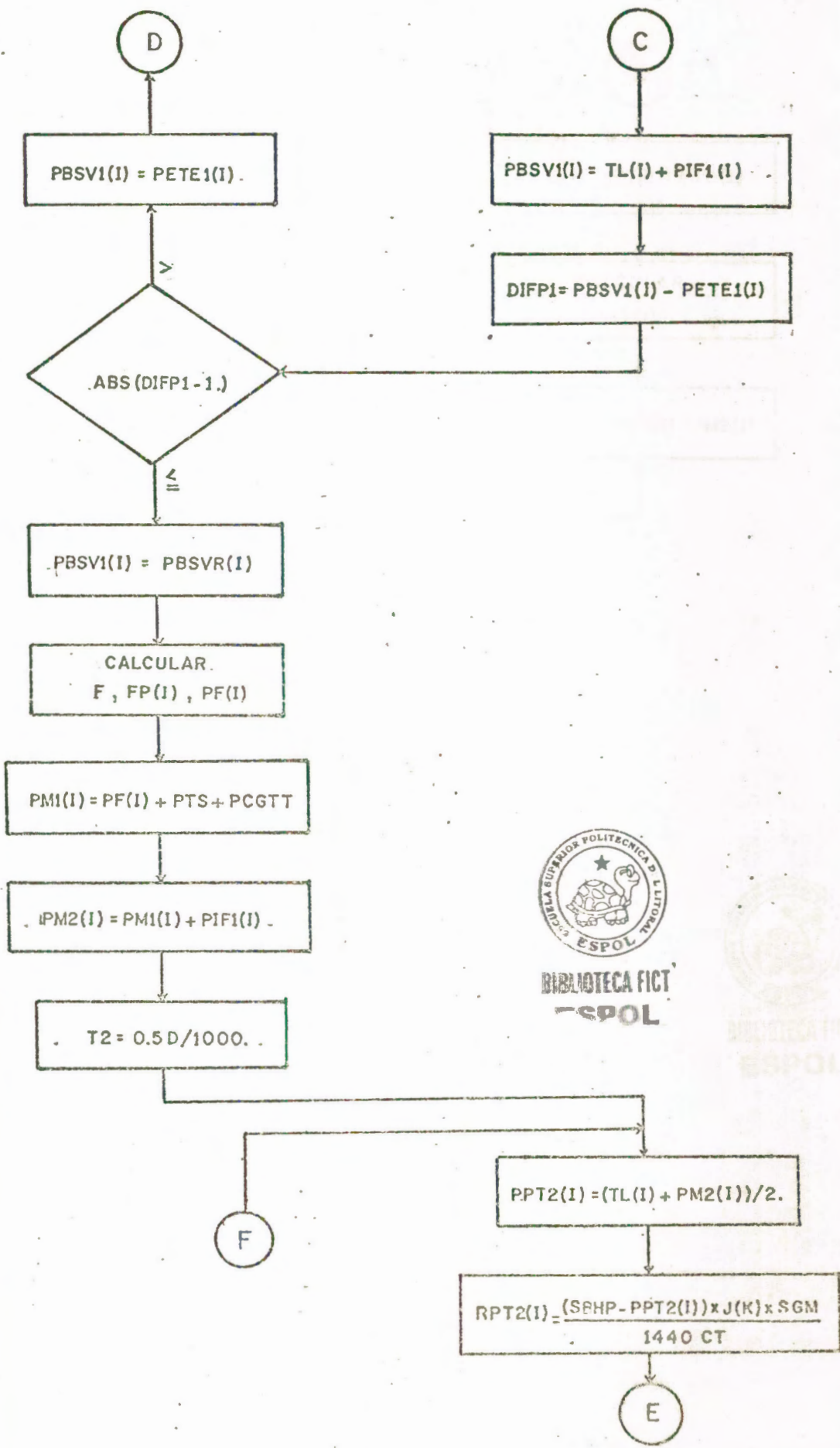
b. _ DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

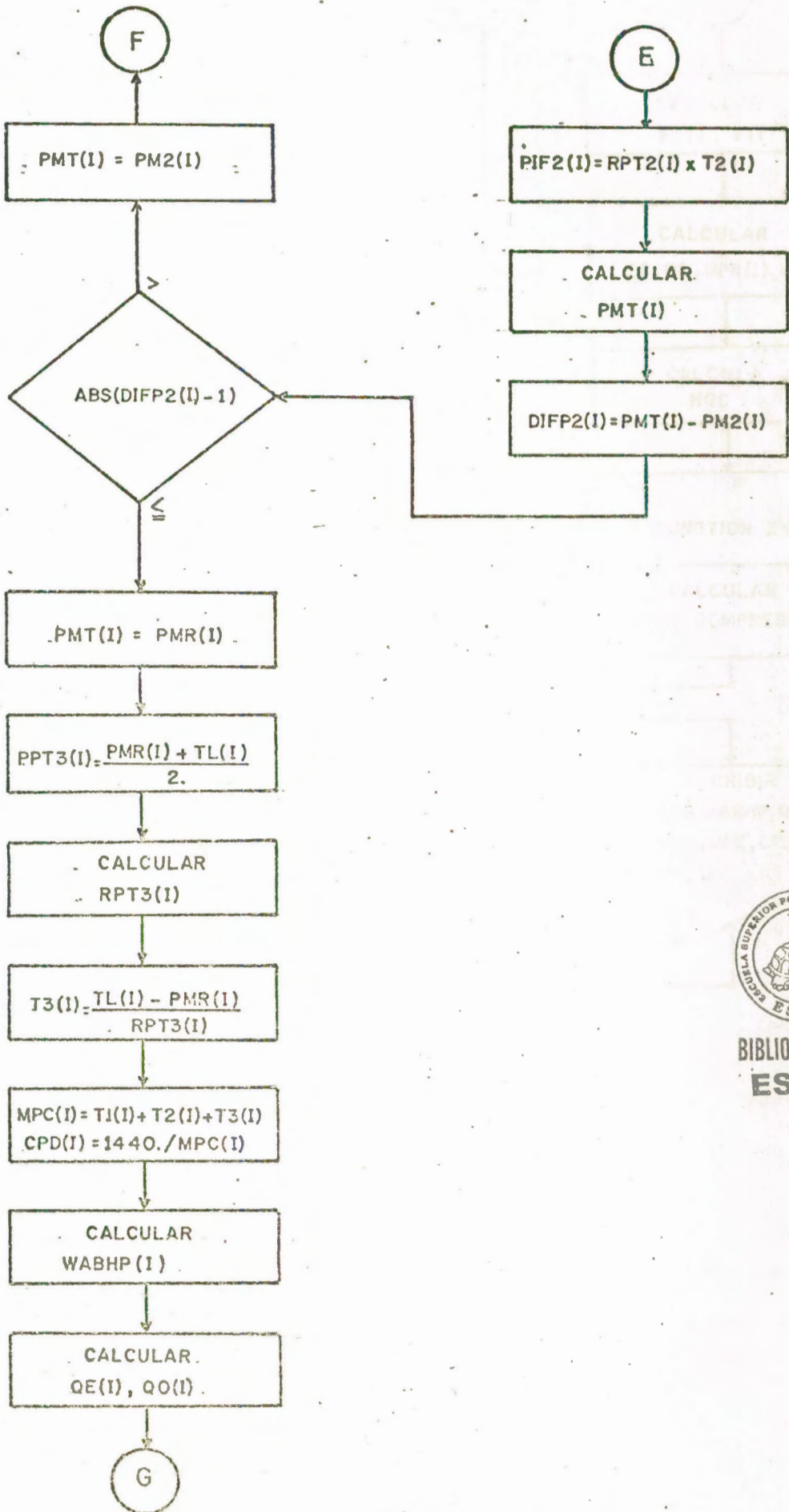


BIBLIOTECA FICT ESPOL

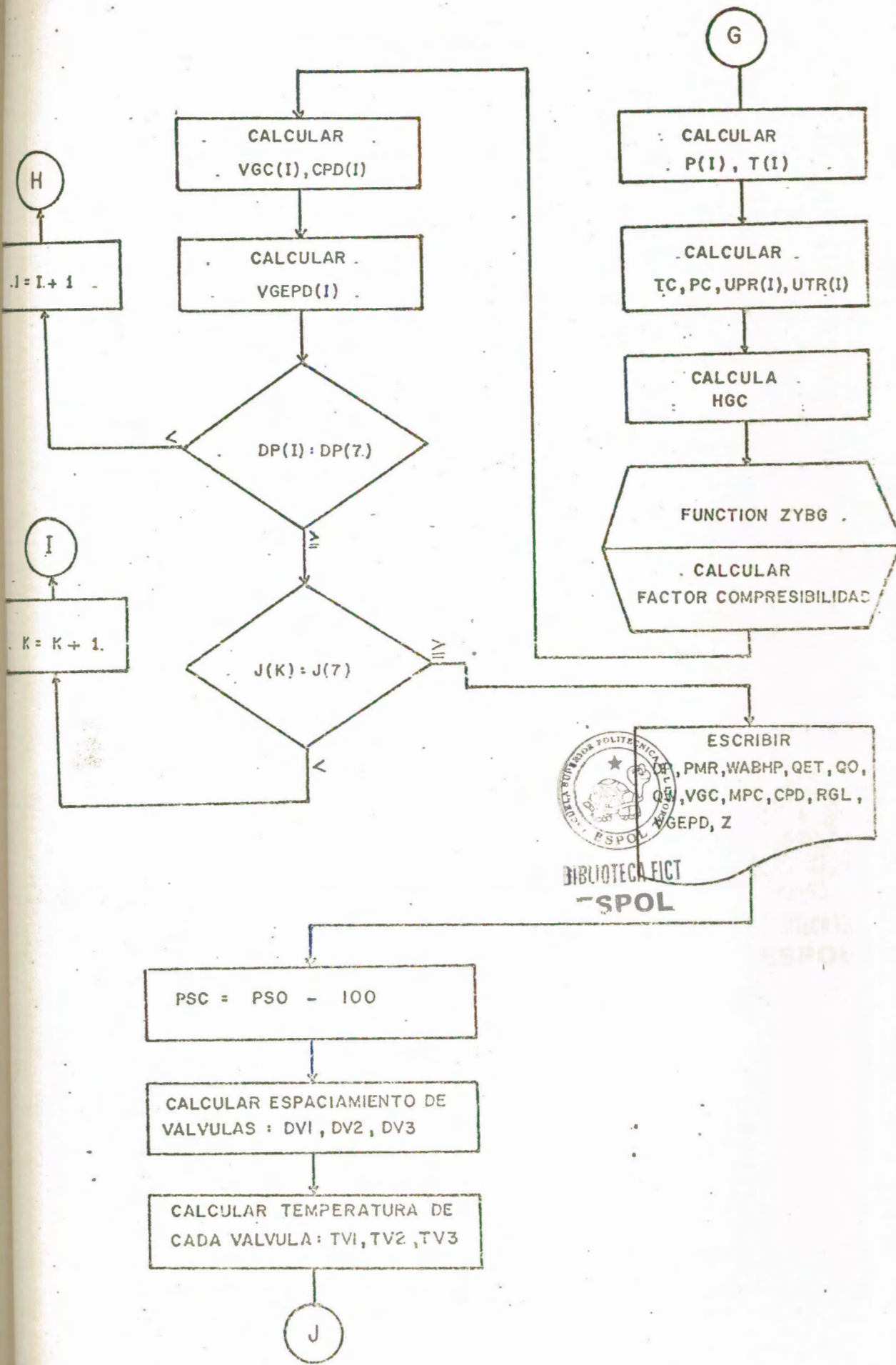


BIBLIOTECA FICT ESPOL





BIBLIOTECA FICT
ESPOL



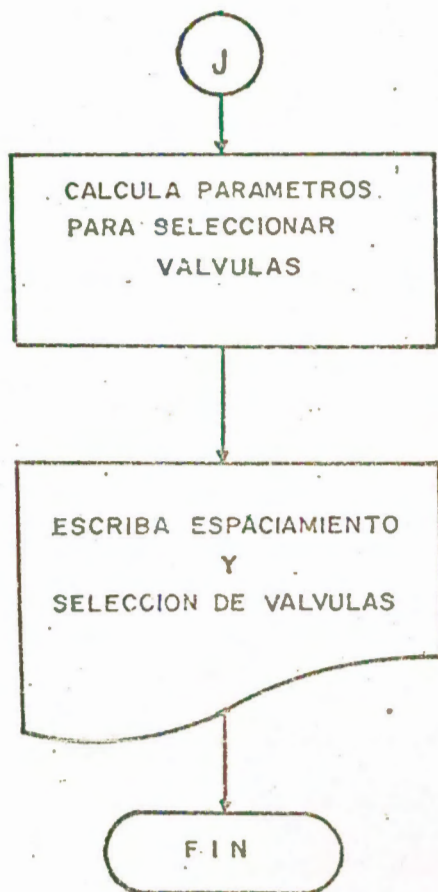
ESCRIBIR
 DP, PMR, WABHP, QET, QO,
 QO, VGC, MPC, CPD, RGL,
 VGE PD, Z

PSC = PSO - 100

CALCULAR ESPACIAMIENTO DE VALVULAS : DVI, DV2, DV3

CALCULAR TEMPERATURA DE CADA VALVULA : TVI, TV2, TV3

J



BIBLIOTECA FIL
ESPOL

C.- DATOS DE ENTRADA.-

Los datos de entrada que requiere el programa son los siguientes:

Profundidad (D) en piés.

Índice de productividad (J) en B/D/lpc.

Presión de operación en superficie (PSO) en lpc.

Temperatura superficial (TS) en °F.

Gradiente de temperatura (GT) en °F/100 piés.

Gravedad del petróleo (API)

Porcentaje de petróleo (PP)

Porcentaje de agua (Pw)

Diámetro interno de tubería (DIT) en pulgadas.

Diámetro del revestidor (Dc) en pulgadas.

Presión estática de fondo de pozo (SBHD) en lpc.

Gradiente estático de la mezcla (SGM)-agua, aceite, gas- en lpc/p

Gravedad del gas inyectado (GSG).

Gradiente de descarga de líquido (GDF) en lpc/pié.

Relación gas-aceite en solución (SGOR) en PCN/B

Temperatura de cabeza de pozo (TWH) en °F.

Capacidad de la tubería (CT) en B/pié.

Recobro esperado del taco de fluido inicial (R) en porcentaje.

Gravedad específica del gas producido (GSGP)

Presión de tubería en superficie (PTS) en lpc.

Diámetro de orificio de válvulas (DORIF) en pulgadas.

Diámetro de fuelle de válvula (DFUEL) en pulgadas.

Razón de: Área de orificio/área de fuelle (RAPAF).

Constantes de las curvas de presión debido al peso de la columna de gas en el espacio anulas A, B y en la tubería de producción A1,



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

d.- PROGRAMA COMPUTADO EN EL COMPUTADOR IBM - 1130 .

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
C130 0001 0001 0000

V2 M11 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR

*RESET
*SAVE
*ONE WORD INTEGERS
*LIST SOURCE PROGRAM
*EXTENDED PRECISION

C-ERRS...STNO.C..... FORTRAN SOURCE STATEMENTS IDENTFCN **COMPILER MESSAGES**

C FUNCTION QUE CALCULA EL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z)
FUNCTION ZYBG (UPR,UTR) SAREM
DIMENSION AMN(6,6),PX(6),PY(6)
DATA AMN/2.7453504,0.0831762,-0.021467,-0.00087147,0.0042845,-0.0010395,
1.3312352,-0.134036,0.066881,-0.0271743,0.0088512,-0.0011521,
2.1057257,-0.0003956,0.050925,0.0105513,-0.007182,0.002696,
3.352164,0.0443121,-0.193294,0.0058972,0.0015367,-0.0026327,
4.0297174,-0.0233732,0.0192621,-0.0115354,0.004291,-0.00813,
5.0058035,0.059170,0.008949,0.0095594,-0.0060114,0.0031175/
Z = (2.0*UPR-1.0)/1.0
Y = (2.0*UTR-1.0)/1.0
PX(1) = 1.7771068
PX(2) = 1.224745*Z
PX(3) = 0.790569*(3.*Z**2-1.)
PX(4) = 0.9354145*(5.*Z**3-3.*Z)
PX(5) = 0.255155*(35.*Z**4-30.*Z**2+3.)
PX(6) = 0.293151*(63.*Z**4-70.*Z**2+15.)
PY(1) = 0.7771068
PY(2) = 1.224745*Y
PY(3) = 0.790569*(3.*Y**2-1.)
PY(4) = 0.9354145*(5.*Y**3-3.*Y)
PY(5) = 0.255155*(35.*Y**4-30.*Y**2+3.)
PY(6) = 0.293151*(63.*Y**4-70.*Y**2+15.)
ZYBG = 0.0
DO 10 I = 1,6
DO 10 J = 1,6
10 ZYBG = ZYBG + AMN(I,J)*PX(J)*PY(I)
RETURN
END

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
SAVE

CORE REQUIREMENTS FOR ZYBG
COMMON- 0, VARIABLES AND TEMPORARIES- 168, CONSTANTS AND PROGRAM- 358

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 00E6 (HEX)

END OF SUCCESSFUL COMPILATION

*STORE WS UA ZYBG ** THIS COMPILATION SAVED SUCCESSFULLY UNLESS A 'D' ERROR FOLLOWS **
CART ID 0001 DB ADDR 4AEO DB CNT 0027

*STORE WS UA ZYBG
D OS ENTRY POINT NAME ALREADY IN LET/FLET

// FOR

*RESET
*ONE WORD INTEGERS
*LIST SOURCE PROGRAM
*LIST FCARD,1132 PRINTER
*EXTENDED PRECISION



C-ERRS...STNO.C..... FORTRAN SOURCE STATEMENTS IDENTFCN **COMPILER MESSAGES**

PROGRAMA QUE CALCULA EL DISEÑO DETALLADO DE UNA INSTALACION DE
LEVANTAMIENTO DE PETROLEO POR FLUJO DE GAS INTERMITENTE SEGUN

EL METODO DETALLADO DE KERMIT E. BROWN

DATOS DEL POZO

D=PROFUNDIDAD,PIES
PSO=PRESION DE OPERACION EN SUPERFICIE,LPC
TS=TEMPERATURA SUPERFICIAL,F
GT=GRADIENTE DE TEMPERATURA,F/100 PIES
AP=GRAVEDAD DEL PETROLEO
PP=PORCENTAJE DE PETROLEO
PA=PORCENTAJE DE AGUA
DIT=DIAMETRO INTERNO DE TUBERIA,PULGADAS
DC=DIAMETRO DEL REVESTIDOR,PULGADAS
SB=P=PRESION ESTATICA DE FONDO DE POZO,LPC
SGM=GRADIENTE ESTATICO DE MEZCLA=AGUA,ACEITE,GAS=LPC/PIE
GGG=GRAVEDAD DEL GAS INYECTADO
GGF=GRADIENTE DE DESCARGA DEL FLUIDO,LPC/PIE
SGOR=RELACION GAS-ACEITE EN SOLUCION,PC/B
LPT=TEMPERATURA EN CAPEZA DE POZO,F
CT=CAPACIDAD DE LA TUBERIA,B/PIE
K=RECARGO ESPERADO DEL TACO DE FLUIDO INICIAL,PORCENTAJE
GSG=GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS PRODUCIDO
PTG=PRESION DE TUBERIA EN SUPERFICIE,LPC

ACOMENCLATURA

PCG = PRESION DE LA COLUMNA DE GAS POR CADA 100 PIES ,LPC
TC = TEMPERATURA EN LA CARTA, R
TA = TEMPERATURA ACTUAL, R
PCGC = PRESION DE LA COLUMNA DE GAS CORREGIDA POR CADA 100 PIES
PCGT = PRESION DE LA COLUMNA DE GAS TOTAL,LPC
PGF = PRESION DEL GAS DE INYECCION AL FONDO,LPC
TL = CARGA DE LIQUIDO EN LA TUBERIA,LPC
CP = DIFERENCIAL DE PRESION,LPC
A,B = CONSTANTES DE LA ECUACION DE LA PRESION DE LA COLUMNA DE GAS EN EL ANGULAR
A1,B1 = CONSTANTES DE LA ECUACION DE LA PRESION DE LA COLUMNA DE GAS EN LA TUBERIA
VAHS = ALTURA DEL TACO DE FLUIDO,PIES
PCGTT = PRESION TOTAL SOBRE EL TACO DE FLUIDO EN LA TUBERIA ,LPC
TLMC = CARGA DEL LIQUIDO EN LA TUBERIA MENOS CONTRAPRESION,LPC
CPL = CARGA DE LIQUIDO-PIES
CBL = CARGA DE LIQUIDO-BLS
PETF1 = PRESION ESTIMADA AL PERIODO 1,LPC
PPT1 = PRESION PROMEDIA AL PERIODO 1,LPC
DD = CAIDA DE PRESION EN CARA DE ARENA,LPC
PI = REGIMEN DE INGRESO DE FLUIDO EN EL PERIODO 1,B/MINUTO
RP = REGIMEN DE PRESION,LPC/MIN.
PIF1 = PRESION DEBIDO AL INGRESO DE FLUIDO,LPC
PBSV1 = PRESION ESTIMADA BAJO LA VALVULA RETENEDORA AL FIN DEL PERIODO DEL PRIMER PERIODO
PBSVR = PRESION REAL BAJO LA VALVULA RETENEDORA,LPC
T = FLUIDO NO RECUPERADO(FALBACK),PORCENTAJE
FP = FLUIDO NO RECUPERADO EN PILES
DF = PRESION EJERCIDA POR EL FLUIDO NO RECUPERADO,LPC
PM1 = PRESION MINIMA SIN CONSIDERAR PRESION POR PARTE DEL FLUIDO QUE INGRESA DESDE LA FORMACION AL HUECO ABIERTO,LPC
PM2 = PRESION MINIMA CONSIDERANDO EL INGRESO DE FLUIDO,LPC
T2 = PERIODO 2,MINUTOS
PPT2 = PRESION PROMEDIA AL PERIODO 2,LPC
RPT2 = REGIMEN DE PRESION PARA EL PERIODO 2,LPC/MINUTO
PIF2 = PRESION DEBIDO AL INGRESO DE FLUIDO PARA EL PERIODO 2,LPC
PVT = PRESION TOTAL,VARIABLE,LPC
PVP = PRESION TOTAL,VARIABLE,LPC
PPT3 = PRESION PROMEDIA AL PERIODO 3,LPC
RPT3 = REGIMEN DE PRESION PARA EL PERIODO 3,LPC/MINUTO
T3 = PERIODO 3,MINUTOS
MPC = MINUTOS POR CICLO
CPS = CICLOS POR DIA
WABPP = PRESION DE FONDO PROMEDIO ,LPC
QBT = PRODUCCION ESPERADA TOTAL,B/DIA

62 FORMAT(1X,'D',2X,'PO',1X,'PTS',1X,'TS',1X,'S',1X,'AD',1X,'PP',
*1X,'D',1X,'DIT',1X,'CT',1X,'PIES',1X,'LPC',1X,'LPC',5X,'GRAD',1X,
*3X,'GRDT',1X,'ADIMEN',5X,'PORC',5X,'POFC',5X,'PULG',5X,'B/PI

*1X,'
WRITE(15,64)
63 FORMAT(11X,F3.0,6X,F2.1,6X,F4.1,5X,F4.1,5X,F6.4,6X,F5.2,5X,F4.1,2X
*F4.1,5X,F5.3,5X,F8.5,7,7)
WRITE(15,64)

64 FORMAT(12X,'DC',5X,'SBHP',7X,'SGM',7X,'GSG',5X,'GDF',5X,'SGOR',7X,
*TWH',6X,'CTBOT',7X,'GSGP',7X,'J',11X,'PULG',3X,'LPC',8X,'LPC/PIE
*14X,'ADIMEN',5X,'LPC/PIE',3X,'PC/B',6X,'GRAD',14X,'B/PIE',6X,'AD
*IMEN',4X,'B/LPC',1)

65 FORMAT(11X,F3.0,2,7X,F5.1,6X,F4.2,7X,F4.2,7X,F5.3,4X,F6.1,2X,F4.1,4X
*F7.5,6X,F4.2,4X,F5.3,7,7)
WRITE(15,66)
66 FORMAT(11X,'PORCENTAJE DE RECOBRO ESPERADO(R)='F3.0,7,7)

67 FORMAT(11X,'CONSTANTES DE LAS ECUACIONES DE LAS CURVAS DE PRESION
*DEBIDO AL PESO DE',11X,'LA COLUMNA DE GAS EN EL ESPACIO ANULAR Y
*EN LA TUBERIA DE PRODUCCION',7,7)
WRITE(15,68)A,B,A1,B1

68 FORMAT(11X,'A='F7.5,11X,'B='F7.5,11X,'A1='F7.5,11X,'B1
*='F7.5,7,7)
WRITE(15,230)
230 FORMAT(11X,'CRIFICIO DE VALVULA(PULG.)',4X,'DIAMETRO DE FUELLE(PUL
*G)',4X,'AREA CRIFICIO/AREA FUELLE',7,7)
WRITE(15,240)DRI,DFUEL,RAPAF

240 FORMAT(18X,F10.5,10X,F10.5,22X,F10.5,7,7)
K = 1
I = 1
C CALCULO DE LA CARGA DE FLUIDO EN BARRILES CBL QUE SERA PROPULZADA,
C SELECCIONANDO PREVIAMENTE UN DIFERENCIAL DE PRESION DP

80 PPGTP = AI + BI*PTS
VARS(I) = TL(I)/SGM
PCGT(I) = (PCGTP*(D-VARS(I)))/1000.
TL(I) = TL(I) - (PCGT(I)*PTS)
CPL(I) = TLMC(I)/SGM
CBL(I) = CPL(I)*CTBOT

C CALCULO DEL TIEMPO DE DURACION DEL PRIMER PERIODO T1
C T1 = 1.5*D/100.
C CALCULO DE LA PRESION EJERCIDA POR EL FLUIDO QUE INGRESA DURANTE
C EL PRIMER PERIODO,PIF1

10 PETE1(I) = TL(I) + 10.
PPT1(I) = (PETE1(I)+TL(I))/2.
DD1(I) = (SBHP-PPT1(I))
QQ1(I) = (DD1(I)*J(K))/1440.
GG1(I) = (QQ1(I)*SGM)/CTBOT
PIF1(I) = AP1(I)*T1

C CALCULO DE LA PRESION EJERCIDA POR EL FLUIDO QUE INGRESA DURANTE EL PERIODO DE RETENCION PBSVR.
C EMPLEANDO UN PROCESO ITERATIVO DE PROGRESA Y ERROR
PBSV1(I) = TL(I)+PIF1(I)
DIFF1(I) = ABS(PBSV1(I)-P)
IF(DIFF1(I)-1)30,30,40
PETE1(I) = PBSV1(I)

40 GO TO 10
30 PBSVR(I) = PBSV1(I)
C CALCULO DE LA PRESION EJERCIDA POR EL FLUIDO NO RECUPERADO PF
F = 1 - R/100.
FPI(I) = F*CPL(I)
PFI(I) = FPI(I)*SGM

C CALCULO DE LA PRESION MINIMA PM1,SIN CONSIDERAR AQUELLA EJERCIDA
C POR EL FLUIDO QUE INGRESA DESDE LA FORMACION
PM1(I) = PFI(I) + PCGT(I) + PTS
C CALCULO DE LA PRESION MINIMA PM2,CONSIDERANDO ADEMAS AQUELLA QUE
C EJERCE EL FLUIDO QUE INGRESA DESDE LA FORMACION
PM2(I) = PM1(I) + PIF1(I)

C CALCULO DEL TIEMPO DE DURACION DEL SEGUNDO PERIODO T2
C T2 = 0.5*D/1000.
C CALCULO DE LA PRESION EJERCIDA POR EL FLUIDO QUE INGRESA DURANTE
C EL SEGUNDO PERIODO,PIF2

20 PPT2(I) = (TL(I)+PM2(I))/2.
PPT1(I) = (PPT1(I)+PPT2(I))/2
PPT2(I) = (PPT2(I)+PPT1(I))/2
PPT1(I) = (PPT1(I)+PPT2(I))/2



BIBLIOTECA FIDUCIARIA DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA DE GUATEMALA

Vertical text on the right margin, including a large upward-pointing arrow and the number '11' at the bottom.

```

C CALCULO DE LA PRESION MINIMA TOTAL PMR EMPLRANDO UN PROCESO
DE PRUEBA Y ERROR
PMT(1) = PCGT(1)+PIF1(1)+PIF2(1)+PF(1)+PTS
DIFP2(1) = ABS(PMT(1)-PM2(1))
IF(DIFP2(1)-1750)SC=60
60 PM2(1) = PM(1)
C
50 PMR(1) = PM(1)
C CALCULO DEL REGIMEN DE PRESION PARA EL TERCER PERIODO RPT3, DEBIDO
AL INGRESO DE AGUA DESDE LA FORMACION
RPT3(1) = ((SGM-DPT3(1))+J(K)*SGM)/(1440.*CTBO(1))
C CALCULO DEL TIEMPO DE DURACION DEL TERCER PERIODO T3
T3(1) = (T(1)-RPT3(1))/R(1)
C CALCULO DEL TIEMPO DE DURACION EN MINUTOS QUE DJNA EL CICLO MPC
Y EL NUMERO DE CICLOS POR DIA CPD
MPC(1) = (1+T3(1))
CPD(1) = 1440./MPC(1)
C CALCULO DE LA PRESION PROMEDIA DE FONDO FLUYENTE WABHP
WABHP(1) = ((TL(1)+PM(1))/2.)*T1+((TL(1)-PM(1))/2.)*T2+((PMR
C
C PRODUCCION ESPERADA TOTAL DET. PRODUCCION DE ACEITE
Y PRODUCCION DE AGUA OW
OW(1) = (1440./MPC(1))*AS*(1)10(K)
OW(1) = (1440./MPC(1))*AS*(1)10(K)
C
C PRODUCCION P Y TEMPERATURA T PROMEDIAS
T(1) = ((T1*CTCOL(1)*(1-0.0007*D1))/2.+46).+(GT*D)/2.
T(1) = ((T1*CTCOL(1)*(1-0.0007*D1))/2.+46).+(GT*D)/2.
C
C CALCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD PROMEDIO EMPLEANDO LA
FUNCION ZYBG(UPR,UTR) CON VALORES DE PRESIGN Y TEMPERATURA
SEUDOREDUCCIDAS
C
C CALCULO DEL VOLUMEN DE GAS POR CICLO VGC EN PIES CUBICOS
Z(1) = ZYBG(UPR,UTR)
VGC(1) = (HGC(1)*CT*5.6146*P(1)*(TWH+460.))/(14.7*T(1)*ZYBG(UPR,UTR)
C
VSEPD(1) = VGC(1)*CPD(1)
RGL(1) = (VGC(1)*CPD(1))/DET(1)
IF(DP(1)-DP(7))161,70,70
61 I=I+1
GO TO 80
67 WRITE(15,6)J(K)
67 FORMAT(//,40X,' INDICE DE PRODUCTIVIDAD =',F5.1,/)
1100 WRITE(15,1100)
1100 FORMAT(16X,'DP',7X,'PMR',6X,'WABHP',7X,'DET',7X,'OW',7X,
*VGC',7X,'MPC',8X,'CPD',6X,'RGL',6X,'VSEPD',7X,'Z',5X,'LPC',7X,'L
*PC',7X,'LPC',7X,'B/DIA',5X,'B/JIA',5X,'PCN',5X,'ADIMEN',7X)
*16X,'CICLOS',5X,'PCN',7X,'PCN',5X,'ADIMEN',7X)
WRITE(15,7)DP(1),PMR(1),WABHP(1),DET(1),OW(1),VGC(1),MPC(1)
*CPD(1),RGL(1),VSEPD(1),Z(1),I=I+1,7)
77 FORMAT(10F10.2,3X,F9.0,3X,F5.3)
IF(UTR)-J(7)100,200-200
100 K=K+1
GO TO 90
C
200 SELECCION DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO
PSC=PSO-100.
PSC1=SC
DV1=C-5FL
DV2=DV1+PSC-1
IF(DV2-3175)7
DV3=DV1+PSC-2
TVS=TS+GT-D/3
IF(M)-1.0.0023*(TVS-60.1)
PVC3=(PSC1-1.0.0023*(TVS-60.1))/1000.
PVC3=PVC3/PIEM3
PTRC3=PTRC3/(1.-KAPAF)

```



92 23/11/69 09:11:40

```

299 37X SELECCION Y ESPACIAMIENTOC DE VALVULAS,////
300 10X,TV1,8X,PVC1,7X,PTRC1,8X,PTRO1,7X,PV0
    10X,TV1,8X,PTRC1,8X,PTRO1,7X,PV0
301 10X,TV1,PVC1,PTRC1,PTRO1,PV01,PS01
    10X,TV1,PVC1,PTRC1,PTRO1,PV01,PS01
302 10X,TV2,8X,PVC2,7X,PTRC2,8X,PTRO2,7X,PV0
    10X,TV2,8X,PVC2,7X,PTRC2,8X,PTRO2,7X,PV0
303 10X,TV3,8X,PVC3,7X,PTRC3,8X,PTRO3,7X,PV0
    10X,TV3,8X,PVC3,7X,PTRC3,8X,PTRO3,7X,PV0
305 10X,TV3,8X,PVC3,PTRO3,PV03,PS03
    10X,TV3,8X,PVC3,PTRO3,PV03,PS03

```

```

FEATURES SUPPORTED
FOR WORD PROCESSORS
AND PLOTTERS
AND PRINTER

```

```

CORE REQUIREMENTS FOR
COMMON TO VARIABLES AND TEMPORARIES- 1918.  CONSTANTS AND PROGRAM- 2404
END OF SUCCESSFUL COMPILATION
// AEG

```



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO VI

DISCUSION DE LOS RESULTADOS

El método de diseño detallado por Kermit E. Brown que se aplica en este trabajo, es completo, y presenta una visión clara de la forma como varía la presión fluyente de fondo y la presión mínima que actúa sobre la válvula operativa de una instalación de levantamiento artificial por flujo de gas en forma intermitente. Los cálculos que deben realizarse son muy largos sobre todo para determinar la presión mínima (PMR) que exige la ejecución de cálculos repetidos de prueba y error los que han sido abreviados con el programa de computación.

Para escoger las condiciones óptimas de diseño se ha practicado 5 ensayos que se presentan en las tablas I, II, III, IV y V. En cada ensayo se tiene 2 parámetros variando que son el índice de productividad (J) desde 0.1 a 0.7 y el diferencial de presión (DP) desde 300 lpc a 400 lpc.



BIBLIOTECA FICT

El primer ensayo tiene un valor de presión de tubería (Pts) igual a 5 lpc con una cámara de acumulación de fluidos (botella) de 0.01223 B/pie. En el segundo ensayo se trabaja con una Pts = 15 lpc y una cámara de 0.00914 B/pie. En el tercer ensayo se tiene una Pts = 10 lpc y una cámara de 0.00914 B/pie.

Efecto del diferencial de presión (DP). El diferencial de

presión entre el revestidor y la tubería a la altura de la válvula, tiene un gran efecto sobre los siguientes parámetros: presión mínima en la válvula (PMR), presión fluyente de fondo promedio (WABHP), tasa de producción (Q), frecuencia de ciclo (MPC), número de ciclos por día (CPD) y la relación gas-líquido (RGL); los valores obtenidos se observan en las tablas I, II, III, IV y V al final del presente capítulo, de las cuales se deduce que la tasa de producción incrementa mientras se incrementa el diferencial de presión, sin embargo habrá que tener en cuenta que la RGL va también aumentando, debiéndose trabajar de acuerdo a la disponibilidad de gas para el pozo.

Efecto del índice de productividad.- El índice de productividad del pozo (J) ejerce influencia sobre los siguientes factores: presión mínima sobre la válvula operativa (PMR), presión fluyente de fondo (WABHP), tasa de producción (Q), frecuencia de ciclo (MPC) y ciclos por día (CPD).

Cuando se incrementa el índice de productividad, incrementará también la tasa de producción y a la vez la presión de fondo fluyente debido a que el ingreso de fluido de la formación productora a la tubería también se incrementa. Por otra parte se nota el aumento de ciclos por día debido a que es necesario inyectar gas con mayor frecuencia. Los valores obtenidos se presentan en las tablas al final del capítulo.



BIBLIOTECA FICT-
ESPOL

Efecto de la contrapresión en la cabeza de tubería (Pts).- La contrapresión en la cabeza de tubería de producción, también afecta a la presión fluyente de fondo y por lo tanto a la tasa de producción, como se puede observar en las tablas adjuntas.

Efecto de la capacidad de cámara instalada en el fondo del pozo.- La instalación de una cámara de mayor capacidad contribuye en alto grado a reducir la presión fluyente debido a que se reduce la cabeza hidrostática en el pozo y aumenta la producción. Se ha ensayado con 3 cámaras de acumulación de diferente capacidad manteniendo constantes los parámetros restantes del pozo, los valores obtenidos se observan en las tablas III, IV y V.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

CAMPO ANCON

SECCION 66

FORMACION PRODUCTORA TACANTA

D PIES	P30 LPC	PTS LPC	TS GRAD F	GT GRD TEMP	APJ ADIMEN	PP PORC	PW PORC	DIT PZG	CT B/PIE
3980.	500.0	5.0	80.0	0.0125	38.00	75.0	25.0	1.995	0.00387

DC PULG	SBHP LPC	SGM LPC/PIE	GSG ADIMEN	GDF LPC/PIE	SGOR PC/B	TWH GRAD F	CTBDT B/PIE	GSOP ADIMEN	J B/LPC
4.75	270.0	0.37	0.60	0.080	2000.0	80.0	0.01223	0.70	0.300

PORCENTAJE DE RECUBRTO ESPERADO(R) = 60.

CONSTANTES DE LAS ECUACIONES DE LAS CURVAS DE PRESION DEBIDO AL PESO DE LA COLUMNA DE GAS EN EL ESPACIO ANULAR Y EN LA TUBERIA DE PRODUCCION

A = 0.38930

B = 0.02000

A1 = 0.11900

B1 = 0.02619

ORIFICIO DE VALVULA (PULG.) -- DIAMETRO DE FUELLE (PULG.) -- AREA ORIFICIO/AREA FUELLE

0.43750

0.49500

0.19520

INDICE DE PRODUCTIVIDAD = 0.1

DP LPC	PMR LPC	WABHP LPC	RET B/DIA	OO B/DIA	OW B/DIA	VGC PCN	MPC MINUTOS	CPD CICLOS	RGL PCN/B	VGERD PCN	Z ADIMEN
300.00	84.50	142.67	12.73	9.55	3.18	1768.01	410.75	3.50	486.61	6198.	0.967
370.00	77.55	123.15	14.08	10.56	3.52	1749.20	331.06	4.34	540.74	7608.	0.968
340.00	70.55	115.81	15.41	11.56	3.85	1729.84	264.99	5.43	609.67	9400.	0.969
350.00	67.55	108.32	16.06	12.05	4.02	1720.46	235.2	6.12	655.43	10531.	0.970
360.00	64.55	102.36	16.71	12.53	4.17	1710.99	207.59	6.93	709.74	11801.	0.970
380.00	57.55	89.52	18.03	13.52	4.50	1670.64	159.80	9.01	844.59	15234.	0.971
400.00	51.40	74.54	19.38	14.51	4.83	1609.77	118.22	12.16	1050.75	20337.	0.972

INDICE DE PRODUCTIVIDAD = 0.2

DP LPC	PMR LPC	WABHP LPC	RET B/DIA	OO B/DIA	OW B/DIA	VGC PCN	MPC MINUTOS	CPD CICLOS	RGL PCN/B	VGERD PCN	Z ADIMEN
300.00	65.52	141.00	18.91	6.30	1771.55	208.45	6.30	485.23	12237.	0.967	
320.00	78.75	138.57	20.59	6.96	1753.36	168.30	8.55	538.37	15001.	0.968	



SELECCION Y ESPACIAMIENTO DE PALABRAS

DV1 PIES	TV1 GRABAF	PVCI LPC	PTICI LPC	PTROI LPC	PVCI LPC	PSOI LPC
3087.	121.	532.	378.	470.	472.	499.
DV2 PIES	TV2 GRABAF	PVCZ LPC	PTICZ LPC	PTROZ LPC	PVIZ LPC	PSOZ LPC
3026.	125.	425.	369.	659.	487.	421.
DV3 PIES	TV3 GRABAF	PVC3 LPC	PTIC3 LPC	PTRO3 LPC	PVIO3 LPC	PSO3 LPC
3055.	128.	418.	361.	448.	442.	404.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CARPO ANCON

SECCION 66

FORMACION PRODUCTORA ATLANTA

PIES	PSO LPC	IS GRAD F	GRAT TEMP	AP: ADIMEN	PP PIRC	PM: PIRC	UIT PULG	CT U/PIC
35000	50000	5000	60125	3000	7500	2500	10755	000007
UC PULG	304 LPC	GSG ADIMEN	GOF/PIC	SUOS PC/3	TAF GRAD F	CTOUI O/PIC	WOP ADIMEN	U/PIC
8075	27000	3000	30000	200000	8000	000014	0.70	000000

PERCENTAJE DE RESERVO ESPERADORI = 60.

CONSTATOS DE LAS ECUACIONES DE LAS CONVAS DE FRESIDA DEJOU AL PESU DE LA COSECHA DE SAS EN EL ESPRACIO ANCON Y EN LA TUBERIA DE PRODUCCION

- A = 0.38903
- B = 0.02060
- A1 = 0.11900
- B1 = 0.02619

GRIFICIO DE VALVULA(PULG.) - DIAMETRO DE FUELLE(PULG) AREA CALIFICIO/AREA FUELLE

0243750 0245500 0219220

INDICE DE PRODUCTIVIDAD = 0.1

LPC	WABP LPC	GET O/DIA	GO B/DIA	G ² B/DIA	VCC PCN	MPC MINUTOS	CMU CICLOS	MUL PCN/D	VUEP PCN	Z
30000	13000	13.00	9.47	3.00	178002	280.42	7.85	698.25	8015	0.967
30000	13000	13.00	10.25	3.42	177002	287.41	8.05	702.87	10715	0.968
30000	13000	13.00	11.75	3.75	174002	297.00	8.00	895.02	12425	0.969
30000	13000	13.00	12.72	3.90	174002	295.00	8.72	772.11	15308	0.970
30000	13000	13.00	12.40	4.00	173002	293.00	10.00	1065.83	17338	0.971
30000	13000	13.00	12.17	4.07	169002	297.00	10.37	1095.80	20928	0.972
30000	13000	13.00	12.14	4.71	169002	297.00	10.92	1099.80	22059	0.972

INDICE DE PRODUCTIVIDAD = 0.2

LPC	WABP LPC	GET O/DIA	GO B/DIA	G ² B/DIA	VCC PCN	MPC MINUTOS	CMU CICLOS	MUL PCN/D	VUEP PCN	Z
30000	13000	13.00	12.72	3.90	174002	295.00	8.72	772.11	15308	0.967
30000	13000	13.00	12.40	4.00	173002	293.00	10.00	1065.83	17338	0.968



SELECCION Y ESPACIAMIENTO DE VALVULAS

1	DV1	TV1	PVC1	PIRC1	PIR01	PV01	PS01
2	PIES	GRAB-F	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
3	3287.	121.	432.	373.	470.	470.	430.
4	DV2	TV2	PVC2	PIRC2	PIR02	PV02	PS02
5	PIES	GRAB-F	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
6	3513.	125.	425.	359.	455.	450.	420.
7	DV3	TV3	PVC3	PIRC3	PIR03	PV03	PS03
8	PIES	GRAB-F	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
9	3872.	176.	417.	361.	440.	441.	403.



BIBLIOTECA FICION
ESPOL

SELECCION Y ESPACIAMIENTO DE VALVULAS

3227.	IV1 GRAD F	PVC1 LPC	PIRC1 LPC	PIR01 LPC	PV01 LPC	PS01 LPC
	121.	432.	378.	470.	469.	437.
DV2 PIES	IV2 GRAD F	PVC2 LPC	PIRC2 LPC	PIR02 LPC	PV02 LPC	PS02 LPC
3600.	125.	425.	369.	459.	454.	419.
DV3 PIES	IV3 GRAD F	PVC3 LPC	PIRC3 LPC	PIR03 LPC	PV03 LPC	PS03 LPC
3649.	128.	417.	361.	448.	440.	402.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

SELECCION Y ESPACIAMIENTO DE VALVULAS

DV1 PIES	TV1 GRAD F	PVC1 LPC	PIRC1 LPC	PIRO1 LPC	PVO1 LPC	PSO1 LPC
3267.	121.	432.	378.	470.	476.	435.
DV2 PIES	TV2 GRAD F	PVC2 LPC	PIRC2 LPC	PIRO2 LPC	PVO2 LPC	PSO2 LPC
3613.	125.	425.	369.	459.	456.	420.
DV3 PIES	TV3 GRAD F	PVC3 LPC	PIRC3 LPC	PIRO3 LPC	PVO3 LPC	PSO3 LPC
3672.	126.	417.	361.	445.	441.	403.

// XEO



CAPITULO VII

COMPARACIONES PRACTICAS

Para poder seleccionar los valores óptimos de los factores de diseño y de acuerdo con las características del pozo se ha elaborado los siguientes gráficos:

1. Presión fluyente de fondo vs. diferencial de presión. (Gráfico 7.1).
2. Presión fluyente de fondo vs. índice de productividad. (Gráfico 7.2).
3. Presión fluyente de fondo vs. minutos por ciclo. (Gráfico 7.3).
4. Diferencial de presión vs. volumen de gas por ciclo. (Gráfico 7.4).



Los gráficos (7.1) a (7.4) son elaborados con los valores de la tabla I, con un valor de $Pts = 5$ lpc y capacidad de cámara de acumulación de 0.01223 B/pie. Además se presentan 4 gráficos más, numerados desde el (7.5) al (7.8) confrontando las mismas variables y en base de los valores de la tabla V, con una $Pts = 10$ lpc y una cámara de 0.01522 B/pie.

Para determinar en que medida depende la presión fluyente de fondo, de la capacidad de la cámara de acumulación instalada en el pozo se han preparado las tablas III, IV y V y en base de los resultados obtenidos se ha elaborado los grá

fícos [7.9] y [7.10] y [7.11] graficando presión fluyente de fondo vs. diferencial de presión en cada caso.

Uso de los gráficos.- Los gráficos que se presentan al final del capítulo permiten observar el efecto de las variables más importantes del diseño y efectuar comparaciones entre una y otra forma de diseñar una instalación y decidirse por a aquella que ofrezca los mejores resultados.

Puede suceder que el pozo objeto de nuestro estudio disminuya su potencial de producción y como consecuencia descenderá también su índice de productividad, en este caso será necesario regular el régimen de inyección de gas determinando previamente el tiempo que dura el ciclo en minutos. Si el índice ha disminuído a 0.2 B/lpc y el pozo tiene instalada una cámara de 0.01522 B/pie con una $P_{ts} = 10$ lpc se podrá predecir su comportamiento en forma rápida, procediendo de la siguiente forma:

- a) Si existe disponibilidad de gas en el capo será conveniente producir cargas de líquido pequeñas, manteniendo lo tanto un diferencial de presión elevada. Por medio del gráfico 7.5 se encuentra el valor de la presión de fondo fluyente promedio (WABHP) igual a 80 lpc entrando con un valor $DP = 400$ lpc.
- b) Una vez que se ha determinado el valor de la presión fluyente se calcula la tasa máxima de producción Q .



BIBLIOTECA
ESPOL

$$Q = J (P_e - WABHP)$$

$$Q = 0.2 \frac{B}{lpc} (270 lpc - 80 lpc) = 38 B/día$$

c) Empleando el gráfico 7.7 se determina el tiempo de ciclo en minutos (MPC).

$$MPC = 74 \text{ minutos/ciclo}$$

d) El número de ciclos por día (CPD) se calcula fácilmente como sigue:

$$CPD = \frac{1440 \text{ minutos}}{74 \text{ minuto/ciclo}} = 19.5 \text{ ciclos por día}$$

e) Mediante el gráfico 7.8 se determina el volumen de gas empleado en cada ciclo (VGC) en función del diferencial de presión y el índice de productividad.

$$VGC = 1689 \text{ PCN}$$

f) Finalmente se calcula el volumen de gas empleado durante el día (VGEPD).

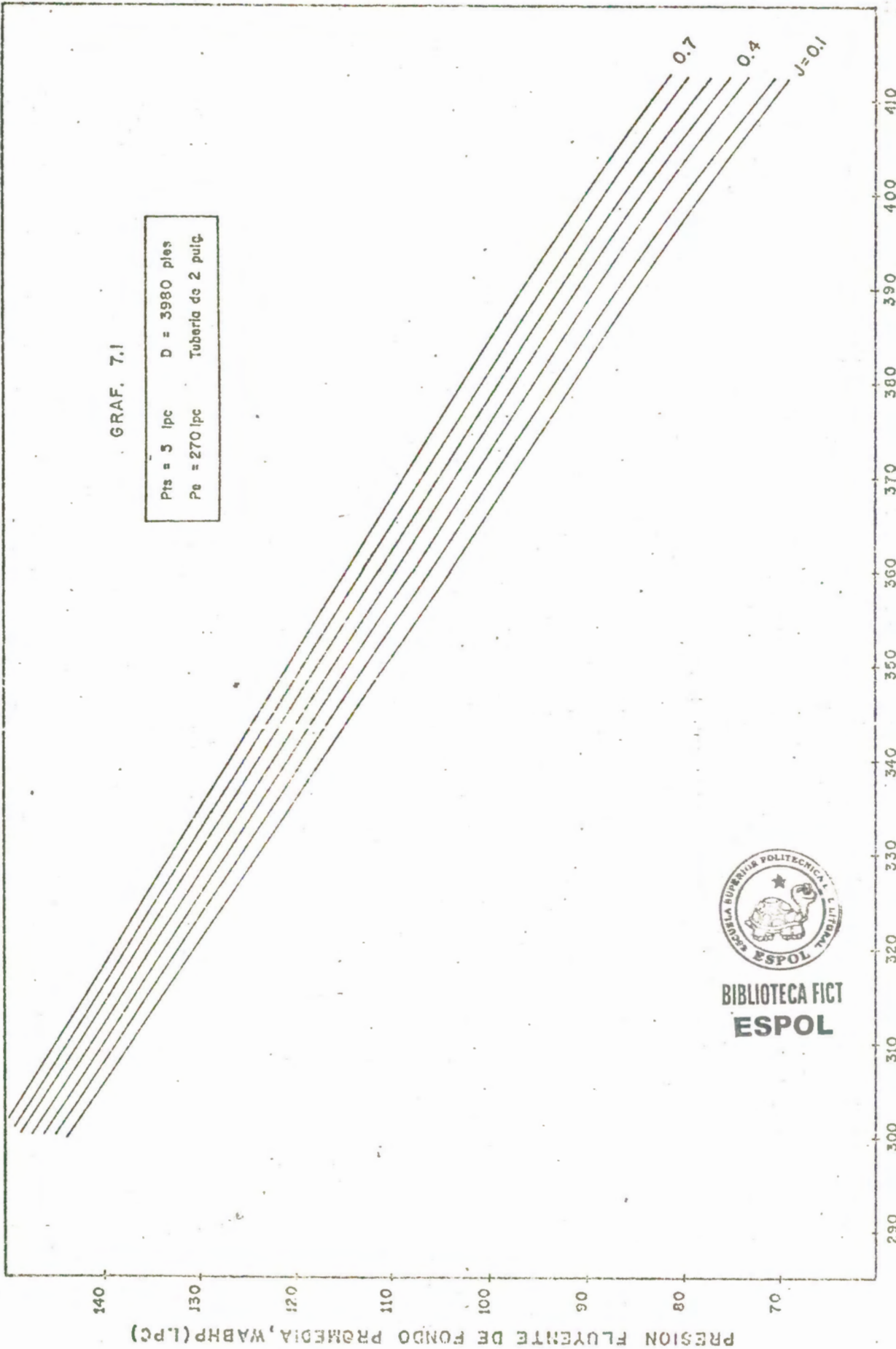
$$VGEPD = VGC \times CPD = 1689 \frac{\text{PCN}}{\text{ciclo}} \times 19.5 \frac{\text{ciclos}}{\text{día}}$$

$$VGEPD = 32936 \text{ PCN por día}$$



GRAF. 7.1

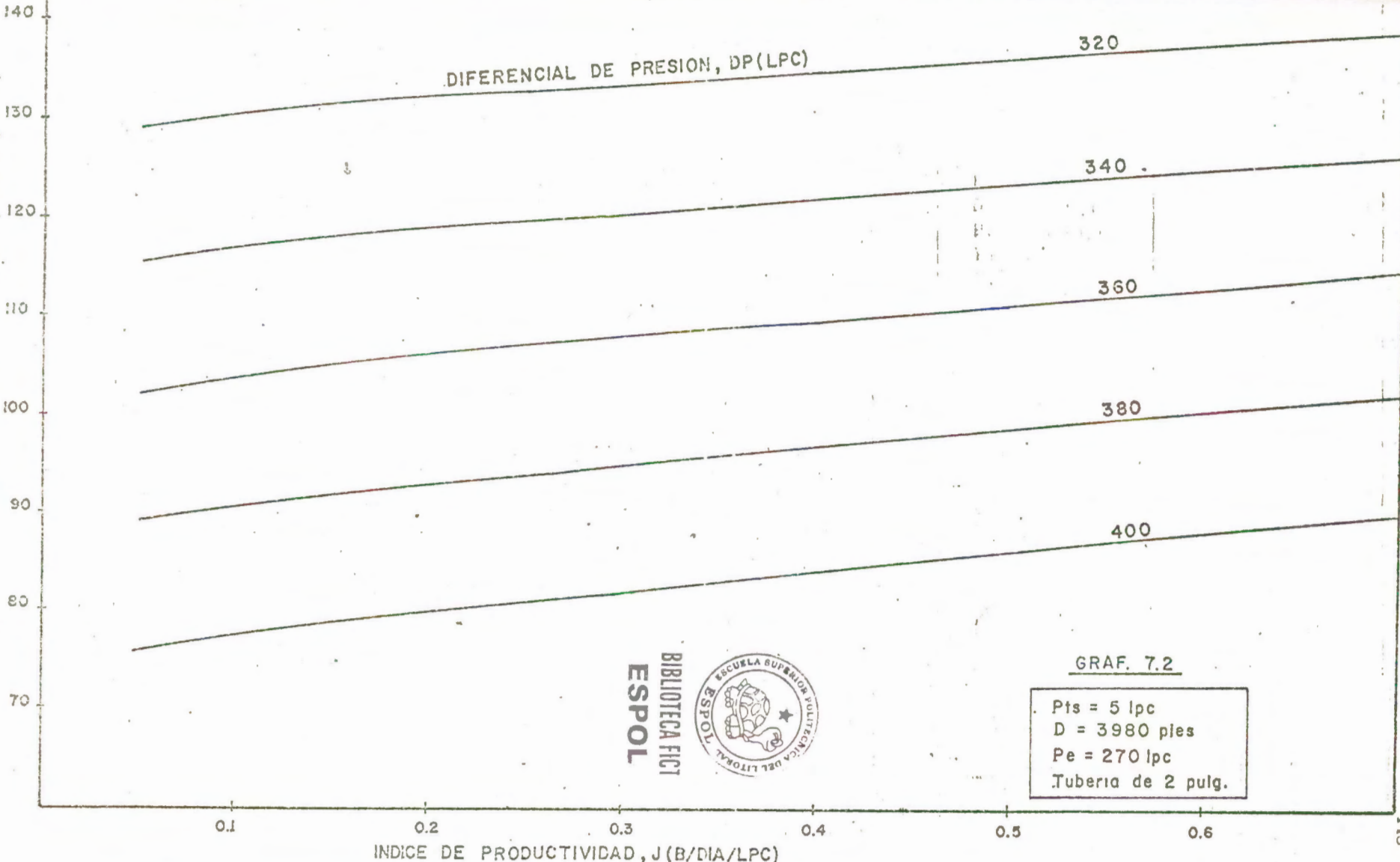
Pts = 5 lpc D = 3980 pies
Pe = 270 lpc Tubería de 2 pulg.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

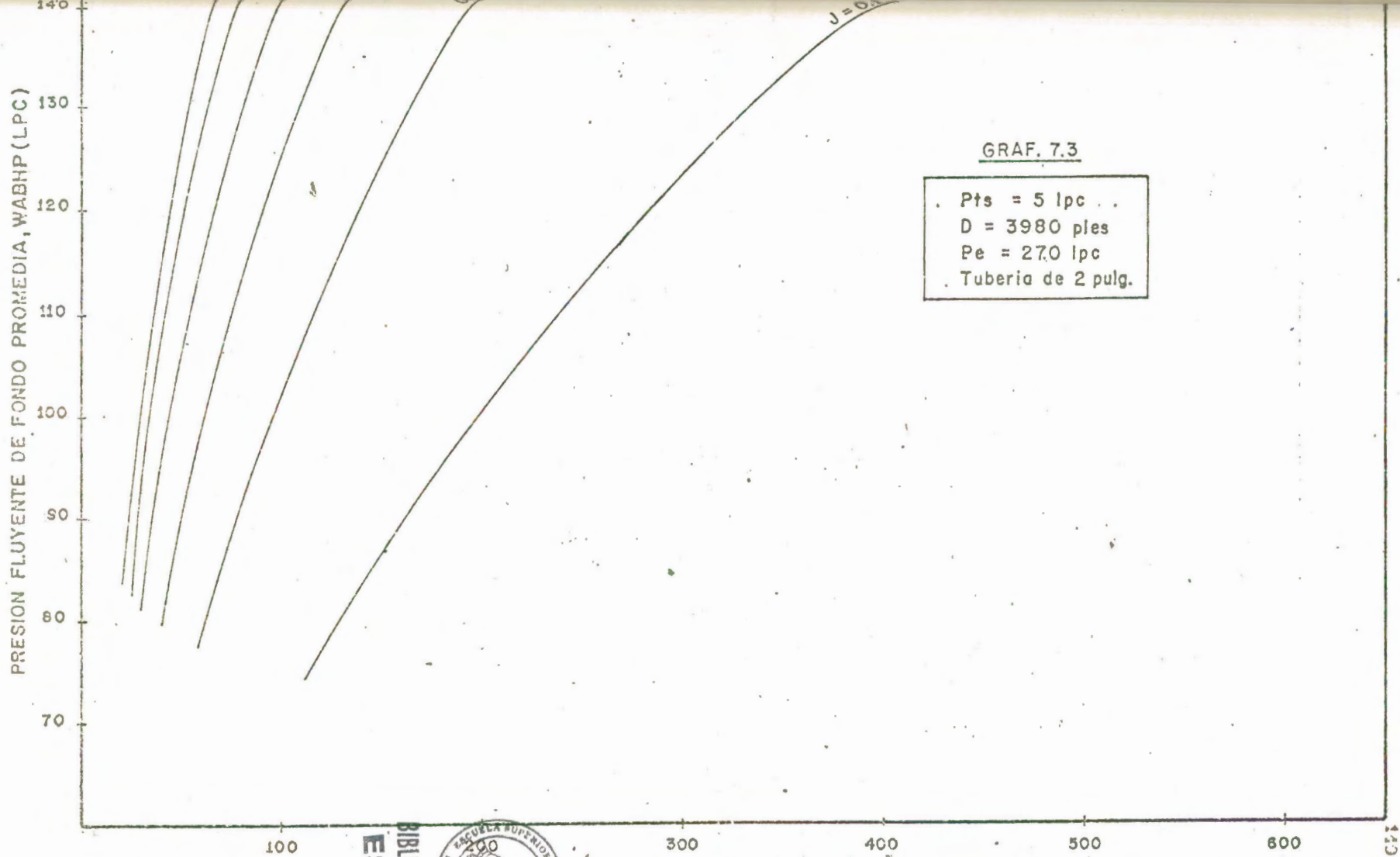
PRESION FLUYENTE DE FONDO PROMEDIA, WADHP(LPC)

DIFERENCIAL DE PRESION, DP(LPC)



GRAF. 7.2

Pts = 5 lpc
 D = 3980 pies
 Pe = 270 lpc
 Tuberia de 2 pulg.



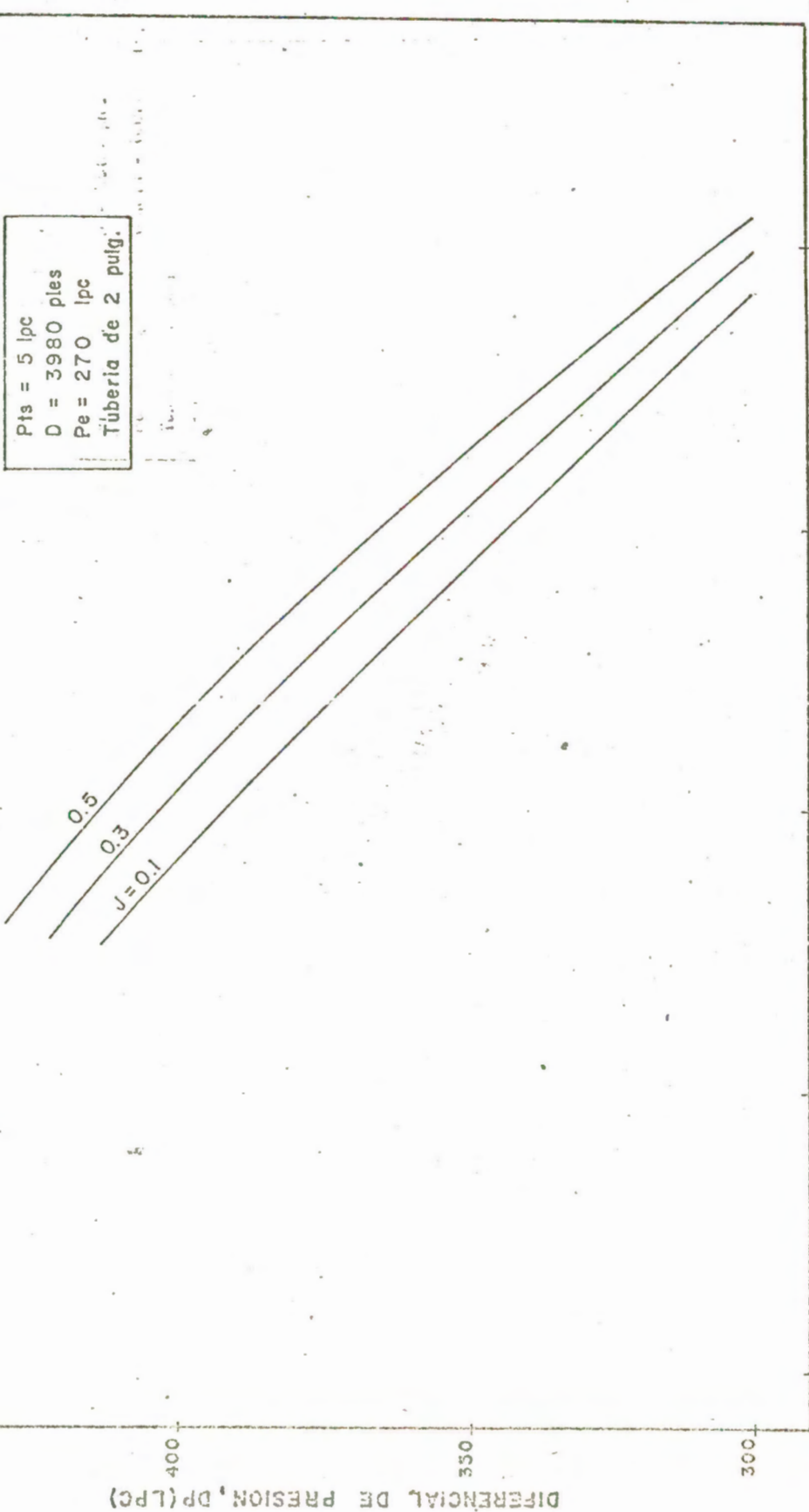
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



TIEMPO DE CICLO EN MINUTOS, MPC

GRAF. 7.4

Pts = 5 lpc
D = 3980 pies
Pe = 270 lpc
Tubería de 2 pulg.



150

1650 1700 1750 1800
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE GAS POR CICLO, VGC (PCN)

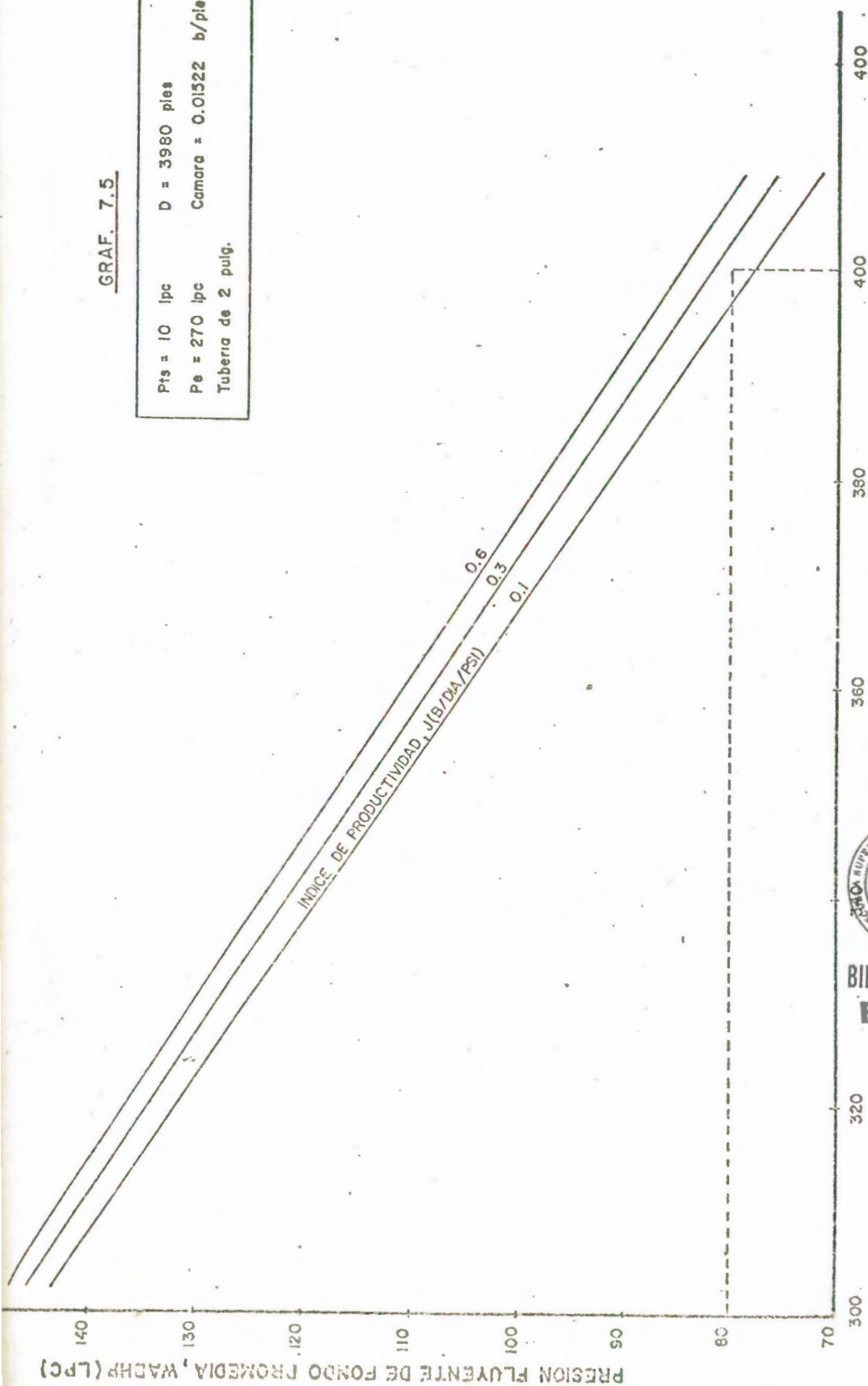


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIFERENCIAL DE PRESION, DP (LPC)

GRAF. 7.5

Pts = 10 lpc D = 3980 pies
 Pe = 270 lpc Camara = 0.01522 b/pie
 Tuberia de 2 pulg.



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

DIFERENCIAL DE PRESION, DP (LPC)

PRESION FLUYENTE DE FONDO PROMEDIA, WABHF (LPC)

140
130
120
110
100
90
80
70

DIFERENCIAL DE PRESION - DP (LPC) 320

340

360

380

400

0.1

0.2

0.3

0.4

0.5

0.6

INDICE DE PRODUCTIVIDAD, J (B/DIA/LPC)



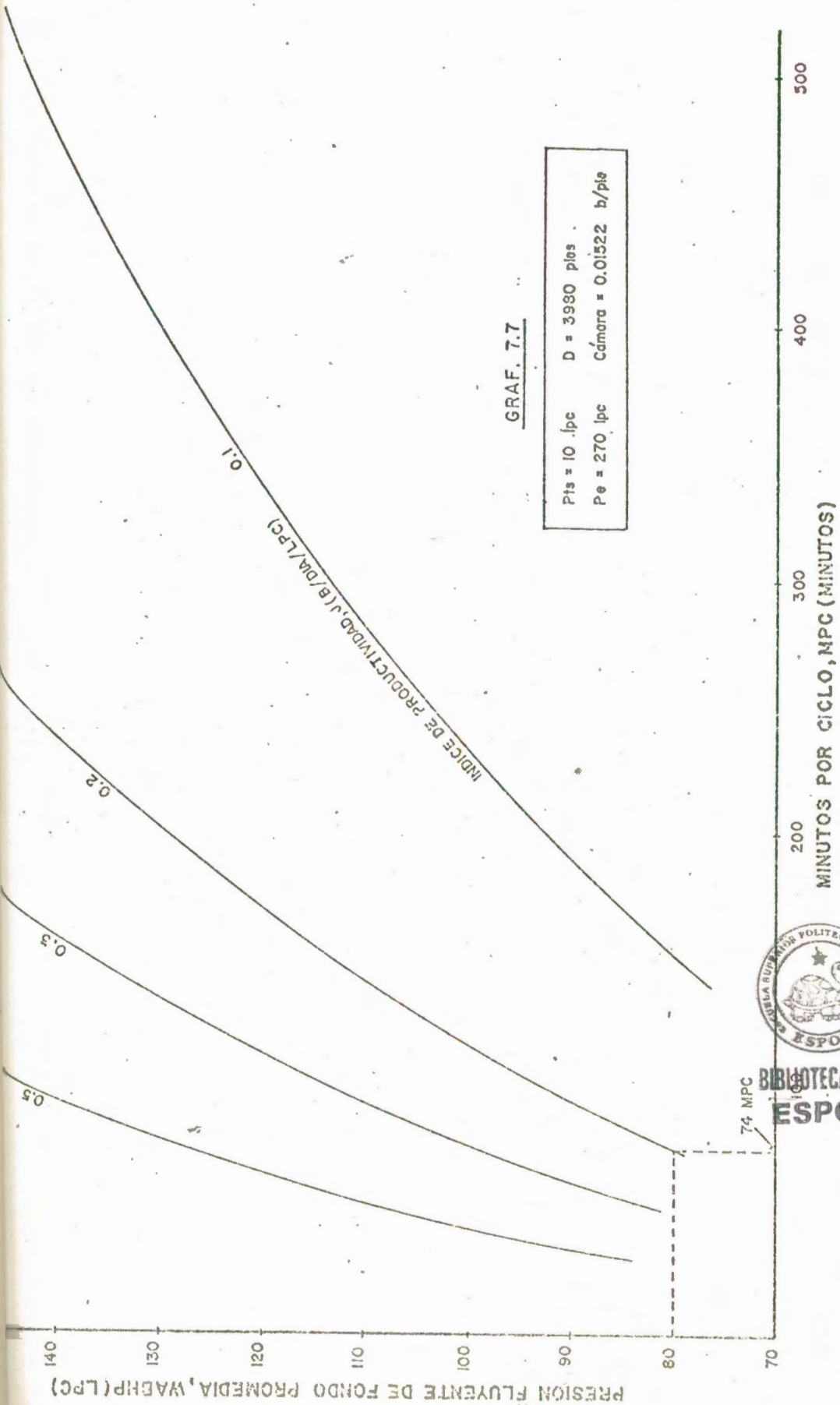
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

P_{ts} = 10 lpc D = 3980 pies

P_e = 270 lpc Cámara = 0.01522 b/pie

GRAF. 7.7

$P_t = 10 \text{ lpc}$ $D = 3990 \text{ pies}$
 $P_e = 270 \text{ lpc}$ $Cámara = 0.01522 \text{ b/pla}$



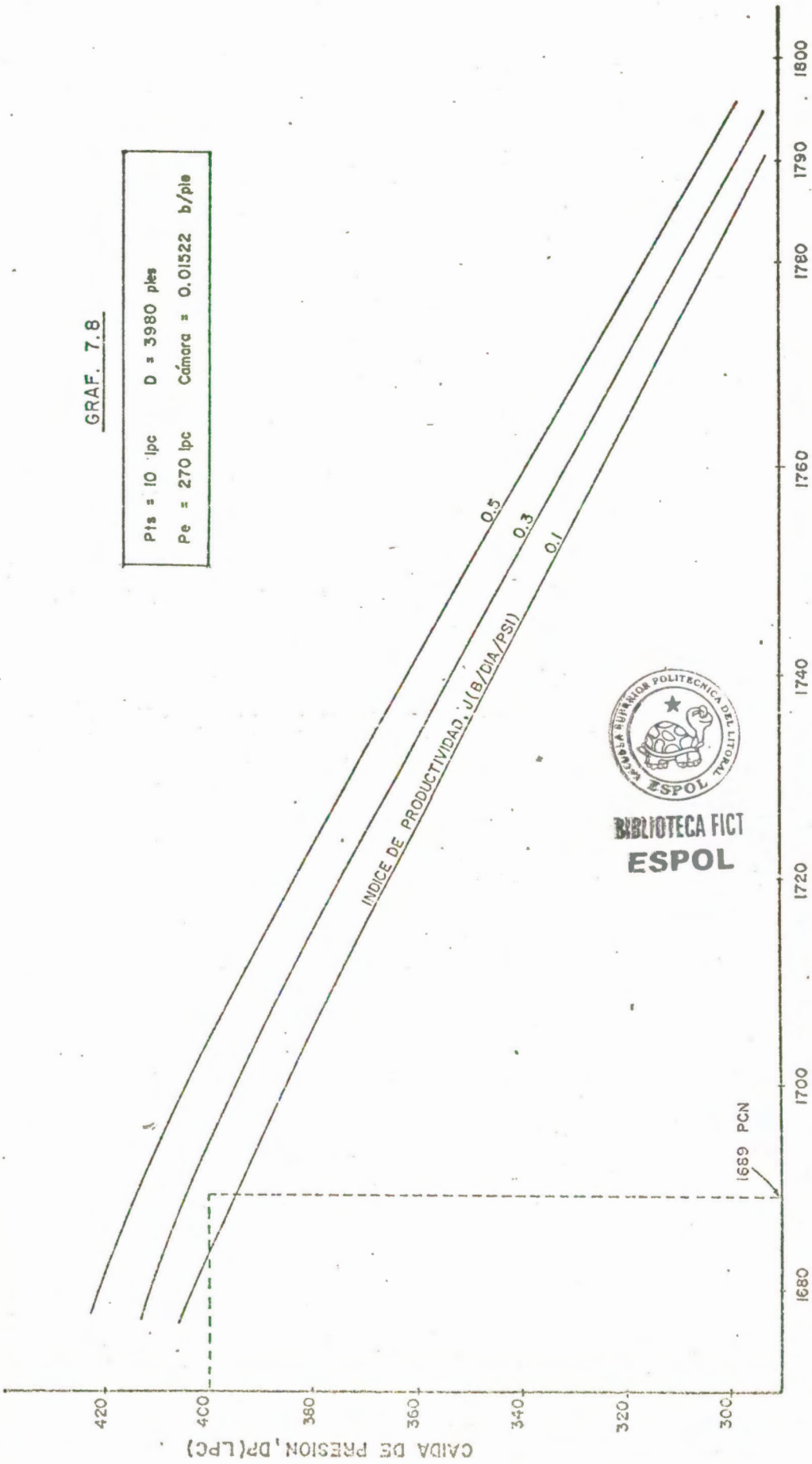
BIBLIOTECA FICT ESPOL

MINUTOS POR CICLO, MPC (MINUTOS)

74 MPC

GRAF. 7.8

$P_{ts} = 10 \text{ lpc}$ $D = 3980 \text{ pies}$
 $P_e = 270 \text{ lpc}$ $\text{Cámara} = 0.01522 \text{ b/pla}$

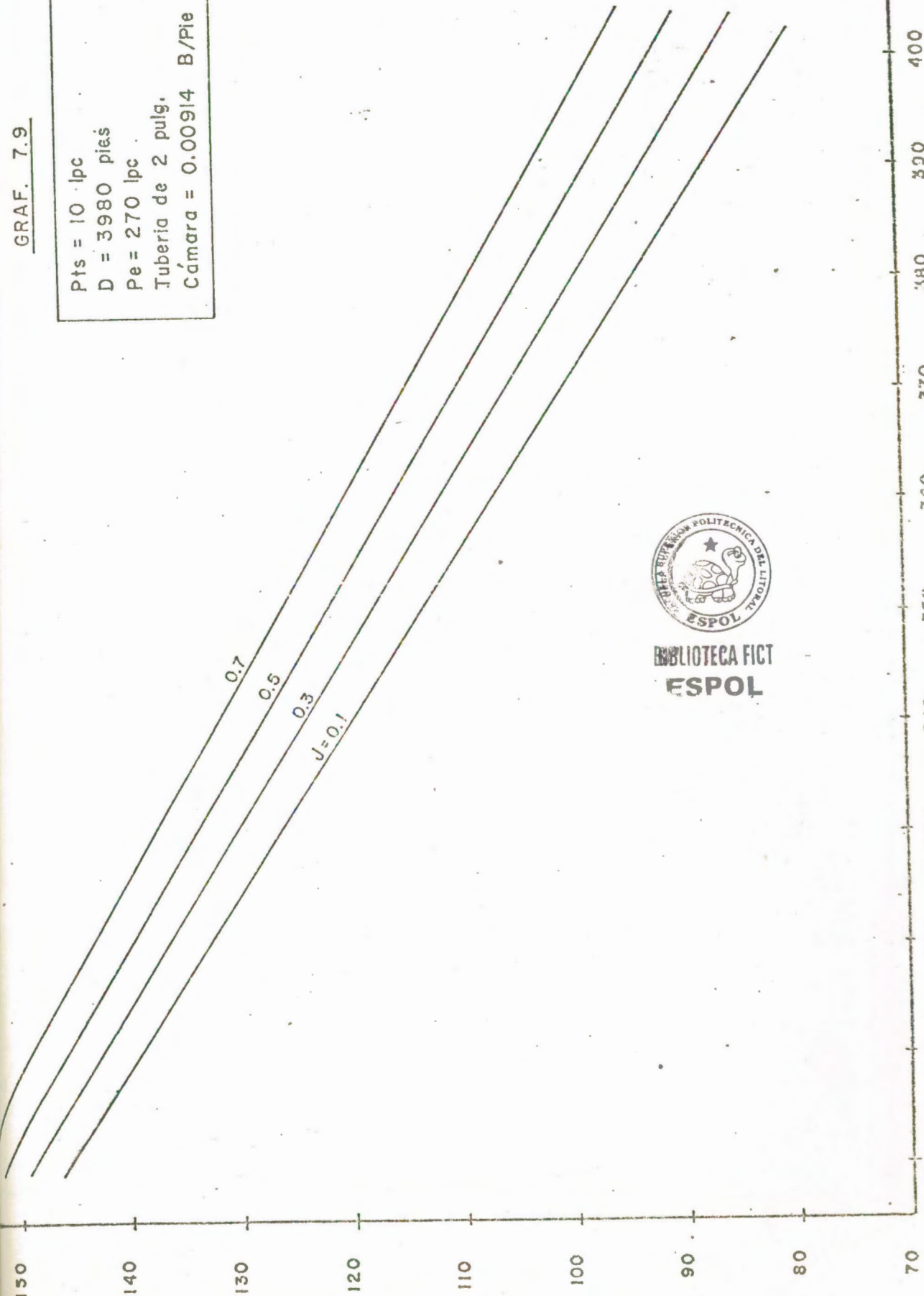


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VOLUMEN DE GAS POR CICLO, VGC (PCN) -

CAIDA DE PRESION, DP(LPC)

Pts = 10 · lpc
 D = 3980 pies
 Pe = 270 lpc
 Tubería de 2 pulg.
 Cámara = 0.00914 B/Pie

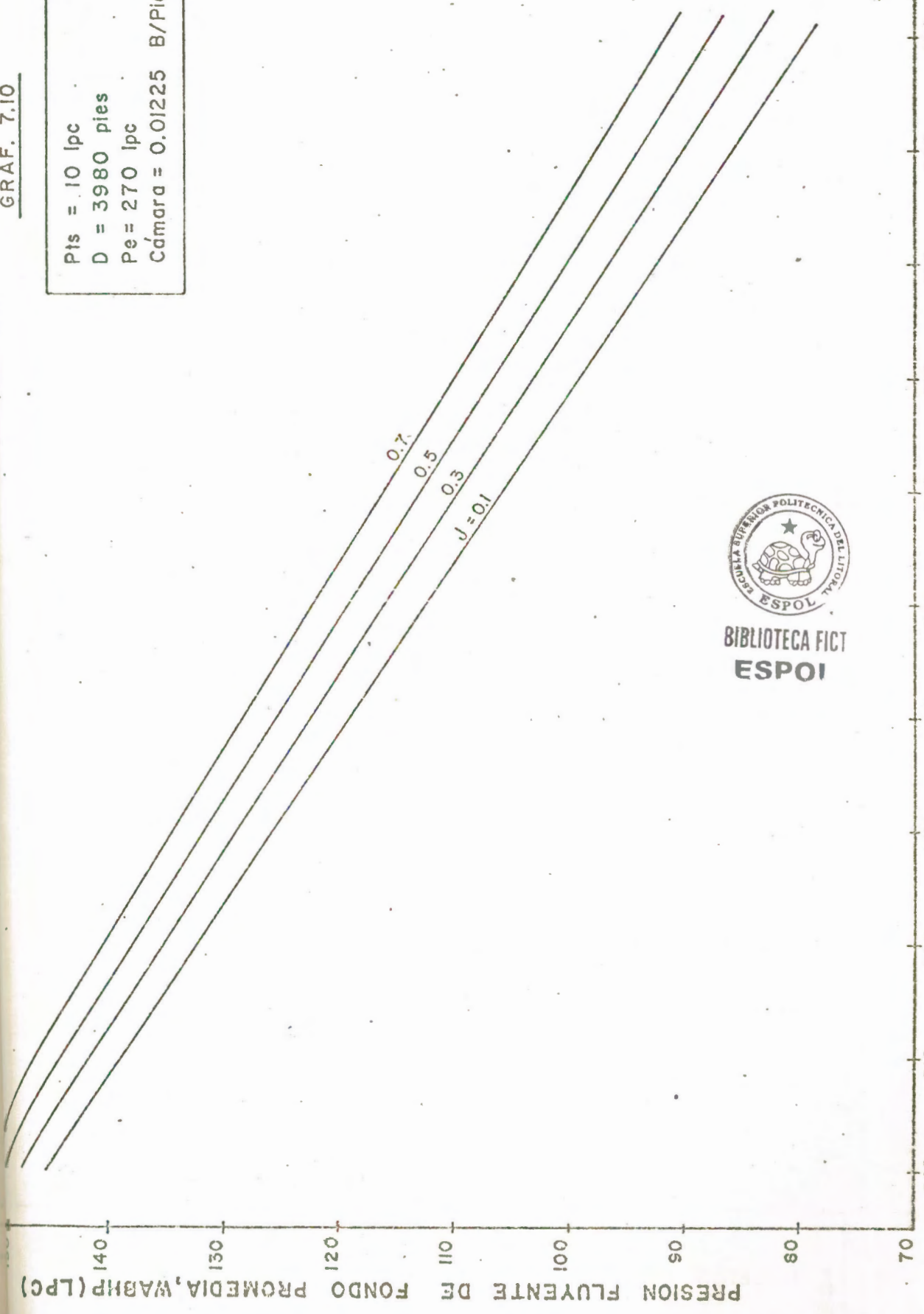


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PRESION FLUYENTE DE FONDO PROMEDIA, WABRP(LPC)

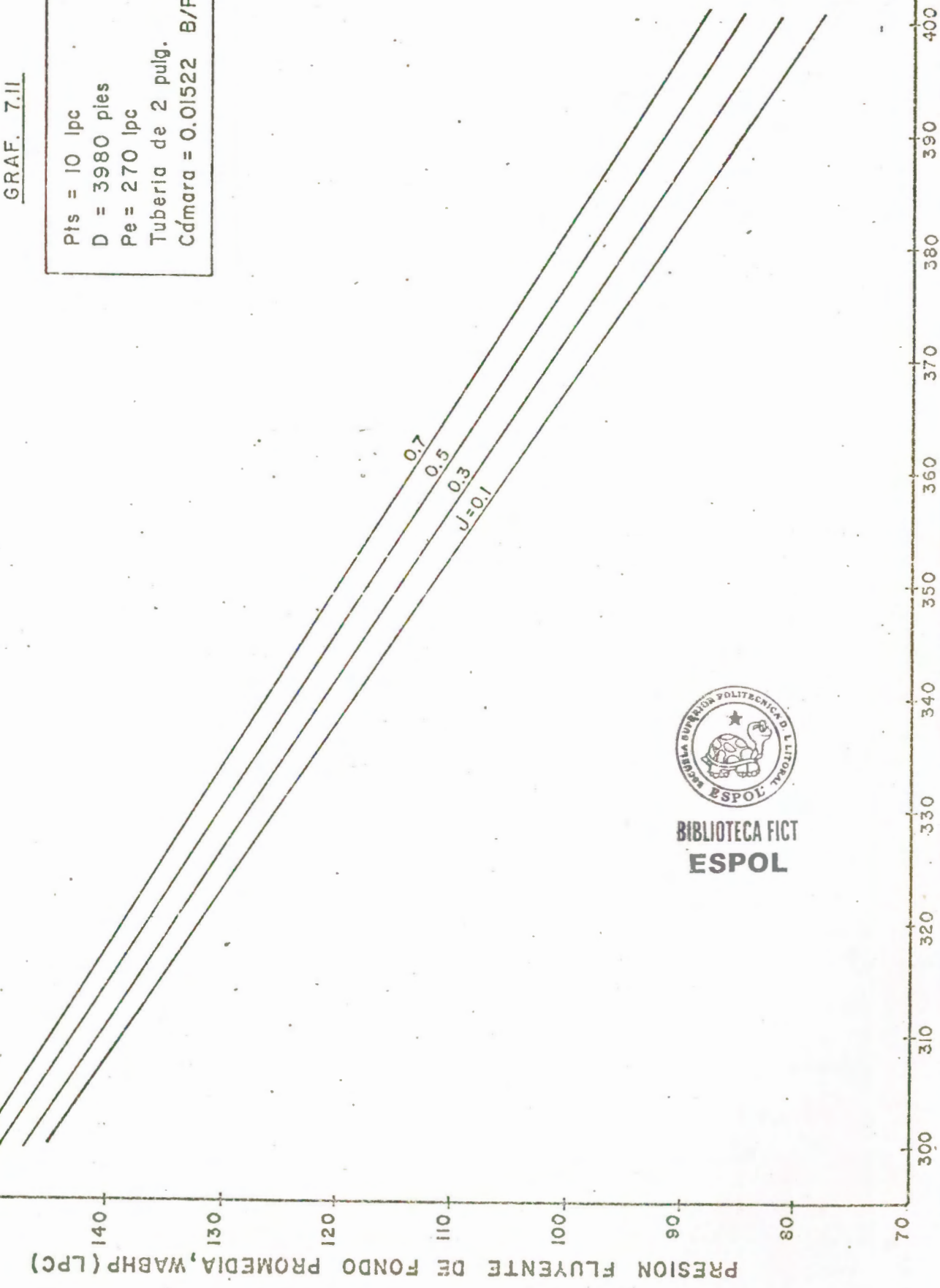
GRAF. 7.10

Pts = 10 lpc
D = 3980 pies
Pe = 270 lpc
Cámara = 0.01225 B/Pie



BIBLIOTECA FICT
ESPOI

Pts = 10 lpc
D = 3980 pies
Pe = 270 lpc
Tubería de 2 pulg.
Cámara = 0.01522 B/Pie



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. CONCLUSIONES.

Luego de analizar los resultados obtenidos mediante el programa de computación se llega a las siguientes conclusiones:

1. Cuando el índice de productividad permanece constante mientras menor es la carga de fluido a ser levantada, menor será la presión mínima actuando sobre la válvula operativa.
2. Cuando el índice de productividad permanece invariable y se levantan cargas de líquido más pequeñas, la presión fluyente de fondo será menor.
3. Si se levantan cargas pequeñas de líquido necesariamente deberá incrementarse el número de ciclos por el volumen de gas empleado por el pozo.
4. Los resultados expuestos indican claramente que ^{hay un} incremento de la producción del pozo cuando se ^{tiene} una presión fluyente de fondo mínima.
5. Cuando el valor del diferencial de presión existente entre el espacio anular y la tubería a la altura de la válvula operativa permanece constante y el índice de productividad se incrementa por trabajos de estimula-



ción, también se incrementará el valor de la presión fluyente de fondo, debido a que el fluido que ingresa desde la formación a la tubería de producción es mayor.

6. Cuando la cámara de acumulación instalada en el fondo del pozo es de mayor capacidad, la presión fluyente de fondo disminuye considerablemente.
7. El valor de la contrapresión en la tubería de producción también influye en el valor de la presión fluyente de fondo de pozo.
8. La presión estática de fondo de los pozos del campo Ancon es muy reducida puesto que se trata de un campo agotado.

8.2. RECOMENDACIONES

1. Emplear una cámara de acumulación de fluidos de mayor capacidad posible al diseñar el equipo de levantamiento artificial.
2. Levantar cargas de fluido pequeñas para lo cual se recomienda utilizar un gran diferencial de presión a la válvula operativa.
3. Tratar de reducir el valor de la contrapresión en la tubería de producción.
4. Mejorar el flujo de descarga. Ocurre muchas de las veces que el levantamiento del taco de fluido desde el fondo del pozo es normal hasta llegar a la cabeza, pero si

Las conexiones de cabeza presentan restricciones al flujo (estranguladores, codos, etc.) que impiden una fácil descarga del fluido en superficie permitiendo que justo en el instante en que el taco llega al cabezal el gas - lo atraviese dispersándolo, por lo que parte caerá nuevamente al fondo del pozo disminuyendo la eficiencia del levantamiento. La solución para este problema será utilizar conexiones en superficie que no tengan ángulos pronunciados sino más bien se utilicen curvas suaves.

5. Para asegurar máxima eficiencia en la instalación será necesario colocar en la línea de gas y antes de los controles de gas depuradores, con la finalidad de eliminar posibles trazas de líquido que pueden haber quedado en el gas de inyección a pesar de que ya ha sido depurado en la planta compresora, con esto se evitará posibles daños en los delicados componentes internos de los controles.
6. Si la presión estática es muy baja como ocurre en el campo Ancón será necesario practicar perforaciones en toda la extensión de la formación productora o hasta donde sea posible y proceder a instalar una cámara de acumulación bajo estas perforaciones para que los fluidos llenen la cámara por gravedad con mayor rapidez.
7. Incrementar el número de compresores en superficie lo cual ayudará a mantener constante la presión del campo y

la producción de los pozos normal y continuada.

8. En el campo Ancón las conexiones de superficie como también las de subsuelo presentan un avanzado estado de desgaste por lo que se recomienda renovarlas para obtener una mayor eficiencia del equipo lo que redundará en beneficio de la producción.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

APENDICE

Apéndice A

Ejemplo 1.- En un pozo de levantamiento intermitente se está inyeyctando gas a una presión superficial. $P_w=650$ lpc registrada en un manómetro ubicado en la línea de inyeycción de gas. Se pide determinar la presión que soporta una válvula (P_v) que está asentada a 6000 piés de profundidad. Se dispone además de los siguientes datos:

$$Y_g = 0.75$$

$$T_{avg} = 88^\circ F$$

$$P_a = 14.65 \text{ lpc.}$$

Procedimiento:

- 1.- Se estima la presión de gas a 6000 piés. Dentro del rango de presión de inyeycción usados en levantamiento por gas el incremento de presión (ΔP) debido a la columna de gas puede ser calculado a partir de la siguiente regla empírica:

$$\Delta P = 2.5 \text{ lpc} \left(\frac{P_w}{100} \right) \left(\frac{\text{Prof.}}{1000} \right)$$

Luego:

$$P_v = P_w + \Delta P = 650 \text{ lpc} + 2.5 \text{ lpc} \left(\frac{650}{100} \right) \left(\frac{6000}{1000} \right) = 748 \text{ lpc}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

- 2.- Se calcula la presión promedio (P_{avg}) de la columna de gas tomando el valor de $P_v = 748$ lpc.

$$P_{avg} = \frac{P_w + P_v}{2} = \frac{650 \text{ lpc} + 748 \text{ lpc}}{2} = 699 \text{ lpc}$$

- 3.- Con $T_{avg} = 88^\circ\text{F}$ y $P_{avg} = 699$ lpc se determina el valor de $Z_{avg} = 0.847$ empleando el gráfico A.3.

- 4.- Determinar la presión o profundidad P_v empleando la ecuación:

$$P_v = P_w e^{\frac{\gamma_g \times D}{53.34 Z_{avg} T_{avg}}}$$

Siendo: $D =$ profundidad

$$P_w = 650 \text{ lpc} + 14.65 \text{ lpc} = 664,65 \text{ lpc}.$$

$$T_{avg} = 88^\circ\text{F} + 460 = 548^\circ\text{R}$$

$$P_v = 664.65 \text{ lpc} e^{\frac{0.75 \times 6000}{53.34 \times 0.847}}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

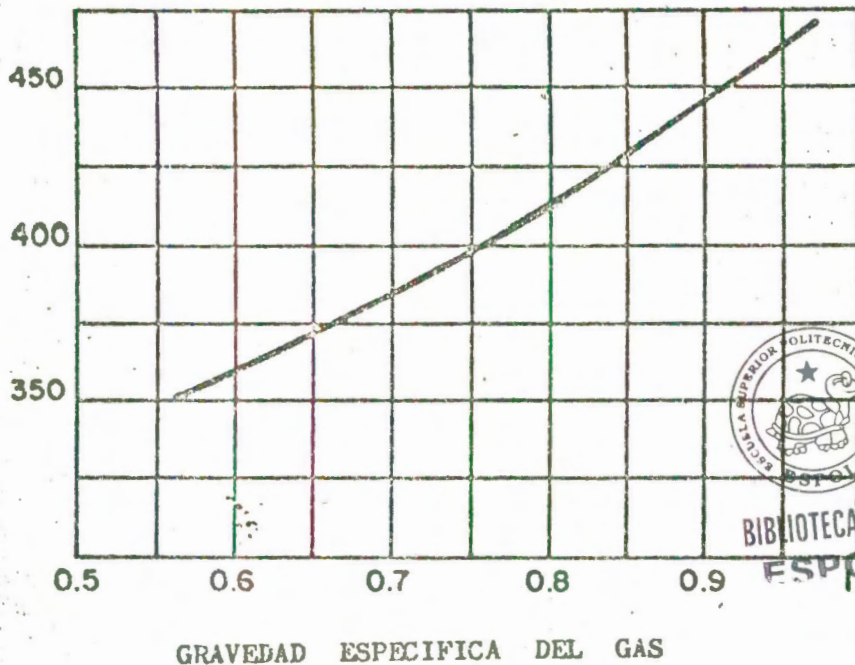
$$P_v = 797 \text{ lpc} - 14,65 \text{ lpc} = 783 \text{ lpc}.$$

- 5.- Si P_v actual \neq P_v anterior se repite el procedimiento desde el numeral 2.

$$783 \text{ lpc} \neq 748 \text{ lpc}.$$

TEMPERATURA PSEUDO CRITICA

$^{\circ}R = ^{\circ}F + 460$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PRESION PSEUDO CRITICA

lpc. abs.

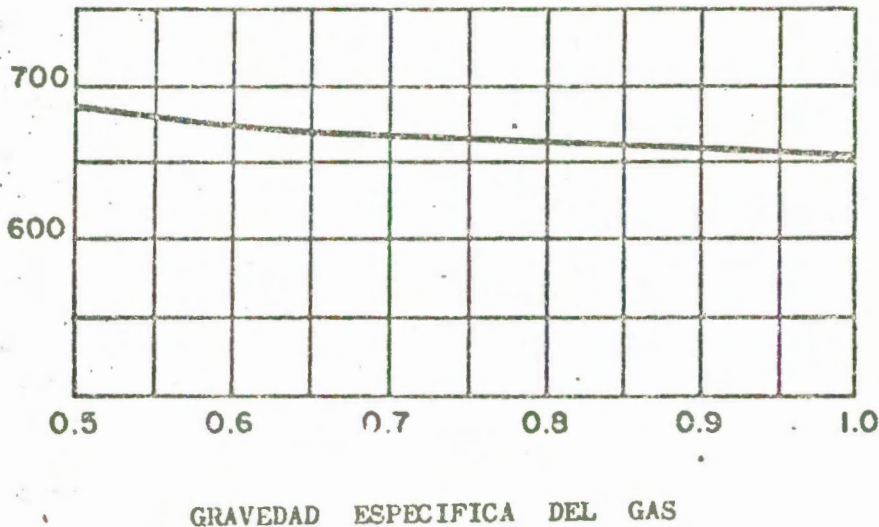


GRAFICO A.1 - PROPIEDADES PSEUDOCRITICAS DE LOS GASES NATURALES (TOMADO DE GATLIN¹⁶)

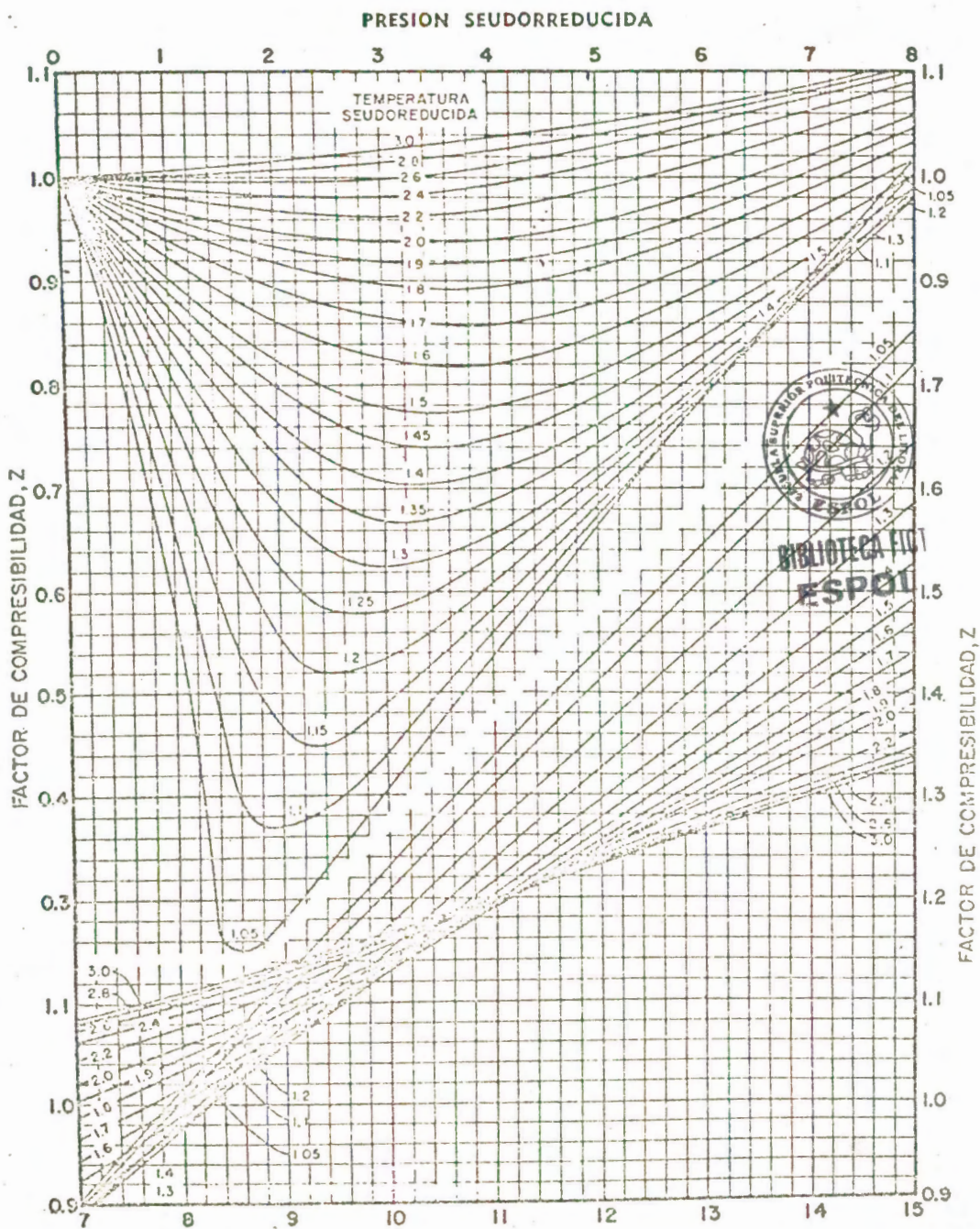


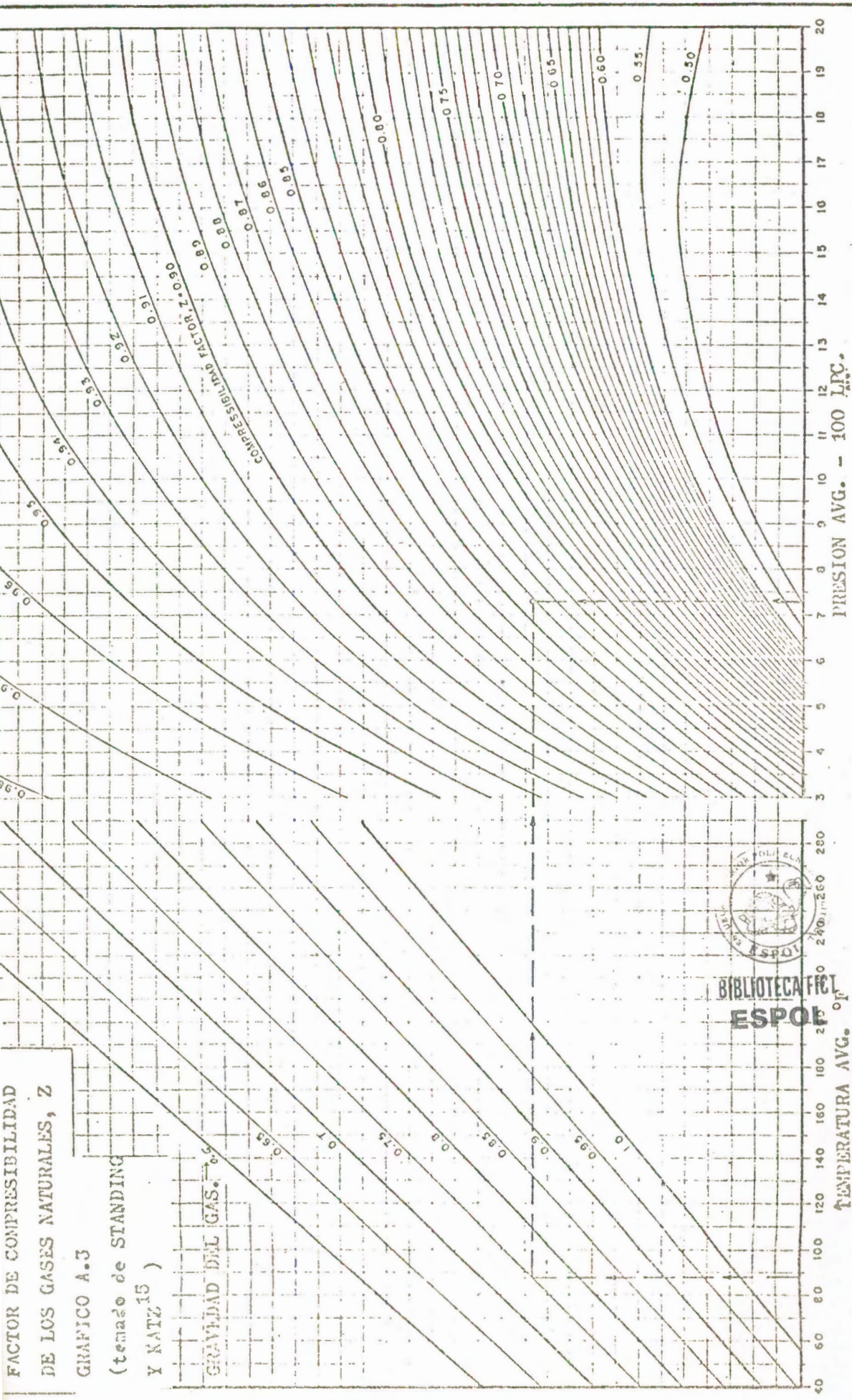
GRAFICO. A.2. FACTORES DE COMPRESIBILIDAD DE LOS GASES NATURALES(TOMADO DE STANDING Y KATZ ¹⁵)

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD
DE LOS GASES NATURALES, Z

GRAFICO A.3

(tema de STANDING
Y KATZ¹⁵)

GRAVEDAD DEL GAS, γ_g



BIBLIOTECA FRET
ESPOF

- 6.- Se determina Z_{avg} del gráfico A.3 con: $P_{avg} = 783 \text{ lpc}$
y $T_{avg} = 88^\circ \text{F}$.

$$Z_{avg} = 0.845$$

- 7.- Se determina nuevamente P_v utilizando la ecuación anterior.

$$P_v = 664.65 \text{ lpc} \cdot e^{\frac{0.75 \times 6000 \text{ pies}}{53.34 \times 0.845 \times 548^\circ \text{R}}} = 797.5 \text{ lpc}.$$

$$P_v = 797.5 \text{ lpc} - 14.65 \text{ lpc} = 783 \text{ lpc}.$$

- 8.- El valor actual de P_v es igual al valor anterior P_v .

$$783 \text{ lpc} = 783 \text{ lpc}.$$

En consecuencia el valor verdadero de P_v es 783 lpc.

Apéndice B

- Ejemplo 1.- Calcular el espaciamiento de las válvulas no balanceadas para un pozo de las siguientes características:
Diámetro nominal de tubería = 2 pulg.

Diámetro del revestidor	= 5.1/2 pulg.
Profundidad del obturador	= 7000 piés
Profundidad de las perforaciones	= 7010 - 7020 piés
Presión del separador	= 60 lpc.
Presión de arranque	= 900 lpc
Presión de operación	= 800 lpc
Gravedad específica del gas	= 0.65
Gravedad del petróleo	= 35° API
Temperatura media en superficie	= 80°F
Temperatura de fondo	= 190°F
Gradiente de descarga del fluido	= 0.04 lpc/piés

El pozo está cargado totalmente con un fluido cuyo gra
diente estático es de 0.4 lpc/piés y será descargado
al sistema.



Los pasos a seguirse son:

- 1.- Graficar profundidad contra presión, seleccionando una escala conveniente.
- 2.- Graficar a profundidad cero el punto (1): presión de arranque - 50 lpc = 900 lpc - 50 lpc = 850 lpc.
- 3.- Del gráfico B₂ se obtiene el gradiente de presión de la columna de gas en el espacio anular para una gravedad específica del gas de 0.65 y cuyo valor es de 19.88 lpc/100piés. Este valor debe ser co-

regido por la siguiente fórmula:

$$\text{Gradiente de presión corregido} = \text{Gradiente de presión de la carta} \times \frac{T \text{ carta } (^{\circ}\text{R})}{T \text{ actual } (^{\circ}\text{R})}$$

$$\text{Temperatura en la carta} = \frac{100^{\circ}\text{F} + \left(70 + \frac{1.6 \times 7000}{100}\right)}{2} + 460 = 601^{\circ}\text{R}$$

$$\text{Temperatura actual} = \frac{80^{\circ}\text{F} + 190^{\circ}\text{F}}{2} + 460 = 595^{\circ}\text{R}$$

$$\text{Gradiente de presión corregido} = 18.8 \text{ lpc/pies} \times \frac{601^{\circ}\text{R}}{595^{\circ}\text{R}} = 20.1 \text{ lpc/100}$$



**BIBLIOTECA FIC
ESPOL**

Extender hacia abajo del pozo este gradiente desde el punto (1).

- 4.- Graficar a profundidad cero la presión de operación del revestidor para efectos de diseño y cuyo valor es:

800 lpc - 100 lpc = 700 lpc y está representada por el punto (2).

- 5.- Desde el punto (2) extender la línea de gradiente hacia abajo del pozo, paralela a la anterior.
- 6.- A profundidad cero graficar la presión de la tubería en superficie que para este ejemplo es igual a la contrapresión cuyos valores de 60 lpc. (punto 3).
- 7.- Extender el gradiente de descarga del fluido 0,04 lpc/pies obtenido del gráfico B1, hacia abajo del pozo desde el punto 3.
- 8.- Graficar la línea del gradiente del fluido (línea punteada) con el cuál está cargado el pozo partiendo desde el punto 3, por cuanto el pozo va a ser descargado al sistema, se debe considerar la contra presión de 60 lpc.
- 9.- Extender la línea de ~~gradiente~~ anterior (línea punteada) hasta interceptar la línea de: presión de arranque -50lpc, esta ~~intersección~~ intersección localiza la válvula 1.
- 10.- Desde el punto de intersección que localiza a la válvula No.1, trazar una línea horizontal (línea punteada) hacia la izquierda hasta interceptar la línea de gradiente de descarga 0.04 lpc/pies.

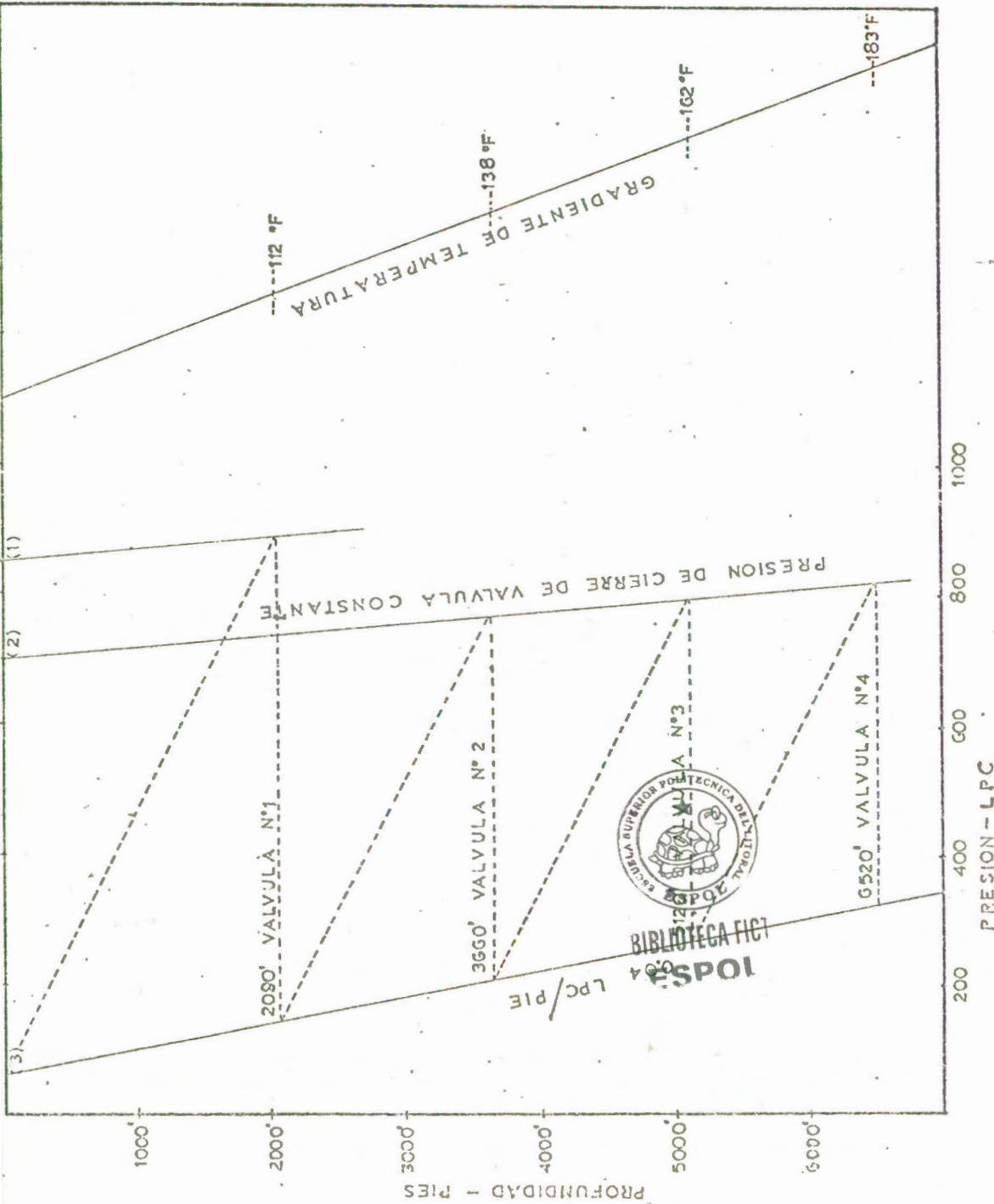


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ESPACIAMIENTO DE

VALVULAS

GRAFICO. B.4



- 11.- Desde la intersección anterior, trazar una línea paralela (punteada) a la línea de gradiente 0.4 lpc/piés hasta interceptar a la línea de gradiente de presión de diseño. Esta intersección localiza a la válvula No.2.
- 12.- Continuar este procedimiento para ubicar las demás válvulas.
- 13.- Los resultados obtenidos se muestran en el gráfico B.4.

Ejemplo 2.-

Con los mismos datos del ejemplo No.1 calcular el espaciamiento de válvulas no balanceadas aplicando el procedimiento analítico.

$$DV_1 = \frac{PK_0 - 60}{Gd_f} = \frac{900 \text{ lpc} - 60 \text{ lpc}}{0.4 \text{ lpc/pie}} = 2100 \text{ piés}$$

$$DV_2 = 2100 \text{ piés} + \frac{700 \text{ lpc} - 0.04 \text{ lpc/pie} \times 2100 \text{ pie} - 60 \text{ lpc}}{0.4 \text{ lpc/piés}}$$

$$DV_3 = 3490 \text{ piés} + \frac{700 \text{ lpc} - 0.04 \text{ lpc/pie} \times 3490 \text{ lpc/pie} - 60 \text{ lpc}}{0.4 \text{ lpc/pie}}$$

$$= 4.741 \text{ piés.}$$

$$DV_4 = 4741 \text{ piés} + \frac{700 \text{ lpc} - 0.04 \text{ lpc/pie} \times 4741 - 60 \text{ lpc}}{0.4 \text{ lpc/piés}}$$

$$= 5867 \text{ piés}$$

$$DV_5 = 5867 \text{ piés} + \frac{700 \text{ lpc} - 0.04 \text{ lpc/piés} \times 4741 \text{ piés} - 60}{0.4 \text{ lpc/piés}}$$

$$DV_5 = 6993 \text{ piés} \cong 7000 \text{ piés.}$$

Este procedimiento determina la instalación de 5 válvulas para alcanzar la profundidad de 7000 piés, es decir, una válvula más que el número calculado por el método gráfico, lo cuál provee mayor seguridad en el proceso de descarga del pozo.

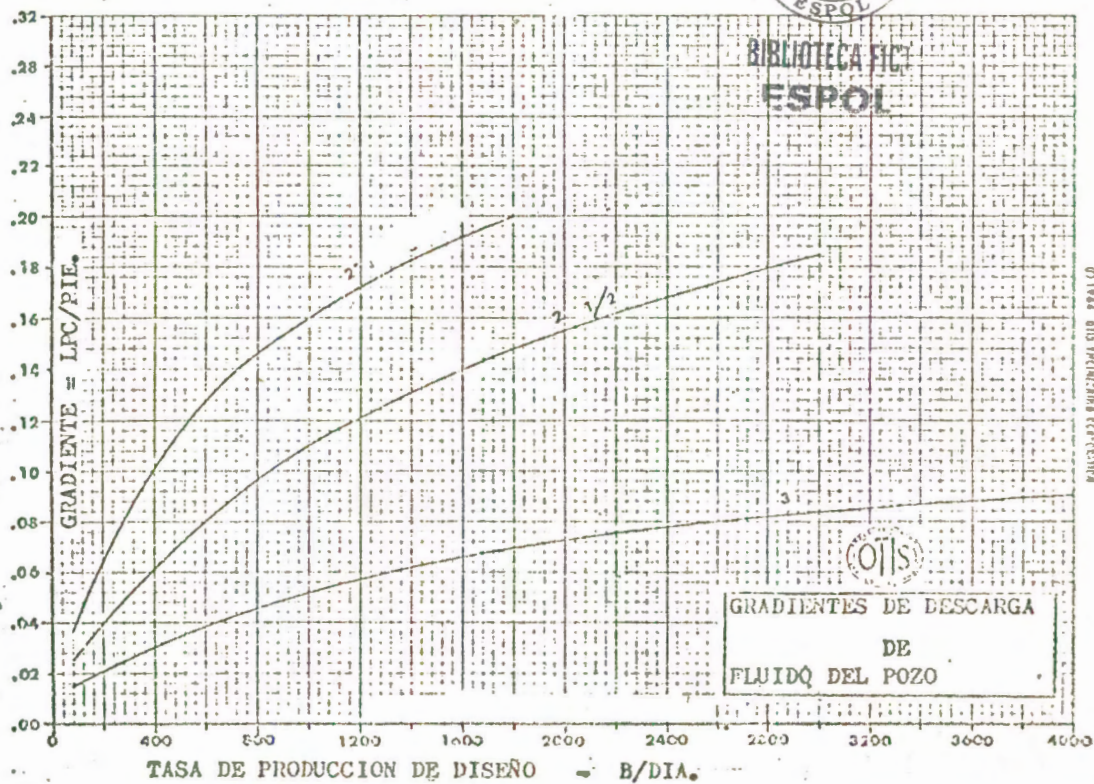
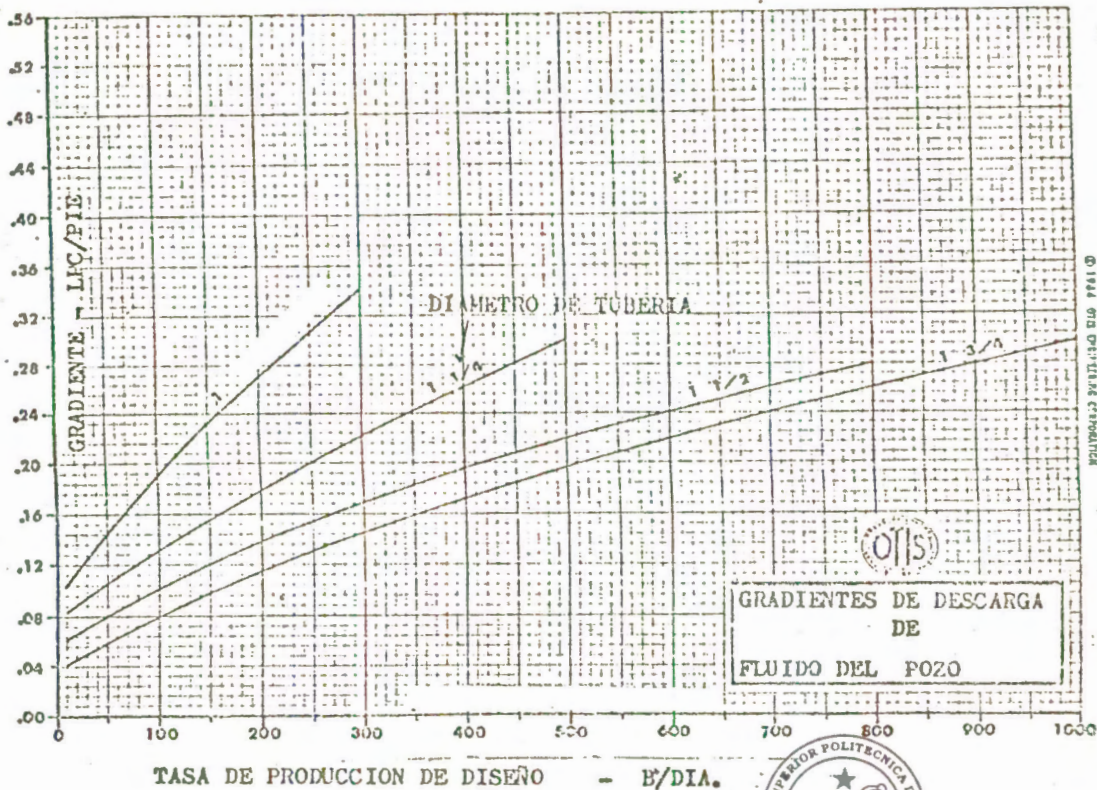
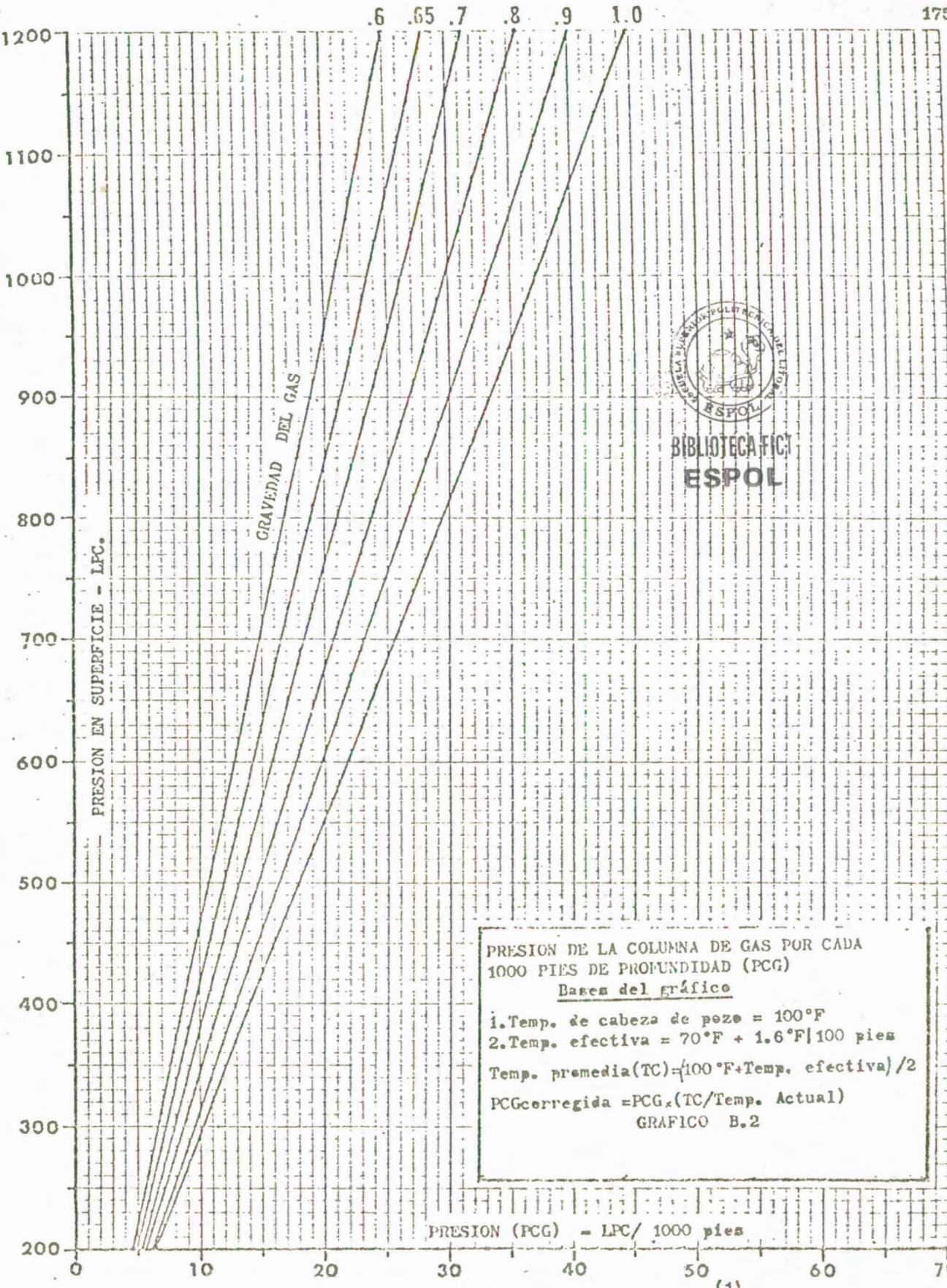


GRAFICO B.1. GRADIENTES DE DESCARGA PARA DISEÑAR ESPACIAMIENTO DE VALVULAS(TOMADO DE THIRASHI Y BROWN¹⁷)



GRAVEDAD DEL GAS



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

PRESION DE LA COLUMNA DE GAS POR CADA
1000 PIES DE PROFUNDIDAD (PCG)
Base del gráfico

1. Temp. de cabeza de pezo = 100°F
2. Temp. efectiva = 70°F + 1.6°F/100 pies

Temp. promedio (TC) = (100°F + Temp. efectiva) / 2

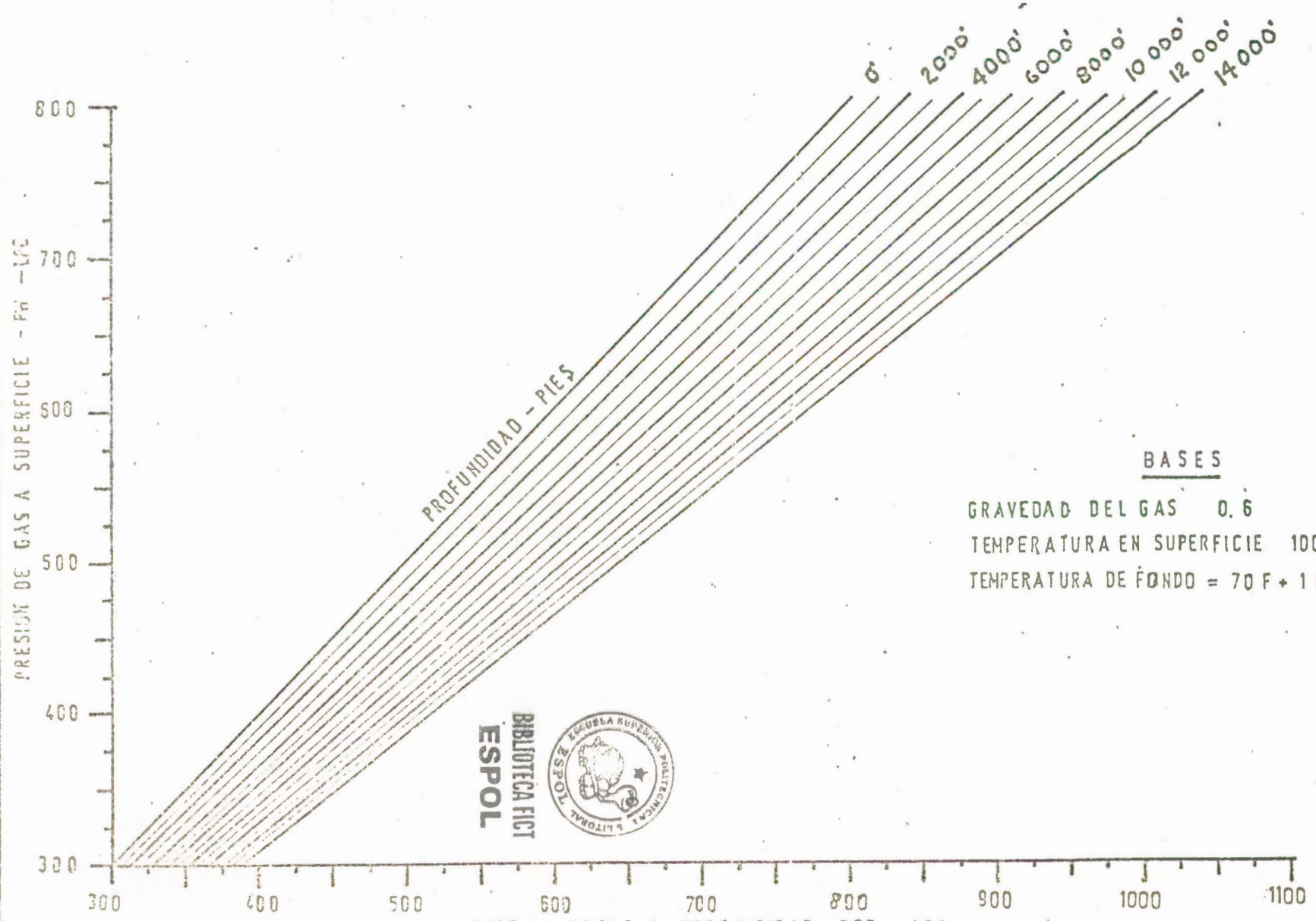
PCG corregida = PCG_x (TC / Temp. Actual)

GRAFICO B.2

PRESION (PCG) - LPC/ 1000 pies

(Tomado de Kermit E. Brown (1).)

PRESION DE GAS A SUPERFICIE (PW) VS. PRESION DE GAS A PROFUNDIDAD (PGF)



NOMENCLATURA

- B/D = Barriles normales por día.
 lpc = Libras por pulgada cuadrada.
 lpc_a = Libras por pulgada cuadrada absolutas.
 PCN = Pies cúbicos normales.
 pulg. = Pulgadas.
- P_e = Presión estática de fondo de pozo.
 RGL = Relación gas-líquido en PCN/B.
 P_{fc} = Presión fluyente en cabeza de pozo lpc.
 J = Índice de productividad en B/lpc.
 Q = Tasa de producción en B/D.
 Z = Factor de compresibilidad de los gases.
 T_c = Temperatura crítica en °R.
 P_c = Presión crítica en °R.
 T_r = Temperatura pseudoreducida, adimensional.
 P_r = Presión pseudoreducida, adimensional.
 R = Constante universal de los gases.
 T_{avg} = Temperatura promedio, °R.
 P_{avg} = Presión promedio, lpc_a.
 ΔP/Δh = Gradiente de presión de gas en lpc/pie.
 A = Area ó sección en unidades cuadradas.
 D = Profundidad en pies.
 P_v = Presión a profundidad en lpc.
 P_w = Presión en superficie en lpc.
 ΔP = Incremento de presión en lpc.

- e = 2.71828 Base de logaritmos neperianos.
 G_w = Gradiente del agua en lpc/pié.
 $^{\circ}API$ = Grados del petróleo en el sistema del Instituto Americano del Petróleo.
 G_o = Gradiente del petróleo en lpc/pié.
 G_{og} = Gradiente del petróleo más gas en solución en lpc/pié.
 P_{ff} = Presión fluyente de fondo en lpc.
 P_{ts} = Presión de tubería en superficie lpc.
 P_{ffp} = Presión fluyente de fondo promedio en lpc.

 P_c = Presión de apertura de la válvula, lpc.
 P_d = Presión de domo, lpc.
 P_t = Presión en la tubería de producción, lpc.

 G_{pfs} = Gradiente de flujo promedio sobre el punto de inyección, lpc/pié.
 G_{pfb} = Gradiente de flujo promedio bajo el punto de inyección, lpc/pié.

 L = Profundidad del punto de inyección.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL


LETRAS GRIEGAS

Δ	=	Incremento
γ_g	=	Gravedad específica del gas.
δ_g	=	Densidad del gas.
ρ_g	=	Peso específico del gas.
γ_l	=	Gravedad específica del líquido.
γ_w	=	Gravedad específica del agua.
γ_o	=	Gravedad específica del aceite.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

REFERENCIAS

1. Kermit E. Brown, "gas lift theory and practice" ✓
the petroleum publishing Co.
P.O. box, tulsà, Okla 74101
2da. edición 1973.
2. A. B. Neely, J.W. Montgomery and J.V. Vogel, "A field test
and analytical study of intermittent gas
lift".
Society of petroleum engineers of Aime Paper
number SPE 4538.
3. H.W. Winkler, "Engineering short course on gas lift prin
ciples and applications theory and workbook"
By Camco incorporated, Agosto 1960 
4. Brill, J.P. "The analytical description of. **BIBLIOTECA INGENIERIA**
flow in small-diameter vertical conduits" **ESPOL**
Ph. D. Dissertation University of Texas 1966.
- Doerr, T.C. "An analytical description of on intermittent
gas lift sistem" M.S., Thesis University of
Texas 1966.
5. Craft y Hawkins, Jr. "Ingeniería aplicada de yacimientos petrolí
feros".
Editorial Tecnos, Madrid, 1968.

6. H.W. Winkler, "Here's how to improve your gas lift installations".
World oil, Agosto y Septiembre 1959.
7. H.W. Winkler, "Here's how to improve your gas lift installations".
World oil, Octubre, Noviembre, Diciembre 1959.
8. Gatlin, Carl, "Petroleum Engineering, drilling and well completion". Englewood Cliffs, N.J: Prentice-Hall, Inc, 1960.
9. Hagedorn, Alton R.
and Kermix E. Brown. "Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two phases flow in small diameter vertical conduits" *Trans AIME*, 17 (Abril 1965), 475.
10. Poettmann, F.H.
and P.G. Carpenter "The multiphase flow of gas, oil and water through vertical flow strings with application to the Design of gas lift installations".
Drilling and production practice (1952) 257.
11. Orkuszewski J, "Predicting two-phases pressure drops in vertical pipes" *J.P.T.* Junio 1967.



**BIBLIOTECA FIC
ESPOL**

12. Brill J. F., Doerr
T.C. y Brown K.E. "Practical use of recent research in multi-
fase vertical and horizontal flow" JPT A-
bril 1966.
13. Beadke, Glenn, John
Harlan and K.E. Brown.
"Evaluation of surface back pressure for
continuons and intermittent flow gas lift"
J.P.T. Mayo 1963.
14. H.W. Winkler, "Here's how to improve your gas lift ins-
tallations" Worl oil, Enero, Febrero 1960.
15. Standing y Katz "Density of Natural Gases"
Trans. AIME (1942)
16. Gallin, Carl, "Petroleum Engineering, Drilling and well
Completion", Englewood Cliffs, N.J. Pren-
tice-Hall, Inc. 1960.
17. Thrash, P.J. and
K.E. Brown, "Field Operation Handbook for Gas Lift",
Otis Engineering Corporation, 1965.
18. Departamento de Geología de CEPE en Ancón.