

VIN

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

**Departamento de
Geología, Minas y Petróleos**

**“ Análisis de Gradientes de Presión
Fluyentes, para Pozos que
Producen por el Espacio Anular ”**

Tesis de Grado

**Previa a la obtención del Título de
INGENIERO DE PETROLEO**



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

Presentada por:

Rubén Vintimilla Coello

Guayaquil - Ecuador

1978



FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL EITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y
PETROLEOS.



"ANALISIS DE GRADIENTES DE PRESION FLUYEN-
TES, PARA POZOS QUE PRODUCEN POR EL ESPAL-
CIO ANULAR."

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO DE PETROLEOS

POR: Rubén Vintimilla Coello.

GUAYAQUIL - ECUADOR

1.978

**"ANALISIS DE GRADIENTES DE PRESION FLUYENTES,
PARA POZOS QUE PRODUCEN POR EL ESPACIO ANULAR"**




**BIBLIOTECA FICT
ESPOL
AUTOR**

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Bóliver Miranda

Rubén Vintimilla C.

DECLARACION EXPRESA:



DECLARO QUE HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTAS EN ESTA TESIS SON DE MI EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD Y QUE EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

DEDICATORIA

A MIS PADRES:

**Dr. Rubén Vintimilla B.
Sra. María Coello G.**



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

A MIS TIOS:

**Dr. Héctor Vintimilla B.
Sra. Victoria Espinoza S.**

**A MIS HERMANOS, HERMANOS POLITI-
COS Y SOBRINOS.**

AGRADECIMIENTO



A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

AL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS.

AL DIRECTOR DE TESIS ING. BOLIVAR MIRANDA.

A MIS PROFESORES Y COMPANEROS DE ESTUDIO.

A LOS INGENIEROS Y TECNICOS QUE TRABAJAN EN EL ORIENTE ECUATORIANO, QUE COLABORARON EN LA PREPARACION DE ESTA TESIS.

T E M A R I O

I.	RESUMEN	1
II.	INTRODUCCION	3
III.	REVISION DE LITERATURA	5
IV.	CONSIDERACIONES TEORICAS.	
4.1	Introducción	11
4.2	Ecuación General de Balance de Energía	11
4.3	Método de Poettman y Carpenter para Flujo Multifásico	19
4.4.	Método de P. B. Baxendell para Flujo Anular Multifásico	26
4.5	Tipos de Flujo en el Espacio Anular.	29
V.	APLICACION PRACTICA	
5.1	Introducción	31
5.2	Datos de Campo Utilizados	31
5.3	Determinación de las Diferentes Variables y Correlaciones P. V. T.	42
5.4	Factor de Pérdida de Energía Total Utilizado	57
5.5	Cálculo de Gradientes de Presión Fluyentes	63
5.6	Curvas de Gradientes.	83
VI.	DISCUSION DE LOS RESULTADOS	
6.1	Efecto de la Tasa de Flujo.	100
6.2	Efecto de los Diámetros de las Tuberías de Revestimiento y Producción	104
6.3	Efecto de la Razón Gas-Petróleo	109
6.4	Efecto de la Densidad	116
6.5	Efecto Reversal	118
6.6.	Efecto del Factor de Pérdida de Energía Total.	124
VII.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
7.1	Conclusiones	125
7.2	Recomendaciones.	126

VIII.	APENDICES	127
IX.	NOMENCLATURA	134
X.	REFERENCIAS.	136



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

1. RESUMEN

Uno de los métodos de extracción artificial utilizados en el Oriente Ecuatoriano es el de levantamiento por gas (gas-lift). Para esta zona en particular la producción es obtenida por el espacio anular entre las tuberías de revestimiento y producción, es decir que el gas es inyectado por la tubería de producción.



BIBLIOTECA FICT

En el presente trabajo se efectuó el cálculo de la determinación de gradientes de presión para flujo multifásico vertical en pozos de petróleo que producen por el espacio anular de un campo del Oriente Ecuatoriano.

Para el efecto se ha empleado el método planteado por P. B. Baxendell⁽¹⁾.

Los datos utilizados son los siguientes: El grado API promedio del campo en estudio es de 30°; la gravedad específica del gas con respecto al aire es de 1.0; la temperatura de flujo en superficie es de 110°F, la de fondo 190°F, considerada a la profundidad a la que se inyecta el gas; siendo por lo tanto la temperatura promedio de flujo igual a 150°F.

En vista de la imposibilidad de contar con relaciones Presión-Volumen-Temperatura (P.V.T.) para cada Relación Gas-Petróleo (R.G.P.) se utilizaron las planteadas por H. B. Standing⁽²⁾ para las condiciones dadas en el pá

-rrafo anterior.

Se presentan curvas para las dos clases de completaciones existentes en los campos del Oriente, a saber: tubería de revestimiento de 7" y 5 1/2" O. D. y tubería de producción de 2 7/8" O. D. y para tasas de flujo de 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 4500 y 5000 barriles de petróleo por día con Relaciones Gas-Petróleo desde 200 a 1500 Pies Cúbicos por Barril.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

No se consideró la producción de agua, debido a la poquísima cantidad de ella que produce el campo en que se realizó el estudio.

II. INTRODUCCION

Cuando un yacimiento es descubierto, los flúidos son casi siempre movidos desde la formación productora en forma natural hasta superficie por la energía propia del yacimiento. Con el fin de mantener un pozo fluyendo bajo su propia fuerza es necesario optimizar el diseño de la sarta de producción y las facilidades de superficie. Sin embargo, llegará un momento en -- que el yacimiento no proveerá la suficiente energía para mantener una tasa -- de flujo que sea económica y se hará necesario suplir desde superficie, -- por medio de los diferentes métodos de levantamiento artificial.



BIBLIOTECA
ESPOL

Entre los métodos de levantamiento artificial existentes en los -- campos del Oriente; se usa casi exclusivamente el de levantamiento artifi--- cial por gas. Para el diseño de este tipo de instalaciones es indispensable contar con curvas de gradientes de presión fluyentes a fin de lograr un dise-- ño que optimice la producción de un pozo.

La cantidad de métodos propuestos y estudios realizados, así como, la cantidad de dinero y tiempo invertidos a lo largo del desarrollo de la -- Industria del Petróleo, está de acuerdo a la importancia que tienen las curvas de gradientes de presión fluyentes en el diseño de instalaciones de le-- vantamiento por gas.

Para el caso de flujo anular multifásico, se han realizado conta-- dos estudios debido a que este método de producción se lo utiliza casi exclu-- sivamente en pozos de alto potencial productivo.

En el presente trabajo se desarrollan y presentan un grupo de cur-

-vas de gradientes de presión fluyente para flujo anular multifásico, tomando en cuenta las condiciones y peculiaridades del crudo producido en ese campo y las relaciones gas-petróleo utilizadas.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

III. REVISION DE LITERATURA

El fantástico desarrollo que ha tenido la industria del Petróleo en el presente siglo, se ha manifestado por la cantidad de estudios realizados sobre flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales.

El primer trabajo experimental de importancia, fue realizado por G. J. Davis y C. R. Weidner en 1.914; quienes utilizaron tuberías de vidrio de 15 a 45 pies y diámetro de 1 1/4 pulgadas, con agua y aire. Sus experimentos fueron realizados con el fin de determinar las pérdidas de fricción, así como evaluar el efecto por elevaciones y sumergencias de acuerdo a la calidad del aire utilizado.

Entre las principales conclusiones que obtuvieron, hay que hacer notar una que en la actualidad ha sido verificada en muchos pozos de gas-lift. "Un incremento en la cantidad de aire usado; comenzando desde cero; causará un incremento en la descarga de agua, hasta una cierta cantidad de aire. Cualquier incremento adicional en la tasa de aire causará una reducción en la tasa de descarga de agua."

Entre 1929 y 1932 J. Varsluys⁽⁴⁾, presentó varios trabajos sobre la teoría del flujo vertical. Este trabajo fué solo-aplicable a limitados casos debido a las dificultades prácticas para evaluar las diferentes incógnitas que aparecen en la ecuación planteada por él.

También planteó en su discusión la existencia de dos fases de flujo, que las definió como de niebla y espuma. La condición de niebla existe cuando el 50 por ciento o más del volumen es ocupado por gas. En esta condición las gotas de líquido están diseminadas en un espacio lleno de gas.

La condición de espuma ocurre cuando hay burbujas de gas en la masa líquida y el líquido ocupa una porción más grande de volumen que el gas; existe ~~entonces~~ una dispersión del gas en el líquido.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En 1931, T. V. Moore y H. D. Wilde (5), realizaron un estudio práctico de flujo multifásico en una tubería de 67 pies. Su experimento consistió en instalar la tubería en una torre, con válvulas de cierre rápido en cada tope. Después que una tasa de flujo estabilizada había sido alcanzada y las presiones medidas, las válvulas se cerraban simultáneamente el tope y fondo de la tubería. El líquido entrampado era drenado y su volumen determinado.

La razón del volumen de la tubería ocupado por el líquido al volumen de gas, era calculado y usado como uno de los parámetros de correlación. Ellos calcularon la pérdida de presión debido a la columna estática y restaron ésta de las pérdidas totales. Esta diferencia fué asumida que se debía toda a pérdidas friccionales.

El fracaso de éste estudio para proveer una solución a-

-los problemas de campo, puede atribuirse al uso de una tubería demasiado corta que no es representativa de las condiciones que se encuentran en la práctica.

Dos investigadores, C. J. May y A. Laird⁽⁶⁾, trabajando para la Anglo Iranian Oil Co's, en 1934, presentaron un estudio para los campos de dicha compañía. Su análisis se basó en la ecuación de balance de energía, donde calculaban las pérdidas debido a la energía cinética, fricción y escurrimiento separadamente. Combinando éstas pérdidas con la energía total disponible curvas de gradientes de presión fluyente fueron construídas.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Sin embargo, para presiones bajas en la cabeza del pozo; menores a 300 lpc.; la diferencia entre los valores medidos y calculados se incrementaba apreciablemente. Se consideró que probablemente fué debido a las pérdidas de energía causadas por el escurrimiento, para el cuál fué difícil visualizar una aproximación analítica.

En 1954, W. Gilbert⁽⁷⁾, presentó al API su trabajo: "Rendimiento de pozos fluyentes y de gas-lift", basado en pruebas realizadas en California en los años 40, Gilbert demostró que las pérdidas de presión en tuberías verticales están sujetas y pueden ser descritas por las siguientes variables: presión de fondo fluyente, presión fluyente en la cabeza, tasa de producción del líquido, relación gas-petróleo, área seccional de la tubería y longitud de la misma.

En su trabajo también explica la secuencia de tipos de flujo que se presentan en la tubería de producción: "En la cabeza del pozo se tendrá un flujo de niebla a presiones muy bajas. Conforme se avanza hacia abajo se forma una película de aceite que se adhiere a la pared de la tubería y se incrementa en espesor con la profundidad. Esta película con el flujo de niebla en el centro de la tubería es descrito como flujo anular."



"Con el incremento de la profundidad, la película de aceite, viene a ser más gruesa y ondulada, formando ocasionalmente puentes y dando por resultado un flujo de taco. A profundidades más grandes el flujo de taco se convierte gradualmente en flujo de espuma y finalmente se transforma en flujo de una sola fase en donde todo el gas se halla en solución en el aceite."

Gilbert presentó curvas de gradientes hasta 600 B.P.D. para diferentes tipos de tuberías.

Poettman y Carpenter⁽⁸⁾, en 1.954, presentaron un método de cálculo de gradientes de presión, el cual está basado en la ecuación de balance de energía. El método propuesto asume que todas las pérdidas significantes para flujo multifásico -- pueden ser correlacionadas en una forma similar a la planteada en la ecuación de Fanning para pérdidas de fricción en flujo de una sola fase. Ellos derivaron una relación empírica combi

-nando las medidas de datos de campo con un factor, el cual aplicado a la forma de la ecuación de Fanning determina las pérdidas totales de energía. En capítulos posteriores se ampliará la explicación de este método, ya que este trabajo está basado en un análisis de la ecuación de balance de energía.

En 1.961, N.J. Ros ⁽⁹⁾, planteó el problema en diferente forma a la de otros investigadores: dedujo la ecuación de pérdidas de presión en forma de un balance de presión en lugar de un balance de energía, de la siguiente manera: $\frac{dP}{dh} = \text{Gradiente estático} + \text{gradiente de fricción} + \text{gradiente de aceleración}$.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El gradiente estático se relaciona con el gas y líquido presentes en la columna vertical. El efecto de escurrimiento es introducido en este término mediante un factor de corrección, que lo denomina "hold-up", el cual es definido como el volumen de líquido realmente presente en la tubería dividido para el volumen total de esta tubería.

El gradiente de fricción representa el obstáculo de la pared de la tubería al flujo de la mezcla de gas y petróleo.

El gradiente de aceleración es muy pequeño y de hecho viene a ser despreciable para flujo en pozos de petróleo.

Ros plantea 10 factores para diferentes tipos de flujo, a los cuales relacionó con los números adimensionales de la visco-

-sidad, del diámetro, de las velocidades del líquido y gas y el número de Reynolds y con los cuales calculó los gradientes para las diferentes tasas de flujo de gas y aceite.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

IV. CONSIDERACIONES TEORICAS

4.1 INTRODUCCION



En este capítulo se presentan las demostraciones de las diferentes fórmulas utilizadas para el estudio de los gradientes de presión fluyente, a saber: la ecuación general de balance de energía, el método planteado por Poettman y Carpenter para flujo multifásico en tuberías verticales y la variación introducida al método anterior por P. B. Baxendell para su aplicación a flujo multifásico por el espacio anular.

Además, se presenta una explicación teórica sobre los tipos de flujo que se encuentra en el espacio anular.

4.2 ECUACION GENERAL DE BALANCE DE ENERGIA

La primera Ley de Termodinámica establece que la energía no puede crearse ni destruirse, sino que es convertida de una forma a otra. Es una ley basada en observaciones físicas y no está sujeta a demostración matemática. Se la puede expresar en diferentes formas para su utilización. Por ejemplo, para cualquier clase de sistema, debe ser evidente, si la energía no se crea ni se destruye, que:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Energía que} \\ \text{entra en el} \\ \text{sistema} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Incremento o decremento} \\ \text{de la energía almacenada} \\ \text{en el sistema.} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Energía que} \\ \text{sale del siste} \\ \text{ma.} \end{array} \right] \quad 4.2.1$$

$$E_{\text{ent}} + \Delta E + E_{\text{sal}} \dots \dots \dots 4.2.2.$$

Antes de continuar con la demostración, es necesario tener en cuenta la definición de Sistema ⁽¹⁰⁾: "Es aquella porción del universo, un átomo, cierta cantidad de materia o cierto volumen del espacio que se desea estudiar. Es una región en cerrada por fronteras específicas las cuales pueden ser imagina rias o rígidas, ya sean fijas o móviles."



Para nuestro caso de flujo anular bifásico, el sistema será la mezcla de aceite y petróleo presente en el espacio formado por el diámetro interno de la tubería de revestimiento y el diámetro externo de la tubería de producción, que en este caso serán las fronteras del sistema; aclarando, sin embargo, que las paredes de las tuberías forman parte del sistema.

Si tomamos cierta longitud del espacio anular, tendremos que nuestro sistema es abierto, es decir, que a través de sus límites hay flujo de masa y el tipo de sistema abierto es el de flujo estacionario cuyas características son:

- 1.- El gasto de cada corriente de masa que entra al sistema y sale de él es constante y, además no hay acumulación-

-ni disminución de masa dentro del sistema.

2.- No hay acumulación ni disminución de energía dentro del sistema, y

3.- El estado de la sustancia de trabajo en cualquier punto del sistema permanece constante.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, para nuestro caso, la ley de la conservación de la energía expuesta en las ecuaciones 4.21 y 4.2.2. se reduce a:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\left[\begin{array}{l} \text{Energía que} \\ \text{entra al sis-} \\ \text{tema} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Energía que} \\ \text{sale del} \\ \text{sistema} \end{array} \right] \dots \dots \dots 4.2.3$$

$$E_{\text{ent}} = E_{\text{sal}} \dots \dots \dots 4.2.4$$

De manera que el problema, viene a ser el de considerar las diferentes formas de energía que atraviesan las fronteras:

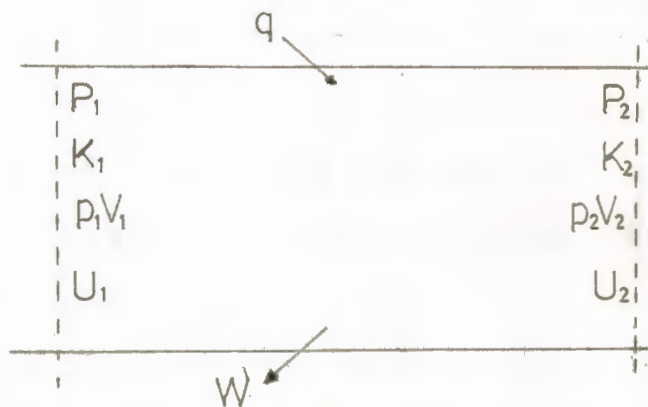


FIGURA 1

Basándose en la figura anterior, tomando los tipos disponibles de energía y considerando al calor que entra al sistema positivo y al trabajo que sale del sistema como negativo la ecuación 4.2.3 puede ser planteada de la siguiente manera:

$$P_1 + K_1 + Wf_1 + U_1 + Q = P_2 + K_2 + Wf_2 + U_2 + W \dots\dots 4.2.5$$

Arreglando la ecuación anterior en forma de diferencias finitas tendremos:

$$q - W = \Delta U + \Delta Wf + \Delta K + \Delta \dots\dots\dots 4.2.6$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Por definición cada uno de los términos anteriores serán:

q = Energía calórica que entra o sale del sistema. Es -- energía en transición debido a una diferencia de temperatura entre el sistema y el medio que le rodea.

ΔU = Energía interna llevada con el fluido. Es una propiedad peculiar del fluido mismo y que se origina por -- los movimientos de traslación, rotación, vibración y -- atracción de las moléculas. No es posible hallar una cantidad absoluta de energía interna de una substancia, sin embargo, lo que nos interesa es el cambio de energía interna, por encima de un punto de referencia.

$Wf = pV$ = es el trabajo de flujo o corriente que entra o sa

-le del sistema debido al trabajo hecho en la frontera contra una presión para obligar al fluido a entrar o salir del sistema.

$\Delta K = \frac{m v^2}{2g_c}$ Energía cinética. El fluido posee esta energía como resultado de la velocidad con que se mueve.

$\Delta P = \frac{mgh}{g_c}$ Energía potencial. Es el trabajo realizado por la fuerza de gravedad para mover un cuerpo desde una elevación con referencia a otra. Se determina a partir del desplazamiento vertical del centro de gravedad.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$W =$ Trabajo: Podemos imaginar al trabajo como si fuera energía que está "disponible" para convertirla en alguna otra forma, es decir, el fluido está haciendo trabajo sobre el medio, o al contrario puede realizarse sobre el sistema y haberse convertido en energía dentro del sistema.

Definiciones adicionales:

H. Entalpia: está relacionada con la energía interna y el trabajo de flujo por las ecuaciones siguientes:

$$\begin{array}{rcl}
 H & = & U + pV \text{ ----- } 4.2.7 \\
 \Delta H & = & \Delta U + \Delta pV \text{ ----- } 4.2.8
 \end{array}$$

En vista de que la cantidad absoluta de energía interna no se puede determinar, el valor absoluto de la entalpía no se conoce, pero en la práctica lo que interesa es medir el cambio de entalpía de un punto a otro. La entalpía varía con la presión, volumen, y energía interna.

5. Entropía está relacionada con la energía interna por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \int_{S_1}^{S_2} T ds + \int_{V_1}^{V_2} p(-dV)$$

Todos los otros cambios que se originan en la sustancia.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

4.2.9

donde:

$$\int_{S_1}^{S_2} T ds = \text{Efectos de calor}$$

$$\int_{V_1}^{V_2} p(-dV) = \text{Efectos de compresión.}$$


La entropía puede ser definitiva con la ecuación:

$$s = \Delta \left(\frac{q}{T} \right) = \int \frac{dq}{T} \quad 4.2.10$$

Como en el caso de la entalía, la entropía tampoco puede ser definida por un valor absoluto, pero se puede definir un cambio de entropía.

I_w = Trabajo perdido en irreversibilidades del fluido. Incluyen pérdidas como: efectos friccionales entre las fases fluyentes, fricción en las paredes, escurrimiento, efectos de tensión superficial, efectos químicos y cualquier otro efecto que causen pérdidas de presión.

De acuerdo a las definiciones anteriores, la ecuación 4.2.6 quedará de la siguiente manera:


 BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

$$\Delta U + \Delta \left(\frac{mv^2}{2g_c} \right) + \Delta \left(\frac{mgh}{g_c} \right) + \Delta (pV) = q - w \quad 4.2.11$$

Si consideramos como cero los cambios que se originan en la sustancia de la ecuación 4.2.9; nos quedará:

$$\Delta U = \int_{s_1}^{s_2} Tds + \int_{v_1}^{v_2} p(-dv) \quad 4.2.12$$

Además, por definición tenemos que:

$$\Delta (pV) = \int_{v_1}^{v_2} pdv + \int_{p_1}^{p_2} vdp \quad 4.2.13$$

Y sustituyendo en la 4.2.11.

$$\int_{s_1}^{s_2} Tds - \int_{v_1}^{v_2} pdv + \Delta \left(\frac{mv^2}{2g_c} \right) + \Delta \left(\frac{mgh}{g_c} \right) + \int_{v_1}^{v_2} pdv + \int_{p_1}^{p_2} vdp = q - w \quad 4.2.14$$

Suprimiendo términos semejantes en la ecuación anterior:

$$\int_{S_1}^{S_2} T ds + \Delta \left(\frac{mv^2}{2g_c} \right) + \Delta \left(\frac{mgh}{g_c} \right) + \int_{P_1}^{P_2} V dp = q - W \quad 4.2.15$$

Se conoce por definición que:

$$\int_{S_1}^{S_2} T ds = q \quad 4.2.16$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Y reemplazando en la ecuación 4.2.15, tendremos:

$$q + I_w + \Delta \left(\frac{mv^2}{2g_c} \right) + \Delta \left(\frac{mgh}{g_c} \right) + \int_{P_1}^{P_2} V dp = q - W \quad 4.2.17$$

Reordenando términos:

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta \left(\frac{mv^2}{2g_c} \right) + \Delta \left(\frac{mgh}{g_c} \right) + W + I_w = 0 \quad 4.2.18$$

Y finalmente para una unidad de masa:

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta \left(\frac{mv^2}{2g_c} \right) + \frac{g}{g_c} (\Delta h) + W + I_w = 0 \quad 4.2.19$$

La ecuación 4.2.19 representa la ecuación general de la energía para flujo de fluidos en un sistema bifásico y define que: "La suma de los efectos de compresión o expansión más el cambio de energía cinética más el cambio de energía poten---

-cial más el trabajo hecho por el fluido más las pérdidas de --
energía a través del sistema por irreversibilidades debe ser --
igual a cero."

4.3 METODO DE POETTMAN Y CARPENTER PARA FLUJO MULTI-- FASICO



F. H. Poettman y ^{BIBLIOTECA FIC} Carpenter (8), en 1.952, pu
blicaron en el "Drilling and Production Practice" su trabajo ti
tulado "Flujo Multifásico de Gas, Petróleo y Agua a través de -
tuberías verticales, con aplicación a diseño de instalaciones -
de gas-lift."

Ellos desarrollaron un método semiempírico, basa-
do en la ecuación de balance de energía, con datos obtenidos en
pozos de petróleo. La mayoría de las pruebas con que trabaja--
ron se encontraban en un rango de 300 a 800 B.P.D. de petróleo-
y/o agua con razones gas - líquido de 100 a 800 PBB, en tube--
rías de 2, 2 1/2 y 3 pulgadas de diámetro nominal. Las lectu--
ras de presión fueron medidas solo en la superficie y en el fondo
del pozo.

En general su desarrollo se basó en la ecuación 4.2.19
demostrada en el capítulo anterior, y tomando en cuenta las si-
guientes consideraciones:

1.- El flujo de la mezcla líquida y gas fué tratada como una fase única y homogénea.

2.- Las pérdidas totales de energía producidas por irreversibilidades, como escurrimiento, efectos friccionales y otros, fueron introducidos en un solo factor, en la forma planteada en la ecuación de Fanning para flujo de una sola fase; relacionando este factor con el numerador del número de Reynolds.

3.- Consideraron que debido a la magnitud del grado de turbulencia del flujo, las pérdidas de energía ocasionadas por el esfuerzo viscoso eran despreciables.

4.- No se hizo distinción entre los diferentes patrones de flujo.

5.- Consideraron que el término de energía cinética no tiene mayor influencia en los cálculos. Lo cual ha sido corroborado en investigaciones posteriores por otros autores.

6.- Como no se realiza ningún tipo de trabajo sobre el sistema, ni el fluido hace trabajo sobre el medio, este término será cero.

Basándonos en las consideraciones anteriores la ecuación 4.2.19 quedará de la siguiente manera:

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta h + l_w = 0 \quad 4.3.1$$

Los dos primeros términos de la ecuación 4.3.1 representan el trabajo de flujo y la energía potencial respectivamente. Para desarrollar el término, l_w , de pérdidas por irreversibilidades, asumieron que podía aproximarse a la forma planteada en la ecuación de Fanning, para determinar las pérdidas de presión para flujo incompresible y turbulento.

En el estudio de la ecuación de Fanning, pruebas experimentales demostraron que las pérdidas friccionales son afectadas por las propiedades físicas del fluido fluyente, (velocidad promedio de flujo entre los puntos considerados v , densidad, viscosidad absoluta) por la geometría de la tubería (diámetro interno d , longitud L , y la condición de Superficie Interna), siendo planteada de la siguiente manera:

$$l_w = \frac{4fL\bar{v}^2 \Delta h}{2g_c d} \quad 4.3.2$$

Poettman y Carpenter⁽⁸⁾, consideran al término f de la ecuación 4.3.2 como factor de pérdida de energía total.

Sustituyendo la ecuación 4.3.2 en la 4.3.1 tendremos:

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta h + \frac{4fv^2 \Delta h}{2g_c d} = 0 \quad 4.3.3.$$

Despejando Δh

$$\Delta h + \Delta h \left(\frac{4fv^2}{2g_c d} \right) = \dots - \int_{P_1}^{P_2} v dp \quad 4.3.4$$

$$\Delta h \left(1 + \frac{4fv^2}{2g_c d} \right) = \dots - \int_{P_1}^{P_2} v dp \quad 4.3.5$$

$$\Delta h = \frac{- \int_{P_1}^{P_2} v dp}{1 + \frac{4fv^2}{2g_c d}} \quad 4.3.6$$

Donde:

v = Volumen específico, $\text{pie}^3/\text{lb} = v_m/M$

v_m = Volumen de la mezcla de líquido y gas, pie^3/Bbl
o factor volumétrico total.

M = Masa total de líquido y gas lb/Bbl .

\bar{v}^2 = Velocidad promedio integrada entre las presiones P_1 y P_2

\bar{v}_m = Valor promedio integrado de v_m entre las presiones P_1 y P_2

d = Diámetro interno de la tubería

Q = Flujo líquido por día, $\text{Bbl}/\text{día}$

Qv_m = Volumen total de la mezcla en $\text{pie}^3/\text{día}$

v = Qv_m/A

A = $d^2/4$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Reemplazando las definiciones anteriores en la ecuación 4.3.6 - nos quedará:

$$\Delta h = \frac{-\frac{1}{m} \int_{P_1}^{P_2} V_m dp}{1 + \frac{64 f Q^2 V_m^2}{2g_c \pi^2 d^5}} \quad 4.3.7$$

Antes de continuar con la demostración, coloquemos el segundo término del denominador de la ecuación anterior en unidades de campo:



$$\frac{64}{2} + Q^2 \cdot \left(\frac{88}{d^2} \right) \cdot V_m^2 \cdot \left(\frac{f^3}{881} \right)^2 \cdot \left(\frac{d^2}{86400 \text{seg}^2} \right) \cdot \left(\frac{\text{seg}^2}{32,2 P} \right) \cdot \left(\frac{1}{3.14^2 d^5} \right) P^5$$

4.3.8

$$1.24898 \times 10^{-11} \cdot \frac{f Q^2 V_m^2}{d^5} \quad 4.3.9$$

y llamando \bar{K} a este término

$$\bar{K} = \frac{f Q^2 V_m^2}{7.413 \cdot 10^{10} d^5} \quad 4.3.10$$

Reemplazando la ecuación 4.3.10 en la 4.3.7

$$\Delta h = \frac{\frac{1}{m} \int_{P_1}^{P_2} V_m dp}{1 + \bar{K}} \quad 4.3.11$$

Dividiendo ambos términos para

$$\frac{\Delta h}{\Delta p} = \frac{\frac{1}{m} \int_{P_1}^{P_2} V_m dp}{(1 + \bar{k}) \Delta p} \quad 4.3.12$$

Invirtiendo para tener en forma de gradientes de presión por pie.

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{(1 + \bar{k}) \Delta p}{\frac{1}{m} \int_{P_1}^{P_2} V_m dp} \quad 4.3.13$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Y desarrollando:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{\Delta p}{\frac{1}{m} \int_{P_1}^{P_2} V_m dp} + \frac{\bar{k} \Delta p}{\frac{1}{m} \int_{P_1}^{P_2} V_m dp} \quad 4.3.14$$

Por definición tenemos que \bar{V}_m es el valor promedio integrado entre las presiones P_1 y P_2 . De acuerdo a la siguiente figura:

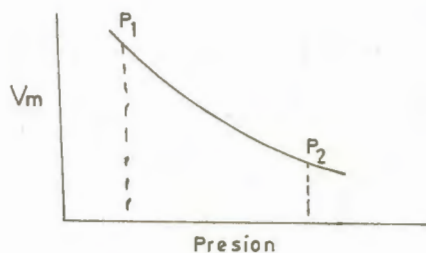


FIGURA 2

Si nos basamos en la figura anterior, \bar{V}_m , será igual al área integrada bajo la curva, dividida para el intervalo de presión considerado p , por lo tanto,

$$\bar{V}_m = \frac{\int_{P_1}^{P_2} V_m dp}{P_1 - P_2} = \frac{\int_{P_1}^{P_2} V_m dp}{\Delta p} \quad 4.3.15$$



Reemplazando la definición anterior en la ecuación --

4.3.14

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{m}{\bar{V}_m} + \frac{\bar{K}_m}{\bar{V}_m} \quad 4.3.16$$

Y por definición de densidad tenemos que:

$$\bar{\rho} = \frac{m}{\bar{V}_m} \quad 4.3.17$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = \bar{\rho} + \bar{K} \bar{\rho} \quad 4.3.18$$

En términos de gradientes de presión en lb/pie, y reemplazando \bar{V}_m de la ecuación 4.3.10 por $\bar{V}_m^2 = m^2/\rho^2$ tendremos:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\bar{\rho} + \frac{f Q^2 M^2}{7.413 \times 10^{10} \bar{\rho} d^5} \right] \quad 4.3.19$$

Que es la ecuación a la que llegaron Poettman y Carpenter, para calcular los gradientes de presión en lpc/plc.

4.4 METODO DE P. B. BAXENDELL PARA FLUJO ANULAR MULTIFASICO.

P. B. Baxendell⁽¹⁾, en 1.957, presentó a la Sociedad Americana de Ingenieros de Petróleo, su trabajo titulado "Producing Wells on casing flow - An Analysis of flowing Pressure Gradients."



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Su trabajo de investigación lo realizó en los campos de "La Mara", de la Compañía Shell en Venezuela, con pozos de alto potencial de producción, los cuales fluyen por el espacio anular.

Un primer intento para construir curvas de gradientes para flujo anular, fue el de aplicar el método empírico planteado por W. Gibert⁽⁷⁾, pero la principal dificultad fue la imposibilidad de correr bombas de presión por el espacio anular en pozos con altas tasas de producción.

P. B. Baxendell⁽¹⁾, entonces investigó la posibilidad de realizar un análisis matemático para las condiciones de flujo vertical por el espacio anular, basándose en la ecuación de balance de energía.

Dedujo esta ecuación de la misma manera en que lo hicieron anteriormente Poettman y Carpenter⁽⁸⁾, y que fue explicada ampliamente en el capítulo 4.3 y en donde se obtuvo la siguiente solución:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\bar{P} \pm \frac{f Q^2 H^2}{7.413 \times 10^{-10} \bar{P} D^5} \right] \quad 4.3.19$$

Para transformar la ecuación anterior de flujo -- por tubería a flujo anular, Baxendell, dividió el término D^5 en dos partes D^4 y D_e .



Definición de D^4 y D_e :

D^4 : Para una explicación más clara regresemos a la -- ecuación 4.3.6 del capítulo 4.2. donde tenemos que:

$$\Delta h = \frac{\int_{P_1}^{P_2} V dp}{1 + \frac{4fv^2}{2g_c d}} \quad 4.3.6$$

El término de la velocidad, v^2 fué reemplazado por la relación $Q^2 v_m^2 / A^2$:

En flujo de tuberías el área del conducto circular es:

$$A : \pi d^2 / 4$$

Para flujo anular el área del conducto circular, si nos fijamos en la siguiente figura No. 3 será:

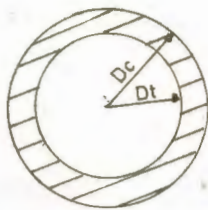


FIGURA 3

$$A = \frac{\pi}{4} (D_c^2) - \frac{\pi}{4} (D_t)^2 \quad 4.4.1$$

$$A = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - D_t^2) \quad 4.4.2$$

Donde D_c = Diámetro interno de la tubería de revestimiento.
 D_t = Diámetro externo de la tubería de producción.



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

El cuadrado del área será:

$$A^2 = \frac{\pi^2}{16} (D_c^2 - D_t^2)^2 \quad 4.4.3$$

que es el término equivalente para flujo anular.

DeDe : El término D_e es conocido como diámetro hidráulico -- equivalente, Baxendell, considera a este término como incógnita, debido a que en flujo anular el conducto circular está complicado por los cuellos de la tubería de producción, lo cual puede -- ser elemento de error en los cálculos.

Entonces reemplazando las dos expresiones anteriores en la ecuación 4.3.19, la expresión para flujo anular multifásico quedará de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\rho + \frac{f Q^2 M^2}{7.413 \times 10^{10} \rho (D_c^2 - D_t^2)^2 D_e} \right] \quad 4.4.3$$

Para obtener el factor de pérdida de energía total, Baxendell - despejó de la ecuación anterior los términos f/De :

$$f/De = \left(\frac{\Delta B}{\Delta h} \cdot 144 - \bar{P} \right) \cdot \frac{7.413 \times 10^{10} \bar{P}}{Q^2 M^2} (De^2 - De^2)^2 \quad 4.4.4$$

Con los datos de campo disponibles obtuvo varios puntos, los cuales graficados contra la tasa máxima de flujo Q_M , nos da una curva similar a la de la Figura No. 9.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

4.5 TIPOS DE FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR

Han sido muchos los autores (7,9,11,12,13), que han tratado de explicar lo que sucede con una mezcla de petróleo y gas cuando fluyen a través de una tubería vertical.

Básicamente han planteado los siguientes tipos de flujo, comenzando desde el fondo del pozo y avanzando hasta la superficie:

UNA SOLA FASE: Si la formación productora tiene una presión mayor que la de burbujeo, todo el gas estará disuelto en el petróleo existiendo, por lo tanto, una sola fase líquida.

FLUJO DE BURBUJA: Conforme la mezcla sube por el espacio anular, y se alcanza la presión de burbujeo, las primeras burbujas de gas se liberarán del petróleo, dispersándose en la fase continúa líquida. El tamaño de las burbujas de gas aumentará proporcionalmente con la disminución de la profundidad.

FLUJO DE TACO: El tamaño de las burbujas de gas es cada vez más grande, las cuales crecen al unirse unas con otras, dando lugar a que la fase líquida quede comunicada solamente por medio de puentes.

FLUJO ANULAR: Al aumentar la expansión del gas, éste rompe los puentes de líquidos, dando lugar a que solamente exista una película de éste adherido a las tuberías. Dentro de ésta película existirán gas liberado y pequeñas gotas de aceite dispersas en él.

FLUJO DE NIEBLA: La película de líquido desaparece, existiendo solo pequeñas gotas de aceite dispersas en el volumen de gas expandido, debido a la baja presión cerca de la superficie.

V. APLICACION PRACTICA

5.1 INTRODUCCION

En el presente capítulo se presentan los pasos seguidos para determinar las diferentes variables que se utilizan en el cálculo de los gradientes de presión fluyentes, a saber: temperatura de fondo fluyente, diámetros promedios de las tuberías de revestimiento y producción, grado API, factor volumétrico del petróleo para las diferentes relaciones gas-petróleo y el factor de pérdida de energía total.

También se presentan la totalidad de los resultados obtenidos y sus respectivos gráficos.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

5.2 DATOS DE CAMPO UTILIZADOS

5.2.1 DETERMINACION DEL DIAMETRO INTERNO DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

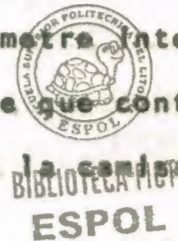
La tubería de revestimiento está clasificada de acuerdo a cinco propiedades: El diámetro externo, el espesor de la pared, el grado del material de construcción, el tipo de unión y la longitud de la junta.

El diámetro externo y el espesor de la pared determinan una sexta propiedad: el peso por unidad de longitud. La tubería de revestimiento es frecuentemente clasificada por

-su peso nominal y el grado del material.

Para nuestro propósito, las características más importantes son el diámetro externo y el peso nominal en lbs/ pie, ya que éstas determinan el diámetro interno para la tubería de revestimiento.

Debido a que la mayoría de los pozos considerados en el presente trabajo, tienen sartas combinadas de tuberías de revestimiento, en los que se mezclan varios tipos y diferentes pesos nominales, se ha calculado el diámetro interno promedio para cada pozo, de acuerdo al porcentaje que contribuye cada sección de tubería, hasta la profundidad de la camisa (Sliding Sleeve), de la siguiente manera:



$$\text{Diámetro} = \frac{\sum_{i=1}^n DI \times \text{Prof.}i}{\text{Prof. Total}}$$

donde: DI = Diámetro Interno de un tipo de tubería en pulgadas

Prof*i* = Longitud de la sección considerada.

Prof. Total = Profundidad del pozo hasta la camisa.

Para obtener el diámetro promedio general se procedió de una manera similar a la anterior.

$$\text{Dia. prom. gen.} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{pp}i \times P_{pi}}{P_{cp}}$$

- Donde = D. prom. gen. = Diámetro promedio general
 Dppi = Diámetro promedio de cada pozo.
 Ppi = Profundidad considerada de cada pozo.
 Pcp = Suma total de las profundidades de los pozos.

A continuación tenemos dos ejemplos de los tipos de--
 completaciones utilizadas, y la manera en que se calcula el diá-
 metro promedio:

POZO	TIPO	lbs/pla	DIAMETRO PROMEDIO	PROF. TIPO	DIAMETRO PROMEDIO
A	J-55	15.5	4.950	618	4.96576
	J-55	14.	5.012	4396	
	J-55	15.5	4.950	1709	
	J-55	17.	4.892	1516	
	N-80	17.	4.892	607	
B	J-55	23	6.366	1956	6.32031
	J-55	23	6.366	1191	
	J-55	26	6.276	4614	
	C-95	23	6.366	1328	

Para el pozo A tendremos:

$$Dpp = \frac{4.950 \times 618 + 5.012 \times 4396 + 4.950 \times 1709 + 4.892 \times 1516 + 4.892 \times 607}{8922}$$

$$Dp = \frac{4.430891}{8922} = 4.966$$

Para el Pozo B :

$$Dpp = \frac{6.366 \times 1956 + 6.366 \times 1191 + 6.276 \times 4614 + 6.366 \times 1328}{9089}$$

$$Dpp = \frac{57445.3140}{9089} = 6.320$$

Siguiendo el mismo método anterior se obtuvo el diámetro promedio para cada pozo, y para cada grupo de pozos con diámetro externo igual, los cuales están presentados en las Tablas Nos. I y II.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA I

**DIAMETRO PROMEDIO Y PROFUNDIDAD CONSIDERADA PARA CADA POZO
TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 5 1/2 PULGADAS O.D.**

POZO	DIAMETRO PROMEDIO	PROFUNDIDAD CONSIDERADA
A	4.892	9054
B	4.892	9100
C	4.966	8922
D	4.965	8810
E	4.987	8834
F	4.965	8816
G	4.989	8984
H	4.962	9139
I	4.985	9011
J	4.917	8917
K	4.964	8903
L	4.963	8857
M	4.958	9080



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIAMETRO PROMEDIO GENERAL -

$$\text{D.P.G.} = \frac{576788.309}{116427} = 4.95408 \text{ pulgadas}$$

TABLA II

DIAMETRO PROMEDIO Y PROFUNDIDAD CONSIDERADA PARA CADA POZO

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 7 PULGADAS O. D.

POZO	DIAMETRO PROMEDIO	PROFUNDIDAD CONSIDERADA
1	6.272	8888
2	6.320	9089
3	6.342	8887
4	6.347	8945
5	6.343	8780
6	6.349	9047
7	6.348	9000
8	6.343	8990
9	6.349	9026
10	6.349	8923
11	6.349	8897



BIBLIOTECA FICT
ESPCL

$$D.P.G. = \frac{624055.052}{98472} = 6.33739 \text{ pulgadas.}$$

5.2.2 TEMPERATURA Y GRADIENTE GEOTERMICO PROMEDIOS

Para éste cálculo se han tomado 9 pruebas realizadas frente a la cara de la arena productora.

Un valor que no ha podido ser medido, pero que es utilizado, en las diferentes labores de Ingeniería, es la temperatura de flujo en superficie y que se ha tomado como 110°F.



BIBLIOTECA
ESPOL

El gradiente geotérmico se calcula de la siguiente manera:

$$GGT = \frac{T_f - T_s}{Prof.} \quad 5.2.2.1.$$

donde:

GGT = Gradiente geotérmico en °F/pie

Tf = Temperatura de fondo

Ts = Temperatura de superficie

Prof = Profundidad a lo que fue tomado la lectura de Tf.

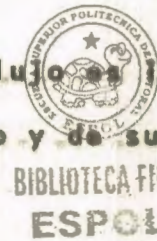
La Tabla III muestra las temperaturas y profundidades de las pruebas así como el gradiente geométrico de cada pozo calculado con la ecuación 5.2.2.1.

El gradiente promedio aritmético es igual a : 0.01199°F/pie.

La profundidad promedio de las válvulas operadoras; es decir por las cuales se inyecta el gas; es de ± 7380 pies, por lo tanto la temperatura de fondo a esa profundidad será de:

$$T_f = 110 + 0.01199 \times 7380 = 198^\circ\text{F}$$

La temperatura promedio de flujo es igual a la mitad de la suma de las temperaturas de fondo y de superficie es decir:



$$T_p = \frac{110 + 198}{2} = 154^\circ\text{F}$$

A través de todo este trabajo se ha tomado una temperatura promedio de 150°F . La diferencia de 4°F con la calculada no influencia en mayor grado para nuestros propósitos.

TABLA III**TEMPERATURA Y PROFUNDIDADES DE LAS PRUEBAS**

PRUEBA	TEMPERATURA DE FONDO	PROFUNDIDAD	GRADIENTE GEOTERMICO
1	218	9070	0.01191
2	224	9050	0.01260
3	220	9255	0.01189
4	218	8930	0.01209
5	221	8950	0.01240
6	218	9066	0.01191
7	210	9050	0.01105
8	224	9300	0.01226
9	216	8950	0.01184

GRADIENTE GEOTERMICO PROMEDIO = 0.01199°F/plc.

5.2.3 GRADO API PROMEDIO

El grado API promedio del campo, tomando las pruebas disponibles es de 29.79, lo cual quiere decir que la podemos aproximar a 30.0° API.

El grado más alto que se ha obtenido es de 34° y el más bajo de 26°. Esto ocurre solo en 2 pruebas, en todas las demás varía en un rango de 29 o 31° API.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

5.2.4 PRUEBAS DE POZOS

A continuación se presenta, una serie de pruebas de pozos, con los cuales se puede comprobar las curvas de -- gradientes.

También los valores de la presión de las válvulas operadoras, calculadas con los ábacos de la Compañía CAMCO, para el tipo de válvulas que se utilizan en el Oriente, y la profundidad a la que están asentadas.

TABLA IV

PRUEBAS DE POZOS

FLUJO ANULAR : 5 1/2" x 2 7/8"

PRUEBA	Q	R.G.P.	Psup.	Pval.	Prof.
1	2026	380	65	1840	6676
2	3400	420	100	1780	6387
3	3510	450	100	1740	6379
4	2500	400	100	1740	6400
5	2566	430	100	1760	6435
6	2527	471	100	1760	6408
7	3051	246	100	1725	BIBLIOTECA FICT
8	3688	389	100	1775	5247
9	3000	450	100	1765	ESPOL 6096 6400

FLUJO ANULAR : 7" x 2 7/8"

PRUEBA	Q	R.G.P.	Psup.	Pval.	Prof.
1	2425	410	100	1785	6490
2	2500	506	200	1845	6485
3	2660	387	100	1785	6535
4	3498	309	200	1710	5390
5	1985	469	100	1780	6453
6	2256	450	280	1705	5307
7	2532	344	180	1715	5320

5.3 DETERMINACION DE LAS DIFERENTES VARIABLES Y CORRELACIONES P. V. T.

El factor volumétrico total o bifásico es el volumen ocupado a una presión dada, por un barril normal de aceite-- más el gas libre, el cual estaba inicialmente disuelto en aquel.

Los datos P.V.T. del campo en estudio nos presentan análisis de las condiciones iniciales del yacimiento, entre ellos el factor volumétrico total, obtenido con las cantidades-- de gas inicial dispuesto en el aceite. Estos datos no son de -- utilidad ya que en nuestro estudio las curvas de gradientes, es-- tán construídas para relaciones gas petróleo superiores a la ini-- cial. Estos mismos estudios también nos indican, que los crudos existentes en las dos arenas productoras son bajosaturados con-- presiones de burbujee a 1325 y 1058 lpc respectivamente.

En las pruebas realizadas a los pozos, las presio-- nes de fondo fluyente están en todos los casos sobre las 2000 -- lpc, de lo que podemos deducir que en ambas arenas no existirá producción de gas libre en la formación, sino que la liberación del gas se realizará en las tuberías del pozo.

El factor Volumétrico Total varía con las cualida-- des del sistema líquido - gas, es decir con el grado API del pe-- tróleo y la gravedad específica del gas, y con las condiciones-- del medio como son temperatura y presión.

El grado API, la gravedad específica del gas y la

-temperatura del sistema, permanecen constantes dentro de cierto rango, habiéndose, por lo tanto, tomado las condiciones promedio del campo en estudio y que son: 30° API del petróleo, 1.0 de gravedad específica del gas, y 150°F de temperatura promedio de flujo.

Antes de explicar las relaciones utilizadas es necesario conocer el comportamiento del factor volumétrico total con respecto a la presión.

A presiones mayores que la de burbujeo, todo el gas entrará en solución en el petróleo y el F.V.T. disminuirá de acuerdo a la compresibilidad del sistema líquido, linealmente con la presión.

A presiones menores que la de burbujeo el gas disuelto en el petróleo se liberará de él, y contribuirá al volumen total del sistema.

La Figura No. 5 nos muestra un comportamiento típico del F.V.T. con la presión.

X Para la obtención del factor volumétrico del petróleo se han dividido los cálculos en tres partes:

1.- Cálculo de la presión de burbujeo, P_b , para cada relación gas-petróleo, con la ecuación de M. B. Standing⁽²⁾.

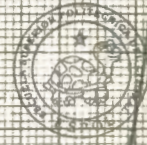
COMPORTAMIENTO DEL FACTOR

VOLUMETRICO BIFASICO

CON LA PRESION

RGP = 500 PC/B.

RGP = 400 PC/B.



BIBLIOTECA
ESPON

Pb

Pb

FIG. 5

β_t

La asunción básica utilizada por este investigador dice: -"Para sistemas compuestos por un componente gas y un componente aceite, la presión de burbujeo varía directamente con la R.G.P. y el grado API del aceite, e inversamente con la temperatura del sistema y la gravedad específica del gas con respecto al aire."

La correlación empírica que obtuvo Standing es la siguiente:

$$P_b = \left[18 \left[\left(\frac{R.G.P.}{SG_g} \right)^{0.83} \times \frac{10^{0.00091T}}{10^{0.0125API}} \right] \right] \quad 5.3.1$$

donde:

- R.G.P. = Razón gas petróleo en PC/Bbl.
- SG_g = Gravedad específica del gas (aire 1)
- T = Temperatura promedio del sistema en °F
- API = Grados API del aceite.

En la Tabla V se encuentran los valores obtenidos para cada Razón gas-petróleo.

2.- Cálculo del factor volumétrico total, bajo la presión del punto de burbujeo, por medio del gráfico presentado por M.B. Standing (2).

TABLA V

PRESION DE BURBUJEO PARA CADA R.G.P.

R. G. P.	PRESION DE BURBUJEO
200	844
300	1182
400	1501
500	1807
600	2102
700	2389
800	2669
900	2943
1000	3212
1100	3476
1200	3737
1300	3993
1400	4247
1500	4497



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

La gráfica utilizada es la de la Figura No. 6. Según ésta el factor volumétrico total varía con la razón gas-petróleo la gravedad específica del gas, el grado API del aceite y la temperatura. Las lecturas se han tomado desde una presión de 200-- lpc, hasta la presión de burbujeo, calculada en el paso anterior, para cada Razón gas-petróleo.

Para evitar errores de apreciación los valores obtenidos del gráfico, por medio del método de mínimos cuadrados y programas para la calculadora H.P. 25 se obtuvieron las constantes para la ecuación de la forma:

$$\beta_t = a p^b \quad 5.3.2.$$

para cada razón gas-petróleo y las condiciones promedio indicadas anteriormente. En el Apéndice A se ha ampliado la explicación, sobre la utilización de esta ecuación para determinar el F.V.T.

Así mismo, la Figura No. 7 nos muestra el comportamiento lineal del F.V.T. contra la presión cuando se gráfica en papel log-log, como era de esperarse.

La Tabla VI presenta las constantes a y b y el coeficiente de determinación $(14) r^2$, para las diferentes ecuaciones.

La Tabla VII nos muestra los valores obtenidos con la ecuación 5.3.2. El asterisco (*) en esa tabla indica, que des-

FACTOR VOLUMETRICO
TOTAL

M. B. STANDING

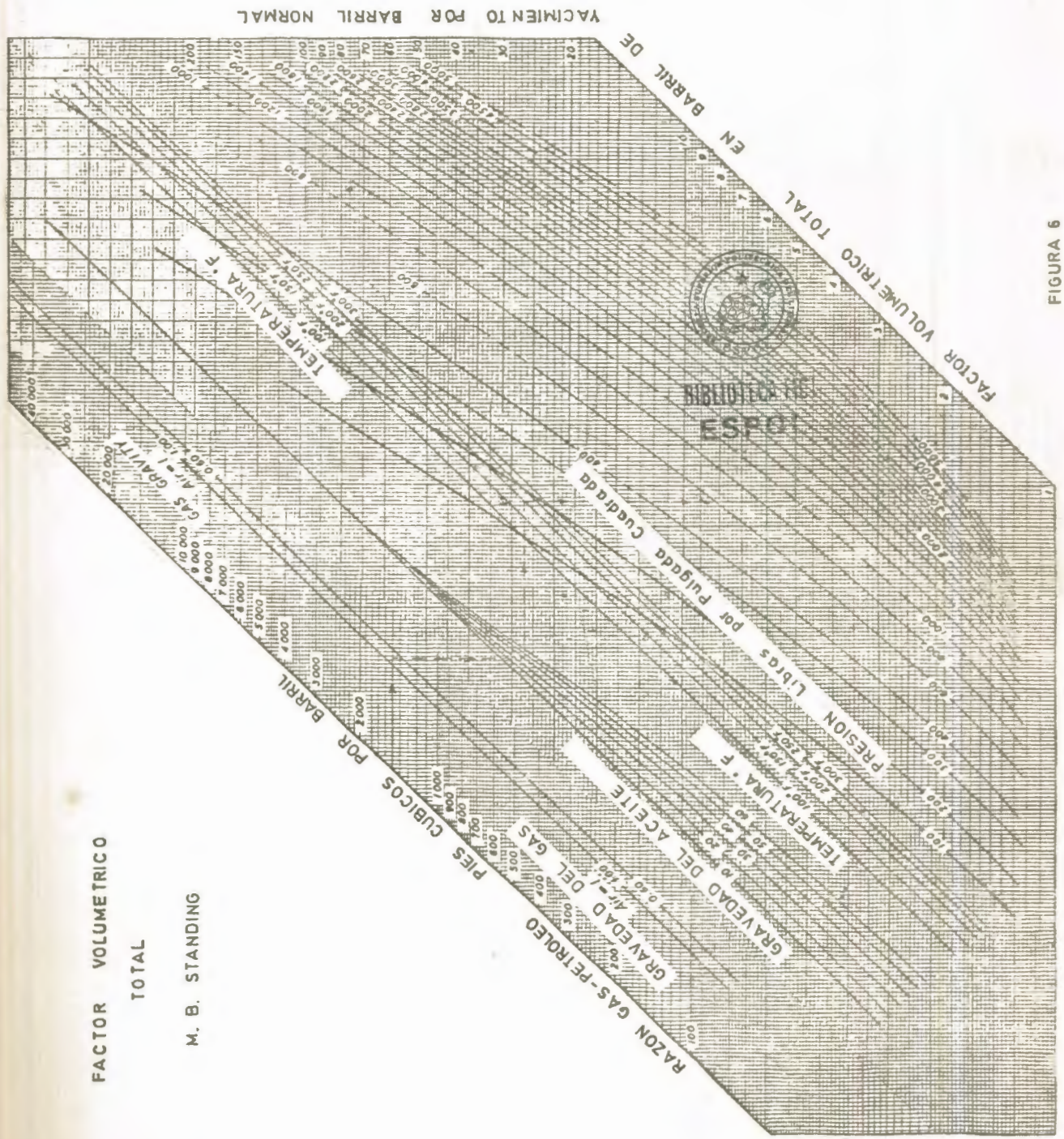
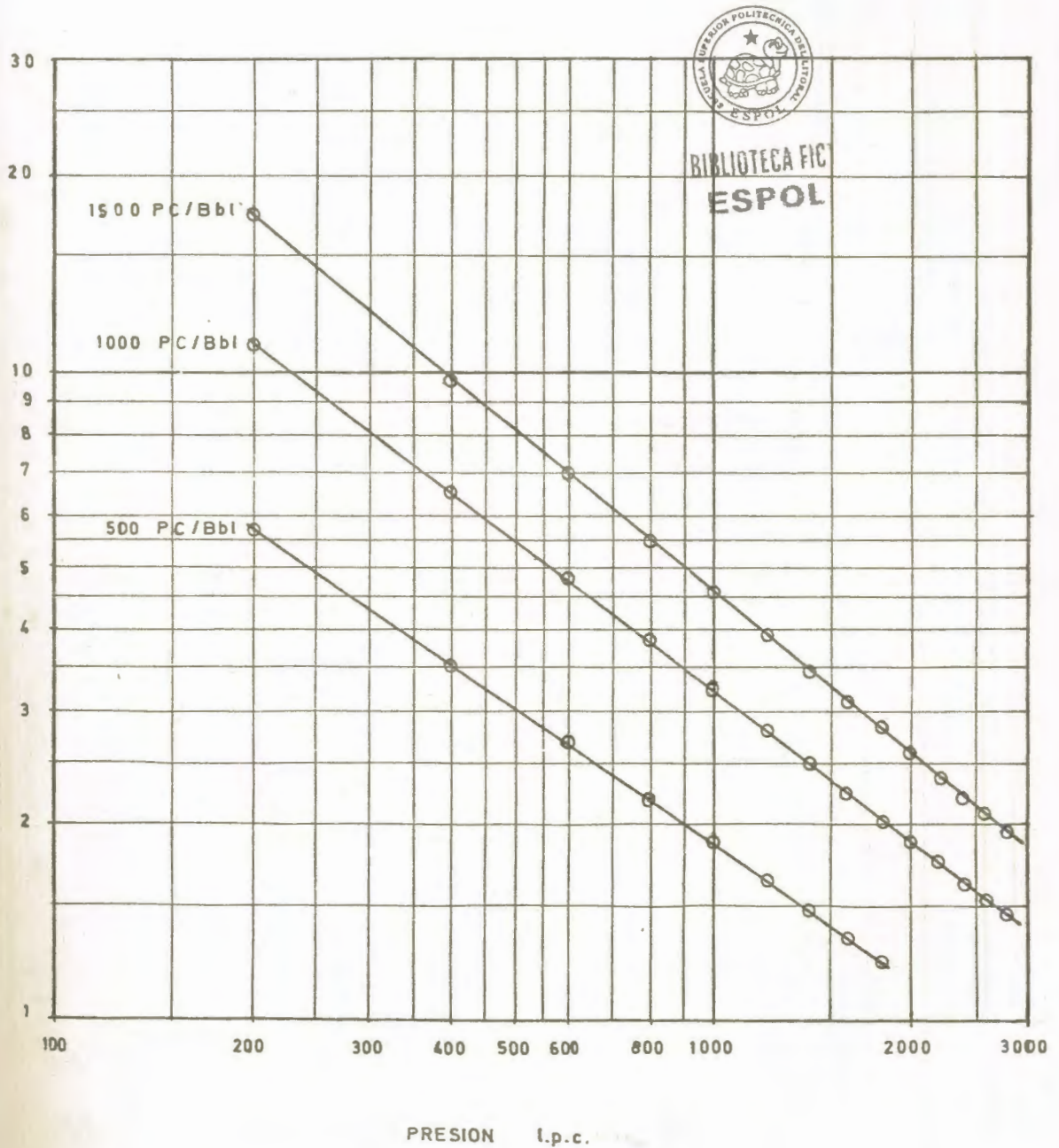


FIGURA 6

VOLUMETRICO BIFASICO

CON LA PRESION

FIGURA 7



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FACTOR VOLUMETRICO BIFASICO EN B/BN

TABLA VI

CONSTANTES "a" Y "b" Y COEFICIENTE DE DETERMINACION PARA LA ECUACION $\beta_t = aP^b$, PARA CADA R.G.P.

R. G. P.

"a"



COEFICIENTE DE DETERMINACION.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

200	66.89409753	-0.601780557	0.999
300	74.63138491	-0.581156356	0.999
400	144.18856080	-0.650784486	0.999
500	222.96775020	-0.691204821	0.999
600	290.19080910	-0.709970267	0.999
700	401.15766150	-0.739160096	0.999
800	487.49179770	-0.751645721	0.999
900	595.53589250	-0.766886352	0.999
1000	699.19395170	-0.777463070	0.999
1100	826.22281340	-0.790170006	0.999
1200	942.86756530	-0.797666669	0.999
1300	1093.88702200	-0.8104832931	0.999
1400	1234.57096600	-0.818804337	0.999
1500	1378.93137600	-0.826174960	0.999

TABLA VII

VALORES DEL FACTOR VOLUMETRICO TOTAL

Presión
R.G.P.

	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
200	2.7585	3.4329	4.5862	5.7248	6.7456	7.9931	9.0867	10.2395	11.3666	13.7720	17.3177
400	1.8177	2.2947	2.9211	3.5456	4.1238	4.7889	5.3968	6.0176	6.6312	7.9227	9.7676
600	1.4241	1.8129	2.2436	2.6790	3.0923	3.5489	3.9791	4.4094	4.8382	5.7334	6.9872
800	1.1977	1.5338	1.8606	2.1959	2.5210	2.8692	3.2053	3.5365	3.8686	4.5578	5.5091
1000	1.1591*	1.3473	1.6091	1.8822	2.1517	2.4330	2.7104	2.9802	3.2524	3.8146	4.5816
1200	1.1581	1.2224*	1.4290	1.6592	1.8904	2.1263	2.3633	2.5913	2.8226	3.2983	3.9409
1400	1.1572	1.2211	1.2926	1.4915	1.6944	1.8973	2.1047	2.3024	2.5038	2.9167	3.4697
1600	1.1563	1.2198	1.2346*	1.3600	1.5412	1.7190	1.9037	2.0783	2.2569	2.6220	3.1073
1800	1.1554	1.2185	1.2331	1.2537	1.4175	1.5757	1.7424	1.8988	2.0594	2.3869	2.8191
2000	1.1544	1.2172	1.2316	1.2487*	1.3154	1.4577	1.6098	1.7514	1.8974	2.1945	2.5841
2200	1.1535	1.2160	1.2300	1.2470	1.2688*	1.3575	1.4895	1.6280	1.7619	2.0338	2.3885
2400	1.1526	1.2147	1.2285	1.2453	1.2668	1.2771*	1.4036	1.5229	1.6467	1.8974	2.2228
2600	1.1517	1.2134	1.2270	1.2437	1.2649	1.2748	1.3237	1.4322	1.5473	1.7801	2.0805
2800	1.1507	1.2121	1.2255	1.2420	1.2630	1.2726	1.2943*	1.3531	1.4607	1.6779	1.9570
3000	1.1498	1.2108	1.2239	1.2403	1.2610	1.2703	1.2918	1.3016*	1.3844	1.5881	1.8486



-de este valor, β_t ha sido calculado por el paso siguiente.

3.- Cálculo del factor volumétrico del petróleo a --
presiones mayores que la de burbujeo, por el método propuesto--
por J. C. Calhoun Jr. (15).

Como dijimos en un párrafo anterior, β_o , a presiones--
arriba de la de burbujeo disminuirá como resultado de la compre--
sibilidad del sistema líquido.

Por definición el coeficiente promedio de compresibili--
dad C_o es igual al cambio en volumen con la presión por unidad--
de volumen. Expresando matemáticamente tendremos que:

$$C_o = - \frac{V_2 - V_1}{V_1 (P_2 - P_1)} \quad 5.3.3.$$

Donde:

C_o = Coeficiente promedio de compresibilidad sobre--
el rango $P_2 - P_1$.

V_2 = Volumen a la presión P_2 .

V_1 = Volumen a la presión P_1 .

El signo negativo de la ecuación 5.3.3., es necesario
si el coeficiente de compresibilidad es considerado como un nú--
mero positivo.

La ecuación anterior puede ser reescrita en la siguiente forma:

$$V_2 = V_1 \left[1 - C_o (P_2 - P_1) \right] \quad 5.3.4.$$

Dividiendo ambos lados de la ecuación 5.3.4. para el volumen normal nos quedará:

$$\beta_2 = \beta_1 \left[1 - C_o (P_2 - P_1) \right] \quad 5.3.5$$

Considerando a la presión de burbujeo como la presión inicial tendremos:

$$\beta_2 = \beta_{os} \left[1 - C_o (P_2 - P_b) \right] \quad 5.3.6$$

Los valores de la presión de burbujeo y el factor volumétrico pueden obtenerse por los métodos propuestos en los 2 pasos anteriores.

Los valores de C_o , han sido leídos del Gráfico presentado por Calhoun⁽¹⁵⁾, Fig. 8, el cual presenta C_o contra la gravedad específica del aceite a la presión de burbujeo.

La gravedad específica del aceite a la presión de burbujeo se obtiene de la siguiente manera:

GRAVEDAD ESPECÍFICA A LA PRESIÓN DE BURBUJEO

J. C. CALHOUN Jr.

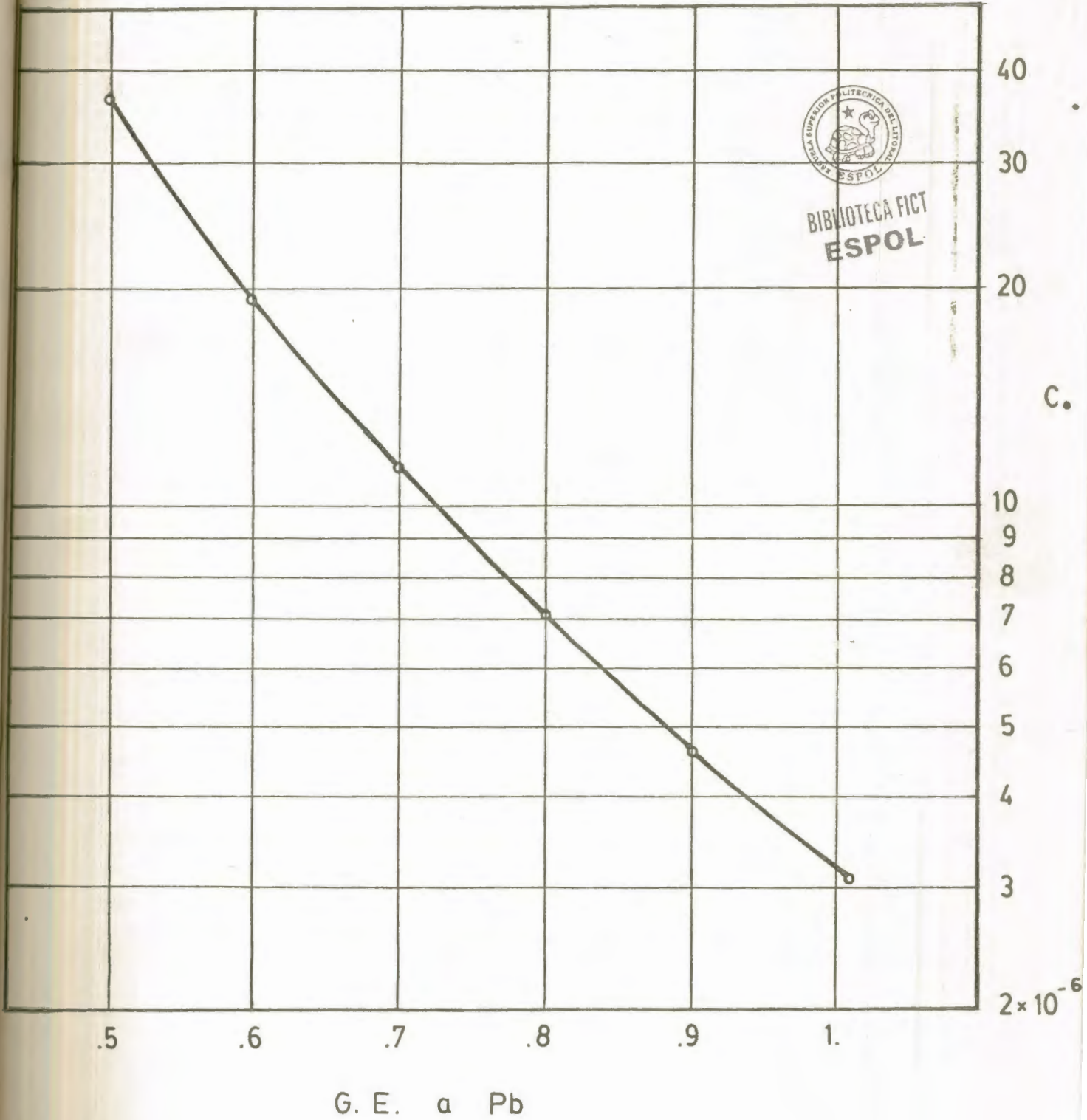


FIGURA 8

$$SG \text{ a Pb} = \frac{\text{Masa de un barril de agua}}{(\text{Masa del gas} + \text{Masa del aceite}) \beta_{os}} \quad 5.3.7$$

$$SG \text{ a Pb} = \frac{Ma}{(Mg + Mp) \beta_{os}} \quad 5.3.8$$

Donde:

$$Ma = 350 \text{ lb/Bbl.}$$

$$Mg = \frac{\text{R.G.P.}}{379} \times SG \text{ gas} \times 29 = \text{lb/Bbl}$$

$$Mp = 350 \frac{141.5}{131.4 + \text{°API}}$$

β_{os} = Factor volumétrico del petróleo o la presión de burbujeo.

Los valores del factor volumétrico del petróleo a la presión de burbujeo, la gravedad específica del aceite a esa misma presión y el factor de compresibilidad promedio están presentados en la Tabla VIII.

Luego, con la ecuación 5.3.6 pueden ser calculados los demás valores de B_o , los cuales están presentados en la Tabla VII.

TABLA VIII

VALORES DEL FACTOR VOLUMETRICO TOTAL A LA PRESION DE BURBUJEO, GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO A LA PRESION DE BURBUJEO Y - COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO PARA CADA R.G.P.

R. G. P.	F.V.T. a Pb (1)	S.G. a Pb (2)	$C_o \times 10^6$ (3)
200	1.1598	0.9373	4.00
300	1.2225	0.8687	5.25
400	1.2354	0.8301	6.20
500	1.2503	0.8117	6.70
600	1.2697	0.7820	7.60
700	1.2772	0.7609	8.80
800	1.2959	0.7343	9.50
900	1.3024	0.7184	10.40



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- (1) CON LA ECUACION 5.3.2
- (2) CON LA ECUACION 5.3.8
- (3) LEIDOS EN LA FIGURA NO. 7

5.4 FACTOR DE PERDIDA DE ENERGIA UTILIZADO

En el método planteado por D. B. Baxendell (1), - dedujo el factor de pérdidas de energía total para pozos con altas tasas de producción altas, debido al grado de turbulencia que se produce y que hace que los efectos de escurrimiento sean minimizados.



En su trabajo Baxendell dedujo el factor con datos de pozos completos con tuberías de revestimiento y producción de 7" y 2 7/8" respectivamente. En el presente trabajo hemos utilizado el mismo factor propuesto por Baxendell para nuestros dos casos, es decir tuberías de revestimiento de 5 1/2" y 7" y tubería de producción de 2 7/8".

Como explicamos en el Capítulo 4.4., Baxendell, - consideró el diámetro hidráulico como incógnita, calculando el término f/D_e , por medio de la ecuación:

$$f/D_e = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \times 144 - \bar{\rho} \right) \frac{7.413 \times 10^{-10} \bar{\rho} (D_c^2 - D_t^2)^2}{Q^2 \mu^2} \quad 4.4.4$$

Consecuentemente, los parámetros escogidos para correlacionar el factor de pérdida de energía total con datos de campo fueron la tasa máxima de flujo Q_M y el término f/D_e .

Para obtener la ecuación de la curva presentada por Baxendell se procedió de la siguiente manera:

1.- Se tomaron lecturas del gráfico de Baxendell, para valores de QM desde 5×10^5 hasta 20×10^5 Figura No. 9

2.- Se graficaron los valores leídos, y se trazó una curva leyendo nuevos valores sobre ésta. Figura No. 10.

3.- Con los valores leídos en el paso anterior se calcularon por el método de mínimos cuadrados las constantes para la ecuación de la forma:

$$f/De = a QM^b \quad 5.4.1$$

obteniéndose la siguiente ecuación:

$$f/De = 2.387431694 (QM \times 10^5)^{-1.532864503} \quad 5.4.2$$

con un coeficiente de determinación de 0.998.

La ecuación 5.4.2 al ser graficada en papel log-log, nos dará una línea recta como podemos ver en la Figura No. 11. Sin embargo, debemos aclarar que esta ecuación es válida solamente dentro de los límites de nuestro rango de trabajo, es decir para valores de QM, comprendidos entre 5×10^5 y 21×10^6 .

La Tabla No. 9 nos muestra los valores obtenidos.

FACTOR DE PERDIDA
 DE ENERGÍA TOTAL
 P. B. BAXENDELL⁽¹⁾
 ECUACION: 54.2

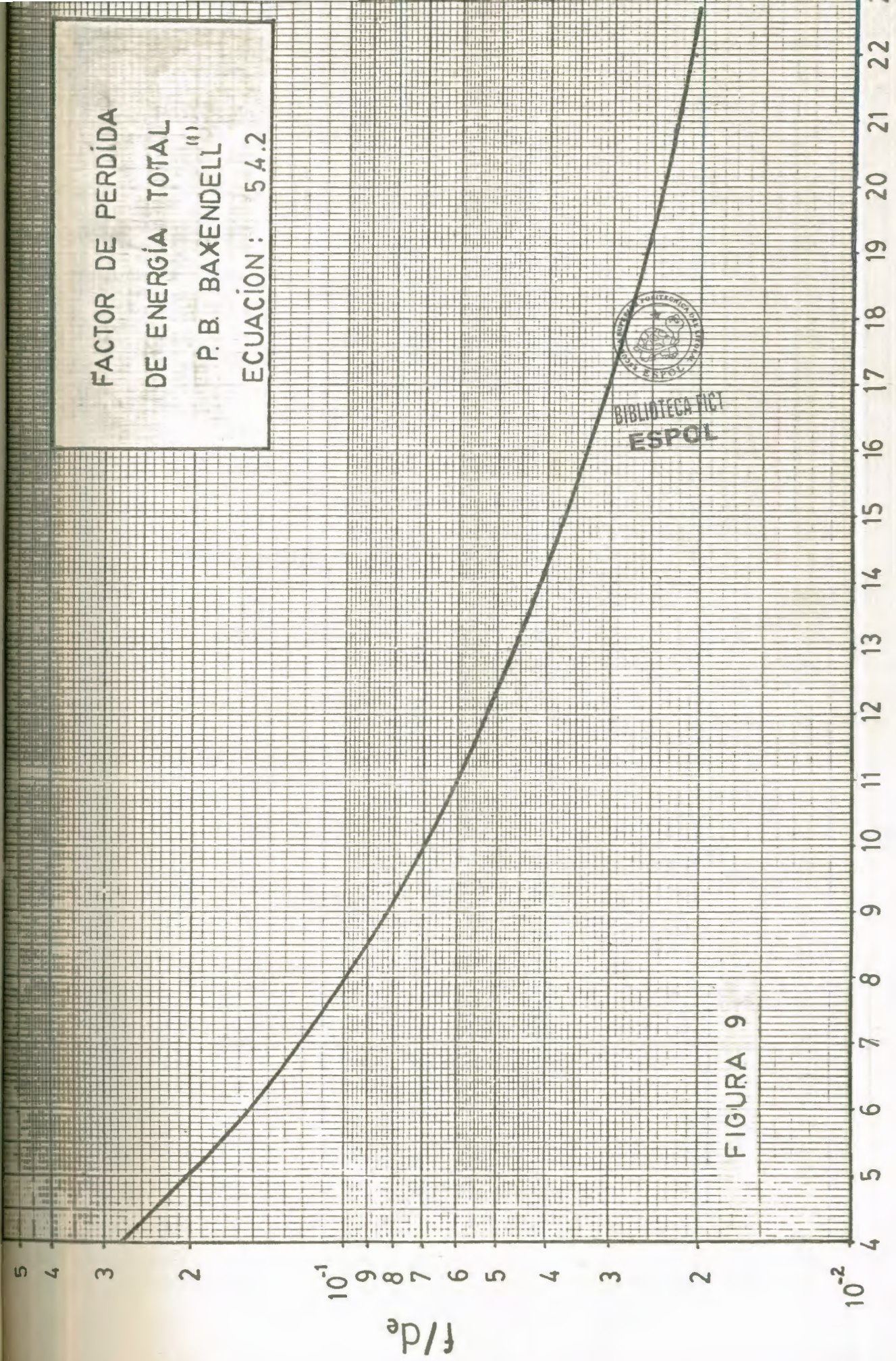


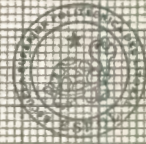
FIGURA 9

$QM \times 10^{-5}$

DE ENERGIA TOTAL

P. B. BAXENDELL⁽¹⁾

• VALORES LEIDOS



BIBLIOTECA
ESPAÑOLA

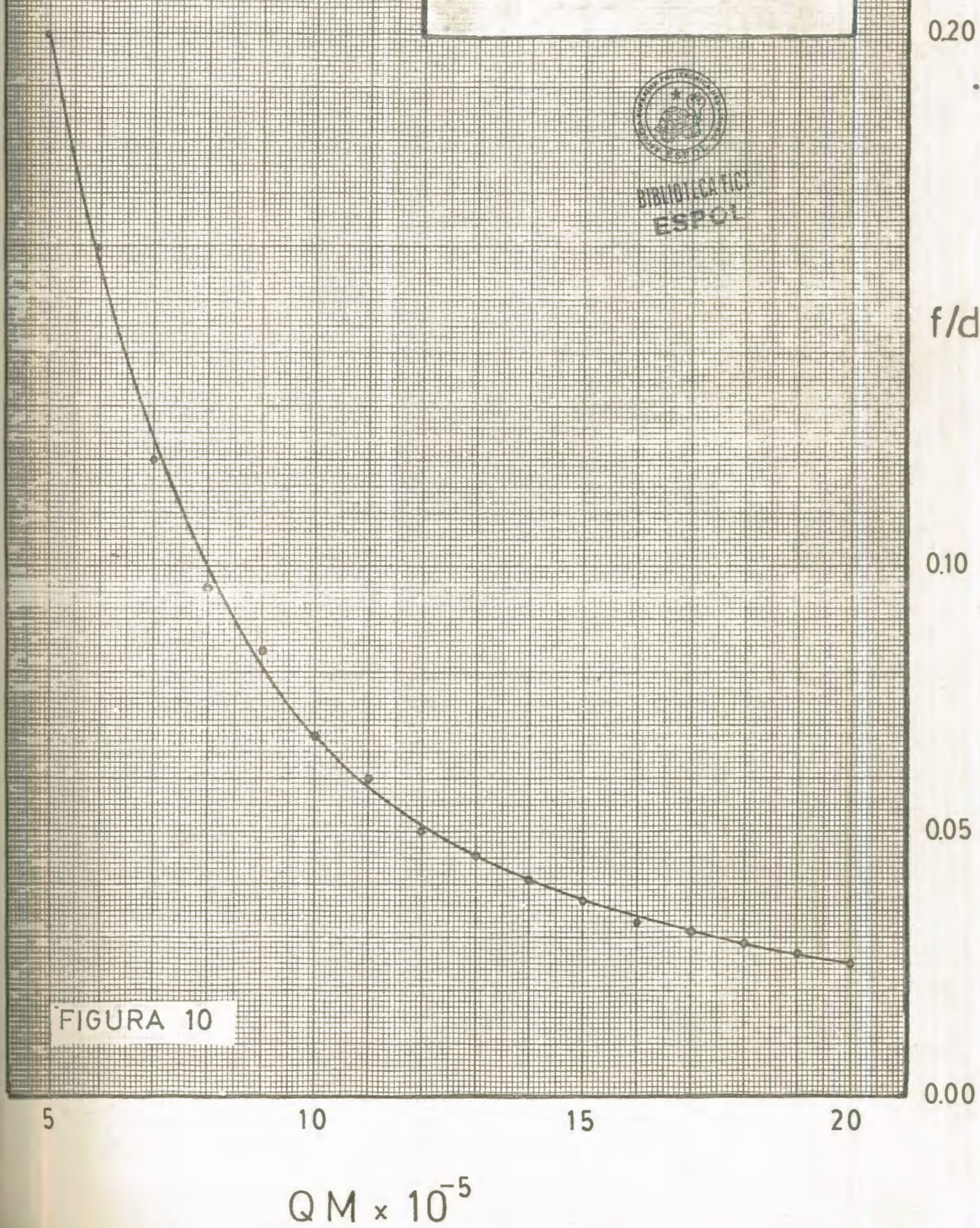


FIGURA 10

FIGURA 11

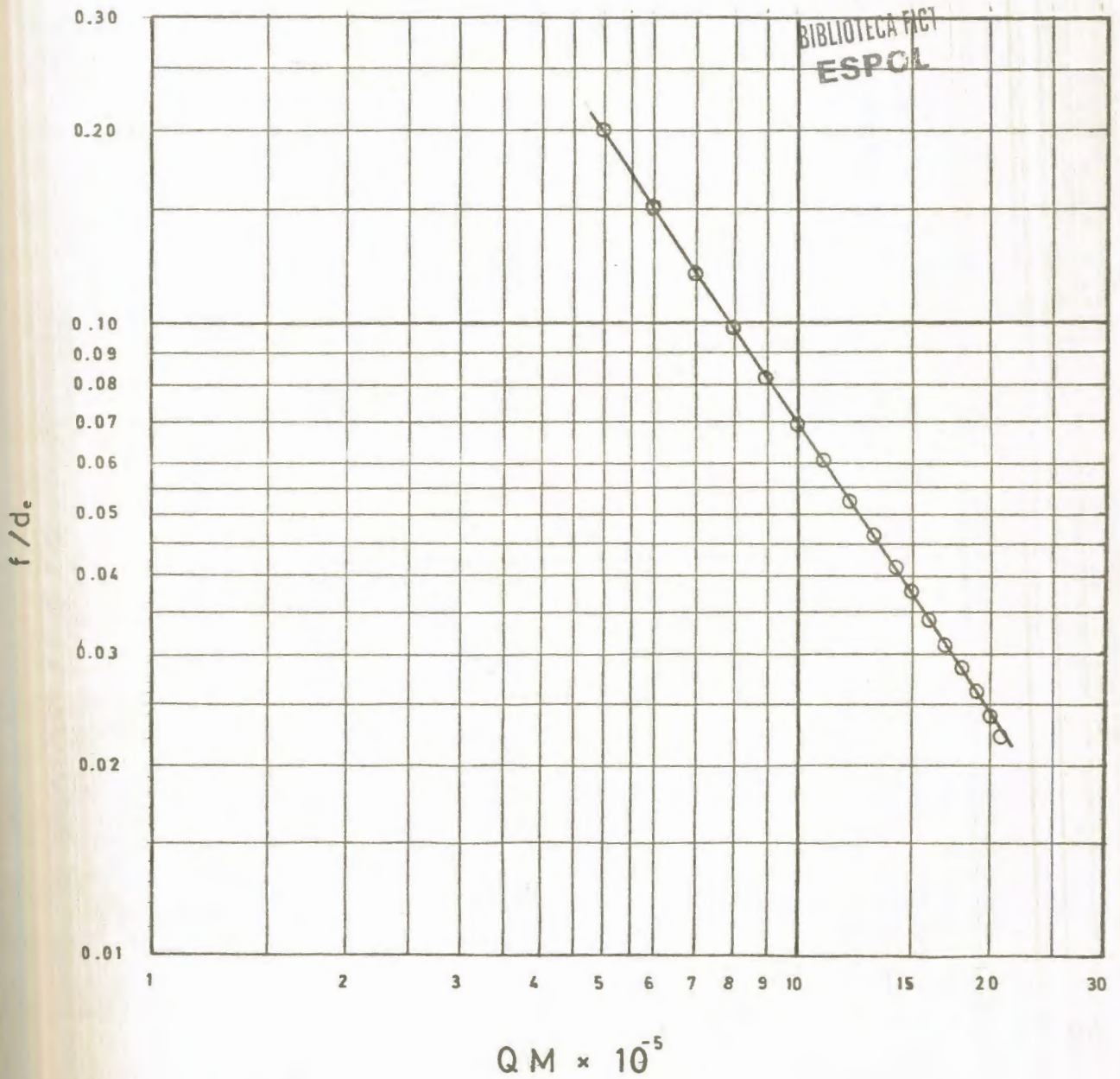


TABLA IX

VALORES PARA EL CALCULO DE LA ECUACION 5.4.2 DEL FACTOR DE PERDIDA DE ENERGIA TOTAL DE BAXENDELL.

QM x 10 ⁵	LECTURA DEL GRAFICO DE BAXENDELL (FIG.8)	LECTURA GRAFICO (FIG. 9)	VALORES CON ECUACION 5.4.2
4	--	--	0.285138
5	0.200	0.2000	0.202527
6	0.160	0.1560	0.153155
7	0.120	0.1240	0.120923
8	0.096	0.0990	0.098541
9	0.080	0.0810	0.082263
10	0.068	0.0680	0.069995
11	0.060	0.0585	0.060481
12	0.050	0.0515	0.052929
13	0.045	0.0457	0.046817
14	0.041	0.0410	0.041790
15	0.037	0.0370	0.037596
16	0.033	0.0340	0.034055
17	0.031	0.0310	0.031033
18	0.029	0.0290	0.028429
19	0.027	0.0270	0.026168
20	0.025	0.0250	0.024190
21	--	--	0.022446



BIBLIOTECA FICT ESPOL

5.5. CALCULO DE GRADIENTES

En el Capítulo 4.4 dedujimos la ecuación de Baxendell (1) para obtener los gradientes de presión en lpc/pla -- llegando a la siguiente forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = \frac{1}{144} \left[\rho + \frac{f Q^2 M^2}{7.413 \times 10^{10} \rho (D_c)^5} \right] \quad 4.4.3$$



BIBLIOTECA FICT
- ESP -

Afortunadamente la ecuación anterior es apropiada para mecanizar los cálculos por medio de programas para la calculadora H.P.25, los mismos que se encuentran detallados en el Apéndice, B.

Los cálculos fueron realizados de la siguiente manera:

1.- Para cada tasa de flujo y razón gas petróleo, -- existirá una curva de gradiente, entonces un valor de flujo máximo, QM, es calculado para cada par de estos valores.

2.- Utilizando éste valor de QM y por medio de la -- ecuación 5.4.2 un valor correspondiente de f/De es calculado.

3.- Con los factores volumétricos totales obtenidos -- en el Capítulo 5.3 podemos calcular la densidad a cada presión -- considerada.

La información anterior es suministrada a la R.P.25 pa-

-ra obtener los gradientes. Se toman luego valores promedios -
de éstos y los dividimos para cada incremento de presión consi-
derado (200 lps.) a fin de transformar los gradientes de pre-
sión de lpc/pla a pies. Estas profundidades son sumadas acumu-
lativamente para obtener en valor correspondiente de cada punto.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En la Tabla X y XI están detallado cada uno de los pa-
sos seguidos en dos ejemplos, para 7" y 5 1/2".

Las Tablas XII a XXVII presentan los resultados fina-
les para todas los cálculos de gradientes.

TABLA X

CALCULOS DETALLADOS PARA OBTENER LOS GRADIENTES DE PRESION FLUYENTES.

FLUJO ANULAR 7" x 2 7/8"; Q = 2500 BPM; R.G.P. = 500 PC/Bbl

VALORES CONSTANTES: QM = 862175 lbs/dfa; M = 344,87 lbs; f/De = 0.087860

PRESION	F. V. T	DENSIDAD	GRADIENTE	GRADIENTE PROMEDIO	2000 ÷ GRADIENTE PROMEDIO	PROFUNDIDAD ACUMULADA
200	5.7248	10.7287	0.0861	---	---	---
400	3.5456	17.3227	0.1275	0.1068	1873	1873
600	2.6790	22.9262	0.1646	0.1461	1369	3242
800	2.1959	27.9700	0.1987	0.1871	1101	4343
1000	1.8822	32.6317	0.2304	0.2146	932	5275
1200	1.6592	37.0175	0.2604	0.2454	815	6090
1400	1.4915	41.1796	0.2890	0.2747	728	6818
1600	1.3600	45.1613	0.3164	0.3027	661	7479
1800	1.2537	48.9905	0.3428	0.3296	607	8085
2000	1.2487	49.1867	0.3441	0.3434	582	8668
2200	1.2470	49.2537	0.3446	0.3443	581	9249
2400	1.2453	49.3210	0.3450	0.3448	580	9829
2600	1.2437	49.3844	0.3455	0.3453	579	10408
2800	1.2420	49.4520	0.3459	0.3457	578	10986
3000	1.2403	49.5198	0.3464	0.3462	578	11564



BIBLIOTECA FICT
M SPOL

TABLA XI

CALCULOS DETALLADOS PARA OBTENER LOS GRADIENTES DE PRESION FLUYENTES.

FLUJO ANULAR 5 1/2" x 2 7/8" ; Q = 2500 B.P.D. R.G.P. = 500 pc/Bbl

VALORES CONSTANTES QM = 862175 lbs/dfa; M = 344,87 lbs ; f/De = 0.08760

PRESION	F. V. T.	DENSIDAD	GRADIENTE	GRADIENTE PROMEDIO	200 ÷ GRADIENTE PROMEDIO	PROFUNDIDAD ACUMULADA
200	5.7248	10.7287	0.1191	-----	-----	-----
400	3.5456	17.3227	0.1479	0.1335	1498	1498
600	2.6790	22.9262	0.1801	0.1640	1219	2717
800	2.1959	27.9700	0.2114	0.1957	1022	3739
1000	1.8822	32.6317	0.2413	0.2263	884	4623
1200	1.6592	37.0175	0.2700	0.2556	782	5405
1400	1.4915	41.1796	0.2976	0.2838	705	6110
1600	1.3600	45.1613	0.3242	0.3109	643	6753
1800	1.2537	48.9905	0.3500	0.3371	593	7346
2000	1.2487	49.1867	0.3513	0.3506	570	7917
2200	1.2470	49.2537	0.3518	0.3515	569	8486
2400	1.2453	49.3210	0.3522	0.3520	568	9054
2600	1.2437	49.3844	0.3526	0.3524	567	9621
2800	1.2420	49.4520	0.3531	0.3529	567	10188
3000	1.2403	49.5198	0.3536	0.3533	566	10754



BIBLIOTECA FICT
1967
567

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES.

FLUJO ANULAR 5 1/2" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 1500 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1019	1203	1427	1589	1693	1774	1816	1835	1838	1807	1777
	1789	2137	2535	2848	3069	3264	3389	3467	3533	3579	3532
	2425	2919	3454	3891	4219	4517	4728	4889	5009	5163	5212
	3004	3601	4246	4788	5209	5597	5887	6119	6302	6567	6727
	3574	4214	4948	5580	6083	6550	6912	7207	7449	7821	8092
	4143	4800	5581	6291	6868	7404	7831	8183	8480	8952	9330
	4712	5386	6173	6939	7582	8180	8667	9071	9417	9982	10459
	5281	5970	6751	7536	8240	8892	9434	9885	10277	10928	11498
	5849	6555	7329	8110	8850	9552	10143	10638	11073	11804	12459
	6416	7138	7906	8682	9429	10166	10805	11340	11814	12619	13353
	6983	7721	8483	9254	9998	10744	11425	11997	12508	13382	14190
	7550	8304	9059	9825	10566	11304	12010	12616	13161	14099	14976
	8116	8885	9634	10395	11133	11864	12573	13201	13778	14777	15719
	8682	9467	10208	10964	11699	12423	13129	13760	14364	15420	16422



GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR: 5 1/2" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 2000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1008	1185	1393	1539	1627	1692	1719	1727	1719	1673	1572
	1774	2111	2488	2776	2975	3142	3245	3311	3348	3361	3284
	2408	2888	3399	3808	4108	4374	4556	4691	4786	4894	4896
	2985	3567	4186	4698	5089	5441	5699	5900	6054	6265	6367
	3553	4178	4885	5485	5956	6385	6713	6974	7184	7497	7701
	4120	4762	5516	6192	6736	7233	7624	7941	8204	8612	8917
	4688	5346	6105	6838	7447	8004	8453	8821	9132	9630	10030
	5254	5928	6682	7433	8102	8712	9216	9629	9986	10567	11056
	5821	6511	7258	8005	8709	9369	9922	10378	10776	11435	12007
	6386	7092	7833	8575	9287	9982	10581	11076	11513	12245	12893
	6952	7674	8408	9145	9854	10557	11199	11731	12204	13003	13724
	7517	8254	8982	9714	10420	11116	11782	12347	12854	13717	14505
	8081	8834	9555	10283	10985	11674	12343	12930	13469	14392	15243
	8645	9414	10128	10850	11550	12231	12897	13488	14052	15031	15942



BIBLIOTECA FICT
UESPOL

TABLA XIV

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR : 5 1/2" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION : 2500 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	999	1169	1365	1498	1574	1625	1643	1642	1627	1571	1464
	1761	2088	2448	2717	2897	3044	3129	3179	3203	3193	3095
	2393	2861	3352	3739	4017	4257	4418	4532	4608	4683	4653
	2968	3538	4138	4623	4989	5313	5547	5723	5856	6027	6086
	3535	4147	4831	5405	5850	6249	6550	6786	6972	7240	7395
	4101	4729	5460	6110	6626	7092	7455	7744	7981	8341	8592
	4666	5311	6048	6753	7334	7859	8279	8618	8903	9349	9691
	5232	5892	6623	7346	7986	8564	9037	9422	9750	10278	10706
	5796	6473	7197	7917	8592	9219	9741	10167	10536	11140	11649
	6361	7053	7771	8486	9168	9829	10397	10862	11270	11946	12529
	6925	7633	8344	9054	9733	10403	11013	11514	11957	12701	13354
	7488	8212	8917	9621	10298	10960	11594	12128	12605	13411	14130
	8051	8790	9488	10188	10862	11517	12153	12710	13218	14083	14864
	8614	9368	10060	10754	11425	12072	12707	13265	13800	14721	15560



BIBLIOTECA FICTICIA
UNIVERSIDAD TECNICA DEL ESTADO DE SONORA
ESPOL

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR : 5 1/2 " x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION : 3000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	991	1155	1341	1463	1529	1570	1580	1572	1553	1490	1379
	1750	2068	2414	2666	2831	2960	3032	3070	3083	3055	2943
	2379	2838	3312	3679	3938	4158	4301	4399	4461	4510	4455
	2953	3512	4091	4557	4904	5204	5418	5575	5691	5830	5857
	3519	4120	4784	5336	5760	6134	6413	6627	6795	7026	7144
	4083	4701	5411	6038	6532	6971	7311	7578	7795	8116	8324
	4648	5281	5998	6679	7237	7735	8131	8447	8710	9115	9411
	5212	5861	6571	7271	7887	8438	8888	9246	9552	10037	10416
	5775	6440	7144	7840	8491	9090	9586	9988	10334	10894	11352
	6338	7019	7717	8407	9066	9699	10240	10681	11064	11694	12226
	6901	7597	8288	8974	9630	10271	10854	11330	11749	12445	13046
	7463	8174	8859	9540	10193	10827	11434	11943	12395	13152	13819
	8025	8751	9430	10106	10756	11382	11992	12523	13006	13822	14549
	8586	9327	9999	10670	11317	11936	12544	13077	13586	14457	15242

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR 5 1/2 " x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 3500 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	984	1143	1320	1432	1491	1523	1527	1514	1490	1422	1309
	1739	2050	2383	2621	2773	2889	2949	2977	2981	2940	2817
	2367	2817	3276	3626	3871	4072	4200	4285	4335	4364	4296
	2940	3489	4052	4500	4828	5110	5306	5448	5549	5663	5664
	3504	4095	4743	5275	5680	6033	6293	6490	6642	6844	6931
	4068	4675	5368	5974	6449	6866	7186	7435	7634	7923	8096
	4631	5254	5953	6614	7151	7626	8002	8298	8543	8914	9172
	5193	5832	6525	7204	7800	8327	8754	9094	9381	9830	10170
	5756	6410	7097	7772	8402	8977	9452	9833	10160	10682	11098
	6317	6987	7668	8338	8975	9584	10103	10523	10887	11478	11967
	6879	7564	8238	8904	9538	10155	10716	11170	11569	12225	12782
	7444	8140	8808	9468	10100	10710	11294	11781	12213	12930	13552
	8001	8716	9377	10033	10661	11264	11851	12360	12822	13597	14279
	8561	9291	9946	10596	11222	11817	12402	12910	13401	14231	14970



GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR 5 1/2" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 4000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	977	1132	1306	1404	1462	1481	1480	1463	1437	1365	1251
	1730	2034	2360	2581	2731	2825	2876	2896	2893	2841	2710
	2356	2798	3248	3579	3820	3996	4112	4185	4225	4237	4147
	2928	3468	4021	4448	4772	5025	5207	5335	5424	5517	5497
	3491	4072	4710	5220	5621	5943	6188	6370	6508	6685	6746
	4053	4651	5334	5917	6387	6772	7076	7308	7493	7754	7898
	4615	5229	5917	6555	7087	7530	7887	8167	8396	8738	8964
	5177	5806	6489	7144	7734	8228	8636	8959	9230	9648	9954
	5738	6382	7059	7710	8336	8876	9332	9695	10005	10496	10876
	6299	6959	7629	8275	8907	9482	9982	10383	10730	11288	11740
	6859	7534	8198	8840	9469	10051	10593	11029	11410	12033	12551
	7419	8109	8767	9403	10030	10605	11170	11700	12052	12735	13317
	7978	8684	9335	9966	10591	11158	11725	12215	12660	13400	14042
	8537	9257	9902	10529	11150	11710	12275	12761	13237	14032	14730



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DEL ECUADOR

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR: 5 1/2" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 4500 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	971	1122	1383	1380	1426	1445	1439	1419	1390	1315	1200
	1721	2019	2330	2545	2676	2769	2811	2824	2816	2755	2617
	2346	2780	3213	3536	3755	3928	4033	4096	4128	4126	4023
	2916	3448	3984	4401	4701	4950	5119	5235	5314	5389	5351
	3478	4052	4670	5170	5544	5862	6093	6262	6388	6544	6583
	4040	4629	5292	5865	6307	6688	6976	7194	7366	7604	7724
	4601	5206	5875	6501	7005	7442	7784	8049	8265	8581	8781
	5161	5782	6445	7089	7650	8138	8530	8838	9095	9487	9763
	5721	6357	7014	7654	8250	8785	9224	9570	9867	10330	10680
	6281	6932	7583	8218	8820	9389	9872	10257	10589	11119	11539
	6840	7507	8151	8782	9381	9958	10482	10901	11267	11860	12347
	7399	8080	8719	9344	9941	10510	11057	11509	11907	12561	13110
	7958	8654	9285	9906	10500	11062	11612	12085	12514	13224	13832

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR: 5 1/2" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 5000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	2965	1112	1267	1357	1398	1412	1403	1380	1349	1272	1157
	1713	2005	2306	2511	2634	2718	2753	2759	2746	2678	2535
	2336	2764	3186	3497	3704	3866	3961	4016	4040	4026	3913
	2906	3430	3953	4357	4645	4881	5038	5145	5214	5273	5220
	3467	4032	4638	5124	5485	5789	6007	6164	6280	6418	6438
	4027	4608	5259	5817	6245	6611	6885	7092	7252	7470	7568
	4587	5184	5840	6452	6941	7362	7691	7942	8146	8440	8616
	5147	5759	6409	7038	7584	8056	8434	8728	8972	9341	9592
	5706	6334	6978	7602	8183	8701	9126	9459	9742	10180	10503
	6265	6907	7545	8165	8752	9304	9772	10143	10461	10966	11358
	6823	7481	8112	8728	9312	9872	10380	10786	11138	11705	12163
	7381	8054	8679	9289	9871	10424	10955	11392	11776	12403	12922
	7938	8626	9245	9850	10429	10974	11509	11967	12381	13064	13642
	8495	9197	9810	10410	10986	11524	12056	12517	12956	13693	14326

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR : 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 1500 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1079	1309	1629	1912	2132	2380	2564	2729	2868	3099	3302
	1873	2287	2817	3296	3681	4110	4445	4750	5016	5484	5947
	2522	3094	3778	4404	4920	5487	5943	6361	6732	7400	8091
	3110	3792	4596	5340	5965	6642	7199	7709	8168	9005	9890
	3689	4417	5316	6158	6874	7644	8286	8874	9409	10390	11442
	4267	5013	5962	6888	7685	8532	9249	9905	10505	11613	12809
	4845	5609	6564	7550	8418	9333	10117	10832	11490	12709	14032
	5423	6203	7152	8158	9090	10065	10908	11676	12386	13706	15141
	6000	6797	7740	8742	9712	10739	11637	12453	13210	14620	16156
	6576	7391	8327	9323	10301	11366	12314	13173	13973	15466	17037
	7152	7984	8913	9905	10879	11954	12947	13845	14686	16254	17965
	7728	8576	9498	10485	11457	12523	13543	14476	15354	16993	18780
	8303	9168	10083	11064	12033	13092	14115	15073	15984	17688	19546
	8878	9759	10667	12609	13660	14680	14680	15641	16580	18345	20269



GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION : 2000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1076	1304	1618	1894	2112	2341	2514	2666	2792	2995	3161
	1869	2280	2802	3270	3654	4058	4377	4665	4913	5341	5748
	2517	3085	3760	4375	4890	5429	5867	6265	6615	7237	7864
	3105	3782	4577	5310	5932	6580	7117	7606	8043	8831	9647
	3683	4407	5296	6126	6841	7579	8201	8768	9279	10210	11188
	4261	5002	5942	6855	7650	8465	9162	9796	10372	11427	12548
	4839	5597	6543	7517	8383	9265	10028	10720	11355	12521	13766
	5416	6191	7131	8124	9055	9995	10818	11563	12249	13514	14872
	5992	6785	7718	8707	9676	10669	11546	12339	13072	14427	15884
	6568	7378	8305	9288	10264	11296	12223	13058	13834	15271	16819
	7144	7970	8890	9869	10842	11883	12855	13730	14545	16058	17689
	7719	8562	9475	10449	11419	12452	13450	14360	15213	16795	18503
	8294	9153	10059	11028	11995	13020	14022	14956	15842	17490	19267
	8868	9744	10643	11606	12571	13588	14587	15524	16438	18146	19889



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR : 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 2500 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1073	1299	1609	1878	2079	2308	2471	2613	2729	2910	3046
	1865	2273	2789	3249	3610	4014	4320	4593	4826	5222	5586
	2513	3077	3745	4351	4839	5378	5802	6183	6517	7102	7678
	3100	3774	4561	5283	5878	6526	7048	7520	7939	8687	9447
	3678	4398	5279	6099	6784	7523	8129	8677	9170	10059	10979
	4256	4993	5924	6827	7592	8408	9088	9703	10260	11272	12333
	4833	5587	6525	7488	8323	9207	9953	10626	11241	12363	13547
	5409	6181	7113	8095	8994	9936	10742	11467	12133	13354	14649
	5986	6774	7699	8677	9615	10610	11469	12242	12955	14265	15659
	6561	7367	8285	9258	10203	11236	12145	12960	13716	15108	16593
	7137	7959	8871	9838	10780	11822	12776	13632	14427	15894	17461
	7711	8550	9455	10418	11356	12391	13371	14262	15093	16630	18273
	8286	9141	10039	10996	11932	12959	13942	14857	15722	17324	19037
	8860	9731	10622	11574	12507	13526	14507	15426	16318	17980	19758



GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR: 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION : 3000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1071	1295	1600	1864	2069	2279	2434	2568	2674	2837	2951
	1862	2267	2777	3229	3596	3975	4269	4531	4751	5121	5448
	2509	3070	3732	4329	4823	5334	5745	6112	6434	6986	7519
	3096	3766	4547	5260	5861	6469	6987	7444	7848	8562	9276
	3674	4390	5264	6074	6766	7474	8066	8599	9075	9929	10800
	4251	4984	5909	6802	7574	8358	9023	9622	10163	11139	12149
	4828	5578	6509	7462	8305	9155	9886	10544	11141	12226	13359
	5404	6172	7096	8069	8975	9884	10675	11384	12033	13216	14458
	5980	6765	7683	8651	9596	10557	11401	12157	12853	14125	15466
	6555	7357	8268	9231	10183	11182	12076	12875	13613	14967	16398
	7130	7948	8853	9811	10761	11769	12707	13546	14323	15752	17265
	7704	8539	9437	10390	11337	12337	13302	14175	14989	16487	18076
	8278	9130	10021	10969	11912	12905	13873	14770	15618	17180	18839
	8852	9719	10603	11546	12487	13471	14437	15337	16213	17836	19559



CA FICT OF

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR: 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 3500 B.P.D.

R. G. P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1069	1291	1592	1851	2051	2254	2402	2527	2627	2774	2868
	1858	2261	2766	3212	3571	3940	4224	4475	4685	5031	5329
	2505	3064	3720	4309	4795	5295	5694	6049	6356	6884	7381
	3092	3759	4534	5239	5831	6437	6933	7376	7767	8452	9126
	3670	4382	5250	6052	6735	7430	8009	8528	8991	9814	10644
	4246	4977	5895	6779	7541	8312	8965	9550	10076	11020	11987
	4823	5570	6495	7439	8272	9109	9827	10470	11053	12105	13194
	5399	6163	7081	8045	8942	9837	10614	11309	11943	13093	14291
	5974	6756	7667	8627	9562	10510	11340	12082	12762	14001	15297
	6549	7348	8253	9207	10149	11135	12015	12799	13522	14842	16227
	7124	7939	8837	9786	10726	11720	12646	13469	14231	15626	17093
	7698	8529	9421	10365	11302	12289	13239	14098	14897	16361	17903
	8272	9120	10004	10943	11877	12856	13810	14692	15524	17053	18665
	8845	9709	10587	11520	12451	13422	14374	15259	16119	17708	19384



GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR: 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 4000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1067	1287	1585	1839	2034	2231	2372	2491	2584	2718	2796
	1856	2256	2757	3196	3548	3908	4184	4425	4625	4952	5223
	2502	3058	3708	4291	4769	5259	5648	5942	6288	6792	7257
	3089	3753	4522	5219	5803	6398	6883	7315	7694	8353	8993
	3666	4375	5238	6032	6706	7390	7958	8465	8915	9711	10504
	4242	4969	5881	6758	7512	8271	8912	9484	9998	10914	11843
	4818	5563	6481	7417	8242	9067	9773	10403	10973	11997	13047
	5394	6156	7068	8023	8911	9795	10560	11241	11862	12983	14141
	5969	6748	7653	8605	9531	10466	11285	12013	12680	13889	15145
	6544	7339	8238	9185	10118	11091	11959	12730	13439	14729	16074
	7118	7930	8823	9764	10694	11676	12589	13399	14147	15512	16938
	7692	8520	9406	10342	11270	12244	13183	14028	14813	16246	17748
	8265	9110	9989	10920	11844	12811	13753	14622	15440	16938	18509
	8838	9699	10571	11497	12418	13377	14317	15188	16034	17593	19228



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTESEN PIES

FLUJO ANULAR: 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION : 4500 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1065	1284	1579	1828	2019	2209	2345	2458	2545	2668	2732
	1853	2251	2748	3181	3527	3879	4147	4379	4571	4880	5129
	2499	3052	3698	4274	4746	5226	5606	5940	6226	6709	7147
	3085	3747	4510	5201	5778	6363	6838	7259	7627	8263	8873
	3662	4369	5226	6013	6680	7353	7910	8406	8845	9617	10378
	4238	4963	5869	6739	7484	8233	8863	9424	9926	10817	11713
	4814	5556	6469	7398	8214	9028	9723	10341	10900	11898	12914
	5390	6148	7055	8003	8883	9755	10509	11178	11787	12883	14006
	5965	6740	7640	8584	9502	10426	11234	11950	12605	13788	15009
	6539	7331	8225	9164	10089	11051	11907	12666	13363	14627	15936
	7113	7922	8809	9743	10665	11636	12537	13335	14071	15409	16799
	7687	8512	9392	10321	11240	12204	13130	13963	14736	16142	17608
	8268	9101	9975	10898	11814	12770	13700	14556	15363	16834	18368
	8832	9690	10557	11475	12388	13336	14264	15122	15957	17488	19086



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE EN PIES

FLUJO ANULAR: 7" x 2 7/8" TASA DE PRODUCCION: 5000 B.P.D.

R.G.P.	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
	1063	1281	1572	1818	2004	2190	2320	2428	2510	2622	2674
	1851	2247	2739	3168	3508	3852	4112	4337	4521	4814	5043
	2496	3047	3688	4258	4723	5195	5566	5892	6169	6633	7046
	3082	3741	4500	5184	5754	6330	6796	7208	7565	8181	8763
	3659	4363	5215	5995	6655	7318	7867	8352	8781	9530	10263
	4235	4957	5858	6721	7459	8198	8818	9369	9860	10728	11594
	4810	5549	6457	7379	8188	8992	9677	10285	10832	11807	12792
	5386	6141	7043	7984	8856	9719	10462	11121	11719	12790	13882
	5960	6733	7628	8565	9475	10389	11186	11892	12535	13694	14883
	6534	7324	8213	9145	10061	11013	11860	12607	13293	14532	15809
	7108	7914	8796	9723	10637	11598	12489	13276	14000	15314	16671
	7682	8504	9379	10301	11212	12166	13082	13904	14665	16047	17479
	8254	9093	9961	10878	11786	12732	13652	14497	15291	16738	18239
	8827	9682	10543	11454	12360	13297	14215	15063	15885	17391	18956



5.6 CURVAS DE GRADIENTES.

Las figuras 12 a 27 presentan las curvas de gradientes de presión fluyente para flujo anular multifásico, para los dos tipos de completaciones que se tienen en el Oriente Ecuatoriano, esto es $5\ 1/2'' \times 2\ 7/8''$ y $7'' \times 2\ 7/8''$.



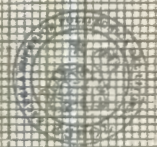
BIBLIOTECA FICT

Las tasas de flujo para las que han sido trazadas las curvas son: 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 4500 y 5000 BPD, y el rango de la R.G.P. va desde 200 a 1500 PC/Bbl aumentando en 100 PC/Bb/ cada vez.

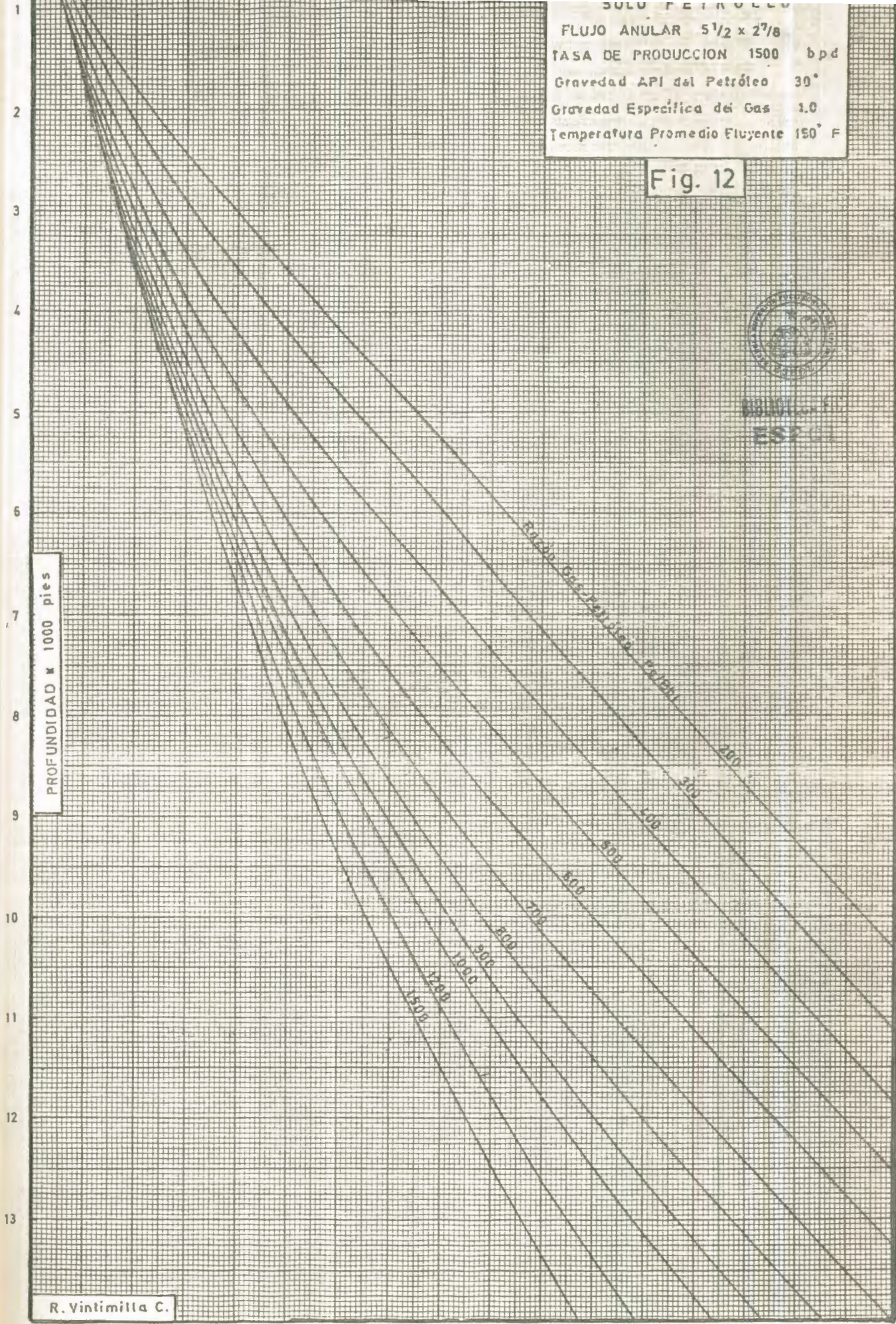
Solo se trabajó con petróleo ya que el campo en estudio, casi no produce agua debido a que se trata de un yacimiento de tipo volumétrico.

FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 1500 bpd
 Gravedad API del Petróleo 30°
 Gravedad Específica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 12



INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE OCCIDENTE
 ESCUELA DE INGENIERÍA



SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 2000 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 13



BIBLIOTECA FICT
 ESP 1

PROFUNDIDAD x 1000 pies

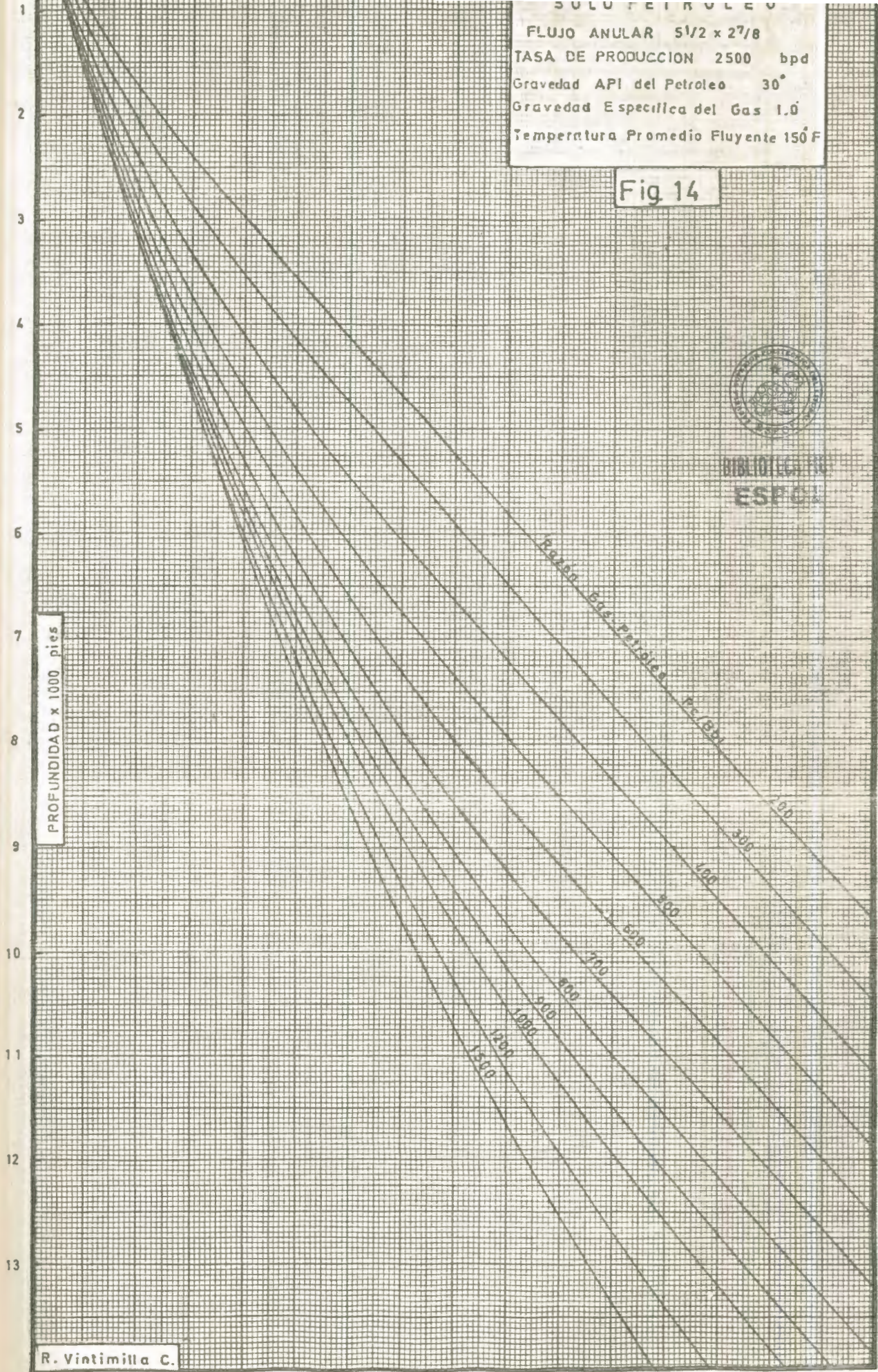


FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 2500 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150°F

Fig 14



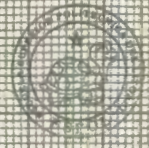
BIBLIOTECA NACIONAL DE MEXICO
ESPOL



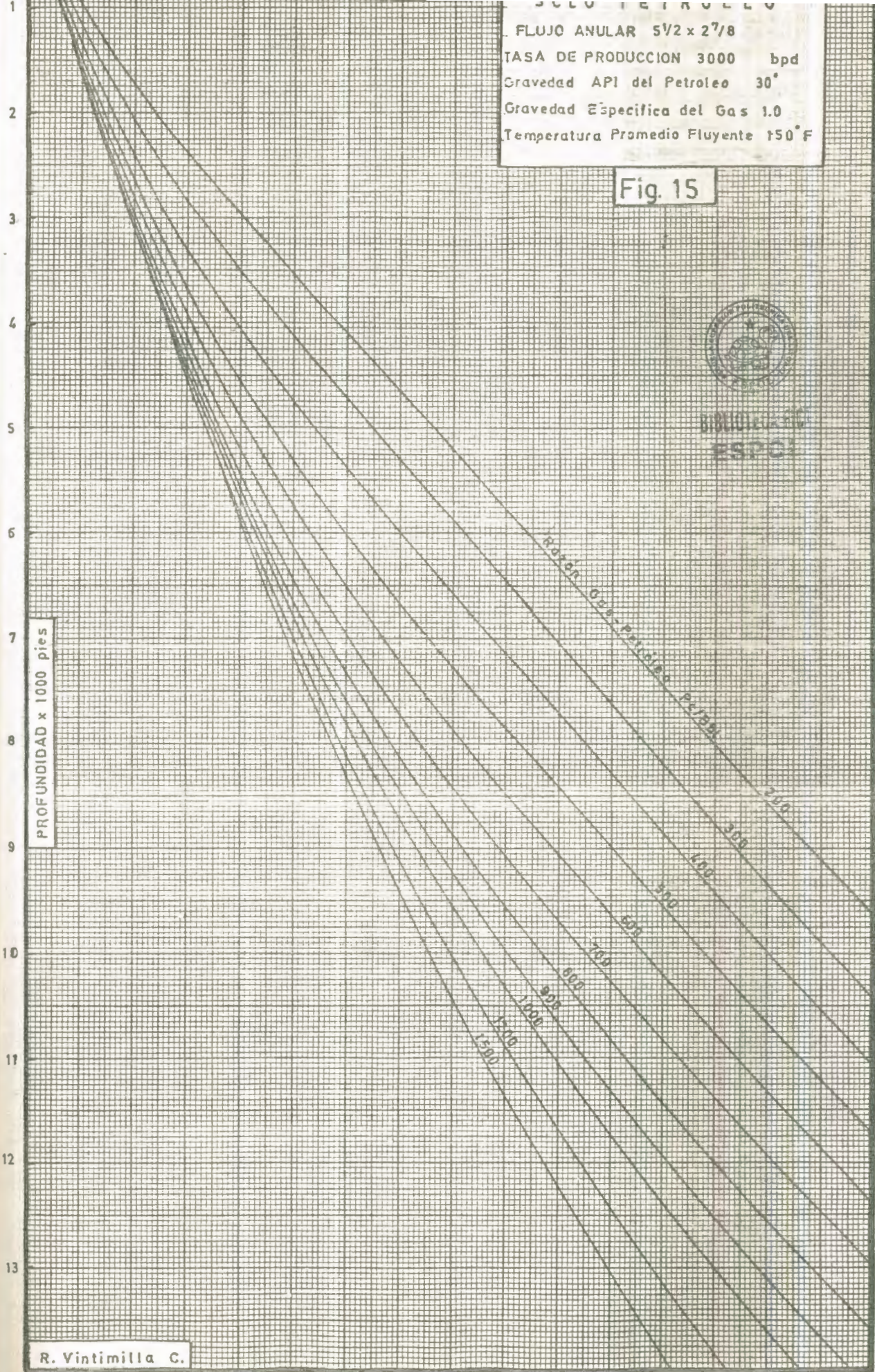
PROFUNDIDAD x 1000 pies

FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 3000 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150°F

Fig. 15



BIBLIOTECA
NACIONAL
DE COLOMBIA

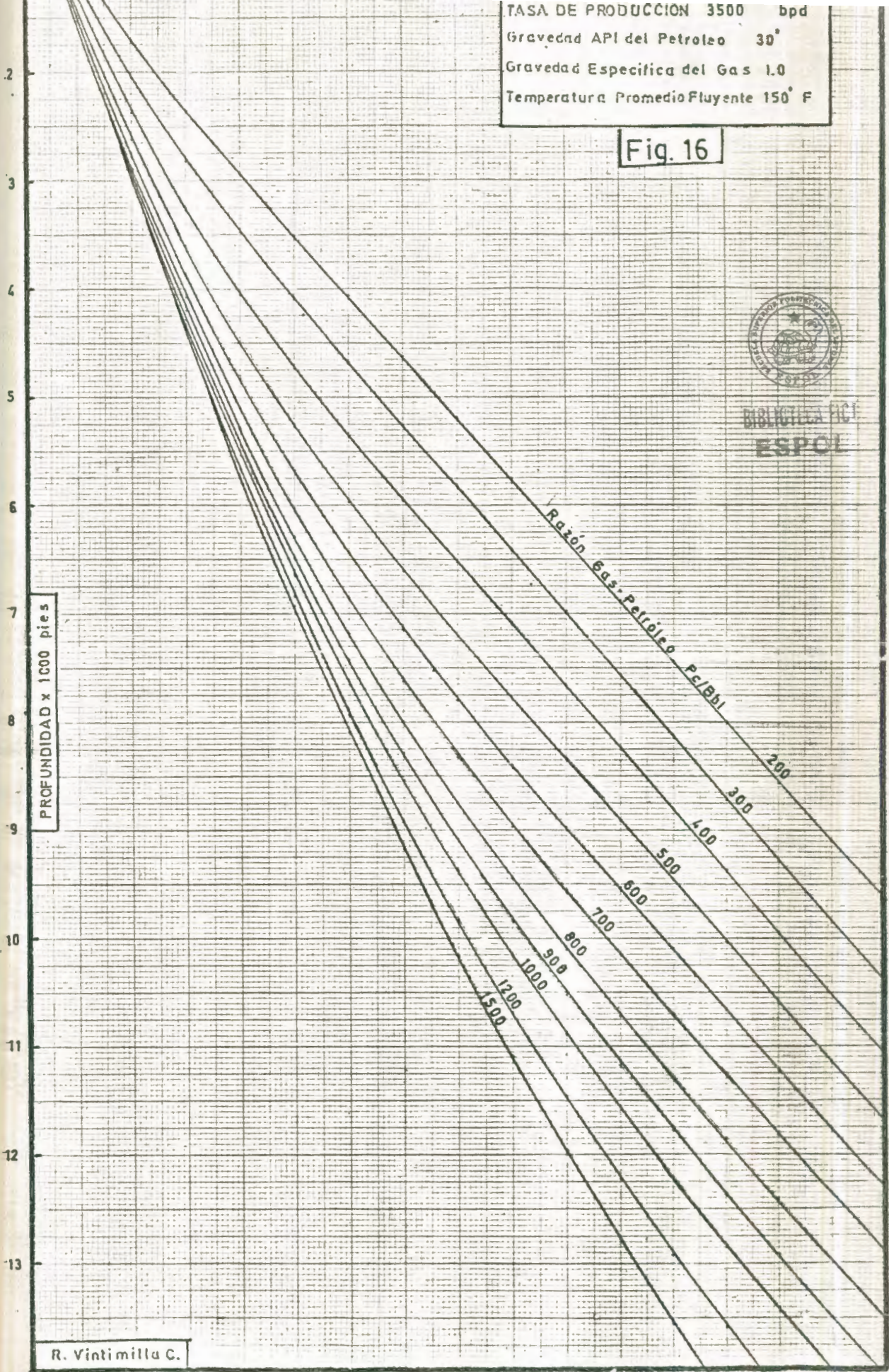


TASA DE PRODUCCION 3500 bpd
Gravedad API del Petroleo 30°
Gravedad Especifica del Gas 1.0
Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 16



BIBLIOTECA ICT
ESPOL

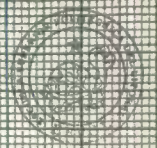


PROFUNDIDAD x 1000 pies

R. Vintimilla C.

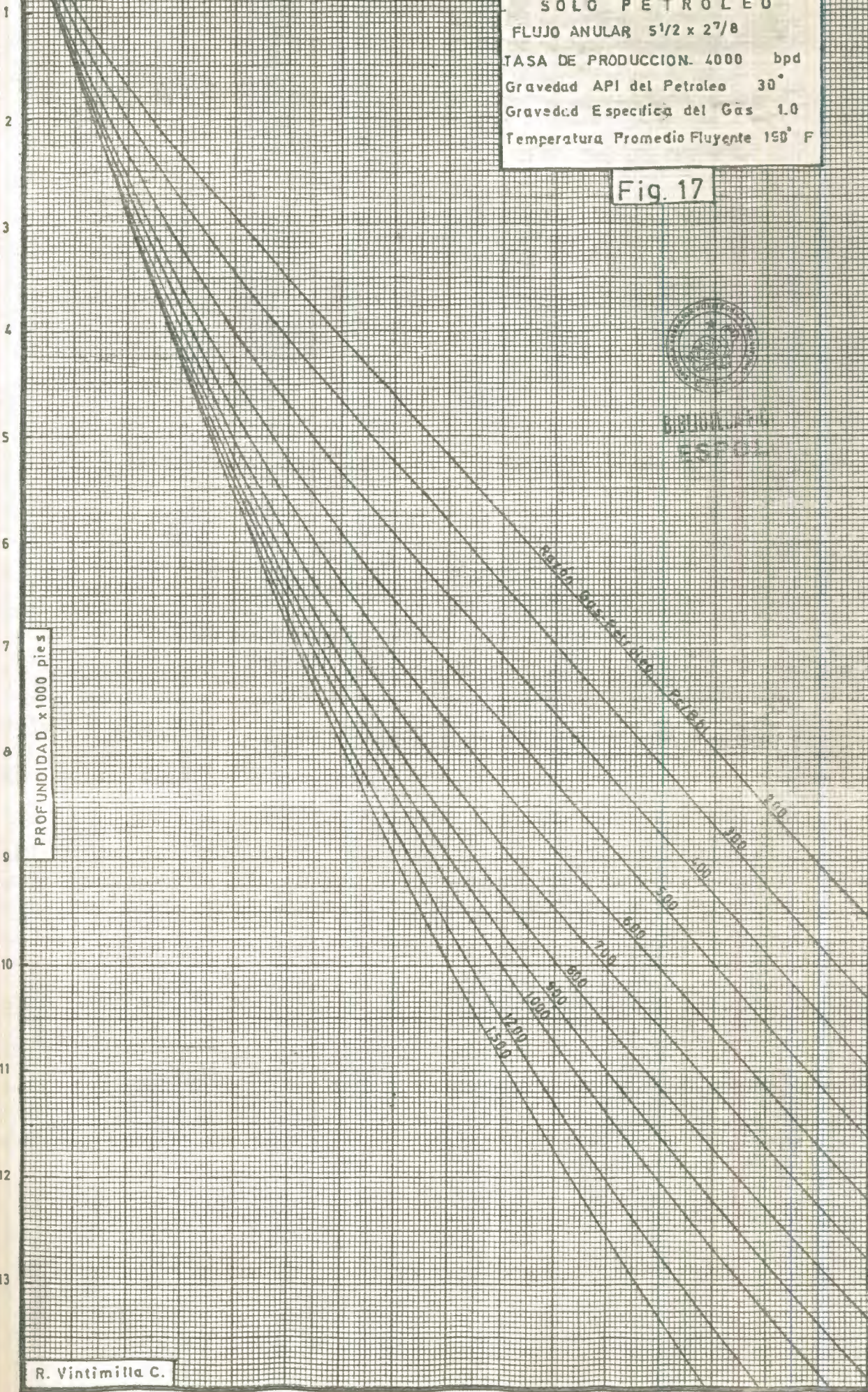
SOLO PETROLEO
FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
TASA DE PRODUCCION. 4000 bpd
Gravedad API del Petroleo 30°
Gravedad Especifica del Gas 1.0
Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 17



INSTITUTO MEXICANO
DE PETROLOGIA

PROFUNDIDAD x 1000 pies



R. Vintimilla C.

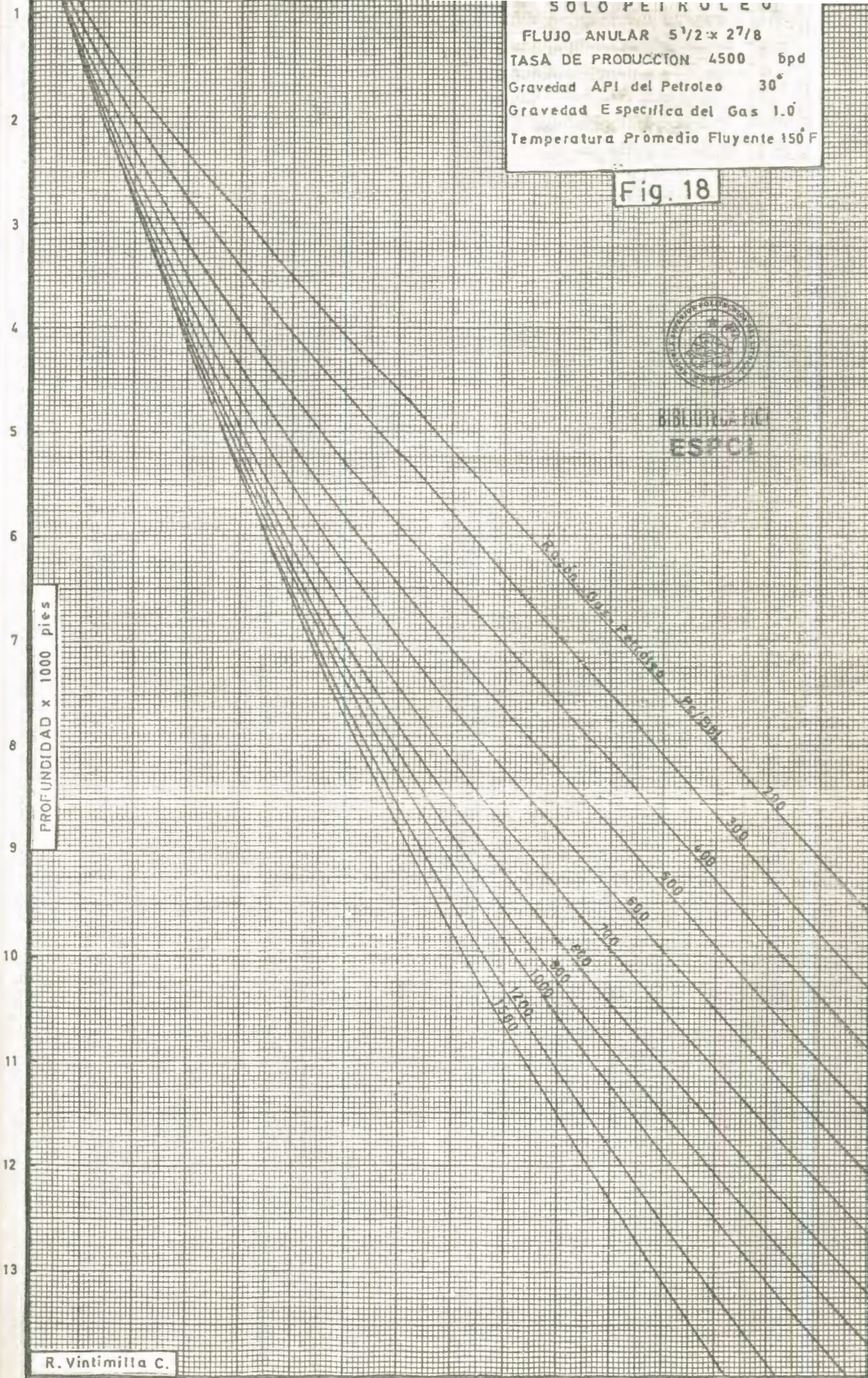
FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
TASA DE PRODUCCION 4500 bpd
Gravedad API del Petroleo 30°
Gravedad Especifica del Gas 1.0
Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 18



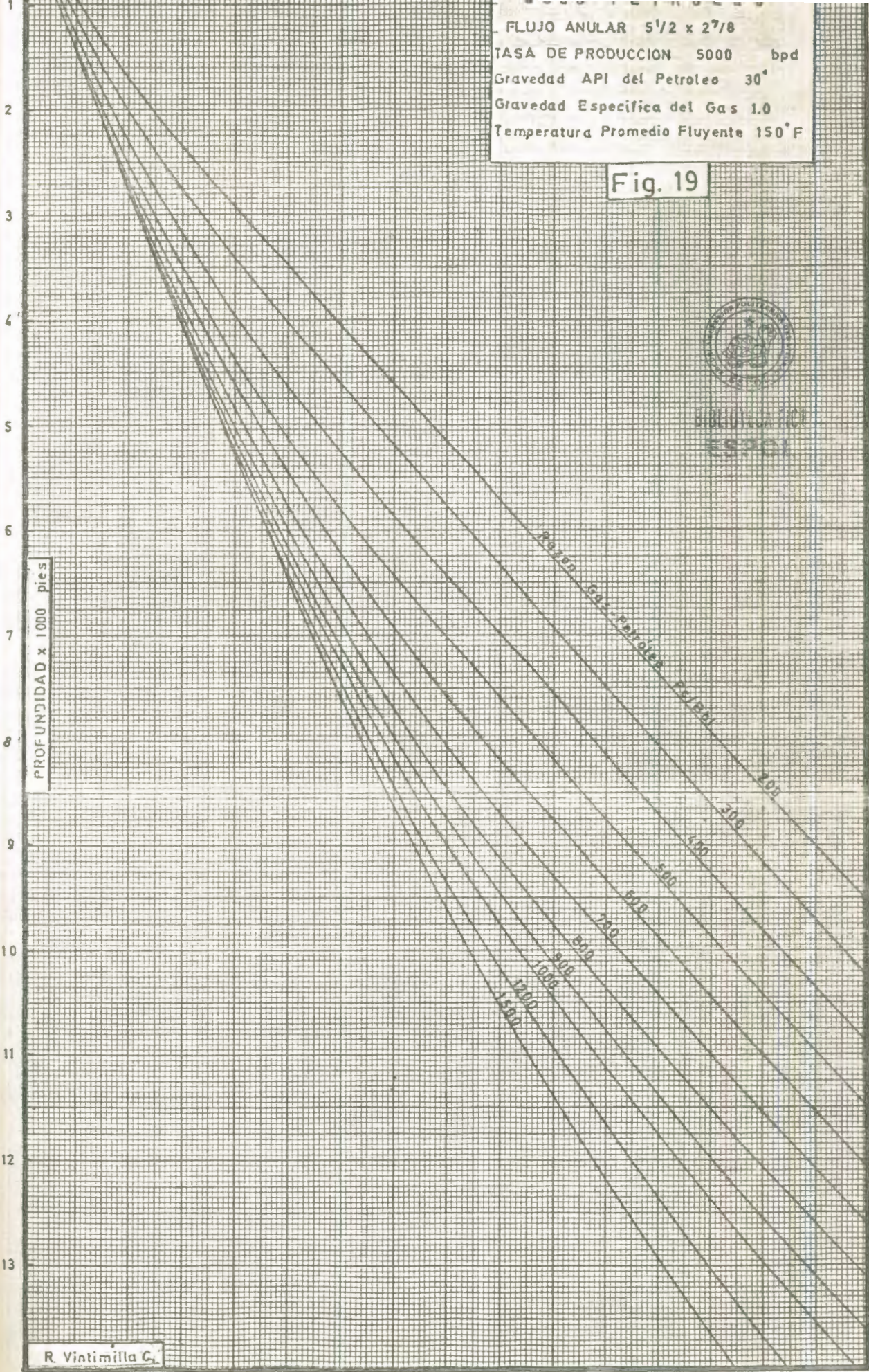
BIBLIOTECA
ESPOL

PROFUNDIDAD x 1000 pies



FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
TASA DE PRODUCCION 5000 bpd
Gravedad API del Petroleo 30°
Gravedad Especifica del Gas 1.0
Temperatura Promedio Fluyente 150°F

Fig. 19



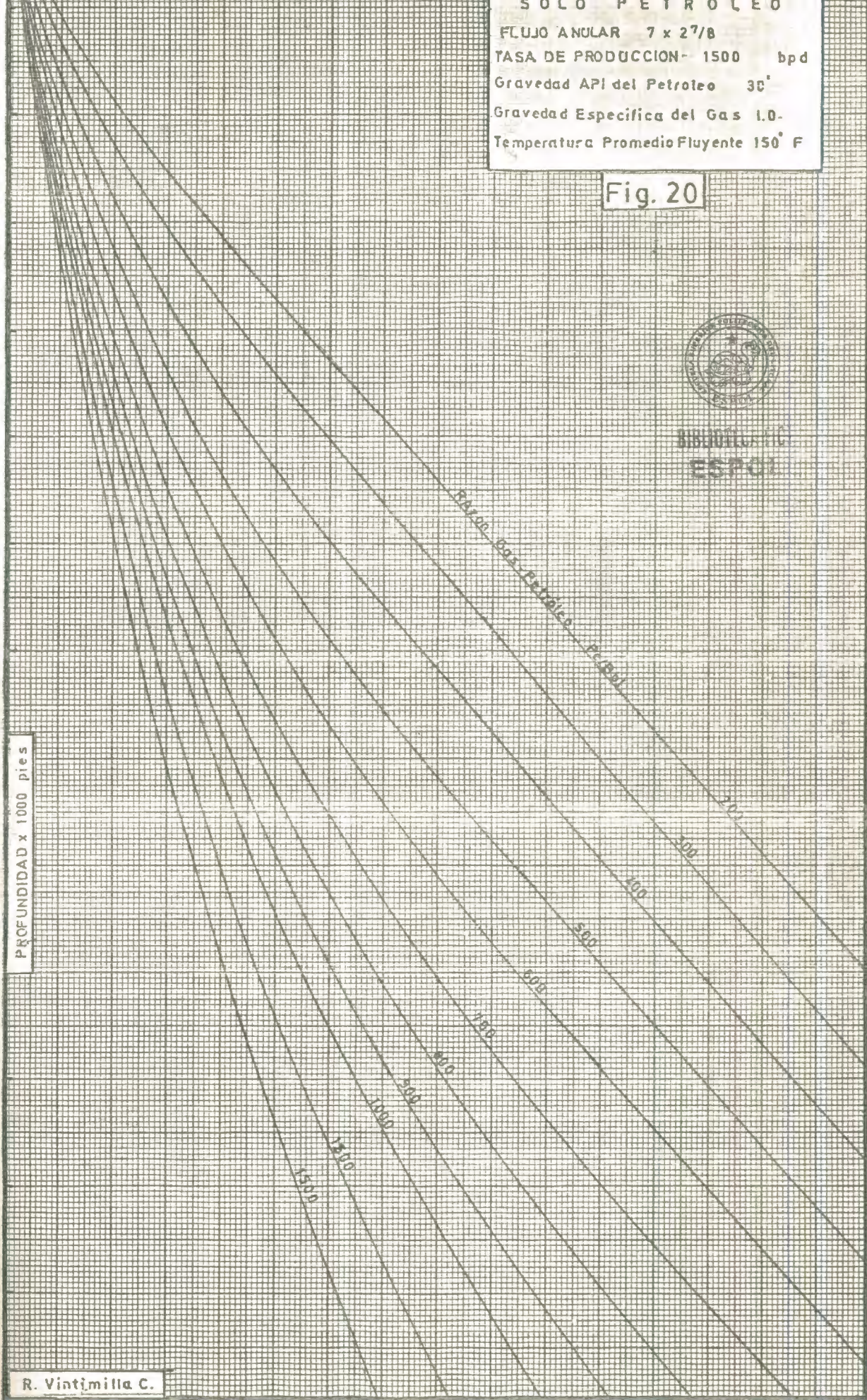
SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR 7 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION- 1500 bpd
 Gravedad API del Petroleo 36°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0-
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 20



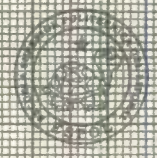
BIBLIOTECA NACIONAL
 ESPAÑA

PROFUNDIDAD x 1000 pies



FLUJO ANULAR 7 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 2000 bpd
 Gravedad API del Petróleo 30°
 Gravedad Específica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 21



BIBLIOTECA F.C.I.
ESPOL

PROFUNDIDAD x 1000 pies

Ratio Gas-Petrol (GPR)

100

200

300

400

500

750

1000

1500

2000

3000

4000

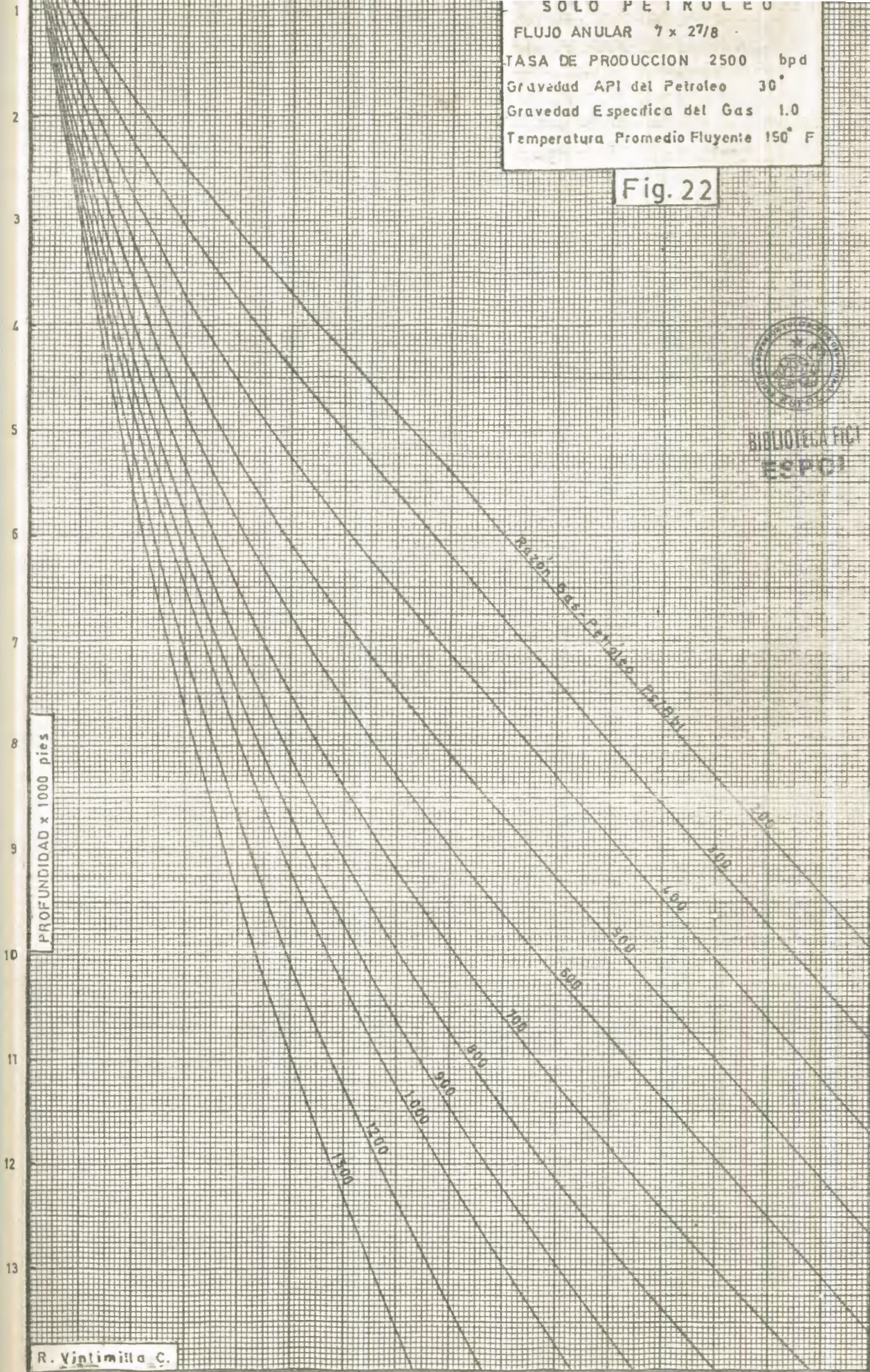
5000

SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR 7 x 27/8
 TASA DE PRODUCCION 2500 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 22



BIBLIOTECA FIC
 ESPO



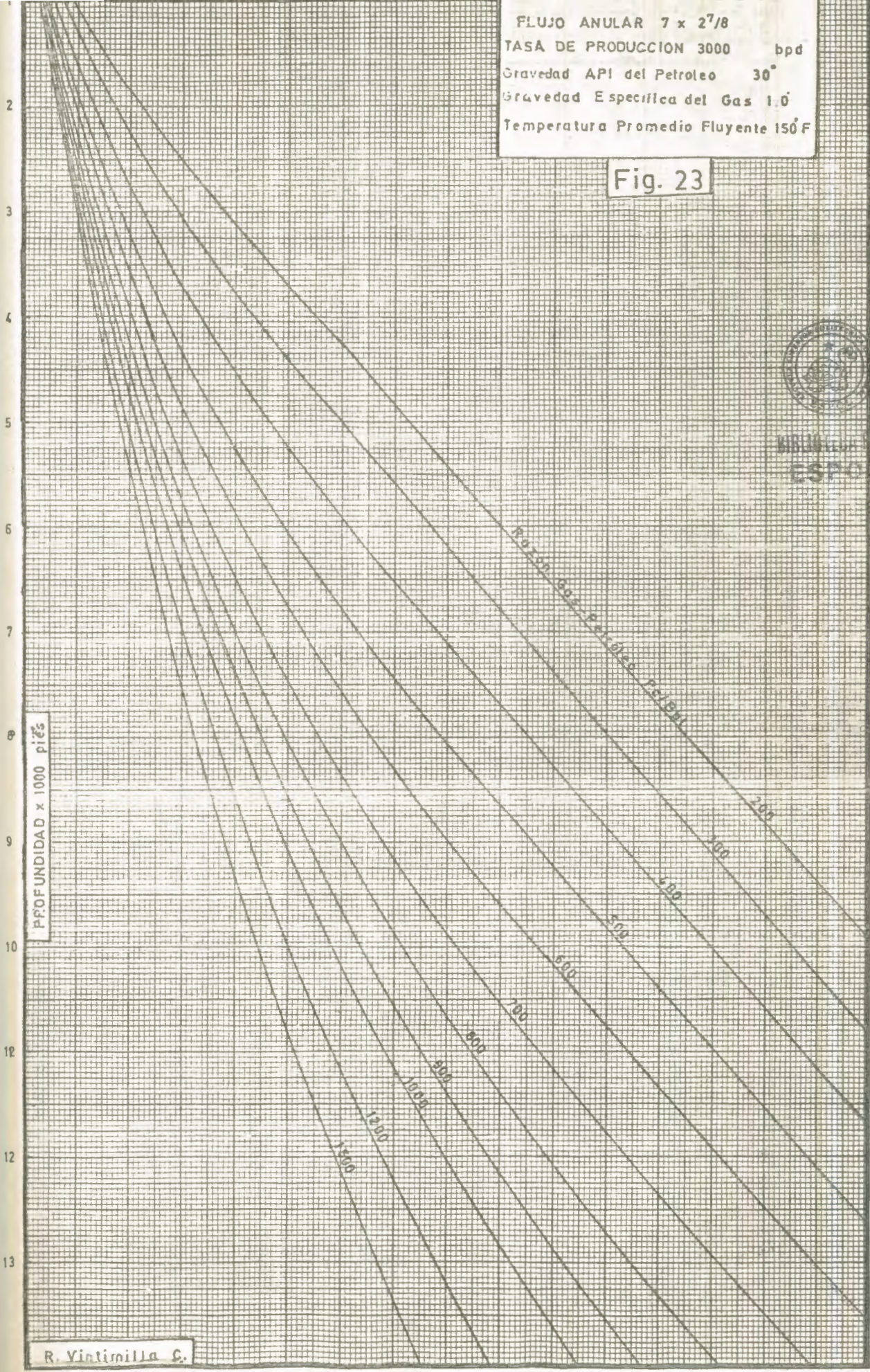
PROFUNDIDAD x 1000 pies

FLUJO ANULAR 7 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 3000 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150°F

Fig. 23



R. VINTIMILLA C.
 ESP.



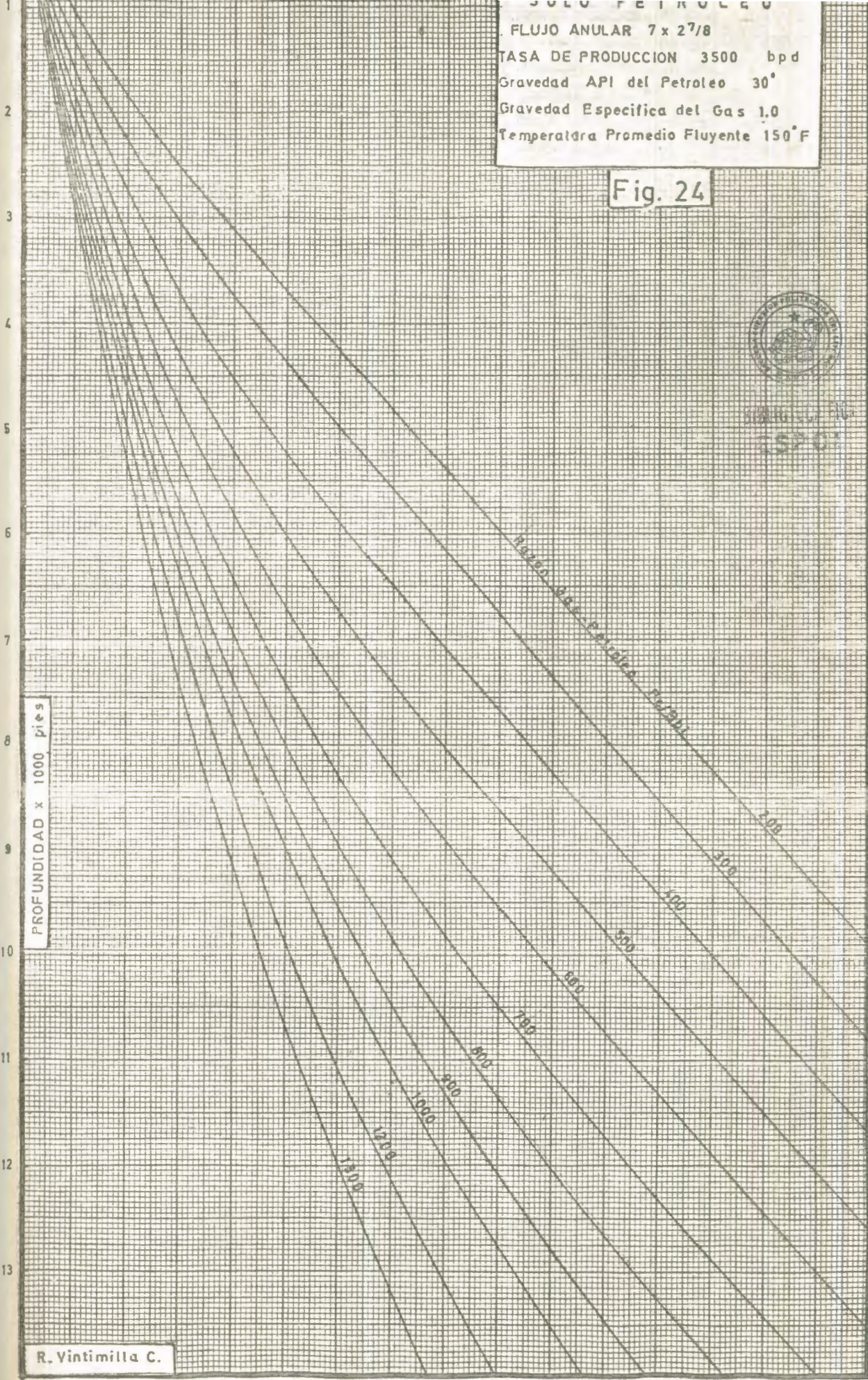
R. Vintimilla C.

FLUJO ANULAR 7 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 3500 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150°F

Fig. 24



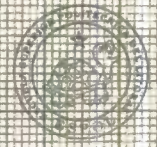
INSTITUTO VENTIMILLA
 1970



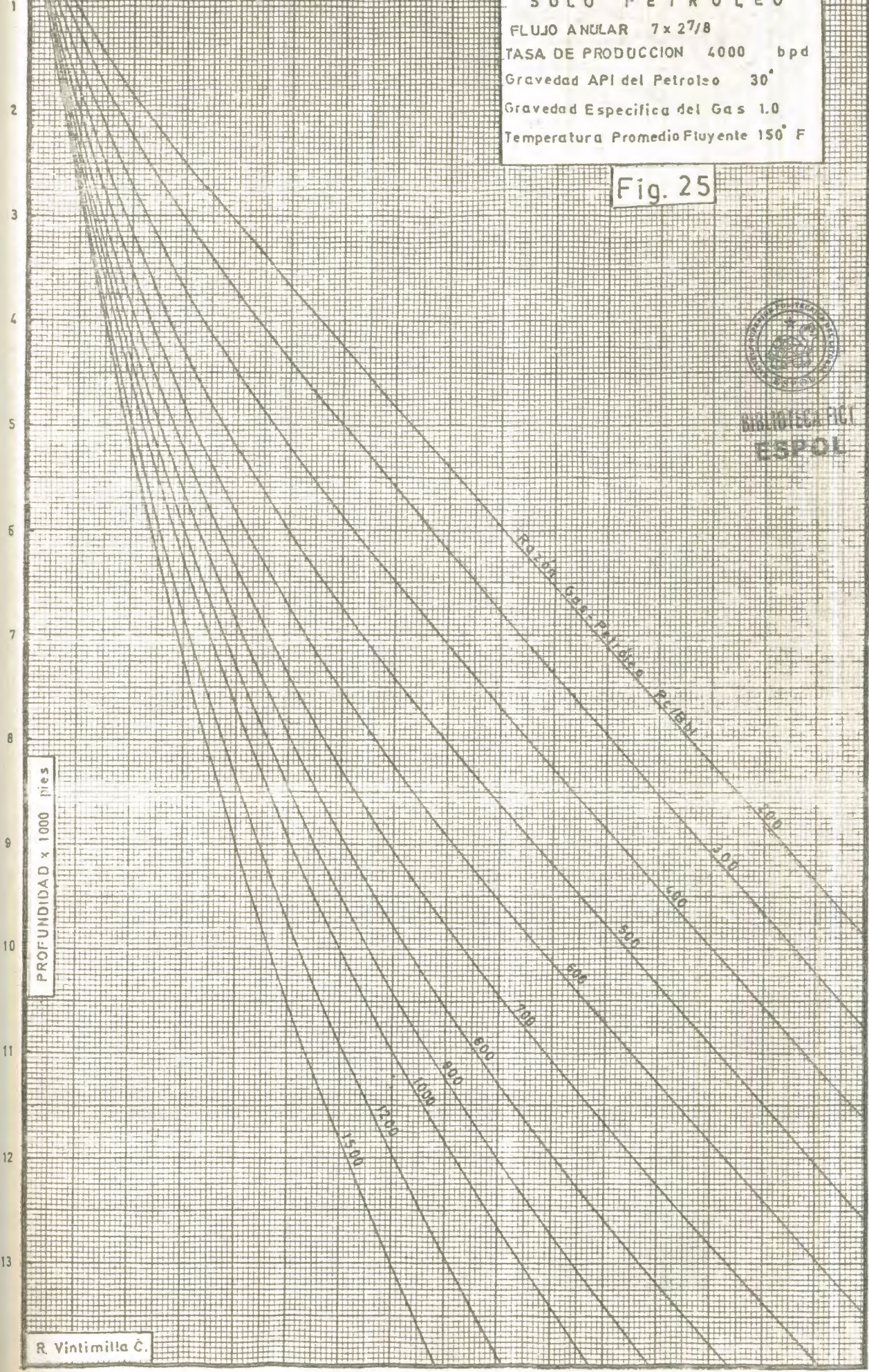
R. Vintimilla C.

FLUJO ANULAR 7 x 27/8
 TASA DE PRODUCCION 4000 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 25



INSTITUTO TECNOLÓGICO
 Y DE ESTUDIOS SUPERIORES
 DE OCCIDENTE
 ESPOL

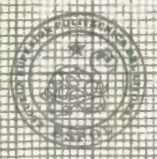


PROFUNDIDAD x 1000 pies

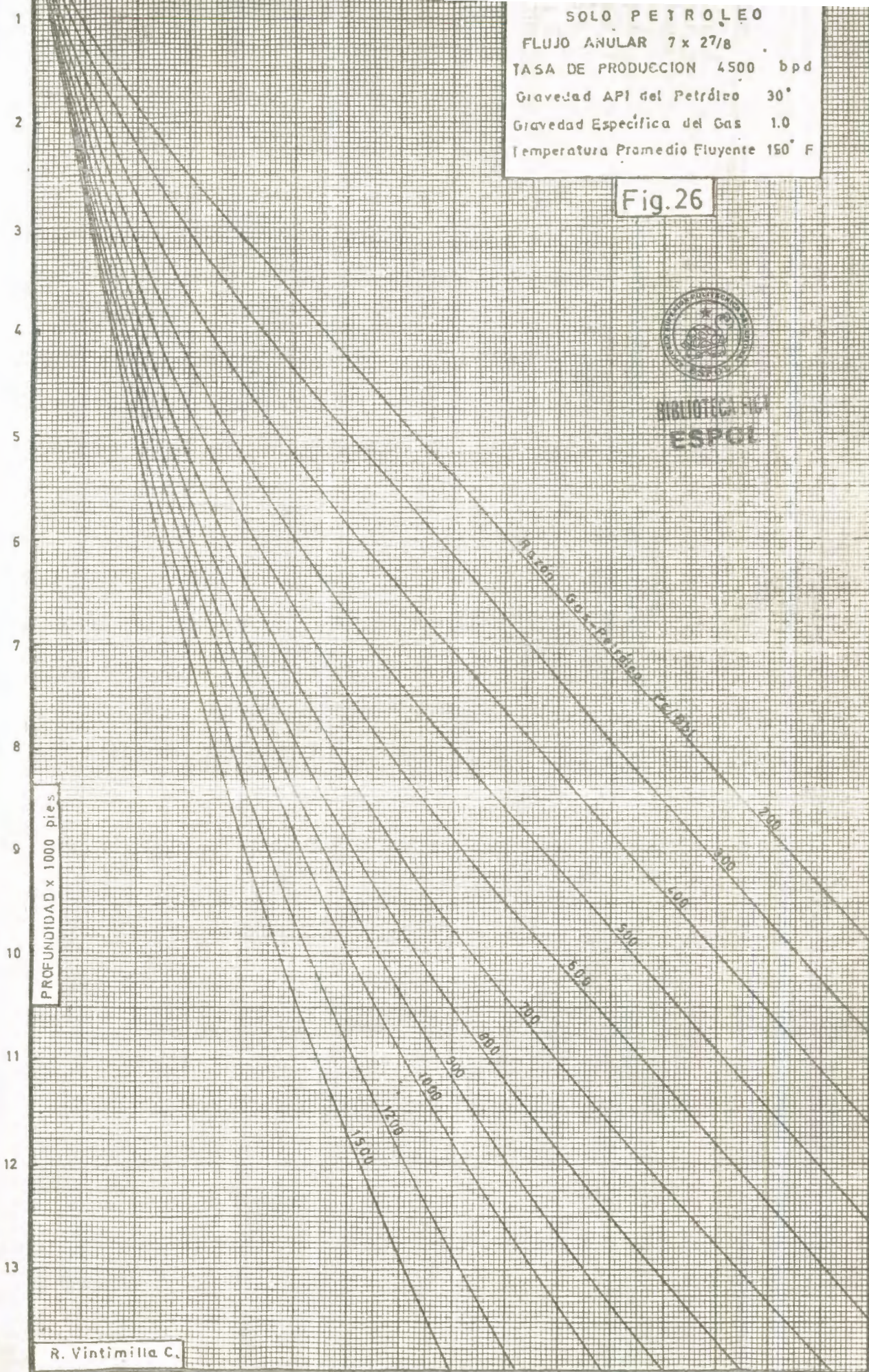
R Vintimilla C.

SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR 7 x 27/8
 TASA DE PRODUCCION 4500 bpd
 Gravedad API del Petróleo 30°
 Gravedad Específica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig.26



BIBLIOTECA DEL
 IPETRO



PROFUNDIDAD x 1000 pies

SOLO PETROLEO

FLUJO ANULAR 7x27/8

TASA DE PRODUCCION 5000 bpd

Gravedad API del Petroleo 30°

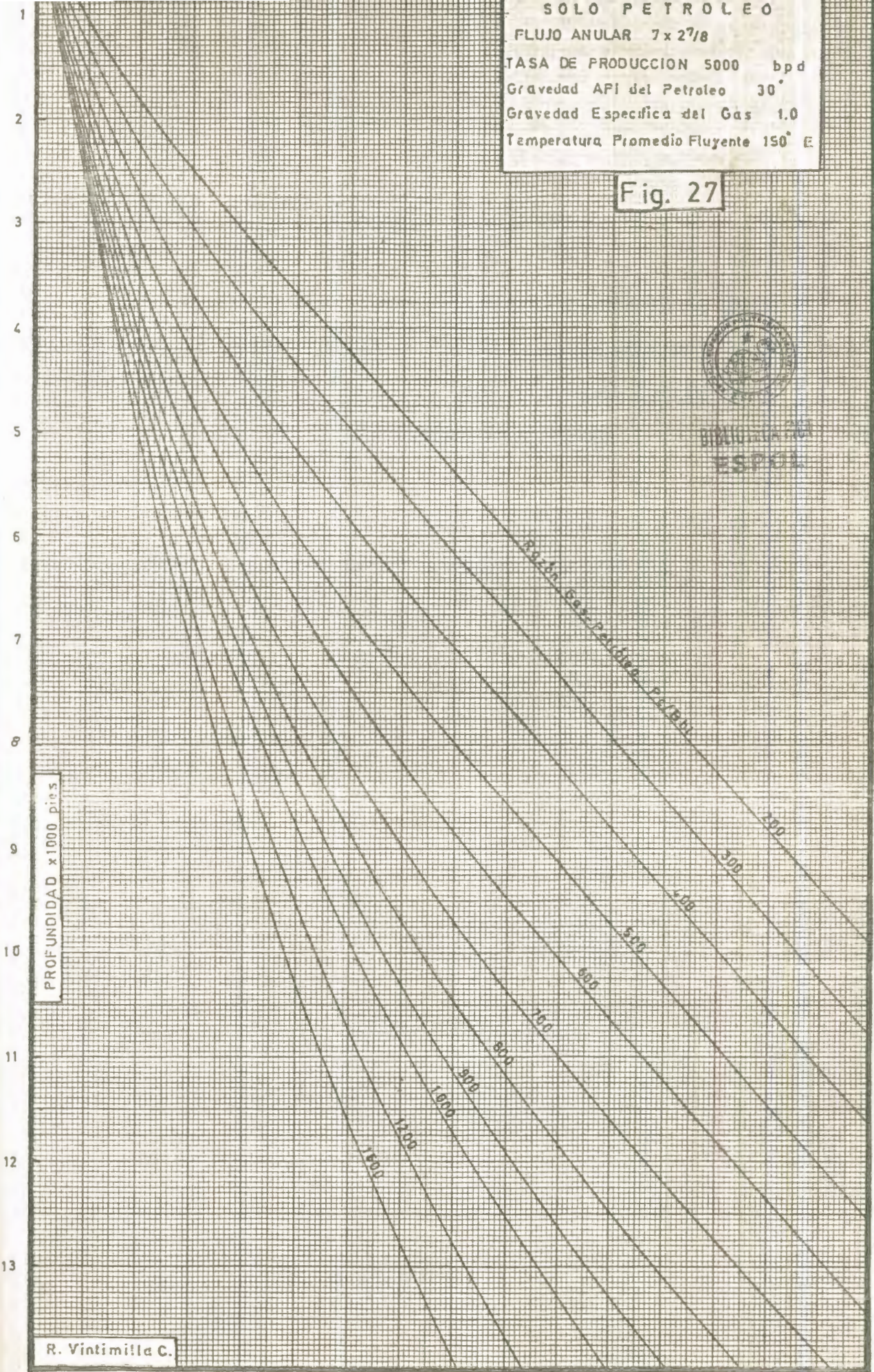
Gravedad Especifica del Gas 1.0

Temperatura Promedio Fluyente 150° E.

Fig. 27



BIBLIOTECA
ESPOL



VI. DISCUSION DE LOS RESULTADOS

6.1 EFECTO DE LA TASA DE FLUJO

Cuando las condiciones de diámetro de las tuberías de revestimiento y producción y la Razón gas petróleo son iguales, mientras más altas las tasas de líquido mayores serán los valores de presión a una profundidad dada.

El siguiente ejemplo nos demuestra lo anteriormente expuesto. Para flujo anular con tuberías de 5 1/2" y 2 7/8" con una razón gas petróleo de 500 Pc/Bbl/ y a una profundidad de 7000 pies tendremos los siguientes resultados:

TASA DE FLUJO (Bbl/día)	PRESION (1pc)
2000	1450
3000	1505
4000	1550
5000	1490

Para el caso de tuberías de 7" y 2 7/8" y las mismas condiciones anteriores.

TASA DE FLUJO	PRESION
2000	1240
3000	1260
4000	1277
5000	1290

De los resultados anteriores y de las figuras 28 y 29 también podemos deducir que conforme aumenta la tasa de producción las diferencias entre los valores de presión y entre las curvas tienden a ser menores, debido a que a altas tasas de producción de líquido el factor de pérdidas de energía tiende a ser constante, ya que existe un alto grado de turbulencia en el flujo lo que da por resultado que los efectos de escurrimiento sean mínimos.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

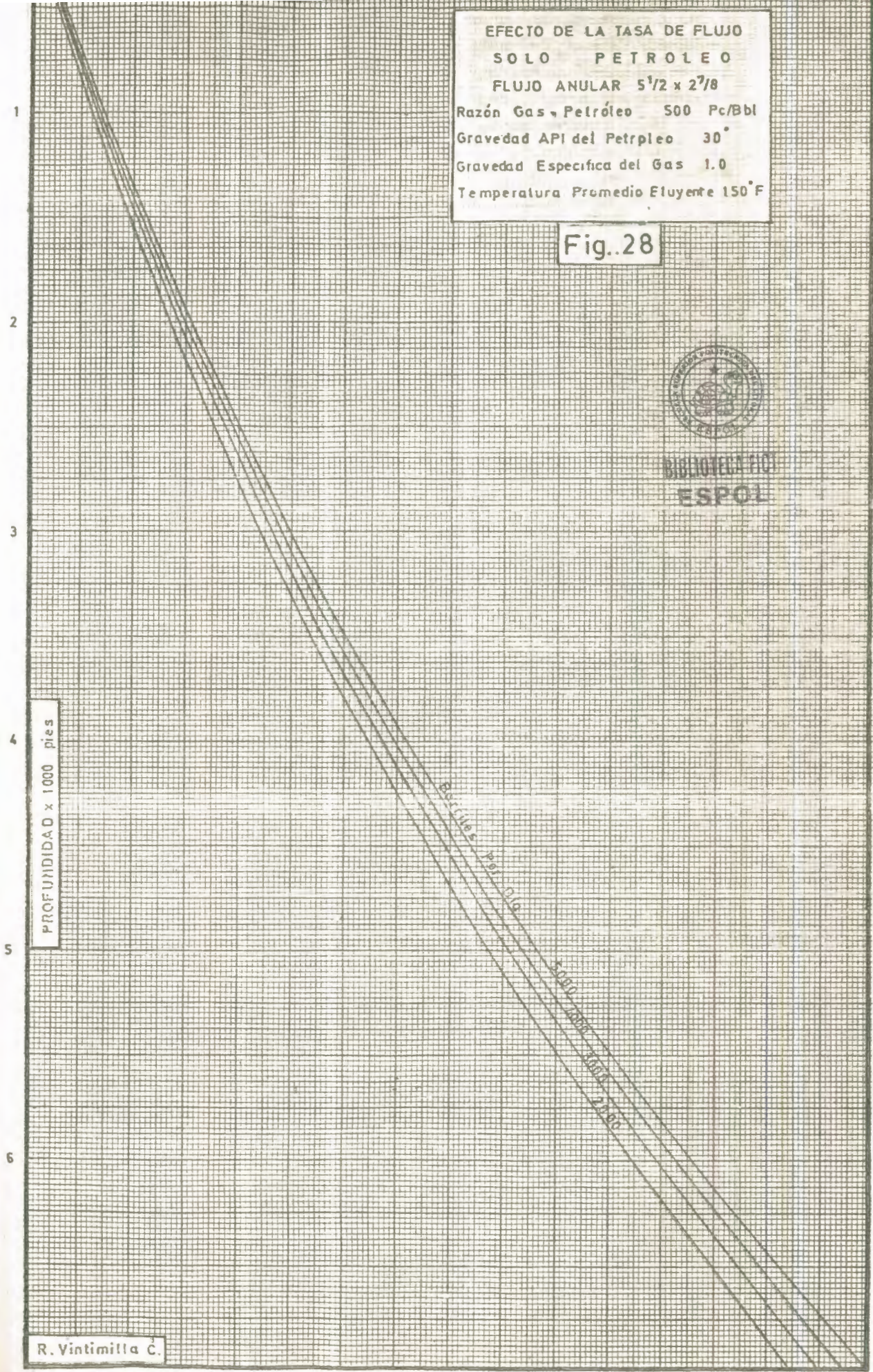
EFFECTO DE LA TASA DE FLUJO
SOLO PETROLEO
FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8

Razón Gas y Petróleo 500 Pc/Bbl
Gravedad API del Petróleo 30°
Gravedad Especifica del Gas 1.0
Temperatura Promedio Efluente 150°F

Fig. 28

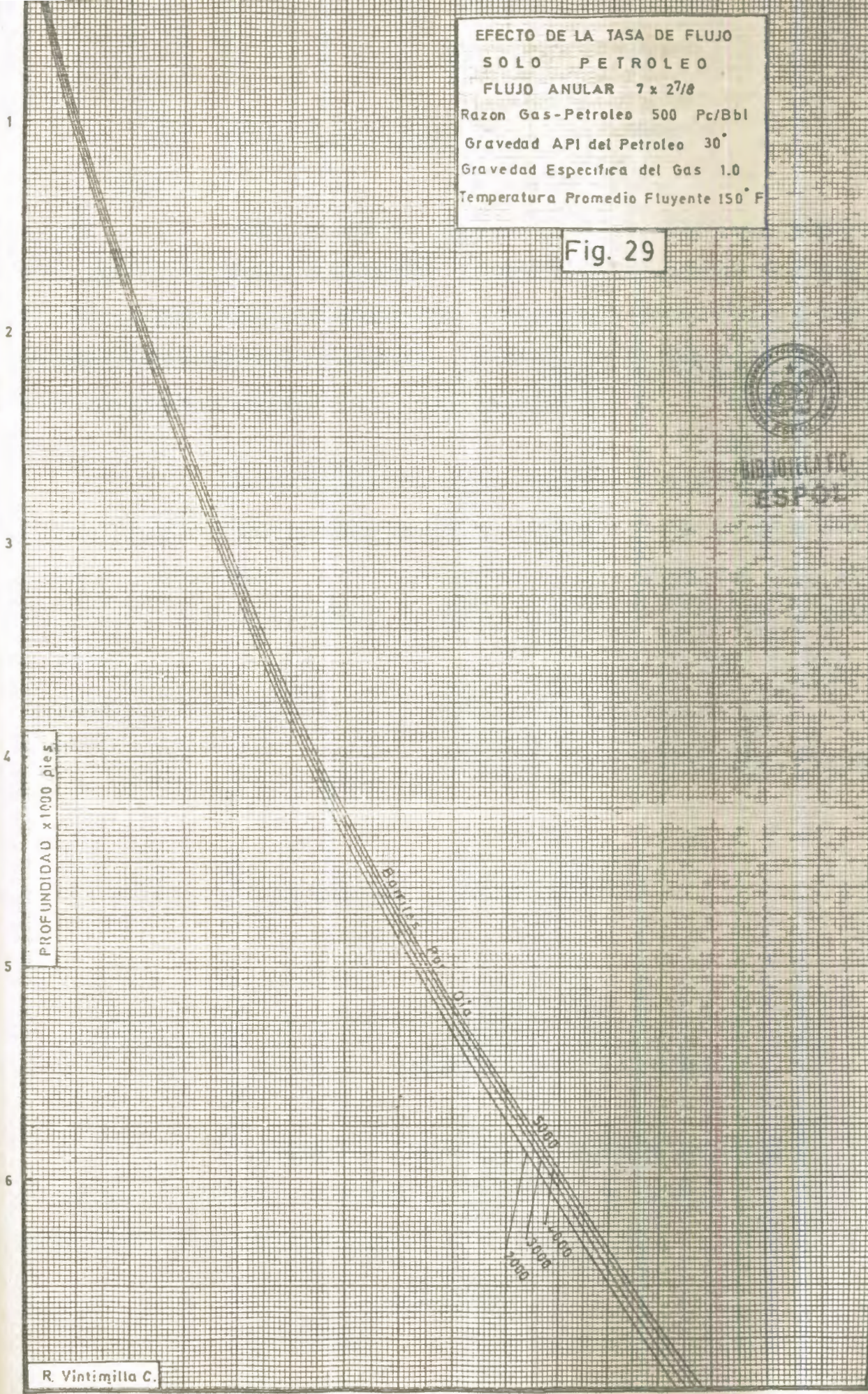


BIBLIOTECA FICU
ESPOL



EFFECTO DE LA TASA DE FLUJO
 SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR 7 x 27/8
 Razon Gas-Petroleo 500 Pc/Bbl
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 29



6.2 EFECTO DEL DIAMETRO DE LAS TUBERIAS

Para flujo en tuberías, bajo condiciones idénticas, existirán menores pérdidas de presión en tuberías de diámetro más grande. Lo mismo sucederá en flujo anular, donde serán menores las pérdidas de presión en pozos completados con tuberías de revestimiento de diámetro mayores.



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

El siguiente ejemplo tomado de las figuras 4.3 y 22 corrobora la afirmación anterior: Para una tasa de 2500 BPD y RGP de 500 Pc/Bbl y para una presión en la cabeza del pozo de 200 lpc y a una profundidad de 7000' tendremos presiones de 1870 y 2000 lpc para sartas de 7" x 2 7/8" y 5 1/2" x 2 7/8" respectivamente. Las pérdidas de presión serán entonces de 1670 y -- 1800 lpc siendo por lo tanto mayores en pozos completados con tuberías de diámetro más pequeña.

Si se observa la ecuación 4.4.:

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = \frac{1}{144} \left[\bar{P} + \frac{f Q^2 \mu^2}{7.413 \times 10^{10} \bar{P} (D_c^2 - D_t^2)^2 (D_o)} \right] \quad 4.4$$

Manteniendo constantes la tasa de producción y la razón gas petróleo, tendremos que el único término que cambiará será el correspondiente al del área seccional del flujo:

$$(D_c^2 - D_t^2)^2$$

En nuestro caso para flujo anular estos términos - serán de 0.049065 para 7" x 2 7/8" y 0.012777 para 5 1/2" x 2 7/8".

Por lo tanto la influencia de este término como - denominador del 2do. miembro de la ecuación 4.4 hará que éste - sea mayor para el caso de 5 1/2" x 2 7/8".



Si nos remitimos a las Tablas XXVIII y XXIX donde se hallan detallados los cálculos, podemos notar que mientras - permanece constante en ambos casos el 2do. término de la ecuación 4.4. , será mayor en pozos completados con tuberías - de 5 1/2" x 2 7/8" haciendo entonces que el gradiente sea menor las pérdidas de presión sean mayores para pozos con tuberías de revestimiento de diámetro más pequeño.

La Figura No. 30 presenta graficamente los resultados anteriores.

TABLA XXVIII

EFFECTO DEL DIAMETRO DE LAS
TUBERIAS

FLUJO ANULAR: 5 1/2" x 2 7/8"

TASA DE FLUJO: 2500 BPD

R.G.P. = 500 PC/Bbl



		GRADIENTE	GRADIENTE ØROMEDIO	200 ÷ GRADIENTE PROMEDIO	PROFUNDIDAD BIBLIOTECA DE ESPOL
10.7287	6.7427	0.1191	----	-----	-----
17.3227	3.9805	0.1479	0.1335	1497.7	1497.7
22.9262	3.0776	0.1801	0.1640	1219.4	2717.1
27.9700	2.4652	0.2114	0.1957	1021.8	3738.9
32.6317	2.1130	0.2413	0.2263	883.7	4622.9
37.0175	1.8627	0.2700	0.2556	782.3	5404.9
41.1796	1.6744	0.2976	0.2838	704.7	6109.7
45.1613	1.5268	0.3242	0.3109	643.3	6753.0
48.9905	1.4075	0.3500	0.3371	593.3	7346.3
49.1867	1.4019	0.3513	0.3506	570.4	7916.7
49.2537	1.3999	0.3518	0.3515	568.9	8485.6
49.3210	1.3980	0.3522	0.3520	568.2	9053.8
49.3844	1.3962	0.3526	0.3524	567.5	9621.3
49.4520	1.3943	0.3531	0.3529	567.8	10188.1
49.5198	1.3924	0.3536	0.3533	566.0	10754.1

(1)
$$K = \frac{Q^2 M^2 \times (f/D_0)}{7.413 \times 10^{10} (D_c^2 - D_t^2)^2}$$

TABLA XIX

EFFECTO DEL DIAMETRO DE LAS TUBERIAS

FLUJO ANULAR: 7" x 2 7/8"

TASA DE FLUJO: 2500 BPD R.G.P. = 500 PC/B.

		GRADIENTE	GRADIENTE PROMEDIO	200 ÷ GRADIENTE PROMEDIO	PROFUNDIDAD ACUMULADA
10.7287	1.6737	0.0861	---	----	
17.3227	1.0366	0.1275	0.1068	1872.5	1872.5
22.9262	0.7832	0.1646	0.1461	1369.2	3241.6
27.9700	0.6420	0.1987	0.1817	1100.9	4347.5
32.6317	0.5503	0.2304	0.2146	932.1	5274.6
37.0175	0.4851	0.2604	0.2454	814.9	6089.5
47.1796	0.4360	0.2890	0.2747	728.0	6817.5
47.1613	0.3976	0.3164	0.3027	660.8	7478.3
48.9905	0.3665	0.3428	0.3296	606.9	8085.2
49.1867	0.3651	0.3441	0.3434	582.4	8667.5
49.2537	0.3646	0.3446	0.3443	580.8	9248.3
49.3210	0.3641	0.3450	0.3448	580.0	9828.3
49.3844	0.3636	0.3455	0.3453	579.3	10407.6
49.4520	0.3631	0.3459	0.3457	578.6	10986.2
49.5198	0.3626	0.3464	0.3462	577.7	11563.9



BIBLIOTECA NACIONAL DE MEXICO
FICHT
4347.5

EFFECTO DEL DIAMETRO DE LAS TUBERIAS
 SOLO PETROLEO
 FLUJO A NULAR
 Tasa de Producción 2500 bpd
 Razon Gas-Petroleo 500 Pc/Bbl
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 30



BIBLIOTECA
 ESTO

PROFUNDIDAD x 1000 pies

1
2
3
4
5
6

FLUJO A NULAR
 1 1/2" x 27 lb
 1" x 27 lb

6.3 EFECTO DE LA RELACION GAS-PETROLEO

El efecto de la relación gas-petróleo, sobre los gradientes de presión fluyente, para flujo anular se muestran - en las figuras 30 y 31 para sartas combinadas de 5 1/2" x 2 7/8" y 7" x 2 7/8" respectivamente.



Conforme podemos ver en las respectivas figuras, mientras aumentamos la relación gas petróleo, la presión de fondo será menor a una misma profundidad. Este efecto ocurre hasta alcanzar un punto, donde cualquier aumento en la relación gas-petróleo dará como resultado un aumento en la presión de fondo.

Con los siguientes ejemplos podemos visualizar de mejor manera lo expresado anteriormente.;

Para una tasa de flujo de 2500 BPD y sarta para flujo anular de 5 1/2" x 2 7/8"

R. G. P.	PROFUNDIDAD	PRESION DE FONDO
500	9000	2170
700	9000	1740
1000	9000	1435
1500	9000	1275
2000	9000	1315

Para la misma tasa de flujo anterior y sarta de 7" x 2 7/8" tendremos:

R. G. P.	PROFUNDIDAD	PRESION DE FONDO
500	9000	1910
700	9000	1350
1000	9000	970
1500	9000	645
2000	9000	640

Como podemos ver, para el caso 5 1/2" x 2 7/8" al aumentar la relación gas petróleo de 1500 PC/B a 2000 PC/B la presión de fondo subirá de 1275 a 1315 lpc.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para la sarta de 7" x 2 7/8", se puede notar que la diferencia en la presión de fondo, al aumentar de 1500 a 200 PC/B es de solamente 5 lpc.

Este efecto, de aumentar la presión de fondo es producido por la inversión del gradiente cerca de la superficie, debido a la baja densidad del sistema como producto de la expansión y aumento de la velocidad del gas, así como de una mayor pérdida de fricción sobre todo la longitud de la sarta, prevaleciendo mucho más en sargas de diámetro más pequeño.

El efecto de inversión del gradiente, se encontró en todos los cálculos para la sarta de 5 1/2" x 2 7/8", lo que ha dado por resultado que las curvas se sobrepagan a relaciones gas petróleo superiores a 700 u 800 PC/Bbl, a presiones bajas.

Para el caso de la sarta de 7" x 2 7/8", la inversión del gradiente se encontró a relaciones gas petróleo superiores-

-a 2000 PC/Bb1.

Las Tablas XXX y XXXI, nos presentan los cálculos realizados para obtener las figuras 31 y 32 en las cuales también se puede visualizar la inversión del gradiente a presiones bajas.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA XXX

EFFECTO DE LA RELACION GAS-PETROLEO

FLUJO ANULAR: 5 1/2" x 2 7/8"

TASA DE FLUJO: 2500 BPD

500	700	1000	1500	2000
1498	1625	1627	1464	
2717	3044	3203	3095	
3739	4257	4608	4653	
4623	5313	5856	6089	5938
5405	6249	6972	7395	7252
6110	7092	7981	8592	8449
6755	7859	8903	9691	9544
7346	8564	9750	10706	10550
7917	9219	10536	11649	11479
8486	9829	11270	12529	12341
9054	10403	11957	13354	13146
9621	10960	12605	14130	13900
10188	11517	13218	14864	14609
10754	12072	13800	15560	15278



BIBLIOTECA EICT
ESPOL

TABLA XXXI

EFFECTO DE LA RELACION GAS-PETROLEO

FLUJO ANULAR: 3" x 2 7/8"

TASA DE FLUJO: 2500 BPD

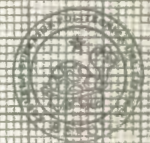
500	700	1000	1500	2000
1878	2308	2729	3046	3298
3249	4014	4826	5586	5586
4351	5378	6517	7678	7734
5283	6526	7939	9447	9540
6099	7523	9170	10979	11093
6827	8408	10260	12333	12455
7488	9207	11241	13547	13667
8095	9936	12133	14649	14760
8677	10610	12955	15659	15755
9258	11236	13716	16593	16669
9838	11822	14427	17461	17514
10418	12391	15093	18273	18302
10996	12959	15722	19037	19038
11574	13526	16318	19758	19730



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

EFECCIO DE LA RAZON GAS-LIQUIDO
 SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 2500 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150° F

Fig. 31



BIBLIOTECA
 ESCUELA

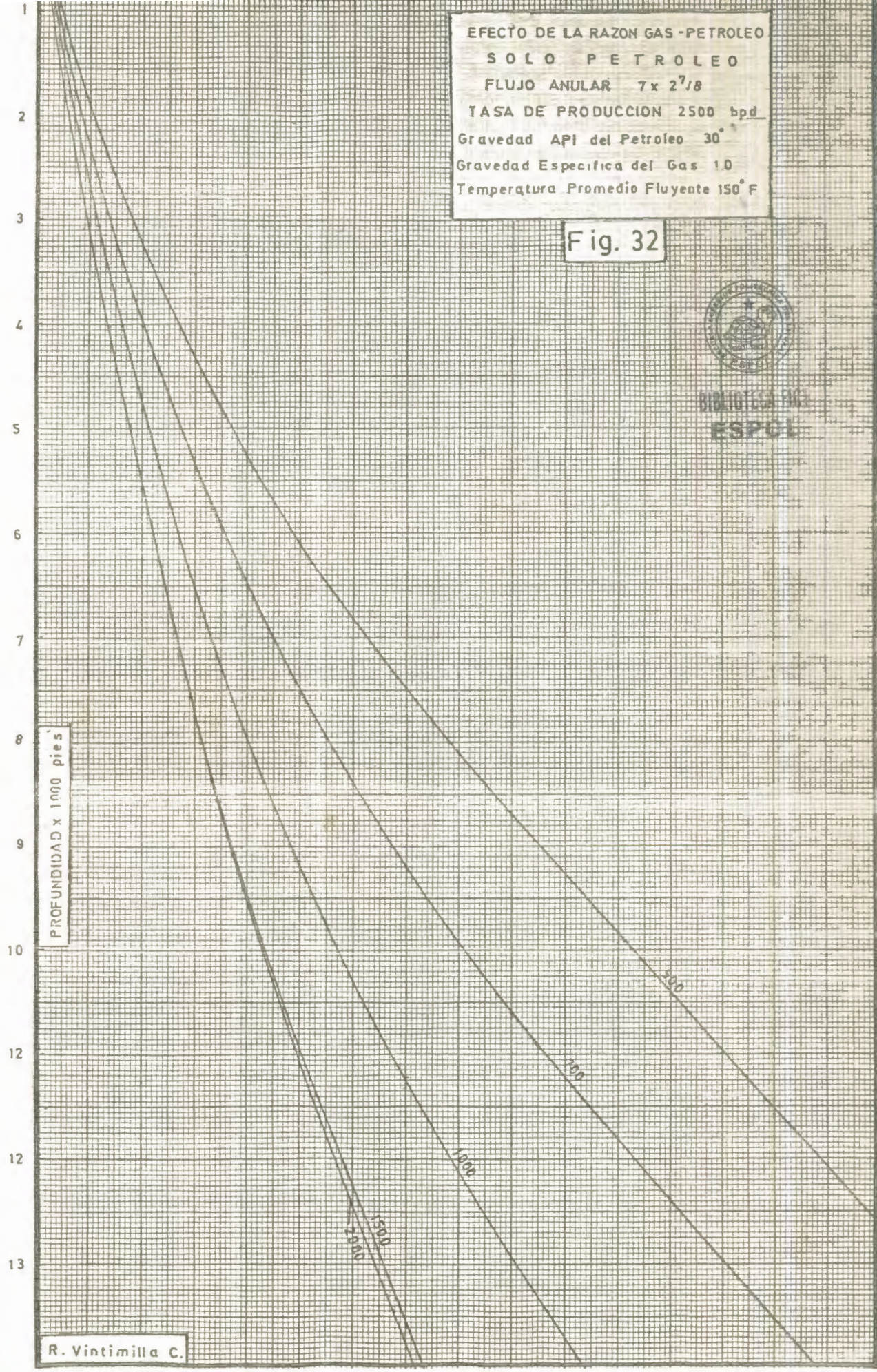
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13

PROFUNDIDAD x 1000 pies

Presión en Petróleo
 300
 100
 1000
 2000
 1500

EFFECTO DE LA RAZON GAS - PETROLEO
 SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR $7 \times 2\frac{7}{8}$
 TASA DE PRODUCCION 2500 bpd
 Gravedad API del Petroleo 30°
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150°F

Fig. 32



R. Vintimilla C.

6.4 EFECTO DE LA DENSIDAD.

La densidad API del petróleo influencia en dos formas en los cálculos de los gradientes de presión, a saber: en la masa de líquido fluyente y en el factor volumétrico del petróleo .

Como es de esperarse el gradiente será mayor cuando el grado API del petróleo sea menor, ya que éste será más pesado.

La Figura 33 presenta un ejemplo de la influencia del grado API, en las curvas de gradiente de presión fluyentes.

SOLO PETROLEO
 FLUJO ANULAR 7x2 7/8
 TASA DE PRODUCCION 2500 bpd
 RAZON GAS PETROLEO 500 Pc/Bbl
 Gravedad Especifica del Gas 1.0
 Temperatura Promedio Fluyente 150°F

Fig. 33



BIBLIOTECA NACIONAL
ESPOL

PROFUNDIDAD x 1000 pies

2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13

GRADO API 25°
30°
50°

6.5 EFECTO REVERSAL

Este efecto está íntimamente relacionado con la densidad de la mezcla y ocurre exclusivamente a presiones y densidades bajas del sistema. Estas condiciones ocurrirán cerca de la superficie donde el gas se expande y alcanza velocidades altas. En este caso el gradiente de fricción se incrementa más rápidamente que el gradiente de densidad, resultando en un aumento de la pérdida de presión cerca de la superficie.

Al desarrollar la forma de la ecuación de la energía, Poettman y Carpenter⁽⁸⁾ y luego Baxendell⁽¹⁾, notaron la existencia de una convexidad, en las curvas a presiones bajas, en vez de una concavidad, como producto del efecto reversal.

Esta convexidad proviene de la forma básica de la ecuación de la energía, la cual para cualquier flujo másico-fijo puede ser expresado por:

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = \frac{1}{444} \left[\rho + \frac{K}{\rho} \right] \quad 6.5.1$$

Esta forma de la ecuación dará por resultado la existencia de un punto de inflexión, a valores de la densidad pequeños.

En las Tablas XXXII y XXXIII y en la Figura 34 preparados con fines exclusivamente demostrativos, podemos ver

que el gradiente disminuye hasta un valor mínimo y luego aumenta, dando por resultado mayores pérdidas de presión.

También podemos notar que para valores más altos de flujo masivo, QM , la constante \bar{K} aumenta y el punto de intersección--
corresponderá a valores de presión más altos.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Los mismos autores mencionados anteriormente sugirieron un método para la construcción de las curvas de gradientes a fin de evitar efecto reversal en dichas curvas.

El método propuesto está demostrando graficamente en -- las Figuras 35 y 36, y consiste en extrapolar los valores graficados hasta la profundidad de cero pies, sin considerar el efecto reversal, y este punto obtenido en la escala de presión trasponerlo hasta presión y profundidad cero, manteniendo la misma pendiente de la curva.

TABLA XXXII

EFFECTO REVERSAL

FLUJO ANULAR 5 1/2" x 2 7/8"

TASA DE FLUJO: 2500 BPD R.G.P. = 1000 PC/Bbl

PRESION	F.V.T.	TASA DE FLUJO	K/	GRADIENTE	PROFUNDIDAD	PROFUNDIDAD ACUMULADA
					-----	-----
50	33.973	2.0429	35.4521	0.2604		
100	19.4837	3.5015	20.6824	0.1679	934	934
150	14.2157	4.7985	15.0922	0.1381	1307	2240
200	11.3666	6.0020	12.0659	0.1255	1517	3758
250	9.5563	7.1390	10.1443	0.1200	1629	5387
300	8.2933	8.2262	8.8035	0.1183	1679	7066
350	7.3563	9.2737	7.8092	0.1186	1689	8755
400	6.6312	12.2881	7.0398	0.1203	1674	10428
450	6.0509	11.2748	6.4232	0.1229	1644	12073
500	5.5750	12.2372	5.9180	0.1261	1607	13680
550	5.1769	13.1783	5.4954	0.1297	1564	15244
600	4.8382	14.1008	5.1359	0.1336	1519	16763

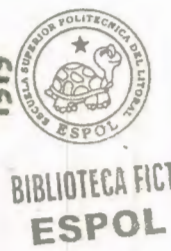


TABLA XXX111

EFFECTO REVERSAL

FLUJO ANULAR 5 1/2" x 2 7/8"

TASA DE FLUJO: 5000 BPD R.G.P. = 1000 PC/Bbl

PRESION	F.V.T.	K _v	GRADIENTE	PROFUNDIDAD	PROFUNDIDAD ACUMULADA
50	33.3973	49.0068	0.3545	-----	-----
100	19.4837	28.8600	0.2229	693	693
150	14.2157	20.8600	0.1782	997	1690
200	11.3666	16.6792	0.1575	1192	2881
250	9.5563	14.0228	0.1470	1314	4195
300	8.2933	12.1695	0.1416	1386	5581
350	7.3563	10.7950	0.1394	1423	7004
400	6.6312	9.7305	0.1390	1437	8441
450	6.0509	8.8790	0.1400	1434	9875
500	5.5750	8.1807	0.1418	1419	11294
550	5.1769	7.5965	0.1443	-----	12693
600	4.8382	7.0995	0.1472	-----	14065



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

0.25

0.20

0.15

GRADIENTE lpc/pe

E F E C T O R E V E R S A L

GRADIENTES DE PRESION EN lpc/pe

CONTRA PRESION lpc

PUNTO DE INFLECCION A

PRESIONES BAJAS

(1) 2500 BPD 1000 P_eBbi

(2) 5000 BPD -1000 P_e/Bbi

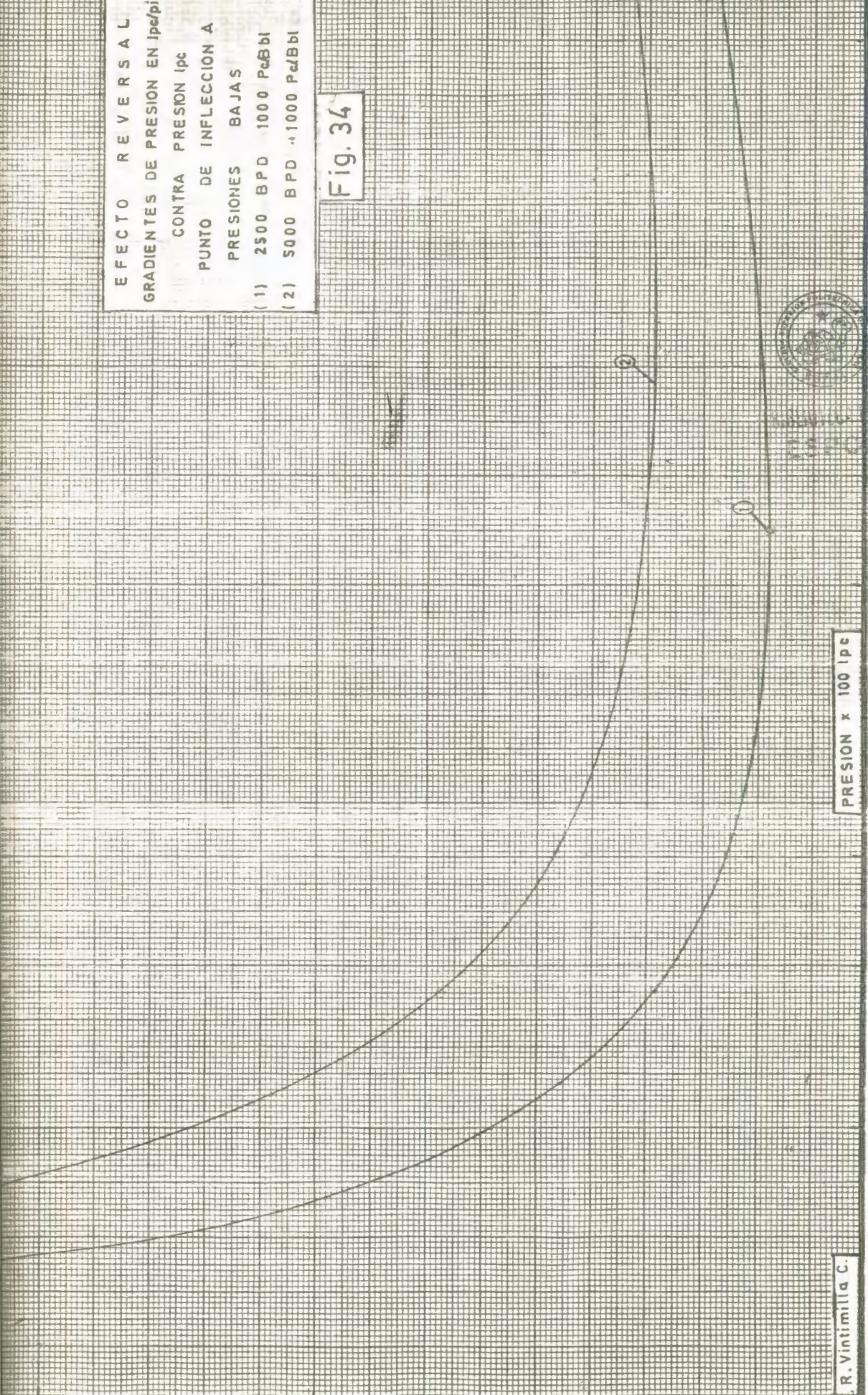
Fig. 34

R. Vintimilla C.

PRESION x 100 lpc



1 2 3 4 5



EFEECTO REVERSAL
FLUJO ANULAR 5 1/2 x 2 7/8
CONSTRUCCION DE LAS CURVAS
TASA DE PRODUCCION 2500 bpd
RAZON GAS PETROLEO 500 Pc/Bbl

Fig. 35



INSTITUTO TECNOLÓGICO
DE OCCIDENTE
ESPOL

PROFUNDIDAD x 1000 pies.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13

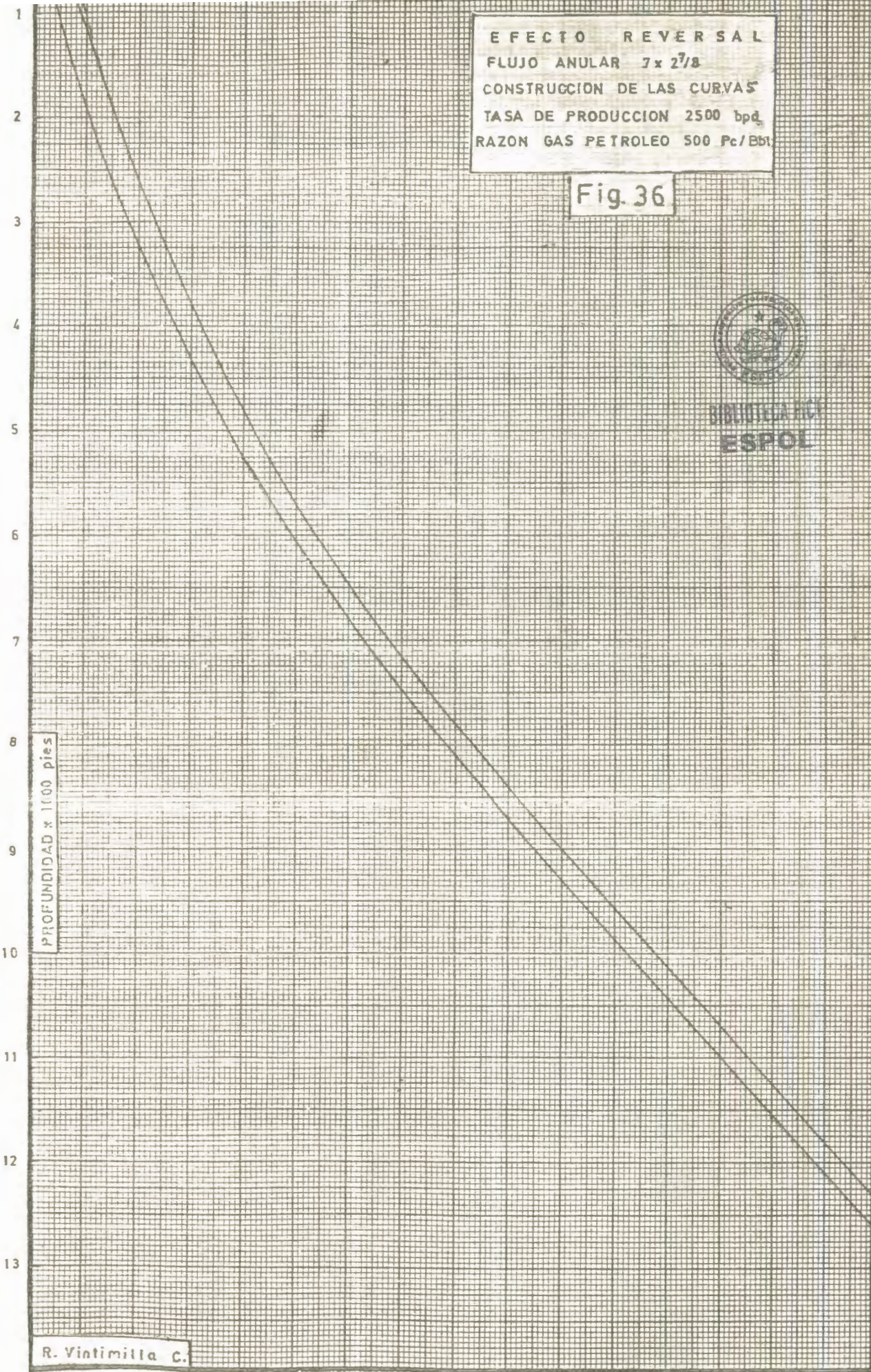
R. Vintimilla C.

EFFECTO REVERSA L
FLUJO ANULAR 7x 2 7/8
CONSTRUCCION DE LAS CURVAS
TASA DE PRODUCCION 2500 bpd
RAZON GAS PETROLEO 500 Pc/Bbl

Fig. 36



BIBLIOTECA NACIONAL
MEXICO



R. Vintimilla C.

6.6 EFECTO DEL FACTOR DE PERDIDA DE ENERGIA TOTAL

Como podemos ver en las Figuras 9 y 10, el factor de pérdida de energía total tiende a ser constante para valores de QM superiores a 15×10^5 . Este comportamiento de la curva se debe a que a tasas de producción altas, sobre los 4000 B.P.D., el flujo tiene un alto grado de turbulencia que minimiza los efectos debidos a los esfuerzos viscosos.



Como dijimos anteriormente la ecuación 5.4.2 para calcular el factor de pérdida de energía total, f/D_e , debe ser utilizada para el rango de QM utilizado en el presente trabajo, esto es de 5×10^5 a 21×10^5 .

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1 CONCLUSIONES

1. Las curvas de gradientes de presión fluyente, -- propuestas concuerdan con los datos de las pruebas de pozos.



2. El método planteado por Baxendell, da buenos resultados para la construcción de curvas de gradientes de presión fluyentes, en flujo anular, para el campo en estudio.

BIBLIOTECA EICT
ESPOL

3. Es posible utilizar el factor de pérdida de energía total de Baxendell, para completaciones de 5 1/2" x 2 7/8", con buenos resultados.

4. El comportamiento, de las curvas de gradientes obtenidas, con respecto a las diferentes variables, concuerda con las conclusiones a las que han llegado diferentes investigadores.

7.2 RECOMENDACIONES.

1. Realización de análisis P.V.T., como: aceite y gas del Oriente, a fin de determinar practicamente el factor Volumétrico Total a diferentes relaciones gas-petróleo.
2. Mejorar el control, del gas inyectado en la boca del pozo, por medio de válvulas automáticas de tasa de flujo y presión constantes.
3. Mayor duración de las pruebas de pozos.
4. Realización de pruebas Sonolog, con el fin de determinar la válvula en funcionamiento, para un mejor conocimiento del comportamiento del pozo.
5. Estudio de la influencia de elevaciones en el flujo en superficie, para evitar los efectos de contra presión en la boca del pozo y en la tubería de transporte.
6. Análisis de curvas de gradientes de presión fluyentes por otros métodos, para determinar el que mejor se acomode a las condiciones de los pozos del Oriente.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

VIII APENDICES

APENDICE A:

DEMOSTRACION DE LA UTILIZACION DE LAS ECUACIONES $t = aP^b$ Y

$$f/Da = aQ^b$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Las ecuaciones 5.3.2 y 5.4.1 son iguales a la de una curva de potencias de la forma.

$$y = ax^b \quad A.1$$

la ecuación anterior la podemos expresar de la siguiente manera:

$$\ln y = b \ln x \quad A.2$$

la cual si se grafica en papel log. log, obtenemos una línea -- recta.


Las Figuras 7 y 10 nos muestran que las ecuaciones 5.3.2 y 5.4.1 son una línea recta al ser graficadas en escala log. log.

La ecuación A.2 puede resolverse como un problema de regresión lineal por el método de mínimos cuadrados, a fin de obtener las constantes "a" ["b", para un grupo de datos:

$$(x_i, y_i), \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

donde: $x_i \geq 0, \quad y_i > 0$

Las fórmulas utilizadas para calcular cada uno de los coeficientes de regresión son las siguientes:

$$b = \frac{(\ln XI) (\ln I) - \frac{(\sum \ln XI)}{n}}{(\ln XI)^2 - \frac{(\sum \ln XI)^2}{n}} \quad \text{A.3}$$


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$a = \exp \frac{\ln I}{n} \quad b = \frac{\ln XI}{n} \quad \text{A.4}$$

A fin de determinar el grado de convergencia de la ecuación con los datos se utiliza el coeficiente de determinación r^2 , que es un número entre 0 y 1. Cuando más próximo a 1 sea el valor de r^2 , tanto mejor será el ajuste o grado de convergencia.

La fórmula utilizada para calcular r^2 es la siguiente:

$$r^2 = \frac{(\ln XI) (\ln I) - \frac{(\sum \ln XI) (\sum \ln YI)}{n}}{(\ln XI)^2 - \frac{(\sum \ln XI)^2}{n} - \left[(\ln YI)^2 - \frac{(\sum \ln YI)^2}{n} \right]} \quad \text{A.5}$$

LINEA	CLAVE		A	T	Z	I	OBSERVACIONES
00							
01	14 07	f LN					
02	31	f					
03	15 02	g x ²					
04	23 51 02	STO + 2					
05	22	R+					
06	21	x=y					
07	14 07	f LN					
08	25	Σ +					
09	13 00	GTO 00					
10	24 05	RCL 5					
11	24 07	RCL 7					
12	24 04	RCL 4					
13	61	x					
14	24 03	RCL 3					
15	71	÷					
16	41	-					
17	24 06	RCL 6					
18	24 07	RCL 7					
19	15 02	g x ²					
20	24 03	RCL 3					
21	71	÷					
22	41	-					
23	71	÷					
24	23 01	STO 1					
25	24 07	RCL 7					
26	61	x					
27	32	CHS					
28	24 04	RCL 4					
29	51	*					
30	24 03	RCL 3					
31	71	÷					
32	15 07	g e ^x					
33	23 00	STO 0					
34	74	R/S					
35	24 01	RCL 1					
36	74	R/S					
37	21	x=y					
38	22	R+					
39	61	x					
40	24 02	RCL 2					
41	24 04	RCL 4					
42	15 02	g x ²					
43	24 03	RCL 3					
44	71	÷					
45	41	-					
46	71	÷					
47	13 00	GTO 00					
48							
49							

REGISTROS

R₀ ^a

R₁ ^b

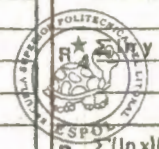
R₂ $\Sigma (\ln y)^2$

R₃ ⁿ

R₅ $\Sigma (\ln x)(\ln y)$

R₆ $\Sigma (\ln x)^2$

R₇ $\Sigma \ln x$



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

1	Ingrese el Programa					
2	Fije las variables iniciales		f	REG	f	PRGM
3	Para $i = 1, \dots, n$					
	Ingrese los valores de 'x' e 'y'	x_i	f			
		y_i	R/S			
4	Calcule las constantes		GTO	10	R/S	
			R/S			
5	Calcule el coeficiente de determinación		R/S			



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

APENDICE B

UTILIZACION DEL PROGRAMA PARA CALCULAR LOS GRADIENTES DE - PRESION FLUYENTE.

Para poder utilizar este programa es necesario calcular -
los valores que serán constantes para cada caso de flujo y R.G.P.

Estos valores son: Masa, M ; factor de pérdida de energía
total, f/D_e ; flujo masiva, QM ; y de la constante:
 $7.413 \times 10^{10} (D_c^2 - D_t^2)^2$ que es constante para cada tipo--
de completación.

En las hojas adjuntas está el programa y los pasos a seguir
se para su funcionamiento.

Formulario de programación HP-25

Título CALCULO DE GRADIENTES DE PRESION FLUYENTE

Hoja No. 2 de 2

Pase el selector al modo de programación (PRGM), pulse PRGM y en seguida ingrese el programa.

PANTALLA		INGRESO	X	Y	Z	T	OBSERVACIONES	REGISTROS
LINEA	CLAVE							
00								
01	24 01	RCL 1						R ₀ 5.615
02	21	x \rightarrow y						
03	71	\div						R ₁ M; Masa
04	24 00	RCL 0						
05	71	\leftarrow						
06	74	R/S						R ₂ f/De
07	31	\uparrow						
08	15 22	g ¹ /x						
09	24 02	RCL 2						R ₃ QM
10	61	x						
11	24 03	RCL 3						
12	15 02	g x ²						R ₄ Cte. (1)
13	61	x						
14	24 04	RCL 4						
15	71	\div						R ₅ Gradiente en lpc/pie
16	74	R/S						
17	51	+						
18	01	1						R ₆ Profundi- dad Acu- mulada
19	04	4						
20	04	4						
21	71	\div						R ₇
22	74	R/S						
23	24 05	RCL 5						
24	21	x \rightarrow y						
25	51	+						
26	14 73	\uparrow LAST x						
27	23 05	STO 5						
28	21	x y						
29	02	2						
30	71	\leftarrow						
31	74	R/S						
32	02	2						
33	00	0						
34	00	0						
35	21	x \rightarrow y						
36	71	\div						
37	74	R/S						
38	24 06	RCL 6						
39	51	+						
40	23 06	STO 6						
41	13 00	GTO 00						
42								
43								
44								
45								
46								
47								
48								
49								



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

IX. NOMENCLATURA

A	=	Area
Bbl.	=	Barriles
BPD	=	Barriles por día
β	=	Beta, Factor Volumétrico del Petróleo
β_t	=	Factor Volumétrico del Petróleo sobre la Presión de Burbujeo
β_{os}	=	Factor Volumétrico del Petróleo a la Presión de Burbujeo
Co	=	Coefficiente Promedio de Compresibilidad
d	=	Diámetro Interno de la Tubería
De	=	Diámetro Hidráulico
Dc	=	Diámetro de la Tubería de Revestimiento
D.I.	=	Diámetro Interno
D.N.	=	Diámetro Nominal
D.O.	=	Diámetro Externo
Dt	=	Diámetro de la Tubería de Producción
E	=	Energía
ϵ	=	"Hold-up"
f	=	Factor de Pérdida de Fricción
f/De	=	Factor de Pérdida de Fricción de Baxendell
F.V.T.	=	Factor Volumétrico Total
g	=	Gravedad
h	=	Altura
H	=	Entalpía
K	=	Energía Cinética
\bar{K}	=	Constante
L	=	Longitud
lbs	=	Libras
lpc	=	Libras por Pulgada Cuadrada
lw	=	Trabajo Perdido en Irreversibilidades
m	=	Masa
M	=	Masa Total de la Mezcla
P	=	Energía Potencial o Pies
p	=	Presión
PC	=	Pies Cúbicos
Pb	=	Presión de Burbujeo

Pc/Bbl	=	Pies Cúbicos por Barril
Q	=	Flujo de Fluído por Día
q	=	Calor
ρ	=	Ro, Densidad
R.G.P.	=	Razón Gas-Petróleo
R.G.L.	=	Razón Gas líquido
SGg	=	Gravedad Específica del Gas
S	=	Entropía
T	=	Temperatura
U	=	Energía Interna
v	=	Velocidad
\bar{v}	=	Velocidad Media Promedio
V	=	Volumen
Vm	=	Volumen de la Mezcla
\bar{V}_m	=	Volumen Promedio de la Mezcla
W	=	Trabajo
Wf	=	Trabajo de Flujo



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

X. REFERENCIAS

- (1) P. B. BAXENDELL. "Producing Wells on Casing Flow, an Analysis of Flowing Pressure Gradients", Trans. AIME, 213 (1958).
- (2) M. B. STANDING. "Oil System Correlations". Cap. 19 Petroleum Production Handbook, T. Frick.
- (3) G. J. DAVIS y C. R. WEIDNER. "Investigation of the Air Lift Pump" . - University of Wisconsin Bull., Eng., 1911
- (4) J. VERSLUYS. "Mathematical Development of the Theory of Flowing Wells" Trans. Am. Inst. Mining. Met. Eng. (1930)
- (5) T. V. MOORE y H. D. WILDE. "Experimental Measurements of Slippage in flow through Vertical Pipes". Trans AIME 92, (1931).
- (6) C. J. MAY y A. LAIRD. "The Efficiency of Flowing Wells". Jour. Inst. Pet. Tech., (1934).
- (7) W. GILBERT. "Flowing and Gas-lift Performance", API Drill. Prod. - Practice., (1954).
- (8) F. H. POETTMAN y P. G. CARPENTER. "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow - String with Application to the Design of Gas-lift Installation." Drilling and Production Practice, (1952).
- (9) N. J. ROS. "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in - Well Tubing". J.P.T. (October 1961).
- (10) V. H. FAIRES. "Termodinámica", UTEHA, (1972)

- (11) T. E. W. NIND. "Principles of Oil Well Production". McGraw-Hill, Inc. (1964).
- (12) L. THORNE. "Conferencias y Apuntes". ESPOL (Julio 1976).
- (13) K. E. BROWN. "Gas-lift theory and Practice", Prentice-Hall Inc., (1967).
- (14) HWELETT PACKARD-25. "Programación Aplicada", (1975)
- (15) J. C. CALHOUN JR. "Fundamentals of Reservoir Engineering". University of Oklahoma, (1953).
- (16) DR. HERALD W. WINKLER. "CAMCO Gas-lift Manual", (1962).



BIBLIOTECA FICT
ESPOL