

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Petróleo

INTRODUCCION AL ESTUDIO DE LOS RESERVORIOS

Proyecto de grado para optar
el título de B A C H I L L E R
en Ingeniería de Petróleo

ENRIQUE BINDA LESCANO

LIMA - PERU

1960

A MIS PADRES

Con toda gratitud y cariño

A MIS QUERIDOS HERMANOS

INTRODUCCION AL ESTUDIO DE LOS

RESERVORIOS

CONTENIDO

INTRODUCCION

CAPITULO I.- LA BOMBA DE PRESION

- La bomba de presión
- Principios u Operacion
- Calibracion: Métodos
- Tipos de Registros de Presión
- Datos de las curvas de ascensos de presión.
- Otros métodos de obtener el BHP
- Registros de temperatura

CAPITULO II.- COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS Y DE LOS RESERVORIOS

- Introducción
- Tipos de Reservorios
- Comportamiento de los pozos
- Comportamiento típico de los Reservorios
- Curvas sobre el comportamiento de los Reservorios.
- Curvas de declinación de la producción

CAPITULO III.- CALCULOS SOBRE GAS Y USO DE LOS DATOS DEL P.V.T

- Introducción
- Cálculos sobre gas
- Valores críticos para los gases
- Datos de P.V.T.
- Cálculos de la densidad aceite/gas

CAPITULO IV.- CALCULO DE RESERVAS

- Introducción
- Métodos volumétricos de comparacion
- Metodos de extrapolación
- Metodos de balance de materiales
- Cálculo de los volúmenes de formacion

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA



I N T R O D U C C I O N

El trabajo que presento para optar el título de BACHILLER EN INGENIERIA DE PETROLEO, tiene por objeto hacer un estudio somero de las diferentes procedimientos más importantes que se siguen en la Industria Petrolera, para conocer el comportamiento de los reservorios a través de los pozos, a fin de que mediante técnicas ya estudiadas y conocidas llegar al cálculo de las reservas y concluir con la valuación de los reservorios para posibles transacciones comerciales.

El propósito de la tesis es preparar y hacer un estudio de las cuestiones básicas para la valuación de los reservorios, porque el trabajo que presentaré para optar el título de INGENIERO DE PETROLEO versará sobre "VALUACION DE RESERVORIOS DE GAS CONDENSADO" es por ello que en la presente tesis, sólo se estudian aspectos generales de los métodos que ha desarrollado la industria, para el conocimiento de los reservorios - por lo demás aquí se resumen los datos básicos del reservorio y espero que ello sirva para aclarar conceptos.

Agradezco al cuerpo de Profesores de la Facultad por todos los servicios y atenciones recibidas durante mi formación profesional, así mismo hago extensivo mi agradecimiento a los Directivos de la Empresa Petrolera Fiscal por las facilidades que me han brindado para la realización del presente trabajo.

Lima, 12 de Mayo de 1964

CAPITULO I

LA BOMBA DE PRESION

LA BOMBA DE PRESION.-

Es un instrumento usado en todos los campos petroleros, y proporciona datos muy valiosos al Ingeniero de Reservorios y que a su vez le servirá, junto con las propiedades de las arenas tales como: fluidos, las temperaturas de fondo, el estudio del comportamiento de los fluidos en el reservorio, etc., para estudiar y evaluar un reservorio.

Las primeras medidas se hacían con bombas de presión en la que sólo se registraba la máxima presión, el cual por supuesto no soportaba ninguna seguridad ni garantía, estas fueron las primeras pruebas que dieron inicio a un sistema de medidas que tenía que progresar con la Ingeniería.

La presión de fondo de los pozos se usa para el estudio del comportamiento de los reservorios, para las condiciones de producción de los pozos y para valorizar

los cálculos para los equipos del subsuelo, más especi
ficamente tales presiones son básicas en cálculos de
reservorios, en promedio de igualación de presiones, pa
ra pruebas de interferencia en el espaciamiento de po-
zos, para conocer el daño causado en la formación, du-
rante la completación, para recomendar trabajos de rea-
condicionamiento, etc.

PARTES:

Generalmente las bombas de presión constan de:

- 1.- Un elemento de presión.
- 2.- Sección registro.
- 3.- Reloj (1, 3, 12, 72 horas etc.)

1).- ELEMENTO DE PRESION.-

El elemento de presión que el mecanismo registra--
dor, incluyendo el reloj ó artefacto para medir la car-
ta, son sellados contra la presión exterior, excepto pa
ra una abertura, que comunica la presión con el elemento
to, el instrumento íntegro se baja a la profundidad a
la cual se quiere medir la presión, se retorna a la su-
perficie y la presión es determinada de la carta.

2).- CARTAS.-

Son las que grafican las deflexiones del elemento

sometido a presión, pueden ser de papel y de metal.

Las cartas de papel tienen una cubierta abrasiva y son marcadas por una aguja de bronce ú oro.

Las cartas de metal son hechas de bronce, cobre ú aluminio y son preferibles porque no son afectadas por la humedad, estas cartas requieren una aguja de punta aguda, la cobertura metálica es preferible, porque ella produce menor fricción en la aguja, las cartas de metal de superficie negra son marcadas con aguja de acero, el cual grafica sobre la superficie las deflexiones, las cartas de superficie blanca son usadas con agujas de bronce.

PRINCIPIOS Y OPERACION.-

Cuando la bomba, está sometida a presión en el exterior el desarrollo o desenvolvimiento del elemento helicoidal de presión, hace rotar un eje que contiene una punta de záfiro la que a su vez va graficando sobre una carta, las deflexiones del elemento, el reloj que conduce la carta, hace que las deflexiones se desplacen de acuerdo al tiempo y así se obtiene una curva deflexión-tiempo. La deflexión es proporcional

a la presión.

OPERACION.-

Una vez en el pozo y colocado el lubricador en la cabeza del pozo cargamos la bomba.

- 1.- Se da cuerda al reloj.
- 2.- Dentro del reloj se coloca la carta que va graficar las deflexiones del elemento
- 3.- Se coloca el reloj dentro de la sección registro de la bomba.
- 4.- Se marca en la carta la línea cero (0).
- 5.- En el extremo de la bomba se coloca su termómetro de máxima que va a medir la temperatura de fondo.
- 6.- Se cierra la bomba y esta está lista para ser bajada.

Una vez terminada la prueba se levanta la bomba y rompera la carta, las deflexiones registradas en la carta, son leídas y convertidas a presiones por medio de los gráficos de calibración del instrumento, los espacios de tiempo anotados identifican cada estación en la prueba.

CALIBRACION.-

Los instrumentos de presión usados para los trabajos de precisión, deben ser calibrados con la balanza de peso muerto a intervalos razonables.

Los elementos nuevos de presión deben ser calibrados frecuentemente, hasta que se hallan establecido para su servicio.

El número de puntos de calibración, serán más en un elemento nuevo y dos ó más curvas deben corregirse para su chequeo.

El elemento, también es calibrado a la temperatura del reservorio por ser a estas condiciones la presiones determinadas, o sea que el factor corrección por temperatura debe ser determinado.

Para corregir las medidas de presión por temperatura nos basamos en las temperaturas de calibración que han sido dadas para el instrumento.

Con el propósito de ilustrar lo expuesto muestro un ejemplo de como se realiza la corrección. *GRAFICO # 1*

Supongamos que tenemos una bomba Amerada cuyas ca

racterísticas son las siguientes:

- 1.- Diámetro 1 1/4"
- 2.- Longitud 67 1/2"
- 3.- Presión máxima 6,000#
- 4.- Peso 15#
- 5.- Longitud de la carta. 2 1/4" , 5 3/8" de laton de superficie negra, la punta registradora es de acero.
- 6.- Presión 0.2% del valor máximo dado en la escala.
- 7.- Reloj 3 horas.

Por fábrica, las bombas vienen calibradas a diferentes temperaturas y cada una con su correspondiente ecuación para la presión, así para el caso de nuestra bomba:

a 200°F	P - 5388.265 D-72.339
a 300°F	P - 5251.034 D-71.189

Por el termómetro de máxima, que hemos usado, se ha encontrado, una temperatura de fondo de 270°F, como vemos, se encuentra entre 200 y 300°F respectivamente.

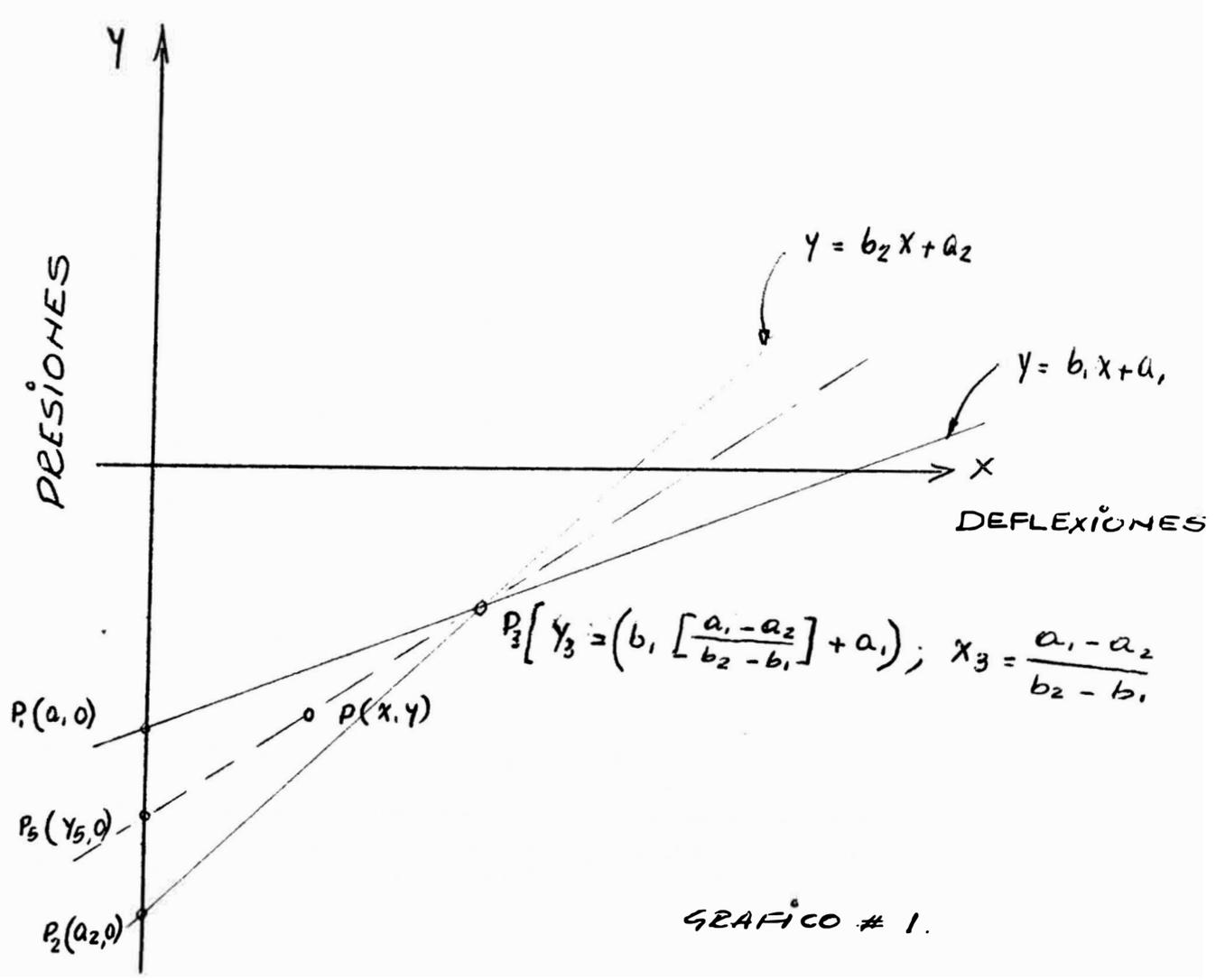


GRAFICO # 1.

Con el objeto de encontrar una fórmula, para interpolar entre dos ecuaciones de calibración, de diferen--tes temperaturas para un mismo elemento, he hecho uso - del sistema de coordenadas cartesianas y he graficado - las ecuaciones de presión dadas.

A continuación se deduce la fórmula.

FORMULA PARA INTERPOLAR ENTRE DOS ECUACIONES DE CALIBRA
CION, DE DIFERENTES TEMPERATURAS, PARA UN MISMO ELEMEN-
TO.-

$$y = P$$

$$x = D$$

$$P_3 \quad (y_3 = b_1 \left(\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1} \right) + a_1), \quad x_3 = \frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1}$$

$$P (y , x)$$

$$P_5 \quad a_1 (1 - \%) + a_2 \% \quad , 0)$$

$$y - y_5 = \frac{y_3 - y_5}{x_3 - x_5} (x - x_5) \quad \text{(ecuación de la recta)}$$

$$y = \frac{y_3 - y_5}{x_3 - x_5} (x - x_5) + y_5$$

$$y_3 - y_5 = b_1 \left(\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1} \right) + a_1 - a_1(1 - \%) + a_2\% = (a_1 - a_2) \left(\frac{b_1}{b_2 - b_1} + \% \right)$$

$$x_3 - x_5 = \left(\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1} \right) 0$$

$$x - x_5 = x - 0$$

$$y_5 = a_1(1 - \%) + a_2\% = a_1 - (a_1 - a_2)\%$$

Ecuación final:

$$y = b_1 + \% (b_2 - b_1) x + a_1 - (a_1 - a_2)\%$$

ALICACION PRACTICA *GRAFICO # 2.*

A 200°F : (1) P = 5388.265 D = 72.339

D=0, P=-72.339

P=0 D= 0.013425

A 300°F : (2) P = 5251.034 D = 71.189

D=0 P= - 71.189

P=0 D_0.013557

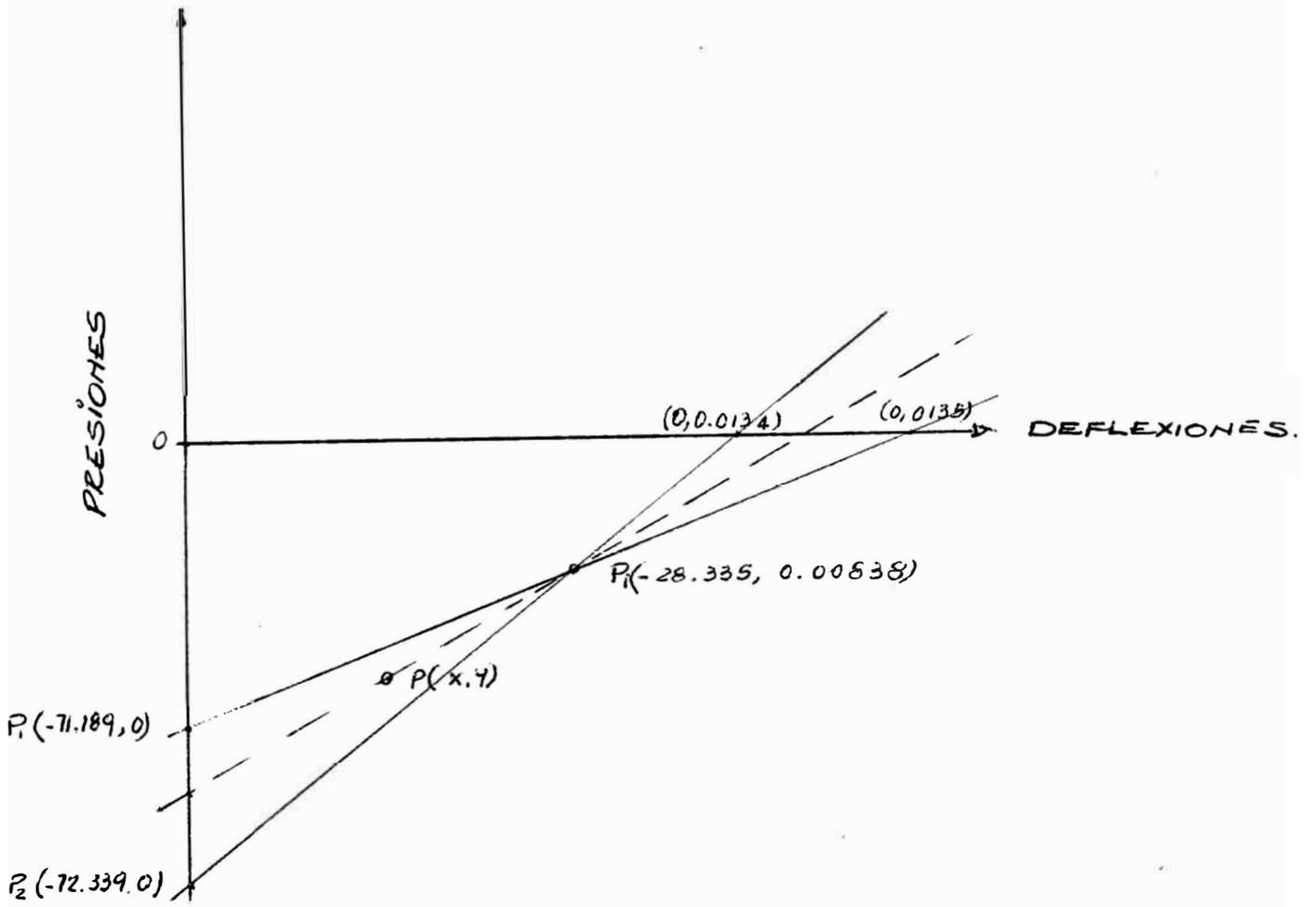


GRÁFICO # 2.

SE QUIERE LA ECUACION DE CALIBRACION PARA 270°F, QUE ES LA TEMPERATURA NORMAL DEL RESERVORIO.

El porcentaje de ajuste se toma

$$\frac{270^{\circ}\text{F} - 200^{\circ}\text{F}}{300^{\circ}\text{F} - 200^{\circ}\text{F}} = 0.70 \%$$

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
%	b_1	b_2	$(b_2 - b_1)$	$\%(b_2 - b_1)$ (1) x (4)	b (2) + (5)	a_1	a_2	$(a_1 - a_2)$ (7) - (8)	$(a_1 - a_2)$ % (9) x (1)	a (7) - (10)
0.70	5388.265	5251.034	- 137.231	-96.0617	5292.2033	-72.339	-71.189	-1.150	-0.8050	-71.534

200°F

300°F

270°F

 $\beta = 0.00019$ OR FORMULA

Time	Stops	Deflection	Deflection	Pressure	Pressure				Pressure Grad
Mins.	FT.	as read	minus ze- ro reading <i>200°F</i>	as read <i>300°F</i>	as read + C <i>270°F</i>	T	ΔT	$(1 - \beta \Delta T)$	correc- ted psi/FT.
0		0.6123	3226.89	3144.01	3168.87				3168.882
30		1.4277	7620.48	7425.71	7484.14				7484.14
60		1.4522	7752.49	7554.36	7613.80				7613.80
90		1.4592	7790.21	7591.11	7650.84				7650.84
120		1.4613	7801.53	7602.14	7751.96				7661.98
150		1.4628	7809.61	7610.02	7669.90				7669.90
180		1.4631	7811.23	7611.59	7671.59				7671.48
210		1.4642	7817.15	7617.37	7677.30				7677.30
240		1.4683	7839.25	7638.90	7699.00				7699.00
270		1.4681	7839.17	7637.85	7698.25				7698.25
300		1.4681							
		1.4861							
		1.4681							
ICIP		1.4725	7861.88	7660.95	7721.22				7721.22
PF		0.6115	3222.58	3139.81	3164.64				3164.64

Por ser de suma importancia conocer el método de calibración expongo el siguiente Método:

DEDUCCION DE LA ECUACION DE CALIBRACION DE LAS BOMBAS AMERADA UTILIZANDO EL METODO DE LOS MINIMOS CUADRADOS

$$z = bD + a$$

$$P = f(D)$$

b y a coeficientes para n observaciones.

$$\text{ERROR } P-z = E \longrightarrow \leq^2 \longrightarrow : E = \leq (P-z)^2 \text{ mínimo}$$

$$E = \sum (P - bD - a)^2 \text{ min}$$

incognitas	b	datos	P
	a		D

Para que la función sea mínima:

$$\frac{dE}{db} = 0 \qquad \frac{dE}{da} = 0$$

Derivando con respecto a la variable "b"

$$\frac{dE}{db} = -2 \sum (P - bD - a) D = 0$$

De donde:

$$\sum PD - b \sum D^2 - a \sum D = 0 \quad (I)$$

Derivando con respecto a la variable "a":

$$\frac{dE}{da} = - 2 \sum (P - bD - a) = 0$$

Teniendo en cuenta: $\sum a = na$

$$\text{Se tiene: } \sum P - b \sum D - na = 0 \quad (II)$$

Resolviendo las ecuaciones (I) y (II) para b y a

De (I):

$$\frac{\sum PD - a \sum D}{\sum D^2} = b \quad (\alpha)$$

De (II):

$$\frac{\sum P - na}{\sum D} = b \quad (\beta)$$

Igualando $(\alpha) = (\beta)$:

$$\frac{\sum PD - a \sum D}{\sum D^2} = \frac{\sum P - na}{\sum D}$$

Resolviendo la ecuación para \underline{a}

$$\sum PD. \sum D - a \sum D. \sum D = \sum P. \sum D^2 - na \sum D^2$$

$$na \sum D^2 - a \sum D. \sum D = \sum P. \sum D^2 - \sum PD. \sum D$$

$$a = \frac{\sum P. \sum D^2 - \sum PD. \sum D}{n \sum D^2 - (\sum D)^2}$$

y se deduce reemplazando este valor en la ecuación (II)

$$b = \frac{n \sum PD - \sum D. \sum P}{n \sum D^2 - (\sum D)^2}$$

Ecuación Final: $P = 538.03 D + 7.697$ á 85°F

PRESION P.	P.D.	DESVIACIONES OBSERVADAS D	D^2
100	17.5200	0.1752	0.030695
200	71.4400	0.3572	0.127591 $\sum P = 5.500$
300	162.9600	0.5432	0.295066 $\sum D = 10.094$
400	291.2800	7282	0.530275
500	456.4000	9238	0.833203 $(\sum D)^2 = 101.5943$
600	659.2800	1.0988	1.207361
700	899.3600	1.2848	1.650711 $\sum D^2 = 13.0094$
800	1177.6000	1.4720	2.166784
900	1494.0000	1.6600	2.755600 $\sum PD = 7077.04$
1000	<u>1847.2000</u>	<u>1.8472</u>	<u>3.412147</u>
$\sum P = 5500$	$\sum P.D = 7077.04$	10.0794	13.0094

n = número
de observacio-
nes

$$a = \frac{\sum D^2 \sum P - \sum D \sum PD}{n \sum D^2 - (\sum D)^2} = \frac{(13.0094 \times 5500) - (10.0794 \times 7077.04)}{(10 \times 13.0094) - 101.5943}$$

$$= \frac{71551.70 - 71332.31}{130.0940 - 101.5943} = \frac{219.39}{28.4997} = \underline{\underline{7.697}}$$

$$\begin{aligned}
 b &= \frac{n \sum PD - \sum D \cdot \sum P}{n \sum D^2 - (\sum D)^2} = \frac{(10 \times 7077.04) - (10.0794 \times 5500)}{(10 \times 13.0094) - 101.5943} \\
 &= \frac{70770.40 - 55436.70}{130.0940 - 101.5943} = \frac{15333.70}{28.4997} = \underline{\underline{538.030}}
 \end{aligned}$$

$$P = bD + a \quad ; \quad P = \underline{538.030} D + \underline{7.697} \quad \text{Ecuación Final}$$

METODO DE CALIBRACION.-

La temperatura se controla en un baño de aceite caliente, en el que se sumerge la bomba, se aplica presión con una bomba de aceite y se mide con un medidor de peso muerto, la presión se aplica por pasos (300, 500 1100 psi, sobre la calibración, se hace sólo con aumento de presiones, se tiene cuidado que cada punto de calibración, sea más alto, que el que ha registrado el elemento, durante la calibración, para evitar los efectos de la histéresis, se repite la calibración a mayor temperatura.

HISTERESIS.-

Característica de los metales sometido a estiramiento que deben ser reconocidos en instrumentos de presión, porque la calibración de un instrumento hecho con incremento diferirá ligeramente de una calibración hecha con decrecimiento de presión.

MANEJO DE LOS DATOS DE CALIBRACION

Se presentan primero como gráficos de presión-de-flexión, siendo recomendable usar la fórmula de la línea recta. $P = bD \pm a$.

CURVAS

Las curvas son difíciles a la vista, expuesta a lecturas erróneas y a menudo requieren el cálculo de correcciones por temperatura, esta corrección es proporcional a la diferencia de temperaturas y a la deflexión, como se ha demostrado anteriormente, la línea recta es mucho mejor para trabajos de alta presión y es más fácil de usar, el chequeo de los cálculos pueden hacerse rápidamente, al mismo tiempo pueden chequearse la condición del elemento controlando las constantes derivadas de cada calibración.

Usando el método de mínimos cuadrados, la fórmula $P = bD + a$ donde $D =$ constante de calibración $b =$ pendiente.- (ver FIG. 1).

CORRECCIONES POR TEMPERATURA

b varía con la temperatura pero la curva es casi una línea recta y puede interpolarse fácilmente. FIG. 2 lo mismo pasa con a , FIG. 3.

ERRORES EN LA LINEA 0

Estos podrían arrastrarse. El factor principal es es la temperatura de la bomba cuando se dibuja la línea cero. una simple precaución evitará problemas en la mayoría de los casos: siempre es preferible marcar la línea cero a la misma temperatura cuando se calibra la bomba se marca la línea cero, en el instrumento a la temperatura del cuarto (+ 85°F). Si en el campo, se coloca la bomba en la sombra antes y mientras se dibuja la línea cero, la temperatura no será muy diferente. Note que la bomba sale del hueco ligeramente caliente. Si se va a hacer una segunda corrida inmediatamente, la bomba debe enfriarse antes de marcar la línea cero para la segunda corrida. Es una buena idea tener una segunda bomba lista para la segunda corrida, así se ahorraría tiempo y

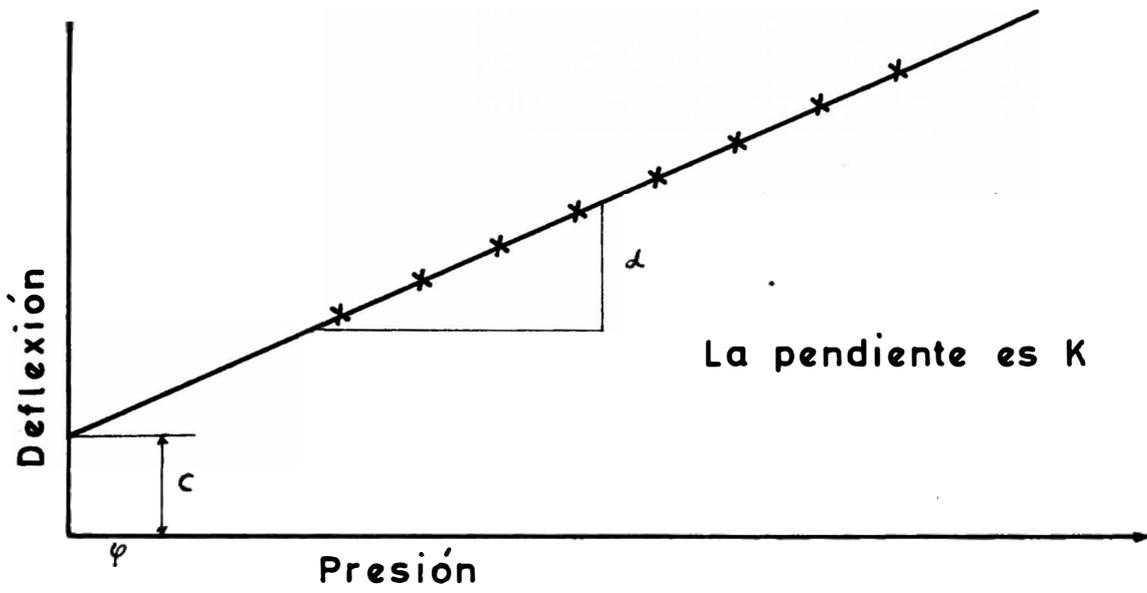


FIG. 1

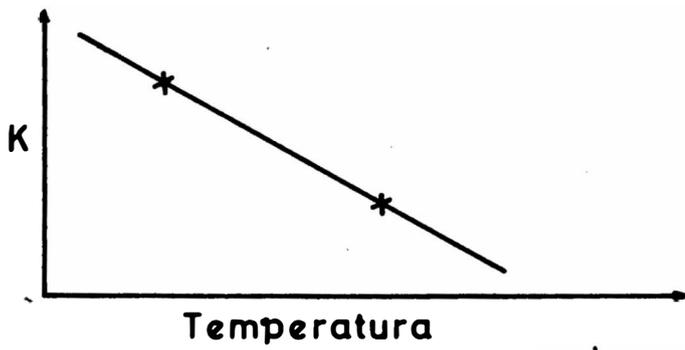


FIG. 2.

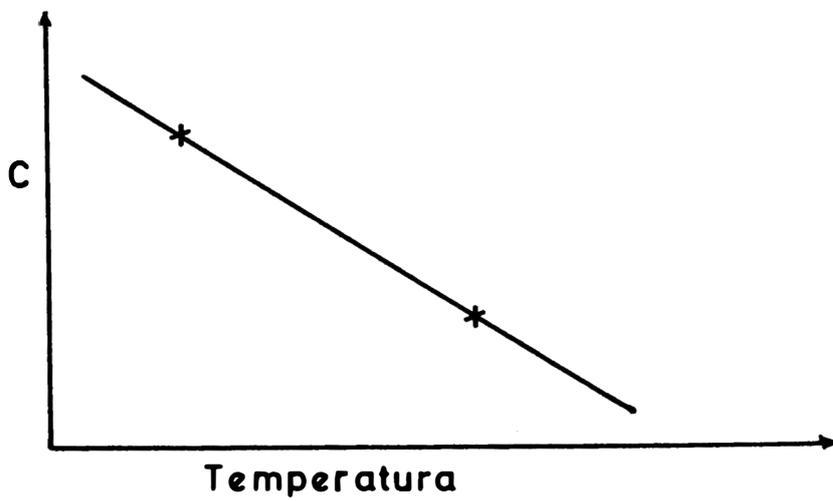


FIG. 3.

evitaría problemas.

Para mayor exactitud los fabricantes aseguran 0.25% de deflexión máxima; dependiendo del estado del elemento, carta y aguja usados, y la calibración que puede ser más o menos .

TIPOS DE REGISTROS.-

Los principales registros que pueden ser tomados - con la bomba de presión son:

- 1.- Presión fluyente y su gradiente.
- 2.- Presión estática y su gradiente.
- 3.- Curvas de ascenso de presión.
- 4.- Estudios especiales tales como localización de contactos gas-petróleo, gas-agua, entradas de gas, etc.

Los estudios se realizan por los tubos (puede correrse en el anillo si hay suficiente espacio y conexiones especiales en la cabeza).

PRESIONES FLUYENTES

Los estudios de producción para el trabajo de pre

sión de flujo, curvas de gradiente, etc. pueden hacerse fácilmente en pozos fluyentes bajando la bomba por los tubos. En los pozos de bomba, sólo se pueden hacer pruebas por el anillo, siempre que no haya empaques.

LIMITACION

La tendencia de la bomba a salir del pozo limita el régimen del flujo al que se pueden hacer las pruebas. Para tubos de 2 1/2" es + 1260 BPD. (depende del GOR, etc)

PRESION ESTATICA

La presión de fondo de una formación, es la presión estabilizada, que se consigue cerrando algunos pozos durante un período de tiempo tales como 1, 2, 3, 4 y hasta 5 días, dependiendo el tiempo de las condiciones físicas del reservorio, es decir las formaciones de buena permeabilidad y alta porosidad efectiva, requieren menor tiempo para estabilizar las presiones que aquellas que tienen baja porosidad efectiva y arenas apretadas.

EL PLANO DE REFERENCIA

Debido a que la presión depende de la profundidad

del pozo, debe referirse a un nivel fijado a cierta profundidad por debajo del nivel del mar. Este nivel, escogido para cada reservorio, puede estar encima, debajo o frente al intervalo productivo, de acuerdo a la posición del pozo en la estructura. Siempre que es posible, se considera un punto a la profundidad exacta del plano de referencia. De otro lado, la presión involucra un gradiente como la que presentamos en la FIG. 4.

NIVEL DE FLUIDOS

Puede medirse en forma aproximada al correr la prueba. En forma más exacta se puede hacer de los estudios de gradiente en las columnas de gas y líquido. Para una observación muy exacta del trabajo del pozo se puede usar el *calometer* ó *well sender*.

Si el nivel de fluido está por debajo del intervalo abierto, no se puede encontrar la presión de referencia en la columna de aceite. V°

CURVAS DE ASCENSO DE PRESION

Aún después de un tiempo de producción los pozos demoran en alcanzar la presión del reservorio. Para evi-

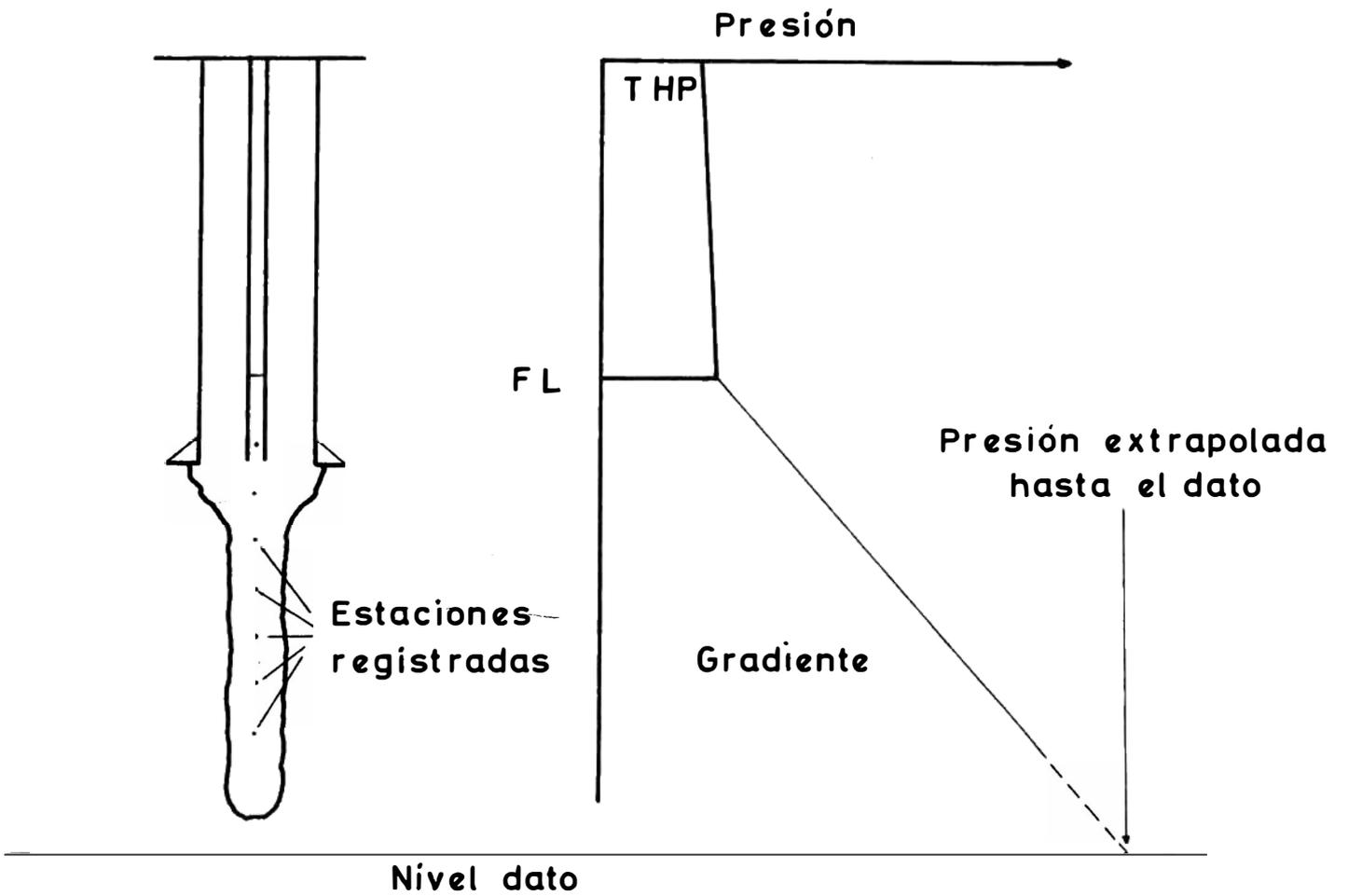


FIG. 4

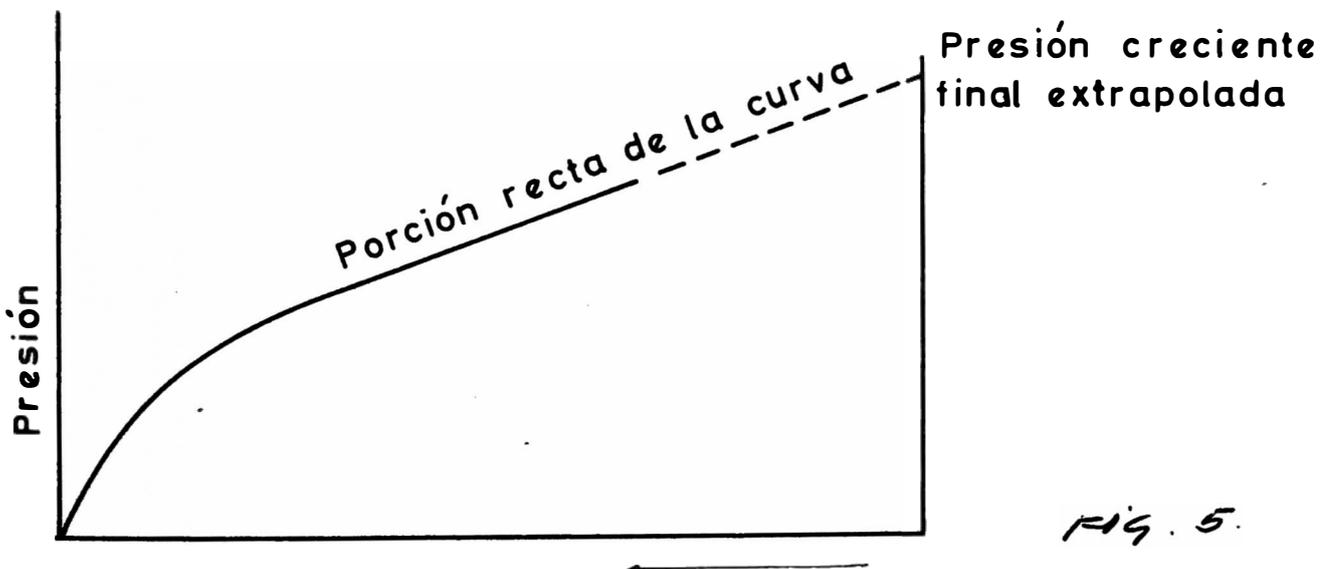


FIG. 5.

tar perder quizás meses de producción en estas pruebas, se ha ideado un método que requiere menor tiempo de cierre. Este es la curva de ascenso de presión. Brevemente este considera la producción de un pozo a régimen constante, se corre la bomba y se cierra el pozo. La bomba registra, de esta manera, el crecimiento de una relación de tiempo:

$$\log \frac{t_0 + t}{t}$$

t - tiempo despues del cierre

t_0 - tiempo de flujo (corregido) antes de cerrarlo.

Se obtiene una curva como se ve en la FIG. 5.

Extrapolando la parte recta hasta 0 en la escala -logarítmica, la presión final edificada es obtenida. La parte recta de la curva puede establecerse generalmente en un tiempo corto.

REGISTROS ESPECIALES

Algunos ya han sido mencionados.

Localización del contacto gas-aceite.

Localización del contacto aceite-agua.

Por estudio de la gradiente estática.

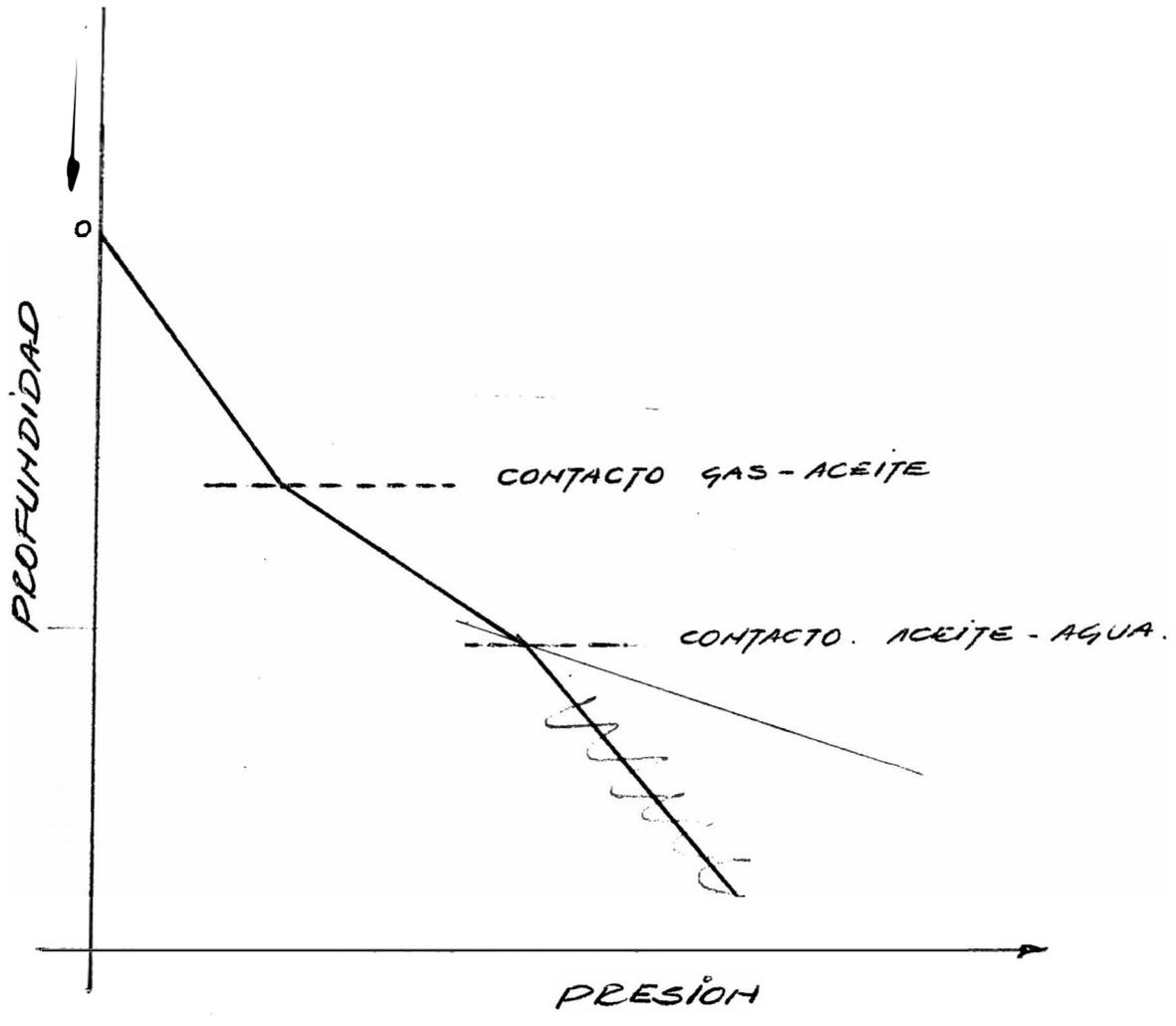


FIG. 6

GRADIENTE ESTÁTICA

La bomba de presión una vez cargada es bajada al pozo, a intervalos de profundidad, permaneciendo en cada punto un período de tiempo que puede variar de 3 a 5 minutos, hasta llegar a la profundidad deseada, por lo general casi siempre es el punto medio del intervalo baleado, la FIG. 6, muestra una curva de gradiente de presión y sus respectivos contactos.

LOCALIZACIÓN DEL CONTACTO ACEITE-AGUA

Similarmente por estudio de gradientes, si la gravedad del aceite difiere de 1.0, un muestreador de fondo puede también ser útil aquí, especialmente para establecer la naturaleza del agua o fluidos pesados del fondo.

ENTRADA DE GAS

Si una zona de gas está abierta en el pozo, la gradiente de producción puede mostrar una variación en la gradiente de la curva opuesta a la zona afectada.

DATOS DE LAS CURVAS DE ASCENSO DE PRESIÓN

Además de la presión final estabilizada puede cal-

cularse de las curvas la permeabilidad promedio de la formación y el índice de productividad (IP)

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_f} \frac{\text{Bls/día}}{\text{psi}}$$

P_e = Presión estática

P_f = Presión fluente

también se puede obtener el factor de daño.

FACTORES DE DAÑO (skin factor)

Se denomina así a las ecuaciones desarrolladas por Van Everdingen and Hurst que calcula las restricciones al flujo del reservorio a las paredes adyacentes al pozo. Estas ecuaciones se han desarrollado tanto para el gas como para el petróleo. Valores positivos del efecto skin indican daño a la formación y valores negativos indican un mejoramiento de la permeabilidad adyacente a la boca del pozo. El efecto skin indica pérdida de presión por ejemplo en la FIG. 7 se observa un ascenso de presión :a) en un pozo limpio y b) en un pozo con daño.

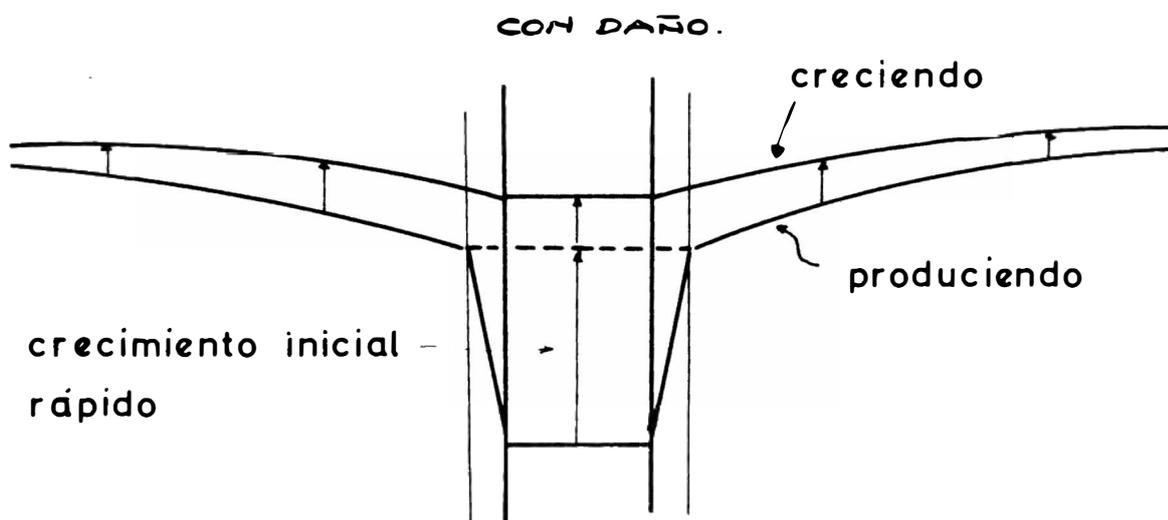
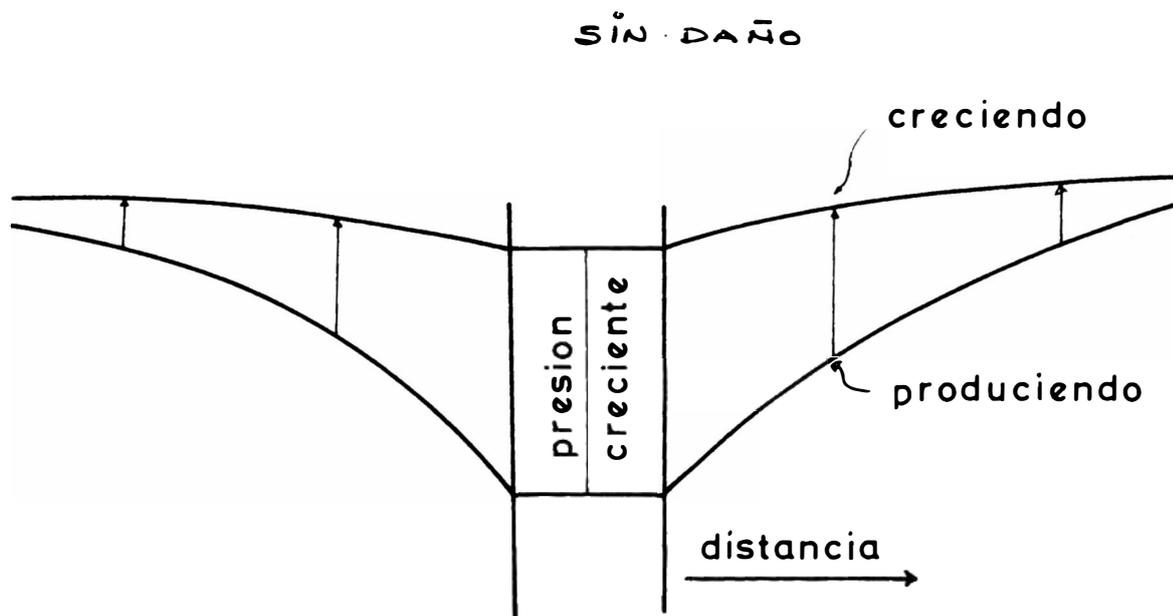


FIG. 7

REGISTRO DE TEMPERATURA

Es un instrumento tipo bomba cuyas partes son:

- a.- Elemento de temperatura (lleno de mercurio)
- b.- Sección registro.
- c.- Reloj. Aguja de acero.

OPERACION

El reloj lleva la carta que es donde se va a ir registrando las temperaturas en los diferentes puntos en que va a ser bajado el instrumento dentro del pozo.

El tipo de la carta es el mismo que el que se usa en la bomba de presión, una vez que la prueba es terminada, el registro es leído y corregido por la temperatura ambiente, es así que con las profundidades y las temperaturas obtenidas se trabajan los gráficos.

REGISTROS DE TEMPERATURA

Es un hecho bien conocido, que la temperatura aumenta con la profundidad. El grado de aumento que bajo condiciones de equilibrio termal es conocido como "gradiente geométrico", depende de la localidad bajo consideración, y de la conductividad del calor de las formacio-

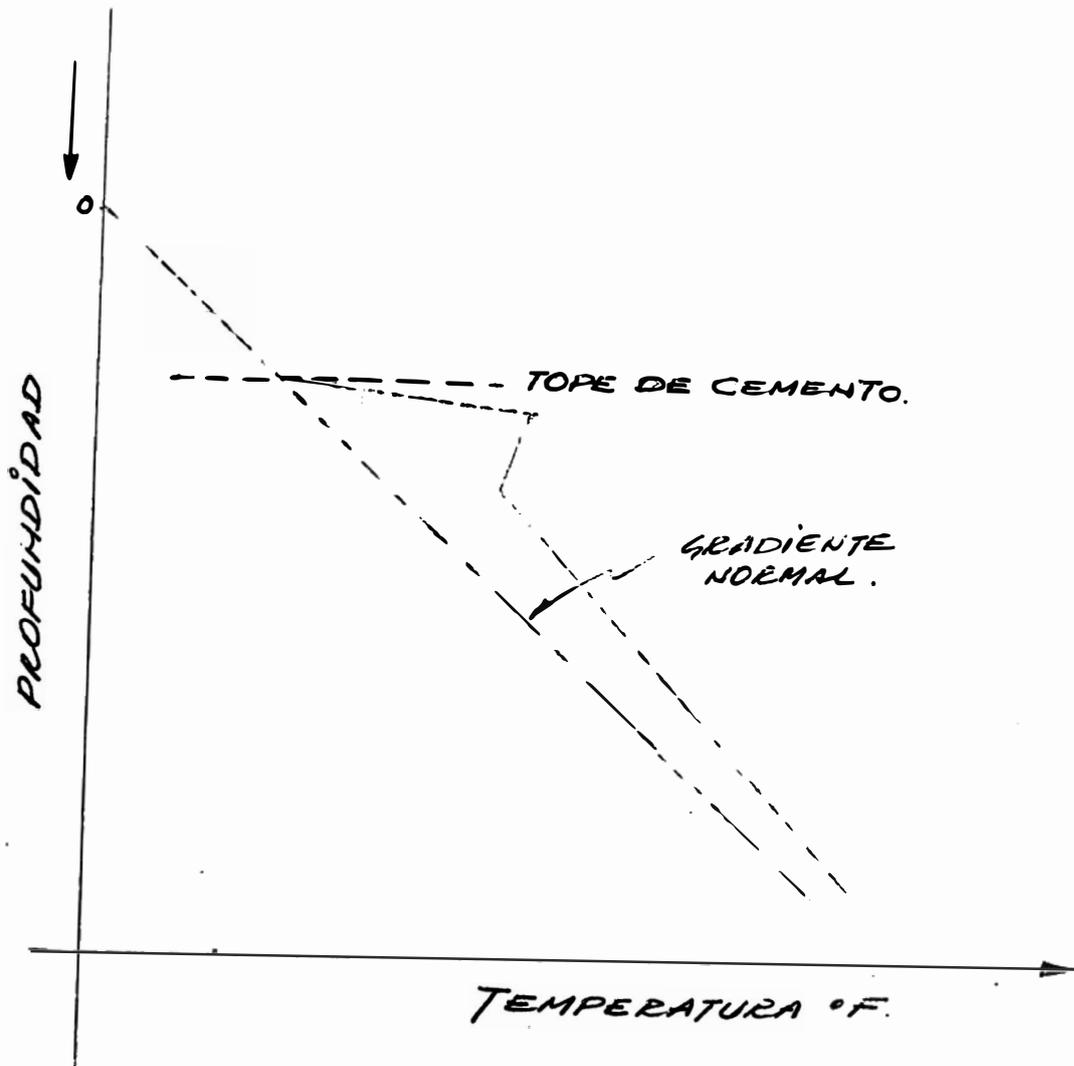


FIG. 8.

nes geológicas.

Actualmente, las mediciones de temperaturas en pozos de petróleo son principalmente usadas en:

- a.- Determinación del tope de cemento.
- b.- Localización de pérdida de circulación.
- c.- Detectar arenas gasíferas, etc.
- d.- Entradas de agua.

a.- DETERMINACION DEL TOPE DE CEMENTO

Se hacen en pozos entubados con el objeto de localizar la parte superior del cemento, ya que este genera una gran cantidad de calor al fraguar, un aumento de temperatura es generalmente observado en el nivel donde el cemento se encuentra detrás de la entubación, la FIG. 8, muestra un registro de tope de cemento.

Es usado conjuntamente con los perfiles eléctricos en las operaciones de baleo de las formaciones en pozos.

b.- LOCALIZACION DE PERDIDA DE CIRCULACION

El barro absorbido por la formación es continuamente

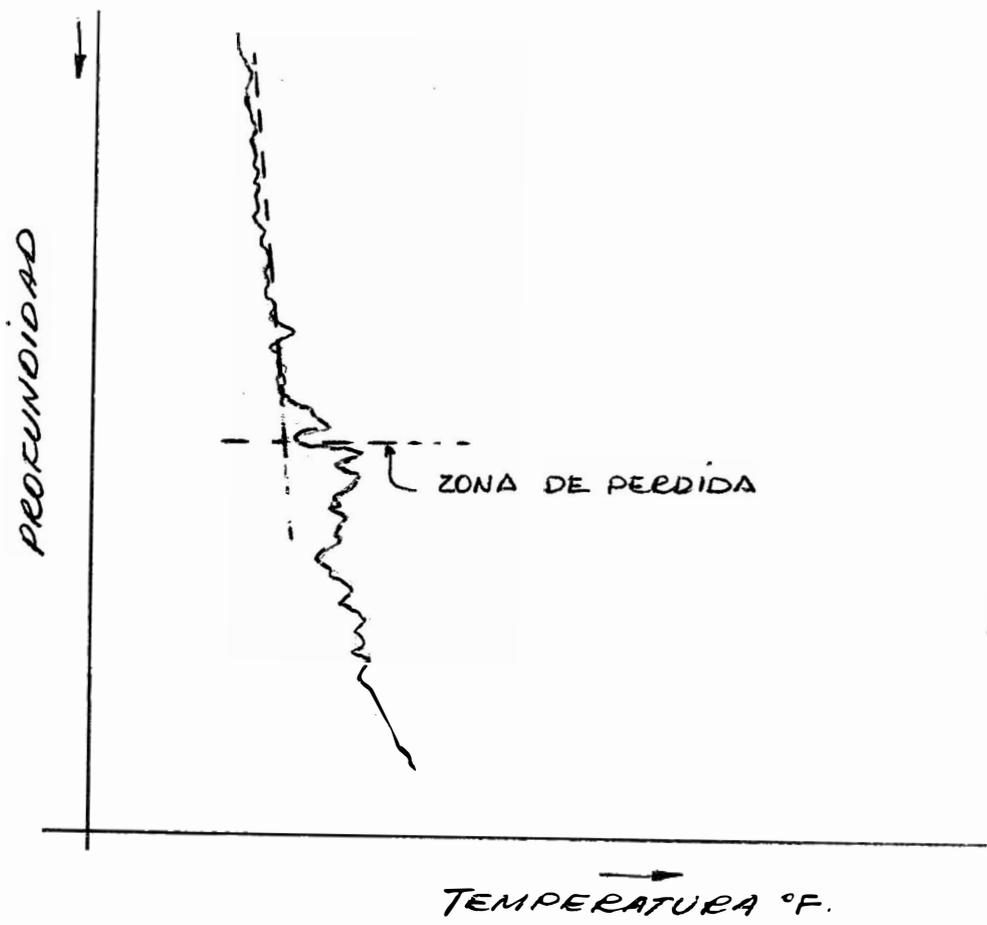


FIG. 9.

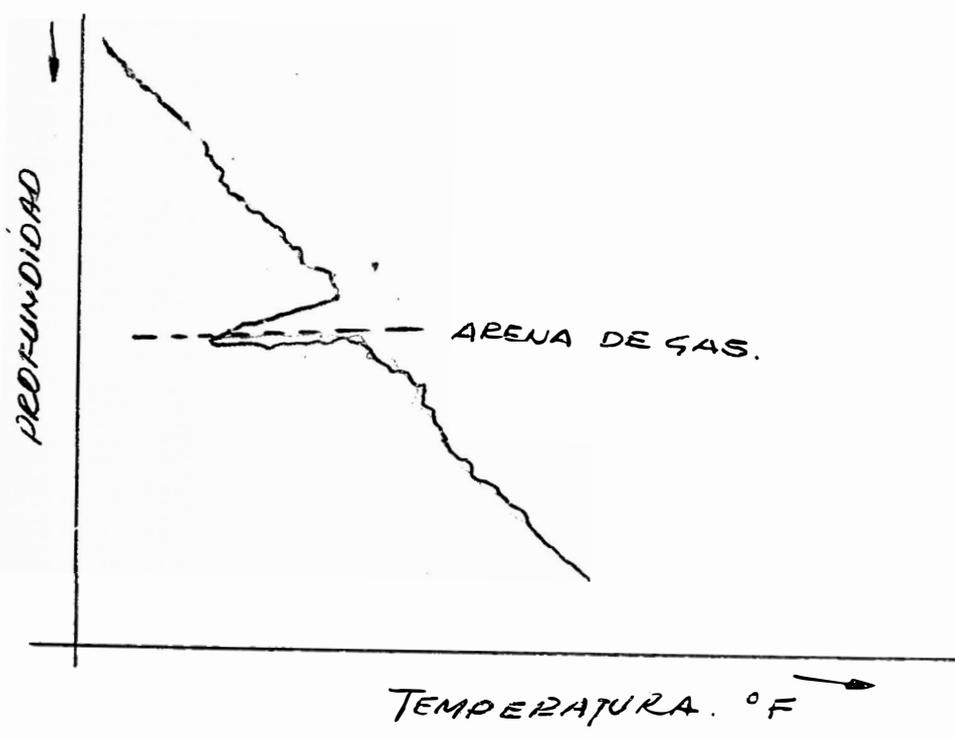


FIG. 10.

te reemplazado en el pozo por la bomba de inyección.

Las temperaturas medidas en el pozo hasta el punto de "pérdida de circulación" tenderán ^{a ser} /apreciablemente - más frías que la temperatura de equilibrio de las formaciones, debajo del punto de pérdida de circulación el barro no es disturbado durante un tiempo bastante largo y se encuentra a la temperatura natural de equilibrio de la formación, es por esto que se notará a esta profundidad una discontinuidad notable en la temperatura. FIG. 9

c.- DETECTOR DE ARENAS GASIFERAS

Durante el procedimiento de producción de gas, la temperatura en el pozo está afectada por el enfriamiento debido a la "expansión del gas".

La caída de temperatura frente a la zona productora de gas puede alcanzar a 20°F ó más. Para esto se baja un termómetro de alta sensibilidad y el registro determinará la ó las arenas gasíferas en mención. FIG. 10.

d.- Las entradas de agua pueden aparecer como anomalías de alta temperatura.

OTROS METODOS DE OBTENER LA PRESION DE FONDO

Se pueden mencionar dos métodos:

1).- TUBO PEQUEÑO

Se obtiene una lectura directa de la presión de fondo conociendo un tubo pequeño a la profundidad deseada (punto medio del intervalo baleado). se inyecta aire ó nitrógeno por etapas desde la superficie, hasta que la presión se halla estabilizado y no se obtengan incrementos de presión posteriores.

2.- Por medio de gradiente psi/pie x la profundidad pies.

CAPITULO II

COMPORTAMIENTO DEL RESERVORIO Y DE

LOS POZOS

INTRODUCCION

La observación del rendimiento de un pozo o grupo de pozos que producen de un reservorio han establecido ciertos tipos definidos de comportamiento, y cuyos resultados han servido para estudiar y obtener por medio de métodos empíricos la performance de la producción.

Estos métodos nos permiten hacer estimaciones futuras en lo que respecta al potencial de los reservorios.

A partir de la producción inicial (IPR) el rate comienza a decaer conforme la presión decrece. La declinación que difiere para cada tipo de reservorio es una herramienta básica de la Ingeniería de Reservorios/producción.

MECANISMOS DE ENERGIA

La energía natural de un reservorio es la fuerza que impulsa al aceite a la boca del pozo. El aceite se encuentra en trampas a condiciones relativas de alta - presión y temperatura.

De cinco maneras importantes puede presentarse este mecanismo de energía.

Ellos son:

- 1.- La roca reservorio y la expansión del fluido.
- 2.- Gas libre (gas cap)
- 3.- Gas en solución.
- 4.- Impulsión de agua.
- 5.- Impulsión por gravedad.

Estas cinco fuentes de energía pueden actuar en un reservorio independiente o ellas pueden actuar combinadas.

La importancia del mecanismo de recuperación es evidente desde el punto de la amplia variación de la eficiencia de recuperación.

Así: En Impulsión por Gas en Solución se puede recuperar de 5 a 35% del original.

STO EN EL LUGAR

Quedando en el reservorio un gran porcentaje de - aceite que no se puede recuperar por métodos primarios al final de la depletación.

En un reservorio de impulsión por gas cap (casquete de gas) se puede recuperar más del 25%, y en combinación con el drenaje por gravedad puede llegarse a recuperaciones tan altos como el 60%.

Un reservorio de impulsión por agua (water drive) que es considerado como el mecanismo más eficiente de recuperación natural. Su rango es del 35% al 65% del original STO evaluado.

El drenaje por gravedad, la roca reservorio y la expansión del líquido son suplementos de las otras formas de energía y rara vez actúan independientemente.

La efectividad de cada uno de ellos o de sus combinaciones en el mecanismo de recuperación depende de numerosos factores que son peculiares para cada reser-

vorio.

Los pozos exploratorios y el desarrollo del campo pueden dar indicios del tipo de mecanismo de recuperación de los mecanismos que podrían más tarde poner la fuente de energía.

Generalmente al temprano desarrollo del campo se puede saber si el reservorio tiene "casquete de gas" ó nó. También puede evidenciarse la continuidad de la roca reservorio.

Si el reservorio tiene el aspecto "lenticular" - en la que el "Casquete de gas" no está presente se concluye en que la fuente de energía es el "gas en solución".

Por otro lado si las evidencias indican que la roca reservorio continúa ampliándose a los flancos y que existe agua debajo del nivel de petróleo se puede entonces reconocer la posibilidad de la impulsión por agua (water drive).

Antes de establecer en forma decisiva el mecanismo de energía o la combinación de mecanismos efectivos

en un reservorio dado, necesitamos conocer el comportamiento productivo del reservorio. Algunas veces es necesario acumular datos de producción en un período de años antes de definir cual es la fuente de energía.

CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

En la primera etapa de la vida productiva del reservorio los estudios de las características de la producción inicial de los pozos es anormalmente baja, lo que determina una apreciación errada del reservorio y lo aconsejable es averiguar las causas de esta baja producción.

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Aunque en el estudio integral del reservorio se - deben de considerar las características del agua y del gas. En el presente estudio sólo consideramos las ca--racterísticas y propiedades del aceite en el reservorio.

Es necesario conocer las tres características de los fluidos que son notables en todo reservorio y que son necesarios para la Ingeniería de Petróleo, ellos - son: la solubilidad del gas, la viscosidad del aceite

y la contracción del aceite.

Cuando comienza la extracción del petróleo del reservorio a los tanques de almacenamiento la presión decrece el gas disuelto comienza a separarse del petróleo reduciéndose el volumen líquido original.

Las características de esta contracción o factor de volumen de formación es muy importante para el cálculo volumétrico de los reservorios.

GAS EN SOLUCION

El gas en solución es la fuente de energía, conforme decrece la presión del reservorio el gas se libera - la solución y arrastra al petróleo a los pozos. Este tipo es de menor eficiencia.

IMPULSION POR AGUA

El contacto agua-aceite asciende conforme el agua invade el espacio reservorio, son reservas muy eficientes, la declinación de la presión es gradual con este tipo de impulsión se recupera gran cantidad de aceite - antes de llegar al abandono, en la FIG. 11 se muestra este tipo de impulsión.

IMPULSION POR AGUA

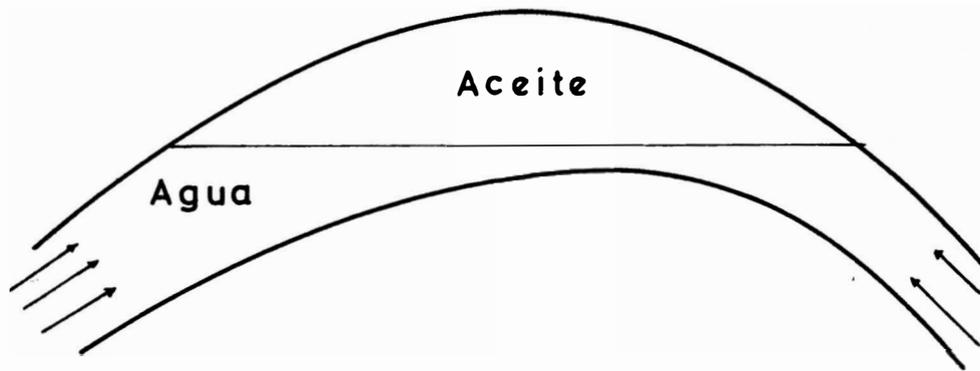


FIG. 11.

IMPULSION POR GAS

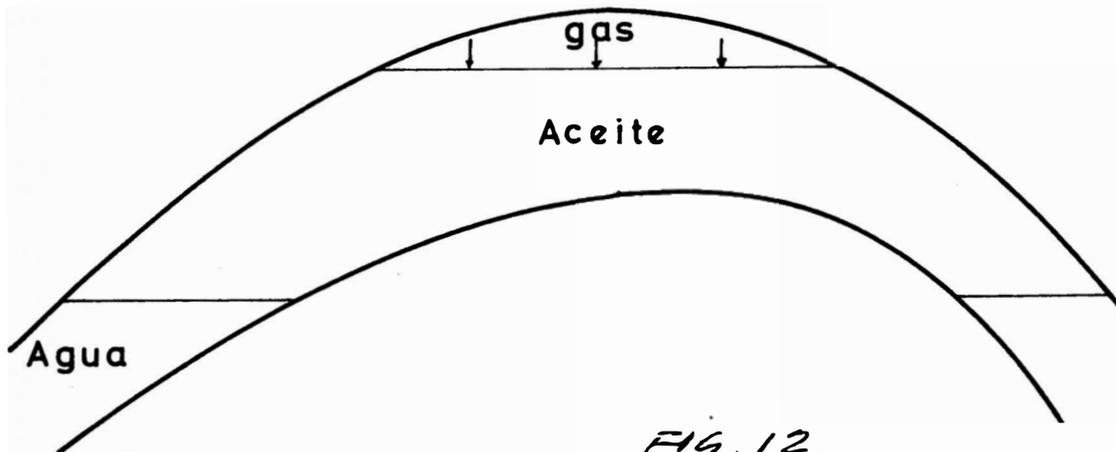


FIG. 12.

IMPULSION POR GAS CAP

El contacto gas aceite baja conforme el gas va ex pandiéndose tendiendo a mantener la presión en el re-- servorio la FIG. 12 muestra este tipo de impulsión.

TIPOS COMBINADOS

Rara vez se presentan en la naturaleza en forma - simple y las combinaciones frecuentes, sin embargo pre domina más un tipo de impulsión que otro.

GAS CAP SECUNDARIOS

Si el petróleo y gas fluyen rápidamente dentro - del reservorio, se puede formar un gas cap secundario. De esta manera una depletación puede cambiar despues de un tiempo a otro tipo, particularmente conducido por gas cap.

El movimiento hacia abajo del contacto gas-aceite debido a la expansión del gas cap ya sea original o se cundario, puede **a**fectar los pozos de aceite, ya que es tas darán GOR excesivos o aún 100% de gas.

COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS

El comportamiento de un reservorio es la suma del comportamiento de un número de pozos, todos ellos generalmente de condiciones similares.

VARIACION DEL REGIMEN INICIAL DE PRODUCCION

TIPOS DE DEPLETACION

Conforme la presión de fondo declina con la producción acumulativa, las características de presión-flujo puede esperarse que desciendan de (1) á (2) á (3) y así sucesivamente como se observa en la FIG. 13.

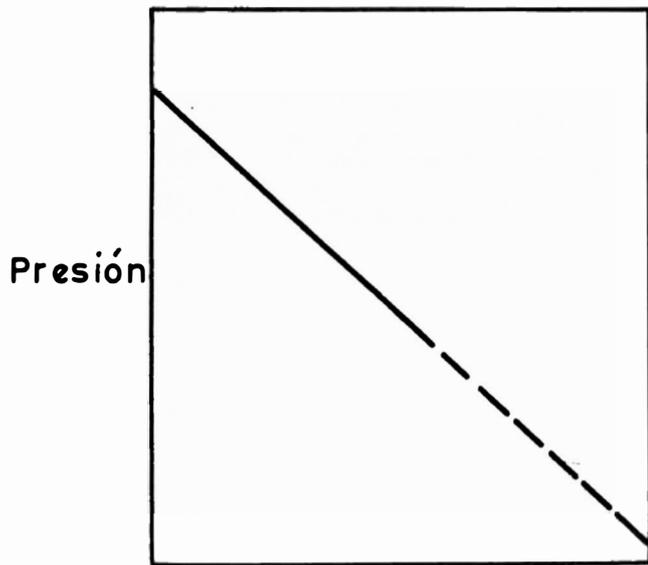
IMPULSION POR AGUA

Con una impulsión fuerte que mantenga la presión de fondo, aumentando la intrusión de agua puede dar altos IPR. El régimen de petróleo declinará por supuesto conforme aumenta el agua. *FIG. 14.*

VARIACIONES DEL GOR

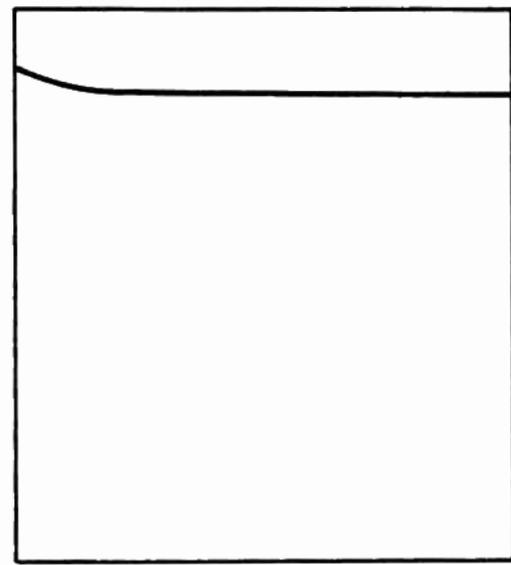
Las variaciones del GOR ya sea con el tiempo o con la producción afectará al régimen de producción del aceite líquido aparte de los efectos en la permeabili--

TIPO DEPLETACION E IMPUSION DE AGUA



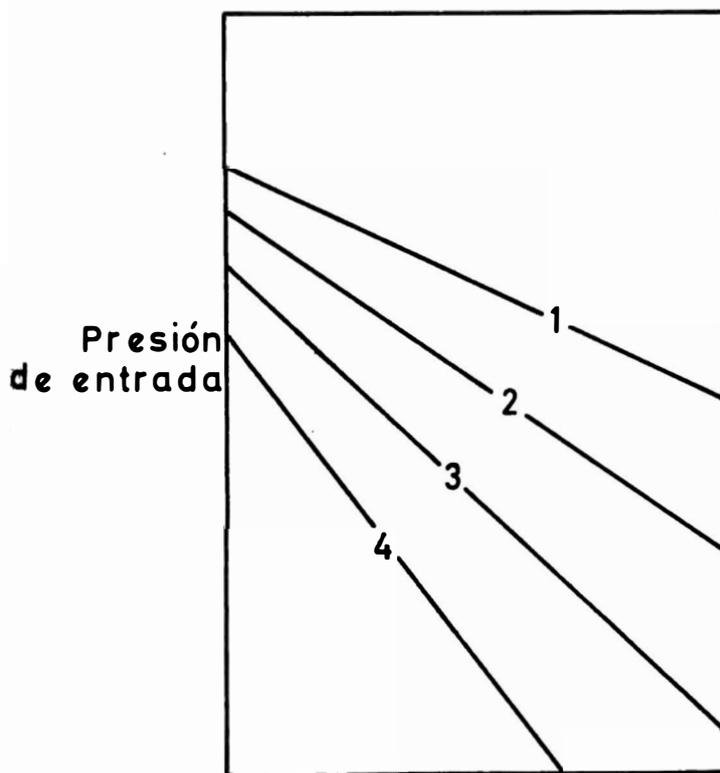
Presión

Acumulativo



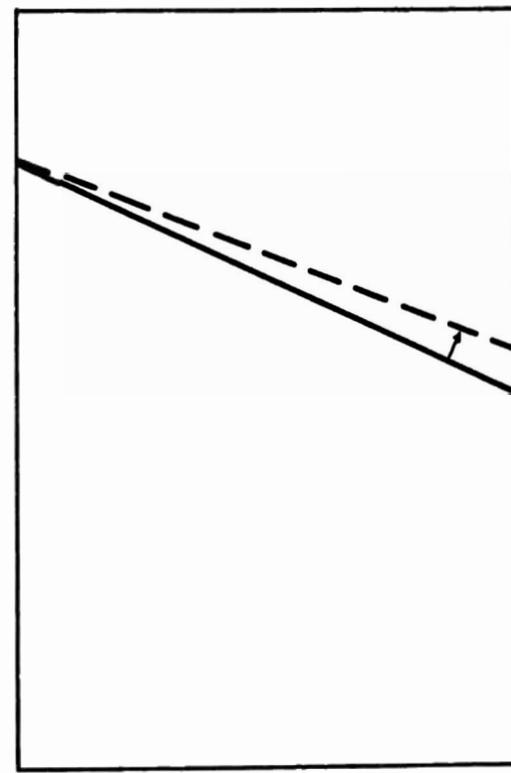
Presión

Acumulativo



Presión de entrada

FIG. 13.



Presión de entrada

FIG. 14.

Régimen de producción de líquido

dad relativa, los cambios del GOR alterarán la gradiente de los pozos surgentes y la deficiencia de la bomba en los pozos con unidad de bombeo.

COMPORTAMIENTO TIPICO DE LOS RESERVORIOS

La FIG. 14-a, ilustra las características presión-recuperación de los tres tipos principales del reservorio. El comportamiento del GOR se muestra en la FIG.14-B

IMPULSION POR ~~ESPACION~~ ESPACION

Este tipo de impulsión puede ocurrir si el petróleo está encima de la presión de burbuja, la producción hasta que la presión llegue al punto de burbuja puede ser simplemente debido a la expansión del petróleo que está bajo el estado Undersaturated. Se entiende por estado undersaturated cuando el petróleo de una presión dada no libera gas en solución, vale decir cuando no hay gas "presente". El estado undersaturated implica que no hay gas libre en contacto con el aceite y por lo tanto no hay gas cap.

GAS EN SOLUCIÓN

Es caracterizado por su pobre recuperación : menos del 30% rápida declinación de la presión y el GOR debido a los efectos de permeabilidad relativa.

IMPULSION POR AGUA

En impulsiones fuertes en que se mantiene alta la presión de fondo algunas veces aumenta la producción total, conforme aumenta la fracción de agua.

GAS CAP

Está entre dos tipos, la expansión del gas cap demora la declinación de la presión conforme aumenta el GOR HASTA SALIR DEL GRAFICO. El casquete de gas va expandiéndose hasta llegar al pozo y el GOR aumenta enormemente.

SISTEMAS COMBINADOS

Puede estar entre dos, dependiendo de la fuerza relativa de los sistemas presentes, así un tipo inicial de defletación puede mostrar impulsión por gas cap. En etapas posteriores, si es que se desarrolla un gas cap secundario.

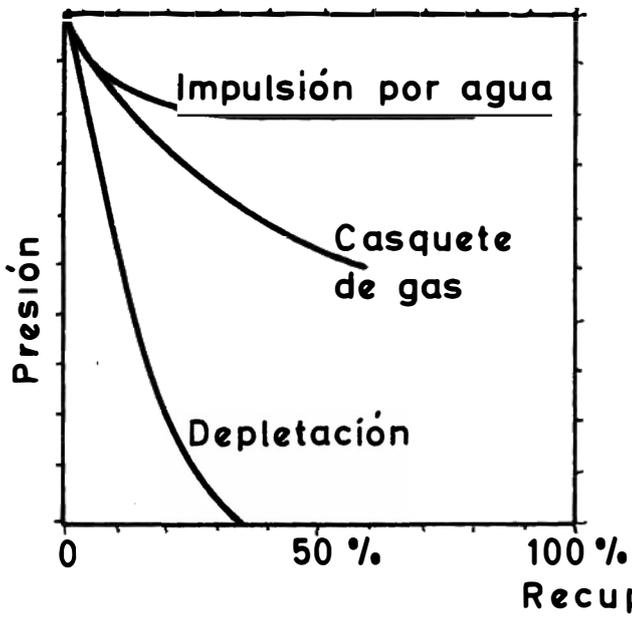


FIG. 142

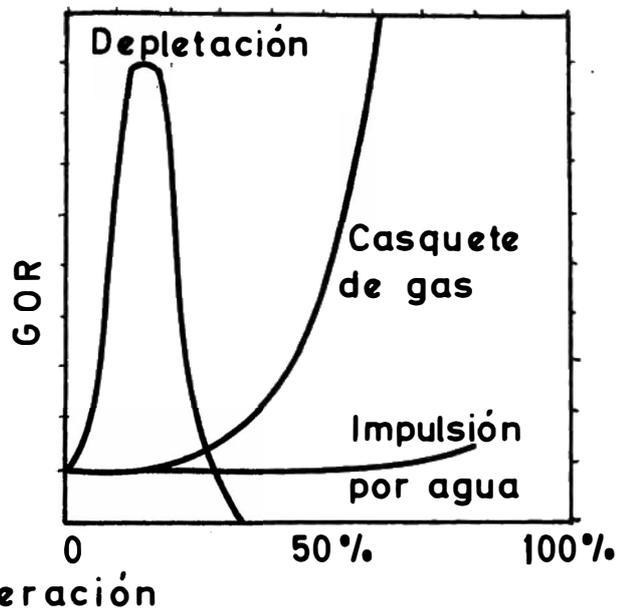


FIG. 146.

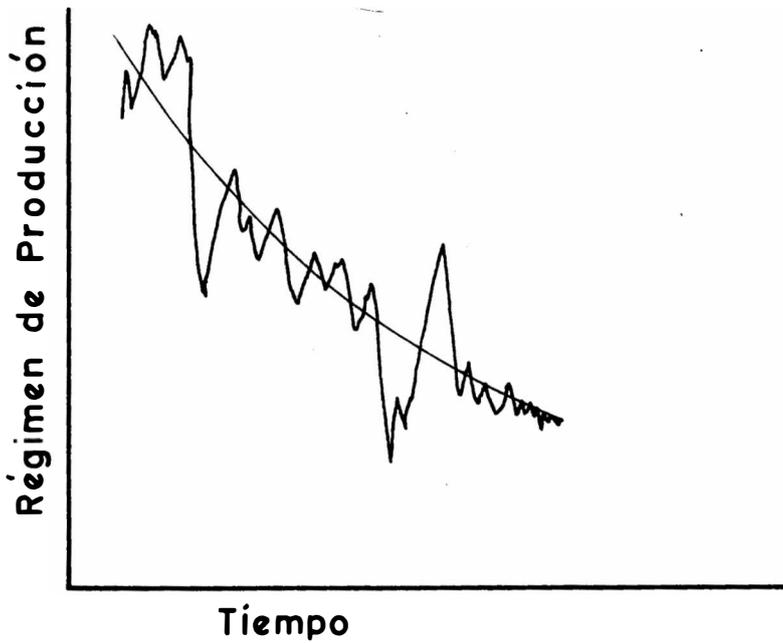


FIG. 15

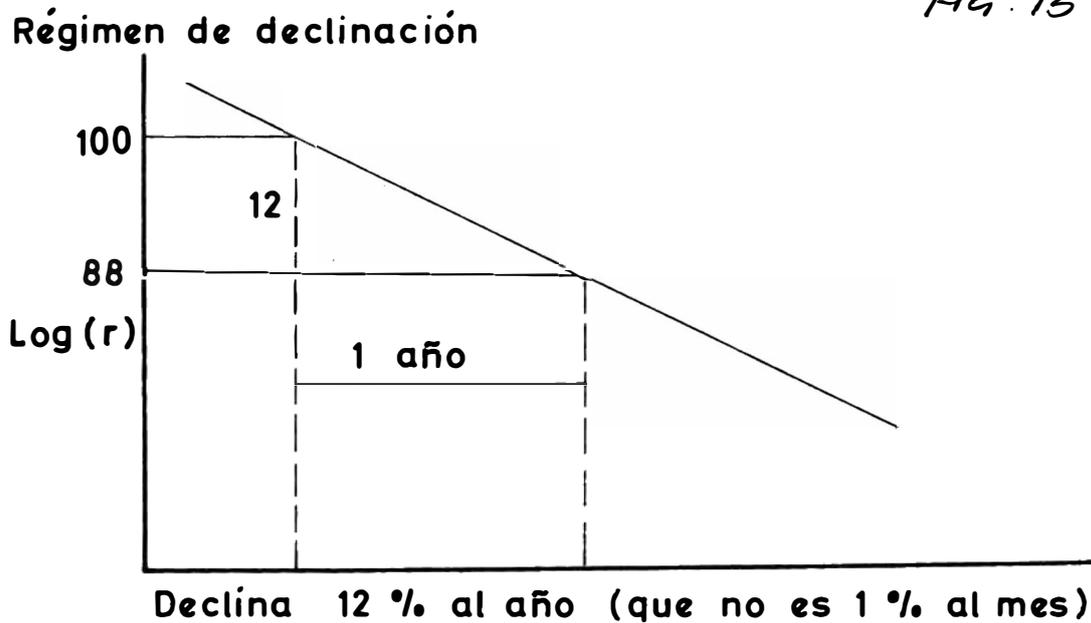


FIG. 16

OBSERVACIONES DEL CONTACTO GAS-ACEITE

Un buen ejemplo de eso es que, el pozo a observar por contacto gas-aceite deben tener buena comunicación con el gas cap y con la zona de aceite para asegurar que las lecturas sean representativas.

CURVAS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION

La curva de declinación de un pozo o de un grupo de pozos muestran la tendencia de la declinación de la producción con el tiempo como se muestra en la FIG. 15.

Las curvas de declinación es el resultado del ploteo de la variación de la producción del pozo con el tiempo.

Estas a su vez sirven para evaluar la reserva de cada pozo, que consiste en prolongar la curva hasta el límite económico. Por otro lado es posible calcular la producción para un cierto tiempo.

Para los propósitos de la Ingeniería de Reservorios es de suma importancia para la recomendación de futuros trabajos.

LOG-RATE/TIEMPO

Es bastante util, considerar que el régimen de declinación es constante, cuando se obtiene una línea recta, FIG. 16.

REGIMEN DE DECLINACION

(Ver figura).

RATE ACUMULATIVO

La declinación constante da para la producción acumulada una línea recta. En casos en que la producción/interrumpida entonces la curva Log rate/tiempo, se hecha a perder.

LOG RATE ACUMULATIVO

En períodos largos de tiempo el regimen de producción declina, en tal caso se puede obtener un buen ploteo del log rate acumulativo. Esta declinación tipo hiperbólica puede aproximarse asumiendo varias declinaciones constantes, FIG. 17.

SELECCION DE DATOS

Las declinaciones verdaderas pueden ser diversificadas por no haberse hecho una selección de datos que influyen en la construcción de las curvas de declinación. El Ing. de Reservorios tiene que extraer datos más reales seleccionando grupos de pozos y basando los estimados sobre todo en su experiencia.

NUEVAS PERFORACIONES

Los pozos nuevos o reacondicionados que se ponen en producción darán una imagen falsa. Los pozos perforados en una misma época, se prestan para obtener datos más reales del reservorio.

El mismo criterio es válido, cuando se toman para este estudio, pozos de unidades de bombeo de condiciones similares.

INTERRUPCIONES

La producción restringida refuerza las curvas log régimen/tiempo.

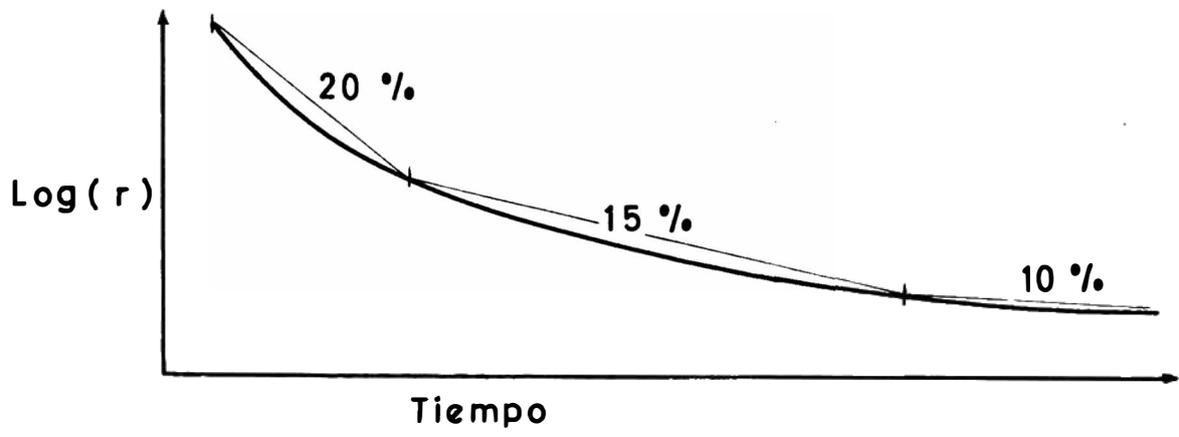
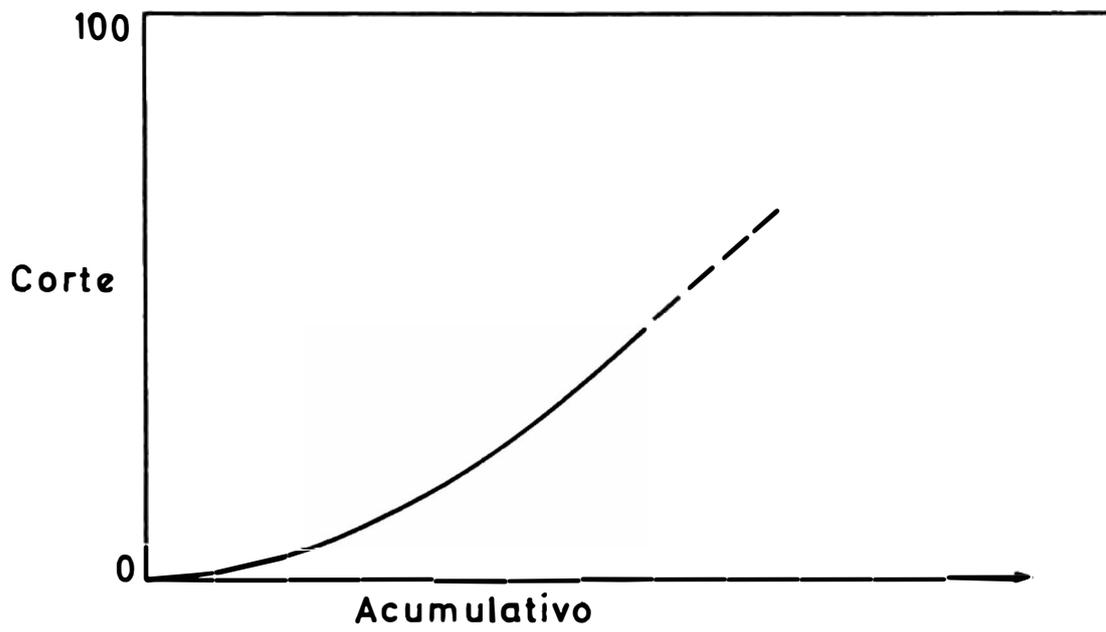


FIG. 17



AUMENTO O DESCENSO DEL GOR

El GOR característico en la depletación del reservorio, puede tener un fuerte efecto en la historia de la producción, la producción de los pozos surgentes puede aumentar con el GOR, o los de bomba empezar a surgir.

De otro lado los pozos de declinan rápidamente al incremento del GOR debido a que bajan las eficiencias del bombeo.

INTRUSION DE AGUA

En los reservorios de impulsión por agua, el contacto aceite-agua se mueve dentro del reservorio, conforme se va produciendo, hasta llegar al momento en que solo se empezará a producir agua por algunos pozos.

NAPAS DE INFILTRACION

Ploteando el avance anual de la fracción 1% (por ejemplo) en los pozos se obtiene una buena idea del movimiento del agua, también servirá para determinar las áreas por medio de un muestreo cuidadoso y predecir la producción futura de agua.

CAPITULO III

CALCULOS DE GAS Y USO DE LOS DATOS PVT

INTRODUCCION

En los trabajos de campo, es muy común los problemas relacionados al flujo de gas sea ya en una ó dos fases, ~~para~~ esto, es necesario conocer, algunos conceptos fundamentales.

CALCULOS DE GAS

Para los gases perfectos tenemos la Ley de gases

$$PV = nRT$$

N - número de moles (msa/Peso molecular)

R - Constante del gas

Unidades:

P - en psia

V en pies cúbicos

n en lbs-moles

T en °R

luego $R = 10.71$

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Los gases que tratamos, generalmente no cumplen la ley de los gases perfectos sobre un rango extenso de las presiones encontradas.

Esta desviación es cubierta por el factor de compresibilidad Z , así:

$$PV = Z (nRT)$$

Z no tiene dimensiones

Modelo típico se muestra en la FIG. 19.

Para un gas hidrocarburo, se tiene la siguiente co
rrrelación típica: FIG. 19. Cada gas tiene un juego dife-
rente de curvas.

VALORES CRITICOS PARA LOS GASES

Se puede obtener una correlación muy buena para los hidrocarburos gaseosos parafínicos más usuales, para estó

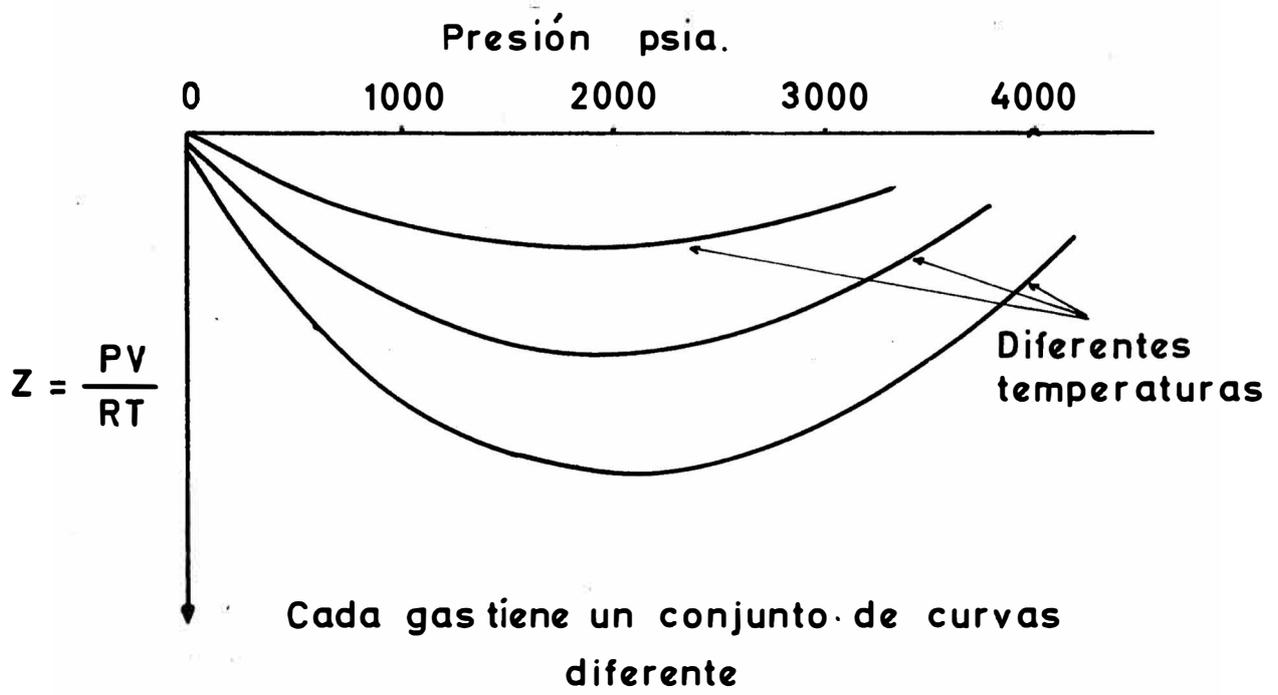


FIG. 19

hay que considerar los valores críticos del gas sobre la base de presión y temperatura.

TEMPERATURA CRITICA

Es la temperatura sobre la cual la licuación no es posible.

PRESION CRITICA

Es la presión a la cual es preciso componer un gas que se encuentra en su temperatura crítica para producir su licuación.

PSEUDOS VALORES PARA LA MEZCLA

Cifras usuales pueden ser obtenidas calculando los valores pseudos críticos de la composición del gas. Se asume que cada componente contribuye al valor crítico efectivo de la mezcla en proporción a su propio valor crítico y su proporción volumétrica en la mezcla.

A partir del análisis de gas de un pozo se calculan los siguientes valores:

EJEMPLO I

TEMPERATURA PSEUDO CRITICA

COMPONENTE	FRACCION MOL.		TEMPERATURA CRITICA DEL COMP. °F+460		PRODUCTO
METANO	0.950	x	344	=	326.8
ETANO	0.025	x	550	=	16.7
PROPANO	0.012	x	666	=	7.9
ISO-BUTANO	0.003	x	734	=	2.2
n-BUTANO	0.003	x	766	=	2.3
ISO-PENTANO	0.007	x	830	=	5.8
Temperatura pseudo crítica					361.7

COMPONENTE	FRACCION MOL.		PRESION CRITICA PSI. ABSOLUTO		PRODUCTO
METANO	0.950	x	673	=	639.3
ETANO	0.025	x	712	=	17.8
PROPANO	0.012	x	617	=	7.4
ISO-BUTANO	0.003	x	528	=	1.5
n-BUTANO	0.003	x	551	=	1.6
ISO-PENTANO	0.007	x	483	=	3.3
Presión pseudo crítica					670.9

TEMPERATURA REDUCIDA

$$TR = \frac{\text{Temp. absoluta}}{\text{Tem.pseudo crítica}} = \frac{144 + 460}{361.7} = 1.58$$

Presión reducida

$$Pr = \frac{\text{Presión absoluta}}{\text{Presión pseudo crit.}} = \frac{1200}{670.9} = 1.78$$

Presión pseudo crítica

Si los datos reducidos de presión y temperatura ó sea PR y TR los ploteamos, vamos a obtener para z un - valor igual a 0.87, así como se indica en la FIG. 19.

DATOS DE PVT

Son obtenidos de muestras sacadas previamente del fondo de los pozos a las condiciones de presión y temperaturas del reservorio y a su vez analizadas en el laboratorio.

El punto base es la unidad de volumen en el punto de burbuja, es decir a la presión de saturación.

Los datos obtenidos son:

Presión de saturación

Volumen del aceite reservorio a la Presión y temperatura de saturación = V_{sat} .

Volumen STO del aceite a 14.7 psi absolutos y 60°F – V_s

Volumen a una presión dada = V

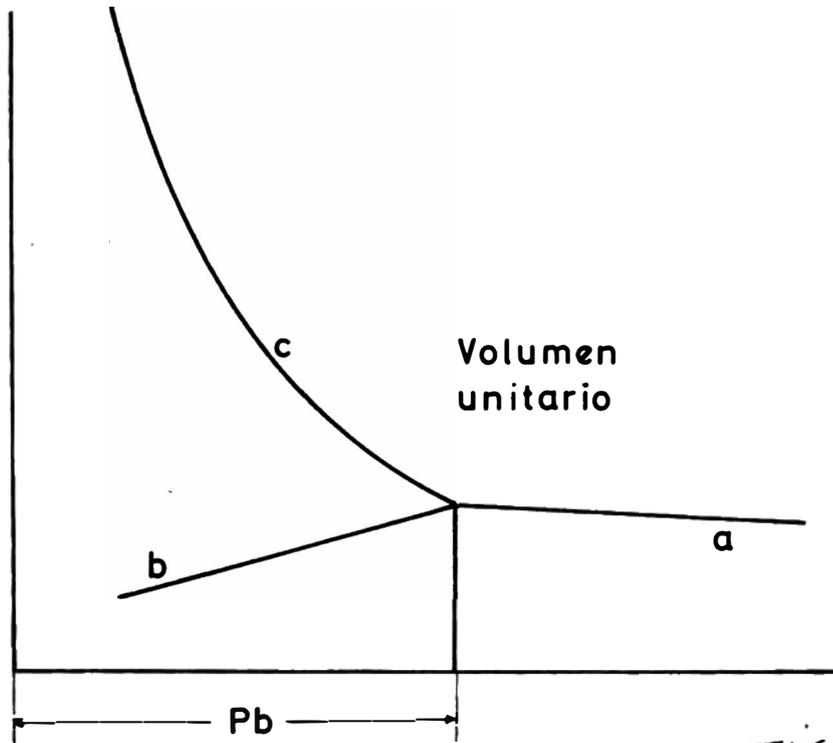
Factor de volumen de formación

Gas disuelto y liberado

Viscosidad del aceite saturado

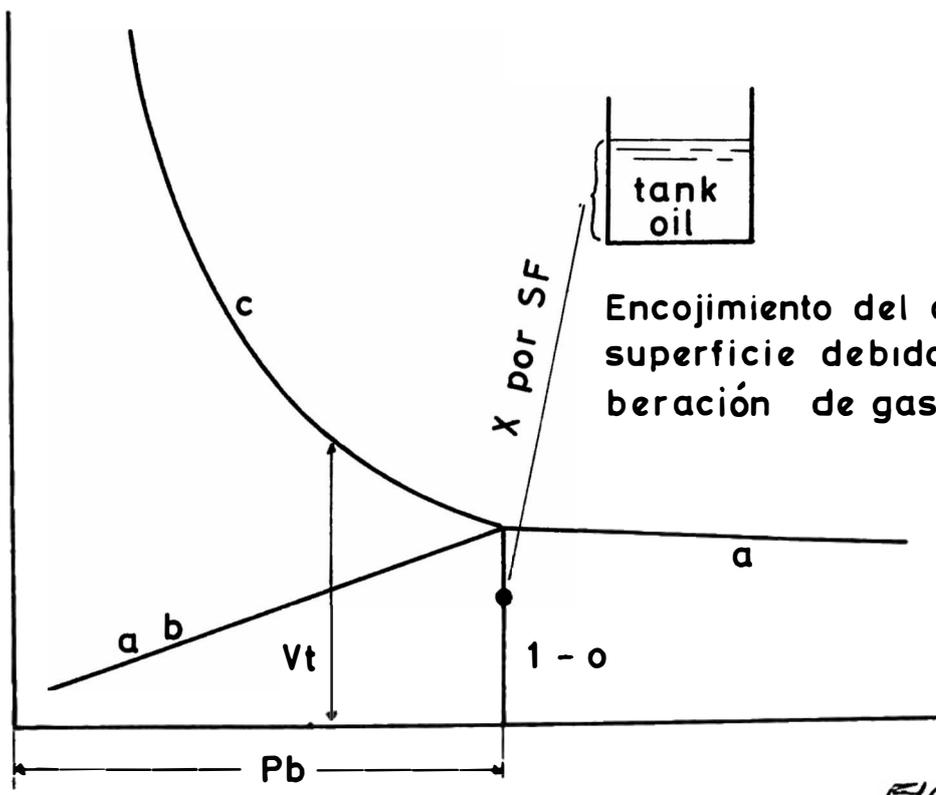
GOR en ft^3 de gas a 60°F y 14.7 psi absoluto por bbl de STO á 60°F.

Factor de encogimiento V_s/V_{sat} (shinkage factor)



Volumen unitario

FIG. 20.



tank oil

Encojimiento del aceite en superficie debido a la liberación de gas

FIG. 21

Las curvas (a) y (b) dan el volumen relativo de aceite respecto a la unidad de volumen del aceite en el punto de burbuja.

La curva (c) da el volumen relativo total de aceite y gas libre de la solución por debajo del punto de burbuja FIG. 20.

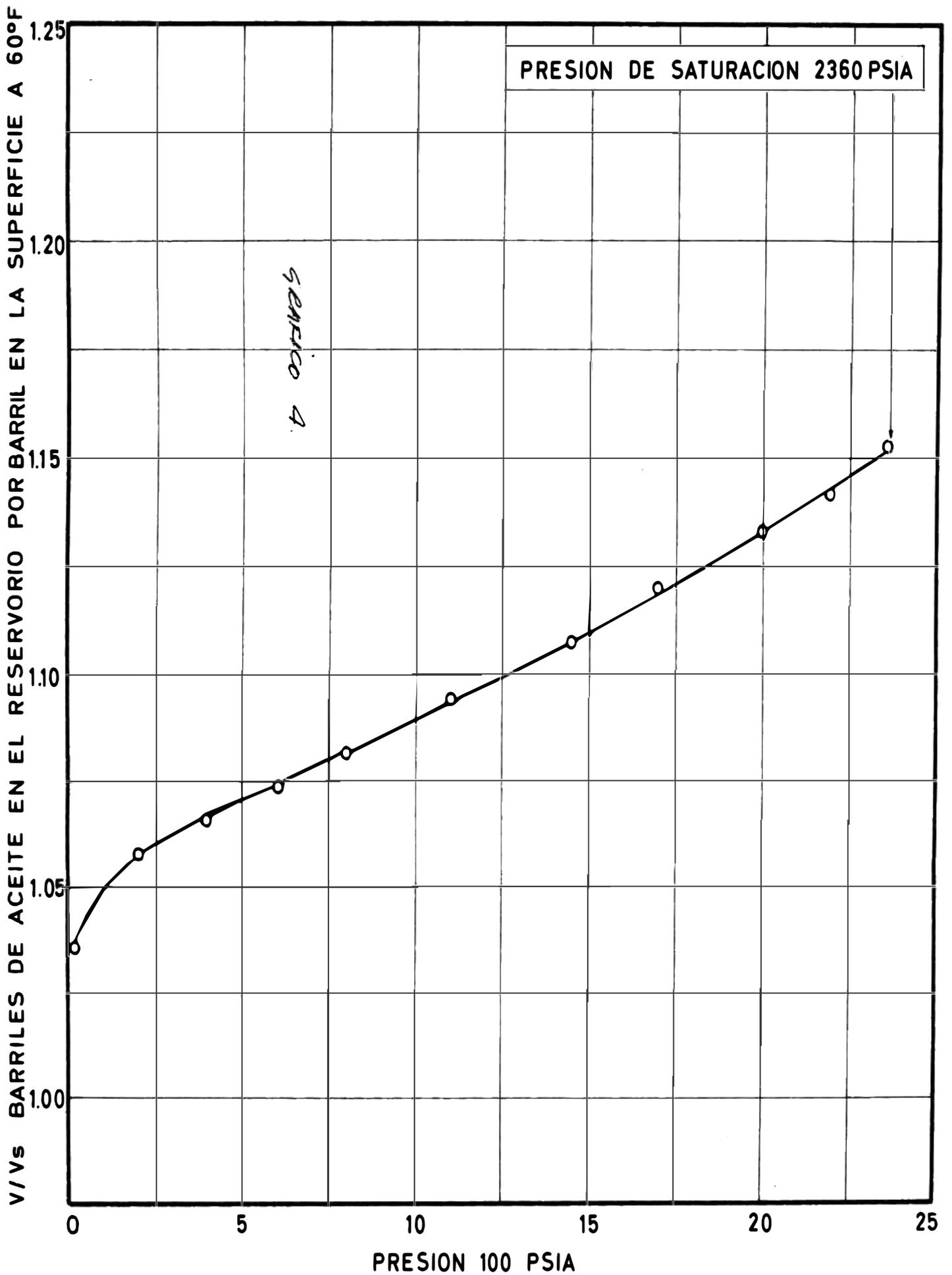
FACTOR DE CONTRACCION

$$= \frac{V_s}{V_{sat}} = \frac{\text{Volumen de un stock tank oil a } 14.7 \text{ psia}}{\text{Volumen de aceite en el reservorio a la presión de saturación.}}$$

En otras palabras el factor de contracción da la cantidad de aceite producido en el tanque (a las condiciones del separador) de la unidad de volumen del fluido reservorio a la presión de burbuja, la FIG. 21 da una idea del proceso y la curva relativa es dada en el Gráfico N° 1.

COMPRESIBILIDAD

Sobre P_b todo el gas está en solución al aumento de presión únicamente se comprimirá el aceite curva (a).

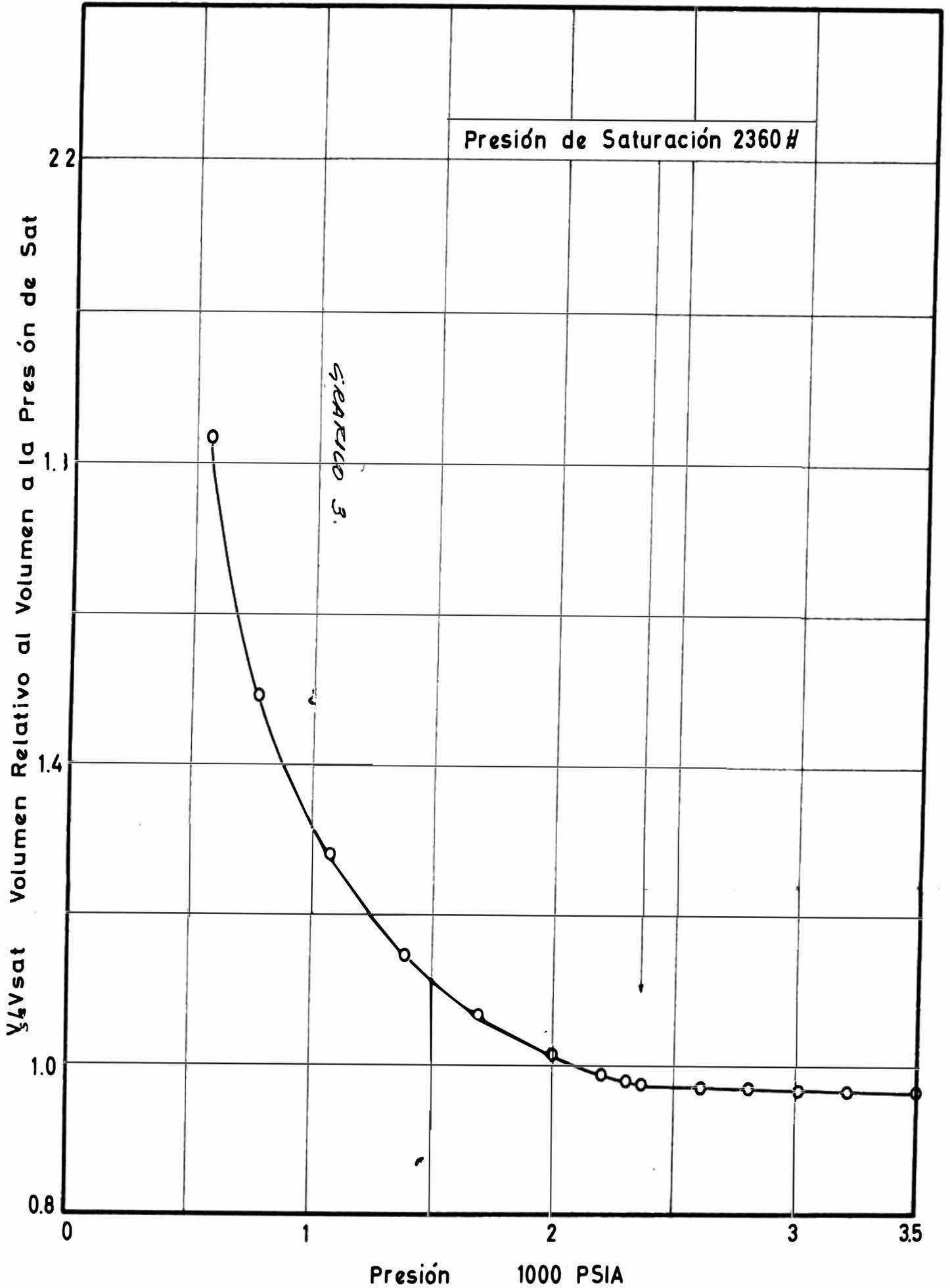


VOLUMEN RELATIVO DEL ACEITE SATURADO DURANTE LA LIBERAC. DIFERENCIAL A 140°F

Presión de Saturación 2360 #

SIEMPRE 3.

V_4/V_{sat} Volumen Relativo al Volumen a la Presión de Sat



RELACIONES PRESION VOLUMEN A 140°F

NO SATURADO

El aceite en las condiciones presentadas por la curva (a) no está saturado y a su vez podría disolver más gas.

Volumen total relativo

$$V_t = \frac{V}{V_s} = \frac{\text{Volumen de aceite a una presión dada}}{\text{Volumen de un STOCK TANK OIL a 14.7}}$$

Debajo de P_b (curva (c)), se da el volumen total relativo de aceite y gas liberado (V_t), dando la curva (b) sólo el volumen relativo del aceite (este siempre está saturado) Gráfico 4. *FIG 20.*

LA CURVA "Y"

Es una línea recta que relaciona el volumen total con la presión, es expresada:

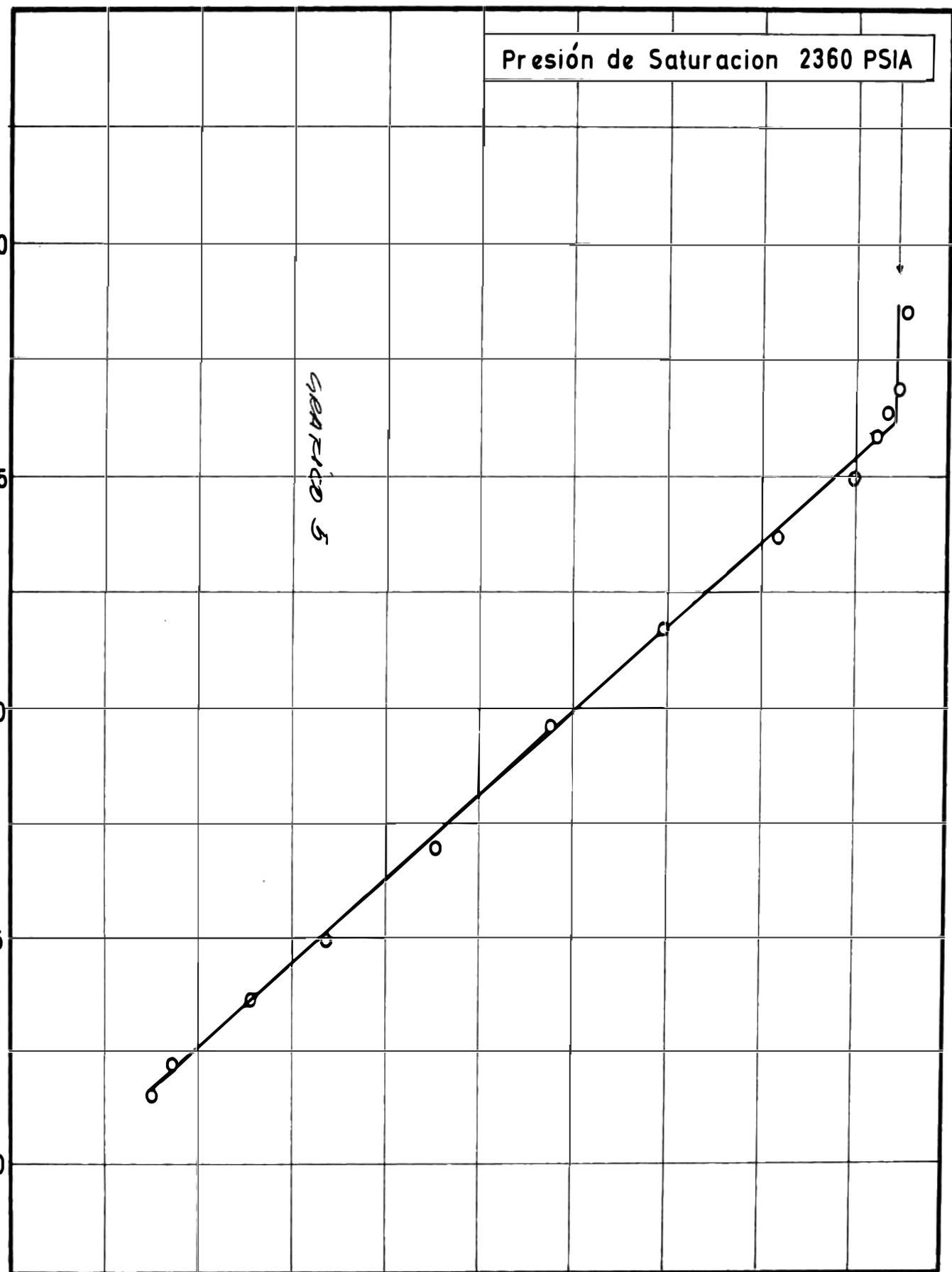
$$\text{función "Y"} = (P_{\text{sat}} - P) / (P) \left(\frac{V}{V_{\text{sat}}} - 1,000 \right) = A + BP$$

conociendo los valores A y B de la curva, los valores del volumen total relativo pueden ser calculados fácilmente sólo de la presión, la curva "Y" es usado para eliminar errores, Gráfico 5. por ejemplo.

Presión de Saturación 2360 PSIA

SEAFICO 5

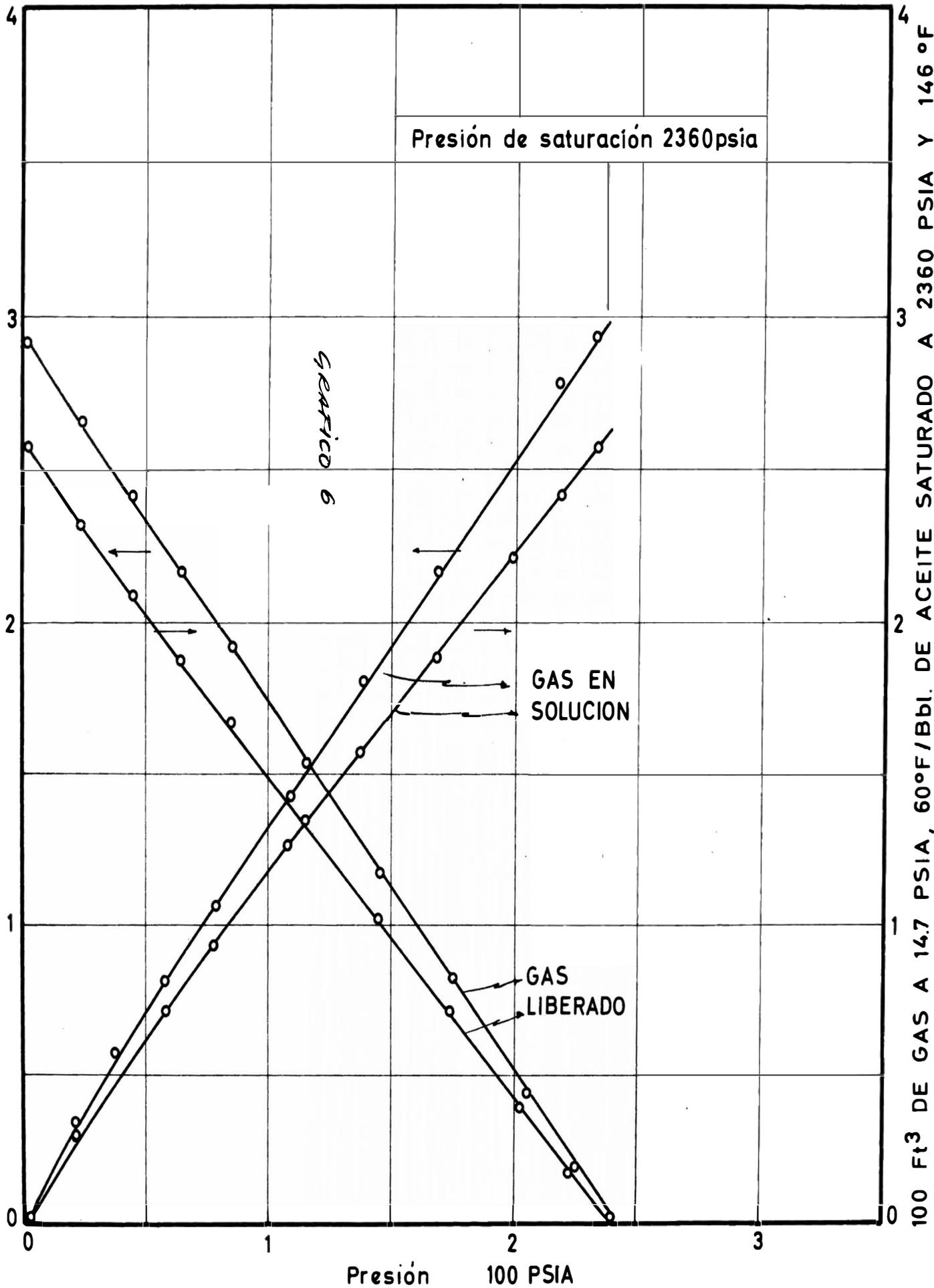
Función "Y" = $(P_{sat.} - P) / (P)(V/V_{sat} - 1000)$



Presión 100 PSIA

FUNCION PRESION VOLUMEN A 140 °F

100 Ft³ DE GAS/Bbl. DE ACEITE EN LA SUPERFICIE A 60°F Y 14.7 PSIA



GAS DISUELTO Y LIBERADO DURANTE LA LIBERACION DIFERENCIAL A 146 °F

GAS EN SOLUCION

Frecuentemente es necesario conocer la cantidad de gas que queda en solución. Esto se obtiene de la Tabla de liberación diferencial, conociendo el GOR total podemos restar el GOR liberado y obtenemos lo que queda, Gráfico 6, por ejemplo.

CALCULO DE LA DENSIDAD GAS/ACEITE

En los problemas de dos fases, la primera exigencia es conocer la densidad de la mezcla gas-aceite a diferentes presiones, por ejemplo, es muy importante calcular la gradiente en los tubos a la caída de presión en las líneas de flujo.

Como se sabe la presencia de gas en un fluido le baja la densidad, esto ocurre en el reservorio, al decrecer la presión el gas sale de solución y por consiguiente el petróleo se hace más denso, la FIG. 22 muestra la variación de la densidad con la presión, lo mismo la gradiente promedio por cada intervalo de presión vs. profundidad.

PRESION

Esta variará desde el fondo a la cabeza del pozo.

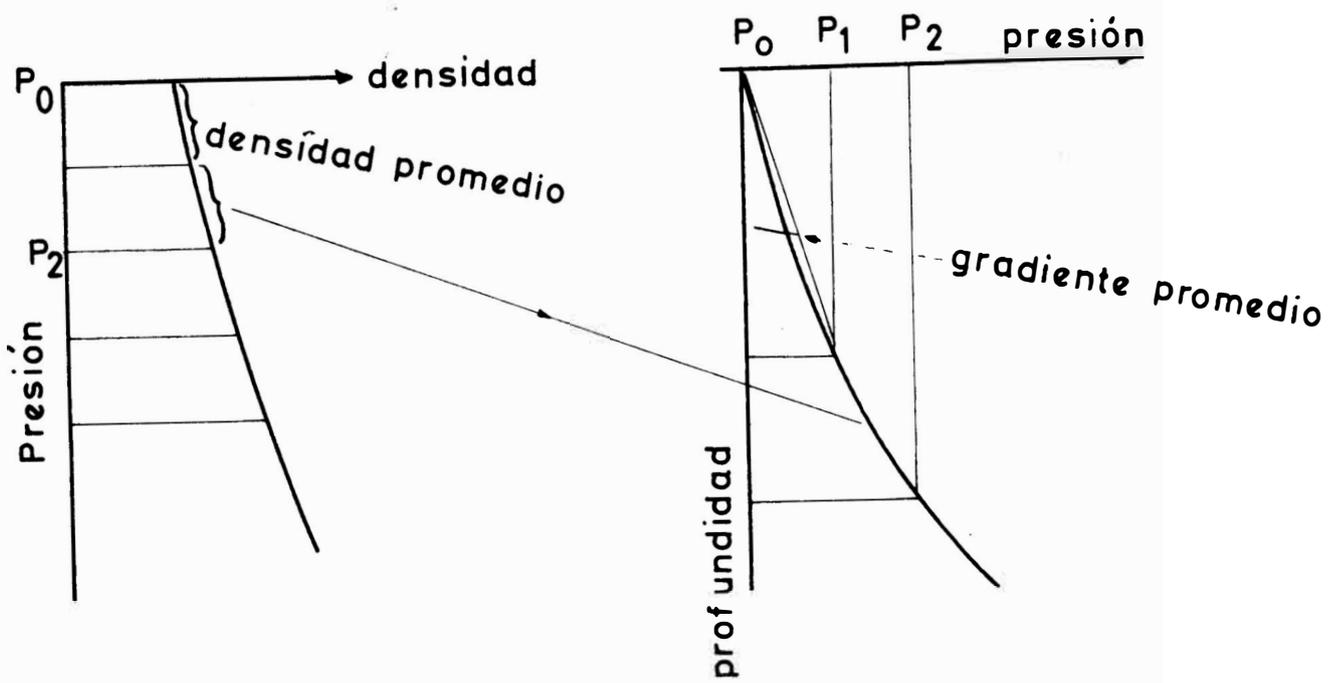


FIG. 22.

TEMPERATURA

Al igual que la presión variará de acuerdo a la -
 gradiente, se ha probado, sobre todo en pozos con Nor-OEs
 te del país, no todos por supuesto, que la gradiente geo-
 métrica es aproximadamente 9°F por cada 1,000 pies, esto
 quiere decir que si un pozo tiene 7500 pies de profundi-
 dad su temperatura de fondo puede ser:

$$\left(\frac{7500}{1000} \times 9 \right) + 80^{\circ}\text{F} = 147.5^{\circ}\text{F}$$

siendo 80°F la temperatura media ambiente, es muy impor-
 tante conocer esta temperatura, para poder hacer los
 cálculos de cantidades de fluidos y referirlas a la su-
 perficie.

CAPITULO IV

CALCULOS DE RESERVA .-

INTRODUCCION

Para completar este breve repaso de la Ingeniería de Petróleo, se dan los métodos para estimar reservas. Es importante que se conozca las reservas en todo momento y que los estimados se hagan anualmente.

El mejor estimado se hace con todos los datos disponibles. Se usan tantos métodos como sea posible y se investigan las discrepancias. La cifra aceptada junto con los estimados de producción de largo ranto, es vital para el planeamiento en grupo y para la programación de la actividad local (perforación, tamaño de líneas, etc).

Los métodos standard no son difíciles de entender. Son fórmulas que combinan las propiedades de la roca y las de los fluidos, el tamaño del reservorio y su comportamiento.

METODO VOLUMETRICO DE COMPARACION

Los dos métodos de comparación para calcular reservas descansan sobre los datos recogidos, establecidos de reservorios similares.

RECUPERACION POR UNIDAD DE AREA

Sea la fórmula:

$$r = C_a \cdot A$$

Donde:

r = Última recuperación

C_a = Última recuperación/unidad de área

A = Área probada.

El valor de C_a , tiene que escogerse, por comparación con reservorios similares, para este caso el espesor no es considerado, si existiese un espesor definido y exactamente calculado, el método siguiente podría ser utilizado para el cálculo:

$$r = C_v \times V$$

Donde: C_v = Última recuperación/unidad de volumen

V = Volumen neto estimado

al igual que el caso anterior C_v debe ser escogido por comparación.

FRACCION RECUPERADA DEL PETROLEO ORIGINAL

$$r = dN$$

d = Porcentaje recuperado del aceite original

N = Aceite original (estimado)

d = Escogido por comparación dependiendo del tipo de impulsión del reservorio.

N Se establece de $N = V \times \phi (1 - S_w)C$

Donde:

ϕ - Porosidad (efectiva)

S_w - Saturación del agua

C - Contracción del reservorio a la superficie.

Como se ve claramente, es necesario obtener muchos más datos antes que pueda hacerse este cálculo.

METODO DE EXTRAPOLACION

Después que un reservorio ha producido por cierto tiempo y se ha ploteado las curvas del comportamiento, es decir producción vs. tiempo, la extrapolación de

estas curvas hasta el límite económico considerado, determinarán las reservas.

Las curvas de declinación de la producción ya discutidas son:

- a.- Log rate/tiempo
- b.- Rate acumulativo/tiempo
- c.- Log rate acumulativo/tiempo
- d.- Fracción-acumulativo.

De la curva de declinación establecida en (a) ó por la extrapolación al límite económico (b y c) se puede establecer la recuperación total, la extrapolación de (d) al 100% da un máximo final, como el límite económico a - 100%, las reservas serán ligeramente menores.

CURVAS DE DECLINACION DE PRESION

Es una curva importante para todos los reservorios, mucho mejor para los reservorios de fuerte impulsión por agua.

La suposición de una presión final de recuperación dará una última producción directamente.

NIVELES DEL CONTACTO GAS-ACEITE

Para este caso se asume una columna mínima de aceite la cual puede ser producida económicamente. FIG. 23.

NIVEL DEL CONTACTO AGUA-ACEITE

Si opera la impulsión agua:

El contacto gas aceite aumenta en profundidad con la producción acumulativa y el contacto aceite agua baja en profundidad con la producción acumulativa. FIG 24

BALANCE DE MATERIALES

Para los propósitos de la deducción cuantitativa y la predicción del rendimiento de los reservorios, es necesario conocer el tipo de energía existente en el reservorio, su naturaleza y sus aplicaciones internas y externas. La ecuación del balance de materiales se refiere al total de gas y petróleo en el reservorio, sus características físicas tales como presión, solubilidad del gas, factor de contracción, etc, así como la intrusión neta del agua.

La siguiente ecuación es usada para determinar el **STO** en el reservorio:

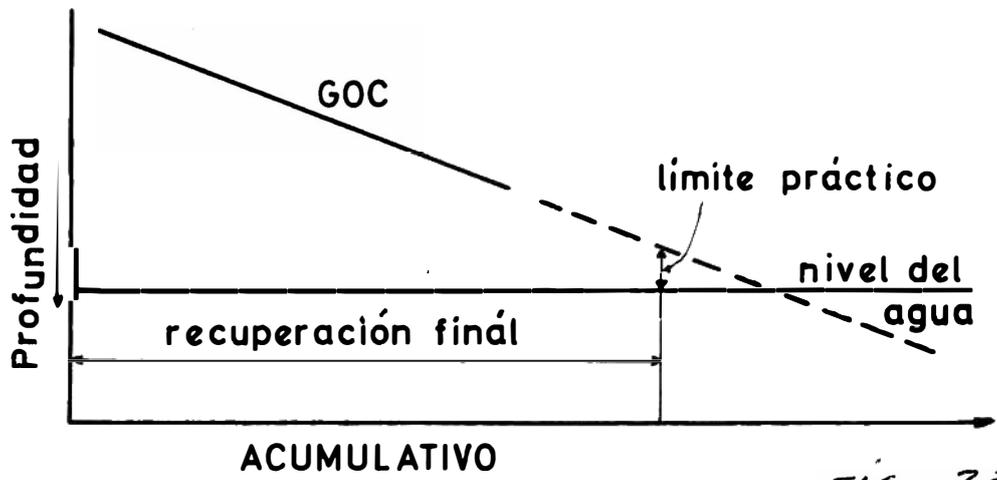


FIG. 23.

IMPULSION DE AGUA

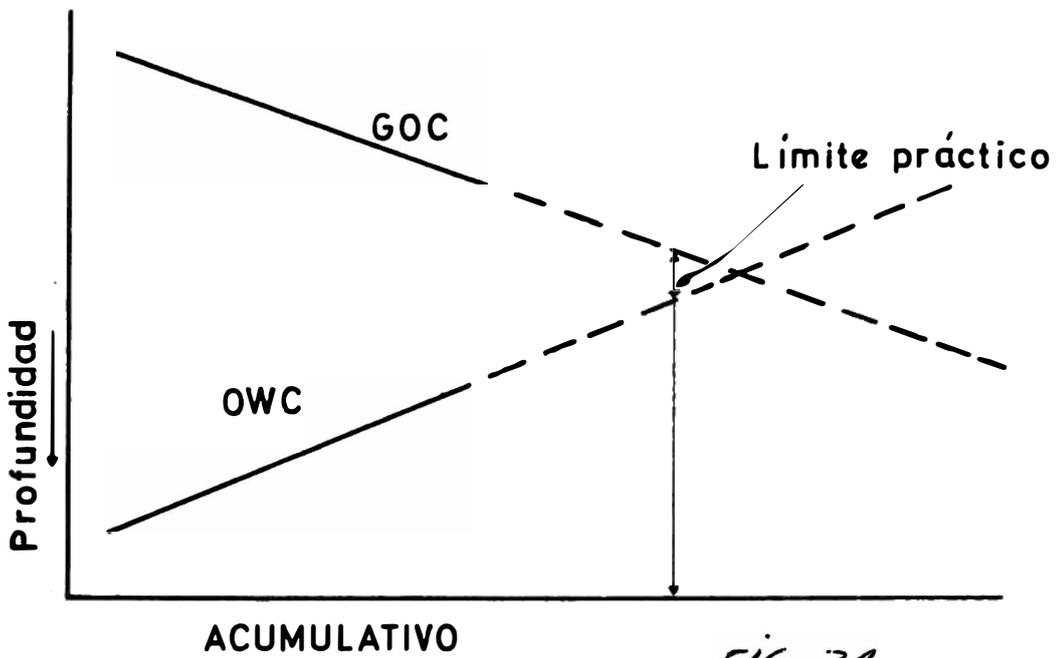


FIG. 24

$$N = \frac{(1 - S_w) N_p}{C_f + C_o - S_w (C_o - C_w) \Delta P}$$

Donde:

- N_p - Petróleo producido STO
- ΔP - Presión diferencial, psia
- C_o - Compresibilidad del aceite
- C_w - Compresibilidad del agua
- C_f - Compresibilidad de la formación
- S_w - Saturación de agua

Esta fórmula considera la expansión de la formación y del agua intersticial.

LA ECUACION DE PIRSON PARA BALACE DE MATERIALES

Calcula el STO IIP (STO inicial in stu) basado más que todo en la historia de la producción, vale decir a partir del punto de burbuja.

Su aplicación es eficiente en reservorios de gas en solución, los términos de intrusión gradual de agua y cambios del casquete de gas no son aplicables a esta ecuación.

$$N = \frac{NC \times B_{oi} + B_g (R_c - R_s)}{B_g (R_{si} - R_s) - (B_{oi} - B_o)}$$

Donde:

- N - STO inicial insitu
- NC - Producción acumulada
- B_{oi} - Factor de volumen de formación inicial del petróleo
- B_o - Factor de volumen de formación del petróleo
- B_g - Factor de volumen de formación del gas
- RC - GOR promedio
- R_{si} - GOR en solución inicial
- R_s - GOR en solución

Esta fórmula indica que no hay intrusión de agua, es por esto que se asume que el reservorio no es por impulsión de agua.

METODO ESTATICO

Es aplicable, para tener un valor conservativo del petróleo en el reservorio

$$N = \frac{7758 \times V \times \phi (1 - S_w)}{B_o}$$

Donde:

- N - Volumen total del petróleo en el reservorio
- ϕ - Porosidad (%)
- Sw - Saturación del agua (%)
- Bo - Factor de volumen de formación
- V - Volumen de la arena reservorio (Acre-pie)

DATOS FUNDAMENTALES PARA EL ESTUDIO DE LOS RESERVORIOS

Es necesario contar con ciertos datos para el estudio general de los reservorios, los fundamentales para iniciar este estudio y que servirán al Ingeniero de Reservorios para hacer estimaciones y reservas son:

- | | | |
|--------------------------|------|---|
| 1.- MAPAS | para | Area probada-area/volumen del gas cap y volumen de formaciones productivas. |
| 2.- PLANOS ESTRUCTURALES | " | Volumen Comercial. |
| 3.- DATOS DE POROSIDAD | " | Volumen de fluidos |
| 4.- AGUA INTERSTICIAL | " | Volumen de hidrocarburos. |
| 5.- PERMEABILIDAD | " | Comportamiento/posibilidades de la producción. |

- 6.- SATURACION RESIDUAL
DEL ACEITE Para Factor de recuperación
- 7.- PRODUCCION MENSUAL " Curvas de gas, aceite y agua
- 8.- DATOS DE PRESION DE
FONDO
- 9.- DATOS DE TEMPERATURA DE FONDO
- 10.- CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS RESERVORIOS
- 11.- DATOS DEL PVT.

CALCULO DE LOS VOLUMENES DE FORMACION

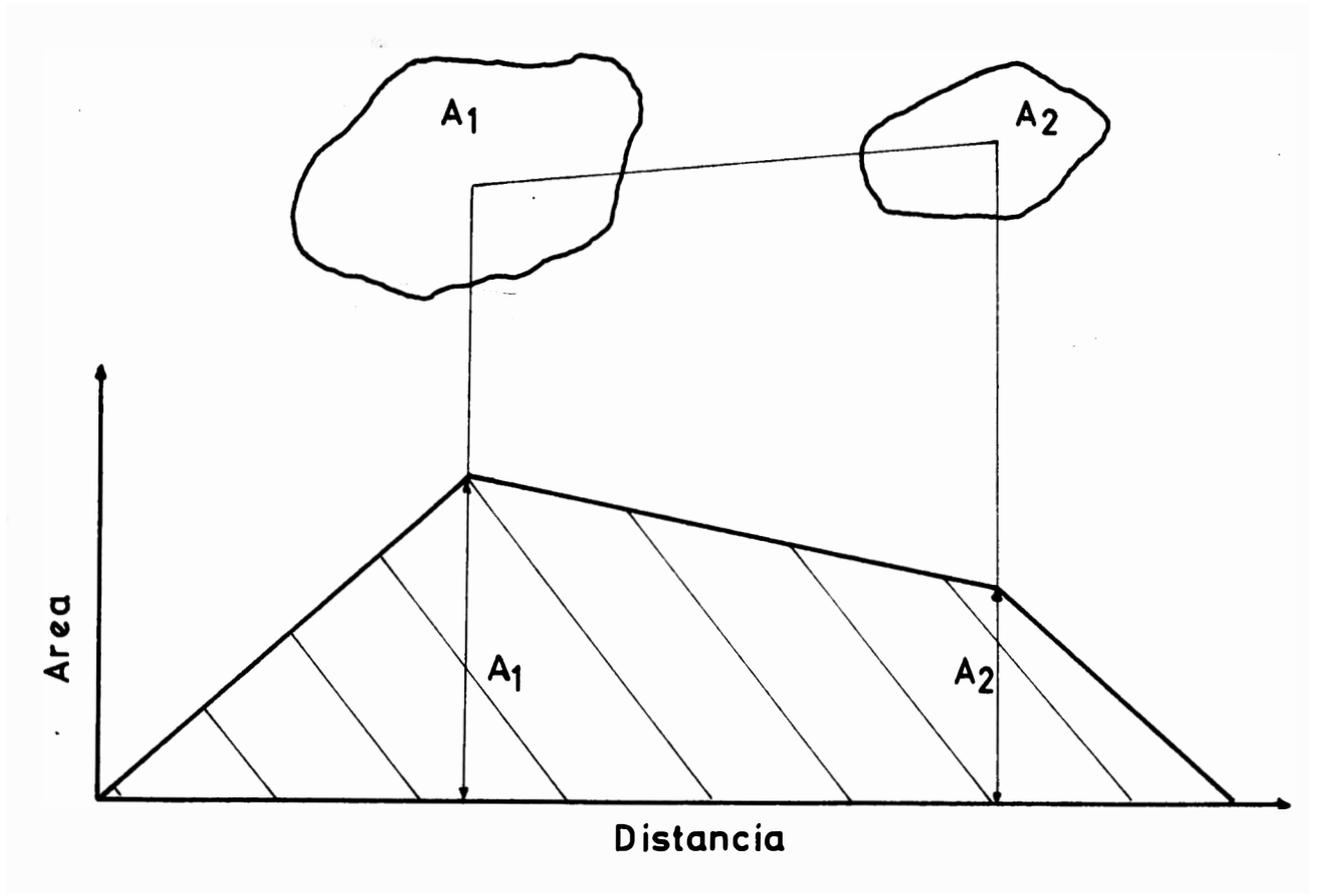
Simplemente estos son volúmenes de sólidos con perfiles irregulares y algunas veces peculiares, los métodos gráficos normales para estudiar volúmenes de sólidos, son aplicados fácilmente a los mapas y secciones del reservorio.

METODO DEL AREA DE TOPE Y FONDO

Es calculado fácilmente, de los mapas de contorno estructural del tope y fondo de las secciones productivas. Son ploteadas de acuerdo a la figura 25, el área encerrada por las dos curvas nos dará el volumen neto.

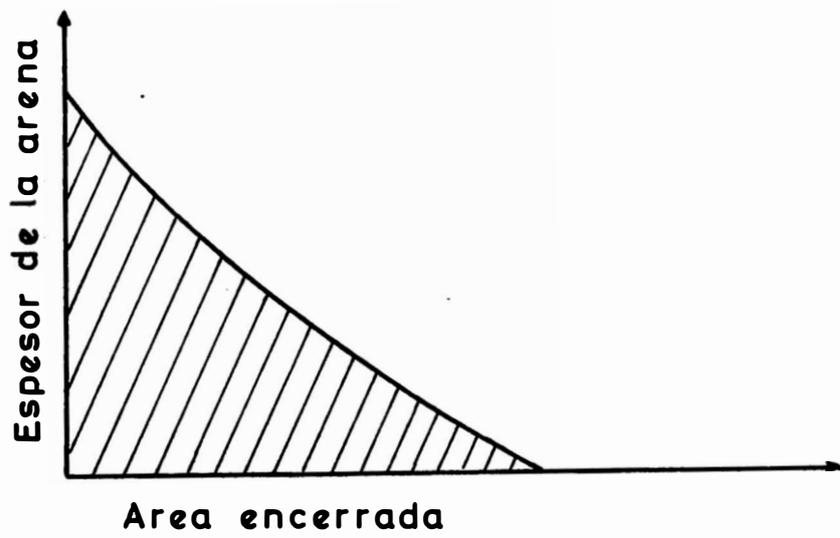
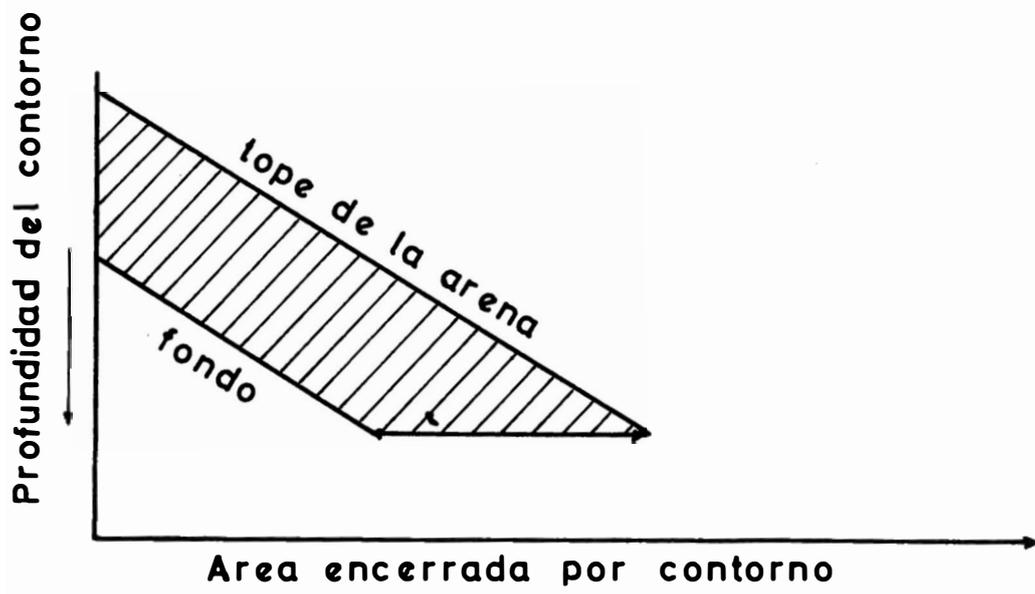
METODO DEL AREA ISOPACA

Se encuentra del mapa isópaco (igual espesor) se



El volumen de la arena es el area sombreada

Fig. 27



calcula el área encerrada por dos líneas isópacas y se le multiplica por su espesor, para obtener el volumen neto . La *figura* 26 muestra un ploteo en el cual el volumen neto será el área encerrada.

METODO AREA DE SECCION/DISTANCIA

Este puede ser muy útil en estructuras complejas don de los mapas de contorno son complicados, pero pueden dibujarse buenas secciones transversales. Las áreas de la zona en estudio en cada sección pueden medirse fácilmente y la distancia entre secciones. FIG. 27.



C O N C L U S I O N E S :-

La Ingeniería de Reservorios, como rama de la Ingeniería de Petróleo, se ocupa principalmente de estudiar y predecir la máxima recuperación del petróleo, conociendo los principios que gobiernan el comportamiento del reservorio.

La economía misma de la explotación, ya sea ésta, en lo referente a los costos de operación, o a posibles negociaciones financieras, depende fundamentalmente de un conocimiento avanzado de las reservas recuperables, así como los costos de extracción.

Conocer reservas y costos, es una tarea delicada, que reposa en la obtención de datos que pueden proporcionar el Laboratorio de Ingeniería de Petróleo y a su vez la exacta interpretación de éstos, servirá para predecir el futuro del campo laborable.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- FRICK II ----- Petroleum Production Handbook
- 2.- PIRSON ----- Elements of Oil Reservoir
Engineering.
- 3.- COLE F.W ----- Reservoir Engineering Manual
- 4.- CHIERICI E. ----- Comportamiento Volumétrico e
difase degli idrocarburi nei
giacimenti.
- 5.- Manual de entrenamiento para Ingenieros de Reservorios
Cía. Shell de Venezuela.
- 6.- Tesis Lucio Lavado. Ascenso de Presión.
