

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL

Predicción del Comportamiento de un  
Yacimiento del Oriente Ecuatoriano  
Durante la Etapa de Bajosaturación  
Sin Entrada de Agua

**TESIS DE GRADO**

Que para obtener el Título de:

**INGENIERO DE PETROLEOS**

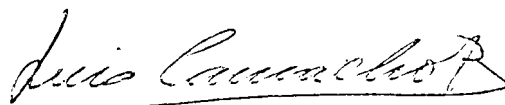
Presenta:

**LUIS EDUARDO CAMACHO BARRIOS**

**Guayaquil - Ecuador**

**1974**

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

A handwritten signature in black ink, reading "Luis Camacho Barrios". The signature is written in a cursive style and is underlined.

LUIS E. CAMACHO BARRIOS

A MIS PADRES

*Eduardo Camacho Coloma  
Celinda Barrios de Camacho*

*"Con profundo Cariño y Agra  
decimiento por haberme dado  
esta profesión".*

CARINOSAMENTE A MIS HERMANAS

*Anita*

*Gloria*

*Flor*

*Alicia*

A MIS MAESTROS Y COMPANEROS  
DE GENERACION.

## AGRADECIMIENTO

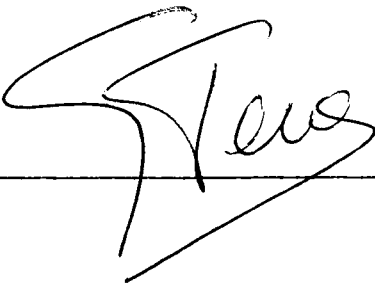
A LA ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL

AL ING. PABLO R. VERA  
*Director de Tesis, quién ha  
sabido dirigirme en forma -  
acertada para culminar con  
éxito este trabajo.*

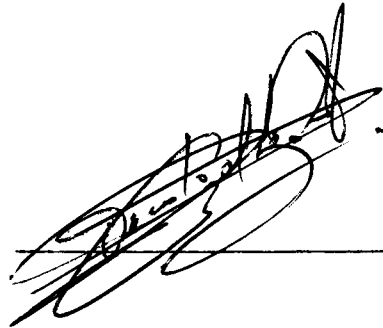
*Al Director General de Hidrocarburos  
ING. GUILLERMO BIXBI.*

*A todos los Ingenieros y Personal de  
la DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS  
que colaboraron en la elaboración de  
este trabajo.*

MIEMBROS DEL JURADO EXAMINADOR



---



---

---

---



# I N D I C E

	Pág.
INTRODUCCION	1
RESUMEN	2
CAPITULO I	3
CONSIDERACIONES TEORICAS	3
1.1. GENERALIDADES DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES	3
1.2. ANALISIS DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES	6
1.3. USOS Y LIMITACIONES DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES	12
CAPITULO II	16
2.1. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL YACIMIENTO	16
2.2. CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	17
2.2.a. FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO	18
2.2.b. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	20
2.2.c. SOLUBILIDAD DEL GAS	22
2.2.d. VISCOSIDADES DEL PETROLEO Y DEL GAS	23

	Pág.
CAPITULO III	25
ECUACIONES BASICAS PARA LA PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO	25
3.1. ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES SOBRE LA PRESION DE SATURACION	25
3.2. ECUACION DE LA PRODUCCION CUMULATIVA DE GAS	27
3.3. ECUACION DE LA SATURACION DE PETROLEO EN EL YACIMIENTO	27
3.4. ECUACION DE LA RELACION GAS - PETROLEO INS- TANTANEA	29
CAPITULO IV	33
DESARROLLO DE TRABAJO	
4.1. DATOS DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS PARA LA PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO	33
4.2. PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO	37
CAPITULO V	
5.1. ANALISIS DE RESULTADOS	51
5.2. CONCLUSIONES	52
5.3. RECOMENDACIONES	53
LISTA DE TABLAS	54

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	61
NOMENCLATURA	75
BIBLIOGRAFIA	77



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

A pesar de que la Ecuación de Balance de Materiales se ha usado cerca de cuarenta años en los estudios de Ingeniería de Yacimientos, sigue sin perder actualidad.

Proporciona información que, si bien no puede compararse en precisión a la que obtiene utilizando los modernos métodos de análisis numérico, no por ello deja de ser valiosa; la simplicidad de los cálculos que presta, su flexibilidad de manejo y buena concordancia de los resultados que su aplicación proporciona, hacen de la Ecuación de Balance de Materiales - una herramienta muy útil en los estudios de comportamiento de yacimientos.

En la interpretación de los resultados que se obtienen con la Ecuación de Balance de Materiales, debe tomarse en cuenta el hecho de que, durante su aplicación, se considera al yacimiento como un todo homogéneo en sus características físicas y su distribución de flúidos, esto, por supuesto, puede conducir a ciertas desviaciones en el comportamiento de ciertas áreas del yacimiento, donde las características difieren de los valores promedios que se utilizan para calcular el comportamiento global.

## R E S U M E N

Se presenta un procedimiento mediante el cual se predice el comportamiento de un yacimiento durante la etapa de bajo saturación sin entrada de agua.

El desarrollo propuesto se basa en la Ecuación de Balance de Materiales que corresponde a este tipo de yacimientos, complementando con las Ecuaciones de Saturación de Petróleo y de la Relación Gas - Petróleo Instantánea.

Para los cálculos se utilizó información de un yacimiento real compuesto de una arenisca y cuyo nombre, para efecto de referencia en este trabajo, es PASTAZA.

La predicción del comportamiento se realizó sobre y bajo la presión de saturación empleando el método de TARNER.

El método supone tres valores de la producción de petróleo a condiciones normales y se determina el gas producido mediante el uso de las ecuaciones mencionadas anteriormente, para cada valor de decremento de presión asumido.

Los gráficos de estos cálculos para cada presión aparecen en las Fig. No. 7, 8, 9, 10, 11, 12 y 13, posteriormente se calculó el gas y petróleo producidos.

# C A P I T U L O I



## CONSIDERACIONES TEORICAS

### 1.1. GENERALIDADES DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES.

Uno de los principios fundamentales usados en Ingeniería de Yacimientos es la Ley de la Conservación de la materia, cuya aplicación a los yacimientos de hidrocarburos, se conoce como Ecuación de Balance de Materiales.

En su forma más simple, la Ecuación de Balance de Materiales para los fluidos de un yacimiento, puede escribirse en la siguiente forma:

Volumen Inicial en el Yacimiento = Volumen Remanente en el Yacimiento + Volumen Removido del Yacimiento.

La Ecuación de Balance de Materiales es empleada para estimar el volumen de fluidos inicialmente presentes en el yacimiento cuando se tienen datos confiables

de Geología, Producción y Laboratorio, la intrusión de agua (we), la razón de gas libre al volumen de petróleo, inicialmente es el yacimiento (m). La Ecuación de Balance de Materiales también se la usa en la predicción del comportamiento del yacimiento y recuperación total de los fluidos.

Además es necesario conocer el mecanismo de producción del yacimiento a fin de determinar el volumen de hidrocarburos iniciales.

Un estudio de los datos de campo, incluyendo información geológica y completación de pozos, análisis de presión y datos de producción pueden dar una indicación del tipo de mecanismo presente en el yacimiento.

Algunas de las suposiciones básicas que se consideran en el desarrollo y aplicación de la Ecuación de Balance de Materiales son las siguientes:

- 1.- El Yacimiento se considera con un volumen poroso constante. Si se trata de un yacimiento de gas seco, el espacio poroso se encuentra ocupado por gas y agua connata si se trata de un yacimiento de petróleo-

sin exceso de gas, no saturado o en el punto de saturación; por último, por petróleo, agua connata y gas libre, si existe una capa de gas.

2.- El petróleo y gas existente (excluyendo el gas de la capa de gas) se encuentran siempre en equilibrio a la temperatura y presión promedio en el yacimiento. Generalmente se usa una presión promedio volumétricamente.

3.- Los datos Presión - Volumen - Temperatura - (PVT) disponibles o estimados simulan el comportamiento dentro del yacimiento y relacionan la producción superficial con los cambios que experimenta el yacimiento.

4.- La expansión del agua connata o de la roca del yacimiento generalmente se asume despreciables, sin embargo, esta expansión puede tenerse en cuenta en la ecuación de balance de materiales. Si así ocurre, este coeficiente de expansión deberá estar basado en datos exactos y confiables.

5.- La temperatura del yacimiento se considera constante.

## 1.2. ANALISIS DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES.

Previo al análisis de la ecuación de balance de materiales aplicada a yacimientos de petróleo subsaturado, es conveniente discutir sobre la compresibilidad de la formación.

Originalmente la ecuación bajo estudio consideraba solamente la compresibilidad del aceite, posteriormente H.N.HALL demostró que la compresibilidad natural de la roca de formación es un factor muy importante en yacimientos subsaturados que producen por encima del punto de burbujeo; finalmente M.F.HAWKINS derivó una ecuación donde también incluye los efectos de la compresibilidad del agua congénita.

La compresibilidad o módulo volumétrico de elasticidad, se define como el cambio en el volumen por cada unidad de volumen por cambio unitario en presión. La compresibilidad se expresa matemáticamente en la siguiente forma:

$$C = - \frac{1}{v} \frac{dv}{dp} \quad (1.2 - 1)$$

se puede observar que la compresibilidad varía según la presión, aumentando a medida que la presión disminuye.

La compresibilidad promedio puede obtenerse expresando la ecuación (1.2 - 1) en forma de diferencias finitas, en la que se relaciona el cambio de volumen  $dv$  con un volumen inicial  $V_1$  y un volumen final  $V_2$ , de igual manera ocurre con la presión.

Así:

$$C = - \frac{1}{v} \frac{(V_1 - V_2)}{(P_1 - P_2)} \quad (1.2 - 2)$$

El volumen de referencia  $v$  en la ecuación (1.2-2) puede ser  $V_1$  ó  $V_2$  o un promedio de  $V_1$  y  $V_2$ ; generalmente se emplea con referencia al volumen menor, o sea al volumen a la presión mayor. Reemplazando en la ecuación (1.2 - 2) los siguientes valores:

$$V_1 = B_{oi} \quad P_1 = P_i$$

$$V_2 = B_o \quad P_2 = P$$

$$v = B_{oi}$$

la ecuación resulta:



$$C_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}(P_i - P)} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \cdot \Delta P} \quad (1.2 - 3)$$

Cuando la presión promedio de un yacimiento decrece de un valor inicial  $P_i$  a una presión  $P$ , en un yacimiento petrolífero que produce por encima de la presión del punto de burbujeo ( $P_b$ ), el volumen poroso inicial ( $V_{Pi}$ ) disminuye a un valor ( $V_P$ ), debido a la compresibilidad de la roca ( $C_f$ ); esto es, cuando se reduce la presión interna del fluido en los poros de la roca de yacimiento sometida a una presión constante de sobrecarga de los sedimentos, el volumen total de la roca disminuye, mientras que el volumen del material sólido de la roca aumenta. Estos dos cambios volumétricos tienden a reducir ligeramente la porosidad de la roca, en el orden de medio por ciento por un cambio de presión interna del fluido de 1000 Psia.

Cuando la caída de presión es  $P = (P_i - P)$ , el volumen poroso a la presión  $P$  es:

$$V_P = V_{Pi}(1 - C_f \Delta P) \quad (1.2 - 4)$$

La compresibilidad de la formación se define como el cambio en volumen poroso por unidad de volumen poroso por cambio unitario en presión.



A medida que la presión disminuye, el volumen de agua congénita dentro de la formación se expande desde un volumen original  $V_{wi} = S_w V_{pi}$ , a un nuevo valor  $v_w$ .

Entonces:

$$V_w = S_w V_{pi}(1 + C_{wAp}) \quad (1.2 - 5)$$

Si durante el intervalo  $(P_i - P)$  se producen  $W_p$  barriles de agua a condiciones normales con un factor volumétrico  $B_w$ , la ecuación anterior se transforma en:

$$V_w = S_w V_{pi}(1 + C_{wAp}) - B_w W_p \quad (1.2 - 6)$$

La diferencia entre los volúmenes de poros y agua -  $(V_p - V_w)$  es el volumen del aceite, que permanece en el yacimiento a la presión  $p$  y puede ser igualado al volumen de aceite remanente:

$$(N - N_p)B_o = V_p - V_w \quad (1.2 - 7)$$

Reemplazando en la ecuación (1.2 - 7) las ecuaciones (1.2 - 4) y (1.2 - 6) se tiene:

$$(N - N_p)B_o = V_{pi}(1 - C_{fAp}) - S_w V_{pi}(1 + C_{wAp}) + B_w W_p \quad (1.2 - 8)$$

pero el volumen poroso inicial es:

$$V_{pi} = \frac{N \text{ Boi}}{(1 - S_w)}$$

sustituyendo esta expresión es la ecuación (1.2 - 8)

$$(N - N_p) \text{Bo} = \frac{N \text{Boi}}{(1 - S_w)} (1 - C_{fAp}) - S_w \frac{N \text{Boi}}{(1 - S_w)} (1 + C_{wAp}) + B_w W_p$$

(1.2 - 9)

dividiendo (1.2 - 9) entre  $\text{Boi}$  y pasando a la izquierda - los términos que contengan:

$$N \frac{\text{Bo}}{\text{Boi}} - N \frac{(1 - C_{fAp})}{(1 - S_w)} + N \frac{S_w(1 + C_{wAp})}{(1 - S_w)} = N_p \frac{\text{Bo}}{\text{Boi}} + W_p \frac{B_w}{\text{Boi}}$$

(1.2 - 10)

según la ecuación (1.2 - 3),  $C_o = \frac{\text{Bo} - \text{Boi}}{\text{Boi} \text{ Ap}} = \frac{\text{Bo}}{\text{Boi} \text{ Ap}} - \frac{1}{\text{Ap}}$

de donde:

$$\frac{\text{Bo}}{\text{Boi}} = \text{Ap} \left( C_o + \frac{1}{\text{Ap}} \right) = (1 + C_o \text{Ap})$$

sustituyendo esta expresión únicamente en el primer término de la ecuación (1.2 - 10)

$$N(1 + C_o \text{Ap}) - \frac{(1 - C_{fAp})}{(1 - S_w)} + S_w \frac{(1 + C_{wAp})}{(1 - S_w)} = N_p \frac{\text{Bo}}{\text{Boi}} + W_p \frac{B_w}{\text{Boi}}$$

(1.2 - 11)

Expresando la ecuación anterior en función de las compresibilidades del aceite, agua y formación; el coeficiente de N dentro del paréntesis rectangular quedará:

$$\frac{(1-S_w)(1+C_oA_p)-(1-C_fA_p)+S_w(1+C_wA_p)}{(1-S_w)} = \frac{C_oA_p-S_wC_oA_p+C_fA_p+S_wC_wA_p}{(1-S_w)}$$

$$A_p \frac{C_o(1-S_w)+S_wC_w+C_f}{(1-S_w)} = \frac{S_oC_o+S_wC_w+C_f}{S_o} A_p$$

al coeficiente de  $A_p$  se lo denomina compresibilidad efectiva del fluido y se lo conoce como:

$$C_e = \frac{S_oC_o + S_wC_w + C_f}{S_o} \quad (1.2 - 12)$$

reemplazando este valor en la ecuación (1.2 - 11), se tendrá:

$$N C_e A_p = N_p \frac{B_o}{B_{oi}} + w_p \frac{LW}{B_{oi}}$$

de donde:

$$N B_{oi} C_e A_p = n_p B_o + w_p B_w \quad (1.2 - 13)$$

que es la ecuación de balance de materiales para yacimientos de petróleo arriba de la presión de saturación y sin entrada de agua. En muchas ocasiones el término  $w_p B_w$  se elimina de la ecuación (12 - 13) debido precisamente a lo negligente del volumen de agua producida.

### 1.3. USOS Y LIMITACIONES DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES.

Como ya se anotó en la ecuación de balance de materiales además de utilizarsela para la determinación del aceite original en el yacimiento (N), y la intrusión de agua - (we); el uso más importante es el de predecir el comportamiento de un yacimiento.

A continuación se presenta una breve discusión sobre el uso y limitaciones de la ecuación de balance de materiales.<sup>1</sup>

1.- para calcular la cantidad original de petróleo en el yacimiento, los métodos de balance de materiales consideran al yacimiento como una unidad. Sin embargo, puede aplicarse a partes o secciones del campo, siempre y cuando se tomen en consideración ciertas restricciones, como son: que no debe existir movimiento de fluidos entre las diferentes divisiones del campo y en general que el campo actue bajo un empuje interno de gas (depleción).

Los yacimientos que están bajo la influencia de un empuje hidrostático o por expansión de la capa de gas, generalmente dan resultados erróneos cuando las ecuaciones son aplicadas a secciones de ellos.

2.- Para calcular la cantidad de petróleo en el yacimiento empleando el método de balance de materiales se asume que el petróleo y el gas se comportan en el yacimiento en la misma forma como lo hicieron en el laboratorio y conocido es por ejemplo que, el proceso de liberación de gas en los análisis PVT es diferente a lo que realmente ocurre en el yacimiento; esto por consiguiente origina resultados ligeramente erróneos.

3.- Otra fuente de error ocurre en la determinación de la presión promedio del yacimiento al final de un intervalo de producción cualquiera. Además de los errores introducidos por los instrumentos, y aquellos producidos por la dificultad de obtener la verdadera presión estática o presión final de restauración.

4.- La obtención de la temperatura del yacimiento se hace generalmente durante las pruebas de pozos, tales como pruebas de presión estáticas, registros, pruebas de formación etc. En caso de no poder obtenerse datos medidos directamente, bien puede utilizarse gradientes geotérmicos - regionales.

5.- La medición de los fluidos producidos ésto es petróleo, gas y agua también son otra fuente de error. El

volumen de petróleo a condiciones de tanque depende del proceso de separación empleado. El petróleo puede ser separado del gas por etapas.

Esto se hace con el propósito de mantener una mayor cantidad de gas en solución en el petróleo producido. Por consiguiente, el gas que sale del separador no tiene las mismas propiedades que el gas empleado en las pruebas de solubilidad hechas en el laboratorio.

Por otra parte los volúmenes de gas producidos se miden con menos precisión ya que en ciertos casos no se tiene en cuenta la evaporación de gas en los tanques de almacenamiento antes de que el petróleo sea medido. El volumen de agua como no tiene ningún valor, a menos que ésta sea inyectada se mide con poca precisión.

6.- Si en un yacimiento el empuje hidráulico es suficientemente activo o si las tasas de producción se regulan en tal forma que la presión del yacimiento no cambia durante el tiempo en que el campo está produciendo, las siguientes relaciones se cumplen:

$$\begin{aligned} R_p &= R_{si} = R_s \\ N_p B_o &= (W_e - W_p) \\ B_o &= B_{oi} \end{aligned}$$

$$B_g = B_{gi}$$

$$P = P_i$$

Sustituyendo estas relaciones en la ecuación de balance de materiales para yacimiento de petróleo con capa de gas inicial:

$$N = \frac{N_p \quad B_o + B_g(R_p - R_s) - (W_e - W_p)}{m_{Boi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_g(R_{si} - R_s) - (B_{oi} - B_o)}$$

Se observa que el numerador y el denominador serán cero y la ecuación es indeterminada. Por lo tanto, el cálculo de reservas no puede llevarse a cabo, debiéndose emplear otros medios para determinar las reservas del yacimiento. En éste caso bien podría emplearse el método volumétrico basados en el cálculo aproximado del espacio poroso disponible en el yacimiento.

## C A P I T U L O   I I

### 2.1. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL YACIMIENTO.

El Campo Pastaza está localizado en la Cuenca Oriental Ecuatoriana, la que a su vez integra la Gran Cuenca que va desde Venezuela a Bolivia, y se extiende entre la Cordillera de los Andes al Oeste y el Escudo Guayanés Brasileiro al Este.

La deformación de los sedimentos es muy sencilla ya que se han formado anticlinales, sinclinales, fallados todos por ende en el Oriente Ecuatoriano se ha hallado trampas de tipo estructural. El Campo Pastaza es un anticlinal de tipo platafórmico ya que sus flancos no tienen una inclinación mayor a 1.

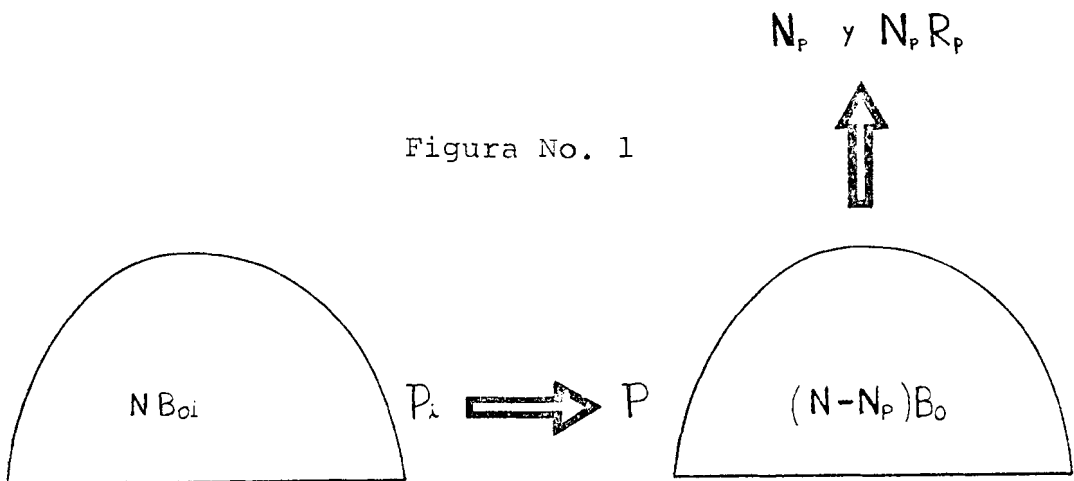
El yacimiento está formado desde su parte inferior por lutitas, calizas y areniscas. En esta misma sección el yacimiento presenta variaciones horizontales y verticales en lo que respecta al tamaño del grano y cementación incidiendo estos factores en las características reservorias de la formación.





## 2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.

Un petróleo está saturado con gas a cualquier presión y temperatura si al reducir ligeramente la presión se libera gas de la solución. En caso contrario, si no se libera gas de la solución, se dice que el petróleo está subsaturado (no saturado) a esa presión. Más aún, el estado subsaturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo, es decir, no hay capa de gas.



La producción de petróleo de un yacimiento subsaturado logra por dilatación de los fluidos en el yacimiento.

La producción por encima de la presión del punto de burbujeo (Pb) se debe a la dilatación del líquido (petróleo y agua connata) y a la compresibilidad de la roca.

Por debajo del punto de burbujeo se ignoran la expansión del agua connata y la compresibilidad de la roca, y puesto que la fase de petróleo se contrae debido a la liberación de gas en solución, la producción se debe a la expansión de la fase gaseosa.

2.2. a) Factor Volumétrico del Petróleo.- El factor volumétrico del petróleo es la relación existente entre el volumen de petróleo a condiciones del yacimiento y el volumen del mismo a condiciones normales de superficie. Se lo representa por el símbolo  $B_o$  y se expresa generalmente en barriles a condiciones del yacimiento  $B_Y$  por barriles a condiciones normales de superficie  $B_N$ , luego:

$$B_o = B_Y/B_N$$

El yacimiento en estudio es subsaturado, es decir, que la presión de yacimiento ( $P_i = 4000$  Psia) es mayor

que la presión de saturación o presión del punto de burbujeo ( $P_b = 1100$  Psia).

Cuando la presión es reducida por debajo de la presión inicial del yacimiento no se libera gas solución hasta alcanzar la presión del punto de burbujeo, el fluido del yacimiento permanece en estado monofásico (líquido).

Sin embargo como los líquidos son ligeramente compresibles hay un aumento de volumen que se traduce en un incremento del factor volumétrico desde 1.135 BY/BN a 4000 - Psia hasta 1.177 a 1100 Psia.

Por debajo de 1100 Psia, la expansión líquida continúa, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con el efecto mucho mayor de la reducción del volumen líquido debido a la liberación de gas en solución.

Las variaciones del factor volumétrico de petróleo con la presión bajo y sobre el punto de saturación se muestran en la Fig. No.2.

2.2. b) Factor Volumétrico del gas.- El factor volumétrico del gas  $B_g$ , relaciona el volumen del gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, o sea a condiciones normales.

Generalmente se expresa en pies cúbicos o barriles - de volumen en el yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones normales.

Para calcular el volumen de un pie cúbico normal de gas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, se utiliza la siguiente ecuación para un gas real

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_i V_i}{Z_i T_i} \quad (2 - 1)$$

El subíndice 1 indica condiciones normales (14.7 Psia y 60°F) y el subíndice i condiciones de yacimiento, el factor Z llamado factor de compresibilidad o de desviación del gas, se lo supone igual a la unidad para condiciones normales.

Resolviendo la ecuación (2 - 1) para  $V_i$  y para condiciones normales de presión y temperatura:

$$V_i = \frac{Z_i \times 14.7 \times 1 \times T_i}{1 \times P_i \times 520 \times 5.62} = 0.00504 \frac{Z_i T_i}{P_i}$$

que también puede escribirse:

$$B_g = 0.00504 \frac{Z_t}{P} \text{ Bbls/SCF}$$

por ejemplo, para el Campo Pastaza el factor volumétrico del gas a una presión de 1100 Psia y temperatura de 215°F y para un factor de desviación del gas de 0.92 es:

$$B_g = \frac{0.00504 \times 0.92 \times (460 + 215)}{1100}$$

$$B_g = 0.00284 \text{ Bbls/SCF}$$

Este factor significa que un pie cúbico de gas a condiciones normales (14.7 Psia y 60°F) ocupará un espacio de 0.00284 Bbls en el yacimiento a 1100 Psia y 215°F.

Las variaciones del factor volumétrico del gas con la presión se muestran en la Fig. No. 3.

2.2. c) Solubilidad del Gas.- La solubilidad del gas (Rs) se define como el número de pies cúbicos de gas medidos a condiciones normales que se encuentran en solución en un barril fiscal a presión y temperatura del reservorio.<sup>4</sup>

El petróleo crudo debido al gas en solución que contiene aumenta considerablemente su volumen y debido a esto, la cantidad de gas en solución se refiere por lo general a una unidad de petróleo fiscal, y la razón gas disuelto petróleo, Rs, se expresa en PCS/BF.

La variación del gas en solución vs la presión del fluido del yacimiento en estudio a la temperatura del yacimiento, 215<sup>o</sup>F, se muestran en la Fig.No.4.

Por ejemplo a la presión inicial del yacimiento, - 4000 Psia y observado la Fig.No.4, se obtiene que el gas en solución es 227 PCS/BF. El gráfico ilustra que no se desprende gas de la solución al reducir la presión inicial hasta los 1100 Psia, por lo tanto, el petróleo está subsaturado en esta parte de la curva y no existe fase de gas libre (capa de gas) en el yacimiento. La presión de 1100 Psia se denominará "Presión del Punto de Burbujeo", ya que a esta presión aparece la primera burbuja de gas<sup>2</sup>.

2.2. a) Viscosidad del Petróleo y del Gas.- La viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia al flujo. Generalmente la viscosidad es medida en centipoises.

Para el caso del petróleo su viscosidad está afectada por los siguientes factores: Temperatura y Presión.

- 1.- La viscosidad decrece con el aumento de temperatura.
- 2.- La viscosidad incrementa con aumento de presión ya que el único efecto de la presión es comprimir al petróleo.

Por debajo de punto de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento en presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión debido a la compresión del líquido.

Las variaciones de viscosidad del petróleo con presión se encuentran en la Fig. No. 5.

La parte de la curva que está por encima de la presión de saturación representa el aumento en viscosidad - que resulta cuando se comprime el petróleo con todo el gas disponible en solución.

La presión de saturación, o punto de burbujeo, es la presión a la que el gas comienza a ser liberado de la solución.

A presiones inferiores a la presión de saturación, la liberación del gas aumenta la viscosidad del petróleo.

El incremento de la pendiente de la curva presión vs viscosidad, a medida que se aproxima a la presión atmosférica refleja el aumento de liberación de gas.

La viscosidad del gas también depende de la presión y temperatura. La viscosidad del gas aumenta a medida - que aumenta la temperatura debido a que ocurre mayor colisión entre las moléculas del gas.

Un incremento de presión causa un aumento de la viscosidad, debido a que la distancia entre las moléculas - disminuye por lo tanto hay mayor número de colisiones entre las moléculas del gas. La Fig. No. 6 muestra la variación de la viscosidad del gas con presión.



## C A P I T U L O   I I I

### 3.1. ECUACIONES BASICAS PARA LA PREDICCIÓN.

3.1. a) Ecuación de Balance de Materiales sobre la Presión de Saturación.— Para yacimientos de petróleo que producen por la acción combinada de tres empujes diferentes, ésto es, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas y empuje hidráulico, la correspondiente ecuación de balance de materiales será<sup>1</sup>:

$$N = \frac{N_p \quad B_t + B_g(R_p - R_{si}) \quad -(w_e - w_p)}{m \quad B_t \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (B_t - B_{ti})} \quad (3.1 - 1)$$

en donde:  $m$  es la razón entre el volumen inicial de la capa de gas para el volumen de petróleo original. En otras palabras, indica el tamaño de la capa de gas.

$w_e$  es la intrusión cumulativa de agua que entra al yacimiento durante una producción de petróleo igual a  $N_p$ .

$w_p$  es la producción cumulativa de agua que se obtiene junto con la producción de petróleo  $N_p$ .

$w_e - w_p$  es la diferencia entre los volúmenes cumulativos de agua que entra en el yacimiento y aquel que es producido, todo lo cual ocurre durante la producción de petróleo

$N_p$ .

Para yacimientos que producen por un empuje de gas en solución  $m$ ,  $w_e$  y  $w_p$  son iguales a cero ya que no existe capa de gas inicial ni intrusión. En este tipo de mecanismo de producción, sobre la presión de saturación no existe producción de gas; además, la razón gas - petróleo acumulativa  $R_p$  es igual a la solubilidad inicial del gas en el petróleo  $R_{si}$ . Por lo tanto, la ecuación de balance de materiales para yacimientos que producen por gas en solución se reduce a:

$$N_p = \frac{N(B_t - B_{ti})}{B_o} \quad (3.1 - 2)$$

pero, como sobre la presión de saturación  $B_t = B_o$  se tiene finalmente:

$$N_p = \frac{N(E_o - B_{oi})}{B_o} \quad (3.1 - 3)$$

en donde:

$N_p$  = Petróleo producido, barriles fiscales

$N$  = Petróleo originalmente en el yacimiento, barriles fiscales.

$B_{oi}$  = Factor volumétrico del petróleo a la presión inicial.

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo a una presión  $p$ .

3.1. b) Ecuación de la Producción Cumulativa de Gas.- En la ecuación (3.1 - 1) haciendo los términos  $m$  y  $(w_e - w_p)$  iguales a cero, queda reducida a:

$$N = \frac{N_p B_t + B_g(R_p - R_{si})}{(B_t - B_{ti})} \quad (3.1 - 4)$$

resolviendo la igualdad y despejando el término  $N_p R_p$ , que es el que interesa, obtenemos:

$$N_p R_p = \frac{N(B_t - B_{ti}) - N_p(B_t - R_{si} B_g)}{B_g} \quad (3.1 - 5)$$

3.1. c) Ecuación de la Saturación de petróleo en el yacimiento.- La cantidad de barriles de petróleo remanentes en el yacimiento a cualquier tiempo es igual al petróleo originalmente en el yacimiento menos el petróleo producido, ésta es la expresión más sencilla de la ecuación de balance de materiales, pero es más conveniente utilizar la ecuación de saturación de petróleo a cualquier instante, tanto para resolver problemas de predicción de comportamiento del yacimiento como un problema de desplazamiento.

Para el caso de empuje por gas en solución no se considera capa de gas ni empuje hidráulico. Se debe tener en cuenta además que existe una saturación de agua innata  $s_w$  distribuida uniformemente a través del yacimiento al igual que saturaciones de petróleo y gas.

La saturación de petróleo en el yacimiento a cualquier tiempo se define como:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Petróleo Remanente}}{\text{Volumen total de poros}} \quad (3.1 - 6)$$

El volumen de petróleo remanente en el yacimiento a tiempo futuro  $(n - N_p)E_o$ .

El volumen total de poros ocupado por el volumen de fluido es igual a  $(NBo_1 + W)$  donde  $w$ , es el agua correspondiente a la saturación de agua connata. Reemplazando éstos valores en la ecuación (3.1 - 6); esta se convierte en:

$$S_o = \frac{(N - N_p)E_o}{(NBo_1 + W)} \quad (3.1 - 7)$$

La saturación de agua inicial ocupa solo una fracción del espacio poroso; esto es:

$$S_{wi} = \frac{W}{N_{Boi} + W} \quad (3.1 - 8)$$

despejando el valor de W de esta ecuación se tiene:

$$W = \frac{N_{Boi} S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (3.1 - 9)$$

reemplazando este valor en la ecuación (3.1 - 7) finalmente se obtiene la ecuación de la saturación de petróleo en el yacimiento:

$$S_o = (1 - S_{wi})(1 - \frac{N_p}{N}) \frac{B_o}{B_{oi}} \quad (3.1 - 10)$$

3.1. d) Ecuación de la Relación Gas-Petróleo Instantánea.- La ecuación de Relación Gas-Petróleo Instantánea está basada en la ecuación de Darcy para un flujo radial. La relación gas - petróleo instantánea de producción es:

$$R_s = \frac{\text{Gas Producido SCF/día}}{\text{Petróleo Producido BSTO/día}} = \text{SCF/BSTO} \quad (3.1 - 11)$$

La producción de gas puede ser debida a la producción de gas libre y/o al gas en solución en el yacimiento, la producción de gas libre puede escribirse de la siguiente forma:

$$\text{Gas Libre} = \frac{q_g}{B_g} \quad (3.1 - 12)$$

y el gas producido de la solución como:

$$\text{Gas Producido de la Solución} = Q_o R_s \quad (3.1 - 13)$$

donde:

$q_g$  = Tasa de flujo de gas Bbls/SCF

$B_g$  = Factor volumétrico del gas Bbls/SCF

$Q_o$  = Tasa de flujo de petróleo STB/día

$R_s$  = Solubilidad del gas SCF/STB

luego la tasa de producción total de gas es.

$$Q_g = \frac{q_g}{B_g} + Q_o R_s \quad (3.1 - 14)$$

donde:

$Q_g$  = Tasa de Producción de gas SCF

la tasa de producción de petróleo es:

$$Q_o = \frac{q_o}{B_o} \quad (3.1 - 15)$$

donde:

$Q_0$  = Tasa de producción de petróleo STB/día

$q_0$  = Tasa de flujo de petróleo Bbls/día

combinando las ecuaciones (3.1 - 11), (3.1 - 14) y (3.1 - 15) se tiene:

$$R = \frac{\frac{q_g}{B_g} + Q_0 R_s}{q_0 / B_0} \quad (3.1 - 16)$$

puesto que  $q_0 = \frac{Q_0}{B_0}$ , la ecuación (3.1 - 16) puede simplificarse:

$$R = \frac{\frac{q_g}{B_g}}{\frac{Q_0}{B_0}} + R_s \quad (3.1 - 17)$$

pero,  $q_0$  y  $q_g$  representan las tasas de flujo del reservorio y pueden representarse también por las ecuaciones de flujo de gas y de petróleo de Darcy<sup>1</sup>

$$q_g = \frac{7.08 \mu_g h (P_e - P_w)}{U_g \ln r_e / r_w} \quad (3.1 - 18)$$

$$q_0 = \frac{7.08 K_g h (P_e - P_w)}{U_o \ln r_e / r_w} \quad (3.1 - 19)$$

sustituyendo las ecuaciones (3.1 - 18) y (3.1 - 19) en la ecuación (3.1 - 17) se tiene.

$$R = \frac{\frac{7.08 K_g h(P_e - P_w)}{U_g \ln r_e/r_w B_g}}{\frac{7.08 K_o h(P_e - P_w)}{U_o \ln r_e/r_w B_o}} + R_s \quad (3.1 - 20)$$

simplificando se obtiene.

$$R = \frac{K_g}{K_o} \frac{U_o}{U_g} \frac{B_o}{B_g} + R_s \quad (3.1 - 21)$$

que es la ecuación de Relación Gas - Petróleo Instantánea.



## C A P I T U L O   I V

### 4.1. DATOS DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS PARA LA PREDICCIÓN.

El petróleo en el yacimiento bajo estudio está saturado, es decir, que su presión inicial igual a 4000 Psia es mayor que la presión de saturación. Como se mencionó anteriormente la presión de saturación es igual a 1100 Psia.

Además estos yacimientos no tienen capa de gas inicial ni tampoco empuje hidráulico activo. Un yacimiento que produce bajo el mecanismo de depleción presenta las siguientes características:

4.1. a) Luego de que presión del yacimiento ha disminuido por debajo de la presión de saturación, el gas que se desprende de la solución es producido. La saturación del gas se incrementará hasta alcanzar la saturación de equilibrio; en este momento el gas empezará a fluir hacia la superficie a través de la boca del pozo.

4.1. b) La poca o ninguna producción de agua en asociación con el aceite indica que no hay un empuje hidráulico. En el Campo Pastaza que es el yacimiento bajo estudio, la producción de agua alcanza valores no mayores al 1% del volumen total de fluidos producidos.

4.1. c) La rápida declinación de presión es otra de las características de los yacimientos que producen por gas en solución.

Los yacimientos que producen por este mecanismo - presentan un bajo factor de recobro y puede decirse que es el mecanismo de recuperación menos eficiente. El recobro de este tipo de mecanismo varía desde un 5% hasta un 25%. Estas cifras considerablemente bajas comparadas con aquellas que se obtienen bajo otros mecanismos se debe a que el yacimiento se satura de gas a medida que declina la presión como consecuencia de la producción de petróleo. La permeabilidad relativa del gas aumenta rápidamente y llega el momento en que el yacimiento producirá solamente gas, hecho que ocurre antes de que se haya recuperado gran parte del petróleo del yacimiento.

El fluido del yacimiento bajo estudio tiene un factor volumétrico de 1.35 Bbls/STB a la presión inicial -

de 4000 Psia y 1177 Bbls/STB a la presión de punto de burbujeo de 1100 Psia; siendo un yacimiento subsaturado la recuperación a partir de la presión inicial hasta la presión del punto de burbujeo es debida a una dilatación del líquido. La recuperación fraccional del petróleo hasta el punto de burbujeo se la obtiene por medio de la siguiente ecuación<sup>2</sup>.

$$r = \frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} \quad (3.1 - 1)$$

$$r = \frac{1177 - 1135}{1135} = 0.0369 \text{ ó } 3.69\%$$

Es decir que cuando la presión decline desde la presión inicial hasta la presión del punto de burbujeo se recuperara solamente 3.69% del petróleo original del yacimiento, que es igual a 2.000.000.000 de barriles.

El petróleo del yacimiento es relativamente liviano con un °API de 35.6

Las muestras fueron tomadas a profundidades de alrededor de 9.000 pies y llevadas al laboratorio para su estudio.

La presión de saturación del fluido fue determinada en 1100 Psia a la temperatura del yacimiento de 215°F.

Bajo condiciones de vaporización diferencial a esta temperatura la relación gas - petróleo en solución se determinó en 400 CF/Bbls.

Bajo condiciones similares de presión y temperatura, la viscosidad del fluido fue medida a presiones mayores a las del reservorio hasta la presión atmosférica.

La viscosidad del fluido varió desde un mínimo de 0.715 centipoise a la presión de saturación hasta un máximo de 1715 centipoise a la presión atmosférica.

La permeabilidad al fluido es de 645 milidarcis; los valores de las propiedades, tanto para petróleo como para gas se muestran en las Tablas 1 y 2.

#### 4.2. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO.

La predicción del comportamiento de un yacimiento es uno de los problemas fundamentales en el análisis de yacimientos de petróleo. Basicamente consiste en calcular la declinación de presión y la relación gas - petróleo instantánea como una función de la producción acumulativa del petróleo.

La predicción logicamente está relacionada al factor tiempo, para lo cual también se obtienen curvas similares de presión, y relaciones gas - petróleo en función del tiempo.

Muchos métodos se han desarrollado para predecir el comportamiento de un yacimiento entre los cuales está el de TARNER, el cual es más directo y es uno de los más usados hoy en día, debido principalmente a lo sencillo del cálculo matemático sin dejar de proporcionar exactitud.

Conocida la presión de yacimiento  $P_i$ , correspondiente a la producción acumulada de petróleo fiscal  $N_{p1}$ , el

procedimiento de trabajo empleado en el método de TARNER para la obtención de la presión del yacimiento  $P_2$  ( $P_2 < P_1$ ) y de la razón gas - petróleo instantánea  $R_2$  correspondiente a una producción acumulada  $N_{p2}$  es el siguiente<sup>3</sup>:

1.- Se asume una presión del yacimiento  $P_2$ , un poco menor que  $P_1$  y se calculan los términos  $B_o$ ,  $B_g$ ,  $R_s$ ,  $U_o$  y  $U_g$ . El factor volumétrico del gas ( $B_g$ ) se calculó a partir de la siguiente fórmula:

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \text{ Bbls/SCF}$$

La solubilidad  $R_s$  se determina a partir de la Fig. No. 4. Los decrementos de presión en los siguientes intervalos no deben ser muy grandes, a fin de evitar errores considerables. En el presente trabajo se han tomado decrementos de 100 Psia.

En la ecuación de balance de materiales todas las variables son función de la presión del yacimiento excepto la razón de permeabilidades relativas  $K_{rg}/K_{ro}$  la cual es función de la saturación de petróleo.

Los valores de  $K_{rg}/K_{ro}$  se obtienen de la Fig. No. 7

la cual fue construída con la siguiente fórmula<sup>5</sup>:

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = a(0.0435 + 0.4556 a)$$

en donde a es igual:

$$a = \frac{1 - S_{gc} - S_w - S_o}{S_o - C}$$

La saturación crítica de gas,  $S_{gc}$ , se la considera constante e igual a 0.05, la saturación de agua irreducible,  $S_w = 0.24$  fue determinada a partir de análisis PVT; C es una constante empírica = 0.25.

Se asumen valores de la saturación de petróleo  $S_o$ , como fracción de volumen poroso.

Los cálculos de  $K_{rg}/K_{ro}$  se encuentran resumidos en la Tabla No. 3.

El gráfico de  $K_{rg}/K_{ro}$  vs  $S_o$  se muestran en la Fig. No. 7.

El factor volumétrico total  $B_t$  (Petróleo y Gas) se lo calcula a partir de la fórmula:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

2.- Se asumen tres valores de la producción fraccional de petróleo a condiciones normales  $q_p/N$  correspondientes a P2.

3.- Se calcula la cantidad total de gas producido empleando los tres valores asumidos, esto se hace por medio de la ecuación (3.1 - 5) de balance de materiales, se obtendrán tres valores de  $q_p/N$ ; luego la saturación de petróleo para cada valor asumido de  $q_p/N$  por medio de la ecuación (3.1 - 10) y también para cada valor de saturación de petróleo calculado se determina el valor correspondiente de  $K_{rg}/K_{ro}$  a partir de la Fig. No. 7

4.- Luego se calcula  $R$ , la relación gas - petróleo instantánea aplicando la ecuación (3.1 - 21).

5.- Por último se calcula la producción total de gas durante el primer período por medio de la fórmula:

$$q_p/N = \left( \frac{R_i + R_{i+1}}{2} \right) N_{p1}$$



donde:

$R_i$  = Relación Gas - Petróleo Instantánea inicial  
SCF/STB.

$R_{i1}$  = Relación Gas - Petróleo Instantánea al final  
del primer período SCF/STB.

$N_{p1}$  = Petróleo producido al final del primer período  
STB.

Se obtendrán también tres valores de  $N_p/N$ . Si los valores del gas total producido, calculado por medio de las dos ecuaciones coinciden, se concluirá que el valor  $N_p/N$  asumido es el correcto; en caso contrario se repite el proceso hasta lograr que con el valor asumido de  $N_p/N$  se obtenga el mismo valor de gas producido al emplear ambas ecuaciones. A fin de simplificar este proceso estimativo, generalmente se asumen tres valores de  $N_p/N^2$ .

Los tres valores de gas producido obtenidos a partir de la ecuación de balance de materiales y los tres valores obtenidos a partir de la ecuación de la relación gas - petróleo instantánea se grafican vs los valores de  $N_p/N$  asumidos. Se grafican los datos, obteniéndose dos

curvas, el punto de intersección de éstas dos curvas indicará el verdadero valor de  $N_p/N$ . También se puede leer el verdadero valor de  $G_p/N$  correspondiente al intervalo considerado. El gráfico correspondiente al Campo Pastaza bajo estudio se muestra en la Fig. No. 8

El procedimiento descrito en los pasos (1, y (5) se repite para cada decremento de presión asumido hasta alcanzar la presión mínima a la que se desee la predicción.

El resultado final de todos los cálculos se expresa por dos curvas típicas de comportamiento: presión - contra producción acumulada de petróleo fiscal y razón gas - petróleo instantánea también contra producción - acumulada de petróleo fiscal.

## CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO PASTAZA SOBRE LA PRESIÓN DE SATURACION.

Los cálculos del comportamiento sobre la presión de saturación incluyen el petróleo producido ( $N_p$ ) a las diferentes presiones asumidas empleando la ecuación (3.1-3) deducida para este caso.

Debido a que sobre la presión de saturación no existe producción de gas, la relación gas - aceite permanece invariable.

Se ha asumido decrementos de presión del orden de 100 Psia. Se recomienda que los decrementos de presión no sean muy grandes, en tal forma que las razones gas - petróleo no aumenten por más del doble en cualquier intervalo.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo para la presión de 3.900 Psia.

$$N_p = \frac{N(Bo - Boi)}{Eo} \quad (3.1 - 3)$$

donde:

$B_o$  = Se obtiene de la Fig. No. 2

$N$  = Es el petróleo inicial del yacimiento.

$B_{oi}$  = Representa el factor volumétrico del petróleo inicial.

Reemplazando los valores correspondientes se tiene:

$$N_p = \frac{20 \times 10^8 (1.136 - 1.135)}{1.136}$$

$$N_p = 1.760.000 \text{ STB}$$

que representa el volumen de petróleo producido cuando la presión declina hasta 3.900 Psia.

Los cálculos de petróleo producido sobre la presión de saturación a las correspondientes presiones asumidas se encuentran resumidas en la Tabla No. 5.

El petróleo remanente en el yacimiento hasta la presión de saturación es igual al petróleo inicial menos el petróleo producido hasta esa presión:

$$N_s = N - N_p$$

$$N_s = 20 \times 10^8 - 0.665 \times 10^8 = 19.335 \times 10^8 \text{ STO}$$

CALCULO DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO PASTAZA BAJO LA PRESION DE SATURACION.

Los cálculos del comportamiento bajo la presión de saturación incluye la producción de gas ya que esta ocurre bajo la presión de saturación y se lo determina por medio de la ecuación (3.1 - 5).

A continuación se presenta un ejemplo de cálculos para la presión de 1.000 Psia.

$$G_{bm} = Np_1 R_{p1} = \frac{N(Bt - Bti) - Np(Bt - RiBg)}{Bg}$$

Los datos de los factores que intervienen en esta ecuación se encuentran en las Tablas 1 y 2. Se asume un valor de  $Np_1 = 0.01 N$ .

Reemplazando los valores correspondientes se tiene:

$$Np_1 R_{p1} = \frac{N(1.220 - 1.177) - 0.01N(1.220 - 395 \times 0.0031)}{0.0031}$$

$$Np_1 R_{p1} = 13 N$$

luego se calcula la saturación de aceite por medio de la fórmula (3.1 - 10).

$$S_o = \left(1 - \frac{Np}{N}\right) \frac{B_o}{B_{os}} (1 - S_{wi})$$

Reemplazando los valores correspondientes se tiene:

$$S_o = \left(1 - \frac{0.01 N}{N}\right) \frac{1.170}{1.177} (1 - 0.24) = 0.747$$

con este valor y utilizando la Fig. No. 7 se determina el valor de  $K_g/K_o = 0.001$

Aplicando la ecuación (3.1 - 21) para la determinación de la relación gas - petróleo instantánea:

$$R = \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{U_o}{U_g} \cdot \frac{B_o}{B_g} + R_s$$

en donde los valores de las relaciones  $\frac{U_o}{U_g}$  ,  $\frac{B_o}{B_g}$  se encuentran en la Tabla No. 4;  $R_s$  a la presión de 1.000 Psia - en la Tabla No. 1. Sustituyendo los valores correspondientes se tiene:

$$R_1 = 0.001(56.06)(376.43) + 330 = 401$$

Considerando una razón gas - petróleo promedio para el intervalo considerado e igual a la semisuma de las razones gas - petróleo instantánea para cada límite del intervalo, se tiene:

$$G_{gor} = \left( \frac{R_i + R_s}{2} \right) (N_{p_1} - N_{p_n})$$

$N_{p_n}$  es igual a cero debido a que  $N_{p_1}$  es el primer valor asumido para la presión de 1000 Psia.

Reemplazando valores se tiene:

$$G_{gor} = \left( \frac{401 + 395}{2} \right) 0.01 N = 3.98 N$$

se asume ahora un valor de  $N_p/N = 0.02$  y repitiendo los pasos anteriores se tiene:

$$N_{p_1} R_{p_1} = \frac{N(1.220 - 1.177) - 0.02N(1.220 - 395 \times 0.0031)}{0.0031}$$

$$N_{p_1} R_{p_1} = 13.9 N$$

$$S_o = \left( 1 - \frac{0.02 N}{N} \right) \frac{1.170}{1.177} (1 - 0.24) = 0.739$$

$$K_g/K_o = 0.00103$$

$$R_1 = (0.00103)(56.06(376.43)) = 380 = 402$$

$$G_{gor} = \left( \frac{402 + 395}{2} \right) (0.02)N = 7.97 N$$

por último se asume  $N_p/N = 0.03$

$$Np_1Rp_1 = \frac{N(1.220 - 1.177) - 0.03N(1.220 - 395 \times 0.0031)}{0.0031}$$

$$Np_1Rp_1 = 14 N$$

$$So = \left(1 - \frac{0.03 N}{N}\right) \frac{1.170}{1.177} (1 - 0.24) = 0.732$$

$$Kg/Ko = 0.00108$$

$$Ri = (0.00108)(56.06)(376.43) + 380 = 403$$

$$Ggor = \left(\frac{505 + 395}{2}\right) (0.03) N = 12.1 N$$

Los tres valores de gas producidos obtenidos mediante el uso de las fórmulas de balance de materiales y relación gas - petróleo instantánea se grafican, el punto de intersección de ambas curvas indicará el valor correcto de  $Np/N$  y del gas producido. Esto se muestra en la Fig. No. 8 en donde los valores correctos de  $Np/N$  y  $G$  son 0.032 y 14.4 respectivamente.

Se calcula luego el gas producido real:

$$Rp = \frac{2 (GP_1)}{(Np_1 - Np_n)} - Ri$$



$$R_p = \frac{2 \times 14.4 \text{ N}}{0.032 \text{ N}} - 395 = 505$$

se calcula entonces el petróleo producido:

$$N_p = 0.032 \times 19.335 \times 10^8 \text{ STB} = 0.618 \times 10^8 \text{ STB}$$

Comportamiento para la presión de 900 Psia.

$$N_{p_2} R_{p_2} = \frac{N(1.323 - 1.177) - 0.06N(1.323 - 395 \times 0.0035)}{0.0035}$$

$$G_{p_2} = N_{p_2} R_{p_2} = 41 \text{ N}$$

$$\Delta G_p = 41 \text{ N} - 14.4 \text{ N} = 27.4 \text{ N}$$

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{os}} (1 - S_{wi})$$

$$S_o = (1 - 0.06) \frac{1.166}{1.177} (0.76) = 0.707$$

$$K_g/K_o = 0.006$$

$$R_2 = 0.006(19.042) + 350 = 483$$

$$G_{gor} = \left(\frac{483 + 505}{2}\right) (N_{p_1} - N_{p_n})$$

$$G_{gor} = \left(\frac{283.16 + 450}{2}\right) (0.06 \text{ N} - 0.032 \text{ N}) = 13.56 \text{ N}$$

se asume otro valor,  $N_p = 0.07 \text{ N}$

$$N_{p_2} R_{p_2} = \frac{N(0.146) - 0.07N(0.0595)}{0.0035} = 42 \text{ N}$$

$$G_{p_2} = 42 \text{ N}$$

$$\Delta G_p = 42 \text{ N} - 14.4 \text{ N} = 27.6 \text{ N}$$

$$S_o = (1 - 0.07) \frac{1.166}{1.177} (1 - 0.24) = 0.698$$

$$K_g/K_o = 0.01$$

$$R_2 = 0.01(19.042) + 350 = 510$$

$$G_{gor} = \left( \frac{510 + 505}{2} \right) (0.07 \text{ N} - 0.032 \text{ N}) = 19.2 \text{ N}$$

Finalmente se asume  $N_p = 0.08 \text{ N}$

$$G_{p_2} = N_{p_2} R_{p_2} = \frac{N(0.146) - 0.08N(0.0595)}{0.0195} = 43 \text{ N}$$

$$\Delta G_p = 43 \text{ N} - 14.4 \text{ N} = 28.6 \text{ N}$$

$$S_o = (1 - 0.08) (0.753) = 0.688$$

$$K_g/K_o = 0.01$$

$$R_2 = 0.01 (19.042) + 350 = 550$$

$$G_{gor} = \left( \frac{550 + 505}{2} \right) (0.07 \text{ N} - 0.032 \text{ N}) = 27.4 \text{ N}$$

Los valores correctos de  $N_p/N$  y de gas producido se muestran en la Fig. No. 9, de igual manera para los decrementos de presión restantes se muestran en las Fig. No. 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14. De ésta forma y siguiendo un proceso de cálculo semejante al presentado se continúa haciendo la predicción hasta la presión de abandono. Todos los cálculos de la predicción del yacimiento PASTAZA se encuentran resumidos en la Tabla No. 6.

## ANALISIS DE RESULTADOS

La predicción del comportamiento del yacimiento PASTAZA se lleva a cabo a partir de la presión de 3900 Psia sobre la presión de saturación ( $P_s = 1100$ -Psia) hasta la presión de abandono de 400 Psia que se consideró así como límite económico debido a la actual producción que se tiene del Campo.

En la curva que muestra el comportamiento del yacimiento se puede observar que cuando la presión del yacimiento descienda hasta 400 Psia se tendría una producción acumulativa de petróleo de  $5.14 \times 10^8$  BSTO y una relación gas - petróleo de 3788 SCF/Bbls.

La disminución de la curva de la relación gas - petróleo (Fig. No. 15) se debe a la reducción de gas en solución por unidad de petróleo fiscal a medida que la presión del yacimiento disminuye.

También es frecuente observar un aumento de la curva de la relación gas - petróleo debido al aumento de la saturación de gas a medida que la presión disminuye.

## CONCLUSIONES

Luego de analizar el desarrollo del presente trabajo se puede concluir lo siguiente:

1.- La producción acumulativa de petróleo y la relación gas - petróleo, calculadas por el método de TARNER son confiables por utilizar datos reales de campo en la ecuación de balance de materiales lo cual proporciona - resultados bastantes exactos.

2.- La producción de gas determinada por el método de TARNER es el resultado de la combinación de dos ecuaciones: La Ecuación de Balance de Materiales y la Ecuación de la Relación Gas - Petróleo Instantánea, por lo tanto, es un dato correcto para el cálculo de la producción de gas real ( $R_p$ ).

3.- El proceso de tanteo generalmente no requiere más de dos o tres asunciones. Esta desventaja aparente del método, se traduce en una mayor exactitud de los resultados ya que obvia la continuidad lineal del comportamiento del yacimiento en el intervalo de presión considerado.

## RECOMENDACIONES

1.- Se recomienda que los decrementos de presión no sean muy grandes, de tal manera que las razones gas - petróleo no aumenten por más del doble en cualquier intervalo. Si los cálculos se hacen en una computadora electrónica, los decrementos de presión se toman mucho menores, dependiendo de la exactitud deseada.

2.- El yacimiento considerado en el presente trabajo produce por el mecanismo de gas en solución, pero debe hacerse un estudio para demostrar si su producción se debe también a la acción combinada de un empuje hidráulico debido a la posible presencia de un acuífero lateral.

3.- Además se recomienda hacer una predicción del comportamiento del yacimiento que relacione la producción acumulativa y la tasa de producción de petróleo como una función de tiempo para de esta manera tener un mayor control sobre yacimiento.

4.- Debe efectuarse una simulación del comportamiento del yacimiento empleando un método diferente, luego hacer una comparación de resultados para su clasificación.

5.- Debido al alto porcentaje de producción de gas se recomienda hacer un estudio económico sobre la construcción de una planta de tratamiento, construcción de gasoductos, etc.

# T A B L A S

---

---

T A B L A # 1

## PROPIEDADES DEL PETROLEO DEL YACIMIENTO PASTAZA

PRESION PSIA	Bo Bbls/STB	Rs SCF/STB	Uo Cp
7.000	1.114	395	1.116
4.200	1.132	395	0.925
4.000	1.135	395	0.902
3.000	1.158	395	0.815
1.200	1.174	395	0.722
1.100	1.177	395	0.715
1.000	1.170	380	0.740
900	1.166	350	0.750
800	1.160	340	0.767
700	1.153	308	0.791
600	1.146	286	0.819
500	1.137	262	0.852
400	1.129	238	0.888
300	1.119	210	0.933
200	1.109	175	0.988
100	1.094	130	1.115
14.7	1.000	0.0	1.715

## T A B L A # 2

## PROPIEDADES DEL GAS DEL YACIMIENTO PASTAZA

PRESION PSIA	Bg Bbls/SCF	Z	Ug Cps
1100	0.00284	0.920	0.01342
1000	0.0031	0.923	0.01330
900	0.0035	0.927	0.01312
800	0.0039	0.934	0.01265
700	0.0044	0.940	0.01220
600	0.0052	0.949	0.01184
500	0.0062	0.955	0.01155
400	0.0078	0.961	0.01128
300	0.0106	0.969	0.01080
200	0.0160	0.977	0.01000
100	0.0320	0.983	0.00800
14.7	-	0.990	0.00599



T A B L A # 3

Krg/Kro	So
0.00105	75
0.008	70
0.102	60
0.150	55
0.500	50
0.825	45
2.570	40
6.050	35
37.3	30

$$\text{Krg/Kro} = a(0.0435 + 0.4556 a)$$

$$a = \frac{(1 - S_{gc} - S_{wi} + S_o)}{S_o - C}$$

$$S_{gc} = 0.05$$

$$S_{wi} = 0.24$$

$$C = 0.25$$

T A B L A # 4

$\frac{U_o}{U_g}$	$\frac{B_o}{B_g}$	PRESION	Bt
53.27	414.43	1100	1.177
56.06	376.77	1000	1.220
57.16	333.14	900	1.323
60.63	297.43	800	1.375
64.83	262.04	700	1.540
69.17	220.38	600	1.712
73.70	183.38	500	1.961
78.70	144.74	400	2.360

T A B L A # 5

PRESION	$N_p \times 10^6$	Rp
3.900	1.760.000	395
3.800	3.518.000	395
3.700	5.277.000	395
3.600	7.023.000	395
3.500	10.517.000	395
3.400	12.260.000	395
3.300	14.000.000	395
3.200	15.734.000	395
3.100	19.197.000	395
3.000	20.924.000	395
2.900	22.648.000	395
2.800	26.086.000	395
2.700	29.513.000	395
2.600	31.220.000	395

CONT.

T A B L A # 5

PRESION	$N_p \times 10^6$	Rp
2.500	32.930.000	395
2.400	36.330.000	395
2.300	38.030.000	395
2.200	41.410.000	395
2.100	43.100.000	395
2.000	46.250.000	395
1.900	48.000.000	395
1.800	49.700.000	395
1.700	53.000.000	395
1.600	56.250.000	395
1.500	58.100.000	395
1.400	61.500.000	395
1.300	63.050.000	395
1.200	66.500.000	395

## RESUMEN DE LOS CALCULOS DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO PASTAZA

PRESION	Np/N	Gp (BM)	Gp (GOR)	Gp (REAL)	Np/N (REAL)	Rp	Np + 0.665 x 10 <sup>8</sup> BSTO
1000	0.01 0.02 0.03	13.0 13.9 14.0	3.98 7.97 12.10	14.4N	0.032	505	0.618
900	0.06 0.07 0.08	27.4 27.6 28.6	13.56 19.20 27.40	27.7N	0.0805	685	1.556
800	0.10 0.11 0.12	27.3 27.7 28.1	12.00 20.09 30.50	28.5N	0.1195	776	2.310
700	0.14 0.15 0.17	47.7 49.7 62.0	18.00 27.00 64.00	51.0N	0.1676	1344	3.24
600	0.19 0.20 0.205	64.0 65.0 66.0	34.50 53.00 68.00	66.0N	0.207	1956	4.00
500	0.22 0.23 0.24	77 78 79	23 40 72	79 N	0.238	3140	4.61
400	0.25 0.26 0.265	94 96.5 97	34 65.9 91.7	97 N	0.265	3.788	5.14

# FIGURAS

---

---

FIGURA No. 2

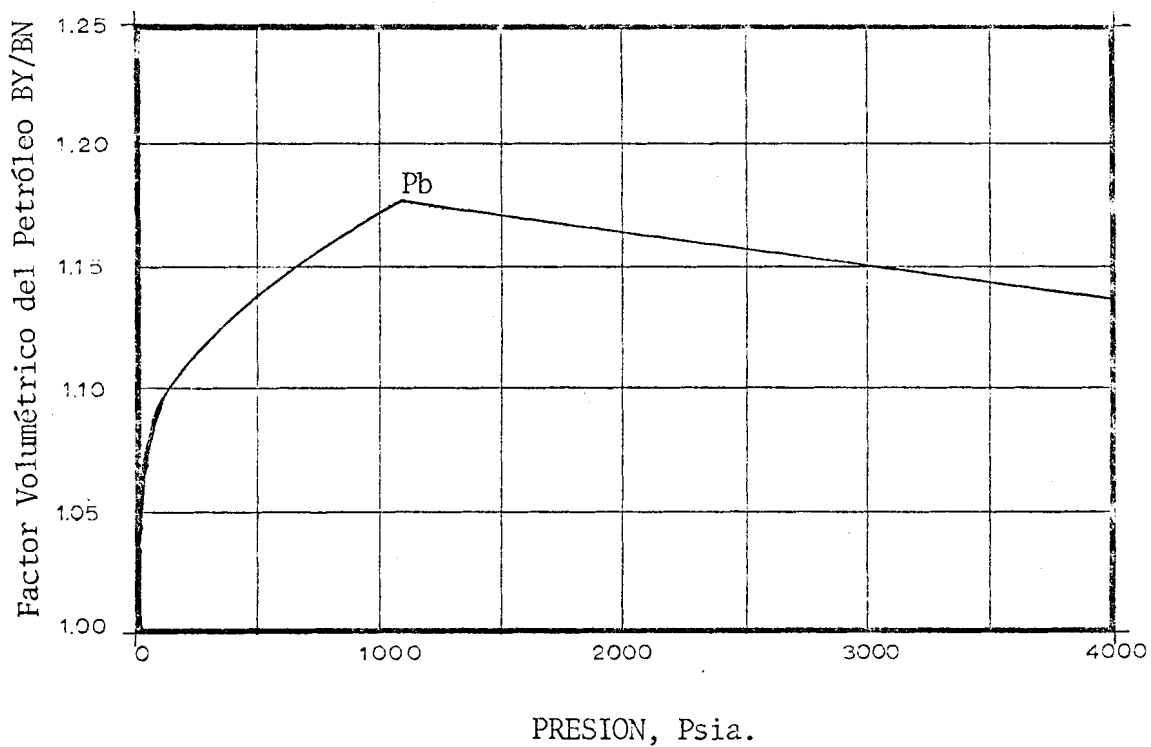


Fig. No. 2 - VARIACION DEL FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO COMO FUNCION DE PRESION.

FIGURA No. 3

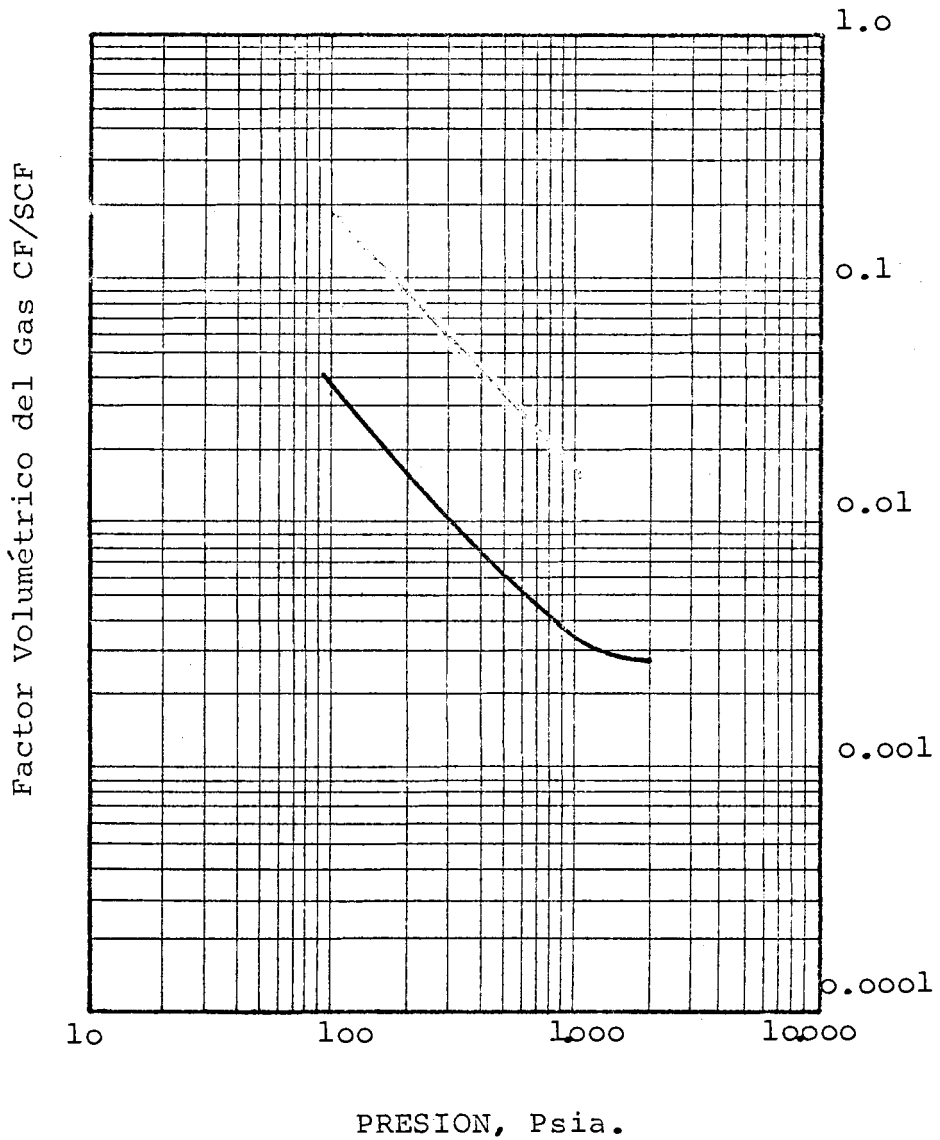
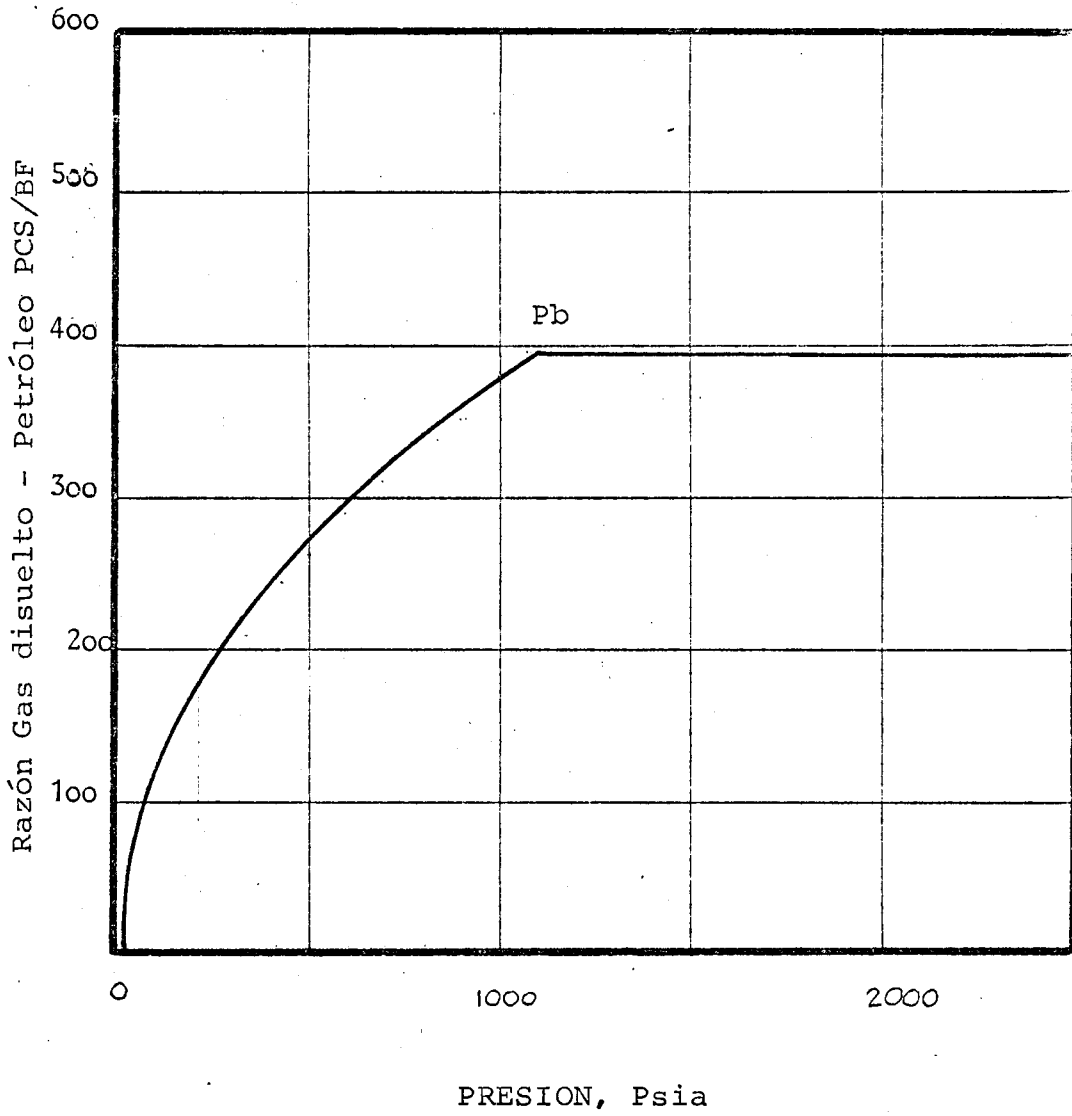


Fig. No. 3 - VARIACION DEL FACTOR  
VOLUMETRICO DEL GAS COMO  
FUNCION DE PRESION.



Figura No. 4



VARIACION DEL GAS EN SOLUCION COMO FUNCION DE  
PRESION

FIGURA No. 5

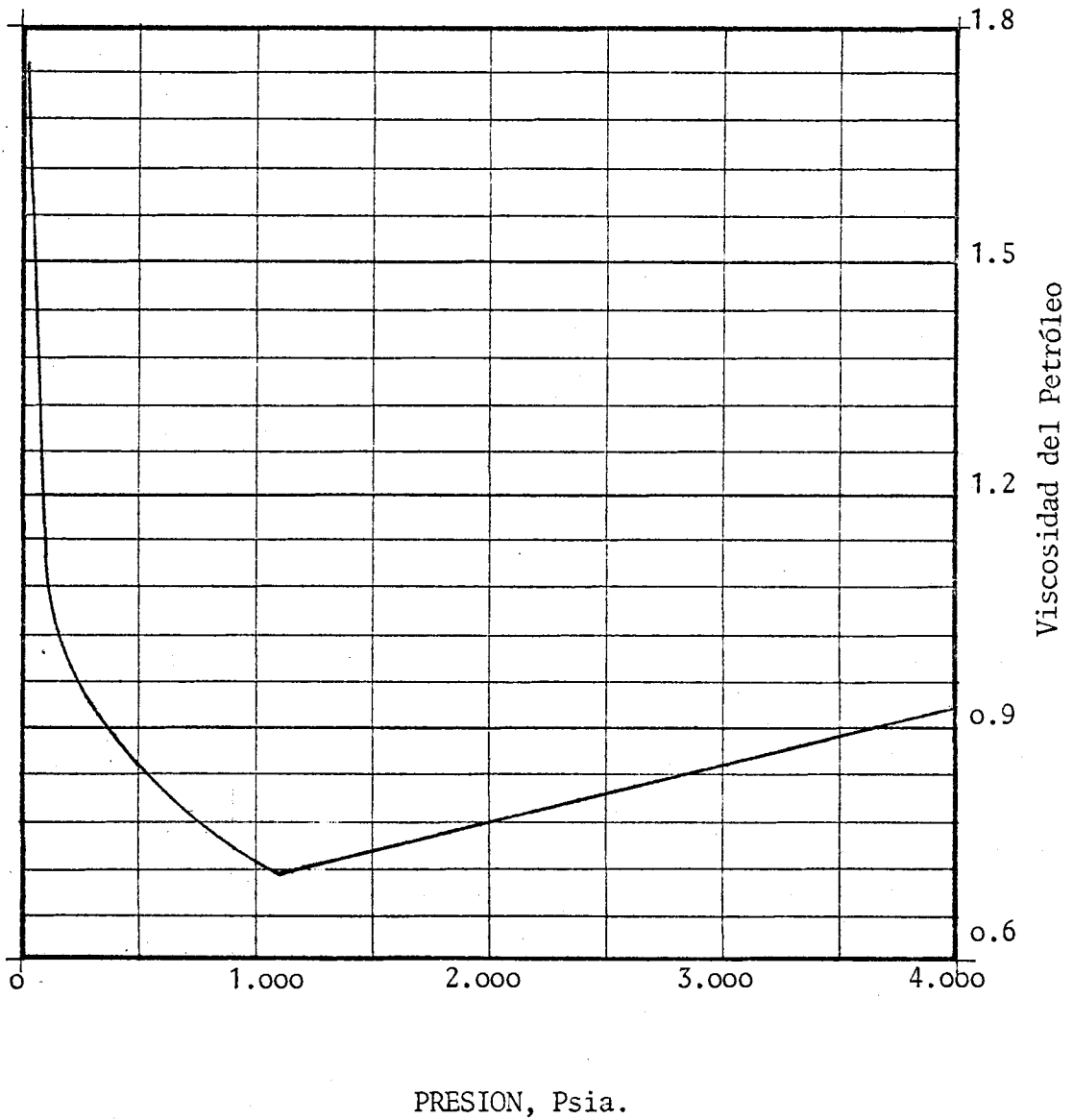


Fig. No. 5 - VARIACION DE LA VISCOSIDAD DEL  
PETROLEO COMO FUNCION DE PRESION.

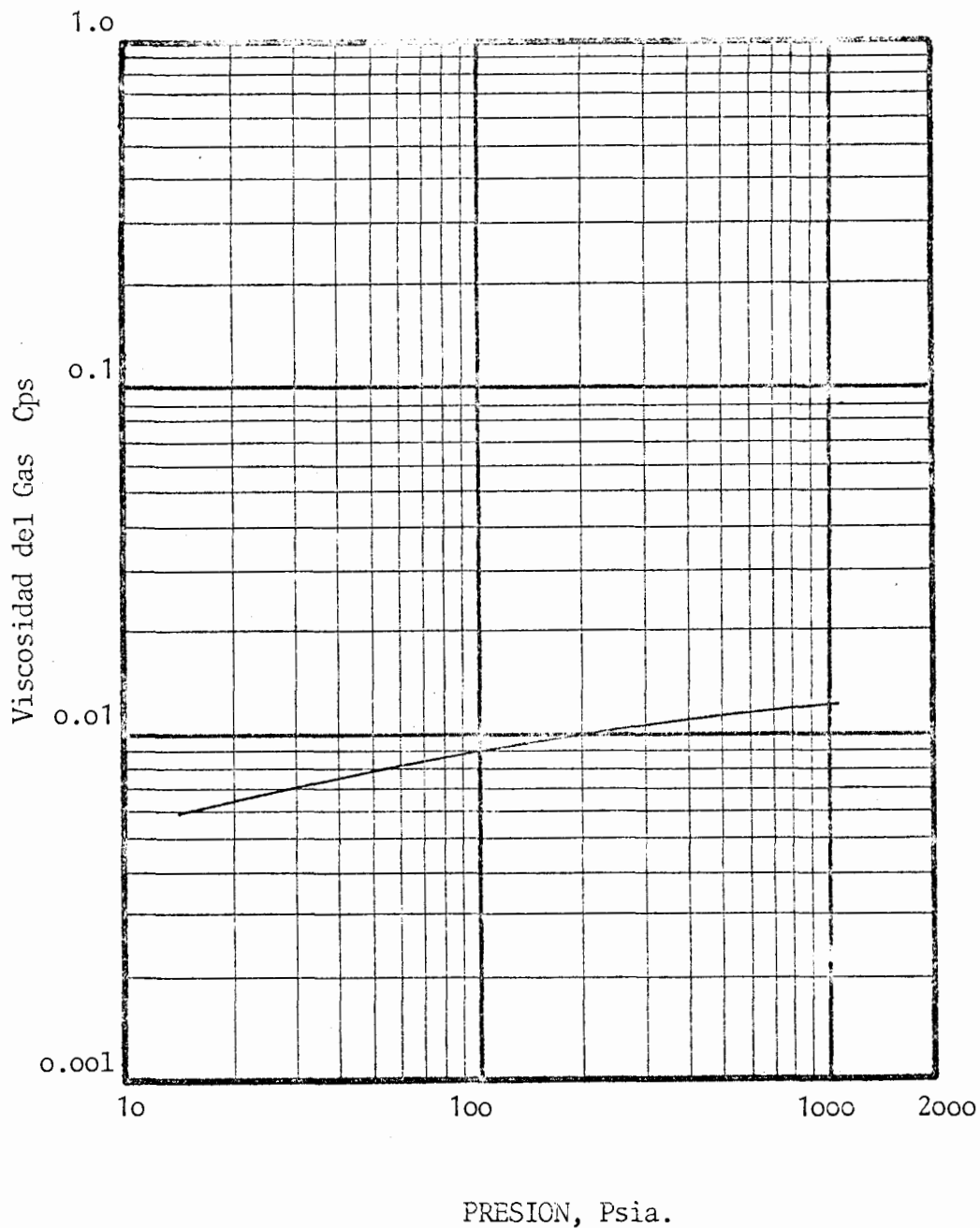


Fig. No. 6 - VARIACION DE LA VISCOSIDAD DEL GAS COMO FUNCION DE PRESION.

FIGURA No. 7

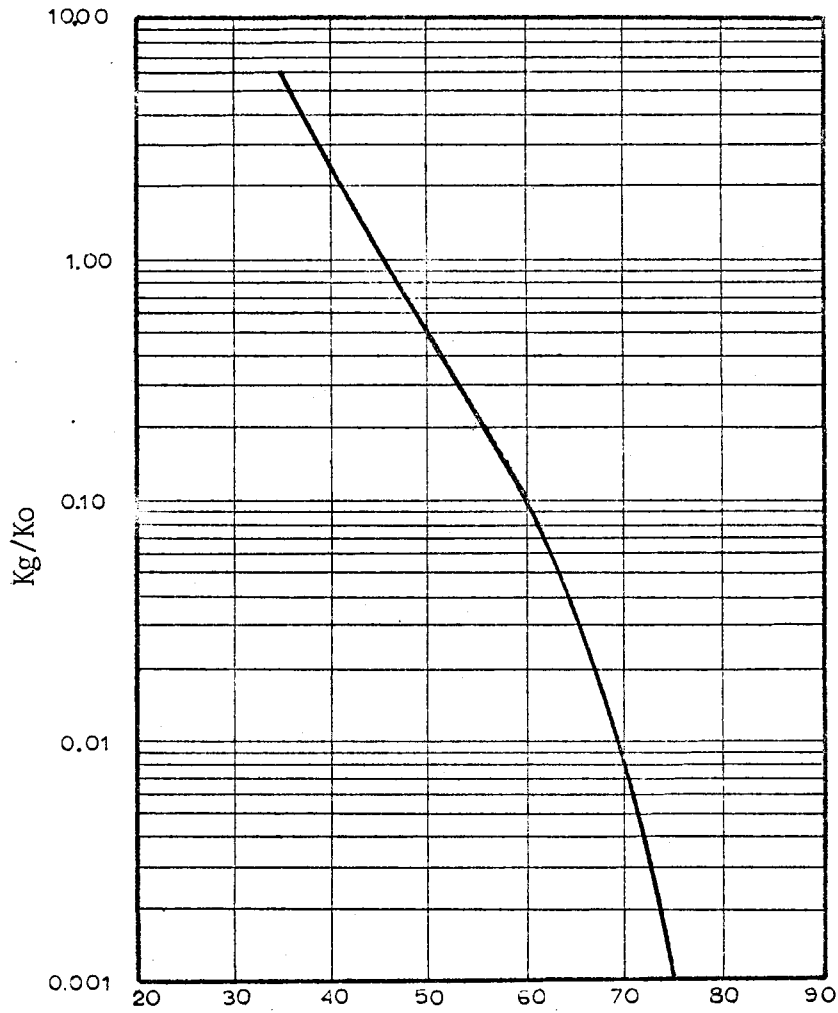
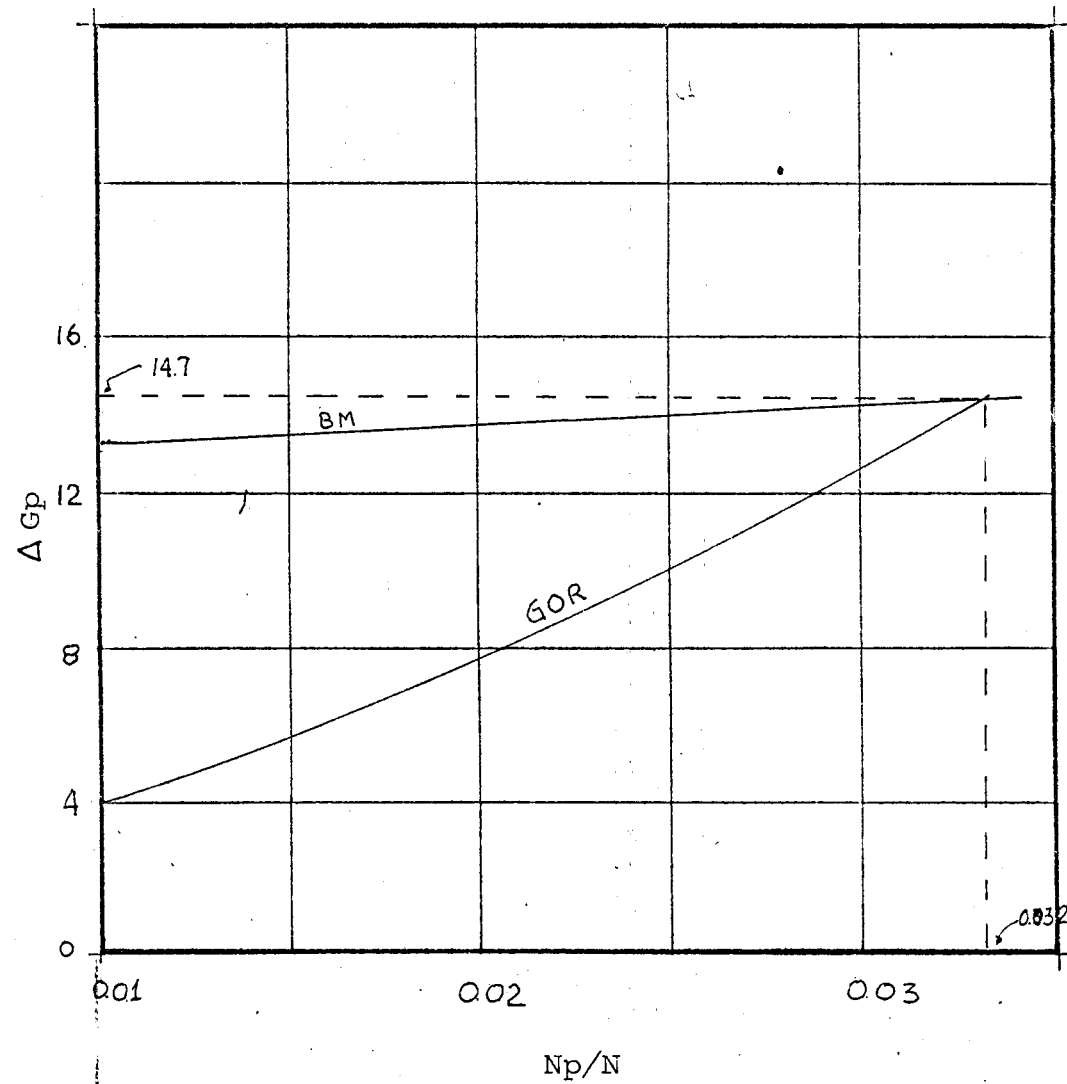
Fig. No. 7 - SATURACION DE PETROLEO  
PORCENTAJE

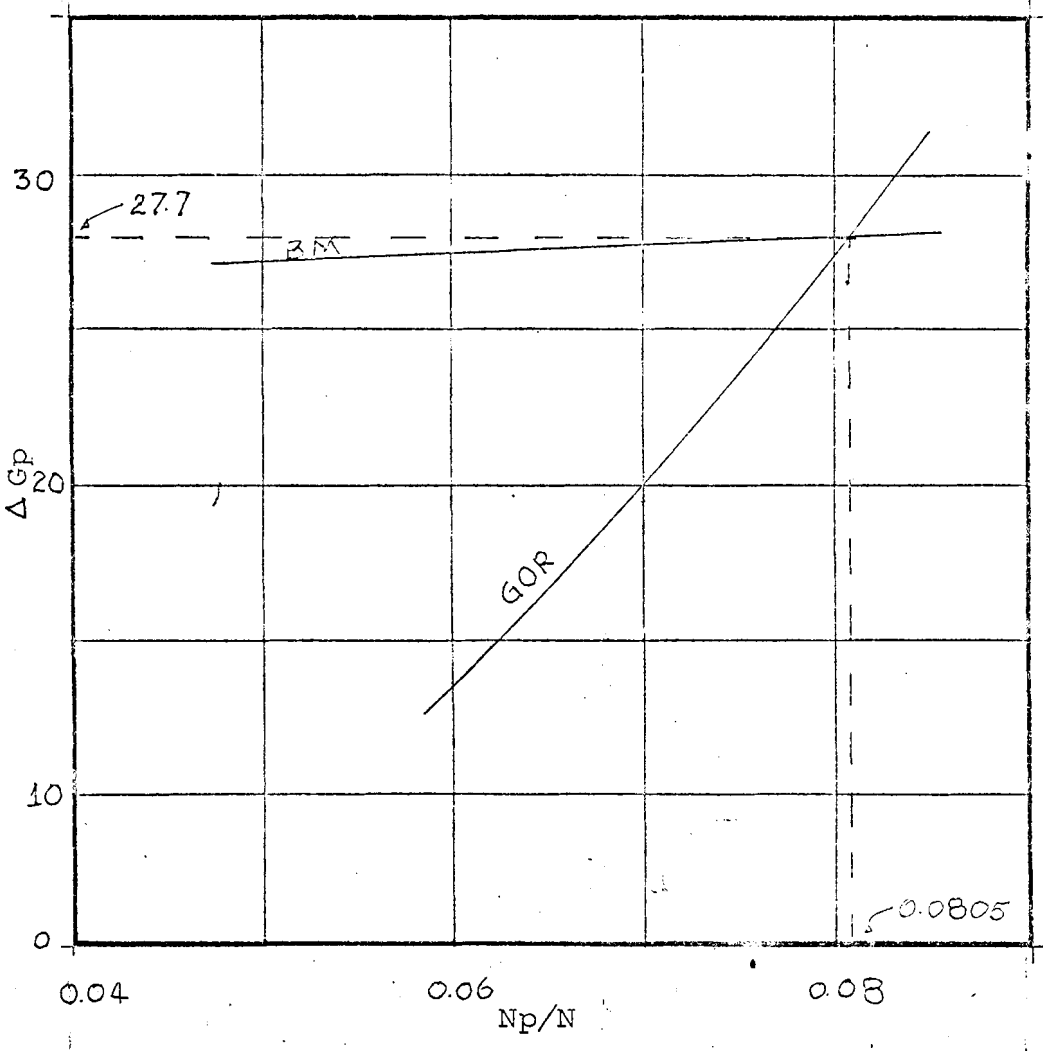
Figura No. 8



PRESION, 1000 PSI

DETERMINACION DEL VERDADERO VALOR DE  $N_p/N$ .

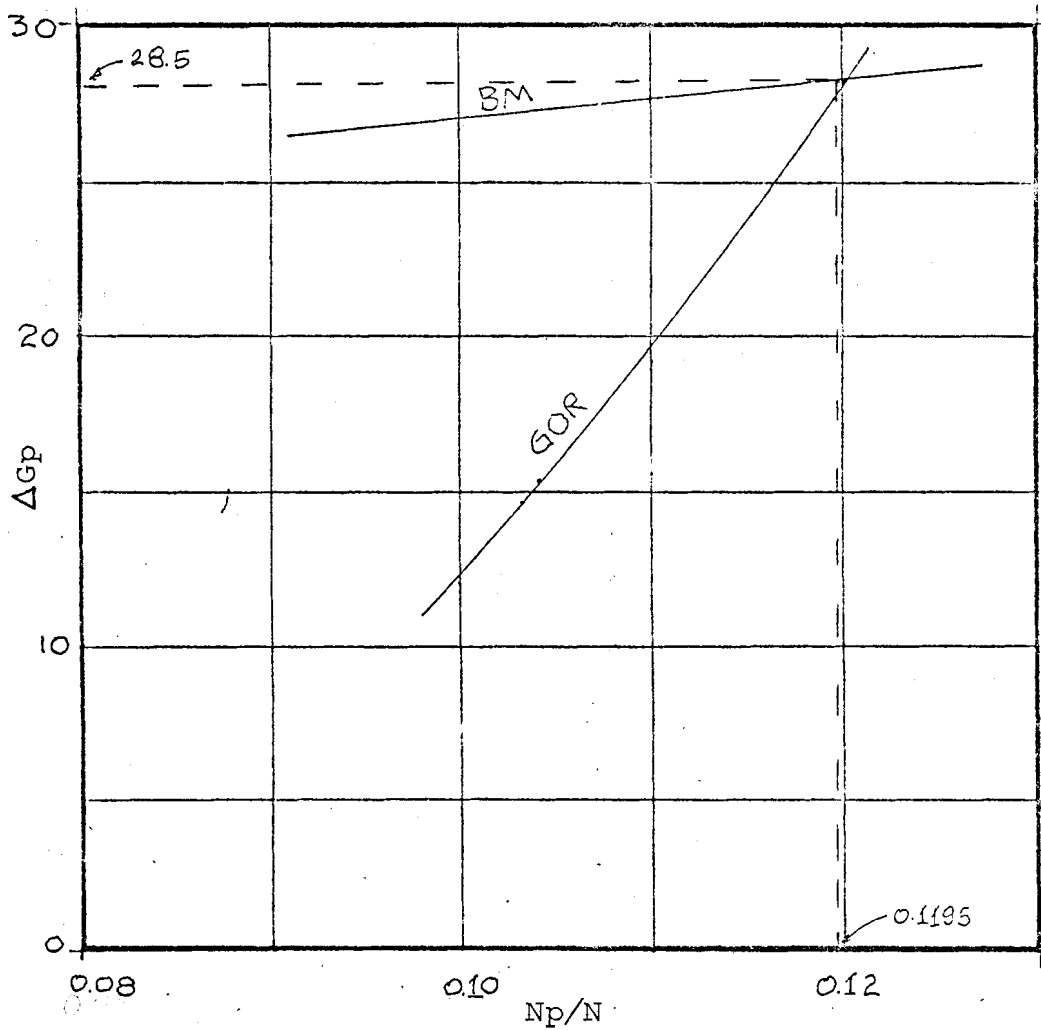
Figura No. 9



PRESION, 900 PSI

DETERMINACION DEL VERDADERO VALOR DE  $N_p/N$

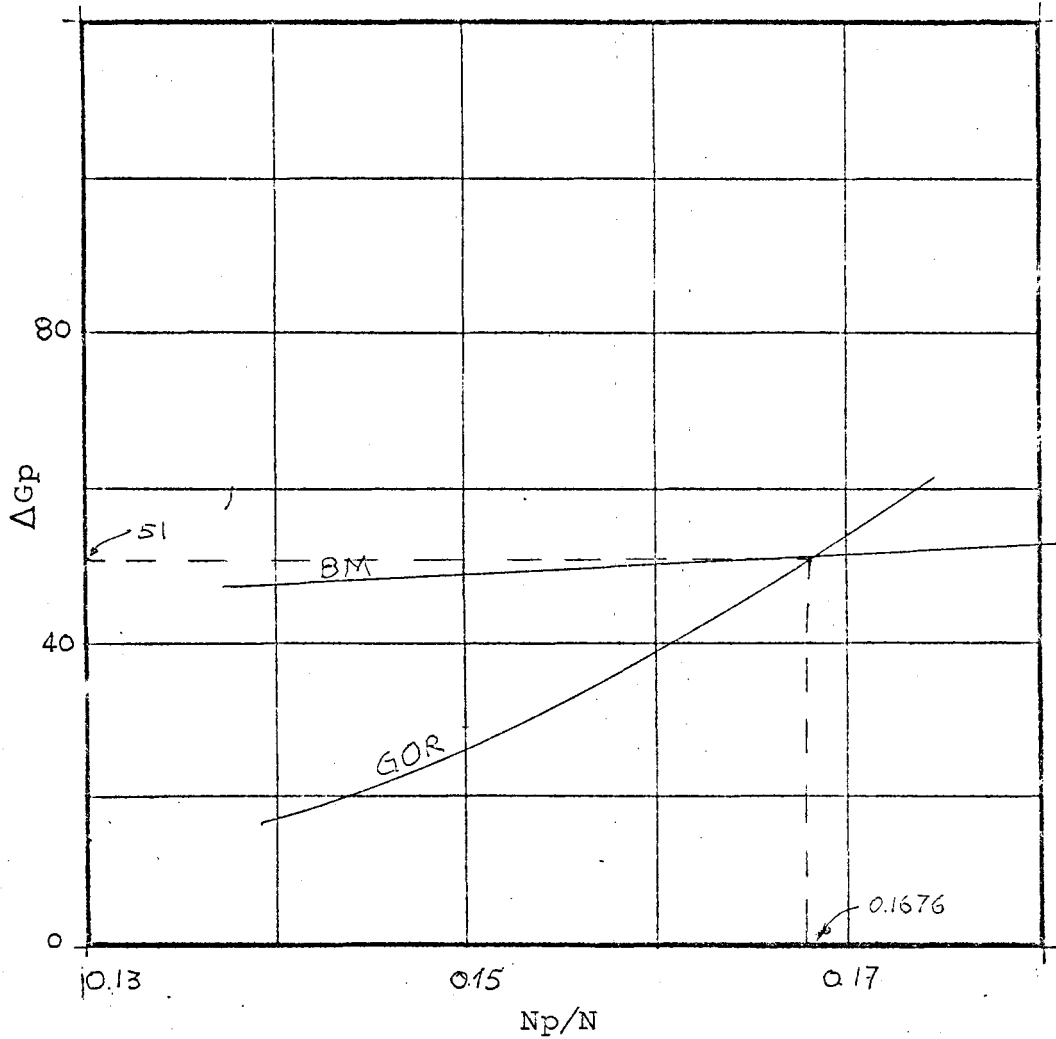
Figura No. 10



PRESION, 800 PSI

DETERMINACION DEL VERDADERO VALOR DE  $N_p/N$

Figura No. 11

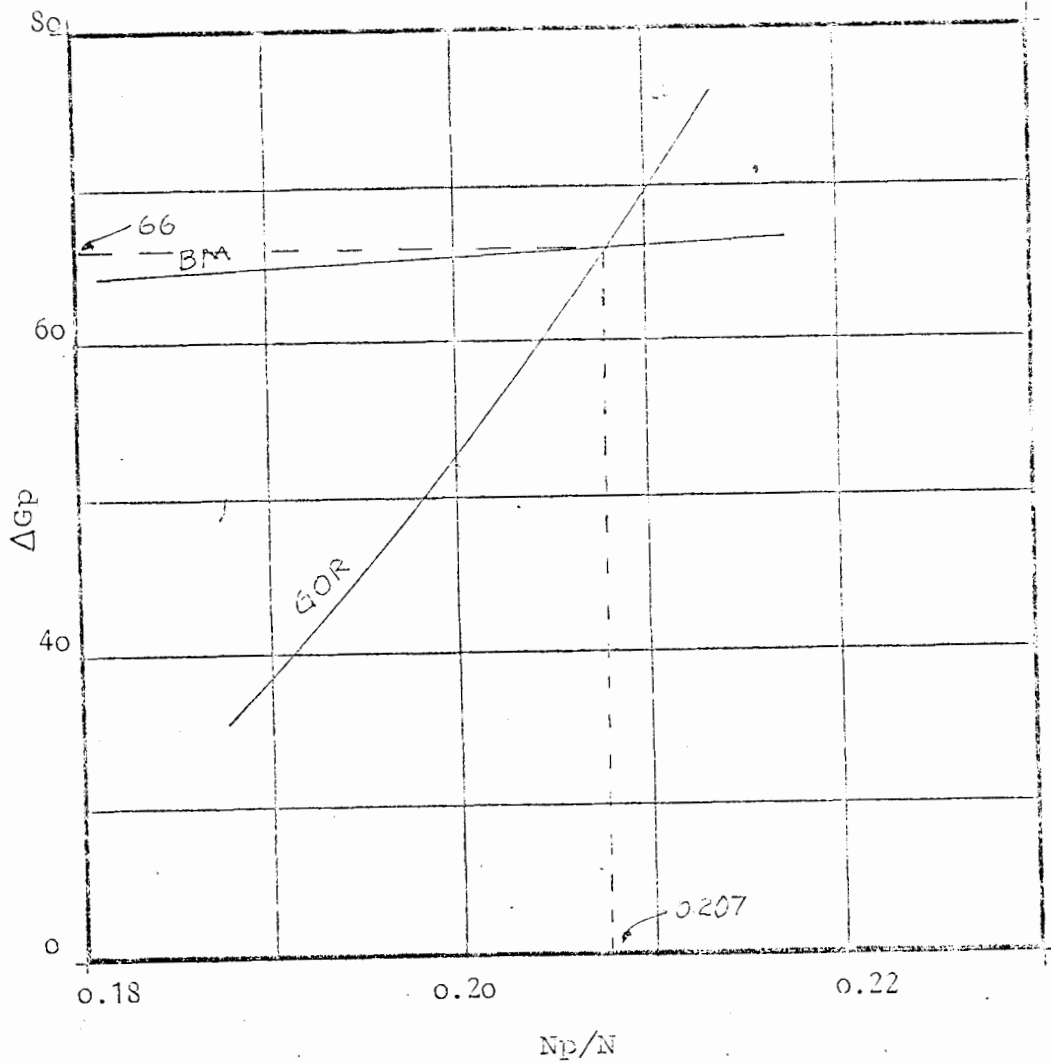


PRESION, 700 PSI

DETERMINACION DEL VERDADERO VALOR DE  $N_p/N$



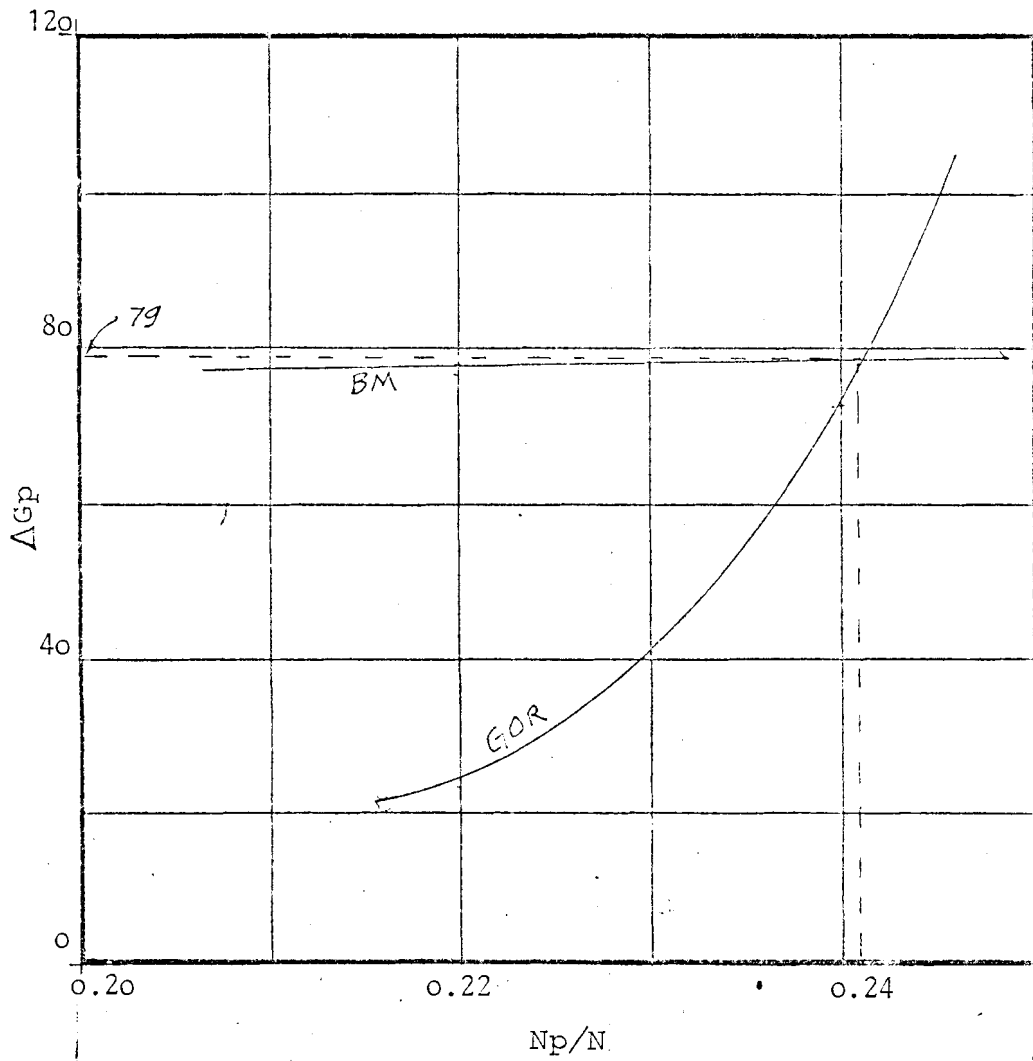
Figura No. 12



PRESION, 600 PSI

DETERMINACION DEL VERDADERO VALOR DE  $N_p/N$

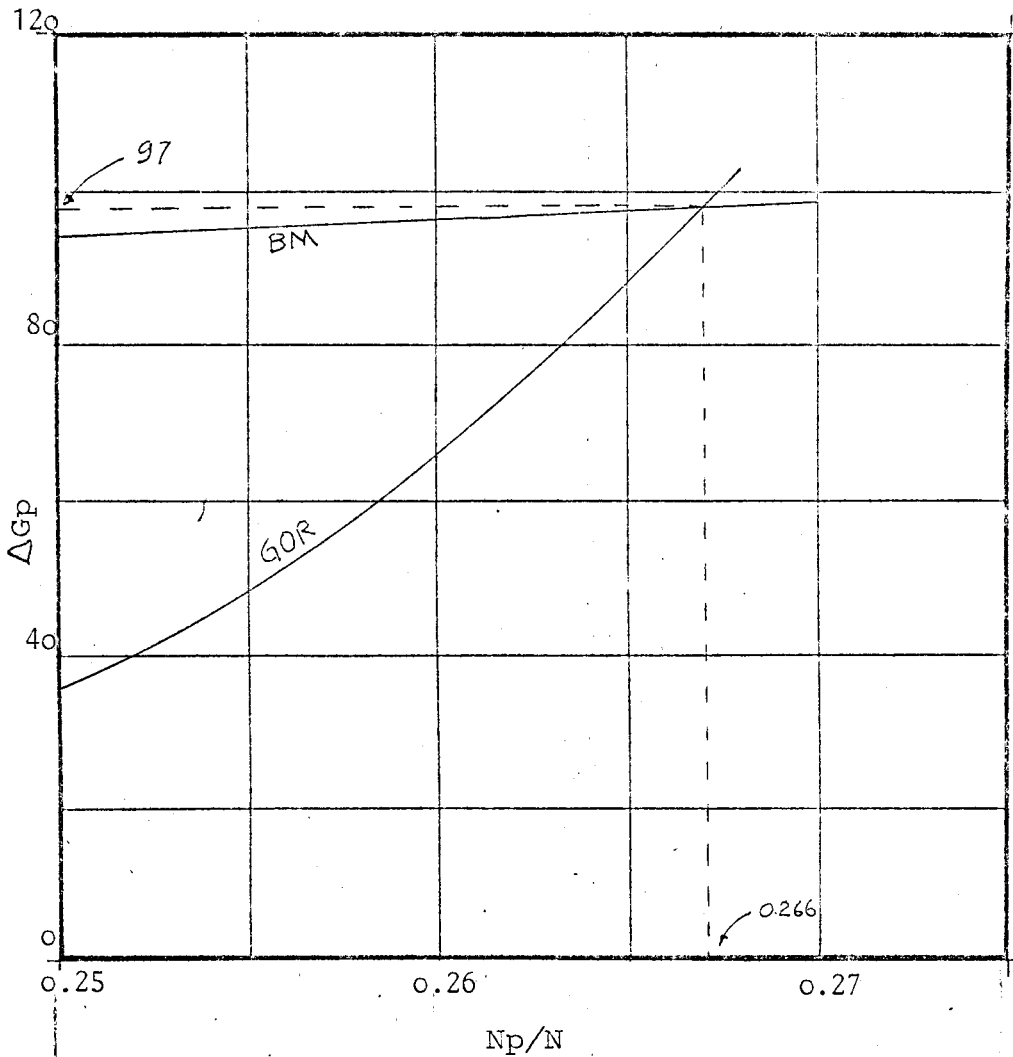
Figura No. 13



PRESION, 500 PSI

DETERMINACION DEL VERDADERO VALOR DE  $N_p/N$

Figura No. 14

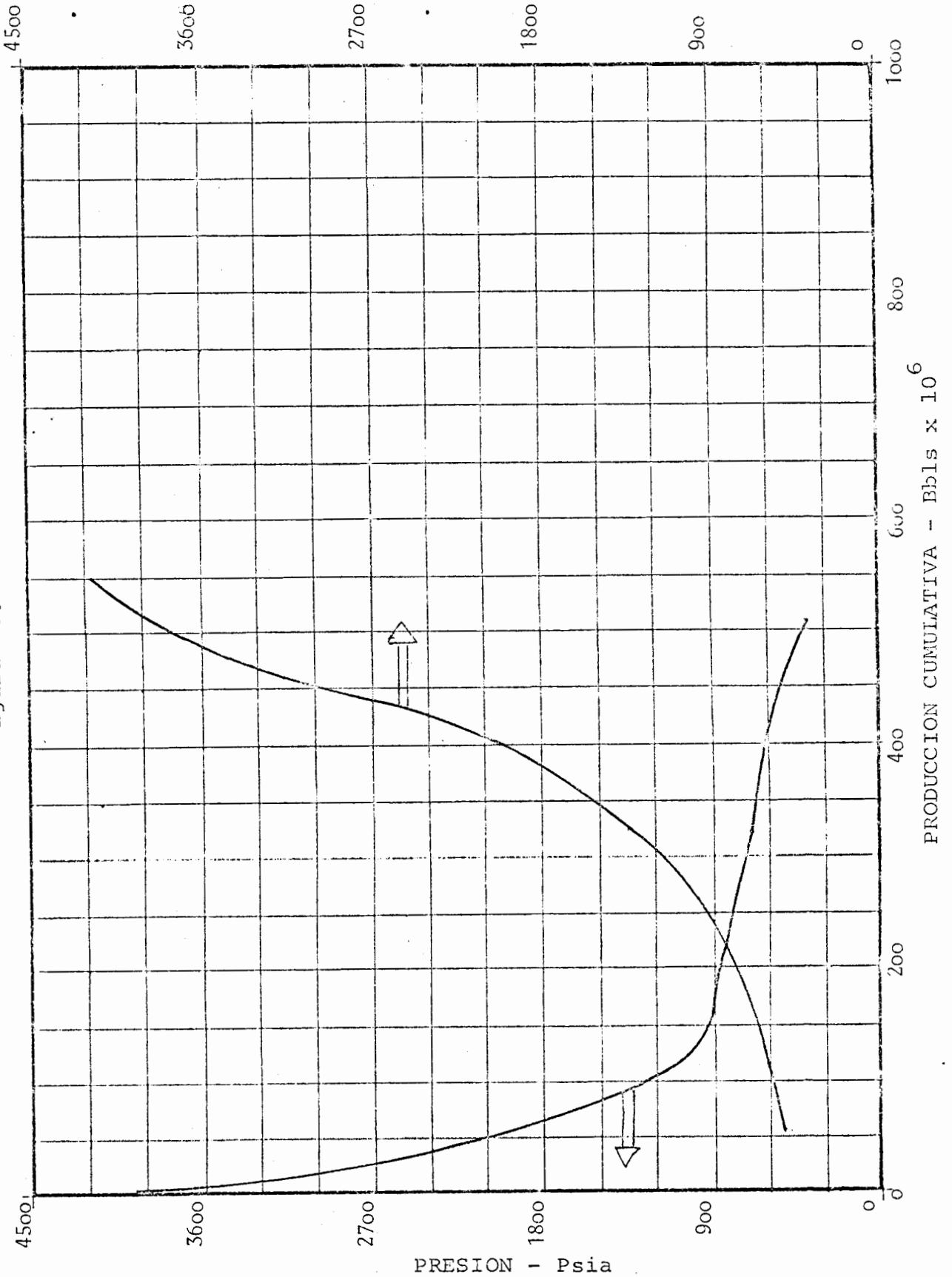


PRESION, 400 PSI

DETERMINACION DEL VERDADERO VALOR DE  $N_p/N$

RELACION GAS - PETROLEO SCF/STB x 10<sup>3</sup>

Figura No. 15



## N O M E N C L A T U R A

a	=	Constante
Bg	=	Factor de Volumen del Gas Ebls/BSTO
Bo	=	Factor de Volumen de Petróleo Bbls/BSTO
Boi	=	Factor de Volumen de Petróleo a la Presión Inicial Pi Ebls/BSTO
C	=	Constante
Co	=	Compresibilidad del Petróleo
Cw	=	Compresibilidad del agua de formación
Cf	=	Compresibilidad de la formación
Krg	=	Permeabilidad relativa al gas, Darcy
Kro	=	Permeabilidad relativa al Petróleo, Darcy
N	=	Volumen de Petróleo inicial en el Yacimiento, Bbls
Np	=	Producción acumulativa de Petróleo, BSTO
Pi	=	Presión inicial del Yacimiento, Psi
Pb	=	Presión de saturación o del punto de burbujeo Psi.
qo	=	Gasto de Petróleo
qg	=	Gasto de Gas

## N O M E N C L A T U R A

Qg	=	Tasa de Producción de Gas, Bbls/d.
Qo	=	Tasa de flujo de Petróleo STB/d.
Rs	=	Relación Gas disuelto Petróleo
S	=	Saturación, fracción
So	=	Saturación de Petróleo, fracción
Sw	=	Saturación de agua, fracción
Uo	=	Viscosidad del Petróleo, Cps
Ug	=	Viscosidad del Gas, Cps
Vp	=	Volumen de poros
Vw	=	Volumen de agua
We	=	Volumen de entrada de agua al Yacimiento, Bbls
Wp	=	Producción acumulativa de agua, Bbls

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

- 1.- B.B. Craft y M.F. Hawkins Jr. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Págs. 173, 177, 200, 206.
- 2.- S.J. Pirson "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos". Págs. 523, 524, 533, 534.
- 3.- Ramiro Pérez Palacios "Ingeniería de Yacimientos de Petróleo". Págs. 65, 66, 67.
- 4.- Emil J. Burcik "Properties of Petroleum Reservoir Fluids". Págs. 105, 110, 113.
- 5.- "Oil and Gas Property Evaluation and Reserve Estimates". Publicación del AIME. Págs. 26, 27.