

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE PETROLEO

**“EL RESERVORIO FIORELLÀ DEL  
CAMPO PETROLIFERO SELVA”**

Proyecto de Grado para optar el  
título de Ingeniero de Petróleo  
FRANZ F. DURAND WOOLCOTT



PROMOCION 1962

LIMA - PERU

**A mi madre  
con toda mi devoción**

**A N I S M A E S T R O S  
C O N P R O F U N D O R E S P E T O**

# I N D I C E

- I .- El Campo Petrolífero Selva**
  - A.- Ubicación Geográfica.- Generalidades**
  - B.- Pese Descubridor Selva 1**
  
- II .- El Reservorio Petrolífero Fiorella**
  - A.- Desarrollo del Mapa de Contorno Estructural**
    - 1.- Características físicas del Reservorio**
    - 2.- Mapa de Contorno del Tipo de la Arenisca Fiorella**
  - B.- Cálculo Volumétrico del Contenido de Petróleo Original**
    - 1.- Cálculo del Volumen Reservorio**
    - 2.- Contenido de Petróleo Original**
  - C.- Estimación de las Reservas Recuperables**
    - 1.- Primera Fórmula (Factor de Recuperación)**
    - 2.- Segunda Fórmula (Fórmula de Crane; Buckley y Arps)**
  
- III.- Predicción de Performance del Reservorio.- Programas**
  - A.- Propiedades del Reservorio Fiorella.- Justificación de Datos asumidos.**
    - 1.- Presión y Temperatura**
    - 2.- Gas en Solución.- Factor de Volumen del Petróleo**
    - 3.- Salinidad del Agua Intersticial.- Saturación de Petróleo Residual.**
  - B.- Predicción de Performance**
    - 1.- El Reservorio Fiorella produce por impulsión de agua (WD).**
    - 2.- Ecuaciones de Performance del Reservorio**



**a) Ecuación de Inmersión Agua**

**b) Ecuación de Balance de Mat.**

**3.- Forma de Aplicación de las ecuaciones.- Rol de la Presión.- El valor de los términos B y t**

**4.- Cálculo de los valores de B y t**

**5.- Predicción de Comportamiento de la Presión, e inmersión de agua.- Ejemplo Teórico.- Caso del Reservoirio Fiorella.**

### **6.- Programa de Profundación**

**1.- Datos generales del Reservoirio Fiorella**

**2.- Consideraciones Teóricas**

**3.- Programa.- Conclusiones**

## INTRODUCCION

El oriente peruano está considerado como la fuente de reservorios petrolíferos del país, al ir desgastándose los viejos campos del noroeste.

El presente trabajo es un estudio teórico-práctico sobre un campo petrolífero denominado Selva, por encontrarse en esta región del Perú. A través del presente estudio veremos algunas características muy peculiares a nuestro reservorio productivo a la par que a otros descubiertos en dicha región. La mayor parte de los datos de trabajo son reales, salvo una u otra excepción en que han tenido que asumirse por carencia de los mismos. El mayor énfasis desarrollo corresponde a la estructuración del mapa de contorno estructural del reservorio productivo Fiorella, el estudio de sus reservas, así como a la estructuración de un programa teórico de producción.

## **I.- CAMPO PETROLIFERO SELVA.-**

### **A.- Ubicación Geográfica.- Generalidades**

El campo petrolifero Selva está ubicado geográficamente a la margen derecha (hacia el Este) aguas abajo de uno de los grandes rios de nuestra amazonia.- Se halla en una región totalmente cubierta por bosque tropical, pluvioso, quedando limitada hacia el N y el NE por una parte montañosa, que es atravesada por el rio.

Para la observación geológica directa se encuentran muy buenos afloramientos tanto en los cerros antes mencionados, cuanto en la penillanura del rio, de 200 - 400 m. de altitud, que se halla intensamente cortada.

Casi toda la zona del gran rio ha sido aerofotografiada estereoscópicamente, permitiendo la interpretación foto-geológica de las formas de superficie, el establecimiento de relaciones con la observación geológica de campo; cada formación importante mapeada en el terreno es reconocible en las fotografías aéreas y su ubicación se controla por medio de ellas.

Por intermedio de los estudios antes mencionados, así como de métodos geofísicos, generalmente sísmica y gravimetría, se comprobó la existencia de una cadena de anticlinales que puede seguirse por unos 85 kms.

En las zonas aledañas a nuestro campo se perforaron primitivamente 2 pozos ubicados en anticlinales que hallaron buenos reservorios pero ninguna indicación de petróleo; posteriormente se perforaron 3 pozos mas hallando impregnación de petróleo en las zonas de areniscas, pero sin valor comercial;

por fin el pozo que denominaré Selva 1 (S-1) descubrió el reservorio del campo de ese nombre, con producción comercial.

**B.- Pozo Descubridor Selva 1.-**

El pozo descubridor del yacimiento, Selva 1, está ubicado sobre un anticlinal de unos 7 km. de largo y de 3 km. de ancho de forma ovalada. Este anticlinal forma parte de la cadena de anticlinales antes mencionados.

La secuencia estratigráfica del pozo Selva 1, esta compuesta de las siguientes formaciones:

**Formación Terciaria.- Capas Rojas Continentales.-** Estas varían en edad del Cretácico al Mioceno, en una probable intercalación salobre marina de probable edad oligocénica. Son arcillas margosas al comienzo gradando a arenosas, al principio rojas (de allí el nombre) variando después los colores. Estas capas rojas es el piso común de la selva.

**Formaciones Cretácicas.-** Son arcillas plásticas de diferentes colores. En esta formación se hallan contenidos dos cuerpos prominentes de arenas, dentro de una formación de areniscas, al medio de los cuales se halla una secuencia de margos coloreados que presenta hasta 4 interestratificaciones de areniscas. Estos cuerpos arenosos constituyen otros tantos reservorios petrolíferos, de los cuales el inferior al que denominaré Reservorio Fiorella (Arenisca Fiorella), constituye el reservorio de estudio del presente trabajo.

Al tercer cuerpo arenosos (Fiorella) lo sigue una secuencia de lutitas negras, finalmente interestratificadas con arenisca de grano fino. A continuación se halla una formación

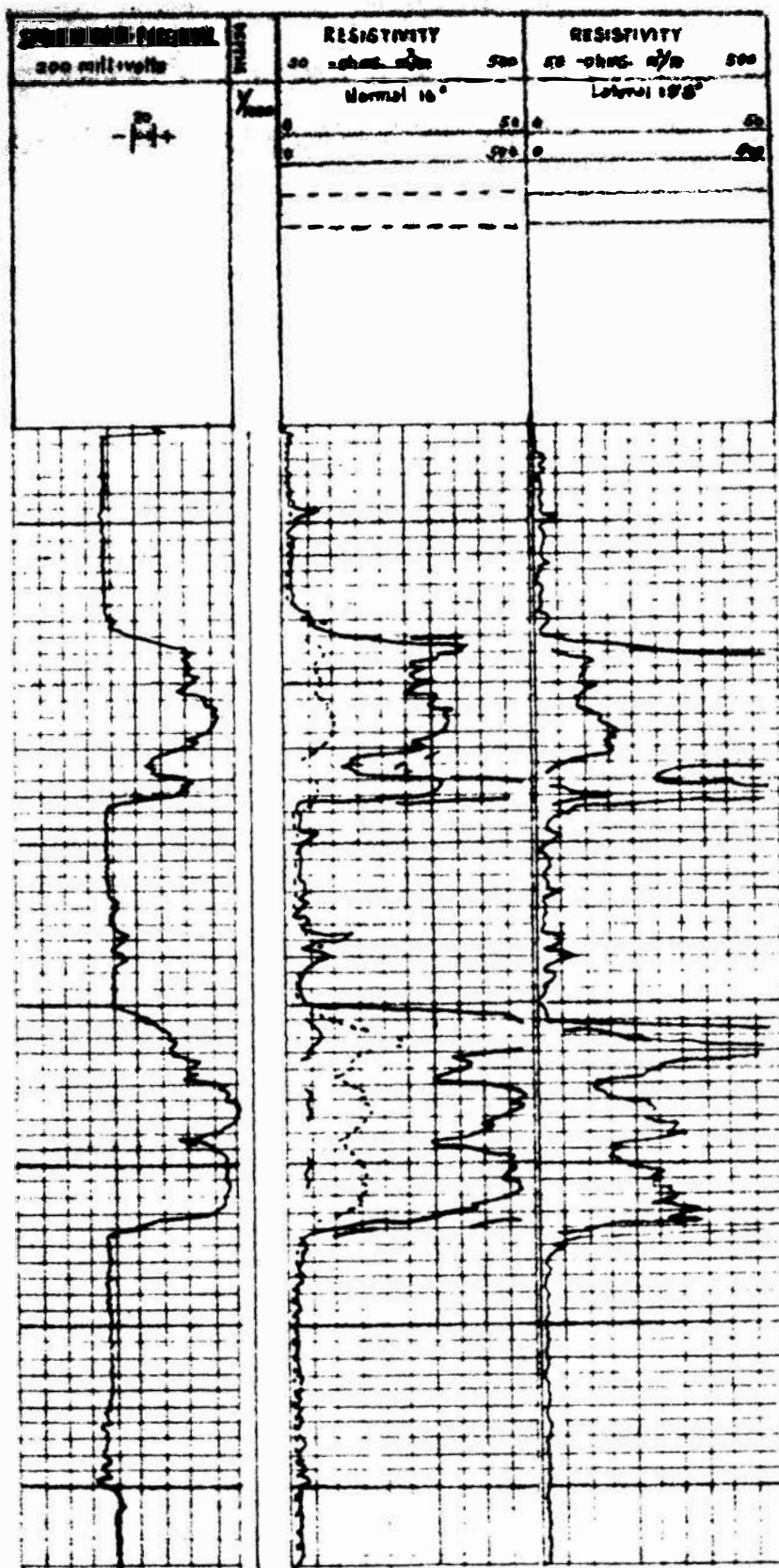
potente de arena y areniscas de colores claros; sin impregnación de petróleo y con hilillos de materia carbonosa. (Esta arena es la que constituye el reservorio de Agua Caliente al Sur de nuestro reservorio).

**Formación Paleozoica.-** El permocarbonífero, se presenta aquí en formación dura y conteniendo dolomita.

En la parte inferior presenta areniscas finas de cementación dolomítica, aumentando su contenido calcareo con la profundidad, hasta calizas con poca arena.

La profundidad final del pozo descubridor Selva 1 fue de 1963 mts. (las profundidades los expresaré en mts. para facilidad en las interpretaciones). Resultó petrolífero a la primera prueba efectuada, produciendo de la arenisca Fiorella, que presentó una fuerte potencia de arena saturada de petróleo. El pozo Selva 1 se halla casi al centro de la estructura.

En el corte de registro eléctrico del Pozo Selva 1 se notan, claramente los 3 reservorios enunciados. (gráfico No.1)



Arenisca  
Fiorella

Fig. N° 1

## II.- EL RESERVORIO FIORELLA.-

Anteriormente se ha mencionado que en el Campo Petro-  
lífero Selva se ubicaban hasta 3 reservorios petrolíferos; de  
ellos solamente el reservorio de la parte inferior, Reservorio  
Fiorella, es el objeto de estudio del presente trabajo; la po-  
sición estructural de los pozos que producen de los otros re-  
servorios, han ayudado a confeccionar el mapa de contorno es-  
tructural del tope de la arena Fiorella.

### A.- Desarrollo del Mapa de Contorno Estructural.-

1.- Características Físicas del Reservorio.- Nuestro  
reservorio está conformado por una arenisca blanquecina, cuarzosa  
muy pura y homogénea. El grano varía de medio a grueso, redon-  
deado; presenta estratificación cruzada y delgadas bandas y lentes  
de lutitas oscuras.

Es muy porosa y permeable; la potencia total de la arena es muy  
uniforme en todos los pozos, con promedio de unos 68 mts.

Los pozos ubicados estructuralmente más altos, presentan estura-  
ciones que a veces llegan a los 20 m.- En esta zona productiva  
los granos de la arena tienen un tamaño promedio de 0.25 mm.;  
la porosidad oscila entre los 20 y 25% y la permeabilidad según  
los cores (testigos) pasa a veces largamente los 1000 milidarcies.

El reservorio se encuentra en toda su extensión sobre  
una capa de agua, la misma que ha sido ubicada a 457 m.b.n.a.  
Debo mencionar que este nivel representa el cambio de 100% petró-  
leo a 100% agua, es decir que no he considerado la zona de tran-  
sición. (aprox. de 5-6 mts.), entre ambos fluidos; lo que cons-  
tituye un caso ideal. Esta agua de fondo es dulce y con un conte-  
nido de sal de aproximadamente 0.05%.

2.- El Mapa de Contorno del tope de la Arenisca Fiorella.-

En el campo Petrolifero Selva, se han completado un total de 10 pozos, de los cuales 7 producen de nuestro reservorio Fiorella y están designados correlativamente como S1. 1-2 ..... S-7.

Los pozos productores de los reservorios superiores (pozos A, B y C) han ayudado a confeccionar el mapa de contorno estructural del tope de la arenisca productiva del reservorio Fiorella.

El gráfico No.2, ubica los pozos del campo petrolifero Selva, indicando los topes de la arenisca productiva; igualmente el cuadro No.1, relaciona las profundidades de los topos (Debe notarse la poca profundidad, comparativamente, a que se ubica el reservorio).

A partir de estos datos, así como por correlación con otras estructuras del Oriente peruano, he confeccionado el Mapa de Contorno Estructural del Tope de la Arenisca Fiorella. Observando este gráfico vemos que representa un anticlinal oval-alargado, de buzamientos suaves, esto probablemente por estar ubicado junto a la parte central de la estructura. (Gráfico No.3)

B.- Cálculo Volumétrico del Contenido de Petróleo Original.-

1.- Cálculo del Volumen Reservorio.- A fin de tener valores más precisos, he empleado hasta 3 diferentes fórmulas en los cálculos de los volúmenes reservorio y luego ellos han sido promediados; las fórmulas empleadas son la Trapezoidal, la de Simpson y la Piramidal, el desarrollo de las cuales es:



CUADRO N° 1

Reservorio Fiorella

Topes de La Arenisca Productiva Fiorella

<u>Pozos</u> N°	<u>Elevación</u> m.s.n.m.	<u>Prof. Topes</u>	
		Total, m	m.b.n.m.
S - 1	209.5	651.2	441.7
S - 2	200.4	648.7	448.3
S - 3	207.5	641.0	433.5
S - 4	192.8	638.5	445.7
S - 5	207.3	641.3	434.0
S - 6	188.5	628.0	439.5
S - 7	190.0	631.2	441.2
A	187.1	643.6	456.5
B	193.8	642.0	448.2
C	216.0	672.4	456.4

**Truncoidal.-**

$$V_t = h (1/2 a_0 + a_1 + a_2 + \dots + a_{n-1} + \frac{1}{2} a_n) \times V_{se}$$

**Lineal**

$$V_l = h (a_0 + 4a_1 + 2a_2 + 4a_3 + \dots + 2a_{n-2} + 4a_{n-1} + a_n) \times V_{se}$$

**Pirramidal**

$$V_p = h (a_1 + \sqrt{a_1 a_2} + 2a_2 + \sqrt{a_2 a_3} + 2a_3 + \dots + \sqrt{a_{n-1} a_n} + a_n) \times V_{se}$$

en donde:

**h** = intervalo del contorno, m.

**a<sub>0</sub>** = área encerrada por el contorno cero, m<sup>2</sup>

**a<sub>1</sub>** = " " " " " uno "

**a<sub>2</sub>** = " " " " " dos "

**a<sub>n</sub>** = " " " " " n "

**V<sub>se</sub>** = volumen superior de la estructura; calculado mediante el promedio de dos fórmulas; considerándolo como una pirámide por  $V = 1/3 (h_n a_n)$  y considerándolo como un segmento esférico por  $V = 1/6 h_n + 1/2 a_n h_n$ ; en ambos casos es  $h_n$  la altura, calculada por interpolación, y  $a_n$  la base de la pirámide o segmento.

Debe mencionar que por carencia de planímetro, se he visto obligado a calcular las áreas encerradas por las diferentes líneas de contorno estructural por el método de compensación de figuras geométricas; se acompaña el plano que muestra el procedimiento, así como el cuadro con la relación de las áreas.

Debido a que el intervalo entre las líneas de contorno del nivel de agua (457 m.d.n.m.) y la primera (a<sub>0</sub>) no sigue el intervalo regular (5 m.), primero se ha calculado este volumen

y luego el del conjunto de líneas que siguen la regularidad. El cálculo ha sido efectuado en metros y posteriormente reducido a las unidades usuales (acres, acre-pie etc.). Se acompaña el cuadro No.2 y las hojas de cálculos respectivas.

Resumiendo los cálculos efectuados, se han hallado los siguientes resultados para las diferentes fórmulas aplicadas (sin el  $V_{ee}$ ):

Volúmen Trapezoidal	$V_t = 13'488,323 \text{ m}^3$
Volúmen Simpson	$V_s = 13'362,983 \text{ m}^3$
Volúmen Piramidal	$V_p = 13'323,933 \text{ m}^3$

$$\underline{\text{Volúmen Promedio} = 13'391,746 \text{ m}^3}$$

Para el volúmen superior de la estructura, tomando  $h = 5 \text{ m}$ . aprox. se obtiene:

Volúmen Pirámide	=	$115,165 \text{ m}^3$
Volúmen Segmento Esférico	=	$172,813 \text{ m}^3$
<u>Volúmen Promedio</u>	=	<u><math>143,989 \text{ m}^3</math></u>

por lo tanto el Volúmen Reservorio será:

$$\begin{aligned} V_p &= 13'535,735 \text{ m}^3 && \text{Volúmen Reservorio} \\ &= 10,974 \text{ Acres-ft.} && \text{Formación Fiorella} \end{aligned}$$

2.- Contenido de Petróleo Original. La fórmula para efectuar este cálculo es:

$$R = \frac{7,758 \times V_p \times \phi \times (1 - S_w)}{B_o} \text{ Ebls.}$$

siendo:

- $V_p$  = Volúmen Reservorio; Acre-ft.
- $\phi$  = Porosidad promedio; fracción
- $S_w$  = Saturación de agua connata; fracción
- $B_o$  = Factor "Volúmen de Formación"

CUADRO N° 2

Relación de Areas Encerradas por las Lineas de Contorno  
Estructural del Reservorio Fiorella

Lineas de Contorno

<u>Profundidad</u>	<u>Intervalo</u>		<u>Area</u>	
m.b.n.m.	m		m <sup>2</sup>	Acres
457.0	0	Contc.A/P	1'580,040	391.0
455.0	2.0		1'278,058	317.0
450.0	7.0		825,278	204.0
445.0	12.0		426,247	105.5
440.0	17.0		200,942	49.5
435.0	22.0		69,099	17.0

De acuerdo al estudio de los cores, se han seleccionado los siguientes valores, para el Reservoirio Fiorella:

$$V_p = 10,974 \text{ Acre-ft. (Calculado)}$$

$$\beta = 0.20 \quad (\text{Cores})$$

$$S_v = 0.20 \quad (\text{Cores})$$

$$S_o = 1.05 \quad (\text{Posteriormente se dará justificación a este valor}).$$

Si sustituimos los datos en la fórmula respectiva obtendremos (ver hoja de cálculo):

$$N = 13'621,807 \text{ Ebla.}$$

Petróleo Original  
Reservoirio Fiorella

#### Q.- Estimación de las Reservas Recuperables (Recuperación Primaria)

Nuestro reservoirio Fiorella tiene tal comportamiento en la producción (como se verá posteriormente) que la energía se restituye por impulsión de agua en forma practicamente completa, siendo la razón de esto que el reservoirio es del tipo abierto y con alta permeabilidad; es decir que al igual que la totalidad de los campos de nuestra Selva, produce por Impulsión de Agua (Water Drive); para lograr la estimación deseada debemos calcular el llamado Factor de Recuperación, para el método de producción por impulsión de agua.

Se empleado 2 fórmulas diferentes, para hallar el Factor, con fines comparativos de los resultados.

#### 1.- Factor de Recuperación.- Primera Fórmula

Según esta fórmula, la recuperación por impulso de agua, sobre la base unitaria esta definida por:

$$WR = 7.758 \beta \left( \frac{1 - S_v}{S_o} - S_{or} \right) \text{ STO por Acre-ft.}$$

en donde

- WR = Máxima recuperación, base unitaria, STO/Acre-ft.
- $\beta$  = Porosidad, fracción
- $B_0$  = Factor volumen de formación
- $S_w$  = Saturación de agua connata; fracción
- $S_{or}$  = Petróleo residual, STO, como fracción del espacio poroso; debido a la impulsión por agua. Este término se halla relacionado a la viscosidad y permeabilidad; hallándose empíricamente a partir de una tabla; la misma que se incluye como referencia.

Los datos de laboratorio son:

- $\beta$  = 20% (0.2)
- $S_w$  = 20% (0.2)
- $\mu_0$  = 2.2 cp.
- K = 350 md. Límite inferior
- = 1500 md. Límite superior

de acuerdo a los valores de la permeabilidad y al valor de la viscosidad, se halla mediante la tabla respectiva que los valores del término  $B S_{or}$  serán: (Ver hoja de cálculo)

- para: K = 350 md.       $B S_{or} = 0.385$
- K = 1500 md.      $B S_{or} = 0.3425$

Por lo tanto si reemplazamos en la fórmula (2) estos valores y consideramos para el caso que  $B = B_0$  (sin gran error) obtenemos:

- WR = 614 STO/A-ft      Límite Inferior
- WR = 676 STO/A-ft      Límite Superior

De otro lado sabemos que el petróleo original en el reservorio Fiorella es de 13'621,807 bbls. STO; y el número total de acres-ft es de 10,974, por tanto en la base unitaria el número de barriles de petróleo original por acre-ft ( $N/V_t$ ) será:

$$\frac{N}{V_t} = \frac{13'621.807}{10.974} \quad \frac{\text{STO Ebls.}}{\text{Acre-ft}} = 1241 \quad \frac{\text{STO Ebls.}}{\text{Acre-ft}}$$

de acuerdo a los límites de recuperación, los porcentajes recuperables serán:

$$\% \text{ Recup. Inf.} = \frac{WR}{N/V_t} \frac{\text{STO Ebls./Acre-ft.}}{\text{STO Ebls./Acre-ft.}} \times 100 = \frac{614}{1241} \times 100 = 49.5\%$$

$$\% \text{ Recup. Sup.} = \frac{WR}{N/V_t} \frac{\text{STO Ebls./Acre-ft.}}{\text{STO Ebls./Acre-ft.}} \times 100 = \frac{676}{1241} \times 100 = 54.5\%$$

$$WR = 49.5\% \quad \text{Inf.} \quad (2)$$

$$WR = 54.5\% \quad \text{Sup.}$$

## 2.- Segunda Fórmula

Para reservorios de impulsión de agua, es aplicable la fórmula de Craze - Buckley - ARPS que se define:

$$WR = 0.114 \neq 0.272 \log k \neq 0.256 S_w - 0.136 \log D_0 - 1.538$$

$$\neq 0.00035 h$$

siendo

$$h = \text{potencia de arena productiva} \quad 28 \text{ ft.}$$

$$k = \text{permeabilidad promedio} \quad 925 \text{ md. (se justificará$$

después) los otros valores ya definidos y conocidos; sustituyendo

$$WR = 0.114 \neq 0.272 \log 925 / 0.256 \times 0.2 - 0.136 \log 2.2 - 1.538 \neq -$$

$$0.00035 \times 28$$

efectuando se obtiene:

$$WR = 58.0\% \quad (3)$$

Teniendo en consideración las excelentes condiciones productivas del reservorio por su porosidad, permeabilidad, etc. cuanto por lo técnicamente bien llevado, en su explotación se ha permitido tomar un factor de recuperación de

$$WR = 55.0\%$$

Factor de Recuperación Promedio  
del Reservorio Fiorella

Recordemos además que primitivamente se tomó el caso ideal de considerar como nula la zona de transición agua petróleo.

## 2.- Reservas Recuperables.-

Sabemos que  $N = 13'621,807$  bbls. (petróleo original), además he estimado el factor de recuperación en 55.0%, entonces las Reservas Recuperables serán:

$$R.R = N \times WR = 13'621,807 \times 0.55$$

$$RR = 7'500,000 \text{ Bbls.}$$



Volumen Reservorio de la Arenisca Fiorella

Fórmula Trapezoidal (  $V_t$  )

$$V_t = h ( 1/2 a_0 + a_1 + a_2 + \dots + a_{n-1} + 1/2 a_n )$$

1.- Para la región del w.T. a la línea estructural inf.:

$$V_t = \frac{2}{2} ( 1'580,040 + 1'278,058 ) = 2'858,098 \text{ m}^3$$

$$V_t = 2'858,098 \text{ m}^3 \quad (1)$$

2.- Para las líneas que siguen el contorno regular:

$$V_t = 5 ( 1/2 \times 1'278,058 + 825,278 + 426,247 + 200,942 + 1/2 \times 69,099 )$$

$$V_t = 5 ( 639,029 + 825,278 + 426,247 + 200,942 + 34,549 )$$

$$V_t = 5 ( 2'126,045 ) = 10'630,225 \text{ m}^3 \quad (2)$$

El volumen total Trapezoidal será: (1) + (2)

$$\underline{V_t = 13'488,323 \text{ m}^3}$$

Fórmula de Simpson (  $V_s$  )

$$V_s = \frac{h}{3} ( a_0 + 4a_1 + 2a_2 + 4a_3 + \dots + 2a_{n-2} + 4a_{n-1} + a_n )$$

1.- Para la región del w.T. a la l.e.i.:

$$V_s = 2'858,098 \text{ m}^3 \quad ( \text{Form. Trapz. arriba} ) \quad (a)$$

$$V_s = \frac{h}{3} ( a_1 + \sqrt{a_1 a_2} + a_2 ) \quad ( \text{Form. Piramidal abajo} )$$

$$V_s = \frac{2}{3} ( 1'580,040 + \sqrt{1'580,040 \times 1'278,058} + 1'278,058 )$$

$$V_B = \frac{2}{3} ( 2'858,098 + \sqrt{2''019,382'762,320} )$$

$$V_B = 2'852,765 \text{ m}^3 \quad (b)$$

Promediando (a) y (b) obtenemos:

$$V_B = 2'855,431 \text{ m}^3 \quad (1)$$

2.- Para las líneas que siguen el contorno regular:

$$V_B = \frac{5}{3} ( 1'278,058 + 4 \times 825,278 + 2 \times 426,247 + \\ + 4 \times 209,942 + 69,099 )$$

$$V_B = \frac{5}{3} ( 6'304,531 ) = 10'507,552 \text{ m}^3 \quad (2)$$

El volumen total según Simpson será: (1) + (2)

$$\underline{V_B = 13'362,983 \text{ m}^3}$$

Fórmula Piramidal (  $V_p$  )

$$V_p = \frac{h}{3} ( a_1 + \sqrt{a_1 a_2} + 2a_2 + \sqrt{a_2 a_3} + 2a_3 + \dots + \\ + \sqrt{a_{n-1} a_n} + a_n )$$

1.- Para la región del w.T. a la l.e.i.:

$$V_p = 2'852,765 \text{ m}^3 \quad (1) \quad (\text{desarrollada arriba})$$

2.- Para las líneas que siguen el contorno regular:

$$V_p = \frac{5}{3} ( 1'278,058 + \sqrt{1'278,058 \times 825,278} + \\ + 2 \times 825,278 + \sqrt{825,278 \times 426,247} + \\ + \sqrt{426,247 \times 200,942} + 2 \times 200,942 + \\ + \sqrt{200,942 \times 69,099} + 69,099 + 2 \times 426,247 )$$

$$V_p = \frac{5}{3} ( 4'252,091 + \sqrt{1''054,753'150,124} +$$

$$+ \sqrt{351,772'271,666} + \sqrt{85,650'924,674} + \\ + \sqrt{13,884'891,258} )$$

$$V_p = \frac{5}{3} ( 6'282,701 ) = 10'471,168 \text{ m}^3 \quad (2)$$

El volumen total Piramidal será: (1) y (2)

$$\underline{V_p = 13'323,933 \text{ m}^3}$$

El volumen Reservorio promedio según las tres fórmulas es:

$$V = \frac{1}{3} ( 13'488,323 + 13'362,983 + 13'323,933 )$$

$$V = 13'391,746 \text{ m}^3 \quad (A) \quad ( \text{sin considerar el vol. superior de la estructura} )$$

Volumen Superior de la Estructura (  $V_{se}$  )

1.- Considerado como Pirámide.-  $h = 5 \text{ m}$

$$V_{se} = \frac{1}{3} ( h \times a )$$

$$V_{se} = \frac{1}{3} ( 5 \times 69,099 ) = 115,165 \text{ m}^3 \quad (1)$$

2.- Considerado como Segmento Esférico.-  $h = 5 \text{ m}$

$$V_{se} = \frac{\pi}{6} \times h^3 + \frac{a \times h}{2}$$

$$V_{se} = \frac{\pi}{6} \times 5^3 + \frac{5 \times 69,099}{2} = 172,813 \text{ m}^3 \quad (2)$$

El vol. promedio Sup. de la Estructura será: (1) + (2) / 2

$$V_{se} = 143,989 \text{ m}^3 \quad (B)$$

Por tanto el Volumen Reservorio Total sera según (A) y (B)

$$V_R = V + V_{se}$$

$$V_R = 13'341,746 + 149,989$$

$$\underline{V_R = 13'535,735 \text{ m}^3}$$

Volumen Reservorio en Acres-pié

$$V_R = 13'535,735 \text{ m}^3 = X \text{ Acres-pié} \quad (1)$$

$$X = 13'535,735 \text{ m}^3 / \text{Acres-pié} = 13'535,735 \times \frac{35.3147 \text{ pie}^3}{43,560 \text{ pie}^3}$$

$$X = 10,974 \quad \text{sustituyendo en (1)}$$

$$\underline{V_R = 10,974 \text{ Acres-pié}}$$

Por lo tanto será:

$$V_R = 13'535,735 \text{ m}^3$$

VOLUMEN RESERVORIO

$$V_R = 10,974 \text{ Acres-pié}$$

FORMACION FIORELLA

Petróleo Original del Reservorio Fiorella

$$N = 7,758 \frac{V_R \phi (1 - S_w)}{B_o} \quad (1)$$

los datos son:

$V_R$  10,974 acres-pié  
 $\phi$  20 %  
 $S_w$  20 %  
 $B_o$  1.05

sustituyendo en (1)

$$N = 7,758 \frac{10,974 \times 0.2 \times 0.8}{1.05} \text{ Bbls.}$$

$N = 13'621,807 \text{ Bbls.}$       PETROLEO ORIGINAL

Reservas Recuperables del Reservorio Fiorella

Factor de Recuperación.- Primero (WR)

$$WR = 7,758 \phi \left( \frac{1 - S_w}{B_o} - S_{or} \right) \text{ STB/acres-pié} \quad (1)$$

$$WR = 7,758 \times 0.2 \left( \frac{1 - 0.2}{1.05} - S_{or} \right) \quad (2)$$

Para hallar el término  $B S_{or}$  sabemos que:  $\phi = 0.2$  sp.

y  $K = 350 \text{ md.}$  (límite inf. ) y  $K = 1500 \text{ md.}$  ( límite sup)

Moja de Cálculos.- VI

usando la tabla respectiva tenemos que:

$$\begin{aligned} \text{para } \mu_0 &= 2.2 \text{ cp.} \\ K &= 400 \text{ md.} \end{aligned} \quad \text{será } B S_{or} = 0.37$$

entonces corrigiendo para nuestros valores:

$$\begin{aligned} K &= \underline{350 \text{ md.}} \text{ desviación de } B S_{or} = + 0.015 \\ \text{y } B S_{or} &= 0.37 + 0.015 = \underline{0.385} \end{aligned}$$

$$K = \underline{1500 \text{ md.}} \text{ desviación de } B S_{or} = - 0.0275$$

$$\text{luego } B S_{or} = 0.37 + ( -0.0275 ) = \underline{0.3425}$$

Sustituyendo en (2) y considerando para el caso que  $B = B_0$  ( sin mucho error ) obtenemos:

$$WR = 7,758 \times 0.2 \left( \frac{1 - 0.2 - 0.385}{1.05} \right) = 614 \text{ STB/acre-pié}$$

$$WR = 7,758 \times 0.2 \left( \frac{1 - 0.2 - 0.3425}{1.05} \right) = 676 \text{ STB/acre-pié}$$

De otro lado en nuestro reservorio, el número de barriles por acre-pié será:

$$\frac{N}{V_R} = \frac{13'621,807 \text{ STB}}{10,974 \text{ acre-p}} = 1,241 \text{ STB/acre-pié}$$

por lo tanto los porcentajes de recuperación esperados son:

$$R = \frac{614}{1,241} \times 100 = 49.5 \% \text{ Inferior}$$

$$R = \frac{676}{1,241} \times 100 = \underline{54.5 \% \text{ Superior}}$$

Factor de Recuperación.- Segundo (WR)

La fórmula empírica de Craze-Buckley-Arps define este factor para reservorios de impulsión por agua:

$$WR = 7,758 \phi \left( \frac{1 - S_w}{Boi} \right) \left[ 0.114 + 0.272 \log K + 0.256 S_w - 0.136 \log \phi - 1.538 \phi - 0.00035 h \right] \text{ STB/acre-pié}$$

siendo h = potencia de arena productiva = 28 pies y

K = 925 md. perm. promedio ( este dato se justifica después ). Por tanto

$$WR = 7,758 (0.2) \left( \frac{1 - 0.2}{1.05} \right) \left[ 0.114 + 0.272 \log 925 + 0.256 \times 0.2 - 0.136 \log 2.2 - 1.538 \times 0.2 - 0.00035 \times 28 \right]$$

$$WR = 7,758 \times \frac{0.16}{1.05} \left[ 0.114 + 272 \times 2.966 + 0.0512 - 0.136 \times 0.343 - 0.3076 - 0.0098 \right]$$

$$WR = 1,241 / 1.05 \left[ 0.114 + 0.80675 + 0.0512 - 0.04664 - 0.3076 - 0.0098 \right]$$

$$WR = 1,241 / 1.05 \left[ 0.6079 \right] = 720 \text{ STB/acre-pié}$$

y el porcentaje de recuperación segundo será:

$$R = \frac{720}{1,241} \times 100 = \underline{58.0 \text{ \%}}$$

### III.- PREDICCIÓN DE PERFORMANCE - PROGRAMAS

#### A.- Propiedades del Reservorio Fiorella

1.- Presión y Temperatura.- El cuadro que a continuación es expuesto, es el registro de las presiones y temperaturas de 4 pozos del reservorio; los mismos que se tomaron antes del inicio de la producción:

Pozo	Prof.	Presión	Temperatura	Grad. Presión	Grad. Temp.
$m_2$	ft.	Psia	$^{\circ}F$	Psi/ft.	$^{\circ}F/ft.$
8-1	2083	979	200	0.470	0.104
	1969	936	176	0.475	0.112
8-2	2001	962	178	0.481	0.112
	1640.5	857	158	0.508	0.104
	2083	980	200	0.470	0.104
	1804.5	886	167	0.491	0.108
	2024	962	180	0.476	0.112
	1640.5	830	158	0.505	0.104
Prom.				0.484	0.107

al observar el mismo, se comprueba fácilmente que la Gradiente de presión promedio, es ligeramente mayor que las gradientes promedio, cuyo valor es del orden de 0.465 psi/ft. correspondiente a la presión ejercida por una columna de agua salada con 8% de total de sólidos. De acuerdo a las medidas de las presiones de fondo para todos los 7 pozos productores del reservorio, el promedio para el mismo resulta 973 psi., antes de la producción, es decir que  $P_0 = 973$  psi. es la presión inicial del reservorio; obtenida sobre la base del promedio aritmético de las presiones individuales de los pozos.

Lo que si es notorio en el reservorio Fiorella, es su gradiente geotérmica sumamente elevada, pues observamos que ella es del orden de los 10.7 $^{\circ}F$  por 100 ft.; en contra posición las gradientes



normales en los diversos campos del mundo son del orden de 1°F a 2°F por cada 100 ft. o sea que en el campo Selva las gradientes geotérmicas es de 5 a 10 veces superior que las gradientes normales. Debe mencionar que esta gradiente no solo corresponde a este campo, sino que también se ha hallado en los otros campos productores de la Selva peruana (v.g. Campo Agua Caliente en el Pechitea). Al presente no existe un estudio en relación a este fenómeno. La temperatura inicial promedio del reservorio se ha estimado en  $T_0 = 193^\circ F$

## 2.- Gas en solución.- Factor de Volúmen de Formación

Otra característica muy particular a nuestro reservorio, y a otros en la Selva, es la ausencia, prácticamente de gas en solución. En efecto las medidas de GOR dieron relaciones del orden de 0.8: 1.0 y de 1.0: 1.0  $\text{ft}^3/\text{m}^3$ ; es decir GOR de aproximadamente  $5 \text{ ft}^3/\text{bbl}$ . Si tomamos en cuenta, las condiciones de presión y temperatura así como la gravedad del crudo (0.837 ó 37.5 API), deberíamos obtener un GOR del orden de los 250 - 300  $\text{ft}^3/\text{bbl}$ ; tan notable diferencia y la magnitud prácticamente fuera de escala del GOR del reservorio, hace que consideremos el crudo como un "petróleo muerto" es decir sin gas en solución; por lo tanto para todos los efectos consideraré GOR = 0 y nuestro reservorio será del tipo de Sistema de dos fases. Tampoco existen para este fenómeno ningún estudio.

Si tenemos en cuenta las características de presión, temperatura y GOR, en los gráficos respectivos se hallan valores de 1.04 y 1.07 para el Factor de Volúmen de Formación. Quien sobre una  $f_{\text{vs}}$  sea típica para hallar este FVF sea la propuesta:

$$F_{\text{vs}} = 1.05 + 0.0005 R_p$$

**3.- Salinidad del Agua Intersticial.- Saturación de  
Petróleo Residual.**

Un fenómeno sumamente interesante y muy particular también a nuestro reservorio Fiorella es el relativo a la salinidad de su agua intersticial (connata). Observemos el siguiente cuadro comparativo de los análisis del contenido salino entre 2 pozos de nuestro reservorio y pozos de otras áreas; los resultados se reportan en miligramos por litro.

No. de Análisis	Sistema	Forma- siga	Principales const. mg/lit.				Total Soli- dos mg/lit.
			<u>N</u> <sub>a</sub>	<u>N</u> CO <sub>3</sub>	<u>SO</u> <sub>4</sub>	<u>Cl</u>	
8 - 4	Cretácico	Fiorella	79	211	0	Min.	290
8 - 2	Cretácico	Fiorella	505	940	297	0	1,742
6	Cretácico	Frontier	820	340	0	820	1,980
			USA 8200	4900	90	12800	25,990
45	Cretácico	F. Wall Creek	200	1000	T	220	1,440
			USA 5320	5460	60	5940	16,780
50	Cretácico	S. Wall Creek	1740	890	T	1170	3,800
			USA 7000	6950	880	6600	21,430
3	Cretácico	Viking	6400	580	20	6400	13,400
			Canadá 19000	840	40	29200	49,080
27	Cretácico	Blairmore	2200	190	0	2800	5,190
			Canadá 20300	1300	3500	38900	64,000
7	Cretácico	Lagunillas Pora Igota	2000	5260	0	90	7,350

Venezuela

En cada columna los valores indican los mínimos y máximos dentro del total del número de análisis.

Explicadamente se concluye que el agua conata de nuestro reservorio Fioresella, presenta una salinidad en sustrato reducida y muy inferior a la mayoría de las que se presentan en los reservorios de otras latitudes. Si consideramos que la composición del agua de mar contiene 34,540 ppm. de elementos salinos, se puede concluir que prácticamente el agua del reservorio Fioresella es dulce. Este fundamento sumamente interesante queda reflejado al observar el registro eléctrico del pozo Selva 1, en la curva de potencial espontáneo; la desviación de la misma en vez de seguir el curso negativo (hacia la izquierda) se desvía hacia la parte positiva (hacia la derecha). La explicación de esta aparente anomalía es la dulzura del agua de formación en contrapunto con la del agua del lodo de perforación.

Debido a esta última razón, la interpretación cuantitativa a partir de los registros eléctricos, de las características de la formación, es prácticamente imposible pues ese fuera de lo convencional. Por esta razón el EOS ( $S_{or}$ ) lo he asumido a partir de las características físicas de la roca reservorio de acuerdo a la tabla No.3 y teniendo en cuenta la gravedad del crudo.

El valor, conservador, obtenido para la saturación de petróleo residual es  $S_{or} = 0.33$  este valor aparentemente un poco alto, no es tal si consideramos también que nuestro petróleo no tiene gas; en efecto "experimentos de laboratorio han demostrado que la recuperación del WD se mejora como resultado del establecimiento de una saturación libre, de gas en el reservorio. Son varias las razones para sostener tal afirmación. Una de ellas establece que dada que la tensión interfacial del sistema gas-petróleo

CUADRO N° 3

Tabla para la Elección del Término  $S_{or}$

Corrección por tendencia de viscosidad para  $K = 400$  md

Viscosidad del petróleo, $\mu_o$ , cps	Petróleo residual en el reservorio, $B S_{or}$
0.20	0.30
0.5	0.32
1.0	0.345
2.0	0.37
5.0	0.405
10.0	0.435
20.0	0.465

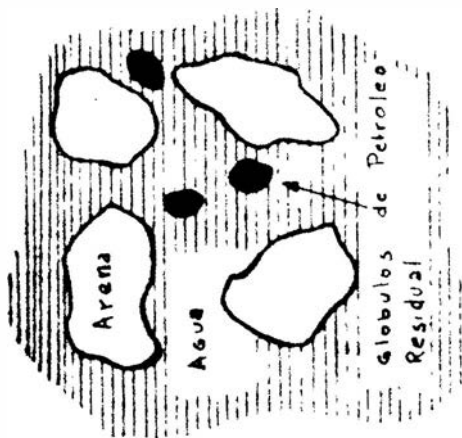
Corrección por tendencia de permeabilidad  $K \neq 400$

Permeabilidad pro- medio, md, $K_{av}$	Desviación de $B S_{or}$ por tendencia de la viscosidad
50	0.12
100	0.09
200	0.06
400	0.00
500	-0.02
1000	-0.01
2000	-0.045
5000	-0.085

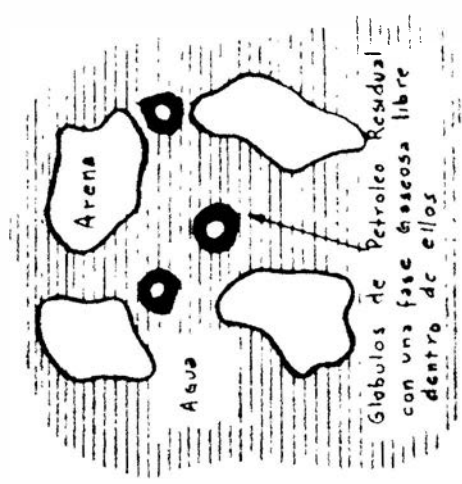
es ~~mas~~ que la del sistema gas-agua, en un sistema de tres fases conteniendo gas, petróleo, agua, los fluidos del reservorio tienden a acomodarse exitosamente con la menor relación de energía. Este caso implicaría que las volutas de gas se empujarían ellas mismas en un glóbulo de petróleo. Bajo las mismas el trabajo efectivo de cualquier glóbulo de petróleo que empujara algo de gas. Cuando el petróleo es desplazado por el agua, los glóbulos de petróleo se reducen al mismo tamaño, de acuerdo a la ecuación de Rayle. Si existe una burbuja de gas dentro de un glóbulo de petróleo, la cantidad de petróleo residual dejado en el reservorio, se reduciría por el tamaño de la burbuja de gas que está dentro del glóbulo de petróleo. Esto se ilustra en la siguiente FIG. Se puede ver que los diámetros externos de los glóbulos de petróleo residual son los mismos en ambas vistas. Sin embargo la vista B, el centro del glóbulo residual de petróleo, no es petróleo sino gas. Por lo tanto en la vista B, la altura de la altura residual de petróleo está reducida por el tamaño de la burbuja de gas dentro del glóbulo de petróleo".

**B.- Producción de Petróleo del Reservorio.- Programas de Producción.**

1.- El reservorio Morelia produce por impulsión de agua.- **RD.**  
En efecto si observamos la tabla y el gráfico de producción acumulada Vs. presión hasta Agosto de 1964:



A



B

PRODUCCION

<u>Producción</u>	<u>Petróleo</u> <u>Pbls.</u>	<u>Agua</u> <u>Pbls.</u>	<u>Presión</u> <u>Pbl.</u>
Acto. 1959	0	0	975 (P <sub>o</sub> )
Acto. 1960	98,520	0	966
Acto. 1961	214,629	0	964
Acto. 1962	713,289	1,024	963
Acto. 1963	1'178,114	5,428	962
Acto. 1964	1'592,268	20,000	-

Usualmente vemos que la declinación de la presión es gradual y mínima, siendo sus variaciones prácticamente negligibles. Esta característica es típica de los reservorios que producen por impulsión por agua (water drive); observándose casos de reservorios de este tipo, que producen muchos miles de barriles por unas pocas libras de caída de presión. En el caso de nuestro reservorio Piorolla estamos palpando, que el remplazamiento del petróleo (no hay producción de gas) que se extrae, se produce prácticamente volúmen por volúmen por el agua que ingresa dentro de nuestro reservorio.

Podría observarse las entidades mínimas de producción de agua, las mismas que corresponden a los pozos más bajos estructuradamente, indicándose esta de que el agua ingresa de una manera uniforme, debido también a la homogeneidad de la arena productiva.

Como nuestro reservorio no posee casquete de gas, el gas en solución, por tanto la presión del mismo es mantenida por la impulsión de agua.

## 2.- Ecuaciones de Performance del Reservorio.

Dos son las ecuaciones básicas para fijar o predecir el comportamiento de un reservorio por impulsión de agua, estas ecuaciones son:

a.- Ecuación de incursión de agua (Water Encroachment)

b.- Ecuación de balance de materiales

a.- Ecuación de Incursión de Agua.- La ecuación generalizada para la incursión de agua tiene la forma típica de:

$$W_{\theta} = C \sum_{\theta}^i P(\theta) (\Delta\theta)$$

en donde C representa la constante de incursión de agua, y P ( $\theta$ ) es la presión en función del tiempo.

En su forma más simple sería:

$$P(\theta) = \Delta P \quad (\text{Schilthuis})$$

y la ecuación sería una de estado continuo, pues es evidente que sin considerar la magnitud de las presiones, o del tiempo, involucradas, una caída de presión dada, durante un específico intervalo, siempre dará idénticos valores de incursión de agua. Una corrección por tiempo es considerar  $P(\theta) = P/\log \theta$  (Hurst). En otros casos es  $P =$  presión actual menos presión media del campo.

En reservorios como el nuestro con una activa incursión de agua, si usamos ecuaciones del estado continuo, no rendirán predicciones reales.

Por ello la fórmula a utilizarse corresponde a una de estado discontinuo propuesta por los autores Hurst and Van Everdingen; ellos consideran en la forma típica anterior que

$$P(\theta) \Delta\theta = Q(t_p) \Delta P$$



en donde  $t_d$  es un tiempo adimensional y  $P$  es cualquier declinación finita de la presión.

El valor de  $t_d$  es obtenido a partir de:

$$t_d = \frac{k t}{\mu \beta c R^2}$$

Donde

$t_d$  = tiempo adimensional

$t$  = tiempo, segundos

$k$  = permeabilidad, darcys

$\mu$  = viscosidad, centipoises

$\beta$  = porosidad, fracción

$c$  = compresibilidad efectiva del agua, vol/vol/atmosf.

$R$  = radio del reservorio, centímetros

Si reducimos la anterior ecuación a las unidades usuales de  $t$  = días;  $k$  = darcys;  $\mu$  = cp;  $\beta$  = fracción;  $c$  = vol/vol/psi; y  $R$  = ft. resulta en:

$$t_d = 6.323 \frac{k t}{\mu \beta c R^2} \quad (a)$$

La ecuación de la inmersión de agua resultante es:

$$W_e = 1.119 \beta c R^2 \Delta P Q(t)$$

ó

$$W_e = B \Delta P Q(t) \quad (b)$$

en donde

$W_e$  = inmersión de agua acumulativa, bbls.

$\Delta P$  = caída de presión, psi.

$Q(t)$  = inmersión de agua, adimensional (Tablas)

$B = 1.119 \beta c R^2 h$

Las fórmulas se deducen a partir de la ecuación de difusividad. Por la naturaleza dimensional del tiempo y de la incursión de agua, las soluciones de tal ecuación son generales y pueden aplicarse a cualquier reservorio en donde el flujo de agua es de naturaleza radial. Las ecuaciones a y b son las que utilizaré para elaboración de los programas de producción.

Para aclarar conceptos en cuanto a las deducciones de la fórmula, estos se hallan desarrollados en las hojas de cálculo.

b.- Ecuación de Balance de Materiales.- La ecuación general de balance de materiales es:

$$N = \frac{N_p \left[ \frac{B_o}{B_g} (R_p - R_g) \right] - (W_e - W_p)}{B_{oi} \left[ \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right] + B_g (R_{si} - R_g) - (B_{oi} - B_o)}$$

donde:

N = petróleo original

$N_p$  = petróleo producido

B = Factor volumen formación, general (gas-petróleo, inicial etc.)

R = Gas de solución general (inicial, producido etc.)

$W_e$  = agua incursionada en el reservorio

$W_p$  = agua producida

M = relación tamaño: reservorio, casquete de gas

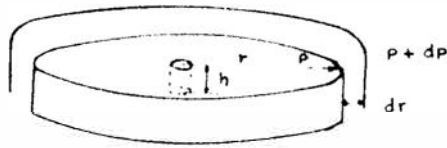
Anteriormente puntualizamos que se consideraría la no existencia de gas en reservorio; por lo tanto la ecuación anterior se reduce a:

$$N = \frac{N_p (B_o) - (W_e - W_p)}{B_o - B_{oi}}$$

en relación al agua de incursión ( $W_e$ ) la ecuación tomará la forma

Ecuación de Incurción de Agua (  $h_e$  )

Tenemos el siguiente sistema radial



el volumen de algún elemento con radio r es:

$$V = \pi r^2 h \phi \quad (1) \quad \text{si diferenciamos}$$

$$dV = 2 \pi r h \phi dr \quad (2)$$

siendo dV el volumen elemental desarrollado como resultado de incrementar el radio del elemento de r a r + dr.- De otro lado la compresibilidad de un fluido, ligeramente compresible, puede expresarse como el cambio en volumen por unidad de volumen por unidad de caída de presión, o:

$$c = \frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (3)$$

aquí el término V equivale al término dV de (2), si sustituimos esta ec. en (3) y resolvemos para dV, el cambio en volumen del elemento incremental con un cambio en la presión dp, resulta en

$$dV = c 2 \pi r h \phi (dr)(dp) \quad (4)$$

el intervalo de cambio de este volumen incremental es:

$$\frac{dV}{dt} = c 2 \pi r h \phi (dr) \left( \frac{dp}{dt} \right) \quad (5)$$

de la ecuación de continuidad es:

$$\frac{dV}{dt} = dq \quad (6) \quad \text{combinando (5) y (6)}$$

$$dq = c 2 \pi r h \phi \left( \frac{dr}{dt} \right) \left( \frac{dp}{dt} \right) \quad (7)$$

o también

$$\frac{dq}{dr} = c \ 2 \pi r h \phi \left( \frac{dp}{dt} \right) \quad (8)$$

la ecuación de Darcy para el flujo radial es:

$$q = \frac{2 \pi K h r}{\mu} \left( \frac{dp}{dr} \right) \quad (9) \quad \text{si diferenciamos}$$

$$\frac{dq}{dr} = \frac{2 \pi K h}{\mu} \left( r \frac{d^2 p}{dr^2} + \frac{dr}{dr} \right) \quad (10)$$

combinando (8) y (10)

$$c \ 2 \pi r h \phi \left( \frac{dp}{dt} \right) = \frac{2 \pi K h}{\mu} \left( r \frac{d^2 p}{dr^2} + \frac{dp}{dr} \right) \quad (11)$$

simplificando y ordenando:

$$\frac{d^2 p}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dp}{dr} = \frac{\mu \phi c}{K} \frac{dp}{dt} \quad (12)$$

si observamos que el término  $\mu \phi c / K$  será " esencialmente constante para cada reservorio y lo hacemos igual a  $1/\eta$

$$\frac{d^2 p}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dp}{dr} = \frac{1}{\eta} \frac{dp}{dt} \quad (13)$$

Esta es la ecuación de "difusividad", que se ha usado para calcular el flujo de flúidos en medios porosos, así como para flujo de calor y electricidad. El término  $\eta = K / \mu \phi c$  se conoce como constante de difusividad. Una solución de esta ecuación, con los datos adecuados, permite calcular el régimen de incursión de agua dentro de un reservorio.

Con el objeto de aplicar la ecuación de una manera independiente a las dimensiones del sistema y a las propiedades roca-flúido, se obtiene una solución más general utilizando

un tiempo reducido o adimensional; quedando la ec. (13):

$$\frac{d^2 p}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dp}{dr} = \frac{1}{\gamma} \frac{dp}{dt_D} \quad (14)$$

en esta ecuación es:

$$t_D = \frac{K t}{\mu \phi c R^2} \frac{\text{darcies x segs.}}{\text{cp. x atm}^{-1} \text{ x cm}^2} \quad (\text{Tiempo adimensional})$$

que reducido a unidades comunes de días; cp; vol/vol/psi y pies resulta:

$$t_D = \frac{K t}{\mu \phi c R^2} \frac{24 \times 60 \times 60}{14.7 \times (2.54 \times 12)^2}$$

$$t_D = 6.323 \frac{K t}{\mu \phi c R^2} \quad (15)$$

La solución más conveniente para la Ingeniería de Reservorios, de la ecuación de la difusividad (sistema plano radial) pertenece a Van Everdingen y Hurst, los que mediante las transformaciones de Laplace resolvieron la ecuación y obtuvieron:

$$W_e = \frac{2 \pi c \phi R^2 h \Delta p Q(t)}{5.615}$$

$$W_e = 1.119 c \phi R^2 h \Delta p Q(t) \quad \text{en donde:}$$

$W_e$  = incursión de agua acurulativa; bbls .

$\Delta p$  = caída de presión; psi

$Q(T)$  = incursión de agua adimensional; tablas

5.615 = factor de conversión; ft<sup>3</sup> a bbls.

La ecuación anterior también se expresa:

$$\underline{W_e = B \times \Delta p Q(t)} \quad (16)$$

$$\text{siendo } B = 1.119 \text{ c } \emptyset R^2 h \quad (17)$$

Las soluciones de Van Everdingen y Hurst están presentadas en la forma de tiempo adimensional ( $t_D$ ) y de incursión adimensional,  $Q(t)$  ; siendo por tanto de aplicación general para reservorios de incursión de agua radial. Las soluciones vienen en tablas y también en forma gráfica.

**RADIAL FLOW, CONSTANT TERMINAL PRESSURE AND CONSTANT  
TERMINAL RATE CASES FOR INFINITE RESERVOIRS**

( After van Everdingen and Hurst, courtesy AIME )

$t_0$	$Q_{in}$	$P_{in}$	$t_0$	$Q_{in}$	$P_{in}$
1.0 (10) <sup>-2</sup>	0.112	0.112	3.0 (10) <sup>2</sup>	10.52 (10) <sup>1</sup>	3.763
5.0 (10) <sup>-2</sup>	0.278	0.277	4.0 (10) <sup>2</sup>	13.97 (10) <sup>1</sup>	3.916
1.0 (10) <sup>-1</sup>	0.404	0.315	5.0 (10) <sup>2</sup>	16.24 (10) <sup>1</sup>	3.976
1.5 (10) <sup>-1</sup>	0.510	0.376	6.0 (10) <sup>2</sup>	18.97 (10) <sup>1</sup>	3.608
2.0 (10) <sup>-1</sup>	0.606	0.424	7.0 (10) <sup>2</sup>	21.60 (10) <sup>1</sup>	3.684
2.5 (10) <sup>-1</sup>	0.689	0.465	8.0 (10) <sup>2</sup>	24.23 (10) <sup>1</sup>	3.750
3.0 (10) <sup>-1</sup>	0.757	0.503	9.0 (10) <sup>2</sup>	26.77 (10) <sup>1</sup>	3.807
4.0 (10) <sup>-1</sup>	0.898	0.569	1.0 (10) <sup>3</sup>	29.31 (10) <sup>1</sup>	3.860
5.0 (10) <sup>-1</sup>	1.020	0.616	1.5 (10) <sup>3</sup>	4.136 (10) <sup>2</sup>	
6.0 (10) <sup>-1</sup>	1.140	0.659	2.0 (10) <sup>3</sup>	5.315 (10) <sup>2</sup>	
7.0 (10) <sup>-1</sup>	1.251	0.702	2.5 (10) <sup>3</sup>	6.466 (10) <sup>2</sup>	
8.0 (10) <sup>-1</sup>	1.361	0.735	3.0 (10) <sup>3</sup>	7.590 (10) <sup>2</sup>	
9.0 (10) <sup>-1</sup>	1.467	0.772	4.0 (10) <sup>3</sup>	8.757 (10) <sup>2</sup>	
1.0	1.570	0.802	5.0 (10) <sup>3</sup>	11.00 (10) <sup>2</sup>	
1.5	2.032	0.937	6.0 (10) <sup>3</sup>	13.95 (10) <sup>2</sup>	
2.0	2.492	1.020	7.0 (10) <sup>3</sup>	15.29 (10) <sup>2</sup>	
2.5	2.937	1.101	8.0 (10) <sup>3</sup>	18.00 (10) <sup>2</sup>	
3.0	3.289	1.169	9.0 (10) <sup>3</sup>	19.99 (10) <sup>2</sup>	
4.0	3.897	1.275	1.0 (10) <sup>4</sup>	21.96 (10) <sup>2</sup>	
5.0	4.541	1.362	1.5 (10) <sup>4</sup>	3.196 (10) <sup>3</sup>	
6.0	5.148	1.436	2.0 (10) <sup>4</sup>	4.079 (10) <sup>3</sup>	
7.0	5.729	1.500	2.5 (10) <sup>4</sup>	4.994 (10) <sup>3</sup>	
8.0	6.284	1.556	3.0 (10) <sup>4</sup>	5.891 (10) <sup>3</sup>	
9.0	6.86	1.608	4.0 (10) <sup>4</sup>	7.624 (10) <sup>3</sup>	
1.0 (10) <sup>1</sup>	2.417	1.651	5.0 (10) <sup>4</sup>	9.342 (10) <sup>3</sup>	
1.5 (10) <sup>1</sup>	2.965	1.729	6.0 (10) <sup>4</sup>	11.03 (10) <sup>3</sup>	
2.0 (10) <sup>1</sup>	3.239 (10) <sup>1</sup>	1.760	7.0 (10) <sup>4</sup>	12.69 (10) <sup>3</sup>	
2.5 (10) <sup>1</sup>	3.485 (10) <sup>1</sup>	2.067	8.0 (10) <sup>4</sup>	14.33 (10) <sup>3</sup>	
3.0 (10) <sup>1</sup>	3.68 (10) <sup>1</sup>	2.187	9.0 (10) <sup>4</sup>	15.91 (10) <sup>3</sup>	
4.0 (10) <sup>1</sup>	3.898 (10) <sup>1</sup>	2.282	1.0 (10) <sup>5</sup>	17.56 (10) <sup>3</sup>	
5.0 (10) <sup>1</sup>	4.092 (10) <sup>1</sup>	2.368	1.5 (10) <sup>5</sup>	2.828 (10) <sup>4</sup>	
6.0 (10) <sup>1</sup>	4.260 (10) <sup>1</sup>	2.426	2.0 (10) <sup>5</sup>	3.308 (10) <sup>4</sup>	
7.0 (10) <sup>1</sup>	4.388 (10) <sup>1</sup>	2.580	2.5 (10) <sup>5</sup>	4.066 (10) <sup>4</sup>	
8.0 (10) <sup>1</sup>	4.591 (10) <sup>1</sup>	2.64	3.0 (10) <sup>5</sup>	4.817 (10) <sup>4</sup>	
9.0 (10) <sup>1</sup>	4.792 (10) <sup>1</sup>	2.672	4.0 (10) <sup>5</sup>	6.267 (10) <sup>4</sup>	
1.0 (10) <sup>2</sup>	4.930 (10) <sup>1</sup>	2.722	5.0 (10) <sup>5</sup>	7.699 (10) <sup>4</sup>	
1.5 (10) <sup>2</sup>	5.980 (10) <sup>1</sup>	2.921	6.0 (10) <sup>5</sup>	9.113 (10) <sup>4</sup>	
2.0 (10) <sup>2</sup>	6.596 (10) <sup>1</sup>	3.064	7.0 (10) <sup>5</sup>	10.31 (10) <sup>4</sup>	
2.5 (10) <sup>2</sup>	7.120 (10) <sup>1</sup>	3.178	8.0 (10) <sup>5</sup>	11.21 (10) <sup>4</sup>	
			9.0 (10) <sup>5</sup>	13.26 (10) <sup>4</sup>	

$$W_e (mb) = (W_p B_0 / W_p) - H (B_0 - B_{oi})$$

que es la de aplicación inmediata a nuestro caso.

### 3.- Forma de aplicación de las ecuaciones.-

De la solución teórica, parece que se podría calcular la incursión de agua a partir de la geometría del reservorio, de sus propiedades físicas y de las propiedades físicas del agua. Sin embargo, esto generalmente no es posible en la práctica debido a las dificultades en la determinación de valores precisos o representativos de la permeabilidad y de la potencia de arena productiva. Sobre todo el valor de la permeabilidad generalmente se determina de manera optimista, y los análisis de los cores finden valores demasiado altos, a pesar de razonables correcciones por efecto de Klinkenberg y de saturación, de manera que tales valores son raramente representativos de la roca reservorio. También son causa de error en la apreciación de la permeabilidad representativa del campo, la presión geostática y la hidratación de las arcillas.

La técnica mas efectiva, usado para predecir el comportamiento de campos WD, consiste en calcular el regimen de incursión de agua a partir de las estadísticas pasadas. La fórmula generalmente usada para cálculo de la incursión de agua es:

$$W_0 = B \sum \Delta P \times Q(t)$$

en donde  $\sum \Delta P Q(t) = (P_1 - P_1)Q(t_1) + (P_1 - P_2)Q(t_2) + \dots + (P_{n-1} - P_n)Q(t_n)$ ,

en donde  $P_1; P_2 \dots P_{n-1}; P_n$  representan las reducciones de la presión en distintos periodos.



Sin embargo se ha hallado que en vez de usar la caída total de presión durante un primer período una mejor aproximación es utilizar  $1/2 (P_1 - P_1)$  como efectiva durante todo ese primer período. Para el segundo período la caída de presión efectiva será entonces, la mitad de la caída durante el primer período,  $1/2 (P_1 - P_1)$ , mas la mitad de la caída de presión durante el segundo período  $1/2 (P_1 - P_2)$  lo que se simplifica a:

$$1/2 (P_1 - P_1) + 1/2 (P_1 - P_2) = 1/2 (P_1 - P_2)$$

Durante un tercer período la caída efectiva de presión será la mitad de la segunda caída,  $1/2 (P_1 - P_2)$ , mas la mitad de la tercera  $1/2 (P_2 - P_3)$  lo que se simplifica a:  $1/2 (P_1 - P_3)$ .

Lo anterior tiene su explicación en la naturaleza de la transmisión de la presión y su acción relativa a la inmersión de agua. En efecto al imponer una reducción de presión al reservorio,  $(P_1 - P_1)$ , esta se transmite en forma de ondas del reservorio a la acuífera, originando una expansión de la misma, la cual, para que alcance la presión final  $P_1$  debe de pasar un determinado lapso.

Si algún tiempo después que se ha estabilizado la presión en  $P_1$ , se reduce a otra  $P_2$ , se formará una nueva onda dentro de la acuífera; esta nueva presión también causará expansión-inmersión de la acuífera dentro del reservorio. Sin embargo esta nueva caída no será  $P_1 - P_2$ , sino  $P_1 - P_2$ . Esta segunda onda de presión se estará moviendo detrás de la primera, y exactamente delante de la segunda onda de presión, estará la presión final de la pri-

"Dado que estas ondas de presión son asumidas que ocurren en diferentes lapsos, ellas son enteramente independientes una de la otra. De esta manera la expansión del agua continuará teniendo lugar como resultado de la primera salida de presión, no obstante que adicional volumen de inmersión de agua esta también teniendo lugar como resultado de una o mas reducciones posteriores de presión. Con el objeto de determinar la inmersión total de agua dentro del reservorio en cualquier momento, es necesario determinar la inmersión de agua como resultado de cada una de tales sucesivas salidas de presión que han tenido lugar en el reservorio y la sumárlas."

b.- Valores del término B y  $t_d$ .-- Por las mismas razones anteriormente, tanto el término B como,  $t_d$ , no piden a partir de sus soluciones teorías valores reales. En el primer caso B = 1.119  $\beta$  o  $K^2$ , nos servirá como un valor guía de aproximación; y el valor mismo de B lo hallaremos de estadísticas pasadas en relación con la ec. de balance de materiales.

La evaluación del término  $t_d$  a partir de su ecuación  $t_d = 6.323 Kt/\alpha \beta$  o  $K^2$ , es también incierta y solo se considera como una aproximación, es posible sin embargo, al hallar el valor de B por estadísticas, ajustar los valores de K (como en nuestro caso) y de esta forma razonable y de esta manera calcular valores más precisos de  $t_d$ .

4.- Cálculo de los valores de B y  $t_d$

Las estadísticas de producción hasta Agosto de 1963 se reseñan en la siguiente tabla (repetida) y gráfico No.4)

Fecha	Producción (Ebla)		Presión Prom. Campo	
	Petróleo	Agua	Psi.	
Agosto 1959	0	0	973	P <sub>0</sub>
Agosto 1960	98,520	0	966	P <sub>1</sub>
Agosto 1961	214,629	9	964	P <sub>2</sub>
Agosto 1962	713,289	1,024	963	P <sub>3</sub>
Agosto 1963	1'178,114	5,428	962	P <sub>4</sub>
Agosto 1964	1'592,268	20,000	?	

Como las presiones se toman de año en año, el tiempo en días para el desarrollo de las predicciones será de 365. Generalmente se emplean lapsos de 6 meses, sin embargo por el motivo anterior y de las pequeñas caídas de presión, las predicciones anuales no arrojarán gran error.

Un valor guía de B estará dado por:

$$B = 1.119 \rho c h R^2$$

sabemos que

$$\rho = 0.2$$

$$c = 2.721 \times 10^{-6} / \text{psi.}$$

$$h = 28 \text{ ft.}$$

$$R = 2321 \text{ ft. (R = } 117.8 \text{ (A)}^{\frac{1}{2}} \text{ siendo A = acres)}$$

sustituyendo

$$B = 1.119 \times 0.2 \times 2.721 \times 10^{-6} \times (2321)^2 \times 28$$

efectuando obtenemos B = 92

Historial de Presion-Produccion  
Reservorio Fiorella (WD)

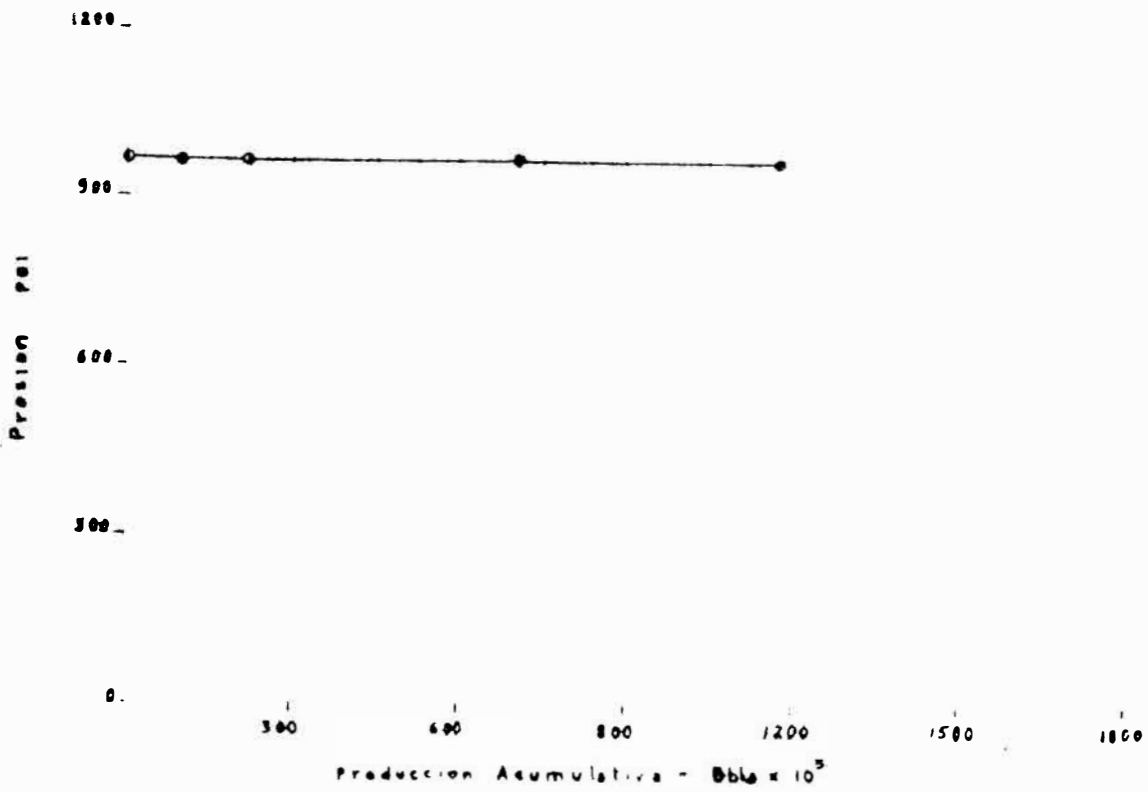


Fig. N° 4

Constante B vs. Tiempo  
Reservorio Fiorella (WD)

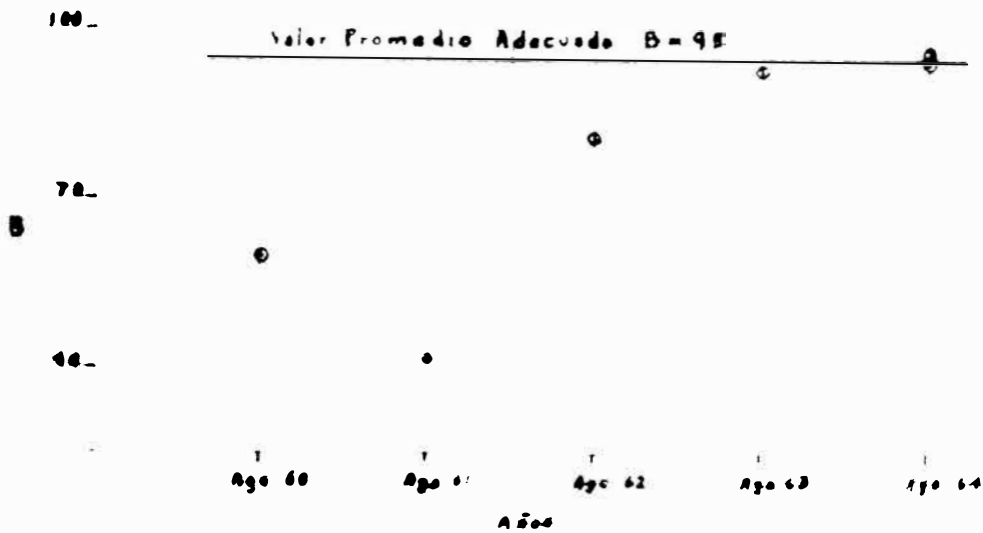


Fig. N° 5

De otro lado el valor aproximado de  $t_d$ , para el primer año de producción sería

$$t_d = \frac{6.323 \times 365 \times k}{0.4 \times 0.2 \times 2.721 \times 10^{-6} \times (2332)^2} = \frac{2308}{1.184} \times k$$

Si como se tenía pensado el valor de la permeabilidad fuese  $k = 1225$  md; se obtendría que  $t_d = 2368$

Ahora bien, trabajando con los valores de  $B$  y  $t_d$  se halla que los valores de  $B$  según estadísticas difieren sustancialmente con el valor guía de  $B$ . Esto implica las correcciones anteriormente mencionadas, sobre permeabilidad ó potencia de arena productiva. Es considerado en este caso que  $k$  es variable y  $h$  constante entonces:

si $k$ variable	925 md.	valor real
$h$ constante	28 ft.	

es decir que después de realizar los levantos respectivos se halla que  $k = 925$  md. que es el valor que anteriormente usado para cálculo de reservas recuperables y que queda justificado.

De acuerdo a tal valor de  $k$  hallamos que los valores reales de  $B$  (promedio gráfico.- Gráfico No.5) y  $t_d$  serán:

$B = 95$	valores reales
$t_d = 1802$	

estos valores serán utilizados en los diferentes programas de producción. Todos los detalles operacionales respecto a lo anterior están desarrollados en las hojas de cálculo.

5.- Predicción de Comportamiento de la presión e inyección de agua.-

Generalmente la predicción de la presión e inyección de

Obtención de los Valores de B y  $t_D$  para el R. Fiorella

El valor guía de B es:  $B = 1.119 c \phi R^2 h$

los datos para nuestro reservorio son:

$$\phi = 20 \%$$

$$c = 2.721 \times 10^{-6} / \text{psi}$$

$$h = 28 \text{ pies}$$

$$R = 2321 \text{ pies ( Radio promedio del reservorio se halla dado por } R = 117.8 (A)^{\frac{1}{2}} \text{ en donde } A = \text{area total prod., acres)}$$

luego:

$$B = 1.119 \times 0.2 \times 2.721 \times 10^{-6} \times 2321^2 \times 28$$

$$\underline{B = 92} \quad \text{Valor Guía}$$

Supongamos que  $K = 1200 \text{ md.}$ ; el valor anual de  $t_D$  sería:

$$t_D = \frac{6.323 \times 1200 \times 365}{0.4 \times 0.2 \times 2.721 \times 10^{-6} \times 2321^2}$$

$$\underline{t_D = 2339}$$

Veamos si con este valor de  $t_D$  obtenemos el valor de B, similar al guía, a partir de las estadísticas de producción

y según la relación:

$$B = \frac{{}^n e(mb)}{\sum \Delta p \times Q(t)} \quad (A)$$

en donde  ${}^n e(mb)$  viene a ser la incursión de agua a partir de la ecuación de balance de materiales.

Primer periodo ( año 1960 )

$${}^n e(mb) = N_p B_0 + t_p - N ( B_0 - B_{oi} )$$

en vista de las caídas tan insignificantes de la presión, se puede simplificar sin mucho error la ecuación anterior considerando que el FVF del petróleo permanece constante e igual a  $B_{0i} = 1.05$ . ( Las variaciones del producto  $N_p B_0$  al variar los valores de  $B_0$  en el orden de los milésimos a 100 milésimos, son tan solo de 1000 a 2000 ).

Por la misma razón el producto  $N ( B_0 - B_{0i} )$  obtiene valores del orden de 1300 - 2700; aproximadamente 1000 más que los valores anteriores. Por lo tanto la ecuación del balance de materiales anterior, se puede simplificar a:

$$W_{e(mb)} = N_p (1.05) + W_p - 1000 \quad \underline{\text{aprox.}}$$

Luego para este primer periodo, según estadísticas en cuadro adjunto, obtenemos:

$$W_{e(mb)} = 98,520 (1.05) + 0 - 1000$$

$$W_{e(mb)} = 102,499 \text{ Bbls.} \quad (a)$$

Para este primer periodo según el valor de  $t_D$ , hallado anteriormente, obtenemos en las tablas que  $Q(t) = 6.035 \times 10^2$  y para la presión a 1960, tenemos el siguiente cuadro:

Periodo	t	$t_D$	$Q(t)$	p	$\Delta p$	$Q(t) \times \Delta p$
Ago/60 1	365	2339	$6.035 \times 10^2$	966	3.5	$21.123 \times 10^2$
						$\Sigma = 21.123 \times 10^2$

Nota.-  $\Delta p = \frac{1}{2} ( P_0 - P_1 ) = \frac{1}{2} ( 973 - 966 ) = 3.5$

entonces según la relación (A) el valor de B será:

$$B = \frac{102,499}{21.123 \times 10^2} = 48.5$$

Segundo periodo ( Año 1961 )

$${}^n e(mb) = 214,629 (1.05) + 9 - 1000$$

$${}^n e(mb) = 224,166 \text{ Bbls. (a)}$$

y se forma el siguiente cuadro:

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t)	p	Δp	Q(t) x Δp
Ago/60 1	730	4678	11.196 x 10 <sup>2</sup>	966	3.5	39.186 x 10 <sup>2</sup>
Ago/61 2	365	2339	6.035 x 10 <sup>2</sup>	964	4.5	27.158 x 10 <sup>2</sup>

$$\sum 66.344 x 10^2$$

Nota.- Los valores de Q(t), salen de la tabla a partir de t<sub>D</sub>

$$\Delta p = \frac{1}{2} (p_0 - p_2) + \frac{1}{2} (p_0 - p_2) = \frac{1}{2} (p_0 - p_2) = 4.5$$

el valor de B será:

$$B = \frac{224,166}{66.344 \times 10^2} = 34$$

Tercer periodo (Año 1962 )

$${}^w e(mb) = 713,289 (1.05) + 1,024 - 1000$$

$${}^w e(mb) = 748,687 \text{ Bbls. (a)}$$

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t)	p	Δp	Q(t) x Δp
Ago/60 1	1095	7017	16.024 x 10 <sup>2</sup>	966	3.5	56.084 x 10 <sup>2</sup>
Ago/61 2	730	4678	11.196 x 10 <sup>2</sup>	964	4.5	50.382 x 10 <sup>2</sup>
Ago/62 3	365	2339	6.035 x 10 <sup>2</sup>	963	1.5	9.052 x 10 <sup>2</sup>

$$\sum 115.518 x 10^2$$

Nota.-  $\Delta p = \frac{1}{2} (p_1 - p_2) + \frac{1}{2} (p_1 - p_3) = \frac{1}{2} (p_1 - p_3)$

$$\Delta p = 1.2 (966 - 963) = 1.5$$



el valor de B será:

$$B = \frac{748,687}{115.118 \times 10^7} = 65$$

Cuarto periodo (Año 1963)

$$W_{e(mb)} = 1'178,114 (1.05) + 5,428 - 1000$$

$$W_{e(mb)} = 1'241,204 \text{ Bbls.} \quad (a)$$

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t)	P	ΔP	Q(t) x ΔP
Ago/60 1	1400	9356	20.691x10 <sup>2</sup>	966	3.5	72.418x10 <sup>2</sup>
Ago/61 2	1095	7017	16.024x10 <sup>2</sup>	964	4.5	72.108x10 <sup>2</sup>
Ago/62 3	730	4678	11.196x10 <sup>2</sup>	963	1.5	16.794x10 <sup>2</sup>
Ago/63 4	365	2339	6.035x10 <sup>2</sup>	962	1.0	6.035x10 <sup>2</sup>
						Σ 167,356x10 <sup>2</sup>

y el valor de B será:

$$B = \frac{1'241,204}{167.356 \times 10^2} = 74$$

Para un quinto periodo solo se cuenta con la producción más no con la presión, por lo tanto este valor entrará en el de predicciones. Los valores obtenidos de B en los cuatro periodos son:

$$B = 48.5$$

$$B = 34$$

$$B = 65$$

$$B = 74$$

Valor guía B = 92

fácil es observar que los valores obtenidos difieren sustancialmente del valor guía, aún teniendo en cuenta que los pri

meros valores son muy erráticos dado lo pequeño de los volúmenes quitados al reservorio, aún con esta precisión vemos que los dos últimos valores también muestran fuerte diferencia con el valor guía.

Todo lo anterior indicaba que era necesaria una corrección en las características de ciertas propiedades del reservorio Fiorella, principalmente en la permeabilidad, por esta razón considerando:

K variable --- orden de 25 md.

h constante --- 28 pies

el suscrito preparó siguiendo el procedimiento anterior, una serie de cuadros similares, obteniendo los diversos valores de B de acuerdo a las variaciones de la permeabilidad hasta llegar al valor buscado. Una reseña de tales trabajos se muestra en el cuadro que a continuación se expone. Para el valor deseado de K = 925 md. se muestra el procedimiento completo y similar al anterior

Obtención de B y  $t_D$  con valores corregidos de K

Supongamos que K = 925 md.; el valor anual de  $t_D$  sería:

$$t_D = \frac{6.323 \times 925 \times 365}{0.4 \times 0.2 \times 2.721 \times 10^{-6} \times 2321^2}$$

$$\underline{t_D = 1802}$$

De acuerdo a este valor hallamos los de B según procedimiento anterior.

Primer periodo ( Año 1960 )

$$W_{e(mb)} = 102,499 \quad (a) \quad \text{hallado anteriormente}$$

Según el valor de  $t_D = 1802$  se forma el sigte. cuadro:

<u>Periodo</u>	<u>t</u>	<u><math>t_D</math></u>	<u><math>Q(t) \times 10^2</math></u>	<u>p</u>	<u><math>\Delta P</math></u>	<u><math>Q(t) \times 10^2 \times \Delta P</math></u>
Ago/60 1	365	1802	4.919	966	3.5	17.217
						$\sum 17.217 (b)$

según (a) y (b) el valor de B será:

$$B = \frac{102,499}{17.217 \times 10^2} = 60$$

Segundo periodo ( Año 1961 )

$$W_{e(mb)} = 224,166 \text{ Bbls.} \quad (a)$$

<u>Periodo</u>	<u>t</u>	<u><math>t_D</math></u>	<u><math>Q(t) \times 10^2</math></u>	<u>p</u>	<u><math>\Delta P</math></u>	<u><math>Q(t) \times 10^2 \times \Delta P</math></u>
Ago/60 1	730	3604	8.899	966	3.5	31.146
Ago/61 2	365	1802	4.919	964	4.5	22.136
						$\sum 53.282 \times 10^2$

el valor de B es:

$$B = \frac{224,166}{53.282 \times 10^2} = 42$$

Tercer periodo ( Año 1962 )

$$W_{e(mb)} = 748,687 \text{ Bbls.} \quad (a)$$

Hoja de Cálculos.- XVIII

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	P	ΔP	Q(t) x 10 <sup>2</sup> x ΔP
Ago/60 1	1095	5406	12.720	966	3.5	44.520
Ago/61 2	730	3604	8.899	964	4.5	40.045
Ago/62 3	365	1802	4.919	963	1.5	7.378
						Σ 91.943 x 10 <sup>2</sup>

el valor de B en este tercer periodo será:

$$B = \frac{748.687}{91.943 \times 10^2} = 81.5$$

Cuarto periodo (Año 1963)

$$W_{e(mb)} = 1'241,204 \text{ Bbls.} \quad (a)$$

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	P	ΔP	Q(t) x 10 <sup>2</sup> x ΔP
Ago/60 1	1460	7208	16.408	966	3.5	57.428
Ago/61 2	1095	5406	12.720	964	4.5	57.240
Ago/62 3	730	3604	8.899	963	1.5	13.348
Ago/63 4	365	1802	4.919	962	1.0	4.919
						Σ 132.835 x 10 <sup>2</sup>

el valor de B es:

$$B = \frac{1'241,204}{132.835 \times 10^2} = 93.5$$

Por lo tanto los valores de B en los cuatro periodos son:

$$B = 60$$

$$B = 42$$

$$B = 81.5$$

$$B = 93.5$$

Valor guía B = 92

Si observamos la tabla de estadísticas de producción vemos que para el año 1964 figura solo la producción, mas no así la presión del campo, la misma que no fué tomada. buen bien, podríamos tantear las presiones posibles y ver que valores de B se obtienen.

Siguiendo el orden de la tabla anterior, al cuarto periodo, se formaría la siguiente:

<u>Periodo</u>	<u>t</u>	<u>t<sub>D</sub></u>	<u>Q(t) x 10<sup>2</sup></u>	<u>p</u>	<u>Δp</u>	<u>Q(t) x 10<sup>2</sup> x Δp</u>
1	1825	9010	20.010	966	3.5	70.035
2	1460	7208	16.408	964	4.5	73.836
3	1095	5406	12.720	963	1.5	19.080
4	730	3604	8.899	962	1.0	8.899
<u>ago/64 5</u>	<u>365</u>	<u>1802</u>	<u>4.919</u>	<u>962</u>	<u>0.5</u>	<u>2.459</u>
						$\sum 174.309 \times 10^2$
				<u>961</u>	1.0	$\sum 176.769 \times 10^2$
				960	1.5	$\sum 179.228 \times 10^2$
				<u>959</u>	2.0	$\sum 181.688 \times 10^2$

De acuerdo a las presiones asumidas para ago/64 los valores de B serán:

$$p = 962 \quad B = \frac{1'690,235}{174.309 \times 10^2} = 97$$

$$p = 961 \quad B = \frac{1'690,235}{176.769 \times 10^2} = 95.7$$

$$p = 960 \quad B = \frac{1'690,235}{179.228 \times 10^2} = 94.6$$

$$p = 959 \quad B = \frac{1'690,235}{181.688 \times 10^2} = 94$$

ya que  $W_e(mb) = 1'592,268 (1.05) + 20,000 - 1000$

$$W_e(mb) = 1'690,235 \text{ Bbls.}$$

Observando los valores de B obtenidos en los cuatro periodos anteriores, así como en el quinto periodo de tanteo, se nota que ellos convergen hacia el valor  $B = 95$  que es precisamente el que brinda mejores aproximaciones en los cálculos de programas de predicción; por tanto el valor de la permeabilidad  $K = 925 \text{ md.}$  es el buscado y queda justificado el uso que anteriormente se hizo de el; de igual forma los valores de B y  $t_D$ , constantes del reservorio Fiorella, fijados por el valor anterior de la permeabilidad y que se usarán para los programas de producción serán:

$t_D = 1802$	CONSTANTES DEL
	RESERVORIO FIORELLA
$B = 95$	

CUADRO N° 4

Corrección por Permeabilidad para hallar el valor de B

K	$t_D$	<u>Valores de B</u>			
		<u>Periodos</u>			
md	Annual	1	2	3	4
		Ago/60	Ago/61	Ago/62	Ago/63
1200	2339	48.5	34	65	74
1175	2290	49	34	66	75.5
1150	2242	50	35	67	77
1125	2193	51	35.5	69	78
1100	2144	52	36	70	80
1075	2096	53	37	71	81.5
1050	2047	54	38	73	83.5
1025	1999	55	38.5	74	85.5
1000	1949	55	39	76	87
975	1900	57	40	78	89
950	1851	58	41	80	91.5
925	1802	60	42	81.5	93.5

agua, se realiza por el método de tanteos y gráfico, al utilizar en forma independiente las ecuaciones de inyección de agua: por el método de balance de materiales  $W_o(mb)$ , y por el método del flujo discontinuo  $W_o(us)$ ; cuyos valores deben coincidir para un mismo reservorio.- El siguiente ejemplo aclarará la figura:

Se trata de un reservorio X, de impulsión por agua, cuyas ecuaciones para la inyección de agua son:

$$W_o(mb) = \frac{H_p B_o}{\rho} W_p - H (B_o - B_{oi})$$

$$W_o(us) = B \sum \Delta P \times Q(t) \quad \text{siendo } B = 300$$

se desea conocer la presión e inyección de agua al cabo de 6 meses.-

De acuerdo a las características del reservorio, se asumen las presiones y se resuelven ambas ecuaciones cuyos resultados deben coincidir; si no sucede esto, se asume una nueva presión y si tampoco coinciden se asume una tercera; con estos tres valores para cada ecuación se plotean las curvas (P vs.  $W_o$ ) y la intersección marca el pto. común de P y  $W_o$ . Para la solución de la segunda ecuación se forman cuadros similares a los que se desarrollaron anteriormente en las hojas de cálculo.

Los resultados de las 3 asunciones (presiones) se muestran a continuación ( el FVF solo figura como referencia).

<u>Presión Asumida</u>	<u>L.V.L.</u>	<u><math>W_o(mb)</math></u>	<u><math>W_o(us)</math></u>
1,340 psi.	1.1087	1'798,000	1'714,000
1,300	1.1090	1'790,000	1'734,000
1,200	1.1090	1'761,000	1'772,000



En el gráfico No.6 se muestra el ploteo de estos valores. Se ve allí que los valores comunes de  $W_p$  y P son: 1'767,000 Ebla. y 1,219 psi. aproximadamente. Estos valores son los que se registrarán (predesidos) dentro de 6 meses.

**Caso del Reservorio Fiorella.**- Para el caso de nuestro reservorio de estudio, no es necesario efectuar el método gráfico anterior.- En efecto, anteriormente hemos reseñado la naturaleza tan pequeña y casi negligible de la caída de presión que sufre el reservorio Fiorella (caídas del orden de 1-2 psi/año); esto origina a su vez que los valores del F.V.F. permanezcan prácticamente estáticos y que las variaciones, en la ecuación de inyección de agua por el método de balance de materiales  $W_{e(mb)}$ , sufran alteraciones del orden de 1,000-2,000 bbla.; prácticamente sin valor. Por todo ello la ecuación de inyección de agua por el método del balance de materiales ( $W_{e(mb)}$ ) se puede considerar, prácticamente sin error, como una línea perpendicular, y no como una curva, como en el caso anterior. Bajo tal consideración se deduce que la ecuación de inyección de agua por el método del balance de materiales  $W_{e(mb)}$ ,  fija el valor de tal inyección en el reservorio Fiorella, y por lo tanto no se necesita el método gráfico, pues bastará aproximarse a tal valor al asumir las variaciones de presión, la cual quedará fijada, con el valor que dé la mayor aproximación.

Por lo tanto:

$$W_{e(mb)} = W_p (1.05) \neq W_p - 1000 \left\{ \begin{array}{l} \text{(con variaciones de P es} \\ \text{línea perpendicular fija} \\ \text{el valor del } \underline{W_p} \text{ (aprox.)} \end{array} \right.$$

$$W_{e(us)} = B \sum \Delta P \times Q_t \quad \text{Fija la presión} \quad B = 95$$

El siguiente ejemplo, aplicado al reservorio Fiorella aclarará, el concepto anterior.- Se necesita conocer los valores de la incursión de agua y de la presión para el año 1964 (Agosto), del reservorio Fiorella.

Solución

La incursión de agua según la consideración anterior, será:

$$W_e(mb) = W_p(1.05) \neq W_p - 1000$$

si nos fijamos en el cuadro de estadísticas de producción obtenemos:

$$W_e(mb) = 1'592,268 (1.05) \neq 20,000 - 1,000$$

$$\underline{W_e(mb) = 1'690,235 \text{ Ebla. para Agosto/1964}}$$

Para hallar la presión empleamos la fórmula

$$W_e(us) = B \sum \Delta P Q_t \quad B = 95$$

si nos fijamos en las hojas de cálculo No. XIII y XIV, hallamos que los valores del término  $\sum \Delta P Q_t$ , para las presiones asumidas, y sus correspondientes valores de incursión de agua son:

Presión asumida  $P = \underline{962 \text{ psi.}}$

$$W_e(us) = 95 \times 174,309 \times 10^2 = 1'655,000 \text{ Ebla. (aprox.)}$$

$$\underline{W_e(us)} \quad \underline{W_e(mb)}$$

si  $P = \underline{961 \text{ psi.}}$

$$W_e(us) = 95 \times 176,769 \times 10^2 = 1'679,000 \text{ Ebla. (aprox.)}$$

$$\underline{W_e(us)} \quad \underline{W_e(mb)}$$

si  $P = \underline{960 \text{ psi.}}$

$$W_e(us) = 95 \times 179,228 \times 10^2 = 1'701,000 \text{ Ebla. (aprox.)}$$

$$W_e(us) \quad W_e(mb)$$

Observamos que hay 2 presiones, 961 y 960, que son las que rinden valores mas próximas, por defecto y por exceso, de  $W_o(us)$  en relación al valor de  $W_o(mb)$ . El valor  $p = 960$  psi. se escogió, por que rindió valores reales en el desarrollo de los programas de producción.

En el gráfico No.6 tambien se muestra el ploteo de los valores obtenidos en el caso del reservorio Fiorella. El valor del  $W_o = 1'690,235$  bbla.  $W_o(us)$ , es interrumpido por el valor de  $W_o(us)$  en el punto que  $P = 960.5$  valor este sin sentido práctico; por lo que para el caso se escogio  $p = 960$  psi. como el de mayor factibilidad.

#### C.- Programas de Producción.-

##### 1.- Datos Generales

Si por los pocos conocimientos en cuanto a la zona acuífera, tanto si por la extensión de la misma, consideramos que el reservorio Fiorella es de naturaleza infinita es decir:

**Reservorio Fiorella radial, e infinito**

los datos generales del mismo, teniendo en cuenta todos los otros anteriores hallados unos y asumidos otros serán:

#### Reservorio Fiorella.- Impulsión por Agua (WD)

Tipo de Estructura	Anticlinal - ovalado
Area total productiva (A)	391 Acres
Petróleo Original in Situ. (N)	13'621,807 STC Bbls.
Temperatura original del reservorio (T)	193 °F
Presión original del reservorio ( $P_o$ )	973 psi.
Viscosidad del agua ( $\mu_w$ )	0.4 $C_p$
Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ )	2.2 $C_p$

Prediccion de Presion a Incurision de Agua  
Ejemplo: Reservorio X (ND)

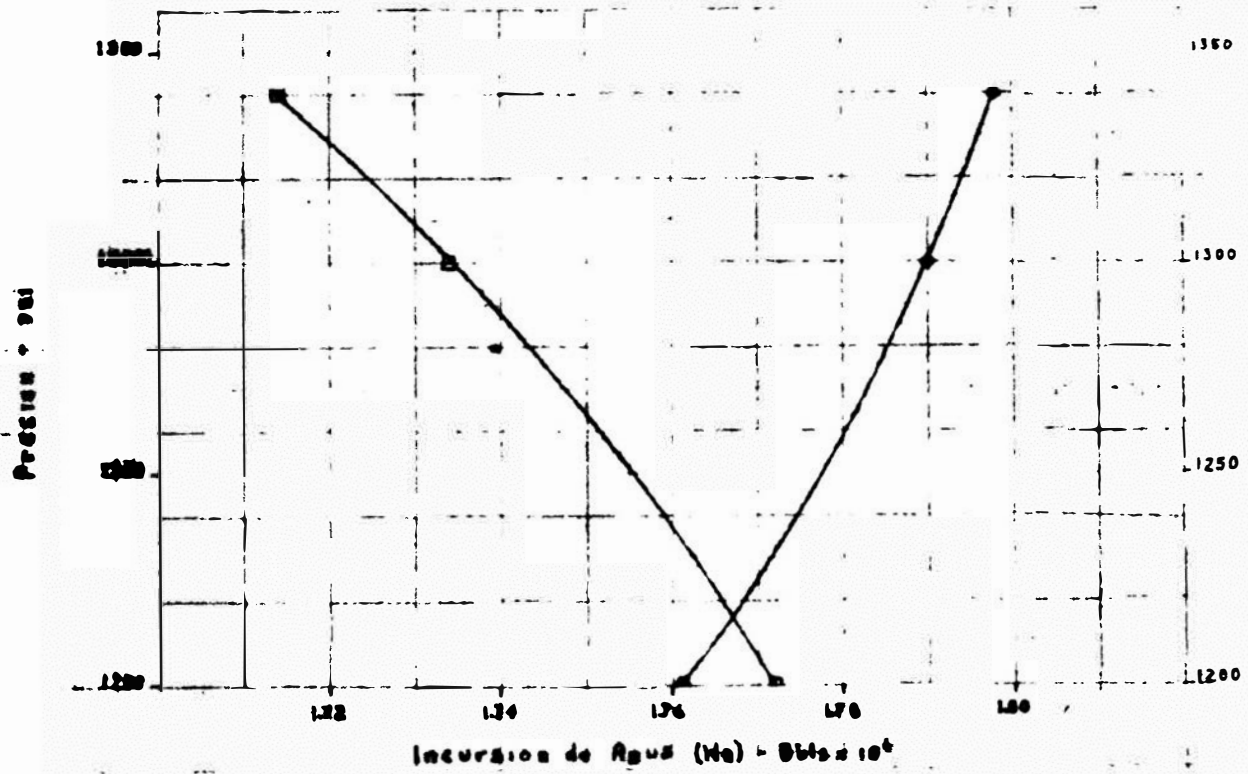
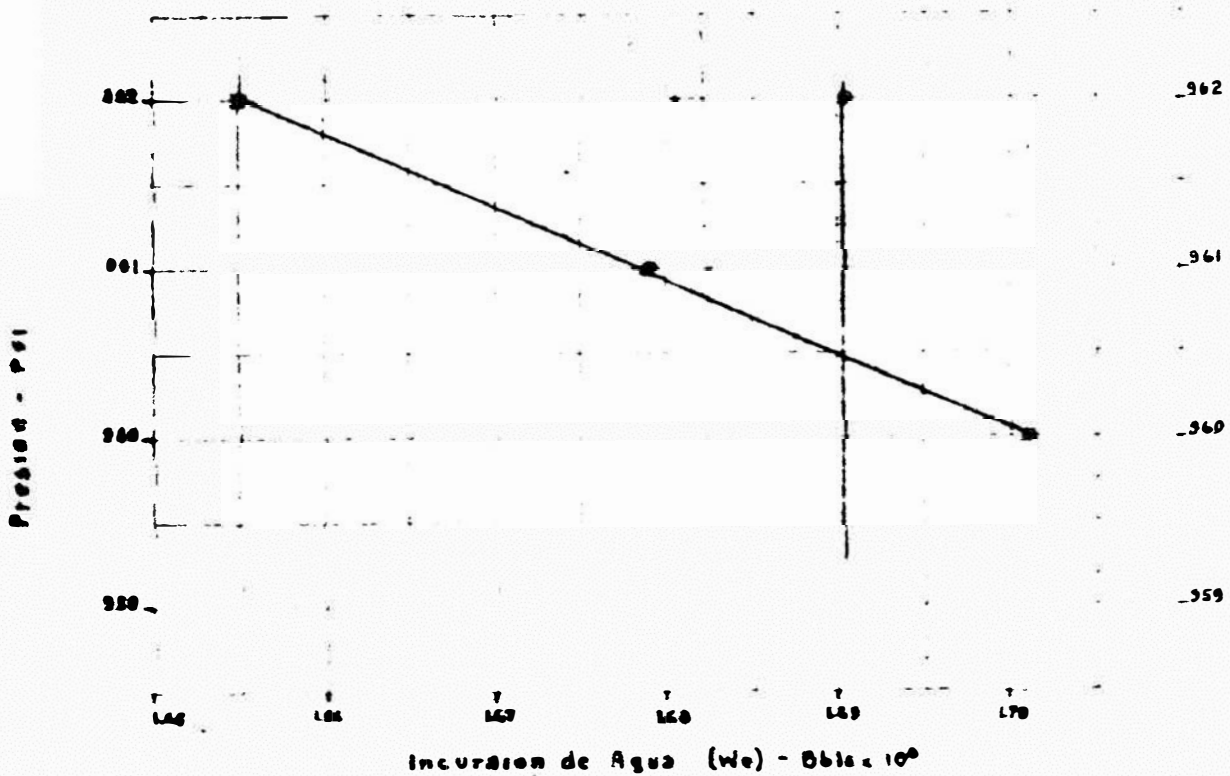


Fig. N° 6

Prediccion de Presion e Incurision de Agua  
Ejemplo: Reservorio Pirella (ND)



Porosidad promedio ( $\mu$ )	20 %
Permeabilidad promedio (k)	925 md.
Radio promedio del campo (R)	2,321 ft.
Geometría y extensión del reservorio	Radial e infinito
Compresibilidad efectiva del agua ( $c_w$ )	$2.721 \times 10^{-6}$ vol/vol/psi
Compresibilidad efectiva del petróleo ( $c_o$ )	$6.123 \times 10^{-6}$ "
Gas en solución	0
Factor Volumen de Formación	1.05
Saturación de agua connata ( $S_{wg}$ )	20%
Saturación residual de petróleo ( $S_{or}$ )	33%

## 2.- Consideraciones Teóricas.-

En vista de los pocos datos relativos al reservorio, los programas de producción serán de un grado sumamente teórico.

Debido al poco mercado que existe para el crudo de la selva, vamos a desarrollar los programas a base de 7 pozos, de producción, y con regímenes de producción diario por pozo que enmarcan dentro de esa realidad.

Vamos a asumir, la regularidad de los índices de productividad en todos los pozos (sin tener en cuenta su ubicación estructural). De la misma manera y en vista de que nuestro reservorio presenta una muy activa invasión de agua, los PI permanecerán prácticamente estáticos, como una característica fija del reservorio. Por esa razón consideraremos que la producción es estable a través de toda la vida del reservorio. De la misma manera las producciones de agua (asumidas) se considerarán estáticas, es decir que para evitar el aumento de tal producción los pozos se recondicionarán de acuerdo a las necesidades. Un buen

control sobre la productividad del campo, nos permitirá acercarnos al máximo a las condiciones teóricas anteriores.

**b.- Programas de Producción.-**

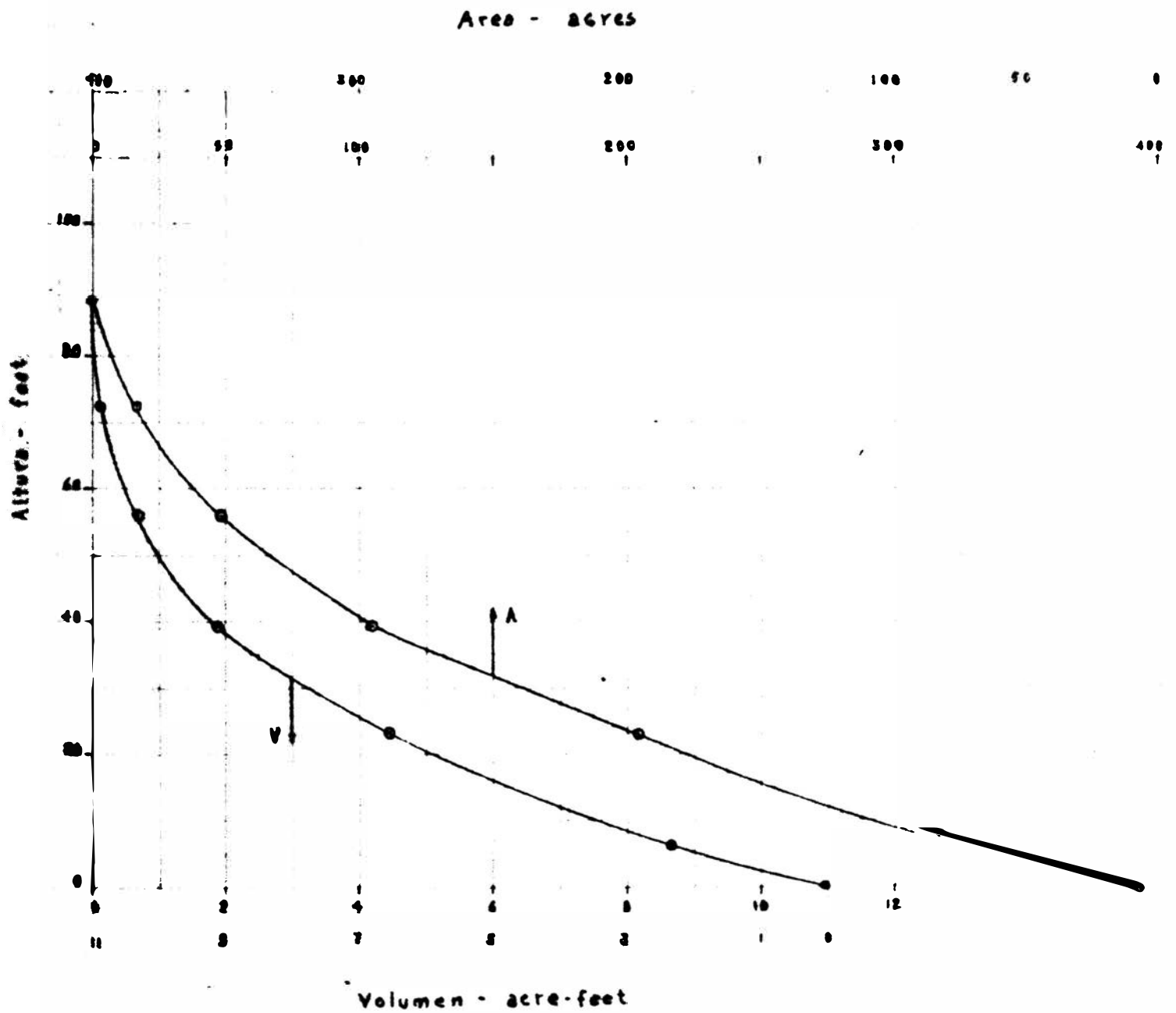
De acuerdo a los índices de productividad (sumamente altos y en el orden de PI = 15 Ebl./día/pai) así como a las limitaciones del mercado, he escogido tres regímenes de producción diarios por pozo, los cuales son:

- 1° 170 Ebls/día/pozo
- 2° 190 Ebls/día/pozo
- 3° 210 Ebls/día/pozo

trabajando con ellos y utilizando el método anterior de predicción de presión e inyección de agua (ecuaciones a base del balance de materiales y del flujo de estado descontinuo), mancomunadamente con el gráfico de Volumen y Área reservorio, vs. altura, he preparado los cuadros y gráficos correspondientes a los tres programas de producción, y que a continuación se presentan. Las predicciones empiezan a partir del año 1964, pues ese año no se tomó registros de presión, los valores de producción de agua se han asumido.

Volumen estructural y Area de las Secciones Transversales vs. Altura

Reservorio Fiorella (W D)



Producciones Acumuladas de Petróleo y Agua  
Base 170 Bbl/día/pozo

Año	Petróleo Bbl x 10 <sup>3</sup>	Agua Bbl x 10 <sup>3</sup>
1964	1592	20
1965	2026	37
1966	2460	54
1967	2894	71
1968	3328	82
1969	3762	105
1970	4196	122
1971	4630	139
1972	5064	156
1973	5498	173
1974	5932	190
1975	6366	207
1976	6800	224
1977	7234	241
1978	7668	258

**Nota.- Producción Anual: Petróleo 434,000 Bbls.  
Agua 17,000 Bbls.**



**Reservorio Fiorella ( WD )**  
**Predicción de Performance - Presiones**  
 Base 170 bbl/día/pozo

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	p	ΔP	Q(t) x ΔP x 10 <sup>4</sup>	
Ago/65	1	2190	10,812	23.503	966	3.5	82.260
	2			20.010	964	4.5	90.045
	3			16.408	963	1.5	24.612
	4			12.720	962	1.0	12.720
	5			8.899	960	1.5	13.349
	6			4.919	959	1.5	7.378
						Σ 230.364	
				960	1.0	Σ 227.905	
Ago/66	1	2555	12,614	26.926	966	3.5	94.241
	2			23.503	964	4.5	105.764
	3			20.010	963	1.5	30.035
	4			16.408	962	1.0	16.408
	5			12.720	960	1.5	19.080
	6			8.899	960	1.0	8.899
	7			4.919	959	0.5	2.459
						Σ 276.886	
				958	1.0	Σ 279.346	
Ago/67	1	2920	14,416	30.350	966	3.5	106.225
	2			26.926	964	4.5	121.167
	3			23.503	963	1.5	35.254
	4			20.010	962	1.0	20.010
	5			16.408	960	1.5	24.612
	6			12.720	960	1.0	12.720
	7			8.899	959	0.5	4.449
	8			4.919	959	0.5	2.459
						Σ 326.896	
Ago/68	1	3285	16,218	33.733	966	3.5	118.065
	2			30.350	964	4.5	136.575
	3			26.926	963	1.5	40.389
	4			23.503	962	1.0	23.503
	5			20.010	960	1.5	30.015
	6			16.408	960	1.0	16.408
	7			12.720	959	0.5	6.360
	8			8.899	959	0.5	4.449
	9			4.919	958	0.5	2.459
						Σ 378.223	
				959	-	Σ 375.764	



Predicción de Performance - Presiones

Base 170 Bbl/dia/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	P	ΔP	-(t) x ΔP x 10 <sup>2</sup>	
Ago/72	1	4745	23,436	47.059	966	3.5	164.706
	2			43.762	964	4.5	196.929
	3			40.458	963	1.5	60.687
	4			37.095	962	1.0	37.095
	5			33.733	960	1.5	50.599
	6			30.350	960	1.0	30.350
	7			26.926	959	0.5	13.463
	8			23.503	959	0.5	11.251
	9			20.010	959	-	-
	10			16.408	958	0.5	8.204
	11			12.720	959	-	-
	12			8.899	958	-	-
	13			4.919	958	0.5	2.459
						Σ 575.743	
Ago/73	1	5110	25,228	50.349	966	3.5	176.221
	2			47.059	964	4.5	211.765
	3			43.762	963	1.5	65.643
	4			40.458	962	1.0	40.458
	5			37.095	960	1.5	55.642
	6			33.733	960	1.0	33.733
	7			30.350	959	0.5	15.175
	8			26.926	959	0.5	13.463
	9			23.503	959	-	-
	10			20.010	958	0.5	10.005
	11			16.408	959	-	-
	12			12.720	958	-	-
	13			8.899	958	0.5	4.449
	14			4.919	958	-	-
						Σ 626.554	
Ago/74	1	5475	27,030	53.582	966	3.5	187.537
	2			50.349	964	4.5	226.570
	3			47.059	963	1.5	70.588
	4			43.762	962	1.0	43.762
	5			40.458	960	1.5	60.687
	6			37.095	960	1.0	37.095
	7			33.733	959	0.5	16.867
	8			30.350	959	0.5	15.175
	9			26.926	959	-	-
	10			23.503	958	0.5	11.752
	11			20.010	959	-	-

Predicción de Performance - Presiones

Base 170 Bbl/día/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	P	ΔP	Q(t) x ΔP x 10 <sup>2</sup>	
Ago/74	12	5475	27,030	16.408	958	-	-
	13			12.720	958	0.5	6.360
	14			8.899	958	-	-
	15			4.919	958	-	-
Ago/75	1	5840	28,832	56.814	966	3.5	198.849
	2			53.582	964	4.5	241.119
	3			50.349	963	1.5	75.523
	4			47.059	962	1.0	47.059
	5			43.762	960	1.5	65.643
	6			40.458	960	1.0	40.458
	7			37.095	959	0.5	18.547
	8			33.733	959	0.5	16.867
	9			30.350	959	-	-
	10			26.926	958	0.5	13.463
	11			23.503	959	-	-
	12			20.010	958	-	-
	13			16.408	958	0.5	8.204
	14			12.720	958	-	-
	15			8.899	958	-	-
	16			4.919	958	-	-
					Σ 725.732		
Ago/76	1	6205	30,364	60.015	966	3.5	210.052
	2			56.814	964	4.5	255.663
	3			53.582	963	1.5	80.373
	4			50.349	962	1.0	50.349
	5			47.059	960	1.5	70.588
	6			43.762	960	1.0	43.762
	7			40.458	959	0.5	20.229
	8			37.095	959	0.5	18.547
	9			33.733	959	-	-
	10			30.350	958	0.5	15.175
	11			26.926	959	-	-
	12			23.503	958	-	-
	13			20.010	958	0.5	10.005
	14			16.408	958	-	-
	15			12.720	958	-	-
	16			8.899	958	-	-
	17			4.919	958	-	-
					Σ 774.743		

Fredicción de Performance - Presiones

Base 170 Bbl/dia/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	p	ΔP	Q(t) x ΔP x 10 <sup>2</sup>
Ago/77	1	6570	32,436	966	3.5	221.046
	2			964	4.5	270.067
	3			963	1.5	85.221
	4			962	1.0	53.582
	5			960	1.5	75.523
	6			960	1.0	47.059
	7			959	0.5	21.881
	8			959	0.5	20.229
	9			959	-	-
	10			958	0.5	16.867
	11			959	-	-
	12			958	-	-
	13			958	0.5	11.751
	14			958	-	-
	15			958	-	-
	16			958	-	-
	17			958	-	-
	18			958	-	-
				957	0.5	Σ 823.226
						Σ 825.685
Ago/78	1	6935	34,238	966	3.5	232.039
	2			964	4.5	284.202
	3			963	1.5	90.022
	4			962	1.0	56.814
	5			960	1.5	80.373
	6			960	1.0	50.349
	7			959	0.5	23.529
	8			959	0.5	21.881
	9			959	-	-
	10			958	0.5	18.548
	11			959	-	-
	12			958	-	-
	13			958	0.5	13.463
	14			958	-	-
	15			958	-	-
	16			958	-	-
	17			958	-	-
	18			957	0.5	4.449
	19			957	0.5	2.459
						Σ 878.128
				958	-	Σ 875.669

Reservorio Fiorella ( MD )  
 Predicción de Performance - Incurción de Agua

Ecuaciones:  $W_{e(mb)} = N_p(1.05) + t_p - 1000$

$W_{e(us)} = B \sum \Delta p \times Q(t)$

Base 170 Bbl/día/pozo

Periodo	$W_{e(mb)} \times 10^2$ Bbls.	Presión Asumida psi	$W_{e(us)} \times 10^2$ Bbls.	Presión Elegida psi
Ago/65	2163	959 960	2188 2165	960
Ago/66	2637	959 958	2630 2653	959
Ago/67	3108	959	3105	959
Ago/68	3581	958 959	3593 3570	959
Ago/69	4054	959 958	4027 4054	958
Ago/70	4526	958 959	4545 4522	959
Ago/71	5000	957 958	5012 4990	958
Ago/72	5472	958	5469	958
Ago/73	5945	958	5952	958
Ago/74	6417	958	6425	958
Ago/75	6890	958	6894	958
Ago/76	7363	958	7360	958
Ago/77	7835	958 957	7820 7844	957
Ago/78	8309	957 958	8342 8318	958

# Reservorio Florella ( WD )

## Análisis del Programa de Producción

$N = 13.621 \times 10^6$  bbls.

$P_0 = 973$  psi

$q_0 = 170$  bbl/día/peso

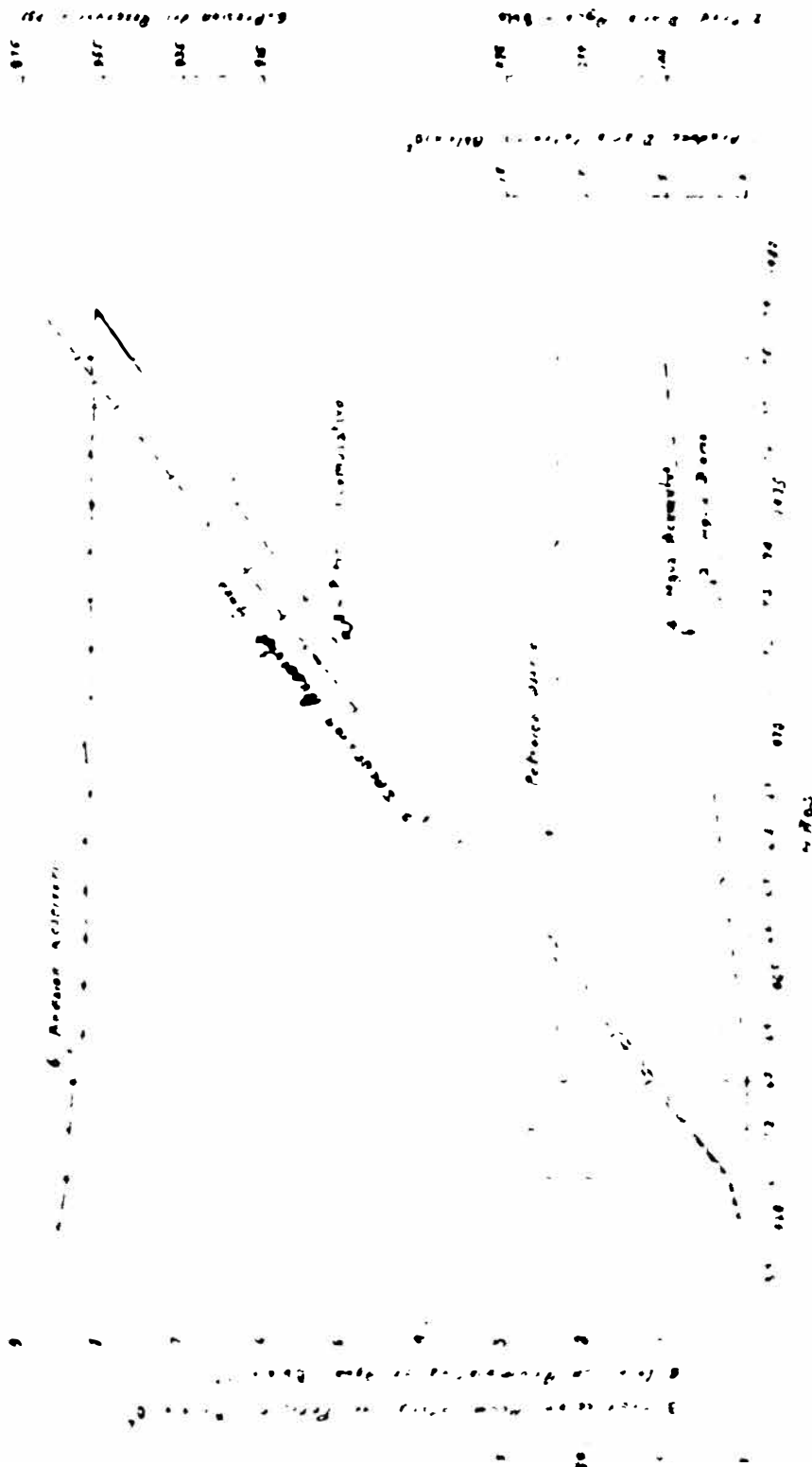
$B = 95$

AÑO	P	$W_p$ bbl $\times 10^3$	$(W_0 - W_p)$ bbl $\times 10^3$	$S_{OR}$	$V =$ $(W_0 - W_p) / 7738 \rho (1 - S_v - S_{OR})$ Acero-pie	B	A
1964	960	1.690	1.670	0.33	2.290	6	327.5
1965	960	2.163	2.126	"	2.915	8	307.5
1966	959	2.637	2.583	"	3.540	10.5	290.0
1967	959	3.108	3.037	"	4.155	13	270.0
1968	959	3.581	3.493	"	4.780	15.5	253.5
1969	958	4.054	3.949	"	5.410	18	235.0
1970	959	4.526	4.404	"	6.040	21	217.5
1971	958	5.000	4.861	"	6.685	24	197.5
1972	958	5.472	5.316	"	7.305	27.5	176.5
1973	958	5.945	5.772	"	7.910	31	155.0
1974	958	6.417	6.227	"	8.555	35	132.5
1975	958	6.890	6.683	"	9.150	40	102.5
1976	958	7.363	7.139	"	9.810	47	75.0
1977	958	7.835	7.594	"	10.410	56	42.5
1978	958	8.309	8.051	"	11.040	68	00.0

Predictions de Performance

Regressionsanalyse

Basierend auf den Daten



1. 1980  
 2. 1981  
 3. 1982  
 4. 1983  
 5. 1984  
 6. 1985

1. 1980  
 2. 1981  
 3. 1982  
 4. 1983  
 5. 1984  
 6. 1985



Producciones Acumuladas de Petróleo y Agua

Base 190 bbl/día/pozo

Año	Petróleo Bbl x 10 <sup>3</sup>	Agua Bbl x 10 <sup>3</sup>
1964	1592	20
1965	2070	39
1966	2555	58
1967	3040	77
1968	3525	96
1969	4010	115
1970	4495	134
1971	4980	153
1972	5465	172
1973	5950	191
1974	6435	210
1975	6920	229
1976	7405	248
1977	7890	267

Nota.- Producción Anual: Petróleo 485,000 Bbls.  
Agua 19,000 Bbls.

Reservorio Fiorella ( 10 )  
 Predicción de Performance - Incurción de agua

Ecuaciones:  $W_e(mb) = K_p(1.05) + W_p - 1000$

$$W_e(us) = B \sum \Delta p \times Q(t)$$

Base 190 Bbl/dia/pozo

Periodo	$W_e(mb) \times 10^2$ Bbls.	Presión Asuñida psi	$W_e(us) \times 10^2$ Bbls.	Presión Inyectada psi
Ago/65	2211	958	2211	958
Ago/66	2739	958	2738	958
Ago/67	3267	957	3268	957
Ago/68	3795	957	3801	957
Ago/69	4327	957	4337	957
Ago/70	4853	957	4858	957
Ago/71	5381	957	5374	957
Ago/72	5909	957 956	5884 5907	956
Ago/73	6438	956 957	6457 6434	957
Ago/74	6965	956	6954	956
Ago/75	7495	956	7494	956
Ago/76	8022	956	8026	956
Ago/77	8550	956	8551	956



predicción de Performance - Presiones

Base 190 Bbl/dia/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	p	ΔP	Q(t) x ΔP x 10 <sup>2</sup>
Ago/69	1	18,020	37.095	966	3.5	129.832
	2		33.733	964	4.5	151.798
	3		30.350	963	1.5	45.525
	4		26.926	962	1.0	26.926
	5		23.503	960	1.5	35.254
	6		20.010	958	2.0	40.020
	7		16.408	958	1.0	16.408
	8		12.720	957	0.5	6.360
	9		8.899	957	0.5	4.449
	10		4.919	957	-	-
						Σ 456.572
Ago/70	1	19,822	40.458	966	3.5	141.603
	2		37.095	964	4.5	166.927
	3		33.733	963	1.5	50.599
	4		30.350	962	1.0	30.350
	5		26.926	960	1.5	40.389
	6		23.503	958	2.0	47.006
	7		20.010	958	1.0	20.010
	8		16.408	957	0.5	8.204
	9		12.720	957	0.5	6.360
	10		8.899	957	-	-
	11		4.919	957	-	-
						Σ 511.488
Ago/71	1	21,626	43.762	966	3.5	153.167
	2		40.458	964	4.5	182.061
	3		37.095	963	1.5	55.642
	4		33.733	962	1.0	33.733
	5		30.350	960	1.5	45.525
	6		26.926	958	2.0	53.852
	7		23.503	958	1.0	23.503
	8		20.010	957	0.5	10.005
	9		16.408	957	0.5	8.204
	10		12.720	957	-	-
	11		8.899	957	-	-
	12		4.919	957	-	-
						Σ 565.722

Indicación de Performance - Presiones

Base 190 bbl/dia/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	P	ΔP	-(t) <sup>0.5</sup> ΔP x 10 <sup>4</sup>
Ago/72	1	4745	23,426	966	3.5	164.706
	2			964	4.5	196.929
	3			963	1.5	60.687
	4			962	1.0	37.095
	5			960	1.5	50.599
	6			958	2.0	60.700
	7			958	1.0	26.926
	8			957	0.5	11.751
	9			957	0.5	10.885
	10			957	-	-
	11			957	-	-
	12			957	-	-
	13			957	-	-
				956	0.5	Σ 619.398
						Σ 621.857
Ago/73	1	5110	25,228	966	3.5	176.221
	2			964	4.5	211.765
	3			963	1.5	65.643
	4			962	1.0	40.458
	5			960	1.5	55.642
	6			958	2.0	67.466
	7			958	1.0	30.350
	8			957	0.5	13.463
	9			957	0.5	11.751
	10			957	-	-
	11			957	-	-
	12			957	-	-
	13			956	0.5	4.499
	14			956	0.5	2.459
				957	-	Σ 679.667
						Σ 677.208
Ago/74	1	5475	27,030	966	3.5	187.537
	2			964	4.5	226.570
	3			963	1.5	70.588
	4			962	1.0	43.762
	5			960	1.5	60.687
	6			958	2.0	74.190
	7			958	1.0	33.733
	8			957	0.5	15.175
	9			957	0.5	13.463

Predicción de Performance - Presiones

Base 190 Bbl/día/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	p	ΔP	Q(t) x ΔP x 10 <sup>2</sup>	
Ago/74	10	5475	27,030	23.503	957	-	-
	11			20.010	957	-	-
	12			16.408	957	-	-
	13			12.720	956	0.5	6.360
	14			8.899	957	-	-
	15			4.919	956	-	-
						Σ 732.065	
Ago/75	1	5840	28,832	56.814	966	3.5	198.849
	2			53.582	964	4.5	241.119
	3			50.349	963	1.5	75.523
	4			47.059	962	1.0	47.059
	5			43.762	960	1.5	65.643
	6			40.458	958	2.0	80.916
	7			37.095	958	1.0	37.095
	8			33.733	957	0.5	16.867
	9			30.350	957	0.5	15.175
	10			26.926	957	-	-
	11			23.503	957	-	-
	12			20.010	957	-	-
	13			16.408	956	0.5	8.204
	14			12.720	957	-	-
	15			8.899	956	-	-
	16			4.919	956	0.5	2.459
						Σ 788.960	
Ago/76	1	6205	30,634	60.015	966	3.5	210.052
	2			56.814	964	4.5	255.663
	3			53.582	963	1.5	80.373
	4			50.349	962	1.0	50.349
	5			47.059	960	1.5	70.589
	6			43.762	958	2.0	87.524
	7			40.458	958	1.0	40.458
	8			37.095	957	0.5	18.547
	9			33.733	957	0.5	16.867
	10			30.350	957	-	-
	11			26.926	957	-	-
	12			23.503	957	-	-
	13			20.010	956	0.5	10.005
	14			16.408	957	-	-
	15			12.720	956	-	-
	16			8.899	956	0.5	4.449
	17			4.919	956	-	-
						Σ 844.876	



# Reservorio Morella ( WD )

## Análisis del Programa de Producción

$N = 13.621 \times 10^6$  bbls.

$P_0 = 975$  psi

$q_0 = 190$  bbl/dia/pozo

$B = 95$

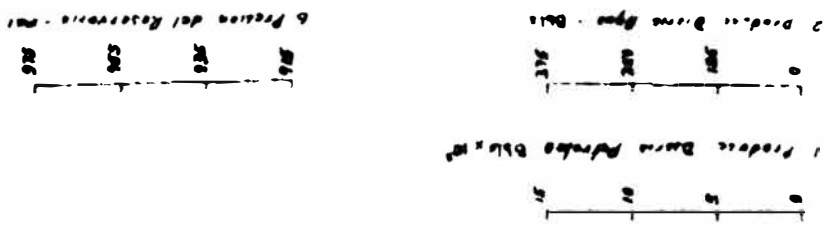
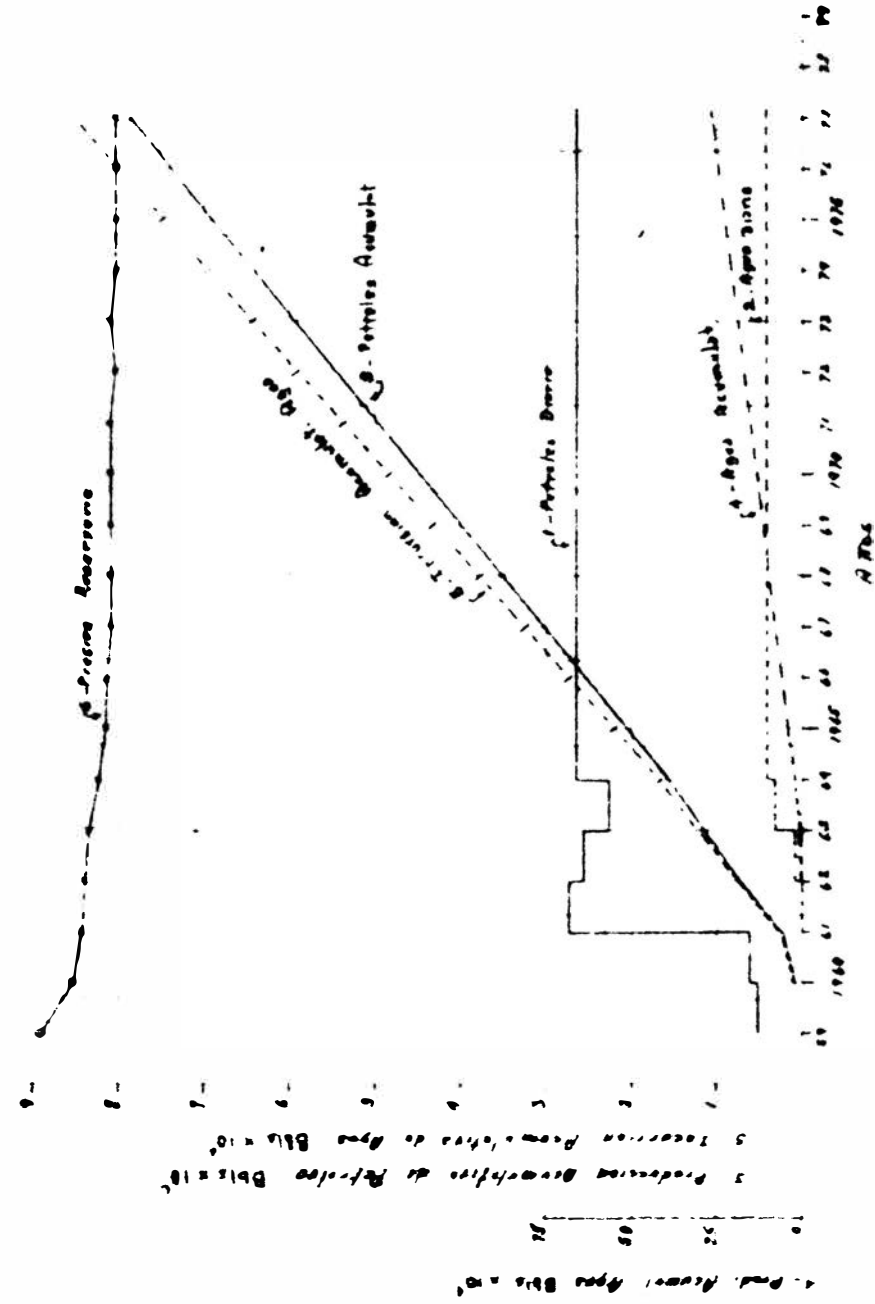
Año	P psi	W <sub>e</sub> bbl x 10 <sup>3</sup>	(W <sub>e</sub> - W <sub>p</sub> ) bbl x 10 <sup>3</sup>	B <sub>OP</sub>	V = $(W_0 - W_p) / 7730 \rho (1 - S_w - S_{or})$ Acro-pio	h pies	A acres
1964	960	1,690	1,670	0.33	2,290	6	327.5
1965	958	2,211	2,172	"	2,900	8.5	305.0
1966	958	2,739	2,681	"	3,670	11	285.0
1967	957	3,267	3,190	"	4,369	13.5	266.2
1968	957	3,795	3,699	"	5,075	16.5	246.3
1969	957	4,326	4,211	"	5,785	20	222.5
1970	957	4,853	4,729	"	6,485	23	203.7
1971	957	5,381	5,226	"	7,190	27	180.0
1972	956	5,909	5,727	"	7,890	30.5	157.5
1973	957	6,436	6,247	"	8,585	35.5	127.5
1974	956	6,965	6,755	"	9,285	41	100.0
1975	956	7,495	7,266	"	9,975	49.5	67.5
1976	956	8,022	7,774	"	10,660	64	30.0
1977	956	8,550	8,283	"	11,365	88	000.0



Prediccion de Performance

Reservorio Fiorella (WD)

Base 190 Bbls/dia/ftm



Producciones de Cíndas de Petróleo y Agua  
Base 210 Bbl/día/pozo

Año	Petróleo Bbl x 10 <sup>3</sup>	Agua Bbl x 10 <sup>3</sup>
1964	1592	20
1965	2128	42
1966	2664	64
1967	3200	86
1968	3736	108
1969	4272	130
1970	4808	152
1971	5344	174
1972	5880	196
1973	6416	218
1974	6952	240
1975	7488	262
1976	8024	284

Nota.- Producción Anual: Petróleo 536,000 Bbls.  
Agua 22,000 Bbls.

Reservorio Fiorella ( WD )  
 Predicción de Performance - Presiones  
 Base 210 Bbl/día/pozo

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	p	ΔP	Q(t) x ΔP x 10 <sup>2</sup>	
Ago/65	1	2190	10,812	23.503	966	3.5	82.260
	2			20.010	964	4.5	90.045
	3			16.408	963	1.5	24.612
	4			12.720	962	1.0	12.720
	5			8.899	960	1.5	13.348
	6			4.919	956	3.0	14.757
				955	3.5	Σ 240.201	
Ago/66	1	2555	12,014	26.926	966	3.5	94.241
	2			23.503	964	4.5	105.764
	3			20.010	963	1.5	30.035
	4			16.408	962	1.0	16.408
	5			12.720	960	1.5	19.080
	6			8.899	955	3.5	31.146
	7			4.919	955	2.5	12.297
						Σ 308.971	
				958	1.0	Σ 301.593	
Ago/67	1	2920	14,416	30.350	966	3.5	106.225
	2			26.926	964	4.5	121.167
	3			23.503	963	1.5	35.254
	4			20.010	962	1.0	20.010
	5			16.408	960	1.5	24.612
	6			12.720	955	3.5	44.520
	7			8.899	958	1.0	8.899
	8			4.919	955	-	-
						Σ 360.687	
				954	0.5	Σ 363.146	
Ago/68	1	3285	16,218	33.733	966	3.5	118.065
	2			30.350	964	4.5	136.575
	3			26.926	963	1.5	40.389
	4			23.503	962	1.0	23.503
	5			20.010	960	1.5	30.035
	6			16.408	955	3.5	57.428
	7			12.720	958	1.0	12.720
	8			8.899	954	0.5	4.449
	9			4.919	954	2.0	9.838
						Σ 433.002	
				957	0.5	Σ 425.624	
				958	-	Σ 423.164	



Predicción de Performance - Presiones

Base 210 Bbl/día/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	P	ΔP	Q(t) x ΔP x 10 <sup>2</sup>	
Ago/72	1	4745	23,426	47.059	966	3.5	164.706
	2			43.762	964	4.5	196.929
	3			40.458	963	1.5	60.687
	4			37.095	962	1.0	37.095
	5			33.733	960	1.5	50.599
	6			30.350	955	3.5	106.225
	7			26.926	958	1.0	26.926
	8			23.503	954	0.5	11.571
	9			20.010	958	-	-
	10			16.408	953	0.5	8.204
	11			12.720	957	0.5	6.360
	12			8.899	953	-	-
	13			4.919	957	-	-
						Σ 669.482	
Ago/73	1	5110	25,228	50.349	966	3.5	176.221
	2			47.059	964	4.5	211.765
	3			43.762	963	1.5	65.643
	4			40.458	962	1.0	40.458
	5			37.095	960	1.5	55.642
	6			33.733	955	3.5	118.065
	7			30.350	958	1.0	30.350
	8			26.926	954	0.5	13.463
	9			23.503	958	-	-
	10			20.010	953	0.5	10.005
	11			16.408	957	0.5	8.204
	12			12.720	953	-	-
	13			8.899	957	-	-
	14			4.919	953	-	-
						Σ 729.816	
				952	0.5	Σ 732.275	
Ago/74	1	5475	27,030	53.582	966	3.5	187.537
	2			50.349	964	4.5	226.570
	3			47.059	963	1.5	70.588
	4			43.762	962	1.0	43.762
	5			40.458	960	1.5	60.687
	6			37.095	955	3.5	129.832
	7			33.733	958	1.0	33.733
	8			30.350	954	0.5	15.175
	9			26.926	958	-	-
	10			23.503	953	0.5	11.751
	11			20.010	957	0.5	10.005
	12			16.408	953	-	-

Predicción de Performance - Presiones

Base 210 Bbl/día/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	p	Δp	Q(t) x Δp x 10 <sup>2</sup>	
Ago/74	13	5475	27,030	12.720	957	-	-
	14			8.899	952	0.5	4.449
	15			4.919	957	-	-
						Σ 794.089	
Ago/75	1	5840	28,832	56.814	966	3.5	198.849
	2			53.582	964	4.5	241.119
	3			50.349	963	1.5	75.523
	4			47.059	962	1.0	47.059
	5			43.762	960	1.5	65.643
	6			40.458	955	3.5	141.603
	7			37.095	958	1.0	37.095
	8			33.733	954	0.5	16.807
	9			30.350	958	-	-
	10			26.926	953	0.5	13.463
	11			23.503	957	0.5	11.751
	12			20.010	953	-	-
	13			16.408	957	-	-
	14			12.720	952	0.5	6.360
	15			8.899	957	-	-
	16			4.919	952	-	-
						Σ 855.332	
Ago/76	1	6205	30,634	60.015	966	3.5	210.052
	2			56.814	964	4.5	255.663
	3			53.582	963	1.5	80.373
	4			50.349	962	1.0	50.349
	5			47.059	960	1.5	70.589
	6			43.762	955	3.5	153.167
	7			40.458	958	1.0	40.458
	8			37.095	954	0.5	18.547
	9			33.733	958	-	-
	10			30.350	953	0.5	15.175
	11			26.926	957	0.5	13.463
	12			23.503	953	-	-
	13			20.010	957	-	-
	14			16.408	952	0.5	8.204
	15			12.720	957	-	-
	16			8.899	952	-	-
	17			4.919	957	-	-
						Σ 916.039	

Predicción de Performance - Presiones

Base 210 Bbl/día/pozo ( Continuación )

Periodo	t	t <sub>D</sub>	Q(t) x 10 <sup>2</sup>	p	Δ p	Q(t) x Δ p x 10 <sup>2</sup>	
Ago/77	1	6570	32,436	63.156	966	3.5	221.046
	2			60.015	964	4.5	270.067
	3			56.814	963	1.5	85.221
	4			53.582	962	1.0	53.582
	5			50.349	960	1.5	75.523
	6			47.059	955	3.5	164.706
	7			43.762	958	1.0	43.762
	8			40.458	954	0.5	20.229
	9			37.095	958	-	-
	10			33.733	953	0.5	16.866
	11			30.350	957	0.5	15.175
	12			26.926	953	-	-
	13			23.503	957	-	-
	14			20.010	952	0.5	10.005
	15			16.408	957	-	-
	16			12.720	952	-	-
	17			8.899	957	-	-
	18			4.919	952	-	-
							Σ 976.182
				951	0.5		Σ 978.641

Reservorio Fierella ( B )

Predicción de Performance - Incurción de agua

Ecuaciones:  $Q_e(mb) = H_p(1.05) + Q_p - 1000$

$$Q_e(us) = B \sum \Delta p \times Q(t)$$

Base 210 Bbl/dia/pozo

Periodo	$Q_e(mb) \times 10^2$ Bbls.	Presión Asumida psi	$Q_e(us) \times 10^2$ Bbls.	Presión elegida psi
Ago/65	2275	956 955	2258 2279	955
Ago/66	2860	955 958	2934 2865	958
Ago/67	3446	955 954	3428 3449	954
Ago/68	4030	954 957 958	4113 4042 4020	958
Ago/69	4614	954 952 953	4581 4627 4604	953
Ago/70	5199	958 957	5175 5198	957
Ago/71	5784	953	5782	953
Ago/72	6369	957	6360	957
Ago/73	6953	953 952	6933 6956	952
Ago/74	7538	957	7543	957
Ago/75	8123	952	8125	952
Ago/76	8708	957	8702	957



**Reservorio Florella ( WD )**

**Análisis del Programa de Producción**

$N = 13.621 \times 10^6$  bbls.

$P_0 = 973$  pdl

$q_0 = 210$  bbl/día/pozo

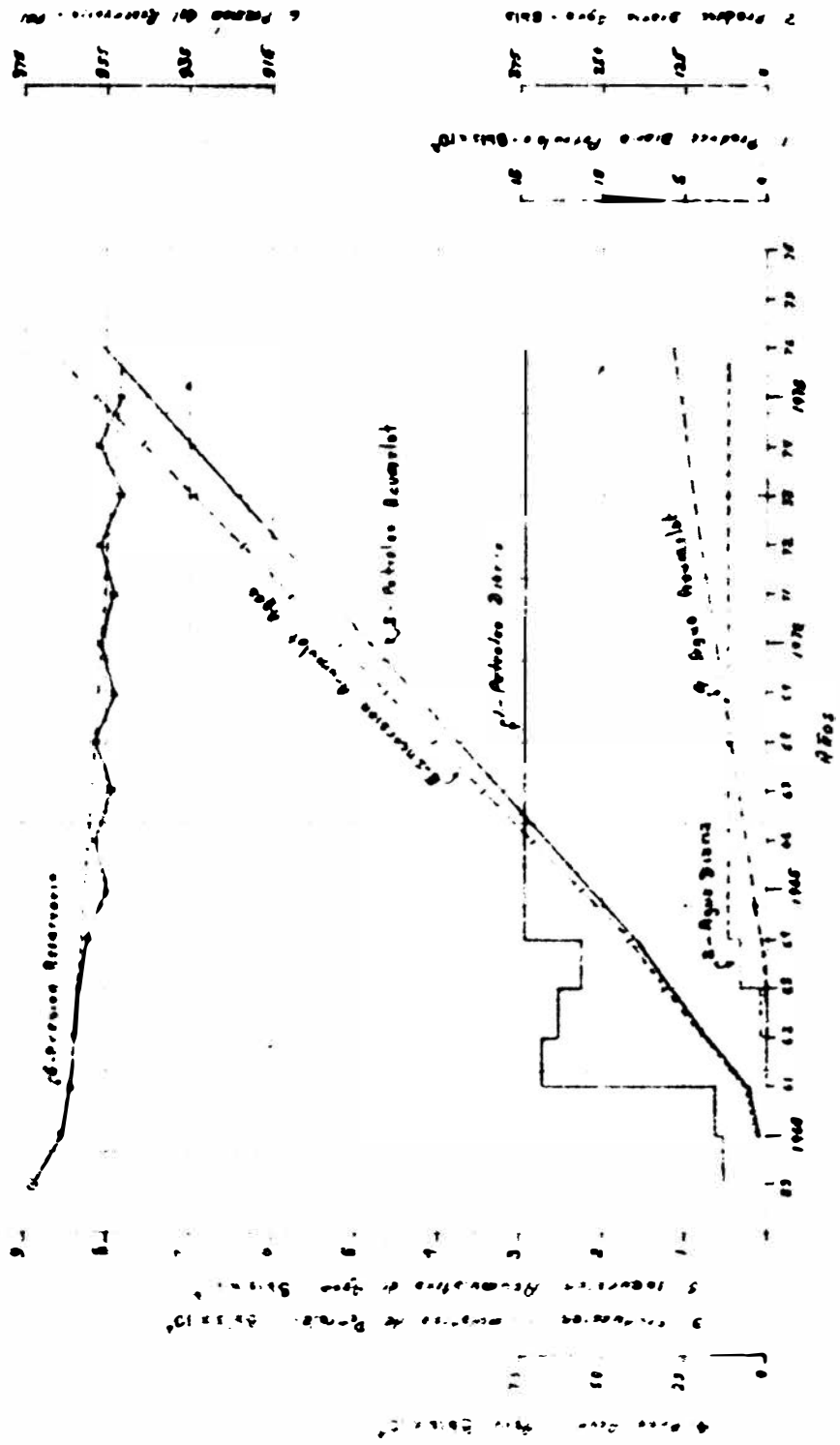
$B = 95$

Año	P	$W_0$ bbl x 10 <sup>3</sup>	$(W_0 - W_p)$ bbl x 10 <sup>3</sup>	$B_{op}$	$V =$ $(W_0 - W_p) / 7750 \mu(1 - e^{-B_{op} P})$ Acres-pio	h	A
	pdl					plos	acres
1964	960	1.670	1.670	0.23	2.890	6	327.5
1965	955	2.875	2.233	"	3.060	9	300.0
1966	958	2.860	2.796	"	3.835	11.5	282.5
1967	954	3.446	3.360	"	4.620	15	255.0
1968	956	3.030	3.922	"	5.385	18	235.0
1969	953	4.624	4.484	"	6.145	21.5	213.7
1970	957	5.199	5.047	"	6.915	25	191.4
1971	953	5.764	5.610	"	7.700	29.5	165.0
1972	957	6.369	6.173	"	8.460	34.5	135.0
1973	952	6.933	6.735	"	9.245	40.5	101.2
1974	957	7.538	7.298	"	10.000	50	65.0
1975	952	8.125	7.861	"	10.400	57.5	43.8
1976	957	8.708	8.424	"	11.600	66	000.0

Prediccion de Performance

Reservorio Fiorella (W.D)

Base en Gbl/dia/1000



CONCLUSIONES

- a.- En los tres regimenes propuestos la presión declina continuamente, aunque en forma distinta, Esto es indicativo de una actividad muy pronunciada en la incursión de agua, y si nos fijamos en las tablas respectivas, veremos que existe, prácticamente, una equivalencia volumen por volumen, entre la producción de petróleo y la incursión de agua.
- b.- Se observa también ciertos altibajos en la presión (aunque la tendencia siempre es decreciente), sobre todo en el regimen de 210 bbl.; producto tanto de que la incursión de agua sobrepase ligeramente la producción de petróleo, cuanto de las limitaciones propuestas a las ecuaciones usadas.
- c.- Las incursiones de agua y las recuperaciones aproximadas son:

<u>Reg.</u>	<u>Incursión Agua</u>	<u>Prod. Petróleo</u>	<u>Recuperación</u>
Bbl/día/Pozo	Bbl.	Bbl.	%
170	8'260,000	7'623,000	56
190	8'256,000	7'620,000	56
210	8'403,000	7'744,000	57

Existe una marcada igualdad, entre las recuperaciones de los tres regimenes, con una ligera ventaja para el último de ellos.

- d.- Las fechas aproximadas, de depleción del reservorio serían:

<u>Reg.</u>	<u>Fecha Depleción</u>
Bbl/día/Pozo	
170	Julio 1978
190	Enero 1977
210	Mayo 1976

## BIBLIOGRAFIA

- Boletín de la Soc. Geológica del Perú.- Tomo 34 Año 1959**
- Reservoir Engineering Manual Frank W. Cole**
- Oil Reservoir Engineering Silvain J. Pirson**
- Petroleum Production Handbook Thomas C. Frick**
- Physical Principles of Oil Production Morris Muskat**
- Oil Production by Water Park J. Jones**
- Properties of Petroleum Reservoir Fluids Emil J. Durcik**
- Datos de la Dirección de Petróleo**