

BIBLIOTECA

553
MOR



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS

FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

CENTRO DE INFORMACIÓN BIBLIOTECARIO

No. DE INVENTARIO: D-67623

VALOR: \$4,00

CLASIFICACIÓN: 553.1/MOR

FECHA DE INGRESO: 20-10-06

ORIGEN:

ADQUIRIDO POR: FICT

TESIS DE GRADO

"OBTENCION DE PARAMETROS FISICOS POR MEDIO DE PRUEBAS DE FORMACION APLICADO A LOS DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCION EXISTENTES EN YACIMIENTOS DEL ORIENTE ECUATORIANO"

PRESENTADA POR:

RAUL ERNESTO MORGNER MANGOLD

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO DE PETROLEO

GUAYAQUIL-ECUADOR

1.978



"OBTENCION DE PARAMETROS FISICOS POR MEDIO DE PRUEBAS DE FORMACION APLICADO A LOS DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCION EXISTENTES EN YACIMIENTOS DEL ORIENTE ECUATORIANO"

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Roberto C. ...

DIRECTOR DE TESIS

Rosál ...

AUTOR

BIBLIOTECA



FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expues-
tos en esta tesis son de mi exclusiva responsa-
bilidad y que el patrimonio intelectual de la
misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLI-
TECNICA DEL LITORAL.

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

BIBLIOTECA



**FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO**

DEDICATORIA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A mis queridos padres:

SR. RICARDO MORGNER ALVAREZ

SRA. ELBA LIDIA DE MORGNER

Por la abnegación, sacrificio
y desinterés que me proporcionaron
para la culminación de
esta etapa.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Con todo cariño a mi esposa
MARIA EUGENIA QUIROLA MARIN
por su valioso apoyo moral.

A mis queridos hijos:

IVONNE ELIZABETH

JIMMY EDWARD



Fraternalmente a mis
hermanos:

XIMENA

RICHARD

ELBA

A mis FAMILIARES

A los COMPAÑEROS y AMIGOS



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

RECONOCIMIENTO

A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL y en especial al Cuerpo de profesores del Departamento de Ing. de Geología, Minas y Petróleos por los conocimientos que me prodigaron.

Al ING. BOLIVAR MIRANDA A., por su acertada Dirección en el desarrollo del presente trabajo.

Al ING. MARCO TRUJILLO V., Jefe de la Oficina Regional de la D. G.H. en la Península, por las facilidades proporcionadas durante la elaboración de esta tesis.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

INDICE

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCION	2
CAPITULO I	
REVISION DE LITERATURA	3
CAPITULO II	
CONSIDERACIONES TEORICAS	7
Teoría del Análisis de la Restauración de Presión.	9
A. Fundamentos	9
B. Ecuaciones Básicas	10
C. Parámetros físicos calculados en los diferentes yacimientos.	15
C.1. Presión del Yacimiento	15
C.2. Permeabilidad	15
C.3. Daño o estimulación	16
C.4. Índice de productividad	22
C.5. Radio de investigación	28
C.6. Determinación de anomalías	29
D. Técnicas y Métodos de Aplicación	29
CAPITULO III	
OBTENCION DE LOS PARAMETROS FISICOS DE LA FORMACION POR MEDIO DEL ANALISIS DE RESTAU RACION DE PRESION APLICADO A YACIMIENTOS - CON DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCION E- XISTENTES EN EL ORIENTE ECUATORIANO.	60
A. Yacimientos de Empuje por expansión de gas disuelto.	60



B. Yacimientos por empuje hidráulico	62
CAPITULO IV	
COMPARACION ENTRE LOS PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS POR MEDIO DEL PROBADOR DE FOR- MACION Y LOS OBTENIDOS MEDIANTE PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION DE GRAN TIEM- PO DE DURACION	106
A. Presión del yacimiento	
B. Permeabilidad	
C. Daño o Estimulación	
D. Indice de productividad	
CAPITULO V	
INTERPRETACION DEL GRAFICO DE PRESION	108
A. Técnica de la lectura	108
B. Gráfico de las divisiones de presión	109
C. Interpretación del gráfico de presión	112
CAPITULO VI	
EL EQUIPO PROBADOR DE FORMACION	117
A. Descripción del equipo	
B. Funcionamiento del equipo	
C. Procedimiento de trabajo	
CAPITULO VII	
ANALISIS ESTADISTICO DE LOS RESULTADOS	146
CAPITULO VIII	
DISCUSION DE LOS RESULTADOS	149
CAPITULO IX	
1. Conclusiones	156
2. Recomendaciones	158



Pág.

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAPITULO X	
NOMENCLATURA	159
APENDICES	
a. Apendice I: Tablas	163
b. Apendice II: Figuras	184
CAPITULO XI	
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	222

RESUMEN



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Dado que los datos proporcionados por las pruebas de formación son de vital importancia para una correcta evaluación de los yacimientos del Oriente Ecuatoriano, debido a los parámetros físicos que de ellos se pueden obtener, se efectuó este trabajo analizando algunos métodos tanto convencionales de restauración de presión como recientes.

Los métodos antedichos sirvieron para determinar parámetros tales como: presión estática del yacimiento, permeabilidad, existencia de daño o estimulación, radio de investigación, índice de productividad y existencia de anomalías en cada una de las 46 pruebas estudiadas.

Los pozos seleccionados para el presente trabajo atraviesan los siguientes tipos de yacimientos, característicos del Oriente de nuestro País:

- a) Yacimientos de empuje por expansión de gas disuelto (Campo A, Formaciones Napo T y U).
- b) Yacimientos por empuje hidráulico (Campo B, Formación HOLLÍN).

Finalmente se hace un análisis estadístico de los resultados con el objeto de evaluar los métodos aplicados.

INTRODUCCION



Las pruebas de formación suministran valiosa información como para ser empleada en estudios de evaluación de un pozo y posteriormente de un yacimiento.

Estas pruebas implican en nuestro caso mediciones estáticas (restauración de presión) y mediciones dinámicas (pruebas de formación), las mismas que contribuyen a obtener los parámetros físicos que servirán de base para determinar con bastante aproximación el volumen de los yacimientos y efectuar estudios cualitativos y cuantitativos.

La restauración de presión supone el cierre del pozo en la cara de la arena y la no existencia de producción de flujos hacia el pozo después del cierre. Pero en la práctica, el pozo se cierra en superficie, continuando la producción desde la formación hacia el pozo por un cierto lapso de tiempo hasta cuando se produce el llene, el mismo que tiene un marcado efecto en las curvas de restauración de presión.

Las pruebas de formación proporcionan datos de producción y de presión y han sido aceptadas como el mejor y más económico medio de completación temporal de un pozo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

Uno de los primeros investigadores que efectuó estudios sobre los cambios de presión con el tiempo fue Muskat en el año 1937⁽¹⁾. Su método propuesto no considera la compresibilidad de los fluidos y se aplica a yacimientos finitos cuando han alcanzado condiciones de flujo continuo, siendo el índice de productividad constante. Si la variación de presión con el tiempo de cierre da una línea recta se obtendría la presión estática del yacimiento.

El método de Miller, Dyes y Hutchinson (M.D.H.)⁽²⁾ incluye el efecto de la compresibilidad del fluido y se basa en el estudio de la ecuación de difusividad para áreas de drenaje limitadas en los dos casos siguientes, cuando:

- a. La presión es constante en el área de drenaje.
- b. No hay flujo a través del radio de drenaje.

El método se cumple cuando la distancia radial investigada durante la producción ha llegado al radio de drenaje y ha existido una tasa constante de producción.

Horner⁽³⁾ efectúa análisis de los parámetros físicos en yacimientos infinitos, tomando en consideración el tiempo que tiene el pozo produciendo y efectúa estudios en pozos exploratorios. Horner considera una limitación a su método cuando dice que puede aplicar en pozos que no hayan producido demasiado como para dismi-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

nuir la presión estática del yacimiento.

Horner posteriormente efectúa una modificación a su método con el objeto de aplicarlo a yacimientos finitos mediante la adición de un término adicional llamado efecto de límite, el cual es función del radio de drenaje y del tiempo de producción.

El método desarrollado por Matthews, Brons y Hazebroek (M. B.H.)⁽⁴⁾ fue aplicado a yacimientos limitados y calcula la presión promedia del yacimiento. Aplica el criterio de que para un flujo uniforme los volúmenes de drenaje individuales son proporcionales a la tasa de producción de cada pozo.

El método consiste en extrapolar la porción recta de la curva de restauración de presión a un tiempo de cierre infinito. La presión promedia se obtiene corrigiendo la presión extrapolada con un factor que se obtiene de gráficos en que consideran diferentes formas de áreas de drenaje y posición relativa del pozo en las mismas.

El método propuesto por M.B.H. no es aplicable en formaciones estratificadas e incomunicadas entre sí. Se utiliza para casos de áreas de drenaje sin flujo a través de sus límites, considerando flujo unifásico en un yacimiento horizontal, homogéneo, isotrópico, espesor uniforme y suponiendo que el fluido posee una compresibilidad pequeña y constante.

Gladfelder y Asociados⁽⁵⁾ desarrollaron un método para corregir el efecto de almacenaje producido en las cercanías de



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

pozos de gas en las pruebas de restauración de presión.

Stegeneier y Matthews⁽⁶⁾ analizaron las anomalías en las curvas de restauración de presión, producidas por la segregación de petróleo y gas en el pozo luego del período de cierre.

Dietz⁽⁷⁾ presenta un estudio muy similar al de M.B.H. para diferentes formas de áreas de drenaje que se aplican a ya cimientos con empuje hidráulico, para condiciones de flujo se mi-contínuo y en donde se conocen pocos datos de la historia de producción.

Russell⁽⁸⁾ desarrolló un método que permite analizar las curvas de restauración de presión durante el período de producción posterior al cierre del pozo, esto es durante el período de llene. También desarrolló un método de aplicación pa ra los últimos períodos del tiempo de cierre, es decir cuando el efecto de límite de drenaje afecta la forma de la curva de restauración de presión.

Cooper y Papadopoulos⁽⁹⁾ presentaron curvas tipo y una téc nica de análisis para flujos específicos y pruebas de inyección con el pozo cerrado antes de efectuar las pruebas.

Estas curvas tipo son útiles para analizar datos tomados durante el período de flujo de una prueba de formación efectuada con tubería de perforación; pero al despreciar el efec to superficial traen como resultado valores no confiables, de tal forma que esas curvas no son aplicables a los casos -

más comunes de pruebas de presión de corto tiempo de duración

Ramey⁽¹⁰⁾ y Agarwal⁽¹¹⁾ presentaron juegos de curvas para pruebas de presión de corto tiempo de duración. Estas familias de curvas incluyen como parámetros: el efecto superficial y el coeficiente de almacenamiento en las cercanías del pozo. El método de Ramey requiere que los puntos dados se desplacen horizontal y verticalmente para así obtener un valor dado por una curva tipo. Esta operación y el hecho de que las curvas tienen formas similares dificultan su empleo.

McKinley⁽¹²⁾ desarrolló un método para determinar cualitativamente el estado de daño - estimulación en el pozo y analizó el fenómeno de la transmisibilidad alrededor del pozo y de la formación no alterada durante el período de la producción después del cierre.

McKinley usa una técnica similar a la de Ramey pero con una diferente familia de curvas tipo; al graficar las curvas solo existe una familia de curvas tipo y al tratar de hacer coincidir los puntos estos se desplazan en sentido horizontal.

Kersh y Earlougher⁽¹³⁾ efectuaron análisis de pruebas de presión de corto tiempo de duración por medio de juegos de curvas. El empleo de estas curvas tipo proporcionan ciertas ventajas sobre los otros métodos similares.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES TEORICAS



Las pruebas de formación suministran datos de producción y de presión, que permiten obtener información adicional del yacimiento, ya sea para evaluar una zona potencialmente económica o para determinar la necesidad de efectuar algún tipo de estimulación a la formación.

El probador de formación como herramienta de evaluación, indicaba originalmente, el tipo de producción de fluidos. Su aplicación se vió favorecida cuando fueron suministradas algunas ecuaciones a partir de modelos representativos de las condiciones existentes en los yacimientos estudiados en base a las cuales se pueden derivar las relaciones existentes entre los parámetros del yacimiento.

2.1. DATOS OBTENIDOS A PARTIR DE UN ENSAYO DE FORMACION

Los datos que son posibles de obtener durante un ensayo de formación son los siguientes:

- a. Identificación de los fluidos del yacimiento ✓
- b. Volúmenes de recuperación ✓
- c. Tasas de flujo de petróleo, agua y gas ✓
- d. Tiempos de flujo. ✓
- e. Relaciones gas-petróleo y petróleo-agua ✓
- f. Gravedad API del petróleo ✓
- g. Resistividad del agua de formación. ✓
- h. Temperaturas de flujo. ✓



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- i. Presiones del separador y cabezal del pozo. ✓
- j. Valores de tiempos de cierre con presión registrados en una carta. ✓

Si durante un ensayo de formación fuera posible instalar un registrador de presión dentro de la formación en un punto arbitrario situado lejos del pozo, la presión de formación p_f , al tiempo de flujo t , sería medida por el registrador imaginario, pero como la herramienta se encuentra en el pozo, no medirá la presión que tiene lugar en la formación.

Durante pruebas de restauración efectuadas al cerrar un pozo, que permiten la recuperación de la presión de formación, o en que la presión del fondo tiende a estabilizarse, el pozo se convierte exactamente en otro punto del yacimiento y como resultado tenemos que la presión registrada en el pozo durante la recuperación, se convierte en una imagen de presión registrada en otro punto arbitrario del yacimiento.

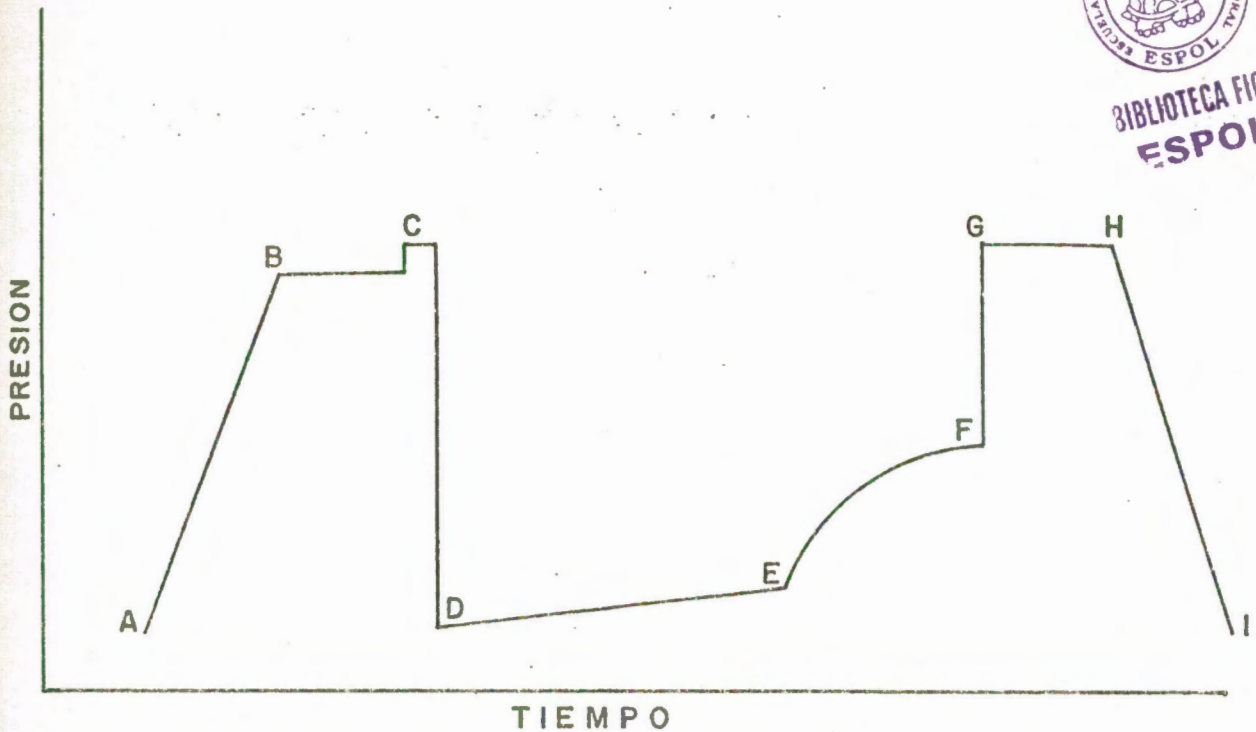
El registrador de presión situado en el pozo usualmente muestra una recuperación de presión producida, ya sea por el incremento de nivel del fluido (altura hidrostática) o presión que se ejerce en el interior de la herramienta.

La Figura 2.1 es la representación de una carta de presión contra tiempo obtenida durante una prueba de formación, en la que se aprecia un solo período de flujo y cierre.

La Línea A-B indica que la presión se incrementa a medida que se baja la herramienta en el pozo debido a la presencia de la columna hidrostática; B señala la presión hidros-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



CURVA PRESION CONTRA TIEMPO OBTENIDA EN UNA PRUEBA DE FORMACION

FIG. No. 2-1

tática inicial; en C se observa un ligero incremento de presión al asentar la empacadura. El punto D indica que se abrió la herramienta para flujo inicial, mide presión inicial de flujo.

El punto E indica presión final de flujo. El punto F indica presión de cierre final, al restaurarse la presión se observa un incremento de presión. El punto G mide la presión hidrostática final al colocar la herramienta en posición de recirculación. La línea H-I registra el decremento en presión a medida que la herramienta sube en el pozo.

TEORIA DEL ANALISIS DE LA RESTAURACION DE PRESION

A. Fundamentos

Desde hace algunos años se emplean ecuaciones de flujo de fluidos para describir el flujo a través de un medio



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

poroso.

Se han efectuado estudios de los fenómenos de flujo de fluidos en medios porosos y la aplicación de esas teorías a la ingeniería de yacimientos, particularmente para las pruebas de formación.

Estas ecuaciones muestran la relación entre las características de la formación, y las propiedades del movimiento de fluidos a través de los poros, y este resultado a su vez sobre la cantidad de fluido que pasa cuando se aplica una cierta diferencial de presión.

El movimiento de fluidos a través de los poros de la formación va acompañado por variaciones de los parámetros: presión, compresibilidad, viscosidad y saturación, los mismos que varían de acuerdo con su ubicación en el yacimiento, con el tiempo y con la geometría del flujo.

B. Ecuaciones Básicas

La ecuación que rige la descripción matemática del movimiento de los fluidos es la ecuación de difusividad⁽¹⁴⁾, la misma que es una ecuación de derivadas parciales.

De acuerdo a los parámetros obtenidos para cada tipo de flujo de fluidos existe una ecuación de difusividad, ya sea, según la forma del flujo (geometría) y el tipo de fluido fluyente (líquido, gas real o gas ideal).

La descripción matemática del movimiento se basa en los siguientes principios físicos:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- Ley de Darcy
- Ley de conservación de masa o de continuidad.
- Ley del estado del fluido.

(18,19)
B.1. Ley de Darcy:

La forma general de la Ley de Darcy para el flujo de una sola fase en el espacio, es decir, en cualquier dirección con respecto a la línea horizontal es:

$$q = A \frac{K}{\mu} \left(- \frac{dP}{ds} + \frac{\rho}{1.033} \text{ sen } \alpha \right) \quad (2-1)$$

Donde:

q = Tasa de flujo, cc/seg.

A = Area de la sección transversal del flujo, cm^2

K = Permeabilidad, darcys.

μ = Viscosidad del fluido, centipoises

$\frac{dP}{ds}$ = Gradiente de presión, atm/cm en una dirección.

ρ = Densidad del fluido, g/cm.

s = Dirección del flujo

α = Angulo de inclinación

$\frac{\rho \text{ sen } \alpha}{1.033}$ = atm/cm en la dirección del flujo

Tratándose de flujo continuo horizontal monofásico, la ecuación (2.1), nos queda:

$$q = - A \frac{K}{\mu} \frac{dP}{ds} \quad (2-2)$$

Pero $\frac{q}{A} = V,$

$$\text{Luego, } V = \frac{q}{A} = - \frac{K}{\mu} \frac{dP}{ds} \quad (2-3)$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Donde:

$V =$ Velocidad aparente del fluido, cm^3/seg .

La velocidad aparente constituye la base de la Ley de Darcy, o sea la velocidad real promedio de un fluido es la velocidad aparente dividida por la porosidad, cuando el fluido se encuentra saturando la roca.

El signo negativo en la ecuación general (2-1) significa que si tomamos el flujo positivo en la dirección positiva de S , la presión disminuye en esa dirección y la pendiente $\frac{dP}{dS}$ es negativa.

En unidades prácticas de campo, la conversión de la ecuación (2-3) es la siguiente:

$$\frac{q \times 42 \text{ gal/bl} \times 3785.43 \text{ cm}^3/\text{gal}}{86400 \text{ seg/día} \times A \times (30.48 \text{ cm/pie}^2)}$$
$$= - \frac{K}{\mu} \frac{dP}{dS \times 30.48 \text{ cm/pie} \times 14,696 \text{ lpc/atm}}$$

$$v = \frac{q}{A} = - 1.127 \frac{K}{\mu} \frac{dP}{dS} \quad (2-4)$$

Donde:

$$v = \frac{\text{Bbls}}{\text{día} \times \text{pie}^2}$$

$$q = \text{Bbls/día}$$

$$A = \text{pies}^2$$

$$K = \text{darcys}$$

$$\mu = \text{centipoises}$$

$$\frac{dP}{dS} = \frac{\text{lbs}}{\text{pulg}^2} \times \frac{1}{\text{pie}}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

B.2. Ley de Conservación de masa o de continuidad:

Esta ley significa que un objeto físico se conserva, es decir, no se crea ni se destruye sino que se transforma, para el caso del flujo de fluidos en medios porosos, el objeto físico sería la masa y la conservación se efectuaría para un volumen determinado.

Masa de fluido que entra - Masa de fluido que sale = Variación de masa dentro del medio.

B.3. Ley de estado del fluido

Para establecer la ecuación de estado de los gases perfectos o ecuación característica de los gases es necesario recurrir a las leyes de Gay-Lussac⁽¹⁹⁾ y Boyle-Marriotte⁽¹⁹⁾, Las mismas que se pueden resumir en una sola expresión denominada ecuación de estado de los gases perfectos o ecuación característica de los gases, es decir:

$$PV = nRT \quad (2-5)$$

Para los gases reales se tiene la expresión:

$$P \left(\frac{V_r}{Z} \right) = nRT \quad (2-6)$$

Ecuación de estado del fluido. Flujo de un líquido monofásico.

Para este caso se tiene la siguiente expresión:

$$\rho = \rho_0 e^{c(P - P_0)} \quad (2-7)$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En la expresión (2-7) observamos que la ecuación de estado relaciona la densidad del fluido, con la presión, P y como se trata de flujo isométrico siendo la temperatura, T constante, la ecuación de estado será solo función de la presión.

B.4. La ecuación de difusividad:⁽¹⁴⁾

La ecuación de difusividad se basa en las siguientes asunciones:

- a. Un solo fluido se mueve en sentido horizontal lineal.
- b. Suponemos la compresibilidad y la viscosidad del fluido en movimiento como constantes a consecuencia de las variaciones de presión en el volumen considerado.
- c. La porosidad relativa al fluido en movimiento es constante.
- d. La permeabilidad del medio poroso es constante e independiente de la presión.

La ecuación de difusividad se representa por la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial Y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial Z^2} = \frac{\phi \mu C}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2-8)$$

Reemplazando $K/\phi\mu C$ por η , difusividad hidráulica, y

$$\frac{\partial^2 P}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial Y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial Z^2} \quad \text{por VP Laplace de } P, \text{ tenemos la}$$

forma general de la ecuación de difusividad:



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$\nabla P = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2-9)$$

La ecuación de difusividad para flujo radial se expresa mediante la ecuación:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu C}{Kr} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2-10)$$

y la forma general se representa por:

$$\nabla P = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2-11)$$

C. Parámetros físicos calculados en los diferentes Yacimientos.

C.1. Presión del Yacimiento:

Es la presión estática del fluido que existe cuando el pozo está estabilizado o estático, es decir cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo y es la presión que existe en la cara de la arena de la formación petrolífera cuando la producción se ha interrumpido durante un intervalo de tiempo suficiente para permitir que se restaure la presión de fondo del pozo producida por la columna de gas y líquido.

C.2. Permeabilidad:

La permeabilidad de una roca de acumulación se define como la facultad que posee la formación para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

La permeabilidad obtenida mediante pruebas de formación es la permeabilidad efectiva promedio de la formación respecto al fluido producido. Es de hacer notar que los análisis de testigos nos dan la permeabilidad absoluta.

El valor de la permeabilidad efectiva obtenida a partir de curvas de restauración de presión constituye la mejor medición de este parámetro, por cuanto se lo obtiene a condiciones de yacimiento.

C.2.1. Capacidad productiva de la formación

Otro de los parámetros que se puede obtener aplicando los métodos empleados en esta tesis es la capacidad productiva que resulta del producto de la permeabilidad por el espesor neto de la formación ($Koh, md \times pie$), lo cual nos da una estimación de la posibilidad de producción por pie de formación.

C.3. Daño o estimulación de la Formación: ⁽²⁾

Este parámetro constituye una valiosa determinación que se obtiene a partir de las pruebas de formación, dado que se constata la presencia y magnitud del daño en el pozo.

Se sabe por la experiencia que el daño de la formación no es un efecto permanente, sino que tiende a desaparecer con el tiempo, pero dado que ese tiempo puede ser largo



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

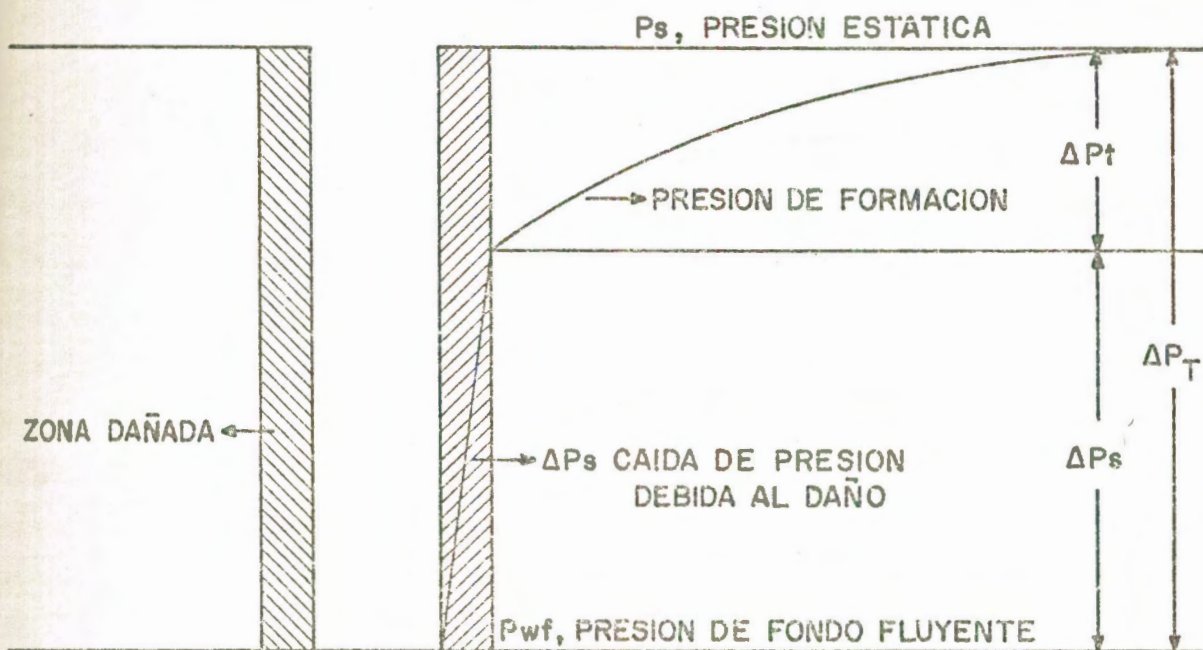
(días, meses) se vuelve necesario, luego de determinar su magnitud, mediante un adecuado tratamiento de estimulación, quede reducido a un valor insignificante.

Daño

3.1. Por definición el daño de la formación es una zona de permeabilidad reducida adyacente al pozo. Como resultado de las operaciones de perforación y completación, el efecto neto del daño es la restricción u oposición al flujo de fluidos de la formación al pozo como resultado de una pérdida de presión.

El daño del pozo puede estar tan extendido que puede impedir completamente la producción de fluidos.

La Fig. 2.2 representa la distribución de presión con distancia en presencia de daño a la formación.



DISTRIBUCION DE LA PRESION EN UN YACIMIENTO EN PRESENCIA DE DAÑO A LA FORMACION.



3.2. Causas del daño a la formación

Para comprender el daño que puede experimentar la formación, se exponen las causas que restringen el paso de fluidos hacia el pozo.

a. Invasión de fluidos filtrados por el lodo de perforación.

Tiene lugar cuando la formación presenta permeabilidad y hay pérdidas de fluidos por filtración.

El fluido de perforación tiene una presión hidrostática, la que debe ser mantenida más alta que la presión de formación, por lo que hay tendencia al movimiento de fluidos desde el pozo hasta cierta distancia de la formación, aún luego de formado el revoque o costra.

El filtrado de lodos en base de agua fresca es más perjudicial, ya que el filtrado de agua salada, a veces aumenta la permeabilidad al petróleo.

Tipos de daño:

- a.1. El contenido de arcilla de una formación determina la sensibilidad de esta a ser dañada.
- a.2. La hidratación de las arcillas depende de la interacción química que se produce entre las arcillas y el filtrado.
- a.3. Se ha comprobado que a medida que el filtrado invade arenas arcillosas, las partículas de arcilla intersticial cambian de posición debido al incremento de saturación de agua, lo cual les proporciona



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

mayor movilidad.

- a.4. Otro tipo de daño por efecto del agua se produce cuando pequeñas gotitas de agua de invasión se adhieren a la formación. Debido a la tensión superficial esas gotitas pueden quedar en forma semipermanente obstruyendo los capilares de la formación y por consiguiente causando daño al pozo.

Efectos de la invasión del fluido filtrado desde el fondo de perforación a la formación.

1. Formación de emulsiones con los fluidos de la formación, dando por resultado mezclas de alta viscosidad, y el bloqueo de los poros.
2. Precipitación de sólidos tales como sales solubles, partículas asfálticas, etc.
3. Se puede producir una reducción de la permeabilidad relativa al gas debido a la presencia de un tercer fluido inmiscible, tal es el caso de arenas de gas (S_{wi} , y S_{gi}) perforadas con lodos a base de petróleo.
4. También puede haber una reducción de la permeabilidad relativa al petróleo por aumento de la saturación de agua crítica, ya sea por reducción del volumen de los poros (hidratación de las arcillas), o por cambio de la saturación de agua de tipo insular a pendular, es decir que encontrándose dispersa el agua forma círculos alrededor de los puntos de contacto de los granos.



- b. Invasión de sólidos desde el lodo de perforación a la formación.

Constituye una fuente seria de daño a la formación. La disminución de la permeabilidad es atribuida al taponamiento de los poros por partículas sólidas, lo que es esencial para poderse formar un revoque o costra en la cara de la arena; pero también puede formarse un revoque o costra dentro de la zona invadida causando un daño a la formación.

- c. Daño de la formación por taponamiento de partículas finas en suspensión.

La reducción en la permeabilidad también puede producirse cuando finas partículas en suspensión bloquean los espacios porosos de la formación, tal es el caso de arcillas dispersas, material de cementación, etc. estas partículas finas tienden a formarse por:

1. Dispersión de arcillas por el cambio de salinidad, lo que ocurre con cualquier tipo de arcilla presente.
2. Daños producidos por cambio del pH.

- d. Daño producido por efecto del cambio brusco de temperatura.

Por experimentos de laboratorio se ha comprobado que la vaporización instantánea del agua de saturación (como resultado del cambio violento de temperatura crea una fuerza mecánica dentro de las arcillas que las hace dispersar y al moverse obstruyen los poros.



e. Daño producido por la broca

La acción triturante de los dientes de la broca tienden a ablandar la formación atravezada, simultáneamente la circulación del fluido de perforación lava los ripios.

Con frecuencia los pedazos pequeños reducidos a finas partículas pueden ser empujados a través de los poros naturales de la formación ya sea por la presión diferencial o por efecto de la broca creando así daño al pozo, también la acción de la broca tiende a triturar la roca y reduciendo de esa forma las aberturas naturales de la formación.

f. Daño por producción

Se produce cuando hay una apreciable caída de presión durante la producción de fluidos de la formación. Un tipo de daño de producción es el bloqueo por gas.

Una fuerte caída de presión durante la apertura del probador de formación puede ser suficiente para causar la salida violenta de gas de la formación por lo que lleen y bloquean los poros creando un efecto de daño.

c.3.3. Efectos del daño a la formación:

El resultado final de los diferentes tipos de daño ex-puestos es restringir el flujo de fluidos de la formación muy por debajo de lo que podría esperarse para las condiciones existentes en el yacimiento.

Las pruebas de formación nos proveen de ciertos datos,

BIBLIOTECA FAC
ESPOL

pero aún así es difícil determinar con exactitud la profundidad y el tipo de daño presente. Más adelante se exponen algunos métodos y ecuaciones con los que se dan valores numéricos a este fenómeno, usando los datos de pruebas de formación.

Es posible obtener datos confiables del daño complementando los datos de las pruebas de formación con los análisis de núcleos y de registros de pozos.

C.3.4. Remedios contra el efecto restrictivo del flujo de fluidos de la formación al pozo:

Cuando se ha establecido daño en la formación que trae como consecuencia disminución en la producción, lo que normalmente se ejecutan son trabajos de estimulación mediante reacondicionamientos o "workover", tales como:

1. Tratamientos químicos contra depósitos de parafinas, partículas asfálticas, etc.
2. Tratamientos mediante la inyección de ácidos.
3. Diferentes formas de fracturamiento de la formación:
 - a. Hidráulico
 - b. Explosivo
 - c. Nuclear

C.4. Índice de productividad

El índice de productividad es una medida del potencial o de la capacidad del pozo para producir fluidos y cons-

BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

tituye una propiedad comunmente medida.

C.4.1. Rango de una variación del índice de productividad:

La experiencia ha determinado una amplia variación de valores del índice de productividad, que dependen de las características de producción de cada pozo en particular, así como del yacimiento en general.

Se dan una serie de valores como indicativos del índice de productividad de los pozos:

$J < 0.5$ BPD/Lpc es un IP bajo

$0.5 < J < 1.5$ BPD/Lpc es un IP medio

$J > 1.5$ BPD/Lpc es un IP alto

C.4.2. Determinación de las variables:

Cuando se cierra un pozo se deja transcurrir un cierto tiempo con el objeto de que se estabilicen o se equilibren las presiones en el yacimiento, para luego bajando al pozo un medidor o bomba de presión de fondo, determinar las fluctuaciones de la presión.

Durante el período de cierre determinamos la presión estática, P_s . Luego que el pozo haya producido por un tiempo determinado, se mide la presión de fondo fluyente, P_{wf} .

La tasa de flujo se determina por medio de contadores de flujo situado en los separadores o por medida en el tanque de almacenamiento.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

C.4.3. Declinación del índice de productividad:

El índice de productividad constituye un parámetro de gran importancia en ingeniería de yacimientos, es una función de la tasa de producción y de la caída de presión o presión diferencial.

En yacimientos por empuje hidráulico o de empuje por agua el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en la tasa de flujo, de manera que es directamente proporcional a la presión diferencial.

Pero en aquellos pozos sujetos a otros tipos de empuje la proporcionalidad no se mantiene para altas tasas de flujo y tiende a disminuir. La causa de la disminución puede ser debido a uno o varios de los siguientes motivos:

1. Turbulencia a altas tasas de flujo.
2. Disminución de la permeabilidad del petróleo a consecuencia del gas libre existente como resultado de la caída de presión.
3. Aumento en la viscosidad del petróleo con la caída de presión bajo el punto de burbujeo, debido a la liberación de gas en solución.
4. Reducción de la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

Si existe una caída de presión muy grande puede originar la paralización de la producción de líquido y convertirse dicho pozo en productor de gas.



BIBLIOTECA
ESPO

Lo que se explica por la creación de una fase de gas en el yacimiento, por lo que disminuye la permeabilidad efectiva al petróleo y se aumenta la permeabilidad efectiva al gas. Resultando altas razones gas-petróleo, lo que sucede en yacimientos de empuje por depleción.

Se presupone que no existe intrusión de agua ni expansión de la capa de gas. En este tipo de yacimientos los índices de productividad de los pozos decrecen a medida que la depleción se incrementa, por el aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución y por la reducción de la permeabilidad del petróleo a medida que disminuye la saturación del mismo.

En pozos que producen agua, el índice de productividad, basado solo en la producción de petróleo, disminuirá a medida que el porcentaje de agua aumenta.

Para el caso de yacimientos con empuje por gas en solución, el índice de productividad declina con el tiempo debido a los siguientes motivos:

1. Por el incremento en la viscosidad del petróleo por desprendimiento del gas en solución.
2. Por disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo debido a la disminución de la saturación de petróleo.

C.4.4. Medición del Índice de Productividad en la Práctica:

Con el objeto de obtener buenos valores de índice de productividad, deberían seguirse los siguientes pasos:



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

1. Bajar una bomba de presión al fondo del pozo y cerrar por 24 o 72 Hrs. con objeto de que se establezca la presión del yacimiento con lo que se determina la presión estática, Ps.
2. Abrir el pozo y ponerlo a producir a su tasa más baja - por unas 48 horas, se mide la tasa de producción, q y la presión de fondo fluyente, Pwf.
3. Sacar la bomba de presión y poner a producir el pozo a una tasa mayor estabilizada por 48 horas. La experiencia recomienda tomar 3 tasas de producción y obtener un promedio, con lo que determinamos q, Bbls/día.
4. Con los datos obtenidos reemplazamos en la expresión:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \quad (2-12)$$

en que $J = \frac{\text{Bbls/día}}{L_{pc}}$

C.4.5. Determinación del índice de productividad por medio del probador de formación (DST)⁽²⁰⁾

Al efectuar el gráfico de la presión de fondo versus tiempo de flujo en papel logarítmico, obtenemos una serie de líneas rectas de acuerdo a los períodos de flujo programados.

Para la determinación del índice de productividad se parte de los siguientes conceptos:

Por definición, conocemos que el índice de productividad



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

es:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}}$$

La producción acumulada, NP hasta un tiempo t (Min) es:

$$N_p = \int_0^t \frac{q dt}{1440} \quad (2-13)$$

como la presión guarda una relación lineal con el tiempo graficado en papel logarítmico, se puede expresar como:

$$P_{wf} = bt^a \quad (2-14)$$

Donde a y b son constantes y pueden ser determinadas a partir de dos puntos del gráfico.

La expresión (2-12) la podemos poner bajo la forma:

$$q = J(P_s - P_{wf})$$

Reemplazando en la ecuación (2-13), nos queda:

$$N_p = \int_0^t \frac{J (P_s - P_{wf}) dt}{1440} \quad (2-15)$$

o también:

$$\frac{N_p \cdot 1440}{J} = \int_0^t (P_s - P_{wf}) dt$$

Reemplazando NP . 1440 por Np' y Pwf por bt^a tenemos:

$$\frac{N_p'}{J} = \int_0^t (P_s - bt^a) dt \quad (2-16)$$

Si al tiempo t se han obtenido 2 períodos de flujo, la



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

expresión (2-16) se convierte en:

$$\frac{Np'}{J} = \int_0^{t_1} (Ps - b_1 t^{a_1}) dt + \int_{t_1}^{t_2} (Ps - b_2 t^{a_2}) dt$$

Resolviendo las integrales:

$$\frac{Np'}{J} = \left[Ps \cdot t - \frac{b_1}{a_1+1} t^{a_1+1} \right]_0^{t_1} + \left[Ps \cdot t - \frac{b_2}{a_2+1} t^{a_2+1} \right]_{t_1}^{t_2}$$

$$\frac{Np'}{J} = Ps t_1 - \frac{b_1}{a_1+1} t_1^{a_1+1} + Ps t_2 - \frac{b_2}{a_2+1} t_2^{a_2+1}$$

$$- Ps t_1 + \frac{b_2}{a_2+1} t_1^{a_2+1}$$

Simplificando y reemplazando valores, nos queda finalmente:

$$\frac{Np'}{J} = \frac{Ps t_2 - \frac{b_1}{a_1+1} t_1^{a_1+1} + \frac{b_2}{a_2+1} \left[t_1^{a_2+1} - t_2^{a_2+1} \right]}{1440} \quad (2-17)$$

C.5. Radio de investigación:

Por existir una remoción física de fluidos durante una prueba de formación habrá sobre el yacimiento un efecto de finido para una distancia determinada. Esa distancia se conoce como radio de investigación de la prueba; este parámetro es útil para cálculos de espaciamiento de pozos y análisis de volúmenes o reservas de hidrocarburos.

La experiencia nos da una serie de consideraciones que



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

las expondremos a continuación:

1. A mayor permeabilidad y tiempo de flujo de fluidos, mayor será el radio de influencia de la prueba.
2. Mientras mayor sea la porosidad o capacidad de reserva de la formación menor será el radio de influencia de la prueba.
3. A mayor viscosidad y/o compresibilidad del fluido, existirá un menor radio de influencia de la prueba.

C.6. Determinación de anomalías:

Cuando se detecta una anomalía, puede estimarse la distancia a la misma empleando métodos que se explicarán más adelante.

Varios métodos han sido presentados con el objeto de determinar la distancia a la falla por medio del análisis de la curva de restauración de presión, nuestro interés recae sobre las trampas estructurales, es decir, afectadas por deformaciones de la corteza terrestre por medio de fallas, o sea fenómenos que han interrumpido el proceso migratorio del petróleo y que han producido como consecuencia la acumulación de hidrocarburos.

D. Técnicas y Métodos de Aplicación

D.1. Método de Horner:⁽³⁾

Este método será usado como básico para las comparaciones con los otros métodos empleados (dada su gran aceptación

por ingenieros petroleros en muchos países) para los análisis de pruebas de restauración de presión, ya sea en yacimientos finitos o infinitos.

Para la derivación de los métodos que tratan del flujo de fluidos poco comprensibles se requiere de las siguientes suposiciones:

1. Se pueden aplicar al flujo multifásico las ecuaciones desarrolladas para flujo unifásico.
2. Las propiedades de los fluidos son constantes para todas las condiciones del yacimiento.
3. El pozo se cierra en la cara de la arena de modo que no hay producción después del cierre.
4. La tasa de producción se estabiliza antes del cierre.
5. Las propiedades del yacimiento son uniformes.
6. Se considera que el yacimiento tiene la forma de un cilindro circular horizontal.

a. Yacimientos finitos:

Consideran los siguientes puntos:

1. Un límite interior o un diámetro del pozo pequeño.
2. Producción de fluidos continua y constante hacia el pozo.
3. Fluidos poco comprensibles.
4. Un límite exterior del yacimiento o radio de drenaje grande pero finito.
5. En el límite exterior o radio de drenaje la presión permanece constante.

6. No hay flujo en el límite exterior después del cierre.

La ecuación básica para el desarrollo de una expresión válida para yacimientos finitos es la ecuación de difusividad radial:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{K r} \frac{\partial P}{\partial t}$$

La solución de esta ecuación con tasa constante y límite exterior cerrado es la siguiente expresión:

$$P_{ws} = P_i + \frac{q \mu \beta_0}{4 \pi K h} \left[\frac{3}{4} + \ell n \frac{r_w}{r_b} - \frac{r_w^2}{2 r_b^2} - \frac{2 K t}{\phi \mu c r_b^2} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0 \left(\alpha_n \frac{r_w}{r_b} \right) e^{-\frac{\alpha_n^2 K t}{\phi \mu c r_b^2}}}{\alpha_n^2 J_0^2 \alpha_n} \right] \quad (2-18)$$

Donde:

q = Tasa constante de producción.

P_i = Presión inicial estabilizada

P_{ws} = Presión fondo estabilizada

r_w = Radio del pozo

r_b = Distancia radial al límite exterior cerrado.

α_n ($n = 1, 2, 3, \dots, \infty$) = Raíces de

$J_1(\alpha_n) = 0$

J_0 = Función de Bessel, primera clase y orden cero

Sumando y restando dentro de la ecuación (2-18) la expresión:

$$\frac{q \mu \beta_0}{4 \pi K h} E_i \left(\frac{-\phi \mu c r_w^2}{4 K t} \right)$$

Nos queda:



$$P_{ws} = P_i + \frac{q \mu \beta}{4 \pi K h} \left[E_i \left(\frac{-\phi \mu c r_w^2}{4 K t} \right) - E_i \left(\frac{-\phi \mu c r_b^2}{4 K t} \right) - \frac{4 t_D r_w^2}{r_b^2} \right. \\ \left. - 2 \ln \frac{r_w}{r_b} + \frac{3}{4} - 4 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0 \left(\alpha_n \frac{r_w}{r_b} \right) e^{-\frac{\alpha_n^2 K t}{\phi \mu c r_b^2}}}{\alpha_n^2 J_0^2 \alpha_n} \right] \quad (2-19)$$

$$\text{Haciendo } Y(U) = E_i \left(\frac{-\phi \mu c r_w^2}{4 K t} \right) + \frac{4 t_D r_w^2}{r_b^2} + 2 \ln \frac{r_w}{r_b} \\ - \frac{3}{4} + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0 \left(\alpha_n \frac{r_w}{r_b} \right) e^{-\frac{\alpha_n^2 K t}{\phi \mu c r_b^2}}}{\alpha_n^2 J_0^2 \alpha_n} \quad (2-20)$$

Tenemos:

$$P_{ws} = P_i + \frac{q \mu \beta}{4 \pi K h} \left[E_i \left(\frac{-\phi \mu c r_w^2}{4 K t} \right) - Y(U) \right] \quad (2-21)$$

Pero: $\frac{q \mu \beta}{4 \pi K h} Y(U) =$ Caída de presión adicional, por definición:

$$E_i(-X) = - \int_X^{\infty} \frac{e^{-\mu}}{\mu} d\mu$$

En unidades prácticas:

$$(U) = \frac{948.4 \phi \mu c r_b^2}{K t} \\ Y(\mu) = E_i(-\mu) + \frac{e^{-\mu}}{\mu} \quad (2-22)$$

Reemplazando valores en la ecuación (2-21) y poniendo todo en unidades prácticas:

$$P_{ws} = P_i - 70,62 \frac{q\mu\beta_0}{Kh} Y \left(\frac{948,4 \phi\mu c r_b^2}{Kt} \right) \quad (2-23)$$

Considerando que la pendiente

$$m = \frac{162,6 q\mu\beta}{Kh}$$

La ecuación (2-23) en forma simplificada, nos queda:

$$P_{ws} = P_i - \frac{m}{2,303} Y(U) \quad (2-24)$$

b. Caso de Yacimientos infinitos:

Para aplicar la ecuación de difusividad al presente caso se hacen las siguientes suposiciones:

1. Un límite interior o diámetro del pozo pequeño que puede ser despreciado.
2. Flujo constante y continuo antes del cierre del pozo.
3. Fluído poco comprensible.
4. Límite exterior o radio de drenaje infinito.
5. Presión constante en el límite exterior.
6. El flujo es igual a 0 en el límite exterior.

La ecuación básica es:

$$P_{wf} = P_i + \frac{70.6 q\mu\beta}{Kh} E_i \left(\frac{- 948.4 \phi\mu c r_w^2}{Kt} \right) \quad (2-25)$$

Ecuación que indica que luego de producir el pozo a una tasa q por un tiempo t tiene la presión de fondo fluyente P_{wf} .



La expresión (2-25) es una solución exacta de la ecuación de difusividad (2-10) y si consideramos que hay un solo pozo produciendo a una tasa constante, durante un tiempo t , el cual cerramos para tomar una prueba de restauración de presión.

Si aplicamos el concepto de superposición que dice: La suma de dos soluciones de la ecuación diferencial lineal es solución de la ecuación y siendo lineal la ecuación de difusividad luego se pueden sumar dos soluciones de dicha ecuación y obtener una expresión que es también solución.

Si el pozo se cierra por un tiempo Δt , luego de producir por un tiempo t , se obtiene una caída de presión ΔP al tiempo Δt , por lo que se tiene:

$P_i - P_{wS} =$ Caída de presión causada por la tasa q al tiempo $(t + \Delta t)$ + Caída de presión causada por la tasa $-q$ al tiempo Δt .

La representación gráfica del efecto de superposición se lo tiene en la Fig. 2.3.

Luego aplicando el principio de superposición de efectos y considerando el pozo produciendo a una tasa q , por un tiempo $(T + \Delta T)$, y a su vez inyectando una tasa $-q$, por un tiempo ΔT . La siguiente expresión es solución de la ecuación (2-25):

$$P_i - P_{wS} = \frac{70.6 q \mu \beta}{Kh} - E_i \left(\frac{-948.4 \phi \mu crw^2}{K (T + \Delta T)} - E_i \left(\frac{-948.4 \phi \mu cr^2_w}{K \Delta T} \right) \right) \quad (2-26)$$



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

Para valores pequeños del argumento, $X \leq 0.01$, la función $E_i(-X)$, se aproxima a: $E_i(-X) = \ln X + 0.5772$. Luego la ecuación (2-26) queda:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162,6 q \mu \beta}{K h} \log \left(\frac{T + \Delta T}{\Delta T} \right) \quad (2-27)$$

La representación gráfica para condiciones ideales de P_{ws} contra $\log \left(\frac{T + \Delta T}{T} \right)$ resulta una línea recta, cuya intersección con el eje de las ordenadas será la presión estática, P^* cuando se cumpla $\log \left(\frac{T + \Delta T}{T} \right) = 1$.

Extrapolando la línea recta a un tiempo de cierre infinito.

En este caso $P^* = P_i$, la presión inicial en Lpc.

P_{ws} = Presión del pozo después del cierre.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, o presión durante el período de producción antes del cierre del pozo.

Siendo la pendiente

$$m = \frac{162,6 q \mu \beta}{K h}$$

Análisis cuantitativo del daño:

Caso de un yacimiento homogéneo, infinito y flujo radial.

Dedución de las ecuaciones básicas de trabajo.

Factor de daño:

Van Everdingen⁽²⁷⁾ ha definido el factor de daño como una constante S relacionada con la caída de presión, ΔP_s debida



BIBLIOTECA FACI
ESPOL

al daño y la tasa de flujo adimensional,

$$\Delta P_s = S \left(\frac{q \mu}{2 \pi K h} \right) \quad (2-28)$$

Introduciendo la ecuación (2-28) en la solución puntual de la ecuación de difusividad para el caso de un solo pozo en un yacimiento infinito.

$$P_{wf} = P_i + \frac{q \mu}{4 \pi K h} \ln \left(\frac{\gamma \phi \mu c r_w^2}{4 K t} \right) \quad (2-29)$$

La presión fluyente, P_{wf} después de un tiempo de producción, t será:

$$P_i - P_{wf} = \frac{-q \mu}{4 \pi K h} \ln \left(\frac{\gamma \phi \mu c r_w^2}{4 K t} \right) + \Delta P_s \quad (2-30)$$

Reemplazando ΔP_s por $S \left(\frac{q \mu}{2 \pi K h} \right)$:

$$P_{wf} = P_i + \frac{q \mu}{4 \pi K h} \left[\ln \left(\frac{\gamma \phi \mu c r_w^2}{4 K t} \right) - 2 S \right] \quad (2-31)$$

La expresión P_{wf} es menor que el valor de P_{wf} en ausencia de daño en una cantidad igual a $S \left(\frac{q \mu}{2 \pi K h} \right)$.

La experiencia nos dice que la magnitud del daño se puede estimar de la diferencia entre la presión antes del cierre del pozo y la presión tomada inmediatamente después.

La ecuación (2-31) nos da la presión antes del cierre. La presión a un tiempo de cierre Δt , la obtenemos de la expresión:

$$P_{ws} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

(2-32)

La caída de presión ΔP al tiempo Δt será:

$$\Delta P \text{ a } \Delta t = \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \left(\frac{\gamma\phi\mu c r_w^2}{4K\Delta t} \right)$$

La caída de presión ΔP al tiempo $(t + \Delta t)$ será:

$$\Delta P \text{ a } (t + \Delta t) = \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \left(\frac{\gamma\phi\mu c r_w^2}{4K(t + \Delta t)} \right)$$

Sumando los dos efectos, tendremos:

$$P_i - P_{ws} = \frac{q\mu}{4\pi Kh} \left[\ln \frac{\gamma\phi\mu c r_w^2}{4K\Delta t} - \ln \frac{\gamma\phi\mu c r_w^2}{4K(t + \Delta t)} \right]$$

Simplificando:

$$P_i - P_{ws} = \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

$$P_{ws} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2-32)$$

Restando la ecuación (2-31) de la (2-32), tendremos:

$$P_{ws} - P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) - P_i - \frac{q\mu}{4\pi Kh} \left[\ln \left(\frac{\gamma\phi\mu c r_w^2}{4Kt} \right) - 2S \right]$$

Nos queda:

$$P_{ws} - P_{wf} = - \frac{q\mu}{4\pi Kh} \left[\ln \frac{\gamma\phi\mu c r_w^2 (t + \Delta t)}{4Kt (\Delta t)} - 2S \right] \quad (2-33)$$

Para pequeños valores de Δt comparados con t , se puede apro

$$\text{ximar} \quad \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \approx 1$$

$$\text{cuando} \quad \Delta t = 1 \text{ hora}$$

$$\text{y} \quad P_{ws} = P_1 \text{ hora}$$

$$\text{Reemplazando} \quad \frac{q_u}{4 \pi K h} \quad \text{por} \quad \frac{m}{2,303}$$

empleando unidades de campo:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_1 \text{ hora} - P_{wf}}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu c r_w^2} + 3.23 \right] \quad (2-34)$$

La presión en 1 hora es la presión extrapolada a 1 hora a partir de la porción recta de la curva de restauración de presión.

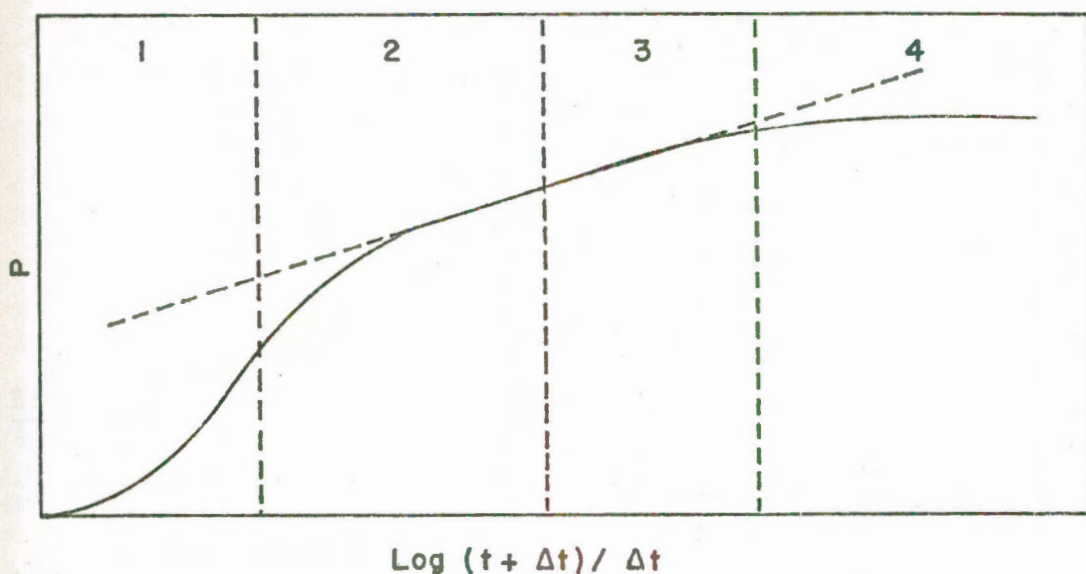
La pendiente m se obtiene de la porción de la curva de restauración de presión que prevalece después del período de post flujo y antes de que sean apreciados los efectos de límite o de migración de fluidos del yacimiento.

En las gráficas obtenidas a partir de las pruebas de restauración de presión se aprecian las siguientes divisiones (Fig. 2-4):

1. La primera sección corresponde a la parte afectada por la redistribución de fases.
2. La segunda sección está afectada por el almacenaje del pozo.
3. La tercera sección permite investigar una zona distante al pozo que no es afectada por la vecindad del pozo ni por

los efectos del límite de área de drenaje (esta sección se estudia con los llamados métodos convencionales).

4. La última sección está afectada por los límites del área de drenaje e interferencia de pozos, como se observa en la Fig. 2.4.

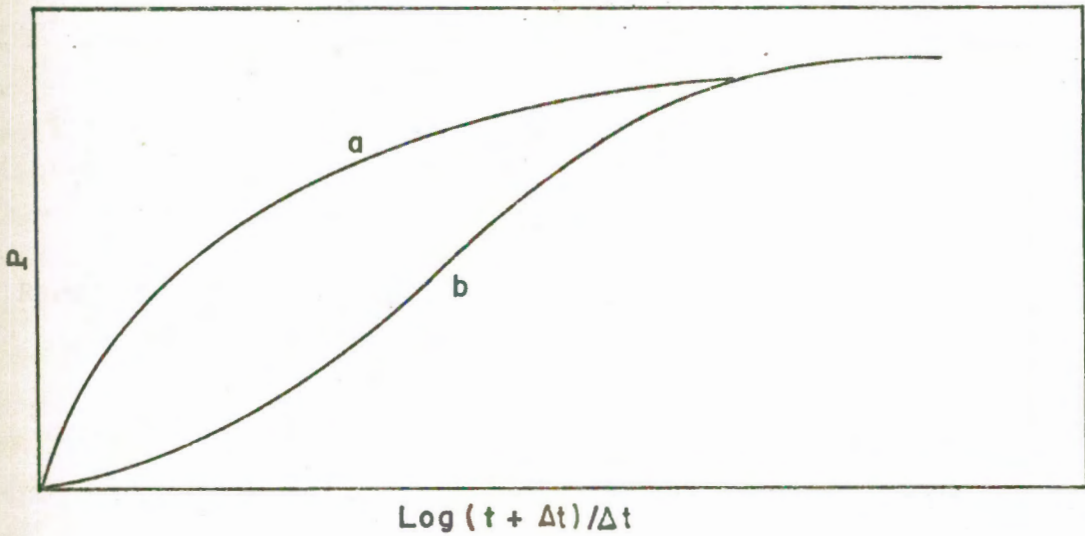


CURVA TIPO DE ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

FIG. No. 2-4

Efecto de almacenaje:

Se caracteriza por una curva en S para el caso de restauración de presión, y se pueden tener dos casos, como lo ilustra la Fig. 2.5 en que la curva a se refiere a un cierre efectuado en la cara de la arena (fondo del pozo) y la curva b representa un cierre del pozo efectuado en superficie con "after flow" (Flujo posterior al cierre del pozo en superficie).



CURVA DE RESTAURACION DE PRESION

FIG. No. 2-5

Efecto del límite de yacimiento:

El efecto de límite del yacimiento en las curvas de restauración de presión se manifiesta por la tendencia de la curva a hacerse horizontal a medida que el tiempo de restauración se incrementa.

Para que este efecto se note en la curva es necesario - que el tiempo de restauración sea grande como para que los límites del yacimiento, una falla o la interferencia entre pozos tengan efecto en la presión del pozo estudiado.

Eficiencia de flujo:

Se define como la razón del índice de productividad actual o real al índice de productividad ideal sino hubiera efecto de daño ($S = 0$).

Eficiencia de flujo = E

$$E = \frac{J'}{J} = \frac{\text{Indice de productividad real}}{\text{Indice de productividad ideal}}$$

Reemplazando valores,

$$J' = \frac{q}{P^* - P_{wf}}$$

$$J = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}$$

Nos queda:

$$E = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \quad (2-35)$$

El valor ΔP_s lo obtenemos de la ecuación (2-28).

$$\Delta P_s = S \left(\frac{q \mu}{2 \pi K h} \right)$$

$$\text{Usando } m = 2,303 \frac{q \mu}{4 \pi K h}$$

Tenemos:

$$\Delta P_s = 0.87 m.S$$

Si al valor de la eficiencia de flujo sustraemos de la unidad, nos da el factor de daño, FD.

$$\text{Factor de daño} = FD = 1 - E \quad (2-36)$$

Luego una eficiencia de flujo, E menor que la unidad, un efecto superficial, S positivo y un factor de daño, FD positivo indican daño zonal.

Una eficiencia de flujo, "E" mayor que la unidad, un efecto superficial, S negativo, y un factor de daño negativo

indican estimulación del pozo.

D.2. Método de Mc Kinley: ^(12, 16)

Este método nos dice que el cambio de presión por efecto de la producción después del cierre del pozo, debe significar un balance dinámico entre la capacidad del pozo para almacenar fluidos y la forma con que el yacimiento envía fluidos al pozo.

Para el ploteo de las curvas tipo se considera que existe un yacimiento infinito, radial y homogéneo.

Las siguientes expresiones son soluciones de la ecuación de difusividad. Si el pozo ha estado cerrado y comienza a producir a una tasa q a un tiempo $t = 0$, la caída de presión será:

$$P_w(t) - P_w(0) = K_M \int_0^t \left[q_f(\tau) - q(\tau) \right] d\tau \quad (2-37)$$

$$P_w(t) - P_w(0) = - \frac{70.6}{J} \int_0^t q(\tau) U(t - \tau) d\tau \quad (2-38)$$

Siendo K_M un parámetro que tiene relación con el efecto de almacenaje de fluidos en el pozo.

Se consideran las siguientes expresiones para K_M :

1. En pozos llenos de fluidos

$$K_M = 6.95 \times 10^{-4} \cdot \frac{1}{C_{wV}}$$



2. En pozos parcialmente llenos de fluidos y presión constante de cabeza.

$$K_M = 390 \times 10^{-3} \frac{G}{A}$$

El valor U como solución fuente está representado por:

$$U(t) = - E_i \left(\frac{r_w^2}{4 \eta t} \right) \quad (2-39)$$

Siendo $E_i \left(\frac{r_w^2}{4 \eta t} \right)$ una función exponencial.

$$\eta = \text{Difusividad hidráulica} = \frac{K}{\phi \mu c}$$

La solución de las expresiones (2-37) y (2-38) se obtiene mediante análisis de respuestas frecuenciales empleando transformadas de Laplace, siendo la siguiente expresión:

$$M_M = \frac{Ker^2 \sqrt{r_w^2 W/\eta} + Kei^2 \sqrt{r_w^2 W/\eta}}{Ker \sqrt{r_w^2 W/\eta} + \left[Kei \sqrt{r_w^2 W/\eta} + 2 \frac{HJK}{W} \right]^2} \quad (2-40)$$

Siendo $Ker(x)$ y $Kei(x)$ argumentos de funciones.

Con el objeto de simplificar las soluciones numéricas, el valor $\frac{r_w^2}{\eta}$ se considera como constante.

Las expresiones (2-37) y (2-38) se resuelven aplicando diferencias finitas, y tenemos:

$$\frac{\Delta P}{K q_y} = \int_0^t (\bar{q} - 1) d\tau \quad (2-41)$$

$$\frac{\Delta P}{K q_y} = - \frac{70.6}{J} \int_0^t q U'(t - \tau) d\tau \quad (2-42)$$

Siendo $\bar{q} = \frac{q_f}{q_y}$

(2-43)

El método de McKinley considera las limitaciones:

a) $\frac{r_w^2}{\eta} = 2.3 \times 10^{-2}$

b) Yacimiento circular, siendo el radio de drenaje

$$r_e = 2000 r_w$$

Las soluciones las pone en gráficos siendo la ordenada la representación del tiempo de cierre, variando de 10^{-1} a 10^6 minutos.

En la abcisa el valor $\frac{\Delta P F}{q}$

El parámetro F da las características del fluido, con las siguientes limitaciones:

a) $F = \frac{A}{G}$ en pozos parcialmente llenos de fluidos.

b) $F = 5.6 C_w V$ en pozos totalmente llenos con fluidos.

Las curvas tipo están ploteadas para determinados parámetros de $\frac{J}{F}$, Fig.2.6; siendo J la transmisibilidad alrededor del pozo.

Si ploteamos los datos de campo a la misma escala a que se encuentran las curvas tipo y haciéndolas coincidir nos indicará si la transmisibilidad de la formación es mayor o menor que en la vecindad del pozo, aunque el valor numérico no sea una transmisibilidad física real. Se obtienen además valores de la permeabilidad, indicación del daño o



estimulación, pudiendo en algunos casos obtenerse un valor para la presión estática.

D.3. Método de Matthews, Brons, y Hazebrock:⁽⁴⁾

Este método se aplica a un yacimiento limitado para calcular la presión promedio, el yacimiento está dividido en volúmenes de drenaje y no considera el flujo semi-contínuo antes del cierre.

Para este caso se supone un yacimiento horizontal, isotrópico, homogéneo, de espesor uniforme, el flujo se asume unifásico y de compresibilidad baja y constante.

Se considera que la determinación de la presión promedio no está afectada por la alteración de la permeabilidad alrededor del pozo.

El método se aplica para algunas formas de áreas de drenaje y para la derivación de algunas ecuaciones se considera el principio de las imágenes; al mismo tiempo permite evaluar el efecto de un pozo sobre otro situado a cierta distancia dentro del yacimiento.

Para el cálculo de la presión promedio se introduce un factor que permite corregir la presión obtenida por extrapolación de la sección recta de la curva de restauración de presión denominado función corrección de presión, $F(td)$; la cual es expresada en función del tiempo adimensional, td_A para cada forma de área de drenaje.



La función $F(td)$ está definida por:

$$F(td) = \frac{p^* - \bar{p}}{70.6 q \mu \beta / Kh}$$

46
BIBLIOTECA FICT
(2-44) **ESPOL**

El tiempo adimensional td_A está definido por:

$$td_A = \frac{0.000264 Kt}{\phi \mu c A} \quad (2-45)$$

En la Fig.2.7 se tiene el factor $F(td)$ graficado como función de td_A para algunas áreas de drenaje.

D.4. Método de Kersch⁽¹³⁾

El análisis de pruebas de formación de corto tiempo de duración por medio de juegos de curvas resulta muy conveniente cuando hay insuficientes datos disponibles para ser analizados usando los métodos convencionales, lo que generalmente ocurre cuando el volumen de fluido que entra al pozo, después de cerrarlo en la cabeza, ha comenzado a ser despreciable.

Bajo tales circunstancias, las curvas graficadas en papel semilogarítmico no se desarrollan y los métodos comunes de análisis semilogarítmico no deberían ser usados. El método de Kersch presenta una técnica para el análisis aproximado de tales pruebas de formación de corto tiempo de duración.

Las curvas tipo presentadas en este método son válidas únicamente si el coeficiente de almacenaje en las cercanías del pozo permanece constante durante la prueba de presión. El almacenaje del fluido puede ocurrir por los siguientes



47
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

motivos:

1. Por efecto de contrapresión en un pozo completamente no de fluido.
2. Por causa de la redistribución de fases, también llamado movimiento de la interfase gas-líquido.
3. Por descarga de fluidos desde el espacio anular hacia la tubería de producción.

El método de Kersch se basa en el trabajo de Agarwal⁽¹⁾ que obtiene soluciones para la ecuación de difusividad considerando el efecto de almacenaje de fluidos en el pozo. Se considera un medio isotrópico, flujo radial infinito y fuerzas de gravedad despreciables.

La ecuación de difusividad para el presente caso en términos de presión y tiempo adimensional, se representa por:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \cdot \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (2-46)$$

Se definen tres variables adimensionales usadas comúnmente en flujo de fluidos.

1. Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0,0002637 K \cdot t}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad (2-47)$$

2. Coeficiente de almacenaje en el pozo adimensional:

$$C_D = \frac{5,61458 C}{2 \pi \phi C_t h r_w^2} \quad (2-48)$$

3. Presión adimensional:

$$P_D = 0.007082 \left(\frac{Kh}{\mu} \right) \frac{\Delta P}{q\beta}$$

(2-49)

El tiempo, el coeficiente de almacenaje en el pozo y el efecto superficial, adimensionales son considerados como variables independientes.

La presión adimensional se expresa como una función del tiempo adimensional, sin embargo, es posible expresar P_D como función de t_D , C_D y S . Adoptando esta convención y usando una aproximación dada para P_D para un tiempo reducido tenemos:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (2-50)$$

Reemplazando valores dados por las ecuaciones (2-47), (2-48) y (2-49), tenemos:

$$\frac{P_D \cdot C_D}{t_D} = \frac{24}{q\beta} \frac{\Delta P}{\Delta t} \quad C = 1 \quad (2-51)$$

Para tiempos muy cortos, se aplica la relación:

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.0002951 \left(\frac{Kh}{\mu} \right) \frac{\Delta t}{C} \quad (2-52)$$

Por ser P_D función de t_D , C_D y S se puede plotear las relaciones dadas por $\frac{P_D C_D}{t_D}$ contra $\frac{t_D}{C_D}$, dando por resultado una familia de curvas paramétricas en C_D y S , siendo todas las curvas aproximadamente asintóticas para $\frac{P_D C_D}{t_D} = 1$ cuando la relación $\frac{t_D}{C_D}$ da un valor reducido. De tal forma que tendremos numerosas y parecidas curvas. La cantidad de curvas puede ser reducida a una sola familia de curvas por



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

definición de un efectivo radio del pozo, el almacenaje y tiempo adimensional sería, respectivamente:

$$C_D e^{2s} \quad (2-53)$$

$$t_D e^{2s} \quad (2-54)$$

La familia de curvas tipo como muestra la Fig.28 resultan del ploteo de las ecuaciones (2-51) contra el grupo de las ecuaciones (2-52) con $C_D e^{2s}$ como el único parámetro.

En la Fig.28 omitimos el valor del coeficiente de la ecuación (2-52) para simplificar los cálculos.

La inclusión del efecto superficial (S) en el calibre del pozo ha sido efectuada como una aproximación, cuando se tienen tiempos muy grandes y el coeficiente de almacenaje del pozo no es tan importante, se tiene:

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln 4 (t_D) - 0.5772 \right] + S \quad (2-55)$$

Por lo que podemos reemplazar t_D por $t_D e^{2s}$ y omitir el término S, luego nos queda:

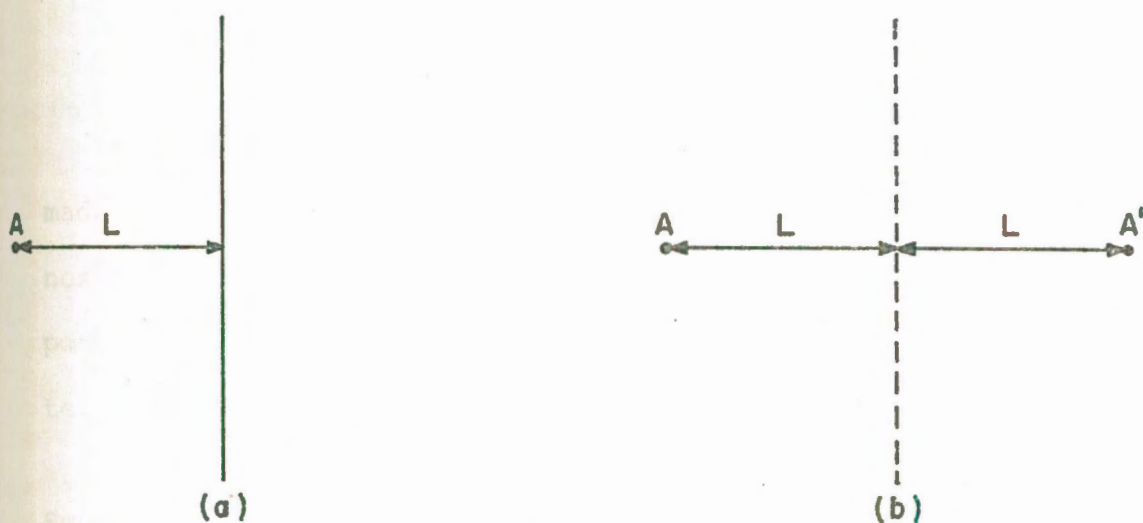
$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln 4 (t_D e^{2s}) - 0.5772 \right] \quad (2-56)$$

Si empleamos este tiempo adimensional y el coeficiente adimensional modificado en las ecuaciones (2-53) y (2-54) el factor S (efecto superficial) se incluye correctamente para el caso de tiempos reducidos, ecuación (2-51) y para tiempos grandes ecuación (2-56) que son expresiones de P_D .

D.5. Determinación de la distancia a la falla por medio de la curva de restauración de presión.

5.1. Método de Horner^(3,22)

Dice que cuando un yacimiento está limitado por una falla, la distancia, L del pozo a la falla se puede determinar por medio del método de imágenes. Es decir, se considera un pozo A y su imagen A' produciendo de un yacimiento infinito como lo ilustra la Fig.29.



DISTANCIA A LA FALLA
METODO DE IMAGENES

FIG. No. 2-9

En la Fig.2.9a se considera un pozo A produciendo de un yacimiento semi-infinito limitado por una falla y situado a una distancia L de la misma.

En el caso b se considera el pozo A y su imagen A' produciendo de un yacimiento infinito. La falla ha sido suprimida y el pozo A' insertado de tal forma como para obtener un efecto equivalente a aquel de la falla. Luego A' es idéntico al pozo A, o que A' está a una distancia 2L del pozo A. Luego la presión en el pozo A, incluyendo el efecto del pozo A', en un tiempo determinado sería:

$$P_w = P_{ws} + \frac{q}{4 \pi K h} \left[E_i \frac{-r_w^2 \phi \mu C}{4K(t+\Delta t)} - E_i \frac{-r_w^2 \phi \mu C}{4K \Delta t} + E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K(t+\Delta t)} - E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K \Delta t} \right] \quad (2-57)$$

En esta ecuación, las dos primeras funciones E_i han tomado en cuenta el efecto del pozo A y las otras dos funciones E_i representan el efecto del pozo imagen A', esto es por el principio de superposición ya explicado anteriormente.

Suposiciones

1. El pozo A y su imagen A' se consideran produciendo desde el centro de un yacimiento infinito y tienen una presión estática constante, P_{ws} .
2. Se considera que los pozos se cierran en la cara de la arena, es decir que cesa el flujo luego de cerrar el pozo en superficie.
3. La permeabilidad es homogénea en el sentido del flujo.
4. El flujo sigue la ley de Darcy, es unifásico, viscosidad constante.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

5. Los pozos A y A' producen a unas tasas de flujo iguales y constantes, antes de cerrarlos para someterlos a pruebas de presión.

Si en la ecuación (2-57) reemplazamos las dos primeras funciones E_i por sus funciones logarítmicas, tenemos:

Para $x < 0.01$

$$E_i(-x) = \ln x + 0.5772$$

Luego:

$$P_w = P_{ws} - \frac{q \mu}{4 \pi K h} \left[\ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) - E_i \left(\frac{-L^2 \phi \mu C}{K (t + \Delta t)} \right) + E_i \left(\frac{-L^2 \phi \mu C}{K (\Delta t)} \right) \right] \quad (2-58)$$

Si analizamos la primera parte de una curva de restauración de presión y considerando que el parámetro L es grande y el parámetro Δt pequeño, se puede eliminar la última función E_i , luego nos queda:

$$P_w = P_{ws} - \frac{q \mu}{4 \pi K h} \left[\ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} - E_i \left(\frac{-L^2 \phi \mu C}{K t} \right) \right] \quad (2-59)$$

La cual cumple como ecuación de la línea recta:

$$Y = - mx + b$$

Siendo la pendiente igual a:

$$m = \frac{q \mu}{4 \pi K h}$$

Con lo que se demuestra que la primera sección de la curva



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

de restauración de presión, en presencia de una falla tiene como pendiente el valor de:

$$m_1 = \frac{q\mu}{4 \pi Kh} \quad (2-60)$$

Para el caso de un tiempo de cierre suficientemente largo, la ecuación (2-58) luego de sustituir las funciones $E_i(x)$ por las correspondientes logarítmicas, queda:

$$P_w = P_{ws} - \frac{q}{4 \pi Kh} \left[\ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) + \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (2-61)$$

o también,

$$P_w = P_{ws} - \frac{q\mu}{2 \pi Kh} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2-62)$$

Esta última ecuación es la representación de la segunda sección de la curva de restauración de presión en presencia de una falla, la cual se identifica como la ecuación de la línea recta.

Con lo que se demuestra que para la segunda sección de la curva de restauración de presión, la pendiente, se puede aproximar por el valor:

$$m_2 = \frac{q\mu}{2 \pi Kh} \quad (2-63)$$

Relacionando los valores de las pendientes, tenemos:

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{\frac{q\mu}{4 \pi Kh}}{\frac{q\mu}{2 \pi Kh}} = \frac{1}{2}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Luego el efecto de una falla sobre la curva de restauración de presión es aproximadamente:

$$m_2 = 2 m_1$$

Donde:

m_2 = Pendiente de la segunda porción de la curva de restauración de presión.

m_1 = Pendiente de la primera porción de la curva de restauración de presión.

Regresando a las ecuaciones (2-58) y (2-59), se tiene que en la intersección de las dos pendientes de la curva de restauración de presión (con valores pequeños de Δt), la siguiente equivalencia tiene lugar:

$$- E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K(t+\Delta t)} + E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K(\Delta t)} = - E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K t}$$

de la misma forma:

$$- E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K(t+\Delta t)} + E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K(\Delta t)} = \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

donde Horner obtuvo la siguiente relación para la determinación de la distancia a la falla, la misma satisface en el punto de intersección de las dos secciones rectas en la curva de restauración de presión:

$$- E_i \frac{-L^2 \phi \mu C}{K t} = \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2-64)$$

en unidades de campo

$$- E_i \frac{-3793 L^2 \phi \mu C}{K t} = \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Donde:

L = Distancia a la falla, pies

ϕ = Porosidad, adimensional

μ = Viscosidad del petróleo, centipoises

C = Compresibilidad del petróleo, Vol/Vol/Lpc

K = Permeabilidad efectiva del petróleo, milidarcys.

t = tiempo total de producción, horas.

Δt = Tiempo de cierre del pozo a cualquier presión, horas

D.5.2. Método de Dolan⁽²²⁾

Para la determinación de la distancia a la falla por medio de la curva de restauración de presión partimos de la definición de la función E_i , dicha expresión se la puede representar por:

$$-E_i(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-v}}{v} dv$$

La misma expresión está definida por la forma siguiente:

$$-E_i(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-v}}{v} dv = \left[\ln x - x + \frac{x^2}{2 \times 2!} - \frac{x^3}{3 \times 3!} + \dots + \frac{x^n}{n \times n!} \right]_x^{\infty}$$

La solución de esta integral exponencial la tenemos planteada en la Fig.210.

La integral exponencial puede ser expresada por la siguiente serie:

$$E_i(-x) = \ln x + 0.5772 - x + \frac{x^2}{2 \times 2!} - \frac{x^3}{3 \times 3!} + \dots + \frac{x^n}{n \times n!}$$

El número de términos depende del valor de x y de la precisión con que $E_i(-x)$ sea requerido.

El valor de $E_i(-x)$ se puede aproximar para valores de $x < 0.02$ por:

$$E_i(-x) = \ln x + 0.5772 \quad (2-65)$$

Haciendo uso de la aproximación antes mencionada Dolan sugiere la siguiente extensión del método de Horner :

Determinando $D = \frac{t + \Delta t}{\Delta t}$ en la intersección de las dos secciones rectas de la curva de restauración, y asumiendo:

$$\left(\frac{3793 L^2 \phi \mu C}{K t} \right) < 0.02$$

La expresión arriba anotada es válida siempre y cuando la falla no esté muy cerca del pozo estudiado. Luego la expresión equivalente de la ecuación (2-64) sería:

$$-\ln\left(\frac{3793 L^2 \phi \mu C}{K t}\right) + 0.5772 = \ln D \quad (2-66)$$

o también:

$$\ln D + \ln\left(\frac{3793 L^2 \phi \mu C}{K t}\right) = -0.5772$$

Y puesto en la forma exponencial:

$$\frac{3793 L^2 \phi \mu C}{K t} \times D = e^{-0.5772} \quad (2-67)$$

Despejando el parámetro L y simplificando, queda finalmente:

$$L = 1.215 \times 10^{-2} \left(\frac{K t}{\phi \mu C D} \right)^{1/2} \quad (2-68)$$

Siendo:

L = Distancia a la falla, pies

K = Permeabilidad efectiva del petróleo, milidarcys.

t = Tiempo total de producción, horas.

ϕ = Porosidad, adimensional.

μ = Viscosidad del petróleo, centipoises.

C = Compresibilidad del petróleo, Vol/Vol/Lpc.

Δt = Tiempo de cierre del pozo a cualquier presión, horas.

D = $\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right)$ relación de tiempos.



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

D.5.3. Método modificado de Hurst ⁽²²⁾

Con el objeto de determinar la distancia del pozo a la falla se parte de yacimientos que presentan lentes y al tratar de encontrar un método que identifique el radio de drenaje, Hurst, desarrollo una fórmula para drenajes radiales.

Este se basa en correlaciones empíricas que podría aplicarse a cualquier fluido de un yacimiento a fin de obtener el radio de drenaje de un pozo en base a datos de pruebas de restauración de presión.

Se efectuó un ploteo del logaritmo de R contra el logaritmo del tiempo adimensional t_D . (R se define por la relación del radio de drenaje al radio del pozo, $R = r_D/r_w$). Dicho ploteo se presenta en la Fig 2.11.

La curva obtenida puede ser expresada matemáticamente por la ecuación:

$$R = 2.6408 t_D^{0.48858}$$

(2-69)

Sustituyendo R por su equivalente $\frac{r_D}{r_w}$ y t_D por su equivalente $\frac{K \Delta t}{\phi \mu C r_w^2}$, se tiene:

$$\frac{r_D}{r_w} = 2.6408 \left[\frac{K \Delta t}{\phi \mu C r_w^2} \right]^{0.48858} \quad (2-70)$$

Aproximando el exponente 0.48858 a 0.5, queda:

$$r_D = 2.6408 \left[\frac{K \Delta t}{\phi \mu C} \right]^{1/2}$$

Sustituyendo C por su equivalente $\frac{S_o}{P_o}$, el mismo que es equivalente de $\frac{1 - S_w}{P_o}$, se tiene:

$$r_D = 2,6408 \left[\frac{K P_o \Delta t}{\phi \mu (1-S_w)} \right]^{1/2} \quad (2-72)$$

Esta última ecuación sirve para determinar el radio de drenaje de un pozo en presencia de lentes y efectuándole una ligera modificación puede ser empleada para calcular la distancia a la falla a partir de datos de la curva de restauración de presión.

Se parte de resultados experimentales que demuestran que la curva de restauración en presencia de lentes es muy similar a cuando se está en presencia de una falla.

Numerosas pruebas efectuadas al emplear la ecuación (2-72) usando los parámetros presión estática, P_o y tiempo de cierre, Δt , en la intersección de las dos secciones rectas de la curva de restauración indican que en presencia de una falla, el radio de drenaje es equivalente a la distancia que existe del pozo a la falla.

Luego la ecuación expresada en unidades de campo por su



BIBLIOTECA EICT
ESPOL

rámetros, queda:

$$L = 4.29 \times 10^{-2} \left[\frac{K_O P_C \Delta t_C}{\phi \mu_O (1-S_w)} \right]^{1/2} \quad (2-73)$$

Donde:

L = Distancia del pozo a la falla, pies.

K_O = Permeabilidad efectiva del petróleo, milidarcys.

P_C = Presión estática del pozo en la intersección de dos secciones rectas, Lpc.

Δt_C = Tiempo de cierre del pozo a la intersección de dos secciones rectas.

ϕ = Porosidad, adimensional.

μ_O = Viscosidad del petróleo, centipoises.

S_w = Saturación de agua, adimensional,



las
BIBLIOTECA FI
ESPOL

CAPITULO III

OBTENCION DE LOS PARAMETROS FISICOS DE LA FORMACION POR MEDIO DEL ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION APLICADO A YACIMIENTOS CON DIFERENTES MECANISMOS DE PRODUCCION EXISTENTES EN EL ORIENTE ECUATORIANO

- A. Yacimientos de Empuje por expansión de Gas disuelto
- B. Yacimientos por empuje hidráulico

A. Los yacimientos estudiados de empuje por expansión de gas disuelto se encuentran localizados en la cuenca oriental ecuatoriana, pertenecen al campo que lo denominaremos A.

Se obtuvieron los parámetros físicos antes mencionados en 6 pozos dentro del grupo de las arenas Napo "T" y en 8 pozos dentro del grupo de las arenas Napo "U" durante diferentes épocas de producción de los mismos.

Descripción de la Arena Napo "T":

Pertenece al período cretácico y es arcillosa, glauconítica; el espesor bruto varía de 108 a 172 pies, el espesor neto poroso varía de 40 a 134 pies obtenido por análisis de los registros de pozos. La gravedad promedio del petróleo producido es de aproximadamente 35.6°API a 60°F.

Descripción de la Arena Napo "U":

Pertenece al período cretácico y es calcárea, glauconítica, lenticular, su espesor bruto varía de 48 a 147 pies y el espesor neto de 26 a 96 pies. La gravedad promedio del petróleo



IBLIOTECA F
ESPOL

producido es de aproximadamente 29.3°API a 60°F.

Mecanismo de Producción:

Según la historia de producción del campo "A", las arenas Napo "U" y "T" tienen un mecanismo de producción por expansión de gas disuelto; y registran una rápida caída de la presión estática de fondo, lo cual es corroborado por estudios de geología que indican que se trata de un yacimiento cerrado y que la permeabilidad disminuye hacia los costados.



El contacto agua-petróleo fue detectado en un pozo marginal a 8677 pies. Por análisis de núcleos efectuados en 2 pozos de la arena "U", se obtuvieron los siguientes resultados:

Porosidad neta promedia:	15.1 - 18%
Permeabilidad neta :	138 - 415 md
Saturación agua residual:	19.8 - 28.5%

Por pruebas de producción se obtienen mayores volúmenes de petróleo en la arena "T" que en la "U".

Completación de los pozos:

Los diámetros de las tuberías empleadas en los pozos de este campo son los siguientes:

Diámetro tubería de revestimiento superficial:	9 5/8"
Diámetro tubería de revestimiento de producción:	5" y 7 1/2"

Diámetro tubería de producción: 2 7/8"

El número de disparos por pie en los intervalos productores en los pozos exploratorios fue de 4 y en los pozos de desarrollo de 2.

Condiciones iniciales del yacimiento Napo "T"

El yacimiento tuvo las siguientes características iniciales:

Presión estática inicial, Psi	4050 Lpc a 8515 pies
Presión promedio del punto de saturación, P	1071.5 Lpc
Porosidad promedio, ϕ	18%
Relación gas-petróleo, GOR	267 Pcs/ β
Saturación del petróleo, S_o	70.8 %



BIBLIOTECA FÍSICO-QUÍMICA
ESPOL

Condiciones iniciales del Yacimiento Napo "U"

Este yacimiento tuvo las siguientes condiciones iniciales:

Presión estática inicial, Psi	3867 Lpc a 8210'
Presión promedio del punto de saturación, P	1279.5 Lpc
Porosidad promedio, ϕ	17%
Relación gas-petróleo, GOR	267 Pcs/ β
Saturación del petróleo, S_o	72.6 %

B. Yacimiento por Empuje Hidráulico

Pertenece al campo que lo designaremos como "B"; habiénd-

dose obtenido los parámetros físicos en 12 pozos dentro del grupo de las arenas "Hollin" durante diferentes épocas de producción de los mismos.

Descripción de la Arena Hollin:

Pertenece al período cretácico y está constituida por una arena blanca, maciza o por capas pobremente clasificadas, limpias y delgadas, teniendo en algunos sectores estratificación cruzada.

Su origen se supone continental, el promedio de espesor neto es de 100 pies, la porosidad efectiva varía entre el 15 y el 23%; la saturación de agua promedia es de aproximadamente 19.4%. El contacto agua-petróleo no es uniforme en este campo, pues varía de un pozo a otro.

En algunos pozos el contacto agua-petróleo se hace notar por una aguda desviación de la curva de resistividad. En otros pozos estudiados se nota un intervalo de arcilla de 10 a 20 pies de espesor que separa la zona petrolífera del agua. La posición del contacto se la ha fijado en 9256 pies de profundidad.

Completación de los Pozos:

Los diámetros de las tuberías empleados en los pozos de este campo son los siguientes:

Diámetro tubería de revestimiento superficial:	9 5/8"
Diámetro tubería de revestimiento de producción:	7"
Diámetro tubería de producción:	2 7/8"



BIBLIOTECA FI
ESPOL

En el terminal inferior de la tubería de producción va acoplado un neplo campana. Entre los 9800 y 9900 pies está asentada una empacadura recuperable siempre sobre las perforaciones efectuadas sobre la arena "Hollín".

En aquellos pozos en que se produce la arena "T" existe una manga deslizable. Los intervalos productores son perforados como en el caso del campo "A" en la Fig. 3-1 se presenta el diagrama de completación de un pozo.



Condiciones iniciales del yacimiento Hollín.

El yacimiento tuvo las siguientes características iniciales:

Presión estática inicial, Psi	4500 Lpc a 9100 pies
Presión promedio del punto de saturación, P	1130 Lpc
Porosidad promedio, ϕ	15 - 23%
Relación gas-petróleo, GOR	100 - 300 Pcs/ β
Saturación de petróleo, S_o	80.6 %
Gravedad del petróleo	29° API
Temperatura promedio, T	200°F a 10000pies

Procedimiento de Cálculo de los métodos empleados

Método de Horner⁽³⁾

a. Considerando el yacimiento como infinito

1. Conociendo el tiempo de producción y las presiones

de fondo, P_w a los diferentes tiempos de cierre, Δt , se plotean los valores de P_{ws} contra $\text{Log} (t_c + \Delta t)/\Delta t$.

2. Se extrapola la porción recta de la curva hasta $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} = 1$. Se determina la presión extrapolada P^* que será la presión estática del yacimiento. Esta presión será llevada al nivel Datum.
3. Se obtiene la pendiente "m" de la porción recta de la curva en L_{pc}/ciclo .
4. Se calcula la permeabilidad, K aplicando la ecuación

$$K = \frac{162,6 q \mu \beta}{m h}$$

NOTA: Debe tomarse en cuenta que para determinar la existencia de una sección recta, deberán usarse un mínimo de cuatro puntos.

b. Considerando el yacimiento como Finito

Para el presente caso es necesario saber el valor de la presión original del yacimiento (obtenida por datos PVT).

1. Se debe conocer el tiempo de producción estabilizada.
2. Se plotea P_{ws} contra $\text{Log} \left(\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} \right)$
3. Se extrapola la porción recta de la curva hasta hacer $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} = 1$ Se determina la presión, P^* por extrapolación de la línea recta.
4. Se obtiene la pendiente "m" de la porción recta de la curva.



5. Se calcula la caída de presión adicional, $Y(U)$ para el caso del yacimiento finito aplicando la expresión dada en unidades prácticas:

$$P^* = P_i - \frac{m}{2,303} Y(U)$$

despejando $Y(U)$, tenemos:

$$Y(U) = \frac{2,303 (P_i - P^*)}{m}$$



En base al valor de $Y(U)$ se determina la función " U " empleando la Fig. 3-2.

6. Se calcula la presión estática corregida usando la expresión:

$$P_{ec}^* = P_i - \frac{m}{2,303} \left(\frac{1}{U} \right)$$

Esta presión llevaremos luego al nivel datum.

Método de McKinley⁽¹²⁾

Implica las siguientes etapas:

1. Representa el tiempo de cierre (Δt , Min) como función de la diferencial de presión (ΔP , Lpc).

Plotear $\Delta P = (P_{ws} - P_{wf})$ contra Δt en papel doble logarítmico similar al de las curvas tipo (Fig. 2-6a, 2-6b y 2-6c).

2. Superponer el eje de tiempo de la representación obte-

nida durante la primera etapa, con el correspondiente de las curvas tipo, y desplazando la curva real paralelamente al eje de las abcisas de las curvas tipo, ha cerla coincidir con una de ellas, interpolando de ser necesario.

Durante esta etapa se pueden presentar tres casos:

- 2.1. Que la curva real coincida con la tipo en toda su extensión, luego la zona alrededor del pozo no ha sufrido alteración y las transmisibilidades serán iguales:

$$\left(\frac{J}{F}\right)_f = \left(\frac{J}{F}\right)_p$$

- 2.2. Si la curva real se desplaza hacia la izquierda existirá daño alrededor del pozo y las transmisibilidades serán:

$$\left(\frac{J}{F}\right)_p < \left(\frac{J}{F}\right)_f$$

- 2.3. Si la curva real coincide con la tipo en los primeros puntos (período de post-flujo) pero en la parte final se desplaza hacia la derecha existirá estimulación al rededor del pozo, y las transmisibilidades serán:

$$\left(\frac{J}{F}\right)_p > \left(\frac{J}{F}\right)_f$$

Hay que hacer notar que con este método el daño solo se expresa cualitativamente.

3. Se escoge un punto ΔP en un lugar de coincidencia de las curvas y se anota el valor $\frac{\Delta P \cdot F}{q}$ en la figura Tipo.



BIBLIOTECA FI
ESPOL

4. Se anotan los valores de $(\frac{J}{F})_p$ y $(\frac{J}{F})_f$ según sea el caso obtenido en la etapa 2 mediante desplazamientos sucesivos.

5. Se calcula el valor de F, aplicando la expresión:

$$F = \left(\frac{\Delta P \cdot F}{q} \right) \cdot \frac{q \cdot \beta_o}{\Delta P}$$

6. Se calculan los valores de J_p y J_f , así:

$$J_p = \left(\frac{J}{F} \right)_p \cdot F$$

$$J_f = \left(\frac{J}{F} \right)_f \cdot F$$

7. Se calculan las permeabilidades del pozo y de la formación:

$$K_p = J_p \left(\frac{\mu}{h} \right)$$

$$K_f = J_f \cdot \left(\frac{\mu}{h} \right)$$

8. Si luego de obtener la superposición entre la curva real y la tipo, la porción final de la curva real se hace asintótica para un valor $\frac{(\Delta P * F)}{q}$ podremos obtener el valor de la presión estática por medio de la expresión:

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^*$$

Esta presión deberá ser llevada al nivel Datum

Método de Mathews, Brons y Hazebroek⁽⁴⁾

Implica las siguientes etapas:

1. Representar gráficamente P_{ws} contra $\log \left(\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} \right)$.
2. Por extrapolación de la línea recta hasta conseguir $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} = 1$, determinar la presión, P^* y la pendiente, m .
3. Se calcula el tiempo adimensional aplicando la expresión:

$$t(d) = \frac{0.000264 Kt}{\phi \mu c A}$$

4. Se obtiene el valor de la función, $F(td) = \frac{P^* - \bar{P}}{70.6 q \mu \beta / Kh}$ por medio de la Fig.2-7 para la correspondiente forma de área de drenaje del pozo.

5. Se igualan las expresiones:

$$70.6 q \mu \beta / Kh = \frac{m}{2,303}$$

y se obtiene:

$$P^* - \bar{P} = \frac{m}{2,303} \times \frac{P^* - \bar{P}}{70,6 q \mu \beta / K h}$$

6. Por diferencia conseguimos el valor de la presión \bar{P} :

$$\bar{P} = P^* - (P^* - \bar{P})$$

Esta presión debe ser llevada al nivel Datum

Método de Kersch - Hearlougher⁽¹³⁾

Es necesario efectuar los siguientes pasos:

1. Plotear la relación $\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{ws} - P_{wf}}{\Delta t}$ contra Δt en papel doble logarítmico similar al del gráfico tipo (Fig.2-8).

2. Estimar el coeficiente de almacenaje del pozo, c usando las expresiones:

$$C = V_w c$$

Para pozos completamente llenos de fluidos.

$$y \quad C = \frac{V_{\mu}}{\left(\frac{P}{144} \cdot \frac{g}{gc}\right)}$$

para pozos parcialmente llenos de fluidos.

3. Calcular la localización de la asíntota horizontal en gráfico efectuado, haciendo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta t}\right)_{1.0} = \frac{q \cdot \beta}{24 c}$$



El miembro izquierdo de esta expresión es el valor de $\frac{\Delta P}{\Delta t}$ leído en el gráfico planteado, cuando:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta t} \cdot \frac{24 c}{q \beta} \right]_{\text{gráfico tipo}} = 1.0$$

sobre la curva tipo.

4. Marcar un punto en el gráfico planteado cuando se tiene:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta t} \cdot \frac{24 c}{q \beta} \right]_{\text{gráfico tipo}} = 1.0$$

5. Desplazar horizontalmente el punto planteado del gráfico real sobre el gráfico tipo hasta que coincida con una de las curvas. Incluso puede efectuar un pequeño movimiento vertical con objeto de lograr una mejor coincidencia entre las curvas.

6. Una vez conseguida la coincidencia más apropiada, se efectu

túan las siguientes lecturas:

- 6-1. Leer el valor de $CD.e^{2S}$ en el gráfico tipo.
- 6-2. Anotar los valores de $\frac{\Delta P}{\Delta t}$ y Δt en el gráfico real.
- 6-3. Se anotan los valores equivalentes del gráfico tipo situados bajo el punto señalado:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta t} \quad \frac{24 c}{q \beta} \right] \quad \text{y} \quad \left[\frac{Kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta t}{c} \right]$$

Estos valores serán usados para calcular la transmisibilidad, efecto superficial, coeficiente de almacenaje del pozo y el efecto superficial, S.

7. Si se efectuó un pequeño desplazamiento vertical, es necesario recalcular el coeficiente de almacenaje del pozo usando la expresión:

$$c = \frac{q \cdot \beta \left[\frac{\Delta P}{\Delta t} \times \frac{24 c}{q \beta} \right] \text{Gráfico tipo}}{24 \left[\frac{\Delta P}{\Delta t} \right] \text{Gráfico real}}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

El valor obtenido en este paso debe ser muy cercano al obtenido en el pozo 2; de no ser así, habrá que chequear las instalaciones del pozo y efectuar un lavado de las tuberías.

8. Calcular la transmisibilidad de la formación usando la expresión:

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{c \left[\frac{Kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta t}{c} \right] \text{Gráfico tipo}}{\left[\Delta t \right] \text{Gráfico real}}$$



donde c es tomado del paso 7.

9. Calcular el efecto superficial, empleando la expresión:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{\phi c_t h r_w^2 (c_D e^{2S}) \text{ Gráfico tipo}}{0.89359 c} \right]$$

Procedimiento a seguirse para el cálculo de la distancia a una falla.

1. Método de Horner ⁽²²⁾

- 1-1. Se plotean los valores de P_{ws} contra $\log \frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$
- 1-2. Se determina la intersección de las dos secciones rectas de la curva de restauración de presión, y se obtiene el valor $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$ correspondiente.
- 1-3. Usando la ecuación que ya fue descrita anteriormente:

$$-E_i \left[\frac{-3793 L^2 \phi \mu c}{K t} \right] = 2,303 \log \left(\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

se reemplazan valores y se determina el valor correspondiente de la función E_i , empleando la expresión:

$$-E_i (-x) = -2,303 \log (x) - 0.5772 \quad \text{Para } x < 0.01$$

- 1-4. Con los valores obtenidos se calcula la distancia a la falla.

2. Método de Dolan ⁽²²⁾

Se siguen los siguientes pasos:

- 2-1. Se plotean los valores de P_{ws} contra $\log \frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$

2-2. Se determina la intersección de las dos porciones rectas de la curva de restauración de presión, y se hace

$$D = \frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$$

2-3. Asumiendo que $x < 0.02$ (siempre que la falla no esté muy cerca del pozo, hacemos válida la aproximación:

$$\frac{3793 L^2 \phi \mu c}{K t} < 0.02$$

2-4. Se calcula la distancia a la falla aplicando la expresión:

$$L = 1.215 \times 10^{-2} \left[\frac{K_o t}{\phi \mu c D} \right]^{1/2}$$

3. Método Modificado de Hurst⁽²²⁾



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Se siguen los siguientes pasos:

3-1. Se plotean los valores de P_{ws} contra $\log \frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$

3-2. Se determina la intersección de las dos secciones rectas de la curva de restauración de presión, punto A.

3-3. En el punto A, de intersección se leen los valores de la presión estática del pozo, P_c y el valor de $\frac{t_c + \Delta t_c}{\Delta t_c}$ se despeja el valor del tiempo de cierre del pozo, Δt_c en la intersección de las dos pendientes.

3-4. Se calcula la distancia a la falla aplicando la expresión

$$L = 4.29 \times 10^{-2} \left[\frac{K_o \cdot P_c \cdot \Delta t_c}{\phi \mu (1 - S_w)} \right]^{1/2}$$

APLICACIONES PRACTICAS



1. Caso de un yacimiento que produce por empuje de expansión de gas disuelto.

CAMPO: C

FORMACION: Napo "T"

POZO: N° 4

Los datos básicos conocidos se presentan en la Tabla N° 3-1.

TABLA N° 3 - 1

DATOS BASICOS

q BPPD	N _p Bbls	t _c Hrs	H Pies	h Pies	h ₁ Pies	P _{wf} Lpc
202	44.9	5,33	9991-10010 10020-10027	26	10009	3177

Grad. Lpc/pie	Grav. °API	S _o %	S _w %	C _o Lpc ⁻¹	C _w Lpc ⁻¹	C _r Lpc ⁻¹
0.3843	28,1	51	49	8.25 x 10 ⁻⁶	3.7 x 10 ⁻⁶	3.8 x 10 ⁻⁶

C _t Lpc ⁻¹	φ %	d Pulgadas	Psi Lpc	N _D Pies	A Acres
9.82 x 10 ⁻⁶	11.0	7	4085	9044	234

A continuación se tabulan los resultados de la prueba de presión:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PRESION

Prof.	P_{ws}	ΔP	Δt	$\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$	Δt	$\frac{\Delta P}{\Delta t}$
(Pies)	(Lpc)	(Lpc)	(Hrs.)		(Min)	(Lpc/Hr)
9911	3177				0	
9911	3464	287	0.5	11.67	30	574
9911	3740	563	1.0	6.33	60	563
9911	3928	751	1.5	4.56	90	501
9911	4003	826	2.0	3.67	120	413
9911	4024	847	2.5	3.13	150	339
9911	4038	861	3.0	2.78	180	287
9911	4046	869	3.5	2.52	210	248

A. Método de Horner (3, 24, 26)

a. Considerando el yacimiento como infinito

1.- Ploteando P_{ws} contra $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$ se obtiene la Fig.3-3

2.- La presión estática extrapolada a $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} = 1$.

* $P = 4138$ Lpc a 9911 pies (prof. de asentamiento de la bomba de presión).

3.- Cálculo de la presión P_D al nivel Datum

$$P_D = P^* + \text{Grad} (D - D_1)$$

$$P_D = 4138 + 0.3843 (9044 - 9911)$$

$$P_D = 3804.8 \text{ Lpc a } 9044 \text{ pies}$$

4.- Cálculo de la presión P_{h1} a la mitad del intervalo perforado.



$$Ph_1 = P^* + \text{Grad} (h_1 - D_1)$$

$$Ph_1 = 4138 + 0.3843 (10009 - 9911)$$

$$Ph_1 = 4175.7 \text{ Lpc a } 10009 \text{ pies.}$$

5.- Obtención de la pendiente, m.

De la Fig. 3-3

$$m = 232 \text{ Lpc/ciclo}$$

6.- Obtención de la viscosidad, μ_o y factor volumétrico, β_o

Usando las Figuras 3-4 Y 3-5 y entrando con $Ph_1 = 4175.7 \text{ Lpc}$, tenemos:

$$\mu_o = 3.31 \text{ cp}$$

$$\beta_o = 1.1323 \text{ BY/BN}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

7.- Cálculo de la Permeabilidad

$$K = \frac{162,6 \text{ q } \mu_o \cdot \beta_o}{mh} = \frac{162,6 \times 202 \times 3.31 \times 1.1323}{232 \times 26}$$

$$K = 20.4 \text{ md}$$

8.- Cálculo de la transmisibilidad

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{20.41 \times 26}{3,31} = 160.32 \frac{\text{md} \times \text{pie}}{\text{cp}}$$

9.- Cálculo del efecto superficial

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right]$$



$$s = 1.151 \left[\frac{3952 - 3177}{232} - \log \frac{20.41}{0.11 \times 3.31 \times 9.82 \times 10^{-6} \times (.2917)^2} \right]$$

$$s = -1.45 \quad (\text{Existe estimulación})$$

10. Cálculo de la caída de presión debida a "S"

$$\Delta P_s = m \times 0.87 \times S = 232 \times 0.87 \times (-1.45)$$

$$\Delta P_s = -291.82 \text{ Lpc}$$

11. Cálculo del índice de productividad, J

$$J(\text{actual}) = \frac{q}{P^* - P_{wf}} = \frac{202}{4138 - 3177}$$

$$J(\text{actual}) = 0.2102 \text{ B/D. Lpc}$$

$$J(\text{ideal}) = \frac{q}{(P^* - P_{wf}) - \Delta P_s} = \frac{202}{4138 - 3177 - (-291.82)}$$

$$J(\text{ideal}) = 0.1612 \text{ B/D. Lpc}$$

Eficiencia de flujo, E

$$E = \frac{J(\text{actual})}{J(\text{ideal})} = \frac{0.2102}{0.1612}$$

$$E = 1.3037 > 1.0 \quad (\text{Existe estimulación})$$

12. Cálculo del radio de investigación, d_{ri}

$$d_{ri} = \sqrt{0.00105 \frac{kt}{\phi \mu C_t}} = \sqrt{0.00105 \times \frac{20.41 \times 3.5}{0.11 \times 3.31 \times 9.82 \times 10^{-6}}}$$

$$d_{ri} = 144.84 \text{ pies}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Considerando el yacimiento como finito, con los datos obtenidos:

$$P_{si} = 4085 \quad \text{Lpc a 9044 pies (nivel Datum)}$$

$$P_D = 3804.8 \quad \text{Lpc a 9044 pies (nivel Datum)}$$

Aplicando la expresión:

$$P_D^* = P_{si} - \frac{m}{2,303} Y(U)$$

$$Y(U) = \frac{2,303}{232} (4085 - 3804.8)$$

$$Y(U) = 2.78 \quad \text{Fig. 3-2} \quad (U) = 0.202$$

Reemplazando valores

$$P_{DC}^* = P_{si} - \frac{m}{2,303} \left(\frac{1}{U} \right)$$

$$P_{DC}^* = 4085 - \frac{232}{2,303} \left(\frac{1}{0.202} \right)$$

$$P_{DC}^* = 3586.3 \quad \text{Lpc a 9044 pies}$$

) Método de McKinley ^(12, 16, 23)

1.- Ploteando ΔP contra Δt se obtiene la Figura 3-6

2.- De la superposición de la curva real con la tipo se tiene:

$$\left(\frac{J}{F} \right)_P = 1000$$

$$\left(\frac{J}{F} \right)_f = 10000$$

Lo que indica daño.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$\text{Punto escogido: } A = \begin{cases} \Delta P & = 287 \text{ Lpc} \\ \frac{\Delta P \cdot F}{q} & = 1.0 \times 10^{-1} \end{cases}$$

3.- Cálculo del valor de F

$$F = \left(\frac{\Delta P \cdot F}{q} \right) \frac{q \cdot \beta_o}{\Delta P} = 1.0 \times 10^{-1} \times \frac{202 \times 1.1323}{287}$$

$$F = 0.0796949$$

4.- Cálculo de la transmisibilidad

$$J_P = \left(\frac{J}{F} \right)_P \cdot F = 1000 \times 0.0796949$$

$$J_P = 79.69 \frac{\text{md} \times \text{pie}}{\text{cp}}$$

$$J_f = \left(\frac{J}{F} \right)_f \cdot F = 10000 \times 0.0796949$$

$$J_f = 796.95 \frac{\text{md} \times \text{pie}}{\text{cp}}$$

5.- Cálculo de la permeabilidad

$$K_P = \frac{J_P \cdot \mu}{h} = \frac{79.69 \times 3.31}{26}$$

$$K_P = 10.15 \text{ md}$$

$$K_f = \frac{J_f \cdot \mu}{h} = \frac{796.95 \times 3.31}{26}$$

$$K_f = 101.5 \text{ md}$$

6.- Cálculo de la presión estática, cuando la porción final de la curva real se hace asintótica, se tiene:

$$\frac{\Delta P^* \cdot F}{q} = 3.35 \times 10^{-1}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$P^* = \frac{\Delta P^* \cdot F}{q} \cdot \frac{q \cdot \beta_0}{F} = 3.35 \times 10^{-1} \cdot \frac{202 \times 1.1323}{0.0796949}$$

$$P^* = 961 \text{ Lpc}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^* = 3177 + 961$$

$$P_e = 4138 \text{ Lpc a } 9911 \text{ Pies}$$

$$P_{eD} = P_e + \text{Grad} (D - D_1)$$

$$P_{eD} = 4138 + 0.3843 (9044 - 9911)$$

$$P_{eD} = 3804 \text{ Lpc a } 9044 \text{ pies}$$

7.- Cálculo del índice de productividad

$$J = \frac{q}{P^* - P_{wf}} = \frac{202}{4138 - 3177}$$

$$J = 0.21 \text{ Bbl/D. Lpc}$$

8.- Cálculo del radio de investigación

$$d_{ri} = \sqrt{0.00105 \frac{K t}{\phi \mu C_t}} = \sqrt{0.00105 \times \frac{101.5 \times 3.5}{0.11 \times 3.31 \times 9.82 \times 10^{-6}}}$$

$$d_{ri} = 323 \text{ pies}$$

d) Método de Kersch - Earlougher ⁽¹³⁾

1.- Ploteando $\Delta P/\Delta t$ contra Δt se obtiene la Fig. 3-7

2.- Superponiendo la curva real sobre la tipo y escogiendo el punto A, se tiene:

$$A = \begin{cases} \frac{\Delta P}{\Delta t} & = 248.29 \text{ Lpc/Hr} \\ \Delta t & = 3.5 \text{ Hrs.} \end{cases}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

3.- Los valores leídos en la correspondiente curva tipo son

$$A = \begin{cases} \frac{\Delta P}{\Delta t} \times \frac{24 c}{q \beta} = 0.117 \\ \frac{Kh}{\mu} \times \frac{\Delta t}{c} = 1.25 \times 10^5 \end{cases} \quad (\text{FIG. N}^\circ 2-8)$$

4.- Cálculo del coeficiente de almacenaje del pozo

$$C = \frac{q \cdot \beta \left[\frac{\Delta P}{\Delta t} \times \frac{24 c}{q \cdot \beta} \right]^*}{24 \left[\left(\frac{\Delta P}{\Delta t} \right) \right]**} = \frac{202 \times 1.1323 \times 0.117}{24 \times 248.29}$$

$$C = 4.49 \times 10^{-3} \quad \text{BY/Lpc}$$

5.- Cálculo de la transmisibilidad

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{C \left[\frac{Kh}{\mu} \times \frac{\Delta t}{c} \right]^*}{\left[(\Delta t) \right]**} = \frac{4.49 \times 10^{-3} \times 1.25 \times 10^5}{3.5}$$

$$\frac{Kh}{\mu} = 160.39 \quad \frac{\text{md} \times \text{pie}}{\text{cp}}$$

6.- Cálculo de la permeabilidad

$$K = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right) \times \mu}{h} = \frac{160.39 \times 3.31}{26}$$

$$K = 20.42 \text{ md}$$

7.- Cálculo del efecto superficial, S

$$S = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{\phi c t h r_w^2 (C_D \cdot e^{2S})^*}{0.89359 C} \right]$$

$$S = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{0.11 \times 9.82 \times 10^{-6} \times 26 \times (0.2917)^2 \times 10^2}{0.89359 \times 4.49 \times 10^{-3}} \right]$$

$$S = -1.41 \quad (\text{existe estimulación})$$

* Fig. Tipo

** Fig. Real



8. Cálculo del radio de investigación

$$d_{ri} = \sqrt{0.00105 \frac{Kt}{\phi \mu C_t}} = \sqrt{0.00105 \times \frac{20.42 \times 3.5}{0.11 \times 3.31 \times 9.82 \times 10^{-6}}}$$

$$d_{ri} = 144.9 \text{ pies}$$

e) Método de Matthews, Brons y Hazebroek (M.B.H)⁽⁴⁾

1.-Ploteando P_{ws} contra $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$ se obtiene la Fig. 3-3

2.-Extrapolando hasta $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} = 1$ se obtiene $P^* = 4138$ Lpc a 9911 pies (prof. de asentamiento de la bomba de presión).

3.-Cálculo del tiempo adimensional.

$$t_{dA} = \frac{0.000264 Kt}{\phi \mu c_t A} = \frac{0.000264 \times 20.41 \times 5,3347}{0.11 \times 3.31 \times 9,82 \times 10^{-6} \times 10193040}$$

$$t_{dA} = 7.887 \times 10^{-4} \quad \text{Fig. 2-7}$$

$$\frac{P^* - \bar{P}}{(70.6 q \mu \beta) / Kh} = 7.887 \times 10^{-4}$$

4.-Cálculo de la presión, \bar{P} . Haciendo las relaciones:

$$(70.6 q \mu \beta) / Kh = \frac{m}{2.303} = \frac{232}{2,303}$$

$$(P^* - \bar{P}) = \frac{(P^* - \bar{P})}{(70.6 q \mu \beta) / Kh} \times \frac{70.6 q \mu \beta}{Kh}$$

$$P^* - \bar{P} = 7.887 \times 10^{-4} \times \frac{232}{2,303}$$

$$P^* - \bar{P} = 0.079 \text{ Lpc}$$



$$\bar{P} = P^* - (P^* - \bar{P}) = 4138 - 0.079$$

$$\bar{P} = 4137.92 \text{ Lpc a } 9911 \text{ pies}$$

$$\bar{P}_D = \bar{P} + \text{Grad} (D - D_1)$$

$$\bar{P}_D = 4137.92 + 0.3843 (9044 - 9911)$$

$$\bar{P}_D = 3804.7 \text{ Lpc a } 9044 \text{ pies}$$

EXPERIENCIA DE CAMPO

Pruebas de formación efectuadas en un pozo de petróleo del Oriente.

CAMPO: C

POZO: N° 4

SECUENCIAS DE LAS OPERACIONES:

HORAS FECHA: 7 - 09 - 1974

04:35 Empleando cañón de 4" para tubería de revestimiento se efectuaron 4 disparos por pie en los siguientes intervalos:

ARENA	INTERVALO DISPARADO (pies)	PIES PERFORADOS			TOTAL (Pies)
		"Hollin"	Napo "T"	Basal Tena	
"HOLLIN"	10197' - 10178'	19			19
NAPO "T"	10027 - 10020		7		7
	10010 - 9991		19		19
"BASAL TENA"	9018' - 9005'			13	13
Total de Pies perforados:		19	26	13	58

07:00 Se baja al pozo con broca y escariadores con objeto de limpiar la tubería y luego circulan salmuera de peso 9.3 lb/gl.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

20:00 Prueba de Formación de la arena Hollin

Se baja al pozo herramienta D.S.T., incluyendo un colchón de agua dulce de 1000'. Se procede a asentar empacadura RTTS a 10.100'.

09:15 Se abre herramienta DST y fluye solo aire.

10:15 Cierran el pozopor 1 hora con el objeto de restablecer la presión inicial.

11:15 Se abre el pozo y fluye solo aire.

18:00 Como el pozo no fluye se procede a pistonearlo.

El nivel inicial del fluido es 1600'

El nivel final del fluido es ± 1900'

En total se efectuaron 20 corridas u se recuperaron 41 ¹/₂ Bbls de fluido (petróleo + agua)

9 - 09 - 74

06:30 Se efectúa análisis de una muestra y se obtienen los siguientes datos:

Gravedad = 33° A.P.I. a 78°F

= 31,8°A.P.I. a 60°F

Sedimentos básicos/agua (Bsw/w) = 0.8/0.4

07:40 Se han efectuado un total de 30 corridas con la herramienta de pistoneo y sin que el pozo haya fluido por si solo.

07:50 Se cierra el pozo por 3 horas con el objeto de restablecer la presión.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

10:50 Recirculan fluídos con objeto de limpiar el pozo.

10-09-74 Prueba de Formación de la Arena "NAPO T"

INTERVALOS DISPARADOS Pies	TOTAL Pies
-------------------------------	---------------

10027 - 10020'	(7)
----------------	-----

10010 - 9991'	<u>(19)</u>
---------------	-------------

T O T A L: 26 pies

03:00 Se procede a asentar tapon puente recuperable a 10104' y empacadura RTTS a 10074. Se prueba el tapón "RBP" a 3000 Lpc con lo que se demuestra que la formación Hollín quedó aislada. Extraen herramientas del pozo.

15:00 Se baja con herramienta DST, incluyendo un colchón de agua dulce de 1000 pies. Asientan tapón "RBP" a 10100' y empacadura a 9900'.

15:30 Se abre herramienta por una hora, el soplo que se recibe después de 5 minutos es débil.

16:30 Se cierra el flujo en superficie por una hora (cierre inicial).

17:30 Se abre herramienta en superficie, el soplo es fuerte y produce gran burbujeo en el recipiente que contiene agua. Se trata de eliminar el aire y los 1000 pies del colchón de agua. Con el objeto de limpiar el pozo se envía en "by - pass" al quemador.

19:00 El soplo se ha mantenido fuerte pero el pozo no fluyó por lo que se procede a pistonearlo y se tienen los siguientes resultados:



Corridas	Hora	Nivel del Fluido (Pies)	Profundidad (Pies)	Difer. (pies)	Vol. de fluido obtenido (Bbls)	Observaciones
1	19:35	280	380	100	1/4	Subiendo el fluido
2	19:40	100	280	180	1 1/4	Tratando de fluir
3	19:45	25	165	140	1 1/2	Tratando de fluir
4	19:47	0	100	100	1	Fluyendo
5	21:05	10	130	120	2 1/2	Fluyendo
6	21:20	240	360	120	2 1/2	El pozo tiende a morir
7	21:30	285	1094	809	4	Flujo débil
8	21:45	375	1094	719	3 1/2	Pozo tiende a morir
9	21:50	250	1100	850	3 1/2	Pozo tiende a morir
10	21:58	250	1100	850	4	Pozo fluye
11	22:20	250	1000	750	3	Sacan pistón
12	22:30	325	1400	1075	4	Flujo gas > Flujo Petróleo
Total de Fluidos obtenidos:					31 Bbls	

Se efectuaron 12 corridas. El nivel del fluido inicial fue de 280 pies y el nivel del fluido final fue de 1400 pies. Se recuperaron aproximadamente 31 Bbls de fluidos (crudo + agua + gas), finalmente el pozo se vino y una vez que se estabilizó el flujo de crudo se lo hace circular a través del separador. Los datos obtenidos se presentan en la Tabla N° 3-2.

PRUEBA DE PRODUCCION DE LA ARENA NAPO "T"

HORA	LECTURAS		DIFERENCIAS			B _{sw/w} %	P _s LPC	T _{crudo} °F	T _{gas} °F	API	Crudo acumulado Bbls
	M ₁	M ₂	Δ1	Δ2	ΣΔ						
00:10	842.6	0									
01:00	845.8	0	3.2	0	3.2		40	71			3.2
01:30	850.9	0	5.1	0	5.1	4.5/1.3	42	72	27.8 a 74°F		8.3
									26.9 a 60°F		
02:00	857.2	0	6.3	0	6.3		42	72			14.6
02:30	860.0	0.9	2.8	0.9	3.7		42	72			18.3
03:00	863.0	1.2	3.0	0.3	3.3	3.5/0.6	42	72	28.2 a 73°F		21.6
									27.4 a 60°F		
03:30	867.4	1.2	4.4	0	4.4		40	72			26.0
									28.8 a 73°F		
04:00	873.7	1.2	6.3	0	6.3	1.8/4.0		72	28 a 60°F		32.3
04:30	877.8	1.2	4.1	0	4.1			72			36.4
									29.0 a 74°F		
05:00	882.1	1.2	4.3	0	4.3	1.5/0.5		72	28,1 a 60°F		40.7
05:30	886.3	1.2	4.2	0	4.2						44.9



De la carta del medidor de flujo de gas se tienen los siguientes datos:

Presión diferencial promedia, P_h = 40 pulgadas de agua
 Presión estática promedia, p = 3,0 Lpc
 Temperatura base, T_b = 66°F
 Diámetro interno tubería, d = 2"
 Diámetro del orificio, d_1 = 3/4"

De la prueba de producción se tiene los siguientes resultados:

Crudo recuperado	44,9 Bbls
Agua producida	3,0 BAPD
Crudo producido	202 BPPD
Gravedad	28,1°API a 60°F
Sedimentos básicos	1,5 %
Agua	0,5%
Gas producido	74.605 Pcpd
GOR	369.3 Pc/Bbl

HORA

06:00 Se cierra el pozo por 4 horas con el objeto de restablecer la presión del yacimiento.

12-09-74 Prueba de Formación de la arena Basal Tena.

INTERVALOS DISPARADOS (Pies)	TOTAL (Pies)
9018' - 9005'	(13)



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

HORA

- 10:38 Se corre tapón puente recuperable a 9120' y se asienta empacadura a 8904'. Se prueba a 3000 Lpc sin problemas. Las profundidades de las bombas de presión: 8915' y 8897' para la inferior y superior respectivamente.
- Se emplearon 2 relojes de 72 horas. El lodo es de base agua salada de peso 9.4 lbs/gl.
- Se bombea al pozo 1000' de agua dulce (colchón de 12 Bbls aprox.) se procede a abrir herramienta DST por 1 hora; el soplo es inmediato y fuerte por cuanto se produce gran burbujeo en el recipiente que contiene agua, se observa gran agitación en el fluido que está en el espacio anular, producido seguramente por la venida de fluidos calientes de la formación que dilatan la tubería interior y reducen el espacio anular.
- 10:54 Se estabiliza el fluido en el espacio anular.
- 11:28 Fluye agua + crudo + gas (agua mayormente).
- 11:31 Se trata de cerrar herramienta DST rotando la tubería hacia la derecha.
- 11:37 No se puede asegurar que cerraron la herramienta en el fondo por lo que se procede a hacerlo en superficie con el objeto de medir cierre inicial.
- 12:42 Se abre herramienta con el objeto de medir flujo final. Fluye aceite + agua + algo de gas. Se deja fluir a la piscina con el fin de limpiar el pozo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- 13:30 Se toma Bsw = 25%
- 14:30 Se toma Bsw = 15%
- 15:30 Se toma Bsw/w = 1,5% / 0.5%
- 16:00 Se mide presión de cabeza = 75 Lpc
Se hace fluir a través del separador.
Presión inicial del separador = 15 Lpc
Temperatura inicial del separador = 87°F
El separador da señales de mal funcionamiento. Parece que no drena. La presión sube rápidamente.
(la presión máxima de operación del separador de 2 fases es de 125 lpc, Temp. Máx. = 250°F, capacidad máxima de separación de gas 6.00 MMPCPD. Capacidad máxima de separación de crudo 3795 BPPD).
- 16:15 Presión del separador 44 Lpc. Temp = 87°F
- 16:30 Cuando la presión del separador llega a 100 Lpc se rompe la válvula de seguridad y el crudo sale con violencia, alcanzando unos 10 mts. de altura. Se abre válvula de "By - Pass" y se cierra válvula de cabeza. La prueba queda suspendida.
- 16:40 Se decide continuar con la prueba de formación em pleando para ello un tanque de 2 compartimentos y cuyas dimensiones son:
- Largo = 16' - 0"
Ancho = 8' - 0"
Alto = 7' - 9"
- Volumen total = 992 pies³ (176,69 Bbls)
Volumen de cada compartimento = 88,345 Bbls
Medidas de cada compartimento :

11,4 Barriles/pie = 0,95 Barriles/pulgada

- 17:40 Se empieza a enviar crudo al tanque para efectuar la prueba de producción por diferencia de volumen, sabiendo que en el tanque existen 6 pulgadas de crudo (5,7 Bbls).
- 18:00 Se considera que el flujo de fluidos se ha estabilizado y la producción promedia sería de 813 BPPD.
- 19:45 Se cierra el pozo con el objeto de llenar el segundo compartimento del tanque.
- 20:30 El flujo de crudo se ha estabilizado y la producción promedia sería de 754.4 BPPD. La presión en la cabeza del pozo fue de 50 Lpc.
- 22:01 Se procede a cerrar el pozo por 4 Hrs. con el objeto de efectuar la prueba de restauración de presión.

Los resultados de la prueba de producción de la arena Basal-Tena están dados en las Tablas N^o 3-3 y 3-4.



T A B L A N.º 3-3

PRUEBA DE PRODUCCION DE LA ARENA BASAL-TENA

HORAS	NIVEL DEL FLUIDO		VOL.	DIF.	Pcab	Bsw/w	GRAV.	TASA
	PIES - PULGADAS		Bbls.	Bbls.	Lpc	%	°API	BPPD
(Primer compartimiento del Tanque)								
17:42	0'	6"	5.70					
18:00	1'	11" 5/8	22.44	16.74				1339.2
18:18	2'	11" 7/8	34.08	11.64				931.2
18:30	3'	8" 1/8	41.92	7.84				940.8
18:45	4'	3" 5/8	49.04	7.12	55	0.2/0.2	21 a 75°F 20.1 a 60°F	683.5
19:00	5'	1" 1/4	58.19	9.15				878.4
19:15	5'	10" 5/8	67.09	8.90				854.4
19:30	6'	6" 1/4	74.34	7.25		0.2/0.2	21.4 a 78°F 20.4 a 60°F	696.0
19:45	7'	2"	81.70	7.36				706.6
(Segundo Compartimiento del Tanque)								
20:00	0'	9" 1/4	8.79					
20:30	3'	2" 3/4	36.81	28.02				1345.0
21:00	4'	8" 1/2	53.68	16.87	50	0.2/0.2	21.6 a 71°F 20.5 a 60°F	809.8
21:30	6'	2" 1/4	70.54	16.86				809.3
22:00	7'	4" 3/8	83.96	13.42				644.2

T A B L A N° 3-4

RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PRODUCCION EFECTUADA EN
LA ARENA "BASAL--TENA"

CAMPO	POZO	FORMACION	FECHA	INTERVALO
C	4	Basal - Tena	12-09-74	9018-9005

CRUDO RECUPERADO Bbls	PRODUCCION DE CRUDO BPPD	PRODUCCION DE AGUA BAPD	GRAVEDAD °API a 60°F	SEDIMENTOS BASICOS Y AGUA %
159.96	783.7	1.6	20.3	0.2/0.2

APLICACION PRACTICA

2. Caso de un yacimiento que produce por empuje hidráulico

CAMPO: B

FORMACION: Hollin

POZO : 21

FECHA : 19-01-71

Los datos básicos conocidos se presentan en la Tabla N^o 3-5.

T A B L A N^o 3-5

DATOS BASICOS

q	N _p	T _c	H	h	h ₁	P _{wf}
BPPD	Ebls	Hrs	Pies	Pies	Pies	Lpc
787	130	3.96	10026' a 10096'	48	10061	3596

Grad.	Grav.	S _o	S _w	C _o	C _w	C _r
Lpc-Pie	°API	%	%	Lpc ⁻¹	Lpc ⁻¹	Lpc ⁻¹
0.3636	30.0	75	25	7.92×10^{-6}	350×10^{-6}	4.30×10^{-6}

C _t	φ	d	Psi	N _D	A
Lpc ⁻¹	%	Pulgds.	Lpc	Pies	Acres
11.12×10^{-6}	16.0	7	4500	9100	247



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A continuación se tabulan los resultados de la prueba de presión.

RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PRESION

Prof. (pies)	P_{ws} (Lpc)	ΔP (Lpc)	Δt (Hrs)	$\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$	Δt (min)	$\frac{\Delta P}{\Delta t}$ (Lpc/ Hr)
9500	3596				0	
9500	3985	389	0.13	30.74	8	2918
9500	4023	427	0.27	15.86	16	1601
9500	4040	444	0.40	10.91	24	1110
9500	4054	458	0.53	8.43	32	859
9500	4068	472	0.67	6.95	40	708
9500	4073	477	0.80	5.96	48	596
9500	4082	486	1.07	4.72	64	456
9500	4094	498	1.33	3.97	80	374
9500	4100	504	1.60	3.48	96	315
9500	4105	509	1.87	3.12	112	273
9500	4112	516	2.13	2.86	128	242
9500	4122	526	2.40	2.65	144	219
9500	4128	532	2.67	2.49	160	200
9500	4132.9	536.9	2.93	2.35	176	183
9500	4137.7	541.7	3.20	2.24	192	169
9500	4140.8	544.8	3.47	2.14	208	157
9500	4147	551	3.73	2.06	224	148
9500	4151	555	4.00	1.99	240	139
9500	4158	562	4.67	1.85	280	120
9500	4246	362				
8500	3884	358				
7500	3526	894				
5000	2632	938				
2500	1694	913				
0	781					

Determinación de la distancia a la falla

1. Método de Horner ^(3,22)

1.1. Ploteando P_{ws} contra $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$ se obtiene la Fig. 3-8

1.2. La presión estática, P^* se obtiene por extrapolación a

$$\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} = 1$$

$P^* = 4216$ Lpc a 9500 pies (profundidad de asentamiento de la bomba de presión)

1.3. Cálculo de la presión P_D al nivel Datum

$$P_D = P^* + \text{Grad} (D - D_1)$$

$$P_D = 4216 + 0.3636 (9100 - 9500)$$

$$P_D = 4070.56 \text{ Lpc a } 9100 \text{ pies.}$$

1.4. Cálculo de la presión P_{h1} a la mitad del intervalo perforado.

$$P_{h1} = P^* + \text{Grad} (h_1 - D_1)$$

$$P_{h1} = 4216 + 0.3636 (10061 - 9500)$$

$$P_{h1} = 4420 \text{ Lpc a } 10061 \text{ pies}$$

1.5. Obtención de las pendientes

Trazando tangentes en las porciones rectas de las curvas de la figura 3-8 se obtienen los valores:

$$m_2 = 223 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$m_1 = 116 \text{ Lpc/ciclo}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Con lo que se cumple la condición $m_2 \approx m_1$.

- 1.6. Obtención de la viscosidad μ_0 y del factor volumétrico β_0 .

Usando las Figuras 3-9 Y 3-10 Entrando con $P_{h1} = 4420$ Lpc a 10061 pies se tienen los valores:

$$\mu_0 = 1.78 \text{ cp}$$

$$\beta_0 = 1.205 \text{ BY/BN}$$

- 1.7. Cálculo de la distancia a la falla L , se aplica la expresión:

$$- E_i \left[\frac{- 3793 L^2 \phi \mu c}{kt} \right] = \ln \left(\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

y sustituyendo valores en el punto de intersección de las pendientes, se tiene:

$$- E_i \left[\frac{- 3793 L^2 \times 0.16 \times 1.78 \times 11,12 \times 10^{-6}}{25,64 \times 3.96} \right] = \ln 3,15$$

$$- E_i \left[- 1,18176 \times 10^{-4} L^2 \right] = 1.15$$

siendo $- E_i (-x) = 1,15$

$$x = 0.215$$

reemplazando valores:

$$1.18176 \times 10^{-4} L^2 = 0.215$$

$$L = 42,65 \text{ pies}$$

2. Método de Dolan⁽²²⁾

- 2.1. Ploteando P_{ws} contra $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$ se obtiene la Fig. 3-8



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.2. Usando la expresión:

$$L = 1.215 \times 10^{-2} \left[\frac{k t}{\phi \mu c_t D} \right]^{1/2}$$

y reemplazando valores en el punto de intersección de las tangentes, se tiene:

$$L = 1.215 \times 10^{-2} \left[\frac{25,64 \times 3,96}{0,16 \times 1,78 \times 11,12 \times 10^{-6} \times 3.15} \right]^{1/2}$$

$$L = 38,78 \text{ pies}$$

3. Método de Hurst⁽²²⁾

3.1. Del ploteo de P_{ws} contra $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$ se obtiene la Fig.3-8

3.2. Empleando la ecuación

$$L = 4.29 \times 10^{-2} \left[\frac{k_o P_c \Delta t_c}{\phi \mu (1 - S_w)} \right]^{1/2}$$

y sustituyendo valores en el punto de intersección de las pendientes, se tiene:

$$\frac{t_c + \Delta t_c}{\Delta t_c} = \frac{3.96 + \Delta t_c}{\Delta t_c} = 3.15$$

de donde

$$\Delta t_c = 1.8439 \text{ Hrs}$$

$$P_c = 4104.8 \text{ Lpc}$$

Reemplazando valores:

$$L = 4.29 \times 10^{-2} \left[\frac{25,64 \times 4104,8 \times 1.8439}{0,16 \times 1,78 \times (1 - 0,25)} \right]^{1/2}$$

$$L = 40,89 \text{ pies}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A continuación en la Tabla N° 3-6 se dan los resultados de la prueba de formación efectuada en un pozo que produce empuje hidráulico.

T A B L A N° 3-6

RESULTADOS DE LA PRUEBA DE FORMACION

CAMPO: B POZO: 21
FORMACION: Hollin FECHA: 19-01-71

PARAMETROS	M E T O D O S			
Presión estática al nivel DATUM (9100 pies), lpc	H O R N E R Yacim. Inf. Yac. Fin.		Mc KINLEY	M.B.H.
	4071	3823	4018	4070
Permeabilidad, md	H O R N E R K _f		Mc KINLEY K _p	KERSH K _f
	25.6		41.8	4.2
			4.2	46.1
Daño-estimulación, S	H O R N E R - 3.07		Mc KINLEY Estimulación	KERSH - 1.17
Índice de productividad, B/D. Lpc	H O R N E R			Mc KINLEY
	J _a	J _i	E	J _a
	1.27	0.65	1.96	1.39
Radio de investigación, pies	H O R N E R		Mc KINLEY	KERSH
	199.2		80.5	267.1
Distancia a la falla, pies	H O R N E R		DOLAN	HURST
	42.7		38.8	40.9

El gráfico 3-11 ilustra el ploteo de la presión contra el tiempo aplicando el Método de McKinley. El gráfico 3-12 ilustra el ploteo $\Delta P/\Delta t$ contra Δt aplicando el Método de Kersh.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

EXPERIENCIA DE CAMPO

Prueba de formación efectuada en un pozo de petróleo del Oriente.

CAMPO: D
FORMACION: Napo "U"
POZO: 69
FECHA: Enero 74

DATOS DEL POZO:

Profundidad	10034	pies
Tubería de revestimiento superficial (10 juntas de 10 3/4", 40.5 lbs/pie H-40)	342	pies
Diámetro del pozo	9	7/8"

GENERALIDADES DEL POZO

Este pozo se encuentra situado al extremo norte de la estructura. Al terminar la perforación y luego de correr los registros de pozo se tiene que el único horizonte de interés lo constituye la formación NAPO "U" en el intervalo 9617' - 9627' señalado claramente por los registros del pozo. Fig.3-13

Ante esas circunstancias la compañía X decide abandonar el pozo, para lo cual pide el correspondiente permiso a los ingenieros de la D.G.H., por lo que se le ordena efectuar una prueba de formación con el probador de formación de Schlumberger corrido con cable de acero.

Se efectuaron un total de cuatro pruebas habiéndose obte-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

nido los siguientes resultados:

PRUEBA N° 1. Se baja la herramienta y se la asienta a 9627 pies. Se recupera solamente lodo de perforación, pues las almohadillas no se pegaron a las paredes del hueco.

PRUEBA N° 2. Se baja nuevamente la herramienta y de los 9624' se recuperara solo lodo de perforación al no pegarse la herramienta contra las paredes del pozo.

PRUEBA N° 3. Se asienta la herramienta a 9619 pies, quedando abierta por 4 minutos. Se recuperan 7000 cc de lodo y agua - (filtrado) de $R_w = 1.53 \Omega m$ a $84^\circ F$. No hubo recuperación de petróleo ni de gas.

PRUEBA N° 4. Se baja el probador de formación eléctrico y se lo asienta a 9617 pies. La herramienta queda abierta durante 21 1/2 minutos y se recuperan 38 pies cúbicos de gas, 3200 cc de petróleo de $27.7^\circ API$ a $82^\circ F$ ($26.3^\circ API$ a $60^\circ F$) y 15100 cc de lodo y agua de resistividad, $R_w = 0.32 \Omega m$ a $82^\circ F$ ($0.24 \Omega m$ a $112^\circ F$).

Durante una prueba efectuada con una centrífuga portátil se obtiene 23% de agua y sedimentos.

Cálculos efectuados con los datos obtenidos:

1. Información Básica

Profundidad de la prueba 9617', resistividad del agua de formación : $0.24 \Omega m$ a $112^\circ F$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Espesor de la arena 10 pies

2. Información del Registro (FIG. Nº 3-14)

Presión estática inicial	4500 Lpc
Presión del flujo	2500 Lpc
Temperatura en el fondo del pozo	200 °F
Diámetro del estrangulador	0.020 "
Volumen de la cámara	22165 cc
Gravedad del petróleo	26.3°API a 60°F

RECUPERACION

Gas	38 pies ³
Petróleo	3200 cc
Agua	15100 cc
Resistividad del filtrado de lodo, R_{mf}	= 1.77 Ω m a 112°F
Resistividad del fluido recuperado, R_{rf}	= 0.71 Ω m a 112°F

3. Pronóstico de la producción y de la razón gas-petróleo

Gas	38 pies ³
Petróleo	3200 cc
Volumen total de líquidos:	15100 cc agua
	<u>3200 cc petróleo</u>
	18300 cc de líquidos

Producción probable: Hidrocarburos (Fig. 3-15)

Razón gas-petróleo:

$$\frac{38 \text{ pies}^3}{3200 \text{ cc} \times 6.2898 \times 10^{-6} \text{ Bbls/cc}} = 1888 \frac{\text{Pies}^3}{\text{Bbl}}$$

4. Porcentaje de agua en la producción

$$\frac{R_{mf}}{R_{rf}} = 2,50$$

$$\frac{R_{mf}}{R_w} = 7,38$$

Agua de formación: 23% (Fig. 3-16)

Porcentaje de agua en la producción: 50% (Fig. 3-17)

5. Permeabilidad, k

Tasa de flujo, Q: 26.4 cc/seg (Fig. 3-18)

Viscosidad, μ

Agua : 0,3 cp (Fig. 3-19a)

Petróleo: 0,38 cp (Fig. 3-19b y 3-19c)

La cámara de recuperación se llenó en la prueba.

Volumen de hidrocarburos recuperados:

$$22165 \text{ cc} - 15100 \text{ cc agua} = 7065 \text{ cc}$$

$$\mu = \frac{V_o}{V} (\mu_o) + \frac{V_w}{V} (\mu_w)$$

$$\mu = \frac{7065}{22165} (0.38) + \frac{15100}{22165} (0.30)$$

$$\mu = 0.33 \text{ cp}$$

$$P_{estática} - P_{flujo} = 4500 - 2500$$

$$P_s - P_f = 2000 \text{ Lpc}$$

$$k = 12.5 \text{ md (Fig. 3-20)}$$

6. Cálculo de la producción diaria

P_c = Presión debida a la columna de petróleo.



$$P_C = 1750 \text{ Lpc} \quad (\text{Fig. 3-21})$$

$$P_S - P_C = 4500 - 1750 = 2750 \text{ Lpc}$$

Potencial de flujo abierto

$$Q = 100 \text{ BPPD} \quad (\text{Fig. 3-22})$$

Ante estos resultados obtenidos se decide no bajar tubería de revestimiento y taponarlo previo su abandono por no ser de interés comercial. El diagrama del pozo taponado verlo en la Fig. 3-23

Entre los tapones de cemento se dejó un lodo con las siguientes características:

Peso	9.42 lbs/gal
Pérdida de agua	10.00 cc a 100 Lpc /30 min.
Porcentaje de sólidos	6.00%
Lodo de base fresco	

En la tabla N^o 3-7 se presenta el detalle de taponamiento del pozo.

T A B L A N^o 3-7

DETALLE DEL TAPONAMIENTO DEL POZO D - 69

INTERVALO ABIERTO PIES		LUZ PIES	SACOS DE CEMENTO (16,2 lbs/ gal)	TOPE PIES	FONDO PIES	TAPON
10034	9900	134	--	--	--	--
9900	9580	320	140	9580	9900	1
9580	8900	680	--	--	--	--
8900	8521	379	165	8521	8900	2
8521	440	8081	--	--	--	--
440	210	230	140	210	440	3
210	16	194	--	--	--	--
16	0	16	10	0	16	4



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO IV

COMPARACION ENTRE LOS PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS POR MEDIO DEL PROBADOR DE FORMACION Y LOS OBTENIDOS MEDIANTE PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION DE GRAN TIEMPO DE DURACION.

Se efectuó la comparación en base a los parámetros físicos siguientes:

- Presión del yacimiento
- Permeabilidad
- Daño - estimulación
- Índice de productividad
- Radio de investigación
- Determinación de anomalías

La información básica de los yacimientos analizados se presenta en las Tablas N^o 4-1, 4-2 y 4-3.

Los parámetros que fueron obtenidos aplicando diferentes métodos se analizaron para los siguientes casos:

1. YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANSIÓN DEL GAS DISUELTO

- Se estudió en el campo A-Formación Napo T un total de 6 pozos, en los que se analizaron 9 pruebas de restauración de presión y 3 pruebas efectuadas con el probador de formación mecánico.

- Se estudió en el Campo A - Formación Napo U un total de 8 pozos, en los mismos que se analizaron 12 pruebas de restauración de presión.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

-2. YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO

Se trabajó con el Campo B - Formación Hollin, en el que se estudiaron 12 pozos en diferentes épocas de sus vidas productivas y en los que se consideraron 17 pruebas de restauración de presión y 5 pruebas efectuadas con el probador de formación mecánico.

La comparación entre los parámetros físicos ya enunciados se la presenta en las Tablas N^o 4-4, 4-5, 4-6, 4-7, 4-8, 4-9, 4-10, 4-11 y 4-12.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO V

INTERPRETACION DEL GRAFICO DE PRESION

En este capítulo explicamos en forma general como se puede interpretar y evaluarse una prueba de formación. ^(15, 21)

Dado que las presiones han sido registradas en una carta, representan las secuencias de las diversas operaciones efectuadas en el pozo, desde que se introdujo la herramienta, se la asentó a la profundidad deseada, se tomaron presiones de flujo, de cierre y finalmente se la extrajo a superficie.

Los análisis de las cartas de presión sin tomar en cuenta los resultados obtenidos, no solo son necesarios para la interpretación cuantitativa, sino que pueden darnos indicaciones de fallas mecánicas que podrían afectar la validez de la prueba y principalmente nos dan una idea de los problemas que presenta la formación; lo cual nos sirve para confirmar si se ha evaluado correctamente o no el potencial del yacimiento.

A. Técnica de la Lectura

Cuando la carta metálica es extraída, luego de terminar una prueba de formación, se efectúa la lectura de la carta de presión, mediante un lector de carta micrométrico, (Fig. 5-1) con el cual se leen los puntos tomados de la curva (deflexiones) y estas por medio de tablas de calibración son transformadas a valores de presión.

El procedimiento de lectura es el siguiente:

1. Se fija la carta metálica sobre el porta carta del lector-micrométrico-óptico.
2. Se enceran los micrometros de desplazamiento horizontal y vertical respecto a la línea base del extremo izquierdo de la gráfica obtenida.
3. Se desplaza la escala movil horizontalmente a intervalos regulares que representan tiempos y se sigue la curva mediante desplazamientos verticales que representan presiones, anotando los valores leídos de las deflexiones respectivas, para cada desplazamiento horizontal medidas en milésimas de pulgada.
4. Con ayuda de una tabla de calibración (característica de cada tipo de bomba de presión empleada en la prueba de formación) se transforman los valores leídos de deflexiones a presiones y se corrigen los mismos por efecto de la temperatura del pozo.

B. Gráfico de las Divisiones de Presión

El Gráfico es una representación de como varía la presión de cierre de la formación con respecto al tiempo de cierre.

Los datos de presión y tiempo son obtenidos a partir de una serie de lecturas de presión a intervalos de tiempo de finidos, generalmente a distancias de tiempo iguales.

La Fig. 5-2 muestra una división de la restauración de presión de cierre final, desde el punto g hasta el punto h,

en lecturas definidas a intervalos regulares.

La división de la presión de cierre final se refiere a pequeños incrementos de presión.

Dado que en casi todos los gráficos de presión la distancia horizontal denota tiempo, luego es fácil referir los puntos de presión por su tiempo de medición.

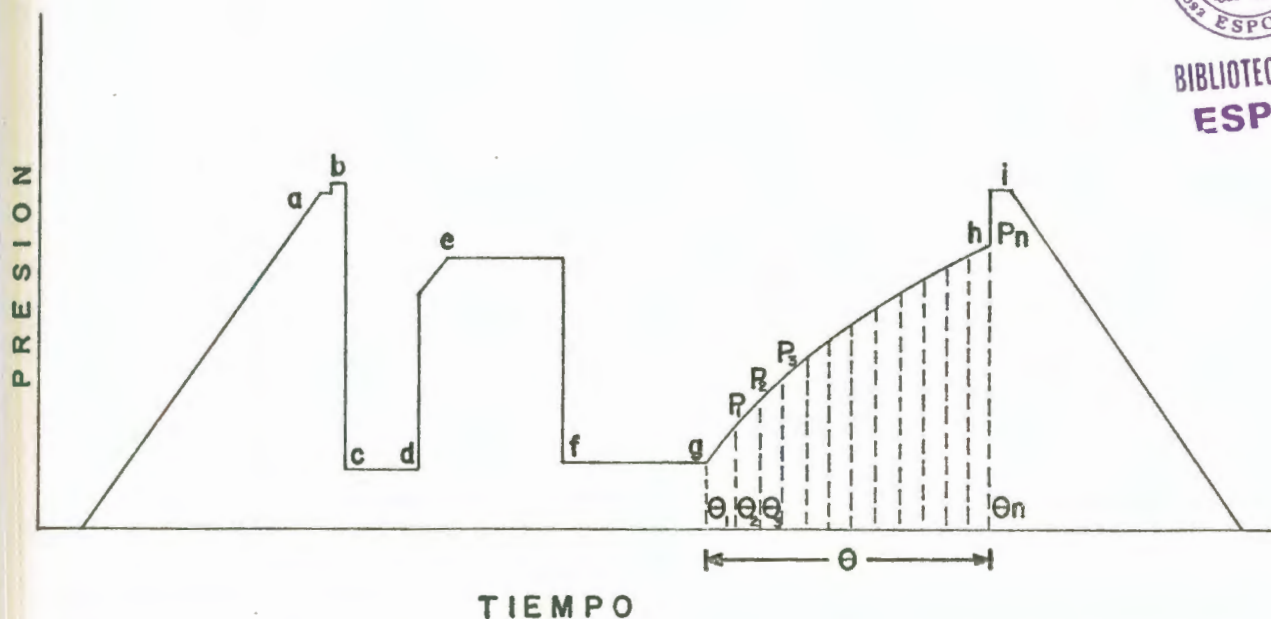
En la Fig. 5-2 se aprecian los siguientes puntos:

- a. Presión Hidrostática inicial del lodo.
- b. Asentamiento de la empaadura.
- c. Presión inicial del primer período de flujo.
- d. Presión final del primer período de flujo
- e. Presión de cierre inicial.
- f. Presión inicial del segundo período de flujo.
- g. Presión final del segundo período de flujo.

Los puntos de presión son representados por $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ y los intervalos de tiempo por $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \dots, \theta_n$.

- h. Presión de cierre final.
- i. Presión hidrostática final del lodo.

La presión en el punto P_1 corresponde a un intervalo de tiempo θ_1 . Es de señalar que un período puede ser dividido en los intervalos de tiempo deseados. El requerimiento más común es el de tener un mínimo de 10 divisiones en el período de presión de cierre, pero algunos cálculos requieren



CURVA PRESION CONTRA TIEMPO OBTENIDA EN UNA PRUEBA DE FORMACION

FIG. No. 5-2

datos que pueden ser obtenidos por división de los períodos de flujo, lo cual no ocasiona una mayor diferencia con respecto al método seguido.

Algunos sistemas requieren lecturas a ciertos intervalos de tiempo constantes; usualmente intervalos de dos (2), tres (3), cinco (5), o diez (10) minutos. Con el mismo instrumento usado para leer los gráficos se pueden hacer las divisiones, la diferencia está en que el tiempo se haya incluido.

Dado que muchos registradores o bombas de presión tienen un motor reloj de velocidad constante, el cálculo es sencillo. Lo que se requiere saber es el tiempo involucrado en el ensayo, en horas y minutos y luego medir la distancia lineal recorrida por el gráfico en ese tiempo.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

C. Interpretación del Gráfico de Presión

Cuando la prueba de formación ha concluido se procede a retirar la carta de presión y se la identifica con el nombre del campo, número del pozo, número del registrador de presión, número del reloj y fecha.

Es de resaltar la gran importancia que reviste este gráfico, pues, luego de su interpretación vendrá la decisión de completar, estimular o abandonar el pozo como ha ocurrido en algunos casos en el Oriente ecuatoriano.

Las Figuras 5-3 a 5-20 ilustran curvas típicas que se obtienen durante pruebas de formación y con las cuales se pueden deducir los factores que influyeron en los resultados obtenidos.

La Fig. 5-3 representa una curva normal con un solo período de flujo.

La Fig. 5-4 representa una prueba de doble cierre de presión.

Las Figuras 5-5 a 5-7 muestran un fuerte incremento de presión durante el período de flujo, que de extenderse casi cortarían la presión final de cierre, punto G.

Las Figuras 5-8 a 5-12 representan pruebas en pozos de baja permeabilidad mostrando signos de daño. El retardo que se observa en obtener la presión inicial D podría haberse producido por efecto de un gran daño o a una



combinación de daño y baja permeabilidad. Estas curvas son muy comunes en pruebas de formación efectuadas en el Oriente ecuatoriano.

La Fig. 5-13 ilustra la existencia de taponamiento parcial de la formación por efecto del lodo, habiendo un retardo en el incremento de la presión de flujo.

La Fig. 5-14 ilustra cuando la herramienta está momentáneamente taponada por ripio, el comienzo del nuevo incremento de presión marca el paso de esos materiales a través de la herramienta.

La Fig. 5-15 ilustra el caso de un pozo que fue pistoneado y luego fluye, los escalones señalan la disminución de la presión conforme se mueve el pistón.

La Fig. 5-16 ilustra el caso de un pozo que no tenía incremento de presión durante el período de flujo (E'). Pero luego fue tratado ($E'E$) y empezó a producir. Las altas presiones registradas durante el tratamiento resultan del llenado del pozo con fluido y del bombeo dentro de la formación.

La Fig. 5-17 ilustra el caso de falla de la herramienta, pues evidentemente el equipo no se abrió.

La Fig. 5-18 ilustra el caso de falla de la empacadura.

El lodo se escapa concentrándose en la cabeza, y luego se disipa conforme fluye hacia arriba, luego el ciclo se repite.



Este suceso se pone de manifiesto observando una caída del nivel del lodo en el anillo.

La Fig. 5-19 ilustra el caso de falla de la prueba sin haberse obtenido presión de cierre.

La Fig. 5-20 ilustra el caso de una zona no productiva.

Estos casos que mencionamos ilustran los múltiples problemas que pueden presentarse durante las pruebas de formación y que se hacen evidentes por medio del análisis e interpretación de las gráficas de presión obtenidas. para un análisis más completo en base a los datos obtenidos por medio del probador de formación o por restauración de presión conviene efectuar un gráfico de presión de cierre contra la función $\text{Log} \left(\frac{T + \theta}{\theta} \right)$ con lo que se determina si la porción de la línea recta, representando condiciones de estado estable, ha sido obtenida.

Horner⁽³⁾ encontró que en los primeros puntos de la curva de recuperación habían variaciones con respecto a la línea recta esperada, de los estudios efectuados se concluyó que ese efecto se producía en todos los casos y que abundaba - en aquellos pozos con baja porosidad y con fluidos más comprensibles. Este efecto se denominó efecto después del flujo o efecto después de la producción.

Con posteriores estudios se determinó que las condiciones de estado estable podrían ser alcanzados sobre la línea de cierre. B-C como lo muestra la Fig. 5-21. Siendo A-B-C



la curva ideal y A - A' - B - C la curva real.

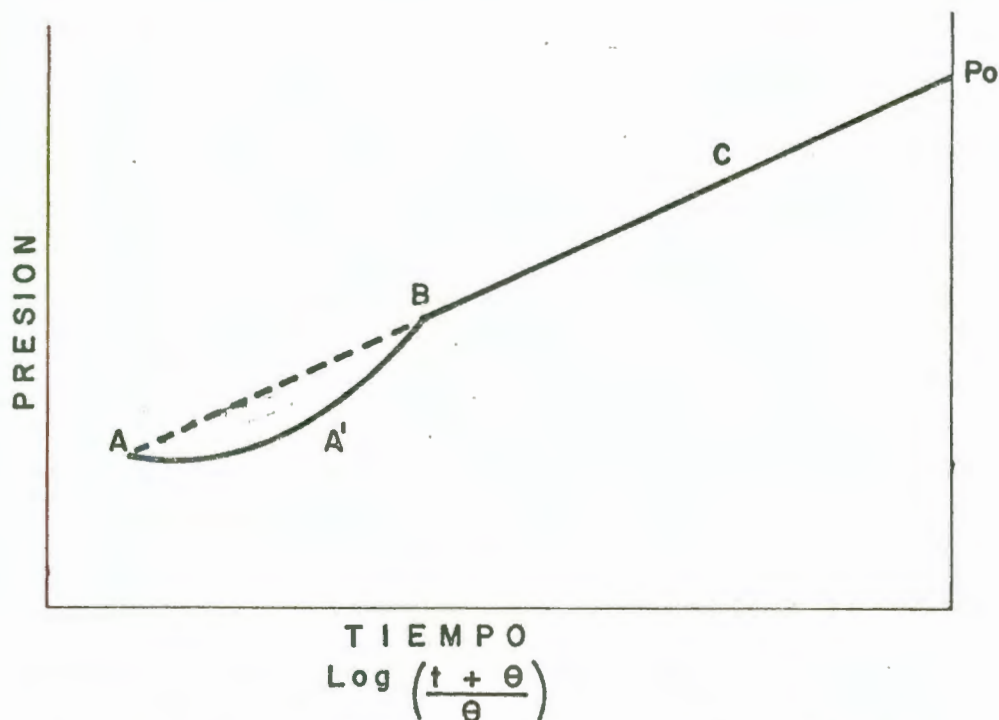


GRAFICO PRESION DE CIERRE CONTRA $\text{Log} \left(\frac{t + \theta}{\theta} \right)$

FIG. No.5-21

Se encontró que la condición de estado estable se presentaba por lo general en las últimas etapas del período de cierre. El tiempo de cierre necesario para alcanzar el estado estable varía con las condiciones del flujo de fluidos y del yacimiento. Por experiencia se ha comprobado que el factor más importante en la obtención de datos de recuperación de presión no satisfactorios ha sido el emplear un tiempo de cierre insuficiente.

La extrapolación de la línea recta (estado estable) del gráfico presión contra Log de la función tiempo hasta la intersección con el infinito $\left(\frac{t + \theta}{\theta} = 1 \right)$ nos da un valor de la presión máxima del yacimiento.

Si ese valor concuerda con la lectura mecánica de la presión hidrostática, se supone que el gráfico es correcto

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

y que la formación es infinita. Si el valor de la presión estática extrapolada es muy alto, es necesario comparar con el valor mecánico de la presión hidrostática del lodo inicial o final y si esas dos presiones concuerdan, es probable que hubo comunicación a través de la empaadura durante el período de flujo o durante el período de cierre final.

También puede haber el caso de que en el gráfico no se obtuvo una línea recta, lo que indica que la formación no ha alcanzado las condiciones de estado estable y por lo tanto la presión estática extrapolada no es correcta.

Si los valores de las presiones estáticas extrapolados son muy bajos comparados con la medición mecánica de la presión hidrostática del lodo y los análisis revelan que no hay fallas mecánicas o gráficas, puede suponerse que existe un agotamiento de la presión del yacimiento.

Cuando dos pruebas consecutivas sobre la misma formación dan los mismos valores de caídas de presión entre las presiones de cierre inicial y final, puede suponerse que el agotamiento ha tenido lugar durante los períodos de flujo de la prueba y como esos valores se han repetido sugieren la existencia de un yacimiento extremadamente limitado, los cuales no son de gran interés económico.

Dado que los datos obtenidos por medio del probador de formación son los primeros valores disponibles de algunos parámetros del yacimiento, es de interés anotar que muchas anomalías serán obtenidas a partir del gráfico basado en la recuperación de presión.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPÍTULO VI EL EQUIPO PROBADOR DE FORMACION

1. EQUIPO PROBADOR DE FORMACION CORRIDO CON TUBERIA DE PERFORACION EN POZO SIN REVESTIR.⁽¹⁷⁾

Constituye un valioso medio para determinar el potencial productivo de la formación sin completar en forma permanente el pozo. Esto es sin correr aún la tubería de revestimiento desde el fondo hasta la superficie del pozo; obviamente como herramienta de evaluación resulta algo costoso su servicio, pero también resulta económico obtener datos que incidirán en el costo del pozo, si resulta que la zona probada no es productiva.

También servirá de base para efectuar cambios en el programa de completación; igualmente si el pozo necesita, desde ya, trabajos de estimulación.

Hay una serie de herramientas accesorias que se emplean según la necesidad de la empresa y disponibilidad del contratista.

A) Descripción del equipo

Se tomará como referencia el equipo de pruebas de formación empleado en pozos del Oriente ecuatoriano:

Consta de las siguientes partes:

- Instalación de fondo
- Instalación de superficie.

La Instalación de fondo incluye los siguientes accesorios (Fig. 6-1a).



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- 1.- Una cámara que contiene en su interior la bomba o registrador de presión inferior.

En general los varios modelos de registradores de presión se asemejan, variando solo el mecanismo o la disposición de sus partes constituyentes (Fig. 6-2). La distribución de los elementos en sentido ascendente es:

- Un medidor de temperatura de máxima.
- Un elemento de presión.
- Un elemento de registro.
- Un elemento de tiempo.

En la (Fig. 6-1a) se aprecia lo siguiente:

- 2.- Un ancla perforada
 - .- Tubería de perforación.
- 3.- Junta de seguridad inferior.
- 4.- Empacadura recuperable.
- 5.- Junta de seguridad superior provista de orificios aliviadores.
- 6.- Martillo hidráulico.
- 7.- Una cámara que aloja la bomba de presión superior.
- 8.- Válvula de prueba provista de orificios aliviadores.
- 9.- Cámara porta estrangulador.
- 10.- Válvula de doble cierre provista de orificios para la circulación inversa.
- 11.- Tubería de perforación o lastrabarrenas.
- 12.- Válvula de circulación inversa.
- 13.- Tubería de perforación.



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

La instalación de superficie consta de las siguientes partes:

El cabezal del pozo (Fig. 6-1b) constituido por los siguientes elementos dispuestos de abajo hacia arriba.

- 1.- Un neplo o tubo roscado.
- 2.- Válvula maestra.
- 3.- Unión giratoria.
- 4.- T de doble salida o válvula de seguridad de control remoto.
- 5.- Mecanismo de estrangulación.
- 6.- Un adaptador

El sistema colector de tuberías o "Manifold". (Fig. 6-1c)

Este sistema colector de tuberías va conectado a la "T" de doble salida o válvula de seguridad de control remoto, aunque también puede descansar sobre la mesa de la torre de perforación. Está conectado a otros equipos accesorios por medio de una tubería articulada de acero.

El Separador (Fig. 6-3)

En las pruebas de formación efectuadas en el Oriente, se usa por lo general, un separador portátil bifásico horizontal por motivos de transporte, capacidad de separación y costo.

El separador presenta las siguientes características:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Dimensiones:

Largo	8 pies
Diámetro	30 pulgadas
Presión máxima de operación	125 Lpc
Temperatura	250°F
Capacidad de medición:	
Gas	6.0 MMPCPD
Petróleo	3795 BPPD

Descripción de los accesorios:

- 1.- Portador de disco de orificio con brida de 4" en la línea de gas, rango 150 Lpc.
- 2.- Válvula de mariposa de 3".
- 3.- Medidor de flujo de gas "Foxboro" tipo 37.
- 4.- Válvula de contrapresión de gas de 3". rango 125 Lpc.
- 5.- Válvula de drenaje de 3" National Tank Co. Modelo 652 DSG-301.
- 6.- Control de nivel de líquidos National Tank Co. Modelo 662-GMAQ. 401.
- 7.- Termómetro de acero inoxidable, de bolsillo separable. Dial de 3". Rango 0-150°F Vastago de 4".
- 8.- Válvula cheque de 3".
- 9.- Válvula de Paso.
- 10.- Columna de vidrio indicadora del nivel de fluidos.
- 11.- Manómetro Dial de 3 1/2" de diámetro. Rango 0-200 Lpc.
- 12.- Válvula de alivio (tipo resorte) de 2".



- 13.- Cabezal de seguridad de 2". Rango 150 Lpc.
- 14.- Medidor del flujo de petróleo tipo Floco F-500-3.
- 15.- Muestreador. Tipo Floco FRA B-680 provisto de engranajes de 3 dientes.
- 16.- Válvula de control de la tasa de flujo tipo A.O. Smith.
- 17.- Filtro de malla 40. Tipo A.O. Smith.
- 18.- Termómetro. Dial de 3" de diámetro. Tipo Bolsillo separable. Rango 0-150°F.
- 19.- Válvula de aguja.
- 20.- Cuatro (4) orejas con orificios de 3" de diámetro, montados en la base del separador con el objeto de facilitar su transporte.

B) Funcionamiento del Equipo

La instalación de fondo analizada a partir de su extremo inferior (Fig. 6-1a), presenta:

- 1.- La cámara que contiene la bomba de presión inferior. Sus elementos funcionan de la siguiente forma:

El medidor de temperatura de máxima marca la temperatura a que estuvo sometida en el fondo del pozo (Fig. 6-2).

El elemento de presión consta de un dispositivo rodeado por un fluido de baja viscosidad (SAE 10-20). La cámara recibe presión por medio del fluido que se transmite a través de un orificio existente en la parte externa y luego a un tubo Bourdon que funciona como elemento de transmisión, evi



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

tando el contacto directo del Bourdon con el fluido.

Un extremo del Bourdon está soldado y está dotado de un sistema de rodamiento, capaz de transformar los retraimientos del Bourdon en movimientos de rotación.

El elemento de registro consiste de un tambor porta carta de presión y de un estilete que se conecta con el otro extremo del Bourdon.

El elemento de tiempo consta de un reloj, el cual se conecta con el tambor porta carta, el mismo que avanza una cierta longitud en un tiempo determinado.

2.-Un ancla perforada que permite la entrada de los fluidos de la formación a la tubería. (Fig. 6-1a).

3.-Tubería de anclaje, sirve para espaciar la empacadura, para proporcionar rigidez a la herramienta y para absorber las cargas compresivas necesarias para abrir la válvula maestra.

Una junta de seguridad permite desenroscar la herramienta en caso de producirse un apresamiento de la tubería.

4.-Una empacadura que sirve para aislar la zona a probarse consiste de un material de caucho duro que se expande aplicando el peso de la tubería y se contrae por tensión.

5.-Una segunda junta de seguridad permite desenroscar y abandonar el resto de la herramienta en caso de producirse un apresamiento. Esta sección está provista de orificios de circulación, llamados aliviadores de presión.



6.-Un martillo hidráulico sirve para liberar la tubería me-
diante golpes en caso de producirse un apresamiento.

7.-Una cámara que aloja una segunda bomba de presión (supe-
rior) sirve para comparar datos con el registrador de pre-
sión inferior. En su interior tienen los mismos elementos
constituyentes.

8.- Una válvula de prueba provista de orificios aliviadores
de presión que se abren aplicando el peso de la tubería y
se cierran cuando se suprime dicho peso.

9.- Una cámara porta estrangulador que se usa opcionalmente
para regular el flujo.

10.- Una válvula de doble cierre que posee cinco (5) posicio-
nes:

- En posición abierta baja normalmente.
- En posición cerrada rotando catorce vueltas a la dere-
cha.
- Se abre rotando 14 veces a la derecha.
- Se cierra de nuevo rotando 14 veces a la derecha.
- En inversa rotando 14 veces a la derecha.

Cuando se baja al pozo con esta válvula se previenen pro-
blemas mediante el cambio de posición y se ayuda con los o-
rificios aliviadores de presión para efectuar circulación
inversa.

11.- Se usan unas tres (3) juntas de tuberías de perforación



o lastrabarrenas para proporcionar rigidez a la tubería y espaciar la válvula de doble cierre de la válvula de circulación inversa.

12.-La válvula de circulación inversa que se corre en el pozo en posición cerrada hasta el fin de la prueba, tiene dos

(2) funciones:

- Se abre luego del período de cierre final y conecta el espacio anular con el interior de la tubería de perforación permitiendo remover los fluidos remanentes de la prueba.
- Sirve como drenaje de la línea expulsando el lodo a través de los orificios aliviadores.

13.-A continuación se tiene la tubería de perforación que conecta el equipo probador de formación con el cabezal del pozo.

Instalación de Superficie:

El cabezal del Pozo (Fig. 6-1b)

El cabezal analizado de abajo hacia arriba opera de la siguiente manera:

- 1.- El neplo o tubo roscado de unión sirve para elevar de nivel la instalación del cabezal y como unión con la tubería de perforación.
- 2.- La válvula maestra es un mecanismo muy eficaz para controlar el flujo del pozo debido a que es reforzado. Esta



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

conformado por una válvula tapón que normalmente está abierta y es capaz de abrir o cerrar el pozo con solo rotar la manija un cuarto de vuelta.

3.- La unión giratoria es un mecanismo que permite que rote la tubería mientras es subida a superficie.

4.- La "T" de doble salida o válvula de seguridad control remoto proporciona seguridad adicional a la operación.

Consiste en una camisa deslizable que es operada automáticamente ante una pequeña caída de presión registrada en las líneas de flujo. Esta válvula permite el paso de los fluidos del pozo al "manifold" o sistema colector de tuberías.

5.- Un mecanismo de estrangulación se emplea para accionar una barra acanalada que opera a su vez la válvula de circulación inversa. Las ventajas de su empleo son las siguientes:

- Permite accionar la herramienta sin introducirla en la tubería de perforación.
- En pozos de gas donde es necesario mantener presión en la tubería sirve para evitar el colapso. Puede ser accionada, sin correr el peligro de sufrir una violenta caída de presión.
- Puede ser accionada rápidamente estando dentro de la tubería.
- No restringe el flujo de fluidos.



Un tapón colocado sobre el mecanismo "bar-drop-sub" permite introducir herramientas auxiliares al interior del pozo. El tapón puede ser removido por varios motivos:

- a. Para pistonear el pozo, esto sucede cuando la presión de la formación es inferior a la que ejerce la columna hidrostática dentro del pozo.
- b. Para efectuar trabajos en el pozo por medio de guaya.
- c. Para colocar una válvula cheque y poder matar el pozo.
- d. Efectuar conexiones para emplear nitrógeno.

6.- Un adaptador que puede ser usado en lugar de una junta de tubería de perforación sirve como guía para deslizar y elevar el probador de formación sobre el resto de la instalación superficial. Cuando se usa el adaptador un mecanismo se cierra alrededor de la junta de tubería de perforación.

Sistema colector de tuberías o "Manifold"

Una de sus principales funciones es la de desviar el flujo de líquidos o gases en dos direcciones o sentidos opuestos (Fig. 6-1c). Cada lado se abre o cierra usando una válvula tapón. Un estrangulador se coloca entre las válvulas, las mismas que son necesarias para permitir el cambio de estranguladores y mientras se ejecuta esa operación el flujo es desviado hacia el otro ramal del "manifold" sin paralizar la prueba de producción.

La presión acumulada entre las válvulas es liberada por



medio de una pequeña válvula de aguja.

El sistema colector de tuberías proporciona un camino para hacer pasar los fluidos a través del estrangulador o una vía que no pasa por el estrangulador. Usando el "bypass" el flujo va directamente por medio de una línea de dos (2) pulgadas a un separador portátil o si es posible, hasta el separador de la estación de recolección.

La presión de flujo se controla por medio de válvulas situadas a la entrada del separador. El colector de tuberías o "manifold" es capaz de trabajar con presiones de hasta 10000 Lpc.

Separación del Gas del Petróleo

Por experiencia se sabe que todo pozo petrolero produce algo de gas natural, pero su cantidad varía durante la vida del pozo. Además del gas producido libre de petróleo en la cabeza del pozo, siempre habrá algo de gas producido con el petróleo por la tubería de producción.

Si ese gas se encuentra a una determinada presión, tiende a separarse cuando se reduce la presión, formando un sello de gas en las líneas de flujo que causarían dificultades para su bombeo; pudiendo también descargarse en cantidades peligrosas en los tanques de almacenamiento. Por estos motivos es que se aconseja separar el gas del crudo inmediatamente que sale del pozo haciéndolo pasar a través de un separador situado cerca del pozo.



Luego de este proceso el gas es enviado por medio de un sistema de gasoductos a una planta compresora o en el peor de los casos se lo quema. Mientras que el aceite es enviado por medio de tuberías a un tanque de recolección.

Tipos de Separadores

Los separadores según su forma se clasifican en: Horizontales, verticales y esféricos. De acuerdo con la capacidad de separación se clasifican en bifásicos y trifásicos. El separador bifásico horizontal es comunmente usado en pruebas de formación por su tamaño, facilidad de transporte, costo, etc. Los separadores trifásicos se los emplea en las estaciones de recolección y por lo general son horizontales y permanecen fijos.

Funcionamiento del separador usado en las pruebas de formación.

Hemos dicho anteriormente que el separador empleado en pruebas de formación es el bifásico horizontal el mismo que opera de la siguiente forma:

Los fluidos del pozo (gas-aceite-agua) ingresan al separador por el extremo derecho (Fig. 6-3) y golpean contra una platina que les proporciona un curso helicoidal, a continuación golpea la corriente de fluidos contra las paredes internas del separador, produciéndose así una máxima separación inicial de gases y líquidos.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Los líquidos separados se drenan hacia la sección de acumulación. Unos platos horizontales separan el líquido acumulado del gas separado proporcionando un rápido retiro del gas. El gas separado fluye a través de una sección que cambia de sentido al flujo de fluidos y remueve la turbulencia con lo que gotitas adicionales de líquidos se asientan. El flujo de gases pasa a través de una sección de separación secundaria. Este pasa por un extractor de neblina (un medio poroso constituido por limaduras de acero, virutas de madera) donde las gotitas de líquido remanentes son detenidas y asentadas.

Una válvula reguladora de presión se sitúa en la línea de drenaje del gas y en la de drenaje del aceite. Es conveniente la operación automática para que responda a los cambios de condiciones dentro del separador. Si cualquiera de ellas fallan el aceite puede entrar al sistema de distribución de gas, o el gas podría entrar al sistema de distribución del aceite, o también si permanecencerradas se acumulan presiones excesivas, por lo que es importante que exista una válvula de seguridad para descargar la presión cuando alcance la máxima presión para la que fue diseñada.

En la mayoría de los separadores la válvula de drenaje del gas está provista de un regulador de contrapresión, que está diseñado para mantener una presión constante dentro del separador.



C. Procedimiento de trabajo efectuado con el probador de formación corrido con tubería de perforación

Antes de bajar el probador de formación en el pozo es aconsejable colocar un tapón de cemento algunos pies debajo de la zona a probarse, con el objeto de asentar el equipo y proporcionar la compresión indispensable para la operación.

Los pasos a seguirse son los siguientes:

- Se coloca la carta de presión dentro del porta carta (dimensiones de la carta = 7" x 6").
- Se traza la línea base.
- Se procede a poner el reloj dentro de la cámara. Los rangos de tiempo a usarse dependen de la necesidad del trabajo (de 6 - 12 - 24 - 48 - 72 - 96 horas).
- Se coloca el estilete en posición de marcar.
- Se procede a sellar la cámara conteniendo el registrador de presión.
- Se arma el equipo probador de formación de acuerdo con el esquema de la Fig. 6-1a. Empezando de abajo hacia arriba.
- Con la válvula de prueba en posición cerrada se baja la tubería (FIG. N° 6-4)
- Se sitúa la empacadura a unos 50 pies sobre el tope del intervalo a probarse con objeto de que la turbulencia no afecte el delicado mecanismo de la herramienta.



- Se fija la empacadura a las paredes del pozo mediante la expansión del anillo de caucho haciendo rotar la tubería en superficie 4 vueltas hacia la derecha y luego asentando el peso de la herramienta.
- Se comprueba que el obturador quedó fijo a las paredes del pozo por la disminución de peso experimentado por el indicador de superficie.
- Se bombea agua dulce dentro de la tubería (aproximadamente 1000 pies \approx 12 barriles). También conocido como colchón de agua dulce teniendo como objeto evitar una caída violenta de presión, en el momento en que se abra la válvula de prueba.
- Se abre la válvula de prueba rotando la tubería 13 o 14 vueltas hacia la derecha efectuando el flujo inicial (el tiempo varía de 5 a 15 minutos).

Cuando la válvula es abierta se permite que los flúidos de la formación entren a la tubería y si la presión de formación vence la presión que ejerce la columna hidrostática del colchón de agua, expulsa primero al aire situado sobre la columna de agua. En superficie suele colocarse un recipiente con agua y se introduce en él, un extremo de una manguera de caucho (1/2" a 3/4") el otro extremo se conecta al cabezal.

Según como sea el burbujeo en el recipiente se dirá que el soplo fue fuerte, mediano, débil, no sopló o que el pozo tiende a morir, en cuyo caso será necesario pistonearlo.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- Se procede a cerrar la válvula de prueba mediante rotación de la tubería (13 a 14 vueltas). Si no hay la seguridad de que cerraron dicha válvula en el fondo del pozo, se cierran válvulas en el cabezal, denominándose a este período como cierre inicial, el mismo que varía de 30 minutos a 1 hora.
- A continuación se rota la tubería 13 - 14 vueltas hacia la derecha con objeto de abrir la válvula de prueba y tomar las presiones de flujo final. En superficie se controla el soplo del pozo que tiene por objeto expulsar el aire y el colchón de agua que se bombeó.

Cuando se detecta que comienza a fluir aceite se envía a la piscina en donde se lo quema. Esto es sin pasar todavía por el separador. Es importante en esta etapa observar la llama debido a que esto nos dará una idea de la identidad del fluido.

Si fluye gas, mas agua que aceite, más aceite que agua o hidrocarburos luego de limpiarse el pozo. Con unos minutos de intervalo se recogen muestras y se efectúan pruebas en una centrífuga manual y se determinan gravedades API y temperaturas, esto es con el objeto de controlar la limpieza del pozo.

Cuando el porcentaje de sedimentos es bajo o normal para el crudo del campo, así como el color de la llamada es el característico de los hidrocarburos limpios, se procede a enviar los fluidos al separador.

Procedimiento de trabajo efectuado con el separador



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El control de la operación del separador bifásico horizontal se efectúa observando sus accesorios:

- Indicadores de nivel de fluidos
- Manómetros
- Termómetros
- Contadores de flujo de líquidos y gases

En la línea de salida de los líquidos se encuentran los contadores que miden el volumen del líquido en barriles. Los porcentajes de agua y sedimentos así como gravedades API y temperaturas, se determinan de las muestras tomadas en la línea de los líquidos a la salida del separador.

En la línea de salida del gas va instalada una brida con platina de orificio. La caída de presión se registra en una carta en pulgadas de agua y la presión estática es registrada en Lpcm.

La tasa de gas se calcula usando la siguiente expresión:

$$Q = 24 F_b \times F_{tb} \times F_{pb} \times F_g \times F_{tf} \times F_{pv} \times F_r \times Y \sqrt{h_w (P_s + 14.7)} \quad (6-1)$$

Siendo:

Q = Cantidad de gas expresada en pies cúbicos standard por día.

F_b = Factor básico de orificio

F_{tb} = $\frac{460 + t^{\circ}F}{520}$, factor de temperatura base

F_{pb} = $\frac{14.7}{p_b}$, factor de presión base

$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}}$, factor de gravedad específica.

$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{460 - t^{\circ}F}}$, factor de temperatura de flujo

$F_r = 1 + \frac{b}{\sqrt{h_w (P_s + 14.7)}}$, factor del número de Reynolds.

Y = factor de expansión

h_w = Presión diferencial promedia, en pulgadas de agua.

P_s = Presión estática promedia, en Lpcm.

$P_f = P_s + 14.7$ presión estática promedia en Lpca.

Como algunos de estos factores son prácticamente iguales a la unidad, la fórmula anterior, queda reducida a la expresión:

$$Q = 24 \times F_b \times F_{tb} \times F_{pb} \times F_g \times F_{tf} \sqrt{h_w (P_s + 14.7)} \quad (6-2)$$

A continuación se anota en forma tabular a intervalos cortos de tiempo los datos recogidos de la prueba. Luego de obtenerse tasas estabilizadas de flujos se rota la tubería 13 o 14 vueltas a la derecha y se procede a medir presiones de cierre final (3 - 4 horas). A continuación se rota la tubería hacia la derecha (13 - 14 vueltas) y la válvula de prueba queda en posición inversa con objeto de expulsar de la tubería los fluidos de la formación que hayan quedado almacenados.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Se bombea lodo desde superficie por el espacio anular - entre la tubería de producción y el revestidor hasta que regrese a superficie por la línea interior.

No es recomendable extraer la tubería con petróleo en su interior por el peligro que encierra el no tener una cabeza hidrostática.

A continuación se abre el "Sub" de descarga con el objeto de igualar presiones alrededor de la empaadura.

Se tensiona la tubería con el objeto de liberar la empaadura, y se extrae la tubería junto con el probador de fondo.

Se desarticulan las piezas del probador de formación.

Se extraen las cartas de presión y se anotan:

- | | |
|-------------------------|--------------------------|
| - Número del elemento | - Nombre del campo |
| - Número del reloj | - Número del pozo |
| - Temperaturas de fondo | - Nombre de la Formación |

Ventajas para el uso del equipo probador de formación corrido con tubería de perforación en pozos sin entubar

1. El pozo está lleno con el fluido de perforación por lo que se disminuye el peligro de un reventón.
2. La selección de las zonas a probarse pueden ser efectuadas luego del análisis de los registros eléctricos.



3. Permite obtener datos de producción de hidrocarburos y presiones sin haber completado el pozo, esto es sin correr - aún tubería de revestimiento (costo aproximado dos millones de sucres).
4. Permite obtener valiosos parámetros del yacimiento bajo condiciones dinámicas mediante cálculos efectuados en el mismo pozo a un punto bastante avanzado como para decidir si se completa, o abandona el pozo.

Desventajas del uso del equipo probador de formación corrido con tubería de perforación en pozos sin entubar.

1. La producción de derrumbes en las zonas probadas de no existir buena compactación.
2. El peligro de apresamiento de la tubería limita el tiempo de la prueba de formación.
3. No hay seguridad en lograr un buen aislamiento por medio de la empacadura.
4. No siempre es posible descender hasta la profundidad establecida debido a derrumbes de las paredes del pozo.
5. El costo de la prueba limita considerablemente el uso de este equipo.

EQUIPO PROBADOR DE FORMACION CORRIDO CON TUBERIA DE PERFORACION EN POZO REVESTIDO.

En esta operación se usan la mayor parte de las herramientas accesorias empleadas en pozos sin revestir.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A. Descripción del Equipo

En las pruebas de formación efectuadas en el Oriente se han empleado los siguientes equipos:

- De instalación de fondo.
- De instalación superficial.

La instalación de fondo consta de los siguientes accesorios (Fig. 6-1d) de abajo hacia arriba:

- 1.- Cámara que contiene en su interior el registrador de presión y el termómetro de máxima (inferior).
- 2.- Tubería perforada
- 3.- Cuello o unión.
- 4.- Empacadura recuperable provista de cuñas metálicas.
- 5.- Una junta de seguridad provista de orificios aliviadores.
- 6.- Martillo hidráulico
- 7.- Cámara que contiene en su interior el registrador de presión superior.
- 8.- Válvula de prueba provista de orificios aliviadores.
- 9.- Cámara porta estrangulador.
- 10.- Válvula de doble cierre provista de orificios para circulación inversa.
- 11.- Tubería de producción.
- 12.- Válvula de circulación inversa
- 13.- Tubería de producción.

La Instalación de superficie consta de las siguientes partes:

- El cabezal del pozo constituido por los mismos elementos - accesorios empleados para el caso de un pozo sin revestir (Fig. 6-1b).
- El sistema colector de tuberías Manifold se conecta a la "T" de doble salida o válvula de seguridad de control remoto como en el caso del equipo accesorio en un pozo sin revestir (Fig. 6-1c).
- El separador empleado es el bifásico horizontal por las mismas razones que para el caso del equipo usado en un pozo sin revestimiento (Fig. 6-3).

B) Funcionamiento del Equipo

El funcionamiento de la instalación de fondo es similar al del equipo usado en pozos sin revestir.

C) Procedimiento de trabajo

Es idéntico al efectuado por el equipo probador de formación en pozos sin revestir variando solamente el tipo de tubería empleada (se usa tubería de producción de 3¹/₂") y la empacadura de tipo recuperable provista de cuñas metálicas deslizables.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Ventajas del uso del equipo probador de formación corrido con tubería de producción en pozos entubados.

1. No se corre el riesgo de que la tubería sea apresada por los derrumbes.
2. Se fija la empaadura a la profundidad deseada.
3. La empaadura se fija firmemente a la tubería por lo que se obtiene un sello hermético.
4. Se puede efectuar la prueba de formación sin límite de tiempo.

Desventajas del uso del equipo

1. El costo elevado de la operación debido a que es necesario emplear una torre de perforación.
2. La pérdida de gran parte de la tubería de revestimiento en caso de obtenerse resultados negativos.

EL PROBADOR DE FORMACION ELECTRICO CORRIDO CON CABLE DE ACERO EN POZOS SIN REVESTIR.

El probador de formación de Schlumberger corrido con cable de acero, denominado también probador de formación eléctrico permite efectuar pruebas de formación en hueco abierto, proporcionando valiosa información que nos servirá de pauta para completar o abandonar un pozo.

Las zonas a ser probadas son por lo general determinadas en base al estudio de los registros de inducción eléctrico y



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

micro calibrador, de tal forma que cuando se corre el probador de formación se lo opera contra las paredes del pozo a la profundidad establecida y por medio de los cables eléctricos se obtiene en superficie una secuencia de datos de la prueba de formación.

El probador de formación eléctrico de Schlumberger usado en el Oriente permite la recuperación de unos seis galones de muestras de fluidos del yacimiento.

A. Descripción del equipo probador de formación eléctrico

La Fig. 6-5 es un esquema de la herramienta constituida por las siguientes partes:

- Una sección mecánica
- La unidad tomamuestras

La sección mecánica incluye:

1. Un mecanismo de control que es operado desde superficie mediante señales eléctricas.
2. El mecanismo de expansión de las almohadillas sellantes que es un sistema electromecánico-hidráulico.
3. La sección sellante constituida por las almohadillas.
4. El brazo de respaldo.
5. Resortes que expanden o contraen los brazos que contienen las almohadillas.
6. La sección de cargas explosivas.
7. Manómetros medidores de presión de los fluidos de la formación.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

La unidad tomamuestras, constituida por:

8. Una válvula obturadora
9. La cámara para las muestras de fluidos del yacimiento (capacidad 6.0 galones).
10. Pistón flotante.
11. Cámara superior (contiene agua).
12. Orificio de estrangulación.
13. Cámara inferior (contiene aire).

B. Funcionamiento del equipo probador de formación y procedimiento de trabajo.

Se efectúan los siguientes pasos al operar la herramienta:

1. Se baja el probador de formación al pozo y se sitúa la carga explosiva a la profundidad a probarse.
2. La válvula de lodo (14) es abierta al explotar una pequeña carga permitiendo que los fluidos del pozo (lodo de perforación) entren a la herramienta, la presión hidrostática de la columna de lodo actúa sobre el sistema hidráulico - que expande los brazos y la almohadilla y el zapato de respaldo entran en contacto con las paredes del pozo.
3. Una señal eléctrica enviada desde superficie hace explotar la carga que envía una bala contra la formación. Esto permite que los fluidos de la formación entren a la herramienta. Un medidor de presión (7) situado en la línea de flujo mide la presión de cierre inicial y es reportado al



panel de instrumentos en superficie.

La válvula obturadora (8) se abre y permite que los fluidos de formación entren a la cámara de la muestra. El medidor de presión (7) mide la presión de flujo.

La sección tomamuestras contiene agua en su parte superior y aire a la presión atmosférica en la sección inferior. Estas 2 secciones están divididas por un orificio que contiene uno o más estranguladores. Los diámetros de los estranguladores son pre seleccionados de acuerdo a las presiones esperadas (el diámetro del choque empleado en el Oriente es de 0.02 pulgadas), su objetivo es restringir el flujo del colchón de agua a la cámara inferior que contiene aire, de esta forma la entrada del fluido de formación a la cámara de la muestra no se produce con violencia sino lentamente con lo que se mantiene una baja presión diferencial.

Como la presión de la formación se ejerce contra el pistón flotante, el agua es forzada a fluir a la cámara inferior permitiendo que la cámara superior sea llenada con los fluidos de la formación.

4. Una vez que la muestra ha sido tomada, por medio de una señal eléctrica, se dispara la carga aliviadora provocando el escape del aceite hidráulico que ejerce presión sobre la válvula obturadora (8) y la cierra, permitiendo que los fluidos de formación contenidos en la cámara de la muestra estén a la presión de formación.

El medidor de presión (7) mide la presión de cierre



final y lo reporta a superficie. Al actuar el aceite hidráulico en el aparato se contraen las almohadillas y el brazo de respaldo, luego el probador de formación puede ser sacado a superficie.

El equipo usado en superficie para la extracción y medida de los fluidos recuperados consiste de las siguientes partes:

- Regulador de presión
- Separador
- Medidor de flujo de gas

El probador de formación eléctrico permite probar una zona de interés mediante la extracción de una muestra de fluidos de formación (aceite-gas y agua) para ser analizados en superficie con un mínimo de daño a la formación. Además un record continuo de la secuencia de eventos producidos durante la prueba se receptan en superficie. De este record obtenemos valores de presiones de formación, permeabilidad, gravedad, relación gas - aceite-agua, etc. con los cuales se pueden efectuar cálculos de reservas de hidrocarburos.

Ventajas del uso del equipo:

1. El pozo está lleno con el fluido de perforación, por lo que se ejerce presión sobre la formación y se disminuye el peligro de un reventón.
2. El poco tiempo que se requiere para efectuar la prueba (una prueba promedia demora de 1 1/2 a 3 horas).

BIBLIOTECA FIC
ESPOL



3. La selección de las zonas a probarse pueden ser efectuadas luego de analizar los registros eléctricos.
4. El ciclo completo de operación de la herramienta es registrado en una carta en superficie.
5. Los datos que se pueden obtener de la prueba son: tipos de fluidos, gravedad del crudo, volumen de gas, razón gas-petróleo. Estos datos combinados con las presiones registradas, son usados para calcular las características del yacimiento.
6. Se puede bajar acoplada a la herramienta una bomba de presión y obtener datos de presión de formación.
7. En áreas limitadas, la herramienta puede ser provista de un adaptador de cementación forzada para sellar la abertura creada por la prueba.

Desventajas del uso del equipo:

1. Dado que la prueba se realiza en hueco abierto, el peligro de apresamiento de la herramienta es muy grande.
2. No siempre es posible descender hasta la profundidad establecida, debido a derrumbes.
3. En numerosas ocasiones el diámetro del agujero no permite que la herramienta se pegue a las paredes por lo que fallan las pruebas.
4. Son frecuentes las fallas en el sistema eléctrico, por lo que no siempre revientan las cargas explosivas.
5. La muestra de fluido de formación se contamina con los



fluidos del pozo. El volumen de muestra recogido es pequeño.

**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

6. El sitio de la prueba es un solo punto.
7. Los datos de presión son reducidos y no siempre confiables.
8. No es posible establecer con exactitud la tasa de producción de la formación.

CAPITULO VII

ANALISIS ESTADISTICO DE LOS RESULTADOS

Se efectuó un análisis estadístico de los valores obtenidos para los diferentes parámetros físicos calculados en los yacimientos de empuje por expansión de gas disuelto y por empuje hidráulico.

En las Tablas N^o 7-1, 7-2, 7-3, 7-4, 7-5, 7-6, 7-7, 7-8 y 7-9 se presentan los porcentajes de variación y desviación - standard de los parámetros obtenidos aplicando diferentes métodos.

Se analizaron los siguientes parámetros:

- Presión estática del yacimiento.
- Permeabilidad
- Daño o estimulación
- Índice de productividad
- Radio de investigación

PRESION ESTATICA DEL YACIMIENTO⁽¹⁶⁾

En este caso se efectuó un análisis estadístico de resultados entre los valores de las presiones estáticas calculadas al nivel Datum, habiéndose considera los siguientes métodos:

1. El método de Horner⁽³⁾ con sus dos opciones:
 - Caso de yacimiento infinito
 - Caso de yacimiento finito
2. El método de McKinley⁽¹²⁾
3. El Método M.B.H.⁽⁴⁾



Para efectuar los cálculos de los porcentajes de variación existentes entre estos métodos se tomaron como referencias los valores de las presiones estáticas extrapoladas P^* obtenidas por el método de Horner³ considerando el yacimiento como infinito.

Los porcentajes de variación y la desviación standard se calcularon usando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Porcentaje de variación} = \frac{P_{YI} - P_c}{P_{YI}} \times 100$$

Desviación standard:

$$DS = \left[\frac{\eta \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación}) \right)^2}{\eta^2} \right]^{1/2}$$

2. PERMEABILIDAD

El porcentaje de variación y la desviación standard se calcularon empleando las expresiones:

$$\text{Porcentaje de variación} = \frac{K_I - K_x}{K_I} \times 100$$

$$\text{Desviación standard} = \left[\frac{\eta \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación}) \right)^2}{\eta^2} \right]^{1/2}$$

3. DAÑO O ESTIMULACION

El porcentaje de variación y la desviación standard se calcularon usando las ecuaciones:

$$\text{Porcentaje de variación} = \frac{S_I - S_x}{S_I} \times 100$$

$$\text{Desviación standard} = \left[\frac{\eta \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})_i^2 - \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})^2}{\eta^2} \right]^{1/2}$$

7.4. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Para el cálculo del porcentaje de variación y la desviación standard se emplearon las expresiones:

$$\text{Porcentaje de variación} = \frac{J_I - J_x}{J_I} \times 100$$

$$\text{Desviación standard} = \left[\frac{\eta \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})_i^2 - \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})^2}{\eta^2} \right]^{1/2}$$

7.5. RADIO DE INVESTIGACION

En el cálculo del porcentaje de variación y desviación standard se usaron las siguientes ecuaciones:

$$\text{Porcentaje de variación} = \frac{R_H - R_x}{R_H} \times 100$$

$$\text{Desviación standard} = \left[\frac{\eta \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})_i^2 - \sum_{i=1}^{\eta} (\% \text{ variación})^2}{\eta^2} \right]^{1/2}$$

CAPITULO VIII

DISCUSION DE LOS RESULTADOS



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para una mejor comprensión de los resultados obtenidos al calcular los diferentes parámetros aplicando los métodos descritos anteriormente, analizaremos por separado los yacimientos de empuje por expansión de gas disuelto (con sus correspondientes formaciones: Napo T y Napo U) y por empuje Hidráulico (Formación Hollin).

8.1. PRESIONES ESTATICAS CALCULADAS AL NIVEL DATUM

Las Tablas N^o 7-1, 7-4, y 7-7 indican los valores de los porcentajes de variación y desviación standard para cada uno de los métodos empleados, habiéndose obtenido resultados variables.

Para el caso de yacimientos que producen por expansión del gas disuelto: Campo A - Formación Napo T (Tabla N^o 7-1) se estudiaron 6 pozos, habiéndose efectuado 12 pruebas en total.

Para el caso de yacimientos que producen por expansión del gas disuelto: Campo A - Formación Napo U (Tabla N^o 7-4) se estudiaron 8 pozos habiéndose efectuado 12 pruebas en total.

Para el caso de yacimientos que producen por empuje hidráulico: Campo B - Formación Hollin (Tabla N^o 7-7) se analizaron 12 pozos, habiéndose efectuado 22 pruebas en total.

En los diferentes yacimientos estudiados se obtuvieron los siguientes resultados:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

T A B L A N° 8-1

PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD

YACIMIENTO	FORMACION	N° DE PRUEBAS	HORNER		McKINLEY		M.B.H.	
			VHF %	DHF'	VMCK%	DMCK	VMBH%	DMBH
EGD	Napo T	12	0.81	0.43	0.54	0.51	0.93	0.74
EGD	Napo U	12	2.61	1.22	1.32	1.39	3.65	2.29
E H	Hollin	22	0.81	0.34	0.83	0.77	0.59	0.66

En la Tabla N° 8-1 se observa que para los casos de las formaciones Napo T, Napo U y Hollin el método de Horner en el caso de yacimiento finito permite obtener una menor desviación standard en los resultados, lo cual indica una mayor regularidad al aplicar dicho método.

Como el objetivo de la aplicación de estos métodos es la de terminación de la verdadera presión estática del yacimiento con siderado se aplicaron los siguientes criterios: ^(2 6)

- Cuando los valores de $\Delta P_{F,I}$ son considerablemente mayores o si existe una pequeña diferencia con respecto a los valores de $\Delta P_{MCK,I}$ y $\Delta P_{MBH,I}$ el yacimiento se puede considerar co mo infinito y el valor a tomarse como la presión estática - del yacimiento será el de P_{YI} (Horner); como la presión es tática del yacimiento.
- Cuando los valores de $\Delta P_{F,I}$, $\Delta P_{MCK,I}$ y $\Delta P_{MBH,I}$ son si milares se deberá tomar el valor de P_{YF} (Horner) como la pre



- Cuando los valores de $\Delta P_{MCK,I}$ y $\Delta P_{MBH,I}$ son mayores que $P_{F,I}$ y la diferencia es grande, el valor que se tomará como presión estática del yacimiento será el de P_{YF} (Horner).

En base a la caída de presión por 10^6 barriles producidos, los valores de 610 y 513 Lpc/ 10^6 Bbls fueron obtenidos cuando el mecanismo de empuje fue por gas disuelto, mientras que un valor de 96 Lpc/ 10^6 Bbls se obtuvo haciendo uso del mecanismo por empuje hidráulico (Tabla 8-1A).

T A B L A N^o 8-1A

MECANISMO DE PRODUCCION	CAMPO	FORMACION	POZOS	CAIDA DE PRESION POR 10^6 B $\Delta N_p / \Delta P$ Lpc/ 10^6 Bbls
E G D	A	Napo T	2-5-30	610
E G D	A	Napo U	2-3-19	513
E H	B	Hollin	2-17	96

PERMEABILIDAD

Las Tablas N^o 7-2, 7-5 y 7-8 dan los valores de los porcentajes de variación y desviación standard en las comparaciones efectuadas entre los métodos de Horner con McKinley y Horner con Kersh.

En los diferentes yacimientos ya enunciados se han obtenido los siguientes resultados:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

T A B L A N° 8-2

PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD

YACIMIENTO	FORMACION	N° DE PRUEBAS	Mc Kinley		Kersh	
			VMCK%	DMCK	VK%	DK
E G D	Napo T	12	55.35	34.62	16.05	15.91
E G D	Napo U	12	11.93	17.02	9.41	12.76
E H	Hollin	22	47.29	38.96	42.68	33.37

En la Tabla N° 8-2 se observa que la aplicación del método de Kersh para el cálculo de la permeabilidad permite obtener una menor desviación standard con relación al método de McKinley por lo que se considera como más confiable.

Los resultados dados por el método de McKinley en los pozos estudiados ponen de manifiesto que no hay coincidencia con los valores de la permeabilidad de la formación calculados por Horner y/o Kersch.

3. DAÑO - ESTIMULACION

Las Tablas N° 7-2, 7-5 y 7-8 dan los valores de los porcentajes de variación y desviación standard en la comparación efectuada entre los métodos de Horner y Kersch, no habiendo podido hacerse comparaciones cuantitativas con respecto al método de McKinley por cuanto no proporciona valores numéricos.

En los diversos yacimientos estudiados se obtuvieron los si

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

guientes resultados:

T A B L A N^o 8-3

PORCENTAJE DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD

YACIMIENTO	FORMACION	N ^o DE PRUEBAS	KERSCH	
			V _K %	D _K
EGD	Napo T	12	30.86	12.97
EGD	Napo U	12	5.98	25.81
EH	Hollin	22	47.82	33.81

Estos valores variables del porcentaje de variación y de la desviación standar obtenidos en los yacimientos analizados ponen en evidencia una marcada diferencia entre las permeabilidades de cada yacimiento y formación estudiada.

Dado que los resultados obtenidos por el método de Kersch se compararon con el método convencional de Horner (tomado como base) en forma cuantitativa, no sucede lo mismo con el método de McKinley que establece comparaciones en forma cualitativa. Si se analiza las Tablas N^o 7-2, 7-5 y 7-8 se obtienen los siguientes resultados:

T A B L A N^o 8-4

ESTADO DE LOS POZOS

YACIMIENTO	FORMACION	N ^o DE PRUEBAS	DAÑO	SIN DAÑO	ESTIMULADO
E G D	Napo T	12	10	1	1
E G D	Napo U	12	8	1	3
E H	Hollin	<u>22</u>	<u>19</u>	<u>0</u>	<u>3</u>
	TOTAL	46	37	2	7



La Tabla N^o 8-4 pone de manifiesto que de las 46 pruebas efectuadas, se registraron 37 casos que indican daño, 2 pruebas no registran daño y 7 pruebas indicaron la existencia de estimulación de la formación en los pozos analizados.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Si consideramos los pozos con el estado de daño, sin daño o estimulación luego de la última prueba efectuada, tenemos los siguientes resultados:

T A B L A N^o 8-5

ESTADO DE LOS POZOS

YACIMIENTO	FORMACION	N ^o DE POZOS	DAÑO	SIN DAÑO	ESTIMULADO
E G D	Napo T	6	4	1	1
E G D	Napo U	8	6	1	1
E H	Hollin	<u>12</u>	<u>10</u>	<u>0</u>	<u>2</u>
	T O T A L	26	20	2	4

La Tabla N^o 8-5 indica que de los 26 pozos estudiados en los diferentes yacimientos y formaciones, 20 pozos presentan el estado de daño, 2 pozos no fueron dañados y en 4 pozos se estimuló la formación luego de la última prueba efectuada.

8.4. RADIO DE INVESTIGACION

Las Tablas números 7-3, 7-6 y 7-9 proporcionan los valores de los porcentajes de variación y desviación standard de la comparación efectuada entre el método de Horner con McKinley y Horner con Kersch, habiéndose obtenido los siguientes resultados:

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

T A B L A N° 8-6

PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD

YACIMIENTO	FORMACION	N° DE PRUEBAS	McKinley		Kersch	
			VMCK%	DMCK	VK%	DK
E G D	Napo T	12	38.68	26.54	7.40	9.38
E G D	Napo U	12	6.30	6.43	6.24	5.77
E H	Hollin	22	33.82	30.47	19.43	26.83

En la Tabla N° 8-6 se observa que la aplicación del método de Kersch para el cálculo del radio de investigación proporciona una menor desviación standard que el de McKinley por lo que se considera como más confiable al aplicar dicho método.

3.5. DISTANCIA A UNA FALLA

Dado que solo en el yacimiento que produce por empuje hidráulico el campo B - Formación Hollin el pozo N° 21 en la primera prueba efectuada fue el único que cumplió con las condiciones dadas para aplicar los métodos de Horner, Dolan y Hurst no fue posible establecer diferencias con otras pruebas, pero los valores obtenidos en el Pozo N° 21 (Tabla N° 4-12) indican la utilidad de los métodos de Dolan y Hurst, ya que dan resultados muy próximos al obtenido por el método de Horner.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES



1. Los parámetros físicos calculados por los diferentes métodos dependen de la exactitud de los datos obtenidos.
2. Los resultados obtenidos dependen de la tolerancia empleada para determinar la sección recta de las curvas de restauración de presión. Siendo este paso fundamental para cálculos posteriores.
3. El cálculo de los parámetros físicos no debe ser efectuado exclusivamente aplicando el método de Horner, sino que es necesario aplicar otros métodos que proporcionen resultados aceptables y por lo tanto tienen aplicación práctica en las pruebas de formación efectuadas en pozos del Oriente Ecuatoriano.
4. En lo concerniente a la determinación de la presión estática el método de Horner en el caso de yacimiento finito proporciona un porcentaje de variación promedio de 1.28% y una desviación standard de 0.59 con respecto al método convencional de Horner por lo que se concluye que proporciona resultados confiables.
5. Con respecto a los valores de permeabilidad la aplicación del método de Kersch proporciona un porcentaje de variación promedio de 27.05% y una desviación standard de 23.44 con respecto al método convencional de Horner. Si bien no



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

daría resultados muy confiables serviría como método de referencia.

6. En lo concerniente a los efectos de daño o estimulación, el empleo del método de Kersch proporciona un porcentaje de variación promedia de 32.48% y una desviación standard de - 26.29 con respecto al método convencional de Horner, por lo que no se recomienda su aplicación en la obtención de estos parámetros.
7. En lo referente al radio de investigación el empleo del método de Kersch proporciona un porcentaje de variación de - 12.85% y una desviación standard de 16.78 con respecto al método convencional de Horner y menores valores que los proporcionados por el método de McKinley, por lo que sería conveniente su inclusión para cálculos normales en la industria.
8. Los métodos empleados para el cálculo de la distancia a una falla concuerdan en sus resultados con un rango pequeño de variación.
9. En base a la caída de presión por producción obtenida el mecanismo de empuje por gas disuelto es menos efectivo que el empuje hidráulico.
10. En algunas pruebas efectuadas mediante el probador de formación se obtuvieron valiosos resultados con un tiempo bastante anticipado como para no influir sobre el aspecto económico y el potencial del pozo.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

RECOMENDACIONES

1. Se sugiere el empleo de estos métodos y técnicas en formaciones de pozos ya estudiados en donde es necesario llevar prolijamente un buen control de los yacimientos.
2. Se recomienda el empleo de los nuevos métodos en combinación con cualquiera de los convencionales para dar así mayor confiabilidad a los resultados a obtenerse.
3. Es de vital importancia obtener los datos necesarios para poder aplicar los métodos propuestos y efectuar análisis estadísticos en otras formaciones del Oriente Ecuatoriano.

Es de hacer notar que en algunas pruebas efectuadas no se consiguieron las presiones de fondo fluyente, por lo que fue necesario asumirlas.

4. Se sugiere que se proceda a analizar prolijamente las cartas de presión, pues dan la pauta para una buena evaluación del pozo.
5. En lo que respecta a los valores de la permeabilidad, se recomienda efectuar análisis de núcleos en laboratorios y comparar los resultados con los obtenidos mediante los diferentes métodos aplicados.

CAPITULO X

NOMENCLATURA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDADES</u>
A	Area	Acres
a	Constante	
B _o	Factor volumétrico del petróleo	BY/BN
B _{sw/w}	Sedimentos básicos/agua	Fracción
b	Constante	
C	Constante de almacenaje del fluido en el pozo.	BY/Lpc
C _D	Coefficiente de almacenaje del fluido en el pozo.	ADIM.
c _o	Compresibilidad del petróleo	Lpc ⁻¹
c _r	Compresibilidad de la formación	Lpc ⁻¹
c _t	Compresibilidad total	Lpc ⁻¹
c _w	Compresibilidad del agua	Lpc ⁻¹
D _s	Desviación Standard	
d	Diámetro de la tubería	Pulg.
d _{ri}	Radio de investigación	Pies
E	Eficiencia de flujo	
E _i (x)	Función integral exponencial	
F	Parámetro que caracteriza el tipo de fluido en el pozo.	
F _D	Factor de daño	
GOR	Relación Gas-Petróleo	PCS/Bbl
GRAD.	Gradiente de presión	Lpc/Pie
g	Aceleración debida a la gravedad	Pies/seg ²
g _c	Factor de conversión	



<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDADES</u>
H	Intervalo perforado	Pies
h	Espesor neto de la Formación	Pies
h ₁	Mitad del intervalo perforado	Pies
J	Indice de productividad ideal	BPD/Lpc
J'	Indice de productividad real	BPD/Lpc
J ₀ , J ₁	Funciones de Bessel de primera clase, orden cero y uno respectivamente.	
(J/F) _f	En relación con la Formación	
(J/F) _p	En relación con el Pozo	
K	Permeabilidad absoluta	md
K _f	Permeabilidad de la Formación	md
K _p	Permeabilidad del pozo	md
K _{er} , K _{ei}	Argumentos correspondientes a las partes real e imaginaria de las funciones de Bessel.	
M _M	Razón de amplitud del cambio relativo de la presión de una zona permeable a una impermeable.	
m	Pendiente de la sección recta de la curva de restauración de presión.	Lpc/Ciclo
ND	Nivel Datum	Pies
N _p	Producción acumulada	Bbls
n ₁	Número total de moles	
n	Número de pruebas	
P	Presión	Lpc
\bar{P}	Presión estática promedia	Lpc
p*	Presión estática de fondo extrapolada obtenida al tiempo de cierre infinito de la sección -	

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



UNIDADES

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	
P_D	Presión adimensional	
P_{Si}	Presión estática inicial	Lpc
P_s	Presión estática de fondo	Lpc
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	Lpc
ΔP	Diferencia de presión medida entre la prueba de restauración de presión y la presión fluyente.	Lpc
ΔP_s	Caída de presión debida al efecto superficial.	Lpc
q	Tasa de producción	Bbls/D
R	Constante del Gas	
R_{mf}	Resistividad del filtrado	Ω m
R_{rf}	Resistividad del fluido recuperado.	Ω m
R_w	Resistividad del agua	Ω m
r_D	Radio de drenaje	Pies
r_w	Radio del pozo	Pulgds.
S	Efecto superficial	Adim.
S_o	Saturación de Petróleo	Fracción
S_w	Saturación de Agua	Fracción
T	Temperatura	$^{\circ}F, ^{\circ}Rankine$
t	Tiempo de flujo	Horas, Min.
t_c	Tiempo de flujo	Horas, Min.
t_D	Tiempo adimensional	
t_{DA}	Tiempo adimensional	
Δt	Tiempo de cierre	Horas, Min.
V	Porcentaje de variación	Fracción
v	Volumen total de fluidos	cc, pc



UNIDADES

BIBLIOTECA FIC
ESPOLSÍMBOLOSIGNIFICADO

v_o	Volumen de petróleo	cc
v_r	Volumen de un gas real	pc
v_u	Volumen del pozo por unidad de longitud	Bbls/p
v_w	Volumen total del pozo	Bbls
v_{w1}	Volumen de Agua	cc
w	Frecuencia angular	rad/seg.
Z	Factor de supercompresibilidad	
η	Constante de difusividad hidráulica.	md/cp.Lpc ⁻¹
μ_o	Viscosidad del petróleo	cp
μ_w	Viscosidad del agua	cp
τ	Variable de integración	
ρ	Porosidad	Fracción

INFORMACION BASICA
 YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO T

ESPESOR NETO	TASA DE PRODUCCION	PRESION FLUYENTE	POROSIDAD	SATURACION DE AGUA	COMPRESIBILIDAD TOTAL	RADIO DEL POZO	VISCOSIDAD	FACTOR VOLUMETRICO	GRADIENTE ESTATICO	PRODUCCION ACUMULADA
h (PIES)	q (Bbl/D)	Pwf (LPC)	φ (%)	Sw (%)	Ctx10 ⁻⁶ (LPC) ⁻¹	rw (PIES)	u (cp)	Bo (BY/BN)	GRAD(LPC/PIE)	Np (Bbls)
50	2494	2995	20.0	17.0	12.33	0.2292	0.866	1.3008	0.3300	291377
50	2282	2564	20.0	17.0	12.33	0.2292	0.850	1.3035	0.3300	637008
50	1613	2577	20.0	17.0	12.33	0.2292	0.840	1.3060	0.3290	826582
66	4966	3476	15.1	24.0	11.51	0.2917	0.981	1.3005	0.3600	274094
66	5964	2913	15.1	24.0	11.51	0.2917	0.950	1.3068	0.3600	1097448
52	2160	2175	22.0	36.0	10.84	0.2917	0.970	1.3030	0.3600	1911447
58	4550	3552	19.0	30.0	10.68	0.2917	1.079	1.3040	0.3110	500
58	1875	3173	19.0	30.0	10.68	0.2917	1.059	1.3070	0.3600	572378
58	200	3320	19.0	30.0	10.68	0.2917	1.040	1.3090	0.3560	1182816
10	524	2381	14.0	35.0	10.86	0.2917	0.959	1.3055	0.3401	44
32	1358	2922	14.0	35.0	10.86	0.2917	0.960	1.3050	0.3280	13243
34	442	2808	17.0	37.0	10.85	0.2917	0.980	1.3010	0.3581	197

* PRUEBAS EFECTUADAS CON EL PROBADOR DE FORMACION MECANICO



TABLA N° 4 - 2
 INFORMACION BASICA

YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO

CAMPO A - FORMACION NAPO U

ESPEJOR NETO	TASA DE PRODUCCION	PRESION FLUYENTE	POROSIDAD	SATURACION DE AGUA	COMPRESIBILIDAD TOTAL	RADIO DEL POZO	VISCOSIDAD	FACTOR VOLUMETRICO	GRADIENTE ESTATICO	PRODUCCION ACUMULADA
h (PIES)	q (Bbl/D)	Pwf (LPC)	ϕ (%)	Sw (%)	Ctx10 ⁻⁶ (LPC ⁻¹)	rw(PIES)	u (cp)	Bo (BY/BN)	GRAD(LPC/PIE)	Np (Bbls)
72	3286	2375	14.0	28.0	11.02	0.2292	2.280	1.2393	0.356	917292
72	3772	2479	14.0	28.0	11.02	0.2292	2.278	1.2395	0.3315	1190277
31	4040	2708	19.0	35.0	10.32	0.2292	2.33	1.237	0.324	452110
31	3000	2239	19.0	35.0	10.32	0.2292	2.11	1.248	0.334	1962621
31	3400	1981	19.0	35.0	10.32	0.2292	2.15	1.246	0.344	2800890
42	3738	1824	11.7	36.0	10.02	0.2917	2.15	1.246	0.333	2391306
68	1154	2297	14.0	27.0	10.01	0.2917	2.12	1.248	0.3238	606053
34	2529	2405	19.9	31.0	10.95	0.2917	2.24	1.2415	0.351	376355
76	4135	2295	18.3	22.0	10.885	0.2917	2.22	1.242	0.295	363909
76	1280	2389	18.3	22.0	10.885	0.2917	2.138	1.247	0.2952	1082754
62	1765	2733	17.0	30.0	10.985	0.2917	2.23	1.242	0.35	441498
30	1526	2639	16.1	36.0	10.06	0.2917	2.28	1.2394	0.35	145123



INFORMACION BASICA
YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO
CAMPO B - FORMACION HOLLIN

POZOS	ESPEJOR NETO h (PIES)	TASA DE PRODUCCION q (Bbl/D)	PRESION FLUYENTE Pwf (LPC)	POROSIDAD φ (%)	SATURACION DE AGUA Sw (%)	COMPRESIBILIDAD TOTAL Ct x 10 ⁻⁶ (LPC ⁻¹)	RADIO DEL POZO rw (PIES)	VISCOSIDAD u (cp)	FACTOR VOLU METRICO Bo (BY/DN)	GRADIENTE ESTATICO GRAD(LPC/PIE)	PRODUCCION ACUMULADA Np (Bblm)
2 *	104	2088	4208	12.0	32.0	10.81	0.2917	1.78	1.2045	0.3587	390
2	104	722	3803	12.0	32.0	10.81	0.2917	1.765	1.2058	0.387	2235113
2	104	890	3310	12.0	32.0	10.81	0.2917	1.760	1.2062	0.3829	2284993
6	42	3780	3439	13.3	30.0	10.894	0.2917	1.785	1.2042	0.3677	860
7	74	797	3736	14.0	34.0	10.62	0.2917	1.788	1.204	0.3872	100
9B *	5	52	2401	13.5	30.3	10.88	0.2917	1.758	1.2065	0.3539	103
9B *	27	175	3106	13.5	30.3	10.88	0.2917	1.739	1.208	0.349	175
9	92	820	3834	13.5	30.0	10.894	0.2917	1.795	1.2034	0.3636	136
9	92	1760	3355	13.5	30.0	10.894	0.2917	1.76	1.206	0.3636	143184
11	170	2002	3976	14.0	28.0	10.88	0.2917	1.79	1.204	0.36	102
11	170	1624	3028	14.0	28.0	10.88	0.2917	1.77	1.2055	0.3615	149166
13	58	297	3531	16.0	29.0	10.94	0.2917	1.757	1.2063	0.348	1254681
13	58	205	3872	16.0	29.0	10.94	0.2917	1.77	1.2058	0.402	1385276
17	65	1505	3687	14.0	32.0	10.81	0.2917	2.05	1.1733	0.362	251
17	65	252	3159	14.0	32.0	10.81	0.2917	1.99	1.174	0.3597	575096
18 *	134	1940	4164	13.5	28.0	10.98	0.2917	1.783	1.2043	0.3598	377
18	134	3232	3715	13.5	28.0	10.98	0.2917	1.77	1.2058	0.3598	83350
20	74	740	3673	17.0	20.0	11.34	0.2917	1.784	1.2041	0.3814	160
21 *	48	787	3596	16.0	25.0	11.12	0.2917	1.78	1.205	0.3636	130
21	48	718	3467	16.0	25.0	11.12	0.2917	1.72	1.21	0.3576	471028
23	141	1502	2771	16.0	23.0	11.20	0.2917	1.765	1.2059	0.3540	2290360
23	141	365	3244	16.0	23.0	11.20	0.2917	1.7648	1.20592	0.346	2479787

* PRUEBAS EFECTUADAS CON EL PROBADOR DE FORMACION MECANICO



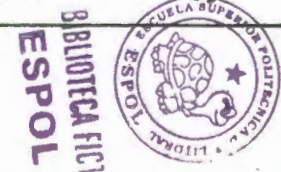
PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO T

POZOS	PRESIONES ESTATICAS AL NIVEL DATUM (8515 PIES), LPG				PERMEABILIDAD, M.D.			
	H O R N E R YAC. INF. YAC. FIN.		MCKINLEY	M.B.H.	HORNER Kf	M C K I N L E Y Kp	Kf	KERSCH Kf
2	3170	3143	3162	3148	1286.8	114.0	114.0	933.6
2	2950	2936	2912	2915	775.7	48.9	48.9	517.6
2	2733	2714	2707	2705	719.3	57.4	688.6	460.2
5	3551	3539	3530	3521	1560.9	262.8	262.8	1575.3
5	3064	3053	3039	3034	2224.5	198.9	795.5	2013.4
19	3353	3114	2937	2858	44.0	47.3	47.3	50.0
30	3622	3599	3625	3619	1483.3	242.7	242.7	1404.9
30	3331	3277	3323	3243	242.5	117.1	234.2	259.8
30	3188	3162	3191	3138	54.9	22.3	22.3	37.5
54	3133	2986	3116	3133	109.4	52.6	263.2	285.9
54	3180	3133	3134	3142	351.4	66.5	132.9	253.9
55	3430	3236	3429	3430	16.8	15.4	15.4	17.2



PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO T

DAÑO - ESTIMULACION			INDICE DE PRODUCTIVIDAD, Bbl/D.LPC				
POS	HORNER	MCKINLEY	KERSCH	H O R N E R			MCKINLEY
				J _a	J _i	E	
	43.03	-----	28.93	7.37	34.26	0.22	7.55
	47.64	-----	29.82	4.12	19.82	0.21	4.41
	33.28	DAÑO	18.36	5.10	19.11	0.27	5.56
	17.38	-----	17.40	19.86	50.27	0.38	21.76
	33.53	DAÑO	29.80	18.32	69.11	0.27	19.85
	- 2.63	-----	- 2.58	1.56	1.55	1.00	2.22
	12.68	-----	11.20	20.62	52.17	0.40	20.30
	1.52	DAÑO MIN.	2.29	5.63	6.39	0.88	5.77
	1.41	-----	0.84	1.24	1.39	0.89	1.22
	0.68	DAÑO	11.75	0.79	0.87	0.91	0.81
	13.29	DAÑO	7.30	2.74	6.43	0.43	3.02
	- 0.72	-----	- 0.55	0.52	0.47	1.11	0.52



PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS.
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO T

RADIO DE INVESTIGACION, PIES			
POZOS	HORNER	MCKINLEY	KERSCH
2	2515.3	748.6	2142.4
2	1079.7	271.0	881.9
2	1045.9	1023.3	836.5
5	3100.4	1272.3	3114.7
5	2378.8	1422.5	2263.1
19	215.9	223.7	230.2
30	1360.0	550.2	1323.6
30	1376.9	1353.0	1425.1
30	330.6	210.7	273.3
54	486.2	754.1	785.9
54	795.0	488.9	675.7
55	171.3	163.9	173.2

PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS
CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO
CAMPO A - FORMACION NAPO U

ZOS	PRESIONES ESTATICAS AL NIVEL DATUM (8210 PIES),LPG				PERMEABILIDAD, M.D.			
	H O R N E R YAC.INF.	YAC.FIN.	MCKINLEY	M.B.H.	HORNER Kf	M C K I N L E Y Kp	Kf	KERSCH Kf
2	3090	2999	2940	2938	381.2	63.7	382.3	374.8
2	3080	2944	2767	2839	283.0	156.1	280.9	283.6
3	3285	3176	3297	3084	783.0	481.8	433.6	627.3
3	2399	2312	2241	2235	863.3	679.1	665.5	738.3
3	2359	2197	2343	2034	477.7	795.4	318.1	556.7
14	2393	2345	2393	2325	2280.4	86.8	1736.1	1593.3
15	2266	2213	2234	2238	912.6	161.6	807.8	825.5
17	2776	2732	2710	2708	1462.4	28.5	1425.8	1412.4
19	2790	2724	2767	2695	609.8	128.8	644.0	572.3
19	2364	2259	2326	2329	730.1	128.5	642.7	678.9
21	2836	2819	2809	2810	1831.5	30.4	1520.8	1251.5
31	3015	2983	2990	2952	1016.2	121.4	1214.0	



PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO U

DAÑO - ESTIMULACION				INDICE DE PRODUCTIVIDAD, Bbl/D.LPC			
WELLS	HORNER	MCKINLEY	KERSCH	Ja	H O R N E R Ji	E	MCKINLEY Jm
2	9.53	DAÑO	9.24	3.29	6.04	0.54	3.87
2	0.42	DAÑO MIN.	0.44	4.37	4.53	0.96	6.86
3	0.18	ESTI.	- 1.34	5.26	5.34	0.98	5.18
3	- 1.58	ESTI.	- 2.62	6.82	5.93	1.15	10.66
3	- 4.11	ESTI.	- 3.63	4.99	3.27	1.52	5.11
4	45.53	DAÑO	29.60	4.35	20.14	0.22	4.36
5	10.99	DAÑO	9.22	7.21	13.82	0.52	9.03
7	25.60	DAÑO	24.60	3.43	11.25	0.30	3.77
9	10.73	DAÑO	9.54	5.55	11.13	0.50	5.73
9	13.60	DAÑO	11.75	5.74	12.23	0.47	6.92
11	47.79	DAÑO	29.96	4.85	24.19	0.20	5.24
1	19.80	DAÑO	18.88	2.47	6.91	0.30	2.58



PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO U

RADIO DE INVESTIGACION, PIES				
POZOS	HORNER	MCKINLEY	KERSCH	
2	695.4	696.4	689.6	
2	503.6	501.8	504.1	
3	994.9	740.3	890.5	
3	752.3	660.6	695.7	
3	771.3	629.4	832.7	
14	1470.6	1283.1	1229.2	
15	898.0	844.9	854.1	
17	667.6	659.2	656.1	
19	538.1	553.0	521.3	
19	734.9	689.5	708.6	
21	1177.0	1072.5	973.0	
31	1201.9	1313.7	1167.4	



PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS

CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO

CAMPO B - FORMACION HOLLIN

POZOS	PRESIONES ESTATICAS AL NIVEL DATUM (9100 PIES), LPC				PERMEABILIDAD, M.D.			
	H O R N E R YAC. INF.	YAC. FIN.	MCKINLEY	M.B.H.	HORNER Kf	MCKINLEY Kp	Kf	KERSCH Kf
2	4131	4109	4130	4129	648.1	138.1	138.1	623.4
2	3995	3960	3898	3910	111.7	12.6	126.5	69.3
2	3922	3743	3919	3908	868.8	6.1	60.8	28.1
6	4103	4076	4097	4095	1966.0	1890.6	945.3	2450.9
7	4118	4088	4114	4118	251.3	8.4	211.0	203.6
9-B	3936	3895	3894	3927	155.9	5.3	5.3	30.2
9-B	3754	3461	3585	3754	8.3	15.0	7.2	9.5
9	4122	4097	4118	4121	240.8	19.4	19.4	80.0
9	3961	3934	3936	3931	550.3	29.5	59.0	76.3
11	4128	4090	4116	4127	187.6	39.3	39.3	140.4
11	4024	3997	4023	3989	207.2	8.8	87.8	27.0
13	3906	3874	3844	3854	117.7	6.2	62.4	52.1
13	3950	3921	3908	3907	102.2	11.9	118.9	107.8
17	4126	4082	4119	4125	573.1	48.2	96.5	105.9
17	4068	4033	3976	4008	73.6	0.3	63.6	46.7
18	4133	4132	4133	4132	953.7	142.6	285.2	905.8
18	4018	3952	3971	4007	483.8	64.4	64.4	477.7
20	4115	4070	4105	4115	209.8	30.6	183.4	198.0
21	4071	3823	4018	4070	25.6	41.8	4.2	46.1
21	3596	3548	3541	3546	316.4	60.9	304.5	273.9
23	3989	3954	3919	3919	167.6	1.7	170.6	86.1
23	3995	3983	3949	3959	89.6	0.6	85.7	30.9



TABLA NO 4 - 11

PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO
 CAMPO B - FORMACION HOLLIN

DAÑO - ESTIMULACION				INDICE DE PRODUCTIVIDAD, Bbl/D.LFC			
POZOS	HORNER	MCKINLEY	KERSCH	H O R N E R			MCKINLEY Ja
				Ja	J1	E	
2	12.97	-----	11.80	10.58	27.64	0.38	10.63
2	12.75	DAÑO	5.64	1.56	3.22	0.48	1.97
2	148.84	DAÑO	1.19	1.86	23.59	0.08	1.88
6	- 2.92	E STI.	- 1.95	47.25	31.33	1.51	50.95
7	39.75	DAÑO	31.60	1.30	8.37	0.16	1.31
9-B	82.80	-----	11.90	0.03	0.31	0.09	0.03
9-B	- 2.49	ESTI.	- 1.98	0.18	0.11	1.60	0.22
9	30.86	-----	6.44	1.89	9.76	0.19	1.91
9	78.55	DAÑO	5.65	1.89	15.59	0.12	1.94
11	8.35	-----	19.27	6.76	14.70	0.46	7.04
11	79.73	DAÑO	5.23	1.30	11.67	0.11	1.30
13	39.49	DAÑO	18.90	0.44	1.91	0.23	0.49
13	28.17	DAÑO	30.40	0.49	1.63	0.30	0.54
17	34.71	DAÑO	1.90	2.58	14.08	0.18	2.61
17	55.16	DAÑO	31.65	0.22	1.25	0.17	0.24
18	16.37	DAÑO	14.53	17.11	51.16	0.33	17.21
18	19.44	-----	19.27	7.24	20.99	0.34	8.08
20	17.06	DAÑO	15.68	1.24	4.12	0.20	1.27
21	- 3.07	ESTI.	- 1.17	1.27	0.65	1.96	1.39
21	19.52	DAÑO	14.09	1.66	4.45	0.37	1.90
23	67.84	DAÑO	31.17	0.99	6.81	0.15	1.04
23	103.94	DAÑO	31.53	0.36	3.45	0.27	0.38



PARAMETROS FISICOS OBTENIDOS APLICANDO DIFERENTES METODOS

CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO

CAMPO B - FORMACION HOLLIN

RADIO DE INVESTIGACION, PIES				DISTANCIA A LA FALLA, PIES		
POZOS	HORNER	MCKINLEY	KERSCH	HORNER	DOLAN	HURST
2	1716.7	792.5	1683.7	NO HAY	NO HAY	NO HAY
2	452.7	481.7	7584.2	"	"	"
2	1264.2	11888.4	8078.3	"	"	"
6	2789.6	1934.4	3114.7	"	"	"
7	1192.8	1092.8	1073.5	"	"	"
9-B	344.4	63.6	151.5	"	"	"
9-B	218.1	203.8	233.3	"	"	"
9	1141.0	324.2	657.8	"	"	"
9	945.5	309.7	352.1	"	"	"
11	155.2	71.0	134.2	"	"	"
11	695.7	143.2	251.3	"	"	"
13	400.8	291.9	266.7	"	"	"
13	416.2	448.9	427.4	"	"	"
17	1541.5	632.4	662.5	"	"	"
17	214.9	199.7	171.1	"	"	"
18	1741.0	952.1	1696.7	"	"	"
18	1265.1	461.4	1257.2	"	"	"
20	876.7	819.8	851.6	"	"	"
21	199.2	80.5	267.1	42.7	38.8	40.9
21	570.7	559.9	531.0	NO HAY	NO HAY	NO HAY
23	408.5	412.2	292.8	"	"	"
23	344.9	337.4	202.4	"	"	"

TABLA N° 7 - 1

PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANSION EL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO T
 PRESIONES ESTATICAS AL NIVEL DATUM (8515 PIES)

POS	HORNER		MCKINLEY	M.B.H.	DIFERENCIA	%VARIACION	DIFERENCIA	%VARIACION	DIFERENCIA	% VARIACION	
	PYI	FYF	PMCK	PMBH	$\Delta P_{F,I}$	V F	$\Delta P_{MCK,I}$	VMCK	$\Delta P_{MBH,I}$	V MBH	
2	3170	3143	3162	3148	27	0.85	8	0.25	22	0.69	
2	2950	2936	2912	2915	14	0.47	38	1.29	35	1.19	
2	2733	2714	2707	2705	19	0.70	26	0.95	28	1.02	
5	3551	3539	3530	3521	12	0.34	21	0.59	30	0.84	
5	3084	3053	3039	3034	11	0.36	25	0.82	30	0.98	
9	3353	3114	2937	2858	239	7.13*	416	12.41*	495	14.76*	
0	3622	3599	3625	3619	23	0.64	- 3	-0.08	3	0.08	
0	3331	3277	3323	3243	54	1.62	8	0.24	88	2.64	
0	3188	3162	3191	3138	26	0.82	- 3	-0.09	50	1.57	
4	3133	2986	3116	3133	147	4.69*	17	0.54	0	0	
4	3180	3133	3134	3142	47	1.48	46	1.45	38	1.19	
5	3430	3236	3429	3430	194	5.66*	1	0.03	0	0	
PORCENTAJE DE VARIACION						0.81					
DESVIACION STANDARD						0.43					
VALORES NO CONSIDERADOS											
							0.54				
							0.51				



TABLA No. 7 - 2

PORCENTAJE DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD
 -CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANCIÓN DEL GAS DISUELTO
 -CAMPO A - FORMACION NAPO T

PERMEABILIDAD, M.D.								DAÑO - ESTIMULACION				
OS	HORNER Kf	MCKINLEY Kf	KERSCH Kf	DIFERENCIA ΔKm, H	%VARIACION VMCK	DIFERENCIA ΔKk, H	%VARIACION VKERSCH	HORNER S	MCKINLEY S	KERSCH S	DIFERENCIA ΔSk, H	%VARIACION VKERSCH
	1286.8	114.0	933.6	1172.8	91.14	353.2	27.45	43.03	—	28.93	14.10	32.77
	775.7	48.9	517.6	726.8	93.70	258.1	33.27	47.64	—	29.82	17.82	37.41
	719.3	688.6	460.2	30.7	4.27	259.1	36.02	33.28	DAÑO	18.36	14.92	44.83
	1560.9	262.8	1575.3	1298.1	83.16	-14.4	-0.92	17.38	—	17.4	-0.02	-0.12*
	2224.5	795.5	2013.4	1429.0	64.24	211.1	9.49	33.53	DAÑO	29.8	3.73	11.12
9	44.0	47.3	50.0	— 3.3	-7.5*	-6.0	-13.64*	-2.63	—	-2.58	0.05	1.90*
0	1483.3	242.7	1404.9	1240.6	83.64	78.4	5.29	12.68	—	11.2	1.48	11.67
0	242.5	234.2	259.8	8.3	3.42	-17.3	-7.13	1.52	DAÑO	2.29	-0.77	-50.66*
0	54.9	22.3	37.5	32.6	59.38	17.4	31.69	1.41	—	0.84	0.57	40.43
4	109.4	263.2	285.9	-153.8	-140.59*	-176.5	-161.33*	0.68	DAÑO	11.75	-11.07	-16.28*
4	351.4	132.9	253.9	218.5	62.18	97.5	27.75	13.29	DAÑO	7.30	5.99	45.07
5	16.8	15.4	17.2	1.4	8.33	-0.4	-2.38	-0.72	—	—	—	23.61
PORCENTAJE DE VARIACION					55.35						16.05	30.86
DESVIACION STANDARD					34.62						15.91	12.97
VALORES NO CONSIDERADOS												

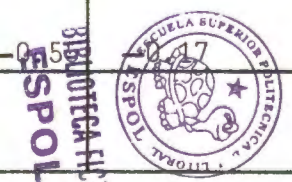


TABLA No. 7 - 3

PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD
CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANSION DEL GAS DISUELTO

CAMPO A - FORMACION NAPO T

INDICE DE PRODUCTIVIDAD, B/D.LPC				RADIO DE INVESTIGACION, PIES							
HORNER Ja	MCKINLEY Ja	DIFERENCIA $\Delta J_{mck,H}$	%VARIACION VMCK	HORNER Ri	MCKINLEY Ri	KERSCH Ri	DIFERENCIA $\Delta R_{imck,H}$	%VARIACION VMCK	DIFERENCIA $\Delta R_{ik,H}$	%VARIACION VKERSCH	
7.37	7.55	-0.18	-2.44	2515.3	748.6	2142.4	1766.7	70.24	372.9	14.83	
4.12	4.41	-0.29	-7.04	1079.7	271.0	881.9	808.7	74.90	197.8	18.32	
5.10	5.56	-0.46	-9.02	1045.9	1023.3	836.5	22.6	2.16	209.4	20.02	
19.86	21.76	-1.90	-9.57	3100.4	1272.3	3114.7	1828.1	58.96	-14.3	-0.46	
18.32	19.85	-1.53	-8.35	2378.8	1422.9	2263.1	956.3	40.20	115.7	4.86	
1.56	2.22	-0.66	-42.31*	215.9	223.7	230.2	-7.8	-3.61*	-14.3	-6.62	
20.62	20.32	0.32	1.55	1360.0	550.2	1323.6	809.8	59.54	36.4	2.68	
5.63	5.77	-0.14	-2.49	1376.9	1353.0	1425.1	23.9	1.74	-48.2	-3.50	
1.24	1.22	0.02	1.61	330.6	210.7	273.3	119.9	36.27	57.3	17.33	
0.79	0.81	-0.02	-2.53	486.2	754.1	785.9	-267.9	-55.10*	-299.7	-61.64*	
2.74	3.02	-0.28	-10.22	795.0	488.9	675.7	306.1	38.50	119.3	15.01	
0.52	0.52	0.00	0.00	171.3	163.9	173.2	7.4	4.32	-1.9	-1.11	
CENTAJE DE VARIACION			-4.41					38.68		40	
DESVIACION STANDARD			4.33					26.54		38	



TABLA N° 7 - 4

PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD

CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANSION DEL GAS DISUELTO

CAMPO A - FORMACION NAPO U

PRESIONES ESTATICAS AL NIVEL DATUM (8210 PIES)

HORNER PYF	PYF	MCKINLEY PMCK	M. B. H. P MBH	DIFERENCIA Δ PF. I	%VARIACION V F	DIFERENCIA Δ P MCK, I	%VARIACION V MCK	DIFERENCIA Δ P MBH, I	%VARIACION V MBH
3090	2999	2940	2938	91	2.94	150	4.85	152	4.92
3080	2944	2767	2839	136	4.42	313	10.16*	241	7.82
3285	3176	3297	3084	109	3.32	-12	-0.37	201	6.12
2399	2312	2241	2235	87	3.63	158	6.59*	164	6.84
2359	2197	2343	2034	162	6.87*	16	0.68	325	13.76*
2393	2345	2393	2325	48	2.01	0	0	68	2.84
2266	2213	2234	2238	53	2.34	32	1.41	28	1.24
2776	2732	2710	2708	44	1.59	66	2.38	68	2.45
2790	2724	2767	2695	66	2.37	23	0.82	95	3.41
2364	2259	2326	2329	105	4.44	38	1.61	35	1.48
2836	2819	2809	2810	17	0.60	27	0.95	26	0.92
3015	2983	2990	2952	32	1.06	25	0.83	63	2.09
CENTAJE DE VARIACION					2.61		1.32		3.65
VIACION STANDARD					1.22		1.39		2.29

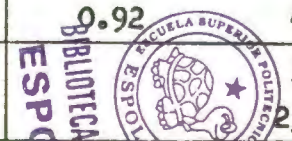
LORES NO CONSIDERADOS

BIBLIOTECA FIC
ESPOL



PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO U

PERMEABILIDAD, M.D.							DAÑO - ESTIMULACION				
HORNER Kf	MCKINLEY Kf	KERSCH Kf	DIFERENCIA Δ K M,H	% VARIACION V MCK	DIFERENCIA Δ K K,H	% VARIACION V KERSCH	HORNER S	MCKINLEY S	KERSCH S	DIFERENCIA Δ S K,H	% VARIACION V KERSCH
381.2	382.3	374.8	- 1.1	- 0.29	6.4	1.68	9.53	DAÑO	9.24	0.29	3.04
283.0	280.9	283.6	2.1	0.74	- 0.6	- 0.21	0.42	DAÑO MIN.	0.44	- 0.02	- 4.76
783.0	433.6	627.3	349.4	44.62	155.7	19.89	0.18	ESTI.	- 1.34	1.52	844.00 •
863.3	665.5	738.3	197.8	22.91	125.0	14.48	- 1.58	ESTI.	- 2.62	1.04	- 65.82
477.7	318.11	556.7	159.6	33.41	- 79.0	- 16.54	- 4.11	ESTI.	- 3.63	- 0.48	11.68
2280.4	1736.1	1593.3	544.3	23.87	687.1	30.13	45.53	DAÑO	29.60	15.93	34.99
912.6	807.8	825.5	104.8	11.48	87.1	9.54	10.99	DAÑO	9.22	1.77	16.11
1462.4	1425.8	1412.4	36.6	2.50	50.0	3.42	25.60	DAÑO	24.60	1.00	3.91
609.8	644.0	572.3	- 34.2	- 5.61	37.5	6.15	10.73	DAÑO	9.54	1.19	11.09
730.1	642.7	678.9	87.4	11.97	51.2	7.01	13.60	DAÑO	11.75	1.85	13.60
1831.5	1520.8	1251.5	310.7	16.96	580.0	31.67	47.79	DAÑO	29.96	17.83	37.31
1016.2	1214.0	958.7	- 197.8	- 19.46	57.5	5.66	19.80	DAÑO	18.88	0.92	4.65
NTAJE DE VARIACION				11.93	9.41						
ACION STANDARD				17.02	12.76						
											5.98
											25.81



PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD
 CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR LA EXPANSION DEL GAS DISUELTO
 CAMPO A - FORMACION NAPO U

INDICE DE PRODUCTIVIDAD, Bbl/D.LPC					RADIO DE INVESTIGACION, PIES							
OS	HORNER Ja	MCKINLEY Ja	DIFERENCIA Δ J MCK,H	% VARIACION V MCK	HORNER Ri	MCKINLEY Ri	KERSCH Ri	DIFERENCIA Δ Ri MCK,H	% VARIACION V MCK	DIFERENCIA Δ Ri K,H	% VARIACION V KERSCH	
	3,29	3,87	- 0.58	- 17.63	695.4	696.4	689.6	- 1.00	- 0.14	5.80	0.83	
	4.37	6.86	- 2.49	- 56.98*	503.6	501.8	504.1	1.80	0.36	- 0.50	- 0.10	
	5.26	5.18	0.08	1.52	994.9	740.3	890.5	254.60	25.59*	104.40	10.49	
	6.82	10.66	- 3.84	- 56.30*	752.3	660.6	695.7	91.70	12.19	56.60	7.52	
	4.99	5.11	- 0.12	- 2.40	771.3	629.4	832.7	141.90	18.40	- 61.40	- 7.96*	
	4.35	4.36	- 0.01	- 0.23	1470.6	1283.1	1229.2	187.50	12.75	241.40	16.42	
	7.21	9.03	- 1.82	- 25.24	898.0	844.9	854.1	53.10	5.91	43.90	4.89	
	3.43	3.77	- 0.34	- 9.91	667.6	659.2	656.1	8.40	1.26	11.50	1.72	
	5.55	5.73	- 0.18	- 3.24	538.1	553.0	521.3	- 14.90	- 2.77	16.80	3.12	
	5.74	6.92	- 1.18	- 20.56	734.9	689.5	708.6	45.40	6.18	26.30	3.58	
	4.85	5.24	- 0.39	- 8.04	1177.0	1072.5	973.0	104.50	8.88	204.00	17.33	
	2.47	2.58	- 0.11	- 4.45	1201.9	1313.7	1167.4	-111.80	- 9.30*	34.50	2.87	
PORCENTAJE DE VARIACION				- 9.02					6.30			
DESVIACION STANDARD				8.71					6.43			

VALORES NO CONSIDERADOS



PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD

CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO

CAMPO B - FORMACION HOLLIN

PRESIONES ESTATICAS AL NIVEL DATUM (9100 PIES)

FOZOS	HORNER		MCKINLEY		M.B.H.		DIFERENCIA ΔPF,I	% VARIACION VF	DIFERENCIA ΔPMCK,I	% VARIACION VMCK	DIFERENCIA ΔPMBH,I	% VARIACION VMBH
	PYI	PYF	PMCK	PMBH								
2	4131	4109	4130	4129	22	0.53	1	0.02	2	0.05		
2	3995	3960	3898	3910	35	0.88	97	2.43	85	2.13		
2	3922	3743	3919	3908	179	4.56 *	3	0.08	14	0.36		
6	4103	4076	4097	4095	27	0.66	6	0.15	8	0.19		
7	4118	4088	4114	4118	30	0.73	4	0.10	0	0		
9B	3936	3895	3894	3927	41	1.04	42	1.07	9	0.23		
9B	3754	3461	3585	3754	293	7.81 *	169	4.50 *	0	0		
9	4122	4097	4118	4121	25	0.61	4	0.10	1	0.02		
9	3961	3934	3936	3931	27	0.68	25	0.63	30	0.76		
11	4128	4090	4116	4127	38	0.92	12	0.29	1	0.02		
11	4024	3997	4023	3989	27	0.67	1	0.02	35	0.87		
13	3906	3874	3844	3854	32	0.82	62	1.59	52	1.33		
13	3950	3921	3908	3907	29	0.73	42	1.06	43	1.09		
17	4126	4082	4119	4125	44	1.07	7	0.17	1	0.02		
17	4068	4033	3976	4008	35	0.86	92	2.26	60	1.47		
18	4133	4132	4133	4132	1	0.02	0	0	1	0.02		
18	4018	3952	3971	4007	66	1.64	47	1.17	11	0.27		
20	4115	4070	4105	4115	45	1.09	10	0.24	0	0		
21	4071	3823	4018	4070	248	6.09 *	63	1.55	1	0.02		
21	3596	3548	3541	3546	48	1.33	55	1.53	50	1.39		
23	3989	3954	3919	3919	35	0.88	70	1.75	70	1.75		
23	3995	3983	3949	3959	12	0.30	46	1.15	36	0.90		
PORCENTAJE DE VARIACION							0.81	0.83	0.59			
DESVIACION STANDARD							0.34	0.77	0.66			

* VALORES NO CONSIDERADOS

BIBLIOTECA FIC1
ESPOL



PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD

CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO

CAMPO B - FORMACION HOLLIN

PERMEABILIDAD, M.D.								DAÑO - ESTIMULACION				
POZOS	HORNER Kf	MCKINLEY Kf	KERSCH Kf	DIFERENCIA Δ K K _H	% VARIACION VMCK	DIFERENCIA Δ K K _H	% VARIACION V KERSCH	HORNER S	MCKINLEY S	KERSCH S	DIFERENCIA Δ S K _H	% VARIACION V KERSCH
2	648.1	138.1	623.4	510.0	78.69	24.7	3.81	12.97	-	11.80	1.17	9.02
2	111.7	126.5	69.3	-14.8	-13.25	42.4	37.96	12.75	DAÑO	5.64	7.11	55.76
2	868.8	60.8	28.1	808.0	93.00	840.7	96.77	148.84	DAÑO	1.19	147.65	99.20
6	1966.0	945.3	2450.9	1020.7	51.92	-184.9	-24.66	-2.92	ESTI.	-1.95	-0.97	33.22
7	251.3	211.0	203.6	40.3	16.04	47.7	18.98	39.75	DAÑO	31.60	8.15	20.50
9B	155.9	5.3	30.2	150.6	96.60	125.7	80.63	82.8	-	11.90	70.9	85.63
9B	8.3	7.2	9.5	1.1	13.25	-1.2	-14.46	-2.49	ESTI.	-1.98	-0.51	20.48
9	240.8	19.4	80.0	221.4	91.94	160.8	66.78	30.86	-	6.44	24.42	79.13
9	550.3	59.0	76.3	491.3	89.28	474.0	86.13	78.55	DAÑO	5.65	72.90	92.81
11	187.6	39.3	140.4	148.3	79.05	47.2	25.16	8.35	-	19.27	-10.92	-130.78
11	207.2	87.8	27.0	119.4	57.63	180.2	86.97	79.73	DAÑO	5.23	74.5	93.44
13	117.7	62.4	52.1	55.3	46.98	65.6	55.73	39.49	DAÑO	18.90	20.59	52.14
13	102.2	118.9	107.8	-16.7	-16.34	-5.6	-5.48	28.17	DAÑO	30.40	-2.23	-7.92
17	573.1	96.5	105.9	476.6	83.16	467.2	81.52	34.71	DAÑO	1.90	32.81	94.53
17	73.6	63.6	46.7	10.0	13.59	26.9	36.55	55.16	DAÑO	31.65	23.51	42.62
18	953.7	285.2	905.8	668.5	70.10	47.9	5.02	16.37	DAÑO	14.53	1.84	11.24
18	483.8	64.4	477.7	419.4	86.69	6.1	1.26	19.44	-	19.27	0.17	0.87
20	209.8	183.4	198.0	26.4	12.58	11.8	5.62	17.06	DAÑO	15.68	1.38	8.09
21	25.6	4.2	46.1	21.3	83.20	-20.5	-80.08	-3.07	ESTI.	-1.17	-1.90	61.89
21	316.4	304.5	273.9	11.9	3.76	42.5	13.43	19.52	DAÑO	14.09	5.43	27.82
23	167.6	170.6	86.1	-3.0	-1.79	81.5	48.63	67.84	DAÑO	31.17	36.67	54.05
23	89.6	85.7	30.9	3.9	4.35	58.7	65.51	103.94	DAÑO	31.53	72.41	69.67
POCENTAJE DE VARIACION					47.29		42.68					47.82
DESVIACION STANDARD					38.96		33.37					33.81

† VALORES NO CONSIDERADOS



PORCENTAJES DE VARIACION Y DESVIACION STANDARD
CASO DE UN YACIMIENTO QUE PRODUCE POR EMPUJE HIDRAULICO
CAMPO B - FORMACION HOLLIN

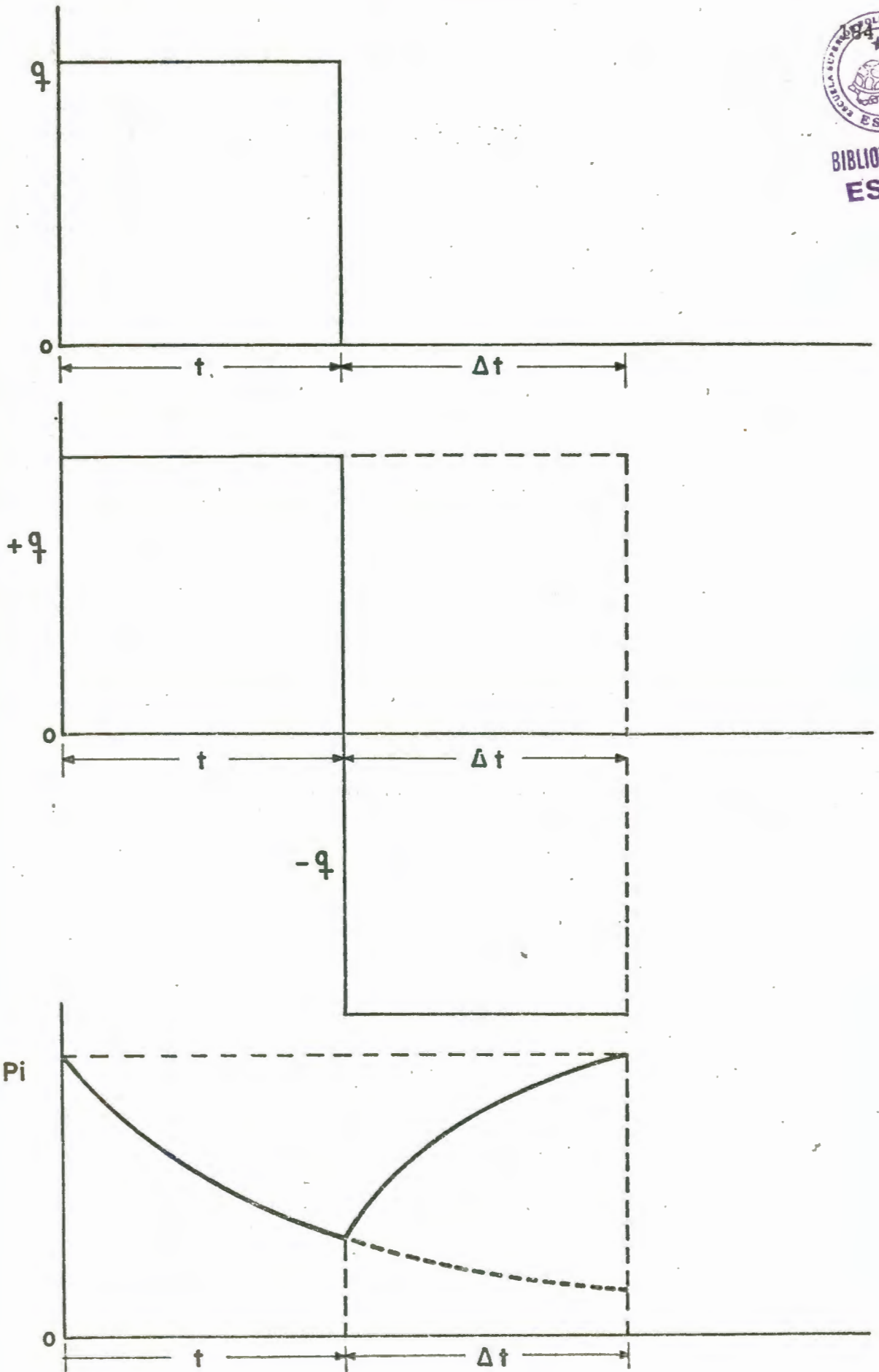
INDICE DE PRODUCTIVIDAD, Bbl/D-LPC					RADIO DE INVESTIGACION, PIES								
POZOS	HORNER	MCKINLEY	DIFERENCIA Δ J MCK,H	% VARIACION V MCK	HORNER	MCKINLEY	KERSCH	DIFERENCIA Δ RI MCK,H	% VARIACION V MCK	DIFERENCIA	% VARIACION		
	Ja	Ja			RI	RI	RI			Δ RI K,H		V KERSCH	
2	10.58	10.63	- 0.05	- 0.47	1716.7	792.5	1683.7	924.2	- 53.84	33.0	1.92		
2	1.56	1.97	- 0.41	- 26.28°	452.7	481.7	7584.2	- 29.0	- 6.41	-7131.5	-1575.33°		
2	1.86	1.88	- 0.02	- 1.08	1264.2	11888.4	8078.3	-10624.2	-840.39°	-6814.1	- 539.00		
6	47.25	50.95	- 3.70	- 7.83	2789.6	1934.4	3114.7	855.2	30.66	- 325.1	- 11.65		
7	1.30	1.31	- 0.01	- 0.77	1192.8	1092.8	1073.5	100.0	8.38	119.3	10.00		
9B	0.03	0.03	0.00	0.00	344.4	63.6	151.5	280.8	81.53	192.9	56.01		
9B	0.18	0.22	- 0.04	- 22.22°	218.1	203.8	233.3	14.3	6.56	- 15.2	- 6.97		
9	1.89	1.91	- 0.02	- 1.06	1141.0	324.2	657.8	816.8	71.59	483.2	42.35		
9	1.89	1.94	- 0.05	- 2.65	945.5	309.7	352.1	635.8	67.24	593.4	62.76		
11	6.76	7.04	- 0.28	- 4.14	155.2	71.0	134.2	84.2	54.25	21.0	13.53		
11	1.30	1.30	0.00	0.00	695.7	143.2	251.3	552.5	79.42	444.4	63.88		
13	0.44	0.49	- 0.05	- 11.36	400.8	291.9	266.7	108.9	27.17	134.1	33.46		
13	0.49	0.54	- 0.05	- 10.20	416.2	448.9	427.4	- 32.7	- 7.86	- 11.2	- 2.69		
17	2.58	2.61	- 0.03	- 1.16	1541.5	632.4	662.5	909.11	58.98	879.0	57.02		
17	0.22	0.24	-0.02	- 9.09	214.9	199.7	171.11	15.2	7.07	43.8	20.38		
18	17.11	17.21	- 0.10	- 0.58	1741.0	952.1	1696.7	788.9	45.31	44.3	2.54		
18	7.24	8.08	- 0.84	- 11.60	1265.1	461.4	1257.2	803.7	63.53	7.9	0.62		
20	1.24	1.27	- 0.03	- 2.42	876.7	819.8	851.6	56.9	6.49	25.1	2.86		
21	1.27	1.39	- 0.14	- 11.02	199.2	80.5	267.1	118.0	59.24	-67.9	- 34.09		
21	1.66	1.90	- 0.24	- 14.46	570.7	559.9	531.0	10.8	1.89	39.7	6.96		
23	0.99	1.04	- 0.05	- 5.05	408.5	412.2	292.8	- 3.7	- 0.91	115.7	28.32		
23	0.36	0.38	- 0.02	- 5.56	344.9	337.4	202.4	7.5	2.17	142.5	41.32		
PORCENTAJE DE VARIACION				- 5.03								33.82	19.43
DESVIACION STANDARD				4.63								30.47	26.83

* VALORES NO CONSIDERADOS



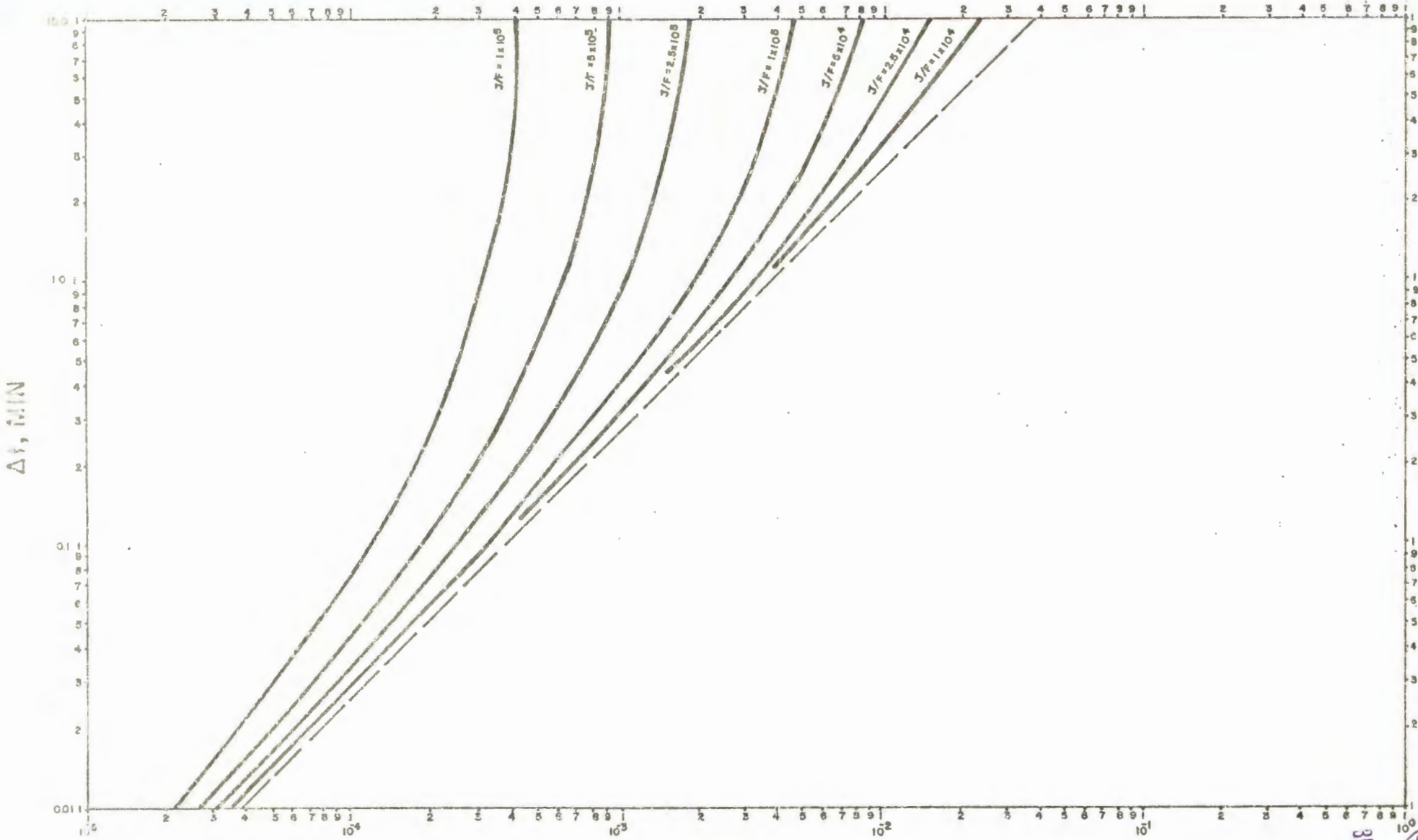


BIBLIOTECA FICT
ESPOL



REPRESENTACION DEL EFECTO DE SUPERPOSICION

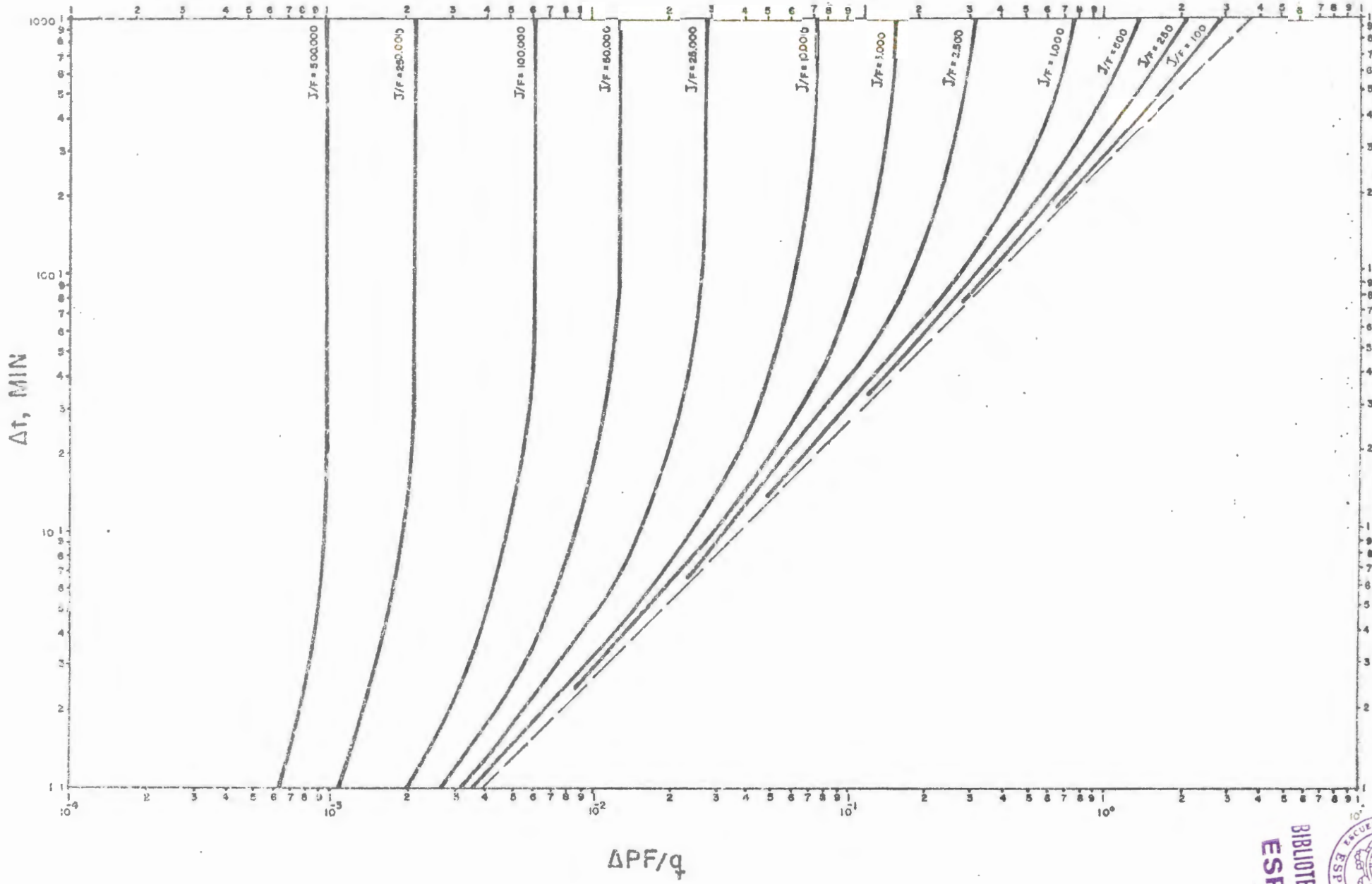
FIGURA No. 2-3



$\Delta P.F/q$
 FIG. No. 2 - 6a

BIBLIOTECA FIC I
 ESPOL

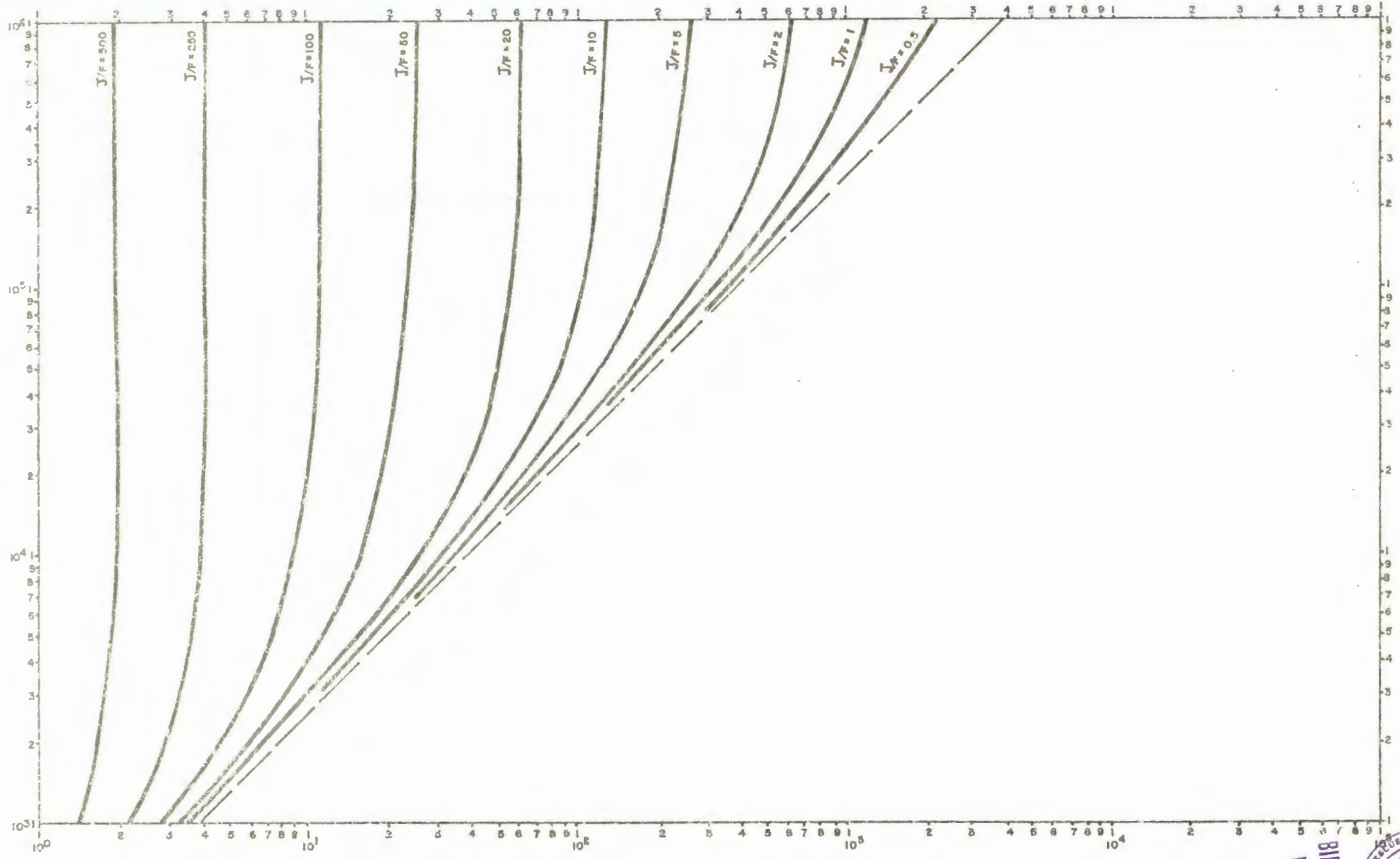




$\Delta PF/q$
 FIG. No. 2-6b



$\Delta f, MHz$



$\Delta PF/4$
FIG. No. 2-6 C



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

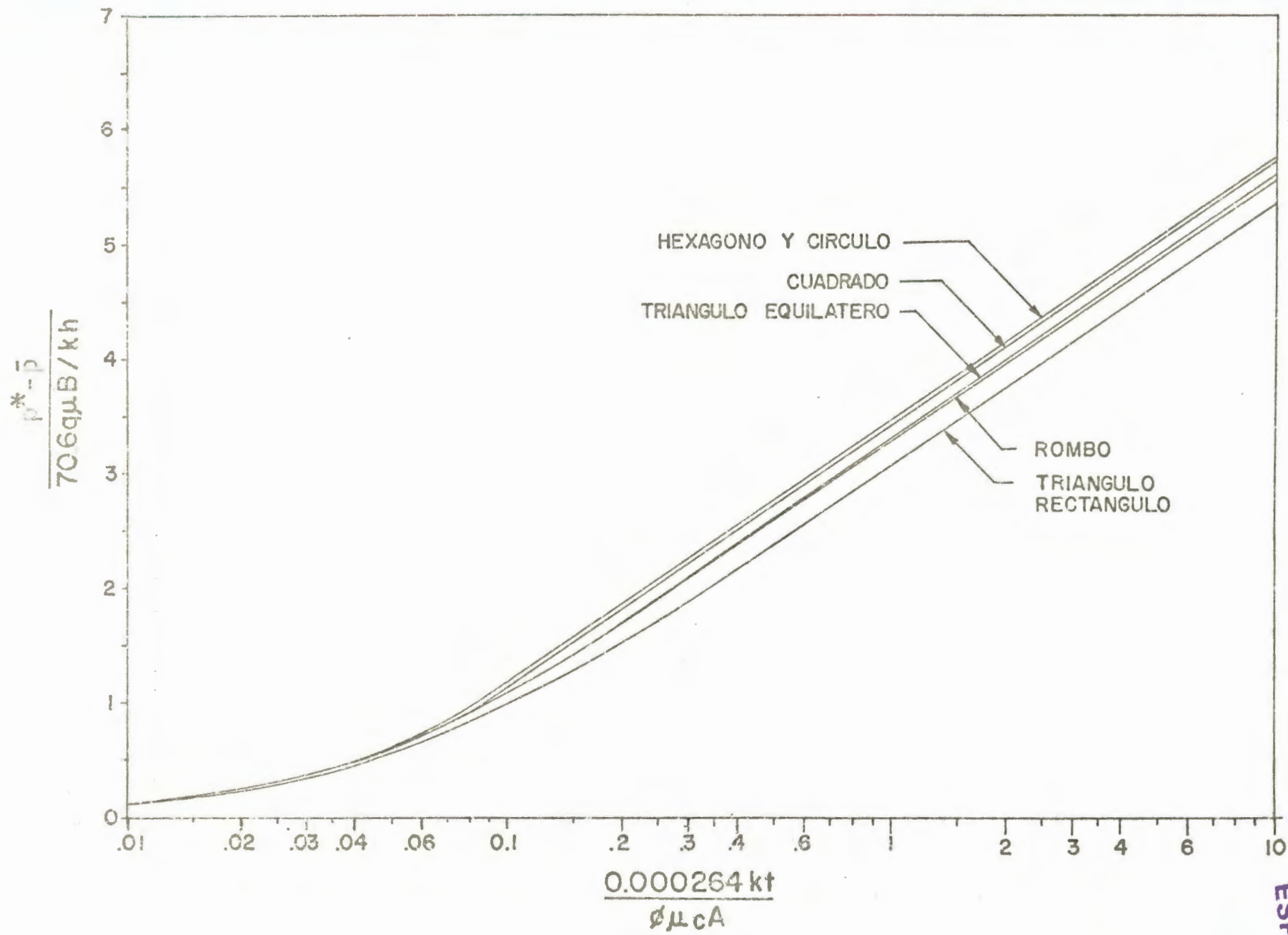


FIG. No. 2-7



FAMILIA DE CURVAS TIPO

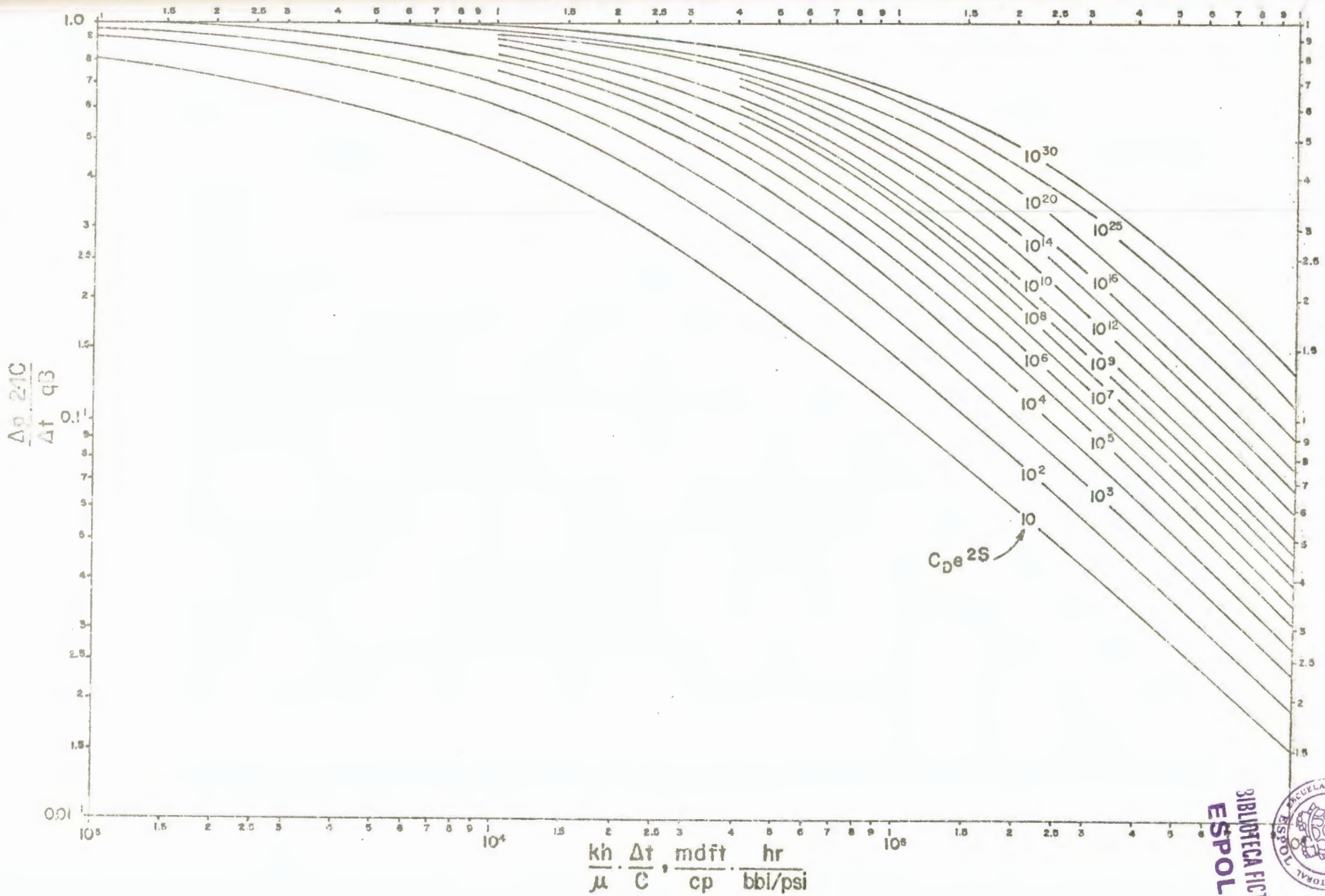


FIG. No. 2-8



$$Ei(-X) = - \int_X^{\infty} \frac{e^{-v}}{v} dv$$

PARA $X < 0.02$

$$Ei(-X) = \ln(X) + 0.577$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

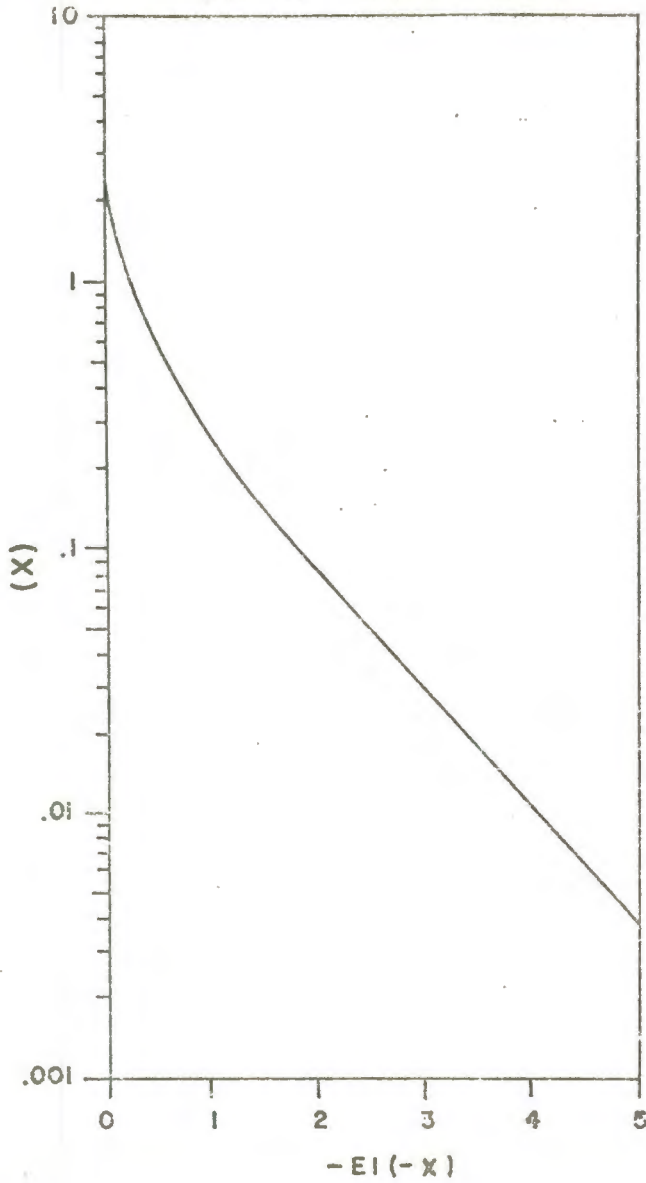
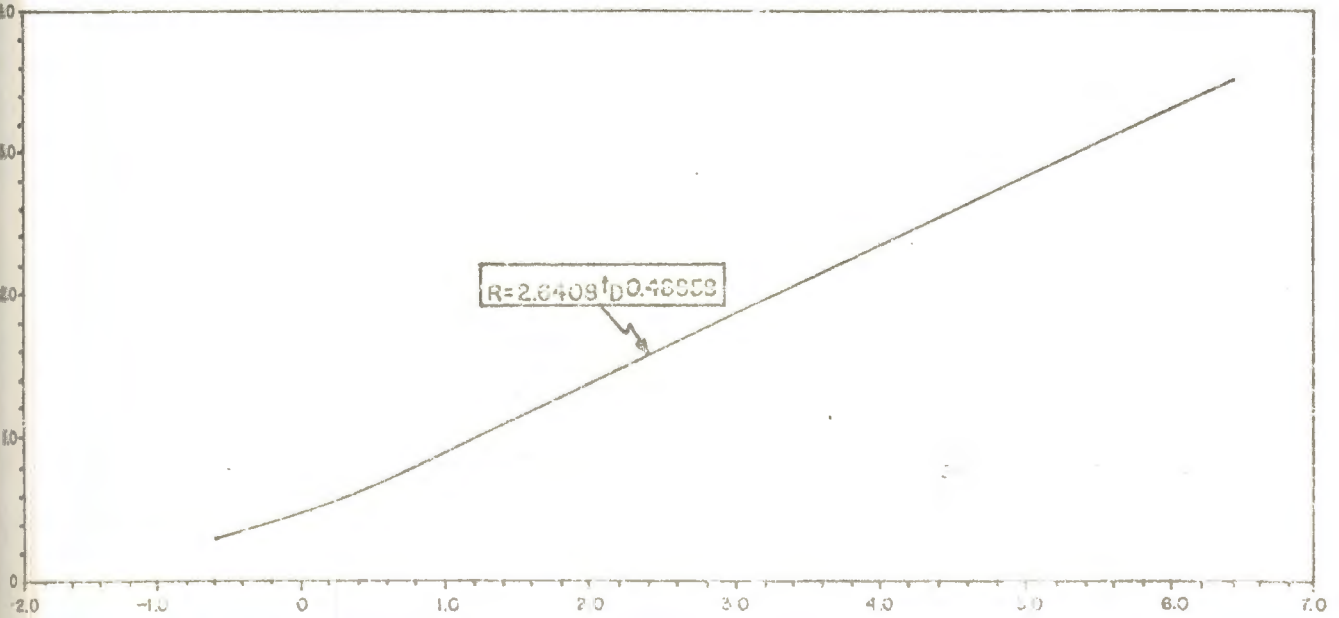


FIG. No. 2-10





BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INSTALACION DE PRODUCCION PARA POZOS FLUYENTES

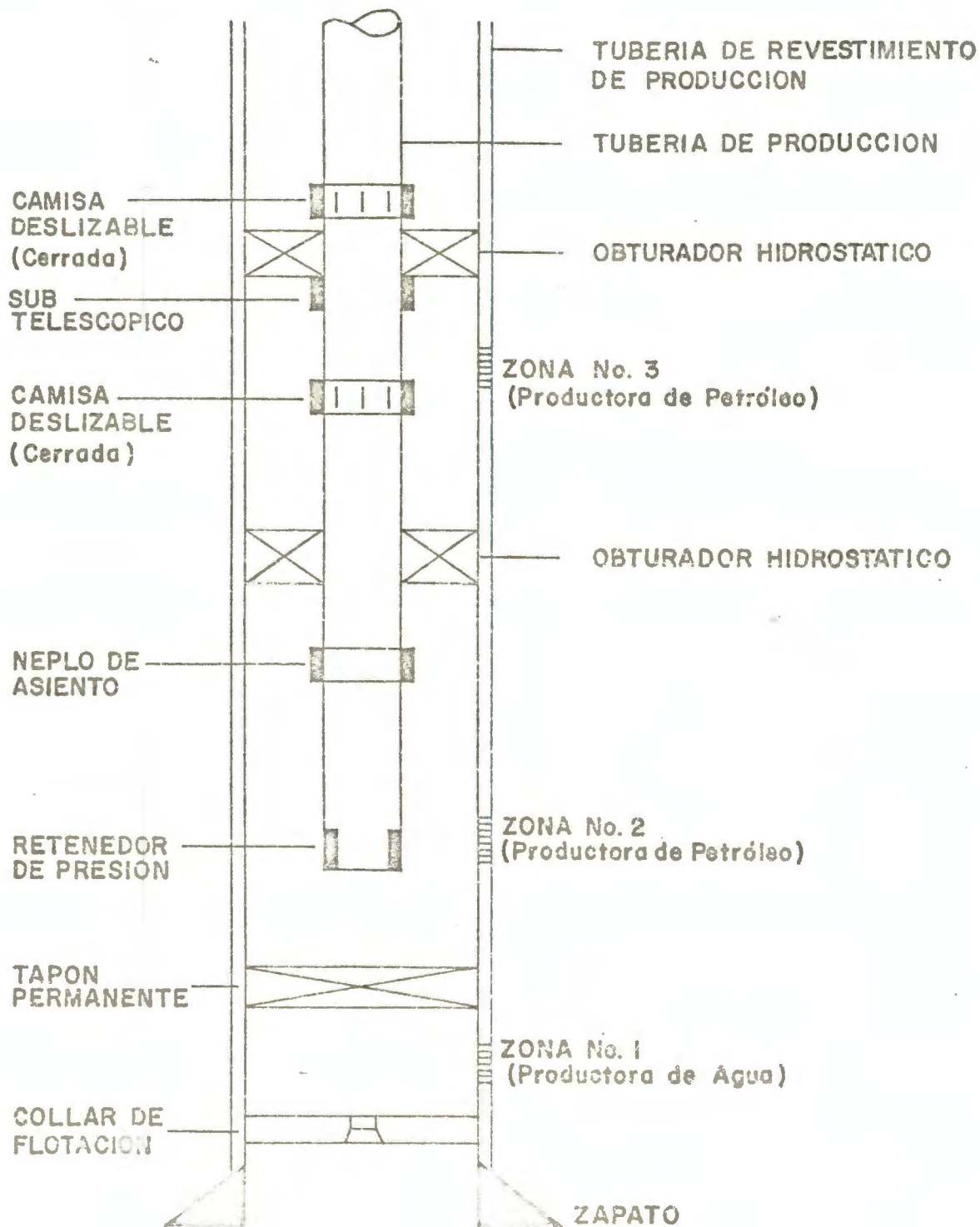


FIGURA No. 3-1

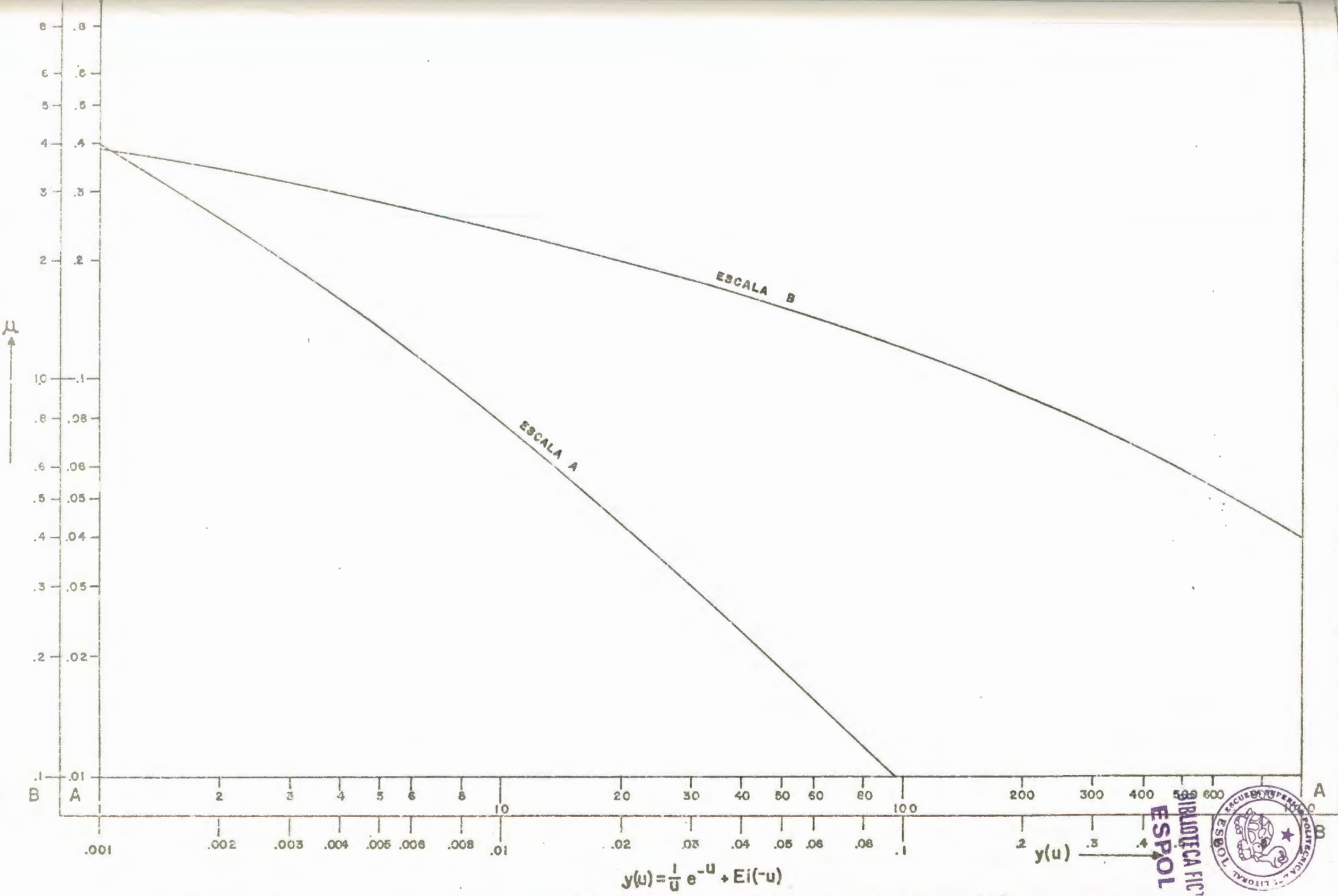


FIG. No. 3-2

GRAFICO DE LA FUNCION y(u)



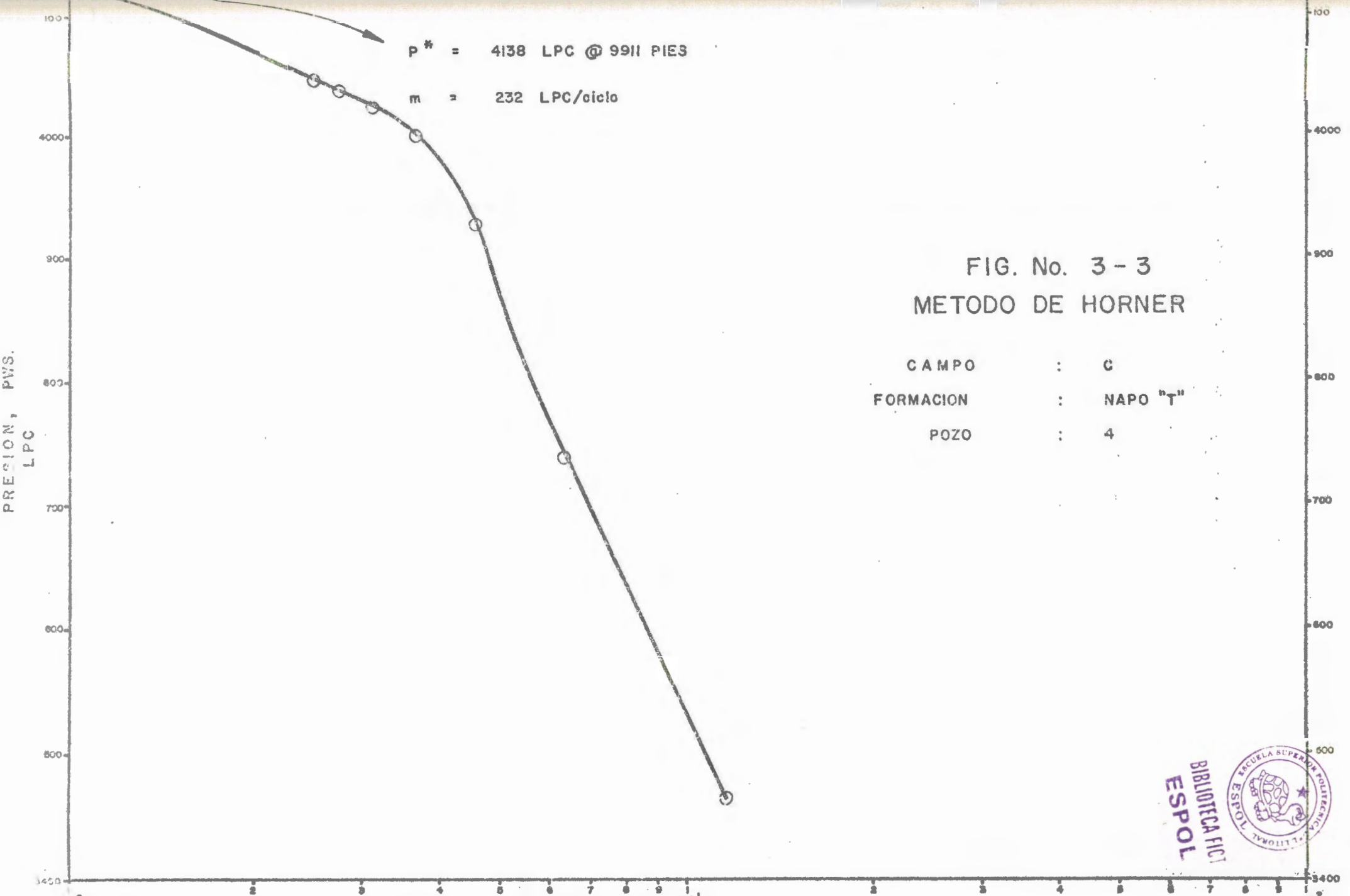
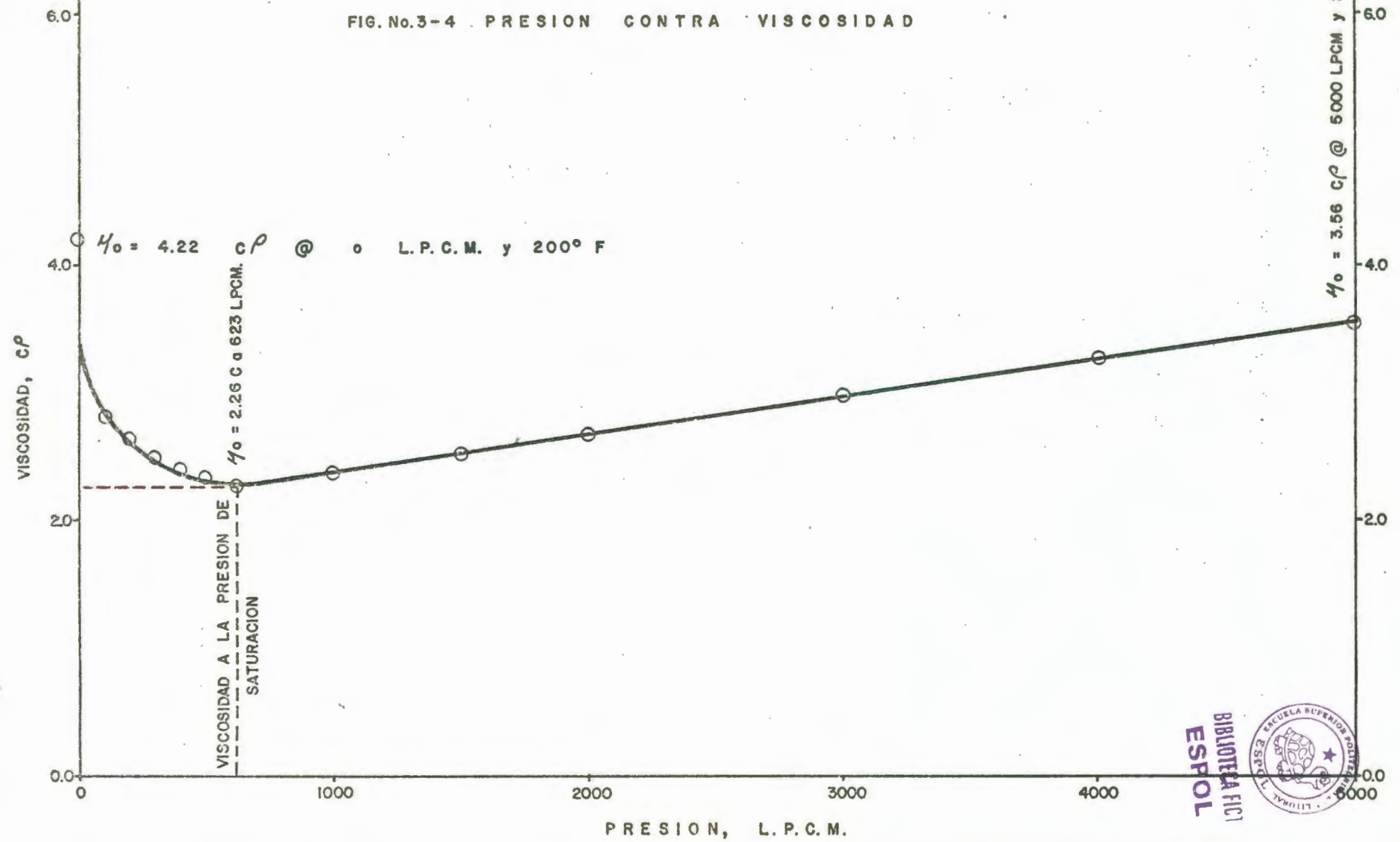


FIG. No. 3 - 3
METODO DE HORNER

CAMPO : C
 FORMACION : NAPO "T"
 POZO : 4



FIG. No.3-4 . PRESION CONTRA VISCOSIDAD



BIBLIOTECA FIC I
ESPOL

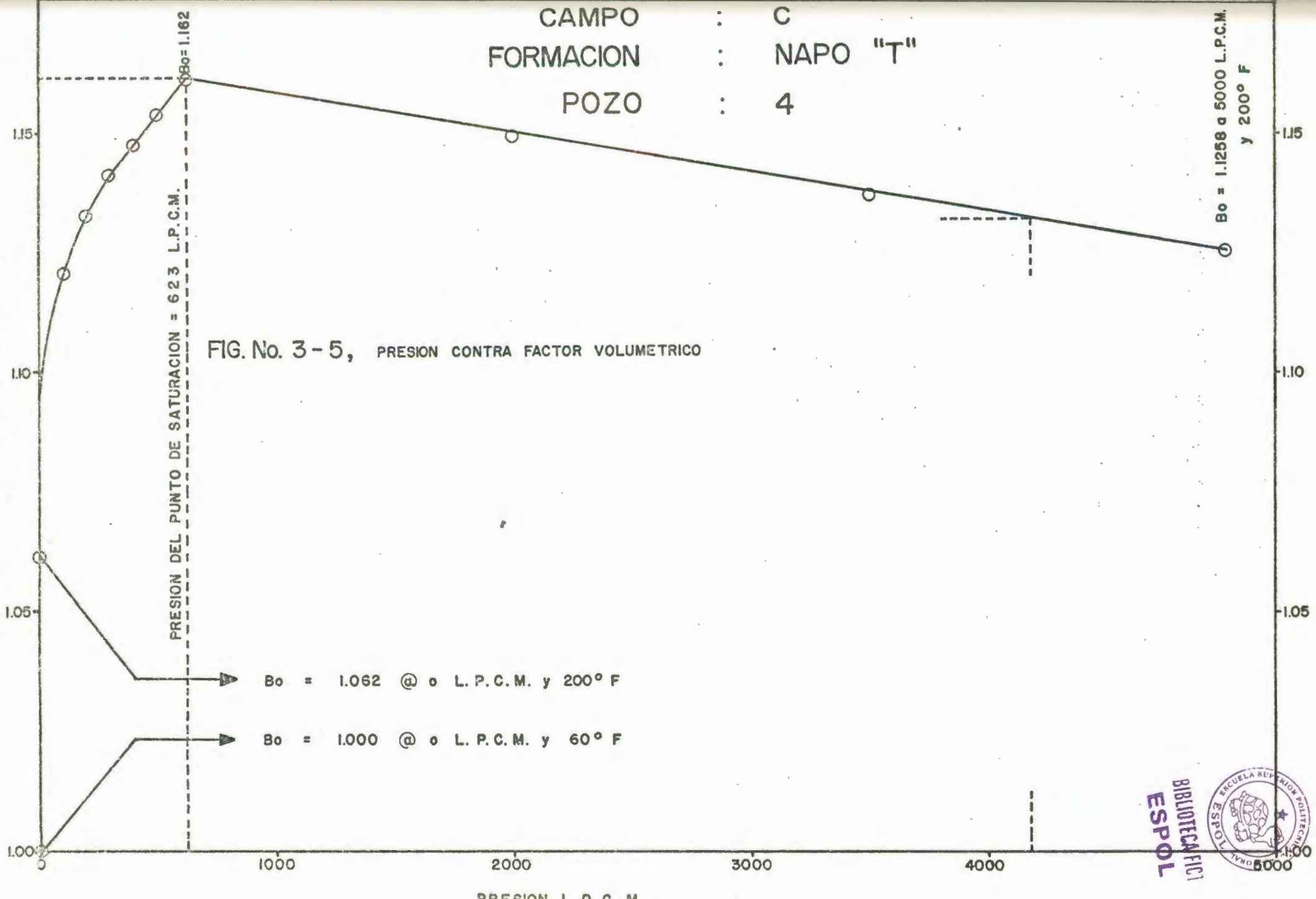


$\mu_0 = 3.56 \text{ CP @ } 5000 \text{ L.P.C.M. y } 200^\circ \text{ F.}$

CAMPO : C
 FORMACION : NAPO "T"
 POZO : 4

$B_o = 1.1258$ a 5000 L.P.C.M.
 y 200° F

FIG. No. 3-5, PRESION CONTRA FACTOR VOLUMETRICO



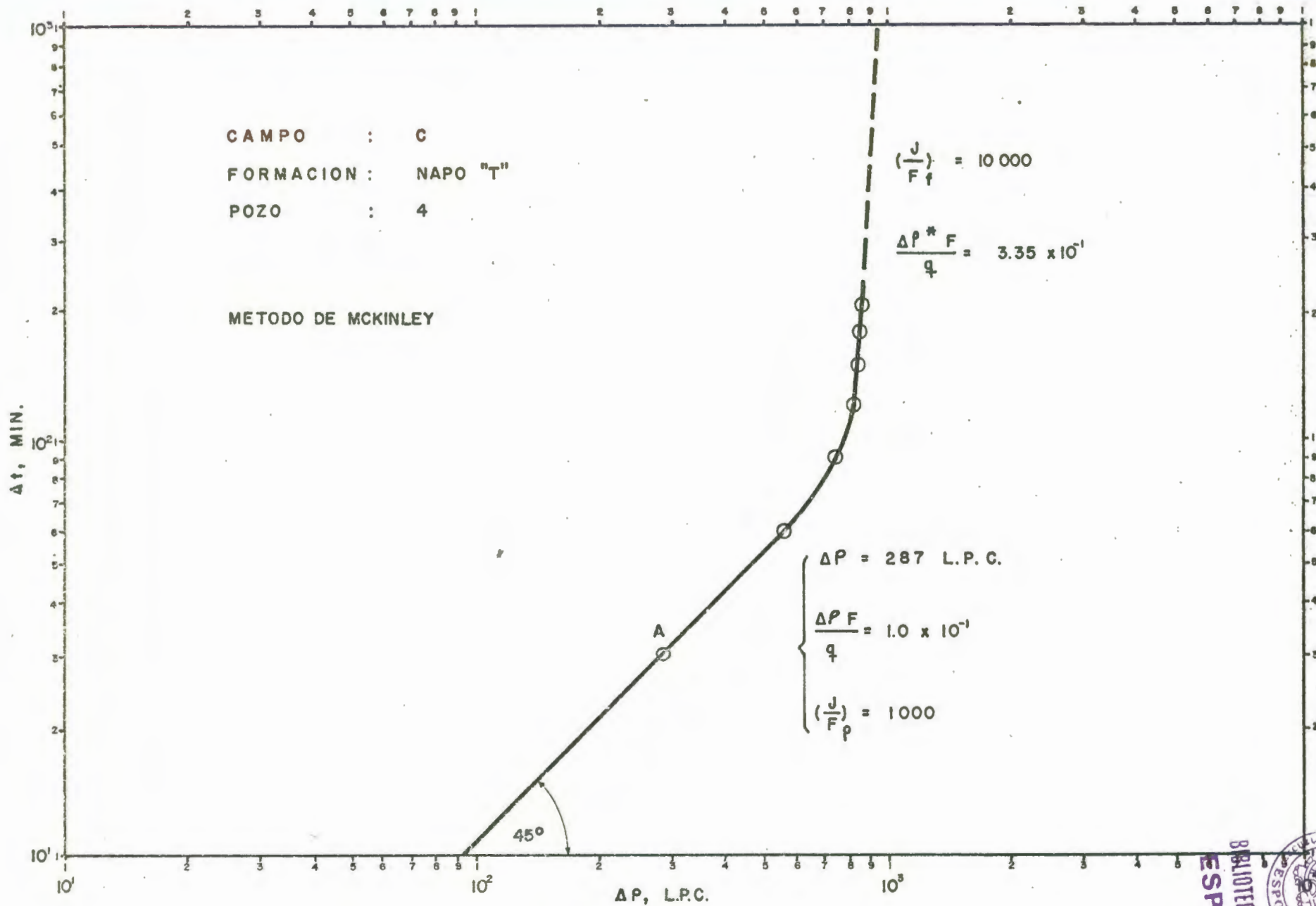


FIG. No. 3-6, PLOTEO ΔP CONTRA Δt



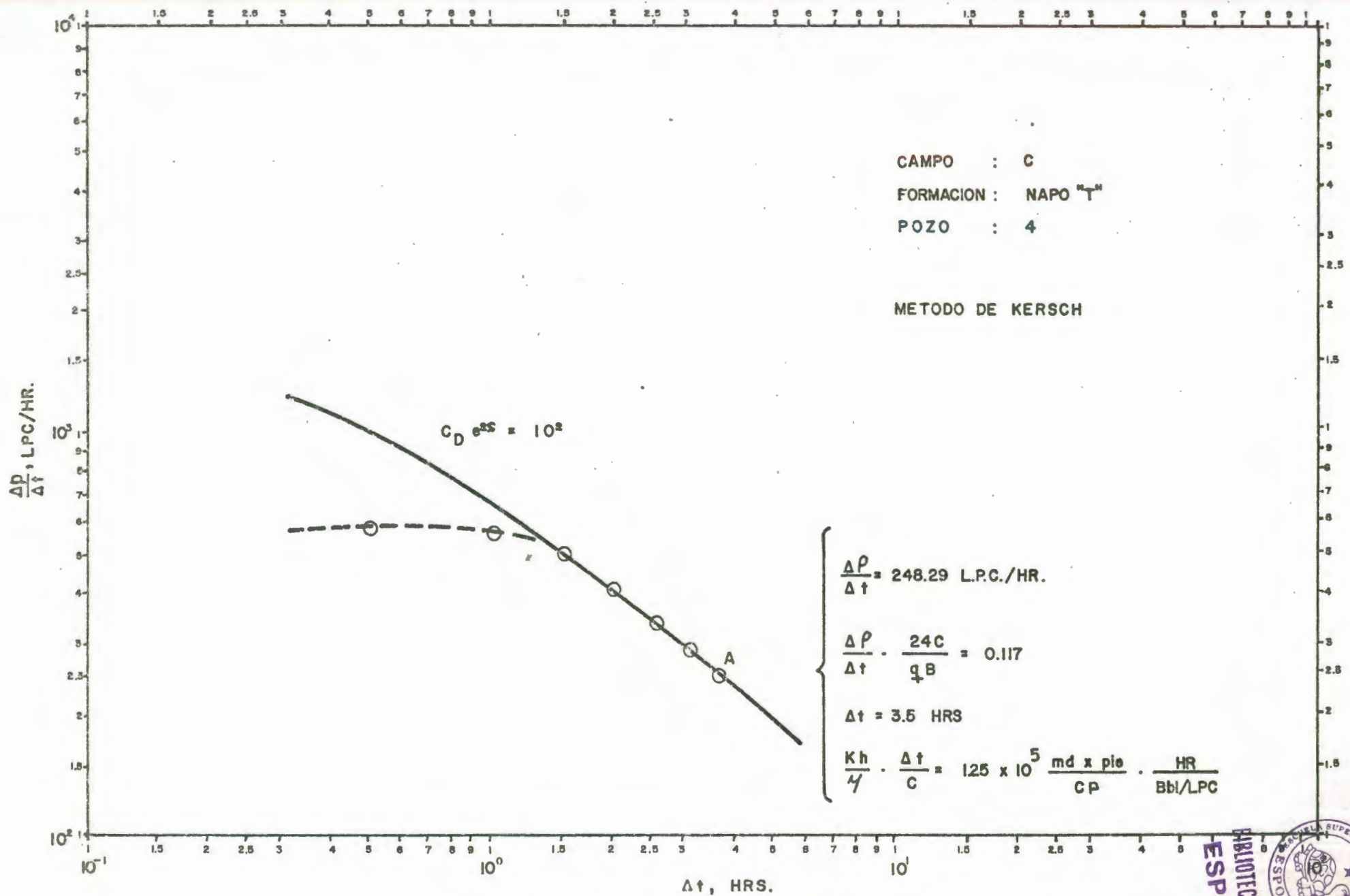
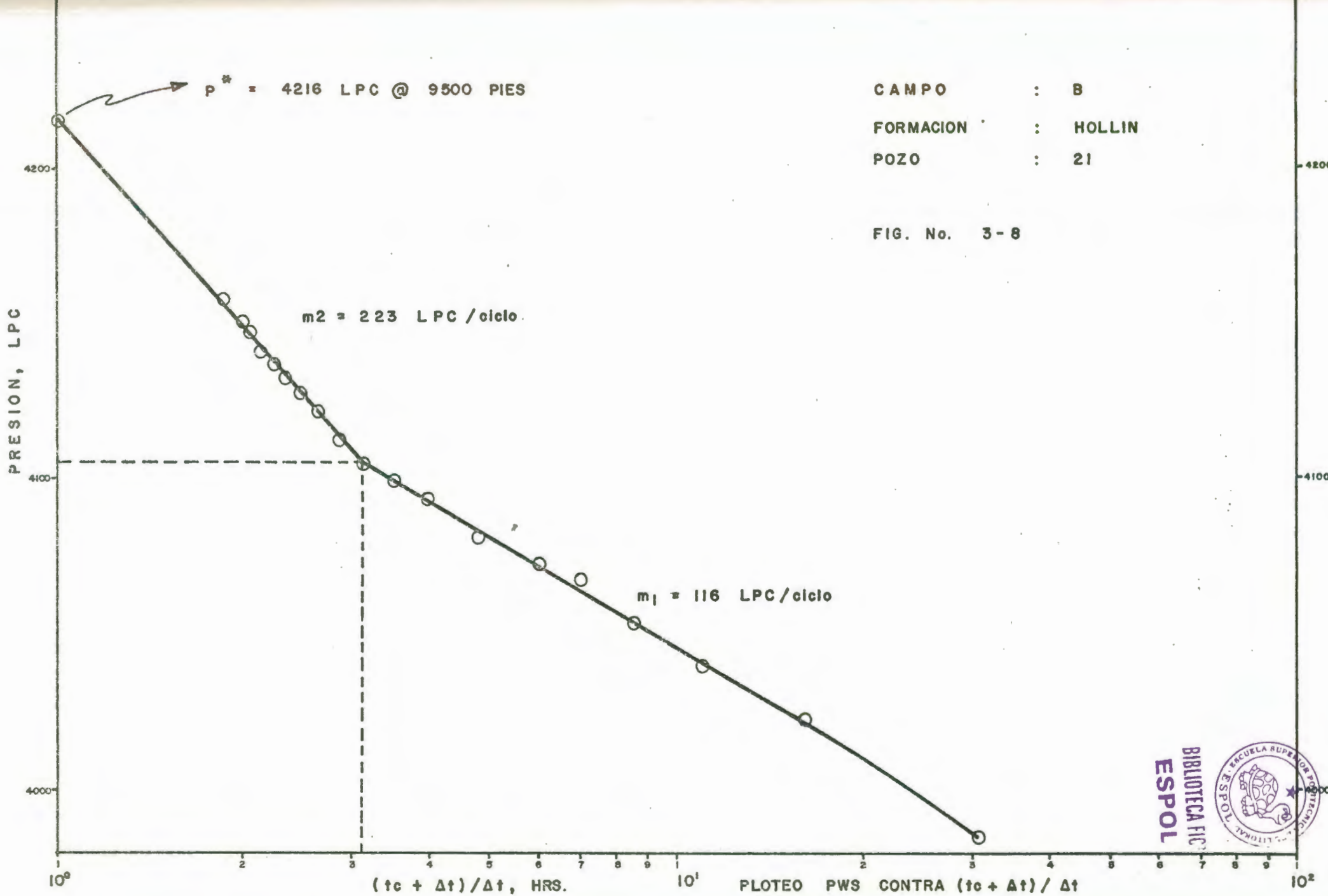
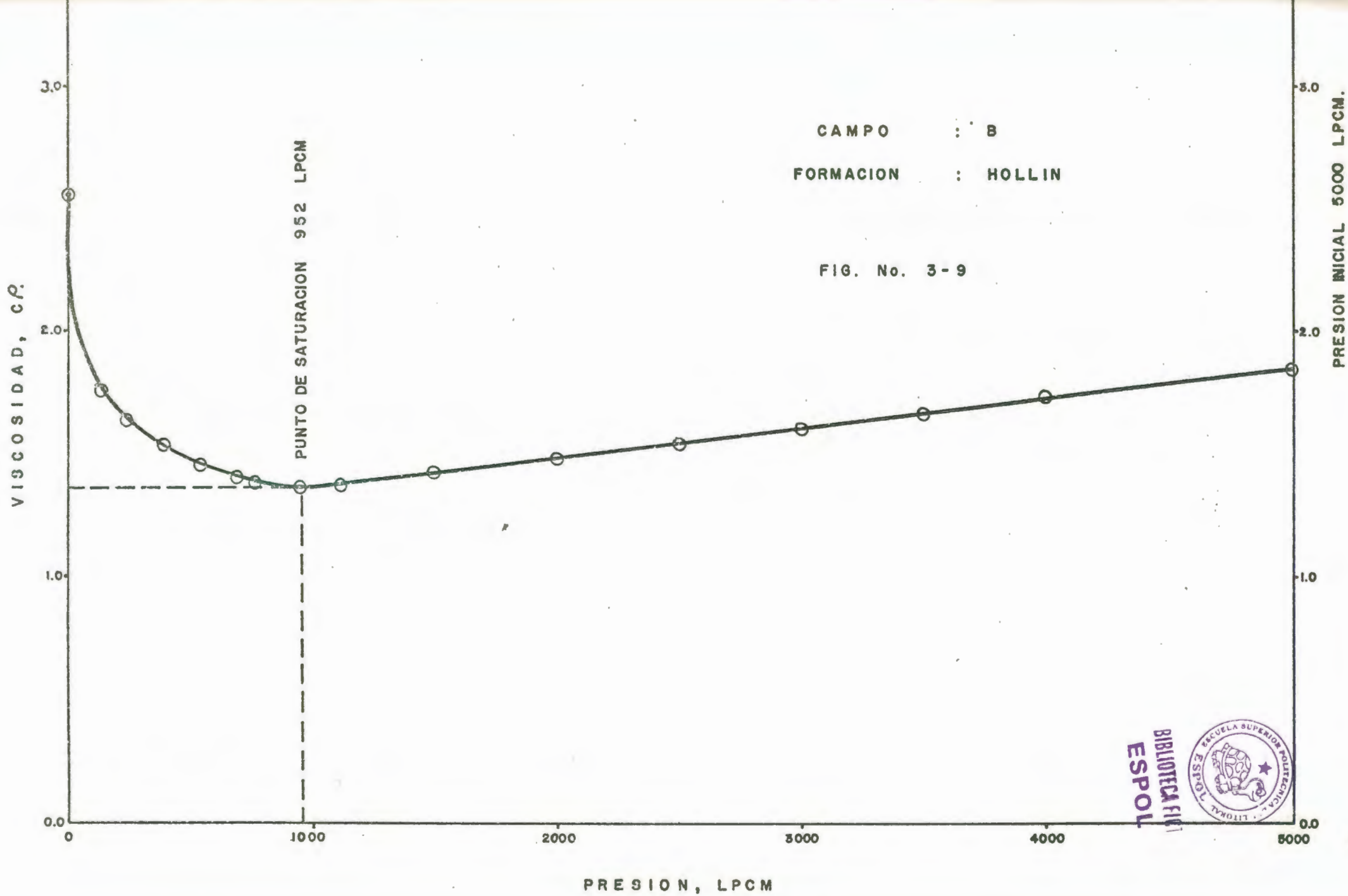
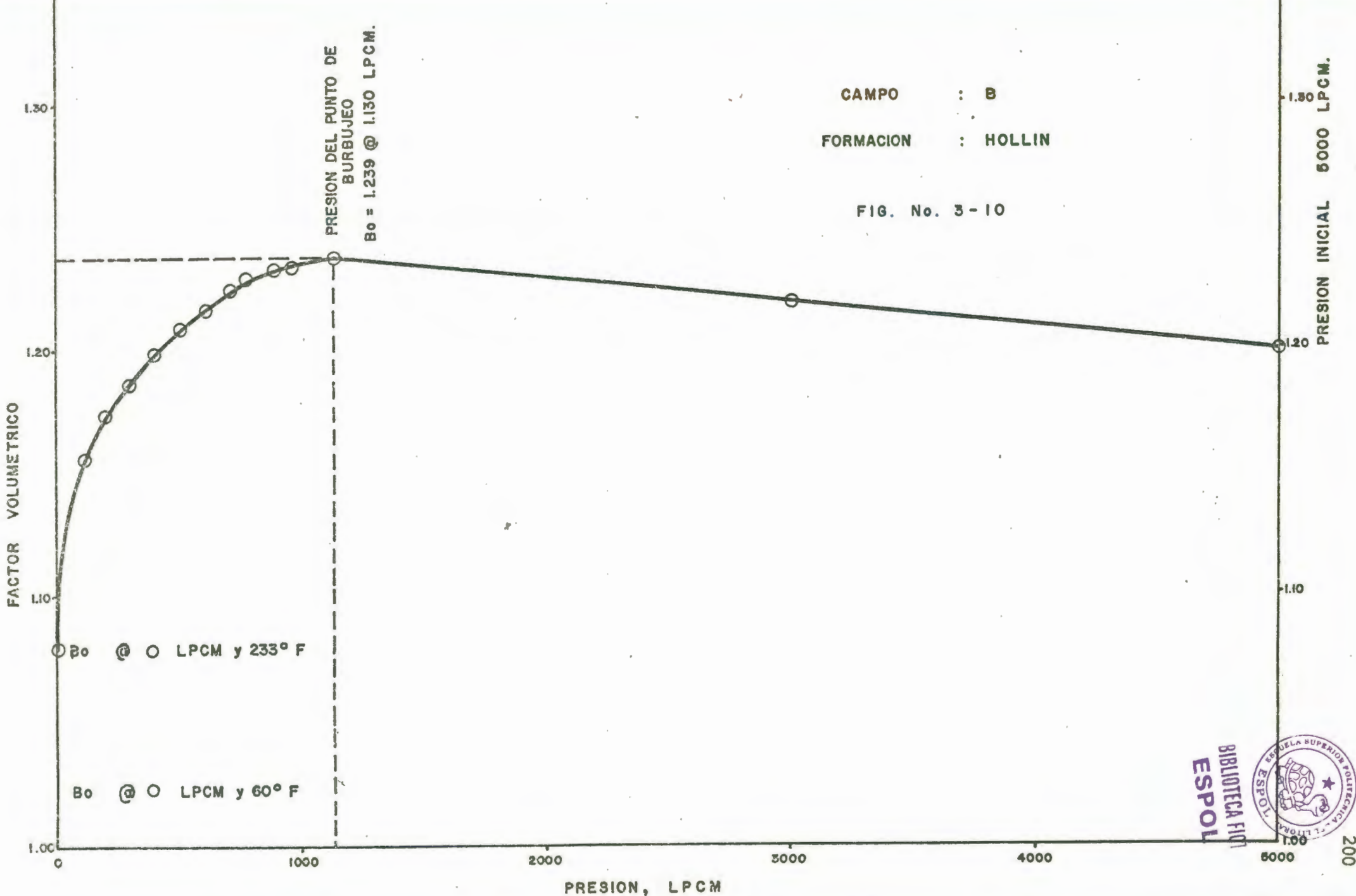


FIG. No. 3-7, PLOTÉO $\Delta P/\Delta t$ CONTRA Δt











BIBLIOTECA FICT
ESPOL

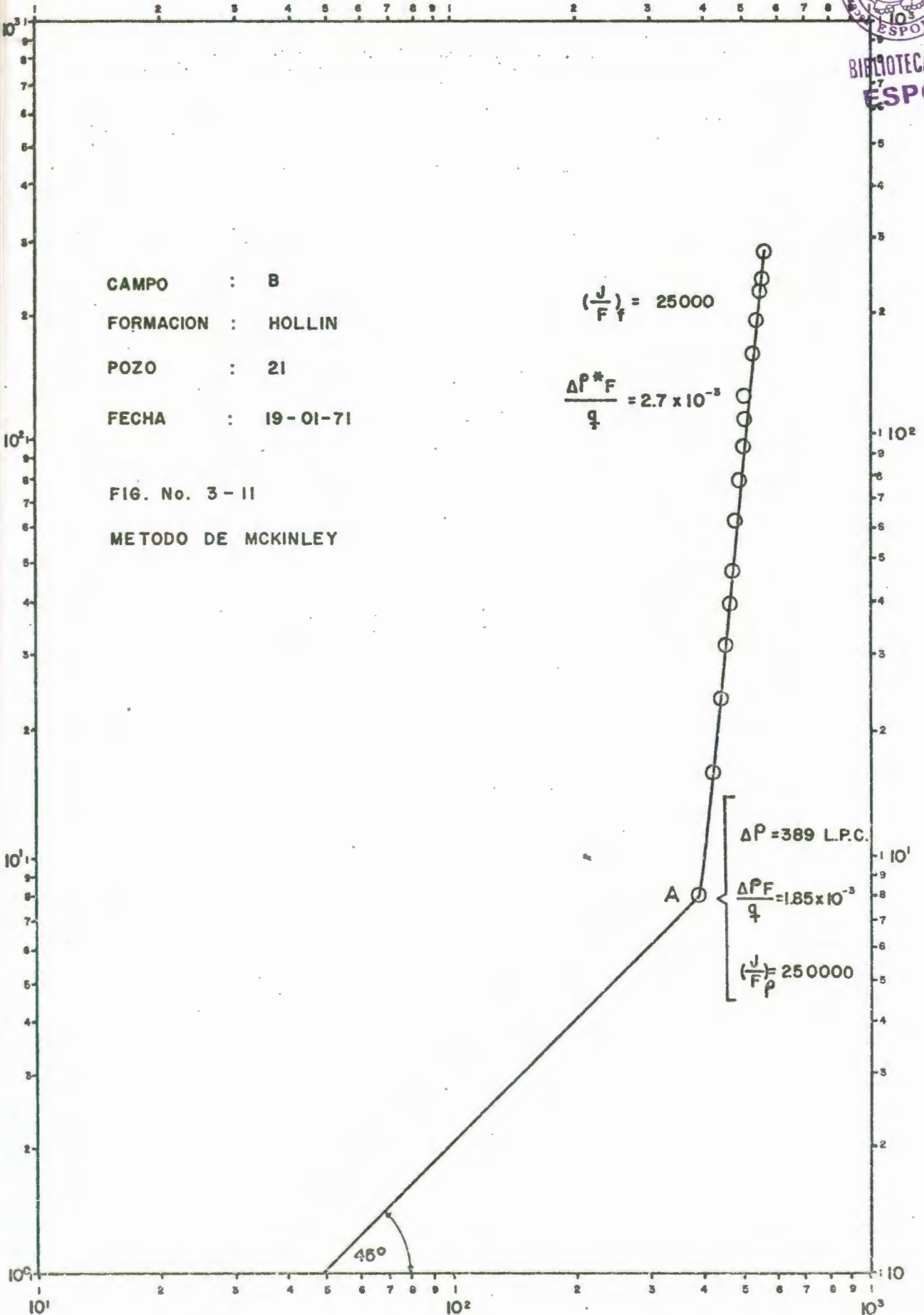
CAMPO : B
 FORMACION : HOLLIN
 POZO : 21
 FECHA : 19-01-71

$$\left(\frac{J}{F}\right) = 25000$$

$$\frac{\Delta P^* F}{q} = 2.7 \times 10^{-3}$$

FIG. No. 3-11

METODO DE MCKINLEY



$\Delta P = 389 \text{ L.P.C.}$
 $\frac{\Delta P F}{q} = 1.85 \times 10^{-3}$
 $\left(\frac{J}{F}\right) = 25000$

ΔP , L.P.C.

PLOTEO PRESION CONTRA TIEMPO



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

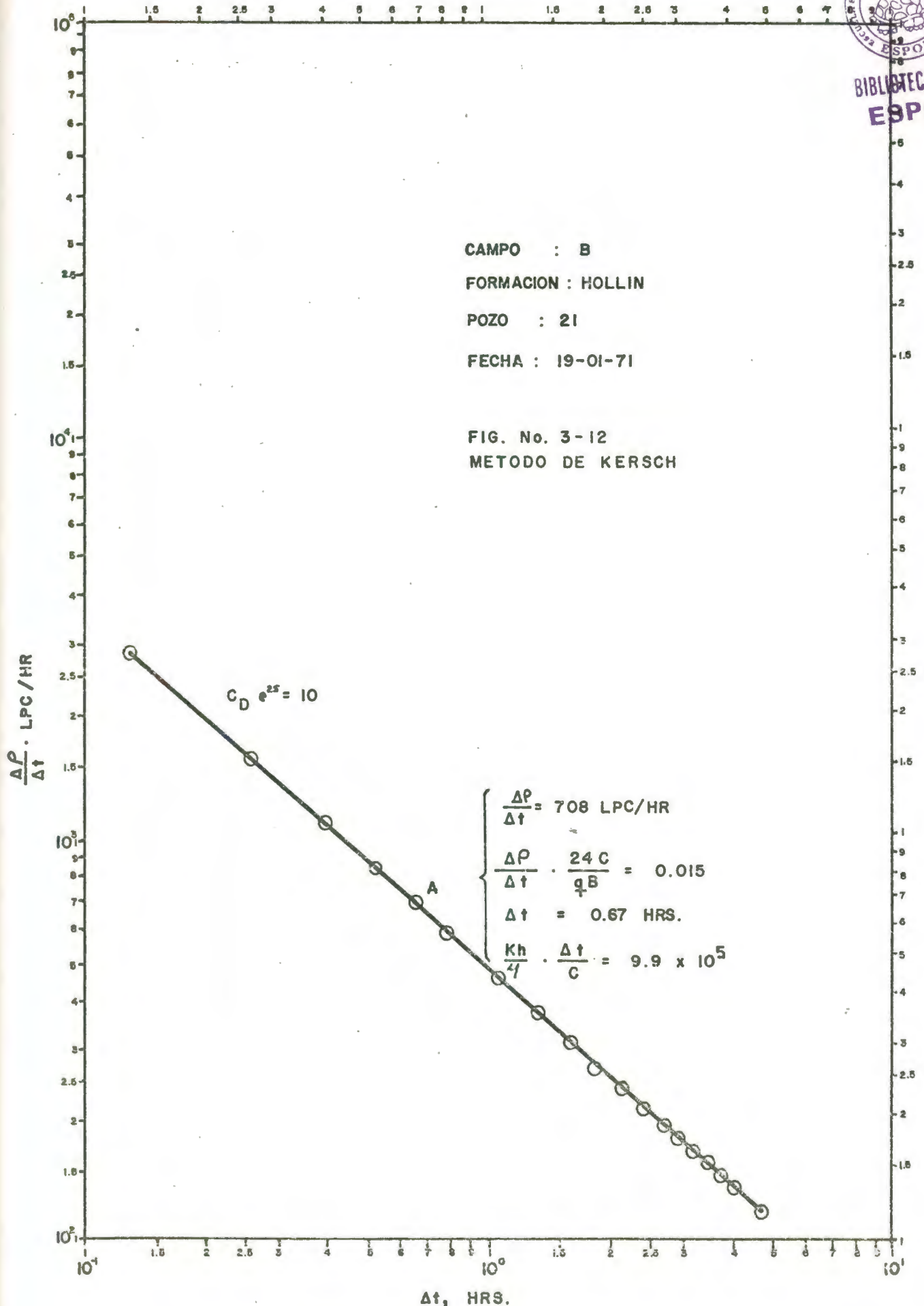
CAMPO : B

FORMACION : HOLLIN

POZO : 21

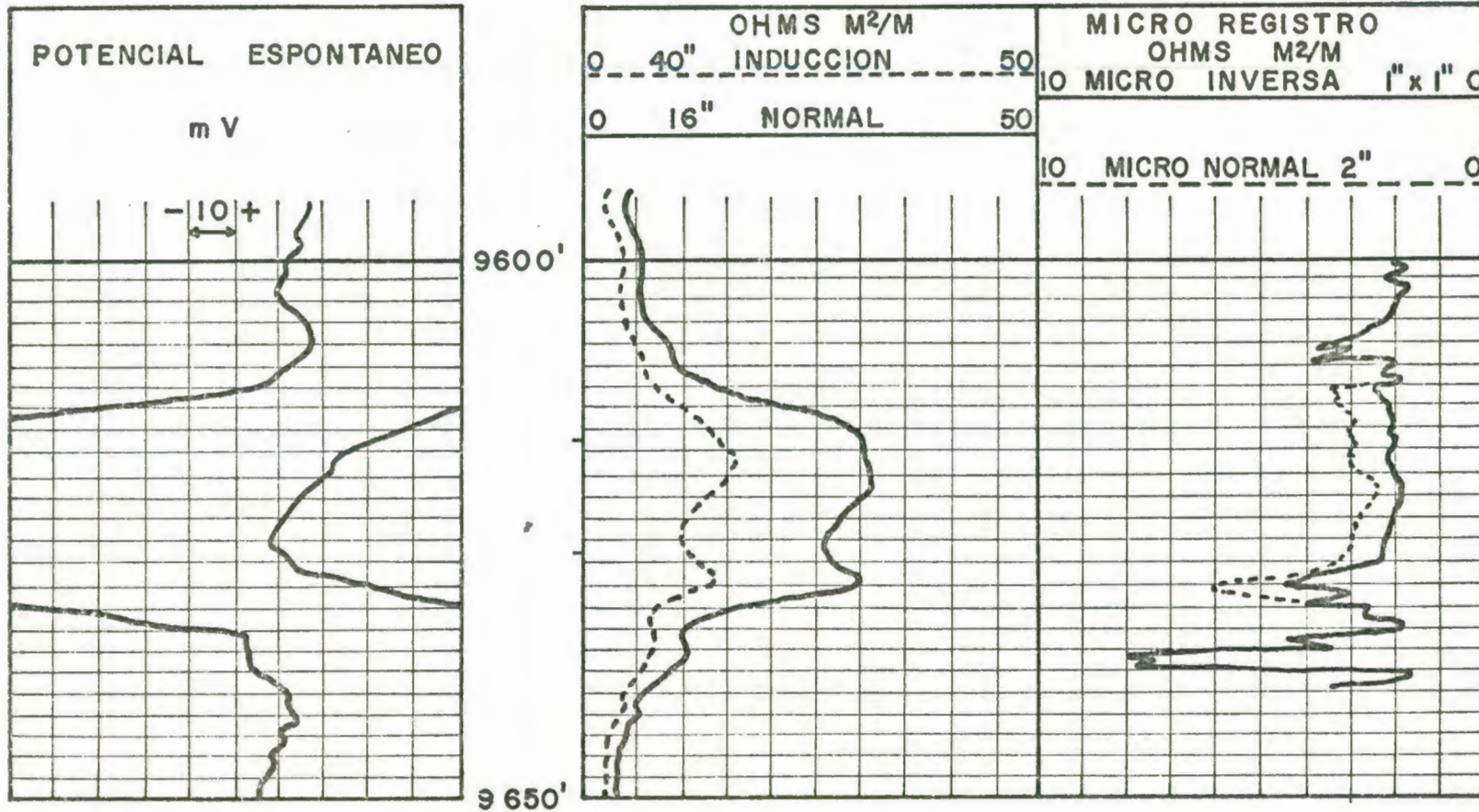
FECHA : 19-01-71

FIG. No. 3-12
METODO DE KERSCH



PLOTEO $\Delta P/\Delta t$ CONTRA Δt

FIG. No. 3-13



REGISTROS DEL POZO D-69

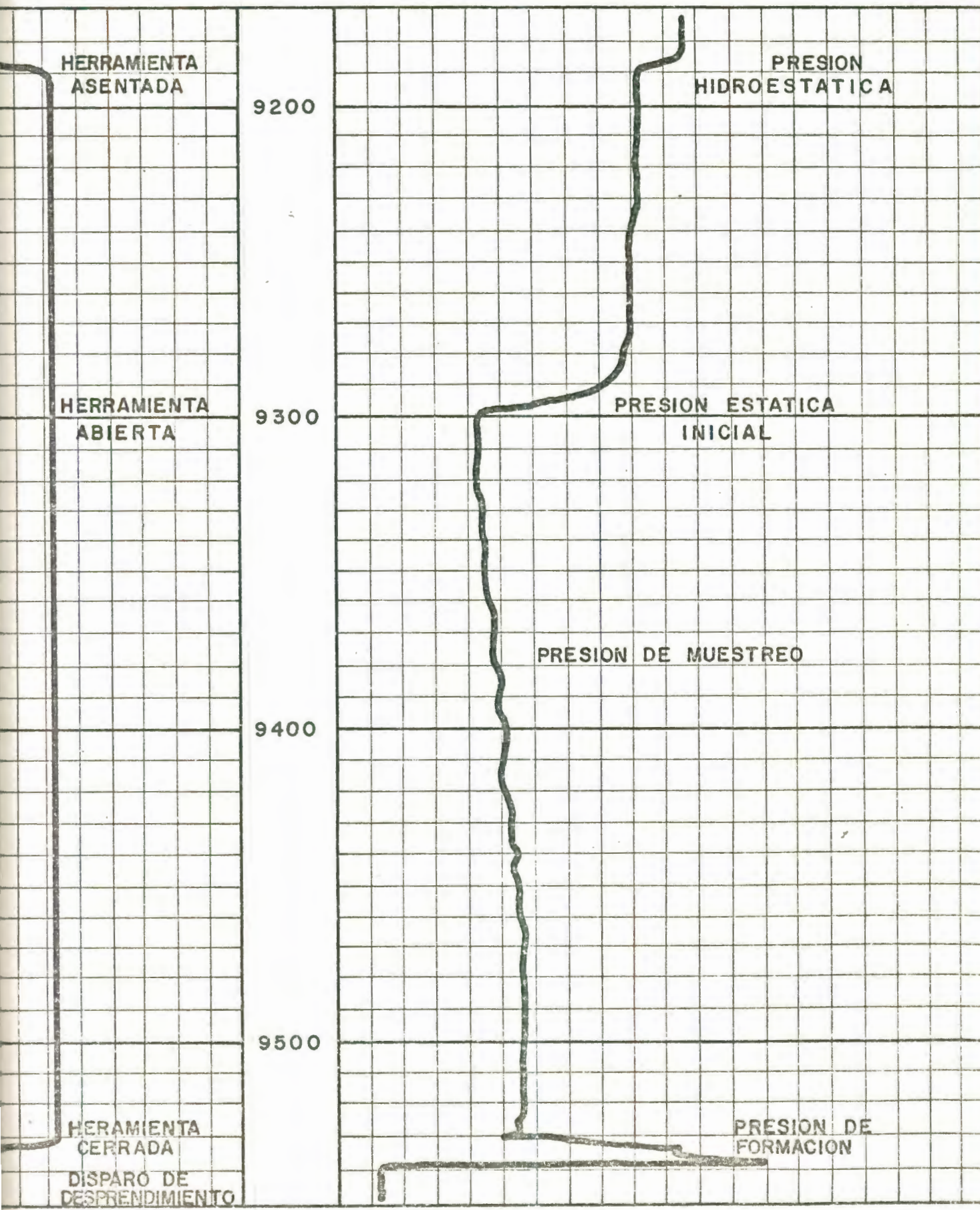
POTENCIAL
- | +
CENTRO DE CONTROL
LA SUPERFICIE

PRESION DE MUESTREO REGISTRADA

LPC x 1000

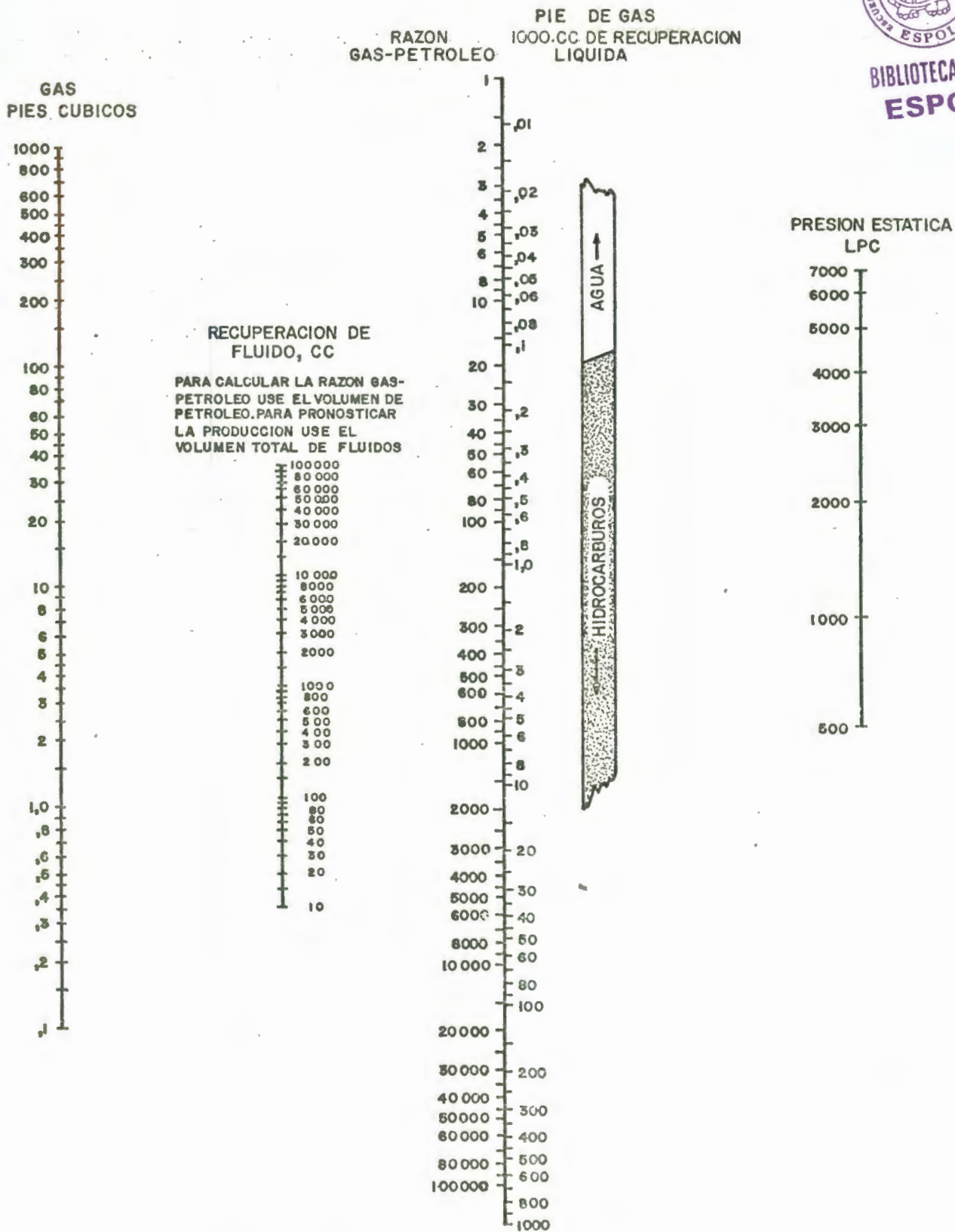
PRUEBA

16 PIES = 1 MIN



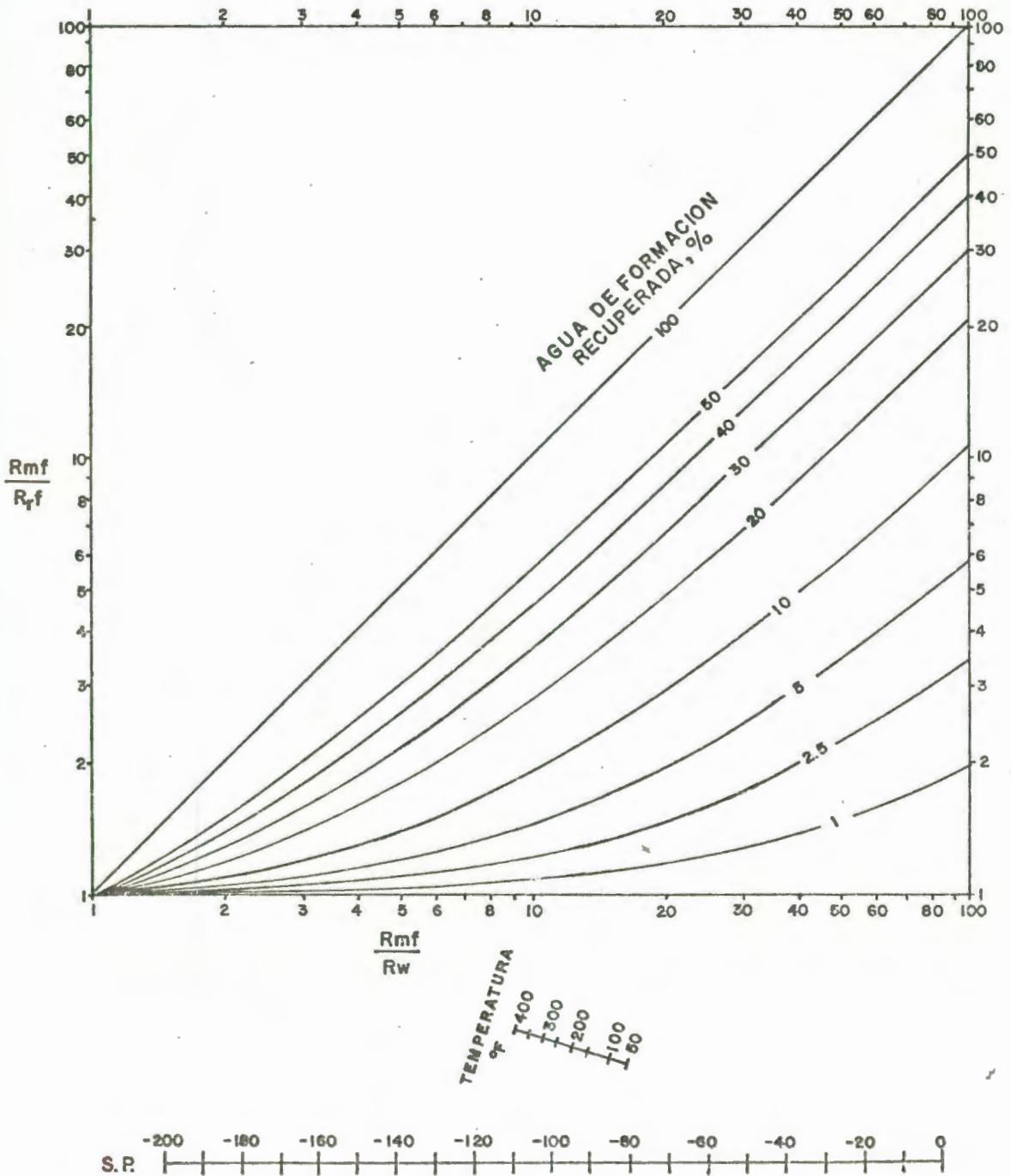


BIBLIOTECA FICT ESPOL



Determinación de la razón gas-petróleo y pronóstico de la producción

FIG. No. 3 - 15



Calculo del agua de formacion recuperado

FIG. No. 3-16

FIG. N 3-17

Determinación del porcentaje de agua en la producción

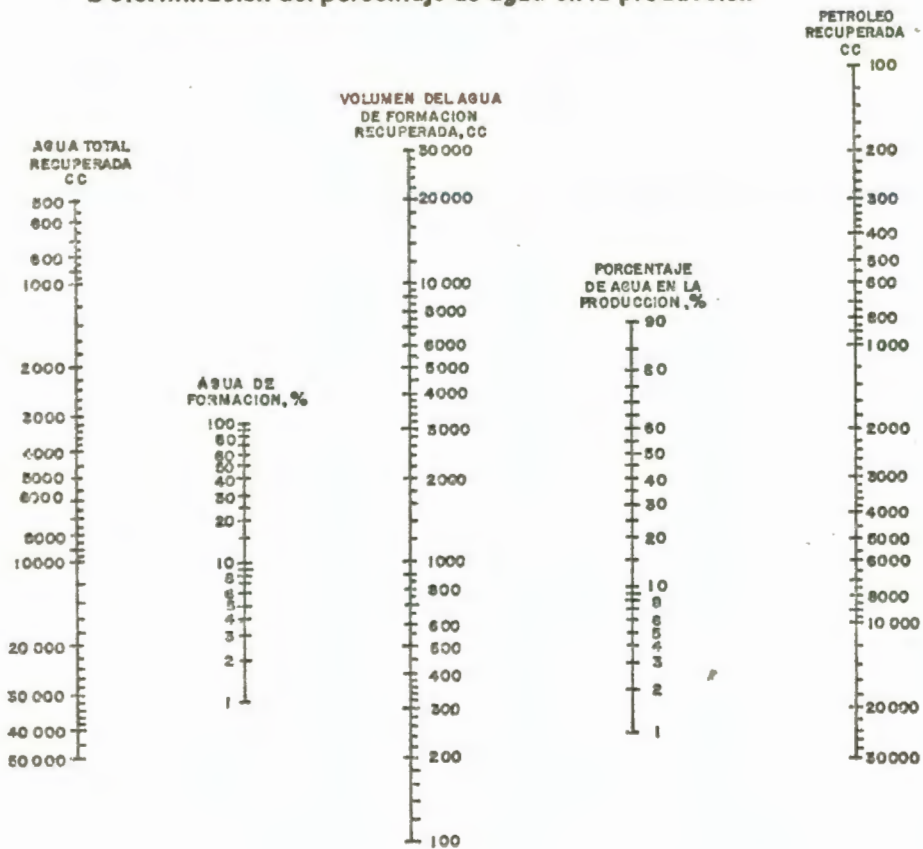
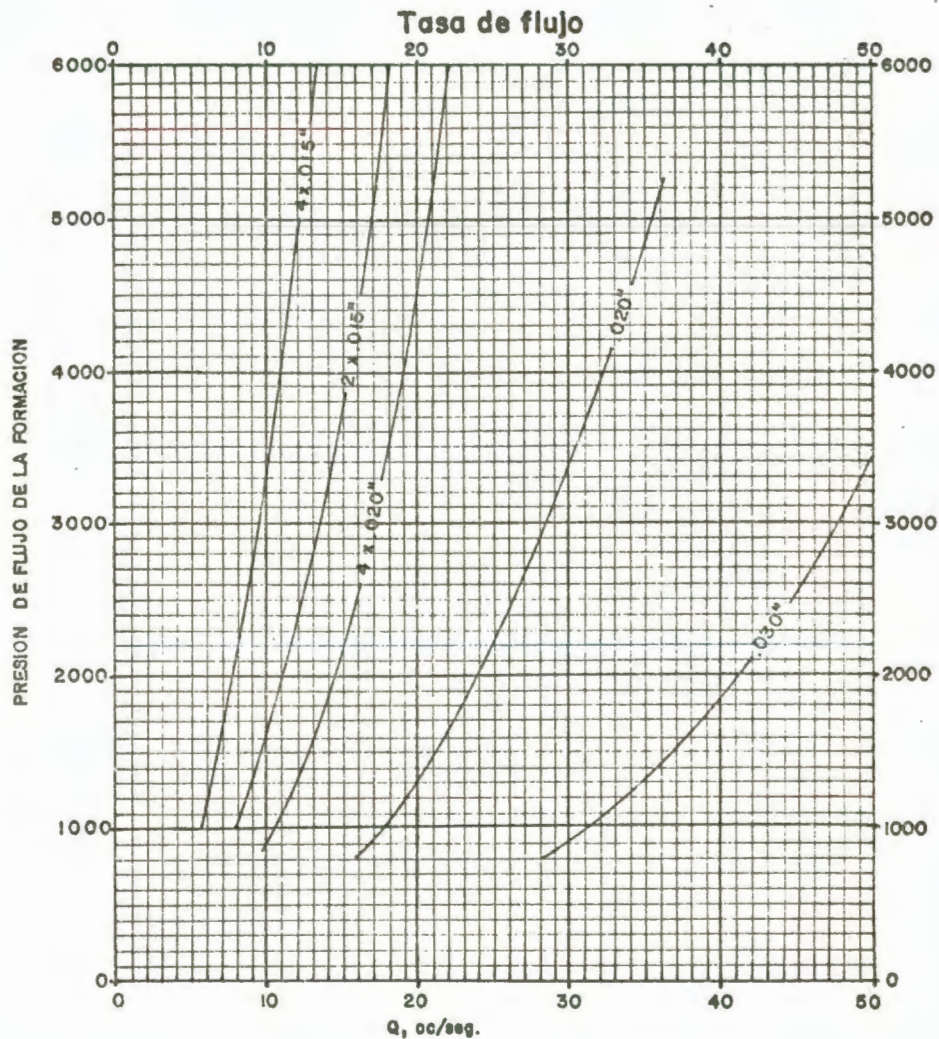
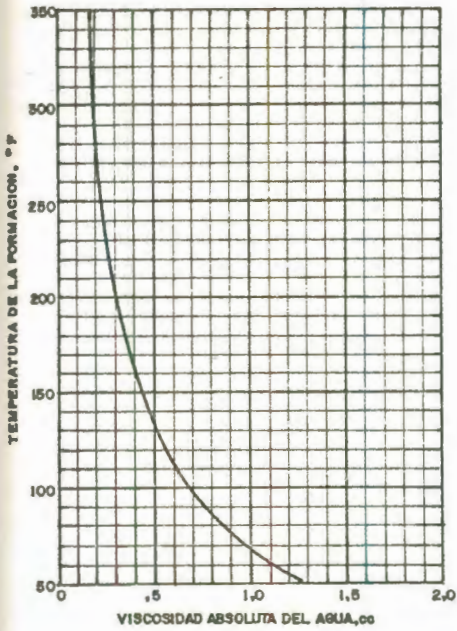


FIG. No.3-18

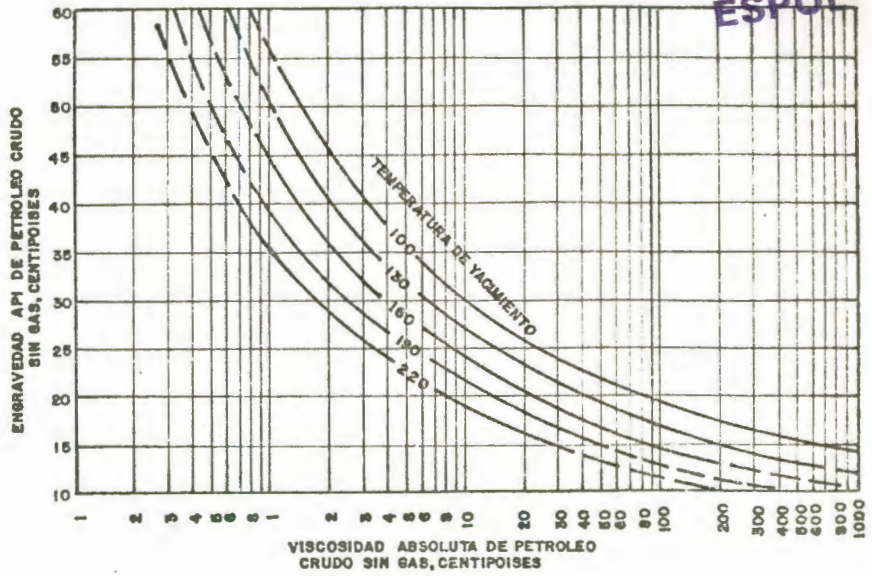


Viscosidad de agua



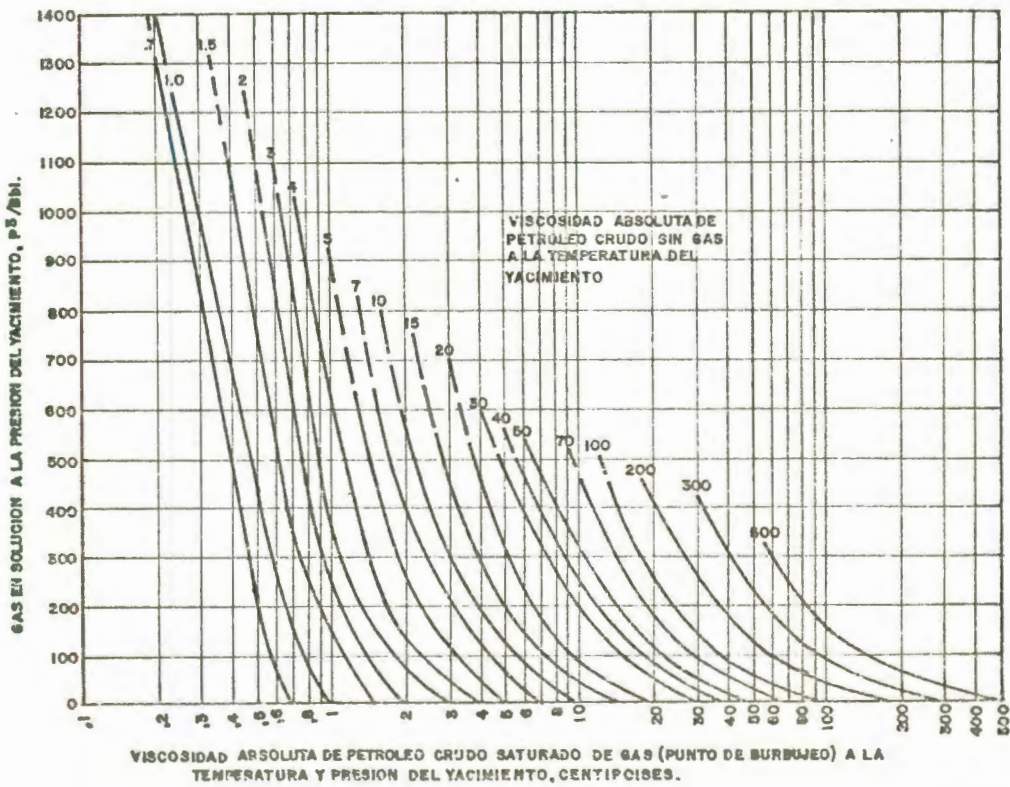
(a)

Viscosidad de petróleo crudo sin gas



(b)

Viscosidad de petróleo crudo saturado de gas



(c)

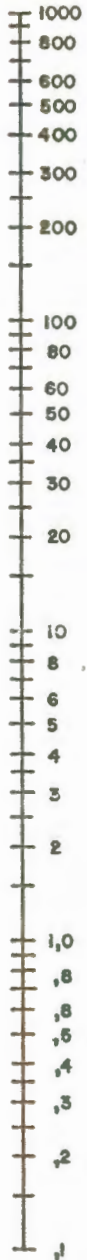
FIG. No. 3-19



BIBLIOTECA FIC
PERMEABILIDAD
ESPOL

BLOQUE O MALLA
ESNORKEL
BLOQUE DE DOBLE CANON O TUBO
ESNORKEL

TASA DE FLUJO
cc/seg.



VISCOSIDAD
CENTIPOSES



$P_s - P_f$
lpc



CALCULO DE LA PERMEABILIDAD

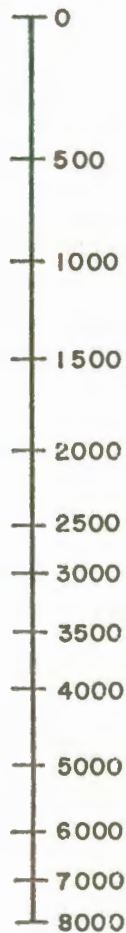
flujo esférico

FIG. No. 3-20

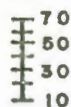


BIBLIOTECA FIC
ESPOL

RAZON
GAS
PETROLEO.



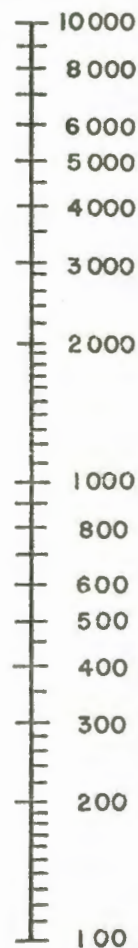
GRAVEDAD
DEL
PETROLEO
°API



PROFUNDIDAD
PIES

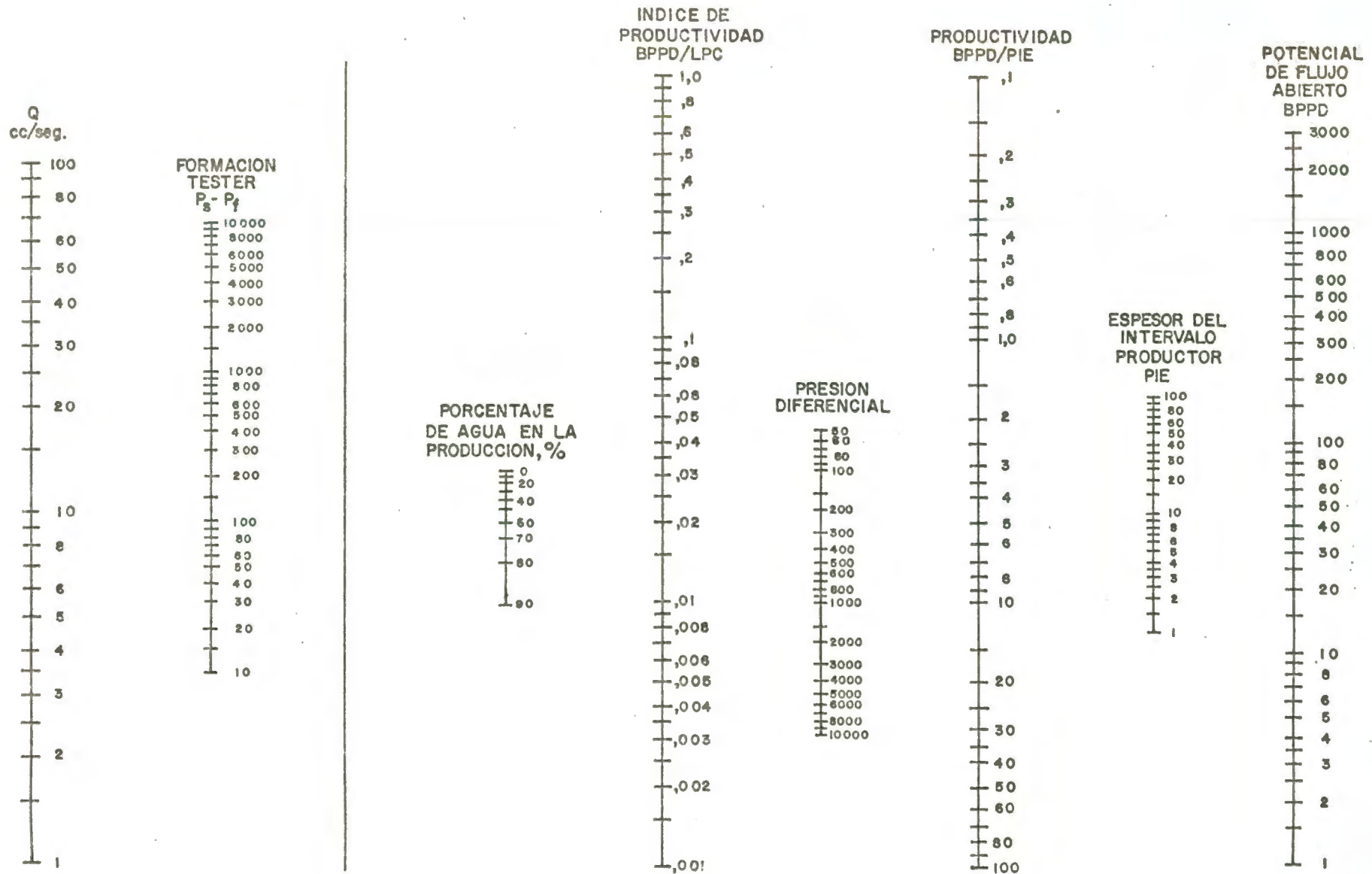


COLUMNA
DE P
LPC



Presión debida a la columna de petróleo

FIG. No. 3-21



Cálculo de la producción de petróleo



DIAGRAMA DEL TAPONAMIENTO DEL POZO D-69

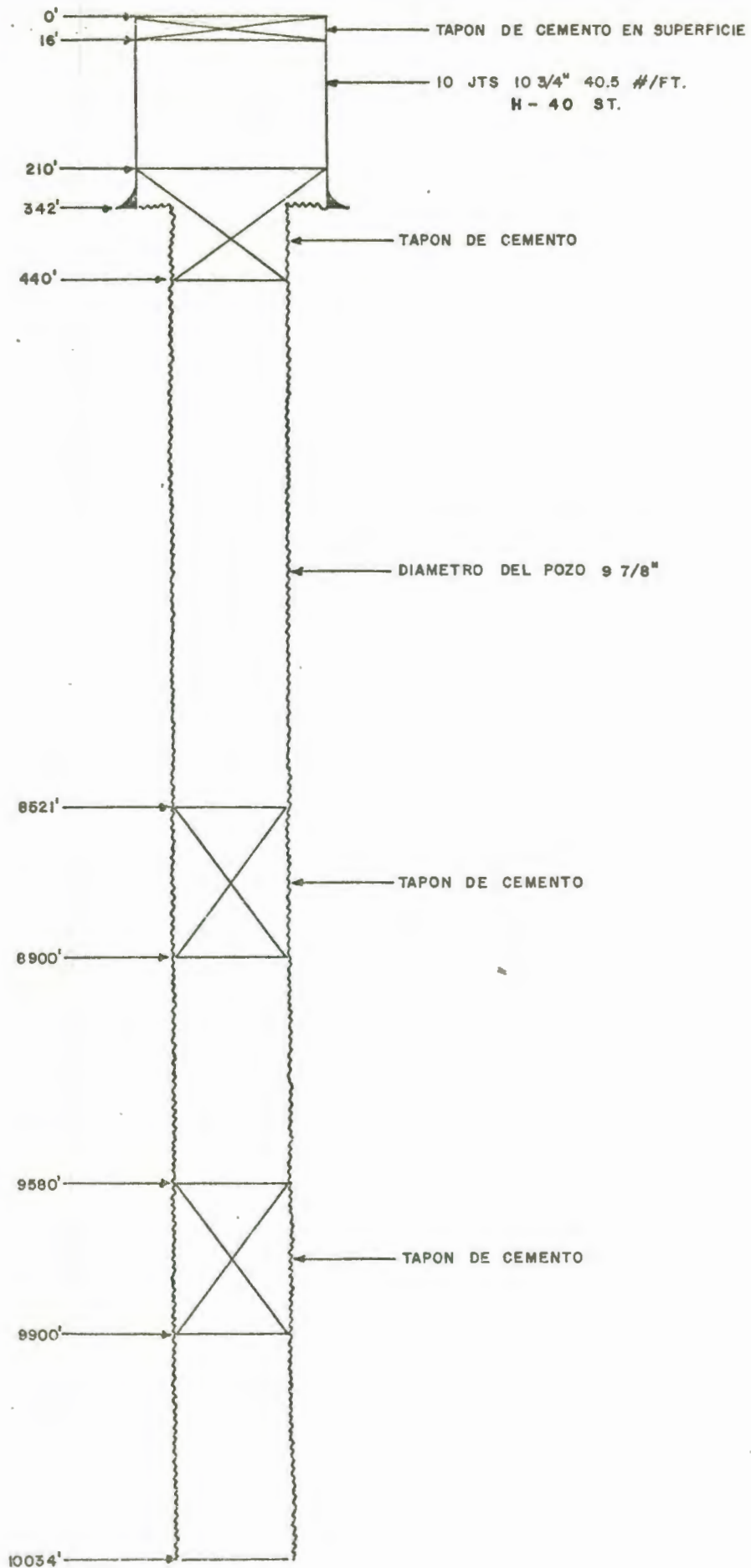
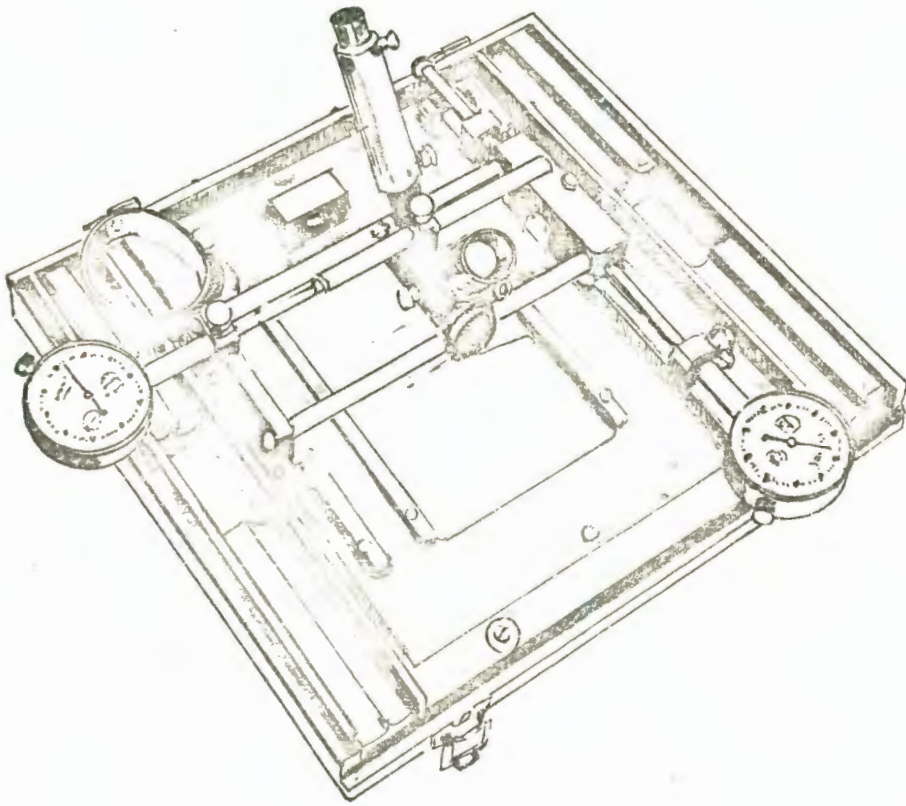
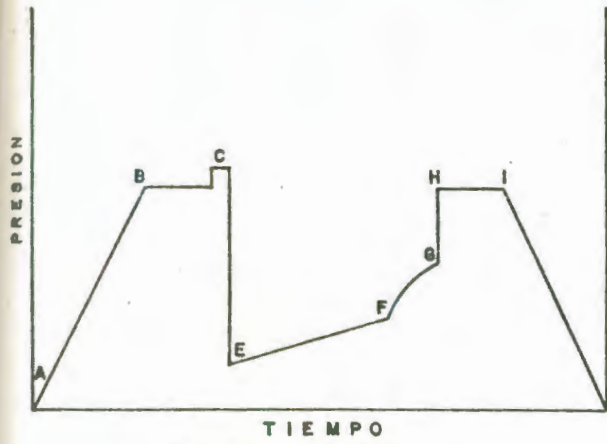


FIG. No. 3-23



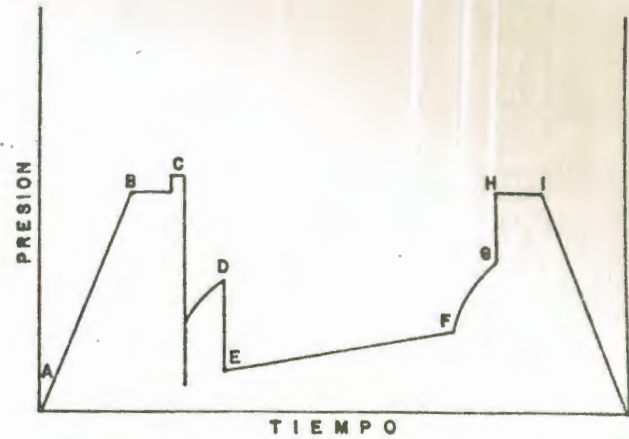
LECTOR DE CARTA MICROMETRICO

FIG. No. 5-1



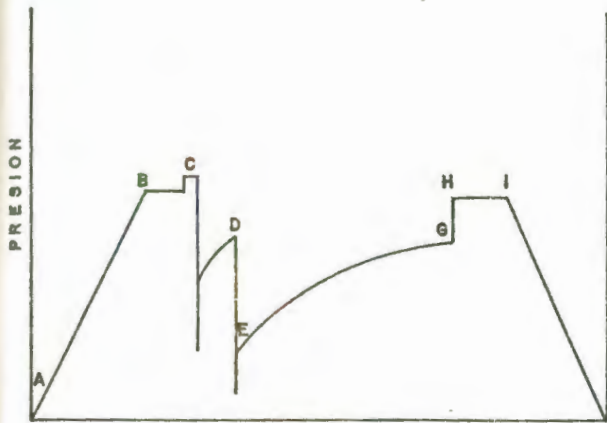
CURVA NORMAL

Fig. No. 5-3



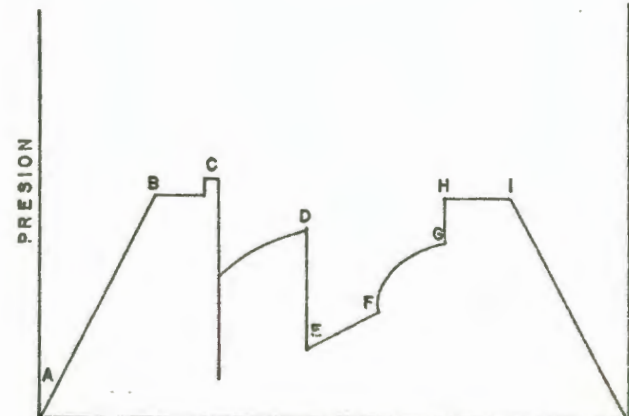
DOBLE CIERRE DE PRESION

Fig. No. 5-4



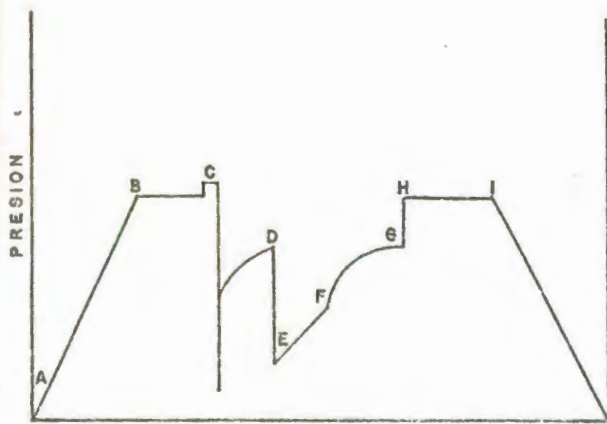
ALTA PERMEABILIDAD SIN EFECTO DE DAÑO

Fig. No.5-5



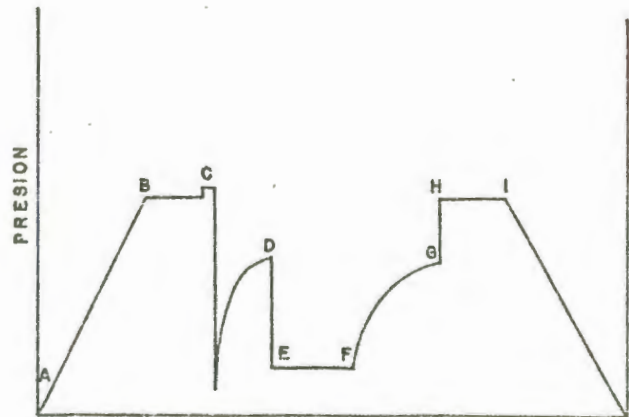
ALTA PERMEABILIDAD. GRAN DAÑO

Fig. No.5-6



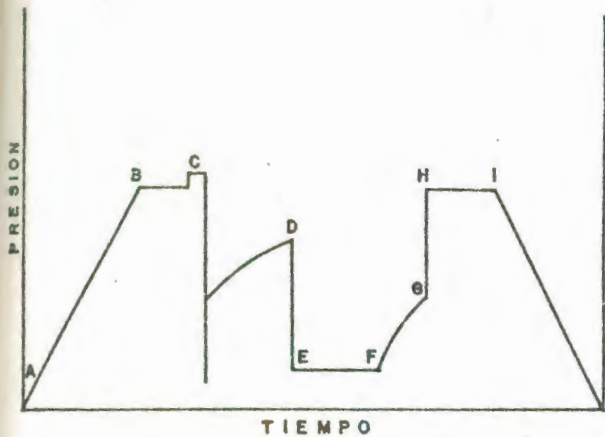
PERMEABILIDAD MEDIA SIN DAÑO

Fig. No.5-7



PERMEABILIDAD MEDIA GRAN DAÑO

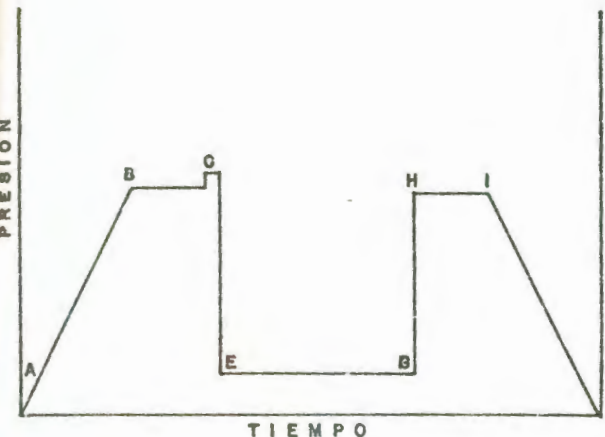
Fig. No.5-8



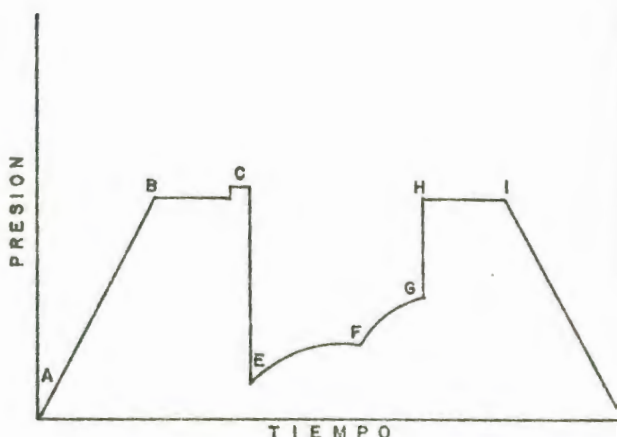
PERMEABILIDAD BAJA SIN DAÑO
Fig. No.5-9



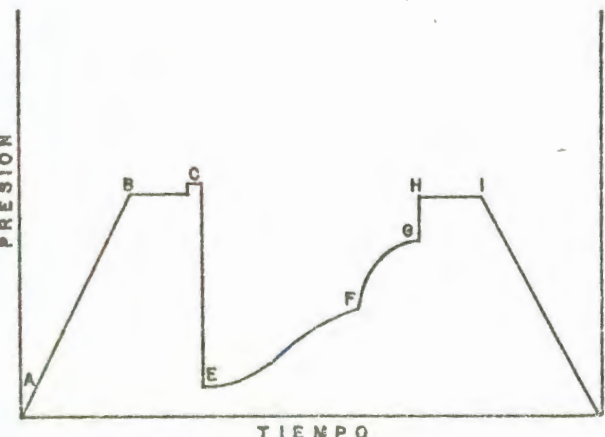
PERMEABILIDAD BAJA GRAN DAÑO
Fig. No.5-10



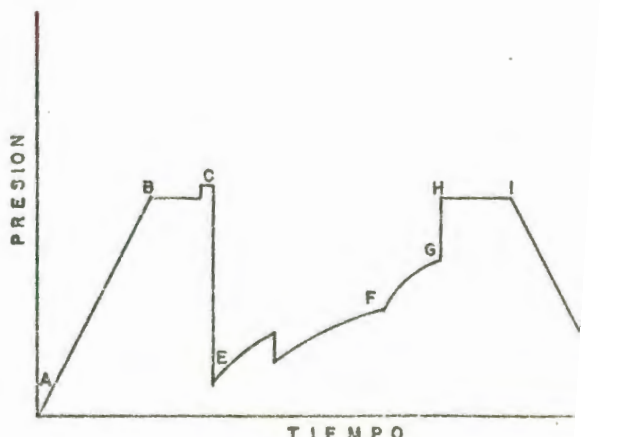
PERMEABILIDAD MINIMA
Fig. No.5-11



TAPONAMIENTO DE ARENAS
Fig. No.5-12



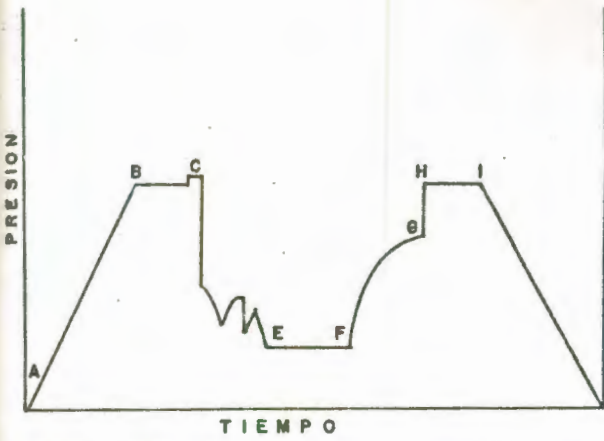
TAPONAMIENTO PARCIAL DE LA FORMACION
Fig. No.5-13



TAPONAMIENTO PARCIAL DEL PROBADOR
Fig. No.5-14

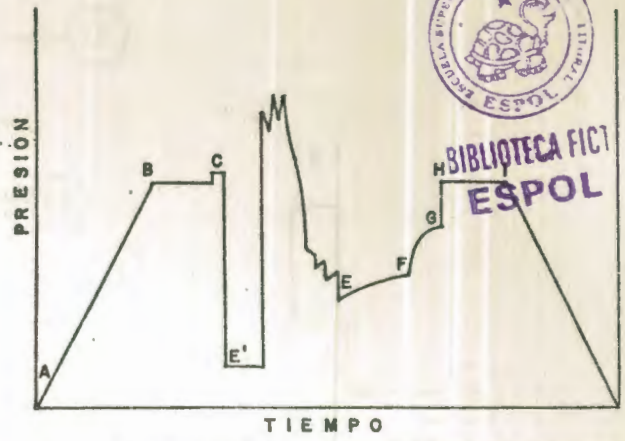


BIBLIOTECA FICT ESPOL



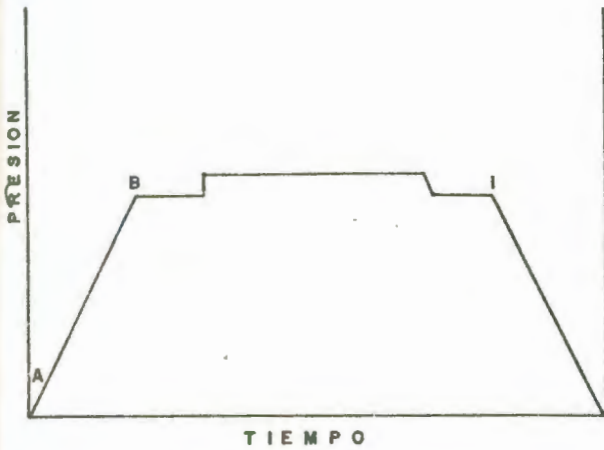
TIEMPO

POZO PISTONEADO ANTES DE PRODUCIR
Fig. No. 5-15



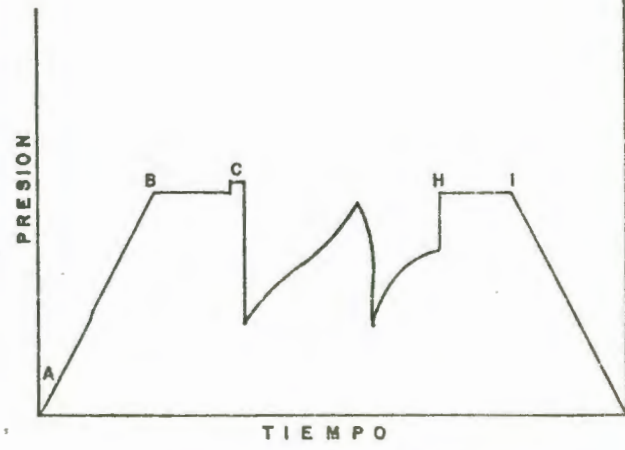
TIEMPO

POZO TRATADO Y PISTONEADO ANTES DE PRODUCIR
Fig. No. 5-16



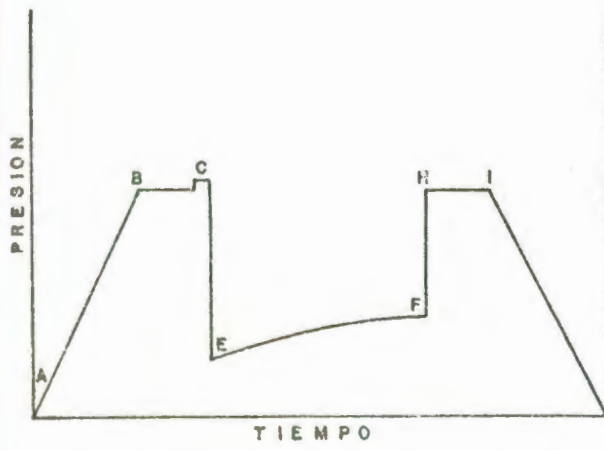
TIEMPO

FALLA DEL EQUIPO
Fig. No. 5-17



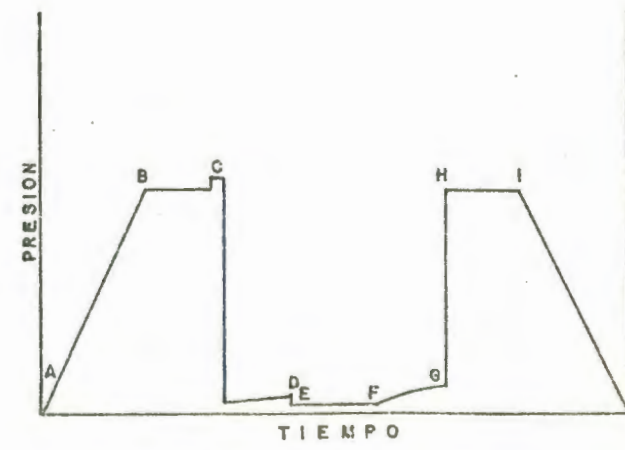
TIEMPO

FALLA DE LA EMPACADURA
Fig. No. 5-18



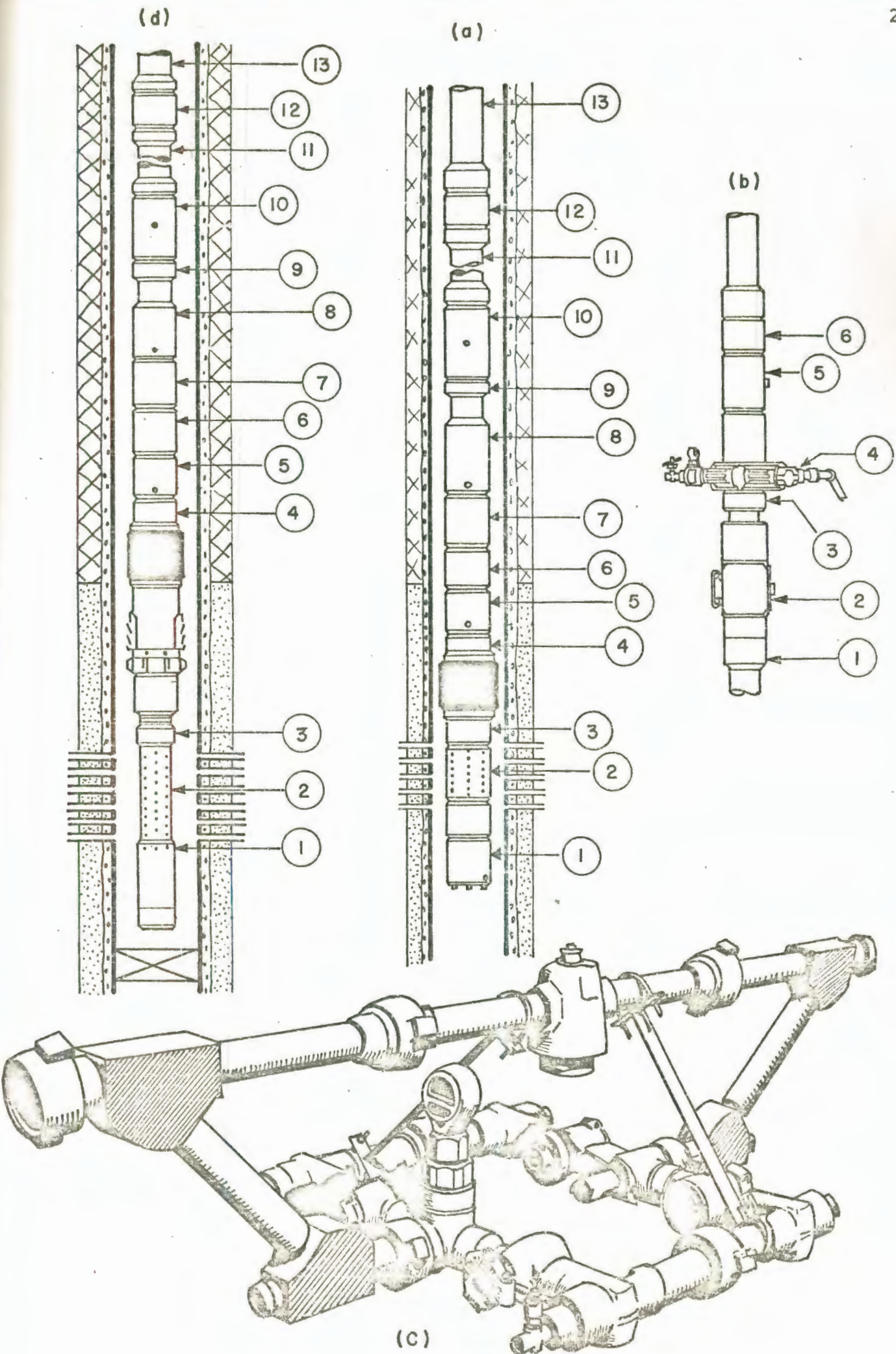
TIEMPO

NO REGISTRA CIERRE DE PRESION
Fig. No. 5-19



TIEMPO

CURVA DE PRESION DE UNA ZONA NO PRODUCTIVA
Fig. No. 5-20

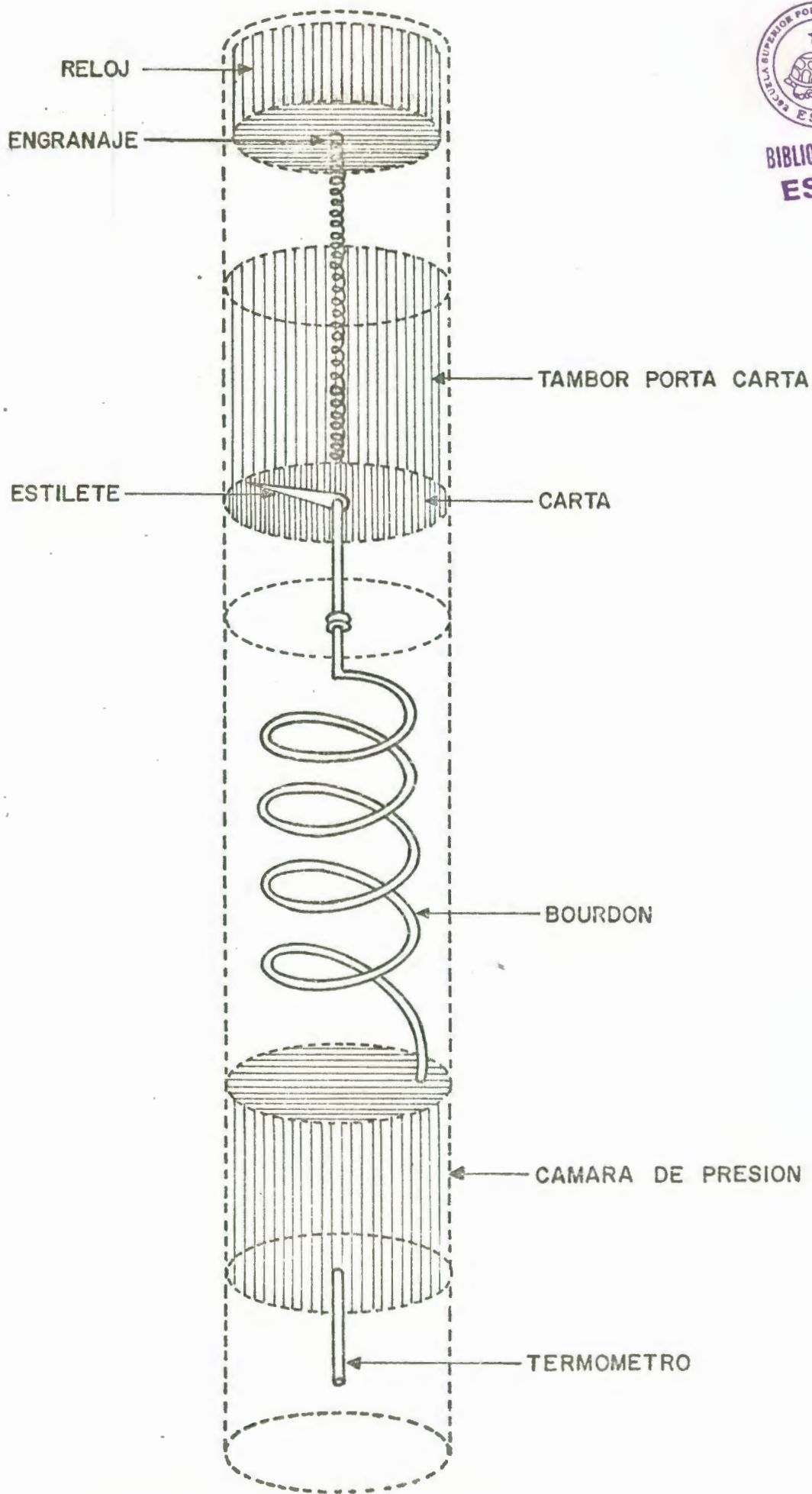


EQUIPO PROBADOR DE FORMACION MECANICO

FIG. No. 6 - 1



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



REGISTRADOR DE PRESION "AMERADA"

FIG. No. 6-2

SEPARADOR BIFASICO HORIZONTAL PORTATIL

Fig. No.6-3

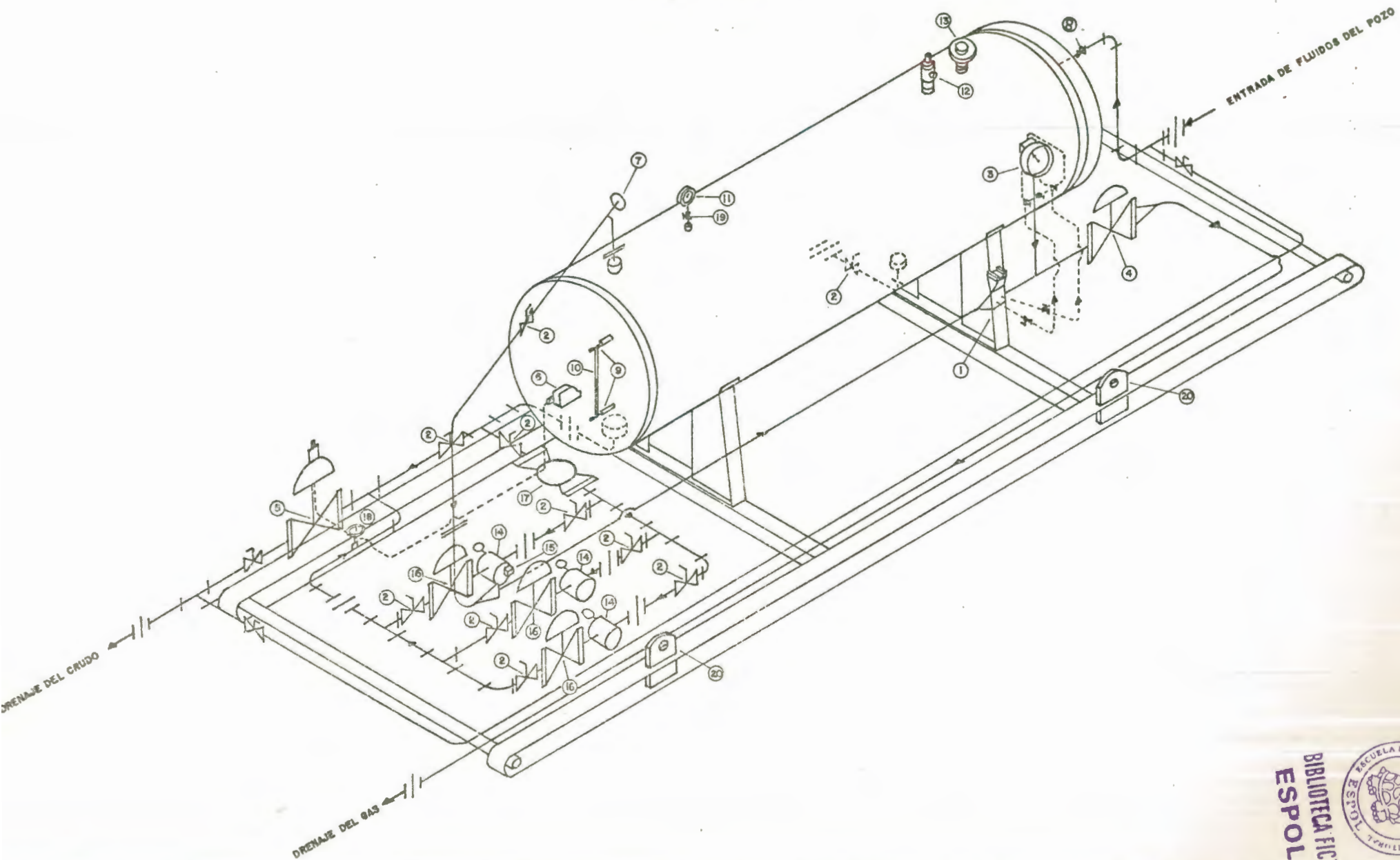


FIG. No. 6-4.- DIAGRAMA OPERACIONAL DEL EQUIPO PROBADOR DE FORMACION



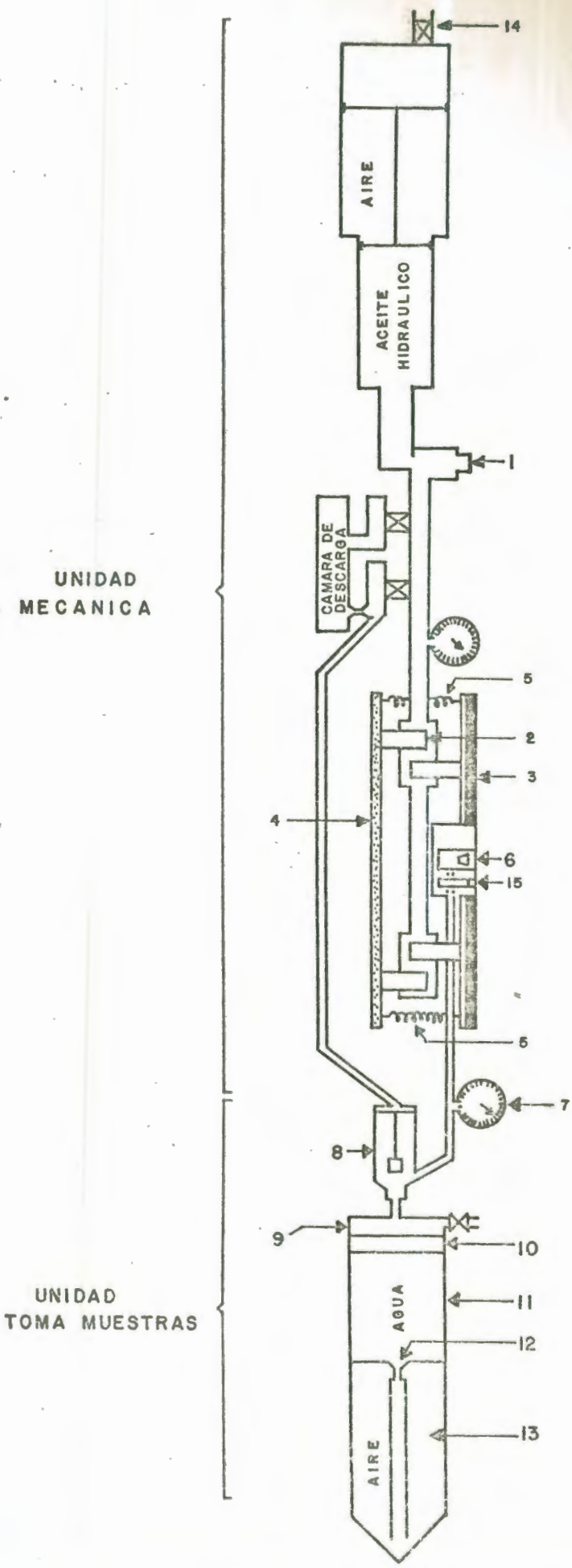


FIG. No. 6-5, DIAGRAMA DEL EQUIPO PROBADOR DE FORMACION ELECTRICO

CAPITULO XI
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS



1. MUSKAT, "Use of Data on the build up of Bottom hole pressures", AIME 1937.
2. MILLER, DYES y HUTCHINSON, M.D.H., Estimation of permeability and reservoir pressure from bottom - hole pressure build up characteristics", AIME 1950.
3. HORNER, "Pressure build up in Wells", 1951.
4. MATTHEWS, BRONS y HAZEBROEK, M.B.H., "A method for Determination of average pressure in a bounded reservoir", AIME 1954.
5. GLADFELDER y ASOCIADOS, "Selecting wells which will respond to production, stimulation treatment", Drill a prod. Pract., API 1955.
6. STEGENEIER y MATTHEWS, "A study of anomalous pressure build up behavior", AIME 1958.
7. DIETZ, "Determination of average reservoir pressure from build up Surveys", JPT 1965.
8. RUSSELL, "Extensions of pressure build up analysis", JPT, 1966.
9. COOPER y PAPADOPULOS, "Response of finite - diameter Wells to an instantaneous charge of water", Water resources research, 1967.

10. RAMEY, "Short time well test data interpretation for oil wells in the presence of skin effect and well bore storage", JPT 1970.
11. AGARWAL, "An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid fluid", SPE 1970.
12. MCKINLEY, "Wellbore transmissibility from after flow dominated pressure build up data", JPT 1971.
13. KERSH, EARLOUGHER, "Analysis of short-time transient test data by type - curve matching", AIME 1974.
14. HUCK, "Ecuación de difusividad soluciones y aplicaciones", 1972.
15. NESPOIL, "Revisión 1964 de la evaluación básica de la formación", Johnston Testers 1964.
16. MIRANDA, "Análisis prácticos comparativo entre los métodos recientes de McKinley y Ramey y los convencionales en pruebas de presión", 1973.
17. COBOS, "Evaluación técnica y completación de pozos exploratorios en el Oriente Ecuatoriano", 1975.
18. PIRSON, "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", 1965.
19. CRAFT, HAWKINS, "Ingeniería aplicada de Yacimientos Petrolíferos", 1959.
20. ACURERO, "Producción de Pozos Petroleros. Flujo Natural", 1973.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

21. MELZI, "Desarrollo e interpretación de los ensayos de formación (DST)", 1970.
22. BRAVO, "Comparación de Métodos para determinar la distancia a la falla por medio de la curva de restauración de presión", 1968.
23. MANUCCI, PEROZO, LAZARDE, "Aplicación de nuevas técnicas a pruebas de presión", 1971.
24. LICHAA, "Notas sobre análisis de pruebas de Pozos", 1971.
25. CRAFT, HOLDEN and GRAVES, "Well design: Drilling and Production", 1962.
26. MIRANDA, "Análisis práctico de los efectos de almacenaje y límite de Yacimientos en pruebas de restauración de presión", 1976.
27. VAN EVERDINGEN, "The skin effect and its influence on the productive capacity of a Well", AIME 1953.