

01174
1
rej.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

FACULTAD DE INGENIERIA.

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO.

CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS.

01174
1981

TESIS QUE
PRESENTA

JOSE S. BASSO ALVAREZ
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D.F., 1981.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

C O N T E N I D O .

	Pag.
INTRODUCCION	1
RESUMEN	3
1. ANALISIS DE NUCLEOS	4
1.1 Nucleos orientados	6
1.2 Indice de Intensidad de fracturas	6
1.3 Indice de Densidad de fracturas.	8
2. CAMARAS FOTOGRAFICAS	11
3. REGISTROS GEOFISICOS DE EXPLOTACION	13
3.1 Registros sónicos de amplitud	13
3.2 Registros de Intensidad o Densidad variable	15
3.3 Registros de corriente enfocada	16
3.4 Combinación de dos registros de porosidad	17
3.5 Porosidad de nucleos y registros neutrónicos	18
3.6 Método de Lito-Porosidad por gráficas cruzadas ..	18
4. EVALUACION DE FORMACIONES A PARTIR DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE EXPLOTACION	25
4.1 Saturación de agua en matriz y fracturas	33
4.2 Determinación del índice de fracturas	35
5. EVALUACION DE FORMACIONES A PARTIR DE LA INTERPRETACION DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION	37
5.1 Generalidades	37
5.2 Modelo de doble porosidad	39
5.3 Tipos de flujo a través de medios porosos	40
5.4 Ecuaciones para flujo radial	43

	Pag.
5.5 Ecuaciones para flujo lineal	51
5.6 Ecuaciones para flujo esférico	56
5.7 Ecuaciones para flujo elíptico	59
5.8 Análisis de la teoría de bloques uniformes para yacimientos naturalmente fracturados	63
5.9 Métodos convencionales o semilogarítmicos	72
5.10 Método de Warren y Root-Kazemi	78
5.11 Método de curvas tipo	82
6. APLICACION DE LA TEORIA DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS A UN CASO REAL	85
7. CONCLUSIONES	89
8. NOMENCLATURA	94
9. REFERENCIAS	99
10. FIGURAS	106
11. TABLAS	107

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

En la actualidad, el petróleo representa una de las principales fuentes, tanto de energía, como de materia prima. Para obtenerlo, se explotan las grandes acumulaciones del mismo que ocurren en los yacimientos.

Sin embargo, las características físico-químicas - tanto de las rocas almacenantes, como de los fluidos almacenados, entre los cuales se incluye al petróleo mismo, exigen estudios cada vez mas representativos de dichas propiedades para la mejor extracción de los hidrocarburos del subsuelo.

Estudios de evaluación de formaciones en yacimientos naturalmente fracturados, requieren del conocimiento previo de ciertos factores, tales como área del yacimiento, espesor neto, factor volumétrico del aceite, porosidades de la matriz y de las fracturas y saturaciones de agua en la matriz y en las fracturas.

Establecer valores exactos de los parámetros mencionados, resulta bastante difícil dada la complejidad de este tipo de yacimientos, sin embargo, técnicas desarrolladas recientemente permiten determinar dichos valores que pueden considerarse como representativos.

Generalmente este tipo de yacimientos presentan producciones iniciales muy altas, lo que lleva al desarrollo de los mismos y pudiendo terminar en fracasos económicos, debido a las malas técnicas que pudieran aplicarse, ya que generalmente suponen que las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento despreciable y solo actúan como canales de alta permeabilidad para el movimiento del fluido, considerando a la matriz con una alta capacidad de almacenamiento pero de muy baja permeabilidad.

Cabe mencionar que la capacidad de almacenamiento de estos yacimientos varía dependiendo del grado de fracturamiento de la formación y del valor de la porosidad primaria. Por lo que se pueden tener tres casos, en el primero de ellos, la capacidad de almacenamiento en la matriz es mucho mayor que las fracturas. En el segundo caso, existe la misma capacidad de almacenamiento tanto en la matriz como en las fracturas; por lo general, esta es una combinación ideal de porosidades que ha permitido el desarrollo de grandes yacimientos en el mundo⁽¹⁻⁵⁾. En el tercer caso, todo el aceite se encuentra almacenado principalmente en el sistema de fracturas, caracterizándose este tipo de yacimientos⁷³⁻⁸² por producciones iniciales altas que declinan en tiempos relativamente cortos ya que las productividades en cada uno de los pozos dependen de la extensión y características del sistema de fracturas, porosidad y permeabilidad de la matriz.

El objeto del presente trabajo es presentar las técnicas para la evaluación de yacimientos naturalmente fracturados y representa una investigación bibliográfica así como las experiencias del autor en el estudio de este tipo de yacimientos.

R E S U M E N

En este trabajo se presentan técnicas para la evaluación de formaciones de yacimientos naturalmente fracturados - que incluye la determinación de algunas características físicas de la roca y la cuantificación y distribución de los fluidos que la saturan.

La obtención de la información necesaria para la aplicación de las técnicas analizadas puede ser clasificada en dos grupos principalmente. En el primero de ellos, la información se obtiene en forma directa como es el análisis de núcleos. En el segundo grupo, podemos incluir la información obtenida en forma indirecta, tales como los datos recolectados mediante cámaras fotográficas, registros geofísicos de explotación y pruebas de variación de presión.

1. ANALISIS DE NUCLEOS.

Si a un núcleo de caliza o dolomía, se le pudiera inyectar un fluido plástico a altas presiones, este fluido se distribuirá a través de todo el espacio poroso del núcleo y si de alguna manera se pudiera disolver la roca hasta lograr tener el remanente plástico del núcleo que representaría el espacio poroso, se observaría que tendría muchas formas y tamaños sin poder establecerse un patrón de porosidad y además las cavernas y fracturas serían también irregulares en forma, tamaño y dirección.

En el estudio de yacimientos naturalmente fracturados, es necesario conocer la magnitud y cantidad de fracturas que contribuyen en mayor o menor medida a la porosidad y permeabilidad. Esta información puede ser obtenida de los núcleos, único medio directo disponible por el cual las fracturas pueden ser perfectamente identificadas y analizadas.

Estos núcleos obtenidos durante la perforación de los pozos, es el único método directo para el análisis de fracturas, tanto naturales como aquellas inducidas durante la perforación del pozo.

Dichas fracturas proporcionan información sobre el grado de desarrollo del fracturamiento, es decir, información estadística sobre el espaciamiento, amplitud y orientación de las fracturas en el yacimiento⁽⁶⁾.

En el presente trabajo no se analizan técnicas de análisis de núcleos fracturados^(6,7,8) ya que no es esta la finalidad, sin embargo, se deberá tener mucho cuidado en saber distinguir fracturas naturales y fracturas inducidas durante la perforación (artificiales), en una forma cualitativa. Diversos autores^(6,9,10)

han propuesto criterios para poder diferenciarlas, los cuales a continuación son listados en orden de importancia:

Las fracturas son probablemente naturales si:

a).- La fractura se encuentra cementada. Se deberá tener cuidado que en las fracturas no se tengan depositaciones de cristales de halita debidos a la evaporación de los fluidos o de otros materiales depositados por el fluido de perforación del pozo.

b).- Las fracturas están contenidas dentro del núcleo.

c).- Se observan conuuntos de fracturas a través de todo el núcleo.

Para reconocer una fractura inducida durante la perforación, se cuenta con los siguientes indicios:

a).- No se presentan residuos de hidrocarburos o mineralización a lo largo de la superficie de la fractura.

b).- Las fracturas inducidas generalmente rompen el núcleo en dos partes iguales.

c).- La fractura presenta un ángulo muy marcado en toda la extensión del núcleo.

d).- Las fracturas inducidas presentan frecuentemente una ligera rotación a lo largo del eje del núcleo.

Las causas exactas de las fracturas inducidas no son bien conocidas, pero generalmente son el resultado de las presiones generadas durante la perforación así como el proceso de obtención de los núcleos. Aunque este tipo de fracturas inducidas no son de

importancia, se deberán considerar, ya que aumentan la transmisibilidad en las vecindades del pozo.

En algunos tipos de rocas se obtienen recuperaciones muy pobres de nucleos, pudiendo indicarnos zonas intensamente fracturadas.

1.1 NUCLEOS ORIENTADOS.

Los nucleos orientados son de gran utilidad para el análisis de rocas naturalmente fracturadas. La más importante información obtenida, es la orientación de las fracturas en el subsuelo. La técnica consiste esencialmente en colocar el núcleo en la posición que tiene en el yacimiento. Esto permite la determinación directa del echado de las fracturas.

Cabe destacar que en áreas donde el tectonismo ha sido severo, y la roca es una brecha calcarea, la porosidad observada en el núcleo⁽¹¹⁾ puede ser difícilmente clasificada como porosidad secundaria, especialmente si mineralización secundaria ha ocurrido; por otro lado, se tienen nucleos que muestran fracturas abiertas las cuales en el subsuelo, a la profundidad del muestreo pueden estar cerradas o no existir. Fracturas muy pequeñas, pueden ser detectadas por técnicas de Rayos-X.

1.2 INDICE DE INTENSIDAD DE FRACTURAS.

Un parámetro importante en las rocas fracturadas que relaciona la porosidad de la matriz y la porosidad secundaria debida a cavernas y/o fracturas, fue desarrollado por Pirson⁽¹²⁾:

La Fig. No. 1* muestra un corte transversal hipotético de un núcleo fracturado, donde:

V_b = volumen del sistema matriz

* Figuras al final del trabajo

V_f = volumen del sistema fracturas.

ϕ_t = porosidad total, incluye porosidad primaria y secundaria

ϕ_b = porosidad de la matriz o porosidad primaria.

Del análisis de la figura, se obtiene:

$$\begin{aligned}\text{Volumen poroso total} &= (V_b + V_f) \phi_t \\ &= V_b \phi_b + V_f\end{aligned}\quad (1)$$

Sea V , la fracción del volumen poroso total contenido en el sistema de fracturas:

$$V = \frac{V_f}{V_b \phi_b + V_f} \quad (2)$$

Eliminando en las ecuaciones (1) y (2) los volúmenes del sistema matriz y del sistema fracturas respectivamente, se obtiene:

$$V = \frac{\phi_t - \phi_b}{(1 - \phi_b) \phi_t} \quad (3)$$

Definiendo el índice de intensidad de fracturas como la fracción de la porosidad total desarrollada por el sistema de fracturas (FFI):

$$\text{FFI} = V \phi_t \quad (4)$$

Sustituyendo la ecuación (3) en (4), se obtiene:

$$\text{FFI} = \frac{\phi_t - \phi_b}{1 - \phi_b} \quad (5)$$

Este índice es una medida de la porosidad secundaria

debido a cavernas y/o fracturas, también puede ser determinado a partir de registros geofísicos de explotación conocido actualmente como porosidad secundaria. Este índice ha suministrado información valiosa para estimar la distancia a fallas, ya que dicho valor se incrementa al aproximarse a la falla. A partir del valor calculado de "FFI" es posible estimar la distancia lateral a la falla y mapas de la tendencia de las fracturas, permite estimar un orden de magnitud del área del yacimiento y sus límites.

1.3 INDICE DE DENSIDAD DE FRACTURAS.

Este parámetro se obtiene a partir de un mapa estructural de la formación de interés. Es conocido que la intensidad de fracturas, fisuras, juntas, etc., en un yacimiento cuyo tipo de roca es frágil, será función de la intensidad de la deformación estructural que presenta la formación. Se ha demostrado, por observaciones de laboratorio sobre modelos de deformación estructural¹³ que la mayor probabilidad de ocurrencia de fracturas es en la parte más alta o cercana a la curvatura de la superficie estructural máxima; como resultado, este parámetro indica la ocurrencia de fracturas en la formación.

La densidad de fracturas¹² también depende de la litología de la roca, en general se considera que el grado de fracturamiento disminuye de rocas carbonatadas a rocas arcillosas, sal y anhidrita, etc.

Se puede considerar¹⁴ que la formación representa una superficie elipsoide ya que se tiene un anticlinal de longitud finita. Su ecuación en forma general sería:

$$\phi = 1/2 T \left(\frac{\partial^2 Z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 Z}{\partial y^2} \right) \quad (6)$$

donde:

T = espesor de la formación

ϕ = porosidad de la formación

Z = elevación estructural, referida a un nivel base (nivel del mar) de cualquier punto de la superficie que define el anticlinal.

x, y = coordenadas del pozo.

Aplicando la transformada de Laplace, en la ec. No. 6 se obtiene:

$$\phi = 1/2 T \frac{\partial^2 Z}{\partial Z^2} \quad (7)$$

Existen en la literatura 15, 16, 17, 18 técnicas - que permiten calcular la segunda derivada de una superficie estructural. Con los cálculos efectuados se pueden elaborar mapas de porosidad de fracturas para cada estructura. Lo anterior se generaliza a diferentes estructuras y establecer trenes de fracturas en áreas muy grandes. En consecuencia, la curvatura de una superficie estructural puede ser considerada como un índice de densidad de fracturas.

En el caso de estructuras con alto relieve estructural la dirección predominante de tensión de fracturas en rocas frágiles, se encuentra a 90° de la dirección máxima positiva de la curvatura de la superficie estructural.

Estos índices cuando son usados con fotografías aéreas permiten hacer mapas de tendencias de fracturas. Debe hacerse notar que esta técnica no proporciona resultados exactos,

pero son parámetros que combinados con otro tipo de información, pueden ayudar a conocer la posible orientación del sistema de fracturas.

2. CAMARAS FOTOGRAFICAS

Pequeñas cámaras ^{19,20} fotográficas que son introducidas en el pozo, son utilizadas para resolver muchos problemas de perforación y producción tomando fotografías en el pozo. Dempsey and Hickey ²⁰ describen el uso de una cámara para estudiar las fracturas inducidas artificialmente en pozos de gas. Cerca de 600 fotografías pueden ser tomadas en una sola corrida dentro del pozo. La orientación de las fotografías se logra por medio de un compás magnético. Cada fotografía cubre aproximadamente -- 2 1/2 ft.

Esto permite obtener información directa de límites de capas, desviación del pozo de la vertical y la orientación direccional de sistemas de fracturas inducidas o naturales, tipo de roca, tamaño del agujero y forma del agujero.

En la actualidad el uso de estas herramientas es so lo aplicable en agujeros vacíos o llenos con gas. En pozos llenos con fluido de perforación las fotografías solo pueden ser obtenidas vaciando el nivel del líquido por abajo de la zona de interés. También las condiciones de operación restringen su uso a temperaturas menores de 200°F y presiones menores de 4000 psia.

El uso de una herramienta ²¹ llamada "Borehole Televiwer" es utilizada para localizar fracturas. Este instrumento permite obtener una película acústica de las paredes del agujero, producida por un analizador ultrasónico rotativo. Como se indicó con anterioridad, este instrumento permite una evaluación cualitativa de fracturas tanto naturales como inducidas.

En la Figura No. 2 se presenta un registro continuo fotográfico donde se puede observar las fracturas a todo lo largo

del mismo.

Es oportuno señalar que el análisis de toda la información obtenida de análisis de núcleos, cámaras fotográficas, fotografías aéreas, índices de fracturas y empacadores de impresión, aunado al trabajo conjunto de Geólogos e Ingenieros de Yacimientos -- puede conducir a la mejor evaluación de yacimientos naturalmente -- fracturados.

3. REGISTROS GEOFISICOS DE EXPLOTACION

El objetivo principal del uso de registros geofísicos de explotación o registros de pozos, es determinar si una formación contiene hidrocarburos así como conocer las características litológicas de la formación.

El uso de dichos registros es necesario en la actualidad para la evaluación cuantitativa de formaciones. Existe una gran diversidad de tipos de registros de pozos; pudiéndose clasificar en dos grupos principalmente: a) aquellos que registran propiedades que existen en la formación o debida a fenómenos que se generan espontáneamente al perforar el pozo, y b) aquellos en los cuales se envía una señal a través de la formación, con la finalidad de obtener indirectamente determinadas propiedades de la formación.

Los parámetros físicos principales necesarios para evaluar un yacimiento son porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor permeable de la capa y permeabilidad.

Como ya se indicó, los registros geofísicos de explotación son un medio indirecto para detectar yacimientos naturalmente fracturados. Los primeros estudios fueron publicados por Mardock y Myers²² y Lytle y Rieke²³, considerando sólo el uso de registros radioactivos y de inducción.

3.1 REGISTROS SONICOS DE AMPLITUD.

Estos registros²⁴⁻²⁵ han sido muy usados en la terminación de pozos para proveer información adicional de sus condiciones, así como para la localización de fracturas naturales.

Cuando la velocidad acústica generada por una herramienta se mide, cuatro tipos de ondas son registradas: una onda compresional, una onda de cizallamiento, una onda de fluido y una onda de baja velocidad.

Generalmente para formaciones de carbonatos, la onda compresional es atenuada por fracturas verticales y de un ángulo alto, mientras que la onda de cizallamiento, parece ser mas sensitiva a fracturas horizontales y de ángulo bajo. Sin embargo la respuesta de la amplitud de onda depende de la posición relativa de la fractura o cambio de interfase con respecto a la dirección del movimiento de partícula, de tal manera que para una inclinación dada de fractura, la onda de compresión responderá en forma distinta a la onda de cizallamiento.

De lo dicho anteriormente se concluye que la amplitud de la onda de cizallamiento sirve principalmente para detectar fracturas de echado muy bajo o bien muy alto; la amplitud de la onda de compresión es mas útil para diagnosticar fracturas cuyo echado está entre 30 y 80 grados.

La Figura No. 3 presenta un registro que muestra -- los cuatro tipos de ondas, se observa²⁶ el efecto de las fracturas sobre la amplitud de las ondas. A la profundidad de 11 970 ft. la atenuación de las ondas hace pensar en la presencia de fracturas; - hecho que fue comprobado por análisis de núcleos.

Sin embargo, deberá tenerse cuidado con la interpretación porque cambios en la amplitud tan grandes como aquellos causados por fracturas, también pueden ser producidos por variaciones de litología, centralización de la herramienta o la existencia de un contacto sólido a través de la fractura, el cual pudiera disminuir el grado de discontinuidad acústica.

Cuando existen fracturas, la amplitud de la onda compresional se reduce, debido a la reflexión de esa onda en la interfase, en consecuencia la señal de la onda compresional no es detectada y algún arribo de onda posterior será registrado. Si los tiempos de viaje son mayores que el tiempo de registro, el fenómeno de salto de ciclo se presenta, permitiendo la detección de sistemas de fracturas en una forma cualitativa. En la Fig. No. 4 se presenta un ejemplo de los saltos de ciclo en una formación lútica de Quebec, Canadá, donde se indican posibles zonas fracturadas. Es conveniente advertir que debe tenerse mucho cuidado en la interpretación, ya que la presencia de los saltos pudieran deberse a efectos producidos por cambios de impedancia de formación y/o reflexiones por efecto de capa delgada.

3.2 REGISTROS DE INTENSIDAD O DENSIDAD VARIABLE.

Estos registros ofrecen²⁷ otro medio de detección de fracturas, siendo también utilizados como complemento del registro sónico de cementación. A estos registros se les conoce también como "microsismograma" (marca comercial Wellex).

El tren de ondas es tomado normalmente en el receptor que se encuentra localizado a 5 pies del transmisor. Viene incluido en el equipo un osciloscopio cuyo barrido horizontal marca una línea de luz en la pantalla del tubo después de cada pulso del transmisor. Este trazo del osciloscopio es fotografiado en una rápida sucesión a medida que la película se mueve en forma sincrónica o sincronizada con el movimiento de la sonda, produciendo una muestra de densidad variable como se observa en la Figura No. 5.

Este tipo de registro se puede obtener como ya se mencionó con la misma sonda, BHC (registro sónico de porosidad), utilizando únicamente un transmisor y dos detectores, o bien con la sonda del registro sónico de cementación.

El registro es una medición continua de profundidades en función del tiempo después del inicio del pulso acústico.

co al transmisor, los cambios de amplitud del tren de ondas - es indicado por una sucesión de variación de sombra de color gris a través del carril de la película. Las áreas más oscuras corresponden a las amplitudes positivas mayores y las áreas más claras corresponden a las amplitudes negativas mayores. Cuando este tipo de perfil se registra en una sección no fracturada con litología y porosidad casi constantes, el registro muestra bandas continuas, mientras que a través de un intervalo fracturado se producen cambios drásticos - en las bandas.

Se deberá tener cuidado en la interpretación de - este registro²⁴, debido a que cambios en litología y/o porosidad pueden producir rompimientos en las bandas como aquellos producidos por las fracturas. En la Fig. No. 5 se presenta - un registro típico; Cabe señalar que la información obtenida de este registro es cualitativa, basada generalmente en la - comparación del registro con análisis de núcleos y datos de - perforación.

La centralización de la herramienta es muy importante.

3.3 REGISTROS DE CORRIENTE ENFOCADA.

Este tipo de registros fueron diseñados con la finalidad de evitar los inconvenientes que presentan los registros convencionales de resistividad, cuando los lodos son muy conductores, o bien si las capas son muy delgadas.

El método de medición de resistividad en este tipo de registros opera bajo el principio de forzar la corriente - del electrodo en forma radial dentro de la formación que se - registró, Esto es con la finalidad de disminuir el efecto del tamaño del agujero y de las capas circundantes.

Dos sondas de corriente enfocada son usadas actualmente : el laterolog 7 (LL-7) y el laterolog 3 (LL-3). Un laterolog de poco radio de investigación, es el laterolog 8 (LL-8)

y es una parte del equipo de la sonda doble inducción con laterolog [2IL-LL&].

El registro de doble inducción [2-IL] y el laterolog & [LL-8], en combinación, son útiles para detectar la presencia de fracturas.

Estos dos registros mencionados se superponen y si la resistividad que se lee del laterolog & es menor que la observada de las curvas de inducción (cuando $R_{x_0} > R_t$) es posible pensar en la existencia de fracturas.

Si existen fracturas verticales en las paredes del pozo, la resistividad vertical debida a fracturas llenas de filtrado debe ser menor que la resistividad horizontal.

En la Fig. No. 6 se muestra una zona fracturada con la técnica del registro doble inducción y el laterolog &. Se deberá tener mucho cuidado en el uso de dicha técnica ya que la respuesta obtenida en los registros dependen de factores tales como relación R_{mf}/R_w , resistividad del fluido en la fractura, amplitud de fractura, longitud, litología, porosidad y tamaño del agujero ²⁸.

En este caso también la información obtenida es cualitativa.

3.4 COMBINACION DE DOS REGISTROS DE POROSIDAD.

Otro método para detectar fracturas se basa en dos registros de porosidad, un registro sónico de porosidad y un registro neutrónico o de densidad. En este método se supone que los registros de índice de porosidad responden en forma diferente a las distintas propiedades de la roca, composiciones de la matriz y a la presencia de hidrocarburos ligeros.

El registro sónico, el cual no está afectado en for-

ma apreciable por las condiciones de operación en el momento de correrse, cuando se combina con otro registro indicador de porosidad, ayuda a detectar zonas de porosidad secundaria, ya que tal registro responde a la porosidad intergranular y no a la porosidad total como el caso de las otras dos herramientas. En consecuencia, la diferencia entre las porosidades de los registros se interpreta como la porosidad de las fracturas.

3.5 POROSIDAD DE NUCLEOS Y REGISTROS NEUTRONICOS.

La comparación entre porosidades determinadas mediante el análisis de los núcleos con las del registro neutrónico, y la de este con otro perfil de porosidad son de gran utilidad para conocer el número de zonas que pueden estar fracturadas en un pozo.

Esta técnica depende de la presencia de una distribución normal alrededor de la correlación promedio de respuesta cuando no existen fracturas. La Fig. No. 7 muestra una representación esquemática de la técnica, donde se supone que la porosidad del núcleo representa la porosidad de la matriz y que la respuesta del registro neutrónico está relacionada con la porosidad total. Suponiendo que no existe duda en cuanto a las medidas, las zonas no fracturadas estarán localizadas en la línea "AA", de la Fig. No. 7, el punto "C" representará una zona fracturada y la distancia "BC" representaría la porosidad de las fracturas.

Esta técnica²⁶ ha conducido a resultados razonables en la evaluación de las formaciones fracturadas en Mississippi, Estados Unidos de Norteamérica.

3.6 METODO DE LITO-POROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS.

En los últimos años, la determinación simultánea de litología y porosidad^(29 - 34) a partir de combinaciones de registros de índice de porosidad, ha obtenido un amplio reconoci-

miento como técnica de interpretación de registros en áreas donde la litología es compleja. Este método de lito-porosidad por gráficas cruzadas se aplica a los datos que proporcionen los registros sónico de porosidad, densidad compensado y neutrónico.

La técnica consiste en considerar la influencia de ciertos factores en la lectura de los perfiles de porosidad como si ellos estuvieran conectados en serie dentro de la formación, estos factores son: tipo de roca, porosidad y contenido de fluidos en los poros. Estos últimos factores son referidos como componentes de litología y porosidad respectivamente y son expresados como fracción del volumen total de roca.

Esta técnica permite determinar:

a) Porosidad en carbonatos de litología compleja y arenas lutíticas, incluye la detección de zonas con porosidad secundaria, debida a cavernas y/o fracturas de dimensiones mucho mayores que los poros encontrados en la roca. La determinación de la porosidad por esta técnica es más precisa y confiable que la obtención de este parámetro por el -- análisis de un solo registro, ya que los registros de índice de porosidad (sónico, neutrón, y densidad), responden en forma diferente a las distintas propiedades de la roca, composiciones de la matriz y a la presencia de hidrocarburos ligeros.

La presencia de hidrocarburos ligeros o gas en la zona de investigación de las herramientas: neutrón y densidad hacen de la porosidad aparente del perfil de densidad - aumante y la del neutrón disminuya; cabe mencionar también- que estas herramientas son muy sensibles a las condiciones de operación del registro

El registro sónico, el cual no está afectado en forma apreciable por las condiciones de operación en el momento de correrse, cuando se combina con otro registro indicador de

porosidad ayuda a detectar zonas de porosidad secundaria ya que tal registro responde, como ya se dijo anteriormente, a la porosidad intergranular y no a la porosidad total como el caso de las otras dos herramientas.

b).- Determinación de litología, para estudios estratigráficos y de medio ambientes.

c).- Detección y evaluación de depósitos minerales tales como sulfuros, carbón, lutitas aceitosas y ciertos minerales metálicos.

A partir de los registros mencionados, dos parámetros "M" y "N" son obtenidos. Estos parámetros dependen de la litología y son independientes de la porosidad; por lo tanto una gráfica de esos dos valores permite resaltar las características litológicas.

"M" y "N" son definidos como sigue:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_f} \times 0.01 \quad (8)$$

$$N = \frac{(\phi_n)_f - (\phi_n)_{mat}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (9)$$

donde:

M, N = parámetros independientes de la porosidad pero dependientes de la litología.

Δt_f = Valor de Δt del fluido

Δt_{ma} = Valor de Δt de la matriz

ρ_{ma} = Valor de densidad de la matriz

ρ_f = Valor de densidad del fluido.

$(\theta_n)_f$ = porosidad del fluido,

$(\theta_n)_{ma}$ = porosidad de la matriz.

Para todos dulces generalmente se toman los siguientes valores: $\Delta t_f = 189$, $\rho_f = 1.0$ y $(\theta_n)_f = 1.0$. La porosidad - neutróica, θ_n , está dada en unidades de porosidad (fracción). El multiplicador 0.01 se usa para obtener valores de M compatibles con una escala fácil de establecer.

En la gráfica de "M" contra "N", cada mineral puro es representado por un punto único, la Tabla No. 1 presenta -- los valores de "M" y "N" para algunos minerales mas comunes.

La Tabla No. 2 presenta valores de coeficientes de matriz y fluido para varios tipos de porosidad.

La posición de los datos sobre la gráfica de "M-N" ayuda a identificar los minerales de la formación y también el porcentaje aproximado de cada uno. La Fig. No. 8 muestra la - gráfica de litoporosidad por gráficas cruzadas. En dicha gráfica se seleccionan triángulos litológicos conectando puntos - fijos (dolomía, caliza, sílice, etc.). Las áreas de porosidad secundaria están localizadas arriba de la línea dolomía y carbonato de calcio y son indicadas por las áreas B, C, D y E. En esta forma se obtiene un sistema de ecuaciones constituidos -- por:

a).- Las ecuaciones obtenidas mediante las respuestas de la formación a cada uno de los registros, originada por cada fracción volumétrica de los componentes que se consideran constituyen la formación. Estas fracciones volumétricas son - las incógnitas del sistema.

b).- Una ecuación de conservación de masa, la cual indica que la suma de las fracciones volumétricas de todos los componentes debe ser igual a la unidad.

La técnica de solución de este sistema de ecuaciones, depende del número de ecuaciones (número de registros de porosidad disponibles, más uno) y del número de incógnitas (número de componentes de la formación que se toman en cuenta).

Ahora bien, el número de ecuaciones está limitado a cuatro, ya que como máximo sólo se dispone de tres registros de porosidad (neutrón, densidad y sónico), y el número de incógnitas presentes depende del número de componentes que se consideren en la formación, el cual estará limitado por el número de registros de que se disponga.

Este método es el mejor adaptado para el uso de computadora, ya que la solución de ecuaciones simultáneas puede ser muy larga si se hace manualmente.

Como ya se indicó, se calculan la litología y porosidad en base a una serie de ecuaciones simultáneas que incluyen las lecturas de los perfiles sónico, densidad, neutrónico y el conocimiento de los minerales presentes en la formación, dichos cálculos se efectúan con las siguientes ecuaciones:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + V_1 \Delta t_{ma1} + V_2 \Delta t_{ma2} + V_3 \Delta t_{ma3} \quad (10)$$

$$\phi_n = \phi(\phi_n)_f + V_1 (\phi_n)_{ma1} + V_2 (\phi_n)_{ma2} + V_3 \Delta t_{ma3} \quad (11)$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + V_1 \rho_{ma1} + V_2 \rho_{ma2} + V_3 \rho_{ma3} \quad (12)$$

$$1 = \phi + V_1 + V_2 + V_3 \quad (13)$$

Donde:

ϕ = porosidad fraccional

V = fracción de volumen de roca.

Subíndices 1, 2, 3 relacionados a los minerales del triángulo litológico seleccionado.

Para valores dados de los perfiles ρ_b , θ_n y Δt , se resuelven las cuatro ecuaciones para los cuatro componentes θ , V_1 , V_2 , V_3 . La solución puede aceptarse solamente si los valores calculados no son negativos.

Ecuaciones con la misma forma de las ecuaciones (10) a (13), pueden escribirse para aplicarlas a un grupo de cuatro componentes, estos serán cuatro minerales si la porosidad es cero. También la porosidad secundaria puede ser tratada como componente desconocido separado, ya que ésta afecta en distinta forma a cada uno de los registros de pozos. Es decir la inclusión de porosidad secundaria en el problema significa que el sistema litológico debe ahora incluir un componente mineral menos. Las ecuaciones que permiten calcular dicha porosidad secundaria son:

$$\Delta t = \theta_1 \Delta t_f + \theta_2 \Delta t_{\theta_2} + V_1 \Delta t_{ma1} + V_2 \Delta t_{ma2} \quad (14)$$

$$\theta_n = \theta_1 (\theta_n)_f + \theta_2 (\theta_n)_{\theta} + V_1 (\theta_n)_{ma1} + V_2 (\theta_n)_{ma2} \quad (15)$$

$$\rho_b = \theta_1 \rho_f + \theta_2 \rho_{\theta} + V_1 \rho_{ma1} + V_2 \rho_{ma2} \quad (16)$$

$$1 = \theta_1 + \theta_2 + V_1 + V_2 \quad (17)$$

Donde:

θ_1 = porosidad primaria, fracción.

θ_2 = porosidad secundaria, fracción.

V_1 y V_2 son las fracciones de los minerales 1 y 2 del triángulo litológico seleccionado.

Como ya se indicó del análisis de la Figura No. 8, la porosidad secundaria, arcillosidad y la presencia de hidrocarburos ligeros, desplazarán la posición de los puntos con respecto a su verdadera litología y pueden aún hacer que los puntos de la gráfica de "M-N" caigan fuera del triángulo defi-

nido por los minerales primarios constitutivos. Las zonas B, C, D y E indican la dirección en que es desplazado un punto - por la presencia de cada uno de estos factores.

Como resultado de la aplicación de esta técnica, - la Fig. No. 9 presenta en forma gráfica la composición lito - gráfica de un pozo. La gráfica de litología tiene como escala de 0 a 1, en base al volumen de roca.

Se indica la fracción de cada uno de los elementos, y la porosidad total se representa por el espacio entre el final del carril y la última curva de composición litológica, indicándose la porosidad secundaria cuando se tiene. Dicho perfil litológico es producido con el uso de la computadora.

Cabe destacar que la obtención de la porosidad secundaria mediante esta técnica no distingue si dicha porosidad es debida a cavernas o fracturas.

4. EVALUACION DE FORMACIONES A PARTIR DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE EXPLOTACION

Un procedimiento para la evaluación y detección de yacimientos naturalmente fracturados, fue desarrollado por R. Aguilera³⁵⁻³⁸.

Pickett³⁹ introdujo los conceptos para evaluar medios homogéneos y fue extendido por Aguilera. Esta técnica ha sido utilizada con éxito para detectar fracturas naturales y calcular la distribución de fluidos en rocas naturalmente fracturadas de diferentes formaciones constituidas por areniscas, calizas y dolomías en diferentes lugares de los Estados Unidos. Los resultados obtenidos fueron comparados con registros de producción y datos de pruebas de pozos encontrándose buena concordancia entre ellos.

La determinación de la distribución de fluidos fue definida⁽⁴⁰⁾ originalmente mediante las siguientes relaciones:

$$S_w = I^{-1/n} \quad (18)$$

$$I = \frac{R_t}{FR_w} = \frac{R_t}{R_o} \quad (19)$$

$$F = \phi^{-m} \quad (20)$$

Donde:

S_w = la parte fraccional del volumen poroso con agua de resistividad R_w

F = factor de formación

ϕ = porosidad, fracción

- I = Índice de resistividad
 R_0 = resistividad del sistema roca-fluidos para saturación de agua de 100%
 R_w = resistividad del agua de formación.
 R_t = resistividad verdadera de la formación
 m = exponente de cementación.

Tradicionalmente, el proceso de cálculo para conocer la saturación de agua (S_w) comprende las siguientes etapas:

a).- La porosidad es obtenida de núcleos o de un registro de índice de porosidad (registro sónico, registro neutrónico o un registro de densidad).

b).- El factor de formación es calculado de la ecuación (20) utilizando un valor estimado de "m" u obtenido de mediciones de laboratorio, o también a partir de medidas de resistividad en intervalos impregnados 100% de agua.

c).- El índice de resistividad es calculado de la ecuación (19) utilizando un valor de resistividad verdadera de la formación R_t y un valor estimado de R_w .

d).- Finalmente, la saturación de agua (S_w) es calculada con la ecuación (18).

A continuación se describe el método de Aguilera,³⁵ indicándose algunos aspectos sobresalientes.

Un factor muy importante en el método de Aguilera es el exponente de porosidad "m", conocido como exponente de cementación o exponente de porosidad. Para yacimientos naturalmente fracturados, este valor es más pequeño que el exponente de la matriz, "m_f", determinado en laboratorio. Los valores de "m", que han sido encontrados varían entre 1.26 y 1.63; sin embargo, teóricamente los valores

de "m" pueden estar comprendidos entre 1.0 y el valor m_b (exponente de porosidad de la matriz) dependiendo del grado de fracturamiento de la formación. Este rango de variación de "m" se definió teóricamente a partir de un modelo idealizado constituido por un conjunto de cubos compactos y dieléctricos con espacios entre sí que representan un sistema matriz-fracturas, similar al presentado por Warren and Root⁴¹ para analizar el comportamiento de la presión en medios fracturados y al presentado por Towle⁴² para estudiar las relaciones entre el factor de resistividad de la formación y la porosidad:

Combinando la expresión del factor de formación obtenido para dicho modelo^{3,5} con la ecuación de Archie, $F = \phi^{-m}$, Aguilera³⁵ concluyo que el exponente de porosidad "m" tiene valores bajos para un sistema fracturado.

La ecuación que determina el comportamiento está dada por³⁵.

$$\phi^{-m} = \frac{1}{\left[V\phi + \frac{(1-V)}{\phi_b^{-m_b}} \right]} \quad (21)$$

donde:

ϕ = porosidad total, fracción

m = exponente de porosidad

V = coeficiente de partición de Pirson.

$$V = \frac{(\phi_x - \phi_b)}{[\phi_x (1 - \phi_b)]} \quad (22)$$

ϕ_b = porosidad de la matriz

m_b = exponente de porosidad de la matriz

Las Figuras Nos. 10 a 12 presentan soluciones gráficas de la ecuación (21) para diferentes valores del exponente de la

porosidad de la matriz (m_b). Corridas de computación pueden ser hechas para estudiar los siguientes rangos:

m_b : entre 1.1 y 2.4

ϕ_b : entre 0.02 y 0.30

V : entre 0.05 y 0.90

El diagrama de flujo para obtener dichas gráficas se indica en la Figura No. 13.

Resumiendo, estas gráficas permiten determinar:

a).- Porosidad total (ϕ), porosidad secundaria -- (ϕ_s) y coeficiente de partición (V) como función de ϕ_b, m y m_b .

b).- Porosidad de la matriz (ϕ_b), porosidad secundaria (ϕ_s) y coeficiente de partición (V) como función de ϕ, m y m_b .

c).- El exponente de porosidad, m , como función de ϕ, ϕ_b y m_b .

Por lo tanto, una formación fracturada podría ser detectada determinando el valor del exponente de porosidad "m", con base en la información proporcionada por los registros comparando el valor obtenido con el del rango teórico deducido del modelo.

El exponente de porosidad se puede obtener a partir de datos de registros de pozos utilizando las ecuaciones (18), (19) y (20) así como el uso de la siguiente ecuación empírica, en la cual la respuesta del registro sísmico en la formación está dada por ⁴³:

$$\Delta_t = \Delta_{tm} + M \phi \quad (23)$$

Donde:

M = pendiente de la relación lineal entre el tiempo de tránsito y la porosidad.

De la ecuación (19):

$$R_t = R_0 I \quad (24)$$

El factor de formación se define: (F)

se define:

$$F = a \phi^{-m} = \frac{R_0}{R_w} \quad (25)$$

Sustituyendo la ecuación (25) en (24):

$$R_t = a \phi^{-m} R_w I \quad (26)$$

Tomando logaritmos en la ecuación (26):

$$\log R_t = -m \log \phi + \log a R_w + \log I \quad (27)$$

La porosidad, utilizando el registro sónico esta definida por la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (28)$$

Sustituyendo la ecuación (28) en (27):

$$\log R_t = -m \log \left(\frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \right) + \log a R_w + \log I \quad (29)$$

Así:

$$\log R_t = -m \log (\Delta t - \Delta t_m) + m \log (\Delta t_f - \Delta t_m) + \log a R_w + \log I \quad (30)$$

La ecuación (29) indica que una gráfica log-log de R_t contra $(\Delta t - \Delta t_m)$, Fig. No. 14, es aproximadamente una línea recta -

cuya pendiente es el valor "m", suponiendo valores constantes de "R_w" e "I". Como se indicó anteriormente, si "m" tiene un valor pequeño se puede considerar que el yacimiento en cuestión es fracturado.

En la Figura No. 14 sin introducir otros parámetros solo se pueden trazar con cierta reserva, las líneas que corresponden a zonas 100 por ciento saturadas con agua y a las que tienen saturación de agua irreductible. La línea que representa las zonas 100 por ciento saturadas de agua se traza ajustándola a los puntos más hacia la izquierda de la gráfica, es decir para los valores más bajos de R_t para cada (Δt - Δt_m)

Esta técnica se emplea pozo por pozo y se analizan diferentes zonas en cada pozo. Debe indicarse que dada su naturaleza estadística, el método proporciona resultados más representativos en yacimientos de espesores considerables.

Pickett⁴⁴ indicó que un tipo similar de análisis puede ser hecho para diferentes herramientas de porosidad, es decir:

Registro de densidad: log (ρ_{ma} - ρ_b) contra log R_t.

Registro epitérmico (SNP): log Ø contra log R_t

Registro neutrón compensado (CNL): log Ø contra log R_t

Registro neutrón térmico: Deflexión del neutrón

(Unidades API) en escala lineal contra Log R_t

No es absolutamente necesario usar valores de resistividad verdadera de la formación (R_t) en dichas gráficas. De hecho, las resistividades aparentes (R_a) tal como se leen directamente de los registros pueden ser utilizadas, suponiendo que dichos valores son proporcionales a las resistividades verdaderas^{39, 44}.

Porter⁴⁵ indicó la posibilidad de identificar las zonas de agua considerando un parámetro "P" que es función directa de R_t , Δ_t , Δ_{tm} y m , según se muestra a continuación y que tiene una distribución normal para zonas saturadas 100% con agua:

$$P^{1/2} = [R_T (\Delta_t - \Delta_{tm})^m]^{1/2} \quad (31)$$

donde:

P = parámetro estadístico, con una distribución normal para zonas saturadas 100% con agua.

m = exponente de porosidad.

En forma similar, si un registro de densidad es utilizado:

$$P^{1/2} = [R_t (\rho_{ma} - \rho)^m] \quad (32)$$

donde:

ρ_{ma} = densidad de matriz

ρ = respuesta del registro de densidad.

Si la porosidad es conocida, la ecuación de " $P^{1/2}$ " puede ser escrita como:

$$P^{1/2} = [R_t \phi^m]^{1/2} \quad (33)$$

Después de obtener los valores de $P^{1/2}$ de varios intervalos de un pozo de acuerdo con cualquiera de las ecuaciones anteriores, se prepara una gráfica en papel probabilístico de $P^{1/2}$ contra frecuencia acumulativa, tomando como base el total de intervalos del pozo por analizar. De acuerdo con Porter⁴⁵, los intervalos invadidos de agua definen aproximadamente una línea recta en tanto que las zonas impregnadas de hidrocarburos se des-

vlan de esa tendencia, como se observa en la Figura No. 15.

Definida la tendencia de las zonas 100% saturadas de agua, se grafican solo los datos de éstas, también en papel probabilístico, tomando ahora como referencia el total de intervalos saturados de agua, Fig. No. 16 y el valor medio de $P^{1/2}$ para zonas de agua, se obtiene a una frecuencia acumulativa de 50%, como se indica en la figura.

Este dato anterior se utiliza para el cálculo del índice de resistividad, "I", de un intervalo, que según Aguilera es:

$$I = \frac{P \text{ de cada zona}}{P \text{ medio de zonas de agua}} \quad (34)$$

Una vez obtenido el valor de "I" para la totalidad de las zonas de un pozo, según la ecuación anterior, se puede calcular la saturación de agua del intervalo en estudio con la siguiente expresión:

$$S_w = I^{-1/n} \quad (35)$$

De acuerdo con Aguilera⁴⁶ apoyándose en experiencias previas, "n", se puede considerar igual a "m" y por lo tanto la ecuación será:

$$S_w = I^{-1/m} \quad (36)$$

La técnica presentada tiene las ventajas de no requerir el conocimiento previo de la resistividad del agua, " R_w " y porosidad, valores que pueden ser no representativos, los cuales pudieron haberse determinado en una forma experimental.

4.1 SATURACION DE AGUA EN MATRIZ Y FRACTURAS.

La posibilidad de estimar saturación de agua en las fracturas ha sido normalmente descartada en la literatura, sin embargo es posible obtener valores representativos, considerando las fracturas como un haz de tubos como lo recomiendan Archie y Pirson ⁴⁷.

La Figura No. 17 presenta las curvas de permeabilidad relativa para un haz de tubos como lo presentó Fatt ⁴⁸ y Room ⁴⁹, esto significa que la permeabilidad relativa al agua es igual a la saturación de agua en las fracturas, es decir, en yacimientos con porosidad secundaria debida a cavernas y/o fracturas el flujo de fluidos ocurre primeramente a través de los canales compuestos por fracturas-cavernas por lo que el flujo inicial a través de ese sistema de canales es directamente proporcional a las saturaciones del fluido contenido.

La saturación de agua en yacimientos naturalmente fracturados puede ser separada como sigue:

La saturación total de agua es igual a la fracción de la porosidad secundaria (debida a cavernas y/o fracturas) multiplicada por la saturación de agua en las fracturas mas la fracción de la porosidad primaria multiplicada por la saturación de agua en la matriz, en forma analítica:

$$S_{wt} = V S_{wf} + (1 - V) S_{wb} \quad (37)$$

donde:

S_{wt} = Saturación de agua en el sistema total, calculado por el método de Aguilera o por medio de la ecuación de Archie modificada para yacimientos heterogéneos.

$$S_{wt} = \left(\frac{F_T R_w}{R_{tT}} \right)^{1/n}$$

Donde:

F_T = Factor de formación (incluye los sistemas matriz y fracturas)

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_{tT} = resistividad verdadera de la formación del intervalo analizado

n = exponente de saturación

V = coeficiente de partición

S_{wf} = saturación de agua en el sistema fracturas.

S_{wb} = saturación de agua en el sistema matriz, que puede ser calculada con la ecuación de Archie.

$$S_{wb} = \left(\frac{F_b R_w}{R_{tb}} \right)^{1/n}$$

F_b = factor de formación de la porosidad del sistema matriz.

R_{tb} = resistividad verdadera de la formación del sistema matriz

Despejando S_{wf} de la ecuación 37, se tiene:

$$S_{wf} = \frac{S_{wt} - (1 - V) S_{wb}}{V} \quad (38)$$

En base a lo dicho anteriormente, que las curvas de permeabilidad relativa al agua es igual a la saturación de agua en las fracturas; la ecuación que permite calcular dicha saturación es:

$$K_{rw} = \frac{\mu_w RWA}{B_o \mu_o + \mu_w RWA} \quad (39)$$

$$K_{rw} = S_w f \quad (40)$$

donde:

μ_w = viscosidad del agua, cp.

μ_o = viscosidad del aceite, cp.

K_{rw} = permeabilidad relativa al agua, fracción.

RWA = relación agua-aceite inicial.

4.2 DETERMINACION DEL INDICE DE FRACTURAS .

Como ya se indicó, el índice de fracturas o coeficiente de partición definido por Pirson^{14, 15}; puede también ser determinado a partir del análisis de las curvas normal corta y normal larga de un registro de resistividad. La solución del problema es como sigue:

Se selecciona un intervalo 100 por ciento saturado de agua y se lee el valor de $R_{\delta i}$ (resistividad de la zona invadida) de la curva normal corta. A continuación se lee $R_{\delta o}$ (resistividad de la zona invadida en un intervalo fracturado) de la curva normal larga. Conociendo R_{mf} (resistividad del filtrado de lodo), ϕ_t (porosidad total) y R_w (resistividad del agua) las ecuaciones son:

$$\frac{1}{R_{\delta i}} = \frac{V \phi_t}{R_{mf}} + \frac{(1 - V) \phi_t}{R_{b_o}} \quad (41)$$

$$\frac{1}{R_{\delta o}} = \frac{V \phi_t}{R_w} + \frac{(1 - V) \phi_t}{R_{b_o}} \quad (42)$$

Restando las ecuaciones (42) y (41):

$$\frac{1}{R_{16''}} - \frac{1}{R_{64''}} = V \theta t \left[\frac{1}{R_{m6}} - \frac{1}{R_w} \right] \quad (43)$$

$$V = \frac{\frac{1}{R_{16''}} - \frac{1}{R_{64''}}}{\theta t \left[\frac{1}{R_{m6}} - \frac{1}{R_w} \right]} \quad (44)$$

Se considera que el índice de fracturas, V , en el intervalo de agua es de la misma magnitud para el intervalo de hidrocarburos, por lo que V , de la zona de hidrocarburos es determinado.

5. EVALUACION DE FORMACIONES A PARTIR DE LA INTERPRETACION DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION.

Las técnicas de pruebas de variación de presión se han utilizado para evaluar las características de los yacimientos naturalmente fracturados. Estas pruebas ofrecen varias ventajas sobre otras técnicas, principalmente en que puede ser registrada en cualquier momento de la vida productiva del pozo y las propiedades son medidas *in situ*.

Para un mejor entendimiento de las técnicas de variación de presión en yacimientos naturalmente fracturados es conveniente el análisis de las soluciones de las ecuaciones diferenciales parciales, que describen el flujo de fluidos a través de medios porosos, bajo diferentes condiciones de flujo. Dicho análisis se narra en una forma simplificada y el uso de cada técnica que se describirá, dependerá de las características que se deseen determinar, puesto que los yacimientos naturalmente fracturados en algunos casos no se comportan de la misma manera que yacimientos homogéneos.

5.1 GENERALIDADES.

El flujo de fluidos⁵¹ en el subsuelo ha sido de interés en muchos campos de la ingeniería. Como consecuencia, existe gran cantidad de estudios llevados a cabo en los últimos treinta años. La mayoría de los procedimientos de análisis de flujo han considerado al yacimiento como un medio homogéneo.

El estudio del flujo de fluidos a través de formaciones heterogéneas es todavía tema de discusión dada la complejidad de las características litológicas y mas aún, las formaciones fracturadas, por lo que se presentarán y discutirán -

Los modelos que existen para analizar el flujo de fluidos en dichas formaciones.

Una formación fracturada está constituida de bloques porosos y permeables⁵² generalmente separados por fracturas (Fig. No. 18). Las dimensiones de los bloques varían dependiendo del tipo de roca. La amplitud y longitud de las fracturas son generalmente de dimensiones mucho mayores que la de los poros; por lo que la permeabilidad de las fracturas es mucho mayor que la permeabilidad del sistema de poros. Lo anterior permite afirmar que parámetros tales como la permeabilidad y la capacidad de almacenamiento de una formación, resultan ser diferentes para un medio poroso uniforme y un medio poroso fracturado o heterogéneo.

Pirson (1953) clasificó la porosidad de las formaciones en tres tipos principales:

a).- Porosidad intergranular, como aquella formada por los espacios entre los granos de los minerales constituyentes de la roca.

b).- Porosidad vesicular, aquella como resultado de la percolación de fluidos a través de la formación, provocando en forma general disolución de material (cavernas), y

c).- Porosidad de fracturas, generalmente como aberturas de gran tamaño como son: fisuras, juntas, etc.

Generalmente es aceptado en la literatura que la porosidad intergranular sea llamada porosidad primaria, debido a las características inherentes de la roca, mientras que los otros dos tipos de porosidad son conocidos como porosidad secundaria.

Estudios llevados a cabo en yacimientos fracturados muestran⁵³ (Gibson, 1948; Kelton, 1950, Archie, 1952, Elkins,

1953, Smechov, 1961, 1965, Davis, 1969) que la permeabilidad - de flujo de fluidos en el sistema de porosidad primaria es generalmente baja y que son las fracturas las que incrementan la permeabilidad en una forma considerable.

En los modelos desarrollados para el estudio de yacimientos fracturados, los sistemas formados por la porosidad primaria y la porosidad secundaria son considerados como sistemas uniformemente distribuidos a través de todo el yacimiento y la formación en estudio es considerada como un medio de doble porosidad o equivalente a un sistema heterogéneo.

5.2 MODELO DE DOBLE POROSIDAD.

El concepto de medio de doble porosidad representativo de un yacimiento fracturado fue introducido por Barenblatt⁵² y otros, como resultado del estudio del comportamiento de un acuífero fracturado.

Su modelo supone la existencia de dos regiones porosas de diferentes características, tanto de porosidad como de permeabilidad dentro de la formación. Un medio constituido -- por espacios porosos pequeños (porosidad en el sistema matriz), y otro medio formado por espacios porosos de mucho mayor dimensión que los primeros (porosidad en el sistema fracturado).

Variaciones de este modelo han sido estudiadas por un gran número de investigadores en el campo de la ingeniería del petróleo, para conocer soluciones al problema de flujo de fluidos, obteniéndose soluciones analíticas para el comportamiento transitorio de presión en el yacimiento (Warren and Root, 1963, Odeh, 1965, Kazemi y otros, 1969, de Swaan, 1976, Najurie ta, 1976). En general las conclusiones obtenidas por los diferentes autores no son similares, esto podría ser debido al hecho que los resultados obtenidos son para diferentes condiciones en yacimientos fracturados.

Sin embargo, un análisis detallado de las soluciones analíticas presentadas indica que son esencialmente idénticas. Diferencias aparentes son observadas a partir de los parámetros usados en la derivación para la obtención de sus resultados.

5.3 TIPOS DE FLUJO A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS.

El flujo de fluidos a través de medios porosos puede clasificarse de acuerdo a cuatro parámetros:

- a).- Dimensional
- b).- Tiempo.
- c).- Número de fases fluyendo.
- d).- Número de componentes.

Con respecto a las dimensiones, se pueden clasificar en:

1.- Flujo unidimensional. El cual puede ser flujo lineal, flujo radial, flujo esférico o flujo elíptico.

El flujo lineal se caracteriza por que las líneas de corriente que describen el movimiento del fluido son líneas rectas paralelas.

El flujo radial o flujo cilíndrico radial es aquel en el cual las líneas de corriente convergen en una línea o cilindro que penetra totalmente la formación.

Flujo esférico se presenta cuando la formación es de un espesor muy grande y solo una fracción pequeña de ella, está abierta a producción.

Flujo elíptico se presenta alrededor de una fractura vertical de conductividad infinita, a través de un medio po

roso anisotrópico o de un yacimiento asociado a un acuífero el cual tiene una frontera interna elíptica o una distribución de permeabilidad anisotrópica.

En la Figura No. 19 se presenta la descripción de la variación de flujo con respecto a sus dimensiones.

2.- Flujo bidimensional.

3.- Flujo tridimensional.

Con respecto al tiempo, la clasificación es en base al comportamiento de la presión.

Se dice que el flujo es estacionario cuando la presión en un punto no varía con el tiempo, es decir:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_s = 0 \quad (45)$$

El flujo estacionario solo ocurre cuando el yacimiento tiene una gran entrada de agua por la existencia de un acuífero o cuando se tienen gastos balanceados de producción e inyección.

Se tiene que el flujo es transitorio cuando la presión en cualquier punto varía con el tiempo, es decir:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_s \neq 0 \quad (46)$$

Se puede hacer una subclasificación del flujo transitorio, en flujo transitorio tardío y flujo pseudoestacionario. El primero es al final del período transitorio, cuando empiezan a sentirse los efectos de frontera y por último cuando se han sentido todos los efectos de frontera, se inicia un período de flujo denominado pseudoestacionario, es decir:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_s = \text{cte}$$

(47)

El comportamiento de la presión es una función lineal del tiempo.

En la Figura No. 20 se presenta el comportamiento de un pozo con gasto constante.

Con respecto al número de fases fluyendo en forma simultánea se tiene la siguiente clasificación:

1.- Monofásico. Una sola fase, en este caso se habla de yacimientos bajosaturados y de gas.

2.- Bifásico. Dos fases, generalmente yacimientos con gas disuelto.

3.- Trifásico. Tres fases, yacimiento donde fluyen simultáneamente aceite, gas y agua.

Finalmente, la clasificación del flujo de fluidos a través de medios porosos en cuanto a sus componentes. Estas varían en concentración y además se tiene transferencia de masa entre las fases presentes. El principio de conservación y balance de masa; se aplica a cada componente de las fases, es decir, se analiza la fracción másica del J ésimo componente de cada fase presente.

Lo anterior se presenta en yacimientos de gas y con

densado, yacimientos de aceite volátil y en operaciones de inyección de gas.

5.4 ECUACIONES PARA FLUJO RADIAL.

La ecuación de difusividad es una ecuación matemática que permite el análisis de flujo de fluidos en un medio poroso, resultado de la combinación de los siguientes principios: Ley de Conservación de Masa, Ley de Darcy y una ecuación de estado.

Para flujo radial en coordenadas cilíndricas la ecuación de difusividad, se expresa como:

$$\frac{1}{h} \frac{\partial}{\partial h} \left(h \frac{\partial P}{\partial h} \right) = \frac{1}{h} \frac{\partial P}{\partial h} + \frac{\partial^2 P}{\partial h^2} = \phi \frac{\mu^c t}{k} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (48)$$

Esta es la ecuación para flujo radial de un fluido de compresibilidad pequeña y constante, en un medio poroso - homogéneo e isotrópico donde se considera que la viscosidad del fluido y la permeabilidad del medio poroso son constantes, esta última isotrópica. Se desprecian los efectos gravitacionales por considerarse que son pequeños en el yacimiento.

Las soluciones de la ecuación de difusividad para flujo radial incluyen tres casos para un pozo que produce a gasto constante.

a) Solución de línea fuente para un yacimiento infinito.

Se considera un pozo situado en el centro de un medio poroso de extensión radial infinita, produciendo a gasto constante y la formación tiene un espesor uniforme. Las condiciones

del tiempo.

Utilizando las variables s-adimensionales, la solución de línea fuente, puede expresarse como:

$$P_d(r_d, t_d) = -1/2 E_i \left(-\frac{r_d^2}{4t_d} \right) \quad (53)$$

donde:

P_d = presión adimensional

$$P_d(r_d, t_d) = \frac{2\pi kh (P_i - P(r, t))}{q\mu} \quad (54)$$

t_d = tiempo adimensional

$$t_d = \frac{kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (55)$$

r_d = distancia radial adimensional.

$$r_d = \frac{r}{r_w} \quad (56)$$

Las ecuaciones anteriores están expresadas en unidades Darcy.

La solución de la ecuación (53) se presenta en la Fig. No. 21. El rango de validez de esta ecuación está dada en la Fig. No. 22. Se ha determinado que esta solución es válida en los siguientes casos:

Para todo valor de r_d si $\frac{t_d}{r_d^2} \geq 25$

Para todo valor de $\frac{t_d}{r_d^2}$ si $r_d \geq 20$

Para $\frac{t_d}{r_d^2} \geq 5$ la solución puede aproximarse mediante

la siguiente expresión:

$$P_d(r_d, t_d) = 1/2 \ln \left(\frac{t_d}{r_d^2} \right) + 0.80907 \quad (57)$$

Si $\frac{t_d}{r_d^2} < 25$, resulta que la solución de línea fuente no es válida para el pozo.

b) Solución para un yacimiento finito en cuya frontera exterior no existe flujo.^{5,4}

Las condiciones iniciales y de frontera usadas en la solución de la ecuación son:

$$P(r, t=0) = P_i, \quad r_w \leq r \leq r_e \quad (58)$$

$$\left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{q}{2\pi kh}, \quad \text{para } t > 0 \quad (59)$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_e} = 0 \quad \text{para todo tiempo} \quad (60)$$

Utilizando variables adimensionales y utilizando la transformada de Laplace, se tiene la solución, dada por la siguiente expresión:

$$P(r, t) = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \frac{2}{r_{ed}^2 - 1} \left(\frac{r_d^2}{4} + t_d \right) - \frac{r_{ed}^2 \ln r_d}{r_{ed}^2 - 1} \right. \\ \left. - \frac{(3r_{ed}^4 - 4r_{ed}^4 \ln r_{ed} - 2r_{ed}^2 - 1)}{4(r_{ed}^2 - 1)^2} + \sum_{n=1}^{\infty} \right. \\ \left. e^{-\alpha_n^2 t_d} \frac{J_1^2(\alpha_n r_{ed}) \cdot [J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_d) - Y_1(\alpha_n) J_1(\alpha_n r_d)]}{\alpha_n [J_1^2(\alpha_n r_{ed}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right\} \quad (61)$$

donde:

α_n son las raíces de la ecuación:

$$J_1(\alpha_n r_{ed}) Y_1(\alpha_n) - J_1(\alpha_n) Y_1(\alpha_n r_{ed}) = 0 \quad (62)$$

donde:

J_0, Y_0 = funciones Bessel de primera y segunda clase, de orden 0.

J_1, Y_1 = funciones Bessel de primera y segunda clase, de orden 1.

r_{ed} = distancia radial adimensional en base al radio exterior del sistema.

$$r_{ed} = \frac{r}{r_e} \quad (63)$$

Para condiciones en el pozo, la presión P_{wf} , es:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \frac{2t_d}{r_{ed}^2} + \ln r_{ed} - \frac{3}{4} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_d} J_1^2(\alpha_n r_{ed})}{\alpha_n^2 [J_1^2(\alpha_n r_{ed}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right\} \quad (64)$$

Para tiempos adimensionales grandes, $t_d = 0.25 r_{ed}^2$, se tiene:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\frac{2t_d}{r_{ed}^2} + \ln r_{ed} - \frac{3}{4} \right) \quad (65)$$

En la Figura No. 22 se presenta la solución de la ecuación (64). Para tiempos cortos la solución corresponde a un yacimiento infinito y para tiempos largos, la solución co

responde a la ecuación (65).

Si se grafica presión contra tiempo, en una parte de la curva se puede obtener una línea recta, Figura No. 23, cuya pendiente está asociada al volumen del yacimiento.

c) Solución para un yacimiento finito con presión constante en la frontera.

Las condiciones iniciales y de frontera requeridas para resolver la ecuación diferencial son:

$$P(r, t = 0) = P_i, \quad r_w \leq r \leq r_e \quad (66)$$

$$\left(\frac{r \partial p}{\partial r}\right)_{r=r_w} = \frac{q\mu}{2\pi kh}, \quad \text{para } t > 0 \quad (67)$$

$$P(r_e, t) = P_i, \quad \text{en la frontera exterior para todo } t \quad (68)$$

Aplicando la transformada de Laplace, la solución está dada por la siguiente ecuación:

$$P_d = P_i \ln\left(\frac{r_{ed}}{r_d}\right) + \pi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n t_d} J_0^2(\beta_n r_{ed}) J_0(r_d \beta_n) Y_1(\beta_n) - Y_0(\beta_n r_d) J_1(\beta_n)}{\beta_n [J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{ed})]} \quad (69)$$

Donde β_n son las raíces de la ecuación:

$$J_1(\beta_n) Y_0(\beta_n r_{ed}) - Y_1(\beta_n) J_0(\beta_n r_{ed}) = 0 \quad (70)$$

La ecuación anterior, evaluada a condiciones del pozo será:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln r_{ed} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n^2 t_d} J_1^2(\beta_n r_{ed})}{\beta_n^2 [J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{ed})]} \right] \quad (71)$$

Para tiempos dimensionales grandes, $t_d > 1.0 r_{ed}^2$ -- aproximadamente, la ecuación (71) se reduce a:

$$P_{wf} = P_i - \frac{qW}{2\pi kh} \ln r_{ed} \quad (72)$$

La Figura No. 24 presenta la solución a la ecuación - (71). Para tiempos pequeños, el pozo actúa como si estuviera en un yacimiento infinito para después de un cierto tiempo sentir los efectos de frontera, hasta alcanzar condiciones de flujo estacionario.

Por otro lado, para el caso en el cual el pozo se encuentra sujeto a presión, se analizan los siguientes casos:

d) Solución para un yacimiento infinito con presión constante en la frontera interna.

Las condiciones iniciales y de frontera son:

$$P(r, t = 0) = P_i, \quad r_w \leq r < \infty \quad (73)$$

$$P(r = r_w, t) = P_{wf}, \quad t > 0 \quad (74)$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) = P_i, \quad t > 0 \quad (75)$$

Cuando es posible expresar las ecuaciones fundamentales de flujo en forma adimensional, se tienen algunas ventajas; entre ellas, el número de parámetros del cual depende la solución se minimiza por lo que la ecuación diferencial (48) puede escribirse:

$$\frac{1}{r_d} \frac{\partial}{\partial r_d} \left(r_d \frac{\partial P_d}{\partial r_d} \right) = \frac{\partial P_d}{\partial t_d}, \quad 1 \leq r_d < \infty \quad (76)$$

Donde todos los parámetros anteriores ya fueron definidos, excepto que para este caso la presión adimensional, P_d , será:

$$P_d = \frac{P_i - P(x, t)}{P_i - P_{wf}} \quad (77)$$

y redefiniendo las condiciones iniciales y de frontera, en función de las variables adimensionales se tiene:

$$P_d(r_d, t_d = 0) = 0 \quad 1 \leq r_d < \infty \quad (78)$$

$$P_d(1, t_d) = 1 \quad , \quad t_d > 0 \quad (79)$$

$$\lim_{r_d \rightarrow \infty} P_d(r_d, t_d) = 0 \quad (80)$$

Por lo que la solución está dada en términos adimensionales:

$$Q_d(t_d) = \frac{4}{\pi^2} \int_0^{\infty} \frac{(1 - e^{-u^2 t_d}) du}{u^3 [J_0^2(u) + Y_0^2(u)]} \quad (81)$$

donde $J_0(u)$ y $Y_0(u)$ son funciones Bessel de orden cero.

Para t_d , muy pequeños, la ecuación (81) se reduce a:

$$P_d = \frac{2}{\pi} \sqrt{t_d} \quad (82)$$

Es decir, toda frontera interna de área finita siempre se comportará como flujo lineal a tiempos muy pequeños. - Para valores de tiempo grandes la ecuación (81) deberá evaluarse numéricamente.

e) Solución para un yacimiento finito y cerrado en su frontera exterior.

La ecuación diferencial en forma adimensional, ecuación (76), estará sujeta a las siguientes condiciones:

$$P_d (r_d, t_d = 0) = 0 \quad 1 \leq r_d \leq r_e \quad (83)$$

$$P_d (r_d = 1, t_d) = 1 \quad t_d > 0 \quad (84)$$

$$\left(\frac{\partial P_d}{\partial r_d} \right)_{r_d=r_{ed}} = 0 \quad (85)$$

Cuya solución es dada por la siguiente ecuación.

$$Q_d(t_d) = \frac{r_{ed}^2 - 1}{2} - 2 \sum_{a_1, a_2}^{\infty} \frac{e^{-a_n^2 t} J_1^2(a_n r_{ed})}{a_n^2 [J_0^2(a_n) - J_1^2(a_n r_{ed})]} \quad (86)$$

donde a_n son las raíces de la ecuación:

$$J_1(a_n, r_{ed}) Y_0(a_n) - Y_1(a_n, r_{ed}) J_0(a_n) = 0 \quad (87)$$

Para tiempos pequeños la ecuación (86) se simplifica, obteniéndose la siguiente expresión:

$$P_d = \frac{2}{\pi} \sqrt{t_d} \quad (88)$$

Es decir, se tiene un comportamiento como flujo lineal.

5.5 ECUACIONES PARA FLUJO LINEAL.

La ecuación de difusividad para flujo lineal en medios porosos homogéneos de un fluido ligeramente compresible está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (89)$$



CENTRO DE INFORMACION
DE
POSGRADO

Las soluciones de la ecuación de difusividad ecuación (89), para el comportamiento de acuíferos infinitos y finitos presentadas por Miller⁵⁶ y generalizadas por Nabor y Barhan⁵⁷ consideran el caso de gasto constante en la frontera interfase yacimiento-acuífero, a continuación se analizarán dichas soluciones:

I. Gasto constante en la frontera (interfase yacimiento-acuífero).

a) Acuífero lineal infinito.⁵⁷

Las condiciones iniciales y de frontera, para este caso están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$P|_{t=0} = P_i, \quad 0 \leq x < \infty \quad (90)$$

$$\left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=0} = -\frac{q\mu}{kbh}, \quad t > 0 \quad (91)$$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} P = P_i, \quad t > 0 \quad (92)$$

La solución estará dada por la siguiente expresión:

1

$$\left. \Delta P \right|_{x=0} = \frac{q\mu}{kbh} \left[2 \sqrt{kx/\phi\mu C_t} \right] \quad (93)$$

donde:

P = caída de presión en la interfase

b = ancho del acuífero.

La ecuación anterior indica que si se grafica P contra \sqrt{x} , se obtiene una línea recta, Fig. 25, es decir, la caída de presión en la interfase es una función lineal de \sqrt{x}

b). - Acuífero lineal finito con frontera impermeable.

En este caso las condiciones iniciales y de frontera, son:

$$P|_{t=0} = P_i \quad , \quad 0 \leq x \leq L \quad (94)$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{q\mu}{kbbh} \quad , \quad t > 0 \quad (95)$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0 \quad , \quad t > 0 \quad (96)$$

La solución es la siguiente:

$$\Delta P|_{x=0} = \frac{q\mu}{kbbh} \left[\left(\frac{L}{3} + \frac{Kt}{\phi\mu C_t L} \right) - \frac{2L}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) e^{\left(-\frac{n^2 \pi^2 Kt}{\phi\mu C_t L^2} \right)} \right] \quad (97)$$

Para valores de tiempos adimensionales (t_d), se tiene:

Si $t_d \leq 0.25$ período transitorio

Si $0.25 < t_d < 2.5$ período transitorio tardío

Si $t_d \geq 2.5$ período de flujo pseudoestacionario.

En la Figura No. 26 se presenta el comportamiento de la presión contra el tiempo para los diferentes períodos de flujo considerados.

c). - Acuífero lineal finito con la frontera externa a presión constante.

Las condiciones iniciales y de frontera para este caso están dadas por las siguientes expresiones:

$$P/x=0 = P_i \quad , \quad 0 \leq x \leq L \quad (98)$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} / x=0 = \frac{q\mu}{k b h} \quad , \quad t > 0 \quad (99)$$

$$P/x=L = P_i \quad , \quad t > 0 \quad (100)$$

La solución, es la siguiente:

$$P/x=0 = \frac{q\mu}{k b h} \left[L - \frac{8L}{\pi^2} \sum_{n=\text{impar}}^{\infty} \frac{1}{n^2} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 k t}{4\phi \mu C_x L^2}\right) \right] \quad (101)$$

El comportamiento de la presión contra el tiempo se presenta en la Figura No. 27, ahí se indican los diferentes periodos de flujo que se alcanzan.

II. Presión constante en la interfase acuífero-yacimiento⁵⁷

a) Acuífero lineal infinito

El gasto acumulativo y el gasto instantáneo está relacionado por la siguiente expresión:

$$Q_d = \int_0^{t_d} q_d dt_d \quad (102)$$

Para este caso, las condiciones iniciales y de frontera están dadas por las siguientes expresiones:

$$P/x=0 = P_i \quad , \quad 0 \leq x < \infty \quad (103)$$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} P = P_i \quad , \quad t > 0 \quad (104)$$

$$P_i - P/x=0 = \Delta P_0 = \text{cte} \quad , \quad t > 0 \quad (105)$$

Para el caso anterior la solución, es la siguiente:

$$W_e = \phi b h C_x (\Delta P) \left[2 \sqrt{k t / \pi \phi \mu C_x} \right] \quad (106)$$

donde:

W_e = entrada de agua acumulativa

b) Acuífero finito lineal con frontera externa impermeable.⁵⁷

Las condiciones iniciales y de frontera, son:

$$P|_{x=0} = P_i \quad , \quad 0 \leq x \leq L \quad (107)$$

$$P_i - P_{x=0} = P \quad , \quad t > 0 \quad (108)$$

$$\left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=L} = 0 \quad , \quad t > 0 \quad (109)$$

La solución, está dada por la siguiente expresión:

$$W_e = \phi b h L C_t \Delta P \left[L - \frac{8L}{\pi^2} \sum_{n \text{ impar}}^{\infty} \left(\frac{1}{2} \right) \cdot \text{Exp} \left(- \frac{n^2 \pi^2 k t}{4\phi \mu C_t L^2} \right) \right] \quad (110)$$

c) Acuífero finito lineal con frontera mantenida a presión constante.⁵⁷

Las condiciones iniciales y de frontera son:

$$P|_{x=0} = P_i \quad , \quad 0 \leq x \leq L \quad (111)$$

$$P_i - P_{x=0} = \Delta P_0 \quad , \quad t > 0 \quad (112)$$

$$\left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=L} = 0 \quad , \quad t > 0 \quad (113)$$

La solución para este caso, está dada por la siguiente expresión:

$$W_e = \phi b h c_t (\Delta P) \left[\left(\frac{L}{3} + \frac{kt}{\phi \mu c_t L} \right) - \frac{2L}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \right. \\ \left. \text{Exp.} \left(- \frac{n^2 \pi^2 kt}{\phi \mu c_t L^2} \right) \right] \quad (114)$$

5.6 ECUACIONES PARA FLUJO ESFERICO.

La ecuación que describe el flujo de un fluido ligeramente compresible en flujo esférico, está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi c \mu}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (115)$$

Chatas⁵⁸ encontró la solución a problemas de flujo transitorio esférico para el caso de un pozo produciendo a gas to constante y para presión constante. Definió las siguientes variables adimensionales:

$$P_d(r_d, t_d) = \frac{P_i - P(r_d, t_d)}{P_i - P(1, t_d)} \quad (116)$$

$$r_d = \frac{r}{r_w} \quad (117)$$

$$t_d = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (118)$$

Introduciendo dichas variables adimensionales en la ecuación No. (115), se tiene la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 P_d}{\partial r_d^2} + \frac{2}{r_d} \frac{\partial P_d}{\partial r_d} = \frac{\partial P_d}{\partial t_d} \quad (119)$$

Conociendo las condiciones de frontera e iniciales, - las soluciones para los siguientes casos, son:

a) Gasto constante, yacimiento infinito.^{5a}

$$P_d = \frac{1}{r_d} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{r_d - 1}{2 \sqrt{t_d}} \right) - e^{(t_d + r_d - 1)} \operatorname{erfc} \left(\frac{r_d - 1}{2 \sqrt{t_d}} + \sqrt{t_d} \right) \right] \quad (120)$$

DONDE:

$\operatorname{erf}(x)$ = Función x error

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du$$

$\operatorname{erfc}(x)$ = función error complementaria

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$$

Para tiempos grandes, $t_d \gg 1$, se tiene

$$P_d = 1 \quad (121)$$

Lo anterior indica que el flujo esférico transitorio tiende a flujo estacionario para tiempos adimensionales grandes.

b) Gasto constante, yacimiento finito cerrado.^{5b}

$$P_{wd}(r_d, t_d) = \frac{(r_{ed} - 1)^2 + 3r_{ed} \left[\frac{1}{6} (r_{ed} - 1)^2 (2r_{ed} + 1) + t_d - \frac{1}{2} (r_{ed} - 1)^2 \right] \frac{1}{5} (r_{ed} - 1)^2 + r_{ed}}{(r_{ed} - 1) \left[\frac{1}{3} (r_{ed} - 1)^4 + 2(r_{ed} - 1)^2 r_{ed} + 3r_{ed}^2 \right]}$$

$$- 2(r_{ed} - 1) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{w_n^2 r_{ed}^2 + (r_{ed} - 1)^2}{w_n^2 w_n^2 r_{ed}^2 + (r_{ed}^2 + r_{ed} - 1) (r_{ed} - 1)^2}$$

$$e^{-\frac{w_n^2 t_d}{(r_{ed} - 1)^2}} \quad (122)$$

donde w_n son las raíces:

$$\frac{\cot w}{w} - \frac{1}{w^2} = \frac{k_{ed}}{(k_{ed} - 1)^2}$$

Para valores de tiempos dimensionales, t_d , pequeños, el comportamiento es caracterizado por flujo lineal transitorio y para tiempos largos el flujo es pseudoestacionario.

c) Gasto constante, yacimiento finito con presión constante en la frontera externa.

$$P_{wd} = \frac{k_{ed} - 1}{k_{ed}} - 2 (k_{ed} - 1) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\frac{w_n^2 t_d}{k_{ed} - 1}}}{k_{ed} (k_{ed} - 1) + w_n^2} \quad (123)$$

donde w_n son las raíces:

$$\frac{\text{TAN } w}{w} = \frac{1}{k_{ed} - 1}$$

Para valores de tiempos dimensionales, t_d , pequeños, el comportamiento es bajo condiciones de flujo lineal, para tiempos mas grandes el flujo es pseudoestacionario y para tiempos largos, se alcanzan condiciones de flujo estacionario.

d) Presión constante, yacimiento infinito.

$$Q_d = t_d + 2 \left(\frac{t_d}{\pi} \right)^{1/2} \quad (124)$$

donde:

Q_d = entrada acumulativa del fluido, dimensional.

e) Presión constante, yacimiento finito cerrado.⁵⁸

$$Q_d = R_0 + \sum_{n=1}^{\infty} R_n = 1/3 (r_{ed}^3 - 1) - 2(r_{ed} - 1) \cdot$$

$$\sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{1}{w_n^2} \frac{w_n^2 r_{ed} + (r_{ed} - 1)^2}{w_n^2 r_{ed} - (r_{ed} - 1)} \right] e^{-\frac{w_n^2 t_d}{(r_{ed} - 1)^2}} \quad (125)$$

donde w_n son raíces de la ecuación:

$$\frac{TAN w}{w} = \frac{r_{ed}}{(r_{ed} - 1)}$$

f) Presión constante, yacimiento finito con presión constante en la frontera.

$$Q_d = \frac{r_{ed} t_d}{r_{ed} - 1} + 1/3 (r_{ed} - 1) - 2 \frac{(r_{ed} - 1)}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \exp$$

$$\frac{\pi^2 n^2 t_d}{(r_{ed} - 1)^2} \quad (126)$$

Las seis soluciones obtenidas para la ecuación (118), - es decir, ecuaciones Nos. (120), (122), (123), (124), (125) y (126) fueron evaluadas numéricamente por Chatas⁵⁸, para tiempos adimensionales, t_d entre 0.001 y 1000000 y valores de r_{ed} entre 2 y 100

5.7 ECUACION DIFERENCIAL DE FLUJO ELIPTICO.⁵⁹

La ecuación que describe el flujo elíptico en un medio poroso isotrópico, en coordenadas elípticas, está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial \eta^2} = \frac{L^2 \phi C t}{2k} (\cosh 2\xi - \cos 2\eta) \frac{\partial P}{\partial t} \quad (127)$$

donde:

ξ, η = coordenadas elípticas

L = longitud focal de la elipse.

En la fig. No. 28 se presenta el sistema de coordenadas elípticas. La coordenada ξ , representa una familia de elipses cofocales y son iguales a las líneas isopotenciales para flujo elíptico. La distancia focal de las elipses es $2L$. La coordenada, η , representa una familia de hipérbolas cofocales y son iguales a las líneas de flujo para flujo elíptico. Las coordenadas, ξ y η , son ortogonales entre si.

Se analizan dos casos de solución^{59, 60} de la ecuación diferencial (127), los cuales se discuten brevemente a continuación:

a) Caso de presión constante.

La ecuación No. 127 en forma adimensional:

$$\frac{\partial^2 p_d}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 p_d}{\partial \eta^2} = \frac{1}{2} (\cosh 2\xi - \cos 2\eta) \frac{\partial p_d}{\partial t_{dl}} \quad (128)$$

donde:

$$p_d(\xi, \eta, t_{dl}) = \frac{p_i - p(\xi, \eta, t)}{p_i - p_{w6}} \quad (129)$$

$$t_{dl} = \frac{kt}{\phi \mu C_t L^2} \quad (130)$$

Las condiciones iniciales y de frontera están dadas por las siguientes expresiones:

$$p_d(\xi, \eta, 0) = 0 \quad (131)$$

$$\lim_{\xi \rightarrow \infty} p_d = 0, \quad t_{d\ell} \gg 0, \quad 0 \leq \eta \leq 2\pi \quad (132)$$

$$p_d(\xi_w, \eta, t_{d\ell}) = 1, \quad t_{d\ell} > 0, \quad 0 \leq \eta \leq 2\pi \quad (133)$$

La solución de la ecuación (128) sujeta a las condiciones iniciales y de frontera mencionados, está dada por:

$$p_d(\xi, \eta, t_{d\ell}) = 1 + \frac{2}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \int_0^{\infty} e^{-4\lambda t_{d\ell}} A_0^{2n}(\lambda)$$

$$\frac{Ce_{2n}(\xi, \lambda) Fey_{2n}(\xi_w, \lambda) - Fey_{2n}(\xi, \lambda) Ce_{2n}(\xi_w, \lambda)}{Ce_{2n}^2(\xi_w, \lambda) + Fey_{2n}^2(\xi_w, \lambda)}$$

$$Ce_{2n}(\eta, \lambda) \frac{d\lambda}{\lambda} \quad (134)$$

donde:

λ = parámetro de integración

$A_0^{(2n)}$ = Coeficiente de Fourier y función de λ

$Ce_{2n}(\xi, \lambda)$, $Fey_{2n}(\xi, \lambda)$, $Ce_{2n}(\eta, \lambda)$ = funciones Mathieu

La ecuación (134) permite conocer la distribución de presiones en espacio y tiempo en el yacimiento para el caso de presión constante. Para obtener las ecuaciones, tanto de gasto de producción y producción acumulativa se hace uso de la transformada de Laplace, por lo que la transforma

da del gasto de producción será:

$$\bar{q}_d = - \frac{1}{2\lambda} \sum_{n=0}^{\infty} (A_0^{2n})^2 \frac{Fek'_{2n} (\xi_w, -\lambda)}{Fek_{2n} (\xi_w, -\lambda)} \quad (135)$$

y la transformada de la producción acumulativa será:

$$\bar{Q}_d = - \frac{1}{8\lambda^2} \sum_{n=0}^{\infty} (A_0^{2n})^2 \frac{Fek'_{2n} (\xi_w, -\lambda)}{Fek_{2n} (\xi_w, -\lambda)} \quad (136)$$

donde:

$$q_d = \frac{q_{11}}{2\pi kh(p_{\lambda} - p_{w\phi})}, \text{ Gasto de producción, dimensional} \quad (137)$$

\bar{q}_d = transformada de Laplace del gasto de producción.

$$Q_d = \int_0^t q_d dt', \text{ producción acumulativa, dimensional} \quad (138)$$

\bar{Q}_d = transformada de Laplace de la producción acumulativa.

$\lambda = s/4$, s es la variable tiempo en el espacio Laplaciano (139)

$$Fek_{2n} (\xi_w, -\lambda) = \text{función Mathieu} \quad (140)$$

$$Fek'_{2n} (\xi_w, -\lambda) = \frac{\partial}{\partial \xi} [Fek_{2n} (\xi, -\lambda)]_{\xi = \xi_w} = \text{diferencial de la función Mathieu.} \quad (141)$$

El gasto y producción acumulativa pueden ser también evaluados a partir de la ecuación (134), sin embargo, la convergencia de la solución es mucho mas lenta.

b) Caso de gasto constante.

La solución para el caso de gasto constante en un yacimiento infinito es:

$$P_d = - \frac{1}{8\lambda \sum_{n=0}^{\infty} (A_0^{2n})^2 \frac{F_{ek_{2n}}^1(\xi_w, -\lambda)}{F_{ek_{2n}}(\xi_w, -\lambda)}} \quad (142)$$

La ecuación (142) no puede ser usada para calcular P_d en cualquier punto del yacimiento ya que solo es válida para $\xi = \xi_w$, es decir, solo permite calcular la presión del pozo (P_{wf}). Kucuk y Brigham⁵⁹ presentaron gráficas, que son soluciones a las ecuaciones Nos. 134 y 142, en función del tiempo adimensional y para diferentes valores de relaciones de $\frac{a_w}{b_w}$ en las Figuras 29 y 30 se presentan dichas gráficas.

5.8 ANALISIS DE LA TEORIA DE BLOQUES UNIFORMES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Barenblat y Zheltov⁵² fueron los primeros en presentar la formulación del problema de flujo transitorio de un fluido ligeramente comprensible, en un medio con doble porosidad.

Una consideración básica en el modelo de Barenblat⁵⁶ es que el volumen elemental representativo contiene un gran número de fracturas y de bloques (matriz); en consecuencia cada punto considerado en el espacio es asociado con dos tipos de presiones:

- presión promedio del fluido en las fracturas, P_f , y
- presión promedio del fluido en la matriz, P_m .

Sea V_f , la fracción del volumen de fracturas y V_m , la fracción del volumen de matriz, ambos medidos, con respecto al volumen total considerado.

Si ϕ_f es la porosidad del sistema de fracturas y ϕ_m la porosidad del sistema de matriz, la porosidad promedio del yacimiento, ϕ , está dada por la siguiente expresión:

$$\phi = \phi_f V_f + \phi_m V_m \quad (143)$$

$$V_f + V_m = 1 \quad (144)$$

Considerando que la ley de Darcy es aplicable al flujo de fluidos en ambos sistemas, así como haciendo uso del principio de la ley de conservación de masa en un volumen elemental, se tiene para el volumen de fracturas:

$$\frac{\partial (\phi_f V_f \rho_f)}{\partial t} + \nabla \left(-\frac{k_f}{\mu} \rho_f \nabla p_f \right) - \rho_f q = 0 \quad (145)$$

donde:

ρ_f = densidad del fluido en las fracturas

μ_f = viscosidad del fluido en las fracturas

k_f = permeabilidad en las fracturas

q = gasto del fluido de la matriz

En forma similar, aplicando el principio de la ley de conservación de masa, para el sistema matriz e tiene:

$$\frac{\partial (\phi_m V_m \rho_m)}{\partial t} + \nabla \left(-\frac{k_m}{\mu} \rho_m \nabla p_m \right) + \rho_m q = 0 \quad (146)$$

Donde los parámetros utilizados son similares a la ecuación (145), excepto que el subíndice m , significa matriz.

En el caso de una presión de sobrecarga constante ϕ_f y V_f dependen solo de la presión del fluido en las fracturas y se puede considerar que es independiente de la presión de fluido de la matriz, de aquí que:

$$d(\phi_f V_f) = \phi_f V_f (C_f)_f dp_f \quad (147)$$

donde:

$(C_f)_f$ = compresibilidad de la roca en el sistema fracturado.

Combinando las ecuaciones Nos. (145) y (147) y considerando un fluido de compresibilidad pequeña, se obtiene:

$$\frac{k_f}{\mu} \nabla^2 P_f = \phi_f V_f [(C_f)_f + (C)_f] \frac{\partial P_f}{\partial t} - q = \phi_f V_f (C_t)_f \frac{\partial P_f}{\partial t} - q \quad (148)$$

$(C)_f$ = compresibilidad del fluido en las fracturas.

$(C_t)_f$ = compresibilidad total en las fracturas.

En forma similar, para el sistema matriz. Se obtiene:

$$\frac{k_m}{\mu} \nabla^2 p_m = \phi_m V_m (C_t)_m \frac{\partial p_m}{\partial t} + q \quad (149)$$

Las ecuaciones Nos. (148) y (149) representan las ecuaciones generales para un sistema compuesto de matriz y fracturas, es decir, un medio de doble porosidad.

En yacimientos fracturados, se supone que la permeabilidad en la matriz es pequeña comparada con la de las fracturas, por lo que las ecuaciones (148) y (149), se reducen a:

$$\nabla^2 P_f = \frac{\phi_f V_f \mu (C_t)_f}{k_f} \frac{\partial P_f}{\partial t} + \frac{\phi_m V_m \mu (C_t)_m}{k_f} \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{1}{\eta_f} \frac{\partial P_f}{\partial t} + \frac{k_m}{k_f} \frac{1}{\eta_m} \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad (150)$$

donde:

η_f, η_m = difusividad hidráulica en las fracturas y la matriz, respectivamente.

y:

$$\frac{\partial P_m}{\partial x} = \frac{-q}{\phi_m V_m (C_x)_m} \quad (151)$$

En su solución Barenblat⁵² y otros, consideran que la compresibilidad de las fracturas es despreciable (debido al volumen pequeño de las mismas) y que el flujo de fluidos de la matriz hacia las fracturas ocurre bajo condiciones de flujo pseudoestacionario:

$$q = \frac{a}{\mu} k_m (P_m - P_f) \quad (152)$$

por tanto:

$$\frac{\partial P_m}{\partial x} = \frac{-ak_m}{\phi_m V_m \mu (C_x)_m} (P_m - P_f) = -a\eta_m (P_m - P_f) \quad (153)$$

donde:

a = parámetro característico de la formación fracturada.

Considerar flujo pseudoestacionario es justificado por el hecho de que el flujo transitorio es de corta duración.

Barenblat y otros rearrreglaron las ecuaciones Nos. (150), (151) y (152), y obtuvieron

$$\phi_m V_m (C_x)_m \frac{\partial P_x}{\partial x} + \text{div} \left[-\frac{k_f}{\mu} \text{grad } P_f - \frac{k_f}{a} \frac{\phi_m V_m (C_x)_m}{k_m} \frac{\partial}{\partial x} \text{grad } P_f \right] = 0 \quad (154)$$

La ecuación (153) fue resuelta para flujo lineal y flujo radial.

Para el caso de flujo radial se consideró que el yacimiento produce a través de una línea en el centro del pozo ($r_w = 0$), es decir una línea fuente. Las condiciones de frontera e iniciales están dadas por las siguientes expresiones:

Para el caso de flujo radial se consideró que el yacimiento produce a través de una línea en el centro del pozo ($r_w=0$), es decir una línea fuente. Las condiciones de frontera e iniciales están dadas por las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 & a) P_f = P_i \text{ para } t \leq 0, \text{ para toda } r \\
 & b) P_f = P_i \text{ para } r \rightarrow \infty, \text{ para toda } t \\
 & c) q = -\frac{2\pi k_f h}{\mu} \left[\left(r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right) + \frac{1}{a r_m} \frac{\partial}{\partial x} \left(r \frac{\partial P_f}{\partial x} \right) \right]_{r=r_w} \quad (155)
 \end{aligned}$$

donde h es el espesor total de la formación

La solución obtenida por Barenblatt y otros, es:

$$\begin{aligned}
 \overline{P}_{fd} = \frac{1}{S} & \frac{1}{r^2 s} \frac{K_0 \left(\frac{r \sqrt{s}}{\sqrt{k_f / \phi_m V_m \mu (C_x)_m}} \right)}{1 + \frac{1}{k_f / \phi_m V_m \mu (C_x)_m} \left(\frac{k_f}{a k_m r^2} \right)} \\
 & \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{k_f / \phi_m V_m \mu (C_x)_m} \left(\frac{k_f}{a k_m r^2} \right)}} \quad (156)
 \end{aligned}$$

donde:

S = Parámetro de la transformada de Laplace.

K_0 = Función modificada de Bessel de segunda clase y orden cero

$$\overline{P}_{fd} = \frac{1}{S} K_0 \left(\frac{r \sqrt{s}}{\sqrt{k_f / \phi_m V_m \mu (C_x)_m}} \right) \quad (157)$$

Considerando el volumen de fracturas pequeño con respecto al volumen de matriz, este último puede ser considerado como la unidad, por lo que la transformada inversa de Laplace

en la ecuación (157), es:

$$P_{fD} = - 1/2 E_i \left(- \frac{\phi_m \mu (C_t)_m r^2}{4 k_f t} \right) \\ = 1/2 \left(\text{Ln} \frac{k_f t}{\phi_m \mu (C_t)_m r^2} + 0.80907 \right) \quad (158)$$

Por otro lado, si el movimiento de fluidos ocurre solamente en el sistema de fracturas, la condición de frontera para el pozo, sería:

$$q = \frac{2\pi k_f h}{\mu} \left(r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right)_{r=r_w} = r_w \quad (159)$$

En consecuencia, la misma ecuación diferencial, ecuación (153), tiene dos diferentes soluciones, dependiendo de cual de las dos condiciones de frontera dadas, es usada (ec. No. (155) ó (157)). Sin embargo trabajos posteriores usan indistintamente dichas soluciones. Cabe señalar que la ecuación obtenida por Baerenblatt y otros, ec. (150) ó ec. (153) es similar, ya sea para P_m ó P_f , solo es necesario reemplazar el respectivo símbolo.

POZOS ARTIFICIALMENTE FRACTURADOS

Estudios llevados⁵⁴ a cabo, indican que en el proceso del fracturamiento hidráulico, esencialmente se tiene que todas las fracturas creadas artificialmente a profundidades mayores de 3000 pies son verticales, de tal manera que los estudios de variación de presión en pozos fracturados ha sido principalmente en pozos fracturados verticalmente.

Gringarten y Ramey^{62,63} estudiaron el comportamiento de la presión en pozos con fracturas horizontales inducidas, ellos consideraron un modelo, cuya solución es aplicable a fracturas horizontales y a pozos que penetran parcialmente la formación o de entrada limitada al flujo. En su modelo, Fig. No. 32, se hacen las siguientes suposiciones:³²

a).- Yacimiento Horizontal, homogéneo con permeabilidad radial y vertical K_r y K_z , respectivamente.

b).- Con espesor h , porosidad ϕ , de extensión infinita y penetrado totalmente por un pozo de radio r_w .

c).- Se tiene una sola fractura horizontal la cual es simétrica de radio r_f y espesor h_f y el plano horizontal de simetría de la fractura está a una altura z_f .

d).- Existe flujo de una sola fase de un líquido ligeramente compresible del yacimiento hacia la fractura.

e).- No existe flujo a través de las fronteras superior e inferior del yacimiento.

Del análisis de la solución analítica, se define la existencia de cuatro períodos de flujo diferentes, Fig. No. 33. En el primer período de flujo, la producción proviene de la fractura siendo ésta una etapa causada por el almacenamiento. Después se presenta un período de flujo lineal y vertical que ocurre del yacimiento hacia la fractura cuya duración está limitada por las dimensiones de la fractura horizontal. A continuación se tiene un período de transición y finalmente un período pseudoradial.

La Figura No. 34 presenta el comportamiento de la presión para una fractura horizontal localizada a la mitad de la formación para un yacimiento infinito. Para tiempos cortos y h_d grandes, las curvas tienen una porción recta de pendiente igual a 0.5, mientras que para valores pequeños de h_d , las curvas tienen pendiente unitaria, como aquella causada por el período de flujo afectado por el almacenamiento, con la diferencia de que este comportamiento es resultado de la fractura y no del pozo.

En el caso de fracturas verticales Gringarten y Ramey

54

consideraron que éstas pueden poseer una capacidad de flujo infinita y pueden ser de extensión radial limitada y penetrar la formación productora en la dirección vertical.

También se consideró que para un pozo fracturado verticalmente en un sistema infinito, puede tenerse el caso de una fractura vertical con flujo uniforme⁶² Es decir el fluido entra a la fractura a un gasto uniforme por unidad de área de la cara de la fractura, teniéndose una caída de presión en la fractura.

En general, se ha encontrado⁶⁴ que la solución para una fractura de flujo uniforme se acerca más a los sistemas de fracturas naturales que la solución para fracturas de conductividad infinita.

Las ecuaciones para el caso de una fractura uniforme, en un medio infinito, son:⁷⁵

$$P_D = \sqrt{\pi t_{df}} \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{t_{df}}} \right) - 1/2 E_i \left(-\frac{1}{4t_{df}} \right) \quad (160)$$

donde:

$$t_{df} = t_d \left(\frac{\kappa}{\kappa_w} \right)^2 \quad (161)$$

Para tiempos largos, cuando $t_{df} > 10$, la ec. (160) se aproxima, por medio de la siguiente expresión.

$$P_d = 1/2 \{ \ln t_{df} + 2.80907 \} \quad (162)$$

Para tiempos cortos, $t_{df} < 0.1$, la caída de presión, se aproxima a:

$$P_d = \sqrt{\pi t_{df}} \quad (163)$$

Las ecuaciones para el caso de una fractura de conductividad infinita, son:

$$P_d = 1/2 \ln t_{dx_f} + 1.100 \quad (164)$$

para $t_{dx_f} > 0.016$

$$y \quad P_d = 1/2 \sqrt{\pi k d_f} \left(\operatorname{erf} \frac{0.134}{\sqrt{t_{dx_f}}} + \operatorname{erf} \frac{0.866}{\sqrt{t_{dx_f}}} \right) - 0.067 E_i \left(- \frac{0.018}{t_{dx_f}} \right) - 0.433 E_i \left(- \frac{0.750}{t_{dx_f}} \right) \quad (165)$$

Para toda t_{dx_f} en el caso de yacimientos finitos, ambos tipos de fracturas se caracterizan de tres periodos de flujo:

a).- Flujo Lineal. Ocurre a tiempos cortos y corresponde a una línea recta de pendiente igual a 0.5 en coordenadas Log-Log de P_d contra t_{dx_f} .

b).- Flujo pseudoradial.- Después de un periodo de transición, hay un periodo de flujo pseudoradial que corresponde a una línea recta de pendiente de 1.151 en una gráfica semilog de presión contra tiempo.

c).- Flujo pseudoestacionario.- Flujo en el cual $\frac{dp_d}{dt_d}$ es constante y la declinación de la presión es inversamente proporcional al volumen poroso.

Cinco y Samaniego⁶⁵ estudiaron el comportamiento de la variación de la presión de un pozo con una fractura vertical de conductividad finita.

En la Figura No. 35 se presentan los periodos de flujo para un pozo fracturado verticalmente.

Para tiempos adimensionales pequeños se tiene flujo lineal en la fractura, durante el cual la mayor parte del fluido - que entra al agujero proviene de la expansión del sistema dentro de la fractura.

Se llama flujo bilineal⁶⁵ aquel donde ocurren simultáneamente dos flujos lineales: un flujo lineal incompresible dentro de la fractura y otro, lineal compresible en la formación.

El uso del modelo de flujo bilineal es apropiado para permeabilidades de formación bajas y si la longitud de fractura es grande, ya que los valores adimensionales del tiempo, se encuentran en el rango de aplicación de esta técnica.

Cuando la conductividad de la fractura es mayor o igual a 50, se presenta el periodo de flujo lineal en la formación cuyo tiempo de duración depende de las características de la fractura. Para tener este periodo de flujo, es necesario tener una distribución de flujo uniforme a lo largo de la fractura, lo cual es solo posible para fracturas de conductividad alta en tiempos cortos.

Para tiempos largos se tiene el periodo de flujo pseudoradial en donde la mayor parte de gasto de producción es originado por la expansión del sistema en la zona lejana a la fractura. Una gráfica de presión adimensional contra el logaritmo del tiempo adimensional, se obtiene una línea recta de pendiente igual a 1.151, representativa de este periodo.

5.9 METODOS CONVENCIONALES O SEMILOGARITMICOS.

a). - Método de Horner.

Horner⁶⁶ presentó su técnica para el caso de un solo pozo productor de un yacimiento infinito homogéneo, de tal manera que si se grafica P_{ws} contra $\log (t + \Delta t) / \Delta t$ se debe-

rá esperar una línea recta, donde t es el tiempo de producción del pozo, previo al cierre, Δt es el tiempo transcurrido desde que el pozo fue cerrado (medido en las mismas unidades de t) y P_{ws} es la presión de fondo registrada en el tiempo Δt . En la práctica, t usualmente se define como la producción acumulativa del pozo dividida por el ritmo de producción. Inmediatamente antes del cierre, se calcula con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\text{producción acumulada del pozo } (Q)}{\text{gasto antes del cierre } (q)} \quad (166)$$

Cuando el tiempo de cierre Δt es infinito, $(t + \Delta t)/\Delta t$ es igual a la unidad y el $\log (t + \Delta t)/\Delta t$ será cero. Así una extrapolación de la línea recta hasta que $\log (t + \Delta t)/\Delta t$ sea igual a cero, se obtiene el valor de la presión en el tiempo de cierre infinito, el cual en el caso de un solo pozo en un yacimiento ilimitado, será el valor de la presión inicial, P_i . Además, se puede observar que la pendiente de esta línea recta depende de la permeabilidad de la formación, la relación es:

$$m = 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \quad (166a)$$

donde:

q = gasto de producción a condiciones superficiales, bbl/día

k = permeabilidad, md

h = espesor neto de la formación, Ft

μ = viscosidad del aceite, cp

B = factor de volumen del aceite de la formación

m = pendiente de la recta, Psi/ciclo \log_{10}

De tal manera que conociendo los valores de q , μ y h , se determina el valor, medio de la permeabilidad en el área de drene del pozo.

Cabe señalar que lo anterior fue desarrollado para yacimientos infinitos, sin embargo, se puede aplicar para yacimientos finitos, con ciertas modificaciones.

Para yacimientos finitos, cuando se grafica P_{ws} contra $\log (t_p + \Delta t) / \Delta t$ y se extrapola la línea recta, se encuentra el valor de P^* , este valor es generalmente menor que P_i . Por lo -- que, puede escribirse una expresión para yacimientos finitos, -- utilizando el concepto de la presión aparente, P^* :

$$P_{ws} = P^* - 162.6 \frac{qB_{\mu}}{kh} \log \left(\frac{t_p + t}{t} \right) \quad (167)$$

Para estimar la presión promedio se utiliza la siguiente expresión:

$$\bar{p} = P^* - \frac{m}{2.3025} P_{dmbh} (t_{pd_a}) \quad (168)$$

donde m es la pendiente de la línea recta de la gráfica de Horner y $P_{dmbh} (t_{pd_a})$ es la presión adimensional, determinada al -- tiempo adimensional correspondiente a t_p , por el método de Mathews-Brons-Hazebroek.⁶⁴

b).- Método de Miller-Dyes-Hutchinson.⁶⁷

Este método de análisis de curvas de incremento de presión se basa en la solución matemática de las ecuaciones diferenciales de comportamiento de presión en un yacimiento finito.

Este método al igual que el método de Horner puede ser aplicado para los dos tipos de yacimientos considerados anteriormente.

La gráfica de Horner puede ser simplificada si $\Delta t \ll t_p$, de tal manera que:

$$t_p + \Delta t \approx t_p$$

$$\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) = \log t_p - \log \Delta t$$

entonces la ecuación (168):

$$P_{ws} = P^* - m (\log t_p - \log \Delta t) \quad (169)$$

Si hacemos $\Delta t = 1 \text{HR.}$, se tiene:

$$P_{1HR} = P^* - m \log t_p \quad (170)$$

sustituyendo la ecuación (3) en (2):

$$P_{ws} = P_{1HR} + m \log \Delta t \quad (171)$$

La ecuación (171) indica que una gráfica de P_{ws} contra $\log \Delta t$ debe dar una línea recta con pendiente m , dada por la ecuación (167). La permeabilidad puede entonces ser estimada de dicha ecuación

El factor de daño, s , no aparece en las ecuaciones de Horner y Miller-Dyes-Hutchinson. Esto es que la pendiente de la línea recta semilogarítmica no está afectada por dicho factor. Sin embargo, para tiempos cortos, se tiene una desviación de la línea recta, de los datos de presión, la cual puede ser ocasionada por efectos de almacenamiento y factor de daño en el pozo.

El factor de daño puede ser estimado con la siguiente ecuación, para ambos métodos; si $t_p \gg \Delta t$:

$$S = 1.151 \frac{P_{1HR} - P_{wb}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \quad (172)$$

donde:

S = factor de daño

P_{wf} = presión medida antes del cierre, cuando $\Delta t=0$

P_{1HR} = presión a 1 hr., obtenida de la porción de la línea recta de la curva de incremento.

m = pendiente de la línea recta.

c). - Método de Pollard - Pirson.⁶⁸⁻⁶⁹

Este fue uno de los primeros métodos para evaluar yacimientos fracturados, publicado por Pollard⁶⁸ en 1959. Pollard consideró que el yacimiento estaba constituido por tres regiones: una cercana al agujero, otra era el sistema de fracturas y la tercera estaba compuesta por la matriz de la roca. Supone que existe flujo de la matriz hacia las fracturas y luego hacia el agujero. Como resultado de su trabajo concluyó que si graficamos el logaritmo de la presión diferencial (de cualquier región) contra el tiempo, se obtiene una línea recta, a partir de la cual se pueden determinar propiedades, tales como el volumen poroso del sistema de fracturas y el efecto de daño. La Figura No. 36 ilustra la aplicación del método de Pollard, en forma simplificada.

La ecuación que expresa el incremento de presión como una función del tiempo de cierre es la siguiente:

$$P_{ws} - P_{wf} = Te^{-a_1 t} + De^{-a_2 t} + (P_{ws} - P_{wf} - T - D)^{-a_3}$$

(173)

donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática durante el cierre

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.

T = diferencia entre la presión estática del yacimiento y la presión en las fracturas.

a_1, a_2 = pendiente de las líneas rectas \overline{RS} y \overline{VW} , respectivamente.

D = diferencia de presión en el sistema de fracturas.

t = Tiempo de cierre

En la figura, la recta \overline{RS} indica que la matriz repraesiona al sistema de fracturas, después de que el segundo y tercer términos de la ecuación (173) llegan a ser despreciables. El valor de la pendiente \overline{RS} es a_1 ,

Si se grafica la diferencia entre la curva \overline{QR} y la línea \overline{TR} , se elimina el primer término de la ecuación, teniendo la línea recta \overline{VW} , cuya ordenada al origen da el punto D . Este valor extrapolado es aproximadamente la diferencia entre la presión en las fracturas cercanas al pozo y la presión media de flujo en las fracturas en el momento del cierre. Finalmente la diferencia, UD es la presión diferencial debida al daño.

Con los resultados obtenidos es posible determinar el volumen de fracturas en el sistema, V_f :

$$V_f = \frac{q_0 a_2}{D C_F} \quad (174)$$

donde:

q_0 = gasto del pozo, en el momento del cierre.

a_2 = pendiente de la línea recta \overline{VW}

C_F = compresibilidad promedio del fluido y roca

Pirson y Pirson⁶⁹ extendieron el método en 1961 para estimar el volumen poroso de la matriz, V_b , a partir de la ecuación:

$$V_b = \frac{q a_1}{\sigma_b (1 + D) c} \quad (175)$$

Además Pirson, utilizó esta técnica para estimar, el coeficiente de partición el cual ya fue definido con anterioridad:

$$V = \frac{1}{1 + \frac{a_1}{a_2} \left(\frac{D}{C + D} \right)} \quad (176)$$

5.10 METODO DE WARREN Y ROOT-KAZEMI

Warren y Root⁴¹ presentaron en 1963 el comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado compuesto de paralelepípedos rectangulares, donde los bloques representan el sistema matriz y el espacio entre ellos representa las fracturas (sistema de doble porosidad, como se indica en la Fig. 37.

Supusieron que el flujo en la matriz ocurre en estado pseudoestacionario. Concluyeron que dos parámetros caracterizan el comportamiento de un sistema de doble porosidad. Un parámetro w que representa una medida de la capacidad de flujo y el otro parámetro, λ , parámetro adimensional relacionado con el flujo dentro de la matriz.

Warren y Root encontraron que una gráfica de incremento de presión en papel semilogarítmico resultaría en dos líneas rectas paralelas las cuales fueron relacionadas a la capacidad de flujo de la formación. La separación vertical de estas dos líneas fue relacionada a la capacidad relativa de almacenamiento de las fracturas. La Fig. No. 38 muestra algunas curvas de incremento de presión teóricas, para el modelo de la Figura No. 37, para un valor constante de λ , de 5×10^{-6} y varios valores de w .

Warren y Root consideraron también el caso de anisotropía para la permeabilidad de la fractura, K_f , utilizando $\sqrt{K_x K_y}$

en lugar de K_f , es decir, la ecuación es la siguiente:

$$P_{fd} = 1/2 \left\{ L_n \frac{\sqrt{K_{xf} K_{yf}} t}{|\phi_f v_f (C_t)_f + \phi_m v_m (C_t)_m| \mu r^2} + 0.80907 \right. \\ \left. - E_i \left| \frac{\alpha k_m t}{\phi_m v_m \mu (C_t)_m} \right| + E_i \left[- \frac{\alpha k_m t}{\phi_m v_m \mu (C_t)_m} \frac{\phi_f v_f (C_t)_f + \phi_m v_m (C_t)_m}{\phi_f v_f (C_t)_f} \right] \right\} \\ - L_n \left| (k_{xf}/K_{yf} + 1) / 2 \sqrt{k_{xf}/k_{yf}} \right| \quad (177)$$

Kazemi⁷⁵ estudió un modelo teórico con una distribución uniforme de fracturas horizontales paralelas y concluyó que la teoría expuesta por Warren y Root es válida para los casos en -- donde se tiene una distribución uniforme de fracturas y una dife-- rencia grande entre el flujo en las fracturas y en la matriz. Cuando esta diferencia es pequeña, solamente se nota una sola lí-- nea recta. Ellos consideraron flujo transitorio en la matriz.

Posteriormente De Swann⁷¹ presentó soluciones analíti-- cas para la obtención del producto kh en las fracturas y el pro-- ducto de la porosidad de la matriz por la dimensión de los blo-- ques de matriz. Consideró que a tiempos cortos el flujo toma lu-- gar solamente en las fracturas y la solución está dada para un ya-- cimiento radial infinito por la siguiente expresión:

$$\Delta p_f = \frac{q \mu}{4 \pi k_f h_f} L_n \left(\frac{4 \eta_f t}{r_w^2} \right) \quad (178)$$

donde:

$\Delta p_f = P_i - P =$ incremento de presión

$k_f =$ permeabilidad de la fractura

h_f = espesor de la fractura

η_f = difusividad hidráulica en la fractura

$\gamma = 1.78$, constante de Euler.

Para tiempos largos, la ecuación (178) también se cumple, pero deberán hacerse cambios en el valor de la constante de difusividad.

De acuerdo con la ecuación (178) la permeabilidad en las fracturas puede calcularse con la siguiente expresión:

$$K_f = \frac{q}{4\pi h_f m} \times 2.3026 \quad (179)$$

en donde m , es la pendiente de la línea recta semilogarítmica en ATM/ciclo, q es el gasto en cm^3/seg , μ es la viscosidad del fluido en centipoises, h_f es el espesor de la fractura en centímetros.

La porosidad en las fracturas, se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\phi_f = \frac{k_f}{\eta_f \mu C_t} \quad (180)$$

donde:

$$\eta_f = \frac{\gamma \mu_w^2}{4z} \text{ EXP } \left[\frac{\Delta P_f \# H k_f h_f}{\mu} \right] \quad (180a)$$

La ecuación (180 a) está en unidades darcy, los demás términos involucrados en las ecuaciones (179), (180) y (180a) son conocidos.

La porosidad total del sistema, compuesto por el siste

ma matriz y el sistema de fracturas, puede calcularse de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{h_f \phi_f + (h_{ma} - h_f) \phi_{ma}}{h_{ma}} \quad (181)$$

donde:

ϕ = porosidad total del sistema (incluye sistema matriz y sistema de fracturas)

h_f = espesor de la fractura

ϕ_f = porosidad en el sistema de fracturas

h_{ma} = espesor de la matriz

ϕ_{ma} = porosidad del sistema matriz

Para determinar w , se usa:

$$w = \text{EXP} : [-2.303 (\Delta P/m)] \quad (182)$$

donde:

ΔP = separación vertical de la presión entre las dos líneas rectas paralelas de los datos de presión.

m = pendiente de la recta semilogarítmica.

También w se define de la siguiente manera:

$$w = \frac{h_f \phi_f C_f}{(h_{ma} - h_f) \phi_{ma} C_{ma} + h_f \phi_f C_f} \quad (182a)$$

de donde:

$$\phi_f = \frac{w (h_{ma} - h_f) \phi_{ma} C_{ma}}{h_f C_f (1 - w)} \quad (183)$$

La permeabilidad promedio del sistema de doble porosidad puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$\bar{k} = \frac{k_f h_f + k_{ma} (h_{ma} - h_f)}{h_{ma}} \quad (184)$$

En 1953 Dyes y Johnson⁷² publicaron un artículo sobre el comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados. Dyes y Johnson, encontraron que las permeabilidades efectivas del campo Spraberry determinadas con métodos convencionales de curvas de incremento de presión eran mucho mayores que las obtenidas por análisis de núcleos. Como resultado concluyeron que las fracturas obtenidas en los núcleos eran naturales y no inducidas durante la perforación.

Odeh⁷³ analizó un modelo teórico con un fracturamiento homogéneo y concluyó que no es posible distinguir entre un yacimiento fracturado y uno homogéneo a partir de pruebas de incremento o de decremento de presión. Es decir, él observó que una gráfica de presión contra logaritmo $(t + \Delta t/\Delta t)$, resulta en una línea recta idéntica a la obtenida para un medio homogéneo. Esto lo hizo para yacimientos fracturados de algunos campos de E.U.A.

Odeh analizó casos en los que el valor de $\lambda y w$ no permiten distinguir las dos rectas paralelas.

5.11 METODO DE CURVAS TIPO

Gringarten y otros^{75, 76, 77} presentaron curvas tipo Log-Log, para analizar pozos fracturados verticalmente y horizontalmente.

Las Figuras Nos. 39 y 40 presentan curvas tipo para una fractura vertical con flujo uniforme y fractura vertical de conductividad infinita, respectivamente, ambas para un pozo en el centro de un cuadrado cerrado.

La curva tipo para una fractura vertical de conductividad infinita (Fig. No. 40) se utiliza cuando la presión a lo lar

go de la fractura es uniforme.

Algunos yacimientos naturalmente fracturados pueden ser analizados con la curva tipo para flujo uniforme y las fracturas creadas por medio del fracturamiento hidráulico usan las soluciones para fracturas de conductividad infinita.

En una prueba de variación de presión, tres periodos de flujo pueden ocurrir para un pozo fracturado:

1 .- Un periodo de flujo lineal, el cual se tiene a tiempos cortos y presenta una línea recta inicial que tiene una pendiente característica igual a 0.5 en coordenadas Log-Log. Este periodo termina a $t_{dx_f} \approx 1.5 \times 10^{-1}$ para la Fig. No. 38 y un t_{dx_f} 1.5×10^{-2} para la Fig. No. 39.

2 .- Un periodo de flujo pseudoradial el cual corresponde a una línea recta en una gráfica convencional semilogarítmica.

3 .- Un periodo de flujo pseudoestacionario que se caracteriza por una pendiente igual a 1.0 en una gráfica de P_w contra t . Este periodo de flujo se tiene cuando se sienten los efectos de frontera del yacimiento.

El tiempo adimensional, t_{dx_f} es definido como una función del tiempo real por la relación:

$$t_{dx_f} = \frac{0.002637 kt}{\phi \mu c X_f^2} \quad (185)$$

donde:

X_f = mitad de la longitud de la fractura.

La presión adimensional, P_d , es definida como una función de la presión real, mediante la siguiente expresión:

$$P_d = \frac{kh (\Delta P)}{141.2 q_{\mu B}}$$

(186)

La principal ventaja del método de curvas tipo es que se analizan los datos de diferentes periodos de flujo simultáneamente además de conocer el inicio de la porción recta que se tendría al hacer el análisis en escala semilogarítmica.

De la comparación de la curva de datos con la curva tipo y elegido el "punto de ajuste" se determinan los valores de $(\Delta t)_m$ (o bien, t) y (ΔP) , así como sus correspondientes (t_d) y $(P_d)_m$. También se encuentra el valor de X_e/X_f perteneciente a la curva teórica ajustada y a partir de las ecuaciones (185) y (186) puede calcularse la permeabilidad del sistema y la mitad de la longitud de la fractura (X_f).

En el caso de una prueba de interferencia, o una pulsante la Figura No. 41 presenta curvas-tipo para un modelo de fractura vertical con pruebas de decremento de presión en los pozos de observación.

La respuesta de presión, depende de la localización -- del pozo de observación y la relación de transmisibilidad, lo -- cual hace difícil el ajuste por medio de curvas-tipo. Sin embargo, para pozos de observación lejanos del pozo productor, el comportamiento del sistema resulta ser idéntico a la solución de línea fuente de un medio poroso anisotrópico.

6. APLICACION DE LA TEORIA DE CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS A UN CASO REAL

Con la finalidad de lograr una mejor comprensión de la teoría expuesta anteriormente, se presenta la evaluación de las condiciones de explotación del campo Artesa⁷⁰⁻⁸².

El campo Artesa⁷⁰ se encuentra localizado en la parte norte del estado de Chiapas, en el municipio de Juárez, aproximadamente a 35 Km al suroeste de la Cd. de Villahermosa, Tab., Fig. No. 41-A. Inició su explotación el 25 de julio de 1977. Desde el inicio de su vida productiva el campo produjo con gastos considerablemente altos del orden de 15 000 Bls/día promedio.

Se determinó del estudio geológico⁷⁸ del campo, que la roca almacenadora está constituida por una caliza biógena, densa, fuertemente fracturada, de porosidad primaria baja, predominando la de tipo secundario en fracturas y cavernas y sobre ella se define un sistema de fracturas principales, con una probable orientación nw-se, actuando sobre una formación densamente fracturada.

La trampa está formada por una discordancia erosional limitada por una roca-sello en su parte superior; tiene como límite inferior un contacto agua-aceite y lateralmente la limita la intersección entre la roca-sello y el contacto citado.

LITOLOGIA Y POROSIDAD

Para la determinación de litología y porosidad, incluyendo la porosidad secundaria, debida a cavernas y/o fracturas se aplicó el método conocido como de lito-porosidad para gráficas cruzadas, usando los registros sónico, densidad y neutrón. En las

F

figuras Nos. 42, 43, 44 y 45 se presenta en forma gráfica la composición litológica y la porosidad de los pozos Nos. 1, 2, 5-A y 41.

La porosidad en los restantes pozos se determinó generalmente usando la combinación de dos registros: neutrón compensado y sónico de porosidad, siguiendo el método de gráficas cruzadas, método que también ofrece magníficos resultados, ya que relaciona dos registros de porosidad, lo cual proporciona valores más confiables.

Como resultado de la aplicación de la técnica de litoporosidad por gráficas cruzadas para la detección de porosidad secundaria, se presentan en la Tabla No. III, las porosidades medias totales, las de la matriz y las de las fracturas para los cuatro pozos analizados.

Se aplicó en 9 pozos la técnica de Aguilera, los resultados obtenidos de porosidades de las fracturas se presentan en la Tabla No. IV, ^{en} la que se incluyen también los datos de porosidad media total obtenida por el método anterior o a partir de la combinación de dos registros de índice de porosidad. La porosidad total de dicha tabla es la suma de las porosidades de las fracturas y de la matriz.

A partir del análisis de las Tablas Nos. III y IV se observa que para valores de porosidad altos se tienen resultados similares, representando aproximadamente la porosidad de las fracturas el 50% de la porosidad media total. Esto no sucede para valores bajos de porosidad donde los resultados obtenidos son diferentes.

De acuerdo con el comportamiento de la acumulación en cuanto a sus producciones, tema que se tratará mas adelante, se puede considerar que los datos obtenidos con el método desarrollado por Aguilera, podrían ser los mas representativos y que el 75% de -

la porosidad media total se encuentra en el sistema de fracturas, lo cual, indudablemente ha influido en el movimiento de fluidos dentro del yacimiento.

DISTRIBUCION DE FLUIDOS

Para la determinación de la distribución de fluidos - en este yacimiento, se utilizó el método de Aguilera^{35, 36, 37} (método utilizado para detectar fracturas naturales y calcular la saturación de agua en rocas fracturadas).

En las Figuras Nos. 45 a 47 se presentan algunos de los perfiles de distribución de fluidos y en la Tabla No. V se proporcionan los resultados de saturación de agua promedio de cada uno de los pozos.

La determinación de la saturación de agua es la del sistema total comprendido por el sistema matriz y el sistema fracturas.

La capacidad de almacenamiento de aceite en yacimientos fracturados, varía dependiendo del grado de fracturamiento de la formación y del valor de porosidad primaria.

Considerando el campo Antesa como un yacimiento fracturado, el aceite se encuentra principalmente almacenado en el sistema de fracturas y en mínima proporción en la matriz, dado que las porosidades de las fracturas es la predominante en el sistema.

Lo anterior confirma el hecho de que yacimientos de este tipo presentan gastos muy altos, que declinan en tiempos relativamente cortos, ya que el aceite contenido en las fracturas es el único que se produce.

El comportamiento de las producciones iniciales de aceite en el campo, con cortes de agua nulos, hace suponer que la saturación de agua en las fracturas es de un valor muy bajo y que se tiene principalmente en el sistema matriz.

COMPORTAMIENTO DE LA ACUMULACION

La explotación del yacimiento se inició en julio de 1977 a través del pozo A-1 cuya presión inicial fue de 388 kg/cm^2 . A dicho pozo se le impuso un ritmo de extracción inicial de 10 000 - BRL/día, aproximadamente. Entre junio y julio de 1972, los pozos 3, 5-A y 22 fueron terminados, sus presiones iniciales de fondo fueron coincidentes (332 Kg/cm^2), es decir, aproximadamente 56 Kg/cm^2 por debajo de la original del yacimiento; esto confirmó la alta densidad de fracturamiento de la formación, lo homogéneo de su distribución y la gran transmisibilidad existente.

F

Un examen de la gráfica presión-tiempo, fig. No. 49, sugiere el comportamiento esencialmente volumétrico de la acumulación. El cambio de pendiente de dicha gráfica al pasar por la presión de saturación de los fluidos, apoya dicha sugerencia y se justifica por la generación de una fase de gas libre.

La existencia de la fase de gas libre se confirmó por el comportamiento de la RGA en el pozo 15, que es el más alto estructuralmente. Esto confirma lo asentado anteriormente respecto a la homogeneidad y densidad del fracturamiento.

ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION

Se analizaron⁹⁰ 10 pruebas de presión (6 de incremento y 4 de decremento), se utilizaron los métodos convencionales o semilogarítmicos, el de dos pendientes y el de curvas tipo, tanto para yacimientos homogéneos como para fracturados. El análisis de estas pruebas corresponden a 6 pozos del campo.

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla No. VI. Del análisis de la tabla se encontró una zona homogénea, la cual en realidad puede tratarse también de una zona demasiado fracturada que refleja un comportamiento similar al homogéneo.

7. CONCLUSIONES .

Se presentaron técnicas para la evaluación de formaciones de yacimientos naturalmente fracturados que incluye la determinación y distribución de fluidos que la saturan.

Para diseñar un esquema óptimo de explotación de un yacimiento es de primordial importancia determinar sus características desde el inicio de su vida productiva.

Estudios de evaluación de formaciones en yacimientos naturalmente fracturados requieren del conocimiento de ciertos factores tales como área del yacimiento, espesor neto, factor volumétrico de los fluidos, porosidad de la matriz y de las fracturas y saturaciones de agua en la matriz y en las fracturas.

La información necesaria para la aplicación de tales técnicas puede ser clasificada en dos grupos: En el primero de ellos la información obtenida es directa, como es el análisis de núcleos. En el segundo grupo se incluye la información obtenida en forma indirecta, tal como los datos recolectados mediante cámaras fotográficas, registros geofísicos de explotación y pruebas de variación de presión.

En el estudio de yacimientos naturalmente fracturados, es necesario conocer la magnitud y cantidad de fracturas que contribuyen en mayor o menor medida a la porosidad y permeabilidad. Esta información puede ser obtenida de los núcleos, único método directo disponible por el cual las fracturas pueden ser perfectamente identificadas y analizadas. Se deberá tener mucho cuidado en saber distinguir fracturas naturales y fracturas inducidas durante la perforación (artificiales), diversos autores⁸⁻⁹⁻¹⁰ han -- propuesto criterios para poder diferenciar los casos anteriores en forma cualitativa.

El uso de cámaras fotográficas que son introducidas en el pozo, y la herramienta llamada " Borehole Televiwer " - -

permiten una evaluación cualitativa de fracturas tanto las naturales como las inducidas durante la perforación.

Existen una gran diversidad de registros de pozos, sin embargo, los parámetros físicos necesarios para evaluar un yacimiento son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor permeable de la capa y permeabilidad.

El registro sónico de amplitud ha sido usado en la terminación de pozos para proveer información sobre sus condiciones de cementación, así como para la localización de fracturas naturales.

El registro de intensidad o densidad variable ofrece otro medio de detección de fracturas, la información obtenida es cualitativa, basada generalmente en la comparación del registro con análisis de núcleos y datos de perforación.

El registro de doble inducción (2II) y el Laterolog 8 (LL-8), en combinación, son útiles para detectar la presencia de fracturas.

En los últimos años, la determinación de litología y porosidad²⁹⁻³⁴ a partir de combinaciones de registros de índice de porosidad, ha obtenido un amplio reconocimiento como técnica de interpretación de registros en áreas donde la litología es compleja. Esta técnica permite determinar porosidad en carbonatos de litología compleja y arenas lutíticas, incluye la detección de zonas con porosidad secundaria, debida a cavernas y/o fracturas de dimensiones mucho mayores que los poros en contrados en las rocas.

Un procedimiento para la evaluación y detección de yacimientos naturalmente fracturados fue desarrollado por R. Aguilera³⁵⁻³⁸ para determinar la distribución de fluidos.

La técnica analizada tiene la ventaja de no requerir el conocimiento previo de la resistividad de agua " R_w " y porosidad, valores que pueden ser no representativos, los cuales pudieron haberse determinado en una forma experimental. Dada su naturaleza estadística, el método proporciona resultados más representativos en yacimientos de espesores considerables.

Las técnicas de pruebas de variación de presión se han utilizado para evaluar las características de los yacimientos naturalmente fracturados. Estas pruebas de variación de presión ofrecen varias ventajas sobre otras técnicas, principalmente en que puede ser registrada en cualquier momento de la vida productiva del pozo y las propiedades son medidas *in situ*.

Estudios llevados a cabo en yacimientos fracturados consideran que la permeabilidad al flujo de fluidos en el sistema de porosidad primaria es generalmente baja y que son las fracturas las que incrementan la permeabilidad en una forma considerable.

Los modelos desarrollados para el estudio de yacimientos fracturados, los sistemas formados por la porosidad primaria y secundaria son considerados como sistemas uniformemente distribuidos a través de todo el yacimiento y la formación en estudio es considerada como un medio de doble porosidad o equivalente a un sistema heterogéneo.

El concepto de medio de doble porosidad fue introducido por Barenblatt y Zheltov⁵², resultado del estudio del comportamiento de un acuífero fracturado.

Variaciones de este modelo han sido investigadas por un gran número de autores⁵¹, obteniéndose soluciones analíticas para el comportamiento transitorio de presión en el yacimiento (Warren and Root, 1963, Odeh, 1965, Kazemi y colaboradores 1969, de Swaan, 1976, Najurieta, 1976).

Ghringarten y otros^{75,76,77} presentaron curvas-tipo log-log, para analizar pozos fracturados verticalmente y horizontalmente.

El uso de cada técnica analizada, depende de las características que se desean determinar, puesto que los yacimientos naturalmente fracturados no se comportan de la misma manera.

Ejemplo de aplicación.

Con la finalidad de lograr una mejor comprensión de la teoría expuesta anteriormente, se presentó la evaluación de las condiciones de explotación del campo Artesa.

1. Se determinó litología y porosidad, incluyendo la porosidad secundaria, debida a cavernas y/o fracturas utilizando el método de lito-porosidad por gráficas cruzadas, usando los registros sónico, densidad y neutrón. Se considera que el 75% de la porosidad total del campo se encuentra en el sistema de fracturas.

2. Se observó de las gráficas de litología, que las zonas con porosidad secundaria invariablemente coincidieron con un intervalo de caliza.

3. Para la determinación de la distribución de fluidos, se utilizó el método de Aguilera. La determinación de la saturación de agua es la del sistema total comprendido por el sistema matriz y el sistema fracturas.

4. Como resultado del comportamiento de las producciones iniciales en el campo, la saturación de agua en las fracturas es de un valor pequeño y la alta productividad inicial se debió a que el aceite se encontraba almacenado principalmente en las fracturas.

5. Se analizaron diez pruebas de presión utilizando

diferentes métodos. Mediante este análisis fue posible determinar la presencia de zonas fracturadas y homogéneas, esta última puede tratarse también de una zona demasiado fracturada, por lo que refleja un comportamiento similar al homogéneo.

6. En un estudio geológico⁷ del campo, se determinó que la formación está constituida por una caliza, fuertemente fracturada, predominando la porosidad secundaria y de porosidad primaria baja.

8. NOMENCLATURA

- a = Parámetro característico de la formación fracturada.
- a_1, a_2 = Pendiente de las líneas rectas \overline{RS} y \overline{VW} , respectivamente.^{5B}
- B = Factor de volumen
- b = Ancho del acuífero
- C = Compresibilidad
- C_f = Compresibilidad de la formación
- C_t = Compresibilidad total del sistema
- $(C)_f$ = Compresibilidad del fluido en las fracturas
- $(C_t)_f$ = Compresibilidad total en las fracturas
- $(C_t)_m$ = Compresibilidad total en la matriz
- D = Diferencia de presión en el sistema fracturas
- E_i = Integral exponencial
- F = Factor de formación
- FFI = Índice de intensidad de fracturas
- F_b = Factor de formación de la porosidad del sistema matriz.
- F_t = Factor de formación total (incluye los sistemas matriz y fracturas)
- h = Espesor de la formación
- h_f = Espesor de la fractura
- h_{ma} = espesor de la matriz
- I = Índice de resistividad
- J_0, Y_0 = Funciones Bessel de primera y segunda clase, de orden 0.

- J_1, Y_1 = Funciones Bessel de primera y segunda clase, de orden 1.
 k = Permeabilidad de la formación
 k_f = Permeabilidad de la fractura
 k_0 = Función modificada de Bessel de segunda clase, orden cero.
 k_m = Permeabilidad de la matriz
 k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua.
 k_{x_f} = Permeabilidad de la fractura en la dirección x .
 k_{y_f} = Permeabilidad de la fractura en la dirección y .
 L = Longitud del acuífero
 M = Pendiente de la relación lineal entre el tiempo de tránsito y la porosidad.
 m = Pendiente de la recta semilogarítmica.
 m_b = Exponente de porosidad de la matriz.
 P = Presión
 P_i = Presión inicial en el sistema.
 P_{wf} = Presión de fondo fluyendo
 P_{ws} = Presión de fondo estática durante el cierre.
 \bar{P} = Presión media del yacimiento
 P^* = Presión aparente, obtenida cuando la línea recta semilog se extrapola hasta un valor de $(t + \Delta t)/\Delta t = 1$
 P_{1HR} = Presión sobre la línea recta semilog a 1 hora después del cierre del pozo.
 Q_d = Producción acumulativa del fluido adimensional.
 \bar{Q}_d = Transformada de Laplace de la producción acumulativa.
 q = Gasto de producción del pozo.
 q_d = Gasto de producción del pozo adimensional.
 \bar{q}_d = Transformada de Laplace del gasto de producción del pozo.
 q_0 = Gasto del pozo, en el momento del cierre.

- R_{WA} = Relación agua-aceite inicial.
 R_{fi} = Resistividad de la zona invadida.
 R_{fo} = Resistividad de la zona invadida en el intervalo fracturado.
 R_{mf} = Resistividad del filtrado de lodo.
 R_o = Resistividad del sistema roca-fluidos para saturación de agua de 100 por ciento.
 R_t = Resistividad verdadera de la formación.
 R_{tb} = Resistividad verdadera de la formación del sistema matriz.
 R_{tT} = Resistividad verdadera de la formación del intervalo analizado.
 R_w = Resistividad del agua de formación.
 r = Distancia radial.
 r_d = Distancia radial adimensional.
 r_e = Radio exterior o de drenaje de un pozo.
 r_{ed} = Distancia radial adimensional con base en el radio exterior del sistema.
 r_w = Radio del pozo.
 S_w = Saturación de agua.
 S_{wb} = Saturación de agua en el sistema matriz.
 S_{wf} = Saturación de agua en el sistema fracturas.
 S_{wt} = Saturación de agua en el sistema total.
 s = Factor de daño.
 T = Diferencia entre la presión estática del yacimiento y la presión en las fracturas.
 t = Tiempo de cierre.
 t_d = Tiempo de producción adimensional.
 t_{df} = Tiempo adimensional para el caso de una fractura.

t_{dl}	= Tiempo adimensional basado sobre la longitud focal de la elipse interna.
V	= Volumen
V_b	= Volumen del sistema matriz
V_f	= Volumen del sistema fracturas
v	= Fracción del volumen poroso total contenido en el sistema de fracturas.
w_e	= Entrada de agua
w	= Variable real arbitraria
x, y	= Coordenadas del pozo
z	= Elevación estructural
α_n, β_n	= Raíces de funciones Bessel.
γ	= 1.78, constante de Euler
η_f	= Difusividad hidráulica en la fractura
η_m	= Difusividad hidráulica en la matriz
ΔP	= Caída de presión
Δt	= Tiempo de cierre durante una prueba
Δt_f	= Valor del tiempo de tránsito del fluido
Δt_{ma}	= Valor del tiempo de tránsito de la matriz
λ	= Parámetro de integración
μ	= Viscosidad del fluido
μ_f	= Viscosidad del fluido en las fracturas
μ_o	= Viscosidad del aceite
μ_w	= Viscosidad del agua
ρ	= Densidad del fluido existente en el medio poroso
ρ_b	= Valor de densidad leído del registro de densidad
ρ_f	= Valor de densidad del fluido
ρ_{ma}	= Valor de densidad de la matriz
ϕ	= Porosidad media del yacimiento
ϕ_1	= Porosidad primaria
ϕ_2	= Porosidad secundaria
ϕ_b	= Porosidad de la matriz
ϕ_f	= Porosidad de las fracturas

- ϕ_n = Porosidad leída del registro neutrónico
- ϕ_t = Porosidad total, incluye porosidad primaria y secundaria
- $(\phi_n)_f$ = Porosidad del fluido
- $(\phi_n)_{ma}$ = Porosidad de la matriz
- ξ, η = Coordenadas elípticas

9. REFERENCIAS

1. Vieira, L. P. "Fractured Reservoirs", 7th World Petroleum Congress Proc. (1967) Vol. 3.
2. Smekhov, E. M.: "Fractured Oil and Gas Reservoirs and Present Status of Their Study", 2nd. U.N. Develop. Resources, Asia and Far East Smp. (Teheran, Iran, September 1-15, 1962) Proc. Vol. 1
3. Andrzesen, K.H., Baker, R. I., and Raoofi, J.: "Development of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs", Paper 14, Proc. 6th World Petroleum Congress (1963) 11.
4. Gibson, H.S.: "The Production of Oil From The Fields of South Western Iran", J. Inst. Petroleum, Vol. 34 (1948)
5. Freeman H.A.: "Techniques in the Kirkuf Oilfield", Proc. Of the 3rd. World Petroleum Congress: Section II (1951)
6. Burton Atkinson and David Johnston.: "Core Analysis of Fractured Dolomite in the Permian Basin", Journal of Petroleum Technology, September 1948.
7. Frank C. Kelton.: "Analysis of Fractured Limestone Cores", Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, 1950.
8. Locke, L.C., and Bilss, J. E.: "Core Analysis Technique for Limestone and Dolomite", World Oil (Sept., 1950) 204.
9. Sangree, J. B.: "What you should know to analyze core fractures", World Oil, Vol. 168, No. 5 (April, 1969)
10. Pendexter C., and Rohn, R. E.: "Fractures Induced During Drilling" Journal of Petroleum Technology (March, 1954)
11. Drummond, J.M.: "An Appraisal of Fracture Porosity". Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Vol. 12, No. 2
12. Pinson, S. J.: "How to Map Fracture Development From Well Logs", World Oil (March, 1967)

13. Gomez, P. L.; "An Experimental Study of Fracture Formation in an Anticlinal Structure, M. S. Thesis, The University of Texas, January 1967;
14. S. J. Pirson, J. P. Trunz, Jr., and P. Gómez-N.: "Fracture Intensity Mapping from Well Logs and From Structure Maps", 8th. Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, Denver Colorado (June 11-14, 1967)
15. Elkins, Thomas.: "The Second Derivative Method of Gravity Interpretation" Geophysics, 16 (1951)
16. Henderson, R., and Zietz, Isidore. "The Computation of Second Vertical Derivatives of Geo-magnetic Fields". Geophysics, XIV (1949)
17. Henderson, Roland.: "A comprehensive System of Automatic Computation in Magnetic and Gravity Interpretation" Geophysics, XXV (1960)
18. Peters, Leo.: "The Direct Approach to Magnetic Interpretation and Its Practical Application" Geophysics XIV (1949)
19. Fons, L. C.,: "Downhole Camera Helps Solve Production Problems", World Oil, October 1960.
20. Dempsey J. C., and Hickey, J. R.,: "Use of a Borehole Camera for Visual Inspection of Hydraulically-Induced Fractures", Producers Monthly (April, 1958)
21. Zemanek J., Caldwell, R.L., Glenn, E. E. Jr., Holcomb, S. V., Norton, L. J., and Straus, A.J.D.,: "The Borehole Televiwer - a New Logging Concept for Fracture Location and Other Types of Borehole Inspection", J. Pet. Tech. (July, 1969)
22. Mardock, E. J., and Myers, J. P.: "Radio Activity Logs Define Lithology in the Spraberry Formation", The Oil and Gas Journal (November 29, 1951)
23. Lytle W. J., and Rieke, R. R.,: "Well Logging in the Spraberry", The Oil and Gas Journal (December 13, 1951)

24. *Frac-Finder/Micro-Seismogram Log- Basic Acoustics*, Welex Publication.
25. *Detection of Natural Fractures With Well Logs*, Welex Publication
26. Pickett, G. R.,: "Evaluation of Fractured Reservoirs", *Soc. Pet. Eng. J.* (March, 1969)
27. Walker, Terry,: "Progress Report on Acoustic Amplitude Logging Form Formation Evaluation, Paper SPE 451, Presented at the 37th Fall Meeting of AIME, Los Angeles, Ca.: (October 1962)
28. Beck, J., Schultz, A., and Fitzgerald, D.: "Reservoir Evaluation of Fractured Cretaceous Carbonates in South Texas", *SPWLA Logging Symposium Transactions (1977) Paper M.*
29. Poupon, A., Hoyle, W. R., and Schmidt, A.W.,: "Log Analysis in Formations With Complex Lithologies", Paper SPE 2925, presented at the 45th Annual Fall Meeting of AIME, Houston, Tex., (Oct. 4-7, 1970)
30. Harris, M.H., and McCanmon, R.B.,: "A Computer-Oriented Generalized Porosity-Lithology Interpretation of Neutron, Density and Sonic Logs", Paper SPE 2528, presented at the 44th Annual Fall Meeting of AIME, Denver, Colo., (Sept 28-Oct. 1, 1969)
31. Burke, J. A., Curtis, M.R., and Cox, J. J.,: "Computer Processing of Log Data Improves Production in Chaveroo Field," *J. Pet. Tech.* (July, 1967)
32. Suau, J., Roccabianca, R., Cigni, M., Boyeldiev, C., and Spila, M., "Evaluation of Very Low-Porosity Carbonates", *SPWLA Nineteenth Annual Logging Symposium*, June 13-16, 1978.
33. Nugent, W. H., Coates, G.R., and Peebler, R. P.,: "A New Approach to Carbonate Analysis", *SPWLA Nineteenth Annual Logging Symposium*, June 13-16, 1978
34. Burke, J. A., Schmidt, A.W., and Campbell, R.L., Jr.: "The Litho-Porosity Cross Plot", *SPWLA Reprint Volume-Gamma Ray, Neutron and Density Logging*, March, 1978.

35. Aguilera, Roberto: "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Sonic and Resistivity Logs", J. Pet. Tech. (November, 1974)
36. Aguilera, Roberto: "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs", J. Pet. Tech. (July, 1976)
37. Aguilera, Roberto: "The Uncertainty of Evaluating Original Oil-in-Place in Naturally Fractured Reservoirs", Trans., SPWLA, El Paso, Tex. (June 13-16, 1978).
38. Aguilera, Roberto: "Evaluation of Fine-Grained Laminated Systems from Well Logs, Wasatch Formation, Utah", Ph. D. Thesis 1569, Colorado School of Mines, Golden, Colo. (1973)
39. Pickett, G. R.,: "A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation From Logs", J. Pet. Tech. (November, 1966)
40. Archie, G. E.; "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some Reservoir Characteristi", Trans., A.I.M.E. (1942) 146, 54-62
41. Warren, J. E., and Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", Soc. Pet. Eng. J. (Sept, 1963) 245-255; Trans., AIME, 228
42. Towle, G. H.: "An Analysis of the Formation Resistivity Factor Porosity Relationship of Some Assumed Pore Geometries", Paper presented at the Third Annual Logging Symposium, May 17-18, 1962.
43. Wyllie, M. R. J., Gregory, A.R., and Gardner, L. W.: "Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media", Geophysics (Jan. 1956) 31, No. 1, 41
46. Pickett, G. R.: Private Communication, Geophysics Dept., Colorado School of Mines (Feb. 1973)
47. Hilchie, D. W., and Pirson, S. J.,: "Water Cut Determination from Well Logs in Fractured and Vuggy Formations", Trans., Spwla, Dallas, Tex., (May 18-19, 1961)
48. Fatt, I.,: "The Network Model of Porous Media, II, Dynamic Properties of a Single Size tube Network", Trans., AIME (1956) 207, 160-163.

49. Roomm, E.S.: "Fluid Flow in Fractures Rocks", PP. 115-120 "Nedra" Publishing House, Moscow (1960) Translated from Russian by W.R. Blake.
50. Pirson, S.J.: "Handbook of Well Log Analysis. Prentice Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. (1963)
51. Gringarten, A.L.: "Flow Test Evaluation of Fractured Reservoirs". Presented at the Symposium on "Recent Trends in Hydrology". Berkeley California, February 8-9, 1979.
52. Barenblatt, G.E., In P. Zheltov and I.I. Kochina, 1960. Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks. J. Appl. Math. Mech., 24 (5)
53. Streltsova, T.D.: "Advances and Uncertainties in the Study of Groundwater Flow in Fissured Rocks", Advances in Ground water Hidrology. 1976 Symposium Proceedings.
54. Samaniego, V.F.: "Curso de Mecánica de Yacimientos. Apuntes Generales". Impartido en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1979)
55. Van Everdingen A.F. and Hurst W.: "The Application of The Laplace Transformation to Flow-Problems in Reservoirs". Trans. A.I.M.E., Vol. 186 (Dec. 1949)
56. Miller, F.G.: "Theory of Unsteady State Influx of Water in Linear Reservoirs". Journal of the Institute of Petroleum (Nov. 1962) 48, 365.
57. Nabor, G.W., and Barham, R.H.: "Linear Aquifer Behavior". J. Pet. Tech. May 1964
58. Chatas, A.T.N.: "Unsteady Spherical Flow in Petroleum Reservoirs". Society of Petroleum Engineers Journal. June 1966.
59. Kucuk, Fikri, and Brigham, William E.: "Transient Flow in Elliptical Systems" S.P.E. 7488.
60. Kucuk, Fikri: "Transient Flow in Elliptical Systems, "Ph. D. Dissertation, Stanford University, Stanford (May. 1978)
61. Mc. Lachlan, N.W.: "Theory and Application of Mathiev Functions, Dover (ED), Dover Publications, New York (1964)

62. Gringarten, A. C. and Ramey H. J., Jr.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry", Society of Petroleum Engineers Journal (August, 1974)
63. Gringarten, A.L.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry." Ph. D. Dissertation, University of Stanford, 1971.
64. Earlougher, R.C., Jr.: "Advances in Well Test Analysis". Society of Petroleum Engineers of AIME, Monograph Series, Volume 5, Dallas (1977)
65. Cinco, L. H., and Samaniego, V. F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells": Paper SPE 7490 Presented at the SPE-AIME 53th Annual Fall Meeting, Houston, Tex. (Oct. 1-3, 1978)
66. Horner, D. F.: "Pressure Build-up in Wells" Proc., Third World Pet. Cong., The Hague, Sec. II (1951), 503-523
67. Miller, C. C., Dyes, A.B., and Hutchinson, C.A., Jr.: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics Trans., A.I.M.E., 180, 91-104
68. Pollard, T.: "Evaluation of Acid Treatments from Pressure Buildup Analysis", Trans., A.I.M.E. 216, 38 (1959)
69. Pirson, R.S., and Pirson, S.J., "An Extension of the Pollard Analysis Method of Well Pressure Buildup and Drawdown Test, Paper S.P.E. 101 Presented at the 36th Annual Fall Meeting of the A.I.M.E., Dallas, Tex., (October, 1961)
70. Kazemi, H.: "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution", Soc. Pet. Eng. J. (December, 1969) 451
71. De Swaan, A.: "Analytic Solutions for the Determination of Naturally Fractured Reservoir Parameters by well Testing," S.P.E. 5346, 45th California Regional Meeting, Ventura California (April 2-4, 1975).
72. Dyes, A. B., and Johnston, O.C.: "Spraberry Permeability from Buildup Curve Analysis", Trans A.I.M.E., 1953, 198

73. Odeh, A.S.: "Unsteady State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", Soc. Pet. Eng. J. March, 1965.
74. Crawford, G.E., Hagedorn, A.R., and Pierce, A.E.: "Analysis of Pressure Buildup Tests in a Naturally Fractured Reservoir", J. Pet. Tech. (November, 1976) 1295-1300
75. Gringarten, A. C., and Ramey, H. J., and Raghavan R.: "Applied Pressure Analysis for Fractured Wells", J. Pet. Tech. (July 1975)
76. Gringarten, A. C., Ramey, H. J., and Raghavan, R.: "Pressure Analysis for Fractured Wells", Paper S.P.E. 4051 Presented at the 47th Annual Fall Meeting of S.P.E. of A.I.M.E. Held in San Antonio, October 8-11, 1972.
77. Gringarten, A. C., Ramey, H. J., and Raghavan R.: "Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture", Soc. Pet. Eng. J. (August, 1974)
78. Sanchez, Trejo A.: "Estudio del Campo Artesa Evaluación de la Formación", (Primer Reporte), División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de la Explotación, I.M.P. 1979.
79. Bassó, A.S.: "Estudio del Campo Artesa. Evaluación de la Formación", (Segundo Reporte) División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de la Explotación, I.M.P. 1979.
80. Manríquez, G. Rafael, Abreu, M. T. León, V. R.: "Estudio del Campo Artesa.- Evaluación de la Formación", (Tercer Reporte), División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de la Explotación, I.M.P., 1979.
81. Gutierrez, M. M.: "Justificación para Suspender la Inyección de Agua al Campo Artesa". Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Sección de Recuperación Secundaria, Villahermosa, Tab., Diciembre 1979.
82. Bassó, A. S.: "Estudio del Campo Artesa.- Evaluación de la Formación", (Cuarto Reporte) Determinación del Volumen Original de Hidrocarburos contenidos en el Sistema de Fracturas, División de Evaluación de Formaciones Subdirección de Tecnología de la Explotación, I.M.P., 1980

10.- FIGURAS

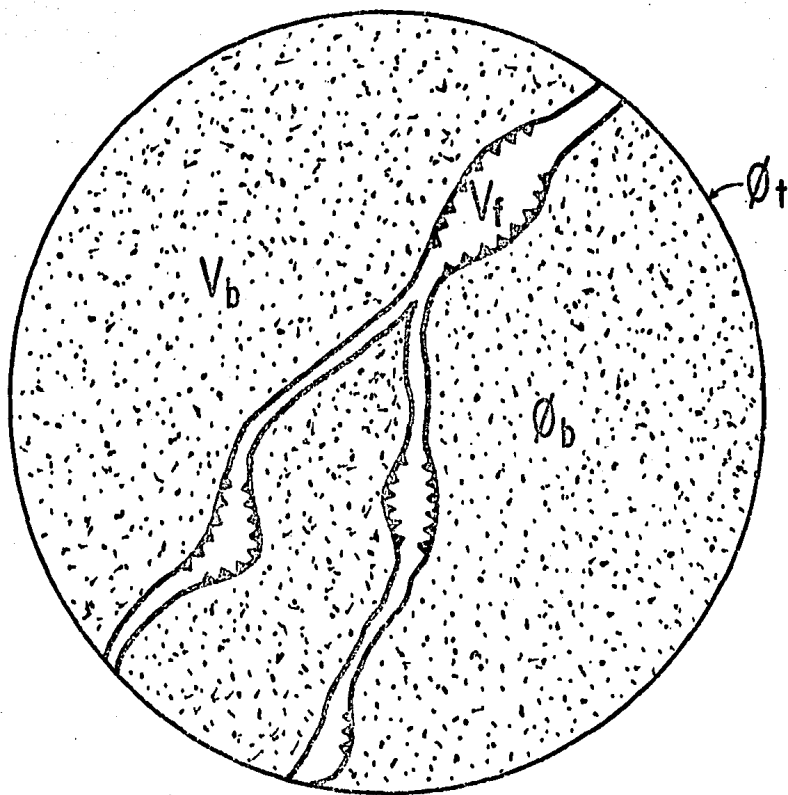


Fig. N^o 1.-CORTE TRANSVERSAL HIPOTETICO DE UN NUCLEO FRACTURADO.

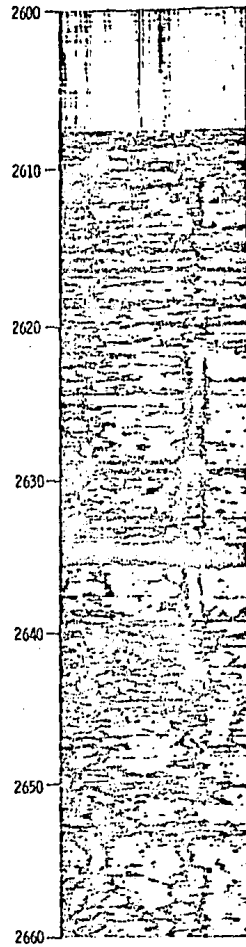
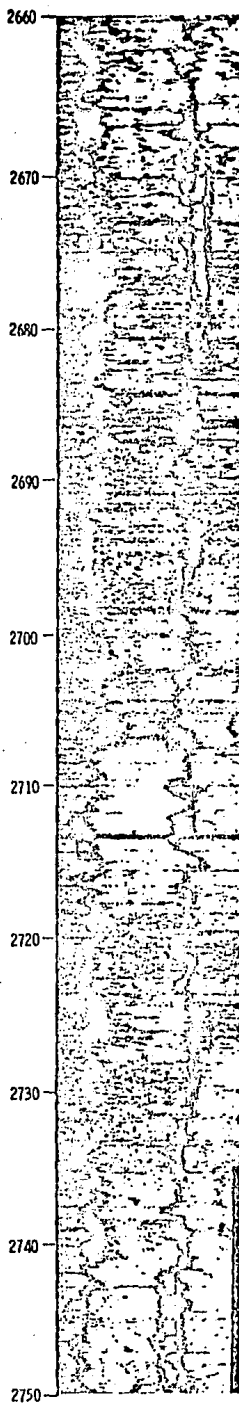
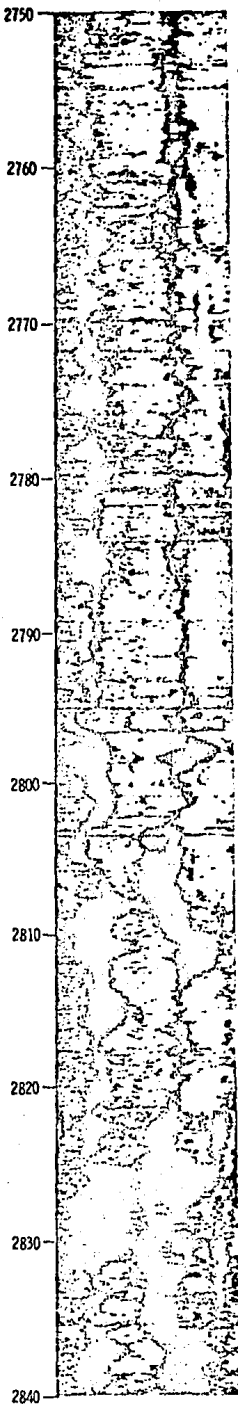


Fig. N^o 2 :- REGISTRO CONTINUO FOTOGRAFICO DONDE SE OBSERVAN LAS FRACTURAS A LO LARGO DEL MISMO⁽²¹⁾

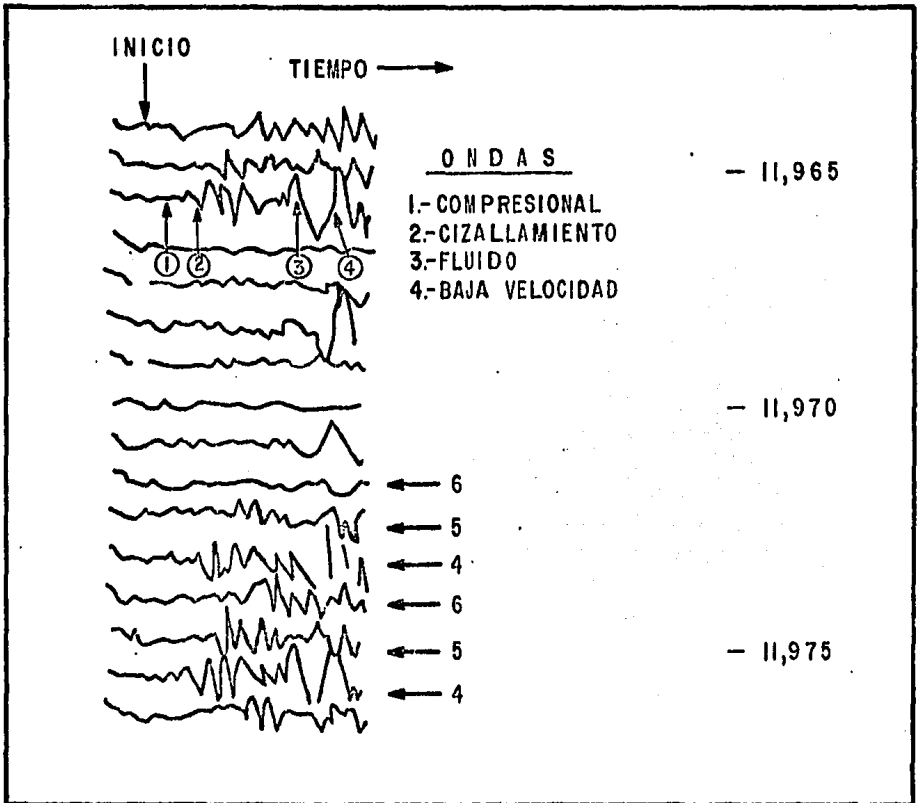


Fig. N.º 3 - REGISTRO QUE ILUSTRA LOS CUATRO TIPOS DE ONDAS.

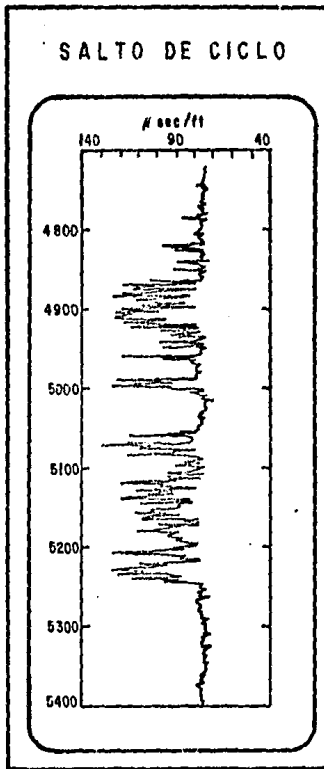


Fig.N^o 4-REGISTRO QUE MUESTRA EL SALTO DE CICLO

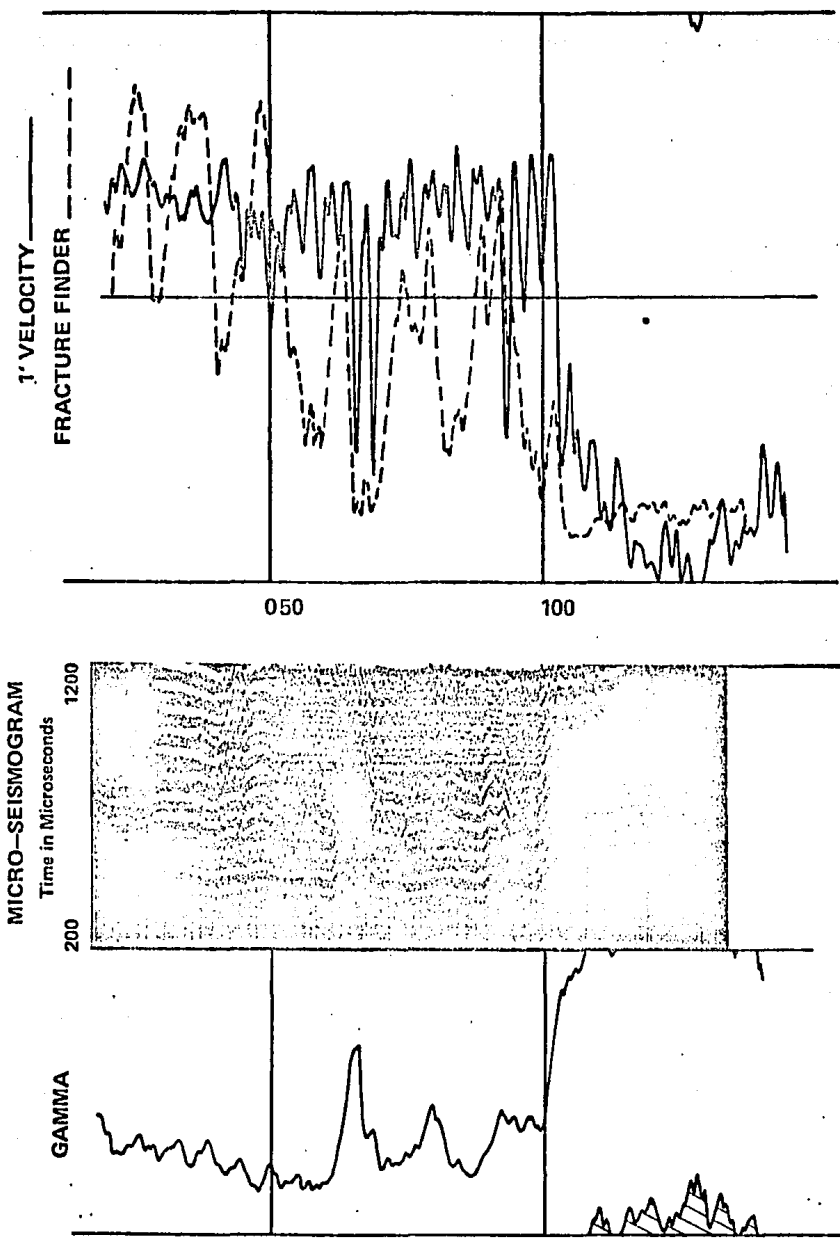


Fig. N^o 5 - REGISTRO TIPICO DE MICROSISMOGRAMA⁽²⁴⁾

RESPUESTA A LA FRACTURA

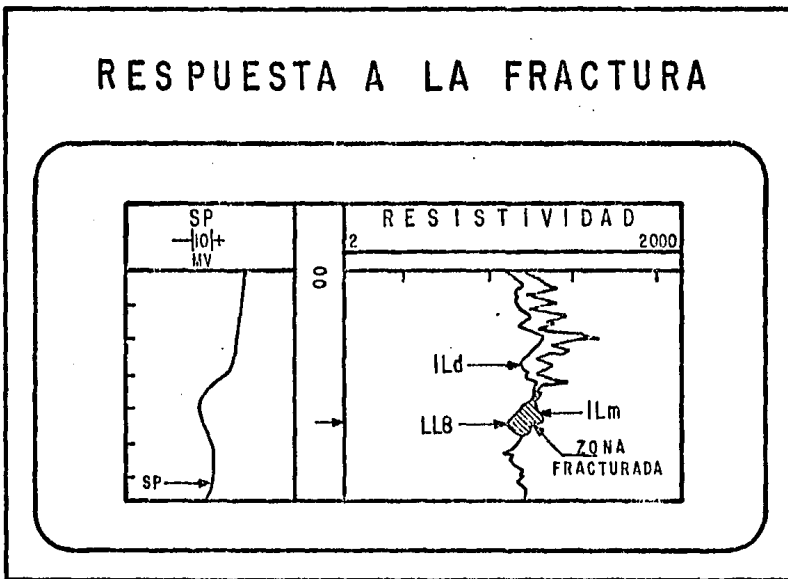


Fig. N^o 6 - TECNICA UTILIZANDO EL REGISTRO DOBLE INDUCCION Y EL LATEROLOG 8 DONDE SE MUESTRA UNA ZONA FRACTURADA.⁽²⁸⁾

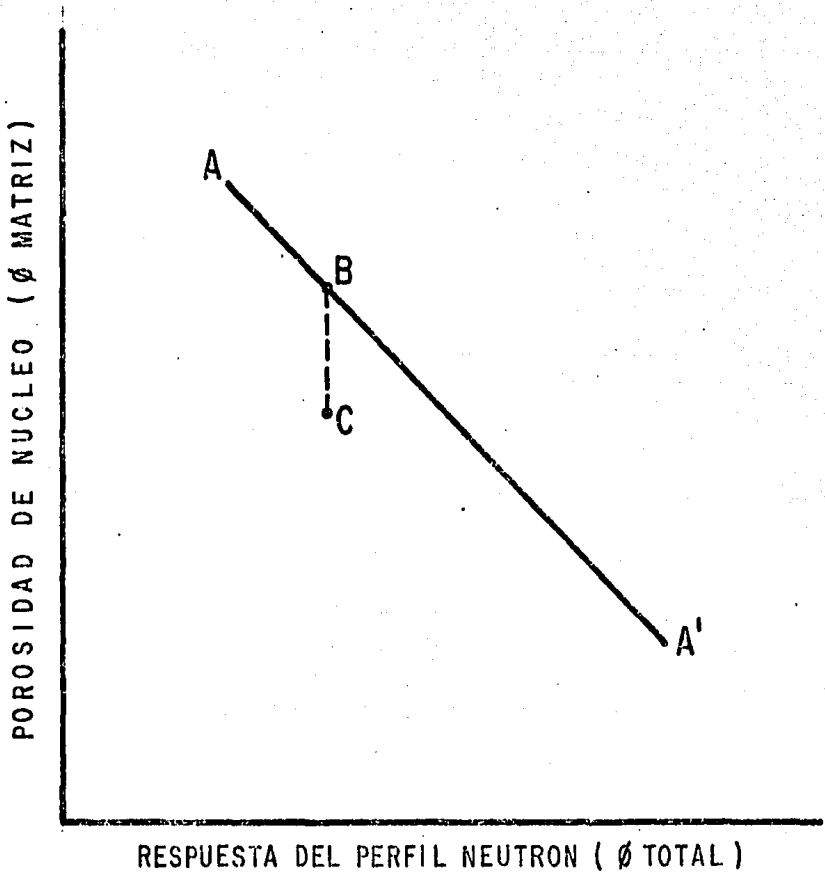


Fig. Nº 7.- DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA RESPUESTA DEL PERFIL NEUTRON CONTRA POROSIDAD DE NUCLEO, CASO IDEALIZADO. ⁽²⁶⁾

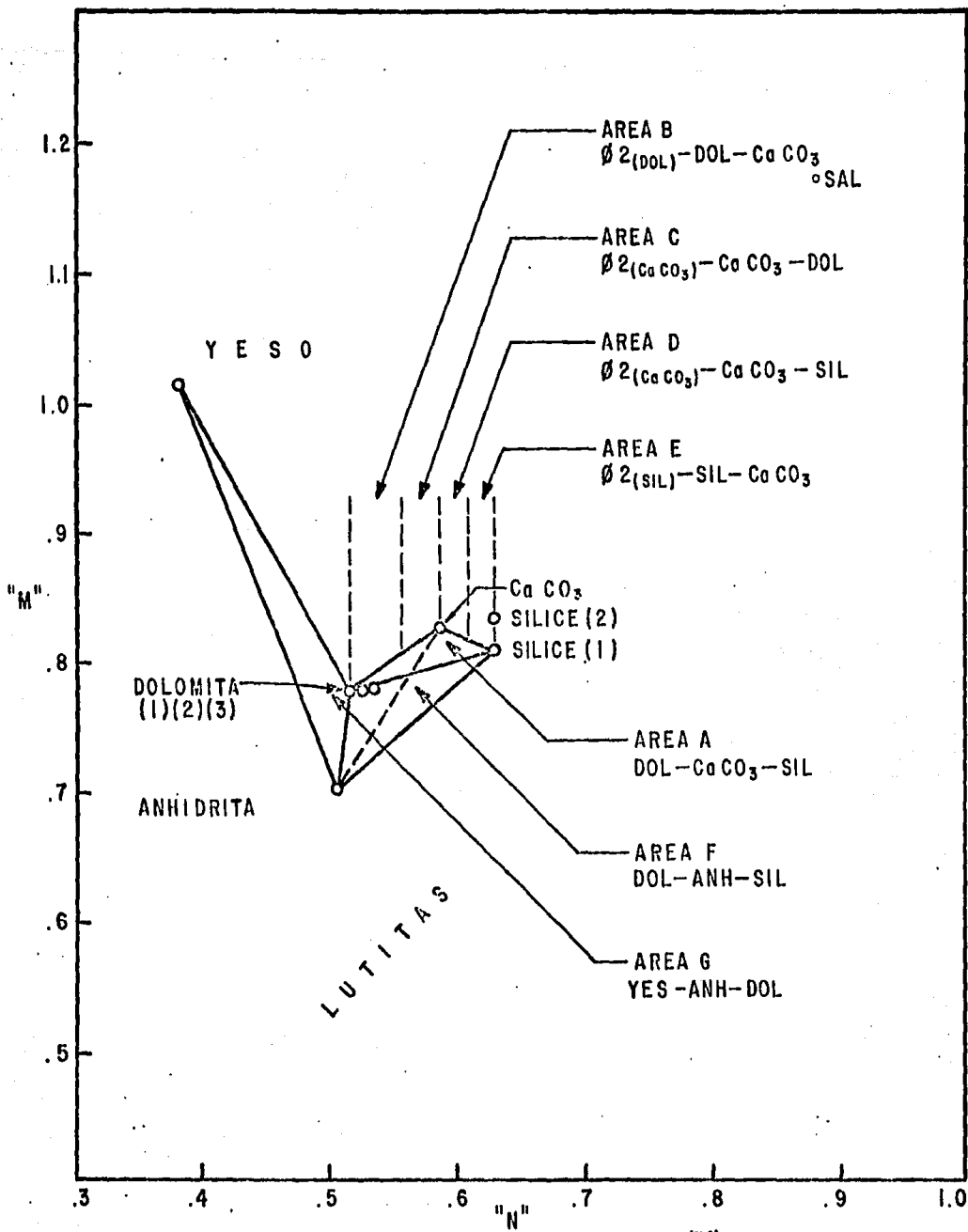
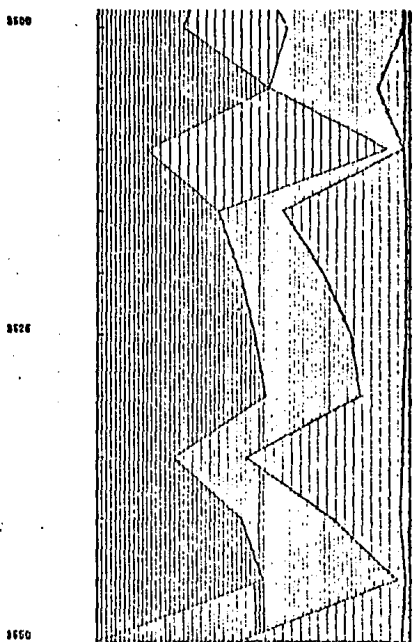
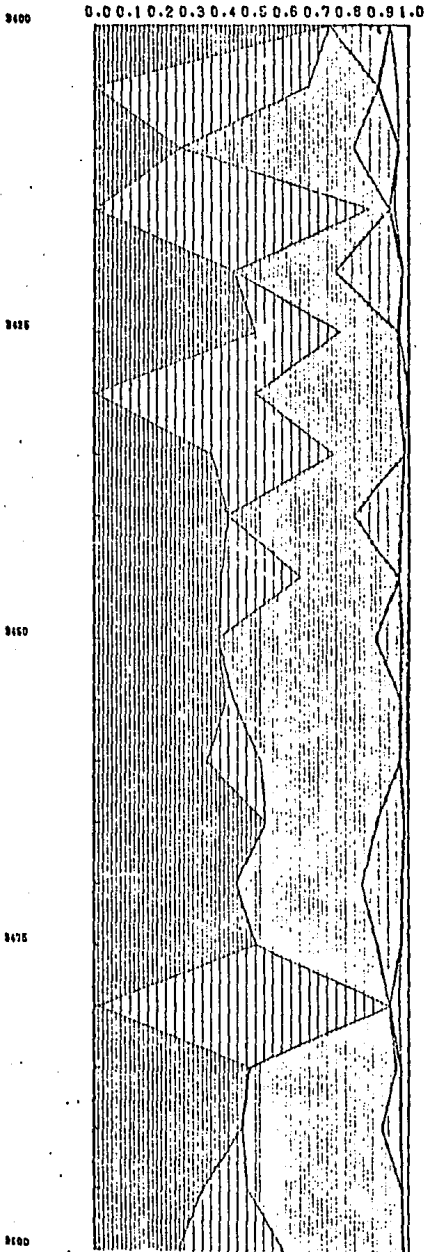






Fig. N^o 8 - GRAFICA DE LITOPOROSIDAD⁽³⁴⁾ (LODO DULCE).

Fig. N° 9 - LITOLOGIA Y POROSIDAD, POZO ARTESA N° 1


LITOLOGIA (FRACCIONES)

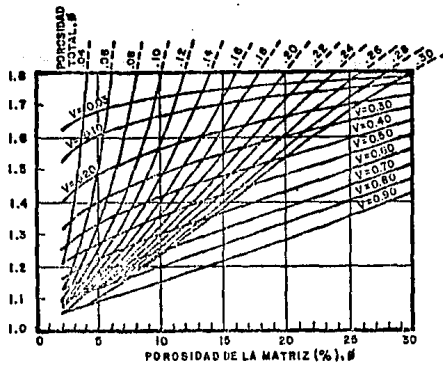


PROFUNDIDAD
(METROS)

-  DOLOMIA
-  CALIZA
-  SILICE
-  ANHIDRITA

POROSIDAD TOTAL

POROSIDAD SECUNDARIA  POROSIDAD PRIMARIA



SOLUCION GRAFICA DE LA EC. 21 PARA VALOR⁽³⁵⁾
DE EXPONENTE DE POROSIDAD DE LA MATRIZ,
 $m_b = 1.8$.

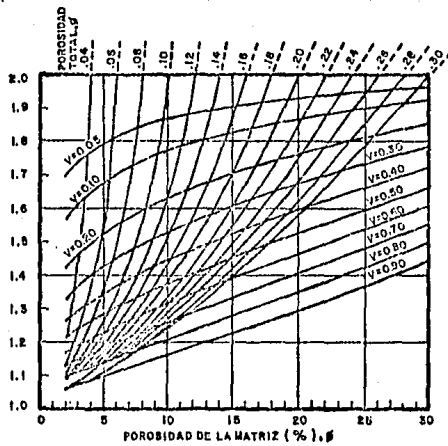


Fig. N^o 10.- SOLUCION GRAFICA DE LA EC. 21 PARA VALOR
DE EXPONENTE DE POROSIDAD DE LA MATRIZ,
 $m_b = 2.0$ ⁽³⁵⁾

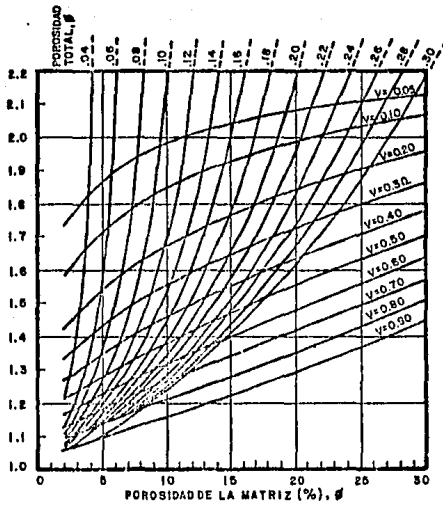


Fig. N.º II - SOLUCION GRAFICA DE LA EC.21 PARA VALOR⁽³⁵⁾
 DE EXPONENTE DE POROSIDAD DE LA MATRIZ,
 $m_b = 2.2$.

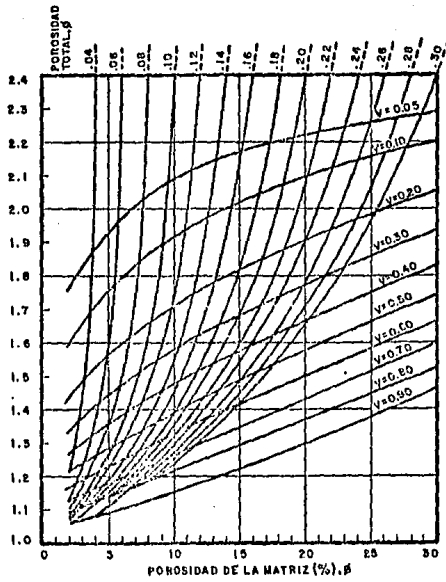


Fig. N^o 12.- SOLUCION GRAFICA DE LA EC. 21 PARA VALOR DE EXONENTE DE POROSIDAD DE LA MATRIZ, $m_b = 2.4^{(55)}$

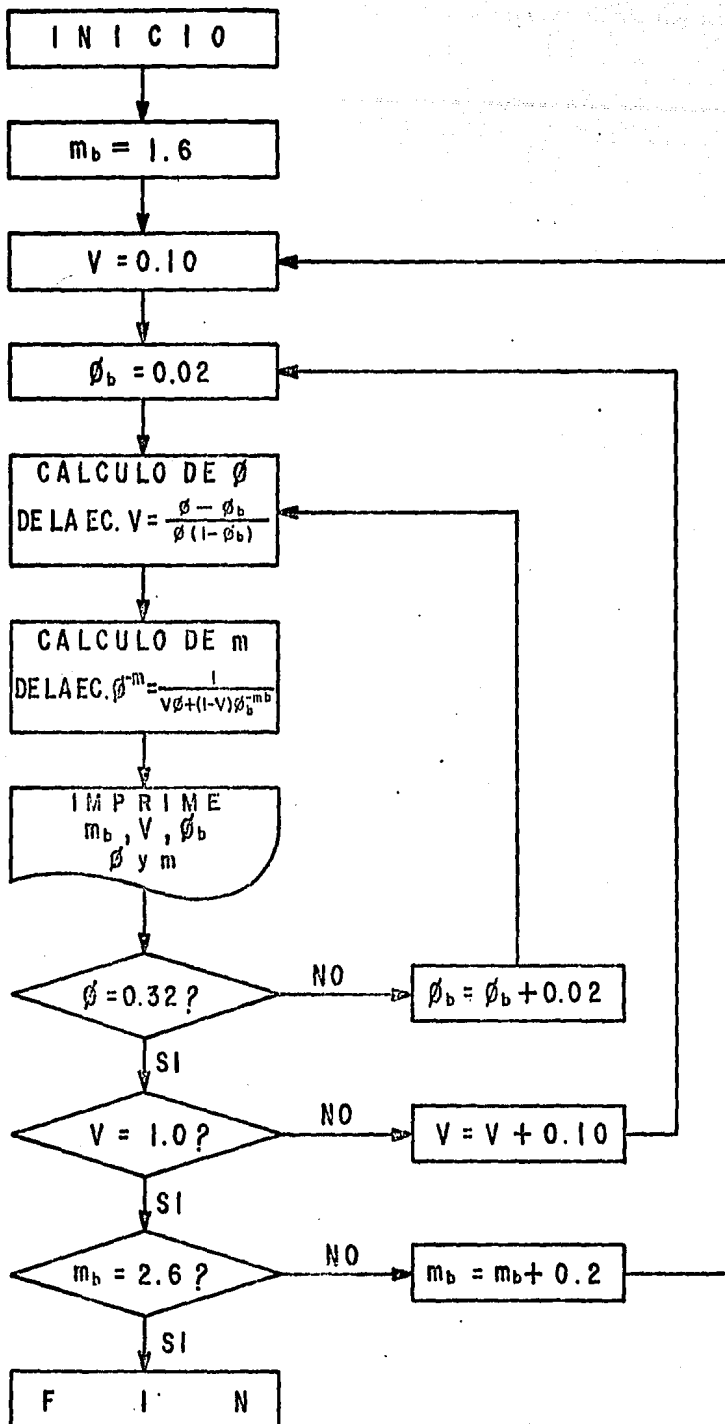


Fig. N.º 13 - DIAGRAMA DE FLUJO, PARA ELABORAR LAS GRAFICAS QUE PERMITEN DETERMINAR LA POROSIDAD DE MATRIZ O TOTAL⁽³⁵⁾

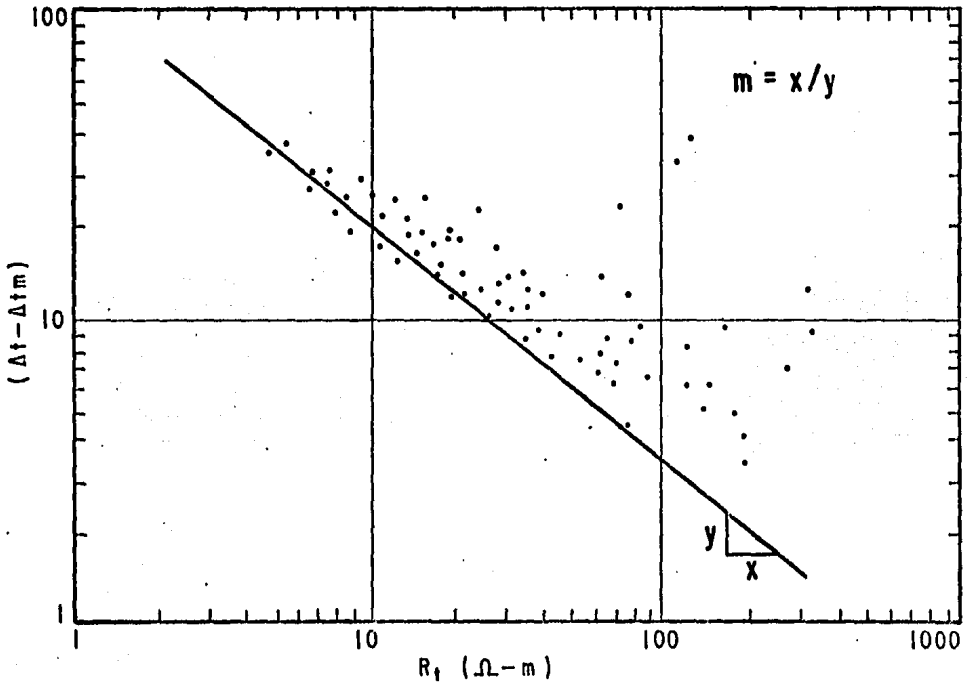


Fig. N.º 14 - GRAFICA DE $(\Delta t - \Delta t_m)$ vs R_t .⁽³⁶⁾

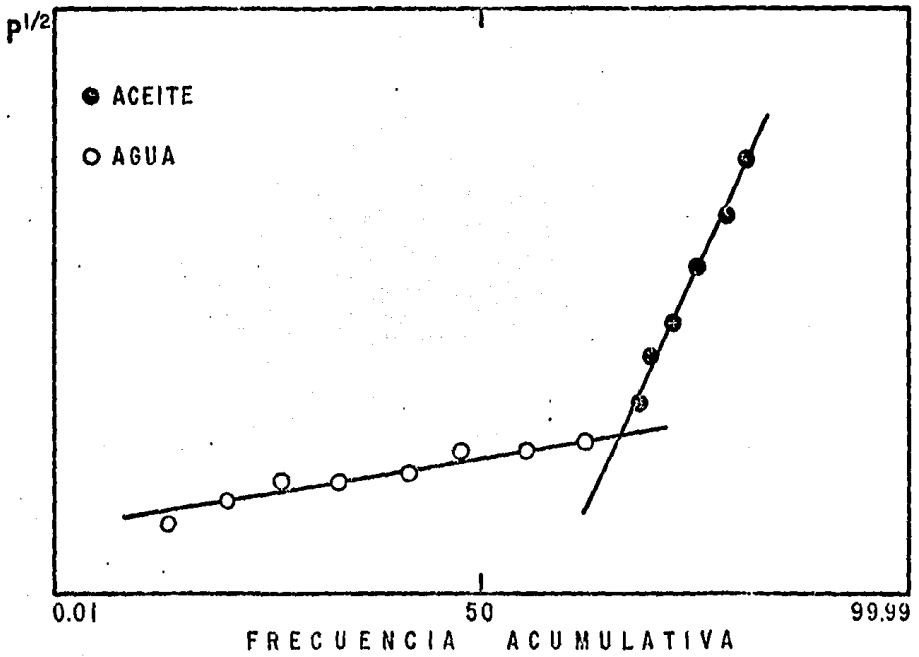


Fig. N^o 15.-TENDENCIAS DE ZONAS DE AGUA Y DE HIDROCARBUROS. ⁽³⁶⁾

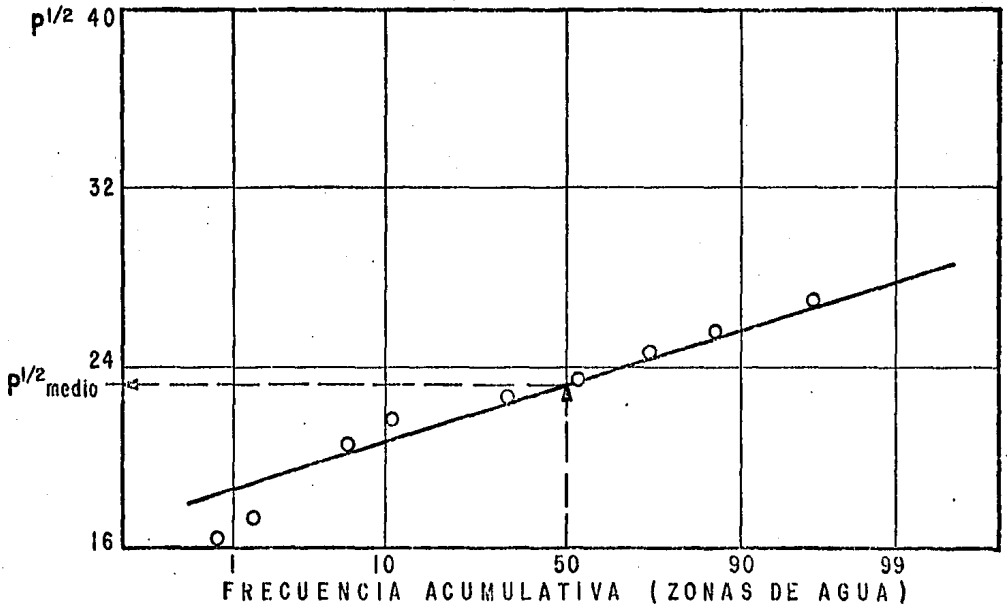


Fig. N.º 16.- GRAFICA PARA OBTENER EL VALOR MEDIO DE $p^{1/2(36)}$

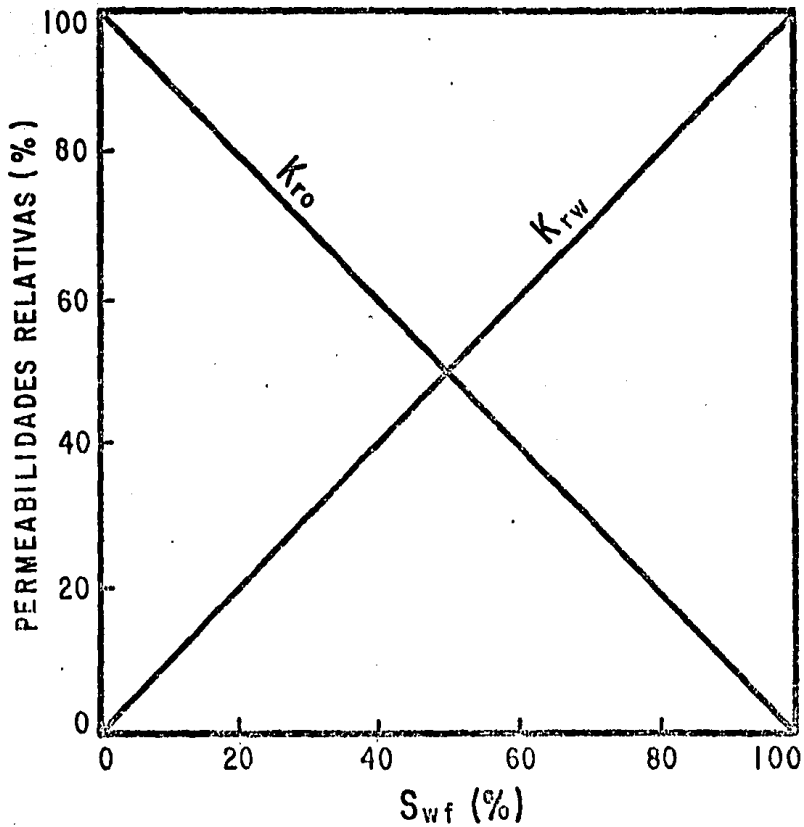


Fig. N^o 17.- CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA UN HAZ DE TUBOS.⁽⁴⁸⁾

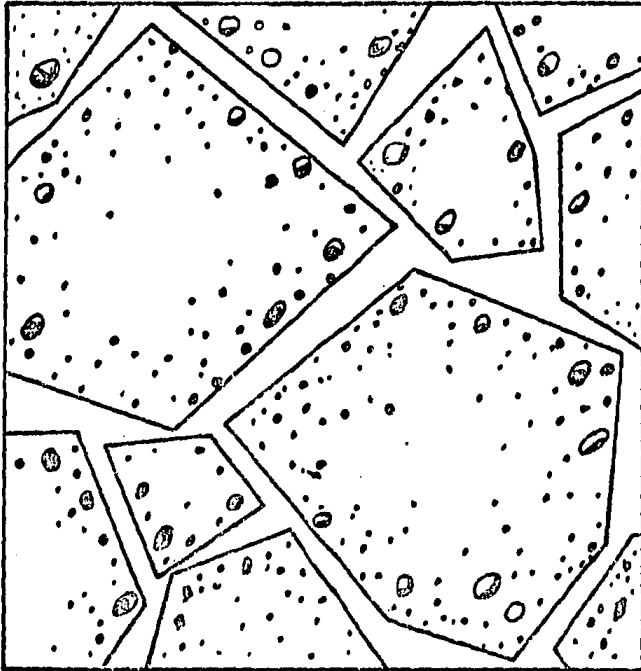


Fig. N^o 18. — FORMACION FRACTURADA CONSTITUIDA DE BLOQUES POROSOS Y PERMEABLES, SEPARADOS POR FRACTURAS.⁽⁵³⁾

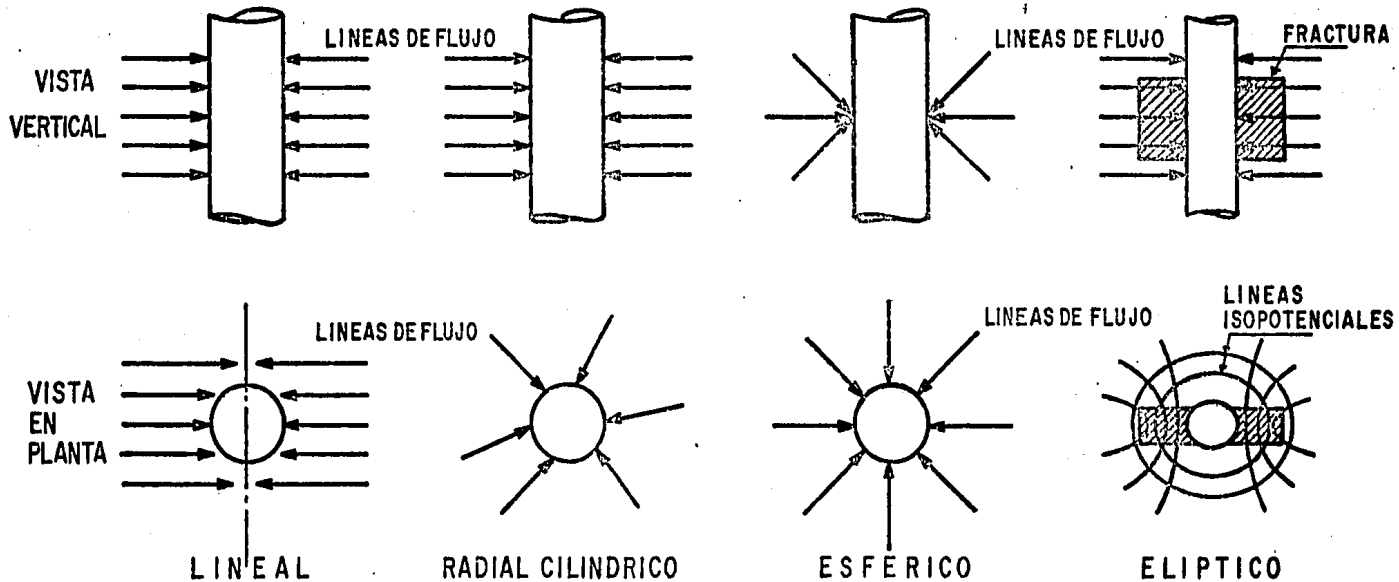


Fig. N^o 19 - DESCRIPCION DE LA VARIACION DE FLUJO CON RESPECTO A SUS DIMENSIONES.⁽⁵⁴⁾

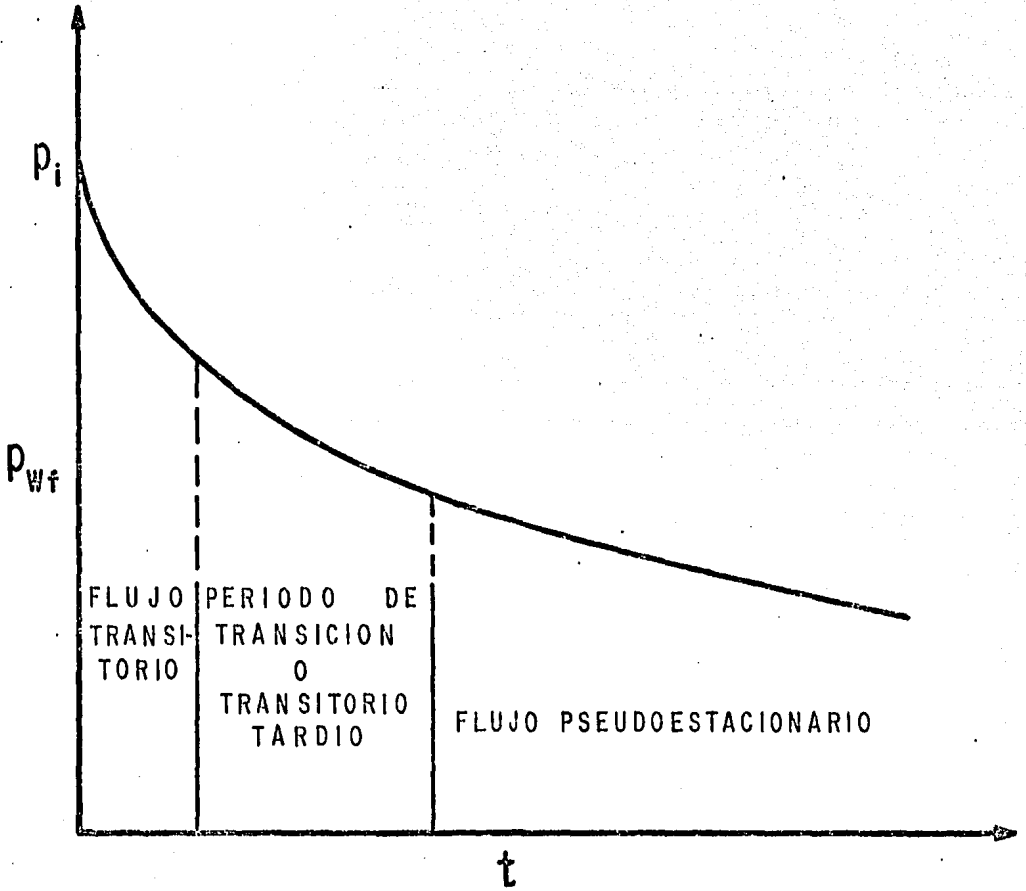


Fig. N°20. -- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UN POZO CON GASTO CONSTANTE. ⁽⁵⁴⁾

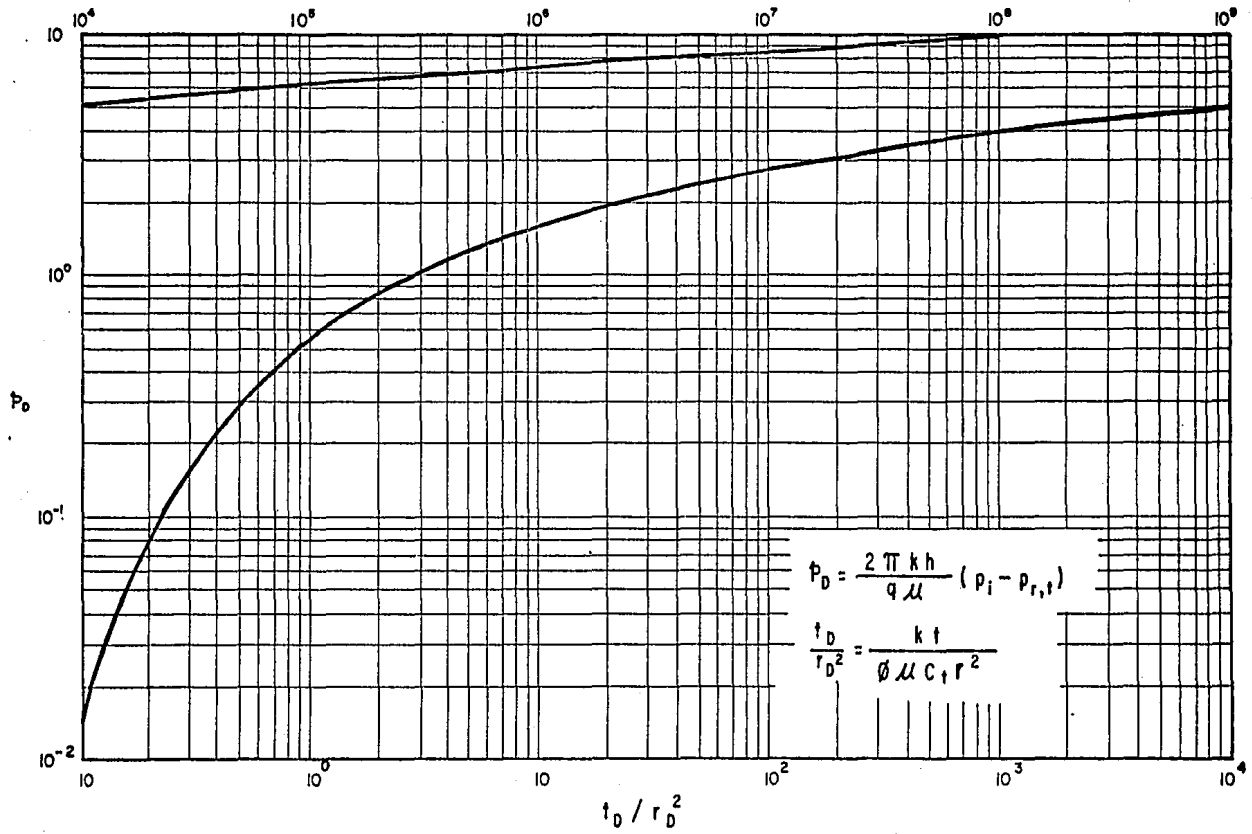


FIG. N° 21.- PRESION ADIMENSIONAL PARA UN SOLO POZO EN UN YACIMIENTO INFINITO. SOLUCION DE LINEA FUENTE .

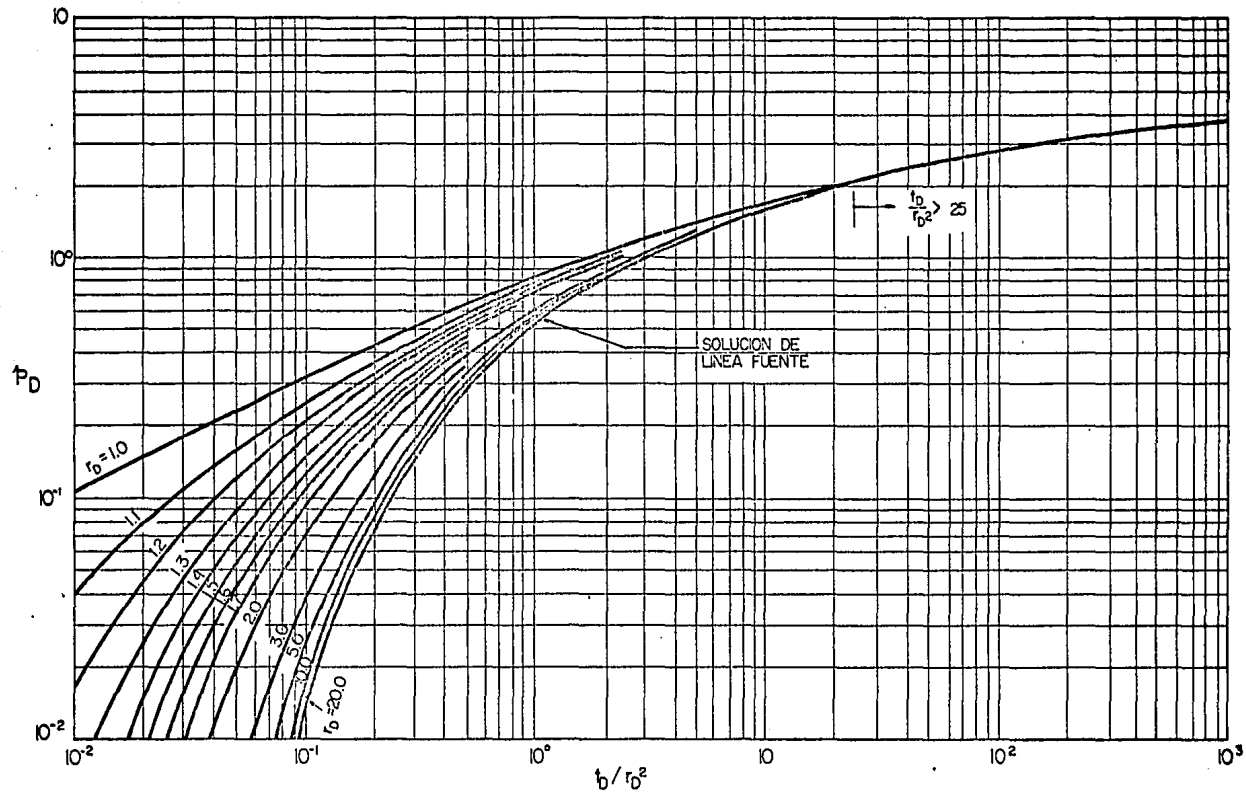


FIG. No.22.-RANGO DE VALIDEZ DE LA SOLUCION DE LINEA FUENTE.

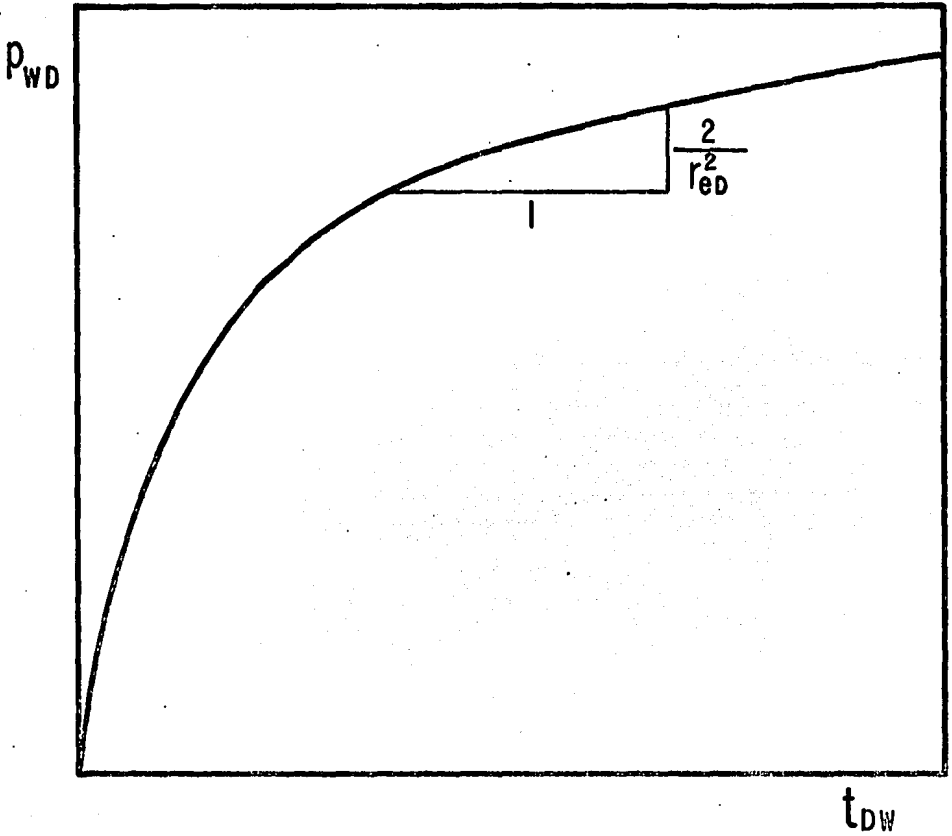


Fig. N^o 23 -- GRAFICA DE PRESION CONTRA TIEMPO DONDE SE OBSERVA LA LINEA RECTA CUYA PENDIENTE ESTA ASOCIADA AL VOLUMEN DEL YACIMIENTO.⁽⁵³⁾

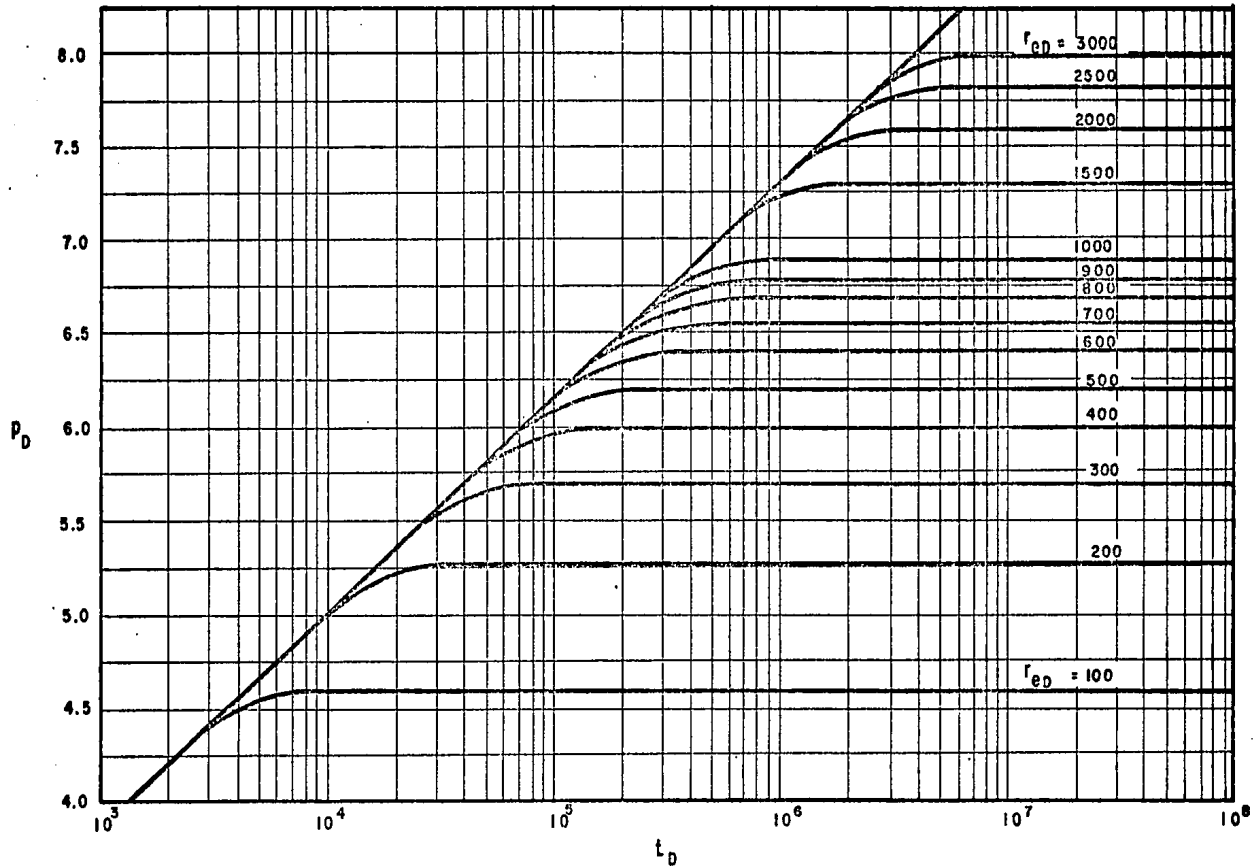


FIG. N°24.-SOLUCION PARA UN YACIMIENTO CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA EXTERIOR.

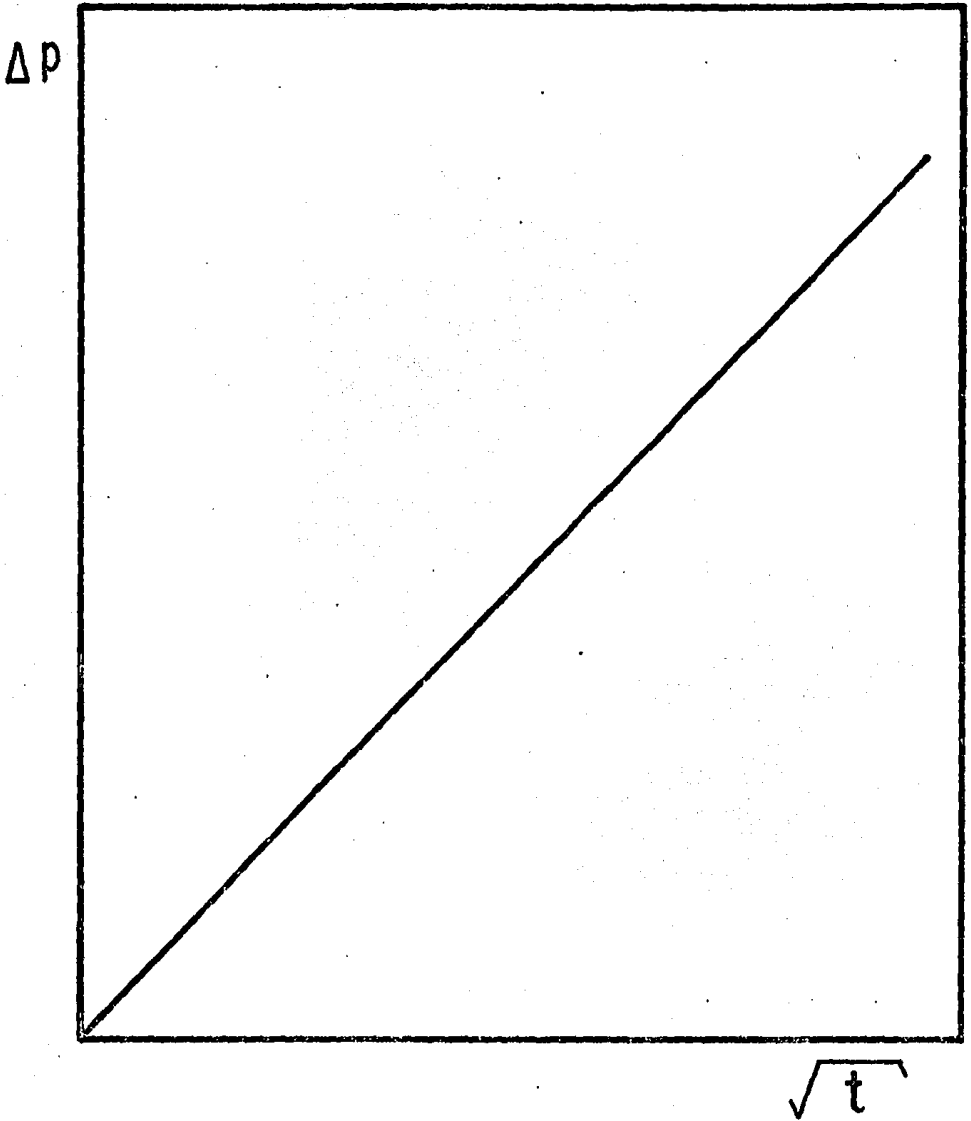


Fig. N^o 25 .- GRAFICA DONDE SE OBSERVA LA CAIDA DE PRESION EN LA INTERFASE, ES UNA FUNCION LINEAL DE \sqrt{t} .

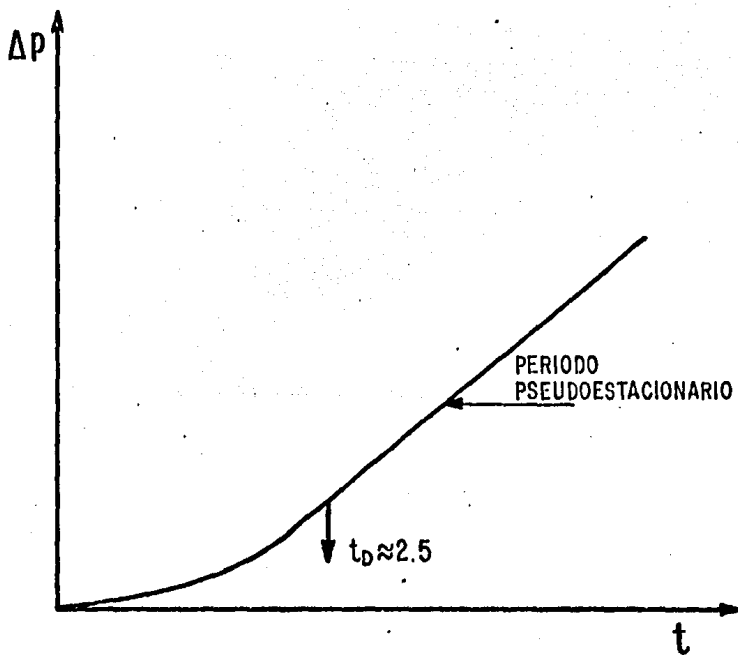
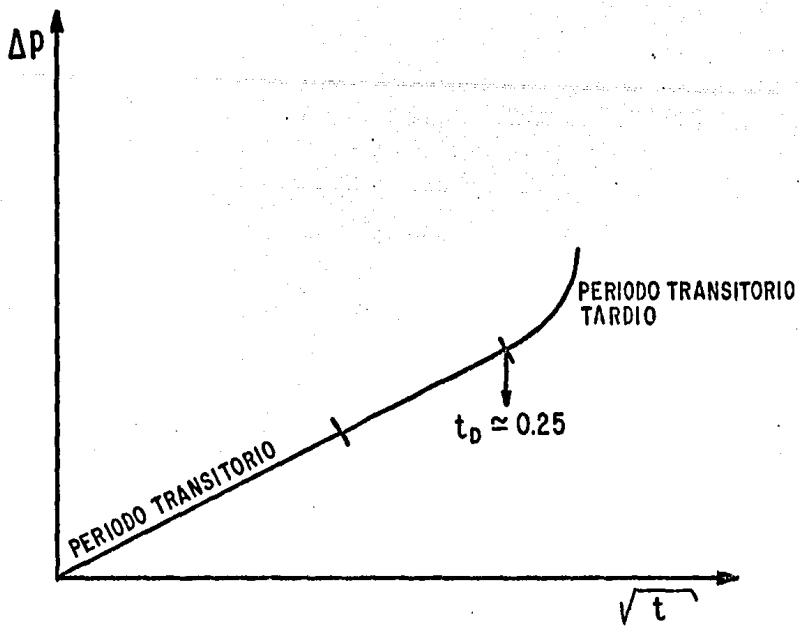


Fig. N.º 26 - COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA EL TIEMPO PARA LOS DIFERENTES PERIODOS DE FLUJO CONSIDERADOS. ⁽⁵⁴⁾

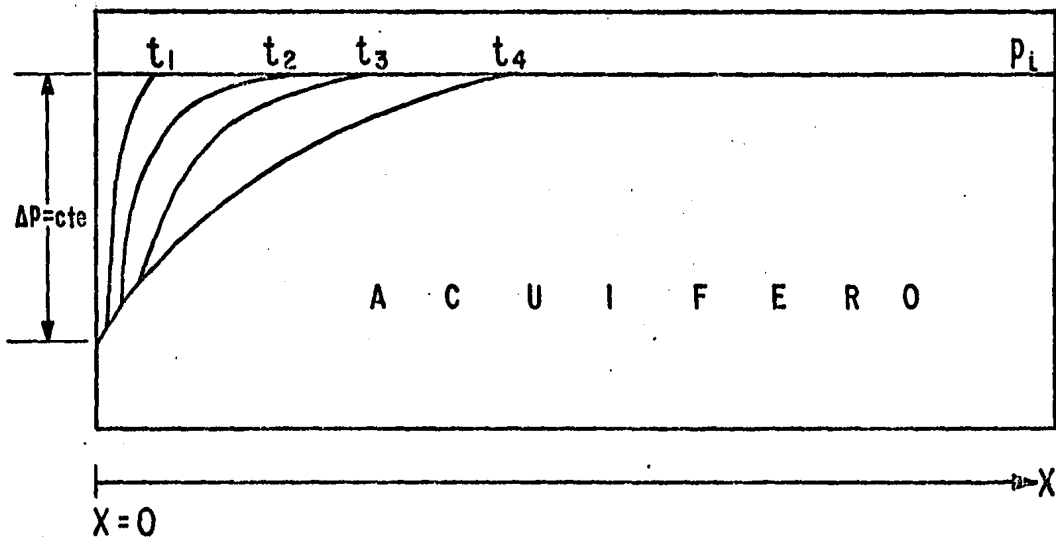


Fig. N^o 27.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CONTRA EL TIEMPO, DONDE SE OBSERVAN LOS DIFERENTES PERIODOS DE FLUJO ALCANZADOS⁽⁵⁴⁾

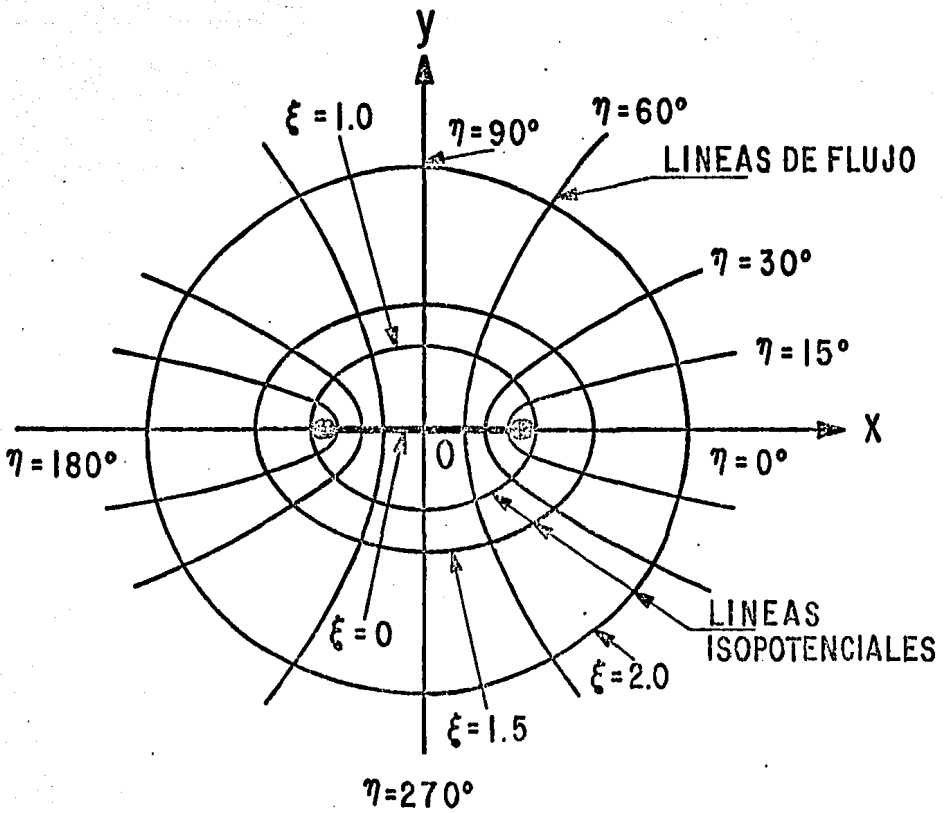


Fig. N^o 28. — SISTEMA DE COORDENADAS ELIPTICAS.⁽⁵⁹⁾

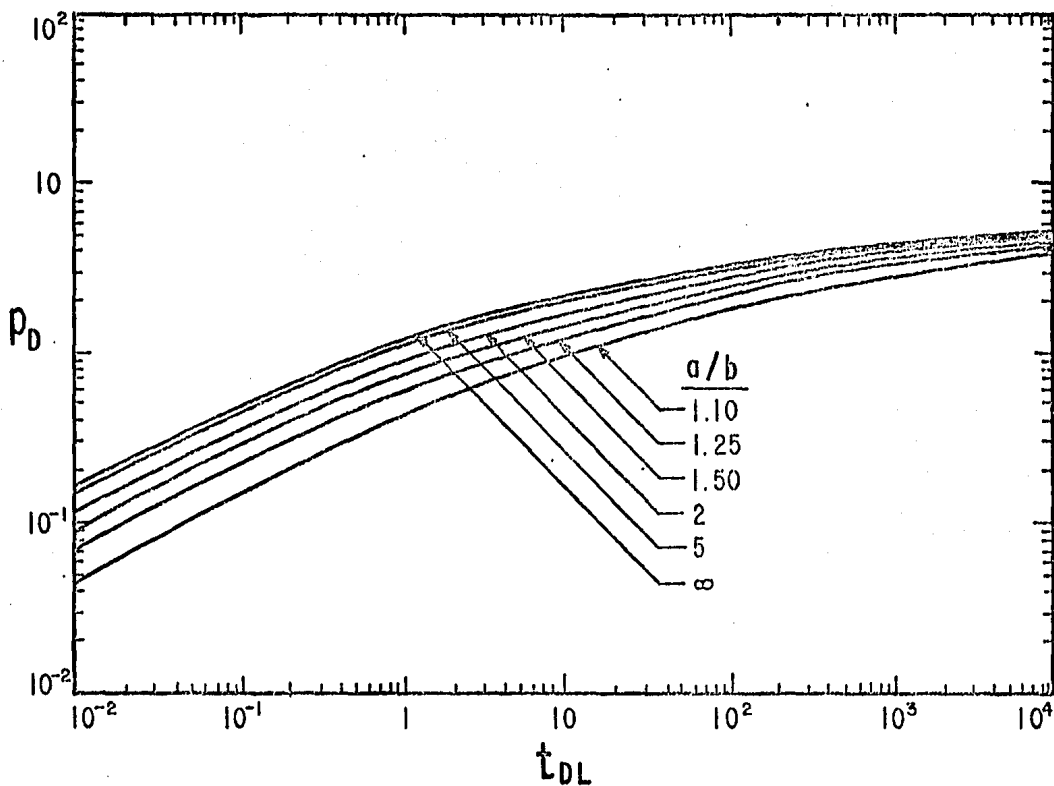


Fig. N^o 29 -- p_D CONTRA t_{DL} PARA UN SISTEMA ELIPTICO INFINITO CON UN POZO A GASTO CONSTANTE.⁽⁵⁹⁾

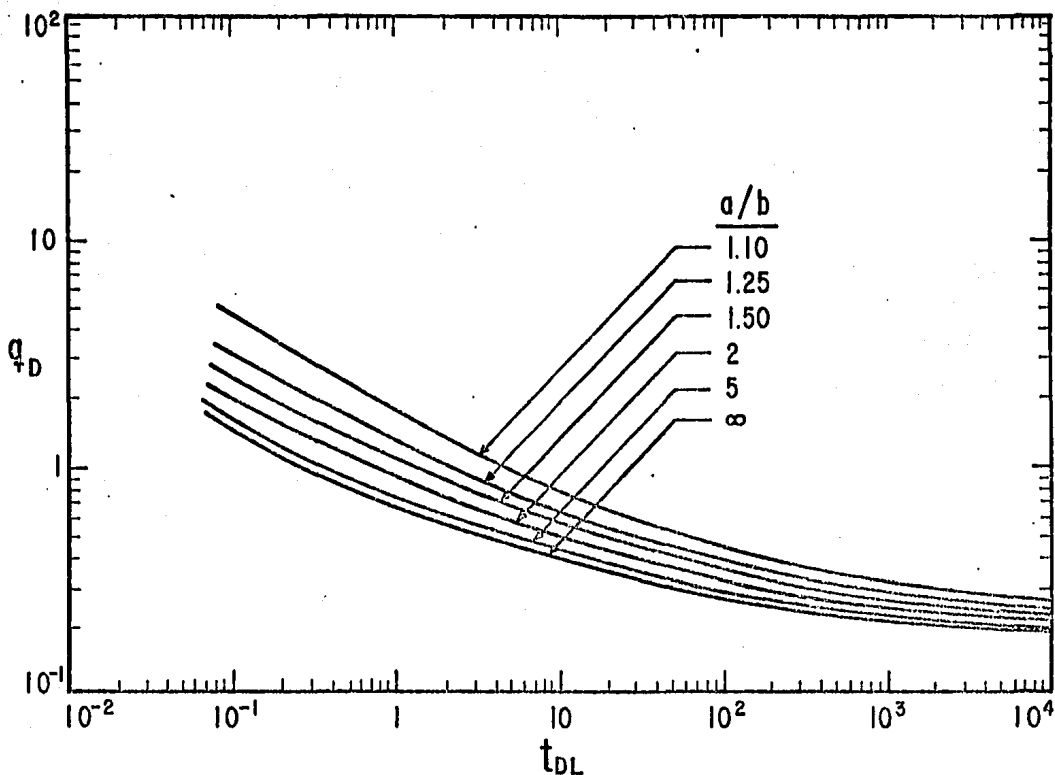


Fig. N^o 30.- q_D CONTRA t_{DL} PARA UN SISTEMA ELIPTICO INFINITO CON UN POZO PRODUCIENDO A PRESION CONSTANTE.⁽⁵⁹⁾

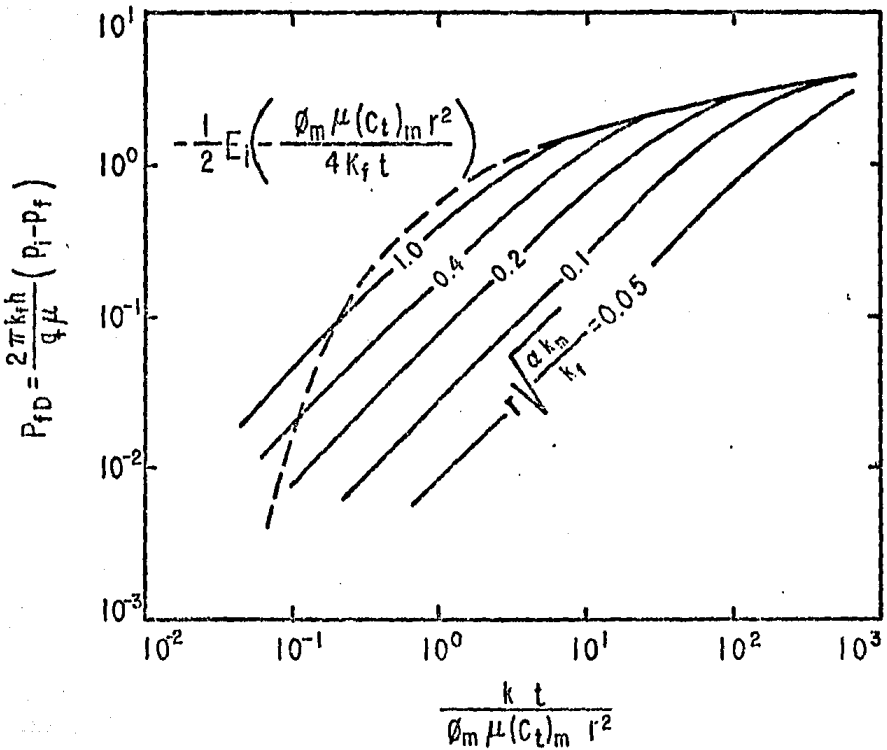


Fig. N^o 31.- GRAFICA QUE MUESTRA LA SOLUCION DE LA ECUACION (156)⁽⁵¹⁾

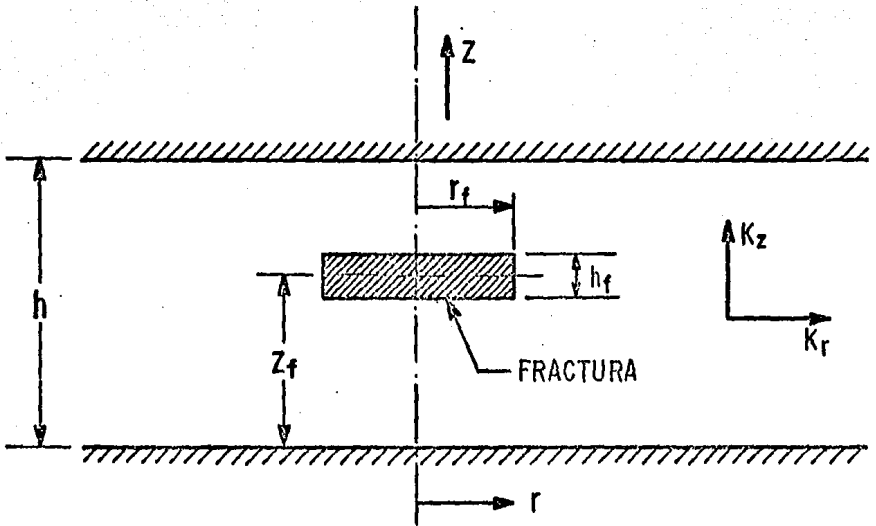


Fig. N.º 32. — SECCION TRANSVERSAL DE UNA FRACTURA HORIZONTAL.⁽⁶³⁾

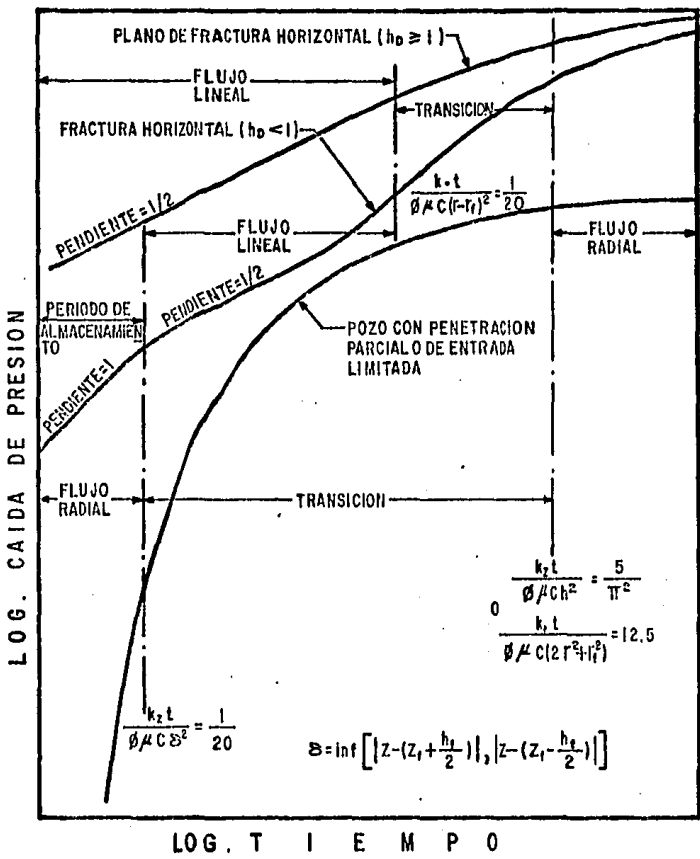


Fig. N^o 33.- ILUSTRACION DE LOS DIFERENTES PERIODOS DE FLUJO, PARA FRACTURAS HORIZONTALES, POZOS QUE PENETRAN PARCIALMENTE LA FORMACION O DE ENTRADA LIMITADA AL FLUJO. (63)

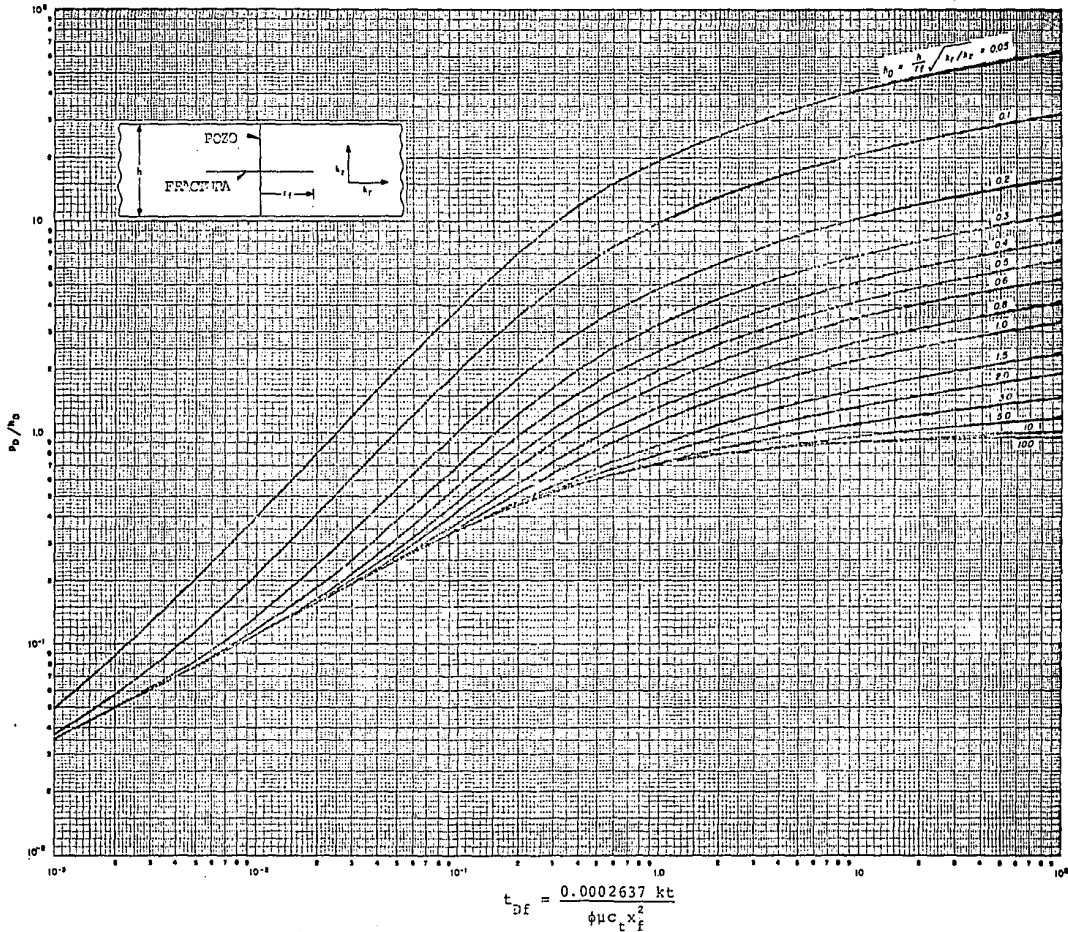


FIG. No. 34.- p_D CONTRA t_{Df} PARA UNA FRACHTURA HORIZONTAL DE FLUJO UNIFORME EN UN POZO EN UN SISTEMA INFINITO

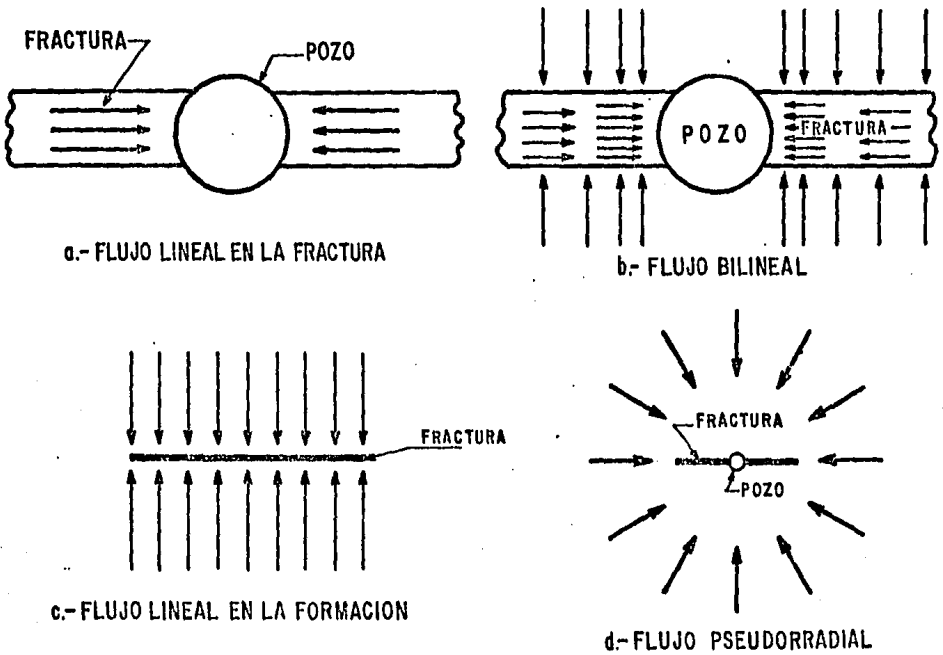


Fig. N°35.- PERIODOS DE FLUJO PARA UN POZO FRACTURADO VERTICALMENTE ⁽⁶⁵⁾

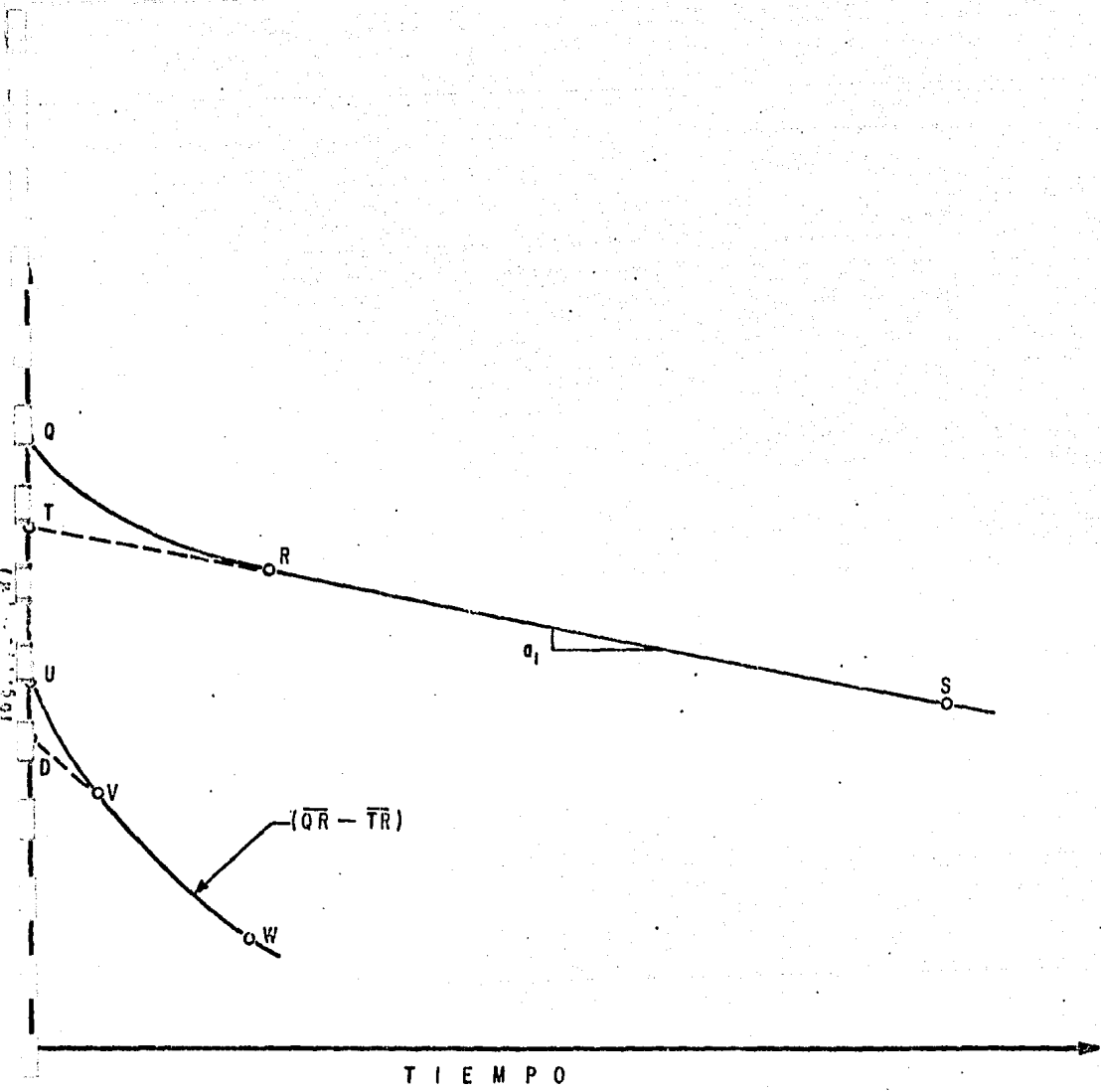


FIG. N^o. 36 -- REPRESENTACION GRAFICA DE LA ECUACION DE POLLARD. ⁽⁶⁸⁾

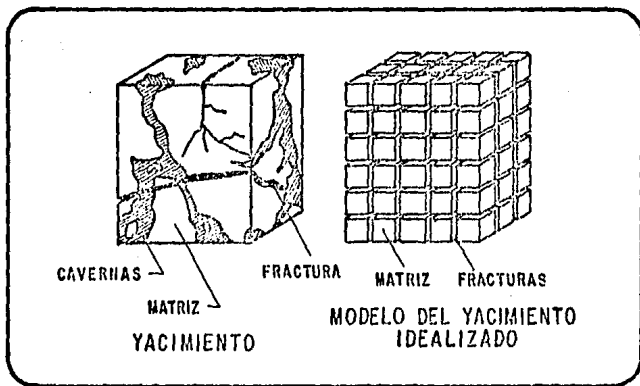


FIG. Nº. 37.- MEDIO POROSO FRACTURADO, IDEALIZADO.

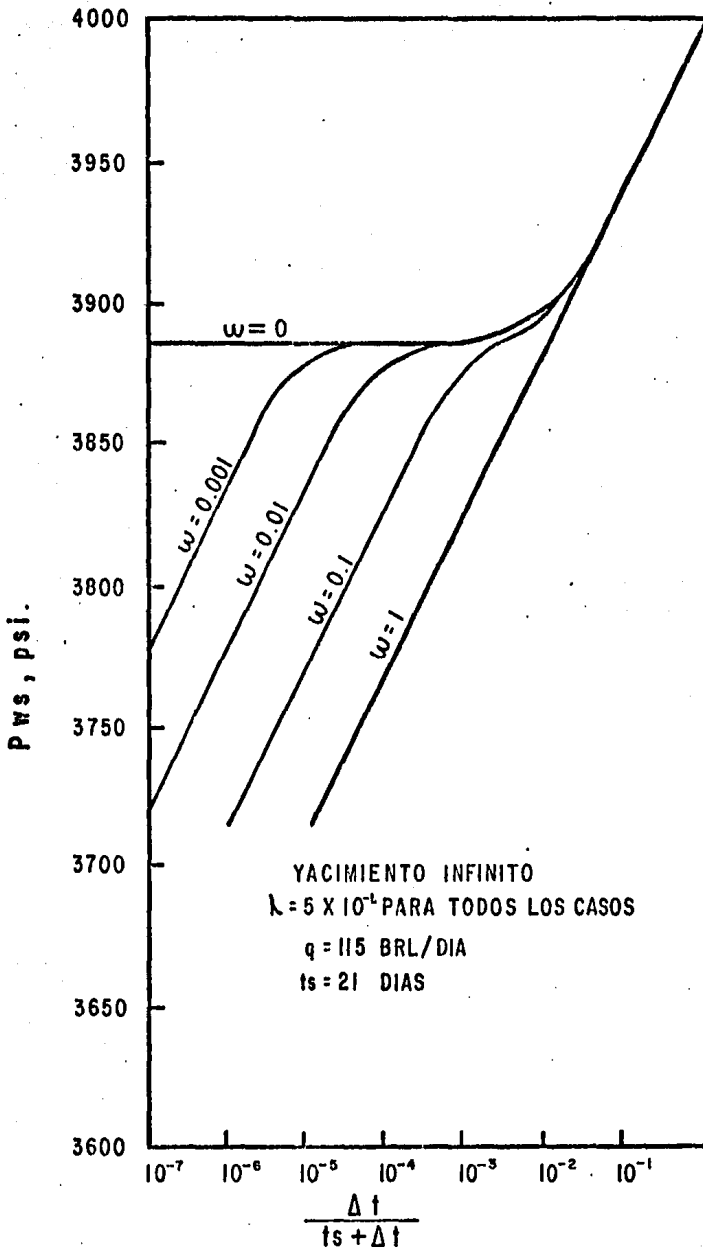


FIG. N^o. 38 -- CURVAS TEORICAS DE INCREMENTO DE PRESION .

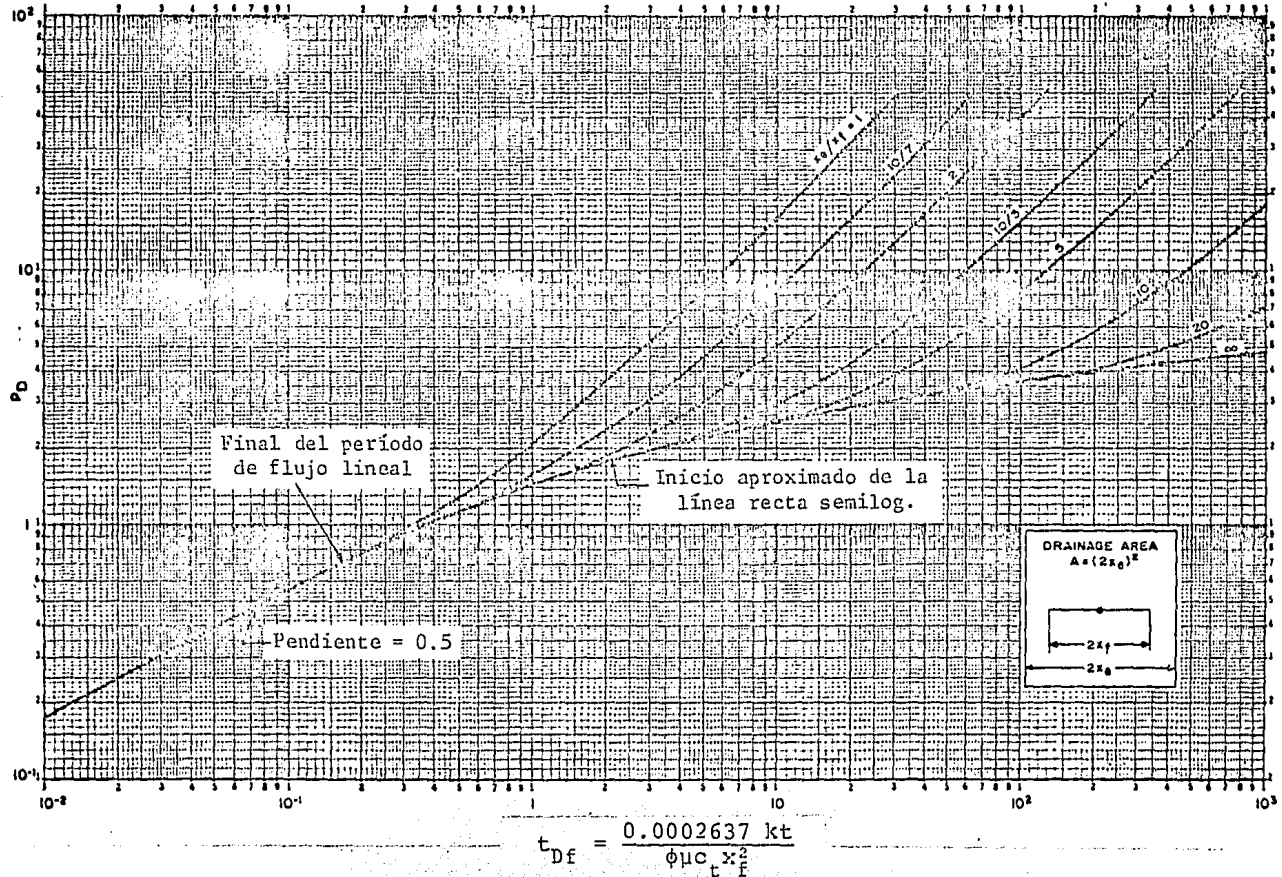


FIG. No. 39.- P_D CONTRA t_{Df} PARA UNA FRACTURA VERTICAL CON FLUJO UNIFORME EN UN POZO EN EL CENTRO DE UN CUADRADO CERRADO

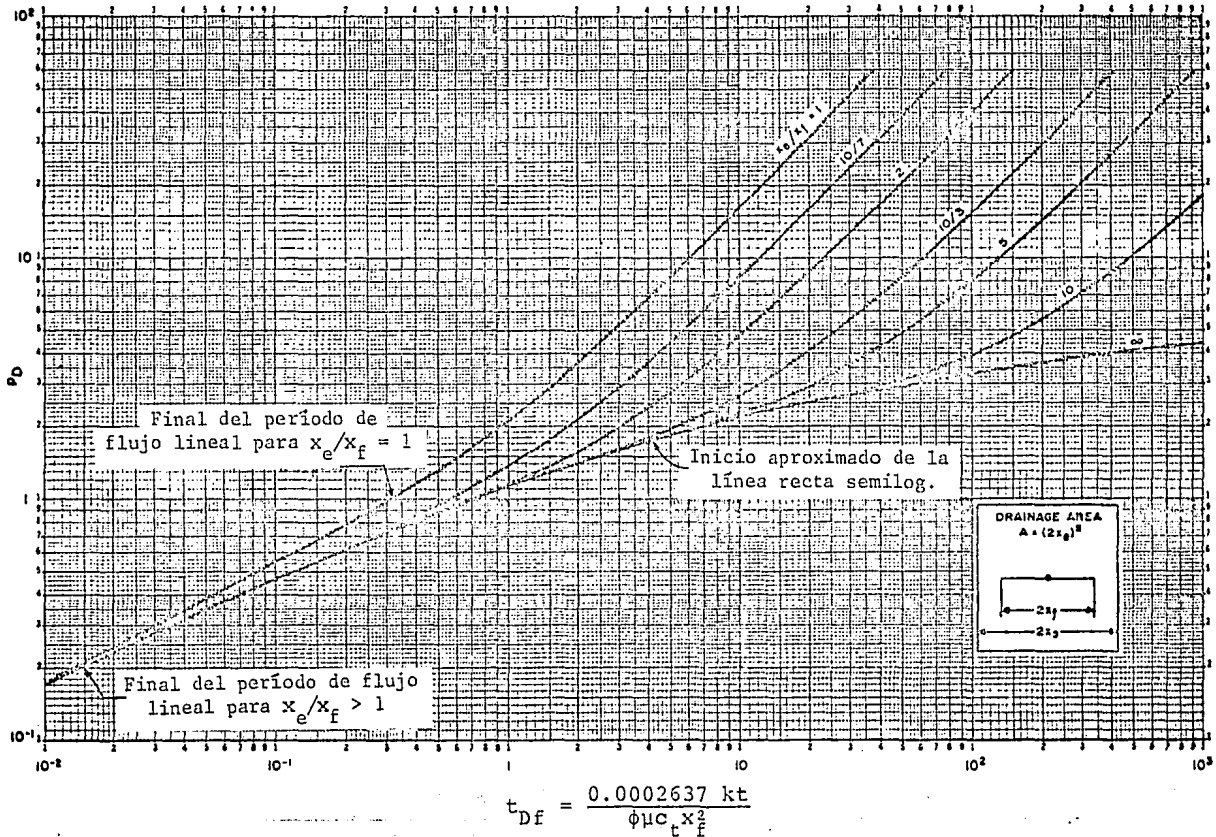
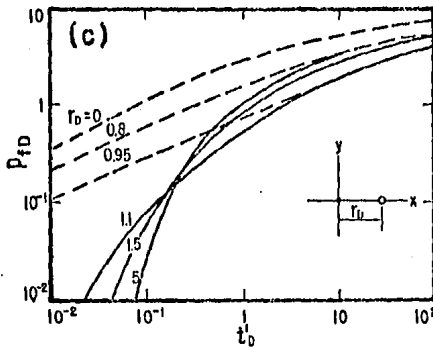
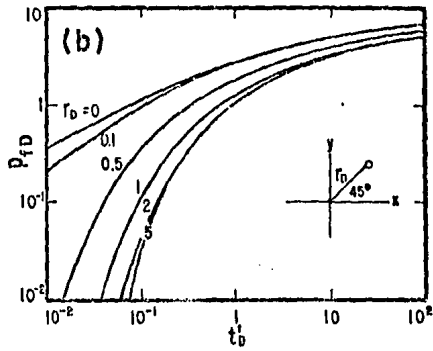
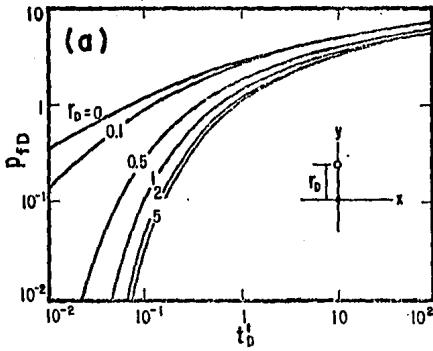


FIG. No. 40.- P_D CONTRA t_{Df} PARA UNA FRACTURA VERTICAL DE CONDUCTIVIDAD INFINITA EN UN POZO EN EL CENTRO DE UN CUADRADO CERRADO



$$P_{fD} = \frac{2\pi\sqrt{k_f k_m} r_f}{q \mu} (P_i - P_f)$$

$$r_D = \frac{1}{x_f} \sqrt{x^2 + y^2} \frac{k_f}{k_m}$$

$$L_D^1 = \frac{t}{\phi_m \mu (C_L)_m \sqrt{[k_f y^2 + (x+x_f)^2 k_m] [k_f y^2 + (x-x_f)^2 k_m]}}$$

Fig. N^o 41 — CURVAS-TIPO PARA UN MODELO DE FRACTURA VERTICAL CON PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION, EN LOS POZOS DE OBSERVACION.⁽⁵¹⁾

ESTRUCTURAS MESOZOICAS
DE CHIAPAS-TABASCO

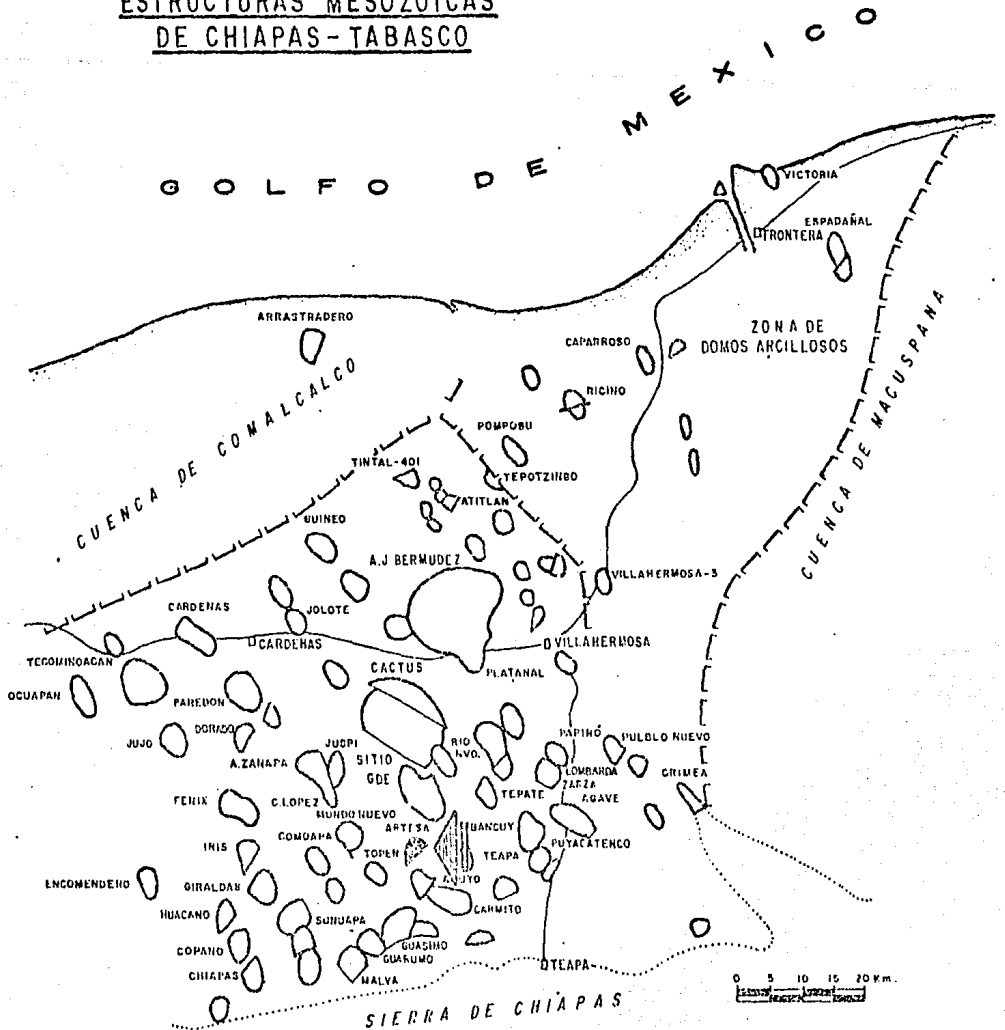


FIG. N°41-A-LOCALIZACION DEL CAMPO ARTESA

Fig. N° 42- LITOLOGIA Y POROSIDAD, POZO ARTESA N° 1

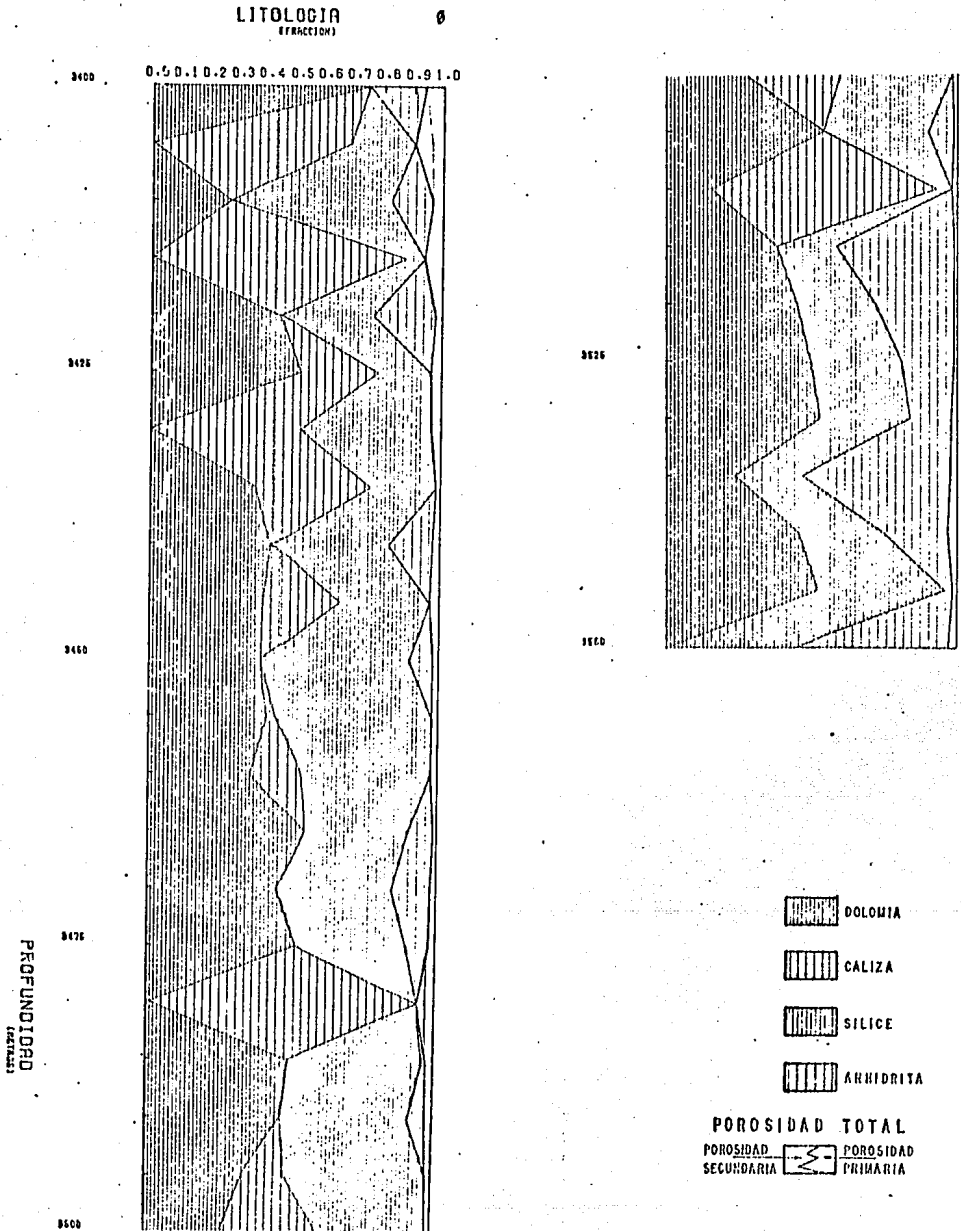


Fig. 43-LITOLOGIA Y POROSIDAD, POZO ARTESA N°2.

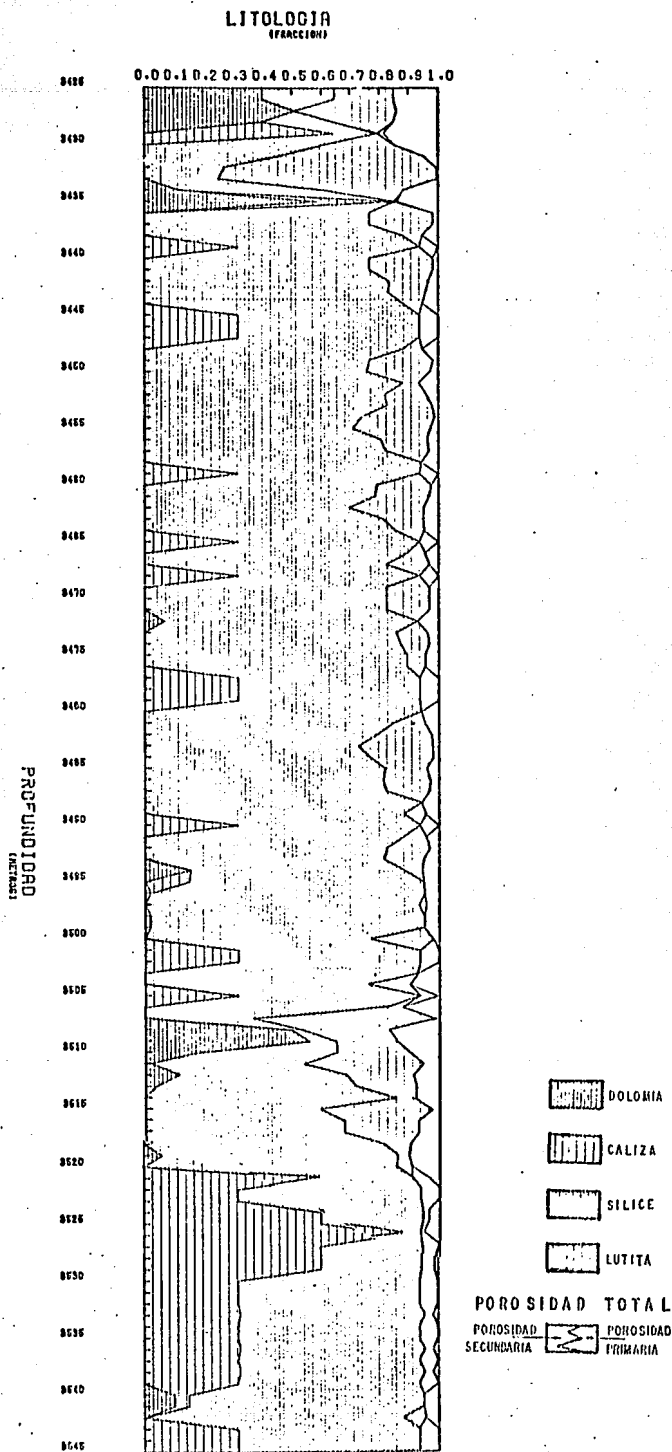


Fig. N°44-LITOLOGIA Y POROSIDAD, POZO ARTESA N° 5-A

LITOLOGIA

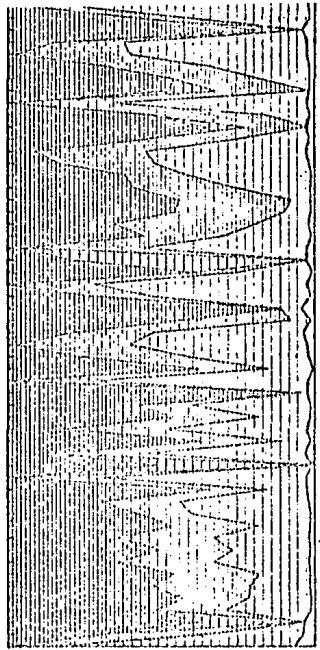
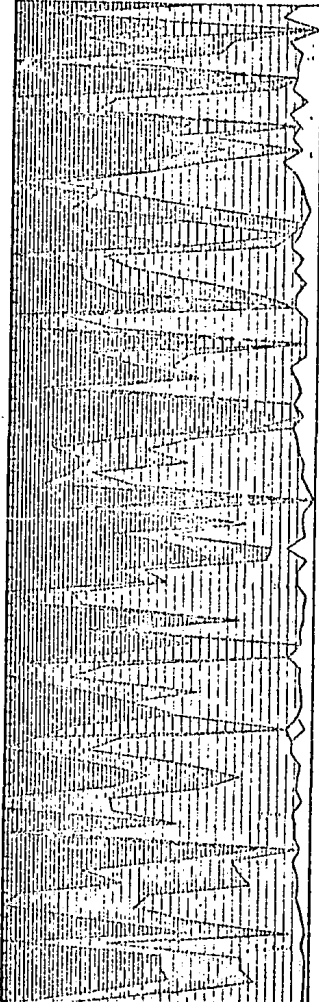
0.00 10.20 30.40 50.60 70.80 91.0

3505

3600

3650

PROFUNDIDAD
(METERS)



3700

3750

 DOLOMIA

 CALIZA

 SILICE

 ANHIDRITA

POROSIDAD TOTAL


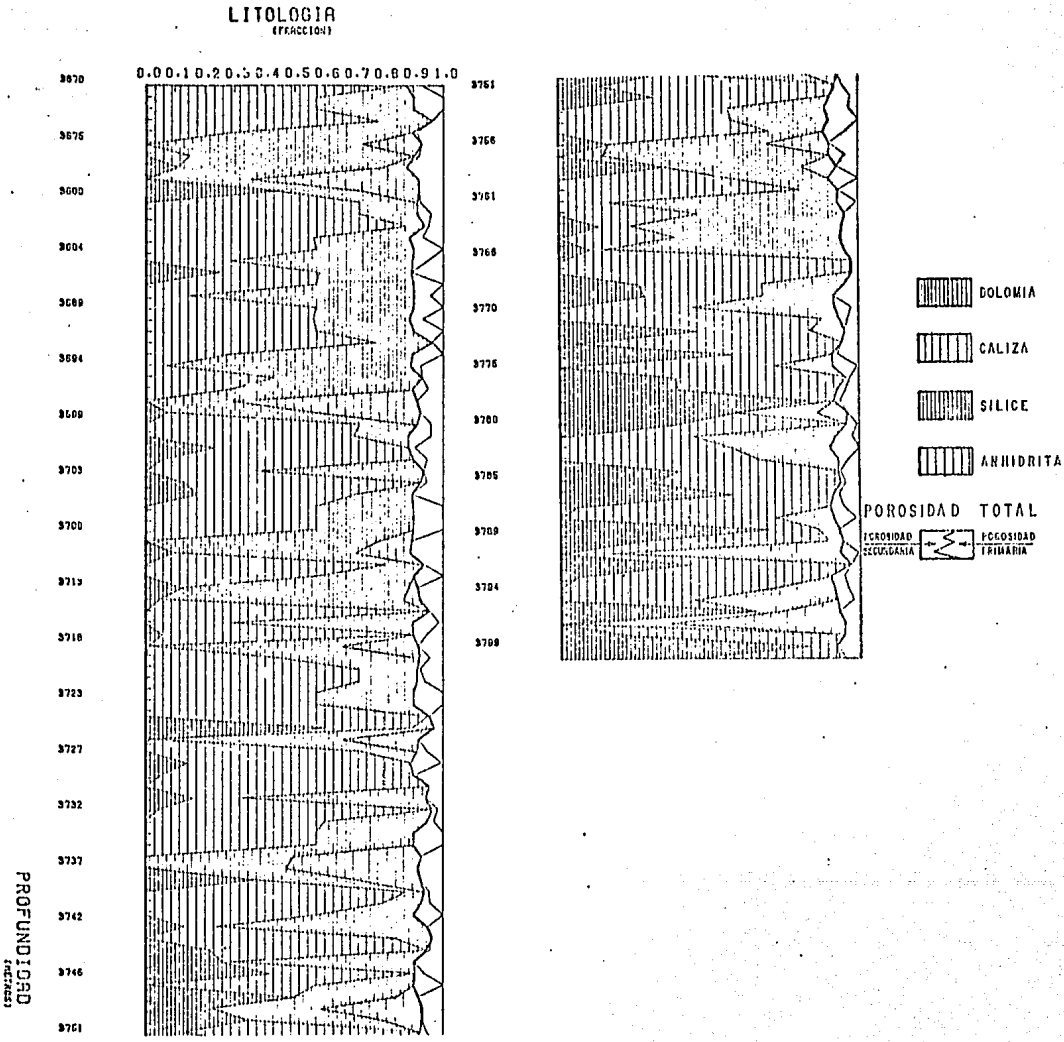
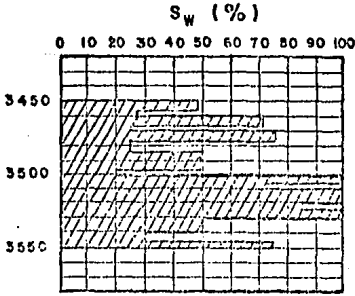
POROSIDAD SECUNDARIA  POROSIDAD PRIMARIA

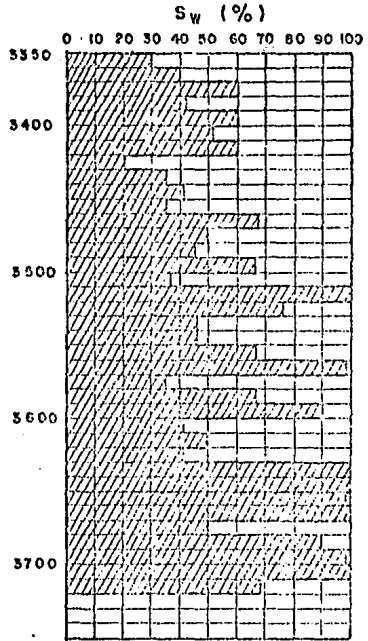
Fig. N° 45 - LITOLOGIA Y POROSIDAD POZO ARTESA N° 41.



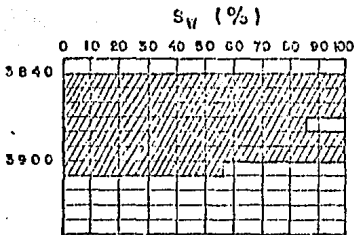
ARTESA Nº 2



ARTESA Nº 3



ARTESA Nº 4-A



ARTESA Nº 5-A

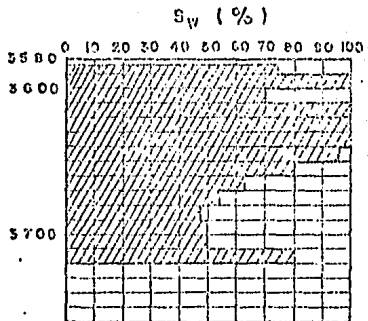
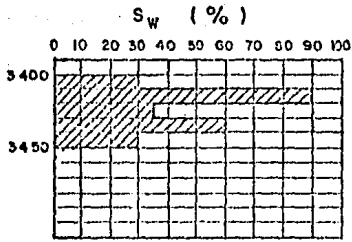
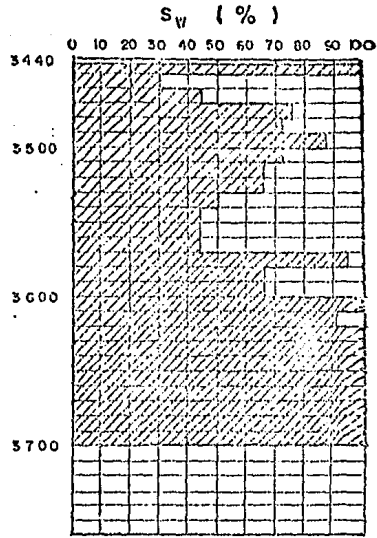


FIG. Nº46 - PERFILES DE DISTRIBUCION DE FLUIDOS

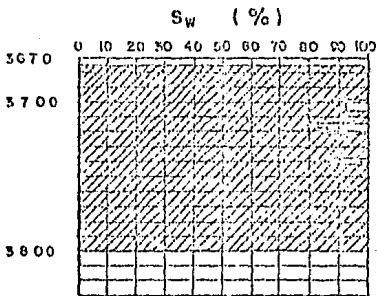
ARTESA Nº 13



ARTESA Nº 22



ARTESA Nº 41



P R O F U N D I D A D (M S M R)

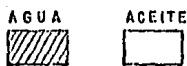


FIG. Nº 47 - PERFILES DE DISTRIBUCION DE FLUIDOS.

CAMPO ARTESA HISTORIA PRESION-TIEMPO

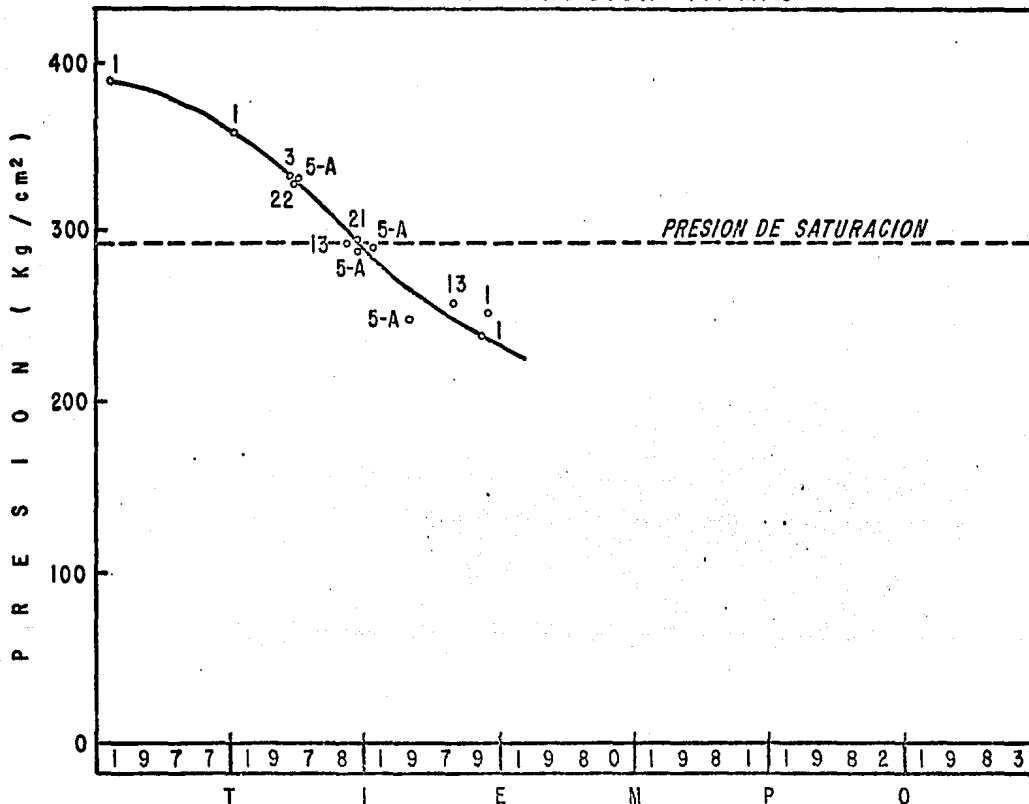


Fig. N.º-48.- GRAFICA DE PRESION CONTRA TIEMPO, CAMPO ARTESA.⁽⁸¹⁾

11.- TABLAS

T A B L A No. I

VALORES DE "M" Y "N" PARA ALGUNOS MINERALES COMUNES

M I N E R A L	L O D O D U L C E ($P_{\phi} = 1$)		L O D O S A L A D O ($P_{\phi} = 1.1$)	
	M	N*	M	N*
Sílice (1) $V_m = 18,000$.810	.628	.835	.669
Sílice (2) $V_m = 19,500$.835	.628	.862	.669
Caliza	.827	.585	.854	.621
Dolomita (1) $\phi = 5.5-30\%$.778	.516	.800	.544
Dolomita (2) $\phi = 1.5-5.5\%$.778	.524	.800	.544
Dolomita (3) $\phi = 0-1.5\%$.778	.532	.800	.561
Anhidrita $\rho_{ma} = 2.98$.702	.505	.718	.532
Yeso	1.015	.378	1.064	.408
Sal			1.269	1.032

* Valores de N calculados del Registro Neutron (SNP)

VALORES DE COEFICIENTES DE MATRIZ Y FLUIDO PARA VARIOS TIPOS DE POROSIDAD

	Δt_{ma}	ρ_{ma}	$(\rho_{SNP})_{ma}$	$(\rho_{CNL})_{ma}$
Silice (1) ($V_{ma} = 18,000$), $\phi > 10\%$	55.5	2.65	-0.035*	-0.05*
Silice (2) ($V_{ma} = 19,500$), $\phi > 10\%$	51.2	2.65	-0.035*	-0.05*
Caliza	47.5	2.71	0.00	0.00
Dolomita (1) ($\phi = 5.5\%$ a 30%)	43.5	2.87	0.035*	0.085*
Dolomita (2) ($\phi = 1.5\%$ a 5.5% y >30%)	43.5	2.87	0.02*	0.065*
Dolomita (3) ($\phi = 0.0\%$ a 1.5%)	43.5	2.87	0.005*	0.04*
Anhidrita	50.0	2.98	-0.005	-0.002
Veso	52.0	2.35	0.49**	
Sal	67.0	2.03	0.04	-0.01

* Valores promedio

** Basado sobre cálculos de índice-hidrógeno

TABLA II CONTINUACION

FLUIDOS	Δt_f	P_f	$(\theta N)_f$
<p>POROSIDAD PRIMARIA</p> <p>(Líquido-Lleno): Lodo Fresco Lodo Salado</p>	<p>189.0 185.0</p>	<p>1.00 1.10</p>	<p>1.00</p>
<p>POROSIDAD SECUNDARIA</p> <p>(En Colomita): Lodo Fresco Lodo Salado</p>	<p>43.5</p>	<p>1.00 1.10</p>	<p>1.00</p>
<p>(En Caliza): Lodo Fresco Lodo Salado</p>	<p>47.5</p>	<p>1.00 1.10</p>	<p>1.00</p>
<p>(En Silice): Lodo fresco Lodo Salado</p>	<p>55.5</p>	<p>1.00 1.10</p>	<p>1.00</p>

T A B L A No. III

POROSIDADES OBTENIDAS CON EL METODO DE
LITO-POROSIDAD, CAMPO ARTESA²⁹

POZO No.	ϕ_t (FRAC.)	ϕ_m (FRAC.)	$\% \phi_t$	ϕ_f (FRAC.)	$\% \phi_t$
1	0.02	0.020	100	0	0
2	0.05	0.036	72	0.014	28
5-A	0.04	0.038	95	0.02	5
41	0.08	0.047	59	0.033	41

ϕ_t = Porosidad total

ϕ_m = Porosidad de matriz

ϕ_f = Porosidad de las fracturas

$\% \phi_t$ = Porcentaje de la ϕ_t

T A B L A No. IV.

POROSIDADES DE LAS FRACTURAS OBTENIDAS CON EL METODO DE AGUILERA, CAMPO ARTESA⁸²

POZO No.	θ_t (FRAC.)	θ_m (FRAC.)	θ_m (% θ_t)	θ_f (FRAC.)	θ_f (% θ_t)
1	0.02	0	0	0.020	100
2	0.05	0.005	10	0.045	90
3	0.03	0	0	0.030	100
4-A	0.02	0.010	50	0.010	50
5-A	0.04	0	0	0.040	100
13	0.03	0.005	17	0.025	83
21	0.05	0.020	40	0.030	60
22	0.08	0.020	67	0.010	33
41	0.08	0.038	48	0.042	52

θ_t = Porosidad total, obtenida a partir de la técnica de gráficas cruzadas.

θ_m = Porosidad de la matriz

θ_f = Porosidad de las fracturas, obtenida con la técnica de Aguilera.

% θ_t = % de la θ_t

T A B L A No. V

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS (79)

POZO No.	$\bar{\phi}$ (%)	\bar{S}_w (%)	H A S T A C O N T A C T O $S_w = 100\%$ (3904 mbnm)		H A S T A C O N T A C T O P R O D U C C I O N (3650 mbnm)	
			h (mts)	$I_{hcs} \frac{m^3 Hcs a cy}{m^2 roca}$	h (mts)	$I_{hcs} \frac{m^3 Hcs a cy}{m^2 roca}$
1	2	53	535	5.029	281	2.641
2	5	60	60	1.00	50	1.000
3	3	53	622	8.770	328	4.624
4-A	2	100	0	0	0	0
5-A	4	68	36	0.460	36	0.460
11	7	**	-	-	-	-
13	3	53	532	7.501	278	3.919
15	8	**	-	-	-	-
21	5	60*	456	9.120	102	2.040
22	3	60	485	5.820	231	2.772
35	4	**	-	-	-	-
41	8	95	0	0	0	0
44	-	100	0	0	0	0

$\bar{\phi}$ = Porosidad media

\bar{S}_w = Saturación media de agua

h = Espesor neto con hidrocarburos

I_{hcs} = Índice de hidrocarburos

* Valor interpolado

** No se calculó ya que no se dispuso del registro adecuado

T A B L A No. VI

RESULTADOS DEL ANALISIS DE PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION EN EL CAMPO ARTESA⁽⁸⁰⁾

POZO No.	TIPO DE PRUEBA	FECHA DE LA PRUEBA	CURVAS TIPO		M D H		DOS PENDIENTES		TIPO DE SISTEMA
			k(md)	s	k(md)	s	k(md)	s	
1	INCREMENTO	21-I-78	61.02	20	166.72	62.7	-	-	HOMOGENEO
		25-I-78	51.77	20	91.11	38.7	-	-	"
3-A	DECREMENTO	28-VI-78	113.62	20	96.15	15.2	115.52	20	"
5-A	DECREMENTO	15-VII-78	54.18	20	59.39	23.2	56.26	36	"
		16-VII-78	10.42	0	9.51	-1.5	9.31	-1	"
	INCREMENTO	20-XII-78	417.77	20	317.39	11.3	273.87	48	"
13	INCREMENTO	28-XI-78	4.54	-	24.13	-4.1	-	-	FRACTURADO
21	INCREMENTO	14-XII-78	1.52	-	2.40	-3.9	-	-	"
22	INCREMENTO	8-VII-78	0.91	-	1.47	-2.8	-	-	"
	DECREMENTO	9-VII-78	1.57	-	3.53	-3.2	-	-	"