

Universidad Nacional de Ingeniería

Programa Académico de Ingeniería de Petróleo
y Petroquímica



Evaluación de Datos de Pruebas de
Drill - Stem Test

Tesis para optar el Grado de
BACHILLER EN CIENCIAS
con mención en Ingeniería de Petróleo

Tomás Berenguel Margary

LIMA - PERU

1973

A LA MEMORIA DE MI PADRE

A MI MADRE

I N D I C E

| | <u>Pág.</u> |
|--|-------------|
| I. INTRODUCCION | 5 |
| A. Datos que se obtienen en una prueba DST | 6 |
| II. TEORIA DEL ANALISIS DEL CRECIMIENTO DE PRESION | 11 |
| A. Factores condicionantes | 11 |
| B. Análisis del crecimiento de presión en Pozos petrolíferos | 13 |
| 1. Solución para un yacimiento infinito. | 15 |
| 2. Solución para un yacimiento limitado. | 20 |
| C. Análisis del Crecimiento de presión en pozos de Gas | 22 |
| D. Análisis del Crecimiento de presión en Pozos de Flujo Multifásico. | 26 |
| E. Índice de Productividad. | 27 |
| III. PARAMETROS DEL YACIMIENTO QUE SE OBTIENEN DEL ANALISIS DE UNA PRUEBA DE CRECIMIENTO DE PRESION | 30 |
| A. Permeabilidad. | 30 |
| B. Daño de Formación. | 30 |
| 1. Efectos de los diferentes tipos de daño formación. | 34 |
| 2. Ecuaciones de evaluación del daño. | 35 |
| 3. Método de determinación del daño | 36 |

| | <u>Pág.</u> |
|---|-------------|
| C. Presión Inicial del Yacimiento. | 42 |
| D. Radio de Investigación. | 44 |
| E. Indicaciones de Anomalías del Yacimiento y de los Fluidos. | 48 |
| IV. INTERPRETACION DE LAS CARTAS DE PRESION | 55 |
| A. Procedimiento de Análisis de Presión Life-rencial Incremental | 58 |
| B. Gráficación del Análisis de la Presión. | 62 |
| V. PROCEDIMIENTO ANALITICO Y PROBLEMAS TIPO | 72 |
| A. Cálculo de la Permeabilidad. | 72 |
| B. Cálculo del Daño de Formación. | 75 |
| C. Cálculo del Radio de Investigación. | 79 |
| D. Determinación de la Distancia a una Barrera. | 80 |
| VI. RECOMENDACIONES PARA OBTENER OPTIMOS DATOS DE UNA PRUEBA DE DST. | 93 |
| A. Período de Cierre Inicial. | 96 |
| B. Período de Flujo. | 97 |
| C. Período de Cierre Final. | 98 |
| VII. CONCLUSIONES | 106 |
| VIII. APENDICES | |
| A. Deducción de la Ecuación de Difusividad. | 108 |
| B. Solución para el Flujo Radial de un Fluido de Comprensibilidad Reducida y Constante en el caso de un yacimiento Infinito y de Rata Constante | 111 |

| | <u>Pág.</u> |
|---|-------------|
| C. Principio de Superposición. | 116 |
| D. Cartas Usadas en el Análisis del Crecimien- to de la Presión. | 118 |
| NOIENCLATURA | 121 |
| BIBLIOGRAFIA | 125 |

INTRODUCCION ✓

Cuando una formación se perfora por primera vez, el método disponible mas confiable y económico para tener una buena idea acerca del tipo y cantidad de fluidos que producirá dicha formación es mediante el uso del Drill Stem Test (DST).

Esencialmente, la prueba de DST es una completación temporal del pozo con el propósito de probar los fluidos de la formación y establecer la probabilidad comercial de ponerlo en producción. Los avances tecnológicos dentro de la industria han introducido métodos por los cuales los ingenieros y geólogos pueden tomar los datos de un DST y usarlos con entera confianza en estudios de evaluación de la formación probada.

Una buena prueba de DST, y su correcta interpretación, probablemente dé mayor información por dólar gastado que cualquier otra herramienta de evaluación. Las condiciones de un pozo no siempre permiten el uso del DST; sin embargo, en los casos en que se puede aplicar esta técnica, la información obtenida acerca de los fluidos de producción y de la presión del yacimiento en la mayoría de los casos es invaluable.

A menudo, las únicas buenas estimaciones de la pre

sión inicial de un yacimiento son obtenidas por el DST tomado al primer pozo perforado en un yacimiento virgen.

Asumiendo que se tiene un conocimiento de la mecánica de las pruebas de DST, el propósito de este trabajo es mostrar como los datos obtenidos en una prueba de este tipo se pueden usar para determinar ciertos parámetros del yacimiento en estudio.

Debe tenerse en cuenta que en el campo de la evaluación de las formaciones, la prueba de DST es la única herramienta que da los parámetros del yacimiento bajo condiciones dinámicas y que éstas condiciones están tomadas casi al mismo tiempo que la perforación de la arena productiva como para poder tomar una decisión en cuanto a la completación del pozo.)

A. - DATOS QUE SE OBTIENEN EN UNA PRUEBA DE DST

Los datos que se obtienen de una prueba normal de DST, generalmente incluyen la descripción física de los fluidos del yacimiento, el volumen de recuperación, tiempos de flujo, tiempos de cierre y una carta de presión Vs. tiempo, que muestra los cambios de la presión en la vecindad del pozo durante el tiempo que toma la prueba e indica las manipulaciones de la herramienta. *continúa pág. 50*

Las características del yacimiento que pueden ser

calculadas con los datos obtenidos de una prueba de DST son:

1) Permeabilidad

La permeabilidad calculada mediante una prueba de DST es la permeabilidad efectiva promedio de la formación por la cual se está produciendo el fluido. La prueba de formación es el único método que da una idea directa para calcular la permeabilidad efectiva. Un análisis completo de muestras de "testigos" es más costoso y proporciona sólo valores absolutos de la permeabilidad.

2) Daño de formación

Ya sea que se haya o no incurrido en un daño de la formación por acción mecánica de las herramientas de perforación u otras causas, éste factor puede determinarse mediante cálculos empíricos a partir del DST. El daño de formación restringe el flujo de fluidos de la formación al pozo, Una baja recuperación de fluidos en la prueba de DST, puede ser el resultado de un daño en vez de características pobres de producción. La determinación del daño de formación sólo puede ser hecha por fluctuaciones de la presión como las que se inducen en una prueba de DST.

3) Presión del Yacimiento

Es posible hacer cálculos matemáticos para hallar

la presión estática del yacimiento. Este valor de la presión es útil como un sustituto de medidas mecánicas erradas de la presión estática o estabilizada (lectura de la presión estabilizada al momento del cierre inicial) y como un medio de comprobar otros cálculos.

4) Depletación

Si el yacimiento es lo bastante pequeño de modo tal que la extensión total del área es afectada por una prueba normal de DST, ocurrirá una caída de presión que será detectada por un comportamiento singular en la carta de presión del DST.

Si el volumen relativamente pequeño de fluido sacado durante una prueba normal de la formación, causa una caída de presión, luego el yacimiento es extremadamente pequeño y la experiencia ha demostrado que no es comercial.

5) Radio de investigación

Debido a que hay una remoción física de los fluidos de la formación durante la prueba de DST, ocurrirá un efecto definido en la formación comprendida en una distancia determinada. Esta distancia es conocida como el radio de investigación de la prueba. Esta característica puede ser usada para determinar el espaciamento requerido y otros cálculos volumétricos.

6) Indicación de Barreras

Si existe una barrera o cualquier otra anomalía tal como la presencia de un contacto de fluidos, o una falla geológica dentro del radio de investigación de la prueba, ésta puede ser reflejada en el análisis de la presión. Con la ayuda de otros datos de evaluación y con la experiencia en su interpretación, es posible determinar exactamente el tipo de anomalía.

La Fig. (I-1), muestra un reporte típico de una prueba de DST con toda la información adicional que usualmente se incluye. Esta información adicional ayuda a evaluar el intervalo probado y es la siguiente:

- a) Tipo de prueba, esto es: a hueco abierto, doble cierre, en pozos completados, etc.
- b) Intervalo probado.
- c) Diámetro del hueco y condiciones del lodo de perforación.
- d) Columna de fluido.
- e) Tiempo del período de flujo y períodos inicial y final de cierre.
- f) Descripción del "cabeceo" en la superficie.
- g) Volumen y clase de fluidos recuperados.
- h) Temperatura a fondo.
- i) Estimado del gas recuperado en MSPC.

j) Diámetros de los estranguladores en la superficie y en el fondo del hueco.

Además hay otros datos necesarios para una evaluación completa, que no se incluyen en el reporte que son:

- a) Tipo del lodo y propiedades de pérdida por filtrado.
- b) Nombre de la formación y características litológicas.
- c) Diámetros internos de la tubería de perforación y de las botellas, y la cantidad de fluido recuperado contenido en cada uno.
- d) Gravedad API del petróleo.
- e) Porcentaje de petróleo en el lodo, de lodo en petróleo, agua en lodo, etc.

REPORTE TIPICO DE UNA PRUEBA DE DST

**OPEN HOLE
TEST**

JOHNSTON TESTERS, INC.

OFFICES: Houston, Texas - Los Angeles, California - Calgary, Canada

DATE _____
 OPEN HOLE TEST NO. _____ WELL: _____
 FIELD _____ COUNTY _____ STATE _____
 COMPANY _____
 ADDRESS _____
 TEST APPROVED BY _____
 JOHNSTON OPERATOR _____ TICKET NO. _____

GENERAL TEST DATA

| | | |
|--|---|---|
| TYPE TEST: <u>Conventional</u> | | TOTAL DEPTH: <u>6875'</u> |
| 1. Test Interval: <u>6800'</u> To <u>6875'</u> | 7. Fluid Cushion: Type <u>None</u> Amount _____ | 8. Air Chamber Amount <u>0</u> Size _____ |
| 2. Tool Open <u>1</u> Hrs. <u>35</u> Min | 9. Did Packbit Hold? <u>Yes</u> | 10. Did Tool Plug? <u>No</u> Where? _____ |
| 3. Initial Shut In _____ Hrs. _____ Min | 11. Was Test Reversed Out? <u>No</u> | |
| 4. Final Shut In _____ Hrs. <u>30</u> Min | | |
| 5. Check Top <u>2"</u> Bottom <u>5/8"</u> | | |
| 6. Fluid Recovery: <u>650'</u> Total, <u>80'</u> Slightly Oil & Gas Cut Drilling Mud <u>160'</u> Oil & Gas Cut Drilling Mud <u>210'</u> Gas Cut Salty Sulphur Water | | |

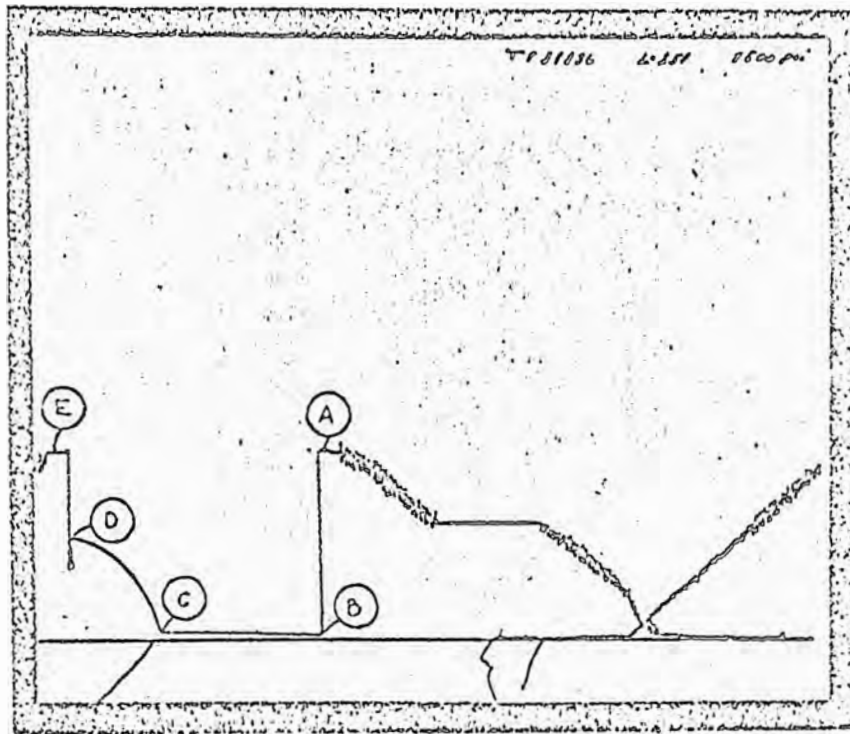
REMARKS:

| | |
|---------------------|--|
| SURFACE INFORMATION | 1. Flow: <u>Fair immediately & through out test</u> |
| | 2. Maximum Surface Pressure: <u>0</u> Did Well Flow? <u>No</u> |
| | Description Or Rate of Flow Time Max. Pressure Size Surface Check |
| | _____ |
| | _____ |

| | | | | |
|---|--|--|--|--|
| MUD, HOLE, & TOOL DATA | MUD, HOLE & JOHNSTON TOOL DATA | | | |
| | MUD: Type <u>Mud</u> Weight <u>9.0</u> Viscosity <u>35</u> | | | |
| | HOLE: Main Hole Size <u>8 3/8</u> Drill Pipe Size <u>6 3/8</u> Hole <u>2 1/2</u> | | | |
| | Ret Hole Size <u>None</u> | | | |
| | JOHNSTON TOOLS: | | | |
| 1. Packbit: Type <u>Bob Tail</u> O.D. <u>2 7/8</u> Type <u>O.D.</u> | | | | |
| Set At <u>6800'</u> Set At _____ | | | | |
| 2. Other Equipment: <u>None Safety joints.</u> | | | | |

Number of Copies Requested: 6

FIGURA (I-1A)



| | | | |
|------------------------------|------|-------------------------------------|----------|
| Test Ticket No. <u>39836</u> | | Pressure Recorder No. <u>7500</u> | |
| Chart Number _____ | | Location <u>3 Miles East of ...</u> | |
| PRESSURE DATA | | | |
| A Initial Hydrostatic Mud | 2350 | Point | Pressure |
| B Initial Flow | 100 | C 1 | 575 |
| C Final Flow | 250 | C 2 | 990 |
| D Final Shut-In | 1700 | C 3 | 1175 |
| E Final Hydrostatic Mud | 2250 | C 4 | 1325 |
| F "Initial Shut-In" | | C 5 | 1425 |
| | | C 6 | 1500 |
| | | C 7 | 1562 |
| | | C 8 | 1612 |
| | | C 9 | 1650 |
| | | D | 1700 |

FIGURA (I-1 B)

CAPITULO II

TEORIA DEL ANALISIS DEL CRECIMIENTO DE PRESION

Además de la información cualitativa que se puede obtener de las cartas de presión vs. tiempo, una buena prueba de DST puede proporcionar información cuantitativa acerca de la permeabilidad, presión de la formación, y del daño que ha sufrido durante la perforación. En algunos casos también se pueden determinar los límites del yacimiento, tal como la presencia de fallas.

A.- FACTORES CONDICIONANTES

Las condiciones que se suponen en el análisis de las pruebas de DST, son:

1.- Flujo radial: esto significa que el fluido, fluye al pozo desde los límites de drenaje en forma radial. Esta condición se cumple en la mayoría de las arenas, pero falla en calizas fracturadas. Aún cuando existen estas condiciones adversas, el efecto en la solución empírica es insignificante.

2.- Formación homogénea: se supone que la formación es horizontal y tiene las mismas características en forma constante a través de toda la zona bajo consideración. Estas

condiciones significan que cualquier valor calculado será promedio en todo el largo y/o espesor de la formación.

3.- Condiciones de estabilidad: Se presume que durante aquella porción de la curva de crecimiento de la presión usada en el análisis, las características de la formación y de los fluidos que contiene se aproximan a un punto de equilibrio. También se supone que durante el flujo, la rata de producción y caída de presión causada por el flujo, son constantes.

4.- Yacimiento infinito: Se supone que no hay límites del yacimiento. Se reconoce, por supuesto, que todos los yacimientos tienen límites y que existe la depletación, pero, en una prueba usual de DST, la cantidad de fluido sacado durante el período de flujo es despreciable comparada con la cantidad total disponible en el yacimiento. Como resultado de esto, la formación es asimilada a condiciones infinitamente extensas o ilimitadas en lo que a la prueba concierne.

Si la cantidad de fluido removido es significativa, entonces debe ocurrir una depletación posible de medir y que se podrá apreciar mediante una prueba de DST apropiada. Esta cantidad significativa es variable y depende del tamaño actual del yacimiento y de la duración de la prueba.

5.- Flujo de una sola fase: Se supone que sólo un tipo de fluido de la formación está fluyendo al pozo. Esto

significa que si se está produciendo gas en una prueba de una formación productora de petróleo, entonces se asume que el gas se libera de la solución en el pozo o en la tubería de perforación. Si se produce cualquier hidrocarburo líquido en una prueba de una formación gasífera, luego se supone que hay una condensación de los gases dentro de la tubería o en el pozo. El agua se considera como producida por otro horizonte.

B. - ANALISIS DEL CRECIMIENTO DE PRESION EN POZOS PETROLIFEROS

Si una formación contiene fluidos compresibles tales como petróleo y gas; y estos fluidos son producidos en un período de tiempo, se originará una gradiente de presión en la formación que variará continuamente de la presión en el hueco del pozo, a la presión existente en el radio de drenaje. Cuando el pozo es cerrado, la presión en el hueco aumentará hasta que se uniformice en toda la formación. La dependencia del tiempo para que esta presión aumente tiene una apariencia similar a la curva de la Fig. (V-7). Si se grafica la presión vs. el logaritmo de una función a dimensional del tiempo, se obtendrá una curva mas interesante, como se puede apreciar en la Fig. (V-8). La primera parte de la curva tiene la forma característica de una "S"; esta es seguida por

una porción de línea recta que eventualmente se vuelve horizontal en el punto de la presión estática. Todas estas partes no siempre aparecen en una curva de ascenso de la presión, pero en tanto aparezca una porción razonable de la línea recta, será posible analizar los datos del DST.

La interpretación de las curvas de crecimiento de presión se basa en el modelo mostrado en la Fig. (II-1). La porción del yacimiento drenado por un pozo es considerada como un cilindro recto de radio " r_e ", con un hueco concéntrico de radio " r_w ". La altura del cilindro es igual al espesor " h " de la formación. La viscosidad del fluido es " μ ", la compresibilidad es " c " y la presión es " p " y dentro del cilindro se cumplen las condiciones anteriormente nombradas.

Con estas condiciones, el flujo dentro del yacimiento puede ser descrito por la ecuación diferencial: (ver apéndice A)

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \text{ ----- (II-1)}$$

Esta ecuación es conocida como la ecuación de la difusividad y tiene un número infinito de posibles soluciones. Sólo se puede obtener una única solución especificando la distribución inicial de presión (o densidad) y las condiciones que se aplican a cada cilindro (r_w y r_e).

MODELO MATEMATICO DE LA TEORIA DEL
CRECIMIENTO DE PRESION

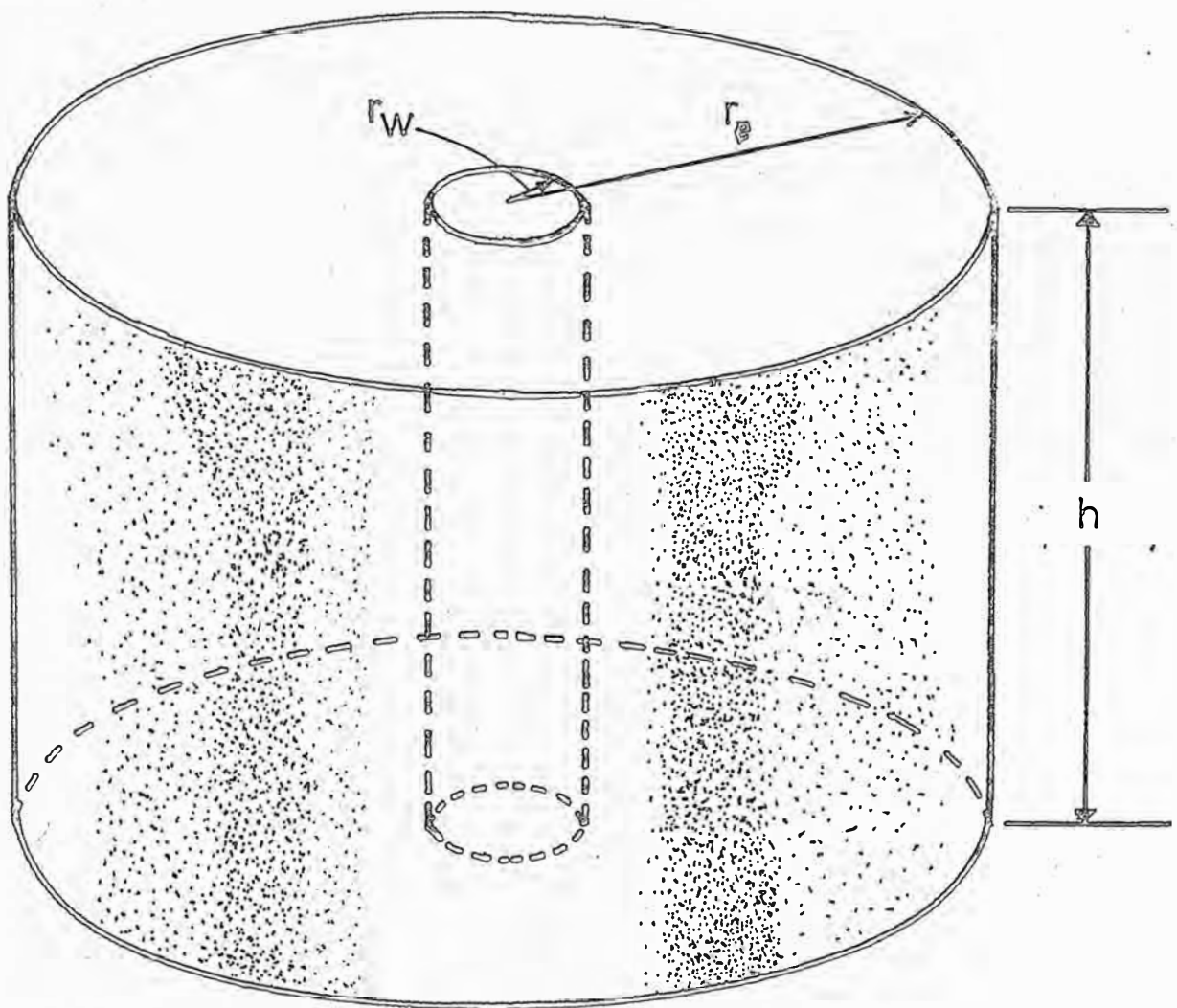


FIGURA (II - 1)

1.- Solución para un yacimiento infinito

Se han desarrollado dos grupos de soluciones generales para la Ec. (II-1). La primera, parte de que el flujo dentro del hueco es constante antes del cierre. De este hecho y con la ley de DARCY, se puede calcular la distribución inicial de la presión. Las condiciones límites son tomadas suponiendo que el flujo dentro del hueco desde el radio r_w , es cero en el instante que se cierra el pozo y que el radio de drenaje es infinito.

Estas condiciones fueron supuestas por HORNER, HURST y VAN EVERDINGEN en sus soluciones. La solución dada por el último de ellos para calcular la presión en el hueco durante la caída de presión o en el período de producción es:

$$P_{wf} = P_i + \frac{Q_w}{4\pi kh} \left[\ln \left(\frac{r_{ocr}^2}{4Kt} \right) - 2 S \right] \text{----- (II-2)}$$

Si ahora cerramos el pozo por un tiempo " Δt ", después de un tiempo de producción " t ", obtendremos la caída de presión durante el tiempo de cierre: (1).

$$P_{ws} = P_i - \frac{Q_w}{4\pi kh} \cdot \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \text{----- (II-3)}$$

que en unidades prácticas de campo se convierte en:

(1) NOTA: Esta Ec. se deriva al aplicar el principio de superposición de efectos. Ver apéndices B y C.

$$P_{ws} = P_i = \frac{162.6 Q_{MB}}{K h} \log_0 \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \text{----- (II-4)}$$

donde "t" es el tiempo total (en horas) de producción a una rata "Q" en barriles STO por día, y " Δt ", es el tiempo medido desde el comienzo del período de cierre. Cuando " Δt " se aproxima a ∞ , $(t + \Delta t) / \Delta t$ se aproxima a la unidad y $P_{ws} = P_i$. Una gráfica de p vs. $(t + \Delta t) / \Delta t$ en un papel semi-logarítmico debe dar una línea recta cuya pendiente "m" será igual a $162.6 Q_{MB} / kh$, e intersecta al eje que pasa por log 1, en un punto que será igual a la presión estática del yacimiento. Un ejemplo de esto se muestra en la Fig. (V-6).

Si la prueba de la Fig. (V-6) ha cumplido con las condiciones que se requieren en el desarrollo matemático, todos los puntos deberían caer dentro de una línea recta. Sin embargo, usualmente los puntos al comienzo de la prueba caen por debajo de la predicción matemática. Hay dos razones para que esto ocurra: la primera se debe a que es prácticamente imposible cerrar el pozo frente a la cara de la arena y por esto hay cierto flujo de la arena al hueco al comenzar el período de cierre. Esta producción posterior al cierre demora el crecimiento de la presión en la formación. Cuando se ha producido gas y se ha efectuado el cierre en la superficie, el problema es particularmente serio. La segunda razón es la presencia de una zona de alteración usualmente de menor permeabilidad efectiva que está adyacente al pozo. Este efec

to no es tan severo como el de la producción posterior al cierre.

El término "S" en la Ecuación de Van Everdingen, Ec. (II-2), es conocido como el efecto de la costra, y es una medida de la caída de presión adicional que se produce al vencer el fluido la resistencia al flujo que presenta la zona de permeabilidad reducida. Un valor de "S" mayor de 10 representa un daño relativo, y valores negativos de "S" representan una estimulación de la permeabilidad alrededor del hueco del pozo.

Las condiciones límites de un yacimiento pueden ser detectadas mediante una prueba de doble cierre. La extrapolación de ambas curvas de ascenso de presión a un tiempo infinito, deben dar el mismo valor de presión estática del yacimiento si éste es de extensión tan grande que se pueda tomar como infinito. Cuando la presión de cierre final es significativamente menor que la presión de cierre inicial, entonces se trata de un yacimiento limitado. En los casos donde se haya tomado una prueba de DST con el nuevo equipo de doble cierre, el cual permite tomar dos períodos de flujo, se puede calcular los cambios de transmisibilidad, " kh/μ ", de las pendientes " m_1 " y " m_2 " de las dos curvas de ascenso de presión.

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 &= \frac{162.6 Q_1 B}{m_1} \\ \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 &= \frac{162.6 Q_2 B}{m_2} \end{aligned} \right\} \text{----- (II-5)}$$

Un ejemplo de este tipo de prueba se muestra en la Fig. (II-2). Una diferencia significativa en la transmisibilidad indica la presencia de un cambio de espesor (cambio de "h"), un cambio de la movilidad del fluido en el espacio poroso (cambio de "k/μ"), o un cambio en la permeabilidad de la formación (cambio de "k").

El método de Van Everdingen es aplicable en situaciones donde la disturbancia de la presión causada por la producción de un pozo no ha alcanzado el radio de drenaje de otro pozo adyacente o los límites físicos del yacimiento. Estas condiciones son satisfachas en un primer pozo perforado en un campo nuevo, o cuando se está probando un pozo.

En una prueba de DST, la presión en el hueco del pozo aumenta gradualmente a través del período de flujo, de tal manera que la presión final de flujo es siempre mayor que la inicial. Esta condición es la oposición exacta de la relación de presión predicha por la ecuación (II-2), y obviamente requiere una rata de producción no constante. La evidencia de esta variación se puede apreciar en la curvatura de la línea de flujo B-C en la Fig. (IV-1). Cuanto mayor sea la curvatura de esta línea, mayor será la diferencia entre

GRAFICO DE LOS DATOS DE CRECIMIENTO DE
PRESION DE UNA PRUEBA DE DOBLE
FLUJO Y DOBLE CIERRE

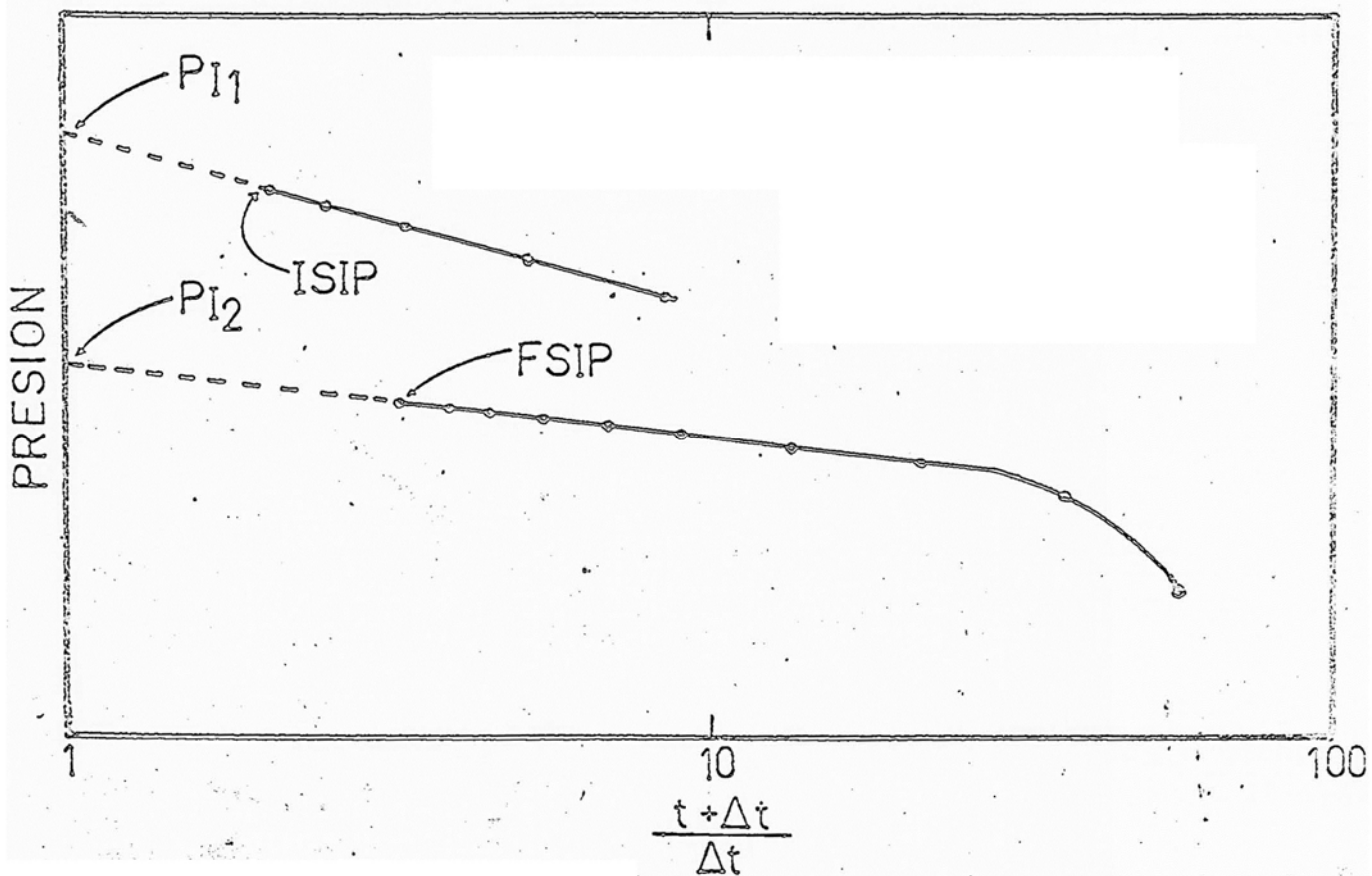
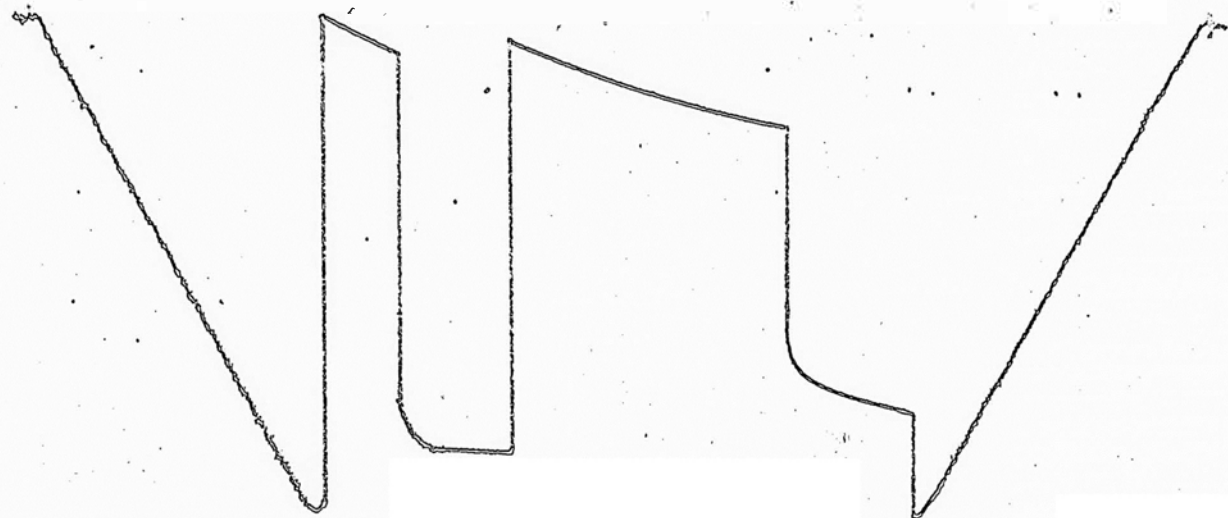


FIGURA (II - 2)

las ratas de flujo inicial y final. Como la ecuación de Van Everdingen fue derivada para la suposición de una rata de flujo constante, se origina el problema de ¿qué rata usar en el análisis?, y cuán grande será el error cometido al determinar la permeabilidad y la presión del yacimiento mediante este método.

En el estudio de la aplicación de este método para analizar pozos productores, Horner sugirió el uso de la rata de flujo promedio (producción total entre el tiempo de producción total) en los cálculos. Esta sugerencia está siendo llevada a cabo en el análisis de las pruebas de DST. Dolan, Einarsen y Hill han analizado este problema y han determinado que el error implicado depende de la diferencia entre las ratas de producción inicial y final, y de que en este caso la presión final de cierre está muy cerca a la presión estática del yacimiento. En general se puede decir que la extrapolación de la curva de ascenso de presión tiende a dar valores de la presión del yacimiento muy bajas; y la pendiente de la porción de línea recta de la curva, cuando se usa la rata de producción promedio, dará valores de la permeabilidad del yacimiento que son muy altos. En la gran mayoría de los casos, el error introducido por la rata de flujo no constante es despreciable, a no ser que la diferencia entre la rata de producción final e inicial sea muy grande.

2.- Solución para un Yacimiento Limitado

El segundo método de solución a la Ecuación de Difusividad fue desarrollado por MILLER, DYES y HUTCHINSON, asumiendo también un flujo estable anterior al cierre, para la condición inicial y flujo igual a cero a la distancia " r_w ", después del cierre para las condiciones límites. Para las condiciones externas, " r_e ", hacen dos suposiciones y así obtienen dos soluciones. Una suposición es que en " r_e ", la presión permanece constante. Esto puede ser posible donde exista empuje por agua u operaciones de inyección en pozos adyacentes. La otra suposición es que en " r_e ", el flujo es nulo. Esta condición puede ocurrir en pozos de un campo completamente desarrollado, donde la depletación es creciente.

La solución dada por Miller, Dyes y Hutchinson a la ecuación (II-1), es una función Bessel compleja. Sin embargo, una gráfica de la solución en un papel semi-logarítmico, donde la presión es graficada vs. el logaritmo del tiempo de cierre, se aproxima bastante a una línea recta. La pendiente " m ", de la porción de línea recta es $162.6 Q_{uB}/kh$. La Fig. (V-8) es un ejemplo de este tipo de gráfico. Como en el caso de un radio de drenaje infinito, la producción posterior al cierre y el daño de la permeabilidad causa que los puntos al comienzo del período de cierre caigan por debajo de la línea recta teórica.

El procedimiento para hallar la presión estática mediante el método de M.D.H., es mas complejo que aquel desarrollado por Van Everdingen y requiere del uso de curvas generalizadas, graficadas como:

$$t_{De} = \frac{0.000264kt}{\phi \mu c r_e^2} \quad \text{vs.} \quad \Delta P_D = \frac{0.00708kh (P_{ws} - P_{wt})}{KQ \mu B}$$

Esto se puede visualizar en la Fig. (V-9) para las dos condiciones límites asumidas en la solución. Miller, Dyes y Hutchinson sostienen que el efecto de la producción posterior al cierre y el daño de la permeabilidad es usualmente disminuida a un valor ínfimo cuando el tiempo generalizado ha alcanzado un valor del orden de 10^{-2} . Por eso, la duración del período de cierre debe ser lo bastante grande como para dar valores del tiempo generalizado entre 10^{-2} y 10^{-1} . El tiempo de cierre requerido para que una prueba dé información cuantitativa puede ser determinado aproximadamente antes de tomarse el DST, dando el valor de " t_{De} " igual a 0.05 y encontrando el valor de t.

$$t = \frac{190 \phi \mu c r_e^2}{k} \quad - - - - - (II-6)$$

Desde que sólo se requiere el tiempo aproximado de cierre, los valores usados en esta expresión no tienen que ser exactos.

Para determinar el daño de la formación en la ve-

vecindad del pozo, la permeabilidad calculada de la pendiente de la curva de ascenso de presión debe ser comparada con el valor de la permeabilidad promedio, calculada con la ecuación del índice de productividad.

C. - ANÁLISIS DEL CRECIMIENTO DE PRESION EN POZOS DE GAS

El análisis de una prueba de DST llevada a cabo en un pozo gasífero, se puede hacer con cierto grado de precisión, de manera similar al método usado para yacimientos petrolíferos. Debe entenderse que en las ecuaciones usadas se supone que la compresibilidad y viscosidad del gas permanecen razonablemente constantes en el rango de variación de presión y temperatura del yacimiento durante el período de flujo. Tal no es el caso, por supuesto, por que estos parámetros están en función de la presión y la diferencia de presión entre el yacimiento y el hueco del pozo puede ser bastante grande en algunas pruebas. Esta situación es común en yacimientos de baja permeabilidad y/o algún grado de daño. Sin embargo, en el caso de daño, un gran porcentaje de la caída de presión estará en la vecindad inmediata al hueco del pozo, y la mayor parte del área de investigación tendrá una caída relativamente pequeña. Revisando un gran número de pruebas de DST llevadas a cabo en muchos yacimientos, se encontró que sólo un pequeño porcentaje mostró una caída de presión excesiva

entre el yacimiento y la cara externa de la costra. De todas maneras, reduciendo la caída de presión, ciertamente dará mayor precisión a los cálculos, y se podrá hacer mejor uso de los estranguladores en los casos que se requieran.

La ecuación de crecimiento de presión aplicable a pozos de gas es expresada por:

$$P_{ws} = P^* - 162.6 \frac{Q_g \mu_g B_g}{k_g h} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \text{----- (II-7)}$$

donde:

$$B_g = Z \frac{T}{T_{sc}} \frac{P_{sc}}{(P^* + P_{ws})/2} \text{----- (II-8)}$$

Nótese que de acuerdo con la ecuación (II-8), "B_g" es computado al promedio aritmético entre la presión extrapolada P* y la presión del pozo P_{ws}. Como este promedio cambia con el tiempo durante el ascenso de la presión, la pendiente de la curva de P_{ws} vs. log (t+Δt)/Δt también debe cambiar con el tiempo. Este cambio usualmente es despreciable y generalmente es satisfactorio aproximar P_{ws} a P_{wf} en la ec. (II-8).

Cuando la ecuación de gas es usada en esta forma, se puede utilizar exactamente la misma gráfica usada para el análisis de pozos petrolíferos. Sólo es necesario convertir la rata de gas de pies cúbicos por día a barriles por día, dividiendo entre 5.615.

Si reemplazamos la Ec. (II-8) en la Ec. (II-7), obtendremos la expresión:

$$P_{ws}^2 = P^*{}^2 - 325.2 \frac{Q_g \mu_g Z T P_{sc}}{K_g h T_{sc}} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \text{--- (II-9)}.$$

De esta Ec. se puede ver que la curva de P_{ws}^2 vs. $\log \left[(t + \Delta t) / \Delta t \right]$ debe ser una línea recta si " μ_g " es constante. De la Ec. (II-7) se puede ver que la curva P_{ws} vs. $\log \left[(t + \Delta t) / \Delta t \right]$ debe ser una línea recta si el producto " $\mu_g B_g$ " es constante.

A presiones mayores a 2,000 psi, este producto es a menudo, aproximadamente, más constante que " μ_g " y por esto el uso de P_{ws} es preferible en este rango. Aún a bajas presiones se han obtenido resultados satisfactorios con el uso de " P_{ws} " y por lo tanto se recomienda esta ecuación como el método más común.

Al desarrollar estas ecuaciones ha sido necesario asumir que la gradiente de presión es pequeña y que " μ " y " Z " son constantes. Cuando no es posible hacer estas suposiciones, Al-Hussainy, Ramey y Crawford han demostrado que se puede definir una pseudo-presión para el gas, la cual sigue la forma de una ecuación de ascenso de presión análoga a la Ec. (II-7). (ver "The Flow of Real Gases Through Porous Media" J. Pet. Tech. Mayo 1966, y "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting" J. Pet. Tech. Mayo 1966).

Como en el caso de la interpretación en líquidos, se puede calcular la transmisibilidad después de medir la pendiente de la recta obtenida de graficar tanto la Ec. (II-7) o la Ec. (II-9):

$$\frac{Kg \ h}{\mu g} \cong \frac{162.6 \ Qg \ Bg}{m_g} \text{-----} (II-10)$$

ó

$$\frac{Kg \ h}{\mu g} \cong \frac{325.2 \ Qg \ Z \ T \ Psc}{m_g \ Tsc} \text{-----} (II-11)$$

Conociendo "h" y con una estimación de "m" y "Z" de datos apropiados de las propiedades del gas, se puede calcular la capacidad en Milidarcies-pies y permeabilidad de la formación.

La suposición de una rata de flujo constante en la ecuación de crecimiento de presión no es de mucho cuidado. Las variaciones en la rata de flujo no son normalmente extremas y la rata usualmente es casi constante si se adecúa la prueba a un tiempo de flujo de por lo menos una hora o más. Una práctica usual es medir la rata de flujo en un número igual de intervalos de tiempo a través de la prueba. En el caso de una variación apreciable en la rata de flujo, se debe usar en la Ec. (II-10) ó (II-11) el promedio de todas las ratas de flujo medidas.

D. - ANALISIS DEL CRECIMIENTO DE PRESION EN POZOS DE FLUJO
MULTIFASICO

En ciertos casos la prueba de DST se puede tomar en yacimientos que producen petróleo, agua y gas como fases separadas. En estos casos se puede analizar la prueba aplicando la misma teoría que se usa en la interpretación de una sola fase; la única modificación es que se sustituye las propiedades efectivas del total del fluido del sistema multifásico por las propiedades equivalentes de cada una de las fases.

La curva de crecimiento de presión se puede graficar como en la prueba de petróleo y extrapolando la recta, obtener la presión del yacimiento.

Cada fluido se considera por separado para obtener la transmisibilidad individual:

$$\frac{K_o h}{\mu_o} = \frac{162.6 B_o Q_o}{m_o} \text{ --- (II-12)}$$

$$\frac{K_w h}{\mu_w} = \frac{162.6 B_w Q_w}{m_w} \text{ --- (II-13)}$$

$$\frac{K_g h}{\mu_g} = \frac{325.2 Z T P_{sc}}{m_g T_{sc}} (Q_g - Q_o R_s) \text{ --- (II-14)}$$

donde:

$$m_g = \frac{p_o^2 - P_{10}^2}{\text{ciclo logarítmico}}$$

La Ec. (II-14) supone que la fase gaseosa se distribuye uniformemente a través del intervalo h . Si las dos fases son segregadas dentro del intervalo, se deben estimar valores separados de h para cada fase.

De estas ecuaciones se determina individualmente la movilidad (k/μ) y la movilidad total se toma como la suma de las mobilities individuales. También se pueden calcular las permeabilidades individuales y las relaciones de permeabilidad relativas.

Se debe recalcar que en ciertos casos es posible recuperar gran cantidad de agua filtrada que puede erróneamente tomarse como agua de la formación. En tales casos es fácil identificar la procedencia del agua mediante un apropiado análisis de muestras y en el laboratorio. Valores más razonables de la permeabilidad efectiva, pueden obtenerse considerando el agua como producción de hidrocarburos en vez de producción de agua de la formación.

E. - INDICE DE PRODUCTIVIDAD

La Ecuación de Darcy para el flujo monofásico radial, horizontal, en un sistema estable, en Unidades darcy-sianas es:

$$q = 2 \pi \frac{k h}{\mu} \frac{(P_i - P_w)}{\ln (r_e / r_w)} \text{ --- (II-15)}$$

Donde " r_w " es el radio del hueco " r_e " es el radio de drenaje del pozo, " P_w " es la presión en el pozo, " P_i " es la presión de yacimiento en el punto de " r_e ", " h " es el espesor del estrato, " k " la permeabilidad de la formación, " μ " la viscosidad del fluido del yacimiento y " q " la rata de producción del pozo en condiciones de sub-superficie.

En unidades prácticas de campo, con la producción " Q " en barriles STO por día, " P " en psi, " k " en milidarcies y " h " y " r " en pies, la Ec. (II-15) se convierte en:

$$Q = \frac{3.073 \cdot 10^{-3} k h (P_i - P_w)}{B \mu \log (r_e / r_w)} \text{ - - - - - (II-16)}$$

En esta ecuación, el grupo $Q / (P_i - P_w)$, es conocido como el índice de productividad de un pozo (P_i) y $Q/h(P_i - P_w)$, como el índice de productividad específico (SPI). Si se conoce el radio de drenaje del pozo, la ecuación anterior es una medida de la permeabilidad promedio fluyente de la formación, desde el hueco del pozo al radio de drenaje.

$$k = \frac{\text{SPI } B \mu \log (r_e / r_w)}{3.073 \times 10^{-3}} \text{ - - - - - (II-17)}$$

Este valor promedio de " k " incluye la permeabilidad alrededor del hueco del pozo, y como la mayor parte de la caída de presión ocurre cerca del pozo, el promedio está gobernado mayormente por este factor. Un método para estimar

el daño de la formación es comparando el valor de \bar{k} determinado por la Ec. (II-17), con la permeabilidad de la formación no dañada obtenida mediante las curvas de ascenso de presión.

TABLA II-1

UNIDADES DARCIANAS Y PRACTICAS DE LOS PARAMETROS Y VARIABLES USADAS EN ESTE CAPITULO

| <u>Parámetro o Variable</u> | <u>Unidades Darcinianas</u> | <u>Unidades Prácticas</u> |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| c | Vol/Vol/ATM. | Vol/vol/Psi. |
| ϕ | fracción | fracción |
| h | cm | ft |
| k | darcies | md. |
| μ | cp | cp |
| P | atm. | psi. |
| q | cc/seg. | Bbi/día. |
| | (Condiciones de Sub-superficie) | (Condiciones de superficie) |
| r | cm | pies |
| t | seg. | horas. |

CAPITULO III

PARAMETROS DEL YACIMIENTO QUE SE OBTIENEN DEL ANALISIS DE UNA PRUEBA DE CRECIMIENTO DE PRESION

A. - PERMEABILIDAD

* La permeabilidad determinada mediante el análisis de una prueba de crecimiento de presión, es conocida como la permeabilidad efectiva de la formación. Este valor es la mejor medida posible de la permeabilidad por que es obtenido en las condiciones del yacimiento. El valor de la permeabilidad es el usado en los cálculos de estimulación de formaciones mediante fracturamiento hidráulico.

B. - DAÑO DE LA FORMACION

Tal vez uno de los valores más importantes a determinarse en una prueba de DST, es la presencia y magnitud del daño de la formación. Esto es particularmente cierto en pruebas que presentan una pobre recuperación de fluidos. En el pasado, una baja recuperación de fluidos significaba solamente un bajo potencial de la formación. Como resultado, muchos pozos fueron abandonados innecesariamente. Los nuevos conocimientos técnicos han demostrado que algunos de estos pozos

abandonados, si se les hubiera estimulado, actualmente serían comercialmente productores. En muchos casos, las estimulaciones mas simples, las acidificaciones, son suficientes para eliminar el daño.

El daño de formación se define como la presencia de una zona de permeabilidad reducida inmediatamente adyacente al hueco del pozo. Esto se presenta generalmente como consecuencia de la perforación de la formación. El daño de formación se refiere también al efecto de la costra (Skin effect), al daño de la costra (Skin damage), etc. El efecto neto, independientemente de como sea llamado, es reducir la cantidad de fluido que ingresa al hueco del pozo como resultado de cualquier caída de presión dada inducida durante la prueba. El daño puede ser tan grande que impida por completo la producción de fluidos desde la formación.

Para entender el daño de formación, es recomendable revisar sus causas. Los fenómenos que comunmente causan daños en la formación son:

- a) Invasión de filtrado del fluido de perforación dentro de la formación.
- b) Invasión de sólidos de perforación en la formación.
- c) Daño causado por la broca.
- d) Daño de la producción (efecto de la permeabilidad relativa).

a) Daño causado por la invasión de fluidos de perforación. - La invasión de fluidos de perforación en la formación ocurre siempre que la formación tenga permeabilidad y que el lodo de perforación tenga pérdida de líquido. Esto es un resultado del proceso natural de las características físicas de la formación y del fluido que entran en juego. Los fluidos de perforación tienen peso y naturalmente desarrollan una presión hidrostática. Esta presión hidrostática debe ser mantenida por encima de la presión de la formación o de lo contrario se corre el riesgo de que se produzca un reventón. Con el desbalance del sistema de fuerzas se tiende a un movimiento de fluidos desde el hueco del pozo hasta cierta distancia dentro de la formación, aún después de formada la costra. En lodos de base agua, este fluido es el que se filtra a través de la costra. Cuanto mayor sean los valores de las propiedades de pérdida de fluidos del lodo, mayor será la cantidad de agua que tiende a filtrarse en la formación.

Algunas formaciones no son compatibles con el agua filtrada y reaccionarán en forma perjudicial. Un ejemplo de esto es la reacción de las arenas sucias. Durante períodos muy largos las arenas sucias han estado en contacto sólo con soluciones de agua salada y al ser perforadas son expuestas al agua fresca. Las arcillas tienden a absorber el agua y en el proceso se hinchan. Como resultado de este hinchamien

to las aberturas que dejaban pasar los fluidos (permeabilidad), se reducen, creando un daño a la formación.

Otro tipo de daño por acción del agua se produce cuando pequeñas gotas del agua de filtrado, se pegan a los granos de la formación, debido a la característica física del agua de alta tensión superficial y como consecuencia el flujo de fluidos de la formación es restringido, creando daño en la formación.

b) Invasión de sólidos del fluido de perforación. - Algunas formaciones tienen conductos naturales bastante grandes (alta permeabilidad) que permiten la entrada de sólidos contenidos en el lodo de perforación. La diferencia de presión entre la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación y la presión de la formación, puede ser tan grande que permita el taponeamiento de la formación con los sólidos en suspensión, a una distancia dentro de ella, de modo tal que cuando se invierte el flujo, el acuña- miento de estas partículas no se destruye, impidiendo el pa- so de los fluidos de la formación al pozo.

c) Daño causado por la broca. - La acción mecánica de la mayoría de las brocas es de sacar los detritos de la formación frente a la broca, circulando a su vez el fluido de perforación para sacar a la superficie estos detritos. Muy a menudo la broca perfora la formación mucho más rápido

de lo que el lodo puede sacar los detritos. Cuando esto ocurre, la broca continuará moliendo los detritos (reperforación), convirtiéndolos en finas partículas que pueden ser tan pequeñas como para poder introducirse en los conductos naturales de la formación por acción de la presión diferencial o mas comunmente por efecto de la presión de los chorros de la broca, y dando lugar a un bloqueamiento similar al anteriormente descrito.

La misma acción de molido de la broca puede aplastar la matriz de la formación, reduciendo el tamaño de los canales de flujo. Cualquiera de estos efectos tienen el mismo resultado final de crear un daño en la formación.

d) Daño de la producción.- Los muchos pasos dados para producir los fluidos de una formación y las fuerzas gobernantes de la caída de presión, pueden crear condiciones que induzcan a una situación de daño. Un ejemplo de daño de producción es el bloqueamiento por gas. La caída de presión creada al abrir la herramienta de prueba, puede ser suficiente para causar que el gas se libere de la solución del yacimiento. Las burbujas de gas llenan y bloquean los conductos naturales creando el efecto de daño en la formación (Fig. III-1).

1.- Efectos de los diferentes tipos de daño de formación

El resultado final de todas estas formas de daño es

FENOMENOS QUE COMUNMENTE CAUSAN
DAÑOS EN LA FORMACION

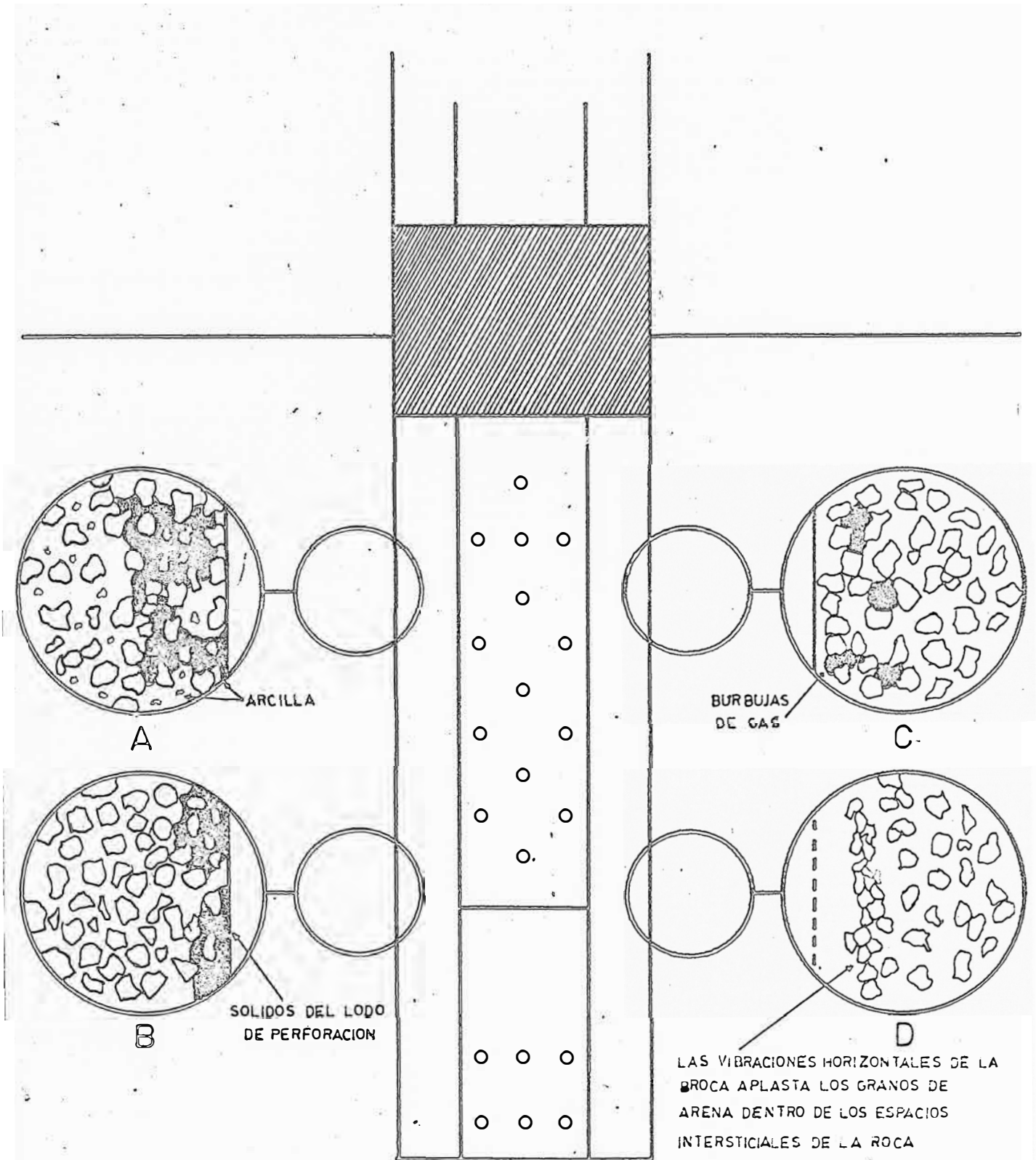


FIGURA (III-1)

la restricción de la rata de flujo de los fluidos de la formación a un régimen por debajo de lo que normalmente debería esperarse para las condiciones existentes en el yacimiento y de caída de presión. Hoy en día el análisis de los datos de una prueba normal de formación no son suficientes para determinar la profundidad o tipo del daño, pero una prueba generalmente provee suficientes datos para determinar el efecto del daño en la producción. Se han desarrollado ecuaciones empíricas para dar un valor numérico a este efecto de daño, usando los datos de una prueba de formación.

Estando en condiciones de determinar si hay presencia de daño y el efecto que produce, el ingeniero responsable tendrá una ayuda en su decisión. Incrementando los datos del DST, y su análisis con pruebas de "testigos", registros del pozo y registros eléctricos, se puede hacer una evaluación completa y mas precisa de la formación.

2.- Ecuaciones de Evaluación del Daño

Hurst y Van Everdingen desarrollaron teóricamente ecuaciones que muestran el efecto del daño en la caída de presión. Este efecto fue reflejado como un valor adicional a la ecuación de flujo normal de fluidos.

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 Q \mu B_o}{K h} \left[\log \left(\frac{K t}{\phi \mu c r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 S \right] \dots$$

(III-1)...

Si la rata "Q" ha sido constante durante el período de flujo, luego "Pwf" será el verdadero valor de la presión final de flujo. Si la rata no es constante, la mejor aproximación a este valor es la presión promedio durante el período de flujo, "P̄". Reagrupando la ecuación anterior obtenemos la siguiente expresión para el factor de daño:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - \bar{P}}{m} - \log\left(\frac{kt}{\phi \mu c r_w^2}\right) + 3.23 \right] \text{----- (III-2)}$$

Maier presentó una simplificación de la ecuación anterior, asumiendo valores típicos de $\phi = 0.15$ y $r_w = 0.333$ pies, en ese caso la fórmula del daño se transforma en:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - \bar{P}}{m} - \log\left(\frac{t}{c}\right) \left(\frac{k}{\mu}\right) + 1.45 \right] \text{----- (III-3)}$$

3.- Método de determinación del Daño

Miller, Dyes y Hutchinson y luego Arps, en trabajos separados, presentaron métodos de identificar el daño como una relación, con los datos obtenidos durante una prueba de crecimiento de presión. Miller, Dyes y Hutchinson sugirieron que existe una relación entre la permeabilidad en la costra o área dañada y la permeabilidad de la formación lejos del hueco del pozo, o área no dañada. Estos cálculos dan lugar a una relación numérica que representa el porcentaje de producción de lo que el pozo puede producir sin restric

ciones.

Arps presentó un "Factor de Completación" (CF), el cual está relacionado numéricamente con el "Factor de Daño" (DF), presentado anteriormente por G.D. Thomas; esto es; $CF = 100(1-DF)$. Thomas desarrolló el factor de daño, DF, como la relación de la permeabilidad reducida de la zona dañada con la de la zona no dañada. Arps, ideó un método de solución del factor de completación, usando curvas de crecimiento de presión.

Estos dos métodos presentan un modo de representar la costra o daño de la vecindad del pozo de una manera más comprensible. Una vez que se ha determinado el valor, ya sea la relación o el factor de completación, se pueden analizar las características del efecto de la costra en la formación. Aplicaciones de campo han demostrado que hay cierta dificultad en determinar algunos de los datos requeridos para estos cálculos, particularmente en el momento de promediar el DST.

Griffin y Zak introdujeron el concepto de que el daño puede ser expresado como una relación (Relación de Daño, DR) de la rata de flujo de fluidos que se podría esperar teóricamente sin ningún daño " Q_c ", con la rata de flujo observada en la prueba, " Q_a ", o:

$$DR = \frac{Q_c}{Q_a} \text{ ----- (III-4)}$$

Esta relación da un valor que es comprensible y útil por que si se conoce la rata de flujo actual, "Q_a", mediante el dato de recuperación de fluidos del DST, y se puede obtener la relación de daño, luego se puede hacer una estimación de que se puede esperar de una rata de flujo teórica "Q_t", bajo las mismas condiciones de la prueba, si no existe daño. Este tipo de cálculos proveen un método de expresar el daño del pozo como un efecto directo en la rata de producción. Cuando existe daño, sólo cierta cantidad de fluidos (Q_a) fluirá bajo las condiciones existentes en una prueba particular, mientras que sin daño fluirá una mayor cantidad de fluidos (Q_t), bajo las mismas condiciones.

Partiendo de la Ec. (III-4), se puede desarrollar una ecuación empírica de la relación de daño, DR. De la Ec. (III-2), es posible deducir la ecuación de flujo teórico "Q_t", cuando no existe el daño; esto es S=0, entonces:

$$Q_t = \frac{(P_i - \bar{P}) K h}{162.6 \mu B \left[\log \left(\frac{K t}{\phi \mu c r_w^2} \right) - 3.23 \right]} \text{----- (III-5)}$$

De la Ec. (II-5), se puede derivar la ecuación de la rata actual de flujo "Q_a", que es medida por el DST y está relacionada a otros factores que producen este flujo:

$$Q_a = \frac{m K h}{162.6 \mu B} \text{----- (III-6)}$$

Sustituyendo las ecuaciones (III-5) y (III-6) en la (III-4), obtendremos:

$$DR = \frac{(P_i - \bar{P}) K h}{m K h / 162.6 \mu B \left[\log \left(\frac{kt}{\phi_{Mcr}^2} \right) - 3.23 \right]} \dots \dots \dots$$

ó

$$DR = \frac{(P_i - \bar{P})}{m \left[\log \left(\frac{Kt}{\phi_{Mcr}^2} \right) - 3.23 \right]} \dots \dots \dots (III-7)$$

Esta ecuación da una solución rigurosa de la relación de daño DR, si las características de la formación y del fluido son conocidas y se pueden usar.

Como se sabe, características tales como la porosidad "ø", viscosidad "μ", y compresibilidad "c", rara vez son conocidas al momento de la prueba y por eso es difícil sustituir un valor preciso cuando se requiere. Griffin y Zak, uteriormente reconocieron que matemáticamente hay una variación relativamente pequeña en el logaritmo de los números, aún cuando exista gran variación de los números mismos. Siguiendo esta premisa, se establecieron rangos de valores realísticos de las características de los fluidos que caen dentro del término logarítmico de la Ec. (III-7). El rango de valores fué seleccionado con el fin de encontrar los valores máximo y mínimo del término logarítmico entre los cuales se

encuentran la mayoría de las pruebas de formación tomadas en condiciones ordinarias. Este rango de valores seleccionado por Griffin y Zak fué:

| | |
|---|---------------------------------------|
| Permeabilidad efectiva, "k", md | 1 a 200 |
| Porosidad de la formación, "Ø", fraccional.. | 0.1 a 0.3 |
| Viscosidad del fluido, "µ", cp. | 0.05 a 50. |
| Compresibilidad del fluido, "c", psi ⁻¹ | 10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ |
| Radio del pozo, "r _w ", pulg. | 3 $\frac{7}{8}$ " a 4 $\frac{1}{2}$ " |

Se sobreentiende que estos valores fueron seleccionados como típicos en lugar de valores extremos, y hay casos donde algunas características requeridas caerán bastante fuera de estos rangos. El efecto neto en el resultado del término logarítmico será, aun así, pequeño.

De la Ec. (III-7), el término logarítmico (kt/Øµcr_w²), puede escribirse como:

$$\log \left(\frac{k}{\text{Ø}\mu cr_w^2} \right) + \log t$$

Luego el término logarítmico (k/Øµcr_w²), puede ser sustituido por los valores apropiados dados anteriormente. Resolviendo este término para valores máximos, el logaritmo tendrá un valor de:

$$\begin{aligned} \log \left(\frac{K}{\text{Ø}\mu cr_w^2} \right) &= \log \frac{200(144)}{(0.1)(0.05)(10^{-4})(3\frac{7}{8})^2} \\ &= \log 3.845 \times 10^9 = 9.5849 \end{aligned}$$

Resolviendo luego para valores mínimos, el término logarítmico tendrá un valor de:

$$\log \left(\frac{k}{\phi_{acr}^2} \right) = \log \frac{(144)}{(0.3)(50)(10^{-6})(4\frac{1}{2})^2}$$

$$= \log 4.738 \times 10^5 = 5.6756$$

Admitiendo que es muy remota la probabilidad de que un pozo particular tenga la combinación de características de formación y fluidos como para obtener estos valores máximos o mínimos, es fácil asumir que la mayoría de las condiciones de una prueba tendrá un valor promedio. Por eso, podemos llegar a un simple valor del logaritmo:

$$\frac{9.5849 + 5.6756}{2} = 7.63$$

Sustituyendo este valor promedio en la Ec. (III-7), para el $\log \left(\frac{k}{\phi_{acr}^2} \right)$, se obtiene un "Estimado de la relación de daño":

$$EDR = \frac{P_i - \bar{P}}{m(7.63 + \log t - 3.23)} = \frac{P_i - \bar{P}}{m(\log t + 4.4)} \text{ -----(III-8)}$$

Esta ecuación o la forma de ésta, es usada corrientemente en la mayoría de los análisis de datos de pruebas de crecimiento de presión, como un modo de estimar la intensidad del efecto del daño. Esta ecuación es para el flujo de líquidos solamente; posteriormente se desarrolla una ecuación del

estimado de la relación de daño para el flujo de gases.

C.- PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO

El conocimiento del valor de la máxima presión del yacimiento es muy importante en muchos cálculos geológicos y de ingeniería de yacimientos. Una de las características de finidas de las pruebas de formación es la facilidad de proporcionar lecturas de la máxima presión de cierre. Una prueba debe ser tomada de manera apropiada o el registro no dará oportunidad de medir esta presión máxima durante el período de crecimiento de la presión. Esto es particularmente cierto en el período final de cierre, porque, a no ser que el período de cierre sea bastante prolongado, el crecimiento de la presión no se estabilizará. Debido a que la experiencia ha demostrado que es difícil obtener lecturas de la presión estabilizada durante el período de crecimiento final, es práctica general el tomar una prueba inicial. El cierre inicial debe ser tomado con el mínimo de flujo de fluidos desde la formación. Haciendo esto, se evita en lo posible la disturbancia en la formación y la presión ascenderá hasta un máximo y se estabilizará en un mínimo de tiempo.

Muy a menudo no es posible tomar la primera prueba; esto puede deberse al mal funcionamiento de la herramienta o que la presión no se estabiliza en el tiempo disponible. Cuan

do estos contratiempos suceden, la presión máxima del yacimiento no se puede obtener mediante mediciones mecánicas. Desde que la herramienta de prueba de formación es normalmente la primera y en la mayoría de los casos el único modo de obtener una lectura de la máxima presión en forma mecánica, luego, si ésta se pierde, la posibilidad de obtener este valor mecánicamente es prácticamente nula. Cuando esto sucede, es posible hallar esta presión mediante la graficación de los valores obtenidos en la forma que especifica Horner en su estudio del análisis de pruebas de crecimiento de presión. Una breve explicación se da a continuación.

Sin tomar en cuenta el valor del flujo, cualquier cierre del pozo que sea mantenido bastante tiempo produce eventualmente un ascenso de la presión y su estabilización en la presión máxima del yacimiento. Siguiendo la suposición de un yacimiento infinitamente grande, esta presión máxima será la presión inicial u original del yacimiento. El problema es ¿cuánto tiempo debe durar el período de cierre para alcanzar una estabilización de la presión?; la respuesta varía con las condiciones de cada prueba, pero está definido que un período de cierre infinitamente grande siempre será suficiente y la función $(t + \Delta t) / \Delta t$, de la Ec. (II-4), se aproxima a la unidad; de hecho en el infinito (∞) es igual a uno. Así, en cualquier gráfica de Horner donde se pueda trazar una recta

entre los puntos obtenidos (estado estable), es posible alcanzar matemáticamente la máxima presión del yacimiento "Pi", mediante la extrapolación de la sección de línea recta hasta la intersección con la línea de $\log \approx 1$. Este método se puede usar siempre que el ascenso de presión no se haya estabilizado mecánicamente en la presión inicial del yacimiento, pero que esté en la curva de presión estabilizada de la gráfica de Horner.

"Se puede tomar como regla que generalmente se puede asumir que las medidas de la presión se han estabilizado, si se mantiene la misma deflexión de la presión durante 15 minutos o más" (Regla N° 1).

Se sobreentiende entonces, que la extrapolación se puede usar en cualquier ecuación de la presión durante un DST, esto es, en el período de cierre final o inicial, con las precauciones usuales.

D. - RADIO DE INVESTIGACION

¿Cuán profundo en el yacimiento se investiga en una prueba de DST?; Esta pregunta no tiene una respuesta precisa, desde que cualquier disturbancia de la presión es diluida por una pequeña extensión a través del yacimiento. Además, la existencia de capas de diferentes permeabilidad y la presencia de otras heterogeneidades, hacen que cualquier res

puesta sea satisfactoria sólo en orden de magnitud. Un estimado se puede basar en el hecho que las ecuaciones para el comportamiento de la presión en un yacimiento infinito, se puedan aplicar a un área de drenaje infinita hasta que el tiempo adimensional tenga un valor cerca de 0.1. Después de este tiempo, la caída de presión es mayor en un yacimiento finito que en el caso de un yacimiento infinito. Además en un yacimiento cilíndrico limitado, al tiempo "t_{De}" de cerca de 0.3, comenzará un estado semi-estable. Por eso, después del estudio de Van Pollen, escogemos un tiempo "t_{De}" igual a 0.25, intermedio entre los dos tiempos anteriores, y calculamos el radio de investigación (r_{inv.}) de la siguiente ecuación:

$$r_{inv.} = \sqrt{\frac{0.000264 k t}{0.25 \phi \mu c}} = \sqrt{0.00105 \frac{k t}{\phi \mu c}}, \quad (III-9)$$

En esta ecuación, "t", es el tiempo de flujo para una prueba fluyente ó el tiempo de cierre para una prueba de crecimiento de presión.

Otras ecuaciones del radio de investigación han sido desarrolladas en otros estudios tales como:

Van Pollen y Craft & Hawkins.

$$r_{inv.} = \sqrt{\frac{K T}{40 \phi \mu c}} \text{ ----- (III-10)}$$

Para pozos de petróleo, donde "T" esta en días.

Finklea y Jones.

$$r_{inv.} = \sqrt{\frac{4 k t}{\phi M c}} \text{ ----- (III-11)}$$

donde "t" está en segundos, (sistema CGS).

Maier.

$$r_{inv.} = 4.63 \sqrt{K T} \text{ ----- (III-12)}$$

donde "T" está en minutos.

Como se puede notar, hay una semejanza muy definida entre estas ecuaciones, principalmente en que:

- a) Cuanto mayor es la permeabilidad y largo el período de flujo, mayor es el área de influencia de la prueba.
- b) A mayor porosidad o capacidad de almacenamiento de la formación, menor es el área de investigación.
- c) A viscosidades altas del fluido y/o altos valores de la compresibilidad, menor es el área de influencia.

Todas estas ecuaciones han sido desarrolladas a partir de la ecuación de flujo de fluidos y el radio de investigación " $r_{inv.}$ ", como se usa acá, es desarrollado del o sinónimamente al radio de drenaje, en las condiciones de un flujo radial en un yacimiento infinito.

Cualquiera de estas ecuaciones puede ser usada para los propósitos de las pruebas de formación, usando las unidades correctas. La Ec. (III-9) es la más confiable y toma

en consideración mas variables que la Ec. (III-12), por eso es el método más usado corrientemente en los cálculos analíticos cuando no se detecta anomalías. Cuando la presencia de un sistema distinto al infinito, como lo sugiere una aparente anomalía, entonces se debe usar alguna otra ecuación del radio de investigación. Desde que los datos normales de un DST impiden la aplicación de las ecuaciones de caída de presión, luego la ecuación de radio de "anomalía" debe seguir las ecuaciones de crecimiento de presión que se usan casi exclusivamente en las pruebas de DST, debido a la disponibilidad de estos datos.

Horner presentó una aproximación teórica para calcular la distancia a una barrera detectada con los datos de DST. Schrenkel presentó algunos ejemplos de campo del uso de la aproximación de Horner. Se debe tener en cuenta que este método no siempre coincide con los datos geológicos disponibles, lo cual admite que se puede estar cometiendo errores y siempre debe usarse este valor con precaución.

De la ecuación desarrollada por Horner, para calcular la presión del vaciamento en cualquier punto de un sistema semi-infinito, se puede derivar la siguiente ecuación:

$$-Ei \left(\frac{\phi \mu c d^2}{0.000264 k t} \right) = 2.303 \log \left(\frac{t}{t_0} \right) \text{-----(III-13)}$$

donde:

d = Distancia del pozo a la anomalía en pies.

t = Tiempo de flujo en horas

\emptyset = Tiempo de cierre en horas en el punto de intersección de las dos pendientes que describen la anomalía.

Conociendo las características pertinentes a la formación y al fluido y teniendo una gráfica de Horner que muestre cierto tipo de anomalía, la distancia a aquella anomalía puede ser aproximada sustituyendo los valores en la ecuación anterior y resolviendo para la distancia "d".

E. - INDICACIONES DE ANOMALIAS DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS

Hasta este punto se ha asumido que la formación es homogénea y que el fluido está en una sola fase dentro de la formación. Se sabe que muchas pruebas de formación no cumplen con las suposiciones hechas anteriormente. Esta sección trata de demostrar como estas anomalías o desviaciones de las suposiciones se reflejan en el análisis de la prueba de DST.

La ecuación $m = 162.6 Q_{uB}/kh$, fue hecha asumiendo que todas las características de la formación y del fluido permanecerían constantes. Se deduce entonces que si una o más de estas características variarían en una cantidad apreciable en el intervalo probado, la constante "m" debe variar en una cantidad correspondiente. Las características más lógicas de que varíen son la permeabilidad, espesor de la for-

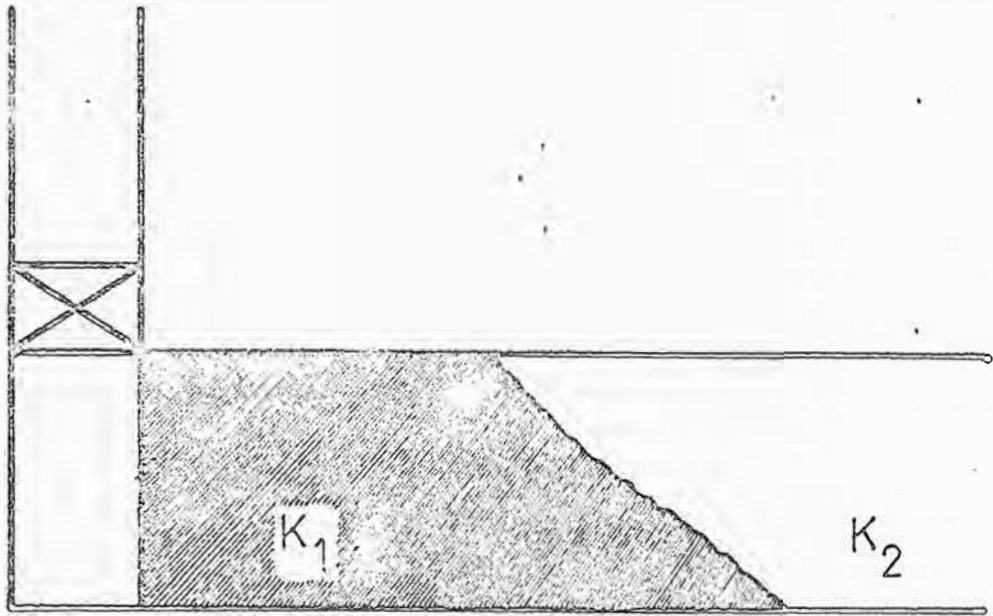
mación, viscosidad y límites finitos del yacimiento.

Suponiendo que todas las otras fases permanezcan constantes en el sistema, mientras una varíe, la siguiente es una exposición de los resultados que se pueden obtener.

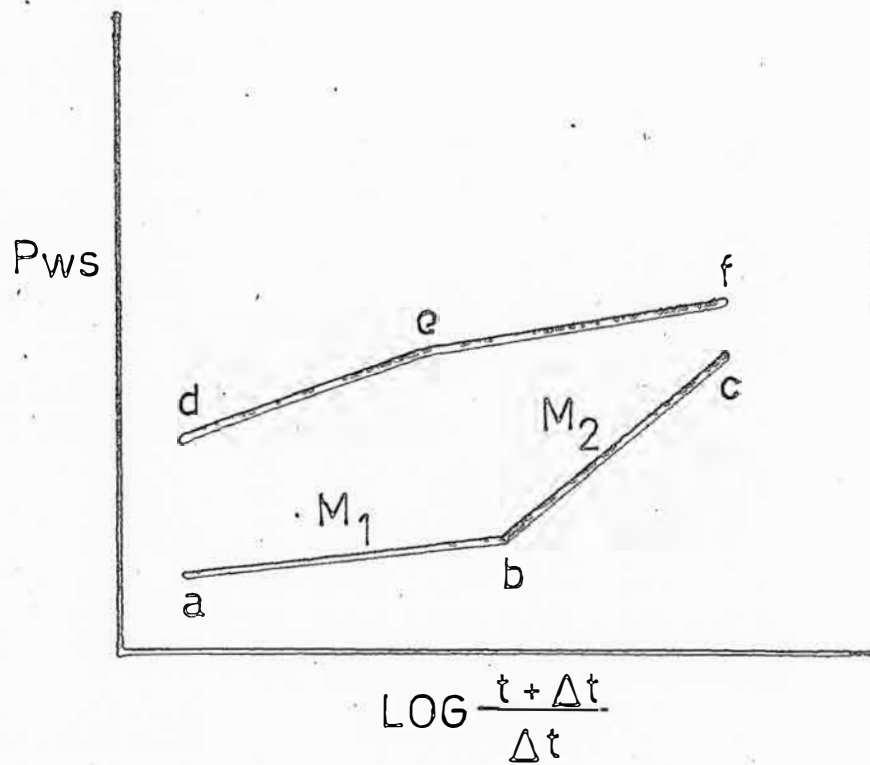
Permeabilidad.- La fig. (III-2) muestra un posible cambio de fase en la formación que pudiera existir si la prueba fuese llevada a cabo en una arena de área lenticular, donde " k_1 " es el cuerpo de la arena con una alta permeabilidad, y " k_2 " es la lutita arenosa circundante con una baja permeabilidad relativa, Fig. (III-2A). Mientras la influencia de la prueba abarque sólo el área de " k_1 ", el valor de la constante " m " será relativamente bajo, $m_1 = 162.6 Q_{WB}/k_1 h$, como se puede visualizar en la línea "a-b" de la Fig. (III-2B), (recuérdese que un valor relativamente bajo de " m ", generalmente indica un valor relativamente alto de la permeabilidad y viceversa). Cuando la influencia de la prueba compromete el área " k_2 ", el valor de la constante " m ", tendrá un valor relativamente alto, $m_2 = 162.6 Q_{WB}/k_2 h$, como también se puede ver en la línea "b-c" de la Fig. (III-2B).

Si los valores de " k_1 " y " k_2 " fuesen invertidos en la Fig. (III-2A), o sea que la permeabilidad de " k_2 " sea mayor que la permeabilidad de " k_1 " en forma apreciable, las constantes " m_1 " y " m_2 " serán correspondientemente inversas como se puede ver en las líneas "d-e" y "e-f", de la Fig. (III-2B).

ANOMALIA DEL YACIMIENTO DEBIDO
A LA VARIACION DE LA
PERMEABILIDAD



(A)



(B)

FIGURA (III - 2)

El espesor de la formación, "h", afectará la curva Horner de manera igual que la permeabilidad, esto es, a medida que "h" aumenta, "m" decrece.

Viscosidad.- La Fig. (III-3) muestra un cambio de fase del fluido que puede existir dentro de una formación homogénea. En el pozo (1) de la Fig. (III-3A), el principal estado de la prueba mostrará sólo la influencia del gas el cual tiene muy baja viscosidad, " μ_1 ", de tal manera que la constante "m" resultante será relativamente baja, $m_1 = 162.6 Q_{\mu_1} B/kh$, como se muestra en la curva Horner, línea "a-b", Fig. (III-3B). Cuando la influencia de la prueba disturba la presión de la formación que contiene líquido, donde la viscosidad " μ_2 " es alta, luego el valor de la constante "m" será relativamente alto, $m_2 = 162.6 Q_{\mu_2} B/kh$, como se muestra en la línea "b-c", Fig. (III-3B). Esta anomalía puede suceder aunque sólo se produzca gas.

Si el pozo (2) fuera el probado, se deduce que el principal estado de la prueba estará influenciado por la fase líquida de alta viscosidad " μ_2 " y alto valor de la pendiente " m_2 ", (línea d-e). La mayor permanencia de la prueba influenciará la fase gaseosa de baja viscosidad " μ_1 ", con un bajo valor de la constante " m_1 ", (línea e-f). Como en el caso anterior, este fenómeno puede aparecer en la curva aunque sólo se esté produciendo líquido durante la prueba.

ANOMALIA DEL YACIMIENTO DEBIDO
A LA VARIACION DE LA
VISCOSIDAD

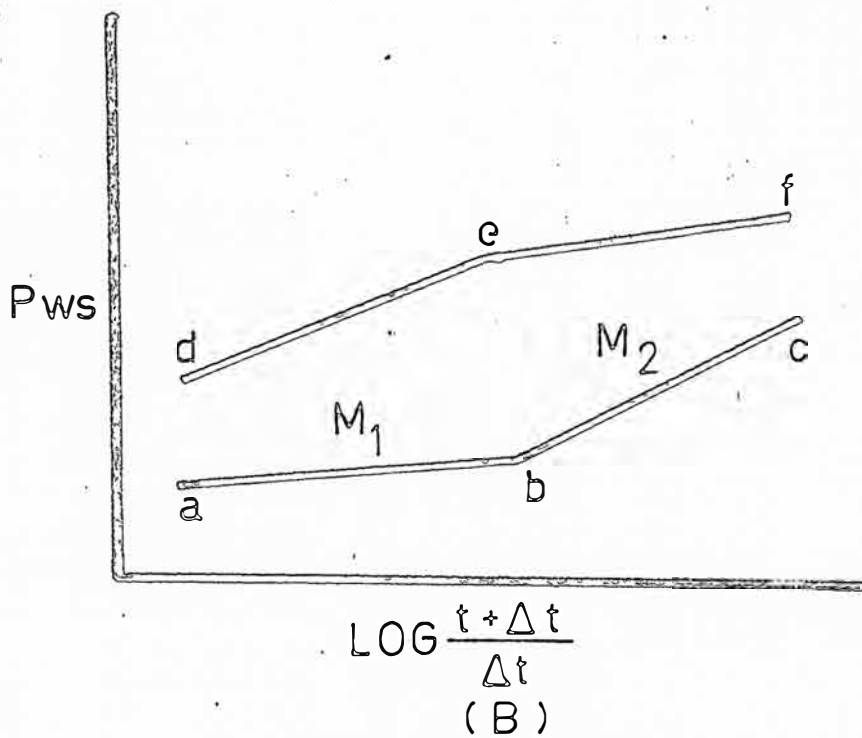
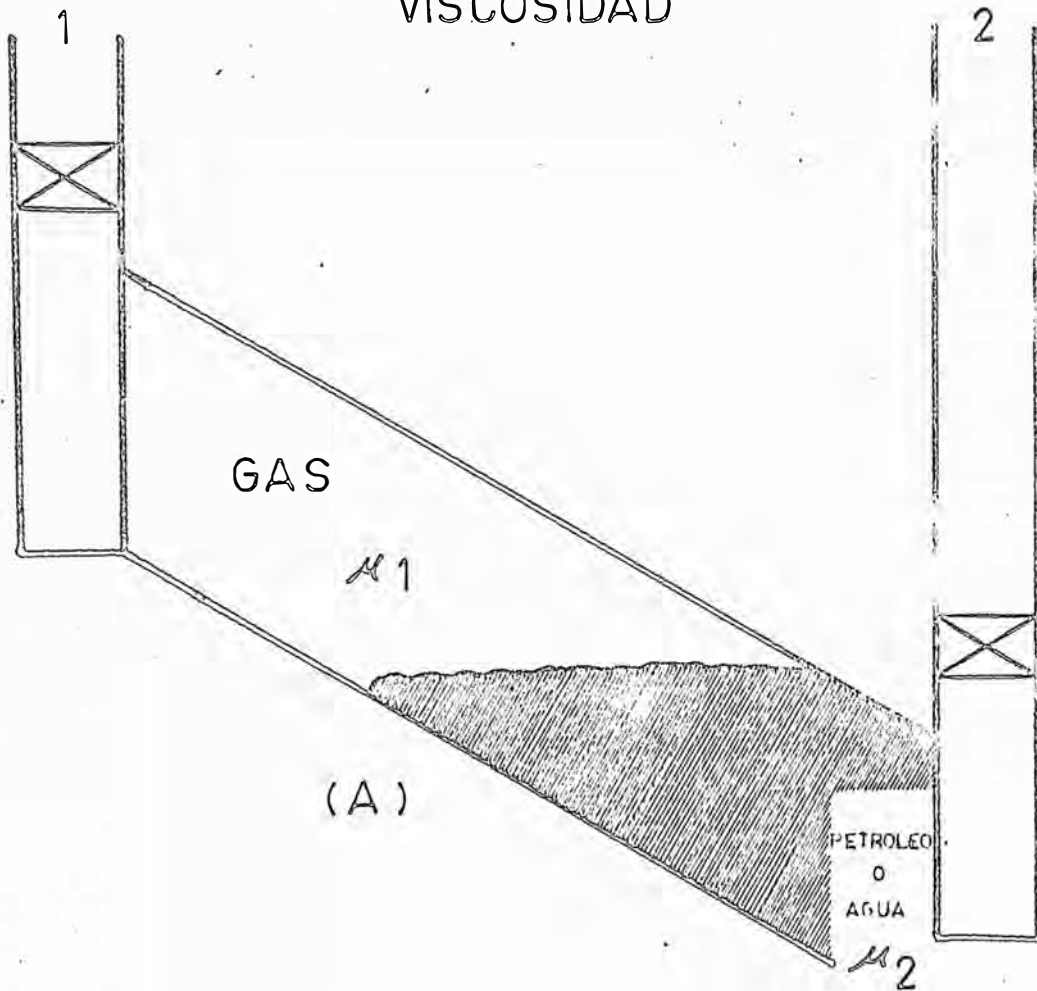


FIGURA (III-3)

Existen pruebas que se han tomado anteriormente que muestran deflecciones tales como aquellas mostradas por la línea "d-e-f" de la Fig. (III-3B). En cambio, debido al alto valor de la compresibilidad que muestran los gases y al comparativamente bajo radio de investigación de una típica prueba de gas, la probabilidad de detectar un contacto gas-líquido, tal como la deflección de la línea "a-b-c", de la Fig. (III-3B), es muy remota. Por lo mismo, debido a que las viscosidades entre el petróleo y el agua pueden ser muy similares, la probabilidad de encontrar un contacto petróleo-agua mediante este método es también muy remota.

Barreras.- En el análisis del crecimiento de la presión desarrollado por Horner, para un yacimiento infinito, demostró también que se puede utilizar esta prueba para indicar la presencia de barreras, tales como fallas, en la vecindad del pozo. Cuando se está en presencia de una barrera, la curva de crecimiento de presión muestra dos secciones de línea recta, siendo la pendiente de la segunda aproximadamente el doble de la primera. Esta condición es ilustrada en la Fig. (III-4). La distancia a la barrera desde un pozo puede determinarse por la ecuación desarrollada por Dolan, Einarsen y Hill:

$$d \cong 0.0121 \left[\frac{k t \phi}{\phi_{mc} (\tau + \theta)} \right]^{1/2} \quad (III-14)$$

donde "t" es el tiempo de flujo y "Q" el tiempo de cierre correspondiente a la intersección de las dos líneas rectas de la curva de crecimiento de la presión.

Este método de detección y localización de barreras debe ser aplicado con precaución desde que una aparente rotura de la línea recta puede ser causada por otros factores, por ejemplo, una rata de producción no constante o desviaciones del flujo radial. Cuando se tiene certeza de la presencia de una barrera, la primera sección de línea recta es usada para determinar la permeabilidad y la segunda sección, para determinar la presión del yacimiento.

La Fig. (III-5), describe el área de investigación de una prueba en un pozo "w", que bajo condiciones normales de un yacimiento de límites infinitos tiene un radio de investigación " $r_{inv.}$ " y una pendiente "m" (línea "1-2", en la curva de crecimiento de la presión). Debido a la existencia de una falla "A-A'" a una distancia "d" al pozo "w", que tiene influencia en las características de drenaje de la formación, la pendiente para el resto de la curva de crecimiento de presión cambiará a la línea 3-4 o aproximadamente igual a "2m". La intersección de estas dos líneas en el punto "f", representa el tiempo de cierre "Q", que es indicativo de la distancia del pozo a la barrera. Conociendo las características de la formación y del fluido, es posible calcular la distancia "d" mediante la Ec. (III-13) ó (III-14).

GRAFICO DE LOS DATOS DE CRECIMIENTO
 DE PRESION DE UN POZO INDICANDO
 LA PRESENCIA DE BARRERAS
 EN LA FORMACION

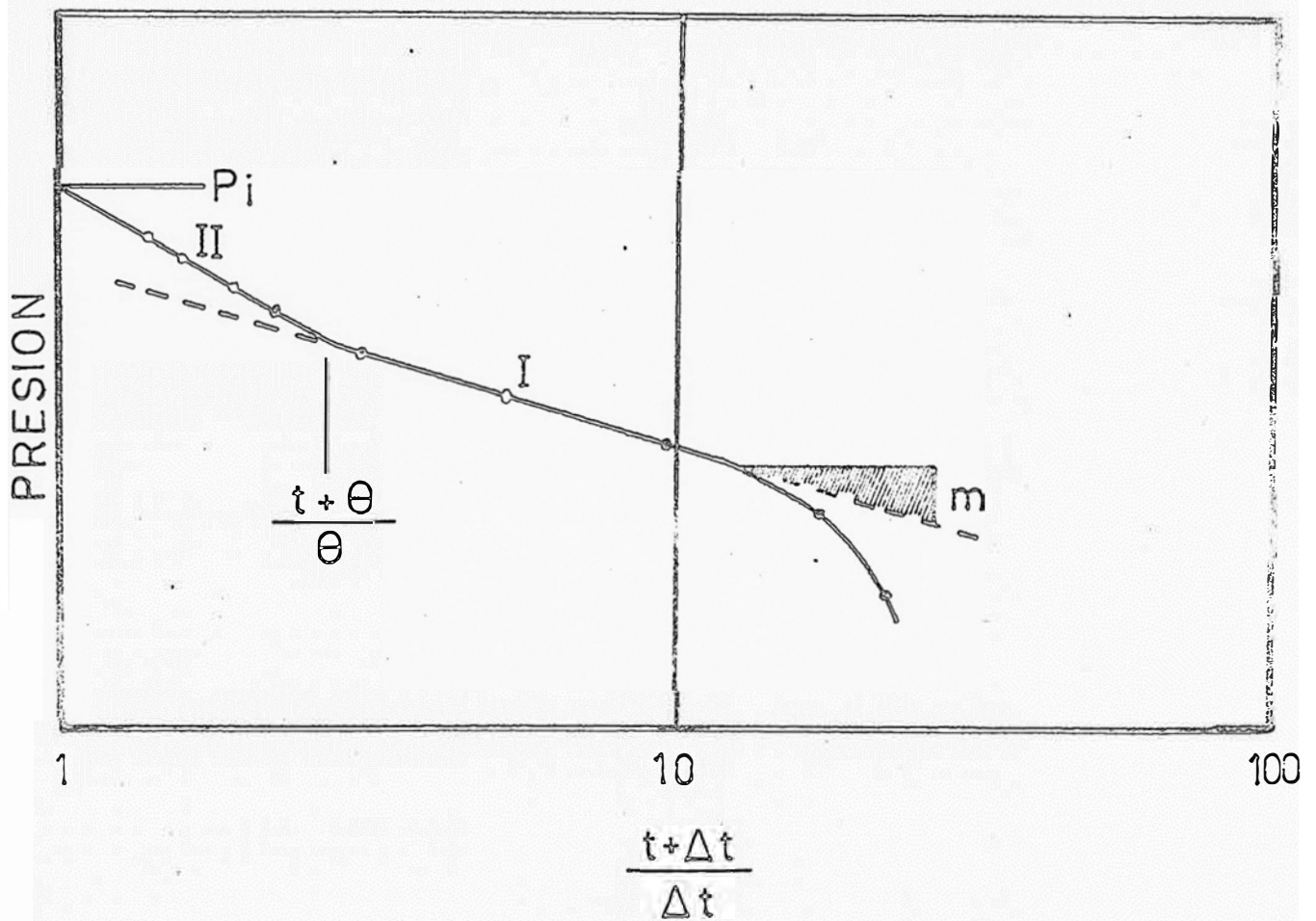
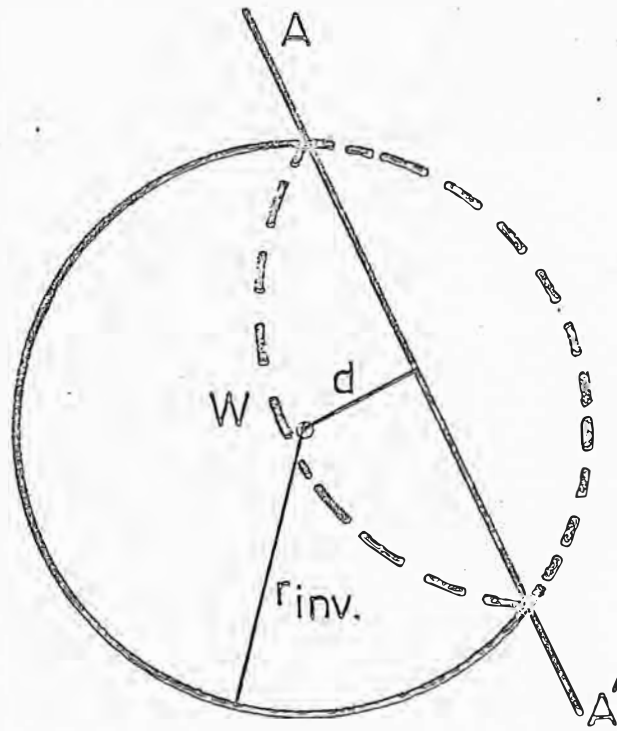
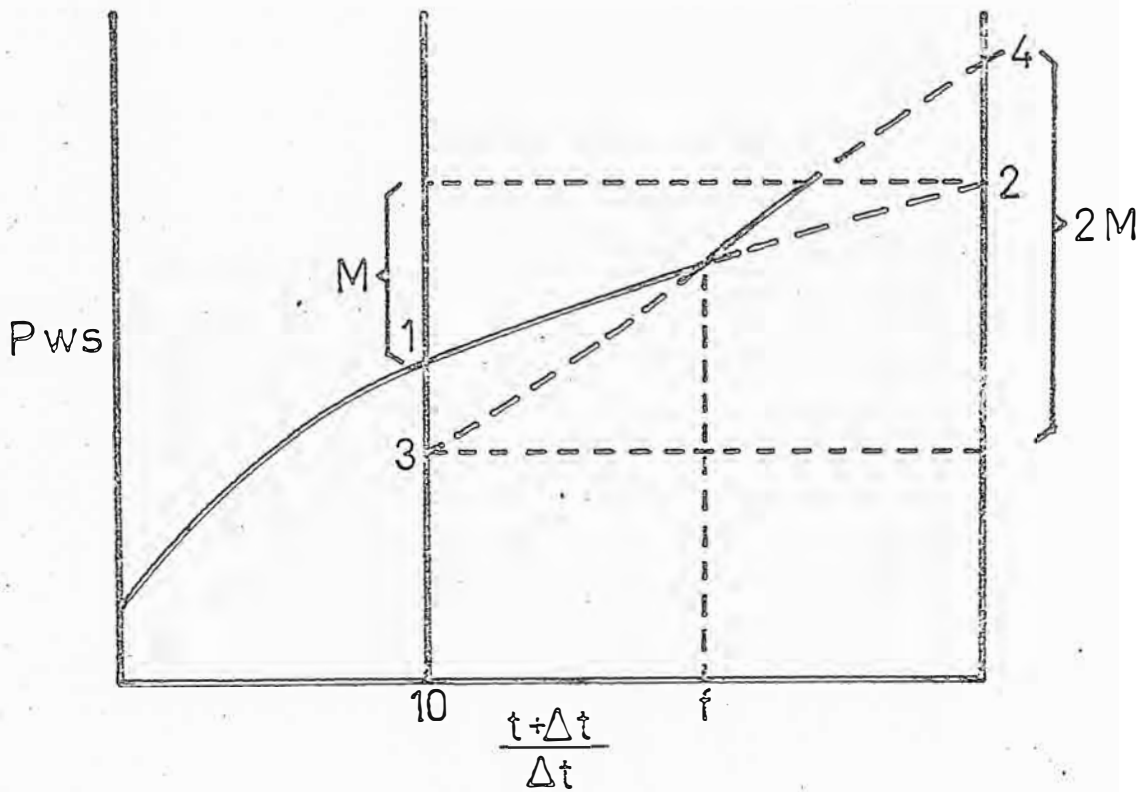


FIGURA (III - 4)

ANOMALIA DEL YACIMIENTO DEBIDO
A LA PRESENCIA DE
BARRERAS



(A)



(B)

FIGURA (III-5)

Depletación.- En la discusión de la presión del yacimiento se mostró como el cierre inicial (ISI) y/o el cierre final (FSI) de una prueba de DST,, pueden ser extrapolados a un valor máximo de la presión del yacimiento, si esta no se ha estabilizado mecánica. Bajo las suposiciones hechas para esta discusión, se podría esperar que cualquier prueba de crecimiento de presión después del flujo, en una prueba particular, se estabilice (o extrapole) a la máxima presión del yacimiento, pero cuando un sistema es finito (o cerrado), cualquier producción de fluidos resultará en una caída de la presión del yacimiento. Esta caída de la presión es conocida como una depletación.

Se sabe que una depletación ocurre cuando se ha alcanzado la presión transitoria y sólo entonces es evidente que existen los límites del sistema. Este pensamiento puede ser a la inversa, si se observa una caída de presión entre la máxima presión del yacimiento antes y después del flujo; luego ha ocurrido una depletación y se conoce la presencia de un yacimiento finito.

Se ha mostrado que generalmente se mantendrá un sistema infinito en pruebas normales de DST; sin embargo, cuando se observa una caída de presión entre la presión obtenida en el período de cierre inicial (ISI) y la presión obtenida en el período de cierre final (FSI), de un DST nor

mal (sea estabilizado o extrapolado), se debe reconocer una depletación de la presión en un yacimiento finito. Cada vez que el volumen comparativamente pequeño de fluidos producidos en un DST es suficiente para depletar la presión de un yacimiento en un valor apreciable, se está en presencia de un yacimiento de tamaño muy pequeño. De hecho, conociendo las características de la formación y del fluido contenido, se pueden llevar a cabo cálculos volumétricos con la presión observada, y la experiencia ha demostrado que tales depletaciones de la presión en una prueba de DST normal, generalmente denota un yacimiento extremadamente pequeño que no va a ser comercial; tal vez ni siquiera valga la pena efectuar la completación.

C A P I T U L O I V

INTERPRETACION DE LAS CARTAS DE PRESION

Desde el punto de vista de la evaluación de la formación, la importancia del DST estriba en la interpretación de los resultados de la prueba. Se puede hacer una interpretación cualitativa inmediatamente después de completa da la prueba; sin embargo, una buena interpretación requiere lecturas de las presiones en la carta mediante un micrómetro.

La información más importante obtenida en un DST, es la cantidad y composición del fluido producido, por que con esto se puede decidir la completación o el abandono del pozo. Cuando se tiene un caso patente de buena recuperación de hidrocarburos, o sólo agua salada, no hay problema; sin embargo, usualmente sucede que sólo se recupere lodo con cortes de gas o sólo lodo. Entonces se tiene la interrogante de ¿Cuánto podrá producir el pozo una vez completado?. Algunas veces el estudio de las cartas de presión puede suministrar la información necesaria en que basar una decisión.

La Fig. (IV-1) muestra una típica carta de presión de un DST. Los puntos principales de la carta son indicados por las letras A, B, C, D y E. Estos representan los puntos más importantes en la secuencia cronológica de

CARTA TIPICA DE UNA PRUEBA DE DST ILUSTRANDO LOS CINCO PUNTOS PRINCIPALES DE LA PRESION

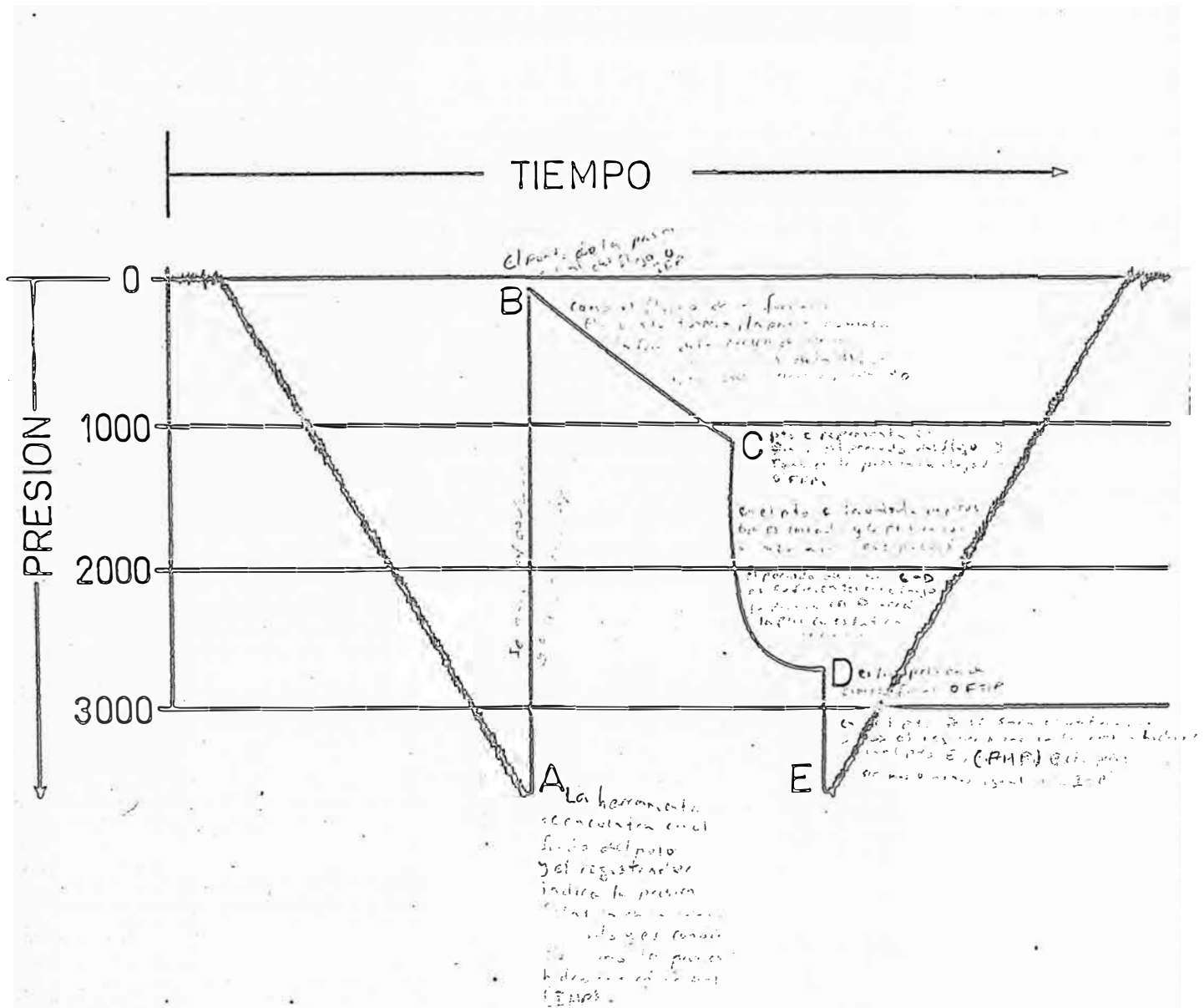


FIGURA (IV-1)

los eventos que ocurren durante la prueba. El registro de tiempo vs. presión comienza en la parte superior izquierda y a medida que la herramienta se sumerge, el registro indica el aumento en la presión hidrostática del lodo. La línea diagonal hasta el punto "A", usualmente tiene una apariencia especial. Esto indica que el registrador de la presión se está moviendo libremente y responde a pequeños cambios de presión y vibraciones asociadas con la bajada de la herramienta. Oscilaciones excesivas en esta parte de la carta indica que se ha creado una fuente de presión por las malas condiciones del hueco. Esto pudiera ser suficientemente grande como para modificar los resultados de la prueba. Un ejemplo de esto se da en la Fig. (IV-4).

En el punto "A", la herramienta se encuentra en el fondo del pozo y el registrador indica la presión estática de la columna de lodo. Este punto es conocido como la presión hidrostática inicial (IHP). Debe haber un pequeño aumento en la presión por encima de este valor cuando el obturador es sentado, pero esto no ocurre con una herramienta de pruebas hidráulica, debido a que la válvula igualadora permanece abierta hasta que el obturador esté sentado.

Abriendo la válvula de prueba, se alivia la presión en el hueco debajo del obturador y origina que la presión disminuya rápidamente hasta el punto "B", el cual es

el punto de la presión inicial del flujo o IFP. La presión en este punto es aproximadamente la atmosférica, a no ser que se haya usado un colchón de agua o de gas. Como el fluido de la formación fluye a la tubería, la presión aumenta como se muestra en la línea "B-C" de la Fig. (IV-4). La forma de la curva depende de la permeabilidad de la formación, de la viscosidad de los fluidos y del espesor del intervalo probado. El punto "C" representa el final del período del flujo y también la presión de flujo final o FFP. En el punto "C", la válvula de prueba es cerrada y la presión comienza a subir en el pozo. Si el período de cierre "C-D" es suficientemente largo, la presión en "D", será la presión estática del yacimiento. Usualmente no se alcanza la presión estática y el punto "D" es sólo la presión de cierre final o FSIP. En este punto se saca el obturador y entonces el registro indica la presión hidrostática en el punto "E". Esta presión hidrostática final o FHP, debe ser más o menos igual a la IHP y también a la presión calculada con la profundidad y el peso del lodo.

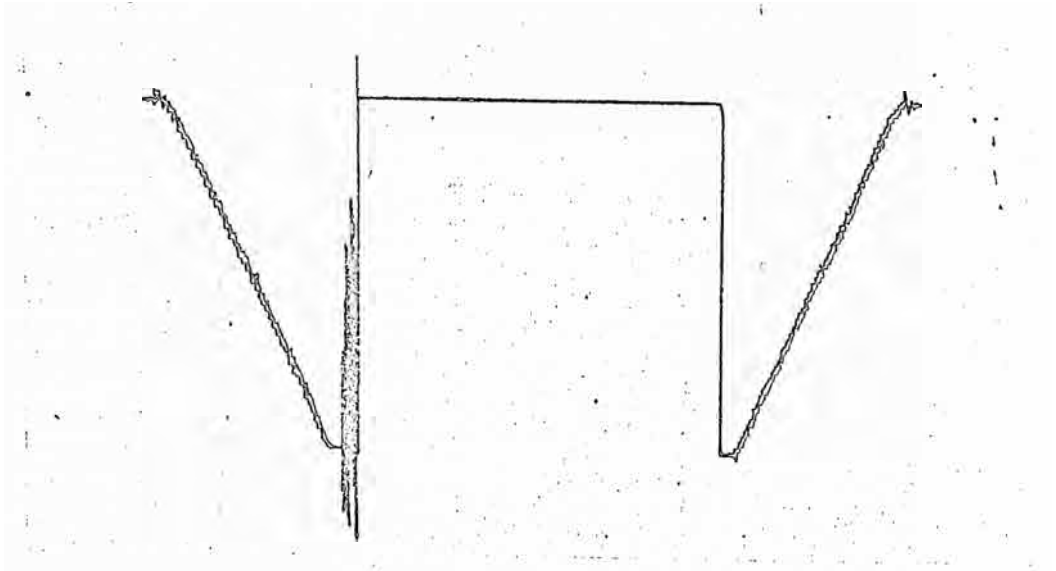
Las Figs. (IV-2) al (IV-10), muestran cartas de presiones que se han obtenido bajo diferentes condiciones de prueba. Mediante la examinación de las cartas de presión y el conocimiento de la rate y tipo de fluido recuperado, es posible determinar si la prueba fue válida o en el

FIGURA (IV-2)



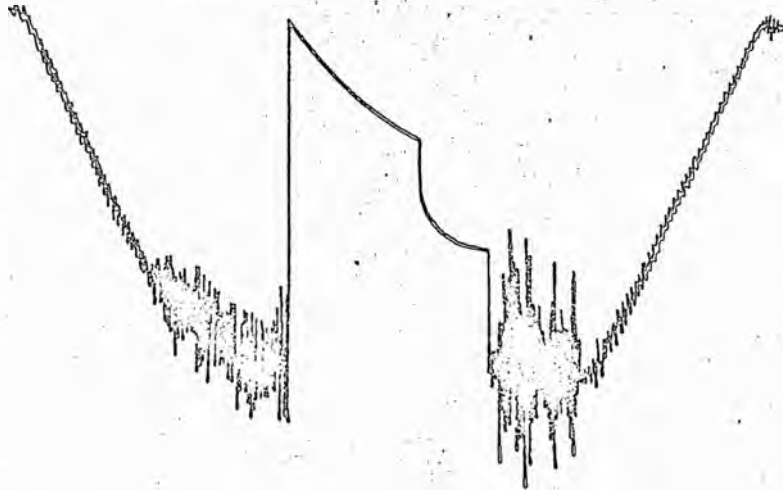
Ejemplo de una carta de presión de una prueba en una formación seca. No hay entrada de fluidos en el hueco. La presión permanece a la presión atmosférica durante todo el período de la prueba.

FIGURA (IV-3)



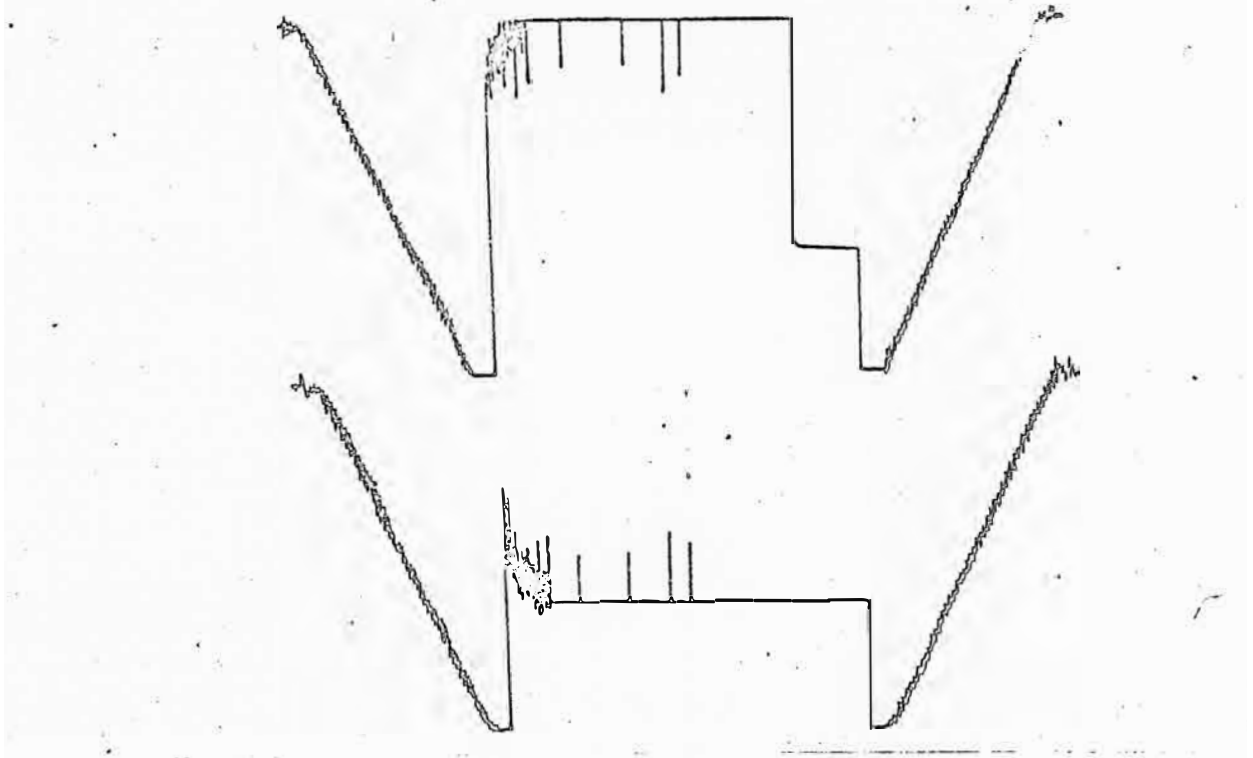
Este es un ejemplo de una carta de presión de una prueba en una formación seca, donde el zapato ancla fué asentado defectuosamente sobre residuos en el fondo del pozo. Cuando se abrió la válvula de prueba, el peso adicional de la columna de lodo forzó toda la herramienta al fondo verdadero del pozo. El alternamiento de sellado y agrietamiento del obturador, durante el período de deslizamiento crean la presión extremadamente grande que se nota al comienzo del período de la prueba. Finalmente, el obturador se asienta, y la carta indica que la formación es seca como en la Fig. (IV-2).

FIGURA (IV-4)



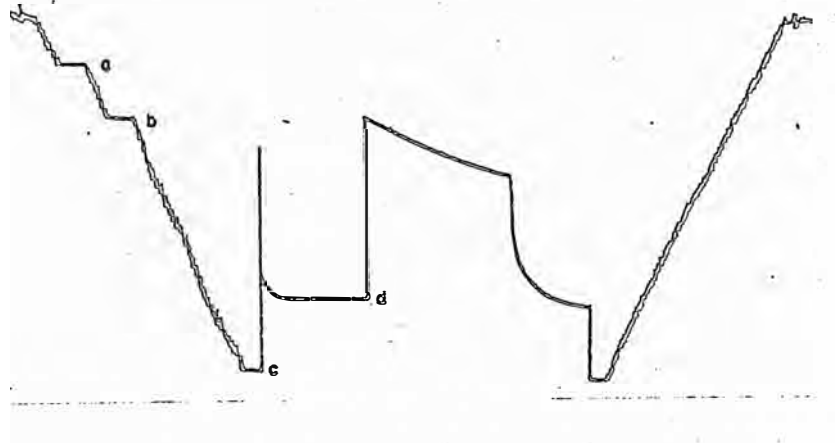
Este es un ejemplo de las malas condiciones del hueco de un pozo. Se observa las oscilaciones normales de la presión cuando se está bajando la herramienta dentro del pozo, hasta que se alcanza la sección de hueco que tiene el diámetro reducido, cerca del fondo del pozo. Luego se crean altas presiones a medida que la herramienta sigue bajando. También hay una indicación de "falso fondo". El período de la prueba parece normal. Al final de la prueba fue necesario usar los "jaladores" para liberar la tubería de cola atascada.

FIGURA (IV-5)



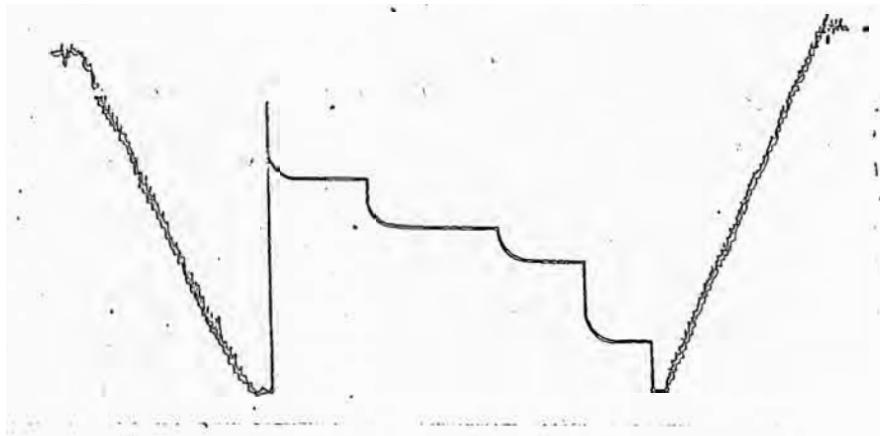
Estas cartas de presión son de una prueba en la cual las perforaciones del ancla están taponeadas. La carta superior es el registro interno (línea de flujo), y la carta inferior es el registro externo. Las perforaciones se han taponeado casi inmediatamente después que la herramienta se abrió. El registro interior indica la presión estática del yacimiento. Las pequeñas marcas en ambas cartas, indican breves períodos cuando se destaponan las perforaciones del ancla. Debido a que no hubo flujo, el registro interior indica la presión estática inmediatamente después que se cerró la válvula.

FIGURA (IV-6)



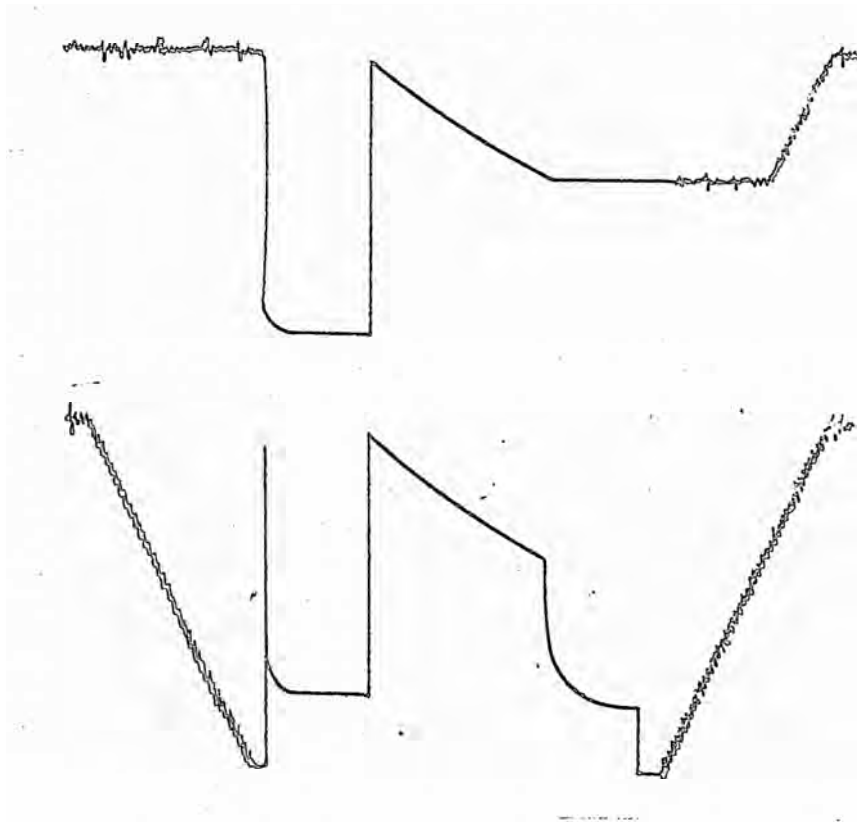
Carta de presión de una prueba de doble cierre con un colchón de agua. Los pasos de "a" y "b", indican períodos cuando el movimiento de la sarta de perforación se suspende para permitir la adición de agua. En el punto "c", se abrió la válvula principal, y el fluido de la formación fluyó dentro de la cámara de aire. Después que se ha aliviado la presión momentáneamente, esta aumenta rápidamente hasta alcanzar la presión estática del yacimiento. En el punto "d", se abrió la segunda válvula, y se siguió normalmente con la prueba.

FIGURA(IV-7)



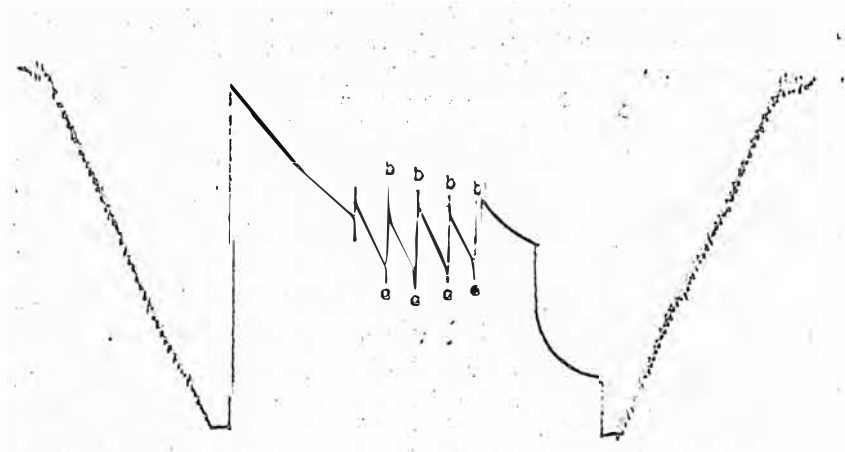
Carta de presión de un pozo de alta taza de producción de gas. Después de que se abrió la válvula, la presión y el flujo se estabilizaron rápidamente con estrangulador de $1/4$ ". Luego se redujo el diámetro del estrangulador a $3/16$ " y $1/8$ " sucesivamente. Luego se cerró la válvula para determinar la presión del yacimiento.

FIGURA (IV-8)



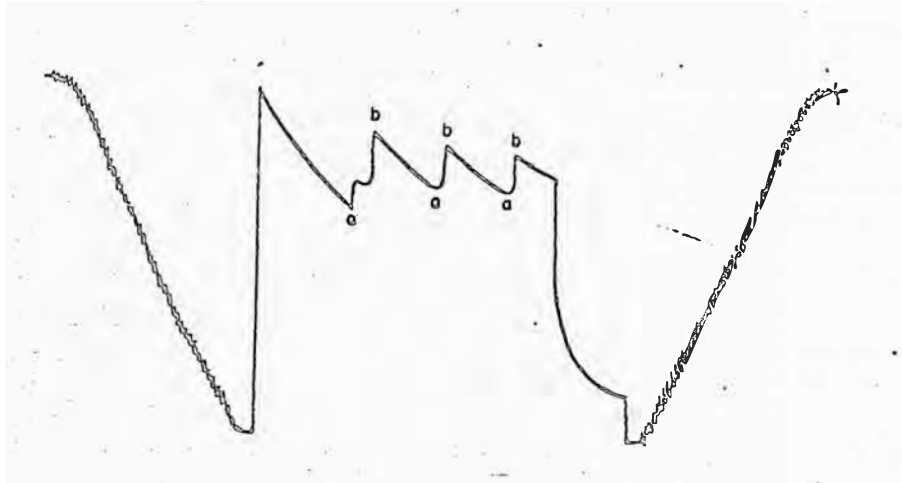
Estas son cartas de presión de una prueba de doble cierre. La carta superior es del registro tomado arriba de la formación que se prueba. Esta carta indica que no hubo filtraciones dentro de la cámara mientras la herramienta fue bajada dentro del pozo. La carta también muestra la curva del período de cierre inicial y el período de flujo. Como esta carta fue registrada en una parte encima de la válvula de cierre, no muestra el comportamiento de la curva en el período de cierre final.

FIGURA (IV-9)



Esta es una carta de presión de un pozo que ha sido "suabeado". La parte inicial de la prueba se ha conducido de manera normal. Para obtener la tasa de recuperación, se ha removido algo de fluido de la tubería, mediante el "suabeador". Cada carrera ascendente del "suabeador" causa una reducción de la presión representada por la línea "a-b". El aumento de presión de "b" a "a", es causado por la carrera descendente del "suabeador" y por el flujo adicional de fluido de formación.

FIGURA (IV-10)



Esta es una carta de presión de un pozo que fluye por "cabecéos". Las curvas "b-a", representan el aumento de presión resultante del flujo del fluido de la formación dentro de la tubería. Las curvas "a-b", representan la remoción de algunos de estos líquidos de la tubería por acción de la expansión del gas producido por el petróleo.

caso que no sea así, la razón de la falla.

Junto con cada carta de presión hay un registro de los resultados de la prueba y observaciones acerca de las condiciones de operación durante el período de la prueba. Este registro debe ser lo más completo posible para que otras personas que no estuvieron presentes durante la prueba, puedan evaluar correctamente el registro de presiones.

A.- PROCEDIMIENTO DE ANALISIS DE PRESION DIFERENCIAL INCREMENTADA



El mejor método para averiguar las condiciones del sistema en el momento de la prueba es graficar la presión de cierre " P_{ws} ", vs. la función adimensional del tiempo, $\log. (t + \Delta t / \Delta t)$. Esta gráfica mostrará si se ha alcanzado o no la línea recta que representa las condiciones estables.

Esta curva será una representación gráfica de como la presión de la formación " P_{ws} ", varía con respecto a la función del tiempo adimensional que es función del tiempo de cierre " Δt ". Estos datos de presión y tiempo son obtenidos de lo que generalmente se refiere como análisis de la presión diferencial. Esto es simplemente una serie de lecturas de presiones leídas a incrementos de tiempo defini

dos, generalmente a iguales distancias. La Fig. (IV-11) muestra un análisis del período final de cierre desde el punto "D" al punto "E", dividido en (9) lecturas definidas a iguales intervalos de tiempo.

Para que el análisis sea completo es necesario conocer en que punto se ha medido una presión particular. Desde que la distancia horizontal en la mayoría de las cartas de presión denota el tiempo, luego es fácil referir los puntos de presión con el tiempo medido. En la Fig. (IV-11) los puntos de presión están representados por P_1, P_2, P_3 , etc., y los intervalos de tiempo por $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3$, etc., de manera tal que el punto de presión " P_1 " es medido en el intervalo de tiempo " Δt_1 ", o aplicado a la Fig., la presión fue de 965 psig. a los 5 minutos.

Un período en la carta puede ser dividido en cualquier intervalo de tiempo o incremento deseado. El requerimiento más común es tener dividido sólo la curva de crecimiento de la presión. Algunos cálculos requieren datos que se pueden obtener dividiendo los períodos del flujo. Esto no produce ninguna diferencia en tanto que el método usado sea consistente en toda la prueba. Algunos sistemas necesitan lecturas a ciertos intervalos de tiempo, generalmente intervalos de dos (2), tres (3), cinco (5) o diez (10) minutos. "Las divisiones de las presiones de cierre deben de

CARTA DE PRESION MOSTRANDO EL ANALISIS DEL PERIODO FINAL DE CIERRE

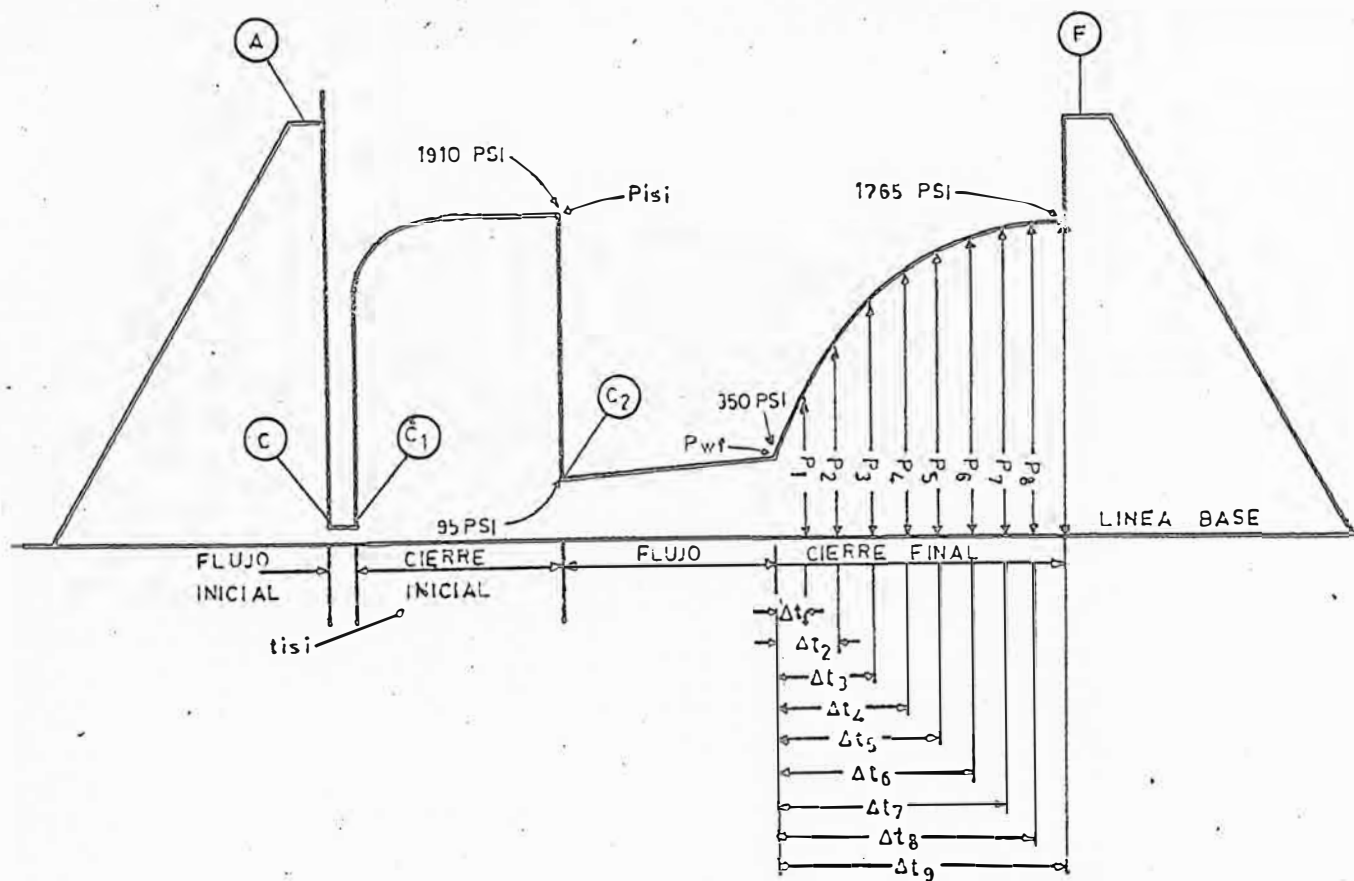
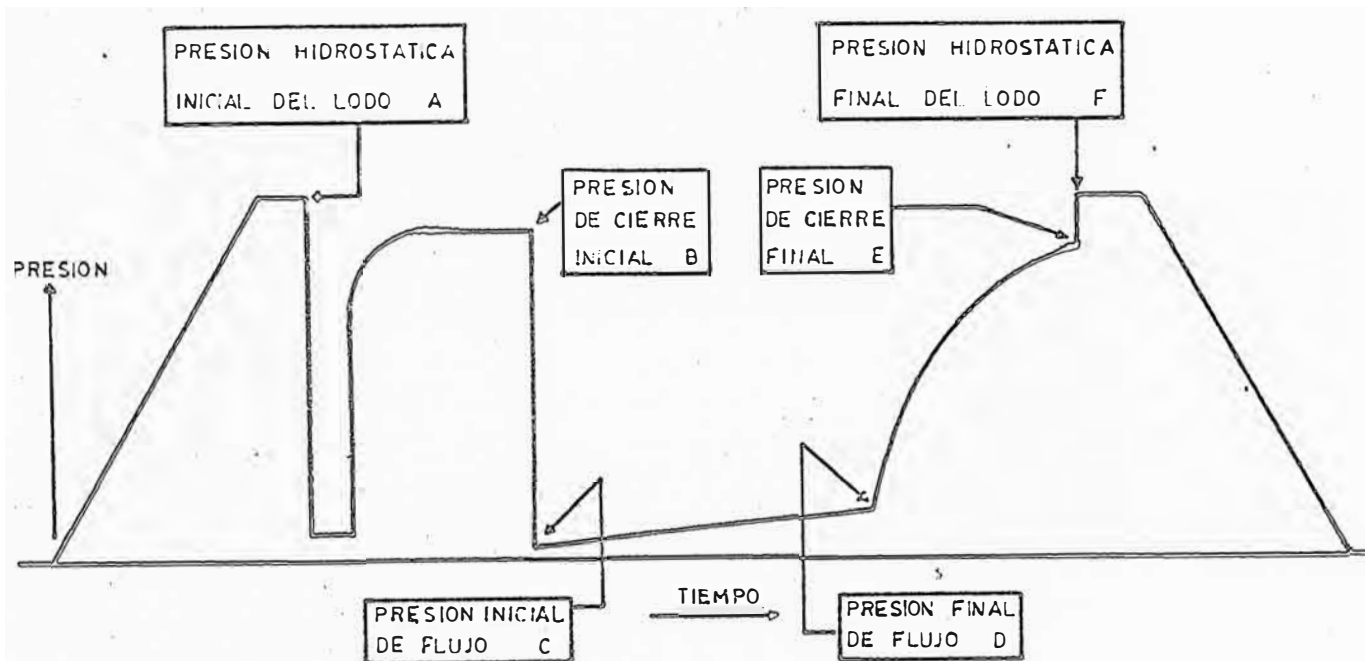
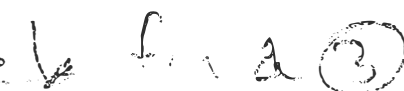


FIGURA (IV-11)

tener por lo menos 10 incrementos" (Regla No. 2).

Normalmente el mismo equipo usado para leer las cartas, se puede usar para hacer análisis. La diferencia principal es que ahora el tiempo está incluido, lo cual significa hacer arreglos para lecturas horizontales. Desde que la mayoría de las herramientas de cartas de presión tienen relojes con motor de velocidad constante, los cálculos son simples. Todo lo que se requiere es conocer el tiempo que toma la prueba o para cada segmento de ella, en horas o minutos y luego medir la distancia lineal recorrida en la carta durante ese tiempo. 

Usando la Fig. (IV-11) por ejemplo, la herramienta se abrió a las 0800, se cerró para el cierre inicial a las 0805, se reabrió para el flujo a las 0835, y se cerró de nuevo para el cierre final a las 0935, luego el obturador se sacó a las 1020; en base a esto los tiempos para cada operación serán:

| | |
|---------------------------------|--------------------------|
| Flujo inicial | 5 min. |
| Cierre inicial | 30 min. |
| Flujo final | 60 min. |
| Cierre final | <u>45 min.</u> |
| Tiempo total de la prueba | 140 min. (2 hr. 20 min.) |

Con el instrumento de lectura de las cartas, la distancia horizontal desde donde se abre la herramienta (pun

to C), hasta donde se saca el obturador (punto E), debe medirse en pulgadas; en este caso la diferencia fue de 2.75 pulgadas. El viaje del reloj en pulgadas por minuto será: $2.75/140$ ó 0.0196 pulg./min. "Los relojes de 36 horas deben tener viajes de 0.020 ± 0.005 pulg/min. y los de 72 horas deben tener viajes de 0.010 ± 0.005 pulg/min." (Regla No. 3).

Una vez que se ha obtenido la velocidad de viaje, es posible determinar la distancia lineal para cualquier incremento de tiempo requerido. Usando el valor anterior de 0.0196 pulg/min., la distancia para un análisis de dos minutos será 2×0.0196 ó 0.0392 "; para tres minutos será 3×0.0196 ó 0.0588 "; para cinco minutos será 5×0.0196 ó 0.098 , etc. Así, si el tiempo de cierre final de 45 min. fuese dividido en incrementos de 5 min., el punto "D" se consideraría como con tiempo y distancia cero; el primer punto "P₁" estaría a 5 minutos o a 0.098 ", el segundo punto "P₂" estaría a otros 5 minutos ó 0.098 " del punto "P₁", pero a 10 min. ó 0.196 " del punto "D"; el punto "P₃" estaría de esta manera a 5 min. ó 0.098 " de "P₂", pero a un total de 15 min. ó 0.294 " del punto "D". Este proceso se repetirá nueve veces o hasta alcanzar el período de viaje completo de 45 min. La Fig. (IV-11) muestra este proceso mediante líneas imaginarias verticales en la carta de presión.

Una tabulación de estas presiones es lo que se llama la carta de análisis y se da en el reporte de la prueba. Este tipo de información se obtiene de la misma manera en cualquier otro segmento de la prueba.

B.- GRAFICACION DEL ANALISIS DE LAS PRESIONES

De los datos obtenidos del análisis, es posible y de mucha ayuda hacer una tabla como la siguiente, hecha en base a los datos de la Fig. (IV-11), donde el tiempo de flujo total es de 65 min.

| (1) Punto | (2) Tiempo de cierre, Δt | (3) Presión Pws | (4) $\frac{t+\Delta t}{\Delta t}$ | (5) $\log\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right)$ |
|--------------|-------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|---|
| 1 | 5 | 965 | $\frac{65+5}{5} = 14.000$ | 1.146 |
| 2 | 10 | 1215 | $\frac{65+10}{10} = 7.500$ | 0.875 |
| 3 | 15 | 1405 | $\frac{65+15}{15} = 5.333$ | 0.727 |
| 4 | 20 | 1590 | $\frac{65+20}{20} = 4.250$ | 0.628 |
| 5 | 25 | 1685 | $\frac{65+25}{25} = 3.600$ | 0.556 |
| 6 | 30 | 1725 | $\frac{65+30}{30} = 3.167$ | 0.500 |
| 7 | 35 | 1740 | $\frac{65+35}{35} = 2.857$ | 0.455 |
| 8 | 40 | 1753 | $\frac{65+40}{40} = 2.625$ | 0.419 |
| 9 | 45 | 1765 | $\frac{65+45}{45} = 2.444$ | 0.388 |

Teniendo esta información en forma tabulada, es simple dibujar una curva en el papel apropiado.

La Fig. (IV-12), muestra el resultado cuando los datos son graficados en un papel de coordenadas cartesianas. Para construir esta curva, las presiones leídas en la columna (3) han sido dibujadas con respecto a la función logarítmica de $(t + \Delta t / \Delta t)$, tabulada en la columna (5).

La Fig. (IV-13), muestra un método alternado donde los datos son dibujados en papel semi-logarítmico. Al usar este tipo de papel el paso matemático de la columna (4) a la (5), no es necesario, por que el papel lo hace automáticamente. Por esta razón es común y más fácil hacer esta gráfica en papel semi-log. Se debe notar que si las escalas son iguales, las curvas serán idénticas, como en las Figs. (IV-12) y (IV-13).

En ambas gráficas, los puntos 6, 7, 8 y 9 caen dentro de una línea recta. Esto significa que durante esta porción del crecimiento de la presión. o en los últimos 15 min., la formación se aproximaba a una condición de "estado estable". Si esto es cierto, entonces se puede aceptar que el período de cierre ha cumplido las condiciones dadas para la ecuación de la pendiente $m = 162.6 Q_{AB}/kh$, y se pueden llevar a cabo ciertos cálculos.

Por definición, "m" es la pendiente de la línea

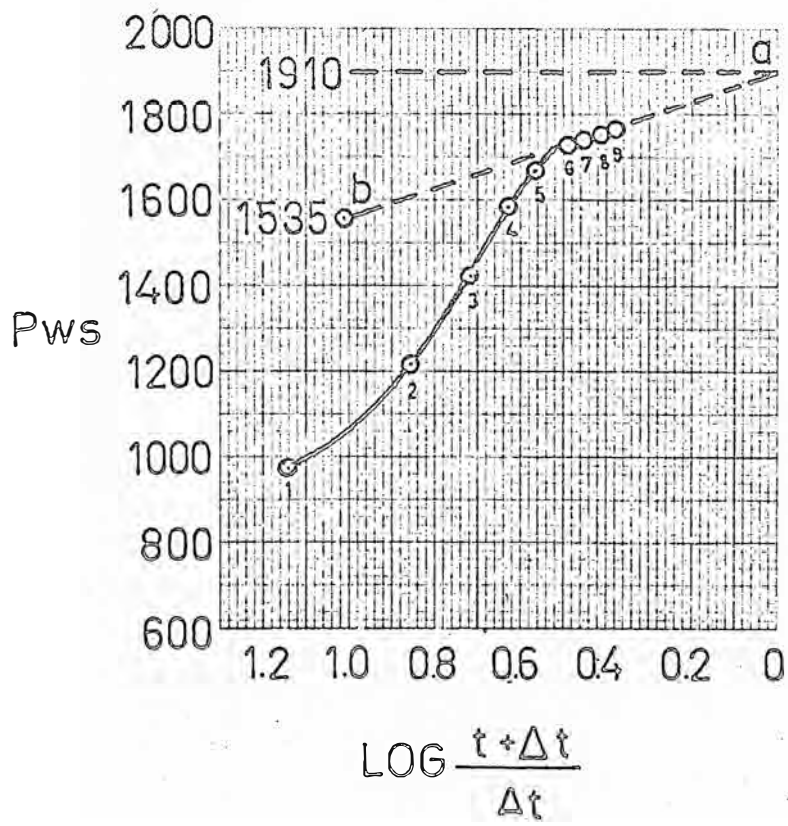


FIGURA (IV-12)

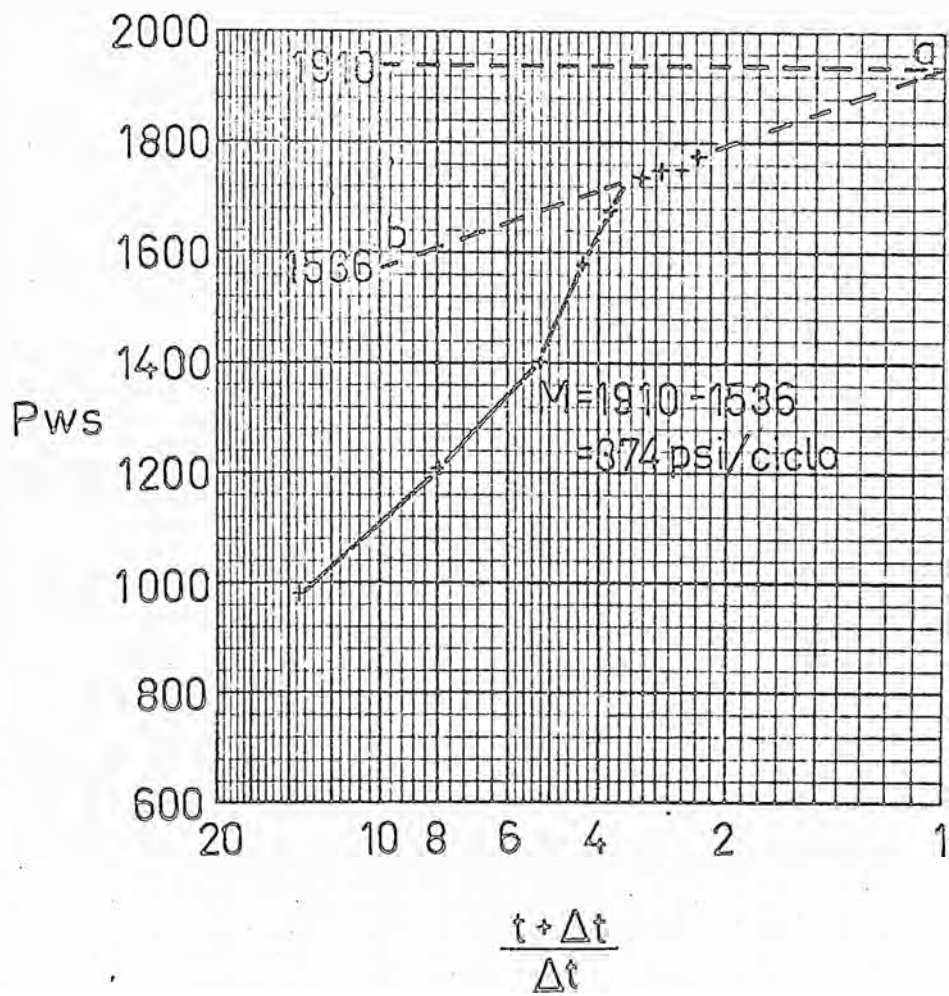


FIGURA (IV-13)

recta y es una constante que es igual al cambio de presión ($P_i - P_{ws}$) con respecto a la función logarítmica del tiempo ($t + \Delta t / \Delta t$). De la gráfica sabemos ahora que la presión de cierre final, " P_{fsi} ", está en la condición de "estado estable" o un valor de " P_{ws} ". Si la presión inicial de cierre, " P_{isi} ", está estabilizada, luego es una medida mecánica de la máxima presión del yacimiento, " P_i ". Usando estos valores, es posible calcular matemáticamente el valor de la constante " m ".

Se debe tener cuidado de que este método esté dado para ilustrar sólo este punto y no es recomendable como un modo de calcular el valor de " m ". Hay dos requerimientos rígidos que se deben satisfacer antes de que " m " sea calculada. Primero, esta solución puede usarse sólo si se sabe positivamente de que el cierre inicial está estabilizado (ver regla No. 1). Segundo, se puede usar esta solución si se sabe positivamente que la presión final de cierre es una presión en la condición de "estado estable" o que cae en la línea recta de la curva Horner. Si no se puede probar que se ha allanado estos dos requisitos, entonces no se debe usar este método.

En el ejemplo usado, Fig. (IV-11), la máxima presión del yacimiento es medida mecánicamente en el punto "B" ó 1910 psi. La presión de cierre final en el punto "E"

ha sido identificada por el punto (9) en las Figs. (IV-12) y (IV-13), como pertenecientes al "estado estable" o sea que se puede usar como " P_{ws} " y es 1765 psi. al tiempo de cierre " Δt " de 45 min. La diferencia de presión ($P_i - P_{ws}$) es 145 psi. La función del tiempo será $(65+45)/45$ ó 2.444, cuyo log. es 0.388.

Luego por definición:

$$m = \frac{P_i - P_{ws}}{\log. \left(\frac{t + \Delta t}{t} \right)} = \frac{145}{0.388} = 374 \text{ psi/ciclo log.}$$

Como es probable de que no siempre se tendrá una buena estabilización de la presión de cierre inicial (punto B), existen otras maneras de encontrar el valor de "m". Está demostrado que cuando hay un estado estable, la curva alcanza una línea recta y "m" es constante. Luego "m" puede ser determinada matemáticamente de la pendiente de la porción de línea recta. Dicho de otra manera, la constante "m" es igual al cambio de presión con respecto al tiempo cuando la línea representativa es una recta; por eso, tomando dos puntos cualesquiera de la porción de línea recta de la Fig. (IV-12) y calculando el cambio de presión con respecto al tiempo de estos puntos, se obtendrá un valor muy aproximado de la constante "m". Tomando los puntos 6 y 9, obtendremos:

$$m = \frac{P_9 - P_6}{\log \left(\frac{t + \Delta t_6}{\Delta t_6} \right) - \log \left(\frac{t + \Delta t_9}{\Delta t_9} \right)} = \frac{42}{0.112} = 375 \text{ psi/ciclo log.}$$

Esta solución es buena sólo si se sabe positivamente que los puntos seleccionados están dentro del "estado estable". Para estar seguros de que los puntos están dentro de una línea recta, generalmente es necesario construir una gráfica. Esta solución se puede ver cuando se reconoce que las soluciones matemáticas 1 y 2, llegan a una respuesta del cambio de presión en psi por unidad de la función log. del tiempo. Extrapolando la porción de la recta de la Fig. (IV-13), entre los puntos 6 y 9, hasta que intersecte la línea "0" en el punto "a" y la línea 1.0 en el punto "b", se abarca una unidad en la escala del tiempo; por lo tanto la diferencia en las lecturas de presión "a" y "b", deben ser igual a "m", ó:

$$\begin{aligned} m &= \text{Punto "a"} - \text{Punto "b"} = 1910 - 1535 \\ &= 375 \text{ psi/ciclo log.} \end{aligned}$$

Para un estudio interpretativo más completo del análisis de los datos del DST, siempre se debe hacer una gráfica de la presión vs. la función log. del tiempo; si se logra la porción de curva en "estado estable" entonces se puede hacer la investigación.

"Para averiguar la presencia de cualquier porción de línea recta, se deben usar por lo menos cuatro puntos" (Regla No. 4).

Aceptando que el registrador de la prueba es confiable mecánicamente, y que no ha habido mal funcionamiento al tomar el cierre inicial, la nivelación o estabilización de la lectura de la presión de cierre inicial será la mejor medida mecánica de la presión máxima del yacimiento. Habiendo averiguado que el cierre inicial aparentemente es válido (sin defectos mecánicos y nivelado), este ofrece una forma excelente de comprobar la gráfica matemática y los valores resultantes del crecimiento de presión durante el cierre final. Como se dijo anteriormente, extrapolando la porción de línea recta desde el punto (P_{ws} vs. log. de la función del tiempo) al infinito o hasta la intersección con el log. 1, se obtiene un valor matemático de la máxima presión del yacimiento " P_i ". Si este valor matemático concuerda con el valor mecánico, entonces la gráfica se puede suponer que es confiable, la formación infinita y el valor resultante de la constante "m" es bastante preciso.

Si la solución matemática de " P_i ", (FSI) no concuerda, dentro de los límites de precisión del registrador, con la medida mecánica de " P_i " (ISI), entonces hay alguna falla en el registrador o en la gráfica. El primer paso pa

ra averiguar cual es la falla, es chequear la lectura mecánica: si está estabilizada, o si hay alguna anomalía, etc. Si todo parece estar correcto en la medida mecánica, luego se puede asumir que ésta es buena y válida. El segundo paso es investigar el crecimiento de la presión del FSI de la misma manera anterior. Si el FSI parece ser normal y confiable, se investiga la gráfica en sí. Se chequea si la porción de línea recta ha sido firmemente establecida (cuatro o más puntos en línea recta) y en que dirección difieren las dos lecturas.

Si la lectura extrapolada o leída matemáticamente es muy alta; Fig. (IV-14), primero, se compara la solución matemática de " P_i " con la presión hidrostática del lodo leída matemáticamente, puntos "A" ó "F" en la carta de DST. Si estas dos presiones concuerdan, entonces hay una buena posibilidad de que exista comunicación de alguna manera a través de la sentada del obturador durante el período de flujo y/o período de cierre final. El dato obtenido de la gráfica, en este caso será inútil en lo que concierne a posteriores análisis de esta prueba.

Otra posibilidad de desacuerdo en la parte alta de la curva es que la gráfica no ha alcanzado una línea recta, indicando que la formación no se aproxima a las condiciones del "estado estable", y que la presión del FSI extra

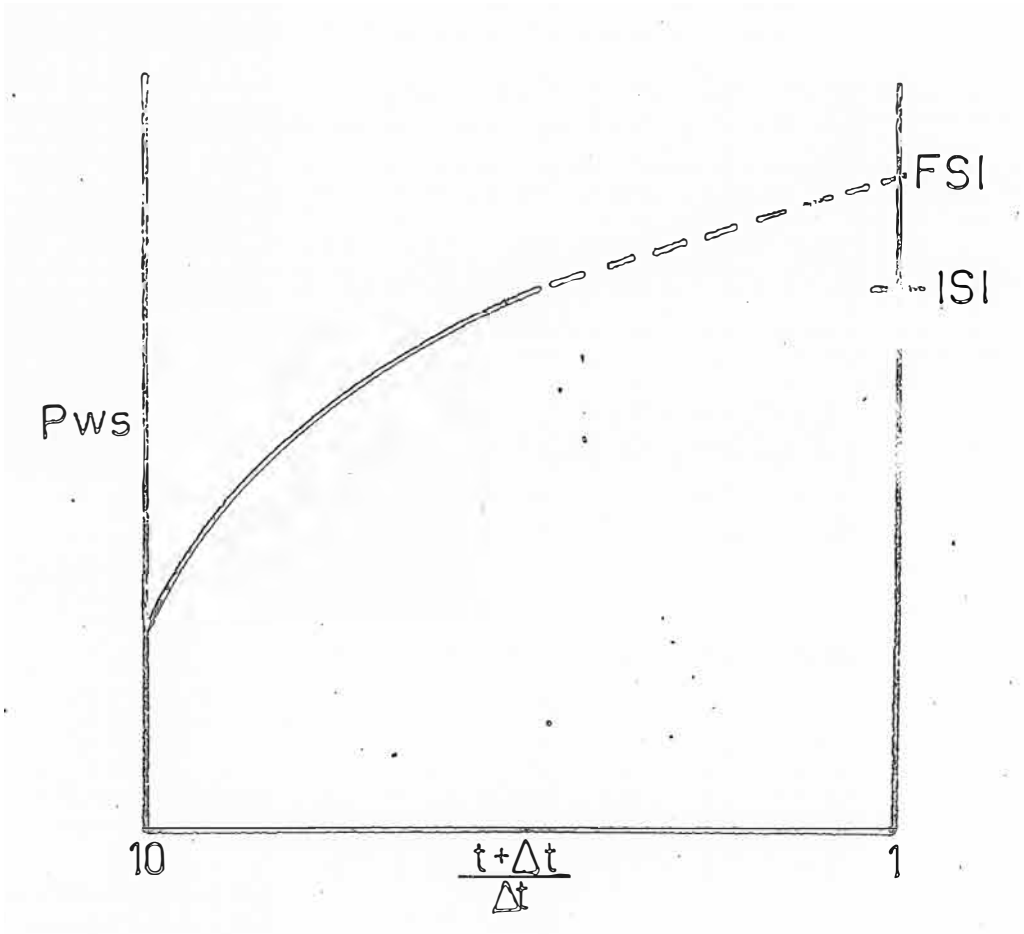


FIGURA (IV-14)

polada fue errónea. Un término comunmente usado para describir esta condición es que la curva no se ha cortado completamente. Si aparentemente este es el problema, sólo se podrán hacer cálculos posteriores si se hacen con extrema precaución. Se debe recordar que con una buena extrapolación de la curva, el valor de la constante "m" será más alto que lo que debiera ser. En los cálculos de la relación de daño y de la transmisibilidad donde "m" es denominador, los resultados serán bajos y pueden ser mínimos (se puede asumir que el verdadero valor de "m" es menor que el usado, el cual dará la verdadera relación de daño estimado y valores mayores de la transmisibilidad).

Si la expresión hallada al extrapolar la curva es muy baja con respecto a la medida mecánica, Fig. (IV-15), y la investigación revela que no hay fallas en la herramienta o en el gráfico, luego esto sugiere una depletación del yacimiento. Reconociendo la gran cantidad de dinero que está en juego con los resultados de un DST, es recomendable que se tome otra prueba de evaluación. Partiendo de que se cree que la formación está depletada, es recomendable que se emplee mayor tiempo en el período de cierre final y durante el flujo, en esta segunda prueba. La carta de la segunda prueba debe indicar si existe o no depletación. La Fig. (IV-15), da un ejemplo de como se vería una depletación en las curvas

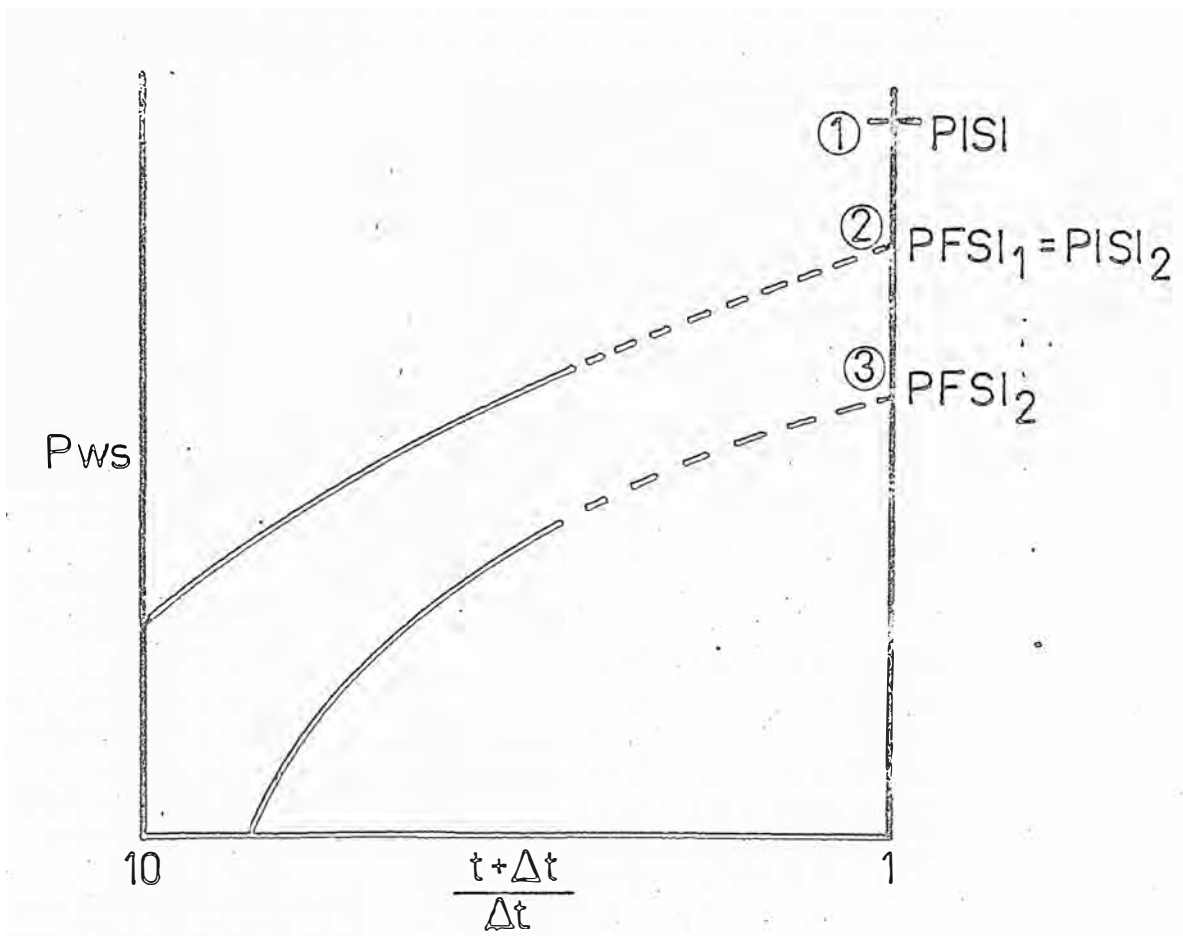


FIGURA (IV - 15)

resultantes de dos pruebas consecutivas. La primera prueba de los resultados de los puntos 1 y 2, lo cual origina la suposición de la existencia de una depletación. Cuando hay una depletación, el cierre inicial de la segunda prueba coincidirá con el cierre final de la primera prueba en el punto 2, y el cierre final de la segunda prueba será considerablemente menor, (punto 3).

Cuando dos pruebas consecutivas de la misma zona, describen tales caídas de presión entre las presiones de cierre inicial y final, se puede asumir que esa depletación ha ocurrido durante el período relativamente corto de flujo de la prueba. Debido al vasto significado de tal ocurrencia, se puede colegir que esta depletación de presión indica la presencia de un yacimiento extremadamente limitado, cuya perspectiva comercial es pequeña, sin tomar en cuenta la tasa de flujo indicada por la segunda prueba. Es posible que bajo condiciones normales, este pozo no sea necesario completarlo dado lo costoso de esto.

Los últimos párrafos han dado algunas de las causas y efectos de varias anomalías que pueden causar la diferencia entre las presiones de cierre inicial leída mecánicamente y la de cierre final leída tanto mecánicamente o extrapolada en forma matemática. Como se mencionó anteriormente, cuando las dos lecturas concuerdan, se obtiene un

excelente valor de la presión máxima del yacimiento " P_i ", en el momento de la prueba. Si esta es la primera que se lleva a cabo en un yacimiento virgen, la presión leída es la presión estática original del yacimiento. Además, obteniendo este valor, se pueden determinar otras características pertinentes del yacimiento con el valor de " m ", como se ha discutido anteriormente.

Siendo los datos del DST generalmente los primeros disponibles para determinar los parámetros del yacimiento, se debe recordar que, mediante la curva Horner, de estos datos se podrán encontrar por primera vez muchas anomalías de la formación y del fluido. Cuando se construye la curva, la porción de línea recta tendrá tres rumbos obvios: 1) Recta sin desviaciones, 2) Ruptura de la linealidad en la parte superior o, 3) Ruptura de la linealidad en la parte inferior. Se ha remarcado en el capítulo anterior que ciertas características del yacimiento y del fluido pueden causar estas rupturas de la recta. El problema es determinar qué parámetro o anomalía es la causa del quebramiento de la recta. Es en este momento cuando se deben tener en cuenta otras herramientas de evaluación y los conocimientos geológicos.

C A P I T U L O V

PROCEDIMIENTO ANALITICO Y PROBLEMAS TIPO

En los capítulos anteriores se ha hecho una breve discusión de la teoría del análisis del crecimiento de presión; ahora en este capítulo, se trata de poner en práctica dicha teoría haciendo algunos cálculos de los parámetros del yacimiento utilizando los datos del ejemplo del capítulo IV, y dando al final otros ejemplos.

En el capítulo anterior se muestra como se determina el valor de la constante "m". Una vez hallado este valor, se puede hacer los cálculos de la permeabilidad y del daño de la formación.

A.- CALCULO DE LA PERMEABILIDAD

Usando la ecuación (II-5), se puede hallar el factor de la transmisibilidad ($kh/\mu B$), que se define como la habilidad de una formación dada, de permeabilidad "k" y espesor "h", de transmitir a un fluido dado, de viscosidad " μ " y factor de volumen de formación "B". Con el volumen producido y el tiempo de flujo de la prueba, es simple obtener la rata de flujo "Q". Luego usando los valores de "m" y "Q", en la ec. (II-5), obtenemos el factor de transmisibilidad.

prueba de formación sólo se puede hallar la transmisibilidad. Si, por el contrario, se conoce que del intervalo probado de 50 pies, sólo 10 pies tienen porosidad (o intervalo productivo neto), luego se tiene el valor neto del espesor "h" de la formación. Los datos de la prueba, la gravedad del petróleo y el gas recuperado, dan suficiente información para poder usar las correlaciones que dan los valores de la viscosidad " μ ", y el factor de volumen de formación (ver apéndice D). En este ejemplo se encontró que " μ " es igual a 1.5 cp. y "B" es igual a 1.15. Luego es simple encontrar la permeabilidad "k":

$$\frac{kh}{\mu B} = 58.5$$

$$k = \frac{58.5 \mu B}{h} = \frac{58.5 (1.5) (1.15)}{10} = 10.1 \text{ md.}$$

Asumiendo que la prueba del ejemplo produzca gas (1,500 MSPCPD), y que la Fig. (V-1) es la correspondiente a dicha prueba usando la Ec. (II-9), y la pendiente resultante es " m_g ". Luego los cálculos de la transmisibilidad serán:

$$\begin{aligned} m_g &= P_w^2 - P_{10}^2 = 3'570,000 - 2'383,000 \\ &= 1'187,000 \text{ psi}^2/\text{ciclo log.} \end{aligned}$$

$$T = ^\circ F + 460 = 140 + 460 = 600 \text{ } ^\circ R$$

$$Q_g = 1'500,000 \text{ SPCPD}/5.615 \text{ FC por Bbl}$$

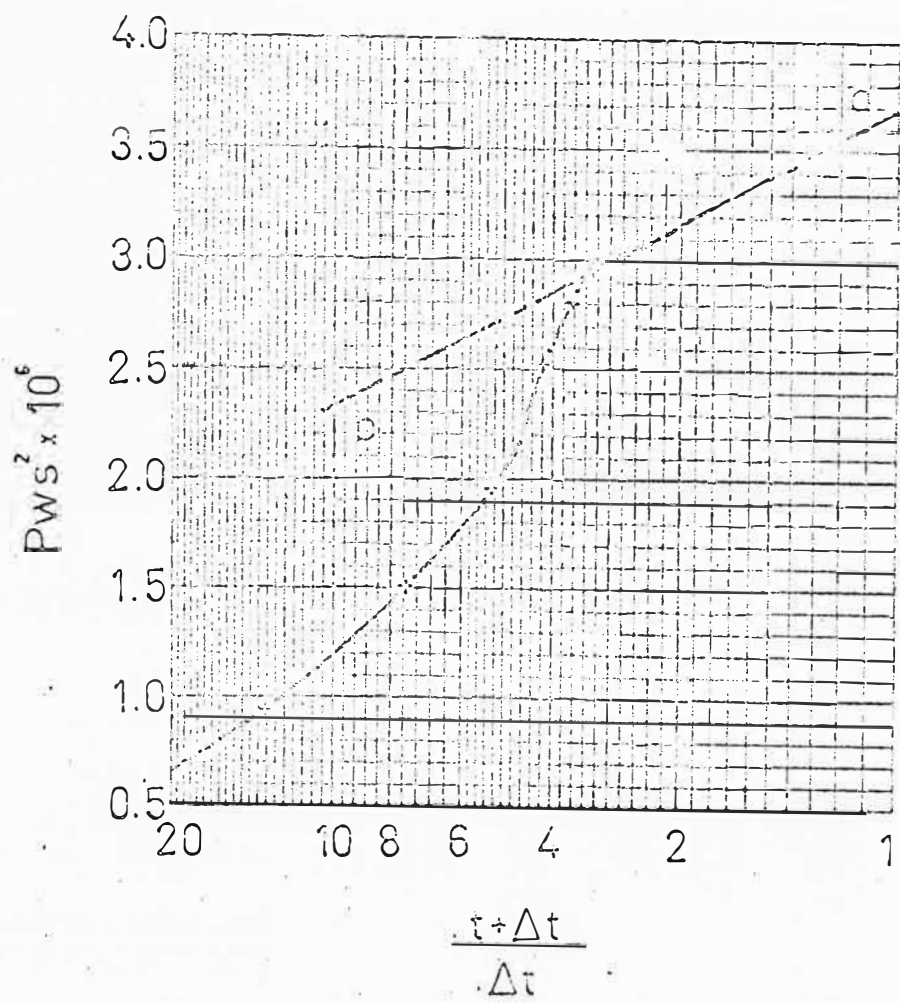


FIGURA (V-1)

Aplicando la Ec. (II-11):

$$\frac{K_h}{\mu_g z} = \frac{325.2 (1'500,000/5.615) (14.65) (600)}{520 (1'187,000)}$$
$$= 1,240 \text{ md-rie/cp}$$

Entonces se puede hallar la permeabilidad relativa al gas, de la misma manera como en el caso del petróleo. La gravedad específica del gas se puede obtener de algunas medidas u otra información. Conociendo la gravedad específica, la temperatura y la presión de la formación, se pueden obtener los valores de la viscosidad y del factor de desviación "Z", usando las correlaciones apropiadas.

En este caso, se encontró que la viscosidad es igual a 0.019 cp. y el factor de desviación es igual a 0.79; luego:

$$\frac{K_h}{\mu_g z} = 1,240$$
$$K_g = \frac{1,240 (0.019) (0.79)}{10} = 1.9 \text{ md}$$

.- CALCULO DEL DAÑO DE FORMACION

La determinación del daño de formación existente en un pozo y la extensión de su influencia, se hace median-

te el uso de la Ec. (III-8). Un ejemplo del uso de esta ecuación se da seguidamente usando los datos del ejemplo del capítulo IV.

Conociendo:

Rata de flujo, "Q_g" 135 BOPD.
 Máxima presión del yacimiento, "P_i" .. 1910 psig.
 Presión final de flujo, "P_{wf}" 350 psig.
 Pendiente "m" 375 psi/ciclo log.
 Tiempo total de flujo, "t" 65 min.

Luego:

$$\begin{aligned} \text{EDR} &= \frac{P_i - P_{wf}}{m (\log t + 4.4)} = \frac{1910 - 350}{375 (\log \frac{65}{60} + 4.4)} \\ &= \frac{1560}{375 (0.035 + 4.4)} = 0.946 \end{aligned}$$

Un ejemplo del cálculo de la relación de daño, DR, usando la Ec. (III-7), se da seguidamente:

$$\begin{aligned} \text{DR} &= \frac{P_i - P_{wf}}{m \left(\log \frac{Kt}{\phi \mu c v^2} - 3.23 \right)} \\ &= \frac{1910 - 350}{375 \left[\log \frac{(10.1) (65/60)}{(0.1) (1.5) (8.4 \times 10^{-6}) \left(\frac{4.5}{12} \right)^2} - 3.23 \right]} \\ &= \frac{1560}{375 (7.792 - 3.23)} = 0.926 \end{aligned}$$

El valor de la relación de daño estimado de 0.946, es bastante aproximada a la relación real de 0.926. La experiencia ha demostrado que este será el mismo caso en la mayoría de las pruebas. Solo en aquellos casos cuando se conozca los valores de las características de la formación y del fluido, y sea necesario un valor para una presentación formal, valdrá la pena hacer el cálculo con la Ec. (III-7). Como cuando la relación de daño (sea DR ó EDR) tiene un valor igual a la unidad, denota que no existe daño en la vecindad del pozo, entonces el ejemplo anterior muestra que no hay daño en la formación durante la prueba. La tasa de flujo indicada (136 BOPD), es la máxima producción que se puede esperar bajo las condiciones de la prueba. El siguiente es un ejemplo donde se indica la presencia del daño:

Rata de flujo, " Q_g " 38 BOPD
Máxima presión del yacimiento, " P_i " ..1788 psig.
Presión final de flujo, " P_{wf} " 188 psig.
Pendiente " m " 149 psi/ciclo log.
Tiempo total de flujo, " t " 120 min.

Luego:

$$\begin{aligned} \text{EDR} &= \frac{P_i - P_{wf}}{m (\log t + 4.4)} = \frac{1788 - 188}{149 (\log \frac{120}{60} + 4.4)} \\ &= \frac{1600}{149 (0.30 + 4.4)} \\ &= 2.29 \end{aligned}$$

$$Q_t = Q_g \times \text{EDR} = 38 \times 2.29 = 87 \text{ BOPD}$$

La diferencia entre 38 BOPD y 87 BOPD, pueden muy bien significar la diferencia entre un pozo comercial y otro no comercial. En otros tiempos cuando no se empleaba el análisis de los datos del DST, la tasa de flujo de 38 BOPD hubiera sido tomada como el máximo valor posible de obtener en ese pozo. Si este fuera bastante profundo, digamos 10,000 pies, no se consideraría comercial y sería abandonado; pero con un potencial de 87 BOPD, es probable que sería comercial.

Para el flujo de gases, la Ec. (III-8) se convierte en:

$$\text{EDR} = \frac{P_*^2 - P_{wf}^2}{M_g (\log t + 4.4)} \quad (\text{V-1})$$

Debe notarse que una baja tasa de producción es causada generalmente por una de estas tres causas: Baja permeabilidad, un fuerte daño en la vecindad del pozo, o una combinación de ambas. Una prueba de formación apropiada, generalmente proporcionará datos adecuados para calcular estas características. El conocimiento del área local ayudará a una evaluación más completa de la prueba de formación. Mediante la aplicación apropiada de una prueba completa sobre un amplio rango de un programa de exploración

y desarrollo, cualquier compañía puede tener un ahorro de dinero.

C.- CALCULO DEL RADIO DE INVESTIGACION

Cuando al graficar la curva de Horner no se detectan anomalías y no hay indicación de depletación, entonces se puede utilizar la Ec. (III-9), para hallar el radio de investigación.

$$r_{inv.} = \sqrt{0.00105 \frac{k t}{\phi c}}$$

En el caso del ejemplo:

$$k = 10.1 \text{ milidarcies}$$

$$t = 65 \text{ min.}$$

$$\phi = 10\% \text{ (valor supuesto, disponible generalmente en fuentes geológicas)}$$

$$A = 1.5 \text{ cp.}$$

$$c = 8.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Luego:

$$r_{inv} = \sqrt{\frac{0.00105 (10.1) (65/60)}{(0.1) (1.5) (8.4 \times 10^{-6})}}$$
$$= 96 \text{ pies}$$

D.- DETERMINACION DE LA DISTANCIA A UNA BARRERA

Cuando se detecta una anomalía, se puede estimar la distancia que está del pozo, mediante la aplicación de la Ec. (III-13).

Ejemplo: Usando la información del DST y los datos de presión dados en la Figura (V-2), tenemos:

$$Q = 1422 \text{ BOPD (45}^{\circ}\text{API a 60}^{\circ}\text{F)}$$

$$t = 120 \text{ min.}$$

$$\text{GOR} = 1500 \text{ pies}^3/\text{Bbl.}$$

$$m_1 = 54 \text{ psi/ciclo log.}$$

De la Ec. (II-5):

$$\frac{k h}{\mu B} = \frac{162.6 Q}{m} = \frac{162.6 (1422)}{54} = 4280 \frac{\text{md-pie}}{\text{cp.}}$$

Del apéndice "D": $\mu = 0.25 \text{ cp.}$

$$B = 1.81$$

$$c = 20.8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Del micro-log.: $h = 13 \text{ pies.}$

Del registro sínico: $\phi = 14\%$

Luego:

$$k = \frac{4280 \mu B}{h} = \frac{4280 (0.25)(1.81)}{13} = 150 \text{ md.}$$

De la intersección de pendientes de la Fig. (V-3):

| | | | |
|--|--------------------|------|----------------------|
| Estimated Damage Ratio | EDR | 4.23 | |
| Maximum Reservoir Pressure | P _o | 4223 | P.S.I.G. |
| Slope of Shut-in Curve | M | 54 | PSI/log cycle |
| Potentiometric Surface (Datum Plane, Sea Level) | PS | 2949 | ft. |
| Productivity Index | PI | 1.32 | Bbl./day/PSI |
| Radius of Investigation | | 138 | ft. |
| Effective Transmissibility | $\frac{Kh}{\mu B}$ | 4280 | $\frac{Md-ft.}{Cp.}$ |
| Flow Rate Oil | Q | 1422 | Bbl./day |
| Gas Oil Ratio | GOR | 1500 | CF/Bbl. |
| K (Effective to Oil) | | 150 | Md. |

| | |
|---|----------|
| Recorder No. | T-98 |
| Capacity (P.S.I.G.) | 7000 |
| Recorder Depth | 9421' |
| Pressure Gradient P.S.I./Ft. | |
| Well Temperature °F. | 157 |
| A Initial Hydrostatic Mud | 4575 |
| B Initial Shut-in | 4223 |
| C Initial Flow | 1637 |
| D Final Flow | 3143 |
| E Final Shut-in | * 4201 |
| F Final Hydrostatic Mud | 4555 |
| Remarks: | C-1 1312 |
| | C-2 1346 |
| | C-3 1251 |
| | C-4 2602 |
| NOTICE: The chart shown below is a hand drawn, duplication, used to facilitate mass reproduction. The actual DST technical report will have a copy (full size) of the original metal chart. | |

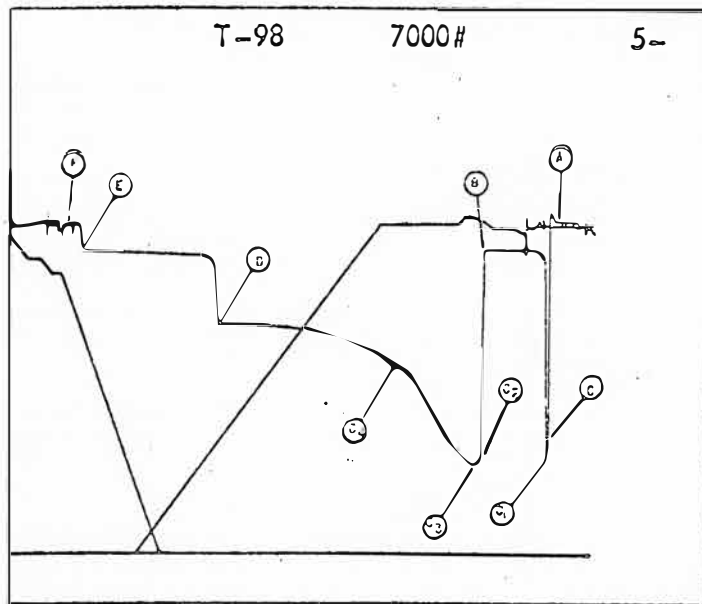


FIGURA (V-2)

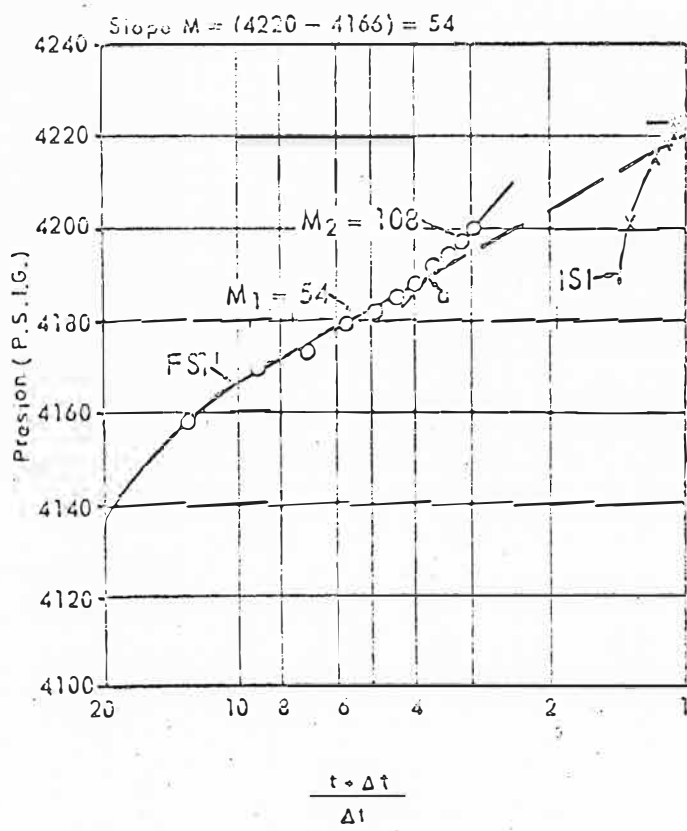


FIGURA (V-3)

$$\frac{t + \theta}{\theta} = 3.75$$

Usando la Ec. (III-13):

$$-E_i \left[- \frac{(0.14) (0.25) (20.8 \times 10^{-6}) d^2}{0.000264 (150) (2)} \right] = 2.303 \log 3.75$$

$$-E_i \left[- (9.204 \times 10^{-6}) d^2 \right] = 1.322$$

Luego de la curva exponencial, Fig. (V-4):

$$x = 0.176 = (9.204 \times 10^{-6}) d^2$$

$$d = (19122)^{1/2} = 138 \text{ pies.}$$

Este resultado sugiere la presencia de una barrera aproximadamente a 138 pies de distancia del pozo. Perforaciones subsecuentes de tres pozos en esta área, proporcionaron datos geológicos que muestran que la falla está aproximadamente a 175 pies al norte de este pozo.

No obstante la pequeña discrepancia que existe, estas ecuaciones del radio de investigación ofrecen otras informaciones importantes y muy útiles para una buena evaluación del área en exploración o en desarrollo. Sus usos son muchos y no se deben pasar por alto.

A continuación se exponen algunos otros ejemplos del análisis de los datos de un DST, mostrando paso a paso como se debe aplicar la teoría.

Ejemplo "A".- Este ejemplo muestra el tipo de a-

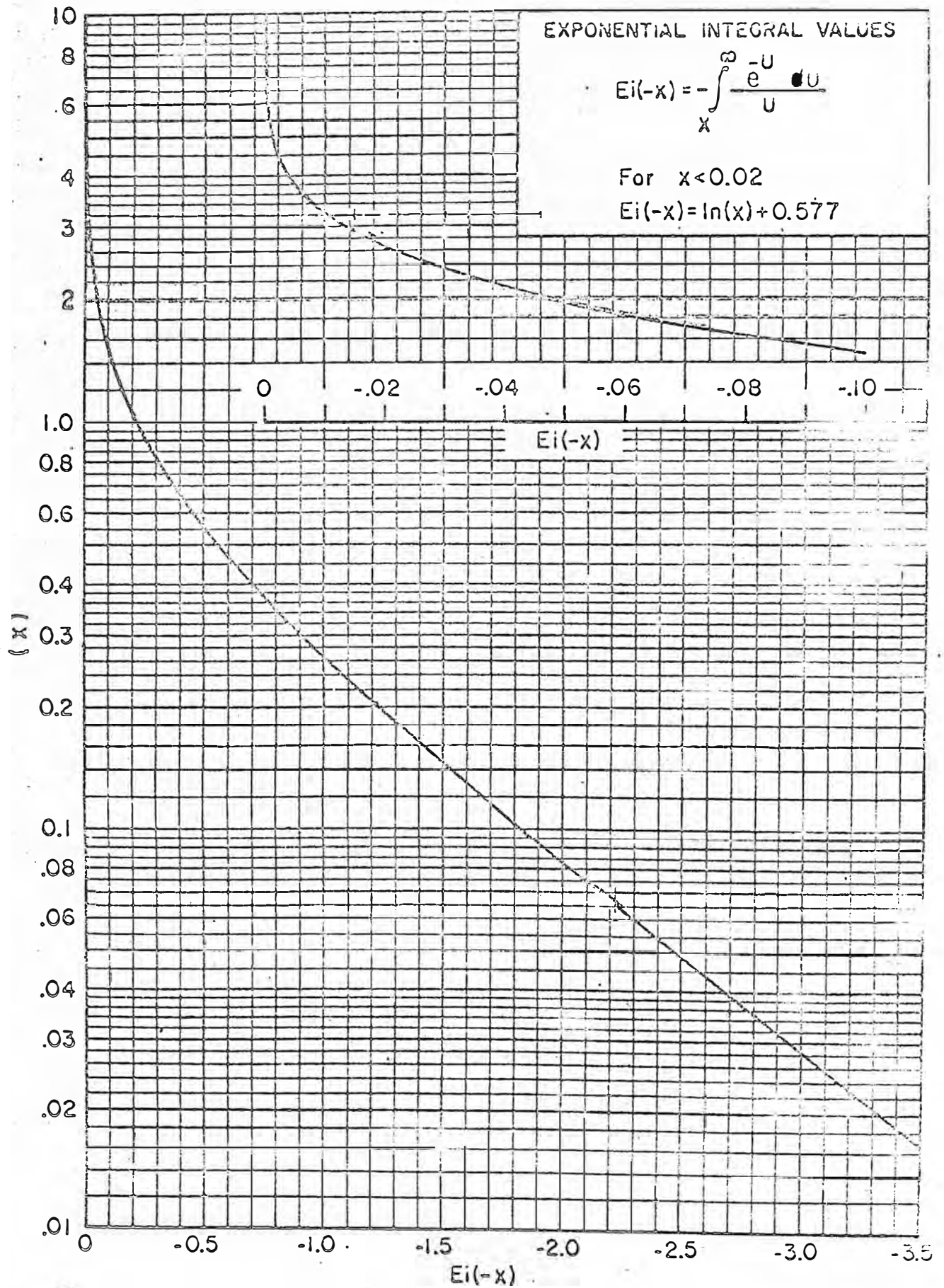


FIGURA (V-4)

nálisis desarrollado por Van Everdingen. La carta de presión del DST se muestra en la Fig. (V-5), y durante la prueba se obtuvo la siguiente información:

| | |
|--|--|
| Intervalo probado | 5000 a 5014 pies |
| Diámetro del pozo | 9 pulg. |
| Tubería de perforación | 4.1/2"OD, 16.6 Lb/gal. |
| Temperatura de superficie..... | 80 °F |
| Temperatura de fondo | 130 °F |
| Fluido recuperado | 450' de petróleo de 40°API+60' de lodo con corte de Gas. |
| Rata de flujo de gas | 244 MPCPD (G=0.81) |
| Presión hidrostática inicial y final.. | 3000 psig. |
| Presión de flujo inicial | 20 psig. |
| Presión de flujo final | 200 psig. |
| Tiempo de flujo | 30 min. |
| Tiempo de cierre | 33 min. |

Solución:

1.- Se chequea la precisión del registrador de presión. El peso del lodo multiplicado por la profundidad del pozo, debe dar la presión hidrostática indicada en la carta, IHP y FHP, las cuales deben ser iguales.

$$\frac{5000 \times 11.6 \times 7.48}{144} = 3010 \text{ psig.}$$

CARTA DST USADA PARA MOSTRAR
METODO DE ANALISIS DE
VAN EVERDINGEN

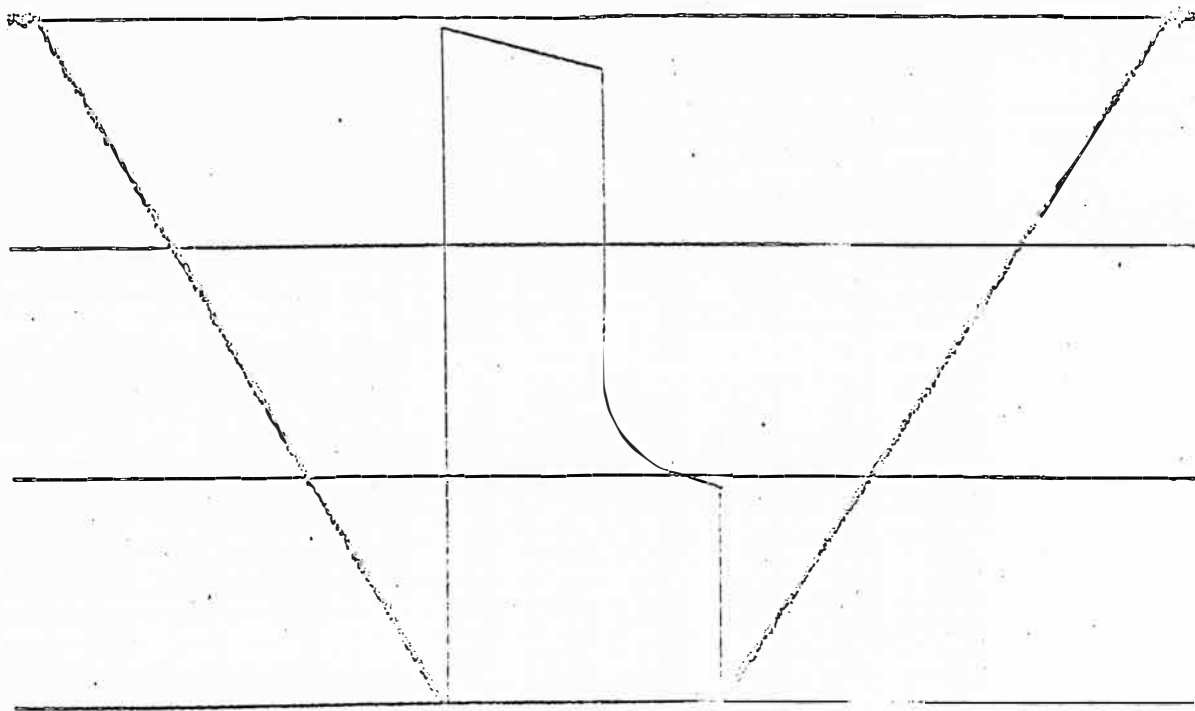


FIGURA (V - 5)

Esto concuerda satisfactoriamente con el valor medido de 3000 psig.

2.- Se determina gráficamente la presión del yacimiento y el valor de la pendiente "m". Para hacer esta determinación, se divide la curva de crecimiento de presión en 11 intervalos de 3 min. cada uno, leyéndose las presiones correspondientes a cada intervalo en la carta:

| Tiempo en min. | Presión, P_{ws} en psig. | $t + \Delta t$ min. | $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$ |
|----------------|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|
| 0 | 200 | 30 | ∞ |
| 3 | 1765 | 33 | 11.00 |
| 6 | 1890 | 36 | 6.00 |
| 9 | 1934 | 39 | 4.33 |
| 12 | 1957 | 42 | 3.50 |
| 15 | 1977 | 45 | 3.00 |
| 18 | 1990 | 48 | 2.67 |
| 21 | 2000 | 51 | 2.42 |
| 24 | 2011 | 54 | 2.25 |
| 27 | 2018 | 57 | 2.11 |
| 30 | 2024 | 60 | 2.00 |
| 33 | 2028 | 63 | 1.91 |

Con estos datos se grafica la presión vs. el logaritmo del tiempo adimensional $(t + \Delta t)/\Delta t$. Esta gráfica se

muestra en la Fig. (V-6). Extrapolando la porción de línea recta hasta la intersección de ésta con la línea de valor $(t + \Delta t)/\Delta t = 1$, se obtiene un punto cuyo valor es 2108 psig. que es el valor de la presión del yacimiento. La pendiente "m" de esta línea recta es de 278 psi/ciclo log.

3.- Se determina la rata de producción del fluido del yacimiento:

Vol. de petróleo recuperado

450' x 1/70.32 (Bbl/pie) 6.40 Bbls.

Vol. de lodo recuperado

60' x 1/70.32 (Bbl/pie) 0.85 Bbls.

Vol. total (STO) producidos por la forma-

ción en período de flujo de 30 min..... 7.25 Bbls.

Rata de producción de petróleo 348 BOPD.

4.- Determinación de las propiedades del fluido del yacimiento:

Relación gas-petróleo

244,000/348 702 pies³/Bbl.

De la carta de Standing adjunta en el apéndice "D", se obtiene un factor de volumen de formación "B" igual a 1.37 Bbls. de petróleo de formación por barril de superficie. Igualmente de la carta de Beal, la viscosidad del fluido de formación es de 0.68 cp.

GRAFICO DE LOS DATOS DE ASCENSO DE PRESION DE LA
PRUEBA DE DST USADA PARA MOSTRAR METODO
ANALISIS DE VAN EVERDINGEN

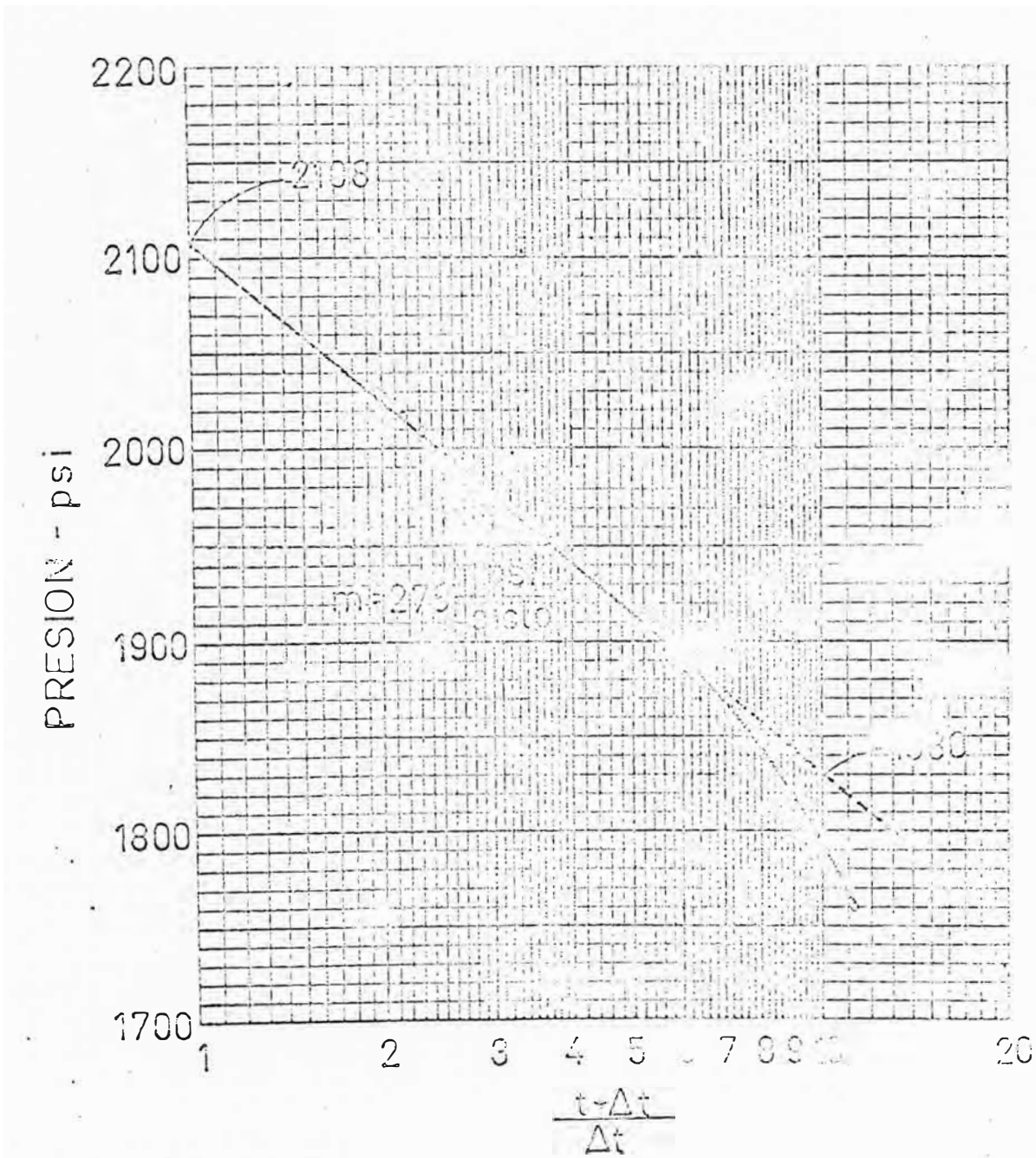


FIGURA (V - 6)

5.- Se determina la permeabilidad de la zona del yacimiento no dañada, "k".

$$k = \frac{162.6 Q \mu B}{m h}$$

$$k = \frac{162.6 (348) 0.68 (1.37)}{(278) (14)} = 13.5 \text{ md.}$$

Esta es la permeabilidad de la formación al petróleo, que puede ser considerablemente menor que la permeabilidad específica.

6.- Se estima la formación que ha sido dañada alrededor del pozo con la Ec. (III-2).

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - \bar{P}}{m} - \log \left(\frac{k t}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Para esta ecuación se necesitan los valores de la porosidad " ϕ " y la compresibilidad "c". La porosidad se obtiene de los datos del registro sísmico ($\phi = 0.20$); y la compresibilidad se estima que tiene un valor de 10^{-5} psi^{-1}

$$S = 1.151 \left[\frac{2108 - 200}{278} - \log \left(\frac{13.5 \times 0.5}{(0.20)(0.68)(10^{-5})(0.141)} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 2.55$$

Este valor de "s" indica un pequeño daño de la formación. El daño de formación también se puede expresar en el término de relación de daño DR, el cual es la relación

de producción teórica respecto a la actual. Esta puede ser determinada a partir del factor "s" en la siguiente ecuación:

$$DR = \frac{P_i - P_{wf}}{(P_i - P_{wf}) - m S} \quad (V-2)$$

$$= \frac{2108 - 200}{(2108 - 200) - 278 (2.55)} = 1.59$$

Este valor de relación de daño significa que la formación puede producir $1.59 \times 348 = 553$ Bbl. STO, para una permeabilidad relativa al petróleo a través de la arena productora de 15.5 md. A no ser que exista una buena razón para obtener un valor de DR menor que la unidad, (por ejemplo un trabajo de estimulación), este valor no es confiable. Usualmente esto es el resultado de tomar la parte errada de la curva de crecimiento de presión para trazar la línea rec

La relación de daño también puede obtenerse mediante la comparación del valor de la permeabilidad calculada con el valor de "m", con la permeabilidad calculada con la ecuación del índice de productividad, Ec. (II-17).

$$\bar{k} = \frac{SPI \ B \ \mu \ \log \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{3.073 \times 10^{-3}}$$

El radio de drenaje efectivo " r_e ", para un flujo

no estable en un yacimiento infinito se puede tomar como igual al radio de investigación " $r_{inv.}$ ", esto es:

$$r_e \approx \sqrt{0.00105 \frac{kt}{\phi \mu c}}$$

$$r_e \approx \sqrt{\frac{0.00105 (13.5) (0.5)}{(0.20) (0.68) (10^{-5})}}$$

$$r_e = 72.2 \text{ pies}$$

$$\bar{k} = \frac{348}{1908 \times 14} \times \frac{1.37 \times 0.68 \log (72.2 \times \frac{12}{4.5})}{3.073 \times 10^{-3}}$$

$$\bar{k} = 9.06 \text{ md.}$$

$$DR = 13.5/9.06 = 1.49$$

Un valor aproximado de la relación de daño se puede hallar en forma bastante simple con la ecuación semi-empírica de Dolan, Einarsen y Hill:

$$DR \approx 0.183 \frac{P_i - P_{wf}}{m} \quad (V-3)$$

$$DR \approx \frac{0.183 (1908)}{278} = 1.26$$

Esta ecuación se obtiene de las Ec. (II-17) y (II-5), si se toma " r_e/r_w " igual a 550. Como este es un término logarítmico, cambios moderados en el valor de la relación " r_e/r_w ", darán pequeños cambios en el valor de la rela-

ción de daño. El valor de DR de esta ecuación generalmente representa el límite inferior.

Ejemplo "B".- Este ejemplo muestra el método de Miller, Dyes y Hutchinson para analizar la curva de crecimiento de presión de un pozo productor de una arena drenada. En la Fig. (V-7) se muestra una gráfica en coordenadas cartesianas de la presión vs. el tiempo, cuyos datos se muestran en la tabla adjunta. Estos datos junto con otros acerca del pozo y la información del fluido, son necesarios para poder resolver el problema.

| Tiempo "t" en horas | Presión " P_{wf} " en psig. | Tiempo "t" en horas. | Presión " P_{wf} " en psig. |
|------------------------|----------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| 0 | 1000 | 16 | 2175 |
| 1 | 1800 | 18 | 2178 |
| 2 | 1920 | 20 | 2181 |
| 4 | 2056 | 22 | 2184 |
| 6 | 2125 | 24 | 2187 |
| 8 | 2152 | 26 | 2190 |
| 10 | 2160 | 28 | 2192 |
| 12 | 2166 | 30 | 2194 |
| 14 | 2170 | | |

Intervalo productivo..... 6000 a 6060 pies

Diámetro del hueco 8 pulg.

GRAFICO DE LOS DATOS DE ASCENSO DE PRESION LA

PRUEBA DE DST USADA PARA MOSTRAR EL METODO

DE ANALISIS DE MILLER DYES Y

HUTCHINSON

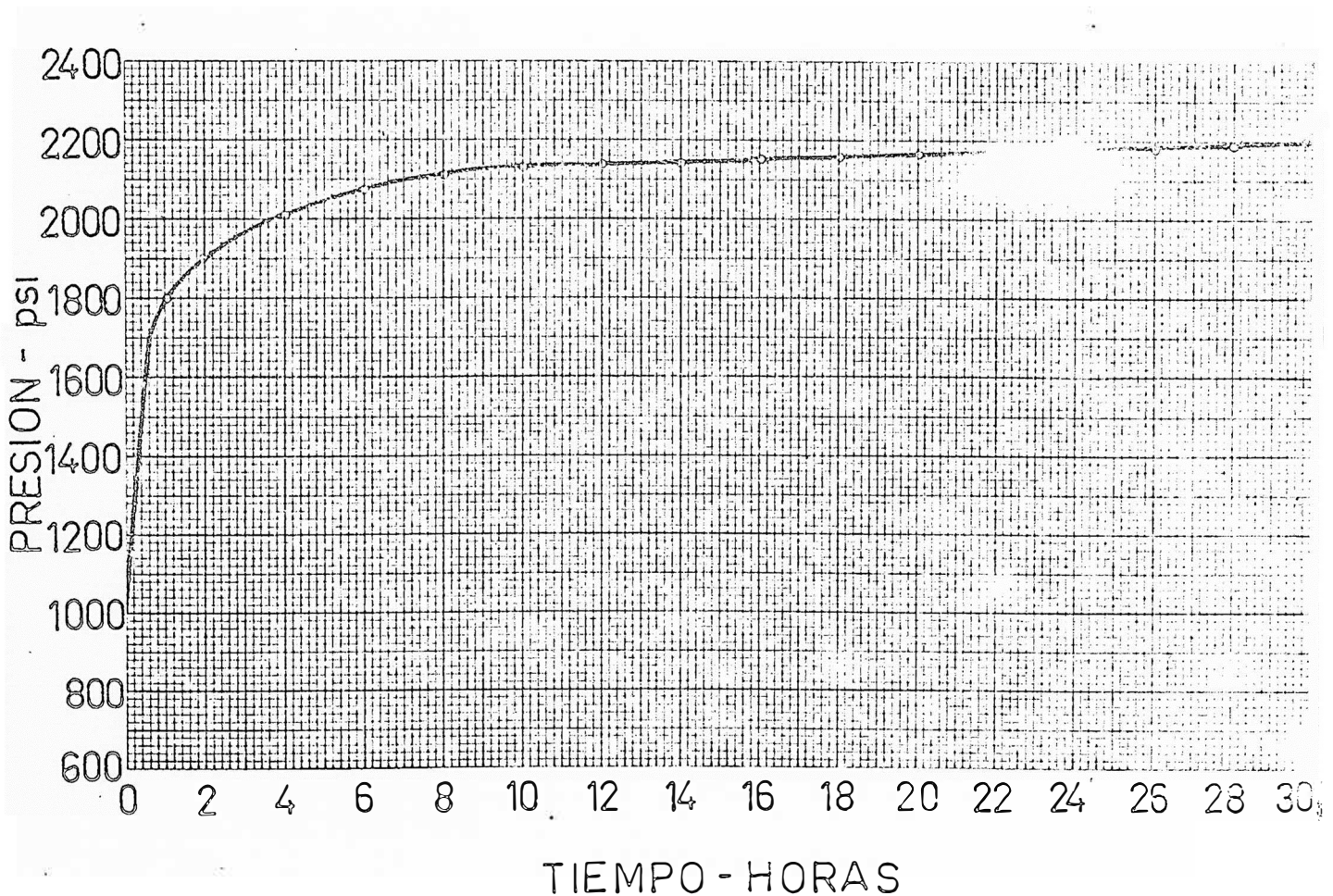


FIGURA (V - 7)

| | |
|---|-------------------------------------|
| Porosidad "Ø" (del análisis de testigos)... | 0.25 |
| Comprensibilidad del petróleo (del análisis de PVT)..... | $2 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ |
| Viscosidad del petróleo (del análisis PVT)..... | 2 cp. |
| Factor de volumen de formación | 1.32 Bbl/Bbl STO. |
| Temperatura de la formación | 170 °F |
| Producción estabilizada antes del cierre... | 255 BOPD |

Este pozo está en un campo desarrollado y esencialmente no hay afluencia de fluidos en el radio de drenaje. El pozo está localizado en un espaciamento de 40 acres, o sea a 1320 del pozo más cercano.

Solución:

1.- Determinación gráfica del factor "m", mediante el trazo de la curva de presión vs. log. del tiempo adimensional en un papel semi-log. como se muestra en la Fig. (V-8). La pendiente de la sección de línea recta de la curva es 73 psi/ciclo log.

2.- Determinación de la permeabilidad de la zona del yacimiento no dañada; de la Ec. (II-5):

$$k = \frac{162.6 Q M B}{m h}$$

$$= \frac{162.6 (255) (2) (1.32)}{73 \times 60} = 25 \text{ md.}$$

GRAFICA DE LOS DATOS DE LA FIGURA (V-7)
EN EL PAPEL SEMI-LOGARITMICO

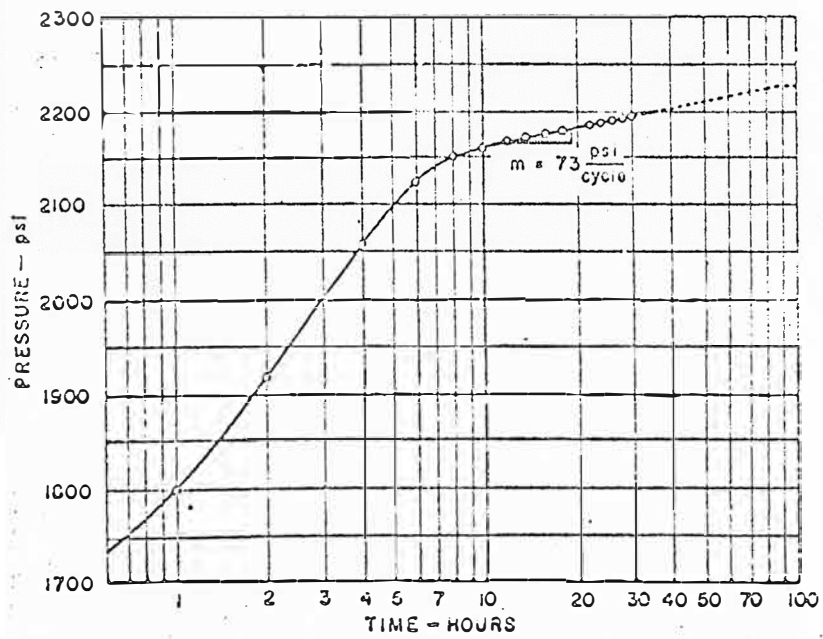


FIGURA (V-8)

3.- Cálculo del tiempo adimensional " t_{De} " de la ecuación:

$$t_{De} = \frac{0.000264 \ k \ t}{\phi \ M \ c \ r_e^2}$$

La permeabilidad "k" en esta ecuación tiene el valor calculado en el paso 2, (25 md), "t" es el tiempo al final del período de cierre (30 horas), y " r_e " es el radio de drenaje, o sea la mitad de la distancia entre pozos adyacentes. Para 40 acres de espaciamiento, el radio " r_e " es igual a 660 pies.

$$t_{De} = \frac{0.000264 \times 25 \times 30}{0.25 \times 2 \ (2 \times 10^{-5}) \times 4.35 \times 10^{-5}} = 0.0455$$

Este valor está dentro del rango de 10^{-2} y 10^{-1} , por eso se sabe que se ha seleccionado la parte apropiada de la curva de crecimiento de presión para trazar la línea recta.

4.- Se determina la presión adimensional " ΔP_D " de la Fig. (V-9) para el valor " t_{De} " hallado en el paso 3. Para el caso de no afluencia de fluidos desde el radio de drenaje, " ΔP_D " es 0.47.

5.- De la definición de " ΔP_D ", se determina la presión estática en el pozo.

CURVAS GENERALIZADAS DE LA TEORIA DESARROLLADA POR

MILLER DYES Y HUTCHINSON

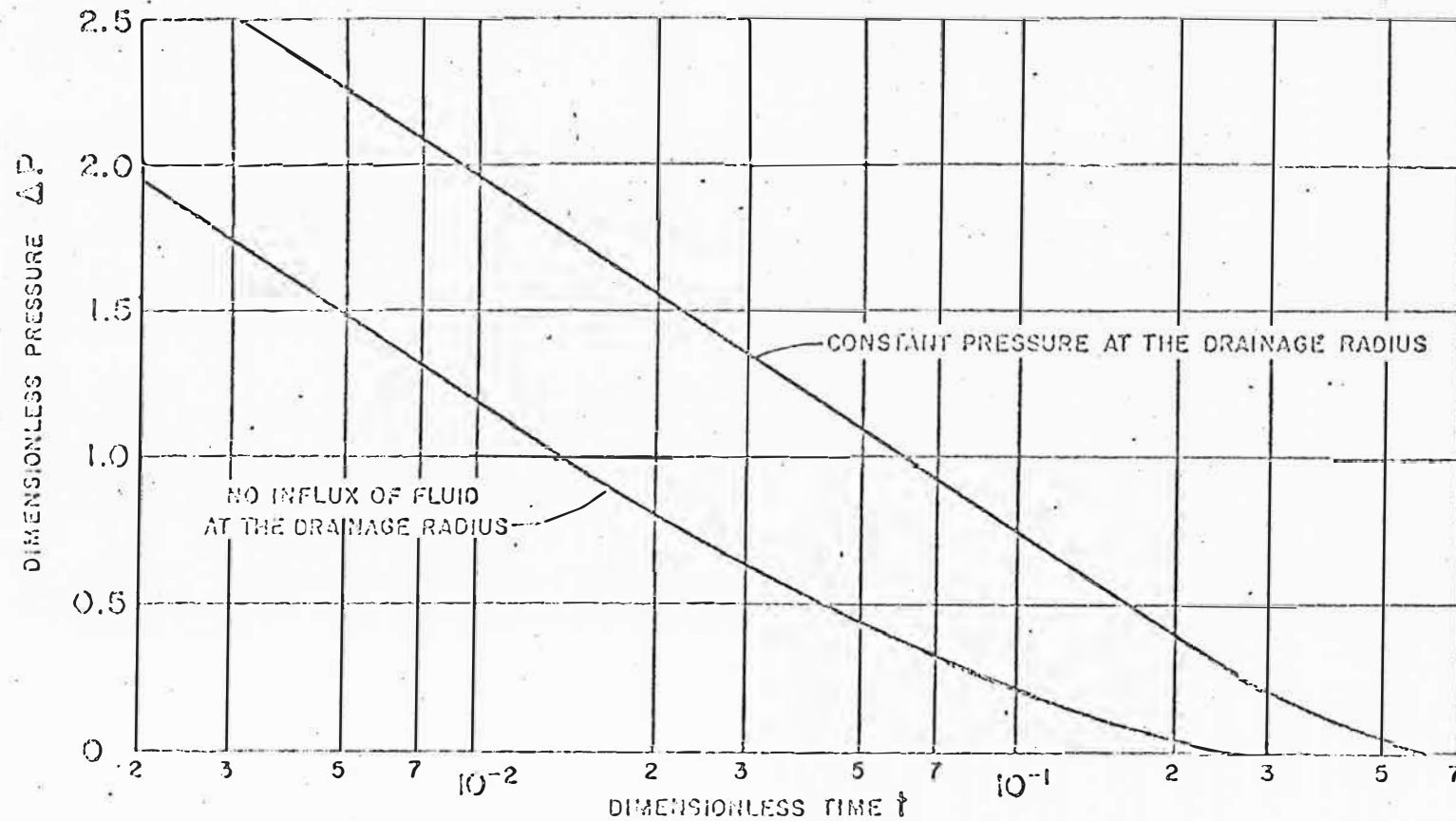


FIGURA (V - 9)

$$P_{ws} = P_{wt} + \Delta P_D \frac{m}{1.15} \dots\dots\dots (V-4)$$

$$= 2194 + 0.47 \frac{73}{1.15} = 2,224 \text{ psig.}$$

"P_{wt}" en esta expresión es la presión en el pozo correspondiente al tiempo usado en el cálculo de "t_{De}".

"P_{ws}" es la presión estática en el pozo. Para el caso donde se mantenga la presión constante en el radio de drenaje,

"P_{ws}" es la misma que "P_e". Para el caso cuando no hay afluencia de fluidos a través del radio de drenaje, la presión "P_{ws}" es ligeramente menor que la presión "P_e" que existe en el radio de drenaje durante el período de flujo. La diferencia entre ambos está dada por la ecuación:

$$P_e = P_{ws} + 0.25 \frac{m}{1.15} \dots\dots\dots (V-5)$$

6.- Estimación del daño de formación, comparando la permeabilidad calculada en el paso 2 con la permeabilidad calculada con la ecuación del índice de productividad específico.

$$\bar{k} = \frac{SPI \ B \ \log (r_e/r_w)}{3.073 \times 10^{-3}}$$

Si el radio de drenaje en esta ecuación se toma como la mitad del espaciamento del pozo, luego la presión "P_i" usada en el cálculo de SPI es igual a "P_e" en el caso

de que la presión sea constante, y es mayor que "P_e" en el caso de que no haya afluencia. Para el caso de no afluencia en el radio de drenaje, la presión "P_i" es igual a:

$$P_i = P_{ws} + 0.75 \frac{m}{1.15} \dots\dots\dots (V-6)$$

$$= 2224 + 0.75 \frac{73}{1.15}$$

$$= 2272 \text{ psig.}$$

y

$$\bar{k} = \frac{255}{1272 \times 60} \times \frac{2 (1.32) \log (660 \times^{12/4})}{3.073 \times 10^{-3}}$$

$$= 9.45 \text{ md.}$$

$$DR = \frac{25}{9.45} = 2.65$$

C A P I T U L O VI

RECOMENDACIONES PARA OBTENER OPTIMOS DATOS DE UNA PRUEBA DE DST

El concepto global de la evaluación de una prueba de formación se basa en el uso de buenos datos. Los valores calculados serán tan buenos como los datos usados en las varias ecuaciones efectuadas. Una de las razones más comunes por la que se hacen análisis erróneos, es la carencia de suficientes datos de la prueba. Los datos que más comunmente no se tienen son:

1.- Físicos: a) ¿Qué tipo de fluido se ha recuperado?, ¿Qué cantidad de fluido se ha recuperado?; b) ¿Qué tiempo tomó cada uno de los períodos de la prueba?, ¿Cuándo se cambió el diámetro del estrangulador?, ¿En qué momento llegó el colchón de agua a la superficie?, etc.

La respuesta a estas preguntas las deben tener aquellas personas que conducirán las operaciones de la prueba en el lugar, y deben reportarlas de manera que se puedan interpretar

2.- Presiones: Generalmente debido al tiempo insuficiente que se da al crecimiento de la presión, resulta una curva de crecimiento de presión incompleta (no estabilizada o nivelada). Si el tiempo de cierre no se mantiene lo

suficiente, entonces el crecimiento de la presión estará todavía influenciado por el "flujo posterior" o etapa de recompresión, y la curva de presión vs. log. del tiempo adimensional (Horner), será de poco uso.

El propósito de este capítulo es sugerir algunas reglas generales de uso práctico que ayudarán al operador a conducir la prueba en forma apropiada para así obtener buenos datos de las presiones.

En el planeamiento de cualquier prueba se deben tener en cuenta dos verdades fundamentales: Primero, que cada prueba es tan individual como la formación que se va a probar, y consecuentemente, cada prueba puede ser completamente diferente; Segundo, que la experiencia es el mejor maestro.

El concepto integral del análisis de presión se basa en leyes de las propiedades físicas, y sus relaciones y reacciones entre ellas. Cuando se tienen ciertas condiciones de la formación y del fluido, y se aplican ciertas fuerzas, éstas varias condiciones y fuerzas, reaccionan de una manera definida. La herramienta de prueba o instrumentos de registro, son apropiados para crear dichas fuerzas requeridas, midiendo y registrando las reacciones resultantes. Cuando se repiten las condiciones y fuerzas de manera similar, entonces se puede esperar resultados similares.

Así, cuando una formación que contiene un fluido dado, es probado bajo un conjunto de condiciones controlables, tendrá lugar una reacción predecible. Si las condiciones controlables resultan inadecuadas, entonces se deben hacer correcciones para que la próxima vez que se tengan las mismas condiciones de la formación y del fluido, se obtengan mejores resultados.

Si se ha tomado una prueba anterior en la misma formación, de una misma área general, se debe estudiar esta prueba inicial, para obtener indicios de como conducir la prueba propuesta. Debe notarse particularmente el tiempo de cierre y el crecimiento de la presión resultante. Si el tiempo de cierre ha sido suficiente para permitir que la presión alcance o se aproxime bastante a la presión estática; o en caso contrario dedicar más tiempo en el período de cierre. También debe tenerse en cuenta si hubo indicaciones de cavidades en el fondo del pozo, causando taponamientos o pérdidas por el asentamiento del obturador; si esto sucede, se debe dedicar más tiempo en limpiar el pozo y en acondicionar el lodo de perforación antes de tomar la prueba. Estos son tan sólo dos de las muchas y variadas interrogantes que se pueden hacer un operador y que debe resolver antes de tomar la prueba.

Si en el pasado no se ha tomado ninguna prueba de

la cual obtener información, mediante el estudio estadístico de muchas y variadas pruebas se han obtenido algunas reglas generales que se pueden seguir para obtener resultados satisfactorios.

A.- PERIODO INICIAL DE CIERRE

Un estudio de miles de pruebas dieron los siguientes resultados en el período de cierre inicial:

1.- En aquellos casos que el período de cierre permaneció durante 30 minutos, sólo el 50% alcanzaron la presión estática. Este 50% estaba comprendido casi exclusivamente de pruebas en formaciones de alta permeabilidad y de alta presión.

2.- En aquellos casos que permanecieron cerrados durante 45 minutos, el 75% de las veces alcanzaron la presión máxima. Este 75% de las pruebas fueron tomadas en formaciones de buena permeabilidad y presión.

3.- En los casos en que la prueba tuvo un período inicial de cierre de 60 minutos, el 92% alcanzó la presión estática; el 8% restante fue de pruebas que en su mayoría tenían tan baja permeabilidad y/o presión, que se hubiese requerido muchas horas, y estas formaciones generalmente no son comerciales.

La conclusión que se puede deducir de esto es:

"No teniendo otra información, es recomendable que el período de cierre inicial tenga una duración de 60 minutos" (Regla No. 5).

B.- PERIODO DE FLUJO

La duración del período de flujo es un tiempo arbitrario que depende del tipo de información deseada, de la política de la Compañía y de los resultados de la prueba en la superficie. Como el propósito general del período de flujo es inducir el flujo de los fluidos de la formación hacia la herramienta de evaluación, en cantidad suficiente para recuperar una muestra representativa, por experiencia se tiene que basta una hora para alcanzar los resultados deseados, pero la política de las compañías puede variar esto. Una prueba que alcanza el fluido hasta la superficie, puede sugerir que el período de flujo sea mayor para hacer mediciones de la rata de flujo, relación gas=petróleo, etc. Las condiciones locales, tales como: pruebas de zonas de pérdida de circulación, pueden indicar la necesidad de mayor duración del período de flujo.

Cuando el soplo a la superficie se extingue, generalmente es una indicación del hecho de que ha cesado la entrada de fluidos a la herramienta, y si no hay entrada de fluidos, entonces nada indica el mantener abierta la herra-

mienta

"Cuando no hay soplo a la superficie, se debe cerrar la herramienta para empezar el período de crecimiento de la presión" (Regla No. 6).

A no ser que sea un requerimiento de la compañía y/o que las condiciones locales o específicas de la prueba indiquen otra cosa, es sugerible una o dos horas como tiempo suficiente para obtener una muestra adecuada de los fluidos del yacimiento. Debe tenerse en cuenta que cuanto mayor sea el tiempo que la herramienta esté abierta (con ingreso de fluidos), mayor será el radio de investigación.

.- PERIODO DE CIERRE FINAL

Como se mencionó anteriormente, las características de la formación y del fluido determinan las reacciones de la formación cuando se aplican las fuerzas exteriores durante una prueba. Este fenómeno se refleja particularmente en la curva de crecimiento de presión del período final de cierre. En cuanto a lo concerniente a la evaluación de una formación, ésta es la parte más importante de DST. Las reacciones de la formación y del fluido durante el período de flujo se reflejan directamente en el crecimiento de la presión del período de cierre final. Por esta razón el tiempo de cierre final se debe basar en las reacciones del flujo

dentro de la herramienta y en la duración en que este tipo de reacción tiene lugar (período de flujo). Generalizando:

1.- Cuando existen buenas características de flujo, indicadas por el flujo de fluidos de la formación hasta la superficie, (durante el tiempo arbitrario de flujo) en cantidad medible, se obtendrán suficientes datos del crecimiento de la presión, durante un tiempo de cierre igual a la mitad del tiempo de flujo. Sin tener en cuenta la reacción de flujo, el tiempo de cierre final nunca debe ser menor de 30 minutos.

"Cuando se observa flujo de fluidos hasta la superficie, en cantidades medibles, el período de cierre final debe tener por lo menos una duración igual a la mitad del tiempo de flujo" $FSI = \frac{1}{2} FT.$ (Regla No. 7).

En formaciones de alta permeabilidad (250 md. o más) y de alta presión (2500 psi o más), se puede usar menos tiempo como así lo indique la experiencia, pero nunca debe ser menor de $\frac{1}{4}$ del tiempo de flujo. En pozos de evaluación es recomendable observar la regla No. 7.

2.- Cuando las características de flujo son regulares, indicadas por un fuerte soplo (pero sin que el fluido de la formación llegue a la superficie) durante el período arbitrario de flujo, para alcanzar buenos datos del crecimiento de presión será suficiente un tiempo de cierre fi-

nal igual al período de flujo, pero nunca debe ser menor de 45 minutos.

"Cuando existe soplo, pero sin fluir a la superficie, la duración de período de cierre final debe ser por lo menos igual al período de flujo" (Regla No. 8).

3.- Cuando se tienen bajas características de flujo, indicadas por un soplo débil durante el período de flujo, generalmente se requiere un tiempo de cierre mínimo que sea igual al doble del tiempo del período de flujo.

"Cuando el soplo es débil, el período de cierre final debe ser igual al doble del tiempo de flujo" (Regla No. 9).

Por experiencia se sugiere que si con un tiempo de cierre (dos horas o más) tan grande como el doble del tiempo de flujo, no se alcanza a estabilizar la presión (porción de línea recta en la curva Horner), entonces la probabilidad de tener una producción comercial de dicho pozo es extremadamente remota, sin tomar en cuenta el tipo de recuperación.

El uso de las reglas anteriores pueden aplicarse a una prueba individual de la manera como se sugiere en los párrafos siguientes:

La formación del pozo y el conocimiento de las condiciones del hueco, generalmente pueden ayudar a estable

cer el tiempo máximo, (en horas) disponible para los propósitos de la prueba. De este tiempo total, se debe calcular el tiempo que toma en bajar y subir la herramienta en el pozo. El tiempo restante es el disponible para tomar la prueba en sí. Este tiempo debe ser dividido en tres períodos (no necesariamente iguales), que corresponden a las etapas de cierre inicial, flujo y cierre final. Asumiendo que no hay experiencias anteriores, tal como cuando se va a tomar una prueba en un pozo exploratorio, entonces los tres períodos se deben utilizar de la siguiente manera.

Para el cierre inicial:

1.- Si se dispone de más de 3 horas para tomar la prueba, se deben usar por lo menos 60 minutos si es posible, y nunca menos de 45 minutos.

2.- Si se dispone de 3 horas o menos, debe usarse 45 minutos si es posible, pero nunca menos de 30 min.

3.- Nunca debe tomarse menos de 30 minutos en el período de cierre inicial, a no ser que por experiencias locales se indique otra cosa.

Habiendo determinado la duración total de la prueba en el fondo del pozo y habiendo asignado un tiempo definido al período de cierre inicial, el tiempo restante se puede dedicar a los períodos de flujo y cierre final. Al comienzo de la prueba, es una medida de seguridad, asumir

que será una prueba normal con indicaciones de características de flujo normal y un período de cierre también normal. Por eso el tiempo restante se divide en dos períodos iguales, para el flujo y para el cierre final, con la intención de alterar esta relación en base a las indicaciones que se obtengan de las reacciones en la superficie.

Una vez que se tiene las reacciones en la superficie y habiendo determinado el tiempo definitivo para este período de flujo, se hace el siguiente raciocinio:

1.- Si el soplo permanece fuerte durante el período de flujo, se debe dar al período de cierre un tiempo igual al período de flujo, esto es, como se planeó originalmente.

2.- Si el soplo es débil y decae durante el tiempo de flujo, se debe cerrar la herramienta inmediatamente después de que haya cesado el soplo y se debe dar al período de cierre final un tiempo igual al doble del período de flujo.

3.- Si el soplo es extremadamente fuerte y el fluido de la formación fluye a la superficie durante el período de flujo, el tiempo se puede destinar prioritariamente en observar el flujo de fluidos de la formación hacia la superficie; pero se debe dar al período de cierre final un tiempo igual a por lo menos la mitad del tiempo de flujo.

4.- A no ser que las condiciones locales prueben otra cosa, el tiempo de cierre final no debe ser nunca menor de 30 minutos, sin tomar en cuenta el tiempo de flujo o de recuperación.

La aplicación de estas reglas se ilustran en los siguientes ejemplos:

Ejemplo I.- Dado un pozo exploratorio donde no se tiene una historia local previa y que las condiciones del hueco y del lodo permiten 12 horas de prueba, y que los viajes y el armado de la herramienta toma 7 horas, dejando sólo 5 horas para tomar la prueba en sí.

a) Se asigna 1 hora para el período de cierre inicial. Esto deja 4 horas para los períodos de flujo y de cierre final.

b) Al final del período de cierre inicial de 1 hora, se abre la herramienta con fuerte soplo a la superficie, y se destinan dos horas para el período de flujo y las dos horas restantes para el período de cierre final.

c) Sin embargo, al final de una hora y $\frac{1}{4}$ o 75 minutos, el soplo cesa mostrando que la formación se igualiza y se neutraliza, indicando que tiene bajo potencial.

d) Se cierra la herramienta para comenzar el período de cierre final con una duración igual al doble del período de flujo, esto es dos horas y media.

Total de tiempo de la prueba: $1 + 1\frac{1}{4} + 2\frac{1}{2} = 4\frac{3}{4}$ horas.

Ejemplo II.- Se repite el caso anterior hasta el paso b.

c) Al final de 1 hora, empieza a salir gas a la superficie del hueco. Esto permite limpiar y medir la rata de flujo durante $\frac{1}{4}$ hora.

Total de tiempo de flujo: $1\frac{1}{4}$ horas.

d) Se cierra la herramienta por un tiempo igual a la mitad del tiempo de flujo ó $\frac{3}{4}$ de hora.

Total de tiempo de la prueba: $1 + 1\frac{1}{2} + \frac{3}{4} = 3\frac{1}{4}$ horas.

Ejemplo III.- Dado una prueba para chequear la producción de un pozo, habiendo mostrado una prueba anterior en el mismo pozo, que 30 minutos no es suficiente para el período de cierre inicial, y los directivos de la compañía sólo permiten que la prueba en el fondo dure 3 horas.

a) Se asignen 45 minutos para el período de cierre inicial. Esto deja sólo $2\frac{1}{2}$ horas para los períodos de flujo y de cierre final.

b) La herramienta se abre con fuerte soplo y se asignen 65 minutos para el período de flujo y 70 min. para el de cierre final.

c) Al final de los 65 minutos, el flujo todavía tiene fuerte soplo y se cierra por 70 min. para tomar el crecimiento de la presión.

Tiempo total de la prueba: $45 + 65 + 70 = 180$ min. (3 horas)

De ninguna manera se debe considerar estas reglas como rígidas. Ellas sólo se sugieren como una guía para obtener mejores datos. El uso de una buena práctica de pruebas y el conocimiento de los resultados deseados deben ser siempre los factores controlantes. Cuando no hay estos factores, estas reglas generales para calcular el tiempo de duración de cada período, han probado una y otra vez ser una excelente guía para la mayoría de las situaciones de las pruebas. Siguiendo dichas reglas se conducirá la prueba de manera tal que los datos resultantes serán suficiente para hacer un buen análisis de la presión.

C A P I T U L O V I I

CONCLUSIONES

Una prueba de evaluación de DST puede proporcionar una considerable cantidad de información concerniente a un horizonte geológico particular, generalmente a un tiempo tan reciente como para poder predecir sobre la vida económica y el potencial del pozo recién perforado.

Si la prueba del DST se conduce apropiadamente, se pueden obtener los siguientes datos:

1.- El contenido de fluidos del horizonte particular bajo prueba, y un índice de la tasa de flujo de este fluido bajo las condiciones regulables del pozo.

2.- La presión máxima o estática del yacimiento en el momento de la prueba.

3.- La permeabilidad efectiva promedio, por medio de los cálculos de la transmisibilidad, de la formación al fluido producido por el yacimiento.

4.- La detección y el efecto neto del daño de la formación.

5.- La detección de barreras, cambios de fase de fluidos (gas o líquido), cambios de permeabilidad, etc., si estos fenómenos se producen dentro del radio de investigación o influencia de la prueba de DST, y el cálculo de la

distancia aproximada de la anomalía a la boca del pozo.

Estos parámetros pueden ser calculados de los datos del DST, si este es conducido de manera apropiada. La observación de las reglas dadas, ayudarán a llevar a cabo la prueba de DST de manera apropiada.

Los cálculos son bastantes simples como para hacerlos sólo con los materiales básicos manuales y que los resultados sean bastante exactos. Sin embargo, se debe tener en cuenta de que ninguna herramienta de evaluación es completa de por sí, y todos los datos que se obtengan se deben analizar e interpretar individualmente. La interpretación de los datos puede variar de un operador a otro.

A P E N D I C E "A"

DEDUCCION DE LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD

La descripción matemática del flujo de un fluido en un medio poroso, se puede obtener mediante el uso de los siguientes principios físicos:

- Ley de Conservación de Masas
- Ley de Darcy
- Ecuación de Estado.

La ley de conservación de la masa (Ec. de continuidad), establece simplemente que una cantidad física (masa), es conservada en un sistema:

| | | | | | | |
|----------------------------|---|----------------------------|---|--|---|---|
| Entrada de masa al sistema | - | Salida de masa del sistema | + | Entrada neta de masa por fuentes y sumideros | = | Incremento de masa en el sistema en estudio |
|----------------------------|---|----------------------------|---|--|---|---|

Esto se traduce en la ecuación:

$$\frac{\partial (\rho u A)}{\partial r} = \phi A \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (A-1)$$

$$A = 2\pi r h$$

La ley de Darcy, expresa que la rata de flujo volumétrico por unidad de área seccional, en cualquier punto de un sistema poroso de uniforme, es proporcional al gra-

diente del potencial en la dirección del flujo en ese punto. La ley es válida para flujo laminar a bajos números de Reynolds.

$$u = - \frac{K \rho}{\mu} \nabla \bar{\phi}; \quad \bar{\phi} = \int_{p_0}^p \frac{dp}{\rho} + g z$$

Para el flujo radial (despreciando la gravedad), la ley de Darcy es:

$$u_r = - \frac{K r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (A-2)$$

Las ecuaciones de estado, especifican la dependencia entre la densidad " ρ ", la presión " p ", y la temperatura " T ":

$$\rho = \rho_i e^{c(p-p_i)} \quad (A-3)$$

Derivando la expresión (A-1), y teniendo en cuenta la Ec. (A-2) y (A-3), se obtiene la siguiente expresión:

$$\rho \left(\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \right) \cdot 2 \pi h + 2 \pi r h \rho \left(\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) +$$

$$2 \pi r h \left(\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} \right) \left(\rho c \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \emptyset 2 \pi r h \rho c \frac{\partial p}{\partial t}$$

Multiplicando toda la expresión por $(\frac{\mu}{2\pi r h k})$, la expresión anterior se simplifica a:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = \frac{\phi \mu c}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t}$$

En la última expresión, el término $c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2$ es muy pequeño, luego la ecuación de difusividad para el sistema radial puede ser expresada como:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{II-1})$$

Las soluciones a esta Ec., constituyen el fundamento de las técnicas de análisis de flujo a través de una formación y de la restauración de presión de las mismas.

A P E N D I C E "B"

SOLUCION PARA EL FLUJO RADIAL DE UN FLUIDO DE COMPRESIBILIDAD REDUCIDA Y CONSTANTE EN EL CASO DE UN YACIMIENTO INFINITO Y RATEO CONSTANTE

De la Ec. de difusividad:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (B-1)$$

Condiciones inicial y límites:

(1) $p = p_i$ @ $t = 0$, para todo "r"

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

(3) $p \Rightarrow p_i$ cuando $\Rightarrow r = \infty$, para todo "t"

Para desarrollar la solución, primero reemplazamos la segunda condición límite por la expresión:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q \mu}{2 \pi k h} , \text{ para } t > 0$$

Esta condición límite es una aproximación de la condición límite original.

Para la solución, es fundamental el uso de la transformación de Boltzmann:

$$y = \frac{\varnothing \mu c r^2}{4 k t} \quad (\text{B-2})$$

Sustituyendo la Ec. (B-2) en la Ec. (B-1), e incluyendo las condiciones límites, tenemos la expresión:

$$y \frac{d^2 p}{d y^2} + \frac{d p}{d y} (1 + y) = 0 \quad (\text{B-3})$$

Cuyas condiciones son:

$$(1) \quad p \Rightarrow p_i \quad \text{cuando} \quad y \Rightarrow \infty$$

$$(2) \quad \lim_{y \rightarrow 0} \left(2 y \frac{d p}{d y} \right) = \frac{q \mu}{2 \pi h k}$$

Para resolver la Ec. (B-3), se reemplaza $\frac{d p}{d y}$ por p' , luego:

$$y \frac{d p'}{d y} + (1 + y) p' = 0 \quad (\text{B-4})$$

Separando variables e integrando:

$$\text{Ln. } p' = - \text{Ln } y - y + c$$

ó

$$p' = \frac{d p}{d y} = \frac{c_1}{y} e^{-y} \quad (\text{B-5})$$

siendo c y c_1 , constantes de integración.

De la condición límite (2),

$$\lim_{y \rightarrow 0} \left(2y \frac{d p}{d y} \right) = \frac{q \mu}{2\pi k h}$$

Comparando esta expresión con la Ec. (B-5),

$$\lim_{y \rightarrow 0} \left(2y \frac{d p}{d y} \right) = \frac{q \mu}{2\pi k h} = \lim_{y \rightarrow 0} \left(2 c_1 e^{-y} \right)$$

$$c_1 = \frac{q \mu}{4\pi k h} \quad (\text{B-6})$$

La Ec. (B-5) se convierte entonces en:

$$\frac{d p}{d y} = \frac{q \mu}{4\pi k h} \cdot \frac{e^{-y}}{y}$$

Esta expresión se puede integrar en:

$$p = \frac{q \mu}{4\pi k h} \int_{\infty}^y \frac{e^{-y}}{y} d y + c_2 \quad (\text{B-7})$$

El límite inferior de la integral (B-7), puede asignarse arbitrariamente. Escogiendo $y = \infty$:

$$p = \frac{q \mu}{4\pi k h} \int_{\infty}^y \frac{e^{-y}}{y} d y + c_2$$

$$p = - \frac{q \mu}{4\pi k h} \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} d y + c_2$$

Esta última ecuación dese puede escribir como:

$$p = \frac{q \mu}{4 \pi k h} E_i (-y) + c_2 \quad (B-8)$$

Si aplicamos la condición límite (1), tenemos que:

$$c_2 = p_i$$

Finalmente obtenemos:

$$p_i - p(r, t) = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[E_i \left(- \frac{\phi \mu c r^2}{4 k t} \right) \right] \quad (B-9)$$

donde:

$$- E_i (-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

$$x < 0.01$$

$$- E_i (-x) \approx - \ln (\gamma x) = \ln \left(\frac{1}{x} \right) - 0.5772$$

El símbolo γ es la constante de Euler y es igual a 1.78.

$$\text{Así, para } \frac{4 k t}{\phi \mu c r^2} > 100:$$

$$p(r, t) = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{\gamma \phi c \mu r^2}{4 k t} \right) \quad (B-10)$$

La expresión de la presión en el pozo ($r=r_w$), es:

$$p_{wf} = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{\gamma \phi c \mu r_w^2}{4 k t} \right) \quad (B-11)$$

Van Everdingen ha definido el factor de daño como una constante "s" relacionada con la caída de presión en la costre (Skin), y la rata de flujo adimensional:

$$\Delta p_s = s \left(\frac{q \mu}{2 \pi k h} \right) \quad (B-12)$$

Introduciendo esta expresión en la Ec. (B-11),

$$p_i - p_{wf} = - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{\gamma \phi c \mu r_w^2}{4 k t} \right) + \Delta p_s$$

$$p_{wf} = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[\ln \left(\frac{\gamma \phi c \mu r_w^2}{4 k t} \right) + 2 s \right] \quad (II-2)$$

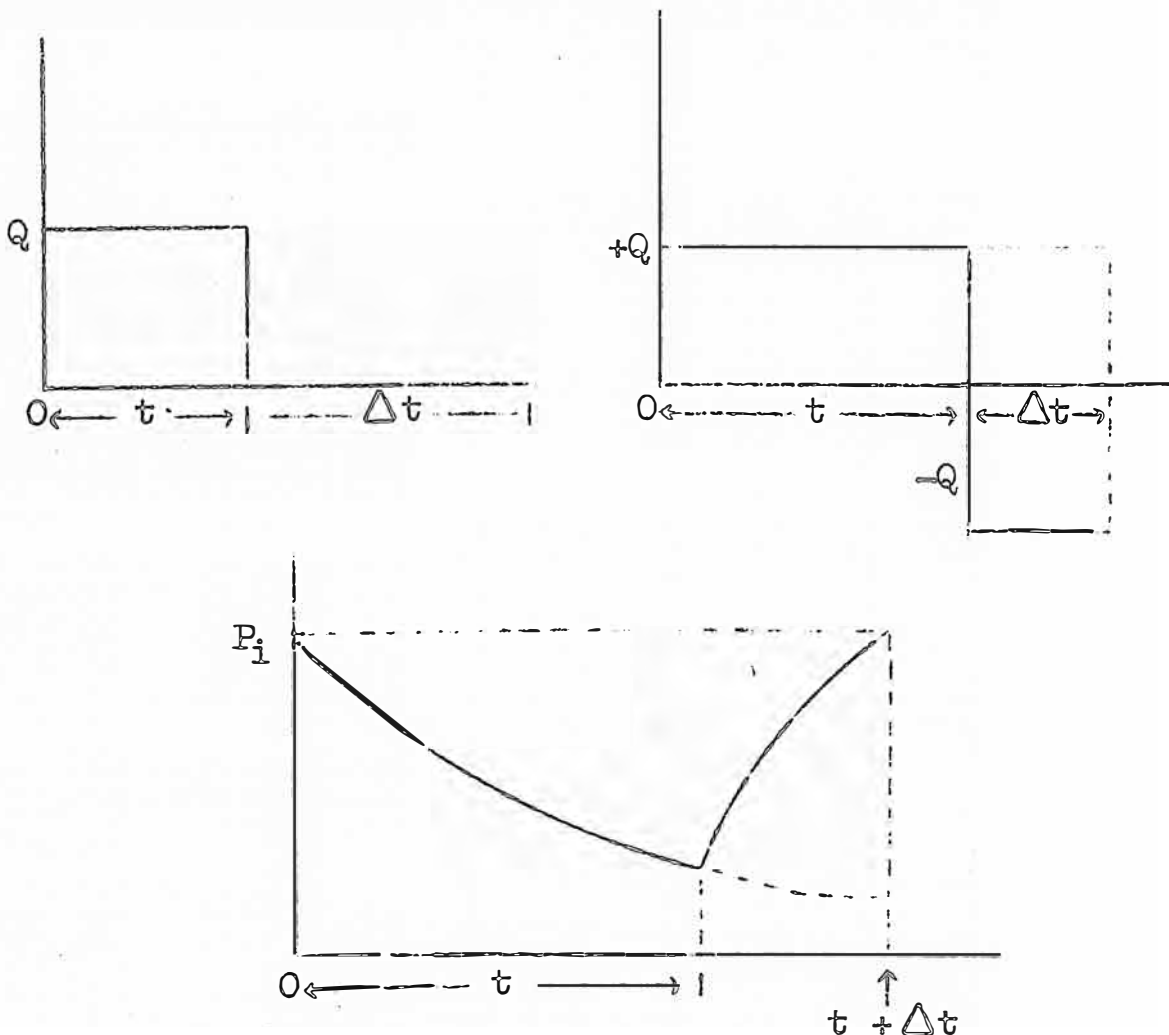
A P E N D I C E "C"

PRINCIPIO DE SUPERPOSICION

Si el pozo se cierra por un tiempo " Δt ", luego de producir por un tiempo " t ", se obtiene la caída de presión al tiempo " Δt ".

$$p_i - p_{ws} = (\text{caída de presión causada por "Q" @ "t + \Delta t"} \\ \text{caída de presión causada por "-Q" por un tiempo "\Delta t"}).$$

siendo " P_{ws} " la presión al tiempo " Δt ".



$$\Delta p @ (t + \Delta t) = - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{\gamma \phi \mu c r_w^2}{4k (t + \Delta t)} \right)$$

$$\Delta p @ \Delta t = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{\gamma \phi \mu c r_w^2}{4k \Delta t} \right)$$

Sumando estos dos efectos, tenemos:

$$p_i - p_{ws} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[\ln \frac{D}{\Delta t} - \ln \frac{D}{(t + \Delta t)} \right]$$

siendo

$$D = \frac{\gamma \phi \mu c r_w^2}{4k}$$

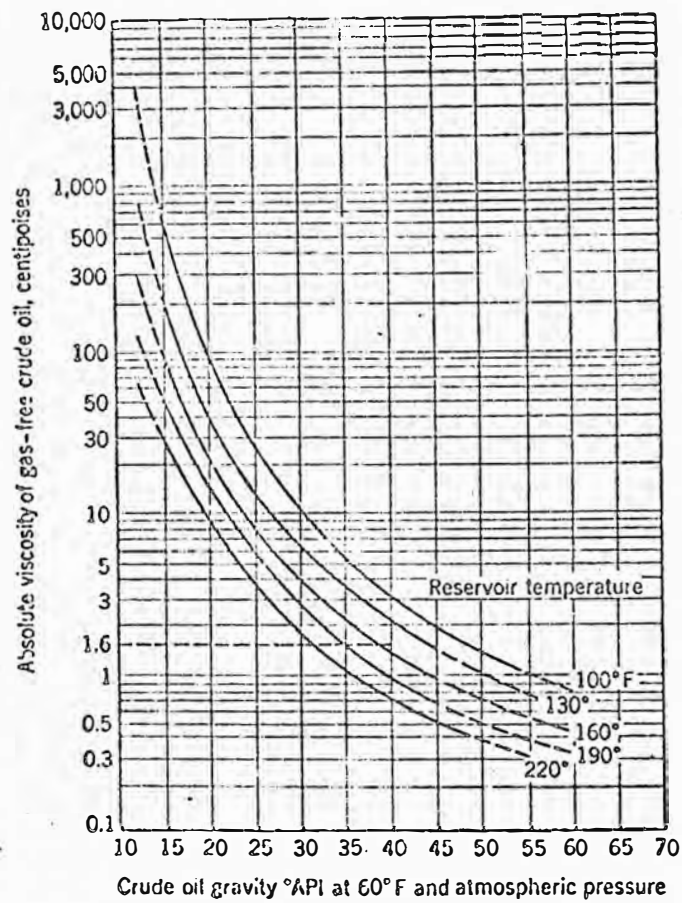
simplificando:

$$p_i - p_{ws} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

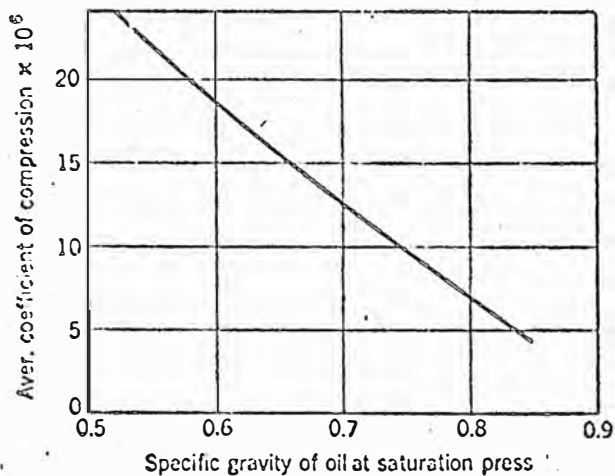
II-3

CARTAS USADAS EN EL ANALISIS DEL CRECIMIENTO DE

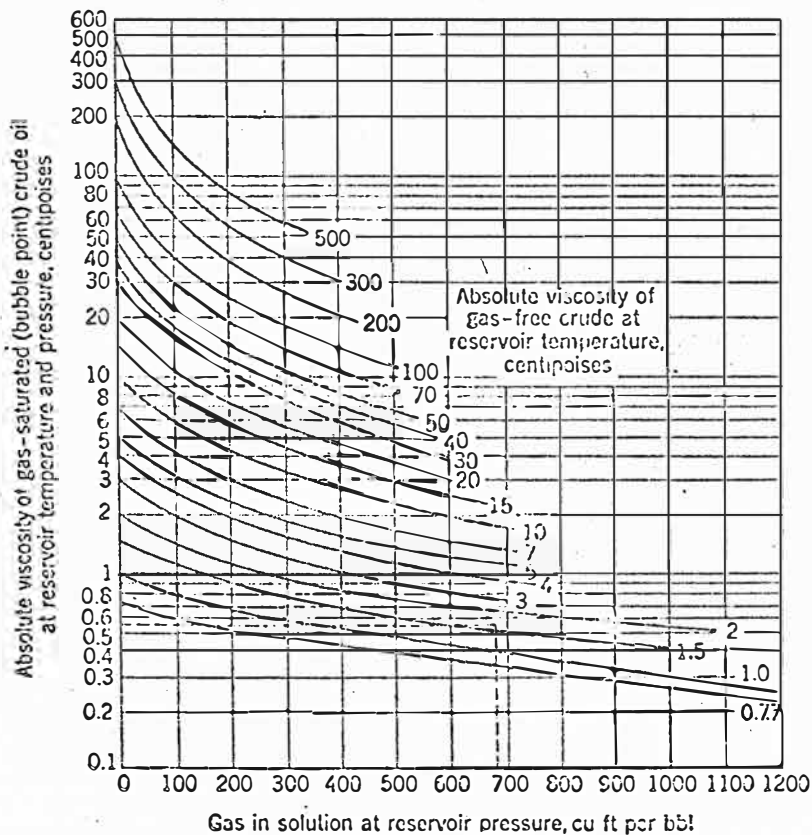
LA PRESION



Viscosity of crude oil at one atmosphere pressure. (After Beal, courtesy of the AIME.)



Average coefficient of compression as a function of oil gravity at the saturation pressure. (Reproduced by permission from John C. Calhoun, Jr., *Fundamentals of Reservoir Engineering*, revised edition. Copyright 1953 by University of Oklahoma Press.)



Viscosity of crude oil at reservoir conditions. (After Beal, courtesy of the AIME.)

PROPERTIES OF NATURAL HYDROCARBON MIXTURES OF GAS AND LIQUID

FORMATION VOLUME OF BUBBLE POINT LIQUIDS

EXAMPLE

REQUIRED:

Formation volume at 200°F of a bubble point liquid having a gas-oil ratio of 350 CFB, a gas gravity of 0.75, and a tank oil gravity of 30°API.

PROCEDURE:

Starting at the left side of the chart, moved horizontally along the 350 CFB to a gas gravity of 0.75. From this point drop vertically to the 30°API line. Proceed horizontally from the tank oil gravity scale to the 200°F line. The required formation volume is found to be barrel per barrel of tank oil.

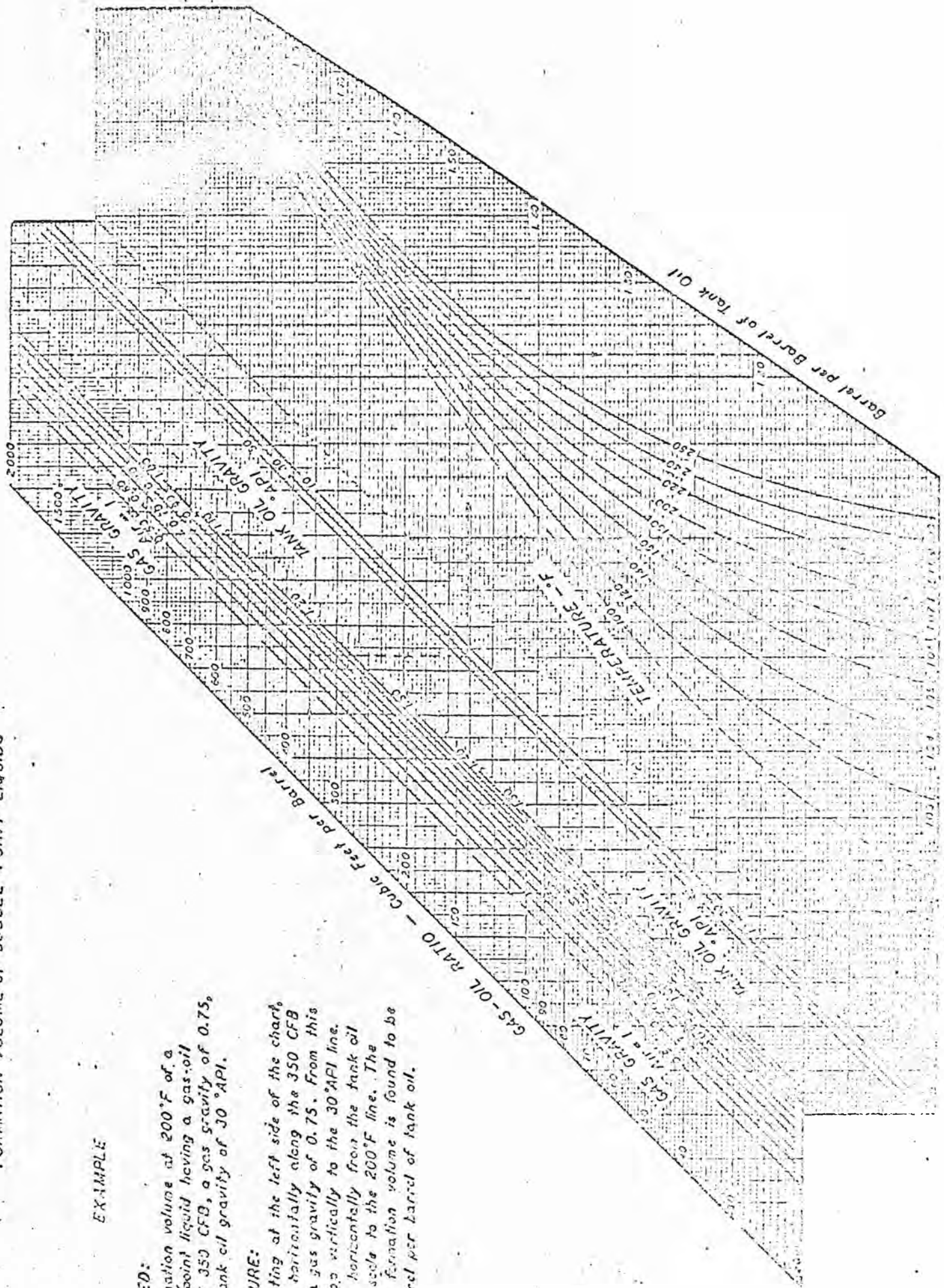


FIGURE 11 VOLUME OF BUBBLE POINT LIQUID

NOMENCLATURA

- A = Área de drenaje de un pozo, pies³.
= Factor de volumen de formación.
- B_g = Factor de volumen de formación del gas.
- c = Comprensibilidad, psi⁻¹.
- CF = Factor de completación.
= Distancia del pozo a la barrera, pies.
- DF = Factor de daño.
- DR = Relación de daño.
- EDR = Estimado de la relación de daño.
- FSI = Cierre final.
- FHP = Presión hidrostática final, psi.
= Espesor de la formación, pies.
- ISI = Cierre inicial.
- IHP = Presión hidrostática inicial, psi.
- k = Permeabilidad de la formación, md.
- k = Permeabilidad promedio, md.
- m = Valor absoluto de la pendiente de la porción lineal de la curva de crecimiento de presión, psi/ciclo log.
- p_e = Presión en el límite externo, de radio "r_e", psi.
- p_i = Presión inicial del yacimiento, psi.
- p_{wf} = Presión fluyente del fondo del pozo, psi.
- p_{ws} = Presión estática del pozo después del cierre, psi.

- = Presión del pozo tomada al tiempo usado en el cálculo de " t_{De} ", psi.
- p^* = Presión obtenida cuando la porción lineal de la curva de crecimiento de presión, es extrapolada a $(t + \Delta t)/\Delta t = 1$, psi.
- = Presión obtenida cuando la porción lineal de la curva de crecimiento de presión es extrapolada a $(t + \Delta t)/\Delta t = 10$, psi.
- p = Presión promedio, psi.
- Δp_D = Caída de presión, adimensional.
- Δp_s = Caída de presión en la región "Skin" cerca al hueco del pozo, psi.
- Q = Rate de producción del pozo, Bbl/día a condiciones de la superficie.
- = Rate de producción actual, Bbl/día.
- Q_t = Rate de producción teórica, Bbl/día.
- r_e = Radio del límite externo de yacimiento, pies.
- $r_{inv.}$ = Radio de investigación de la prueba, pies.
- r_w = Radio del hueco del pozo, pies.
- R_s = Solubilidad del gas en el petróleo, bbl/bbl.
- s = Factor skin, adimensional.
- t = Tiempo de flujo, horas.
- t_{De} = Tiempo adimensional del flujo basado en r_e , (ver nota al final).

- Δt = Tiempo de cierre, horas.
- T = Temperatura absoluta, $^{\circ}R$.
- T_{sc} = Temperatura absoluta a condiciones estándar, $^{\circ}R$.
- u = Rata volumétrica de flujo por unidad de área seccional.
- V_o = Volumen de petróleo, bbl.
- = Factor de desviación del gas (factor de compresibilidad, $z = \frac{pV}{nRT}$)
- γ = Constante de Euler, $\gamma = 1.78$; $\ln \gamma = 0.5772$.
- μ = Viscosidad, cp.
- ρ = Densidad, gm/cc.
- ϕ = Porosidad, fracción.
- θ = Tiempo de cierre, correspondiente a la intersección de las dos líneas rectas de la curva de crecimiento de la presión, horas.
- $\partial (x)$ = Diferencial.
- $d(x)$ = Derivada.
- log. = Logaritmo base 10.
- Ln = Logaritmo neperiano.
- $\nabla (x)$ = Operador diferencial Nabla.

Nota: Cantidades adimensionales.

El tiempo adimensional en el sistema Darciniano en $t_D = kt/\phi \mu cr^2$. La cantidad "r" puede ser escogida entre "r_e" ó "r_w". En un caso obtenemos "t_{De}" y en el otro obte-

nomos " t_{Dw} ". Para las unidades prácticas de campo usadas en este trabajo (m̄, hr, cp, pies, psi), " t_{De} " se convierte en 0.000264 kt/μc. La constante 0.00105 usada en la Ec. (III-9) es 4 (0.000264).

En unidades Darcinianas la tasa de flujo usualmente se escribe como $qμ/4πkh$, que tiene las unidades de la atmósfera. En unidades de campo esta cantidad es 70.6 $QμB/kh$, que tiene las unidades de psi. También:

$$\frac{70.6 Q \mu B}{k h} = \ln t = \frac{162.6 Q \mu B}{k h} \log t$$

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Al-Hussainy, R. and Ramey, H.J., Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", J. Pet. Tech. (Mayo, 1966) 637-642.
- 2.- Al-Hussainy, R.; Ramey, H.J., Jr. and Crawford, P.B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media", J. Pet. Tech. (Mayo, 1966) 624-636.
- 3.- Ammann, Charles B.: "Case Histories of Analyses of Characteristics of Reservoir Rock from Drill-Stem Tests", J. Pet. Tech. (Mayo, 1960) 27-36.
- 4.- Arps, J.J.: "How Well Completion Damage Can be Determined Graphically". World Oil (1955) 140, No. 5, 225.
- 5.- Dolan, John P.; Einarsen, Charles A. and Hill, Gilman A.: "Special Applications of Drill-Stem Test Pressure Data", Trans., AIME (1957). 210, 318-324.
- 6.- Gray, K.E.: "How to Plot Pressure Build-Up Curves", World Oil (Feb. 1962).
- 7.- Hawkins, M.F., Jr.: "A Note on the Skin Effect", Trans., AIME (1956) 207, 356-357.
Horner, D.R.: "Pressure Build-Up in Wells", Proc, Third World Pet. Cong., E.J. Brill, Leinden (1951) II, 503.
- 9.- Hurst, W.: "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow Into a Wellbore", Pet. Eng. (Oct., 1953) 25, B-6.
- 10.- Jones, F.O. and Neil, J.D.: "The Effect of Clay Blocking and Low Permeability on Formation Testing" AIME paper No. 1515-G, Denver, Oct. 2-5, 1960.
- 11.- Maier, L.F.: "Recent Developments in the Interpretation and Application of DST Data", J. Pet. Tech. (Nov., 1962) 1213-1222.

- 12.- Matthews, C.S.: "Analysis of Pressure Build-Up and Flow Test Data", J. Pet. Tech. (Sept., 1961) 852-870.
- 13.- Matthews, C.S., and Russell, D.G.: "Pressure Build-Up and Flow Tests in Wells" AIME Monograph Volume 1, Henry L. Doherty Series.
- 14.- 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., AIME (1950) 189, 91-104.
- 15.- Moore, T.V., Schilthuis, R.J. and Hurst, W.: "The Determination of Permeability from Field Data", Proc., API Bull. 211 (1933)4.
- 16.- Nisle, R.G.: "The Effect of Partial Penetration on Pressure Build-Up in Oil Wells", Trans., AIME (1958) 213, 85-90.
- 17.- Van Everdingen, A.F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well", Trans., AIME (1953) 198, 171-176.
- 18.- Van Poolen, H.K. and Bateman, S.J.: "Application of DST to Hydrodynamic Studies", World Oil, (July, 1958).
- 19.- Van Poolen, H.K.: "Damage Ratio Determined by Drill-Stem Test Data", World Oil, (Nov., 1957).