

52
Zej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
Facultad de Ingeniería

" TEORIA Y ANALISIS DE PRUEBAS DE FORMACION "

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

IZA ARACELI VAZQUEZ REYES

DIR. M. I. RAUL LEON VENTURA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



México, D. F. Julio de 1989



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

| | PAGINA |
|-------------------------------------------------------------------------|--------|
| RESUMEN | |
| 1. INTRODUCCION | 1 |
| II. LAS PRUEBAS DE FORMACION EN POZOS PETROLEROS | 5 |
| II.1. DEFINICIONES | 5 |
| II.2. DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA | 16 |
| II.3. REGISTRO DE PRESION DE UNA PRUEBA DE FORMACION | 23 |
| III. EL MULTIPROBADOR DE FORMACIONES | 41 |
| III.1. DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA | 41 |
| III.2. OPERACION DE LA HERRAMIENTA | 46 |
| III.3. DESCRIPCION DEL REGISTRO DE PRESIONES | 58 |
| III.4. ANALISIS DE LOS PERFILES DE PRESION | 60 |
| III.5. ANALISIS DE LA PRESION HIDROSTATICA | 62 |
| III.6. ANALISIS DEL PERFIL DE PRESION DEL YACIMIENTO | 66 |
| IV. ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE FORMACION | 75 |
| IV.1. TEORIA SOBRE LAS PRUEBAS DE INCREMENTO Y DECREMENTO DE PRESION | 75 |
| IV.1.1. Ecuaciones basicas y Suposi- ciones | 79 |

| | |
|-----------------------------------------------|-----|
| IV.2. ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE INCREMENTO | |
| DE PRESION | 86 |
| IV.2.1. Metodo de Horner | 86 |
| IV.2.2. Metodo de Miller-Dyes-Hutchinson | 93 |
| IV.3. APLICACION DE LA TEORIA DE INCREMENTO | |
| DE PRESION EN EL ANALISIS DE DATOS DE | |
| LAS PRUEBAS DE FORMACION | 95 |
| IV.4. TEORIA Y ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE DE- | |
| CREMENTO DE PRESION | 99 |
| IV.5. ANALISIS DE DATOS DE PRUEBAS DE FORMA- | |
| CION UTILIZANDO CURVAS TIPO | 103 |
| V. EJEMPLO DE APLICACION | 114 |
| VI. CONCLUSIONES | 133 |
| NOMENCLATURA | 133 |
| REFERENCIAS | 139 |

R E S U M E N

El presente trabajo trata de explicar en forma breve la teoría y el análisis de las pruebas de formación y su utilidad en la Ingeniería de Yacimientos.

El Capítulo I proporciona un panorama general sobre las pruebas de formación y la importancia que estas tienen en el conocimiento a priori del comportamiento del flujo de fluidos en

el yacimiento, así como en la decisión del tipo de terminación que más convenga hacer en el pozo.

El Capítulo II muestra la herramienta de prueba, describiendo los principales dispositivos de que consta, se describe la forma en que debe llevarse a cabo la prueba, las precauciones que se deben tomar, la forma en que se obtiene la información y como se realiza el análisis cualitativo de los datos, presentando algunos ejemplos de pruebas fallidas y su posible corrección. Además de definir algunas de las características del yacimiento que se obtiene con este tipo de pruebas.

El Capítulo III habla del multiprobador de formaciones, que es hoy en día la herramienta más sofisticada para llevar a cabo las pruebas de formación. Se describe la herramienta, su funcionamiento, su utilidad y la interpretación de los datos.

El Capítulo IV presenta las bases teóricas para el análisis cuantitativo de la información obtenida durante una prueba de formación, y en el Capítulo V se ilustra la aplicación de los métodos de análisis de datos de incremento y decremento de presión obtenidos en las pruebas de formación, a través de algunos ejemplos de aplicación.

Finalmente se dan conclusiones y recomendaciones que son importantes para el uso de las pruebas de formación en la caracterización de los yacimientos productores de hidrocarburos.

CAPÍTULO I

INTRODUCCION

La función principal del Ingeniero Petrolero es la de conocer en forma precisa las características del yacimiento para poder así determinar las condiciones óptimas de terminación y explotación del mismo. Bajo esta premisa existen diferentes formas de conocer y evaluar las características mas representativas de un yacimiento.

Una manera eficaz y económica de conocer los parámetros del comportamiento de los fluidos en un yacimiento y algunas otras características que influyen en la alta o baja productividad de una formación, es haciendo una prueba directa en el pozo ya sea en agujero descubierto o adomado, la cual se conoce como Prueba de Formación y que permite evaluar si el yacimiento es o no económicamente productivo, evitando con ello gastos innecesarios.

Por medio de el análisis de núcleos en el laboratorio y la interpretación de registros geofísicos es posible obtener información de las características de las diferentes formaciones que son atravesadas por el pozo, así como de los fluidos contenidos en ellas, no siendo posible conocer el comportamiento del flujo de fluidos dentro de la formación. Para ello es necesario recurrir a métodos tales como el análisis de las curvas del índice de productividad, método de flujo multifásico, comportamiento de yacimientos, etc.

Todos éstos métodos son aplicables cuando ya se tiene en producción el pozo, esto es, se cuenta con información del yacimiento; sin embargo, para tener un conocimiento a priori de la productividad de un yacimiento, de la capacidad de flujo, permeabilidad efectiva de la formación y tener una idea del potencial del pozo se cuenta con las Pruebas de Formación.

Una Prueba de Formación es una de las herramientas con que

cuenta actualmente el Ingeniero Petrolero para estudiar y evaluar una formación antes de ser terminado el pozo.

Con los datos registrados de la prueba se puede obtener información acerca de la presión del yacimiento, gasto de producción, transmisibilidad, capacidad de flujo, permeabilidad efectiva de la formación, factor de daño y el radio aproximado de investigación.

El procedimiento de operación para realizar la prueba es sumamente sencillo tomando en cuenta que se deberá tener un conocimiento exacto y preciso del manejo y funcionamiento de la herramienta, así como efectuarla con extremo cuidado ya que está considerada como una de las mas peligrosas de las operaciones realizadas con tubería de perforación. Los datos de la prueba se presentan en gráficas y registros de presión para su posterior análisis.

Los resultados son comparados con los obtenidos por algún otro método, con la finalidad de obtener valores de mayor confiabilidad en los parámetros del yacimiento.

El objetivo de este trabajo es tratar de explicar en forma breve qué son las pruebas de formación, en qué consisten, cómo se realizan y su utilidad.

Se describe además, la herramienta conocida como Multiprobador

de Formaciones <RFT>, que es actualmente la herramienta mas sofisticada que se tiene para llevar a cabo las pruebas de formación.

Para lograr dicho objetivo se presentan los conceptos fisico-matemáticos que son la base para desarrollar los métodos de análisis de las pruebas de incremento y decremento de presión, y la aplicación de éstas en el análisis de la información obtenida durante las pruebas de formación efectuadas en los pozos petroleros.

CAPITULO II

LAS PRUEBAS DE FORMACION EN POZOS PETROLEROS

II.1. DEFINICIONES

El método de diagnóstico más empleado para la evaluación de una formación es la prueba con tubería de perforación, comúnmente llamada prueba de formación.

Una prueba de formación simula una terminación temporal del pozo, diseñada para muestrear fluidos de la formación, establecer las posibilidades de producción comercial y proporcionar un indicativo de las características cualitativas y cuantitativas de la formación.

Con este tipo de pruebas es posible determinar de una manera analítica, partiendo de las cartas de registro de presión de la prueba, algunas características de la formación, tales como: la presión estática del yacimiento, la permeabilidad efectiva del intervalo probado, el índice de productividad del pozo, factor de daño, así como también es posible en algunas ocasiones, determinar límites de yacimiento tales como fallas, barreras impermeables, acuñamientos, etc.

Una interpretación cualitativa de la prueba puede hacerse al término de la misma; sin embargo, para realizar una buena interpretación cuantitativa se requiere de la carta de registros de presión.

La información de mayor importancia obtenida de una prueba de formación es la cantidad y composición de los fluidos recuperados, siendo ésta la base de decisión de la terminación del pozo.

Para poder tener una idea clara de la utilidad de las pruebas de formación, se describen a continuación algunos parámetros físicos de la formación que son obtenidos por medio de ellas y que son de suma importancia en el estudio del comportamiento del yacimiento.

Permeabilidad de la Formación

Es una medida de la facilidad con que el fluido pasa a través de una roca porosa, bajo condiciones de flujo no turbulento, siendo función del grado de interconexión entre los poros. La unidad de medida es el darcy, pudiéndose escribir la ecuación de Darcy para flujo viscoso a través de una roca de permeabilidad constante k de la siguiente manera:

$$q = - \frac{k}{4} A \frac{dp}{d} \quad (11.1)$$

Como se sabe, en un yacimiento se encuentran confinados diferentes tipos de fluidos, teniendo cada uno de ellos propiedades y características que les impiden o favorecen el movimiento dentro de éste, por lo que se define como permeabilidad efectiva a un fluido particular (k_f), a la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100 % ; como se puede observar, estos valores dependen

únicamente de los valores de saturación para cada fluido.

Los factores de k_o , k_g y k_w representan respectivamente, las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, debiéndose recalcar tres conceptos importantes con relación a las curvas de permeabilidad en un sistema agua-aceite:

- 1.- El factor k_o disminuye rápidamente al incrementarse la S_w a partir de cero. De igual manera k_w disminuye bruscamente cuando la S_w decrece a partir de la unidad. Esto es, una pequeña S_w reducirá notablemente la facilidad con que el aceite fluye a través de la roca y viceversa.
- 2.- El factor k_o baja a cero mientras se mantenga una saturación considerable de aceite en el núcleo - punto C de la figura II.1 - en otras palabras, abajo de cierta saturación mínima, no se moverá el aceite en el núcleo, esta saturación mínima se llama saturación de aceite residual (S_{or}) o saturación crítica de aceite (S_{oc}); lo mismo ocurre para el agua, con una saturación residual (S_{wr}) o una saturación crítica de (S_{wc}) agua - punto cero de la figura II.1.
- 3.- Los valores de k_o y k_w pueden variar desde cero hasta

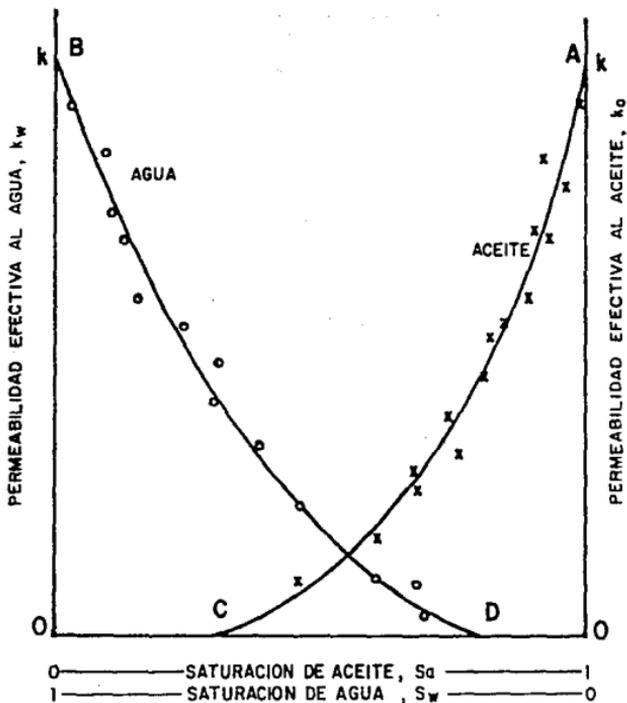


FIG.II.1.- CURVAS TÍPICAS DE PERMEABILIDAD EFECTIVA (SISTEMA AGUA-ACEITE).

el valor de la permeabilidad absoluta k , con excepción de la k_g , que puede valer mas que la permeabilidad absoluta, cuando la muestra está saturada al 100 % de gas. En los puntos A y B de la figura II.1 se muestran estos valores.

Indice de Productividad

Se define como la relación que existe entre el gasto de producción de un pozo y su abatimiento de presión. Representa la cantidad de fluido neto que se obtiene del pozo por unidad de caída de presión, esto es, al aumentar la caída de presión se incrementa el gasto de producción y viceversa:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (11.2)$$

Este indice de productividad es variable dependiendo de las características del yacimiento, para conocerlo se cuenta con las curvas IP e IPR.

El IP se considera constante para un yacimiento bajosaturado, entonces:

$$q = J (P_{ws} - P_{wf}) \quad (11.3)$$

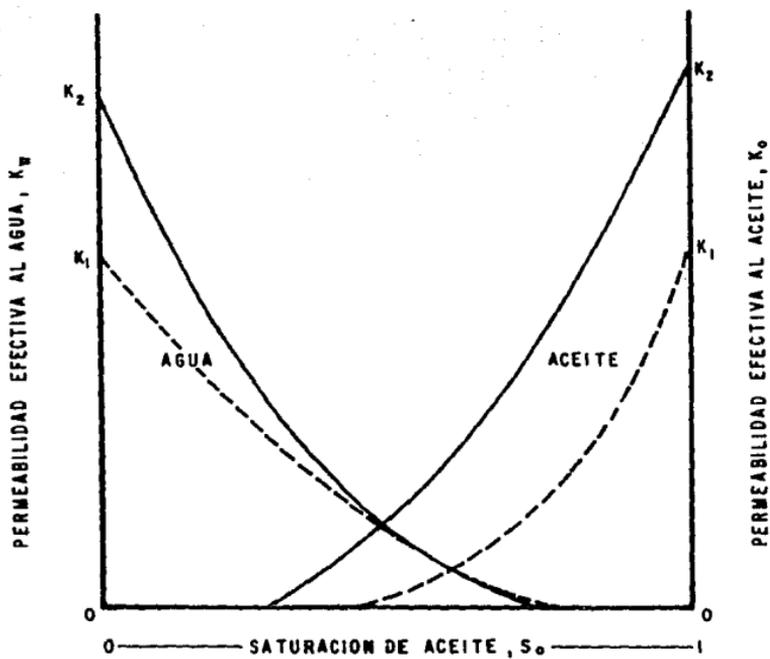


FIGURA II.2. CURVAS DE PERMEABILIDAD EFECTIVA PARA DOS NUCLEOS DIFERENTES.

El IPR o relación del comportamiento de entrada de flujo cuya forma es una línea curva característica de yacimientos saturados que se puede conocer por medio de la ecuación empírica de Vogel para pozos productores en yacimientos con empuje por gas disuelto, donde la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbujeo:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (11.4)$$

Otra forma de calcular el índice de productividad del pozo es por medio de la ecuación de flujo radial. De la ecuación de Darcy para flujo radial horizontal en régimen permanente se tiene:

$$q = 0.007082 \frac{kh (P_{ws} - P_{wf})}{\gamma B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (11.5)$$

Por lo que el índice de productividad queda de la siguiente manera :

$$J = 0.007082 \frac{kh}{\gamma B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (11.6)$$

Presión Estática del Yacimiento

Es la presión a la que se encuentran confinados los fluidos

de un yacimiento debido a la acción de las capas subyacentes del mismo.

Factor de Daño

Se define como una zona de permeabilidad alterada alrededor de las paredes del agujero, desarrollada durante la perforación, terminación o producción de un pozo. Para medir estos efectos, Van Everdingen y Hurst,^{2,3} introdujeron el concepto de factor de daño, señalando que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones ideales calculadas para el problema bajo consideración, aunque la información real parecía ser paralela a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo. Este efecto es representado por el Factor de Daño $\langle s \rangle$, el cual está relacionado con una caída de presión debida al daño $\langle \Delta P_s \rangle$, donde:

$$\Delta P_s = 141.2 \frac{q \gamma B}{kh} S \quad (11.7)$$

en esta ecuación $-5 < s < \infty$ y P_s está en lb/pg^2 , q en bls/día , h en pies y k en md .

El factor de daño se define como :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (11.8)'$$

si :

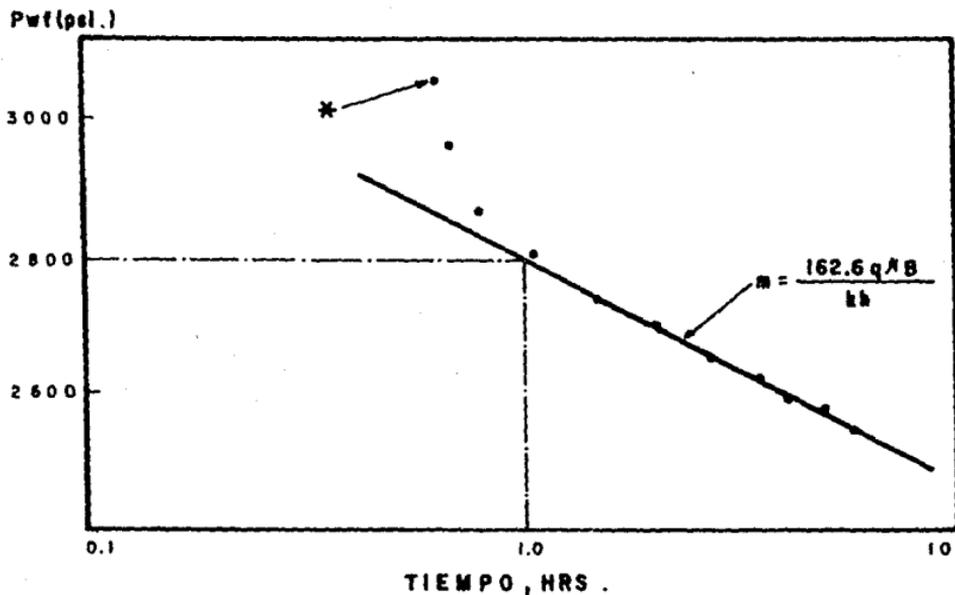
$$k = k_s \quad \text{ó} \quad r_s = r_w, \quad s = 0$$

Obteniendo k de la pendiente de una línea recta semilog (figura 11.3) y s con la presión al tiempo de una hora (prueba de presión), la ecuación para la determinación del factor de daño es :

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_v r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (11.8)$$

Eficiencia de flujo

La presión de un pozo en producción medida en el fondo es generalmente conocida como la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) y la diferencia entre ésta y la presión estática del yacimiento (P_{ws}) se conoce con el nombre de abatimiento de presión, definiéndose a la eficiencia de flujo como la relación que existe entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de



* DESVIACION DE LA RECTA POR EFECTOS DE ALMACENAMIENTO.

FIG. II.3. GRAFICA SEMILOG. DE P_{wb} . CONTRA Δt .

presión real, esto es :

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (11.9)$$

donde:

$$P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s$$

11.2. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA

La prueba de formación se efectúa bajando, con la tubería de perforación, la herramienta de prueba junto con una longitud de tubería perforada en el extremo de la misma hasta la profundidad del intervalo a probar. El empacador se coloca contra la pared del pozo formando un sello, con el fin de aislar el intervalo de prueba de la columna de lodo de perforación; posteriormente se abre la válvula de prueba, reduciéndose la presión contra la cara de la formación hasta la presión atmosférica induciendo a los fluidos a moverse hacia el interior del pozo para ser conducidos a la superficie a través de la tubería de perforación.

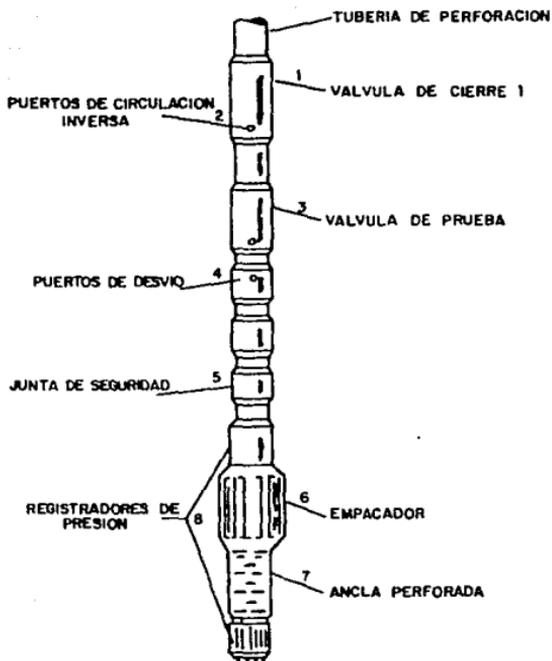
Durante todo este proceso la presión se va registrando continuamente; esto es equivalente a una terminación temporal del

pozo y los fluidos producidos son representativos de los fluidos de producción que se podría esperar si el pozo estuviera terminado definitivamente.

A grandes rasgos una prueba de formación consiste en :

- 1.- Colocar la herramienta en el intervalo de prueba, llevando el registrador de presión .
- 2.- Aislar la formación o zona de interés de la presión de la columna de lodo de perforación.
- 3.- Provocar una caída de presión en la cara de la formación de tal manera que obligue a los fluidos a salir de la misma.
- 4.- Recuperar fluidos en la superficie y una vez concluida la prueba se retira la herramienta.

Con el tiempo se han venido desarrollando y perfeccionando nuevas herramientas, adicionando a los anteriores dispositivos especializados que proporcionan una mayor y mejor información sobre el intervalo de prueba. Una herramienta hasta hace poco de uso común se muestra en la figura II.4.



**FIG. II. 4.- HERRAMIENTA CONVENCIONAL PARA PRUEBAS DE FORMACION
 (DE LA REFERENCIA 1 CORTESIA DE HALLIBURTON SERVICES).**

La herramienta empleada está constituida básicamente de una válvula de prueba, un empacador, una válvula igualadora de presión y un registrador de presiones, otros componentes como la válvula de cierre y el estrangulador se catalogan como herramientas secundarias que proporcionan información adicional acerca de la prueba y la formación. Existen también otros dispositivos utilizados llamados componentes auxiliares, y que proporcionan condiciones de seguridad en la prueba.

Con el objeto de comprender las funciones de los componentes de la herramienta, a continuación se describe brevemente el objetivo de cada uno de ellos.

Empacador

Está constituido por una abrazadera de hule de 20 a 30 pg de longitud, montada en un mandril de acero; se coloca aplicando peso sobre el empacador con la tubería de perforación, ocasionando con esto que el hule se expanda formando un sello con la pared del pozo. En general, éste es el responsable del éxito o fracaso de la prueba. En la figura II.3 se muestran dos tipos diferentes de empacadores.

Válvula Igualadora de Presión

Generalmente es parte integrante de una herramienta mas



EMPACADOR DE PARED .



EMPACADOR DE AGUJERO
DESCUBIERTO .

FIG. II. 5.- ELEMENTO EMPACADOR .

compleja, la cual contempla a la válvula de prueba. Esta se encuentra normalmente en posición abierta, cerrándose cuando la válvula de prueba se abre, su propósito es permitir la igualación de las presiones arriba y abajo del empacador cuando la prueba se ha terminado, así como aliviar la presión sobre el empacador cuando éste está siendo corrido dentro del agujero.

Valvula de Prueba

Controla el flujo de fluidos dentro de la tubería impidiendo la entrada de lodo cuando se baja la herramienta hacia el fondo del pozo y para permitir la entrada de fluidos de la formación durante la prueba. En la figura 11.6 se muestra en forma esquemática la operación de las diferentes válvulas durante la prueba de formación.

Registrador de Presión

Estos pueden ser del tipo resorte-pistón o del tipo bourdon; se tiene conectada una aguja al elemento sensible la cual se mueve sobre una carta cilíndrica de papel, imprimiendo un registro de las fluctuaciones de la presión. Contiene también un reloj de precisión dentro del instrumento del registro, causando que la gráfica se mueva en ángulo recto con respecto al movimiento del elemento presión, dando por resultado un registro

DIAGRAMA DEL FLUJO DE FLUIDOS

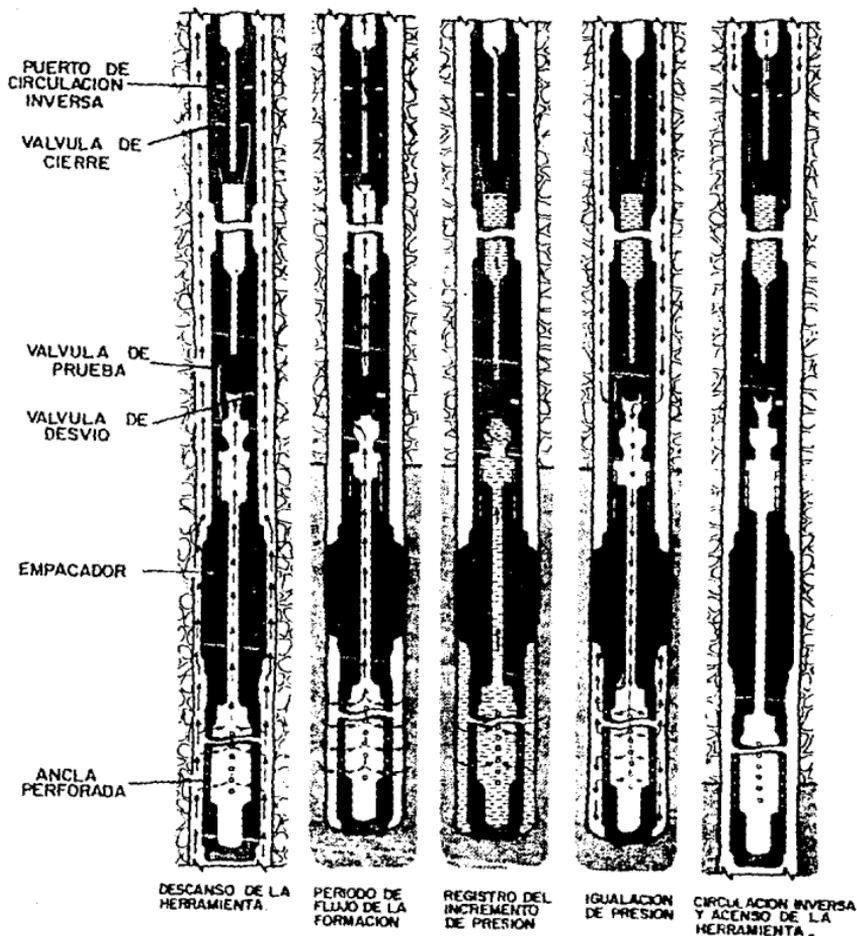


FIG. II. 6.- DIAGRAMA ESQUEMATICO ILUSTRATIVO DE LA OPERACION DE LA HERRAMIENTA DURANTE UNA PRUEBA DE FORMACION

de presión contra tiempo. Actualmente los registradores de presión son cada vez mas exactos pudiéndose utilizar los registros de presión en análisis cuantitativos.

Estrangulador

Es una pequeña restricción colocada en la línea de flujo cerca de la válvula de prueba para controlar el gasto o ritmo de flujo de fluidos de la zona de prueba. Esto tiene ciertas ventajas de seguridad: primero, al estrangular el flujo, se provoca que los cambios de presión sean graduales, protegiendo con ello al empacador y registrador de presiones del golpe de presión provocado por la apertura de la válvula de prueba, manteniendo una contrapresión en la cara de la formación. La apropiada selección del tamaño del estrangulador permitirá tener un gasto exacto de producción.

11.3. REGISTRO DE PRESION DE UNA PRUEBA DE FORMACION

La prueba de formación realizada con tubería de perforación es la mas peligrosa de las operaciones entre esta etapa y la de terminación del pozo y por lo tanto, debe realizarse con extremo cuidado: antes de comenzar la prueba debe cerciorarse que el agujero y el lodo estén en buenas condiciones, se debe circular

el tiempo pertinente de tal manera que todos los recortes hallan sido removidos, el peso del lodo debe medirse durante este periodo de tal modo que la presión hidrostática pueda ser corroborada con la indicada con el registro de la prueba; el conocimiento de la longitud de la herramienta y la tubería de perforación hace posible un asentamiento suave en el fondo, asegurando que el anclaje quede en lugar firme.

Una vez iniciada la prueba, el nivel anular del lodo debe ser observado continuamente, si éste sufre un abatimiento repentino al inicio de la prueba indicará fallas en el empacador y en ese momento la herramienta deberá levantarse un cierto grado hasta cerrar la válvula de prueba; una débil caída en el nivel del lodo indicará fugas en el empacador o pérdida de fluido hacia la formación por arriba del intervalo de prueba, en caso de existir pérdida continua de fluido, aún después de cerrada la válvula de cierre, es indicativo que la pérdida será hacia la formación.

Cuando el probador se abre y se pone el pozo a producir, puede pasar un periodo de tiempo apreciable antes que los fluidos lleguen a la superficie. Al terminarse el periodo de flujo se opera la válvula de cierre, permitiendo que la presión en la cara de la formación se incremente, si el periodo de cierre es lo suficientemente grande permitirá a la presión en el

pozo aproximarse a la presión estática del yacimiento; puede decirse que el tiempo de cierre permitido debe ser cuando menos igual al tiempo de flujo; sin embargo, para una formación muy permeable que contiene fluidos poco viscosos, un pequeño tiempo será suficiente.

En la figura 11.7 se muestra el caso más típico de la secuencia total de eventos que ocurre durante una prueba de formación y que son registrados en una gráfica de presión contra tiempo. En la superficie, cuando se inserta la gráfica en el registrador de presión, se traza sobre ésta una línea que representa a la presión atmosférica la cual se identifica como línea base.

Los cinco puntos principales de la carta están indicados por las letras A, B, C, D y E, los cuales representan los puntos de importancia en orden cronológico en cuanto a los eventos que ocurren durante la prueba. El registro de presión contra tiempo comienza en el ángulo superior izquierdo, esto quiere decir que a medida que la herramienta se va introduciendo en el agujero va ocurriendo un incremento de presión debido a la columna hidrostática del lodo. La línea diagonal del punto 1 al punto A muestra este incremento (usualmente esta línea tiene una apariencia oscilatoria, indicativo que el registrador de presión se mueve libremente respondiendo a pequeños cambios de

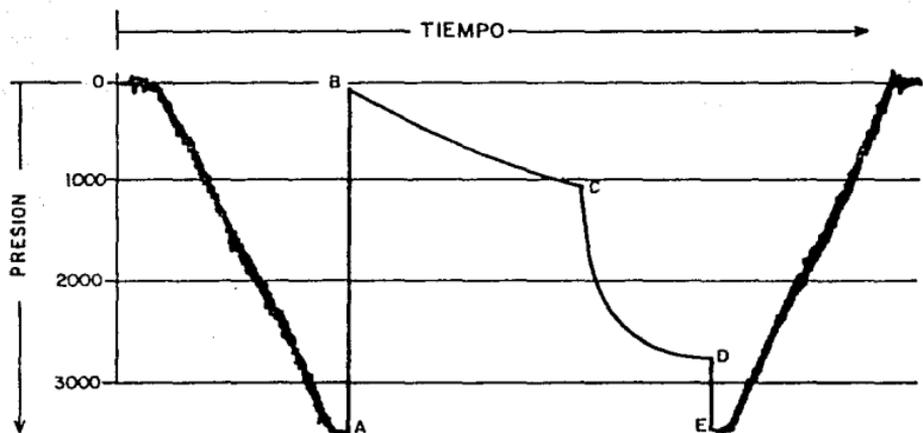


FIG. II. 7.- REGISTRO DE PRESION TIPICO DE UNA PRUEBA DE FORMACION DONDE SE INDICAN LOS CINCO PUNTOS CLAVES.

presión causados por la agitación y las vibraciones asociadas con el movimiento de la herramienta). La existencia de una oscilación excesiva en esta parte de la carta indicaría perturbaciones en la presión causadas por condiciones anómalas del agujero, lo cual puede ser importante para evaluar los resultados de la prueba, un ejemplo de esto se muestra en la figura 11.8.

En el punto A la herramienta se encuentra en el fondo del pozo y el registro representa la presión hidrostática de la columna de lodo o presión hidrostática inicial (PHI). En este punto puede sentirse una pequeña variación de presión debida al anclaje del empacador tomándolo como una presión anómala.

La apertura de la válvula de prueba alivia la presión en el agujero por abajo del empacador causando un decremento brusco de la presión hasta el punto B el cual se conoce como el valor de presión inicial fluyendo (PFI). Cuando el flujo de fluidos entra a la tubería la presión se incrementa como lo muestra la línea BC, la forma de esta curva depende de la permeabilidad (k) de la formación, la viscosidad (γ) y la densidad de los fluidos (ρ), así como del espesor del intervalo de prueba (h). El punto C representa el final del período de flujo conociéndose como la presión final fluyente (PFF), en este punto la válvula de cierre se opera comenzando a recuperarse la presión dentro del agujero, entonces si el período de cierre CD es lo suficientemente grande

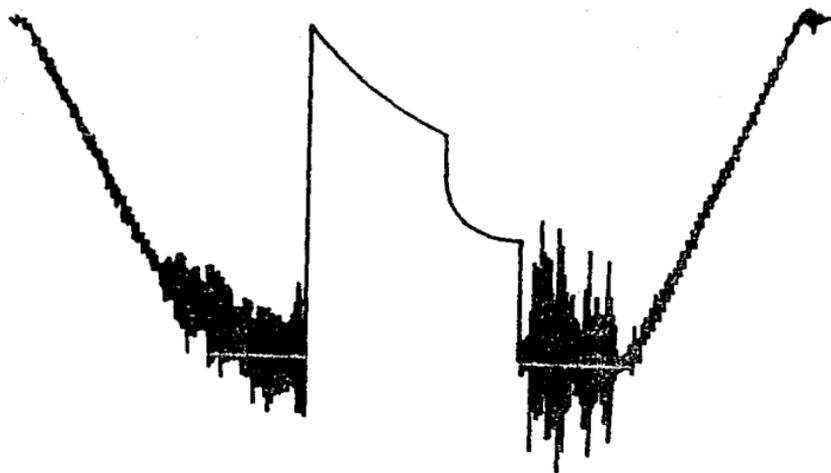


FIG. II. 8.- EJEMPLO DE CONDICIONES ANORMALES DEL POZO .

la presión registrada en el punto D pudiera ser la presión estática del yacimiento (Fws), figura 11.7.

Generalmente la presión estática del yacimiento no se alcanza, siendo este valor de presión en el punto D solamente la presión de cierre final (PCF). En el punto E el empacador se desancla registrándose el valor de la presión hidrostática del lodo, esta presión hidrostática final (PHF) deberá ser igual que la presión hidrostática inicial, así como también al valor de presión calculado en base a la altura de la columna de lodo.

En las figuras 11.3 a 11.16 se muestran diferentes cartas de presión que han sido obtenidas bajo diferentes condiciones de prueba.

La figura 11.8 muestra el registro de presión de una prueba de formación donde existen condiciones anómalas en el agujero, el periodo de prueba se ve normal, no siendo así para el registro de presión de la columna de lodo el cual presenta oscilaciones excesivas, como se puede observar las variaciones de presión son mayores a medida que profundiza la herramienta, esto es debido a la reducción del agujero, las altas presiones registradas son provocadas al forzar la herramienta al fondo del pozo, siendo ésta una indicación de -falso fondo-, pudiendo traer como consecuencia dificultades para liberar la zapata del fondo.

Una prueba de formación en donde los fluidos no se mueven hacia el pozo se le denomina prueba seca, un registro típico de este tipo de pruebas se observa en la figura 11.9, donde la presión remanente que se registra durante todo el periodo es la presión atmosférica.

En la figura 11.10 cuando la válvula de prueba se abre, el peso adicional de la columna de lodo fuerza a la herramienta al fondo del pozo; la alternancia de las fallas del sello y el empacador durante el periodo de resbalamiento crea presiones extremadamente grandes al inicio del periodo de prueba como se puede observar en el registro, finalmente se ve que no hay flujo de la formación hacia el pozo.

La figura 11.11 muestra el registro de una prueba de formación de doble cierre con colchón de agua, el escalón de *a* y *b* indican el periodo de tiempo donde el movimiento de la tubería de perforación se suspende para permitir el llenado de la misma. En el punto c la válvula de prueba se abre y los fluidos de prueba fluyen dentro de la cámara de aire. Posteriormente esta presión se libera, incrementándose rápidamente hasta el valor de la presión estática del yacimiento. En el punto d la válvula de disco se abre, continuando con el registro de una prueba normal.

En la figura 11.12 después de que la válvula se ha abierto

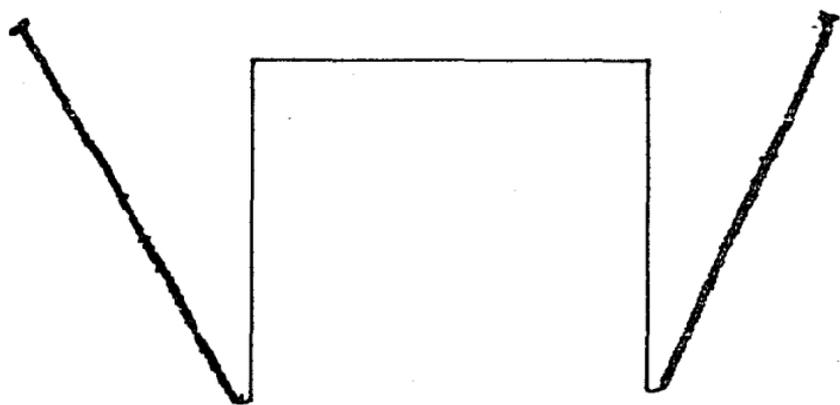


FIG. II. 9.- CARTA DE PRESION DE UNA PRUEBA SECA .

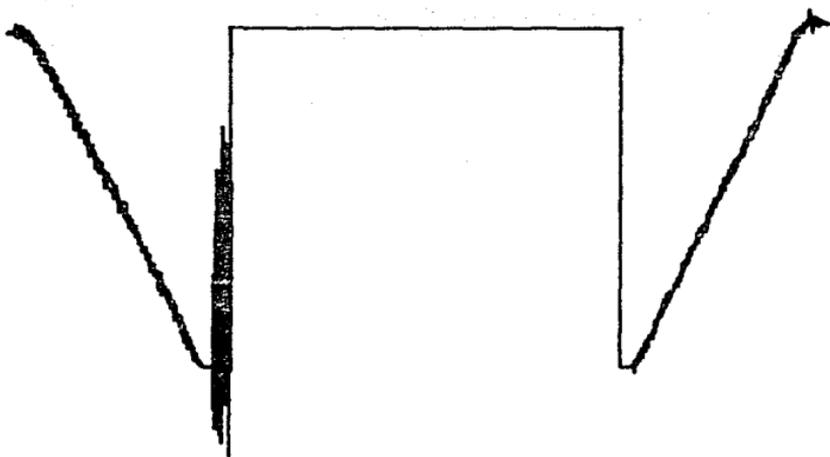


FIG. II.10.- CARTA DE PRESION DE UNA PRUEBA SECA DONDE LA ZAPATA DE ANCLAJE HA SIDO COLOCADA SOBRE EL EMPACADOR SUELTO EN EL FONDO DEL AGUJERO.

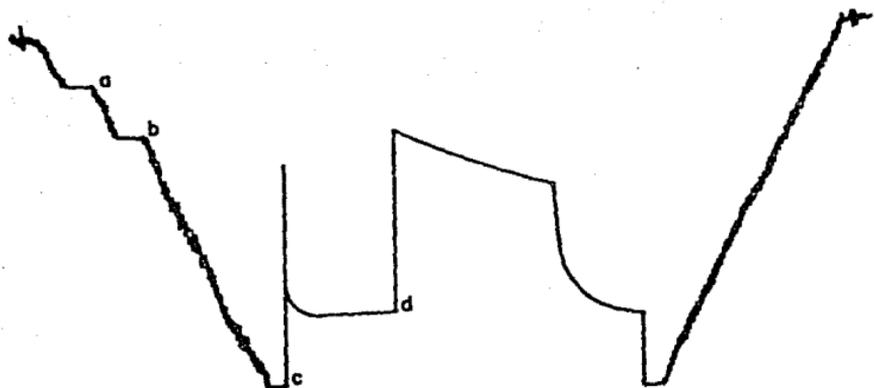


FIG. II. II.- CARTA DE PRESION DE UNA PRUEBA DE DOBLE CIERRE
CON UN COLCHON DE AGUA.

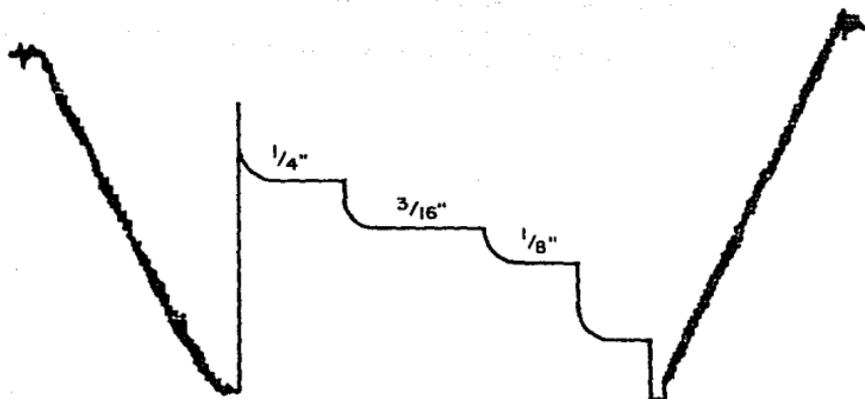


FIG. II. 12.- CARTA DE PRESION DE UN POZO CON ALTA PRODUCCION DE GAS.

la presión y el flujo se estabilizan rápidamente para el estrangulador de $1/4$ pg. El tamaño del estrangulador se reduce sucesivamente a $3/16$ pg y $1/8$ pg, posteriormente se cierra la válvula para determinar la presión del yacimiento.

En la figura 11.13 la carta superior del registro está localizada en la cámara de aire, indicando que no hay fuga mientras que la herramienta se introduce al pozo. Se muestra también la curva inicial de cierre y el periodo de flujo, no se presenta la presión final de la curva de incremento de presión debido a que el registrador se encuentra ubicado por arriba de la válvula de cierre.

En la figura 11.14 se puede apreciar que la parte inicial de la prueba se ha realizado normalmente. Con el fin de mejorar la recuperación, algunos fluidos son desalojados de la tubería jalándola, cada ascenso en el suaveo causa una reducción de presión representada en el registro por las líneas a-b; el incremento de presión de b a a es causada por la compresión que se siente al regresar la tubería y el flujo adicional de fluidos de la formación.

En la figura 11.15 las curvas b-a representan el incremento de presión causado por el flujo de fluidos de la formación dentro de la tubería. Las curvas a-b representan el desalojo de un poco

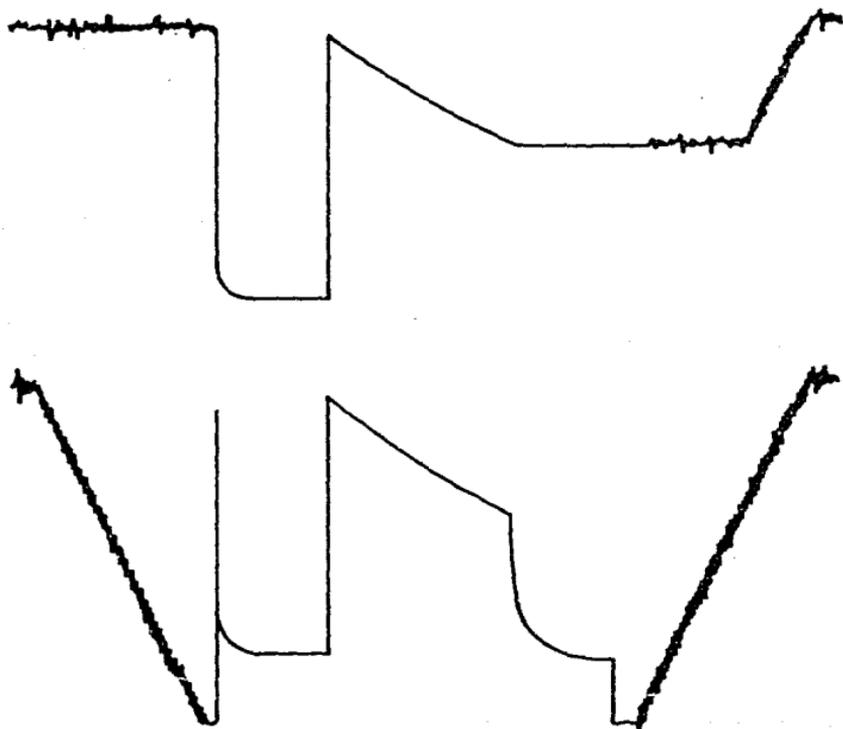


FIG. II. 13.- CARTAS DE PRESION DE UNA PRUEBA DE DOBLE CIERRE.

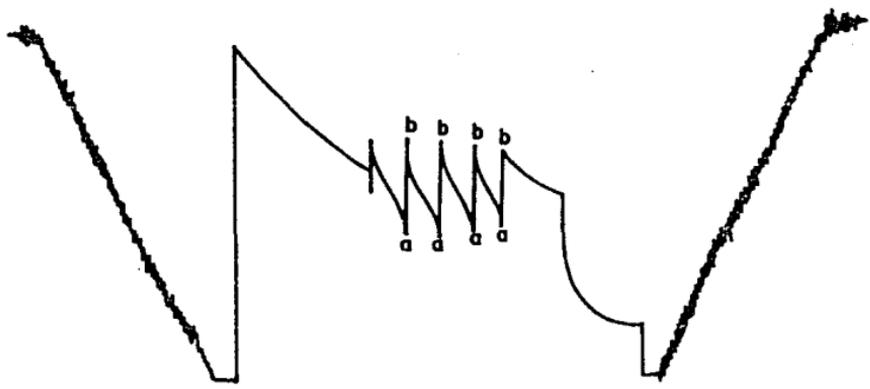


FIG.II. 14.- CARTA DE PRESION DE UN POZO CON SUAVEO .

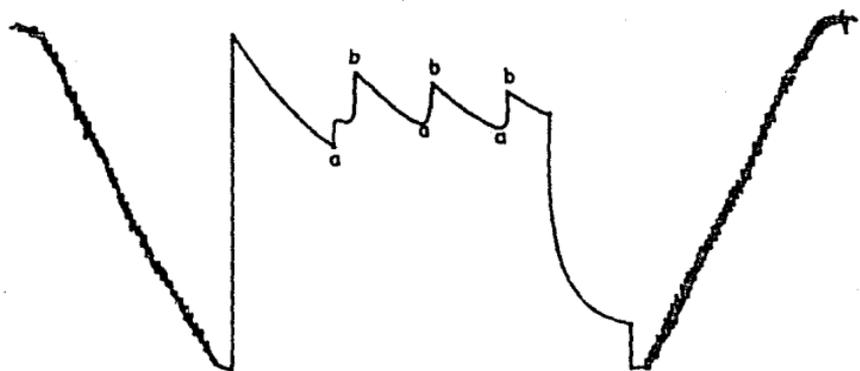


FIG. II. 15.- CARTA DE PRESION DE UN POZO QUE FLUYE POR BACHES.

de este liquido de la tubería debido a la expansión del gas producido junto con el aceite.

La figura 11.16 muestra problemas de taponamiento de la tubería perforada, donde la carta superior muestra el registro interior de la línea de flujo y la carta inferior registra las presiones fuera de ella. El taponamiento ocurre casi inmediatamente después de la apertura de la válvula de prueba. El registrador interior muestra la presión atmosférica hasta el final del periodo de prueba, el registrador exterior indica la presión estática del yacimiento, las pequeñas fluctuaciones de presión en ambos registros indican el periodo en que la tubería comenzaba a taponarse, debido a ello no existe el flujo de fluidos dentro de ésta, indicándose en la parte interior del registro superior la presión estática inmediatamente después que se activa la válvula de cierre.

Con el análisis de las cartas de presión, el conocimiento de los gastos y el tipo de fluidos recuperados es posible determinar si la prueba fue válida o no, pudiéndose dar las razones de su mal funcionamiento.

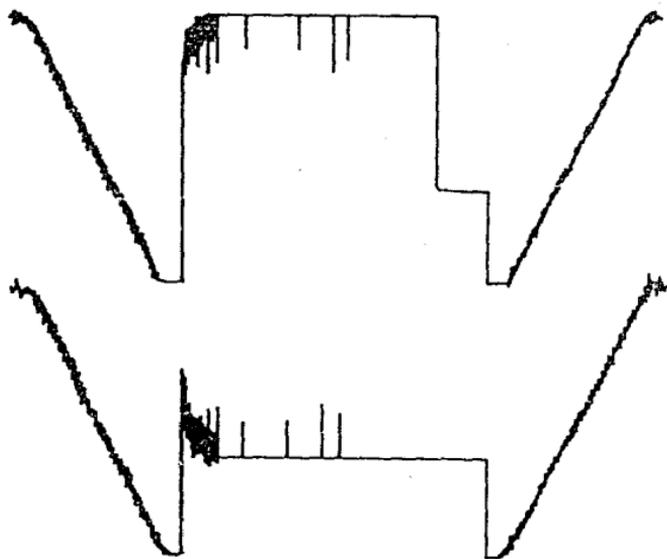


FIG. II. 16.- CARTAS DE PRESION DE UNA PRUEBA DE FORMACION
CON LAS PERFORACIONES DEL TUBOANCLA .

CAPITULO III.

EL MULTIPROBADOR DE FORMACIONES

III.1. DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA

El multiprobador de formaciones RFI es un instrumento de línea de acero principalmente usado para medir la distribución de presiones en un yacimiento en agujero descubierto, así como, para recuperar muestras de fluidos de la formación.

En la figura III.1. se muestra un diagrama esquemático de las partes principales de las que consta el multiprobador de formaciones RFT. La secuencia de pasos para operar la herramienta tales como asentamiento, pre-ensayo, muestras de fluido y retiro de la herramienta, son realizadas por un mecanismo electro-hidráulico controlado desde la superficie.

A continuación se describirán brevemente las funciones principales de cada uno de sus componentes.

Empacador de Goma

Sirve para crear un sello con la cara de la formación y así aislar la zona de prueba de la columna hidrostática de lodo.

Filtro Ranurado

Sirve para impedir la entrada de impurezas, arena, enjarre de lodo o cualquier otro material sólido a la línea de flujo evitando con ello problemas posteriores, como el taponamiento de la herramienta o de cualquiera de sus partes debido a la arena.

Fistón de filtro

Se utiliza para limpiar el filtro de cualquier tipo de residuos cuando la herramienta se retira de la formación.

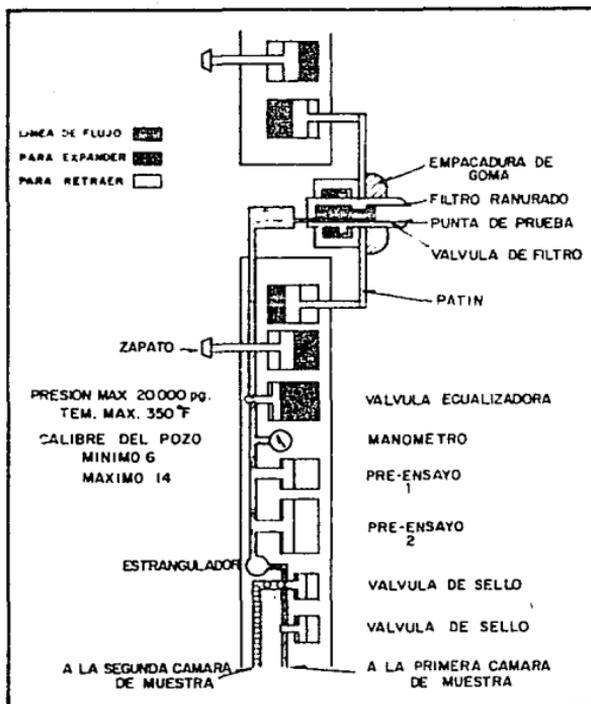


FIG. III.1.- DIAGRAMA DE LA SONDA R.F.T.

Línea de Flujo

Sirve como conductor de los fluidos de la formación hacia las cámaras de muestreo.

Manómetro

Este va colocado en la línea de flujo con el fin de registrar las presiones durante la prueba, llevándose en la superficie el registro tanto en forma analógica como digital, proporcionando datos de decremento e incremento de presión, hasta que la prueba o el muestreo haya concluido.

Un registro típico de presión se muestra en la figura III.2, donde se presentan las curvas de presión analógica y digital, el cual es una presentación estándar del registro.

Dos Cámaras de Pre-ensayo

Son cámaras de prueba que se activan automáticamente cada vez que la herramienta es asentada, figura III.3. Cada cámara tiene una capacidad de 10 cm³ de fluidos de formación. La cámara 1 se llena a un gasto menor que la cámara 2, estos gastos varían con la herramienta y las condiciones de fondo del agujero, estando dentro de un promedio de 50 cm³/min y 125 cm³/min.

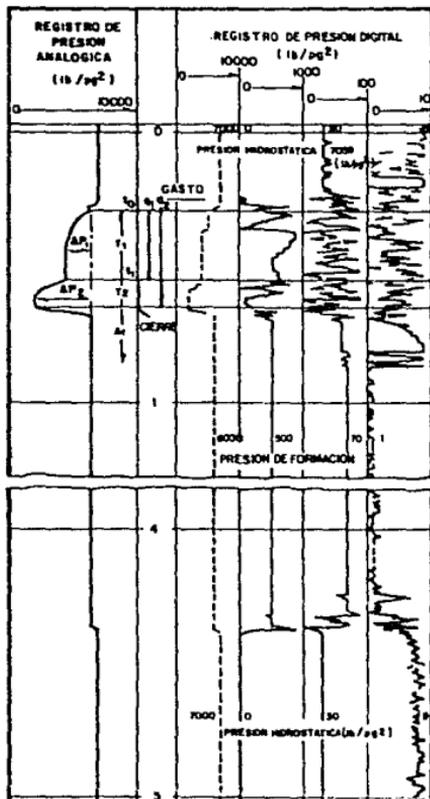


FIG. III. 2.- REGISTRO TÍPICO DE PRESION DURANTE UN PRE-ENSAYO.

Dos Cámaras de Muestra

Son cámaras de mayor capacidad que se emplean para tomar muestras de fluido, cuando las presiones durante el pre-ensayo muestran que no hay pérdida de sello y que la formación tiene buena permeabilidad como para permitir las muestras.

Cabe hacer notar que antes de introducir la herramienta al pozo se debe correr un registro de calibración, con el fin de verificar que la herramienta no encuentre obstrucción o resistencia al ser corrida. El anclaje a la profundidad deseada se logra a partir de correlaciones utilizando para ello un registro de Potencial Espontáneo (SP) o de Rayos Gamma (RG).

Una vez en el fondo del agujero, el RFT podrá ser colocado cuantas veces se desee operando en condiciones normales. Esta herramienta es capaz de medir presiones con gran precisión y puede recuperar dos muestras de fluido por viaje dentro del agujero.

III.2. OPERACION DE LA HERRAMIENTA

La herramienta puede colocarse o retirarse independientemente de la profundidad o de la presión del lodo, aún en profundidades muy someras es necesario aplicar una fuerza

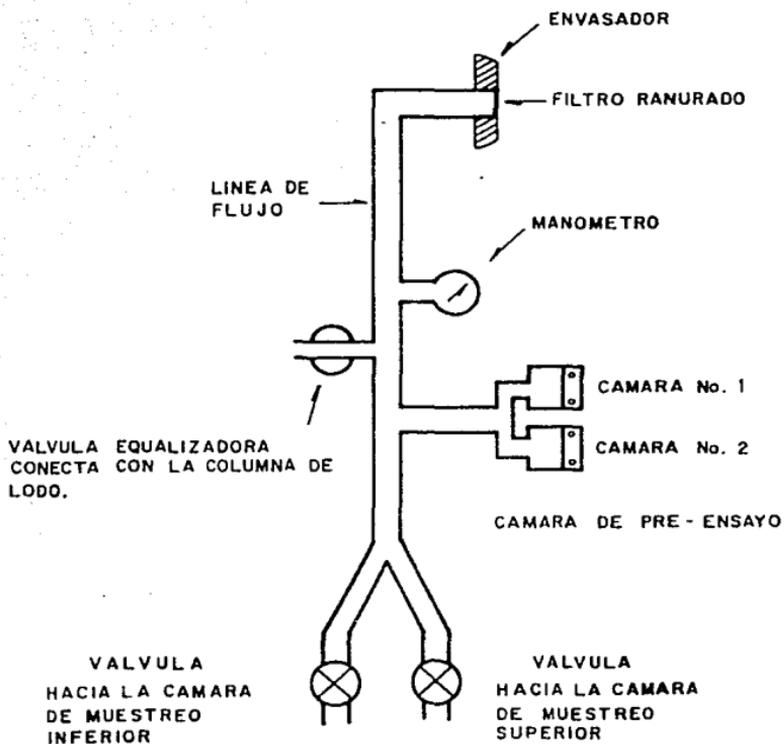


FIG. III. 3.- ESQUEMA DEL MULTIPROBADOR DE FORMACION .

para proporcionar un buen sello entre ésta y la cara de la formación a través del empacador.

Una vez bajada la herramienta, se efectúa la siguiente secuencia de pasos automáticamente :

- El patín con empacadura de goma y el zapato de soporte son expandidos para fijar la herramienta contra la formación, (figura III.4).
- Se cierra la válvula igualadora de presión.
- Se expande la punta de prueba y se abre la válvula de filtro.
- Se desplaza el pistón de la cámara de pre-ensayo 1, entrando fluido en la cámara.
- Se realiza lo anterior para la cámara de pre-ensayo 2. El flujo ocurre bajo una diferencial de presión aproximadamente constante. La velocidad de llenado de la segunda cámara es aproximadamente 2.5 veces mayor que la de la primera cámara.

Durante la secuencia indicada, las presiones son observadas y registradas en la película y en una cinta magnética, cuya

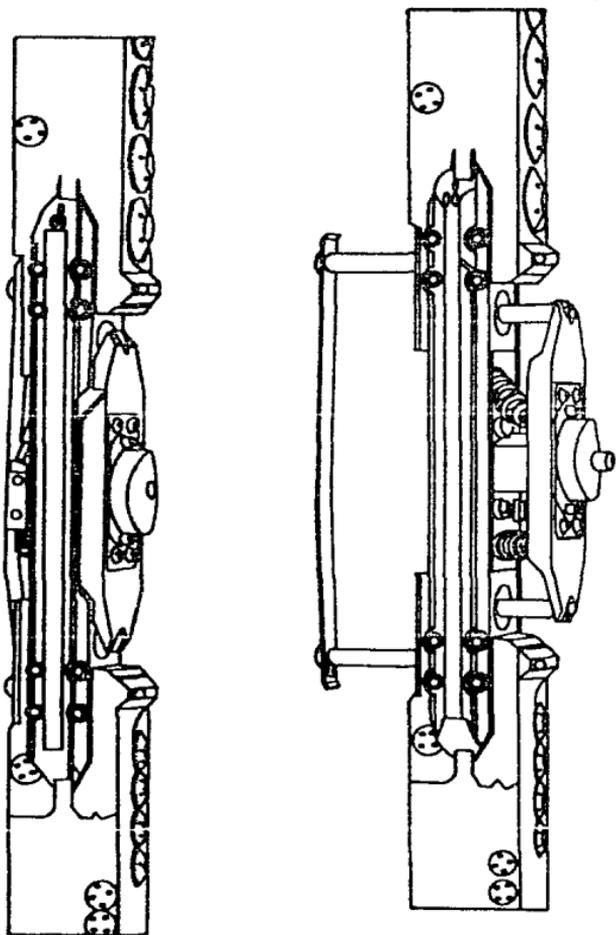


FIG. III.4. PROBADOR DE FORMACION RFT

presentación en la película es digital y analógica (figura III.2.)

Observando las presiones durante el pre-ensayo se puede verificar si se ha obtenido un buen sello hidráulico con la formación y si los fluidos de ésta están llegando a las cámaras de pre-ensayo; en caso de que se decida tomar una muestra de fluidos, luego de analizar el pre-ensayo, se puede elegir desde la superficie cual de la dos cámaras de muestra se abrirá. Si se desea una muestra segregada, la segunda cámara se puede abrir cuando la presión indica que la primera está llena.

Una vez que la secuencia de pre-ensayos y el muestreo de fluidos han concluido, otro comando de superficie origina una nueva secuencia que es la siguiente :

- Se sellan las cámaras de muestra.
- El patin con empaadura de goma, el zapato de soporte y la punta de prueba se cierran.
- Se abre la válvula igualadora de presión.
- Se cierran las cámaras de pre-ensayo y los fluidos son expulsados al pozo.

De esta manera el RFT está listo para ser utilizado a otra profundidad.

Durante el tiempo en que la herramienta permanece asentada contra la formación, que puede variar desde un minuto para un pre-ensayo en una zona de alta permeabilidad hasta varios minutos para una muestra de fluidos, las únicas partes que se encuentran en contacto con la formación son el patin con empaadura de goma y el zapato de soporte. El resto de la herramienta no hace contacto con ella para minimizar el riesgo de quedar adherida, debido a la diferencial de presión que existe entre el pozo y la formación.

En la figura III.5 se ve el diseño de la válvula de filtro, la cual permite que solo entre fluido a las cámaras, evitando la entrada de arena u otro material sólido que podría obturar la línea de flujo. Este filtro es automáticamente limpiado por medio de un pistón cada vez que la herramienta es retraída de la formación.

El RFT utiliza un manómetro del tipo medidor de deformación (resorte-Bourdon) colocado en la línea de flujo cuyas características son :

- | | |
|----------------------|-------------------------------------------------------------|
| - Rango de presiones | 0 - 5,000/10,000/20,000 psi |
| - Exactitud | 0.98 % del rango máximo o 0.47 % del rango máximo cuando |

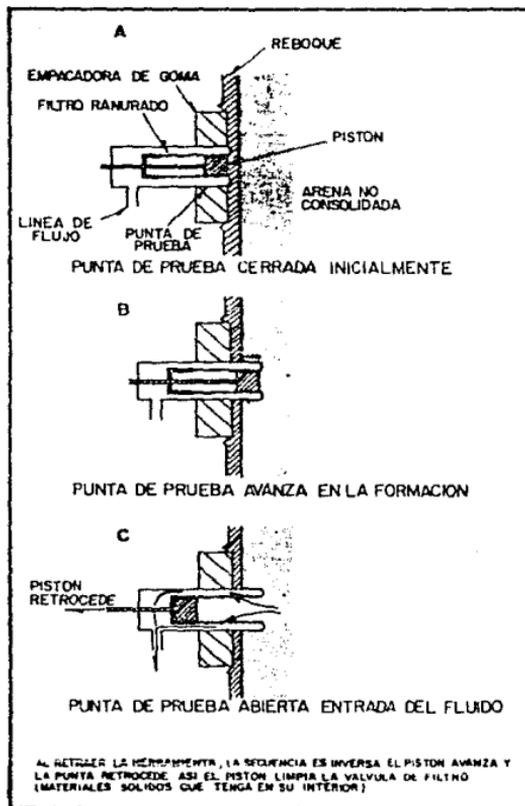


FIG.III.5- OPERACION DE LA PUNTA DE PRUEBA.

se hacen correcciones de Temperatura ó 0.13 % con calibración especial "con temperatura".

- Resolución 1 lb / pg^2
- Repetibilidad 0.05 %

Para aplicaciones donde se desean medidas de mayor exactitud, se puede usar un manómetro de cuarzo con una resolución de 0.1 lb / pg^2 .

El manómetro de cuarzo de alta resolución consiste de dos cristales oscilatorios de cuarzo sensibles a la presión y temperatura. Uno de estos cristales actúa como sensor de la temperatura y presión de fluido, el otro actúa como referencia con las siguientes especificaciones:

- 1.- Los efectos de temperatura en ambos cristales son iguales en condiciones de equilibrio.
- 2.- Los cristales son calibrados en pareja.
- 3.- El cristal de referencia es colocado en vacío (no está expuesto a la presión).

Las ventajas de éste, comparado con un manómetro convencional, está en la alta precisión, la buena repetibilidad,

la alta resolución, control positivo de la profundidad y la gran cantidad de datos que puede manejar. Cabe señalar que este tipo de manómetros requiere de un largo tiempo para estabilizarse antes de registrar la presión verdadera pudiendo ser hasta de 20 minutos para cambios substanciales de presión y temperatura.

Toma de Muestras

El RFT puede tomar dos muestras en un mismo viaje en el pozo o una muestra segregada a la misma profundidad, utilizando dos tanques independientes con capacidad de 3.8 y 10.4 litros.

En la figura III.6 se muestra el registro de presiones durante la toma de muestras segregada en una zona de aceite pesado, como se puede observar en el pre-ensayo la zona tiene buena permeabilidad; sin embargo, durante el muestreo la presión desciende en forma considerable debido a la alta viscosidad del aceite en la formación. La presión aumenta lentamente durante el llenado de la primera cámara y una vez que llega el valor de la presión de formación ésta se cierra, abriéndose la segunda cámara, repitiéndose así la curva de presión.

Una vez tomadas las muestras por pequeñas que sean se sacan a superficie para ser analizadas.

Es común que en zonas de aceite pesado se tapone el filtro o

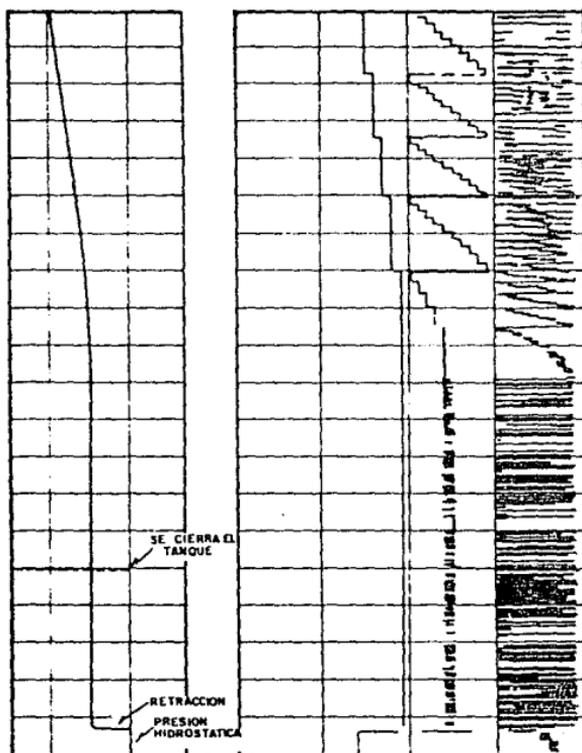


FIG.III.6.- REGISTRO DE PRESIONES DURANTE UNA MUESTRA SEGREGADA EN UNA ZONA DE PETROLEO PESADO.

la línea de flujo, evitando con ello establecer contacto hidráulico entre el manómetro y la formación. En algunas de las áreas que han sido explotadas, se ha solicitado tomar registros de presión con el RFI para reconocer las capas agotadas con presiones muy bajas. Debido a la combinación de aceite pesado y baja presión, el fluido no es capaz de llegar al manómetro para ser registrada su presión.

Para resolver este problema se ideó un sistema, para inyectar fluido en la formación de tal manera que permita la comunicación hidráulica con ella.

Una de las cámaras se llena con solvente o gas-oil y por medio de una señal eléctrica, se abre una válvula que permite aplicar sobre un pistón la presión de la columna hidrostática del lodo. La diferencia de presiones entre la columna de lodo y la formación mueve el pistón inyectando el fluido a la formación.

En la figura III.7 se ve el registro de presiones que ilustra la aplicación de esta técnica. La secuencia comienza con un pre-ensayo normal en el que se observa que la presión decrece a cero indicando un posible taponamiento de las líneas, se procede a inyectar el solvente a la formación registrándose en el manómetro la presión de la columna de lodo, cuando termina la inyección se produce un abatimiento de presión hacia el valor de la presión de formación que en este caso es de 107 lb/pg².

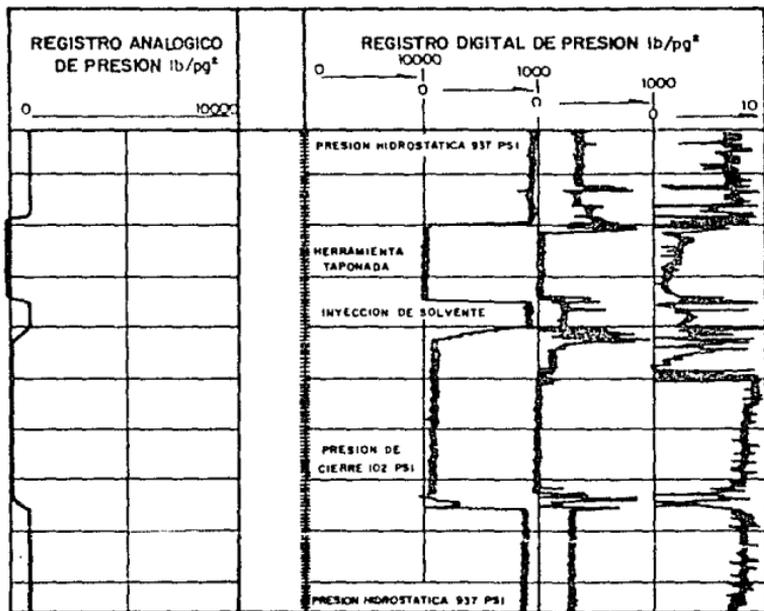


FIG.III. 7.- REGISTRO EN LA TECNICA DE INYECCION.

III.3. DESCRIPCIÓN DEL REGISTRO DE PRESIONES

En la figura III.8 se muestra el registro de presiones explicando a continuación cada una de ellas:

- Presión Hidrostática. La presión hidrostática obtenida corresponde a la ejercida por la columna de lodo hasta esa profundidad. A veces el gradiente de presión observado cerca del fondo del pozo puede corresponder a una densidad mayor que la de la columna del lodo, debida a la decantación del mismo o al tapón desplazado antes de sacar la sonda.

- Presión de Cierre. La curva de presión que se obtiene al finalizar el ciclo del pre-ensayo tiende hacia la presión estática verdadera de la formación. La presión estática final puede obtenerse por extrapolación cuando no se llega al valor final.

- Presiones durante el pre-ensayo. Las disminuciones de presión respecto a la presión estática ($\Delta P_1, \Delta P_2$) son proporcionales a la viscosidad del fluido e inversamente proporcionales a la permeabilidad de la formación. La caída de presión ΔP_1 es mayor que ΔP_2 porque el caudal es mayor cuando se llena la segunda cámara de pre-ensayo. Se utilizan dos regímenes de caudales distintos para permitir una verificación mutua.

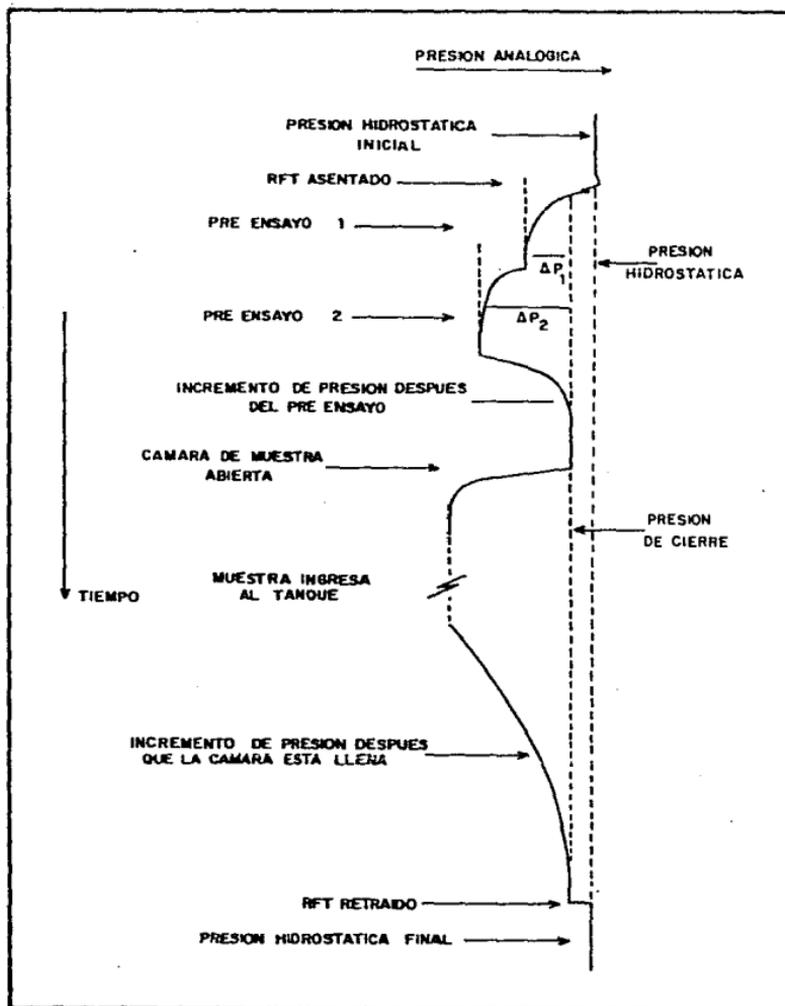


FIG. III. 8.- DESCRIPCION DE LAS MEDIDAS DE PRESION .

- Incremento de presión. La forma de la curva de la presión al final del pre-ensayo es función de la viscosidad y compresibilidad del fluido, de la permeabilidad y porosidad de la formación y de la distancia a barreras impermeables.

Curvas similares de presión se obtienen cuando se toman muestras de la formación. En la figura III.9 se observa un registro de presiones en una formación impermeable; la presión es cero durante el pre-ensayo, durante la apertura de las cámaras y en la presión de cierre. Esto indica que la presión de formación es cero, lo cual resulta imposible o más bien, que no se llenó con fluido la línea de flujo que comunica el manómetro con la punta de prueba.

Esto ocurre con formaciones impermeables o con fluidos muy viscosos. A veces la presión puede llegar a valores negativos ya que está calibrada considerando la presión en superficie igual a cero, sin tomar en cuenta la presión atmosférica absoluta. Además, se deben obtener los valores de presión absoluta (sumando la presión atmosférica = 14.7 lb/pg²) y efectuar la corrección por temperatura.

III.4. ANALISIS DE LOS PERFILES DE PRESION

Como se vió anteriormente, el diseño del RFT permite un

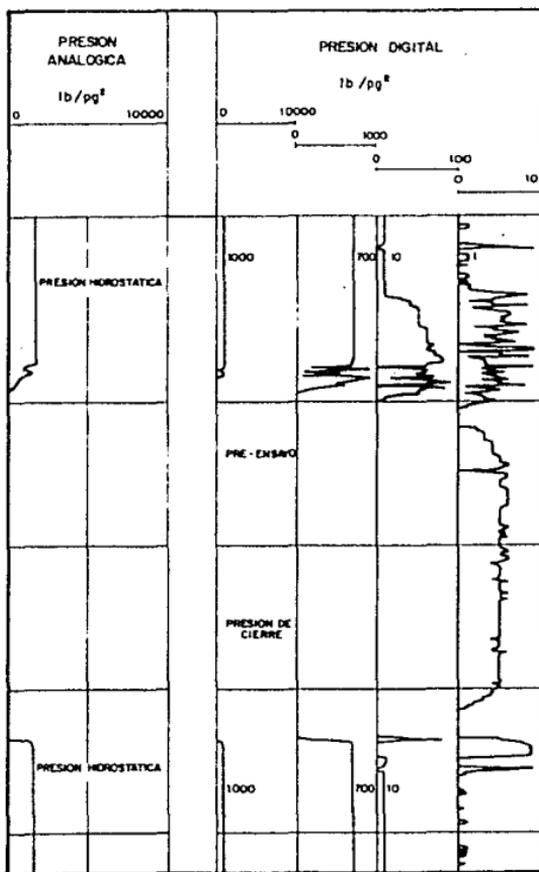


FIG. III. 9.- REGISTRO DE PRESIONES EN UNA FORMACION IMPERMEABLE.

ilimitado número de mediciones de presión durante un viaje dentro del agujero. En cada punto de medición se registran datos diferentes:

- Presión hidrostática (debida a la columna de lodo).
- Presión de Formación.
- Presión de Cierre (de la formación).
- La Presión Transitoria Inducida por la extracción de 20 cc de fluidos de la formación.

Estos datos de presión, junto con el análisis de la recuperación se usan en la interpretación de los datos y para calcular la permeabilidad y la productividad de la formación que se investiga.

III.5. ANALISIS DE LA PRESION HIDROSTATICA

Como se describió anteriormente, las presiones dentro del agujero son continuamente registradas antes y después de cada ciclo de colocación. La comparación de ambas presiones permite una verificación fácil de la estabilidad del sistema de medición.

La estabilidad de la herramienta puede mejorarse manteniéndola detenida unos pocos minutos antes de colocarla. Entonces las presiones antes y después de la prueba no difieren por más de una o dos lb/pg².

Esto está sujeto a la condición de que el nivel del lodo en el agujero permanezca constante durante el registro (50 cm de columna de lodo corresponde a una diferencia de presión de aproximadamente 1 lb/pg²).

En el registro típico de la figura III.2, la presión medida inmediatamente antes de colocarla y después de retirar la herramienta son idénticas: 7039 lb/pg² (7000 + 0 + 30 + 9). Esto es indicativo de un sistema de medición con pozo estabilizado.

La presión hidrostática así obtenida, puede ser continuamente graficada contra la profundidad durante el proceso de operación del RFT. Semejante gráfica puede mostrar un gradiente de presión correspondiente a la densidad real del lodo.

Para convertir el gradiente de presión medido de lb/pg²/m a unidades métricas de densidad de lodo en gr/cm³, para este ejemplo, se usa la relación:

$$P_f (\text{gr/cm}^3) = \frac{\text{Gradiente de Presión}}{1.422} \quad (111.1)$$

Para calcular el gradiente debe tenerse cuidado de usar profundidades verticales verdaderas en lugar de la profundidad del registro.

Variaciones bruscas de este gradiente pueden ser indicativas de un registro de presión no estabilizado. Cambios graduales pueden ser debidos a una u otra pérdida de nivel de lodo (la presión decrece con el tiempo) o a la segregación de partículas pesadas de lodo asentándose hacia el fondo del agujero. Esto está ilustrado en la figura III.10 la cual muestra los perfiles de presión hidrostática en el pozo.

El análisis de las presiones medidas arriba de 2700 m. muestran un gradiente de $2.11 \text{ lb/pg}^2/\text{m}$ correspondiendo a una densidad de lodo de 1.48 gr/cm^3 . Nótese que la presión de lodo medida a 2700 m. es de alrededor de 5780 lb/pg^2 dando un gradiente total de $2.14 \text{ lb/pg}^2/\text{m}$ o una densidad promedio de lodo de 1.50 gr/cm^3 . La concordancia entre estos dos valores es buena, indicativa de que la columna de lodo es homogénea en su totalidad entre la superficie y los 2700 m.

Sin embargo, abajo de esta profundidad, el gradiente de presión se incrementa progresivamente hasta alcanzar un valor correspondiente a una densidad de 2.79 gr/cm^3 justo arriba del fondo del agujero, esto es probablemente debido al asentamiento del material pesado del lodo. Cuando se presenta un incremento

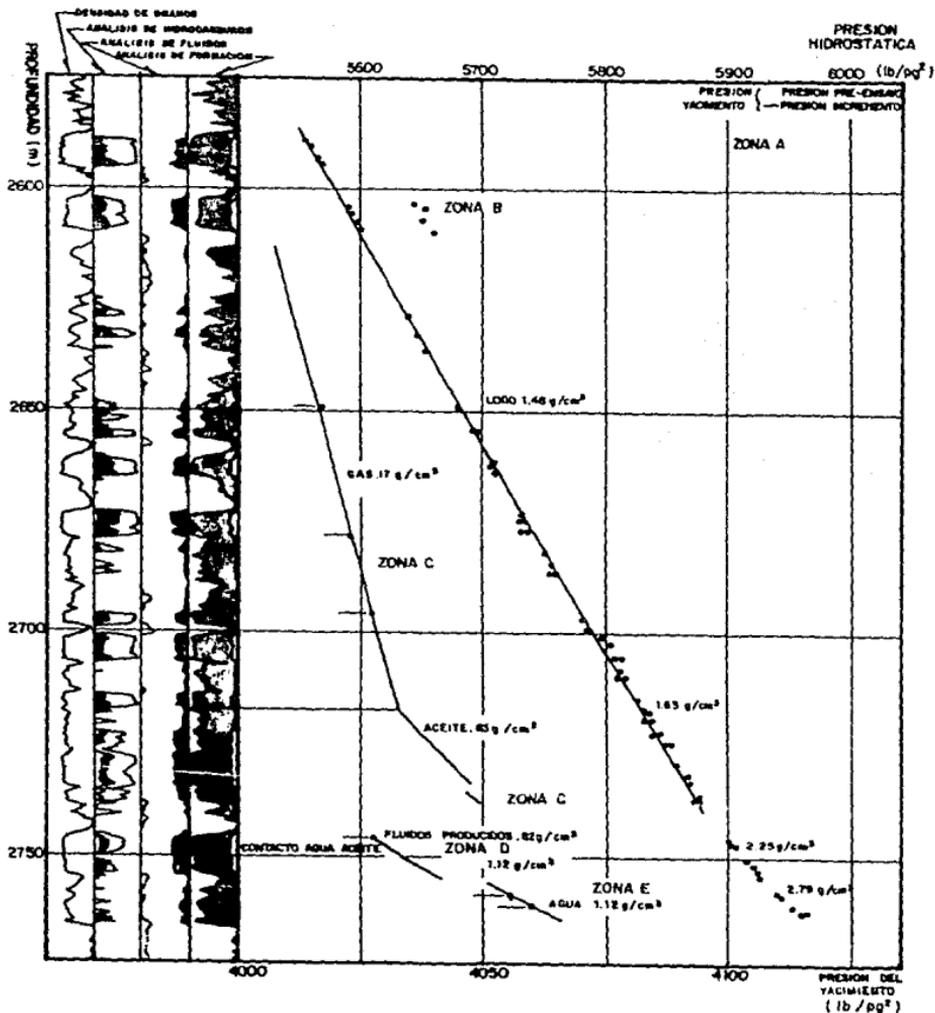


FIG. III. 10 - PERFILES DE PRESSION HIDROSTATICA Y DEL YACIMIENTO EN UN POZO DE LA PROVINCIA TRIASICA¹⁰

medio, es indicativo de la presencia de un bache ligero, por lo que se recomienda bombear una mezcla pesada de lodo justo antes de sacar la tubería de perforación para minimizar el riesgo de un brote.

III.6. ANÁLISIS DEL PERFIL DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO

Una gráfica de presión de formación contra profundidad puede dar valiosa información que es de gran utilidad en estudios de Ingeniería de Yacimientos. El gradiente de presión puede ser interpretado en términos de los fluidos de la formación usando la ecuación III.1. La aproximación es similar a la descrita antes para la presión hidrostática y es un indicativo de la naturaleza de los fluidos de la formación (gas, aceite, agua), así como la posición de la interfase entre fases diferentes (contacto gas-aceite, contacto agua-aceite).

Esto es notorio en la intersección del gradiente de presión, correspondiendo en este caso al contacto aceite-agua, el cual representa el llamado nivel de agua libre, este puede ser un poco menor que el 100 % del nivel del agua, como el indicado por los registros debido a los efectos de presión capilar.

Esto se muestra esquemáticamente en la figura III.11. En la zona de transición, el aceite (o gas) y agua pueden moverse; por consiguiente, la distribución de presión puede estar en algún

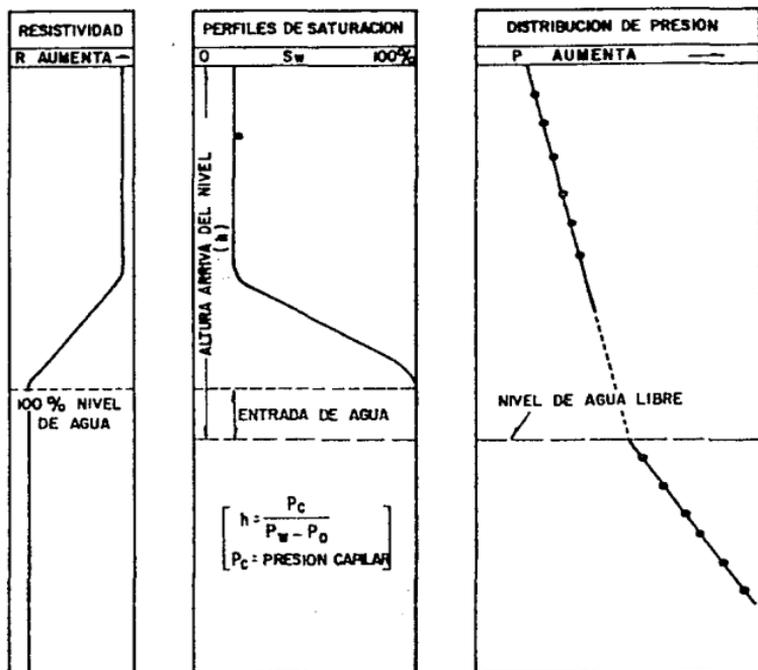


FIG.III.11.- NIVEL DE AGUA LIBRE OBTENIDO CON EL RFT COMPARADO CON EL NIVEL DE AGUA OBTENIDO POR REGISTROS.

lugar entre el gradiente del aceite (o gas) y el agua.

Lo anterior por supuesto, es estrictamente válido sólo para yacimientos cuya distribución de presión no ha sido afectada por la extracción. Si después de alguna extracción y depresionamiento, el gradiente de presión permanece uniforme y paralelo al gradiente original de fluidos, entonces la extracción puede considerarse por el momento como uniforme y la comunicación de presión vertical en el yacimiento (directamente a través del acuífero) como buena.

Se aclara que si la extracción no es uniforme, esto podría ser indicativo por el hecho de que la presión no siga un gradiente único. Varios ejemplos son descritos en la figura III.12. Barreras impermeables dentro de una zona de agua pueden limitar la eficiencia de la entrada de agua natural o de la inyección de ésta. El cambio a aceite podrá identificarse fácilmente por alguna presión remanente, en el cierre contra la presión original.

Se tiene ya un estudio sobre los perfiles de presión hidrostática que se muestra en la figura III.10. Viendo ahora el perfil de presión de la formación pueden interpretarse como sigue:

Zona C . Muestra un cambio de gradiente a la profundidad de

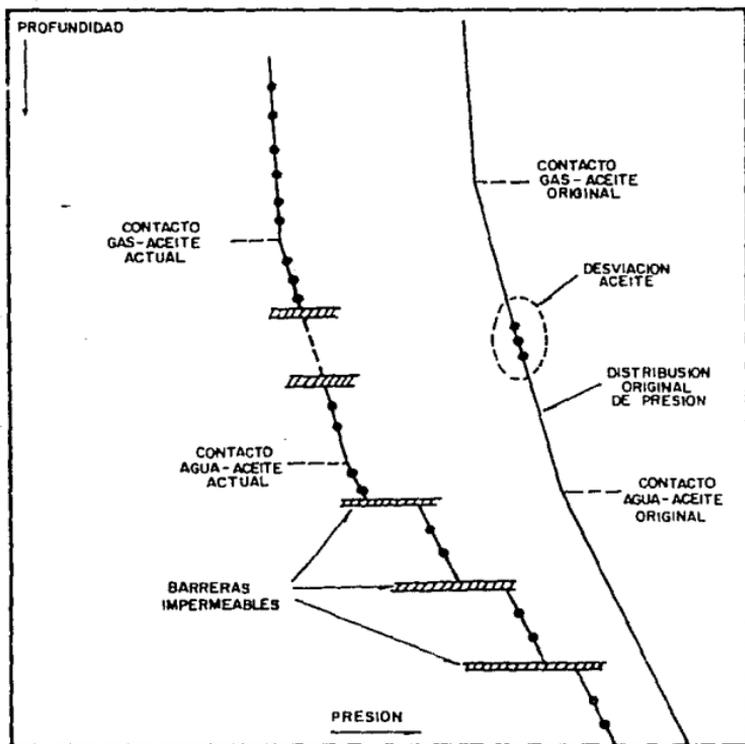


FIG. III. 12.- EFECTO DEL ABATIMIENTO EN LA PRESION DEL YACIMIENTO.

2717 m. La densidad del fluido de arriba puede ser calculada obteniéndose un valor de 0.17 gr/cm^3 lo cual es propio esperar encontrar gas a esta profundidad.

El gradiente abajo corresponde a un fluido de densidad de 0.63 gr/cm^3 , concordando con el valor esperado para el aceite. Por tanto, el contacto gas-aceite puede estar con toda seguridad a 2717 m. Esto se confirma por la interpretación de un registro en agujero descubierto reproducido en el lado izquierdo de la figura III.10.

El contacto agua-aceite es mas fácil de visualizar puesto que la formación no es lo suficientemente gruesa para establecer un gradiente confiable; sin embargo, la cuarta menor medición está en la Zona D, cae en una línea recta con un gradiente aparente correspondiente a 1.12 gr/cm^3 . La presión arriba de 2750 m. exhibe un gradiente intermedio de alrededor de 0.8 gr/cm^3 , confirmándose con el registro.

Así, la naturaleza de los fluidos de la formación y las interfases pueden ser identificadas con precisión por el RFT.

Por lo que a la uniformidad de la explotación concierne, las distribuciones de presión son facilmente interpretadas. Este pozo fue perforado en 1979 en un yacimiento que ha venido produciendo desde 1966.

Zona C. Con estos gradientes de los fluidos que pueden ser identificados claramente y teniendo una explotación uniforme se puede esperar una buena comunicación vertical (de hecho, ésta es una distribución uniforme de presión la cual identifica a la zona C como un yacimiento unitario). Sin embargo, esto parece ser una línea de sal visible en la interpretación del registro en agujero descubierto, que podría impedir alguna comunicación entre el cuerpo principal de la zona C y la parte baja de la misma, llamada C' en la figura III.10.

La figura III.13 muestra una aplicación similar en un campo de gas donde existen tres zonas produciendo a través de la misma tubería. Las caídas en las mediciones de presión hidrostática, sobre un gradiente de presión definido en particular para un pozo, indicando un lodo homogéneo de 1.62 gr/cm^3 de densidad, en excelente acuerdo con el dato en superficie de 1.61 gr/cm^3 . La gráfica de presión de formación indica un gran cambio en el gradiente dentro de la zona C a 2223 m., la densidad arriba (0.23 gr/cm^3), de acuerdo con la densidad del gas esperado; el gradiente abajo corresponde a la densidad de un yacimiento saturado de agua salada (1.17 gr/cm^3).

En lo que concierne al agotamiento, las zona B y C muestran un agotamiento uniforme por lo que existe una buena comunicación vertical entre estos dos yacimientos, de lo contrario la línea de presiones altas de la zona A indicaría una imperfecta comunicación con las zonas B y C.

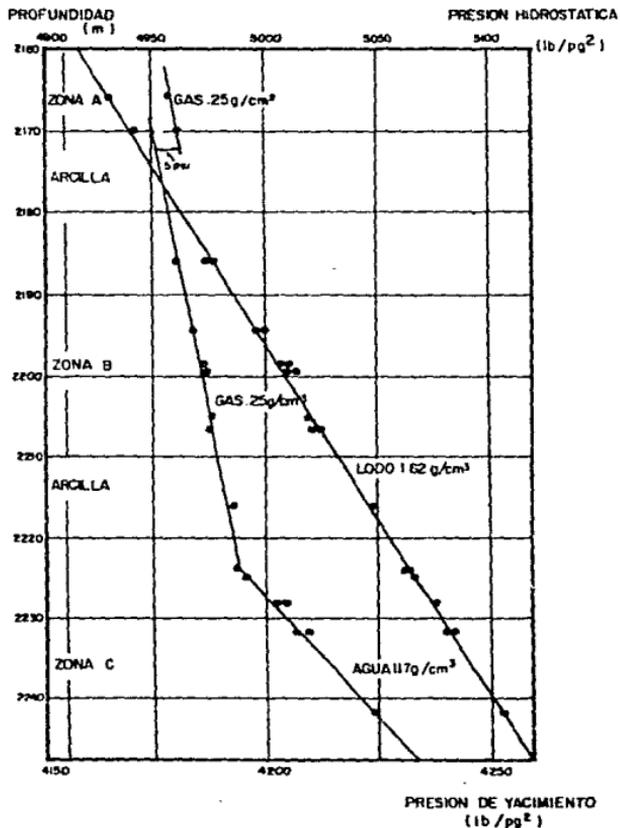


FIG. III.13.- PERFILES DE PRESION EN POZO DE GAS DE EL YACIMIENTO M¹ ZAAB EN ARGELIA .

Las presiones altas exhibidas por las zonas A y B son claramente identificadas por estar separadas una de otra, así como del yacimiento unitario o zona C.

Las altas presiones de la zona A, junto con la baja producción de agua de saturación y las presiones remanentes, posiblemente confinan la presión original del yacimiento (en ambos se nota que la presencia de pequeñas interrupciones como lo señalan los registros no indican necesariamente la presencia de barreras de permeabilidad vertical. Compare por ejemplo en la figura III.10, la arena a 2670 m. con la arena a 2600 m.).

La Zona D (figura III.10), la cual ha sido parcialmente explotada debido a la perforación de pozos cercanos, tiene una buena permeabilidad y por consiguiente muestra la alta explotación (baja presión).

La comunicación con la zona E de agua (y por consiguiente, probablemente el acuífero) no es perfecta, como es mostrada por la diferencia en las presiones absolutas. La inyección de agua es necesaria para soportar la presión; por tanto, no debe intentarse en esta zona.

La aplicación de las mediciones de presión del RFT, en cuanto a la dirección preferencial de flujo, puede mejorarse con la comparación de la variación de presión de pozo a pozo. El

principio generalmente es el siguiente: el comportamiento de yacimiento continuo se identifica por la distribución uniforme de la presión del yacimiento, mientras que las discontinuidades indican fallas o barreras impermeables.

CAPITULO IV

ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE FORMACION

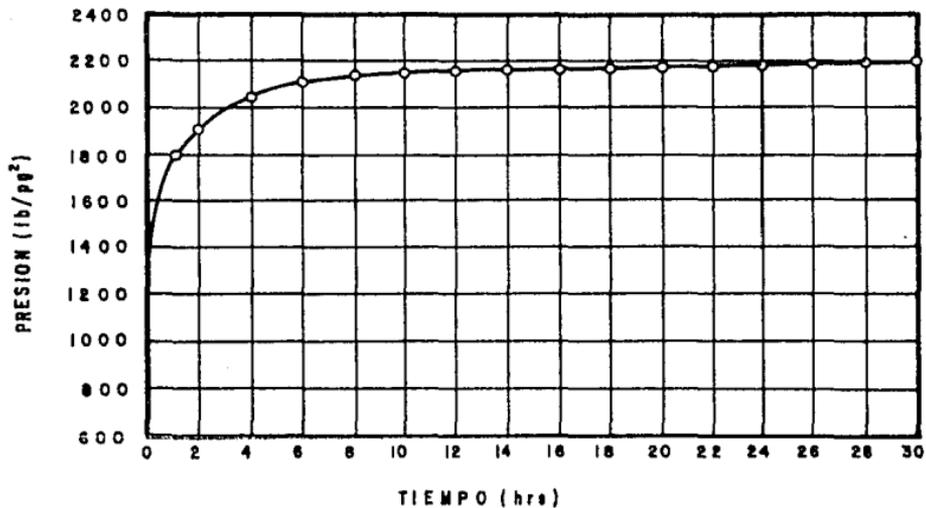
IV.1. TEORIA SOBRE LAS PRUEBAS DE INCREMENTO Y DECREMENTO DE PRESION

Si una formación tiene un fluido compresible tal como el aceite o gas y este fluido es producido durante un periodo de tiempo, se establecerá un gradiente de presión en la formación, el cual varía de forma continua desde la presión del pozo hasta la presión del radio de drene.

Quando se cierra el pozo, la presión tiende a incrementarse hasta hacerse uniforme a través de la formación, la dependencia del incremento de presión con respecto al tiempo es similar en apariencia a la curva de la figura IV.1. Si se grafica la presión contra el logaritmo del tiempo se tiene una curva de mejor diagnóstico, esta curva tiene una apariencia similar a la de la figura IV.2, donde la primera parte de la curva tiene una forma característica de «S» seguida por una porción de línea recta la cual eventualmente tiende a horizontalizarse al llegar a la presión estática, todas estas partes no se presentan sobre cada curva de incremento, pero si una parte razonable de la sección de línea recta está presente, entonces se hace posible el análisis de los datos.

La realización de una prueba de formación en un pozo, se hace con el fin de obtener información para determinar las características del yacimiento, para lo cual se realiza el análisis cuantitativo de los datos de las pruebas de formación.

Para determinar la cantidad de fluido recuperado durante la prueba, en el caso donde el fluido producido ha sido recuperado, el gasto de producción puede determinarse en superficie mediante el uso de un rolo o mediciones a través de separadores y/o tanques de prueba. Cuando sólo se recupera gas, éste puede medirse con probadores de orificio (fitting) ó un tubo pitot. En



IV.1. GRAFICA DE INCREMENTO DE PRESIÓN

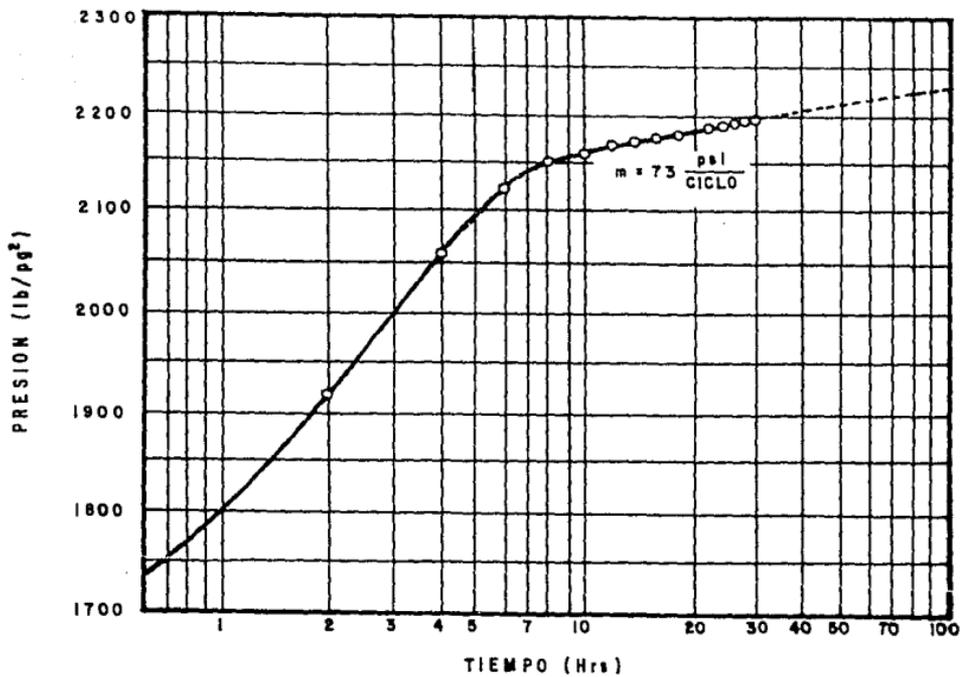


FIG. IV.2. GRAFICA SEMILOGARITMICA DE PRESION CONTRA TIEMPO.

la mayoría de los casos los fluidos recuperados se miden en términos de longitud de tubería (pies). Estas mediciones son con frecuencia un poco inciertas sobre todo cuando el líquido recuperado es una mezcla de fluidos.

Para determinar la eficiencia de flujo, la permeabilidad de la formación, el factor de daño, la presión media del yacimiento y algunas otras características, tanto del pozo como del yacimiento, se recurre a los diferentes métodos que se conocen para el análisis de pruebas de incremento y decremento de presión.

IV.1.1. Ecuaciones Básicas y Suposiciones.

De las soluciones de las ecuaciones diferenciales parciales, que representan el flujo de los fluidos a través de medios porosos, se derivan los métodos de análisis que describen el comportamiento de la presión en los yacimientos para varias condiciones de frontera.

Este comportamiento se describe matemáticamente² a partir de los siguientes principios físicos, para el caso en el que el flujo hacia el pozo es radial :

a) Ecuación de continuidad (Ley de conservación de masa) :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho V_r) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (IV.1)$$

b) Ecuación de movimiento (Ley de Darcy):

$$V_r = -\frac{k}{\gamma} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (IV.2)$$

c) Ecuación de estado (Para un fluido con compresibilidad pequeña y constante):

$$\rho = \rho_0 e^{C(P-P_0)} \quad (IV.3)$$

Combinando las ecuaciones IV.1, IV.2 y IV.3, se obtiene la ecuación de flujo llamada ecuación de difusividad para flujo radial:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \alpha C_1}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (IV.4)$$

El estudio matemático del flujo de fluidos en el yacimiento requiere que se hagan las siguientes suposiciones:

- Yacimiento homogéneo.
- Yacimiento horizontal,
- Yacimiento de espesor uniforme,
- El fluido obedece la ley de Darcy,
- Fluido en una sola fase,

- Flujo radial al pozo,
- Compresibilidad constante,
- Viscosidad absoluta constante y
- La densidad obedece una ley de tipo exponencial.

De todas estas suposiciones la más crítica es la que requiere la presencia de una sola fase del fluido del yacimiento, ya que tanto la compresibilidad como la permeabilidad son muy sensibles a los cambios de presión por abajo del punto de burbujeo, con frecuencia las ecuaciones parecen funcionar aún cuando esta condición no se cumpla totalmente.

IV.1.2. Soluciones de la Ecuación de Difusividad.

a) Yacimiento infinito.¹³

Cuando el pozo está situado en un medio poroso de extensión radial infinita. Para poder llegar a la solución de la ecuación de difusividad se requiere tomar en cuenta las siguientes condiciones:

i) Condición inicial :

$$p(r,0) = p_i, \quad t=0, \quad \text{para toda } r.$$

ii) Frontera interna :

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{q \gamma}{2\pi kh'} \quad \text{para todo } t > 0$$

iii) Frontera externa en el infinito a presión constante :

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i, \quad \text{para todo } t > 0$$

Para resolver la ecuación en forma práctica consideramos al pozo como una línea, ($r_e \gg \gg \gg r_w$), por tanto:

ii) La condición de frontera interna, esto es el radio del pozo, tiende a cero:

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q \gamma}{2\pi kh'} \quad t > 0$$

Considerando estas condiciones de frontera se llega a la solución llamada de "línea fuente" aplicable al caso de un yacimiento infinito:

$$p(r, t) = p_i - \frac{q \gamma}{4\pi kh'} \text{Ei} \left(-\frac{\phi \gamma C_t r_w^2}{4 kt} \right) \quad (IV.5)$$

b) Yacimiento circular limitado¹³

Este es el caso en el que el pozo está situado en el

centro de un yacimiento cilíndrico, sin flujo a través de la frontera externa.

Tomando en cuenta las condiciones apropiadas, se llega a la solución de la ecuación de difusividad para un yacimiento limitado:

$$\begin{aligned}
 p(r,t) = p_i - \frac{q'q}{2\pi kh} \left\{ \frac{2}{r_{eD}-1} \left(\frac{r_D^2}{4} + t_D \right) - \frac{r_{eD}^2 \ln r_D}{r_{eD}^2} - \right. \\
 \left. \left(\frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^2 \ln r_{eD} (r_{eD}-1)}{4 (r_{eD}-1)^2} \right) + \right. \\
 \left. \pi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D}}{\alpha_n \{ J_1^2(\alpha_n r_e) - J_1^2(\alpha_n) \}} \{ J_1(\alpha_n r_D) \{ J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_D) - Y_1(\alpha_n) J_0(\alpha_n r_D) \}} \right\} \quad (IV.6)
 \end{aligned}$$

donde :

$$r_D = \frac{r}{r_w}, \quad r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}, \quad t_D = \frac{kt}{\phi \mu C_l r_w^2}$$

Cuando t_D es grande se alcanzan los efectos de frontera y por esta razón se desprecia la sumatoria de la ecuación IV.6. Se alcanza el comportamiento de flujo pseudoestacionario y por tanto, la ecuación queda :

$$p_{wf} = p_i - \frac{q'q}{2\pi kh} \left\{ \frac{2t_D}{r_{eD}} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right\} \quad (IV.7)$$

Para t_D pequeños, el yacimiento se comporta como infinito ya que r_{eD} tiende a infinito. Del comportamiento infinito a finito existe una zona de transición, (ocurre en $t_D = 0.25 r_{eD}^2$ antes de llegar a la zona de transición), o sea el cambio de t_D del comportamiento infinito a finito, figura IV.3, donde la línea recta hacia arriba indica el flujo pseudoestacionario.

c) Yacimiento con presión constante en la frontera externa.¹⁵

En este caso, el pozo está situado en el centro de un área cilíndrica con presión constante en la frontera externa. la solución de la ecuación de difusividad es :

$$P_w = P_i - \frac{q\gamma}{2\pi kh} \left\{ \ln r_{eD} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n t_D} J_0^2(\beta_n r_{eD})}{\beta_n^2 \{ J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{eD}) \}} \right\} \quad (IV.8)$$

Para tiempos largos la ecuación IV.8, queda :

$$P_w = P_i - \frac{q\gamma}{2\pi kh} \ln r_{eD} \quad (IV.9)$$

la cual representa el momento en que se alcanza la frontera externa, por lo cual se tendrá flujo estacionario, figura IV.4. Para tiempos cortos se tiene un comportamiento de yacimiento infinito. Cuando $t_D = 0.25 r_{eD}^2$ empieza la zona de transición.

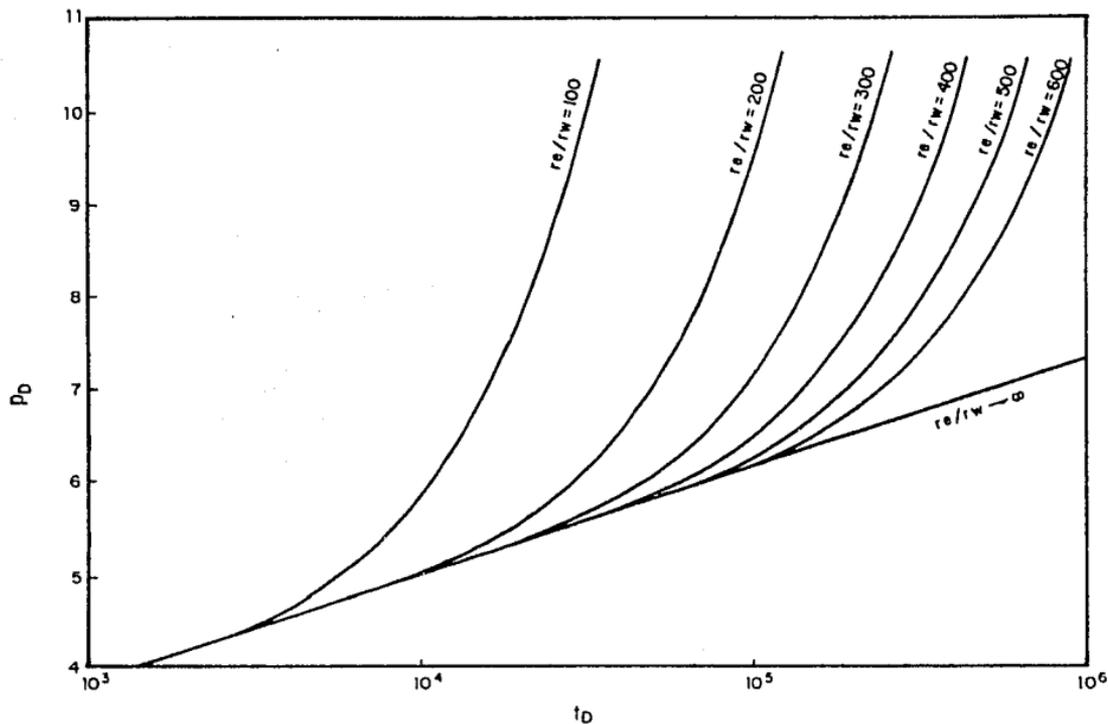


FIG. IV. 3.- PRESION ADIMENSIONAL DE UN POZO EN EL CENTRO DE UN YACIMIENTO CIRCULAR CERRADO.⁹

IV.2. ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION

Para el análisis de este tipo de pruebas es necesario que el pozo produzca a un gasto constante q , por un periodo de tiempo anterior al cierre. si esto no sucede, es decir que el gasto antes del cierre sea variable se tiene que emplear el principio de superposición para tomar en cuenta esta variación. Se supone que el pozo produce continuamente con un gasto q para todo tiempo $(t + \Delta t)$. En el tiempo t , se supone que un segundo pozo localizado en la misma posición que el anterior empieza a inyectar fluido con un gasto $-q$, en consecuencia para tiempos mayores que t , el gasto neto debido a los dos pozos es nulo. Después de la consideración anterior, el pozo se cierra y se realizan una serie de mediciones de la presión de fondo P_{ws} , para tiempos Δt , después del cierre. Estos datos se grafican para ser analizados posteriormente aplicando los métodos que a continuación se describen.

IV.2.1. Método de Horner⁶

El método presentado por Horner hace uso de la solución línea fuente (ecuación IV.5), para representar el comportamiento de la presión del pozo. Esta ecuación puede aproximarse con :

$$P_i - P_{wf} = - \frac{q\tau}{4\pi kh} \ln \left(\frac{\phi \mu c_i r_w^2}{4kt} \right) \quad (IV.10)$$

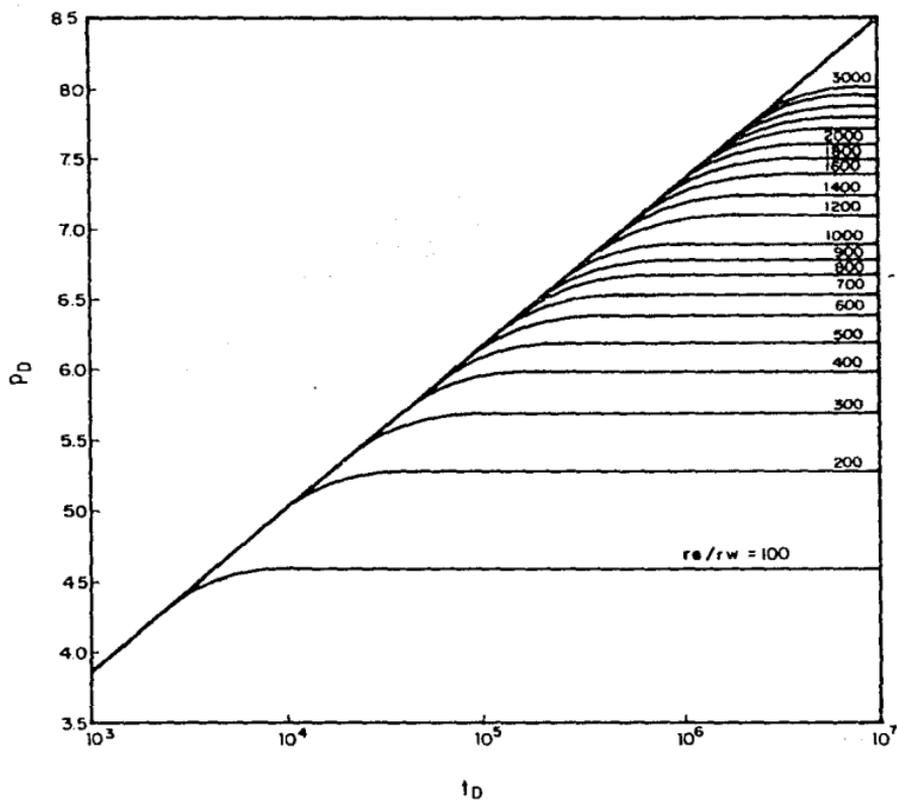


FIG. IV. 4.-PRESION ADIMENSIONAL PARA UN POZO EN EL CENTRO DE UN YACIMIENTO CIRCULAR CERRADO CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA EXTERNA².

Para tiempos después que se ha cerrado el pozo, la caída de presión puede obtenerse aplicando el principio de superposición de la siguiente manera :

$P_i - P_{ws} =$ (caída de presión al tiempo $(t + \Delta t)$, causada por el gasto q) + (caída de presión al tiempo t causado por el gasto $-q$).

$$P_i - P_{wi} = -\frac{q\gamma}{4\pi kh} \ln\left(\frac{\phi\theta\gamma C_t r_w^2}{4k(t+\Delta t)}\right) + \frac{q\gamma}{4\pi kh} \ln\left(\frac{\phi\theta\gamma C_t r_w^2}{4kh}\right) \quad (IV.11)$$

Considerando que se puede usar la aproximación logarítmica usando \log y expresando la ecuación en unidades de campo (lb/pg², Bls/día, cp, md y pies), queda :

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\gamma B}{kh} \log\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (IV.12)'$$

Ecuación que también puede escribirse como :

$$P_{ws} = P_i - m \log\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (IV.12)$$

que representa el comportamiento de la presión expresada por Horner.

El método de análisis consiste en graficar en papel semilogarítmico, P_{ws} contra $(t + \Delta t) / \Delta t$, figura IV.5, de la cual se obtiene una línea recta, que sería el comportamiento ideal, en

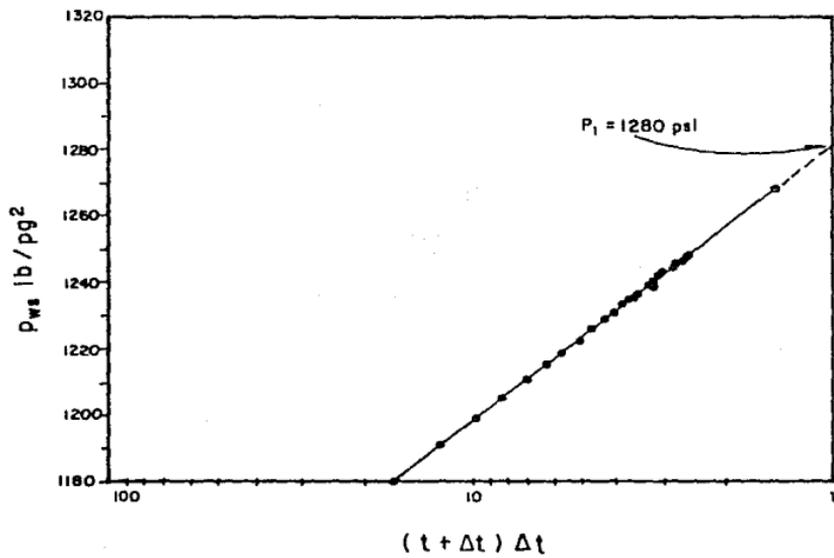


FIG. IV. 5.- INCREMENTO DE PRESION PARA UN YACIMIENTO APROXIMADAMENTE IDEAL.⁶

el que se tuviera un pozo único en un yacimiento infinito; tal condición nunca se obtiene, pero para el caso de un pozo nuevo en un yacimiento finito, se comporta en forma similar siempre y cuando la extracción total del pozo se mantenga uniforme y pequeña.

Antes de graficar es necesario conocer el tiempo de producción t . Esto se realiza suponiendo que el gasto de producción se ha mantenido constante durante toda la vida del pozo, como esto no sucede en realidad, se toma el último gasto disponible.

$$j = \frac{\text{producción total acumulada}}{\text{último gasto de producción}}$$

El valor absoluto de la pendiente m de la línea recta es igual al coeficiente del logaritmo que interviene en la ecuación IV.12. Entonces la capacidad de flujo de la formación está dada por:

$$kh = 162.6 \frac{q \gamma B}{m} \quad (IV.13)$$

Si la línea recta se extrapola para un tiempo de cierre Δt infinito $(t + \Delta t) / \Delta t = 1$ se obtiene P^* , dato necesario para calcular la presión media y la eficiencia de flujo.

Matthews, Brons y Hazebroek⁷, presentaron un método para determinar la presión media del área de drenaje de un pozo, a partir de datos de una prueba de incremento de presión. Este método se basa en la relación que existe entre P^* y P media y se aplica de la siguiente manera :

- 1.- Se determina la P^* extrapolando la línea recta a $(t + \Delta t) / \Delta t = 1$ en una gráfica de Horner.
- 2.- De la distribución de pozos en el yacimiento, determinar la forma del área de drenaje y la localización del pozo - dentro de la misma.
- 3.- Calcular el tiempo de producción adimensional del pozo - (t_{DA}), basado en el área de drenaje.

$$t_{DA} = 0.000264 \frac{ki}{\phi \mu C_i A} \quad (IV.14)$$

- 4.- Usando la figura IV.6 determinar P_{DMBH} de acuerdo con la forma del área de drenaje, la localización del pozo y el tiempo de producción adimensional.
- 5.- Calcular P media como sigue :

$$\bar{p} = \frac{P^* - P_{DMBH}}{2.303} \quad (IV.15)$$

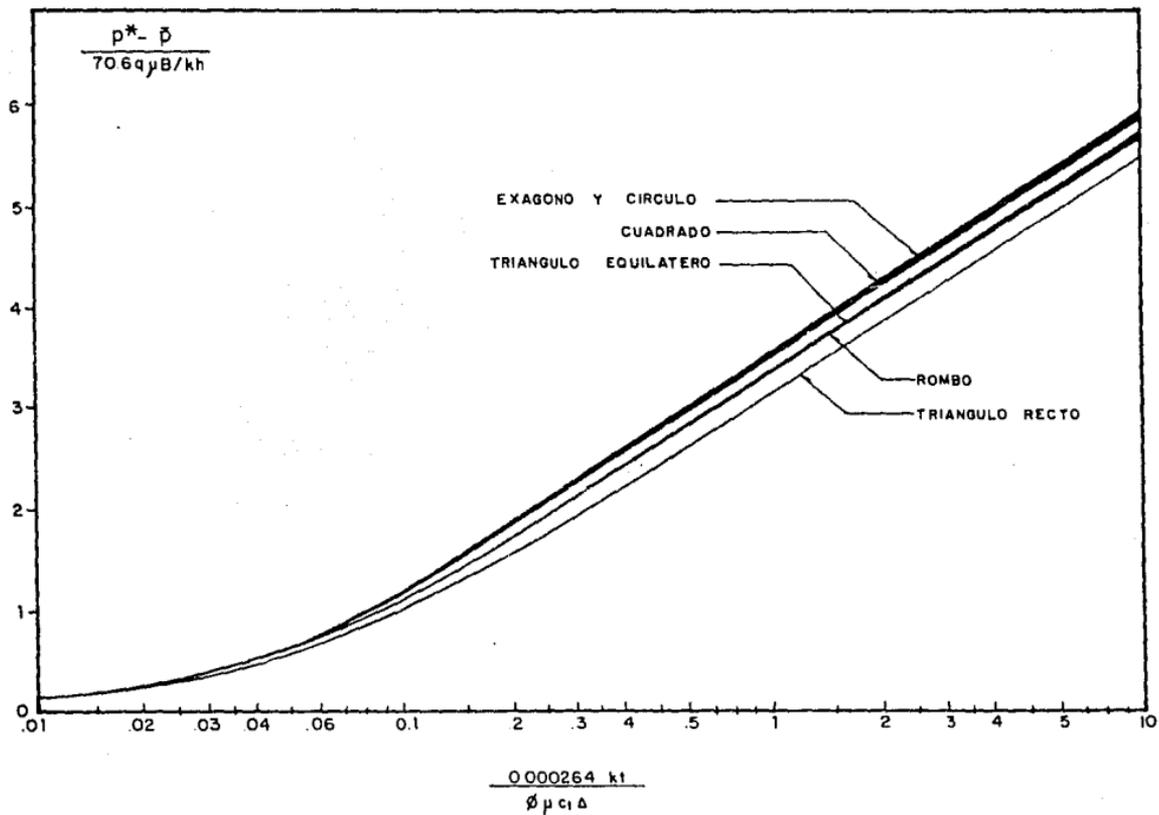


FIG. IV.6.- FUNCIÓN PRESIÓN PARA UN POZO EN EL CENTRO DE UN EQUILÁTERO.¹³

IV.2.2. Método de Miller-Dyes-Hutchinson⁸

Este método está basado en la solución de la ecuación de difusividad para yacimiento finito. Se supone que el pozo ha alcanzado condiciones de flujo pseudoestacionario antes del cierre, simplificando la gráfica de Horner para el caso en que $\Delta t \lll t$.

$$\text{Log} \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \cong \text{Log } t - \text{Log } \Delta t \quad (\text{IV.16})$$

Usando el concepto de presión falsa (p^*), la ecuación IV.12 puede ser escrita como :

$$P_{ws} = P^* - m \text{Log} \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (\text{IV.17})$$

Sustituyendo la ecuación IV.16 en IV.17 y considerando que $P_{ws}(1 \text{ hr.}) = p^* - m \text{log}(t)$ se tiene :

$$P_{ws} = p(1 \text{ hr.}) + m \text{log } \Delta t \quad (\text{IV.18})$$

Esta ecuación indica que la gráfica de P_{ws} contra Δt en papel semilogarítmico debe ser una línea recta con pendiente $+m$, figura IV.7.

La capacidad de flujo de la formación y el factor de daño se obtienen de la misma forma que en el método de Horner, sólo que

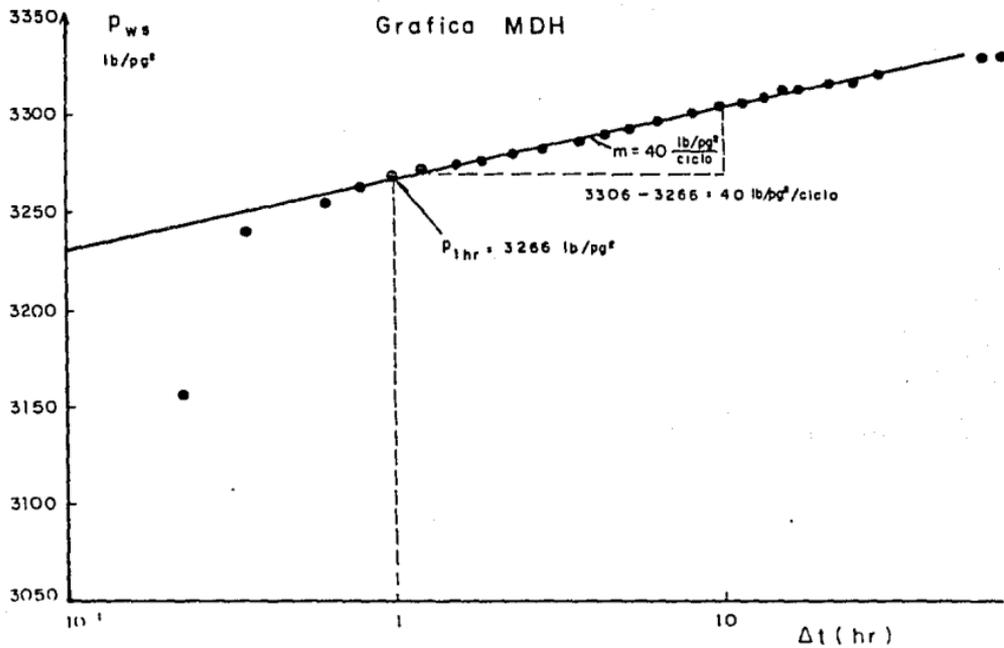


FIG. IV. 7.- GRAFICA DE P_{ws} CONTRA Δt .¹⁷

la pendiente m , es ahora de la gráfica semilogarítmica Pws contra Δt .

La presión media del volumen de yacimiento drenado por el pozo se obtiene en forma diferente a la realizada por MBH.

IV.3. APLICACION DE LA TEORIA DE INCREMENTO DE PRESION EN EL ANALISIS DE DATOS DE LAS PRUEBAS DE FORMACION

La teoría del análisis de pruebas de incremento de presión presentada anteriormente, ha sido fundamentada para ser aplicable al análisis de los datos de incremento de presión obtenidos en una prueba de formación (DST). Las suposiciones básicas de la teoría de incremento de presión, tales como flujo radial, yacimiento infinito y fluido con pequeña compresibilidad, están justamente identificadas en el pozo para las condiciones del DST.

En una prueba de formación (DST fluyendo), la suposición de gasto de producción constante algunas veces se cumple. Sin embargo, en una prueba de recuperación de líquido no fluyente, el gasto generalmente decrece a través del período de flujo. Dolan y colaboradores¹⁵ muestran que la diferencia en el gasto de producción inicial y final en el período de flujo anterior al incremento de presión no es significativa, el gasto de producción

promedio puede usarse como una buena aproximación en el análisis del incremento de presión. Esto es especialmente verdadero si la razón de cambio del gasto de producción con el tiempo es constante, este caso es frecuente en una prueba con recuperación de líquidos no fluyentes. El gasto promedio de producción es determinado dividiendo la cantidad de fluido recuperado entre el tamaño del periodo de flujo. Esto se aplica para ambos incrementos de presión inicial y final en una prueba de doble cierre.

Odeh y Selig¹⁶ presentaron una manera para calcular el gasto de producción apropiado y el valor del tiempo fluyendo para utilizarse en el análisis de incremento de presión, en el momento en el cual el periodo de cierre es seguido por un corto periodo de flujo variable. Este método se emplea en campos grandes en donde la precisión de los valores de la capacidad de flujo (kh) y daño (s) son funciones del gasto variable.

La presión estática de la formación se estima por la extrapolación de la línea recta de la gráfica de Pws contra $\log(t + \Delta t) / \Delta t$, donde Δt es el tiempo de cierre y t es el tiempo fluyendo antes del cierre. Si el periodo inicial de flujo fue suficiente para quitar los efectos de compresión de lodo y para permitir desalojar la mayor cantidad de fluidos invasores de la formación, el incremento inicial deberá extrapolarse a la presión estática real o verdadera de la formación. Si esto no se

presenta, pueden resultar valores muy altos.

El valor de la presión extrapolada de la segunda curva de incremento deberá ser cercana a la obtenida de la curva de incremento inicial. Si ésta es considerablemente baja, se puede concluir que se ha probado una acumulación muy pequeña de hidrocarburos y que en la prueba ha ocurrido un abatimiento significativo de presión.

Para calcular la capacidad de flujo de la formación (kh) se emplea el método de Horner el cual utiliza la pendiente de la gráfica de P_{ws} contra $\log(t + \Delta t) / \Delta t$, definida con la ecuación IV.13.

Los valores de B y β pueden ser estimados de alguna correlación .

Si el gasto q puede permanecer constante durante el periodo de flujo, entonces P_{wf} será el valor final de la presión de fondo fluyendo. Si el gasto no se mantiene constante, una buena aproximación para este valor es el de la presión promedio fluyendo durante el periodo de flujo, la cual será llamada presión media. El cálculo del factor de daño se puede realizar mediante :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{Kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (IV.19)$$

donde m es la pendiente de la línea recta empleada para determinar la capacidad de flujo y t es el tiempo total de flujo. En el caso de una prueba con pozo fluyendo en la cual el gasto es medianamente constante, la presión promedio es reemplazada por la verdadera presión final de fondo fluyendo. Estas presiones medias podrán tomar el valor de la presión al tiempo $t = 1$ hora.

Maier⁵ presenta una buena simplificación a la ecuación IV.19, tomando los valores típicos de porosidad, $\phi = 0.15$ y radio del pozo, $r_w = 0.333$ pies. En éste caso la fórmula del factor de daño queda :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{wf}}{m} - \text{Log} \left(\frac{1}{C} \right) \left(\frac{k}{\gamma} \right) + 1.45 \right] \quad (\text{IV.20})$$

El radio de drene durante una prueba de formación DST es también de interés, teniendo una relación aproximada de :

$$0.000264 \frac{kl}{\phi \gamma C_1 r_e^2} \cong 0.25 \quad (\text{IV.21})$$

Un límite del yacimiento a una distancia (r_e) del pozo se refleja en la presión del yacimiento a un tiempo t . Partiendo de la relación anterior, el radio de drene correspondiente a un tiempo t será estimado por :

$$r_e \cong \sqrt{0.00105 \frac{kl}{\phi \gamma C_1}} \quad (\text{IV.22})$$

En el caso de flujo multifásico, la compresibilidad y movilidad total del sistema de fluidos del yacimiento podrá ser sustituida por la cantidad correspondiente a un solo fluido como en otras técnicas de análisis de presión.

IV.4. TEORIA Y ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION

Hasta este momento solo se ha hablado de los métodos de análisis para pruebas de incremento de presión. Sin embargo, es posible obtener estimaciones de la permeabilidad de la formación, factor de daño y también en algunos casos, del volumen del yacimiento por medio de pruebas de decremento de presión. Una prueba de decremento de presión es simplemente una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo realizadas durante un periodo de flujo a un gasto de producción constante.

Generalmente el pozo permanece cerrado antes de la prueba de decremento durante un periodo de tiempo suficiente para permitir que la presión se iguale a través de la formación, por ejemplo, hasta alcanzar la presión estática del yacimiento. Las pruebas de decremento de presión pueden durar unas cuantas horas o varios días, dependiendo de los objetivos de la prueba. En pruebas en las cuales no es posible mantener un gasto de producción constante o cuando el pozo no se cerró el tiempo suficiente como para alcanzar la presión estática antes de la prueba, se puede

utilizar para su análisis alguno de los métodos que considere gasto de producción variable. Una prueba de decremento se recomienda cuando la presión en el yacimiento es uniforme, de esta manera, pozos nuevos son excelentes candidatos. También, cuando exista incertidumbre en la interpretación de las pruebas de incremento de presión de un pozo.

En este caso una prueba de incremento seguida de una prueba de decremento de presión proporciona datos que pueden ser utilizados para análisis comparativos. Generalmente hablando, se dice que las pruebas de decremento son simplemente una alternativa para las pruebas de incremento; sin embargo, una prueba prolongada de decremento de presión aporta estimaciones significativas del volumen del yacimiento.

Las técnicas de análisis para pruebas de decremento de presión se basan en los mismos fundamentos físico-matemáticos y relaciones de flujo que las pruebas de incremento de presión. Los métodos de análisis son aplicables durante diferentes intervalos de tiempo de flujo, como el descrito por Odeh y Nabor, en el cual durante el periodo de flujo, el valor del tiempo real es aproximadamente igual a:

$$t = 0.1 \frac{\phi \mu C_t r_e^2}{k}$$

en unidades Darcy, mientras que en unidades prácticas quedaría:

$$t = \frac{\phi \mu C_t r_e^2}{0.00264 k}$$

esto es cuando prevalecen las condiciones de flujo transitorio. Ahora bien, cuando se han establecido las condiciones de flujo pseudoestacionario, el valor del tiempo t esta dado por:

$$t = \frac{\phi \gamma C_t r_e^2}{0.00088 k}$$

El periodo intermedio entre estos dos valores de tiempo algunas veces es referido como el periodo "transitorio tardio". Estos periodos de tiempo están ilustrados esquemáticamente en la figura IV.8.

Partiendo de la ecuación IV.5 y adicionándole la caída de presión debida al daño, se obtiene la ecuación que determina la presión de fondo fluyendo de un pozo en un yacimiento infinito:

$$P_{wf} = P_i - \frac{70.6 q \gamma B}{kh} \left[-Ei \left(-\frac{\phi \gamma C_t r_w^2}{0.00105 kt} \right) + 2s \right] \quad (IV.23)$$

Esta expresión es también válida para describir el comportamiento de un pozo situado en la frontera del yacimiento durante el periodo de flujo transitorio, anterior a la aparición de los efectos de frontera. Simplificando la ecuación (IV.23) se tiene:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.2 q \gamma B}{kh} \left[\text{Log} \frac{kt}{\phi \gamma C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] \quad (IV.24)$$

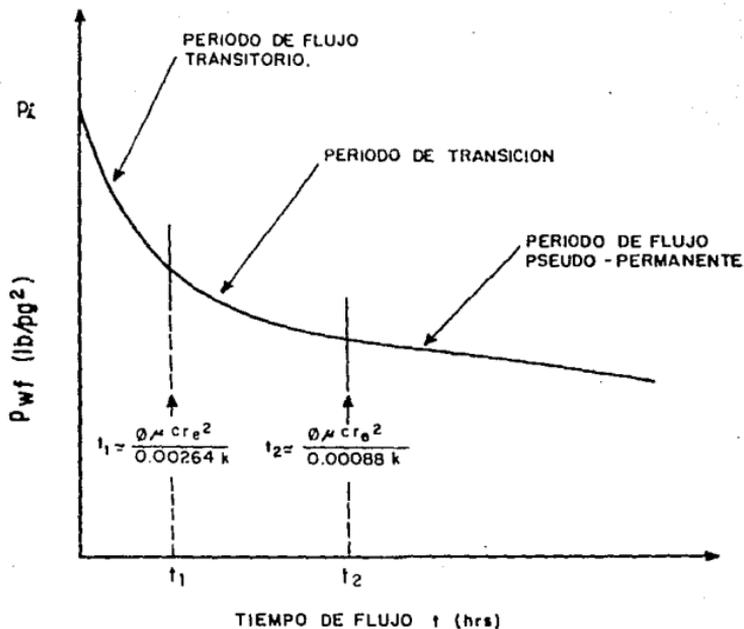


FIG. IV. 8:- GRAFICA ESQUEMATICA DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION MOSTRANDO LOS INTERVALOS DE TIEMPO PARA CADA TIPO DE FLUJO.

Examinando la ecuación anterior se observa que durante el periodo de flujo transitorio en una prueba de decremento de presión, la gráfica de presiones de fondo del pozo contra el logaritmo del tiempo debe representar una línea recta. Esto se ilustra esquemáticamente en la figura IV.9. El valor del producto kh o capacidad de flujo se obtiene de con la ecuación IV.13.

De una manera análoga a la expuesta para las pruebas de incremento de presión, el factor de daño puede determinarse reordenando la ecuación IV.24 quedando de la siguiente manera:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{ihr} - P_{wf}}{m} - \text{Log} \frac{k}{\phi \gamma C_i r_w^2} + 3.23 \right] \quad (IV.25)$$

IV.5. ANALISIS DE DATOS DE PRUEBAS DE FORMACION UTILIZANDO CURVAS TIPO

Varias curvas tipo son utilizadas para analizar datos de pruebas de pruebas de presión. Aunque estos métodos tienen quizás mas aplicaciones en pruebas de periodos largos, pueden algunas veces ser utilizados en el análisis de pruebas de formación donde los datos disponibles no son suficientes para obtener una línea recta en la gráfica de Horner.

Ramey, Agarwal y Martín⁹ proporcionan curvas que incluyen efectos de daño que pueden ser usadas para analizar datos de

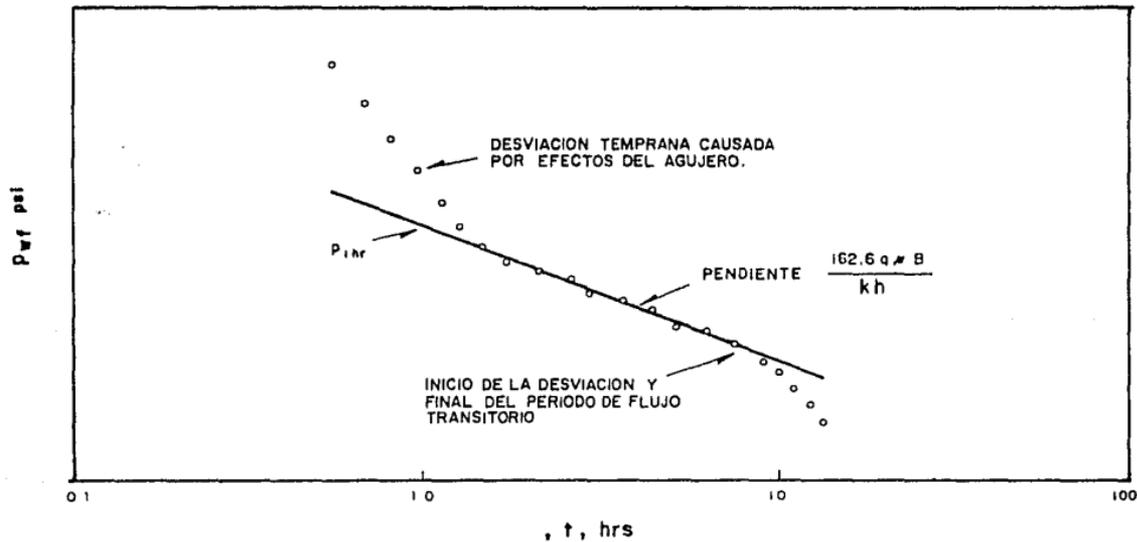


FIG. IV. 9.- GRAFICA ESQUEMATICA DEL ANALISIS DE LA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION EN EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO.

periodos de flujo en una prueba de formación, en la cual no hay cambios significativos del coeficiente de almacenamiento. Las figuras IV.10, IV.11 y IV.12 son curvas tipo, en las cuales la relación de presión adimensional se define como :

$$P_{DR} = \frac{P_D}{P_{D0}} = \frac{P_i - P_{wf}(t)}{P_i - P_0} \quad (IV.26)$$

donde p_0 es la presión que existe en la sarta de perforación inmediatamente después de iniciar el periodo de flujo.

Para el periodo de flujo inicial, p_0 será la presión atmosférica o la presión ejercida por un fluido amortiguador en la sarta de perforación, para el periodo de flujo final, p_0 será la presión que resulta al final del primer periodo de flujo. En las figuras IV.10, IV.11 y IV.12 el tiempo adimensional se obtiene a partir de la ecuación :

$$t_D = \frac{0.000264 \text{ kM}^2}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad (IV.27)$$

El coeficiente de almacenamiento viene dado por la ecuación $C = \Delta V / \Delta p$; Durante el periodo de flujo de una prueba de formación, el coeficiente de almacenamiento resulta de un cambio en el nivel de líquido en la sarta de perforación, este cambio se determina mediante la ecuación :

$$C = \frac{V_u}{\frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c}} \quad (IV.28)$$

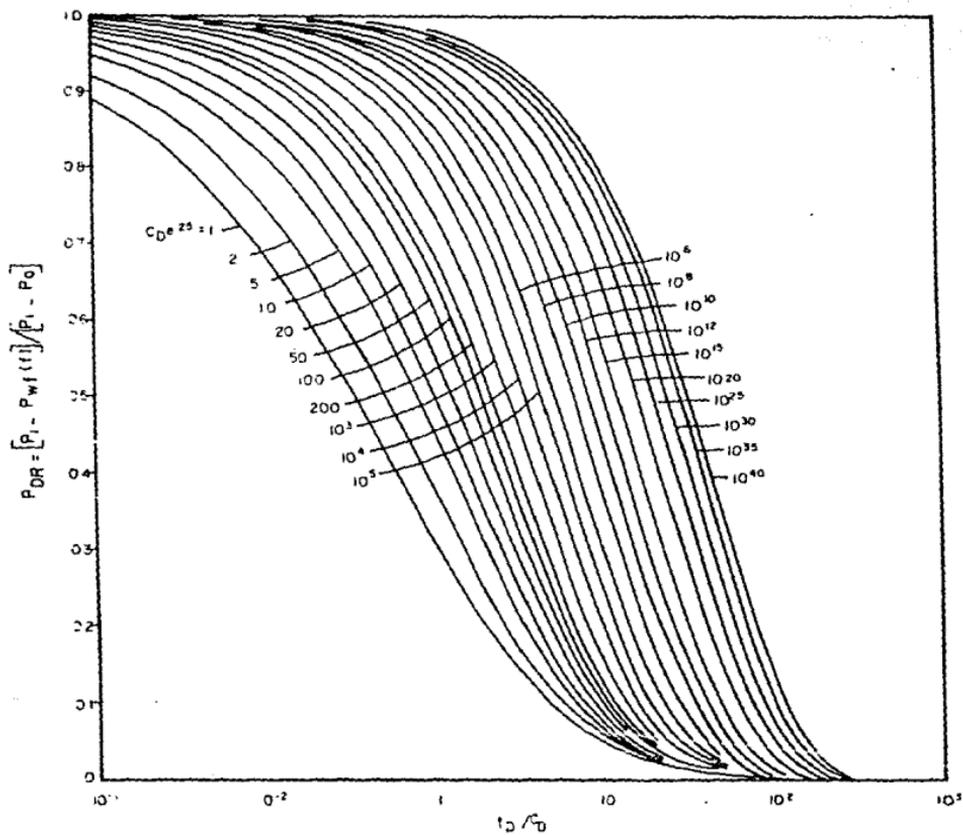


FIG. IV. 10.- CURVAS TIPO PARA ANALISIS DE PRUEBAS DE FORMACION USADAS PARA TIEMPOS (DATOS) INICIALES.

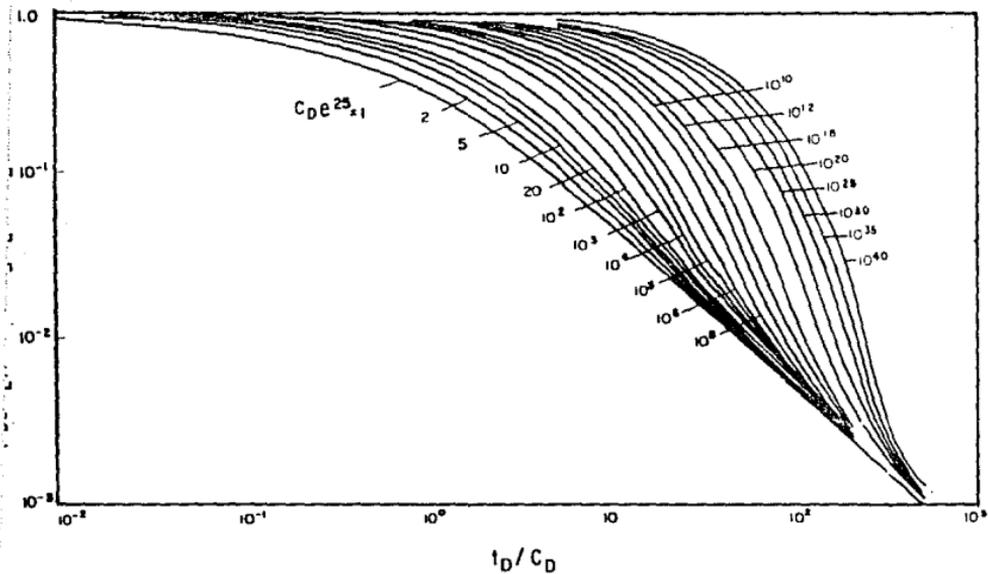


FIG. IV. 11.- CURVAS TIPO (log-log) PARA PRUEBAS DE FORMACION SIN FLUJO EN LA SUPERFICIE Y PARA TIEMPOS LARGOS.

La técnica para ajustar curvas tipo es similar a la descrita anteriormente, con una importante simplificación: la relación de presión adimensional en las figuras IV.10 a IV.12 siempre varía de cero a uno y es independiente del gasto así como de las propiedades de la formación. De esta manera, cuando los datos son graficados en papel transparente y se desliza sobre las figuras, la escala de relación de presión se fija y solamente se desliza horizontalmente.

Una vez ajustados los datos en una curva tipo, los datos reales y de la curva tipo son leídos en un punto de ajuste convenientemente elegido. Tres puntos son requeridos: el parámetro sobre la curva ajustada $(C_D e^{2s})_M$; la escala de tiempo del punto de ajuste, $(t)_M$, de la curva de datos y el punto correspondiente de la curva tipo, $(t_D/C_D)_M$.

La permeabilidad puede ser calculada en la escala de tiempo del punto de ajuste mediante la siguiente ecuación:

$$k = 3389 \frac{\gamma C}{h (t)_M} \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M \quad (IV.29)$$

Usando este método no es necesario conocer el gasto para calcular la permeabilidad. El factor de daño es calculado del parámetro de la curva ajustada de la siguiente manera:

$$S = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\phi C t h [\gamma^2 (C_D e^{2s})_M]}{0.89359 C} \right) \quad (IV.30)$$

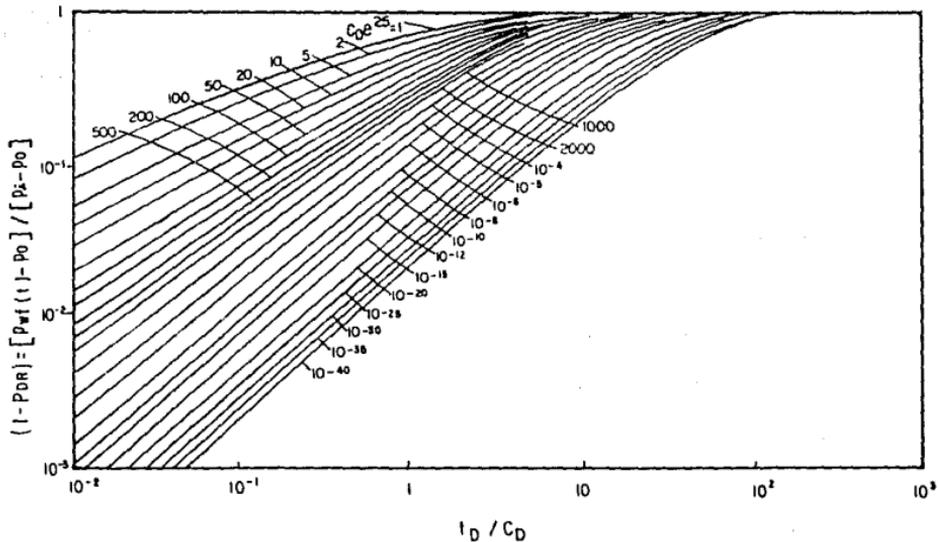


FIG. IV. 12: CURVAS TIPO (LOG-LOG) PARA TIEMPOS SIN FLUJO EN LA SUPERFICIE .

Ramey, Agarwal y Martín⁸ recomiendan usar tres curvas tipo para analizar datos del periodo de flujo en una prueba de formación, la curva tipo semilogarítmica de la figura IV.10 se usa para datos de tiempo iniciales, mientras la figura IV.11 proporciona mala resolución para datos de tiempo inicial, y la figura IV.12 por lo general se usa para datos de tiempos iniciales. Estas curvas no son aplicables cuando el fluido entra a la sarta de perforación con un gasto constante, esto es cuando existe flujo hacia la superficie y también cuando el coeficiente de almacenamiento cambia debido al tamaño de la tubería o a los cambios de compresibilidad.

A continuación se describe el procedimiento de análisis de los resultados arrojados por una prueba de formación, mostrando en las figuras IV.13 y IV.14 la carta de presión y el registro de presiones contra tiempo de la prueba.

1.- Una vez que se tiene la carta de presión y el registro de presiones de la prueba, se debe verificar que el dato de presión hidrostática de la carta de presión, tanto inicial como final, concuerde con el valor de presión calculado a partir de la profundidad de prueba y la densidad de lodo de perforación.

2.- Estimar el gasto de producción de la prueba a partir del tiempo de producción anterior al periodo de cierre; cuando se realiza una prueba de doble cierre, el calculo se hace para cada uno de los periodos de flujo.

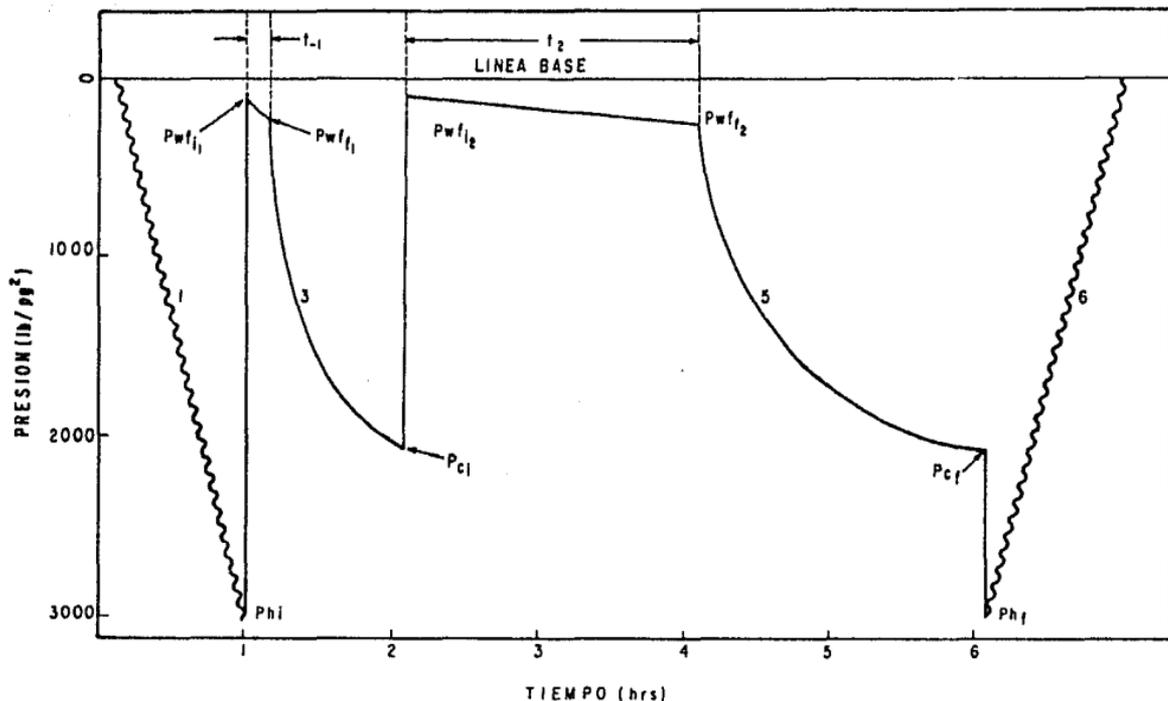


FIG. IV . 13. DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA CARTA DE PRESION DST: (1) BAJANDO HERRAMIENTO, (2) PERIODO INICIAL DE FLUJO; (3) PERIODO DE CIERRE INICIAL; (4) PERIODO FINAL DE FLUJO; (5) PERIODO DE CIERRE FINAL; (6) SUBIENDO A SUPERFICIE; SUBINDICES i, f, = INICIAL Y FINAL; P_{wf} = PRESION DE FONDO FLUYENDO; P_c = PRESION CIERRE; Φ_i = PRESION HIDROSTATICA DE LODO.

| MANOMETRO No. 2008 | | | PROFUNDIDAD 5000 | | | | RELOJ No. 473 | | | 12 HORAS | | BOLETA No. 178692 | | | | |
|-------------------------|-------------------------------|-----|--------------------------|------------------------------------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|------------------------------------------|-------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------|------------------------------------------|-------------------------------|--|
| PRIMER PERIODO DE FLUJO | | | PRIMER PERIODO DE CIERRE | | | SEGUNDO PERIODO DE FLUJO | | | SEGUNDO PERIODO DE CIERRE | | | TERCER PERIODO DE FLUJO | | TERCER PERIODO DE CIERRE | | |
| TIEMPO 0.000" | PRESION lb/pg ² | | TIEMPO 0.000" | $\text{Log} \frac{t+\Delta t}{\Delta t}$ | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | $\text{Log} \frac{t+\Delta t}{\Delta t}$ | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | $\text{Log} \frac{t+\Delta t}{\Delta t}$ | PRESION lb/pg ² | |
| 0 | 0000 | 112 | 0.000 | | 90 | 0.000 | 87 | 0.000 | | 200 | | | | | | |
| 1 | 0008 | 90 | 0.042 | | 1705 | 0.108 | 92 | 0.0725 | | 1750 | | | | | | |
| 2 | 0016 | 87 | 0.084 | | 1841 | 0.216 | 105 | 0.170 | | 1820 | | | | | | |
| 3 | 0024 | 87 | 0.126 | | 1875 | 0.324 | 120 | 0.2670 | | 1860 | | | | | | |
| 4 | 0032 | 87 | 0.168 | | 1915 | 0.432 | 135 | 0.340 | | 1900 | | | | | | |
| 5 | 0040 | 90 | 0.210 | | 1942 | 0.540 | 152 | 0.420 | | 1915 | | | | | | |
| 6 | | | 0.252 | | 1949 | 0.648 | 167 | 0.498 | | 1940 | | | | | | |
| 7 | | | 0.294 | | 1990 | 0.756 | 185 | 0.590 | | 1975 | | | | | | |
| 8 | | | 0.336 | | 2000 | 0.864 | 200 | 0.640 | | 1997 | | | | | | |
| 9 | | | 0.378 | | 2005 | | | 0.740 | | 2018 | | | | | | |
| 10 | | | 0.390 | | 2010 | | | 0.782 | | 2020 | | | | | | |
| 11 | | | 0.420 | | 2036 | | | 0.825 | | 2036 | | | | | | |
| 12 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 16 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| LECTURA DEL INTER. 1 | | | 6 | | | 15 | | | 12 | | | | | MINUTOS | | |
| OBSERVACIONES : | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |

FIG. IV.14 REGISTRO DE PRESION CONTRA TIEMPO MEDIDO PARA UNA PRUEBA DST.

3.- Determinar gráficamente la presión del yacimiento y el valor de la pendiente m de la gráfica semilogarítmica de P_{ws} contra $(t + t)/t$. Para esta determinación se divide la curva de incremento de presión en un cierto número de intervalos de tiempo leyendo para cada uno de ellos el dato de presión correspondiente.

4.- Calcular la permeabilidad de la formación y el factor de daño, a partir de las ecuaciones IV.13 y IV.19.

5.- Calcular la caída de presión debida al daño y la eficiencia de flujo a partir de las ecuaciones II.7 y II.9, respectivamente.

CAPITULO V

EJEMPLOS DE APLICACION

Ejemplo 1.- En la figura V.1 se presenta la carta de presión de una prueba de formación . La prueba consta de un periodo de flujo y uno de cierre. La siguiente información se obtuvo durante la prueba y de la carta de presión :

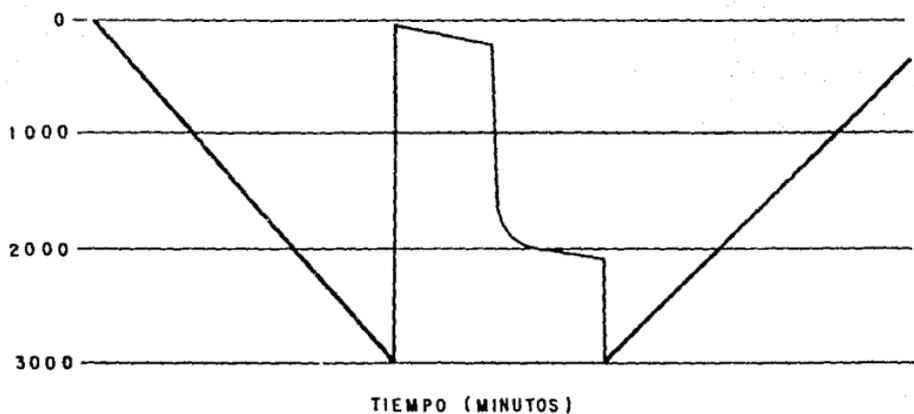


FIG. V.1 . CARTA DE PRESION PARA EL EJEMPLO QUE ILUSTRA EL METODO DE ANALISIS DE VAN EVERDINGEN .

Intervalo probado : 5000 a 5014 pies (h = 14 pies)

Diámetro del pozo : $d_w = 9$ pg

Diámetro de tubería de perforación : 4½ pg D.E.; 16.6 lb/pie

Densidad de lodo de perforación : = 11.6 lb/gal

Temperatura de superficie : $T_s = 80^{\circ}$ F

Temperatura de formación : $T_f = 130^{\circ}$ F

Recuperación : 450 pies de aceite de 40° API y 60 pies de lodo con gas.

Gasto de gas : 244 hpies³/día

Presión hidrostática inicial = Presión hidrostática final

Presión hidrostática : $P_h = 3000$ lb/pg²

Presión inicial fluyendo : $F_{wfi} = 20$ lb/pg²

Presión final fluyendo : $F_{wff} = 200$ lb/pg²

Tiempo de producción : $t_p = 30$ minutos

Tiempo de cierre : $\Delta t = 33$ minutos

Solución :

1.- Verificar la precisión del registro de presión :

$$P_h = \frac{5000 (11.6) (7.48)}{144} = 3010 \text{ lb/pg}^2$$

el valor de presión calculado es muy aproximado al obtenido por el registro por lo que es un indicativo de que la precisión del manómetro es buena.

2.- Estimar el gasto de producción de la prueba :

la capacidad de la tubería de perforación es : 70.32 pies /bbl, entonces :

$$V_o = 450 \left(\frac{1}{70.32} \right) = 6.40 \text{ bbl}$$

| Δt (min) | P_{ws} (lb/pg ²) | $\frac{t_p - \Delta t}{\Delta t}$ |
|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| 0 | 200 | 0.0 |
| 3 | 1765 | 11.00 |
| 6 | 1890 | 6.00 |
| 9 | 1934 | 4.33 |
| 12 | 1957 | 3.50 |
| 15 | 1977 | 3.00 |
| 18 | 1990 | 2.67 |
| 21 | 2000 | 2.42 |
| 24 | 2011 | 2.25 |
| 27 | 2018 | 2.11 |
| 30 | 2024 | 2.00 |
| 33 | 2028 | 1.91 |

TABLE V. 1.

$$V = 60 \left(\frac{1}{70.32} \right) = 0.85 \text{ bbl}$$

$$\text{Volumen total recuperado} = V_0 + V = 7.25 \text{ bbl}$$

por tanto :

$$q = \frac{7.25}{30 \text{ min}} \left(\frac{1440 \text{ min}}{\text{día}} \right) = 348 \text{ bbl/día}$$

3.- Determinación gráfica de la presión del yacimiento y el valor de la pendiente m (figura V.2); en la tabla V.1 se muestran los datos de presión contra tiempo de la prueba de formación.

De la gráfica :

$$P_{ws} = 2110 \text{ lb/pg}^2$$

$$m = 280 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$$

4.- Obteniendo de correlaciones $B_0 = 1.137 m \text{ c.s./m c.y.}$ y $\mu = 0.68 \text{ cp}$ y de un registro sísmico $\beta = 0.20$, $C_t = 1 \times 10^{-5} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$, se determina la permeabilidad de la formación y el factor de daño :

$$k = \frac{162.6 (348) (0.68) (1.137)}{280 (14)} = 13.44 \text{ md}$$

$$s = \frac{2110 - 200}{280} - \log \left(\frac{0.591 \times 10^{-5} (13.44) (0.5)}{0.20 (0.68 \times 10^{-5}) (0.141)} \right) = 2.49$$

5.- Calcular la caída de presión debida al daño y la eficiencia de flujo :

$$P = 141.2 \frac{(348) (1.137) (0.68)}{13.44 (14)} 2.49 = 607.78 \text{ lb/pg}^2$$

$$EF = \frac{2110 - 200 - 607}{2110 - 200} = 0.6816$$

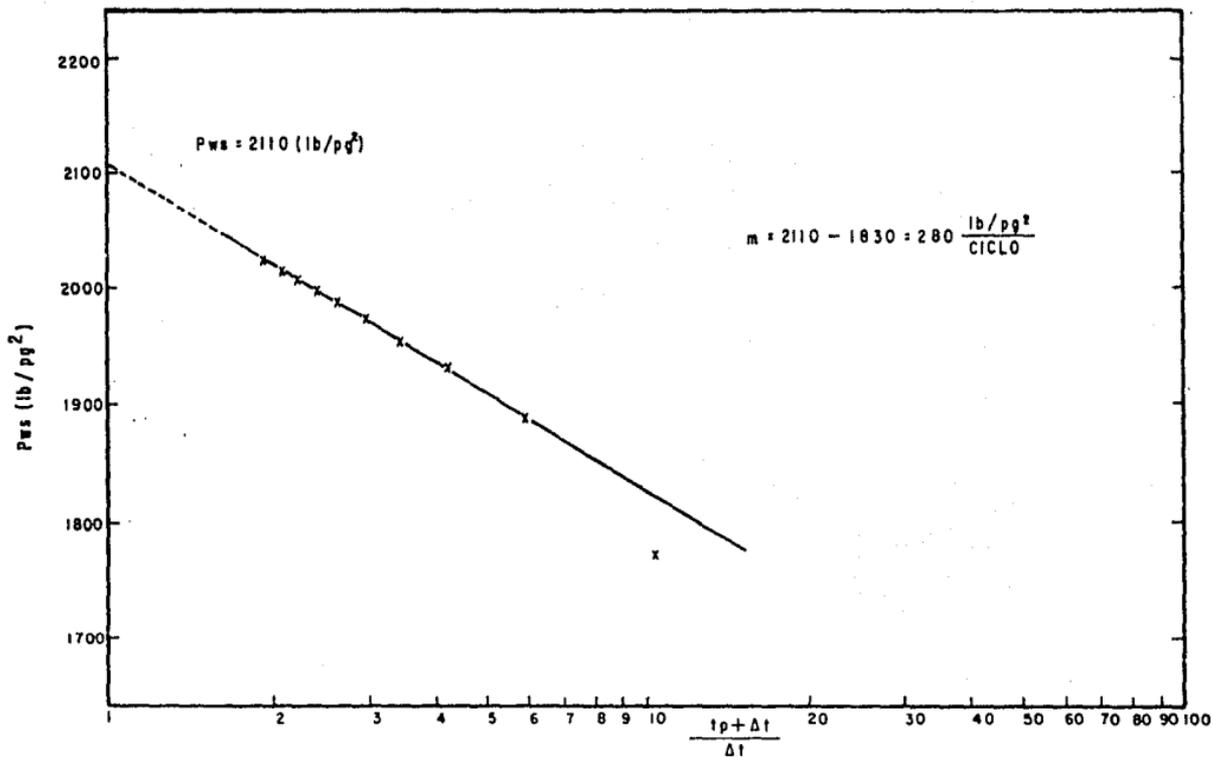


FIG . V . 2. GRAFICA SEMILOGARITMICA DE LOS DATOS DE INCREMENTO DE PRESION DE LA TABLA I

El valor de s indica un ligero daño a la formación.

El valor de la eficiencia de flujo indica que el pozo produce en un 68 % de su capacidad ideal por lo que se puede recomendar realizar una limpieza para mejorar las condiciones de flujo del pozo.

Ejemplo 2.- Análisis de una prueba de formación por el método de Horner . Las figuras V.3 y V.4 muestran los datos dados por Ammann para la prueba en agujero descubierto en la formación de Arbuckle. Es una prueba de doble cierre.

Interval probado : 4182 a 4198 pies : $h = 16$ pies

Profundidad del manómetro : 4174 pies

Diámetro de la tubería de perforación : $4\frac{1}{2}$ pg

Longitud de lastrabarrenas : $L_b = 240$ pies; 2.5 pg l.D.

Densidad de lodo : = 10.11 lb /gal

Recuperación : 300 pies de aceite y 75 pies de lodo con gas

Presión hidrostática inicial : $P_{hi} = 2314$ lb/pg²

Presión hidrostática final : $P_{hf} = 2290$ lb/pg²

| | | |
|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| 1 ^{er} PERIODO | Presión inicial fluyendo | : $P_{wfi} = 57$ lb/pg ² |
| | Presión final fluyendo | : $P_{wfp} = 35$ lb/pg ² |
| | Tiempo de producción | : $t_p = 5$ minutos |
| | Tiempo de cierre | : $\Delta t = 60$ minutos |
| 2 ^{do} PERIODO | Presión inicial fluyendo | : $P_{wfi} = 35$ lb/pg ² |
| | Presión final fluyendo | : $P_{wfp} = 145$ lb/pg ² |

| MANOMETRO No. 241 | | | PROFUNDIDAD 4174 | | | | RELOJ No. 1547 | | | 12 HORAS | | BOLETA No. 166710 | | | |
|-------------------------|------------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| PRIMER PERIODO DE FLUJO | | | PRIMER PERIODO DE CIERRE | | | SEGUNDO PERIODO DE FLUJO | | SEGUNDO PERIODO DE CIERRE | | | TERCER PERIODO DE FLUJO | | TERCER PERIODO DE CIERRE | | |
| | TIEMPO 0.000" | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | Log $\frac{1+\theta}{\theta}$ | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | Log $\frac{1+\theta}{\theta}$ | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | PRESION lb/pg ² | TIEMPO 0.000" | Log $\frac{1+\theta}{\theta}$ | PRESION lb/pg ² |
| 0 | 0.000 | 57 | 0.000 | | 3 | 0.000 | 32 | 0.000 | | 145 | | | | | |
| 1 | 0.008 | 35 | 0.042 | | 1664 | 0.108 | 37 | 0.0825 | | 1669 | | | | | |
| 2 | 0.016 | 32 | 0.084 | | 1701 | 0.216 | 50 | 0.165 | | 1699 | | | | | |
| 3 | 0.024 | 32 | 0.126 | | 1708 | 0.324 | 65 | 0.2475 | | 1706 | | | | | |
| 4 | 0.032 | 32 | 0.168 | | 1711 | 0.432 | 80 | 0.330 | | 1711 | | | | | |
| 5 | 0.040 | 35 | 0.210 | | 1713 | 0.540 | 97 | 0.4125 | | 1713 | | | | | |
| 6 | | | 0.252 | | 1716 | 0.648 | 112 | 0.495 | | 1713 | | | | | |
| 7 | | | 0.294 | | 1716 | 0.756 | 130 | 0.5775 | | 1713 | | | | | |
| 8 | | | 0.336 | | 1716 | 0.864 | 145 | 0.660 | | 1716 | | | | | |
| 9 | | | 0.378 | | 1716 | | | 0.7425 | | 1716 | | | | | |
| 10 | | | 0.420 | | 1718 | | | 0.825 | | 1718 | | | | | |
| 11 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | | | | | | | | | | | | | | | |
| LECTURA DEL INTER. I | | | 6 | | | 15 | | 12 | | | MINUTOS | | | | |
| OBSERVACIONES : | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |

FIG. V. 3. DATOS DE PRESION CONTRA TIEMPO MEDIDOS EN UNA PRUEBA DST EN LA FORMACION DE ARBUCKLE.

| DATOS DE LA MUESTRA DE FLUIDO | | | FECHA: 2-18-59 | FACTURA No.: 166710 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------|
| PRESION MUESTRA (lb/qq) EN SUP. | | | WIND ASUJERO DEBOUSERTO | DISTRITO HALLSBURTON |
| RECUPERACION PES ³ GAS cm ³ ACEITE cm ³ AGUA cm ³ LODO | | | TESTER. E. SIMS. WITNESS MR. JOHNSON | |
| TOTAL DE LIQUIDO cm ³ | | | DRILLING CONTRACTOR | |
| DENSIDAD ° API | | OF | DATOS DEL EQUIPO Y ASUJERO | |
| RRGA | | plus ³ /bbl CONTENIDO DE CLORURO | FORMACION PROBA DA | ARBUCKLE |
| RECUPERACION | RESISTIVIDAD | | ELEVACION | 1123 |
| AGUA | a | of | INTERVALO PRODUCTOR NETO | 4182 - 4198 |
| LODO | a | of | PROFUNDIDAD DE MEDICION TODO EL NIVEL | |
| FILTRADO DE LODO | a | of | PROF. TOTAL | 4198 |
| MUESTRA DE LODO | a | of | DIAMETRO DE ASUJERO | 8 - 3/4 |
| MUESTRA DE FILTRADO | a | of | LONG. DE LASTRABARRERAS | 10 2-1/2 |
| PESO DEL LODO lb/gal | 118.48 | of | LONG. DE T.P. | 10 4-1/2 API |
| | | | PROF. ESPACIADOR | 4182 |
| | | | PROF. VALVULA DE PRUEBA | |
| TIPO COLCHON No. | AUMENTO | PROF. DE COLOCACION | ESTRANGULADOR DE SUPERFICIE 5/8 | ESTRANGULADOR DE FONDO 5/8 |
| RECUPERACION | 300 | pies de aceite | | |
| RECUPERACION | 75 | pies de aceite y gas con lodo | | |
| RECUPERACION | | pies de | | |
| RECUPERACION | | pies de | | |
| RECUPERACION | | pies de | | |
| OBSERVACIONES : SE ASENTA EL ESPACIADOR, SE OPERA LA HMTA. POR ESPACIO DE 5 MINUTOS SE REGISTRA LA PRESION DE FONDO FLUYENDO ROTANDO LA HERRAMIENTA DE CIERRA POR ESPACIO DE 50 MIN. ABRE LA HERRAMIENTA CON BUEN FLUJO. GAS EN SUPERFICIE A LOS 4 MINUTOS. | | | | |
| 5-3/400-4-3/4 10X18 ANCLA PERFORADA | | | | |
| TEMPERATURA | MANOMETRO No. 241 | MANOMETRO No. 342 | MANOMETRO No. | TIEMPO |
| EST. 110 °F | PROFUNDIDAD 4774 pies | PROFUNDIDAD 4293 pies | PROFUNDIDAD | |
| ACTUAL °F | TERMINO PRESIONES | TERMINO PRESIONES | TERMINO PRESIONES | HERRAMIENTA ABIERTA ABIERTA DESVIADA |
| | CAMPO OFICIAL | CAMPO OFICIAL | CAMPO OFICIAL | REPORTE COMPUTADO BIN. BIN. |
| Observaciones inicial | 2290 | 2314 | | |
| PRIMER PERIODO DE FLUJO | inicial | 0 | 32 | |
| | Flujo | | | 5 |
| | Cierre | 1720 | 1718 | 80 |
| SEGUNDO PERIODO DE FLUJO | inicial | | 36 | |
| | Flujo | 150 | 145 | 170 |
| | Cierre | 1695 | 1716 | 120 |
| TERCER PERIODO DE FLUJO | inicial | | | |
| | Flujo | | | |
| | Cierre | | | |
| Observaciones final | 2205 | 2290 | | |

DATOS DE LA PRUEBA DE FORMACION

FIG. V. 4.- DATOS DE LA PRUEBA DST REALIZADA EN LA FORMACION DE ARBUCKLE

C.K. Walker, North
 RECORRE
 OBSERVACION SEC 13-221-4W
 POZO No. 76
 PA. No. 1
 ASER
 North Covington
 INTERVALO PROBA DO
 SINDICAT O-I and Gas Company
 ROBERT R. LA CORRALIA
 ESTADO Orlinohom

| | | |
|--------------|----------------------|---------------------------|
| 2 do PERIODO | Tiempo de producción | : $t_p = 2$ horas |
| | Tiempo de cierre | : $\Delta t = 60$ minutos |

Solución :

1.- Verificar la precisión del registro de presión :

$$F_h = \frac{4174 (10.1) (7.46)}{144} = 2189.6 = 2190 \text{ lb/pg}^2$$

Con respecto a la F_h , se tiene una desviación de 5.66 % y con respecto a la F_h , se tiene una desviación de 4.57 %.

2.- Estimar el gasto de producción para cada periodo de flujo :

Gradiente de presión de lodo = 0.5427 lb/pg²/pie, $P_{wf1} = 35$ lb/pg²

$$\text{Recuperación} = \frac{75}{0.5427} = 67 \text{ pies de lodo}$$

en la figura V.4 se reportan 75 pies de lodo gasificado, se puede tomar este valor; sin embargo, se tomo el calculado a partir del gradiente de fluido.

Capacidad de lastrabarreras = 0.00607 bbl/pie

$$V_f = 67 (0.00607) = 0.407 \text{ bbl}$$

$$q_1 = \frac{0.407}{5 \text{ min}} (1440 \text{ min/día}) = 117 \text{ bbl/día}$$

Ahora para el segundo periodo de flujo :

$$\Delta P = 145 - 35 = 110 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{fo} = \frac{141.5}{131.3 + 44} = 0.806$$

Gradiente de fluido = 0.806 (0.4331) = 0.349 lb/pg²/pie

Recuperación = $\frac{110}{0.349} = 315$ pies de aceite

| Δt (hrs) | Pws (lb/pg ²) | $\frac{tp + \Delta t}{\Delta t}$ |
|---------------------|------------------------------|----------------------------------|
| 0.000 | 35 | 00 |
| 0.042 | 1664 | 2.98 |
| 0.100 | 1701 | 1.83 |
| 0.126 | 1708 | 1.66 |
| 0.168 | 1711 | 1.49 |
| 0.210 | 1713 | 1.39 |
| 0.252 | 1716 | 1.33 |
| 0.294 | 1716 | 1.28 |
| 0.336 | 1716 | 1.24 |
| 0.378 | 1716 | 1.22 |
| 0.420 | 1718 | 1.19 |

TABLE V. 2.

| Δt (hrs) | Pws (lb/ pg ²) | $\frac{tp + \Delta t}{\Delta t}$ |
|-----------------------|-------------------------------|----------------------------------|
| 0 000 | 145 | 00 |
| 0.0825 | 1669 | 25.24 |
| 0.165 | 1699 | 13.12 |
| 0.2475 | 1706 | 9.08 |
| 0.330 | 1711 | 7.06 |
| 0.4125 | 1713 | 5.848 |
| 0.495 | 1713 | 5.040 |
| 0.5775 | 1713 | 4.46 |
| 0.660 | 1716 | 4.03 |
| 0.7425 | 1716 | 3.69 |
| 0.825 | 1718 | 3.42 |

TABLE V.3.

Capacidad de la tubería de perforación = 0.01422 bbl/pie

$$V_0 = (240 - 67) (0.00607) + (315 - (240 - 60)) (0.01422)$$

$$V_0 = 1.05 + 2.02 = 3.07 \text{ bbl}$$

$$q_2 = \frac{3.07 \text{ bbl}}{120 \text{ min}} \left(\frac{1440 \text{ min/día}}{120 \text{ min}} \right) = 36.8 \text{ bbl/día}$$

3.- Determinación de la presión del yacimiento y el valor de la pendiente m para cada periodo de flujo, figura V.5. Los datos de presión contra tiempo se presentan en las tablas V.2 y V.3. respectivamente.

De gráfica :

$$P_i = 1728 \text{ lb/pg}^2$$

$$m_1 = -107 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$$

$$m_2 = -20 \text{ lb/pg}^2/\text{ciclo}$$

4.- Cálculo de la movilidad de los fluidos de la formación y el factor de daño:

Asumiendo $B_0 = 1$ m c.s./m c.y., $\mu = 0.15$, $C = 25 \times 10$ se tiene :

$$k = 162.6 (117) (1) = 11.11 \text{ md/cp, primer periodo de flujo}$$

$$k = 162.6 (36.8) (1) = 18.6 \text{ md/cp, segundo periodo de flujo}$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{1719 - 145}{21} - \log \left(\frac{18.6}{.115(25 \times 10^4)(0.364)} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s = 81.2$$

5.- Calcular la caída de presión debida al daño y la eficiencia de flujo :

$$\Delta P_s = 141.2 \left(\frac{(36.8) (1)}{18.6 (16)} \right) (81.2) = 1419 \text{ lb/pg}^2$$

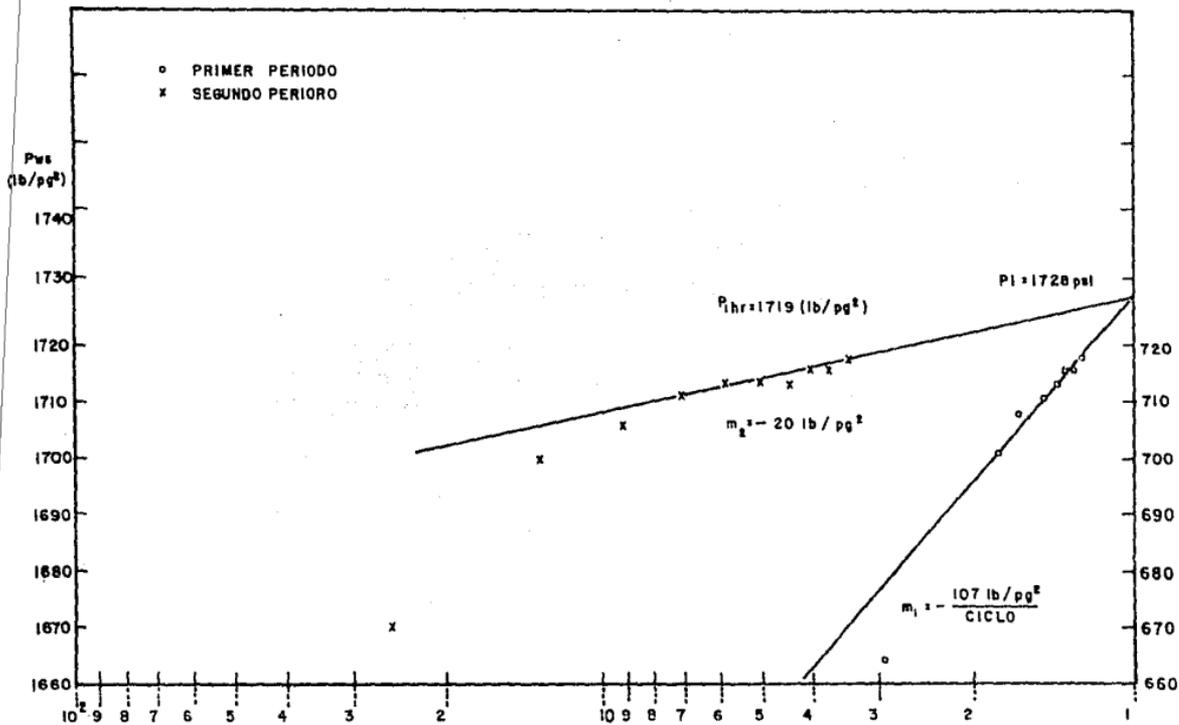


FIG. V. 5. GRAFICA SEMILOGARITMICA PARA EJEMPLIFICAR EL METODO DE HORNER.

$$EF = \frac{1728 - 145 - 1419}{1728 - 145} = 0.1036$$

Esto indica que el pozo está produciendo en un 10 % de su capacidad ideal por lo que se recomienda un tratamiento de estimulación.

No es usual que en una prueba de formación se analicen los dos periodos de cierre; por lo general se analiza el segundo, ya que el primer periodo se utiliza para remover los fluidos invasores de la formación. Parte de la discrepancia que existe en los resultados obtenidos se debe principalmente a la suposición de que todo el fluido que entra en la tubería de perforación en el primer periodo es únicamente lodo de perforación y en el segundo es solo aceite. Otro factor pudiera ser que parte de la producción durante el primer periodo de flujo es un resultado de la descompresión de los fluidos del pozo y la presión de formación.

Las variaciones en la presión hidrostática son debidas principalmente a las variaciones y errores en la medición de la densidad de lodo, siendo estas diferencias un indicativo del valor que se tendrá en la estimación de la presión del vaciamento.

Ejemplo 3.- Este caso ilustra el análisis de los datos de presión en una prueba de formación, utilizando curvas tipo . Los

TABLA V. 4

| TIEMPO (min) | Pwf (lb/ppg ²) | $\frac{P_i - P_{wf}(t)}{P_i - P_o}$ |
|-----------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 0 | 643 | 1.0000 |
| 3 | 665 | 0.9922 |
| 6 | 672 | 0.9898 |
| 9 | 692 | 0.9827 |
| 12 | 737 | 0.9668 |
| 15 | 786 | 0.9495 |
| 18 | 832 | 0.9333 |
| 21 | 874 | 0.9184 |
| 24 | 919 | 0.9025 |
| 27 | 962 | 0.8874 |
| 30 | 1005 | 0.8722 |
| 33 | 1046 | 0.8577 |
| 36 | 1085 | 0.8439 |
| 39 | 1128 | 0.8287 |
| 42 | 1170 | 0.8139 |
| 45 | 1208 | 0.8005 |
| 48 | 1248 | 0.7864 |
| 51 | 1289 | 0.7719 |
| 54 | 1318 | 0.7617 |
| 57 | 1361 | 0.7465 |
| 60 | 1395 | 0.7345 |
| 63 | 1430 | 0.7221 |
| 66 | 1467 | 0.7090 |
| 69 | 1499 | 0.6977 |
| 72 | 1536 | 0.6847 |
| 75 | 1570 | 0.6727 |
| 78 | 1602 | 0.6614 |
| 81 | 1628 | 0.6522 |
| 84 | 1655 | 0.6427 |
| 87 | 1683 | 0.6328 |
| 90 | 1713 | 0.6222 |
| 93 | 1737 | 0.6137 |
| 96 | 1767 | 0.6031 |
| 99 | 1794 | 0.5936 |
| 102 | 1819 | 0.5847 |
| 105 | 1845 | 0.5756 |
| 108 | 1869 | 0.5671 |
| 111 | 1894 | 0.5583 |
| 114 | 1917 | 0.5501 |
| 117 | 1948 | 0.5392 |
| 120 | 1969 | 0.5318 |

registros de presión contra tiempo del segundo periodo de flujo se muestran en la tabla V.4.

Presión de cierre inicial : $P_i = 3475 \text{ lb/pg}^2$

Presión antes del periodo de flujo : $P_o = 643 \text{ lb/pg}^2$

Radio del pozo : $r_w = 3.94 \text{ pg}$

Volumen por unidad de longitud de la T.P. : $V_u = 0.0197 \text{ bbl/pie}$

Porosidad de la formación : $\bar{\phi} = 0.16$

Compresibilidad total del sistema : $C_t = 8.0 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg)}$

Viscosidad del fluido : $\mu = 1.0 \text{ cp}$

Intervalo probado : $h = 17 \text{ pies}$

Densidad de los fluidos : $\rho = 52.78 \text{ lb/pie}^3$

1.- Se grafican los datos de $(P_i - P_{wf}(t))/(P_i - P_o)$ contra tiempo en papel transparente y se ajustan sobre las curvas tipo de las figuras IV.10 a IV.12. Una vez realizado el ajuste, se leen los datos del punto de ajuste convenientemente elegido, así como también el parámetro distintivo de la curva ajustada. La gráfica se muestra en la figura V.6. En este caso el ajuste se hizo con las curvas tipo de la figura IV.10 y se leyeron los siguientes datos :

$$P_D = 0.7$$

$$t_D = 10 \text{ minutos} = 0.1667 \text{ horas}$$

$$C_D e^{2S} = 10^{10}$$

$$t_D/P_D = 0.65$$

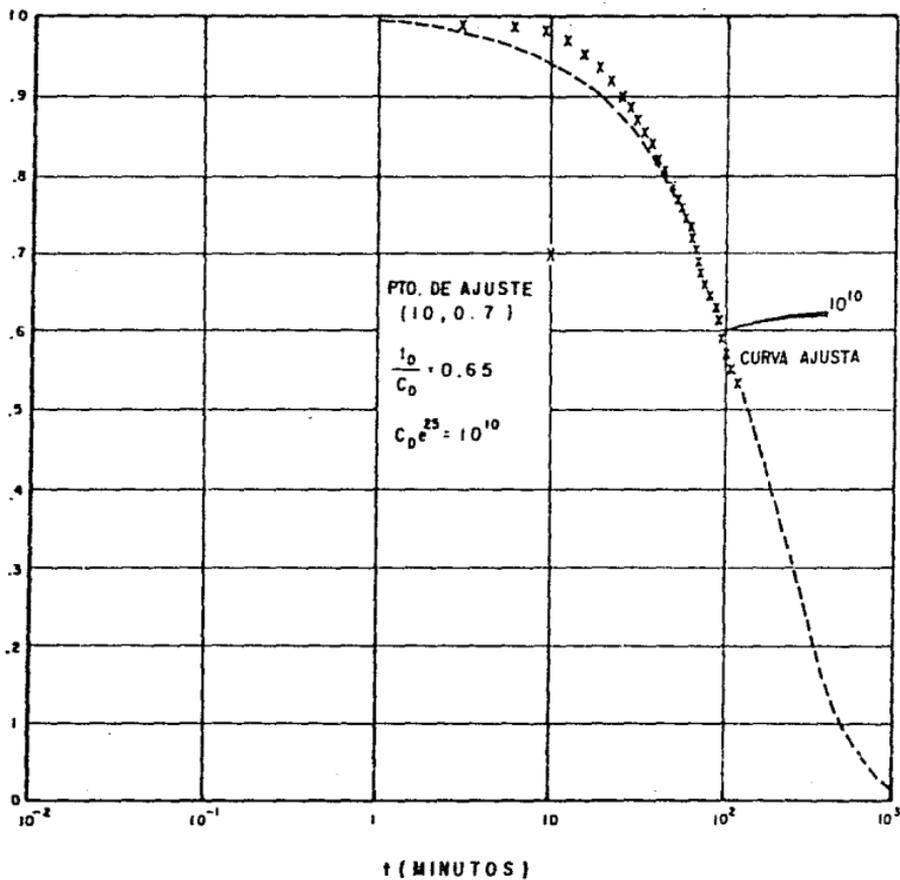


FIG. V.6 GRAFICA SEMILOGARITMICA P_{DR} CONTRA t DE UNA PRUEBA DE FORMACION ANALIZADA POR CURVAS TIPO.

2.- Calcular la permeabilidad de la formación y el coeficiente de almacenamiento con las ecuaciones IV.28 y IV.29, respectivamente :

$$C = \frac{0.0197}{\left(\frac{52.78}{144}\right) \left(\frac{32.17}{32.17}\right)} = 0.0537 \quad \frac{bb1}{lb/pg^2}$$

$$k = \frac{3.389 (1.0) (0.0537)}{17 (0.1667)} (0.65) = 41.7 \text{ md}$$

3.- Calcular el factor de daño con la ecuación IV.32 con el valor de permeabilidad obtenido anteriormente :

$$s = \frac{1}{2} \text{Ln} \left(\frac{0.16 (8 \times 10^{-4}) (17) (3.94/12) (10)}{0.89359 (0.0537)} \right) = 6.5$$

el valor de daño obtenido muestra que la formación se encuentra dañada de manera severa, lo que indica que la caída de presión debida al daño será considerable.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

La realización de las pruebas de formación y su análisis son de gran importancia en la industria petrolera debido a que es una forma confiable y económica de obtener información valiosa del yacimiento.

En yacimientos nuevos es un buen método para conocer las

características del yacimiento, tales como el potencial del pozo, el factor de daño, la permeabilidad de la formación, así como para poder evaluar la terminación óptima del pozo.

En yacimientos desarrollados es importante conocer los gradientes de fluidos que se forman debido a la explotación del yacimiento, para poder determinar los contactos agua-aceite o gas-aceite, detección de barreras impermeables, etc.

Una de las principales ventajas de este tipo de pruebas radica en que se eliminan en gran parte los fenómenos causados por los fluidos en el pozo, tales como el almacenamiento y segregación de fases, ya que la prueba se realiza a la profundidad del intervalo de prueba.

El conocimiento de la variación de los perfiles de presión del yacimiento, debidos a la explotación y la detección de los contactos, es de gran utilidad para racionalizar la producción e incrementar la vida productiva del pozo.

Cabe hacer mención que los resultados de una prueba de formación no siempre son buenos, ya que estos dependen del buen funcionamiento de la herramienta; sin embargo, en pruebas donde se realiza de manera eficiente la prueba los resultados obtenidos son confiables y de gran utilidad para el ingeniero petrolero.

NOMENCLATURA

- A = Área de drenaje, pies².
- b = Ordenada al origen de la recta de la log ($\bar{P}-P_w$) contra Δt , lb/pg².
- B = Factor de volumen del aceite, vol.c.y./vol.c.s.
- B_g = Factor de volumen del gas, vol.c.y./vol.c.s.
- C = Coeficiente de almacenamiento, bl/lb/pg².
- C_D = Coeficiente de almacenamiento adimensional.
- cl = Compresibilidad total del sistema, pg²/lb.
- c.s. = Condiciones estándar.
- c.y. = Condiciones de yacimiento.
- e = Número de Euler = 2.718281828
- E = Función integral exponencial $E(-y) = -\int_y^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$
- g = Aceleración de la gravedad, pies/seg².
- g_c = Constante de conversión igual a 32.17 lbm/pie/lbf/seg².
- h = Espesor de la formación, pies.
- h_m = Espesor de la matriz, pies.
- J₀ = Función Bessel de primera clase, orden cero.
- J₁ = Función Bessel de primera clase, orden uno.
- J_i = Índice de productividad ideal, bl/día/lb/pg².
- J = Índice de productividad real, bl/día/lb/pg².
- k = Permeabilidad de la formación, md.
- k_o = Permeabilidad efectiva al aceite, md.
- k_g = Permeabilidad efectiva al gas, md.
- k_w = Permeabilidad efectiva al agua, md.

- k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite, md.
 k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas, md.
 k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua, md.
 L = Logaritmo natural, base e.
 \log = logaritmo base 10.
 m = Valor absoluto de la pendiente de la línea recta semi-logarítmica de p_{ws} contra $t+\Delta t/\Delta t$, lb/pg²/ciclo.
 p = Presión a la distancia r y al tiempo t , lb/pg².
 p_D = Presión adimensional.
 p_i = Presión inicial del yacimiento, lb/pg².
 p_{1hr} = Presión leída de la línea recta semilogarítmica, cuando $t=1$ hr después del cierre, lb/pg².
 p^* = Presión leída de la extrapolación de la línea recta semilogarítmica cuando $t+\Delta t/\Delta t = 1$, lb/pg².
 \bar{p} = Presión media del yacimiento, lb/pg .
 p_{wf} = Presión de fondo fluyendo, lb/pg².
 p_{ws} = Presión de fondo estática, lb/pg².
 q_o = Gasto de aceite, bl/día c.s.
 q_g = Gasto de gas, pies³/día c.s.
 r = Distancia radial, pies.
 r_D = Radio adimensional.
 r_e = Radio de la frontera externa, pies.
 r_{eD} = r_e / r_w , radio de drenaje adimensional.
 r_w = Radio del pozo, pies.
 s = Factor de daño, adimensional.

- t = Tiempo de producción, horas.
 t_D = Tiempo de flujo, adimensional.
 t_{DA} = Tiempo de flujo adimensional tomando como base el área de drene.
 V = Volumen de aceite, pies .
 V_0 = Volumen por unidad de longitud de la T.F.
 v_r = Velocidad radial, cm/seg.
 Y = Función definida por $y(u) = -E_1(-u) + \frac{1}{u} e^{-u}$
 Y_0 = Función Bessel de segunda clase, orden cero.
 Y_1 = Función Bessel de segunda clase, orden uno.

Letras Griegas

- α = Función de la geometría estructural.
 α_n = Raíz de la función Bessel.
 β = Valor absoluto de la pendiente de la línea recta $\log(\bar{p}-p_{ws})$ contra Δt , hr^{-1} .
 β_n = Raíz de la función Bessel.
 γ = Constante de Euler = 1.781.
 ΔP = Cambio de presión, lb/pg^2 .
 ΔP_s = Caída de presión debida al daño, lb/pg^2 .
 Δt = Tiempo de cierre, hr.
 Δt_{DA} = Tiempo de cierre adimensional basado en el área de drene, hr.

Δt_{Dr} = Tiempo de cierre adimensional basado en el radio de drenaje.

ΔV = Cambio de volumen, pies³.

ϕ = Porosidad, fracción.

ρ = Densidad, gr/cm, lbm/pies.

γ_o = Viscosidad del aceite, cp.

γ_g = Viscosidad del gas, cp.

REFERENCIAS

- 1.- Linch, E. J. : " Formation Evaluation". A Harper International Student Reprint (1962), Stanford University.
- 2.- Van Everdingen, A.F. : "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of Well". Trans. AIME (1953).
- 3.- Hurst, W.: "Establishment of the Skin Effect and Impediment to Fluid Flow into a Wellbore". Pet. Eng. (Oct., 1953).
- 4.- Van Everdingen, A. F. and Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs". Trans. AIME (1949).
- 5.- Maier, L. F. : "Recent Developments in the Interpretation and Applications of DST Data". J. Pet. Tech. (nov., 1962).
- 6.- Horner, D. R. : "Pressure Build-up in Wells" . Memorias del Tercer Congreso Mundial del Petróleo, (1951).
- 7.- Matthews C. S., Brons F. and Hazebroek P. : " A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir". Trans. AIME, (1954).

- 8.- 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).
- 9.- Earlougher R. C. Jr. : "Advances in Well Test Analysis". Monograph 5, SPE of AIME. Dallas, Texas (1977).
- 10.- Schlumberger : "RFT Essentials of Pressure Test Interpretation". Copyright 1981 by Schlumberger.
- 11.- Calhoi, J.C. Jr. : "Fundamentals of Reservoir Engineering". University of Oklahoma, Press, Norman, Okla. (1955).
- 12.- IMP. : "Matemáticas Aplicadas a Flujos de Fluidos en Medios Porosos" Publicación No. 72 BH/095.
- 13.- Matthews, C.S. and Russell, D.G. : "Pressure Buildup and Flow Test in Wells". Monograph Serie, SPE, Dallas (1967).
- 14.- LefKovits, H.C., Hazebroek, P., Allen, E.E. and Matthews, C.S. : "A Study of the Behavior of Bounded Reservoir Composed of Stratified Layers" , Soc. Pet. Eng. J. (March, 1961).
- 15.- Dolan J. P., Einarsen Ch. A. and Hill G. A. : "Special Applications of Drill-Stem Test Pressure Data". Trans, AIME (1957).

- 16.- Odeh A. S. and Seling F. : "Pressure Build-up Analysis, Variable-Rate Case". J. Pet. Tech. (July, 1963).

- 17.- Valderrábano H. A., Rayón C. R., Osorno M. J. A. y Rodríguez N. R. : "Apuntes de Evaluación de la Producción". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM. (1984).

- 18.- Odeh A. S. and Nabor G. W. : "The Effect of Production History on Determination of Formation Characteristic from Flow Tests". J. Pet. Tech. (Oct. 1966).

- 19.- Ammann Ch. B. : "Case Histories of Analysis of Characteristics of Reservoir Rock from Drill-Stem Tests". J. Pet. Tech. (May, 1960).