

01174
3
2ej.

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

DR. FEDERICO KUHLMANN
Jefe de la División de Estudios
de Posgrado de la Facultad de
Ingeniería, UNAM.
P r e s e n t e .

En atención a su oficio, en el que me informa que he sido designado director de tesis del alumno ARTURO RAMIREZ RODRIGUEZ, inscrito en la maestría en Ingeniería Petrolera, manifiesto a usted la aceptación a esta designación.

El nombre de la tesis a desarrollar es "PRUEBAS DE FORMACION DURANTE LA PERFORACION (DST)" y el tiempo estimado para concluir es de seis meses.

Quedo enterado de que formará parte del jurado del examen en la fecha y hora que me comunicarán posteriormente.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 1º de agosto de 1988.


DR. HEBER CINCO LEY

HCL*mam

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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

RESUMEN

	PAGINA
CAPITULO I : INTRODUCCION.	
Introducción.....	1
CAPITULO II : PRUEBAS DE FORMACION.	
Pruebas de formación.....	7
Información que debe revisarse antes de efectuar una prueba.....	13
II A : OPERACION DEL EQUIPO PARA UNA PRUEBA DST.....	15
II B : EQUIPOS.....	28
Herramientas Auxiliares.....	36
II C : DIAGNOSTICO DE LA OPERACION.....	44
CAPITULO III : INTERPRETACION DE UNA PRUEBA DST.....	52
III A : METODO DE HORNER.....	52
Análisis del incremento de presión en un DST a partir de datos limitados.....	56
Ejemplo 1. (Método de Horner).....	58
Análisis de los datos del periodo de flujo en un DST.....	65
Ejemplo 2. (Ajuste de curvas tipo).....	71
III B : METODO DE CORREA Y RAMEY.....	75
Ejemplo 3. (Método de Correa y Ramey).....	83
III C : METODO DE CINCO LEY Y COLABORADORES.....	88
CAPITULO IV : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	101
IV A : Conclusiones.....	101
IV B : Recomendaciones.....	102
NOMENCLATURA.....	103
REFERENCIAS.....	106

RESUMEN:

Un análisis de la respuesta de presión obtenida en una prueba durante la perforación (DST) proporciona información muy importante para decidir que tipo de terminación del pozo es la más económica.

La interpretación de los datos de incremento de presión de un DST hasta hace unos años se basaban en el método de Horner. La suposición básica de este método es que el pozo está produciendo a gasto constante antes del cierre. Cuando el gasto cambia con el tiempo, se requiere la aplicación del principio de superposición. Por lo tanto, el uso de este método puede conducir a resultados erróneos en la interpretación de los datos del incremento de presión en un DST.

La prueba de formación es una forma de evaluar las características de los yacimientos bajo condiciones dinámicas. Recientes desarrollos en el análisis de datos de la prueba tales como el método de la derivada de presión han proporcionado una técnica de interpretación confiable.

Además se discuten nuevas ideas para el diseño y la interpretación de las pruebas de presión. Estas ideas tienen como objetivo evitar errores que introducen incertidumbre en los resultados.

Por otra parte, se define una metodología de interpretación basada en la detección de los regímenes de flujo presentes en la prueba con la finalidad de definir el modelo y el método más correcto para analizar cada porción de la prueba. Esto se logra a través de la gráfica doble logarítmica de la función derivada de la función influencia (respuesta de presión para gasto unitario) contra el tiempo.

CAPITULO I

INTRODUCCION:

La prueba de formación llevada a cabo durante la perforación (DST, Drill Stem Test) se ha utilizado principalmente como un método de evaluación de formación desde que fué introducida en 1926¹.

En las primeras etapas de su desarrollo, el DST fué mayormente usado para identificar fluidos del yacimiento. Aunque los métodos de análisis para datos de incremento de presión fueron propuestos en 1928, esto no fué hasta principio de los 50^{os} que los DST² fueron propiamente diseñados para obtener datos de incremento de presión más confiables¹.

John P. Dolan² en 1957, discutió cómo calcular matemáticamente las características de la formación a partir de las gráficas de presión de un DST; también presentó un método empírico para interpretar la presión de la formación de las gráficas de presión del DST. Este método se basa en la aplicación del principio de superposición. Además consideró la posibilidad de detectar barreras, tales como fallas, acuña- mientos y cambios en la permeabilidad de la formación a partir de un apropiado análisis de las gráficas del DST².

En Agosto de 1962, J. H. Moran³ hizo un análisis teórico de las técnicas de interpretación de datos obtenidos de un probador de formación con línea de acero. Dentro de su análisis consideró la fórmula propuesta por Horner para la curva de incremento de presión, así como la geometría de flujo (esférico y radial), capas permeables de espesor finito y anisotropía en la permeabilidad, tanto para el caso de presión constante y gasto constante³.

En Noviembre de 1962, L.F. Maier⁴ presentó un resumen de las técnicas de interpretación de una prueba DST, para flujo

de aceite o gas y flujo multifásico. Además discutió la aplicación de la información obtenida de la prueba para diseñar la terminación del pozo. Clasificó la información contenida en el reporte de un DST en cuatro categorías que son: (1) datos reales de las condiciones estáticas del pozo y una descripción de la herramienta probadora; (2) datos de los fluidos recuperados y sus propiedades, los periodos de prueba y notas generales observadas durante la prueba; (3) datos de presión y temperatura registrados; (4) interpretación de los resultados.⁴

En Noviembre de 1969, J. P. Brill⁵ y colaboradores presentaron una técnica de interpretación de un DST, en la cual se utilizan los datos de presión obtenidos en la prueba y se basa en la solución numérica de la ecuación de difusión. El pozo se supone que está localizado en el centro de una región limitada por dos cilindros concéntricos. Define una función que representa las diferencias entre los datos medidos y calculados para los incrementos de presión y la producción acumulada. Las propiedades de la formación son modificadas sistemáticamente hasta que la función es minimizada.⁵

Posteriormente, Charles A. Kohlhaas⁶ en Octubre de 1972, describió un método para analizar las mediciones de presión durante los periodos de flujo. Estos datos son analizados comunmente con las técnicas semilogarítmicas (Horner y Miller-Dyes-Hutchinson). En Julio de 1963, Odeh y Selig²⁸ presentaron una modificación de la técnica de Horner para determinar la presión inicial y la transmisibilidad de la formación. En 1967 Cooper y colaboradores y Blaukennagel describieron el análisis de periodos de flujo en pozos de agua y presentaron ejemplos. En Octubre de 1970, Van Poolen²⁶ y Weber discutieron la misma técnica, concluyendo que el método de análisis sirve para calcular el almacenamiento y la transmisibilidad a partir de los datos de un DST en pozos que están controlados y no pueden ser analizados por las técnicas convencionales de análisis.²⁶ Ramey y Agarwal estudiaron el efecto del almacenamiento del pozo y el gasto de

descarga, además discutieron el DST como una aplicación de sus resultados. Ramey y Agarwal incluyeron el efecto del daño en sus soluciones y presentaron gráficas que indicaban el efecto del factor de daño en el análisis.⁶

En Septiembre de 1975 Henry J. Ramey e Ian Martin⁷ publicaron un análisis de una prueba "bache" (Slug) como una variante de un DST convencional. Este tipo de prueba fué introducida en el campo de la Hidrología por Ferris y Knowles en 1954, una prueba similar, fué reportada por Beck y Newstead en 1956. Aunque Beck y colaboradores y el trabajo original de Jeager, incluyen una resistencia al flujo ó efecto de daño en la cara de la arena, muchos estudios recientes no consideran el efecto de daño en el pozo. Ramey y Agarwal⁷ puntualizaron que el ajuste de curvas tipo, propuesto por Cooper y colaboradores, puede introducir errores substanciales en la determinación de la permeabilidad debida al daño del pozo. Earlougher y Kersch²¹ introdujeron una modificación a los métodos de Ramey y McKinley para analizar los datos a tiempos cortos. Básicamente, Earlougher y Kersch²¹ propusieron que las soluciones analíticas se correlacionen con grupos adimensionales que consideran el radio efectivo del pozo, determinado con el efecto de daño.⁷

A.L. Schultz, W.T. Bell y H.J. Urbanosky⁸, introdujeron en Noviembre de 1975 un avance en la técnica de probar la formación con una herramienta de línea. La herramienta permite probar las regiones permeables de la formación y comprobar el sello integral del empacador antes de iniciar la prueba. Dos muestras de fluido pueden ser obtenidas en cada corrida y cualquier número de lecturas de presión durante la misma corrida. La herramienta más reciente que se ha desarrollado es el Multiprobador de Formación (RFT).⁸

En Noviembre de 1983 D. Bourdet, T.M. Whittle, A.A. Douglas y Y.M. Pirard¹⁸, desarrollaron un nuevo conjunto de curvas tipo para simplificar el análisis de las pruebas en pozos. El correspondiente conjunto de curvas tipo es como el mostrado en la figura 1. Cada curva corresponde a un valor del grupo adimensional, $C_D e^{2c}$. La importancia de su trabajo

es que al analizar la derivada de la presión se puede identificar con una simple gráfica dos regímenes de flujo (almacenamiento y flujo radial), además el daño en yacimientos homogéneos. Por lo tanto se tienen las ventajas del ajuste de curvas tipo de un análisis semilog.¹⁸

H. Cinco Ley y colaboradores¹⁹, en Octubre de 1986, desarrollaron un método para analizar las pruebas de presión a través del uso de respuestas instantáneas de presión (Impulsos). Esta técnica proporciona una forma de calcular la primera y segunda derivadas de la función influencia (respuesta debida a un gasto unitario) del sistema pozo-yacimiento. Esta información es básica en la identificación de los regímenes de flujo que ocurren durante la prueba.

Este método elimina el efecto del tiempo de producción sobre los datos de incremento de presión. Además discutieron un procedimiento para calcular ambas derivadas de la función influencia y la presión inicial del yacimiento. Esta técnica es aplicable para DST, RFT, así como para pruebas de incremento e inyectividad (Fall Off) con largos períodos de cierre; el gasto variable antes del cierre puede tomarse en cuenta.²⁰

Recientemente, A.C. de Franca Correa y H.J. Ramey¹ publicaron un nuevo método para analizar los incrementos de presión de un DST, antes de que ellos desarrollaran éste método la interpretación de los datos de incremento se basaban en el método de Horner. Básicamente lo que hicieron fue resolver la ecuación de difusión en forma analítica introduciendo una condición de frontera, que incluye la mezcla de condiciones de cierre y flujo, además consideraron los efectos de almacenamiento y daño. La solución fue obtenida aplicando la transformada de Laplace. Ellos demostraron que el método de Horner puede conducir a resultados inciertos. Lo más importante de su estudio es que un DST puede ser considerado como una prueba "bache" (slug) con un cambio abrupto en el almacenamiento.¹

El objetivo de este trabajo es el de describir y evaluar las técnicas de análisis de las pruebas de formación (DST),

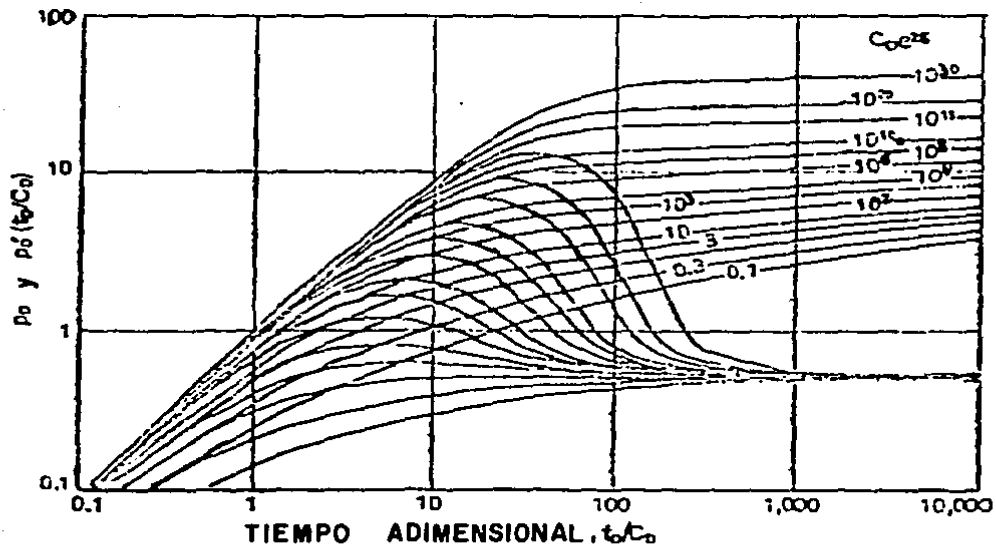


FIG.1.-CONJUNTO DE CURVAS TIPO QUE PERMITE OBTENER LA PRESION Y EL TIEMPO DE AJUSTE SIN REALIZAR UN ANALISIS CON HORNER.¹⁸

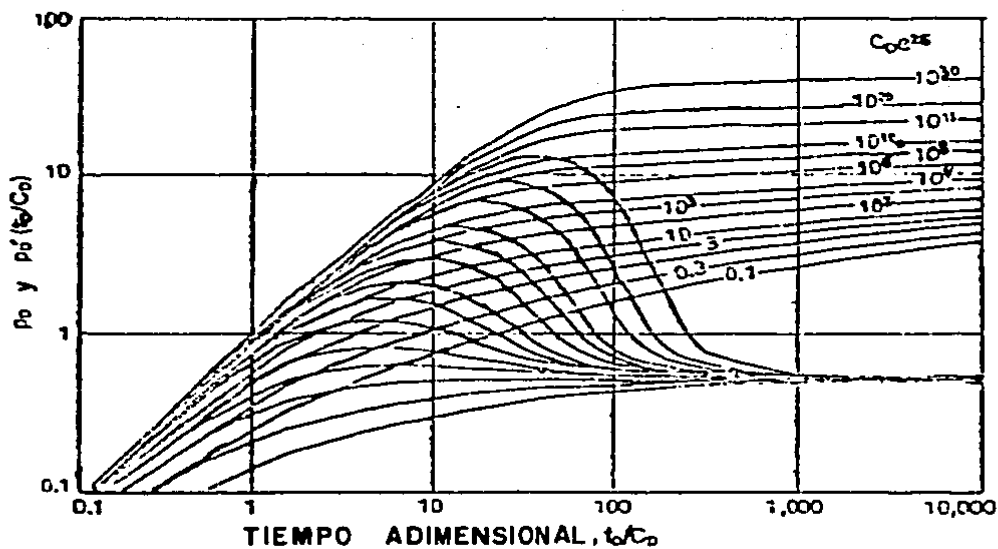


FIG.1.-CONJUNTO DE CURVAS TIPO QUE PERMITE OBTENER LA PRESION Y EL TIEMPO DE AJUSTE SIN REALIZAR UN ANALISIS CON HORNER.¹⁸

así como el de puntualizar la necesidad de tomar este tipo de pruebas en forma rutinaria, con el fin de detectar oportunamente egresos innecesarios, como por ejemplo, invertir en tuberías para la terminación de un pozo que no va a producir lo suficiente para recuperar la inversión realizada, inversiones en equipo superficial (árbol de válvulas), etc.

CAPITULO II

PRUEBAS DE FORMACION:

La información que puede proporcionar una prueba de formación es la siguiente:

- 1.- El tipo de fluido que producirá el yacimiento.
- 2.- La presión inicial del yacimiento (P_i).
- 3.- El daño de la formación (S).
- 4.- La capacidad de flujo de la formación (Kh).
- 5.- El radio efectivo del pozo.
- 6.- Las posibles barreras (fallas).
- 7.- El estado de agotamiento del yacimiento.
- 8.- Los contactos entre los fluidos.

La cual se requiere para determinar la necesidad de estimular la formación, optimizar la terminación del pozo, planear la recuperación de los hidrocarburos, etc.

El DST es corrido normalmente durante la etapa de perforación del pozo, y cuando es tomado puede dar información valiosa alrededor de la zona que va a ser probada del yacimiento antes de terminar el pozo.¹

Un DST puede ser visto como una terminación temporal del pozo.^{1,10} La herramienta DST es corrida dentro del pozo lleno de lodo, se aísla el intervalo de interés de las zonas vecinas, y una secuencia de fases alternadas de producción y cierre son ejecutadas. La presión de fondo es registrada continuamente y se obtiene una gráfica de presión-tiempo, como la que se ilustra en la figura 2.^{1,10}

Al iniciar la prueba con la apertura de la válvula de fondo, permite que el fluido de la formación entre en la sarta de perforación, que puede ser llenada parcialmente con un colchón de cualquier otro fluido. En algunos casos, la sarta de perforación puede también represionarse con gas.¹

El primer periodo de flujo es generalmente corto, y muchas veces los fluidos producidos no alcanzan la superficie,^{1,9,10} posteriormente el pozo se cierra hasta que

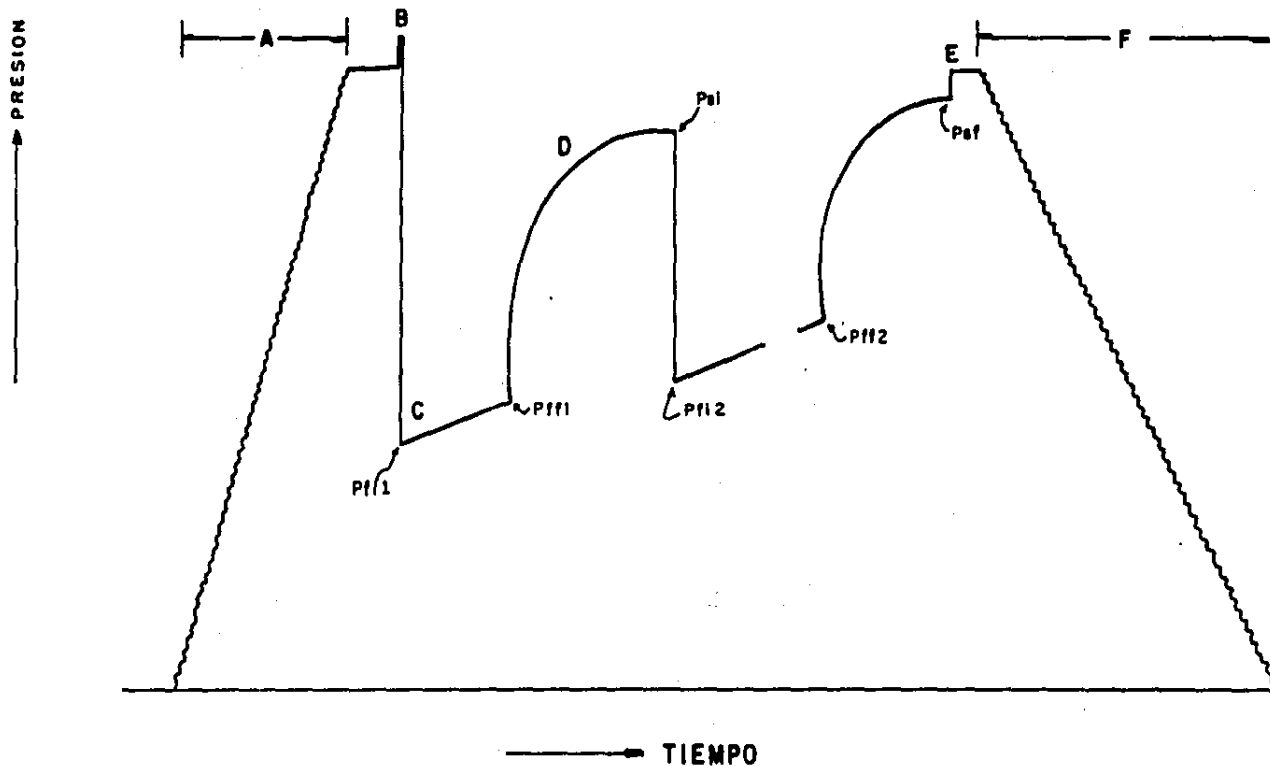


FIG.2 _GRAFICA DE UN REGISTRO DE PRESION D.S.T. (Matthews, C.S. and Russell, D.G.)¹⁰

la presión del yacimiento se recupera ¹.

El análisis de los datos de presión-tiempo obtenidos durante la fase de cierre pueden proporcionar la presión inicial del yacimiento, una estimación de la permeabilidad de la formación y las condiciones del pozo (daño) que pueden ser útiles para planear tratamientos efectivos a los pozos.⁴

Antes de que los fluidos producidos alcancen la superficie, lo cual no puede suceder en muchos DST[®], el gasto no está controlado. Entre otros factores el gasto dependerá de la magnitud en la caída de presión inicialmente impuesta en el yacimiento.⁴

Un buen DST proporciona una muestra del tipo de fluidos presentes en el yacimiento, una indicación de los gastos de flujo, datos de la presión de fondo estática y la presión de fondo fluyendo. El DST ayuda a determinar la posible producción comercial en base al tipo de fluidos recuperados y a los gastos observados.⁶

Para correr una prueba DST, la herramienta probadora es acoplada a la sarta de perforación e introducida hasta la zona que se va a probar.^{10,15} La herramienta aísla la formación de la columna de lodo en el espacio anular, permitiendo que el fluido del yacimiento fluya dentro de la tubería de perforación y continuamente se registra la presión durante la prueba.⁶ Las condiciones del agujero no siempre permiten el uso del DST para evaluar la formación.¹⁰

Una gráfica típica de un DST se muestra en la figura 2. La sección marcada con la letra A muestra el incremento en la presión hidrostática del lodo cuando la herramienta es introducida al pozo. Cuando la herramienta está en el fondo, se obtiene la máxima presión de la columna de lodo. El asentamiento del empacador causa una compresión en el intervalo a probar debida a la columna de lodo en el espacio anular, y un incremento de presión es observado en el punto B. Cuando la herramienta probadora es abierta al flujo de la formación, la presión se comporta como se muestra en la sección C. Luego la herramienta es cerrada, y un período de incremento de presión ocurre como se indica en la sección

D. El primer período de flujo y cierre es generalmente seguido por una secuencia de períodos de flujo y cierre, como se muestra en la figura 2. Finalmente, la herramienta es desempacada, causando un retorno de la presión hidrostática del lodo (punto E), entonces la herramienta es recuperada (sección F). La cantidad de fluido recuperado en la prueba se estima a partir del volumen contenido en la tubería de perforación ó de la cantidad de fluido recuperado en la superficie si este ocurre en la prueba.¹⁰

El método de doble cierre es el procedimiento más común para una prueba DST. Los eventos involucrados son: períodos de flujo inicial y final con los períodos de cierre inicial y final.¹⁰

El período de flujo inicial es generalmente de 5 a 10 minutos de duración y principalmente es con el propósito de permitir la igualación de la presión estática del yacimiento y la zona cercana al agujero invadida por el filtrado. La presión estática de la columna de lodo y el asentamiento del empacador causa un filtrado de lodo hacia la formación. El breve período de flujo inicial es diseñado para auxiliar en esta condición de sobrepresión y restaurar las condiciones originales de la formación. El período de flujo inicial es seguido por un período de cierre inicial de 30 a 60 minutos. Esta secuencia permite hacer una buena estimación de la presión estática del yacimiento.¹⁰

En el inicio del segundo período de flujo, las condiciones iniciales de la formación están completamente restauradas y se puede obtener el comportamiento natural del flujo en la zona probada. Este segundo período de flujo generalmente se corre de 30 minutos a 2 horas. El período de incremento de presión en el cierre final es generalmente más largo ó igual que el segundo período de flujo. Es común en un yacimiento de baja permeabilidad emplear los períodos finales más largos a fin de obtener datos de incremento de presión más confiables.

Adicionalmente a la prueba común de doble cierre, es posible correr un DST con un número arbitrario de períodos de

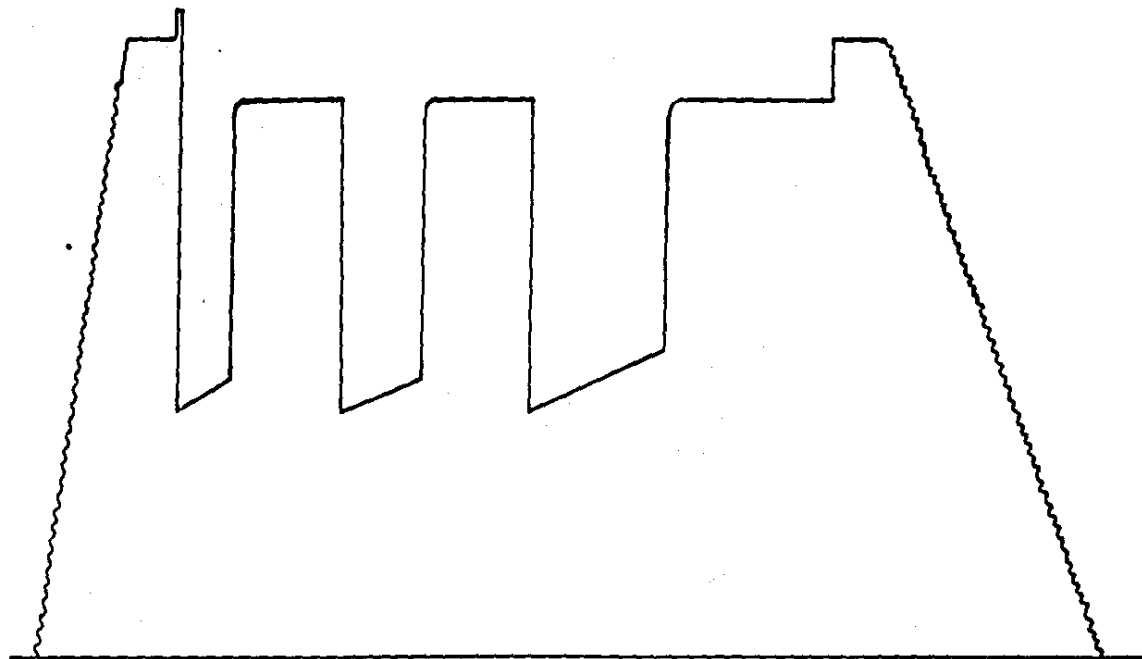
flujo y cierre.¹⁰

La figura 3 muestra un registro del comportamiento de la presión en un DST con periodos múltiples de flujo.^{10,12} McAlister y colaboradores comprobaron que se comete un pequeño error al despreciar los primeros periodos de flujo e incremento. Así, el análisis de los datos de este tipo de prueba tiene el mismo grado de dificultad que el de la prueba de doble cierre.

Cuándo puede uno elegir si correr un DST con periodos múltiples ó un DST convencional de doble cierre? Se pueden dar algunas guías simples desde el punto de vista del análisis del yacimiento. El DST con flujo múltiple puede ayudar substancialmente para observar el agotamiento del yacimiento por comparación en la extrapolación de la presión inicial para el primero y segundo incremento de presión. Si la presión extrapolada en los incrementos subsecuentes confirma una pronunciada tendencia a disminuir, entonces se puede inferir que se tiene un yacimiento pequeño sin la necesidad de volver a realizar la prueba.

Un DST con periodos múltiples de flujo da valores más confiables del producto "Kh" y del efecto de daño.¹⁰

PRESION



TIEMPO

FIG.-3

GRAFICA DE UN REGISTRO DE PRESION D.S.T. CON PERIODOS MULTIPLES DE FLUJO.

(Mc. Allister, Nutter and Lebourg.)¹²

**INFORMACION QUE DEBE REVISARSE ANTES DE EFECTUAR UNA PRUEBA
DE FORMACION:**

Al momento de elegir las herramientas adecuadas para una prueba en particular, se debe reunir la siguiente información:¹⁷

1.- TIPO DE PRUEBA:

- a) En pozo abierto ó entubado.
- b) Con equipo fijo ó flotante.
- c) En el fondo del pozo ó zonas independientes.

2.- INFORMACION DEL POZO:

- a) Profundidad.
- b) Diámetro del agujero ó tubería de revestimiento.
- c) Temperatura esperada en el fondo del pozo.
- d) Tipo de lodo.

3.- FLUIDOS ESPERADOS DE LA FORMACION:

- a) Petróleo, gas y/o agua.
- b) Fluidos corrosivos H_2S , CO_2 , etc.

4.- PRESION Y GASTO ESPERADOS EN SUPERFICIE:

- a) Alto ó bajo.

5.- CANTIDAD Y DURACION APROXIMADA DE LAS PRUEBAS:

- a) Tiempo en el fondo.
- b) Personal necesario.
- c) Herramientas de apoyo.

6.- TRABAJOS DE ESTIMULACION A TRAVES DE LA HERRAMIENTA:

- a) Acidificación.
- b) Fracturamiento.

7.- INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA:

- a) En el pozo.
- b) En el centro de cómputo.

8.- PROGRAMACION DE LOS PERIODOS DE FLUJO Y CIERRE:

Normalmente una prueba se programa con dos periodos de flujo y dos de cierre. La duración de estos periodos debe ser preestablecido antes de iniciar la prueba, de manera tal que se pueda hacer una elección correcta de los relojes para los registradores; de cualquier modo, debemos efectuar previsiones para el caso en que se deba cambiar la duración de los periodos de la prueba. Debe tenerse presente que el propósito de los diferentes periodos son:

FLUJO INICIAL:

- i) Etapa de limpieza con la presión a favor de la formación.
- ii) Este debe ser un periodo corto, de 3 a 15 minutos.

CIERRE INICIAL:

- i) El de obtener la presión máxima del yacimiento.
- ii) La experiencia ha demostrado, que este periodo debe tener una duración mínima de 60 minutos ¹⁷

FLUJO FINAL ó SEGUNDO FLUJO:

El de permitir que la formación termine de limpiarse y establezca un flujo constante. La duración de este periodo es variable, pero se debe mantener el mayor tiempo posible. ¹⁷

CIERRE FINAL ó SEGUNDO CIERRE:

La gráfica de recuperación de presión de este periodo, se utiliza para calcular las características de la formación, tales como el daño y la permeabilidad. La duración de este periodo está relacionada con la duración y características del periodo de flujo anterior. ¹⁷

II.A.- OPERACION DEL EQUIPO PARA UNA PRUEBA DST:

OBJETIVO DE LA OPERACION:

El objetivo es evaluar una zona con manifestación de hidrocarburos durante la perforación sin tener que bajar una T.R. ó equipar el pozo con T.P. Esto permite seguir con el programa inicial de perforación, probando nuevas zonas de interés antes de que sean demasiado dañadas por las operaciones de perforación más profunda.¹⁷

SECUENCIA DE OPERACION:

- 1.- Bajar el aparejo y anclar el empacador, apoyandose en el fondo del pozo.
- 2.- Apertura corta (flujo inicial).
- 3.- Cierre corto (incremento inicial).
- 4.- Apertura principal (flujo final).
- 5.- Cierre final (incremento final).
- 6.- Controlar el pozo y recuperar el aparejo.¹⁷

Varios factores gobiernan la calidad de los datos de presión de un DST. No solamente pueden ser considerados los parámetros directamente del yacimiento, sino también cuidar las mediciones de los fluidos recuperados. Quizá la primera consideración para planear una prueba es el tiempo máximo que puede permanecer la herramienta en el pozo dadas las condiciones del agujero.¹⁰ Otra consideración importante es la de recuperar la herramienta al final de la prueba.^p

Para llevar a cabo una prueba DST, una herramienta especial es acoplada a la tubería de perforación e introducida en el pozo hasta el intervalo que se va a probar donde el empacador es asentado, entonces las válvulas son abiertas y cerradas por manipulación de la sarta.^p

La figura 4, muestra las etapas de operación de una herramienta DST a lo largo de la prueba, (Compañía Hallibur-

ton). Cuando la herramienta es corrida dentro del pozo (fig. 4-a) la válvula de la presión de cierre (CIP) está abierta y la válvula probadora de mecanismo hidráulico (hydrospring tester) está cerrada. Además las entradas de desviación (bypass ports) están abiertas cuando la herramienta se introduce ó se saca del pozo permitiendo que el fluido circule a través de la herramienta para ayudar a minimizar las variaciones de presión causadas por el movimiento del empacador. Ahora para asentar el empacador se aplica peso sobre éste, una vez que se tiene la certeza de que la herramienta está empacada, se vuelve a aplicar peso para mover hacia arriba la válvula hidráulica y activar el mecanismo hidráulico (hydraulic time-delay). Unos minutos después, éste mecanismo cierra las entradas desviadoras (bypass ports) y entonces se abre la válvula probadora (hydrospring) para iniciar la prueba DST (fig. 4-b), hasta aquí se tiene el primer período de flujo. Posteriormente se cierra la válvula probadora para tener el primer incremento, la válvula CIP está cerrada (fig. 4-c).^p

Después, la válvula CIP se abre para el segundo período de flujo y se cierra para el segundo incremento (figs. 4-b y 4-c respectivamente). La válvula probadora se cierra inmediatamente cuando el peso sobre la herramienta es retirado. Entonces las entradas de desviación se abren, por lo tanto se iguala la presión a través del empacador (fig. 4-d). Con el cierre de las válvulas CIP y probadora una muestra de fluido es atrapada entre éstas válvulas. Posteriormente se desancla el empacador, y se abre la válvula de circulación inversa, con el propósito de desplazar los fluidos contenidos en la sarta de perforación bombeando el lodo del espacio anular y medirlos en la superficie (fig. 4-e). Luego se recupera la tubería con la herramienta (fig 4-f).^p

La figura 5, muestra la secuencia operativa del sistema MFE (Multi-Evaluador de Flujo) de (Flopetrol Johnston - Schlumberger). Esta herramienta es operada por movimientos ascendentes y descendentes de la sarta de perforación. Además estos movimientos permiten observar fácilmente en la

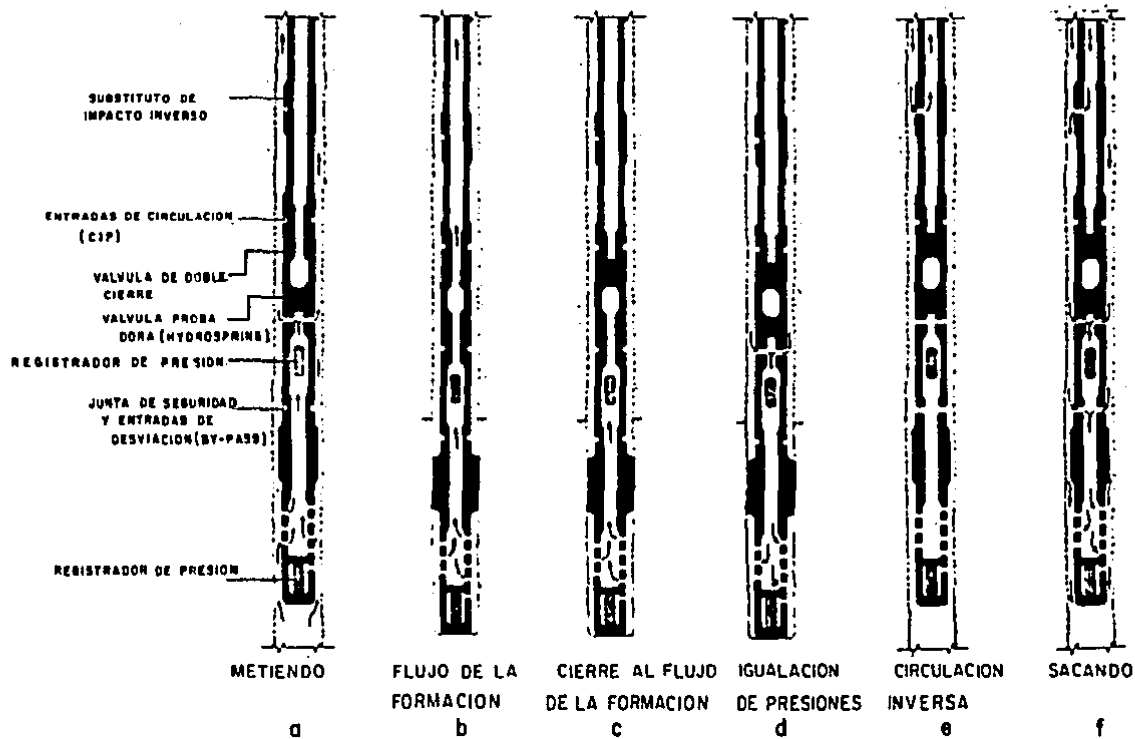
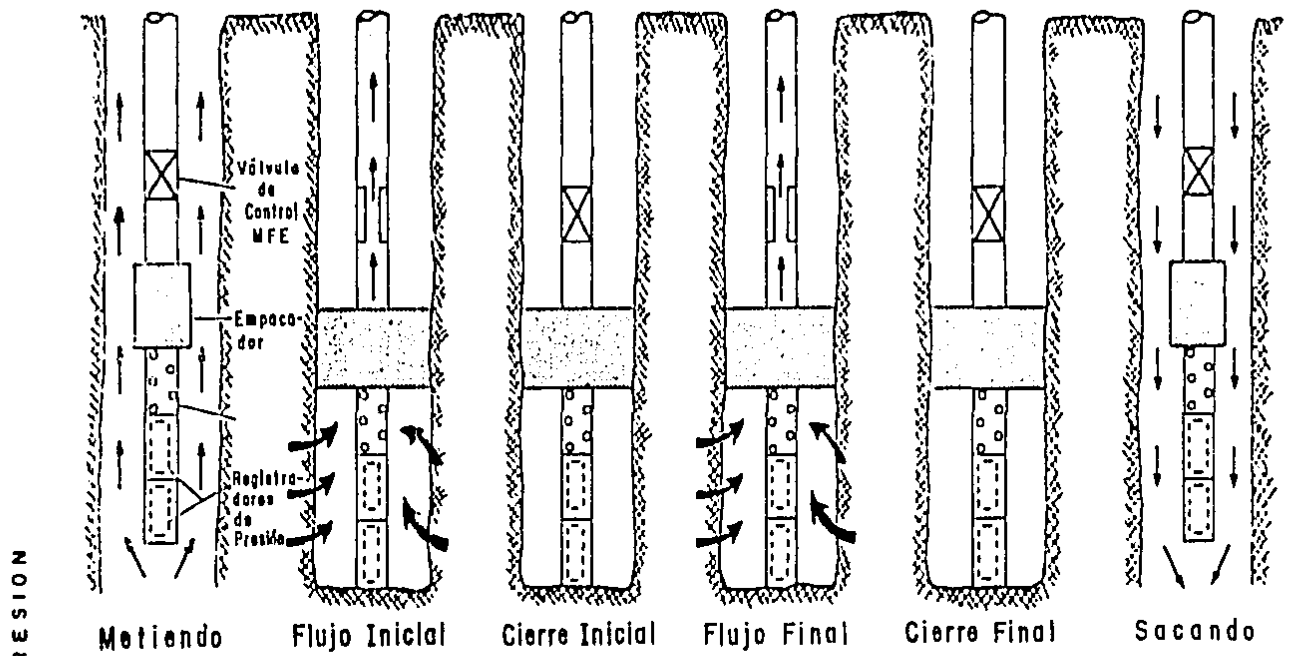
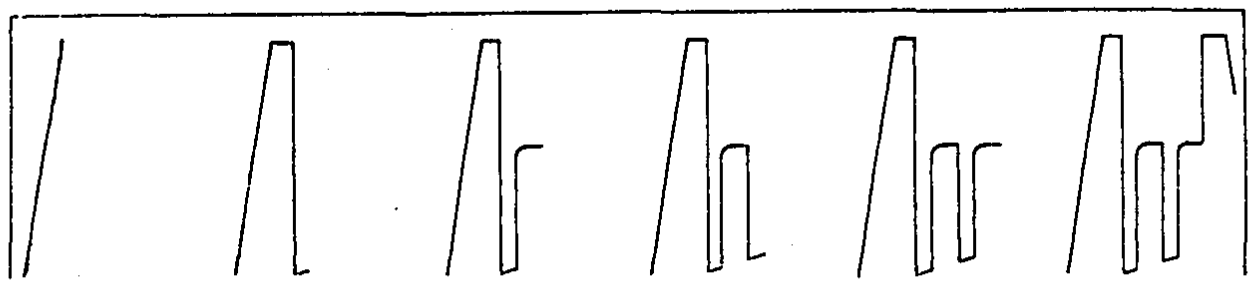


FIG. 4. ETAPAS DE OPERACION DE UNA HERRAMIENTA DST PARA UNA PRUEBA DE FORMACION EN AGUJERO ABIERTO. (EARLOUGH, R.C., Jr.)⁹



↑ PRESION



Registro de la Presión de Fondo

FIG. 5.- SECUENCIA OPERATIVA DEL SISTEMA MFE.¹⁷

→ TIEMPO

superficie la posición de la herramienta.¹²

La tubería es operada rápidamente hacia arriba ó hacia abajo para cambiar las posiciones de operación (flujo ó cierre) durante la prueba mientras el empacador permanece asentado. La válvula doble(dual) es armada en la posición cerrada e introducida al pozo y se abre después de un tiempo de retraso(time-delay) al aplicar peso sobre la herramienta cuando se alcanza el fondo. Para abrir la válvula, la sarta es levantada aplicando una tensión moderada sobre el sistema. La operación se repite para abrir y cerrar la válvula. Cuando la válvula doble(dual) es cerrada, al terminar el período de flujo final, se recupera una muestra del fluido producido por la formación, a las condiciones de flujo. El éxito de un sistema MFE está en el sello seguro del empacador.¹²

Las condiciones existentes en el pozo pueden dictar los tiempos relativamente cortos de la prueba. La experiencia en el área es el mejor camino para determinar el tiempo permisible de prueba. Cuando el tiempo de prueba es corto(2 horas) la división de la prueba en los diferentes períodos es importante.⁹

La tabla No.1, proporciona algunas guías recomendadas -- por (Earlougher, R.C., Jr.),⁹ para elegir la duración de los - períodos de flujo y cierre en una prueba DST. Sin embargo posteriormente se darán algunas recomendaciones para lo anterior con base en el análisis de la información.

El volumen de líquido recuperado puede ser medido de una manera precisa. Las mezclas de líquidos se pueden describir adecuadamente y medir su densidad. El flujo de gas en un DST se puede medir con exactitud tomando lecturas a diferentes intervalos de tiempo igualmente espaciados a lo largo de los períodos de flujo.¹⁰

Si en alguna prueba la herramienta se pega y no se pudiera recuperar por jaloneo, la sarta de perforación puede ser desconectada de la junta de seguridad, permitiendo recuperar la tubería y una parte de la herramienta.

En una buena prueba, las presiones de los dos registradores pueden diferir sólo en la presión debida a la

carga hidrostática entre ellos. Las fallas en la prueba, se pueden detectar comparando las gráficas de presión de cada uno de los registradores.⁹

La tabla No.2 presenta una comparación de las ventajas entre el sistema MFE y las herramientas convencionales.¹²

TABLA No 1.- Recomendaciones para los tiempos de flujo y cierre en un DST cuando no se tenga experiencia en el área.^D

<u>Periodo de prueba</u>	<u>Comportamiento del pozo</u>	<u>Tiempo recomendado</u>	<u>Tiempo minimo</u>
Flujo inicial	Flujo total	corto, liberación de la presión hidrostática del lodo.	3 a 5 min.
Cierre inicial	Flujo total	60 min. a no ser que el tiempo total de prueba es también corto entonces 45 minutos.	30 minutos
Flujo final	soplo continuo	60 minutos	60 minutos
	El soplo termina.	cerrar cuando el soplo se suspende.	
	Fluidos del yacimiento en la superficie.	60 min. medir el gasto si el tiempo lo permite.	60 minutos
Cierre final	soplo continuo durante la prueba.	tiempo de cierre igual al tiempo de flujo.	45 minutos

continuación:

El soplo termina durante el período de flujo.	El tiempo de cierre igual a dos veces el tiempo de flujo.*	dos veces el tiempo de flujo.
Fluidos del yacimiento producidos durante el período de flujo.	tiempo de cierre igual a 1/2 del tiempo de flujo final.	30 minutos

* En este caso no hay incremento, por lo tanto no hay análisis de incremento. Los datos del período de flujo pueden ser analizados por el método de curvas tipo.

TABLA No.2.- Diferencias en la operación del sistema MFE y las herramientas convencionales.¹²

<u>Operación</u>	<u>Herramienta con vencional</u>	<u>Herramienta MFE</u>
Bajar la herramienta aplicando peso y rotación en las resistencias del agujero.	Al aplicar rotación la válvula de control debe cerrarse.	El tiempo de retraso del mecanismo de operación permite mover - hacia arriba ó hacia abajo la herramienta.
Al llegar al fondo aplicar peso para iniciar el primer período de flujo.	Asentar el emparador, cerrar las entradas de desviación, abrir el probador.	asentar el emparador, cerrar las entradas de desviación y - abrir el probador (se nota en la superficie la apertura de la - herramienta). Activando el dispositivo del sello de seguridad.
Cerrar la válvula de control para el primer período de cierre.	Girar la sarta de perforación cuatro vueltas. No se tiene la certeza de que la válvula esté cerrada.	Levantar la sarta hasta que el punto libre se observe en el indicador de peso, entonces bajar la sarta. Una indicación del cierre en el punto libre se observa. El

Reapertura para el segundo período de flujo.

Girar cuatro vueltas. No se tiene indicación de que la válvula esté abierta.

Cerrar la válvula para el segundo período de cierre.

Girar cuatro vueltas. No se tiene certeza de que la válvula esté cerrada.

sello de seguridad permite que el emparador permanezca asentado. Las entradas de desviación permanecen cerradas. Una muestra es atrapada a condiciones de flujo.

Levantar la sarta hasta el punto libre, entonces bajarla. Una respuesta clara en el indicador de peso y una rápida caída de la sarta abre la válvula. El sello de seguridad del emparador está intacto.

Levantar la sarta hasta el punto libre, entonces bajarla sarta. Una indicación del cierre se observa. El sello del emparador permite que éste permanezca asentado. Las entradas de desviación permanecen cerradas. Una muestra es atrapada a condiciones de flujo.

continuación:

Repetir continuamente el ciclo de apertura y cierre para periodos posteriores.

Final de la prueba, levantar la sarta, y recuperar la herramineta del pozo.

La herramienta está limitada para dos ciclos solamente.

Probador cerrado, las entradas de desviación están abiertas, la herramienta desempacada. La muestra en la sarta viene contaminada.

Un número ilimitado de ciclos son permitidos.

Probador cerrado, el mecanismo de retraso abre las entradas de desviación, el sello de seguridad es desactivado y recuperado. La muestra no está contaminada.

REVISIÓN DEL PROGRAMA PARA EFECTUAR UNA PRUEBA:

Una revisión final debe hacerse con todo el personal involucrado en la prueba. Los puntos de mayor importancia son:¹⁷

- a.- Información concerniente a la prueba.
- b.- Aparejo de prueba y herramientas de repuesto.
- c.- Condiciones del pozo.
- d.- Profundidad de asentamiento del empacador.
- e.- Colchones.
- f.- Duración de los periodos de flujo y cierre.
- g.- Análisis de la información obtenida en la prueba.
- h.- Estranguladores de fondo ó superficiales.

Una preparación inadecuada del pozo puede conducir a lo siguiente:

- i.- Imposibilitar el descenso al fondo del pozo.
- ii.- Creación de un fondo falso.
- iii.- Dificultades para asentar el empacador.
- iv.- Taponamientos.

La solución a estos problemas, se obtiene con acondicionar el lodo para que tenga las condiciones óptimas - y recupere los recortes de la perforación, residuos de coples, zapatas, etc. ó si se trabaja en agujero entubado, restos de los disparos.¹⁷

Es conveniente utilizar colchones espaciadores, y el propósito es:

- i.- Proteger la sarta de un colapso (en caso de pozos profundos).
- ii.- Control de la presión diferencial a través del empacador.

Los diferentes tipos de colchones son:

- i.- Agua: Es el más común.
- ii.- Diesel.
- iii.- Nitrógeno: Es bastante caro, pero tiene la ventaja, que la presión del mismo se puede controlar.
- iv.- Mezcla de Agua y Nitrógeno: No debe utilizarse lodo, porque los sólidos en suspensión pueden decantarse y taponar la herramienta.¹⁷

II.B. - EQUIPOS:

Un DST es corrido dentro del pozo en un arreglo de empacadores, Válvulas, y la tubería de perforación. Los empacadores se utilizan para aislar el lodo del espacio anular y el intervalo que se va a probar, las válvulas permiten que los fluidos de la formación fluyan dentro de la tubería. Al cerrar las válvulas se obtiene un incremento de presión.¹⁰ La figura 6, muestra un diagrama de una Herramienta DST que también se conoce como MultiEvaluador de Flujo (MFE).^{10,12}

La figura 7, muestra los arreglos de una herramienta DST usados por Halliburton Co. para los tres tipos básicos de aparejos: El aparejo con un sólo empacador, el aparejo con dos empacadores espaciados, y el aparejo con empacador de cuffas de pared.

La sección superior de la herramienta DST se presenta en la figura 7 (a) y es la misma para los tres tipos de aparejos mencionados anteriormente.

La parte superior de la herramienta es un sustituto de impacto-inverso que permite producir los fluidos del espacio anular por circulación inversa (fig. 4-e). La válvula de la presión de cierre (CIP) es la parte principal en el control del flujo en una herramienta DST.

Las herramientas DST tienen recipientes hidráulicos y juntas de seguridad para ayudar a remover una pegadura de la herramienta.

En una prueba DST con un sólo empacador se usa un tubo de cola que sirve de apoyo a la sarta para aplicar peso y anclar el empacador, además se incluye un arreglo de tubos perforados con un registrador de presión en el fondo. Durante la prueba, los fluidos circulan a través de los tubos perforados y dentro de la sarta. Un registrador de temperatura puede ser incluido en la sarta de prueba.

La prueba con empacadores espaciados utiliza dos empacadores, un arreglo de tubos perforados, y un registrador

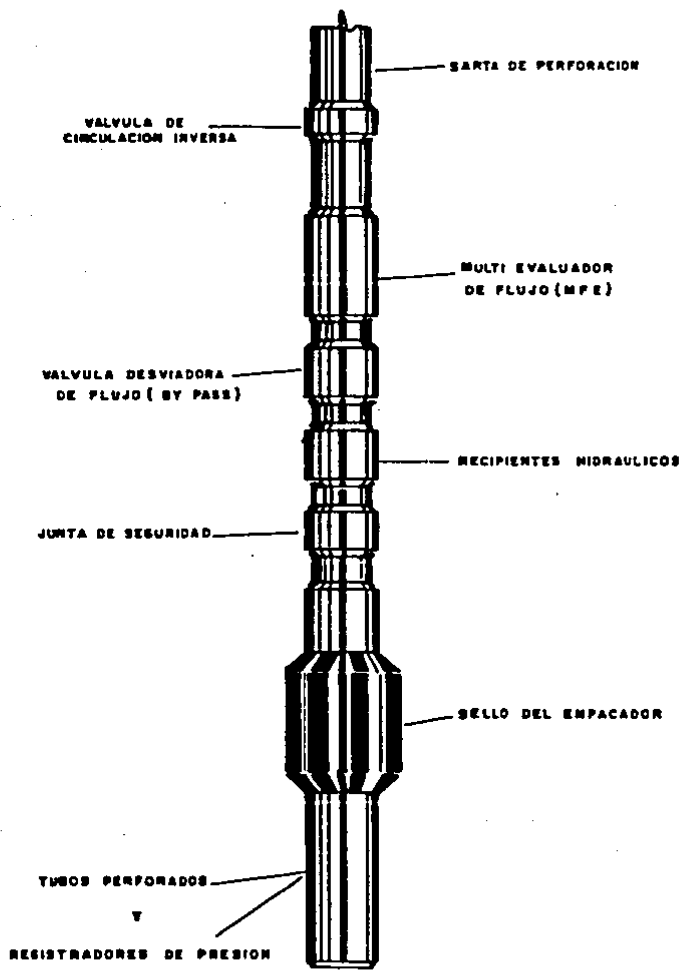


FIG._6 DIAGRAMA DE UNA HERRAMIENTA DST (MFE)
(Mc. Allister, Nutter and Lebourg.)¹²

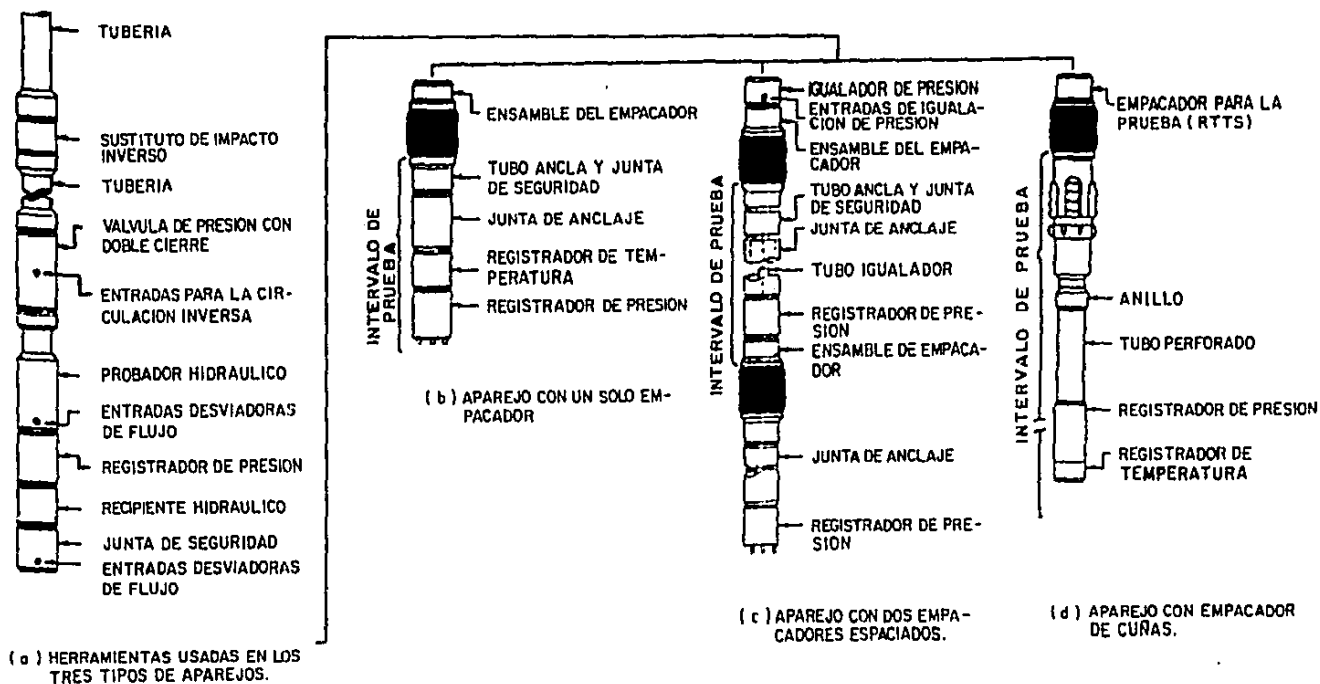


FIG. 7. - HERRAMIENTAS USADAS EN LOS TRES TIPOS DE APAREJOS PARA PRUEBAS D.S.T. (EDWARDS AND SHRYOCK).¹⁵

de presión entre los empacadores. Un tubo igualador conecta el espacio anular arriba del empacador de fondo y el agujero abajo de éste empacador. El tubo igualador ayuda a desviar el fluido de alrededor de los empacadores mientras se corre dentro del pozo y balancea la carga creada por la presión hidrostática anular sobre la sarta durante la prueba. Un tercer registrador de presión puede ser incluido abajo del empacador de fondo para indicar cual de los dos empacadores - permanece con sello a lo largo de la prueba.⁹

EQUIPO UTILIZADO EN UN SISTEMA MFE:

- 1.- Tubos pesados perforados.
- 2.- Empacador de pozo abierto.
- 3.- Válvula de seguridad de fondo MFE.
- 4.- Válvulas de circulación.
- 5.- Registradores electrónicos.
- 6.- Cabeza de prueba de pozo.

La figura 8 muestra un aparejo típico para una prueba DST en un equipo terrestre.¹⁷

Las herramientas básicas indicadas en la figura anterior cumplen las siguientes funciones.

a).- La sarta de perforación:

- i.- Permite el descenso de las herramientas al pozo y además su manipulación desde la superficie.
- ii.- Permite el flujo en la superficie.

b).- Válvula de control de la prueba DST:

Es la válvula principal en el fondo del pozo y puede ser abierta ó cerrada desde la superficie. Esto se logra por distintos métodos:

- i.- Por reciprocidad: Válvula tipo MFE.
- ii.- Aplicando presión en el espacio anular: Válvula tipo PCT (para pozos entubados).

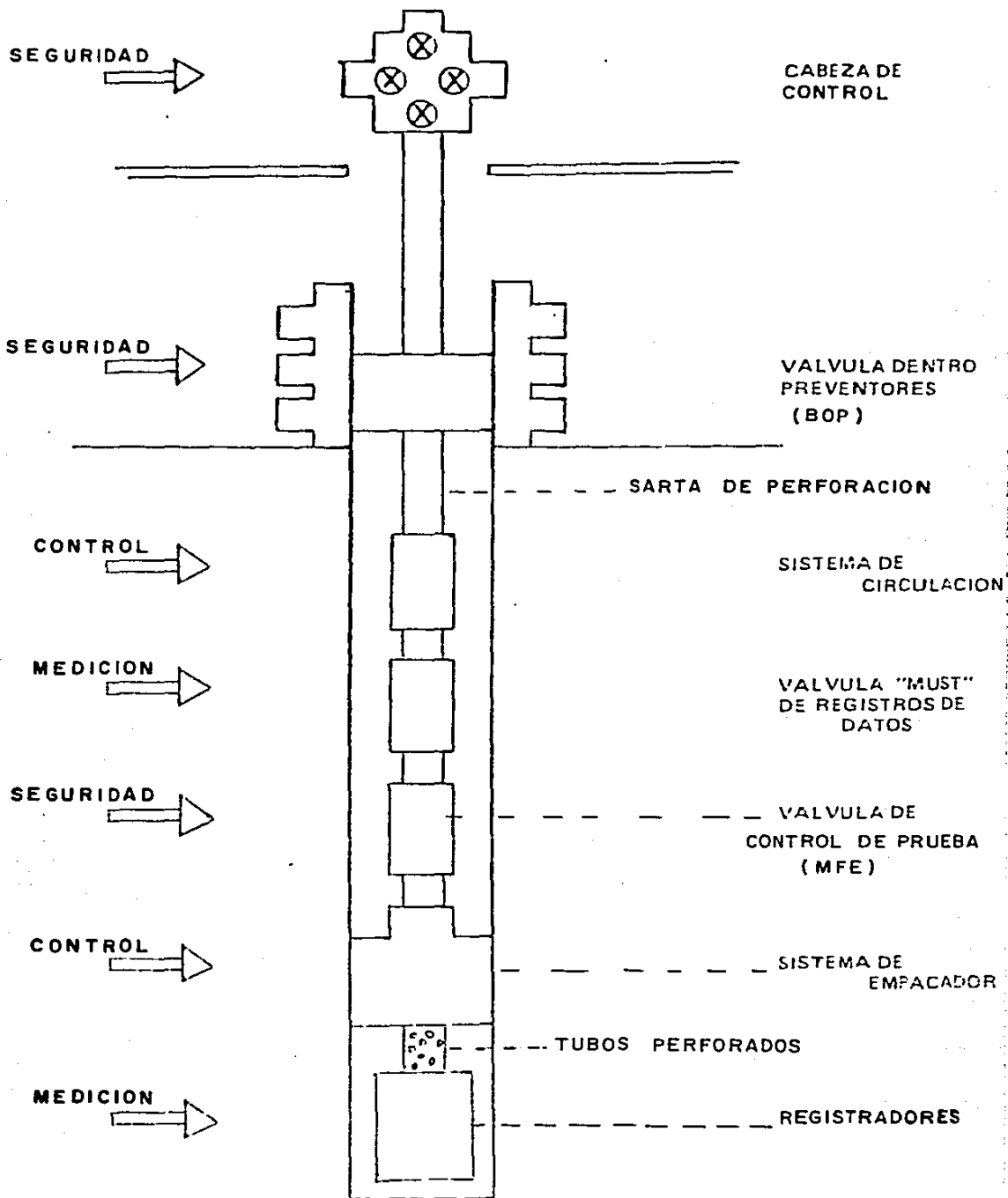


FIG. 8.- APAREJO TÍPICO PARA UNA PRUEBA DST.¹⁷

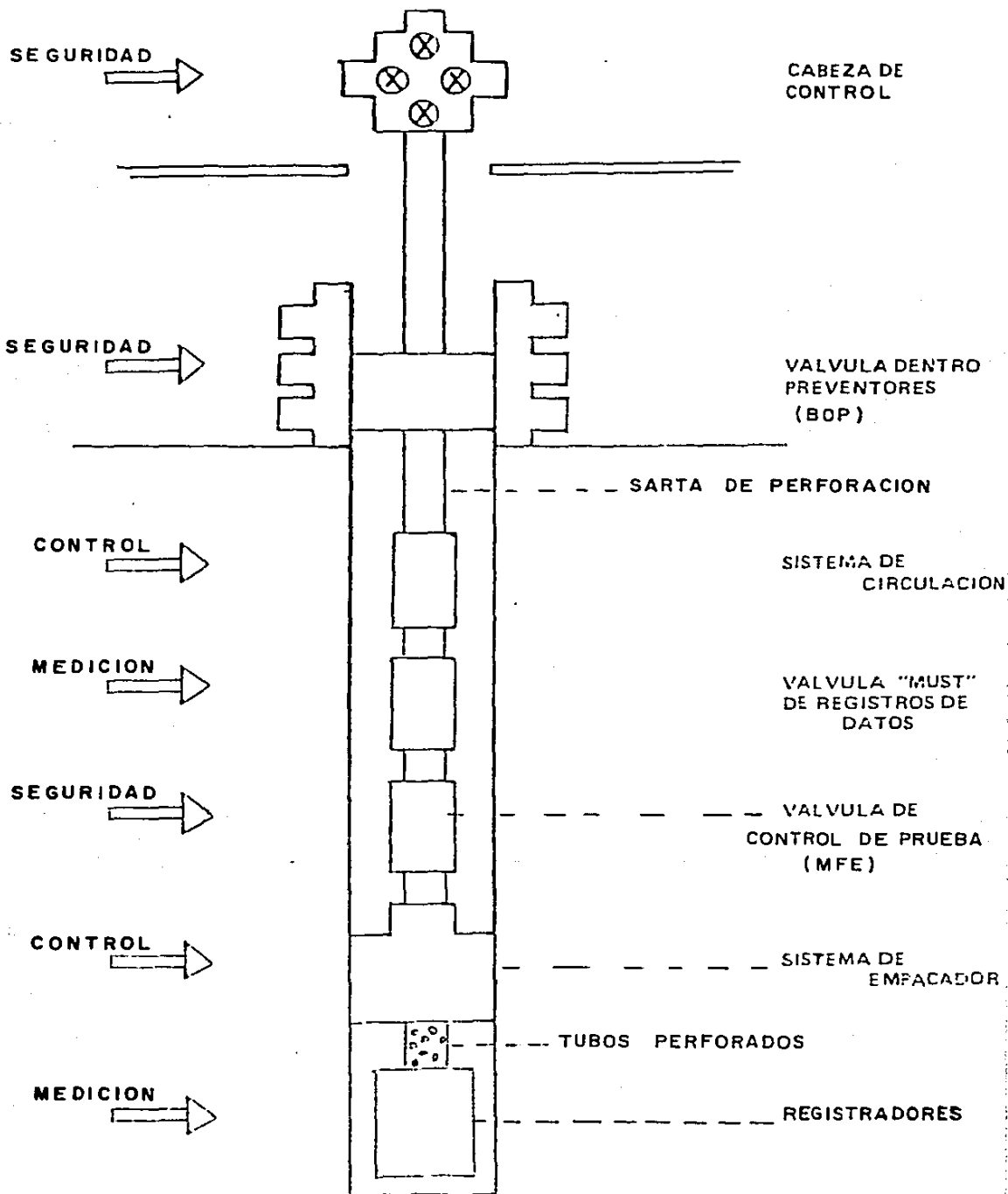


FIG. 8. APAREJO TÍPICO PARA UNA PRUEBA DST.¹⁷

La válvula tipo MFE ofrece otra ventaja, la cual incrementa la confiabilidad del sistema. En caso de que una de sus válvulas no funcione, la otra válvula todavía sella y la prueba se termina exitosamente. (ver figura 9).¹⁷

c).- Empacador:

Aisla la zona que se va a probar y el espacio, anualr. (ver figura 10).

d).- Tubos perforados:

- i.- Filtra el fluido producido por la formación - antes de que entre a la sarta.
- ii.- Los tubos perforados también proveen un soporte para el asentamiento del empacador.

e).- Registradores de presión mecánicos:

Miden y registran la presión de fondo en relación al tiempo.

f).- Registradores de presión electrónicos:

De alta resolución con memoria.¹⁷

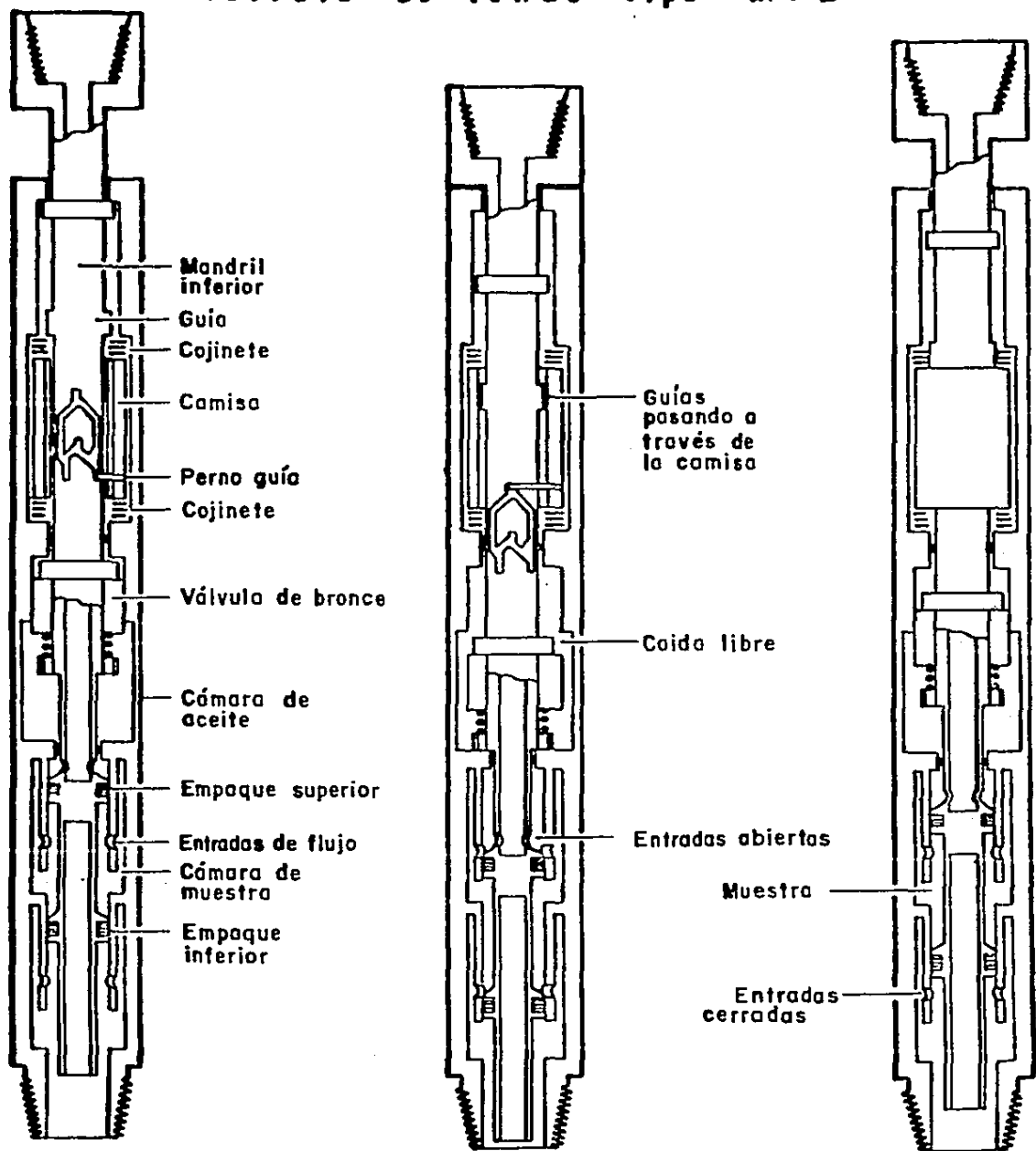
El registrador superior mide la presión dentro de la sarta abajo de la válvula de control. El registrador inferior mide la presión fuera de la herramienta de prueba. Ambos registradores deben colocarse cerca del fondo del aparejo.¹⁶

g).- Cabeza de control:

Sirve para controlar el pozo en la superficie.

Todas las herramientas anteriores son básicas, ya que de faltar alguna de ellas, no puede realizarse la prueba. Además existen otras herramientas que facilitan más la operación, llamadas herramientas auxiliares.

Válvula de fondo tipo MFE¹⁷



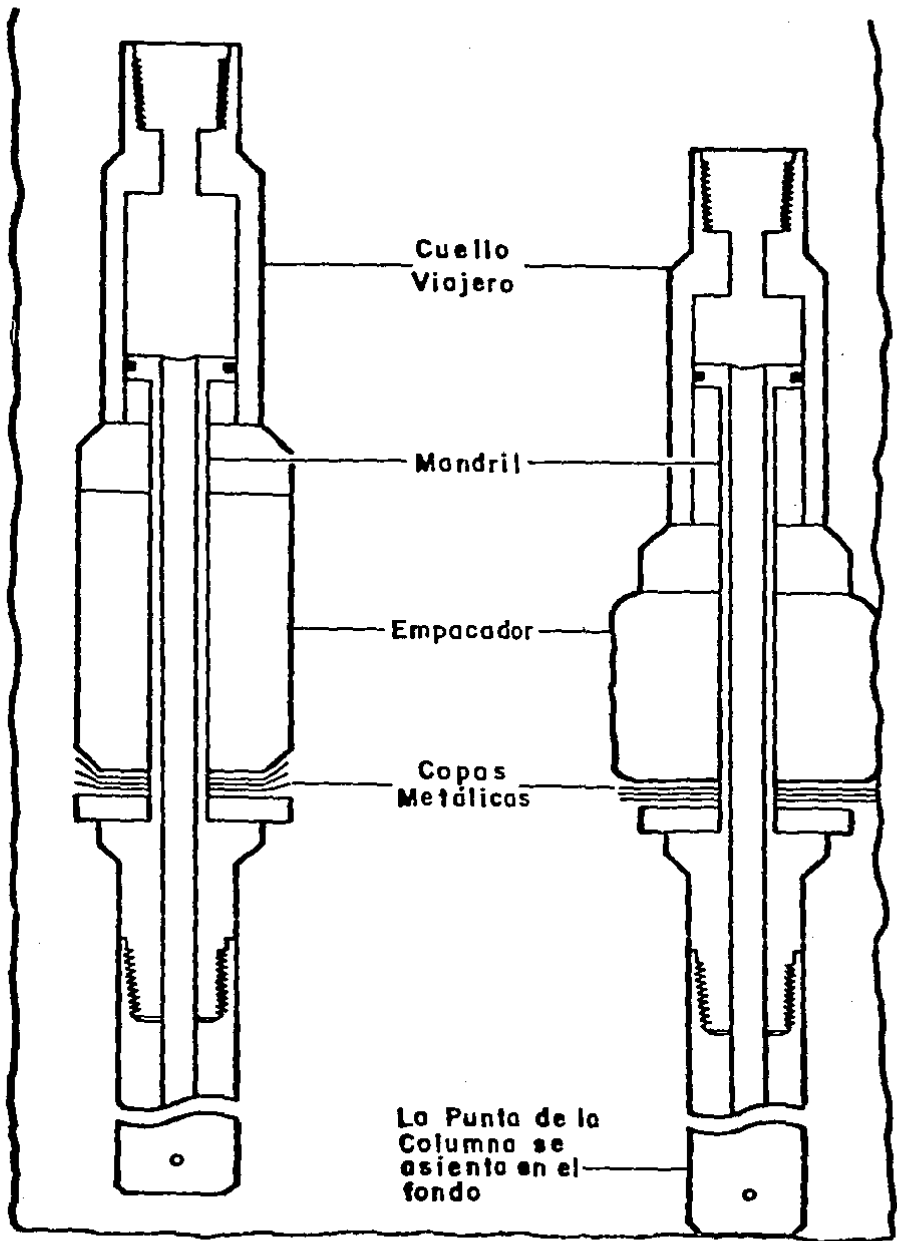
**Herramienta
cerrada**
(Sarta en tensión)

Fig.- 9

**Herramienta
abierta**
(Sarta en compresión)

**Herramienta
cerrada**
(Sarta en
tensión)

Empacador de pozo abierto tipo BOBTAIL¹⁷



Empacador sin asentar

Empacador asentado

HERRAMIENTAS AUXILIARES:

La utilización de éstas herramientas dependerá del tipo de prueba que se requiera, ya sea en pozo abierto ó entubado.

a).- Válvula desviadora de flujo "By-pass" (fig.11).

i.- Permite que el fluido circule por encima y por debajo del empacador cuando se baja ó se saca del pozo.

ii.- Igualada las presiones a través del empacador cuando se termina la prueba.¹⁷

b).- Martillo hidráulico:

Ayudan a liberar la sarta en caso de quedar pegada. (fig. 12).

c).-Válvula de circulación inversa:

Permite que el fluido recuperado durante la prueba sea circulado a la superficie antes de iniciar la recuperación de las herramientas (ver figs. 13 y 14).

d).- Sello de seguridad del empacador:

Asegura un buen sello del empacador,--- cuando el peso sobre éste es retirado, esto es posible por el mecanismo hidráulico de seguridad del sello, que retiene la fuerza de asentamiento durante la prueba. Al final de la prueba el mecanismo es desactivado por la igualación de presión a través del empacador como un resultado de la apertura de la válvula desviadora de flujo.¹² (ver fig. 15).

e).- Junta de seguridad:

Esta herramienta nos permite recuperar la sarta y parte de la herramienta probadora. (ver fig. 16).

Investigaciones recientes han producido equipo que puede ser abierto ó cerrado un número arbitrario de veces sin perturbar el sello del empacador. Esto claramente abre múltiples posibilidades cuando uno diseña una prueba DST.¹⁰

SEGURIDAD EN LA PRUEBA:

En el fondo:

- a.- Empacador y sello de seguridad.
- b.- Martillo hidráulico y junta de seguridad.
- c.- Válvula de seguridad:
 - i.- de pozo abierto (MFE).
 - ii.- de pozo entubado (PCT).

En los preventores:

- a.- Arbol E.Z. con posibilidad de desconexión (barco).
- b.- Válvula E.Z. sin posibilidad de desconexión (Jack-Up y en tierra).

En superficie:

Cabeza de prueba con válvula automática.

VALVULA DESVIADORA DE FLUJO¹⁷

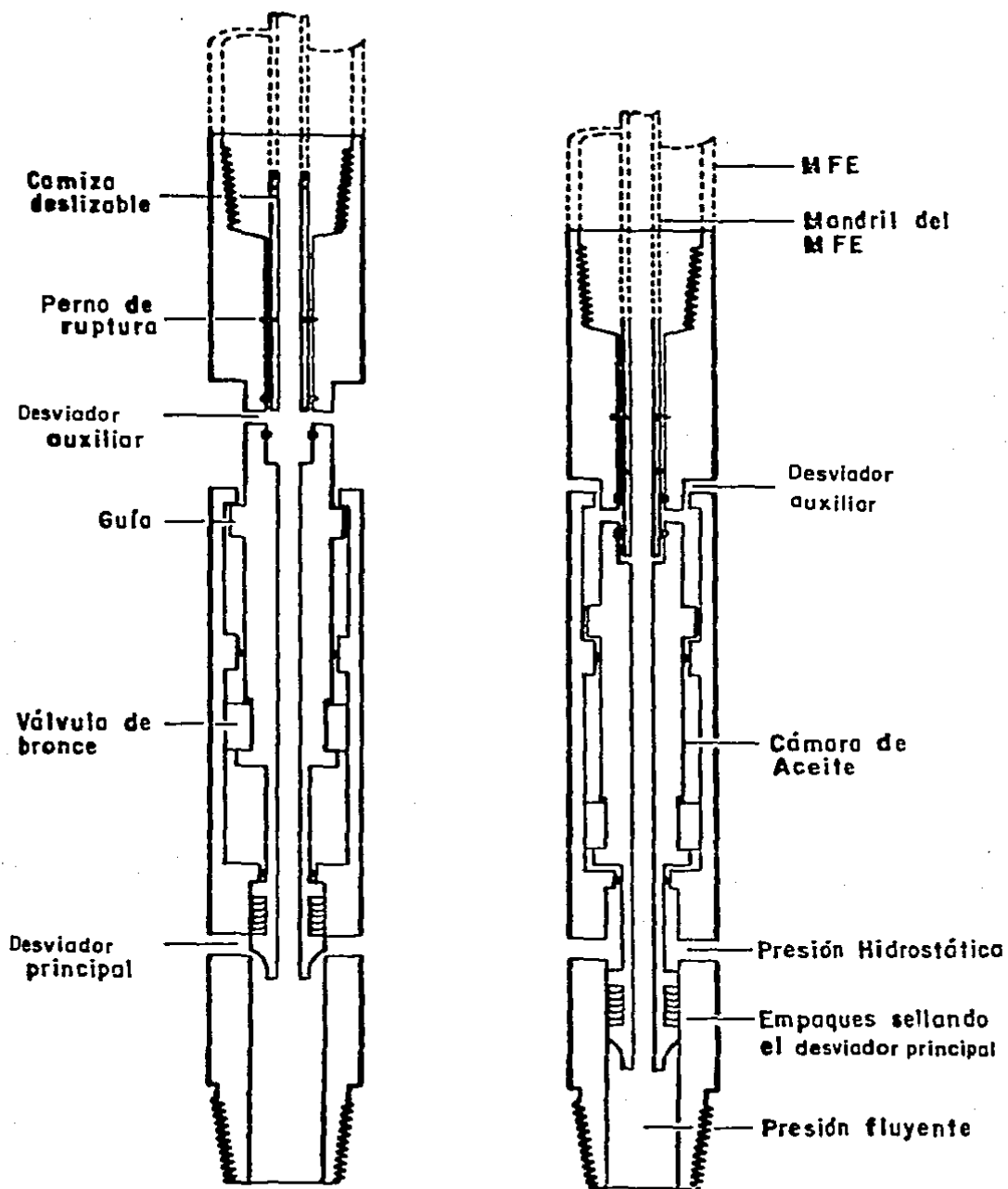


Fig. 11

VALVULA DESVIADORA DE FLUJO¹⁷

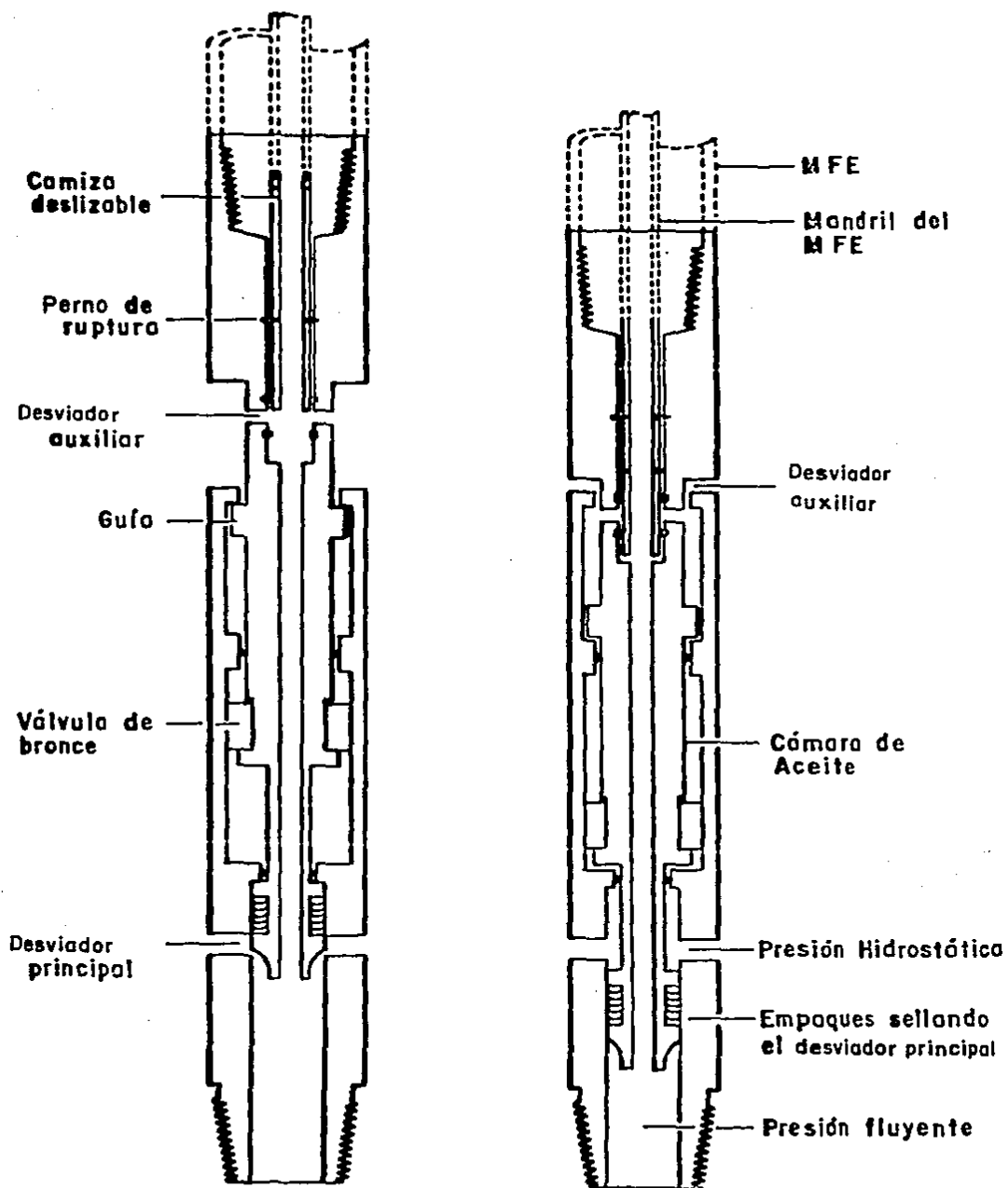


Fig. 11

Martillo Hidráulico con control de retraso¹⁷

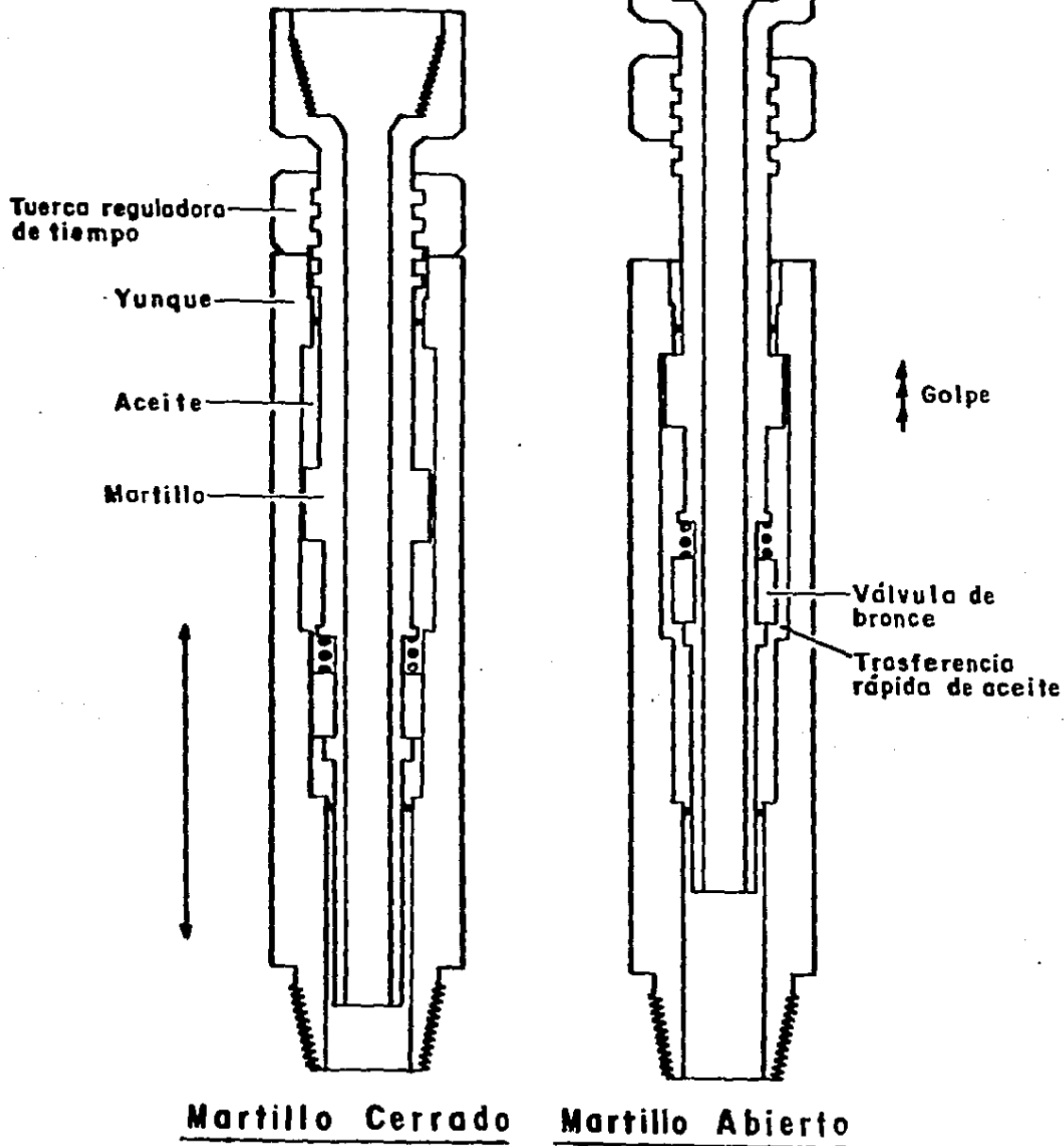


Fig.-12

Válvula de Circulación Inversa accionada por tapones de Rompimiento¹⁷

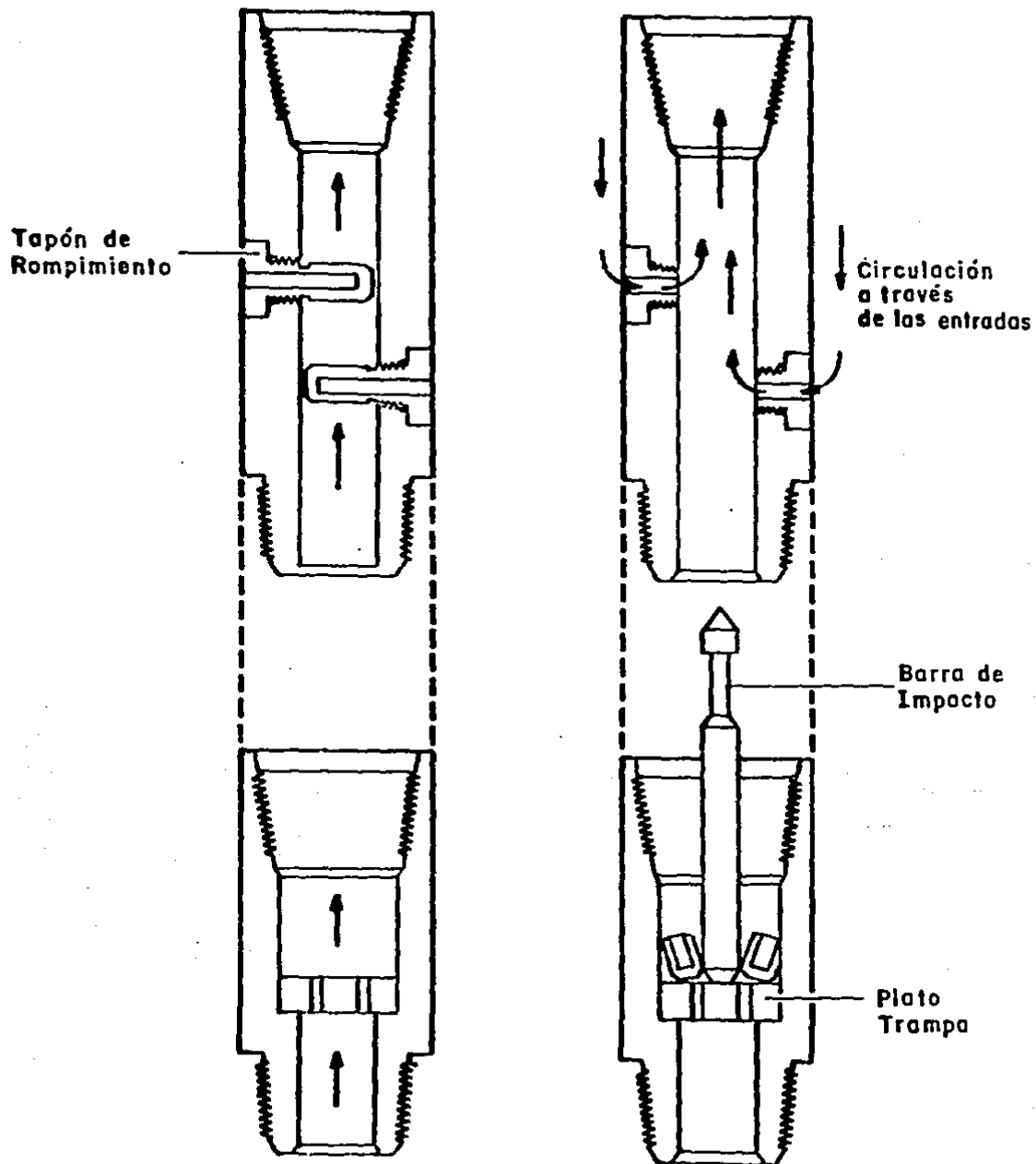


Fig.- 13

Válvula de Circulación (MIRV)¹⁷

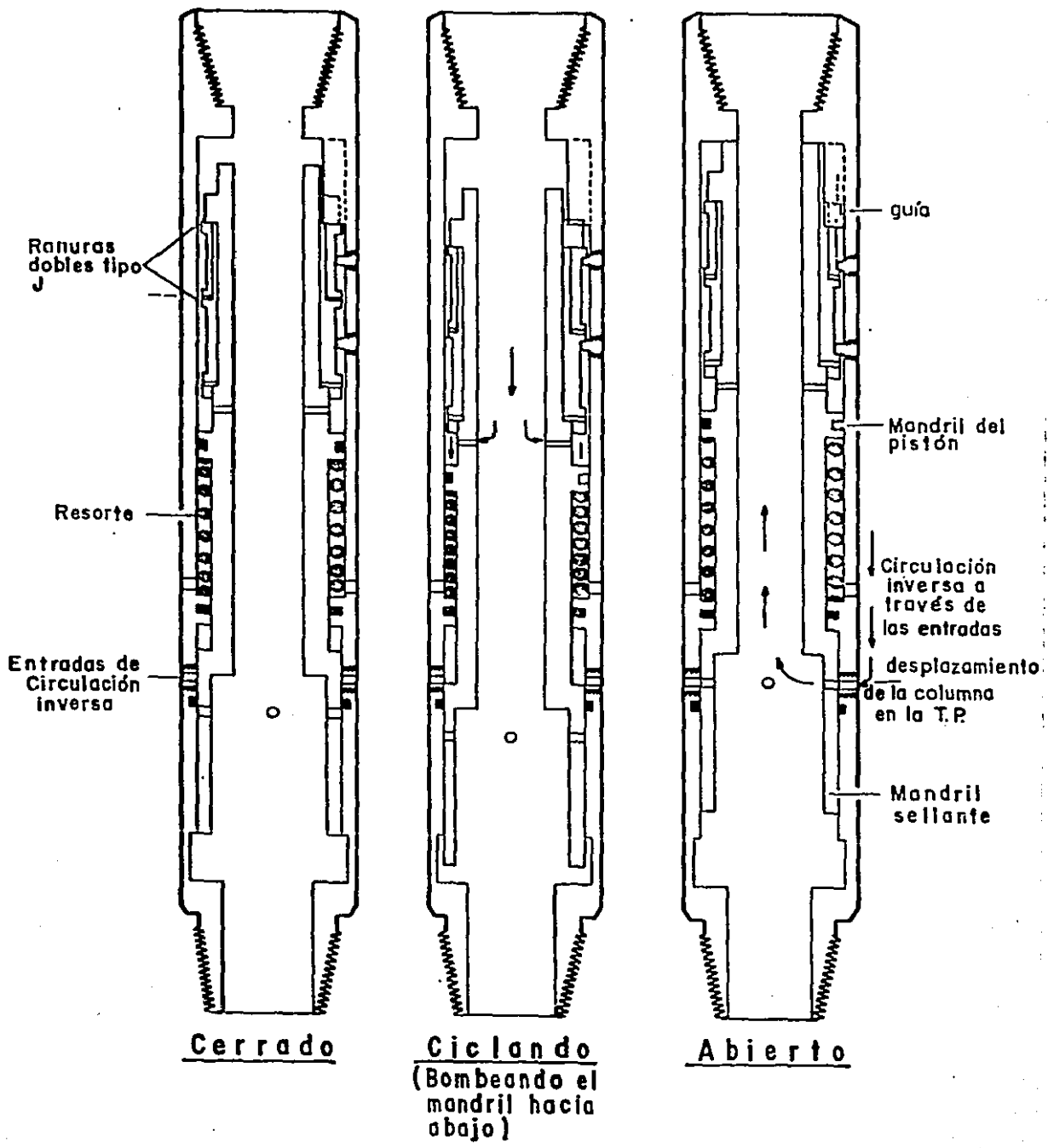


Fig. 14

Sello de Seguridad¹⁷

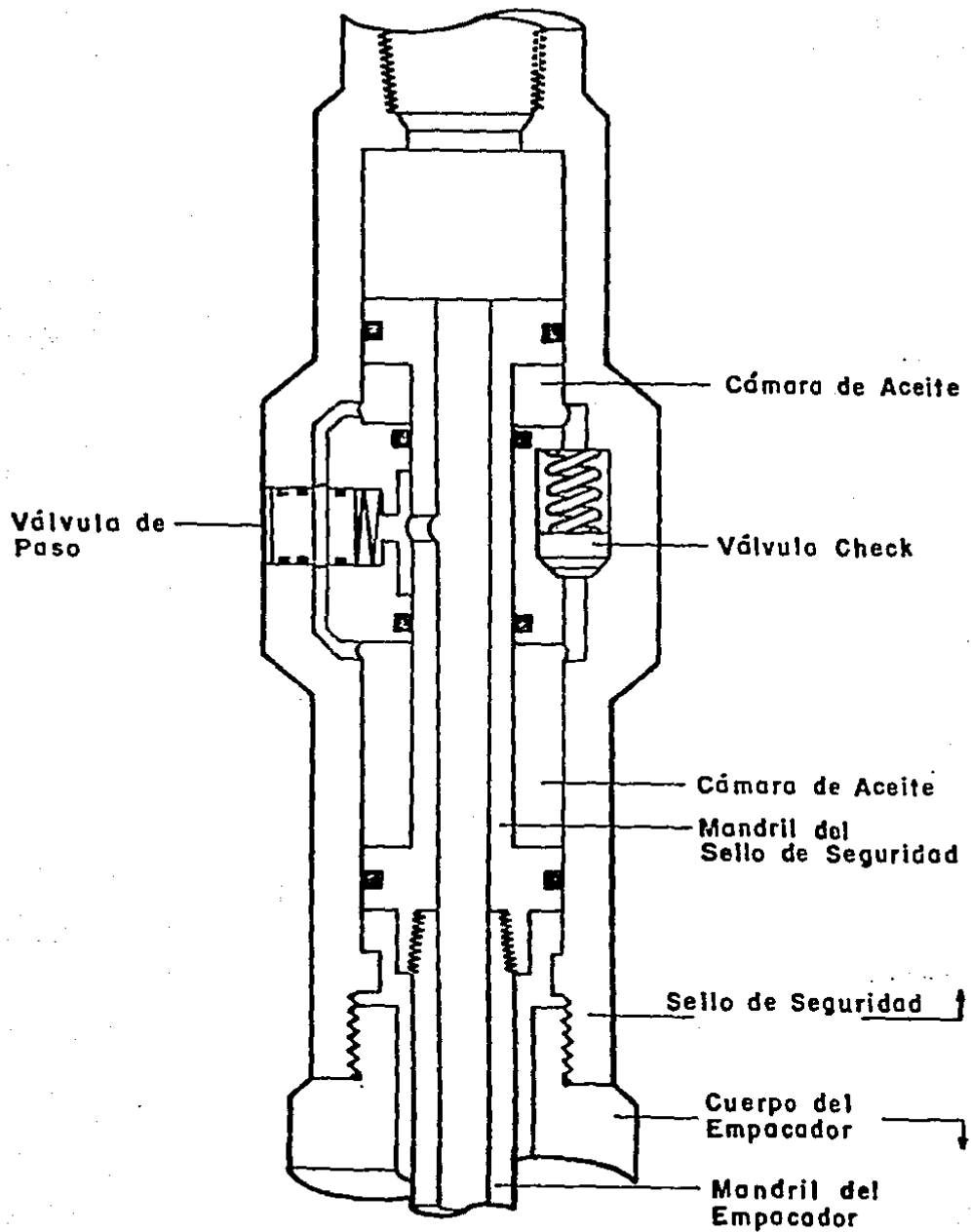


Fig. 15

Junta de Seguridad¹⁷

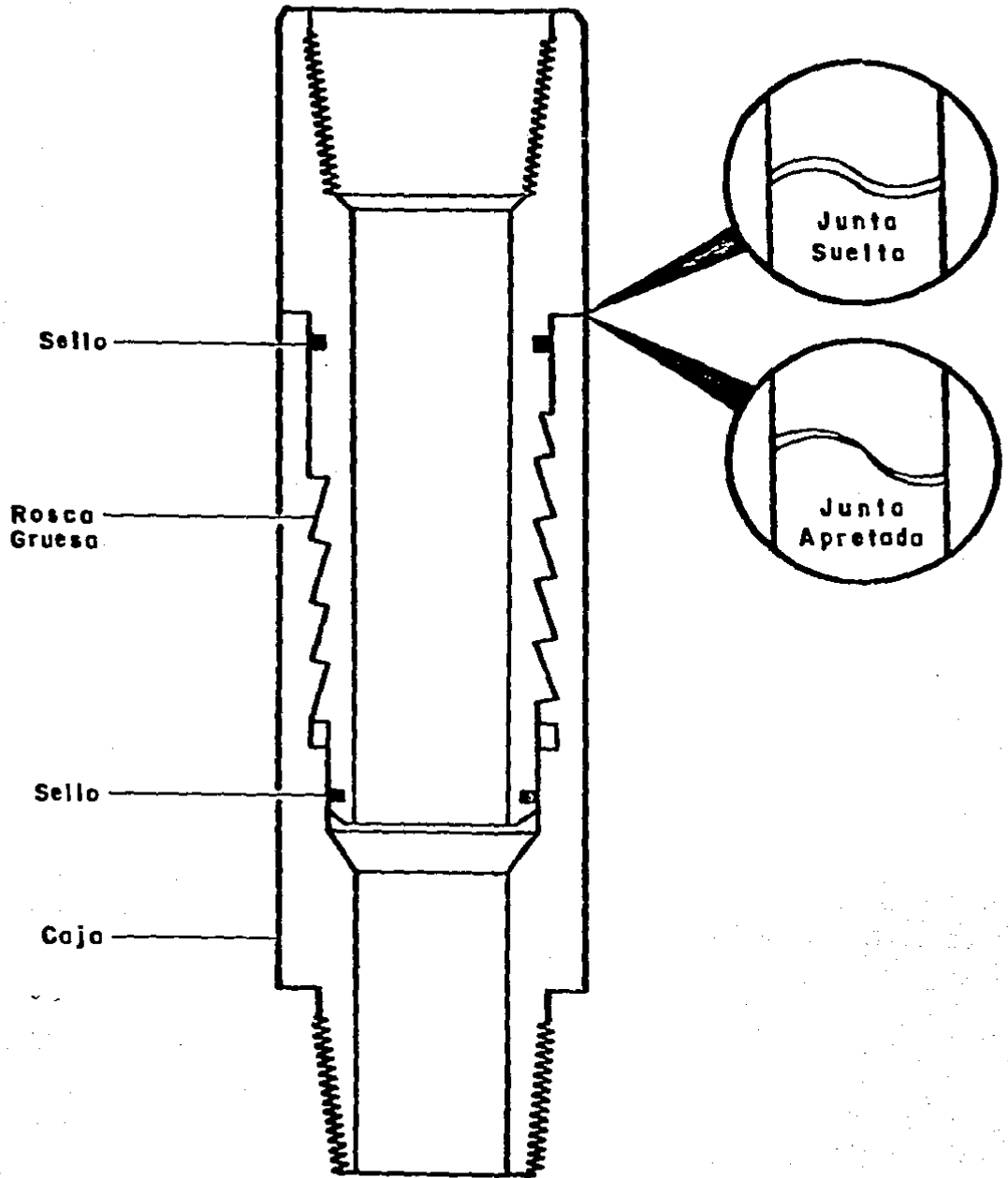


Fig. 16

II.C.- DIAGNOSTICO DE LA OPERACION:

Debido a la complejidad en la operación de una herramienta DST, hay muchas posibilidades de que la prueba falle. Por lo tanto, es importante examinar cuidadosamente las gráficas DST y decidir si la prueba fué mecánicamente y operacionalmente exitosa. Esto debe hacerse en el pozo ya que la prueba puede repetirse si es necesario.^p

Para reconocer un DST defectuoso, uno puede familiarizarse con gráficas características de una prueba DST. Una buena gráfica DST debe tener las siguientes características.^p

- 1.- La línea base de la presión es una recta bien definida.
- 2.- La presión hidrostática inicial y final en el registro debe ser la misma y coincidir con la obtenida a partir de la profundidad y la densidad del lodo.
- 3.- Las gráficas de los períodos de flujo e incremento de presión son registradas como curvas planas.

Frecuentemente, malas condiciones del agujero, mal funcionamiento de la herramienta, y otros problemas pueden ser identificados a partir de una gráfica DST.^p

De la figura 17 a la 60, se ilustran diferentes situaciones posibles de ocurrir en una prueba DST.^{p,16}

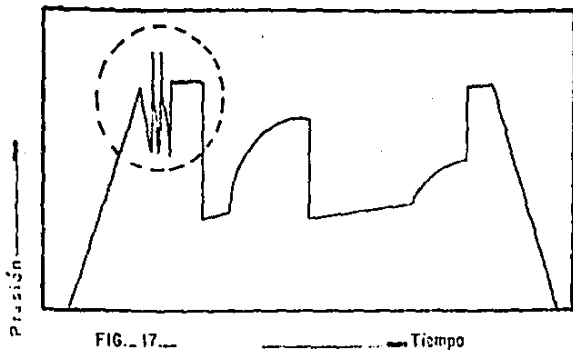


FIG. 17.

Presión ————— Tiempo

CONDICION DE AGUJERO CERRADO (REDUCIDO). ESTO PUEDE CAUSAR ONDULACIONES EN LA CURVA DE PRESION O PEGADURA DE LA HERRAMIENTA.

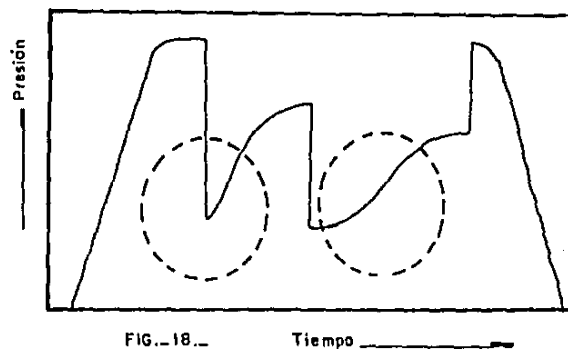


FIG. 18.

Presión ————— Tiempo

LA FORMA DE S (ESE) EN LA PARTE POSTERIOR DE LA CURVA DE FLUJO Y AL PRINCIPIO DE LA CURVA DE INCREMENTO INDICAN COMUNICACION DE FLUIDO ALREDEDOR DEL EMPACADOR. ESTO PUEDE SER CAUSADO POR UNA FRACTURA O POR UN SELLO DEFICIENTE DEL EMPACADOR.

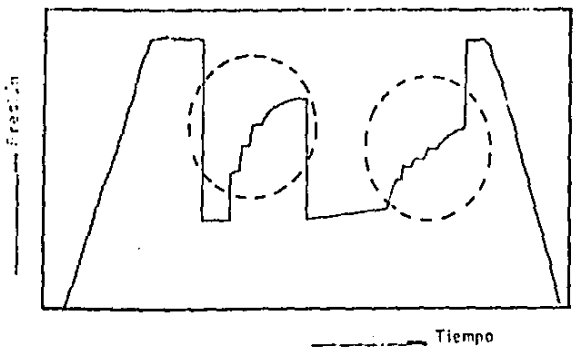


FIG. 19.

Presión ————— Tiempo

EL MODELO DE ESCALONES EN LA CURVA DE INCREMENTO INDICAN UN MAL FUNCIONAMIENTO DE LOS INDICADORES DE PRESION O DE LOS REGISTRADORES. LOS DATOS DE ESTAS PRUEBAS NO PUEDEN SER ANALIZADOS.

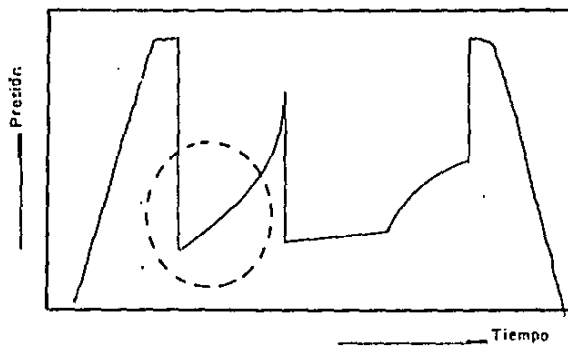


FIG. 20.

Presión ————— Tiempo

UNA CURVA EN FORMA DE S OCURRE EN EL PRIMER PERIODO DE FLUJO SOLAMENTE CUANDO EL VOLUMEN ABAJO DE LA VALVULA DE CONTROL ES GRANDE COMPARADO CON EL VOLUMEN DE FLUIDO PRODUCIDO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO.

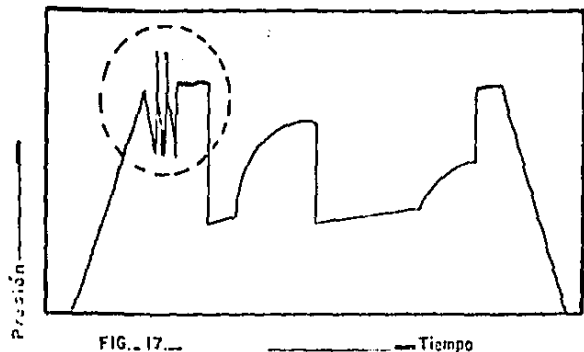


FIG. 17.

Tiempo

CONDICION DE AGUJERO CERRADO (REDUCIDO). ESTO PUEDE CAUSAR ONDULACIONES EN LA CURVA DE PRESION O PEGADURA DE LA HERRAMIENTA?

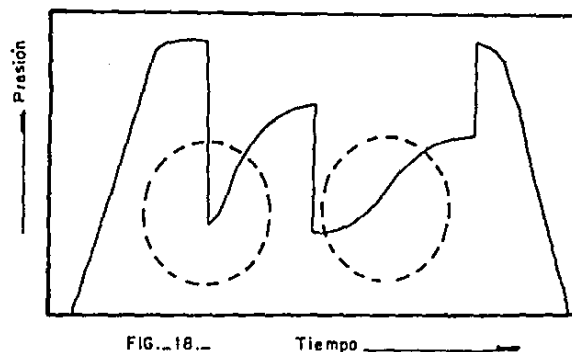


FIG. 18.

Tiempo

LA FORMA DE S (ESE) EN LA PARTE POSTERIOR DE LA CURVA DE DE FLUJO Y AL PRINCIPIO DE LA CURVA DE INCREMENTO INDICAN COMUNICACION DE FLUIDO ALREDEDOR DEL EMPACADOR. ESTO PUEDE SER CAUSADO POR UNA FRACTURA O POR UN SELLO DEFICIENTE DEL EMPACADOR.

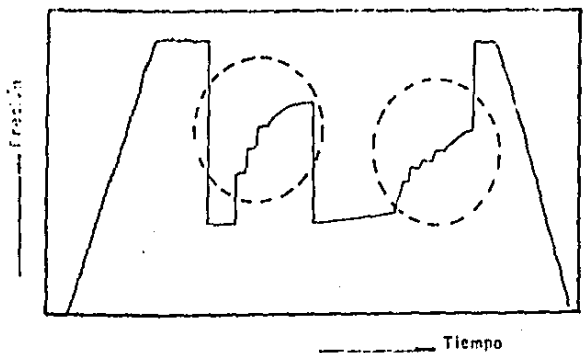


FIG. 19.

EL MODELO DE ESCALONES EN LA CURVA DE INCREMENTO INDICAN UN MAL FUNCIONAMIENTO DE LOS INDICADORES DE PRESION O DE LOS REGISTRADORES. LOS DATOS DE ESTAS PRIERIAS NO PUDEN SER ANALIZADOS.

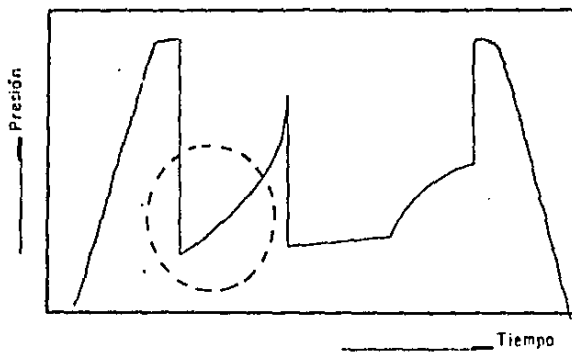


FIG. 20.

UNA CURVA EN FORMA DE S OCURRE EN EL PRIMER PERIODO DE FLUJO SOLAMENTE CUANDO EL VOLUMEN ABAJO DE LA VALVULA DE CONTROL ES GRANDE COMPARADO CON EL VOLUMEN DE FLUIDO PRODUCIDO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO.

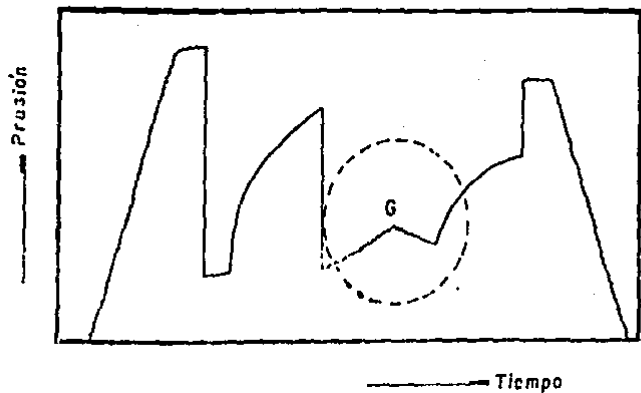


FIG. 21.— ESTE COMPORTAMIENTO TÍPICO OCURRE EN YACIMIENTOS DE GAS CUANDO SE TIENE FLUJO EN LA SUPERFICIE, EL DECREMENTO DE LA PRESIÓN EN EL PUNTO G ES CAUSADO POR EL FLUJO DEL COLCHÓN DE AGUA EN LA SUPERFICIE, QUE DISMINUYE LA DENSIDAD PROMEDIO DE LA COLUMNA DE FLUIDOS.⁹

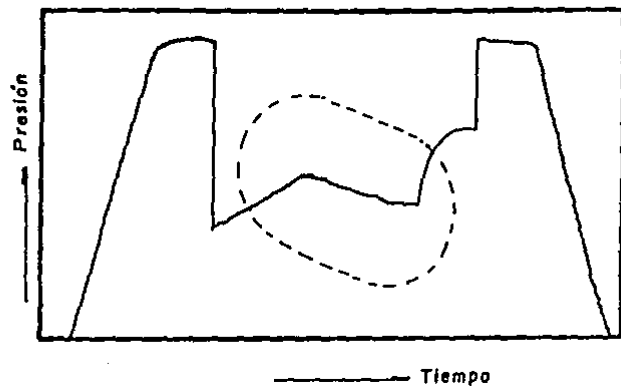


FIG. 22.— LA APARIENCIA DE CUESTA EN LA CURVA DE FLUJO INDICA QUE EL GAS SE HA SEPARADO DEL LÍQUIDO EN LA SARTA DE PERFORACIÓN Y EL POZO ESTÁ FLUYENDO POR CABECERAS.⁹

— Tiempo

Presión



FIG. 23.—PÉRDIDA DE FLUIDO ANTES DE ASENTAR EL EMPACADOR. LA PRESIÓN DECLINA MIENTRAS SE INTRODUCE LA HERRAMIENTA AL POZO. EL NIVEL DE FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR DISMINUYE, EL DST PUEDE SER NORMAL EN TODOS LOS ASPECTOS.¹⁶

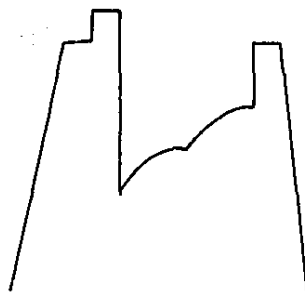


FIG. 24.—TUBAS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN. FIG. 25.—EFECTO DE UN PEQUEÑO COLCHÓN DE AGUA. EL COLCHÓN DE AGUA AUMENTA LA PRESIÓN INICIAL AL PRINCIPIO DEL FLUJO. LA RECUPERACIÓN INCLUYE COLCHÓN DE AGUA Y FLUIDOS DEL YACIMIENTO, CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN, ETC.¹⁶

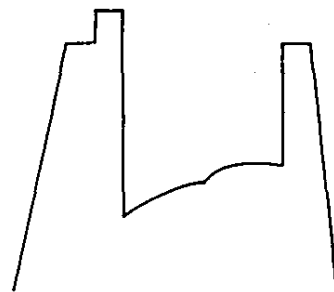


FIG. 26.—EFECTO DE RUSOSIDAD. EL MOVIMIENTO DE UNA EMBARCACIÓN FLOTANTE CAUSA ESTE TIPO DE GRÁFICA, O TAMBIÉN LA ACCIÓN DE BOMBLEAR. EL MOVIMIENTO DE LA EMBARCACIÓN ALCUNAS VECES PUEDE LIBERAR EL EMPACADOR. EL DST PUEDE SER NORMAL EN TODOS LOS ASPECTOS.¹⁶

Presión

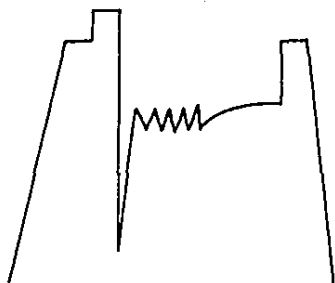


FIG. 27.—FLUJO POR CABECEADAS, HAY MUCHAS VARIACIONES CAUSADAS POR ESTE TIPO DE FLUJO. SE RECUPERAN FLUIDOS DEL YACIMIENTO.¹⁶

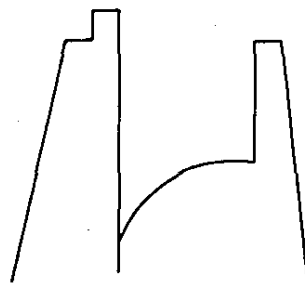


FIG. 28.—LA HERRAMIENTA FALLO AL CERRAR. NO SE OBTIENE EL INCREMENTO. LA RECUPERACIÓN INCLUYE FLUIDOS DEL YACIMIENTO.¹⁶

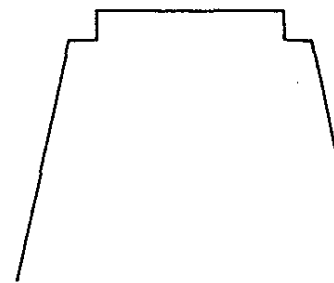


FIG. 29.—LA HERRAMIENTA FALLO AL ABRIR. NO SE RECUPERAN FLUIDOS DEL YACIMIENTO EXCEPTO UN POCO DE LODO.¹⁶

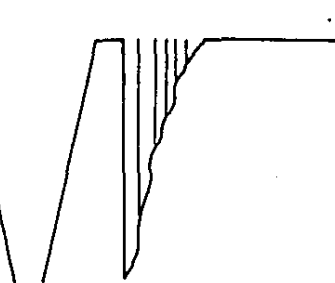


FIG. 30.—EL EMPACADOR FALLO Y NO PUEDE VOLVER A SER UTILIZADO. SE RECUPERA LODO CON POCO FLUIDO DE LA FORMACIÓN.¹⁶

TIEMPO

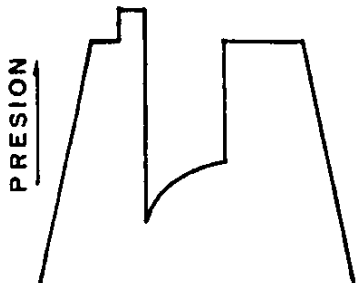


FIG. 31.- EL EMPACADOR FALLO AL MOMENTO DE CERRAR. SE RECUPERAN FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES Y ALGO DE LODO ES REQUERIDO PARA IGUALAR LA PRESIÓN.¹⁶

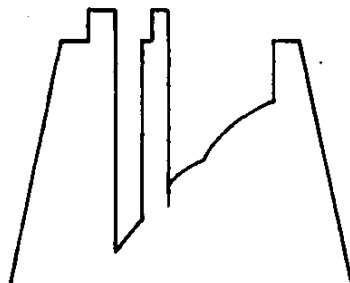


FIG. 32.- EL EMPACADOR FALLO, Y SE PEGO. SE RECUPERA ALGO DE LODO Y CANTIDADES REDUCIDAS DE FLUIDO DEL YACIMIENTO.¹⁶

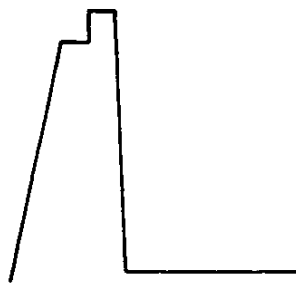


FIG. 33.- RELOJ FUERA DE CORRIDA, EL RELOJ SE LIBERÓ RÁPIDAMENTE CUANDO LA HERRAMIENTA FUÉ ABIERTA, LA RECUPERACIÓN INCLUYE FLUIDOS DE LA FORMACIÓN EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶

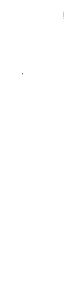


FIG. 34.- EL RELOJ NO FUNCIONÓ. SE RECUPERA FLUIDO DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶

TIEMPO

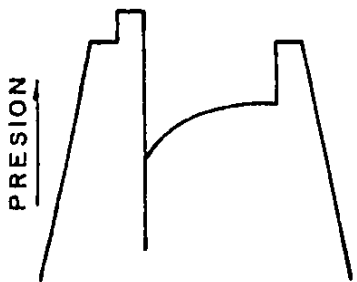


FIG. 35.- EL RELOJ SE PARÓ AL ABRIR Y FUNCIONÓ NUEVAMENTE CUANDO LA HERRAMIENTA FUÉ CERRADA. SE RECUPERAN FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶



FIG. 36.- UN ERROR UNIFORME EN EL MECANISMO DEL RELOJ. LA ESCALA DEL TIEMPO ESTÁ EQUIVOCADA. SE RECUPERA FLUIDO DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶



FIG. 37.- EL RELOJ SE DETUVO CUANDO LLEGÓ AL FONDO Y COMENZÓ A FUNCIONAR CUANDO SE INICIO A SACAR LA HERRAMIENTA, SE RECUPERAN FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶

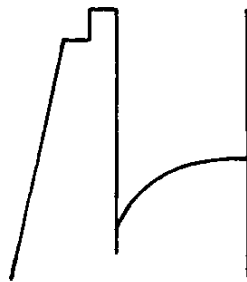


FIG. 38.- EL RELOJ SE DETUVO CUANDO SE CERRO EL POZO. EL DST. ES NORMAL. SE RECUPERAN FLUIDOS DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶

PRESION

PRESION

TIEMPO

PRESION



FIG. 39.- EL EFECTO DE UNA GRAN PRESIÓN. EL INCREMENTO DE PRESIÓN DURANTE EL FLUJO Y EL PERÍODO DE INCREMENTO SON MAS RÁPIDOS QUE LOS DE COSTUMBRE. EL LODO RECUPERADO ES TAMBIÉN ABUNDANTE. LA ALTA PRESIÓN PUEDE O NO EXCEDER A LA PRESIÓN NORMAL DE YACIMIENTO.¹⁶



FIG. 40.- LA RESPUESTA DEL GAS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN CUANDO EL POZO ESTA CERRADO EN LA SUPERFICIE. LA PRUEBA ES PROBABLEMENTE NORMAL EN TODOS LOS ASPECTOS.¹⁶

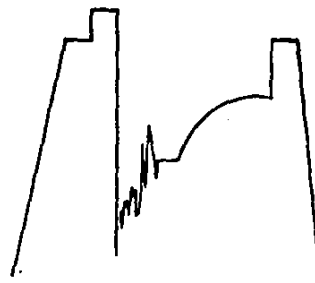


FIG. 41.- LA PEGADURA Y DESPEGADURA DE LA SARTA DE FLUJO EN ALGÚN PUNTO ARRIBA DEL INDICADOR DE PRESIÓN. LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO, SE RECUPERAN EN CANTIDADES REDUCIDAS.¹⁶

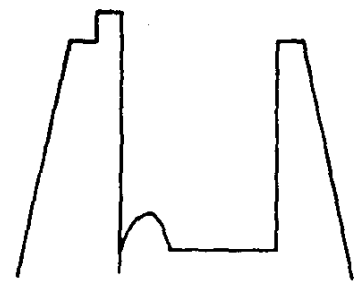


FIG. 42.- OBSTRUCCIÓN GRADUAL DE LA CORRIENTE DE FLUJO ABAJO DEL INDICADOR DE PRESIÓN. LA PRESIÓN DECLINA ASI COMO EL GASTO DECRECE. SE RECUPERA POCO LODO Y UNA PEQUEÑA CANTIDAD DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO.¹⁶

TIEMPO

PRESION

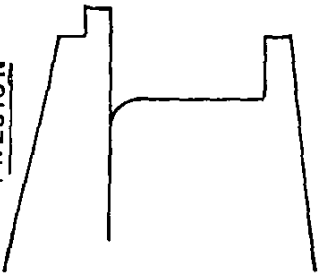


FIG. 43.- LA SARTA SE TAPÓ INMEDIATAMENTE ARRIBA DEL INDICADOR DE PRESIÓN SE RECUPERA POCO FLUÍDO PRINCIPALMENTE LODO.¹⁶



FIG. 44.- EL AGUA PRODUCIDA CONTRA LA EL POZO. EL PESO DE LA COLUMNA DE AGUA Y LODO EXCEDEN LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO Y ENTONCES EL POZO NO FLUYE.¹⁶

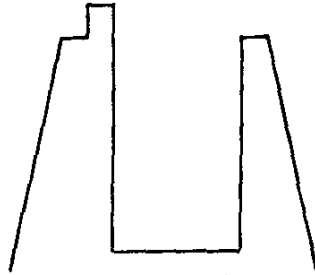


FIG. 45.- UNA FORMACIÓN SIN PERMEABILIDAD. SE PUEDE RECUPERAR UNA PEQUEÑA CANTIDAD DE LODO CON UN POCO DE FLUÍDO DE LA FORMACIÓN.¹⁶

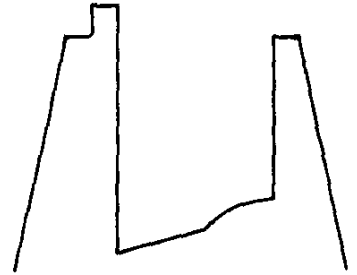


FIG. 46.- UNA FORMACIÓN CON BAJA PERMEABILIDAD. SE RECUPERA MUY POCO LODO Y ALGO DE FLUIDOS DE LA FORMACIÓN.¹⁶

TIEMPO

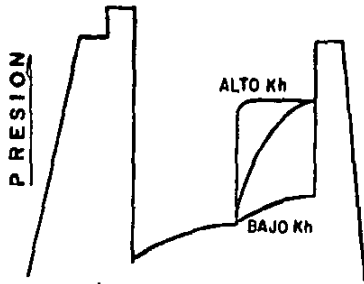


Fig. 47.- El efecto de daño. Se recuperan fluidos de la formación. El incremento depende de la permeabilidad, las presiones diferenciales, compresibilidad de los fluidos, grado de daño por sólidos e invasión del filtrado, diáparos, penetración parcial del yacimiento, etc. Un daño grande puede reducir sustancialmente el flujo y también provocar grandes diferencias de presión.¹⁶



Fig. 48.- Flujo de una formación altamente permeable a través de un estrangulador. Las presiones y el gasto dependen de la transmisibilidad, presión de la formación, presiones diferenciales, diámetro del estrangulador, fluidos, etc. El incremento durante el flujo y el cierre es muy rápido y no se pueden obtener valores confiables del daño y la permeabilidad.¹⁶

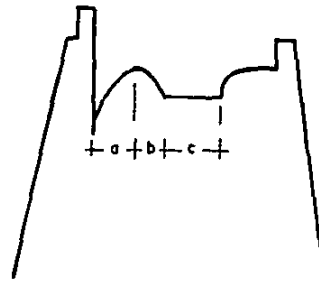


Fig. 49.- Descarga del colchón de agua en pozos de gas.

- a.- El colchón se descarga hacia la superficie.
- b.- El colchón se estabiliza en la superficie.
- c.- En el estrangulador fluye gas seco.¹⁶



Fig. 50.- Un yacimiento con transmisibilidad moderada. Los flujos de la formación fluyen a la superficie. La forma de las curvas depende de la permeabilidad, viscosidad, volumen y peso de la tubería, fricción, presión, densidades de los fluidos, etc.¹⁶



Fig. 51.- Flujo excesivo en la parte superior de la tubería. La presión de flujo permanece constante en la superficie hasta que la estrangulación de fluido a la acumulación de fluido es alta, resultando un gasto pequeño.¹⁶

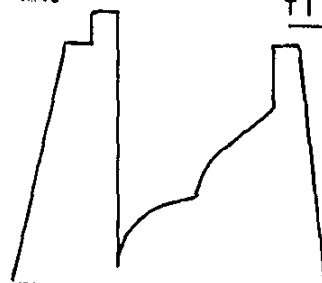


Fig. 52.- Efecto de dos zonas productoras, una con permeabilidad alta, etc. El cambio en la pendiente de las curvas puede ser en dos direcciones dependiendo de las condiciones del yacimiento.¹⁶

TIEMPO

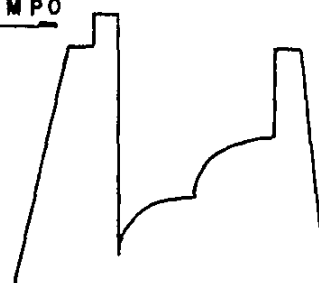


Fig. 53.- Cambio en el diámetro de la tubería. El cambio en la pendiente durante el período de flujo puede ser en cualquier dirección dependiendo de donde se localice el diámetro mayor de la sarta.¹⁶

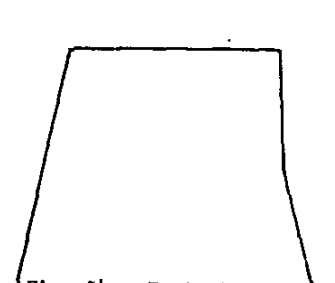


Fig. 54.- El indicador de presión se tapó mientras se bajaba al pozo. El incremento se debe a que el peso del fluido en igualdad a la presión registrada. Se recuperan fluidos en cantidades normales.¹⁶

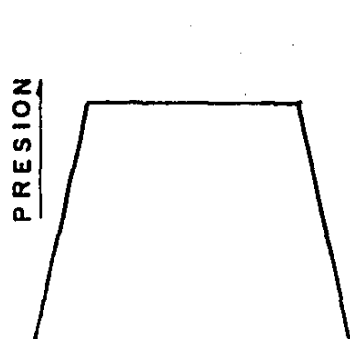


FIG. 55.- EL MEDIDOR DE LA PRESIÓN SE TAPO ASÍ COMO LA HERRAMIENTA, EN EL FONDO ANTES DE QUE EL EMPACADOR FUERA ASENTADO. LA MISMA PRESIÓN LO DESTAPA CUANDO SE ESTÁ SACANDO LA TUBERÍA, SE RECUPERAN FLUÍDOS EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶

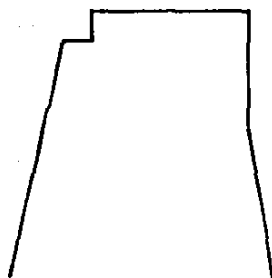


FIG. 56.- EL MEDIDOR DE LA PRESIÓN SE TAPO DESPUÉS DE HABER ASENTADO EL EMPACADOR PERO ANTES DE QUE LA HERRAMIENTA FUERA ABIERTA. SE DESTAPA -- MIENTRAS SACAN LA TUBERÍA. SE RECUPERAN FLUÍDOS DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶

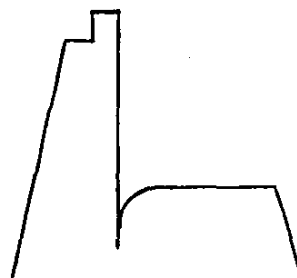


FIG. 57.- EL MEDIDOR DE LA PRESIÓN SE TAPO GRADUALMENTE DURANTE EL PERÍODO DE FLUJO. SE DESTAPÓ CUANDO SE ESTABA SACANDO LA TUBERÍA, SE RECUPERAN FLUÍDOS DEL YACIMIENTOS.¹⁵

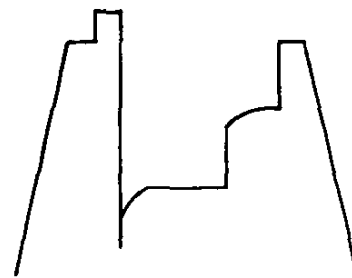


FIG. 58.- EL MEDIDOR DE LA PRESIÓN SE TAPO DURANTE EL FLUJO Y SE DESTAPO DURANTE EL INCREMENTO. SE RECUPERAN FLUÍDOS DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶

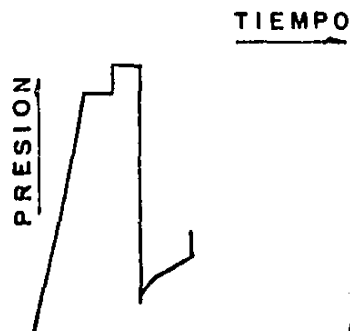


FIG. 59.- LA AGUJA DEL GRÁFICA SE ATORÓ Y NO SE PUDO MOVER. SE RECUPERAN DEL YACIMIENTOS EN CANTIDADES NORMALES.¹⁶



FIG. 60.- INTERFERENCIA EN EL POZO. EL DST. ES GENERALMENTE POCO SENSIBLE PARA NOTAR LA INTERFERENCIA EN LOS POZOS. SE PUEDEN RECUPERAR FLUÍDOS DEL YACIMIENTO EN CANTIDADES SUPERIORES A LAS NORMALES.¹⁶

CAPITULO III

INTERPRETACION DE UNA PRUEBA DST

A continuación se discuten los diversos métodos para analizar una prueba DST.

III.A.- Método de Horner:

En este método se utilizan los datos de incremento de presión obtenidos durante la prueba DST.^p

El valor usado para t_p (tiempo de producción) es generalmente la duración del periodo de flujo anterior. Sin embargo, si el periodo de flujo inicial es muy largo, es más exacto usar la suma de los periodos de flujo para t_p en el incremento final.^p

El gasto puede estabilizarse si los fluidos de la formación se manifiestan en la superficie.

Si la presión en el registrador de la sarta se incrementa linealmente con el tiempo, el gasto dentro de la sarta es constante (para un diámetro interior constante), hasta que los fluidos alcancen la superficie.

Cuando el periodo de cierre es bastante largo y el almacenamiento no es dominante, se puede hacer una gráfica de Horner (P_w vs $V_w (t_p + \Delta t) / \Delta t$) para los datos de incremento, la cual tendrá una línea recta con pendiente "'-m'". El valor de "'m'" en (psi/ciclo), se utiliza para estimar la permeabilidad a partir de la siguiente ecuación:^p

$$K = \frac{162.6 q B \mu}{mh} \dots\dots\dots (1)$$

Si μ y h no son conocidos, entonces reagrupando la ec. (1) puede ser estimado el valor de kh/μ . El gasto generalmente usado es el promedio durante el tiempo de producción - (t_p).^p Una correlación para la viscosidad (μ) se da en la fig. 61. ¹⁰ El factor de daño se estima a partir de:^p

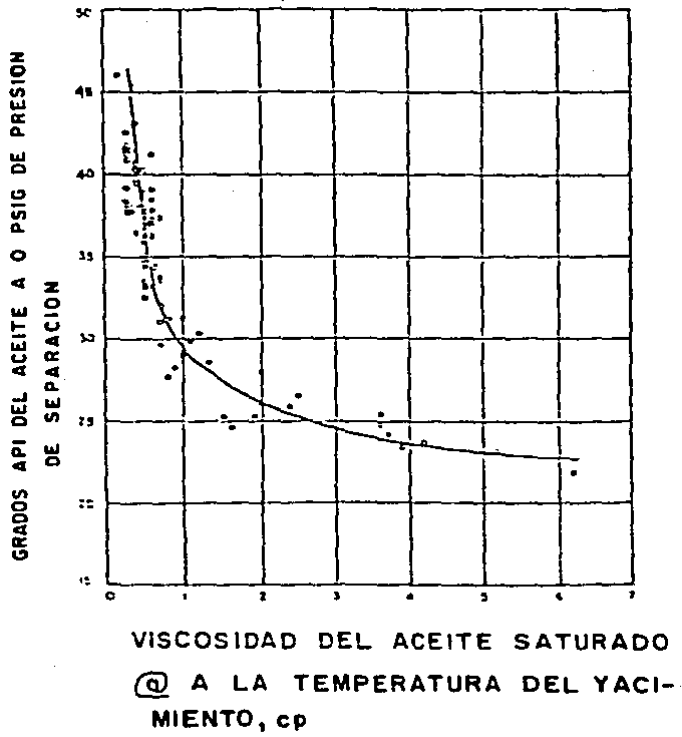


FIG. 61.- CORRELACION PARA OBTENER LA VISCOSIDAD DEL ACEITE A PARTIR DE LOS GRADOS API. (Block)²⁵

$$S=1.1513 \left[\frac{P_{ihr} - P_{vf}(\Delta t=0)}{m} + \log[(t_p+1)/t_p] - \log(k/\phi\mu c_r^2) + 3.2275 \right] \dots$$

..... (2)

El término $\log[(t_p+1)/t_p]$ está incluido debido a que puede ser importante en un DST. Este término normalmente se desprecia cuando $t_p \gg 1$ ó cuando el factor de daño es grande.

Del análisis de una prueba DST generalmente se obtiene la relación de daño dada por P^o :

$$\frac{J_{ideal}}{J_{actual}} = \frac{P - P_{vf}}{P - P_{vf} - \Delta_{ps}} \dots \dots \dots (3)$$

La caída de presión debida al daño es calculada a partir de : P^o

$$\Delta_{ps} = \frac{141.2 \text{ g B } \mu \text{ S}}{kh} \dots \dots \dots (4)$$

La presión inicial ó promedio del yacimiento (P) es estimada por extrapolación de la línea recta de Horner para un tiempo de cierre infinito, $(t_p+\Delta t)/\Delta t = 1$. La extrapolación de P_i puede ser la misma para ambos períodos de cierre inicial y final. Si existe una diferencia significativa, indica que se trata de un yacimiento pequeño ó la prueba es mala. Además, la diferencia entre los valores de P_i depende de la confiabilidad de los datos y de la misma extrapolación, pero un valor típico puede ser 5 % . Cuando tales diferencias ocurren, la prueba se puede repetir, si es posible con un período largo de flujo final P^o .

Si el gasto varía significativamente durante el período de flujo, entonces la técnica de análisis para gasto-múltiple puede ser aplicada (Sección 4.2, Ref. 9) P^o .

Odeh y Selig²³ propusieron una técnica de análisis que es útil para grandes variaciones en el gasto cuando t_p es menor que el tiempo de cierre. Ellos sugirieron modificar t_p como sigue^P:

$$t_p^* = 2 \left[t_p - \frac{\sum_{j=1}^n q_j (t_j^2 - t_{j-1}^2)}{2 \sum_{j=1}^n q_j (t_j - t_{j-1})} \right] \dots \dots \dots (5)$$

similarmente, q (gasto) es modificado por ^P:

$$q^* = \frac{1}{t_p^*} \sum_{j=1}^n q_j (t_j - t_{j-1}) \dots \dots \dots (6)$$

Los valores modificados, t_p^* y q^* , se usan en la gráfica de Horner y el análisis se hace utilizando las ecuaciones (1) a la (4)^P.

En forma práctica se considera que el radio de investigación durante un DST es equivalente al radio de drenaje dado por^P:

$$r_d = 0.029 (kt/\phi\mu c_t)^{1/2} \dots \dots \dots (7)$$

La existencia de una barrera al flujo dentro del radio de investigación puede afectar la gráfica semilog. En este caso, la distancia a la barrera puede ser estimada con el método indicado en la referencia 20. Generalmente, un DST es muy corto para observar la influencia de una frontera^P.

Análisis del incremento de presión en un DST a partir de datos limitados

El procedimiento de análisis expuesto anteriormente no puede ser utilizado si los datos de presión disponibles son limitados. Este es generalmente el caso al terminar un DST. Sin embargo, el mínimo de datos obtenidos del pozo durante la prueba son los siguientes^P:

- 1.- Presión hidrostática inicial, P_{ihm} .
- 2.- Presión de cierre inicial, P_{isi} .
- 3.- Presiones al terminar cada uno de los periodos de flujo, P_{ff1} y P_{ff2} .
- 4.- Presión de cierre final, P_{fsi} .
- 5.- Presión hidrostática final, P_{fhm} .

Con estos datos pueden obtenerse estimaciones aproximadas de las propiedades del yacimiento^P:

La presión inicial del yacimiento está dada por:

$$P_i \approx P \approx P_{isi} \dots \dots \dots (8)$$

El valor de "m" para la línea recta semilog es aproximadamente:

$$m \approx \frac{P_{isi} - P_{fsi}}{\log[(t_p + \Delta t) / \Delta t]} \dots \dots \dots (9)$$

Donde Δt es el tiempo total hasta el cierre final (tiempo cuando P_{fsi} fué leída). La permeabilidad puede ser estimada a partir de la ecuación 1. (Si las presiones de cierre inicial y final son las mismas, la "m" estimada es cero y la aproximación del método no es aplicable).

La relación de daño se estima a partir de P_i :

$$\frac{J_{ideal}}{J_{actual}} \approx \frac{0.183 (P_{i_{isi}} - P_{ffz})}{m} \dots\dots (10)$$

ó mediante:

$$\frac{J_{ideal}}{J_{actual}} \approx \frac{P_{i_{isi}} - P_{ffz}}{m(4.43 + \log t_p)} \dots\dots (11)$$

donde t_p está en horas.^p

El ajuste de curvas tipo puede ser empleado para analizar los datos de incremento de presión obtenidos en una prueba DST. Cuando el almacenamiento es significativo, la curva tipo fig C.8 (referencia 21) ó C.9 (referencia 22), -- puede ser utilizada.^p

EJEMPLO 1.- Análisis de una prueba DST por el método de Horner^P.

Las tablas 3 y 4 muestran los datos de una prueba DST dados por Ammann²⁴.

Primero se compara la presión hidrostática registrada contra el valor calculado a partir de la profundidad y la densidad del lodo. Para este ejemplo la profundidad es de 4174 pies y la densidad del lodo de 10.1 lbm/gal. Por lo tanto, la presión hidrostática es :

$$\begin{aligned} P_{hm} &\approx (4174 \text{ ft})(10.1 \text{ lbm/gal})(0.051948) \\ &\approx (4174 \text{ ft})(0.5247 \text{ psig/ft}) \\ &\approx 2190 \text{ psig.} \end{aligned}$$

A partir del reporte se obtiene:

$$\begin{aligned} P_{ihm} &= 2314 \text{ psig, así la diferencia es de 5.66\%.} \\ P_{fhm} &= 2290 \text{ psig, así la diferencia es de 4.57\%.} \end{aligned}$$

Estas diferencias son resultado de errores en la medición de la densidad del lodo. La diferencia de 1.04% entre P_{ihm} y P_{fhm} puede deberse a pérdidas del lodo. Diferencias en un rango de 0.5 % a 1 % indican una buena estimación de P_i a partir de un DST^P.

Posteriormente, con los datos de los períodos de cierre se hace una gráfica de Horner (fig. 62). Cada cierre muestra una línea recta que extrapoladas nos dan $P_i = 1722 \text{ psig}$.

Para analizar los datos de incremento de presión primero debemos estimar el gasto promedio durante cada período de flujo. La sarta fué inicialmente desalojada para la prueba, así la presión existente antes de abrir la herramienta para el primer período de flujo es la atmosférica. Al final del primer período de flujo, la presión fué de 35 psi. Suponiendo que todo el fluido aportado durante este período - fué lodo, podemos estimar la altura de la columna de lodo.

De la presión hidrostática calculada, el lodo ejerce una

presión de 0.5247 psi/ft, así 35 psi es equivalente a $35/0.5247 = 67$ ft de lodo. El reporte indica que 75 ft de aceite y lodo fueron recuperados^p.

Se reportaron 240 ft de Drill Collar de 2.5 pg de diámetro interior. La capacidad de ésta tubería es 0.00607 bls/ft, así 67 ft es equivalente a $(67)(0.00607) = 0.407$ bls. Suponiendo que éste volumen de fluidos de la formación se produjeron en los 5 minutos, podemos estimar un gasto inicial de^p:

$$q \approx (0.407 \text{ bls/ 5 min.}) (1440 \text{ min/día}) \approx 117 \text{ STB/D.}$$

La ec. 1 ahora puede usarse para estimar kh/μ . Suponiendo $B = 1.0$ RB/STB y utilizando $m = 131$ psi/ciclo,

$$\frac{kh}{\mu} \approx \frac{(162.6)(117)(1)}{131} \approx 145 \text{ md.ft/c}_p$$

si tomamos $h = 16$ ft,

$$\frac{k}{\mu} \approx 145/16 \approx 9.1 \text{ md/c}_p$$

Suponiendo que todo el fluido producido en el segundo período de flujo fué aceite, el incremento de presión de $145 - 35 = 110$ psi corresponde a 315 ft de aceite. Note que son 240 ft de Drill Collar, con tubería de perforación de una capacidad de 0.01442 bls/ft, suponiendo que el aceite desplazó todo el lodo, podemos entonces estimar el volumen de aceite en la sarta^p.

$$\begin{aligned} V_o &\approx (240 \text{ ft Drill Collar} - 67 \text{ ft lodo})(0.00607 \text{ bls/ft}) \\ &+ [315 \text{ ft aceite} - (240 - 67) \text{ ft aceite en Drill C.}] \\ &\quad (0.01422 \text{ bls/ft}) \\ &\approx 1.05 + 2.02 \\ &\approx 3.07 \text{ bls de aceite recuperado.} \end{aligned}$$

Así:

$$q_o \approx \frac{(3.07 \text{ bl/s})(1440 \text{ min/D})}{120 \text{ min.}} \approx 36.8 \text{ STB/D.}$$

Ahora usando la ec. (1) y $m = 21$ psi/ciclo, y suponiendo $B = 1.0$ RB/STB,

$$\frac{kh}{\mu} \approx \frac{(162.6)(36.8)(1)}{21} \approx 285 \text{ md.ft/c}_p,$$

o bien:

$$\frac{k}{\mu} \approx 285/16 \approx 17.8 \text{ md/c}_p.$$

Este último valor es aproximadamente el doble del calculado a partir del primer período de cierre. La diferencia puede deberse a un error en la medición de la duración del período de flujo ó en los diámetros de la tubería^p.

Los errores son introducidos también por la suposición del tipo de fluido que entro a la sarta (únicamente lodo en el primer período de flujo, solamente aceite en el segundo período de flujo). Otra posible fuente de estas discrepancias puede ser que parte de la producción durante el primer período de flujo es resultado de la expansión de los fluidos en la pared del pozo^p.

Generalmente, los resultados obtenidos del segundo período de flujo y del segundo período de incremento son más confiables.

Para estimar el factor de daño suponemos $\phi = 0.15$ y $c_t = 25 \times 10^{-6}$, usando la ec. (2) para el segundo período de flujo se tiene^p:

$$S \approx 1.1513 \left[\frac{1713 - 145}{21} + \log\left(\frac{2+1}{1}\right) - \log\left[\frac{17.8}{0.15(25 \times 10^{-6})(8.75/24)^2}\right] + 3.2275 \right]$$

$$S \approx 81.5$$

El pozo está severamente dañado, ahora estimamos la caída de presión debida al daño con la ec. (4)^p:

$$\Delta_{ps} \approx \frac{(141.2)(36.8)(1)}{285} (81.5)$$

$$\approx 1486 \text{ psi.}$$

De la ec. (3), la relación de daño es^p:

$$\frac{J_{\text{ideal}}}{J_{\text{actual}}} \approx \frac{1722 - 145}{1722 - 145 - 1486} \approx \frac{1578}{91} \approx 17.3$$

Esto indica que el pozo está produciendo únicamente al 6 % de su capacidad ideal. Los resultados indican que el pozo requiere practicarle un proceso de estimulación para mejorar sus condiciones de flujo.^p

REGISTRADOR NUM. 241			PROFUNDIDAD 4174 (ft)			RELOJ NUM. 1547			12 horas		BOLETA NUM. 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 .000"	PRESION PSIG	TIEMPO .000"	$\log \frac{b+\Delta t}{\Delta t}$	PRESION PSIG	TIEMPO .000"	PRESION PSIG	TIEMPO .000"	$\log \frac{b+\Delta t}{\Delta t}$	PRESION PSIG	TIEMPO .000"	PRESION PSIG	TIEMPO .000"	$\log \frac{b+\Delta t}{\Delta t}$	PRESION PSIG
0	.000	57	.000	35	.000	32	.000		145					
1	.008	35	.042	1664	.108	37	.0825		1669					
2	.016	32	.084	1701	.216	50	.165		1699					
3	.024	32	.126	1708	.324	65	.2475		1706					
4	.032	32	.168	1711	.432	80	.330		1711					
5	.040	35	.210	1713	.540	97	.4125		1713					
6			.252	1716	.648	112	.495		1713					
7			.294	1716	.756	130	.5775		1713					
8			.336	1716	.864	145	.660		1716					
9			.378	1716			.7425		1716					
10			.420	1718			.825		1718					
11														
12														
13														
14														
15														
INTERV. DE LECT. 1		6			15		17			MINUTOS				
OBSERVACIONES:														

TABLA. 3 .- MEDICIONES DE PRESION Vs. TIEMPO DE UNA PRUEBA DST EN LA FORMACION ARBUCKLE - (AMMANN)²⁴

DATOS DE MUESTRA DE FLUIDOS				FECHA: BOLETA No. 166710	
PRESION DE MUESTRO PSIG		TIPO DE PRUEBA:		DISTRITO:	
RECUPERACION: 11% GAS		OPERADOR:		TESTIGO:	
CM = ACEITE		DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO			
CM = AGUA					
CM = LODO					
CM = TOTALES					
GRAVEDAD: 44	API	FORMACION PROBADA: ARBUCKLE		ELEVACION 1123 ft	
RELACION GAS ACEITE	PPM/BLS	INTERVALO PRODUCTOR 4182-4198 ft		PROF. TOTAL 4198 ft	
RESISTIVIDAD		DIAMETRO AGUJERO 8-3/4"		LONG. DRILL COLLAR 250 ft 2-1/2" T.D	
AGUA	PPM	PROF. EMPACADOR 4182		ft	
LODO	PPM	DENSIDAD DEL LODO: 10.1 LB/GAL			
FILTRADO LODO	PPM				
COLCHON		TIPO	CANTIDAD	PROF. DE LA VALVULA	ESTRANGULADOR DE FONDO 3/8"
RECUPERACION	300	ft DE ACEITE			
RECUPERACION	75	ft DE ACEITE Y GAS CON LODO			
OBSERVACIONES: EMPACADOR ASENTADO, ABRIÓ LA HERRAMIENTA 5 MINUTOS PARA EL PRIMER PERIODO DE FLUJO, GIRARON LA HERRAMIENTA PARA TOMAR LA PRESION DE CIERRE DURANTE 60 MINUTOS.					
TEMPERATURA	REGISTRADOR No. 241 PROF. 4182 ft	REGISTRADOR No. 342 PROF. 4198 ft			TIEMPO
110 °F	12:00 HRS				
PRESIONES		PRESIONES			
CAMPO		OFICIAL	CAMPO	OFICIAL	MINUTOS REPORTEADO
PROF. INICIAL	2 314	2 314			
SE 30 FINAL	0	92			3
PROF. INICIAL	1 720	1 718			80
SE 30 FINAL	1 80	1 8			120
PROF. INICIAL	1 820	1 718			120
SE 30 FINAL	1 820	1 718			
HIPOSTATICA	1 800	1 800			

TABLA. 4 .- DATOS DE UN DST EN LA FORMACION ARBUCKLE (AMMANN).²⁴

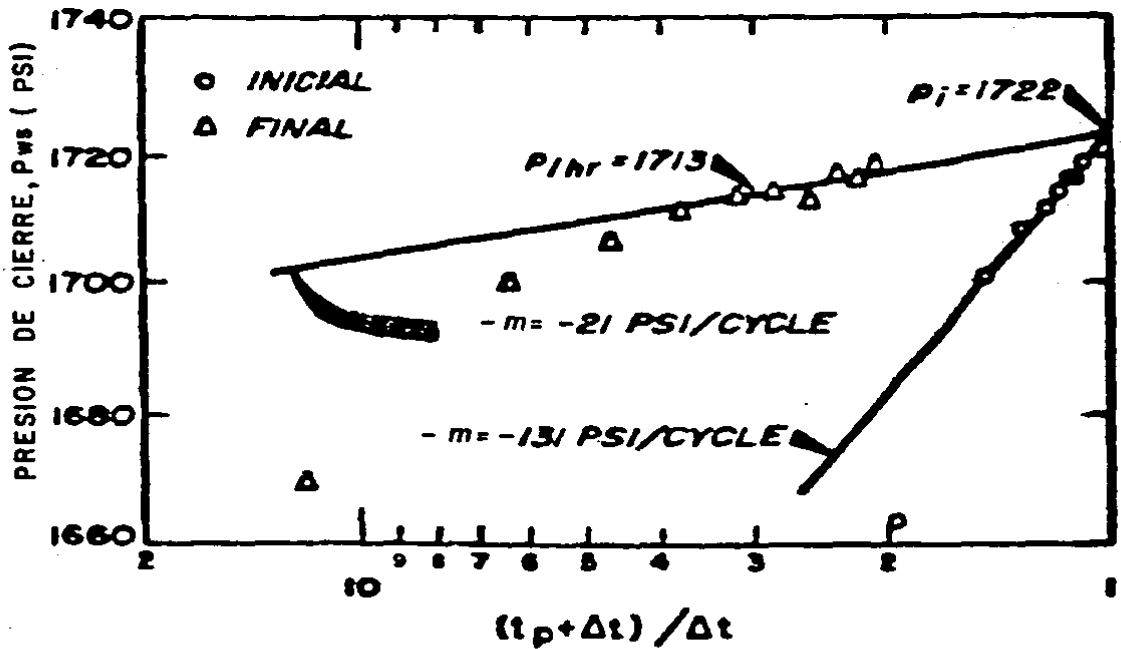


FIG. 62. _GRAFICA DE HORNER PARA LOS DATOS DE PRESION VS TIEMPO DE LA FORMACION ARBUCKLE (AMMANN.)²⁴

Análisis de los datos de presión del período de flujo en un DST.

Si la variación del gasto durante el período de flujo puede estimarse, es posible analizar los datos de presión correspondientes a este período de flujo con los métodos mencionados en la sección 4.2 (referencia 9)

En algunas ocasiones, la presión ejercida por la columna de los fluidos producidos pueden alcanzar la presión del yacimiento, causando un paro en la producción durante el período de flujo. En tales casos, los datos del período de cierre no pueden ser analizados. Sin embargo, los datos del período de flujo pueden ser analizados por las técnicas de gasto-múltiple (sección 4.2, ref. 9) ó por técnicas de ajuste por curvas tipo presentadas en las referencias 6,7 y 9.

Ramey, Agarwal y Martin⁷, proporcionaron curvas tipo que incluían el efecto de daño, para analizar datos del período de flujo en un DST, mientras el flujo no alcance la superficie y no haya un cambio considerable en el coeficiente de almacenamiento (diámetro interior de la tubería). Estas curvas tipo se presentan en las figuras 63, 64, 65, en las cuales la relación adimensional de presión está definida como^P:

$$P_{DR} = \frac{P_D}{P_{D_0}} = \frac{P_i - P_{vf}(t)}{P_i - P_0} \dots\dots\dots (12)$$

Donde P_0 es la presión existente en la sarta de perforación inmediatamente antes de iniciar el período de flujo.

Para el período de flujo inicial, P_0 puede ser la presión atmosférica ó la presión ejercida por cualquier colchón de fluido dentro de la sarta, para el período de flujo final, P_0 debe ser la presión al final del primer período de flujo. En las figuras anteriores, el tiempo adimensional está definido por.

$$t_D = \frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_t h r_w^2} \dots\dots\dots (13)$$

y el coeficiente de almacenamiento adimensional está definido por:

$$C_D = \frac{5.6146 C}{2 \pi \phi c_l h r_w^2} \dots\dots\dots (14)$$

Para un periodo de flujo en un DST, el coeficiente de almacenamiento generalmente resulta de un aumento en el nivel de líquido en la tubería. Así aplicamos la siguiente ecuación^p:

$$C = \frac{V_u}{(\rho/144)(g/g_c)} \dots\dots\dots (15)$$

Donde V_u es el volumen por unidad de longitud de la tubería de perforación en bls/ft. Las figs. 63, 64, 65, presentan una importante simplificación: la relación de presiones permite ir desde cero a uno y es independiente del gasto y de las propiedades de la formación.^p

Del ajuste de curvas tipo se obtienen tres datos: El parámetro sobre la curva ajustada, $(C_D e^{2s})_M$; el punto de ajuste en la escala del tiempo, t_M , a partir de la gráfica de datos; y el punto correspondiente a la curva tipo, $(t_D/C_D)_M$ ^p.

La permeabilidad puede ser estimada a partir de la ecuación siguiente^p:

$$k = 3389 \frac{\mu}{h} \frac{C}{t_M} (t_D/C_D)_M \dots\dots\dots (16)$$

No es necesario conocer el gasto para estimar la permeabilidad por éste método. Es necesario estimar el coeficiente de almacenamiento con la ec. (15), por lo que la densidad del fluido (ρ) debe conocerse. El factor de daño se estima como^p:

$$S = \frac{1}{2} L_n \left(\frac{\phi c_l h r_w^2 (C_D e^{2s})}{0.89359 C} \right) \dots \dots \dots (17)$$

Generalmente, es necesario tener valores de porosidad, compresibilidad total del sistema, espesor de la formación y el radio del pozo, para estimar el factor de daño. La relación de daño puede estimarse con la ec. (3)^P.

Las figuras anteriores pueden ser utilizadas para estimar apropiadamente la permeabilidad y el factor de daño a partir de los datos de los periodos de flujo en un DST. Sin embargo, éstas no pueden utilizarse cuando el fluido que entra a la sarta de perforación es producido a gasto constante; que es, cuando el flujo ocurre en la superficie. Además, también no son aplicables cuando el coeficiente de almacenamiento cambia (debido a cambios en el diámetro de la tubería ó en la compresibilidad total)^P.

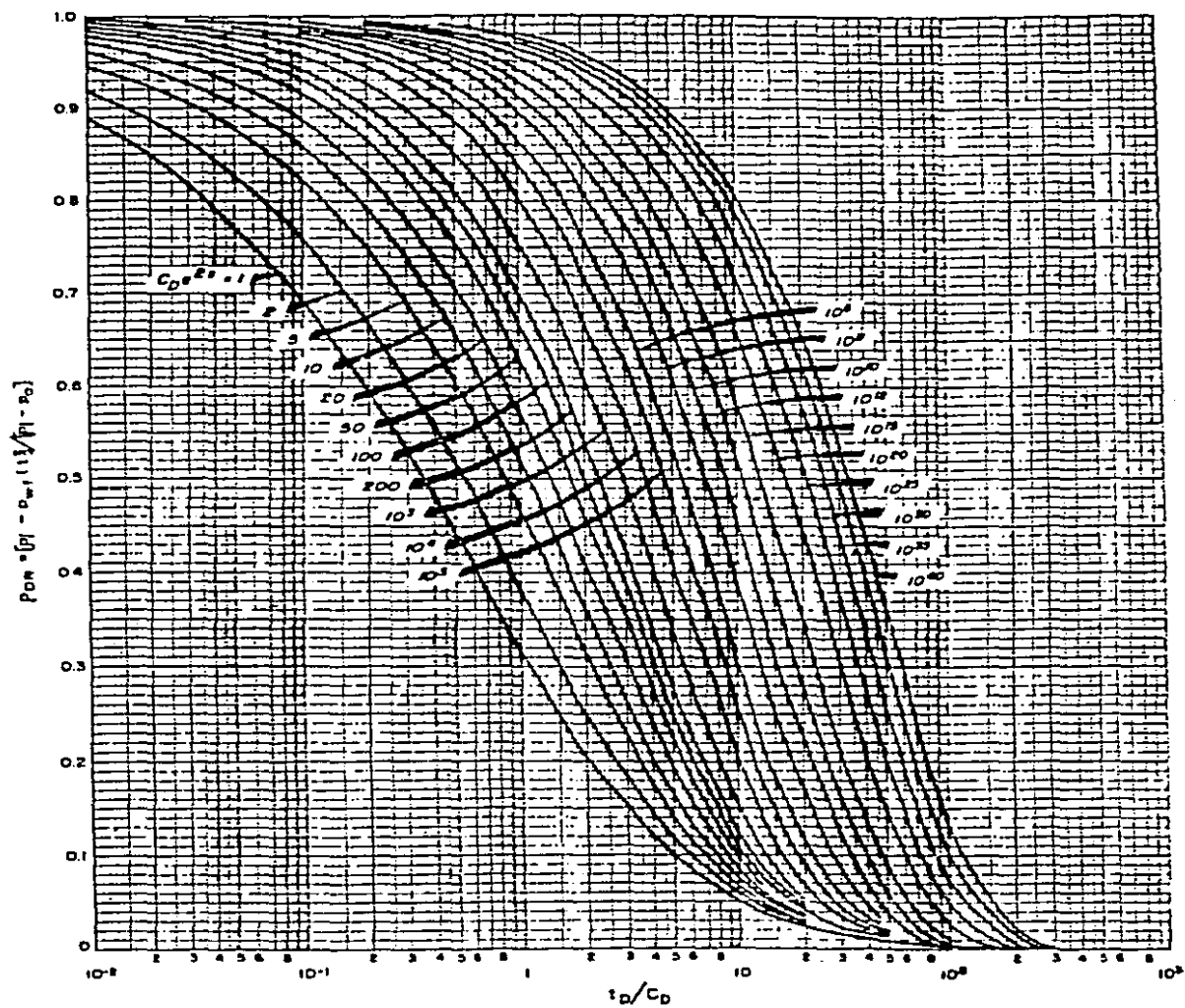


FIG.63. CURVA TIPO SEMILOG PARA LOS DATOS DEL PERIODO DE FLUJO DE UN DST. MEJOR PARA TIEMPOS CORTOS Y LARGOS. NO APLICARLA PARA PRUEBAS QUE FLUYAN EN LA SUPERFICIE. (RAMEY, AGARWAL Y MARTIN.)⁷

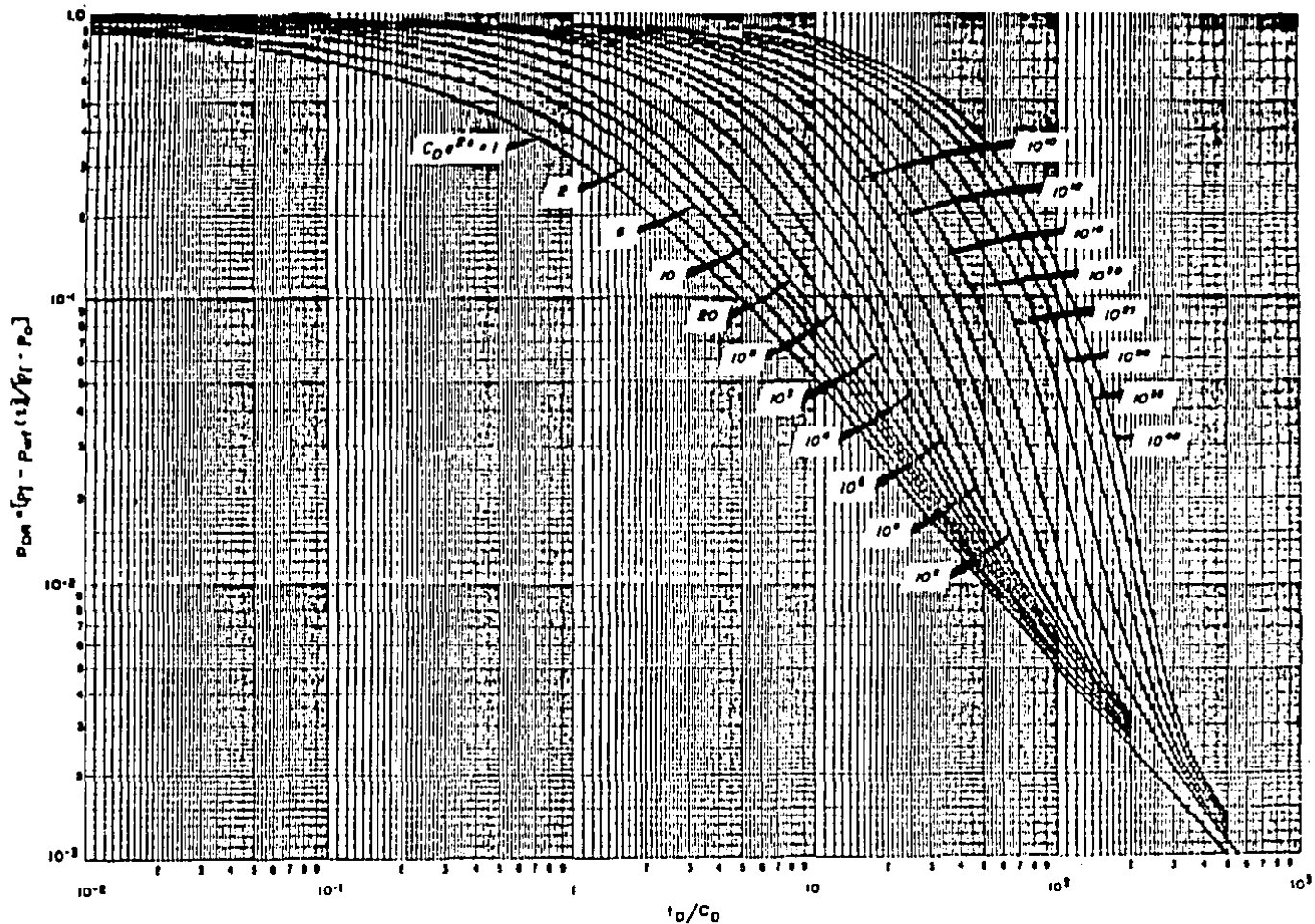


FIG. 64.—CURVA TIPO LOG-LOG PARA LOS DATOS DEL PERIODO DE FLUJO EN UN D.S.T. MEJOR PARA TIEMPOS LARGOS. NO APLICARLA PARA PRUEBAS QUE FLUYAN EN LA SUPERFICIE. (RAMEY, AGARWAL Y MARTIN.)⁷

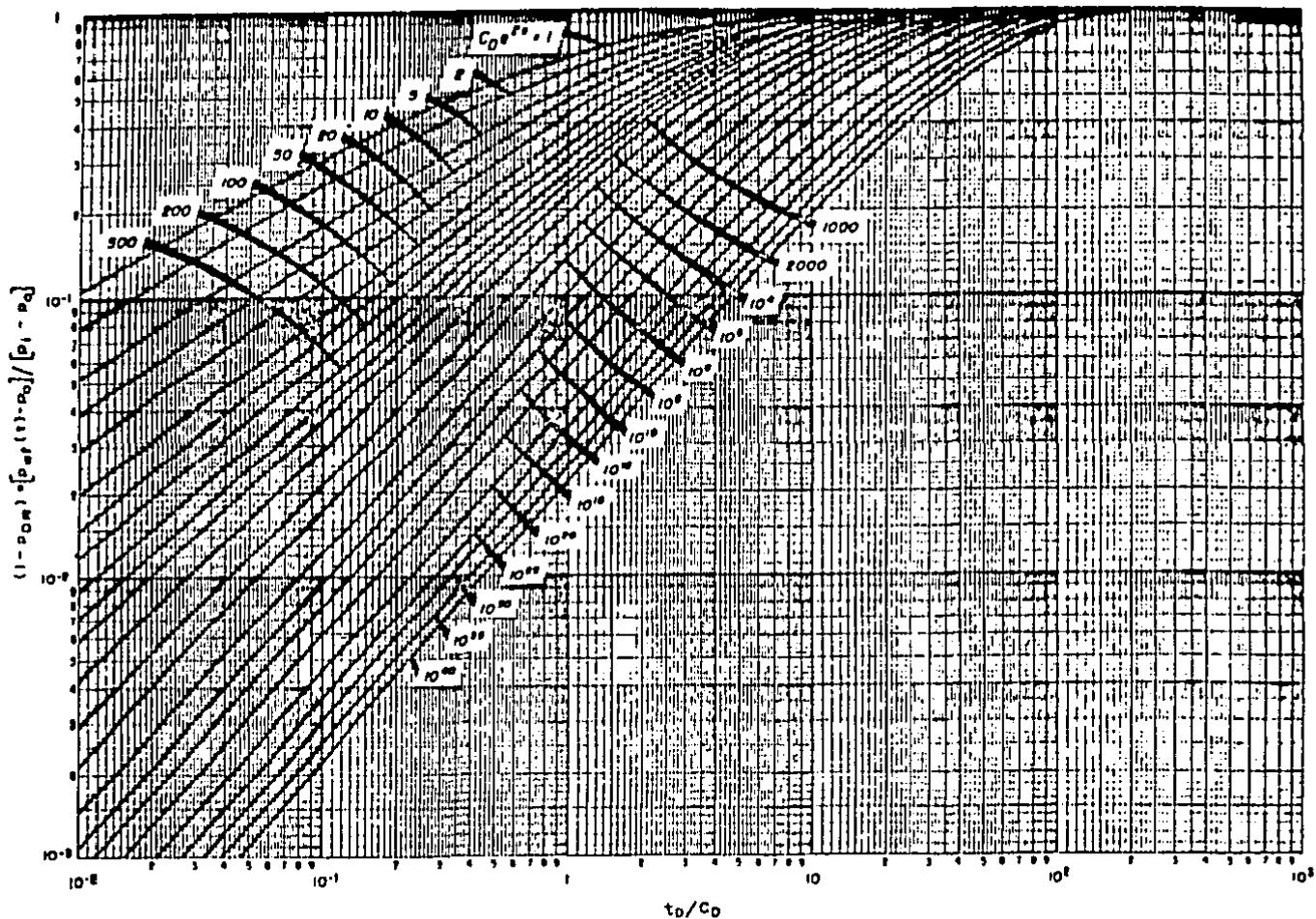


FIG. 65.—CURVA TIPO LOG-LOG PARA LOS DATOS DEL PERIODO DE FLUJO EN UN DST. MEJOR PARA TIEMPOS CORTOS. NO APLICARLA PARA PRUEBAS QUE FLUYAN EN LA SUPERFICIE. (RAMEY, AGARWAL Y MARTIN.)⁷

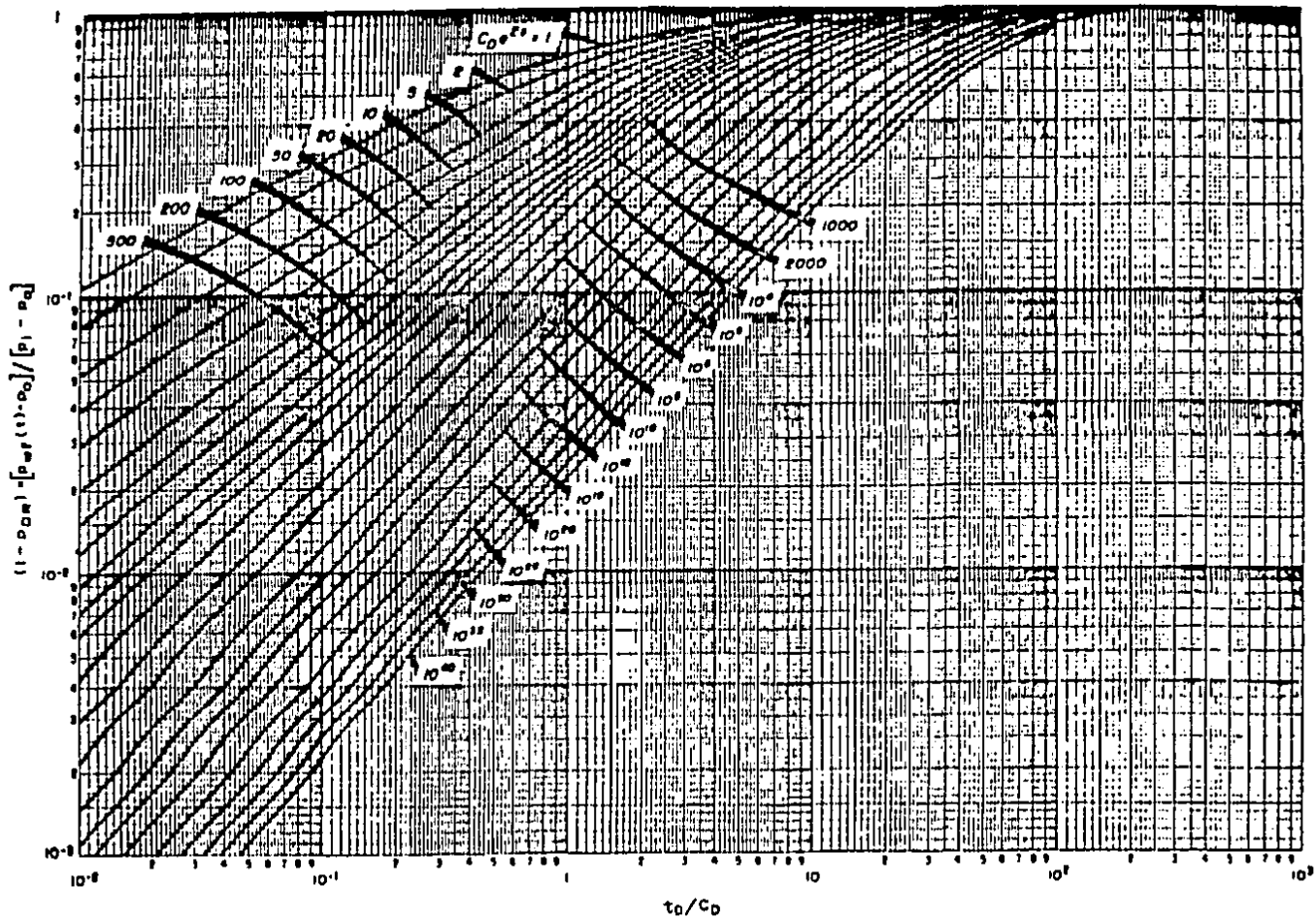


FIG. 65.—CURVA TIPO LOG-LOG PARA LOS DATOS DEL PERIODO DE FLUJO EN UN DST. MEJOR PARA TIEMPOS CORTOS. NO APLICARLA PARA PRUEBAS QUE FLUYAN EN LA SUPERFICIE. (RAMEY, AGARWAL Y MARTIN.)⁷

EJEMPLO 2.- Análisis de los datos correspondientes al periodo de flujo de una prueba DST, por ajuste de curvas tipo.

Ramey, Agarwal y Martin⁷, presentaron los datos de presión para el segundo periodo de flujo en un DST, los cuales se presentan en la tabla 5, además se dieron los siguientes datos^o:

$$P_i = 3475 \text{ psig. (presión de cierre inicial).}$$

$$P_o = 643 \text{ psig.}$$

$$r_w = 3.49 \text{ pg.}$$

$$V_u = 0.0197 \text{ bls/ft.}$$

$$\phi = 0.16.$$

$$c_l = 8.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\mu = 1.0 \text{ c}_p$$

$$h = 17 \text{ ft}$$

$$\rho = 52.78 \text{ lbm/ft}^3$$

La figura 66, muestra los datos de la tabla anterior ajustados a la figura 63. Los datos del punto de ajuste son^o:

$$(C_D e^{2s})_M = 10^{10},$$

$$(t_D / C_D)_M = 0.65,$$

y

$$t_M = 10 \text{ min.} = 0.1667 \text{ hrs.}$$

Con la ec. (15) se estima el coeficiente de almacenamiento^o:

$$C = \frac{0.0197}{\left[\frac{52.78}{144} \right] \left[\frac{32.17}{32.17} \right]} = 0.0537 \text{ bls/psi.}$$

Ahora se estima la permeabilidad a partir de la ec. (16):

$$k = \frac{(3389)(1.0)(0.0537)(0.65)}{(17)(0.1667)} = 41.7 \text{ md.}$$

Usando el parámetro del ajuste y la ec. (17) tenemos que:

$$S = -\frac{1}{2} L_n \left[\frac{(0.16)(8 \times 10^{-6})(17)(3.94/12)^2 (10^0)}{(0.89359)(0.0537)} \right]$$

$$= 6.5$$

El análisis de la prueba, en adición con la estimación de los fluidos recuperados, requiere de una interperetación preliminar de las gráficas de presión. Las gráficas deben ser examinadas cuidadosamente, primero hay que averiguar si la herramienta operó correctamente y segundo hay que verificar que las presiones durante la prueba fueron medidas con exactitud. La precisión de los medidores puede comprobarse por comparación de la presión hidrostática registrada contra la presión calculada.¹⁰

La configuración de la gráfica de presión puede variar, dependiendo de la capacidad productiva de la zona que se está probando. En zonas de alta permeabilidad, los efectos del flujo "crítico" pueden causar que el flujo del fluido dentro de la sarta a través del estrangulador de fondo sea independiente de la presión dentro de la tubería. El flujo crítico puede producir una presión constante a lo largo del período de flujo. Formaciones de baja permeabilidad son normalmente descritas en las gráficas de presión por presentar presiones de flujo extremadamente bajas.¹⁰

(minutos)	p_{wf} (psig)	$\frac{p_i - p_{wf}(t)}{p_i - p_w}$
0	643	1.0000
3	665	0.9922
6	672	0.9898
9	692	0.9627
12	737	0.9668
15	766	0.9495
18	832	0.9333
21	874	0.9184
24	919	0.9025
27	962	0.8874
30	1,005	0.8722
33	1,046	0.8577
36	1,085	0.8439
39	1,128	0.8297
42	1,170	0.8139
45	1,208	0.8005
48	1,248	0.7864
51	1,289	0.7719
54	1,318	0.7617
57	1,361	0.7465
60	1,395	0.7345
63	1,430	0.7221
66	1,467	0.7090
69	1,499	0.6977
72	1,536	0.6847
75	1,570	0.6727
78	1,602	0.6614
81	1,628	0.6522
84	1,655	0.6427
87	1,683	0.6326
90	1,713	0.6222
93	1,737	0.6137
96	1,767	0.6031
99	1,794	0.5936
102	1,819	0.5847
105	1,845	0.5756
108	1,869	0.5671
111	1,894	0.5583
114	1,917	0.5501
117	1,948	0.5392
120	1,969	0.5316

TABLA. 5 **— DATOS DE PRESION Y TIEMPO PARA EL**
SEGUNDO PERIODO DE FLUJO EN UN DST.
(RAMEY, AGARWAL, Y MARTIN.)⁷

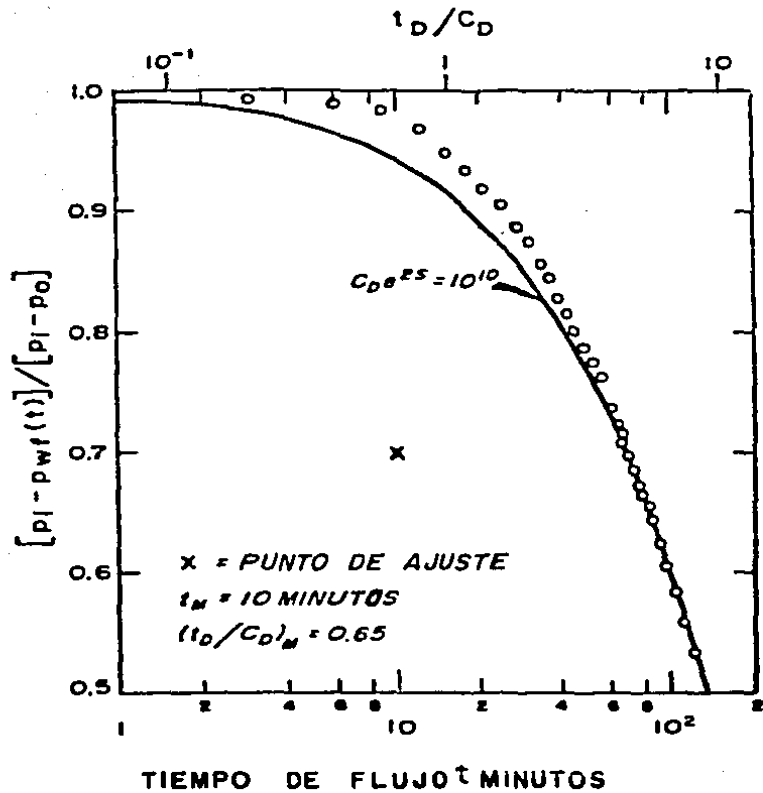


FIG.66. _ AJUSTE DE CURVAS TIPO PARA LOS DATOS DE FLUJO EN EL DST. DE LA FIG. 64. (RAMEY, AGARWAL Y MARTIN.⁷)

III.B. - Método para analizar los incrementos de presión de una prueba DST.

En 1987, de Franca Correa y H.J. Ramey Jr.¹ presentaron un método para analizar los incrementos de presión de una prueba DST. Un DST puede ser caracterizado como un problema de cambio en el almacenamiento del pozo siguiendo una caída de presión instantánea en el pozo¹.

Durante la producción el coeficiente de almacenamiento está dado por el volumen de fluido acumulado dentro del pozo. Después al cerrar el pozo el mecanismo de cambio del almacenamiento es debido a la compresibilidad del fluido abajo de la válvula de fondo. Por lo tanto, usando este concepto, los periodos de flujo e incremento de presión son modelados introduciendo una simple condición de frontera¹.

Ellos presentaron una solución analítica para ambos periodos de flujo y cierre que fué obtenida resolviendo la ecuación de difusión considerando una condición de frontera que incluye la mezcla de condiciones para el flujo e incremento. Los efectos de daño y almacenamiento en el pozo también fueron considerados¹.

La aplicación de éste nuevo método para la interpretación de datos de campo de un DST puede proporcionar la presión inicial del yacimiento, la permeabilidad de la formación y el efecto del daño. Los métodos de interpretación están basados en el análisis gráfico de los datos y son fácilmente aplicables en el campo¹.

La interpretación está generalizada para incluir múltiples ciclos de producción y cierre, además cambios en el coeficiente de almacenamiento debido a cambios en el diámetro de la tubería de perforación y/o debido a variaciones en las propiedades del fluido¹.

En pozos con producción de líquidos, el periodo de flujo de un DST está caracterizado por una acumulación continua de fluidos de la formación dentro de la sarta de perforación. Un balance de materia para el fluido producido da la siguiente

relación¹.

$$C_{FD} \frac{dP_D}{dt_D} - \left[r_D \frac{\partial P}{\partial r_D} \right]_{r_D=1} = 0 \quad \dots\dots\dots (18)$$

Donde $P_D(t_D)$ representa la presión adimensional del pozo, y P_D representa la presión adimensional del yacimiento¹.

El coeficiente de almacenamiento del pozo para el periodo de producción está definido como el volumen de fluido acumulado en el pozo por unidad de cambio en la presión del pozo, o sea¹:

$$C_F = \frac{\pi r_w^2}{\gamma_v} \quad \dots\dots\dots (19)$$

La presión del pozo y la presión del yacimiento se acoplan por medio del efecto de daño de Van Everdigen y Hurst¹.

$$P_D(t_D) = \left[P_D(r_D, t_D) - S r_D \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1} \quad \dots\dots (20)$$

Este problema muchas veces está referido en la literatura como la "prueba de bache". La solución para la presión del pozo está dada por¹:

$$\frac{P_i - P_w(t)}{P_i - P_o} = C_{FD} P_D'(S, C_{FD}, t_D) \quad \dots\dots\dots (21)$$

Donde P_D es la solución de la presión del pozo, con efecto de daño y almacenamiento, a gasto constante en la cabeza del pozo, y P_D' representa la derivada con el tiempo¹.

La ecuación (21) es general y puede ser utilizada con cualquier geometría de flujo ó modelo del yacimiento¹.

Considerando el caso de flujo radial en un yacimiento muy grande, si el tiempo de producción es bastante largo tal

que la función P_D pueda ser representada como una aproximación logarítmica, entonces P_D' viene a ser¹:

$$P_D'(S, C_D, t_D) = \frac{1}{2 t_D} \dots\dots\dots (22)$$

Esta aproximación puede ser substituida en la ec. (21) para obtener la siguiente aproximación para tiempos largos del periodo de flujo de un DST, o sea¹:

$$P_v(t) = P_i - \frac{C_F (P_i - P_o) \mu}{4 \prod K h} \frac{1}{t} \dots\dots\dots (23)$$

Observando esta ecuación, una gráfica cartesiana de P_v contra $1/t$ para los datos de campo puede producir una línea recta cuya pendiente es proporcional al recíproco de la permeabilidad. La extrapolación de la línea recta para un tiempo de producción infinitamente grande proporcionará la presión inicial del yacimiento¹.

Este método de análisis para el periodo de flujo del DST es aplicable solamente para pozos que no fluyan en la superficie. En general el periodo de flujo del DST termina antes de que la línea recta cartesiana sea alcanzada, y la interpretación de los datos presión-tiempo para éste periodo se restringe al ajuste de curvas tipo¹.

Después de que se cierra el pozo por medio de la válvula de fondo, el fluido producido durante la fase de recuperación de la presión es comprimido abajo del punto de cierre. Esto puede expresarse matemáticamente como¹:

$$C_{SD} \frac{d P_{vD}}{d t_D} - \left[r_D \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1} = 0, t_D > t_{FD} \dots\dots (24)$$

Donde C_s es el coeficiente de almacenamiento para el periodo de cierre, el cual está dado por¹:

$$C_s = C_v V_v \dots\dots\dots (25)$$

La semejanza entre las ecs. (18) y (24) comprueban que el problema del DST puede ser visto como una "prueba de bache" con cambios en el coeficiente de almacenamiento¹.

En la práctica, el coeficiente de almacenamiento dominado por la compresibilidad puede ser dos ó tres veces menor que el factor de almacenamiento por cambios en el nivel del líquido. Esto puede ser observado por un fuerte cambio en la pendiente de la curva de presión del DST, en el tiempo de cierre¹.

Las ecs. (18) y (24) son combinadas por medio de la función "Heavside" e introduciendo la condición de frontera para el problema del DST, tenemos¹:

$$\left[(1-s_k)C_{FD} + s_k C_{SD} \right] \frac{dP_{VD}}{dt_D} - \left[r_D \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right]_{r_D=1} = 0, t_D > 0 \dots\dots\dots (26)$$

donde k es equivalente al tiempo de producción t_p .

La solución al problema del DST, representado por la ec. (26) es la siguiente:

$$P_{VD}(t_D) = C_{SD} P_D^*(S, C_{SD}, t_D) + (C_{SD} - C_{FD}) \int_0^k P_D^*(S, C_{SD}, t_D - \tau_D) P_{VD}^*(\tau_D) d\tau_D \dots\dots\dots (27)$$

La ec. (27) es la solución de la presión del pozo para el problema del DST, y es válida para todos los tiempos¹.

Durante el periodo de incremento de presión, el gasto

en la pared de la formación rápidamente se acerca a cero, teniendo como resultado una suave recuperación de la curva de presión del DST².

Un método práctico para analizar los datos del incremento de presión es el basado en la aproximación de "tiempos-largos" para la solución de la "prueba de bache", descrita por la ec. (22).

Si el tiempo de cierre es grande comparado con el tiempo de producción, tal que la siguiente aproximación domina:

$$P_D'(S, C_{SD}, t_D - k) = P_D'(S, C_{SD}, t_D) \dots (28)$$

ESTA TESIS
SALIR DE LA
NO DEBE
BIBLIOTECA

Entonces la ec. (27) puede ser integrada resultando:

$$P_{VD}(t_D) = \{ C_{FD} [1 - P_{VD}(k)] + C_{SD} P_{VD}(k) \} P_D'(S, C_{SD}, t_D) \dots (29)$$

Ahora, sustituyendo la aproximación de "tiempos-largos" para P_D' , (ec. 22 en la ec. 29) y expresando los resultados en términos de las variables reales, se tiene⁴:

$$P_i - P_V(t) = [C_F (P_{ff} - P_{fi}) + C_S (P_i - P_{ff})] \frac{\mu}{4\pi K h} \frac{1}{t} \dots (30)$$

Donde $P_{fi} = P_o$ es la presión de flujo inicial y $P_{ff} = P_V(k)$ es la presión de flujo final.

El gasto promedio durante el periodo de flujo está dado por:

$$q = \frac{C_F (P_{ff} - P_{fi})}{t_p} \dots (31)$$

Entonces la ec. (30) puede escribirse como:

$$P_v(t) = P_i - m_c \frac{t_p}{t_p + \Delta t} \dots \dots \dots (32)$$

donde la pendiente "m_c" está definida como:

$$m_c = \frac{q \mu}{4 \int \int K h} \left[1 + \frac{C_s (P_i - P_{ff})}{q t_p} \right] \dots \dots \dots (33)$$

y Δt es el tiempo transcurrido de cierre¹.

La ec. (32) sugiere una gráfica cartesiana de $P_{vs} V_s t_p / (t_p + \Delta t)$ para los datos de incremento de presión que dan una línea recta con la pendiente inversamente proporcional al recíproco de la permeabilidad. La extrapolación de la línea recta para un tiempo de cierre infinito, $t_p / (t_p + \Delta t) \rightarrow 0$, proporciona la presión inicial del yacimiento¹.

La expresión:

$$\alpha_v = \frac{C_s (P_i - P_{ff})}{q t_p} \dots \dots \dots (34)$$

Da la relación entre el volumen máximo de fluido que puede ser comprimido en la cámara de almacenamiento durante el período de incremento de presión y el volumen de fluidos recuperados realmente en el período de producción. Para muchos DST² el factor α_v es despreciable comparado con la unidad, la transmisibilidad de la formación puede ser determinada de una versión simplificada de la ec. (33), como¹:

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{q}{4 \prod m_c} \dots\dots\dots (35)$$

Otro aspecto importante de la solución presentada en la ec. (29), es que para tiempos largos de cierre, los datos del incremento de presión no están influenciados por el efecto de daño de la formación.¹

Si el coeficiente de almacenamiento para el período de flujo es conocido, entonces la relación t_D/C_D puede ser calculada para cualquier tiempo de producción. particularmente, para el tiempo de cierre, esta relación viene a ser:¹

$$\frac{t_{PD}}{C_D} = \frac{2 \prod kh}{\mu} \frac{t_P}{C_F} \dots\dots\dots (36)$$

También, la caída de presión adimensional complementaria al tiempo de cierre puede ser calculada como :¹

$$1 - P_{WD}(t_{PD}) = \frac{P_{ff} - P_{fi}}{P_i - P_{fi}} \dots\dots\dots (37)$$

Usando los resultados de las ecs. (36) y (37), el grupo adimensional $C_D e^{2s}$ puede ser calculado por interpolación con la curva tipo de la " prueba de bache " presentada en la fig. 65. El efecto del daño se obtiene como:¹

$$S = -\frac{1}{2} L_n \left[\frac{C_D e^{2s}}{C_{FD}} \right]$$

Muchos DST⁵ son sometidos a un segundo ciclo de producción y cierre. La razón de este procedimiento es para verificar la concordancia de ambas extrapolaciones de los períodos de cierre e incremento. Generalmente, estas presiones extrapoladas son obtenidas de la gráfica de Horner, que puede no ser aplicable para numerosos DST⁶.¹

Para el caso de un DST con doble ciclo, la respuesta de la presión del pozo para la segunda fase de cierre está descrita por la siguiente ecuación:¹

$$\begin{aligned}
 P_{VD}(t_D) = & C_{SD} P_D'(S, C_{SD}, t_D) + \\
 & + [P_{VD}(t_{2D+}) - P_{VD}(t_{2D-})] C_{SD} P_D'(S, C_{SD}, t_D - t_{2D}) + \\
 & + (C_{SD} - C_{FD}) \int_0^{t_{1D}} P_D'(S, C_{SD}, t_D - \tau_D) P_{VD}'(\tau_D) d\tau_D + \\
 & + (C_{SD} - C_{FD}) \int_{t_{2D}}^{t_{SD}} P_D'(S, C_{SD}, t_D - \tau_D) P_{VD}'(\tau_D) d\tau_D \dots
 \end{aligned}$$

..... (39)

La ecuación (39) puede escribirse de una forma más práctica como sigue:¹

$$P_{Vs}(\Delta t_2) = P_i - m_{c2} R_c(\Delta t_2) \dots \dots \dots (40)$$

donde:

$$R_c(\Delta t_2) = \frac{t_{p2}}{t_{p2} + \Delta t_2} + \frac{q}{q_2} \frac{t_{p1}}{t_{c1} + t_{p2} + \Delta t_2} \dots$$

..... (41)

y

$$m_{c2} = \frac{z}{4 \prod k h} \dots \dots \dots (42)$$

Muchos DST⁵ son sometidos a un segundo ciclo de producción y cierre. La razón de este procedimiento es para verificar la concordancia de ambas extrapolaciones de los periodos de cierre e incremento. Generalmente, estas presiones extrapoladas son obtenidas de la gráfica de Horner, que puede no ser aplicable para numerosos DST⁶.¹

Para el caso de un DST con doble ciclo, la respuesta de la presión del pozo para la segunda fase de cierre está descrita por la siguiente ecuación:¹

$$\begin{aligned}
 P_{VD}(t_D) = & C_{SD} P_D'(S, C_{SD}, t_D) + \\
 & + [P_{VD}(t_{2D+}) - P_{VD}(t_{2D-})] C_{SD} P_D'(S, C_{SD}, t_D - t_{2D}) + \\
 & + (C_{SD} - C_{FD}) \int_0^{t_{2D}} P_D'(S, C_{SD}, t_D - \tau_D) P_{VD}'(\tau_D) d\tau_D + \\
 & + (C_{SD} - C_{FD}) \int_{t_{2D}}^{t_{3D}} P_D'(S, C_{SD}, t_D - \tau_D) P_{VD}'(\tau_D) d\tau_D \dots
 \end{aligned}$$

..... (39)

La ecuación (39) puede escribirse de una forma más práctica como sigue:¹

$$P_{Ve}(\Delta t_2) = P_i - m_{c2} R_c(\Delta t_2) \dots \dots \dots (40)$$

donde:

$$R_c(\Delta t_2) = \frac{t_{p2}}{t_{p2} + \Delta t_2} + \frac{q_1}{q_2} \frac{t_{p1}}{t_{c1} + t_{p2} + \Delta t_2} \dots \dots \dots (41)$$

y

$$m_{c2} = \frac{2}{4 \prod k h} \dots \dots \dots (42)$$

La interpretación práctica del incremento de presión para este caso es similar al análisis desarrollado para la primera fase de cierre. Una gráfica cartesiana $P_{ws}(\Delta t_2) V_w - R_c(\Delta t_2)$ proporciona una línea recta, y la extrapolación de la línea recta para un tiempo de cierre infinito nos determina la presión inicial del yacimiento. La permeabilidad de la formación es calculada con la ecuación (42):

Cuando el valor de la última medición de la presión de cierre, durante el primer periodo de incremento de presión, es muy cercana a la presión inicial del yacimiento, entonces el efecto del primer ciclo sobre el segundo periodo de flujo puede despreciarse, lo cual da la siguiente aproximación para la caída de presión del pozo correspondiente al final del segundo periodo de flujo:

$$1 - P_{wd}(t_{p2D}) = \frac{P_{ffz} - P_{fiz}}{P_i - P_{fiz}} \dots\dots\dots (43)$$

El efecto de daño se determina por interpolación con la curva tipo para la "prueba de bache", como se describió anteriormente

EJEMPLO No. 3: (tomado de la referencia 1).

La figura 67 presenta una gráfica de presión-tiempo de un DST en un pozo de aceite pesado. Los datos adicionales se dan en la tabla 6. La figura 68 muestra una gráfica cartesiana de $P_{ws} V_w R_c(\Delta t)$, para los dos periodos de incremento de presión.

La movilidad del fluido para los periodos de cierre se calcula a partir de las pendientes de las rectas de la fig. 68, como sigue:

$$\left[\frac{k}{\mu} \right]_1 = \frac{70.6 q_1 B_o}{m_{ca} h} = \frac{70.6 (74) (1.0)}{(387) (27)} = 0.50 \text{ md/cp}$$

$$\left[\frac{k}{\mu} \right]_2 = \frac{70.6 q_2 B_o}{m_{cs} h} = \frac{70.6 (49) (1.0)}{(256) (27)} = 0.50 \text{ md/cp}$$

La presión inicial del yacimiento se obtiene a partir de la extrapolación de los datos de presión en la fig. 68 y es de 1021 psi.⁴

El efecto de daño para el primer ciclo es:

$$1 - P_{vd}(t_{PID}) = \frac{P_{ffs} - P_{fis}}{P_i - P_{fis}} = \frac{160 - 44}{1021 - 44} = 0.12$$

y

$$\begin{aligned} \frac{t_{PID}}{C_{FID}} &= 0.000295 \left[\frac{k h}{\mu} \right]_2 \frac{t_{P1}}{C_{F1}} = \\ &= 0.000295 (0.5) (27) \frac{0.55}{0.0163} = 0.134 \end{aligned}$$

Estos resultados se utilizan para interpolar en la curva tipo para "prueba de bache", fig. 65, ó las curvas tipo se presentan en la ref. 9, pags. 97-99, proporcionando:⁴

$$C_D e^{2s} = 30 ,$$

Para este ejemplo el coeficiente de almacenamiento adimensional para el primer período de flujo se calcula utilizando la definición de esta variable adimensional, como sigue:⁴

$$\begin{aligned} C_{FID} &= \frac{5.615 C_{F1}}{2 \pi \phi h c_t r_w^2} = \frac{(5.615) (0.0163)}{2 \pi (0.33) (27) (10 \times 10^{-6}) (0.35)^2} \\ &= 1.3346 \times 10^3 \end{aligned}$$

entonces el efecto de daño está dado por:

$$S_1 = \frac{1}{2} L_n \left[\frac{C_D e^{2s}}{C_{F1D}} \right] = \frac{1}{2} L_n \left[\frac{30}{1.3346 \times 10^3} \right] = -1.9$$

Un procedimiento similar se puede hacer para determinar el efecto de daño a partir de los datos del segundo periodo de flujo:¹

$$1 - P_{VD}(t_{p2D}) = \frac{P_{ffz} - P_{fiz}}{P_L - P_{fiz}} = \frac{(268)(169)}{(1021)(160)} = 0.125$$

y

$$\begin{aligned} \frac{t_{p2D}}{C_{F2D}} &= 0.000295 \left[\frac{k}{\mu} \right]_2 \frac{t_{p2}}{C_{F2}} = \\ &= 0.000295(0.5)(27) \frac{1.433}{0.031} = 0.184 \end{aligned}$$

y la interpolación con la fig. 65 nos da:

$$C_D e^{2s} = 50,$$

El coeficiente de almacenamiento adimensional para el segundo periodo de flujo es:

$$\begin{aligned} C_{F2D} &= \frac{5.615 C_{F2}}{2 \pi \phi h c_v \gamma_v^2} = \frac{5.615 (0.031)}{2 \pi (0.33)(27)(10 \times 10^{-6})(0.35)^2} = \\ &= 2.538 \times 10^3 \end{aligned}$$

entonces el efecto de daño es:

$$S_2 = \frac{1}{2} L_n \left[\frac{C_D e^{2s}}{C_{F2D}} \right] = \frac{1}{2} L_n \left[\frac{50}{2.538 \times 10^3} \right] = -1.96$$

Una buena estimación de la presión de flujo inicial, se requiere para determinar con exactitud el factor de daño.¹

DATOS DE LA ROCA Y FLUIDO					
$\phi = 0.33$	$\lambda = 27 \mu$	$\sigma_1 = 10 \times 10^6 \text{ psi}^1$	$r_w = 0.35 \mu$		
$B_o = 1.00 \text{ RB/STB}$	$\mu_o = \text{N/A}$	$q_1 = 74 \text{ STB/D}$	$q_2 = 49 \text{ STB/D}$		
$C_{F1} = 0.0163 \text{ RB/psi}$		$C_{F2} = 0.0310 \text{ RB/psi}$			
$t_{d1} = 0.550 \text{ h}$	$t_{d2} = 1.450 \text{ h}$	$p_{d1} = 44 \text{ psi}$	$p_{d2} = 160 \text{ psi}$		
$t_{d3} = 1.433 \text{ h}$	$t_{d4} = 4.080 \text{ h}$	$p_{d3} = 160 \text{ psi}$	$p_{d4} = 264 \text{ psi}$		
DATOS DEL INCREMENTO DE PRESION					
PRIMER PERIODO CIERRE			SEGUNDO PERIODO CIERRE		
$\Delta t, \text{ h}$	$R_p(\Delta t)$	$P_{wp} \text{ psi}$	$\Delta t, \text{ h}$	$R_p(\Delta t)$	$P_{wp} \text{ psi}$
0.096	0.831	410	0.096	1.171	323
0.192	0.740	440	0.192	1.110	325
0.288	0.633	723	0.288	1.055	479
0.384	0.588	775	0.384	1.003	713
0.480	0.533	808	0.480	0.960	738
0.576	0.487	831	0.576	0.920	757
0.672	0.449	848	0.672	0.882	774
0.768	0.416	861	0.768	0.848	789
0.864	0.388	874	0.864	0.816	800
0.960	0.363	883	0.960	0.787	811
1.056	0.341	891	1.056	0.760	819
1.152	0.322	899	1.152	0.735	827
1.248	0.305	904	1.248	0.711	835
1.344	0.289	909	1.344	0.689	842
1.450	0.279	914	1.440	0.669	848
			1.536	0.649	853
			1.632	0.631	858
			1.728	0.614	863
			1.824	0.597	867
			1.920	0.582	871
			2.160	0.547	881
			2.400	0.516	890
			2.640	0.488	897
			2.880	0.463	904
			3.120	0.441	908
			3.360	0.421	913
			3.600	0.402	918
			3.840	0.384	921
			4.080	0.370	925

TABLA 6.- DATOS DEL DST. EJ. 3¹

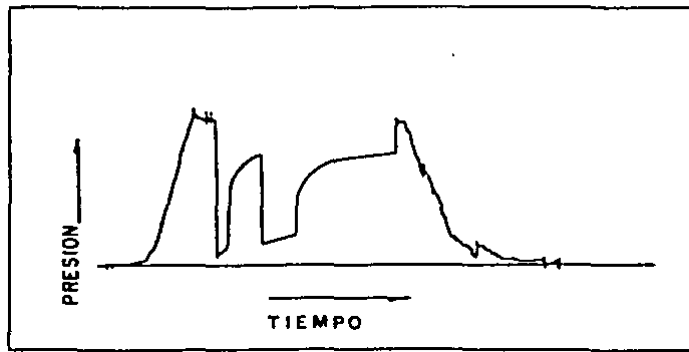


FIG.-67._ GRAFICA DST DEL EJ. 3¹

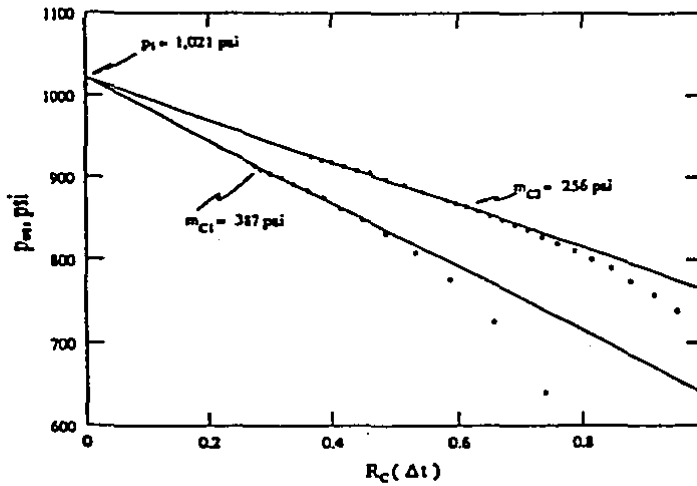


FIG.68._ ANALISIS DE LOS INCREMENTOS DE PRESION DEL EJ. 3. (GRAFICA CARTESIANA)¹

III.C. - Análisis de las pruebas de presión a través del uso de fuentes de respuesta instantánea.

Esta técnica se basa en la respuesta instantánea de presión de una fuente y proporciona una forma para calcular la primera y segunda derivada de la función influencia (respuesta a un gasto unitario) del sistema pozo-yacimiento.

Esta información es básica en la identificación de los diferentes regímenes de flujo ocurridos durante la prueba. Este método elimina el efecto del tiempo de producción y de variación del gasto sobre los datos de incremento de presión.¹⁰

Esta técnica es apropiada para pruebas DST y multiprobadores de formación (RFT), así como para pruebas de incremento y decremento en pozos inyectores (fall off) con periodos largos de cierre.¹⁰

Recientemente, nuevas curvas tipo en términos de la derivada de presión se han desarrollado para eliminar la unicidad de los problemas con daño, almacenamiento ^{10,27} y yacimientos fracturados.^{28,29}

Estas curvas permiten el análisis simultáneo de la presión y la función derivada de la presión (tP_v'). Se ha establecido que una gráfica log-log de la función derivada de la presión contra el tiempo es una herramienta efectiva en la identificación de los regímenes de flujo. Estos regímenes de flujo exhiben líneas rectas de una cierta pendiente, y son: radial, lineal, bilineal, esférico y pseudo-estacionario y las pendientes son igual a cero, 1/2, 1/4, -1/2, y 1 respectivamente, como se muestra en la fig. 69. Este tipo de gráfica puede ser aplicada para datos de decremento de presión a gasto constante ó para la función influencia calculada a partir de datos de presión de cualquier tipo de prueba.¹⁰

Muchos de los métodos de análisis para incrementos de presión suponen flujo radial; en la práctica esto no siempre es válido. Por ejemplo, un pozo parcialmente penetrante ó un pozo fracturado que exhiben varios regímenes de flujo diferentes del radial. Para estos casos, el análisis

convencional no es aplicable y entonces otro tipo de gráficas deben usarse. De conformidad con el principio de superposición los datos de una prueba de incremento de presión incluyen dos componentes como sigue:¹⁰

$$\Delta P_{vs}(\Delta t) = q \Delta p_1(t_p + \Delta t) - q \Delta p_1(\Delta t) \dots\dots\dots (50)$$

donde q es el gasto previo al cierre. Si el gasto cambia, la respuesta de presión durante el incremento está dada por:¹⁰

$$\Delta P_{vs}(\Delta t) = \int_0^{t_p} q(\tau) \frac{\partial \Delta p_1}{\partial \tau} (t_p + \Delta t - \tau) d\tau \dots\dots\dots (51)$$

Para identificar los regímenes de flujo presentes en una prueba se requiere calcular la función influencia. Esto se puede hacer a partir de la ec. (50) cuando $t_p \gg \Delta t$ debido a que el primer término de esta ecuación puede considerarse constante. La ecuación (51) puede ser deconvolucionada para calcular Δp_1 (función influencia) si $q(t)$ y P_{vs} son conocidos. Una vez calculada la función influencia, los métodos para identificar los regímenes de flujo pueden ser aplicados.¹⁰

Respuesta de presión para una extracción instantánea de fluido de la formación.

La teoría de las funciones fuente y funciones de Green han sido aplicadas para desarrollar nuevos modelos para resolver los problemas de flujo en los yacimientos. El punto de partida en estos casos es el concepto de "fuente instantánea". Este concepto implica una extracción ó

liberación repentina de fluido de una fuente en el yacimiento creando un cambio de presión a lo largo del sistema. La figura 70 muestra este cambio de presión en un punto cuando ocurre la extracción del fluido a un tiempo t_o .

La caída de presión está dada, en conformidad con la referencia 30, por:

$$\Delta p_{inat.} = \frac{Q S(t-t_o, M, M_o)}{\phi c_l} \dots \dots \dots (52)$$

donde Q es la cantidad de fluido extraído, M es el punto de observación y M_o representa la posición de la fuente; S es la función fuente y depende de la geometría de la fuente y del yacimiento. En la práctica, a un tiempo t_p se extrae una cantidad Q de fluido del yacimiento, como se muestra en la figura 71. Bajo estas condiciones, la caída de presión después de extraer el fluido puede ser expresada como:

$$\Delta p_{t_p} = \frac{1}{\phi c_l} \int_{t_o-t_p/2}^{t_o+t_p/2} q(\tau) S(t-\tau, M, M_o) d\tau \dots \dots \dots (53)$$

Es obvio que Δp_{t_p} tiende a Δp_{inat} cuando se incrementa el tiempo esto es:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta p_{t_p} = \Delta p_{inat} \dots \dots \dots (54)$$

que es equivalente a:

$$\lim_{t_p \rightarrow 0} \Delta p_{t_p} = \Delta p_{\text{inst}} \dots\dots\dots (54 - a)$$

La figura 72, muestra éste comportamiento para flujo radial. Aquí la fuente instantánea está localizada a la mitad del periodo de producción de la fuente continua y el tiempo está expresado como múltiplos del tiempo de producción.¹⁰

La respuesta de presión después de extraer el fluido depende de la geometría del sistema. En algunos casos una respuesta de presión puede incluir varios regímenes de flujo.

La figura 73, muestra una gráfica de la relación $\Delta p_{t_p} / \Delta p_{\text{inst}}$ contra $\Delta t / t_p$ para diferentes geometrías de flujo. Se observa que para fines prácticos, la caída de presión causada por una fuente continua es igual a la caída de presión creada por una fuente instantánea para valores de tiempo mayores que $2t_p$.¹⁰

En conformidad con el principio de superposición la caída de presión causada por una fuente continua puede ser expresada en términos de la función influencia como sigue:¹⁰

$$\Delta p = \int_0^t q(\tau) \frac{\partial \Delta p_1(t - \tau)}{\partial \tau} d\tau \dots\dots\dots (55)$$

Igualando las ecs. (53) y (55) nos da:

$$\frac{1}{\phi c_t} S(t, M, M_D) = \frac{\partial \Delta p_1(t)}{\partial t} \dots\dots\dots (56)$$

Por lo tanto la derivada de la función influencia puede ser expresada por:

$$\frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} \approx \frac{1}{Q} \Delta p_{t_p} \dots\dots\dots (57)$$

Aplicaciones en el análisis de las pruebas en pozos

La estimación de la derivada de la función influencia a partir de mediciones de presión utilizando la aproximación de fuentes instantáneas es apropiada para el análisis de datos de incremento de presión ó decremento en pozos inyectoros (fall off) con tiempos largos de cierre, DST y multiprobadores de formación (RFT). La ec. (57) se puede aplicar para éste propósito con tiempos de cierre mayores que $2t_p$ como sigue:^{1P}

$$\frac{\partial \Delta p_1}{\partial t} (\Delta t + t_p/2) = \frac{1}{24 Q} [P_i - P_{vs}(\Delta t)] \dots\dots\dots (5B)$$

donde Δp_1 está expresada en psi/STB/D y Q está dado en STB. La figura 74 ilustra la aplicación de ésta técnica para calcular la derivada de la función influencia a partir de una prueba de incremento de presión.^{1P}

Aunque éste método es simple, se deben de considerar los siguientes factores cuando se aplique:^{1P}

- La presión inicial se debe conocer.
- La derivada de la función influencia es evaluada al tiempo $\Delta t + t_p/2$.
- La producción acumulativa antes del cierre debe ser conocida.
- El análisis es válido para tiempos largos de cierre ($\Delta t > 2t_p$).
- El análisis es válido para cualquier tipo de flujo (lineal, bilineal, radial, esférico, pseudo-estacionario, etc.).

Cálculo de la presión inicial.

Uno de los objetivos del DST y del multiprobador de formación (RFT) es determinar la presión inicial del yacimiento. Para este caso la ec. (58) no se puede aplicar y la técnica se debe modificar. Un camino para resolver este problema es usar la segunda derivada de la función influencia, de la ec. (58) tenemos que:¹⁰

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1 (\Delta t + t_p/2)}{\partial t^2} = \frac{1}{24 Q} \frac{\partial P_{vs} (\Delta t)}{\partial t} \dots\dots (59)$$

para $\Delta t \geq 2t_p$

Una gráfica log-log de la función $t^2 \text{ABS}(d^2 \Delta p_1 / dt^2)$ contra el tiempo exhibe líneas rectas de pendientes cero, 1/4, 1/2, y -1/2 para los flujos radial, bilineal, lineal, y esférico, respectivamente, como se muestra en la figura 75.¹⁰

La presión inicial puede ser calculada a partir de los datos de un régimen de flujo dado (cualquier porción en la línea recta de la gráfica log-log de la segunda derivada de la función) utilizando la siguiente ecuación:¹⁰

$$P_i = P_{vs} (\Delta t) - (\Delta t + t_p/2) \frac{1}{(n-1)} \frac{\partial P_{vs} (\Delta t)}{\partial t} \dots\dots\dots (60)$$

donde n es la pendiente de la porción de recta. Una vez calculada la presión inicial, la primera derivada de la función influencia puede ser calculada utilizando la ec. (58).¹⁰

Diagnóstico del flujo para tiempos cortos.

El diagnóstico de flujo puede hacerse utilizando cualquiera de las dos derivadas (primera ó segunda). Este tipo de análisis se hace considerando los datos de tiempo para un cierre largo ($\Delta t \geq 2t_p$). Es conveniente estimar la primera y segunda derivadas de la función influencia para tiempos cortos ($\Delta t < t_p$). A partir de la ec. (50), la derivada de la función influencia es:¹⁰

$$\frac{\partial \Delta p_1(\Delta t)}{\partial t} = \frac{\partial \Delta p_1(t_p + \Delta t)}{\partial t} + \frac{t_p}{24 Q} \frac{\partial P_{vs}(\Delta t)}{\partial t} \dots$$

.....(61)

y la segunda derivada de Δp_1 está dada por:

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1(\Delta t)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 \Delta p_1(t_p + \Delta t)}{\partial t^2} + \frac{t_p}{24 Q} \frac{\partial^2 P_{vs}(\Delta t)}{\partial t^2} \dots$$

.....(62)

Estas ecuaciones pueden ser utilizadas para calcular la función para tiempos cortos. Estas fórmulas son válidas siempre que el gasto previo al cierre sea constante. Si el gasto cambia durante el período de producción, entonces las ecs. (61) y (62) no pueden aplicarse.¹⁰

Gasto variable antes del cierre.

Consideremos que el gasto antes de la prueba de incremento cambia con el tiempo. La curva del gasto puede ser aproximada por períodos de flujo igualmente espaciados a gasto constante, como se muestra en la figura 76. Aquí el período de producción se dividió en N intervalos. La presión de cierre para cualquier tiempo puede ser expresada como:¹⁰

$$P_{vs}(\Delta t_k) = P_i - \sum_{j=1}^N q_j \Delta t \frac{\partial \Delta p_1(\Delta t_k + t_p - t_{j-1/2})}{\partial t} \dots\dots$$

para $k = 1, 2, 3, \dots, NP$

donde NP es el número de puntos de observación durante el incremento. La ec. (63) genera un sistema de NP ecuaciones con NP + N-1 derivadas de $d\Delta p_1/dt$ desconocidas. Este sistema de ecuaciones puede ser resuelto considerando que para tiempos largos de cierre la siguiente relación es válida:¹⁰

$$\frac{\partial \Delta p_1(\Delta t_j + t_p/2)}{\partial t} = \frac{1}{24 \Omega} [P_i - P_{vs}(\Delta t_j)] \dots\dots (64)$$

para $\Delta t_j \geq 2t_p$

Una combinación de las ecs. (63) y (64) proporciona un sistema de ecuaciones con una matriz de coeficientes que es triangular inferior, y la solución puede realizarse por un proceso de sustitución regresiva. Esta técnica puede aplicarse solamente cuando el gasto es cero durante el incremento.¹⁰

En caso de que la presión inicial no se conozca, la siguiente ecuación puede ser utilizada para calcular la segunda derivada de la función influencia:¹⁰

$$\frac{\partial^2 P_{vs}(\Delta t_k)}{\partial t^2} = -\sum_{j=1}^N q_j \Delta t \frac{\partial^2 \Delta p_1(\Delta t_k + t_p - t_{j-1/2})}{\partial t^2} \dots\dots$$

..... (65)

y

$$\frac{\partial^2 \Delta p_1 (\Delta t_1 + t_p/z)}{\partial t^2} = - \frac{1}{24 Q} \frac{\partial P_w (\Delta t_1)}{\partial t} \dots\dots\dots (66)$$

Con esta aproximación uno puede calcular la primera derivada de la presión de cierre para estimar la segunda derivada de la función influencia para tiempos cortos ($t < 2t_p$).¹⁰

En resumen se puede señalar lo siguiente:¹⁰

- Esta técnica para analizar las pruebas de incremento e inyectividad en pozos productores elimina el efecto del tiempo de producción.
- El método se basa en la respuesta de presión de una fuente instantánea y toma en cuenta la variación del gasto antes del cierre.
- El método permite determinar el régimen de flujo presente durante la prueba indicando la gráfica específica para el análisis.
- Esta técnica no supone el régimen de flujo y puede ser aplicada siempre que el principio de superposición sea válido para cualquier tipo de sistema pozo-yacimiento (homogéneo, doble porosidad, pozo fracturado, pozo parcialmente penetrante, etc.).
- Si la presión inicial del yacimiento es conocida, la primera derivada de la función influencia del sistema puede ser estimada directamente a partir de la misma presión.
- Si la presión inicial del yacimiento no es conocida, entonces, la segunda derivada de la función influencia se calcula a partir de la primera derivada de la presión de cierre.

- Este procedimiento se aplica siempre que el tiempo de cierre sea tres veces menor que el periodo de producción.
- El cálculo de la presión inicial es posible si la prueba presenta un régimen de flujo definido (radial, bilineal, lineal ó esférico).
- Este método es apropiado para analizar pruebas DST, multiprobador de formación (RFT) y pruebas de incremento e inyectividad con tiempos largos de cierre.¹⁰

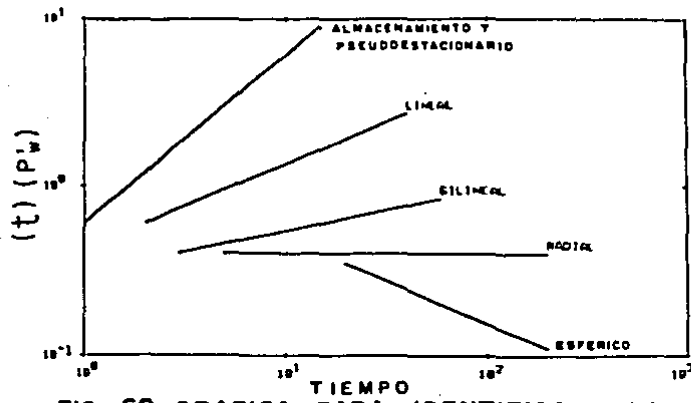


FIG. 69. GRAFICA PARA IDENTIFICAR LOS REGIMENES DE FLUJO¹⁹

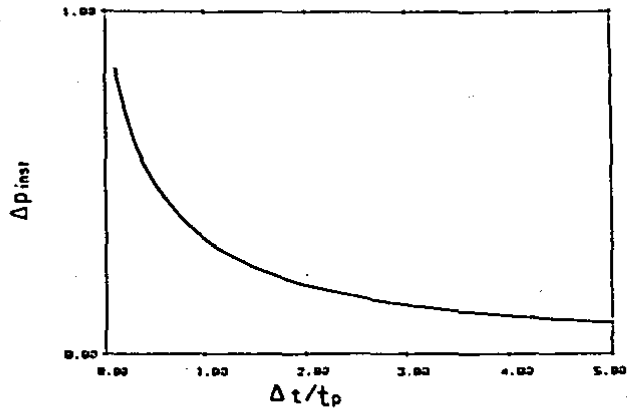


FIG. 70. CAIDA DE PRESION CAUSADA POR UNA FUENTE INSTANTANEA¹⁹

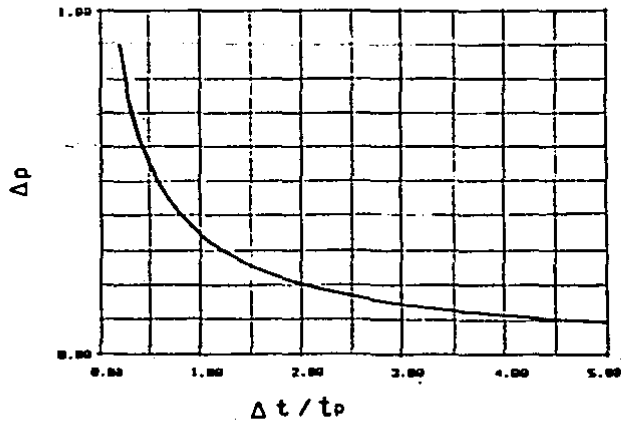


FIG. 71. PRESION DE CIERRE CAUSADA POR UNA FUENTE CONTINUA¹⁹

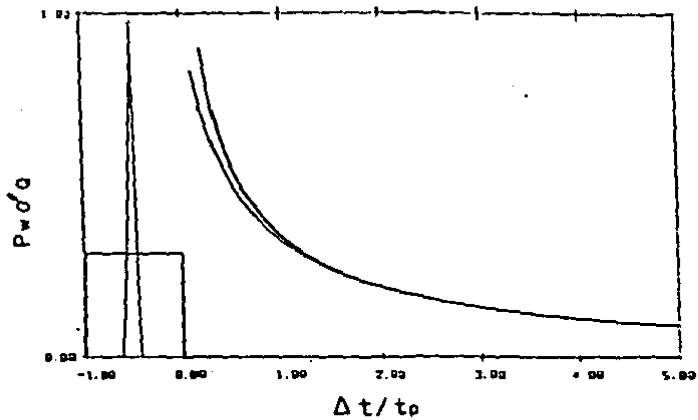


FIG.72...CAIDA DE PRESION CAUSADA POR UNA FUENTE CONTINUA Y UNA INSTANTANEA.¹⁹

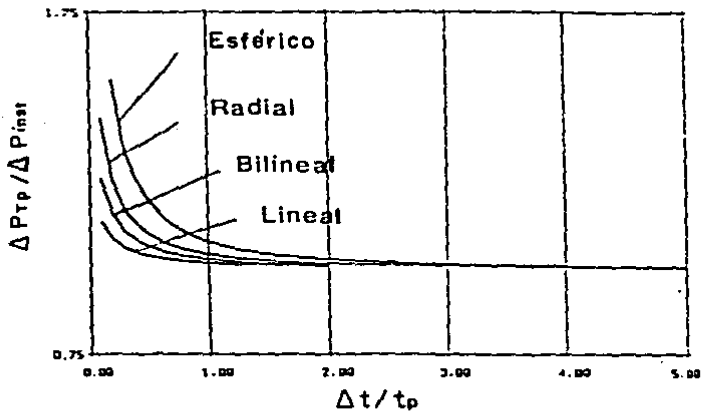


FIG.73...RELACION DE LA CAIDA DE PRESION PARA DIFERENTES REGIMENES DE FLUJO.¹⁹

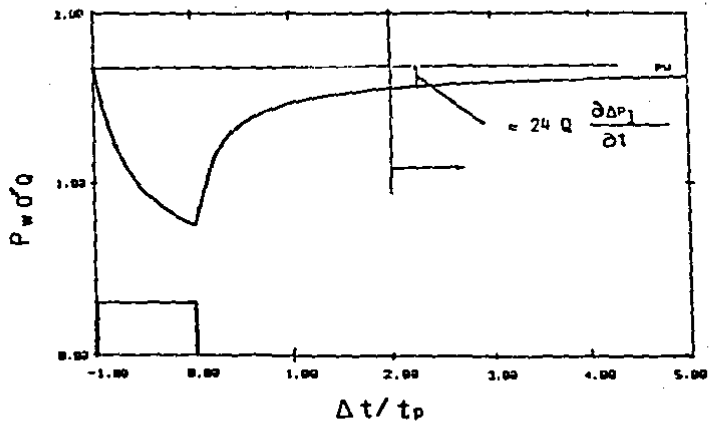


FIG.74... APROXIMACION PARA LA PRIMERA DERIVADA DE LA FUNCION INFLUENCIA.¹⁹

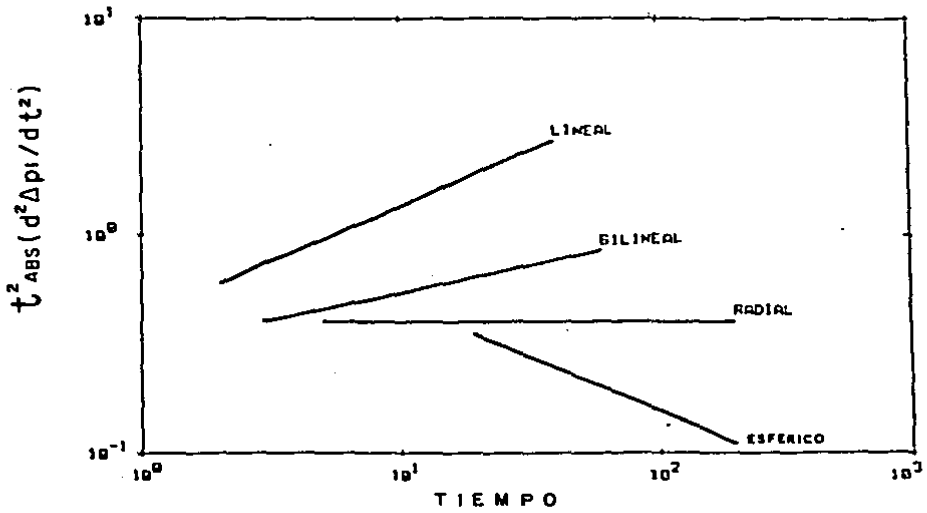


FIG.75. _GRAFICA DE LA SEGUNDA DERIVADA PARA IDENTIFICAR LOS REGIMENES DE FLUJO.¹⁹

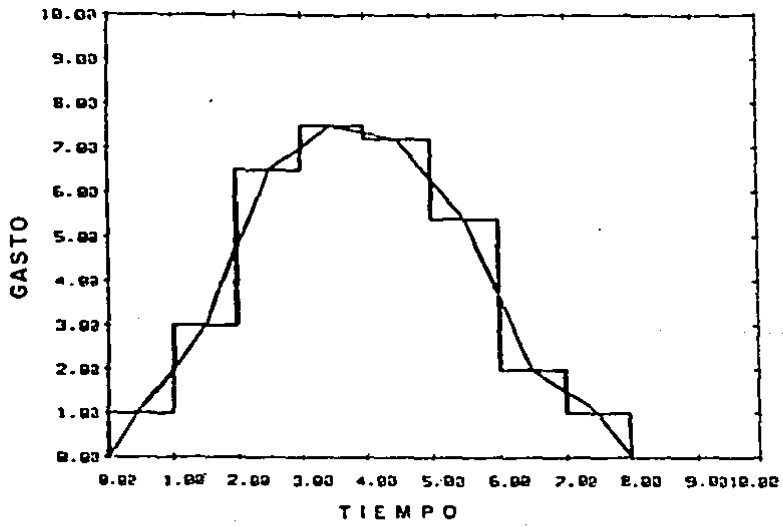


FIG.76 _ APROXIMACION DE LA HISTORIA DE FLUJO ANTES DEL CIERRE.¹⁹

CAPITULO IV
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

IV.A.- CONCLUSIONES:

- 1.- Una prueba DST permite poner a producir temporalmente el pozo sin invertir una gran cantidad de dinero, en tubería de producción y a veces en tubería de revestimiento.
- 2.- Las pruebas de formación son el único método de tener datos de presión y temperatura a condiciones dinámicas, además se obtiene una muestra representativa del fluido que contiene la formación.
- 3.- Un aparejo de prueba es seguro, pues incluye tres dispositivos de seguridad:
 - a) en el fondo del pozo
 - b) en los preventores
 - c) en la superficie
- 4.- Existen varios métodos para analizar los datos de presión en un DST. La aplicación del método de Horner puede conducir a resultados inciertos cuando no se cumple alguna de las suposiciones de éste método, por lo tanto es conveniente realizar primero un diagnóstico de los diferentes regímenes de flujo presentes en la prueba y posteriormente aplicar el modelo de análisis más adecuado, se recomienda la aplicación de los métodos de Correa y Ramey y de Cinco Ley y colaboradores para el caso de los periodos de cierre y el método de Ramey, Agarwal y Martin para los periodos de flujo.

IV.B.- RECOMENDACIONES:

- 1.- Antes de interpretar los datos de presión es necesario comprobar la precisión de los indicadores de presión, comparando sus lecturas en varios puntos.
- 2.- Como regla general la válvula de prueba nunca se debe abrir durante la noche. De cualquier modo, una vez que se han estabilizado las condiciones de flujo, no hay razón para no continuar durante la noche.
- 3.- La circulación inversa de los fluidos contenidos en la tubería no debe hacerse durante el período de cierre final, por que se pueden alterar las lecturas de los indicadores de presión.
- 4.- La recuperación y el descenso de las herramientas en el pozo deben hacerse lentamente, ya que puede causar un efecto de pistón sobre la formación, además los registradores de presión pueden dañarse.
- 5.- Todas las herramientas deben ser medidas para poder realizar el ajuste de la profundidad del empacador.
- 6.- Durante el descenso del aparejo, debe vigilarse que el espacio anular se mantenga siempre lleno.
- 7.- Es conveniente correr un escariador, antes de realizar una prueba DST.
- 8.- El tiempo de cierre debe ser de por lo menos tres veces la duración del período de flujo anterior.

NOMENCLATURA

- B_o = Factor de volumen del aceite de la formación.
 C = Constante de almacenamiento del pozo, STB/psi.
 C_D = $\frac{C}{2 \pi \phi h c_l r_w^2}$; Coeficiente de almacenamiento adimensional
 C_A = Factor de forma de Dietz.
 $(C_D e^{2s})_M$ = Parámetro adimensional sobre la curva ajustada.
 c_l = Compresibilidad total, psi^{-1} .
 c_v = Compresibilidad del fluido en el pozo, psi^{-1} .
 d = Operador diferencial.
 DR = Relación de daño.
 g = Aceleración de la gravedad, ft/seg^2 .
 h = Espesor de la formación, ft.
 k = Permeabilidad de la formación, md.
 M = Punto de observación.
 M_o = Punto donde se localiza la fuente.
 m = Pendiente de la línea recta de Horner, psi/ciclo .
 m_c = Pendiente de la gráfica $p_{wf} V_o R_c (\Delta t)$, psi .
 m_F = Pendiente de la gráfica $p_{wf} V_o (t)^{1/2}$.
 N = Número de períodos de flujo antes del cierre.
 NP = Número de puntos de observación durante el incremento.
 n = Pendiente de la porción de la línea recta en una gráfica log-log de la segunda derivada.
 p = Presión, psi .
 p_D = Solución adimensional para gasto constante con almacenamiento y daño.
 p_{inst} = Cambio de presión causada por una fuente instantánea, psi .
 p_i = Presión inicial del yacimiento, psi .
 p_o = Presión de flujo inicial, psi .
 p_{1hr} = Presión a una hora, psi .
 \bar{p} = Presión promedio del yacimiento, psi .
 p_{ihm} = Presión hidrostática inicial, psi .
 p_{isl} = Presión de cierre inicial, psi .
 $p_{ffa} = p_{fi}$ = Presión final del flujo inicial, psi .

$P_{iffz} = P_f$ = Presión final del flujo final, psi.

$P_{fal} = P_{sf}$ = Presión de cierre final, psi.

P_{fhm} = Presión hidrostática final, psi.

p_{DR} = Relación adimensional de presión.

p_{Do} = Presión adimensional inicial.

p_{lp} = Cambio de presión causada por una fuente continua, psi.

Δp_s = Función influencia (respuesta de presión a un gasto unitario), psi/STB/D.

p_v = Presión del pozo, psi.

p_{vf} = Presión de fondo fluyendo, psi.

p_{va} = Presión de fondo cerrado, psi.

$p_D(r_D, t_D) = \frac{p_i - p(r, t)}{p_i - p_o}$; presión del yacimiento adimensional

$p_{vD}(t_D) = \frac{p_i - p_v(t)}{p_i - p_o}$; presión adimensional del pozo

q = Gasto, STB/D.

Q = Producción acumulativa antes del cierre, STB.

q_v = Gasto de producción variable, STB/D.

q^* = Gasto modificado, STB/D.

r = Distancia radial desde el pozo, ft.

r_d = Radio de drene, ft.

r_e = Radio externo del yacimiento, ft.

r_p = Radio interno de la tubería de producción, ft.

r_v = Radio del pozo, ft.

R_c = Función del tiempo de cierre.

$r_D = \frac{r}{r_v}$; radio adimensional

S = Función fuente.

S = Factor de daño.

S_k = Función unitaria de un paso.

t = Tiempo, hrs.

$(t_D/C_D)_M$ = Parámetro adimensional de ajuste.

t_M = tiempo de ajuste, hrs.

$$t_D = \frac{k t}{\phi \mu c_t r_w^2} ; \text{ tiempo adimensional}$$

t_p = Tiempo de producción, hrs.

t^* = Tiempo de producción modificado, hrs.

V_v = Volumen almacenado en el fondo del pozo, STB.

V_o = Volumen de aceite en la T. P. , STB.

V_u = Volumen por unidad de longitud de tubería, STB/ft.

α_v = Relación de volumen.

β = Factor de tamaño y forma del yacimiento.

Δt = Tiempo de cierre, hrs.

Δp_s = Caída de presión debida al daño, psi.

∂ = Operador diferencial parcial.

γ_v = Peso específico del fluido en el pozo, $\text{lbm/ft}^3 \text{seg}^2$.

ϕ = Porosidad, fracción.

μ = Viscosidad, cp.

ρ = Densidad del fluido, lbm/ft^3 .

τ = Variable de integración.

SUBINDICES:

D = Adimensional.

F = Flujo.

S = Cierre.

1 = Primer ciclo.

2 = Segundo ciclo.

REFERENCIAS

- 1.- Correa, A.C. and Ramey H.J., Jr. "A Method for Pressure Analysis of Drillstem Test", SPE 16802, congreso de la SPE en September 27-30, 1987.
- 2.- Dolan, Jhon P., Einarsen, Charles A. and Hill, Gilman A.: "Special Applications of Drill-Stem Test Pressure Data", Trans., AIME (1957) 210, 31B-324.
- 3.- Moran, J>H> and Finklea, E.E.: "Theoretical Analysis of Pressure Phenomena Associated with the Wireline Formation Tester", J. Pet. Tech. (Aug., 1962) 899-908.
- 4.- Maier, L. F. : "Recent Developments in the Interpretation and Application of DST Data", J. Pet. Tech. (Nov., 1962) 1213-1222.
- 5.- Brill, J.P., Bourgoyne, A.T., and Dixon, T.N.: "Numerical Simulation of Drillstem Test as an Interpretation Technique", J. Pet. Tech. (Nov., 1969) 1413-1420.
- 6.- Kohlhaas, Charles A.: "A Method for Analyzing Pressures Measured During Drillstem-Test Flow Periods", J. Pet. Tech. (Oct., 1972) 1278-1282; Trans., AIME, 253.
- 7.- Ramey, Henry J., Jr., Agarwal, Ram G., and Martin, Ian: "Analysis of 'Slug Test' or DST Flow Period Data", J. Cdn. Pet. Tech> (July-Sept., 1975) 37-47.
- 8.- Schultz, A.L., Bell, W.T., and Urbanosky, H.J.: "Advancements in Uncased-Hole, Wireline Formation-Tester Techniques", J. Pet. Tech. (Nov., 1975) 1331-1336.
- 9.- Earlougher, R. C., Jr.: "Advances in Well Test Analysis", Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas (1977) Chap. 8.
- 10.- Matthews, C.S. and Russell, D.G.: "Pressure Buildup and Flow Test in Wells", Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) Chap. 9.

- 11.-van Poolen, H.K.: "Status of Drill-Stem Testing Techniques and Analysis", J. Pet. Tech. (April 1961) 333-339. También Reprint Series, No. 9 - Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas(1967) 104-110.
- 12.- McAlister, J.A., Nutter, B.P., and Lebourg, M.: "A New System of Tools for Better Control and Interpretation of Drill-Stem Test", J. Pet. Tech. (Feb., 1965) 207-214; Trans. AIME 234.
- 13.- Edwards, A.G. and Winn, R.H.: "A Summary of Modern Tools and Techniques Used in Drill Stem Testing", Publication T-4069, Halliburton Co., Duncan, Okla. (Sept., 1973).
- 14.- "Review of Basic Formation Evaluation", Form J-328. Johnston Schlumberger, Houston. (1974).
- 15.- Edwards, A.G. and Shryock, S.H.: "New Generation Drill Stem Testing Tools Technology", Pet. Eng. (July 1974) 46, 51, 56, 58, 61.
- 16.- Timmerman, E.H. and van Poolen, H.K.: "Practical Use of Drill-Stem Test", J. Cdn. Pet. Tech. (April-June 1972) 31-41.
- 17.- "Pruebas de Formación (DST) en pozos abiertos", Schlumberger, México (1988).
- 18.- D. Bourdet, T.M. Whittle, A.A. Douglas and Y.M. Pirard.: "A New set of type curves simplifies well test analysis", World Oil, May 1983.
- 19.- H. Cinco-Ley, F. Kuchuk, J. Ayoub, F. Samaniego-V. and L. Ayestaran.: "Analysis of Pressure Test through the Use of Instantaneous Source Response Concepts", artículo SPE 15476 presentado en el 61 th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE of AIME, New Orleans, L.A., Oct. 5-8, 1986.
- 20.- Gibson, J.A. and Campbell, A.T., Jr.: "Calculating the Distance to a Discontinuity From D.S.T. Data", paper SPE 3016 presented at the SPE-AIME 45 th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 4-7, 1970.

- 21.-Earlougher, Robert C., Jr., and Kersch, Keith M.: "Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching". J. Pet. Tech. (July 1974) 793-800; Trans., AIME, 257.
- 22.- McKinley, R.M.: "Wellbore Transmissibility From Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data". J. Pet. Tech. (July 1971) 863-872; Trans., AIME, 251.
- 23.- Odeh, A.S. and Selig, F.: "Pressure Build-Up Analysis, Variable-Rate Case", J. Pet. Tech. (July 1963) 790-794; Trans., AIME, 228. También Reprint Series, No.9 - Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 131-135.
- 24.- Ammann, Charles B.: "Case Histories of Analyses of Characteristics of Reservoir Rock From Drill-Stem Tests", J. Pet. Tech. (May 1960) 27-36.
- 25.- Black, W. Marshall: "A review of Drill-Stem Testing Techniques and Analysis", J. Pet. Tech. (June 1956) 21-30.
- 26.- van Poolen, H.K. and Weber, J.B.: "Data Analysis for High Influx Wells", artículo SPE 3017 presentado en el 45 th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 4-7, 1970.
- 27.- Bourdet, D., Ayoub, J.A. and Pirard, Y.M.: "Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation", artículo SPE 12777 presentado en la California Regional Meeting, April, 1984.
- 28.- Bourdet, D., Ayoub, J.A., Whittle, T.M., Pirard, Y.M. and Kniazeff, V.: "Interpreting Well Tests in Fractured Reservoirs", World Oil, Oct. 1983.
- 29.- Bourdet, D., Alagoa, A., Ayoub, J.A. and Pirard, Y.M.: "New Type Curves Aid Analysis of Fissured Zone Well Tests", World Oil, April, 1984.
- 30.- Gringarten, A.C. and Ramey, H.J., Jr.: "The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady Flow Problems in Reservoirs", Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1973); Trans., AIME, 255 .